

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA / ENGENHARIA ELÉTRICA
Trabalho Final de Curso II

Áleph Toledo Chagas Pereira
Jordan Jorge de Carvalho

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PÓS MUDANÇAS PROPOSTAS NA
RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 E SISTEMA COM INVERSOR
HÍBRIDO – ESTUDO DE CASO**

Trabalho Final de Curso como parte dos requisitos para
obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica
apresentado à Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Carlos Augusto Guimarães Medeiros – Orientador PUC Goiás.

Prof. Luís Fernando Pagotti – PUC Goiás.

Prof. Wanderson Rainer Hilário Araújo – PUC Goiás.

Goiânia, 28 de junho de 2021.

Análise de Viabilidade Econômica na Geração Distribuída Fotovoltaica Pós Mudanças Propostas na Resolução Normativa 482/2012 e Sistema com Inversor Híbrido – Estudo de Caso

Jordan Jorge de Carvalho, Áleph Toledo Chagas Pereira, *orientandos, Eng. Elétrica, PUC Goiás*

Resumo — Este trabalho analisa possíveis alterações nas normativas que regem o sistema de compensação de energia, da geração distribuída nacional; além disso, realiza estudo comparativo com uso de inversor solar híbrido (inversor de sistema fotovoltaico conectado à rede, com baterias para armazenamento de energia). É feito o comparativo do custo de investimento em cada alternativa prevista na revisão da resolução normativa correspondente, com o custo no sistema com inversor híbrido. Os resultados obtidos apresentam um aumento significativo e progressivo no custo de investimento de cada alternativa analisada. A opção do sistema com inversor híbrido se demonstra inviável num primeiro momento, devido aos atuais altos custos da tecnologia de armazenamento de energia.

Palavras-chave — geração distribuída, sistema fotovoltaico, armazenamento de energia, viabilidade financeira.

I. INTRODUÇÃO

Em vários países a geração de energia elétrica era proveniente da exploração de fontes fósseis, como o carvão e o petróleo. Esse padrão mudou nas últimas décadas, se descarbonizando e expandindo, com a preferência pela geração por outras fontes de energia [1].

Com a sexta tarifa de energia elétrica mais cara do mundo, o Brasil vem buscando ampliar o incentivo e o investimento em outras fontes renováveis, como: eólica, solar, biomassa, etc. Sendo um dos países que mais recebem irradiação solar no mundo e dispondo de uma grande extensão territorial, solar e eólica são as fontes com maior crescimento no mercado brasileiro nos últimos 5 anos [1].

Em 17 de abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicou a Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012), a qual possibilitou o consumidor brasileiro gerar sua própria energia através de fontes renováveis e não renováveis e, inclusive, fornecer excedentes para a rede de distribuição da concessionária de energia local [2].

Nesta resolução foi definida a forma de acesso à rede e as regras para compensação dos excedentes gerados, através do denominado crédito energético no sistema *net metering*.

Com uma inércia de mercado a se vencer após a publicação da REN 482/2012, a ANEEL publicou em 24 de novembro de 2015, com o intuito de aprimorar e revisar o que foi estabelecido, a Resolução Normativa nº 687 (REN 687/2015).

As novas regras determinaram as faixas de potência para mini e microgeração, houve aumento do prazo de validade para compensação dos créditos de 36 para 60 meses, e incluiu-se a possibilidade de geração distribuída em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (exemplo de condomínios para compensação de créditos entre os condôminos) e a possibilidade de geração distribuída na modalidade consórcio ou cooperativa [3].

A partir da publicação REN 482/2012, cada concessionária de energia local publicou sua própria norma obedecendo as resoluções nacionais e internacionais com as especificações individuais para projetos, processos, segurança, etc. No caso da concessionária Enel Goiás, a norma específica para conexão de projetos em geração distribuída foi iniciada pela Normativa Técnica Celg D 71 (NTC 71), publicada pela antiga concessionária CELG D, e substituída pela Especificação Técnica n. 122 publicada em 2018.

A REN 482 é um marco histórico para incentivar o uso de fontes renováveis e descentralização da matriz elétrica brasileira.

Visando aprimorar e incentivar ainda mais o mercado de geração distribuída, a REN 687 trouxe novas possibilidades juntamente com a incógnita da revisão que estava prevista para 31 de dezembro de 2019, conforme artigo 15 da resolução.

Paralelamente a isso, o armazenamento de energia através de baterias, é uma das tecnologias mais atuais disponíveis no mercado, que podem tornar o sistema elétrico mais robusto e confiável, podendo oferecer uma maior qualidade ao sistema de energia elétrica [4], e favorecer maior penetração de fontes intermitentes como a fotovoltaica e a eólica.

Diante disto, este trabalho tem por objetivo, analisar o impacto financeiro no investimento de um projeto de geração solar fotovoltaica distribuída, conforme cenários propostos pela ANEEL para a nova revisão da REN 482, previsto para o primeiro semestre de 2021; além disso, analisar o emprego de um sistema fotovoltaico com inversor conectado à rede híbrido (com armazenamento de energia com baterias), como alternativa para a unidade consumidora (UC).

II. BATERIAS E OUTROS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Ao longo dos anos, a utilização de baterias vem sendo requerida para o sistema elétrico, como forma de sanar alguns problemas que são recorrentes, como queda de tensão em horários de pico, falta de energia em situações de emergência,

dentre outros. As oscilações e ausência de energia podem gerar prejuízos e diversos outros problemas pela perda de material ou informações. Por isso, várias empresas repensam o uso desse tipo de sistema em emergências [5].

Existem vários tipos de Sistemas Armazenadores de Energia (SAE). De acordo com [5], estima-se que a capacidade total a nível mundial de SAE em 2018 girava em torno de 197 GW.

Um SAE consegue suprir diversas áreas, em diferentes níveis de demandas, podendo ajudar na correção de nível de tensão na distribuição, ou até do consumidor final, dentre outras aplicações.

Em relação ao armazenamento de energia no Brasil, segundo estudos da Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAUQUE), a aplicação desses sistemas ainda é um tanto quanto limitada, sendo que a maioria usa sistemas *no-break* ou outro tipo de aplicação específica.

Com o crescente aumento do consumo de energia elétrica, cresce também a procura por armazenamento desta forma de energia, com destaque para tecnologias em baterias, que vêm apresentando reduções consideráveis em custos, devido à alta de carros elétricos e de outros setores de consumo.

E, também, o importante crescimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados, o que se reflete no preço das baterias, podendo atingir percentuais de redução em torno de 50% até 2030 [6].

Como exemplo de grande porte, cita-se o projeto do maior sistema de armazenamento de energia a bateria do mundo, o Gateway Energy Storage (agosto de 2020), em San Diego – CA (Estados Unidos da América), pela empresa LS Power, ilustrado na Fig. 1.

O projeto, de 250 MW, tem como principal função melhorar a confiabilidade na rede elétrica e, conseqüentemente, reduzir custos para o cliente final [7].



Fig. 1. LS Power Gateway Energy Storage - CA, EUA [7].

Como outro exemplo, destaca-se a empresa norte americana Tesla, que anunciou, em julho de 2019, seu novo sistema de armazenamento de energia, o Megapack, em escala de serviços públicos, ver Fig. 2. Esta empresa também comercializa sistemas residenciais e comerciais automatizados.

A fim de suportar picos de cargas na rede de distribuição, as concessionárias de energia elétrica podem usar sistemas de armazenamentos robustos e de potência elevada, na ordem de megawatts ou acima.



Fig. 2. Megapack Tesla - CA, EUA [8].

Há um novo sistema, em estudos, para o armazenamento de energia renovável com uso de pedras. Evoluiu bastante com uma planta de demonstração, em escala de rede, localizada na Dinamarca. Nesse sistema, basalto é triturado em pequenos tamanhos, sendo aquecido e resfriado em tanques de aço isolados. Esse método de armazenamento de energia, se comparado com os demais, é mais barato e eficiente no que se diz respeito a armazenamento de energia excedente. Comparado com as baterias de lítio que são econômicas somente para curtos períodos (até 4 horas aproximadamente), o armazenamento em pedras oferece um suporte econômico para o fornecimento de energia por períodos mais longos (cerca de 1 semana). O basalto além de ser barato e sustentável, pode armazenar grande quantidade de energia em pequenos espaços, e suportar níveis elevados de cargas e descargas [9].

III. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM INVERSOR HÍBRIDO

O sistema fotovoltaico com inversor híbrido vem sendo usado para proporcionar uma melhor confiabilidade energética para o cliente final. Esse tipo de sistema usa baterias para armazenar a energia excedente (que não é consumida no momento que é gerada, ou seja, que sobra), a qual pode ser utilizada por equipamentos elétricos posteriormente. O custo é mais alto pelo fato de ser usadas baterias [10].

Nesse sistema, os módulos fotovoltaicos, conectados ao inversor, recebem irradiância solar e produzem sinais elétricos, tensão e corrente contínuas (c.c.). O inversor híbrido, por sua vez, incorpora as funções de controle de carga e descarga do banco de baterias a ele ligado, e de conversão dos sinais de corrente contínua para corrente alternada (c.a.), sincronizando-se com a rede elétrica c.a. A energia é utilizada pelas cargas locais, sendo o excedente armazenado no banco de baterias. Caso as baterias estejam totalmente carregadas, a energia é injetada na rede elétrica da concessionária local. A Fig. 3 ilustra um tipo de inversor híbrido, em uma aplicação residencial.



Fig. 3. Diagrama básico de um sistema solar com inversor híbrido [11].

IV. MUDANÇAS NA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Conforme estabelece a ANEEL, o sistema de compensação de energia conhecido como *net metering*, permite que a energia excedente, proveniente de geração própria, possa ser injetada na rede da distribuidora local e compensada em outro mês, na mesma unidade consumidora (UC), ou em outra UC de mesma titularidade em mesma área de concessão [12].

De acordo com a ANEEL, a energia ativa injetada é considerada como um empréstimo gratuito à concessionária local e posteriormente compensada de acordo com o consumo da UC [13]. O sistema conectado à rede (*grid-connected*, ou popularmente conhecido como *on grid*) é classificado em duas faixas de potência, a microgeração e minigeração, como exposto a seguir.

A. Classificação da central geradora

Microgeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [14].

Minigeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídras ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [14].

Na geração distribuída é possível gerar energia de forma conectada a carga ou de forma remota, sendo quatro as modalidades: geração junto a carga; autoconsumo remoto; geração compartilhada; e, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

O item B na sequência explica estas modalidades do sistema de compensação, cuja compreensão é necessária para o entendimento dos estudos de caso que serão apresentados posteriormente.

B. Modalidades de compensação pela ANEEL

Geração junto a carga: é um sistema de geração de energia (como o solar fotovoltaico por exemplo), que é instalado no mesmo local em que há o consumo de energia. A geração do sistema atenderá primeiramente o consumo interno da UC, e o excedente gerado, será injetado na rede local para compensação em fatura(s) posterior(es).

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão da distribuidora, nas quais a energia excedente será compensada [14].

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada [14].

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia

elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma UC e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma UC distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento [14].

C. Componentes tarifárias

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema [15]. Seus tipos são:

TUSD – Fio A: componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros [16].

TUSD - Fio B: componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora [16].

TUSD - Encargos: componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica [16].

TUSD - Perdas: componente da tarifa correspondente às perdas elétricas técnicas e não técnicas proveniente da distribuição de energia elétrica [16].

TE: Tarifa de Energia, corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia [15]. Seus tipos são:

TE - Encargos: componente da Tarifa de Energia relacionada aos encargos da venda de energia elétrica.

TE – Energia: é o valor da energia consumida, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia [8].

A Fig. 4 mostra o percentual destas componentes.

TUSD - Fio B (28%)	Serviço de distribuição de energia elétrica
TUSD - Fio A (6%)	Serviço de transmissão de energia elétrica
TUSD - Encargos (7%)	Encargos Setoriais (RGR, P&D_EE, TFSEE, ONS, CCC, CDE e PROINFA)
TUSD - Perdas (8%)	Perdas elétricas técnicas e não técnicas
TE - Encargos (14%)	Encargos Setoriais (ESS, ERR, P&D_EE e CFURH)
TE - Energia (37%)	Custo de aquisição de energia elétrica para revenda ao consumidor

Fig. 4. Percentual de cada componente da tarifa [17].

D. Mudanças na compensação de energia - alternativas

Em 15 de outubro de 2019, a ANEEL realizou a 38ª Reunião Pública Ordinária, na qual se discutiu os cenários previstos para o futuro da geração distribuída.

Alegando ser necessário para o equilíbrio econômico, a revisão da normativa gera grandes discussões principalmente no quesito da eliminação de benefícios e a cobrança pelo uso do sistema.

As cinco alternativas de mudança na compensação em discussão estão ilustradas na Fig. 5.

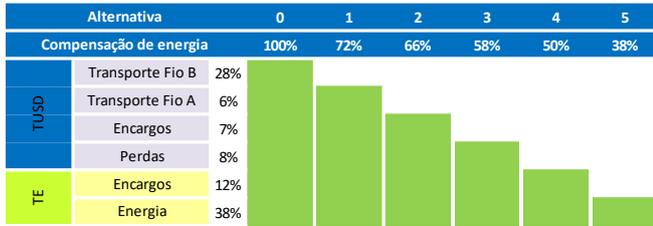


Fig. 5. Componentes atendidos em cada alternativa.
Fonte: autores do trabalho.

Com a abertura das consultas públicas em 2019 pela ANEEL para definição das novas regras que serão aplicáveis à micro e minigeração distribuída, a revisão da resolução normativa nº482/2012 vem se tornando cada vez mais uma preocupação do consumidor e das empresas do mercado fotovoltaico. Principalmente pela incerteza de qual ou quais alternativas passarão a valer e quais serão os gatilhos para vigência da mudança.

E. Retorno do investimento

O cálculo de retorno do investimento (*payback* simples) de um sistema solar fotovoltaico, refere-se ao tempo em que o investimento é pago através da economia gerada pela usina. Para calcular esse indicador financeiro, basta dividir o valor do investimento pelo custo da energia gerada ao longo de um ano, conforme a equação (1).

$$Payback = \frac{Investimento (R\$)}{Energia gerada \times Valor da tarifa} \quad (1)$$

O *payback* também pode ser representado através de um fluxo de caixa com reajustes previstos. No caso das figuras que representam o fluxo de caixa em cada alternativa, foi considerado um reajuste anual de 6% sobre as tarifas da distribuidora e a degradação dos módulos ao longo dos 25 anos, o que representa uma redução na geração em 0,8% ao ano. Por este motivo, o rompimento da curva do fluxo de caixa para o patamar positivo, não ocorrerá no mesmo tempo que do *payback* simples calculado pela equação (1).

V. DESENVOLVIMENTO

Dando continuidade ao estudo desenvolvido no TFC I, neste trabalho apresenta-se o comparativo do custo de investimento de sistema solar fotovoltaico (SFV) nas alternativas 0, 2, 3, 4 e 5 em relação a um SFV híbrido com uso de baterias para armazenamento da energia excedente gerada pela usina. O trabalho aborda o dimensionamento e a análise de impacto na viabilidade financeira do SFV necessário para cada alternativa proposta. Para cada simulação referente a alternativa escolhida, denominou-se as seguintes siglas: SFV-0, SFV-2, SFV-3, SFV-4, SFV-5, e SFV-H referente ao sistema com inversor híbrido (conectado à rede e com uso de baterias).

O estudo de caso do SFV-1 não foi apresentado neste artigo por já ter sido estudado no Trabalho Final de Curso I (o TFC I, cuja continuação é feita neste TFC II), e por se tratar de uma alternativa com baixa probabilidade de vigorar após a revisão da REN 482.

O local de instalação e os dados de consumo foram extraídos de uma unidade consumidora comercial. Por ser um local onde há abundância de área de telhado, optou-se por adotar a alocação dos módulos sobre o mesmo. A empresa

está localizada no bairro Mansões Rosa de Ouro em Goiânia, Goiás, nas coordenadas: latitude = 16,639542 S e longitude = 49,338071 O, conforme Fig. A.1, Apêndice A.

As características da unidade consumidora são: baixa tensão, grupo B3, trifásico 220/380V, consumo anual nos últimos 12 meses de 50.403,00 kWh e média mensal de 4.200,25 kWh. O intuito do trabalho é atender a 100% do consumo médio dos últimos 12 meses. O cálculo do percentual de consumo atendido, considera a subtração (em cada mês) do custo mínimo de disponibilidade de 100 kWh. A Tabela I representa o consumo descrito na fatura de energia utilizada disponível no Anexo A.

Tabela I. Histórico de consumo da UC em estudo.

MÊS	CONSUMO
mai/20	3.474 kWh
jun/20	3.397 kWh
jul/20	3.185 kWh
ago/20	3.352 kWh
set/20	4.304 kWh
out/20	5.471 kWh
nov/20	4.563 kWh
dez/20	5.261 kWh
jan/21	4.470 kWh
fev/21	4.278 kWh
mar/21	4.519 kWh
abr/21	4.129 kWh
Média mensal	4.200 kWh
Consumo anual	50.403 kWh
Consumo anual - 100kWh/mês	49.203 kWh

Fonte: autores do trabalho.

O *layout* da instalação está disponível no Apêndice B e refere-se ao SFV-0, sendo ele a referência para o dimensionamento das demais usinas.

O dimensionamento do SFV-0 foi calculado usando a equação (3), obtida de [15].

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_{ma} \times TD} \quad (3)$$

Adotando os valores descritos na Tabela C.1 do Apêndice C, sendo $E = 134,80$ kWh/dia, $HSP_{ma} = 5,26$ h e $TD = 0,75$, obtém-se:

$$P_{FV} = \frac{134,80}{0,75 \times 5,26}$$

$$P_{FV} = 34,17 \text{ kWp}$$

Por motivos de disponibilidade comercial, foi escolhido o módulo do fabricante Jinko Solar, modelo JKM330PP-72, com potência nominal (P_n) de 330 Wp ou 0,330 kWp conforme Anexo B.

A quantidade de módulos foi definida pela razão entre a potência do gerador fotovoltaico calculado P_{FV} e a potência nominal do módulo, conforme a equação (4), obtida de [15].

$$n^\circ \text{ módulos} = \frac{P_{FV}}{P_n} \quad (4)$$

$$n^\circ \text{ módulos} = \frac{34,17 \text{ kWp}}{0,330 \text{ kWp}}$$

$$n^{\circ} \text{módulos} \cong 104$$

Recalculando:

$$P_{FV} = 34,32 \text{ kWp}$$

Portanto, é previsto que 104 módulos de 330 Wp atendam ao consumo necessário na alternativa vigente da REN 482, que é a alternativa 0.

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é obtido através da equação (5), obtida de [15].

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (5)$$

Onde:

P_{Nca} (kW) – Potência nominal em corrente alternada do inversor.

P_{FV} (kWp) – Potência de pico do gerador fotovoltaico.

Considerando que os fabricantes de inversores recomendam o FDI entre 0,75 e 0,85 [15], adotou-se 0,85 para o cálculo. Portanto a potência nominal do inversor é:

$$0,85 = \frac{P_{Nca}}{34,32}$$

$$P_{Nca} = 29,17 \text{ kW}$$

Por motivos de disponibilidade comercial e otimização do custo de investimento, foram considerados três inversores do fabricante Growatt, modelo SPH 10000TL3 BH, com potência nominal P_{Nca} total de 30 kW. As informações do inversor estão descritas na folha de dados (*datasheet*) disponível no Anexo C.

Assim, com (5) recalcula-se o FDI obtendo-se:

$$FDI = \frac{30}{34,32} = 0,87$$

Nota-se que o FDI não está na faixa recomendada, mas está bem próximo e pelo menos é menor que 1,05 conforme expresso em [15]. Também é possível realizar um aditivo da potência da usina ao logo de sua operação. Como o inversor utilizado está com um FDI de 0,87, o gerador fotovoltaico poderia ser expandido em 5,35 kWp mantendo o conjunto de inversores com potência total de 30 kW. Após esse aumento, o FDI seria 0,75.

VI. RESULTADOS

Para a simulação do sistema fotovoltaico no regime de geração junto a carga, denominado SFV-0, obteve-se a geração mensal estimada em comparação ao consumo conforme Fig. 6.

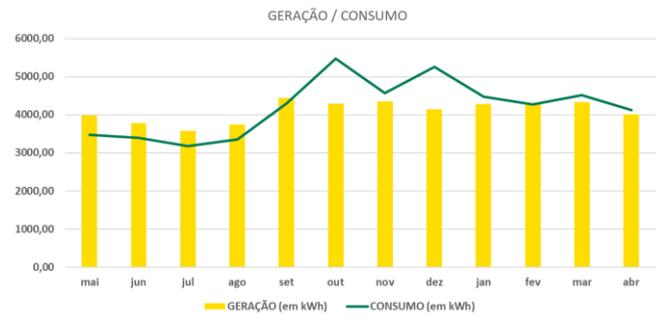


Fig. 6. Geração estimada x consumo SFV-0.
Fonte: autores do trabalho.

De acordo com os resultados apresentados na Fig. 6 e na Tabela II, há meses em que a geração prevista é inferior ao consumo, porém há meses em que ocorre o contrário. Desta forma, a geração anual estimada é equivalente ao necessário para suprir ao consumo estipulado. Como o consumo será em uma unidade consumidora remota, local diferente da unidade geradora, toda a energia gerada pela usina é injetada na rede como crédito.

Tabela II. SFV-0: consumo previsto versus geração estimada.

DADOS DE GERAÇÃO NO PRIMEIRO ANO			
MÊS	ANO	CONSUMO (em kWh)	GERAÇÃO (em kWh)
MAIO	2020	3474,00	3945,94
JUNHO	2020	3397,00	3737,45
JULHO	2020	3185,00	3536,68
AGOSTO	2020	3352,00	3706,56
SETEMBRO	2020	4304,00	4393,82
OUTUBRO	2020	5471,00	4254,82
NOVEMBRO	2020	4563,00	4308,88
DEZEMBRO	2020	5261,00	4108,10
JANEIRO	2020	4470,00	4231,66
FEVEREIRO	2020	4278,00	4254,82
MARÇO	2020	4519,00	4293,43
ABRIL	2020	4129,00	3976,83
GERAÇÃO TOTAL ANUAL		48.748,99 kWh	

Fonte: autores do trabalho.

Os créditos serão compensados na proporção de 1/1 conforme alternativa 0 e previsto na REN 482/2012. Por se tratar de uma instalação trifásica, o custo mínimo de disponibilidade será de 100 kWh, independente se houve ou não consumo na unidade consumidora.

O cálculo do percentual de consumo atendido pelo SFV é definido pela equação (6).

$$p = \frac{G}{C} \quad (6)$$

Onde:

p (%) – Percentual atendido.

G (kWh) – Geração anual do SFV.

C (kWh) – Consumo anual da unidade consumidora subtraído do custo mínimo de disponibilidade (1.200 kWh/ano).

Portanto, o percentual atendido é:

$$p = \frac{48.748,99 \text{ kWh}}{49.203,00 \text{ kWh}}$$

$$p \cong 100\%$$

Com o SFV-0 dimensionado e a geração calculada, foram estimados os custos necessários para implementação do projeto. Todos os custos considerados na Tabela III, foram obtidos através de preços atualmente praticados no mercado. Para os equipamentos como módulos e inversor, foi considerado o custo de venda por unidade. Para os demais itens utiliza a métrica de precificação R\$/kWp. Os valores correspondentes a impostos já estão inclusos.

Tabela III. Precificação do SFV-0.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO			
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE	PREÇO
MÓDULO JINKO JKM 330PP	104	R\$ 900,00	R\$ 93.600,00
INVERSOR GROWATT 10KW	3	R\$ 12.000,00	R\$ 36.000,00
MATERIAIS AC/DC	34,32	R\$ 250,00	R\$ 8.580,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	34,32	R\$ 100,00	R\$ 3.432,00
PROJETO	34,32	R\$ 500,00	R\$ 17.160,00
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	34,32	R\$ 200,00	R\$ 6.864,00
SEGURO DE ENGENHARIA	34,32	R\$ 10,00	R\$ 343,20
VALOR TOTAL		R\$	165.979,20
			4.836 R\$/kWp

Fonte: autores do trabalho.

Para o cálculo de análise de viabilidade financeira e retorno do investimento *payback*, foi adotada a tarifa de energia da concessionária ENEL Goiás, correspondente ao grupo tarifário B3 no valor $\cong 0,82$ R\$/kWh.

$$\text{payback} = \frac{165.979,20}{49.217,73 \times 0,82}$$

$$\text{Payback} \cong 4,11 \text{ anos}$$

$$\text{Payback} \cong 4 \text{ anos e 2 meses}$$

Calculou-se o fluxo de caixa pela diferença entre o valor investido e o valor equivalente à quantidade de energia gerada pelo SFV-0 ao longo de 25 anos. A perda de eficiência dos módulos de 20% em 25 anos também foi considerada para o período analisado (geração diminuindo 0,8% a cada ano).

Foi adotada uma correção anual no custo da tarifa de energia igual a IPCA 2021 + 1%, correspondente a 6%. Este índice é conservador perante os aumentos observados superiores a 12% em diversas distribuidoras de energia no Brasil.

De acordo com os fabricantes de inversores, a vida útil do inversor é 15 anos. Portanto, foi considerada a troca dos mesmos neste período. O custo considerado foi o mesmo da Tabela III mais 20% sobre este custo para mão de obra da substituição.

A Fig. 7 representa graficamente o fluxo de caixa. O decaimento da curva no 15º ano representa o custo de substituição dos inversores.

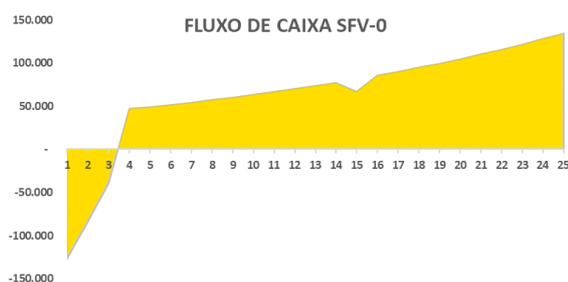


Fig. 7. Representação do fluxo de caixa SFV-0.
Fonte: autores do trabalho.

Para análise de atratividade de investimento foi feita comparação com alguns produtos financeiros de baixo risco. Os produtos escolhidos foram: SELIC e IPCA 2045. As taxas de juros adotadas foram: 2,8% aa e 8,4% aa, respectivamente. Na Fig. 8 mostra-se a comparação das opções.

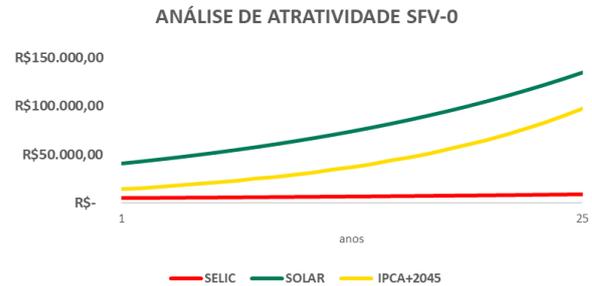


Fig. 8. Comparativo entre produtos financeiros SFV-0.

Fonte: autores do trabalho.

Para as demais simulações foi necessário adotar o denominado fator de simultaneidade, que representa o percentual da energia produzida pela usina que é consumida instantaneamente no local. Assim, o percentual injetado na rede, que se tornará créditos no sistema *net metering*, é o complemento daquele para 100%.

Por ser uma unidade consumidora no qual a maior parte do consumo ocorre no horário comercial, das 08h00 às 18h00, foi adotado o fator de simultaneidade de 80%, sendo, portanto, 20% a energia injetada na rede.

Ressalta-se que o fator de simultaneidade será aplicado em todas as simulações seguir. Ele é muito importante, pois estando relacionando à quantidade de energia efetivamente a ser compensada, impacta diretamente nos resultados financeiros advindos das diferentes possibilidades de alteração da REN 482/2012 previstas, como mostrado na sequência.

O SFV-0 servirá como referência sobre a diferença a ser gerada em cada alternativa. Na última coluna à direita da Tabela IV (injetado kWh), mostra-se o resultado do fator de simultaneidade aplicado ao SFV-0.

Tabela IV – Simultaneidade SFV-0

SFV-0			
MÊS	GERAÇÃO (kWh)	CONS. LOCAL (kWh)	INJETADO (kWh)
maio	3.983,88	3.187,11	796,78
junho	3.773,39	3.018,71	754,68
julho	3.570,68	2.856,55	714,14
agosto	3.742,20	2.993,76	748,44
setembro	4.436,07	3.548,85	887,21
outubro	4.295,73	3.436,59	859,15
novembro	4.350,31	3.480,25	870,06
dezembro	4.147,61	3.318,08	829,52
janeiro	4.272,35	3.417,88	854,47
fevereiro	4.295,73	3.436,59	859,15
março	4.334,72	3.467,77	866,94
abril	4.015,07	3.212,06	803,01
SIMULTANEIDADE	100%	80%	20%

Fonte: autores do trabalho.

Para o SFV-2 tem-se 66% de compensação sobre a energia injetada, portanto é necessário dividir a energia injetada da Tabela IV por 0,66. Assim, somando esse injetado com o consumo local simultâneo (energia consumida ao mesmo

tempo que é gerada pelo SFV ou seja, os 80%), tem-se o total que o SFV-2 tem que gerar para compensar os mesmos 100% do SFV-0. Assim sendo, a coluna mais à direita da Tabela V mostra a energia a ser gerada pelo SFV-2.

Tabela V. Simultaneidade SFV-2

SFV-2			
MÊS	CONS. LOCAL (kWh)	INJETADO (kWh)	GERAÇÃO (kWh)
maio	3187,11	1207,24	4.394,34
junho	3018,71	1143,45	4.162,16
julho	2856,55	1082,03	3.938,57
agosto	2993,76	1134,00	4.127,76
setembro	3548,85	1344,26	4.893,12
outubro	3436,59	1301,74	4.738,32
novembro	3480,25	1318,28	4.798,52
dezembro	3318,08	1256,85	4.574,93
janeiro	3417,88	1294,65	4.712,53
fevereiro	3436,59	1301,74	4.738,32
março	3467,77	1313,55	4.781,32
abril	3212,06	1216,69	4.428,74
SIMULTANEIDADE	80%	20%	100%
MÉDIA MENSAL	4.524,05 kWh	E (kWh/dia)	150,80

Fonte: autores do trabalho.

Adotando os valores $E = 150,80$ kWh/dia, $HSP_{ma} = 5,26$ h e $TD = 0,75$, obtém-se:

$$P_{FV} = 38,22 \text{ kWp}$$

$$n^{\circ} \text{ módulos} = 116$$

Recalculando:

$$P_{FV} = 116 \times 0,33 \text{ kWp}$$

$$P_{FV} = 38,28 \text{ kWp}$$

Utilizando as mesmas premissas de dimensionamento do inversor do SFV-0, tem-se:

$$P_{Nca} \cong 32,54 \text{ kW}$$

Mantendo os inversores do SFV-0, o FDI é igual a:

$$FDI \cong 0,78$$

Com o SFV-2 dimensionado, obtém-se o valor do investimento conforme Tabela VI.

Tabela VI. Precificação do SFV-2.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO			
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE	PREÇO
MÓDULO JINKO JKM 330PP	116	R\$ 900,00	R\$ 104.400,00
INVERSOR GROWATT 10kW	3	R\$ 12.000,00	R\$ 36.000,00
MATERIAIS AC/DC	38,28	R\$ 250,00	R\$ 9.570,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	38,28	R\$ 100,00	R\$ 3.828,00
PROJETO	38,28	R\$ 500,00	R\$ 19.140,00
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	38,28	R\$ 200,00	R\$ 7.656,00
SEGURO DE ENGENHARIA	38,28	R\$ 10,00	R\$ 382,80
VALOR TOTAL		R\$	180.976,80

4.728 R\$/kWp

Fonte: autores do trabalho.

Para análise financeira do SFV-2 foram considerados as mesmas premissas do SFV-0. Ver resultados do fluxo de caixa na Fig. 9, e do comparativo entre produtos financeiros na Fig. 10.

$Payback \cong 4 \text{ anos e } 6 \text{ meses}$

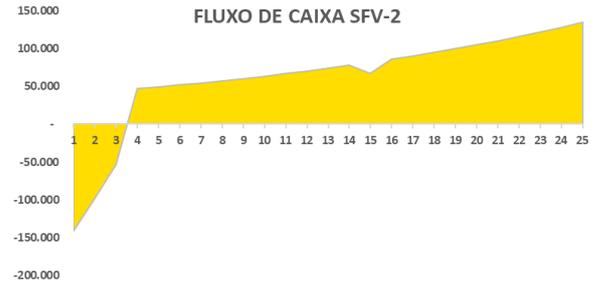


Fig. 9. Representação gráfica do fluxo de caixa SFV-2
Fonte: autores do trabalho.

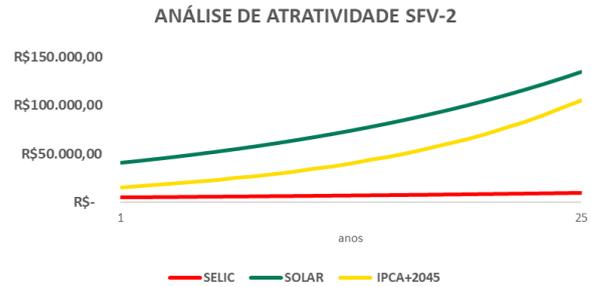


Fig. 10. Comparativo entre produtos financeiros SFV-2.
Fonte: autores do trabalho.

Para o SFV-3 tem-se 58% de compensação sobre a energia injetada. Empregando o mesmo método, obtém-se a Tabela VII, que apresenta a energia a ser gerada pelo SFV-3.

Tabela VII. Simultaneidade SFV-3

SFV-3			
MÊS	CONS. LOCAL (kWh)	INJETADO (kWh)	GERAÇÃO (kWh)
maio	3187,11	1373,75	4.560,86
junho	3018,71	1301,17	4.319,88
julho	2856,55	1231,27	4.087,82
agosto	2993,76	1290,41	4.284,17
setembro	3548,85	1529,68	5.078,53
outubro	3436,59	1481,29	4.917,87
novembro	3480,25	1500,11	4.980,35
dezembro	3318,08	1430,21	4.748,29
janeiro	3417,88	1473,22	4.891,10
fevereiro	3436,59	1481,29	4.917,87
março	3467,77	1494,73	4.962,50
abril	3212,06	1384,51	4.596,56
SIMULTANEIDADE	80%	20%	100%
MÉDIA MENSAL	4.695,48 kWh	E (kWh/dia)	156,52

Fonte: autores do trabalho.

Adotando os valores $E = 156,52$ kWh/dia, $HSP_{ma} = 5,26$ h e $TD = 0,75$, obtém-se:

$$P_{FV} = 39,67 \text{ kWp}$$

$$n^{\circ} \text{ módulos} = 121$$

Recalculando:

$$P_{FV} = 121 \times 0,33 \text{ kWp}$$

$$P_{FV} = 39,93 \text{ kWp}$$

Utilizando as mesmas premissas de dimensionamento do inversor do SFV-0, tem-se:

$$P_{Nca} \cong 33,94 \text{ kW}$$

Mantendo os inversores do SFV-0, o FDI é igual a:

$$FDI \cong 0,75$$

Com o SFV-3 dimensionado, tem-se o valor do investimento conforme Tabela VIII.

Tabela VIII. Precificação do SFV-3.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO			
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE	PREÇO
MÓDULO JINKO JKM 330PP	121	R\$ 900,00	R\$ 108.900,00
INVERSOR GROWATT 10kW	3	R\$ 12.000,00	R\$ 36.000,00
MATERIAIS AC/DC	39,93	R\$ 250,00	R\$ 9.982,50
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	39,93	R\$ 100,00	R\$ 3.993,00
PROJETO	39,93	R\$ 500,00	R\$ 19.965,00
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	39,93	R\$ 200,00	R\$ 7.986,00
SEGURO DE ENGENHARIA	39,93	R\$ 10,00	R\$ 399,30
VALOR TOTAL		R\$	187.225,80

4.689 R\$/kWp

Fonte: autores do trabalho.

Mantendo as premissas da análise financeira do SFV-0, obtém-se:

$$\text{Payback} \cong 4 \text{ anos e } 8 \text{ meses}$$

A Fig. 11 e Fig. 12 mostram mais resultados.

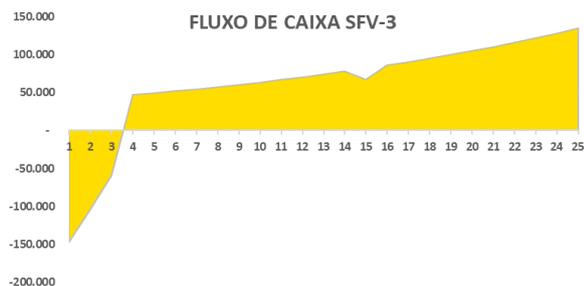


Fig. 11. Representação gráfica do fluxo de caixa SFV-3
Fonte: autores do trabalho.

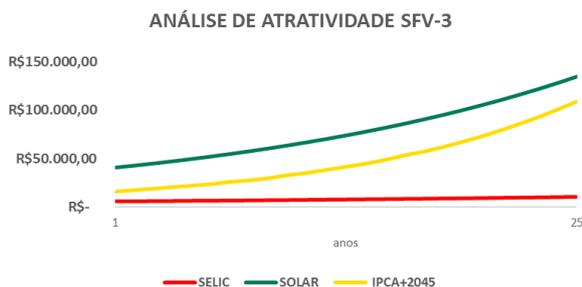


Fig. 12. Comparativo entre produtos financeiros SFV-3.
Fonte: autores do trabalho

No SFV-4 o percentual de compensação da energia injetada, será de 50%. A Tabela IX representa e energia a ser gerada pelo SFV-4.

Tabela IX. Simultaneidade SFV-4

SFV-4			
MÊS	CONS. LOCAL (kWh)	INJETADO (kWh)	GERAÇÃO (kWh)
maio	3187,11	1593,55	4.780,66
junho	3018,71	1509,35	4.528,06
julho	2856,55	1428,27	4.284,82
agosto	2993,76	1496,88	4.490,64
setembro	3548,85	1774,43	5.323,28
outubro	3436,59	1718,29	5.154,88
novembro	3480,25	1740,12	5.220,37
dezembro	3318,08	1659,04	4.977,13
janeiro	3417,88	1708,94	5.126,81
fevereiro	3436,59	1718,29	5.154,88
março	3467,77	1733,89	5.201,66
abril	3212,06	1606,03	4.818,08
SIMULTANEIDADE	80%	20%	100%
MÉDIA MENSAL	4.921,77 kWh	E (kWh/dia)	164,06

Fonte: autores do trabalho.

Adotando os valores $E = 164,06 \text{ kWh/dia}$, $HSP_{ma} = 5,26$ h e $TD = 0,75$, obtém-se:

$$P_{FV} = 41,58 \text{ kWp}$$

$$n^{\circ} \text{ módulos} = 126$$

Utilizando as mesmas premissas de dimensionamento do inversor do SFV-0, tem-se:

$$P_{Nca} \cong 35,34 \text{ kW}$$

Para este SFV, não será possível manter a potência de inversores utilizadas no SFV-0 pois o FDI ficará abaixo de 0,75. Por disponibilidade comercial, foram considerados três inversores da marca Growatt, modelo SPH 10000TL3 BH e um inversor da marca Growatt, modelo SPH 3000, com potência nominal P_{Nca} total de 33 kW. Portanto, o FDI será:

$$FDI \cong 0,79$$

Com o SFV-4 dimensionado, tem-se o valor do investimento conforme Tabela X.

Tabela X. Precificação do SFV-4.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO			
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE	PREÇO
MÓDULO JINKO JKM 330PP	126	R\$ 900,00	R\$ 113.400,00
INVERSOR GROWATT 10kW	3	R\$ 12.000,00	R\$ 36.000,00
INVERSOR GROWATT 3kW	1	R\$ 8.500,00	R\$ 8.500,00
MATERIAIS AC/DC	41,6	R\$ 250,00	R\$ 10.395,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	41,6	R\$ 100,00	R\$ 4.158,00
PROJETO	41,6	R\$ 500,00	R\$ 20.790,00
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	41,6	R\$ 200,00	R\$ 8.316,00
SEGURO DE ENGENHARIA	41,6	R\$ 10,00	R\$ 415,80
VALOR TOTAL		R\$	201.974,80

4.857 R\$/kWp

Fonte: autores do trabalho.

Mantendo as premissas da análise financeira do SFV-0, obtém-se:

$$\text{Payback} \cong 5 \text{ anos}$$

As figuras 13 e 14 mostram os demais resultados.

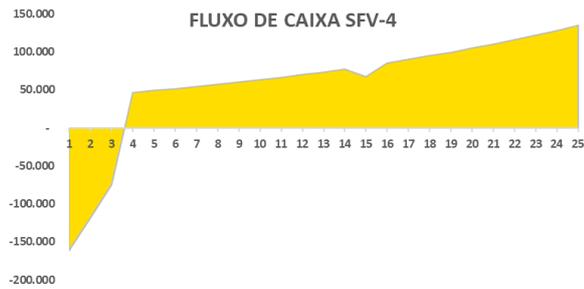


Fig. 13. Representação gráfica do fluxo de caixa SFV-4
Fonte: autores do trabalho.

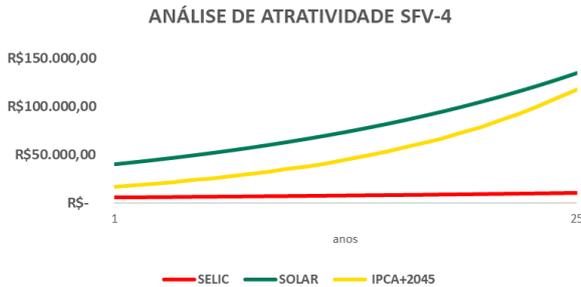


Fig. 14. Comparativo entre produtos financeiros SFV-4.
Fonte: autores do trabalho.

No SFV-5 o percentual de compensação da energia injetada será de 38%. A Tabela XI representa a energia a ser gerada pelo SFV-5.

Tabela XI. Simultaneidade SFV-5

SFV-5			
MÊS	CONS. LOCAL (kWh)	INJETADO (kWh)	GERAÇÃO (kWh)
maio	3187,11	2096,78	5.283,89
junho	3018,71	1985,99	5.004,70
julho	2856,55	1879,31	4.735,85
agosto	2993,76	1969,58	4.963,34
setembro	3548,85	2334,77	5.883,62
outubro	3436,59	2260,91	5.697,50
novembro	3480,25	2289,64	5.769,88
dezembro	3318,08	2182,95	5.501,03
janeiro	3417,88	2248,60	5.666,48
fevereiro	3436,59	2260,91	5.697,50
março	3467,77	2281,43	5.749,20
abril	3212,06	2113,19	5.325,25
SIMULTANEIDADE	80%	20%	100%
MÉDIA MENSAL	5.439,85 kWh	E (kWh/dia)	181,33

Fonte: autores do trabalho.

Adotando os valores $E = 181,33$ kWh/dia, $HSP_{ma} = 5,26$ h e $TD = 0,75$, obtém-se:

$$P_{FV} = 45,96 \text{ kWp}$$

$$n^{\circ} \text{ módulos} = 140$$

Recalculando:

$$P_{FV} = 140 \times 0,33 \text{ kWp}$$

$$P_{FV} = 46,20 \text{ kWp}$$

Calculando a potência do inversor necessário, obtém-se:

$$P_{Nca} \cong 39,27 \text{ kW}$$

Para este SFV, não será possível manter a potência de inversores utilizadas no SFV-4 pois o FDI ficará abaixo de 0,75. Por disponibilidade comercial, foram considerados três inversores da marca Growatt, modelo SPH 10000TL3 BH e um inversor da marca Growatt, modelo SPH 5000, com potência nominal P_{Nca} total de 35 kW. Portanto, o FDI será:

$$FDI \cong 0,76$$

Com o SFV-5 dimensionado, tem-se o valor do investimento conforme Tabela XII.

Tabela XII. Precificação do SFV-5.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO				
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE	PREÇO	
MÓDULO JINKO JKM 330PP	140	R\$ 900,00	R\$ 126.000,00	
INVERSOR GROWATT 10kW	3	R\$ 12.000,00	R\$ 36.000,00	
INVERSOR GROWATT 5kW	1	R\$ 9.000,00	R\$ 9.000,00	
MATERIAIS AC/DC	46,2	R\$ 250,00	R\$ 11.550,00	
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	46,2	R\$ 100,00	R\$ 4.620,00	
PROJETO	46,2	R\$ 500,00	R\$ 23.100,00	
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	46,2	R\$ 200,00	R\$ 9.240,00	
SEGURO DE ENGENHARIA	46,2	R\$ 10,00	R\$ 462,00	
VALOR TOTAL		R\$	219.972,00	

4.761 R\$/kWp

Fonte: autores do trabalho.

Mantendo as premissas da análise financeira do SFV-0, tem-se:

$$\text{Payback} \cong 5 \text{ anos e } 5 \text{ meses}$$

As figuras 15 e 16 mostram o fluxo de caixa e a análise de atratividade, respectivamente.

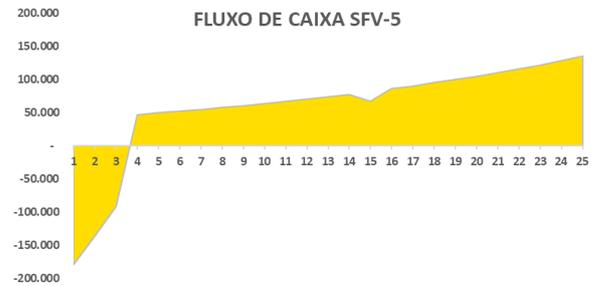


Fig. 15. Representação gráfica do fluxo de caixa SFV-5
Fonte: autores do trabalho.

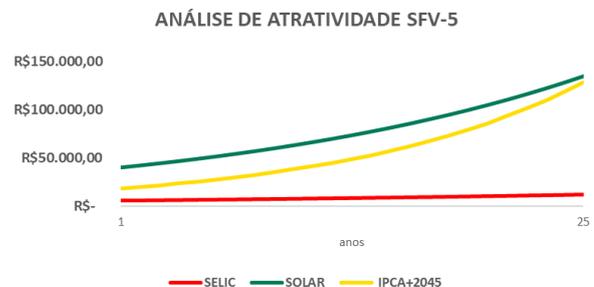


Fig. 16. Comparativo entre produtos financeiros SFV-5.
Fonte: autores do trabalho.

Por fim, o sistema com inversor híbrido (SFV-H), foi dimensionado para atender 100% da energia injetada no SFV-0 conforme a condição de simultaneidade informada (80%).

Armazenando essa energia, evita-se a injeção de excedente como nas demais alternativas, o que justifica a análise comparativa de investimento entre o sistema com inversor híbrido e cada SFV dimensionado.

Para o SFV-H, foi considerada a média da geração diária dos últimos 12 meses do SFV-0 que seria injetada na rede (20%), a fim de calcular o banco de baterias necessário. A Tabela XIII representa a geração diária injetada de cada mês e a média considerada.

Tabela XIII. Dimensionamento banco SFV-H

EXCEDENTE INJETADO SFV-0		
MÊS	GERAÇÃO INJETADA MÊS (kWh)	GERAÇÃO INJETADA DIA (kWh)
maio	796,78	26,559
junho	754,68	25,156
julho	714,14	23,805
agosto	748,44	24,948
setembro	887,21	29,574
outubro	859,15	28,638
novembro	870,06	29,002
dezembro	829,52	27,651
janeiro	854,47	28,482
fevereiro	859,15	28,638
março	866,94	28,898
abril	803,01	26,767
MÉDIA		27,343

Fonte: autores do trabalho.

Usando referências comerciais de mercado, empregou-se duas baterias da marca BYD, modelo B-BOX PRO 13,8 kWh, 48V, LITIO, com capacidade de descarga de 13,8 kWh cada, totalizando 27,6 kWh.

Os inversores utilizados no dimensionamento do SFV-0 possuem sistema de operação híbrido, portanto podem ser utilizados nesta simulação. Eles contam com controlador de carga interno, dispensando a necessidade de adquirir este equipamento de forma separada.

O custo de investimento do SFV-H está representado na Tabela XIV.

Tabela XIV. Precificação do SFV-5.

TABELA DE PRECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÃO				
ITEM	QNT	VALOR POR UNIDADE		PREÇO
MÓDULO JINKO JKM 330PP	105	R\$	900,00	R\$ 94.500,00
INVERSOR GROWATT 10kW	3	R\$	12.000,00	R\$ 36.000,00
BATERIA LITIO BYD 13 KWH	2	R\$	49.559,00	R\$ 99.118,00
MATERIAIS AC/DC	34,7	R\$	250,00	R\$ 8.662,50
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	34,7	R\$	100,00	R\$ 3.465,00
PROJETO	34,7	R\$	500,00	R\$ 17.325,00
MÃO DE OBRA DE MONTAGEM	34,7	R\$	200,00	R\$ 6.930,00
SEGURO DE ENGENHARIA	34,7	R\$	10,00	R\$ 346,50
VALOR TOTAL		R\$		266.347,00
			7.687 R\$/kWp	

Fonte: autores do trabalho.

O comparativo da viabilidade de investimento no SFV-H, está mostrada na Fig. 17, e relaciona o valor necessário para cada alternativa proposta com o valor para o sistema com inversor híbrido e baterias para armazenar a energia excedente.

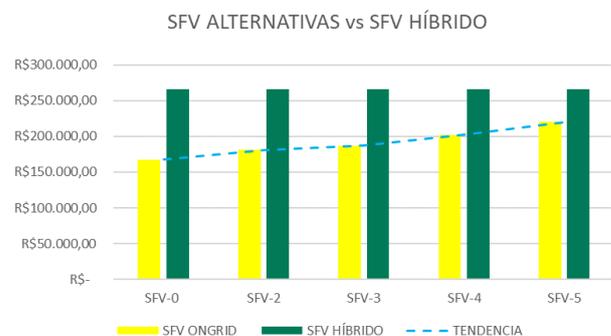


Fig. 17. SFV ALTERNATIVAS versus SFV HÍBRIDO.

Fonte: autores do trabalho

Nota-se que, com os valores utilizados, atualmente o SFV-H considerado nesse estudo não tem viabilidade financeira adequada, mesmo quando comparado com a situação de alteração mais drástica que é a SFV-5.

VII. CONCLUSÃO

De acordo com os resultados apresentados, houve um aumento significativo no valor de investimento para cada alternativa de alteração proposta. Referente a percentuais, tem-se um aumento de:

- 9% no valor investido do SFV-2 em relação ao SFV-0;
- 13% no SFV-3 em relação ao SFV-0;
- 22% no SFV-4 em relação ao SFV-0;
- 33% no SFV-5 sobre o SFV-0;
- 60% no SFV-H em relação ao SFV-0.

Conclui-se que, apesar do aumento do custo de investimento em cada alternativa, financeiramente ainda é mais vantajoso aderir ao sistema solar fotovoltaico conectado à rede sem o uso do inversor híbrido com baterias. Isto porque a tecnologia de armazenamento de energia através de baterias ainda é pouco utilizada no Brasil, devido aos altos custos de produção e a falta de incentivos fiscais para este mercado no Brasil.

Por outro lado, assim como o módulo fotovoltaico era uma tecnologia cara e inacessível há alguns anos, a tecnologia de armazenamento de energia elétrica vem se tornando cada vez mais próxima de uma realidade financeira viável. Isto está acontecendo devido as políticas globais de investimento em soluções de energia limpa e de baixa emissão de dióxido de carbono. O armazenamento de energia propicia o uso mais intenso de fontes renováveis intermitentes, como a solar fotovoltaica e a eólica, por exemplo.

Enfim, o estudo mostra um comparativo de soluções propostas em um mercado recente, que certamente irá mudar nos próximos anos. Provavelmente as baterias e outros meios de armazenamento energético tomarão lugar juntamente com as tecnologias atuais.

Para continuidade deste trabalho sugere-se estimar o custo máximo que o sistema SFV-H deveria ter, para ficar competitivo frente as alternativas de alteração da REN 482/2012 propostas, inclusive alterando o fator de simultaneidade para mais e para menos, a fim de avaliar o impacto desta importante variável sobre os resultados.

VIII. AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecemos a Deus por nos permitir estar realizando este trabalho, agradecemos aos nossos pais que nos proporcionaram toda a educação que temos hoje e agradecemos ao prof. Dr. Carlos Augusto Guimarães Medeiros pelos ensinamentos, direcionamentos e apoio durante a nossa graduação e no TFC 2.

REFERÊNCIAS

- [1] A energia elétrica é cara no Brasil? (2020, julho). [Online]. Disponível em: <https://stimaenergia.com.br/index.php/a-energia-eletrica-e-cara-no-brasil/> - Acessado em 23 de abril de 2021.
- [2] CARVALHO, Matheus, “Principais mudanças da Resolução 687 da ANEEL” Publicação online, Brasil, 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.minasenergia.com.br/post/2016/05/24/principais-mudan%C3%A7as-da-resolu%C3%A7%C3%A3o-687-da-aneel-1> - Acessado: 14 de novembro de 2020.
- [3] Conceito de Net Metering: Geração Própria de Energia e Banco de Créditos (2017, janeiro). [Online]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/incentivos-a-energia-solar/conceito-de-net-metering-geracao-propria-de-energia-e-banco-de-creditos.html>
- [4] SANTOS, ERICK WAGHETTI; MATSUMOTO, RICARDO SEIJI. Dimensionador de banco de baterias. DIBB, Paraná, jul./ago. 2010.
- [5] FARIAS, Hércules Eduardo Oliveira. ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES CLASSES DE CONSUMO. ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS, Santa Maria, RS, p. 1 - 98, 22 abr. 2018.
- [6] LS POWER (Califórnia, EUA). Gateway Energy Storage: LS Power energiza o maior projeto de armazenamento de bateria do mundo, o projeto de gateway de 250 MW na Califórnia. In: LS POWER (Califórnia, EUA). SAN DIEGO, CA, 19 ago. 2020. Disponível em: <https://www.lspower.com/ls-power-energizes-largest-battery-storage-project-in-the-world-the-250-mw-gateway-project-in-california-2/>. Acesso em: 23 abr. 2021.
- [7] KOROSEC, Kirsten. Tesla has a new energy product called Megapack. **Newsletters**, San Francisco, CA, p. 1 - 1, 29 jun. 2019.
- [8] GRIDSCALE: Storing Renewable Energy in Stones Instead of Lithium Batteries. May, 2021. [Online]. Disponível em: <https://scitechdaily.com/gridscale-storing-renewable-energy-in-stones-instead-of-lithium-batteries/> - Acessado em Maio de 2021.
- [9] SANTOS DE LIMA, Matheus; MARTINS GOUVEIA, Alexandre; VIEIRA OLIVEIRA, Alexandre. SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO E SOLAR OFF GRID. SISTEMA HÍBRIDO, Bebedouro - São Paulo, 2018.
- [10] ALMEIDA, Ana. EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA ATUAL (2021, março). [Online]. Disponível em: <https://www.ecomenergia.com.br/blog/matriz-energetica-brasileira-atual/> - Acessado em: 11 de maio de 2021.
- [11] Introdução ao sistema solar híbrido, 28 abr. 2018. Disponível em: <http://m.pt.dsisolat.com/info/introduction-to-hybrid-solar-system-36644506.html> Resolução Normativa ANEEL n. 517, de 11 de dezembro de 2012 (Diário Oficial, de 14 dez. 2012, seção 1, p. 121). Acesso em: 14 abr. 2021.
- [12] AES BRASIL (Brasil). Armazenamento de Energia: Utilize a solução armazenamento de energia para gerir os recursos energéticos da sua empresa. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://aesbrasil.com.br/solucoes/armazenamento-de-energia/>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- [13] Componentes da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica – TUSD. [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content%2F_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DW6RNtX7i%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15045755&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=componentes-da-tarifa-de-uso-dos-sistemas-de-distribuicao-de-energia-eletrica-tusd&inheritRedirect=true
- [14] Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, edição revisada e atualizada., CEPEL - CRESESB, Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- [15] Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48).
- [16] O que é geração distribuída? Como ela pode contribuir para seu negócio? (2020, julho). [Online]. Disponível em:

<https://www.alsolenergia.com.br/2020/07/22/o-que-e-geracao-distribuida/> - Acessado em 22 de novembro de 2020.

APÊNDICE A – IMAGENS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

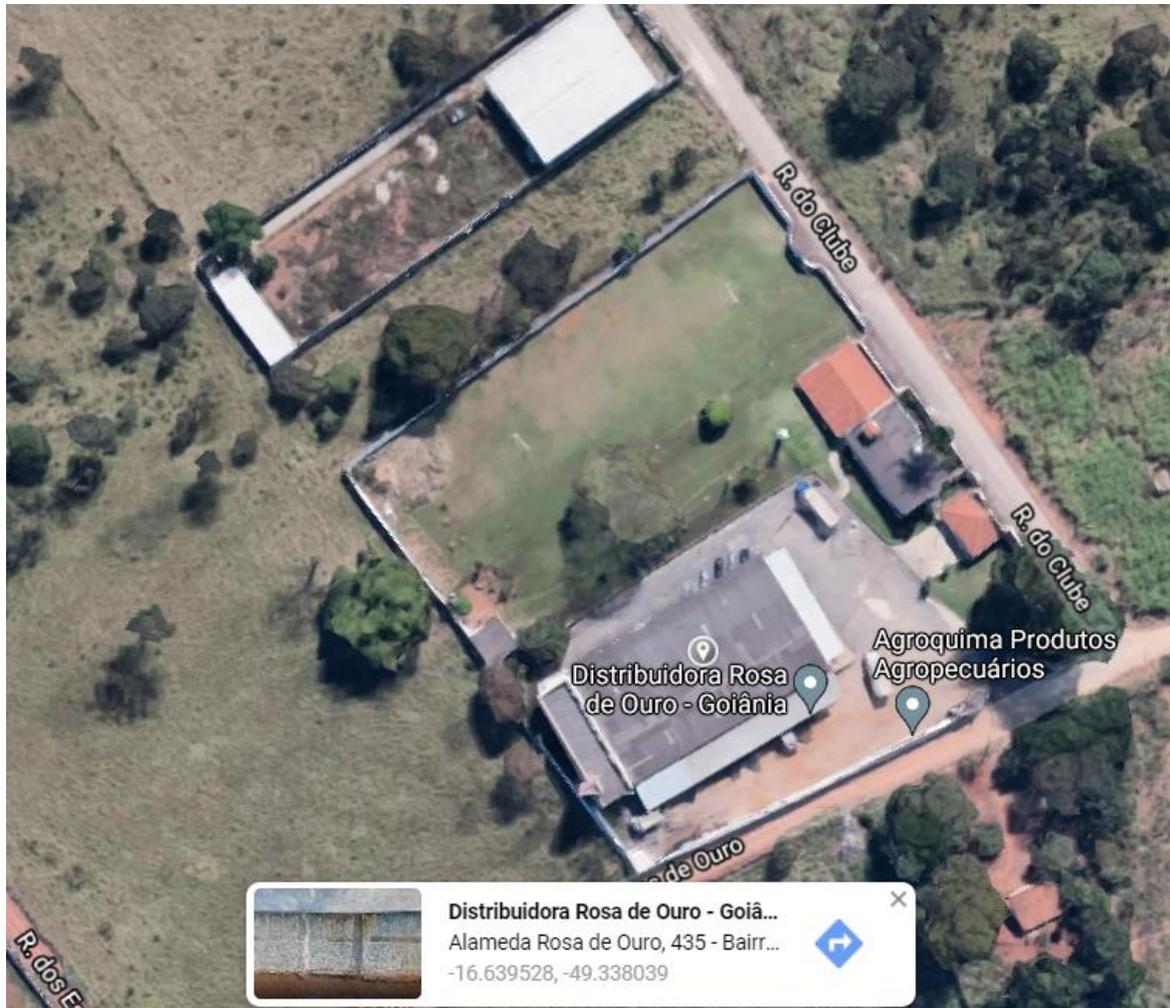


Fig. A.1. Imagem do local da instalação do Sistema Solar Fotovoltaico.
Fonte: autores do trabalho.

APÊNDICE B – *LAYOUT* DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ELABORADO NO *SOFTWARE* HELIOSCOPE



Fig. B.1. *Layout* do gerador fotovoltaico.
Fonte: autores do trabalho.

APÊNDICE C – PLANILHA DO DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Tabela C.1. Planilha do dimensionamento do SFV.

DIMENSIONAMENTO SFV					
GRUPO TARIFÁRIO	B3				
INSTALAÇÃO	Trifásico				
CUSTO DE DISPONIBILIDADE	100 kWh				
LATITUDE	-16.639542 S				
LONGITUDE	-49.338071 O				
MÓDULO UTILIZADO	JINKO JKM330PP-72				
INVERSOR	3 x 10kW				
MÊS	CONSUMO (kWh)	IRS (kWh/m².dia)	TEMP MÁX °C	TEMP MIN °C	
maio	3474	5,11	34,9	6,8	
junho	3397	4,84	35,8	3,5	
julho	3185	4,58	35,5	5	
agosto	3352	4,8	36,9	6,1	
setembro	4304	5,69	38,9	11,1	
outubro	5471	5,51	39,4	12,1	
novembro	4563	5,58	37,0	14,6	
dezembro	5261	5,32	36,4	13,8	
janeiro	4470	5,48	36,2	13,7	
fevereiro	4278	5,51	35,6	14,7	
março	4519	5,56	35,5	14,7	
abril	4129	5,15	34,5	11,3	
MÉDIA MENSAL	4200,25	5,26	36,38	10,62	
MÉDIA MENSAL - 100kWh	4100,25				
MÉDIA DIÁRIA - E (Wh/dia)	134,80				
CONSUMO ANUAL	50403				

FÓRMULA DIMENSIONAMENTO DO SFV

$$P_{PV} = \frac{E(Wh\ dia)}{TD} = \frac{134,80}{5,26}$$

DIMENSIONAMENTO DO SFV	
E (kWh/dia)	134,80 kWh
HSPma (h)	5,26
TD	0,75
P _{PV} (kWp)	34,1651 kWp

CÁLCULO DO N° DE MÓDULOS	
Potência módulo	330 Wp
P _{PV} x 1000	34165 Wp
Qnt. módulos	104
Potência instalada	34,32 kWp

DIMENSIONAMENTO INVERSOR	
Inversor	30 kW
FDI	0,87
Carregamento	114%

FATOR DE SIMULTANEIDADE	
Consumo Local	80%
Injetado	20%

Fonte: autores do trabalho.

ANEXO A – FATURA DE ENERGIA DA UC

Classificação da Unidade Consumidora		Dados da Conta		
Grupo B	Subgrupo B3	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR (R\$)	
Classe COMERCIAL		02/05/2021	3.455,20	
Subclasse COMERCIAL NORMAL		CONTA REFERENTE A 4/2021		
Tipo de Fornecedor TRI		Use este código para cadastro em Débito Automático:		
Modalidade tarifária CONVENCIONAL		0016933308		
Dados de Medição		Histórico de Faturamento		
Nº do medidor	120425823	Mês/Ano	kWh Dias	
Leitura anterior	24314 15/03/2021	04/20 LID	4565 32	
Leitura atual	28443 14/04/2021	05/20 LID	3474 30	
Próxima leitura	13/05/2021	06/20 LID	3397 32	
Fator multiplicador	1,0000	07/20 LID	3185 29	
Consumo do mês (kWh)	4129,00	08/20 LID	3352 30	
Número de dias	30 DIAS	09/20 LID	4304 32	
Reservado ao Fisco		10/20 LID	5471 30	
Data de emissão	Nº Nota fiscal	Série	Base de cálculo	
14/04/21	12029341	4	3.444,81	
Pis. 3.444,81 0,6745% 23,22, Cofins. 3.444,81 3,1066% 107,99		Alíquota	ICMS	
7ED3.1452.22B6.A634.FF80.21C0.A029.E4A6			23,00%	
AMARELA		Mais informações em www.aneel.gov.br		
Bandeira(s) Tarifária(s) aplicada(s) no mês		AMARELA		
ITEM	Descrição de Faturamento	QTD	VALOR UNIT.	TOTAL
	ADICIONAL BANDEIRA AMARELA	4129,00	0,019970	82,45
	CONTRIB. CUSTEIO DA ILUMIN.PUBLI		0,000000	10,39
	CONSUMO KWH + ICMS/PIS/COFINS	4129,00	0,814330	3.362,36

ANEXO B – FOLHA DA DADOS (*DATASHEET*) DO MÓDULO JINKO JKM330PP-72

www.jinkosolar.com



Eagle 72P

320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory.

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



Temperature Coefficient:

Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

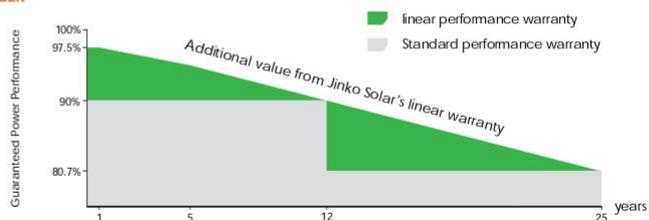
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



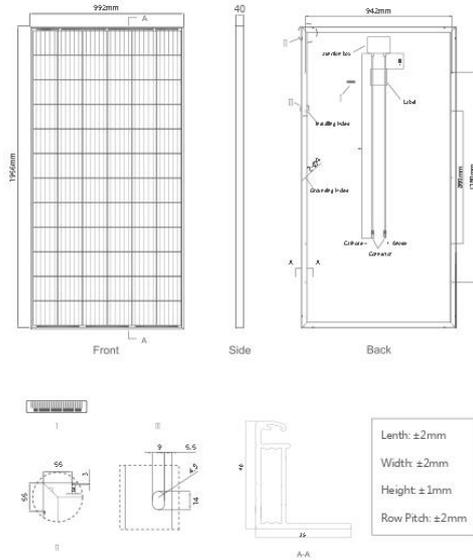
Nomenclature:

JKMxxxPP-60/72-V

Code	Cell	Code	Certification
null	Full	null	1000V
H	Half	V	1500V



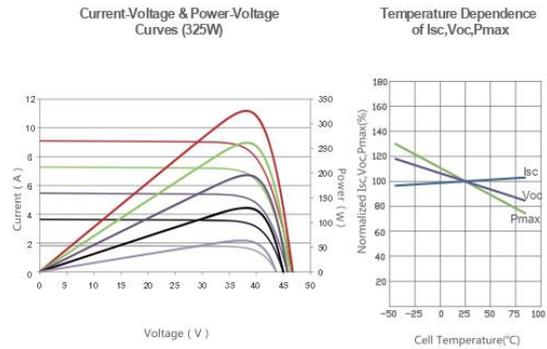
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)
 27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157x157mm (6 inch)
No.of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm², Length: 1200mm or Customized Length

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência Máxima (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensão Máxima(Vmp)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Máxima Corrente (Imp)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V
Tensão de Curto circuito (Isc)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A
Eficiência do Módulo (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Temperatura de Operação(°C)	-40°C~+85°C							
Tensão Máxima do Sistema	1000VDC (IEC)							
Máxima Amperagem do Fusível	15A							
Tolerância de potência	0~+3%							
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.40%/°C							
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.30%/°C							
Coefficientes de temperatura de Isc	0.06%/°C							
Temperatura Nominal de Operação da Celula (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiação 1000W/m² Temperatura do Módulo 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiação 800W/m² Temperatura do Módulo 20°C AM=1.5 Velocidade do vento 1m/s

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM320-340PP-(V)-72-A3.1-EN

ANEXO C – DATASHEET DO INVERSOR GROWATT SPH10000TL3 BH

SPH 4000~10000TL3 BH

- Max. 3 units in parallel
- Wide battery voltage 100-550V
- VPP interface ready for energy trading
- Multiple workmodes configurable
- IP65 & Natural cooling
- Remote smart O&M
- DC/AC type II SPD



P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W O

Growatt

www.ginverter.com

Datasheet	SPH 4000TL3 BH	SPH 5000TL3 BH	SPH 6000TL3 BH	SPH 7000TL3 BH	SPH 8000TL3 BH	SPH 10000TL3 BH
Input data(PV)						
Max. recommended PV power (for module STC)	5200W	6500W	7800W	9100W	10400W	13000W
Max. DC voltage	1000					
Start voltage	160V					
MPP voltage range	160V-1000V / 600V					
No. of MPP trackers	2					
No. of PV strings per MPP tracker	1					
Max. input current per MPP tracker	12A					
Max. short-circuit current per MPP tracker	15A					
Output data(AC)						
AC nominal power	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	10000W
Max. AC apparent power	4000VA	5000VA	6000VA	7000VA	8000VA	10000VA
Nominal AC voltage (range*)	230V/400V (310~476V)					
AC grid frequency (range*)	50Hz/60Hz (45Hz-55Hz/55Hz-65Hz)					
Max. output current	6.1A	7.6A	9.1A	10.6A	12.1A	15.2A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging					
THDi	<3%					
AC grid connection type	3W+N+PE					
Battery data (DC)						
Battery voltage range	100~550V					
Max. charging and discharging current	25A					
Continuous charging and discharging power	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	10000W
Type of battery	Lithium battery					
Backup power(AC)						
Max. AC output power	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	10000W
Max. AC apparent power	4000VA	5000VA	6000VA	7000VA	8000VA	10000VA
Max. output current	6.1A	7.6A	9.1A	10.6A	12.1A	15.2A
Nominal AC output voltage	230V/400V					
Nominal AC output frequency	50/60HZ					
THDv	<3%					
Switch time	<0.5S					
Efficiency						
MAX. efficiency	97.6%	97.8%	98.0%	98.2%	98.2%	98.2%
European efficiency	97.0%	97.2%	97.3%	97.4%	97.4%	97.5%
Protection devices						
DC switch	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
AC/DC surge protection	Type II					
Battery reverse protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
Ground fault monitoring	Yes					
Grid monitoring	Yes					
Anti-islanding protection	Yes					
Residual-current monitoring unit	Yes					
Insulation resistance monitoring	Yes					
General data						
Dimensions (W / H / D)	505/453/198mm					
Weight	28kg					
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C					
Nighttime power consumption	< 13W					
Topology	Transformeless					
Cooling	Natural					
Protection degree	IP65					
Relative humidity	0~100%					
Altitude	3000m					
DC connection	H4 / MC4 (Optional)					
AC connection	Connector					
Display	LCD+LED					
Interfaces: RS232/RS485/CAN/USB	Yes					
Monitor : RF/WIFI/GPRS	Optional					
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional					
IEC 61000, IEC 62109, IEC 62040, VDE-AR-N 4105, VDE 0126, UTE C 15-712, En50549, CEI 0-21IEC62116, IEC61727, AS/NZS 4777, G98, IEC 62477, C10/11, UNE217001, UNE206007, PO12.2, TOR Erzeuger						

RESOLUÇÃO n°038/2020 – CEPE

ANEXO I

APÊNDICE ao TCC 2

Termo de autorização de publicação de produção acadêmica

Os estudantes Áleph Toledo Chagas Pereira e Jordan Jorge de Carvalho, do Curso de Engenharia Elétrica, matrículas 2012.1.0038.0063-4 e 2016.1.0038.0188-5, telefones: (62) 98108-1349 e (62) 98251-5979, e-mails: alephtoledo@hotmail.com e jordanjorgec@gmail.com, na qualidade de titular dos direitos autorais, em consonância com a Lei n° 9.610/98 (Lei dos Direitos do autor), autoriza a Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUC Goiás) a disponibilizar o Trabalho de Conclusão de Curso intitulado ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PÓS MUDANÇAS PROPOSTAS NA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 E SISTEMA COM INVERSOR HÍBRIDO – ESTUDO DE CASO, gratuitamente, sem ressarcimento dos direitos autorais, por 5 (cinco) anos, conforme permissões do documento, em meio eletrônico, na rede mundial de computadores, no formato especificado (Texto (PDF); Imagem (GIF ou JPEG); Som (WAVE, MPEG, AIFF, SND); Vídeo (MPEG, MWV, AVI, QT); outros, específicos da área; para fins de leitura e/ou impressão pela internet, a título de divulgação da produção científica gerada nos cursos de graduação da PUC Goiás.

Goiânia, 28 de junho de 2021.

Assinatura do(s) autor(es): Áleph Toledo Chagas Pereira _/ _ Jordan Jorge de Carvalho

Nome completo dos autores: Áleph Toledo Chagas Pereira _/ _ Jordan Jorge de Carvalho.

Assinatura do professor-orientador: Carlos Augusto G. Medeiros
Orientador

Nome completo do professor-orientador: Carlos Augusto Guimarães Medeiros.