

CÁLCULO, DIMENSIONAMENTO E DESENHO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA ATENDER A DEMANDA DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Rodrigo Wenceslao A. Ch.^a, Walfrido A. Pippo^b

^aEstudante, Universidade Federal da Integração Latino-Americana - UNILA, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil

^bOrientador, Universidade Federal da Integração Latino-Americana - UNILA, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil

Resumo

No presente trabalho é dimensionado um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e um Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) auxiliadas pelo software *PV*SOL*, ambos para atender a demanda de recarga de 10 Veículos Elétricos a Bateria pertencentes à frota da ITAIPU BINACIONAL. Após uma análise concluiu-se que o projeto mais atrativo economicamente é o sistema conectado à rede. Por outro lado, o projeto mais atrativo tecnicamente é o sistema isolado. Para conseguir um projeto que seja técnica e economicamente viável para atender a demanda da frota, é proposto um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede com Sistema de Baterias (SFCRB).

Palavras-chaves: Sistema Fotovoltaico, Veículo Elétrico, ITAIPU BINACIONAL, *PV*SOL*

1. Introdução

Nas últimas três décadas, a matriz energética mundial dependente dos combustíveis fósseis está dependendo de fontes de energias renováveis, processo conhecido como *Transição Energética* [1, 2, 3]. Neste contexto, se está reestruturando a economia global adotando-se soluções mais limpas tanto no consumo como na geração de energia, por exemplo, a adoção de Veículos Elétricos (VEs) e a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos (SFVs), respectivamente [4, 5]. O VE é totalmente dependente de uma bateria recarregável, isto provoca uma carga adicional na rede elétrica, e pode fragilizar a rede de distribuição atual [6]. Portanto, manter a rede elétrica estável e garantir o fornecimento de energia elétrica para a recarga de VEs são as chaves para o futuro de uma cidade.

Um VE pode estar conectado a um SFV carregando a sua bateria tanto quando estacionado numa residência, num local de trabalho, estacionamento, ou até numa estação de recarga específica o qual é análogo ao atual posto de abastecimento de combustível [7].

No Brasil, o VE já é uma realidade, até o final do ano 2016 foram registrados cerca de 3800 unidades em circulação, e a expectativa é que circulem 30 mil a 40 mil até 2020 [8].

No presente trabalho, o alvo é propor um SFV para atender a demanda de recarga de VEs, coloquialmente pode ser chamado de *Posto de recarga de VEs*. O objetivo é que os usuários, ao trafegarem com um VE, tenham o respaldo de encontrar infraestrutura de recarga disponível

e que evite sobrecarga na rede de distribuição de energia elétrica. O dimensionamento das propostas será auxiliada pelo software *PV*SOL*. As propostas são os dois tipos de sistemas fotovoltaicos existentes: 1) Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e 2) Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) [5]. Ambos tipos podem operar somente com fonte fotovoltaica ou juntamente com outras fontes de energia, neste último caso são chamados de sistemas fotovoltaicos híbridos (SFHs) [9].

As principais etapas do projeto são: 1) seleção do tipo de sistema; 2) definição da localização; 3) levantamento do recurso solar disponível no local de aplicação; 4) levantamento de dados climáticos; 5) Avaliação dos parâmetros da rede; 6) levantamento da demanda e consumo de energia elétrica; 7) dimensionamento do gerador fotovoltaico; 8) dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência, no caso do SFCR, se restringe ao inversor para conexão à rede; e 9) dimensionamento do sistema de armazenamento, para o caso do SFI.

A REN 482/2012 e a REN 687/2015, estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica [10, 11]. Segundo as normas se permite (1) a *compensação* da energia e não a venda, (2) a injeção do excedente à rede da concessionária, sob título de empréstimo, (3) o excedente do dia pode ser devolvido à noite ou em outros dias, e (4) o excedente do mês gera crédito para os próximos meses e válido até 5 anos, ou pode ser transferida para outra unidade do mesmo proprietário, ou inclusive, pode ser distribuído entre outras unidades de um condomínio ou consórcio.

Email address: rodrigo.rwach@gmail.com (Rodrigo Wenceslao)

Como resposta a estas normas, no Brasil, entre as energias renováveis mais utilizadas, a solar fotovoltaica é a fonte de energia que vem se destacando, com 3.494 conexões totalizando 24,1 MW de capacidade instalada registradas até o final de 2016 [12].

2. Contextualização

O sistema solar fotovoltaico mais atrativo pretende ser instalado como um sistema piloto no campus central da Assessoria de Mobilidade Elétrica Sustentável (AM.GB), responsável pelo Programa VE da Usina Hidrelétrica de ITAIPU BINACIONAL. O terreno pode ser visualizado na Figura 1. O local selecionado tem uma área de 3.600,0 m², com presença de poucas árvores, mesmas que podem ser transplantadas.



Figura 1: Campus da Assessoria de Mobilidade Elétrica Sustentável (AM.GB), ITAIPU BINACIONAL. Imagem capturada do Google Earth Pro [13]. As coordenadas geográficas do terreno são: Latitude: -25°26'8.65" S e Longitude: -54°35'9.33" O.

Na ITAIPU, nos últimos 10 anos, o Programa VE teve como objetivo pesquisar soluções de mobilidade elétrica, sistemas de armazenamento de alta capacidade e geração de energia a partir de fontes renováveis que sejam técnica e economicamente viáveis e que possam minimizar o impacto ambiental [14].

Atualmente, a equipe da AM.GB, trabalha com sistemas híbridos de gerenciamento de energia experimentais. Estes sistemas recarregam baterias de alta capacidade, injetam energia na rede e em alguns casos são destinados para recarregar baterias dos VEs utilizados pelos colaboradores. Os sistemas gerenciam a energia elétrica gerada por SFVs de pequeno porte, turbinas eólicas e grupos geradores. Com conhecimento da operação e funcionamento destes sistemas poderiam ser projetados novos sistemas específicos para atender a recarga de baterias para VEs. Neste sentido, alguns dos conhecimentos em equipamentos e sistemas adquiridos com a equipe de engenheiros e técnicos da AM.GB são aplicados neste trabalho.

Na frota própria da ITAIPU, existem mais de 100 VEs, de carros de passeio leves até avião, os quais são resultado de parcerias com a Fiat, a Renault, BMW, Iveco e Agrale [14]. A Figura 2 mostra os atuais modelos que conformam a frota de VEs da usina.



Figura 2: Frota de Veículos Elétricos da ITAIPU BINACIONAL [15].

Atualmente, as baterias da frota são recarregadas por sistemas puramente elétricos, isto é, eletropostos de recarga diretamente ligados à rede. E, a própria empresa produz a energia que abastece os carros [16]. Economicamente, R\$ 240 mil foram economizados nos últimos 10 anos, caso a energia elétrica fosse comprada, a economia resultaria em R\$ 110 mil [16]. Analogamente, a energia elétrica gerada pelo SFV resultaria em uma economia aproximadamente similar. Inicialmente, baseados nas peculiaridades da Geração Distribuída (GD) [10, 11], pre vemos que o SFCR pode ser mais atrativo, no entanto, neste trabalho aspectos técnicos e econômicos viabilizam os sistemas.

Os SFVs propostos são destinados para atender a frota da ITAIPU. Para o dimensionamento são considerados os modelos de Veículos Elétricos a Bateria (VEB) [17] que formam parte da frota, além desses veículos são incluídos modelos da Tesla Motors, Volkswagen, Nissan, Chevrolet e Mitsubishi, isto considerando que nos próximos anos a frota da usina irá se expandir.

3. Estado da arte

A seguir, são apresentados trabalhos que relacionam projetos de SFVs com VEs.

Barros [18], concluiu com foco na cidade de Curitiba, que são necessário 12 m² de painel solar instalado para um VE leve de uso urbano que percorre 40 km num dia, com consumo de energia de 5,5 kWh. Esta área é menor ao ocupado por uma vaga de estacionamento padrão. Após cálculos e considerações, também concluiu que a tecnologia solar fotovoltaica para a recarga de VEs pode prontamente ser empregada, pois tanto técnica quanto economicamente ela é viável.

Por outro lado, Baracho [19], verificou para região de Brasília que o tempo de carregamento de um VE impacta diretamente no custo da energia elétrica e que ademais do alto investimento numa estação de recarga, o SFV segue sendo atrativo.

Trabalhos feitos no exterior, tal caso é de Marquina e David [20], que desenharam um SFCR para subministrar energia a uma série de eletropostos de recarga de baterias de VEs na Espanha, cujo objetivo foi tornar o projeto viável e sustentável.

Para Marrero e Hernández [21], as estações de recarga para VEs já é uma realidade. Elas projetaram três diferentes soluções para atender a recarga de VEs num estacionamento de aeroporto na Espanha. E são: 1) SFI; 2) sistema puramente elétrico conectado à rede; e 3) SFCR. Após uma análise de viabilidade, concluíram que a opção mais atrativa é o SFCR.

Eduardo Silveira [22], engenheiro da ITAIPU, projetou o primeiro sistema híbrido on e off grid simultâneo do Brasil, o sistema foi instalado no Quartel General do Exército, em Brasília. Este sistema foi um dos sistemas experimentais da AM.GB para atender a necessidade de energia elétrica em locais isolados e mesmo nas grandes cidades. A proposta 2 deste presente trabalho, é baseado neste sistema híbrido, mas é readequado na sua dimensão e característica especificamente para atender a demanda de recarga de baterias para VEs.

4. Metodologia

O desenvolvimento da metodologia encontra-se estruturada em dois partes. Na primeira parte são apresentados as generalidades, que consiste na avaliação do recurso solar disponível, dados climáticos, e levantamento da curva de carga. Na segunda parte, segue a seleção e descrição dos componentes fotovoltaicos para cada proposta.

4.1. Generalidades

4.1.1. Recurso solar e clima

Uma base de dados da irradiação solar e clima para o local específico para o projeto, não estão disponíveis na literatura. No entanto, programas como o *SunData* [23] e *MeteoSyn* [24] possuem uma base dados para locais próximos ao projeto. Este último *software* é incluído no *PV*SOL* para fornecer dados de localização, irradiação solar e clima para o dimensionamento dos SFVs.

De acordo a esta base de dados, considera-se as seguintes coordenadas geográficas: Latitude: $-25^{\circ}33'0''$ e Longitude: $-54^{\circ}34'1''$. O local selecionado apresenta uma soma anual da irradiação global de 1812 kWh/m^2 e uma média anual da temperatura de $21,5^{\circ}\text{C}$.

A inclinação ótima para o módulo fotovoltaico (MFV) é um parâmetro importante atrelado à avaliação do recurso solar. Para realizar uma estimativa foi utilizado o *software SunData*. Através das coordenadas geográficas da cidade de Foz do Iguaçu, pode-se obter dados da irradiação solar diária média mensal. No gráfico da Figura 3 é apresentado o comportamento da irradiação solar diária média mensal para diferentes ângulos de inclinação.

Segundo a base de dados do *SunData*, para o ângulo de 22°N a média da irradiação solar é maior em comparação a outros ângulos de inclinação da Figura 3. O *PV*SOL* propus este mesmo ângulo para a inclinação dos MFVs. Então, este ângulo é adotado para realizar o dimensionamento. Se prevê que a situação de montagem do painel

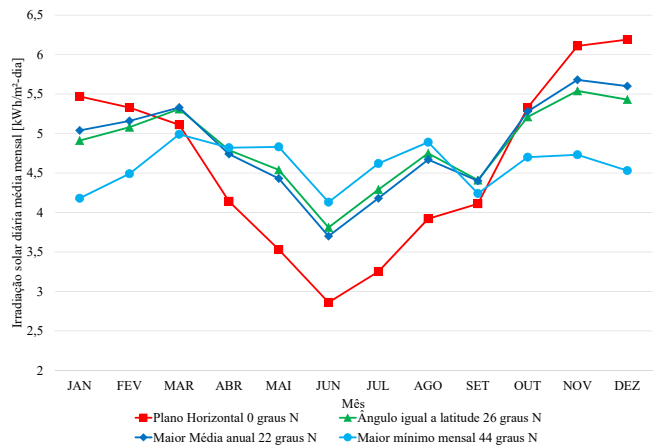


Figura 3: Irradiação solar diária média mensal para a cidade de Foz do Iguaçu [23].

fotovoltaico será elevada e em um espaço livre, nesta situação, uma estrutura deverá garantir a inclinação selecionada.

4.1.2. Curva de carga

O responsável por conectar o VE à fonte de energia elétrica disponível numa estação de recarga é o eletroposto, o seu consumo de potência depende do nível de recarga aceitado pelo VE, isto é, quanto mais rápida é a recarga, maior é a potência drenada da fonte ou rede [25]. Porém, os eletropostos são projetados para fornecer uma determinada potência máxima de carga nos seus conectores [26].

Neste trabalho, a curva de carga é estimada a partir das potências máximas de carga dos eletropostos desenvolvidos pela ITAIPU BINACIONAL. As especificações elétricas deste eletroposto são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Especificações elétricas do eletroposto desenvolvido pela ITAIPU BINACIONAL.

Tensão	230V AC ou 400V AC
Frequência	50-60Hz
Corrente Máxima	16 A ou 32 A
Modo Stand-by	Sim
Conector 1	
Tensão	230V AC ou 400V AC
Frequência	50-60Hz
Tipo de tomada	Tipo 2 - Mennekes
Potência máxima de carga	3,7kW a 22kW
Nível de carregamento	Nível 2
Conector 2	
Tensão	230V AC
Frequência	50-60Hz
Tipo de tomada	Tipo 1 - Schuku industrial
Potência máxima de carga	3,7kW
Nível de carregamento	Nível 1

Com o intuito de verificar que as potências de $3,7 \text{ kW}$ e 22 kW não são ultrapassadas no status de carregamento foi adaptado a Tabela 2, nela são apresentados as características de carregamento e infraestrutura para diferentes VEs.

Como mostra a Tabela 2, Yilmaz et. al. [35] classificaram três níveis de carregamento requeridos pelos VEs, as

Tabela 2: Características de carregamento e infraestrutura de diferentes veículos elétricos da frota de ITAIPU e em circulação no Brasil.

Empresa	Modelo	Autonomia [km]	Capacidade da bateria Li-Ion [kWh]		Conector	Nível 1		Nível 2		Nível 3		Fonte
			Demanda [kW]	Tempo de carga [h]		Demanda [kW]	Tempo de carga [h]	Demanda [kW]	Tempo de carga [h]			
Renault	Zoe	240	22	SAE J1772*	3	< 8	7	4	22/43	1	[27]	
Renault	Fluence Z.E.	185	22	SAE J1772	3	10-12	3,7	6-8	22	0,5	[28, 29]	
Renault	Twizy	100	6,1	SAE J1772	N/E	N/E	3,7	3,5	N/E	N/E	[28]	
BMW	i3	190	21,6	SAE J1772	7,4	8	4,6	<3	N/E	N/E	[30, 31]	
Volkswagen	e-up!	160	18,7	SAE J1772	2,3	9	3,6	4	N/E	N/E	[32]	
Volkswagen	e-Golf	190	24,2	SAE J1772	2,3	13	7,2	4	40	0,45	[33]	
Tesla	Model S 60	400	60	SAE J1772	11,5	8,4	17,2	5,5	120	1	[34]	
Tesla	Roadster	394,5	60	SAE J1772	1,8	> 30	9,6 - 16,8	4-12	120	1	[35]	
Nissan	Leaf	199	24	SAE J1772/C.	1,8	12-16	3,3/4,6/6,6	6-8	> 50	0,25-0,5	[35]	
Ford	Focus Elec.	162	23	SAE J1772	2,4	10-11	3,8/6,6	6-7	N/E	N/E	[36]	
Chevrolet	Spark EV	132	21,3	SAE J1772	N/E	N/E	3,3	7	N/E	N/E	[37]	
Mitsubishi	i-MiEV	154,5	16	SAE J1772/C.	1,5	14	3	7	50	0,5	[35]	

* A SAE J1772 é uma norma norte-americana, responsável por padronizar conexões elétricas para VEs nos EUA.

quais são em alguns casos menores ou iguais as potências máximas de carga entregues pelo eletroposto citado anteriormente. Geralmente, para potências superiores a 22 kW o carregamento acontece em corrente contínua. Este último caso é considerado de Nível 3 o qual não é muito utilizado por causar aquecimento da bateria do VE, reduzindo a sua vida útil e eficiência [38]. Por isto, as montadoras recomendam realizar no máximo 1 ou 2 recargas por mês neste último nível, seja em AC ou DC.

De acordo com a Tabela 2, existem diferentes VEs que formam parte da frota de ITAIPU, eles são leves e de uso urbano. Porém, para realizar o dimensionamento é necessário adotar um VE que possua as melhores características. Neste caso, foi considerado um VE médio teórico, calculado a partir dos dados da Tabela 1 e 2. As características de este veículo são apresentadas na Tabela 3. Considera-se também que a bateria deste pode ser recarregado tanto no conector 1 como no conector 2 do eletroposto. VEs ligados no conector 1 são considerados recarregados em *carga rápida* e os ligados no conector 2 de recarregados em *carga lenta*.

Tabela 3: Veículo Elétrico Médio.

Autonomia [km]	Capacidade da bateria Li-Ion [kWh]		Conector	Carga lenta		Carga rápida	
	Demanda [kW]	Tempo de carga [h]		Demanda [kW]	Tempo de carga [h]		
208,92	26,58	SAE J1772	3,7	12,59	22	5,54	

As especificações elétricas consideradas para a carga lenta e rápida são apresentadas na Tabela 4. Foi adotado como tensão de operação do sistema 400 V, esta tensão deve ser garantida na saída do inversor.

Tabela 4: Especificações elétricas para a carga lenta e rápida.

Especificação elétrica	Carga lenta	Carga rápida
Tensão	230 V AC	400 V AC
Corrente	16 A	32 A
Potência	3,7 kW	22 kW

Em cada eletroposto é possível manter carregando 2 VEs. Para o projeto são considerados **5 eletropostos**, totalizando **10 VEs** carregando de forma simultânea uma

vez por dia. Este caso é considerado como o mais crítico para o sistema. Desta forma, o dimensionamento é feito para o caso crítico, onde 5 VEs estão sendo carregados em carga lenta e os restantes 5 em carga rápida.

Na Tabela 5 são apresentadas as potências consumidas nos conectores de carga lenta e rápida, assim como também a potência total máxima consumida pelos eletropostos. Pode-se apreciar também a energia que será consumida em cada conector e a energia total média consumida diariamente. O cálculo das energias foi feito multiplicando as potências consumidas pelo tempo médio de duração de carga lenta e rápida apresentado na Tabela 3.

Tabela 5: Potência e energia consumida nos eletropostos.

Potência consumida nos conectores de carga lenta	18,5 kW
Potência consumida nos conectores de carga rápida	110 kW
Potência máxima consumida pelos eletropostos	128,5 kW
Energia consumida nos eletropostos em carga lenta	232,92 kWh/dia
Energia consumida nos eletropostos em carga rápida	609,58 kWh/dia
Energia total média consumida diariamente	842,50 kWh/dia

Seguidamente é calculado a necessidade energética mensal, o resultado pode ser visualizado na Curva de Carga da Figura 4. Na Tabela A.23 do Apêndice A encontram-se os resultados numéricos.

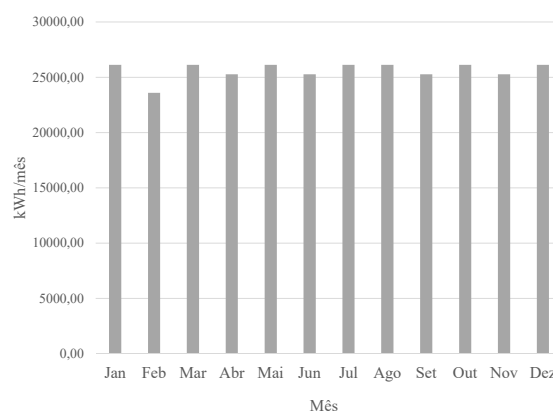


Figura 4: Curva de carga resultante para a recarga de 10 veículos elétricos.

4.2. Seleção e descrição de componentes fotovoltaicos: Proposta 1 - SFRC

Para a primeira proposta foi necessário selecionar um módulo fotovoltaico e inversor solar.

4.2.1. Módulo fotovoltaico

Para a seleção do módulo fotovoltaico foram considerados os seguintes parâmetros: 1) Potência nominal; 2) Eficiência; 3) Tipo de tecnologia (material) 4) Área de incidência; 5) Custo unitário; 6) Registro no Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO); 7) Relação Custo/Potência nominal; 8) Relação Custo/Área de incidência; 9) Relação Potência nominal/Área de incidência; e 10) Confiabilidade no fabricante, empresa comercializadora e importadora.

Na Tabela 6 são apresentados 25 diferentes MFVs que foram analisados com base nos parâmetros anteriores. De todos eles foi selecionado o módulo **TP672P-325** (módulo N°15 da Tabela 6) da companhia **Suzhou Talesun Solar Technologies CO., Ltd.** e é registrada no Brasil pela empresa **Solgen Energy** [39]. Este módulo foi o mais favorecido nos parâmetros de seleção, e cabe destacar que este módulo é quem mais atende tanto técnica e economicamente às propostas. A respectiva ficha de especificações técnicas pode ser visualizado no Anexo A.

Potência nominal. Quanto a este parâmetro, buscou-se primeiramente módulos com as maiores potências nominais disponíveis no mercado e que paralelamente possuam a menor área de incidência possível. Como mostra a Tabela 6, módulos com potências entre 320 e 345 kW foram escolhidos para a seleção.

Eficiência. A eficiência dos módulos analisados está na faixa de 16,4 e 17,8 %. Os módulos de silício monocristalino são aqueles que apresentaram maior eficiência, porém, eles também são os que mais custam. Nesta etapa todos de esta tecnologia foram descartados.

Tipo de tecnologia. Apesar da existência de outras tecnologias separadas dos módulos de silício mono e policristalino [5], somente foram consideradas estas duas tecnologias pelo fato de serem as mais utilizadas.

Área de incidência. A área de incidência dos módulos analisados são praticamente do mesmo valor, tal como visto na Tabela 6. Então, em caso de ter espaço limitado no terreno, poderia ter-se reconsiderado os módulos de silício monocristalino, porque eles tem maior rendimento por m².

Custo unitário. Para recavar informações sobre o custo de cada módulo se entrou em contato diretamente com as empresas importadoras e comercializadoras que fizeram registro do produto no INMETRO. Os custos apresentados na Tabela 6 são custos em **dólar americano (\$)** de venda na fábrica, isto é o custo Livre a Bordo, traduzido do inglês *Free On Board (FOB)*. Foram considerados os módulos com os menores preços, e selecionado aquele mais barato e seguro.

Registro no INMETRO. O registro fornece uma garantia da qualidade do produto e os serviços.

Relação custo/potência, custo/área, e potência/área. Uma estratégia para a seleção final foi comparar estas relações. Foi ordenando os valores destes parâmetros em forma ascendente e descendente para os módulos de silício policristalino, tal como se mostra na Tabela 7. O custo se encontra ordenado em forma ascendente, assim como também o $\$/Wp$, e o $\$/m^2$. A relação Wp/m^2 foi disposto de forma descendente.

A estratégia consiste em obter um módulo que seja (1) barato por cada watt-pico, (2) que seja barato por metro quadrado e (3) que a sua potência watt-pico seja a mais alta por cada metro quadrado. Então, na Tabela 7 nota-se que o módulo TP672P-325 é o segundo mais barato da lista, sendo primeiro o módulo RSM72-6-320P, mas pode ser colocado como o primeiro da lista quando se trata do custo por cada watt-pico. Em relação ao seu custo por metro quadrado está na segunda da lista, porém é o mais próximo ao primeiro. Uma análise até aqui pode nos levar a selecionar o módulo RSM72-6-320P. No entanto, na decisão final foi escolhido o módulo TP672P-325 porque ele tem maior watt-pico por metro quadrado.

Confiabilidade no fabricante, empresa comercializadora e importadora. Após uma busca foi verificado que a Companhia **Suzhou Talesun Solar Technologies CO., Ltd.**, cumpre com numerosos critérios estabelecidos por padrões e certificações internacionais (IEC 61215 ed.2, IEC 61730, UL 1703) [40]. Esta mesma se encarrega da importação e comercialização no Brasil mediante os seus escritórios e empresas parceiras.

4.2.2. Inversor Solar

Este componente é um dos mais importantes do sistema, neste é convertido a corrente contínua (DC) gerada pelos MFVs em corrente alternada (AC) para suprir o consumo.

Quanto as propriedades da Rede Elétrica-Corrente Alternada (AC), elas devem satisfazer as condições elétricas para a carga lenta e rápida apresentados na Tabela 4. Então, temos: 1) tensão entre fase e neutro (L1-N) 230 V; 2) rede trifásica; e 3) Fator de Potência $\cos \varphi = 1$.

Para a correta operação do sistema na condição crítica (todos os eletropostos sendo utilizados), deve-se garantir (1) uma potência máxima de 128,5 kW, (2) uma tensão de operação do sistema de 400 V AC, e (3) uma corrente máxima de 48 A para cada eletroposto. Para atender tais condições foi escolhido o inversor solar **Ingecon Sun 33TL** da empresa **Ingeteam S. A.**

Este inversor tem uma potência nominal de 33 kW, tensão nominal na saída de 400 V e tem a capacidade de drenar uma corrente máxima de 48 A. Estas especificações elétricas e outras podem ser visualizados no Anexo B.

O aspecto principal por ter adotado este inversor é pela confiabilidade na empresa. Atualmente vários sistemas

Tabela 6: Módulos fotovoltaicos analisados. Baseado no INMETRO [39].

No	Empresa	Modelo/Código	Material	Características Físicas				CAB	CCI	PMP		P [W]	Temp (CNO)	PME [kWh/mês]	η (%)	CE	Custo unitário* (\$) (\$/Wp)	(\$/m²)	(Wp/m²)	
				C [mm]	L [mm]	A [m²]	P [kg]			T [V]	I [A]									T [V]
1	BYD DO BRASIL LTDA	BYD 320P6D-36	Si-Poly	1961	985	1,93	32,8	45,8	9	36,8	8,7	320	43 ± 2	40	16,6	A	128,000	0,400	66,321	165,803
2	BYD DO BRASIL LTDA	BYD 325P6D-36	Si-Poly	1961	985	1,93	32,8	45,8	9	37	8,78	325	43 ± 2	40,57	16,8	A	135,000	0,415	69,948	168,394
3	CANADIAN SOLAR BRASIL	CS6U-320P	Si-Poly	1960	992	1,94	22,4	45,3	9,3	36,8	8,69	320	45	39,97	16,4	A	297,155	0,929	153,173	164,948
4	CANADIAN SOLAR BRASIL	CS6X-325P	Si-Poly	1960	992	1,94	22,4	45,7	9,3	37	8,78	325	N/E	16,72	A	213,020	0,655	109,804	167,526	
5	CANADIAN SOLAR BRASIL	CS6X-325P	Si-Poly	1954	992	1,94	23	45,5	9,3	37	8,78	325	45	40,61	16,8	A	269,927	0,831	139,138	167,526
6	CHINT	CHSM6612P-320	Si-Poly	1954	990	1,93	25,8	45,4	9	36,1	8,89	320	43 ± 2	40,06	16,6	A	132,800	0,415	68,808	165,803
7	CTC	ZXP6-72-320/P	Si-Poly	1956	992	1,94	22,5	45,6	9	37,5	8,54	320	45 ± 2	40	16,5	A	118,400	0,370	61,031	164,948
8	DFM ENERGY SOLUTION	UL-320P-72	Si-Poly	1953	992	1,94	22,5	45,8	9,1	36,9	8,68	320	45	40,04	16,5	A	190,397	0,595	98,143	164,948
9	NATIVA	SL320TU-36P	Si-Poly	1956	992	1,94	22,5	44,2	8,9	38,1	8,39	320	47 ± 2	39,98	16,5	A	121,000	0,380	62,680	164,948
10	ORION FOTOVOLTAICA	LNSF-320M	Si-Mono	1956	992	1,94	23	44	9,4	36,1	8,86	320	45 ± 2	39,98	16,5	A	176,882	0,553	91,176	164,948
11	ORION FOTOVOLTAICA	LNSF-325M	Si-Mono	1956	992	1,94	23	44	9,5	36,1	9	325	45 ± 2	40,61	16,7	A	181,010	0,557	93,304	167,526
12	ORION FOTOVOLTAICA	LNSF-330M	Si-Mono	1956	992	1,94	23	44,2	9,6	36,3	9,09	330	45 ± 2	41,25	17	A	184,185	0,558	94,941	170,103
13	PREMIER	MSE-320P	Si-Poly	1955	982	1,92	25	45	9,2	36,6	8,75	320	20	39,99	16,7	A	201,651	0,630	105,027	166,667
14	SOLGEN ENERGY	TP672P-320	Si-Poly	1960	990	1,94	23,5	45,4	9,2	36,5	8,77	320	45 ± 2	40,01	16,5	A	118,400	0,370	61,031	164,948
15	SOLGEN ENERGY	TP672P-325	Si-Poly	1960	990	1,94	23,5	45,5	9,3	36,6	8,88	325	45 ± 2	40,63	16,7	A	113,750	0,350	58,634	167,526
16	W M LAUDISIO JUNIOR	SRP-320-6PA	Si-Poly	1956	992	1,94	23	45,5	9	37	8,66	320	N/E	16,49	A	120,000	0,375	61,856	164,948	
17	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TSM 320PD14	Si-Poly	1956	992	1,94	22,5	45,8	9,1	37,1	8,63	320	40	40,02	16,5	A	134,400	0,420	69,278	164,948
18	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TSM 325DD14A	Si-Poly	1956	992	1,94	26	46	9,2	37,6	8,65	325	40	40,66	16,8	A	136,500	0,420	70,361	167,526
19	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TSM 330DD14A	Si-Poly	1956	992	1,94	26	46,2	9,3	37,8	8,73	330	40	41,25	17	A	138,600	0,420	71,443	170,103
20	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TSM 335DD14A	Si-Poly	1956	992	1,94	26	46,3	9,4	37,9	8,84	335	40	41,88	17,3	A	140,700	0,420	72,526	172,680
21	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	RSM72-6-320P	Si-Poly	1956	992	1,94	25	45,7	9,2	37,3	8,6	320	40	40,1	16,5	A	112,000	0,350	57,732	164,948
22	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	RSM72-6-335M	Si-Mono	1956	992	1,94	24	46,7	9,3	37,9	8,83	335	40	41,83	17,2	A	123,950	0,370	63,892	172,680
23	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	RSM72-6-340M	Si-Mono	1956	992	1,94	24	46,7	9,3	38,2	8,91	340	40	42,55	17,5	A	127,500	0,375	65,722	175,258
24	W M LAUDISIO JUNIOR-ME	RSM72-6-345M	Si-Mono	1956	992	1,94	24	46,9	9,4	38,5	8,97	345	40	43,17	17,8	A	131,100	0,380	67,577	177,835
25	MATSUL	BXU-330 P	Si-Poly	1966	991	1,9483	22	47,5	9,4	36,9	8,95	330	44	N/E	16,9	A	134,689	0,408	69,131	169,378

C: comprimento; L: largura; A: área; P: peso; CAB: circuito aberto; T: tensão; CCI: curto circuito; I: corrente; PMP: ponto de máxima potência; P: potência nominal do módulo; Temp: temperatura; CNO: condições normais de operação; PME: produção média de energia; η : eficiência; CE: classificação energética; * Custo em dólar americano informado pela empresa (valor FOB).

Tabela 7: Estratégia de seleção do módulo fotovoltaico.

(\$)	(\$/Wp)	(\$/m²)	(Wp/m²)
112,00	0,35	57,73	172,68
113,75	0,35	58,63	170,10
118,40	0,37	61,03	168,39
118,40	0,37	61,03	167,53
120,00	0,38	61,86	167,53
121,60	0,38	62,68	167,53
128,00	0,40	66,32	167,53
132,80	0,42	68,81	166,67
134,40	0,42	69,28	165,80
135,00	0,42	69,95	165,80
136,50	0,42	70,36	164,95
138,60	0,42	71,44	164,95
140,70	0,42	72,53	164,95
190,40	0,59	98,14	164,95
201,65	0,63	105,03	164,95
213,02	0,66	109,80	164,95
269,93	0,83	139,14	164,95
297,15	0,93	153,17	164,95

TP672P-325 RSM72-6-320P

elétricos da ITAIPU operam com equipamentos da Inge- team S. A. No caso específico da AM.GB, possuem inversores solares similares em operação e estoque, os quais podem ser aproveitados.

4.3. Seleção e descrição de componentes fotovoltaicos: Proposta 2 - SFI

O objetivo desta segunda proposta é conseguir um sistema que seja capaz de operar sem interrupções quanto se trata da disponibilidade de energia para suprir a demanda. Neste sentido, o sistema visualizado na Figura 5 é proposto. O sistema consiste dos seguintes elementos fotovoltaicos: Módulo fotovoltaico, inversor solar, inversor de bateria (inversor híbrido) e Baterias. A ligação a um grupo gerador ou a rede é opcional, sendo ele uma fonte de energia de reserva. Nesta proposta é considerado a ligação a um grupo gerador, então um SFI é dimensionado.

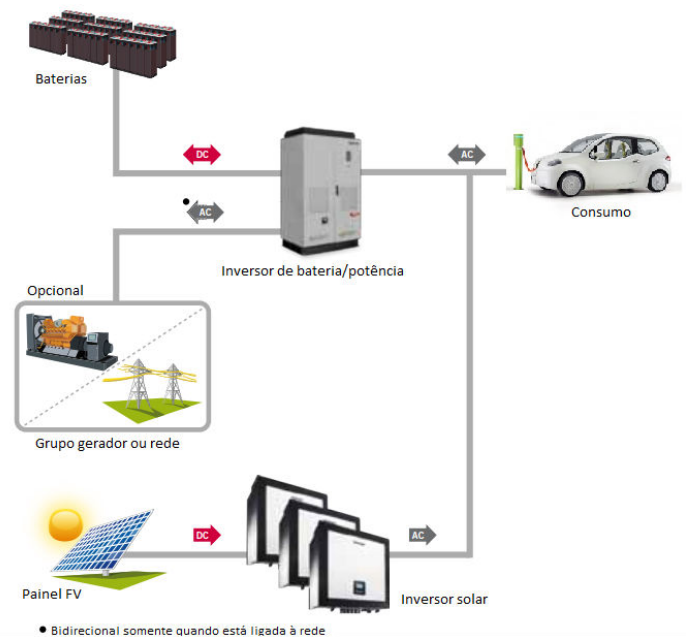


Figura 5: Esquema para o sistema fotovoltaico isolado. Adaptado de [41, 42].

4.3.1. Módulo fotovoltaico (MFV)

O MFV utilizado para este caso é o mesmo selecionado na *Proposta 1*.

4.3.2. Inversor

O inversor solar utilizado para este caso continua sendo aquele selecionado na *Proposta 1*.

4.3.3. Inversor de bateria (inversor híbrido)

Foi decidido utilizar o inversor **Ingecon Sun Storage Power 125** da empresa **Ingeteam S. A.** Este equipamento garante o equilíbrio correto entre geração, consumo e sistema de armazenamento. Isto é possível mediante o controle dos fluxos de energia circulantes no inversor solar, sistema de armazenamento, consumo e grupo gerador ou rede, com base no estado do sistema em qualquer momento [41]. A ficha de especificações técnicas de este inversor pode ser visualizado no Anexo C.

Atualmente a equipe da AM.GB conta com inversores de bateria quase similares para realizar testes de gerenciamento de energia, todos feitos por encomenda. Estes equipamentos foram testados em diferentes ocasiões e condições de trabalho distintas, motivo pelo qual é confiável a escolha do equipamento.

Por tratar-se de um equipamento novo, este inversor não está disponível na base de dados do *PV*SOL*, motivo pelo qual somente a primeira parte do dimensionamento (módulos solares e inversor solar) é auxiliado com o software, o restante é baseado nas configurações elétricas do inversor híbrido, assim como também nos atuais sistemas de armazenamento de energia com uso de baterias de alta capacidade da ITAIPU.

4.3.4. Baterias

Foi decidido utilizar a bateria de alto desempenho **FI-AMM ST523** da **Companhia FIAMM**. A tecnologia de fabricação desta bateria é o Cloreto de Níquel-Sódio, projetada especificamente para armazenamento de energia, adequado para sistemas conectados à rede ou isolados. As suas vantagens são: 1) requer pouca manutenção, 2) a sua faixa de operação está entre -20°C e 60°C , 3) possui sistema de monitoramento e gestão embutido na bateria, 4) é mais resistente quando opera em temperaturas elevadas, e 5) é reciclável [43].

Esta bateria tem uma tensão nominal de 620 V e uma capacidade de 22,5 kWh. A ficha de especificações técnicas pode ser consultado no Anexo D.

Atualmente está bateria forma parte dos sistemas experimentais de armazenamento de energia da AM.GB. Por outro lado, baterias da mesma tecnologia estão em desenvolvimento no Parque Tecnológico Itaipu com a finalidade de serem aplicadas em sistemas fotovoltaicos e outras aplicações estacionárias [43], motivo que também influenciou na seleção.

4.3.5. Grupo gerador

O grupo gerador selecionado é o **LGD 180** da fabricante **LEÃO**, empresa com sede no estado de Paraná. Este equipamento possui um motor diesel MWM 6.10TCA com consumo de combustível no 100% de 37,9 litros/h. Além disso, está equipado com um alternador que possui gerador síncrono trifásico.

O grupo tem um regime de potência em modo *stand-by* de 180 kVA/144 kW, e outro em modo *prime* com potências de 162 kVA/129,6 kW, o que permite que possa suprir a potência de demanda de 128,5 kW em ambos regimes de operação. A ficha de especificações técnicas deste grupo gerador pode ser visualizado no Anexo E.

4.3.6. Estratégia de operação do sistema

O inversor Ingecon Sun Storage Power 125 pode ser configurado para (1) funcionar de forma isolada, (2) *Back-up* e (3) autoconsumo [44].

Isolado. Esta configuração consiste no sistema isolado, o qual faz uso das baterias e grupo gerador para atender a necessidade energética.

Back-up. Configuração adotada para quando o sistema apresenta interrupções de energia com alguma frequência. Neste caso o banco de baterias opera como fonte para atender o consumo.

Autoconsumo. Esta configuração adiciona à *Back-up* a possibilidade de usar o banco de baterias de forma mais dinâmica, permitindo transferência de energia com intervalos de tempo onde uma rede está disponível.

Neste trabalho, o sistema é dimensionado para operar na primeira configuração. No Apêndice B são descritos os casos reais de funcionamento nesta configuração.

5. Resultados e discussão

5.1. Proposta 1: SFCR

A Figura 6 mostra o diagrama unifilar desta proposta. Na Tabela 8 são apresentados os equipamentos utilizados para o dimensionamento do Sistema.

O sistema está conformado por 7 unidades de geração fotovoltaica, cada uma ligada a um inversor solar. Na Figura 7 é apresentado o esquema de ligação entre um arranjo fotovoltaico e inversor, nota-se que são disposto 6 colunas em paralelo com 15 módulos em série por coluna, totalizando neste primeiro arranjo 90 módulos. O painel solar está conformado por 630 módulos, tal como apresentado na Tabela 8. Esta quantidade de módulos ocupa uma área de $1.222,5 \text{ m}^2$, este valor é menos da metade da área disponível para o projeto, isto garante que o sistema não possui falta de espaço.

Na Figura 8 são mostrados os gráficos da previsão da energia gerada em comparação ao consumo. Nota-se que o gerador fotovoltaico gera energia excedente durante os quatro primeiros meses do ano. De acordo com as normas

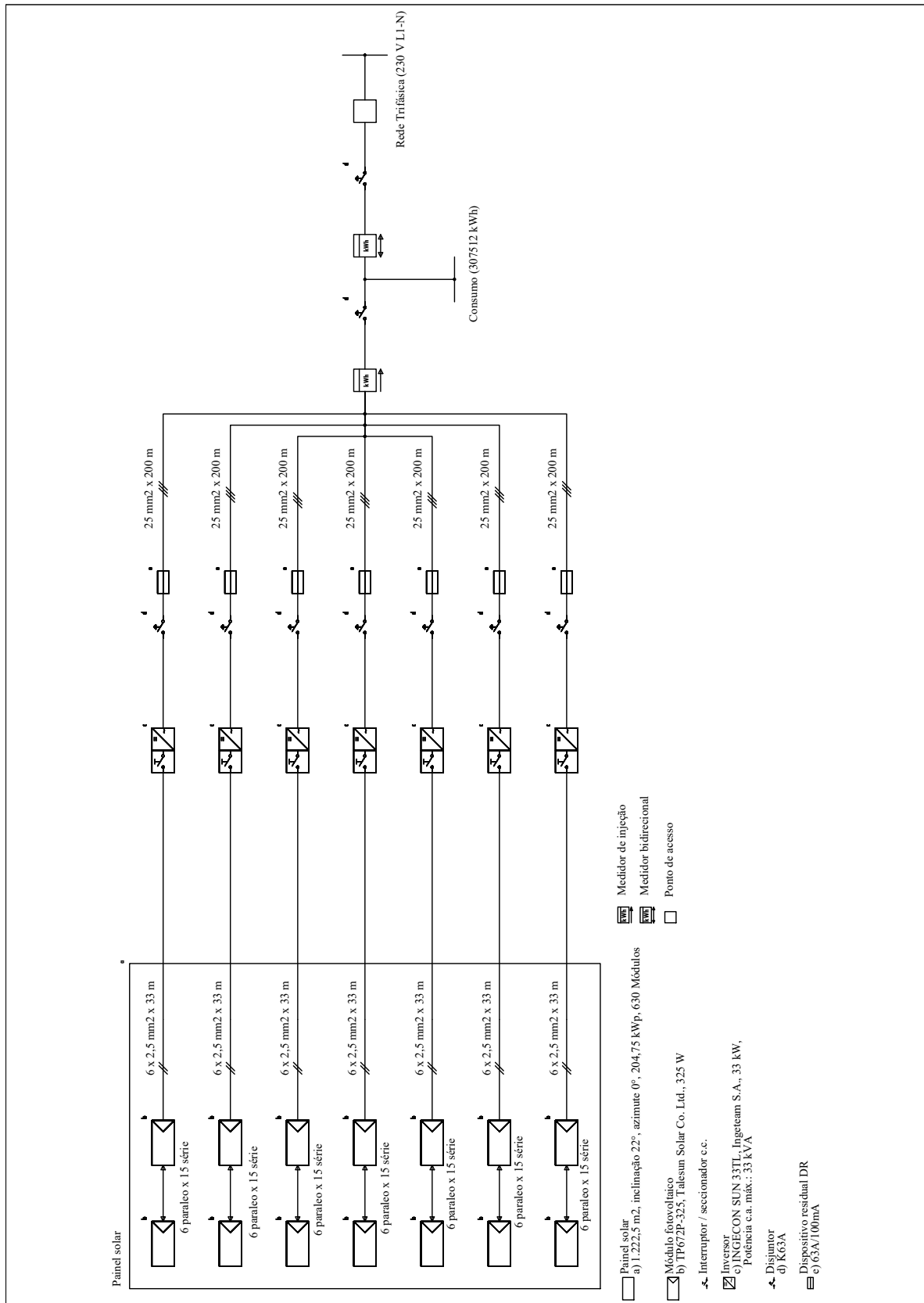
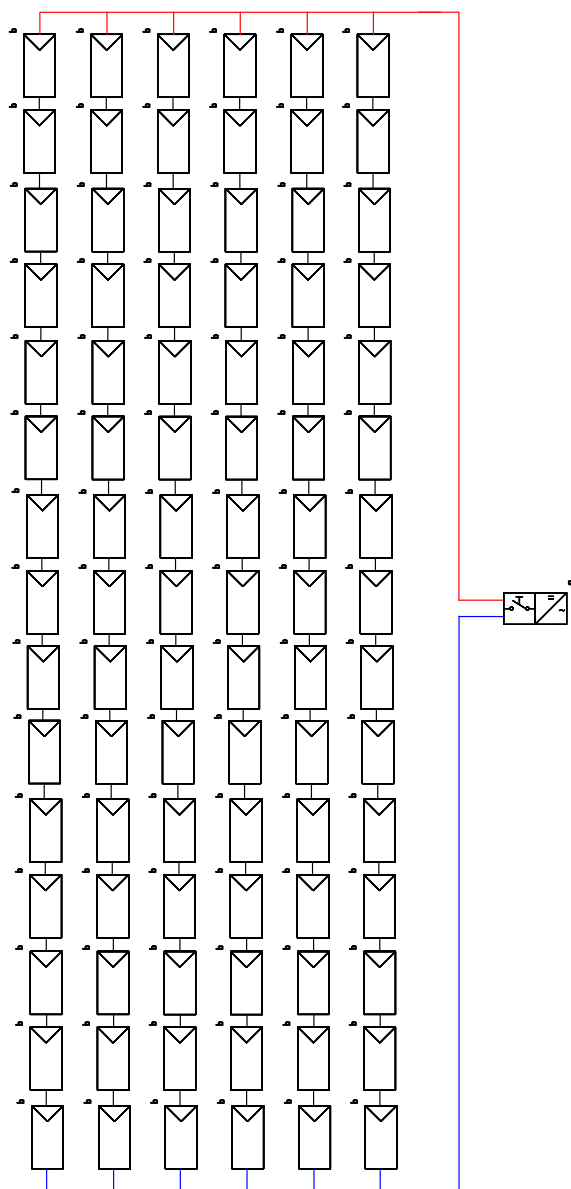


Figura 6: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico conectado à rede: Proposta 1.

Tabela 8: Equipamentos utilizados para o dimensionamento do SFCR.

Equipamento	Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência unitária	Potência total
Módulo solar	Sozhou Talesun Solar Technologies CO., Ltd.	TP672P-325	630	325 Wp	204,75 kWp
Inversor solar	Ingeteam S. A.	Ingecon Sun 33 TL	7	33 kW	231 kW



- ☐ Módulo fotovoltaico
b) TP672P-325, Talesun Solar Co. Ltd., 325 W
- ☒ Inversor
c) INGECON SUN 33TL, Ingeteam S.A., 33 kW,
Potência c.a. máx.: 33 kVA
- ⚡ Disjuntor
d) K63A

Figura 7: Arranjo fotovoltaico ligado ao inversor solar no SFCR: Proposta 1.

da GD [10, 11], esta energia pode ser utilizada nos meses de Maio, Junho, Julho e Agosto, em caso de falta de energia, tal como prevê o gráfico do balanço de produção, será puxada da rede. Já nos últimos quatro meses do ano, novamente a energia gerada pelo painel fotovoltaico será superior ao consumo, esta energia será injetada na rede gerando créditos de energia para o próximo ano.

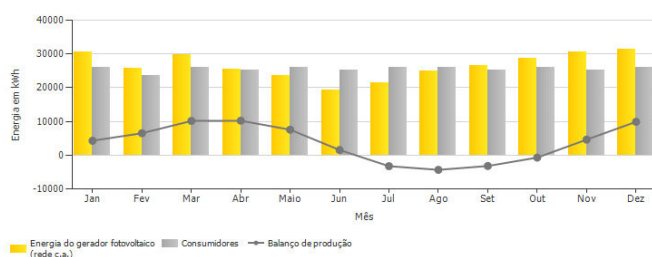


Figura 8: Previsão da energia gerada em relação ao consumo: SFCR.

A Figura 9 mostra o gráfico do Fluxo de Energia do sistema, obtido a partir das Tabelas C.24 e C.25 do Apêndice C. O gráfico representa o gerenciamento de energia em médias anuais para as condições iniciais do projeto e com isto é previsto a energia que será puxada da rede quando o consumo seja de 124.447 kWh. Este valor não é fixo pois o sistema apresentará uma carga variável quando estiver em operação.

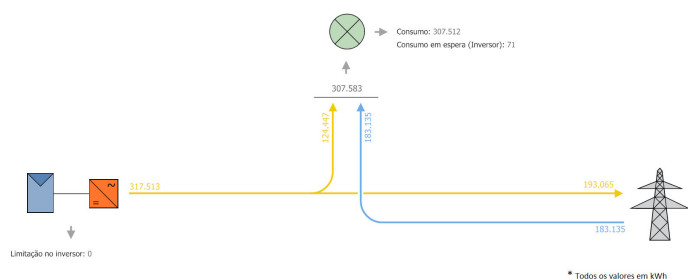


Figura 9: Gráfico do Fluxo de energia para o sistema fotovoltaico conectado à rede.

Os resultados mostrados na Figura 9 também são atrelados à configuração do inversor. No fluxo de energia nota-se que o sistema apresenta mais energia daquele que consome, este fato se deve aos ajustes no dimensionamento. A redução de um inversor leva a redução de 90 módulos, isto acarreta a falta de energia em relação à demanda, seguidamente mais energia é puxada da rede. O incremento de mais um inversor (90 módulos a mais) leva a uma geração de energia em excesso, a qual não têm previsão de que seja

consumida no futuro pela mesma carga ou outro consumidor. Neste sentido buscou-se o melhor equilíbrio entre o consumo e a geração de energia elétrica.

Ressalta-se que nos meses nos quais a energia gerada é maior que a consumida, uma taxa por parte da distribuidora Companhia Paranaense de Energia (COPEL) será cobrada. O valor no mínimo será referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do **grupo B - Baixa Tensão** (grupo ao qual as propostas deste trabalho pertencem) [5].

Quanto ao rendimento do sistema, estes são apresentados na Tabela 9. O desempenho deste sistema é medido pela Taxa de Desempenho (PR - *Performance Ratio*), valor que resultou ser superior à faixa atual dos SFCRs no Brasil (70 a 80%)[5]. Pode-se notar também que a eficiência do módulo nas condições do local é de 14%, sendo que em *Standart Test Conditions (STC)* o valor é 16,7%. Para o cálculo da quantidade de CO_2 evitado foi utilizado um fator de 0,6 kg/kWh [45].

Tabela 9: Rendimento do SFCR.

Energia do gerador fotovoltaico (rede AC)	317.513 kWh
Autoconsumo	124.447 kWh
Injeção na rede	193.065 kWh
Rendimento anual específico	1.550,73 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,30%
Autoconsumo	39,20%
Eficiência energética do módulo no local	14%
Emissões de CO_2 evitadas	190.508 kg/ano

Na simulação também foram obtidos resultados para o sistema de cabeamento, entre eles a seção nominal do cabo, tipo de cabo e os componentes de ligação elétrica e proteção. As características destes componestes são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10: Características de cabos e componentes da simulação: SFCR.

Cabos			
Tipo de cabo	Seção	Material	Comprimento total
Cabo DC	2,5 mm ²	Cobre	1400 m
Cabo AC	25 mm ²	Cobre	1400 m
Componentes			
Tipo		Quantidade	
Disjuntor K63A		7	
Dispositivo residual DR 63A/100mA		7	

5.2. Proposta 2: SFI

O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 10, e na Tabela 11 são apresentados os equipamentos utilizados para o dimensionamento.

O arranjo de módulos ligados a cada um dos inversores solares é igual à configuração dimensionada para SFCR (Figura 7). No diagrama são 9 inversores solares envolvidos, totalizando na configuração do painel solar 810 módulos, ocupando uma área de 1.571,7 m². A quantidade

de inversores híbridos são 3 ligados em paralelo, estes fazem a gestão da energia no sistema, e em cada um destes são ligados 3 inversores solares. Quanto à configuração do banco de baterias, este pode ser visualizado na Figura 11, pode-se notar que está conformado de 12 baterias em paralelo e somente uma em série, arranjos iguais a este são conectados a cada um dos inversores híbridos, totalizando 36 baterias.

O cálculo da quantidade de baterias não foi baseado nos dias de autonomia do sistema, este depende da capacidade de tensão e corrente admissíveis no inversor híbrido. Outro aspecto levado em consideração é que foi assumido que o inversor híbrido também pode ser configurado para operar com a bateria selecionada, já que de acordo com as especificações técnicas do Anexo C este equipamento somente é para baterias de Chumbo, Ni-Cd e Li-Íon. Entretanto, se garante até 4 dias de autonomia.

No diagrama unifilar da Figura 10 também pode-se visualizar a presença de um grupo gerador, está será utilizada somente em casos críticos e a energia deste será destinada maiormente para recarregar a bateria dos VEs, desta forma o banco de baterias do sistema será carregada prioritariamente pelo gerador fotovoltaico. As configurações que adota o sistema proposto estão resumidos no Apêndice B.

A Figura 12 mostra a previsão da energia gerada em relação ao consumo. Inicialmente a simulação foi feita pelo critério do mês crítico [5] (resultando na necessidade de 778 módulos), mas devido as características elétricas do inversor solar e a necessidade de armazenar energia optou-se por configurar 810 módulos.

No aspecto técnico do gerador fotovoltaico, este gera 408230,4 kWh/Ano de energia (rede AC- saída dos inversores solares), apresenta um rendimento anual específico de 1550,7 kWh/kWp e su desempenho é de 82,3 %. Comparando este dois últimos valores com os resultados do SFCR (Tabela 9), verifica-se que são similares.

A Figura 13 mostra o gráfico do fluxo de energia para o SFI. Porém foi adicionado outro banco de baterias e o seu respectivo inversor para realizar uma estimativa do funcionamento do SFI proposto neste trabalho. No sistema verdadeiro o fluxo de energia proveniente do grupo gerador deve ser configurado para que seja superior ao direcionado no consumo devido a que se pretende utilizar o grupo gerador somente em caso de emergência. Inicialmente não foi previsto que a simulação adota-se uma limitação da potência de injeção de 70% da potência fotovoltaica, situação que não aconteceu durante a simulação do SFCR. Esta limitação levou a realizar o gráfico do fluxo de energia considerando na saída do conjunto de inversor solares 336.370 kWh, já que poderia ter sido 408.230,4 kWh, esta situação pode reduzir o fluxo de energia do grupo gerador para o banco de baterias. As considerações realizadas para o cálculo da energia gerada pelo gerador fotovoltaico podem ser consultados na Tabela C.26 do Apêndice C.

Para o sistema de cabeamento foram obtidos os resultados mostrados na Tabela 12.

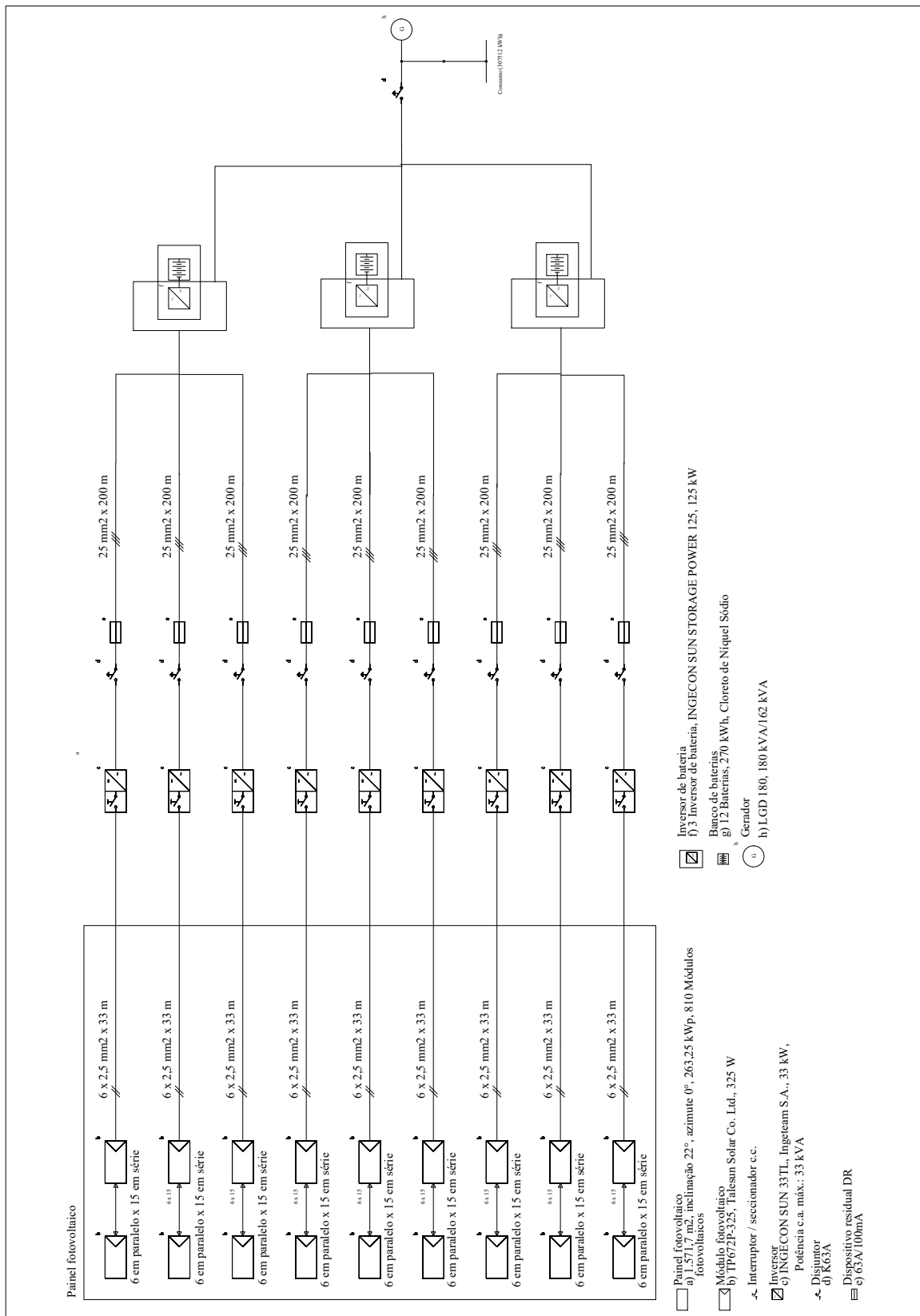


Figura 10: Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico isolado.

Tabela 11: Equipamentos utilizados para o dimensionamento do SFI.

Equipamento	Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência unitária	Potência total
Módulo solar	Sozhou Talesun Solar Technologies CO., Ltd.	TP672P-325	810	325 Wp	263, 25 kWp
Inversor solar	Ingeteam S. A.	Ingecon Sun 33 TL	9	33 kW	297 kW
Inversor híbrido	Ingeteam S. A.	Ingecon Sun Storage Power 125	3	125 kW	375 kW
Baterias	Companhia FIAMM	FIAMM ST523	36	22,5 kW	810 kW
Grupo gerador	LEÃO	LGD 180	1	144 kW	144 kW

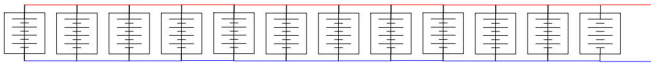


Figura 11: Disposição do banco de baterias ligados a cada um dos inversores Ingecon Sun Storage 125.

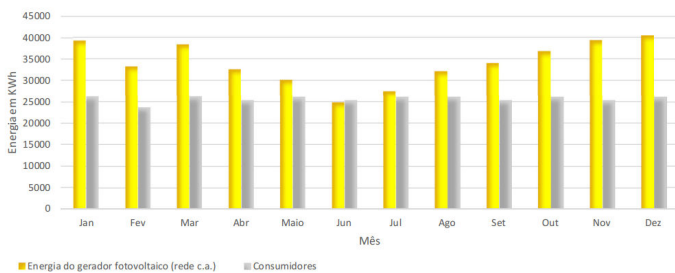


Figura 12: Previsão da energia útil gerada em relação ao consumo: SFI.

6. Análise Econômica

Na Tabela 13 e 14 é especificado o custo de cada equipamento e da instalação para as duas propostas. Os custos dos eletropostos não são incluídos por serem desenvolvidos e disponibilizados pela própria ITAIPU.

Tabela 13: Investimento: Proposta 1.

Equipamento	Modelo	Quantidade	Preço unitário	Preço subtotal
Módulo solar	TP672P-325	630	113,75 \$	71.662,25 \$
Inversor solar	Ingecon Sun 33 TL	7	7.237,34 \$	50.661,38 \$
Custo de instalação e montagem				76.781,25 \$
Custo dos cabos				4.281,0 \$
Total				203.385,88 \$

Obs. Custos em dolar americano.

Tabela 14: Investimento: Proposta 2

Equipamento	Modelo	Quantidade	Preço unitário	Preço subtotal
Módulo solar	TP672P-325	810	113,75 \$	92.137,5 \$
Inversor solar	Ingecon Sun 33 TL	9	7.237,34 \$	65.136,06 \$
Inversor híbrido	Ingecon Sun Storage Power 125	3	19.053,67 \$	57.161,01 \$
Baterias	FIAMM ST523	36	35.566,85 \$	1.280.406,6 \$
Grupo gerador	LGD 180	1	28.072,40 \$	28.072,40 \$
Custo de instalação e montagem				98.718,75 \$
Custo dos cabos				5.505,42 \$
Total				1.627.137,74 \$

Os custos dos equipamentos para os SFVs são os custos *Free On Board - FOB* informados pelos fabricantes para o último trimestre de 2017. Nesta análise o custo *Cost, Insurance and Freight - CIF* considera-se como incluído para o caso do módulo fotovoltaico devido a que a variação de custos entre FOB e CIF informados foi na faixa de 0,01 e 0,05 \$/Wp. As taxas consideradas são (1) de importação: II 12%, IPI 0%, PIS 2,10%, COFINS 10,65%, ICMS 0% e AFRMM 25% sobre frete marítimo e (2) de venda/Paraná: PIS 0,65%, COFINS 3%, IRPJ 1,2%, CSLL 1,08% e ICMS 0%.

Em relação à tarifa de energia elétrica, considera-se o valor de 0,2195 \$/kWh para o consumidor do grupo B, que inclui os impostos ICM e PIS/COFINS [46]. Quanto à taxa de ajustes tarifários temos um valor de 7,94%, obtido a partir da média dos valores do histórico de ajustes tarifários entre o ano 2000 e 2017 aplicados pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) [47]. Na Figura D.14 do Apêndice D pode ser visualizado o histórico.

Na análise econômica também é incluída a taxa de inflação IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). Na Figura D.15 do Apêndice D pode ser visualizado a variação deste índice para o mesmo período dos ajustes tarifários da energia elétrica. Realizando uma

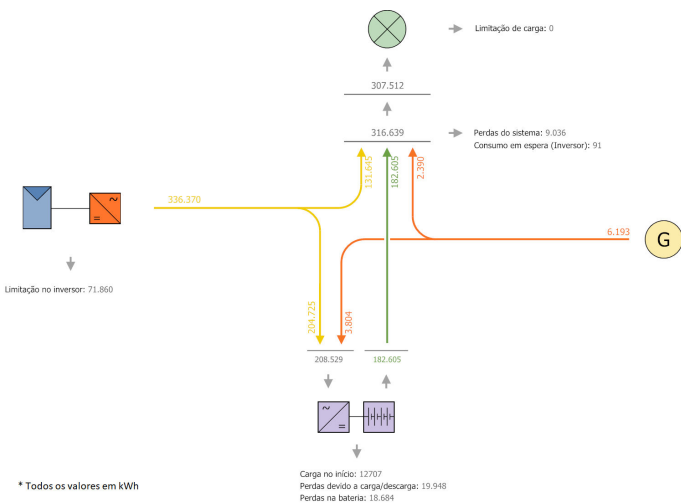


Figura 13: Gráfico hipotético do fluxo de energia: SFI.

Tabela 12: Características de cabos e componentes da simulação no sistema de cabeamento: SFI.

Cabos			
Tipo de cabo	Seção	Material	Comprimento total
Cabo DC	2,5 mm ²	Cobre	1800 m
Cabo AC	25 mm ²	Cobre	1800 m
Componentes			
Tipo	Quantidade		
Disjuntor K63A	9		
Dispositivo residual DR 63A/100mA	9		

média destes valores obteve-se um valor de 6,69%. Durante a simulação este dado foi considerado como a inflação dos custos operacionais, sendo que eles foram considerados 2% do investimento inicial ao ano.

Comparando os gráficos do ajuste tarifário e inflação IPCA, nota-se que o IPCA ao longo dos anos não apresentou variações desapontadas em comparação com os ajustes tarifários, os quais oscilam entre -20 e 40%. Neste sentido pode dizer que a inflação não terá um efeito significativo no projeto, mas os ajustes tarifários devem ser levados mais em conta. Então decidiu-se adotar 3 cenários para a proposta 1. As considerações são apresentadas na Tabela 15. O cenário 1 é de referência, os restantes 2 e 3 são casos hipotéticos que podem acontecer.

Tabela 15: Cenários de análise.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
IPCA	6,69%	6,80%	6%
Ajuste tarifário de energia elétrica	7,94%	20%	-5%

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) considerada é de 7,32% a.a., este foi calculado a partir dos registros dos últimos 5 anos da Caderneta de poupança da base de dados do Portal Brasil [48].

Com um horizonte de planificação de 25 anos, se determina a viabilidade econômica do projeto através dos indicadores: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e PayBack Descontado (PBD). O Custo de Geração de Energia também é calculado.

6.1. Proposta 1: SFCR

A partir da Tabela 16 podemos concluir que o SFCR é viável economicamente para os 3 cenários analisados.

Tabela 16: Resultados da análise econômica: Proposta 1 nos cenários 1, 2 e 3.

	TIR	VPL	PBD	CGE
Cenário 1	37,93%	4.118.967,69 \$	3 anos	0,057 \$/kWh
Cenário 2	50,43%	31.457.289,07 \$	2,7 anos	0,057 \$/kWh
Cenário 3	23,88%	468.726,55 \$	3,5 anos	0,054 \$/kWh

6.2. Proposta 2: SFI

Os resultados apresentados na Tabela 17 sugerem que esta proposta deve ser reavaliada. Considerando que o resultado foi influenciado pelo alto custo do banco de baterias se fez uma nova análise reduzindo o custo do banco de baterias pela metade. Na Tabela 18 são mostrados os resultados nesta situação. Nota-se que os indicadores melhoraram para os dois primeiros cenários, no entanto, para o terceiro cenário os indicadores não são aceitáveis.

Cabe destacar que na avaliação desta proposta não foi incluído o custo do combustível. Para fins de comparação foi calculado o custo do diesel para um regime de operação de 100% do grupo gerador durante um ano de operação contínua, aspeto que pode ser considerado devido a que

Tabela 17: Resultados da análise econômica: Proposta 2 nos cenários 1, 2 e 3.

	TIR	VPL	PBD	CGE
Cenário 1	2,42%	828648,84 \$	21,2 anos	0,36 \$/kWh
Cenário 2	16,60%	28.131.983,1 \$	11,2 anos	0,33 \$/kWh
Cenário 3	0%	(2.639.503,78 \$)	mais de 25 anos	0,33 \$/kWh

Tabela 18: Resultados da análise da proposta 2 com a metade do preço das baterias.

	TIR	VPL	PBD	CGE
Cenário 1	8,18%	2.266.742,80 \$	13,2 anos	0,22 \$/kWh
Cenário 2	21,43%	29.629.468,74 \$	8,5 anos	0,22 \$/kWh
Cenário 3	0%	(1.241.858,25 \$)	Mais de 25 anos	0,20 \$/kWh

durante o prazo do projeto este pretende ser utilizado em caso de emergência.

O custo do Diesel em diferentes pontos da cidade de Foz do Iguaçu se mostra na Tabela 19. Baseado na média desta tabela e no consumo de combustível pelo grupo gerador foi calculado o custo do combustível 341.632,87\$/ano no regime citado. No investimento terá que ser considerado este valor. Porém isto não contribui para tornar esta proposta viável nesta configuração.

Tabela 19: Custo do Diesel na Cidade de Foz do Iguaçu [49].

Razão social	Bairro	Preço de venda (\$/L)
TRIUNFO Comercio de Combustíveis Ltda.	Jardim Canada	0,981
Comércio de Combustíveis ITAIPU Ltda.	Conjunto B	1,035
Auto posto ITAMOGI Ltda.	Centro	1,035
Posto de Serviços ACARAY Ltda.	Tres Lagoas	1,064
	Média	1,029

A segunda configuração e a terceira configuração que este sistema pode adotar é o *Back-up* e Autoconsumo, respetivamente. O desafio é viabilizar técnica e economicamente esta proposta, mas para isso ser possível alterações na configuração são necessárias. A partir da Figura 5, nota-se que o sistema pode ser conectado à rede (uma característica que é viável economicamente), assim como também pode possuir baterias para o armazenamento de energia (uma característica que é viável tecnicamente). Então, é proposto um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Sistema de Baterias, o qual considera-se como a **Proposta 3**. Para adotar mencionada configuração propõe-se utilizar os equipamentos apresentados na Tabela 20.

Nesta nova proposta a quantidade de módulos foi reduzida, isto implicou que fossem desligados três inversores solares, um inversor híbrido e 12 baterias. Quanto ao investimento desta nova configuração, os valores também mudaram, tal como se apresentam na Tabela 21. O custo da bateria foi considerada como sendo a metade do custo disposto no início da análise econômica. Ao igual que nas análises anteriores foram calculados os indicadores de viabilidade, estes mostrados na Tabela 22. Para o cenário 1 e 2 o projeto pode ser razoavelmente aceito, mas para o

Tabela 20: Equipamentos resultantes na alteração da configuração do sistema da Proposta 2: Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede com Sistema de Baterias (SFCRB) (**Proposta 3**).

Equipamento	Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência unitária	Potência total
Módulo solar	Sozhou Talesun Solar Technologies CO., Ltd.	TP672P-325	540	325 Wp	175.5 kWp
Inversor solar	Ingeteam S. A.	Ingecon Sun 33 TL	6	33 kW	198 kW
Inversor híbrido	Ingeteam S. A.	Ingecon Sun Storage Power 125	2	125 kW	250 kW
Baterias	Companhia FIAMM	FIAMM ST523	24	22.5 kW	540 kW

cenário 3 o projeto segue sendo inviável. Uma análise mais detalhada foi feita variando os ajustes tarifários dos valores positivos para os negativos, e verificou-se que para ajustes tarifários negativos o sistema tende a gerar prejuízo acima dos 10 anos de horizonte. Neste sentido, se o ajuste tarifário muda positivamente em poucos anos, o sistema irá gerar lucro próximo aos anos de retorno dos investimentos analisados anteriormente. A Figura D.14 do Apêndice D mostra que os ajustes tarifários não permanecem nesse estado por longos anos, este fato torna atrativo esta variante.

Tabela 21: Investimento resultantes na alteração da configuração do sistema da Proposta 2: Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede com Sistema de Baterias (SFCRB) (**Proposta 3**).

Equipamento	Modelo	Quantidade	Preço unitário	Preço subtotal
Módulo solar	TP672P-325	540	113,75 \$	61.425,00 \$
Inversor solar	Ingecon Sun 33 TL	6	7.237,34 \$	43.424,04 \$
Inversor híbrido	Ingecon Sun Storage Power 125	2	19.053,67 \$	38.107,37 \$
Baterias	FIAMM ST523	24	17.783,00 \$	426.802,2 \$
Custo de instalação e montagem				65.845,41 \$
Custo dos cabos				3.672,12 \$
Total				600.194,14 \$

Tabela 22: Resultados da análise econômica resultantes na alteração da configuração do sistema da Proposta 2: Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede com Sistema de Baterias (SFCRB) (**Proposta 3**).

	TIR	VPL	PBD	CGE
Cenário 1	12,89%	2.648.165,78 \$	9,3 anos	0,20 \$/kWh
Cenário 2	25,79%	26.853.631,10 \$	6,7 anos	0,20 \$/kWh
Cenário 3	0%	(502.688,21 \$)	Mais de 25 anos	0,18 \$/kWh

7. Conclusões

Com o auxílio do *PV*SOL* foi possível dimensionar o SFCR. Mas para o SFI e SFCRB este se restringe somente para o gerador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos e inversores solares) devido à falta do inversor híbrido e configuração de um sistema análogo eletricamente na base de dados do software.

A carga que consiste de 10 VEs recarregando as suas baterias simultaneamente apresenta um consumo aproximado de potência 128,5 kW, este foi estimado a partir das potências máximas de recarga permitidas pelos eletropostos nos seus conectores, 3,7 kW (carga lenta) e 22 kW (carga rápida).

Durante a seleção do módulo fotovoltaico foram adotados diferentes parâmetros de seleção, estes não são obrigatórios, e dependem da escolha do responsável da seleção. Porém, a estratégia de seleção aplicado na Tabela 6 é recomendável quando se trata de avaliar o aspecto econômico, potência watt-pico e área do módulo fotovoltaico de forma simultânea para obter o melhor custo e benefício.

De acordo com a análise econômica, a proposta 1 (SFCR) apresentou ser mais atrativo do que a proposta 2 (SFI) e as suas variantes, mas tecnicamente este sistema pode levar a lacunas de energia, isto pode acontecer de noite, em caso de que a energia da rede cair ou em dias onde a irradiação esteja interrompida pelas condições climáticas, a falta de energia para a recarregar uma frota pode levar a um prejuízo econômico. Por outro lado, dada a trajetória e os conhecimentos na forma de gerenciamento de energia pela equipe da AM.GB, a segunda proposta pode ser considerada tecnicamente a mas viável, neste caso o sistema não permite interrupções de energia devido a que existe armazenamento. Neste trabalho, foram realizadas considerações para 3 tipos de cenários, envolvendo o ajuste tarifário de energia elétrica e o índice IPCA como variáveis, outras considerações podem ser feitas, como ser a tarifa em horários de ponta, que geralmente são as mais caras.

Com o intuito de tornar a proposta 2 viável economicamente nos 3 cenários, foram consideradas duas variantes. Na primeira, considerou-se os cálculos assumindo a metade do custo do banco de baterias, já que assume-se que elas podem ser renegociadas; para os mesmos cenários os parâmetros TIR, VPL e PBD tiveram uma melhora, no entanto para o cenário 3 continuou sendo não atrativo. A segunda variante consistiu em reduzir a potência instalada e conectar o sistema à rede (isto é possível por se tratar de um inversor híbrido), no final o projeto pode ser aceito nos dois primeiros cenários. Para o terceiro cenário, deve ser levado em conta que os parâmetros econômicos devem ser calculados no cenário de referência. Em comparação com o SFCR o retorno será inferior, mas aceitável devido a que é viável tecnicamente. Esta última variante analisada foi baseada nos atuais sistemas de gerenciamento experimentais de energia da ITAIPU.

No aspecto técnico da bateria de Cloreto de Níquel-Sódio, verificou-se e identificou-se o porque da ITAIPU ter adotado esta tecnologia, nas características estão que este componente não possui dificuldades com a variação de temperatura (fato que acontece em Foz do Iguaçu), já que conta com o seu próprio ajuste de temperatura interno, outras baterias estudadas durante a realização deste tra-

balho requeriam de um sistema de ventilação no local de instalação. Entre outra das características que leva a considerar esta bateria está que ela é 100% reciclável, desta forma o impacto ao meio ambiente é reduzido.

No aspecto ambiental, são evitados 190.580,0 kg/ano e 244.938,0 kg/ano de CO_2 no SFCR e SFI, respectivamente.

Finalmente, baseados nas considerações e parâmetros analisados durante o presente trabalho, é recomendável para a recarga de uma frota de 10 VEs, com a pretensão de obter retorno de economia a curto prazo (3,5 anos) o SFCR. Em caso de optar por um projeto com retorno a longo prazo (9,3 anos) e sem interrupções de energia, recomenda-se tanto técnica e economicamente viável a segunda variante da proposta 2, sendo o SFCRB (Proposta 3).

Referências

- [1] J. F. Carvalho, O declínio da era do petróleo e a transição da matriz energética brasileira para um modelo sustentável, Ph.D. thesis (2009).
- [2] IEA, World Energy Outlook 2015, 2015.
- [3] REN21, Renewable 2017 - global status report (2017).
- [4] VE, Projeto veículo elétrico (2016).
URL <https://www.itaipu.gov.br/ve/>
- [5] J. T. Pinho, M. A. Galdino, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).
- [6] F. A. V. Pinto, Um modelo para dimensionamento de postos de recarga rápida para veículos elétricos baseado no perfil de carga das baterias de Íon de lítio, Ph.D. thesis (2016).
- [7] INPE, Atlas Brasileiro de Energia Solar, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.
URL <https://goo.gl/dZgWwV>
- [8] A. B. ABVE, Brasil tem frota de só 25 mil carros elétricos e híbridos, Associação Brasileira do Veículo Elétrico.
URL <https://goo.gl/Z1837p>
- [9] J. T. Pinho, Sistemas híbridos (2008).
- [10] ANEEL, Resolução normativa no 482, de 17 de abril de 2012, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.
URL <https://goo.gl/BZehnP>
- [11] ANEEL, Resolução normativa no 687, de 24 de novembro de 2015, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.
URL <https://goo.gl/NC3aS8>
- [12] MME, Brasil registra 3.565 conexões de geração distribuída, Ministério de Minas e Energia.
URL <https://goo.gl/sCnGyY>
- [13] Google, Google earth pro.
URL <https://goo.gl/oTgWYC>
- [14] ITAIPU, Itaipu entrega um veículo elétrico e dois eletropostos para o ministério de minas e energia (2017).
URL <https://goo.gl/BVtLhj>
- [15] ITAIPU, Veículos elétricos.
URL <https://goo.gl/tbciqX>
- [16] ITAIPU, Eletrobras ressalta importância de itaipu na pesquisa de veículos elétricos.
URL <https://goo.gl/jrFpwe>
- [17] J. Y. Yong, et al., A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [18] L. L. Barros, Requisitos para fornecimento de energia elétrica para recarga de veículos elétricos em Curitiba através de sistemas fotovoltaicos e concessionárias de energia (2013).
- [19] G. M. M. O. Baracho, Veículos elétricos: Estudo preliminar das estratégias de suprimento de energia por eletroposto solar fotovoltaico (2016).
- [20] G. Marquina, J. David, Diseño de sistema de captación solar para suministro eléctrico a punto de recarga y estación de recarga para vehículo eléctrico (2013).
- [21] A. Marrero, A. Hernández, Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica para la recarga de coches eléctricos (2015).
- [22] E. F. Silveira, Conceção, desenvolvimento e instalação do primeiro sistema híbrido on e off grid simultâneo do Brasil, XXIV SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.
- [23] SUNDATA, Potencial solar - sundata, CRESESEB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito.
URL <https://goo.gl/kHJt1b>
- [24] MeteoSyn, Location-dependent climate data used in the simulation programs of valentin software.
- [25] M. C. S. Martins, Análise série temporal para alocação ótima de eletropostos de recarga rápida em Áreas urbanas, Master's thesis (2017).
- [26] CPFL, Veículos elétricos.
URL <https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/mobilidade-e/Paginas/default.aspx>
- [27] RENAULT, Renault zoe: Características técnicas, Renault do Brasil, Sala de Imprensa.
URL <https://goo.gl/oxQYTe>
- [28] MOBILITYHOUSE, Technical data and special features of all Renault models, THE MOBILITE HOUSE.
- [29] RENAULT, Renault fluence z.e.: Desing definitivo.
URL <https://goo.gl/GQSEib>
- [30] BMW, Descubra o BMW i3, 2017.
URL <https://goo.gl/g55ts9>
- [31] MOBILITYHOUSE, Charge quickly, stay flexible and independent!, THE MOBILITE HOUSE.
URL <https://goo.gl/yoZjNi>
- [32] ZEEV, Volkswagen eup: Ficha técnica, ZEEV mobility for people.
URL <https://goo.gl/ZYhVFZ>
- [33] ZEEV, Volkswagen egolf: Ficha técnica, ZEEV mobility for people.
URL <https://goo.gl/Ws3rrT>
- [34] TESLA, Model s, Tesla Motors.
URL <https://goo.gl/4QJdCS>
- [35] M. Yilmaz, P. Krein, Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS.
- [36] FORD, Ford focus electric, Ford Go Further.
URL <https://goo.gl/Q9bies>
- [37] CHEVROLET, 2016 chevrolet spark ev, Chevrolet Product Information.
- [38] V. A. G. Osorio, Carregamento Ótimo de veículos elétricos considerando as restrições das redes de distribuição de média tensão, Master's thesis (2013).
- [39] INMETRO, Tabela de eficiência energética - sistema de energia fotovoltaica - módulos - edição 2017, INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA.
URL <https://goo.gl/PkxJZA>
- [40] TALESUN, High standards for a high performance, high quality product.
URL <https://goo.gl/si6o26>
- [41] INGETEAM, Soalr energy solutions: Product catalogue.
URL <https://goo.gl/HmNnzz>
- [42] VSR, Vendas de carros elétricos ficam muito abaixo da meta na Espanha.
URL <https://goo.gl/XCPWEZ>
- [43] PTI, Bateria de sódio.
URL <https://www.pti.org.br/pt-br/baterias>
- [44] INGETEAM, Stand alone systems based on batteries.
URL <https://goo.gl/uoaZBQ>
- [45] SMA, Fator de CO_2 .
URL <https://goo.gl/7Arh9V>
- [46] COPEL, Tarifa convencional - grupo b - comercial e industrial.
URL <https://goo.gl/HlEnuv>

- [47] COPEL, Alterações tarifárias.
URL <https://goo.gl/0um9VL>
- [48] P. BRASIL, Caderneta de poupança.
URL <https://goo.gl/aIXU>
- [49] ANP, Síntese dos preços praticados - foz do iguaçu.
URL <https://goo.gl/BfYm6Y>

Apêndice A. Necessidade Energética Mensal

Tabela A.23: Necessidade energética mensal.

Mês	Dias	[kWh/mês]
JAN	31	26117,45
FEB	28	23589,95
MAR	31	26117,45
ABR	30	25274,95
MAI	31	26117,45
JUN	30	25274,95
JUL	31	26117,45
AGO	31	26117,45
SET	30	25274,95
OUT	31	26117,45
NOV	30	25274,95
DEZ	31	26117,45

Apêndice B. Modos reais de funcionamento na configuração Isolado do inversor de bateria Ingecon Sun Storage Power 125

Caso 1: Potência fotovoltaica maior à potência de carga e baterias com nível máximo de carga. Neste caso, a energia gerada pelo painel fotovoltaico será diretamente direcionada para o consumo, Nesta situação o grupo gerador está desligado e o sistemas de baterias se encontra em modo espera.

Caso 2: Potência fotovoltaica menor à potência de carga e bateria com nível máximo de carga. Neste caso, a energia gerada pelo painel fotovoltaico é consumida simultaneamente com a energia disponível no banco de baterias, nesta situação o grupo gerador esta desligado.

Caso 3: Potência fotovoltaica nula e baterias com nível máximo de carga. Neste caso, a energia é consumida somente do banco de baterias, nesta situação o painel fotovoltaico e o grupo gerador estão desligados.

Caso 4: Potência fotovoltaica maior à potência de carga e baterias com nível inferior ao nível máximo de carga e superior ao nível de cobrança do grupo gerador. Neste caso, a energia é gerada pelo painel fotovoltaico e é utilizado no consumo e na recarga das baterias. O grupo gerador está em modo espera.

Caso 5: Potência fotovoltaica menor à potência de carga e baterias com nível inferior ao nível máximo de carga e superior ao nível de cobrança do grupo gerador. Neste caso a energia é consumida do gerador fotovoltaico e o banco de baterias simultaneamente. O grupo gerador permanece desligado.

Caso 6: Potência fotovoltaica nula e baterias com nível inferior ao nível máximo de carga e superior ao nível de cobrança do grupo gerador. Neste caso, o consumo é suprido unicamente por o banco de baterias. O grupo gerador e o gerador fotovoltaico estão desligados.

Caso 7: Potência fotovoltaica maior à potência de carga e baterias com nível de carga inferior à cobrança do grupo gerador e superior à máxima profundidade de descarga. Neste caso, a energia gerada no painel fotovoltaico é destinada para realizar a recarga do banco de baterias e simultaneamente usada para o consumo da carga. O grupo gerador está em modo espera.

Caso 8: Potência fotovoltaica menor à potência de carga e baterias com nível de carga inferior à cobrança do grupo gerador e superior à máxima profundidade de descarga. Neste caso, a energia é consumida simultaneamente do gerador fotovoltaico e banco de baterias. O grupo gerador se encontra desligado.

Caso 9: Potência fotovoltaica nula e baterias com nível de carga inferior à cobrança do grupo gerador e superior à máxima profundidade de descarga. Neste caso, o consumo é suprido unicamente por o banco de baterias. O grupo gerador e o gerador fotovoltaico estão desligados.

Caso 10: Potência fotovoltaica maior à potência de carga e nível de carga da bateria na máxima profundidade de descarga. Neste caso, a energia gerada pelo painel fotovoltaico é distribuído para o consumo e recarga do banco de baterias. O grupo gerador está em modo espera.

Caso 11: Potência fotovoltaica menor à potência de carga e e nível de carga da bateria na máxima profundidade de descarga. Neste caso, a energia é gerada pelo grupo gerador e o gerador fotovoltaico, o inversor de bateria distribui a energia para recarregar o banco de baterias e no consumo.

Caso 12: Potência fotovoltaica nula e nível de carga da bateria na máxima profundidade de descarga. Neste caso, a energia é gerada unicamente pelo grupo gerador e é utilizada para a recarga do banco de baterias e no consumo.

Apêndice C. Balanço energético do SFCR e SFI

Tabela C.24: Energia fotovoltaica DC na entrada de cada inversor solar: SFCR.

Irradiação global fotovoltaica	315.613,10	kWh	
Sujeira	0	kWh	0,00%
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 16,75 %)	-262.749,35	kWh	-83,25%
Energia fotovoltaica nominal	52.863,70	kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-1.362,76	kWh	-2,58%
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-3.003,15	kWh	-5,83%
Diodos	-242,49	kWh	-0,50%
Mismatch (indicações do fabricante)	-965,11	kWh	-2,00%
Mismatch (conexão/sombra)	0	kWh	0,00%
Cabo do string	-124,45	kWh	-0,26%
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	47.165,80	kWh	
Potência CC mínima não atingida	-2,84	kWh	-0,01%
Redução devido à faixa de tensão PMP	0	kWh	0,00%
Redução devido à corrente c.c. máx.	-0,3	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.c. máx.	0	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0	kWh	0,00%
Perda no seguidor PMP	-3,11	kWh	-0,01%
Energia fotovoltaica (c.c.)	47.159,50	kWh	

Apêndice D. Análise Econômica

Tabela C.25: Energia do gerador fotovoltaico rede AC: SFCR.

Irradiação global - horizontal	1.811,90	kWh/m ²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-18,12	kWh/m ²	-1,00%
Reflexão do solo (albedo)	13,06	kWh/m ²	0,73%
Orientação e inclinação do plano dos módulos	78,24	kWh/m ²	4,33%
Sombreamento	0	kWh/m ²	0,00%
Reflexão na superfície de módulo	-77,79	kWh/m ²	-4,13%
Irradiação global no plano dos módulos	1.807,30	kWh/m ²	
	1.807,30	kWh/m ²	
	x 1222,45	m ²	
	= 2.209.291,5	kWh	
Irradiação global fotovoltaica	2.209.291,50	kWh	
Sujeira	0	kWh	0,00%
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 16,75 %)	-1.839.245,45	kWh	-83,25%
Energia fotovoltaica nominal	370.046,10	kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-9.539,31	kWh	-2,58%
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-21.022,06	kWh	-5,83%
Diodos	-1.697,42	kWh	-0,50%
Mismatch (indicações do fabricante)	-6.755,75	kWh	-2,00%
Mismatch (conexão/sombra)	0	kWh	0,00%
Cabo do string	-871,18	kWh	-0,26%
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	330.160,40	kWh	
Potência CC mínima não atingida	-19,87	kWh	-0,01%
Redução devido à faixa de tensão PMP	0	kWh	0,00%
Redução devido à corrente c.c. máx.	-2,13	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.c. máx.	0	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0	kWh	0,00%
Perda no seguidor PMP	-21,8	kWh	-0,01%
Energia fotovoltaica (c.c.)	330.116,60	kWh	
Energia na entrada do inversor	330.116,60	kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-830,34	kWh	-0,25%
Conversão c.c./c.a.	-7.416,36	kWh	-2,25%
Consumo em espera (Inversor)	-70,87	kWh	-0,02%
Cabo c.a.	-4.357,36	kWh	-1,35%
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	317.441,60	kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	317.512,50	kWh	

Tabela C.26: Energia do gerador fotovoltaico rede AC: SFI.

Irradiação global - horizontal	1.811,90	kWh/m ²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-18,12	kWh/m ²	-1,00%
Reflexão do solo (albedo)	13,06	kWh/m ²	0,73%
Orientação e inclinação do plano dos módulos	78,24	kWh/m ²	4,33%
Sombreamento	0	kWh/m ²	0,00%
Reflexão na superfície de módulo	-77,79	kWh/m ²	-4,13%
Irradiação global no plano dos módulos	1.807,30	kWh/m ²	
	1.807,30	kWh/m ²	
	x 1571,72	m ²	
	= 2.840.517,7	kWh	
Irradiação global fotovoltaica	2.840.517,70	kWh	
Sujeira	0	kWh	0,00%
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 16,75 %)	-2.364.744,15	kWh	-83,25%
Energia fotovoltaica nominal	475.773,50	kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-12.264,83	kWh	-2,58%
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-27.028,36	kWh	-5,83%
Diodos	-2.182,40	kWh	-0,50%
Mismatch (indicações do fabricante)	-8.685,96	kWh	-2,00%
Mismatch (conexão/sombra)	0	kWh	0,00%
Cabo do string	-1.120,09	kWh	-0,26%
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	424.491,90	kWh	
Potência CC mínima não atingida	0	kWh	0,00%
Redução devido à faixa de tensão PMP	0	kWh	0,00%
Redução devido à corrente c.c. máx.	-2,74	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.c. máx.	0	kWh	0,00%
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0	kWh	0,00%
Perda no seguidor PMP	-28,03	kWh	-0,01%
Energia fotovoltaica (c.c.)	424.435,60	kWh	
Energia na entrada do inversor	424.435,60	kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-1.067,58	kWh	-0,25%
Conversão c.c./c.a.	-9.535,32	kWh	-2,25%
Consumo em espera (Inversor)	-91,12	kWh	-0,02%
Cabo c.a.	-5.602,32	kWh	-1,35%
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	408.139,30	kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	408.230,40	kWh	

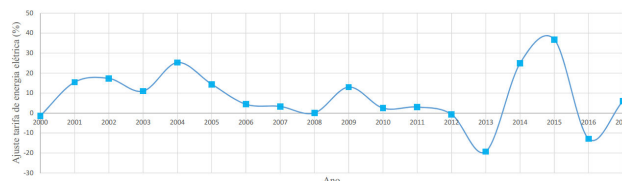


Figura D.14: Alterações tarifárias de energia elétrica no período de 2000 - 2017, COPEL.

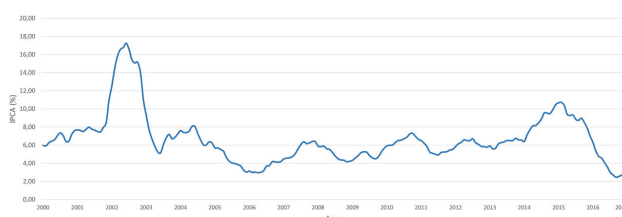


Figura D.15: Histórico do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)

Anexo A. Especificações técnicas: Módulo fotovoltaico TP672P-325

Anexo B. Especificações técnicas: Inversor Ingecon Sun 33TL

Anexo C. Especificações técnicas: Inversor de bateria Ingecon Sun Storage Power 125

Anexo D. Especificações técnicas: Bateria FIAMM ST523 - FIAMM

Anexo E. Especificações técnicas: Grupo gerador LGD 180 - Leão

TP672P

72 CELL SERIES



KEY FEATURES

325W

Highest power output

PID Free

Certified by TUV Rheinland

10 years

Material & workmanship warranty

25 years

Linear power output warranty

- Positive power tolerance: 0-+3%
- Robust design: Certified to withstand up to 2400 Pa wind load and up to 5400 Pa snow load
- Proved high reliability built on dozens of projects
- Four busbar cell: Improve the efficiency of modules

QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 and UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



Approved by rodrigo.rwach@gmail.com (Rodrigo Wenceslao)



ABOUT TALESUN

Zhongli Talesun Solar Co., Ltd. is one of the world's largest integrated PV manufacturers. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. With over 3.5 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance.

PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Cell Modules

- During the first year, TALESUN guarantees the nominal power output of the product will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- From year 2 to year 24, the nominal power decline will be no more than 0.7% in each year; by the end of year 25, the nominal power output will be no less than 80.7% of the labeled power output.

ELECTRICAL PARAMETERS

Model	TP672P				
Maximum Power (Pmax/W)	305	310	315	320	325
Operating Voltage (Vmpp/V)	36.2	36.3	36.4	36.5	36.6
Operating Current (Impp/A)	8.43	8.55	8.66	8.77	8.88
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	45.1	45.2	45.3	45.4	45.5
Short-Circuit Current (Isc/A)	8.97	9.07	9.16	9.24	9.33
Module Efficiency $\eta_m(\%)$	15.7	16.0	16.2	16.5	16.7
Power Tolerance	0-+3%				
Temperature Coefficient	Pmax	-0.40%/°C			
	Voc	-0.31%/°C			
	Isc	+0.06%/°C			
Noct	45±2°C				

* STC: 1000w/m², 25°C, AM 1.5

OTHER PARAMETERS

Cell Type	Poly Crystalline
Cell Dimensions	156*156mm(6inch)
Cell Arrangement	72(6*12)
Weight	23.5kg(51.1lbs)
Module Dimensions	1960*990*40mm(77.2*39.0*1.6inch)
Cable Length	900mm(35.4inch)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	26pcs/Pallet, 572pcs/40hq
Packing Configuration (2)	26pcs+5pcs/Pallet, 627pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65/IP67

OPERATING CONDITIONS

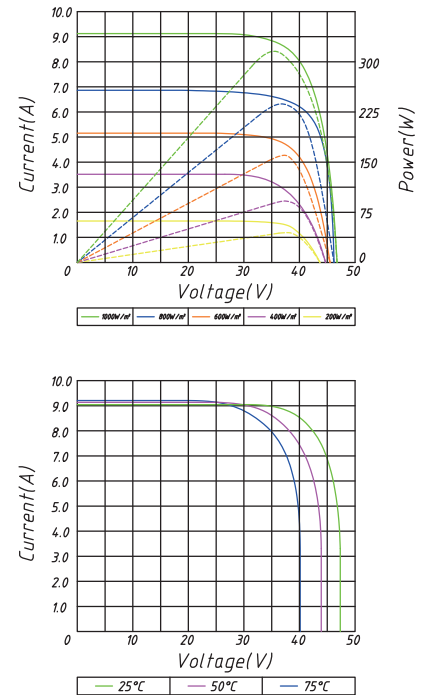
Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)
Operating Temp.	-40°C +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥ 100MΩ
Connector	MC4 Compatible

ZHONGLI TALESUN SOLAR CO.,LTD.

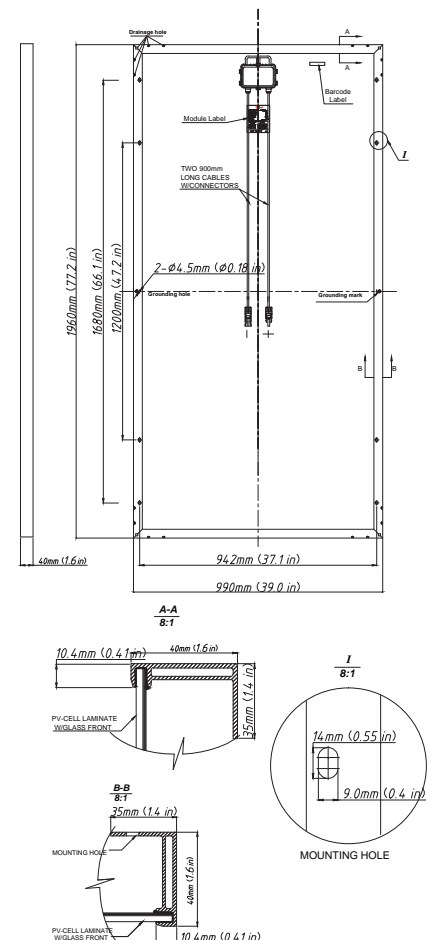
Email: sales@talesun.com Web: www.talesun.com Tel: + 86 400 885 1098

I-V CURVE

TP672P Pm(W)310



TECHNICAL DRAWINGS



THREE-PHASE TL INVERTERS WITH THE MAXIMUM EFFICIENCY AT THE BEST PRICE

10TL / 20TL / 33TL

A three-phase inverter family for domestic, industrial and large-scale PV plants.

Maximum efficiency at the best price

A single DC-to-AC power conversion stage with an advanced single maximum power point tracking system (MPPT), that makes it possible to harness the maximum energy from the PV array at the most competitive price.

Plug & Play technology

Extremely easy to install. The inverter connection is fast and simple. The country-specific configuration and language can be easily selected from the inverter screen.

Rugged design

Steel casing, especially designed for indoor and outdoor applications (IP65). Able to withstand extreme temperatures. The INGECON® SUN 3Play TL inverters have been designed to guarantee long life expectancy, as demonstrated by the stress tests they are subjected to.

Ease of maintenance

Internal datalogger for up to 3 months data storage. Control either from a remote PC or on-site from the inverter front keypad. Status and alarm LED indicators. LCD screen.

Easy to operate

The INGECON® SUN 3Play TL inverters feature a LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes three LEDs to show the inverter operating status. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Software included

Included at no extra cost are the INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its smartphone version Web Monitor for monitoring and recording the inverter data over the internet. RS-485 communications are supplied as standard. In addition, users can download the latest version of the firmware from the Ingeteam website: www.ingeteam.com, and update it using a simple SD memory card.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years



10TL / 20TL / 33TL

Different versions to choose from

In order to satisfy its clients' needs, Ingeteam has created different versions for the INGECON® SUN 3Play TL family:

- "STD": Standard version
- "PRO": Premium version

All the versions are supplied with DC and AC surge arresters type 3. The "STD" version represents the most basic one. It features a single MPPT input with terminal blocks and it also integrates a DC switch.

On the other hand, the PRO version includes monitored PV connectors.

Moreover, it also features DC fuses, the input current measuring kit and a DC switch. It is also supplied with DC surge arresters, type 2.

MAIN FEATURES

- MPPT system.
- 98.5% maximum efficiency.
- Digital inputs.
- RS-485 communications supplied as standard.
- Inverter firmware updating by the user through a SD memory card.
- Software INGECON® SUN Manager for PV plant access and data registration.
- Software INGECON® SUN Monitor for PV plant monitoring.
- LCD display.
- Easy maintenance.
- Display-configurable potential-free contact, to indicate insulation fault or grid connection.
- Plug & Play technology.
- Suitable for indoor and outdoor installations (IP65).
- High temperature performance.
- Different versions to satisfy every project needs.
- Compact design.
- Language, rated voltage and Country Code configurable by display.

PROTECTIONS

- Reverse polarity.
- Shortcircuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation faults.
- Input and output overvoltages with type 3 surge arresters.

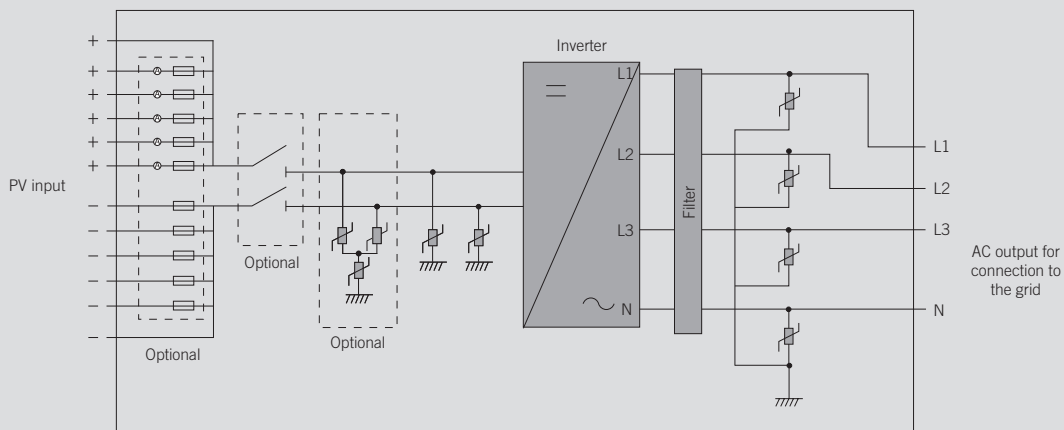
OPTIONAL ACCESORIES

- Inverter communication via Ethernet, Wi-Fi. A second RS-485 communication card is available.
- Self-consumption kit.
- INGECON® SUN EMS Board.

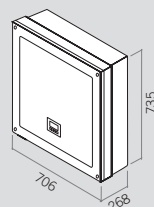
BENEFITS

- The best possible price.
- High efficiency rates.
- Easy maintenance.

3Play TL PRO version (33 kW)



Size and weight (mm)



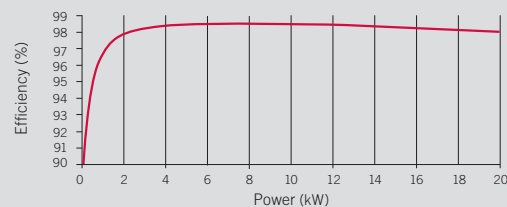
- 10TL / 20TL**
46.8 kg.
- 33TL**
51.5 kg.

	10TL	20TL	33TL
Input (DC)			
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	10.3 - 13.4 kW	20.6 - 26.8 kW	34 - 45 kW
Voltage range MPP ⁽²⁾	560 - 820 V		
Min. voltage for P _{nom} at rated V _{ac}	560 V		
Maximum voltage ⁽³⁾	1,000 V		
Maximum current ⁽⁴⁾	19 A	37 A	61 A
Inputs with terminal blocks	1		
Inputs with PV connectors ⁽⁵⁾	-	-	8
MPPT	1		
Output (AC)			
Rated power	10 kW	20 kW	33 kW
Max. temperature at rated power ⁽⁶⁾	55 °C	55 °C	51 °C
Maximum current	15 A	29 A	48 A
Rated voltage	400 V		
Voltage range	187 - 528 V	187 - 528 V	304 - 528 V
Frequency	50 / 60 Hz		
Power Factor	1		
Power Factor adjustable ⁽⁷⁾	Yes. S _{max} =10 kVA; Q _{max} =10 kVAR	Yes. S _{max} =20 kVA; Q _{max} =20 kVAR	Yes. S _{max} =33 kVA; Q _{max} =20 kVAR
THD	<3%		
Efficiency			
Maximum efficiency	98.5%		
Euroefficiency	98.3%		
General Information			
Refrigeration system	Forced ventilation		
Air flow	200 m ³ /h	200 m ³ /h	400 m ³ /h
Stand-by consumption ⁽⁸⁾	10 W		
Consumption at night	1 W		
Ambient temperature	-25 °C to 65 °C		
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%		
Protection class	IP65		
Marking	CE		
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100		
Grid connection standards	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁹⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code		
Versions available			
STD version	✓	✓	✓
PRO version			✓

	STD version	PRO version
Terminal blocks	✓	
PV connectors		✓
DC switch	✓	✓
DC surge arresters, type 2		✓
DC and AC surge arresters, type 3	✓	✓
DC fuses		✓
Current measuring kit		✓

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location ⁽²⁾ V_{mpp,min} = 560 V when V_{ac} = 400 V. Otherwise: V_{mpp,min} = 1.4 x V_{ac} ⁽³⁾ Must not be exceeded under any circumstances. Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ The maximum current per PV connector is 11 A for Premium versions ⁽⁵⁾ Branch plugs and sockets available to connect two cables to each input ⁽⁶⁾ For each °C of increase, the output power will be reduced at the rate of 1.8% ⁽⁷⁾ Q=0 outside the voltage range MPP ⁽⁸⁾ Consumption from PV field ⁽⁹⁾ Related only to inverters up to 16 A.

Efficiency INGECON® SUN 20TL V_{dc} = 600 V



INGECON SUN STORAGE Power

With transformer



125 / 250

Three-phase battery inverter with transformer

The INGECON® SUN STORAGE Power battery inverter is a three-phase, two-way unit that can either be used in off-grid systems or connected to the general supply network. This inverter offers a high power density in a single power block, providing a choice of configurable operating modes.

Battery management

The INGECON® SUN STORAGE Power features high-tech battery management in order to maximise the useful life of the storage system. The battery temperature can be monitored at all times, guaranteeing a correct operation.

Back-up genset

Furthermore, the INGECON® SUN STORAGE Power permits the connection of a back-up generator, should this be necessary. It is possible to start-up the inverter by using the genset, in order to charge the batteries.

Maximum compatibility

This inverter is 100% compatible with the INGECON® SUN inverters, making it possible to integrate a solar energy source into the AC grid. To do so, additional PV inverters are required.

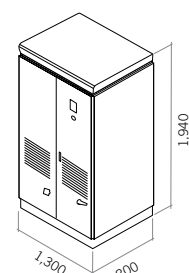
Software included

The INGECON® SUN Manager software is included at no extra charge. This can be used to monitor and record the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE Power three-phase inverter complies with the most demanding international standards and regulations.

Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years

Size (mm)



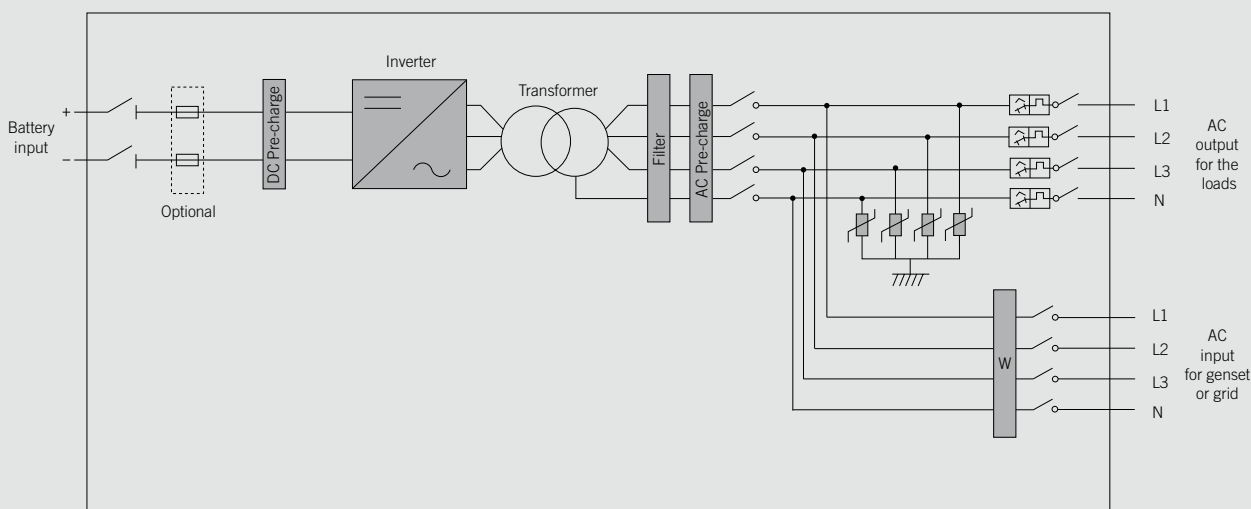
	125	250
Batteries (DC)		
Voltage range for stand-alone mode	330 - 820 V	578 - 820 V
Voltage range for grid-connected mode ⁽¹⁾	330 - 820 V	637 - 820 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,000 V	1,000 V
Maximum current	400 A	450 A
Inputs	4	
Type of battery	Lead, Ni-Cd, Li-ion	
Grid / Genset Input (AC)		
Rated voltage	400 V	
Voltage range	320 - 480 V	
Frequency	50 / 60 Hz	
Frequency Range	40 - 70 Hz	
Charging current range	0 - 200 A	0 - 368 A
Maximum power	250 kVA	
Output (AC)		
Rated power ⁽³⁾	125 kVA	250 kVA
Maximum current	200 A	368 A
Rated voltage	400 V	
Frequency	50 / 60 Hz	
Efficiency		
Maximum efficiency	96.9%	97.5%
General Information		
Galvanic isolation	Yes	
Air cooling	2,600 m ³ /h	
Stand-by consumption	30 W	
Ambient temperature	-20 °C to +65 °C	
Relative Humidity (Non-condensing)	0 - 95%	
Maximum altitude ⁽⁴⁾	3,000 m	
Protection Class	IP20	
Weight	1,162 kg	1,500 kg

Battery inverters (On- / Off-grid)

Compliance with standards: EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, EN 50438, IEC 62116, IEC 61727, VDE 0126-1-1

Notes: ⁽¹⁾ Minimum voltage DC (V_{dc,min}) for V_{grid,max}=1.1 p.u. and Power Factor=1. If V_{grid,max} is higher than this value, the minimum voltage should be corrected as V_{dc,min} * V_{grid,max} / 1.1 ⁽²⁾ Above 820 V, the maximum current decreases gradually ⁽³⁾ AC Power for 40 °C ambient temperature ⁽⁴⁾ Over 1,000 m temperature for rated power is reduced at the rate of 4.5 °C for each 1,000 m.

SUN STORAGE Power





FIAMM SoNick battery for Energy Storage Systems

SoNick ST523 Battery

- + 620 V sodium nickel chloride battery, specifically designed for Community & Industrial and Large sites storage applications
- + Suitable for On-Grid and Off-Grid applications as well as for Micro-Grid
- + 100% maintenance free in operation
- + Allows remote monitoring
- + Use of sodium and nickel as active materials with solid ceramic electrolyte
- + Specific energy: 70% lighter and 30% smaller than conventional batteries
- + Battery outside temperature only few degrees above the ambient temperature
- + Integrated battery monitoring system (BMS) for monitoring, diagnostics and data logging
- + User interface on front panel
- + No memory effect

Key Benefits

- + Increase of own-consumption
- + Higher energy independency
- + Improvement of peak power management without extension of grid power connection

Application

- + Load Levelling
- + Power Quality
- + Renewable Resource Optimization
- + Utility Grid Ancillary Services

Applicable Standards

- + EN 61000-6-1
- + CE
- + COUNCIL DIRECTIVE 2006/95/EC on low voltage equipment safety
- + COUNCIL DIRECTIVE 2004/108/EC on electromagnetic compatibility

SoNick ST523 Benefits



Safety

- + Zero ambient emission
- + No hazardous components
- + Redundant safety features (chemistry, cell, battery module and BMS)



Modularity

- + Scalable with parallel operation
- + Light and compact footprint: high energy density and design
- + Compatible with DC power supply and bidirectional inverters



Flexibility of installation

- + Suitable for any place of installation (IP43)
- + Range of operating temperature in standard conditions: -20°C to 60°C / -4°F to 140°F

FIAMM Manufacturing

- + ISO 9001 Quality Management System
- + ISO 14001 Environmental Management System

SoNick™ Tecnology Overview

- + Long-term safety and reliability with over 15 years of field deployment
- + Multipurpose application: EV, TLC, UPS, Railway
- + Over 100MWh installed globally
- + No auxiliary equipment (air conditioning, generator) needed

ST523 Technical Specification

Electrical Characteristics

Battery / Chemistry Type	NaNiCl ₂
Constant Power Discharge (Rated)	6.25 kW for 3 hours
Total Number of cells	240
Nominal Current Capacity	38 Ah (100% DOD)
Nominal Energy Capacity	22.5 kWh (100% DOD at C/10)
Round Trip Efficiency	90% round trip efficiency (at 6.25 kW constant power discharge 80% DOD & charging maximum power 6.25 kW)
Operation Voltage	Minimum 450 VDC Nominal 620 VDC Maximum 641 VDC
Max Charge Voltage	700 VDC (DC Bus)
Min Discharge	450 VDC (DC Bus)

Operating Conditions

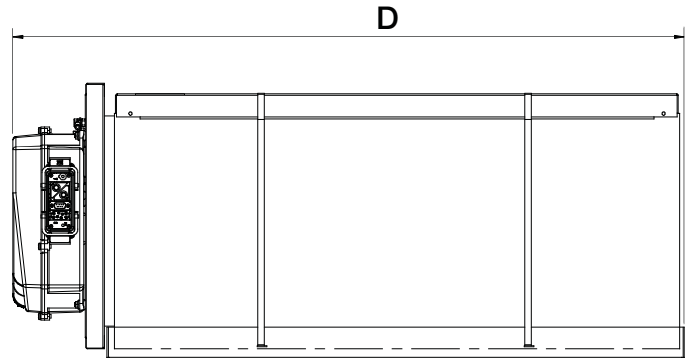
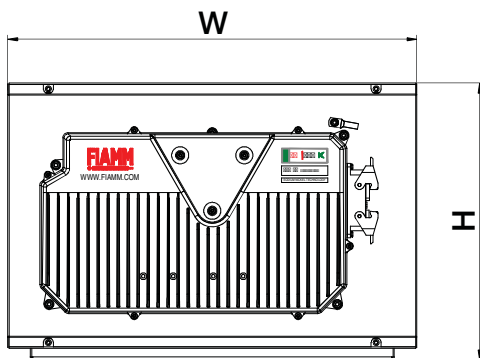
Cooling	Not Needed
Heating from cold to operation temperature	Take up to approximately 15 hours
Design Cycle Life	4500 Cycles at 80% DOD

BMS Characteristics

AUX Power for 24VDC feed	Depends on requirements	
Monitor/Control	<ul style="list-style-type: none"> - SOC - Thermal management - Fault detection 	<ul style="list-style-type: none"> - Over/under voltage - Over/under temperature - Over current
Charge Control	Embedded electronic current control	
Gateway Communications	CAN Open	

Dimensions

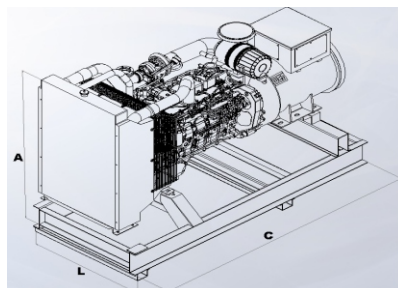
Width (W)	624 mm / 24.6 in
Depth (D)	1023 mm / 40.2 in
Height (H)	406 mm / 16 in
Weight	256 kg / 564 lb



Características

Os grupos geradores Leão Energia são preparados para as diversas aplicações e projetos específicos. São compostos de elementos de qualidade, oferecendo confiabilidade e segurança acompanhados de eficiência e economia.

Dimensões em aberto



GRUPO GERADOR	DIMENSÕES (mm)			PESO (Kg)
	C	L	A	
ABERTO	2560	950	1420	1406,7

Regime de Potência:

- Stand-by: 180KVA / 144 KW

Equipamento próprio para trabalho em regime de emergência, atendendo cargas variáveis. Neste regime de potência não é permitido sobrecarga. Limite de operação, até 300 horas/ano.

- Prime: 162 KVA / 129,6 KW

Equipamento próprio para trabalho em horário de ponta, atendendo cargas variáveis. Limite de operação até 1000 horas/ano, respeitando-se as paradas para manutenção. Com possibilidade de sobrecarga durante 1 hora a cada 12 horas de funcionamento.



Motor Diesel

- Modelo MWM 6.10TCA;
- Cilindros: 6;
- Estacionário;
- Rotação: 1800 rpm;
- Operação: Injeção Direta;
- Cilindrada Total: 6,45 L;
- Sist. Elétrico: 12 Vcc;
- Consumo: 100% - 37,9 L/H;
- Sist. Refrigeração: Água;
- Alimentação de ar: Turboalimentado;
- Sist. de Arrefecimento: Ventilador e Radiador;
- Filtros: Combustível, Lubrificante e Ar;
- Aspiração da máquina: Turbo;
- Diâmetro x Curso: 103 x 129 mm;



Alternador

- Brushless com bobina auxiliar;
- Gerador Síncrono;
- Número de Pólos: 4;
- Fator de Potência: 0,8;
- Isolamento: Classe 180°C (H);
- Proteção: IP21;
- Sistema Trifásico;
- Ligação : Estrela - Paralelo (Acesso ao neutro);
- Tipo de acoplamento: SAE-3 11" 1/2 ;
- Sistema aberto com ventilador acoplado no eixo;
- Sist. de Excitação: Auto excitador s/ escovas;
- Sist. de Acoplamento: Disco flexível;
- Regulador de tensão: AVR;
- Tipo de suporte: Monosuporte;

Painel de controle

- Módulo Microprocessado (Rede / Gerador);
- Operação: Singelo ou Paralelo;
- Quadro de comando acoplado em base;
- Sistema de monitoramento do grupo gerador (opcional);
- Sistema automático de partida e parada do motor;

Acessórios

- Tanque de combustível Diesel com capacidade de 100 litros ou personalizado;
- Amortecedores de vibração, entre a base e o grupo gerador;
- STPM (Sistema de transferência em paralelo momentâneo);
- Disjuntor termomagnético tripolar para proteção;
- QTA (Quadro de transferência automático);
- QTM (Quadro de transferência manual);
- Regulador Eletrônico de velocidade;
- Quadro de transferência remoto;
- Quadro de comando remoto;
- Painel Autossustentado;
- Cabine: 85/75/65 dBA à 1,5m;
- Silencioso com juntas elásticas;
- Pré aquecimento;
- Conjunto Bateria;

