

Projeto de Graduação



03/05/2021

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ESTUDO DE CASO

Bruno de Oliveira dos Santos

Rafael Schimmelpfeng Passos



www.ele.puc-rio.br



SISTEMAS DE AMARZENAMENTO DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ESTUDO DE CASO

**Aluno(s): Bruno de Oliveira dos Santos e Rafael
Schimmelpfeng Passos**

Orientador(es): Delberis A. Lima

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por possibilitar que esse sonho tenha se realizado. Dedico este trabalho, fruto de todo o esforço, noites viradas e momentos abdicados ao longo desses anos, a toda minha grande família, em especial aos meus pais, Ana Maria e José Fernandes, as minhas irmãs e segundas mães Fabiana e Adriana e ao meu tio José Antônio, um segundo pai para mim. Obrigado por sempre acreditarem em mim, pela torcida e pelo apoio para que esse momento chegasse.

Também não posso deixar de agradecer ao meu primeiro chefe e tutor, Marcus Koerich, que abriu as portas para a minha trajetória profissional no setor de energia solar e continua colaborando muito para o meu crescimento pessoal e profissional. A todos meus queridos amigos, sejam eles os de fora ou os que ganhei através da universidade, como o Rafael Schimmelpfeng, parceiro na construção deste trabalho e de muitos outros ao longo do ciclo profissional.

Aos mestres, que acompanharam nossa formação acadêmica, transmitindo seu conhecimento e experiência para que pudéssemos ser profissionais éticos e de destaque. Em especial, ao nosso orientador Delberis, quem tivemos o prazer de ter o apoio durante este trabalho, mas principalmente acompanhado excelentes aulas ministradas durante o ciclo profissional. Com certeza foi um desafio para vocês e para nós, dar seguimento a graduação em um momento tão delicado como estamos vivendo. Por isso, como um agora engenheiro e amante da ciência, dedico este trabalho também a ciência e aos profissionais que se dedicam incansavelmente em vencer à luta contra a pandemia.

Como diz o lema da PUC-Rio, insituição que levarei para sempre comigo, "Com asas nada é pesado". Se hoje eu tenho anseio por voos mais altos, devo muito as "asas" que recebi durante a minha graduação.

Bruno Santos

Agradeço, primeiramente, aos meus familiares, que sempre me apoiaram e foram responsáveis por me proporcionarem essa oportunidade, em especial meus pais, Denise Schimmelpfeng e Jaime Passos. Agradecer também a minha namorada, Fernanda El Saman, que sempre esteve presente me dando força para que pudesse seguir, contribuindo de forma incrível para que eu pudesse dar sempre o meu melhor.

Aos amigos, os que tive a oportunidade de conhecer dentro da universidade e os de longa data, que sempre estiveram junto, e de forma direta e indireta, tiveram participação significativa na minha formação, em especial Bruno Santos, meu parceiro deste trabalho, que participou de grande parte desta trajetória. Aos mestres, desde o ciclo básico, até o ciclo profissional da Engenharia Elétrica, que nos capacitaram e ensinaram coisas que vão além das ementas propostas, com o intuito de nos dar ferramentas para exercer a profissão da melhor maneira possível. Importante mencionar nosso professor orientador, Delberis, pela sua paciência e didática nas aulas, e que sempre se colocou à disposição para nos ajudar, e através de suas orientações e recomendações, contribuí muito para a realização deste trabalho.

E por fim, meu muito obrigado a instituição PUC-Rio que me proporcionou diversas oportunidades que possibilitaram um desenvolvimento acadêmico, pessoal e profissional. Dentre essas oportunidades, não posso deixar de citar a equipe de competição de Baja da universidade, a Reptiles. Equipe que tive a felicidade de ser membro por dois anos e me proporcionou experiências únicas, aprendizados importantes e amizades eternas.

Rafael Schimmelpfeng Passos

Resumo

O presente trabalho tem como intuito apresentar conceitos e definições relacionadas à geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia, detalhando algumas possibilidades e apresentando equipamentos e ferramentas necessárias para a aplicação destes conceitos. A partir disso, é descrito e detalhado um caso prático com um estudo de caso de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, onde as demais características serão tratadas ao longo do documento e por fim, serão apresentados os resultados de algumas simulações acerca desta topologia proposta em um software dedicado.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Armazenamento de energia; Sistemas fotovoltaicos; Baterias

Energy Storage Systems and Distributed Generation: a case study

Abstract

The present work aims to present concepts and definitions related to distributed generation and energy storage systems, detailing some possibilities and presenting equipment and tools necessary for the application of these concepts. From this, a practical case is described and detailed with a case study of a photovoltaic system with energy storage, where the other characteristics will be treated throughout the document and finally, the results of some simulations about this proposed topology will be presented in dedicated software.

Keywords: Distributed generation; Storage systems; Photovoltaic systems; Batteries

Sumário

1. Introdução	8
1.1 Objetivos	8
1.2 Estrutura do trabalho	8
2. Referencial Teórico	9
2.1 Geração Distribuída	9
2.1.1 REN 482/2012	9
2.1.2 REN 687/2015	10
2.1.3 Perspectivas da GD nos próximos anos	12
2.1.4 Impactos positivos da GD	12
2.1.5 Impactos negativos da GD	12
2.2 Módulos fotovoltaicos	13
2.2.1 Tipos de Módulos fotovoltaicos	15
2.3 Inversor.....	17
2.3.1 Inversor On-Grid	17
2.3.2 Inversor Off-Grid	19
2.3.3 Inversor Híbrido.....	20
2.4 Baterias	20
2.4.1 Baterias de chumbo-ácido	21
2.4.2 Bateria de níquel-cádmio	22
2.4.3 Bateria de íons de lítio	23
2.4.4 Profundidade de descarga (<i>Depth of discharge – DoD</i>)	25
2.4.5 Taxa de carga/descarga (<i>C-rate</i>)	25
2.5 Controlador de Carga	26
2.5.1 Controlador Convencional <i>On/Off</i>	26
2.5.2 Controlador PWM (<i>Pulse With Modulation</i>).....	26
2.5.3 Controlador MPPT (<i>Maximum Power Point Tracker</i>)	27
2.6 Topologias	27
2.6.1 Sistemas <i>On-Grid</i>	28

2.6.2	Sistemas <i>Off-Grid</i>	29
2.6.3	Sistemas Híbridos	29
2.7	Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)	30
2.7.1	Classificação de um SAE	31
2.7.2	Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) com Baterias	31
2.7.3	Topologias de SAEs com fontes de energia renováveis.....	36
3	Análise de um caso real	38
3.1	Dimensionamento	38
3.1.1	Escolha do inversor	39
3.1.2	Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.....	39
3.1.3	Dimensionamento do controlador de carga.....	42
3.1.4	Dimensionamento do banco de baterias.....	45
3.2	Simulação	46
3.2.1	Inserção de parâmetros no programa.....	46
3.2.2	Resultados das simulações	49
3.2.3	Simulação 1 – Tarifa fixa	50
3.2.4	Simulação 2 – Tarifa fixa com possibilidade de injeção de energia na rede	53
3.2.5	Simulação 3 – Tarifa branca com possibilidade de injeção de energia na rede.	56
3.3	Estudo de viabilidade econômico-financeira	59
3.3.1	Simulação 1 – Tarifa fixa	61
3.3.2	Simulação 2 – Tarifa fixa com possibilidade de injeção de energia na rede	63
3.3.3	Simulação 3 – Tarifa branca com possibilidade de injeção de energia na rede.	65
4	Conclusão.....	68
5	Referências Bibliográficas	69

1. Introdução

No Brasil, o sistema interligado nacional (SIN) – conjunto das linhas de transmissão que interligam as diferentes regiões do país, levando a energia gerada por grandes usinas aos centros de carga – foi pensado, construído e operado para usar grandes usinas hidrelétricas com expressivo armazenamento de energia e usinas térmicas para operar em períodos de baixa hidrologia: um sistema hidrotérmico.

Entretanto, observamos hoje redução do percentual de energia armazenada em reservatórios de usinas hidroelétricas em relação à carga, consequência de maiores debates sobre os impactos ambientais desses reservatórios e uma necessidade de grandes investimentos para construção dessas usinas. Além disso, há uma crescente participação de fontes de geração intermitentes na matriz energética, especialmente energia solar e eólica, principalmente através da modalidade de geração distribuída (GD), onde consumidores passam a ser também geradores de energia, o que aumenta a complexidade de operação e planejamento do SIN.

O acionamento de usinas termoeletricas, devido a sua despachabilidade e confiabilidade, tem sido uma saída imediata pelo operador nacional do sistema elétrico brasileiro (ONS). Entretanto, além de ser uma fonte naturalmente poluente pelo uso de combustíveis fósseis, o custo dessa energia é alto, onerando os consumidores quando utilizada como fonte complementar as hidrelétricas em períodos de estiagem.

Neste cenário, surge uma tecnologia que tem a capacidade de agregar em despachabilidade, qualidade e confiabilidade ao fornecimento de energia elétrica, da geração ao usuário final. Trata-se dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), cuja aplicação transformou-se, nos últimos anos, em uma tendência mundial, alavancado também pelos investimentos em mobilidade elétrica, que demandam o uso de baterias cada vez mais eficientes e com preços competitivos. Os SAEs possuem capacidade e potencial para alterar todo o planejamento, modo de operação e controle dos sistemas de energia elétrica, além de possibilitar a exploração mais intensa dos recursos energéticos tidos como convencionais ou os renováveis, intensificando e facilitando a unificação, distribuição e ampliação da GD, principalmente quando relacionadas com o crescimento de energias renováveis de forma sustentável.

No Brasil, o uso de SAEs foi pautado por muitos anos para atendimento de sistemas isolados do SIN, principalmente em locais remotos no Norte do país. O uso integrado com o sistema elétrico de potência como ocorre em países como China, EUA e Austrália, ainda é algo que se encontra em um patamar inicial de desenvolvimento em nosso país e que necessita de uma previsão regulatória que traga mais segurança jurídica aos investidores, além de incentivos quanto à importação dos insumos como baterias, hoje fabricadas principalmente na China, para a consolidação de sua viabilidade. O Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia, indica a necessidade de suprimento de potência a partir de 2024 e considera o armazenamento em baterias como uma das tecnologias para esta finalidade.

1.1 Objetivos

O intuito deste trabalho é apresentar conceitos e o cenário atual dos sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia, detalhando algumas possibilidades de utilização destas tecnologias e apresentando equipamentos e ferramentas necessárias para a aplicação destes conceitos. Neste contexto, será apresentado a análise de um caso real, a partir de um estudo de caso de um sistema que reúne algumas das características tratadas ao longo deste trabalho, avaliando os resultados a partir de simulações em *software* especializado.

1.2 Estrutura do trabalho

O trabalho é dividido quatro capítulos. Inicialmente, no capítulo 1 é feita a introdução e apresentado os objetivos do trabalho. No capítulo 2, é feita uma contextualização do cenário atual da geração distribuída no Brasil e apresentação dos componentes de um sistema fotovoltaico e de armazenamento de energia. Em seguida, no capítulo 3, é apresentado um caso prático com dimensionamento de um sistema de armazenamento com geração fotovoltaica, simulando em *software* especializado o sistema proposto de modo a validar o dimensionamento realizado, entender de forma mais precisa o uso da energia pelo consumidor com o sistema instalado e realizar uma análise de viabilidade econômico-financeira do projeto. Por fim, o capítulo 4 apresenta as conclusões do trabalho e considerações sobre os resultados obtidos com as simulações do estudo de caso proposto.

2. Referencial Teórico

2.1 Geração Distribuída

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) o termo Geração Distribuída (GD) é utilizado para explicitar métodos de geração de energia elétrica que se encontram junto ou próximo ao usuário final, ou seja, conectados à rede de distribuição, independente da fonte, da tecnologia utilizada ou da potência gerada. A imagem abaixo ilustra a diferença básica entre a geração de energia elétrica convencional, que estão inseridos a unidade de geração de grande porte, os processos de transmissão e transformações realizadas pelas subestações, e o esquemático básico da geração distribuída.

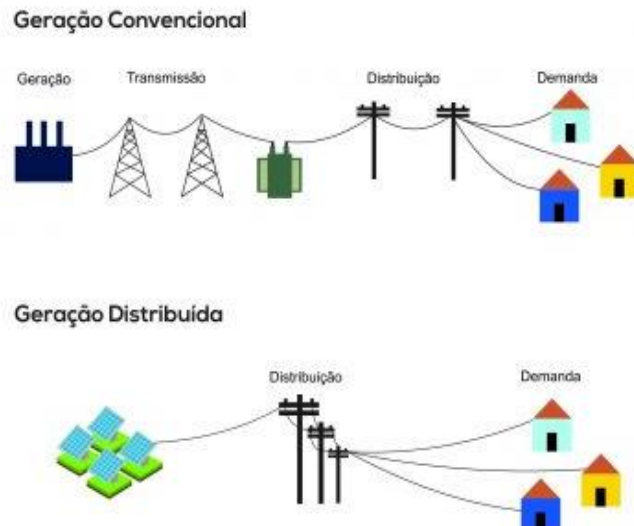


Imagem 1 (Naville, 2019)

Inicialmente no Brasil, o artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 de 2004 estabeleceu o seguinte:

“Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de:

- I - Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- II - Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”

No entanto, entre 2010 e 2011 a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que regula o setor, abriu discussões acerca de uma resolução que estabeleceria as condições da conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição.

Finalmente, em 2012, houve o entendimento acerca das condições normativas para regular o setor de geração distribuída através da Resolução Normativa nº 482 (REN 482).

2.1.1 REN 482/2012

A partir da Resolução Normativa nº 482 publicada em 2012 pela ANEEL, foi aberta a possibilidade de conectar em paralelo à rede de distribuição um sistema gerador de energia elétrica próprio, oriundo de fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada).

Para isso, foi estabelecido um sistema de compensação de créditos, conhecido como “*net-metering*”, que funciona atualmente da seguinte forma: para cada 1kWh gerado, o consumidor ganha 1 kWh de desconto na tarifa de energia. Caso o consumo seja menor que a energia gerada, o excedente de energia será injetado na rede elétrica de distribuição e um medidor bidirecional, instalado no momento da

homologação do sistema junto à distribuidora, contabilizará os créditos para economizar nas futuras contas de energia, inicialmente teria um período de validade de 36 meses.

Com isso, esses créditos podem ser usados para abater o consumo da própria unidade em momentos que o consumo for maior que a geração. Não é permitida a venda de energia, somente a compensação dos créditos. A imagem abaixo esclarece, de forma geral, a funcionalidade deste sistema.



Imagem 2 (Desvolt Energia Sustentável, 2019)

O sistema de "net-metering" é uma alternativa ao sistema de "feed-in tariff", vigente em alguns países da Europa, na África do Sul entre outros, onde o consumidor tem um preço para a compra da energia consumida junto a distribuidora e também lhe é permitido vender o excedente de energia gerada por uma outra tarifa, geralmente inferior a tarifa de consumo.

Além do sistema de compensação de créditos estabelecidos, outros pontos chaves foram estabelecidos pela REN 482:

- Potência máxima para usinas de microgeração em 100kW;
- Potência máxima para usinas de minigeração em 1MW;
- Padronização dos formulários para solicitação de acesso à rede das distribuidoras.

2.1.2 REN 687/2015

Com o crescimento do mercado de GD, a ANEEL percebeu alguns pontos a serem revistos e acrescentados no texto da REN 482 e, em 2015, publicou a Resolução Normativa nº 687, que entrou em vigor somente em 2016.

As principais modificações apresentadas foram:

- Limite das usinas de microgeração reduzido para 75kW de modo a coincidir com o limite de carga instalada para consumidores atendidos em baixa tensão;
- Limite de geração das usinas de minigeração por fontes renováveis aumentado para 5MW enquanto que, para fonte hídrica (PCH), 3MW;
- Período de créditos referentes a energia aumentados para uma validade de 60 meses;
- Criação de três modalidades para compensação de créditos. São elas:

→ **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras**

Se caracteriza pela possibilidade de condomínios, horizontais ou verticais, residenciais ou comerciais, situados em uma mesma área ou área contígua, de instalarem um sistema de GD em sua área comum a fim de que ocorra o compartilhamento entre os moradores e áreas comuns vinculadas ao empreendimento dos créditos gerados pelo sistema. A imagem a seguir, de forma ilustrativa, representa a geração de energia elétrica para o consumo compartilhado.



Imagem 3 (BlueSol – Energia Solar, 2018)

→ **Geração compartilhada**

É uma modalidade da GD em que possibilita que dois ou mais consumidores (CPF ou CNPJ distintos) compartilhem da mesma energia gerada pelo mesmo sistema. Porém só é possível se os participantes estabelecerem um consórcio ou associação cooperativa, onde este CNPJ estabeleça o rateio dos créditos e ainda, os participantes devem estar na área de concessão da mesma distribuidora. A imagem abaixo ilustra a modalidade descrita.



Imagem 4 (CineShop – Blog Solares Energia Solar, 2020)

→ **Autoconsumo remoto**

Modalidade que permite que o consumidor instale seu sistema de geração distribuída em um endereço diferente do local onde essa energia é consumida, como ilustra a imagem abaixo. Porém, ambos os endereços devem estar sob mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e dentro da mesma área de concessão da distribuidora.



Imagem 5 (Monte Dourado – Energia Solar, 2020)

2.1.3 Perspectivas da GD nos próximos anos

Atualmente, está em discussão uma nova revisão da REN 482 pela ANEEL e em paralelo, tramitam projetos de lei na câmara dos deputados que visam dar as novas diretrizes para o setor. O ponto chave da discussão dessa revisão está acerca da atual compensação 1 para 1 (1kWh gerado equivale a 1kWh consumido) que existe no sistema de “*net-metering*” estabelecido pela REN 482.

Discute-se que, como a energia injetada transita na rede da distribuidora e é utilizada novamente em forma de crédito a qualquer momento pelo consumidor, a distribuidora pode estar sendo onerada no sentido de estar sendo utilizada como uma espécie de “bateria virtual” pelo consumidor que possui GD já que, devido a compensação ser de 1 para 1, não estaria sendo pago pela unidade geradora o uso da rede de distribuição, que é uma das parcelas que constituem a tarifa de energia.

Os agentes e associações do setor de geração distribuída defendem que o setor ainda não é maduro o suficiente para gerar esse ônus às distribuidoras e que, no *status* de penetração atual da GD no sistema elétrico, o que vem acontecendo é justamente o contrário, as distribuidoras e conseqüentemente os consumidores têm sido beneficiados pela redução de perdas na rede de distribuição, além da contribuição do setor na geração de emprego e renda para o país através de uma fonte renovável de energia.

Outro ponto que pode ser incluído nessa provável revisão normativa ou projeto de lei é a possibilidade de sistemas com armazenamento de energia (em geral com baterias) se conectarem à rede e puderem fazer parte do sistema de compensação de créditos. Tanto a permissão normativa quanto uma diminuição do percentual de compensação da energia gerada frente à consumida, passariam a viabilizar ainda mais sistemas com armazenamento de energia, conforme veremos mais adiante.

2.1.4 Impactos positivos da GD

A geração distribuída oferece a possibilidade da geração de energia elétrica próximo ao consumidor. Esse fator faz com que o transporte de energia elétrica ocorra com bem menos perdas, dado que distância a ser percorrida é muito menor quando comparada com a geração centralizada de grandes usinas. Outro fator positivo está relacionado a redução do carregamento das linhas de transmissão e distribuição, postergando investimentos na expansão dessas linhas, reduzindo assim os custos de energia para o consumidor final.

O consumidor passa a ser mais um protagonista no setor elétrico e ainda contribui para a diversificação da matriz energética do país e com o crescimento de fontes renováveis de energia.

No âmbito social, o crescimento da geração distribuída oferece a possibilidade de geração de renda e empregos além da minimização do impacto causado pela construção de novos empreendimentos de usinas com reservatório como as hidrelétricas na região norte do Brasil, que teriam sua necessidade de construção também postergada.

Por fim, ainda que em outras modalidades que não seja pelo sistema de compensação de créditos, como prevê a REN 482, o fornecimento de energia em locais remotos do Brasil ficaria cada vez mais viável devido a difusão dos equipamentos e queda nos custos de sistemas que possam atender a essa demanda, hoje em grande parte suprida por geradores à diesel, que além de caros são poluentes.

2.1.5 Impactos negativos da GD

A depender do nível de penetração da geração distribuída, ou seja, a medida que esta modalidade for crescendo, alguns problemas devem ser observados no que diz respeito à operação da rede de distribuição. Um fator importante é o aumento da complexidade de operação da rede, visto que em maioria as fontes de energia para sistemas de geração distribuída são intermitentes, como solar e eólica.

Ou seja, a geração não é despachável pois além de depender de questões climáticas, varia muito ao longo do dia. Isso diminui a confiabilidade do sistema elétrico.

O fluxo de potência também é alterado, é possível que em alguns momentos em localidades com grande penetração de GD, a energia circule do sentido do consumidor para a subestação e não ao contrário como numa rede de distribuição convencional. Essa inversão do fluxo de potência pode causar aumento e desequilíbrio da tensão nos alimentadores da rede, gerando operação frequente de dispositivos de controle de tensão e regulação.

A qualidade da energia também pode ser afetada devido à intermitência da geração, levando a problemas como instabilidade na frequência, além de harmônicos de corrente e tensão.

2.2 Módulos fotovoltaicos

São responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica. Com a incidência da luz do sol, as células fotovoltaicas interligadas elétrica e mecanicamente, que fazem parte da composição destes módulos, convertem a energia proveniente dos fótons vindo do Sol em corrente elétrica utilizável.

Para a instalação de um determinado módulo é fundamental a avaliação de suas características elétricas. Essas características podem ser resumidas observando o comportamento das curvas que relacionam corrente e tensão, que de forma geral, é uma informação disponibilizada pelos fabricantes.

Dado as curvas características, existem quatro informações importantes que devem ser levados em consideração para a escolha do equipamento, que inclusive estão, geralmente, no datasheet de um módulo, são elas:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}) - a corrente que circula nos condutores quando a tensão nos terminais do módulo é nula (é o ponto onde a curva I-V corta o eixo Y);
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}) - tensão nos terminais dos módulos quando a corrente que circula é nula (é o ponto onde a curva I-V corta o eixo X);
- Corrente máxima de potência (I_{mpp}) - corrente que circula quando se está produzindo a maior potência elétrica possível;
- Tensão máxima de potência (V_{mpp}) - que é a tensão nos terminais do módulo quando se está produzindo a maior potência elétrica possível;
- Potência de pico (P_{mpp}) - é o valor máximo de potência, correspondente a área máxima da curva I-V, ou ainda, ao ponto da curva potência x tensão que possui valor máximo, ou seja, a máxima potência e eficiência do módulo.

Importante mencionar que, os parâmetros elétricos de um módulo, são apresentadas sob condições padrão, testadas em laboratório, chamadas STC (*Standard Test Conditions*). Essa condição de teste se caracteriza por submeter o painel, para uma melhor avaliação, a uma temperatura de 25°C, aliado a uma irradiância de 1000W/m² e um espectro de massa de 1,5. A curva em azul, da imagem 6 abaixo, ilustra o comportamento de um módulo sob estas condições.

A seguir, são apresentadas duas curvas I-V sob diferentes influências. A imagem 6 ilustra o comportamento do módulo em uma temperatura fixa de 25°C, variando as intensidades de irradiância.

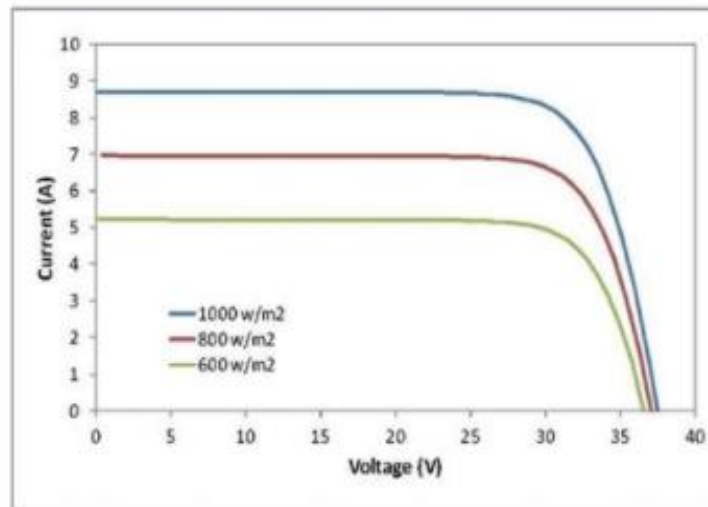


Imagem 6 (Solar Brasil, Módulos Fotovoltaicos – Características Elétricas, 2017)

Observando a representação gráfica acima, vemos que intensidade luminosa está diretamente relacionada à corrente. O que significa que, quanto maior a incidência solar, maior vai ser a corrente gerada, visto que a geração de corrente está diretamente relacionada a quantidade de fótons incidentes. Já para a tensão, a radiação não possui tanta influência.

A imagem 7 ilustra a curva $I \times V$ com o comportamento sob uma radiação de 1000 W/m^2 para diferentes temperaturas:

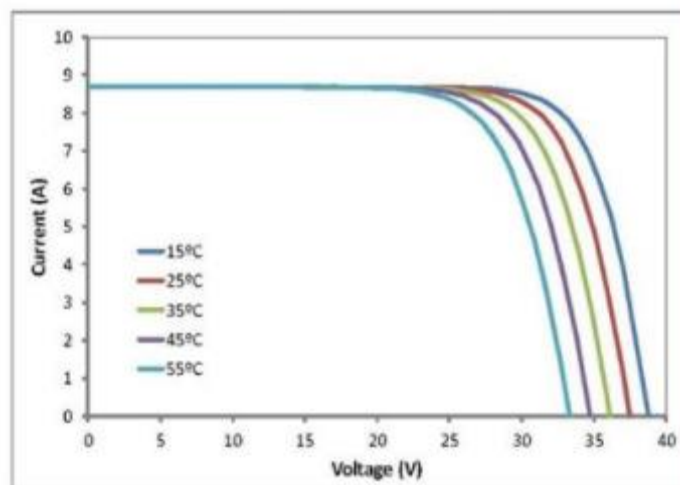


Imagem 7 (Solar Brasil, Módulos Fotovoltaicos – Características Elétricas, 2017)

Neste caso, a temperatura não possui tanta influência na corrente gerada mas sim na tensão. Além disso, tem-se uma relação inversamente proporcional, o que significa que, quanto maior a temperatura, menor será a tensão nos terminais dos módulos.

Uma outra curva importante para análise é a curva P×V, que relaciona a Potência (W) e Tensão (V) dos módulos fotovoltaicos:

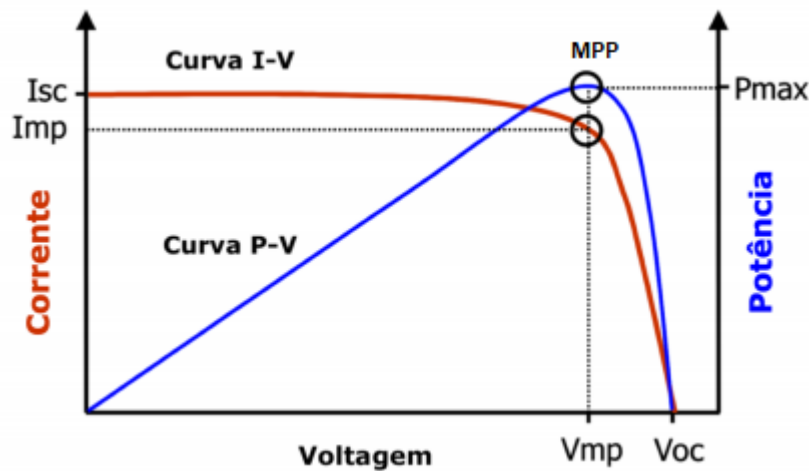


Imagem 8 (Solmetric, 2011)

O ponto MPP representa a máxima potência do módulo. Observando a curva, é importante o entendimento de que é fundamental tentar manter o ponto de funcionamento dos painéis o mais próximo possível do ponto MPP, garantindo assim uma maior geração pelo módulo. Essa responsabilidade ficará com o MPPT (*Maximum Point Power Tracking* ou rastreamento do ponto de máxima potência da curva I-V dos módulos) presente em inversores e controladores de carga com essa tecnologia, que serão apresentados mais adiante.

2.2.1 Tipos de Módulos fotovoltaicos

Cada sistema fotovoltaico possui suas particularidades, podendo diferenciar em vários quesitos, como a potência máxima gerada, o material, entre outras coisas. Existem três principais tipos de tecnologia referente aos módulos fotovoltaicos, representadas na imagem a seguir: monocristalino, policristalino e filme fino.



Imagem 9 (Portal Solar, 2019)

Dois destes tipos citados anteriormente são fabricados a base de silício devido, principalmente, às suas propriedades semicondutoras. Isso significa que as propriedades químicas e físicas do componente são muito favoráveis para que ocorra a conversão da energia solar (fótons) em energia elétrica (elétrons).

2.2.1.1 Módulo monocristalino

A tecnologia utilizada é a mais antiga e é considerada mais eficiente. São painéis feitos a partir de um único cristal de silício ultrapuro e são facilmente identificados dado sua cor uniforme, o que, inclusive, é o indicador da pureza do silício.

Como já foi mencionado, os painéis solares monocristalinos possuem a eficiência mais alta quando comparada com as outras tecnologias apresentadas. Sua eficiência hoje está entre 15% e 22%. Dito isso, uma vez que esse tipo de módulo possui maior eficiência, eles necessitam de menos espaço físico para a geração de energia elétrica. E este pode ser um fator interessante a ser levado em consideração, pois é possível uma boa geração de energia em lugares com dimensões limitadas. Um outro ponto positivo a ser citado é que a vida útil destes painéis é maior que 30 anos possuindo uma garantia de 25 anos.

No entanto, esse tipo de painel possui um custo mais elevado de compra além de perder capacidade de geração com temperaturas mais elevadas, ou seja, sua utilização é mais vantajosa em regiões cuja característica seja de temperaturas mais amenas. É recomendável sempre avaliar a característica do clima local antes da tomada de decisão pela tecnologia para que se tenha a melhor relação custo-benefício.

2.2.1.2 Módulo policristalino

Assim como o módulo anterior, são feitos de silício, sendo que a diferença está relacionada com a tecnologia de desenvolvimento. Neste caso, os cristais de silício são fundidos em um bloco, preservando assim a formação de múltiplos cristais.

A eficiência referente a este tipo de painel está entre 14% e 20%, sendo, portanto, menos eficiente que o monocristalino. Essa menor eficiência, está atrelado ao processo de fabricação, devido a possíveis degradações, além de uma menor pureza do silício. Com isso, eventualmente será necessário um maior espaço físico para uma mesma eficiência de um módulo monocristalino. A vida útil deste tipo de painel é semelhante à do tipo citado anteriormente, possuindo mais de 30 anos e uma garantia de funcionamento de 25 anos.

Porém, apesar de possuir uma menor eficiência, possuem um custo menor em relação ao processo de produção. Além disso sofrem uma menor variação de perda de potência atrelado à temperatura, ou seja, para regiões mais quentes, talvez seja a melhor opção quando avaliado o custo-benefício. Importante ressaltar que, devido a essas características, este tipo de módulo vem sendo o mais utilizado no Brasil.

2.2.1.3 Módulo de filme fino

Sua fabricação é baseada no depósito de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Existem diferentes tipos de painéis de filme fino, e essas diferenças se dão pelos diferentes materiais que são depositados no substrato. De modo a exemplificar, os materiais fotovoltaicos podem ser de Silício amorfo (a-Si), Telureto de cádmio (CdTe), Cobre, Índio e gálio seleneto (CIS/CIGS), e por fim, as Células Solares Fotovoltaicas Orgânicas (OPV).

Comparado com os processos e métodos de produção dos módulos cristalinos, o de filme fino é bem mais simples, fazendo com que sua fabricação em massa seja muito mais barata. Outro ponto positivo é que como pode ser feito de forma flexível, oferece inúmeras possibilidades de aplicação como em fachadas de prédios. Importante dizer também que o desempenho de geração é menos afetado com a temperatura do que se comparado com módulos mono e policristalinos.

Apesar de terem fabricação mais barata, têm eficiência bem menor que os módulos citados anteriormente, entre 7% e 13%. Com isso, de forma natural, exigem uma maior área para uma mesma geração de energia. Por esse motivo, geralmente não são utilizados para sistema residenciais e projetos específicos. Além disso, esse tipo de módulo tende a degradar mais rapidamente que os módulos cristalinos, tendo assim um tempo de garantia geralmente menor.

2.3 Inversor

São os equipamentos que possuem a função de converter a energia elétrica em corrente contínua, oriunda da geração dos painéis fotovoltaicos, para energia em corrente alternada, exatamente como ilustrado na imagem abaixo.



Imagem 10 (Sol e Energia, 2018)

Além de ser o equipamento responsável por essa conversão, os inversores também possuem a funcionalidade de garantir a segurança de todo o sistema elétrico local, medindo/limitando/maximizando a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

2.3.1 Inversor On-Grid

São inversores que são utilizados apenas em sistemas fotovoltaicos que possuem conexão com a rede de distribuição/transmissão. Devido a essa interação, esses inversores são responsáveis por, após a conversão da energia dos módulos em corrente contínua para corrente alternada, garantir que a tensão e frequência (60Hz) de saída sejam compatíveis/sincronizadas com a tensão e frequência da rede de distribuição de energia da concessionária.

Estes inversores possuem a característica anti-ilhamento, ou seja, quando identificam uma queda da energia pela rede da distribuidora, possuem a capacidade de desconectar o sistema para impedir que a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico chegue até à rede e cause um possível acidente. Portanto, são geralmente projetados para desligarem rapidamente da rede elétrica em caso de falta.

Apesar de serem equipamentos instalados somente em sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica conectadas à rede, eles podem ser divididos em três tipos diferentes de acordo com a aplicação.

2.3.1.1 Inversor central

São modelos com as maiores potências nominais. São geralmente utilizados em usinas fotovoltaicas de grande porte de geração centralizada, projetos que contam com a presença de centenas ou até milhares de módulos e que se conectam à rede de transmissão ou subtransmissão do sistema elétrico.



Imagem 11 (Inversor Central SIW700, Catálogo WEG)

Quando comparado aos outros tipos de inversores, apesar de serem mais robustos, possuem um custo menor por kW. Entretanto, devido à sua característica de abranger grandes potências, em caso de reparo ou manutenção, uma grande parcela de geração da usina é interrompida. A detecção de um problema a nível de módulo também está limitada visto que diversas séries de módulos são ligadas entre si antes de irem até ao inversor central, que monitora a energia gerada.

2.3.1.2 Inversor *string*

Os inversores *string* geralmente possuem potência bem menor que inversores centrais e, conseqüentemente, são mais utilizados em sistemas de micro e minigeração distribuída, que serão descritos mais adiante. Tem ampla presença em sistemas fotovoltaicos comerciais e residenciais de médio e pequeno porte.



Imagem 12 (Portal Solar – Inversor String SIW300H L1, Catálogo WEG)

Este tipo de equipamento, dentre os tipos existentes, é o mais utilizado, representando cerca de 50% de toda a comercialização no mundo. O nome *string* é devido a configuração de instalação dos módulos a serem conectados neste tipo de equipamento, onde o layout tem como característica principal conjunto(s) de painéis solares em série (*string*) ligados ao inversor, como ilustrado na imagem abaixo.



Imagem 13 (ECO A – Energias Renováveis, 2020)

Contudo, por serem sistemas onde as placas são ligadas em série formando um conjunto, não é possível a análise ou verificação da geração individual de cada módulo, ou seja, qualquer possível avaria ou simplesmente se um ou mais painéis estiverem sob efeito de sombra, a geração referente a fileira inteira é comprometida. Dessa forma, estão sujeitos a perdas entre 15% à 30% da potência máxima. Os inversores *string* analisam toda a série de módulos, ou seja, qualquer problema referente a energia gerada, a análise deverá ser feita painel a painel de forma individual para que seja possível identificar um eventual defeito.

De forma geral, são equipamentos ideais para sistemas onde as placas solares estão dispostas em localidades onde não há sombras e que possibilitam a instalação dos módulos com a mesma inclinação e orientação. Essa questão da inclinação é importante pois, se for necessário ter *strings* com inclinações e/ou orientações diferentes, deverá ser considerado o uso de outros inversores ou um inversor com mais de uma entrada MPPT (*Maximum Point Power Tracking* ou rastreamento do ponto de máxima potência da curva I-V dos módulos).

2.3.1.3 Microinversor

Possuem uma potência reduzida e geralmente são conectados a conjuntos de um a quatro módulos fotovoltaicos de forma individual, o que permite a otimização e monitoramento de cada painel ou de um conjunto reduzido. Logo, são frequentemente empregados projetos de pequeno porte como residências

visto que, em usinas de grande porte com diversos painéis, a quantidade de microinversores seria proporcionalmente grande, aumentando muito o custo.



Imagem 14 (Microinversor Hoymiles MI-1200, Anúncio Americanas)

Por estarem conectados somente a um módulo ou a um conjunto pequeno, o equipamento possibilita um maior aproveitamento de geração do sistema como um todo, já que o tipo de ligação junto aos painéis, como mostrado abaixo, permite que, caso o módulo não esteja gerando satisfatoriamente, o micro inversor conectado ao(s) painel(is) em questão, identifique-se mais facilmente o problema.

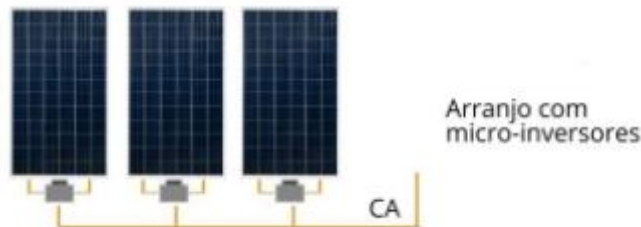


Imagem 15 (ECOÁ – Energias Renováveis, 2020)

Então, diferente do que ocorre com os inversores *string*, a produção ou geração de energia elétrica está associada a uma escala inferior que uma fileira inteira de módulos (em série e/ou paralelo). Logo, em casos em que apenas uma parte do sistema está comprometida por uma sombra, por exemplo, apenas a geração do micro inversor correspondente estará comprometida.

Ao contrário do que ocorre com os inversores *string* e central, eles são instalados juntos aos módulos, ou seja, eventualmente em lugares com o acesso comprometido. Devido a isso, a manutenção, assim como possíveis reparos, podem ser mais difíceis. Além disso, são equipamento mais caros quando comparados com os outros tipos de mesma potência, sendo fundamental uma análise mais detalhada para entender a viabilidade da execução de projetos que empregam este tipo de equipamento.

2.3.2 Inversor Off-Grid

Equipamentos desenvolvidos para serem usados em sistemas elétricos fotovoltaicos desconectados da rede elétrica da concessionária, ou seja, sistema que utilizam baterias para o armazenamento de energia. Possuem exatamente a mesma finalidade de conversão que os inversores utilizados em outras topologias, mas, têm a característica de serem inversores formadores de rede e são empregados em projetos de sistemas independentes, onde não há ou não se deseja utilizar a rede de distribuição local.

Estes inversores atendem diretamente as cargas, retirando a energia armazenada do banco de baterias (corrente contínua). Alguns modelos possuem entrada para conexão de painéis fotovoltaicos, ajudando no atendimento à carga e até possibilidade de carregamento do banco de baterias. Outros modelos, entretanto, não possuem esta característica, ficando o carregamento das baterias à cargo de controladores de carga (que serão descritos mais adiante).



Imagem 16 (Inversor Off Grid Hayonik, Anúncio Energy Shop)

Importante mencionar que, os inversores utilizados nos sistemas autônomos não podem ser utilizados em sistemas *on-grid* (conectados à rede), onde há a exigência de proteção anti-ilhamento.

2.3.3 Inversor Híbrido

Equipamento utilizado para a conversão da corrente contínua, gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada. Porém, a diferença quando relacionado com os outros tipos de inversores já citados, é que este possui a capacidade de trabalhar de forma simultânea entre sistemas que interagem com a rede de distribuição e sistemas autônomos. Dessa forma, estes inversores podem exercer suas funções com o sistema conectado à rede, enquanto o banco de baterias está carregando, ou sistemas isolados na falta da rede.

Na prática, constituem duas topologias, *on-grid* e *off-grid*. Importante mencionar que sua atuação em cada topologia ocorre de forma separada e em momentos distintos. Por exemplo, em uma eventual queda de energia da rede de distribuição, o inversor assume a funcionalidade de formador de rede, ou *off-grid*, isolando as cargas da rede da distribuidora e fornecendo energia para estas. De forma geral, pode funcionar como um *backup* impedindo que falte energia na instalação.

Um ponto de atenção a este tipo de inversor está no fato de que, apesar de amplamente utilizado em outros países, ainda não é permitido no Brasil a injeção de energia na rede da distribuidora proveniente de sistemas de armazenamento, ou seja, o inversor é conectado à rede mas só pode utilizar a energia das baterias para atender às cargas, nunca exportar um excedente de energia para a distribuidora como os inversores *on-grid* convencionais.

Alguns inversores híbridos inclusive permitem a conexão de outros tipos de fontes na sua entrada AC como geradores à diesel e em alguns casos, até duas fontes podem ser conectadas, a rede e o gerador, por exemplo, aumentando a possibilidade do consumidor gerenciar a energia que atenderá à demanda da instalação, de acordo com sua preferência.

Entretanto, é um sistema que, quando comparado aos outros, exige um maior custo de investimento e uma maior complexidade de projeto, instalação e operação.

2.4 Baterias

Uma bateria é um acumulador químico, que tem a capacidade de transformar, através de reações químicas, a energia química em energia elétrica, ou vice-versa. São amplamente utilizadas em sistemas fotovoltaicos *off-grid* e híbridos.



Imagem 17 (Portal Solar, 2019)

São os dispositivos responsáveis pelo armazenamento da energia gerada. Essa capacidade só é possível devido a conversão da energia química contida em seus materiais em energia elétrica através de um

processo eletroquímico de óxido-redução. As baterias por sua vez, podem ser do tipo que, uma vez esgotados os reagentes que possibilitam a conversão em energia elétrica, são descartadas, ou seja, não são recarregáveis e as do tipo que, impulsos elétricos em seus terminais permitem com que a reação responsável pela geração de energia elétrica seja revertida, ou seja, possam ser carregadas. Para sistemas fotovoltaicos são utilizadas as baterias recarregáveis.

Esta possibilidade de armazenar energia oferece ao usuário a oportunidade de, entre outras coisas, gerenciamento de seu sistema, podendo definir de onde e de quais formas a energia deve ser consumida, proporcionando uma maior autonomia energética. Isso porque o usuário pode ter um sistema em que, o consumo da energia oriunda da rede pode ser programado para momentos determinados, ou até mesmo, atender um sistema onde não tenha conexão alguma com a rede de distribuição.

As baterias são utilizadas em apenas dois tipos de sistemas: os sistemas *off-grid* – que são aqueles que não possuem interação com a rede de distribuição e conseqüentemente, 100% da energia gerada e utilizada vem dos módulos fotovoltaicos, onde, em dias com uma menor intensidade luminosa (com geração comprometida), ou durante a noite, pode haver maior demanda que geração e então, é usada a energia armazenada nas baterias – e os sistemas híbridos, que possuem sistemas de armazenamento de energia e ao mesmo tempo estão conectados à rede. O que ocorre é que, após a geração e a posterior conversão em CA, a energia é distribuída para a alimentação da carga através do quadro geral. O excedente é direcionado as baterias até que suas cargas sejam completamente carregadas.

As baterias mais utilizadas, ou mais populares, para exercer essa função de armazenamento em sistemas fotovoltaicos, são as chamadas estacionárias, pois possuem a capacidade de fornecer uma quantidade constante de corrente elétrica por um longo período, além de serem projetadas para que possam ser descarregadas completamente inúmeras vezes. Geralmente, são utilizados três tipos principais de baterias para esse tipo de aplicação: bateria de chumbo-ácido, bateria de níquel-cadmio e bateria de íons de lítio.

2.4.1 Baterias de chumbo-ácido

Foram as primeiras baterias a serem comercializadas para este fim. Por isso, há uma maior maturidade de sua tecnologia e conhecimento da forma de instalação pelo mercado. São muito semelhantes as baterias automotivas e, são consideradas seguras e confiáveis, sendo utilizadas até hoje em alguns sistemas devido sua robustez e baixo custo.

Possui como matéria ativa o chumbo, além de ser composta por duas placas com polaridades opostas, constituídas por chumbo esponjoso (ânodo) e dióxido de chumbo (catodo) que são inseridas em uma solução de ácido sulfúrico.

Essas baterias são encontradas em diversas versões que variam de acordo com o tipo de eletrólito e a tecnologia utilizada para a construção das placas. Entre elas, podem ser citadas a do tipo ventilada, que utilizam o eletrólito no estado líquido – as baterias de gel reguladas por válvula (VRLA) – e por fim, as baterias onde o eletrólito está inserido em mantas de fibra de vidro (AGM), que possuem desempenho intermediário em relação as duas já citadas.



Imagem 18 (Clube da Química, 2018)

A seguir, algumas vantagens na utilização deste tipo de bateria:

- Alta confiabilidade;
- Ampla fabricação e experiência operacional;
- Baixo custo e bastante comercializada;

- Possui uma autodescarga baixa;
- Bom desempenho e boa capacidade, permitindo elevadas taxas de descarga;
- Processo de reciclagem estabelecido e com alta taxa de aproveitamento de materiais.

Porém, existem algumas limitações relacionadas a este tipo de bateria que devem ser consideradas:

- Número limitado de ciclos de descarga. Isso está diretamente relacionado a vida útil deste tipo de bateria;
- Baixa densidade de energia;
- Não são as mais adequadas quando relacionadas ao meio ambiente. Seus componentes químicos podem ser prejudiciais e consequentemente causar danos;
- Eficiência média de 70 a 90%.

Importante mencionar que, apesar da garantia de segurança e desempenho, é um tipo de bateria, que principalmente devido aos avanços tecnológicos na área, vem caindo em desuso, dado que outros tipos se apresentaram no mercado oferecendo mais capacidade de armazenamento e vida útil, levando a um melhor custo-benefício.

2.4.2 Bateria de níquel-cádmio

Assim como a bateria de chumbo-ácido, está há muito tempo em uso no mercado, além de estar envolvida em processos já desenvolvidos e maduros de fabricação. Encontrada em diversos modelos e com vários tamanhos, é muito utilizada em aplicações industriais pesadas, em alguns motores, aparelhos eletrônicos diversos, entre outras coisas.



Imagem 19 (Baterias Alcalicas Níquel Cadmio, Anúncio Mexcom)

Algumas vantagens relacionadas a este tipo de bateria são:

- Tecnologia confiável e amadurecida;
- Se mantida e armazenada devidamente, possuem vida útil de cerca de 1000 ciclos de recarga;
- Bom desempenho em baixas temperaturas;
- Desempenho moderado em relação a sobrecargas;
- Preço acessível quando comparada com os outros tipos de bateria;
- Disponíveis em larga escala, em diversos modelo, vários tamanhos e múltiplas aplicações;

De forma análoga, algumas desvantagens também podem ser mencionadas:

- Possuem baixa densidade de energia, quando comparadas as baterias mais modernas;
- Possuem uma alta taxa de autodescarga;

- Alta taxa de toxicidade do cádmio. O uso indevido pode ser prejudicial à saúde humana – da mesma forma, podem causar problemas relacionados ao ambiente.

Entre as baterias recarregáveis, as baterias de NiCd eram as mais populares no final da década de 90. Porém, com o avanço tecnológico da área e o aperfeiçoamento, observando as necessidades e visando uma melhor capacidade e desempenho, outras baterias foram sendo introduzidas no mercado oferecendo melhores condições.

2.4.3 Bateria de íons de lítio

É um tipo de bateria que envolve uma tecnologia com uso recente no mercado, ainda em maturação. São bastante encontradas em muitos dispositivos eletrônicos, aparelhos celulares, computadores e outras aplicações. Contudo, atualmente, após alguns avanços principalmente devido à indústria de carros elétricos, essas baterias se encontram com custos de fabricação cada vez mais reduzidos, assim como, maiores densidades de energia e uma vida útil mais duradoura. Dessa forma, elas estão sendo cada vez mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos assumindo o lugar das baterias estacionárias de chumbo-ácido.



Imagem 20 (Bateria Solar de Íons de Lítio Energy Source, Anúncio Energia Solar Araucária)

É o tipo de bateria recarregável que, em relação as outras tecnologias citadas, é superior em capacidade de armazenamento, desempenho e eficiência. Possui maior quantidade de ciclos de carga e descarga e por consequência maior vida útil, maior velocidade de carga, melhor custo-benefício e maior densidade de energia (capacidade de armazenamento). O lítio, matéria-prima dessa bateria, além de ser um metal mais leve que os demais para essa aplicação, possui um maior potencial eletroquímico, por volume e massa.

De forma geral, a composição de uma bateria de lítio se dá, por um eletrodo a base de lítio, formando o catodo e outro eletrodo de grafite constituindo o anodo, o eletrólito e um separador poroso. Porém, o eletrodo a base de lítio pode ter diversas constituições ou composições variando de acordo com o tipo de tecnologia empregado. Desta forma, as composições mais utilizadas são: lítio e óxido de cobalto (LCO); lítio e óxido de manganês (LMO); lítio, níquel, manganês e cobalto (NMC); lítio, ferro e fosfato (LFP); e por fim, lítio e titânio (LTO). Já o eletrólito é geralmente constituído por um composto orgânico contendo sais de lítio, justamente para que seja possível a transferência dos íons.

Em relação ao seu funcionamento, quando a célula está em um processo de descarga, os íons de lítio se movem do anodo para o catodo através do eletrólito e, por consequência, tem-se um descarregamento de elétrons no lado do anodo, como ilustra a imagem abaixo, possibilitando assim a alimentação da carga.

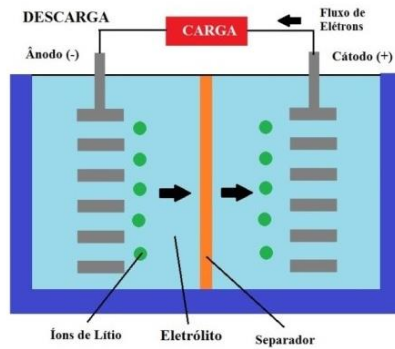


Imagem 21 (STA Eletrônica – Sistema e Tecnologia Aplicada)

Já quando a célula é recarregada, o processo é inverso, ou seja, os íons se movem de volta do cátodo para o ânodo, conforme imagem 22.

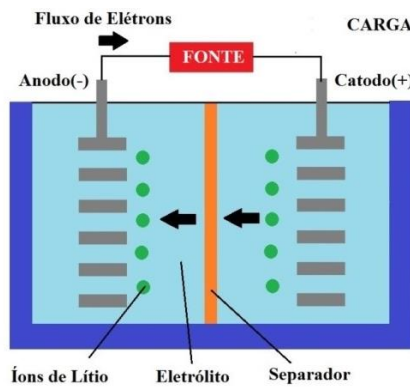


Imagem 22 (STA Eletrônica – Sistema e Tecnologia Aplicada)

Algumas vantagens em relação a sua utilização:

- Alta densidade energética;
- Alta confiabilidade;
- Baixa autodescarga;
- Baixa necessidade de manutenção;
- Ao contrário da bateria de níquel-cádmio, não possui memória;
- Alta eficiência (>90%);
- Menor peso por kWh armazenado;
- Maior vida útil;

As desvantagens são:

- Tecnologia recente, ainda em maturação;
- Reativa e inflamável se não manuseada corretamente;
- Necessita de programas de reciclagem e segurança;
- Efeitos de envelhecimento;

2.4.4 Profundidade de descarga (*Depth of discharge – DoD*)

A profundidade de descarga (DoD) indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga e ainda, é o valor complementar do estado de carga (*state of charge – SoC*).

$$DoD (\%) = 100 - 100 \times \frac{\text{capacidade remanescente da bateria (Ah)}}{\text{capacidade nominal da bateria (Ah)}} \quad (\text{Eq 1})$$

$$DoD (\%) = 100 - SoC(\%) \quad (\text{Eq 2})$$

Uma profundidade de descarga de 100% indica uma bateria totalmente descarregada, enquanto que 0% indica uma bateria totalmente carregada. O valor de DoD recomendado varia de acordo com o tipo de tecnologia utilizada. Baterias de chumbo-ácido, por exemplo, devem funcionar com valor de DoD inferior a de baterias de lítio.

2.4.5 Taxa de carga/descarga (*C-rate*)

A taxa de carga ou descarga (*C-rate*) determina a velocidade que um determinado sistema de armazenamento pode ser carregado ou descarregado. Essa taxa é normalizada em relação à capacidade nominal da bateria.

Para exemplificar, uma bateria com uma taxa de 1C permite ter toda sua capacidade de energia armazenada descarregada ou carregada em um intervalo de tempo de uma hora. Da mesma forma, uma bateria com 0,5C leva duas horas para tal e uma de 2C leva meia hora para descarregar a mesma energia. A imagem 23 traz o exemplo de bancos de baterias com 30kWh de capacidade de energia armazenada à diferentes taxas C.



Imagem 23 (Adaptado de Tesvolt, 2021)

Como podemos ver, o banco de baterias pode entregar 30kW de potência constante no período de 1h à uma taxa de 1C, 15kW em 2h com uma taxa de 0,5C ou ainda, e 90kW por 20 minutos à 3C. Ou seja, sistemas com maior *C-Rate* têm maior potencial de carga e descarga, podendo significar para uma instalação um menor banco de baterias para suprir à demanda, resultando em um menor investimento. Um sistema que necessite de carga/descarga rápida, por exemplo, exige uma alta potência de saída em curto período de tempo, pode ser otimizado com o uso de baterias com maior *C-Rate*. Nem sempre será necessário utilizar baterias com uma alta taxa para carga e descarga, como por exemplo em residências.

Importante mencionar que, é fundamental que as baterias não sejam submetidas a uma aplicação que demande uma taxa de carga ou descarga acima do *C-rate* indicado pelo fabricante. Isto porque as baterias são projetadas para operar dentro de valores já pré-determinados, e caso isso não ocorra, os danos são irreversíveis.

2.5 Controlador de Carga

São equipamentos, utilizados em sistemas *off-grid* e híbridos, que são responsáveis pela proteção das baterias inseridas do sistema, controlando seu processo de carga e descarga, limitando a taxa de corrente e tensão, mantendo o estado de carga (SoC) sempre dentro das condições operacionais estabelecidas. Dessa forma, estão diretamente relacionados com o prolongamento da vida útil das baterias, além de garantir a eficiência, o bom desempenho e a segurança no processo de armazenamento da energia.

A imagem 24, abaixo, ilustra de forma simples a composição para o funcionamento devido de um sistema solar com a presença do controlador de carga.



Imagem 24 (Kero Sol – Soluções em Energia Solar)

Para que seja possível a execução desta função de proteção, os controladores de carga devem possuir mecanismos que possibilitam que, nos momentos oportunos, ocorra a desconexão com o painel quando a bateria apresentar altas tensões e de forma análoga, que possibilite também a desconexão com a carga quando a bateria apresentar baixas tensões. Desta forma, o equipamento assegura a proteção contra sobrecargas e sobredescargas.

Estão inseridos e conectados entre os painéis solares e o conjunto de baterias, agindo como um gerenciador de cargas e informações sobre o funcionamento, sendo capaz, portando, de otimizar os processos relacionados ao armazenamento.

Estão disponíveis no mercado controladores de carga de diferentes tamanhos, formas, preços e métodos de funcionamento. Para estes tipos, citaremos: controlador *on/off*, controlador PWM e controlador MPPT.

2.5.1 Controlador Convencional On/Off

São os tipos de controladores mais simples e baratos que existem. Sua metodologia de controle funciona da seguinte forma: o banco de baterias, naturalmente, está sendo carregado pelos painéis fotovoltaicos inseridos no sistema. Em um determinado momento, esse conjunto de baterias chega em um nível de tensão, chamado tensão de corte (TC). Ao chegar neste ponto, deve-se cessar a corrente de carga. Com isso, o controlador em questão corta essa corrente de carga desconectando o banco dos módulos através de relés ou transistores. O sistema de armazenamento entra então em um processo de descarga. Quando ele atinge o nível de tensão de máxima profundidade de descarga, a tensão de reconexão (TR), o controlador reestabelece a conexão com módulos de geração.

2.5.2 Controlador PWM (Pulse With Modulation)

Considerados mais eficientes e conseqüentemente mais caros que os controladores convencionais. Esses controladores também possuem a capacidade de conectar ou desconectar o arranjo fotovoltaico do banco de baterias em um sistema através da abertura e do fechamento de relés ou transistores, prevenindo assim a sobrecarga. Porém, neste caso, o processo de carregamento é diferente do controlador citado anteriormente. Este dispositivo permite que este processo seja feito com menos estresse, prolongando assim, a vida útil do sistema de armazenamento correspondente.

A estratégia de carga, para este caso, é dividida em três estágios:

1. Carga profunda: inicia-se o processo com a bateria descarregada, e a principal finalidade atrelada a este estágio é a reposição da maior parte da capacidade de carga (geralmente de

80% a 90%). Essa reposição é feita através dos painéis fotovoltaicos, que por sua vez, funcionam como se fossem uma fonte de corrente.

2. **Absorção:** após o processo de reposição de carga, a(s) bateria(s) atinge(m) o que pode ser chamado de tensão de equalização, que nada mais é que a tensão de máxima capacidade. Com isso, o controlador é responsável por manter essa tensão constante até que a corrente absorvida no primeiro estágio caia abaixo de um valor já pré-estabelecido, e dessa forma, podendo ser considerada carregada.
3. **Flutuação:** neste estágio a(s) bateria(s) já está carregada. A partir daí, o controlador tem a finalidade de trabalhar com a tensão de flutuação como referência, informação fornecida pelo fabricante. Dessa forma, este estágio se mantém até que a(s) bateria(s) entre novamente no processo de descarregamento, e com isso, comece um novo ciclo.

Portanto, é um dispositivo que contribui positivamente para aumento da vida útil da bateria ou conjunto de baterias das quais está responsável pelo carregamento. Entretanto, sua eficiência na conversão DC-DC, dos módulos para a bateria, costuma ser por volta de 70%, trazendo uma perda considerável para o sistema.

2.5.3 Controlador MPPT (*Maximum Power Point Tracker*)

Em sistemas fotovoltaicos, os módulos fotovoltaicos são os responsáveis pela geração de energia elétrica. Com isso, a tensão produzida pode sofrer algumas variações durante esse processo de geração. Como já foi visto, os módulos possuem um ponto chamado de máxima potência de operação (MPP), que pode mudar de acordo com algumas variáveis, como temperatura e irradiação solar. Essas eventuais variações, podem acarretar algumas distorções na curva $I \times V$. Com o objetivo de impedir que essas variações possam comprometer o desempenho e eficiência do sistema, o controlador MPPT tem a capacidade de acompanhar essas transições, realizando com isso, o controle necessário da tensão dos módulos, possibilitando que estes permaneçam atuando em sua máxima potência, para as condições de radiação e temperatura presentes, maximizando então a geração de energia elétrica e, otimizando dessa forma, a eficiência do sistema, independente do valor da tensão no banco de baterias. Além disso, esses controladores também possuem mecanismos de verificação dos *status* das baterias que permitem um processo de carga semelhante ao descrito anteriormente, para os controladores PWM, o que significa um aumento da vida útil para o banco de baterias.

Isto ocorre através de uma conexão, entre o controlador, os módulos e o banco de baterias, por um circuito conversor CC-CC, que possui a capacidade de transformar a tensão mais alta atrelada a geração dos módulos fotovoltaicos em uma tensão mais baixa, que está diretamente relacionada as baterias do sistema. Porém, para que seja possível que a potência de trabalho se mantenha constante, essa conversão, consiste e resulta em uma corrente de saída maior que a corrente de entrada. Então temos, inicialmente, uma tensão de entrada alta e corrente de entrada baixa, e por sua vez, tem-se, após a conversão, uma saída com a tensão baixa e uma corrente alta a fim de compensar e manter a potência.

Estes controladores possuem um custo mais elevado se comparados aos outros tipos de controladores já citados, entretanto, a eficiência no carregamento deste tipo de controlador de carga é da ordem de 99%, aproveitando melhor a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos no carregamento das baterias.

2.6 Topologias

Um sistema fotovoltaico é conhecido como um conjunto de equipamentos que permitem e a conversão da energia luminosa do sol em energia elétrica. Seu funcionamento básico se baseia na utilização de painéis ou placas solares que captam a luz do sol, e por meio do efeito fotovoltaico, geram eletricidade de corrente contínua. Essa energia, posteriormente, através do inversor solar, é convertida para corrente alternada.

Dito isso, existem três formas de funcionamento de um sistema fotovoltaico que varia de acordo com a forma que o sistema foi instalado:

- Sistema de energia solar conectada à rede – *On-grid*;
- Sistema de energia solar isolado ou autônomo – *Off-grid*;
- Sistema de energia solar híbrido.

2.6.1 Sistemas On-Grid

São sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica da concessionária, atualmente permitidos e regulados no Brasil pela REN 482/2012 e REN 687/2015, publicadas pela ANEEL.

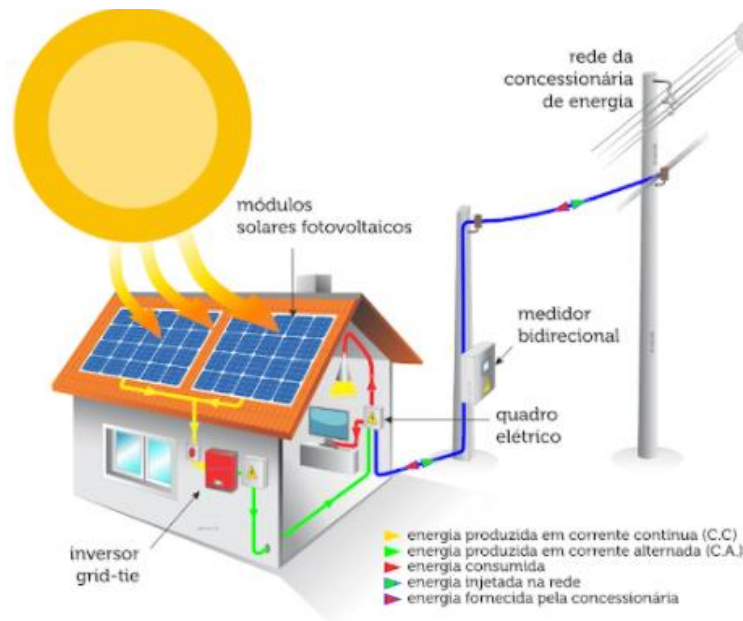


Imagem 25 (EngeGrid – Energia Eficiente, 2019)

Conforme imagem 25, acima, os módulos recebem a incidência solar, geram a energia elétrica em corrente contínua, que em seguida é enviada para os inversores, que por sua vez, fazem a conversão para corrente alternada. Desta forma, a energia gerada atende ao consumo em paralelo com a rede de distribuição

Para esta topologia, caso a geração da energia seja superior à quantidade consumida instantaneamente, o excedente é injetado na rede da distribuidora, passando por um medidor bidirecional que contabiliza os créditos gerados. Caso ocorra a situação da geração ser inferior ao consumo, a energia que por vez havia sido injetada na rede e contabilizada como crédito de energia, é devolvida para o sistema local ou para localidades que sejam do mesmo titular, responsável pelo sistema em questão, e que façam parte da mesma área de concessão da distribuidora. Na prática, a rede da concessionária exerce um papel semelhante ao das baterias nos sistemas isolados. Este mecanismo de compensação de créditos foi estabelecido pela resolução nº 482 da ANEEL.

Como o sistema fotovoltaico deve estar necessariamente conectado à rede de distribuição, a utilização das baterias e controladores de carga são dispensáveis, o que torna este tipo de topologia mais acessível quanto ao custo de aquisição e instalação.

Entretanto, por medida de proteção, pelo fato de estarem conectados à rede de distribuição, em caso de falha no fornecimento de energia pela distribuidora, os inversores são impedidos de continuar atendendo as cargas e devem se desconectar automaticamente, ainda que haja geração por parte dos módulos fotovoltaicos, já que neste caso, o sistema poderia energizar a rede da distribuidora e causar um acidente em algum operador que esteja fazendo reparos na rede de distribuição.

2.6.2 Sistemas Off-Grid

Os sistemas isolados de energia não possuem ligação ou conexão alguma com a rede de distribuição. São sistemas independentes e por isso sua aplicação visa geralmente o consumo próprio, podendo atender ou alimentar as cargas em CC ou em CA.

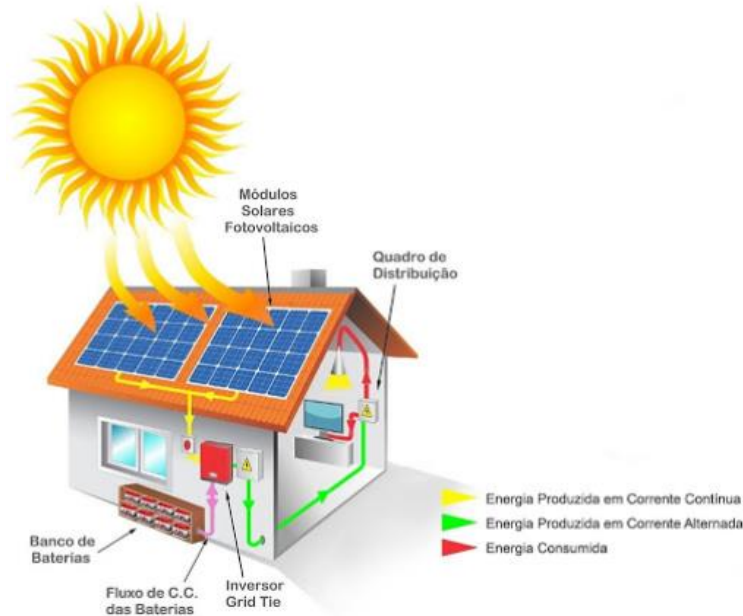


Imagem 26 (EngeGrid – Energia Eficiente, 2019)

Como ilustrado na imagem acima, são sistemas compostos por módulos fotovoltaicos, responsáveis pela geração da energia, inversores (caso o atendimento a carga seja em CA), controladores de carga, responsáveis pelo condicionamento de potência e as baterias, que possuem a função de armazenamento.

Caso a energia produzida seja maior que a consumida, o excedente é armazenado no conjunto de baterias dos sistemas. Essa energia coletada que fica nas baterias são utilizadas em momentos específicos, quando por exemplo a incidência de luz é muito baixa ou nos períodos da noite. Dessa forma, fica claro que as baterias são a fonte de energia reserva do sistema. É fundamental uma avaliação precisa de alguns fatores como a demanda do consumidor além das condições climáticas do local, pois deve-se pensar que a energia possivelmente armazenada deve ser suficiente para atender as necessidades e que, em dias com piores índices de irradiação solar para o local da instalação, a energia armazenada nas baterias seja suficiente para suprir a demanda até que o sistema fotovoltaico volte a gerar o suficiente.

2.6.3 Sistemas Híbridos

São sistemas fotovoltaicos com baterias e conectados à rede, ou seja, é uma configuração que está conectada ou interligada à rede de distribuição da concessionária (*on-grid*) e ao mesmo tempo possui um sistema de armazenamento de energia.

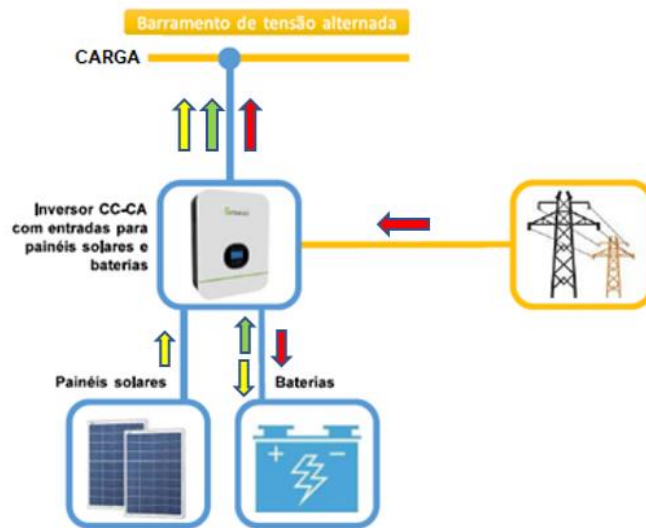


Imagem 27 (Adaptado de Canal Solar, 2021)

Nos sistemas exclusivamente conectados à rede, quando a energia da concessionária eventualmente estiver em falta, a carga não é alimentada. Já nos sistemas híbridos, isso não ocorre. Como existe a possibilidade de armazenamento de energia, em caso de falta de fornecimento de energia, as baterias possibilitam que a carga continue sendo alimentada. Entretanto, o inversor deve isolar as cargas da rede de distribuição até que o fornecimento seja restabelecido, visto que não há previsão regulatória da conexão de sistemas de armazenamento na rede elétrica, impedindo a possibilidade de injeção de energia excedente por parte deste tipo de sistema, que deve limitar-se ao gerenciamento do autoconsumo quando não há rede elétrica, ainda que haja nestes inversores a possibilidade de injetar energia na rede de distribuição como acontece em outros países do mundo.

A imagem 27 retrata bem essa limitação. A energia proveniente da rede (seta em vermelho) só é utilizada para carregar o banco de baterias e suprir a carga, a depender da necessidade e programação de qual fonte é prioritária. A carga pode ser suprida também com a energia proveniente dos painéis fotovoltaicos se o banco de baterias estiver completamente carregado ou mesmo do banco de baterias se não houver geração fotovoltaica. Não há energia sendo exportada para a rede.

2.7 Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)

Armazenar energia é algo que a humanidade sempre buscou devido a liberdade de poder consumir a energia quando for desejado. Um tanque de combustível, um estoque de carvão mineral ou ainda um banco de baterias são alguns exemplos de como a energia pode ser armazenada.

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) têm por objetivo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros no instante em que for solicitada. Para isso, as usinas geradoras conectadas ao SIN devem operar mantendo uma reserva técnica de energia para suprimento da carga, inclusive em picos de demanda. Atualmente, essa reserva técnica é formada principalmente pelos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas e, em caso de necessidade, ainda há o acionamento de usinas termelétricas como backup, onde a reserva técnica é do combustível primário, geralmente óleo diesel ou carvão.

Com a diminuição dos investimentos em usinas hidrelétricas de grande porte, principalmente com as crescentes restrições à construção de bacias de armazenamento devido ao alagamento de grandes áreas, fazendo com que as usinas hidrelétricas construídas sejam em maioria usinas "à fio d'água", o SIN deverá passar por transformações, e outros meios de haver uma reserva técnica para suprir a demanda deverão surgir, principalmente com a crescente de usinas geração a partir de fontes intermitentes interligadas ao SIN como solar e eólica. Sendo assim, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) surgem como uma excelente alternativa.

2.7.1 Classificação de um SAE

Podemos dividir as tecnologias dos SAEs em quatro grupos, que são:

- Armazenamento Mecânico
- Armazenamento Térmico
- Armazenamento Elétrico
- Armazenamento Químico

A imagem 28 apresenta os diferentes tipos de tecnologias em cada grupo:

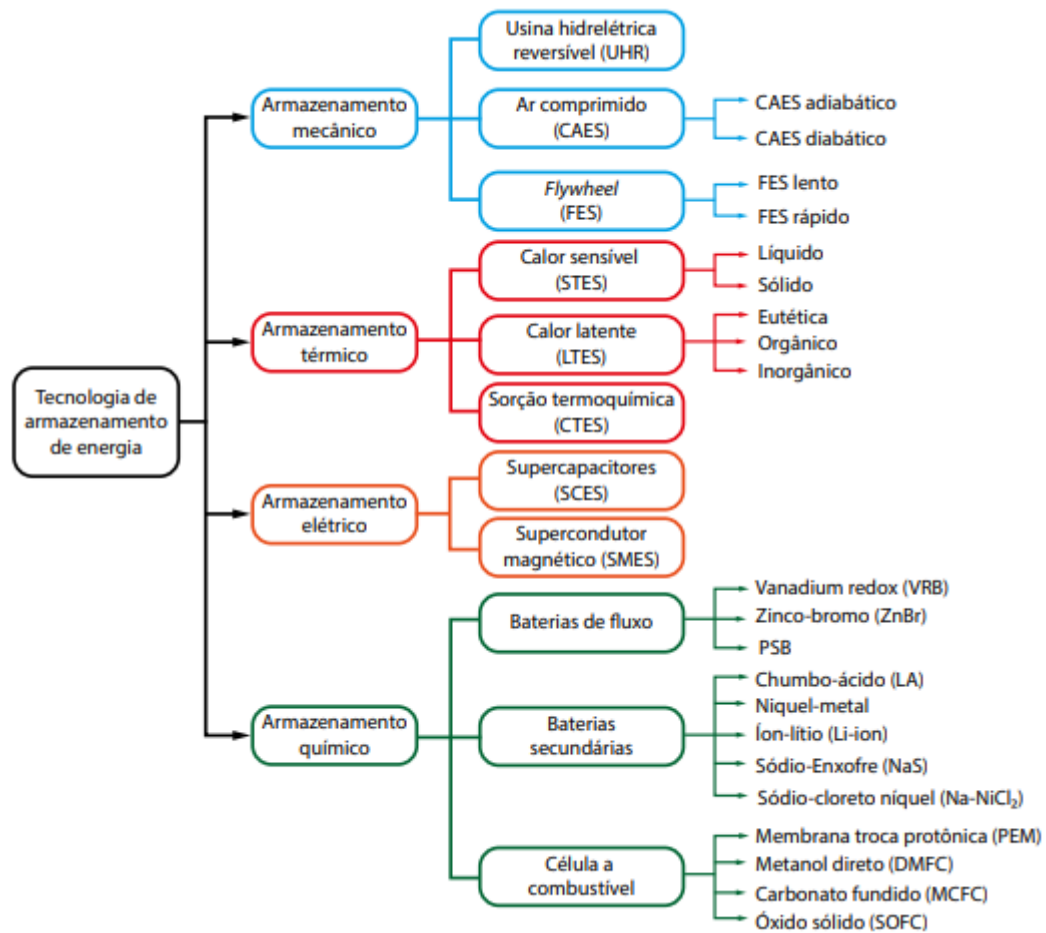


Imagem 28 – Classificação tecnológica de sistemas de armazenamento de energia (Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro – COPEL, 2020)

Para o setor elétrico brasileiro, destacam-se duas tecnologias: usina hidrelétrica reversível (UHR) devido à grande representação dessa fonte na matriz elétrica e baterias secundárias, em especial tecnologias de íon-lítio e chumbo ácido, comumente utilizadas em sistemas de geração por fontes renováveis como solar e eólica, em crescente expansão no Brasil. Seguiremos somente com a análise em torno dos Sistemas de Armazenamento de Energia com baterias secundárias, priorizando as tecnologias de íon-lítio e chumbo ácido dada sua comum aplicação conjunta com fontes de energia como solar e eólica.

2.7.2 Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) com Baterias

Devido à crescente demanda por veículos elétricos, que utilizam em sua maioria baterias de íons de lítio, as tecnologias para esse tipo de bateria têm avançado significativamente e seus custos reduzidos cada vez mais, o que acaba favorecendo sua aplicação também ao setor de armazenamento para fontes de energia renováveis intermitentes.

Hoje, é possível utilizar os SAEs em algumas aplicações, sendo as quatro primeiras “à frente do medidor” (*beyond the meter*, termo em inglês) e as restantes “atrás do medidor” (*behind the meter*, termo em inglês):

1. No armazenamento centralizado, que tem como objetivo substituir usinas geradoras “de ponta” (usinas a gás ou diesel/óleo), que são acionadas em horários de maior demanda;
2. No suporte à transmissão e distribuição, através da instalação de sistemas de armazenamento próximos à subestações, com a finalidade de estabilizar a rede elétrica (serviços ancilares);
3. Alternativa à expansão do sistema de transmissão e distribuição, postergando investimentos;
4. No suporte à usinas renováveis de geração centralizada, com sistemas de armazenamento de energia capazes de minimizar os problemas da intermitência da geração solar ou eólica;
5. Arbitragem de energia: Utilizar o SAE para comprar energia nos momentos em que há abundância de energia no sistema, onde os preços estão mais baixos, e revendê-la nos momentos de escassez, onde a energia é mais cara;
6. Em instalações comerciais e industriais, que visam reduzir o custo da energia na ponta e o custo de demanda;
7. Em instalações residenciais, para consumidores interessados em ter mais autonomia da rede elétrica e no melhor aproveitamento dos sistemas fotovoltaicos;
8. Sistemas isolados: Servir como fonte de energia em sistemas isolados e regiões remotas, principalmente no sentido de integração com as fontes de energias já existentes nestes sistemas.

A imagem 29 traz a visualização das aplicações existentes, dividindo as possibilidades entre os agentes do setor elétrico: consumidor final, os setores de geração, transmissão e distribuição e operador do sistema elétrico.

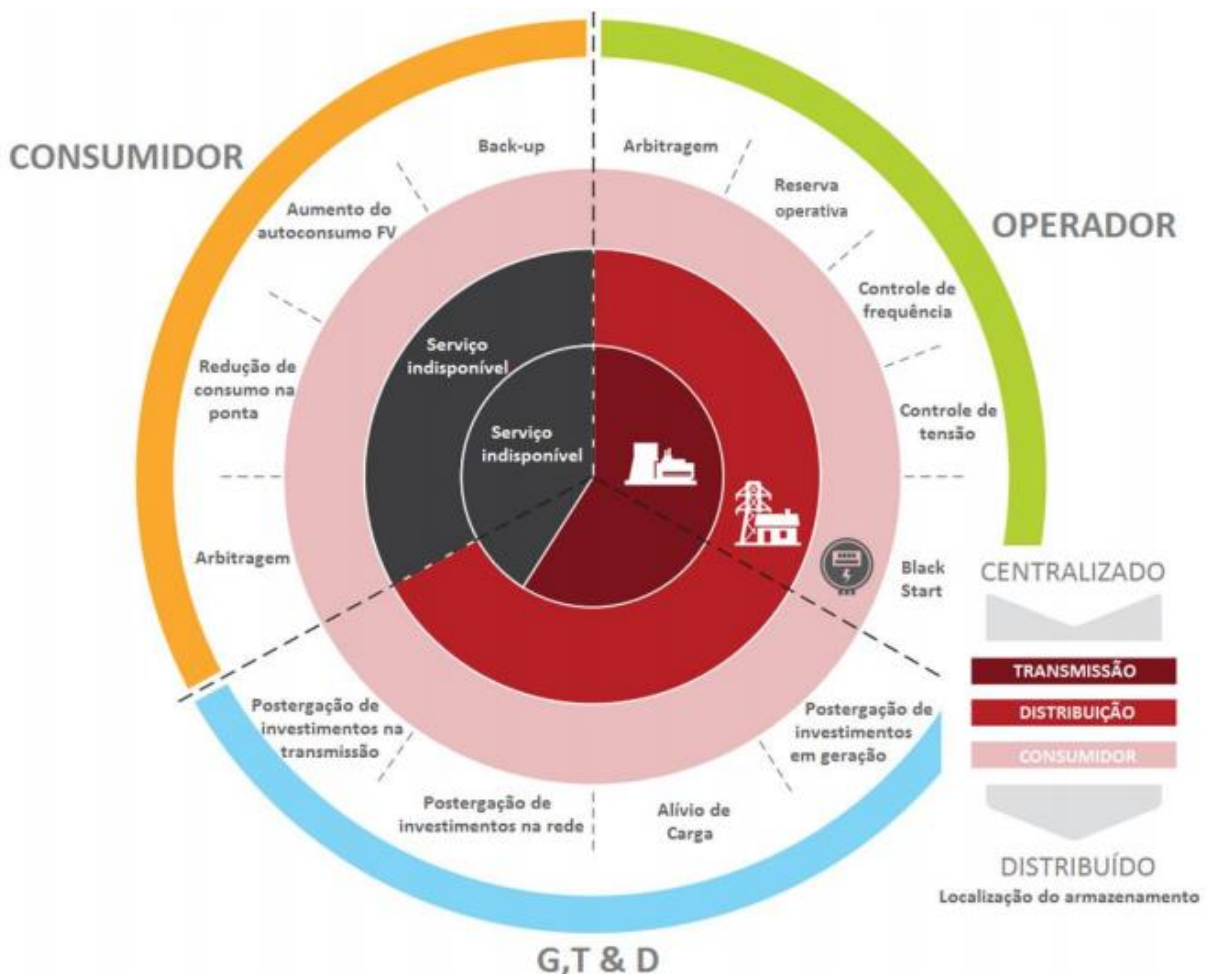


Imagem 29 – Possibilidades de serviços prestado por baterias (Adaptado de Rocky Mountain Institute, 2015)

2.7.2.1.1 Aplicações atrás do medidor ("behind the meter")

Focando nas alternativas do uso de um SAE para o consumidor final, conforme visto na imagem 29, algumas aplicações para os SAEs possibilitam um ganho que vai além da confiabilidade no fornecimento de energia e da possibilidade de uso da energia em locais remotos (sistemas *off-grid*).

Com o armazenamento de energia, é possível obter um retorno do investimento a partir de ações chamadas de gerenciamento pelo lado da demanda ou "atrás do medidor": aumento do autoconsumo, evitando injetar energia na rede da concessionária que possa vir a ser taxada, redução do consumo da rede nos horários de ponta, evitar ultrapassagem de demanda e muitas outras possibilidades.

2.7.2.1.2 Atenuação de picos de demanda ("Peak Shaving")

Consumidores com demanda contratada, que têm fornecimento de energia em média tensão, pagam pela energia consumida mas também pela potência disponibilizada, associada à carga instalada. Nos momentos em que há o maior consumo, eventualmente por acionamento de um equipamento de alta potência, a potência demanda da rede elétrica pode ser superior à demanda contratada para a unidade consumidora, o que acarreta em multa por ultrapassagem de demanda. Portanto, picos de consumo devem ser evitados.

Nesse sentido, os sistemas de armazenamento de energia podem ter um papel importante para reduzir eventuais custos com ultrapassagem de demanda contratada à medida que, funcionando em conjunto com um sistema de medição inteligente na entrada de energia do consumidor, o SAE possa atuar fornecendo energia para as cargas nos momentos em que a demanda de consumo for maior que a estabelecida em contrato com a distribuidora, conforme indicado na imagem 30.

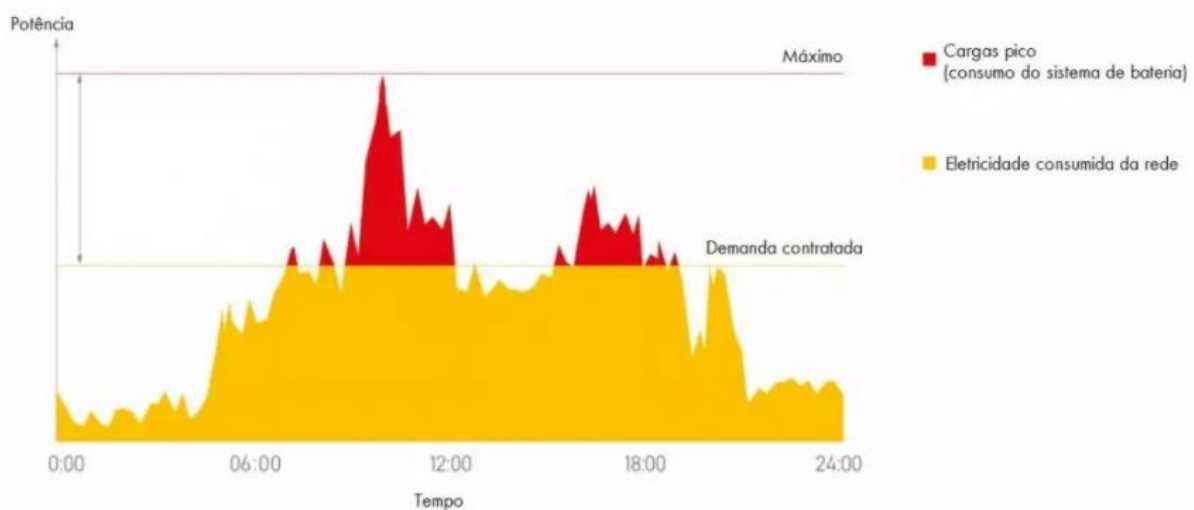


Imagem 30 – Curva de carga com uso de baterias nos picos de consumo (Canal Solar, 2021)

2.7.2.1.3 Arbitragem de energia ("Load Shifting/Time of Use")

Outra aplicação para SAEs está em um melhor aproveitamento do consumo de energia, com fornecimento de média tensão ou baixa tensão com uso da tarifa branca. O conceito da estratégia de arbitragem é armazenar energia no banco de baterias nos momentos em que a energia for mais barata para utilizá-la quando for mais conveniente, geralmente em horários com tarifa de ponta.

A imagem 31 ilustra uma curva de carga típica de um consumidor que paga uma tarifa por posto horário (ponta e fora ponta). O horário de ponta para este consumidor é de 17h às 20h e a energia armazenada nas baterias ao longo do dia, em uma tarifa fora-ponta, é inteiramente utilizada neste período, a fim de reduzir ao máximo os custos com o consumo de energia na faixa horária onde esta é mais cara.



Imagem 31 – Curva de carga com uso de baterias no horário de ponta (Canal Solar, 2021)

Alguns consumidores, principalmente consumidores com fornecimento em média tensão, já utilizam desta técnica através do uso de geradores à diesel. O sistema de armazenamento com baterias poderia servir como um complemento, reduzindo o uso de diesel ou mesmo substituindo o gerador em alguns casos.

2.7.2.1.4 Otimização de Sistemas Fotovoltaicos – Aumento do autoconsumo

A imagem 32 traz um exemplo de um consumidor com geração distribuída fotovoltaica instalada na unidade consumidora. É sabido que, pelo sistema de compensação de créditos estabelecido pela REN 482/2012, a compensação de 1kWh injetado é igual a de 1kWh consumido. Entretanto, na composição da tarifa de energia, há incidência de impostos federais e estaduais e, em quase todos os estados do Brasil, exceto Rio de Janeiro e Minas Gerais, a energia injetada na rede por um sistema de GD só compensa a energia consumida em uma parte da tarifa, devido ao entendimento destes estados quanto à isenção de impostos somente a uma parcela da tarifa de energia, o que acaba tornando mais atrativo utilizar SAEs para armazenar a energia gerada durante o dia e utilizá-la durante a noite ao invés de utilizar a energia da distribuidora.

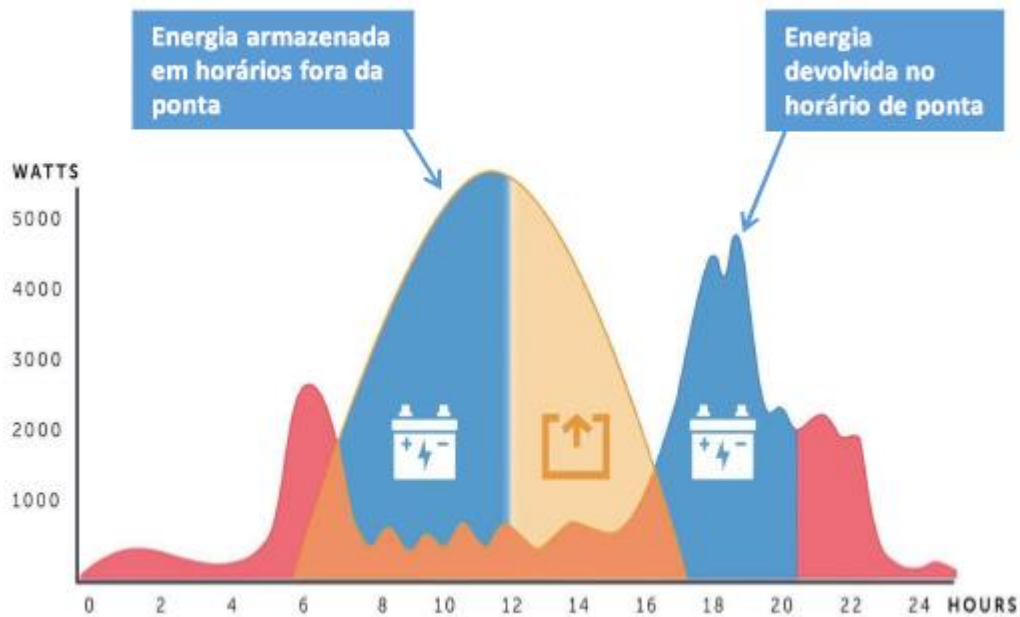


Imagem 32 – Curva de geração/consumo sem e com baterias (Canal Solar, 2021)

Com a possibilidade de divulgação da revisão da REN 482/2012 pela ANEEL, conforme indicado no item 2.1.3, onde há a proposição de diminuição do percentual de compensação da energia injetada em relação à tarifa, este tipo de solução se tornará cada vez mais viável para os consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos on-grid instalados. Lembrando que, atualmente, não há resolução normativa da ANEEL que preveja a compensação de créditos por energia injetada a partir de SAEs. A energia armazenada somente deverá ser utilizada para autoconsumo e somente a energia a partir do sistema fotovoltaico convencional pode ser injetada na rede de distribuição.

2.7.2.1.5 Outras aplicações

Além das possibilidades aqui descritas, uma das aplicações mais utilizadas para SAEs é a função de *backup* de energia, garantindo um fornecimento ininterrupto ainda que haja queda no fornecimento de energia por parte da distribuidora. O consumidor residencial pode optar por esta possibilidade para uma maior comodidade, evitando transtornos causados pelo mau fornecimento de energia em algumas localidades.

Para comércios, hotéis, indústrias e centros logísticos, por exemplo, uma interrupção no fornecimento de energia pode causar um grande prejuízo, ainda que por um curto período de tempo. E para aqueles consumidores que utilizam geradores à diesel como *backup* de energia, a substituição desses geradores por uma solução mais eficiente, menos barulhenta e mais durável (algumas baterias com tecnologia de íons de lítio têm vida útil aproximada de 15 anos), tem se mostrado mais vantajosa financeiramente se comparado ao custo de aquisição mais o consumo de diesel de alguns geradores.

Entretanto, a aplicação do banco de baterias somente como um *backup*, pode fazer com que o sistema fique ocioso por grandes períodos de tempo. Uma maneira de melhorar a viabilidade de um SAE é fazer uma combinação das possíveis aplicações, onde o mesmo sistema poderia atender a diferentes serviços a depender das necessidades do consumidor em cada instante, maximizando o uso das baterias e então, as receitas obtidas com o investimento no sistema seriam mais atraentes, aumentando sua competitividade, como pode ser visto na imagem 33.

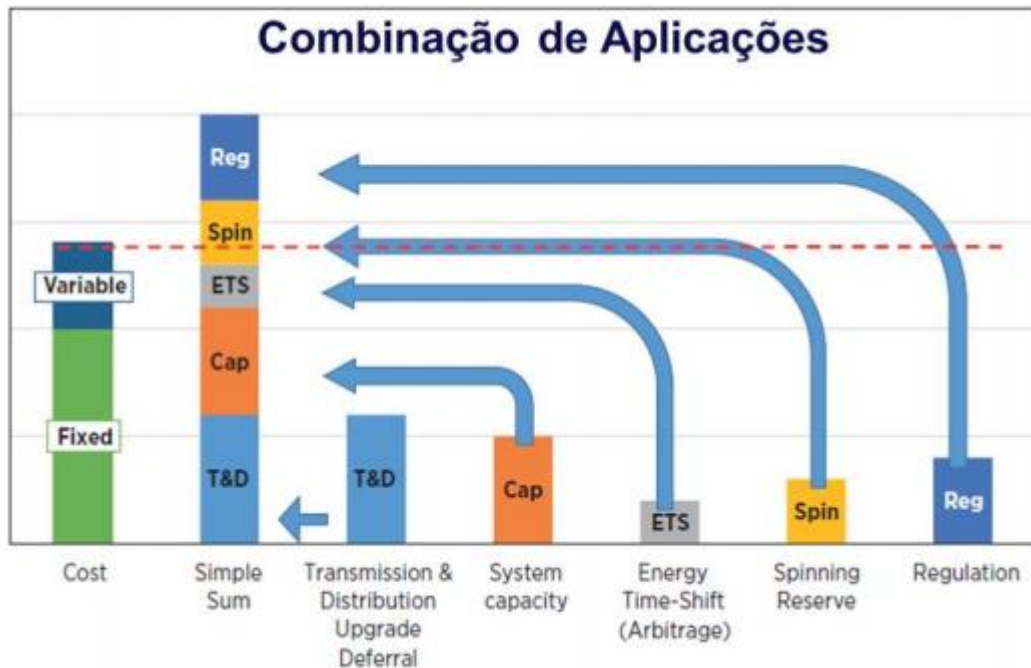


Imagem 33 (IRENA, 2015)

2.7.3 Topologias de SAEs com fontes de energia renováveis

No contexto da utilização de SAEs em conjunto com fontes de energia renováveis como solar e eólica, existem diferentes formas de integrar um sistema híbrido com SAE que podem ser classificadas em três categorias: acoplamento CC, acoplamento CA e acoplamento híbrido CA/CC.

No acoplamento CC, mostrado na imagem 34, a fonte de energia CC como a solar, é conectada a um barramento de CC, podendo ser conectada diretamente ao barramento ou, dependendo das características da fonte, por meio de conversor CC/CC, geralmente um controlador de carga. Já o conversor acoplado ao SAE é bidirecional, de forma a possibilitar a carga e descarga do sistema de armazenamento. Como o inversor é unidirecional, o carregamento do SAE só ocorre através do barramento CC.

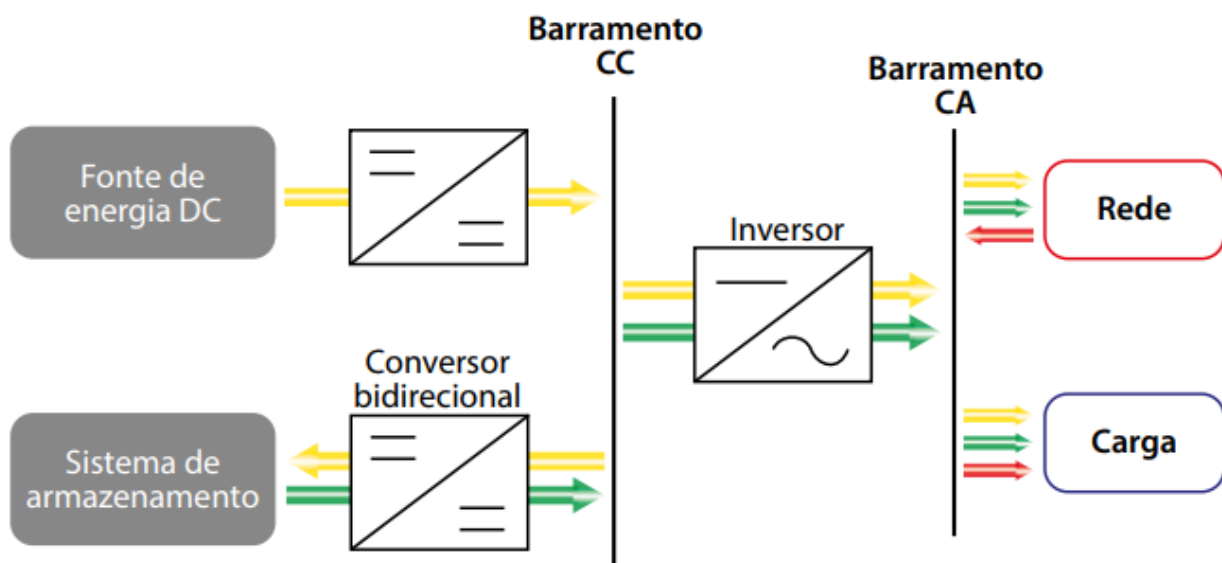


Imagem 34 – Acoplamento CC (Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro – COPEL, 2020)

No acoplamento CA, todos os componentes do sistema estão conectados à carga através do barramento CA, como imagem 35. A configuração do sistema com acoplamento CA tem um melhor desempenho em comparação com a configuração de acoplamento CC, no que se refere à flexibilidade para atender a demanda de carga. Entretanto, dado a maior quantidade de elementos, o custo desse tipo de acoplamento é maior, a operação mais complexa e as perdas por transformação CC/CA são maiores.

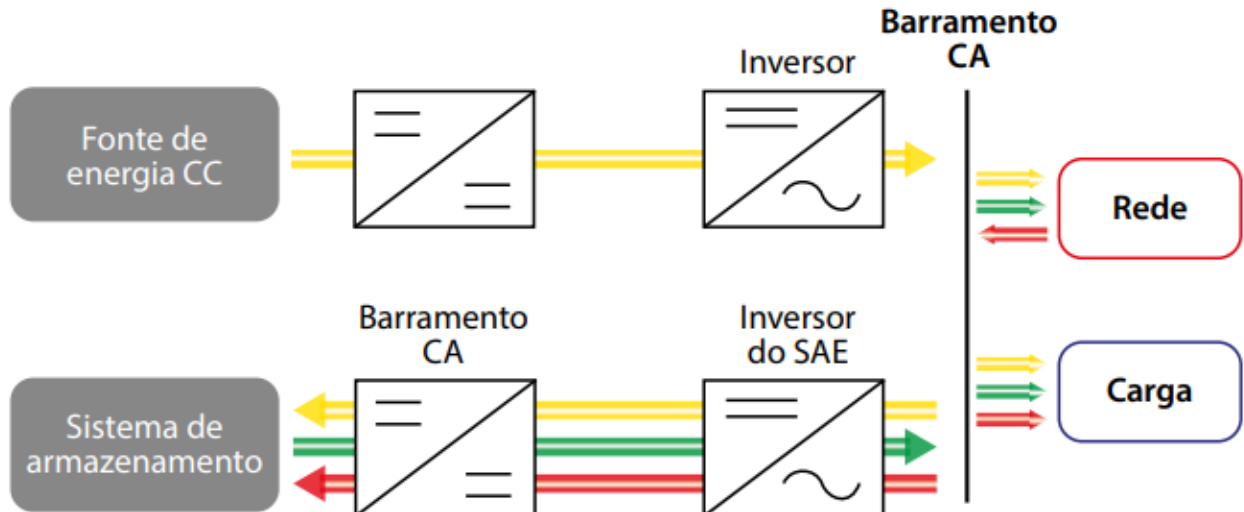


Imagem 35 – Acoplamento CA (Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro – COPEL, 2020)

Por fim, no acoplamento CA/CC, mostrado na imagem 36, o inversor CA/CC é bidirecional, de modo que, de forma complementar, a alimentação do barramento CA pode também ser usada para carregar o SAE. Essa estrutura melhora a eficiência geral e reduz o custo do sistema com o número reduzido de conversores conectado entre fontes e cargas.

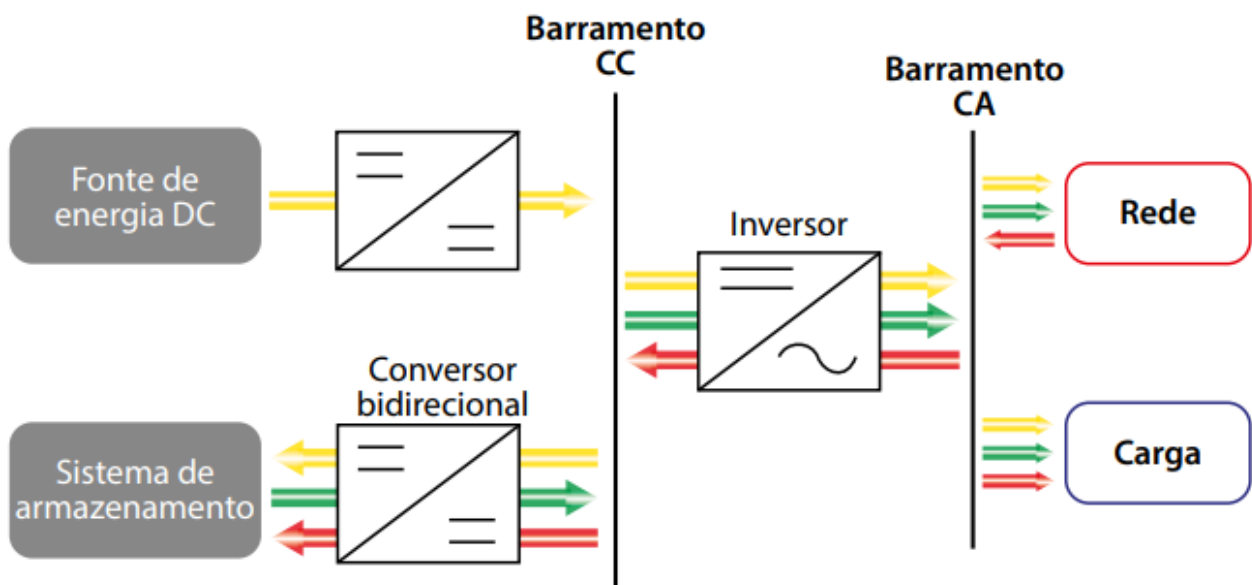


Imagem 36 – Acoplamento CA/CC (Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro – COPEL, 2020)

3 Análise de um caso real

De forma a aplicar os conceitos apresentados até aqui, será descrito a elaboração de um projeto real, desde sua concepção até a instalação e comissionamento. Trata-se de um consumidor residencial, cuja instalação ocorreu na cidade do Rio de Janeiro, mais especificamente na região litorânea, no bairro Barra de Guaratiba.

O consumidor encontra-se na área de concessão da distribuidora LIGHT e há fornecimento de energia disponível, entretanto, a qualidade e confiabilidade do fornecimento na região não são satisfatórios e, por consequência, o consumidor optou por investir em um sistema híbrido, composto por: baterias de lítio, controladores de carga, módulos fotovoltaicos e inversor híbrido. Este sistema tem por objetivo suprir toda energia da residência e, caso necessário, esteja preparado para utilizar também a rede da distribuidora como fonte auxiliar.

Visto que não há norma regulatória que permita a conexão de sistemas com baterias à rede, o inversor/carregador é programado para nunca injetar energia excedente na rede da distribuidora. O diagrama simplificado da topologia adotada por este projeto é apresentado na imagem 37, abaixo.

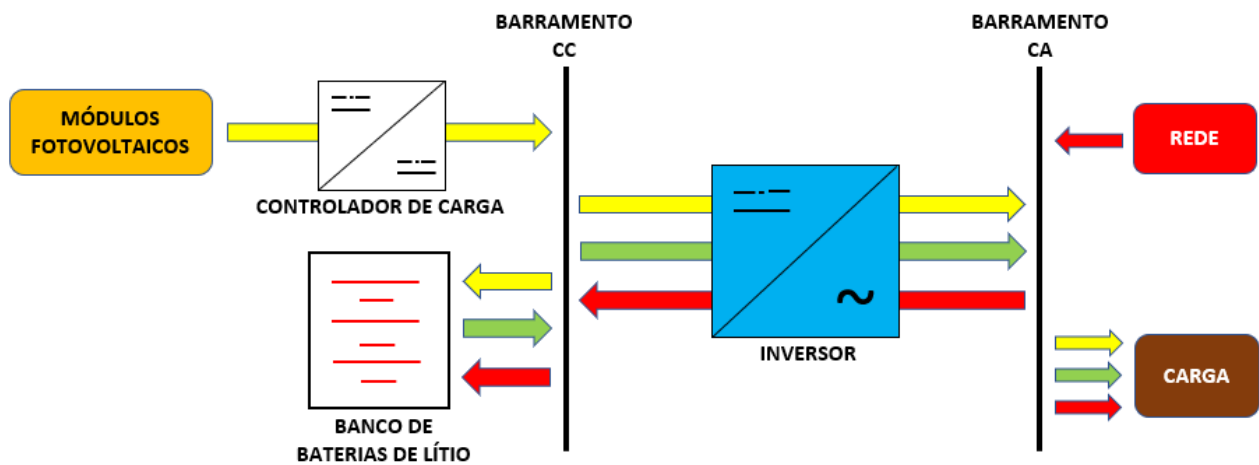


Imagem 37 – Topologia do sistema proposto

Os equipamentos que foram escolhidos para o projeto após o dimensionamento, são apresentados na tabela abaixo:

Equipamento	Qtd
Inversor Victron 5kVA 48-120V	1
Bateria de Lítio BYD B-BOX PRO 10.0 (48V-10,24kWh)	2
Controlador de carga Victron MPPT 250V-100A	2
Módulo fotovoltaico monocristalino Canadian 385Wp	24

Tabela 1 – Equipamentos do sistema proposto

3.1 Dimensionamento

O primeiro passo para o dimensionamento de um sistema *off-grid* e/ou híbrido é conhecer as cargas que serão conectadas ao sistema. Portanto, elaborou-se uma tabela com as características dos equipamentos, bem como seu uso diário.

A tabela 2, abaixo, descreve o levantamento realizado:

QUADRO	AMBIENTE	Equipamento	Tensão de Alimentação (V)	Potência (W)	Qty	Uso diário (h)	Consumo Diário (Wh)	Potência Total (W)
COZINHA	Quarto 1	Ar condicionado Inverter 12000BTUs	127 (F-N)	1085	1	6,0	4.800,00	1085
		Iluminação	127 (F-N)	12	2	4,0	96,00	24
		Tomadas de Uso Geral	127 (F-N)	100	2	1,0	200,00	200
		Central de Alarme	127 (F-N)	100	1	24,0	2.400,00	100
	Banheiro Quarto 1	Tomadas de uso Específico	127 (F-N)	600	1	0,3	150,00	600
		Ar condicionado Inverter 12000BTUs	127 (F-N)	1085	1	6,0	4.800,00	1085
	Quarto 2	Iluminação	127 (F-N)	12	2	4,0	96,00	24
		Tomadas de Uso Geral	127 (F-N)	100	2	1,0	200,00	200
		Tomadas de uso Específico	127 (F-N)	600	1	0,3	150,00	600
	Banheiro Quarto 2	Tomadas de uso Específico	127 (F-N)	600	1	0,3	150,00	600
		Iluminação	127 (F-N)	12	8	5,0	480,00	96
	Sala	Tomadas de Uso Geral	127 (F-N)	100	4	0,1	40,00	400
		Iluminação	127 (F-N)	12	2	4,0	96,00	24
	Aquário	Bombas do aquário	127 (F-N)	50	2	24,0	2.400,00	100
		Microondas	127 (F-N)	1600	1	0,2	320,00	1600
		Iluminação	127 (F-N)	36	6	5,0	1.160,00	232
Tomadas de Uso Geral		127 (F-N)	100	6	0,3	150,00	600	
Geladeira		127 (F-N)	250	1	24,0	1.850,00	250	
Freezer Vertical		127 (F-N)	300	1	24,0	2.000,00	300	
SUBSOLO	Quarto 3	Ar condicionado Inverter 12000BTUs	127 (F-N)	1085	1	2,0	1.600,00	1085
		Iluminação	127 (F-N)	12	2	1,0	24,00	24
		Tomadas de Uso Geral	127 (F-N)	100	2	1,0	200,00	200
	Área de Serviço	Máquina de lavar roupas	127 (F-N)	450	1	0,5	65,00	450
	Corredor	Iluminação	127 (F-N)	12	2	1,0	24,00	24
Total							23.301,00	9.303,00

Tabela 2 – Quadro de cargas atendidas pelo sistema proposto

3.1.1 Escolha do inversor

Tendo em vista que todas as cargas são monofásicas 127V com fornecimento em corrente alternada, ou seja, não há equipamentos alimentados em corrente contínua, o inversor deverá ser um inversor monofásico 127V. Outro ponto a ser avaliado é com relação a potência total dos equipamentos.

Pela tabela, encontramos um total de 9,3kW de potência com todos os equipamentos ligados concomitantemente, o que dificilmente irá acontecer. Porém, este valor deve ser considerado como pico máximo de potência do sistema, a ser suportado pelo inversor por curtos períodos de tempo durante sua utilização.

Considerando um fator de demanda de 50%, teremos uma potência média de fornecimento de 4,65kW. A potência nominal do inversor deverá ser igual ou superior a este valor. Portanto, escolheu-se um inversor de 5KVA de potência nominal. Outra possibilidade, mais acertiva e que será apresentada na simulação mais adiante é utilizar da curva de carga diária para identificação da potência média da carga e seus picos.

3.1.2 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Em seguida, avalia-se o índice de radiação do local e a disponibilidade de área para escolha e instalação dos módulos fotovoltaicos.

A partir da base de dados meteorológicos disponível no site do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) podemos determinar a irradiação solar média diária para cada mês conforme a tabela abaixo:

Estação: Rio de Janeiro
Município: Rio de Janeiro, RJ - BRASIL
Latitude: 23° S
Longitude: 43,549° O
Distância do ponto de ref. (23,0399° S; 43,5552° O): 4,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,07	6,25	5,03	4,45	3,61	3,30	3,31	4,18	4,35	5,01	5,16	5,97	4,72	2,95
<input type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,47	5,96	5,18	5,05	4,45	4,27	4,17	4,93	4,61	4,90	4,75	5,31	4,92	1,79
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,58	6,04	5,19	5,00	4,37	4,17	4,09	4,86	4,61	4,94	4,83	5,42	4,93	1,95
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	33° N	5,04	5,62	5,05	5,12	4,65	4,53	4,39	5,07	4,56	4,66	4,42	4,86	4,83	1,23

Tabela 3 – Irradiância solar diária média (CRESESB, 2021)

Com a irradiância média diária definida, utilizamos do conceito de horas de sol pico (HSP) para determinar o número de horas em que a irradiância solar equivale a uma constante de 1kWh/m^2 . Tendo em vista que desejamos um sistema o mais autônomo possível, utilizando somente em último caso a energia da distribuidora, considerou-se as condições mais desfavoráveis possíveis para o sistema, ou seja, retirando da tabela 3 a pior média diária de irradiância do ano (Junho). Logo, temos um HSP de:

$$HSP = \frac{3,30 \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kWh/m}^2\text{]}} = 3,30 \quad (\text{Eq 3})$$

Portanto, com os dados de HSP estabelecidos, pode-se calcular a energia diária a ser gerada pelos painéis fotovoltaicos, necessária para atender as cargas apresentadas na Tabela 2. Esse cálculo é feito da seguinte forma:

$$E = \left(\frac{E_{CC}}{\eta_{bat}}\right) + \left(\frac{E_{CA}}{\eta_{bat}\eta_{inv}}\right) \quad (\text{Eq 4})$$

Onde:

E_{CC} (Wh/dia) – energia consumida diariamente em equipamentos de corrente contínua

E_{CA} (Wh/dia) – energia consumida diariamente em equipamentos de corrente alternada

η_{bat} (%) – eficiência global do banco de baterias

η_{inv} (%) – eficiência do inversor

Através dos *datasheets* do inversor e das baterias escolhidas, apresentados nas imagens 38 e 39 abaixo, conseguimos identificar os valores de eficiência de ambos:

Quattro	12/5000/200-100/100 120 V	24/5000/120-100/100 120 V	48/3000/35-50/50 120 V	48/5000/70-100/100 120 V
PowerControl / PowerAssist	Sim			
Chave de transf. Integrada	Sim			
Entrada CA (2x)	Tensão de entrada: 90-140 VAC		Frequência de entrada: 45 – 65 Hz	
Alimentação máxima por meio da corrente (A)	2x100		2x100	
INVERSOR				
Tensão de entrada (V CC)	9,5 - 17	19 - 33	37,2 – 64,4	37,2 – 64,4
Saída (1)	Tensão de saída: 120 VAC ± 2%		Frequência: 60 Hz ± 0,1%	
Potência de saída a 25°C / 77°F (VA) (3)	5000	5000	3000	5000
Potência de saída a 25°C / 77°F (W)	4000	4000	2400	4000
Potência de saída a 40°C / 104°F (W)	3700	3700	2200	3700
Potência de saída a 65°C / 150°F (W)	3000	3000	1700	3000
Potência de pico (W)	10000	10000	6000	10000
Máxima eficiência (%)	94	94	94	95
Potência de carga zero (W)	30	30	25	35
Potência de carga zero no modo AES (W)	20	25	20	30
Potência de carga zero no modo Search (W)	10	10	12	15

Imagem 38 – Datasheet do inversor Victron Quattro 5Kva 120V (Victron Energy, 2021)


Modelo	B-Box Pro 2.5	B-Box Pro 5.0	B-Box Pro 7.5	B-Box Pro 10.0	B-Box Pro 13.8
Tipo de bateria	LiFePO ₄				
Módulo da bateria	1 módulo	B-Plus 2.5 (2,56 kWh) 2 módulos		4 módulos	B-Plus 13.8 (13,8 kWh)
Energia utilizável ^[1] [kWh]	2,56	5,12	7,68	10,24	13,8
Potência máxima de saída [kW]	2,56	5,12	7,68	10,24	12,8
Potência de pico de saída [kW]	5,12, 30s	10,24, 30s	15,36, 30s	20,48, 30s	13,3, 60s
Eficiência energética	 ≥ 95,3% (sob condição de teste ^[1])				
Tensão nominal [V]	51,2				
Tensão de trabalho (operação) [V]	43,2 ~ 56,4				
Comunicação	CAN / RS485				
Dimensão [L x A x P, mm]	600 x 883 x 510				650 x 800 x 550
Peso líquido (kg)	79	113	147	181	175
Grau de proteção IP	IP20				
Garantia	10 anos				
Amplitude de temperatura ambiente ^[2] [°C]	-10 ~ +50				
Certificações de segurança	TUV / CE / UN38.3				CE / RCM / UN38.3
Dimensionamento	Máx. 8 sistemas B-Box Pro 10.0 em paralelo				Máx. 32 sistemas em paralelo
Inversores compatíveis	SMA / GOODWE / SOLAX / Victron, mais marcas a serem anunciadas				

Imagem 39 – Datasheet da bateria BYD B-BOX PRO 10.0 (BYD, 2021)

Assim, podemos realizar o cálculo de energia diária necessária para ser gerada pelos módulos fotovoltaicos:

$$E = \left(\frac{0}{0,953} \right) + \left(\frac{23,301}{0,953 \times 0,95} \right)$$

$$E = 25,74 \text{ kWh} \quad (\text{Eq 5})$$

Para calcular a potência pico dos módulos, usamos a seguinte relação:

$$P_m = \frac{E}{HSP \times \text{eficiência do sistema}} \quad (\text{Eq 6})$$

Consideramos o valor obtido em Eq 3 (3,3 horas de sol pico (HSP) para o pior mês de geração (Junho), conforme tabela 3) e 20% de perdas totais da energia que chega aos módulos à energia utilizável. Substituindo os valores, temos:

$$P_m = \frac{25,74}{3,3 \times 0,8}$$

$$P_m = 9,75 \text{ kWp} \quad (\text{Eq. 7})$$

Visto que a área útil para instalação dos módulos fotovoltaicos é de aproximadamente a 50m², por conta dos obstáculos presentes na laje da residência e que, os módulos com melhor custo-benefício no momento da compra têm a área de aproximadamente 2m² e potência pico unitária de 385Wp, optou-se por instalar 24 módulos com inclinação 0° na laje.

Com isso, a potência total do sistema com os 24 módulos de 385Wp foi de 9,24kWp. Valor bem próximo do ideal, calculado anteriormente.

3.1.3 Dimensionamento do controlador de carga

Para extrair a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, optou-se pela utilização de controladores de carga com tecnologia MPPT, tendo em vista a potência unitária dos painéis escolhidos ser razoavelmente alta para modelos PWM disponíveis no mercado e pela necessidade de uma maior eficiência na conversão CC-CC, retirando energia dos painéis e carregando o banco de baterias de forma mais eficiente.

A distribuição dos arranjos de módulos fotovoltaicos foi feita de modo a estar dentro dos limites do controlador de carga onde, pelo seu *datasheet*, apresentado na imagem 40, abaixo, têm-se:

Controladores de Carga SmartSolar	250/60	250/70	250/85	250/100
Tensão da bateria	Seleção Automática de 12 V / 24 V / 48 V (<i>software</i> necessário para selecionar 36 V)			
Corrente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potência PV nominal, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potência PV nominal, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potência PV nominal, 36 V 1a,b)	2580W	3000W	3600W	4350W
Potência PV nominal, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máx. PV corrente de curto-circuito 2)	35 A (máx. 30 A por conector MC4)		70 A (máx. 30 A por conector MC4)	
Tensão de circuito aberto PV máxima	250 V máximo absoluto em condições de frio 245 V máximo de arranque e funcionamento			
Eficácia máxima	99 %			
Autoconsumo	Menos de 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V			
Tensão de carga em absorção	Configuração por defeito: 14,4 V / 28,8 V / 43,2 V / 57,6 V (regulável com: botão rotativo, ecrã, VE.Direct ou <i>bluetooth</i>)			
Tensão de carga em carga lenta	Configuração por defeito 13,8 V / 27,6 V / 41,4 V / 55,2 V (regulável com: botão rotativo, ecrã, VE.Direct ou <i>bluetooth</i>)			
Tensão de carga de equalização	Configuração por defeito: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (regulável)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase (oito algoritmos pré-programadas) ou algoritmo definido pelo utilizador			
Compensação da temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Proteção	Polaridade invertida PV / Curto-circuito de saída / Temperatura excessiva			
Temperatura de funcionamento	-30 °C a +60 °C (saída nominal completa até 40 °C)			
Humidade	95 %, sem condensação			
Altitude máxima	5000 m (saída nominal completa de 2000 m)			
Condição ambiental	Interior, não condicional			
Grau de contaminação	PD3			
Porta de comunicação de dados	VE.Direct ou Bluetooth			
On/Off Remoto	Sim (conector de dois polos)			
Relé programável	DPST	Capacidade nominal CA: 240 VCA / 4 A	Capacidade nominal CC: 4 A até 35 VCC, 1 A até 60 VCC	
Funcionamento em paralelo	Sim			

Imagem 40 – Datasheet do controlador de carga Victron MPPT 250V/100^a (Victron Energy, 2021)

Avaliando então o *datasheet* do módulo escolhido, podemos identificar e calcular a variação dos parâmetros de corrente e tensão obtidos nas condições padrão de teste (STC) em função da temperatura. A imagem 41 apresenta essa variação para diferentes valores de temperatura de célula do módulo proposto:

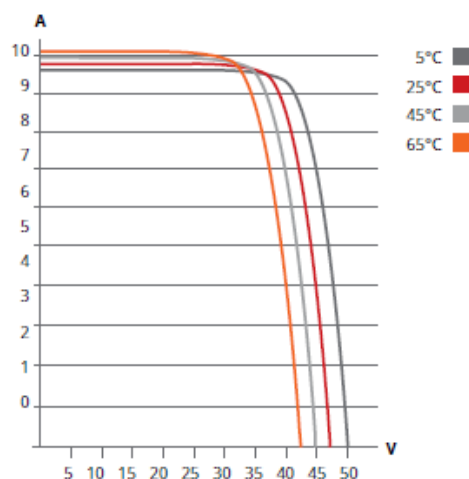


Imagem 41 – Curva IxV do módulo Canadian CS3U 385MS (Canadian Solar, 2021)

A imagem 42, apresenta os valores de tensão e corrente para circuito aberto e fechado (em operação e curto-circuito). O módulo escolhido está em destaque a seguir:

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	375MS	380MS	385MS	390MS	395MS
Nominal Max. Power (Pmax)	375 W	380 W	385 W	390 W	395 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.8 V	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.43 A	9.50 A	9.58 V	9.66 A	9.73 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.6 V	47.8 V	48.0 V	48.2 V	48.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.93 A	10.01 A	10.09 A	10.17 A	10.25 A
Module Efficiency	18.90%	19.15%	19.41%	19.66%	19.91%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

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

Imagem 42 – Especificações do módulo Canadian CS3U 385MS (Canadian Solar, 2021)

Entretanto, conforme exposto anteriormente, a variação da temperatura da célula faz com que estes valores variem, de modo que, para um correto dimensionamento, é necessário pensar nos valores extremos de tensão e corrente que podem ser alcançados pelo conjunto de módulos para valores extremos de temperatura da célula.

Para isso, a imagem 43, apresenta os coeficientes β , γ e λ [%/°C] que estão relacionados, respectivamente, às tensões de circuito aberto (V_{OC}), de máxima potência (V_{mp}) e corrente de curto-circuito (I_{SC}). Como a relação entre a tensão e a temperatura é inversamente proporcional, o parâmetro das tensões é sempre negativo, o que não acontece para a corrente de curto-circuito.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Imagem 43 – Especificações do módulo Canadian CS3U 385MS (Canadian Solar, 2021)

Pode-se então calcular ambas as tensões, bem como a corrente de curto-circuito através das seguintes fórmulas:

$$V(T) = V(STC) \times (1 + \varepsilon \times (T - 25)) \quad (\text{Eq 8})$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(STC) \times (1 + \varepsilon \times (T - 25)) \quad (\text{Eq 9})$$

Onde:

T [°C] – é a temperatura em que se encontram as células fotovoltaicas;

$V(T)$ [V] – é a tensão que se deseja encontrar dada uma temperatura T (°C), tanto para V_{OC} como para V_{mp} ;

$I_{sc}(T)$ [A] – é a corrente de curto-circuito que se deseja encontrar dada uma temperatura T (°C);

$V(STC)$ [V] – é a tensão nas condições padrão de teste, apresentadas no *datasheet*;

$I_{sc}(STC)$ [A] – é a corrente de curto-circuito nas condições padrão de teste, apresentadas no *datasheet*;

ε [%/°C] – é a variação percentual informada no *datasheet* a cada grau Celsius, devendo ser substituída por β , γ ou λ , de acordo com a grandeza que está sendo calculada.

Determinando uma temperatura mínima de célula na região da instalação de 10°C e máxima de 70°C, podemos calcular a partir das equações Eq 8 e Eq 9 os seguintes valores de tensão e corrente:

$$V_{OC}(10^\circ\text{C}) = 50,09\text{V}$$

$$V_{OC}(70^\circ\text{C}) = 41,74\text{V}$$

$$V_{mp}(10^\circ\text{C}) = 42,43\text{V}$$

$$V_{mp}(70^\circ\text{C}) = 33,51\text{V}$$

$$I_{SC}(10^\circ\text{C}) = 10,01\text{A}$$

$$I_{SC}(70^\circ\text{C}) = 10,32\text{A}$$

Logo, os valores limites máximos de tensão e corrente de curto-circuito do módulo usados para dimensionamento do(s) controlador(es) de carga são:

$$V_{OC}(10^\circ\text{C}) = 50,09\text{V}$$

$$I_{SC}(70^\circ\text{C}) = 10,32\text{A}$$

Onde, para configuração do arranjo das séries de módulos é necessário que:

$$V_{\text{arranjo}} < V_{\text{max controlador}} ; I_{\text{arranjo}} < I_{\text{max controlador}} ; P_{\text{marranjo}} < P_{\text{max controlador}}$$

Ou ainda,

$$\text{N}^\circ \text{máximo de módulos em série} < V_{\text{max controlador}} / V_{OC}(10^\circ\text{C})$$

$$\text{N}^\circ \text{máximo de séries em paralelo} < I_{\text{max controlador}} / I_{SC}(10^\circ\text{C})$$

$$\text{N}^\circ \text{máximo de módulos por controlador} < P_{\text{max controlador}} / P_{\text{módulo}}$$

Através do *datasheet* do controlador, percebemos que:

$$V_{\text{max controlador}} = 250\text{V} ; I_{\text{max controlador}} = 70\text{A} ; P_{\text{max controlador}} = 5.800\text{W}$$

Logo:

Nº máximo de módulos em série = 4

Nº máximo de séries em paralelo = 6

Nº máximo de módulos (385Wp) por controlador = 15

Escolhendo uma configuração de 4 módulos em série, teríamos ao total 6 strings de 4 módulos, o que estaria dentro dos limites de tensão e corrente do controlador de carga. Entretanto, outro dado do manual deve ser respeitado. Se ligássemos os 24 módulos em um único controlador de carga, com 6 strings de 4 módulos, a potência pico nominal conectada no controlador seria igual a potência total do sistema, ou seja, 9240Wp, acima dos 5800Wp estabelecidos pelo seu *datasheet*.

Portanto, dividiu-se o sistema em dois controladores do mesmo modelo, cada um com 3 strings de 4 módulos em série, atendendo assim a todos os limites estabelecidos.

3.1.4 Dimensionamento do banco de baterias

Conhecido o consumo diário dos equipamentos e supondo uma regularidade no uso, não distinguindo o consumo por sazonalidade ou dia útil de não útil, podemos definir o banco de baterias necessário para atender a essa demanda, aliado à geração fotovoltaica definida anteriormente.

Visto que o consumidor tem a rede da distribuidora disponível, utilizando-a apenas como apoio e *backup*, considerou-se dois dias de autonomia através do banco de baterias para o caso de haver, simultaneamente, baixa geração fotovoltaica e necessidade do uso da rede porém, havendo indisponibilidade do fornecimento pela distribuidora neste período.

Todo o sistema em corrente contínua terá a tensão de 48Vdc. Para este projeto, foi considerado o modelo de bateria de íons de lítio BYD B-PRO, de composição química LiFePO₄.

A partir de Eq 5, temos que a energia diária necessária para ser armazenada é de 25,74kWh. Normalizando este consumo para um valor por hora, temos 1,073kWh.

Usando a relação abaixo, podemos obter a capacidade do banco de baterias necessária para atender a carga a uma taxa de descarga C/20, tempo suficiente para um ciclo diário:

$$CB_{C/20} = \frac{E_{1h}N}{DoD} \quad (\text{Eq 10})$$

Onde:

$CB_{C/20}$ (kWh) – capacidade do banco de baterias a um regime de descarga em 20h (C/20);

E_{1h} (kWh) – energia demandada pelas cargas em 1h;

DoD – *depth of discharge* (profundidade de descarga);

N – dias de autonomia.

Considerando uma autonomia esperada para 2 dias sem sol e uma profundidade de descarga para baterias de lítio de 90%, substituindo os valores, temos que $CB_{C/20} = 2,383$ kWh.

A partir do *datasheet* da bateria escolhida, percebemos que a uma taxa de 0,5C a energia armazenada em cada módulo de bateria é de 2,56kWh (imagem 39). Portanto, adaptando para a taxa escolhida no dimensionamento (C/20), temos uma energia armazenada por módulo de 0,256kWh.

Sendo assim, a quantidade de módulos necessária para atender ao consumo diário da residência é dada por:

$$n_{mod} = \frac{2,383 \text{ kWh}}{0,256 \text{ kWh}} = 9 \text{ módulos} \quad (\text{Eq 11})$$

Por uma questão comercial, foram adquiridos 8 módulos de bateria. Fazendo uma conta reversa, essa quantidade dará ao sistema uma autonomia de 1,72 dias ou ainda, 41 horas, o que é razoável visto que o sistema terá o apoio da rede de elétrica da distribuidora e dificilmente haverá falta do fornecimento de energia por parte da distribuidora e baixa incidência solar, concomitantemente, por 41h seguidas.

3.2 Simulação

A fim de garantir que o dimensionamento realizado anteriormente atenda à expectativa de fornecimento de energia à residência, é importante utilizar um *software* de simulação que possa estimar com maior precisão a energia gerada pela planta bem como o uso da energia armazenada nas baterias com base nos dados meteorológicos da localidade e características do sistema.

Existem diversos softwares capazes de realizar este tipo de simulação. O *software* escolhido para a simulação deste projeto foi o PVSyst (v6.8.1), administrado por uma empresa independente e inicialmente desenvolvido pela Universidade de Genebra. O programa utiliza o modelo *Perez-Ineichen* para a análise da radiação incidente e cálculo da geração.

Dentre as opções de simulação que o *software* disponibiliza, estão topologias como sistemas de bombeamento solar, micro-redes CC, sistemas isolados da rede (*off-grid*), sistemas conectados à rede (*on-grid*) e sistemas conectados à rede com armazenamento, sendo este último o objeto de análise para o projeto em questão.

3.2.1 Inserção de parâmetros no programa

Os módulos fotovoltaicos serão instalados na laje da residência, em posição horizontal, ou seja, com ângulo de inclinação igual a 0° e azimute (ângulo de desvio em relação ao norte geográfico) também considerado como 0° . Essa configuração foi inserida no software conforme a imagem 44.

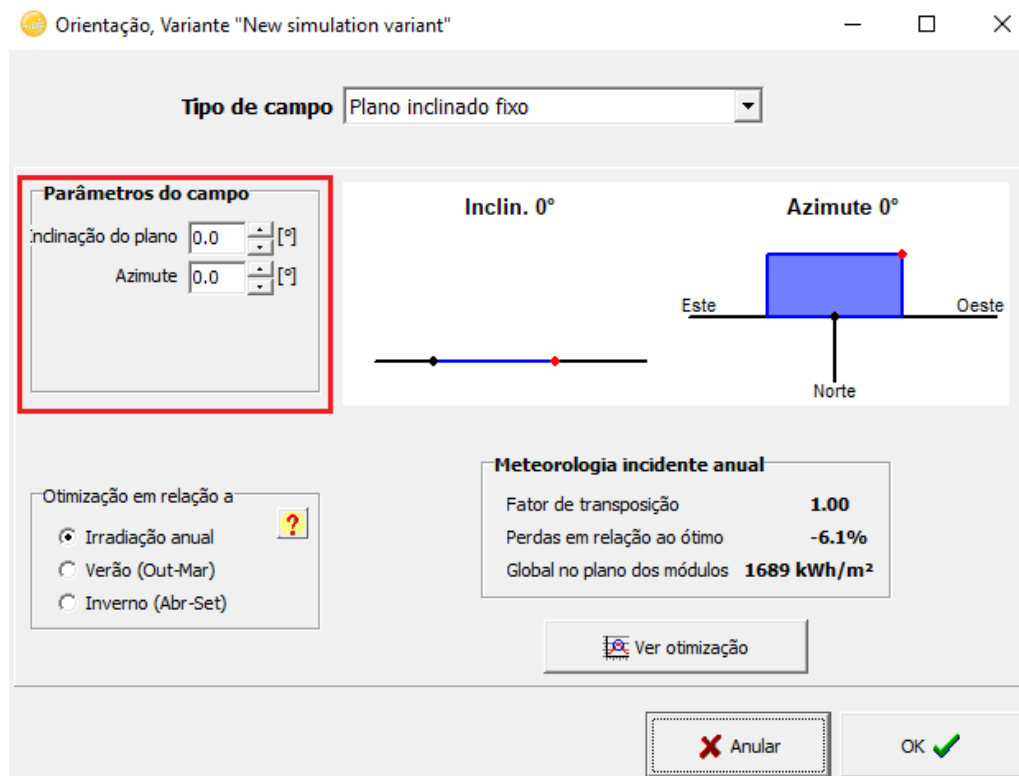


Imagem 44 – Parâmetros de orientação do sistema (PVSyst, 2021)

A partir da indicação da coordenada geográfica do local da instalação, os dados solarimétricos da região foram extraídos da base de dados *Meteonorm*, que é uma das bases de dados solarimétricos disponível no *software*. Estes dados são apresentados na tabela 4.

Mês	GHI kWh/m ² .mês	DHI kWh/m ² .mês	Temperatura °C
Janeiro	181,4	84	26,9
Fevereiro	156,2	75,5	26,9
Março	161,9	77,7	26,1
Abril	121,5	62,3	24,4
Mai	118,7	48,2	22,2
Junho	95,7	41,6	20,6
Julho	117	42	19,8
Agosto	125,9	60,8	21,3
Setembro	126,1	59,9	22
Outubro	150,8	80,3	24,4
Novembro	159,4	79	25,2
Dezembro	174,1	95	26,5

Tabela 4 – Dados solarimétricos para a região da instalação do sistema proposto (PVSyst/Meteonorm, 2021)

Em seguida, inserimos os dados de consumo da residência conforme apresentado anteriormente na tabela 2, com a diferença que, no *software* PVSyst é possível definir em qual horário a carga será acionada, possibilitando a construção da curva de carga da residência, o que permite uma análise mais acertiva entre geração, armazenamento e consumo. As imagens 45, 46 e 47 apresentam a lista de cargas e os horários de uso de cada uma delas;

The screenshot shows the 'Consumptions' tab in PVSyst. It displays a table of daily energy consumption for various appliances. The table includes columns for Number, Appliance, Power, Daily use, Hourly distrib, and Daily energy. A summary row at the bottom shows the total daily and monthly energy consumption.

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
24	Iluminação (LED)	12 W/lamp	5.0 h/day	OK	1440 Wh
12	TUGs	100 W/app.	1.0 h/day	OK	1200 Wh
2	TUEs	600 W/app.	0.5 h/day	OK	600 Wh
3	AC 12k BTUs - Quartos	4.80 kWh/day	6.0 h/day	OK	14400 Wh
1	Máquina de lavar	450.0 W aver.	0.5 h/day	OK	225 Wh
1	Geladeira e Freezer	550 W/app.	24.0 h/day	OK	13200 Wh
1	Microondas	1600 W/app.	0.5 h/day	OK	800 Wh
Stand-by consumers		150 W tot	24 h/day		3600 Wh
Total daily energy					35465 Wh/day
Total monthly energy					1064.0 kWh/month

Imagem 45 – Quadro de cargas inserido no *software* (PVSyst, 2021)

Devido a uma limitação de campos de inserção no *software*, foi preciso fazer uma equivalência entre as cargas listadas na tabela 2 e as inseridas no *software* PVSyst conforme a imagem 45, com isso, algumas cargas foram agrupadas como as tomadas de uso geral e circuitos de iluminação.

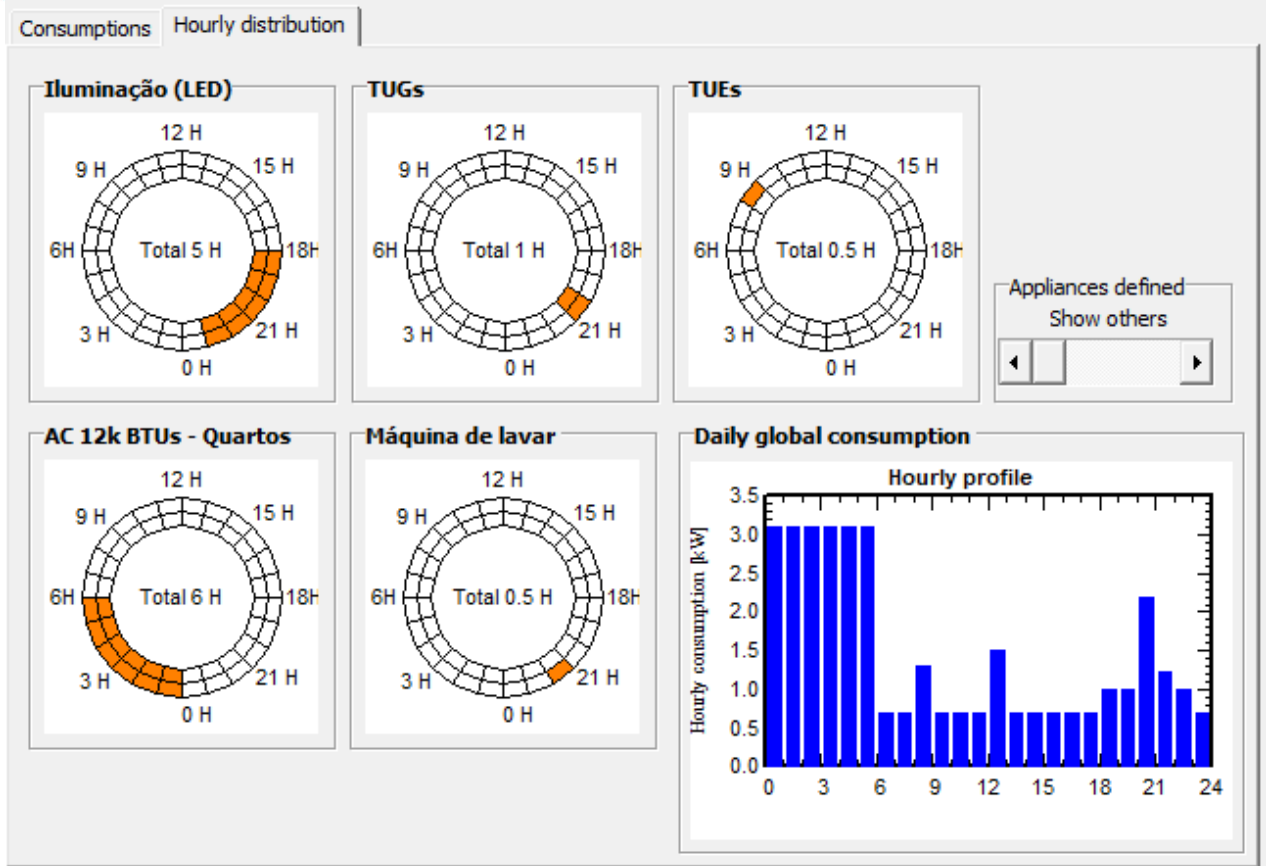


Imagem 46 – Construção da curva de carga (PVsyst, 2021)

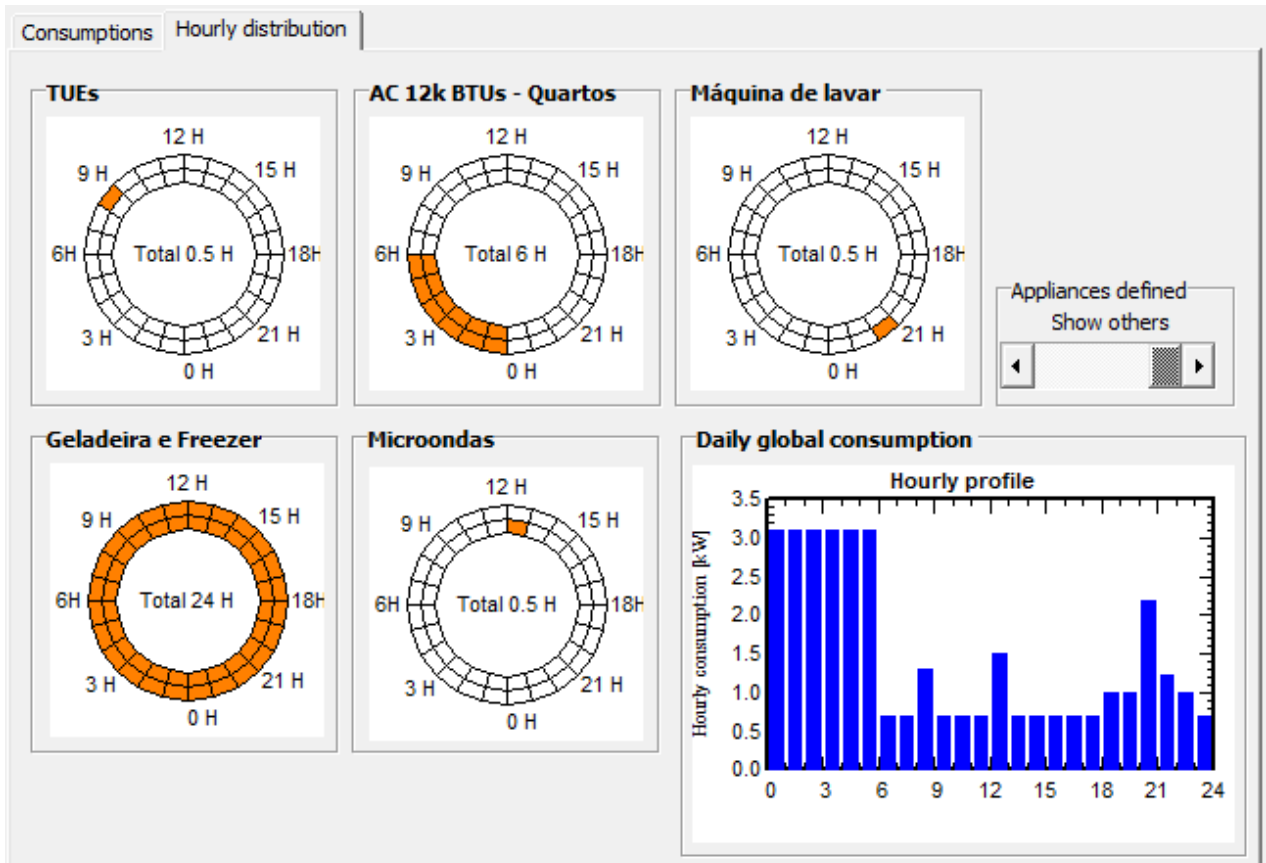


Imagem 47 – Construção da curva de carga (PVsyst, 2021)

A partir dessas informações, a curva de carga da residência é construída e pode ser vista na imagem 48. Adotou-se uma curva de carga igual para todos os dias do ano, sem diferenças entre dias úteis ou não e sem influências de sazonalidade.

Percebemos um perfil de consumo mais noturno, entre 18h e 6h, pois a curva de carga é máxima e estável durante a madrugada, diminui ao amanhecer, quando os moradores da residência saem para suas atividades diárias e volta a crescer no início da noite. Esse perfil de consumo não é o mais eficiente no que se refere a sistemas de armazenamento com energia solar fotovoltaica como fonte principal de carregamento, visto que nos momentos de maior geração (durante o dia) há um menor consumo, o que fará com que as baterias sejam carregadas rapidamente e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos limitada, permanecendo a bateria em máxima carga até que o consumo volte a crescer, durante a noite, quando não há mais geração solar. O ideal seria uma simultaneidade maior entre a geração do sistema fotovoltaico e o consumo, com o carregamento mais lento das baterias e sua plena utilização durante a noite.

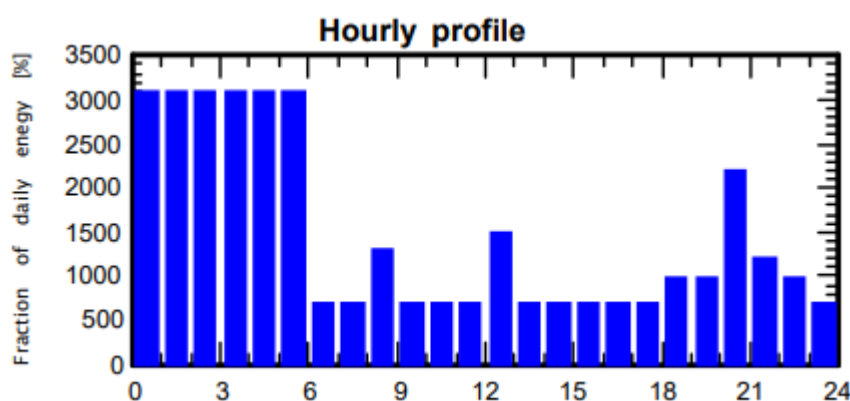


Imagem 48 – Curva de carga diária do consumidor (PVSyst, 2021)

3.2.2 Resultados das simulações

A partir da inserção dos parâmetros e características do sistema, iniciou-se as simulações no *software* PVSyst a fim de entender o comportamento do sistema no que se refere à geração, armazenamento e o uso da energia, determinando as quantidades que serão fornecidas pela rede e pelo sistema.

Com intuito de comparar o desempenho e do SAE proposto frente a impossibilidade de injetar energia na rede da distribuidora devido à ausência de regulação e uma futura permissão o para tal, entendendo os impactos nas estratégias de uso da energia e resultados econômicos (que serão apresentados mais adiante), foram realizadas três simulações:

- Simulação 1: o SAE é prioritário no atendimento à carga e tem papel fundamental no aumento do autoconsumo, armazenando a energia proveniente do sistema fotovoltaico e utilizando-a nos momentos de maior consumo, prioritariamente à noite, reduzindo o máximo possível o consumo de energia pela rede da distribuidora. Seguindo o cenário atual, não é permitido a injeção do excedente de energia na rede da distribuidora por parte do sistema. A tarifa adotada é a tarifa fixa para consumidores residenciais de baixa tensão e será importante para a análise financeira que será feita mais adiante;
- Simulação 2: segue as mesmas premissas da Simulação 1 entretanto, para este caso, há a possibilidade de injetar o excedente de energia na rede da distribuidora nos momentos de geração maior que a carga e com banco de baterias carregado;

- **Simulação 3:** o SAE nesta simulação segue o conceito de arbitragem de energia, apresentado anteriormente, tendo por objetivo armazenar energia nos momentos em que ela é mais barata e utilizar quando a energia é mais cara e, eventualmente mas não prioritariamente, injetar o excedente na rede da distribuidora. Essa diferenciação no valor da tarifa ocorre pois, para esta simulação, foi adotado o uso da tarifa branca, modalidade disponível para consumidores residenciais de baixa tensão e que, assim como para consumidores com fornecimento em média tensão, tem custo diferenciado de acordo com o horário de uso da energia.

A diferenciação do preço da tarifa só acontece nos dias úteis. Em finais de semana e feriados o valor da tarifa é o valor da tarifa fora ponta o dia inteiro. Por esse motivo, foi necessário inserir no *software* as datas e horários ao longo do ano em que haveria ou não a diferenciação do valor da tarifa. O calendário base utilizado foi o do ano de 2019.

A fim de forçar o uso da energia do SAE no atendimento à carga nos horários de maior custo do fornecimento pela distribuidora, tarifa ponta de 17h às 20h e tarifa intermediária de 21h às 22h, indicou-se uma indisponibilidade no fornecimento pela distribuidora nessa faixa horária, visto que ainda não há no *software* a possibilidade de programar os horários de uso do SAE. Assim, foi possível comparar o uso da energia e posteriormente os resultados financeiros com a escolha por uma tarifa fixa, independente do posto horário.

3.2.3 Simulação 1 – Tarifa fixa

A tabela 5, apresenta os resultados obtidos mês a mês no primeiro ano e a média anual para o sistema simulado:

Tarifa Convencional atual
Balancos e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	EUnused MWh	EFrGrid MWh
Janeiro	181.3	84.01	26.93	181.2	171.7	1.361	1.154	0.804	0.452	0.351
Fevereiro	156.2	77.52	26.90	156.1	147.7	1.177	1.043	0.723	0.360	0.319
Março	161.9	77.66	26.12	161.8	152.9	1.227	1.154	0.816	0.308	0.339
Abril	121.5	62.27	24.44	121.4	114.5	0.935	1.117	0.693	0.151	0.424
Mai	118.7	48.24	22.24	118.5	111.4	0.922	1.154	0.736	0.094	0.419
Junho	95.7	41.63	20.59	95.6	89.6	0.750	1.117	0.639	0.030	0.478
Julho	117.0	42.05	19.82	116.9	109.7	0.918	1.154	0.733	0.087	0.421
Agosto	125.9	60.82	21.30	125.8	118.5	0.982	1.154	0.746	0.137	0.408
Setembro	126.1	59.94	21.96	126.1	119.2	0.976	1.117	0.678	0.219	0.439
Outubro	150.8	80.32	24.41	150.6	142.5	1.154	1.154	0.775	0.275	0.379
Novembro	159.4	78.98	25.23	159.4	150.8	1.206	1.117	0.771	0.323	0.346
Dezembro	174.1	94.96	26.51	174.1	164.7	1.315	1.154	0.832	0.391	0.322
Ano	1688.6	808.40	23.86	1687.5	1593.1	12.923	13.593	8.947	2.827	4.646

Tabela 5 – Resultados da simulação 1 (PVSyst, 2021)

Onde:

GlobHor (kWh/m²) – irradiação global horizontal;

DiffHor (kWh/m²) – irradiação difusa horizontal;

T_amb (°C) – temperatura ambiente;

GlobInc (kWh/m²) – incidência global no plano dos painéis solares. Valores muito parecidos com a irradiação global horizontal visto que os painéis foram instalados no plano horizontal, sem inclinação;

GlobEff (kWh/m²) – incidência global efetiva que chega às células após reflexão pelo vidro dos módulos (IAM) e possíveis sombras;

EArray (MWh) – energia gerada na saída dos painéis fotovoltaicos;

E_User (MWh) – energia fornecida ao consumidor (consumo total) = E_Solar + EFrGrid;

E_Solar (MWh) – energia fornecida ao consumidor pelo sistema fotovoltaico;

EUnused (MWh) – energia não utilizada (bateria carregada e impossibilidade de injetar energia na rede);

EFrGrid (MWh) – energia fornecida ao consumidor pela rede de distribuição;

O diagrama de perdas é apresentado na imagem 49 e detalha todas as perdas envolvidas no sistema desde a energia incidente no plano dos painéis fotovoltaicos até sua utilização pela carga, bem como as perdas referente ao armazenamento da energia.

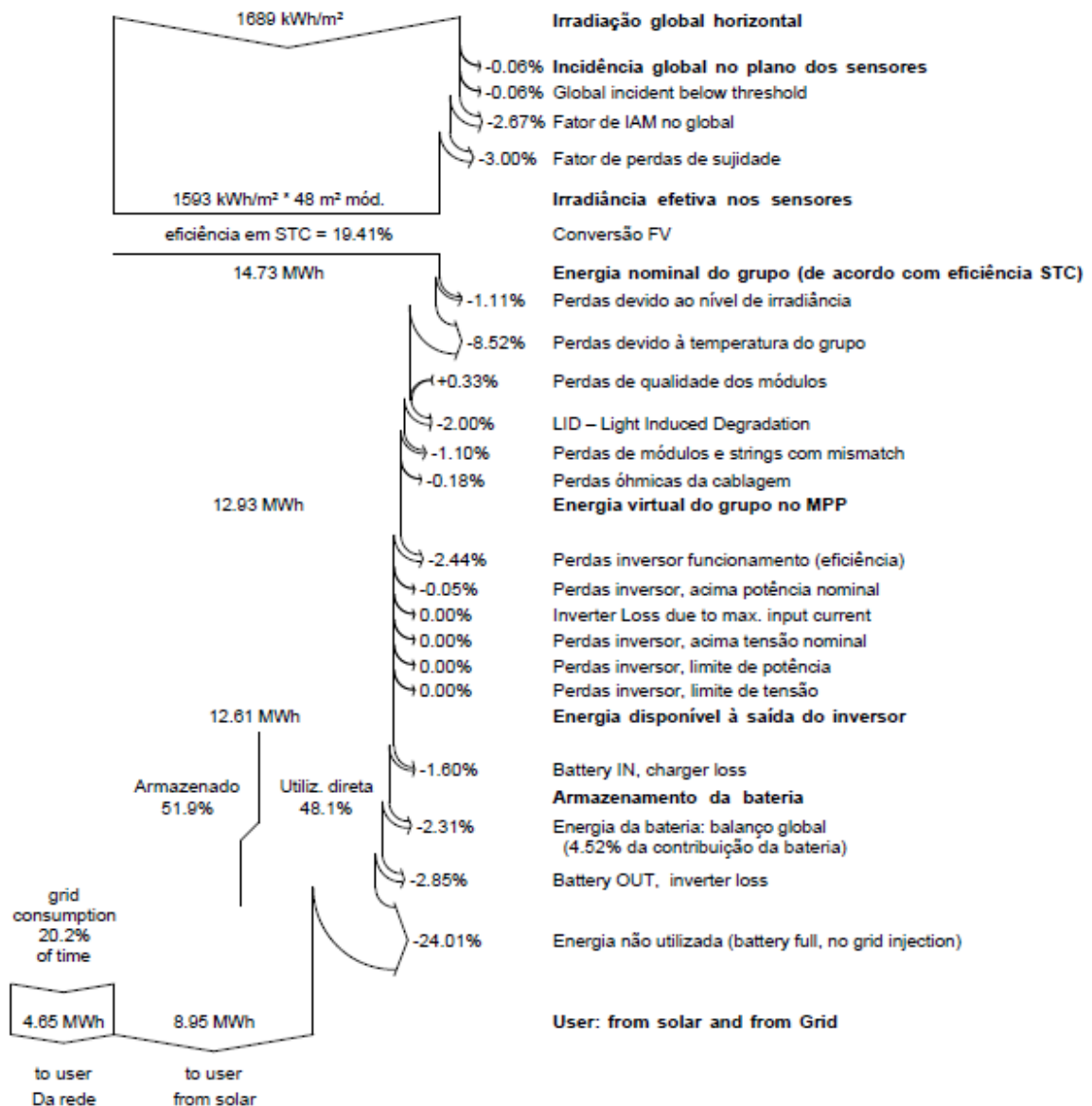


Imagem 49 – Diagrama de perdas da simulação 1 (PVsyst, 2021)

Uma das perdas indicadas no diagrama que mais chamam atenção são da energia não utilizada, cerca de 24,01%, que acontece em momentos em que a geração fotovoltaica supre todo o consumo instantâneo da carga e o banco de baterias estando com máximo estado de carga, não é recarregado, o que acarreta na limitação da geração de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos por parte dos controladores de carga, desperdiçando o excedente de energia que poderia ser gerada nestes momentos, visto que, por ausência de regulação para este tipo de sistema, não há possibilidade de injetar essa energia excedente na rede da distribuidora como acontece em sistemas conectados à rede.

É uma perda considerável que poderia ser minimizada alterando-se o perfil de carga do consumidor, que como visto anteriormente, é um perfil de consumo mais noturno, momento em que não há geração fotovoltaica, diminuindo o fator de simultaneidade entre geração e consumo ou ainda, com a possibilidade de injetar o excedente de energia na rede da distribuidora, alternativa que será explorada nas próximas simulações, afim de compreender os impactos de uma futura regulação que permita a compensação de energia como ocorre hoje para sistemas *on-grid* convencionais.

A energia fornecida pela rede para atendimento à carga é de cerca de 20,2% da energia demandada pelo usuário ao longo do ano, enquanto que o restante da energia é suprida pelo sistema fotovoltaico e de armazenamento.

A fim de entender melhor o uso da energia ao longo do dia, as imagens 50 e 51 apresentam o uso da energia pelo sistema em dois dias seguidos, primeiramente próximo ao solstício de verão, caracterizado pela maior geração anual pelo sistema fotovoltaico e em seguida, em um período próximo ao solstício de inverno, onde a geração média é a menor do ano.

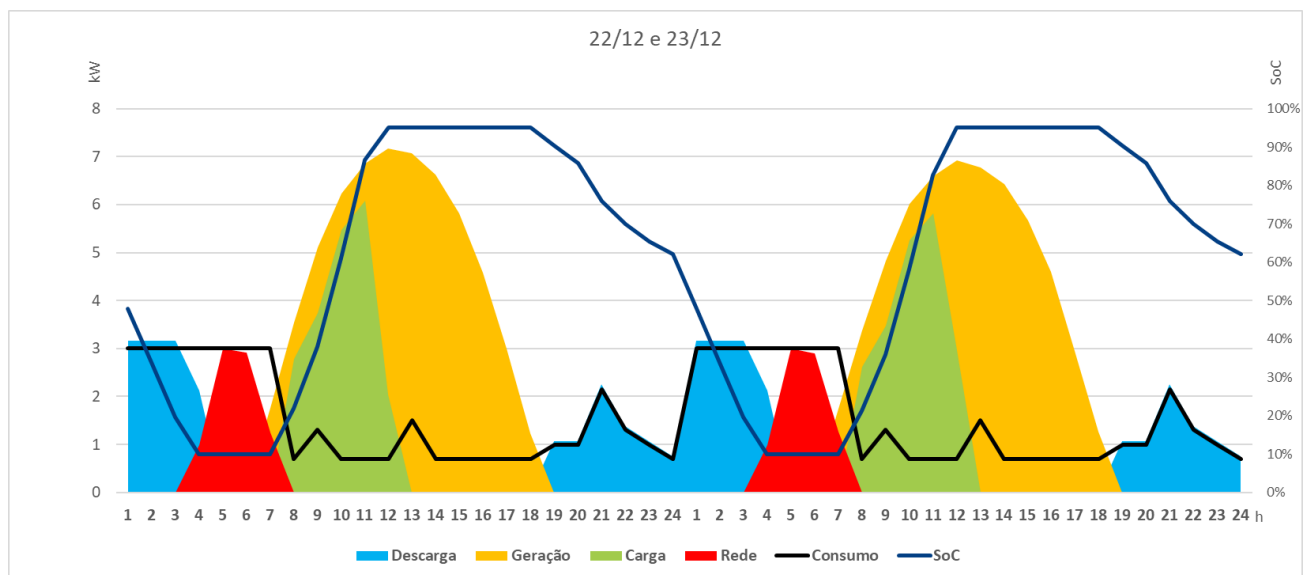


Imagem 50 – Uso da energia em período de grande geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do *software* PVSyst, 2021)

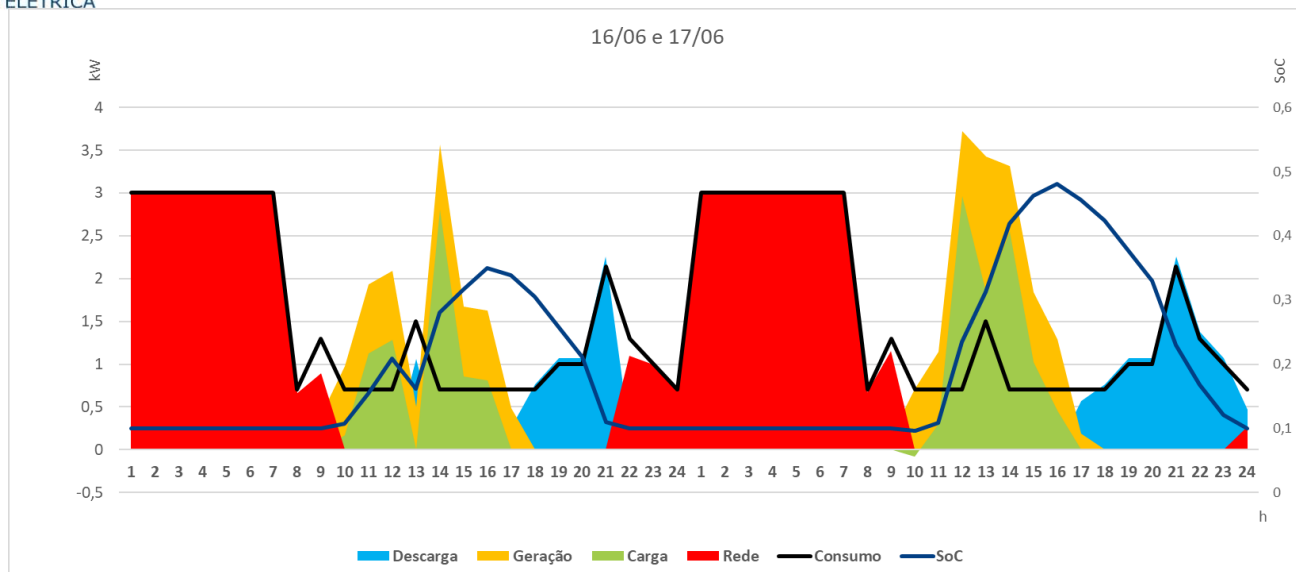


Imagem 51 – Uso da energia em período de baixa geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do *software* PVSyst, 2021)

Podemos perceber que, em dias com maior geração, o consumo de energia pela rede da distribuidora (em vermelho) é muito menor do que em dias onde há baixa geração de energia proveniente do sistema fotovoltaico, o que afeta o carregamento das baterias. Consequentemente, o uso da energia proveniente das baterias (em azul) acaba sendo menor, o que é comprovado analisando a curva do percentual de carga do sistema de armazenamento (SoC – *State of charge*).

3.2.4 Simulação 2 – Tarifa fixa com possibilidade de injeção de energia na rede

Na simulação 2, os resultados obtidos são quase todos os mesmos que os da simulação 1, apresentados na tabela 5, exceto por não haver perdas por energia não utilizada devido a consideração da possibilidade de injetar o excedente de energia gerada na rede de distribuição e por haver a contabilização dessa energia injetada na rede de distribuição.

Tarifa Convencional com injeção Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Janeiro	181.3	84.01	26.93	181.2	171.7	1.361	1.154	0.804	0.452	0.351
Fevereiro	156.2	77.52	26.90	156.1	147.7	1.177	1.043	0.723	0.360	0.319
Março	161.9	77.66	26.12	161.8	152.9	1.227	1.154	0.816	0.308	0.339
Abril	121.5	62.27	24.44	121.4	114.5	0.935	1.117	0.693	0.151	0.424
Mai	118.7	48.24	22.24	118.5	111.4	0.922	1.154	0.736	0.094	0.419
Junho	95.7	41.63	20.59	95.6	89.6	0.750	1.117	0.639	0.030	0.478
Julho	117.0	42.05	19.82	116.9	109.7	0.918	1.154	0.733	0.087	0.421
Agosto	125.9	60.82	21.30	125.8	118.5	0.982	1.154	0.746	0.137	0.408
Setembro	126.1	59.94	21.96	126.1	119.2	0.976	1.117	0.678	0.219	0.439
Outubro	150.8	80.32	24.41	150.6	142.5	1.154	1.154	0.775	0.275	0.379
Novembro	159.4	78.98	25.23	159.4	150.8	1.206	1.117	0.771	0.323	0.346
Dezembro	174.1	94.96	26.51	174.1	164.7	1.315	1.154	0.832	0.391	0.322
Ano	1688.6	808.40	23.86	1687.5	1593.1	12.923	13.593	8.947	2.827	4.646

Tabela 6 – Resultados da simulação 2 (PVSyst, 2021)

GlobHor (kWh/m²) – irradiação global horizontal;

DiffHor (kWh/m²) – irradiação difusa horizontal;

T_amb (°C) – temperatura ambiente;

GlobInc (kWh/m²) – incidência global no plano dos painéis solares. Valores muito parecidos com a irradiação global horizontal visto que os painéis foram instalados no plano horizontal, sem inclinação;

GlobEff (kWh/m²) – incidência global efetiva que chega às células após reflexão pelo vidro dos módulos (IAM) e possíveis sombras;

EArray (MWh) – energia gerada na saída dos painéis fotovoltaicos;

E_User (MWh) – energia fornecida ao consumidor (consumo total) = E_Solar + EFrGrid;

E_Solar (MWh) – energia fornecida ao consumidor pelo sistema fotovoltaico;

E_Grid (MWh) – energia injetada na rede de distribuição;

EFrGrid (MWh) – energia fornecida ao consumidor pela rede de distribuição;

A imagem 52 apresenta o diagrama de perdas para esta simulação. É possível perceber que a única diferença para a simulação 1, de fato é a eliminação da perda por energia não utilizada, visto que quando houver excedente de energia (geração maior que o consumo e banco de baterias carregados), essa energia poderá ser injetada na rede de distribuição, almejando uma futura resolução normativa que permita o uso do sistema de compensação de créditos para geração distribuída em sistemas com armazenamento de energia, o que hoje não é permitido.

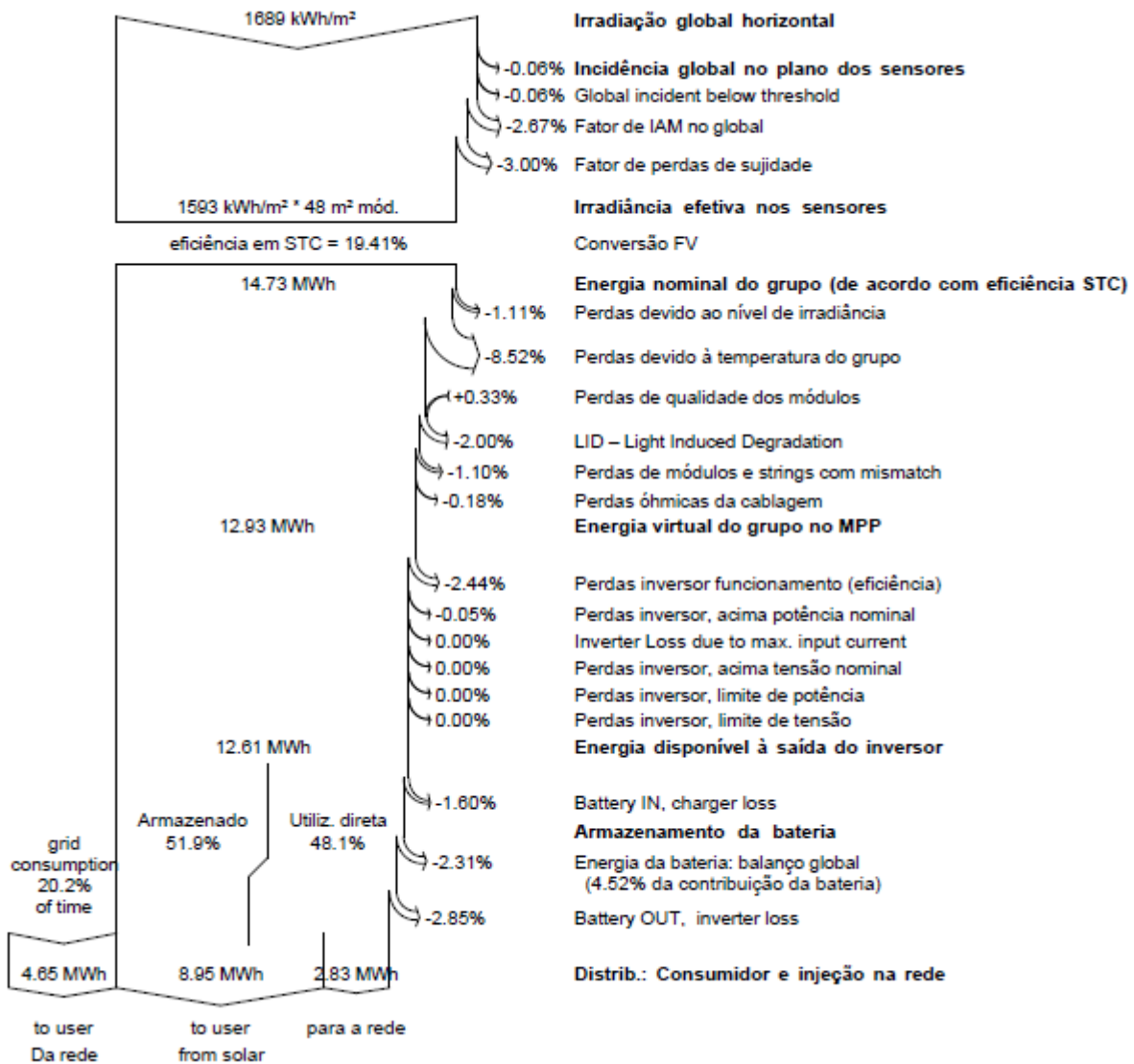


Imagem 52 – Diagrama de perdas da simulação 2 (PVSyst, 2021)

O uso da energia em momentos de alta e baixa geração é apresentado nas imagens 53 e 54. A diferença para a simulação anterior, está na presença de uma nova curva que representa a energia excedente injetada na rede de distribuição (em roxo).

Além das considerações anteriores é possível perceber que em dias de baixa geração (imagem 54), o sistema não injeta energia na rede de distribuição e toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico e armazenada pelo banco de baterias é utilizada para atender o consumo, o que ainda é insuficiente, visto que há um maior consumo de energia da rede de distribuição (curva em vermelho), repetindo o mesmo cenário da imagem 51.

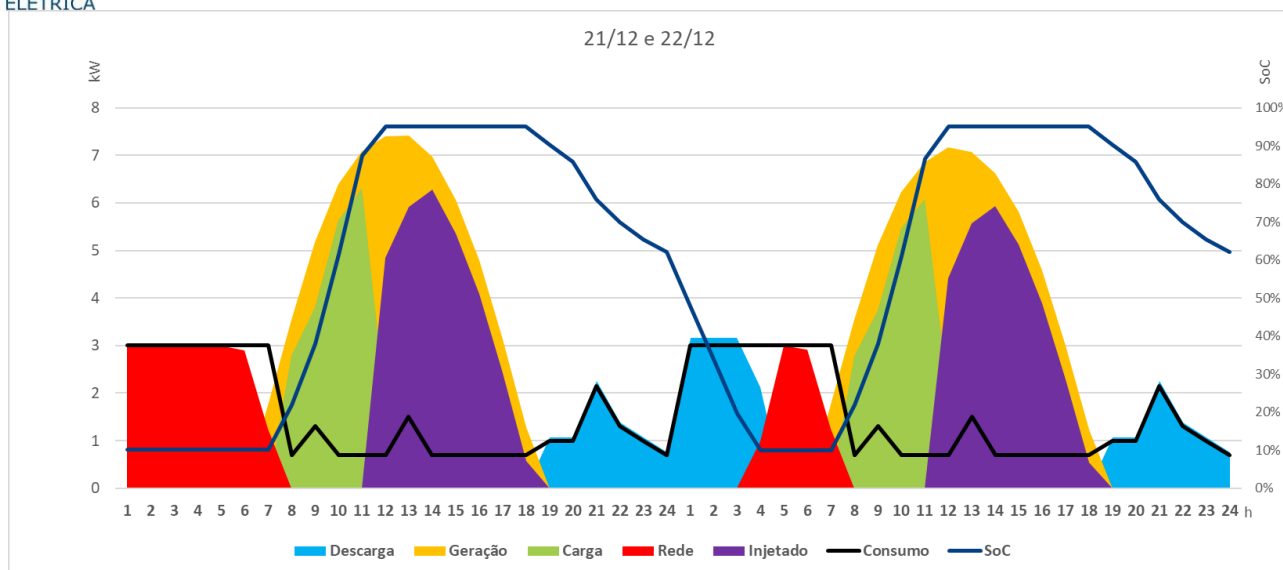


Imagem 53 – Uso da energia em período de grande geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do *software* PVSyst, 2021)

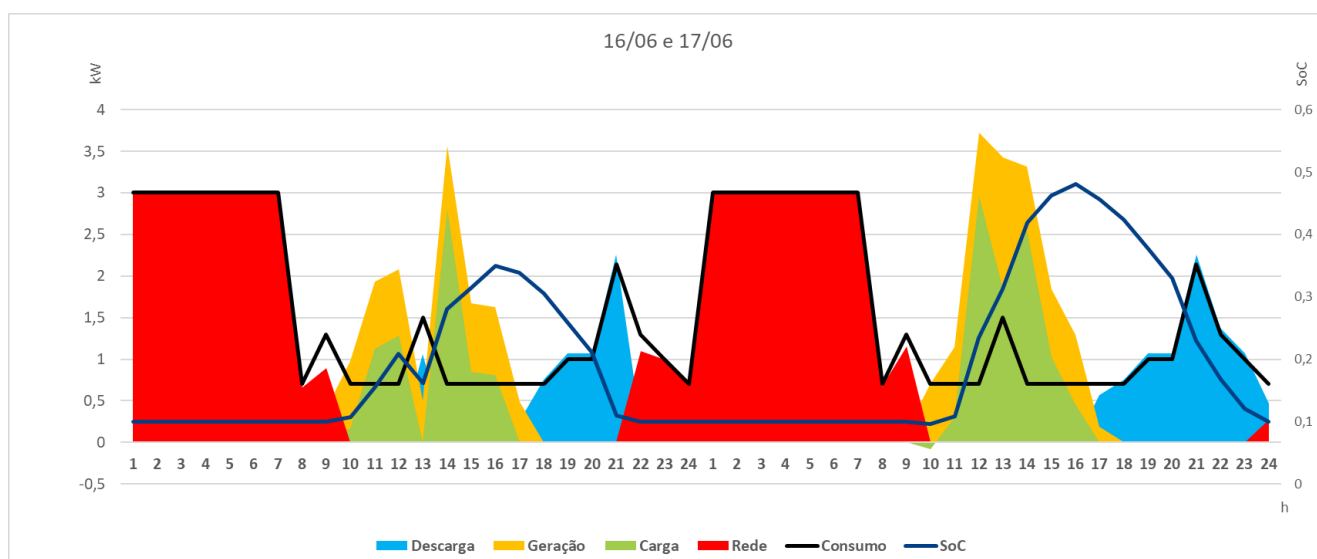


Imagem 54 – Uso da energia em período de grande geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do *software* PVSyst, 2021)

3.2.5 Simulação 3 – Tarifa branca com possibilidade de injeção de energia na rede

Por fim, a simulação 3 apresenta um cenário de uso da energia um pouco diferente das simulações anteriores. Além da possibilidade de injetar o excedente de energia como na simulação 2, embora este não seja o principal objetivo, nesta simulação há uma preferência pelo armazenamento da energia durante o dia, quando a tarifa é mais barata e há geração de energia pelo sistema fotovoltaico e atendimento ao consumo em momentos onde a energia é mais cara, do início ao final da noite.

A tabela 7 tem quase todos os mesmos parâmetros e resultados obtidos na tabela 6, com a diferença de uma coluna que indica a indisponibilidade do fornecimento de energia à carga, que acontece devido a necessidade contornar a impossibilidade de programar os horários de uso da bateria no *software*, sendo necessário inserir manualmente uma eventual indisponibilidade no fornecimento de energia por parte da rede de distribuição nos horários de tarifa ponta e intermediária a fim de forçar o uso do sistema de

armazenamento nestes horários e, em dias com baixa geração, pode ocorrer uma necessidade de atendimento à demanda nesta faixa horária que o sistema de armazenamento não conseguirá suprir totalmente. Como isso ocorre poucas vezes ao longo do ano, a energia perdida por indisponibilidade de fornecimento à carga é mínima, cerca de 37kWh no ano.

De forma prática, essa indisponibilidade no fornecimento não ocorreria, visto que o sistema seria programado para ser utilizado nos horários de tarifa ponta e intermediária mas com a possibilidade de uso da rede de distribuição em caso de necessidade.

Tarifa Branca_PS Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh	E_Miss MWh
Janeiro	181.3	84.01	26.93	181.2	171.7	1.361	1.154	0.496	0.395	0.003
Fevereiro	156.2	77.52	26.90	156.1	147.7	1.177	1.043	0.397	0.357	0.000
Março	161.9	77.66	26.12	161.8	152.9	1.227	1.154	0.354	0.381	0.000
Abril	121.5	62.27	24.44	121.4	114.5	0.935	1.117	0.174	0.442	0.003
Mai	118.7	48.24	22.24	118.5	111.4	0.922	1.154	0.121	0.445	0.000
Junho	95.7	41.63	20.59	95.6	89.6	0.750	1.117	0.042	0.487	0.002
Julho	117.0	42.05	19.82	116.9	109.7	0.918	1.154	0.111	0.443	0.000
Agosto	125.9	60.82	21.30	125.8	118.5	0.982	1.154	0.158	0.426	0.000
Setembro	126.1	59.94	21.96	126.1	119.2	0.976	1.117	0.237	0.436	0.020
Outubro	150.8	80.32	24.41	150.6	142.5	1.154	1.154	0.307	0.409	0.000
Novembro	159.4	78.98	25.23	159.4	150.8	1.206	1.117	0.356	0.370	0.003
Dezembro	174.1	94.96	26.51	174.1	164.7	1.315	1.154	0.439	0.363	0.005
Ano	1688.6	808.40	23.86	1687.5	1593.1	12.923	13.593	3.192	4.954	0.037

Tabela 7 – Resultados da simulação 3 (PVSyst, 2021)

Onde:

GlobHor (kWh/m²) – irradiação global horizontal;

DiffHor (kWh/m²) – irradiação difusa horizontal;

T_amb (°C) – temperatura ambiente;

GlobInc (kWh/m²) – incidência global no plano dos painéis solares. Valores muito parecidos com a irradiação global horizontal visto que os painéis foram instalados no plano horizontal, sem inclinação;

GlobEff (kWh/m²) – incidência global efetiva que chega às células após reflexão pelos vidro dos módulos (IAM) e possíveis sombras;

EArray (MWh) – energia gerada na saída dos painéis fotovoltaicos;

E_User (MWh) – energia fornecida ao consumidor (consumo total) = E_Solar + EFrGrid;

E_Grid (MWh) – energia injetada na rede de distribuição;

EFrGrid (MWh) – energia fornecida ao consumidor pela rede de distribuição;

E_Miss (MWh) – energia em falta por indisponibilidade;

Abaixo, a imagem 55 apresenta o diagrama de perdas para a simulação 3, muito similar ao diagrama da simulação 2, apresentado na imagem 52, exceto por uma maior utilização direta da energia gerada e maior quantidade de energia injetada na rede, devido a característica de uso do SAE.

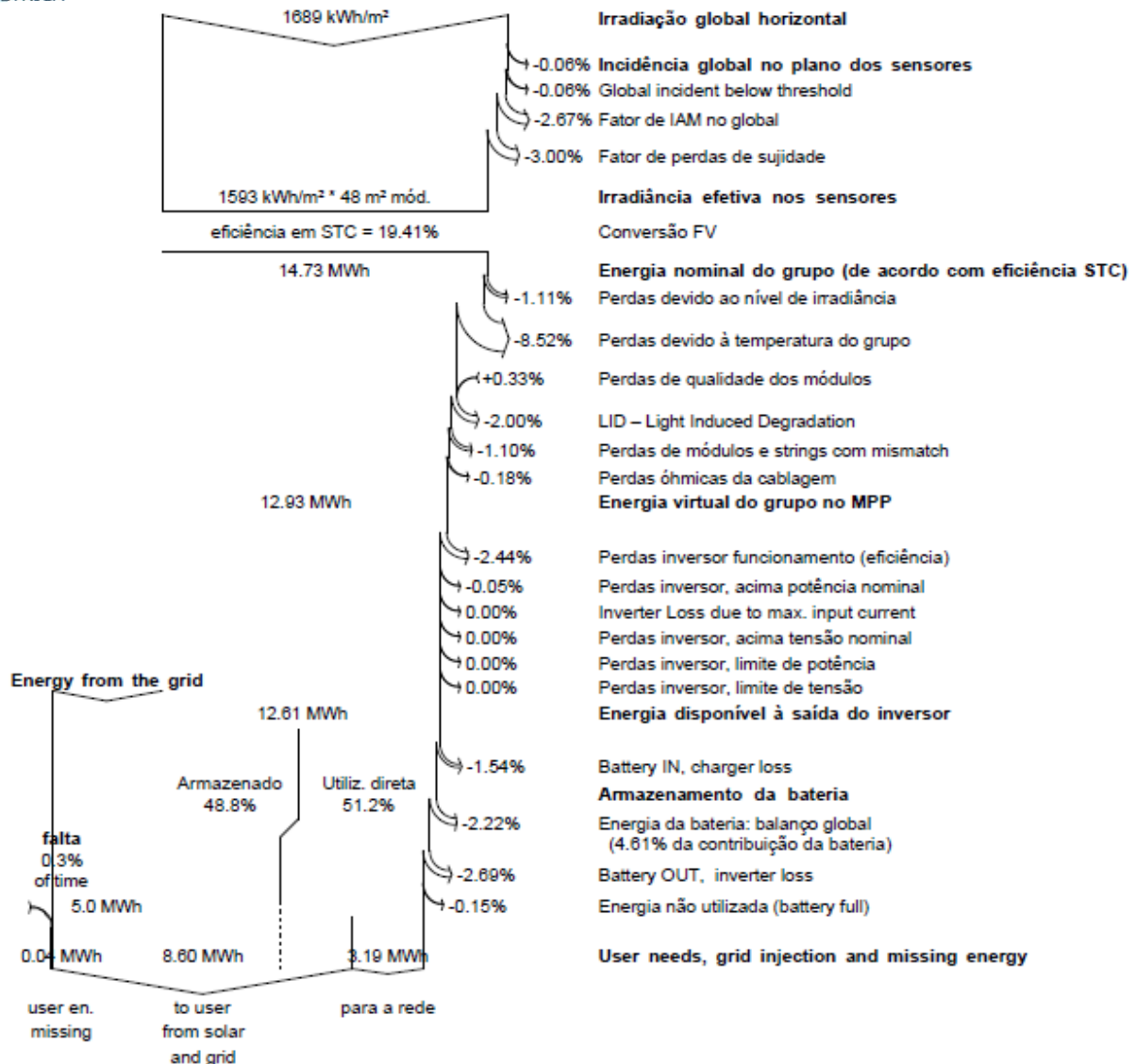


Imagem 55 – Diagrama de perdas da simulação 3 (PVsyst, 2021)

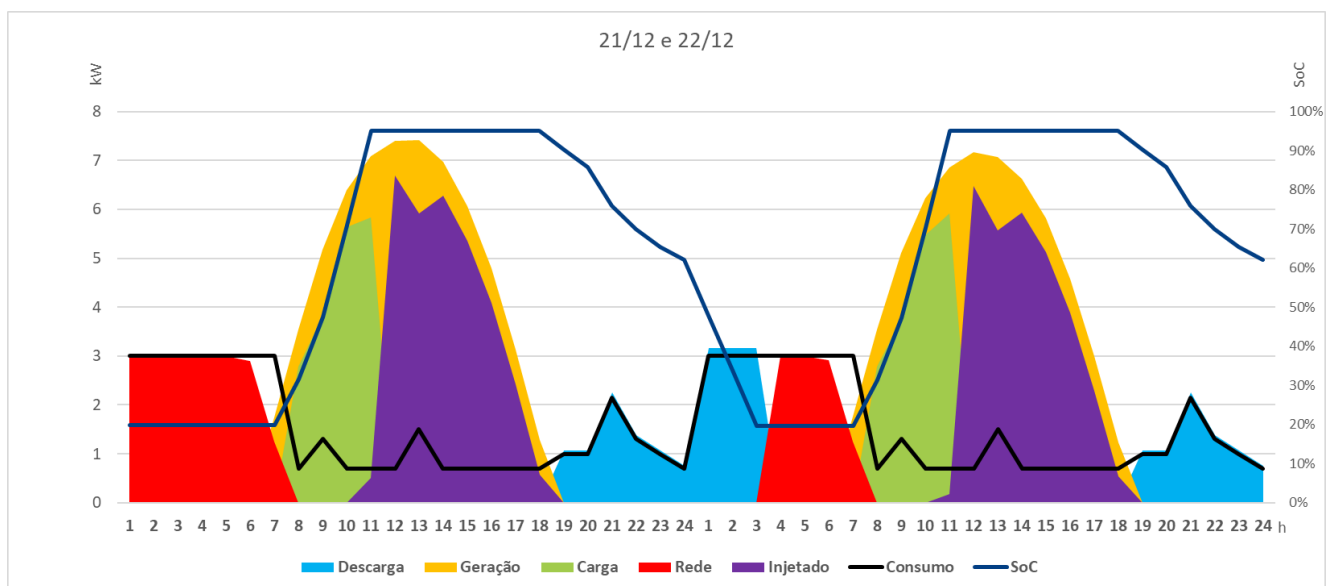


Imagem 56 – Uso da energia em período de grande geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do software PVsyst, 2021)

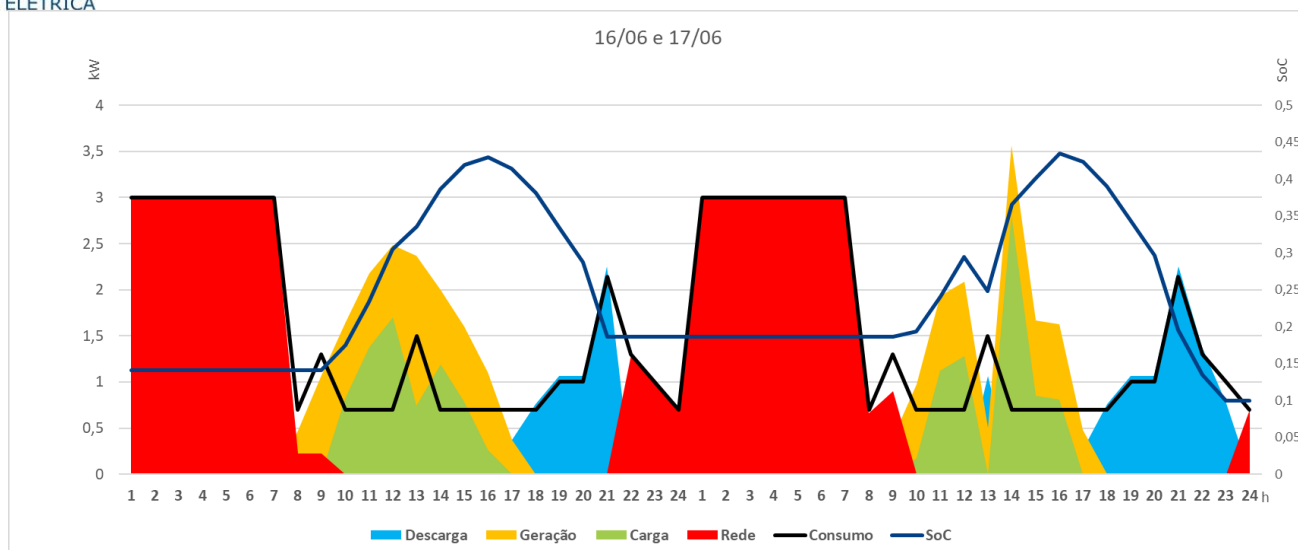


Imagem 57 – Uso da energia em período de baixa geração fotovoltaica (Construção dos gráficos a partir dos dados obtidos na simulação do *software* PVSyst, 2021)

As conclusões acerca das imagens 56 e 57 são exatamente as mesmas das imagens 53 e 54 da simulação 2, visto que as premissas das simulações são iguais, alterando somente o tipo de tarifação. Entretanto, nesta simulação, o uso do sistema de armazenamento ocorre prioritariamente entre 17h e 22h ao longo dos dias úteis, quando a tarifa é mais cara.

3.3 Estudo de viabilidade econômico-financeira

O *software* utilizado também permite a construção de uma análise econômica do sistema proposto, a partir da inserção dos custos de aquisição dos equipamentos, manutenção, custo da energia e parâmetros financeiros.

A tabela 8 apresenta os custos levantados para o projeto:

CUSTOS		
Módulos fotovoltaicos:	R\$	15.206,40
Inversor:	R\$	20.048,26
Baterias:	R\$	95.000,00
Materiais e miscelâneas:	R\$	10.693,56
Desenvolvimento do projeto:	R\$	10.000,00
Instalação:	R\$	15.808,40
CAPEX TOTAL:	R\$	166.756,62

Tabela 8

Em seguida, as premissas adotadas para os cálculos de viabilidade financeira:

PREMISSAS		
Investimento total (à vista):	R\$	166.756,62
Custo de manutenção anual:	R\$	500,00
Vida útil do projeto (n):		20 anos
Inflação anual:		4% a.a.
Aumento anual da tarifa:		7% a.a.
Taxa de desconto (i):		4,5% a.a.
Degradação anual da geração:		-0,5% a.a.

Tabela 9

Em relação a tarifa de energia, inicialmente simulou-se o cenário atual do consumidor, que é um consumidor cativo residencial, com fornecimento de energia em baixa tensão pela distribuidora LIGHT, com tarifa de energia única, independente do horário de utilização.

Entretanto, com o intuito de entender os impactos da criação de uma possível regulação no futuro, que permita a injeção do excedente de energia na rede da distribuidora por parte de sistemas com armazenamento, como ocorre hoje com os sistemas *on-grid* graças a REN 482 da ANEEL, foram realizadas outras duas simulações, considerando a possibilidade de remuneração pelo excedente de energia injetado na rede da distribuidora.

A primeira simulação, ainda com a tarifa fixa e, em seguida, uma segunda simulação avaliando uma alternativa de mudança no enquadramento tarifário, que possa trazer um melhor resultado econômico para o projeto. Por isso, considerou-se a possibilidade de uso da tarifa branca, modalidade tarifária com postos horários para o consumo para consumidores atendidos em baixa tensão.

Optou-se por não incidir taxas sobre a tarifa de energia injetada na simulação por simplificação da análise e devido ao Estado do Rio de Janeiro possuir atualmente um incentivo fiscal para geração distribuída através da Lei n.º 8.922/2020, ainda que esse incentivo possa acabar em algum momento.

Os indicadores econômicos utilizados para análise do investimento são apresentados a seguir:

- **Payback:** tempo necessário para recuperar o investimento inicial;
- **VPL (Valor Presente Líquido):** valor presente de uma sucessão de pagamentos futuros à uma taxa de custo de capital ou taxa de desconto. Neste caso, os pagamentos futuros para o projeto são a energia economizada em reais anualmente ao longo da vida útil de 20 anos do projeto:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (\text{Eq 12})$$

- **TIR (Taxa Interna de Retorno):** taxa que faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. É a taxa de atratividade do projeto:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = 0 \rightarrow TIR \quad (\text{Eq 13})$$

- **ROI (Return On Investment/Retorno sobre o Investimento):** é a relação entre a quantidade de dinheiro ganho como resultado de um investimento e a quantidade de dinheiro investido:

$$ROI (\%) = \frac{\text{Receita obtida} - \text{Investimento total}}{\text{Investimento total}} \times 100 \quad (\text{Eq 14})$$

- **LCOE (Levelized Cost of Energy/Custo nivelado da energia):** é definido como a divisão dos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido, mas também os custos operacionais, pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina. Ideal para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração de energia:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}{E_0 + \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (\text{Eq 15})$$

Onde:

I_0 = investimento inicial (ver Tabela 7);

M_t = custo de manutenção anual;

E_t = produção de energia/receita no ano (energia injetada + autoconsumo);

i = taxa de desconto (ver Tabela 7);

n = vida útil do projeto (ver Tabela 7);

3.3.1 Simulação 1 – Tarifa fixa

A tabela 10 apresenta o valor da energia considerado para a análise, retirado diretamente do site da distribuidora.

TARIFAS DE BAIXA TENSÃO - R\$/kWh - Abril/2021							
Classe de consumo	Tarifa com PIS/COFINS e ICMS					Tarifa homologada pela ANEEL sem incidência de ICMS/PIS/COFINS	Tarifa com PIS/COFINS isenta de ICMS
	Faixa consumo						
	até 50 kWh	de 51 até 300 kWh	até 300 kWh	de 301 até 450 kWh	acima de 450 kWh		
	Residencial (isento de ICMS)	Residencial (ICMS de 18%)	Demais Classes (ICMS de 20%)	Todas as Classes (ICMS de 31%)	Todas as Classes (ICMS de 32%)		
Residencial	0,72154	0,88765	-	1,06466	1,08124	0,69405	0,72154
Tarifa Social							
- até 30 kWh	0,21944	-	-	-	-	0,21253	0,21944
- 31 até 50 kWh	0,37618	0,46206	-	-	-	0,36433	0,37618
- 51 até 100 kWh							
- 101 até 220 kWh	-	0,69308	-	-	-	0,54650	0,56427
- acima de 220 kWh	-	0,77009	-	0,92212	0,93634	0,60722	0,62697
Não residencial	-	-	0,91095	1,06466	1,08124	0,69405	0,72154
Rural	-	-	0,80163	0,93689	0,95149	0,61076	0,63495
Coop. Eletrificação Rural	-	-	0,80163	0,93689	0,95149	0,61076	0,63495
Serv. Púb. de Irrigação Rural	-	-	0,76518	0,89429	0,90823	0,58299	0,60608
Iluminação Pública							
- Rede de Distribuição	-	-	0,50101	0,58555	0,59467	0,38172	0,39684
- Bulbo da Lâmpada	-	-	0,54655	0,63878	0,64873	0,41642	0,43291

Tabela 10 – Tarifas para consumidores de baixa tensão vigentes a partir de 15/03/2021 (LIGHT, 2021)

Inseriu-se as premissas estabelecidas da tabela 9 no *software* conforme imagem 58. A tarifa de autoconsumo (em inglês *self-consumption saving*) – consumo da energia gerada/armazenada pelo sistema – é considerada igual a tarifa de consumo, haja visto que se não houvesse o sistema instalado, o consumidor utilizaria a energia da distribuidora.

Ainda que haja indicação da tarifa sobre a energia injetada (em inglês *Fixed feed-in tariff*), esta não é considerada na simulação devido a não haver uma resolução que permita a conexão de sistemas de armazenamento em paralelo com a rede da distribuidora.

Pricing strategy

Fixed feed-in tariff

Hourly peak/off-peak tariff

Seasonal tariff

Tariff from CSV file Importar ?

Feed-in tariff

Fixed feed-in tariff: 1.081 BRL/kWh

Self-cons. saving

Consumption tariff: 1.081 BRL/kWh

Tariff evolution: 7.0 %/ano

Other general parameters

Annual connection tax: 0.000 BRL/ano

Annual tariff variation: 7.0 %/ano

Duration of tariff warranty: 20 anos

Feed-in tariff variation after warranty: 0.0 %

Simulation parameters

Project lifetime: 20 years from 2021

Inflação: 4.00 %/ano

Income tax rate: 0.0 %

Annual dividend rate: 0.0 %

Production variation: Linear -0.5 %/ano Aging tool results

Imagem 58 – Parâmetros financeiros inseridos para as simulações 1 e 2 (PVsyst, 2021)

Por fim, os resultados econômicos da simulação são apresentados na tabela 11 e imagem 59.

ANO	TARIFA	Energia injetada		Custos de Operação	Economia de Autocosumo		Fluxo de caixa do período (Fct)	Fluxo de caixa acumulado	Amortização (%)	
		kWh	R\$		kWh	R\$				
2021	R\$ 1,081	0,00	R\$ -	-R\$ 500,00	8.946,21	R\$ 9.673,00	-R\$ 157.583,62	-R\$157.583,62	5,5%	
2022	R\$ 1,157	0,00	R\$ -	-R\$ 520,00	8.946,11	R\$10.350,00	R\$ 9.830,00	-R\$147.753,62	11,4%	
2023	R\$ 1,238	0,00	R\$ -	-R\$ 540,80	8.908,55	R\$11.028,00	R\$ 10.487,20	-R\$137.266,42	17,7%	
2024	R\$ 1,325	0,00	R\$ -	-R\$ 562,43	8.836,86	R\$11.705,00	R\$ 11.142,57	-R\$126.123,85	24,4%	
2025	R\$ 1,417	0,00	R\$ -	-R\$ 584,93	8.736,42	R\$12.382,00	R\$ 11.797,07	-R\$114.326,78	31,4%	
2026	R\$ 1,516	0,00	R\$ -	-R\$ 608,33	8.611,30	R\$13.059,00	R\$ 12.450,67	-R\$101.876,11	38,9%	
2027	R\$ 1,623	0,00	R\$ -	-R\$ 632,66	8.465,17	R\$13.736,00	R\$ 13.103,34	-R\$ 88.772,77	46,8%	
2028	R\$ 1,736	0,00	R\$ -	-R\$ 657,97	8.301,29	R\$14.413,00	R\$ 13.755,03	-R\$ 75.017,73	55,0%	
2029	R\$ 1,858	0,00	R\$ -	-R\$ 684,28	8.122,63	R\$15.090,00	R\$ 14.405,72	-R\$ 60.612,02	63,7%	
2030	R\$ 1,988	0,00	R\$ -	-R\$ 711,66	7.932,33	R\$15.768,00	R\$ 15.056,34	-R\$ 45.555,67	72,7%	
2031	R\$ 2,127	0,00	R\$ -	-R\$ 740,12	7.731,68	R\$16.445,00	R\$ 15.704,88	-R\$ 29.850,80	82,1%	
2032	R\$ 2,276	0,00	R\$ -	-R\$ 769,73	7.523,34	R\$17.122,00	R\$ 16.352,27	-R\$ 13.498,52	91,9%	
2033	R\$ 2,435	0,00	R\$ -	-R\$ 800,52	7.309,17	R\$17.799,00	R\$ 16.998,48	R\$ 3.499,96	102,1%	
2034	R\$ 2,606	0,00	R\$ -	-R\$ 832,54	7.090,82	R\$18.476,00	R\$ 17.643,46	R\$ 21.143,42	112,7%	
2035	R\$ 2,788	0,00	R\$ -	-R\$ 865,84	6.869,76	R\$19.153,00	R\$ 18.287,16	R\$ 39.430,59	123,6%	
2036	R\$ 2,983	0,00	R\$ -	-R\$ 900,47	6.647,28	R\$19.830,00	R\$ 18.929,53	R\$ 58.360,11	135,0%	
2037	R\$ 3,192	0,00	R\$ -	-R\$ 936,49	6.424,50	R\$20.507,00	R\$ 19.570,51	R\$ 77.930,62	146,7%	
2038	R\$ 3,415	0,00	R\$ -	-R\$ 973,95	6.202,72	R\$21.185,00	R\$ 20.211,05	R\$ 98.141,67	158,9%	
2039	R\$ 3,655	0,00	R\$ -	-R\$1.012,91	5.982,18	R\$21.862,00	R\$ 20.849,09	R\$118.990,77	171,4%	
2040	R\$ 3,910	0,00	R\$ -	-R\$1.053,42	5.763,96	R\$22.539,00	R\$ 21.485,58	R\$140.476,34	184,2%	
INDICADORES:							VPL: R\$ 29.319,92	ROI: 84,2%		
							TIR: 6,35%	LCOE (R\$/kWh): 0,85742		
							PAYBACK SIMPLES: 12 anos e 8 meses			

Tabela 11 – Fluxo de caixa e indicadores financeiros da simulação 1

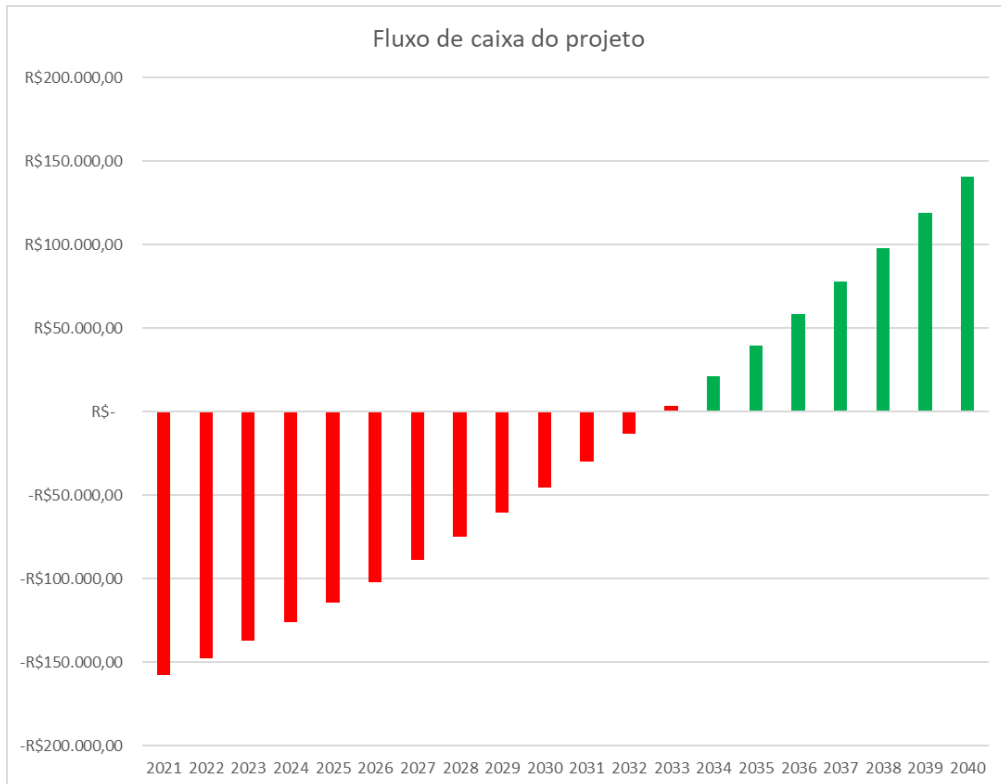


Imagem 59 – Fluxo de caixa da simulação 1

Pelos indicadores econômicos da simulação 1 como: VPL positivo, TIR acima da taxa mínima de atratividade e *payback* inferior ao tempo de vida útil do projeto, percebemos que o projeto é viável do ponto de vista financeiro, apesar do retorno de investimento previsto ser mais do que o dobro dos sistemas *on-grid* atuais. Outro elemento importante para a análise é o custo nivelado da energia (LCOE), que possibilita comparar qual a “tarifa virtual” do uso da energia fornecida pelo sistema, livre de aumentos e inflação, com a tarifa de consumo da distribuidora.

3.3.2 Simulação 2 – Tarifa fixa com possibilidade de injeção de energia na rede

Os parâmetros para esta simulação foram os mesmos que foram adotados na primeira simulação e indicados na imagem 58. A diferença é que, para este caso, houve a sinalização no *software* da possibilidade de injetar na rede o excedente da energia gerada ao longo do dia, em momentos em que o banco de baterias estiver carregado, o que antes era vetado, a fim de entender o impacto nos resultados do projeto de uma futura regulação que abra essa possibilidade.

Os resultados obtidos com essa mudança são apresentados na tabela 12 e imagem 60.

ANO	TARIFA	Energia injetada		Custos de Operação	Economia de Autocosumo		Fluxo de caixa do período	Fluxo de caixa acumulado	Amortização (%)	
		kWh	R\$		kWh	R\$				
2021	R\$ 1,081	2.826,38	R\$3.056,00	-R\$ 500,00	8.946,21	R\$ 9.673,00	-R\$ 154.527,62	-R\$154.527,62	7,3%	
2022	R\$ 1,157	2.812,62	R\$3.254,00	-R\$ 520,00	8.946,11	R\$10.350,00	R\$ 13.084,00	-R\$141.443,62	15,2%	
2023	R\$ 1,238	2.786,14	R\$3.449,00	-R\$ 540,80	8.908,55	R\$11.028,00	R\$ 13.936,20	-R\$127.507,42	23,5%	
2024	R\$ 1,325	2.750,34	R\$3.643,00	-R\$ 562,43	8.836,86	R\$11.705,00	R\$ 14.785,57	-R\$112.721,85	32,4%	
2025	R\$ 1,417	2.705,17	R\$3.834,00	-R\$ 584,93	8.736,42	R\$12.382,00	R\$ 15.631,07	-R\$ 97.090,78	41,8%	
2026	R\$ 1,516	2.652,83	R\$4.023,00	-R\$ 608,33	8.611,30	R\$13.059,00	R\$ 16.473,67	-R\$ 80.617,11	51,7%	
2027	R\$ 1,623	2.594,52	R\$4.210,00	-R\$ 632,66	8.465,17	R\$13.736,00	R\$ 17.313,34	-R\$ 63.303,77	62,0%	
2028	R\$ 1,736	2.531,34	R\$4.395,00	-R\$ 657,97	8.301,29	R\$14.413,00	R\$ 18.150,03	-R\$ 45.153,73	72,9%	
2029	R\$ 1,858	2.463,70	R\$4.577,00	-R\$ 684,28	8.122,63	R\$15.090,00	R\$ 18.982,72	-R\$ 26.171,02	84,3%	
2030	R\$ 1,988	2.393,58	R\$4.758,00	-R\$ 711,66	7.932,33	R\$15.768,00	R\$ 19.814,34	-R\$ 6.356,67	96,2%	
2031	R\$ 2,127	2.320,68	R\$4.936,00	-R\$ 740,12	7.731,68	R\$16.445,00	R\$ 20.640,88	R\$ 14.284,20	108,6%	
2032	R\$ 2,276	2.246,19	R\$5.112,00	-R\$ 769,73	7.523,34	R\$17.122,00	R\$ 21.464,27	R\$ 35.748,48	121,4%	
2033	R\$ 2,435	2.170,70	R\$5.286,00	-R\$ 800,52	7.309,17	R\$17.799,00	R\$ 22.284,48	R\$ 58.032,96	134,8%	
2034	R\$ 2,606	2.094,70	R\$5.458,00	-R\$ 832,54	7.090,82	R\$18.476,00	R\$ 23.101,46	R\$ 81.134,42	148,7%	
2035	R\$ 2,788	2.018,64	R\$5.628,00	-R\$ 865,84	6.869,76	R\$19.153,00	R\$ 23.915,16	R\$105.049,59	163,0%	
2036	R\$ 2,983	1.942,90	R\$5.796,00	-R\$ 900,47	6.647,28	R\$19.830,00	R\$ 24.725,53	R\$129.775,11	177,8%	
2037	R\$ 3,192	1.867,48	R\$5.961,00	-R\$ 936,49	6.424,50	R\$20.507,00	R\$ 25.531,51	R\$155.306,62	193,1%	
2038	R\$ 3,415	1.793,33	R\$6.125,00	-R\$ 973,95	6.202,72	R\$21.185,00	R\$ 26.336,05	R\$181.642,67	208,9%	
2039	R\$ 3,655	1.720,06	R\$6.286,00	-R\$1.012,91	5.982,18	R\$21.862,00	R\$ 27.135,09	R\$208.777,77	225,2%	
2040	R\$ 3,910	1.648,20	R\$6.445,00	-R\$1.053,42	5.763,96	R\$22.539,00	R\$ 27.930,58	R\$236.708,34	241,9%	
INDICADORES:							VPL: R\$ 91.210,11	ROI: 141,9%		
							TIR: 9,91%	LCOE (R\$/kWh): 0,65906		
							PAYBACK SIMPLES: 10 anos e 4 meses			

Tabela 12 – Fluxo de caixa e indicadores financeiros da simulação 2

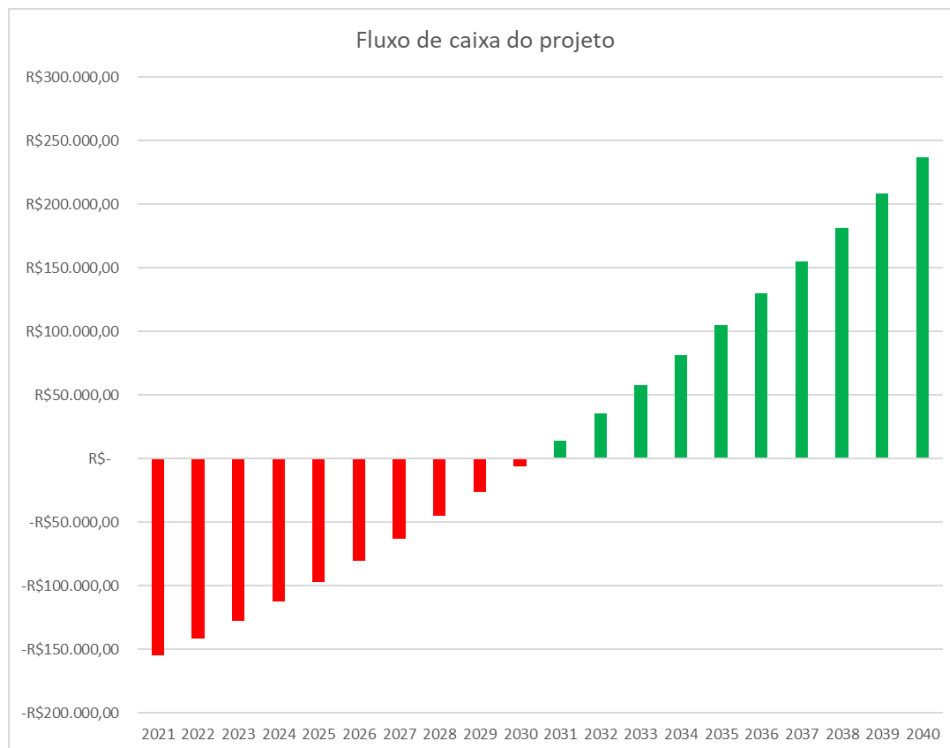


Imagem 60 – Fluxo de caixa da simulação 2

Comparando os resultados da simulação 2 com os da simulação 1, percebemos que a possibilidade de injetar o excedente de energia na rede torna o projeto mais atrativo financeiramente, pois os indicadores tiveram todos um melhor resultado. Houve aumento do VPL, TIR e retorno sobre o investimento (ROI), bem como redução do *payback* e LCOE.

3.3.3 Simulação 3 – Tarifa branca com possibilidade de injeção de energia na rede

Por fim, simulou-se o sistema com uma outra modalidade tarifária, a tarifa branca, disponível para consumidores de baixa tensão e que propõe uma cobrança diferenciada pelo horário de uso da energia a fim de estimular o consumo fora do horário de ponta da distribuidora.

Para que fosse possível tal simulação, foi inserido no *software* uma planilha com os valores da tarifa específicos para cada hora das 8.760 horas do ano-base de 2019, estabelecendo entre 17h e 20h a tarifa de ponta, entre 20h e 22h a tarifa intermediária e no restante do dia a tarifa fora ponta. Em finais de semana e feriados, seguindo o calendário do ano-base, vigora somente a tarifa fora ponta. Os valores das tarifas foram indicados conforme a tabela 13.

A diferença entre as faixas horárias estabelecidas no *software* e as utilizadas pela concessionária Light (tarifa ponta entre 17h30 e 20h30, tarifa intermediária entre 20h30 e 22h30 e tarifa fora ponta os demais horários) se deve a uma limitação do *software* em estabelecer horários não-inteiros. A diferença no resultado da simulação com a mudança é praticamente nula.

TARIFAS DE BAIXA TENSÃO - R\$/kWh - Abril/2021							
Classe de consumo	Tarifa com PIS/COFINS e ICMS					Tarifa homologada pela ANEEL sem incidência de ICMS/PIS/COFINS	Tarifa com PIS/COFINS isenta de ICMS
	Faixa consumo						
	até 50 kWh	de 51 até 300 kWh	até 300 kWh	de 301 até 450 kWh	acima de 450 kWh		
	Residencial	Residencial	Demais Classes	Todas as Classes	Todas as Classes		
(isento de ICMS)	(ICMS de 18%)	(ICMS de 20%)	(ICMS de 31%)	(ICMS de 32%)			
Residencial							
- Branca Ponta	1,31808	1,62151	-	1,94487	1,97517	1,26786	1,31808
- Branca Intermediária	0,88834	1,09284	-	1,31077	1,33119	0,85449	0,88834
- Branca Fora Ponta	0,63573	0,78208	-	0,93804	0,95266	0,61151	0,63573
Não residencial							
- Branca Ponta	-	-	1,63917	1,91575	1,94560	1,24888	1,29835
- Branca Intermediária	-	-	1,10658	1,29330	1,31344	0,84310	0,87649
- Branca Fora Ponta	-	-	0,79762	0,93221	0,94674	0,60771	0,63178
Rural							
- Branca Ponta	-	-	1,47535	1,72430	1,75116	1,12407	1,16859
- Branca Intermediária	-	-	0,99352	1,16116	1,17925	0,75696	0,78694
- Branca Fora Ponta	-	-	0,70848	0,82803	0,84093	0,53979	0,56117
Coop. Eletrificação Rural							
- Branca Ponta	-	-	1,47535	1,72430	1,75116	1,12407	1,16859
- Branca Intermediária	-	-	0,99352	1,16116	1,17925	0,75696	0,78694
- Branca Fora Ponta	-	-	0,70848	0,82803	0,84093	0,53979	0,56117
Serv. Púb. de Irrigação Rural							
- Branca Ponta	-	-	1,40828	1,64591	1,67155	1,07297	1,11547
- Branca Intermediária	-	-	0,94837	1,10839	1,12566	0,72256	0,75118
- Branca Fora Ponta	-	-	0,67628	0,79040	0,80271	0,51526	0,53567

Tabela 13 – Tarifas para consumidores de baixa tensão vigentes a partir de 15/03/2021. Modalidade tarifa branca (LIGHT, 2021)

Os parâmetros da simulação inseridos no *software* também seguiram as premissas apresentadas na tabela 9 e são apresentados na imagem 61, onde é possível perceber uma diferença quanto a escolha do tipo de tarifa, antes fixa, passando a uma tarifa horária definida no *software* a partir da importação de um arquivo de planilha (CSV) contendo os valores de tarifa para cada uma das horas do ano base adotado.

Os demais parâmetros como tarifa de auto-consumo, por exemplo, seguem os mesmos valores estabelecidos para as simulações anteriores. O fato da tarifa de auto-consumo ser fixa e não variável por posto horário como a tarifa de energia excedente injetada é uma limitação do *software*.

Pricing strategy

- Fixed feed-in tariff
- Hourly peak/off-peak tariff
- Seasonal tariff
- Tariff from CSV file Importar

Other general parameters

- Annual connection tax: 0.000 BRL/ano
- Annual tariff variation: 7.0 %/ano
- Duration of tariff warranty: 20 anos
- Feed-in tariff variation after warranty: 0.0 %

Self-cons. saving

- Consumption tariff: 1.081 BRL/kWh
- Tariff evolution: 7.0 %/ano

Daylight saving time

- Use summer/winter time changes
- Winter time start: Outubro 29
- Summer time start: Março 26

Simulation parameters

- Project lifetime: 20 years from 2021
- Inflação: 4.00 %/ano
- Income tax rate: 0.0 %
- Annual dividend rate: 0.0 %
- Production variation: Linear -0.5 %/ano Aging tool results

Daily/hourly feed-in price (BRL/kWh)

Avg. price for selected period, 1.155

Gráfico de Preço por kWh vs. Hora do dia (0 a 24). O preço é constante em 1.0 BRL/kWh até as 18h, sobe para 2.0 BRL/kWh até as 21h, e retorna para 1.0 BRL/kWh.

Imagem 61 – Parâmetros financeiros inseridos para a simulação 3 (PVsyst, 2021)

Na tabela 14 é possível verificar os indicadores econômicos do projeto, com os resultados obtidos anualmente, construindo então o fluxo de caixa do projeto, que pode ser visualizado no gráfico da imagem 62.

ANO	TARIFA	Energia injetada		Custos de Operação	Economia de Autocosumo		Fluxo de caixa do período	Fluxo de caixa acumulado	Amortização (%)
		kWh	R\$		kWh	R\$			
2021	R\$ 0,953	3.192,00	R\$3.041,00	-R\$ 500,00	9.801,68	R\$ 9.338,00	-R\$ 154.877,62	-R\$154.877,62	7,1%
2022	R\$ 1,019	3.175,45	R\$3.237,00	-R\$ 520,00	9.802,01	R\$ 9.992,00	R\$ 12.709,00	-R\$142.168,62	14,7%
2023	R\$ 1,091	3.146,49	R\$3.432,00	-R\$ 540,80	9.759,43	R\$10.645,00	R\$ 13.536,20	-R\$128.632,42	22,9%
2024	R\$ 1,167	3.105,16	R\$3.624,00	-R\$ 562,43	9.681,33	R\$11.299,00	R\$ 14.360,57	-R\$114.271,85	31,5%
2025	R\$ 1,249	3.054,16	R\$3.814,00	-R\$ 584,93	9.571,68	R\$11.953,00	R\$ 15.182,07	-R\$ 99.089,78	40,6%
2026	R\$ 1,336	2.995,80	R\$4.003,00	-R\$ 608,33	9.434,20	R\$12.606,00	R\$ 16.000,67	-R\$ 83.089,11	50,2%
2027	R\$ 1,430	2.929,21	R\$4.188,00	-R\$ 632,66	9.274,43	R\$13.260,00	R\$ 16.815,34	-R\$ 66.273,77	60,3%
2028	R\$ 1,530	2.857,85	R\$4.372,00	-R\$ 657,97	9.095,20	R\$13.914,00	R\$ 17.628,03	-R\$ 48.645,73	70,8%
2029	R\$ 1,637	2.782,08	R\$4.554,00	-R\$ 684,28	8.899,11	R\$14.567,00	R\$ 18.436,72	-R\$ 30.209,02	81,9%
2030	R\$ 1,751	2.702,84	R\$4.734,00	-R\$ 711,66	8.690,32	R\$15.221,00	R\$ 19.243,34	-R\$ 10.965,67	93,4%
2031	R\$ 1,874	2.620,47	R\$4.911,00	-R\$ 740,12	8.470,76	R\$15.875,00	R\$ 20.045,88	R\$ 9.080,20	105,4%
2032	R\$ 2,005	2.536,30	R\$5.086,00	-R\$ 769,73	8.242,24	R\$16.528,00	R\$ 20.844,27	R\$ 29.924,48	117,9%
2033	R\$ 2,146	2.451,01	R\$5.259,00	-R\$ 800,52	8.007,83	R\$17.182,00	R\$ 21.640,48	R\$ 51.564,96	130,9%
2034	R\$ 2,296	2.365,58	R\$5.431,00	-R\$ 832,54	7.768,82	R\$17.836,00	R\$ 22.434,46	R\$ 73.999,42	144,4%
2035	R\$ 2,457	2.279,21	R\$5.599,00	-R\$ 865,84	7.526,39	R\$18.489,00	R\$ 23.222,16	R\$ 97.221,59	158,3%
2036	R\$ 2,629	2.193,64	R\$5.766,00	-R\$ 900,47	7.282,82	R\$19.143,00	R\$ 24.008,53	R\$121.230,11	172,7%
2037	R\$ 2,813	2.108,79	R\$5.931,00	-R\$ 936,49	7.038,91	R\$19.797,00	R\$ 24.791,51	R\$146.021,62	187,6%
2038	R\$ 3,009	2.024,67	R\$6.093,00	-R\$ 973,95	6.795,41	R\$20.450,00	R\$ 25.569,05	R\$171.590,67	202,9%
2039	R\$ 3,220	1.942,21	R\$6.254,00	-R\$1.012,91	6.553,95	R\$21.104,00	R\$ 26.345,09	R\$197.935,77	218,7%
2040	R\$ 3,445	1.861,01	R\$6.412,00	-R\$1.053,42	6.315,00	R\$21.758,00	R\$ 27.116,58	R\$225.052,34	235,0%
INDICADORES:							VPL: R\$ 83.767,07	ROI: 135,0%	
							TIR: 9,51%	LCOE (R\$/kWh): 0,67792	
							PAYBACK SIMPLES: 10 anos e 6 meses		

Tabela 14 – Fluxo de caixa e indicadores financeiros da simulação 2

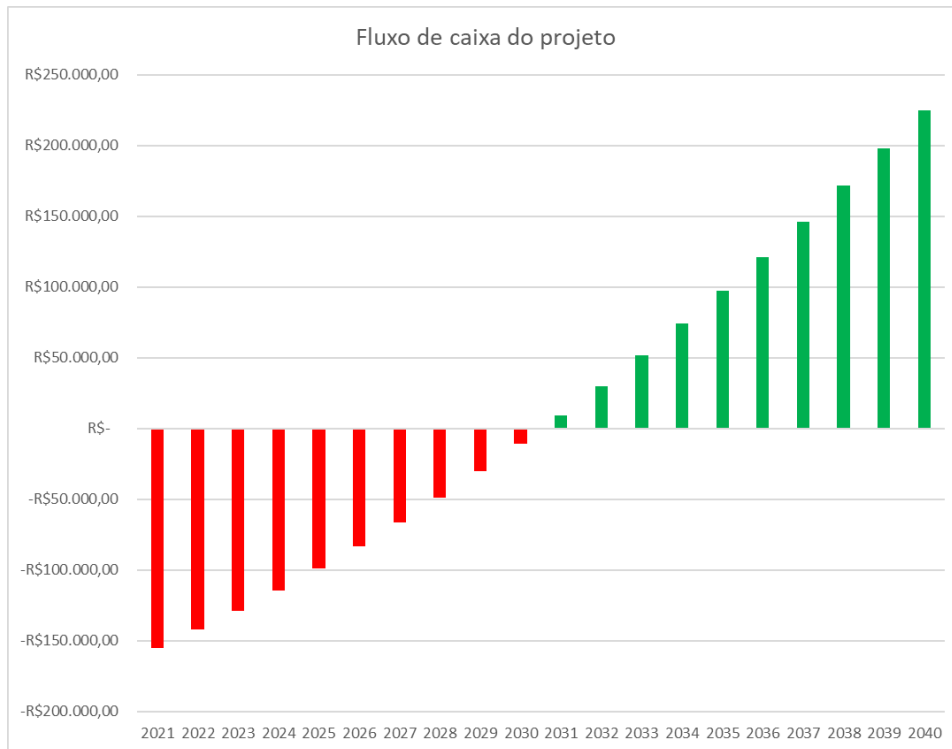


Imagem 62 – Fluxo de caixa da simulação 3

A simulação 3 reforça as conclusões de que a possibilidade de um cenário com a permissão para injetar o excedente de energia na rede de distribuição, a ser previsto em uma nova resolução normativa que trate de sistemas de armazenamento, como ocorre hoje com o sistema de compensação de créditos estabelecido pela REN 482 para sistemas *on-grid*, permite melhores resultados financeiros para o projeto. Entretanto, a opção pela tarifa branca e uso do SAE em horários de maior custo para o consumo pela rede, não trouxe um melhor resultado que a simulação com a tarifa convencional, fixa. Basta observar os indicadores econômicos da simulação 3 e perceber que, embora muito próximos, tem resultados piores do que a simulação 2.

Uma maior diferença entre a tarifa ponta e fora ponta e a não isenção de impostos sobre toda a tarifa de energia injetada poderiam fazer com que os resultados da simulação 3 fossem ainda melhores, já que a economia seria maior em utilizar uma energia com LCOE menor ainda que o valor da tarifa consumida pela rede ou usada como crédito pelo sistema de compensação.

4 Conclusão

Os resultados obtidos com as simulações de um sistema real, com geração de energia fotovoltaica, armazenamento por baterias de lítio, controladores de carga e inversor híbrido, consolidaram os conceitos apresentados, reunindo algumas das possibilidades de uso "atrás do medidor" ("*behind the meter*") de um sistema de armazenamento de energia, especialmente em uma residência.

As simulações permitiram identificar que, apesar de economicamente viável um investimento em um sistema de armazenamento com a topologia apresentada, os custos dos equipamentos, principalmente as baterias, precisam cair ainda mais para que esta solução se torne cada vez mais competitiva, como acontece hoje com sistemas *on-grid*. Outro ponto essencial, especialmente no Brasil, é a criação de uma regulação pela ANEEL, que defina as diretrizes para esse tipo de sistema e possibilite investidores criarem modelos de negócios que remunerem empreendimentos com SAEs.

Foi possível entender as diferentes oportunidades de uso de um SAE, tanto nas unidades consumidoras quanto na geração e transmissão, trazendo uma nova alternativa de qualidade e confiabilidade ao sistema elétrico que possa potencializar o uso de energias renováveis, diminuindo o maior problema que existe hoje com relação a este tipo de fonte de geração em larga escala, a intermitência, que faz com que hoje, para atender grandes centros de carga, usinas mais poluentes porém despacháveis, como as termelétricas, sejam uma opção mais utilizada em todo o mundo. Com o uso de SAEs, a tendência é que esse cenário mude.

5 Referências Bibliográficas

- [1] Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Empresa de Pesquisa Energética – Brasília: EPE/MME, 2020
- [2] Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro, Daniel Augusto Cantane, Oswaldo Hideo Ando Junior e Márcio Biehl Hamerschmidt – Scienza, 2020
- [3] Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014
- [4] Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – Brasília: EPE/MME, 2020
- [5] O’CONNOR, J.P. Off Grid Solar – A handbook for photovoltaic with lead-acid or lithium-ion batteries – Createspace Independent Publishing Platform, 2016
- [6] Apostila do curso Projetos de Energia Solar com Armazenamento em Baterias: Off-Grid, híbridos e backup – CANAL SOLAR, 2021
- [7] FREIRE, F. O que é um sistema de armazenamento de energia? Shareenergy, 2019. Disponível em: <<https://shareenergy.com.br/o-que-e-sistema-de-armazenamento-de-energia/>> Acesso em abril de 2021.
- [8] Canal Solar, *Peak Shaving* – Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/peak-shaving-reduzindo-picos-de-demanda-com-sistemas-de-armazenamento/>> Acesso em abril de 2021.
- [9] CRESESB, Potencial Solar - SunData v 3.0 – Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>
- [10] Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Conceitos, Aplicações e Estudos de Caso. Texto elaborado por: Vinicius Ayrão – International Copper Association Brazil, Copper Alliance.
- [11] Portal Solar, Geração Distribuída de Energia – GD. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20distribuída%20é%20o%20termo,Lei%20n%C3%B0%205.163%20de%202004>
- [12] Solar Brasil, Módulos Fotovoltaicos – Características Elétricas. Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/modulos-fotovoltaicos-caracteristicas-eletricas/>> Acesso em abril de 2021.
- [13] InfoSolaris, Módulos fotovoltaicos e trackers. Disponível em: <<https://infosolaris.com.br/2019/11/modulos-fotovoltaicos-e-trackers/#:~:text=STC%20é%20um%20conjunto%20de,módulos%20fotovoltaicos%20podem%20ser%20usados>> Acesso em abril de 2021.
- [14] SolarPrime – Energia Solar, Módulos Fotovoltaicos: Veja o que são e os diferentes tipos. Disponível em: <<https://blog.solarprime.com.br/modulos-fotovoltaicos-veja-o-que-sao-e-os-diferentes-tipos/>> Acesso em abril de 2021.
- [15] Portal Solar, Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em abril de 2021.
- [16] Reevisa – Energia Solar, Diferente tipos de Módulos Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://www.reevisa.com.br/post/2019/04/23/diferentes-tipos-de-módulos-fotovoltaicos>> Acesso em abril de 2021.
- [17] Portal Solar, O Inversor Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>> Acesso em abril de 2021.
- [18] ECOA – Energias Renováveis, Inversor solar fotovoltaico: modelos e suas diferenças. Disponível em: <<https://www.ecoenergias.com.br/2020/12/01/inversor-solar-fotovoltaico-modelos-diferencas/>> Acesso em abril de 2021.

[19] Portal Solar, Inversor Grid Tie. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/inversor-grid-tie.html>> Acesso em abril de 2021.

[20] Canal Solar, Inversores off-grid interativos com a rede para aplicações fotovoltaicas. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/inversores-off-grid-interativos-com-a-rede-para-aplicacoes-fotovoltaicas/>> Acesso em abril de 2021.

[21] Portal Solar, Inversor Solar Híbrido. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-hibrido>> Acesso em abril de 2021.

[22] Portal Solar, Bateria Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/bateria-solar.html>> Acesso em abril de 2021.

[23] Solar Brasil, Como escolher a bateria para um sistema de energia fotovoltaica off-grid? Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/como-escolher-a-bateria-para-um-sistema-de-energia-fotovoltaica-off-grid/>> Acesso em abril de 2021.

[24] Unipower, Bateria Solar para Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://unipower.com.br/bateria-solar-sistemas-fotovoltaicos/>> Acesso em abril de 2021.

[25] Canal Solar, C-Rate: a velocidade de carregamento dos sistemas de baterias. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/c-rate-a-velocidade-de-carregamento-dos-sistemas-de-baterias/>> Acesso em abril de 2021.

[26] STA – Sistema de Tecnologia Aplicada, Descarga de Baterias – Taxa C (C-Rate). Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-recarregaveis-em-geral/descarga-de-baterias>> Acesso em abril de 2021.

[27] Canal Solar, Armazenamento de energia: tecnologias de baterias elétricas. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/armazenamento-de-energia-tecnologias-de-baterias-eletricas/>> Acesso em abril de 2021.

[28] STA – Sistema de Tecnologia Aplicada, A Bateria de Chumbo Ácido. Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-chumbo/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-seladas-de-chumbo-acido>> Acesso em abril de 2021.

[29] Aldo, Tudo sobre Bateria solar chumbo-ácido. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar/produtos/bateria-solar/bateria-solar-chumbo-acido>> Acesso em abril de 2021.

[30] Mundo Educação, Bateria de níquel-cádmio. Disponível em: <<https://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/bateria-niquel-cadmio.htm>> Acesso em abril de 2021.

[31] BBBaterias.com – Sempre ligado, Bateria de lítio x Bateria de níquel: como saber qual a melhor. Disponível em: <<https://blog.bbbaterias.com.br/diferenca-entre-litio-e-niquel/>> Acesso em abril de 2021.

[32] STA – Sistema de Tecnologia Aplicada, A Bateria de NiCd. Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-nicd/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-de-niquel-cadmio-nicd>> Acesso em abril de 2021.

[33] STA – Sistema de Tecnologia Aplicada, A Bateria de Li-Íon. Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-de-litio-ion>> Acesso em abril de 2021.

[34] Portal Solar, Controlador de carga. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/controlador-de-carga>> Acesso em março de 2021.

- [35] MpptSolar, Qual Controlador de Carga Solar Escolher. Disponível em: <<https://www.mpptsolar.com/pt/controlador-de-carga-solar-qual-escolher.html>> Acesso em março de 2021.
- [36] Energia Total – Energia Solar, Controladores de Carga, para que servem? Disponível em: <<https://www.energiatotal.com.br/controladores-de-carga-para-que-servem>> Acesso em março de 2021.
- [37] Solar Brasil, Controladores de Carga MPPT x PWM. Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/controladores-de-carga-mppt-pwm-sistema-fotovoltaico/>> Acesso em março de 2021.
- [38] Minha Casa Solar, Controladores de carga: Diferenças entre as tecnologias MPPT e PWM. Disponível em: <<http://blog.minhacasasolar.com.br/controladores-de-carga/>> Acesso em março de 2021.
- [39] Energia Solar Shop, Controladores PWM e MPPT Energia Solar. Disponível em: <<https://www.energiasolarshop.com.br/post/controladores-pwm-e-mppt-energia-solar>> Acesso em março de 2021.
- [40] Solar Brasil, O que são os Sistemas Conectados à rede (On-Grid)? Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/o-que-sao-os-sistemas-conectados-a-rede-on-grid-2/>> Acesso em março de 2021.
- [41] Portal Solar, Sistema Solar On Grid (Conectado à Rede). Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/sistema-solar-conectado-a-rede-on-grid>> Acesso em março de 2021.
- [42] Portal Solar, Tipos de Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-sistemas-fotovoltaicos>> Acesso em março de 2021.
- [43] Minha Casa Solar, Qual a diferença entre sistemas On grid e Off grid? Disponível em: <<http://blog.minhacasasolar.com.br/qual-diferenca-sistemas-on-grid-off-grid/>> Acesso em março de 2021.
- [44] Ecycle – Tipos de sistemas fotovoltaicos: on-grid e off-grid. Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/component/content/article/69-energia/3483-sistema-fotovoltaico-painel-solar-estrutura-suporte-inversor-controlador-carga-cabos-baterias-captacao-armazenamento-kit-geracao-energia-eletrica-eletricidade-vantagens-desvantagens-fontes-renovavel-meio-ambiente-sustentavel-onde-comprar.html>> Acesso em março de 2021.
- [45] Portal Solar, Sistema de Energia Solar Off Grid. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/sistema-energia-solar-off-grid>> Acesso em março de 2021.
- [46] Solar Brasil, O que é um sistema de energia solar fotovoltaica Off-Grid (isolado)? Disponível em: <<https://www.solarbrasil.com.br/blog/o-que-e-um-sistema-de-energia-solar-fotovoltaica-isolado-off-grid/>> Acesso em março de 2021.
- [47] Ecycle – Sua pegada mais leve, O que é o sistema off-grid de energia solar? Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/3430-off-grid.html>> Acesso em março de 2021.
- [48] Portal Energia – Energias Renováveis, Vantagens e desvantagens dos sistemas solares híbridos. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-sistemas-solares-hibridos/>> Acesso em março de 2021.
- [49] OCA – Solar | Energia, Sistema Fotovoltaico Híbrido: Entenda o que é e suas aplicações. Disponível em: <<https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/>> Acesso em março de 2021.



[50] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482:Brasil, 2012.

[51] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 687:Brasil, 2015.

[52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Caderno Temático ANEEL Micro e Mini Geração Distribuída – 2ª Edição:Brasil, 2016.