

**PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

RUI FELIPE CARNAUBA MOREIRA

**ESTUDO DE CASO DE SISTEMA HÍBRIDO SOLAR EM ZONA RURAL DE
FRANCO DA ROCHA, E CONTRIBUIÇÕES DO SMART GRID PARA MELHORIA
DA QUALIDADE DE ENERGIA**

São Paulo

2020

RUI FELIPE CARNAUBA MOREIRA

**ESTUDO DE CASO DE SISTEMA HÍBRIDO SOLAR EM ZONA RURAL DE
FRANCO DA ROCHA, E CONTRIBUIÇÕES DO SMART GRID PARA MELHORIA
DA QUALIDADE DE ENERGIA**

Monografia apresentada como exigência para obtenção do Título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, no Programa de Pós-Graduação Lato sensu do Programa de Educação Continuada em Engenharia (PECE), da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo de Andrade Barreto.

São Paulo

2020

Eu autorizo a reprodução e divulgação a reprodução total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Moreira, Rui Felipe Carnauba.

Estudo de caso de sistema solar híbrido solar em zona rural de Franco da Rocha, e contribuições do smart grid para melhoria na qualidade de energia.
/ Rui Felipe Carnauba Moreira, orientador: Gustavo de Andrade Barreto. – São Paulo, 2020.

68f.: il.; 30 cm.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e em Eficiência Energética) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Sistema híbrido. 2. Smart Grid. 3. Geração Fotovoltaica.

A minha esposa e meus pais que estão ao meu lado sempre em todos os momentos, sejam eles de dificuldade ou de alegria.

AGRADECIMENTO

A minha esposa, que nos momentos mais desafiadores sempre me encoraja a seguir em frente e tentar mais uma vez.

Aos meus pais, que mesmo que a distância sempre estão comigo, dando o suporte necessário nos momentos mais adversos.

A todos os professores do PECE que com a transmissão de seus conhecimentos, forneceram as ferramentas necessárias para essa monografia e em especial ao professor Gustavo Barreto por ter aceitado ser meu orientador.

*“Suba o primeiro degrau
com fé, não é necessário que você
veja a escada toda. Apenas dê o
primeiro passo.”*

Martin Luther King

RESUMO

A demanda por energia cresce a ritmo acelerado desde a revolução industrial, em especial a energia elétrica, para usos nas mais diversas finalidades, desde *smartphones* até veículos elétricos. Adicionalmente a preocupação crescente com meio ambiente, vem gradativamente aumentando o interesse global por energias renováveis. No Brasil o crescimento do mercado de energias renováveis é fato consolidado, em especial a energia solar fotovoltaica. No contexto da geração distribuída, esse crescimento rápido gerou um impasse de caráter econômico em relação a correta remuneração do sistema elétrico para que este seja sustentável a longo prazo. A revisão pertinente do mecanismo de compensação de energia, pode no longo prazo afastar investimentos no setor e ao mesmo tempo aumentar o interesse por alternativas que gerem retorno do investimento e aumentar a segurança elétrica. Este trabalho apresenta um sistema híbrido de geração fotovoltaica com sistema de armazenamento que é viável técnica e economicamente, que garante disponibilidade de energia, e que se apresenta como alternativa para a revisão do mecanismo de compensação de energia, garantindo o retorno do investimento, somada ao aumento da segurança energética com uma aplicação de *smart grid*.

Palavras-chave: Sistema híbrido. Geração distribuída. Sistema de armazenamento. *Smart grid.*

ABSTRACT

The demand of energy increase rapidly since the industrial revolution, in particular the demand for electrical energy, in many applications, from smartphones to electrical vehicle. Additionally, the concern about the environment, indicates the international growth of interest about renewable energy. At Brazil, the renewable energy market is a fact, in special the photovoltaic generation, even from big photovoltaic plants to distributed generation. In this context of distributed generation, that rapid growth generates an economic impasse about the correct remuneration of the electrical system, to this one be sustainable in a long term. The review of the energy compensation system can affect the investment at the sector and increase the interesting about alternatives that rise the *payback* and guaranteed electrical safety. This work presents a hybrid system of photovoltaic generation with a storage system that is technically and economically viable, that guarantees energy availability, and that presents itself as an alternative for the revision of the energy compensation mechanism, guaranteeing the return on investment, added to the increase in energy security with a smart grid application.

Keywords: Hybrid system. Distributed generation. Energy storage. smart grid.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Matriz energética brasileira | 15 |
| Figura 2 - Matriz Elétrica Mundial 2016 | 16 |
| Figura 3 - Top 10 de instalação e potência acumulada fotovoltaica 2018 | 19 |
| Figura 4 – Geração de empregos por fonte de energia renovável | 20 |
| Figura 5 – Potencial solar do Brasil em Wh/m ² .dia..... | 21 |
| Figura 6 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil..... | 22 |
| Figura 7 – Ranking municipal geração solar | 22 |
| Figura 8 – Ranking estadual geração solar | 23 |
| Figura 9 – Evolução da potência instalada – micro e minigeração..... | 26 |
| Figura 10 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa..... | 27 |
| Figura 11 – Smart Grid | 30 |
| Figura 12 – Funcionamento do gerador fotovoltaico | 31 |
| Figura 13 – Ligação série de geradores | 32 |
| Figura 14 – Ligação paralelo de geradores | 33 |
| Figura 15 – Ligação serie-paralelo de geradores | 33 |
| Figura 16 – Ligação série de baterias | 35 |
| Figura 17 – Ligação paralela de baterias | 35 |
| Figura 18 – Ligação série-paralelo de baterias | 36 |
| Figura 19 – Sistema híbrido solar + Banco de Baterias | 37 |
| Figura 20 – Fluxograma do dimensionamento do sistema | 38 |
| Figura 21 – Gráfico do consumo de energia | 39 |
| Figura 22 - A propriedade | 41 |
| Figura 23 – Irradiação solar na propriedade..... | 42 |
| Figura 24 – Painel solar Canadian 365P-AG..... | 44 |
| Figura 25 – Inversor solar Epever UP5000-M6342 | 46 |

| | |
|---|----|
| Figura 26 - Ciclo de vida das baterias | 47 |
| Figura 27 – Bateria Freedom DF2000 C100 | 48 |
| Figura 28 – Medidor inteligente Hiking DDS238-4W | 50 |
| Figura 29 – Sistema híbrido versão final | 51 |
| Figura 30 – Estimativa de preços, sistema fotovoltaico “on grid” | 52 |
| Figura 31 – Estimativa de preços, sistema híbrido | 52 |
| Figura 32 – Gráfico de fluxos de caixa acumulados (inflação a 3%) | 62 |
| Figura 33 – Gráfico de fluxos de caixa acumulados (inflação a 5%) | 62 |
| Figura 35 - Análise econômica comparativa | 66 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| Quadro 1 – Levantamento de cargas | 40 |
| Quadro 2 – Irradiação solar na propriedade..... | 42 |
| Quadro 3 – <i>Payback</i> , VPL de sistema solar alternativa 0 | 53 |
| Quadro 4 – <i>Payback</i> , VPL de sistema solar alternativa 3 | 55 |
| Quadro 5 – <i>Payback</i> , VPL de sistema solar alternativa 5 | 57 |
| Quadro 6 – <i>Payback</i> , VPL de sistema solar híbrido | 59 |
| Quadro 8 – Análise econômica comparativa..... | 61 |

LISTAS DE ABREVEATURAS E SIGLAS

| | |
|--------------|--|
| GEE | Gases de efeito estufa |
| ANEEL | Agência nacional de energia elétrica |
| ABSOLAR | Associação Brasileira de energia solar fotovoltaica |
| REN | Resolução normativa |
| REN-482/2012 | Resolução normativa 482/2012 |
| REN-687/2015 | Resolução normativa 687/2015 |
| REN-786/2017 | Resolução normativa 786/2017 |
| AIR | Análise de impacto regulatório |
| AIR-003/2019 | Análise de impacto regulatório 003/2019 |
| GD | Geração distribuída |
| IEA | <i>International energy agency</i> |
| IOT | Internet of things |
| CRESESSB | Centro de referência para energias solar e eólica Sérgio de S. Brito |
| VPL | Valor presente líquido |
| TIR | Taxa interna de retorno |

LISTA DE SIMBOLOS

| | |
|-------------------------|---|
| MW | Megawatt |
| kWh | Kilowatt hora |
| kWh/dia | Kilowatt hora por dia |
| kWh/m ² .dia | Kilowatt hora por metro quadrado no dia |
| Ah | Ampère hora |
| $E_{(Men.med)}$ | Energia mensal média |
| $E_{(dia.med)}$ | Energia diária média |
| $E_{(gerada)}$ | Energia gerada |
| $Q_{(PFV)}$ | Quantidade de painéis fotovoltaicos |
| $E_{(dia.med)}$ | Energia diária média |
| $I_{(Carga)}$ | Corrente de carga |
| $I_{(Banco)}$ | Corrente do banco de baterias |
| $Tempo_{(descarga)}$ | Tempo de descarga do banco de baterias |

SUMÁRIO

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1. | INTRODUÇÃO..... | 15 |
| 1.1. | Motivação | 15 |
| 1.2. | Objetivos..... | 17 |
| 2. | ESTADO DA ARTE | 19 |
| 2.1. | Cenário da geração Solar no mundo..... | 19 |
| 2.2. | Cenário brasileiro da Geração Solar | 21 |
| 2.3. | Visão geral da REN-482/2012 | 24 |
| 2.4. | Visão geral da AIR-003/2019 | 25 |
| 2.5. | Os benefícios do "smart grid" | 28 |
| 2.6. | Sistema de geração solar..... | 30 |
| 2.7. | Banco de baterias | 34 |
| 2.8. | Sistema híbrido solar + banco de baterias | 36 |
| 3. | ESTUDO DE CASO..... | 38 |
| 3.1. | Metodologia..... | 38 |
| 3.2. | Análise do consumo de energia | 38 |
| 3.3. | Características da localidade..... | 41 |
| 3.4. | Dimensionamento do sistema fotovoltaico | 43 |
| 3.5. | Dimensionamento do banco de baterias | 46 |
| 3.6. | Integração com Smart Grid | 49 |
| 3.7. | Análise financeira | 50 |
| 4. | ANÁLISE DOS RESULTADOS..... | 61 |
| 5. | SUGESTÕES DE MELHORIAS | 65 |
| 6. | CONCLUSÃO..... | 66 |
| 7. | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 68 |

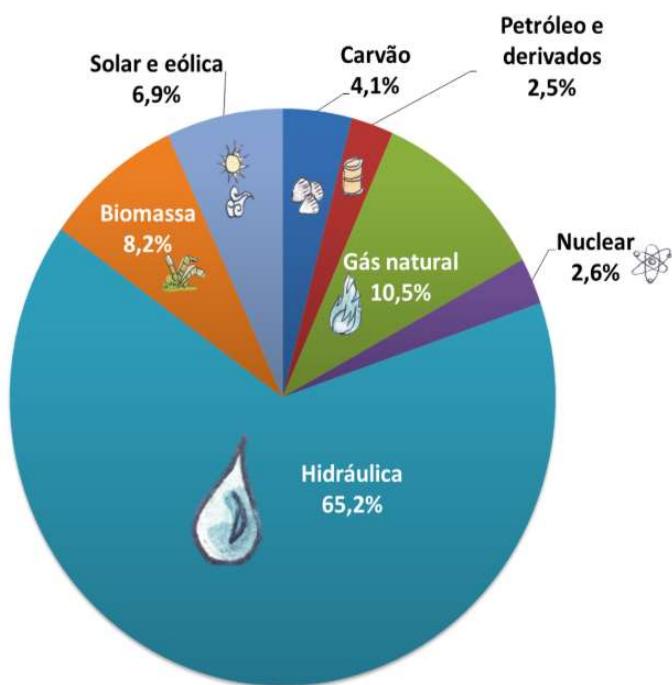
1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

A demanda por energia no mundo vem crescendo exponencialmente, desde a revolução industrial e especialmente nos últimos anos com advento de novas tecnologias. Verifica-se especialmente a crescente demanda por energia elétrica, pois cada vez mais observa-se o crescente surgimento de novas tecnologias que demandam dessa forma de energia, desde eletrodomésticos até *smartphones* que atualmente são comuns na maioria dos lares no mundo.

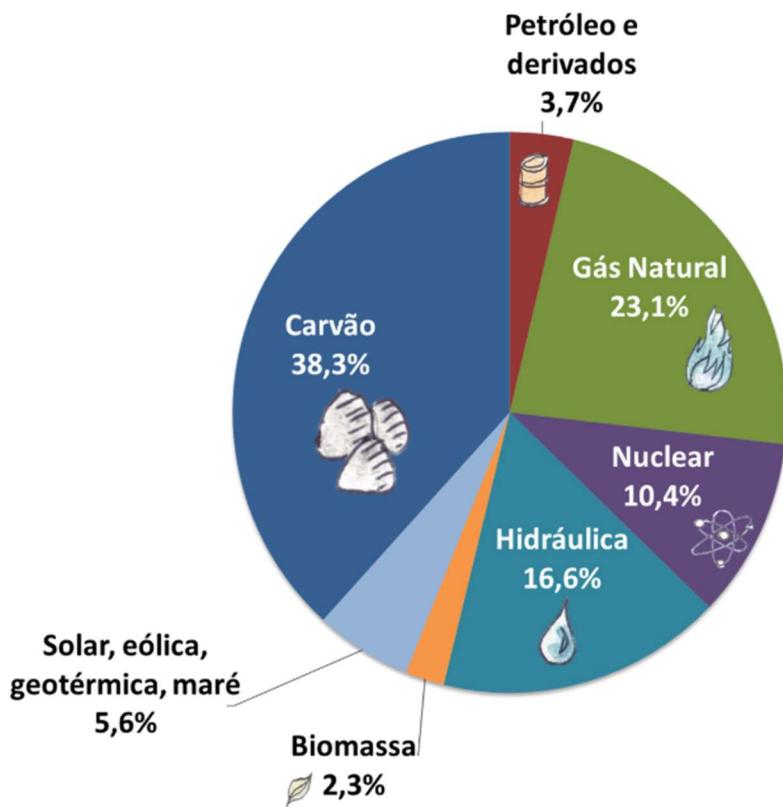
Na atualidade essa demanda por energia elétrica, somado a necessidade de preservação do meio ambiente, redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE's), em conformidade com acordo de Paris, vem gradativamente, aumentando o interesse por fontes de energia limpa, como geração por biomassa, energia eólica e energia solar. Quando se observa a matriz elétrica brasileira, em comparação com a mundial, verifica-se que esta tem maior contribuição de fontes renováveis.

Figura 1 - Matriz energética brasileira



Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Figura 2 - Matriz Elétrica Mundial 2016



Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Neste contexto de crescente demanda de energia de fontes renováveis, em 2012, agência nacional de energia elétrica (ANEEL), estabeleceu através de resolução normativa (REN), as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (REN-482/2012). Desta forma, o consumidor de energia pode gerar sua própria energia, de fontes renováveis, como eólica e solar ou de cogeração qualificada e ceder ao sistema de distribuição. Em outro momento, essa energia pode ser consumida, e em caso de excedente de geração, esse “crédito em energia” ficará disponível para abater do consumo em um prazo de até 60 meses. Esse crédito em energia foi regulamentado pela REN-482/2012, e aprimorado pela REN-687/2015 e REN-786/2017, no mecanismo de compensação de energia.

O mecanismo de compensação que atualmente incide sobre todas as componentes do custo de energia, possibilitou a consolidação do mercado de geração distribuída, contudo, mantido esse mecanismo no longo prazo ocorrem prejuízos aos demais consumidores, que terão que arcar com todo custo do sistema existente.

Prevendo este fato, no ano de 2019, a ANEEL promoveu consultas e audiências públicas com intuito de analisar o impacto regulatório (AIR), de forma a manter o crescimento da geração distribuída (GD), sem onerar na outra ponta os demais consumidores. A proposta em discussão apresentou cinco cenários, desde o atual que a energia gerada e fornecida à rede distribuição, é compensada em todas as componentes da tarifa de energia, até o cenário cinco, onde somente a parcela referente a energia seria descontada do consumidor gerador, tendo este que contribuir com as outras componentes da tarifa.

Deste fato, discorre-se que então em um futuro não muito distante, o “*prossumer*”, termo utilizado para designar consumidor gerador, terá que avaliar se conectará sua geração a rede, sujeitando-se a pagar pelas outras componentes da tarifa de energia conforme o mecanismo de compensação avançar, ou se acumula sua energia gerada em sistemas de armazenamento, de forma que não dependa tanto da rede, somente fazendo uso desta em momentos específicos, garantido o benefício de sua energia gerada, e aumentando a confiabilidade de seu sistema.

Paralelamente a questões regulatórias sobre a GD, outro ponto muito relevante em relação ao sistema de distribuição é qualidade do serviço prestado, que deve ser questão prioritária por se tratar de um serviço essencial e ter impacto direto na sociedade. Assim a busca por maneiras de aumentar a confiabilidade do sistema, minimizar falhas e melhorar o tempo de respostas a estas também é questão que deve estar constantemente em debate. Neste contexto, o uso de tecnologia de informação, com intuito de aumentar a quantidade de dados disponíveis, e otimizar as tomadas de decisões pode gerar ganhos em termos de eficiência, melhorando a qualidade de energia para todos.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho de conclusão de curso é avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração solar híbrido, com acúmulo de energia em

banco de baterias, de forma a suprir 100% da demanda de energia de uma propriedade na zona rural de Franco da Rocha, utilizando o sistema de distribuição apenas como carga complementar em dias que a geração não for suficiente para suprir toda a demanda das baterias. Desta forma, a propriedade terá seu sistema de geração, que agregará disponibilidade de energia, redução de problemas com faltas recorrentes do sistema de distribuição e terá certa imunidade em relação as revisões do mecanismo de compensação de energia proposto pelo ANEEL.

Ainda será proposto, uma forma de se monitorar falhas na entrada da distribuidora, e integrá-lo a rede de internet, fazendo com que este gere um alerta em tempo real de falhas no sistema distribuição para a concessionária, acrescentando de forma objetiva uma forma de “*smart grid*” aproveitando os recursos disponíveis.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Cenário da geração Solar no mundo

A geração de energia de forma limpa tornou-se primordial a todos os países do mundo que buscam fontes de energia mais limpa e sustentável com intuito de promover uma descarbonização de sua matriz energética. Nesse sentido a energia solar se destaca, por ter grande abrangência, e por ser a fonte de maior potencial entre as energias renováveis.

Destaca-se por esse motivo que alguns países apostem cada vez mais em geração elétrica fotovoltaica como Estados Unidos e China que lideram o ranking mundial de geração solar. Em 2019, a energia solar liderou o crescimento das renováveis no mundo com acréscimo de aproximadamente 115GW perfazendo um crescimento total de 22,5% da capacidade instalada. Dentre os casos mundiais que cabem destaque, pode-se verificar o da Alemanha que tem meta de suprir 100% de sua demanda energética, por fontes renováveis até 2050.

Figura 3 - Top 10 de instalação e potência acumulada fotovoltaica 2018

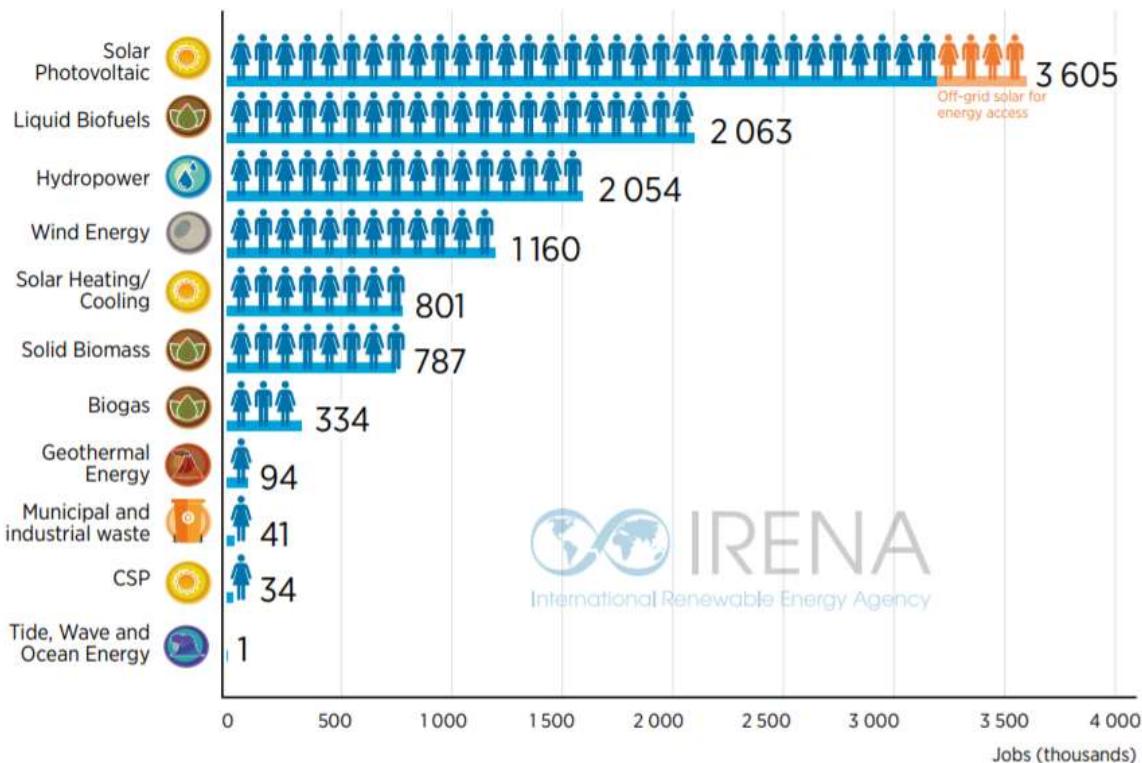
| FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY | | | FOR CUMULATIVE CAPACITY | | | | |
|-------------------------------|--|-------------|-------------------------|----|--|-----------|----------|
| 1 | | China | 45,0 GW | 1 | | China | 176,1 GW |
| 2 | | India | 10,8 GW | 2 | | USA | 62,2 GW |
| 3 | | USA | 10,6 GW | 3 | | Japan | 56,0 GW |
| 4 | | Japan | 6,5 GW | 4 | | Germany | 45,4 GW |
| 5 | | Australia | 3,8 GW | 5 | | India | 32,9 GW |
| 6 | | Germany | 3,0 GW | 6 | | Italy | 20,1 GW |
| 7 | | Mexico | 2,7 GW | 7 | | UK | 13,0 GW |
| 8 | | Korea | 2,0 GW | 8 | | Australia | 11,3 GW |
| 9 | | Turkey | 1,6 GW | 9 | | France | 9,0 GW |
| 10 | | Netherlands | 1,3 GW | 10 | | Korea | 7,9 GW |

Fonte: ABSOLAR (2019)

A geração solar também se destaca como grande geradora de empregos, em comparação com as outras fontes de energia renovável, estima-se que para cada MW (Megawatt) instalado ocorre a criação de 25 a 30 empregos diretos nas áreas de

instalação, fabricação, desenvolvimento de projetos, vendas e distribuição, dentre outros.

Figura 4 – Geração de empregos por fonte de energia renovável



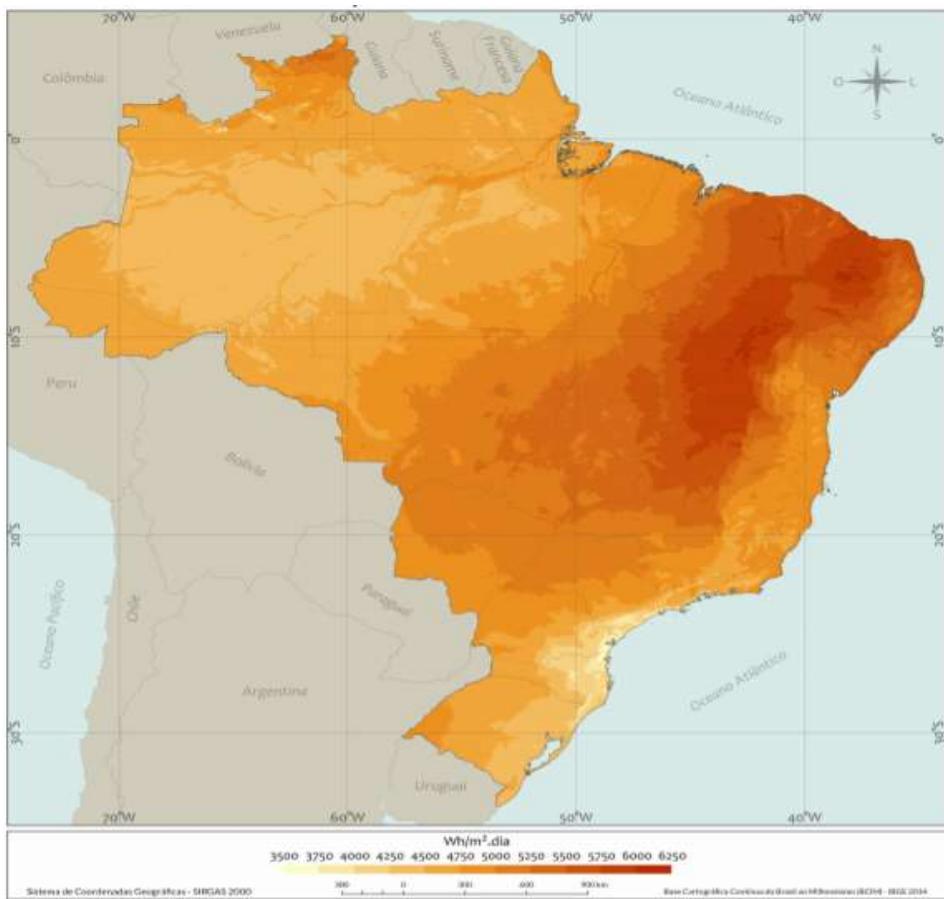
Fonte: IRENA (2019)

Segundo o relatório da *International Energy Agency* (IEA) a GD solar deve dobrar até 2024, tendo seu crescimento impulsionado por aplicações industriais e comerciais. A agência estima que o ritmo de redução de custos de sistemas de GD solar, irá viabilizar ainda mais a expansão desses sistemas no mundo inteiro. Contudo o mesmo relatório indica que haverá a necessidade de revisão regulatória e tarifária, além propostas no sentido de elevar o nível de integração dessa geração nos sistemas de distribuição de energia. Estas serão questões centrais para viabilizar o crescimento sustentável do setor no mundo.

2.2. Cenário brasileiro da Geração Solar

No Brasil a geração de energia através de fonte solar encontra-se em rápida expansão, tanto a geração centralizada em grandes usinas, como a GD, nos últimos anos com a redução dos valores dos geradores solares o setor tem crescido e recebido investimentos. A posição geográfica do país situada majoritariamente entre os trópicos de Capricórnio e do Equador, somada a suas dimensões continentais, conferem um dos maiores potenciais solares do mundo.

Figura 5 – Potencial solar do Brasil em Wh/m².dia

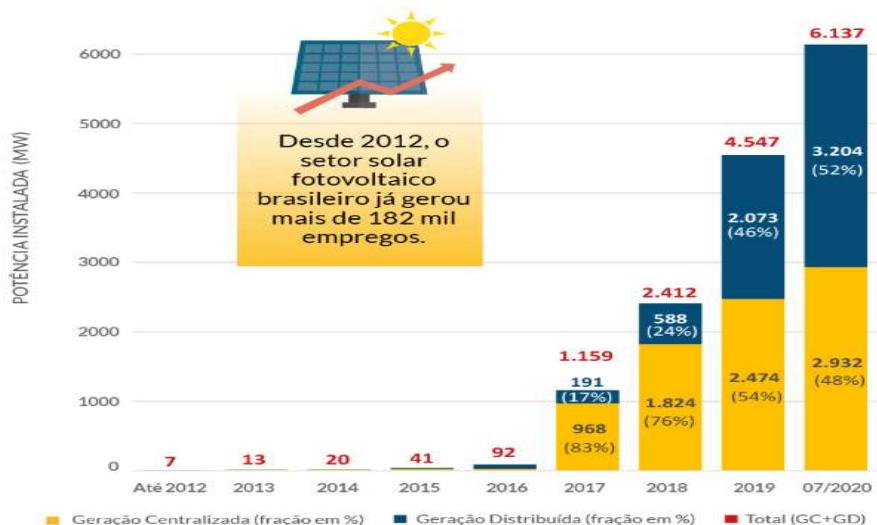


Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2^a. Edição (INPE:2017)

A utilização desse potencial desde 2012 tem somente aumentado, o setor de geração fotovoltaica no Brasil teve crescimento exponencial nos últimos anos, e os benefícios podem ser observados em diversas esferas da sociedade, como redução

de gastos com energia, atração de novos investimentos, geração de empregos com o desenvolvimento de uma nova cadeia de produção, ampliação e diversificação da matriz energética brasileira e contribuição com a redução das perdas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição.

Figura 6 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil



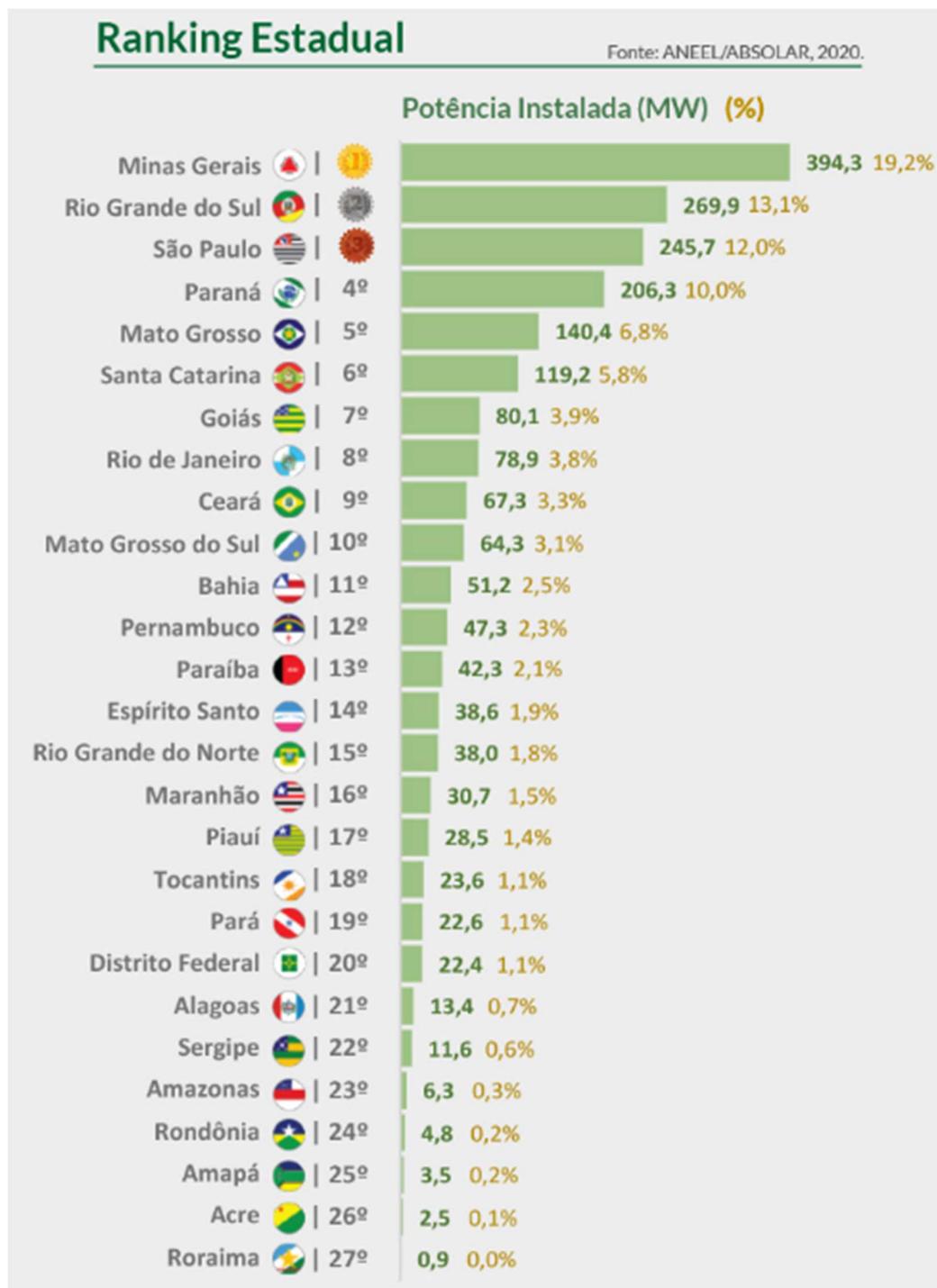
Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2020)

Figura 7 – Ranking municipal geração solar



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2020)

Figura 8 – Ranking estadual geração solar



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2020)

Observa-se o crescimento rápido da GD solar, em grande parte motivada pela resolução normativa 482 de 2012 que abriu a possibilidade da microgeração (até 75kW) e minigeração (entre 75kW até 5MW) seja integrada na rede de distribuição. Os números da associação brasileira de energia solar fotovoltaica (ABSOLAR) em

parceria com ANEEL apontam que 99,8% da GD instalada e conectada no país hoje são de fontes solar fotovoltaica, os investimentos acumulados desde 2012 são da ordem de R\$16,15 bilhões, e a potência gerada é de aproximadamente 3,2MW.

2.3. Visão geral da REN-482/2012

Em abril de 2012 a ANEEL aprovou a REN-482/2012 com intuito de reduzir as barreiras para integração das gerações de pequeno porte. A resolução 482 da ANEEL estabelece que cada cidadão brasileiro ou empresa poderá ter em seu telhado uma usina fotovoltaica produzindo eletricidade para a complementação do consumo próprio ou para exportação de energia (GODOY, 2019). De maneira geral, estabeleceu as condições para estas conexões de GD e o correspondente mecanismo de compensação de energia, para energia injetada na rede.

Na resolução ficou estabelecido que a GD instalada em um comércio, indústria ou residência, além de suprir a demanda interna, caso haja excedente em termos de geração, esta energia poderá ser injetada no sistema de distribuição, e será abatida da conta de consumo, podendo ainda gerar créditos para abatimento em contas futuras no prazo de até 60 meses.

Existe também a possibilidade de autoconsumo remoto, que é o abatimento da conta de energia de uma outra unidade de consumo, desde que na mesma área de concessão, a geração compartilhada, onde por meio do estabelecimento de uma cooperativa a compensação de energia ocorrem em locais diferentes de onde foi gerada e também em empreendimentos de múltiplas residências, os condomínios.

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa REN nº687/2015, a qual revisou a REN 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição PRODIST (GODOY, 2019). E em 2017, através da REN-786/2017 houve mais uma revisão da REN-482/2012 onde vetou que se enquadrasssem como micro ou minigeração distribuída, centrais de geração que tenham sido objeto de concessão pública ou centrais onde sua energia fosse contabilizada no âmbito da CCEE, cabendo a distribuidora identificar os casos.

Notadamente foi fundamental para o avanço da GD solar o mecanismo de compensação integral da tarifa de energia pela energia gerada. A redução nos custos dos geradores fotovoltaicos, somado aos incentivos proporcionados pela resolução normativa serviram de motores para o crescimento acelerado da GD fotovoltaica nos últimos anos. Muitos investidores como residenciais, pequenos comércios, supermercados, prédios públicos dentre outros, fizeram a instalação de seus sistemas de geração aproveitando o retorno do investimento rápido e contam com hoje com menores custos de energia e maior confiabilidade.

Contudo esse aumento levou a um impasse onde, de um lado, as distribuidoras de energia alegam que o sistema atual não permite uma remuneração adequada do sistema de distribuição, onde os custos serão pagos por aqueles consumidores que não aderirem a geração própria. E de outro lado, os instaladores de GD e consumidores que possuem geração própria, *prosumers* que alegam que o mecanismo de compensação deve ser mantido visando a consolidação do mercado de GD no Brasil. Para solução desse impasse a ANEEL abriu consulta pública, para buscar contribuições dos diversos atores deste mercado com intuito de revisar as regras aplicáveis a micro e minigeração distribuída provenientes da REN-482/2012, desta maneira foi gerado o relatório AIR-003/2019 com o resultado dessas contribuições.

2.4. Visão geral da AIR-003/2019

Com intuito de garantir o crescimento sustentável da GD no Brasil, a ANEEL entre 2018 e 2019 fez uma série de consultas públicas, audiências, para coletar contribuições dos diferentes agentes do setor de forma a aprimorar ainda mais regras da REN-482. A GD tem bastante relevância quando observamos os benefícios advindos de sua ampliação, como: Redução de perdas na distribuição e transmissão, energia evitada, expansão da geração evitada e a criação de empregos. Contudo, em termos de valoração da energia injetada, a compensação integral da tarifa de energia pode gerar desequilíbrio econômico, alocando todo o custo atrelado ao uso da energia sobre os usuários que não aderirem a GD.

Essa verificação segue em confluência com as experiências internacionais sobre o tema, segundo o estudo *Utility of the future* do MIT (*Massachusetts Institute*

of Technology) a compensação atrelada somente a tarifa volumétrica, pode gerar subsídio cruzado entre os consumidores com GD pago pelos consumidores sem GD. Para a *Edison Foundation* o subsídio dado ao consumidor pelo mecanismo do *net metering* gera um problema de alocação. Esse benefício é destinado aos consumidores de maior renda, custeado pelos consumidores de menor renda.

Observa-se que o crescimento da GD, especialmente a solar fotovoltaica, superou todas as expectativas da ANEEL; em 2015 na época da publicação da REN-687, havia identificado que uma revisão do mecanismo de compensação de energia deveria ocorrer, porém naquele momento ainda era necessário manter as regras conforme redação da REN-482 para crescimento e amadurecimento do mercado de GD no Brasil. O cenário projetado para 2019 apontava uma potência de 500MW, porém esse valor foi alcançado com um ano de antecedência, e o que se observou neste ano foi uma potência de 1,4GW e uma revisão para garantir o equilíbrio entre todos os agentes deste mercado seria necessária.

Figura 9 – Evolução da potência instalada – micro e minigeração



Fonte: ANEEL, AIR-003/2019

Para reequilibrar o sistema de composição de energia, com base na composição da tarifa, foram propostas cinco alternativas para revisão do modelo atual de mecanismo de compensação de energia.

Figura 10 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa



Fonte: ANEEL, AIR-003/2019

É possível compreender as alternativas propostas por meio de uma analogia com uma bateria.

- Alternativa 0 - Atualmente em vigência, toda a energia injetada na rede, é recuperada, equivalente a uma bateria que devolve 100% de sua carga;
- Alternativa 1 – A energia injetada na rede é recuperada, descontando a parcela referente ao fio B, equivalente a uma bateria que retorna 72% da energia acumulada;
- Alternativa 2 – A energia injetada na rede é recuperada, descontando as parcelas referentes aos fios A e B, equivalente a uma bateria que retorna 66% da energia acumulada;
- Alternativa 3 – A energia injetada na rede é recuperada, descontando as parcelas referentes aos fios A, B e os encargos da TUSD, equivalente a uma bateria que retorna 58% da energia acumulada;
- Alternativa 4 – A energia injetada na rede é recuperada, descontando as parcelas referentes aos fios A, B os encargos e perdas da TUSD, equivalente a uma bateria que retorna 50% da energia acumulada;
- Alternativa 5 – A energia injetada na rede é recuperada, descontado as parcelas referentes aos fios A, B os encargos e perdas da TUSD e os encargos da TE, equivalente a uma bateria que retorna 38% da energia acumulada;

Verifica-se que a GD, em especial a solar fotovoltaica, teve progresso pleno nos últimos anos, porém a relação com a compensação de energia injetada gera descompassos, que podem levar o sistema a um avanço não sustentável. Estima-se que mantido o mecanismo da maneira que é hoje, os consumidores que não fizerem adesão a GD, até 2035 terão que arcar com custo da ordem R\$ 55 bilhões (valor presente referente a 15 anos, 2020 a 2035). Fato este que justifica a revisão da questão da regulação e do mecanismo de compensação de energia.

Um estudo publicado em uma universidade do sul da Austrália, onde o sistema de geração solar fotovoltaico já se encontra em um estágio de saturação, aponta que para sistemas de pequeno porte, ou seja, de poucos painéis fotovoltaicos, seja para residências ou edifícios residenciais, o melhor pode não ser gerar e exportar energia, posicionando os painéis para o ponto de maior produção de energia. O estudo indica que para esses casos o melhor pode ser coincidir a geração de energia fotovoltaica com os picos de demanda de carga da manhã e da tarde, característicos desse tipo de habitação, posicionando os painéis para nordeste e sudeste respectivamente.

Em breve os consumidores e empresas integradores de GD, que forem instalar sistemas dessa natureza, passarão a buscar alternativas para que a questão regulatória não tenha influência no *payback* dos projetos. Assim, alternativas de coincidir geração com demanda, ou de gerar energia e acumular em sistemas de armazenamento, irão permear as discussões entorno dos projetos de GD. O uso de sistemas de armazenamento se justificará cada vez mais acompanhando inversamente o avanço do mecanismo de compensação de energia que reduzirá o retorno da injeção da energia na rede, além das vantagens de prover maior segurança energética.

2.5. Os benefícios do "smart grid"

O uso intensivo de inteligência em sistema de energia elétrica, conhecido como *smart grid* ou redes inteligentes deve ser compreendido muito mais como um conceito, já que sua implementação e uso é baseado no uso de computação, tecnologias de automação e comunicações na rede elétrica que permitirão a melhoria da eficiência geral do sistema de energia se comparado com o atualmente em uso.

O avanço do smart grid terá como parte integrante os avanços das

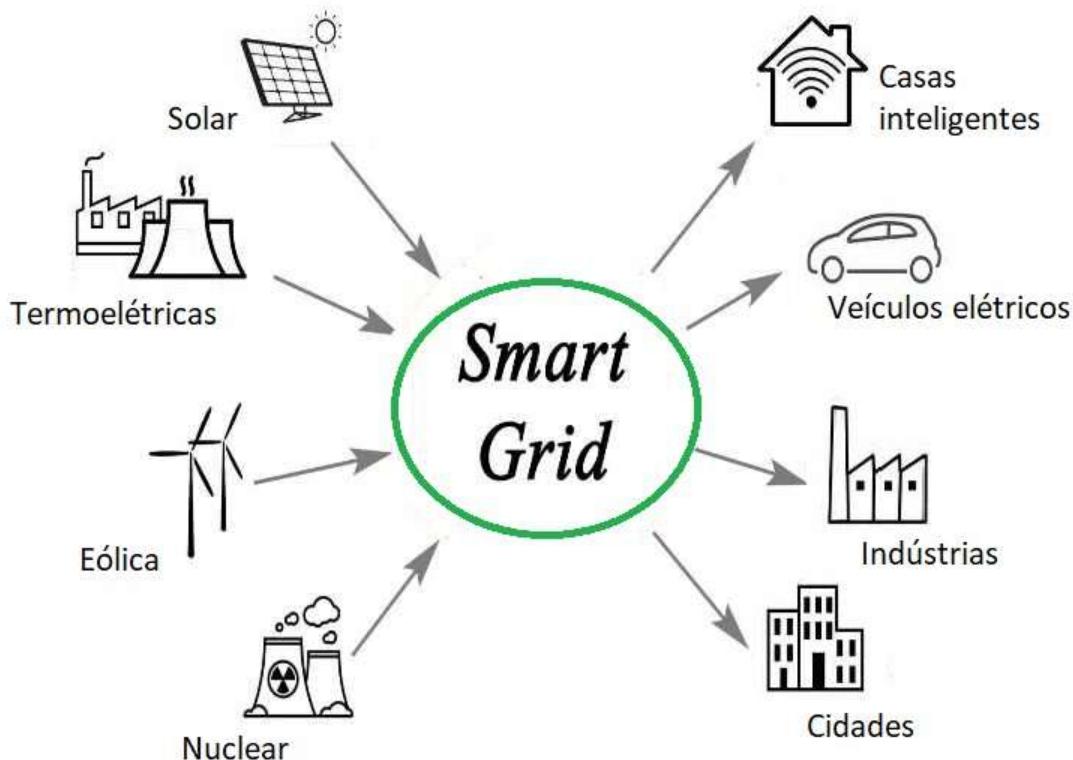
infraestruturas de geração, transmissão e distribuição de energia, e os avanços das infraestruturas de comunicações e processamento de dados. Será especialmente baseada na IOT – *internet of the things* (internet das coisas em português) onde os equipamentos trocarão informações abrindo um gama de possibilidades de controle e automação. Essa convergência de tecnologias exigirá o desenvolvimento de novos métodos de controle, automação e otimização da operação do sistema elétrico, com forte tendência para utilização de técnicas de resolução distribuída de problemas baseadas na utilização de multi-agentes (FALCÃO, 2004).

O *smart grid* futuro das redes de energia, ainda encontrará grandes desafios nos mais variados temas, e verifica-se que as possibilidades serão infinitas, como integração de todas as formas de geração, respeitando suas disponibilidades, o uso de sistemas de armazenamentos, seja em baterias estacionárias ou até em veículos elétricos, ou controlar carga de forma que esteja seja utilizada em períodos mais propícios fora do horário de ponta, reduzindo o valor da conta de energia, além de possibilitar a melhoria de respostas a falhas nos sistemas, podendo localizar o problema de forma mais precisa e atuar de forma a minimizar seus efeitos, dentre outros benefícios que poderão ser explorados com o uso de redes inteligentes.

Porém como o conceito é muito amplo, e demanda de renovação no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, deve-se fazer um recorte para as possibilidades disponíveis e buscar uma maneira de ganhar eficiência desejada no sistema. Já é possível fazer a adoção de medidores inteligentes que permitem o controle de demanda de setores específicos dentro das instalações elétricas, possibilitando uma melhor tomada de decisão sobre consumo.

As informações disponibilizadas pelo medidor, podem ser encaminhadas inclusive para um smartphone, e utilizadas para conhecimento da demanda da instalação, verificação dos períodos de maior consumo, e informações de falhas de alimentação que podem servir para agilizar o processo de solução de problemas específicos, minimizando o tempo de ausência de alimentação.

Figura 11 – Smart Grid



Fonte: O AUTOR

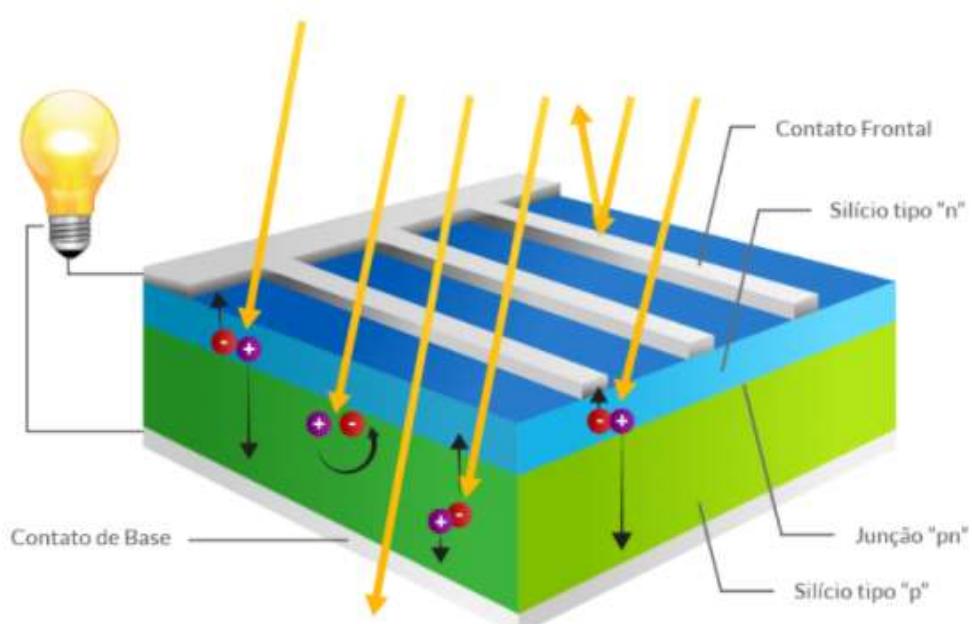
2.6. Sistema de geração solar

A energia solar é transmitida até terra através de ondas eletromagnéticas. Estas ondas possuem frequência e comprimentos diferentes que refletem diretamente na energia por ela transmitidas, quanto maior a frequência, maior a quantidade energia. Entende-se por espectro de radiação solar todas as frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo sol. Estas ondas transportam energia e podem ser convertidas em energia térmica ou luz.

Compreende-se por radiação global, toda radiação proveniente do sol que incidem no plano horizontal com inclinação conforme o ângulo zenital solar. A radiação difusa são todos os raios solares que chegam ao plano indiretamente, sejam desviados na atmosfera, nas nuvens ou em outros objetos.

Em determinados materiais, os semicondutores, as ondas eletromagnéticas ao incidirem sobre estes, causam alterações em sua estrutura podendo induzir correntes e tensões elétricas. Esses materiais são a base dos geradores fotovoltaicos, compostos por camadas sobrepostas destes em formato sanduíche.

Figura 12 – Funcionamento do gerador fotovoltaico

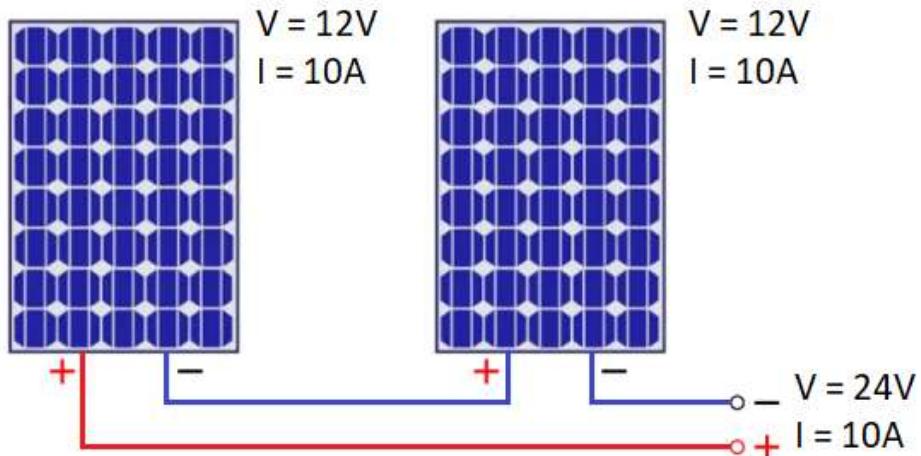


Fonte: BLUESOL

Na figura 12 observa-se uma célula fotovoltaica, e como são construídas as camadas de materiais semicondutores. Há uma camada de material com excesso de elétrons, camada N, e uma camada de material com falta de elétrons a camada P. Quando estas entram em contato, as cargas elétricas se equilibram formando a junção PN, que é eletricamente neutra, não conseguindo conduzir corrente elétrica. Porém quando a luz do sol incide sobre a placa, os elétrons da junção N recebem energia dos fótons de luz e conseguem romper a barreira da junção PN fazendo surgir a corrente elétrica na célula fotovoltaica.

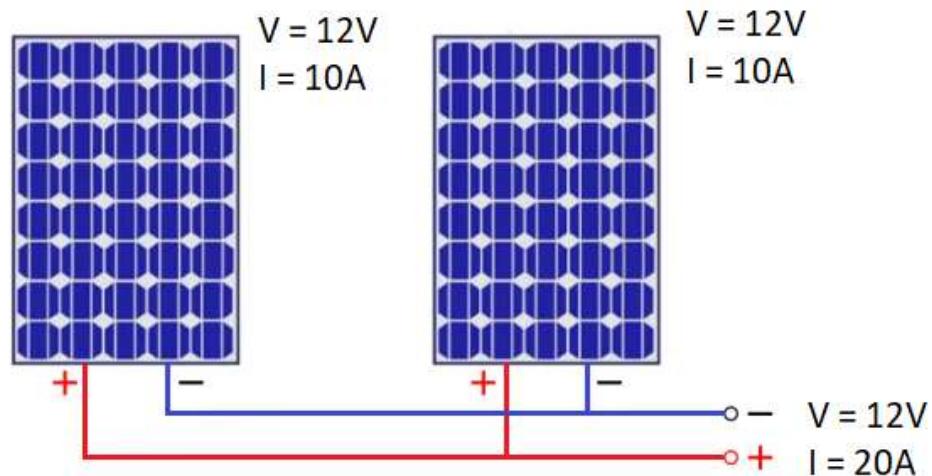
Sabe-se que uma célula fotovoltaica isolada tem pouca capacidade de produção de energia, portanto as células são agrupadas em módulos com várias delas ligadas em série para aumentar a tensão e a potência disponíveis. Esses módulos, placas ou painéis, como são comumente conhecidos, são os geradores solares disponíveis no mercado. Entre os módulos podem ser executados arranjos que apresentam resultados variados, conforme a ligação executada. Em uma ligação série será obtida a soma das tensões dos módulos, porém a corrente será a mesma de um deles. Em uma ligação paralelo será obtida a soma das correntes módulos, com a mesma tensão de um deles. Também podem ser feitos arranjos com os dois tipos de ligação ao mesmo tempo obtendo o resultado das duas, a depender da ligação executada.

Figura 13 – Ligação série de geradores



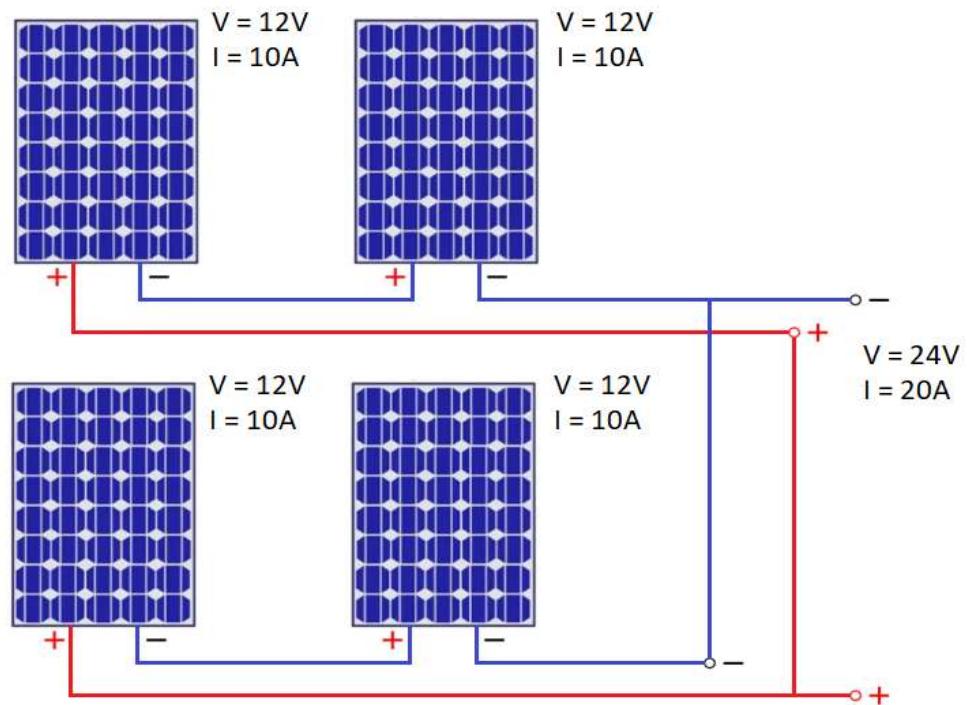
Fonte: O AUTOR

Figura 14 – Ligação paralelo de geradores



Fonte: O AUTOR

Figura 15 – Ligação serie-paralelo de geradores



Fonte: O AUTOR

2.7. Banco de baterias

Baterias são dispositivos eletroquímicos que armazenam energia elétrica em corrente contínua. Cada vez mais são ampliadas possibilidades de uso das baterias, vão desde baterias de *notebooks* e *smartphones*, passando por veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia em fábricas ou subestações e em breve, para armazenamento de energia gerada localmente através de fontes renováveis.

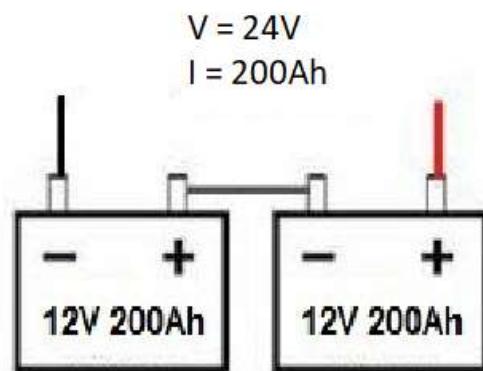
Recentemente o uso de baterias ou sistemas de armazenamento entrou no foco da ANEEL, que iniciou o processo de discussão para permitir a integração dessas tecnologias no sistema elétrico nacional. A iniciativa, acompanha o crescimento do uso de baterias de lítio-íon no mundo, que tiveram redução de preços da ordem de 85% entre os anos de 2010 e 2018 e que tendem a continuar nessa trajetória. No Brasil, já existem empresas como, AES, Equinor e Isa-Cteep que intencionam criar negócios que permitam o uso de sistema de armazenar energia. A ANEEL indica também que em uma análise preliminar, é provável que o uso de baterias poderá fornecer ainda mais subsídios para o desenvolvimento das energias renováveis, reduzir os custos operacionais, postergar investimento nos sistemas de transmissão e distribuição bem como prover uma maior segurança energética, evitando alguns gargalos no sistema dentre outros benefícios que demandam de maiores estudos. A sugestão da agência é que sejam incentivados projetos de pesquisa para avaliar quais tecnologias e serviços podem surgir a partir do uso de sistemas de armazenamento.

Segunda a IEA, existe a possibilidade de um mercado de até 600GW se desenvolver, até o ano de 2040, somente com as baterias, em um cenário de crescimento sustentável, partindo desde de baterias para automóveis, passando por aplicações nas redes de transmissão e distribuição, indo até sistema de armazenamento para fontes de energia intermitentes, como é o caso das renováveis solar e eólica.

Hoje no mercado há uma infinidade de tipos de baterias, tais como: Chumbo-ácida, níquel-cadmium, lítio-polímero, zinco-ar, níquel-metal, lítio-íon dentre outras. Para sistemas de energia renováveis são utilizadas geralmente baterias de ciclo profundo, pois estas são adequadas para sistemas de descargas e recargas completas. A capacidade de uma bateria é medida em *amperé-hora*. Por exemplo, uma bateria de 12V, 200Ah significa que sob um regime de descarga de 200A a

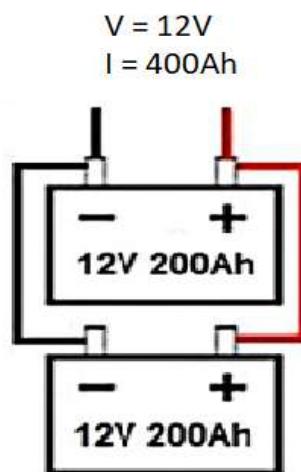
bateria terá duração de uma hora. Com arranjos entre baterias pode-se obter outros valores de tensão e corrente.

Figura 16 – Ligação série de baterias



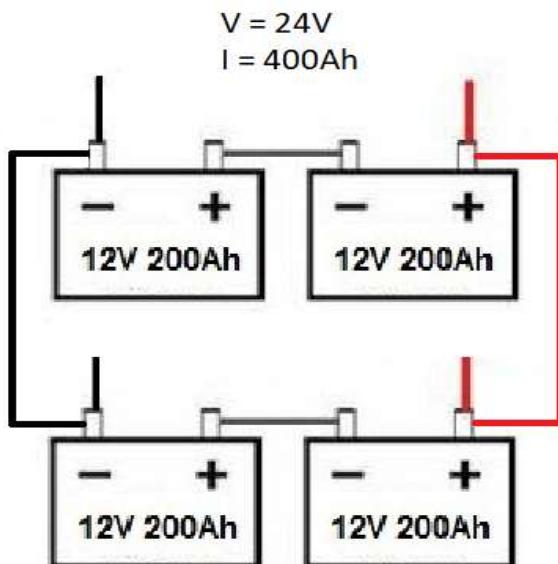
Fonte: O AUTOR

Figura 17 – Ligação paralela de baterias



Fonte: O AUTOR

Figura 18 – Ligação série-paralelo de baterias



Fonte: O AUTOR

A aplicação de baterias em sistemas de armazenamento de energia tem seu fundamento no dimensionamento correto do banco de baterias, verificando a carga que será alimentada e por qual período se deseja que esta seja mantida, somado a correta seleção do tipo de bateria. O dimensionamento correto garante a alimentação da carga, bem como a vida útil do banco de baterias.

2.8. Sistema híbrido solar + banco de baterias

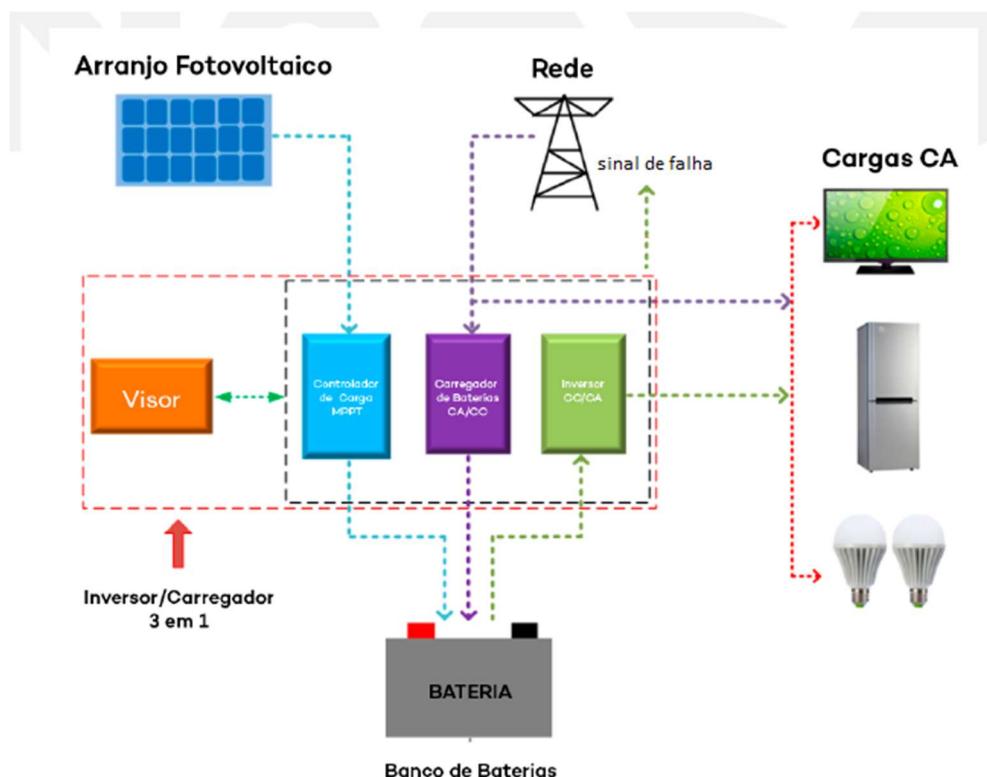
Um sistema é considerado híbrido, quando utiliza de forma integrada duas ou mais fontes de energia, de forma que estas supram a demanda energética quando houver ausência ou diminuição de uma das fontes. Em termos de energias renováveis, fontes como solar, eólica e hidráulica, podem ocupar um mesmo espaço e servirem de complemento mútuo, ou em casos de geração distribuída, como a solar fotovoltaica, a energia gerada pode ser acumulada em baterias e consumida em outro momento.

A aplicação de sistemas híbridos, solar fotovoltaico com acumulo em baterias é comum em sistemas isolados, distantes do sistema de transmissão e distribuição, como em comunidades rurais, amazônicas dentre outras, contudo com o avanço da

geração distribuída e do regulatório em relação ao mecanismo de compensação de energia, a utilização de sistemas de geração fotovoltaica, com complemento do uso de banco de baterias, pode se justificar, pois ao invés de exportar a energia ao sistema, e recuperá-la tendo custo, o *prossumer* pode acumulá-la se for economicamente viável, e utilizar em outro momento, utilizando o sistema de distribuição como complemento a sua geração.

Juntamente com as questões econômicas, questões técnicas como redução dos impactos de interrupção de fornecimento de energia, ou distúrbios de tensão que podem gerar transtornos com equipamentos que podem danificar com as variações de alimentação. O sistema abaixo apresenta uma forma de utilização de geração fotovoltaica, com o acúmulo de energia em banco baterias e utilização em cargas diversas. A rede de distribuição é utilizada sempre em complementaridade a geração fotovoltaica, de maneira que a geração nunca fornece energia a esta, que somente será acionada em casos de a geração solar não for suficiente para alimentar as baterias e a carga.

Figura 19 – Sistema híbrido solar + Banco de Baterias



Fonte: Adaptado manual do usuário EPEVER

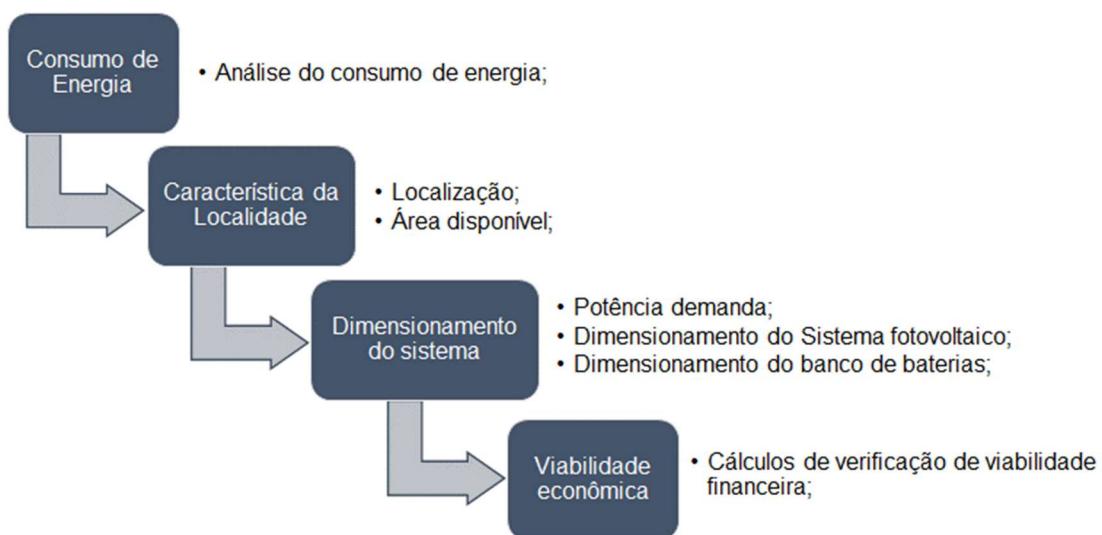
3. ESTUDO DE CASO

3.1. Metodologia

Neste capítulo apresenta-se o estudo de viabilidade técnica e econômica para instalação de sistema de geração fotovoltaica híbrida (Fotovoltaico + Banco de baterias) em um propriedade rural na cidade de Franco da Rocha, visando o atendimento da demanda de energia, e implementando sistema de controle que permita saber de forma antecipada falhas de alimentação externa para que estas sejam reportadas a distribuidora local, para que esta providencie a manutenção de forma mais célere possível.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico bem como do banco de baterias, será iniciado pela análise de situação atual do consumo de energia da localidade. Será verificado a área disponível para instalação das placas fotovoltaicas e por fim será verificado a viabilidade econômica de todo o sistema.

Figura 20 – Fluxograma do dimensionamento do sistema

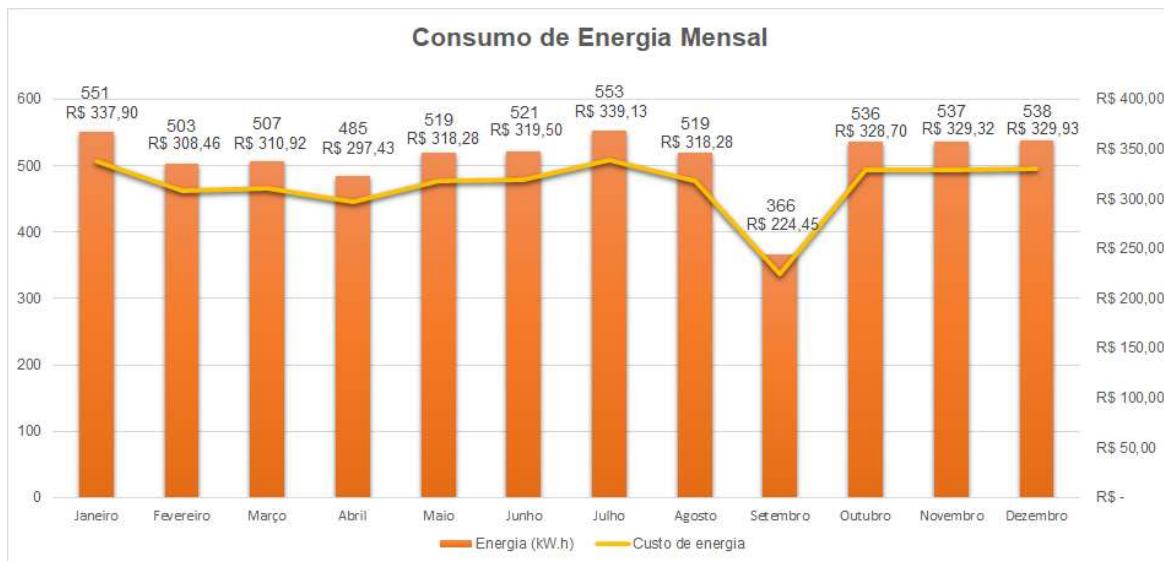


Fonte: O autor

3.2. Análise do consumo de energia

O histórico do consumo de energia anual será avaliado para verificação do consumo de energia da propriedade com intuito de dimensionar o sistema fotovoltaico e o banco de baterias necessários para suprir a demanda.

Figura 21 – Gráfico do consumo de energia



Fonte: O autor

O consumo médio mensal de energia da propriedade é de aproximadamente 512kWh, com custo médio de R\$ 313,52. Pode-se verificar a partir desse dado, a demanda média diária de energia:

$$E_{(Men.med)} = 512kWh$$

$$E_{(Dia.med)} = \frac{512kW}{30dias}$$

$$E_{(dia.med)} = \frac{17kwh}{dia}$$

Deve-se compreender de que forma essa energia consumida se distribui na propriedade fazendo um levantamento de cargas. Esse levantamento verifica as cargas e os sistemas presentes na instalação.

Quadro 1 – Levantamento de cargas

| Análise de carga | | | |
|---|--------------------------------|------------|-----------------------------|
| Carga | potência unitária (kWh/dia) | Quantidade | potência total (kWh/dia) |
| Gedeira | 2,20 | 2,00 | 4,40 |
| Freezer | 1,85 | 1,00 | 1,85 |
| Sistema de Iluminação | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Ferro de passar | 0,32 | 1,00 | 0,32 |
| Lavadoura de ropas | 3,30 | 1,00 | 3,30 |
| Bomba d'água de abastecimento | 1,83 | 2,00 | 3,66 |
| Bomba de piscina | 1,32 | 1,00 | 1,32 |
| Outros apararelhos (TV's, rádios, cafeteira e etc...) | 2,43 | - | 2,43 |

Fonte: O autor

Com os dados de cargas da propriedade, pode-se estabelecer premissas em relação as cargas, podendo coincidir algumas delas ao período diário quando se tem geração solar, estabelecer quais cargas são prioritárias, ou seja, que não podem ser desligadas. O levantamento justifica-se em grande medida para o dimensionamento

do sistema de armazenamento, onde se pode fazer ajustes no banco de baterias, a depender do custo, para o suprimento de cargas consideradas essenciais ao invés da demanda diária total.

3.3. Características da localidade

A propriedade está localizada na zona rural do município de Franco da Rocha no estado de São Paulo. Abaixo apresenta-se a propriedade e a localização da área destinada aos geradores solares:

Figura 22 - A propriedade



Fonte: O autor

O terreno tem 150m de comprimento por 40m de largura, perfazendo uma área total de 6000m². A área destinada aos painéis solares tem comprimento de 15m e largura 7m, o que corresponde a uma área de 105m², que pode ser utilizada total ou parcialmente conforme o dimensionamento do sistema. Ao lado será adaptada uma construção para acondicionamento do banco de baterias.

Para dimensionar o sistema será necessário obter os dados de irradiação solar para o município de Franco da Rocha, disponível no site do centro de referência para energias solar e eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB):

Quadro 2 – Irradiação solar na propriedade

| Ângulo | Inclinação | Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| | | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média | Delta |
| Plano Horizontal | 0° N | 5,38 | 5,7 | 4,91 | 4,38 | 3,6 | 3,37 | 3,47 | 4,47 | 4,51 | 5,07 | 5,37 | 5,89 | 4,68 | 2,52 |
| Ângulo igual a latitude | 23° N | 4,88 | 5,45 | 5,05 | 4,97 | 4,46 | 4,39 | 4,42 | 5,32 | 4,81 | 4,96 | 4,94 | 5,25 | 4,91 | 1,05 |
| Maior média anual | 21° N | 4,95 | 5,5 | 5,06 | 4,94 | 4,4 | 4,33 | 4,36 | 5,27 | 4,81 | 4,99 | 4,99 | 5,33 | 4,91 | 1,17 |
| Maior mínimo mensal | 30° N | 4,64 | 5,25 | 4,98 | 5,03 | 4,61 | 4,6 | 4,6 | 5,45 | 4,79 | 4,81 | 4,7 | 4,96 | 4,87 | 0,85 |

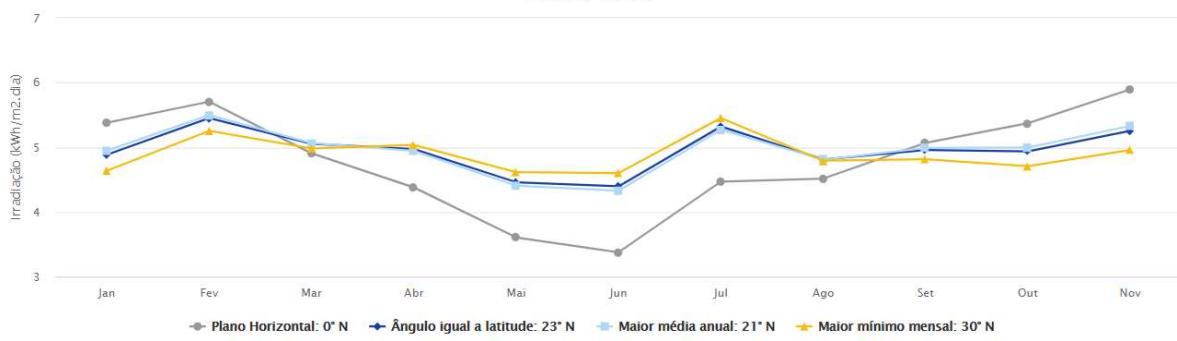
Fonte: O autor, adaptado dos dados do CRESESB para o município de Franco da Rocha

Consultado em: 22/09/2020

Figura 23 – Irradiação solar na propriedade

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Franco da Rocha-Franco da Rocha, SP-BRASIL

23,301° S; 46,649° O



Fonte: CRESESB para o município de Franco da Rocha

Consultado em: 22/09/2020

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico deve-se utilizar irradiação solar média diária em relação ao plano horizontal, de acordo com o município que se

deseja instalar. Neste caso, os dados do CRESESB indicam radiação média diária para o município de Franco da Rocha de 4,68kWh/m². dia.

3.4. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico será dimensionamento para o atendimento de 100% da demanda diária média de energia da propriedade. A partir da demanda média de energia diária, pode-se estimar a energia que deve ser gerada, juntamente com os dados de irradiação média diária do local onde se propõe a instalação, e o rendimento global do sistema. Para se obter o rendimento, o mais fácil é observar as perdas, subtrair do total, e desta forma conhecer o rendimento.

Observa-se em sistema fotovoltaicos as seguintes perdas:

- Perdas por temperatura: 15,0% => 100%-15% = 0,85
- Perdas elétricas: 2,0% => 100%-2% = 0,98
- Perdas no cabeamento CC: 0,5% => 100%-0,5% = 0,995
- Perdas no cabeamento CA: 0,7% => 100%-0,7% = 0,993
- Perdas no inversor: 3,0% => 100%-3% = 0,97

Rendimento global: $\eta = (0,85 \times 0,98 \times 0,995 \times 0,993 \times 0,97) = 0,789 \approx \eta = 0,8$

$$E_{(gerada)} = \frac{E_{(dia.med)}}{t_{exp} \cdot \eta_{glob}}$$

$$E_{(gerada)} = \frac{17kWh}{\frac{4,68kWh}{m^2.dia} \cdot 0,8}$$

$$E_{(gerada)} = 4,54kWp$$

Para se conhecer a quantidade de placas solares, seleciona-se o modelo de painel, e a partir dos dados de geração individual é que se define quantos painéis serão aplicados:

Painel Solar: Canadian 365P-AG; Potência nominal = 365W;

Figura 24 – Painel solar Canadian 365P-AG



Fonte: Manual Canadian

$$Q_{(PFV)} = \frac{4,54kW}{0,365kW}$$

$$Q_{(PFV)} = 12,43 \text{ painéis}$$

Adota-se então 12 painéis, logo a potência gerada por dia será de:

$$E_{(gerada)} = 0,365kWh \cdot 12$$

$$E_{(gerada)} = 4,38kWh$$

A corrente de carga deve ser conhecida para seleção do inversor:

$$I_{(carga)} = \frac{4380Wh}{220V}$$

$$I_{(carga)} = 19,90Ah$$

Partindo dos dados dos painéis fotovoltaicos e da corrente de carga, o próximo item a ser definido é o inversor. Para o perfeito funcionamento do sistema, o inversor deve ser selecionado em uma faixa de operação entre 80% e 120% da sua capacidade, para não ficar subdimensionado ou superdimensionado.

Ao sistema proposto será utilizado o inversor da Epever da linha UPower que combina funcionalidades de um carregador solar, um controlador MPPT e um processador de múltiplos núcleos que faz todo o controle do sistema. Adicionalmente tem entrada de fonte secundária, que pode ser a rede ou um gerador, para o complemento do carregamento das baterias e alimentação das cargas.

- Modelo do inversor: UP5000-M6342.

Figura 25 – Inversor solar Epever UP5000-M6342



Fonte: Manual Epever

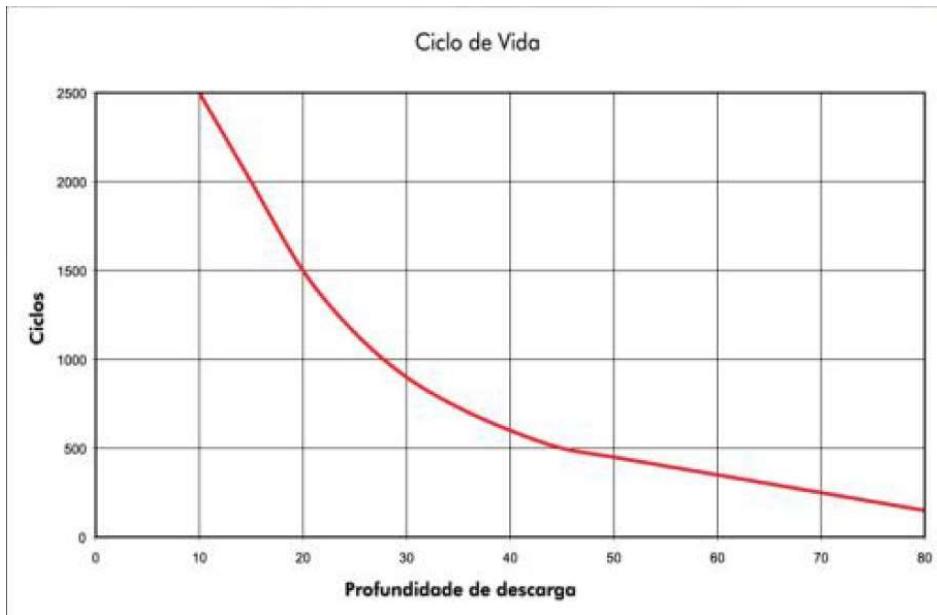
3.5. Dimensionamento do banco de baterias

O dimensionamento banco de baterias deve partir da corrente que se deseja alimentar e o período. O sistema apresenta corrente de carga de 19,90Ah/dia. O banco de baterias, inicialmente será dimensionado para suportar 100% da demanda.

As baterias estacionárias têm vida útil de 4 anos em condições normais de utilização. Para se garantir o funcionamento pelo maior período possível, a recomendação do fabricante é que o ciclo de descarga seja conforme o gráfico do catálogo abaixo que apresenta a relação de profundidade descarga X quantidade de ciclos, desta forma pode-se prever a vida útil das baterias.

Uma alternativa que se pode pensar para o banco de baterias é selecionar as cargas que se deseja alimentar, desta forma, o sistema de armazenamento pode ter redução nos custos de aquisição do banco de baterias e prolongamento da vida útil.

Figura 26 - Ciclo de vida das baterias



Fonte: Manual Freedom

O banco será submetido a ciclos diários, portanto para se ter 4 anos (1460 dias) de vida útil, será necessário que o ciclo de descarga seja de aproximadamente 23% de sua capacidade nominal. Para se conhecer o tempo total que a carga será suprida, em uma eventual falta de energia e de geração, deve-se dividir a corrente de descarga da bateria, multiplicada pelo fator de descarga extraído do gráfico, pela corrente da carga. O banco de baterias também deve ser dimensionado para compatibilizar com o inversor/carregador.

Neste caso o inversor/carregador utiliza tensão de 48V de alimentação das baterias, portanto neste caso para utilizando-se baterias de 12V, o menor banco possível deve ter 4 baterias em série. Para o atender 100% da demanda de energia o arranjo necessário será de 8 baterias (*Heliar Freedom DF2000 C100, (115Ah/100h)*), um arranjo em paralelo de duas séries de 4 baterias. Desta forma o período em que as cargas serão supridas pelo banco de baterias, pode ser conhecido, conforme o cálculo abaixo:

$$I_{(banco)} = 115Ah \cdot 2$$

$$I_{(banco)} = 230Ah$$

$$Tempo_{(descarga)} = \frac{230Ah \cdot 0,23}{19,9Ah/dia}$$

$$Tempo_{(descarga)} = 2,66 \text{ dias}$$

O banco de baterias poderá suprir a carga completa da carga por até 2 dias, contudo o regime de operação normal será de uma descarga de aproximadamente 12hs, do período noturno. Durante o dia, elas serão carregadas pela geração solar e se necessário, o complemento da rede externa.

Ao sistema híbrido em questão serão utilizadas baterias *Heliar Freedom*, do tipo estacionária.

- Modelo da Bateria: DF2000 C100, (115Ah/100h).

Figura 27 – Bateria Freedom DF2000 C100



Fonte: Manual Freedom

3.6. Integração com Smart Grid

A integração com o smart grid proposta para o sistema híbrido terá a função de assegurar que a fonte suplementar de energia, a energia proveniente da distribuidora esteja sempre disponível e que se possa verificar constantemente o valor de energia que esta fonte está fornecendo ao sistema. Essa integração será executada através do uso de medidor inteligente, que trará todas as informações de tensão e corrente, potências ativa, reativa e aparente e fator de potência de carga, todos disponíveis ao usuário através de *web browser* próprio do equipamento.

Desta forma a propriedade rural em questão, terá segurança energética, pois sua fonte principal será o sistema solar, quando este não estivesse produzindo, a carga fica a cargo das baterias, e em último caso, ou em forma de complemento a geração, a utilização da rede da distribuidora, para tanto esta deve estar disponível. O ideal para o sistema, seria que quando o medidor, ao constatar uma falha na entrada da concessionária, automaticamente emitisse um alerta para que esta tome as devidas providências para a correção e reestabelecimento do fornecimento de energia. Contudo, essa integração ainda não é possível, pois a concessionária ainda não possui um sistema de coleta de dados distribuído que permita a integração desse medidor. Portanto o medidor será instalado na entrada de energia da concessionária, sua leitura disponibilizada ao proprietário para controle e em caso de falha na alimentação, o proprietário pode comunicar a distribuidora do ocorrido solicitando a devida correção a qualquer momento e de qualquer lugar.

O medidor aplicado será do fabricante *Hiking*, bifásico com *wifi* integrado:

- Modelo do medidor inteligente: DDS238-4W;

Figura 28 – Medidor inteligente Hiking DDS238-4W



Fonte: Manual Hiking

3.7. Análise financeira

A análise financeira do sistema híbrido seguirá pela estimativa de preço do sistema, verificando o investimento necessário para instalação do sistema híbrido, comparando com o sistema solar fotovoltaico que gera e exporta energia. Será avaliado de que forma a revisão do mecanismo de compensação da energia da ANEEL pode potencialmente aumentar a atratividade de sistemas de armazenamento de energia para sistemas geração fotovoltaica. Serão verificados índices de avaliação econômica como: VPL (valor presente líquido), *payback*, TIR (taxa interna de retorno).

Para o início da análise, deve-se resumir as informações dos equipamentos necessários, desta forma apresentando a solução final do sistema híbrido.

Equipamentos:

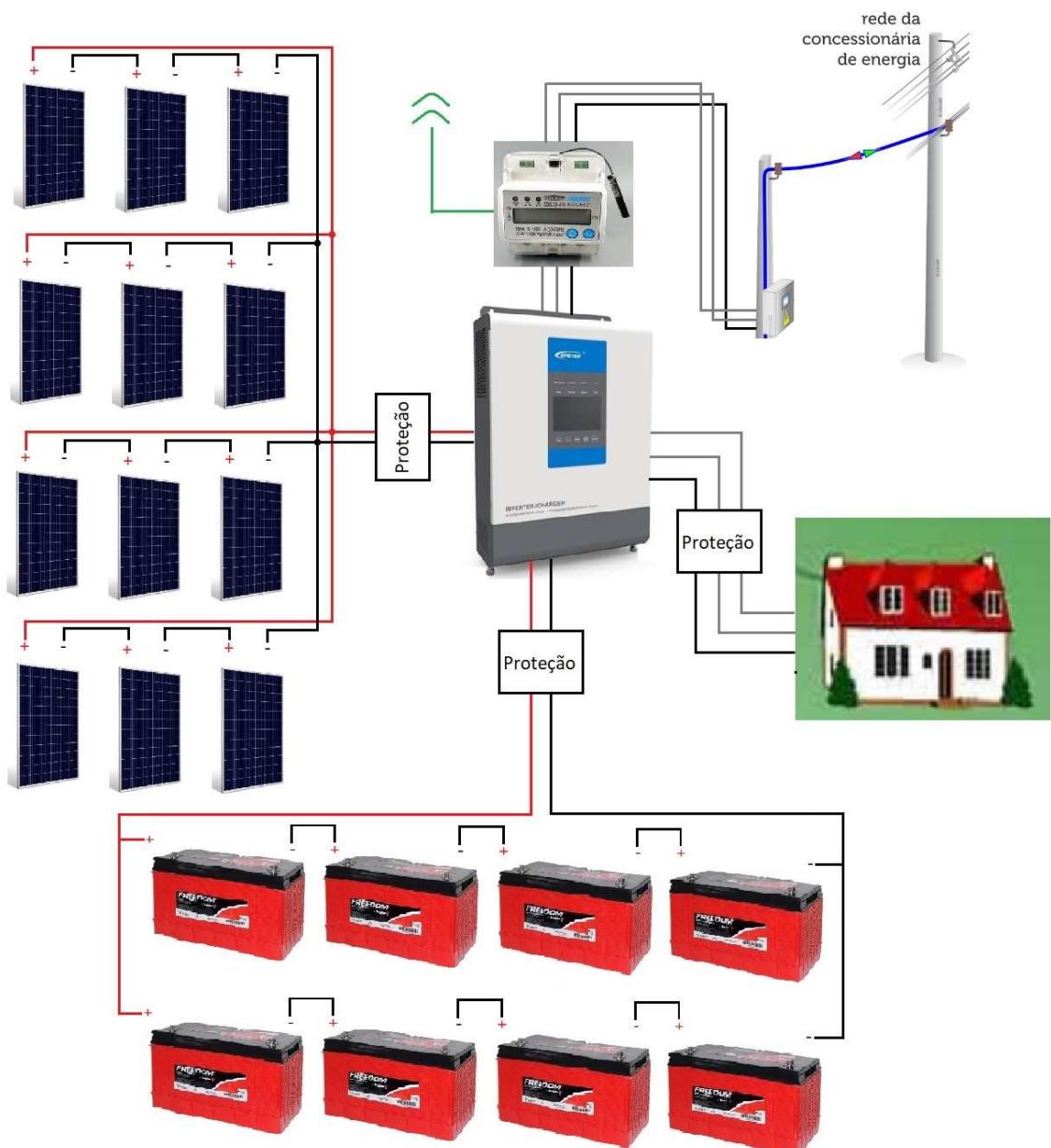
- Painel Solar fotovoltaico: Canadian 365P-AG; Quantidade: 12;
- Inversor solar: UP5000-M6342; Quantidade: 1;
- Bateria: DF2000 C100; Quantidade: 8;
- Medidor inteligente: DDS238-4W; Quantidade: 1;

Também para avaliação financeira deve-se trazer a valor presente o custo de manutenção das baterias pelo período observado. Ressalta-se que em sistema em que não há armazenamento de energia, não há custos de manutenção das baterias e os custos de manutenção são baixos, e serão estimados no mesmo período da

manutenção das baterias para que se tenha uma comparação direta entre os dois sistemas.

Abaixo segue o diagrama topográfico do sistema híbrido:

Figura 29 – Sistema híbrido versão final



Fonte: O autor

Inicia-se a avaliação de viabilidade econômica, verificando os custos de investimento para aquisição do sistema solar para exportação de energia. Considerando as alternativas 0, alternativa 3 e alternativa 5 e dois cenários possíveis de taxa de inflação (3% e 5%) e um custo de manutenção estimado de R\$ 3.000,00 a cada 4 anos, todos trazidos à valor presente com uma taxa de desconto de 7% no período.

Será analisado também um novo cenário com sistema híbrido, onde se adiciona o banco de baterias e o custo de manutenção. Neste caso, o custo de manutenção será a substituição do banco de baterias ao longo do período analisado com uma taxa de desconto de 7%, possibilitando desta forma a visão global de ambos os cenários econômicos.

Figura 30 – Estimativa de preços, sistema fotovoltaico “on grid”

| Investimento em energia solar fotovoltaica | | | |
|--|------------|----------------|----------------------|
| Equipamentos | Quantidade | Preço Unitário | Preço |
| Placas Solares | 12 | R\$ 828,00 | R\$ 9.936,00 |
| Inversor on grid | 1 | R\$ 5.949,00 | R\$ 5.949,00 |
| Medidor | 1 | R\$ 200,00 | R\$ 200,00 |
| Baterias | 0 | | R\$ - |
| Instalação/Miscelâncias | 1 | R\$ 6.000,00 | R\$ 6.000,00 |
| Custo de manutenção (30A) | 1 | R\$ 8.520,10 | R\$ 8.520,10 |
| Custo total | | | R\$ 30.605,10 |

Fonte: O autor

Figura 31 – Estimativa de preços, sistema híbrido

| Investimento sistema híbrido | | | |
|------------------------------|------------|----------------|----------------------|
| Equipamentos | Quantidade | Preço Unitário | Preço |
| Placas Solares | 12 | R\$ 828,00 | R\$ 9.936,00 |
| Inversor/Carregador | 1 | R\$ 7.721,00 | R\$ 7.721,00 |
| Medidor | 1 | R\$ 200,00 | R\$ 200,00 |
| Baterias | 8 | R\$ 969,00 | R\$ 7.752,00 |
| Instalação/Miscelâncias | 1 | R\$ 8.500,00 | R\$ 8.500,00 |
| Custo de manutenção (30A) | 1 | R\$ 22.015,94 | R\$ 22.015,94 |
| Custo total | | | R\$ 56.124,94 |

Fonte: O autor

Verifica-se que o custo com o banco de baterias e sua substituição periódica são elevados se comparados ao custo de manutenção do sistema sem armazenamento e com exportação de energia. Abaixo apresentam-se os quadros com os fluxos de caixas projetados para o sistema solar com exportação de energia. Para verificar como a revisão do mecanismo de compensação de energia afeta o retorno sobre os investimentos em energia, será feito a análise dos cenários sugeridos pelas alternativas de revisão, passando pela alternativa 0, 3 e 5.

Quadro 3 – Payback, VPL de sistema solar alternativa 0

| Payback, VPL de sistema solar alternativa 0 | | | | | |
|---|----------------|--------------------------|------------------------------|----------------|--------------------------|
| Alternativa 0 (Inflação: 3%) | | | Alternativa 0 (Inflação: 5%) | | |
| Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado | Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado |
| 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 | 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 |
| 1 | R\$ 3.652,71 | -R\$ 26.952,39 | 1 | R\$ 3.583,13 | -R\$ 27.021,97 |
| 2 | R\$ 3.546,32 | -R\$ 23.406,07 | 2 | R\$ 3.412,51 | -R\$ 23.609,46 |
| 3 | R\$ 3.443,03 | -R\$ 19.963,04 | 3 | R\$ 3.250,01 | -R\$ 20.359,45 |
| 4 | R\$ 3.342,75 | -R\$ 16.620,30 | 4 | R\$ 3.095,25 | -R\$ 17.264,21 |
| 5 | R\$ 3.245,38 | -R\$ 13.374,91 | 5 | R\$ 2.947,85 | -R\$ 14.316,35 |
| 6 | R\$ 3.150,86 | -R\$ 10.224,06 | 6 | R\$ 2.807,48 | -R\$ 11.508,88 |
| 7 | R\$ 3.059,09 | -R\$ 7.164,97 | 7 | R\$ 2.673,79 | -R\$ 8.835,09 |
| 8 | R\$ 2.969,99 | -R\$ 4.194,98 | 8 | R\$ 2.546,47 | -R\$ 6.288,62 |
| 9 | R\$ 2.883,48 | -R\$ 1.311,50 | 9 | R\$ 2.425,21 | -R\$ 3.863,41 |
| 10 | R\$ 2.799,50 | R\$ 1.488,00 | 10 | R\$ 2.309,72 | -R\$ 1.553,69 |
| 11 | R\$ 2.717,96 | R\$ 4.205,95 | 11 | R\$ 2.199,73 | R\$ 646,04 |
| 12 | R\$ 2.638,79 | R\$ 6.844,75 | 12 | R\$ 2.094,98 | R\$ 2.741,02 |
| 13 | R\$ 2.561,94 | R\$ 9.406,69 | 13 | R\$ 1.995,22 | R\$ 4.736,24 |
| 14 | R\$ 2.487,32 | R\$ 11.894,00 | 14 | R\$ 1.900,21 | R\$ 6.636,46 |
| 15 | R\$ 2.414,87 | R\$ 14.308,87 | 15 | R\$ 1.809,73 | R\$ 8.446,18 |
| 16 | R\$ 2.344,53 | R\$ 16.653,41 | 16 | R\$ 1.723,55 | R\$ 10.169,73 |
| 17 | R\$ 2.276,25 | R\$ 18.929,65 | 17 | R\$ 1.641,47 | R\$ 11.811,21 |
| 18 | R\$ 2.209,95 | R\$ 21.139,60 | 18 | R\$ 1.563,31 | R\$ 13.374,51 |
| 19 | R\$ 2.145,58 | R\$ 23.285,19 | 19 | R\$ 1.488,87 | R\$ 14.863,38 |
| 20 | R\$ 2.083,09 | R\$ 25.368,27 | 20 | R\$ 1.417,97 | R\$ 16.281,35 |
| 21 | R\$ 2.022,42 | R\$ 27.390,69 | 21 | R\$ 1.350,45 | R\$ 17.631,79 |
| 22 | R\$ 1.963,51 | R\$ 29.354,20 | 22 | R\$ 1.286,14 | R\$ 18.917,93 |
| 23 | R\$ 1.906,32 | R\$ 31.260,52 | 23 | R\$ 1.224,89 | R\$ 20.142,83 |
| 24 | R\$ 1.850,80 | R\$ 33.111,32 | 24 | R\$ 1.166,57 | R\$ 21.309,39 |
| 25 | R\$ 1.796,89 | R\$ 34.908,21 | 25 | R\$ 1.111,01 | R\$ 22.420,41 |
| 26 | R\$ 1.744,55 | R\$ 36.652,76 | 26 | R\$ 1.058,11 | R\$ 23.478,51 |
| 27 | R\$ 1.693,74 | R\$ 38.346,51 | 27 | R\$ 1.007,72 | R\$ 24.486,24 |
| 28 | R\$ 1.644,41 | R\$ 39.990,92 | 28 | R\$ 959,74 | R\$ 25.445,97 |
| 29 | R\$ 1.596,51 | R\$ 41.587,43 | 29 | R\$ 914,03 | R\$ 26.360,01 |
| 30 | R\$ 1.550,01 | R\$ 43.137,44 | 30 | R\$ 870,51 | R\$ 27.230,52 |
| VPL | R\$ 43.137,44 | | VPL | R\$ 27.230,52 | |
| Fluxo de caixa anual | R\$ 3.762,29 | | Fluxo de caixa anual | R\$ 3.762,29 | |
| Inflação projetada (%) | 3,0% | | Inflação projetada (%) | 5,0% | |

Fonte: O autor

Para a alternativa 0, o custo anual de energia é integralmente abatido pela energia gerada, é a alternativa do mecanismo de compensação de energia vigente e a mais favorável a expansão do sistema. Em ambos os cenários de inflação projetada, o sistema apresenta ótimos índices econômicos que auxiliam o investidor na tomada de decisão de compra de um sistema de mini ou microgeração.

Em um cenário de inflação a 3% durante 30 anos, o investimento e custo de manutenção ficam em R\$ 30.605,10. O sistema apresenta seu *payback* em 9,5 anos, um período razoável de retorno do investimento e verifica-se um VPL de R\$ 43.137,44, a TIR fica em 8,64%. Para um cenário projetado de inflação a 5% durante os mesmos 30 anos, considerando o mesmo valor de investimento inicial, o *payback* ficará em 10,7 anos, que pode ser considerado um bom período de retorno do investimento, o VPL observado é de R\$ 27.230,52, para um TIR de 6,54%.

Os indicadores econômicos apurados para ambos os cenários de inflação não deixam dúvidas que o investimento em geração distribuída é rentável e pode gerar bons retornos ao investidor. Ressalta-se que nesse caso nem se verificou o caso de ocorrem sobras na geração mensal que podem acrescentar ainda mais retornos ao investidor ao transcorrer do período, podendo ampliar o VPL, reduzir o período de *payback*.

Contudo, o cenário apresentado pela alternativa 0 deve mudar, devido ao desequilíbrio econômico que ele gera, fazendo que os custos do sistema de distribuição recaiam sobre os consumidores que não aderirem a GD. No cenário analisado abaixo, observa-se a relação entre o investimento em GD para exportação de energia, considerando que esteja vigente a alternativa 3 do mecanismo de compensação de energia. A alternativa 3, onde se verifica um retorno de 58% do que se exportou de energia, a atratividade de investimento em GD se reduz, mas ainda se justifica o investimento.

Considerando os mesmos cenários de inflação projeta, e o mesmo período de apuração de resultados, abaixo apresenta-se o quadro onde se avaliará a relação do investimento X retorno para sistemas solares fotovoltaicos quando da vigência da alternativa 3 do mecanismo de compensação de energia.

Quadro 4 – Payback, VPL de sistema solar alternativa 3

| Payback, TIR e VPL de sistema solar alternativa 3 | | | | | |
|---|----------------|--------------------------|------------------------------|----------------|--------------------------|
| Alternativa 3 (Inflação: 3%) | | | Alternativa 3 (Inflação: 5%) | | |
| Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado | Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado |
| 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 | 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 |
| 1 | R\$ 2.118,57 | -R\$ 28.486,53 | 1 | R\$ 2.078,22 | -R\$ 28.526,88 |
| 2 | R\$ 2.056,87 | -R\$ 26.429,66 | 2 | R\$ 1.979,26 | -R\$ 26.547,63 |
| 3 | R\$ 1.996,96 | -R\$ 24.432,70 | 3 | R\$ 1.885,01 | -R\$ 24.662,62 |
| 4 | R\$ 1.938,79 | -R\$ 22.493,91 | 4 | R\$ 1.795,24 | -R\$ 22.867,38 |
| 5 | R\$ 1.882,32 | -R\$ 20.611,58 | 5 | R\$ 1.709,76 | -R\$ 21.157,62 |
| 6 | R\$ 1.827,50 | -R\$ 18.784,09 | 6 | R\$ 1.628,34 | -R\$ 19.529,28 |
| 7 | R\$ 1.774,27 | -R\$ 17.009,81 | 7 | R\$ 1.550,80 | -R\$ 17.978,48 |
| 8 | R\$ 1.722,59 | -R\$ 15.287,22 | 8 | R\$ 1.476,95 | -R\$ 16.501,53 |
| 9 | R\$ 1.672,42 | -R\$ 13.614,80 | 9 | R\$ 1.406,62 | -R\$ 15.094,91 |
| 10 | R\$ 1.623,71 | -R\$ 11.991,09 | 10 | R\$ 1.339,64 | -R\$ 13.755,27 |
| 11 | R\$ 1.576,42 | -R\$ 10.414,67 | 11 | R\$ 1.275,85 | -R\$ 12.479,43 |
| 12 | R\$ 1.530,50 | -R\$ 8.884,17 | 12 | R\$ 1.215,09 | -R\$ 11.264,33 |
| 13 | R\$ 1.485,92 | -R\$ 7.398,25 | 13 | R\$ 1.157,23 | -R\$ 10.107,10 |
| 14 | R\$ 1.442,64 | -R\$ 5.955,60 | 14 | R\$ 1.102,12 | -R\$ 9.004,98 |
| 15 | R\$ 1.400,63 | -R\$ 4.554,97 | 15 | R\$ 1.049,64 | -R\$ 7.955,34 |
| 16 | R\$ 1.359,83 | -R\$ 3.195,14 | 16 | R\$ 999,66 | -R\$ 6.955,68 |
| 17 | R\$ 1.320,22 | -R\$ 1.874,92 | 17 | R\$ 952,06 | -R\$ 6.003,62 |
| 18 | R\$ 1.281,77 | -R\$ 593,15 | 18 | R\$ 906,72 | -R\$ 5.096,90 |
| 19 | R\$ 1.244,44 | R\$ 651,29 | 19 | R\$ 863,54 | -R\$ 4.233,36 |
| 20 | R\$ 1.208,19 | R\$ 1.859,48 | 20 | R\$ 822,42 | -R\$ 3.410,94 |
| 21 | R\$ 1.173,00 | R\$ 3.032,49 | 21 | R\$ 783,26 | -R\$ 2.627,68 |
| 22 | R\$ 1.138,84 | R\$ 4.171,32 | 22 | R\$ 745,96 | -R\$ 1.881,72 |
| 23 | R\$ 1.105,67 | R\$ 5.276,99 | 23 | R\$ 710,44 | -R\$ 1.171,28 |
| 24 | R\$ 1.073,46 | R\$ 6.350,45 | 24 | R\$ 676,61 | -R\$ 494,67 |
| 25 | R\$ 1.042,20 | R\$ 7.392,65 | 25 | R\$ 644,39 | R\$ 149,72 |
| 26 | R\$ 1.011,84 | R\$ 8.404,49 | 26 | R\$ 613,70 | R\$ 763,42 |
| 27 | R\$ 982,37 | R\$ 9.386,86 | 27 | R\$ 584,48 | R\$ 1.347,90 |
| 28 | R\$ 953,76 | R\$ 10.340,62 | 28 | R\$ 556,65 | R\$ 1.904,55 |
| 29 | R\$ 925,98 | R\$ 11.266,60 | 29 | R\$ 530,14 | R\$ 2.434,69 |
| 30 | R\$ 899,01 | R\$ 12.165,61 | 30 | R\$ 504,90 | R\$ 2.939,59 |
| VPL | R\$ 12.165,61 | | VPL | R\$ 2.939,59 | |
| Fluxo de caixa anual | R\$ 2.182,13 | | Fluxo de caixa anual | R\$ 2.182,13 | |
| Inflação projetada (%) | 3,0% | | Inflação projetada (%) | 5,0% | |

Fonte: O autor

Para a alternativa 3, onde o retorno anual é de 58% do que se exporta de energia, no quadro acima se verifica mudanças nos indicadores de econômicos em relação a alternativa 0. Nos cenários sugeridos de inflação de 3% e 5%, a reduções

foram significativas, contudo, o investimento ainda apresenta retorno positivo dentro do período observado.

Em um cenário de inflação a 3% durante 30 anos, o investimento e custo de manutenção não se alteram em relação a alternativa 0, R\$ 30.605,10. Porém, neste caso o sistema apresenta seu *payback* em 18,5 anos, um período bem maior se comparado com a alternativa 0, também se verifica redução no VPL, que agora apresenta o valor de R\$ 12.165,61, a TIR fica em 2,74%. Para um cenário projetado de inflação a 5% durante os mesmos 30 anos, considerando o mesmo valor de investimento inicial, o *payback* ficará em 24,7 anos, um período muito elevado de tempo de apuração de resultados, o VPL observado é de R\$ 2.939,59, para um TIR de 0,79%.

Os indicadores econômicos apurados para ambos os cenários de inflação, neste caso apresentam valores menos convidativos a investimentos em GD em comparação a alternativa 0. O período de *payback* ficou muito prolongado, o que afasta potenciais investidores. O valor baixo do VPL frente ao montante necessário para aquisição do sistema, é outro fator que conta negativamente ao investimento em GD.

O que se verifica neste caso, é o que já vem sendo apresentado pelos integradores e usuários de GD, que as revisões do mecanismo de compensação de energia, podem reduzir o ritmo de crescimento do setor de GD no Brasil, mesmo a alternativa 3 não é a mais restritiva das alternativas apontadas pela ANEEL.

Verifica-se abaixo o quadro que apresentará o cenário do investimento X retorno quando se estiver sob a vigência da alternativa 5 do mecanismo de compensação de energia, a de menor retorno entre todas as alternativas propostas pela ANEEL (38% de retorno da energia que se exporta). O quadro avaliará a mesma situação para as alternativas 0 e alternativa 3, sob as mesmas premissas, para que se obtenha resultados em uma mesma base para comparação.

Quadro 5 – Payback, VPL de sistema solar alternativa 5

| Payback, TIR e VPL de sistema solar alternativa 5 | | | | | |
|---|----------------|--------------------------|------------------------------|----------------|--------------------------|
| Alternativa 5 (Inflação: 3%) | | | Alternativa 5 (Inflação: 5%) | | |
| Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado | Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado |
| 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 | 0 | -R\$ 30.605,10 | -R\$ 30.605,10 |
| 1 | R\$ 1.388,03 | -R\$ 29.217,07 | 1 | R\$ 1.361,59 | -R\$ 29.243,51 |
| 2 | R\$ 1.347,60 | -R\$ 27.869,47 | 2 | R\$ 1.296,75 | -R\$ 27.946,76 |
| 3 | R\$ 1.308,35 | -R\$ 26.561,12 | 3 | R\$ 1.235,00 | -R\$ 26.711,76 |
| 4 | R\$ 1.270,24 | -R\$ 25.290,88 | 4 | R\$ 1.176,19 | -R\$ 25.535,56 |
| 5 | R\$ 1.233,25 | -R\$ 24.057,63 | 5 | R\$ 1.120,18 | -R\$ 24.415,38 |
| 6 | R\$ 1.197,33 | -R\$ 22.860,31 | 6 | R\$ 1.066,84 | -R\$ 23.348,54 |
| 7 | R\$ 1.162,45 | -R\$ 21.697,85 | 7 | R\$ 1.016,04 | -R\$ 22.332,50 |
| 8 | R\$ 1.128,59 | -R\$ 20.569,26 | 8 | R\$ 967,66 | -R\$ 21.364,84 |
| 9 | R\$ 1.095,72 | -R\$ 19.473,53 | 9 | R\$ 921,58 | -R\$ 20.443,26 |
| 10 | R\$ 1.063,81 | -R\$ 18.409,73 | 10 | R\$ 877,69 | -R\$ 19.565,57 |
| 11 | R\$ 1.032,82 | -R\$ 17.376,90 | 11 | R\$ 835,90 | -R\$ 18.729,67 |
| 12 | R\$ 1.002,74 | -R\$ 16.374,16 | 12 | R\$ 796,09 | -R\$ 17.933,58 |
| 13 | R\$ 973,54 | -R\$ 15.400,62 | 13 | R\$ 758,18 | -R\$ 17.175,39 |
| 14 | R\$ 945,18 | -R\$ 14.455,44 | 14 | R\$ 722,08 | -R\$ 16.453,31 |
| 15 | R\$ 917,65 | -R\$ 13.537,79 | 15 | R\$ 687,70 | -R\$ 15.765,62 |
| 16 | R\$ 890,92 | -R\$ 12.646,87 | 16 | R\$ 654,95 | -R\$ 15.110,67 |
| 17 | R\$ 864,97 | -R\$ 11.781,90 | 17 | R\$ 623,76 | -R\$ 14.486,91 |
| 18 | R\$ 839,78 | -R\$ 10.942,12 | 18 | R\$ 594,06 | -R\$ 13.892,85 |
| 19 | R\$ 815,32 | -R\$ 10.126,80 | 19 | R\$ 565,77 | -R\$ 13.327,08 |
| 20 | R\$ 791,57 | -R\$ 9.335,22 | 20 | R\$ 538,83 | -R\$ 12.788,25 |
| 21 | R\$ 768,52 | -R\$ 8.566,70 | 21 | R\$ 513,17 | -R\$ 12.275,08 |
| 22 | R\$ 746,13 | -R\$ 7.820,57 | 22 | R\$ 488,73 | -R\$ 11.786,35 |
| 23 | R\$ 724,40 | -R\$ 7.096,17 | 23 | R\$ 465,46 | -R\$ 11.320,89 |
| 24 | R\$ 703,30 | -R\$ 6.392,86 | 24 | R\$ 443,29 | -R\$ 10.877,60 |
| 25 | R\$ 682,82 | -R\$ 5.710,05 | 25 | R\$ 422,19 | -R\$ 10.455,41 |
| 26 | R\$ 662,93 | -R\$ 5.047,12 | 26 | R\$ 402,08 | -R\$ 10.053,33 |
| 27 | R\$ 643,62 | -R\$ 4.403,49 | 27 | R\$ 382,93 | -R\$ 9.670,40 |
| 28 | R\$ 624,88 | -R\$ 3.778,62 | 28 | R\$ 364,70 | -R\$ 9.305,70 |
| 29 | R\$ 606,68 | -R\$ 3.171,94 | 29 | R\$ 347,33 | -R\$ 8.958,36 |
| 30 | R\$ 589,01 | -R\$ 2.582,94 | 30 | R\$ 330,79 | -R\$ 8.627,57 |
| VPL | -R\$ 2.582,94 | | VPL | -R\$ 8.627,57 | |
| Fluxo de caixa anual | R\$ 1.429,67 | | Fluxo de caixa anual | R\$ 1.429,67 | |
| Inflação projetada (%) | 3,0% | | Inflação projetada (%) | 5,0% | |

Fonte: O autor

Para a alternativa 5, onde o retorno anual é de 38% do que se exporta de energia, no quadro acima se verifica mudanças nos indicadores de econômicos em

relação a alternativa 3 e alternativa 0. Nos cenários sugeridos de inflação de 3% e 5%, a reduções foram significativas, e verifica-se que o projeto se inviabilizou no período apurado.

Em um cenário de inflação a 3% durante 30 anos, o investimento e custo de manutenção não se alteram em relação a alternativas apresentadas anteriormente, R\$ 30.605,10. Porém, neste caso o sistema não apresenta *payback* dentro do período observado, o VPL agora apresenta o valor negativo de R\$ -2582,94, a TIR fica em - 0,65%. Para um cenário projetado de inflação a 5% durante os mesmos 30 anos, considerando o mesmo valor de investimento inicial, o *payback* não ocorre dentro do período proposto, o VPL observado é de R\$ -8.627,57, para um TIR negativa de - 2,54%.

Os indicadores econômicos apurados para ambos os cenários de inflação, neste caso apresentam valores negativos que não justificam o investimento. O *payback* não ocorre dentro dos 30 anos. O VPL negativo demonstra que o investimento não será recuperado, ou seja, o investidor não terá seu investimento justificado. Observa-se que quando da vigência da alternativa 5, alternativas para GD devem ser formuladas para que o setor continue em crescimento.

Neste caso, a alternativa pensada para a propriedade em questão, que é a utilização de um sistema de geração, com armazenamento de energia, evitando o uso do sistema de distribuição, pode ser justificável como alternativa ao mecanismo de compensação de energia. Contudo neste caso os custos de investimento e manutenção são maiores se comparados ao de GD convencional.

No quadro abaixo serão verificados os mesmos indicadores econômicos apresentados, nas alternativas 0, 3 e 5. Todo o custo de manutenção do banco de baterias durante o período, foi trazido a valor presente para avaliação da sua influência no retorno do investimento. Os cenários de inflação de 3% e 5% foram mantidos, assim, a comparação entre todas as opções terá uma mesma base comum.

Quadro 6 – Payback, VPL de sistema solar híbrido

| Payback, TIR e VPL de sistema solar híbrido | | | | | |
|---|----------------|--------------------------|--------------------------------|----------------|--------------------------|
| Sistema híbrido (Inflação: 3%) | | | Sistema híbrido (Inflação: 5%) | | |
| Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado | Ano | Fluxo de caixa | Fluxo de caixa acumulado |
| 0 | -R\$ 56.124,94 | -R\$ 56.124,94 | 0 | -R\$ 56.124,94 | -R\$ 56.124,94 |
| 1 | R\$ 3.652,71 | -R\$ 52.472,23 | 1 | R\$ 3.583,13 | -R\$ 52.541,81 |
| 2 | R\$ 3.546,32 | -R\$ 48.925,91 | 2 | R\$ 3.412,51 | -R\$ 49.129,30 |
| 3 | R\$ 3.443,03 | -R\$ 45.482,89 | 3 | R\$ 3.250,01 | -R\$ 45.879,29 |
| 4 | R\$ 3.342,75 | -R\$ 42.140,14 | 4 | R\$ 3.095,25 | -R\$ 42.784,05 |
| 5 | R\$ 3.245,38 | -R\$ 38.894,75 | 5 | R\$ 2.947,85 | -R\$ 39.836,19 |
| 6 | R\$ 3.150,86 | -R\$ 35.743,90 | 6 | R\$ 2.807,48 | -R\$ 37.028,72 |
| 7 | R\$ 3.059,09 | -R\$ 32.684,81 | 7 | R\$ 2.673,79 | -R\$ 34.354,93 |
| 8 | R\$ 2.969,99 | -R\$ 29.714,82 | 8 | R\$ 2.546,47 | -R\$ 31.808,46 |
| 9 | R\$ 2.883,48 | -R\$ 26.831,34 | 9 | R\$ 2.425,21 | -R\$ 29.383,25 |
| 10 | R\$ 2.799,50 | -R\$ 24.031,84 | 10 | R\$ 2.309,72 | -R\$ 27.073,54 |
| 11 | R\$ 2.717,96 | -R\$ 21.313,89 | 11 | R\$ 2.199,73 | -R\$ 24.873,80 |
| 12 | R\$ 2.638,79 | -R\$ 18.675,09 | 12 | R\$ 2.094,98 | -R\$ 22.778,82 |
| 13 | R\$ 2.561,94 | -R\$ 16.113,16 | 13 | R\$ 1.995,22 | -R\$ 20.783,60 |
| 14 | R\$ 2.487,32 | -R\$ 13.625,84 | 14 | R\$ 1.900,21 | -R\$ 18.883,38 |
| 15 | R\$ 2.414,87 | -R\$ 11.210,97 | 15 | R\$ 1.809,73 | -R\$ 17.073,66 |
| 16 | R\$ 2.344,53 | -R\$ 8.866,43 | 16 | R\$ 1.723,55 | -R\$ 15.350,11 |
| 17 | R\$ 2.276,25 | -R\$ 6.590,19 | 17 | R\$ 1.641,47 | -R\$ 13.708,63 |
| 18 | R\$ 2.209,95 | -R\$ 4.380,24 | 18 | R\$ 1.563,31 | -R\$ 12.145,33 |
| 19 | R\$ 2.145,58 | -R\$ 2.234,66 | 19 | R\$ 1.488,87 | -R\$ 10.656,46 |
| 20 | R\$ 2.083,09 | -R\$ 151,57 | 20 | R\$ 1.417,97 | -R\$ 9.238,49 |
| 21 | R\$ 2.022,42 | R\$ 1.870,85 | 21 | R\$ 1.350,45 | -R\$ 7.888,05 |
| 22 | R\$ 1.963,51 | R\$ 3.834,36 | 22 | R\$ 1.286,14 | -R\$ 6.601,91 |
| 23 | R\$ 1.906,32 | R\$ 5.740,68 | 23 | R\$ 1.224,89 | -R\$ 5.377,01 |
| 24 | R\$ 1.850,80 | R\$ 7.591,48 | 24 | R\$ 1.166,57 | -R\$ 4.210,45 |
| 25 | R\$ 1.796,89 | R\$ 9.388,37 | 25 | R\$ 1.111,01 | -R\$ 3.099,43 |
| 26 | R\$ 1.744,55 | R\$ 11.132,92 | 26 | R\$ 1.058,11 | -R\$ 2.041,33 |
| 27 | R\$ 1.693,74 | R\$ 12.826,67 | 27 | R\$ 1.007,72 | -R\$ 1.033,60 |
| 28 | R\$ 1.644,41 | R\$ 14.471,08 | 28 | R\$ 959,74 | -R\$ 73,87 |
| 29 | R\$ 1.596,51 | R\$ 16.067,59 | 29 | R\$ 914,03 | R\$ 840,17 |
| 30 | R\$ 1.550,01 | R\$ 17.617,60 | 30 | R\$ 870,51 | R\$ 1.710,68 |
| VPL | R\$ 17.617,60 | | VPL | R\$ 1.710,68 | |
| Fluxo de caixa anual | R\$ 3.762,29 | | Fluxo de caixa anual | R\$ 3.762,29 | |
| Inflação projetada (%) | 3,0% | | Inflação projetada (%) | 5,0% | |

Fonte: O autor

Para o sistema híbrido, onde o retorno anual é de 100%, já que neste caso a energia não será exportada, e sim armazenada para consumo posterior, em momentos oportunos. No quadro acima se verifica mudanças nos indicadores de

econômicos em relação aos quadros das alternativas de revisão do mecanismo de compensação. Nos cenários sugeridos de inflação de 3% e 5%, o sistema híbrido se mostrou uma opção de investimento viável.

Em um cenário de inflação a 3% durante 30 anos, o investimento e custo de manutenção, custo substituição das baterias após fim da vida útil a cada 4 anos, é de R\$ 56.124,94. Neste caso o sistema apresenta seu *payback* em 20,1 anos, um período comparável ao observado na alternativa 3, o VPL apresenta o valor de R\$ 17.617,60, a TIR fica em 2,20%. Para um cenário projetado de inflação a 5% durante os mesmos 30 anos, considerando o mesmo valor de investimento inicial, o *payback* ficará em 28,1 anos, um período elevado de apuração de resultados, o VPL observado é de R\$ 1.710,68, para um TIR de 0,25%.

Os indicadores econômicos apurados para ambos os cenários de inflação, apresentam valores comparáveis a alternativa 3, sendo bem inferiores a alternativa 0 e muito mais convidativos a investimento do que a alternativa 5. O período de *payback* extensos como os observados, são fatores que podem ter influência negativa na justificativa do investimento. Entretanto os períodos observados não superam de maneira significativamente os períodos apresentados na alternativa 3.

Observa-se que o investimento no sistema híbrido pode ser uma alternativa viável, visto que as revisões no mecanismo de compensação de energia podem reduzir a expansão da GD no Brasil. O sistema também apresenta benefícios que não são verificados pelos indicadores econômicos comparativos.

Deve-se levar em conta que com o sistema em operação, não se depende mais do sistema de distribuição, que somente será acionado para suprir eventuais faltas, ou falhas no sistema de geração solar, traz um benefício em termos de qualidade energética, que não são medidos pela régua econômica. Eventuais falhas do sistema de distribuição, que podem gerar perdas, das mais variadas ordens, desde alimentos que necessitam de refrigeração, até a falta de água pelo não acionamento do sistema de bombeamento, são benefícios consideráveis que só são verificáveis em uma análise mais ampla da extensão dos impactos. E com a integração com *smart grid* que foi pensada para o sistema, onde se tem o controle em tempo real da fonte da distribuidora, pode-se garantir que haverá sempre segurança energética para propriedade, evitando surpresas indesejáveis como falta de energia.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados indica que o correto dimensionamento do sistema híbrido pode contribuir muito conforme o mecanismo de compensação de energia avançar e cada vez mais se justificará o uso de sistemas de armazenamento, para a propriedade objeto desse estudo. Quando se trata da alternativa atual do mecanismo de compensação de energia, verifica-se que sistemas de micro ou minigeração solar fotovoltaica, são alternativas para redução dos custos com energia, aumento da confiabilidade do sistema e como o sistema ainda gera créditos futuros, ou para serem abatidos nas contas de consumo da propriedade, ou em outras contas dentro da mesma zona de concessão o sistema se torna altamente atrativo.

Observa-se os índices econômicos que dão subsídio a viabilidade técnica e econômica do sistema proposto. Abaixo apresenta-se uma tabela resumida com os valores para avaliação.

Quadro 7 – Análise econômica comparativa

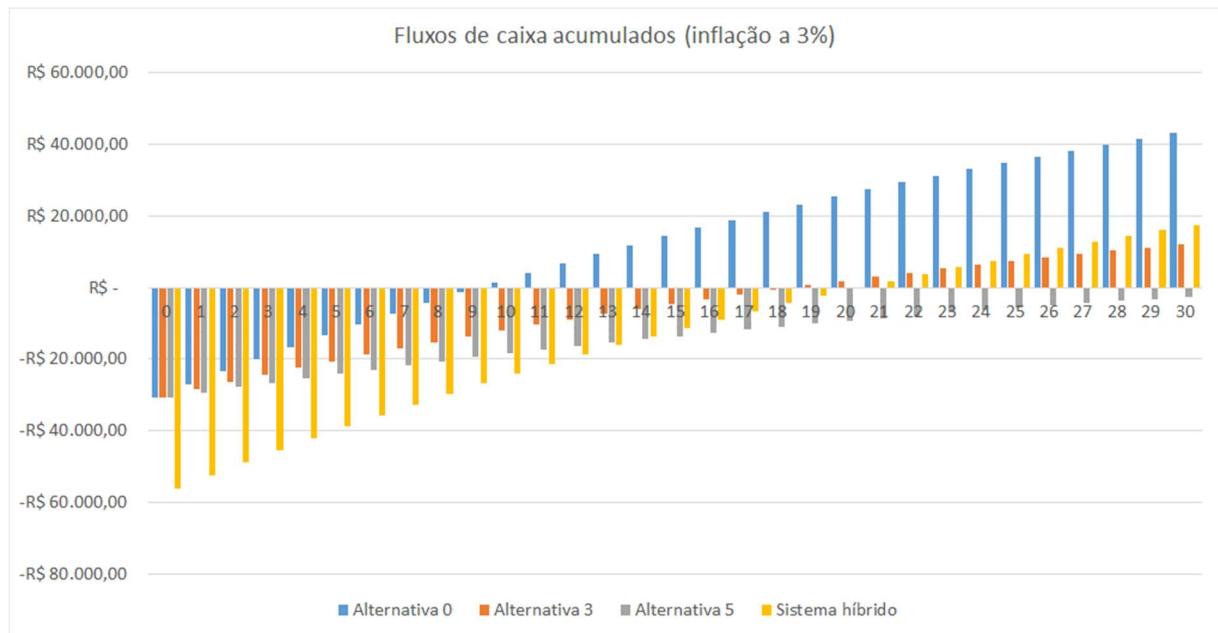
| Análise econômica comparativa | | | | | |
|-------------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|
| | | Alternativa 0 | Alternativa 3 | Alternativa 5 | Sistema híbrido |
| Inflação 3% | Payback (Anos) | 9,5 | 18,5 | - | 20,1 |
| | TIR (%) | 8,61% | 2,74% | -0,65% | 2,20% |
| | VPL (R\$) | R\$ 43.137,44 | R\$ 12.165,61 | -R\$ 2.582,94 | R\$ 17.617,60 |
| Inflação 5% | Payback (Anos) | 10,7 | 24,7 | - | 28,1 |
| | TIR (%) | 6,54% | 0,79% | -2,54% | 0,25% |
| | VPL (R\$) | R\$ 27.230,52 | R\$ 2.939,59 | -R\$ 8.627,57 | R\$ 1.710,68 |

Fonte: O autor

Com os fluxos de caixa acumulados, apresentados abaixo, verifica-se o prazo de retorno dos investimentos, atrelados aos cenários de inflação propostos, desta forma fica evidente em que circunstâncias o projeto se torna atrativo. Ressalta-se que o sistema híbrido tem o maior custo de investimento e manutenção entre todos, porém é atrativo se comparado com as revisões do mecanismo de compensação, a partir da alternativa 3, e quando se faz a comparação com a alternativa 5, que de acordo com

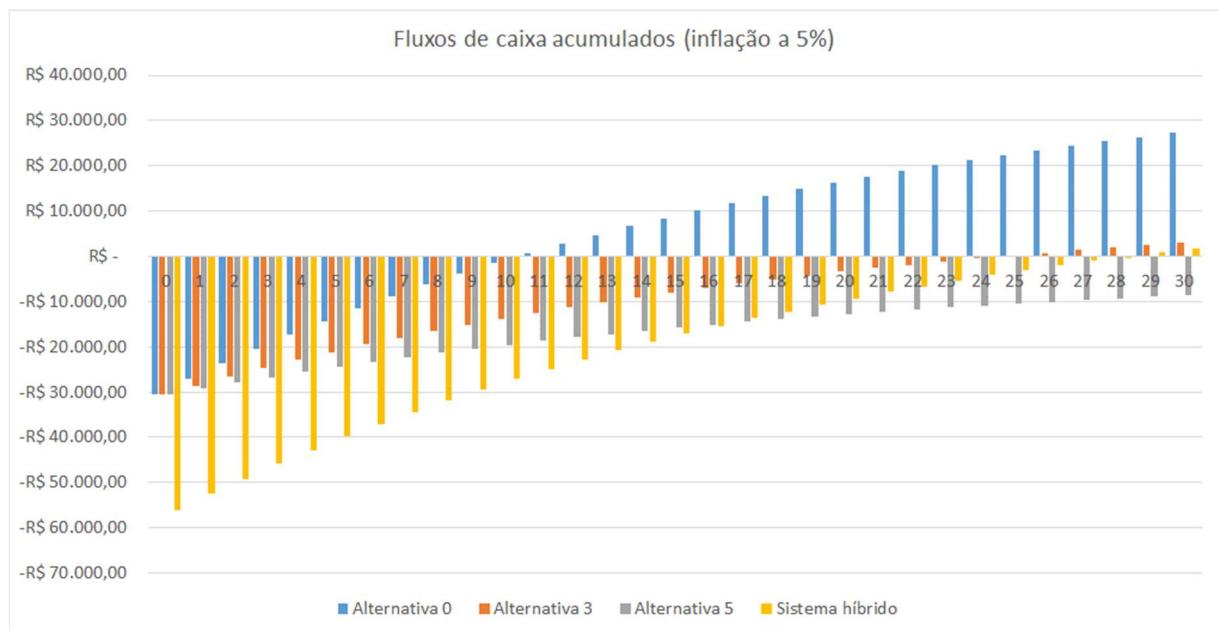
a avaliação, não tem retorno do investimento dentro do período analisado, fica claro a atratividade do sistema.

Figura 32 – Gráfico de fluxos de caixa acumulados (inflação a 3%)



Fonte: O autor

Figura 33 – Gráfico de fluxos de caixa acumulados (inflação a 5%)



Fonte: O autor

Através dos índices, nota-se que a alternativa 0, atualmente vigente, o sistema solar fotovoltaico, que gera e exporta energia é altamente atrativo, com a maior TIR entre todos os cenários projetados, 8,61%, caso a inflação se mantenha em 3%, o maior VPL, R\$ 43.137,44 e o menor período de *payback* entre todos, 9,5 anos. Mesmo quando há a elevação da taxa de inflação, observa-se TIR de 6,54%, VPL R\$ 27.230,52 e *payback* em 10,7 anos.

Para alternativa 3, onde os índices econômicos, tiveram menor variação entre os cenários projetados de inflação, a TIR ficou em 2,74% (inflação a 3%) e 0,79% (taxa de inflação de 5%) e VPL de R\$ 12.165,61 e R\$ 2.939,59 respectivamente. Esses valores são menores quando comparados a alternativa 0, mas podem ser atrativos de investimentos, pois apresentam vantagem ao investidor que terá no médio prazo a recuperação de seu investimento, o *payback* ficou em 18,5 anos e 24,7 anos, são períodos bastante longos para o retorno do capital aplicado, porém são períodos viáveis.

No cenário apresentado pela alternativa 5, verifica-se que em caso de inflação baixa (3%), a TIR fica em -0,65%, e retorno sobre o investimento, não ocorre dentro do período observado. O VPL foi R\$ -2.582,94. Para a inflação em 5%, verifica-se TIR de -2,54% e VPL de R\$ -8.627,57. Essa situação, afasta investimentos, pois não há a recuperação do investimento no período observado.

Nesse contexto, o sistema híbrido ganha visibilidade, os índices econômicos apresentam vantagens, o *payback* ficou em 20,1 anos para inflação de 3%, com respectivo VPL de R\$ 17.617,60 e uma TIR de 2,20%. Para o cenário de inflação a 5%, a atratividade econômica se reduz consideravelmente, o VPL de R\$ 1.710,68 e prazo de *payback* de 22,1 com TIR de 0,25%, anos são fatores que demonstram que o investimento é justificável, e apresenta índices econômicos próximos aos observados na alternativa 3.

Deve-se considerar também que o sistema híbrido proposto apresenta vantagens que não são verificadas pelos índices de viabilidade econômica e que podem, a depender da situação, justificar o investimento. Reduzir a dependência do sistema de distribuição, que sofre com falhas recorrentes e prazos de respostas a esses contingências que podem prejudicar outras demandas da propriedade como: Alimentos, criação de animais e segurança; O fato do sistema apresentar também

uma maneira mais ágil de se constatar uma falta de energia e relata-la a distribuidora, também não é verificado na avaliação econômica, e esses diferenciais também devem ser mensurados quando for o momento de fazer a opção pelo sistema híbrido. Além do fato evidente que da forma que o projeto se apresentou, as alterações na compensação de energia não irão mais afetar a geração da propriedade, que armazenará sua própria energia gerada e fará o consumo quando houver necessidade, seja em período noturno ou em alguma outra circunstância.

Não está descartado o uso do sistema de distribuição, tanto em caso de falhas do sistema de geração, quanto em complemento ao carregamento das baterias, contudo essa utilização se dará pontualmente, quando a geração for insuficiente.

Neste contexto o sistema se mostra viável e economicamente atrativo, podendo concorrer diretamente com o custo de oportunidade que as revisões da compensação de energia trarão no futuro.

5. SUGESTÕES DE MELHORIAS

Quando se observa o projeto e se imagina formas ou alternativas que podem vir a contribuir ainda mais com a proposta, pode-se apontar algumas alternativas técnicas que podem contribuir com o projeto. Uma avaliação apurada da curva de carga da propriedade, pode indicar um melhor posicionamento das placas solares, coincidindo com os picos de demanda de energia, pode ser uma alternativa para reduzir a quantidade de placas tendo a sua respectiva redução de custos.

Ainda considerando a carga, mas agora especificamente tratando do tipo de carga, um sistema inteligente de controle que garanta a coincidência entre geração e cargas como: sistemas de bombeamento de água para consumo, sistema de bombeamento de piscina, dentre outros, fazendo com que estes possam somente funcionar durante o dia, ou seja, no período onde se tem geração, podem auxiliar a reduzir o custo com baterias, pois estas seriam dimensionadas apenas para atender cargas consideradas essenciais, como iluminação e tomadas de uso específico. Deve-se também no estudo de cargas, verificar a demanda térmica de aquecimento de água e se projetar o sistema de aquecimento de água por energia solar. Uma verificação geral de eficiência energética de todos os sistemas dependentes de energia elétrica, pode contribuir com a redução dos custos tanto do sistema de geração, quanto do sistema de armazenamento e aumentar a atratividade do sistema híbrido, elevando a TIR e reduzir o período de *payback*.

Um outro ponto importante é a verificação do tempo de vida útil das baterias, confrontadas com o regime de descarga diário a que serão expostas. O regime de descarga, bem como a profundidade de descarga imposta às baterias, estão diretamente relacionadas ao período de vida útil destas e podem ser um diferencial técnico que pode ser explorado com intuito de aprimorar o projeto. As alternativas vão desde substituição de sistema de aquecimento de água por energia elétrica, até uma avaliação completa de eficiência, desta maneira, com o sistema mais eficiente possível, provavelmente o sistema híbrido terá seu retorno esperado no menor tempo possível.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo avaliar a viabilidade técnica e financeira do uso de um sistema híbrido, solar fotovoltaico e sistema de armazenamento, ofertando uma alternativa as reduções de retorno financeiro provenientes das revisões do mecanismo de compensação de energia proposta pela ANEEL.

O objetivo central foi demonstrar que a revisão do mecanismo de compensação de energia da REN-482/2012 afetará diretamente o retorno do investimento em energia, porém já existem alternativas com sistemas de armazenamento que podem ainda atrair o investimento para em GD híbrida.

O fato de também incluir dados para verificação do consumo e de eventuais falhas do sistema de distribuição para se obter uma resposta mais rápida, acrescenta o conceito de *smart grid*, contudo sem extrapolações teóricas conceituais, mas sim com o uso correto da tecnologia disponível fazendo uma aplicação plausível. Abaixo observa-se o resumo econômico do sistema:

Figura 34 - Análise econômica comparativa

| Análise econômica comparativa | | | | | |
|-------------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|
| | | Alternativa 0 | Alternativa 3 | Alternativa 5 | Sistema híbrido |
| Inflação 3% | Payback (Anos) | 9,5 | 18,5 | - | 20,1 |
| | TIR (%) | 8,61% | 2,74% | -0,65% | 2,20% |
| | VPL (R\$) | R\$ 43.137,44 | R\$ 12.165,61 | -R\$ 2.582,94 | R\$ 17.617,60 |
| Inflação 5% | Payback (Anos) | 10,7 | 24,7 | - | 28,1 |
| | TIR (%) | 6,54% | 0,79% | -2,54% | 0,25% |
| | VPL (R\$) | R\$ 27.230,52 | R\$ 2.939,59 | -R\$ 8.627,57 | R\$ 1.710,68 |

Fonte: O autor

Conclui-se que investimento em sistemas híbridos fotovoltaicos, é uma alternativa viável, que sendo corretamente dimensionado, sua aplicação se justifica, e conforme avançar o mecanismo de compensação de energia, a atratividade financeira será mais um ponto de atração de investimentos para projetos dessa natureza, a partir da alternativa 3 do mecanismo de compensação, seguindo pelas alternativas 4 e 5 subsequentes. O sistema híbrido, conforme verificado na tabela abrevia o tempo de retorno do investimento, ficando comparável ao tempo de retorno da alternativa 3 e

muito superior ao da alternativa 5, que não apresentou retorno dentro do período observado. O fato de também garantir disponibilidade de energia, de contribuir com a diminuição de riscos em relação a falhas ou de falta de energia da distribuidora, tanto através do uso do sistema de armazenamento, quanto do sistema de monitoramento da rede de distribuição externa é mais um fator que contribui com a justificativa do sistema híbrido apresentado.

O sistema de armazenamento em baterias chumbo-ácidas, que tem custos elevados de aquisição e manutenção, pode ser substituído por novas tecnologias de armazenamento de energia, conforme estas avançarem e tornarem-se economicamente viáveis, reduzindo tanto os custos de aquisição e instalação, quanto de manutenção e por conseguinte contribuindo ainda mais com o sistema híbrido.

As sugestões de melhorias propostas, podem ainda ampliar os horizontes de possibilidades de aplicação de sistemas híbridos e abrir uma nova frente de pesquisa sobre projetos de geração solar fotovoltaica bem como do estudo dos sistemas de armazenamento.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ikenaga, Felipe Hideki. Estudo de Viabilidade Técnico/Econômica para a Instalação Fotovoltaica em uma Central de Atendimentos (*Callcenters*) na Cidade de Americana/SP. São Paulo, 2018.

Falcão, Djalma M. Integração de Tecnologias para Viabilização da *Smart Grid*. Rio de Janeiro RJ, 2019.

Godoy, Tiago Linhares. Revisão ANEEL REN-482/2012: Impacto Financeiro para Projetos Fotovoltaicos. São Paulo, 2019.

Chang, Carlos Alexandre. Dissertação de mestrado. Otimização Econômica de um Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel com Banco de Baterias. Rio de Janeiro – RJ, 2012.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Status, Oportunidade e Desafios, 2019.

IEA – International Energy Agency. Renewable 2019 Analysis and Forecast to 2024, 2019.

IRENA – International Renewable Energy Agency. Renewable Energy and Jobs Annual Review 2019, 2019.

ANEEL – Agência Nacional de energia elétrica. Resolução Normativa N° 482, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de energia elétrica. Resolução Normativa N° 687, 2015.

ANEEL – Agência Nacional de energia elétrica. Resolução Normativa N° 786, 2017.

ANEEL – Agência Nacional de energia elétrica. Relatório de análise de Impacto regulatório nº003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, 2019.

MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E MUNDIAL. *EPE*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 20 de agosto de 2020.

O SUCESSO NA GERAÇÃO E USO DA ENERGIA SOLAR NO MUNDO. *BLUESOL*. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/geracao-e-uso-da-energia-solar-no-mundo/>. Acesso em: 15 de agosto de 2020.

PAINEL SOLAR (PLACA SOLAR): A VERDADE SOBRE O PREÇO E COMO FUNCIONA. *BLUESOL*. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/painel-solar-preco-e-como-funciona/>. Acesso em: 15 de agosto de 2020.

NORTH-FACING ROOFTOP SOLAR PANELS RARELY BEST FOR CONSUMERS – OR GRID. ONE STEP OFF THE GRID. Disponível em:

<https://onestepoffthegrid.com.au/north-facing-rooftop-solar-panels-rarely-best-for-consumers-or-the-grid/>. Acesso em: 28 de setembro de 2020.

ANEEL MIRA TECNOLOGIAS DE BATERIAS PARA FOMENTAR SETOR ELÉTRICO. CANAL SOLAR. Disponível em: <https://www.canalsolar.com.br/noticias/item/1018-aneel-mira-tecnologias-de-baterias-para-fomentar-setor-eletrico>. Acesso em: 29 de setembro de 2020.