



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ FELLIPE DE SOUZA CAVALCANTE

**ESTUDO DE CASO DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR DO GRUPO A PARA O
GRUPO B, COM VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID**

FORTALEZA

2021

ANDRÉ FELLIPE DE SOUZA CAVALCANTE

ESTUDO DE CASO DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR DO GRUPO A PARA O
GRUPO B, COM VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO ON-GRID

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo
Antunes.

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C364e Cavalcante, André Fellipe de Souza.

Estudo de caso de migração de consumidor do grupo A para o grupo B, com viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico on-grid / André Fellipe de Souza Cavalcante. – 2021.
63 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Modalidade tarifária. 3. Viabilidade econômico-financeira. I. Título.

CDD 621.3

ANDRÉ FELLIPE DE SOUZA CAVALCANTE

ESTUDO DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR DO GRUPO A (ALTA TENSÃO) PARA O
GRUPO B (BAIXA TENSÃO), COM VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 11/02/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes (Orientador – DEE/UFC)

Eng. Isac Newton Araújo Costa

Eng. Filipe Virgolino Rocha de Sousa

Aos meus pais, André e Helena.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Fernando Antunes, pela excelente orientação e por toda a paciência.

Aos participantes da banca examinadora Filipe Virgulino e Isac Newton, pela disponibilidade e pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos meus amigos de UFC, pelos bons momentos.

Aos amigos da JCA, por todo o aprendizado, desafios e momentos divertidos.

RESUMO

A energia elétrica está entre os principais elementos na cadeia produtiva do país, pois é um parâmetro de desenvolvimento e qualidade de vida. A matriz elétrica do Brasil é de origem predominantemente renovável, e a microgeração e a minigeração distribuídas de energia elétrica tiveram um crescimento acelerado nos últimos anos. Além disso, as modalidades horossazonais incentivam os grandes consumidores industriais a operarem principalmente nos horários de menor sobrecarga do sistema. O objetivo deste trabalho é realizar um estudo de mudança de modalidade tarifária para o grupo B optante e fazer uma análise de viabilidade econômico-financeira de um sistema fotovoltaico *on-grid* na indústria do cliente, por meio dos métodos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples. Os resultados indicam que, em conjunto, a migração para o grupo B optante e a instalação do sistema fotovoltaico são viáveis economicamente, com o retorno do investimento entre 2 e 3 anos, TIR de 48% e VPL de R\$26.400.262,58.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico; modalidade tarifária; viabilidade econômico-financeira.

ABSTRACT

Electricity is among the main elements in the country's production chain, as it is a parameter for development and quality of life. Brazil's electricity matrix is predominantly of renewable origin, and distributed microgeneration and mini-generation of electrical energy have had an accelerated growth in recent years. Besides, the seasonal modalities encourage large industrial consumers to operate mainly at times when the system is less overloaded. The objective of this work is to carry out a study on the change of tariff modality for the opting group B and to make an analysis of the economic and financial feasibility of an on-grid photovoltaic system in the customer's industry, through the methods of Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Simple Payback. The results indicate that, together, the migration to the opting group B and the installation of the photovoltaic system are economically viable, with a return on investment between 2 and 3 years, IRR of 48% and NPV of R\$26,400,262.58.

Keywords: photovoltaic system; tariff modality; economic and financial feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relação entre a geração distribuída e as revisões tarifárias	16
Figura 2 - – Diferenças entre ACR x ACL	19
Figura 3 – Bandeiras tarifárias	22
Figura 4 – Postos tarifários	23
Figura 5 – Custos distintos para a formação da tarifa	26
Figura 6 – Conhecendo a conta de energia	31
Figura 7 – Histórico da conta de energia	32
Figura 8 – Metodologia para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico <i>off-grid</i> , com armazenamento em baterias	35
Figura 9 – Metodologia para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i> , conectado à rede	36
Figura 10 – Diagrama de um sistema híbrido	37
Figura 11 – Associação em série de módulos fotovoltaicos	38
Figura 12 – Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos	38
Figura 13 – Associação mista de módulos fotovoltaicos	39
Figura 14 – Influência da radiação solar na corrente e tensão	40
Figura 15 – Influência da temperatura na corrente e tensão	40

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz Elétrica Brasileira	15
Gráfico 2 – Composição da tarifa de energia	27
Gráfico 3 – Geração mensal, em kWh, do sistema fotovoltaico	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo de disponibilidade	25
Tabela 2 – Tarifas de aplicação para o Grupo A	26
Tabela 3 – Tarifas de aplicação para o grupo B	27
Tabela 4 – Inclinação recomendada para os módulos fotovoltaicos	41
Tabela 5 – Histórico de Demanda Ativa da Unidade Consumidora	46
Tabela 6 – Consumos nos horários de ponta, fora ponta e suas respectivas somas	47
Tabela 7 – Tarifas de aplicação em cada modalidade tarifária	48
Tabela 8 – Tributos e suas alíquotas	49
Tabela 9 – Valor total, considerando os impostos	50
Tabela 10 – Irradiação solar no plano inclinado, em Horizonte-CE	51
Tabela 11 – Características da unidade consumidora	51
Tabela 12 – Especificações do Sistema Fotovoltaico	53
Tabela 13 – Valores de geração mensal, em kWh, do sistema fotovoltaico	55
Tabela 14 – Valor total, considerando os impostos	57
Tabela 15 – Projeção de 25 anos de operação do sistema fotovoltaico	58

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	17
1.2	Justificativa	17
2	MERCADO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1	Ambientes de contratação	19
2.2	Tipos de consumidor	20
2.3	Demanda	20
2.4	Bandeiras tarifárias	21
2.5	Postos tarifários	22
2.6	Classificação das unidades consumidoras	24
2.7	Estrutura tarifária	25
2.8	Entendendo a conta de energia	30
2.9	Analisando as modalidades tarifárias	31
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	33
3.1	Energia solar no Brasil	34
3.2	Sistemas fotovoltaicos <i>off-grid</i> , <i>on-grid</i> e híbridos	34
3.3	Módulos fotovoltaicos	37
3.4	Fatores que influenciam as características dos módulos fotovoltaicos	39
3.5	Dados indispensáveis de um projeto fotovoltaico	40
3.6	Inversores de frequência	41
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	43
4.1	Valor presente líquido (VPL)	43
4.2	Taxa interna de retorno (TIR)	44
4.3	<i>Payback</i> simples	44
5	ESTUDO DE CASO	46
5.1	Análise da fatura de energia	46
5.2	Cálculo da fatura mensal	47

5.3	Características da unidade consumidora	51
5.4	Especificação do sistema fotovoltaico	52
5.5	Especificação do sistema fotovoltaico	52
5.6	Desempenho do sistema	54
5.7	Comparação entre modalidades tarifárias após a instalação do sistema fotovoltaico	55
6	CONCLUSÃO	60
7	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica é um parâmetro de desenvolvimento e qualidade de vida, pois representa um dos principais elementos na cadeia produtiva do país. Dessa forma, para o uso da energia elétrica, a aplicação de tarifas é substancial, a fim de remunerar o serviço adequadamente e viabilizar a estrutura de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

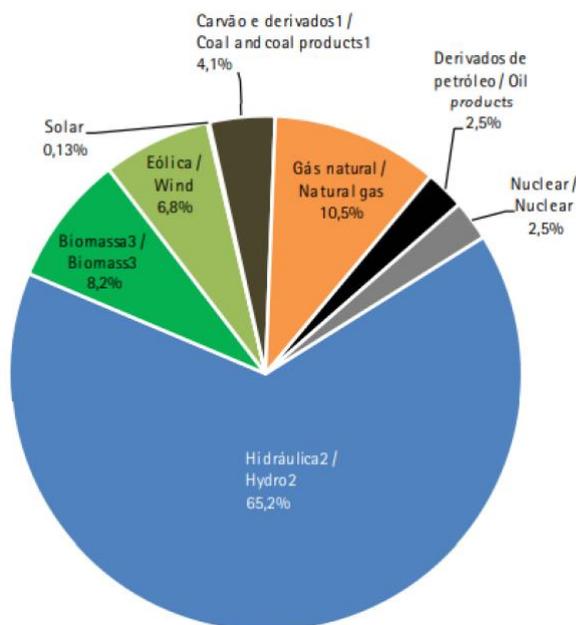
Para o transporte da energia elétrica até os centros de consumo, são utilizados os sistemas de transmissão e distribuição. As tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição são compostas pelos custos de disponibilidade para o transporte da energia. Dessa forma, para um serviço de distribuição de qualidade, é preciso atenuar o pico de carga no horário de ponta. Para isso, as modalidades horossazonais desestimulam o consumo de energia elétrica e reduzem o pico de carga do sistema elétrico, ao aplicar fortes tarifas no período de ponta para consumidores do grupo A.

As modalidades horossazonais permitiram o incentivo dos grandes consumidores de energia ao consumo durante períodos do dia de menor sobrecarga do sistema (PEDROSA, 2012). Como há diversas modalidades tarifárias disponíveis, o conhecimento dos hábitos de consumo e da elaboração da conta permitem que o consumidor escolha qual é a forma de tarifação mais adequada ao seu perfil de consumo. Dessa forma, uma gestão energética, a fim de otimizar o uso da energia elétrica e obter uma consequente economia financeira, é fundamental.

A gestão energética empresarial deve dar ênfase a estratégias de otimização da contratação e do uso de energia elétrica (ZHAO, 2011). Essa otimização pode ser dividida em ações técnicas, que envolvem a mudança de práticas de consumo e aumento da eficiência energética, bem como pode ser dividida em ações administrativas, envolvendo estratégias para a tomada de decisões na contratação do fornecimento de energia em tensão primária (para unidades consumidoras do grupo A), bem como para o controle das faturas e o possível uso de fontes renováveis como oferta de eletricidade (BATISTA; FLAUZINO, 2012).

A matriz elétrica do Brasil é de origem predominantemente renovável, conforme o Gráfico 1, com ênfase para a fonte hídrica, que corresponde a 65,2% da oferta interna (EPE, 2021). Além disso, as fontes renováveis compõem 84,8% da oferta interna de eletricidade no Brasil, o que corresponde à soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

Gráfico 1 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: EPE (2021).

De acordo com o Balanço Energético de 2021, a microgeração e a minigeração distribuídas de energia elétrica tiveram um crescimento incentivado por ações regulatórias, como, por exemplo, a que estabelece a possibilidade de compensação do excedente produzido por sistemas de menor porte. Essas ações regulatórias tiveram início somente em 2012, com a Resolução Normativa nº 482/2012, que define as regras às quais os sistemas de geração distribuída podem ser conectados à rede (ANEEL, 2012).

Em janeiro de 2022, foi sancionada a Lei 14.300/2022, que instituiu, principalmente, a reunião de consumidores por meio de condomínio civil voluntário e edilício ou qualquer espécie de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas, desde que sejam instituídas especificamente para geração compartilhada e que todas suas unidades consumidoras sejam atendidas pela mesma distribuidora. Assim, passa-se a prestigiar mais a finalidade da reunião dos consumidores, do que a forma jurídica, garantindo-lhes maior liberdade para eleição do modelo que melhor se adequa às suas necessidades.

Outra disposição da Lei nº 14.300/2022 trata de um período de transição em que, caso a unidade consumidora tenha uma geração distribuída após 12 meses da publicação desta Lei, a unidade terá direito a um período de transição de seis anos, em que gradualmente incidirá sobre a energia ativa compensada certos percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição (TAUIL CHEQUER, 2022).

O aumento no número de sistemas de geração distribuída instalados gerou uma redução no mercado consumidor da distribuidora, que passou a ter receitas cada vez menores. Dessa forma, nas revisões tarifárias, houve um aumento da tarifa de eletricidade e, conseqüentemente, houve um aumento dos incentivos para a instalação da geração distribuída pelas unidades consumidoras (Figura 1), sendo isso possível principalmente para consumidores de renda relativamente maior.

Figura 1 – Relação entre a geração distribuída e as revisões tarifárias



Fonte: FGV CERI (2019).

Outros estímulos para o aumento da geração distribuída no Brasil são a queda dos custos dos painéis fotovoltaicos, além de políticas públicas (IEA/IRENA, 2018). Um exemplo de política é a *Net metering*, que permite o recebimento de créditos de energia produzidos pela geração de excedentes injetados na rede, abatendo o consumo futuro. Outro exemplo é a entrada em vigor do convênio ICMS 6/2013 (ANEEL, 2017), que estabelece a incidência do ICMS no consumo total da energia que chega à unidade consumidora proveniente da concessionária, sem considerar qualquer compensação da energia produzida (CONVÊNIO ICMS 6, 2013).

Em 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterou a Resolução Normativa 482/2012 para 687/2015, a fim de melhorar a inserção da geração distribuída no Brasil. Destacam-se, como principais mudanças, o aumento no prazo de uso dos créditos de energia de 36 para 60 meses, a redução dos prazos de resposta das distribuidoras e a diminuição da potência limite da microgeração para 75 kW e da minigeração, sendo esta de 75 kW até 5 MW. Além disso, os estados passaram a ter a autorização para a isenção do ICMS nas operações

internas relacionadas à circulação de energia elétrica, sujeitas ao faturamento sob o sistema de compensação de energia.

Ainda em 2015, foi publicada a Lei Federal nº 13.169/2015, que estabeleceu que a aplicação do Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) deve ocorrer apenas sobre a energia líquida (a diferença entre a energia consumida e a gerada), para um sistema fotovoltaico com micro ou minigeração distribuída.

Dessa forma, com esses incentivos, bem como com a evolução da tecnologia e a massificação do uso, os custos de implantação de um sistema fotovoltaico, por kWp, têm reduzido significativamente, tornando a tecnologia cada vez mais economicamente viável.

Com isso, este trabalho foi desenvolvido com o intuito de fazer um estudo de mudança de modalidade horossazonal de uma unidade consumidora industrial em Horizonte-CE do grupo A (alta tensão) para o grupo B (baixa tensão), além de elaborar uma viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

1.1 Objetivos

O presente trabalho tem o propósito de realizar um estudo de caso de migração para a baixa tensão de uma unidade consumidora pertencente à alta tensão, na modalidade tarifária A4 horossazonal verde, analisando seu perfil de consumo e características próprias à sua posição geográfica. Além disso, foi desenvolvido um estudo de viabilidade econômico-financeira para se certificar de que a implantação de um sistema fotovoltaico é viável através dos métodos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples.

1.2 Justificativa

A seleção do tema foi motivada pela possibilidade de mudança de modalidade tarifária para a B optante, visto que, nessa modalidade, há apenas a cobrança por consumo, independente de ser no horário ponta ou fora ponta. Dessa forma, gastos com demanda contratada e até mesmo com ultrapassagem de demanda deixam de ser pagos pela unidade consumidora, o que pode, possivelmente, reduzir o valor da sua fatura de energia.

Além disso, a instalação de um sistema fotovoltaico reduz ainda mais os gastos relacionados ao consumo de energia elétrica. No entanto, como o projeto e execução de um

sistema fotovoltaico contendo módulos, inversores, dentre outros elementos, podem não compensar a sua implantação, o estudo de uma viabilidade econômica se tornou essencial, visto que o valor desembolsado pelo cliente ao instalar tal sistema pode não ser compensado economicamente em um período de até 25 anos, período de validade de um sistema fotovoltaico.

2 MERCADO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Ambientes de contratação

O mercado brasileiro de energia elétrica possui dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- ACR: Formado pelos agentes geradores, as distribuidoras e consumidores cativos. A contratação de energia é regulada, impossibilitando a instauração de preços elevados por parte das concessionárias, economizando até 40% no valor da conta, visto que há flexibilidade e liberdade de negociação dos contratos (TOLMASQUIM, 2015);
- ACL: Formado pelos agentes geradores, consumidores livres e comercializadores. Neste ambiente, os preços, montantes de energia e prazos de concessão podem ser livremente firmados entre os agentes envolvidos, enquanto as transações e contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (TOLMASQUIM, 2015).

A criação desses ambientes de contratação trouxe maior clareza aos consumidores, em relação à operação das concessionárias.

As principais diferenças entre o ACL e o ACR foram representadas na Figura 2 abaixo.

Figura 2 – Diferenças entre o ACL e o ACR



Fonte: (SOMA, 2021).

2.2 Tipos de consumidor

O consumidor é qualquer pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, tendo um representante legal e que solicita a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à concessionária, assumindo as obrigações devidas deste atendimento segundo o que está disposto nos contratos e nas normas. Com isso, os consumidores são classificados nas seguintes categorias:

- Consumidor cativo: consumidor que tem a permissão de comprar energia da distribuidora proprietária da concessão onde se localizam as unidades consumidoras, é atendido sob condições reguladas e não participa do mercado livre;
- Consumidor livre: cliente que adquire energia elétrica no ACL aos consumidores que satisfaçam os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9074/1995;
- Consumidor especial: é um agente da CCEE, da categoria de comercialização, consumidor que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos enquadrados no artigo 26 da Lei nº 9427/1996, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, seja para uma unidade consumidora ou para unidades consumidoras reunidas, seja por interesses de fato ou de direito.

2.3 Demanda

Demanda é a média das potências ativas e reativas demandada ao sistema elétrico pela carga operante na unidade consumidora, durante um determinado intervalo de tempo.

As unidades consumidoras pertencentes ao grupo A precisam definir à concessionária um valor de demanda contratada, pois esta garante ao consumidor um valor de potência ativa contínua para seu consumo, além de dar uma prévia de consumo à concessionária, possibilitando o seu planejamento de concessão e expansão da rede de distribuição. Essa demanda contratada deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento.

A demanda exigida pelo consumidor é medida pela concessionária durante intervalos de 15 minutos, ao longo do período de faturamento para, na conta de energia, ser cobrado o maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

Vale salientar que, para o grupo A, a demanda mínima a ser contratada é de 30 kW. Alguns casos especiais podem ter sazonalidade, como é o caso da classe rural e outras empresas com sazonalidade reconhecida. No entanto, a demanda contratada é, no geral, única e deve considerar o consumo anual da unidade consumidora.

2.4 Bandeiras tarifárias

Segundo a ANEEL (2021), as tarifas buscam assegurar aos prestadores de serviços a receita para suprir investimentos no setor e custos operacionais. Da mesma forma, os Governos Municipal, Estadual e Federal cobram os tributos referentes aos COFINS, PIS/PASEP, ICMS e a taxa de contribuição para a iluminação pública.

Desde 2015, o Sistema de Bandeiras Tarifárias, conforme a Figura 3, foi estabelecido para notificar os custos reais e variáveis da geração de energia, revelando um possível aumento no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições de geração. Quando o nível das barragens das hidroelétricas baixa e não é mais possível suprir o fornecimento de energia elétrica, é solicitada uma atuação das termoeletricas, que têm um custo de geração muito maior, onerando o custo da energia elétrica. Para ter o controle da compensação nos períodos em que o custo da geração é maior, foi adotado o sistema de bandeiras tarifárias, dividido nas seguintes modalidades:

- Bandeira verde: Não ocorre aumento na tarifa devido às condições favoráveis de geração;
- Bandeira amarela: Devido às circunstâncias menos favoráveis de geração, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha patamar 1: Devido às condições mais custosas de geração, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,03971 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha patamar 2: Devido às condições ainda mais custosas de geração, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,09492 para cada kWh consumido;
- Bandeira escassez hídrica: Devido à piora da crise hídrica e à arrecadação insuficiente para fazer frente aos custos reais observados e previstos, considerando a garantia do suprimento eletroenergético, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,142 para cada kWh consumido. Essa bandeira tarifária teve início em setembro de 2021, e a previsão é que se encerre em abril de 2022.

Figura 3 – Bandeiras tarifárias



Fonte: (ENEL, 2021).

Todos os consumidores cativos integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) estão enquadrados no Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados, como é o caso de Roraima. Mensalmente, as condições de operação são analisadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para determinar o melhor procedimento de geração para atender à demanda.

Desde janeiro de 2019, uma nova modalidade tarifária ficou à disposição para quem consome, pelo menos, 250 kWh/mês. A tarifa branca reflete o uso da rede de distribuição de energia elétrica segundo o horário de consumo e é oferecida às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (grupo B). Assim, caso o cliente concentre seu consumo no período fora ponta, ele poderá reduzir o valor de sua fatura de energia. No caso desta tarifa, os horários de ponta, fora ponta e intermediário (horário que corresponde a uma hora antes e uma hora depois do horário ponta), possuem valores de tarifa diferentes.

2.5 Postos tarifários

Os postos tarifários são estabelecidos para viabilizar a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência durante o dia, de acordo com as modalidades tarifárias ofertadas. Para o consumo de energia, as concessionárias adotam o período mensal para fins de faturamento. Por outro lado, a medição da demanda é realizada em intervalos de 15 minutos (KAMMLER et al., 2011).

Para estimular o consumo em alguns horários do dia e desestimular o consumo excessivo em outros, foi criada uma diferenciação nos valores cobrados ao consumidor. Com isso, os postos tarifários foram regulamentados da seguinte forma:

- Horário ponta: Horário formado por três horas diárias consecutivas, definidas pela distribuidora local, tendo em consideração a curva de carga do seu sistema elétrico, para toda a área de concessão ou permissão, com exceção dos finais de semana e feriados nacionais;
- Horário intermediário: Refere-se ao horário de uma hora anterior e uma hora posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras inclusas na tarifa branca;
- Horário fora ponta: Refere-se ao horário formado pelo conjunto das duas horas seguintes e complementares às determinadas pelo horário ponta e intermediário e, se a unidade consumidora não for optante pela tarifa branca, o horário intermediário fará parte do horário fora ponta. Nos finais de semana e feriados nacionais, é contabilizado apenas o horário fora ponta.

Há também o horário especial, destinada às unidades consumidoras da subclasse rural ou aquicultura, de acordo com a regulamentação da Resolução Normativa nº 414/2010. Os postos tarifários estão representados na Figura 4 abaixo, considerando um horário ponta de 18 às 21 horas.

Figura 4 –Postos tarifários



Fonte: ABRADDEE, 2018.

2.6 Classificação das unidades consumidoras

As tarifas são organizadas em dois grupos consumidores, de acordo com a sua finalidade e tensão de fornecimento.

De acordo com a Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL, o grupo A é formado por unidades consumidoras com tensão de fornecimento igual ou maior que 2,3 kV ou atendidas por meio de um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, e é subdividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo A1: Tensão de fornecimento mínima de 230 kV;
- Subgrupo A2: Tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3: Tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a: Tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4: Tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS: Tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de um sistema subterrâneo de distribuição.

O sistema de tarifação aplicado aos consumidores do grupo A tem uma particularidade no que concerne ao emprego da tarifa binômica que, além de cobrar a energia consumida de fato, cobra também a disponibilidade da energia que deve ser contratada pelo consumidor, ou seja, a demanda contratada, servindo esta como base para o cálculo da fatura mensal.

O grupo B é formado por unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica e dividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1: Residencial;
- Subgrupo B2: Rural;
- Subgrupo B3: Demais classes;
- Subgrupo B4: Iluminação pública;

Os consumidores em baixa tensão têm tarifas aplicáveis apenas sobre o consumo, em kWh. Além disso, é cobrado um valor mensal relacionado ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, variado de acordo com o tipo de conexão, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Custo de disponibilidade

Tipo de conexão	Monofásico ou bifásico a dois condutores	Bifásico a três condutores	Trifásico
Valor Mínimo	30 kWh	50 kWh	100 kWh

Fonte: (ANEEL, 2010).

2.7 Estrutura Tarifária

Estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicadas aos elementos que compõem a fatura de energia elétrica, ou seja, o consumo de energia e/ou a demanda de potência ativa entre os subgrupos, classes e subclasses, de acordo com os postos tarifários e as modalidades (ANEEL, 2010).

As tarifas de energia elétrica correspondem aos valores em reais da energia elétrica e da demanda utilizada pelas unidades consumidoras, com a finalidade de remunerar o serviço da distribuidora. Com esse retorno financeiro, as distribuidoras de energia elétrica podem manter a qualidade do serviço e desenvolver incentivos para o aumento da eficiência energética. As regras e os valores das tarifas são diferenciados entre os consumidores dos grupos A e B.

Por determinação da ANEEL, a fatura de energia apresenta de maneira individualizada os custos correspondentes pelo uso do sistema elétrico e pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. Estes valores remuneram todas as instalações, componentes e equipamentos da rede de distribuição para transportar a energia ao consumidor, definido como Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), bem como a Tarifa de Energia (TE), equivalente à parcela de custos pela aquisição e transmissão de energia elétrica, incluindo os encargos setoriais, que correspondem aos custos não administráveis pelas concessionárias, estabelecidos por lei (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2016). As tarifas de energia elétrica também são compostas pelos tributos ICMS, PIS, COFINS e iluminação pública.

As tarifas de demanda e as de consumo são utilizadas no cálculo da tarifa final, e são formadas pela TUSD e pela TE, em que a tarifa de demanda corresponde ao mesmo valor da TUSD, e a tarifa de consumo corresponde à soma da TUSD com a TE.

Os custos distintos, avaliados na definição das tarifas pela distribuidora, está representado na Figura 5 abaixo.

Figura 5 – Custos distintos para a formação da tarifa



Fonte: (ANEEL, 2017).

Os valores de TUSD e TE, definidos pela ANEEL, para cada grupo e subgrupo tarifário, são apresentadas nas tabelas de tarifa de aplicação anexadas às Resoluções Homologatórias de cada concessionária de distribuição de energia. As Tabelas 2 e 3 abaixo representam os valores de TUSD e TE, para os grupos A e B, na concessionária ENEL CE.

Tabela 2 – Tarifas de aplicação para o grupo A

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA				
				TUSD		TE	TUSD		TE		
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh		
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	15,06	39,19	395,99	17,11	41,53	425,21		
			FP	7,65	39,19	244,58	8,76	41,53	260,01		
	AZUL APE	NA	P	15,06	9,91	0,00	17,11	10,80	0,00		
			FP	7,65	9,91	0,00	8,76	10,80	0,00		
	GERAÇÃO	NA	NA	15,12	0,00	0,00	16,90	0,00	0,00		
	A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	46,88	60,21	395,99	52,83	64,38	425,21	
FP				19,04	60,21	244,58	21,56	64,38	260,01		
AZUL APE		NA	P	46,88	25,09	0,00	52,83	27,33	0,00		
			FP	19,04	25,09	0,00	21,56	27,33	0,00		
VERDE		NA	NA	19,04	0,00	0,00	21,56	0,00	0,00		
			P	0,00	1.197,26	395,99	0,00	1.345,32	425,21		
VERDE APE		NA	FP	0,00	60,21	244,58	0,00	64,38	260,01		
			NA	19,04	0,00	0,00	21,56	0,00	0,00		
DISTRIBUIÇÃO		Cepisa	EPB	P	23,21	15,19	0,00	24,53	15,51	0,00	
				FP	12,18	15,19	0,00	12,96	15,51	0,00	
				NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			GERAÇÃO	NA	P	23,21	15,19	0,00	24,53	15,51	0,00
					FP	12,18	15,19	0,00	12,96	15,51	0,00
					NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: (ANEEL, 2021).

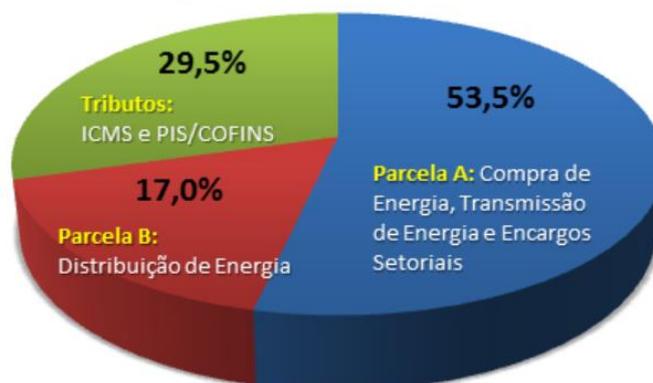
Tabela 3 – Tarifas de aplicação para o grupo B

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	872,13	395,99	0,00	977,37	425,21
				INT	0,00	557,63	244,58	0,00	623,35	260,01
				FP	0,00	243,13	244,58	0,00	269,33	260,01
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	331,58	257,20	0,00	368,89	273,78
				NA	0,00	331,58	257,20	0,00	368,89	273,78
				NA	0,00	292,65	257,20	0,00	327,73	273,78
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	745,85	348,47	0,00	835,74	374,19
				INT	0,00	477,74	215,23	0,00	533,94	228,81
				FP	0,00	209,63	215,23	0,00	232,14	228,81
				NA	0,00	291,79	226,33	0,00	324,63	240,93
				NA	0,00	291,79	226,33	0,00	324,63	240,93
				NA	0,00	745,85	348,47	0,00	835,74	374,19
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	291,79	226,33	0,00	324,63	240,93
				NA	0,00	291,79	226,33	0,00	324,63	240,93
				NA	0,00	745,85	348,47	0,00	835,74	374,19
				NA	0,00	477,74	215,23	0,00	533,94	228,81
				NA	0,00	209,63	215,23	0,00	232,14	228,81
				NA	0,00	291,79	226,33	0,00	324,63	240,93
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	711,95	332,63	0,00	797,76	357,18
				INT	0,00	456,02	205,45	0,00	509,67	218,41
				FP	0,00	200,10	205,45	0,00	221,59	218,41
				NA	0,00	278,53	216,04	0,00	309,87	229,97
				NA	0,00	278,53	216,04	0,00	309,87	229,97
				NA	0,00	711,95	332,63	0,00	797,76	357,18
PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	456,02	205,45	0,00	509,67	218,41	
			NA	0,00	200,10	205,45	0,00	221,59	218,41	
			NA	0,00	278,53	216,04	0,00	309,87	229,97	
			NA	0,00	278,53	216,04	0,00	309,87	229,97	
			NA	0,00	711,95	332,63	0,00	797,76	357,18	
			NA	0,00	456,02	205,45	0,00	509,67	218,41	
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	884,41	395,99	0,00	991,20	425,21
				INT	0,00	565,00	244,58	0,00	631,64	260,01
				FP	0,00	245,59	244,58	0,00	272,09	260,01
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	331,58	257,20	0,00	368,89	273,78
				NA	0,00	331,58	257,20	0,00	368,89	273,78
				NA	0,00	331,58	257,20	0,00	368,89	273,78
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	182,37	141,46	0,00	202,89	150,58
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	198,95	154,32	0,00	221,34	164,27
			NA	0,00	198,95	154,32	0,00	221,34	164,27	
B	GERAÇÃO		NA	TIPO 1	8,20	0,00	0,00	9,20	0,00	0,00
				TIPO 2	19,39	0,00	0,00	21,77	0,00	0,00

Fonte: (ANEEL, 2021).

Os tributos do ICMS, PIS/COFINS são calculados “por dentro”, ou seja, integram sua própria base de cálculo, refletindo sobre o valor pago (ANEEL, 2011). Quanto à energia elétrica, o PIS/COFINS são tributos federais e seus valores têm variação mensal, de acordo com o levantamento de cada concessionária. O ICMS, por outro lado, é cobrado segundo a faixa de consumo mensal e possui percentuais diferentes para cada estado.

A tarifa é composta por uma parcela de custos de geração e transmissão, uma parcela ligada aos custos de distribuição e uma última parcela ligada aos tributos do governo, conforme o Gráfico 2.

Gráfico 2 – Composição da tarifa de energia
Valor Final da Energia Elétrica

Fonte: (ANEEL, 2017).

Esses valores são recolhidos mensalmente das unidades consumidoras por meio da fatura de energia pela concessionária, e esta repassa os tributos para as entidades federais, estaduais e municipais (CARVALHO, 2012).

O sistema de tarifação destinado aos consumidores do grupo A é representado pela tarifa binômica que, além de cobrar a energia consumida, cobra a disponibilidade da energia que deve ser contratada pelo consumidor, ou seja, a demanda contratada.

A estrutura tarifária horossazonal verde é restrita às unidades consumidoras do subgrupo A3a, A4 e AS, com nível de tensão inferior a 69 kV. Essa modalidade requisita um contrato específico com a distribuidora, no qual é definida a demanda contratada planejada pelo consumidor, independente da hora do dia. A fatura de energia é formada pelas parcelas referentes ao consumo de potência ativa no horário de ponta e fora ponta, demanda contratada, ultrapassagem de demanda e energia reativa excedente, caso esta exista. A parcela de consumo é calculada conforme a equação 1 abaixo.

$$P_{Consumo} = Tarifa_{Consumo\ pontas} \times Consumo_{medido\ pontas} + Tarifa_{Consumo\ fora\ pontas} \times Consumo_{medido\ fora\ pontas} \quad (1)$$

A parcela de demanda corresponde ao produto da tarifa de demanda com o maior valor entre a medida e a contratada, desde que a demanda medida não ultrapasse em mais de 5% a contratada, conforme a equação 2 abaixo.

$$P_{Demanda} = Tarifa_{Demanda} \times Demanda_{Contratada} \quad (2)$$

Se a demanda medida for maior que 1,05 vezes a demanda contratada, a equação 3 deve ser utilizada para calcular o valor que corresponde à ultrapassagem de demanda (PROCEL, 2011):

$$Demanda_{ultrapassagem} = [PAM(p) - PAC(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(p) \quad (3)$$

em que:

$Demanda_{ultrapassagem}$ = Valor, em reais, que corresponde à demanda de potência ativa ou ao Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) excedente, por posto tarifário “p”;

$PAM(p)$ = Demanda de potência ativa ou MUSD medidos, em kW, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento;

PAC(p) = Demanda de potência ativa ou MUSD contratados, em kW, por posto tarifário “p” no período de faturamento;

VR_{DULT}(p) = Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou às TUSD-Consumidores-Livres; e

p = Posto tarifário ponta ou fora ponta.

A estrutura tarifária horossazonal azul é atribuída, obrigatoriamente, aos subgrupos A1, A2 e A3, ou seja, para as unidades consumidoras com nível de fornecimento de tensão mínimo de 69 kV, e é facultativa para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2016). Essa modalidade requisita um contrato específico com a distribuidora, sendo estabelecido um valor de demanda contratada pelo consumidor no horário ponta e outro valor de demanda no horário fora ponta. A fatura de energia é formada pelas parcelas referentes ao consumo, demanda contratada e ultrapassagem de demanda, mas os cálculos de demanda e ultrapassagem são realizados de forma distinta da estrutura tarifária horossazonal verde. A parcela de demanda é calculada conforme a equação 4 descrita logo abaixo:

$$P_{Demanda} = Tarifa_{Demanda\ ponta} \times Demanda_{Contratada\ ponta} + Tarifa_{Demanda\ fora\ ponta} \times Demanda_{Contratada\ fora\ ponta} \quad (4)$$

Vale salientar que, se a demanda medida for maior que 1,05 vezes a demanda contratada no horário ponta e/ou fora ponta, deve ser utilizada a equação 3 para calcular o valor que corresponde à ultrapassagem de demanda (PROCEL, 2011).

A demanda contratada e a modalidade tarifária podem ser alteradas imediatamente durante o período de testes fornecido pela concessionária nos três primeiros ciclos completos de faturamento, no caso de novas instalações, mudança do grupo B para o grupo A, enquadramento na modalidade tarifária azul e acréscimo de demanda maior que, pelo menos, 5% da contratada.

A distribuidora deve atender às solicitações do consumidor realizadas por escrito no que concerne ao aumento da demanda contratada em até 30 dias, mas a redução da mesma deve ser solicitada por escrito com antecedência mínima de 90 dias para o subgrupo A4 e de 180 dias para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos. As solicitações de diminuição da demanda contratada, por outro lado, são atendidas pela distribuidora somente uma vez a cada doze meses (ANEEL, 2010).

Destaca-se, ainda, que o consumidor do Grupo A pode se ajustar na modalidade tarifária B optante, de modo a ser tarifado de acordo com o Grupo B, ou seja, com tarifas apenas sobre o consumo. Para isso, o consumidor deve satisfazer a algumas condições definidas pelo artigo 100 da Resolução Normativa ° 414/2010:

- a) Soma das potências nominais dos transformadores com valor máximo de 112,5 kVA;
- b) Soma das potências nominais dos transformadores com valor máximo de 1125 kVA, desde que classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- c) Unidade consumidora localizada em área de veraneio ou turismo, cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independente da potência nominal total dos transformadores;
- d) Quando a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a $\frac{2}{3}$ da carga instalada total, em estabelecimentos esportivos ou parques de exposições agropecuárias.

Caso o cliente tenha a opção de ser B optante, é necessário um estudo detalhado e comparar com as demais modalidades tarifárias.

2.8 Entendendo a conta de energia

A fatura de energia elétrica é uma nota fiscal emitida mensalmente e entregue faltando alguns dias para a data de vencimento. Nela, estão contidas informações importantes sobre os valores cobrados e a prestação do serviço pela distribuidora, dentro da sua área de concessão de fornecimento de energia.

A seguir, como exemplo, foi utilizado o modelo digital da fatura da ENEL CE (2021) na Figura 6.

Figura 6 – Conhecendo a conta de energia

CONHEÇA A SUA NOVA CONTA

1 Aqui estão os seus dados: Seu nome ou da sua empresa e endereço.

2 Dados técnicos da unidade consumidora.

3 Número do cliente. Com ele, você solicita serviços no nosso site e demais canais de atendimento.

4 Mês do seu consumo.

5 Data de vencimento da sua conta.

6 Valor total da sua conta para pagamento.

7 Informações fiscais da sua conta de energia, como o número da nota fiscal, data de emissão, seu CPF, entre outros.

8 Espaço para mensagens gerais sobre sua conta, tais como: aviso sobre aumento de consumo, aviso de mudança de datas de leitura e de vencimento, aviso de reajuste tarifário, entre outros.

9 Informações de sua leitura, como: sua leitura anterior, atual e a próxima e a quantidade de dias consumidos.

10 Aqui você encontra todos os itens de faturamento que compõem a sua conta de energia.

11 Informações das alíquotas e cobranças referentes aos impostos do mês.

12 Informações técnicas do seu medidor e consumo, como número do equipamento, tipo de grandeza, leitura anterior, leitura atual, consumo do mês e legenda do seu tipo de faturamento.

13 Além do consumo atual, você acompanha o consumo dos últimos 12 meses e consegue identificar o seu tipo de faturamento (se foi lido, estimado pela média de consumo ou cobrado pelo mínimo faturável).

14 Aviso de contas vencidas e notificações de suspensão de fornecimento. **Atenção para os itens descritos neste campo.**

15 Código para cadastro de débito automático. Solicite este serviço em seu banco.

16 Informação sobre o responsável da iluminação da sua região.

17 Se a sua conta for entregue com o boleto do Banco do Brasil, sempre confira se o beneficiário está em nome da Enel Distribuição Ceará. O boleto é enviado no mesmo documento da conta de energia, nunca separadamente.

18 Aqui está o seu boleto para pagamento, que poderá ser no formato de **boleto do Banco do Brasil** (modelo 1) ou **boleto da Enel** (modelo 2).

Os dois modelos são válidos e podem ser pagos normalmente por:

- ☒ Débito automático
- ☒ Internet banking
- ☒ Caixas eletrônicas
- ☒ Agências bancárias de sua preferência
- ☒ Postos/locais de pagamento autorizados
- ☒ Lotéricas

Para mais informações, acesse: www.enel.com.br

Imagem e informações descritas na conta e nos boletos são fictícias e meramente ilustrativas.

Fonte: ENEL, 2021.

2.9 Analisando as modalidades tarifárias

Há muitas formas de obter dados para o uso das tabelas e normas para se chegar em boas comparações, sendo possível usar o histórico da fatura de energia para saber a necessidade de uma análise mais minuciosa nas instalações e continuar com o estudo de modalidades. Um exemplo de histórico de fatura de energia foi representado na Figura 7 abaixo.

Figura 7 – Histórico da conta de energia

PERÍODO (MÊS/ANO)	DEMANDA (kWh)		CONSUMO (kWh)		RESERVADO
	HORA PONTA	FORA PONTA	HORA PONTA	FORA PONTA	
AGO 2021	189.34	184.63	9685.00	79241.00	
JUL 2021	194.04	202.78	9599.00	78823.00	
JUN 2021	168.34	190.18	8218.00	75640.00	
MAI 2021	167.83	216.21	8153.00	76699.00	
ABR 2021	190.01	211.18	9680.00	76031.00	
MAR 2021	194.38	215.88	9352.00	78805.00	
FEV 2021	191.85	204.62	9417.00	85662.00	
JAN 2021	191.86	213.36	6323.00	49511.00	
DEZ 2020	196.56	207.82	9703.00	76099.00	
NOV 2020	182.11	201.93	8741.00	73956.00	
OUT 2020	187.15	200.09	10207.00	87404.00	
SET 2020	180.60	196.73	8315.00	76331.00	
AGO 2020	183.63	192.02	9804.00	80663.00	

Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

Ao saber a demanda contratada e o consumo, é possível fazer comparações entre as modalidades tarifárias e saber qual é a possibilidade prevista de economia e, dessa forma, gerar uma possibilidade de serviço ao cliente.

Após a análise das faturas, é possível realizar uma análise de melhor qualidade com um analisador de qualidade de energia, registrador de grandezas elétricas, ou a memória de massa fornecida pela distribuidora.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Resolução Normativa nº 482, publicada em 17 de abril de 2012, definiu os requisitos para o acesso à micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia e foi regulamentado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). No SCEE, a energia ativa injetada é cedida à concessionária, gerando créditos ao consumidor e, posteriormente, essa energia é usada para compensar o consumo de energia elétrica da unidade consumidora e, conseqüentemente, diminui a fatura de energia da unidade, com validade de 60 meses. Por meio do processo de geração compartilhada, esses créditos podem ser abatidos em outras unidades consumidoras, desde que seja atendida pela mesma concessionária e o titular seja o mesmo.

A micro e a minigeração distribuídas consistem na produção de energia elétrica por pequenas centrais geradoras, a partir de fontes renováveis conectadas à rede de distribuição por meio das unidades consumidoras, sendo que a microgeração é formada por uma central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e a minigeração é formada por uma central geradora com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Além disso, após a publicação da Resolução Normativa nº 482, foi alterada a incidência de impostos sobre a tarifa. Antes de sua publicação, a injeção de energia, oriunda da rede distribuída, na rede da distribuidora, não afetava a aplicação das alíquotas, que continuavam sendo faturadas sobre o consumo total. No entanto, a lei 13.169 determinou que a cobrança de PIS e COFINS deve ocorrer apenas na diferença entre consumo e geração. Quanto ao ICMS, o convênio ICMS 16/2015 autorizou aos estados a assumir essa mesma prática também ao ICMS.

Dessa forma, a geração distribuída promove, para a concessionária, economias em investimentos de infraestrutura, equilíbrio de cargas na rede de distribuição e redução nas perdas por transmissão. No entanto, o financiamento para se instalar uma geração distribuída ainda é um entrave, pois os bancos oferecem elevadas taxas de juros, dificultando a possibilidade de instalação por consumidores de baixa renda. Da mesma forma, investir um valor significativo para a instalação de um sistema fotovoltaico, que trata o retorno do investimento em, no mínimo, cinco anos, inibe muitos consumidores.

3.1 Energia solar no Brasil

Inicialmente, no Brasil, o uso da energia solar fotovoltaica englobava, principalmente, sistemas isolados e de pequena escala em áreas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014). Contudo, a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados e conectados à rede elétrica no Brasil passou a crescer continuamente, principalmente depois da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, pois houve a padronização da energia fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2012).

Essa resolução permitiu que o Brasil incentivasse e apoiasse a autoprodução de energia elétrica por quaisquer unidades consumidoras que desejassem suprir seu consumo de energia por meio de sistemas fotovoltaicos atuando em paralelo com a rede elétrica (VILLALVA, 2015). Conseqüentemente, houve um aumento considerável da geração distribuída no Brasil, principalmente quando o sistema fotovoltaico é ligado à rede de distribuição, apesar do início tímido (VALE *et al.*, 2017).

Embora tenha um elevado potencial solar, o Brasil tem apenas 1,7% de energia solar em sua matriz energética (EPE, 2021). Dentre as fontes renováveis, a fotovoltaica é uma das que possuem a menor capacidade instalada, mas foi a que mais cresceu no Brasil nos últimos anos, apresentando um aumento de 137% em 2020 em relação a 2019, apresentando uma potência instalada de 4,635 MW em 2020.

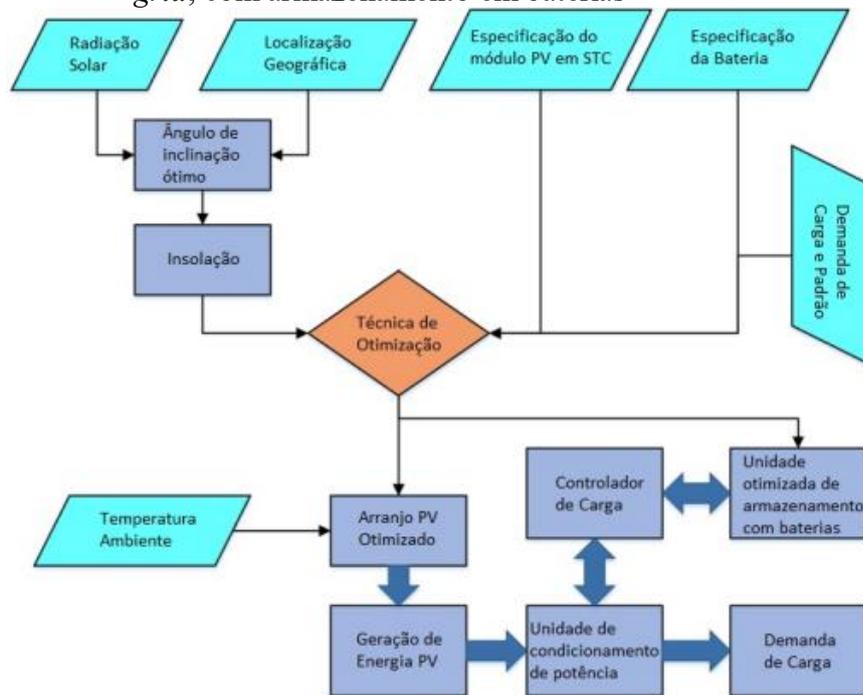
3.2 Sistemas fotovoltaicos *off-grid*, *on-grid* e híbridos

Os sistemas fotovoltaicos *off-grid* têm, como arranjo padrão, um conjunto de painéis conectados diretamente à carga CA ou CC através de uma unidade de condicionamento de potência, em que a carga demandada é atendida diretamente pela energia solar gerada e os excedentes são armazenados no banco de baterias, para atender a períodos de pico de consumo, ou às horas sem luz solar. Tudo é administrado por um controlador de carga, que realiza o controle da carga e descarga das baterias, bem como onde e quando usar essa energia gerada e, dessa forma, prolonga o tempo de vida útil do sistema e aumenta seu rendimento (RAWAT; KAUSHIK; LAMBA, 2016). Por conta disso, os sistemas *off-grid* são os mais indicados para unidades consumidoras isoladas e não conectadas à rede elétrica da distribuidora.

Para dimensionar os sistemas *off-grid*, é preciso caracterizar o local de instalação, a irradiância e os equipamentos a serem instalados. No final, é configurado o controlador de

carga para administrar o funcionamento do sistema. A Figura 8 descreve, por meio de um diagrama de blocos, uma metodologia para dimensionar um sistema fotovoltaico *off-grid*, com armazenamento em baterias.

Figura 8 – Metodologia para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico *off-grid*, com armazenamento em baterias



Fonte: (JIMÉNEZ, 2017).

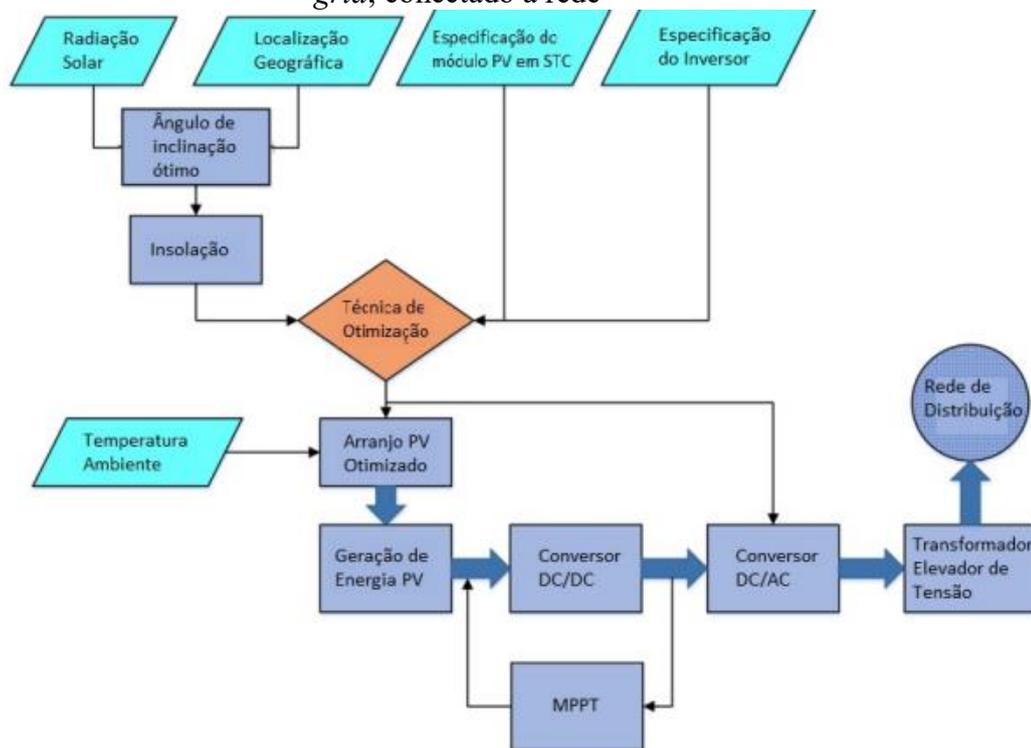
Quanto aos sistemas fotovoltaicos *on-grid*, ou seja, conectados à rede, a potência gerada é enviada diretamente à distribuidora na própria rede elétrica, funcionando em paralelo com a rede de distribuição e gerando eletricidade para atender ao consumo parcial ou total da unidade consumidora (SANTIAGO JÚNIOR *et al.*, 2016). Além disso, há uma redução significativa da complexidade e dos custos da instalação do sistema, se comparado ao sistema *off-grid*.

Esse sistema é composto, basicamente, por painéis fotovoltaicos, um MPPT (Seguidor do Ponto de Potência Máxima), um inversor e proteções CC e CA. No dimensionamento do inversor e na definição do arranjo dos painéis, alguns fatores devem ser considerados, como a capacidade de geração dos painéis nas condições padrões de teste, as condições ambientes, a localização geográfica, as perdas no inversor e condutores, sombreamento, dentre outros fatores (SANTIAGO JUNIOR *et al.*, 2016).

Um diagrama de blocos foi representado na Figura 9, indicando uma metodologia para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*, sendo este similar ao *off-grid*, pois

o *on-grid* utiliza a rede elétrica como armazenadora dos excedentes (URBANETZ JUNIOR, 2010). Dessa forma, é possível suprir a demanda parcial ou total de qualquer tipo de unidade consumidora (KAMMLER *et al.*, 2011).

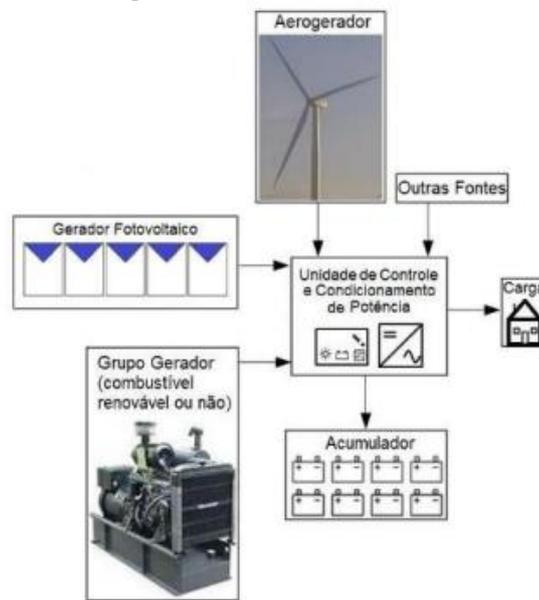
Figura 9 – Metodologia para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*, conectado à rede



Fonte: (JIMÉNEZ, 2017).

Por fim, os sistemas híbridos operam em conjunto com uma ou mais fontes de geração de energia elétrica, como um motogerador a combustível líquido, um aerogerador ou qualquer outro sistema gerador de eletricidade. O sistema híbrido possibilita a ligação de um sistema fotovoltaico tanto *off-grid* como *on-grid* (PINHO; GALDINO, 2014), conforme ilustrado na Figura 10 abaixo.

Figura 10 – Diagrama de um sistema híbrido



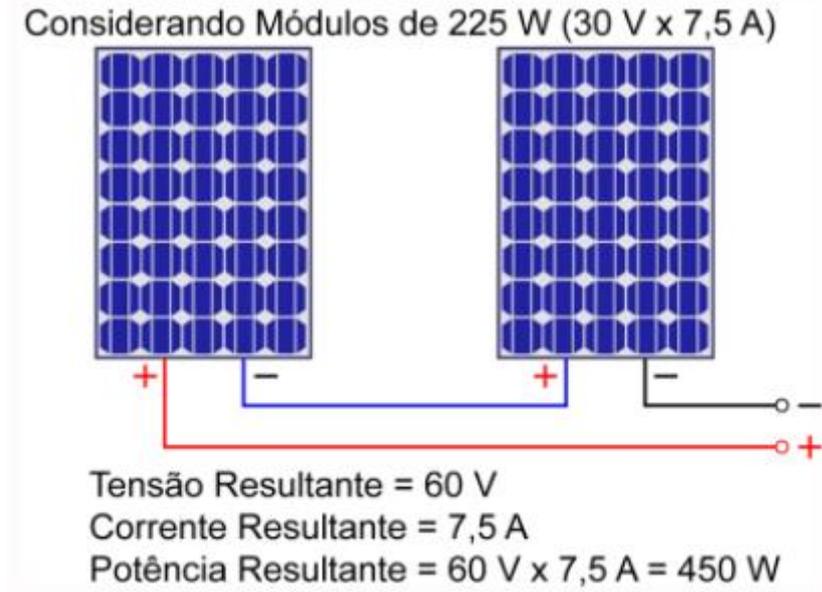
Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

3.3 Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico consiste em uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente, que geram energia elétrica. No entanto, é preciso realizar associações em série e em paralelo dessas células fotovoltaicas, a fim de alcançar níveis satisfatórios da tensão de saída, e os módulos também devem ser ligados em série e/ou paralelo, para que o sistema de geração distribuída entregue os níveis de tensão e corrente almejados (PINHO; GALDINO, 2014).

Na associação em série, o polo positivo de um módulo é conectado ao polo negativo do outro módulo fotovoltaico. Dessa forma, as tensões são somadas e a corrente será constante. Esse tipo de associação foi representado na Figura 11 abaixo.

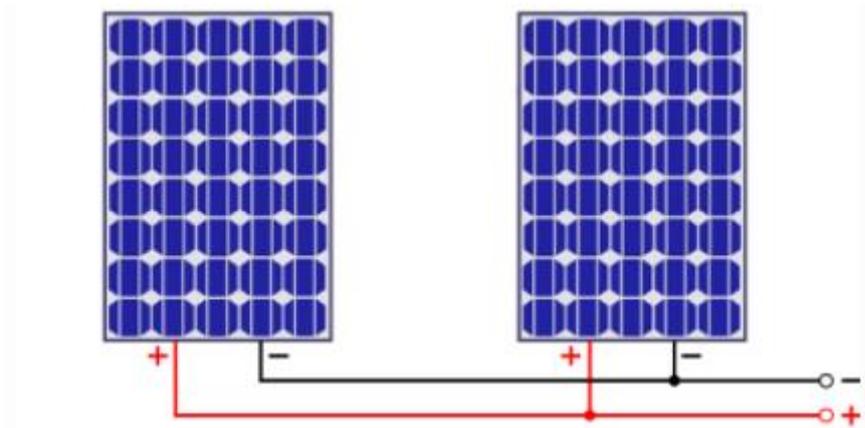
Figura 11 – Associação em série de módulos fotovoltaicos



Fonte: (MORAES, 2020).

Por outro lado, na associação em paralelo, o polo positivo de um módulo é conectado ao polo positivo do outro módulo fotovoltaico, sendo o mesmo realizado com os polos negativos. Dessa forma, as correntes são somadas e a tensão será constante. Esse tipo de associação foi representado na Figura 12 abaixo.

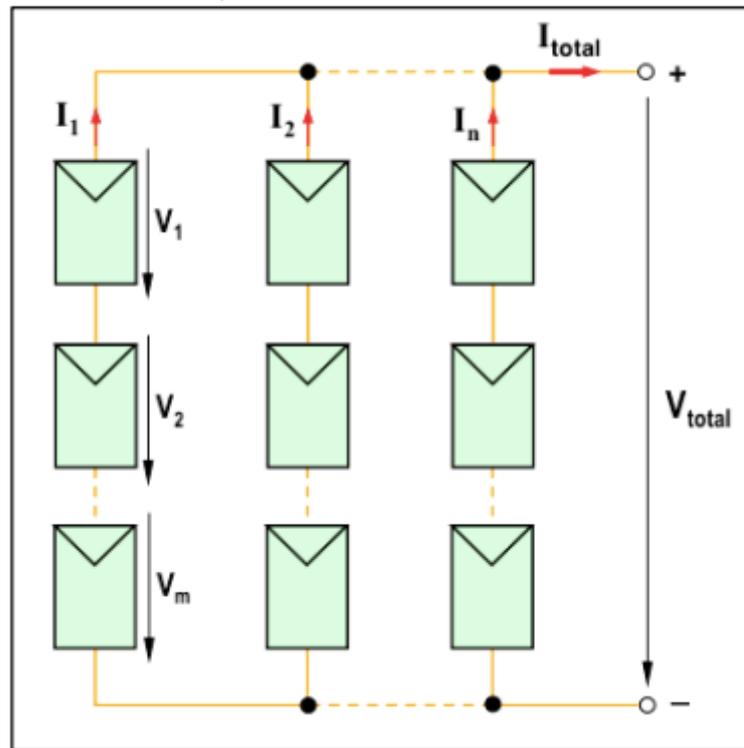
Figura 12 – Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos



Fonte: (MORAES, 2020).

Para que sejam obtidas as potências de pico (W_p), tensão e corrente necessárias para o sistema fotovoltaico, pode ser necessária a realização de associações mistas, ou seja, em série e em paralelo, simultaneamente. Esse tipo de associação foi representado na Figura 13 abaixo.

Figura 13 – Associação mista de módulos fotovoltaicos



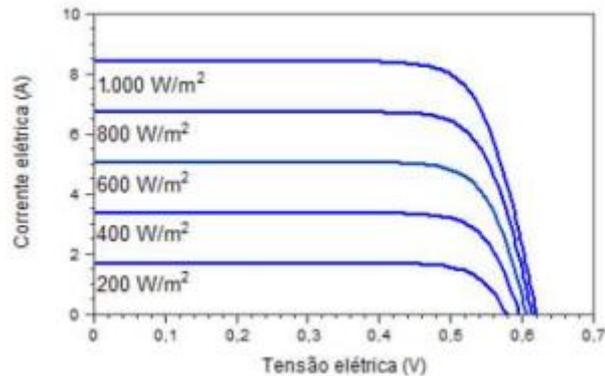
Fonte: (CARNEIRO, 2010).

A tensão e a corrente elétrica desejadas determinam a configuração dos módulos fotovoltaicos. Portanto, é preciso atenção na compatibilização entre as características elétricas dos módulos, pois, se um módulo fotovoltaico tiver maior ou menor capacidade de geração de energia em relação ao outro, poderá ter limitação da eficiência do sistema fotovoltaico como um todo (PINHO; GALDINO, 2014).

3.4 Fatores que influenciam as características dos módulos fotovoltaicos

A radiação solar e a temperatura estão entre os principais fatores externos que influenciam diretamente na geração de energia por meio dos sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Quanto maior a radiação, maior será a corrente de curto-circuito, mas o valor da tensão de circuito aberto sofrerá poucas variações. Por outro lado, a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico é diretamente proporcional à radiação solar incidente (FREITAS, 2008). A influência da radiação solar na corrente e tensão foi representada na Figura 14 abaixo.

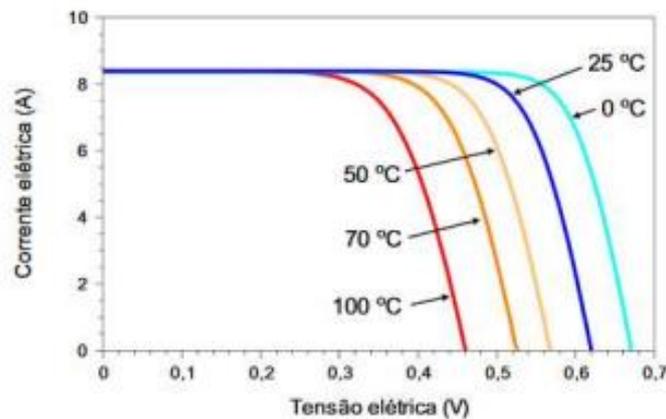
Figura 14 – Influência da radiação solar na corrente e tensão



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

A temperatura também pode influenciar na operação dos módulos fotovoltaicos, pois, quanto maior a temperatura, maior será a corrente de curto-circuito, e menor será a tensão de circuito aberto, conforme representado na Figura 15 abaixo.

Figura 15 – Influência da temperatura na corrente e tensão



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Desta forma, a redução na tensão é mais significativa que o aumento da corrente, indicando que a potência gerada será tanto menor quanto maior for a temperatura.

3.5 Dados indispensáveis de um projeto fotovoltaico

Para realizar um projeto fotovoltaico, a demanda a ser atendida e a disponibilidade de recurso solar no local da instalação estão entre os dados preliminares mais indispensáveis.

A disponibilidade de recurso solar tem o conceito de horas de sol pleno, que considera a energia total em um dia. Dessa forma, uma hora de sol pleno equivale à irradiância de 1000 W/m² durante uma hora. Se, por exemplo, o total de energia incidente em um dia for

de 3 kWh/m², então esta energia equivale a 3 horas de irradiação de 1 kW/m². Esses dados de irradiação solar podem ser obtidos em bancos de dados como CRESESB, da CEPTEL.

O posicionamento dos painéis também é outra consideração importante, pois superfícies com sombreamento podem influenciar negativamente no desempenho do sistema. No hemisfério sul, os painéis devem ser voltados para o Norte, e a inclinação recomendada pode ser calculada, segundo Gazoli e Villalva (2012), conforme a Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Inclinação recomendada para os módulos fotovoltaicos

Latitude (α, em graus)	Ângulo recomendado (graus)
0 a 10	10
11 a 20	α
21 a 30	$\alpha+5$
31 a 40	$\alpha+10$
41 ou superior	$\alpha+15$

Fonte: (GAZOLI; VILALVA, 2012).

Por fim, como o sistema de compensação de energia elétrica permite apenas que a energia gerada seja abatida do consumo mensal da unidade consumidora, não é vantajoso projetar um sistema que tenha uma geração maior do que o consumo, pois esse excedente gerado não trará economias ou ganhos financeiros à unidade. Dessa forma, é preciso analisar o consumo da instalação elétrica em um período mínimo de 12 meses e estabelecer o valor da energia gerada diariamente, além de considerar a irradiação solar e a inclinação dos módulos para, no fim, definir a potência do sistema fotovoltaico a ser projetado e instalado. O rendimento do sistema pode ser considerado entre 0,7 e 0,8 (PINHO; GALDINO, 2014).

3.6 Inversores de frequência

Como a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é de corrente contínua e tanto a rede da concessionária como a maioria dos equipamentos eletrônicos são de corrente alternada, é fundamental o uso dos inversores, pois estes convertem a corrente contínua em corrente alternada, mantendo-a em sincronismo com a corrente da rede.

Além de atuar nessa conversão de corrente contínua para alternada, os inversores também têm a função de:

- Conseguir o maior rendimento do sistema fotovoltaico, ao manter a máxima potência dos módulos conectados a eles em uma faixa de tensão e, dessa forma, ajustá-los ao ponto de máxima potência;
- salvar e/ou enviar dados durante a sua operação, por meio de cartões de memória, acesso direto, dentre outras formas;
- ter proteções de corrente contínua e de corrente alternada, como proteções contra curto-circuito contínuo e alternado, proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobre e subtensão, proteção de sincronismo com a rede, dentre outras proteções.

Há uma grande diversidade de inversores para atender às mais variadas situações. Segundo Tolmasquim (2016), os inversores podem ser categorizados em três tipos: centrais, *string* e microinversores.

Os inversores centrais são de grande porte e têm uma potência que varia da ordem de centenas de kW até MW, sendo utilizados constantemente em usinas fotovoltaicas (TOLMASQUIM, 2016). Nesta categoria, todo o arranjo fotovoltaico composto pelos módulos em série e em paralelo está conectado a um único inversor (PINTO NETO, 2012).

Os inversores *string* podem ser monofásicos ou trifásicos, com múltiplas entradas para conexão de sequências de módulos (*strings*). Esses inversores são normalmente usados em telhados de instalações urbanas, onde cada sequência de módulos pode se sujeitar a condições distintas de sombreamento e irradiância. Os inversores *string* monofásicos possuem só uma entrada para conexão de *strings*, sendo mais utilizados em instalações de microgeração, de até 10 kWp. (PINHO; GALDINO, 2014).

Por fim, os microinversores são bem mais práticos, pois são diretamente instalados nos módulos fotovoltaicos, tornando a instalação mais simples e rápida. A saída do microinversor é conectada diretamente à rede elétrica, o que reduz a necessidade de alguns equipamentos de proteção no lado de corrente alternada, e de cabeamento. Os módulos podem ter diferentes orientações, desde que estejam conectados a diferentes microinversores, permitindo que módulos sombreados não afetem intensamente o desempenho do sistema fotovoltaico, ao contrário da queda de geração que uma sequência de módulos sombreados ligados a um inversor *string* pode ocasionar.

Para reduzir as perdas causadas pelo sombreamento dos módulos fotovoltaicos, o uso de otimizadores de potência pode ser adotado, melhorando a produtividade do sistema fotovoltaico, apesar da presença de condições de operação que podem prejudicar o rendimento do sistema (SILVA *et al.*, 2019).

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para iniciar um investimento, é preciso tomar decisões apoiadas por uma boa análise de viabilidade econômica amparadas no retorno do investimento e na previsão de riscos (HOJI, 2010). A análise de viabilidade econômica de um investimento é formada pelo cálculo de previsão dos resultados de caixa, avaliação econômica dos fluxos de caixa, introdução do risco no processo de avaliação e pela definição e aplicação da taxa de retorno exigida (NETO; LIMA, 2009).

Os principais métodos de análise de viabilidade econômica envolvem uma atenção importante ao período necessário para o lucro decorrente do capital investido, à taxa de retorno e à recuperação do investimento inicial (BRUNI, FAMÁ, 2003).

Dessa forma, as estratégias para analisar a viabilidade econômica de um dado investimento servem para indicar se tal investimento atenderá ou não aos planos financeiros do cliente, principalmente os de longo prazo (FREZATTI, 2008).

Portanto, a análise de viabilidade econômica deste projeto foi determinada por meio de três estratégias: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e análise de *Payback* Simples.

4.1 Valor presente líquido (VPL)

O VPL é um conceito matemático utilizado para determinar uma sequência de futuros fluxos de caixa a uma determinada faixa de interesse (BRUNI, FAMÁ, 2007), indicando se o retorno mínimo superará o valor investido somado às despesas do projeto ($VPL > 0$) ou não ($VPL \leq 0$). Portanto, o VPL corresponde à diferença entre os benefícios fornecidos pelo projeto e seus custos, em que os fluxos de caixa são trazidos a um valor atual e descontados a uma dada taxa (NAKABAYASHI, 2015), conforme a equação 5 abaixo:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (5)$$

cujas variáveis são:

- VPL: Valor Presente Líquido;
- I_0 : Valor inicial do investimento;
- F_c : Fluxo de caixa no período t ;

- i : taxa de retorno ou taxa de desconto;
- t : período a ser analisado;
- n : horizonte de vida útil do projeto.

4.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa de juros que iguala o valor do fluxo de caixa a zero, ou seja, a TIR representa a rentabilidade projetada do investimento relacionada ao fluxo de caixa (CAMLOFFSKI, 2014). Se a TIR for maior que a Taxa Mínima de Atratividade (porcentagem de lucro que o investidor pretende obter para compensar o investimento aplicado), então o projeto será considerado economicamente viável (CASAROTTO; KOPITTKKE, 2010).

Matematicamente, a TIR é a taxa em que, se empregada como a taxa de desconto ou retorno no cálculo do VPL, ela faz com o valor de VPL seja igual a zero, tornando-se a raiz da equação do VPL e a variável independente se torna a taxa de desconto (SILVA; BARBOSA; PINHEIRO, 2017).

Portanto, se a TIR for aplicada corretamente, então a decisão tomada foi eficiente (MARQUEZAN, 2006). A fórmula para calcular a TIR foi representada na equação 6 abaixo:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

cujas variáveis são:

- TIR: Taxa Interna de Retorno;
- I_0 : Valor inicial do investimento;
- F_c : Fluxo de caixa;
- t : período a ser analisado.

4.3 Payback simples

Por meio da técnica do *Payback* Simples, é possível calcular o período em que ocorrerá o retorno do investimento sobre o fluxo de caixa (BRITO, 2011). Se o período de recuperação do investimento for inferior ao período máximo proposto inicialmente, então o *Payback* Simples será um procedimento válido (FREZATTI, 2008). Dessa forma, o *Payback* Simples corresponde ao momento em que o fluxo de caixa é maior do que zero.

O *Payback* Simples, apesar disso, não deve ser tratado como indicador principal para a aprovação de um determinado investimento, e sim como uma informação complementar a outros projetos (BLANK; TARQUIN, 2011). O seu cálculo é obtido por meio da equação 7 abaixo:

$$Payback = \frac{I_0}{R_t} \quad (7)$$

cujas variáveis são:

- *Payback*: Tempo de retorno do investimento;
- I_0 : Valor inicial do investimento;
- R_t : Fluxo de caixa líquido no período adotado.

5 ESTUDO DE CASO

Nesta seção, foi desenvolvido o estudo que concerne a mudança de modalidade tarifária horossazonal verde de um consumidor em alta tensão para a modalidade tarifária B optante, ou seja, na baixa tensão. Além disso, foi analisada a viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico, a partir das técnicas de análise financeira explicadas na seção anterior.

5.1 Análise da Fatura de Energia

Inicialmente, foi feita a análise da fatura de energia, documento emitido pela concessionária que fornece diversas informações a respeito da unidade consumidora, como o nome da pessoa física ou da empresa e o endereço; os itens de faturamento que compõem a conta de energia, como: o Custeio da Iluminação Pública (CIP); o adicional da bandeira tarifária, consumo e multa; o consumo dos últimos 12 meses; dentre outras informações (ENEL, 2021).

Após a análise da conta de energia, foi identificado que a unidade consumidora pertence à modalidade tarifária A4 horossazonal verde, atendida na tensão primária de 13800 V, e possui uma subestação aérea abaixadora própria de 112,5 kVA que converte o nível de tensão para 380/220 V.

A unidade consumidora, por ser da modalidade tarifária A4 verde, é tarifada pelas demandas de consumo ponta e fora ponta, demanda ativa, energia reativada e demanda reativa. A demanda contratada da unidade consumidora foi de 55 kW, antes da análise da fatura. A Tabela 5 fornece os valores de demanda ativa nos horários ponta e fora da unidade registrados no histórico de consumo da unidade.

Tabela 5 – Histórico de demanda ativa da unidade consumidora

Mês/Ano	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora Ponta (kW)
Maio/2021	33,76	88,70
Abril/2021	35,12	73,42
Março/2021	32,25	72,57
Fevereiro/2021	29,91	73,76
Janeiro/2021	35,44	64,68
Dezembro/2020	34,44	72,74
Novembro/2020	31,08	68,38
Outubro/2020	29,74	65,68
Setembro/2020	28,90	65,02
Agosto/2020	24,02	59,81
Julho/2020	17,47	56,28

Junho/2020	21,67	60,31
Mai/2020	23,19	61,99

Fonte: O próprio autor.

Como os quatro meses mais recentes apresentaram um notável aumento na demanda ativa, foi necessário aumentar a demanda contratada da unidade consumidora, a fim de reduzir as multas por ultrapassagem de demanda. No caso, foi sugerido um aumento de demanda contratada, anteriormente de 55 kW, para 90 kW. Essa demanda contratada de 90 kW foi utilizada para calcular o valor de demanda ativa, de acordo com a tarifa aplicada pela concessionária.

5.2 Cálculo da fatura mensal

Para a simulação do custeio com energia elétrica na modalidade tarifária horossazonal verde e na B optante, foi considerado um mês de 30 dias, com quatro sábados, quatro domingos e 22 dias úteis.

Como a unidade consumidora é ligada em tensão primária de 13800 V, ela pode optar pelo faturamento com aplicação da tarifa do grupo B optante, visto que a potência nominal de sua subestação é de 112,5 kVA (ANEEL, 2010). Dessa forma, os consumos nos horários ponta e fora ponta são simplesmente somados, a fim de se calcular o valor correspondente ao consumo de energia, sendo a tarifa de consumo a única a ser aplicada para o grupo B optante, ao contrário das modalidades tarifárias do grupo A, que apresentam tarifas tanto para o consumo como para a demanda.

Os dados relacionados aos consumos nos horários ponta e fora ponta, bem como a soma de ambos para seus respectivos meses no histórico de fatura, foram representados na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6 – Consumos nos horários de ponta, fora ponta e suas respectivas somas

Mês (Ano)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Total (kWh)
Maio (2021)	521	16920	17441
Abril (2021)	659	14279	14938
Março (2021)	537	13959	14496
Fevereiro (2021)	563	13405	13968
Janeiro (2021)	458	6061	6519
Dezembro (2020)	605	13511	14116
Novembro (2020)	422	11772	12194
Outubro (2020)	529	13836	14365

Setembro (2020)	543	11421	11964
Agosto (2020)	497	11662	12159
Julho (2020)	311	10071	10382
Junho (2020)	408	10120	10528
Mai (2020)	420	10801	11221

Fonte: O próprio autor.

Os consumos foram menores no ano de 2020 devido à pandemia. No entanto, a partir de fevereiro de 2021, foi possível observar um aumento nos valores de consumo. Dessa forma, foi utilizado um valor médio de consumo ponta e fora ponta dos quatro últimos meses (fevereiro a maio de 2021), sendo este valor de 570 e de 14640,75 kWh para os consumos ponta e fora ponta, respectivamente.

A Tabela 7 apresenta as tarifas de aplicação vigentes da ENEL CE, nas modalidades tarifárias citadas anteriormente.

Tabela 7 – Tarifas de aplicação em cada modalidade tarifária

Subgrupo	Modalidade Tarifária	Posto	TUSD (R\$/kW)	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	R\$
A4	Verde	Ponta	0	1197,26	395,99	1,59325
		Fora Ponta	0	60,21	244,58	0,30479
		Demanda	19,04	0	0	19,04
B3	Convencional			331,58	257,20	0,58878

Fonte: (ANEEL, 2021).

Para determinar os gastos com energia elétrica em cada modalidade tarifária, ainda sem os impostos, foi necessário calcular as equações (1) e (2), para depois somá-las e obter o valor final:

$$\text{Consumo}_{\text{ponta}} = 1,59325 \cdot 570 = R\$908,15$$

$$\text{Consumo}_{\text{fora ponta}} = 0,30479 \cdot 14640,75 = R\$4462,35$$

$$\text{Demanda}_{\text{contratada}} = 19,04 \cdot 90 = R\$1713,60$$

$$\begin{aligned} \text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} &= \text{Consumo}_{\text{ponta}} + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} + \text{Demanda}_{\text{contratada}} \\ &= R\$7084,10 \end{aligned}$$

$$\text{Consumo}_{\text{ponta}} (\text{kWh}) + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} (\text{kWh}) = 570 + 14640,75 = 15210,75 \text{ kWh}$$

$$\text{Valor Total}_{\text{tarifa B optante}} = 0,58878 \cdot 15210,75 = \text{R\$ } 8955,79$$

Portanto, os valores totais, ainda sem considerar os impostos, foram de R\$7084,10 e R\$8955,79 nas modalidades tarifárias verde e B optante, respectivamente. Para os cálculos dos impostos, foi considerada a Bandeira Vermelha Patamar 2, de 0,09492 R\$/kWh, e os seguintes tributos com suas respectivas alíquotas, conforme a Tabela 8:

Tributo	Alíquota (%)
PIS	1,08
COFINS	4,9
ICMS	27

Fonte: O próprio autor.

Com isso, foi possível calcular o valor da fatura de energia para cada modalidade tarifária. Antes disso, foi necessário calcular o valor de cada imposto, por meio das Equações (8) a (12):

$$\begin{aligned} \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}} &= \text{Bandeira Tarifária}_{\text{B optante}} = \\ &= \text{Taxa}_{\text{Bandeira}} \cdot (\text{Consumo}_{\text{ponta}} (\text{kWh}) + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} (\text{kWh})) \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}} &= \\ &= 0,09492 \cdot (\text{Consumo}_{\text{ponta}} (\text{kWh}) + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} (\text{kWh})) \\ &= 0,09492 \cdot 15210,74 = \text{R\$ } 1443,80 \end{aligned}$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{\text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{PIS}} + \text{Alíquota}_{\text{COFINS}}) \quad (9)$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{7084,10 + 1443,80}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,0108 + 0,049)$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{8527,9}{0,6702} \cdot (0,0598) = \text{R\$ } 760,92$$

$$\text{ICMS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{\text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{ICMS}}) \quad (10)$$

$$ICMS_{tarifa\ verde} = \frac{7084,10 + 1443,80}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,27)$$

$$ICMS_{tarifa\ verde} = \frac{9244,03}{0,6702} \cdot (0,27) = R\$ 3435,59$$

$$PIS/COFINS_{B\ optante} \tag{11}$$

$$= \frac{Valor\ Total_{B\ optante} + Bandeira\ Tarifária_{B\ optante}}{1 - Alíquota_{PIS} - Alíquota_{COFINS} - Alíquota_{ICMS}} \cdot (Alíquota_{PIS} + Alíquota_{COFINS})$$

$$PIS/COFINS_{B\ optante} = \frac{8955,79 + 1443,80}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,0108 + 0,049)$$

$$PIS/COFINS_{B\ optante} = \frac{11115,72}{0,6702} \cdot (0,0598) = R\$ 927,93$$

$$ICMS_{B\ optante} = \frac{Valor\ Total_{B\ optante} + Bandeira\ Tarifária_{B\ optante}}{1 - Alíquota_{PIS} - Alíquota_{COFINS} - Alíquota_{ICMS}} \cdot (Alíquota_{ICMS}) \tag{12}$$

$$ICMS_{B\ optante} = \frac{8955,79 + 1443,80}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,27)$$

$$ICMS_{B\ optante} = \frac{10399,59}{0,6702} \cdot (0,27) = R\$ 4189,63$$

Os valores totais, considerando os impostos calculados acima, foram registrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Valor total, considerando os impostos

Modalidade Tarifária	Bandeira Tarifária (R\$)	PIS/COFINS (R\$)	ICMS (R\$)	Total (R\$)
Verde	1443,80	760,92	3435,59	12724,41
B Optante	1443,80	927,93	4189,63	15517,15

Fonte: O próprio autor.

Foi possível observar, portanto, que a modalidade tarifária verde representa menores custos à unidade consumidora, embora seja necessário pagar por tarifas de demanda e consumo. No entanto, a instalação de um sistema fotovoltaico permite o abatimento do valor

relacionado ao consumo, o que poderia tornar vantajosa a mudança de modalidade tarifária para a B optante.

Dessa forma, foi necessário dimensionar o sistema fotovoltaico pretendido pela unidade consumidora, no sistema de microgeração distribuída, ou seja, até 75 kW.

5.3 Características da unidade consumidora

A unidade consumidora analisada fica localizada em Horizonte, CE, com latitude 4,101° S e longitude 38,449° O. A cidade de Horizonte possui uma irradiação solar média, em um plano inclinado de 15°, de 5,64 kWh/m².dia (CRESESB, 2021). A Tabela 10 mostra os valores de irradiação solar média mensal, para diversos ângulos de inclinação, de acordo com a latitude e longitude citadas acima.

Tabela 10 – Irradiação solar no plano inclinado, em Horizonte-CE

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	5,74	5,72	5,53	4,91	5,20	5,15	5,45	6,06	6,21	6,38	6,37	5,92	5,72	1,47
Ângulo igual a latitude	4° N	5,59	5,63	5,52	4,97	5,34	5,33	5,63	6,19	6,24	6,31	6,22	5,75	5,73	1,34
Maior média anual	3° N	5,63	5,66	5,52	4,96	5,30	5,29	5,59	6,16	6,23	6,33	6,26	5,79	5,73	1,37
Maior mínimo mensal	15° N	5,10	5,30	5,39	5,05	5,63	5,73	6,01	6,42	6,20	5,99	5,69	5,18	5,64	1,37

Fonte: CRESESB (2021).

Esses ângulos de inclinação são apenas sugestões para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Em geral, o valor da latitude local é usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico, já o ângulo de maior valor mínimo mensal de irradiação solar costuma ser uma medida conservadora, usado em situações em que o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para a atividade fim e, por isso, procura-se minimizar o risco da falta de energia (CRESESB, 2014). Dessa forma, o ângulo de 15° foi adotado para evitar o acúmulo de água e sujeira.

O cliente está inserido na modalidade tarifária A4 Verde, ou seja, apresenta tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os horários ponta e fora ponta. Como o cliente deseja migrar para a modalidade tarifária B optante, ele terá uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independente da hora de utilização do dia (ANEEL, 2010). As principais características do cliente foram representadas na Tabela 8.

Tabela 11 – Características da unidade consumidora

Localização	Horizonte-CE
Latitude	4,101° S

Longitude	38,449° O
Irradiação solar diária média mensal	5,64 kWh/m ² .dia
Modalidade tarifária	A4 Verde
Demanda contratada	90 kW
Tarifa de Energia (TE) Fora Ponta	0,30479 R\$/kWh
Tarifa de Energia (TE) Ponta	1,59325 R\$/kWh
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	19,04 R\$/kWh

Fonte: O próprio autor.

Para simplificar o estudo, foram adotadas algumas premissas:

- e) Para que não haja taxaço por reativos, o fator de potência considerado foi de 0,92;
- f) A bandeira tarifária adotada foi a Bandeira Vermelha Patamar 2, que custa R\$ 0,09492 por kWh;
- g) Não foram consideradas multas e juros devido a atrasos de pagamento de fatura;
- h) Não foi considerada a Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CIP);
- i) A vida útil dos módulos fotovoltaicos foi de 25 anos, ao passo que a do inversor foi de 14 anos.

5.4 Localização do Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico ficou no solo, visto que a área da indústria permite a instalação em solo. Como o sistema foi definido como microgeração, tendo uma potência máxima de 75 kW, a área para alocação dos módulos foi suficiente, não sendo necessária, portanto, a instalação no telhado da indústria.

Além disso, para realizar a correta instalação de um módulo solar, é necessário orientar os módulos com suas faces voltadas para o norte geográfico, a fim de maximizar a produção média diária de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

5.5 Especificação do sistema fotovoltaico

Conforme citado nos tópicos anteriores, como o cliente desejou migrar para a modalidade tarifária B optante, o sistema fotovoltaico deve ser de microgeração, ou seja, até 75 kW. Portanto, o sistema proposto não se limita à demanda contratada, ao contrário dos sistemas cuja modalidade tarifária é horossazonal azul ou verde.

O sistema fotovoltaico foi especificado na Tabela 12 abaixo.

Tabela 12 – Especificações do sistema fotovoltaico

Potência Instalada	75 kWp
Geração Média Mensal do Sistema	10152 kWh
Rendimento	80%
Área Necessária	441 m ²
Consumo Atendido	69,34%
Módulos Fotovoltaicos	200 módulos 375 Wp
Inversor	60 kW

Fonte: O próprio autor.

O rendimento adotado não foi de 100% devido a fatores divergentes que influenciam na queda do rendimento, como:

- altas temperaturas, pois reduz a eficiência do módulo, diminuindo os pontos de operação para potência máxima (CRESESB, 2006), e a alta incidência de irradiação solar afeta a produção de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos;
- sujeiras acumuladas nos módulos, causando sombreamento nos mesmos, afetando sua produção de energia, devido tanto à poeira como à ação de microrganismos (USP, 2014);
- conectores com falhas de contato, sem grau de proteção adequado e gerando aquecimentos ou interrupções no funcionamento dos módulos do sistema (PINHO; GALDINO, 2014);
- dimensionamento pouco preciso da seção do cabeamento utilizado tanto no lado CC quanto no lado CA, aumentando as perdas ôhmicas.

Os módulos fotovoltaicos são da marca Trina, ao passo que o inversor é da marca Growatt. O sistema fotovoltaico, contemplando os módulos e o inversor, custou R\$ 280.309,00 à vista, enquanto o projeto e execução do sistema custou R\$ 31.250,00. Com isso, o investimento total foi de R\$ 311.559,00.

O dimensionamento do inversor foi diretamente influenciado pela potência elétrica do sistema fotovoltaico, a tecnologia, as características elétricas dos módulos que compõem o sistema fotovoltaico e a topologia de instalação escolhida (PINHO; GALDINO, 2014). Para o correto dimensionamento do inversor, a tensão de circuito aberto das *strings* não pôde ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor, evitando sobretensões, e o inversor foi subdimensionado, visto que sua potência de pico só é atingida nas condições padrões de teste, sendo que o sistema fornece potência abaixo de sua capacidade nominal na maior parte do tempo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

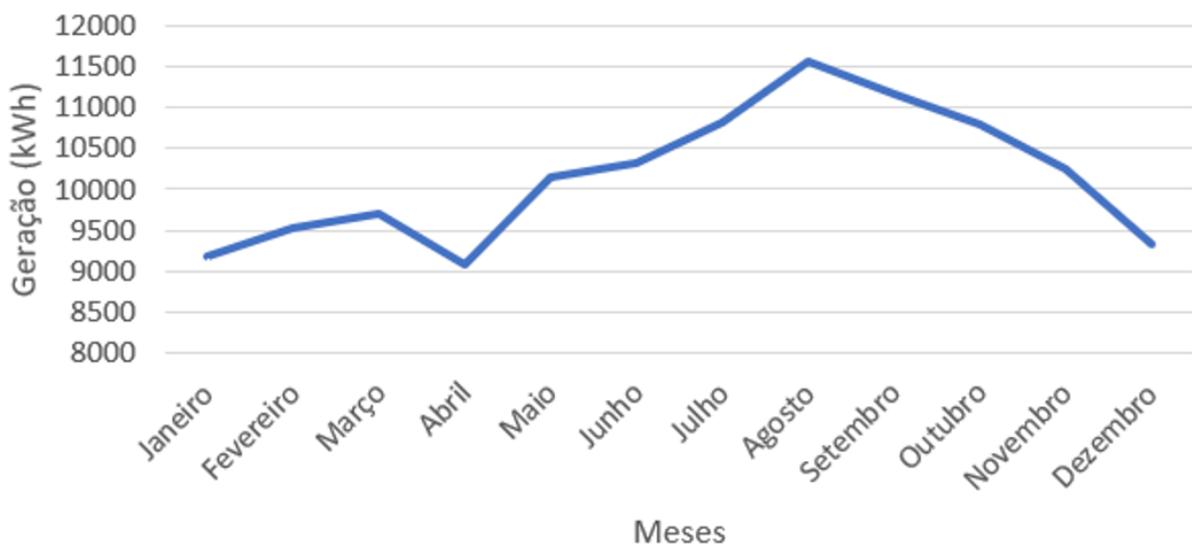
Os valores dos equipamentos citados acima devem ser utilizados como referência, e os preços podem ficar desatualizados devido à dinâmica de mercado e a fatores como câmbio, inflação e impostos. De forma geral, por questões estratégicas de mercado, empresas revendedoras não expõem facilmente os preços dos equipamentos, a fim de buscar ganhos maiores com o projeto e a instalação do sistema.

O consumo atendido de 69,34% do sistema fotovoltaico foi compensado no consumo fora ponta. Não houve compensação no consumo ponta, a fim de abater o consumo mensal no mesmo período (fora ponta) sem o fator de ajuste, que corresponde à divisão entre as Tarifas de Energia do consumo fora ponta e o consumo ponta. No caso, segundo os dados da concessionária ENEL, essas tarifas são de R\$244,58 e de R\$395,99 para os consumos fora ponta e ponta, respectivamente. Logo, o fator de ajuste seria de 0,62, sendo este fator utilizado para abater o consumo na ponta.

5.6 Desempenho do sistema

A Figura 19 mostra os valores mensais de irradiação solar no plano inclinado que, multiplicado pela potência do sistema fotovoltaico (75 kW), pelo número de dias e pelo rendimento, determina a geração mensal em kWh. O Gráfico 3 e a Tabela 13 representam a geração mensal, tendo em vista a variação mensal dos valores de irradiação solar.

Gráfico 3 – Geração mensal, em kWh, do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 – Valores de geração mensal, em kWh, do sistema fotovoltaico

Mês	Geração (kWh)
Janeiro	9180
Fevereiro	9540
Março	9702
Abril	9090
Maio	10134
Junho	10314
Julho	10818
Agosto	11556
Setembro	11160
Outubro	10782
Novembro	10242
Dezembro	9324

Fonte: O próprio autor.

A geração média do sistema fotovoltaico é, portanto, de 10152 kWh, compensada no consumo fora ponta.

5.7 Comparação entre modalidades tarifárias após a instalação do sistema fotovoltaico

No cálculo dos valores ainda sem os impostos, o cálculo correspondente à modalidade horossazonal verde teve uma redução no consumo fora ponta, ao passo que houve uma redução no consumo total na modalidade B optante:

$$\text{Consumo}_{\text{fora ponta}} (\text{kWh}) = 14640,75 - 10152 = 4488,75 \text{ kWh}$$

$$\text{Consumo}_{\text{fora ponta}} = 0,30479 \cdot 4488,75 = R\$ 1368,13$$

$$\text{Consumo}_{B \text{ optante}} (\text{kWh}) = 15210,75 - 10152 = 5058,75 \text{ kWh}$$

$$\text{Consumo}_{B \text{ optante}} = \text{Valor Total}_{B \text{ optante}} = 0,58878 \cdot 5058,75 = R\$ 2978,49$$

Vale salientar que, no caso da modalidade horossazonal verde, os valores correspondentes ao consumo ponta e demanda contratada permaneceram inalterados. Portanto, o valor da fatura na modalidade horossazonal verde, ainda sem os impostos inclusos, foi:

$$\begin{aligned} \text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} &= \text{Consumo}_{\text{ponta}} + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} + \text{Demanda}_{\text{contratada}} \\ &= R\$908,45 + R\$1368,13 + R\$1713,60 = R\$3990,18 \end{aligned}$$

Foi possível observar que a fatura na modalidade B optante se tornou menor que a na modalidade verde, após a instalação do sistema fotovoltaico. A seguir, foi realizado o cálculo da fatura, agora com os impostos PIS/COFINS e ICMS:

$$\begin{aligned} \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}} &= \text{Bandeira Tarifária}_{\text{B optante}} = \\ &= 0,09492 \cdot (\text{Consumo}_{\text{ponta}} \text{ (kWh)} + \text{Consumo}_{\text{fora ponta}} \text{ (kWh)}) \\ &= 0,09492 \cdot (570 + 4488,75) = \text{R\$ } 480,18 \end{aligned}$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{\text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{PIS}} + \text{Alíquota}_{\text{COFINS}})$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{3990,18 + 480,18}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,0108 + 0,049)$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{4470,36}{0,6702} \cdot (0,0598)$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{tarifa verde}} = \text{R\$ } 398,88$$

$$\text{ICMS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{\text{Valor Total}_{\text{tarifa verde}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{tarifa verde}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{ICMS}})$$

$$\text{ICMS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{3990,18 + 480,18}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,27)$$

$$\text{ICMS}_{\text{tarifa verde}} = \frac{4470,36}{0,6702} \cdot (0,27)$$

$$\text{ICMS}_{\text{tarifa verde}} = \text{R\$ } 1800,95$$

$$\begin{aligned} \text{PIS/COFINS}_{\text{B optante}} &= \frac{\text{Valor Total}_{\text{B optante}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{B optante}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{PIS}} + \text{Alíquota}_{\text{COFINS}}) \end{aligned}$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{B optante}} = \frac{2978,49 + 480,18}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,0108 + 0,049)$$

$$\text{PIS/COFINS}_{\text{B optante}} = \frac{3458,67}{0,6702} \cdot (0,0598) = \text{R\$ } 308,61$$

$$\text{ICMS}_{\text{B optante}} = \frac{\text{Valor Total}_{\text{B optante}} + \text{Bandeira Tarifária}_{\text{B optante}}}{1 - \text{Alíquota}_{\text{PIS}} - \text{Alíquota}_{\text{COFINS}} - \text{Alíquota}_{\text{ICMS}}} \cdot (\text{Alíquota}_{\text{ICMS}})$$

$$ICMS_{B\ optante} = \frac{2978,49 + 480,18}{1 - 0,0108 - 0,049 - 0,27} \cdot (0,27)$$

$$ICMS_{B\ optante} = \frac{3458,67}{0,6702} \cdot (0,27) = R\$1393,38$$

Os valores totais, considerando os impostos calculados acima, foram registrados na Tabela 14.

Tabela 14 – Valor total, considerando os impostos

Modalidade Tarifária	Bandeira Tarifária (R\$)	PIS/COFINS (R\$)	ICMS (R\$)	Total (R\$)
Verde	480,18	398,88	1800,95	6670,19
B Optante	480,18	308,61	1393,38	5160,66

Fonte: O próprio autor.

Quanto à análise de viabilidade econômico-financeira, o cliente deseja realizar o pagamento à vista, sem financiamento. A taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) foi adotada como Taxa Mínima de Atratividade e, atualmente, ela é de 7,65% ao ano (BACEN, 2021).

Além da taxa SELIC, foi considerado o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), índice de inflação que mede a variação dos preços de produtos e serviços (INFOMONEY, 2021). O IPCA acumulado, em outubro de 2021, foi de 10,67% (IBGE, 2021).

Conforme descrito anteriormente, o investimento total do sistema fotovoltaico foi de R\$ 311.559,00. Na projeção para os 25 anos de operação desse sistema, a geração no ano 1 corresponde à geração média mensal multiplicada por 12; a tarifa corresponde à divisão do consumo na tarifa B optante com impostos (R\$ 15517,15 ao todo) pela soma do consumo ponta e fora ponta ($570 + 14640,75 = 15210,74$ kWh), com reajuste de 10,67% (valor do IPCA acumulado) ao ano; o reembolso corresponde ao produto entre geração e tarifa; o CAPEX (compra de um bem) corresponde à compra do sistema fotovoltaico do ano 1 e à compra de um novo inversor no ano 14; o OPEX (despesas operacionais, como manutenção e reparos) corresponde ao produto entre o investimento total e uma manutenção anual de 0,8%, com a OPEX tendo um reajuste anual de 8%; o fluxo de caixa anual corresponde à soma do reembolso, CAPEX e OPEX; por fim, o fluxo de caixa acumulado corresponde à soma do fluxo de caixa acumulado do ano anterior com o fluxo de caixa anual atual. Vale salientar que foi adotada uma depreciação de 3% do sistema fotovoltaico no primeiro ano, e de 0,7% nos anos seguintes. Essa projeção está representada na Tabela 15.

Tabela 15 – Projeção de 25 anos de operação do sistema fotovoltaico

Geração		Receitas		Despesas		Fluxo de Caixa	
Ano	Geração	Tarifa	Reembolso	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado
0	-	R\$ -		-R\$ 311.559,00	R\$ -	-R\$ 311.559,00	-R\$ 311.559,00
1	121.824,00	R\$ 1,02	R\$ 124.278,06	R\$ -	-R\$ 2.492,47	R\$ 121.785,59	-R\$ 189.773,41
2	118.169,28	R\$ 1,13	R\$ 133.412,37	R\$ -	-R\$ 2.691,87	R\$ 130.720,51	-R\$ 59.052,91
3	117.342,10	R\$ 1,25	R\$ 146.613,94	R\$ -	-R\$ 2.907,22	R\$ 143.706,72	R\$ 84.653,82
4	116.520,70	R\$ 1,38	R\$ 161.121,85	R\$ -	-R\$ 3.139,80	R\$ 157.982,05	R\$ 242.635,87
5	115.705,06	R\$ 1,53	R\$ 177.065,35	R\$ -	-R\$ 3.390,98	R\$ 173.674,37	R\$ 416.310,24
6	114.895,12	R\$ 1,69	R\$ 194.586,52	R\$ -	-R\$ 3.662,26	R\$ 190.924,26	R\$ 607.234,50
7	114.090,85	R\$ 1,87	R\$ 213.841,46	R\$ -	-R\$ 3.955,24	R\$ 209.886,22	R\$ 817.120,72
8	113.292,22	R\$ 2,07	R\$ 235.001,73	R\$ -	-R\$ 4.271,66	R\$ 230.730,07	R\$ 1.047.850,79
9	112.499,17	R\$ 2,30	R\$ 258.255,88	R\$ -	-R\$ 4.613,39	R\$ 253.642,49	R\$ 1.301.493,28
10	111.711,68	R\$ 2,54	R\$ 283.811,10	R\$ -	-R\$ 4.982,46	R\$ 278.828,64	R\$ 1.580.321,92
11	110.929,70	R\$ 2,81	R\$ 311.895,09	R\$ -	-R\$ 5.381,06	R\$ 306.514,03	R\$ 1.886.835,96
12	110.153,19	R\$ 3,11	R\$ 342.758,08	R\$ -	-R\$ 5.811,54	R\$ 336.946,53	R\$ 2.223.782,49
13	109.382,12	R\$ 3,44	R\$ 376.675,05	R\$ -	-R\$ 6.276,47	R\$ 370.398,58	R\$ 2.594.181,07
14	108.616,44	R\$ 3,81	R\$ 413.948,22	-R\$ 53.252,28	-R\$ 6.778,59	R\$ 353.917,35	R\$ 2.948.098,43
15	107.856,13	R\$ 4,22	R\$ 454.909,68	R\$ -	-R\$ 7.320,87	R\$ 447.588,80	R\$ 3.395.687,23
16	107.101,13	R\$ 4,67	R\$ 499.924,40	R\$ -	-R\$ 7.906,54	R\$ 492.017,86	R\$ 3.887.705,08
17	106.351,43	R\$ 5,17	R\$ 549.393,47	R\$ -	-R\$ 8.539,07	R\$ 540.854,40	R\$ 4.428.559,49
18	105.606,97	R\$ 5,72	R\$ 603.757,65	R\$ -	-R\$ 9.222,19	R\$ 594.535,46	R\$ 5.023.094,95
19	104.867,72	R\$ 6,33	R\$ 663.501,35	R\$ -	-R\$ 9.959,97	R\$ 653.541,38	R\$ 5.676.636,33
20	104.133,64	R\$ 7,00	R\$ 729.156,86	R\$ -	-R\$ 10.756,76	R\$ 718.400,10	R\$ 6.395.036,43
21	103.404,71	R\$ 7,75	R\$ 801.309,19	R\$ -	-R\$ 11.617,31	R\$ 789.691,89	R\$ 7.184.728,31
22	102.680,87	R\$ 8,58	R\$ 880.601,22	R\$ -	-R\$ 12.546,69	R\$ 868.054,53	R\$ 8.052.782,85
23	101.962,11	R\$ 9,49	R\$ 967.739,44	R\$ -	-R\$ 13.550,42	R\$ 954.189,02	R\$ 9.006.971,86
24	101.248,37	R\$ 10,50	R\$ 1.063.500,26	R\$ -	-R\$ 14.634,46	R\$ 1.048.865,80	R\$ 10.055.837,66
25	100.539,64	R\$ 11,62	R\$ 1.168.736,91	R\$ -	-R\$ 15.805,22	R\$ 1.152.931,69	R\$ 11.208.769,36

Fonte: O próprio autor.

Foi possível observar que o tempo de retorno (fluxo de caixa positivo) ocorreu entre 2 e 3 anos, e o consumidor economizará mais de 11 milhões de reais, passados 25 anos da implantação do sistema fotovoltaico.

Os cálculos de VPL e TIR retornaram R\$26.400.262,58 e 48%, respectivamente, indicando que o investimento é viável financeiramente. O *Payback* Simples, por fim, foi de 2,41, indicando que o custo do investimento será recuperado em menos de dois anos e meio.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho de conclusão de curso teve como objetivo realizar um estudo de caso de migração para a baixa tensão de uma unidade consumidora pertencente à alta tensão, modalidade A4, e desenvolver um estudo de viabilidade econômico-financeira para se certificar de que a implantação de um sistema fotovoltaico é viável através dos métodos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Simples.

Segundo a análise realizada neste estudo de caso, a modalidade tarifária horossazonal verde é economicamente mais vantajosa do que a B optante, desde que o sistema fotovoltaico não seja instalado. No entanto, considerando a instalação do sistema fotovoltaico, a modalidade B optante se torna mais viável, segundo a Tabela 11 deste trabalho. Este estudo indicou a quantidade de módulos necessária, a localização do sistema fotovoltaico na unidade consumidora e o desempenho no primeiro ano de operação. O sistema consiste em 200 módulos de 375 Wp, um inversor de 60 kW, com os módulos no solo e orientados para o norte geográfico, com geração média mensal de 10152 kWh.

O investimento é promissor e foi de R\$ 311.559,00, com o consumidor economizando mais de 11 milhões de reais, passados 25 anos da implantação do sistema fotovoltaico. Os cálculos de VPL e TIR retornaram R\$26.400.262,58 e 48%, respectivamente, sendo o TIR superior à taxa mínima de atratividade de 7,65% ao ano. O *Payback* Simples apresentou um retorno do investimento em pouco menos de dois anos e meio.

No caso deste projeto, foi considerado que o cliente fez o investimento à vista. Dessa forma, trabalhos futuros podem adotar um financiamento, visto que o Governo Federal incentiva os investimentos para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, pode-se fazer um estudo de viabilidade econômico-financeira com a unidade consumidora no grupo A, mas com uma demanda contratada maior, e fazer uma gestão de modalidades tarifárias, comparando a modalidade verde com a azul para, assim, determinar qual é a melhor modalidade tarifária para o cliente.

REFERÊNCIAS

A.M. Vale, D.G. Felix, M. Z. Fortes, B.S.M.C Borba, B.H. Dias, B.S. Santelli, “Analysis of the economic viability of a photovoltaic Generation Project Applied to Brazilian housing program Minha Casa Minha Vida”, *Energy Policy*, vol. 108, pp. 292-298, Sep. 2017, DOI: 10.1016/j.enpol.2017.06.001.

RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 414/2010. ANEEL, 2010. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 01 nov. 2020.

ANEEL. **Por dentro da conta de energia: informação de utilidade pública**, Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em: <[ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. Brasília: Diretor geral da Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. 19p. Disponível em: \[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=38561&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fp%2Fvisualizar.jsp\]\(https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=38561&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fp%2Fvisualizar.jsp\). Acesso em: 01 nov. 2020.](https://www.aneel.gov.br/cartilhas-e-folders/-/asset_publisher/knRlg1Wd8MkY/content/por-dentro-da-counta-de-energia-informacao-de-utilidade-publica/656835?inheritRedirect=false#:~:text=Apresenta%20informa%C3%A7%C3%B5es%20para%20consumidores%2C%20empresas,informa%C3%A7%C3%B5es%20entre%20agentes%20e%20usu%C3%A1rios.>>.</p>
</div>
<div data-bbox=)

ANEEL, “Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2021,” 0056/2017-SRD/ANEEL, Maio 2017.

A Tarifa de Energia Elétrica. ANEEL, 2021. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 06 nov. 2021.

Como é composta a tarifa. ANEEL, 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 22 nov. 2021.

Bandeira escassez hídrica. ENEL. 2021. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/Para_Voce/Bandeira_Tarifaria.html. Acesso em: 09 nov. 2021.

Bandeiras Tarifárias. ANEEL. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BARROS, B. F.; BORELLI, R.; GEDRA, R.L. **Gerenciamento de energia: Ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica**. 2. ed. São Paulo, Érica, 2016.

BATISTA, O. E.; FLAUZINO, R. A. **Medidas de Gestão Energética de baixo custo como estratégia para redução de custos com energia elétrica.** *Gestão da Produção, Operações e Sistemas*, Ano 7, nº 4, out-dez/2012, p. 117-134, dez. 2012. Disponível em: <<https://revista.feb.unesp.br/index.php/gepros/article/viewFile/921/467>>. Acesso em: 06 nov. 2021.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia Econômica.** 6. ed. Porto Alegre, 2011.

BRITO, P., **Análise e Viabilidade de Projetos de Investimentos.** 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2011.

BRUNI A. L.; FAMÁ, R. **As Decisões de Investimentos.** 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2007.

C. HOLDERMANN, J. KISSEL, J. BEIGEL, “Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and comercial sectors”, *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612-617, Apr. 2014, DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.064.

CAMLOFFSKI, R. **Análise de Investimentos e Viabilidade Financeira das Empresas.** São Paulo: Atlas, 2014.

CARNEIRO, J. **Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações,** 2010. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/55618427.pdf>>. Acesso em: 28 de nov. de 2021.

CARVALHO, T. P.; **Um Estudo de Caso sobre Tarifação de Energia Elétrica visando sua Utilização Racional no Centro de Tecnologia da UFRJ.** Orientador: Walter Issamu Suemitsu. 2012. 50f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005191.pdf>>

CASAROTTO, N.; KOPITTKE, B. **Análise de Investimentos: Matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia empresarial.** 11 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

Contribuição à Consulta Pública ANEEL Nº 025/2019. **FGV CERJ,** 2019. Disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2020-01/FGV-CERI_CP25_19_MMGD_Final_0.pdf. Acesso em: 06 de nov. de 2021.

Convênio ICMS 6. Dispõe sobre o Conselho Nacional de Política Fazendária. Brasil, 2013, p. 6.

Energia solar – Princípios e aplicações. **CRESESB,** 2006. Disponível em: <<https://engenharias.net.br/wp-content/uploads/2017/06/Cresesb-Energia-Solar-Princ%C3%ADpios-e-Aplica%C3%A7%C3%B5es.pdf>>. Acesso em: 06 nov. 2021.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO/CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **CRESESB,** c2021. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 30 out. 2021.

CRESESB, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, 2nd ed. Rio de Janeiro, 2014.

Entenda a sua conta. **ENEL**, 2021. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/Para_Voce/entenda_sua_conta.html. Acesso em: 03 de nov. de 2021.

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **EPE**. Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020/Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FREITAS, Susana Sofia Alves. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Industrial, Engenharia Elétrica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2008.

FREZATTI, F. **Gestão da viabilidade econômico-financeira dos projetos de investimento**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**, 2012. *São Paulo: Érica*, 2012. 37, 38, 49, 56, 65.

HOJI, M. **Administração Financeira e Orçamentária: Matemática financeira aplicada, estratégias financeiras, orçamento empresarial**. 8 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

IEA/IRENA (2018). **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**. IRENA, OECD/IEA and REN21. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2018/apr/renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition>. Acesso em: 09 nov. 2021.

INFLAÇÃO. **IBGE**, 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. Acesso em: 06 dez. 2021.

IPCA: Conheça o principal índice brasileiro de inflação. **INFOMONEY**, 2021. Disponível em: < <https://www.infomoney.com.br/guias/ipca/> >. Acesso em: 06 dez. 2021.

JIMÉNEZ, J. P. V. **Projeto e dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado/conectado à rede para atender a demanda de irrigação de uva**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) – Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Universidade Federal da Integração Latino-Americana. Foz do Iguaçu, p. 154. 2017.

KAMMLER, A. R. *et al.* **Curso básico de gestão de energia**. Florianópolis, SC: Senai, 2011. 34 p.

MARQUEZAN, L. H. F. **Análise de Investimentos: Revista Eletrônica de Contabilidade**, 2006.

NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de Administração Financeira**. São Paulo: Atlas, 2009.

PEDROSA, Rafael Garcia. **Estudo do modelo brasileiro de tarifação do uso de energia elétrica**. 2012. 46p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CRESESB, Rio de Janeiro, 2014. 530p.

Manual da tarifação da energia elétrica. **PROCEL**, 2011. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf. Acesso em: 12 de nov. 2021.

RAWAT, R.; KAUSHIK, S.; LAMBA, R. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL. nº 2859/2021 de 22 de abril de 2021. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212859ti.pdf>>.

VEJA AS DIFERENÇAS ENTRE ACL X ACR. **Soma**, 2021. Disponível em: <http://blog.somaenergia.com.br/infografico-veja-as-diferencas-entre-acl-x-acr/>. Acesso em: 09 de nov. 2021.

M. G. VILLALVA, *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2. ed. São Paulo, SP, Brasil: Érica, 2015.

MORAES, Caio. Célula fotovoltaica: tudo que você precisa saber. **Eletrônica de Potência**, 2020. Disponível em: <<https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>>. Acesso em: 28 de nov. 2021.

NAKABAYASHI R. K., **Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica**. São Paulo, SP, Brasil: IEE-USP (LSF), 2015.

PINTO NETO, Aimé Fleury de Carvalho. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Ciências, Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

SANTIAGO JÚNIOR, J. V. *et al.*, **Guia de energia solar fotovoltaica: Aplicação nas micro e pequenas empresas**. Cuiabá: SEBRAE, 2016. 33p.

SILVA, J. L. S.; MOREIRA H. S.; MESQUITA D. B.; REIS M. V. G.; VILLALVA M. G., **Study of Power Optimizers for grid-connected photovoltaic systems**, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 01, pp. 127-134, Janeiro, 2019, DOI: 10.1109/TLA.2019.8826704.

SILVA, O. A. V. O. L.; BARBOSA F. R.; PINHEIRO, F. Viabilidade técnico-econômica da eficiência energética em edificações. Curitiba, PR, Brasil: Prismas, 2017.

Tarifa Branca. **ABRADEE**, 2018. Disponível em: <https://www.neoenergiaelektro.com.br//Media/Default/pdf/TARIFA-BRANCA_abradee.pdf>. Último acesso em: 23 nov. 2021.

Tarifa branca. **ANEEL**, 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 09 nov. 2021.

TAXA SELIC. **BACEN**, 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/acesoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww.bcb.gov.br%2Fhtmlms%2Fselic%2Fselicdiarios.asp>>. Acesso em: 06 dez. 2021.

TOLMASQUIM, M.T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2 ed. Brasília, 2015.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Energia termelétrica: Gás Natural, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética-EPE, 2016. 417 p.

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: Sua influência na qualidade de energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutorado) – Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

Microrganismos podem reduzir produção de energia solar. **USP**, 2014. Disponível em: <<http://www.usp.br/agen/?p=181209>>. Acesso em: 06 nov. 2021.

TAUIL & CHEQUER ADVOGADOS ASSOCIADO A MAYER BROWN. **Informativo Energia Elétrica. Lei nº 14.300/2022: Marco Legal da Geração Distribuída**, 2022. Disponível em: <<https://www.tauilchequer.com.br/-/media/files/perspectives-events/publications/2022/01/informativo-do-setor-eletrico--lei-n-14300-de-2022--marco-legal-da-gd.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2022.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

ZHAO, H. Electric energy management system based on PLC. **2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering**. Anais IEEE, abr. 2011.