

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL  
ÁREA DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIAS  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LENNON REIS**

**ESTUDO DE REDUÇÃO DE CUSTOS COM ENERGIA EM EMPRESA  
METALÚRGICA**

**CAXIAS DO SUL  
2021**

**Lennon Reis**

**ESTUDO DE REDUÇÃO DE CUSTOS COM ENERGIA EM EMPRESA  
METALÚRGICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Área de Ciências Exatas e Engenharias da Uni-  
versidade de Caxias do Sul como requisito par-  
cial para obtenção do título de Bacharel em En-  
genharia Elétrica.

Orientador:  
Prof. Ma. Andréa Cantarelli Morales

**CAXIAS DO SUL  
2021**

**Lennon Reis**

**ESTUDO DE REDUÇÃO DE CUSTOS COM ENERGIA EM EMPRESA  
METALÚRGICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Área de Ciências Exatas e Engenharias da Uni-  
versidade de Caxias do Sul como requisito par-  
cial para obtenção do título de Bacharel em En-  
genharia Elétrica.

Orientador:  
Prof. Ma. Andréa Cantarelli Morales

**Aprovado em** \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

**Banca Examinadora**

---

Prof. Ma. Andréa Cantarelli Morales (orientador)  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof Me Cesar Augusto Bernanrdi  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof. Dr. Alexandre Mesquita  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

## RESUMO

Após o levantamento dos dados energéticos da empresa fabricante de máquinas, que foi utilizada como objeto de pesquisa desse estudo, verificou-se a necessidade de uma melhoria na eficiência energética da empresa como um todo. Por eficiência energética, entende-se ser o uso de uma determinada tecnologia específica que, sem mudança de comportamento, reduz o consumo de energia elétrica. Com isso em vista, levantou-se formas efetivas de reduzir o gasto com energia elétrica mensal desta empresa, sem sofrer impactos produtivos relevantes. As soluções propostas nesse trabalho abrangeram desde reposicionamento de política tarifária junto à concessionária, passando por otimização dos motores e correção do fator de potência, e chegando à mudança da matriz energética da empresa. Foi analisado e simulado a troca do modelo tarifário atual da empresa, resultando em uma alternativa a ser testada no futuro. Foram dimensionados motores de alto rendimento para substituírem motores pouco eficientes atualmente utilizados. Realizou-se um estudo de geração distribuída onde foram levantados os dados para a instalação de módulos fotovoltaicos como fonte paralela de fornecimento de energia elétrica, atualizando a viabilidade econômica da implantação. Após serem realizadas as análises financeiras dos tópicos abordados, foi determinado que somente a substituição dos motores, a implantação do banco de capacitores e a instalação da unidade geradora fotovoltaica trariam alguma economia relevante para a empresa.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Energia Fotovoltaica. Engenharia. Motores Elétricos.

## **ABSTRACT**

After surveying the energy data of the machinery manufacturing company, which was used as the object of research in this study, it was verified the need for an improvement in the energy efficiency of the company as a whole. Energy efficiency is understood to be the use of a specific technology that, without changing behavior, reduces the consumption of electricity. With this in mind, effective ways were found for an industry to reduce its monthly electricity expenditure, without suffering relevant productive impacts. The solutions proposed in this work ranged from tariff policy repositioning with the concessionaire, through motor optimization and power factor correction, and change in the company's energy matrix. The change of the company's current tariff model was analyzed and simulated, resulting in an alternative to be tested in the future. High-efficiency motors were dimensioned to replace inefficient motors currently used. A distributed generation study was carried out where data were collected for the installation of photovoltaic modules as a parallel source of electricity supply, annualizing the economic feasibility of the implementation. After carrying out the financial analyzes of the topics covered, it was determined that only the replacement of the motors, the implantation of the capacitor bank and the installation of the photovoltaic generating unit would bring relevant savings to the company.

**Keywords:** Distributed Generation. Photovoltaic Energy. Engineering. Electric Motors.

*Dedico esse trabalho a minha avó, que esteve comigo em todos os momentos ao longo do curso, me cobrando, me cuidando e me inspirando.*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu pai por todo o suporte, por me mostrar que desistir nunca é uma opção e me ensinar que independente da situação sempre se pode dar um jeito.

A minha mãe que sempre me incentivou nos momentos difíceis e compreendeu a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste trabalho.

A minha avó pelos ensinamentos que sempre me direcionaram aos caminhos corretos.

A minha noiva por sempre acreditar no meu potencial, por toda a compreensão, carinho e cumplicidade ao longo de todos esse anos de curso e por servir de exemplo acadêmico definitivo.

A minha orientadora por aceitar conduzir o meu estudo e se mostrar sempre solícita e disposta a ajudar.

*“Life before death. Journey before destination.”*  
Brandon Sanderson



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação Setorial no Consumo de Eletricidade . . . . .	16
Figura 2 – Exemplo de Geração Distribuída Fotovoltaica . . . . .	17
Figura 3 – Efeito Fotovoltaico . . . . .	19
Figura 4 – Média Anual da Irradiação Total Horizontal no Brasil . . . . .	21
Figura 5 – Funcionamento de Célula Fotovoltaica . . . . .	22
Figura 6 – Funcionamento do Inversor Solar . . . . .	23
Figura 7 – Tipos de Motores Elétricos . . . . .	28
Figura 8 – Instalações da Empresa Robopac . . . . .	35
Figura 9 – Alicates Amperímetro Medindo o Motor M3 . . . . .	37
Figura 10 – Curva Característica do Motor Atual M5 de 1,5kW . . . . .	39
Figura 11 – Curva Característica do Motor Super Premium de 1,1kW . . . . .	40
Figura 12 – Valor Presente Líquido . . . . .	42
Figura 13 – Valor Presente Líquido . . . . .	43
Figura 14 – Irradiação Solar . . . . .	45
Figura 15 – Robopac Brasil . . . . .	54
Figura 16 – Payback Simples . . . . .	55
Figura 17 – Payback Descontado . . . . .	56
Figura 18 – Tarifação Horo-Sazonal Verde . . . . .	61
Figura 19 – VPL Banco de Capacitores . . . . .	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão de Fornecimento do Grupo A . . . . .	26
Tabela 2 – Rendimento Mínimo Nominal de Motores Classe IR3 . . . . .	32
Tabela 3 – Consumo Energético na Empresa . . . . .	34
Tabela 4 – Motores Avaliados na Empresa . . . . .	35
Tabela 5 – Consumo de Energia no Último Ano . . . . .	36
Tabela 6 – Relação de Motores Estudados . . . . .	38
Tabela 7 – Payback Descontado . . . . .	41
Tabela 8 – Análise de Viabilidade Econômica . . . . .	44
Tabela 9 – Módulo Fotovoltaico RSM156-6-445M . . . . .	46
Tabela 10 – Inversor Trifásico WEG SIW500H - ST060 . . . . .	48
Tabela 11 – Inversor Trifásico WEG SIW500H - ST015 . . . . .	49
Tabela 12 – Comparação dos Cenários . . . . .	55
Tabela 15 – Medições de Consumo e Demanda . . . . .	58
Tabela 13 – Tarifação Horo-Sazonal Verde . . . . .	58
Tabela 14 – Tarifação Horo-Sazonal Azul . . . . .	58
Tabela 16 – Simulação da Tarifação Horo-Sazonal Azul . . . . .	59
Tabela 17 – Simulação da Tarifação Horo-Sazonal Verde . . . . .	60
Tabela 18 – Energia Reativa Consumida ao Longo de 1 Ano . . . . .	62
Tabela 19 – Cálculo do Payback Descontado ao Longo de 10 Anos . . . . .	63

## LISTA DE SIGLAS

FP	Fator de Potência
GD	Geração distribuída
BEN	Balanco energético nacional
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
UCS	Universidade de Caxias do Sul
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PCH	Pequenas centrais hidroelétricas
ABNT	Pequenas centrais hidroelétricas
NBR	Norma Brasileira
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
TBF	Taxa Básica Financeira
TR	Taxa Referencial
TLP	Taxa a Longo Prazo
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz

## LISTA DE SÍMBOLOS

$W$	Watts
$CV$	Cavalo-Vapor
$LUX$	Iluminância
$\eta$	Rendimento do motor
$kW$	Kilowatt
$kWh$	Kilowatt hora
$E$	Energia gasta em um ano
$H$	Tempo do motor operante
$P_e$	Potência mecânica
$P_e$	Potência
$EEA$	Economia elétrica em um ano
$EFA$	Economia financeira em um ano
$T$	Tarifa de energia elétrica
$\eta_{BR}$	Rendimento do motor de baixo rendimento
$\eta_{AR}$	Rendimento do motor de alto rendimento
$PR$	Preço do motor
$PR_{BR}$	Preço do motor de baixo rendimento
$PR_{AR}$	Preço do motor de alto rendimento
$TRI$	Tempo de retorno do investimento

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1	OBJETIVO GERAL	14
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>15</b>
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
<b>2.1.1</b>	<b>Geração Concentrada versus Geração Descentralizada</b>	<b>18</b>
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	19
<b>2.2.1</b>	<b>Célula Fotovoltaica</b>	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Inversor</b>	<b>23</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Tipos de Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>24</b>
2.2.3.1	Sistemas Fotovoltaicos Isolados	24
2.2.3.2	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	24
2.3	TARIFAÇÃO	25
<b>2.3.1</b>	<b>Enquadramento Tarifário</b>	<b>25</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Modalidade Tarifária</b>	<b>26</b>
2.3.2.1	Modalidade Tarifária Horária Verde	26
2.3.2.2	Modalidade Tarifária Horária Azul	27
2.4	MOTORES ELÉTRICOS	27
<b>2.4.1</b>	<b>Eficiência Energética em Motores Elétricos</b>	<b>28</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Tempo de Retorno do Investimento</b>	<b>30</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA E COLETA DE DADOS</b>	<b>33</b>
3.1	ANÁLISE DE MODALIDADE TARIFÁRIA	33
3.2	EFICIÊNCIA EM MOTORES ELÉTRICOS	34
3.3	INSTALAÇÃO DE UNIDADE GERADORA FOTOVOLTAICA	35
<b>4</b>	<b>ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO</b>	<b>37</b>
4.1	ANÁLISE DOS MOTORES	37
4.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	44
<b>4.2.1</b>	<b>Cenário 1: Geração de 75kW</b>	<b>47</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Cenário 2: Geração de 120kW</b>	<b>51</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Comparação e Análise dos Cenários de Geração Fotovoltaica</b>	<b>53</b>
4.3	ANÁLISE TARIFÁRIA	56
<b>4.3.1</b>	<b>Correção do Fator de potência</b>	<b>61</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>65</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>67</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Quando se fala de produção em larga escala, a energia elétrica é um dos recursos que está intrinsecamente atrelado ao sistema. É difícil imaginar um cenário em que uma empresa com alto rendimento produtivo não dependa de energia elétrica. E é justamente pela produção demandar essa energia, que as indústrias precisam mitigar o gasto com energia elétrica, mantendo o desempenho que a fábrica necessita.

Pensando do ponto de vista de economia de energia, é válido fazer uma diferenciação entre dois termos que serão utilizados ao longo desse trabalho: eficiência energética e conservação de energia. Enquanto o termo eficiência energética têm relação ao uso de uma determinada tecnologia específica que, sem mudança de comportamento, reduz o consumo de energia, o termo conservação de energia está atrelada a uma mudança comportamental da indústria, tal como uso consciente de ar condicionado ou mesmo desligamento de luzes desnecessárias.

Com o presente trabalho pretende-se apresentar formas de minimizar o consumo energético de uma empresa fabricante de máquinas não seriadas. Os temas abordados para se atingir esses objetivos são o reposicionamento de política tarifária da empresa, a otimização de máquinas através da substituição de peças com pouca eficiência energética e o uso de captação solar como fonte de energia paralela. Na prática, o que se deseja realizar, são estudos de caráter econômico, utilizando os preceitos de eficiência energética, com o intuito de otimizar os recursos e mitigar os gastos referentes à energia elétrica.

A categoria tarifária em que a empresa está inclusa será avaliada, e novas modalidades tarifárias serão propostas, visando contemplar o plano que mais se adéque aos gastos totais mensais com energia elétrica. Como base, será levantado um ano de consumo energético da empresa, e em posse desses dados, será traçado um perfil de consumo, que ajudará a entender qual plano melhor atenderá a curto e médio prazo.

Dentre os estudos planejados, será realizada uma pesquisa de viabilidade para uma unidade de geração distribuída fotovoltaica. Serão considerados os custos de projeto, compra e instalação, bem como o tempo de retorno do investimento. O projeto levará em conta a estrutura existente, e as possíveis adequações necessárias para a implementação dessa unidade geradora. Será definida também a melhor topologia de GD, geração distribuída, para o atendimento das necessidades da empresa.

Serão levantados os dados dos motores elétricos da planta, para que munido dessas informações, se possa pesquisar por substitutos mais eficientes. Além da possível troca desses motores, pretende-se padronizar a classe de motores em projetos e adequações futuras. Para isso, serão realizados também, estudos de retorno de investimento, quando considerados motores com preço mais elevados em comparação com seus pares menos eficientes.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

Mitigar o gasto de energia elétrica, otimizando os recursos sem perder produtividade. Dessa forma, a empresa terá melhor competitividade no mercado em que atua.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar modalidade tarifária contratada da concessionária de energia elétrica;
- Realizar um estudo sobre eficiência energética de motores elétricos.
- Efetuar um estudo de GD utilizando placas de captação solar para geração de energia elétrica.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Desde a revolução industrial, o emprego da energia têm tido cada vez mais retorno produtivo no ambiente industrial. Por esse motivo, procura-se cada dia mais por meios de melhorar o uso da energia, de forma que os ganhos produtivos continuem acontecendo utilizando-se menos energia. De lá para cá, são incontáveis os avanços tecnológicos que transformaram a forma como se obtém, transmite e aplica a energia como um todo.

O conceito de gerenciamento energético, está em encontrar uma forma de entregar energia, quando e onde é necessária, otimizando o uso dos recursos disponíveis. Alguns métodos, utilizados no setor industrial, para que haja essa economia de energia, são o uso de equipamentos como inversores de frequência e motores com alta eficiência energética em suas linhas produtivas, proteção contra fuga de corrente, e treinamento de times internos para conscientização do uso responsável da energia e o uso das novas tecnologias que costumam utilizar menos energia por serem constituídos de materiais mais eficientes. (ABDELAZIZ; SAIDUR; MEKHILEF, 2011).

Outro modelo amplamente utilizado no setor é a automatização das linhas de produção. Quando as empresas se utilizam desse modelo não só os gastos energéticos costumam diminuir como os ganhos produtivos tendem a aumentar (ERAS et al., 2016). A substituição de mão-de-obra humana por robôs em trabalhos de movimentação repetitiva também pode gerar uma diminuição com os gastos totais de energia uma vez que não se faz necessária a adequação do ambiente de trabalho, como o uso de iluminação, sinalização, equipamentos de segurança e ergonomia.

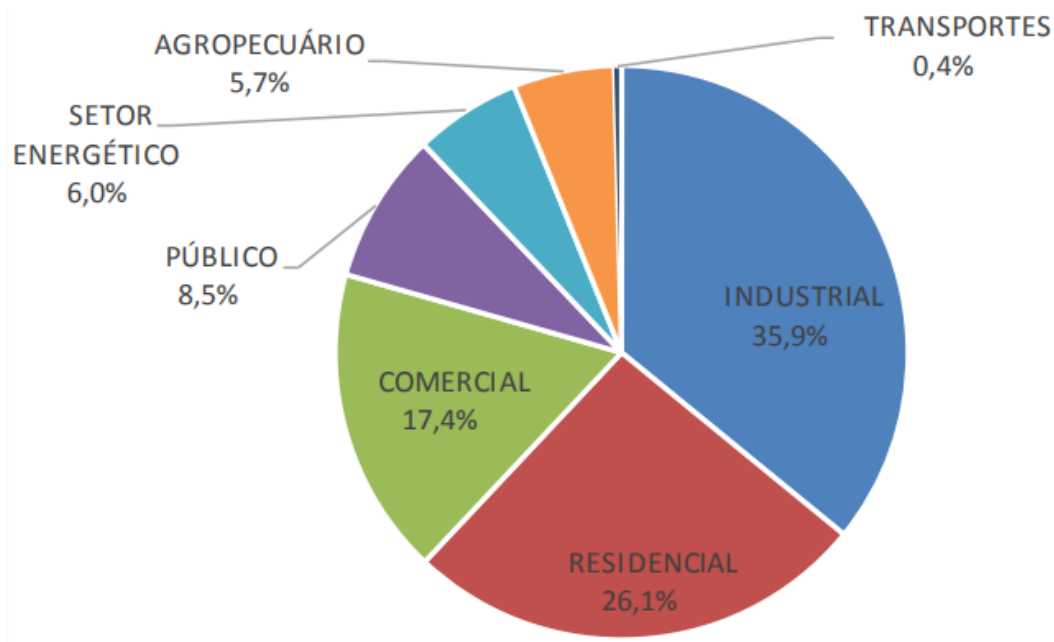
Segundo o balanço energético nacional de 2020 (BEN, 2020) o setor do Brasil que mais consumiu energia elétrica no ano de 2019 foi o industrial, como visto na Figura 1. Por demandar mais energia elétrica do que os outros setores, é imprescindível que as empresas gerenciem da melhor forma possível a energia demandada para a sua produção. O principal motivo para que se busque uma melhor eficiência energética dentro de uma empresa é que uma vez que o gasto com energia elétrica seja atenuado, o valor poupado impacta no produto final, seja diretamente na diminuição do preço para o consumidor, ou indiretamente causando melhoria na qualidade do produto por investimentos em máquinas por exemplo.

Um passo importante na direção de uma melhor gestão energética dentro de uma empresa, é o uso de múltiplas matrizes energéticas garantindo sempre a melhor disponibilidade de energia e utilizando ao máximo os recursos à disposição da empresa (DUPONT; GRASSI; ROMITTI, 2015). Muitos desses recursos, já existem na planta e estão sendo subaproveitados por não existir uma estrutura de captação de energia. Recursos como luz solar, vento e água, além de diversificar a matriz energética criam um desenvolvimento sustentável que ajuda em fatores como diminuição da emissão de gases de efeito estufa e mitigação do uso dos combustíveis fósseis.

A utilização da radiação solar como fonte de energia é viável em praticamente todo o terri-



Figura 1 – Participação Setorial no Consumo de Eletricidade



Fonte: BEN (2020).

tório brasileiro. O Ceará é um dos estados brasileiros que mais tem apostado no uso de energias renováveis, em especial a solar fotovoltaica na forma de geração distribuída.

A aplicação da tecnologia de geração distribuída, especialmente a solar fotovoltaica é tida por muitos como uma das melhores soluções para a geração de energia elétrica sustentável, em que através de uma fonte virtualmente inesgotável e o carbono neutro (não poluente na geração de energia), proporciona benefícios ambientais e eficiência energética na composição da matriz energética utilizada.

## 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é uma alternativa de geração descentralizada, que emprega o uso de geradores de pequeno porte e se contrapõe ao modelo tradicional de geração centralizada normalmente distribuída por uma concessionária de energia. A geração distribuída é uma modalidade de geração de energia elétrica que tem como principal característica a proximidade dos geradores aos seus consumidores.

Os recentes avanços da tecnologia na área de geração descentralizada têm permitido que se construam geradores de dimensões bastante reduzidas, seguros, eficientes, fáceis de adquirir e de se operar. Com isso o consumidor final pode se beneficiar com o custo reduzido na produção e no aumento da qualidade da energia consumida (SANTOS; SANTOS, 2008).

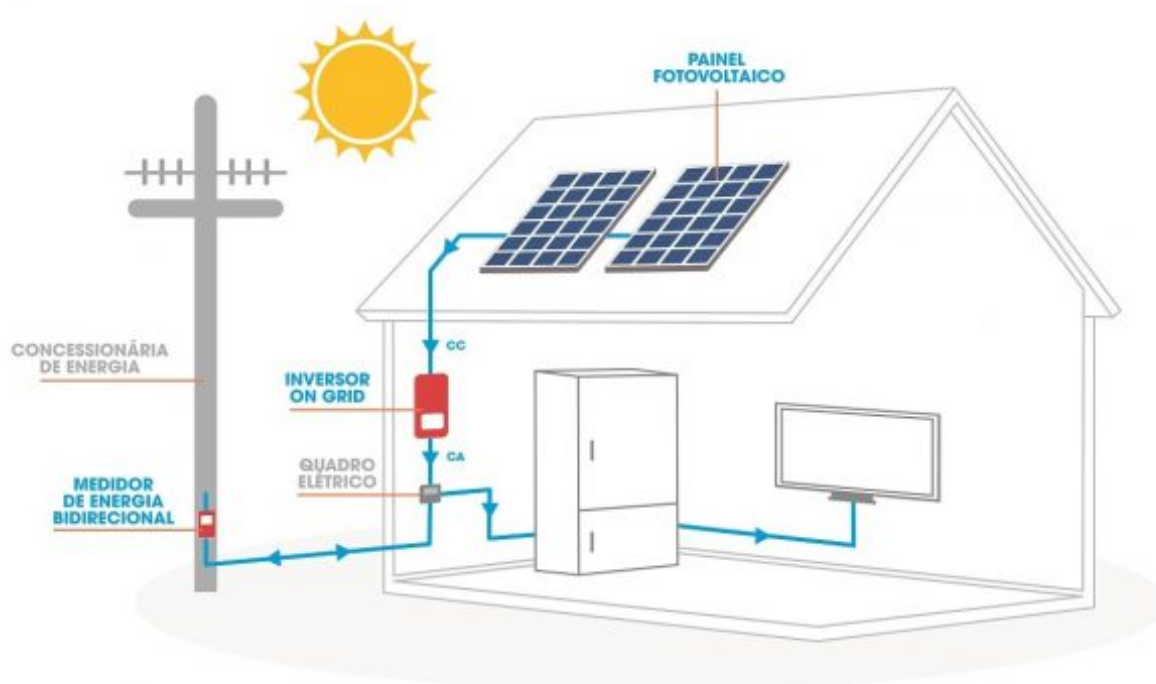
No Brasil, a geração elétrica próxima ao consumidor chegou a ser regra na primeira me-

tade do século XX, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente. No entanto, a partir da década de 1940, a geração em centrais de grande porte se tornou mais viável economicamente, reduzindo o interesse dos consumidores pela geração distribuída, e consequentemente, gerando uma estagnação no desenvolvimento tecnológico para incentivar este tipo de geração até recentemente (MARTINO JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009).

Entre as vantagens das microrredes bem dimensionadas está a diminuição do consumo de combustíveis fósseis e, com isso, a redução das emissões de gases poluentes, a redução de custos com perdas técnicas, o adiamento de investimentos em linhas de transmissão e distribuição, a melhora da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia são as que mais se destacam (ANEEL, 2014).

A Figura 2 ilustra um exemplo do modelo de geração distribuída fotovoltaica. Pode-se notar que o consumidor se utiliza tanto da energia gerada por suas placas de captação fotovoltaica, quanto da energia advinda da rede tradicional. Em muitos casos pode-se fornecer o excedente de energia para a concessionária de energia elétrica regional e ser compensado na fatura.

Figura 2 – Exemplo de Geração Distribuída Fotovoltaica



Fonte: Solar (2019).

Vale ressaltar alguns pontos negativos que o aumento da quantidade de pequenos geradores podem trazer na rede de distribuição (BAJAY et al., 2018).:

- Alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;

- A dificuldade na cobrança, por parte da concessionária de energia, pelo uso específico do sistema elétrico;
- Aumento da complexidade de operação da rede;
- Incidência de tributação específica.

### **2.1.1 Geração Concentrada versus Geração Descentralizada**

A maior parcela da produção de energia elétrica do mundo ainda acontece pelo modelo tradicional de geração concentrada. Nesse modelo as necessidades do consumo são atendidas por grandes centros geradores de energia que tipicamente produzem a energia à partir de:

- Usinas hidroelétricas;
- Usinas nucleares;
- Usinas termoelétricas à gás;
- Usinas termoelétricas de turbina à vapor;
- Usinas termoelétricas de motores de combustão interna.

A energia gerada nesses centros geradores, tipicamente são transmitidas por uma rede integrada em que uma quantidade muito grande de pontos são abastecidos. Isso por si só já é um ponto de atenção quando se pensa que, apesar das segmentações planejadas para mitigação da propagação de problemas, toda a cadeia precisa estar projetada para contenção de reveses. E a geração é somente uma das etapas que pode influenciar na entrega da energia para o consumidor final. Problemas na transmissão e distribuição de energia impactam diretamente a experiência com a disponibilidade da rede. Todos esses pontos podem ser contornados utilizando a geração distribuída.

A utilização do método de geração distribuída pode contribuir também para a diminuição do gasto com energia para os consumidores, diminuição do uso de combustíveis fósseis, melhoria da qualidade da energia, mitigação do impacto ambiental e otimização dos recursos disponíveis.

São muitas as formas de produção de energia pelo método de geração descentralizada. Destas, as mais comuns são:

- Fotovoltaicas;
- Grupo gerador diesel;
- Centrais de biomassa;
- Microturbinas a gás;

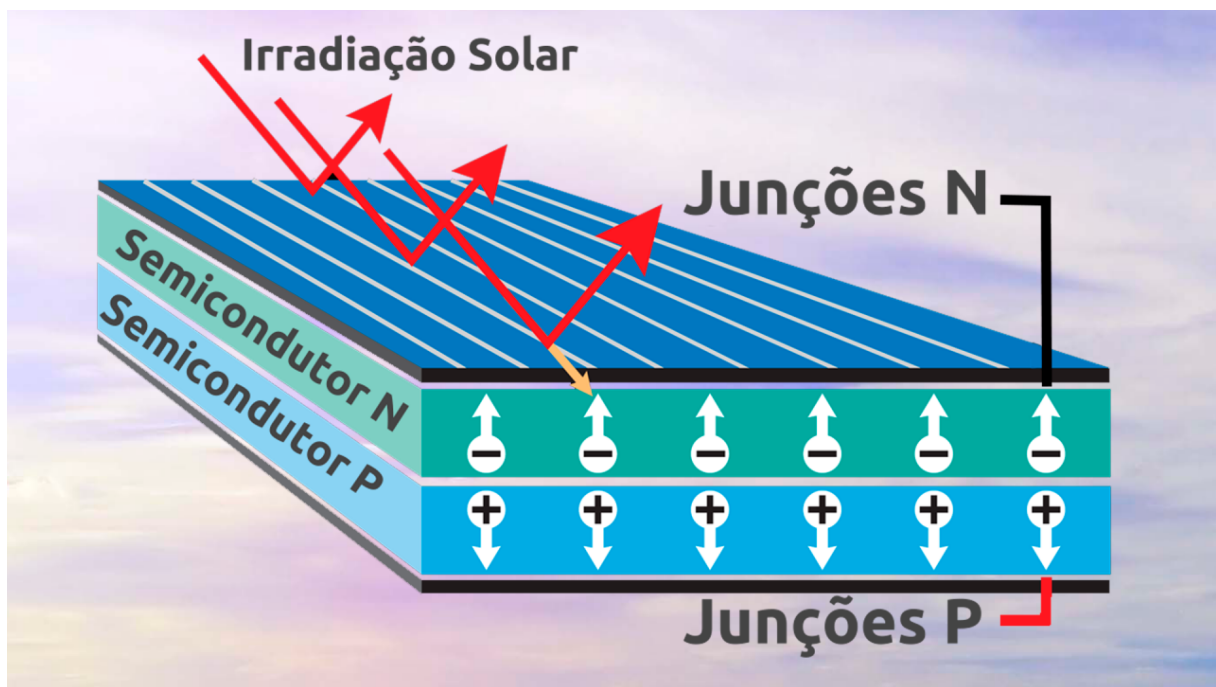
- Pequenas centrais hidroelétricas (PCH's);
- Pilhas de células de combustível;
- Eólicas.

## 2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As utilizações das energias eólica e solar aparecem como alternativas que podem contribuir para a mitigação dos problemas energéticos enfrentados pelo Brasil. A energia solar, em especial, tem um alto poder de capilaridade. Ela é uma das responsáveis, de forma direta ou indireta, pela origem de todas as outras energias à disposição. O aproveitamento da energia solar é praticamente inesgotável, tanto como fonte de luz quanto de calor e a energia solar fotovoltaica é uma das alternativas energéticas mais promissoras para o desenvolvimento humano e de fundamental importância para enfrentar os desafios energéticos futuros (PALZ, 1995).

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico que se caracteriza pelo aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de um material semicondutor produzida pela absorção da luz (EPE, 2014).

Figura 3 – Efeito Fotovoltaico



Fonte: Roaf, Fuentes e Thomas (2006).

O efeito termoelétrico apesar de muito utilizado na construção de medidores de temperatura, por exemplo, não é empregado na geração de eletricidade por apresentar baixos rendimentos e os custos dos materiais utilizados serem elevados.

Estudando os métodos de captação da luz necessários para a construção de um sistema energeticamente estável, chegou-se à uma solução que apresenta inúmeras vantagens como fonte de energia paralela. Entre essas vantagens destacam-se as seguintes (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2006):

- Energia limpa, sustentável e confiável;
- Pouca manutenção;
- Haver poucas perdas com a transmissão;
- Vida útil extensa da placas de captação.

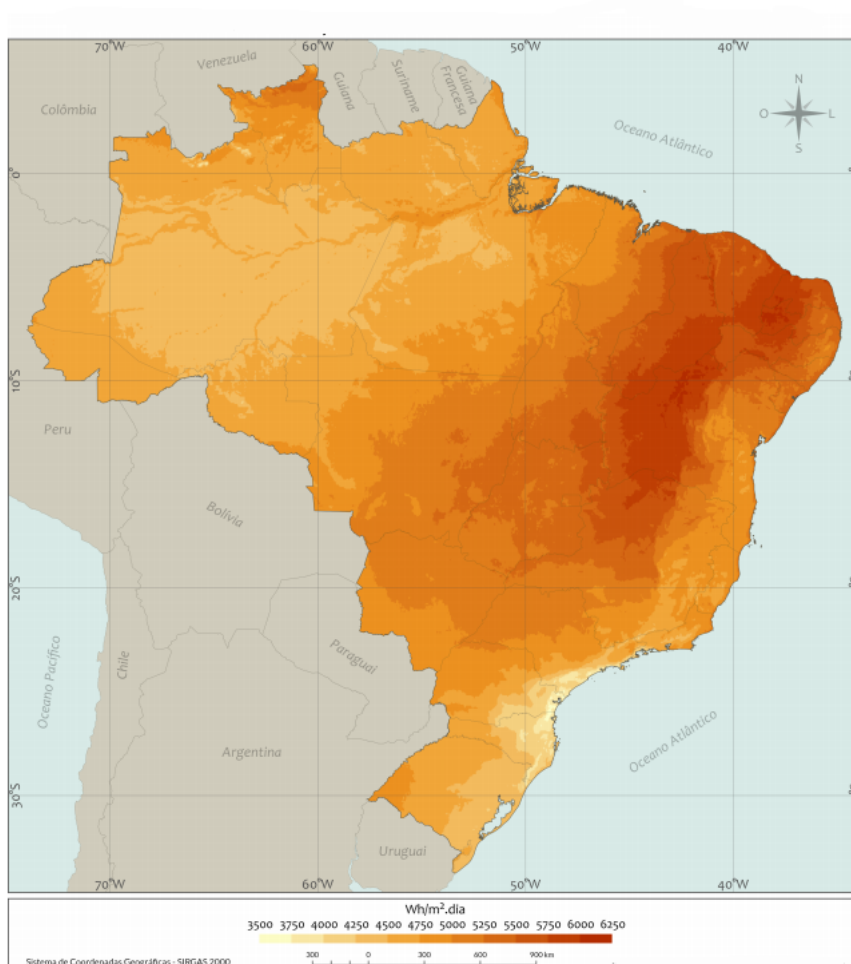
A radiação solar que incide na Terra no período de um ano é 10.000 vezes maior que a demanda energética no mundo nesse mesmo período. O potencial de aproveitamento da energia solar no Brasil é enorme, pois a maior parte do território nacional está localizada na região inter-tropical do planeta, o que resulta em altos índices de radiação solar. No entanto, a utilização desta energia na matriz elétrica brasileira ainda é pouco aproveitada, sendo mínima a participação de sistemas conectados à rede. As principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no país são relativas a sistemas autônomos, ou seja, não conectados à rede e dependentes de um acumulador de energia, voltados principalmente à telecomunicação, à eletrificação rural e ao bombeamento de água em regiões isoladas (MARTINO JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009).

Recentemente a busca pela eficiência energética ganhou nova motivação, pois em adição à perspectiva de custos mais elevados da energia de origem fóssil, a preocupação com a questão das mudanças climáticas decorrentes do aquecimento global do planeta, aquecimento este atribuído, em grande medida, à produção e ao consumo de energia, trouxe argumentos novos e definitivos que justificam destacar a eficiência energética quando se analisa em perspectiva a oferta e o consumo de energia.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica aparecem cada vez mais como uma opção tecnológica para o atendimento à sempre crescente demanda por energia elétrica. Já não é algo incomum o uso dos sistemas de captação solar tanto em residências quanto na indústria, porém a difusão desse tipo de sistema de geração não abrange ainda um expressivo número de consumidores.

Dado os benefícios que a utilização de energia solar traz para a cadeia energética como um todo, faz-se necessário um esforço mútuo entre os segmentos que permeiam a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, para que esse método de geração seja explorado sempre que possível (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

Figura 4 – Média Anual da Irradiação Total Horizontal no Brasil



Fonte: Martins et al. (2017).

### 2.2.1 Célula Fotovoltaica

As células solares são as responsáveis pelo funcionamento do sistema fotovoltaico, pois é nelas que se dá o efeito fotovoltaico, através do qual a radiação solar é convertida diretamente em energia elétrica. Neste processo, se utilizam os materiais semicondutores como o silício, o arseneto de gálio, o telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio, ao qual são adicionados dopantes com o objetivo de se criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico (IST, 2004).

Por terem uma estrutura atômica cristalina de condutividade elétrica intermediária e serem sólidos, os materiais semicondutores são os mais adequados para este tipo de efeito. Uma maioria esmagadora das células solares do mundo são de silício, elemento que mesmo sendo muito abundante no planeta, não existe como um elemento químico puro, e é encontrado como uma ligação química em forma de dióxido de silício (TORRES, 2012).

Uma das principais características dos materiais semicondutores é a existência de uma banda

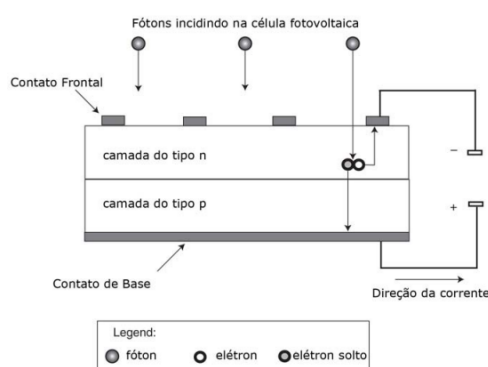
de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente livre de elétrons. Quando os quatro elétrons de ligação dos átomos de silício se ligam aos seus vizinhos é formada uma rede cristalina. Quando são adicionados átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e conseqüentemente, devido à baixa energia térmica, este elétron se desvencilha da camada e vai para a banda de condução. Devido a esse fenômeno, o fósforo é considerado um dopante de elétrons, conhecido como dopante n ou impureza n. Quando são introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, existe uma falta de elétrons para completar a paridade das ligações com os átomos de silício da rede. Este fenômeno é conhecido como lacuna, e devido à pouca energia térmica, um elétron de um elemento vizinho pode passar a esta posição, deslocando a lacuna. Desse modo, o boro é um aceitador de elétrons ou dopante p (PINHO; GALDINO, 2014).

Desse modo, denomina-se junção pn quando átomos de boro são introduzidos em uma metade e fósforo na outra, fazendo com que os elétrons livres do lado n passem ao lado p no qual encontram as lacunas que os capturam. Conseqüentemente é gerado um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado n, tornando-o eletricamente positivo. Assim, é criado um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p. A diferença de potencial causada pelo deslocamento de cargas é denominada efeito fotovoltaico, que nada mais é do que em uma região onde campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas quando uma junção pn é exposta a fótons com energia maior que o gap, provocando assim a geração de pares elétron-lacuna (VANEK; ALBRIGHT; ANGENENT, 2016).

No processo de transformação da energia solar em energia elétrica somente uma parte dessa energia é transformada. Em média cerca de 87% da energia irradiada pelo sol se perde na transformação e apenas 13% se transforma em energia elétrica ao final do processo.

A ilustração da Figura 5 mostra o funcionamento de uma célula fotovoltaica.

Figura 5 – Funcionamento de Célula Fotovoltaica



Fonte: Vanek, Albright e Angenent (2016).

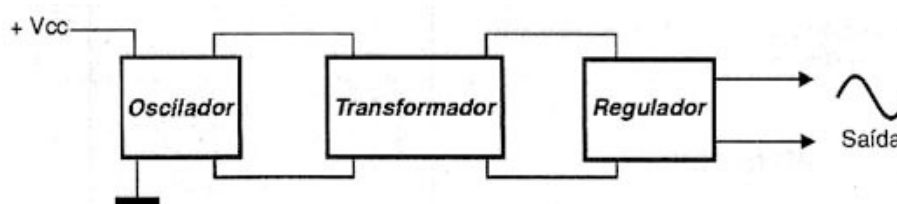
### 2.2.2 Inversor

Na topologia de geração distribuída fotovoltaica, se faz necessário a utilização de um inversor para a transformação da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), na tensão preterida do sistema. Em sistemas conectados com a rede elétrica, os inversores solares sincronizam o equipamento com a rede da concessionária de energia.

Tipicamente um inversor é constituído por três circuitos, como visto na figura 6:

- Oscilador, que é o responsável por converter a tensão contínua pura em pulsos de tensão;
- Transformador, que eleva os pulsos de baixa tensão do oscilador e faz a conversão para corrente alternada através da indução eletromagnética;
- Regulador, que é necessário para estabilizar a saída do inversor e proteger o sistema contra picos de tensão.

Figura 6 – Funcionamento do Inversor Solar



Fonte: Casaro et al. (2012).

No meio do processo, o aparelho utiliza interruptores ou chaves eletrônicas, que podem ser transistores do tipo IGBT (Transistor Bipolar de Porta Isolada), IGCT (Portão Integrado Controlado) ou MOSFET (Transistor de efeito de Campo Metal – óxido – semiconductor). Essas chaves são as responsáveis por controlar o acionamento do inversor como um todo.

A utilização de inversores que possuem onda quadrada na saída apresenta algumas restrições de uso, principalmente causadas pelo alto nível de distorção harmônica, e desta forma sua aplicação fica limitada a cargas pouco sensíveis e sistemas isolados da rede. O efeito de distorção harmônica pode ser atenuado com a utilização de filtros, que geralmente prejudicam a eficiência total do inversor por causa da dissipação de potência devido ao alto nível de distorção (PINHO; GALDINO, 2014).

Um ponto muito importante na escolha do inversor é o fator de conversão de energia CC para energia CA. Essa transformação deve ter o mínimo de perdas possível e se julga aceitável valores acima de 94% de aproveitamento (SOLAR, 2019).

Ainda quanto a escolha do inversor mais adequado para cada aplicação, é importante indicar que existem dois modelos principais de inversores solares: on-grid e off-grid. A diferença fundamental entre esses dois inversores é que o on-grid é instalado para trabalhar juntamente



com a rede tradicional de fornecimento de energia, e o off-grid é utilizado quando se deseja trabalhar com o sistema fotovoltaico isolado da rede de energia.

### **2.2.3 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos**

Existem duas principais categorias de sistemas fotovoltaicos: os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede elétrica. A escolha dos componentes que serão integrados aos módulos dependerá em qual categoria os sistemas se enquadrarão. A principal diferença entre esses dois tipos de configuração é a existência ou não de um sistema acumulador de energia.

#### **2.2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados**

Nesse tipo de sistema a única energia presente é a gerada pela captação solar local e não acontece nenhum tipo de troca com a rede tradicional de fornecimento de energia. Desta forma, se impossibilita a compra de energia da concessionária em caso de desabastecimentos por problemas na geração distribuída.

Os sistemas fotovoltaicos isolados, ou autônomos, se dividem ainda em domésticos e não domésticos. Os domésticos se caracterizam por abastecer consumidores residenciais e que geralmente consomem a energia para iluminação, refrigeração e outras cargas baixas de energia. Já os não domésticos se voltam para o consumidor industrial e comercial, e se caracterizam por fornecer energia elétrica para uma ampla escala de aplicações, tais como em telecomunicação, refrigeração de medicamentos e vacinas, bombeamento de água, ligação de máquinas, entre outros (MARTINO JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009).

#### **2.2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**

Esses sistemas também se dividem em distribuídos e centralizados. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede se diferenciam dos isolados por poderem trocar energia com outras fontes de alimentação disponíveis.

Nos sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede o consumidor pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia em sua residência ou estabelecimento comercial. Da mesma forma o usuário pode também vender a energia excedente gerada pelo sistema para a distribuidora, caso utilize menos energia do que a gerada pelo sistema (MARTINO JANNUZZI; VARELLA; GOMES, 2009).

## 2.3 TARIFAÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha variadas atividades para garantir o desenvolvimento do setor elétrico de forma equilibrada e em benefício da sociedade. Compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes utilizadas pelo Governo Federal para a utilização e exploração da energia elétrica pelos agentes do setor, pelos consumidores livres e cativos e pelos produtores independentes. Cabe ainda à Agência, a definição dos padrões de qualidade do atendimento e de segurança, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental. Por meio desses esforços, a ANEEL, promove o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporciona condições para a livre competição no mercado de energia elétrica (ANEEL, 2016).

As modalidades de regulação praticadas na Agência são basicamente três: a regulação técnica de padrões de serviço de geração, transmissão, distribuição e comercialização, a regulação econômica de tarifas e mercado e a regulação de projetos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

No que diz respeito à geração, transmissão e distribuição, a ANEEL é a responsável por leiloar e fiscalizar as concessões dessas modalidades de serviço. Dito isso, a política econômica (comercialização e tarifação), também é de responsabilidade da Agência. Pode ser visto, por esse motivo, as tarifas de energia segundo a ANEEL, nas contas de energia da concessionária de energia elétrica.

### 2.3.1 Enquadramento Tarifário

A base legal para o enquadramento tarifário advém do informativo tarifário de Energia Elétrica, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (SILVA; JANNUZZI, 2009). Nesse informativo define-se que, as unidades consumidoras devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias segundo dois grupos:

- A - grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia;
- B - clientes de menor porte de consumo de energia elétrica, grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, comumente conhecido como clientes de baixa tensão.

Dos pertencentes ao grupo A, pode-se ainda subdividir em grupos menores de acordo com a tensão de fornecimento necessária para o abastecimento desse consumidor. Essa divisão, pode ser visualizada na Tabela 1.

A subdivisão do grupamento B, composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e por vezes caracterizados pela estruturação tarifária monômia, está assim segmentada:

Tabela 1 – Tensão de Fornecimento do Grupo A

<b>Subgrupo</b>	<b>Tensão de Fornecimento</b>
A1	>230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrânea

Fonte: Silva e Jannuzzi (2009).

- Subgrupo B1 - residencial;
- Subgrupo B1 - residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 - rural;
- Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3 - demais classes;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

### 2.3.2 Modalidade Tarifária

A Resolução 414-2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que as unidades consumidoras atendidas com tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV poderão ser enquadradas nas seguintes modalidades tarifárias: modalidade tarifária horária verde e modalidade tarifária horária azul.

#### 2.3.2.1 Modalidade Tarifária Horária Verde

Essa modalidade é aplicável às unidades consumidoras do Grupo A com tensão de fornecimento menor que 69 kV. Apresenta duas tarifações para o consumo de energia (kWh), de acordo com o horário do dia, e uma demanda única (kW) (DIAS, 2020).

É considerado consumo ativo na ponta a utilização da energia elétrica entre as 18h00 e as 21h00 (exceto nos sábados, domingos e feriados nacionais). Nas demais horas do dia a utilização de energia é contabilizada como consumo ativo fora de ponta.

### 2.3.2.2 Modalidade Tarifária Horária Azul

Diferentemente da modalidade tarifária horária verde, a modalidade tarifária horária azul é aplicável a todas as unidades consumidoras do Grupo A, independente da tensão de fornecimento. Apresenta duas tarifações para o consumo de energia e duas tarifações para a demanda, de acordo com o horário do dia (DIAS, 2020).

Se considera consumo ativo na ponta e demanda ativa na ponta, a utilização da energia elétrica entre as 18h00 e as 21h00 (exceto nos sábados, domingos e feriados nacionais). No restante do período, o consumo ativo e a demanda ativa são considerados fora de ponta.

## 2.4 MOTORES ELÉTRICOS

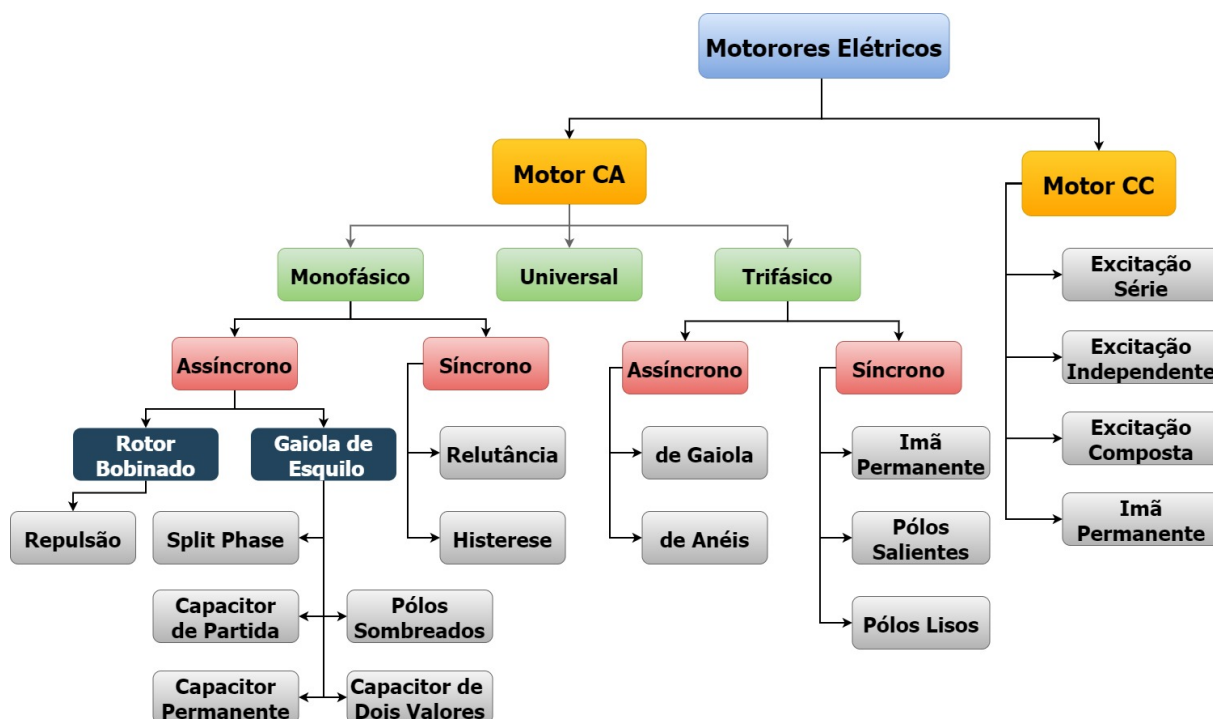
Motores elétricos são fundamentalmente máquinas que transformam energia elétrica em energia mecânica. A grande maioria dos motores elétricos trabalha pela interação entre campos eletromagnéticos, mas também existem motores baseados em outros fenômenos eletromecânicos, tais como forças eletrostáticas.

A maioria de motores magnéticos são giratórios, mas existem também os tipos lineares. Em um motor giratório, a parte giratória (geralmente no interior) é chamada de rotor, e a parte estacionária é chamada de estator. Esse rotor gira porque os condutores e o campo magnético são arranjados de modo que um torque seja desenvolvido sobre a linha central do rotor.

O motor é constituído de ímãs permanentes, ou eletroímãs, posicionados no corpo do rotor constituído de material ferromagnético, e bobinas de cobre são enroladas e adequadamente dispostas em volta do material ferromagnético que constitui o estator.

Existem inúmeras topologias de motores elétricos e cada é melhor aproveitado em alguma aplicação. Os motores elétricos se dividem em dois grandes grupos: motores CC e motores CA. Nos motores CA além de se dividirem em motores trifásicos e motores monofásicos, ainda se subdividem em motores síncronos e assíncronos (CHAPMAN, 2013). Destes, os mais comumente utilizados podem ser vistos na Figura 7 .

Figura 7 – Tipos de Motores Elétricos



Fonte: Adaptado de WEG (2008).

### 2.4.1 Eficiência Energética em Motores Elétricos

A eficiência energética está diretamente ligada à utilização de uma tecnologia específica que diminui o consumo de energia, sem ser necessária a mudança de comportamento do usuário. Assim sendo, desde a sua invenção, em 1887, o motor elétrico vem sendo aprimorado para ser cada vez mais eficiente (OIKONOMOU et al., 2009).

Na concepção de um projeto industrial, em que se faz uso de motores elétricos, objetiva-se construir linhas produtivas de alto rendimento, baixa manutenção e longa vida útil. Visando esses preceitos, e levando em consideração os desgastes naturais das peças no setor industrial, a instalação elétrica de um motor dura em média 17 anos (ABRAMAN, 2019). Com isso em vista, estima-se que os gastos com instalação e manutenção estejam entre 3% e 5% do valor total gasto com os motores elétricos. O restante desse percentual se refere ao valor gasto com a energia necessária para o funcionamento desses motores (IZIDORO et al., 2017).

Levando em consideração essas estimativas, pode-se perceber que economias relacionadas à quantidade de energia empregada, para o funcionamento desses sistemas motrizes, são os principais pontos para que exista uma mitigação do gasto à longo prazo. Em termos gerais, quanto mais eficiente o motor é, menos energia será consumida e portanto menos será gasto com o funcionamento desse motor.

O rendimento é a relação entre a potência mecânica desenvolvida no eixo do motor e a

potência elétrica ativa que ele consome da rede de alimentação. O rendimento é expresso por  $\eta$  e calculado segundo (2.4.1).

$$\eta(\%) = \frac{Potencia_{Entrada} - Perdas}{Potencia_{Entrada}} \times 100 \quad (2.4.1)$$

Existem índices de rendimento que dividem os motores elétricos em categorias segundo sua eficiência energética. Esses índices se dividem em *Standard*, *IR2*, *IR3 Premium*, *SuperPremium* e *UltraPremium*. Até 2019 era permitida a comercialização de motores com baixo índice de rendimento, porém, a partir da PORTARIA Nº 200 de 3 de junho de 2020, a legislação brasileira fixou que os valores mínimos aceitáveis para o rendimento de motores elétricos seriam os enquadrados na categoria IR3 segundo a ABNT NBR 17094-1:2013. Esses valores podem ser visualizados na Tabela 2.

Sistemas motrizes otimizados com motores elétricos de indução de alto rendimento, especificados e operados adequadamente, trazem benefícios imediatos ao usuário, pois ao se reduzir os custos de produção, pela economia em energia elétrica, que se converte diretamente em lucro, posteriormente ao TRI, tempo de retorno de investimento, se têm um aumento de competitividade. Vale destacar também que os motores elétricos utilizados nos diversos setores são de variadas naturezas (corrente contínua, síncronos, de indução etc.) e nem sempre se enquadram nos modelos econômicos citados. Por outro lado, os motores de indução correspondem a mais de 95% do total de motores instalados nos setores industrial, rural, comercial e residencial, além de serem responsáveis por aproximadamente 75% do total de motores existentes (OLIVEIRA et al., 2013).

## 2.4.2 Tempo de Retorno do Investimento

O principal empecilho para a demora na troca de motores pouco eficientes, está no investimento inicial necessário para a compra e instalação dos novos motores. Um ponto que deve ser enfatizado quando essa barreira financeira é levantada, é o tempo de retorno do investimento. Em muitos casos, a empresa não tem conhecimento do quão rápido esse investimento inicial se paga, nem do quanto de energia que se economiza efetuando essa troca.

A primeira etapa para a realização do cálculo de tempo de retorno de investimento é descobrir o quanto se gasta de energia no ano com o uso dos atuais motores. Esse valor pode ser obtido pela fórmula (2.4.2), onde  $H$  é a quantidade em horas que o motor é utilizado no ano, e  $P_e$  é a potência em kW do motor elétrico (ELETROBRAS, 2016).

$$E = H \times P_e \quad (2.4.2)$$

Onde:

$E$  - Gasto Energético em um Ano

$P_e$  - Potência Mecânica em Watts

$H$  - Tempo de Motor Operante

A potência elétrica  $P_e$  se relaciona com a potência mecânica  $P$  (em cv) desenvolvida no eixo através do rendimento  $\eta$  e do fator de conversão entre cv e kW. Desta forma, o consumo da energia elétrica consumida pode ser calculado por (2.4.3).

$$E = 0,736 \times H \times P \times \frac{1}{\eta} \quad (2.4.3)$$

Onde:

$P$  - Potência mecânica;

$\eta$  - Rendimento.

Utilizando a equação (2.4.3) tanto no motor de baixo rendimento a ser substituído, quanto no motor de alto rendimento, pode-se verificar a energia economizada em um ano de operação.

$$EEA = 0,736 \times H \times P \times \left( \frac{1}{\eta_{BR}} - \frac{1}{\eta_{AR}} \right) \quad (2.4.4)$$

Onde:

$EEA$  - Economia Elétrica no Ano

$\eta_{BR}$  - Rendimento de Motor de Baixo Rendimento

$\eta_{AR}$  - Rendimento de Motor de Alto Rendimento

Uma vez conhecida a tarifa de energia elétrica, pode-se então definir quanto foi economizado, multiplicando-se a tarifa  $T$  pelo  $EEA$  já conhecido.

$$EFA = EEA \times T \quad (2.4.5)$$

Onde:

*EFA* - Economia Financeira no Ano

*T* - Tarifa de Energia Elétrica

Depois de levantado o valor do motor de alto rendimento que substituirá o motor pouco eficiente, é necessário então dividir esse preço pela economia financeira anual para se descobrir o tempo de retorno de investimento.

$$TRI = \frac{PR}{EFA} \quad (2.4.6)$$

Onde:

*TRI* - Tempo de Retorno de Investimento

*PR* - Preço do Motor

Entender o tempo de retorno do investimento é fundamental para entender quais motores precisam ser trocados antes, e se a troca realmente é viável. É importante ressaltar, que além da economia financeira que essa troca de tecnologia pode trazer para a linha produtiva, existem outros fatores como melhor acabamento, melhores materiais, construção mais bem projetada, ventilação mais eficiente, etc., que são o motivo dos motores normalmente consumirem menos energia. Motivos esses, que viabilizam ainda mais a troca de motores eficientemente defasados.

Para novos projetos é prudente e indicado, a realização de um estudo que compare, a aquisição de um motor com altos níveis de rendimento, e a aquisição de um motor mais economicamente viável. Para esclarecer se o motor mais eficiente, realmente impactará na economia mensal, e terá um tempo de retorno de investimento razoável, faz-se uso de (2.4.7).

$$TRI_2 = \frac{PR_{AR} - PR_{BR}}{EFA} \quad (2.4.7)$$

Onde:

*PR<sub>AR</sub>* - Preço de Motor de Alto Rendimento

*PR<sub>BR</sub>* - Preço de Motor de Baixo Rendimento

É válido ressaltar, que em projetos novos, em que possivelmente a única variável financeira na escolha dos motores, é o próprio o preço de venda do motor, o retorno de investimento costuma ser muito rápido e que, passado esse período, a economia conquistada passa a impactar diretamente nos custos de produção, gerando maior competitividade.



Tabela 2 – Rendimento Mínimo Nominal de Motores Classe IR3

		<i>Velocidade Síncrona (rpm)</i>			
<i>Potência Nominal</i>		<i>3600</i>	<i>1800</i>	<i>1200</i>	<i>900</i>
		<i>2 polos</i>	<i>4 polos</i>	<i>6 polos</i>	<i>8 polos</i>
<i>kW</i>	<i>cv</i>	<i>Rendimento Nominal</i>			
0,75	1	77	83,5	82,5	75,5
1,1	1,5	84	86,5	87,5	78,5
1,5	2	85,5	86,5	88,5	84
2,2	3	86,5	89,5	89,5	85,5
3	4	88,5	89,5	89,5	86,5
3,7	5	88,5	89,5	89,5	86,5
4,4	6	88,5	89,5	89,5	86,5
5,5	7,5	89,5	91,7	91	86,5
7,5	10	90,2	91,7	91	89,5
9,2	12,5	91	92,4	91,7	89,5
11	15	91	92,4	91,7	89,5
15	20	91	93	91,7	90,2
18,5	25	91,7	93,6	93	90,2
22	30	91,7	93,6	93	91,7
30	40	92,4	94,1	94,1	91,7
37	50	93	94,5	94,1	92,4
45	60	93,6	95	94,5	92,4
55	75	93,6	95,4	94,5	93,6
75	100	94,1	95,4	95	93,6
90	125	95	95,4	95	94,1
110	150	95	95,8	95,8	94,1
132	175	95,4	96,2	95,8	94,5
150	200	95,4	96,2	95,8	94,5
185	250	95,8	96,2	95,8	95
220	300	95,8	96,2	95,8	95
260	350	95,8	96,2	95,8	95
300	400	95,8	96,2	95,8	95
330	450	95,8	96,2	95,8	95
370	500	95,8	96,2	95,8	95

Fonte: Eletrobras (2016).

### 3 METODOLOGIA E COLETA DE DADOS

O que se realizou com esse trabalho, foi analisar formas de mitigar o gasto de energia elétrica, na planta de uma empresa fabricante de máquinas, e com isso, conceder uma vantagem competitiva para a empresa. Com a economia realizada, pelas medidas propostas, pode-se haver investimentos em diversas áreas da empresa, como: pesquisa e desenvolvimento de novas máquinas, especialização do corpo técnico, aumento do quadro, melhorias na infraestrutura, etc.

Para alcançar a otimização energética, que esse trabalho se propôs a estudar, foram avaliados os principais pontos em que se pode haver economia de energia em uma indústria, e foram propostas medidas que otimizassem o gasto dessa energia.

Um ponto importante que foi analisado no estudo, foi a iluminação do local. Como a troca de tecnologia do setor de iluminação é algo relativamente novo, é válido assumir que existissem melhorias a serem realizadas, visto que o projeto que buscava a economia de energia elétrica. Mas esse não é o caso da empresa estudada. Como a construção do pavilhão, em que a empresa está sediada, foi finalizada no ano de 2020, foi apresentado à empresa, um projeto luminotécnico em que se utilizaram de luminárias de LED como iluminação padrão. Assim sendo, como já estão instaladas lâmpadas eficientes, não se faz necessário um novo estudo luminotécnico do pavilhão.

As seções a seguir, abrangem os pontos em que foi detectado espaço para otimização do uso da energia.

#### 3.1 ANÁLISE DE MODALIDADE TARIFÁRIA

Como os valores de tensão utilizados pela empresa estarem entre os valores de tensão de 2,3 kV a 25 kV, ela é enquadrada na classificação A4 segunda a ANEEL. Tal classificação, hoje possibilita a empresa de operar nas modalidades tarifárias horária azul, horária verde e convencional monômnia. Atualmente a empresa optou pela utilização da tarifara horária verde, com demanda contratada de 120kW/mês.

Conforme pode ser visualizado na Tabela 3, o gasto com energia elétrica mensal, no último ano, aumentou gradativamente mês a mês, chegando a ultrapassar a demanda contratada, em três meses seguidos.

Foi estudada a possibilidade de substituição da modalidade atual de tarifação, possibilitando o dimensionamento do melhor plano tarifário para a atender a empresa. Para que a melhor modalidade tarifária possa ser elencada, foram levantados os dados de consumo e demanda do último ano e analisados os dados de consumo na ponta e fora dela, para que se conseguisse traçar um perfil consumidor da empresa.

Além disso foi realizado uma análise para correção do fator de potência da empresa através de um banco de capacitores autônomo.

Tabela 3 – Consumo Energético na Empresa

	Consumo na Ponta		Consumo Fora de Ponta		Demanda
	Ativo(kWh)	Reativo(kVr)	Ativo(kWh)	Reativo(kVr)	Total(kW)
<b>mai/20</b>	826,0	0,0	17608,5	0,0	78,4
<b>jun/20</b>	1046,5	287,0	17993,5	2516,5	81,2
<b>jul/20</b>	1557,5	220,5	19054,0	1956,5	94,5
<b>ago/20</b>	1564,5	224,0	20520,5	2156,0	91,7
<b>set/20</b>	1576,7	225,3	21387,7	2469,1	91,3
<b>out/20</b>	1327,0	141,5	20636,8	1551,7	93,8
<b>nov/20</b>	900,5	81,3	12219,8	755,7	93,0
<b>dez/20</b>	1326,9	248,3	20627,8	1974,6	111,9
<b>jan/21</b>	997,2	189,0	23516,8	1327,2	117,5
<b>fev/21</b>	1035,8	69,4	22623,6	611,9	143,1
<b>mar/21</b>	1488,7	64,3	26742,6	400,8	137,1
<b>abr/21</b>	1278,8	66,3	23381,1	351,5	144,1
<b>mai/21</b>	1545,7	49,0	23356,1	425,2	108,9

Fonte: Próprio Autor.

### 3.2 EFICIÊNCIA EM MOTORES ELÉTRICOS

Como a empresa, objeto de estudo, foi fundada em 1998, algumas máquinas ainda estão em operação desde o seu começo. Mesmo que muitas dessas máquinas ainda continuem em bom estado de preservação, seus motores não se encontram alinhados com a norma NBR 17094 (ABNT, 2018), que agora permite apenas a fabricação de motores de alto rendimento.

Por se tratar de um ponto crítico, esse estudo teve por objetivo, o dimensionamento de motores eficientes que substituam os atuais, em todas as características mecânicas e elétricas, e impactem positivamente na diminuição do gasto mensal de energia.

Por ser uma empresa especializada em montagem de máquinas especiais, os motores avaliados nesse estudo, contemplaram somente os motores dos equipamentos produtivos da fábrica. Esses motores, são responsáveis pela confecção de algumas das peças utilizadas na montagem das máquinas. Por esse motivo, os motores que serão avaliados são motores de centros de usinagem, furadeiras, exaustores e serras.

Assim sendo, os primeiros motores que foram considerados nesse estudo, podem ser vistos na Tabela 4. E como já se supunha, os valores de rendimento desses motores estão muito abaixo dos valores possíveis de motores de nova geração.

Esse trabalho se propôs, além da realização do estudo de eficiência energética dos motores citados, uma análise financeira, quanto ao investimento necessário para a eventual troca desses motores e do tempo de retorno desse investimento com o valor da energia economizada no

Tabela 4 – Motores Avaliados na Empresa

	Potência (kW)	Potência (cv)	Rendimento (%)	Rotação (rpm)
<i>Motor 1</i>	0,25	0,33	79,5	3450
<i>Motor 2</i>	0,55	0,75	73	3445
<i>Motor 3</i>	0,55	0,75	65	3230
<i>Motor 4</i>	1,5	2	85	3530
<i>Motor 5</i>	1,5	2	85	3530
<i>Motor 6</i>	1,5	2	85	3530
<i>Motor 7</i>	1,5	2	85	3530
<i>Motor 8</i>	1,5	2	83	1735
<i>Motor 9</i>	1,5	2	84,2	1750
<i>Motor 10</i>	3,7	5	85,5	1715

Fonte: Próprio Autor.

período.

### 3.3 INSTALAÇÃO DE UNIDADE GERADORA FOTOVOLTAICA

Para a mitigação direta nos gastos com energia elétrica, foi realizado um estudo, que avaliou as condições da empresa, para a implementação de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica.

Para esse estudo, foi necessário considerar a estrutura existente, para abrigar tanto a unidade geradora, quanto a disponibilidade do espaço ocupado pelos módulos fotovoltaicos. Num primeiro momento, pareceu viável, a instalação das placas solares no telhado das instalações da empresa, visto a área de abrangência e a robustez da estrutura, conforme pode ser visto na Figura 8.

Figura 8 – Instalações da Empresa Robopac



Fonte: Próprio Autor.

Como a empresa se encontra no cume de uma montanha, a incidência solar ocorre, durante todo o período diário. Por esse motivo, a instalação das placas de captação solar sobre o telhado da empresa, aproveitaria ao máximo toda a exposição solar que a empresa recebe.

Além da infraestrutura, para acomodar esse unidade de geração, será necessário fazer um levantamento de viabilidade financeira, e buscar opções comercialmente favoráveis para futura determinação do modelo de geração à ser instalado.

Na Tabela 5, pode ser visualizada a quantidade de energia consumida dentro do último ano. Esse trabalho utilizará esses dados, como base para as cotações de implementação da unidade geradora fotovoltaica.

Tabela 5 – Consumo de Energia no Último Ano

	<b>Consumo(kWh)</b>
<b>mai/20</b>	18434,50
<b>jun/20</b>	19040,00
<b>jul/20</b>	20611,50
<b>ago/20</b>	22085,00
<b>set/20</b>	22964,40
<b>out/20</b>	21963,80
<b>nov/20</b>	13120,35
<b>dez/20</b>	21954,66
<b>jan/21</b>	24514,01
<b>fev/21</b>	23659,44
<b>mar/21</b>	28231,34
<b>abr/21</b>	24659,88
<b>mai/21</b>	24901,84

Fonte: Próprio Autor.

A possível instalação dessa unidade geradora, é, potencialmente, o ponto que mais trará redução no gasto com energia elétrica a longo prazo, dentre os pontos abordados nesse trabalho. Por esse motivo, é muito importante, o preciso levantamento dos dados de consumo, para que se justifique, à direção, o investimento para a implementação dessa unidade geradora.

## 4 ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO

### 4.1 ANÁLISE DOS MOTORES

Para realização do estudo dos motores, a primeira ação tomada foi a leitura dos valores de corrente que cada motor apresenta. Para essa medição, foi utilizado um alicate amperímetro que mede a corrente elétrica que passa pelos condutores dos motores estudados. A Figura 9 ilustra como foi executada a aquisição dos dados presentes na Tabela 6, mostrada na sequência.

Figura 9 – Alicate Amperímetro Medindo o Motor M3



Fonte: Autor (2021).

Todos os motores que foram avaliados nesse trabalho são motores antigos e que funcionam com suas respectivas máquinas desde sua aquisição. Nenhum deles tem características elétricas compatíveis com a de motores de alto rendimento, justificando assim possível troca por motores mais eficientes.

Usando o motor M5 como exemplo, pode-se perceber através das medições, que além de o motor estar ultrapassado tecnologicamente ele está também superdimensionado. Segundo os dados de placa desse motor, seu rendimento é de 85%. A corrente medida com o motor em funcionamento foi de 4,2 Amperes, fazendo com que a potência fornecida em relação ao valor nominal ficasse em 60%, conforme pode ser visto na Figura 10.

Tabela 6 – Relação de Motores Estudados

<b>Motor</b>	<b>Pólos</b>	<b>P(Kw)</b>	<b>I(A)</b>	<b>% P Nominal</b>
<i>M1</i>	2	0,25	1,5	130%
<i>M2</i>	2	0,55	2,6	110%
<i>M3</i>	2	0,55	2,8	125%
<i>M4</i>	2	1,5	4,6	75%
<i>M5</i>	2	1,5	4,2	60%
<i>M6</i>	2	1,5	4,7	78%
<i>M7</i>	2	1,5	4,7	78%
<i>M8</i>	4	1,5	3,9	30%
<i>M9</i>	4	1,5	2,4	0%
<i>M10</i>	4	3,7	4,5	0%

Fonte: Autor (2021).

Para calcular a potência elétrica consumida pelo motor atualmente instalado, utilizou-se a seguinte fórmula.

$$P_e = \frac{P}{\eta} \quad (4.1.1)$$

Onde:

$P_e$  - Potência Elétrica do Motor

$P$  - Potência Mecânica do Motor

$\eta$  - Rendimento de Motor

Utilizando a equação acima e a porcentagem encontrada no gráfico da curva característica do motor, chegou-se aos seguintes valores:

$$P_e = \frac{1,5k}{0,82} = 1,829kW \quad (4.1.2)$$

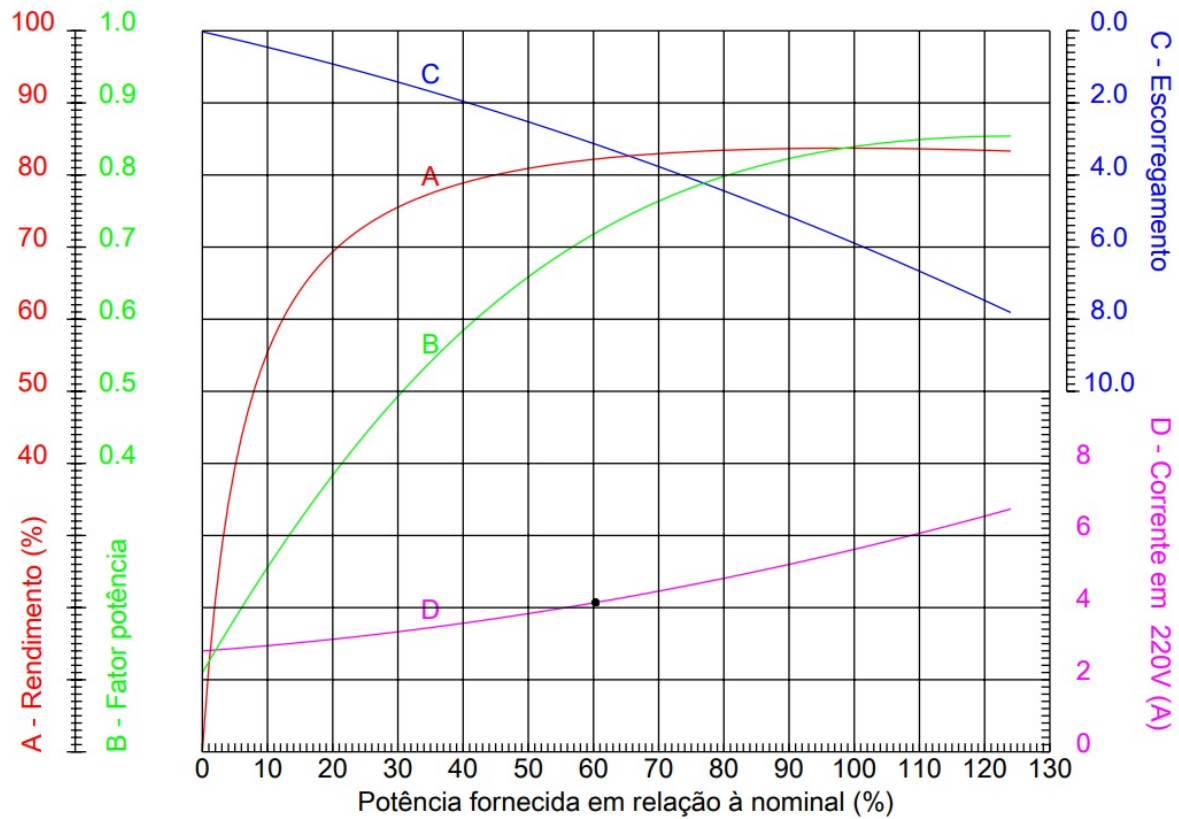
Avaliando-se pela corrente medida nos condutores do motor, sabe-se que a potência aplicada na operação é de 900W. Pode-se concluir com isso, que o motor de 1,5kW se encontra superdimensionado, e por esse motivo avaliou-se como possível substituto um motor IR4 Super Premium de 1,1kW, que é o valor comercial mais próximo da potência necessária na aplicação. A curva característica desse motor pode ser visualizada na Figura 11.

Utilizando agora os dados do motor Super Premium, chegou-se ao valor de potência elétrica a seguir:

$$P_e = \frac{1,1k}{0,86} = 1,264kW \quad (4.1.3)$$

O investimento necessário para a troca do motor atual é a soma do custo da compra do

Figura 10 – Curva Característica do Motor Atual M5 de 1,5kW



Fonte: Adaptado de WEG(2021).

motor novo com o valor da mão de obra para a instalação desse motor. Segundo o site do fornecedor WEG, um motor IR4 Super *Premium* de 1,1kW custa aproximadamente R\$1.392,19. Foi considerada uma hora de trabalho de um técnico para a instalação desse motor, por esse motivo foi estimado um gasto de R\$100,00 para mão de obra, fazendo com que o investimento total fique em R\$1.492,19. Ainda é válido salientar, que a realocação desse motor ou mesmo a venda para sucata, são opções viáveis para diminuição do impacto desse investimento.

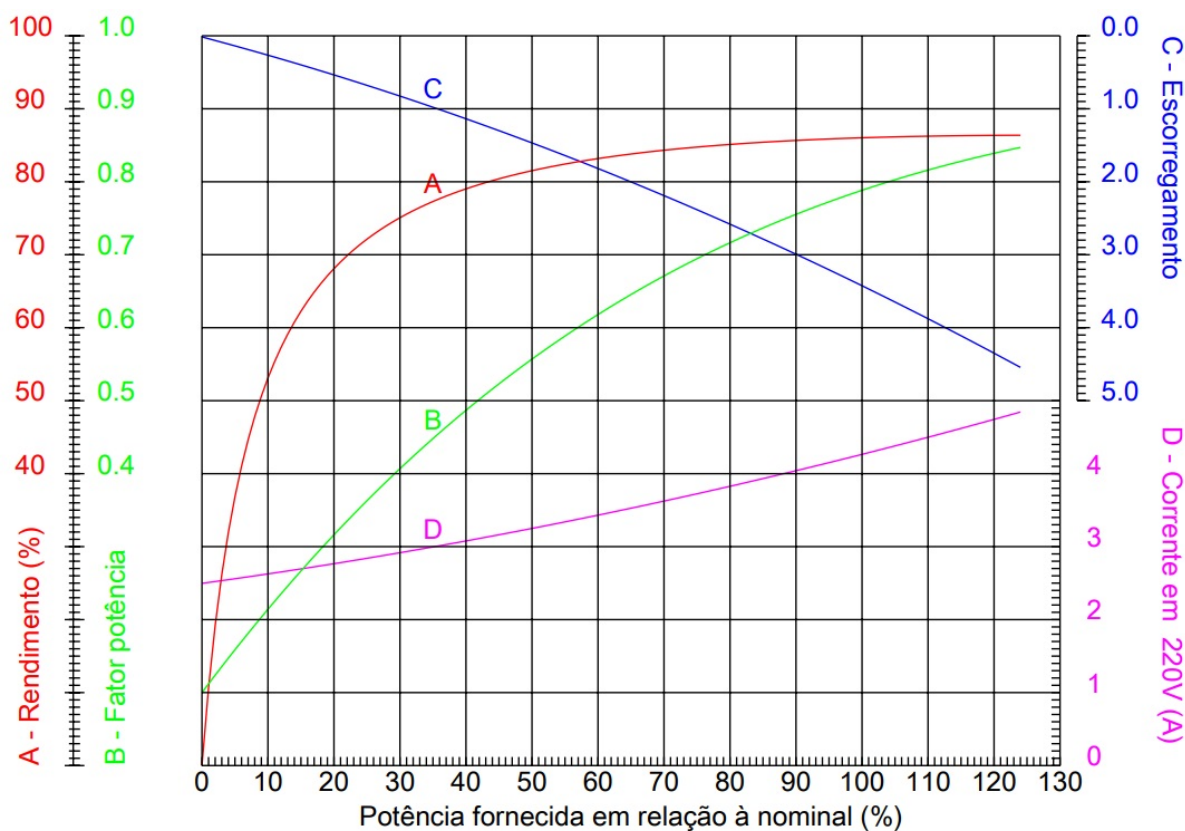
Sabendo-se que a tarifa de energia elétrica é uma composição da Tarifa de Energia(TE) com a Tarifa sobre o Uso de Sistema de Distribuição(TUSD), e que a empresa alvo do estudo tem seu expediente entre as 07:00 e as 17:00, fazendo com que seu consumo se dê somente fora de ponta, chegou-se ao valor de 0,448 R\$/kWh para a tarifa de energia elétrica.

Com o intuito de estimar o tempo de retorno do investimento com a troca desse motor, foram considerados dois tipos de cálculo de *payback*, o *payback* simples e o *payback* descontado. Para ambos os cálculos se fez necessário calcular a economia financeira anual conforme Equação 2.4.5 apresentada anteriormente.

$$EEA = (P_{e1} - P_{e2}) \times H \quad (4.1.4)$$



Figura 11 – Curva Característica do Motor Super Premium de 1,1kW



Fonte: Adaptado de WEG(2021).

$$EEA = (1,829k - 1,264k) \times 10 \times 252 = 1,423MW \quad (4.1.5)$$

$$EFA = 1.423k \times 0,448 = R\$637,75 \quad (4.1.6)$$

Para o cálculo do *payback* simples, utilizou-se a equação 2.4.6, e chegou-se ao seguinte resultado:

$$TRI = \frac{1492,19}{637,75} = 2,34Anos \quad (4.1.7)$$

Já para o *payback* descontado se faz necessário a introdução de algumas taxas e indicadores, tais como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL).

A TMA é uma taxa percentual que se baseia em diversos aspectos econômicos que regem o mercado econômico. Para utilização nesse trabalho, foi realizado a composição da TMA através dos seguintes indicadores: 0,42% de Taxa Básica Financeira (TBF), 0,14% de Taxa Referencial (TR), 4,88% de Taxa a Longo Prazo (TLP) e 6,25% de SELIC. Dessa forma, usando as cotações vigentes no mês de Setembro de 2021, chegou-se ao valor de 11,7% para a TMA.

O VPL é calculado segundo a fórmula abaixo:

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1 + TMA)^n} \quad (4.1.8)$$

Onde:

*FC* - Fluxo de Caixa

*t* - Momento de Ocorrência

*n* - Período de Tempo

Sabendo disso, pode-se calcular o payback descontado ano a ano. Foi considerado o período de 05 anos, conforme pode ser visto na tabela 7.

Tabela 7 – Payback Descontado

Ano	Fluxo de Caixa	Payback Simples	VPL	TIR
0	-R\$ 1492,19	-R\$ 1492,19	-R\$ 1492,19	0%
1	R\$ 637,75	-R\$ 854,44	-R\$ 921,24	-57%
2	R\$ 637,75	-R\$ 216,69	-R\$ 410,10	-10%
3	R\$ 637,75	R\$ 421,06	R\$ 47,51	14%
4	R\$ 637,75	R\$ 1.058,81	R\$ 457,61	26%
5	R\$ 637,75	R\$ 1.696,56	R\$ 823,94	32%

Fonte: Autor (2021).

Segundo WEG (2008) atualmente um motor têm uma vida útil de aproximadamente 17 anos e mesmo assim percebe-se que para o motor M5, tanto pelas cálculos de *payback* simples quanto pelos cálculos de *payback* descontado, o investimento se paga à partir do terceiro ano. Para esse caso fica claro que a troca do motor atual por um motor dimensionado corretamente e com maior desempenho é um investimento inteligente.

Os tempos de retorno de investimento foram divergentes de motor para motor e é válido ressaltar que por alguns motores se encontrarem subdimensionados, ou superdimensionados, o tempo de *payback* variou consideravelmente.

Os motores que se encontravam sobrecarregados, precisam ser trocados não pela ótica de economia energética, mas sim pela saúde do equipamento. Motores sobrecarregados normalmente têm um grau de degradação muito acentuado, visto que eles trabalham em condições que estressam e danificam o equipamento, fazendo com que a vida útil do motor diminua consideravelmente.

Fazendo-se esses mesmos cálculos e considerando o mesmo período de 05 anos, realizou-se então uma análise sobre a viabilidade de troca de cada um dos motores.

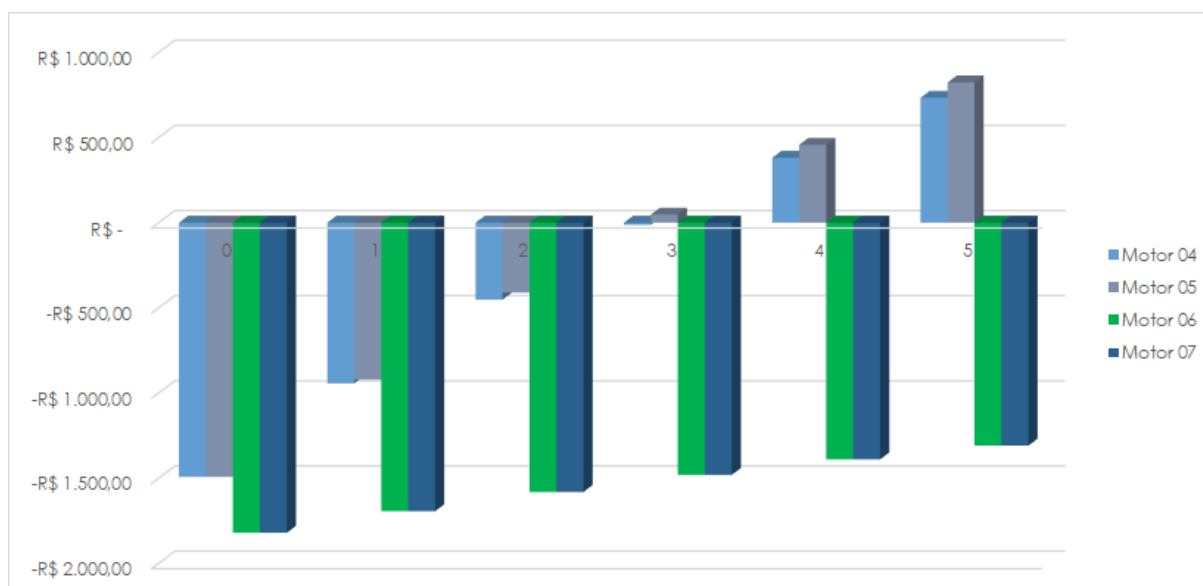
Os motores M1, M2 e M3 se encontravam subdimensionados, e a substituição indicada são por motores de maior potência, uma vez que esses três motores estão trabalhando acima de sua potência nominal. Com isso, os valores investidos não terão um retorno financeiro refletido, mas sim um retorno em produtividade, uma vez que o motor estará trabalhando dentro dos seus limites construtivos e tendo uma vida útil maior.

Como os motores M4 e M5 encontravam-se superdimensionados, avaliou-se a troca por motores mais adequados à aplicação. Nesses casos, o retorno do investimento aconteceu rapidamente, dado o consumo energético desnecessário que esses motores utilizavam.

Já para os motores M6 e M7, há uma economia sutil no gasto energético, que somente retorna o investimento pegando-se um intervalo de tempo maior do que o de 05 anos. Para ambos esses motores, a troca imediata não é recomendada, mas quando esses motores chegarem ao seu fim de vida, deve-se instalar motores de alto rendimento para as aplicações que eles atuam.

No gráfico a seguir pode-se visualizar o valor presente líquido com a troca dos motores M4, M5, M6 e M7 ao longo de cinco anos.

Figura 12 – Valor Presente Líquido



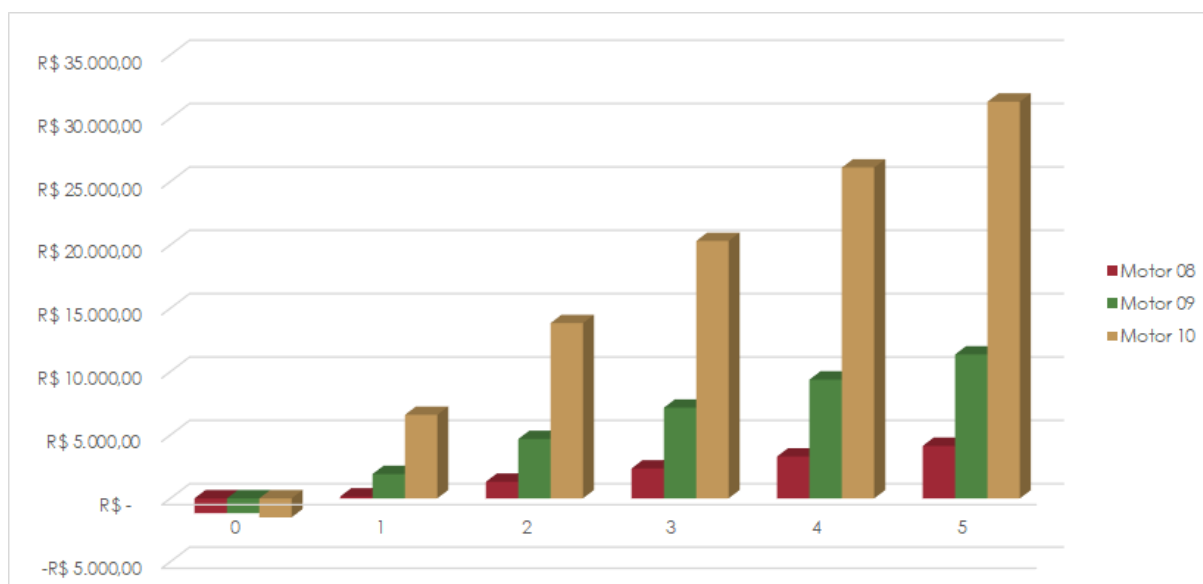
Fonte: Próprio Autor.

Assim como os motores M4 e M5, os motores M8, M9 e M10 encontravam-se superdimensionados. Esses motores tiveram seu *payback* em menos de 01 ano, o que mostra a importância da troca imediata desses motores. Esses motores gastam muita energia desnecessariamente, visto que trabalham utilizando menos de 30% de sua potência nominal. Como esse investimento se paga rapidamente, o valor economizado já está disponível para utilização, em qualquer que seja a aplicação, a partir do segundo ano dessa substituição.

No gráfico da figura 13 é notável a discrepância entre o valor investido e o valor retornado com a troca desses motores logo nos primeiros anos. Visualizando esse gráfico é notável que

esses 3 motores foram dimensionados incorretamente, uma vez que dentro do grupo dos motores estudados eles são os que mais consomem energia e os que a empresa mais se beneficia com a troca imediata.

Figura 13 – Valor Presente Líquido



Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 8 relaciona o custo com a substituição do motor com a economia que essa troca irá causar na conta de energia anualmente. Além disso a tabela apresenta o valor presente líquido para cada motor após 5 anos da troca.

Tabela 8 – Análise de Viabilidade Econômica

<b>Motor</b>	<b>Investimento</b>	<b>Economia por Ano</b>	<b>VPL Quinto Ano</b>
<b>M1</b>	R\$ 879,40	R\$ -	R\$ -1422,06
<b>M2</b>	R\$ 1.323,90	R\$ -	R\$ -1939,69
<b>M3</b>	R\$ 1.323,90	R\$ -	R\$ -1939,69
<b>M4</b>	R\$ 1.492,19	R\$ 612,87	R\$ 733,58
<b>M5</b>	R\$ 1.492,19	R\$ 637,75	R\$ 823,94
<b>M6</b>	R\$ 1.820,43	R\$ 140,81	-R\$ 1.309,06
<b>M7</b>	R\$ 1.820,43	R\$ 140,81	-R\$ 1.309,06
<b>M8</b>	R\$ 1.161,17	R\$ 1.461,86	R\$ 4.147,90
<b>M9</b>	R\$ 1.161,17	R\$ 3.447,62	R\$ 11.359,63
<b>M10</b>	R\$ 1.492,19	R\$ 9.031,68	R\$ 31.308,42

Fonte: Próprio Autor.

É válido ressaltar que para os primeiros 3 motores o *payback* não acontecerá dentro do período de análise. Esses motores atualmente estão trabalhando sobrecarregados e a troca por motores dimensionados adequadamente refletirá ganhos principalmente na vida útil do equipamento e não indicará economia direta na conta de energia.

Analisando todos esses dados, se considerou que a troca imediata dos motores M4, M5, M8, M9 e M10 trará uma economia relevante a curto prazo e que representará uma fatia considerável no panorama geral do presente estudo. No quinto ano após a substituição desses motores, o valor presente líquido somado de todos esse motores é de R\$96.746,96. Para os demais motores, se entendeu que apesar da troca trazer benefícios para a aplicação, o retorno a longo prazo não justifica a substituição dos atuais motores.

## 4.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Para que se possa utilizar a luz solar como uma maneira de mitigar o gasto com energia elétrica na empresa foi necessário primeiramente fazer um estudo quanto às condições estruturais para implementação de uma unidade geradora fotovoltaica.

O primeiro ponto considerado foi a existência da área necessária para a instalação das células fotovoltaicas. Para a definição da área necessária, foi preciso dimensionar a quantidade de módulos necessários para atender a geração esperada. Para isso utilizou-se a equação abaixo:

$$Nm = \frac{P_{pico}}{P_m} \quad (4.2.1)$$

Onde:

$N_m$ : Número de módulos fotovoltaicos;

$P_{pico}$ : Potência fotovoltaica de pico em kWp;

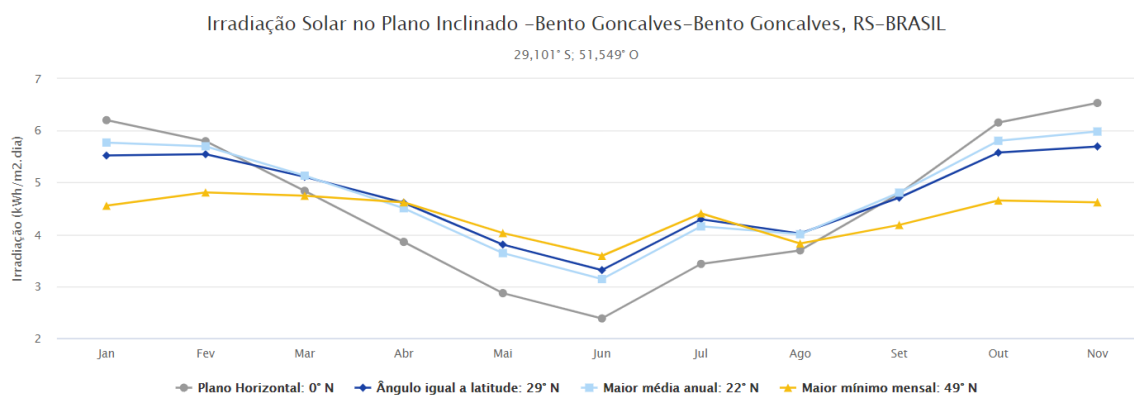
$P_m$ : Potência nominal do módulo fotovoltaico em kW.

Para a especificação da potência fotovoltaica de pico, alguns dados precisaram ser coletados e avaliados, como a irradiação média anual e a taxa de desempenho do sistema. Para aquisição dessas informações utilizou-se a ferramenta *SunData* presente no website do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Como pode ser visto na imagem abaixo, a maior média anual de potência irradiada no local é de 4,68kWh/m<sup>2</sup>, e é obtida quando se têm uma inclinação de 22° dos módulos em relação à horizontal.

Figura 14 – Irradiação Solar

Estação: Bento Gonçalves  
Município: Bento Gonçalves, RS - BRASIL  
Latitude: 29,101° S  
Longitude: 51,549° O  
Distância do ponto de ref. (29,165542° S; 51,525538° O): 7,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,20	5,80	4,84	3,86	2,87	2,38	2,67	3,43	3,69	4,79	6,16	6,53	4,43	4,15
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	29° N	5,52	5,54	5,11	4,61	3,80	3,31	3,67	4,29	4,02	4,71	5,58	5,69	4,65	2,38
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,77	5,70	5,13	4,50	3,64	3,14	3,49	4,15	4,00	4,80	5,80	5,98	4,68	2,84
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	49° N	4,55	4,81	4,74	4,62	4,03	3,59	3,94	4,41	3,82	4,18	4,65	4,62	4,33	1,22



Fonte: CRESESB (2021).

$$P_{pico} = \frac{\frac{C_m}{T_d}}{\frac{I_m}{I_{cntp}}} \quad (4.2.2)$$

Onde:

$P_{pico}$ : Potência fotovoltaica de pico em kWp;

$C_m$ : Consumo médio diário em kWh;

$T_d$ : Taxa de desempenho do sistema;

$I_m$ : Potência média anual irradiada pelo Sol no local em kWh/m<sup>2</sup>;

$I_{cntp}$ : Constante de irradiância;

Utilizando a irradiação encontrada acima, definindo-se uma taxa de desempenho de 80%

com base em estudos realizados em diversos sistemas fotovoltaicos, fixando em  $1\text{kWh/m}^2$  a constante de irradiância e utilizando  $971\text{kWh}$  de consumo médio diário, pôde-se encontrar a potência fotovoltaica de pico necessária para atender todo o consumo da empresa. O consumo médio diário foi encontrado se dividindo o consumo médio anual pelos dias úteis de um ano.

$$P_{pico} = \frac{\frac{971}{0,8}}{\frac{4,68}{1}} = 259,34\text{kWp} \quad (4.2.3)$$

O módulo monocristalino escolhido para a aplicação foi o Risen Solar de  $445\text{Wp}$ . O motivo da escolha por esse módulo fotovoltaico se dá pela disponibilidade no mercado local, bem como por seu custo benefício em comparação com módulos equivalentes. A tabela a seguir mostra as principais características presentes nesse módulo em condições ideais de teste (irradiância de  $1\text{kW/m}^2$  e temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ ):

Tabela 9 – Módulo Fotovoltaico RSM156-6-445M

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Potência Máxima (Pmax)	445Wp
Tensão em Potência Máxima (Vmpp)	43,9V
Corrente em Potência Máxima (Impp)	10,15A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	52,7V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	10,77A
Eficiência do Pannel	20,5%
Faixa de Temperatura de Operação	-40 até $85^\circ\text{C}$
Dimensões do Pannel (H/W/D)	2178x996x40mm
Peso	25.5kg
Tensão Máxima Contínua do Sistema	1500V

Fonte: ENF (2021)

Segundo às Resoluções Normativas n° 482 e n° 687, que regulamentam as disposições a respeito de micro e minigeração, a potência do sistema fotovoltaico não pode ser maior que a demanda contratada pela unidade consumidora.

Hoje a demanda contratada na empresa é de  $120\text{kW}$ , e para gerar todo o consumo que hoje é utilizado na planta seria necessário implementar um sistema de geração de  $180\text{kW}$ , o que requereria uma alteração na demanda contratada atualmente, acarretando em um custo maior que acabaria diminuindo os ganhos possíveis com a unidade geradora. Por esse motivo, foram estudados valores de geração que se enquadrassem na demanda atualmente utilizada. Os valores de geração explorados nesse estudo foram de  $75\text{kW}$  e  $120\text{kW}$ .

#### 4.2.1 Cenário 1: Geração de 75kW

Dentre os possíveis cenários, o de 75kW de geração foi escolhido por ser o valor mais alto de geração que ainda enquadra a empresa no escopo de microgeração.

Nesse cenário de geração, a unidade geradora fotovoltaica, gera somente parte do consumo necessário para atender a planta, requisitando a complementação por parte da concessionária de energia para todo o consumo excedente. Dessa forma, a unidade geradora fotovoltaica se enquadra dentro do escopo de microgeração, o que torna a implementação do sistema menos intrusiva e burocrática.

As principais vantagens que um sistema de microgeração têm sobre um sistema de minigeração são os seguintes:

- Custos eventuais com a melhoria da rede da distribuidora para a conexão são de responsabilidade da concessionária de energia para a microgeração porém em minigeração os custos podem exigir contribuição financeira por parte do consumidor;
- Custos com medição são pagos pela distribuidora em microgeração e podem ser passados ao consumidor em minigeração;
- Em minigeração o despacho dos geradores é grande e pode tornar nebuloso o fluxo de potência de um alimentador de distribuição, bem como trazer prejuízos à proteção e seletividade;
- Prazos dados às distribuidoras para a liberação do acesso ao gerador são de 30 dias para microgeração contra 60 dias em minigeração;
- Para a minigeração algumas medidas como proteção bidirecional, proteção anti-ilhamento e proteção de variação de frequência podem ser exigidas pela concessionária.

Para a composição da topologia do sistema fotovoltaico é válido indicar que a utilização de inversores com valores inferiores ao definidos são comumente utilizados para a redução dos custos do projeto, uma vez que a variação da potência produzida pelos módulos fotovoltaicos ao longo do dia raramente atingirão sua máxima potência. A relação a seguir indica valores considerados aceitáveis para composição do sistema.

$$0.75 < \frac{P_n \times N_i}{P_{pico}} < 1.05 \quad (4.2.4)$$

Onde:

$P_n$ : Potência nominal do inversor escolhido em kW;

$N_i$ : Quantidade de inversores;

$P_{pico}$ : Potência fotovoltaica de pico em kWp;



Para a criação de um sistema de captação fotovoltaico, é necessário o dimensionamento de ligações em série e paralelo entre os módulos fotovoltaicos. A eficiência do inversor fotovoltaico se relaciona com a maximização da transferência de potência do sistema e é necessária a utilização de dispositivos eletrônicos de controle para monitoramento da operação do sistema. Este processo de monitoramento é chamado de Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT) e faz com que o sistema opere constantemente na tensão de máxima potência compensando as mudanças de intensidade solar e temperatura. As equações a seguir indicam quais os limites de valores que devem ser avaliados para a determinação dos arranjos dos módulos.

$$V_{in} > Nm_s \times V_{oc} \quad (4.2.5)$$

Onde:

$V_{in}$ : Tensão máxima de entrada do inversor em V;

$Nm_s$ : Número máximo de módulos em série;

$V_{oc}$ : Tensão em circuito aberto do módulo em Volts;

Para a determinação dos inversores para esse cenário, foi considerada a utilização de dois inversores trifásicos WEG, um de 60kW e um 15kW. Foram considerados dois inversores para a montagem dessa topologia, pois dentro das marcas orçadas não existem inversor de 75kW. As características desses inversores podem ser vistas nas tabelas 9 e 10.

Tabela 10 – Inversor Trifásico WEG SIW500H - ST060

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Eficiência Máxima	98,7%
Tensão máxima por entrada	1100V
Número de Entradas	12
Número de rastreadores MPPT	6
Corrente máxima por MPPT	22A
Potência ativa CA nominal	60kW
Tensão de saída nominal	220V/380V, 230V/400V
Corrente de saída máxima	100A
Frequência de rede CA nominal	50Hz / 60Hz
Faixa de tensão de operação do MPPT	200V - 1000V

Fonte: WEG (2021)

Tabela 11 – Inversor Trifásico WEG SIW500H - ST015

Parâmetro	Valor
Eficiência Máxima	98,65%
Tensão máxima por entrada	1080V
Número de Entradas	4
Número de rastreadores MPPT	2
Corrente máxima por MPPT	22A
Potência ativa CA nominal	15kW
Tensão de saída nominal	220V/380V, 230V/400V
Corrente de saída máxima	25,2A
Frequência de rede CA nominal	50Hz / 60Hz
Faixa de tensão de operação do MPPT	160V - 950V

Fonte: WEG (2021)

Pensando na otimização dos recursos, se utilizou da relação 4.2.4 para encontrar um valor adequado na geração fotovoltaica. A potência total dos módulos cogitado para fins de especificação foi de 99,68kWp, conforme mostrado em 4.2.6. Utilizando os dados levantados até o momento pode-se então calcular a quantidade de módulos necessários para atender parte do consumo da empresa.

$$Nm = \frac{99,68kWp}{445Wp} = 224 \quad (4.2.6)$$

Utilizando-se da equação 4.2.7 pôde-se calcular os valores ideais para o número de módulos em série em cada arranjo.

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{PTmax}} < Nm_s < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{PTmin}} \quad (4.2.7)$$

Onde:

$V_{MPPTmin}$ : Mínima tensão de operação de máxima potência do inversor em V;

$V_{MPPTmax}$ : Máxima tensão de operação de máxima potência do inversor em V;

$Nm_s$ : Número máximo de módulos em série;

$V_{PTmax}$ : Tensão de potência máxima na maior temperatura prevista em V;

$V_{PTmin}$ : Tensão de potência máxima na menor temperatura prevista em Volts;

Já a equação 4.2.7 indica a quantidade de séries que podem ser ligadas em paralelo.

$$N_{sp} = \frac{I_{inmax}}{I_{sc}} \quad (4.2.8)$$

Onde:

$N_{sp}$ : Número máximo de séries em paralelo;

$I_{inmax}$ : Corrente máxima CC de entrada do inversor em A;

$I_{sc}$ : Corrente de curto circuito do módulo em A;

Em vista dos dados levantados a topologia de ligações com melhor aproveitamento foi determinada. Como se utilizou dois inversores diferentes para o dimensionamento do sistema, foi necessário dividir os arranjos que cada inversor utilizará.

No inversor de 60kW existem 12 entradas e 6 rastreadores, fazendo com que cada rastreador MPPT controle duas entradas. A corrente máxima suportada por cada MPPT é de 22A e por esse motivo o limite de corrente de cada entrada será de 11A.

$$\frac{200}{43,95} < Nm_s < \frac{1000}{43,79} \quad (4.2.9)$$

$$4,54 < Nm_s < 22,83 \quad (4.2.10)$$

Utilizando a equação 4.2.5 sabe-se que o limite de módulos por série é de 21, conforme mostrado no cálculo abaixo.

$$\frac{1100}{52,27} > Nm_s \quad (4.2.11)$$

Assim sendo, para o inversor de 60kW foi definido a utilização de 10 séries de 13 módulos e 6 séries de 12 módulos, atendendo dessa forma os requisitos apresentados nos cálculos acima.

Já no inversor de 15kW existem 4 entradas e 2 rastreadores, fazendo com que cada rastreador MPPT controle duas entradas também. A corrente máxima suportada por cada MPPT é de 22A também, o que faz com que o limite de corrente de cada entrada seja de 11A.

$$\frac{160}{43,95} < Nm_s < \frac{950}{43,79} \quad (4.2.12)$$

$$3,64 < Nm_s < 21,69 \quad (4.2.13)$$

O restante dos módulos foram dimensionados em duas séries de 11 módulos cada. Dessa forma atendendo os requisitos calculados acima. Vale ressaltar que na topologia escolhida não haverá séries em paralelo, porém todas as séries terão 10,15A sob condições normais e 10,77A sob condições de curto circuito. Ambos os valores ainda respeitam a limitação de 11A por entrada.

Para realização da viabilidade financeira cotou-se com uma empresa local toda a implementação do sistema de geração fotovoltaica. O investimento total apontado no orçamento foi R\$395.000,00. Nesse orçamento está incluso:

- 224 módulos monocristalino Risen RSM156-6-445M;

- 1 inversor trifásico WEG SIW500H-ST060;
- 1 inversor trifásico WEG SIW500H-ST015;
- Sistema de monitoramento remoto;
- Cabeamento unipolar flexível CC;
- Estrutura em alumínio;
- Dispositivos de proteção CA;
- Tubulações para a instalação elétrica;
- Homologação com a concessionária de energia;
- Mão de obra para a execução do projeto.

Para a estimação da economia anual, proveniente da implementação do sistema fotovoltaico do cenário apresentado, foi utilizada a seguinte equação.

$$E_a = (TE_{fp} + TUSD_{fp}) \times CG_{dia} \times 365 \quad (4.2.14)$$

Onde:

$E_a$ : Economia anual em R\$;

$TE_{fp}$ : TE consumo fora de ponta em R\$/kWh;

$TUSD_{fp}$ : TUSD consumo fora de ponta em R\$/kWh;

$CG_{dia}$ : Capacidade de geração diária do sistema em kWh;

$$E_a = (0,338 + 0,111) \times 482,22 \times 365 \quad (4.2.15)$$

$$E_a = R\$79.029,82 \quad (4.2.16)$$

A economia que o sistema fotovoltaico provocará na conta de energia elétrica anualmente, será de R\$79.029,82 em comparação com o valor gasto atualmente na empresa.

#### 4.2.2 Cenário 2: Geração de 120kW

Para esse cenário, a unidade geradora fotovoltaica gera exatamente a demanda contratada pela empresa atualmente, dessa forma a empresa consegue se beneficiar da geração fotovoltaica sem a necessidade de aumentar a demanda contratada, que como consequência diminuiriam os ganhos desse sistema híbrido. Vale ressaltar que esse cenário também não irá suprir todo o consumo de energia que a planta em média necessita, requisitando a complementação por parte

da concessionária de energia para todo o consumo excedente. Nesse cenário, a unidade geradora fotovoltaica se enquadra no escopo de minigeração, o que faz com que o procedimento de liberação e adequação junto a concessionária seja mais complexo do que o cenário apresentado anteriormente.

Para a construção do sistema fotovoltaico se utilizou dois inversores trifásicos WEG Inversor SIW500H - ST060, que foi um dos inversores utilizado no cenário anterior. Se utilizou também o mesmo módulo fotovoltaico RSM156-6-445M. Para a definição da potência fotovoltaica de pico se utilizou da relação 4.2.4.

A quantidade de módulos utilizados nesse cenário de geração foi calculado conforme a cálculo a seguir.

$$Nm = \frac{170.88kWp}{445Wp} = 384 \quad (4.2.17)$$

Conforme evidenciado anteriormente, nesse inversor existem 12 entradas e 6 rastreadores, fazendo com que cada rastreador MPPT controle duas entradas. A corrente máxima suportada por cada MPPT é de 22A e por esse motivo o limite de corrente de cada entrada será de 11A. Para a distribuição dos módulos fotovoltaicos nas séries, foi utilizado a seguinte faixa de valor.

$$\frac{200}{43,95} < Nm_s < \frac{1000}{43,79} \quad (4.2.18)$$

$$4,54 < Nm_s < 22,83 \quad (4.2.19)$$

Definiu-se então, que para esse cenário de geração serão utilizadas 24 séries de 16 módulos. Os valores escolhidos se encontram dentro da faixa de valores válidos acima. A escolha desses valores também está em conformidade com fórmula 4.2.5.

$$V_{in} > 16 \times 52.7 \quad (4.2.20)$$

$$V_{in} > 843,2 \quad (4.2.21)$$

Para a implementação do sistema fotovoltaico orçou-se com uma empresa local o investimento total necessário. O valor apontado nesse orçamento foi R\$680.000,00, e contempla o seguinte:

- 384 módulos monocristalino Risen RSM156-6-445M;
- 2 inversor trifásico WEG SIW500H-ST060;
- Sistema de monitoramento remoto;
- Cabeamento unipolar flexível CC;

- Estrutura em alumínio;
- Dispositivos de proteção CA;
- Tubulações para a instalação elétrica;
- Homologação com a concessionária de energia;
- Mão de obra para a execução do projeto.

Para a estimativa do quanto podeira ser economizado anualmente com a implementação do sistema fotovoltaico do cenário apresentado, utilizou-se a equação 4.2.14 e chegou-se no seguinte resultado:

$$E_a = (0,338 + 0,111) \times 826,72 \times 365 \quad (4.2.22)$$

$$E_a = R\$135.488,20 \quad (4.2.23)$$

A economia que o sistema fotovoltaico trará na conta de energia elétrica anualmente, será de R\$135.488,20 em comparação com o valor gasto atualmente na planta.

### 4.2.3 Comparação e Análise dos Cenários de Geração Fotovoltaica

Por ter uma grande área disponível, ter uma estrutura robusta, ser o ponto com mais incidência de raios de sol e por ser uma área subproveitada, o telhado do pavimento foi escolhido para a instalação dos módulos. Durante construção do pavilhão em que a empresa está situada foi levantada a possibilidade de uma futura implementação de geração fotovoltaico, por esse motivo, o telhado já foi dimensionado para comportar o peso dos módulos fotovoltaicos. Na imagem abaixo, pode-se ver toda a extensão do telhado. Em ambos os cenários a área do telhado é suficiente para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

Outro ponto focal é a atual infraestrutura da subestação. Assim como o pavimento da fábrica, a subestação foi construída há menos de 02 anos e conta com dispositivos atuais e que admitem a integração de uma unidade geradora de energia fotovoltaica atual.

Para verificar a viabilidade do projeto de implementação do sistema de geração fotovoltaico, foi necessário a realização dos cálculos de *payback* simples e descontado, para os dois cenários de geração.

Analisando *payback* simples conclui-se que ambos os cenários se pagam a partir do quinto ano de implantação. No gráfico apresentado na Figura 16 é aparente a diferença no valor economizado a partir do momento que o *payback* acontece. Vale ressaltar que toda a economia presente após o *payback* pode ser refletida em diversas melhorias e atualizações na empresa como um todo.

Figura 15 – Robopac Brasil



Fonte: Google Earth(2021).

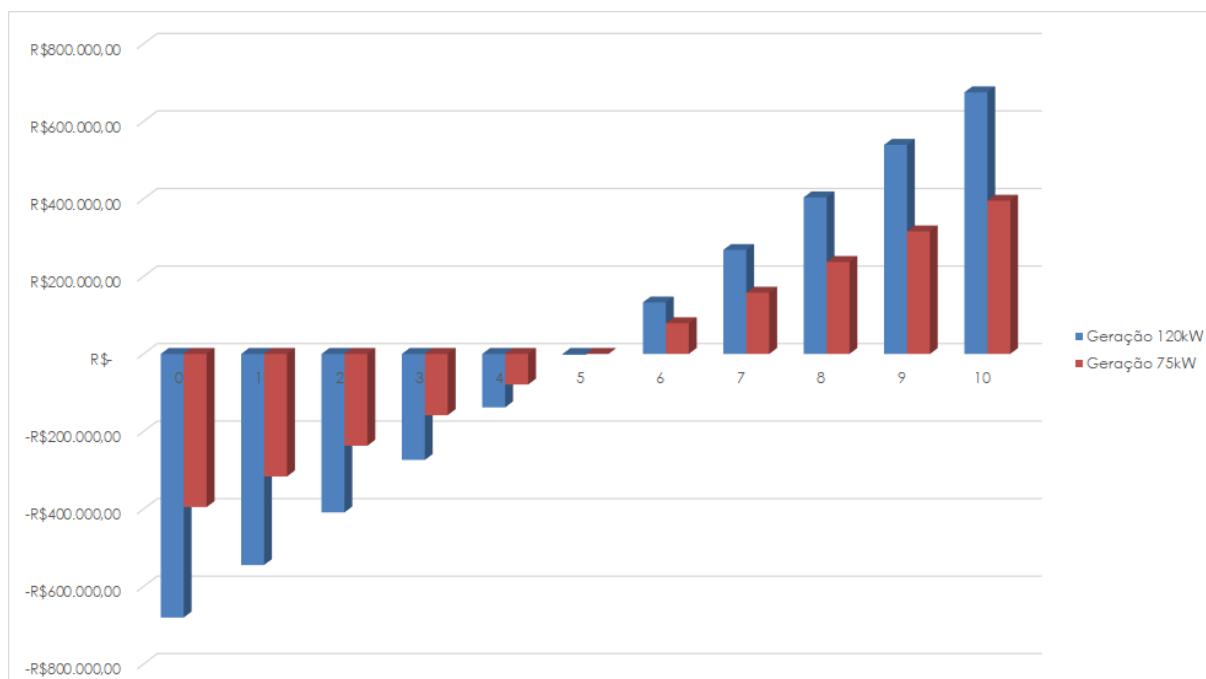
Utilizando o *payback* descontado como referência percebe-se que em ambos os cenários o *payback* acontece a partir do oitavo ano de implantação, conforme Figura 17. Essa forma de calcular o *payback* é mais acurada do que o *payback* simples por já considerar a depreciação e desvalorização dos ativos. Assim sendo, pode-se concluir que independentemente do cenário escolhido, o retorno palpável do projeto será sentido depois de 8 anos da instalação do sistema de geração fotovoltaico.

Os dois principais pontos que farão com que a empresa opte pela escolha de um cenário e não por outro são o valor inicial do investimento e retorno do investimento à longo prazo. Na tabela 12 é visível que o segundo cenário é o que a longo prazo trará um melhor benefício para empresa, porém, o segundo cenário custa 41% a mais do que o valor investido no primeiro cenário.

Outro ponto que vale a atenção no momento da decisão por um cenário ou o outro, é a questão burocrática. Por estarem em categorias diferentes de geração, a burocracia na homologação e liberação do sistema é bastante distinta. Como o cenário 1 se enquadra em microgeração a liberação por parte da concessionária acontece de forma fluida e em menos tempo. Já em mini-geração, a concessionária pode requisitar o atendimento a alguns pré-requisitos que aumentam a complexidade do projeto, além de em alguns casos ser necessário a contribuição financeira por parte do consumidor para a melhoria da rede e com os custos de medição conforme a Resolução 687 da ANEEL.

Além dessas questões é válido ressaltar que quanto mais energia for gerada nessa unidade geradora fotovoltaica, menos dano estará sendo feito à natureza, uma vez que essa energia

Figura 16 – Payback Simples



Fonte: Autor (2021).

gerada é mais limpa do que a atualmente consumida pela empresa.

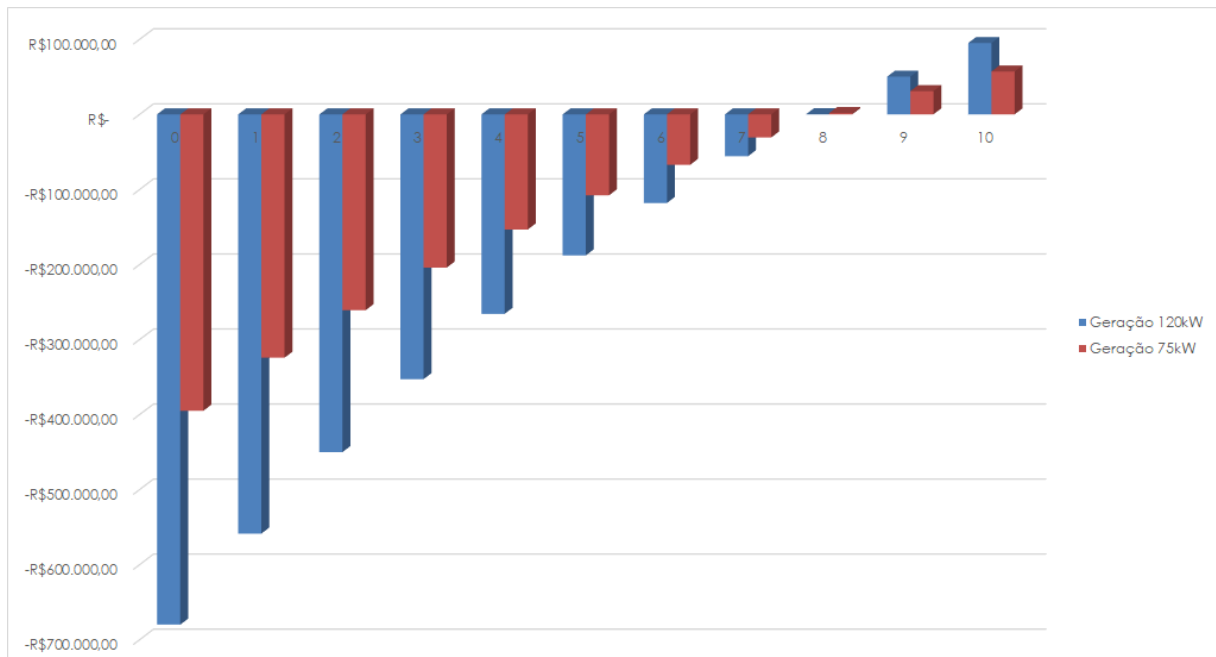
Tabela 12 – Comparação dos Cenários

Ano	Geração 75kW		Geração 120kW	
	Payback Simples	Payback Descontado	Payback Simples	Payback Descontado
0	-R\$ 395.000,00	-R\$ 395.000,009	-R\$ 680.000,00	-R\$ 680.000,00
1	-R\$ 315.970,18	-R\$ 324.248,15	-R\$ 544.511,80	-R\$ 558.703,49
2	-R\$ 236.940,36	-R\$ 360.907,19	-R\$ 409.023,60	-R\$ 450.112,17
3	-R\$ 157.910,54	-R\$ 204.200,86	-R\$ 273.535,40	-R\$ 352.895,23
4	-R\$ 78.880,72	-R\$ 153.434,24	-R\$ 138.047,20	-R\$ 265.861,26
5	R\$ 149,10	-R\$ 107.985,16	-R\$ 2.559,00	-R\$ 187.943,65
6	R\$ 79.178,74	-R\$ 67.296,63	R\$ 132.929,20	-R\$ 118.187,51
7	R\$ 158.208,74	-R\$ 30.870,02	R\$ 268.417,40	-R\$ 55.737,97
8	R\$ 237.238,56	R\$ 1.741,09	R\$ 403.905,60	R\$ 170,30
9	R\$ 316.268,38	R\$ 30.936,36	R\$ 539.393,80	R\$ 50.222,47
10	R\$ 395.298,20	R\$ 57.073,57	R\$ 674.882,00	R\$ 95.031,94

Fonte: Autor (2021).



Figura 17 – Payback Descontado



Fonte: Autor (2021).

#### 4.3 ANÁLISE TARIFÁRIA

A tensão de fornecimento utilizada na empresa estudada caracteriza a mesma como integrante do grupo A4. Atualmente a política de tarifação adotada é a tarifação horo-sazonal verde. Nessa faixa de tensão de fornecimento a única outra classificação tarifária possível é a tarifação horo-sazonal azul. Para se certificar de que a classificação adotada é a mais indicada para a empresa, realizou-se uma simulação de gastos utilizando a tarifação horo-sazonal azul.

Os pontos que diferenciam uma tarifação da outra são que enquanto a tarifa verde tem apenas um valor para demanda e um preço mais alto no transporte de ponta, a tarifa azul tem dois valores de demanda distintos para ponta e fora de ponta e possui tarifas mais baratas.

Na modalidade tarifária horo-sazonal azul um contrato específico com a concessionária é feito no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta quanto o valor pretendido no horário fora de ponta.

A composição da conta de energia elétrica utilizando esse tipo de tarifação é feita através da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem. Em todas essas parcelas pode-se observar a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

A parcela de consumo é calculada através da equação 4.3.1. É válido ressaltar que as tarifas de consumo apresentadas nessa equação consideram a soma das tarifas Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de energia (TE).

$$P_{consumo} = T_{consumoPonta} \times C_{ponta} + T_{consumoFora} \times C_{fora} \quad (4.3.1)$$

Onde:

$P_{consumo}$ : Parcela de consumo;

$T_{consumoPonta}$ : Tarifa de consumo na ponta;

$C_{ponta}$ : Consumo medido na ponta;

$T_{consumoFora}$ : Tarifa de consumo fora de ponta;

$C_{fora}$ : Consumo medido fora de ponta;

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da tarifa de demanda na ponta pela demanda contratada na ponta ao produto da tarifa de demanda fora da ponta pela demanda contratada fora de ponta conforme Equação 4.3.2, se as demandas não forem ultrapassadas.

$$P_{demanda} = T_{demPonta} \times D_{contPonta} + T_{demFora} \times D_{contFora} \quad (4.3.2)$$

Onde:

$P_{demanda}$ : Parcela de demanda;

$T_{demPonta}$ : Tarifa de demanda na ponta;

$D_{contPonta}$ : Demanda contratada na ponta;

$T_{demFora}$ : Tarifa de demanda fora de ponta;

$D_{contFora}$ : Demanda contratada fora de ponta;

Se as demandas de ponta ou fora de ponta forem ultrapassadas se utiliza a demanda medida, e não mais a contratada, na equação 4.3.2.

A parcela de ultrapassagem nessa modalidade tarifária é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa os limites de tolerância da demanda contratada. Esses limites são de 5% para o sub-grupo A4 que a empresa integra.

A parcela de ultrapassagem se calcula multiplicando-se a tarifa de ultrapassagem pelo valor da demanda medida que excede a demanda contratada conforme equação abaixo.

$$P_{ultra} = T_{ultraPonta} \times (D_{medPonta} - D_{contPonta}) + T_{ultraFora} \times (D_{medFora} - D_{contFora}) \quad (4.3.3)$$

Onde:

$P_{ultra}$ : Parcela de ultrapassagem;

$T_{ultraPonta}$ : Tarifa de ultrapassagem na Ponta;

$D_{medPonta}$ : Demanda contratada na ponta;

$D_{contPonta}$ : Demanda contratada na ponta;

$T_{ultraFora}$ : Tarifa de ultrapassagem fora de ponta;

Para realização da simulação pretendida utilizou-se os valores apresentados em CPFL (2021) como referência para os cálculos.

Tabela 15 – Medições de Consumo e Demanda

	Consumo(kWh)		Demanda(kW)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
<b>jun/20</b>	1.046,5	17.993,5	21,6	59,6
<b>jul/20</b>	1.557,5	19.054,0	21,6	72,9
<b>ago/20</b>	1.564,5	20.520,5	21,6	70,1
<b>set/20</b>	1.576,7	21.387,7	21,6	69,7
<b>out/20</b>	1.327,0	20.636,8	21,6	72,2
<b>nov/20</b>	900,5	12.219,8	21,6	71,4
<b>dez/20</b>	1.326,9	20.627,8	21,6	90,3
<b>jan/21</b>	997,2	23.516,8	21,6	95,9
<b>fev/21</b>	1.035,8	22.623,6	21,6	121,5
<b>mar/21</b>	1.488,7	26.742,6	21,6	115,5
<b>abr/21</b>	1.278,8	23.381,1	21,6	122,5
<b>mai/21</b>	1.545,7	23.356,1	21,6	87,3

Fonte: Autor (2021).

Tabela 13 – Tarifação Horo-Sazonal Verde

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE						
Sub Grupo	TUSD			TE		Ultrapassagem
	R\$ KW	Ponta R\$ MWh	Fora Ponta R\$ MWh	Ponta R\$/MWh	Fora Ponta R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25 kV)	R\$27,18	R\$1.074,54	R\$ 86,70	R\$ 437,86	R\$270,66	R\$ 54,36

Fonte: Adaptado de CPFL (2021).

Tabela 14 – Tarifação Horo-Sazonal Azul

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL							
Sub Grupo	TUSD			TE		Ultrapassagem	
	Ponta R\$ KW	Fora Ponta R\$ KW	R\$ MWh	Ponta R\$/MWh	Fora R\$/MWh	Ponta R\$/MWh	Fora Ponta R\$/MWh
A4 (2,3 a 25 kV)	40,57	27,18	86,7	437,86	270,66	81,14	54,36

Fonte: Adaptado de CPFL (2021).

A Tabela 15 ilustra os valores encontrados ao longo de um ano para o consumo e demanda na ponta e fora de ponta. A partir desses valores e das tarifas apresentadas anteriormente, foi possível simular o cenário de tarifação horo-sazonal azul.

Com o intuito de captação de dados para execução dos cálculos dessa simulação tarifária, se instalou um medidor de grandezas para determinação dos valores de demanda na ponta e fora de ponta. Em posse dessas medições pode-se constatar que a média de demanda na ponta

Tabela 16 – Simulação da Tarifação Horo-Sazonal Azul

	$P_{consumo}$	$P_{demanda}$	$P_{ultra}$	<b>Tarifa Total</b>
<b>jun/20</b>	R\$ 6.979,11	R\$ 4.154,14	-	R\$ 11.133,25
<b>jul/20</b>	R\$ 7.626,14	R\$ 4.154,14	-	R\$ 11.780,28
<b>ago/20</b>	R\$ 8.153,88	R\$ 4.154,14	-	R\$ 12.308,02
<b>set/20</b>	R\$ 8.470,18	R\$ 4.154,14	-	R\$ 12.624,32
<b>out/20</b>	R\$ 8.070,85	R\$ 4.154,14	-	R\$ 12.224,99
<b>nov/20</b>	R\$ 4.839,25	R\$ 4.154,14	-	R\$ 8.993,39
<b>dez/20</b>	R\$ 8.067,57	R\$ 4.154,14	-	R\$ 12.221,71
<b>jan/21</b>	R\$ 8.927,06	R\$ 4.154,14	-	R\$ 12.943,12
<b>fev/21</b>	R\$ 8.628,12	R\$ 4.154,14	R\$ 1.254,63	R\$ 14.036,89
<b>mar/21</b>	R\$ 10.337,67	R\$ 4.154,14	R\$ 927,38	R\$ 15.419,19
<b>abr/21</b>	R\$ 9.026,28	R\$ 4.154,14	R\$ 1.307,90	R\$ 14.488,32
<b>mai/21</b>	R\$ 9.157,37	R\$ 4.154,14	-	R\$ 13.311,51
			<b>Total</b>	R\$151.484,99

Fonte: Autor (2021).

foi de 21,58kW e que a média de demanda fora de ponta foi de 108,9kW no período medido. Essa medição foi feita a partir dos valores coletados pelo medidor de grandezas ao longo de duas semanas no mês de maio. Como a empresa está enquadrada na modalidade tarifária verde atualmente, somente o histórico de demanda fora de ponta é informado na conta de energia. Por esse motivo, a demanda na ponta encontrada no período medido foi utilizada como padrão para a simulação, uma vez que a empresa tem sua jornada efetiva de trabalho toda fora do horário de ponta.

Na Tabela 16 nota-se que utilizando as expressões apresentadas para encontrar cada parcela constituinte do valor da tarifa horo-sazonal azul, foi possível chegar à um valor de tarifa total para cada mês do período estudado.

Os valores de demanda contratados para execução dos cálculos da modalidade horo-sazonal azul foram de 22kW na ponta e 120kW fora de ponta. O valor de ponta foi escolhido por atender de forma satisfatória o mês em que foram realizadas as medições. Para o valor fora de ponta, foi realizada a média das demandas medidas de um ano.

Na Tabela 17 se pode visualizar os valores que compõe a tarifa horo-sazonal verde utilizando a demanda contratada de 120kW. Esses valores representam o cenário atual da empresa.

Tabela 17 – Simulação da Tarifação Horo-Sazonal Verde

	$P_{consumo}$	$P_{demanda}$	$P_{ultra}$	<b>Tarifa Total</b>
<b>jun/20</b>	R\$ 8.012,88	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 11.274,48
<b>jul/20</b>	R\$ 9.164,70	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 12.426,30
<b>ago/20</b>	R\$ 9.699,36	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 12.960,96
<b>set/20</b>	R\$ 10.027,69	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 13.289,29
<b>out/20</b>	R\$ 9.381,71	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 12.643,31
<b>nov/20</b>	R\$ 5.728,82	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 8.990,42
<b>dez/20</b>	R\$ 9.378,32	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 12.639,92
<b>jan/21</b>	R\$ 9.912,12	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 13.173,72
<b>fev/21</b>	R\$ 9.651,32	R\$ 3.261,60	R\$ 1.254,63	R\$ 14.167,54
<b>mar/21</b>	R\$ 11.808,29	R\$ 3.261,60	R\$ 927,38	R\$ 15.997,27
<b>abr/21</b>	R\$ 10.289,55	R\$ 3.261,60	R\$ 1.307,90	R\$ 14.859,06
<b>mai/21</b>	R\$ 10.684,31	R\$ 3.261,60	R\$ -	R\$ 13.945,91
			<b>Total</b>	<b>R\$156.368,17</b>

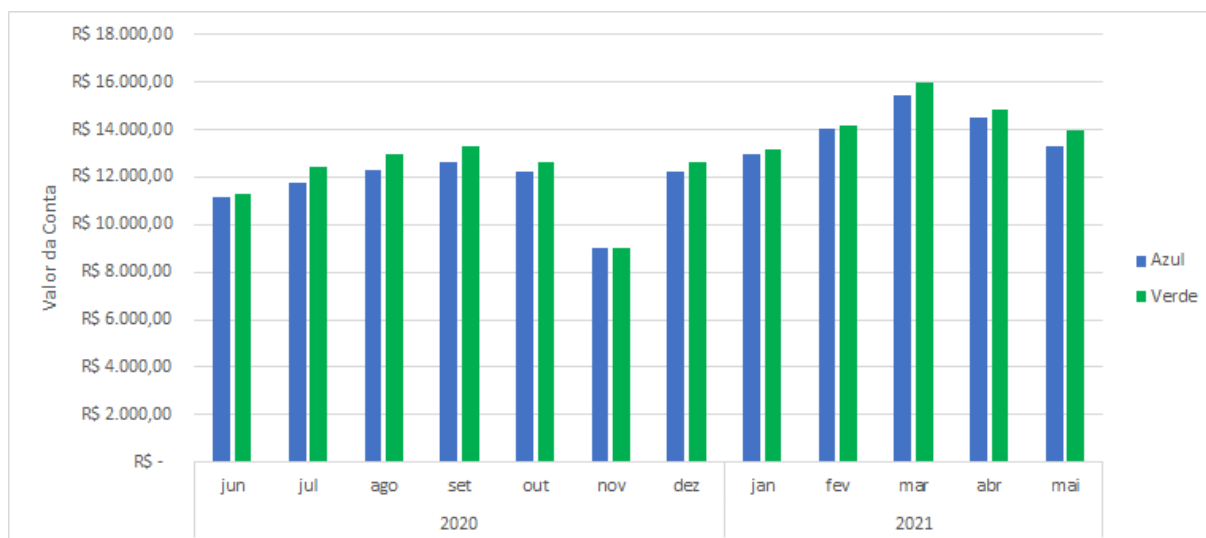
Fonte: Autor (2021).

A Figura 18 mostra um comparativo mês a mês do valor gasto utilizando o enquadramento horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. É visível no gráfico que em todos os meses o valor da conta foi menor quando utilizadas as tarifas do modelo horo-sazonal azul. É importante ressaltar que a demanda contratada para a ponta, se baseou na medição feita num intervalo de duas semanas e por não se ter o valor da demanda medida na ponta de cada mês, fez com que não houvesse pagamento adicional de nenhuma tarifa de ultrapassagem nos intervalos de ponta.

Da forma como os dados se apresentam na simulação realizada, o valor gasto ao longo de um ano utilizando o enquadramento horo-sazonal azul é de R\$151.484,99 em comparação com os R\$156.368,17 representado pelo enquadramento atual no modelo horo-sazonal verde no mesmo período. Sendo assim, a simulação retornou resultados que indicaram uma economia de R\$4.883,18 ao se trocar o enquadramento da empresa de horo-sazonal verde para horo-sazonal azul. Essa economia representa 3,12% do valor total gasto com energia elétrica ao longo de um ano na modalidade tarifária atual.

Como o presente estudo precisou fixar o valor da demanda na ponta, não houveram instancias em que a parcela de ultrapassagem contivesse tarifação para a demanda ultrapassada na ponta. Mesmo sem essa ultrapassagem na ponta, o valor economizado ao longo do ano não foi expressivo o suficiente para justificar a troca da modalidade atual pela horo-sazonal azul. Além disso, a empresa estaria sujeita ao pagamento de valores consideráveis se houvessem ultrapassagens na demanda da ponta, visto que a tarifa é mais cara nesse período. Isso possivelmente faria com que o valor gasto com energia elétrica no ano fosse maior do que se mantivesse a modalidade tarifária atual.

Figura 18 – Tarifação Horo-Sazonal Verde



Fonte: Adaptado de CPFL (2021).

Por mais que não hajam custos para a realização da troca de enquadramento, sugere-se que antes que se opte pela troca de modelo tarifário junto à concessionária de energia, sejam feitas coletas de dados por um período mais longo de tempo a fim de definir valores demanda mais assertivos e minimizar o gasto com tarifas de ultrapassagem indesejadas.

O estudo mostrou que alterar o modelo tarifário da empresa é uma possibilidade que não economiza tanto recurso financeiro quando imaginado ao início do estudo. E se mesmo assim a empresa optasse pela troca de modalidade, para justificar essa economia a empresa precisaria garantir que não fosse realizado nenhum tipo de trabalho que demandasse uma quantidade de energia considerável nos períodos de ponta, abrindo mão assim, de que os funcionários fizessem horas extras nesses períodos.

#### 4.3.1 Correção do Fator de potência

Ao se realizar o estudo de análise tarifária percebeu-se a presença de energia reativa no sistema. Por esse motivo, visando mitigar o gasto com essa energia reativa, determinou-se a realização de uma análise para a correção de fator de potência.

A Tabela 18 lista os valores de energia reativa consumidos no período de um ano.

Tabela 18 – Energia Reativa Consumida ao Longo de 1 Ano

	<b>Consumo Energia Reativa(kVArh)</b>	
	<b>Ponta</b>	<b>Fora Ponta</b>
<b>jun/20</b>	287,0	2.516,5
<b>jul/20</b>	220,5	1.956,5
<b>ago/20</b>	224,0	2.156,0
<b>set/20</b>	225,3	2.469,1
<b>out/20</b>	141,5	1.551,7
<b>nov/20</b>	81,3	755,7
<b>dez/20</b>	248,3	1.974,6
<b>jan/21</b>	189,0	1.327,2
<b>fev/21</b>	69,4	611,9
<b>mar/21</b>	64,3	400,8
<b>abr/21</b>	66,3	351,5
<b>mai/21</b>	49,0	425,2

Fonte: Autor (2021).

Um dos motivos para a existência de uma energia reativa em excesso na rede elétrica, é a presença de motores sobrecarregados. No presente estudo já se constatou a importância da troca dos motores com dimensionamento não adequado por outros motivos que não a geração de energia reativa desnecessária. Esse ponto só intensifica a importância da substituição desses motores.

Durante as medições utilizadas para determinação de demanda de ponta na análise tarifária encontrou-se um fator de potência de 0,82 para a rede. Um valor de fator de potência julgado ideal pela ANEEL é de no mínimo 0,92, fazendo com que o valor encontrado esteja distante do indicado.

Visando corrigir o fator de potência para que não exista cobrança por energia reativa desnecessária, foi dimensionado um banco de capacitores autônomo que elevará o fator de potência para um valor superior ao de 0,92. Para o dimensionamento desse banco de capacitores se utilizou 109kW como média da demanda utilizada na rede mensalmente e fez-se uso da equação 4.3.4 retirada de UNESP (2021):

$$Q_{banco} = D_m \times (\tan(\arccos(FP_{atual})) - \tan(\arccos(FP_{corrigido}))) \quad (4.3.4)$$

Onde:

$Q_{banco}$ : Potência reativa do banco em kVAr;

$D_m$ : Demanda média em kW;

$FP_{atual}$ : Fator de potência atual;

$FP_{corrigido}$ : Fator de potência corrigido com o banco;

$$Q_{banco} = 109k \times (\tan(\arccos(0,82)) - \tan(\arccos(0,92))) = 29,63kVAr \quad (4.3.5)$$

Com o valor de potência reativa calculado, pôde-se assim procurar alternativas comerciais que atendem esse valor de 29,63kVAr. Por esse motivo orçou-se no mercado local um banco de capacitores de 30kVAr. Esse orçamento estimou um valor de R\$13.268,00 para a compra, instalação e controle do banco autônomo de capacitores na rede elétrica da empresa. Por banco autônomo entende-se que o próprio banco controlará seu acionamento quando houver necessidade.

Após a implementação desse banco de capacitores, estima-se uma redução de R\$6.552,94 com gasto em energia reativa ao ano. Essa estimativa de economia foi feita baseada no gasto com o consumo de energia reativa referente ao último ano. Conforme pode ser visto na Tabela 19 em 03 anos o investimento já estaria pago.

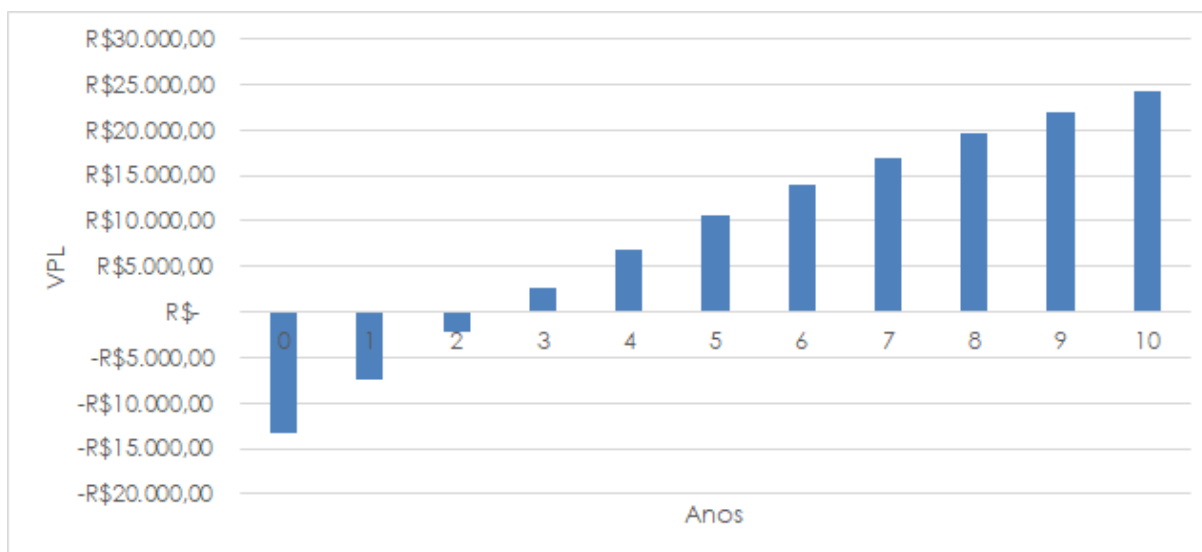
Tabela 19 – Cálculo do Payback Descontado ao Longo de 10 Anos

Ano	Payback Descontado
0	-R\$ 13.268,00
1	-R\$ 7.401,45
2	-R\$ 2.149,38
3	R\$ 2.552,55
4	R\$ 6.761,98
5	R\$ 10.530,50
6	R\$ 13.904,28
7	R\$ 16.924,68
8	R\$ 19.628,70
9	R\$ 22.049,50
10	R\$ 24.216,72

Fonte: Autor (2021).



Figura 19 – VPL Banco de Capacitores



Fonte: Autor (2021).

Realizar esse investimento é coerente para a empresa, pois além da diminuição na conta de energia, outros benefícios seriam sentidos, tais como:

- Tensão da rede com menor variação;
- Menor aquecimento dos condutores;
- Redução das perdas de energia;
- Melhoria na capacidade de transformadores alcançarem um melhor aproveitamento;
- Aumento da vida útil dos equipamentos.
- Melhoria na qualidade da rede elétrica, uma vez que o banco corrigiria harmônicas indesejadas.

## 5 CONCLUSÕES

O presente estudo considerou diversas frentes para mitigar o gasto com energia elétrica na empresa estudada. Primeiramente foi realizado um levantamento dos motores utilizados na linha de manufatura da empresa, a fim de propor a substituição dos mesmos por motores mais eficientes. Levantou-se também a viabilidade de instalação de uma unidade de geração fotovoltaica. O modelo tarifário da empresa passou por análise para avaliar a troca por um modelo com melhor custo benefício. E por fim, foi considerado a implementação de um banco capacitivo para a eliminação dos valores gastos com energia reativa mensalmente.

Nem todos os tópicos levantados se mostraram relevantes quanto a diminuição dos gastos com consumo energético. A mudança no enquadramento tarifário da empresa, por exemplo, se mostrou pouco eficiente no panorama geral. A troca de tarifa horo-sazonal verde para horo-sazonal azul indicou que mesmo em um cenário ideal em que a demanda na ponta nunca gerou taxas de ultrapassagem, o valor economizado anualmente foi de 3,12%. Essa economia não justifica a troca da modalidade atual, que aplica taxas menos acentuadas para ultrapassagens na ponta e fora de ponta, por uma modalidade em que possivelmente a empresa acabaria gastando mais por justamente ultrapassar esses limites de demanda estabelecidos em situações que demandassem que a empresa trabalhasse fora do seu horário padrão.

Outros tópicos porém, se mostraram bastante efetivos quanto ao objetivo de mitigação de gastos com energia. A troca de alguns dos motores estudados, por exemplo, retorna nos primeiros anos o valor investido na substituição desses motores. Motores que apresentaram um dimensionamento não adequado, se mostraram um ponto expressivo para a economia almejada.

Os motores que esse estudo indicou como sendo os principais agentes na mitigação do gasto com energia foram os motores M4, M5, M8, M9 e M10.

No quinto ano após a substituição desses motores, o valor presente líquido somado de todos esse motores é de R\$96.746,96. E quase um terço desse valor se deve à troca do motor M10, que atualmente está sendo utilizado em uma função que utiliza somente uma fração de sua potência plena.

Além da substituição dos motores, outro ponto que também se mostrou interessante na diminuição do gasto com energia foi a implementação de um sistema de geração fotovoltaica. Nesse estudo foram levantados dois cenários de geração: 75kW e 120kW. Pôde-se perceber que independente do cenário escolhido a implementação de uma unidade geradora fotovoltaica trará uma diminuição considerável na conta de energia. Em ambos os cenários o *payback* aconteceu depois de 8 anos da instalação da unidade geradora. O que distinguiu consideravelmente um cenário do outro foi o valor inicial de investimento necessário e a economia anual após o *payback* do investimento, que em ambos os casos foi maior no cenário de geração de 120kW.

Por agilidade de implantação, compatibilidade com a subestação atual, garantia de que custos adicionais referentes melhorias da rede e medição sejam pagos pela distribuidora e por requerer menos investimento inicial, indica-se para a empresa estudada a implementação da

unidade de geração de 75kW. Dessa forma, parte do recurso que seria destinado para essa melhoria pode ser utilizado nos outros pontos críticos também levantados nesse estudo.

Pensando em um cenário em que tanto a troca dos motores quanto a implementação do sistema fotovoltaico de 75kW fossem executadas, o *payback* do valor aplicado aconteceria no sexto ano após o investimento nesses pontos. O que acaba diminuindo em dois anos o *payback* da unidade geradora fotovoltaica e ainda investindo menos do que só se realizando a implementação da unidade geradora de 120kW.

Outro ponto importante abordado no estudo foi a correção do fator de potência da rede a partir da implementação de um banco de capacitores. Conforme visto nos levantamentos, todos os meses estudados tiveram cobrança de consumo de energia reativa. A implantação desse banco de capacitores corrigiria o fator de potência para 0,92 e extingiria os gastos com essa energia reativa. Por esse motivo conclui-se que esse tópico também deve ser implantado na execução de um possível projeto de economia realizado pela empresa.

Em um cenário em que os motores indicados anteriormente foram substituídos, o banco de capacitores foi instalado e a unidade geradora fotovoltaica foi implantada, o valor presente líquido após 10 anos da execução desses pontos de interesse é de R\$161.392,74.

Se a empresa realizasse um projeto em que fosse necessário optar pela realização de somente um dos pontos elencados para mitigação do valor gasto com energia elétrica, conforme o gráfico acima indica, o ponto que mais economizou a curto e médio prazo foi a troca dos motores. A substituição dos motores é o ponto em que há menos investimento inicial dentre os 3 sugeridos e é o que ao fim dos 10 anos ainda apresenta o maior VPL entre os 3 investimentos.

## REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, E.; SAIDUR, R.; MEKHILEF, S. A review on energy saving strategies in industrial sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], 2011.
- ABNT. Nbr 17094-1:2018 máquinas elétricas girantes - motores de indução - especificação. **Rio de Janeiro: ABNT**, [S.l.], 2018.
- ABRAMAN. Manutenção e gestão de ativos - novo patamar para alavancar as empresas. **Manutenção e Ativos**, [S.l.], v. 160, 2019.
- ANDRADE JÚNIOR, L. M. L. de; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no brasil. **Vértices**, [S.l.], Aug. 2016.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, [S.l.], 2014.
- ANEEL., <[https://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset\\_publisher/c4M6OIoMkLad/content/o-que-a-aneel-faz-?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIoMkLad/content/o-que-a-aneel-faz-?inheritRedirect=false)> acessado em 15/06/2021.
- BAJAY, S. et al. Textos de discussão sobre energia, volume 1, nº 4 - o avanço da geração distribuída, da eficiência energética e de outros recursos distribuídos: possíveis soluções e experiências no brasil e em outros países. **International Energy Initiative – IEI Brasil**, [S.l.], 2018.
- BEN. **Balanco energético nacional**. 2020.
- CASARO, M. M. et al. **Inversor trifásico de dois estágios modificado aplicado no processamento da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica**. [S.l.: s.n.], 2012.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. [S.l.]: AMGH editora, 2013.
- CPFL. **Tarifas - rge.**, <<https://www.cpfempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=D008>> acessado em 24/11/2021.
- DIAS, R. **Enquadramento tarifário, qual o melhor? azul ou verde?**, <<https://www.cubienergia.com/enquadramento-tarifario-azul-verde/>> acessado em 15/06/2021.
- DUPONT, F. H.; GRASSI, F.; ROMITTI, L. Energias renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, [S.l.], v. 19, p. 70–81, 2015.
- ELETROBRAS. Guia motor elétrico premium. , [S.l.], 2016.
- ENF. **Solar panel directory rsm156-6-430-455m.**, <<https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/43567>> acessado em 09/11/2021.

- EPE. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil — condicionantes e impactos: estudos de energia considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. , [S.l.], 2014.
- ERAS, J. J. C. et al. Tools to improve forecasting and control of the electricity consumption in hotels. , [S.l.], 2016.
- IST. manual sobre tecnologias, projecto e instalação. **Instituto Superior Técnico, Portugal**, [S.l.], 2004.
- IZIDORO, R. M. et al. Redimensionamento de motores elétricos de indução. In: CONGRESSO INTERDISCIPLINAR-ISSN: 2595-7732, 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017.
- MARTINO JANNUZZI, G. de; VARELLA, F. K.; GOMES, R. D. M. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação. **International Energy Initiative para an América Latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)**, [S.l.], 2009.
- MARTINS, F. R. et al. Atlas brasileiro de energia solar. , [S.l.], 2017.
- OIKONOMOU, V. et al. Energy saving and energy efficiency concepts for policy making. **Energy policy**, [S.l.], v. 37, n. 11, p. 4787–4796, 2009.
- OLIVEIRA, P. et al. Dimensionamento de um eixo (induzido) de um motor elétrico. **II SINACEN**, [S.l.], p. 45, 2013.
- PALZ, W. **Energia solar e fonte alternativas**. [S.l.]: Hemus Livraria Editora Limitada, 1995.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, [S.l.], v. 1, p. 47–499, 2014.
- ROAF, S.; FUENTES, M.; THOMAS, S. **Ecohouse: a casa ambientalmente sustentável**. 2. ed. [S.l.]: Bookman Porto Alegre, 2006.
- SANTOS, F. A. C. M. dos; SANTOS, F. M. S. M. dos. Geração distribuída versus centralizada. **Millenium**, [S.l.], Nov. 2008.
- SILVA, A. L. R. da; JANNUZZI, G. D. M. Segmentação de clientes de energia elétrica por nichos especiais. , [S.l.], 2009.
- SOLAR, C. Inversor solar. , [S.l.], July 2019.
- TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) — Universidade de São Paulo, 2012.
- UNESP. **Correção de fator de potência**., <<https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/capitulo-4-2013-2s.pdf>> acessado em 08/12/2021.
- VANEK, F. M.; ALBRIGHT, L. D.; ANGENENT, L. T. **Energy systems engineering: evaluation and implementation**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2016.
- WEG. **Características, especificações e dimensionamento de motores elétricos ca de baixa tensão**. [S.l.: s.n.], 2008.

WEG. **Siw - inversores string**, <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/ha4/h35/WEG-inversores-string-SIW500H-SIW300H-50076575-pt.pdf>> acessado em 09/11/2021.

