

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**

**JULIANA TRICHES**

**USINA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDOR OPTANTE DE  
FATURAMENTO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO: ESTUDO DE CASO DE UMA  
EMPRESA DE PNEUMÁTICOS USADOS**

**DOURADOS-MS  
2023**

**JULIANA TRICHES**

**USINA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDOR OPTANTE DE  
FATURAMENTO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO: ESTUDO DE CASO DE UMA  
EMPRESA DE PNEUMÁTICOS USADOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.06-1, Instalações Elétricas Prediais e Industriais, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

DOURADOS-MS  
2023

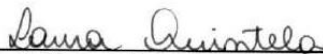
**JULIANA TRICHES**

**USINA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDOR OPTANTE DE  
FATURAMENTO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO: ESTUDO DE CASO DE UMA  
EMPRESA DE PNEUMÁTICOS USADOS**

Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.06-1, Instalações Elétricas Prediais e Industriais, pela comissão formada por:



**Orientador: Prof. Dr. Aureo Cezar Lima**  
**FAEN – UFGD**



**Eng. de Energia Laura Beatriz Teodoro Quintela**  
**VM Consultoria**



**Prof. Dr. Reginaldo Ribeiro de Sousa**  
**FAEN – UFGD**

**DOURADOS -MS**  
**10 DE MAIO DE 2023**

## USINA SOLAR FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDOR OPTANTE DE FATURAMENTO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO: ESTUDO DE CASO DE UMA EMPRESA DE PNEUMÁTICOS USADOS

Juliana Triches – juh.triches@hotmail.com

Universidade Federal da Grande Dourados, Engenharia de Energia

**Resumo.** Com o crescente aumento do consumo de energia, é discutida a necessidade de investimentos em fontes energéticas sustentáveis; em soma a isso, as tarifas e cobranças da energia podem subsidiar a eficiência dos sistemas e direcionar ao uso de fontes sustentáveis, seja através de benefícios ou, pela escolha de sistema com menores custos de instalação e operação. O consumidor optante, definido pela regulamentação no setor elétrico, escolhendo o faturamento da energia no Grupo A ou Grupo B pode obter benefícios devido a diferença na composição dos elementos que compõe a fatura de energia. Assim, este artigo simulou o benefício financeiro, líquido e percentual, bem como a atratividade do investimento em uma usina solar fotovoltaica de 60 kW para um consumidor optante da cidade de Dourados. Observou-se o benefício de 4,86% pela opção do faturamento no Grupo B e, com a implementação da usina, 93,0%. Verificou-se o impacto para unidades geradoras homologadas a partir de abril de 2023, chegou-se, com 90% da parcela do fio B em 2028, a uma redução do benefício para 75,4%. Por fim, conclui-se viável a instalação da usina de geração solar fotovoltaica mesmo faturando no Grupo A, outrossim, melhora sua atratividade com opção para o Grupo B. Observou-se, ainda, uma redução gradativa no benefício financeiro na instalação da usina até 2028, quando o investimento passará a ter um retorno de 5 anos e 6 meses e taxa interna de retorno de 38,45%.

**Palavras-chave:** consumidor optante, usina fotovoltaica, fio B, TUSDg.

### 1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes alternativas de geração de energia tem sido cada vez mais crescente, o que serve como indicador de desenvolvimento e qualidade de vida, uma vez que representa um dos principais insumos na cadeia produtiva de um país. Desta forma, entende-se, também, que se mantiver o ritmo atual de consumo de energia, principalmente através dos combustíveis fósseis, em poucas décadas haverá um colapso mundial, o que abre pauta para investimentos energéticos sustentáveis. As tarifas e cobranças da energia são fundamentais para remunerar os serviços e viabilizar a expansão e a operação da estrutura de geração, transmissão, distribuição e comercialização – sobretudo, pode conduzir ao uso, e ainda subsidiar, a eficiência dos sistemas, priorizando as fontes sustentáveis.

No Brasil, o uso da energia solar para a geração de eletricidade está em crescente expansão. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em 2020 o país possuía 8,016 GW de potência instalada, já no ano seguinte, chegou a 14,154 GW, um aumento de 76% e, em 2022 a potência instalada já alcançava 24,005 GW (ABSOLAR, 2023). Na Fig. 1 é apresentada a representatividade atual da fonte de energia solar na matriz elétrica do Brasil: em fevereiro de 2023 essa fonte representou 11,6% da capacidade instalada, ficando em segundo lugar, um avanço significativo visto que em 2019 ocupava o sétimo lugar (ABSOLAR, 2023).

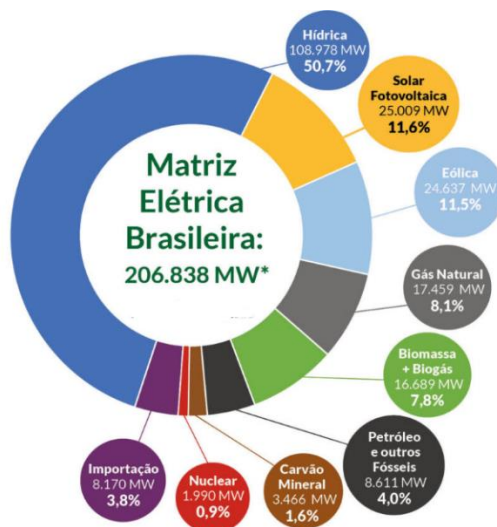


Figura 1 – Distribuição das fontes de energia na Matriz Elétrica Brasileira em 2023. Fonte: (ABSOLAR, 2023).

Conforme a Fig. 2, em abril de 2023 a classe Comercial e Serviços brasileira apresentava 5,389 GW, um aumento de 27,7% da capacidade instalada, ficando em segundo lugar, um avanço significativo visto que em 2020, a geração solar distribuída nesta classe era de 1,950 GW (ABSOLAR, 2023).

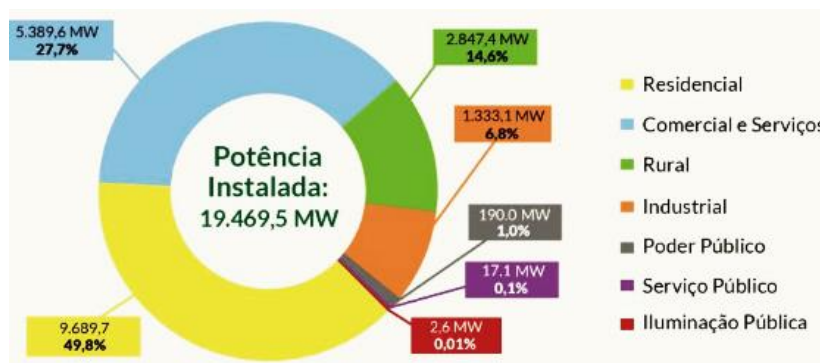


Figura 2 – Potência instalada em energia solar distribuída no Brasil por classe de consumo. Fonte (ABSOLAR, 2023).

Outros dois fatores que contribuem para o cenário crescente da geração de energia solar fotovoltaica, visto do aspecto financeiro, são: o aumento das tarifas de energia e a queda acentuada nos preços dos sistemas fotovoltaicos (módulos e inversores), resultando em uma viabilidade econômica comparáveis com as de fonte convencionais.

Na cadeia de suprimentos de uma indústria, o gerenciamento da energia pode auxiliar na redução dos custos deste insumo. É importante destacar que a mudança de hábitos de consumo e o aumento da eficiência energética do sistema produtivo (ações técnicas), e as ações administrativas, que contemplam estratégias para a contratação de fornecimento de energia elétrica, bem como o controle das faturas, de forma que, a combinação delas, pode trazer o maior benefício à Unidade Consumidora (UC) (BATISTA *et al.*, 2013).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022, p. 15), “A micro e minigeração distribuída de energia elétrica teve seu crescimento incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (*net metering*)”. Essas ações regulatórias tiveram início em 2012, com a aprovação da Resolução Normativa (RN) ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que definia as regras para a conexão dos sistemas de geração distribuída à rede; a RN ANEEL 1.000/2021 (ANEEL, 2021b) estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e dá outras providências, levando o conceito de consumidor gerador de energia. Em janeiro de 2022, foi sancionada a Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), que propiciou delimitações importantes para a Geração Distribuída (GD), chegando, em 7 de fevereiro de 2023 a RN nº 1.059 que aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2023c).

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste tópico será desenvolvido o estudo das regulamentações do setor elétrico associadas a geração distribuída, em especial, ligadas a consumidores optante para o faturamento da energia no Grupo B (com tensão menor que 2,3 kV) ou com escolha do Grupo A.

### 2.1 Consumidor optante para faturamento no grupo B

Com o crescimento da geração distribuída no país, as Leis e Regulamentações vêm em constante atualização, em especial, sobre a pressão de consumidores, concessionárias, empresas geradoras e governo, com a finalidade de regular os direitos, deveres e necessidades dos envolvidos no setor de energia solar.

A Resolução ANEEL nº 414/2010, (ANEEL, 2010) já previa, em seu Artigo 100, inciso I, que “em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios: I – a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;...”. Sobretudo, o problema sugeria, com o avanço das instalações GD, trazendo a discussão se seria válido essa possibilidade para uma unidade geradora de energia. Após judicializações e tratamento diferenciado para os consumidores com potência em transformação igual a 112,5 kVA, a Nota técnica da ANEEL nº 29 de 26 de junho de 2021, (ANEEL, 2020), definiu que o SCEE se limitava a unidades de até 75 kVA, impossibilitando o benefício do faturamento no Grupo B para geradoras com potência de 112,5 kVA. A RN nº 1.000/2021 reafirma o limite para consumidor optante em seu artigo 292 (ANEEL, 2021b):

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

I - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural; III - a atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou IV - a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação for maior ou igual a 2/3 (dois terços) da carga instalada total em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias. § 1º Considera-se área de veraneio ou turismo aquela oficialmente reconhecida como estância balneária, hidromineral, climática ou turística. § 2º A aplicação da tarifa do grupo B ou o retorno ao faturamento com aplicação de tarifa do grupo A devem ser realizados até o segundo ciclo de faturamento subsequente à formalização da opção de faturamento. § 3º Para unidade consumidora com minigeração distribuída, a distribuidora deve observar o disposto em regulação específica.

A Lei Federal nº 14.300 de 2022, representa, por fim, um marco para esse assunto, definindo o limite de consumidor optante tanto como consumidor, quanto gerador de energia. Em seu Art. 11, “§ 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.” (BRASIL, 2022). Assim, a partir do “Grupo B, com tensão menor que 2,3 kV em rede aérea: se a carga e a potência de geração instalada na unidade consumidora forem iguais ou menores que 75 kW;” definido em (ANEEL, 2021b), obtém-se, multiplicando por 1,5, 112,5 kW.

Por fim, a regulamentação do assunto se deu pela RN nº 1.059 em 7 de fevereiro de 2023, (ANEEL, 2023c) que alterou, em especial, o Art. 292 da Resolução ANEEL nº 1.000 de 2021, dando outras providências:

Da Opção de Faturamento no Grupo B

"Art. 292. ....

.....  
§ 3º Para unidade consumidora participante do SCEE, a opção de que trata o caput pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

- I - possuir central geradora na unidade consumidora;
- II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; e
- III - não haver alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica." (NR)

Considerando, assim, o limite em transformação em 112,5 kVA e, de acordo com (ENERGÊS, 2023), há distribuidora de energia que considera o Fator de Potência igual a 0,92, de forma que a potência aparente resulta em uma potência ativa igual a 103,5 kW para uma unidade de GD. É importante ressaltar os Incisos I e III, além da potência em transformação: a unidade geradora deverá estar na unidade consumidora e não poderá haver alocação ou recebimento de excedentes de energia – ao que indica, as restrições ensejam limitar a prática de compartilhamento de energia dos sistemas GD até 75 kW.

A estrutura de faturamento da energia é necessária para remunerar os serviços e viabilizar a expansão e a operação da geração, transmissão, distribuição e comercialização. Ora, este arcabouço de Leis, normas e regulamentações, enquanto permite o funcionamento do Sistema Elétrico de Potência, também busca conduzir os consumidores ao uso racional da energia, à preferência de equipamentos e processos eficientes e, sobretudo, direcionar o comportamento das curvas de demanda e consumo considerando o deslocamento do horário de pico de fornecimento da concessionária.

De acordo com (ANEEL, 2021b), estrutura-se, então, o fornecimento de energia de forma que consumidores com carga e potência de geração de até 75 kW, seja enquadrado no Grupo B (menor que 2,3 kV) e faturamento também no mesmo Grupo; consumidores com transformação (único, ou não) superior a 112,5 kVA, estejam alocado no Grupo A (superior a 2,3 kW) – ao que soma-se os consumidores atendidos por sistema subterrâneo de distribuição, também faturado no Grupo A. Por fim, os consumidores com 112,5 kVA em transformação, são alimentados no Grupo A, sobretudo, tem opção de faturamento no Grupo A ou B.

A importância de levar os clientes a soluções energéticas que promovam economia tanto no consumo quanto nas faturas desse insumo, perpassa pela análise de gestão. O trabalho de (MOTA, 2020), apresentou a atratividade de uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV), onde obteve, a partir da redução do consumo da unidade e da escolha pelo faturamento no grupo B (consumidor optante), um *payback* 9 meses menor, e uma Taxa Interna de Retorno (TIR), 3 pontos percentuais maiores do que se a unidade permanecesse no grupo A. Cavalcante (2021), por sua vez, demonstrou a melhora de 7,65% na TIR e dois anos e meio no *Payback* simples, para uma usina solar fotovoltaica quando o consumidor opta pelo faturamento no Grupo B.

A análise tem sequência considerando as vantagens do faturamento no Grupo B ou A, em especial, ao consumidor optante, objetivo desse trabalho. Para isso, detalha-se que o grupo B, similar ao faturamento residencial, possui

faturamento dado pelo consumo, ou ainda, pelo custo de disponibilidade, como define (ANEEL, 2021b), em seus Arts. 290 e 291.

Art. 290. A distribuidora deve faturar a unidade consumidora do grupo B pelo maior valor obtido a partir do:

- I - consumo de energia elétrica ativa; ou
- II - custo de disponibilidade disposto no art. 291.

...

Art. 291. O custo de disponibilidade do sistema elétrico é o valor em moeda corrente equivalente a:

- I - 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2(dois) condutores;
- II - 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- III - 100 kWh, se trifásico.

Ainda é necessário abordar a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (geração) e a parcela relativa ao fio B. De acordo com o Art. 26, parágrafo primeiro disposto em (BRASIL, 2022), tem-se:

II o faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, deve:

- a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e
- b) considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei. (grifo da autora)

Diferencia-se, então, Reajuste tarifário de Revisão tarifária – enquanto o primeiro acontece, normalmente uma vez ao ano, a segunda entre 4 e 5 anos. Para a EMS, a Revisão aconteceu no dia 8 de abril de 2023, quando passaram a valer as definições da Lei. A cobrança da TUSDg para consumidor do Grupo B, na existência do equipamento de medição adequado, está definido pelo Art. 18 da Lei 14.300 de 2022 (BRASIL, 2022) – sobretudo entende-se que o consumidor optante já possui equipamento adequado para a aplicação do TUSDg:

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

Ainda, o Art. 655-I, esclarece que (ANEEL, 2023c):

Art. 655-I. No faturamento no grupo B de unidade consumidora participante do SCEE, o consumidor deve pagar à distribuidora a soma das seguintes parcelas:

- I - parcela referente à energia ativa consumida da rede de distribuição; e
- II - parcela referente à energia ativa injetada na rede de distribuição.

§ 1º A parcela referente à energia ativa consumida da rede de distribuição é o maior valor entre os obtidos a partir do:

- I - custo de disponibilidade disposto no art. 291; ou
- II - faturamento referente à energia consumida da rede, composto pela soma:
  - a) da diferença positiva entre o montante de energia ativa consumido da rede e a energia compensada, faturada conforme regras aplicadas aos demais consumidores; e
  - b) do faturamento do custo de transporte da energia compensada, conforme enquadramento como GD I, GD II ou GD III.

§ 2º A energia compensada de que trata o § 1º:

- I - deve ser considerada até o limite em que o valor monetário relativo ao faturamento de que trata o § 1º, seja maior ou igual ao custo de disponibilidade; e
- II - é limitada ao montante total de energia elétrica ativa consumido pela unidade consumidora no ciclo de faturamento.

§ 3º A parcela referente à energia ativa injetada na rede deve ser calculada pela seguinte equação:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = (\text{Injeção} - \text{Consumo}) * \text{TUSDg} \quad (1)$$

em que:

Injeção é a demanda medida de injeção, em kW;  
Consumo é demanda medida requerida do sistema, em kW, limitado ao valor da Injeção; e  
TUSDg é Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a central geradora.

§ 4º No cálculo do § 3º devem ser observadas as seguintes disposições:

- I - somente pode ser realizado nas unidades consumidoras em que o sistema de medição seja capaz de apurar as demandas requerida e de injeção; e

II - deve ser iniciado após aviso prévio à unidade consumidora, com pelo menos, dois ciclos de faturamento de antecedência.

Entende-se, então, que o custo de disponibilidade passa ser cobrado somente quando for maior que a fatura de consumo e de transporte (§ 1º). Observa-se, ainda, que a Fatura Uso Injeção (custo do transporte), incide sobre a diferença positiva entre a potência injetada (kW) e a demanda de consumo (também em kW) considerando a TUSDg aplicável a unidade geradora.

Por fim, define-se a parcela referente ao fio B, obrigada pelo:

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art.26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

- I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Assim este artigo busca avaliar o benefício entre a opção de faturamento no Grupo A ou B, considerando-se, ainda, a implantação de uma usina solar fotovoltaica, bem como as alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro. Serão, desta forma, estimada a geração de energia a partir das medições disponíveis desde a sua implantação; determinado o consumo total da empresa considerando os dados da fatura da concessionária Energisa MS e o relatório do sistema de gestão do inversor de frequência; calculado o benefício financeiro da instalação da UFV com enquadramento no Grupo A, e com a migração para o Grupo B sem a consideração da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para geração (TUSDg); refeito o cálculo considerando a TUSDg; determinado os indicadores de gestão energética Fator de Carga e Preço Médio; extrapolada a análise para projetos considerando a entrada gradual da parcela relativa ao fio B entre 2023 e 2028 e, por fim, determinada a análise econômica de investimento em quatro cenários: implantação da usina com faturamento o Grupo A, no Grupo B e com a inserção da tarifa do fio B de 15% e 90%.

### 3. METODOLOGIA

Este trabalho será desenvolvido a partir da estimativa da geração de energia para se determinar o consumo total da empresa, seguido pela obtenção do benefício financeiro com a instalação da UFV com enquadramento no Grupo A e B, sem ou com a inserção da parcela do fio B e TUSDg, finalizando com a determinação dos indicadores de gestão energética e a avaliação econômica do investimento.

#### 3.1 Estimativa da geração de energia e determinação do consumo total

Utilizando-se o software PVWatts® Calculator (ALLIANCE FOR SUSTAINABLE ENERGY, 2023), é possível se obter a curva de irradiação solar para a estação meteorológica mais próxima do caso em estudo corrigida, considerando a inclinação dos módulos e o azimute da instalação. Uma vez que se deseja estimar os doze meses de geração de energia de um sistema existente, mas com cinco meses de operação, o software será utilizado para, ajustando-se irradiação média da geração medida a estimada (no período disponível), determinar a perda do sistema e, conseqüentemente, simular a geração anual.

Para a determinação do consumo total – denominação dada a energia utilizada pela UC, é necessário a associação dos dados da fatura de energia e do aplicativo de gerenciamento do inversor do sistema. Observando a Fig. 3, verifica-se que a energia injetada pela geradora (quando há excesso – com pico próximo ao meio dia), reaparece como consumo no período noturno, ou quando a usina não produz o suficiente para a demanda. Tem-se, assim, que o consumo total é igual ao consumo da concessionária Energisa MS (EMS), subtraindo a energia compensada, acrescido da energia produzida pela UFV, retirando, ainda, os créditos acumulados – sendo possível, assim, depois da entrada em operação de uma UFV, se obter o consumo da energia da empresa.



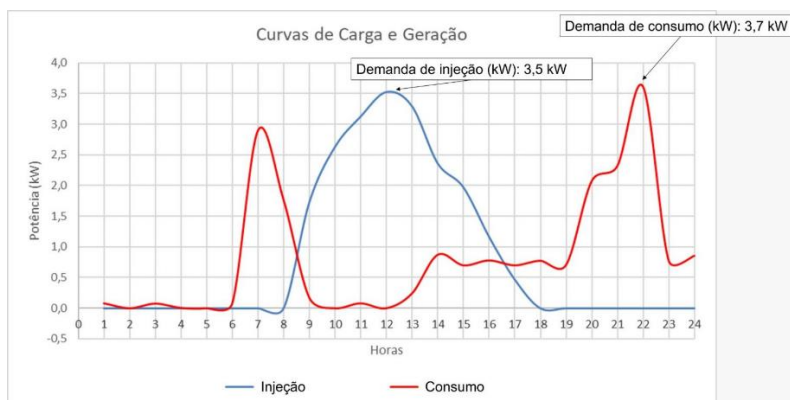


Figura 3 – Curva de demanda e injeção de energia. Fonte: (CANAL SOLAR, 2023)

### 3.2 Avaliação do benefício da UFV em UC com faturamento no Grupo A e B

A partir da metodologia proposta, utiliza-se a comparação da fatura de energia da concessionária EMS e a fatura calculada considerando o consumo total. Assim, faz-se necessário a apresentação das equações utilizadas para a composição dos elementos da fatura Horária Verde: custo do consumo fora de ponta, consumo na ponta e demanda.

O faturamento no Grupo A é realizado conforme (ANEEL, 2021b), considerando o consumo e a demanda de energia, e estes, ainda, a partir dos postos horários (ponta ou fora de ponta); assim, tem-se, de acordo com o Art. 293 o faturamento da energia elétrica (consumo):

Art. 293. A distribuidora deve faturar o consumo de energia elétrica ativa da unidade consumidora do grupo A, e, caso aplicável, das instalações dos demais usuários, exceto nos casos de opção de faturamento pelo grupo B, pela seguinte fórmula:

$$FEA(p) = EEAM(p) * TE_{comp}(p) \tag{2}$$

- FEA(p) faturamento da energia elétrica ativa, por posto tarifário "p", em Reais (R\$);
- ...
- EEAM(p) montante de energia elétrica ativa medido em cada posto tarifário "p" do ciclo de faturamento, em megawatt-hora (MWh);
- ...
- TECOMP(p) ... para as demais unidades consumidoras, a tarifa final de energia elétrica ativa homologada por posto tarifário "p";
- p posto tarifário, ponta ou fora de ponta, para as modalidades tarifárias horárias.

O faturamento da demanda, por sua vez, definido pelo Arts. 294 e 301, são calculados pelo maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada, desconsiderando as regras aplicadas a consumidores específicos, até o limite de 5% para consumo e 1% para injeção. É possível definir, então, a cobrança da demanda, até o limite de tolerância, a partir da Eq. 3 e a de ultrapassagem pela Eq. 4:

$$C_{Demanda}(p) = DAF(p) * VR_D \tag{3}$$

$$C_{ULTRAPASSAGEM}(p) = [DAM(p) - DAC(P)] * 2 * VR_D(p) \tag{4}$$

em que:

- $C_{Demanda}(p)$  valor correspondente à cobrança pela demanda, por posto tarifário "p", caso aplicável, em Reais (R\$);
- DAF (p) demanda de potência ativa faturada (maior entre a medida (DAM) e a contratada (DAC) até o limite de 5%), em cada posto tarifário "p" no período de faturamento, caso aplicável, em quilowatt (kW);
- $VR_D(p)$  valor de referência da demanda, equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ... ; e
- p posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias.

CULTRAPASSAGEM (p)	valor correspondente à cobrança pela demanda excedente, por posto tarifário "p", caso aplicável, em Reais (R\$);
DAM (p)	demanda de potência ativa medida, em cada posto tarifário "p" no período de faturamento, caso aplicável, em quilowatt (kW);
DAC (p)	demanda de potência ativa contratada, por posto tarifário "p" no período de faturamento, caso aplicável, em quilowatt (kW).

Há que se considerar, ainda, as Bandeiras tarifárias, determinadas a partir do produto do consumo pelo seu valor definido para o mês, conforme indica (ANEEL, 2023a); ressalta-se, sobretudo, que as bandeiras não incidem sobre a compensação da energia:

O sistema de bandeiras tarifárias é esse sistema que indica o aumento do valor da geração de energia, e é mantido pela ANEEL. Ele foi implementado em 2015 e tem como objetivo sinalizar para o consumidor o custo real com a produção de energia elétrica, dando ao consumidor o sinal adequado nos momentos em que o custo da energia está elevado.

Quais são as bandeiras?

Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

Bandeira amarela: Condições de geração menos favoráveis.

Bandeira vermelha - Patamar 1: Condições mais custosas de geração.

Bandeira vermelha - Patamar 2: Condições ainda mais custosas de geração.

Bandeira escassez hídrica: Tarifa criada para a seca de 2021 (vigência: setembro/21 a abril/22).

Por fim, considera-se os tributos Federal, Estadual, Municipal. Os tributos Federal, de acordo com (ENERGISA, 2023), é o

Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), que são cobrados pela União e direcionados a programas sociais do Governo Federal. A alíquota média desses tributos varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.

O tributo Estadual é o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) que, considerando (ENERGISA, 2023) tem alíquota igual a 17% para consumidores industriais e comerciais e está

Previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é regulamentado pelo código tributário de cada Estado e, portanto, estabelecido em lei pelas casas legislativas. Para fins tributários, a energia elétrica é considerada mercadoria e a Energisa tem a obrigação de cobrar o ICMS em sua fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual.

Por fim, o tributo Municipal é a Contribuição de Iluminação Pública, *ibid.*:

De acordo com o artigo 149-A da Constituição Federal de 1988, os municípios têm a competência de dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da Contribuição de Iluminação Pública. É atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pela operacionalização e manutenção das instalações de iluminação pública. A Energisa apenas arrecada e repassa a Contribuição de Iluminação Pública às Prefeituras conveniadas.

O  $TECOMP(p)$  e o  $VR_D$ , tarifas de consumo e de demanda, por sua vez, são determinados por Resoluções Normativas (RN) da ANEEL e, para os anos 2021 até abril de 2023, tem-se: (ANEEL, 2021a), (ANEEL, 2022a), (ANEEL, 2022b). Observa-se que em 2022 houve uma segunda RN em junho, representando as tarifas com pequena redução. Enquanto o  $VR_D$  é obtido diretamente da RN para as tarifas de aplicação considerando a modalidade tarifária, o  $TECOMP(p)$  é composto pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e pela Tarifa de Energia (TE). Por fim, é necessário considerar os tributos a partir da Eq. 5, utilizando-se das informações disponibilizadas na fatura de energia.

$$Tributos = \frac{1}{(1-(PIS+COFINS))*(1-ICMS)} \quad (5)$$

Para o cálculo da fatura no Grupo B considera-se o custo do consumo (Eq. 2) e o custo de disponibilidade definido pelo tipo de ligação (trifásico 100 kWh) quando o consumo é inferior a esse. Deve ser considerado, ainda, a partir da data de revisão tarifária que, para EMS, foi dia 08 de abril de 2023, a inserção da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

para geração (TUSDg) tanto para consumidores do Grupo A, quanto do B. Outrossim, esse custo incide quando a geração é maior do que a Demanda de consumo (Observa-se que no caso da Fig. 3, o custo relativo ao TUSDg será zero), sobretudo, será cobrado dos consumidores do Grupo B que dispuserem de medição para essa finalidade.

Por fim, para usinas homologadas a partir de 7 de janeiro de 2023 haverá a cobrança escalonada da parcela relativa ao fio B. A determinação desta parcela componente do TUSD se dá diretamente pelo site da ANEEL (ANEEL, 2023b). Ainda sobre o tema, enquanto o SCEE possui isenção de ICMS, a partir de (MATO GROSSO DO SUL, 2000) e (MATO GROSSO DO SUL, 2016), observa-se a cobrança do ICMS para a TUSDg e parcela relativa ao fio B:

#### ENERGIA ELÉTRICA - SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 23-A. Ficam isentas do ICMS as operações com energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

(Art. 23-A: acrescentado pelo Decreto nº 14.617/2016. Efeitos a partir de 1º.12.2016.)

§ 1º O benefício previsto neste artigo:

I - aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração definidas na referida resolução, cuja potência instalada seja, respectivamente, menor ou igual a 75 kW e superior a 75 kW e menor ou igual a 1 MW; (Inciso I: nova redação dada pelo Decreto nº 15.083/2018. Efeitos desde 01.06.2018.)

Redação anterior vigente até 31.05.2018.

I - aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração, conforme definição contida na referida resolução, cuja potência instalada seja, respectivamente, menor ou igual a 100 kW e superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW;

II - não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou ao uso do sistema de distribuição e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora;

### 3.3 Indicadores de gestão energética Fator de Carga e Preço Médio

Os benefícios obtidos com a instalação da UFV e a migração do faturamento no Grupo A para B pode ser melhor observado a partir de dois indicadores de gestão da energia: o Fator de Carga (FC) e o Preço Médio (PM). Enquanto o primeiro relaciona o consumo da instalação com a máxima energia, definida pelo produto da demanda medida pela número de horas de um mês médio (dias do ano dividido por 12 meses vezes 24 horas) (adimensional)(Eq. 6); o segundo define o custo unitário da energia dado em R\$/kWh (Eq. 7).

Destaca-se, por fim, que, quanto maior o Fator de Carga, menor será o Preço Médio, refletindo um melhor aproveitamento da demanda contratada (variando entre 0 e 1). O Preço Médio, por sua vez, representando a razão da fatura total de energia pelo consumo total indica o custo unitário do quilowatt-hora, computado, conjuntamente, a demanda, a energia de ponta e fora de ponta, adicional de baixo fator de potência e multas (quando houver) e contribuição para a iluminação pública.

$$Fator\ de\ Carga = \frac{Consumo\ (kWh)}{Demanda\ (kW) * N^{\circ}\ de\ horas} \quad (6)$$

$$Preço\ Médio = \frac{Fatura\ (R\$)}{Consumo\ (kWh)} \quad (7)$$

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A UC estudada consiste-se em uma empresa de pneumáticos usados, sendo sua atividade principal a recapagem de pneus para caminhões e carretas. A unidade localiza-se na área urbana da cidade de Dourados-MS, cuja concessionária de energia é a Energisa Mato Grosso do Sul (EMS), Fig. 4.



Figura 4 – Imagem de satélite da empresa de pneumáticos em estudo. Fonte: (GOOGLE MAPS, 2023)

O processo de recapagem inicia-se com a avaliação do pneu liso, que, estando aprovado, passa por uma raspagem, onde são retirados os restos de borracha e feito os consertos necessários. Aplica-se, então, uma cola para fixação da banda de rodagem e, em seguida, o pneu é aquecido em um autoclave (Fig. 5) para a vulcanização das partes. Esta etapa do processo pode levar até 3 horas, sendo possível a recuperação de até 10 pneus por ciclo. A UC possui uma potência instalada de 132,11 kW, sendo sua maior carga dois compressores parafusos de 30 cv, seguido dos autoclaves, compressor a pistão e raspadeira, conforme apresentado na Tab. 1.



Figura 5 – Autoclave utilizada na recapagem do pneu. Fonte: Foto tirada pela autora.

Tabela 1 – Carga instalada na Unidade Consumidora em estudo em março de 2023. Fonte: Elaborada pela autora

Equipamento	Qde	Potência (cv)	Rendimento (%)	Potência Ativa (kW)	Potência Total (kW)
Compressor parafuso	2	30,00	93,6%	23,574	47,15
Autoclave* 01	2			22,800	45,60
Compressor a pistão	1	15,00	87,0%	12,681	12,68
Raspadeira de pneu	1	15,00	92,4%	11,940	11,94
Compressor a pistão	1	10,00	91,7%	8,021	8,02
Esmeril de chicote	2	1,50	84,0%	1,313	2,63
Ar-condicionado 9.000 BTU/h	2			0,910	1,82
Maquina de alinhamento	1	1,00	83,0%	0,886	0,89
Vetilador pedestal	1	0,50	78,2%	0,470	0,47
Bebedouro	2			0,100	0,20
Lâmpada led 60W	3			0,060	0,18
Lâmpada led 30W	6			0,030	0,18
Refletor 30W	5			0,030	0,15
Geladeira	1			0,100	0,10
Computador	1			0,100	0,10
Lâmpada led 12W	1			0,012	0,01
<b>Total</b>		<b>104,50</b>			<b>132,11</b>

Obs.: a potência do autoclave foi determinada a partir de 60% da corrente do disjuntor

A Unidade é atendida em média tensão (13,8 kV) e conectada à rede da concessionária através de um posto de transformação de sua propriedade de 112,5 kVA. A baixa tensão, em 220/127V, é protegida através de um disjuntor termomagnético trifásico de 300 A. A UC encontra-se enquadrada no subgrupo A4, com modalidade tarifária Horária Verde e demanda contratada de 70 kW. A empresa possui, ainda, desde dezembro de 2022, um UFV, com geração mensal estimada de 8.052 kWh.

O consumo de energia da empresa entre novembro de 2021 e outubro de 2022 pode ser observado na Tab. 2. Observa-se que nesse período a UC teve um consumo de energia de 78.323,3 kWh, onde 2.658,8 kWh são referentes ao horário de ponta e 75.664,6 kWh, ao fora de ponta. A demanda no período variou entre 46,3 kW e 76,4 kW, enquanto no período verificou-se um gasto de R\$ 75.143,74 relativo a demanda e consumo de energia com impostos. A empresa também registrou R\$ 3.168,75 de energia reativa excedente, que podem ser eliminados, dos meses seguintes, a partir da instalação de capacitores para a correção do fator de potência.

Tabela 2 – Consumo e demanda de energia da UC estudada entre novembro de 2021 e outubro de 2022. Fonte: Elaborada pela autora

Período	Consumo (kWh)			Demanda (kW)	Fatura total (R\$)
	Ponta	Fora de Ponta	Total		
nov/21	123,0	4.592,0	4.715,0	54,5	4.146,15
dez/21	123,0	4.100,0	4.223,0	50,8	3.884,20
jan/22	105,0	5.352,8	5.457,8	53,8	4.379,55
fev/22	172,4	4.922,6	5.094,9	57,9	4.430,84
mar/22	165,7	6.297,9	6.463,6	57,2	6.499,40
abr/22	182,2	5.783,1	5.965,3	56,6	6.312,16
mai/22	287,3	7.900,7	8.188,0	57,1	7.621,27
jun/22	208,1	6.844,8	7.052,8	70,0	6.843,51
jul/22	289,1	7.383,4	7.672,6	64,5	7.301,19
ago/22	348,6	8.318,7	8.667,2	72,7	8.167,53
set/22	345,3	7.583,4	7.928,7	76,4	8.472,58
out/22	309,2	6.585,2	6.894,3	50,8	7.085,36
<b>Média</b>	<b>221,6</b>	<b>6.305,4</b>	<b>6.526,9</b>	<b>60,2</b>	<b>6.261,98</b>
<b>Total</b>	<b>2.658,8</b>	<b>75.664,6</b>	<b>78.323,3</b>		<b>75.143,74</b>

A partir da Fig. 6, é possível observar a curva de demanda medida, não consumida, contratada e tolerada. Considerando a demanda contratada de 70 kW, que, com 5% de tolerância pode chegar a 73,5 kW, observa-se três ultrapassagem (outubro/22 e março e abril/23), acrescido a dois meses dentro da faixa de tolerância (julho e setembro/22) que totalizaram um adicional de R\$ 3.223,00 ao custo com energia da empresa no período analisado.

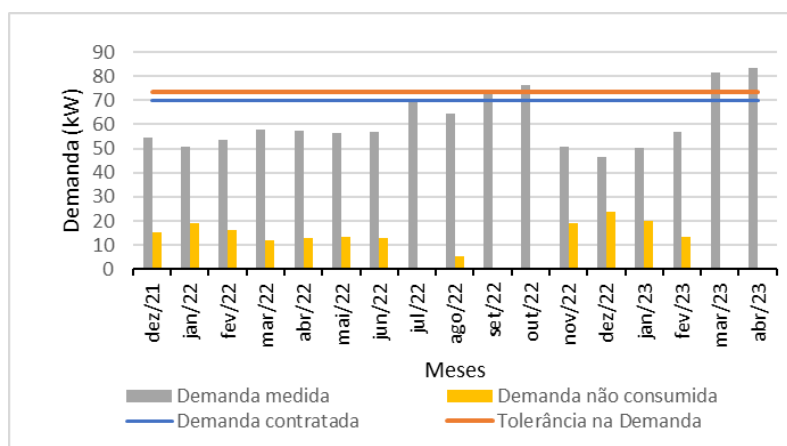


Figura 6 – Demanda de energia da empresa em estudo entre dezembro de 2021 e abril de 2023. Fonte: Elaborada pela autora

#### 4.1 Usina de geração solar fotovoltaica

Com o objetivo de reduzir os custos na fatura de energia, a UC em estudo contratou uma empresa para dimensionar, instalar e homologar na concessionária uma Usina Solar Fotovoltaica (UFV) (microgeração). O sistema instalado em novembro de 2022 teve um investimento de R\$ 280.900,00, com estimativa de geração média mensal de 8.052 kWh e 96.624 kWh anual.

A UFV possui uma potência instalada de 60,0 kW (dois inversores de 30 kW), composta por 148 módulos fotovoltaicos de 450 Wp de fabricação JINKO (66,6 kWp). Os módulos foram fixados no telhado através de prisioneiros metálicos seguindo a inclinação de 10° e azimute igual a 267° (Fig. 7). O diagrama unifilar de ligação é apresentado na Fig. 8.



Figura 7 – Imagem de satélite e foto da Unidade Consumidora em março de 2023. Fontes: adaptado de (GOOGLE MAPS, 2023) e foto tirada pela autora

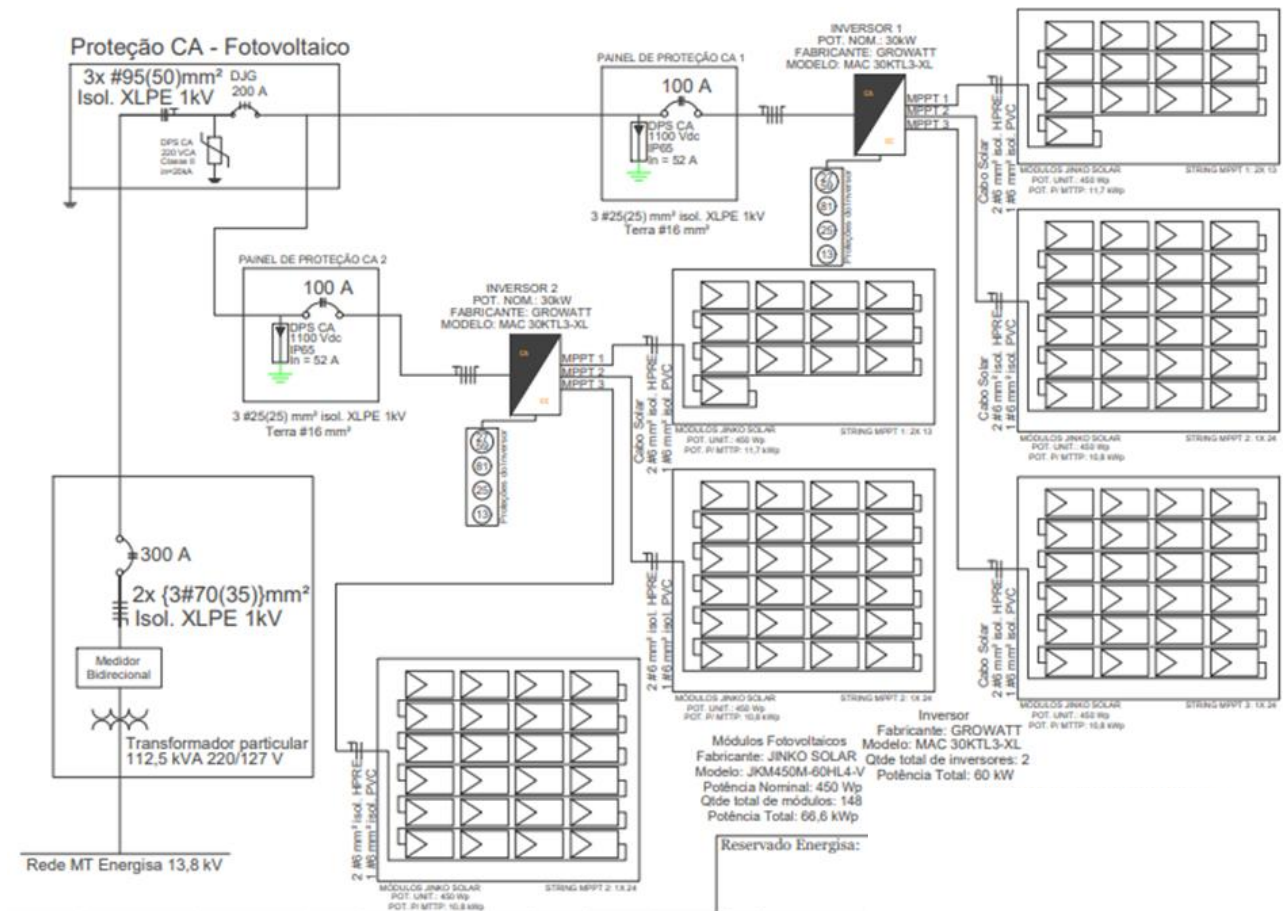


Figura 8 – Diagrama unifilar de ligação da usina solar fotovoltaica em estudo. Fonte: (EMPRESA A, 2022)

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Buscando-se avaliar a melhor opção de faturamento entre o Grupo A e B, considerando, ainda, a implantação de uma usina solar fotovoltaica, e as alterações regulatórias do ano 2023, os resultados e discussões serão desenvolvidos considerando:

- o ajuste da eficiência do sistema para se estimar a geração de energia;
- a determinação do consumo total da empresa a partir da energia gerada, consumida, compensada e acumulada;
- o cálculo do benefício financeiro da instalação da UFV no enquadramento no Grupo A;
- o cálculo do benefício com a migração para o Grupo B sem a consideração da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para geração TUSDg;
- o cálculo do benefício da UFV com faturamento no Grupo B, somando-se a TUSDg;
- a determinação e análise dos indicadores de gestão energética Fator de Carga e Preço Médio com faturamento no Grupo A e B, sem e com, a geração pela usina solar fotovoltaica;
- a análise da Unidade Consumidora em uma condição de homologação a partir da obrigatoriedade da TUSDg e a escala de aplicação relativa à tarifa do fio B entre 2023 e 2028 e, por fim;
- a análise econômica de investimento considerando quatro cenários: com faturamento no Grupo A, no Grupo B sem a parcela do Fio B, no Grupo B com 15% da parcela do fio B e com 90%.

### 5.1 Estimativa da geração de energia e determinação do consumo total

Considerando que os dados de geração da usina estão disponíveis entre dezembro de 2022 e abril de 2023, será desenvolvido o ajuste da eficiência do sistema com o objetivo de se estimar a geração entre maio e dezembro de 2023. Utilizando-se o software PVWatts® Calculator (ALLIANCE FOR SUSTAINABLE ENERGY, 2023), é possível se obter a curva de irradiação solar para a estação meteorológica mais próxima ao estudo de caso (138 km, Latitude: -20.99 e Longitude: -54.82 ). Ajustando-se a média das gerações medidas e do software para os meses de dezembro de 2022 a abril de 2023, obteve-se a Fig. 9 e Tab. 3.

The image shows the 'SYSTEM INFO' section of the PVWatts® Calculator interface. It contains several input fields for system parameters:

- DC System Size (kW): 66.6
- Module Type: Premium
- Array Type: Fixed (roof mount)
- System Losses (%): 25.5
- Tilt (deg): 10
- Azimuth (deg): 267
- Advanced Parameters section:
  - DC to AC Size Ratio: 1.11
  - Inverter Efficiency (%): 96

Figura 9 – Entrada de dados no software PVWatts® Calculator e ajuste da estimativa de geração. Fonte: (ALLIANCE FOR SUSTAINABLE ENERGY, 2023)

O rendimento do software foi ajustado de forma que a média dos resultados estimados entre dezembro de 2022 e abril de 2023 fossem iguais aos medidos e disponibilizados pelo aplicativo de gestão da energia gerada do inversor – assim foi obtida a estimativa dos meses de maio a novembro. Os doze meses resultaram a um geração média de 7.046,5 kWh, ou ainda, uma energia anual igual a 84.558,0 kWh, 12,49% inferior ao apresentado pela empresa instaladora. Buscando-se, ainda, a partir dos quatro meses de funcionamento da usina em 2023, extrapolar a análise em um período igual a um ano, determinou-se o Fator igual a 2,9774 (estimativa anual dividida pela geração quadrimestral), que será utilizado para a análise dos dados.

Tabela 3 – Energia projetada, gerada e extrapolada entre dezembro 2022 e dezembro de 2023. Fonte: Elaborada pela autora

Meses	Irradiação (kWh/(m².dia))	Energia gerada (kWh)	Energia projetada (kWh)	Energia estimada (kWh)	Variação (%)
Janeiro	6,53	8.920,0		<b>8.509,0</b>	
Fevereiro	6,24	5.424,0		<b>7.382,0</b>	
Março	5,65	7.633,0		<b>7.420,0</b>	
Abril	4,98	6.422,9		<b>6.371,0</b>	
Mai	4,30			5.780,0	
Junho	4,01			5.283,0	
Julho	4,21			5.685,0	
Agosto	4,99			6.678,0	
Setembro	5,74			7.342,0	
Outubro	5,88			7.686,0	
Novembro	6,32			7.965,0	
Dezembro	6,49	9.736,0		<b>8.457,0</b>	
<b>Média</b>	<b>5,45</b>	<b>7.627,18</b>	<b>8.052,0</b>	<b>7.046,5</b>	<b>-12,49%</b>
<b>Total</b>			<b>96.624,0</b>	<b>84.558,0</b>	
<b>Fator de extrapolação para 12/4 meses</b>				<b>2,9774</b>	

A partir da Tab. 4 e da Fig. 10 é possível se analisar as componentes da energia da unidade consumidora utilizadas para a determinação do consumo total entre dezembro de 2021 e abril de 2023: consumo da concessionária Energisa MS (EMS); compensado (obtido do excedente geração de outros horários, dias ou meses); crédito (ou débito) mensal de energia, que poderá ser utilizado em até 60 meses; consumo total e; energia acumulada.

Tabela 4 – Componentes da energia da unidade consumidora em estudo entre dezembro/22 e abril/23. Fonte: Elaborada pela autora

Meses	ENERGIA (kWh)					Consumo Acumulada
	Consumo EMS	Compensada	Gerada	Crédito mensal	Consumo Total	
dez/21	4.715,0				4.715,0	
jan/22	4.223,0				4.223,0	
fev/22	5.457,8				5.457,8	
mar/22	5.094,9				5.094,9	
abr/22	6.463,6				6.463,6	
mai/22	5.965,3				5.965,3	
jun/22	8.188,0				8.188,0	
jul/22	7.052,8				7.052,8	
ago/22	7.672,6				7.672,6	
set/22	8.667,2				8.667,2	
out/22	7.928,7				7.928,7	
nov/22	6.894,3				6.894,3	
dez/22	2.554,2	2.554,2	9.736,0	4.202,0	5.534,0	4.202,0
jan/23	2.453,0	2.453,0	8.920,0	-383,9	9.303,9	3.818,1
fev/23	3.318,9	3.318,9	5.424,0	1.014,0	4.410,0	4.832,1
mar/23	4.399,3	4.399,3	7.633,0	-1.701,0	9.334,0	3.131,1
abr/23	4.148,3	4.145,3	6.422,9	-352,0	6.771,9	2.779,1
<b>Média 2023</b>	<b>3.579,9</b>	<b>3.579,1</b>	<b>7.100,0</b>	<b>-355,7</b>	<b>7.454,9</b>	<b>3.640,1</b>
<b>Anual 2022</b>	<b>78.323,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>78.323,3</b>	<b>0,0</b>
<b>Anual 2023</b>	<b>42.958,3</b>	<b>42.625,8</b>	<b>84.558,0</b>	<b>-4.236,4</b>	<b>88.785,5</b>	<b>43.352,7</b>
<b>Variação %</b>	<b>-45,2%</b>				<b>13,4%</b>	



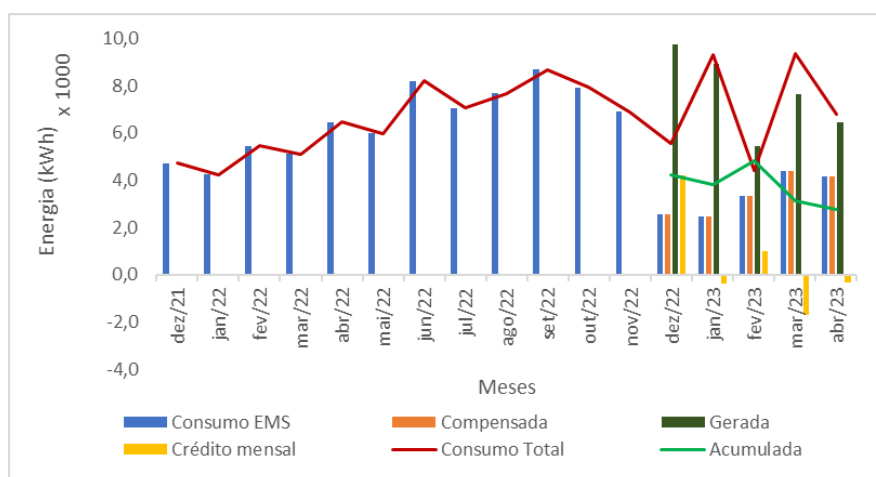


Figura 10 – Especificação das componentes da energia na Unidade Consumidora em estudo entre dez/21 e abril/23. Fonte: Elaborada pela autora

A partir da Fig. 10 é possível observar o comportamento crescente do consumo total, que variou de 4.223,00 kWh em janeiro de 2022 a 9.334,00 kWh em março de 2023. Verifica-se que, enquanto em fevereiro, a empresa consumiu parte do injetado, compensou 3.318,9 kWh e, ainda, acumulou no mês 1.014,0 kWh e, desde o início de janeiro, 4.832,1 kWh, tal situação não ocorre em janeiro, março e abril.

Destaca-se, ainda, que, mesmo sem a instalação de um medidor que indique o consumo total, é possível determiná-lo a partir das informações da fatura de energia, e do aplicativo de gerenciamento da UFV. Por fim, estima-se um *déficit* de 4.236,4 kWh em 2023, caracterizando insuficiência na geração de energia, uma vez que a proposta pela instaladora foi de 96.624 kWh e o obtido (estimado) 84.558 kWh. Sobretudo, ressalta-se, que, condições climáticas, além da eficiência do sistema, podem ter afetado a geração de energia para os meses medidos e, assim, refletidos na estimativa anual.

## 5.2 Benefício financeiro da usina solar fotovoltaica no Grupo de faturamento A

Considera-se, aqui, o cálculo da fatura de energia a partir do consumo total da empresa – observando-se que, desde dezembro de 2022, não se trata mais da fatura da EMS da UC, mas sim o valor que seria pago a concessionária na ausência da UFV. É, então, a partir deste valor que, subtraído da fatura da Energisa, se obtém o benefício financeiro da usina; assim, enquanto em janeiro houve uma redução de 66,5% na fatura a partir da geração da UFV, houve uma economia de R\$ 5.506,90. Para o período simulado, tem-se uma redução da fatura de R\$ 55.048,60, ou ainda, um benefício de 56,0%, como pode ser observado na Tab. 5 e Fig. 11.

Tabela 5 – Fatura de energia e benefício financeiro com a instalação da UFV com faturamento no Grupo A. Fonte: Elaborada pela autora

Meses	Fatura sem UFV (R\$)	Fatura com UFV (R\$)	Benefício (R\$)	Benefício percentual (%)
dez/21	4.146,1			
jan/22	3.884,2			
fev/22	4.379,5			
mar/22	4.430,8			
abr/22	6.499,4			
mai/22	6.312,2			
jun/22	7.621,3			
jul/22	6.843,5			
ago/22	7.301,2			
set/22	8.167,5			
out/22	8.472,6			
nov/22	7.085,4			
dez/22	6.541,7	4.032,4	2.509,2	38,4
jan/23	8.283,9	2.777,0	5.506,9	66,5
fev/23	6.030,5	2.825,3	3.205,2	53,1
mar/23	9.596,6	4.223,7	5.372,9	56,0
abr/23	8.872,3	4.468,5	4.403,8	49,6
Médio 2023	8.195,8	3.573,6	4.622,2	56,4
Anual 2022	75.143,7	0,0	0,0	
Anual 2023	98.350,0	42.883,6	55.048,6	
Variação %	30,9%	-42,9%	56,0%	

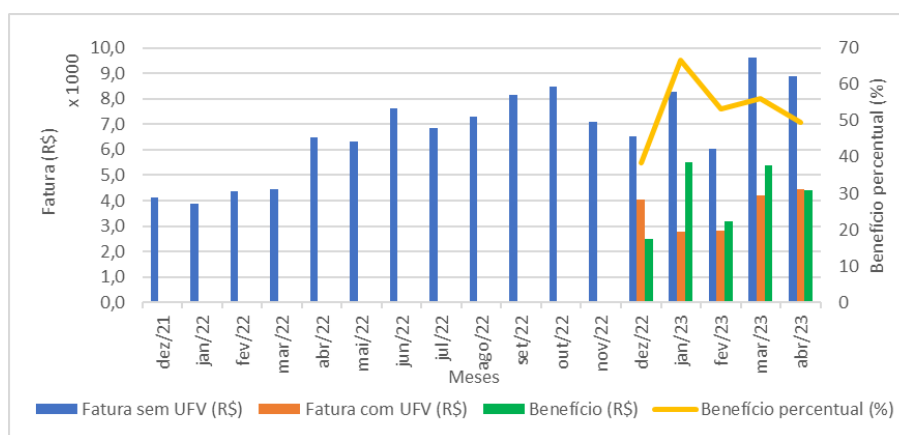


Figura 11 – Fatura de energia e benefício com a instalação da UFV com faturamento no Grupo A. Fonte: Elaborada pela autora

### 5.3 Benefício financeiro da UFV com faturamento no Grupo B

O cálculo da fatura para o Grupo B considera, para as usinas homologadas até o dia 07 de janeiro de 2023, o custo da energia (consumo), a taxa de disponibilidade, estando isentas da parcela relativa ao fio B (GD I). Assim, quando a geração supera o consumo, uma taxa que remunera 100 kWh (para consumidor trifásico) é cobrada da UC que, até abril de 2023 era de R\$ 104,99 (data base para o Reajuste Tarifário – variando ainda com os tributos). Outrossim, na data base da Revisão Tarifária que, para EMS foi dia 08 de abril de 2023 (ANEEL, 2023b), entrou em vigor a cobrança da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSDg) para as unidades geradoras – assim, será realizada a análise do benefício sem o TUSDg (Tab. 6 e Fig. 12) e com a tarifa (Tab. 7 e Fig. 13).

Tabela 6 – Fatura de energia e benefício financeiro da UFV com faturamento no Grupo B sem TUSDg. Fonte: Elaborada pela autora

Meses	Fatura sem UFV (R\$)	Taxa de Disponibilidade (R\$)	Fatura com UFV (R\$)	Benefício (R\$)	Benefício Percentual (%)
dez/21	4.040,97				
jan/22	3.538,48				
fev/22	5.731,66				
mar/22	4.911,37				
abr/22	5.550,81				
mai/22	5.235,88				
jun/22	8.397,63				
jul/22	7.304,72				
ago/22	7.876,27				
set/22	9.119,02				
out/22	8.341,99				
nov/22	7.253,71				
dez/22	5.710,84	103,20	-4.233,1	9.943,9	174,1
jan/23	9.601,16		396,1	9.205,0	95,9
fev/23	4.630,05	104,99	-959,6	5.589,7	120,7
mar/23	9.820,54		1.789,7	8.030,9	81,8
abr/23	7.124,89		367,2	6.757,7	94,8
Médio 2023	7.794,2		398,3	7.395,8	94,2%
Anual 2022	77.302,5		77.302,5	0,0	
Anual 2023	93.529,9		4.780,1	88.081,4	
Variação %	21,0%		-93,8%	94,2%	

Ressalta-se, sobretudo, que, de acordo com a Tab. 6, uma fatura negativa foi utilizada para considerar a energia armazenada na forma de crédito na concessionária, sendo utilizada quando a geração for insuficiente para o consumo total no mês. Observa-se que, mesmo sem a UFV, este consumidor terá vantagem financeira optando pelo faturamento no

Grupo B, mantendo-se o comportamento do consumo de energia, uma vez que foi observada uma fatura anual de R\$ 93.529,90, 4,86% menor que no Grupo A, que foi de R\$ 98.350,00. Quando se instala a usina, a redução é, ainda, mais significativa, de R\$ 88.081,40, ou ainda 94,2% menor – enquanto no Grupo A era de 56% com a entrada da UFV – o pagamento para EMS passa de R\$ 42.883,60 no Grupo A, para R\$ 4.780,10 após a opção.



Figura 12 – Fatura de energia e benefício financeiro da UFV com faturamento no Grupo B sem TUSDg. Fonte: Elaborada pela autora

A parcela do TUSDg, inserida após abril de 2023 para a EMS, é calculada a partir da potência injetada (kW), considerada, aqui, como a máxima do inversor, ou seja, a potência nominal acrescida de 10% de tolerância (66,0 kW), subtraída da demanda medida. A TUSDg, de acordo com (ANEEL, 2022b), para o Grupo B Tipo 2 (consumidor com potência superior ao transformador de distribuição), é igual a R\$ 19,18/kW, que, considerando os tributos, tem valor de R\$ 24,1327/kW (Tab. 7)

Tabela 7 – Fatura de energia e benefício financeiro da UFV com faturamento no Grupo B com TUSDg. Fonte: Elaborada pela autora

ses	Fatura sem UFV (R\$)	Taxa de Disponibilidade (R\$)	Demanda medida (kW)	TUSDg (R\$)	Fatura com UFV (R\$)	Benefício (R\$)	Benefício Percentual (R\$)
dez/21	4.041,0						
jan/22	3.538,5						
fev/22	5.731,7						
mar/22	4.911,4						
abr/22	5.550,8						
mai/22	5.235,9						
jun/22	8.397,6						
jul/22	7.304,7						
ago/22	7.876,3						
set/22	9.119,0						
out/22	8.342,0						
nov/22	7.253,7						
dez/22	5.710,8	103,20	46,30	475,4	-3.757,7	9.468,5	165,8
jan/23	9.601,2		50,23	380,6	776,7	8.824,5	91,9
fev/23	4.630,1	104,99	56,73	227,6	-732,0	5.589,7	120,7
mar/23	9.820,5		81,48	0,0	1.789,7	8.030,9	81,8
abr/23	7.124,9		83,49	0,0	367,2	6.757,7	94,8
Médio 2023	7.794,2			152,0	550,4	7.300,7	93,0%
Anual 2022	77.302,5			0,0	77.302,5	0,0	
Anual 2023	93.529,9	315,0		1.824,5	6.604,6	86.948,3	
Variação %	21,0%				-91,5%	93,0%	

Pode se observar na Tab. 7 e Fig. 13 uma redução de 1,29% no benefício da UC com a inserção da TUSDg (a fatura aumentou de R\$ 4.780,10 no ano 2023 para R\$ 6.604,60). Conseqüentemente, o benefício percentual reduziu de 94,9% para 89,8% considerando a inserção da TUSDg na fatura de energia da unidade consumidora.

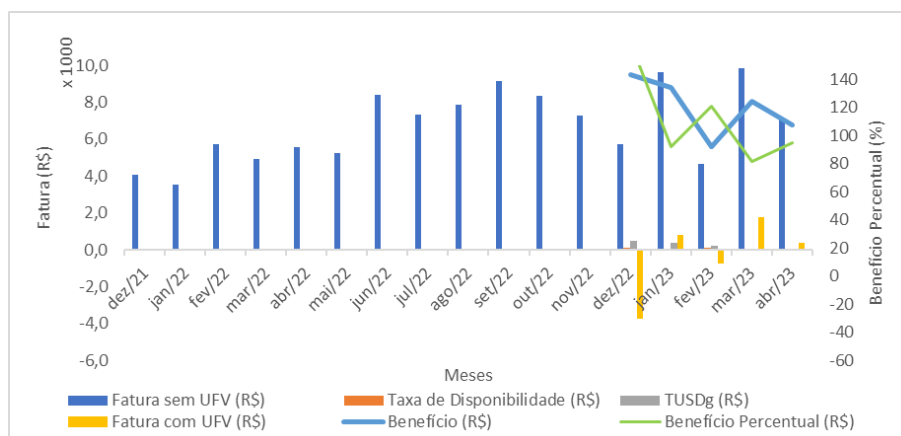


Figura 13 – Fatura de energia e benefício da UFV com faturamento no Grupo B e TUSDg. Fonte: Elaborada pela autora

#### 5.4 Indicadores de gestão de energia

A avaliação do benefício da migração do Grupo de faturamento A (GA) para B (GB) pode ser melhor observada a partir dos indicadores de gestão da energia, Tab. 8 e Fig. 14. Enquanto o Fator de Carga variou entre 0,083 e 0,182, o Preço médio, sem a UFV com faturamento no Grupo A, teve o maior valor de R\$ 1,367/kWh, e menor R\$ 0,802/kWh e, com UFV, entre R\$ 0,729/kWh e R\$ 0,298/kWh.

Tabela 8 – Indicadores de gestão da energia no período entre dez/2021 e abril/23. Fonte: Elaborada pela autora

Meses	Fator de Carga GA ( )	Grupo A		Grupo B	
		Preço Médio s/ UFV GA (R\$/kWh)	Preço Médio c/ UFV GA (R\$/kWh)	Preço Médio s/ UFV GB (R\$/kWh)	Preço Médio c/ UFV GB (R\$/kWh)
dez/21	0,092	0,879		0,857	
jan/22	0,083	0,920		0,838	
fev/22	0,107	0,802		1,050	
mar/22	0,100	0,870		0,964	
abr/22	0,126	1,006		0,859	
mai/22	0,117	1,058		0,878	
jun/22	0,160	0,931		1,026	
jul/22	0,138	0,970		1,036	
ago/22	0,150	0,952		1,027	
set/22	0,163	0,942		1,052	
out/22	0,142	1,069		1,052	
nov/22	0,135	1,028		1,052	
dez/22	0,108	1,182	0,729	1,032	-0,784
jan/23	0,182	0,890	0,298	1,032	0,043
fev/23	0,086	1,367	0,641	1,050	-0,241
mar/23	0,157	1,028	0,453	1,052	0,192
abr/23	0,111	1,310	0,660	1,052	0,054
Médio 2023	0,134	1,149	0,513	1,047	0,012
Annual 2022	1,513	11,426	11,426	11,690	11,690
Annual 2023	1,609	13,788	6,155	12,558	0,141
Varição %	6,3%	20,7%	-46,1%	7,4%	-98,8%

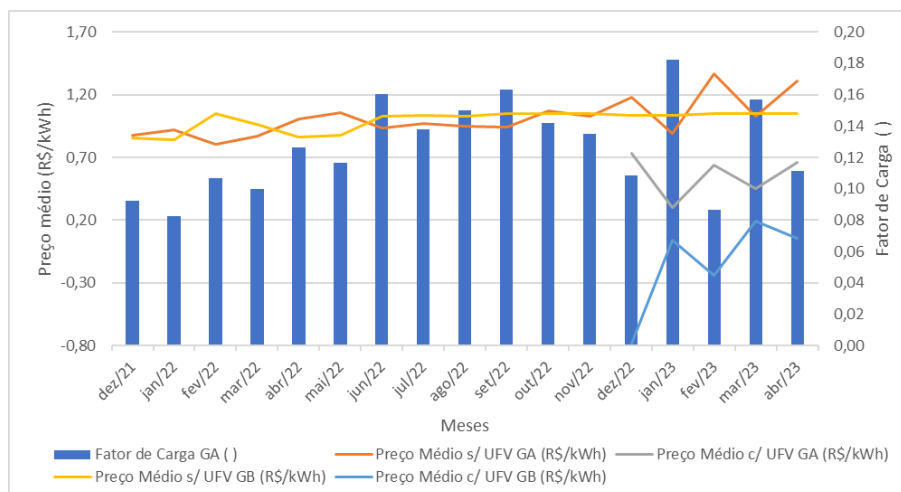


Figura 14 – Indicadores de gestão da energia no período entre dez/2021 e abril/23. Fonte: Elaborada pela autora

É possível observar que o Preço Médio sem a UFV para o Grupo A apresenta uma tendência inversa ao Fator de Carga, ou seja, enquanto o segundo aumento, o primeiro diminuiu, como representado em fevereiro de 2022. O Preço Médio para o Grupo B, por sua vez, não depende do Fator de Carga, uma vez que não há faturamento de demanda – tendo, assim maior linearidade em seu comportamento anual sem a UFV e, variação dependendo do comportamento do consumo e da geração com o funcionamento desta. Verifica-se, ainda, na Fig. 14, valores reduzidos do Preço Médio com a entrada em funcionamento da UFV, aparecendo, ainda, um negativo (R\$ -0,784/kWh em dezembro de 2022), devido ao crédito de energia na concessionária para o cenário analisado.

### 5.5 Avaliação econômica do benefício considerando a parcela do fio B

Na análise realizada nos itens anteriores verificou-se os benefícios da instalação de uma usina de geração de energia solar fotovoltaica, outrossim, é importante analisar a viabilidade do projeto. Para tanto, foram considerados os benefícios em oito cenários, onde determinou-se o VPL, TIR e o Payback descontado em quatro situações, Tabs. 9 e 10 e Fig.15. Foram considerados projetos homologados a partir de 08 de abril de 2023 (parcela do fio B a partir de 8 de janeiro de 2023 e TUSDg nessa data), foram escalonadas as porcentagens de aplicação da parcela do fio B: 0%; 15%; 30%, 45%, 60%, 75% e 90%.

Tabela 9 – Benefício da UFV em estudo em oito cenários da aplicação da parcela da tarifa do fio B. Fonte: Elaborada pela autora

	Sem UFV	COM USINA SOLAR FOTOVOLTAICA						
		0% fio B	15% fio B	30% fio B	45% fio B	60% fio B	75% fio B	90% fio B
Fatura base (R\$)		4.431,53	4.431,53	4.431,53	4.431,53	4.431,53	4.431,53	4.431,53
de disponibilidade (R\$)		314,97	314,97	314,97	314,97	314,97	314,97	314,97
TUSDg (R\$)		1.810,77	1.810,77	1.810,77	1.810,77	1.810,77	1.810,77	1.810,77
Fio B (R\$)		0	2.735,79	5.471,59	8.207,38	10.943,18	13.678,97	16.414,77
Costo anual com UFV (R\$)		6.554,90	9.290,70	12.026,49	14.762,29	17.498,08	20.233,88	22.969,67
Costo anual sem UFV (R\$)	93.529,94	93.529,94	93.529,94	93.529,94	93.529,94	93.529,94	93.529,94	93.529,94
Benefício (R\$)		86.975,04	84.239,24	81.503,45	78.767,65	76.031,86	73.296,06	70.560,27
Benefício Percentual (%)		93,0	90,1	87,1	84,2	81,3	78,4	75,4

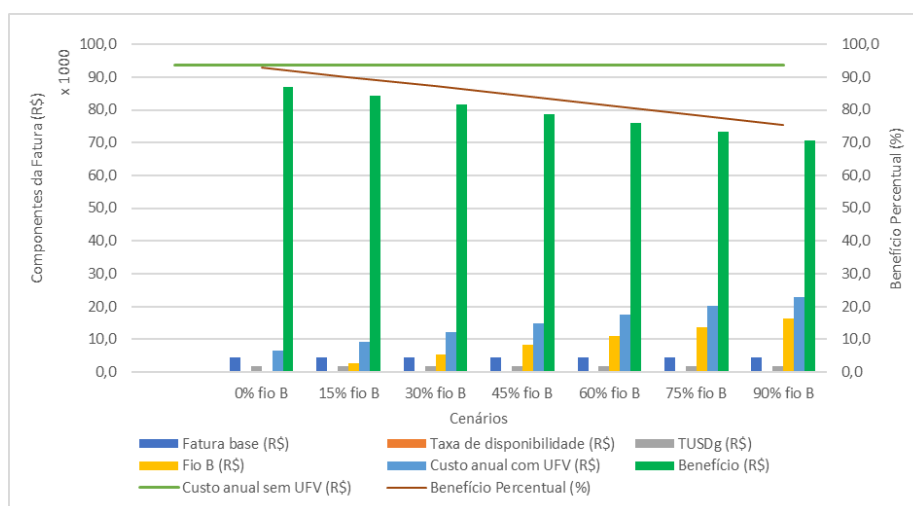


Figura 15 – Benefício da UFV em estudo em oito cenários da aplicação da parcela da tarifa do fio B. Fonte: Elaborada pela autora

Observa-se que, considerando a mesma base de dados de consumo, tarifas e tributos, há uma redução no benefício de 92,99% quando o fio B é igual a 0% e, para 75,44%, em 90% da sua parcela, que entrará em vigor em 2028. Neste ano, com R\$ 16.414,77, o custo da parcela do fio B representará, para o estudo de caso, um aumento de 250,42% (com R\$ 6.554,90 inicial e final de R\$ 22.969,67) na condições simulada em 2023, outrossim, na condição de 2028.

Por fim, observa-se, considerando o investimento de R\$ 280.900,00, um período de análise de 25 anos, o custo de operação e manutenção relativo à limpeza das placas duas vezes por ano (R\$ 2.960,00) e a redução na geração de energia em 2% para o primeiro ano e 0,5% a partir do segundo, os resultados apresentados na Tab. 10.

Tabela 10 – Avaliação econômica do investimento da UFV para o Grupo A e B com 0%, 15% e 90% da parcela da tarifa do fio B. Fonte: Elaborada pela autora

Ano	Energia (kWh/ano)	Benefício geração (R\$)	Variação (%)	Variação Acumulada (%)	IPCA (%)	Reajuste Energia (%)	Taxa Juros (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback Descontado
Projeto	96624									
Grupo A 2023		55.049	0					818.468	33,57%	11 anos e 8 meses
Grupo B 2023 0% fio B	84558	86.975	58,0%	0,0%				1.707.199	42,53%	3 anos e 10 meses
Novo GB 2023 15% fio B		84.239	-3,1%	-3,1%	4,19	5,94	17,74%	1.631.043	41,91%	4 anos e 1 mês
Novo GB 2028 90% fio B	84558	70.560	-16,2%	-18,9%				1.166.149	38,45%	5 anos e 6 meses

Conclui-se que a instalação da UFV, para um consumidor optante, faturando no Grupo A, tem o retorno de investimento em 11 anos e 8 meses, um VPL de R\$ 818.468,00 em 25 anos e uma TIR de 33,57%. Quanto o faturamento é no Grupo B, os resultados são significativamente melhores: 3 anos e 10 meses, R\$ 1.707.199,00, e 42,53%, respectivamente. Observa-se que, a partir do aumento da porcentagem relativa à parcela do fio B, reduz-se a atratividade do investimento, chegando a um VPL de R\$ 1.166.149,00, TIR de 38,45% e tempo de retorno de 5 anos e 6 meses.

Observa-se, ainda, que, enquanto a opção pelo faturamento no Grupo A traz um benefício de 58,0%, o acréscimo do percentual da parcela do fio B, até 90%, representa uma redução de 16,2% no benefício do consumidor. Atribui-se, por fim, a redução da atratividade dos projetos novos a elevada taxa de juros (17,74%) e ao efeito da parcela do fio B de 0% (antes de 07/01/23) até 90% em 2028, bem como a inserção da TUSDg no cálculo da fatura, considerando as novas regras definidas pela ANEEL.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A regulamentação no setor elétrico, em especial com a permissão da conexão das usinas de geração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, vem trazendo constantes mudanças para os consumidores/geradores de

energia. A definição do consumidor optante, com potência em geração de até 112,5 kVA ou potência ativa de 103,5 kW, com a usina junto ao consumo e que não aloque ou receba crédito de outra unidade, teve benefício da isenção da parcela do fio B para unidades homologadas anteriormente a 7 de janeiro de 2023, e a partir dessa data, crescimento anual dessa cobrança de 15% até 90% em 2028. Destaca-se, ainda, a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (geração) (TUSDg) que, a partir da Revisão tarifária, em 8 de abril de 2023, para a concessionária Energisa MS, acrescenta-se a fatura de energia, inicialmente aos consumidores do Grupo A e, posteriormente, ao do Grupo B, a partir da disponibilidade dos equipamentos de medição.

Assim, este artigo simulou o benefício financeiro, líquido e percentual, bem como, avaliou a atratividade do investimento em uma usina solar fotovoltaica de 60 kW para um consumidor optante da cidade de Dourados. Observou-se que, mesmo sem a UFV, o consumidor terá vantagem financeira optando pelo faturamento no Grupo B, uma vez que da fatura anual de R\$ 98.350,00 obtém-se uma redução para R\$ 93.529,94, ou ainda, 4,86%. Redução maior é obtida com a instalação da usina, chegando a um ganho de R\$ 88.081,40, ou ainda 94,2% menor, considerando o primeiro cenário, sem a parcela do fio B e a TUSDg.

Considerando a inserção da parcela do fio B e a TUSDg, o investimento mantém-se economicamente viável, sobretudo, reduz sua atratividade: o benefício de 93,0% para 0% do fio B cai para 75,4% em 90% da sua parcela, quando o custo do fio B, R\$ 16.414,77, representará, para o estudo de caso, um aumento de 71,55% na fatura de energia, passando de R\$ 6.554,90 para R\$ 22.969,67 na condição simulada em 2023, outrossim, para a parcela do fio B definida em 2028.

Conclui-se, por fim, que a instalação da UFV, para um consumidor optante, faturando no Grupo A, tem-se o retorno de investimento em 11 anos e 8 meses, um VPL de R\$ 818.468,00 em 25 anos e uma TIR de 33,57%. Quanto o faturamento é no Grupo B, os resultados são significativamente melhores: 3 anos e 10 meses, R\$ 1.707.199,00, e 42,53% respectivamente. Observa-se, ainda, que, enquanto a opção pelo faturamento no Grupo B traz um benefício de 58,0%, o acréscimo do percentual da parcela do fio B, até 90%, representa uma redução de 18,9% no benefício da unidade geradora de energia solar fotovoltaica, atribuído, especialmente, a elevada taxa de juros do mercado (17,74%), ao efeito da parcela do fio B de 0% (anterior a 08/01/23) até 90% em 2028 e a aplicação da TUSDg, considerando as alterações definidas na regulamentação do setor elétrico para geração distribuída.

### **Agradecimentos**

*Em primeiro lugar, agradeço a Deus e à Nossa Senhora Aparecida, que me deram todos os recursos que precisei para me manter firme e superar os obstáculos na conquista desta etapa em minha vida. Agradeço aos meus pais, Nelson Triches e Geneci Triches, por terem me dado todo o apoio que precisei ao longo da minha graduação, em especial nas fases difíceis, por terem me incentivado e motivado a seguir na luta desta conquista. Agradeço aos amigos e colegas que fiz durante a graduação, pelos inúmeros momentos de estudo e suporte, bem como a companhia na descontração e nos momentos tristes – por todo o apoio e amizade que não se encerrará por aqui. Agradeço aos professores por aceitarem o convite em fazer parte da minha banca examinadora. Agradeço ao Prof. Dr. Aureo Cezar de Lima, por seu vasto conhecimento e didática repassados em suas aulas, por todo apoio e dedicação no decorrer da minha formação e, principalmente, pelas orientações ao longo do período destinado a este trabalho, sem o qual nada disso seria possível. A todos os professores da Faculdade de Engenharia que tive o privilégio de conviver e que me proporcionaram conhecimento – a vocês agradeço por terem sido essenciais na minha formação. Aos técnicos e demais servidores da Universidade Federal da Grande Dourados, que tão prontamente, se esforçam para o funcionamento desta Faculdade e do curso de Engenharia de Energia.*

### **REFERÊNCIAS**

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 28 mar. 2023.

ALLIANCE FOR SUSTAINABLE ENERGY, LLC. **PVWatts Calculator.** Versão 8.1.0. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>

ANEEL. **ANEEL nº 29 de 26 de junho de 2021.** Assunto: Análise do pedido para o enquadramento no Sistema de Compensação de unidade consumidora com minigeração distribuída optante pelo faturamento no Grupo B. 2020. p. 1–9.

ANEEL. **Bandeiras tarifárias.** [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 12 abr. 2023.

ANEEL. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.** [S. l.], 2023b. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!> Acesso em: 1 maio 2023.

ANEEL. **Resolução homologatória no 2.855, de 22 de abril de 2021.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso do Sul- Distribuidora de Energia S.A. - EMS, e dá outras providências. 2021 a.

ANEEL. **Resolução homologatória no 3.021, de 12 de abril de 2022.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato

Grosso do Sul- Distribuidora de Energia S.A. - EMS, e dá outras providências. 2022 a.

ANEEL. **Resolução homologatória no 3.074, 26 de julho de 2022.** Homologa o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S.A. - EMS, e dá outras providências. 2022 b.

ANEEL. **Resolução normativa ANEEL no 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. 2021 b.

ANEEL. **Resolução normativa ANEEL no 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. 2023 c.

ANEEL. **Resolução normativa no 414, de 9 de setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.

ANEEL. **Resolução normativa no 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012.

BATISTA, Oureste E. *et al.* **A brazilian experience in energy management: Low-cost actions as strategy to reduce electricity costs.** [S. l.]: IFAC, 2013. ISSN 14746670.v. 6 Disponível em: <https://doi.org/10.3182/20130911-3-BR-3021.00025>

BRASIL. **Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 2022. p. 1–11.

CANAL SOLAR. **Regulamentação da Lei 14.300 : o que é a TUSDg para o grupo B ?**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/regulamentacao-da-lei-14-300-o-que-e-a-tusdg-para-o-grupo-b/>. Acesso em: 10 abr. 2023.

CAVALCANTE, André Fellipe de Souza. **Estudo de caso de migração de consumidor do grupo a para o grupo b, com viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico on-grid.** 2021. - UFC, [s. l.], 2021.

EMPRESA A. **Projeto de uma usina solar fotovoltaica de 60 kW.** [S. l.: s. n.], 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2021** Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2021. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>.

ENERGÊS. **B optante pode ter um sistema de geração distribuída?**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/b-optante-geracao-distribuida/>. Acesso em: 11 abr. 2023.

ENERGISA. **Tributos, impostos e outros encargos.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/pequenas-e-medias-empresas/taxas-prazos-e-normas/tributos-impostos-encargos.aspx>. Acesso em: 12 abr. 2023.

GOOGLE MAPS. **Empresa em Estudo.** [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/Rocha+Pneus/@-22.2723547,-54.789096,16z/data=!4m6!3m5!1s0x9489094a85aeca2b:0x44358de2eac2f1c18m2!3d-22.2745286!4d-54.7795879!16s%2Fg%2F11j61c1417?authuser=0>. Acesso em: 12 abr. 2023.

MATO GROSSO DO SUL. **Decreto nº 14617 de 06/12/2016.** Acrescenta o art. 23-A ao Anexo I - Dos Benefícios Fiscais, ao Regulamento do ICMS, e dá outras providências. 2016.

MATO GROSSO DO SUL. **Decreto nº 9.889, de 02.05.2000.** Republica o texto do Anexo I ao Regulamento do ICMS, que dispõe sobre os benefícios fiscais, e dá outras providências. 2000.

MOTA, Diego Nogueira. **Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B** Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B. 2020. - UFMG, [s. l.], 2020.

## FORMAT INSTRUCTIONS FOR PAPER SUBMISSION TO REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR

**Abstract:** *With the increasing consumption, the need for investments in sustainable energy sources is discussed; in addition, energy tariffs and charges can subsidize the efficiency of systems and direct the use of sustainable sources, either through benefits or by choosing a system with lower installation and operating costs. The opting consumer, defined*



*by the regulation in the electricity sector, choosing the billing of energy in Group A or Group B can obtain benefits due to the difference in the composition of the elements that make up the energy bill. Thus, this article simulated the financial, net and percentage benefit, as well as the attractiveness of the investment in a 60 kW photovoltaic solar plant for an opting consumer of the city of Dourados. It was observed the benefit of 4.86% by the option of billing in Group B and, with the implementation of the plant, 93.0%. Verifying the impact for generating units approved from April 2023, it was reached, with 90% of the share of wire B in 2028, a reduction of the benefit to 75.4%. Finally, it is feasible to install the photovoltaic solar generation plant even billing in Group A, moreover, it improves its attractiveness with an option for Group B. It was also observed a gradual reduction in the financial benefit in the installation of the plant until 2028, when the investment will have a return of 5 years and 6 months and internal rate of return of 38.45%.*

**Keywords:** *consumer opting, photovoltaic plant, B wire, TUSDg.*