



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Estudo de caso da inserção de usinas fotovoltaicas na rede elétrica de Mato Grosso do Sul

Guilherme Barcella Ferreira

Campo Grande - MS
06 de dezembro de 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Estudo de caso da inserção de usinas fotovoltaicas na rede elétrica de Mato Grosso do Sul

Guilherme Barcella Ferreira

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como exigência para obtenção do grau de
Bacharelado em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul –
UFMS.

Orientador: Dr. Luigi Galotto Junior

Campo Grande - MS
06 de dezembro de 2024

Estudo de caso da inserção de usinas fotovoltaicas na rede elétrica de Mato Grosso do Sul

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luigi Galotto Junior
Orientador

Prof. Dr. Raymundo Cordero García

Prof. Me. Wisam Ali Mohamad Issa

Campo Grande - MS
06 de dezembro de 2024

DECLARAÇÃO DE AUTORIA E RESPONSABILIDADE

Eu, Guilherme Barcella Ferreira, residente e domiciliado na cidade de Campo Grande, estado de Mato Grosso do Sul, declaro que o Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado, com o título “Estudo de caso da inserção de usinas fotovoltaicas na rede elétrica de Mato Grosso do Sul” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para a construção do presente texto. Declaro também que este artigo não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Assinatura: _____

Dedico este trabalho a quem colaborou diretamente comigo: minha mãe Tatiane Barcella e minha vó Leonides Barcella, sem as quais eu não teria concluído este projeto.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, que fez com que meus objetivos fossem alcançados, durante todos os meus anos de estudos. Agradeço à minha mãe e minha vó, que me incentivaram todos os anos que estive na faculdade. Agradeço meu supervisor, o Professor Luigi por ter aceitado acompanhar-me neste projeto. E por último, agradeço à uma pessoa muito especial que passou pela minha vida e ajudou que este sonho se tornasse realidade, Maysa Mirella.

RESUMO

A adoção crescente de fontes de energia renovável, com destaque para a solar, oferece significativas vantagens ambientais e econômicas. Contudo, sua integração à rede elétrica impõe desafios técnicos que demandam compreensão e estratégias para mitigação. Este estudo tem como principal objetivo analisar os impactos da incorporação de energias renováveis na rede elétrica no estado de Mato Grosso do Sul, identificando tanto os benefícios quanto os desafios inerentes a essa transição. Para atingir esse objetivo, serão realizadas análises dos efeitos causados na rede elétrica após a inserção das energias renováveis nos alimentadores de duas subestações do estado. Serão examinados aspectos como inversão do fluxo de potência, variações de tensão, aumento de perdas elétricas e sobrecarga nos alimentadores. Nota-se que existe um limite operacional, no qual a potência ativa na rede não deve exceder a capacidade dos equipamentos, sob pena de comprometer sua eficiência. Este trabalho busca contribuir de forma significativa para o planejamento energético sustentável em Mato Grosso do Sul, promovendo uma transição mais segura, eficiente e alinhada a um futuro energético mais limpo e verde.

Palavras-Chave: energia solar; geração distribuída; rede elétrica.

ABSTRACT

The growing adoption of renewable energy sources, especially solar energy, offers significant environmental and economic advantages. However, its integration into the electricity grid imposes technical challenges that require understanding and mitigation strategies. The main objective of this study is to analyze the impacts of incorporating renewable energy into the electricity grid in the state of Mato Grosso do Sul, identifying both the benefits and the challenges inherent in this transition. In order to achieve this objective, the effects on the electricity grid following the insertion of renewable energies in the feeders of two substations in the state will be analyzed. Aspects such as power flow inversion, voltage variations, increased electrical losses and overloading of feeders will be examined. It is noted that there is an operational limit in which the active power in the network must not exceed the capacity of the equipment, otherwise its efficiency will be compromised. This work aims to make a significant contribution to sustainable energy planning in Mato Grosso do Sul, promoting a safer, more efficient transition in line with a cleaner, greener energy future.

Keywords: solar energy; distributed generation; electrical grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxo de potência convencional	15
Figura 2 – Fluxo de potência inverso	15
Figura 3 – Crescimento do número de UC's em MS	19
Figura 4 – Crescimento do consumo (GWh) de energia elétrica em MS	20
Figura 5 – Regressão linear: PIB x Consumo de energia	22
Figura 6 – Gráfico de tendência: Crescimento do consumo de energia elétrica.....	23
Figura 7 – Micro e Minigeração no estado	24
Figura 8 – Perdas na transmissão do estado.....	25
Figura 9 – Circuito dos alimentadores da SE NAM.....	30
Figura 10 – Registro SE NAM: Potência ativa.....	32
Figura 11 – Registro SE NAM: Potência ativa x corrente da fase A.....	34
Figura 12 – Registro SE NAM do dia 27/10/2024: Potência ativa x potência reativa	34
Figura 13 – Registro SE NAM do dia 27/10/2024: aumento do nível de tensão	35
Figura 14 – Circuito do alimentador NIO-01	36
Figura 15 – Registro SE NIO: Potência ativa	37
Figura 16 – Registro SE NIO do dia 27/10/2024: Potência ativa x corrente.....	38
Figura 17 – Comparação: Carregamento dos alimentadores	39
Figura 18 – Comparação: Carregamento dos transformadores	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada no SIN: Dez 2024 / Dez 2024.....	12
Tabela 2 – Crescimento do Número de Consumidores	19
Tabela 3 – Crescimento PIB estadual	21
Tabela 4 – Estimativa do crescimento do consumo de energia elétrica.....	22
Tabela 5 – Perdas na transmissão (%).....	26
Tabela 6 – Dados da SE Nova América.....	31
Tabela 7 – Carregamento do transformador de Nova América	31
Tabela 8 – Carregamento dos alimentadores de Nova América	32
Tabela 9 – Dados de proteção dos alimentadores de Nova América.....	33
Tabela 10 – Dados da Subestação Nioaque	36
Tabela 11 – Carregamento do transformador da SE NIO	37
Tabela 12 – Carregamento dos alimentadores de Nioaque	37
Tabela 13 – Dados de proteção dos alimentadores de Nioaque	38

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Contextualização	12
1.2	Fundamentação Teórica	13
1.2.1	Unidade Consumidora	13
1.2.2	Fontes Intermitentes	14
1.2.3	Geração Distribuída (GD).....	14
1.2.4	Inversão de fluxo de potência	14
1.3	Revisão Bibliográfica.....	15
1.4	Objetivo Geral	16
1.5	Procedimentos Metodológicos	16
1.6	Organização do trabalho.....	17
2	SISTEMA ELÉTRICO DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL	18
2.1	Infraestrutura do estado.....	18
2.2	Crescimento de unidades consumidoras	18
2.3	Crescimento do consumo no estado	20
2.4	Considerações finais do capítulo	23
3	IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO.....	24
3.1	Considerações preliminares	24
3.2	Perdas elétrica no sistema de Mato Grosso do Sul	25
3.2.1	Perdas na Transmissão devido a inserção da GD	26
3.3	Inversão do fluxo de potência ocasionado pela inserção da GD	26
3.4	A geração distribuída e seus efeitos na rede de distribuição	27
3.4.1	Distribuição e diversificação da geração de energia	27
3.4.2	Redução de sobrecargas durante os horários de pico	27
3.4.3	Geração distribuída e proximidade ao consumo.....	27
3.4.4	Armazenamento de energia e complementaridade de fontes.....	28
3.4.5	Flutuações de tensão.....	28
3.4.6	Carregamento no alimentador.....	28
3.5	Considerações Finais do Capítulo.....	29
4	ESTUDOS DE CASO.....	30
4.1	Subestação Nova América	30
4.1.1	Premissas adotadas	31

4.1.2	Resultados.....	33
4.2	Subestação Nioaque	36
4.2.1	Premissas adotadas	37
4.2.2	Resultados.....	38
	CONCLUSÕES	41
	REFERÊNCIAS	43
	APÊNDICE A	44

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia sustentáveis tem impulsionado a integração de energias renováveis à matriz energética global. No Brasil, essa tendência é particularmente relevante devido ao vasto potencial de exploração de recursos como a energia solar e eólica. Nota-se na Tabela 1, que a principal fonte de geração no Brasil, as hidrelétricas, produziu 107.964 MW de energia em 2024, representando 46,6% da geração total no país. Em contrapartida, a previsão feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estima que, em 2028, a geração a partir dessa fonte alcance 108.590 MW, reduzindo sua participação na geração total para 42,9%.

Em compensação, fontes de energia renováveis, como a solar, que atualmente representa 7,1% da geração total do país, têm previsão de atingir 9,2% em 2028. Além disso, a micro e minigeração distribuída (MMGD) também apresenta tendência de alta na participação total, passando de 15,1% em 2024 para 19,6% em 2028 (ONS, 2024).

Tabela 1 – Capacidade instalada no SIN: Dez 2024 / Dez 2024

Ano	Geração (MW)						
	Hidrelétrica	Term. Gás + GNL	Nuclear	Eólica	Solar	Biomassa	MMGD
2024	107.964	16.228	1.990	32.545	16.329	16.083	35.038
2028	108.590	14.845	1.990	35.214	23.309	16.952	49.524

Fonte: ONS, 2024

O estado de Mato Grosso do Sul, com sua localização geográfica estratégica e abundância de recursos naturais, destaca-se como uma região promissora para a expansão dessas tecnologias. No entanto, a inserção de energias renováveis na rede elétrica traz uma série de desafios técnicos e operacionais que precisam ser cuidadosamente analisados. A integração das fontes renováveis pode aumentar a variabilidade na geração de energia, impactando diretamente a estabilidade da rede elétrica (CASTRO; DANTAS, 2016).

Os benefícios das energias renováveis são inegáveis quando se consideram os benefícios econômicos e criação de empregos. No entanto, para maximizar esses benefícios e minimizar os impactos negativos na rede elétrica, estratégias como o desenvolvimento de tecnologias avançadas de controle e monitoramento são essenciais. A implementação dessas soluções tecnológicas pode ajudar a garantir que as redes elétricas permaneçam estáveis e confiáveis diante desse novo cenário energético (ANDRADE; RIBEIRO; NEVES, 2021).

Nesse contexto, a necessidade de reduzir a pegada de carbono e a crescente demanda por energia elétrica têm impulsionado a adoção de energias renováveis em diversas regiões do mundo. No estado de Mato Grosso do Sul, essa tendência não é diferente, com investimentos significativos sendo direcionados à implantação de fontes renováveis, principalmente a solar. Essa transformação no mix energético traz uma série de implicações técnicas que afetam diretamente a rede de transmissão e distribuição elétrica.

A integração de energias renováveis pode oferecer diversos benefícios ao sistema elétrico, incluindo a diversificação da matriz energética, a redução das emissões de gases poluentes e a diminuição da dependência de fontes fósseis. No entanto, essa mudança também apresenta desafios significativos, como a inversão de fluxo de potência e perdas na transmissão e distribuição.

Portanto, este trabalho tem como objetivo contribuir com uma análise detalhada dos impactos das energias renováveis na rede elétrica de Mato Grosso do Sul. Serão utilizados estudos teóricos aliados a casos práticos para fornecer um panorama abrangente dos desafios enfrentados pela infraestrutura atual, bem como propor soluções viáveis para superá-los.

1.2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para realizar as análises e estimativas, foi essencial compreender alguns conceitos das principais áreas abordadas neste trabalho. A seguir, apresenta-se uma breve fundamentação teórica para fins de esclarecimento.

1.2.1 *Unidade Consumidora*

Uma unidade consumidora é uma instalação ou propriedade que recebe fornecimento de energia elétrica de uma distribuidora ou concessionária. Em termos práticos, trata-se de um ponto de consumo com um único ponto de medição e faturamento, identificado por um número de cadastro específico. Cada unidade consumidora está vinculada a um endereço físico, podendo corresponder a residências, comércios, indústrias ou prédios públicos.

Essa unidade possui características próprias, como a categoria de consumo (residencial, comercial, industrial, rural, entre outras), a classe de tensão e o perfil de consumo. Esses fatores influenciam tanto na tarifa aplicada quanto nas condições de fornecimento contratadas com a distribuidora.

1.2.2 Fontes Intermitentes

Fontes intermitentes são fontes de energia que geram eletricidade de forma não contínua, pois dependem de variáveis climáticas ou naturais para sua produção. Isso significa que a geração de energia varia ao longo do tempo, conforme condições que não podem ser controladas diretamente, como a intensidade do vento, no caso da energia eólica, ou a incidência de luz solar, no caso da energia solar fotovoltaica.

Devido a essa característica de variação e imprevisibilidade, as fontes intermitentes são complementadas por outras formas de geração ou por sistemas de armazenamento de energia, garantindo um fornecimento contínuo e estável. Essas fontes têm se tornado cada vez mais comuns em redes elétricas, estando diretamente associadas à geração de energia limpa e renovável.

1.2.3 Geração Distribuída (GD)

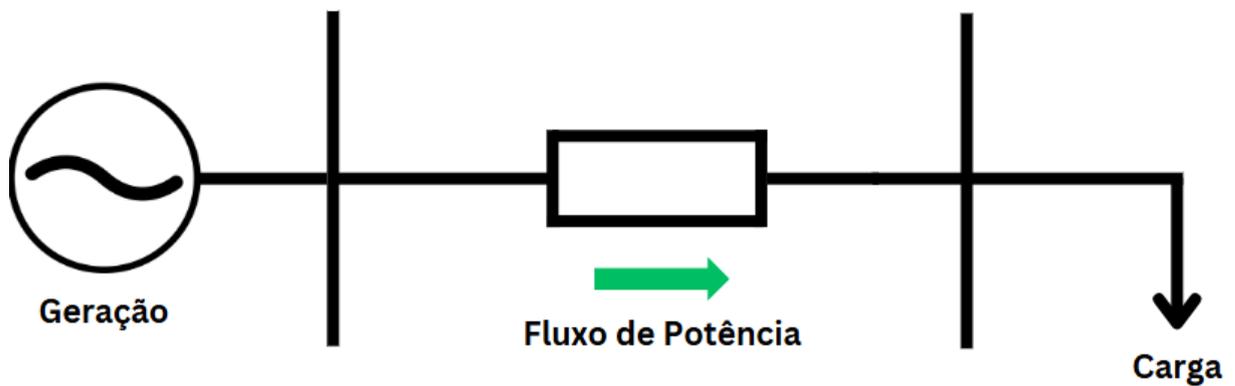
Geração Distribuída (GD) é um modelo de produção de energia elétrica em que a geração ocorre próxima ao ponto de consumo, em vez de em grandes usinas centralizadas. Nesse sistema, pequenos geradores, como painéis solares fotovoltaicos instalados em telhados de residências, empresas ou fazendas, produzem eletricidade para consumo próprio e podem injetar o excedente na rede elétrica.

A GD geralmente utiliza fontes renováveis, como energia solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, contribuindo para a sustentabilidade e a diversificação da matriz energética. Além disso, pode ocasionar vantagens como a redução de perdas na transmissão, maior resiliência do sistema elétrico e potencial economia para os consumidores, que podem compensar a energia excedente gerada por meio de créditos na conta de energia.

1.2.4 Inversão de fluxo de potência

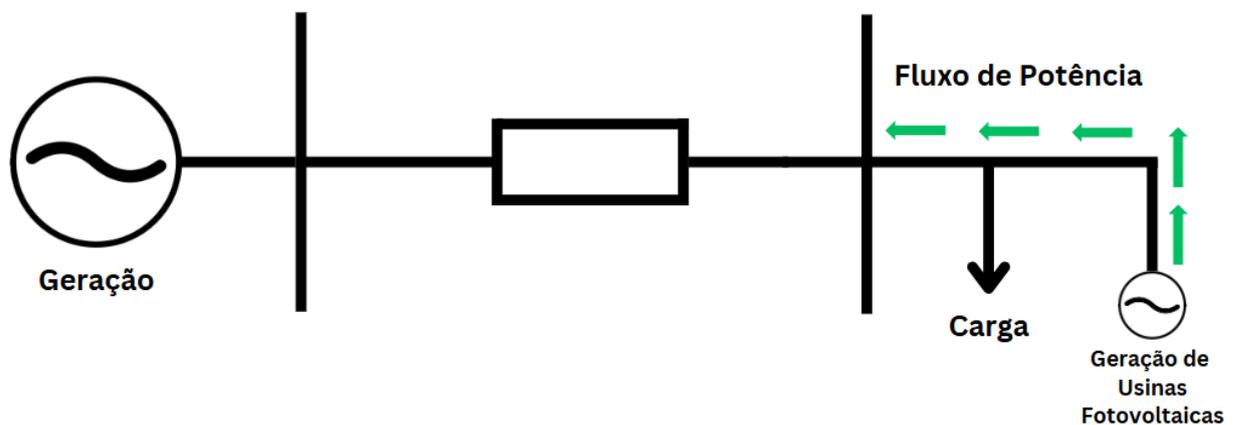
O fluxo de potência convencional ocorre no sentido da geração para a carga (Figura 1). A inversão desse fluxo na rede de distribuição de energia elétrica acontece quando a quantidade de energia elétrica injetada, proveniente da geração distribuída de usinas fotovoltaicas, supera a demanda dos consumidores conectados à mesma rede (Figura 2). Essa condição pode causar sobrecarga, desequilíbrios de tensão e interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Figura 1 – Fluxo de potência convencional



Fonte: Autor

Figura 2 – Fluxo de potência inverso



Fonte: Autor

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No artigo Turdera (2009), foi apresentada uma forma de analisar o crescimento da demanda por energia elétrica por meio de comparações e simulações, em linguagem Python, que relacionam o produto interno bruto estadual (PIB) com o consumo de energia. Segundo o autor, existe uma relação significativa entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico. Com base no histórico dos anos anteriores, foi estabelecida uma correlação entre o crescimento do PIB estadual e o aumento da demanda por energia elétrica.

Através de uma regressão linear, é possível prever o crescimento da demanda por energia elétrica. O gráfico de tendência aponta que o estado projeta um aumento significativo nos próximos quatro anos, o que evidencia a necessidade de ampliar a geração de energia local, preferencialmente utilizando fontes renováveis.

Em Andrade et al (2021), analisou-se as perdas técnicas do sistema de potência referente à inserção da geração distribuída na rede. Foi considerado o perfil de carga e geração do sistema. Conclui-se que conforme a potência da geração distribuída aumenta, a participação do alimentador no atendimento das cargas do sistema cai. Além disso, observou-se que as perdas resistivas aumentam conforme a potência da GD aumenta. Isso porque, a geração distribuída passa a atender cargas do sistema que estão distantes do ponto em que está conectada à rede. Nota-se que o aumento da participação da GD no atendimento das cargas, que ocorre de maneira mais expressiva por volta das 12:00 horas, contribui significativamente para a alteração do fluxo de potência e conseqüentemente, dos valores de perdas observados.

Em sua monografia, Franco (2018) realiza um estudo dos impactos da inserção de fontes renováveis intermitentes na rede de transmissão e distribuição elétrica. Considerando a presença dessas fontes no sistema elétrico, conclui-se que sua inserção exige um planejamento rigoroso, especialmente em relação à geração e, sobretudo, à transmissão. Se as flutuações características das fontes renováveis intermitentes não forem devidamente levadas em conta, poderão surgir sérias implicações financeiras e operacionais que comprometerão a segurança do sistema.

Com base nesses artigos, foram estabelecidos alguns objetivos que orientaram o desenvolvimento deste trabalho.

1.4 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo analisar os impactos causados pela integração das fontes renováveis na rede elétrica, identificando tanto os benefícios quanto os desafios associados. Para alcançar esse objetivo, serão realizadas análises dos efeitos causados na rede elétrica após a inserção das energias renováveis nos alimentadores de duas subestações do estado. O trabalho terá como foco a análise de aspectos como a inversão do fluxo de potência, as variações de tensão e o aumento das perdas elétricas.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O desenvolvimento desta monografia envolveu um procedimento metodológico abrangente, que incluiu revisões da literatura atual, simulações realizadas utilizando código em Python e análises de documentos técnicos, bem como medições realizadas em relés de proteção da posse da distribuidora de energia do estado de Mato Grosso do Sul.

A concessionária Energisa-MS disponibilizou o “Relatório Mensal da Operação – setembro de 2024”, que serviu como uma importante base de dados para diversos tópicos abordados. Este relatório forneceu informações essenciais, como tabelas e gráficos relacionados às perdas técnicas na transmissão, além de resultados recentes sobre o carregamento de transformadores e alimentadores no último ano.

Na seção 2.2, são apresentados dados provenientes de pesquisas voltadas ao planejamento urbano do estado, os quais serão utilizados para embasar a argumentação sobre o crescimento da demanda elétrica. Na seção 2.3, foi desenvolvido um código para simular esse crescimento.

Com base nas considerações finais do capítulo anterior, a seção 3.1 aborda a premissa de que a alta demanda por energia será atendida prioritariamente por fontes renováveis, como a energia solar, devido ao aumento significativo da microgeração e minigeração no estado. Na seção 3.2, foi realizado um estudo para analisar os impactos da reestruturação da rede elétrica em função da inserção da geração distribuída, além de uma breve pesquisa sobre as diretrizes das normas regulatórias aplicáveis a esse cenário.

Por fim, para a verificação empírica da teoria, na seção 4.0 foram estudadas duas subestações que registraram inversão de fluxo de potência devido à presença de geração distribuída. Apesar da semelhança nas premissas iniciais, os resultados observados foram distintos, evidenciando particularidades em cada caso analisado.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está estruturado da seguinte maneira: na seção de Fundamentação Teórica, são apresentados os principais conceitos relacionados aos temas centrais desta análise. A seção Procedimentos Metodológicos concentra-se na abordagem utilizada para a análise dos dados e no debate acerca da integração da geração distribuída à rede elétrica. Os Resultados trazem a apresentação e discussão de análises baseadas em casos reais. Por fim, a seção Conclusão apresenta as considerações finais obtidas a partir do estudo.

2 SISTEMA ELÉTRICO DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL

2.1 INFRAESTRUTURA DO ESTADO

A infraestrutura de transmissão e distribuição de energia do Mato Grosso do Sul é composta por uma rede de linhas de transmissão de alta tensão que interligam as principais regiões do estado às redes de outros estados brasileiros. A rede do Mato Grosso do Sul é integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo de extrema importância tanto para o abastecimento interno quanto para o fornecimento de energia a outras regiões do país

As linhas de transmissão de energia elétrica no Mato Grosso do Sul são responsáveis por transportar a energia gerada nas usinas e subestações até os centros de consumo. De acordo com o último relatório mensal da operação, elaborado pela Energisa-MS, o estado conta com linhas de transmissão de 69 kV, 138 kV e 230 kV, que conectam os principais polos de geração e consumo de energia. Essas linhas de transmissão são fundamentais para garantir a estabilidade e confiabilidade do abastecimento de energia, especialmente em períodos de alta demanda, como a safra do setor agroindustrial.

A expansão das energias renováveis em MS enfrenta desafios relacionados à capacidade da rede elétrica em integrar novas fontes de geração, especialmente a partir da geração distribuída. O aumento da geração descentralizada requer investimentos em tecnologias de controle e monitoramento para assegurar a estabilidade da rede (CASTRO; DANTAS, 2016).

Outro desafio é a infraestrutura de transmissão em regiões remotas, onde o custo de expansão da rede é elevado. A integração de fontes renováveis exige, portanto, um planejamento coordenado entre o governo estadual, concessionárias e investidores privados, visando a modernização e ampliação das subestações e linhas de transmissão.

2.2 CRESCIMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Nos últimos anos, Mato Grosso do Sul apresentou um crescimento significativo no número de consumidores de energia elétrica, impulsionado por fatores como o desenvolvimento urbano e industrial, as mudanças climáticas e as políticas de incentivo para energias renováveis. Esse aumento se reflete principalmente em áreas urbanas e na demanda residencial, que representa a maior parcela dos consumidores no estado.

A expansão do setor elétrico em Mato Grosso do Sul foi acentuada nos últimos anos (Figura 3), devido a um expressivo crescimento populacional e aumento de empreendimentos industriais, comerciais e residenciais. Outro fator que contribuiu para esse crescimento, é a especulação econômica em volta da construção da rota bioceânica, trecho que vai ligar o porto de Santos (SP) ao porto de Antofagasta no Chile, atraindo novas oportunidades para a região.

Figura 3 – Crescimento do número de UC's em MS



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2024

Esse crescimento representa 2,73% ao ano, em comparação com a média nacional, que é de 2,48%, Mato Grosso do Sul está acima desse crescimento, o que representa maior demanda por energia elétrica e em consequência, a necessidade da ampliação da geração do estado. Sendo a busca por fontes de energias renováveis mais atrativas. Os dados do número de consumidores (Tabela 2) foram retirados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA, 2024).

Tabela 2 – Crescimento do Número de Consumidores

Ano	Número de consumidores	Taxa de Crescimento
2013	776.904	-
2014	808.216	4,03%
2015	839.479	3,87%
2016	859.806	2,42%
2017	883.454	2,75%
2018	888.842	0,61%
2019	911.472	2,55%
2020	939.888	3,12%
2021	988.288	5,15%
2022	991.382	0,31%
2023	1.015.628	2,45%

Fonte: Autor

2.3 CRESCIMENTO DO CONSUMO NO ESTADO

O consumo de energia elétrica no Mato Grosso do Sul (Figura 4) tem aumentado a uma taxa média de 3,76% ao ano, com picos, como o registrado em 2019 (6,54%), e quedas, como a de 2016 (-1,72%). Esta última foi consequência da crise econômica enfrentada pelo país e estado naquele ano, alavancada principalmente pelo setor industrial.

Figura 4 – Crescimento do consumo (GWh) de energia elétrica em MS



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2024

Em 2023 o consumo de energia elétrica no MS foi de 6.443,4 GWh. De acordo com Turdera, (2009) existe uma forte relação entre consumo de energia elétrica e o crescimento da economia, desta forma estabeleceu-se uma correlação entre o crescimento do PIB do estado e o aumento da demanda de energia elétrica referente ao histórico dos anos 2010-2023.

A equação (1) foi obtida da análise de tendência das curvas do consumo de eletricidade e do PIB estadual (Tabela 3). Considerando as projeções de crescimento do PIB sul-mato-grossense extraídas de Semadesc, para os próximos cinco anos, é estimado o PIB do MS. A partir da equação PIB e consumo elétrico, se configura uma projeção do que acontecerá nos próximos anos (SEMADESC, 2024).

Para estabelecer uma relação entre o consumo anual de energia elétrica (C) e o Produto Interno Bruto (PIB), serão utilizados os dados históricos fornecidos pela Semadesc, para o período de 2013 a 2022. Com base nesses dados, será ajustado um modelo de regressão linear que represente essa correlação. Em seguida, a equação derivada será aplicada para estimar o consumo de energia elétrica nos anos projetados de PIB, de 2024 a 2028 (SEMADESC, 2023).

A estimativa de Crescimento do PIB para os próximos anos:

Tabela 3 – Crescimento PIB estadual

Ano	Crescimento PIB (em Bilhões R\$)	Histórico / Estimativa
2013	69.2	-
2014	78.95	Histórico
2015	83.08	Histórico
2016	91.89	Histórico
2017	96.4	Histórico
2018	106.97	Histórico
2019	106.94	Histórico
2020	122.63	Histórico
2021	142.2	Histórico
2022	153.47	Histórico
2023	169.26	Histórico
2024	185.05	Estimativa
2025	200.82	Estimativa
2026	216.6	Estimativa
2027	232.4	Estimativa
2028	248.17	Estimativa

Fonte: Autor

Com esses dados, podemos calcular a regressão linear que relaciona PIB (independente) com C (dependente), e a partir disso, obter a equação que permita projetar o consumo de energia elétrica para os próximos anos. O valor de R^2 para o modelo de regressão linear é aproximadamente 0,809. Isso significa que 80,9% da variação no consumo de energia é explicada pelas variações no PIB. Os 19,1% restantes da variação são atribuídos a fatores não capturados pelo modelo, como outras variáveis socioeconômicas, mudanças na eficiência energética, políticas públicas, ou ruídos nos dados. O código que realiza a regressão linear está no Apêndice A.

A partir da análise de regressão linear, encontramos a seguinte equação para prever o consumo de energia elétrica C em relação ao PIB do estado:

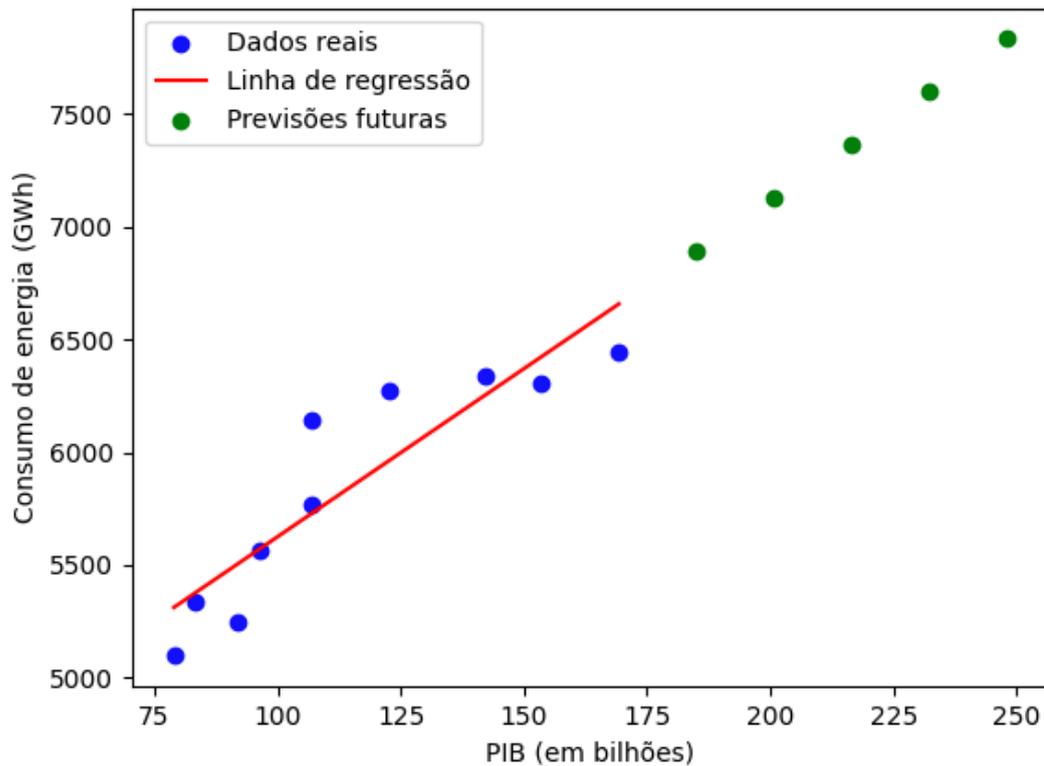
$$C = 4137.24 + 14.8 \times PIB \quad (1)$$

Onde:

- C - Consumo de Energia Elétrica anual
- PIB - Produto Interno Bruto com ajuste da curva de R^2

Com a equação (1), podemos prever o consumo de energia elétrica para os anos de 2024 a 2028, considerando os valores de PIB projetados. Para uma previsão mais eficaz, seria necessário avaliar mais variáveis. No entanto, com os dados obtidos, foi possível analisar as características de crescimento suficientes para a elaboração deste trabalho, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Regressão linear: PIB x Consumo de energia



Fonte: Autor

Conforme se observa na Tabela 4, a estimativa baseada no PIB indica que o consumo de energia elétrica no estado em 2028 será de 7.832 GW/h.

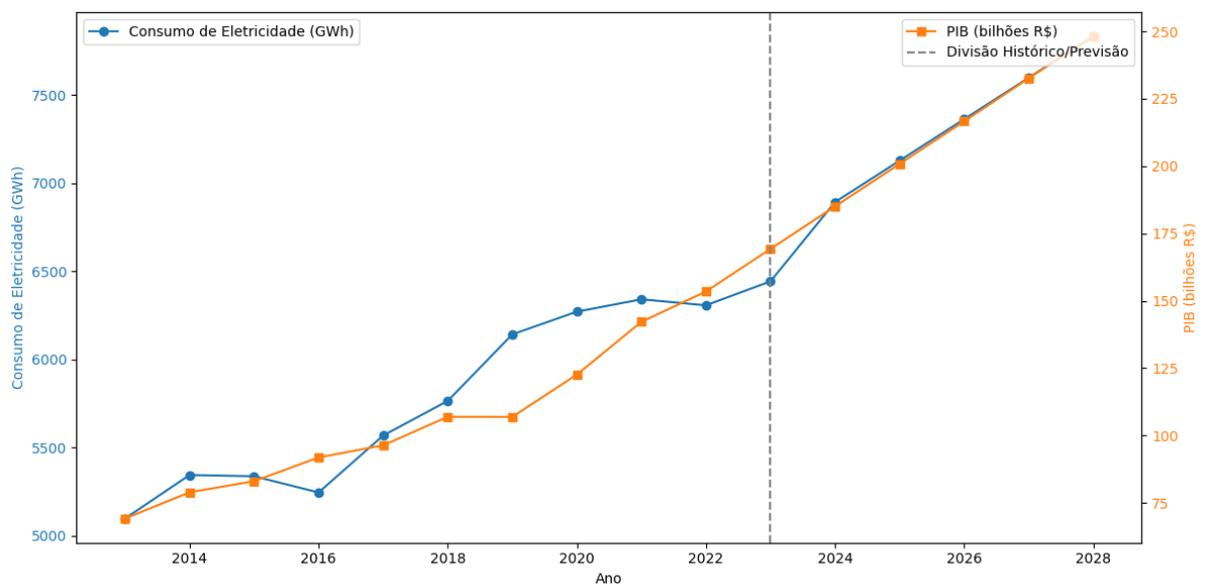
Tabela 4 – Estimativa do crescimento do consumo de energia elétrica

Ano	Crescimento do PIB (em Bilhões R\$)	Crescimento Consumo (em Gigawatt/hora)
2024	185.05	6.892
2025	200.82	7.127
2026	216.6	7.362
2027	232.4	7.597
2028	248.17	7.832

Fonte: Autor

Com base na análise dos resultados, foi possível elaborar o gráfico apresentado na Figura 6, que compara o consumo de energia elétrica com o PIB, abrangendo tanto o período histórico quanto a estimativa de forma simplificada para o período posterior a 2023. O valor encontrado de R^2 indica um bom ajuste, sugerindo que o PIB é uma variável relevante para prever o consumo de energia, embora não seja o único fator determinante. Cabe ressaltar que o crescimento da economia não é uma certeza e envolve aspectos imprevisíveis, por isso a estimativa nem sempre condiz com a realidade.

Figura 6 – Gráfico de tendência: Crescimento do consumo de energia elétrica



Fonte: Autor

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

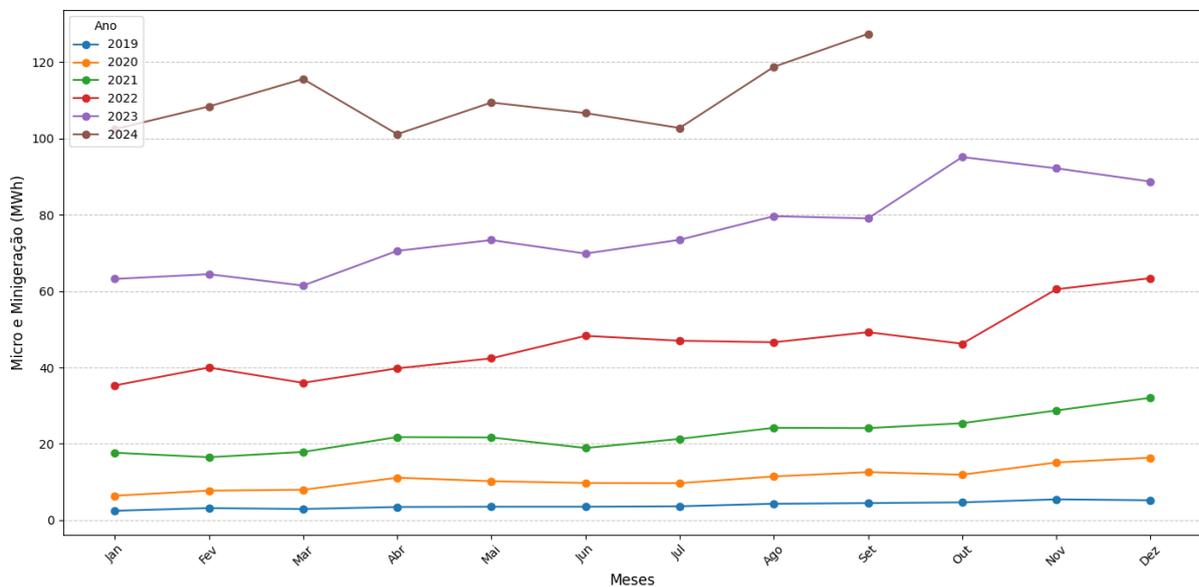
Nesta seção, foi apresentado um panorama geral sobre o crescimento do número de unidades consumidoras, do PIB e do consumo de energia elétrica no estado de Mato Grosso do Sul. Os dados indicam que o estado está em uma forte trajetória de crescimento, o que exige que as governanças, em parceria com a distribuidora de energia, planejem adequadamente aspectos de infraestrutura e regulamentação para que essa expansão ocorra de forma sustentável, garantindo a qualidade e a eficiência do setor elétrico.

3 IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO

3.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

O aumento significativo na demanda por energia elétrica no estado está impulsionando transformações na matriz energética, especialmente no que diz respeito à geração. Atualmente, grande parte do fornecimento é feito por pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e termelétricas. Contudo, a tendência global aponta para formas de geração com zero emissões de carbono e sem impactos ambientais, tornando as fontes renováveis mais eficientes e atraentes para atender à necessidade de geração de energia. Em Mato Grosso do Sul, essa fonte de energia tem ganhado cada vez mais espaço, especialmente quando avaliamos aspectos econômicos. Com a instalação de fazendas solares e o crescimento da geração distribuída em áreas urbanas, o estado registrou 127.408 MWh da soma de micro e minigeração no mês de setembro de 2024 (Figura 7), o que representa um crescimento de 62% de sua geração em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Figura 7 – Micro e Minigeração no estado



Fonte: Autor

Mato Grosso do Sul, cuja economia é fortemente impulsionada pelo agronegócio, destaca-se por suas extensas áreas disponíveis para construção e pela alta incidência de radiação solar. Essas características tornam o estado especialmente adequado para o aproveitamento da energia solar, tanto em projetos grande escala quanto na geração distribuída. De acordo com Louza (2020) o estado apresenta uma média anual de irradiação solar superior a 5,5 kWh/m²/dia, o que

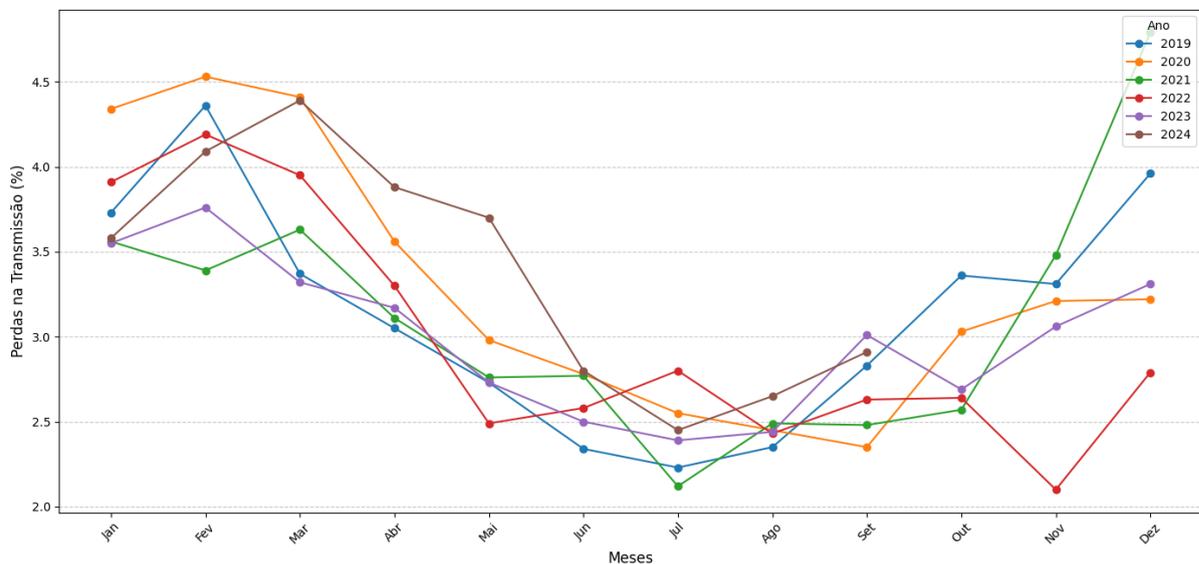
representa por exemplo, quase o dobro da insolação na Alemanha (3.000 Wh/m².dia). Esse índice coloca o estado entre as regiões com maior potencial para a instalação de usinas solares fotovoltaicas e sistemas de microgeração distribuída.

Além de contribuir para a diversificação da matriz energética estadual, a energia solar traz uma série de benefícios socioeconômicos para o estado. Entre eles estão a geração de empregos e a redução dos custos energéticos, especialmente para o setor produtivo e para consumidores rurais que utilizam a geração distribuída para reduzir suas contas de eletricidade.

3.2 PERDAS ELÉTRICA NO SISTEMA DE MATO GROSSO DO SUL

As perdas no sistema de transmissão são obtidas por diferença de medição, utilizando-se de informações sobre energia requerida (energia comprada nos pontos de suprimento e geração embutida) e a energia fornecida nos pontos de entrega à distribuição (barramentos de 13,8 kV e de 34,5 kV) bem como aos clientes atendidos em 69 kV e 138 kV. Ilustra-se na Figura 8, os níveis de perdas na transmissão (69 kV e 138 kV) verificadas mês a mês durante o ano.

Figura 8 – Perdas na transmissão do estado



Fonte: Autor

As perdas na transmissão (Tabela 5) no estado são menos severas durante os meses de inverno (junho a agosto) e mais acentuadas nos meses de verão (dezembro a fevereiro). Além disso, nota-se que a média acumulada no período de janeiro a setembro ultrapassou 3% apenas a partir de 2023. Para setembro deste ano, a média acumulada alcançou 3,58%.

Tabela 5 – Perdas na transmissão (%)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2019	3,73	4,36	3,37	3,05	2,73	2,34	2,23	2,35	2,83	3,36	3,31	3,96
2020	4,34	4,53	4,41	3,56	2,98	2,78	2,55	2,45	2,35	3,03	3,21	3,22
2021	3,56	3,39	3,63	3,11	2,76	2,77	2,12	2,49	2,48	2,57	3,48	4,79
2022	3,91	4,19	3,95	3,30	2,49	2,58	2,80	2,43	2,63	2,64	2,10	2,79
2023	3,55	3,76	3,32	3,17	2,73	2,50	2,39	2,44	3,01	2,69	3,06	3,31
2024	3,58	4,09	4,39	3,88	3,70	2,80	2,45	2,65	2,91	-	-	-

Fonte: Energisa, 2024

3.2.1 Perdas na Transmissão devido a inserção da GD

As características das fontes renováveis, como a intermitência na geração, também exigem um sistema de transmissão mais robusto e com tecnologia avançada para reduzir perdas e manter a estabilidade do fornecimento. Transformadores de alta eficiência, sistemas de monitoramento e estratégias de controle em tempo real são algumas das soluções aplicadas para mitigar essas perdas e assegurar a eficiência energética do sistema.

Para mitigar os efeitos dessas variações, em Couto e Mendes (2018) é apresentado o uso do Smart Transformer (ST) como uma solução para reduzir perdas em sistemas com GD conectada. O ST desempenha um papel ativo no gerenciamento do comportamento da rede elétrica, equilibrando o fluxo de potência e minimizando a dissipação de energia nas linhas de transmissão e distribuição.

Além disso, projetos de expansão, como as novas linhas e subestações planejadas e leiloadas pela ANEEL, visam reduzir as perdas e aumentar a capacidade de escoamento da energia gerada a partir das fontes renováveis em Mato Grosso do Sul. O investimento em infraestrutura e na manutenção dessas linhas é essencial para minimizar os impactos das perdas e garantir um sistema elétrico mais sustentável e eficiente.

3.3 INVERSÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA OCACIONADO PELA INSERÇÃO DA GD

Para abordar esse problema, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 1.000/2021, com a finalidade de orientar as distribuidoras de energia elétrica na realização de estudos sobre a inversão de fluxo de potência causada pela conexão de geração distribuída à rede elétrica. O descumprimento da REN nº 1.000/2021 por parte da distribuidora pode ocasionar penalidades estabelecidas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho 2019, conforme art. 661 (ANEEL, 2021).

A resolução enfatiza que a realização de estudos sobre inversão de fluxo de potência é obrigatória em situações de novas conexões ou aumento da potência injetada por microgeração ou minigeração. Essa exigência não se aplica quando não há injeção na rede de distribuição ou quando a potência instalada da geração é igual ou inferior a 7,5 kW.

3.4 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS EFEITOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

3.4.1 *Distribuição e Diversificação da Geração de Energia*

Uma das principais contribuições das fontes renováveis na redução do fator de carga é a distribuição geográfica da geração de energia. Fontes como a energia solar, eólica e biomassa podem ser instaladas em diversas regiões do país, reduzindo a concentração de geração em grandes usinas e permitindo um melhor gerenciamento da oferta de energia.

A energia solar, por exemplo, atinge seu pico de geração durante o dia, período em que o consumo de eletricidade também é elevado, especialmente em dias quentes, devido ao uso de aparelhos de ar-condicionado.

3.4.2 *Redução de Sobrecargas Durante os Horários de Pico*

A geração distribuída de energia, especialmente a partir de fontes solares fotovoltaicas, instaladas em residências, indústrias e comércios, também contribui diretamente para a redução do fator de carga. Ao gerar e consumir sua própria eletricidade, os consumidores reduzem a necessidade de retirar energia da rede, especialmente nos horários de pico, o que contribui para a estabilização do fator de carga.

Essa redução na demanda por eletricidade da rede resulta em uma menor necessidade de se construir e manter infraestrutura de geração e transmissão para atender a picos esporádicos de consumo, otimizando o uso da capacidade instalada.

3.4.3 *Geração Distribuída e Proximidade ao Consumo*

Outra vantagem das fontes renováveis é sua utilização em sistemas de geração distribuída, ou seja, a produção de eletricidade próxima ao ponto de consumo. Esse tipo de geração reduz a dependência da rede elétrica principal, especialmente durante os momentos de maior demanda, como nos horários de pico. Além disso, a proximidade entre a geração e o consumo de energia

minimiza as perdas de transmissão e distribuição, que podem ser significativas em sistemas centralizados

Ao distribuir a geração de energia em diferentes pontos e utilizar recursos renováveis disponíveis localmente, como o sol e o vento, o sistema elétrico se torna mais eficiente, e o fator de carga melhora, uma vez que a diferença entre a demanda média e a demanda de pico é reduzida.

3.4.4 Armazenamento de Energia e Complementaridade de Fontes

Com o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias, fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica, podem contribuir ainda mais para a redução do fator de carga. O excesso de energia gerado durante os períodos de baixa demanda pode ser armazenado e utilizado posteriormente, durante os horários de pico, equilibrando o consumo e a geração de energia ao longo do dia.

O uso de baterias é frequentemente apresentado ao consumidor pela distribuidora de energia elétrica como uma possível solução. No entanto, essa alternativa geralmente envolve altos custos de implementação, tornando o projeto financeiramente inviável. Caso não existam outras opções viáveis, o projeto pode ser reprovado pela concessionária. (SAMPAIO; BARROS; ZEFERINO, 2021).

3.4.5 Flutuações de Tensão

Como apresentado em Franco (2018), a geração de energia fotovoltaica está sujeita a constantes oscilações durante sua operação, provocadas por fatores como nuvens passageiras, condições climáticas adversas e até desligamentos de emergência. Essas flutuações podem resultar em variações de tensão, tornando o sistema elétrico mais instável e complexo de gerenciar.

3.4.6 Carregamento no alimentador

O carregamento de um alimentador é definido pelo fluxo de energia elétrica destinado a atender as cargas conectadas a ele, como indústrias, residências e estabelecimentos comerciais. O aumento da demanda pode levar ao sobrecarregamento do alimentador, causado pelo excesso de energia necessária para suprir a carga conectada.

Além disso, a inversão do fluxo de potência é também um fator agravante, pois mesmo sem consumo significativo da carga, uma geração excedente, como a proveniente de fontes distribuídas, é injetada na rede através do alimentador, alterando as condições normais de operação. Esses fatores demandam um controle cuidadoso para garantir a eficiência do sistema elétrico.

De acordo com Luiz (2012), quando a conexão da GD é realizada diretamente à SE por meio de um alimentador dedicado ou uma linha específica, os impactos dessa conexão não interferem nos demais alimentadores. No entanto, essa abordagem apresenta um custo elevado de implementação, o que dificulta sua viabilidade para aplicação em larga escala

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi abordado o aumento da microgeração e da minigeração no estado, impulsionado por fatores como o crescimento da demanda de energia elétrica e características econômicas favoráveis, como o custo-benefício das fontes renováveis. Foi apresentada uma análise teórica sobre os impactos da inserção da geração distribuída (GD) na rede elétrica, destacando que sua implementação pode gerar efeitos positivos ou negativos na qualidade do fornecimento de energia, dependendo de fatores cruciais relacionados ao planejamento e à instalação dos projetos.

Para evitar problemas como perdas excessivas nos alimentadores e flutuações de tensão, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu a Resolução Normativa nº 846, que estabelece diretrizes para que as distribuidoras realizem estudos técnicos antes de aprovar novas conexões de GD. Essa medida visa mitigar potenciais impactos negativos e assegurar a integração segura e eficiente da geração distribuída ao sistema elétrico.

Com os pontos principais definidos, o próximo capítulo utilizará a fundamentação teórica apresentada até aqui para analisar a situação de duas subestações do estado. Em uma das subestações, a inversão do fluxo de potência causada pela GD é avaliada como benéfica ao sistema, corroborando o que a literatura técnica frequentemente aponta. No entanto, na outra subestação, verificou-se que a inserção da GD nem sempre traz benefícios. Dependendo dos níveis de geração, pode-se ultrapassar o ponto ótimo de operação, ocasionando perdas adicionais e instabilidade.

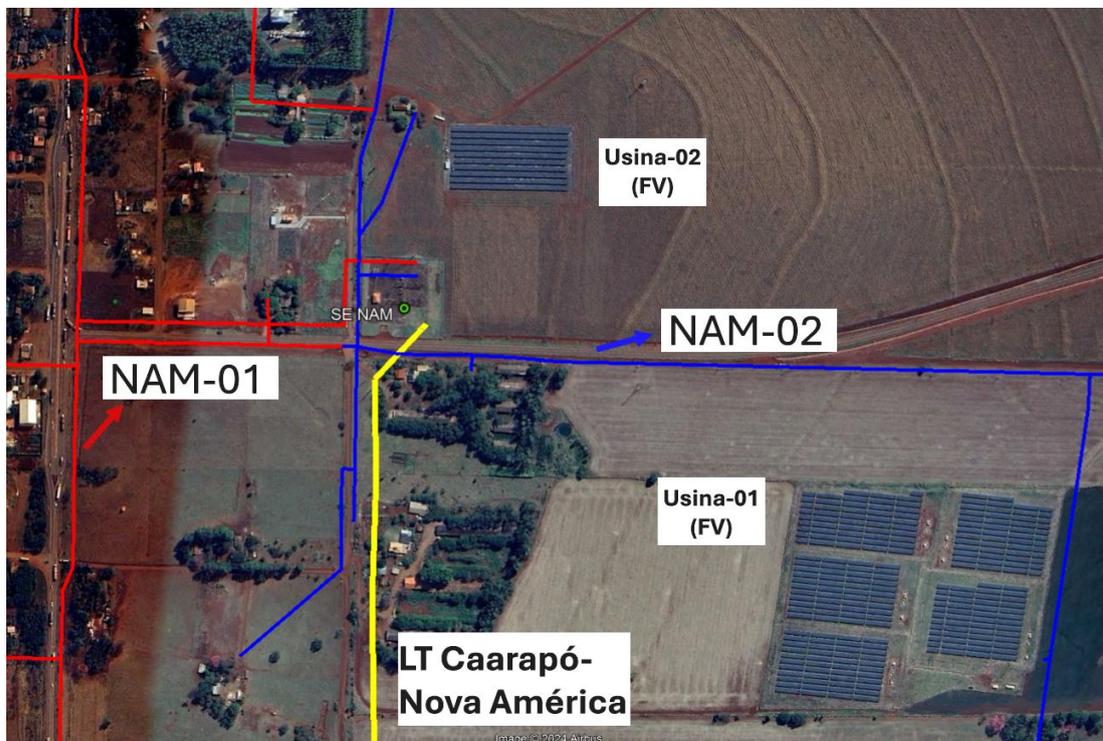
4 ESTUDOS DE CASO

4.1 SUBESTAÇÃO NOVA AMÉRICA

O avanço significativo na implementação de fontes renováveis, como a solar, no estado de Mato Grosso do Sul traz consigo uma série de desafios, especialmente quando realizado de maneira não planejada. Entre os principais problemas, destacam-se o afundamento de tensão em horários e demandas específicas, perdas na transmissão de energia e a inversão do fluxo de potência no sistema. Neste contexto, o presente estudo, conduzido na Subestação de Nova América (SE – NAM), situada no município de Caarapó, teve como objetivo analisar a resposta do sistema diante da inserção de geração distribuída e comparar seus resultados com os conceitos teóricos previamente estudados.

A Figura 9 apresenta a configuração atual dos alimentadores da SE - NAM. A linha azul representa o alimentador NAM-01, ao qual está conectada as usinas fotovoltaicas e pequenas cargas da zona rural. A linha vermelha indica o alimentador NAM- 02, enquanto a linha amarela corresponde à linha de transmissão (LT Caarapó-Nova América).

Figura 9 – Circuito dos alimentadores da SE NAM



Fonte: Autor

A relevância deste estudo está diretamente relacionada ao atual cenário favorável à adoção de fontes intermitentes no estado. A escolha da SE - NAM foi estratégica, pois possibilitou a avaliação dos impactos negativos decorrentes do crescimento expressivo de uma usina de geração solar localizada a poucos metros da subestação, proporcionando uma análise detalhada dos efeitos no sistema elétrico local. A Tabela 6 abrange alguns dados referente a SE de Nova América.

Tabela 6 – Dados da SE Nova América

Sigla	Nome	POT. MVA	Energização	Alimentadores	Transformador
NAM	Nova América	7,5	08/08/2001	2x (13,8 kV)	1x (69/13.8 kV)

Fonte: Energisa, 2024

4.1.1 Premissas adotadas

A motivação inicial para a realização deste estudo foi o registro de elevados índices de carregamento no transformador da subestação ao longo do último ano. Esse fenômeno foi principalmente atribuído à presença das usinas de geração fotovoltaica (FV) conectada ao alimentador NAM-02.

O carregamento de cada transformador é apresentado em porcentagem sobre o valor da potência (MVA) da transformação. O transformador 64TF-01 da SE NAM de 7,5 MVA e relação de tensão de 69/13,8 kV, apresentou uma evolução do carregamento cujos dados estão detalhados na Tabela 7 a seguir.

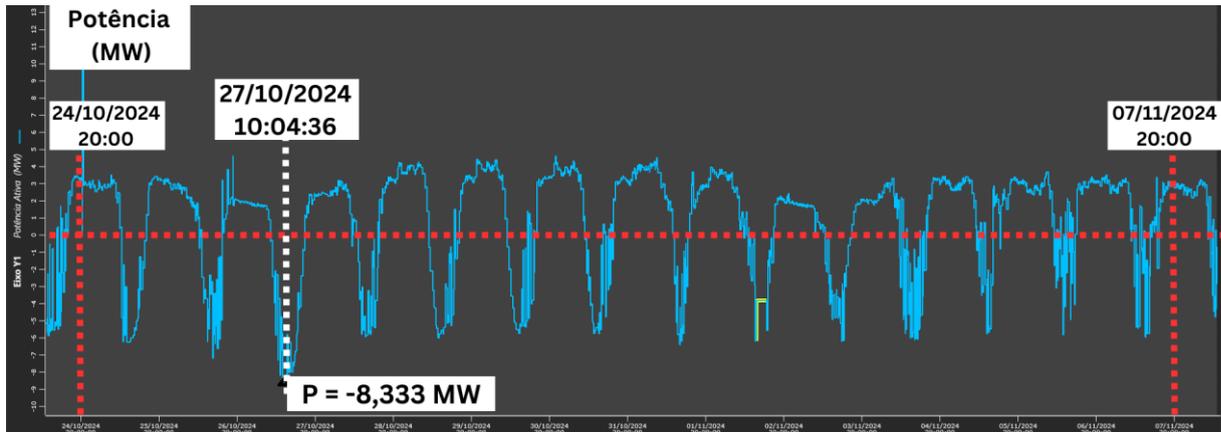
Tabela 7 – Carregamento do transformador de Nova América

Subestação	2023				2024								
	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fez	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Nova América	93	97	104	94	88	89	75	75	77	80	83	91	113

Fonte: Energisa, 2024

O comportamento da subestação foi monitorado entre os dias 24/10/2024 e 07/11/2024. Este estudo se mostrou fundamental, pois possibilitou a identificação de variações nos níveis de tensão do sistema e oscilações de potência ativa e reativa ao longo do período analisado. Conforme ilustrado na Figura 10, no dia 27/10/2024, às 10h04min36s, foi registrado pelo relé de proteção do transformador 64TF-01 a maior diferença entre a geração fornecida pelas usinas fotovoltaicas e a carga do sistema ($\Delta P = P_{carga} - P_{FV}$).

Figura 10 – Registro SE NAM: Potência ativa



Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

Como mostrado na Figura 10, o perfil de potência do transformador apresentou variações significativas ao longo dos dias. Durante a noite, os valores de potência ativa se aproximaram cerca de 4 MVA, devido à interrupção da geração da usina solar, momento em que o transformador passou a suprir toda a carga do sistema. Entretanto, durante o dia com a usina solar em operação e sem cargas significativas para suprir, foi registrado durante o período analisado, o maior valor de fluxo inverso (ΔP negativo) de -8,333 MVA, superando a potência do transformador e resultando na sua operação em condição de sobrecarga.

A intermitência representa problemas para o alimentador, mas além disso, os dados coletados indicam que o alimentador NAM-02 atingiu níveis elevados de carregamento. Conforme ilustrado na Tabela 8, em setembro de 2024 o alimentador alcançou 100% de sua capacidade de carregamento, sendo que a concessionária atribui esse imprevisto ao perfil de carregamento do alimentador NAM-02, que está diretamente vinculado às usinas geradoras conectadas ao sistema, enquanto o alimentador NAM-01 que atende prioritariamente às cargas, não apresentou valores elevados de carregamento.

Tabela 8 – Carregamento dos alimentadores de Nova América

Alimentadores	2023				2024								
	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fez	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
NAM-01	57	60	60	64	62	61	60	66	61	56	55	55	49
NAM-02	80	80	78	77	78	77	73	74	71	73	76	63	100

Fonte: Energisa, 2024

Os carregamentos de cada alimentador são apresentados em porcentagem sobre o valor mais restritivo do circuito, ilustrados em negrito na Tabela 9.

Tabela 9 – Dados de proteção dos alimentadores de Nova América

Alimentadores	Limite de Corrente (A)		
	Cabo	TC	Proteção
NAM-01	245	250	250
NAM-02	380	250	250

Fonte: Energisa, 2024

Observa-se pela Tabela 9 que o condutor do alimentador NAM-02 suporta valores superiores ao da proteção. Dessa forma, supõe-se que o elevado carregamento desse alimentador possa ser decorrente de uma limitação nos ajustes de proteção, os quais não estão alinhados aos limites do condutor. Especificamente, a proteção está configurada para priorizar a segurança do transformador da subestação, em vez do alimentador. A substituição dos equipamentos de proteção (retrofit) somente poderá ser realizada caso haja um remanejamento das cargas ou a substituição do transformador por outro de maior potência.

4.1.2 Resultados

A literatura atual indica que a proximidade da geração distribuída (GD) em relação à carga pode reduzir as perdas técnicas do sistema. No entanto, conforme observado, esse efeito depende da quantidade de energia gerada em comparação com a demanda de energia elétrica. Como esperado, a geração distribuída ao fornecer mais energia do que a carga, alterou o perfil típico de potência durante o dia. Isso resultou em um aumento significativo na corrente que circula pelo disjuntor do transformador, que atingiu 68,9 A, um valor acima da corrente nominal do sistema.

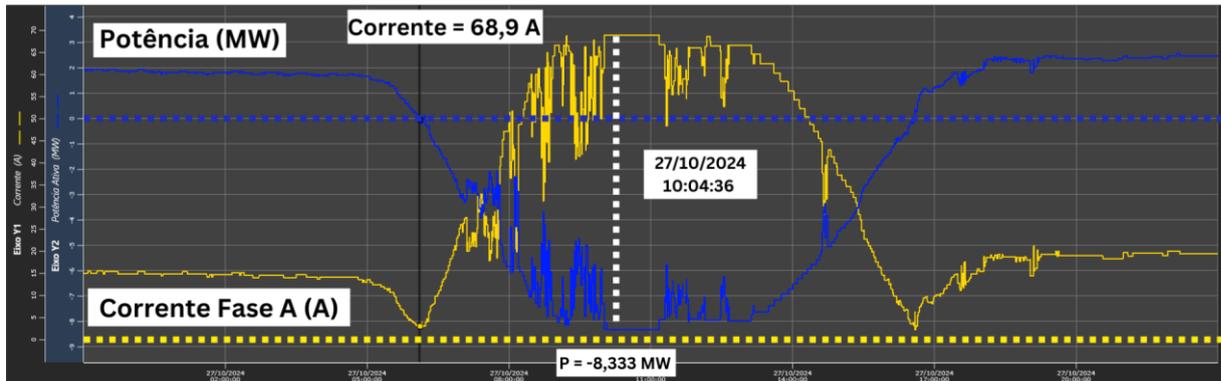
Esse aumento de corrente indica um sobrecarregamento do alimentador e provoca maiores perdas resistivas no sistema devido ao efeito Joule. A equação (2) exemplifica as perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica quando a corrente elétrica percorre os condutores (fios ou cabos) e encontra resistência ao fluxo dos elétrons. Essa resistência faz com que parte da energia elétrica seja convertida em calor, resultando em perdas energéticas. A magnitude dessas perdas é determinada pela fórmula do efeito Joule:

$$P_{perdas} = R \times I^2 \quad (2)$$

Ou seja, considerando que a resistência do condutor permaneça constante, as perdas aumentam à medida que a corrente que percorre o condutor se eleva, pois essas perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente.

Para simplificação, foi considerada apenas o valor eficaz da corrente na fase A, assumindo-se que as correntes nas outras fases estão equilibradas. Além disso, variações são comuns neste tipo de sistema devido a interrupções como nuvens passantes, o que torna mais intermitente o gráfico da potência ativa em relação a corrente, conforme ilustrado na Figura 11.

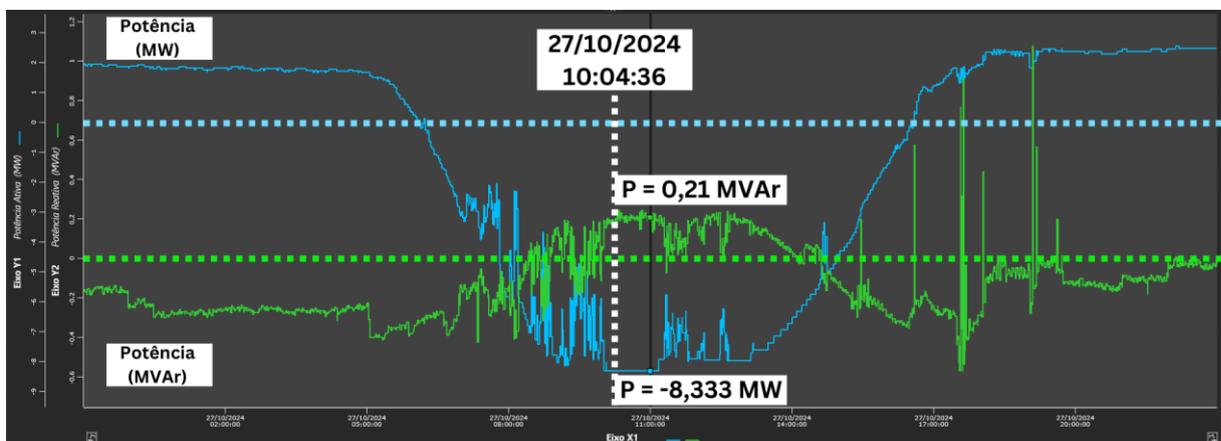
Figura 11 – Registro SE NAM: Potência ativa x corrente da fase A



Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

Também se observa na Figura 12 que a potência reativa tende a acompanhar as mudanças do fluxo de potência ativa. O aumento de cargas indutivas no sistema pode elevar (Q) positivamente, enquanto cargas capacitivas, como bancos de capacitores ou linhas de transmissão em vazio, podem reduzir ou até inverter o sinal de (Q). Essa interação afeta diretamente o fator de potência, dependendo das características de operação das cargas envolvidas. Quando a potência ativa começa a fluir de volta para a rede, as fontes de geração distribuída (GD) muitas vezes não acompanham a mesma variação na geração de potência reativa ($\Delta Q = Q_{carga} - Q_{FV}$).

Figura 12 – Registro SE NAM do dia 27/10/2024: Potência ativa x potência reativa

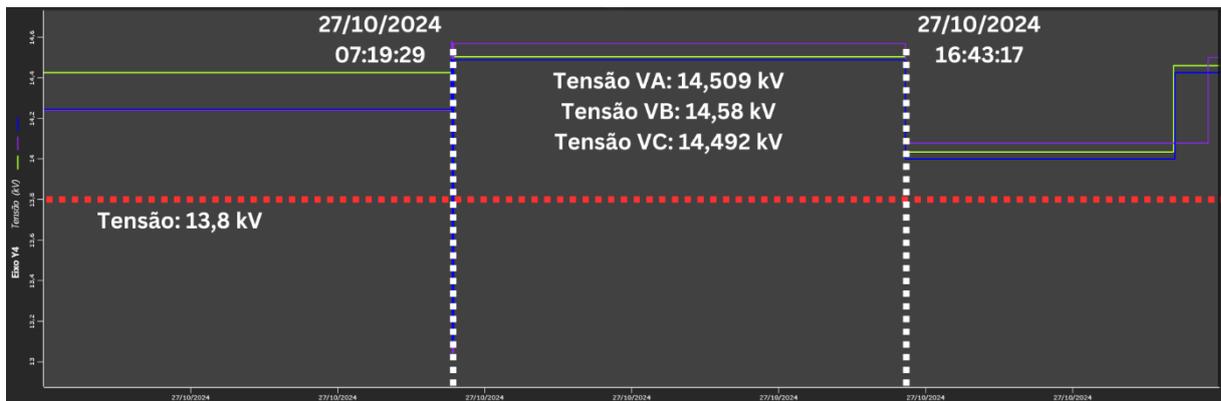


Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

A mudança de sinal da potência reativa (Q) indica uma alteração no comportamento do sistema elétrico. Pode-se observar na Figura 12 que, durante o intervalo em que a geração de energia pelas usinas fotovoltaicas é reduzida ou nula, o gráfico apresenta comportamento na condição ($Q < 0$), indicando operação com potência reativa capacitiva. Por outro lado, nos períodos de maior geração das usinas fotovoltaicas, o sistema altera para a condição ($Q > 0$), caracterizando operação com potência reativa indutiva. Inversores fotovoltaicos normalmente operam com fator de potência unitário, ou seja ($Q_{FV} = 0$) mas podem ser configurados para operar com valores inferiores a 1, dependendo das necessidades da rede e das exigências regulatórias.

A inversão de fluxo ativo pode afetar os níveis de tensões, principalmente em sistemas com alta penetração de geração solar, podendo resultar na desconexão dos sistemas FV's da rede (ilhamento). Na Figura 13, é possível observar em 07h19min29s o aumento na tensão das três fases do lado da Média Tensão (MT) durante o horário de entrada da Geração Distribuída.

Figura 13 – Registro SE NAM do dia 27/10/2024: aumento do nível de tensão



Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

4.2 SUBESTAÇÃO NIOAQUE

Nesta seção, diferentemente do que aconteceu na Subestação Nova América, há casos em que a inserção da GD na rede elétrica pode ser benéfica ao sistema, contanto que não viole os limites operacionais dos equipamentos ali envolvidos. No município de Nioaque – Mato Grosso do Sul, temos a Subestação Nioaque (SE - NIO). A Tabela 10 apresenta alguns dados referente a essa subestação.

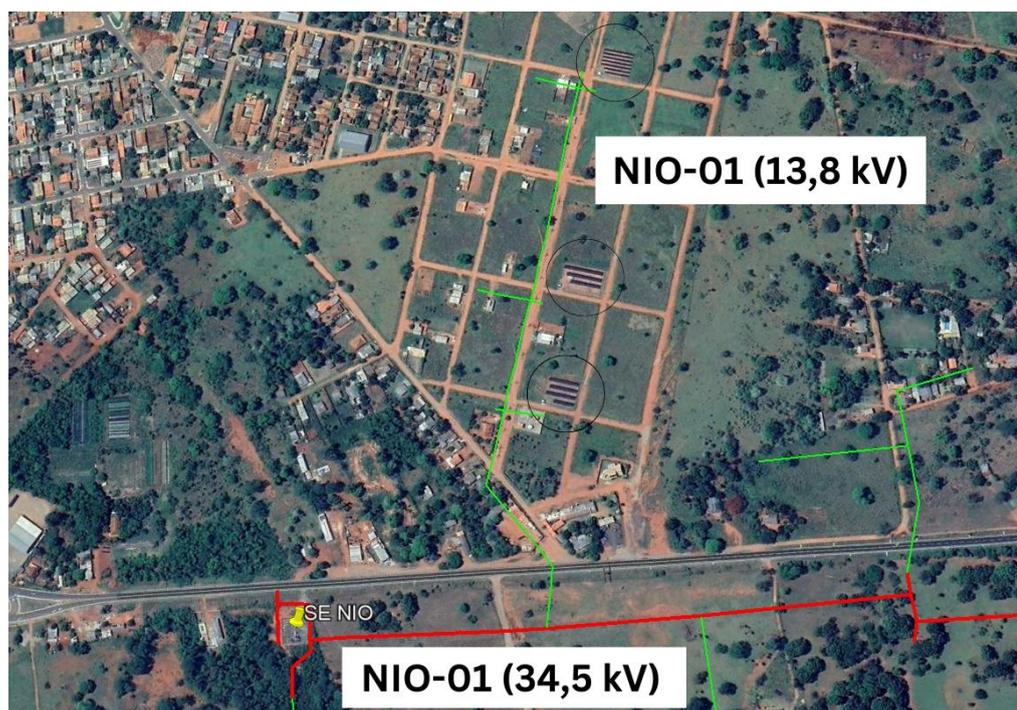
Tabela 10 – Dados da Subestação Nioaque

Sigla	Nome	POT. MVA	Energização	Alimentadores	Transformador
NIO	Nioaque	7,5	19/05/1994	2x (13.8 kV)	1x (34.5/13.8 kV)
				1x (34.5 kV)	

Fonte: Energisa, 2024

Na Figura 14 é mostrado o circuito do alimentador NIO-01. Em vermelho temos a linha associada ao ramal principal da média tensão (MT) em 34,5 kV e a linha verde representando os ramais secundários de 13,8 kV. Observa-se pequenas instalações de geração fotovoltaica conectadas ao alimentador, presume-se que a geração está próxima ao consumidor, reduzindo então na teoria o carregamento no alimentador.

Figura 14 – Circuito do alimentador NIO-01

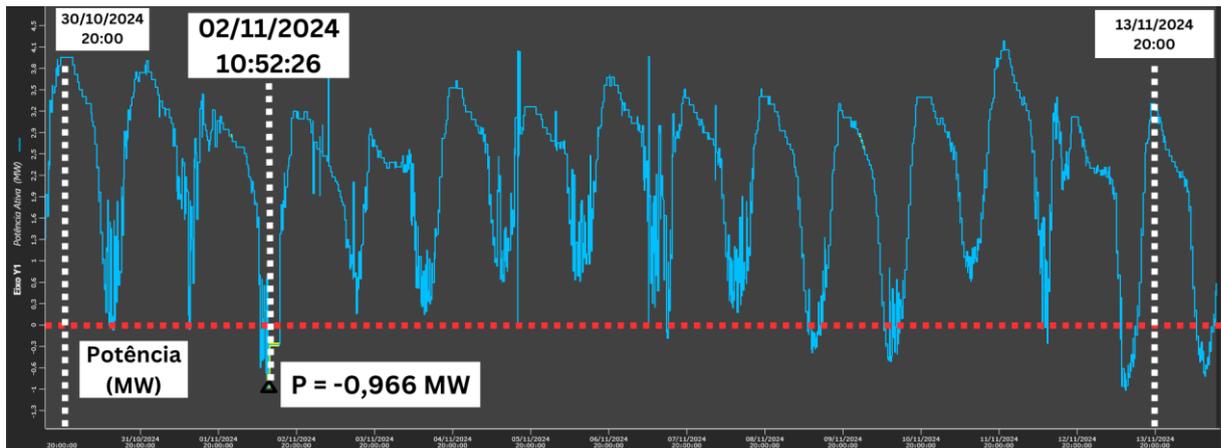


Fonte: Autor

4.2.1 Premissas adotadas

O período de análise da SE NIO abrangeu os dias 30/10/2024 a 13/11/2024. Durante esse intervalo, verificou-se que o maior valor de fluxo inverso, com valor de -0,966 MW, ocorreu em 02/11/2024 às 10:52:26. Dos quinze dias avaliados, registrou-se inversão de fluxo em oito dias, evidenciando a frequência desse fenômeno no período analisado (Figura 15).

Figura 15 – Registro SE NIO: Potência ativa



Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

Segue os dados da evolução do carregamento do transformador da subestação (Tabela 11).

Tabela 11 – Carregamento do transformador da SE NIO

Subestação	2023				2024								
	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fez	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Nioaque	60	63	58	60	56	50	57	55	51	51	45	48	55

Fonte: Energisa, 2024

Seguindo a premissa do estudo de NAM, foi obtido os dados em relação ao carregamento dos alimentadores de Nioaque (Tabela 12).

Tabela 12 – Carregamento dos alimentadores de Nioaque

Alimentadores	2023				2024								
	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fez	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
NIO-01	38	37	38	38	38	37	42	39	39	39	36	34	34
NIO-02	66	68	64	70	61	54	60	58	54	54	48	54	58

Fonte: Energisa, 2024

Conforme dito, os dados de carregamento são apresentados em porcentagem sobre o valor mais restritivo do circuito, ilustrados em negrito na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados de proteção dos alimentadores de Nioaque

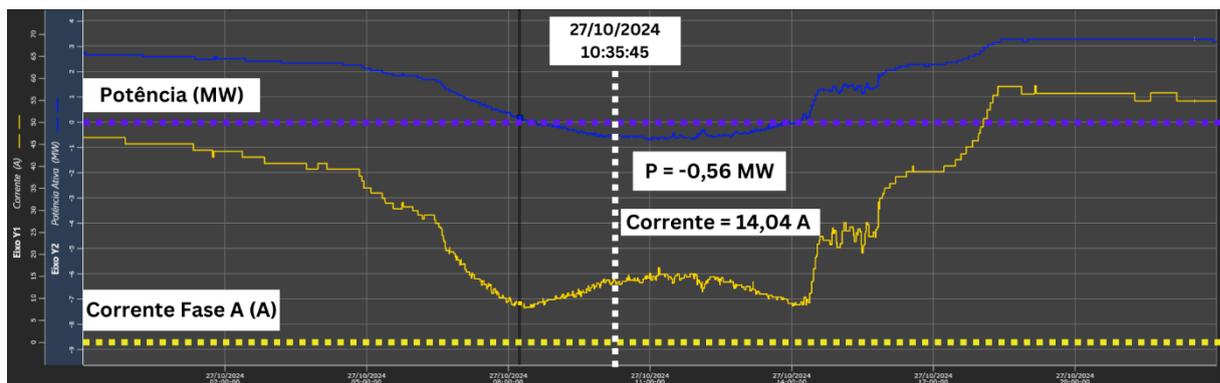
Alimentadores	Limite de Corrente (A)		
	Cabo	TC	Proteção
NIO-01	245	200	210
NIO-02	245	1280	210

Fonte: Energisa, 2024

4.2.2 Resultados

Com base nas especificações descritas no estudo da SE NAM, foram registrados os valores de potência ativa e a corrente da fase A no relé de proteção do transformador da SE NIO entre os dias 26/10 e 27/10. Na Figura 16, observa-se que, embora o gráfico indique fluxo inverso de potência ativa, com o valor de -0,56 MW, esse fluxo não foi suficiente para sobrecarregar o transformador ou o alimentador. Ao contrário da SE NAM, essa situação evidenciou que a GD supriu toda a demanda do sistema, com uma geração excedente mínima. Como resultado, no período correspondente entre 08:00 e 14:00, os valores eficazes de corrente elétrica variaram entre 5 A e 14 A. Assim, mesmo com o fluxo reverso, houve uma redução das perdas técnicas no sistema durante o período analisado.

Figura 16 – Registro SE NIO do dia 27/10/2024: Potência ativa x corrente



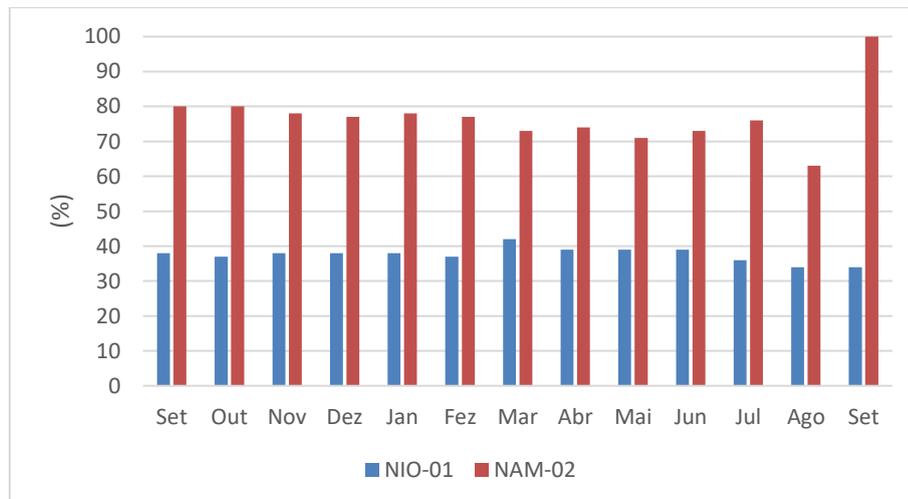
Fonte: Adaptado pelo autor a partir da captura de tela do software Schneider EcoStruxure

Diante desse cenário, conclui-se que a variação de potência ativa e a corrente registrada na SE NIO não foi suficiente para aumentar significativamente os níveis de carregamento do alimentador conectado à GD, nem para elevar as perdas no sistema. Isso se deve ao fato de que,

conforme a equação (2), quanto menor a corrente que percorre o condutor, menores são as perdas por efeito Joule. Embora o excesso de geração em relação à demanda possa causar impactos negativos no sistema, observa-se que, quando a GD atende apenas à carga local durante o dia, o carregamento do sistema é reduzido, contribuindo para a melhoria da qualidade da distribuição de energia na região.

Na Figura 17, são comparadas as condições observadas nos dois estudos envolvendo os alimentadores das subestações analisadas. Em ambos os casos, foi registrada a inversão de fluxo de potência. Contudo, no caso de Nioaque, o impacto foi menos severo, sem resultar em níveis excessivos de carregamento no alimentador NIO-01, uma vez que os valores de corrente registrados permaneceram abaixo dos limites restritivos das proteções associadas. Dessa forma, conclui-se que a inserção da GD no sistema foi benéfica para Nioaque no que diz respeito ao carregamento do alimentador, contrastando com a situação observada no alimentador NAM-02 de Nova América.

Figura 17 – Comparação: Carregamento dos alimentadores

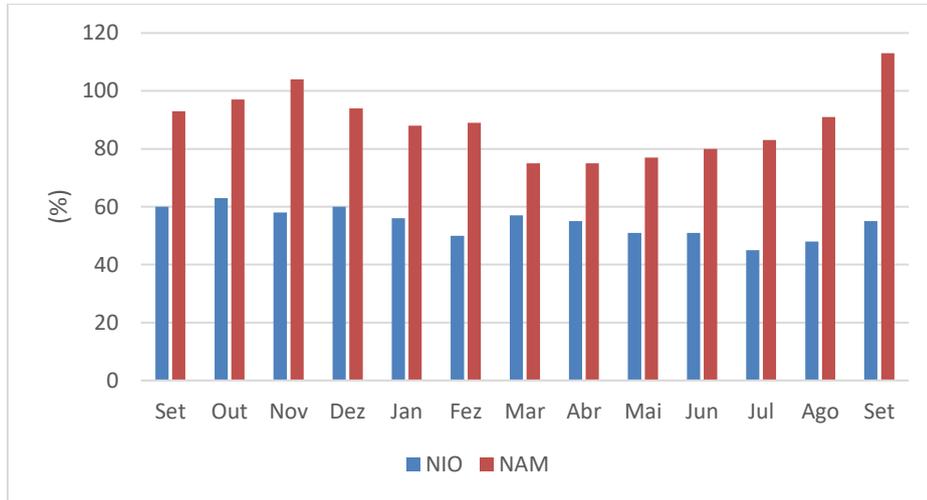


Fonte: Autor

A mesma analogia pode ser aplicada ao carregamento dos transformadores. A Figura 18 apresenta uma nova comparação, desta vez focada no perfil de carregamento dos transformadores das duas subestações analisadas. Através dos dados obtidos na Tabela 7 e na Tabela 11, observou-se que o transformador da subestação de Nioaque não registrou valores significativos de sobrecarga em relação à sua potência nominal de transformação. Em contrapartida, na subestação de Nova América, os níveis de carregamento mostraram-se elevados. Isso ocorre porque, em Nioaque, o carregamento diminuiu devido à GD suprir a carga local, sem excedentes de geração

ou demanda. Porém, em Nova América o cenário foi distinto, mesmo sem apresentar demandas pesadas, as usinas fotovoltaicas conectadas à rede geraram excedentes que ultrapassaram a capacidade nominal do transformador.

Figura 18 – Comparação: Carregamento dos transformadores



Fonte: Autor

CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo analisar os impactos da inserção de energias renováveis, com ênfase na energia solar, na rede elétrica do estado de Mato Grosso do Sul. A metodologia adotada consistiu na comparação entre a literatura atual sobre o tema e os resultados obtidos a partir da análise de casos reais em subestações localizadas no estado. Inicialmente, foi realizada uma análise dos dados de crescimento em Mato Grosso do Sul, que evidenciou um aumento significativo no número de unidades consumidoras, no consumo de energia e na capacidade instalada de fontes renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Em seguida, foram abordados os benefícios e os desafios associados à integração desse tipo de geração à rede elétrica, considerando os impactos identificados nos estudos de caso e os apontamentos da literatura.

Foram analisados dois estudos de caso, ambos caracterizados pela inversão do fluxo de potência ativa devido à inserção de geração distribuída (GD) nos respectivos alimentadores. No "Caso de Estudo 1 – Subestação Nova América", foram constatados efeitos negativos na rede elétrica após a integração da GD. Os resultados indicaram que, embora a geração fotovoltaica tenha sido capaz de suprir toda a demanda do circuito durante o dia, a energia excedente gerada foi injetada no alimentador, ultrapassando os limites de potência do transformador na subestação, cerca de 7,5 MW, que passou a operar em sobrecarga. Em condições como essa, em que a geração local excede o consumo, as demandas de potência reativa na rede são alteradas. Isso exige que a subestação forneça maior quantidade de potência reativa para compensar as quedas de tensão ao longo do alimentador. Além disso, foi interessante observar que o carregamento no alimentador indicou o aumento nas perdas técnicas, resultante das perdas resistivas nos condutores.

No "Caso de Estudo 2 – Subestação Nioaque", também foram observadas condições de inversão no fluxo de potência ativa. No entanto, desta vez, a injeção de potência na rede elétrica não foi suficiente para sobrecarregar o alimentador ou o transformador. Durante o período de análise, o pico máximo reverso de potência ativa registrado foi de -0,56 MW, um valor significativamente inferior ao limite nominal suportado pelo transformador dessa subestação, que é de 7,5 MW. Dessa forma, em situações em que a geração distribuída é capaz de suprir a carga local e, ainda assim, fornecer energia excedente à rede elétrica, o impacto pode ser positivo para o sistema como um todo. Contudo, isso é válido apenas se o fornecimento não ultrapassar os pontos ótimos para os quais os equipamentos e condutores foram projetados, garantindo assim a segurança e a eficiência da operação.

Em suma, destaca-se a importância de práticas que aprimorem os estudos de viabilidade para a implementação de projetos de geração distribuída. Conforme observado, análises que não consideram todos os cenários ou características específicas do circuito podem resultar em impactos negativos para a rede elétrica. Assim, os resultados deste estudo não apenas corroboram os benefícios apontados na literatura sobre o uso de energias renováveis, mas também evidenciam áreas críticas onde esforços adicionais são indispensáveis para maximizar esses benefícios no contexto de Mato Grosso do Sul.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, I. H. D. S.; RIBEIRO, L. F. F.; NEVES, M. M. Estudo do impacto da geração distribuída nas perdas técnicas do sistema de distribuição. Curitiba: [s.n.], 2021.

ANEEL. Apresentação de Estudos de Inversão de Fluxo Art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021. Página institucional. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20242216_2.pdf. Acesso em: 15 Novembro 2024.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A. Políticas públicas para redes inteligentes. Rio de Janeiro: Gesel, 2016

COUTO. Simulação do uso de smart transformers para mitigação da inversão do fluxo de potência em redes de distribuição. Gramado: [s.n.], 2018.

ENERGISA. Análise Mensal da Operação - Setembro de 2024. Campo Grande: [s.n.], 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 15 Novembro 2024.

FRANCO, A. K. S. Estudo de caso dos impactos da inserção de fontes renováveis intermitentes na rede de transmissão e distribuição elétrica. São Paulo: [s.n.], 2018.

LOUZA, C. A. Planejamento da região do conevale: uma análise das vocações regionais. Naviraí-MS: [s.n.], 2020.

ONS. Evolução da Capacidade instalada no SIN - Novembro 2024/ Dezembro 2028. Página institucional. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 10 Setembro 2024.

SAMPAIO, B. S.; BARROS, R. C.; ZEFERINO, R. S. Aplicação de um sistema de armazenamento de energia por baterias na mitigação da inversão de fluxo de potência: Uma análise do fator de simultaneidade. Viçosa: [s.n.], 2021.

SEMADESC. Produto Interno Bruto. Página institucional. Disponível em: <https://www.semadesc.ms.gov.br/wp-content/uploads/2023/11/PIB-relatorio-2010-2021.pdf>. Acesso em: 16 Setembro 2024.

SEMADESC. Projeção do produto interno bruto de Mato Grosso do Sul. Página institucional. Disponível em: <https://www.semadesc.ms.gov.br/wp-content/uploads/2024/04/PIB-Projecao-2022-2028.pdf>. Acesso em: 17 Setembro 2024.

TURDERA, E. M. V. O potencial de bioeletricidade no Mato Grosso do Sul. Dourados: [s.n.], 2009.

APÊNDICE A – CÓDIGO REGRESSÃO LINEAR EM PYTHON

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from sklearn.linear_model import LinearRegression

# Dados históricos do PIB e consumo de energia
years = np.array([2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023]).reshape(-1, 1)
PIB = np.array([78.95, 83.08, 91.89, 96.40, 106.97, 106.94, 122.63, 142.2, 153.47, 169.26]).reshape(-1, 1)
consumo_energia = np.array([5098, 5338, 5246, 5569, 5765, 6142, 6271, 6341, 6307, 6443])

# Criar e treinar o modelo de regressão linear
regression_model = LinearRegression()
regression_model.fit(PIB, consumo_energia)

# Prever o consumo de energia para os anos de 2024 a 2028, com os PIBs previstos
PIB_futuro = np.array([185.05, 200.82, 216.6, 232.4, 248.17]).reshape(-1, 1)
consumo_futuro = regression_model.predict(PIB_futuro)

# Obtenção dos coeficientes da equação (intercepto e coeficiente de PIB)
intercept = regression_model.intercept_
coef_PIB = regression_model.coef_[0]

# Exibir resultados
print("Intercepto:", intercept)
print("Coeficiente do PIB:", coef_PIB)
print("Consumo futuro previsto (2024 a 2028):", consumo_futuro)

# Visualizar os dados e a linha de regressão
plt.scatter(PIB, consumo_energia, color='blue', label='Dados reais')
plt.plot(PIB, regression_model.predict(PIB), color='red', label='Linha de regressão')
plt.scatter(PIB_futuro, consumo_futuro, color='green', label='Previsões futuras')
plt.xlabel('PIB (em bilhões)')
plt.ylabel('Consumo de energia (GWh)')
plt.title('Regressão Linear: PIB x Consumo de Energia')
plt.legend()
plt.show()
```