

# Análise de Desempenho Técnico e Operacional de Uma Unidade de Microgeração Solar *On-grid* de 6 kWp na Região de Feira de Santana, BA

João Bosco Gertrudes\*

Marcos de Araújo Paz\*\*

(\*),(\*\*) Universidade Estadual de Feira de Santana  
Departamento de Tecnologia, Av. Transnordestina km 03, CEP 44036-900  
Feira de Santana/BA (Tel: +557531618056;  
Emails: (\*) [jbosco@ecomp.uefs.br](mailto:jbosco@ecomp.uefs.br) (\*\*) [marcospaz@ecomp.uefs.br](mailto:marcospaz@ecomp.uefs.br)).

---

**Abstract:** This article has the general purpose of presenting a field experience report through the analysis of technical and operational results obtained on a 6 kWp On-Grid Solar Power Plant approved and operational since 10/11/2022. The specific objective is to contribute with the good installation practices by sharing the field experience and results obtained in all phases: design, installation, commissioning and operational monitoring. The technical analysis and measurements of the field measured results demonstrate unequivocally that the design decisions, calculations (loss estimates, inverter and photovoltaic arrangements sizing, etc.) and correct application of technical standards were made assertively. Consequently, the Solar Power Plant unit presents an excellent operating and economic performance in its first six months of operation.

**Resumo:** Este artigo tem como objetivo geral apresentar um relato de experiência de campo através da análise de dados técnicos e operacionais de uma unidade de microgeração de energia solar *on-grid* com 6 kWp, homologada e operacional desde 11/10/2022. Objetiva-se através deste relato de campo contribuir com as boas práticas de instalação em todas as fases: do projeto, instalação, comissionamento e acompanhamento operacional. A análise técnica e as medições efetuadas em campo demonstram de forma inequívoca que as decisões de projeto e cálculos (estimativas de perdas, dimensionamento do inversor e de arranjos fotovoltaicos, etc) e a correta aplicação das normas técnicas vigentes foram feitas de forma assertiva. Consequentemente, a unidade de microgeração apresenta um excelente desempenho operacional e de retorno de investimento em seu primeiro semestre de operação.

**Keywords:** Microgeneration, Renewable Energy, Dimensioning, Installation, Monitoring.

**Palavras-chaves:** Microgeração, Energia Renovável, Dimensionamento, Instalação, Monitoramento.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A microgeração (potência instalada de até 75 kW) com recurso à fontes primárias renováveis é uma das inovações tecnológicas mais promissora, e importante ferramenta de implementação da tão desejada transição energética – uma política de limpeza das matrizes de energia adotada pela maioria dos países e que faz parte dos objetivos de desenvolvimento sustentável. Com regulamentação em vigência no Brasil desde 2012 (R.N. 482 ANEEL, 2012), aliada aos recentes aumentos do preço final da fatura de energia, criou-se um ambiente favorável à demanda crescente por este tipo de geração nas residências brasileiras. O sistema de compensação estabelecido pela Normativa 482/2012 resultou em um aumento substancial do número de unidades consumidoras com microgeração instalada principalmente com recurso à geração solar fotovoltaica. A potência instalada deste tipo de geração distribuída passou de 7 MW em 2012 para 25 GW em 2023, segundo dados infográficos da ABSolar (ABSOLAR/ANEEL, 2023). Um aumento substancial que demonstra de forma inequívoca que a política de compensação além de acertada, cumpriu seu papel de consolidação da microgeração no Brasil; e, além disso, trouxe outros efeitos positivos em toda a cadeia produtiva, como por

exemplo, a redução de preço final por kWh instalado e o desenvolvimento de novos produtos de valor agregado direcionados ao setor de microgeração. Apesar das novas regras da Lei 14.300/2022 (Imprensa Nacional, 2023), que estabeleceu o fim da compensação total da energia gerada a partir de janeiro de 2023, ainda assim, a microgeração renovável terá muito espaço para crescimento uma vez que esse valor representa apenas 2,5% das unidades consumidoras brasileiras. Neste aspecto, a microgeração tem a seu favor a versatilidade (*on-grid*, *off-grid*, híbrido) aliada às recentes pesquisas por fontes de armazenamento de energia (Nikolakakis, 2017), (Arise et al, 2023) que podem contribuir para manter em alta a demanda por este tipo de geração. Este artigo tem como objetivo geral apresentar um relato de experiência de campo através da análise de dados técnicos e operacionais de uma unidade de microgeração de energia solar *on-grid* de 6 kWp. Objetiva-se através deste relato de campo contribuir de forma específica com as boas práticas em todas as fases de projeto (dimensionamento, instalação, comissionamento e monitoramento de unidades de microgeração fotovoltaica). A unidade objeto deste artigo técnico, doravante chamada de **PV01-VM-13F-FSA**, encontra-se homologada e operacional desde 11/10/2022. Está localizada em uma unidade residencial na região de Feira de Santana/BA. Uma região do semiárido com

temperaturas máximas médias altas se comparado com a região sudeste, por exemplo, mas com excelentes condições para geração de energia fotovoltaica. Segundo dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB, 2023), um dos principais centros de referência do setor, o potencial de geração de energia solar na região de Feira de Santana tem média anual de 5,05 kWh/m<sup>2</sup>.dia que é excelente potencial para geração distribuída fotovoltaica. Além disso, a região possui muitos condomínios horizontais com espaços amplos para este tipo de geração.

A análise técnica e as medições efetuadas em campo apresentadas neste artigo técnico demonstram que as decisões de projeto (estimativas de perdas, dimensionamento do inversor e de arranjos fotovoltaicos, etc) foram feitas de forma correta corroboradas com um excelente desempenho da unidade em seu primeiro semestre de operação, tanto do ponto de vista operacional quanto de retorno de investimento.

## 2. METODOLOGIA E FUNDAMENTAÇÃO

Nesta seção encontra-se toda a base conceitual, procedimentos, cálculos, dados técnicos e decisões relativas ao projeto de instalação de uma unidade de microgeração fotovoltaica **PV01-VM-13F-FSA**, localizada na cidade de Feira de Santana (12°15'47.7"S 38°58'58.4"W). A potência instalada é de 6 kWp com inversor modelo PHB5000T-DS de 5kW. Trata-se de uma unidade residencial com telhado cerâmico (5 x 8 metros), orientação nordeste (desvio azimutal de -60°) e inclinação de 28% (15,64°). A residência é atendida pela concessionária COELBA através de ramal aéreo na classe bifásica residencial de 220/127V com proteção no padrão de entrada através de disjuntor de 63 Amperes. O projeto foi feito de forma a atender rigorosamente às normas técnicas pertinentes às instalações elétricas fotovoltaicas de baixa tensão. Além disso, utiliza-se de modelos e ferramentas computacionais para auxiliar os cálculos e decisões de projeto. Para isso foi necessário a modelagem dos componentes do sistema (módulos fotovoltaicos, cabos, distâncias envolvidas, etc) em ambiente computacional. Nas seções seguintes encontram-se todas as etapas de modelagem computacional e de projeto do microgerador devidamente fundamentadas e necessárias para a geração dos resultados.

### 2.1 Projeto do Microgerador Solar

A potência instalada do sistema foi projetada para atender a demanda de energia da residência excluindo-se o custo de disponibilidade. A média de consumo da unidade nos últimos 12 meses é de 673,25 kWh/mês. Trata-se de uma unidade residencial da classe B1-Residencial/Bifásica (127/220V) com custo de disponibilidade de 50 kWh. Portanto, a média de consumo compensável desta unidade tomada como base para o projeto é de 623,25 kWh/mês (**20,56 kWh/dia**) como pode ser observado na Figura 1. Este é o valor de demanda tomada como base inicial para o projeto. Para o cálculo inicial da potência instalada necessária para atender a demanda do cliente considerou-se inicialmente o HSP (Horas de Sol Pleno) do local de instalação

(12,262704°S,38,982872°O) com a orientação ideal dos módulos voltados para o Norte, plano horizontal, sem desvio azimutal. A potência necessária para atender a demanda da unidade com orientação ideal em plano horizontal é de 4,09 kWp.

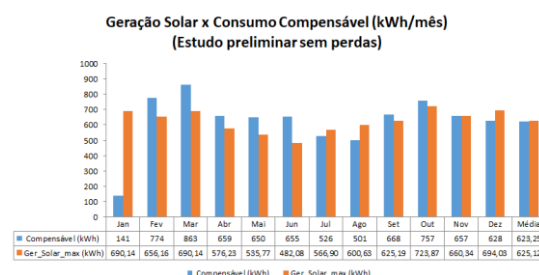


Fig. 1 Histórico de consumo kWh/mês no local da Instalação

Objetiva-se que no que o cálculo final a potência instalada dos módulos deve suprir as perdas por orientação do telhado, perdas por sombreamento de obstáculos físicos próximos, perdas por temperatura de operação dos módulos, nos cabos CC e CA e de eficiência do inversor e atender as expectativas de compensação de energia na unidade.

#### 2.1.1 Perdas por Sombreamento e Desvio Azimutal

A partir da visita técnica no local da instalação (12,262704°S, 38,982872°O) foram desconsideradas perdas por sombreamentos pela inexistência de objetos fixos nas proximidades como pode ser observado na Figura 2.

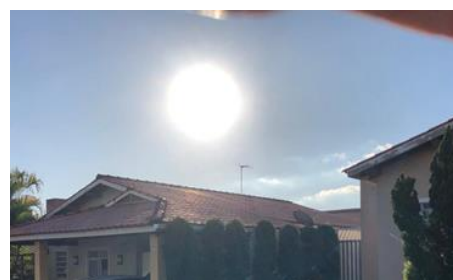


Fig. 2 Características do local da instalação

Medições no local mostraram que a aba do telhado cerâmico com as melhores condições para instalação do sistema tem desvio azimutal de 60° (NE) e inclinação de 28% (15,64°). O HSP no local obtido corrigido pelo Software Radiasol é de 4,91 kWh/m<sup>2</sup>.dia. O cálculo da potência nessas condições é de 4,18 kWp. Portanto a perda por desvio azimutal e inclinação é **2,63%**. Ainda durante a visita técnica foram feitas medidas importantes que embasaram os demais cálculos. A partir das dimensões do telhado e das características do local (sem obstáculos para sombreamento) foi escolhido o Pannel Solar de 500Wp modelo **LONGI LR5-66HPH-500** (certificação INMETRO 003746/2021). As especificações técnicas deste módulo foram usadas para estimativas das perdas por temperatura e nos Cabos CC e CA.

#### 2.1.2 Perdas por Temperatura

Um dos requisitos estabelecidos pela normativa ABNT NBR 16190:2019 é que nenhum componente deve operar fora da faixa de temperatura especificado pelo fabricante. O módulo

**LONGI LR5-66HPH-500** tem faixa de temperatura de operação de **-40°C a 85°C** com coeficiente de perda de potência é de **-0,350%/°C**. Existem na literatura modelos de previsão da temperatura de operação do painel solar (Tian H. *et all*, 2012), (N. Mukisa *et all*, 2019) a partir da temperatura ambiente. Porém, os parâmetros dos modelos mais completos de previsão raramente são fornecidos pelos fabricantes nas folhas de dados ou dependem de parâmetros físicos como velocidade do vento, por exemplo. Dados que nem sempre estão imediatamente à disposição dos projetistas. A Figura 3 apresenta os resultados de previsão da temperatura de operação no módulo utilizado no projeto comparando dois modelos de previsão. O modelo **T<sub>Cell</sub>NOTC** prevê a temperatura de operação a partir dos dados do teste de operação nominal (NOTC) do painel solar e o modelo **T<sub>Cell</sub>Heat Transfer** que além dos dados NOTC inclui a influência da velocidade do vento e as características da instalação. Os detalhes dos modelos podem ser obtidos no artigo de N. Mukisa *et all* (2019).

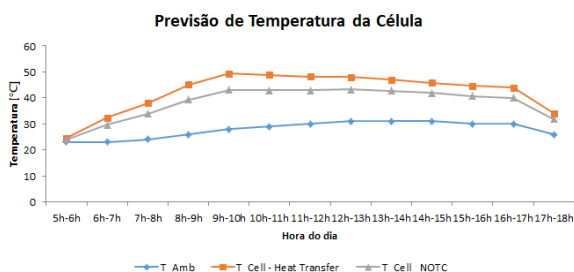


Fig. 3 Simulação de Previsão de Temperatura de Operação do módulo.

No entanto, considera-se neste projeto de forma conservadora uma temperatura de operação do módulo a **35°C** acima da temperatura ambiente seguindo a sugestão da normativa ABNT NBR 16190, uma vez que a região de Feira de Santana é uma região quente com médias máximas de 29,7°C. A Figura 4 mostra o perfil de perdas de potência por temperatura de operação do módulo nessas condições e que serviram de base para os cálculos. A perda média de potência por aumento da temperatura é de **13,94%** na pior condição de perda (3,52 kW). Confirma-se como esperado que a perda por aquecimento dos módulos é a que tem a segunda maior participação na queda de rendimento do conjunto. A primeira está relacionada à perdas por sombreamentos de nuvens, períodos nublados ou com chuva.

Além disso, considera-se nos cálculo o rendimento típico dos inversores PHB (fabricante do modelo utilizado neste projeto) que é de 97,8%. Ou seja, têm-se **2,2%** de perdas no inversor. O total de perdas até o momento é de **18,77%** (rendimento de 81,23%).

A potência instalada para suprir o consumo da unidade e o total de perdas até então calculadas é de 5,012 kWp (5012Wp). Esse valor pode ser suprido de forma aproximada por 12 módulos LONGI LR5-66HPH-500 de 500 kWp tendo em conta a necessidade de suprir perdas nos cabos ainda por calcular. As estimativas das perdas nos Cabo CC e CA são feitas na sequência, após dimensionamento do inversor.

Ajustes finos da quantidade de módulos pode ser necessário após cálculo das perdas CC e CA.

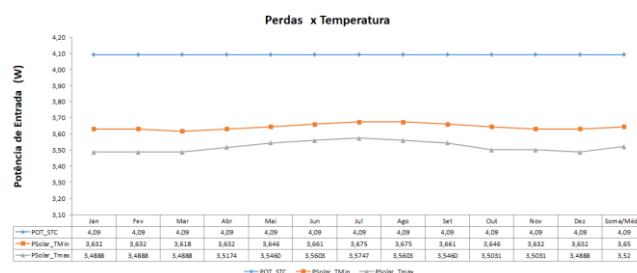


Fig. 4 Perdas de potência no módulo LONGI LR5-66HPH-500 por aquecimento.

### 2.1.3 Dimensionamento do Inversor

Foi escolhido o inversor PHB 5000T-DS de fabricação nacional que atende às especificações de potência até então calculadas. Este equipamento possui duas entradas com rastreamento de máxima potência (MPPTs) independentes, com faixa de operação de **80~550V**. Inicialmente considerou-se a hipótese de um arranjo de 12 módulos LONGI LR5-66HPH-500 em série. Nessa condição a tensão de circuito aberto do arranjo seria de 546,60V (45,55x12) na condição STC. O coeficiente de temperatura para  $V_{oc}$  deste módulo é de (-0,270%/°C). Consequentemente a tensão de circuito aberto para a menor temperatura da série histórica no local da instalação (19°C) é de 555,45 V. Verifica-se, portanto que trabalhando com 12 módulos em série a tensão  $V_{oc}$  ultrapassaria o limite superior da faixa de operação de tensão (na condição de menor temperatura). Optou-se por isso por trabalhar com 2 arranjos simétricos 6 módulos LONGI LR5-66HPH-500 em série para cada entrada do inversor. Por outro lado, deve-se garantir que a tensão mínima de operação ( $V_{mp}$ ) do arranjo na condição de maior temperatura da série histórica seja maior do que 80V (tensão mínima de operação do MPPT) o que evita desligamentos desnecessários e frequentes do inversor. Para arranjos simétricos de 6 módulos em série a tensão  $V_{mp}$  = 230,28V na condição STC. O valor corrigido para a máxima temperatura de operação no local de instalação (32°C) é de 227,73V. Portanto o inversor foi bem dimensionado e opera dentro dos limites para um arranjo de 2 strings simétricos e independentes de 6 módulos em série conectados nas duas entradas MPPTs do inversor. A corrente de máxima potência de cada arranjo ( $I_{mp}$ ) na condição STC é de 13,03A dentre dos limites de operação do inversor.

### 2.1.4 Cálculo de Perdas dos Lados CC e CA, especificação de condutores e eletrodutos

A planta de localização dos equipamentos (Inversor/String Box CC Integrado, String Box CA e conexões) definida em visita técnica é apresentada Figura 5. No lado CC utiliza-se de Cabos Solares (Vermelho e Preto) de 4mm<sup>2</sup> comercializados pelo fabricante CABELAUTO-BRASIL (2023) correspondente aos polos positivo e negativo do arranjo e de 6 mm<sup>2</sup> para o Cabo de Proteção (Terra). Ambos atendem aos três critérios estabelecidos em norma: temperatura de operação, tensão suportável, capacidade de condução de corrente e queda de tensão (< 3%). A perda do

lado de corrente contínua (CC) é de **0,33 %** (13,492 W) levando-se em consideração o comprimento dos cabos que ligam os MPPTs 1 e 2 ao inversor ( $L_{CC1}$  e  $L_{CC2}$ ), a corrente nominal do *string* ou fileira de módulos ( $I_{mp}$ ), a seção do condutor em  $mm^2$  ( $S_{cc}$ ) e a condutividade do cobre ( $\rho$ ). No lado CA utiliza-se Cabos CA de  $4 mm^2$  (com tecnologia de isolamento EPR ou XPLE) que atende á três critérios: (1) capacidade de condução de corrente ( $I_z$ ); queda de tensão ( $\Delta V$ ) limitada a 3% para circuitos monofásicos da classe 220/127V e (3) Capacidade de condução de corrente de curto por tempo limitado ( $I_{CS}$ ). Considera-se para este cálculo o condutor CA de  $4 mm^2$  ( $S_{AC}$ ). As perdas foram calculadas considerando-se a distância entre o QGBT até o padrão de entrada ( $L_{CA1}$ ) e a distância entre o STRING BOX CA (caixa de proteção do inversor) até QGBT (ponto de conexão), a corrente de saída do inversor ( $I_b$ ), a quantidade de inversores (um para este projeto), o fator de potência da instalação ( $\cos\phi$ ) e a condutividade do condutor de cobre ( $\rho$ ). A perda total calculada nos cabos do lado de corrente alternada (CA) foi de **1,714 %** (70,109 W). As perdas do lado AC foram bem maiores em relação ao lado DC porque o inversor ficou localizado do lado oposto do QGBT (à pedido do cliente por conta de obra futura). Os cálculos do lado AC foram feitos para o cabo de seção mínima de  $4 mm^2$  (suporta 32,9A), com tecnologia de isolamento EPR ou XPLE.

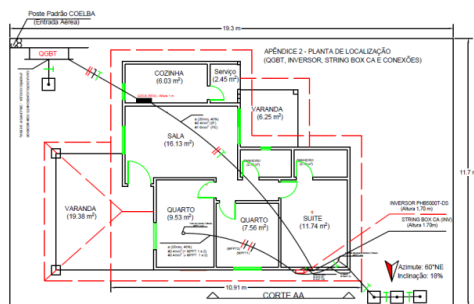


Fig. 5 Planta de localização do Inversor e traçado dos circuitos CC e CA

Na sequência foram calculados os diâmetros dos eletrodutos CC e CA de 25 mm (1 polegada) e de 20 mm (¾ polegadas) respectivamente. O cálculo correto leva em conta a quantidade de condutores e a taxa de ocupação estipulada em norma.

### 2.1.5 Dimensionamento das proteções e malha de aterramento

A proteção do lado DC é provida pela *String Box* Integrada ao Inversor PHB 5000T-DS que possui Interruptor/Secionador CC (IEC60947-1 e IEC60947-3) e DPS CC de Classe II (EN50539-11) de acordo com os requisitos normativos da ABNT NBR 16690. A chave CC é da classe de 1000  $V_{cc}$  com disjuntor 32A. O DSP CC é da classe 500 V, 20kA. Como mencionado anteriormente, o inversor tem potência nominal de 5 kW, 220V, e corrente máxima de 22,8 A. Para proteção do circuito de corrente alternada é utilizado DPS **275 Vca**, com corrente máxima de descarga **40 kA** uma para cada fase, que é dispositivo de proteção contra surto. O lado AC do inversor é protegido através um quadro de proteção CA (QDCA), 220V, com

disjuntor termomagnético bipolar de 32 A, que atende aos requisitos normativos da NBR 5410.

Todas as partes metálicas não energizadas dos módulos e seus suportes foram aterradas, bem como, a carcaça do inversor de acordo com os requisitos normativos NBR 5410, NRB 5419, NBR 16690 e recomendações do fabricante do inversor. A seção mínima do condutor de proteção é de  $6 mm^2$  (CABO SOLAR FLEXÍVEL SN PV1-F, 120°C, 0,6/1kVca/1,8kVc da CABELAUTO-BRASIL) ou similar. Todos os condutores de proteção foram equipotencializados e interligados com a proteção do QGBT existente na instalação. O esquema de proteção de entrada é TN-C e TNC-S a partir do QGBT. A estrutura de aterramento foi reforçada por malha de aterramento projetada de acordo com o que estipula as normas ABNT 5410 e 5419. De acordo com a Tabela 58 da ABNT NBR 5410 se a seção mínima dos condutores de fase for menor que  $16 mm^2$  a seção mínima do condutor de proteção deve ser igual ao das fases, ou seja, de  $4 mm^2$ . Neste projeto optou-se por usar o cabo de proteção de  $6 mm^2$  fornecido pelo fabricante que atende aos requisitos mencionados.

### 2.2 Quadro Resumo do Projeto e Expectativa de Geração de Energia da Unidade PV01-VM13F-FSA

A potência instalada de 6 kWp em módulos fotovoltaicos atende às expectativas da unidade quanto à compensação de energia, dentro das especificações normativas e supre o total de perdas calculadas é de 20,81% (rendimento total de 79,20%). Na Figura 6 pode-se observar a disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado do cliente e o resultado final das obras de instalação do inversor. A geração média mensal é de 759 kWh/mês de geração anual é de 9105,40 kWh.



Fig. 6 Projeto das Instalações dos Módulos e Resultado final da Obra de Instalação

## 3. RESULTADOS E ANÁLISES

### 3.1 Análise de Dados Técnicos de Campo

A análise técnica dos resultados de campo considera dois extremos. Nota-se pelo recorte apresentado na Figura 7 que janeiro de 2023 foi até então um dos meses de melhor desempenho da unidade (832 kWh). Os picos de geração ocorreram em 17/01 e 23/01/2023, respectivamente. Por outro lado, considera-se para esta análise o outro extremo. O dia 04/11/2022 em que ocorreu um vale de péssima geração (provavelmente um dia nublado e/ou com chuva). A Figura 8 mostra as tensões e correntes contínuas geradas pelos dois arranjos de módulos fotovoltaicos (MPPTs 1 e 2). Ambos dentro dos limites de operação do inversor. Nota-se que o inversor é conectado à rede no nascer do sol (entre 5h00 e

6h00), opera de forma ininterrupta sem intercorrências ou faltas e é desligado instante antes do por do sol (depois das 17h00). Os níveis de tensão variam estão entre de 120V (último valor medido antes do desligamento) e 240V. As formas de onda de correntes são similares nos dos dias analisados. De forma comparativa nota-se que as correntes de saídas dos módulos no dia de maior geração no período de maior insolação (8h00 e às 14h) estão na faixa entre 12A e 14A. Enquanto que no dia 04/11 embora as tensões dos MPPTs sejam da mesma ordem de grandeza a capacidade de geração de corrente fica comprometida (valor máximo abaixo dos 8A) por ausência de irradiação solar (as perdas por sombreamento de nuvens ou ausência de irradiação predominam).

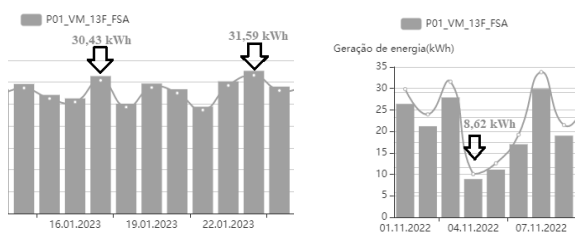


Fig. 7 Picos e vales de geração na unidade PV01-VM-13F-FSA

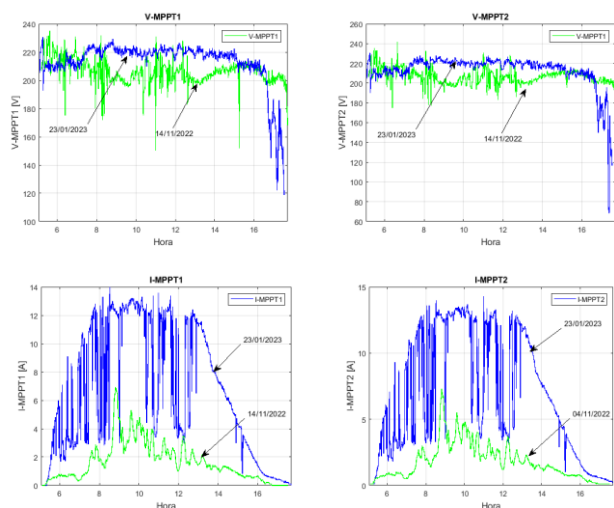


Fig. 8 Tensão e Corrente no Lado CC do Inversor (PV01-VM-13F-FSA)

A Figura 9 apresenta as formas de ondas de tensão e corrente de saída do inversor. Em ambos os casos a geração ocorreu de forma ininterrupta e sem falhas, dentro da faixa de operação e de acordo com os procedimentos de operação de rede elétrica de distribuição local (PRODIST). Nota-se que no dia 23/01/2023 no período de maior insolação o inversor opera na sua capacidade máxima de potência (Figura 09) com corrente de saída em 22,8 A (5090 W em torno das 10h). Mas na maior parte do tempo fora da sua capacidade máxima o que demonstra uma ótima proporção entre energia gerada e capacidade instalada. Na Figura 10 encontram-se as formas de onda da potência de saída do inversor e o balanço de perdas no sistema, respectivamente, considerando-se os dois extremos em análise. Pode-se verificar que nos momentos de máxima insolação (céu aberto) o sistema opera com eficiência de 84,80% e as perdas por temperatura

aproximadamente de 11%. Um pouco abaixo do valor calculado de 13,90%. Neste projeto as perdas por temperatura foram calculadas considerando-se as excursões máximas de temperatura da série histórica acrescidas do valor sugerido em norma para efeitos de comparação. Nota-se que os resultados obtidos em campo nos instantes de máxima geração e em dias de pico de geração estão ligeiramente abaixo da estimativa feita na fase de projeto em uma região de altas temperaturas médias. Os resultados mostram que a decisão de trabalhar de forma conservativa foi acertada. A estimativa de temperatura de operação de módulos e o cálculo de perdas por temperatura ainda é um ponto de incertezas por parte de projetistas e também de pesquisadores que buscam uma maior assertividade nos modelos de previsão.

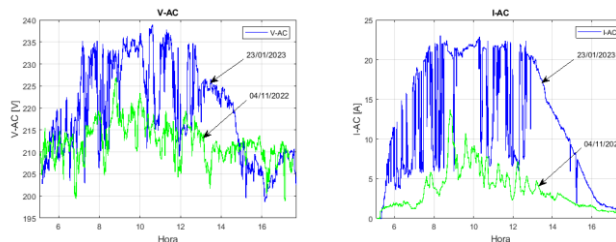


Fig. 9 Tensão e Corrente no Lado CA (PV01-VM-13F-FSA)

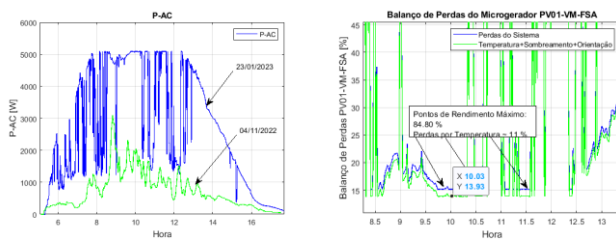


Fig. 10 Potência e Perdas Totais (PV01-VM-13F-FSA)

### 3.2 Análise de Desempenho Operacional da Unidade geradora PV01-VM-13F-FSA

Na Figura 11 é apresentado o gráfico comparativo entre a geração prevista na fase de projeto com os dados medidos em campo, considerando-se apenas os ciclos completos (unidade foi homologada em 11/10/2022). Com a exceção do mês de Novembro que foi um mês chuvoso os resultados mostram uma excelente relação entre previsão e geração em campo. Na Figura 12 é apresentado o balanço energético da unidade. Nota-se que o mês com melhor desempenho foi fevereiro de 2023. A taxa de compensação média é de 89% e com saldo positivo de créditos acumulados em 140 kWh. Nota-se que parte da energia gerada é consumida na própria unidade, isso inclui as perdas sistêmicas no trajeto entre o inversor e o medidor bidirecional. O excedente é injetado na rede da concessionária. Se o excedente for maior que a demanda local ocorre geração de créditos. Na Figura 13 é apresentado o comparativo de faturamento na unidade antes e depois da instalação de microgeração. A média de faturamento da COELBA antes da instalação era de R\$701,00. A economia média na unidade residencial foi de R\$578,00 nos primeiros meses de operação da unidade. Mantendo essa média de retorno de investimento o tempo médio de *pay-back* da unidade é aproximadamente 3 anos e meio.

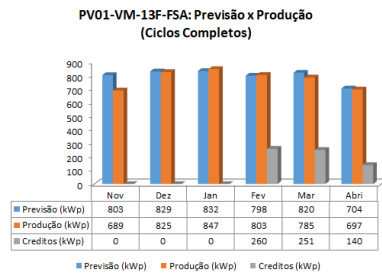


Fig. 11 Previsão da fase de projeto e geração em campo

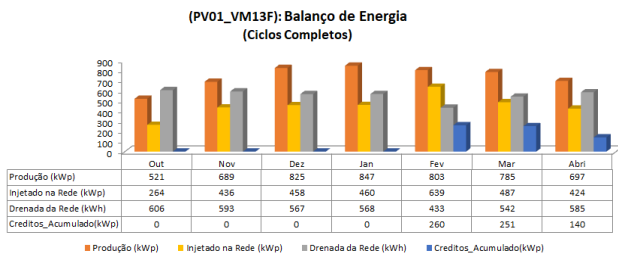


Fig. 12 Balanço energético da unidade

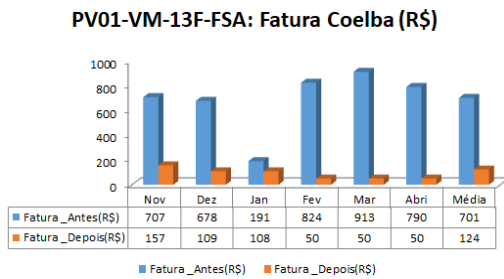


Fig. 13 Comparativo do Faturamento da Concessionária antes e depois da instalação da unidade microgeradora.

#### 4. CONCLUSÃO

Neste artigo foi feito um relato de experiência de campo que aborda todas as etapas do projeto à instalação de uma unidade de microgeração solar na modalidade conectada a rede elétrica localizada na região de Feira de Santana/BA. A unidade foi homologada e encontra-se operacional desde 11/10/2022. A partir da análise dos dados técnicos de campo verifica-se que a unidade de geração PV01-VM-13F-FSA opera em conformidade com os dados de geração previstos na fase de projeto e dentro dos parâmetros estabelecidos pela resolução normativa ANEEL 956/2021 que estabelece os procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Até o momento sem nenhuma intercorrência ou interrupção por falha interna. A análise de desempenho operacional e do balanço energético foi feita com base em dados do medidor bidirecional fornecido em relatório da concessionária (COELBA). Através dos gráficos pode-se concluir que a unidade teve um excelente desempenho em retorno de investimento e até o momento com saldo positivo em créditos de compensação. Os resultados obtidos mostram de forma inequívoca que as decisões de projeto e demais etapas relacionadas à instalação em campo foram feitas de forma correta e permitem contribuir com a discussão em relação às boas práticas de instalação.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do projeto BRICS/CNPq (440124-2022/0) e do Programa Interno de Auxílio Financeiro à Pesquisa (FINAPESQ/UEFS2022) do Estado da Bahia.

#### REFERÊNCIAS

- ABSOLAR (2021). Infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> Último acesso em 11/04/2021.
- ANEEL (2015). Resolução Normativa 482 de 24 de Novembro de 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Último acesso em 25/05/2017.
- CGEE (2012). Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Série Documentos Técnicos No. 16, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (MCTI), Dezembro de 2012, Pág. 1-176. Disponível em [www.cgee.org.br] Último acesso: 07/05/2023.
- CRESESB, (2022). Base de dados de Radiação Solar Incidente do CRESESB, Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Último acesso em 02/09/2022.).
- Datasheet do Módulo LONGI LR5-66HPH-500M (2023). Disponível em <https://www.longi.com/br/download/> Último acesso: 20/03/2023.
- Datasheet do Módulo Inversor PHB5000T-DS (2023), Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb5000t-ds>. Último acesso: 20/03/2023.
- Datasheet do CABO SOLAR FLEXÍVEL SN PV1-F, 120°C, 0,6/1kVca/1,8kVc da CABELAUTO-BRASIL (2023) Disponível em <https://www.cabelauto.com.br/wp-content/uploads/F29-SolarFlexivel.pdf>. Último Acesso em 22/03/2023).
- Falcão, D. (2009). Smart Grids e Microredes: O futuro já é Presente. Anais do VIII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Pág. 1-11.
- Mukisa N., Zamora R., Lie T. T. (2019) Analysis of Solar Cell Temperature Models used in Solar Photovoltaic Simulating Softwares, Proceedings of the 2019 IEEE PES GTD Asia, Pages 1-6.
- Nikolakakis, T. *et All* (2017). Analysis of Long-term Variable Renewable Energy Heavy Capacity Plans Including Electric Vehicle and Hydrogen Scenarios: Methodology and Illustrative Case Study for Turkey. IEEE Access Journal, DOI 10.1109, Pág. 1-6.
- Tian H. *et all* (2019). A Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems. National Renewable Energy Laboratory, NREL/JA-5500-54601 (Preprint).
- IMPrensa NACIONAL, Lei 14300/2022 (2022). Marco Legal de Microgeração e minigeração distribuída. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821> , Último acesso em 20/03/2023.