

GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA UTILIZANDO FERRAMENTAS DE BUSINESS INTELLIGENCE.

Flávio Maia de Lima – engenheiro.flaviolima@gmail.com

Helena Flávia Napolini

Caio Henrique Andrade da Silva

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

Ricardo Rütther - ricardo.rutther@ufsc.br

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

4.4. Controle e monitoramento de sistemas fotovoltaicos

Resumo. Este estudo propõe o uso de ferramentas de Business Intelligence (BI) para apoio à obtenção de indicadores técnicos e econômicos para a gestão da energia elétrica de unidades consumidoras com geração fotovoltaica agregada a sistemas de armazenamento, com foco no consumo, geração fotovoltaica e no armazenamento da energia elétrica em sua operação. Para tal, foi realizada a coleta de dados por meio de dispositivos de telemetria conectados a medidores bidirecionais de energia elétrica, permitindo a aquisição das grandezas elétricas. A análise detalhada do perfil energético da UC ao longo do tempo proporciona insights valiosos para otimizar o uso da energia elétrica, reduzir custos e promover a sustentabilidade, através de recursos de automatização e inteligência de negócio. A disponibilização das despesas e receitas integrantes do faturamento mensal da UC possibilita a análise dos valores registrados nas faturas ao longo de um determinado período e permite comparar os custos reais com as projeções calculadas, identificar possíveis desvios e verificar a acurácia das estimativas. Por meio das ferramentas de BI, é possível identificar tendências e mensurar impactos para projeções futuras, abrindo um leque de aplicações inovadoras no que diz respeito à sazonalidade e oportunidades de otimização, contribuindo para o diagnóstico do usuário final através de gráficos, dashboards e alarmes personalizáveis. Além disso, a plataforma cria uma base de dados robusta para o registro e análise dos históricos de faturas pagas, permitindo a geração de indicadores importantes para o gerenciamento energético da UC.

Palavras-chave: Business Intelligence, Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias, Energia Solar Fotovoltaica, Gestão da Energia Elétrica.

1. INTRODUÇÃO

A Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL trouxe avanços significativos para a geração Fotovoltaica (FV) distribuída no Brasil. Neste modelo, a compensação de energia é do tipo “net metering”, onde os créditos energéticos gerados (kWh gerados) tem validade de 60 meses, a microgeração é definida para sistemas com potência instalada menor do que 75 kW e a minigeração é definida para sistemas com potência instalada entre 75kW e 5.000 kW. A Resolução Normativa 687/2015, que atualizou a Resolução 482, trouxe mais avanços para a geração distribuída de energia elétrica no país, tais como, a redução do tempo de aprovação dos sistemas fotovoltaicos pelas concessionárias para 34 dias, novas modalidades de geração distribuída (GD), tais como, GD junto à carga, condomínio com GD, autoconsumo remoto e geração compartilhada.

Scolari *et al.* (2021) destacou a importância da Micro e Minigeração Distribuída (MMDG) no Brasil. Observa-se que nos últimos anos houve crescimento contínuo da potência instalada dos sistemas MMDG, mesmo durante o período pandêmico, ressaltando a sua importância na diversificação da matriz energética brasileira, na redução das emissões de gases de efeito estufa e na promoção da sustentabilidade.

A implementação do Marco Legal da GD (Lei 14.300) trouxe desafios técnicos adicionais na gestão da energia elétrica no Brasil. Com as novas regras de compensação e tarifação, os consumidores e empresas que utilizam a energia solar fotovoltaica precisam se adaptar a aspectos tais como, a transição para a tarifa progressiva, o cálculo da taxa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a gestão dos créditos de energia. Essas mudanças requerem um planejamento cuidadoso para otimizar o uso da energia gerada, equilibrar o consumo e a geração e garantir a gestão eficiente dos créditos.

Os sistemas de armazenamento de energia são uma alternativa para aumentar o percentual de autoconsumo e evitar o desequilíbrio entre consumo e geração (Campos *et al.*, 2022). O sistema de armazenamento de energia em baterias (SAEB) desempenha um papel crucial em várias aplicações, como ajuste à demanda de pico, acompanhamento de carga, melhoria da estabilidade da rede e redução da intermitência das fontes de energia (Lawder *et al.*, 2014).

Dessa forma, é importante realizar o monitoramento constante do desempenho do sistema elétrico (cargas, geração FV e SAEB) da Unidade Consumidora (UC), garantir sua conformidade às prescrições das Normas Técnicas e realizar manutenções adequadas para assegurar sua eficiência e durabilidade. Esses desafios demandam conhecimento especializado

e abordagem estratégica para lidar com os aspectos técnicos e regulatórios da gestão energia elétrica da UC. Um dos maiores desafios em UCs é a capacidade de lidar com perturbações em seu perfil de demanda e geração de energia, adaptando-se a eventos não esperados, como falha no fornecimento de energia ou em certos equipamentos, eventos naturais extremos, alteração de demanda etc. (Taveira, 2020). Nesse sentido, o uso de ferramentas de *Business Intelligence* (BI) pode fornecer informações valiosas para apoiar tomadas de decisões rápidas e simples, por meio de indicadores pré-estabelecidos.

O sistema proposto é inspirado no sistema apresentado por Al-Ali, *et al* (2017), no qual são coletadas informações de grandezas elétricas e enviadas para um servidor centralizado. No servidor é analisada a conformidade dos dados e transmitidos os dados válidos para um sistema central de armazenamento de dados. Os dados armazenados são processados para gerar relatórios, gráficos e tabelas, que podem ser visualizados pelos clientes por meio de um aplicativo. A interação cliente-servidor é facilitada por uma API Web e o aplicativo oferece ferramentas diferenciadas (de acordo com indicadores do usuário), tais como, visualização de relatórios de receitas e despesas e alarmes de possíveis penalizações com base na energia reativa excedente.

Ao combinar o monitoramento de utilidades com tecnologias de informação e ciência de dados, é possível melhorar a gestão da energia elétrica, fornecendo dados confiáveis e sustentáveis sobre a capacidade de resposta à demanda de forma automatizada, transparente e controlável (RADENKOVIĆ *et al.*, 2022), permitindo que UCs se tornem mais eficientes energeticamente.

2. METODOLOGIA

2.1 Telemetria e *Business Intelligence*

Este trabalho propõe o uso de ferramentas de *business intelligence* (BI) para apoio à gestão da energia elétrica de UCs com geração FV e SAEB. A ferramenta de BI permite às UCs com geração fotovoltaica e armazenamento de energia em baterias coletar, analisar e visualizar dados energéticos para otimizar o uso da energia, identificar padrões de consumo, monitorar o desempenho e tomar decisões estratégicas. Com insights acionáveis e informações detalhadas, o BI ajuda a maximizar a eficiência energética, reduzir custos e impulsionar a sustentabilidade nesse contexto.

O objetivo é levantar perfis energéticos da UC, o comportamento do FP da mesma e disponibilizar despesas e receitas integrantes do faturamento mensal da UC. Para alcançar esse objetivo, um dispositivo de coleta de dados foi conectado ao medidor bidirecional instalado na entrada de energia da UC, permitindo a telemetria das grandezas elétricas. A coleta de dados foi realizada para analisar o desempenho da UC, sob a perspectiva da concessionária de energia elétrica.

A telemetria de dados de energia elétrica é amplamente utilizada pelas concessionárias para monitorar o consumo de UCs. Os medidores de energia registram dados, como horário de ocorrência, demanda de potência ativa/reativa injetada/requerida e valor eficaz da tensão, armazenando-os em uma memória de massa. Esses dados podem ser acessados em tempo real por meio de *gateways* de telecomunicação, que atuam como intermediários entre os medidores e os servidores das concessionárias, permitindo o controle fácil e rápido dos dados de consumo e de geração da UC.

A Fig. 1 ilustra a implantação de telemetria de energia elétrica para a plataforma web. A concepção da arquitetura é baseada numa camada de hardware que é o dispositivo denominado “remota” (gateway 3G), de modelo RMT 5.0 como demonstrado na Fig.1, conectado ao acoplador óptico que é a SSU – saída de usuário oriunda no medidor de energia da concessionária, que transmite pulsos idênticos ao da medição de energia. Os pulsos transmitem dados de pacotes denominados *frames* configurados em um padrão estendido (informação bidirecional) com a leitura de grandezas elétricas de geração e consumo e indicadores de faturamento em tempo real numa taxa de transmissão de 15 em 15 min., como é estabelecido na Res. 1000 da ANEEL.

A exploração e análise dos dados adotada neste artigo seguem os passos da metodologia de BI, conforme mostra a Fig. 2. com um diagrama de blocos, no quais podem ser identificados: a aquisição dos dados operacionais e brutos, o processo de extração, transformação e carregamento (ETL), o armazenamento dos dados já organizados e processados em um Data Warehouse e a visualização dos resultados através de indicadores, gráficos e dashboards (Antonioli *et al.*, 2016).

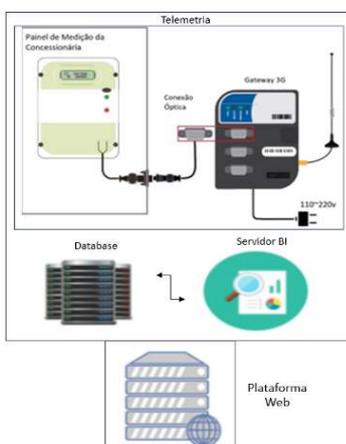


Figura 1 - Arquitetura da implantação da solução

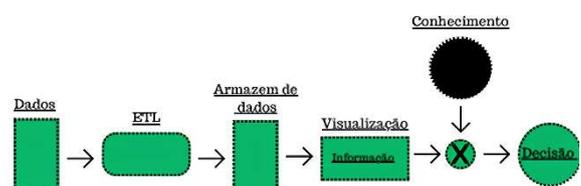


Figura 2 - Diagrama de blocos da metodologia de BI

2.2 Caracterização da UC em estudo

A UC em estudo é denominada Laboratório Fotovoltaica UFSC (FV UFSC), localizado ao norte de Florianópolis (27°25'51,7"S e 48°26'27,9"O). A UC (subgrupo A4), alimentada em média tensão (trifásica), contrata sua energia na modalidade tarifária Horária Verde e sua demanda contratada é de 120 kW.

A Fig. 3 apresenta a vista aérea do Laboratório FV UFSC e a Tab. 1 detalha a potência instalada dos sistemas FV integrantes da UC FV UFSC.

Tabela 1 – Potência instalada dos sistemas FV - UC FV UFSC



Sistema	Potência (KWp)
Eletroposto	2,44
Bloco B	13,50
Fachadas	2,5
CTG – Painéis Bifaciais	100
Projetos em solo	10
Carpot	66,15
Bloco A	13,44
Total	208,03

Figura 3 – Vista área do Laboratório FV UFSC

O SAEB (100kW, 100 kWh), parte integrante da UC, é constituído por baterias de íons de lítio e sua operação diária é resumida na Tab. 2.

Ao ajustar os modos de operação do SAEB, de acordo com os diferentes períodos do dia, a UC pode gerenciar melhor sua demanda de energia, armazenando a energia FV excedente no SAEB no horário Fora Ponta (FP) e descarregando o SAEB durante o horário Ponta (P) (custo da energia 2 vezes maior do que no horário FP). Isso resulta na utilização mais eficiente da energia elétrica, contribuindo para diminuir as despesas com energia elétrica da UC.

Durante o período de 06h:31min às 17h:15min (FP) o SAEB é carregado com a energia FV excedente injetada na rede da concessionária. Sua potência varia entre os valores mínimo e máximo < 100kW e FP=1.

Entre 17h:16min e 18h:29min (FP), se o SAEB ainda não tiver completado a sua carga, ele passa a consumir energia da rede elétrica (até completar) com potência fixa de 80 kW e FP=1.

No período de 18h:30min às 20h:30min (P), o SAEB entra em modo de descarga, ou seja, libera a energia armazenada com potência igual à demanda da UC e FP=1.

Entre 20h:31min e 21h:30min (P), o SAEB continua em modo de descarga, fornecendo energia com potência fixa de 80 kW e FP=1.

Tabela 2 – Resumo da operação do SAEB e da rede elétrica em horários específicos.

Intervalos (h)	Medidor	Operação
06h:31min às 17h15min (Fora Ponta)	Rede	Potência Fixa = 0kW FP = variável
	SAEB	Potência: faixa de potência entre o mínimo e máximo de potência ativa < 100kW FP = 1
17h16min às 18h29min (Fora Ponta)	SAEB	Se o SAEB ainda não tiver completado a sua carga, ele passa a consumir energia da rede elétrica (até completar sua carga) com potência fixa = 100kW FP = 1
18h30min às 20h:30 min (Horário de Ponta)	Rede	Potência Fixa = 0kW FP = 1
	SAEB	Potência= Demanda da UC FP=1
20h31min às 21h30min (Horário de Ponta)	Rede	Potência Fixa = 0 kW FP = variável
	SAEB	Potência = 100kW FP = 1
21h31min às 06h30min (Fora Ponta)	Rede	Potência = Variável FP = Variável
	SAEB	Potência Fixa = 2KW FP = 0,20 indutivo

Por fim, no período de 21h:31min às 06h:30min (FP), a UC continua consumindo energia da rede elétrica com potência variável e FP variável. Nesse período, o SAEB opera, em modo de consumo, com potência fixa de 2 kW e FP = 0,20 indutivo para equilibrar o FP (capacitivo) da UC.

2.3 Energia ativa/reactiva injetada/solicitada à concessionária e FP da UC

A partir dos dados de demanda ativa/reactiva consumida/injetada na rede da concessionária, registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional, em intervalos de quinze minutos, foram calculadas as energias elétricas ativas e reativas consumidas/injetadas na rede pela UC, em intervalos de 15 minutos, conforme mostram as Eq.(1) e Eq.(2).

$$E_A(p) = P * \frac{15}{60} \quad (1)$$

Onde:

$E_A(p)$ = Energia ativa consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kWh;

P = Demanda ativa consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kW.

$$E_Q(p) = Q * \frac{15}{60} \quad (2)$$

Onde:

E_Q = Energia reativa consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kVArh;

Q = Demanda reativa consumida/potência reativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kVAr.

As Eq. (3) e Eq. (4) apresentam a energia ativa e energia reativa, no intervalo de tempo especificado.

$$E_{P(i)} = \sum_{k=1}^i E_{P(k)} \quad (3)$$

$$E_{Q(i)} = \sum_{k=1}^i E_{Q(k)} \quad (4)$$

Onde:

$E_{P(i)}$ = Energia elétrica ativa consumida/injetada na rede, em base de tempo i, expressa em kW(i);

$E_{P(k)}$ = Energia elétrica ativa consumida/injetada na rede, em base de tempo k, expressa em kW(k);

$E_{Q(i)}$ = Energia elétrica reativa consumida/injetada na rede, em base de tempo i, expressa em kVAr(i);

$E_{Q(k)}$ = Energia elétrica reativa consumida/injetada na rede, em base de tempo k, expressa em kVAr(k);

i = Limite superior da somatória;

A Eq. (5) apresenta o fator de potência, no intervalo de tempo especificado.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{E_P}{\sqrt{E_P^2+E_Q^2}} \quad (5)$$

Onde:

P = Potência ativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kW;

S = Potência aparente consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kVA;

Q = Potência reativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kVAr;

E_P = Energia elétrica ativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh;

E_Q = Energia elétrica reativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kVArh.

2.4 Faturamento da energia elétrica

O faturamento de energia elétrica das unidades consumidores atende às prescrições da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. A distribuidora deve faturar a demanda conforme o contrato de fornecimento estabelecido em mercado cativo/livre e o consumo e geração de energia elétrica ativa da UC do grupo A pela seguinte fórmula da Eq. (6):

$$FEA(P) = EEAM(P) * TF(p) \quad (6)$$

Onde:

$FEA(P)$ = Faturamento da energia elétrica ativa, por posto tarifário “p”, expressa em Reais (R\$);

$EEAM(P)$ = Montante de energia elétrica ativa medida em cada posto tarifário “p” do ciclo de faturamento, expressa em MWh;

$TF(P)$ = Tarifa de energia “TE” ou do uso do sistema de distribuição “TUSD”, por posto tarifário “p”, aplicáveis aos subgrupos do grupo A, expressa em R\$/MWh ou, para as demais unidades consumidoras, a tarifa final de energia elétrica ativa homologada por posto tarifário “p”;

A cobrança pela ultrapassagem deve ser calculada por:

$$C_{ultrapassagem}(P) = [DAM(P) - DAC(P)] * 2 * VR_{DULT}(P) \quad (7)$$

Onde:

$C_{ultrapassagem}(P)$ = valor correspondente à cobrança pela demanda excedente, por posto tarifário “p”, caso aplicável, expressa em R\$;

$DAM(P)$ = demanda de potência ativa medida, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, caso aplicável, expressa kW;

$DAC(P)$ = demanda de potência ativa contratada, por posto tarifário “p” no período de faturamento, caso aplicável, expressa em kW;

$VR_{DULT}(P)$ = valor de referência de ultrapassagem, equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou a TUSD;

P = posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias.

O faturamento do excedente reativo, pode ser calculado através da Eq. (8)

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n=1} \left[EEAMT \times \left(\frac{0,92}{FPT} - 1 \right) \right] \times VRE_{RE} \quad (8)$$

Onde:

$E_{RE}(p)$ = Energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida de (FP= 0,92), expressa em R\$;

$EEAMT$ = Montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1h, expressa KWh ou MWh;

FPT = Fator de potência da UC, calculado em cada intervalo “T” de 1h;

VRE_{RE} = Valor de referência equivalente à tarifa de energia da bandeira verde, expressa em R\$/MWh;

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

n= número de intervalos de integração “T”, por posto tarifário “p”.

O faturamento da demanda de potência reativa excedente deverá ser calculada através da Eq. (9)

$$D_{RE}(p) = \left[\sum_{T=1}^{n=1} MAX \left(DAM_T \times \frac{fr}{fT} \right) - DAF_{(p)} \right] \times VR_{DRE} \quad (9)$$

Onde:

$D_{RE}(p)$ = Valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr” no período de faturamento, expressa em R\$;

MAX = Função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “p”;

DAM_T = Demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento, expressa em quilowatt kW;

$DAF_{(p)}$ = Demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, expressa em kW;

fr = Fator de potência de referência igual a 0,92;

fT = Fator de potência da UC, calculado em cada intervalo “T” de uma hora, durante o período de faturamento;

$VDERE$ = Valor de referência, expresso R\$/kW, equivalente às tarifas de demanda de potência (para o posto tarifário fora de ponta) das tarifas aplicáveis aos subgrupos do grupo A, para a modalidade tarifária horária azul;

Para a apuração do $E_{RE}(p)$ e $D_{RE}(p)$, é necessário considerar os seguintes critérios:

i) No período de 6 horas consecutivas, definido pela distribuidora entre as 23h30 e 6h30, apenas os FP menores que 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”.

ii) No período diário complementar ao definido no inciso anterior, apenas os fatores de potência “FP” menores que 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”.

Para evitar penalidades sobre excedentes reativos, devem ser avaliadas alternativas para garantir a compensação do consumo reativo quando necessário. Uma delas é a utilização de uma das funcionalidades do SAEB, ou seja, utilizar o SAEB para corrigir o FP da UC através de injeção de energia elétrica.

3. RESULTADOS

3.1 Diagnóstico de operação e indicadores técnicos e econômicos da UC FV UFSC

A implementação da plataforma de BI facilita a análise e visualização de dados de forma integrada e intuitiva, por meio de gráficos, tabelas e relatórios gerados

A Fig. 5 apresenta, para o dia 13 de março de 2023 (segunda-feira), a demanda contratada (120kW) o limite de ultrapassagem da demanda contratada e o perfil da demanda ativa da UC (em intervalos de 15 minutos). Os resultados mostram que durante a madrugada o consumo da UC é muito baixo (aproximadamente 8,6kW). Às 6:35h o SAEB entra em processo de carga das baterias com a potência ativa FV excedente que seria injetada na rede elétrica. Entre 9:00 h e 17:15 h observa-se que a UC injeta energia ativa FV na rede da concessionária. Das 18:30 às 20:30h ocorre o processo de descarga do SAEB, com potência ativa próxima à demanda da UC. Das 20:31h até às 21:30 o SAEB descarrega sua energia com potência nominal (100 kW). Das 21:31h até às 06:30h da manhã seguinte, o SAEB é utilizado apenas para corrigir o FP de potência da UC.

Conforme estabelecido na Resolução 1000 (ANEEL, 2021), há uma tolerância de 5% para a ultrapassagem da demanda contratada. Essa tela também exibe um indicador visual para sinalizar eventuais ultrapassagens de demanda, destacado em vermelho. É importante ressaltar que, neste dia, a UC registrou ocorrência de ultrapassagem de demanda. Além disso, a tela de BI destaca o Horário de Ponta (P), no qual o valor da energia faturada é significativamente maior em comparação aos demais horários. Essa distinção é fundamental para a compreensão dos padrões de consumo e auxilia na identificação de estratégias para otimização do consumo, durante os períodos de maior tarifação.

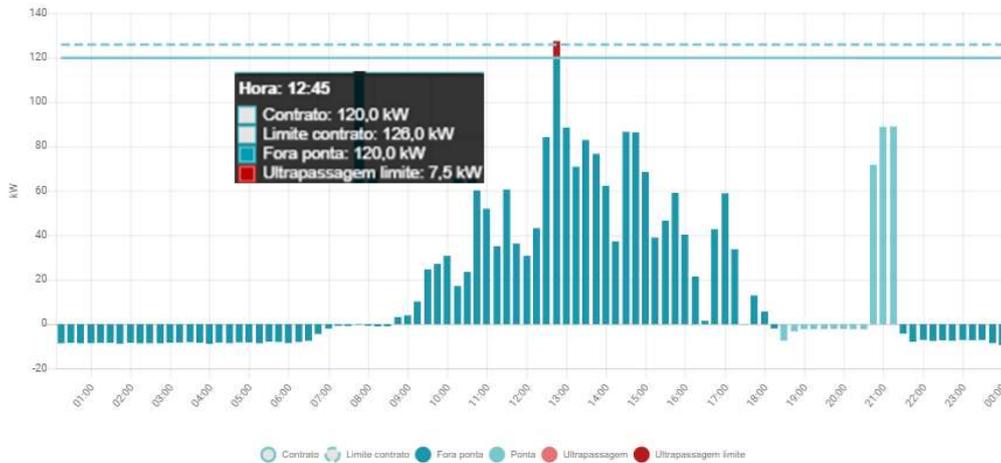


Figura 5 – Tela da evolução horária da demanda líquida da UP, em intervalos de 15 minutos - 13/03/2023

A Fig. 6 apresenta para o mês de março de 2023, a evolução diária das demandas máximas consumidas/injetadas na rede da concessionária pela UC.

Neste caso, deve ser observado se a máxima demanda mensal (consumo/injeção) registrada na UC está próxima ao valor da demanda contratada (120 kW) pela mesma, indicando a conformidade com o contrato de fornecimento de energia. A análise mensal do perfil de demanda máxima, fornece informações valiosas para acompanhamento do comportamento da demanda ao longo do tempo no que tange a variações sazonais e tendências de consumo e geração. Essas informações permitem que os gestores da UC tomem decisões mais rápidas no que diz respeito à demanda medida e à contratação da demanda, a fim de evitar penalidades por ultrapassagem de demanda (Resolução 1000 da ANEEL).

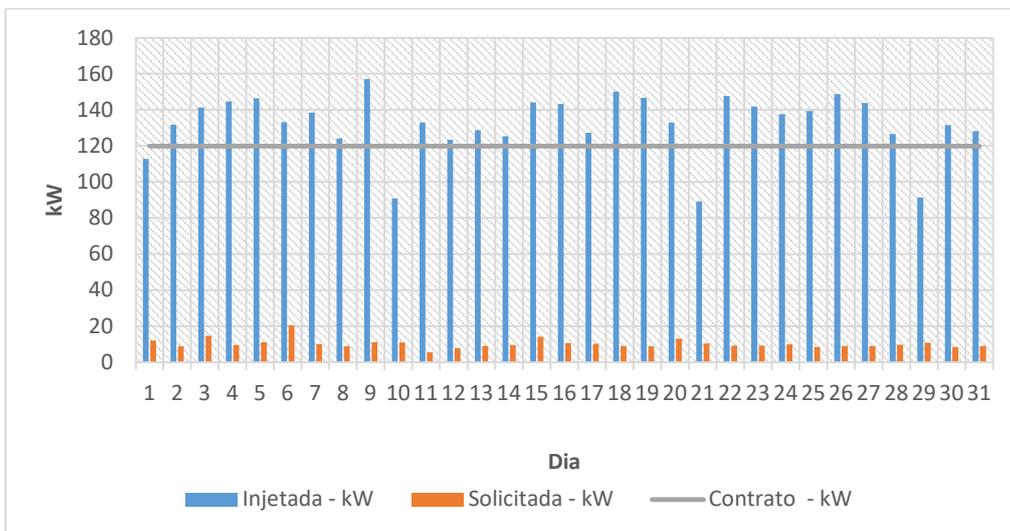


Figura 6 – Evolução diária das demandas máximas consumidas/injetadas na rede da concessionária pela UP - março de 2023

A Fig. 7 apresenta para o dia 13/03/2023, a evolução horária dos montantes de energia ativa consumida/injetada na rede da concessionária pela UC. Os resultados mostram que, neste dia, o consumo da UC foi de 75 kWh e a energia ativa total injetada na rede da concessionária foi de aproximadamente 480 kWh.

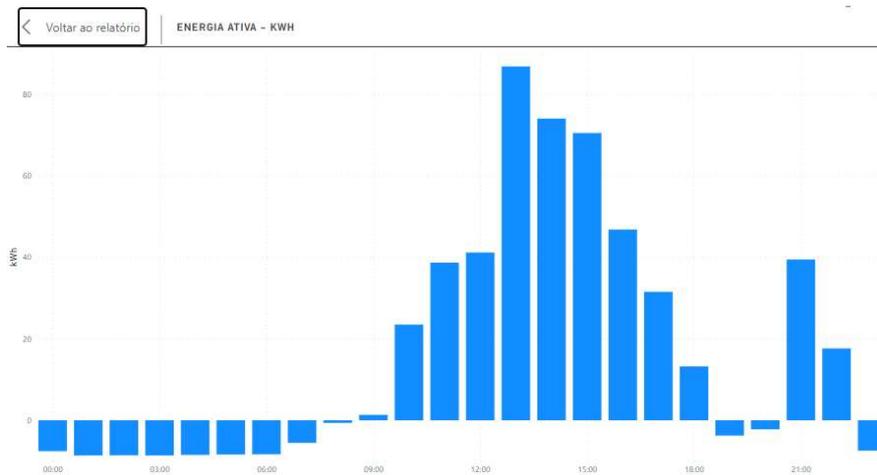


Figura 7 – Tela da evolução horária da energia ativa consumida/injetada na rede da concessionária pela UC - 13/03/2023

Na mesma concepção, a Fig. 8 apresenta a evolução horária do FP da UC e do limite de 0,92 para o FP. Esta tela mostra claramente os horários em que o FP da UC atinge valores menores do que 0,92. Nestes casos, tanto para o consumo como para a injeção de energia excedente na rede da concessionária pela UC, haverá a ocorrência de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente. Os resultados mostram ainda, que a UC apresenta FP capacitivo nos períodos em que consome energia elétrica (kWh) da concessionária e FP indutivo nos períodos em que fornece energia elétrica (kWh) para a concessionária.

Em determinados períodos do dia, tanto o excesso de energia reativa indutiva quanto o excesso de energia reativa capacitiva (FP menor do que 0,92) podem ser faturados pela concessionária. Portanto, adotar iniciativas para reduzir o uso de energia reativa na UC nestes períodos é importante não apenas para evitar penalizações financeiras decorrentes do uso inadequado de energia elétrica, mas também para evitar sobrecargas no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, especialmente durante períodos de maior demanda. O controle do FP é essencial para manter-se dentro dos limites estabelecidos de 0,92 (indutivo/capacitivo).

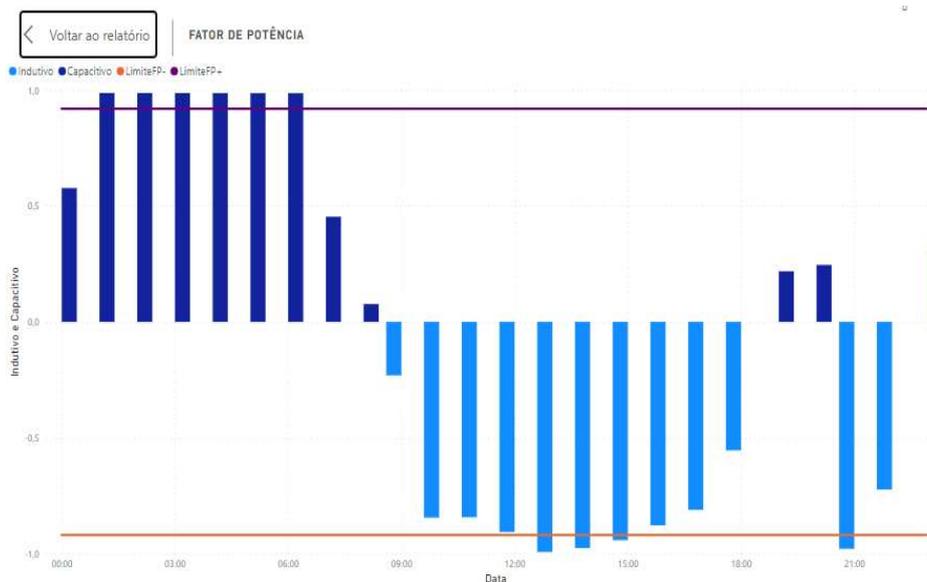


Figura 8 – Tela da evolução horária do FP da UC - 13/03/2023

Para alertar o usuário sobre a ocorrência de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente, foram implementadas automatizações na plataforma de BI. Tais automatizações são capazes de prever e alertar o usuário sobre a necessidade de tomar medidas corretivas. Por exemplo, foi configurado um sistema de alarme que envia notificações por e-mail para o usuário quando os valores de energia reativa excedem determinados limites pré-estabelecidos. Essa funcionalidade pode ser visualizada na Fig. 9, na qual é ilustrada a simulação de um alarme enviado no e-mail do usuário cadastrado, utilizando as automatizações do BI.



Figura 9 – Exemplo de alertas de energia reativa excedente enviados por e-mail.

As medidas corretivas a serem tomadas podem incluir o ajuste da operação do sistema BESS, a otimização da geração fotovoltaica ou o controle de reativos das cargas da UC. O objetivo é evitar penalidades na fatura mensal de energia elétrica e garantir uma operação mais eficiente do sistema elétrico.

A Tab.3 apresenta informações sobre a energia reativa excedente, demanda reativa excedente e as respectivas penalidades, capturadas ao longo do mês. Tais informações permitem ao usuário visualizar o impacto financeiro das penalidades devido à energia e à demanda reativa excedentes e incentiva a adoção de medidas para corrigir e controlar o FP da UC para que este não fique abaixo de 0.92.

Os resultados mostram que, se a UC contratasse sua energia na modalidade Horária Verde (caso da UC em estudo), no mês de março/23, o valor da penalidade devido à energia reativa excedente seria de R\$ 24,02. Se a mesma UC contratasse sua energia na modalidade Horária Azul, o valor da penalidade devido à energia reativa excedente seria de R\$ 24,02 e devido à demanda reativa excedente seria de R\$ 2.821,12, totalizando R\$ 2.845,14.

Tabela 3 – Energia reativa excedente (UFER), demanda reativa excedente FP (DMF) e respectivas penalidades (E_{RE} e D_{RE}) - março de 2023.

Tarifação	Energia reativa excedente	Demanda reativa excedente	Penalidade (Horária Verde)	Penalidade (Horária Azul)
Intervalo de ocorrência (dia, mês, hora)	UFER (kVArh)	DMF (kVAr)	E_{RE} (R\$) <small>$VRERE = R\\$ 0,3321$ (R\$/kVArh)</small>	D_{RE} (R\$) <small>$VRDRE = R\\$ 18,56$ (R\$/kVArh)</small>
03/03/2023 00:30	5,84	10,8	1,94	200,45
03/03/2023 01:30	5,81	10,704	1,93	198,67
03/03/2023 02:30	5,85	10,704	1,94	198,67
03/03/2023 03:30	5,89	10,8	1,96	200,45
03/03/2023 04:30	5,82	10,704	1,93	198,67
03/03/2023 05:30	5,96	10,752	1,98	199,56
11/03/2023 00:30	3,81	8,784	1,27	163,03
11/03/2023 01:30	3,71	8,736	1,23	162,14
11/03/2023 02:30	3,81	8,688	1,27	161,25
11/03/2023 03:30	3,81	8,688	1,27	161,25
11/03/2023 04:30	3,87	8,688	1,29	161,25
11/03/2023 05:30	3,86	8,784	1,28	163,03
18/03/2023 02:30	0,46	8,832	0,15	163,92
18/03/2023 03:30	4,2	8,832	1,40	163,92
18/03/2023 04:30	4,16	8,88	1,38	164,81
18/03/2023 05:30	4,23	8,832	1,41	163,92
Valor Total	71,09	152,20	24,02	2.821,12

A Fig. 12 apresenta uma tela para auditoria de faturas de energia elétrica da UC, na qual demonstra a projeção mensal dos valores e dos percentuais das despesas/receitas integrantes da fatura de energia elétrica da UC

A escolha da modalidade tarifária na contratação da energia elétrica da UC influencia a distribuição dos valores apresentados na Fig. 12. A plataforma de BI permite a análise detalhada das despesas/receitas da UC, auxiliando na identificação de oportunidades otimização da operação da UC visando a redução de suas despesas com energia elétrica.

Embora neste trabalho a plataforma apresente informações para apenas um mês, ela contempla a possibilidade de embarcar os dados anualmente. Isso permite realizar análises mais abrangentes, levando em consideração fatores sazonais, tais como, as estações do ano e a variação da irradiância solar. A análise das informações disponibilizadas pela plataforma BI em intervalo de tempo mais amplo contribui para a gestão estratégica da energia elétrica da UC mais eficiente e embasada em dados históricos confiáveis.

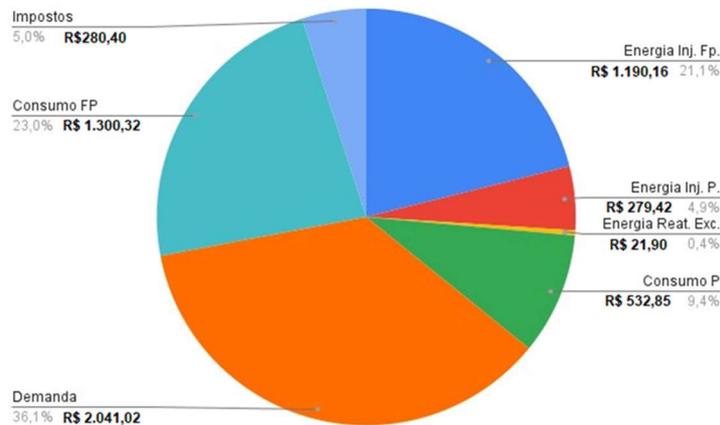


Figura 12 - Tela da projeção mensal dos valores e dos percentuais das despesas/receitas da UC - março de 2023

Observa-se que o maior valor percentual de despesas da UC se concentra nas despesas na demanda (R\$ 2.041,02; 36,1%) e no seu consumo FP (R\$ 1.300,02; 23,0%). Além disso, a energia reativa excedente apresenta pouco impacto na despesa total da UC (R\$ 21,90; 0,4%), indicando que o controle de reativos da mesma está adequado (o SAEB controla o FP da UC no período compreendido entre 23:31 às 6:30 da manhã seguinte). Observa-se ainda, que a parcela da receita da UC com maior relevância é oriunda da compensação de energia ativa injetada no horário FP. Os impostos da fatura de energia elétrica da UC conforme tais como, ICMS, PIS, Cofins, etc equivalem a aproximadamente 5,4% de seu faturamento mensal.

A UC também pode creditar, conforme demonstrativos de saldos (Res. 482 da ANEEL/2012), a energia ativa excedente em outras UCs do mesmo CNPJ. A UC FV UFSC credita mensalmente sua energia excedente injetada na rede da concessionária na UC Cidade Universitária da UFSC, justamente a unidade que mais consome energia. No mês de março de 2023, a energia ativa excedente compensada na UC Cidade Universitária foi de 33.019 kWh no horário FP e de 2.349 kWh no horário P, o que proporcionou à UC Cidade Universitária a redução de despesas com energia elétrica em R\$ 14.819,62 no horário FP e R\$ 3.436,71 no horário P.

No mês de março de 2023, a despesa total com energia elétrica da UC Cidade Universitária foi de R\$ 464.166,63. Neste caso, a UC FV UFSC, através da sua energia excedente injetada na rede da concessionária, proporcionou uma redução de despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária de R\$ 18.256,33, aproximadamente 4% da sua despesa total com energia elétrica.

4 CONCLUSÕES

Este estudo propôs o uso de ferramentas de *BI* para apoio à gestão da energia elétrica de UCs com geração FV a agregada a SAEB, com foco no consumo, geração fotovoltaica e no armazenamento da energia elétrica em sua operação.

A disponibilização, ao longo do tempo, da demanda injetada/solicitada da rede pela UC, de perfis energéticos e do comportamento do FP proporciona uma visão clara dos padrões de demanda e da utilização da energia pela UC. Obter essas informações em tempo real é crucial, visto que, fornece informações valiosas para a tomada de decisões da gestão de energia elétrica da UC, como para otimizar o uso da energia, manter a conformidade com contratos de fornecimento de energia, reduzir custos e promover a sustentabilidade. Além disso, permite avaliar a eficiência do sistema, determinar a proporção de energia fornecida pela rede elétrica externa e avaliar a contribuição da geração fotovoltaica e do armazenamento de energia. Análises comparativas antes e depois da implementação do BI fornecerão insights sobre os benefícios e impactos diretos dessa abordagem na gestão da energia elétrica das UCs (eficiência energética, redução de custos e sustentabilidade).

A plataforma de *Business Intelligence* (BI) também possui papel fundamental na verificação das receitas/despesas da UC em relação às projeções calculadas, fornecendo uma ferramenta eficiente para realizar a auditoria do faturamento mensal. Além disso, a plataforma cria uma base de dados robusta para o registro e análise dos históricos de faturas pagas, permitindo a geração de indicadores importantes para o gerenciamento energético. A tela de auditoria de faturamento mensal na plataforma de BI oferece recursos que possibilitam a mensuração e análise dos valores registrados nas faturas ao longo de um determinado período. Isso permite comparar os custos reais com as projeções calculadas, identificando possíveis desvios e ajudando na verificação da acurácia das estimativas.

Embora a ferramenta de BI tenha sido desenvolvida para apoio à tomada de decisões no que diz respeito à gestão da energia elétrica de UCs com geração FV e SAEB, a mesma também pode ser utilizada para apoio à tomada de decisões de UCs que apenas consomem energia elétrica da rede da concessionária, ou, sem a agregação da geração FV e/ou do SAEB.

Com este estudo percebeu-se a necessidade da agregação de outros tipos de implantação de telemetria para medidores de circuitos específicos da UC a fim de transmitir dados de energia individuais do SAEB e sistemas FV isoladamente, que adicionados a implantação da telemetria de fronteira, poderiam ajudar a obter outros indicadores técnicos sobre a eficiência destes sistemas.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2019. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021. Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. ANEEL, n. D, p. 1, 2012.
- Al-Ali, A. R., Imran Zualkernan, Mohammed Rashid, Ragini Gupta, And Mazin Alikarar. "A Smart Home Energy Management System Using IoT and Big Data Analytics Approach." IEEE Transactions on Consumer ElectronicS 63, no. 4 (2017): 426-436.BRASIL.
- Antoniolli, Andriago Filippo, Napolini, Helena Flávia, De Abreu, João Frederico, Rütther, Ricardo, 2022. Development of technical and statistical algorithm using Business Intelligence tools for energy yield assessment of large rooftop photovoltaic system ensembles, Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 49, p. 101686.
- Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 2022. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm >. Acesso em: 19 de julho de 2023.
- Campos, F.M., Araújo, D.N., Toledo, O.M., Fernandes, L.D.S., Borba, A.T.A. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no brasil. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, p. 1–10, 16 ago. 2022.
- Lawder, M.T., Suthar, B., Northrop, P.W.C., De, S., Hoff, C.M., Leitermann, O., Crow, M.L., Santhanagopalan, S., Subramanian, V.R Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. Proceedings of the IEEE, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, jun. 2014.
- Radenković, Miloš; Lukić, Jelena; Despotović-Zrakić, Marijana; Labus, Aleksan-Dra; Bogdanović, Zorica. Harnessing business intelligence in smart grids: a case of the electricity market. Computers In Industry, [S.L.], v. 96, p. 40-53, abr. 2018. Elsevier BV.
- Scolari, B. S.; Do Nascimento, D. E.; De Souza, M.; Strauhs, F. Do R. COVID-19 pandemic impact on micro and mini photovoltaic distributed generation in Brazil: selection and analysis of representative indicator. Brazilian Journal of Environmental Sciences (RBCIAMB), Rio de Janeiro, v. 57, n. 3, p. 397–408, 2022. DOI: 10.5327/Z2176-94781330.
- TAVEIRA, I. M.; LEAO, R. P. S.; NETO, T. N. C. A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prossumidoras: uma avaliação técnica e financeira. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2020.

MANAGEMENT OF ELECTRICAL ENERGY OF CONSUMER UNITS WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION AND STORAGE SYSTEMS ENERGY USING BUSINESS INTELLIGENCE TOOLS.

Abstract. *This study proposes the use of Business Intelligence (BI) tools to support obtaining technical and economic indicators for the management of electrical energy in consumer units with photovoltaic generation added to storage systems, focusing on consumption, photovoltaic generation and storage of electrical energy in its operation. To this end, data was collected using telemetry devices connected to bidirectional electrical energy meters, allowing the acquisition of electrical quantities. The detailed analysis of the UCs energy profile over time provides valuable insights to optimize the use of electrical energy, reduce costs and promote sustainability, through automation and business intelligence resources. The availability of the expenses and revenues included in the UC's monthly billing makes it possible to analyze the values recorded in the invoices over a given period and allows the actual costs to be compared with the calculated projections, identifying possible deviations and verifying the accuracy of the estimates. Through BI tools, it is possible to identify trends and measure impacts for future projections, opening a range of innovative applications with regard to seasonality and optimization opportunities, contributing to end-user diagnosis through graphs, dashboards and customizable alarms. Furthermore, the platform creates a robust database for recording and analyzing the history of paid invoices, allowing the generation of important indicators for UC energy management.*

Keywords: *Business Intelligence, Energy Storage Systems, Photovoltaic Solar Energy, Electrical energy management*