Um investimento = múltiplas funções: Desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída

Projeto PD 0403-0042/2016

Relatório de despacho estratégico FOCO II

Preparado pelo Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catariana (Laboratório Fotovoltaica-UFSC), equipe executora do projeto em conjunto com a Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina (FEESC)

Gerente de Projeto (Engie Brasil Energia): **Eng. Julio Albien**
Coordenador do Projeto (UFSC): **Prof. Ricardo Rüther**

Florianópolis, maio de 2022.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 3
2 METODOLOGIA 3
2.1 CARACTERÍSTICAS DA DEMANDA LOCAL 3
2.2 PREMISSAS DE OPERAÇÃO 6
2.3 ESTRATÉGIA DE CARGA DO SAE 6
2.3.1 CARGA DO SAE PELO APROVEITAMENTO DA ENERGIA FV EXCEDENTE 7
2.3.2 CARGA DO SAE ATRAVÉS DA ENERGIA ORIUNDA DA REDE ELÉTRICA 8
2.3.3 DIAGRAMA GERAL DA ESTRATÉGIA DE CARGA DO SAE 9
2.4 ESTRATÉGIA DE DESCARGA DO SAE 10
2.4.1 DESCARGA DO SAE NAS PRIMEIRAS DUAS HORAS DO HORÁRIO DE PONTA 10
2.4.2 DESCARGA DO SAE NA ÚLTIMA HORA DO HORÁRIO DE PONTA 11
2.4.3 DIAGRAMA GERAL DA ESTRATÉGIA DE DESCARGA DO SAE 12
2.5 ANÁLISE TARIFÁRIA DE ENERGIA, DEMANDA E COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NO CENÁRIO BRASILEIRO 12
2.5.1 Tarifas aplicadas 12
2.5.2 Tarifas aplicadas 13
2.6 ANÁLISE ECONÔMICA SIMPLIFICADA 14
3 ANÁLISE DA UC LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC 18
3.1 Dados medidos na UC 18
3.1.1 Análise de dias úteis 19
3.1.2 Análise de dias não úteis 22
3.1.3 Análise das variáveis por ciclo de faturamento 24
4 ANÁLISE DA OPERAÇÃO OTIMIZADA SIMULADA 27
4.1 ANÁLISE DE OPERAÇÃO DIÁRIA - DIAS ÚTEIS 27
4.2 ANÁLISE DE OPERAÇÃO MENSAL 30
5 ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA DA OPERAÇÃO OTIMIZADA 34
5.1 Aquisição de dados de potência aparente, potência ativa, potência reativa e fator de potência. 34
5.2 Observação dos dados para o caso mensal 34
5.3 Análise de valores semanais 36
5.3.1 Evolução das variáveis para a semana 1 37
5.3.2 Evolução das variáveis para a semana 2 43
5.3.3 Evolução das variáveis para a semana 3 47
5.3.4 Evolução das variáveis para a semana 4 50
5.3.5 Evolução das variáveis para a semana 5 53
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 59

1 INTRODUÇÃO

As atividades do Foco II estão relacionadas ao sistema de armazenamento de energia (SAE) de 200 kWh/100 kVA no Laboratório Fotovoltaica-UFSC. Neste foco, grande parte das atividades da frente de despacho estratégico estavam vinculadas à frente de especificação das baterias, principalmente nas atividades de definição de funcionalidades e operação do sistema de bateria junto ao fornecedor. Esta frente ainda realizou estudos de otimização de operação do sistema de armazenamento para a modalidade tarifária do Laboratório Fotovoltaica-UFSC, com base nas funcinoalidades especificadas. Um estudo de efetividade da operação otimizada ainda foi realizado após a aplicação prática do agendamento ótimo definido a partir de dados simulados e teóricos.

2 METODOLOGIA

2.1 CARACTERÍSTICAS DA DEMANDA LOCAL

Unidades consumidoras pertencentes ao Grupo A estão enquadradas na estrutura tarifária horária. Essa estrutura de tarifação é caracterizada pela aplicação de tarifas distintas para consumo de energia elétrica (R$/kWh) e demanda de potência (R$/kW), de acordo com seu respectivo horário de utilização (durante o horário de ponta (P) ou fora ponta (FP)). Tal estrutura de tarifação é motivada pela racionalização do consumo de energia elétrica. Como existem diferentes tarifas para diferentes horários do dia, espera-se que o consumidor utilize os horários com tarifas mais baratas, aliviando assim o carregamento do sistema elétrico. A tarifação horária se caracteriza por duas modalidades: Azul e Verde.

O QUADRO 1 apresenta características de tarifação para ambas as modalidades de contratação. Na área de concessão da distribuidora local (Celesc), o horário de ponta (P) consiste para todos os dias úteis da semana (segunda a sexta-feira) do período compreendido entre 18h30 e 21h29 [1].

Quadro 1 – Modalidade de contratação da energia elétrica para subgrupos de consumidores do Grupo A [1].

	Energia	Demanda
Azul	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta
Verde	Ponta	Valor único
	Fora Ponta	

A unidade consumidora (UC) do laboratório Fotovoltaica-UFSC perctence ao subgrupo A4 de tensão de fornecimento e contrata sua energia elétrica junto à distribuidora na modalidade tarifária horária verde,

apresentando minigeração solar fotovoltaica com 105 kWp de potência instalada, com plano de expansão para aproximadamente 300 kWp ainda em 2022. A FIGURA 1 apresenta uma vista aérea do Laboratório FV-UFSC.

Figura 1 – Vista aérea do Laboratório FV-UFSC.



A TABELA 1 apresenta a localização, tecnologia e a potência dos sistemas fotovoltaicos conectados à UC. A conexão de cada microgerador solar FV com as instalações elétricas da edificação se dá por meio de disjuntores integrados aos quadros de distribuição (BT) das edificações e os inversores são descentralizados.

O Laboratório dispõe de tecnologias FV diferentes, pois tem como objetivo realizar atividades de pesquisa e extensão visando o estudo destes sistemas.

Tabela 1 - Sistemas fotovoltaicos no Laboratório FV-UFSC.

Localização	Tecnologia	Potência (kWp)
Estacionamento	CIGS	13,44
Bloco A	p-Si	66,15
Bloco B	a-Si/µc-Si	13,50
Eletroposto	CdTe	2,44
Sistemas FV em solo	a-Si/ p-Si/ µc-Si	10,00
	Total	**105,53**

Além das cargas elétricas constituídas basicamente por aparelhos de condicionamento de ar e refrigeração, tomadas de uso geral (utilizadas principalmente para alimentar computadores) e sistemas de iluminação que utilizam lâmpadas de LED, o laboratório possui uma estação de carregamento para o ônibus elétrico (*eBus*), sua carga mais significativa.

O ônibus elétrico realiza o transporte de estudantes, servidores e professores entre o campus Central da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), localizado na região central de Florianópolis, e o Laboratório

Fotovoltaica-UFSC, localizado na região norte da capital. O percurso traçado pelo ônibus elétrico é mostrado na FIGURA 2. A capacidade de armazenamento das baterias do ônibus é de 128 kWh, com autonomia de 74 km. As baterias são carregadas através de um carregador com 75 kW de potência.

Figura 2 - Percurso do e-Bus.



Em cada viagem realizada (ida e retorno), o trajeto percorrido pelo ônibus elétrico entre o campus Central da UFSC e o Laboratório Fotovoltaica-UFSC é de aproximadamente 50 km e leva em torno de 1 hora. Tal trajeto, se realizado por transporte público local, levaria aproximadamente 2 horas e 20 min (ida e retorno).

O ônibus elétrico é carregado cinco vezes ao dia por um período de aproximadamente uma hora nos seguintes horários: 08h00min; 10h30min; 13h00min; 16h00min e aproximadamente às 18h45min. Destes, quatro carregamentos são realizados no horário fora da ponta (FP) e um no horário de ponta (P). Eventuais atrasos nos horários de carregamento do ônibus podem ocorrer devido à intensidade do trânsito na cidade, principalmente no último horário. Nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados no Fotovoltaica-UFSC não são desenvolvidas atividades expressivas e portanto, não há deslocamento do ônibus elétrico. Nos dias úteis, o Fotovoltaica-UFSC possui horário de funcionamento das 08h00min às 18h00min.

Para realizar os objetivos propostos neste trabalho, a TABELA 2 apresenta as características do SAE a ser estudada na UC.

Tabela 2 - Dados do SAE.

Tecnologia	Íon-lítio
Capacidade de armazenamento nominal	150 kWh
Potência nominal (descarga/carregamento)	100 kW
Eficiência	>88%
Vida útil	>6000 ciclos @ 80% *DoD*
Estado de carga mínimo	20%

2.2 PREMISSAS DE OPERAÇÃO

A estratégia do processo de carga e descarga do sistema de armazenamento foi feita considerando que:

I) Os horários de funcionamento do ônibus elétrico não serão alterados em função de sua conveniência para o funcionamento de Laboratório Fotovoltaica-UFSC, ou seja, considera-se que a carga da unidade consumidora não se modifique;

II) A carga do sistema de armazenamento visa o máximo aproveitamento da energia FV excedente injetada na rede da distribuidora pela unidade consumidora, ocorrendo durante o horário fora ponta;

III) A descarga do sistema de armazenamento visa a maior redução das despesas da unidade consumidora com energia elétrica, devendo ocorrer durante o horário ponta;

IV) Como a unidade consumidora está permanentemente conectada à rede elétrica da distribuidora, em dias não úteis em que não haja atividades no Laboratório Fotovoltaica-UFSC, visando aumentar a vida útil do sistema de armazenamento (diminuindo sua frequência anual de cargas/descargas), não haverá o processo de carga/descarga do sistema de armazenamento;

V) Será considerado um estado de carga (*SoC*) mínimo para o sistema de armazenamento de 20% e uma profundidade de descarga (*DoD*) de 80%.

Para a operação adequada do sistema de armazenamento foi definido o período para a realização de determinada tarefa, com data e hora de início e fim, o modo de operação tanto do medidor de rede como do medidor do sistema de armazenamento e seus respectivos valores de operação (potência e fator de potência).

A TABELA 3 apresenta modos de operação dos controladores do medidor da rede e do controlador do SAE. Os modos de operação foram previstos de acordo com as funcionalidades especificadas no projeto do sistema de armazenamento junto à WEG.

Tabela 3 - Modos de operação do SAE.

Controlador	Modo de operação	Valores de operação	
Medidor Rede	Injeção de energia na rede	Potência fixa ou Faixa de potência aceitável	Fator de potência
	Consumo de energia da rede		
Medidor SAE	Carga	Potência fixa ou Faixa de potência aceitável	Fator de potência
	Descarga		

2.3 ESTRATÉGIA DE CARGA DO SAE

Para cada instante *t*, a quantidade de energia disponível no SAE é dada pela EQUAÇÃO (1) e a quantidade de energia necessária para atingir a plena carga do SAE é mostrada na EQUAÇÃO (2).

$$E_{SAE.DIS}(t) = (SoC(t) - SoC_{mín}) \,.\, E_{SAE.NOM} \quad (1)$$

$$E_{SAE.NEC}(t) = (DoD_{SAE} \,.\, E_{SAE.NOM}) - E_{SAE.DIS}(t) \quad (2)$$

Onde:

$E_{SAE.DIS}(t)$ é a quantidade de energia disponível no SAE, no instante t, expresso em kWh;

$SoC(t)$ é o estado de carga do SAE, no instante t;

$SoC_{mín}$ é o estado de carga mínimo definido para o SAE;

$E_{SAE.NOM}$ é a capacidade de armazenamento nominal do SAE, expresso em kWh;

$E_{SAE.NEC}(t)$ é a quantidade de energia necessária para atingir a plena carga do SAE, expresso em kWh;

DoD_{SAE} é a profundidade de descarga definido para o SAE.

2.3.1 CARGA DO SAE PELO APROVEITAMENTO DA ENERGIA FV EXCEDENTE

Visando o máximo aproveitamento da energia FV excedente para carregamento do SAE, a TABELA 4 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Tabela 4 - Operação do SAE através da energia FV excedente.

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
05h01min as 17h15min	Rede	Injeção	Potência Fixa = 0 kW FP = 1
	SAE	Carga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potência ativa excedente injetada na rede elétrica <100 kW) FP=1

No período compreendido entre 05h01min e 17h15min, o controlador do medidor da rede trabalhará no modo de operação "Injeção" na potência fixa de 0 kW. Assim, durante este período não será injetada na rede elétrica potência FV excedente. Já o controlador do medidor do SAE operará no modo "Carga", com valores de operação na faixa de potência entre o mínimo e o máximo da potência ativa excedente (respeitando a potência nominal do SAE), ou seja, neste período o SAE será carregado na potência igual à potência FV excedente. Ambos os controladores (SAE e rede) irão operar com um FP unitário.

No processo de carga do SAE, três situações poderão vir a ocorrer, conforme descrito a seguir.

2.3.1.1 $E_{CARGAS}(t) > E_{FV}(t)$

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC no instante *t* é maior do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente nula. O SAE não é carregado e a diferença entre a energia demandada pelas cargas e a energia gerada é suprida pela rede elétrica. A EQUAÇÃO (3) apresenta a quantidade de energia armazenada no SAE e a EQUAÇÃO (4), a energia fornecida pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = 0 \quad (3)$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) \quad (4)$$

Onde:

$E_{SAE.C}(t)$ é a energia armazenada no SAE, no instante t, expressa em kWh;

$E_{REDE}(t)$ é a energia fornecida pela rede, no instante t, expressa em kWh;

$E_{CARGAS}(t)$ é a energia demandada pelas cargas da UC, expressa em kWh;

$E_{FV}(t)$ é a energia FV gerada, expressa em kWh.

2.3.1.2 $E_{CARGAS}(t) < E_{FV}(t)$ e $20\% \leq SoC < 100\%$

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC é menor do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente. Como o SAE encontra-se abaixo de seu estado de carga máximo, o mesmo é carregado utilizando a energia FV excedente. As EQUAÇÕES (5) e (6) apresentam respectivamente, a quantidade de energia armazenada no SAE e a energia que circula pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \quad (5)$$

$$E_{REDE}(t) = 0 \quad (6)$$

Se a quantidade de energia FV excedente foi maior do que a necessária para carregar o SAE, conforme EQUAÇÃO (7), o SAE é carregado por completo (*SoC*(t) atinge 100%) e o restante é injetado na rede elétrica. A quantidade de energia armazenada no SAE e a energia FV excedente injetada na rede elétrica, no instante *t*, são descritas pelas EQUAÇÕES (8) e (9), respectivamente.

$$E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \geq E_{SAE.NEC}(t) \quad (7)$$

$$E_{SAE.C}(t) = E_{SAE.NEC}(t) \quad (8)$$

$$E_{REDE}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) - E_{SAE.NEC}(t) \quad (9)$$

2.3.1.3 $E_{CARGAS}(t) < E_{FV}(t)$ e $SoC = 100\%$

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC no instante *t* é menor do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente. Porém o SAE encontra-se completamente carregado; então o SAE não é carregado e ocorre injeção de energia FV excedente na rede elétrica. A EQUAÇÃO (8) apresenta a energia carregada no SAE e a EQUAÇÃO (10), a energia FV excedente injetada na rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{REDE}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \quad (10)$$

2.3.2 CARGA DO SAE ATRAVÉS DA ENERGIA ORIUNDA DA REDE ELÉTRICA

Após o período destinado para a carga do SAE via energia FV excedente e se o SAE ainda estiver com *SoC* (t) < 100%, será definido um novo período de carregamento através da energia proveniente da rede elétrica. A TABELA 5 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Tabela 5 - Operação do SAE através da energia oriunda da rede elétrica.

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
17h16min as 18h30min	SAE	Carga	Potência Fixa = 100 kW e FP = 1

Somente será acionado o controlador do medidor do SAE, no modo de operação "Carga", com valor de operação na potência fixa igual à potência nominal do SAE (100 kW) e com FP unitário. O período definido entre 17h16min e 18h30min (75 min) se justifica por ser imediatamente anterior ao horário P e com duração suficiente para carregar o SAE na sua potência nominal. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer, conforme descrito a seguir.

2.3.2.1 $SoC(t) < 100\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE está abaixo de sua capacidade máxima e o mesmo será carregado através da energia proveniente da rede elétrica. A EQUAÇÃO (11) apresenta a quantidade de energia carregada no SAE e a EQUAÇÃO (12), da energia proporcionada pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = E_{SAE.NEC}(t) \tag{11}$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) + E_{SAE.NEC}(t) \tag{12}$$

2.3.2.2 $SoC(t) = 100\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE está em sua capacidade máxima, fazendo com que o mesmo não seja carregado. As EQUAÇÕES (3) e (4) apresentam a quantidade de energia carregada no SAE e a energia fornecida pela rede elétrica, no instante *t*.

2.3.3 DIAGRAMA GERAL DA ESTRATÉGIA DE CARGA DO SAE

A FIGURA 3 apresenta o diagrama esquemático simplificado da estratégia de carga do SAE.

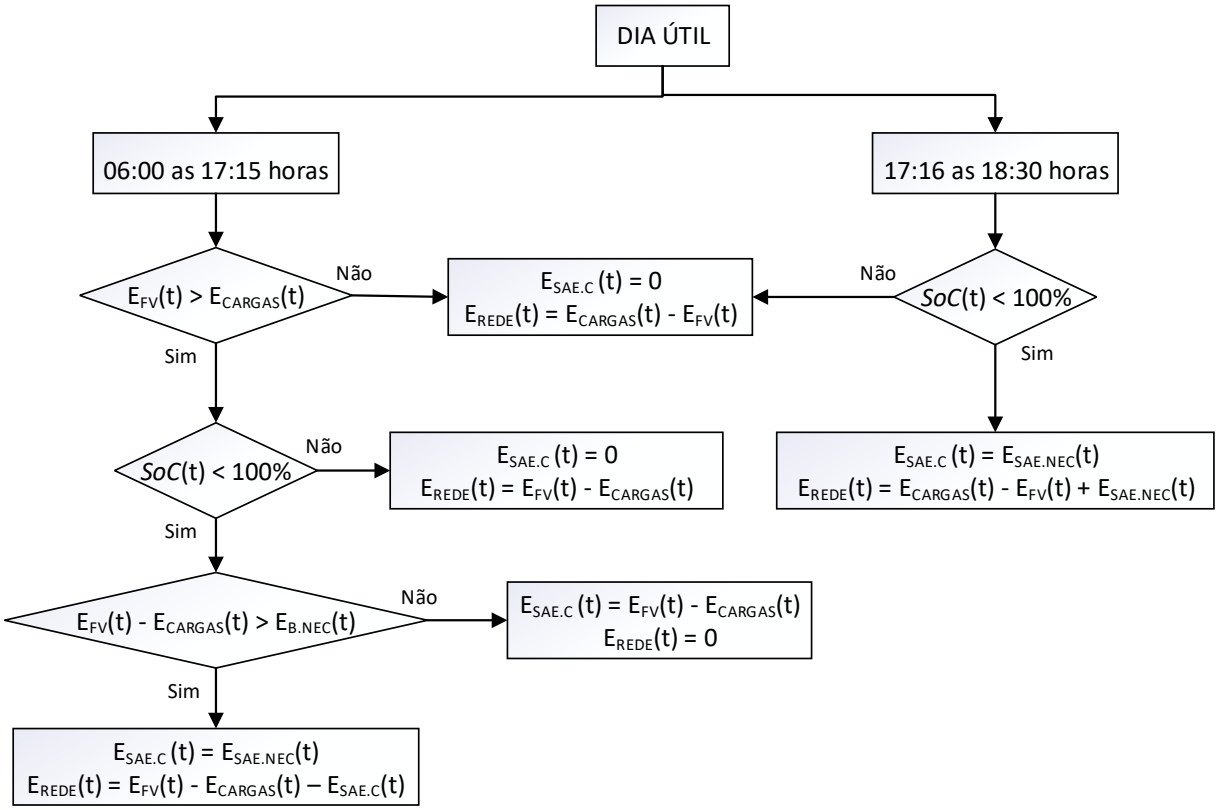


Figura 3 - Diagrama esquemático simplificado da estratégia de carga do SAE.

2.4 ESTRATÉGIA DE DESCARGA DO SAE

Para maximizar a redução de despesas com energia elétrica da UC e serviços de arbitragem de energia, a descarga do SAE ocorrerá no horário de ponta (P). Será utilizada uma estratégia para as primeiras duas horas e outra para a última hora do horário de ponta, conforme descrito a seguir.

2.4.1 DESCARGA DO SAE NAS PRIMEIRAS DUAS HORAS DO HORÁRIO DE PONTA

Nas primeiras duas horas do horário de ponta, a operação do SAE é definida visando abater o consumo da UC. A TABELA 6 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Tabela 6 - Operação do SAE com o objetivo: abater o consumo da UC.

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
18h31min as 20h30min	Rede	Consumo	Potência Fixa = 0 kW FP = 1
	SAE	Descarga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potencia demandada) FP=1

No período compreendido entre as 18h31min e 20h30min, o controlador do medidor da rede trabalhará no modo de operação “Consumo” na potência fixa de 0 kW. Assim, durante este período não será consumida

energia da rede elétrica. Já o controlador do medidor do SAE operará no modo "Descarga", nos valores de operação na faixa de potência entre o mínimo e o máximo da potência ativa demandada pela UC (respeitando a potência nominal do SAE), ou seja, neste período o SAE fornecerá energia para a UC. Ambos irão operar com um FP unitário. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer, conforme descrito a seguir.

2.4.1.1 $SoC(t) > 20\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE é maior que o mínimo estabelecido, e o mesmo é descarregado. A EQUAÇÃO (13) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a EQUAÇÃO (6) a energia que circula pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.D}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) \quad (13)$$

Onde:

$E_{SAE.D}(t)$ é a energia descarregada pelo SAE, no instante t, expresso em kWh.

2.4.1.2 $SoC(t) = 20\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE é igual ao mínimo permitido e portanto, não há descarga do SAE. As cargas da UC passam a ser atendidas pela rede elétrica. A EQUAÇÃO (14) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a EQUAÇÃO (4) a energia fornecida pela rede, no instante *t*.

$$E_{SAE.D}(t) = 0 \quad (14)$$

2.4.2 DESCARGA DO SAE NA ÚLTIMA HORA DO HORÁRIO DE PONTA

Durante a última hora do horário de ponta, a operação do SAE é definida visando descarregar toda sua energia restante na rede da distribuidora. A TABELA 7 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Tabela 7 - Operação do SAE com o objetivo de descarregar toda energia restante na rede da distribuidora.

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
20h31min as 21h30min	SAE	Descarga	Potência Fixa = 100 kW e FP = 1

No período compreendido entre 20h31min e 21h30min, o controlador do medidor do SAE trabalhará no modo de operação "Descarga" na potência fixa igual à potência nominal do mesmo (100 kW), com um FP unitário. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer, conforme descrito a seguir.

2.4.2.1 $SoC(t) > 20\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE é maior que o mínimo permitido e ocorre sua descarga. A EQUAÇÃO (15) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a EQUAÇÃO (16), da energia vista pela rede, no instante *t*. Neste caso poderá ocorrer injeção de energia descarregada pelo SAE na rede elétrica.

$$E_{SAE.D}(t) = E_{SAE.DIS}(t) \quad (15)$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) - E_{SAE.DIS}(t) \quad (16)$$

2.4.2.2 $SoC(t) = 20\%$

Neste caso, o estado de carga do SAE é igual ao mínimo permitido e o mesmo não é descarregado. A energia descarregada pelo SAE e a energia fornecida pela rede são apresentadas nas EQUAÇÕES (14) e (4), respectivamente.

2.4.3 DIAGRAMA GERAL DA ESTRATÉGIA DE DESCARGA DO SAE

A FIGURA 4 apresenta o diagrama esquemático simplificado da estratégia de descarga do SAE.

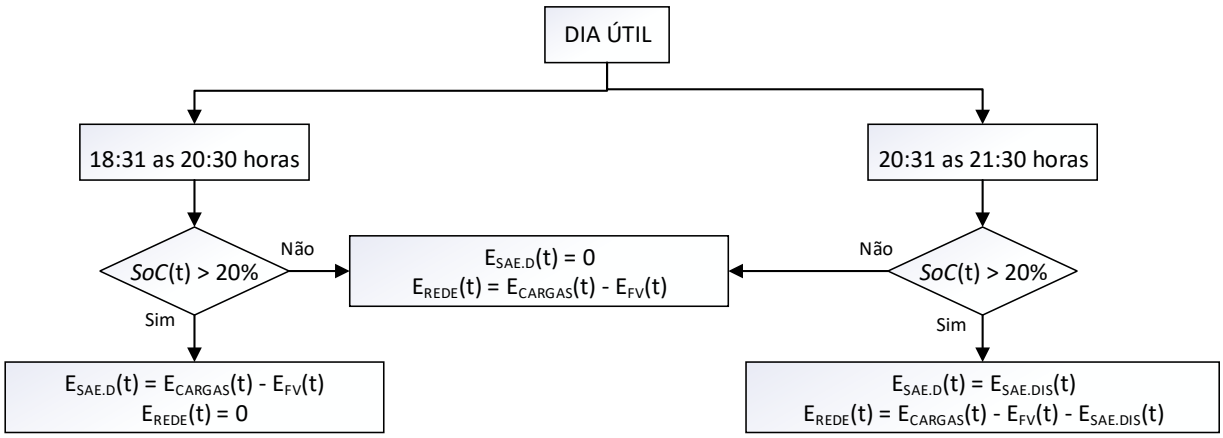


Figura 4 - Diagrama esquemático simplificado da estratégia de descarga do SAE.

2.5 ANÁLISE TARIFÁRIA DE ENERGIA, DEMANDA E COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NO CENÁRIO BRASILEIRO

A implementação da operação do SAE na UC resultará em novos perfis de demanda de potência, consumo de energia, energia excedente injetada na rede elétrica, fator de potência e ciclo de compensação dos créditos de energia. Para avaliar adequadamente os impactos proporcionados pelo SAE, será necessário calcular as novas despesas com energia e demanda.

A estratégia de operação do SAE foi realizada visando a maior redução de despesas com energia elétrica da UC. Porém, esta operação afetará as demandas máximas da UC, visto que o SAE poderá ser carregado pela rede elétrica na sua potência nominal em certas situações. Visando a menor despesa possível com demanda será simulado novo cenário de contratação de demanda.

2.5.1 Tarifas aplicadas

A TABELA 8 apresenta, para a distribuidora local (Celesc) e para período analisado da UC, as tarifas de aplicação de energia (FP e P) e de demanda para o subgrupo A4 (sem impostos) na tarifa horária verde [2,3]. Para a UC avaliada neste estudo, a Celesc tem um ciclo de faturamento que inicia usualmente no dia 25 de cada mês.

*Tabela 8 - Tarifas para a modalidade horária verde - subgrupo A4 (sem impostos) **[2,3]**.*

Período de vigência	Energia (R$/kWh)				Demanda (R$/kW)
	Fora Ponta (FP)		Ponta (P)		
	TE	TUSD	TE	TUSD	
16/08/16 a 14/08/17	0,24405	0,05721	0,37463	0,66768	9,09
15/08/17 a 12/08/18	0,26468	0,04600	0,40981	0,74648	12,65

Caso dentro do ciclo de faturamento da UC ocorra reajuste tarifário, a EQUAÇÃO (22) apresenta a tarifa proporcional a ser aplicada no mês na qual ocorreu o reajuste conforme a REN nº 414/2010 [1].

$$Tarifa_{proporcional} = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_i . P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i} \quad (22)$$

onde:

TP = Tarifa proporcional a ser aplicada;

$T_{(i)}$ = Tarifa em vigor durante o período de faturamento;

$P_{(i)}$ = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa durante o período de faturamento;

i = Período de faturamento.

2.5.2 Tarifas aplicadas

Para o período analisado e para a distribuidora local (Celesc), a TABELA 9 apresenta as tarifas (com impostos) para fins de faturamento de energia FP e P, da compensação da energia injetada na rede elétrica nos horários FP e P, da demanda e do excedente de reativo.

Tabela 9 – Tarifas para faturamento e para compensação.

Ano	Mês	FP		P		Demanda	Excedente reativo
		Fatur.	Comp.	Fatur.	Comp.		
		R$/kWh	-R$/kWh	R$/kWh	-R$/kWh	R$/kW	R$/kWh
	Abr	0,428291	0,406964	1,481817	1,232913	12,922946	0,362425
	Mai	0,425689	0,404586	1,472813	1,226533	12,844426	0,360223
	Jun	0,421166	0,400452	1,457165	1,215420	12,707955	0,356396
	Jul	0,416623	0,396297	1,441447	1,204226	12,570875	0,352552
2017	Ago	0,426129	0,406668	1,511102	1,259418	14,337470	0,366865
	Set	0,444527	0,427187	1,654443	1,373044	18,099871	0,396022
	Out	0,453349	0,435407	1,687276	1,396119	18,459069	0,403882
	Nov	0,448053	0,430473	1,667566	1,382281	18,243438	0,399164
	Dez	0,441746	0,424594	1,644092	1,365744	17,986634	0,393545
	Jan	0,436042	0,419273	1,622863	1,350736	17,754386	0,388463
2018	Fev	0,441620	0,424476	1,643625	1,365414	17,981521	0,393433
	Mar	0,445931	0,428495	1,659667	1,376723	18,157026	0,397273

2.6 ANÁLISE ECONÔMICA SIMPLIFICADA

O custo nivelado de armazenamento (LCOS) apresenta a que tarifa média deveria ser descarregada a energia armazenada no SAEB a fim de zerar os custos do sistema ao longo de sua vida útil. Existem diferentes métodos para calcular este indicador; neste estudo será utilizado o método descrito por [4], apresentado pela Equação a seguir.

$$LCOS = \frac{\sum_{t=1}^{t=n}\left[\frac{I_{SAEB}+O\&M_n}{(1+TMA)^n}\right]}{\sum_{t=1}^{t=n}\left[\frac{SAEBc\ (n)}{(1+TMA)^n}\right]}$$

onde:

LCOS = Custo nivelado de armazenamento, expresso em R$/kWh;

I_{SAEB} = Custo inicial do SAEB, expresso em R$;

O&M (n) = Custo de operação e manutenção do SAEB por ciclo, expresso em R$;

SAEBc (n) = Capacidade de armazenamento do SAEB por ciclo (considerando a degradação), expresso em kWh;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

n = Número de ciclos de sua vida útil;

t = Quantidade de ciclos utilizados.

A TABELA 10 apresenta as premissas utilizadas para o cálculo do LCOS. O custo inicial do SAE e a taxa média de atratividade serão variáveis para o melhor entendimento do impacto das mesmas sobre a viabilidade destes sistemas.

Tabela 10 – Premissas utilizadas para análise econômica simplificada.

Capacidade BESS	150	kWh
Ciclos	1	ciclos/dia
TMA	6.0%	/ano
BESS CAPEX	R$ 4,000,000	/MWh
BESS O&M	0.5%	CAPEX/ano

Para esta análise foi considerado os dados de degradação por ciclo indicados pelo fabricante. Utilizando os dados apresentados pela Tabela 5.

A **TABELA 11** apresenta os resultados do LCOS para diferentes custos do SAE e para diferentes taxas de retorno. Considerando um delta tarifário, ou seja, uma diferença entre as tarifas de energia FP e P de aproximadamente 1400 R$/MWh.

Tabela 11 – Resultados do LCOS para diferentes valores de custo inicial do BESS e taxas de retorno.

Custo Inicial R$/MWh	6,000,000	5,500,000	5,000,000	4,500,000	4,000,000	3,500,000	3,000,000
Taxa de Retorno %	LCOS R$/MWh						
0	1522.85	1395.95	1269.04	1142.14	1015.24	888.33	761.43
3	1864.50	1709.12	1553.75	1398.37	1243.00	1087.62	932.25
5	2110.31	1934.45	1758.59	1582.73	1406.87	1231.01	1055.15
7	2367.30	2170.02	1972.75	1775.47	1578.20	1380.92	1183.65
10	2767.98	2537.31	2306.65	2075.98	1845.32	1614.65	1383.99

Observa-se que, para um custo inicial de 4000 R$/kWh, empreendimentos com uma taxa de retorno igual ou maior do que 7% não apresentariam viabilidade. O principal indicador responsável pela viabilidade destes sistemas é o seu custo.

A **FIGURA 5**, **FIGURA 6**, **FIGURA 7**, **FIGURA 8** e **FIGURA 9** apresentam os gráficos que indicam o benefício monetário por ciclo, variando a taxa de atratividade e o custo do SAE.

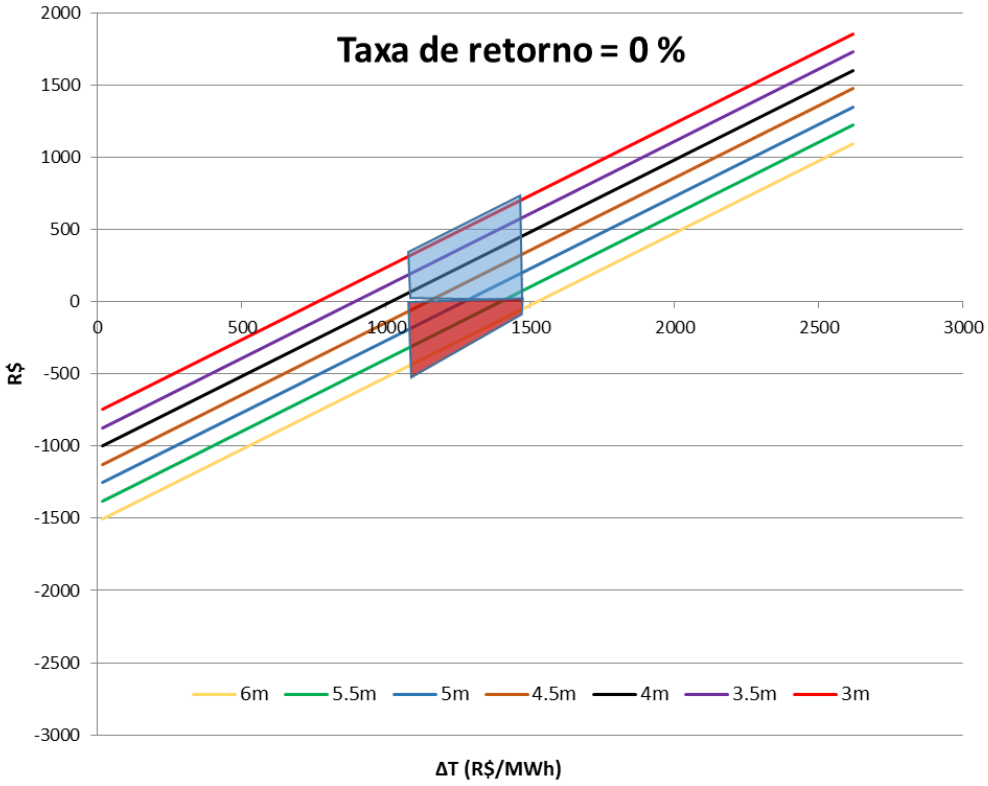


Figura 5 - Evolução do valor arrecadado por ciclo do SAE, para diferentes investimentos (milhões de reais) e taxas de retorno = 0%.

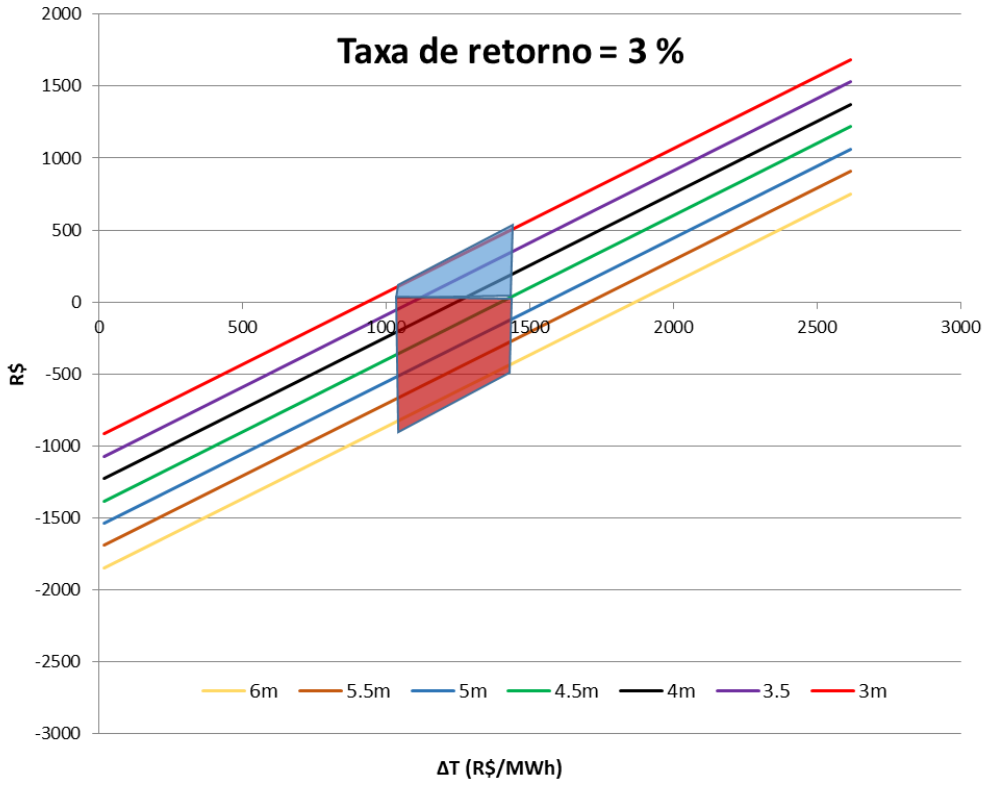


Figura 6 - – Evolução do valor arrecadado por ciclo do SAE, para diferentes investimentos (milhões de reais) e taxas de retorno = 3%.

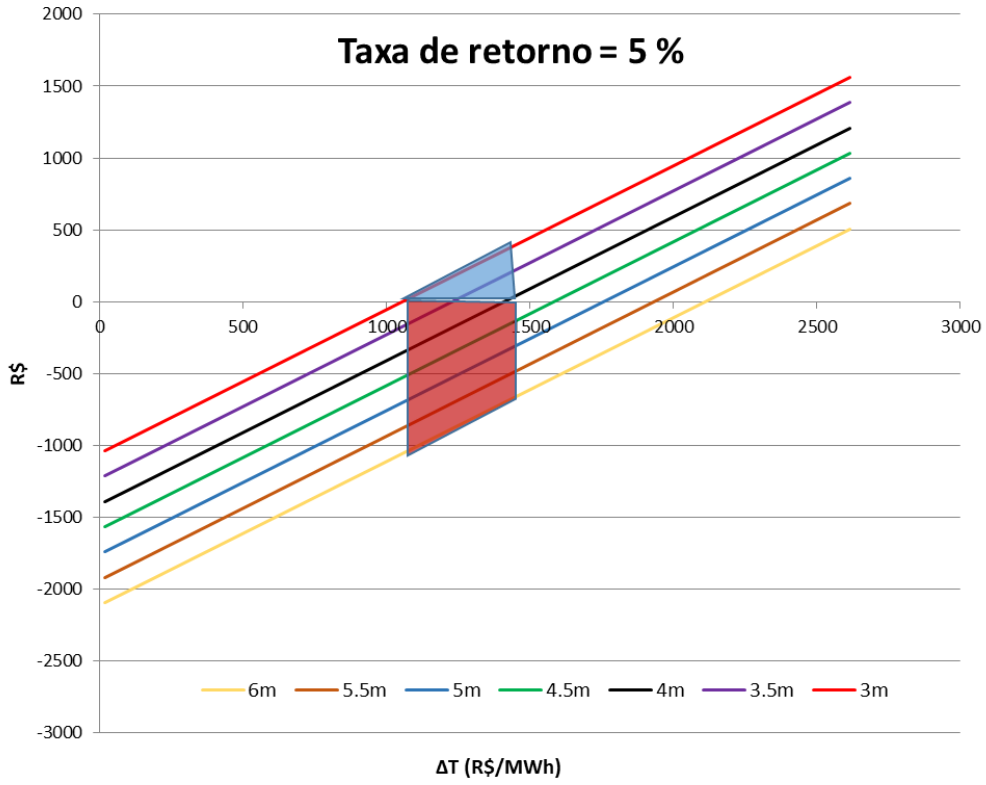


Figura 7 - Evolução do valor arrecadado por ciclo do SAE, para diferentes investimentos (milhões de reais) e taxas de retorno = 5%.

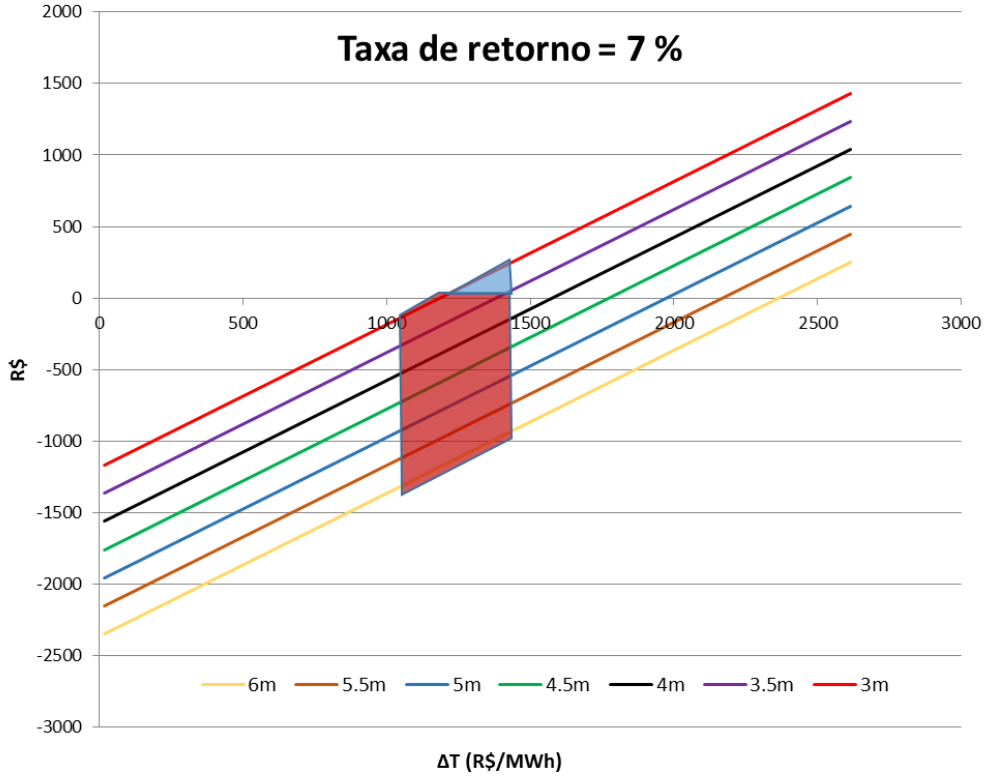


Figura 8 - Evolução do valor arrecadado por ciclo do SAE, para diferentes investimentos (milhões de reais) e taxas de retorno = 7%.

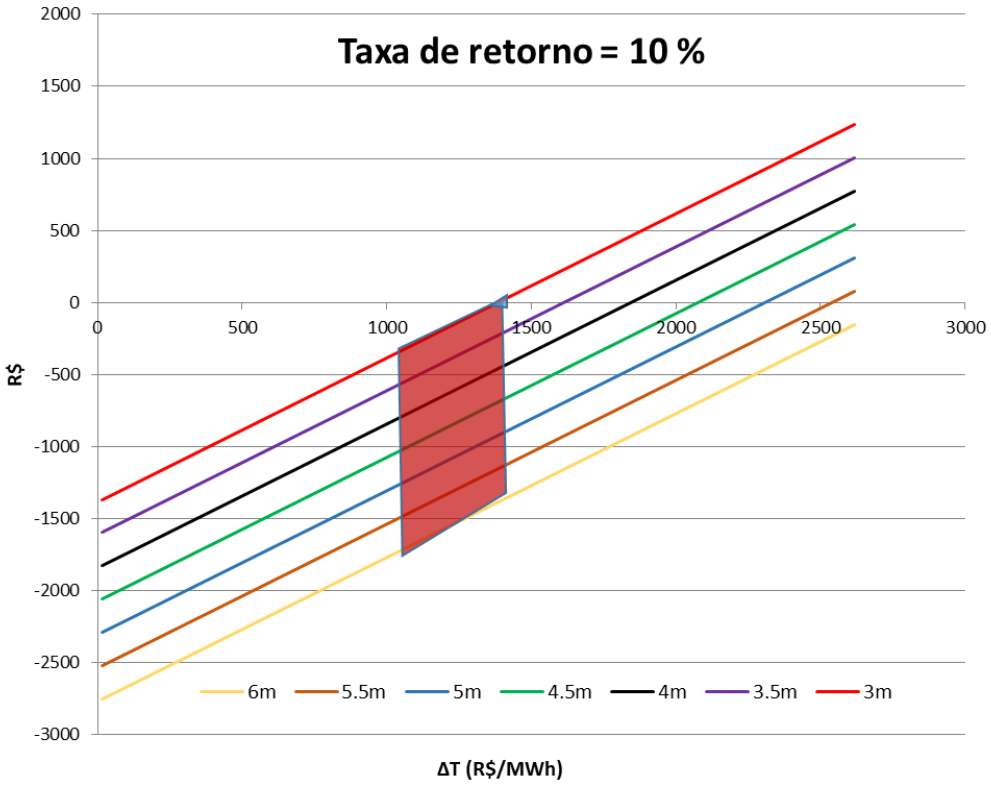


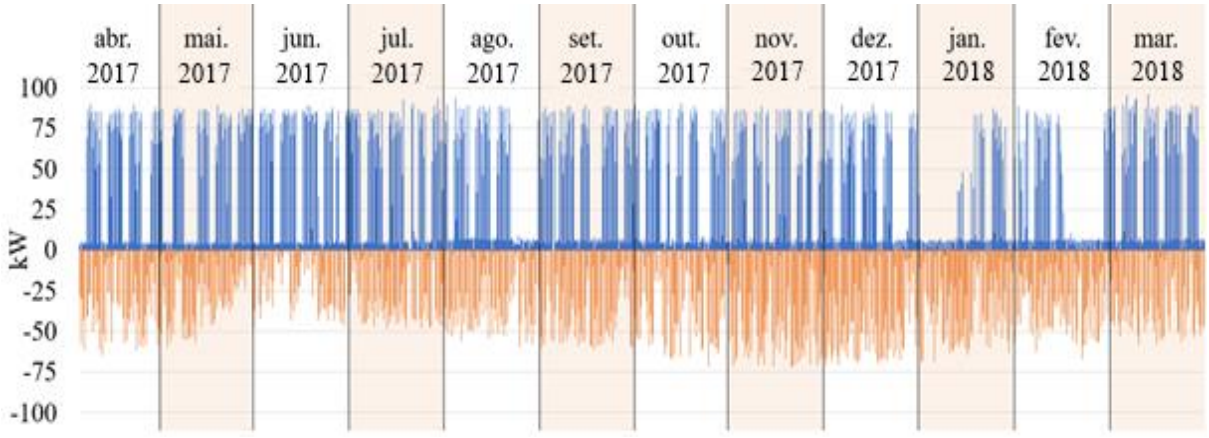
Figura 9 - Evolução do valor arrecadado por ciclo do SAE, para diferentes investimentos (milhões de reais) e taxas de retorno = 10%.

3 ANÁLISE DA UC LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC

3.1 DADOS MEDIDOS NA UC

A FIGURA 10 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal da demanda ativa e da potência ativa injetada na rede elétrica da distribuidora, em intervalos de 15 minutos.

Figura 10 - Evolução mensal da demanda ativa (azul) e da potência ativa injetada (laranja).



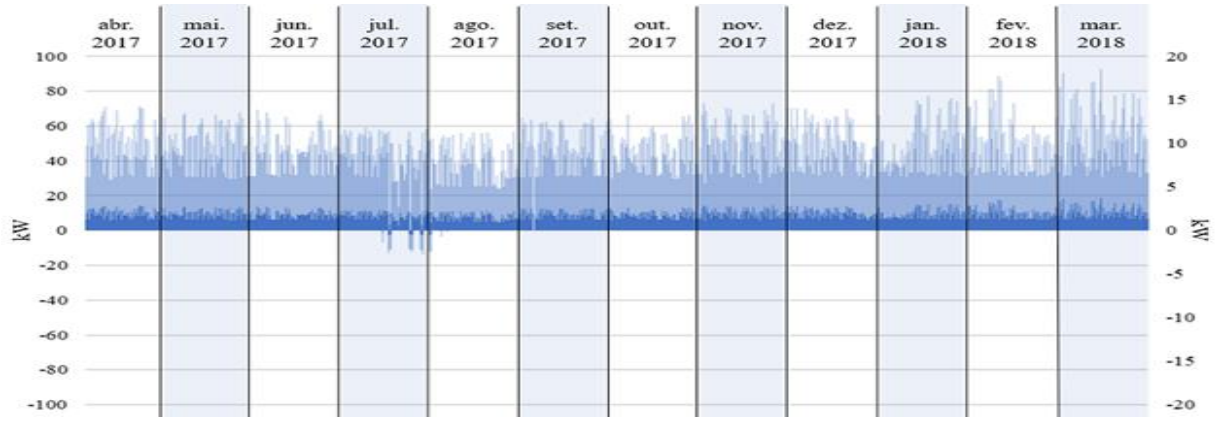
No período analisado, observa-se que as demandas ativas variam entre 83,86 kW (fevereiro de 2018) e 94,94 kW (março de 2018) e as potências ativas injetadas na rede elétrica variam entre 46,90 kW (junho de 2017) e

72,53 kW (novembro de 2017). Nota-se que a demanda ativa não sofre grandes alterações ao longo dos meses (Δmáx=11,08 kW) diferentemente da potência ativa injetada na rede elétrica (Δmáx=25,63 kW) que é impactada pela sazonalidade da disponibilidade solar em Florianópolis.

A FIGURA 11 apresenta, para as escalas de 100 kW e 25 kW, a evolução mensal da demanda reativa, em intervalos de 15 minutos.

A demanda reativa da UC consiste majoritariamente da demanda de potência reativa solicitada à distribuidora para magnetizar o transformador de entrada que possui uma capacidade nominal de 225 kVA.

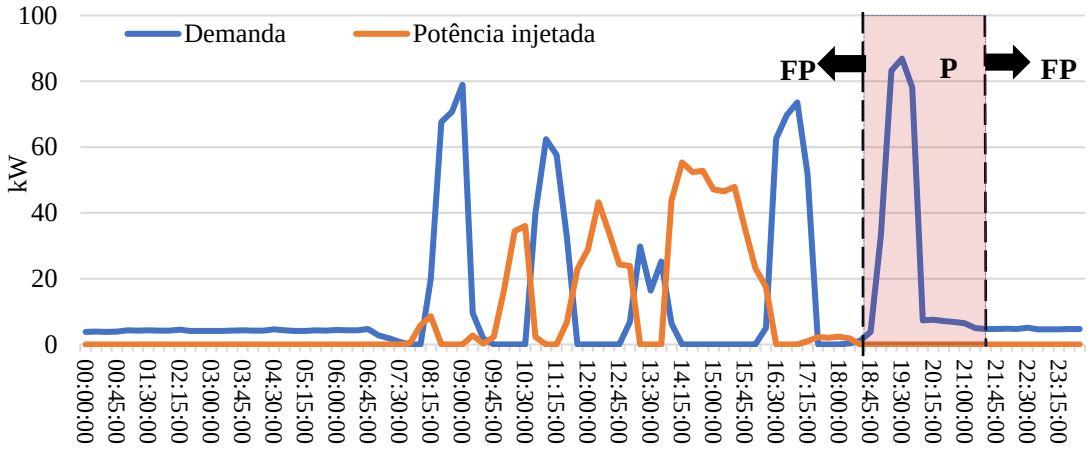
Figura 11 - Evolução mensal da demanda reativa.



3.1.1 Análise de dias úteis

A FIGURA 12 apresenta, como exemplo de um dia útil (26/10/2017) de céu parcialmente encoberto por nuvens esparsas, a evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC, em intervalos de 15 minutos.

Figura 12 – Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia útil.



Observa-se que a UC apresentou cinco picos de demanda ativa correspondentes aos cinco períodos de carregamento do ônibus elétrico (e-Bus), dos quais quatro ocorreram no horário FP e um no horário P. Observa-se ainda que no período em que ocorreu geração FV e quando o ônibus elétrico foi alimentado (carga elevada) houve um fluxo de energia elétrica oriundo da distribuidora para UC. Entretanto, no período em que ocorre a

geração FV e quando o eBus não esteve carregando, existiu um fluxo de energia elétrica da UC para a distribuidora, e, portanto, houve exportação de geração FV da UC para a rede elétrica.

Verifica-se que o ônibus elétrico representa a maior carga elétrica da UC. Neste dia, a maior demanda ativa registrada da UC foi de 86,88 kW e ocorreu no horário P. Observa-se ainda, que o primeiro e último carregamento do ônibus elétrico apresentaram elevada demanda de potência ativa oriunda da rede.

Visando compreender melhor o comportamento da variável demanda ativa, a FIGURA 13 apresenta para os dias úteis e para períodos correspondentes às estações do ano (outono, inverno, primavera e verão), a evolução das demandas ativas, em intervalos de 15 minutos, tanto para o horário P como para o horário FP.

Para representar o outono foi definido período compreendido pelos meses de abril, maio e junho (25 de março de 2017 a 24 de junho de 2017), o inverno foi representado pelos meses de julho, agosto e setembro (25 de junho de 2017 a 24 de setembro de 2017), a primavera pelos meses de outubro, novembro e dezembro (25 de setembro de 2017 a 24 de dezembro de 2017) e o verão pelos meses de janeiro, fevereiro e março (25 de dezembro de 2018 a 24 de março de 2018). O ciclo de faturamento da distribuidora local se inicia usualmente no dia 25 de cada mês.

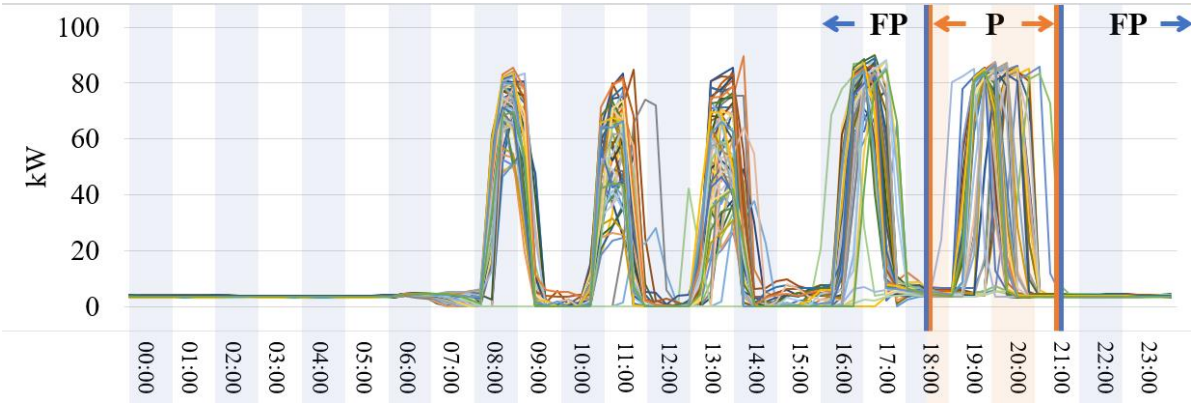
Observa-se que nos períodos analisados, os maiores valores registrados de demanda ativa ocorreram nos períodos de carregamento do *e-Bus*, devido ao seu elevado consumo de energia elétrica. Em todo período analisado, observa-se maior variabilidade no período de carregamento do *e-Bus* no horário P. Observa-se ainda que, principalmente no verão, houve grande variabilidade no horário do carregamento do *e-Bus*.

Durante o outono a maior demanda ativa registrada foi de 90,10 kW (FP). No inverno e na primavera, foram respectivamente de 93,65 kW (P) e de 90,24 kW (P). No verão, em janeiro e fevereiro de 2018 (meses de férias escolares) o *e-Bus* não cumpriu cronograma padrão de viagens. Neste período, pode-se observar que a maior demanda ativa registrada foi de 94,94 kW (FP).

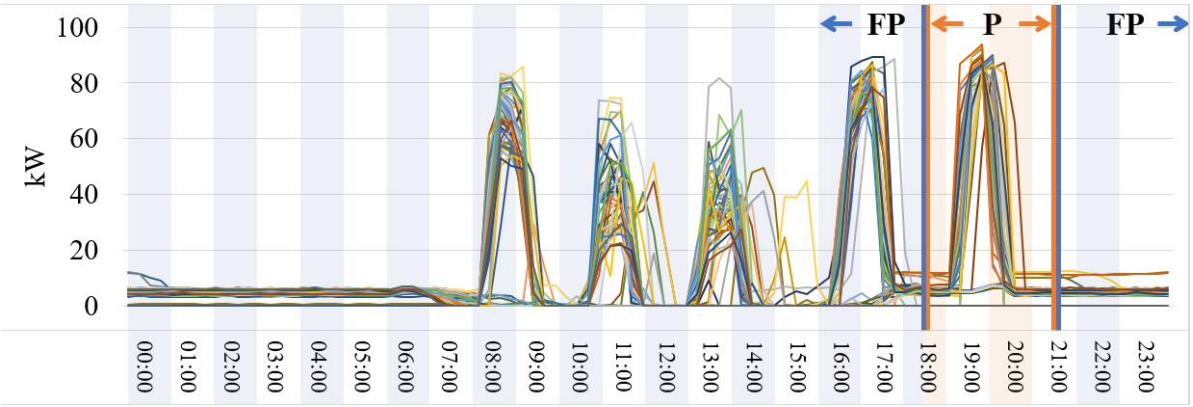
A FIGURA 14 apresenta para os dias úteis e para os períodos representativos das estações do ano, a evolução da potência ativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, no período compreendido entre 06h00min e 19h00min (horário de sol).

Nota-se que o maior valor registrado da potência ativa injetada na rede elétrica ocorreu na primavera. Na primavera foi possível observar claramente os quatro períodos de carregamento do *e-Bus*, pois houve injeção de energia FV excedente entre o último horário de carregamento (FP) e o último carregamento (P) do *e-Bus*. No período representativo do verão não foi possível observar claramente os intervalos de carregamento do *e-Bus* devido às férias escolares em janeiro e o gradual retorno às atividades do laboratório no mês de fevereiro.

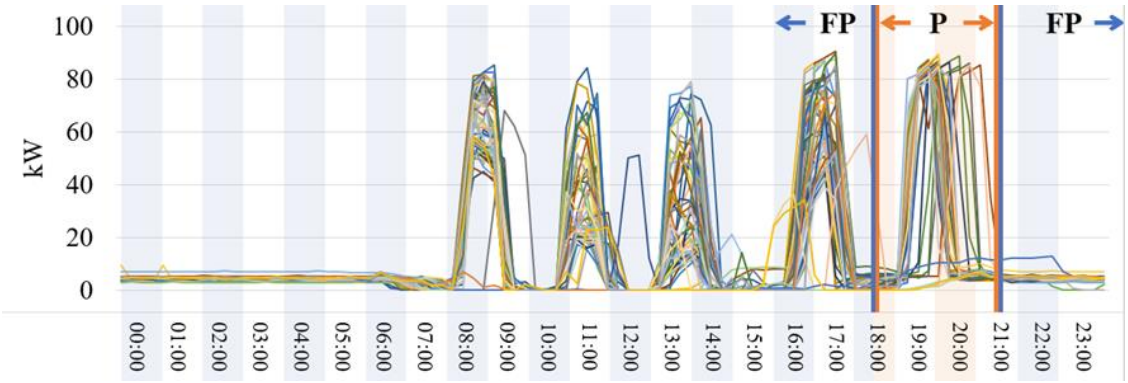
No decorrer do ano ocorreram dias úteis em que por motivos diversos (*e.g*. revisão programada do veículo, testes/implementação de instrumentação, etc.) não houve carregamento do *e-Bus*. Neste caso, foram observadas injeções contínuas de potência fotovoltaica na rede elétrica. Os maiores valores registrados de potência ativa injetada na rede elétrica, em dias úteis, foram de 64,9 kW (outono), 61,1 kW (inverno), 71,8 kW (primavera) e 69,1 kW (verão).



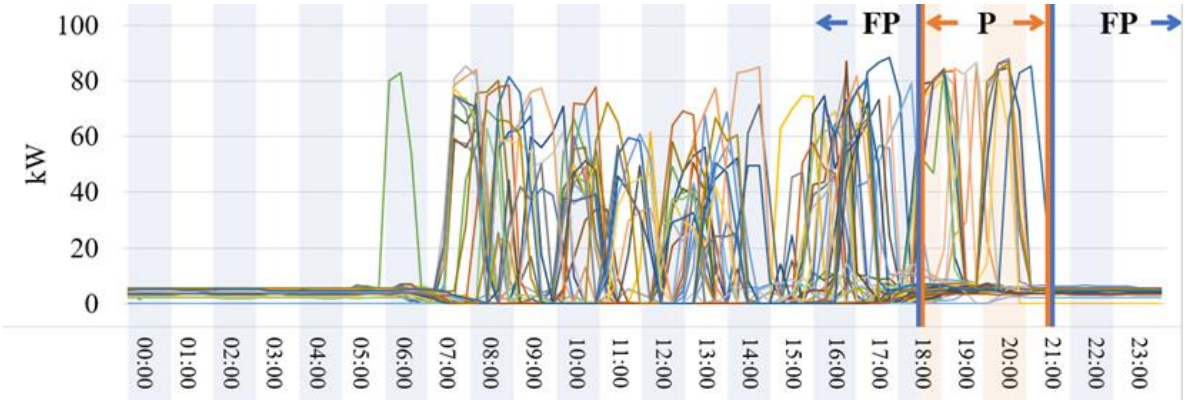
Outono



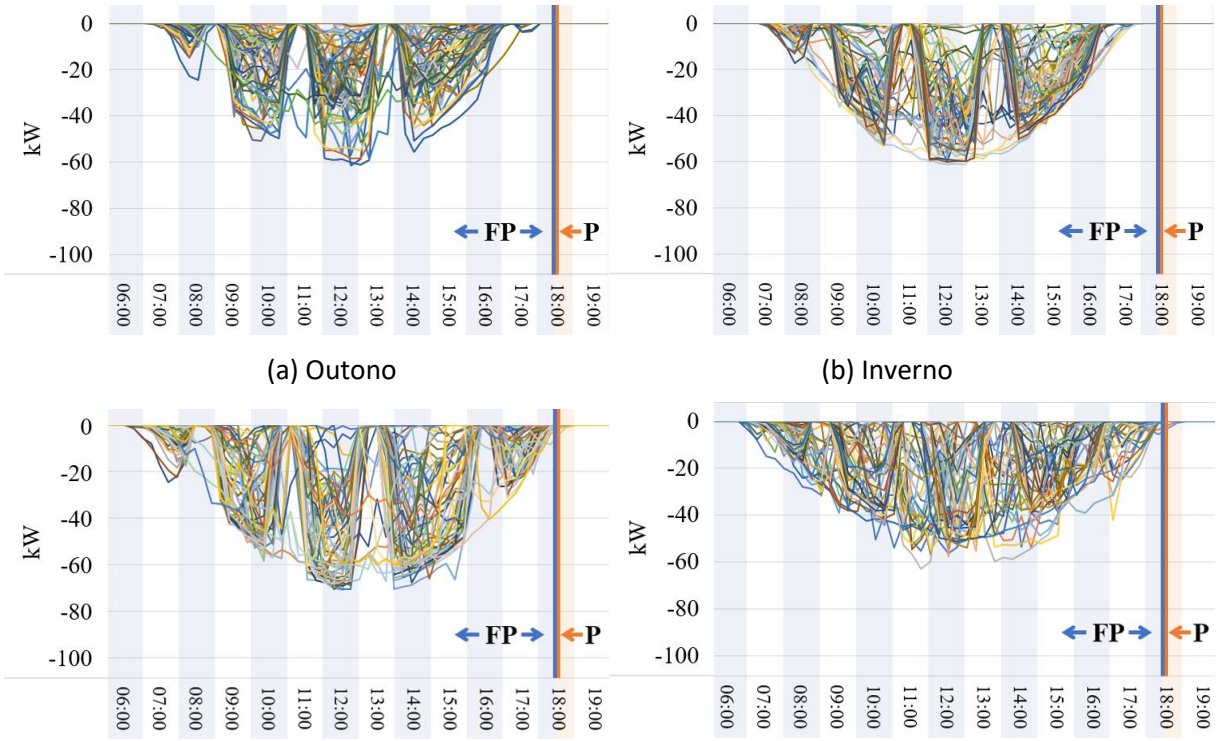
Inverno



Primavera



Verão Figura 13 – Evolução sazonal da demanda ativa medida.



(a) Outono (b) Inverno

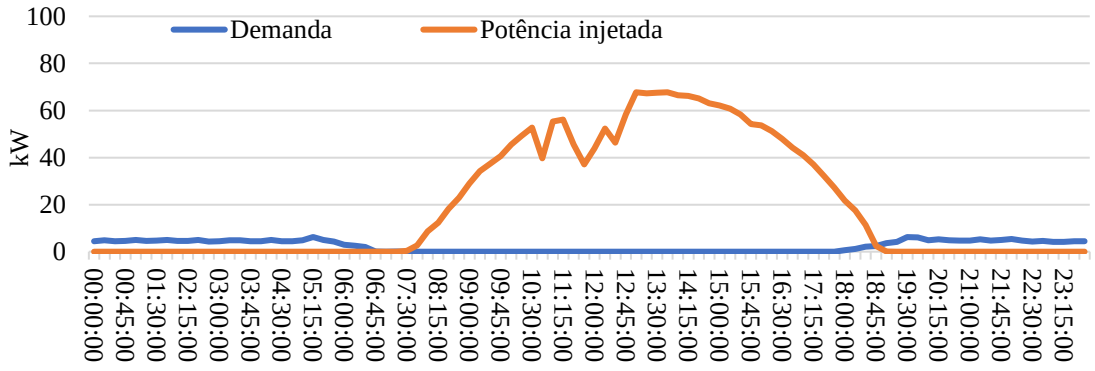
(c) Primavera (d) Verão

Figura 14 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica – dias úteis.

3.1.2 Análise de dias não úteis

A FIGURA 15 apresenta como exemplo de um dia não útil (16/12/2017) de céu praticamente limpo, a evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC, em intervalos de 15 minutos.

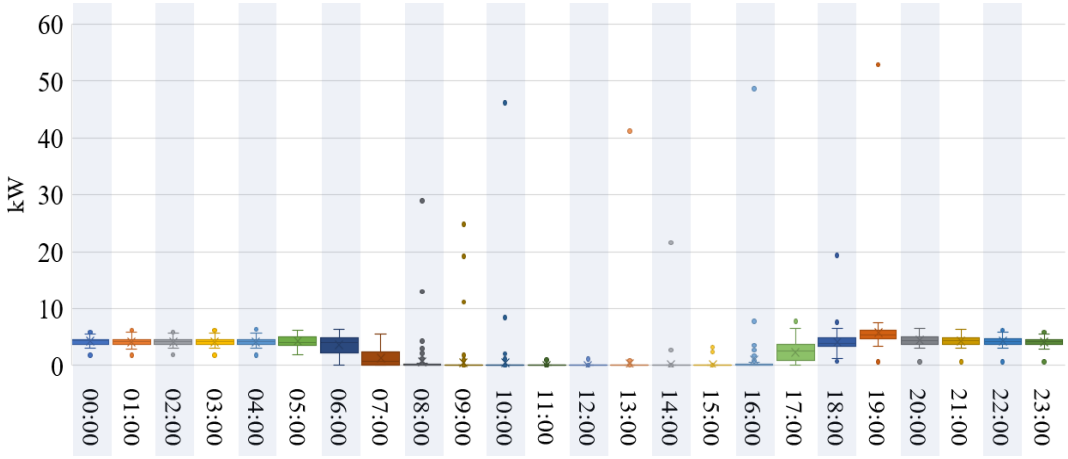
Figura 15 – Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia não útil.



Verifica-se que nos feriados e dias não úteis, praticamente toda a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é injetada na rede elétrica.

A FIGURA 16 apresenta, em diagrama de caixas, a evolução horária da demanda ativa em dias não úteis no período de 25/03/2017 a 24/03/2018, totalizando 365 dias.

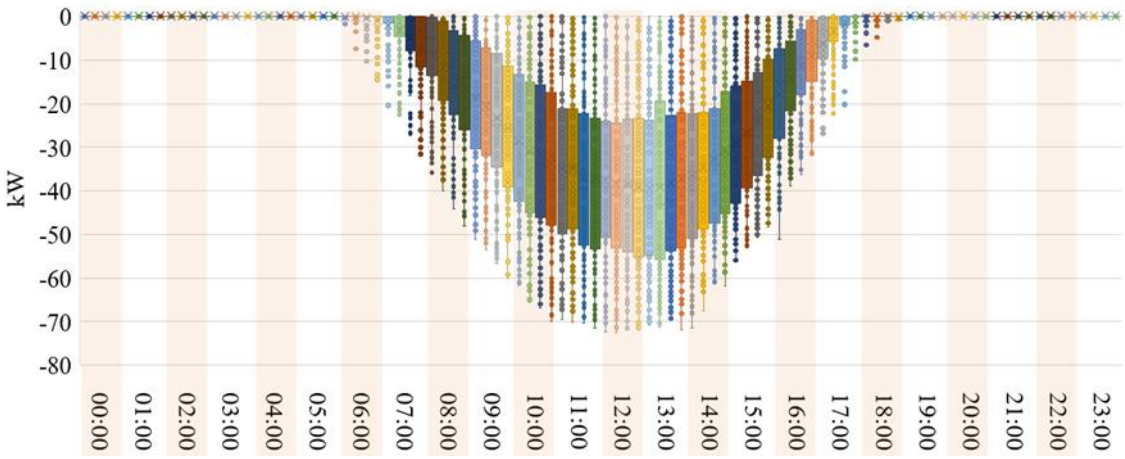
Figura 16 - Diagrama de caixas da evolução horária da demanda ativa - dias não úteis



Observam-se valores nulos da demanda ativa no intervalo de disponibilidade solar compreendido entre 08h00min e 16h00min (excluídas as raras exceções em que ocorreu o carregamento do *e-Bus* em dias não úteis para eventuais eventos no FV-UFSC) devido à exportação da energia excedente para a rede elétrica. Nas demais horas do dia, a UC apresenta demandas ativas com valores muito baixos devido ao seu baixo consumo de energia elétrica.

Para o período analisado, a **FIGURA 17** apresenta em forma de diagrama de caixas, a evolução da potência ativa injetada na rede elétrica em dias não úteis, em intervalos de 15 minutos, no período de 25/03/2017 a 24/03/2018, totalizando 365 dias.

Figura 17 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica - dias não úteis.



Verifica-se que a UC apresenta uma grande variabilidade no que diz respeito à geração solar fotovoltaica. O maior registro de potência ativa injetada na rede elétrica (72,5 kW) foi verificado às 12h15min (11/11/17), sendo equivalente a 69% da potência de pico instalada (105 kW). Observa-se que não há nenhum valor de potência ativa injetada na rede elétrica das 19h00min às 06h00min. Das 06h00min às 06h45min observam-se alguns

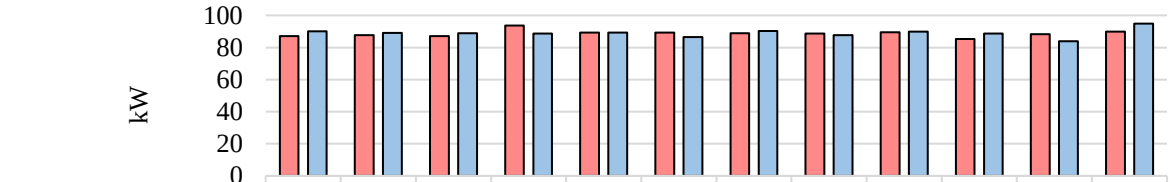
pontos discrepantes da potência ativa injetada na rede elétrica e a partir das 06h45min mais de 50% dos dados são diferentes de zero.

3.1.3 Análise das variáveis por ciclo de faturamento

Pela definição da ANEEL adotada neste trabalho, a demanda ativa medida e a potência ativa medida injetada na rede elétrica representam o maior valor registrado da respectiva variável em um determinado ciclo de faturamento.

Para o período analisado e para a UC, a FIGURA 18 apresenta, para cada ciclo de faturamento mensal, a evolução das demandas ativas medidas no horário P e FP.

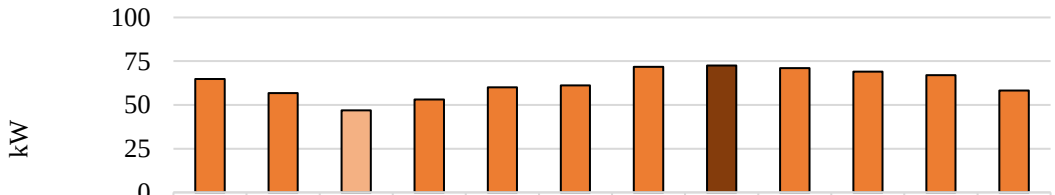
Nos ciclos de faturamento dentro do período analisado, a UC apresentou no horário P, demanda ativa medida variando entre 85,30 kW (janeiro de 2018) e 93,65 kW (julho de 2017) e no horário FP variando entre 83,86 kW (fevereiro de 2018) e 94,94 kW (março de 2018).



	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Demanda medida P	87.17	87.60	87.17	93.65	89.18	89.18	88.85	88.75	89.42	85.30	88.32	89.95
Demanda medida FP	90.10	89.09	88.90	88.75	89.23	86.45	90.24	87.74	89.81	88.70	83.86	94.94

Figura 18 – Evolução mensal das demandas ativas medidas P e FP.

A FIGURA 19 apresenta, para cada ciclo de faturamento mensal, a evolução da potência ativa medida injetada na rede elétrica no horário FP.



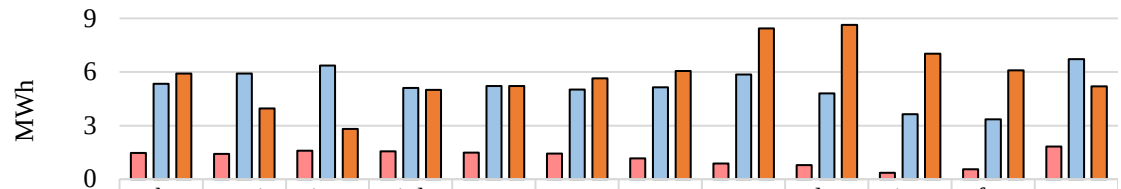
	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Potência injetada medida	64.9	56.7	46.9	53.1	60.1	61.1	71.9	72.5	71.1	69.1	67.1	58.2

Figura 19 - Evolução mensal da potência ativa medida injetada na rede elétrica - FP.

A menor potência ativa medida injetada (pela UC) na rede elétrica da distribuidora ocorreu em junho de 2017 (46,9 kW) e a maior ocorreu em novembro de 2017 (72,5 kW).

A demanda ativa medida não sofreu grandes alterações ao longo dos meses ($\Delta máx^{FP}$=11,08 kW; $\Delta máx^{P}$=8,35 kW) diferentemente da potência ativa medida injetada na rede elétrica ($\Delta máx^{INJ}$=25,63 kW).

Para a UC e para o período analisado, a **FIGURA 20** apresenta as energias ativas consumidas (P e FP) e a energia ativa excedente entregue à distribuidora de energia elétrica no período FP.



	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Consumo P	1.46	1.42	1.60	1.56	1.48	1.44	1.16	0.88	0.79	0.36	0.56	1.83
Consumo FP	5.35	5.91	6.36	5.11	5.21	5.01	5.14	5.85	4.80	3.63	3.35	6.72
Injeção FP	5.91	3.96	2.81	5.00	5.22	5.64	6.06	8.44	8.63	7.03	6.10	5.20

Figura 20 – Evolução mensal das energias ativas consumidas (P e FP), da energia ativa excedente injetada na rede elétrica (FP).

No período analisado, a energia ativa anual consumida pela UC foi de aproximadamente 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP. A energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora no horário FP foi de aproximadamente 70 MWh. No período analisado, a energia ativa excedente injetada anualmente na rede elétrica da distribuidora correspondeu a aproximadamente 91% de toda a energia consumida (P+FP) da rede elétrica pela UC Fotovoltaica/UFSC.

Para o período analisado, a **TABELA 12** apresenta o ciclo de compensação de energia da UC. Os fatores de ajuste tarifários de compensação de energia FP para P e de energia P para FP foram de aproximadamente 0,65 e 1,54, respectivamente.

Tabela 12 – Ciclo de compensação de energia, em kWh, da UC FV-UFSC.

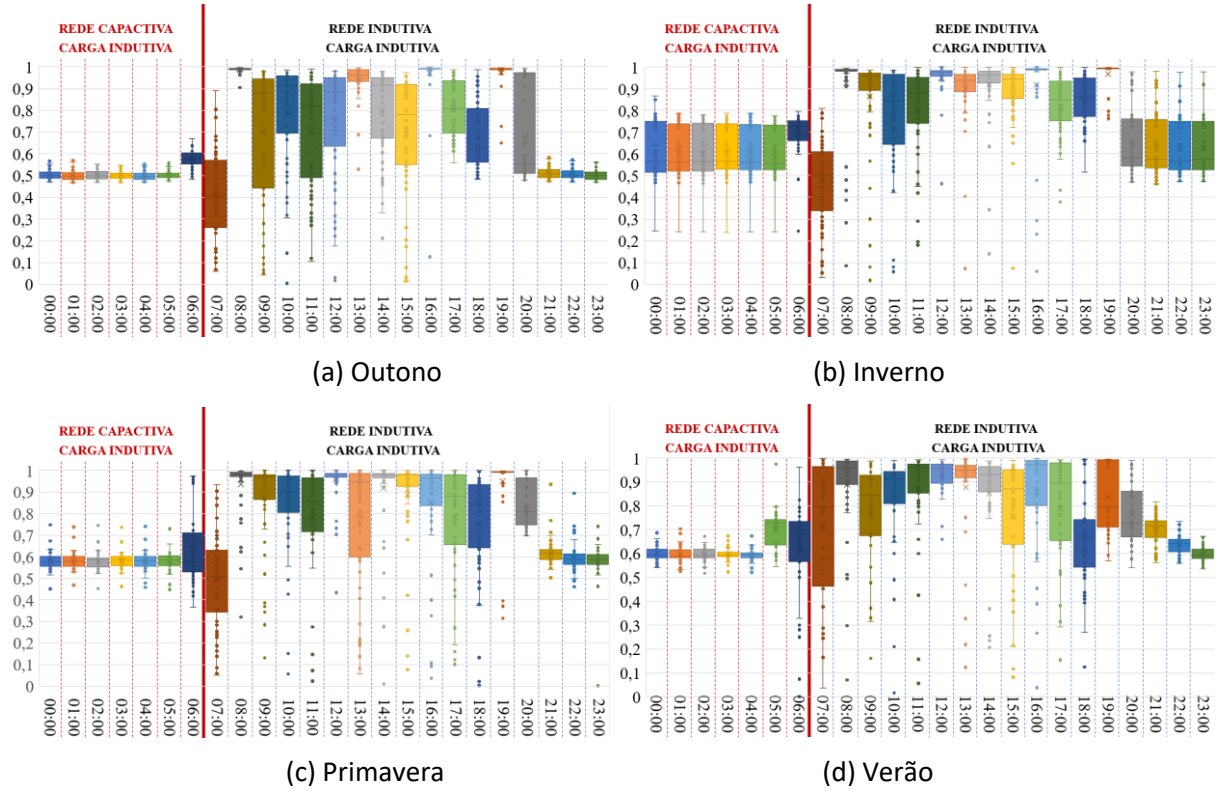
Ano	Mês	Consumo	Injeção	Créditos Anteriores	Compensado	Créditos Novos	Créditos	Consumo	Compensado	Crédito Final
		FP	FP	FP	FP	FP	P	P	P	FP
	Abr	5348	5909	4189	5348	4750	3094	1465	1465	2501
	Mai	5910	3960	2501	5910	551	359	1435	359	0
	Jun	6363	2810	0	2810	0	0	1598	0	0
	Jul	5107	4996	0	4996	0	0	1563	0	0
2017	Ago	5206	5216	0	5206	10	6	1485	6	0
	Set	5013	5640	0	5013	627	405	1440	405	0
	Out	5137	6062	0	5137	925	597	1164	597	0
	Nov	5848	8436	0	5848	2588	1671	880	880	1225
	Dez	4797	8635	1225	4797	5063	3270	793	793	3836
	Jan	3631	7031	3836	3631	7236	4673	364	364	6672
2018	Fev	3353	6096	6672	3353	9415	6081	560	560	8548
	Mar	6721	5200	8548	6721	7027	4538	1833	1833	4189

Para avaliar adequadamente o ciclo de compensação da UC no período analisado, o valor dos créditos remanescentes no posto tarifário FP após o ciclo de compensação (março de 2018) foi utilizado como valor dos créditos anteriores no posto tarifário FP (abril de 2017), devido à falta de informação destes dados nas faturas de energia elétrica da UC.

Observa-se que nos meses de junho e julho a energia ativa excedente entregue à distribuidora de energia elétrica no horário FP não foi suficiente para gerar créditos no horário P. Observa-se ainda que, nos meses compreendidos entre maio e outubro não houve geração final de créditos FP a serem acumulados nos próximos meses como créditos FP anteriores.

Para o período analisado, a FIGURA 21 apresenta na forma de diagrama de caixas, a evolução horária do fator de potência (FP) da UC para os períodos representativos das quatro estações do ano.

Figura 21 – Evolução horária do fator de potência.



(a) Outono (b) Inverno

(c) Primavera (d) Verão

Para o período analisado, observa-se que entre 00h00min e 07h00min, o laboratório Fotovoltaica/UFSC apresenta baixo fator de potência indutivo; porém neste período não é faturado excedente de reativo para FP indutivo menor do que 0,92 [1]. Portanto, a UC, embora com baixo fator de potência indutivo, não sofre cobrança de energia reativa indutiva excedente.

Nos períodos de carregamento do *e-Bus* observa-se alto fator de potência indutivo (maior do que 0,92) com baixa variabilidade. Quando há injeção de energia ativa excedente na rede da concessionaria observa-se maior variabilidade nos valores de fator de potência da UC. Quanto maior for a injeção da energia ativa excedente na rede maior será o fator de potência da UC. No período compreendido entre 20h00min e 00h00min, a UC apresenta baixo fator de potência indutivo (menor do que 0,92), o que ocasiona, por parte da distribuidora, a cobrança de adicional devido à energia reativa excedente.

4 ANÁLISE DA OPERAÇÃO OTIMIZADA SIMULADA

A análise preliminar da operação do sistema de armazenamento, ou seja, as análises das estratégias de carga e de descarga foram realizadas de forma a avaliar a operação do SAE. A descrição e resultados destas análises são apresentadas nas seções seguintes.

4.1 ANÁLISE DE OPERAÇÃO DIÁRIA - DIAS ÚTEIS

Foram escolhidos dois dias para que possa ser simulada a variabilidade do último horário de carregamento do *eBus*. A FIGURA 22 e a FIGURA 23 apresentam exemplos de operação simulada de carregamento do SAE para os dias 12 de abril e 22 de junho de 2017 (dias úteis), respectivamente. Os gráficos mostram o carregamento através da energia FV excedente que seria injetada na rede elétrica e, se necessário, o complemento do carregamento através do fornecimento de energia pela rede elétrica, o novo perfil de energia excedente injetada na rede elétrica pela UC (pós SAE) e o estado de carga (*SoC*) do SAE.

Observa-se que o período compreendido entre 05h01min e 17h15min, em ambos os dias representados, é utilizado para carregar o SAE com a energia excedente que seria injetada na rede pela UC e o período compreendido entre 17h16min às 18h30min é utilizado para complementar o carregamento do SAE com energia proveniente da rede elétrica, caso necessário, para que o SAE entre no horário de ponta completamente carregado e possa assim ter seu uso otimizado no fornecimento de energia para a UC (ou até mesmo para a rede elétrica) durante o horário de ponta.

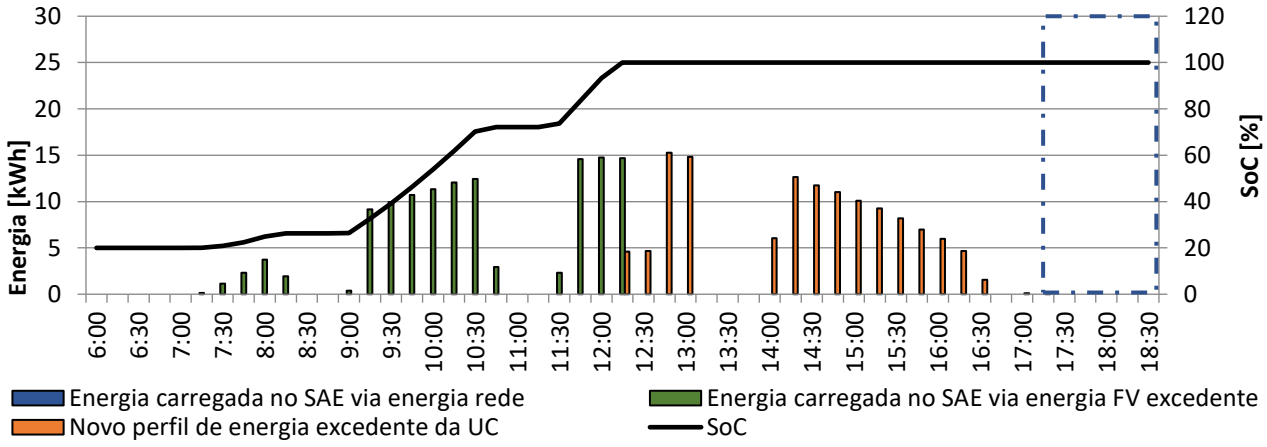


Figura 22 - Comportamento simulado das variáveis elétricas durante o carregamento do SAE no dia 12/04/2017.

Observa-se que no dia 12 de abril de 2017 (FIGURA 22), a energia excedente que seria injetada na rede foi suficiente para carregar o SAE (*SoC*=100%). A partir das 12h15min toda energia FV excedente é injetada na rede elétrica, não sendo necessário complementar o carregamento do SAE através da rede elétrica.

Para o dia 22 de junho de 2017 (FIGURA 23), no entanto, verifica-se que a energia excedente não foi suficiente para carregar o SAE (*SoC*=40%) e seu carregamento é complementado com energia proveniente da rede elétrica. Neste contexto, 60% da energia do SAE são fornecidos pela rede elétrica a uma tarifa FP no horário

imediatamente anterior ao início do horário de ponta e assim esta energia estará disponível no SAE para consumo da UC no horário de ponta, agregando valor ao investimento realizado no SAE.

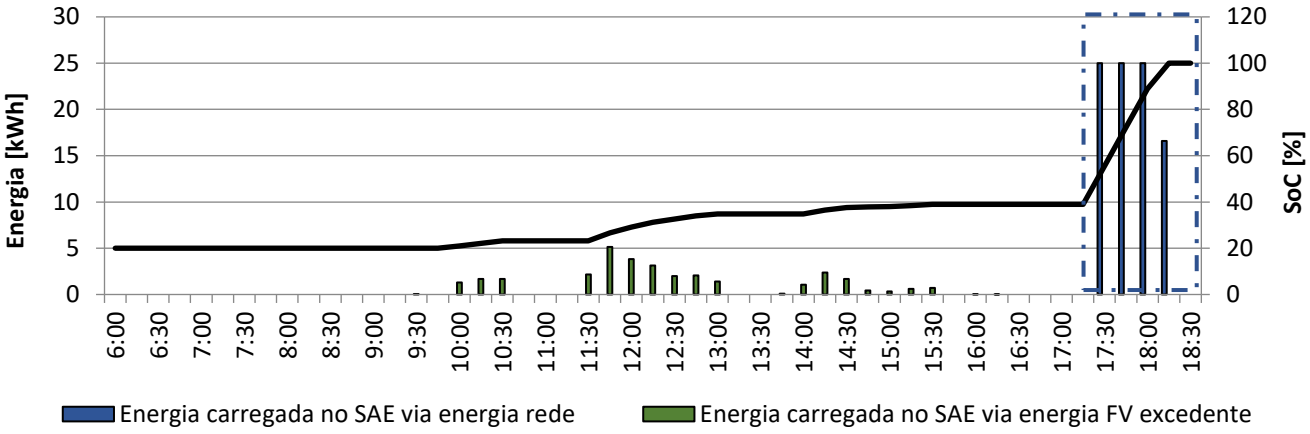


Figura 23 - Comportamento simulado das variáveis elétricas durante o carregamento do SAE no dia 22/06/2017.

A FIGURA 24 e a FIGURA 25 apresentam o exemplo da operação de descarga do SAE para os dias 12 de abril e 22 de junho de 2017 (dias úteis), respectivamente, mostrando a energia consumida pela UC, a energia descarregada pelo SAE, o novo perfil da energia excedente injetado na rede elétrica pela UC e a nova energia consumida pela UC (pós SAE). Adicionalmente, o período de carregamento do *eBus* é destacado.

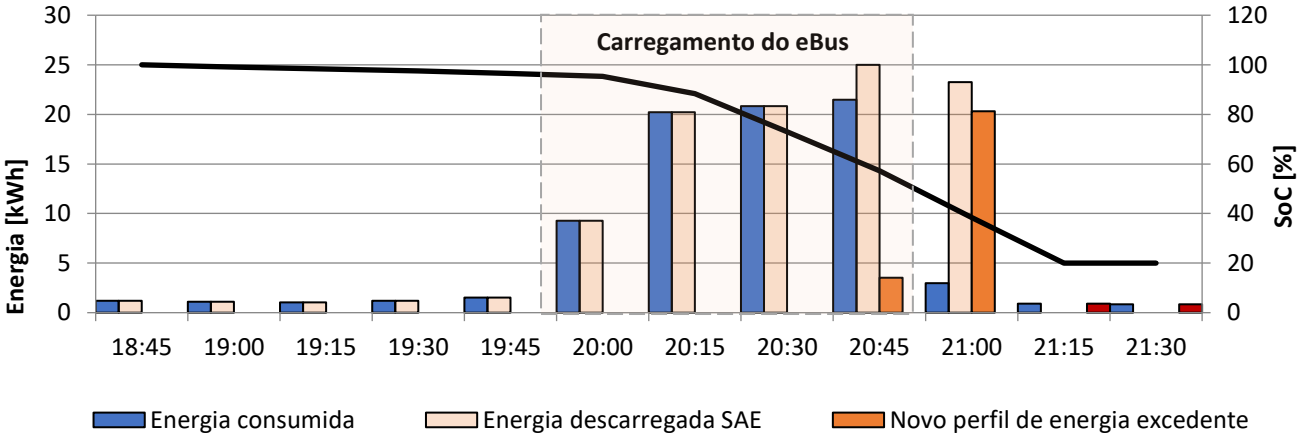


Figura 24 - Comportamento simulado das variáveis elétricas durante o descarregamento do SAE no dia 12/04/2017.

Pela FIGURA 24, observa-se que no período compreendido entre 18h31min e 19h45min do dia 12 de abril de 2017 toda a energia consumida pela UC é proveniente do SAE. A partir das 19h46min toda a energia consumida pelo *eBus* e pelas demais cargas em operação da UC também é proveniente do SAE. A partir das 20h31mins, toda a energia restante armazenada no SAE é descarregada na rede elétrica da distribuidora. O SAE apresenta neste contexto um importante papel na arbitragem dos preços de energia elétrica, exemplificando com este estudo de caso os benefícios econômicos de sua utilização.

Já para o dia 22 de junho de 2017 (FIGURA 25), observa-se que no período compreendido entre 18h31min e 19h00min toda a energia consumida pela UC é proveniente do SAE. A partir das 19h01min toda a energia

consumida pelo *eBus* e pelas demais cargas em operação da UC também é proveniente do SAE. A partir das 20h31min, toda a energia restante armazenada no SAE é descarregada na rede elétrica da distribuidora.

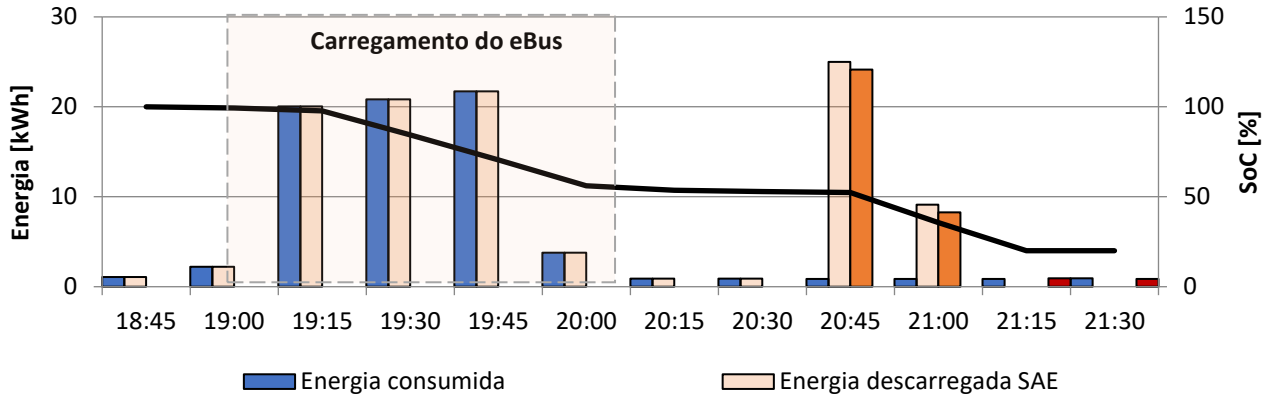


Figura 25 - Comportamento simulado das variáveis elétricas durante o descarregamento do SAE no dia 22/06/2017).

Verificou-se que o SAE tem capacidade suficiente para atender todas as cargas da UC no horário de ponta e ainda exportar para a rede elétrica, neste horário, a energia que ainda resta no mesmo. Após a descarga do SAE seu estado de carga é de 20%, valor este estipulado como condição de contorno para maximização da vida útil do mesmo.

Por fim, a **FIGURA 26** e a **FIGURA 27** apresentam a potência consumida pela UC e a potência FV excedente injetada na rede elétrica para os casos pré e pós SAE, para os dias 12 de abril e 22 de junho de 2017 (dias úteis), respectivamente.

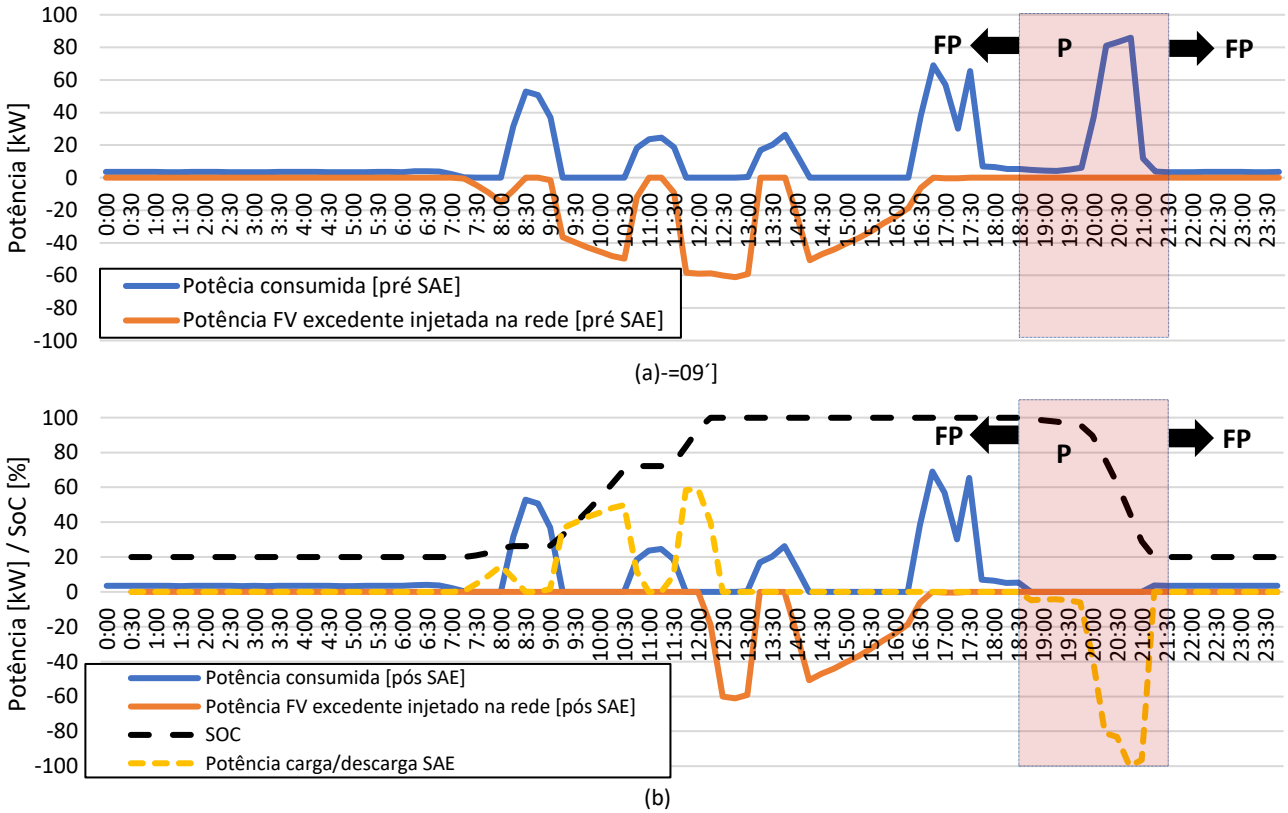


Figura 26 - Evolução da potência consumida, da potência FV excedente injetada na rede elétrica e da potência de carga/descarga do BESS - dia útil (12/04/2017) (a) pré SAE e (b) pós SAE.

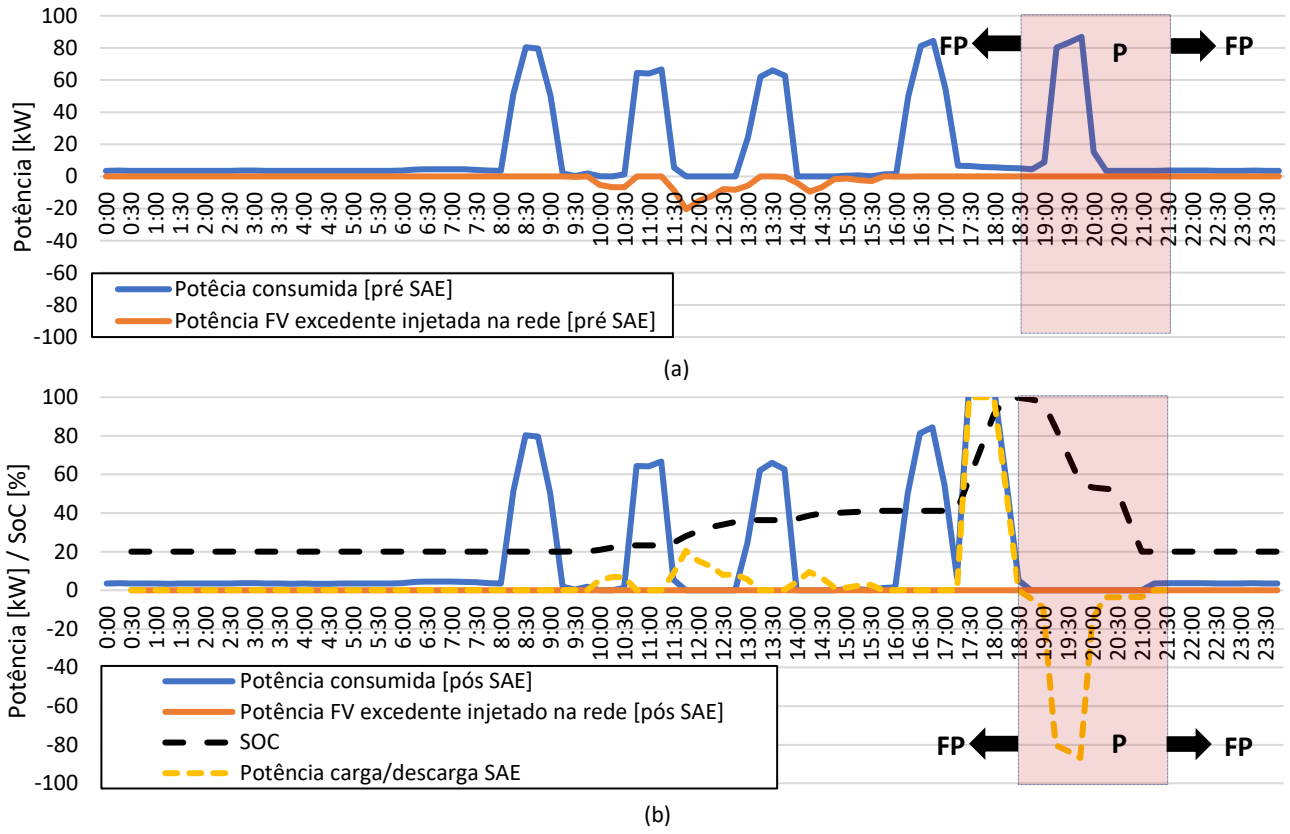


Figura 27 - Evolução da potência consumida, da potência FV excedente injetada na rede elétrica e da potência de carga/descarga do BESS - dia útil (22/06/2017) (a) pré SAE e (b) pós SAE.

4.2 ANÁLISE DE OPERAÇÃO MENSAL

Foi avaliada a operação inicial do SAE para o ciclo de faturamento de março e de junho, de forma a poder verificar a variabilidade da energia FV excedente.

A TABELA 13 apresenta, para todos os dias úteis e para o ciclo de faturamento compreendido entre 25/05/2017 a 24/06/2017, a evolução horária do carregamento do SAE e da nova energia FV excedente injetada na rede elétrica (pós SAE). Os horários destacados em verde correspondem aos períodos nos quais o SAE é carregado pela energia FV excedente que seria injetada na rede elétrica. O horário destacado em azul (17h16min às 18h30min) corresponde ao período no qual o SAE é carregado pela energia proveniente da rede elétrica, caso necessário. Os períodos destacados em laranja correspondem à energia FV excedente a ser injetada na rede da distribuidora (pós SAE).

Devido ao carregamento agendado do *eBus* nos horários entre as 08h01min e as 09h00min; as 10h31min e as 11h30min; as 13h01min e as 14h00min, e as 16h01min e as 17h15min, espera-se baixos valores de energia a serem utilizados para carregamento do SAE. Entretanto, devido a atrasos verificados na operação do *eBus* (devidos a condições de trânsito ou outros eventos) observam-se pequenos valores nestes períodos. No dia 8 de junho de 2017, observam-se valores elevados de carga do SAE nos horários agendados para o carregamento devido ao fato de que o *eBus* não operou.

Tabela 13 - Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 25/05/2017 à 24/06/2017.

Dia útil	Destino Energia Excedente	5:01 as 09:00	09:01 as 10:30	10:31 as 11:30	11:31 as 13:00	13:01 as 14:00	14:01 as 16:00	16:01 as 17:15	17:16 as 18:30	Total
25-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,05	1,00	4,33	30,50	1,33	5,22	0,00	77,57	120
26-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,50	20,28	1,28	5,95	6,89	40,19	2,58	42,33	120
29-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	9,20	1,97	25,66	5,38	12,50	0,58	64,71	120
30-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,16	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	119,70	120
31-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	1,13	0,00	0,00	0,00	118,87	120
01-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,35	1,34	0,00	19.69
	SAE kWh	2,57	39,68	1,90	50,21	5,69	19,95	0,00	0,00	120
02-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,90	29,48	6,32	46,04	7,52	25,52	0,05	3,16	120
05-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	2,77	10,45	0,00	106,78	120
06-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,10	0,78	6,35	0,05	0,23	0,00	112,50	120
07-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,85	3,42	4,39	0,02	0,25	0,00	107,07	120
08-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	12,44	25,27	22,12	15,89	11,72	0,01	32,55	120
09-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,07	1,57	0,74	15,98	6,42	3,41	0,86	90,95	120
12-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,85	0,65	0,00	8.50
	SAE kWh	0,10	28,90	7,74	46,28	3,43	33,55	0,00	0,00	120
13-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,67	4,67	3,22	61,82	2,11	46,82	0,48	0,20	120
14-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,27	41,27	4,76	13,63	2,15	5,22	0,00	51,70	120
16-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,23	0,60	0,00	6.83
	SAE kWh	0,74	30,54	7,79	43,55	8,46	28,92	0,00	0,00	120
19-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,02	0,00	119,29	120
20-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	25,91	3,13	22,04	7,64	25,62	1,18	34,48	120
21-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,40	2,20	14,24	2,16	6,73	0,00	90,26	120
22-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,75	2,17	17,53	1,12	6,12	0,04	88,27	120
23-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,66	3,61	0,00	14.27
	SAE kWh	0,53	40,68	6,60	44,36	3,53	24,30	0,00	0,00	120

Notou-se que apenas em quatro dos 21 dias úteis o carregamento SAE não necessita da complementação da rede elétrica. Observou-se ainda que em 11 dos 21 dias úteis pelo menos 50% da energia utilizada para carregar o SAE seria proveniente da rede elétrica. Durante o ciclo de faturamento, nos dias úteis, seria injetada na rede elétrica 49,30 kWh. O carregamento do SAE seria realizado com 1.259,63 kWh (50%) de energia FV excedente e 1.260,37 kWh (50%) de energia oriunda da rede elétrica.

A **TABELA 14** apresenta, para todos os dias úteis e para o ciclo de faturamento compreendido entre 22/02/2018 e 24/03/2018, a evolução horária do carregamento do SAE e da nova energia FV excedente injetada na rede elétrica (pós SAE).

Tabela 14- Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 22/02/2018 a 24/03/2018.

Dia útil	Destino Energia Excedente	6:01 as 09:00	09:01 as 10:30	10:31 as 11:30	11:31 as 13:00	13:01 as 14:00	14:01 as 16:00	16:01 as 17:15	17:16 as 18:30	Total
22-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,24	15,30	1,02	22,56
	SAE kWh	8,57	28,78	17,77	34,38	19,40	11,10	0,00	0,00	120
23-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	1,65	39,25	0,79	3,41	45,10
	SAE kWh	1,54	41,63	10,22	66,02	0,59	0,00	0,00	0,00	120
26-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,19	5,69	0,00	32,88
	SAE kWh	7,26	35,17	2,77	42,02	0,00	32,77	0,00	0,00	120
27-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,88	0,00	0,00	9,88
	SAE kWh	11,45	37,44	4,75	51,82	0,00	14,54	0,00	0,00	120
28-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,83	0,60	0,00	27,43
	SAE kWh	7,09	34,85	0,00	61,57	0,10	16,39	0,00	0,00	120
01-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,82	1,67	0,00	20,49
	SAE kWh	0,82	28,20	1,50	56,80	0,00	32,68	0,00	0,00	120
02-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,09	15,40	0,41	12,04	0,07	26,93	0,00	64,07	120
05-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	4,42	0,00	34,56	3,64	0,00	42,62
	SAE kWh	11,80	48,61	9,83	49,76	0,00	0,00	0,00	0,00	120
06-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,44	0,00	0,00	39,44
	SAE kWh	10,50	41,71	9,48	49,61	1,28	7,42	0,00	0,00	120
07-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,24	12,84	3,91	21,62	0,08	17,03	2,44	61,84	120
08-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,34	6,48	2,78	47,60
	SAE kWh	11,82	41,36	0,78	51,16	1,32	13,56	0,00	0,00	120
09-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59,38	6,65	0,00	66,03
	SAE kWh	9,46	50,94	0,31	53,57	2,33	3,39	0,00	0,00	120
12-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	5,60	4,51	0,00	25,74	3,12	12,29	0,00	68,74	120
13-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	3,92	1,87	57,64	5,26	0,00	68,69
	SAE kWh	9,19	47,63	7,92	55,26	0,00	0,00	0,00	0,00	120
14-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,14
	SAE kWh	0,00	0,49	0,00	16,78	0,00	12,47	0,00	90,26	120
15-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	5,81	13,44	0,43	30,07	0,44	7,08	0,28	62,45	120
16-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	10,79	24,12	13,73	0,86	0,00	49,50
	SAE kWh	7,76	45,49	4,70	62,05	0,00	0,00	0,00	0,00	120
19-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,09	2,57	0,00	16,66
	SAE kWh	0,73	26,92	3,76	48,19	0,00	40,40	0,00	0,00	120
20-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	1,82	0,02	4,99	0,60	0,10	0,00	112,47	120
21-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,96	3,35	0,24	56,55
	SAE kWh	3,18	26,51	2,.22	60,76	0,70	7,64	0,00	0,00	120
22-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	1,20
	SAE kWh	7,97	26,95	1,13	32,45	0,80	39,30	3,13	8,27	120
23-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	72,81	48,32	77,53	15,66	0,00	214,33
	SAE kWh	12,13	59,06	46,57	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	120

Novamente, nos horários agendados para o carregamento do *eBus* verificou-se baixos valores de energia a ser carregada no SAE. Nos dias 22 de fevereiro, 16 de março e 21 de março de 2018, observam-se valores elevados em um ou mais destes períodos. Isto se deveu a atrasos no funcionamento do *eBus* ou à falta de sua operação.

Em 15 dos 22 dias úteis analisados, o carregamento SAE é completado (*SoC*=100%) e a energia FV excedente passa a ser injetada na rede elétrica. Observou-se que, em seis dos 22 dias úteis, pelo menos 50% da energia utilizada para carregar o SAE seria proveniente da rede elétrica.

Durante o ciclo de faturamento seriam injetados na rede elétrica 761,09 kWh nos dias úteis. O carregamento do SAE seria realizado com 1.931,90 kWh (73%) de energia FV excedente e 468,10 kWh (27%) de energia oriunda da rede elétrica.

A TABELA 15 apresenta, para a UC (pré e pós SAE) e para os meses de junho 2017 e março 2018, o valor mensal de seu consumo de energia elétrica nos horários FP e P, da energia excedente injetada na rede elétrica pela UC nos horários FP e P e a demanda máxima que ocorreria no horário P e FP.

Tabela 15 - Valores mensais de consumo (P) e (FP), da energia excedente injetada na rede elétrica (P) e (FP) e demanda máxima (P) e (FP) - meses: junho/17 e março/18.

Mês	Consumo FP (kWh)		Injeção FP (kWh)		Consumo P (kWh)		Injeção P (kWh)		Demanda FP (kW)		Demanda P (kW)	
	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar
Pré SAE	6.363	6.721	2.810	5.200	1.598	1.883	0	0	87,17	89,95	87,17	89,95
Pós SAE	7.623	7.189	1.550	3.268	38	58	659	564	116,74	113,34	4,56	6,58

Para todos os dias (úteis e não úteis) do período entre 25/05/2017 e 24/06/2017, pós SAE, verifica-se que, no horário FP a UC consumiria 20% a mais de energia elétrica e injetaria na rede 45% menos energia FV excedente. Já no horário de ponta, o consumo da UC sofreria redução de 98% e injetaria 659 kWh de energia excedente na rede elétrica. A demanda máxima registrada no horário P passaria a ser de 4,56 kW (redução de 95%) e no horário FP passaria a ser de 116,74 kW (aumento de 34%).

Para todos os dias do período entre 22/02/2018 e 24/03/2018, pós SAE, verifica-se que, no horário FP a UC consumiria 7% a mais de energia elétrica e injetaria na rede 37% menos energia FV excedente. No horário de ponta, o consumo da UC sofreria redução de 97% e injetaria 564 kWh de energia excedente na rede elétrica. A demanda máxima registrada no horário de ponta passaria a ser de 6,58 kW (redução de 93%) e no horário fora ponta passaria a ser de 113,34 kW (aumento de 26%).

5 ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA DA OPERAÇÃO OTIMIZADA

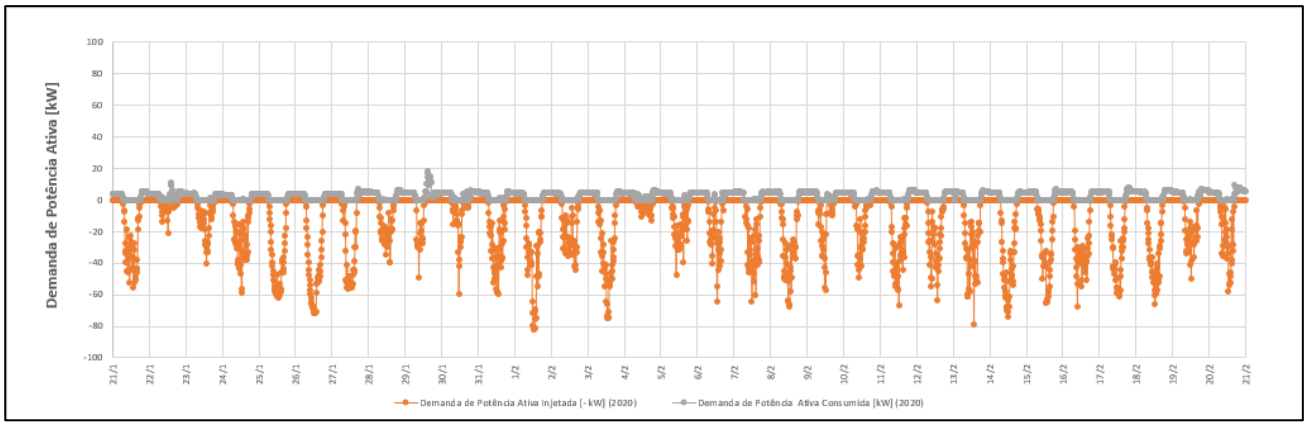
5.1 AQUISIÇÃO DE DADOS DE POTÊNCIA APARENTE, POTÊNCIA ATIVA, POTÊNCIA REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA.

Numa primeira fase, fez-se necessária a aquisição de dados do sistema fotovoltaico em estudo. A memória de massa de 2020 foi disponibilizada pela Companhia de Energia Elétrica de Santa Catarina (Celesc) que é a companhia que distribui energia também para a unidade em estudo, e os dados de 2022 foram adquiridos através do quadro de medição de corrente alternada (QDCA), que é um medidor bidirecional instalado na entrada de energia da UP. Os dados em questão foram as potências aparente, ativa, reativa e o fator de potência; os dados de 2020 foram disponibilizados pela Celesc e os de 2022 estão disponíveis no Grafana. O Grafana é uma plataforma livre que possibilita aos usuários a personalização de dashboards nos vários painéis que esta pode apresentar e, fazendo-se uso dela, os engenheiros do Fotovoltaica UFSC sincronizaram os dados da UP à esta plataforma de modos a que estes possam ser acessados por pessoas autorizadas. Os dados encontrados na plataforma datam desde 2021. Valores em tempo real podem ser observados.

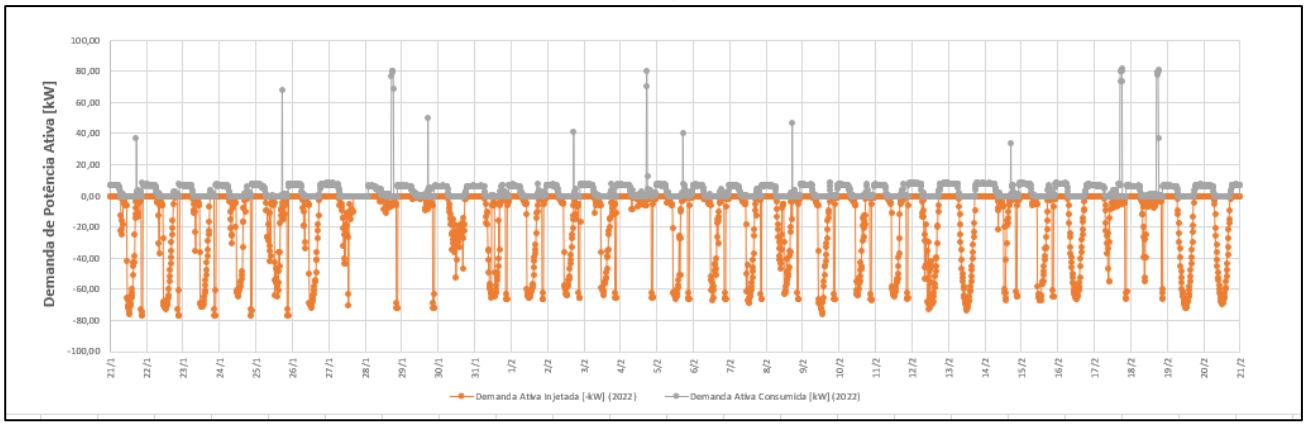
Os dados adquiridos neste projeto datam de 21 de janeiro a 20 de fevereiro de 2020 e de 21 de janeiro a 20 de fevereiro de 2022. Os valores de potência aparente estão em kVA, os de potência ativa em kW e os de potência reativa em kvar. Amostras foram coletadas e processadas pelo Excel; esses valores são valores por minuto de cada medição em questão. Para o estudo, partindo-se dos valores médios observados a cada minuto, fizeram-se médias de 15 minutos, 1 hora e 24 horas de cada variável e simulou-se tais resultados conforme o período desejado, seja este de 1 mês, semanal ou diário.

5.2 OBSERVAÇÃO DOS DADOS PARA O CASO MENSAL

Para este caso, foram observados os resultados abaixo apresentados. Os valores são apresentados em médias de 15 em 15 minutos para cada dia observado. Na FIGURA 28,observam-se as diferenças entre o sistema sem armazenamento (2020) e o sistema com armazenamento (2022). É fácil observar as diferenças dos perfis de carga dos sistemas em comparação. A grande diferença é observada nos picos de consumo para o sistema com armazenamento.



(a)

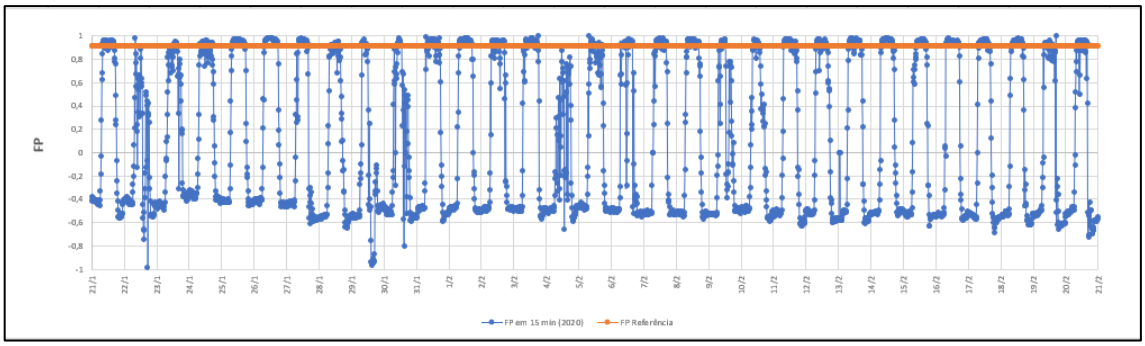


(b)

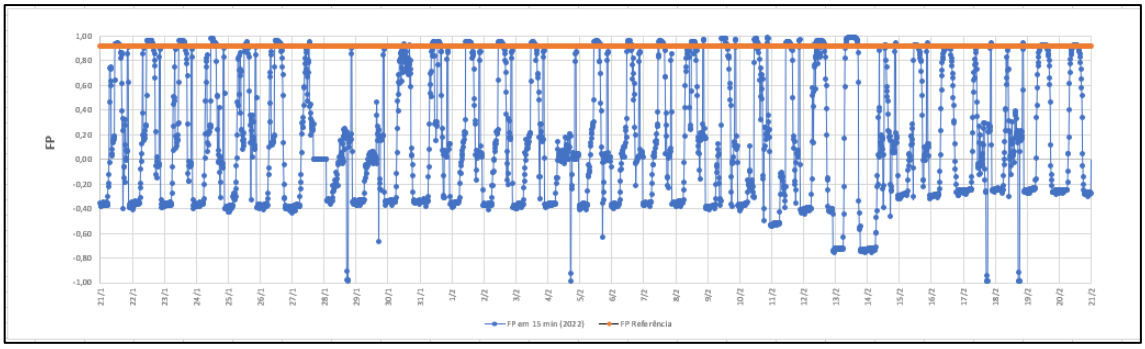
Figura 28 - Evolução dos valores de Demandas de Potência Ativa para o mês em estudo em janeiro de 2020 (a) e 2021 (b).

Os valores de pico de consumo de quase 80 kW para o ano 2022 estão configurados segundo a estratégia de operação do SAE. Esses picos acontecem entre as 17h16min e 18h30min, período em que o controlador do SAE faz o carregamento das baterias; já os picos de injeção acontecem entre as 11h45min e 13h45min, período em que o controlador da rede opera sob modo injeção permitido, assim, que excedentes fotovoltaicos sejam injetados na rede, e o controlador do medidor do SAE permite o carregamento das baterias, operando entre o máximo e o mínimo da potência ativa excedente e com FP unitário; outros picos de potência ocorrem entre 20h30min e 21h30min, período em que o SAE está completamente carregado e seu controlador permite, assim, a injeção de potência excedente para a rede, onde o SAE opera em potência fixa, a mesma que a nominal (100 kW) e com um fator de potência FP unitário. Um corte diário dos perfis de carga possibilitará uma melhor visualização adiante.

As evoluções diárias do FP para os anos em comparação podem ser observadas na **FIGURA 29**. O Fator de Potência de referência corresponde ao valor de 0,92.



(a)



(b)

Figura 29 - Evolução dos valores de Fator de Potência para o mês em estudo em janeiro de 2020 (a) e 2021 (b).

A **FIGURA 29** acima mostra o comportamento do FP para cada dia do mês em estudo. Percebe-se que, segundo a estratégia estabelecida para o funcionamento dos sistemas, comparando-se as evoluções da demanda ativa às evoluções do FP, o FP é sempre unitário para os valores de pico de injeção e de consumo. Adiante mostram-se as evoluções diárias para melhor observação.

5.3 ANÁLISE DE VALORES SEMANAIS

A **TABELA 16** é importante para a compreensão do perfil de carga, pois indica as temperaturas para os meses de cada ano. Aqui atém-se para as variações de temperatura nos meses de janeiro e fevereiro. Os valores são médias anuais para cada mês.

Tabela 16 - Dados Climatológicos Para Florianópolis [5].

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Temperatura média (°C)	24.8	24.9	24.1	22.2	19.2	17.3	16.4	17.1	18.3	20.1	21.6	23.4
Temperatura mínima (°C)	22.5	22.7	21.9	19.9	16.9	14.9	13.8	14.6	16.1	18	19.4	21.2
Temperatura máxima (°C)	27.6	27.7	26.8	25.1	22	20.5	19.6	20.4	21.2	22.9	24.4	26.3
Chuva (mm)	189	172	135	94	115	97	91	90	141	131	122	129
Umidade(%)	79%	81%	80%	80%	78%	81%	82%	82%	79%	79%	78%	78%
Dias chuvosos (d)	15	14	14	9	8	6	7	7	10	11	11	12
Horas de sol (h)	7.6	7.7	7.1	6.7	6.5	6.2	6.1	6.0	5.6	5.4	6.2	6.9

O mês de fevereiro constitui o mês mais quente do ano em Florianópolis. Espera-se então que os perfis de carga para este mês apresentem maiores injeção/consumo de potência em relação ao mês de janeiro. A FIGURA 30 apresenta perfis de irradiância solar de uma célula fotovoltaica limpa (G_CG) e uma com sujidade (G_DC).

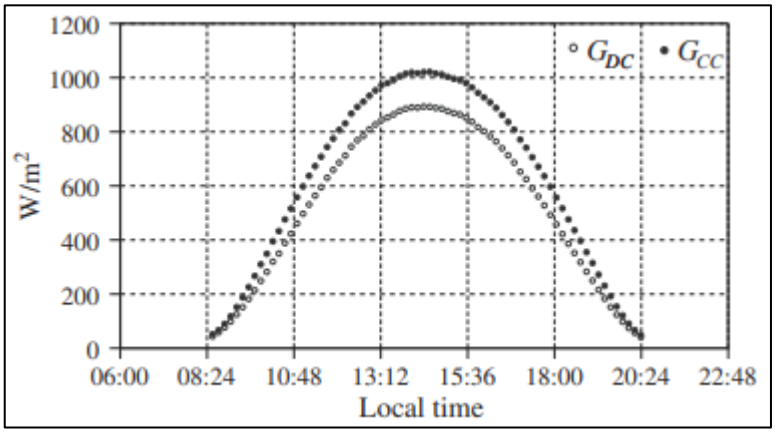


Figura 30 - Níveis de irradiância solar ao longo do dia. [6]

Havendo a necessidade de se observar a evolução semanal dos valores medidos, para assim serem visualizadas as diferenças das demandas durante a semana e durante os dias de final de semana, fez-se necessário abrir o mês em semanas e observar as ocorrências semanais. Assim, valores médios de 15 minutos foram adquiridos e resultaram nos gráficos desta subseção.

5.3.1 Evolução das variáveis para a semana 1

A semana 1 constitui os 7 primeiros dias em estudo, começa no dia 21 e vai até o dia 27 de janeiro dos anos em comparação. Nesta subseção estão apresentadas as relações de demandas de potências, FP e energias para a semana 1.

5.3.1.1 Evolução das demandas e FP para a semana 1

A FIGURA 31 mostra a evolução da semana 1 das demandas de potências ativas. Observam-se ainda os FP para a semana.

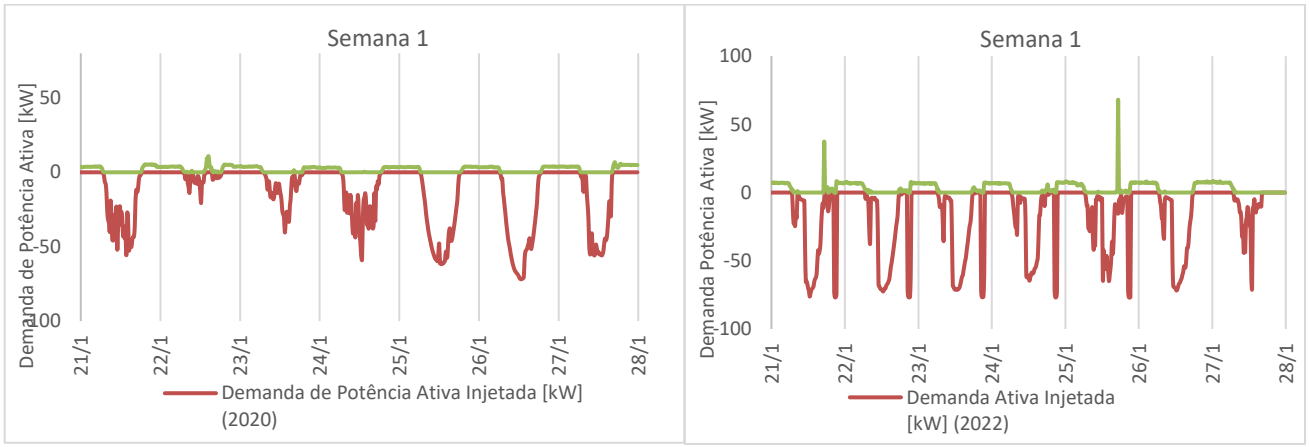


Figura 31 - Evolução temporal das potências ativas para a semana 1 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

A FIGURA 31 mostra a evolução das potências ativas para os primeiros sete dias estudados. É fácil perceber que o sistema de armazenamento proporcionou um funcionamento diferente de um sistema antes do banco de baterias. Os picos de potência ativa que ocorrem em 2022 são picos característicos para dias de semana, dias em que o sistema normalmente foi colocado em stand-by. Dias de final de semana parecem ter o mesmo comportamento para os meses dos anos em comparação. Outras semanas que serão apresentadas a seguir poderão consolidar as observações desse modo de operação. Essa representação tem o intuito de melhor visualização da regularidade da evolução das demandas (ou a falta destas) para os meses em comparação, tendo em vista as diferenças de perfis de carga entre dias de semana e dias de fim de semana. Valores semanais de energias também podem ser importantes para futuras decisões de operação dos sistemas.

A evolução do FP para esta semana pode ser observada na FIGURA 32. Como se vê, o FP foi indutivo sempre que houve registro de injeção.

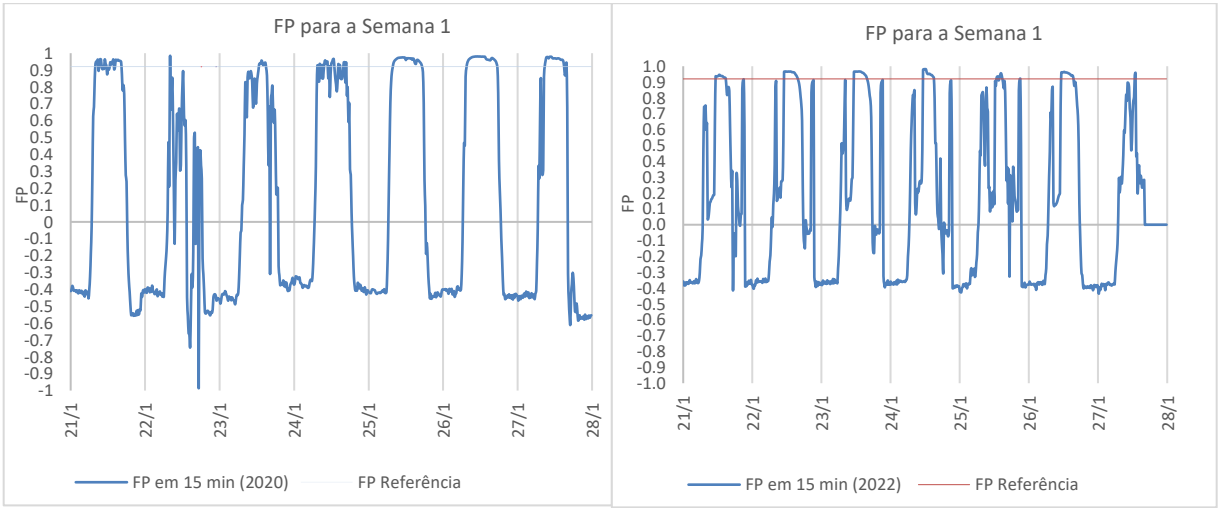


Figura 32 - Evolução do FP para a semana 1 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

O FP apresenta-se com regularidades para todos os dias observados, regularidades estas que são previstas pela estratégia de operação do SAE e do controlador da rede. Os dias 25 e 26 de 2020 foram dias de final de semana, sendo assim, é possível observar um perfil de carga totalmente uniforme entre às 6 da manhã e as 20 horas. Para os dias 22 e 23 para o ano 2022 foram dias de final de semana e, sendo assim, irregularidades no comportamento do FP foram observadas.

5.3.1.2 Evolução das demandas e FP para os dias da semana 1

Os comportamentos das demandas ativas em relação ao FP foram tidos como base de observação para futuras operações de correção do FP. Sendo assim, foram selecionados alguns dias das cinco semanas para se poder observar o comportamento do FP em relação à Demanda Ativa. Para a semana 1 escolheu-se o dia 21 de janeiro como se pode ver na FIGURA 33.

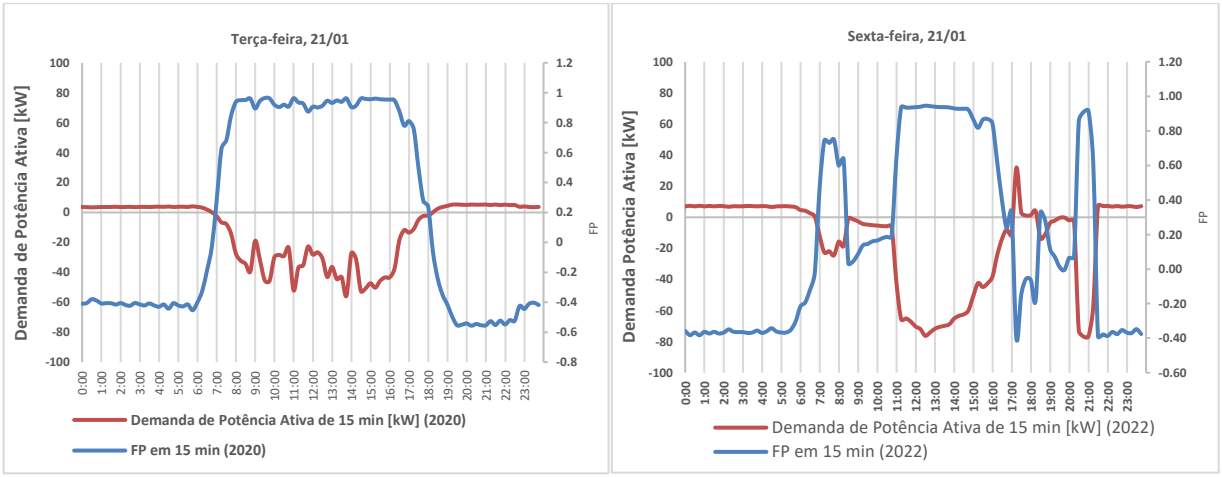


Figura 33 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 21 de janeiro em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

Pela **FIGURA 33** observa-se que o dia 21 de janeiro de 2020 é uma terça-feira, portanto um dia comum de funcionamento da UC. Vê-se no perfil de carga deste dia que a maior injeção de Potência Ativa se deu no período da tarde, configurando-se assim uma curva semelhante ao da radiação solar de um dia comum. O FP deste dia é tão maior quanto maior for a injeção de Potência Ativa [-kW]. Para sexta-feira, 21 de janeiro de 2022, verifica-se também uma maior injeção de Potência Ativa no período tarde; todavia, seguindo a estratégia de operação programada, verifica-se uma demanda injetada acima de 20kW das 07h00min às 08h30min, uma demanda injetada de 65,71kW às 11h15min, atingindo uma máxima de 76,27kW às 12h30min, em seguida vê-se um consumo (recarga) da bateria de 31,90kW às 17h15min, verificando-se depois um descarregamento de potência para a rede das 20h30min às 21h30min e, deste horário em diante, não mais se verifica injeção de potência para este dia.

Para melhor visualização e comparação das evoluções das variáveis, as demandas para estes dias e seus FP podem ser observados nas mesmas imagens conforme mostram a **FIGURA 34** e a **FIGURA 35**.

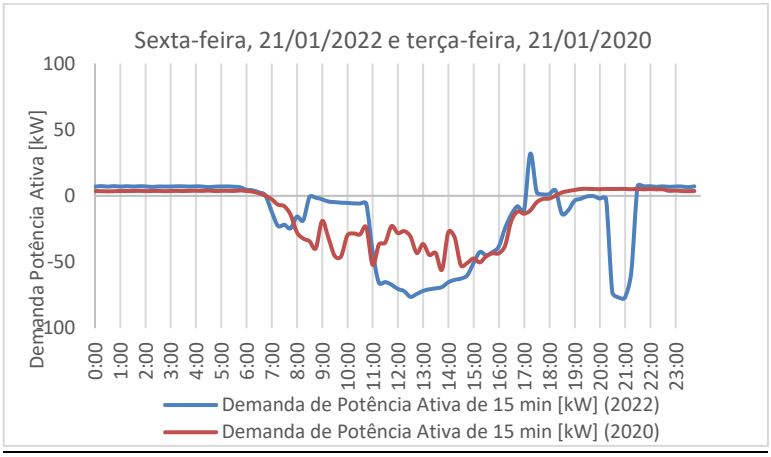


Figura 34 - Evolução das demandas ativas em 21 de janeiro.

A **FIGURA 34** mostra as diferenças entre as potências ativas para os dias em comparação. Terça-feira foi um dia comum para o sistema sem armazenamento e registra-se um perfil de carga semelhante a um dia comum de irradiação solar, registrando-se apenas algumas falhas de incidência entre os horários previstos para maior radiação; isso deveu-se, provavelmente, à falta de irradiação solar ou incidências solares irregulares para estas

horas. Observa-se maior injeção de Potência Ativa para as horas de maior incidência solar do sistema com armazenamento, registrando-se um baixo funcionamento dos sistemas de potência entre às 08h30min e 10h45min. Os FPs para estes dias podem ser observados na **FIGURA 35**.

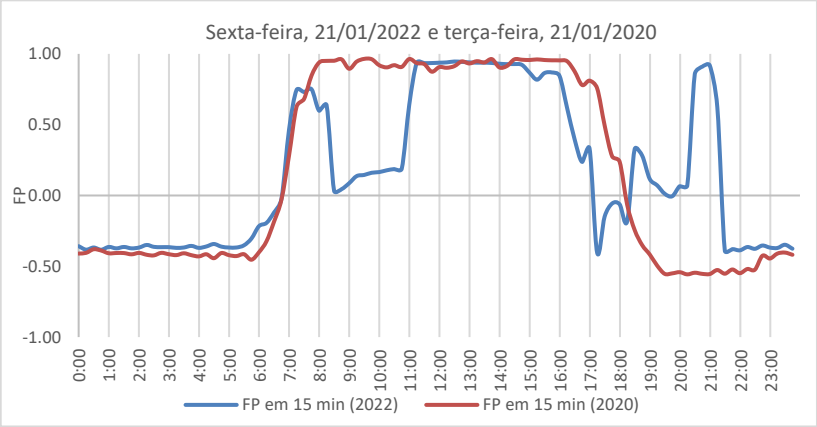


Figura 35 - Evolução dos FPs para os dias 21 de janeiro.

Como esperado, os FPs seguem curvas tal que seus valores sejam maiores quanto maiores forem as injeções de potência, e a curva para o sistema sem armazenamento apresenta valores perto da unidade, mesmo para horários de ponta, segundo à estratégia de funcionamento do SAE que estabelece valores unitários de FP para certas horas do dia.

O dia 13 de fevereiro de 2022 foi um domingo e o 13 de fevereiro de 2020 foi uma quinta-feira; sendo assim, abaixo, na **FIGURA 36,** são apresentados os perfis de carga para estes dias.

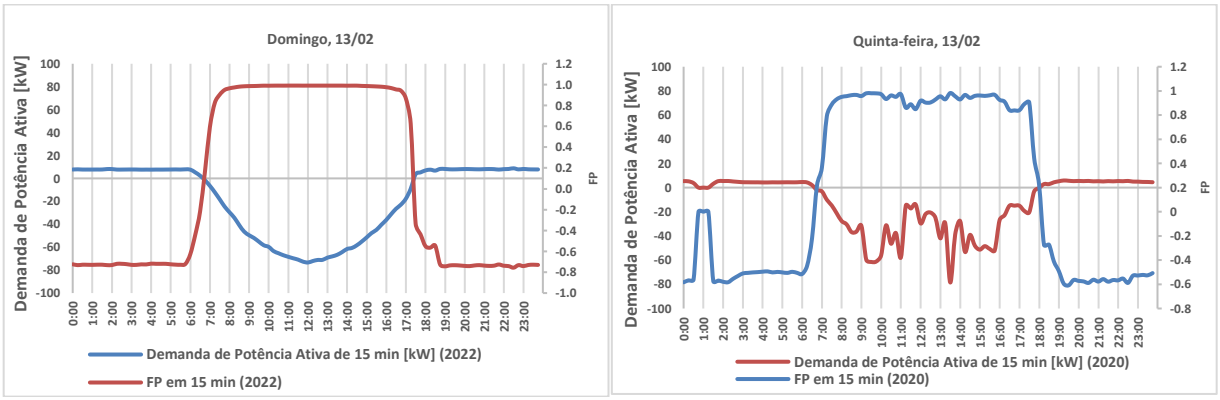


Figura 36 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 13 de fevereiro em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

Sendo um domingo, neste dia o sistema ficou em stand-by, então esperava-se que o comportamento do perfil de carga fosse se assemelhar ao comportamento do perfil de carga de um dia comum sem armazenamento, como pode ser visto na **FIGURA 36**. Para 2020, o 13 de fevereiro, sem sistema de armazenamento, apresenta um perfil de carga semelhante ao do dia 13 de fevereiro de 2022.

Para melhor visualização e comparação das evoluções das variáveis, as demandas para estes dias e seus FP podem ser observados nas mesmas imagens conforme mostram a **FIGURA 37** e a **FIGURA 38.**



Figura 37 - Evolução da Demanda Ativa para o dia 13 de fevereiro.

A FIGURA 37 mostra as diferenças entre as potências ativas para os dias em comparação. Quinta-feira foi um dia comum para o sistema sem armazenamento e registra-se um perfil de carga semelhante a um dia comum de irradiação solar, registrando-se apenas algumas falhas de incidência entre os horários previstos para maior radiação; isso deveu-se, provavelmente, à falta de irradiação solar ou incidências solares irregulares para estas horas. Para 2022, o domingo foi um dia sem o funcionamento do SAE, então, esperava-se que o perfil de carga deste dia fosse semelhante ao de um dia comum sem armazenamento. O FP para estes dias podem ser observados na FIGURA 38.

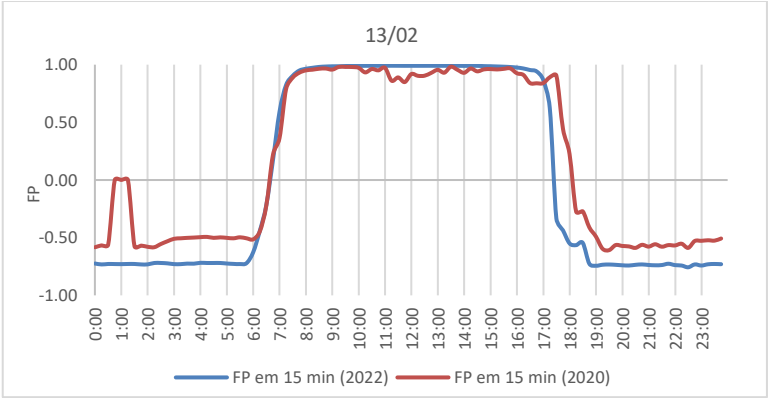


Figura 38 - Evolução dos FPs para os dias 13 de fevereiro.

Observando-se a FIGURA 38, vê-se que os FPs dos dois sistemas evoluem de forma semelhante pois, sem armazenamento, era esperado que o sistema fosse indutivo apenas nas horas de incidência solar, configurando-se, assim, curvas semelhantes às de um dia comum de incidência solar em uma célula fotovoltaica.

5.3.1.3 Evolução das energias para a semana 1

O processamento de dados para a energia na semana 1 pode ser visto na FIGURA 39 e as médias de energias semanais podem ser observadas na TABELA 17.

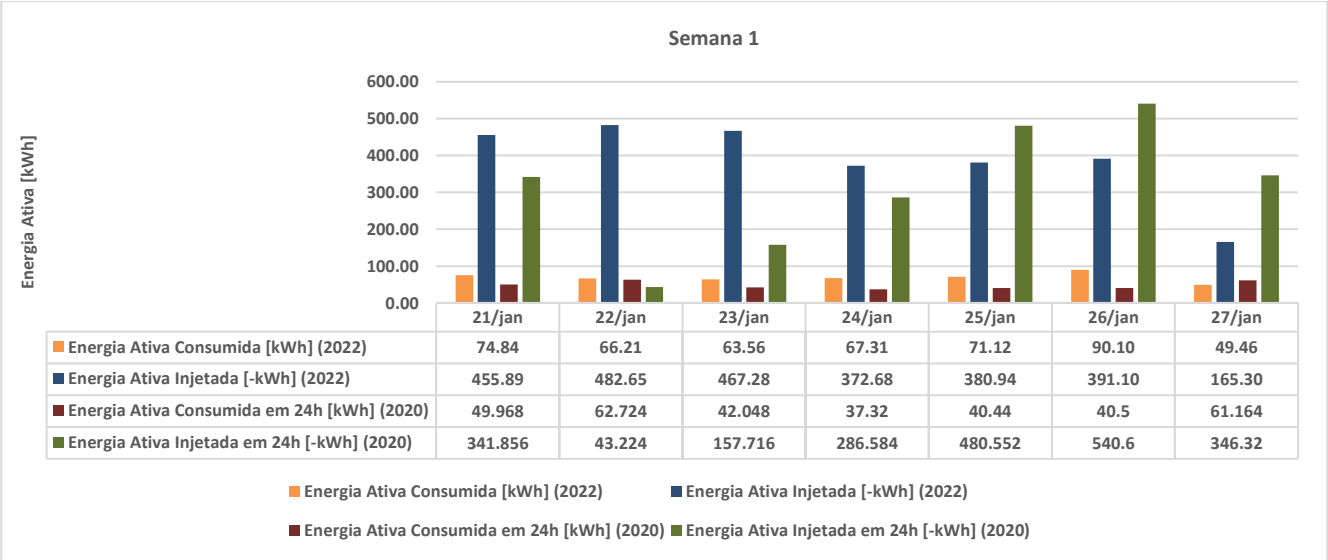


Figura 39 - Relação das energias ativas para a semana 1.

Tabela 17 - Médias das energias ativas para a semana 1.

Média da energia ativa consumida [kwh] (2022)	68,94
Média da energia ativa injetada [-kwh] (2022)	387,98
Média da energia ativa consumida [kwh] (2020)	47,74
Média da energia ativa injetada [-kwh] (2020)	313,84

Segundo a **TABELA 17**, percebe-se que os valores injetados e consumidos no sistema com armazenamento para a semana 1 foram maiores do que os as energias em sistema sem armazenamento.

Para 2022, vê-se pela **FIGURA 39** que o dia da semana 1 que teve maior consumo foi o dia 26 de janeiro, uma quarta-feira em que o SAE ficou em stand-by entre as 8h00 e 11h00, pelo que não se registrou ativo excedente injetado na rede, e o dia que teve maior injeção foi o 22 de janeiro, dia em que se operou os sistemas seguindo-se as estratégias de funcionamento do SAES como pode se observar **FIGURA 40** e **FIGURA 41** abaixo.

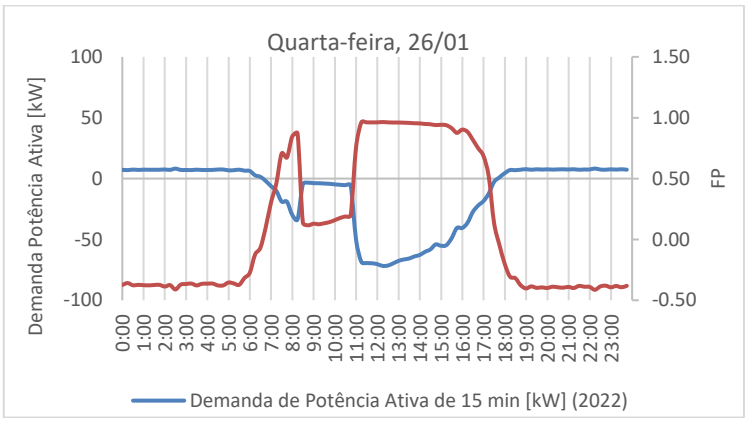


Figura 40 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 26 de janeiro.

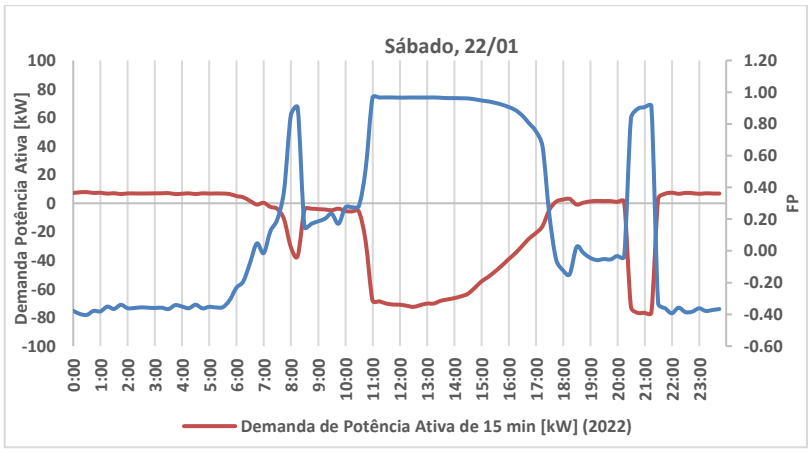


Figura 41 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 22 de janeiro.

5.3.2 Evolução das variáveis para a semana 2

Para a semana 2, de quarta-feira, 28 de janeiro, a terça-feira, 3 de fevereiro, para 2020 e de sexta-feira, 28 de janeiro, a quinta-feira, 3 de fevereiro, para 2022, foram registrados os valores das demandas e FP conforme mostram as figuras desta subseção.

5.3.2.1 Evolução das demandas e FP para a semana 2

A FIGURA 42 mostra a evolução das demandas de potências ativas para a semana 2. Observam-se ainda os FPs para a semana na FIGURA 43.

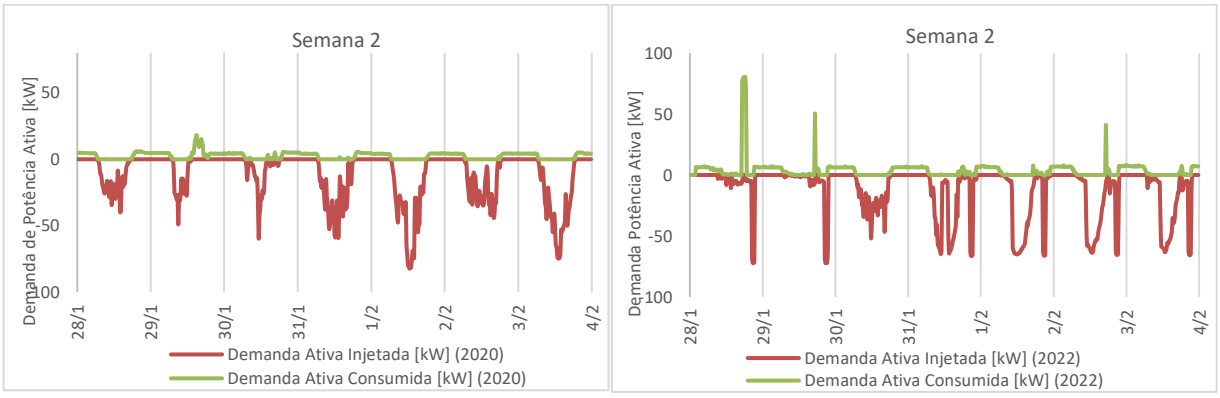


Figura 42 - Evolução das potências para a semana 2.

Uma vez mais percebe-se que as curvas de injeção de Potência Ativa para os dias 1 e 2 de fevereiro de 2022, sendo dias de sábado e domingo, respectivamente, apresentam o mesmo perfil de curva de final de semana.

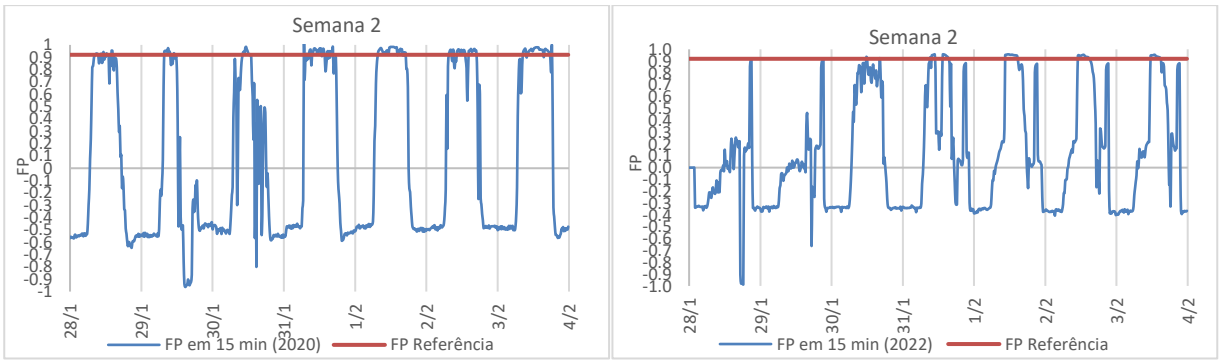


Figura 43 - Evolução do FP para a semana 2.

O FP é tão maior quanto maior for a Potência Ativa injetada [-kW], e tão menor quanto maior for a Potência Ativa consumida [kW], observando-se, assim, a estratégia de operação dos sistemas.

5.3.2.2 Evolução das demandas e FP para os dias da semana 2

Os comportamentos das demandas ativas em relação ao FP foram tidos como base de observação para futuras operações de correção do FP. Sendo assim, foram selecionados alguns dias das cinco semanas para se poder observar o comportamento do FP em relação à Demanda Ativa. Para a semana 2 escolheu-se o dia 28 de janeiro como se pode ver na **FIGURA 44**.

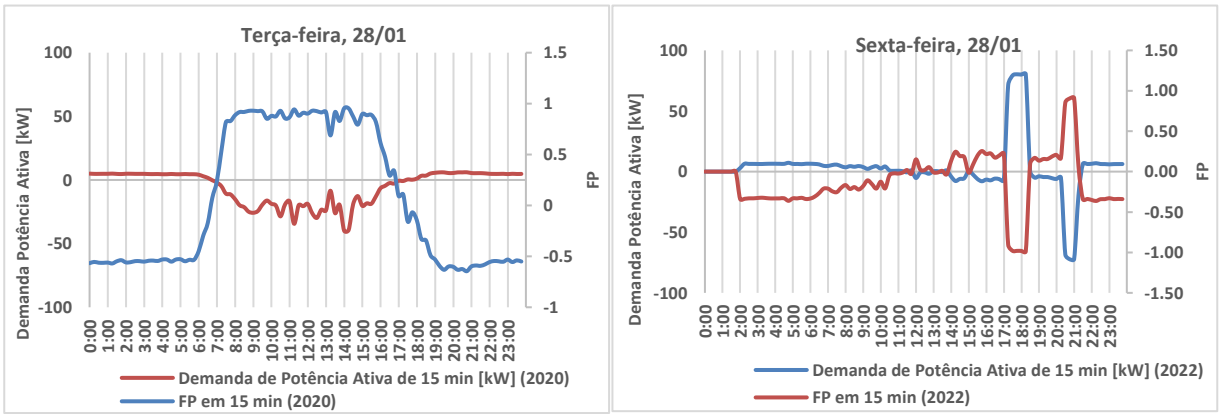


Figura 44 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 28 de janeiro.

Pela **FIGURA 42** observa-se que o dia 28 de janeiro de 2020 é uma terça-feira, portanto um dia comum de funcionamento da UC. Vê-se no perfil de carga deste dia que a maior injeção de Potência Ativa se deu no período da tarde, configurando-se assim uma curva semelhante ao da radiação solar de um dia comum. O FP deste dia é tão maior quanto maior for a injeção de Potência Ativa [-kW]. Para sexta-feira, 28 de janeiro de 2022, não se verifica, como esperado, maior injeção de Potência Ativa no período da tarde, isto se deve ao fato de não ter havido descarga de excedentes ativos das baterias para a rede; um pico de demanda ativa de consumo é verificado entre as 17 horas e as 18 horas, pico originado pelo carregamento do SAE conforme a estratégia de operação dos sistemas; uma demanda injetada de -72,25 kW é observada das 20h30min às 21h30min, demanda esta causada pela descarga

de ativos excedentes do SAE para a rede conforme programado e, deste horário em diante, não mais se verifica injeção de potência para este dia.

As demandas para estes dias e seus FPs podem ser observados nas mesmas imagens conforme mostra a FIGURA 45.

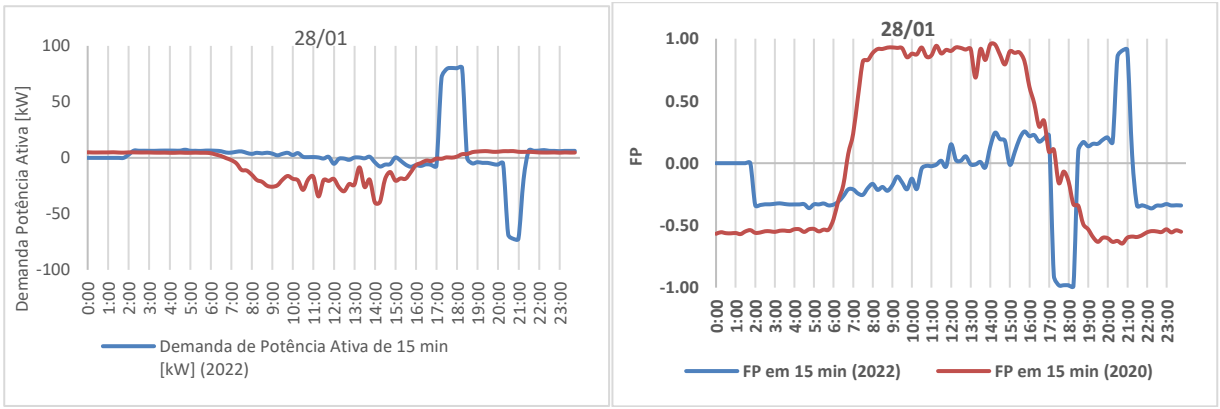


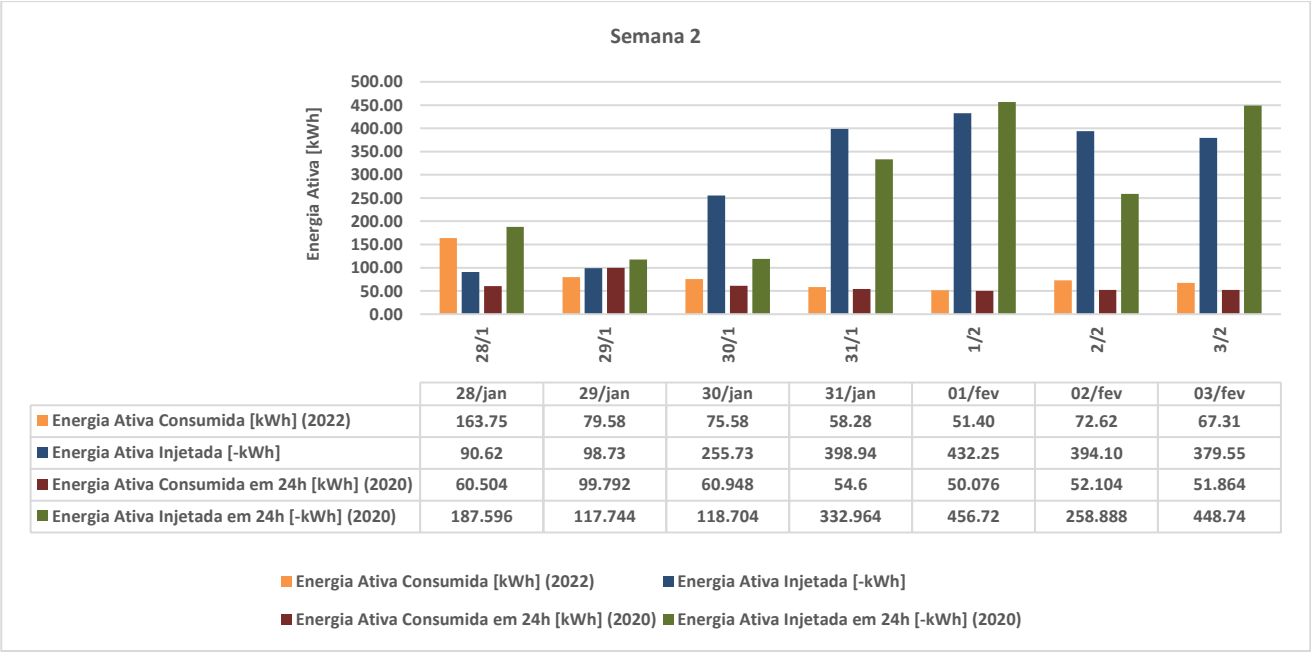
Figura 45 - Evolução das demandas ativas e dos FPs para o dia 28 de janeiro.

A FIGURA 45 (ESQUERDA) mostra as diferenças entre as potências ativas para os dias em comparação. Sexta-feira foi um dia comum para o sistema sem armazenamento e registra-se um perfil de carga semelhante ao de um dia comum de irradiação solar, registrando-se apenas algumas falhas de incidência entre os horários previstos para maior radiação; isso deveu-se, provavelmente, à falta de irradiação solar ou incidências solares irregulares para estas horas. Para 2022, o sábado foi um dia sem o funcionamento do SAE durante o período da tarde, registrando-se apenas o carregamento e o descarregamento no período da noite.

Observando-se a FIGURA 45 (DIREITA), vê-se que os FPs dos dois sistemas evoluem de forma diferente pois, sem armazenamento, era esperado que o sistema fosse indutivo apenas nas horas de incidência solar, configurando-se, assim, curvas semelhantes às de um dia comum de incidência solar em uma célula fotovoltaica; em contrapartida, o sistema com armazenamento, sem injeção de potência ativa durante as horas de maior radiação, apresenta um FP indutivo apenas nas horas em que houve descarga do SAE para a rede.

5.3.2.3 Evolução das energias para a semana 2

O processamento de dados para a energia na semana 2 pode ser visto na FIGURA 46 e as médias de energias semanais podem ser observadas na TABELA 18.



	28/jan	29/jan	30/jan	31/jan	01/fev	02/fev	03/fev
Energia Ativa Consumida [kWh] (2022)	163.75	79.58	75.58	58.28	51.40	72.62	67.31
Energia Ativa Injetada [-kWh]	90.62	98.73	255.73	398.94	432.25	394.10	379.55
Energia Ativa Consumida em 24h [kWh] (2020)	60.504	99.792	60.948	54.6	50.076	52.104	51.864
Energia Ativa Injetada em 24h [-kWh] (2020)	187.596	117.744	118.704	332.964	456.72	258.888	448.74

Figura 46 - Relação das energias ativas para a semana 2.

Tabela 18 - Médias das energias ativas para a semana 2.

Média da energia ativa consumida [kWh] (2022)	81,22
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2022)	292,90
Média da energia ativa consumida [kWh] (2020)	61,41
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2020)	274,48

Pela TABELA 18, percebe-se que as energias injetadas e consumidas no sistema com armazenamento para a semana 2 foram maiores do que os das energias em sistema sem armazenamento.

Para 2022, vê-se pela FIGURA 46 que o dia da semana 2 que teve maior consumo foi o dia 28 de janeiro, um sábado em que o SAE ficou sem funcionar durante a tarde, pelo que não se registrou ativo excedente injetado na rede. O gráfico de demandas para este dia foi apresentado na FIGURA 45 (DIREITA), e o dia que teve maior injeção foi o 01 de fevereiro, uma terça-feira em que se operou os sistemas seguindo-se as estratégias de funcionamento do SAES como pode se observar na FIGURA 47.

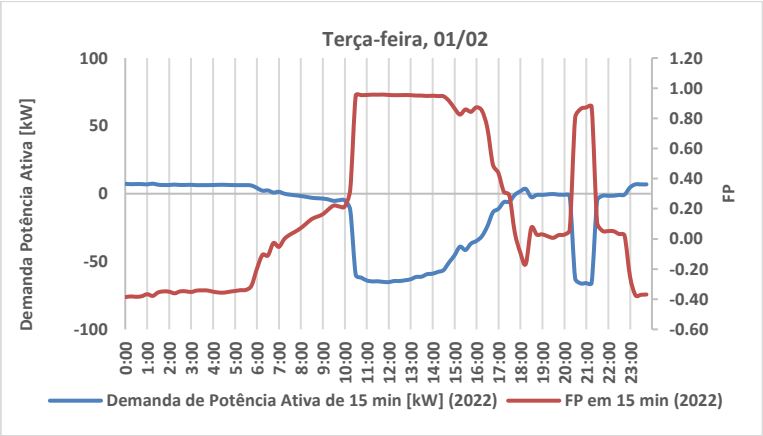


Figura 47 - Evolução da Demanda Ativa em relação ao FP para o dia 01 de fevereiro.

5.3.3 Evolução das variáveis para a semana 3

Para a semana 3, de terça-feira, 04 de fevereiro, a segunda-feira, 10 de fevereiro, para 2020 e de quinta-feira, 04 de janeiro, a quarta-feira, 10 de fevereiro, para 2022, foram registrados os valores das demandas e FP conforme mostram as figuras desta subseção.

5.3.3.1 Evolução das demandas e FP para a semana 3

A FIGURA 48 mostra a evolução das demandas de potências ativas para a semana 3. Observam-se ainda os FPs para a semana na FIGURA 49.

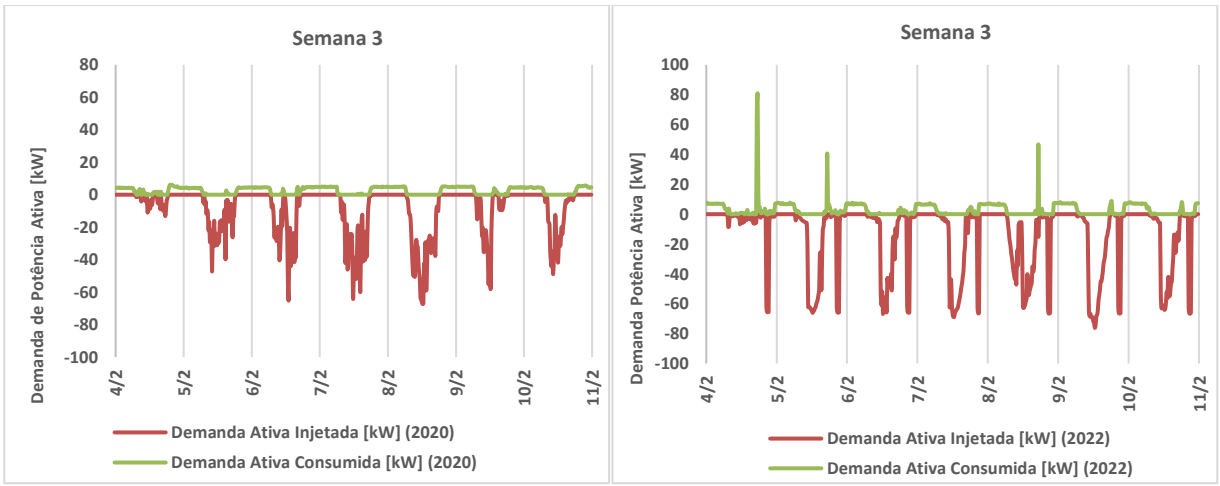


Figura 48 - Evolução da demanda de Potência Ativa para a semana 3.

Para 2020, os dias de final de semana foram o 08 e o 09 de fevereiro e seus perfis de carga se assemelham melhor do que os outros cinco dias desta semana. Para 2022, os dias de final de semana foram os dias 05, Sábado, e 06, domingo, de fevereiro, sendo que houve registro de pico de consumo de 40,69 kW no Sábado, diferente do domingo onde não se registraram grandes consumos, essa diferença se deveu ao fato de que não houve carregamento do SAE durante o dia de domingo.

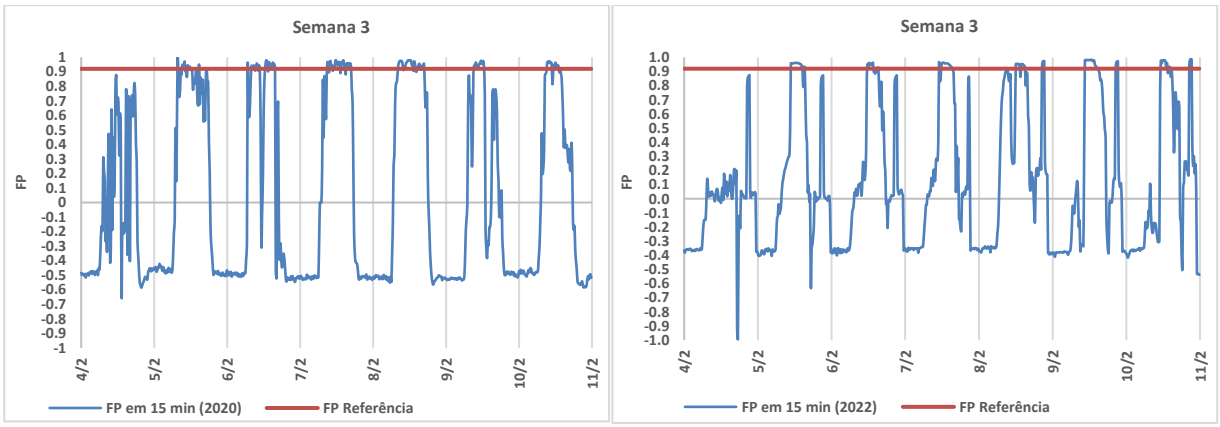


Figura 49 - Evolução do FP para a semana 3.

Outra vez mais vê-se o comportamento do FP seguindo a estratégia de operação da rede e do SAE.

5.3.3.2 Evolução das demandas e FP para os dias da semana 3

Seguindo-se o critério de seleção do dia de maior consumo e dia de maior injeção de energia, para a semana 3 escolheu-se o dia 04 de fevereiro como se pode ver na **FIGURA 50**.

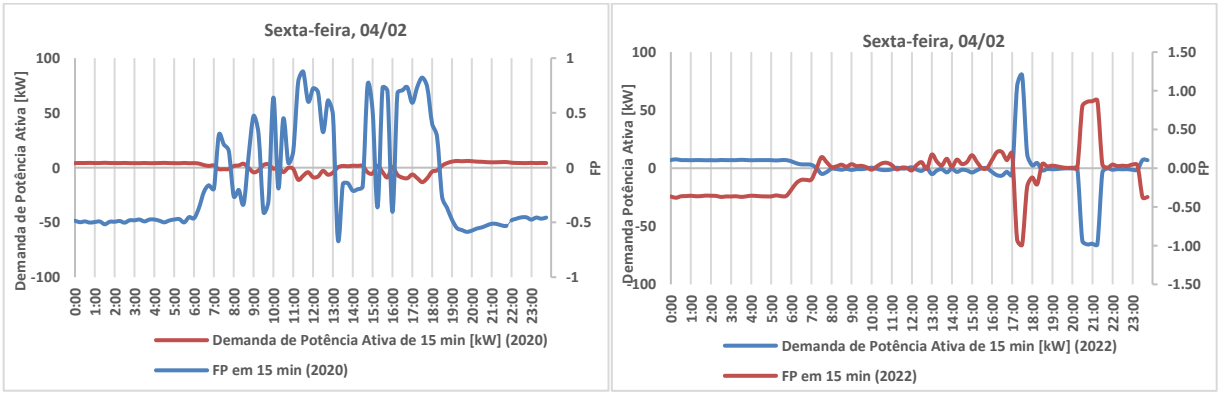


Figura 50 - Evolução das demandas ativas e do FP para o dia 04 de fevereiro.

Pela **FIGURA 50** observa-se que o dia 04 de fevereiro de 2020, uma sexta-feira, dia comum de funcionamento da UC. Vê-se no perfil de carga deste dia que não houve muita atividade de injeção nem de consumo, apesar de esta pouca atividade tender a se configurar para um dia comum de radiação solar. A semelhança dos dias anteriores, o FP deste dia é tão maior quanto maior for a injeção de Potência Ativa [-kW]. Para sexta-feira, 04 de fevereiro de 2022, dia de maior consumo para a semana, não se verifica, como esperado, maior injeção de Potência Ativa no período da tarde, isto se deve ao fato de não ter havido descarga de excedentes ativos das baterias para a rede; um pico de demanda ativa de consumo de 80,00 kW é verificado entre as 17 horas e as 18 horas, pico originado pelo carregamento do SAE conforme a estratégia de operação dos sistemas; uma demanda injetada de -64,95 kW é observada das 20h30min às 21h30min, demanda causada pela descarga de ativos

excedentes do SAE para a rede conforme programado e, deste horário em diante, não mais se verifica injeção de potência para este dia.

Quanto às injeções de Potência Ativa, vê-se que o dia de 2022 com maior energia injetada foi o dia 09 de fevereiro, então segue-se a evolução de Demanda Ativa para este dia conforme mostra a FIGURA 51.

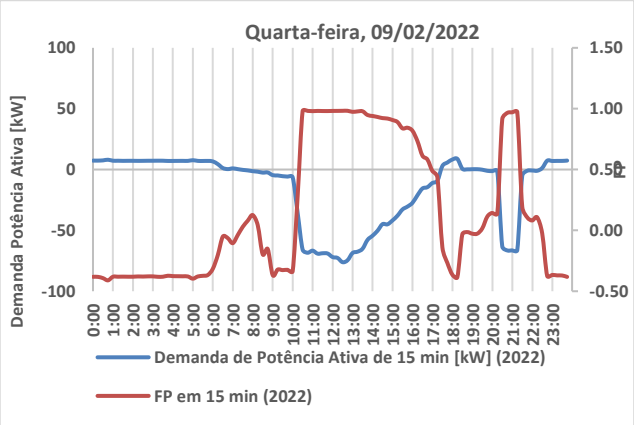
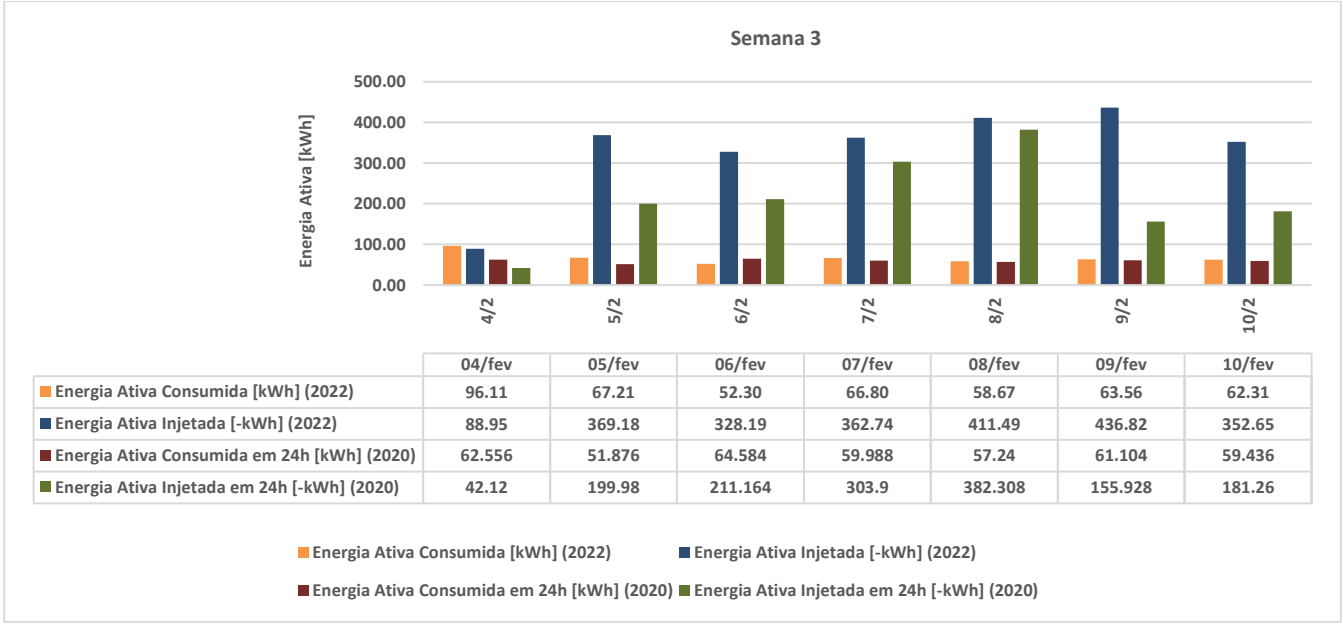


Figura 51 - Evolução da Demanda Ativa para o dia de maior injeção.

5.3.3.3 Evolução das energias para a semana 3

O processamento de dados para a energia na semana 2 pode ser visto na FIGURA 52 e as médias de energias semanais podem ser observadas na TABELA 19.



	04/fev	05/fev	06/fev	07/fev	08/fev	09/fev	10/fev
Energia Ativa Consumida [kWh] (2022)	96.11	67.21	52.30	66.80	58.67	63.56	62.31
Energia Ativa Injetada [-kWh] (2022)	88.95	369.18	328.19	362.74	411.49	436.82	352.65
Energia Ativa Consumida em 24h [kWh] (2020)	62.556	51.876	64.584	59.988	57.24	61.104	59.436
Energia Ativa Injetada em 24h [-kWh] (2020)	42.12	199.98	211.164	303.9	382.308	155.928	181.26

Figura 52 - Evolução das energias ativas para a semana 3.

Tabela 19 - Médias das energias ativas para a semana 3.

Média da energia ativa consumida [kWh] (2022)	66,71
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2022)	335,72
Média da energia ativa consumida [kWh] (2020)	59,54
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2020)	210,95

Pela TABELA 19, percebe-se que as energias injetadas e consumidas no sistema com armazenamento para a semana 3 foram maiores do que os das energias em sistema sem armazenamento.

Para 2022, vê-se pela FIGURA 52 que o dia da semana 3 que teve maior consumo foi o dia 04 de fevereiro, uma sexta-feira cuja configuração do perfil de cargas foi observada e comentada na subseção anterior.

5.3.4 Evolução das variáveis para a semana 4

Para a semana 4 em 2020, os dias de fim de semana são o 15, Sábado, e o 16, domingo, e, para 2022, os dias de semana são o 12 e o 13 de fevereiro, dias dos quais foram registrados os valores das demandas e FP conforme mostram as figuras desta subseção.

5.3.4.1 Evolução das demandas e FP para a semana 4

A FIGURA 53 mostra a evolução das demandas de potências ativas para a semana 3. Observam-se ainda os FPs para a semana na FIGURA 54.

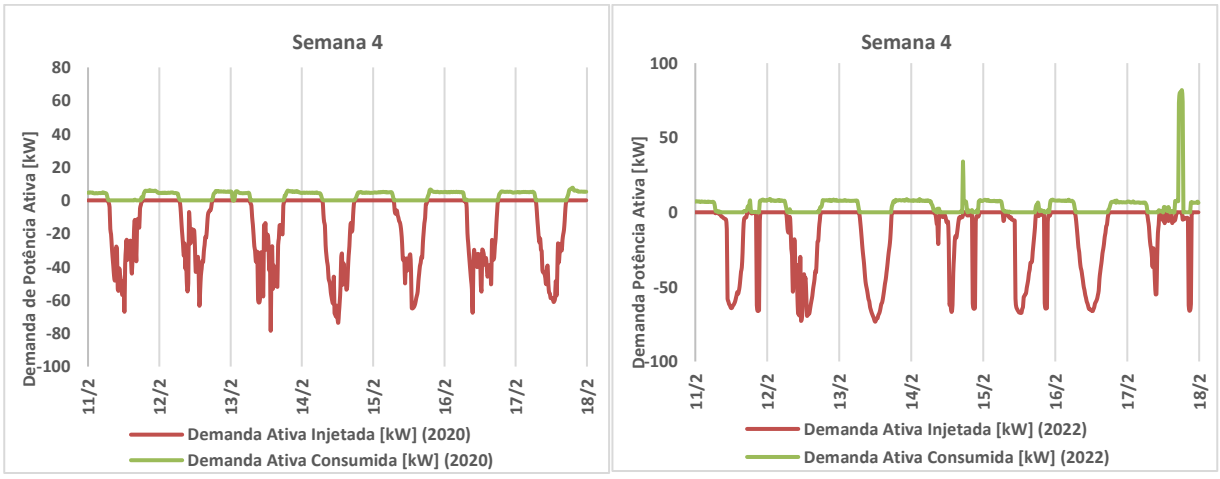


Figura 53 - Evolução da demanda de Potência Ativa para a semana 4.

Para o 15 de fevereiro 2022, dia de sábado, a bateria não ficou em stand-by, por isso se pode verificar o perfil de carga, na FIGURA 53, com pico de descarga de bateria entre as 21h00 e 22h00, já durante o domingo, 16, não houve esse registro, pois não houve a descarga do SAE.

O comportamento do FP para a semana 4 pode ser visualizado na FIGURA 54 a seguir.

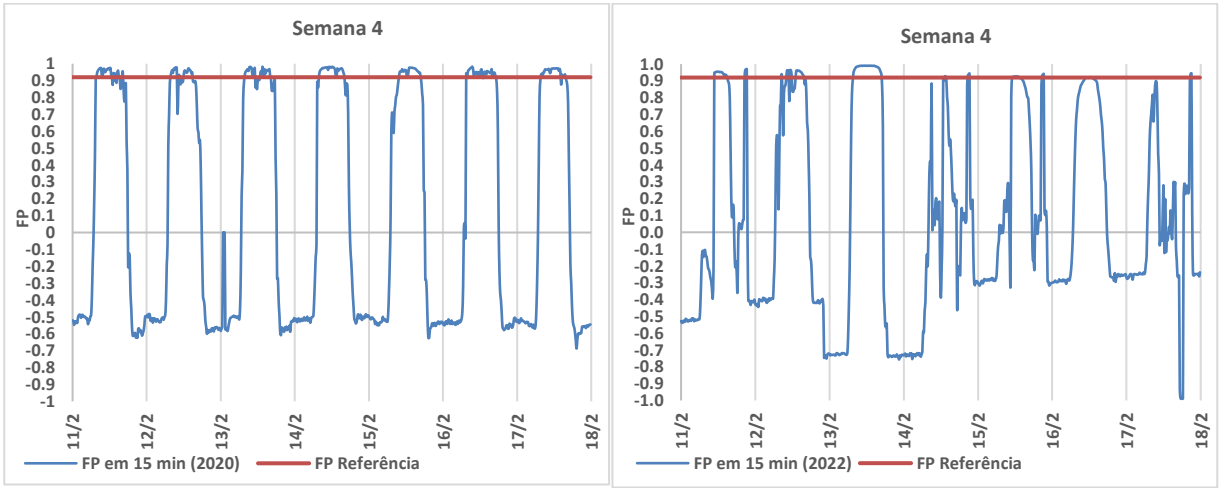


Figura 54 - Evolução do FP para a semana 4.

Como esperado, para 2020 o FP atinge seus valores máximos ao meio-dia, horário com maior radiação solar, o que implica a maiores potências de injeção para a rede. Em contrapartida, agora com um sistema de armazenamento, o FP para 2022 segue uma estratégia de operação pela qual ele vai sendo variado (observar o pico de FP às 21h00, por exemplo); todavia, ao meio-dia também se pode registrar um sistema mais indutivo. O dia 16/02 foi um dia de domingo, e, seguindo o perfil de carga, o FP possui uma característica típica da radiação solar de um dia comum.

5.3.4.2 Evolução das demandas e FP para os dias da semana 4

Seguindo-se o critério de seleção do dia de maior consumo e dia de maior injeção de energia, para a semana 4 escolheu-se o dia 17 de fevereiro, dia de maior consumo, como se pode ver na FIGURA 54. As evoluções de demanda e FP para este dia podem ser vistos na FIGURA 55 abaixo.

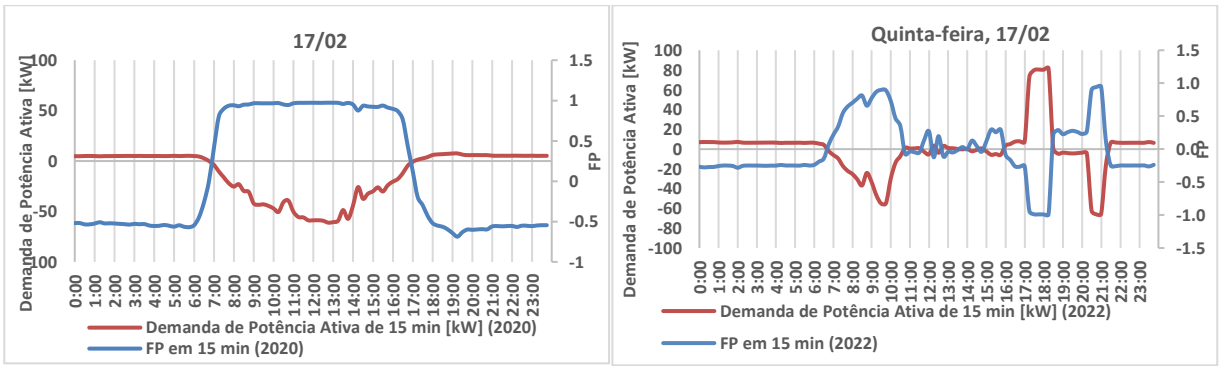


Figura 55 - Evolução das demandas ativas e do FP para o dia 17 de fevereiro em 2020 (esquerda) e 2022 (direita).

O dia 17 de fevereiro de 2020, uma segunda-feira, é um dia comum de funcionamento da UC. Vê-se no perfil de carga deste dia, pela FIGURA 55, que houve muita atividade de injeção, atividade esta que configura o gráfico para um dia comum de radiação solar. A semelhança dos dias anteriores, o FP deste dia é tão maior quanto maior for a injeção de Potência Ativa [-kW]. Para quinta-feira, 17 de fevereiro de 2022, dia de maior consumo para a semana, verifica-se, como esperado, maior injeção de Potência Ativa no período da tarde, isto se deve ao fato de ter havido descarga de excedentes ativos das baterias para a rede, todavia, uma interrupção de injeção é verificada a partir das 11 horas, verificando-se alto consumo a partir das 17 horas - pico de demanda ativa de consumo de 82,00 kW é verificado entre as 17 horas e as 18 horas, pico originado pelo carregamento do SAE conforme a estratégia de operação dos sistemas; uma demanda injetada de -65,71 kW é observada das 20h30min às 21h30min, demanda causada pela descarga de ativos excedentes do SAE para a rede conforme programado e, deste horário em diante, não mais se verifica injeção de potência para este dia.

Quanto às injeções de Potência Ativa, vê-se que o dia de 2022 com maior energia injetada foi o dia 12 de fevereiro, então segue-se a evolução de Demanda Ativa para este dia conforme mostra a FIGURA 56.

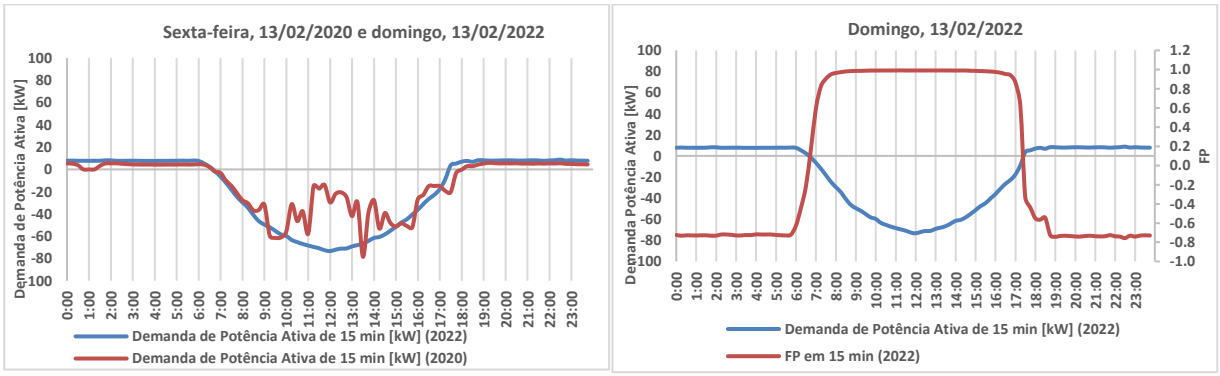
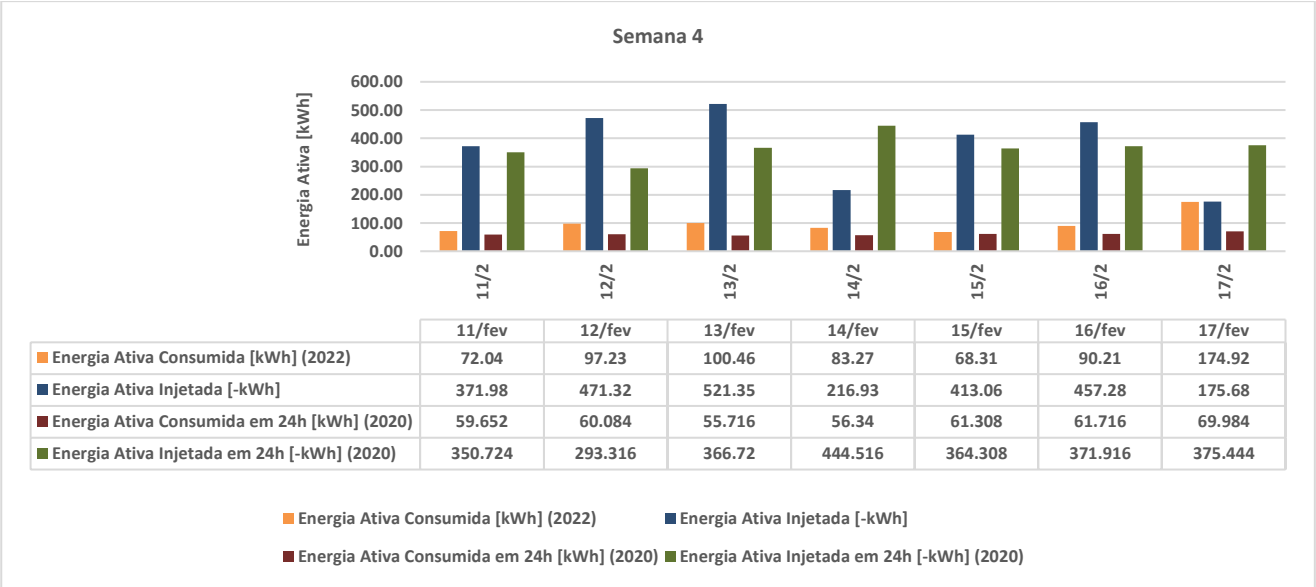


Figura 56 - Evolução das demandas ativas e do FP para o dia 13 de fevereiro.

Vê-se, pela FIGURA 56, que o 13 de fevereiro de 2020 foi um dia comum de funcionamento da UC sem armazenamento e registra-se pouca injeção de potência entre as 10 e as 13 horas. Já o 12 de fevereiro de 2022, um sábado, o SAE ficou em stand-by, então, o comportamento do perfil de carga é semelhante ao de uma célula em dia de insolação comum, onde se verifica maior injeção de Potência Ativa entre às 6 e as 18 e menor injeção no resto do dia. O FP na FIGURA 56 segue as curvas e são tão altos quão altos forem os valores de injeção.

5.3.4.3 Evolução das energias para a semana 4

O processamento de dados para a energia na semana 4 pode ser visto na FIGURA 57 e as médias de energias semanais podem ser observadas na TABELA 20.



	11/fev	12/fev	13/fev	14/fev	15/fev	16/fev	17/fev
Energia Ativa Consumida [kWh] (2022)	72.04	97.23	100.46	83.27	68.31	90.21	174.92
Energia Ativa Injetada [-kWh]	371.98	471.32	521.35	216.93	413.06	457.28	175.68
Energia Ativa Consumida em 24h [kWh] (2020)	59.652	60.084	55.716	56.34	61.308	61.716	69.984
Energia Ativa Injetada em 24h [-kWh] (2020)	350.724	293.316	366.72	444.516	364.308	371.916	375.444

Figura 57 - Evolução das energias ativas para a semana 4.

Tabela 20 - Médias das energias ativas para a semana 4.

Média da energia ativa consumida [kWh] (2022)	98,06
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2022)	418,2314
Média da energia ativa consumida [kWh] (2020)	60,68571
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2020)	366,7063

Pela TABELA 20, percebe-se que as energias injetadas e consumidas no sistema com armazenamento para a semana 4 foram maiores do que os das energias em sistema sem armazenamento.

Para 2022, vê-se pela FIGURA 57 que o dia da semana 4 que teve maior consumo foi o dia 17 de fevereiro, uma quinta-feira cuja configuração do perfil de cargas foi observada e comentada na subseção anterior, o mesmo acontece com o dia 13 de fevereiro de 2022, dia de maior injeção.

5.3.5 Evolução das variáveis para a semana 5

Para a semana 5 em 2020, os dias em estudo são o 18, terça-feira, o 19, quarta-feira e a quinta-feira, 20 de fevereiro; e, para 2022, os dias em estudo são o 18, sexta-feira e os dias de fim de semana 19 e 20 de fevereiro, sendo estes sábado e domingo, respectivamente, dias dos quais foram registrados os valores das demandas e FP conforme mostram as figuras desta subseção.

5.3.5.1 Evolução das demandas e FP para a semana 5

A FIGURA 58 mostra a evolução das demandas de potências ativas para a semana 5. Observam-se ainda os FPs para a semana na FIGURA 59.

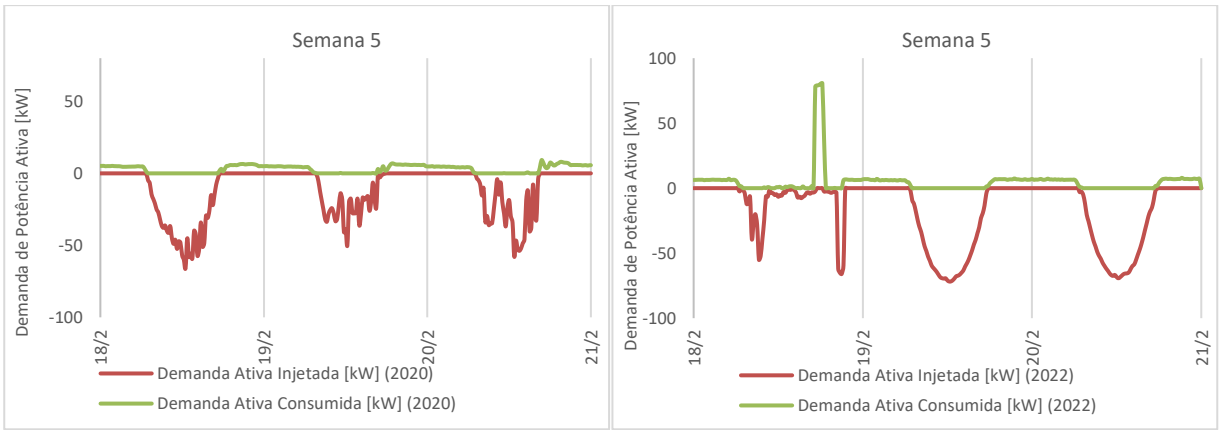


Figura 58 - Evolução da demanda de Potência Ativa para a semana 5 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

Os dias 18, 19 e 20 de fevereiro de 2020 são dias comuns e, sem nenhum sistema de armazenamento, apresentam um perfil de carga semelhante, com maiores injeções entre as horas perto do meio-dia. Para 2022, o dia 18 de fevereiro é uma sexta-feira e apresenta as características estabelecidas pela estratégia de funcionamento dos controladores da rede e do sistema de armazenamento, e é o dia de maior consumo para a semana 5. Os dias 19 e 20 são dias de final de semana, sábado e domingo, respectivamente, e nesses dias o sistema de armazenamento ficou em stand-by, pelo que não se notam picos de consumo nem picos de injeção em horário de ponta como acontece entre as 18h e 21h do dia 18. A evolução semanal do FP pode ser observada na **FIGURA 59**.

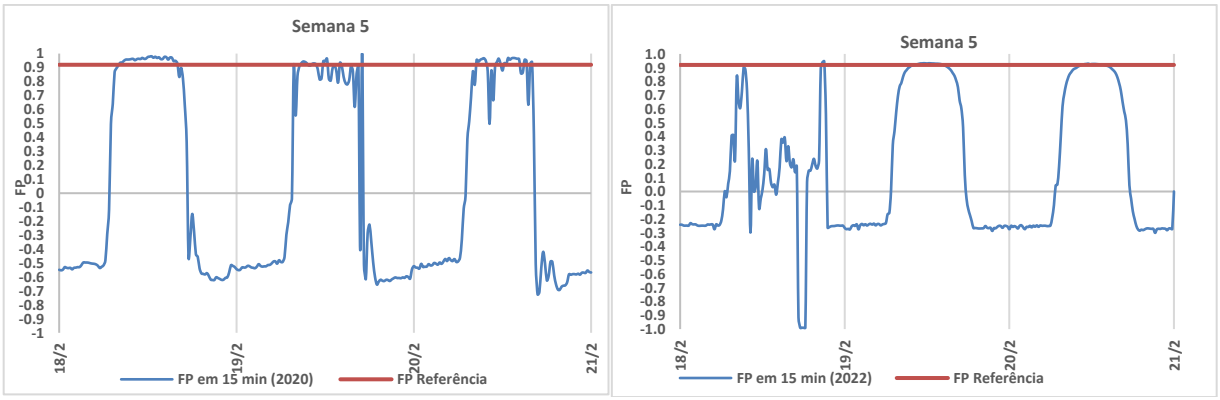


Figura 59 - Evolução do FP para a semana 5 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

5.3.5.2 Evolução das demandas e FP para os dias da semana 5

Seguindo-se o critério de seleção do dia de maior consumo e dia de maior injeção de energia, para a semana 5 escolheu-se o dia 18 de fevereiro, dia de maior consumo, como se pode ver na **FIGURA 61**. As evoluções de demanda e FP para este dia podem ser vistos na **FIGURA 60** abaixo.

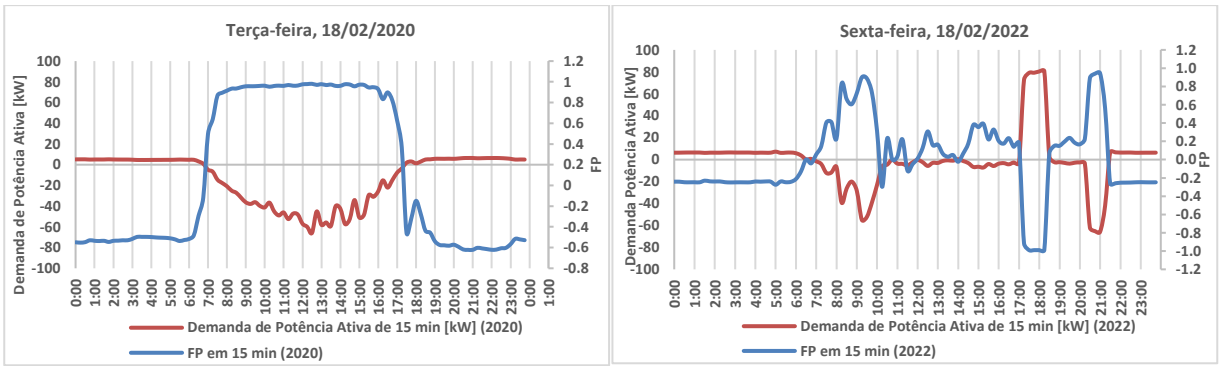


Figura 60 - Evolução das demandas ativas e do FP para o dia de maior consumo da semana 5 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

Um valor de pico de carregamento (consumo) de 80kW pode ser observado para o dia 18 em 2022, e, como esperado, nesse instante o FP é próximo de 1 segundo a estratégia de operação estabelecida; uma descarga acontece no horário programado e, com essa injeção, o FP indutivo é acima de 0,92, 0,95 para ser preciso. O dia de maior injeção nesta semana foi o 19 de fevereiro e o perfil de carga deste dia pode ser visto abaixo na **FIGURA 61**.

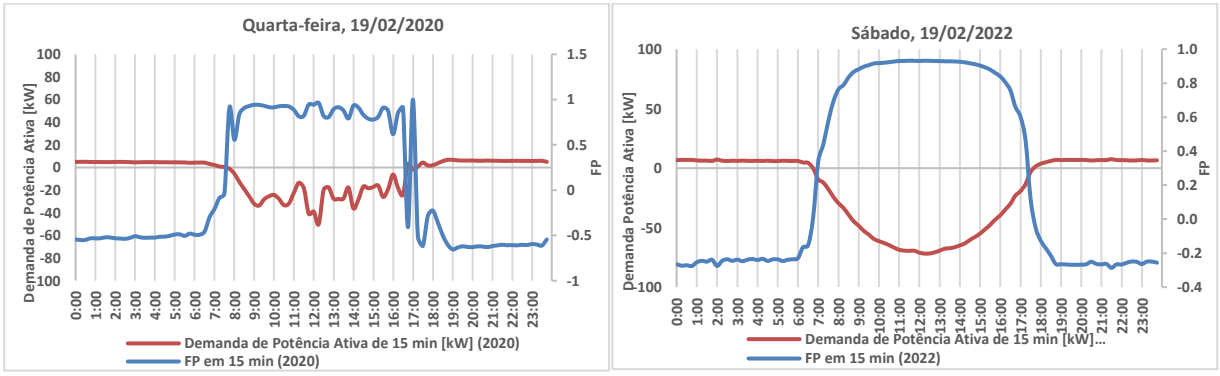
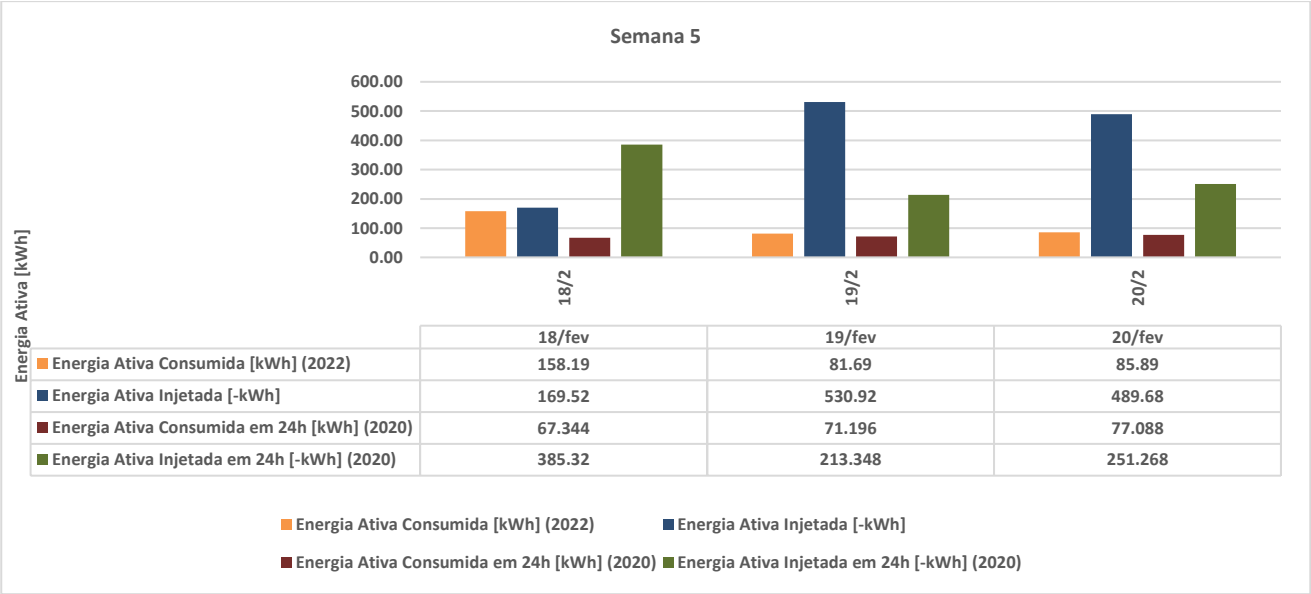


Figura 61 - Evolução das demandas ativas e do FP para o dia de maior injeção para a semana 5 em 2020 (esquerda) e 2021 (direita).

A **FIGURA 61** mostra que a curva de carga para 2020 teve irregularidades na injeção em horários previstos para maior radiação solar ao longo dia, todavia, a configuração deste perfil se adequa ao de uma célula fotovoltaica em um dia de insolação normal. Para 2022, o 19 é um dia de sábado e, sendo que o SAE estava em stand-by, vê-se um perfil de demanda semelhante ao de um dia comum sem armazenamento e com suficiente insolação.

5.3.5.3 Evolução das energias para a semana 5

O processamento de dados para a energia na semana 5 pode ser visto na **FIGURA 62** e as médias de energias semanais podem ser observadas na **TABELA 21**.



	18/fev	19/fev	20/fev
Energia Ativa Consumida [kWh] (2022)	158.19	81.69	85.89
Energia Ativa Injetada [-kWh]	169.52	530.92	489.68
Energia Ativa Consumida em 24h [kWh] (2020)	67.344	71.196	77.088
Energia Ativa Injetada em 24h [-kWh] (2020)	385.32	213.348	251.268

Figura 62 - Evolução das energias ativas para a semana 5.

Tabela 21 - Médias das energias ativas para a semana 5.

Média da energia ativa consumida [kWh] (2022)	108,5867
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2022)	396,7067
Média da energia ativa consumida [kWh] (2020)	71,867
Média da energia ativa injetada [-kWh] (2020)	283,312

Outra vez mais, pela Tabela 21, percebe-se que as energias injetadas e consumidas no sistema com armazenamento para a semana 5 foram maiores do que os das energias em sistema sem armazenamento.

Para 2022, vê-se pela FIGURA 62 que o dia da semana 4 que teve maior consumo foi o dia 18 de fevereiro, uma quinta-feira cuja configuração do perfil de cargas foi observada e comentada na subseção anterior, o mesmo acontece com o dia 19 de fevereiro de 2022, dia de maior injeção.

5.4 CONCLUSÕES

Com as análises realizadas, foi possível analisar o efeito da inserção do sistema de armazenamento no fator de potência do laboratório. No geral, o FP na maioria dos dias é tão maior quanto maior for a injeção de Potência Ativa [-kW]. O SAE atuou em todas as semanas analisadas aumentando a injeção e o consumo de energia ativa da rede pública, como pode ser observado na TABELA 22.

Tabela 22 - Médias de energias ativas e injetadas para o período analisado.

Semana	1	2	3	4	5	Total
Média da energia ativa consumida [kwh] (2022)	68,94	81,22	66,71	98,06	108,59	423,52
Média da energia ativa injetada [-kwh] (2022)	387,98	292,90	335,72	418,23	396,71	1831,54
Média da energia ativa consumida [kwh] (2020)	47,74	61,41	59,54	60,69	71,87	301,24
Média da energia ativa injetada [-kwh] (2020)	313,84	274,48	210,95	366,71	283,31	1449,29

6 ANÁLISE DE DADOS MEDIDOS DA OPERAÇÃO OTIMIZADA

Foram também analisados dados medidos da operação otimizada do SAE após a reativação do ônibus elétrico da UFSC, o que acorreu em abril e maio de 2022, após o reinício das aulas após a pandemia de COVID-19. No período de análise, o eBus realizou três viagens diárias, se carregado após as mesmas a uma potência de 35 kW. A FIGURA 63 e a FIGURA 64 mostram exemplos de dias em que o despacho estratégico do SAE foi testado com o eBus em operação. É possível observar que o carregamento do eBus interrompe a carga da bateria pela manhã, que é retomada em seguida. É também possível observar que a última carga do eBus ocorre durante o período noturno e é totalmente suprida pelo SAE, ainda havendo excedente de energia na bateria, que é injetada na rede após a finalização da carga do eBus. No dia 18 de abril, a energia FV excedente gerada não é suficiente para carregar o SAE por completo, estando o sistema programado para carregar a bateria em uma potência de 100 kW às 17 horas, de forma a maximizar o aproveitamento da energia mais barata fora de ponta. É importante notar que na FIGURA 63, valores negativos de energia FV (em verde), representam a geração de energia FV e sua injeção na rede. Os valores positivos de consumo do prédio, em laranja, mostram energia sendo consumida da rede. A FIGURA 64 tem o objetivo de mostrar as outras curvas de potência de maneira mais clara, sendo que valores positivos de potência no QDCA representam injeção de energia na rede, e valores negativos, consumo.

Para o caso do PCS, valores positivos de potência representam a carga da bateria, e valores negativos, a descarga. Para o carregador do eBus, valores positivos representam consumo de energia da rede para suprir a demanda do ônibus. Os gráficos também mostram que a demanda máxima da rede não é reduzida com a programação otimizada utilizada, sendo que potências de até 100 kW são requiridas durante a noite. Isso pode ser mais bem observado na TABELA 23, que mostra os resultados quantitativos de dois dias em análise, mostrando valores máximos de geração FV, demanda da UC, além de outros valores medidos. É interessante notar que, mesmo sendo o dia 18/04 um dia predominantemente nublado, a energia armazenada nas baterias se manteve similar, o que gerou resultados similares de eficiência de *round-trip*. No dia 18/04, a demanda máxima absorvida pela bateria foi bastante superior em função do carregamento do SAE às 17 horas, de maneira a deixar o SOC em 100% antes do período de ponta.

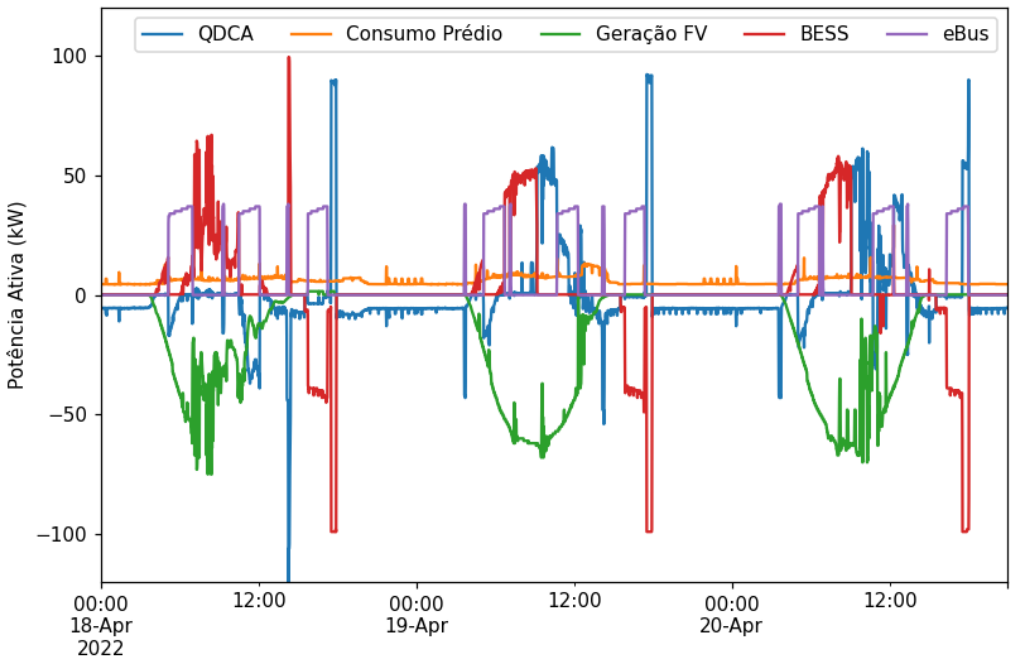


Figura 63 – Exemplos de operação do SAE na função de despacho estratégico durante a operação do eBus em dois dias de abril de 2022.

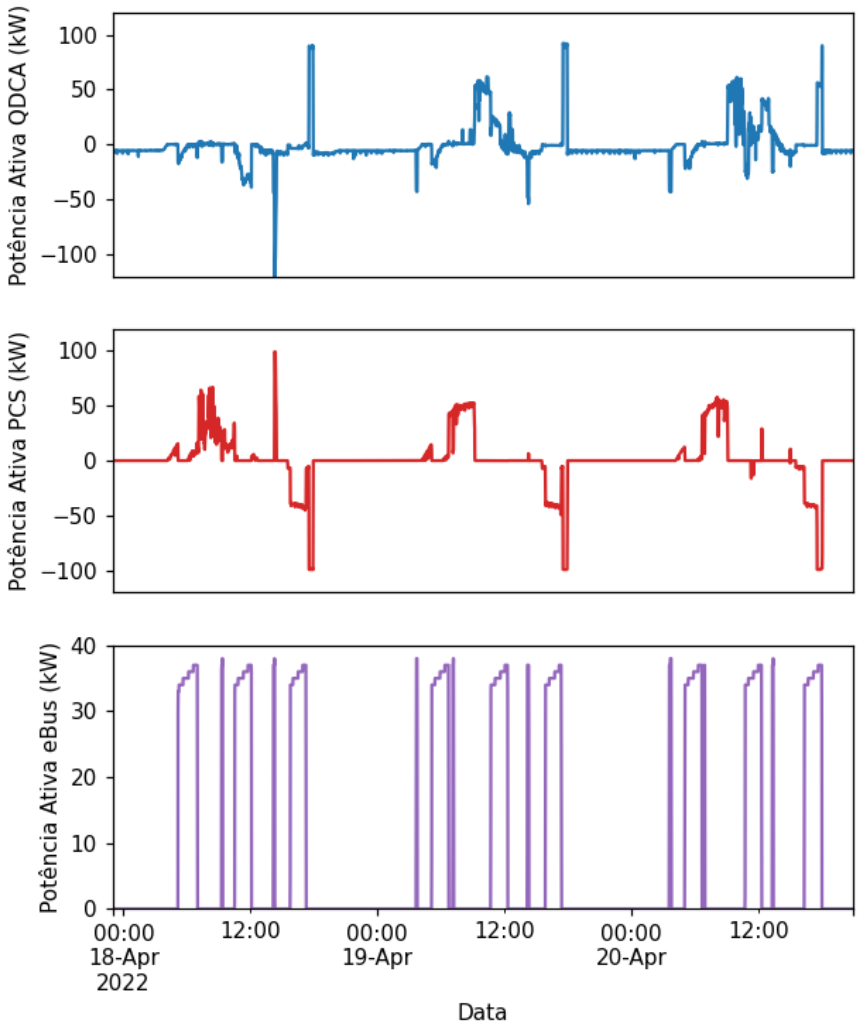


Figura 64 – Potências da rede pública, do PCS e do eBus em dias exemplos de operação do SAE na função de despacho estratégico durante a operação do eBus em dois dias de abril de 2022.

Tabela 23 – Resultados da análise em dois dias de operação do despacho otimizado.

Data	18/04	19/04
Geração Máxima FV (kW)	75,00	68,00
Demanda máxima (kW)	89,9	92,20
Demanda máxima absorvida pela bateria (kW)	99,30	52,90
Energia máxima armazenada (kWh)	123,98	123,96
Potência máxima suprida em período noturno (kWh)	-99	-99
Energia máxima suprida em período noturno (kWh)	103	-104,17
Round-Trip Efficiency (%)	-83.07%	-84,03%

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa Nº 414. 2010.

[2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Homologatória Nº 2.286. 2017.

[3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Homologatória Nº 2.120. 2016.

[4] Jülch V, Telsnig T, Schulz M, Hartmann N, Thomsen J, Eltrop L, et al. A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators. Energy Procedia 2015;73:18–28. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.553.

[5] Climate Data. CLIMA FLORIANÓPOLIS (BRASIL) 2022. https://pt.climate-data.org/ (accessed May 1, 2022).

[6] Zorrilla-Casanova J, Piliougine M, Carretero J, Bernaola-Galván P, Carpena P, Mora-López L, et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. Prog Photovoltaics Res Appl 2013;21:790–6. doi:10.1002/pip.1258.