

Avaliação de diferentes estratégias de gerenciamento de energia de sistemas fotovoltaicos residenciais com armazenamento

Evaluation of different energy management strategies of residential photovoltaic systems with storage

Matheus Hohmann, acadêmico do curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina

matheus.hohmann79@gmail.com

Aline Kirsten Vidal de Oliveira, Engenheira, Universidade Federal de Santa Catarina

alinekvo@gmail.com

Ricardo Rüter, Professor e Doutor, Universidade Federal de Santa Catarina

ricardo.ruther@ufsc.br

Resumo

Este trabalho realiza um estudo comparativo entre duas metodologias de gestão de sistemas de armazenamento em residências que possuem sistemas fotovoltaicos (FV): a maximização do autoconsumo e minimização de custos quando aplicada a tarifa branca. Tal análise é realizada através de simulação em ambiente MATLAB®, utilizando-se de dados reais de consumo e geração FV de unidades consumidoras (UCs) residenciais da concessionária EDP em SP e ES. Os resultados obtidos mostram que a estratégia da minimização dos custos em ambiente de tarifa branca conseguiu se mostrar 45% mais eficiente na diminuição do custo mensal energético em comparação à maximização do autoconsumo. Também conclui-se que a estratégia apresenta vantagens econômicas mesmo quando um sistema de armazenamento de pequena capacidade é utilizado. Contudo, as viabilidades de ambas as estratégias dependem de uma redução de custos de aquisição de sistemas de armazenamento.

Palavras-chave: Energias Renováveis; Baterias; Sistemas Fotovoltaicos; Gerenciamento de Energia; Tarifa Branca.

Abstract

This work conducts a comparative study between two methodologies for storage systems management in residences with photovoltaic (PV) systems: maximizing self-consumption and minimizing costs when applying the White Tariff. The analysis is carried out through simulation in the MATLAB® environment, using real consumption data and PV generation information from residential consumer units of the power distribution company EDP in SP and ES. The results obtained show that the strategy of minimizing costs in a white tariff environment is around 45% more efficient in decreasing the monthly energy cost compared to maximizing self-consumption. It is also

concluded that the strategy has economic advantages even when a smaller capacity storage system is employed. The viability of both strategies depends on a reduction in the cost of purchasing storage systems.

Keywords: *Renewable Energies; Batteries; Photovoltaic Systems; Energy Management; White Tariff.*

1. Introdução

Recentemente, a geração de energia elétrica sem emissões de gases geradores do efeito estufa vem aumentando sua relevância mundialmente. Um exemplo disso é a geração solar fotovoltaica (FV), que, com a diminuição do custo dos módulos FV bem como a variação da tarifa elétrica, vem despertando cada dia mais interesse do consumidor final (MITSCHER; RÜTHER, 2012; RÜTHER; ZILLES, 2011).

Com a popularização de tais sistemas, a geração solar passa a suprir boa parte ou até mesmo superar a demanda energética do consumidor durante o dia, causando uma diminuição no fluxo de potência da rede durante o período de geração FV. Porém, nos horários de pouca radiação solar, dias nublados ou finais de tarde, a carga é atendida pela rede elétrica, acarretando em um aumento da energia que circula na mesma (OLIVEIRA *et al.*, 2019; ZOMER *et al.*, 2017).

Com isso, a conciliação da geração FV distribuída com armazenadores de energia (baterias) é uma interessante alternativa para a otimização da entrega de energia, ocasionando uma diminuição no custo da fatura energética e nas interações com a rede elétrica (ZAHEDI, 2011). Esta otimização é feita através de estratégias de gestão de banco de baterias, delimitando horários de carga e descarga de acordo com o tipo de método utilizado. Estas estratégias são utilizadas para maximizar a relação geração/custo de acordo com o perfil de consumo do usuário, podendo-se optar por diferentes estratégias de gerenciamento (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020).

Um exemplo disso é a maximização do autoconsumo, que é uma estratégia de maximizar a utilização da energia gerada, através do armazenamento do excedente gerado em baterias para utilização posterior ou injetando o excesso na rede elétrica (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020). Este processo diminui as trocas de energia com a rede pública, reduzindo eventuais taxas que podem ser geradas com essa transação. No Brasil, a resolução da ANEEL que rege a geração distribuída, a 482/2012, não prevê esse tipo de tarifação, porém, este assunto está sendo revisto e deverá mudar nos próximos anos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2019).

A otimização do despacho também pode ser incentivada pela própria concessionária de energia elétrica, através do estabelecimento de preços de energia diferenciados de acordo com a demanda de cada horário. No Brasil, para clientes residenciais e comerciais, a ANEEL instituiu a modalidade Tarifária Horária Branca, através da REN 479/2012, onde a tarifa de energia em horários fora de pico é inferior à tarifa convencional, enquanto que nos períodos intermediário e de ponta ela é mais cara, incentivando assim a geração de energia no horário de pico e o consumo de energia em outros horários (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2012). Neste caso, pode-se utilizar o gerenciamento de sistemas de armazenamento para armazenar a energia FV durante o dia (custo da energia barato) e despachá-la durante a noite (custo de energia caro). Assim, é utilizado um protocolo de

operação que pode variar dependendo da tarifa, necessidade energética, geração ou qualquer outro parâmetro desejado pelo usuário (RÜTHER *et al.*, 2015).

Em razão às especificidades dos diferentes métodos de gestão de energia associados a sistemas de armazenamento e geração FV, este trabalho realiza um estudo comparativo entre duas metodologias: maximização do autoconsumo e minimização de custos quando aplicada a tarifa branca, na gestão de sistemas de armazenamento em residências que possuem sistemas FV. Serão avaliados aspectos econômicos e técnicos no uso das duas estratégias de gerenciamento de energia em residências do ES e de SP.

2. Metodologia

O presente estudo trata da comparação de duas estratégias de gerenciamento de sistemas de armazenamento residenciais, associados a sistemas FV: a maximização do autoconsumo e minimização de custos quando aplicada a tarifa branca. Tal análise é realizada através de simulação em ambiente MATLAB[®], utilizando-se de dados reais de consumo e geração FV de unidades consumidoras (UCs) residenciais da concessionária EDP em SP e ES. Os subtópicos a seguir descrevem as duas estratégias empregadas, bem como as etapas realizadas para tal análise.

2.1. Estratégias de gerenciamento

2.1.1. Maximização do Autoconsumo

O autoconsumo é uma métrica definida como a relação entre a quantidade de energia gerada que é consumida instantaneamente e a geração total do sistema. Em países onde a injeção de energia na rede não é incentivada, maximizar o autoconsumo é importante para aumentar o retorno de um sistema FV. Para priorizar o autoconsumo, deve-se maximizar o consumo da geração FV, preferindo armazenar seu excedente em baterias ao invés de injetá-lo diretamente na rede pública. O excedente armazenado em baterias é então utilizado em períodos em que a geração FV não supre toda a demanda da UC. Desta maneira, as interações da UC com a provedora de energia se tornam mínimas, ocorrendo apenas em momentos onde a disponibilidade energética (energia gerada e armazenada) não são suficientes para atender a demanda da UC (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020).

Neste estudo, para analisar a maximização do autoconsumo, é considerada uma tarifa com preço fixo durante o dia inteiro, acontecendo assim a flexibilização dos períodos de descarga dos acumuladores.

2.1.2. Minimização de Custos em ambiente de Tarifa Branca

Em um ambiente de Tarifa Branca, o dia é dividido três períodos de tempo e cada período deste possuiu um valor tarifário proporcional a demanda energética nacional:

- a. Período de ponta: Tarifa elevada
- b. Período intermediário: Tarifa intermediária
- c. Período fora de ponta: Tarifa de menor valor

Os horários e valores que definem os períodos variam entre as concessionárias de distribuição. Nos finais de semana e feriados, a tarifa considerada é de fora de ponta. Utilizando EDP SP como exemplo, distribuidora de energia em São Paulo, temos como valores de tarifa os dados apresentados na Tabela 1.

	Horário (HH:MM)	Tarifa (kWh)
Período fora de ponta	00:00 - 16:29	R\$ 0,44
	21:30 - 23:59	
Período intermediário	16:30 - 17:29	R\$ 0,62
	20:30 - 21:29	
Período de ponta	17:30 - 20:29	R\$ 0,96

Tabela 1: Tarifas aplicadas em ambiente de Tarifa Branca pela concessionária EDP-SP. Fonte: baseada em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2015)

2.2. Especificações dos sistemas analisados

A simulação foi baseada nas características técnicas do inversor FV SUN2000L da marca Huawei. O equipamento foi utilizado em 5 instalações FV residenciais em Vitória-ES, e 5 sistemas FV residenciais em São José dos Campos-SP, no contexto do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - intitulado " GERAÇÃO DISTRIBUÍDA URBANA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E ARMAZENAMENTO DE CURTO PRAZO: SERVIÇOS ANCILARES, AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS PARA A DISTRIBUIDORA E DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE NEGÓCIO". Além disso, o mesmo equipamento foi instalado no Laboratório Fotovoltaica-UFSC, em Florianópolis-SC (Figura 1) para testes operacionais. Foi realizado o monitoramento das instalações e a geração destes sistemas são utilizadas como dados de entrada de geração FV na simulação aqui descrita. O tamanho dos sistemas e tecnologia FV utilizada em cada um deles – silício cristalino (c-Si) ou Telureto de Cádmio (CdTe) - é apresentado na Tabela 1.

Tipo de UC	Cidade	Potência Instalada (kWp)	Tecnologia	Data de Instalação	Código do Inversor
Residencial	Vitória-ES	2,04	c-Si	24/08/2020	210107380010K3000172
Residencial	Vitória-ES	2,04	c-Si	22/08/2020	210107380010K3000168
Residencial	Vitória-ES	2,2	CdTe	26/08/2020	HV1970002036
Residencial	Vitória-ES	2,2	CdTe	31/08/2020	HV1970001858
Residencial	Vitória-ES	2,04	c-Si	22/08/2020	210107380010K3000204
Residencial	São José dos Campos - SP	2,04	c-Si	10/07/2020	101940013915
Residencial	São José dos Campos - SP	5,1	c-Si	13/07/2020	HV1990010057
Residencial	São José dos Campos - SP	2,04	CdTe	11/08/2020	101940015921
Residencial	São José dos Campos - SP	2,04	CdTe	10/07/2020	101940016074
Residencial	São José dos Campos - SP	2,2	CdTe	18/08/2020	HV1970001900

Tabela 2: UCs onde foram instalados sistemas FV em SP e ES. Fonte: elaborada pelos autores.

Foi também utilizada a bateria de Lítio-íon RESU10H_R (9,3 kWh) da marca LG Chem, escolhida após avaliação de suas características técnicas, que culminou com a instalação uma

unidade em uma das UCs de São José dos Campos-SP e uma no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis (Figura 2).



Figura 1. Imagens do sistema FV de 2 kW escolhido para a instalação da bateria no laboratório Fotovoltaica-UFSC. Fonte: elaborado pelos autores.



Figura 2. Sistema de armazenamento instalado no laboratório Fotovoltaica-UFSC (stringbox + inversor FV + bateria). Fonte: elaborado pelos autores.

2.3. Simulação

2.3.1. Tratamento de dados

A etapa de tratamento de dados foi realizada com a importação de dados brutos como consumo, geração, períodos de tempo e número dos medidores. Após a leitura destes dados, os mesmos são formatados e agrupados em uma única tabela que é utilizada posteriormente na etapa de simulação. Em seguida é realizada a filtragem e interpolação de dados. O tratamento de dados é realizado em duas partes: o tratamento dos dados de geração e consumo.

Os dados de consumo possuem resolução de 30 minutos e são provenientes de dados históricos de medidores de 973 UCs residenciais de SP e ES, disponibilizados pela concessionária EDP. Os dados apresentam perfis de consumo bastante distintos e portanto representam uma ampla variedade de perfis de UCs residenciais. Os dados são filtrados e é realizada uma interpolação dos valores, de modo a se obter dados com resolução de cinco minutos, para serem compatíveis com os dados de geração.

Já no tratamento de dados da geração, devido a forma que o dado de geração é apresentado (geração acumulada) é necessário realizar uma subtração do intervalo de tempo atual com o anterior. Os dados também são filtrados e formatados para serem compatíveis com a etapa de simulação.

2.3.2. Simulação das estratégias de gestão do sistema de armazenamento

Com os dados formatados, os mesmos são usados como entrada para a etapa de simulação. Esta etapa tem como objetivo representar o comportamento das duas metodologias analisadas, com suas particularidades. Ao final da etapa de simulação são gerados gráficos para análise do comportamento de cada estratégia.

A metodologia de autoconsumo refere-se à maximização do consumo da sua própria energia FV gerada, utilizando uma bateria para armazenar o excedente de geração não consumida e buscando-se a minimização da interação com a rede.

Para tanto, a cada intervalo de tempo da simulação o algoritmo de gestão da bateria opera a mesma baseada em seu estado de carga (SOC) e no saldo de energia do sistema (geração menos consumo). A Figura 3 apresenta um diagrama de blocos com a lógica implementada. Todas as cargas e descargas da bateria respeitam o limite de potência do inversor, utilizando a rede como fonte secundária em momentos que este limite for atingido.

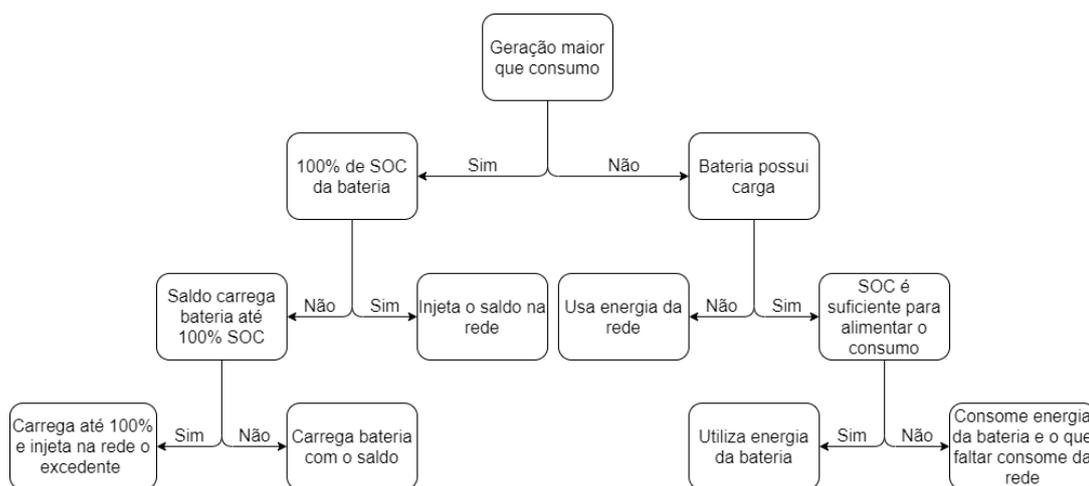


Figura 3: Fluxograma da metodologia de simulação da estratégia de simulação do autoconsumo.
Fonte: elaborado pelos autores.

Para a simulação do ambiente da Tarifa Branca, divide-se o dia em períodos com diferentes tarifas para minimizar o consumo de energia da rede em períodos de ponta. No período fora de ponta o consumo é suprido pela geração FV e se necessário pela rede elétrica.

Caso houver um valor de saldo positivo (geração > consumo), esta energia é direcionada para o carregamento da bateria.

Caso a geração FV não for o suficiente para carregar completamente a bateria durante o dia (SOC 100%), a bateria é carregada pela rede antes do fim do período fora de ponta.

No período de tarifa intermediário, caso haja um saldo positivo, este excesso é injetado na rede por um preço superior ao pago para carregar a bateria. Caso contrário, a rede supre a carga. Já no período de ponta, a carga é atendida apenas pela bateria, respeitando o limite de potência de seu inversor. Caso este limite seja atingido, o montante faltante é fornecido pela rede. Caso toda energia da bateria for utilizada, a rede volta a fornecer potência para carga.

2.3.3. - Métrica de análise de resultados

Ao final da simulação de qualquer uma das metodologias, são gerados dois gráficos que mostram comportamento do sistema. Os gráficos apresentam valores de SOC, saldo, rede, geração e consumo em função do tempo. Os gráficos são utilizados para entender o comportamento dinâmico do sistema, principalmente a operação da bateria. Esta análise tem como objetivo entender qual metodologia utiliza melhor a energia disponível na bateria através da curva de carga e descarga gerada na simulação.

São também realizados cálculos para análise matemática da viabilidade da metodologia empregada, como o preço da fatura com e sem FV, o valor economizado pelo sistema FV, consumo, geração e energia consumida da concessionária. Analisando o comportamento dinâmico e os valores coletados pode-se concluir que uma metodologia é mais eficiente que a outra.

A simulação foi realizada com todos os 973 perfis de consumo residenciais e suas interações com os dados de geração dos 10 sistemas disponíveis. Assim, obtém-se uma representação bastante heterogeneia de possíveis comportamentos do sistema. Em seguida, os resultados são agrupados para a comparação dos dados entre os dois métodos de estudo.

A escolha da melhor estratégia de gerenciamento de energia é baseada nos dados numéricos e gráficos para se decidir a metodologia que gera mais economia de tarifa e proporciona o melhor aproveitamento da bateria.

3. Resultados

Na Figura 4 e Figura 5, são apresentados gráficos resultantes de duas das simulações realizadas, com a combinação de uma unidade geradora com um perfil de carga, para as duas metodologias de gestão de energia. Já a Tabela 3 e a Tabela 4 apresentam os resultados numéricos do período simulado de 7 dias.

Os gráficos gerados pela simulação apresentam o SOC da bateria, Saldo e Rede. As duas últimas grandezas podem assumir valores positivos ou negativos. O Saldo (geração menos consumo) é positivo quando a geração no instante é maior do que o consumo, e a inversa é válida. Já a Rede representa a troca de energia com concessionária, ou seja, para valores negativos de rede, a residência está consumindo energia da rede elétrica e para valores negativos, está havendo a injeção de energia na rede.

Nos gráficos, é visível que para o caso da primeira estratégia de gestão, a bateria é muito utilizada, sendo totalmente descarregada todos os dias. Já para o segundo caso, a bateria é muito menos utilizada. A estratégia de aumentar o autoconsumo utilizou melhor a capacidade energética da bateria em comparação com o caso da tarifa branca. Isso acontece pois o perfil de consumo em questão possui seu pico em horário diferente do horário de pico da concessionária. Assim, restringir o uso da bateria para o horário de pico a torna subutilizada. A metodologia de tarifa branca utilizou cerca de 50 % da capacidade da bateria. Esse comportamento indica a possibilidade de utilizar baterias de menor capacidade e obter um resultado muito semelhante com um custo menor, tornando a estratégia mais interessante economicamente.

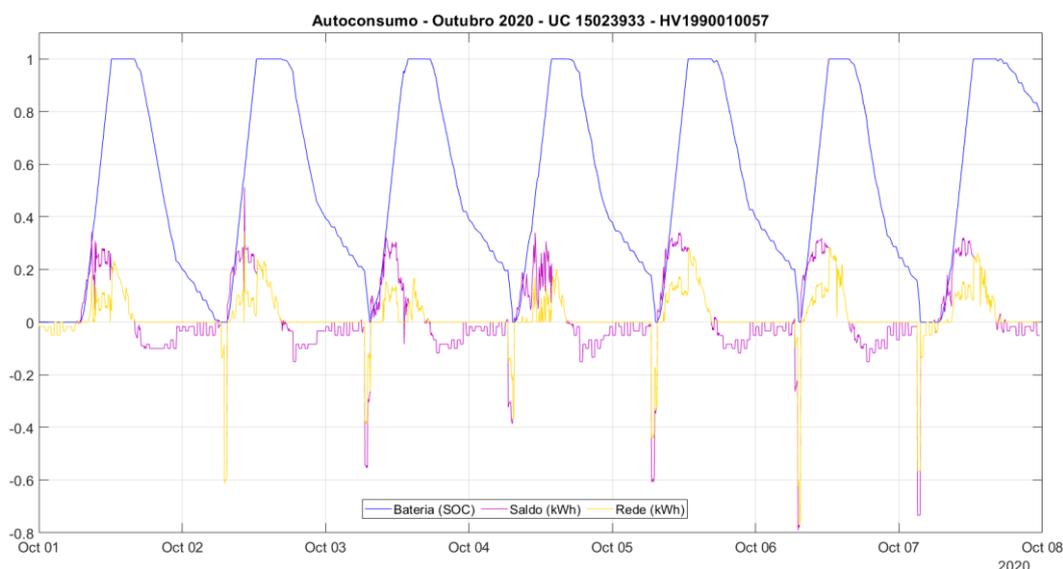


Figura 4: Resultados da simulação para a estratégia de maximização do autoconsumo utilizando o perfil de carga da UC 15023933 e a curva de geração do inversor HV1990010057. Fonte: elaborada pelos autores.

Autoconsumo										
Data inicial	Data final	Código do Inversor	UC	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Rede (kWh)	SOC (%)	Tarifa com FV (R\$)	Tarifa sem FV (R\$)	Geração (R\$)
01/10/2020 00:00	07/10/2020 23:30	HV1990010057	15023933	114,40	163,36	40,45	0,802	22,09	62,46	89,19

Tabela 3: Resultados da simulação para a estratégia de maximização do autoconsumo utilizando o perfil de carga da UC 15023933 e a curva de geração do inversor HV1990010057. Fonte: elaborada pelos autores.

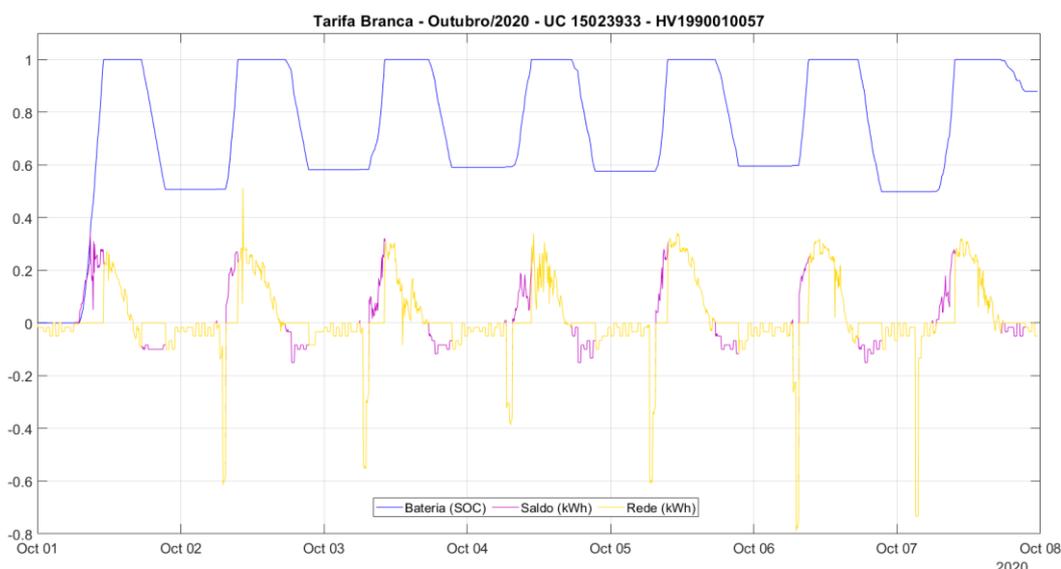


Figura 5: Resultados da simulação para a estratégia de minimização de custos em ambiente de tarifação branca utilizando o perfil de carga da UC 15023933 e a curva de geração do inversor HV1990010057. Fonte: elaborada pelos autores.

Tarifa Branca										
Data inicial	Data final	Código do Inversor	UC	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Rede (kWh)	SOC (%)	Tarifa com FV (R\$)	Tarifa sem FV (R\$)	Geração (R\$)
01/10/2020 00:00	07/10/2020 23:30	HV1990010057	15023933	114,4	163,36	40,78	0,879	17,54	61,78	71,82

Tabela 4: Resultados da simulação para a estratégia de minimização de custos em ambiente de tarifação branca utilizando o perfil de carga da UC 15023933 e a curva de geração do inversor HV1990010057. Fonte: elaborada pelos autores.

Analisando as tabelas de resultados das simulações, observa-se que a tarifa branca traz um retorno financeiro superior do que o caso do autoconsumo, quando se analisa o desempenho das duas metodologias desconsiderando o custo inicial de infraestrutura necessário para obtenção dos resultados.

A Tabela 5 apresenta o resumo com a média de consumo dos perfis de consumo utilizados nas simulações, bem como uma projeção do valor da tarifa paga pelo consumidor padrão. Considera-se um consumidor padrão o usuário que utiliza como fonte energética apenas a rede da concessionária, sem geração FV.

Período	Consumo médio (kWh)	Tarifa Branca (R\$)	Autoconsumo (R\$)
01/09/2020 00:00 até 30/09/2020 23:59	1110,78	653,45	910,94
01/10/2020 00:00 até 31/10/2020 23:59	1139,81	662,39	934,64

Tabela 5: Média de consumo das UCs utilizadas para os dados de consumo. Fonte: elaborada pelos autores.

Pode-se observar que a utilização da tarifa branca já representou uma diminuição considerável da fatura energética se comparado ao autoconsumo, se tornando talvez uma alternativa viável por si só, dependendo da rotina de consumo do usuário. A utilização de tarifa branca se torna mais interessante quando sua demanda energia está localizada fora do período de ponta, refletindo em um menor custo da tarifa energética. Este resultado se trata de uma média dos casos analisados e não representa a os casos extremos existentes.

Para a análise de viabilidade econômica das metodologias, foram utilizados os 10 sistemas geradores associadas a 973 consumidores dos mais diferentes perfis de consumos energéticos durante um período de dois meses. A Tabela 6 apresenta o resumo dos dados referentes aos sistemas FV com suas respectivas identificações, potência instalada, período de geração e energia gerada. Os dados de geração apresentam diferenças entre as UCs por suas diferentes localizações (ES e SP), tamanhos dos sistemas e outros detalhes das instalações como inclinação e direcionamento do telhado e tecnologia FV utilizada.

Código do Inversor	Potencia Instalada(kWp)	Periodo	Geração (kWh)	Periodo	Geração (kWh)
101940013915	2,04	01/09/2020 00:00 até 30/09/2020 23:59	148,78	01/10/2020 00:00 até 31/10/2020 23:59	236,61
101940015921	2,04		246,55		254,73
101940016074	2,04		264,61		265,09
HV1970001900	2,20		160,73		223,02
210107380010K3000168	2,04		317,20		226,72
210107380010K3000172	2,04		316,72		223,25
210107380010K3000204	2,04		311,62		224,13
HV1970001858	2,20		378,04		267,74
HV1970002036	2,20		357,88		253,81
HV1990010057	5,10		628,19		635,26

Tabela 6: Resumo dos dados de geração utilizados como entrada da simulação. Fonte: elaborada pelos autores.

Após realizar as simulações com as combinações de geradores e consumidores para as duas metodologias obtemos a Tabela 7 e a Tabela 8 que sintetizam os resultados. As informações apresentadas incluem a quantidade de energia fornecida pela rede elétrica no período (Rede) e valores mínimos, médios e máximos dos valores faturas de energia elétrica resultantes utilizando as duas metodologias. Valores negativos de fatura representam uma maior geração do que consumo acarretando em um saldo positivo (créditos de energia) que pode ser pensado nos meses seguintes.

Analisando os resultados concluímos que para valores médios de fatura energética e com a configuração de geração FV e bateria escolhidas atingimos uma economia de 45% comparando tarifa branca com autoconsumo. Tal economia, apesar de ser significativa, representa cerca de 200 reais por mês para o caso médio, somando cerca de 1200 reais anuais. Este valor ainda é muito baixo quando observados os preços de aquisição de sistemas de armazenamento no Brasil atualmente, que ultrapassam algumas dezenas de milhares de reais para aquisição. Deve existir uma radical redução de tais valores para tornar a tecnologia viável economicamente.

Outro ponto deve ser ressaltado, é que para as duas metodologias a entrega de energia da rede foi praticamente a mesma para as duas estratégias de consumo. Isso mostra que grande parte do consumo de todos os perfis simulados é em período fora de ponta, favorecendo os custos em ambiente de tarifa branca e refletindo com grande relevância no valor da fatura final.

Período	Código do Inversor	Tarifa Branca			Autoconsumo				
		Rede (kWh)	Fatura de energia elétrica			Rede (kWh)	Fatura de energia elétrica		
			Mínima	Média	Máxima		Mínima	Média	Máxima
01/09/2020 00:00 até 30/09/2020 23:59	101940013915	964,30	-R\$ 60,66	R\$ 531,58	R\$ 6.971,12	963,88	-R\$ 114,37	R\$ 790,38	R\$ 10.822,95
	101940015921	867,65	-R\$ 104,74	R\$ 485,98	R\$ 6.928,57	868,00	-R\$ 194,55	R\$ 711,76	R\$ 10.742,78
	101940016074	849,69	-R\$ 112,91	R\$ 477,42	R\$ 6.919,68	850,19	-R\$ 209,35	R\$ 697,16	R\$ 10.727,97
	HV1970001900	954,05	-R\$ 64,86	R\$ 525,61	R\$ 6.963,20	952,94	-R\$ 124,17	R\$ 781,41	R\$ 10.813,15
	210107380010K3000168	797,30	-R\$ 135,54	R\$ 452,65	R\$ 6.897,12	797,97	-R\$ 252,48	R\$ 654,34	R\$ 10.684,85
	210107380010K3000172	797,69	-R\$ 135,46	R\$ 453,27	R\$ 6.897,13	798,60	-R\$ 252,08	R\$ 654,85	R\$ 10.685,24
	210107380010K3000204	802,86	-R\$ 133,08	R\$ 455,19	R\$ 6.899,51	803,53	-R\$ 247,90	R\$ 658,90	R\$ 10.689,42
	HV1970001858	736,58	-R\$ 162,54	R\$ 424,50	R\$ 6.870,12	737,88	-R\$ 302,37	R\$ 605,06	R\$ 10.634,96
	HV1970002036	756,69	-R\$ 153,48	R\$ 433,87	R\$ 6.879,11	757,86	-R\$ 285,84	R\$ 621,44	R\$ 10.651,49
	HV1990010057	486,90	-R\$ 272,92	R\$ 310,52	R\$ 6.759,67	489,41	-R\$ 507,49	R\$ 401,31	R\$ 10.429,83

Tabela 7: Resultados das simulações para as duas estratégias para o mês de setembro. Fonte: elaborada pelos autores.

Período	Código do Inversor	Tarifa Branca			Autoconsumo				
		Rede (kWh)	Fatura de energia elétrica			Rede (kWh)	Fatura de energia elétrica		
			Mínima	Média	Máxima		Mínima	Média	Máxima
01/10/2020 00:00 até 31/10/2020 23:59	101940013915	906,05	-R\$ 119,85	R\$ 498,91	R\$ 7.005,28	906,52	-R\$ 186,39	R\$ 743,35	R\$ 10.857,69
	101940015921	887,91	-R\$ 111,38	R\$ 490,71	R\$ 6.996,99	888,65	-R\$ 201,25	R\$ 728,69	R\$ 10.842,84
	101940016074	877,56	-R\$ 113,15	R\$ 485,91	R\$ 6.992,39	878,36	-R\$ 209,75	R\$ 720,26	R\$ 10.834,34
	HV1970001900	921,69	-R\$ 68,63	R\$ 498,19	R\$ 6.958,96	921,37	-R\$ 513,29	R\$ 755,52	R\$ 10.868,84
	210107380010K3000168	916,05	-R\$ 124,20	R\$ 503,85	R\$ 7.009,82	916,28	-R\$ 178,28	R\$ 751,35	R\$ 10.865,80
	210107380010K3000172	919,51	-R\$ 125,68	R\$ 505,93	R\$ 7.011,30	919,75	-R\$ 175,44	R\$ 754,20	R\$ 10.868,65
	210107380010K3000204	798,15	-R\$ 125,36	R\$ 449,69	R\$ 7.010,97	918,87	-R\$ 176,16	R\$ 753,47	R\$ 10.867,93
	HV1970001858	875,14	-R\$ 113,88	R\$ 484,81	R\$ 6.991,67	875,66	-R\$ 211,92	R\$ 718,04	R\$ 10.832,17
	HV1970002036	889,03	-R\$ 112,26	R\$ 491,43	R\$ 6.997,87	889,49	-R\$ 200,50	R\$ 729,38	R\$ 10.843,59
	HV1990010057	508,26	-R\$ 276,26	R\$ 317,10	R\$ 6.829,27	509,33	-R\$ 513,29	R\$ 417,65	R\$ 10.530,80

Tabela 8: Resultados das simulações para as duas estratégias para o mês de setembro. Fonte: elaborada pelos autores.

4. Conclusões

Com os resultados obtidos, pode-se observar que a estratégia da minimização dos custos em ambiente de tarifa branca conseguiu se mostrar mais eficiente na diminuição do custo mensal energético em comparação à maximização do autoconsumo. Conclui-se que a tarifa branca ofereceu uma economia de cerca de 45% em relação a tarifa convencional combinada com a estratégia de priorização do autoconsumo.

As análises realizadas não levam em conta o valor inicial de instalação das baterias, que atualmente apresentam um valor muito elevado, principalmente no Brasil. Porém, foi possível observar que a opção do uso de baterias em ambiente tarifa branca não utiliza toda a capacidade de armazenamento dos equipamentos, podendo ter seu tamanho reduzido e assim promover a redução dos custos iniciais.

Para tornar a integração de sistemas de armazenamento combinados com sistemas FV viável economicamente, é necessário a regularização da conexão de baterias à rede elétrica e a diminuição drástica dos custos de aquisição.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *RESOLUÇÃO NORMATIVA 479/2012*.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877>. Acesso em: 15 fev. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Tarifa Branca*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 9 fev. 2021.

MITSCHER, Martin; RÜTHER, Ricardo. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, v. 49, p. 688–694, 2012.

NASCIMENTO, Álvaro Della Justina Do; RÜTHER, Ricardo. Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks. *Solar Energy*, v. 208, n. January, p. 917–929, set. 2020.

OLIVEIRA, Aline Kirsten Vidal De *et al.* Analysis of the Integration of an Electric Bus and an Electric Vehicle with Grid-Connected PV Systems and a Storage System. 2019, Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2019. p. 1–8.

RÜTHER, Ricardo *et al.* Strategies for Plug-in Electric Vehicle-to-Grid (V2G) and photovoltaics (PV) for peak demand reduction in urban regions in a smart grid environment. *Power Systems*, v. 91, p. 179–219, 2015.

RÜTHER, Ricardo; ZILLES, Roberto. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, n. 3, p. 1027–1030, 2011.

ZAHEDI, A. *Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l: s.n.], 2011

ZOMER, Clarissa Debiazi *et al.* Análise da compensação energética do centro de pesquisa e capacitação em energia solar da UFSC. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. VIII, n. 1, p. 123–130, 2017.