

ESTUDO DE SOLUÇÕES INTEGRADAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Aline Rodrigues – aline.rodrigues.a@outlook.com

Giuliano Arns Rampinelli – giuliano.rampinelli@ufsc.br

Leonardo Elizeire Bremermann – leonardo.bremermann@ufsc.br

Universidade Federal da Santa Catarina, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde

Resumo. O consumo de energia elétrica e de combustíveis fósseis estão em constante crescimento, acarretando danos ambientais. Desse modo, para alcançar um desenvolvimento sustentável novas soluções devem ser buscadas. Neste artigo é proposta a integração de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, armazenamento de energia e veículos elétricos como uma alternativa para reduzir o consumo de energia da rede elétrica. Os objetivos são simular e analisar a variação do consumo e faturamento de energia elétrica de uma unidade consumidora residencial real atendida em tensão monofásica no âmbito da tarifa branca e convencional. Assim, três cenários foram considerados, o primeiro consiste na unidade consumidora apenas conectada à rede elétrica, com sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), e com SFCR com bateria integrada ao inversor com capacidade de 2, 4 e 10 kWh. O segundo cenário, contempla a adição de veículos elétricos como carga nas condições descritas no primeiro cenário. Por fim, o terceiro cenário, implementa o veículo elétrico como carga para o sistema, mas também como mecanismo de armazenamento e de gerador de energia nos horários de ponta, como proposto na tecnologia veículo para a rede. Para o primeiro cenário, os resultados apresentaram o menor valor de fatura da unidade consumidora com SFCR e bateria de 10 kWh no âmbito da tarifa branca. No segundo e terceiro cenário, a tarifa branca foi viável para todas as configurações propostas. Constatou-se que a tarifa branca se tornou viável quando houve redução do consumo de energia da rede no período da noite, que são os horários de ponta e intermediário, postos tarifários mais altos na modalidade de tarifa branca.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Armazenamento de Energia, Veículos Elétricos.

1. INTRODUÇÃO

A emissão de gases do efeito estufa e outros poluentes nocivos precisam ser reduzidos urgentemente. Atualmente, a matriz energética mundial é composta, principalmente, por recursos energéticos de origem fóssil como petróleo, carvão e gás natural. Esses recursos fósseis emitem gases de efeito estufa, que causam aquecimento global (Fgv Energia, 2020). O consumo de combustíveis fósseis e energia elétrica cada vez mais cresce, carecendo de soluções que atenuem a dependência desses recursos.

Através da utilização de recursos energéticos distribuídos (RED), o consumo de energia elétrica pode ser modelado. Os RED consistem em tecnologias de geração, e/ou armazenamento de energia elétrica, que geralmente estão localizados próximos a unidades consumidoras, dentro da área de uma determinada concessionária de distribuição. A geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e resposta da demanda são formas de RED (Sweco, 2015).

A tecnologia fotovoltaica é uma forma de geração distribuída, que pode ser implementada nas unidades consumidoras residenciais. Assim, reduzindo o consumo de energia da rede elétrica, principalmente, durante o dia, período que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) geram energia elétrica. Por outro lado, o inversor com bateria integrada é um equipamento que pode ser utilizado no SFCR, além de converter a corrente elétrica c.c. em c.a, ele também pode armazenar e descarregar a energia gerada em períodos específicos.

Os consumidores também podem ser incentivados em alterar o seu perfil de consumo por meio dos programas de resposta da demanda. A tarifa branca é um programa de resposta da demanda aplicado no Brasil, que determina diferentes valores de tarifa de acordo com as horas de um dia, como períodos de ponta, intermediário e fora de ponta, enquanto, a tarifa convencional possui um valor de tarifa fixo (Brasil, 2020a). Outra alternativa que pode modelar o pico de consumo é através da tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G) ou veículo para a rede. O V2G é definido como um sistema que tem a capacidade de controlar o fluxo bidirecional de energia elétrica entre um veículo elétrico e a rede elétrica. Isso significa que a energia elétrica que flui da rede carrega a bateria, e a energia armazenada na bateria é despachada na rede (Briones *et al.*, 2012).

À vista disso, é primordial analisar como a implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e armazenamento de energia podem moldar o consumo de energia da unidade consumidora. O presente artigo tem como objetivo simular e analisar para distintos cenários o consumo e faturamento de energia elétrica de um consumidor residencial real atendida em tensão monofásica no âmbito da tarifa branca e convencional. Os cenários contemplam distintas configurações na unidade consumidora sem e com sistema fotovoltaico conectado à rede, com SFCR com bateria integrada ao inversor de 2, 4 e 10 kWh, com o veículo elétrico como uma carga, com o veículo elétrico como carga e como mecanismo de armazenamento e gerador de energia nos períodos de ponta.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção apresenta a metodologia usada para análises e simulações de 3 cenários para uma unidade consumidora conectada à rede elétrica. O primeiro cenário consiste na unidade consumidora sem e com sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), e a inclusão de baterias integradas ao inversor de capacidade de 2, 4 e 10 kWh no SFCR. A adição do veículo elétrico (VE) atuando como uma carga no primeiro cenário, representa o segundo cenário. Finalmente, o terceiro cenário destaca o acréscimo do veículo elétrico nos cenários anteriores como a tecnologia V2G, em que a bateria do veículo atua tal como carga e descarga de energia na rede.

A curva de carga de uma unidade consumidora (UC) residencial real foi selecionada, como ilustra a Fig. 1, em um dia útil e final de semana. No dia útil, o pico de consumo ocorre às 12:00 horas e 22:00 horas. Por outro lado, no final de semana o consumo é praticamente constante, sem picos evidentes. A partir dos dados da Fig. 1 foi criada uma semana para a unidade consumidora e repetida até completar o total de 8760 horas.

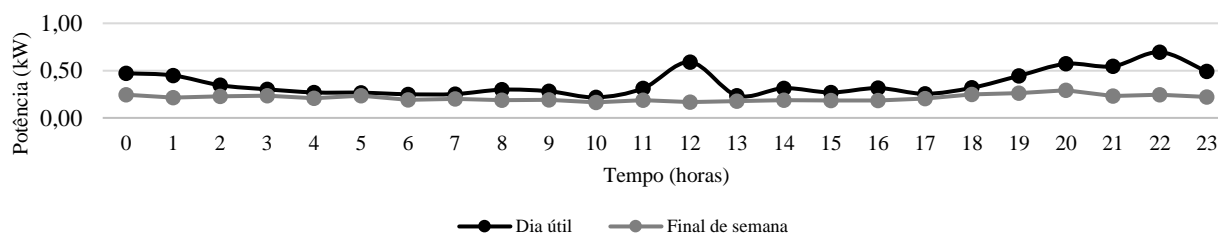


Figura 1 - Curva de carga da unidade consumidora (Silva, 2019).

2.1 Veículo elétrico

O veículo elétrico (VE) escolhido para fazer as análises foi o Audi e-tron, veículo 100 % elétrico, com capacidade da bateria de 95 kWh (Audi Ag, [201-]). Inclusive, o carregador selecionado para realizar as análises foi o de 2,2 kW, por exemplo, em uma hora de recarga da bateria o carregador fornece 2,2 kWh, podendo percorrer uma distância de 10 km.

Logo, as estratégias selecionadas de recarga foram as estratégias de carregamento de vale (*valley charging strategy*) e estratégias de carregamento veículo para a rede (*vehicle-to-grid charging strategy*). Na estratégia de carregamento de vale embasa-se em carregar nos horários de vale, onde estão os menores valores de tarifa. De outro lado, a estratégia de carregamento veículo para a rede fundamenta-se em combinar o carregamento da bateria e a injeção de energia elétrica no sistema, através de um conversor bidirecional (Bremermann, 2014).

No cenário 3, foi considerada a estratégia de carregamento de vale, onde a estratégia de recarga da bateria ocorre na madrugada, das 00:00 às 04:00 horas. Portanto, o carregador de 2,2 kW fornece uma recarga da bateria de 8,8 kWh, sendo possível percorrer até 40 km.

No cenário 4, a estratégia usada foi a estratégia de carregamento veículo para a rede, onde a recarga decorre entre as 00:00 e 08:00 horas e a descarga da bateria entre as 18:00 e 23:00 horas. Levando em consideração que o VE percorre 35 km por dia, ou seja, 17,5 km para chegar e para voltar do local de destino, o consumo correspondente do destino de chegada e saída é de 3,85 kWh, com total de 7,7 kWh por dia. Dessa forma, o VE recebe uma recarga total de 17,6 kWh e descarrega um total de 9,9 kWh, após o proprietário utilizar o VE.

2.2 Dimensionamento e simulação do sistema fotovoltaico

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi considerado os dados de irradiação solar anual (H) da cidade de Florianópolis – SC, com inclinação de 20° e desvio azimutal de 0° , que equivale a $1785,46 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{ano}$ (Radiasol, 2021). Assim, as horas de sol pleno (HSP), isto é, parâmetro que apresenta o número de horas em que a irradiação solar tem de permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 é dada pela Eq. 1 (Pinho e Galdino, 2014).

$$HSP = \frac{H}{G} \quad (1)$$

A irradiação padrão (G) corresponde a 1 kW/m^2 . Por fim, a potência de pico (P_{FV}) utilizada para determinar a potência base para o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), pode ser encontrada pela Eq. 2.

$$P_{FV} = \frac{Et - (12 \times D)}{HSP \times TD} \quad (2)$$

O Et exibido na Eq. 2 refere-se ao consumo anual da unidade consumidora, D a disponibilidade mensal garantida de 30 kWh para sistemas com ligação monofásica, e TD a taxa de desempenho. A taxa de desempenho (TD) considerada

foi de 80 %, valor utilizado para sistemas fotovoltaicos residenciais, bem ventilados e não sombreados nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (Pinho e Galdino, 2014).

O programa utilizado para realizar as simulações foi o *System Advisor Model* (SAM), onde a cidade de Florianópolis – SC foi selecionada, e a inclinação do módulo fotovoltaico de 20°, bem como, o azimute de 0° foram inseridos. O módulo escolhido foi o da fabricante Canadian Solar e modelo CS6X-335M-FG, com potência nominal de pico de 335,29 Wp. Ademais, o inversor definido foi o da fabricante SMA America e modelo SB2000HFUS-30, com máxima potência de entrada de 2100 W e máxima potência de saída de 2030 W.

No SAM foi possível incluir a capacidade da bateria integrada do inversor de 2, 4 e 10 kWh, como também, escolher o tipo de bateria. Por conseguinte, a bateria selecionada foi a de íon de lítio: óxido de níquel, manganês e cobalto (*lithium ion: nickel manganese cobalt oxide* – NMC). Outra opção presente no programa é o controle de despacho da bateria, que podem ser selecionados os períodos de carregamento e descarregamento da mesma. A bateria foi configurada para carregar apenas pela energia gerada do sistema fotovoltaico e descarregar nos horários intermediário 1 e 2, e ponta. Nos finais de semana a bateria não foi configurada, apenas nos dias úteis, uma vez que o valor é sempre fora de ponta. A Fig. 2 apresenta o despacho de armazenamento para o dia útil.

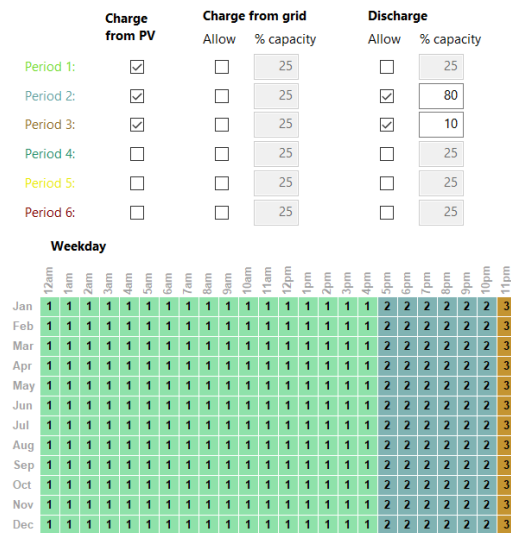


Figura 2 - Despacho de armazenamento do dia útil (System Advisor Model, 2017).

O SAM fornece dados de energia elétrica da rede, energia elétrica injetada na rede, energia consumida instantaneamente pelo sistema fotovoltaico e energia para/da bateria. Portanto, com esses dados de energia (em kWh) foram multiplicados pelos os valores das tarifas (em R\$/kWh) para as 8760 horas, que corresponde a um ano.

2.3 Tarifas de energia elétrica

O valor da tarifa convencional (TC), segundo a resolução homologatória nº 2.921, de 17 de agosto de 2021, para o grupo B, classe residencial, foi de R\$ 0,53224/kWh. O valor da tarifa branca (TB) foi na ponta de R\$ 0,92462/kWh, intermediário de R\$ 0,60062/kWh, e fora ponta de R\$ 0,45554/kWh. Esses valores foram aplicados nas unidades consumidoras atendidas pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) (Centrais Elétricas de Santa Catarina, [201-]).

Os cálculos realizados com a tarifa branca e convencional não consideraram a inclusão de tributos e bandeiras tarifárias. Além disso, nos finais de semana o horário considerado foi o fora de ponta. Enquanto, para o dia útil, os horários de intermediário 1 da tarifa branca foram das 17:30 às 18:30 horas, ponta das 18:30 às 21:30 horas e intermediário 2 das 21:30 às 22:30 horas, os demais horários foram fora de ponta (Brasil, 2020b).

3. RESULTADOS

Nesta seção são retratados e discutidos os resultados relacionados ao faturamento, os seguintes termos são definidos:

- energia elétrica da rede: energia consumida da rede elétrica e fornecida pela distribuidora;
- energia elétrica injetada na rede: energia gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, que não foi consumida instantaneamente, contudo foi injetada na rede elétrica;
- créditos de energia: excedente de energia, dado pela diferença entre a energia elétrica injetada na rede e a energia elétrica da rede, quando a quantidade de energia injetada na rede é superior a energia consumida da rede.
- fatura de energia elétrica: valor final pago pelo fornecimento de energia elétrica, em um período determinado.

O consumo médio mensal da unidade consumidora foi de 234,63 kWh e o consumo anual (Et) de 2815,59 kWh. Então, após inserir na Eq. 2 o consumo anual (Et), a potência (P_{PV}) foi encontrada de 1,72 kW. Assim, no SAM foram selecionados 6 módulos de 335,29 W dispostos em 1 *string*, resultando em uma potência total de 2,01 kWp. Além de 1 inversor com máxima potência de saída de 2,03 kW. Aliás, a disponibilidade mensal garantida considerada foi de 30 kWh, com valor de R\$ 15,97, tanto para a tarifa branca quanto para a tarifa convencional.

3.1 Primeiro cenário

A Fig. 3 (a) mostra a curva de carga de um dia útil ensolarado, para uma unidade consumidora com sistema fotovoltaico conectado à rede. A geração de energia solar fotovoltaica sucede entre as 06:00 e 18:00 horas, injetando energia na rede entre as 07:00 e 16:00 horas. De outro lado, a Fig. 3 (b), (c) e (d) exibe curva de carga de um dia útil com geração solar fotovoltaica e com bateria integrada ao inversor de 2, 4 e 10 kWh, respectivamente.

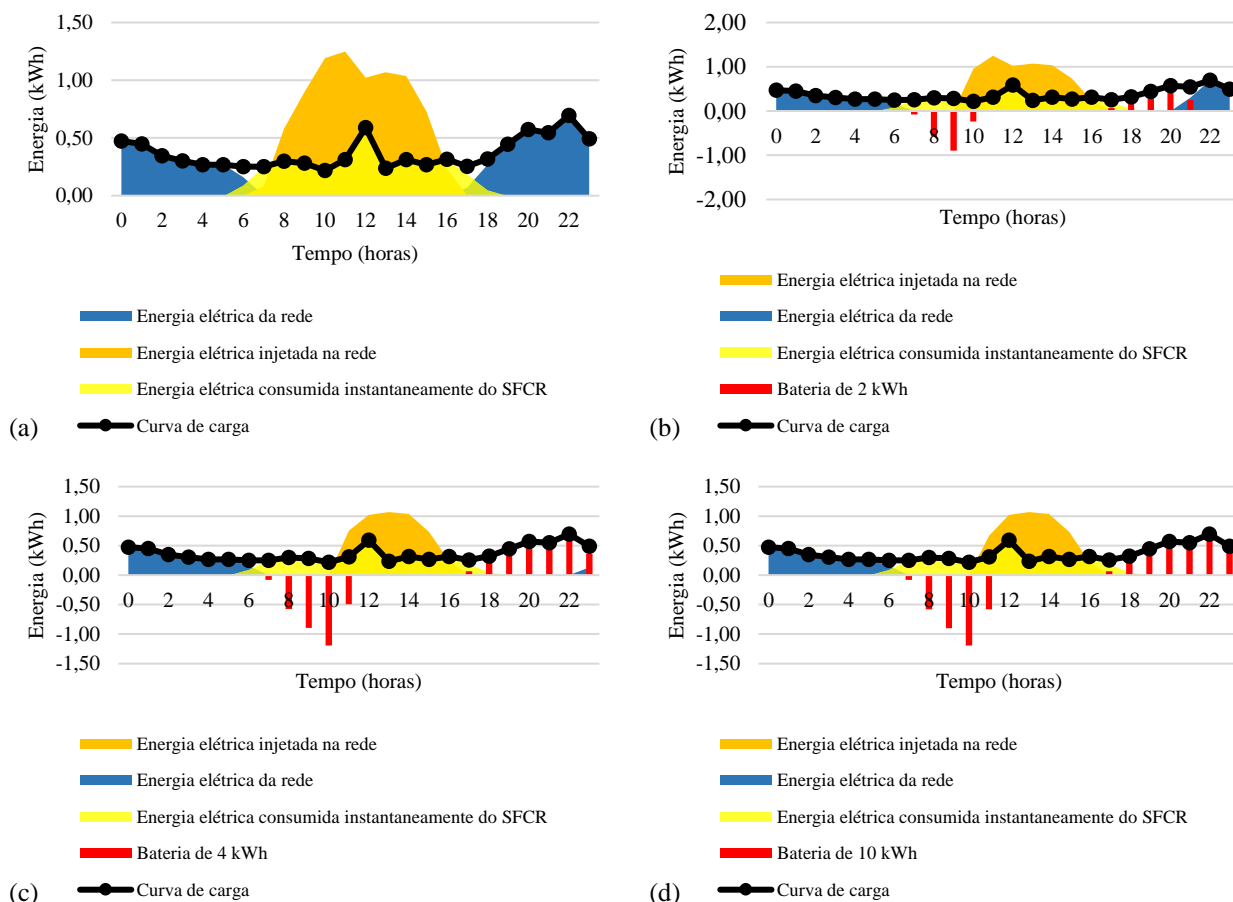


Figura 3 - Curva de carga com geração solar fotovoltaica do primeiro cenário com (a) SFCR; (b) SFCR e bateria de 2 kWh; (c) SFCR e bateria de 4 kWh; e (d) SFCR e bateria de 10 kWh.

Verifica-se que quanto maior a capacidade da bateria menor a quantidade de energia injetada na rede, em razão da bateria ser carregada apenas pela energia gerada pelo SFCR, armazenando energia na bateria ao contrário de ser injetada na rede. Além disso, a bateria de 10 kWh despacha a maior quantidade de energia nos horários intermediário e ponta, não sendo necessário consumir energia elétrica da rede nesse período. A Tab. 1 indica os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede no âmbito da tarifa convencional (TC) e tarifa branca (TB).

Tabela 1 - Faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede do primeiro cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Elétrica da Rede			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede	R\$ 124,88	R\$ 124,51	TB
UC com SFCR	R\$ 80,96	R\$ 86,69	TC
UC com SFCR e bateria de 2 kWh	R\$ 63,57	R\$ 59,20	TB
UC com SFCR e bateria de 4 kWh	R\$ 49,12	R\$ 43,07	TB
UC com SFCR e bateria de 10 kWh	R\$ 44,09	R\$ 37,78	TB

A UC com SFCR é a única configuração que o valor do faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica no âmbito da tarifa branca é inviável. Isso porque, a geração de energia ocorre durante o dia e o consumo é reduzido nesse intervalo de tempo, assim, a proporção do consumo a noite fica maior do que o dia. A Tab. 2 apresenta os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia injetada.

Tabela 2 - Faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do primeiro cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Injetada			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede	-	-	-
UC com SFCR	R\$ 83,96	R\$ 71,87	TC
UC com SFCR e bateria de 2 kWh	R\$ 64,49	R\$ 55,21	TC
UC com SFCR e bateria de 4 kWh	R\$ 48,83	R\$ 41,80	TC
UC com SFCR e bateria de 10 kWh	R\$ 43,79	R\$ 37,49	TC

Os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia injetada são maiores com tarifa convencional, para todas as configurações. A Tab. 3 indica os valores do faturamento médio mensal correspondente aos créditos de energia, que podem ser compensados nos meses subsequentes a sua produção.

Tabela 3 - Faturamento médio mensal correspondente aos créditos de energia do primeiro cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente aos Créditos de Energia			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede	-	-	-
UC com SFCR	R\$ 9,76	R\$ 0,82	TC
UC com SFCR e bateria de 2 kWh	R\$ 8,63	R\$ 5,43	TC
UC com SFCR e bateria de 4 kWh	R\$ 7,97	R\$ 6,63	TC
UC com SFCR e bateria de 10 kWh	R\$ 8,00	R\$ 6,87	TC

A quantidade de créditos de energia é maior com a tarifa convencional, como mostra a Tab. 3. Os créditos de energia possuem validade 60 meses. Finalmente, o valor médio mensal da fatura de energia elétrica pode ser encontrado, como exige a Tab. 4.

Tabela 4 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do primeiro cenário.

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede	R\$ 124,88	R\$ 124,51	TB
UC com SFCR	R\$ 17,77	R\$ 22,45	TC
UC com SFCR e bateria de 2 kWh	R\$ 18,19	R\$ 18,80	TC
UC com SFCR e bateria de 4 kWh	R\$ 18,47	R\$ 17,98	TB
UC com SFCR e bateria de 10 kWh	R\$ 18,50	R\$ 17,66	TB

O valor médio mensal da fatura de energia elétrica para UC com SFCR e para UC com SFCR e bateria integrada ao inversor de 2 kWh são menores no âmbito da tarifa convencional. As demais configurações são menores com a tarifa branca. Nos meses de janeiro, fevereiro, março, abril, outubro, novembro e dezembro, o consumidor paga apenas a disponibilidade mensal garantida, tanto no âmbito da tarifa branca quanto no âmbito da tarifa convencional, para todas as configurações. A Fig. 4 apresenta o valor da fatura de energia elétrica de janeiro a dezembro.

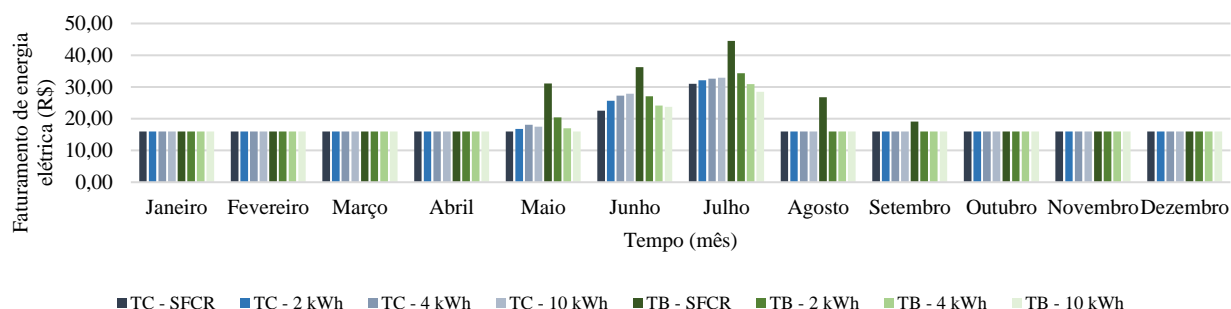


Figura 4 - Fatura de energia elétrica do primeiro cenário.

3.2 Segundo cenário

No segundo cenário foi considerado o veículo elétrico como uma carga, com o carregamento da bateria das 00:00 às 04:00 horas. A Fig. 5 exibe a curva de carga da UC, a curva de carga do VE com a recarga no decorrer da madrugada, e a soma das duas curvas de carga.

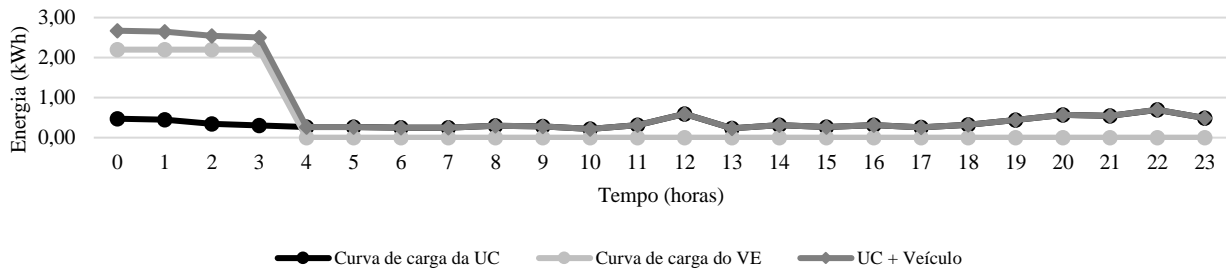


Figura 5 - Curva de carga da unidade consumidora (UC) e do veículo elétrico (VE).

Na curva de carga da UC com o VE, a demanda de energia elétrica está concentrada nos horários de recarga do veículo elétrico, como mostra a Fig. 5. A curva de carga com geração de energia solar fotovoltaica de um dia útil de verão ensolarado é ilustrada na Fig. 6, bem como, com bateria integrada no inversor de 2, 4 e 10 kWh.

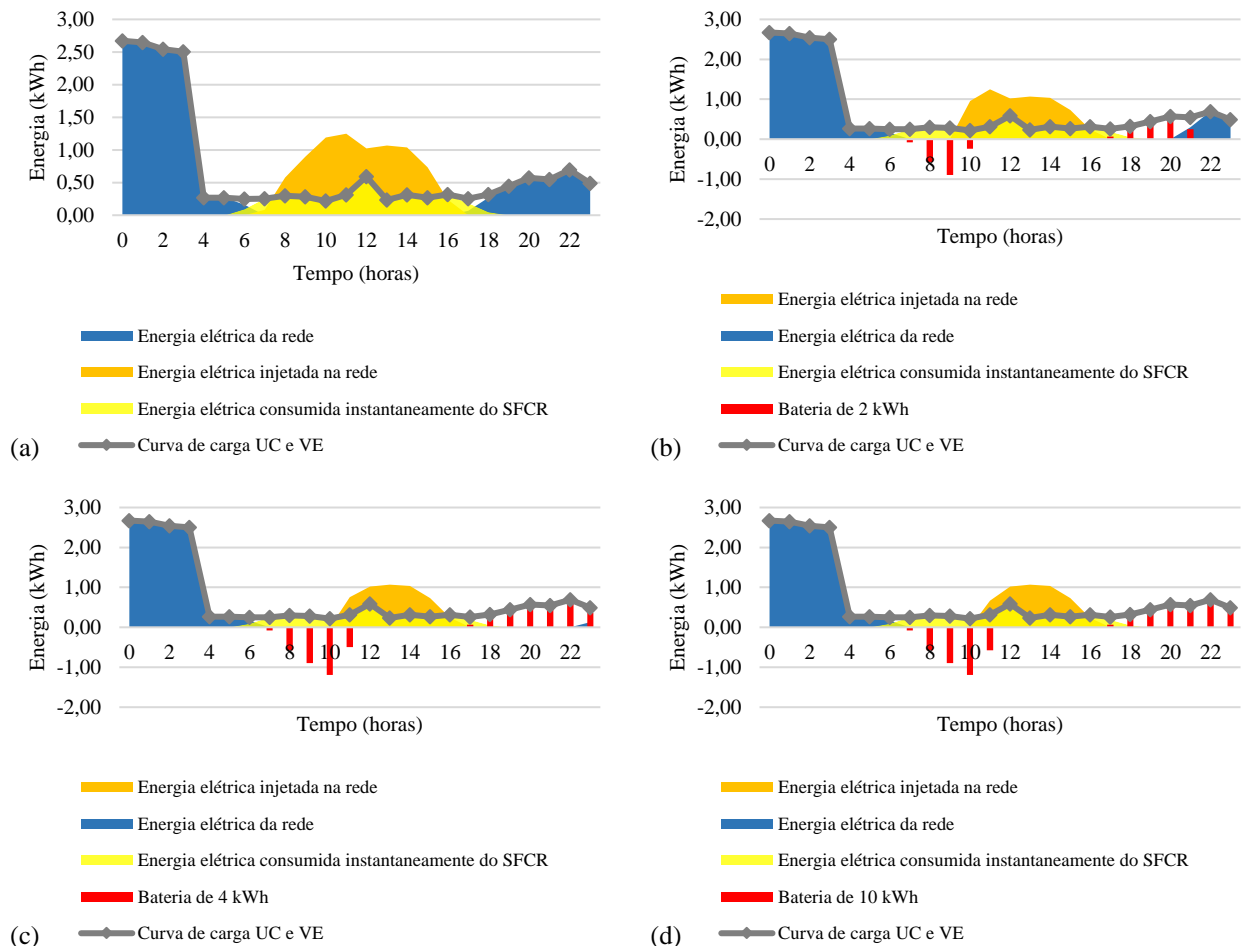


Figura 6 - Curva de carga da UC e VE com geração solar fotovoltaica do segundo cenário com (a) SFCR; (b) SFCR e bateria de 2 kWh; (c) SFCR e bateria de 4 kWh; e (d) SFCR e bateria de 10 kWh.

O faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede é menor no âmbito da tarifa branca, uma vez que os maiores picos de demanda estão nos horários fora de ponta. A Tab. 5 aponta o faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede para as distintas configurações.

Tabela 5 - Faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede do segundo cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Elétrica da Rede			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e com VE	R\$ 267,34	R\$ 246,36	TB
UC com SFCR e VE	R\$ 223,42	R\$ 208,54	TB
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e VE	R\$ 206,03	R\$ 181,05	TB
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e VE	R\$ 191,58	R\$ 164,92	TB
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e VE	R\$ 186,54	R\$ 159,62	TB

A Tab. 6 apresenta o faturamento médio mensal correspondente à energia injetada para a UC apenas conectada à rede elétrica, com sistema fotovoltaico, com bateria de 2, 4 e 10 kWh, e com carregamento do VE. Dessa maneira, a tarifa convencional traz os maiores valores do faturamento médio mensal correspondente à energia injetada.

Tabela 6 - Faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do segundo cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Injetada			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e com VE	-	-	-
UC com SFCR e VE	R\$ 83,96	R\$ 71,87	TC
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e VE	R\$ 64,49	R\$ 55,21	TC
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e VE	R\$ 48,82	R\$ 41,80	TC
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e VE	R\$ 43,78	R\$ 37,48	TC

Do modo que, a energia injetada na rede não apresenta valor maior que a energia consumida da rede elétrica, não há geração de créditos de energia. Independente da configuração, o valor da fatura de energia elétrica é menor com a tarifa branca. A configuração da unidade consumidora com SFCR e bateria de 10 kWh apresenta o menor valor de fatura no âmbito da tarifa branca, para esse cenário. A Tab. 7 mostra o valor médio mensal da fatura de energia elétrica.

Tabela 7 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do segundo cenário.

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e com VE	R\$ 267,34	R\$ 246,36	TB
UC com SFCR e VE	R\$ 139,45	R\$ 136,67	TB
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e VE	R\$ 141,54	R\$ 125,85	TB
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e VE	R\$ 142,75	R\$ 123,12	TB
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e VE	R\$ 142,77	R\$ 122,14	TB

A Fig. 7 ilustra a fatura de energia elétrica para todos os meses de um ano, no âmbito da tarifa convencional e branca, para a unidade consumidora e veículo elétrico com SFCR, e com bateria de 2, 4 e 10 kWh.

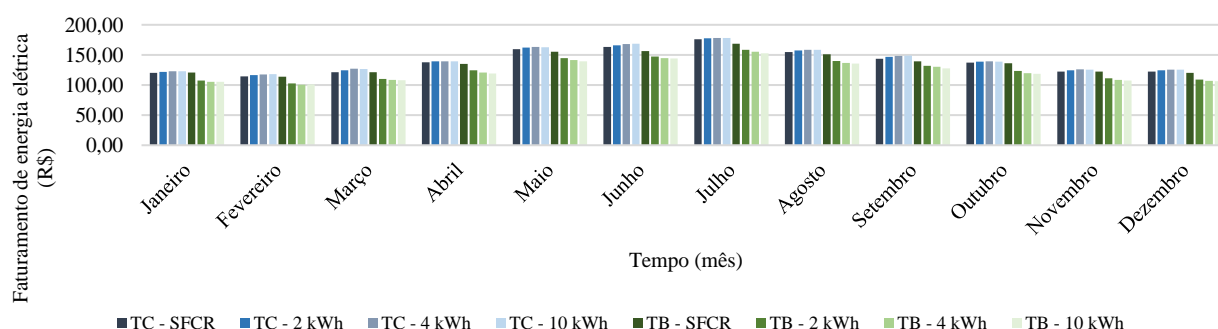


Figura 7 - Fatura de energia elétrica do segundo cenário.

3.3 Terceiro cenário

Neste cenário o veículo elétrico atua como a tecnologia V2G, armazenando e despachando energia da sua bateria no sistema. A bateria é carregada pela energia da rede elétrica por 8 horas durante a madrugada e a descarga ocorre durante a noite. Assim, parte da energia da rede elétrica é armazenada na bateria e a outra parcela é consumida pela UC. À noite,

a energia descarregada pela bateria do veículo pode ser consumida pela UC e injetada na rede elétrica. A Fig. 8 apresenta a curva de carga com geração solar fotovoltaica e a tecnologia V2G em um dia útil ensolarado.

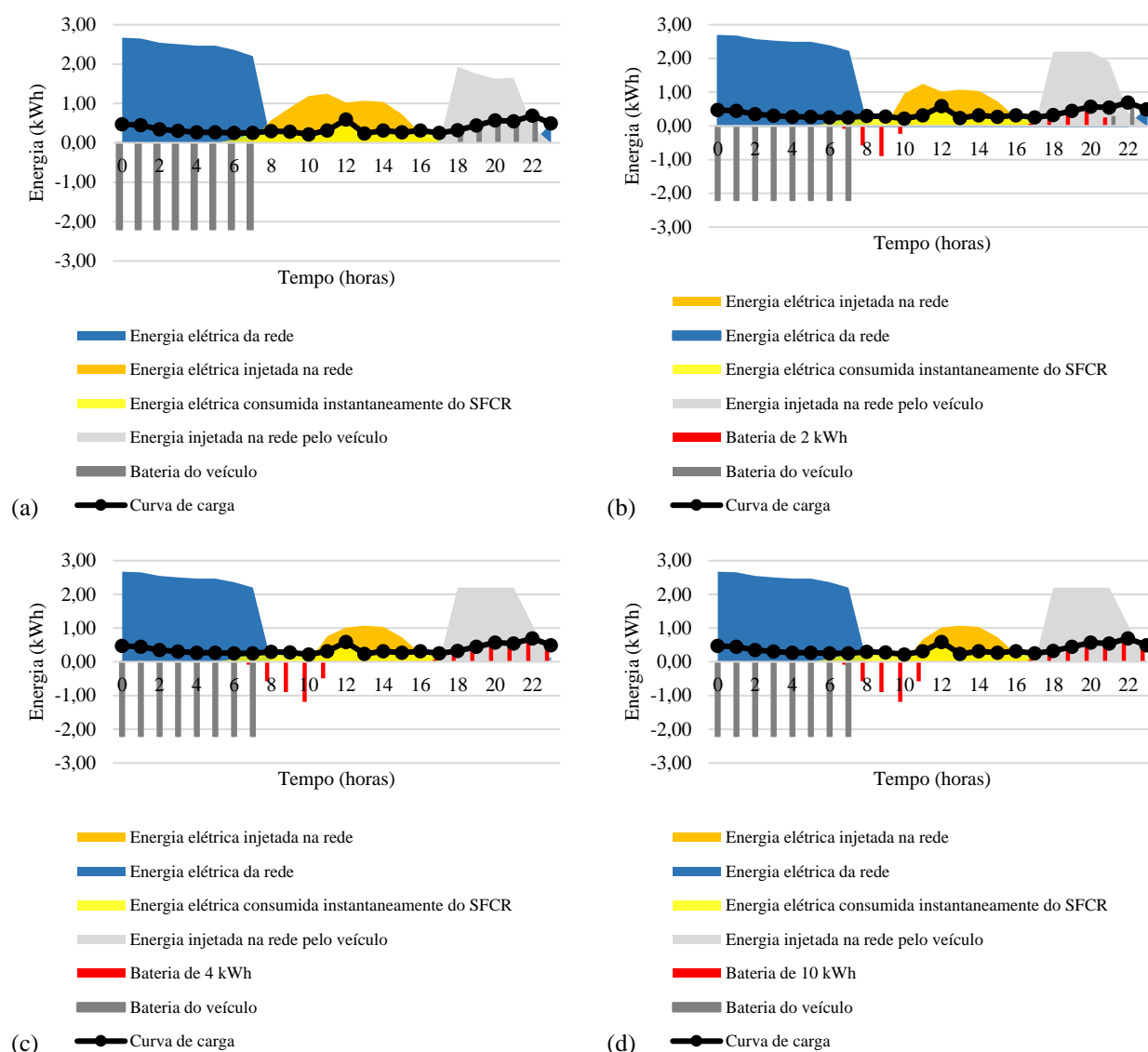


Figura 8 - Curva de carga com geração solar fotovoltaica e a tecnologia V2G com (a) SFCR; (b) SFCR e bateria de 2 kWh; (c) SFCR e bateria de 4 kWh; e (d) SFCR e bateria de 10 kWh.

A Fig. 8 mostra que a UC com SFCR e bateria de 4 e 10 kWh, apenas injeta a energia armazenada na bateria do VE, isso significa, que a UC não está consumindo instantaneamente a energia da bateria do VE. Isso porque, a bateria integrada do inversor de 4 e 10 kWh são suficientes para suprir o consumo no período da noite. A Tab. 8 apresenta o faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede.

Tabela 8 - Faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede do terceiro cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Elétrica da Rede			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e V2G	R\$ 374,00	R\$ 336,32	TB
UC com SFCR e V2G	R\$ 330,37	R\$ 282,90	TB
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e V2G	R\$ 328,55	R\$ 281,10	TB
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e V2G	R\$ 325,71	R\$ 278,67	TB
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e V2G	R\$ 323,00	R\$ 276,35	TB

O faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede é menor para todas as configurações com a tarifa branca. Logo, o faturamento médio mensal correspondente à energia injetada é maior com a tarifa branca, para todas as configurações. A Tab. 9 apresenta o faturamento médio mensal correspondente à energia injetada na rede.

Tabela 9 - Faturamento médio mensal correspondente à energia injetada do terceiro cenário.

Faturamento Médio Mensal Correspondente à Energia Injetada			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e V2G	R\$ 124,59	R\$ 169,28	TB
UC com SFCR e V2G	R\$ 208,72	R\$ 237,49	TB
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e V2G	R\$ 204,82	R\$ 246,52	TB
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e V2G	R\$ 200,76	R\$ 246,81	TB
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e V2G	R\$ 198,04	R\$ 245,46	TB

Além disso, nesse cenário não foram gerados créditos de energia. Todavia, com os valores de energia da rede e energia injetada, a fatura de energia elétrica pode ser obtida, como indica a Tab. 10.

Tabela 10 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do terceiro cenário.

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica			
Configuração	TC	TB	Opção
UC apenas conectada à rede e V2G	R\$ 249,42	R\$ 167,04	TB
UC com SFCR e V2G	R\$ 121,65	R\$ 45,42	TB
UC com SFCR, bateria de 2 kWh e V2G	R\$ 123,74	R\$ 34,96	TB
UC com SFCR, bateria de 4 kWh e V2G	R\$ 124,95	R\$ 32,43	TB
UC com SFCR, bateria de 10 kWh e V2G	R\$ 124,96	R\$ 31,50	TB

O valor médio mensal da fatura de energia elétrica é menor no âmbito da tarifa branca, para todas as configurações propostas. Nesse cenário, a unidade consumidora com SFCR e bateria de 10 kWh obtém o menor valor de fatura no âmbito da tarifa branca. A Fig. 9 apresenta a fatura de energia elétrica de janeiro a dezembro.

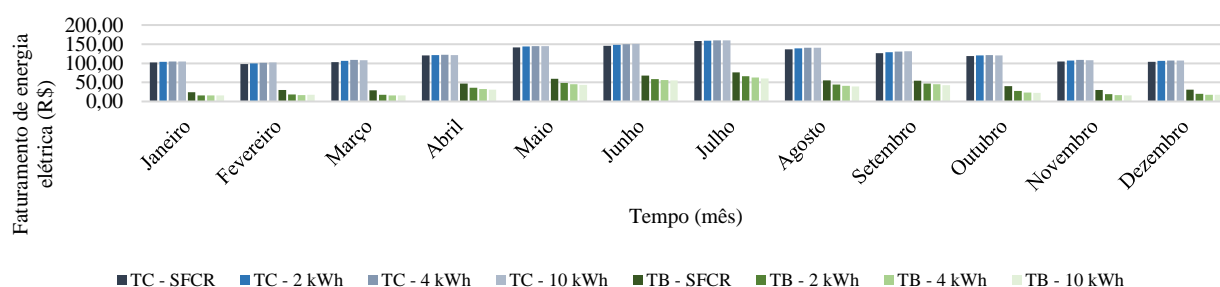


Figura 9 - Fatura de energia elétrica do terceiro cenário.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou um estudo sobre a integração de SFCR, bateria integrada ao inversor, veículos elétricos e a tecnologia V2G. Assim, foram feitas análises de consumo e faturamento de energia elétrica para 3 cenários no âmbito tarifa branca e convencional para uma UC atendida em tensão monofásica. A implementação de SFCR, com bateria de 2, 4 e 10 kWh na UC, foi o primeiro cenário. O segundo e o terceiro cenário consistiram na adição do VE, no segundo como apenas uma carga, e no terceiro a bateria do VE armazenando e despachando energia no sistema.

Os resultados para o primeiro cenário apresentaram que para UC apenas conectada à rede, o valor da fatura de energia elétrica foi menor no âmbito da tarifa branca, pois não houve grande margem entre o consumo da noite e dia. Entretanto, quando existe a implementação do SFCR na UC, o consumo da rede elétrica foi reduzido nos momentos de geração de energia elétrica, como entre as 06:00 e 18:00 horas, consequentemente, como a diferença entre o consumo da noite e dia aumenta, a tarifa branca se tornou inviável.

No segundo cenário, a curva de carga sofre alterações, por causa da adição do consumo do VE. Conforme, a maior parte do consumo sucedeu nos horários fora de ponta, a tarifa branca transformou-se acessível para todas as configurações. Ademais, no terceiro cenário, a energia da bateria é despachada a noite, sendo parte consumida pela UC e parte injetada na rede elétrica. Portanto, a bateria do VE e a bateria integrada ao inversor foram suficientes para suprir o consumo a noite da UC. Isso posto, a tarifa branca foi viável no terceiro cenário. Conclui-se que quando a demanda de energia é maior durante o dia, a tarifa branca pode ser viável, visto que no dia são pagos os menores valores de tarifa.

Levando-se em consideração os aspectos analisados, as soluções integradas entre SFCR, armazenamento de energia, veículo elétrico, a tecnologia V2G e resposta da demanda podem trazer cenários interessantes do ponto de vista de economia para o consumidor, tal como, do ponto de vista de sustentabilidade para o ambiente.

Agradecimentos

Agradeço ao Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica (NTEEL), à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

REFERÊNCIAS

- Audi Ag, [201-], E-tron. Disponível em: https://www.audi.com.br/dam/nemo/br/pdfs/e-tron/Q_A%20E-tron%20final.pdf. Acesso em: 16 jun. 2021.
- Brasil, 2020a. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifa branca. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 18 jun. 2021.
- Brasil, 2020b. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Postos tarifários. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 17 jul. 2021.
- Bremermann, L. E., 2014. Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply, Tese de Doutorado, Curso de Faculty Of Engineering, University Of Porto, Porto. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/74286/2/31396.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2021.
- Briones, A. *et al.*, 2012. Vehicle-to-grid (V2G) power flow regulations and building codes review by the AVTA. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f8/v2g_power_flow_rpt.pdf. Acesso em: 16 jul. 2021.
- Centrais Elétricas de Santa Catarina, [201-]. Tarifas e taxas de energia. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 22 out. 2021.
- Fgv Energia, 2020. Dados - matriz energética. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/dados-matriz-energetica>. Acesso em: 17 jul. 2021.
- Pinho, J. T.; Galdino, M. A., 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-crecesb. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 16 out. 2021.
- Radiasol, 2021. Laboratório de energia solar – LABSOL. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/>. Acesso em: 16 jun. 2021.
- Silva, G. M. da., 2019. Análise de impactos elétricos gerados pela penetração de veículos elétricos nas redes de distribuição de baixa tensão, Dissertação de Mestrado, Curso de Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/215144/PGES0016-D.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- Sweco, 2015. Study on the effective integration of distributed energy resources for providing flexibility to the electricity system. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/5469759000%20Effective%20integration%20of%20DER%20Final%20ver%202_6%20April%202015.pdf. Acesso em: 26 maio 2021.
- System Advisor Model, 2017. Download. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/download/version-2017-9-5.html>. Acesso em: 07 out. 2021.

STUDY OF INTEGRATED SOLUTIONS FOR DISTRIBUTED GENERATION, ENERGY STORAGE AND ELECTRIC VEHICLES

Abstract. *The consumption of electricity and fossil fuels are constantly growing, causing environmental damage. Thus, to achieve sustainable development, new solutions must be sought. This article proposes the integration of distributed generation photovoltaic systems, energy storage and electric vehicles as an alternative to reduce energy consumption from the electricity grid. The objectives are to simulate and analyze the variation of electricity consumption and billing of a real residential consumer unit served in single-phase voltage scope the white and conventional tariff. Thus, three scenarios were considered, the first consists of the consumer unit only connected to the electrical grid, with a grid connected-photovoltaic system (GC-PVS), and with GC-PVS with battery integrated into the inverter with a capacity of 2, 4 and 10 kWh. The second scenario contemplates the addition of electric vehicles as a load under the conditions described in the first scenario. Finally, the third scenario implements the electric vehicle as a load for the system, but also as a storage mechanism and energy generator at peak times, as proposed in the vehicle-to-grid technology. For the first scenario, the results showed the lowest billing value of the consumer unit with a GC-PVS and a 10 kWh battery within the scope of the white tariff. In the second and third scenarios, the white tariff was viable for all proposed configurations. It appears that the white tariff became viable when there was a reduction in the energy consumption of the network at night, which are the peak and intermediate hours, higher tariff posts in the white tariff modality.*

Key words: *Distributed Generation, Energy Storage, Electric Vehicles.*