DOSSIÊ

GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA VIA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO NO CONTEXTO DO MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO

DEMAND-SIDE MANAGEMENT VIA PHOTOVOLTAIC GENERATION WITH STORAGE IN THE CONTEXT OF THE BRAZILIAN TARIFF MODEL

Lucas Furtado Rodrigues[24]
Bruna Karla Soares do Carmo[25]
Andresa Aparecida Lemes Gomes[26]
Anderson Rodrigo de Queiroz[27]
José Wanderley Marangon Lima[28]
Paulo Fernando Ribeiro[29]

Submissão: 01/07/2017 Revisão: 10/07/2017 Aceite: 01/03/2018

Resumo: Com o avanço da geração de energia elétrica produzida junto ao consumo de carga, aliado com o cenário atual de tarifação de energia no Brasil, este trabalho apresenta o gerenciamento pelo lado da demanda (DSM) em uma microrrede, realizando estudos de comparação entre três modelos distintos aplicados no contexto da tarifa branca e no contexto da tarifa convencional. Observou-se uma economia considerável quando utilizada uma microrrede com DSM, sem provocar uma mudança de hábito do consumidor.

Palavras chave: Gerenciamento pelo lado da demanda. Geração fotovoltaica. Tarifa branca. Geração Distribuída.

Abstract: With the advance of electric power generation produced along with the load consumption, allied with the current energy charging scenario in Brazil, this work presents

[24] Engenheiro Eletricista. Professor no Instituto Federal de São Paulo - São José dos Campos e mestrando na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. l.frodrigues@yahoo.com
[25] Engenheira Eletricista. Mestranda na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. bruksoares@yahoo.com
[26] Engenheira Eletricista. Mestranda na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. lemesandresa@hotmail.com
[27] Professor Doutor. North Carolina State University, Raleigh, North Carolina, United States. arqueiroz@ncsu.edu
[28] Professor Doutor. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. marangon@unifei.edu.br
[29] Professor Doutor. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. pfribeiro@unifei.edu.br

demand-side management (DSM) in a microgrid. Comparative studies are carried out between three different models applied in the context of the white and conventional tariffs structure. Significant savings are observed when using a microgrid with DSM without causing a consumer change of habit.

Keywords: Demand-Side Management. Photovoltaic generation. White tariff. Distributed generation.

Introdução

O rápido crescimento da energia renovável como forma de geração de eletricidade tem sido estimulado pela preocupação com o meio ambiente, maior diversidade no uso de fontes energéticas além da possibilidade de descentralização e pulverização da geração. Atualmente, a energia solar fotovoltaica (do inglês, Photovoltaic (PV)) é uma das tecnologias renováveis que mais cresce no mundo, devido a sua instalação simples, pequena área de instalação, podendo ou não estar conectada à rede, por esses motivos essa fonte tem sido popularizada amplamente (Hongxia; Yuqing; Deying, 2017). Dentro desse cenário tem-se a geração distribuída, que representa a geração pulverizada na rede de distribuição e de pequeno porte próxima ou junto ao consumo (INEE, [s.d.]).

De acordo com os dados do Banco de Informações Gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica (BIG/ANEEL), no Brasil, dentre as unidades consumidoras com mini e micro geração distribuída, aproximadamente 98% é realizado pela geração PV. Ainda dentre estas unidades, cerca de 79% é da classe residencial e 15% da classe comercial (ANEEL, [s.d.]).

O setor residencial é responsável por 25% da parcela do consumo de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) (EPE, 2015) e ao mesmo tempo possui uma parcela considerável da geração PV (cerca de 79%). Desta maneira, este trabalho propõe a aplicação de um gerenciamento pelo lado da demanda (do inglês, Demand-Side Management (DSM)).

Alguns mecanismos de DSM são propostos através de um Sistema Inteligente de Controle da Energia Residencial (do inglês, Home Energy Management Systems (SHEMS)), tais como os propostos em (Asare-Bediako;

Ribeiro; Kling, 2012), (Vanouni; Lu, 2015), (Chen et al., 2011), (Kim; Lavrova, 2013) e outros, onde em suma, os equipamentos são agendados para funcionar em determinados horários com o objetivo de diminuir o consumo de energia nos horários de ponta.

O presente trabalho propõe a análise de um DSM, no contexto da tarifa branca, aplicado em uma microrrede residencial controlando a energia armazenada em uma bateria de um conjunto de geração PV. A demanda do consumidor não é alterada, porém com a inserção desse conjunto, o consumo líquido demandado da rede é minimizado além de ter o seu pico deslocado, diminuindo a demanda da rede sem alterar a rotina do consumidor.

Tarifa de energia

No Brasil, a tarifa de energia elétrica é classificada em dois grupos de consumidores: grupo A e grupo B. As tarifas do grupo A são para os consumidores atendidos pela rede de alta tensão que varia de 2,3kV a 230kV, sendo ainda divididas em três categorias: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. A tarifa convencional é determinada pelo consumo de energia e a demanda de potência, independentemente das horas de utilização, do dia e do período do ano. Já para as tarifas horo-sazonais, o valor é calculado levando em consideração o horário de utilização, o dia e o período do ano (PROCEL/ELETROBRAS, 2011).

As tarifas do grupo B são para unidades consumidoras com tensão abaixo de 2,3 kV. Nesse caso, as tarifas são cobradas considerando apenas o consumo de energia em reais por megawatt-hora (PROCEL/ELETROBRAS, 2011). Porém, em janeiro de 2018 irá entrar em vigor uma modalidade de tarifa horária para esta classe de tensão, ou seja, a Tarifa Branca (ANEEL, [s.d.]).

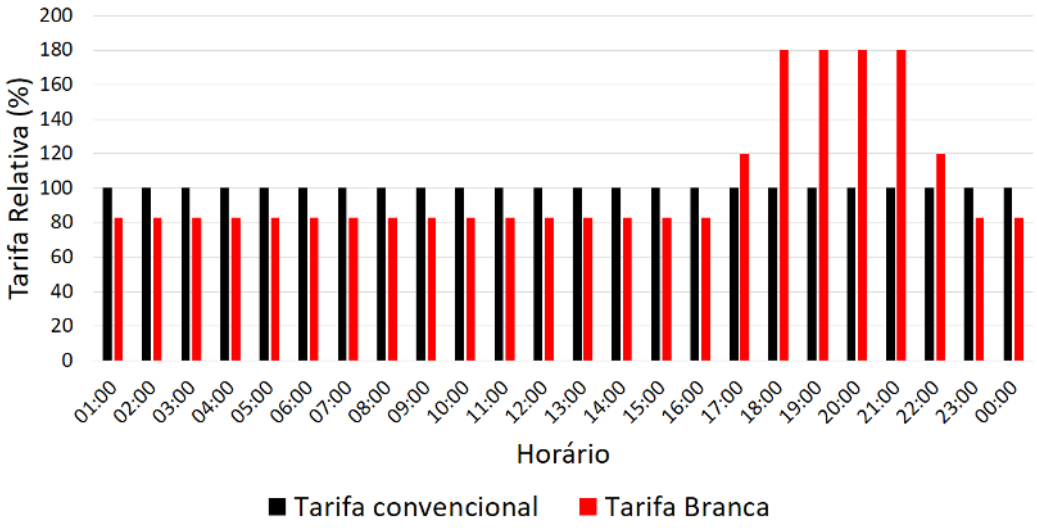
Tarifa branca

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulgou em agosto de 2016 que a partir de 2018 todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à tarifa branca para consumidores com média mensal superior a 500kWh, a partir de 2019 para unidades com consumo médio maior que 250 kWh/mês e a partir de 2020 para qualquer consumidor de baixa tensão. Fica excluído aqueles consumidores classificados como baixa renda, beneficiário de desconto, e a iluminação pública.

Na tarifa branca, o valor da tarifa está diretamente relacionado com o horário de utilização da rede. Sendo composta pelo horário de ponta, fora de ponta e intermediário (ANEEL, [s.d.]). A Figura 1 apresenta o gráfico comparativo da tarifa convencional com a tarifa branca.

Tal tarifa não obriga o consumidor a economizar energia ou alterar o seu perfil de consumo, ela induz, através do preço, o consumidor a gerenciar a própria energia utilizada. Esse gerenciamento pode ser por meio de uma mudança de hábito, escolhendo os horários de utilização dos aparelhos (carga), por diminuição do consumo ou outras formas como a possibilidade de geração própria caracterizando os "prossumidores". O conceito de gerenciamento pelo lado da demanda torna-se mais amplo com a geração distribuída.

Figura 1 - Comparação entre a tarifa branca e a tarifa convencional



Fonte: Próprio autor

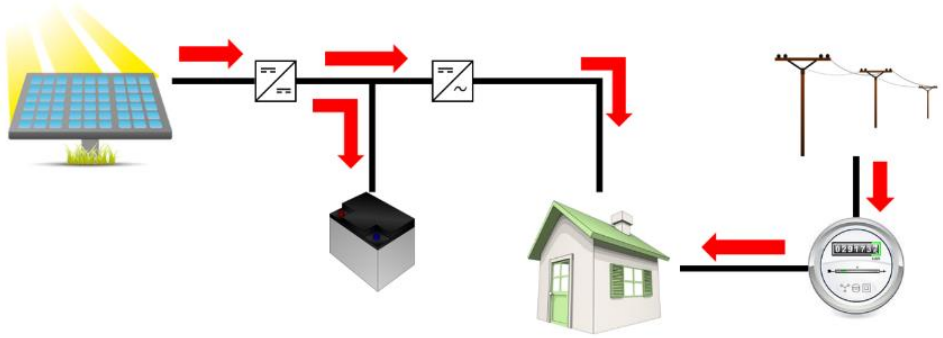
Microrredes

Segundo o Departamento de Energia dos EUA (U.S. Department of Energy, [s.d.]), uma microrrede é um sistema de geração localizado, o qual pode operar conectado ou desconectado da rede tradicional (sistema de distribuição) e operar de forma autônoma.

Neste contexto, uma residência que possui um sistema de geração distribuída PV, associado a um banco de baterias, pode ser considerada uma microrrede. A Figura 2 apresenta um esquema de uma microrrede residencial.

Esse sistema, sem um gerenciamento da energia, gera através dos painéis PV e a energia gerada é utilizada para atender a demanda de consumo. Caso a energia gerada seja maior que a demanda, o excesso é armazenado em um banco de baterias para uma utilização posterior, quando o sistema PV não é capaz de suprir toda a demanda. Porém a utilização da energia da bateria pode ser gerenciada e otimizada, afim de diminuir o custo da conta de energia, ou seja, diminuir a energia consumida da concessionária.

Figura 2 – Esquema de uma microrrede residencial



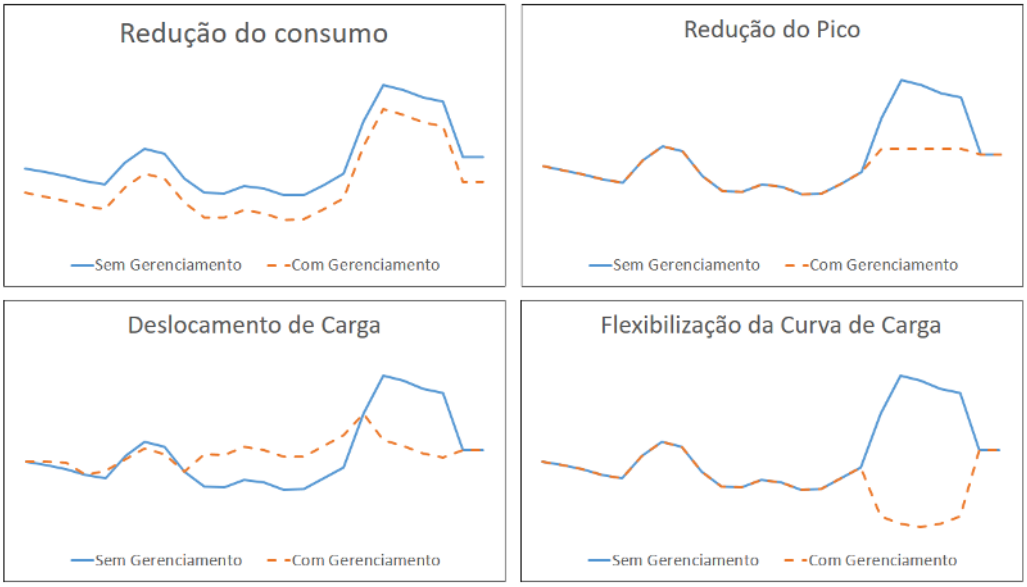
Fonte: Próprio autor

O DSM é o planejamento, a implementação e o monitoramento de atividades designadas para influenciar o consumo de energia, com o propósito de provocar uma mudança na curva de carga da concessionária de energia elétrica (Gellings, 1985).

As técnicas de DSM são de forma a provocar uma mudança na curva de carga (Gellings, 1985), sendo elas: a redução do pico, o preenchimento dos

vales, o deslocamento de carga, a redução estratégica do consumo, o aumento estratégico do consumo e a flexibilização da curva de carga. A Figura 3, apresenta algumas técnicas de DSM.

Figura 3 – Estratégias para DSM



Fonte: Próprio autor

Pode-se observar que as estratégias podem ser utilizadas isoladamente ou em conjuntos de uma ou mais estratégias. Neste presente trabalho, as estratégias adotadas são através de métodos de otimização que realizam o DSM com a finalidade de diminuir os custos relativos ao consumo de energia da concessionária.

É importante observar que a inclusão de geração em uma unidade de consumo muda o conceito tradicional de DSM e coloca um novo ente que é a geração própria alterando a configuração do consumo de energia.

Modelo de otimização

A partir do esquema apresentado na Figura 2, pode-se observar que uma parte da energia consumida pela residência provém da concessionária de

distribuição e outra parte da energia provém do conjunto placa PV e bateria. O objetivo é otimizar o uso da energia provinda da geração PV, ou seja, é minimizar a energia consumida da concessionária de distribuição.

O custo com a energia consumida no período de um dia, discretizado em intervalos de 1 hora, é dado pelo somatório do produto entre a energia consumida da concessionária (Ec_t) e a tarifa no instante t (α_t). Dessa maneira:

$$\sum_{t=1}^{T} Ec_t . \alpha_t \quad (1)$$

onde, T é o horizonte de otimização, para este caso T=24 horas.

Pela lei da conservação de energia do sistema apresentado na Figura 2, tem-se que a demanda de energia da residência é dada pela soma da energia consumida da concessionária (Ec_t) com a energia utilizada do sistema local (Eu_t), sendo o sistema local composto pela geração PV e pela bateria. Matematicamente, tem-se:

$$D_t = Ec_t + Eu_t \quad (2)$$

Ainda pela lei da conservação de energia, a energia da bateria instante t (Eb_t) é dada pela energia da bateria no instante anterior (Eb_{t-1}) somada à sobra de energia, que é dada pela energia da geração PV (Epv_t) menos a energia utilizada do sistema (Eu_t), desta maneira

$$Eb_t = Eb_{t-1} + (Epv_t - Eu_t) \quad (3)$$

Por razões físicas e construtivas, a energia da geração PV e a energia da bateria, possuem limitações. Portanto, estas devem estar entre um valor máximo operativo e um valor mínimo operativo.

$$Epv_{min} \leq Epv_t \leq Epv_{max} \quad (4)$$

$$Eb_{min} \leq Eb_t \leq Eb_{max} \quad (5)$$

O objetivo do problema é maximizar o uso da energia PV, ou seja, é minimizar o custo gasto com energia elétrica, por consequência, faz-se uma otimização do uso da energia consumida da concessionária.

Em problemas de otimização linear, ou programação linear, tem-se como função objetivo encontrar valores ótimos de variáveis de decisão para maximizar ou minimizar uma função objetivo linear, sujeito a um conjunto de restrições lineares de igualdade e/ou desigualdade (Belfiore; Fávero, 2013). Dessa forma, o problema descrito pelas equações (1), (2), (3), (4) e (5), pode ser representado como um modelo de otimização linear.

$$\min \sum_{t=1}^{T} Ec_t . \alpha_t$$

Sujeito a:

$$D_t = Ec_t + Eu_t$$

$$Eb_t = Eb_{t-1} + (Epv_t - Eu_t)$$

$$Epv_{min} \leq Epv_t \leq Epv_{max}$$

$$Eb_{min} \leq Eb_t \leq Eb_{max}$$

Simulação

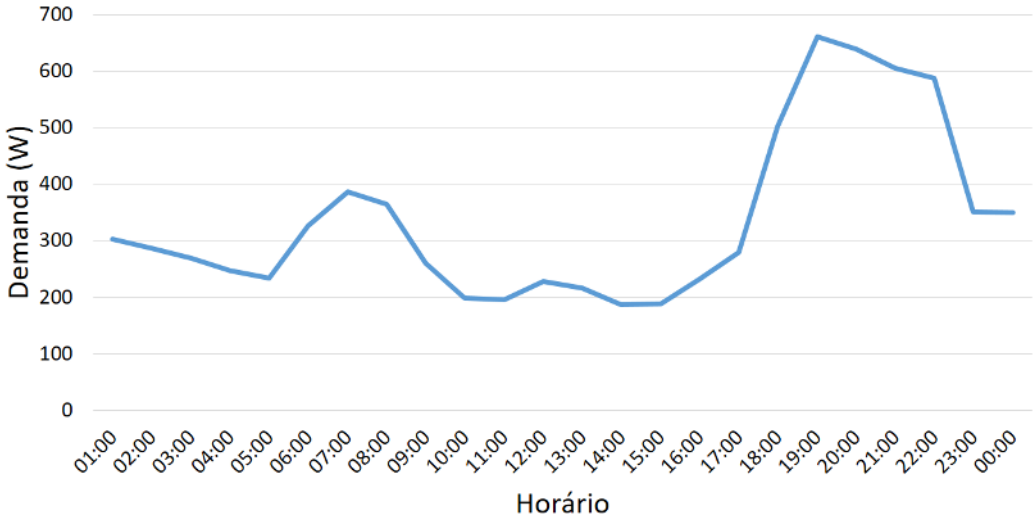
Para se realizar a simulação, foi utilizado um algoritmo computacional desenvolvido no programa *Matlab* que soluciona o problema de otimização de acordo com os dados fornecidos.

Nesta simulação, foi considerado a tarifa branca e a tarifa convencional, conforme discutido nas seções anteriores. Para a demanda diária de energia, foi utilizada uma demanda média no Brasil (PROCEL/ELETROBRAS, [s.d.]), apresentada na Figura 4.

A geração PV foi considerada com base em dados históricos para um sistema de geração localizado na cidade de Itajubá - MG com uma potência instalada de 1kWp e com uma representação aproximada de perdas elétricas na faixa de 10%. Para fins de simulação, foram utilizados os dados relativos ao mês de julho/2014. Os outros meses não foram considerados para simulação, porém este fato não é prejudicial para os resultados, pois como pode ser

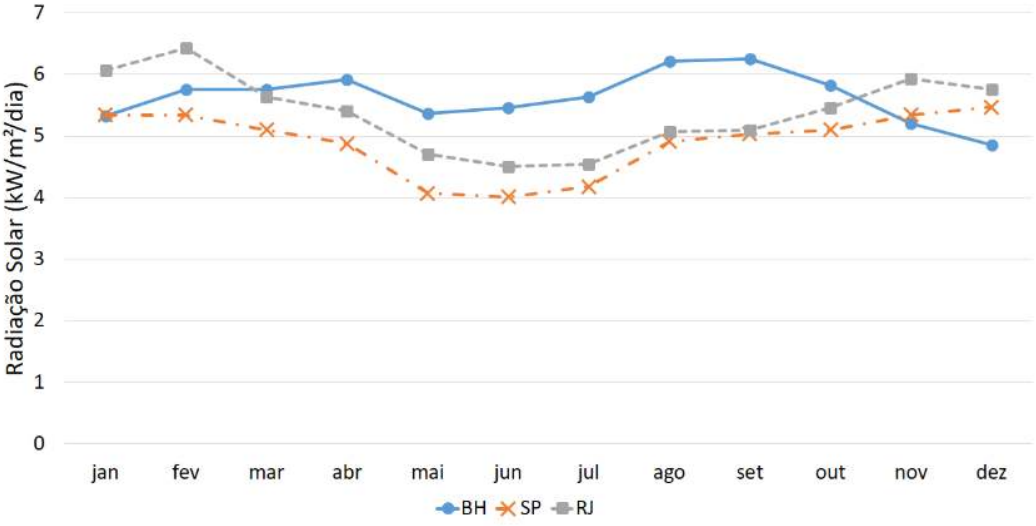
observado na Figura 5 a radiação solar média ao longo do ano, para o estado de Minas Gerais, sofre pouca variação.

Figura 4 – Curva de demanda diária média no Brasil



Fonte: Próprio autor

Figura 5 – Radiação solar anual média



Fonte: Próprio autor

A bateria tem uma diminuição da sua vida útil caso ocorra descargas profundas, e consequentemente um aumento no custo do sistema devido a manutenção (PEREZ, 2015). Para evitar tais descargas, foi considerado na restrição representada pela equação (5) do modelo matemático que a carga mínima da bateria (Eb_{min}) seja 50% da sua carga nominal. A bateria utilizada na simulação possui uma capacidade de 3,6kWh.

Para cada um dos casos que foi simulado, realizou-se uma comparação para três sistemas distintos:

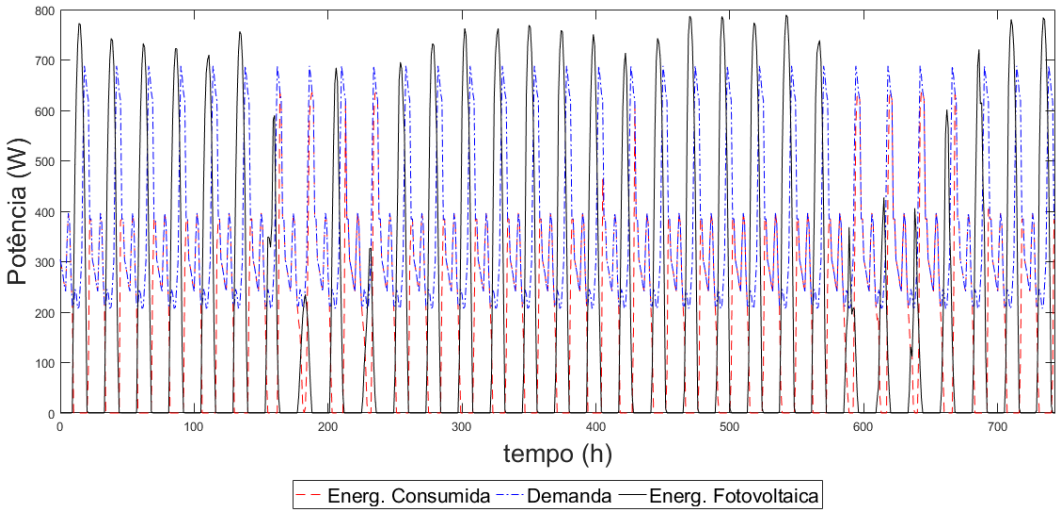
- Sistema com geração PV, com bateria para armazenamento da energia e com um gerenciamento da energia na bateria. Tal sistema é denominado neste trabalho de sistema com armazenamento;
- Sistema com geração PV, porém sem bateria e portanto sem DSM na demanda da instalação para a rede da concessionária, denominado neste trabalho de sistema sem armazenamento;
- Sistema sem a geração PV, denominado neste trabalho de sistema sem PV.

Resultados

Caso 01 - simulação mensal com a "tarifa branca"

Com base nos dados históricos para o mês de julho do ano de 2014, foi realizada a simulação utilizando o sistema de tarifação "tarifa branca". Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 6 e 7.

Figura 6 - Caso 01: Curvas de consumo, demanda e geração PV

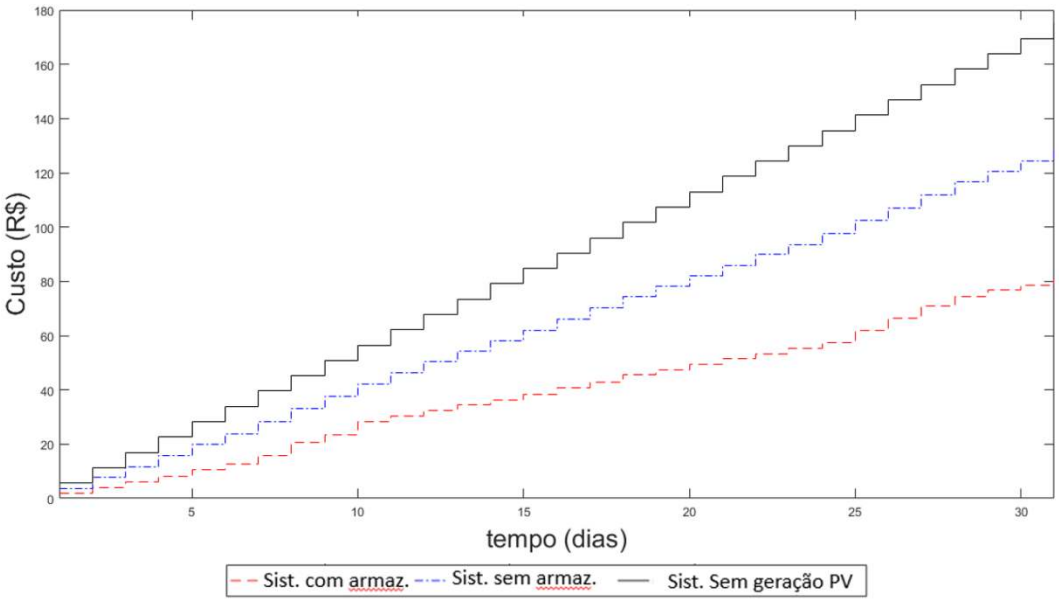


Fonte: Próprio autor

A Figura 6 apresenta a curva de consumo, demanda e geração PV para o mês de Julho/2014. A geração PV apresenta uma variação em alguns dias do mês, mas de uma forma geral manteve-se próxima do seu máximo de geração.

A Figura 7 apresenta o custo acumulado ao longo do mês, comparando-se os três tipos de sistema citados na simulação.

Figura 7 - Caso 01: Custo acumulado em 30 dias



Fonte: Próprio autor

Na Figura 7, pode-se observar que um sistema com armazenamento possui uma economia considerável em relação ao sistema sem armazenamento e também em relação ao sistema sem a geração PV. A Tabela 1 apresenta os valores desses custos ao final do mês.

Tabela 1 – Custo mensal com tarifa branca

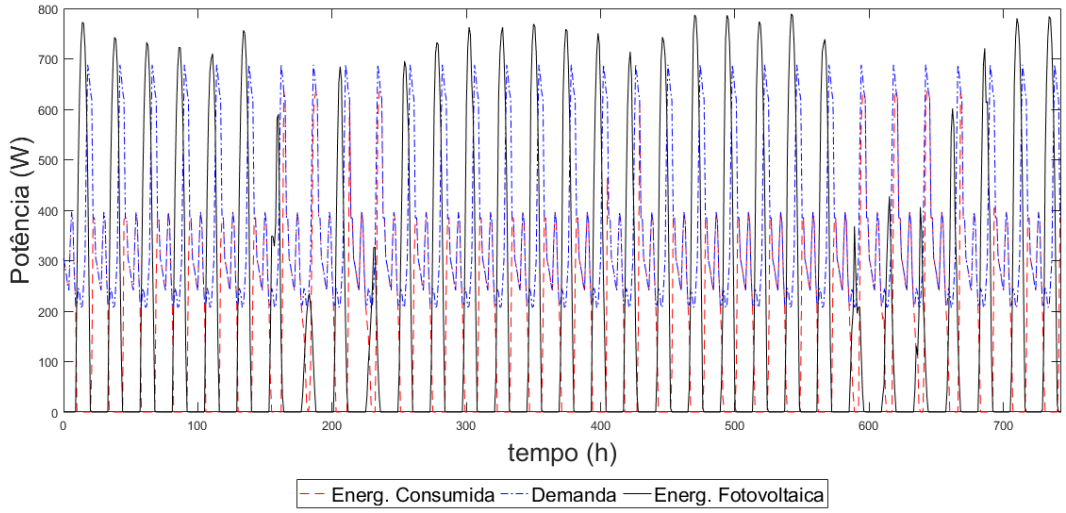
	Sistema com armazenamento	Sistema sem armazenamento	Sistema sem geração PV
Custo (R$)	80,62	128,27	175,15

Pode-se observar que o custo relativo ao consumo de energia na microrrede com armazenamento é cerca de 62,85% do custo da energia na microrrede sem armazenamento e cerca de 46,03% do custo na microrrede sem a geração PV.

Caso 02 - simulação mensal com a tarifa convencional

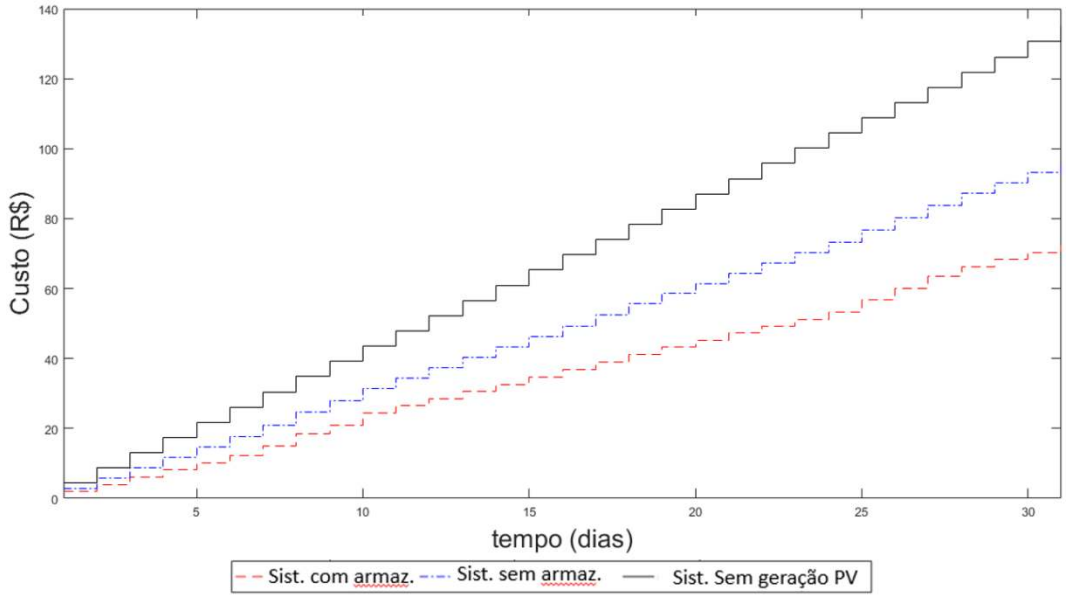
Com base nos dados históricos para o mês de julho do ano de 2014, foi realizado a simulação utilizando o sistema de tarifação convencional. Os resultados obtidos são apresentados pelas Figuras 8 e 9. A Tabela 2 apresenta os valores desses custos ao final do mês.

Figura 8 - Caso 02: Curvas de consumo, demanda e geração PV



Fonte: Próprio autor

Figura 9 - Caso 02: Custo acumulado em 30 dias



Fonte: Próprio autor

Tabela 2 – Custo mensal com tarifa convencional

	Sistema com armazenamento	Sistema sem armazenamento	Sistema sem geração PV
Custo (R$)	72,34	96,12	134,94

Como pode-se observar, o custo relativo ao consumo de energia na microrrede com armazenamento é cerca de 75,26% do custo da energia na microrrede sem armazenamento e cerca de 53,61% do custo na microrrede sem a geração PV.

Análise financeira

Para realizar uma análise financeira do sistema PV proposto nesse trabalho, foi considerado que o tempo de vida útil deste sistema é de 25 anos, porém sabe-se que a vida útil da bateria e do inversor de frequência é de 5 e 10 anos, respectivamente. Para a análise ser a mais coerente possível, foi considerado um fator de proporção de vida útil para a bateria e inversor de frequência, tal fator foi multiplicado seu valor unitário, ou seja, para o horizonte de 5 anos foi considerado a utilização de 5 baterias 2,5 inversores de frequência.

Considerando o fator de proporção da vida útil de cada equipamento, fez-se um levantamento de custo para um sistema com potência de 1kWp,

bateria, controlador de carga e inversor, obtendo um valor de R$ 17.171,00. Para o sistema sem armazenamento, a bateria foi retirada dos cálculos e obteve-se um valor de R$ 10.226,00.

Das Tabelas 1 e 2, pode-se determinar as diferenças de valores entre todos os sistemas e tarifas. As Figuras 10 e 11 apresentam os gráficos com os valores mensais em reais dos sistemas e tarifas, onde um valor positivo significa que o sistema e tarifa é mais econômico quando comparado a outro sistema e tarifa.

Nestes gráficos, a sigla TB representa a tarifa branca e a sigla TC a tarifa convencional. Já as siglas 1, 2 e 3 que sucedem as siglas TB ou TC, representam os sistemas utilizados na comparação, onde o sistema 1 se refere ao sistema com armazenamento, o sistema 2 ao sistema sem armazenamento e o sistema 3 ao sistema sem geração PV.

Como apresentado nas Figuras 10 e 11, somente em seis comparações a tarifa branca é vantajosa para ambos os cenários.

Para realizar uma análise de viabilidade econômica, foi considerado um cenário de partida onde o consumidor não possui geração PV e utiliza a tarifa convencional. A partir daí, o consumidor pode escolher 4 cenários:

1) Instalar o sistema com armazenamento o optar pela tarifa branca;
2) Instalar o sistema sem armazenamento e optar pela tarifa branca;
3) Instalar o sistema com armazenamento e optar pela tarifa convencional;
4) Instalar o sistema sem armazenamento e optar pela tarifa convencional.

Para o cálculo do fluxo de caixa, considerou-se no ano zero o investimento realizado para a instalação dos respectivos sistemas e nos anos seguintes foi acrescentado os valores anuais economizados com energia elétrica. Tais valores foram corrigidos anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (IPCA) anual médio dos últimos 8 anos. A partir dessa análise,

obteve-se os seguintes tempos de retorno do investimento do projeto, apresentados na Tabela 3.

Figura 10 – Gráfico dos sistemas com tarifa branca comparada à outros sistemas e tarifas

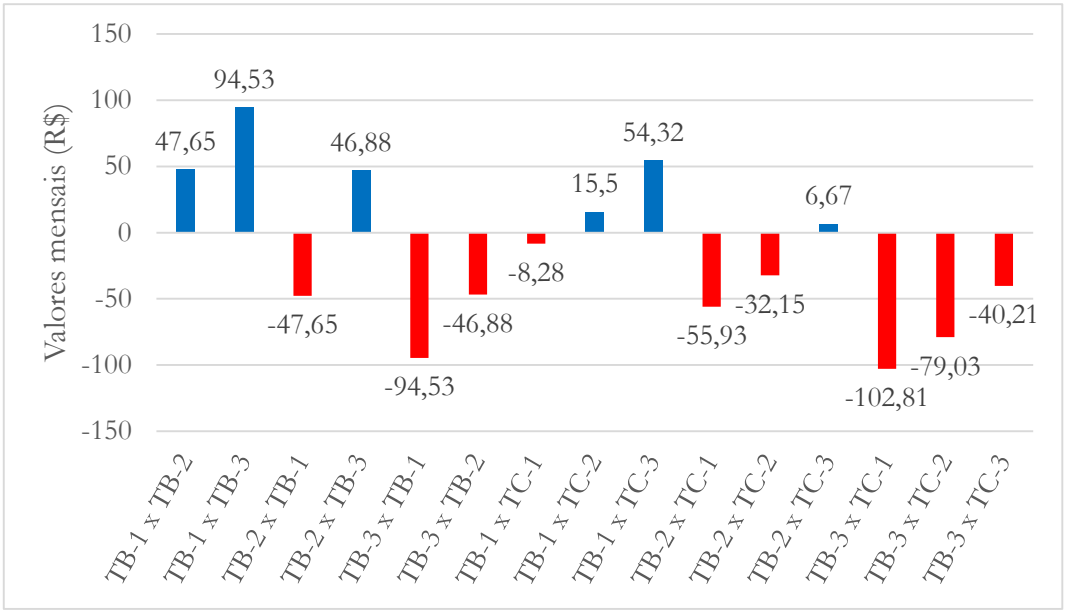


Figura 11 – Gráfico dos sistemas com tarifa convencional comparada à outros sistemas e tarifas

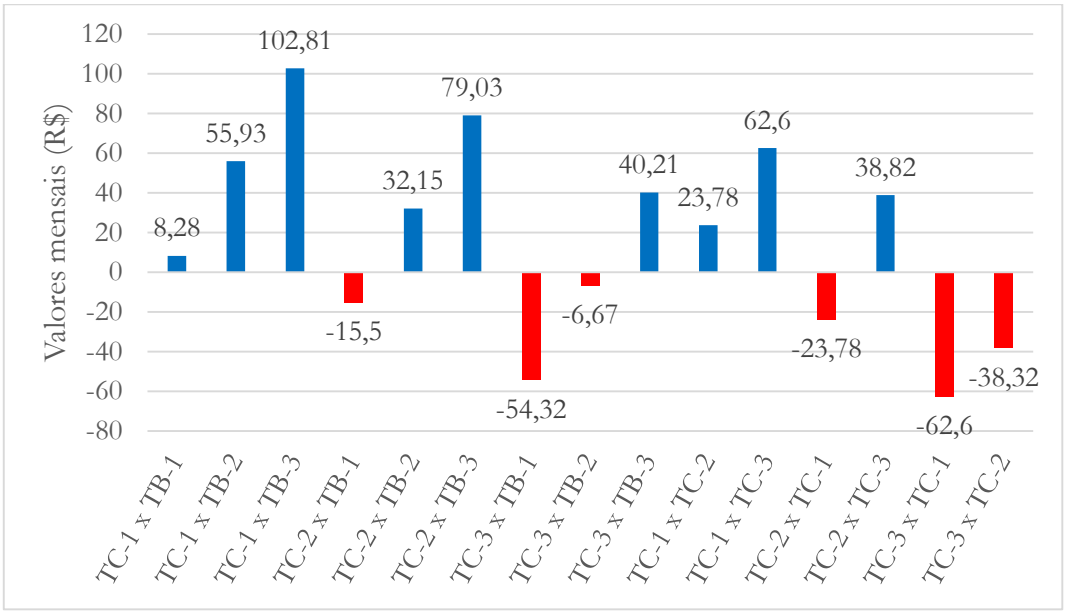


Tabela 3 – tempo de retorno do investimento de cada sistema em relação ao sistema sem geração PV e om a tarifa convencional

	Sistema com armazenamento e tarifa branca	Sistema sem armazenamento e tarifa branca	Sistema com armazenamento e tarifa convencional	Sistema sem armazenamento e tarifa convencional
Tempo de retorno (anos)	16	36	15	15

Da Tabela 3, pode-se observar que se o consumidor optar pelo sistema sem armazenamento e com a tarifa branca, ao final dos 25 anos, o valor investido não será recuperado.

Conclusões

O presente artigo mostrou o estudo do DSM utilizando uma bateria como forma de deslocar o consumo a fim de reduzir o custo mensal de aquisição de energia da concessionária sem provocar uma mudança na rotina do consumidor. Foram comparados os custos e o consumo de energia no mês para dois sistemas de tarifação distintos: uma tarifa "flat" e outra com três postos tarifários. Além disto foram consideradas três configurações de microrrede residencial: com PV e com armazenamento; com PV e sem armazenamento; e, sem PV.

Para ambos os casos com PV, a microrrede com armazenamento mostrou-se obter uma economia considerável em relação às outras configurações.

Com a utilização do sistema com armazenamento apresentado no trabalho, a utilização da tarifa branca não apresentou ser vantajosa, porém esse sistema aliado a uma mudança de hábito, a curva de carga tende a se deslocar mais e consequentemente há um aumento no valor economizado.

O estudo de viabilidade econômica e financeira demonstrou que a instalação de um sistema PV, com e sem armazenamento de energia e utilizando a tarifa convencional, possui um tempo de retorno de investimento de 15 anos, enquanto o a instalação de um sistema PV com armazenamento de energia e utilizando a tarifa branca possui um tempo de retorno de investimento de 16

anos. Apenas o sistema PV sem armazenamento de energia e com tarifa branca, não possui um retorno financeiro do investimento, pois a vida útil do sistema é de 25 anos.

Apesar dos tempos de retorno de investimento serem altos, esses números tendem a diminuir, pois com o avanço da tecnologia e com a popularização da utilização de sistemas PV, o preço de instalação tende a diminuir nos próximos anos (Messenger; Abtahi, 2017).

Se o consumidor apresentar uma curva de carga muito diferente da apresentada neste trabalho, um novo estudo de viabilidade econômica deve ser realizado a fim de verificar qual sistema e tarifa são mais adequados a este consumidor. A mesma coisa irá ocorrer para consumidores de regiões diferentes, pois diferentes regiões são atendidas por diferentes concessionárias de distribuição e consequentemente as tarifas podem ser diferentes.

Para trabalhos futuros, sugere-se uma análise financeira mais profunda e detalhada, considerando o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR).

Referências

ANEEL. **Banco de Informações de Geração: BIG**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>. Acesso em: 2 nov. 2016a.

ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 7 nov. 2016b.

ASARE-BEDIAKO, B.; RIBEIRO, P. F.; KLING, W. L. Integrated energy optimization with smart home energy management systems. **3rd Innovative Smart Grid Tech. Europe**, 2012.

BELFIORE, P.; FÁVERO, L. P. **Pesquisa operacional para cursos de engenharia**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

CHEN, C. et al. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. **IET Renewable Power Generation**, v. 5, n. 3, p. 258, 2011.

EPE. **Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta**. p. 25, 2015.

GELLINGS, C. W. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

Hongxia, Z.; Yuqing, T.; Deying, C. Application of solar photovoltaic generation in the world. **MATEC Web Conference**, v. 108, 2017

INEE. **O que é geração distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 2 nov. 2016.

KIM, B.; LAVROVA, O. Two hierarchy (home and local) smart grid optimization by using demand response scheduling. **Innovative Smart Grid Technologies Latin America**, 2013.

PEREZ, F. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

PROCEL/ELETROBRAS. **Sistema de Informações de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo**. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/Sinpha/Home.asp>.

PROCEL/ELETROBRAS. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. p. 56, 2011.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **The Role of Microgrids in Helping to Advance the Nation's Energy System**. 2016.

VANOUNI, M.; LU, N. Improving the centralized control of thermostatically controlled appliances by obtaining the right information. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 2, p. 946–948, 2015.