

Impact of the Photovoltaic Power Generation on the White Hourly Residential Units

Vaz, Émerson Feix*. Farret, Felix Alberto.**

* Federal University of Santa Maria, Brazil (e-mail: feixvaz@hotmail.com).

** Federal University of Santa Maria, Brazil (e-mail: fafarret@gmail.com)

Abstract: Currently, Brazil has supplied around 1.34% of all its electricity generation from photovoltaic energy. It is expected that by 2024 this value is doubled. Due to the significant increase in the number of photovoltaic generators connected to the grid, the Brazilian Agency of Electrical Energy (ANEEL) presented the new Brazilian tariff model – White Tariff - in the year 2016. This new power management system model is based on the pillars of smart grids. Therefore, with the great growth prospects of photovoltaic energy and the new tariff model, this article is based on a sample residence ranging from 301 up to 500 kWh comparing with the conventional tariff. This model of energy consumption did not take into account the change in habits of the energy consumption. That shows the consequences of using two tariffs for low voltage would have in for consumers. The result is an approximate 16% increase in the monthly cost of energy, or a 16% growth in photovoltaic generation, or in the photovoltaic generation, if the current consumption pattern is maintained.

Resumo: Atualmente o Brasil possui em torno de 1,34% de toda sua geração de energia elétrica proveniente da energia fotovoltaica, com perspectivas de que até 2024 este percentual dobre. O aumento expressivo de geradores fotovoltaicos conectados à rede no Brasil fez com que a Aneel apresentasse um novo modelo tarifário brasileiro – Tarifa Branca – no ano de 2016. Este novo modelo de gerenciamento do sistema elétrico de potência é baseado nos pilares das *smart grids*. Portanto, com as grandes perspectivas de crescimento ainda maior da energia fotovoltaica e o novo modelo tarifário, este artigo mostra o impacto da Geração Distribuída na Tarifa Branca em uma residência com consumo típico na faixa de 301 a 500 kWh comparando-a com à tarifa convencional. Nesta análise do consumo de energia não se levou em conta a mudança nos hábitos de consumo de energia, mas procura-se mostrar as consequências que as duas tarifas para baixa tensão teriam para o consumidor final usando Geração Distribuída. O resultado foi um incremento aproximado de 16% no custo mensal da energia, ou um crescimento de 16% na geração fotovoltaica, caso se mantenha o atual padrão de consumo.

Keywords: Photovoltaic; Distributed generation; White tariff; Conventional tariff; Comparison.

Palavras-chaves: Fotovoltaica; Geração distribuída; Tarifa branca; Tarifa convencional; Comparação.

1. INTRODUÇÃO

Com o avanço das modernas tecnologias dos medidores inteligentes – *smart meters* –, tem ocorrido uma adesão de forma exponencial para estes tipos de medidores nos países mais desenvolvidos motivados pela ampla gama de dados possíveis de serem analisados. No Brasil essa tecnologia está começando a se solidificar tecnologicamente. Com a utilização dos *smart meters*, as distribuidoras de energia podem ter acesso remoto aos dados de um ramal de entrada de energia em uma unidade consumidora. Desta forma, o Brasil está se encaminhando rapidamente para o emprego das redes inteligentes – *smart grids* (Di Santo et al. 2015).

Com a utilização da tecnologia dos *smart meters* o controle do fluxo de energia do consumo e da injeção na rede pública tornam-se instantâneos. As informações bidirecionais são disponíveis diretamente ao consumidor e ao fornecedor em tempo real (Di Santo et al. 2015).

A Aneel disponibilizou no Brasil um novo modelo tarifário para consumidores de baixa tensão - Tarifa Branca – em

2016. Após a apresentação desta nova tarifa surgiram diversas dúvidas com relação as vantagens e as desvantagens que este modelo tarifário traria aos consumidores e, em especial, aos que possuem um sistema de geração distribuída, especialmente o gerador fotovoltaico.

Estima-se que, entre 2019 e 2024 haja uma expectativa de crescimento de 848% no número de geradores fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, com isso dobrando a capacidade de geração (Carstens, Cunha 2019). Atualmente, o Brasil conta com cerca de 1,34% de geração fotovoltaica em toda a capacidade instalada - kW - no país (ANEEL. 2019c).

Em meio à expansão da geração distribuída, principalmente da energia fotovoltaica, a ANEEL publicou no ano de 2016 a Resolução Normativa de nº 733 que estabeleceu as condições de aplicação da nova tarifa brasileira – Tarifa Branca (ANEEL. 2016). Esse modelo tarifário entrou em operação no ano de 2018 para consumidores de baixa tensão que, assim, optarem.

O objetivo principal deste artigo é discutir algumas das consequências da aplicação do novo modelo tarifário para os consumidores com geração distribuída. Primeiramente são apresentados os diferentes modelos de tarifas internacionais e nacionais para baixa tensão. No segundo momento é realizada: simulação de uma geração fotovoltaica e a análise do impacto da tarifa para o modelo de consumo de energia elétrica para uma determinada faixa deste consumo com a tarifa convencional e horária branca. Por fim, apresenta-se uma análise para os dois sistemas e uma avaliação dos resultados encontrados.

Para a realização das análises desse trabalho foram utilizados os seguintes softwares: Excel, Engineering Equation Solver (EES), Radasol 2 e System Advisor Model (SAM).

2. MODELOS TARIFÁRIOS

Mundialmente, existem diversos modelos tarifários de energia para baixa tensão. Entre os principais destaca-se: *Time-of-Use*, *Critical Peak Pricing* e *Real Time Pricing*. Atualmente, o Brasil possui apenas duas modalidades tarifárias para baixa tensão: a Convencional Monômnia e a Horária Branca.

2.1 Time-of-use - TOU

O modelo tarifário horário *Time-of-Use* é utilizado em diversos países. Neste modelo, a tarifa de energia classifica-se em horário e dia diferindo conforme os períodos de maior e de menor carregamento do sistema elétrico. Os horários e os dias da tarifa são pré-fixados e possuem valores diferenciados (Energy & EE. 2006). A Fig. 1 ilustra este modelo.

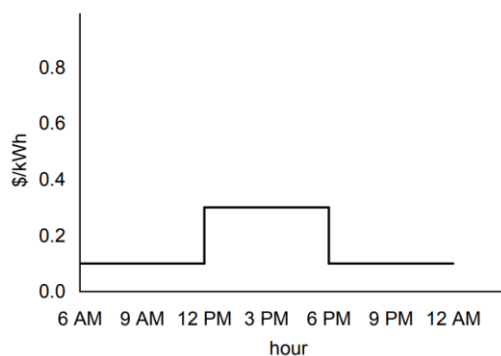


Fig. 1. Tarifa *Time-of-Use*

2.2 Critical Peak Pricing

O *Critical Peak Pricing* é a combinação de um período de tempo com uma elevada tarifa previamente fixada. Desta forma, torna-se economicamente inviável o uso de grandes quantidades de energia em tal período crítico como pode ser observado na Fig. 2. O período em que ocorrem os momentos críticos não têm data fixa e ocorrem poucas vezes ao ano, conforme a necessidade do sistema elétrico de potência (Energy & EE. 2006).

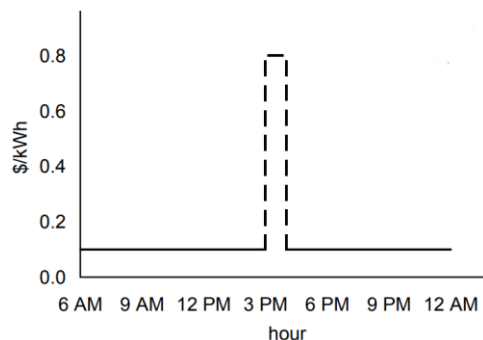


Fig. 2. Tarifa *Critical Peak Pricing*

2.3 Real Time Pricing

O modelo tarifário *Real Time Pricing* é caracterizado pela passagem quase instantânea dos custos de operação e geração da energia pela variação da tarifa, que pode ocorrer diariamente ou até mesmo a cada hora do dia (Energy & EE. 2006). A Fig. 3 expõe o modelo.

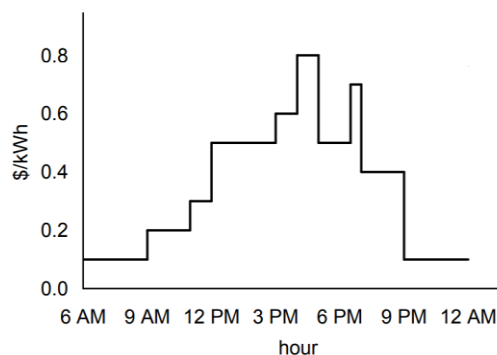


Fig. 3. Tarifa *Real Time Pricing*

2.4 Tarifa Convencional Monômnia

A tarifa convencional monômnia possui apenas dois custos previamente fixos e constantes: a tarifa de energia – TE – e a tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD, conforme pode ser observado na Fig. 4. Tal modalidade é ofertada aos consumidores do Grupo B, ou seja, tensão igual ou inferior a 2,3 kV, ou consumidores do Grupo A com tarifação do Grupo B (ANEEL 2010).

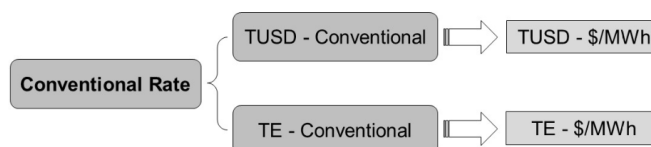


Fig. 4. Composição da Tarifa Convencional

2.5 Tarifa Horária Branca

A tarifa horária branca muito se assemelha à tarifa *Time-of-Use* e, assim como a tarifa convencional, é ofertada somente aos consumidores do Grupo B, ou consumidores do Grupo A com tarifação do Grupo B. A tarifa branca teve sua aplicação regulada em 2016 através da Resolução Normativa nº 733,

seguindo um cronograma de acesso à tarifa branca. Desde 01 de janeiro de 2020 todas as unidades de baixa tensão poderão solicitar esta modalidade tarifária (exceto o subgrupo B4, baixa renda-B1 e as com pré-pagamento) (ANEEL 2016).

A tarifa branca consiste na variação previamente estabelecida do valor da energia conforme o horário de consumo. Existem três postos tarifários: ponta, intermediária e fora de ponta. Com isso, buscou-se incentivar o consumo de energia em horários não críticos para o Sistema Elétrico de Potência (SEP) - períodos fora de ponta. Por este motivo o período de ponta tem custo maior para o consumidor, pois é o período de maior demanda do SEP. Já o posto intermediário foi criado para evitar o deslocamento imediato das cargas conectadas à rede do horário de pico para suas adjacências (dos Santos 2014), conforme pode ser observado na Fig. 5 (Cunha, 2018).

A estrutura tarifária para a Tarifa Horária Branca consiste no somatório de duas tarifas, a TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição) e a TE (Tarifa de Energia), as quais variam conforme os postos tarifários como mostrado na Fig. 6. A Fig. 5 mostra a variável “Kz”, que é uma porcentagem do valor da TUSD da tarifa monômnia convencional, sempre inferior a unidade (Figueiró et al. 2012).

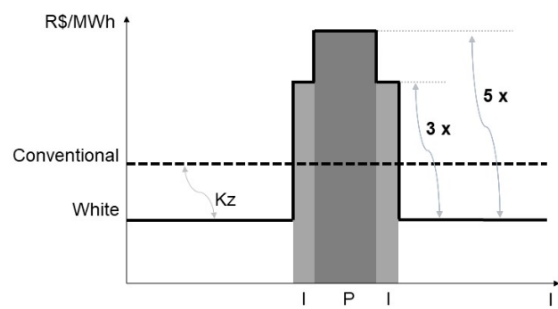


Fig. 5. Modalidade tarifária convencional e horária branca

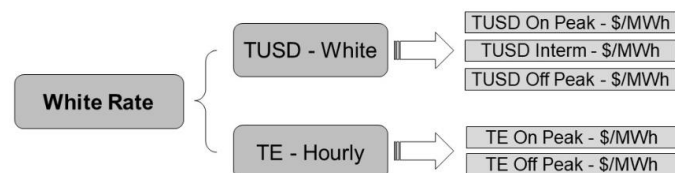


Fig. 6. Composição da Tarifa Branca

3. ENERGIA FOTOVOLTAICA

O gerador fotovoltaico conectado à rede é uma forma de geração descentralizada. Este gerador pode produzir energia no próprio centro de consumo utilizando a radiação solar para sua transformação em energia elétrica. O sistema fotovoltaico conectado à rede é dimensionado conforme a necessidade ou solicitação do consumidor.

A geração de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede pública tem como principal característica a inserção da energia elétrica gerada na rede da distribuidora de energia local. Ela atua de forma paralela com a rede da distribuidora, ou seja, toda a energia que for produzida em excesso pelo gerador fotovoltaico é injetada na rede elétrica da distribuidora. Neste sistema não existe nenhum dispositivo de

armazenamento de energia. Portanto, o excesso da energia produzida será injetado na própria rede de distribuição.

3.1 Consumo Médio Residencial

Para quantificar a geração fotovoltaica é necessário quantificar primeiro a geração distribuída necessária para atender o padrão do consumidor. O perfil diário de consumo dos dias úteis e dos demais dias (sábados, domingos e feriados nacionais) foram baseados em (dos Santos, 2014). Ela refere-se aos consumidores dentro da faixa de consumo de 301 kWh até 500 kWh mensal, conforme é mostrado nas Figuras 7 e 8, respectivamente.

Efetuada a leitura das informações contidas para a faixa de consumidores das Figuras 7 e 8 chegou-se ao consumo médio mensal de 367,5 kWh. Esse consumo médio foi utilizado para dimensionamento do gerador fotovoltaico.

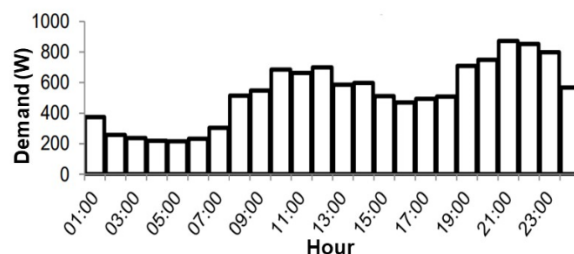


Fig. 7. Perfil de demanda dos dias úteis

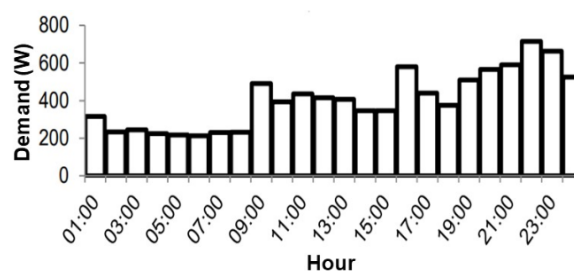


Fig. 8. Perfil de demanda de sábados, domingos e feriados nacionais

3.2 Gerador Fotovoltaico

A partir da definição do consumo médio mensal de uma unidade consumidora é possível fazer-se o dimensionamento do gerador fotovoltaico conectado à rede. Ele pode atender todo o consumo da residência – 100%. É importante destacar que quando o consumo líquido da unidade residencial for menor que 30 kWh (monofásico) a unidade deverá pagar o custo de disponibilidade de energia elétrica da distribuidora, O custo de disponibilidade é baseada na tarifa convencional, independentemente da unidade consumidora estar utilizando a tarifa horária branca (ANEEL, 2016).

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico neste artigo foi considerada a incidência solar no município de Santa Maria – RS utilizando o Software RadiaSol 2 (LABSOL 2017). Com ele pode-se extrair dados em relação a radiação solar em determinados pontos do território brasileiro e serve como um software de apoio aos projetistas de sistemas fotovoltaicos.

Conforme o Software RadiaSol 2, os dados da radiação solar diária média mensal (kW/m²) em Santa Maria - RS na inclinação de maior média anual em 22° no sentido Norte é de 4,75 kW/m², conforme a Tabela 1.

O consumo médio diário de energia da edificação (1) é utilizado para a estimativa de potência (kWp) dos painéis fotovoltaicos (2), assumindo as horas de sol pleno da localidade.

$$MD = \frac{MM}{30} \quad (1)$$

$$P_{ger} = \frac{MD \times TG}{HSP} \quad (2)$$

onde:

MD = Consumo médio de energia diário;

MM = Média mensal;

HSP = Horas de sol pleno;

TG = Taxa de geração;

P_{ger} = Potência máxima do gerador fotovoltaico.

Tabela 1. Radiação em Santa Maria – RS

Mês	Radiação Global	Maior média anual 22° N
Janeiro	6.31	6.10
Fevereiro	5.56	5.65
Março	4.82	5.31
Abril	3.56	4.23
Mai	2.90	3.76
Junho	2.29	3.02
Julho	2.51	3.29
Agosto	3.18	3.90
Setembro	3.97	4.53
Outubro	4.98	5.27
Novembro	6.00	5.95
Dezembro	6.41	6.08
Total	4.37	4.75

Conforme (Cresesb 2014), deve-se considerar um desempenho de 70% a 80% para a geração fotovoltaica de tal forma a se determinar a potência necessária (3) e posteriormente, quantificar o número de módulos fotovoltaicos.

$$P_{pf} = \frac{P_{ger}}{\eta} \quad (3)$$

onde:

P_{pf} = Potência do gerador fotovoltaico;

P_{ger} = Potência máxima do gerador fotovoltaico;

η = Rendimento do sistema de geração fotovoltaica.

Considerando um rendimento de 80% no gerador fotovoltaico, obtém-se um valor aproximado de 3,25 kWp de potência para o atendimento anual de 100% da unidade consumidora assim dimensionada.

3.3 Tarifa Convencional Monômnia com Gerador Fotovoltaico

Este estudo foi realizado para a cidade de Santa Maria – RS, onde a concessionária de energia responsável estabeleceu os seguintes horários para os diferentes postos tarifários: Fora ponta: 22:00 as 16:59 horas; Intermediária: 17:00 as 17:59 horas e 21:00 as 21:59 horas; e Ponta: 18:00 as 20:59 horas.

Para a definição da potência do gerador fotovoltaico obtida na Seção B acima, a radiação solar utilizada para o dimensionamento é a média anual no município de Santa Maria – RS para a angulação de 22° direcionado ao Norte, como mostra na Fig. 9.

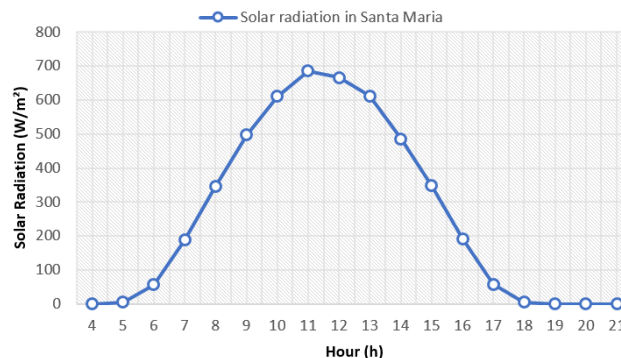


Fig. 9. Radiação média anual no município de Santa Maria/RS

A Fig. 10 registra a geração fotovoltaica média diária e a carga típica de demanda para a faixa entre 301 kWh e 500 kWh de consumo mensal. A curva em “azul” da Fig. 11 se refere à média anual da energia convertida pelo gerador fotovoltaico com o ápice de geração entre 11 e 12 horas. Nota-se que a geração média anual começa por volta das 05h00 e se estende até às 18h00.

As Figuras 10 e 11 referem-se ao consumo médio da residência em dias úteis e não úteis. Nota-se que as colunas não apresentam cores diferenciadas, pois a relação de proporcionalidade é unitária.

As colunas de dados da Fig. 10 referem-se ao consumo médio das residências em dias úteis, onde a curva representando o período em “verde” compreende o posto fora de ponta na tarifa branca, em “amarelo” o posto intermediário e em “vermelho” o posto de ponta. A Fig. 11 não apresenta variação de coloração nas colunas, pois se refere aos sábados, domingos e feriados nacionais. Nesses dias a tarifa branca não possui postos tarifários diferentes do fora de ponta.

Para a construção das Figuras 10 e 11 considerou-se somente o consumo de energia e a geração fotovoltaica. Desta forma, a geração se complementa em 100% do consumo desconsiderando os postos tarifários numa análise com a tarifa convencional monômnia.

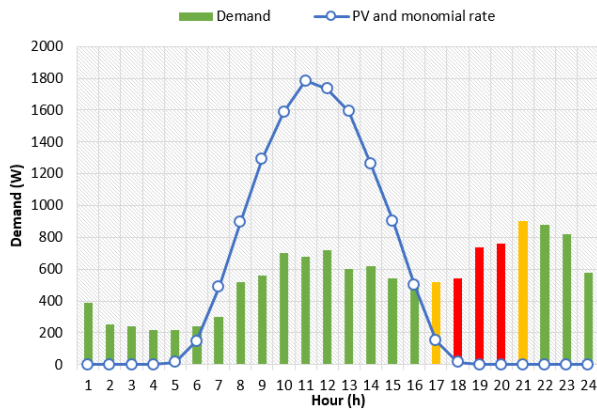


Fig. 10. Demanda típica da residência e do gerador fotovoltaico em dias úteis

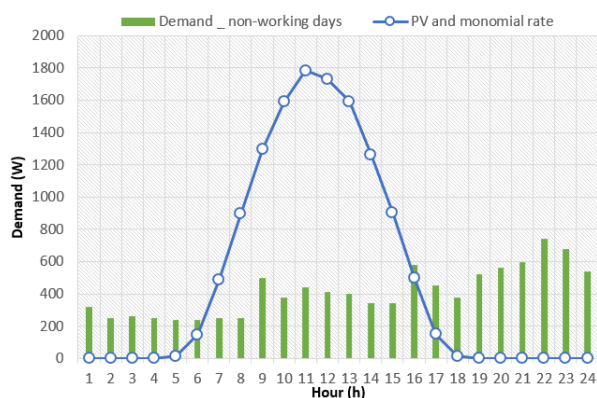


Fig. 11. Demanda típica da residência e do gerador fotovoltaico em dias não úteis

4. COMPARAÇÃO DA TARIFA CONVENCIONAL MONÔMIA E TARIFA HORÁRIA BRANCA COM GD

A geração fotovoltaica é uma GD regada pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012). Desse modo, para a utilização da compensação de energia deve ser observado a relação entre o posto tarifário da geração e o posto tarifário do consumo. O Art. 7º, Inciso III faz referência a essa situação:

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (ANEEL 2015).

Para a utilização do sistema de compensação de energia das GD deve-se obedecer a relação entre as tarifas de energia nos diferentes postos de tarifação onde será utilizada a energia excedente (ANEEL 2019a). Utilizando o fator de ajuste do posto fora ponta com os postos intermediários e de ponta, utiliza-se essa relação, pois fora da ponta é o posto tarifário que concentra a maior geração fotovoltaica. Utiliza-se (4) para encontrar o fator de ajuste.

$$FA = \frac{PE}{PC} \quad (4)$$

onde:

FA = Fator de ajuste;

PE = Posto com excedente;

PC = Posto compensado.

Os dados tarifários usados neste estudo foram publicados pela ANEEL e estão mostrados na Tabela 2 com os valores das tarifas para consumidores residenciais em baixa tensão (ANEEL 2019,b).

Tabela 2 - Valores tarifas – Baixa tensão B1

	Tarifa Monômia	Tarifa Branca		
		Ponta	Interm.	Fora Ponta
TUSD + TE	0,56	0,994	0,639	0,454
Fator de Ajuste	_	0,456	0,71	1

Na Tabela 2, observa-se a relação entre os custos totais dos diferentes postos tarifários da tarifa branca. A relação tem como base o posto fora ponta, pois nesse período ocorre a maior geração fotovoltaica. Desta forma, cada 1 kWh produzido no período fora ponta equivale a 0,71 kWh consumido no período intermediário e apenas 0,456 kWh consumido no período de ponta. Ou seja, deve-se produzir mais energia para a utilização em outros postos tarifários.

Utilizando a relação de custo entre postos tarifários da Tabela 2 chega-se a Fig. 12, onde a curva em “azul” manteve a mesma da relação anterior. Porém, as colunas do posto intermediário e de ponta tiveram a sua variação, período de colunas em “cinza”, observando a relação do custo da energia de fora ponta com a intermediária e de ponta.

Os incrementos da demanda de energia representados na Fig. 12 foram realizados observando a geração de energia nos próprios postos tarifários. Ou seja, a energia gerada pela GD nos períodos intermediário e de ponta foram descontadas unitariamente nessa relação conforme (5) e exposto na Tabela 3. Ou seja, deve-se produzir mais energia em um período de posto fora ponta para compensar os outros postos tarifários.

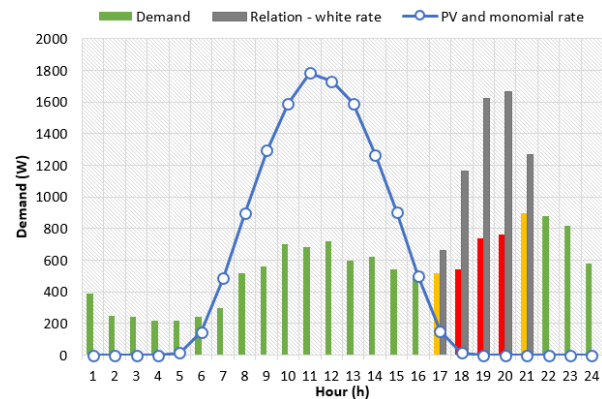


Fig. 12. Demanda típica da residência observando a relação de custo entre postos e do gerador fotovoltaico em dias úteis

$$DRC = G_{pv} + \frac{Cr}{FA} \quad (5)$$

onde:

DRC = Demanda dos dias úteis com relação de custo;

G_{pv} = Geração do gerador fotovoltaico no posto;

Cr = Demanda restante;

FA = Fator de ajuste.

A Fig. 13 representa a demanda de energia e a geração fotovoltaica nos sábados, domingos e feriados. Não existem diferenças nesses períodos com a tarifa monômnia. Ou seja, nesses períodos a compensação energética é unitária, não há relação de custo entre postos tarifários.

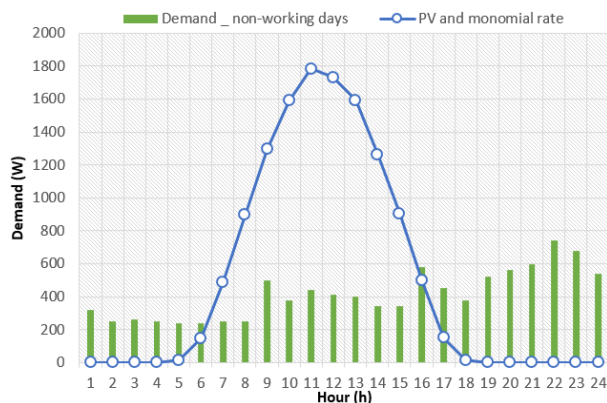


Fig. 13. Demanda típica da residência, já observada a relação de custo entre postos, e do gerador fotovoltaico em dias não úteis.

É relevante informar que neste artigo não foi levado em consideração custos adicionais como: taxas e impostos federais, estaduais e municipais por estes dependerem de época e de política local. Para a geração fotovoltaica atender 100% da demanda de energia com tarifa monômnia foi usado um gerador de potência de 3,25 kWp. Considerou-se então a tarifa binômnia para a compensação de 100% da energia mensal, chegando-se a um gerador de no mínimo 3,8kWp. Antes da relação de incremento da tarifa branca o consumo mensal era de 367,5 kW/h e após o incremento de relação entre postos ficou em 429,81 kW/h.

Na determinação da potência do gerador levou-se em consideração a permanência da demanda de energia da unidade consumidora. Na Fig. 14 podem ser observadas as duas curvas características dos dois geradores. A curva em “azul” é o gerador de potência de 3,25 kWp e a curva em “vermelho” é a do gerador de potência de 3,8 kWp.

A nova curva de geração fotovoltaica levou em consideração os dias úteis e os dias não úteis (sábados, domingos e feriados) para os diferentes valores de compensação nos postos tarifários. Com eles chegou-se à conclusão que caso esta unidade consumidora opte pela tarifa branca com GD e mantenha seu modo de consumo habitual ela deveria incrementar sua GD em cerca de 17%, isso somente para zerar os custos com consumo de energia elétrica.

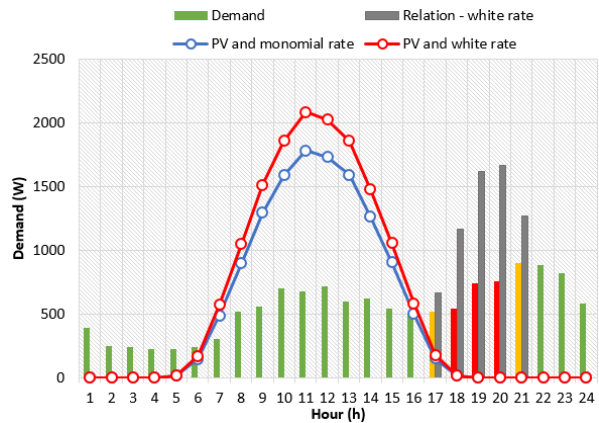


Fig. 14. Comparação entre demandas da: residência, gerador fotovoltaico na tarifa monômnia e gerador fotovoltaico na tarifa horária branca.

Tabela 3 - Perfil de demanda com a relação de custo

Horário	Demanda - W		
	Dias úteis	Dias úteis com relação	Demais dias
1	390	390	320
2	250	250	250
3	240	240	260
4	220	220	250
5	220	220	240
6	240	240	240
7	300	300	250
8	520	520	250
9	560	560	500
10	700	700	380
11	680	680	440
12	720	720	410
13	600	600	400
14	620	620	340
15	540	540	340
16	500	500	580
17	520	662	450
18	540	1166	380
19	740	1623	520
20	760	1667	560
21	900	1268	600
22	880	880	740
23	820	820	680
24	580	580	540

5. CONCLUSÃO

Com os estudos realizados para este artigo conclui-se que sem as mudanças de hábitos em relação as curvas características de demanda de uma edificação, uma GD com tarifa branca não apresenta um mesmo retorno de investimento caso fosse utilizada a tarifa convencional para zerar os custos energéticos. Para isto teria que elevar o período de retorno do capital investido no empreendimento. Caso futuramente haja uma obrigatoriedade para as

edificações com GD e em baixa tensão possuem como padrão a tarifa branca novos estudos deverão ser realizados. Tais estudos podem concentrar-se na redução do tempo de retorno do capital investido e até mesmo na cooperação entre tipos distintos de GD, formação de cooperativas ou uso de sistemas de armazenamento de energia, por exemplo, baterias ou hidrogênio.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2012) Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2016) Resolução normativa nº 733, de 06 de setembro de 2016. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2019a) Compensação de créditos em sistemas fotovoltaicos com a bandeira branca. Available: <http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Item/displayifs.aspx?List=0c839f31-47d7-4485-ab65-ab0cee9cf8fe&ID=557545&Web=88cc5f44-8cfe-4964-8ff4-376b5ebb3bef>.
- Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). (2019b) Ranking das tarifas. Disponível: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>.
- Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). (2019c) Matriz de Energia Elétrica. Available: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Ope racaoCapacidadeOperaca.cfm>
- Carstens, D. D. S. and da Cunha, S. K. (2019). "Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil", Elsevier: Energy Policy, vol. 125, pp 396-404.
- Cunha, P. P. (2018) "Estimação espacial da migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica", Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista – UNESP – Campus de Ilha Solteira. Ilha Solteira, SP, Brazil.
- Di Santo, K. G., Kanashiro, E., Di Santo, S. G. and Saidel, M. A. (2015) "A review on smart grids and experiences in Brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1072-1082.
- dos Santos, L. L. C. (2014) "Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão", Dissertação de mestrado, Programa de Pós-graduação em engenharia elétrica, Santa Maria, Brazil.
- Energy & Environmental Economics. (2006). A Survey of Time-Of-Use (TOU) Pricing and Demand-Response (DR) Programs. 353 Sacramento Street, Suite 1700. Available: <http://www.smartem.eu/wp-content/uploads/2011/05/E3-Survey-of-Dynamic-Pricing-Programs-Jun-2006.pdf>.
- Figueiró, I. C., Canha, L. N., Abaide, A. R., Neto, N. K. and Bernardon, D. P. (2012) "Smart Grid and the low voltage consumer behavior facing the dynamic energy rates in the Brazil," in *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 4-7.
- Figueiró, I. C., Abaide, A. R., Bernardon, D. P. and Neto, N. K. (2013) "Smart grid and impact analysis of the application hourly rate for residential consumers using the Monte Carlo method," in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 13-17.
- Programa Radiasol (2012). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Laboratório de Energia Solar.