



FATOR DE SIMULTANEIDADE EM RESIDÊNCIAS COM USINA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE VIÇOSA - MG

EDUARDO C. CLARK¹

¹ Graduando em Bacharelado em Engenharia Elétrica - Departamento de Engenharia Elétrica Universidade Federal de Viçosa - Av. P. H. Rolfs, s/n, Campus UFV, CEP: 36570-000, Viçosa, MG, Brasil

Resumo — O setor de energia solar, no Brasil, cresceu na última década. Em 2022, houve um grande impacto no setor após a aprovação da lei 14.300. A partir de 2023, as concessionárias iniciaram a cobrança do fio B, que gerou grandes incertezas e trouxe inúmeras discussões a respeito do futuro da energia solar no país. Em meio a esse cenário, o termo fator de simultaneidade ganhou grande relevância, uma vez que o entendimento desse fator, possibilita compreender e estimar o efeito da taxaço do fio B em unidades consumidoras pertencentes ao grupo B. Essas unidades podem ser divididas em três situações distintas: as que possuem geração distribuída, as que pretendem aumentar o sistema instalado ou as que desejam adquirir uma usina fotovoltaica. Desse modo, este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo que forneça o fator de simultaneidade em unidades residenciais na cidade de Viçosa-MG, a partir da análise da curva de geração de uma usina de energia solar fotovoltaica instalada na mesma cidade confrontada com as curvas de carga disponibilizadas pela concessionária Cemig.

Palavras Chave — Fator de Simultaneidade, Perfil de Geração, Perfil de Carga, Energia Solar Fotovoltaica.

1 – Introdução

A energia solar fotovoltaica, no Brasil, iniciou-se em 2012 a partir da aprovação da NR 482/2012, a qual permitiu a conexão da geração distribuída na rede elétrica. O consumidor que produz sua própria energia passa a ser chamado de prosumidor (Toffler, 1980). Este termo é muito utilizado no mercado onde o consumidor é capaz de modificar seus hábitos de consumo.

Nos últimos anos, o Governo Federal e os Governos Estaduais impulsionaram o crescimento desse setor por meio de isenção de impostos de importação, ICMS, além de taxas de juros baixas nos financiamentos realizados pelo BNDES. Desse modo, a energia solar fotovoltaica cresceu na última década, esse crescimento pode ser observado por meio da figura 1. Em 2012, o país possuía 8 MW de potência instalada e em 2023 já possui 34,23 GW de potência instalada (ABSOLAR, 2023).

No Brasil, a matriz energética é majoritariamente limpa, a Matriz Elétrica Brasileira em 2023 possui cerca de 77,9% da geração advinda das usinas hidrelétricas, eólica e solares (ANEEL, 2023). Vale a pena mencionar, que a energia solar é a segunda maior fonte de energia no Brasil com 15,6% da potência instalada. Essas informações podem ser observadas por meio da figura 1, baseado no infográfico da ABSOLAR.

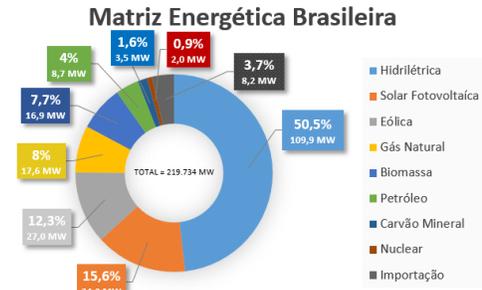


Figura 1 - Matriz Energética Brasileira.

Em 2022, houve um grande impacto no setor de energia solar após a aprovação da Lei 14.300. A partir de 2023, as concessionárias iniciaram a cobrança das parcelas do fio B para as unidades consumidoras que possuem geração distribuída.

O fio B é um dos fatores que compõem a tarifa de cobrança das concessionárias, mais precisamente a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), além disso as parcelas que o compõem são: remuneração da concessionária, quota de reintegração, operação e manutenção da rede elétrica. Inicialmente, essa taxaço gerou grandes incertezas e inseguranças no setor de energia solar e iniciou-se inúmeras discussões em relação ao futuro dessa fonte no Brasil. A composição tarifária das concessionárias é mostrada pela figura 2.



Figura 2 - Composição tarifa concessionárias.

A compreensão da cobrança do fio B é de extrema importância, uma vez que por meio dessa, será possível estimar com mais eficiência os valores das faturas de energia a serem pagas pelos clientes do grupo B.

No texto da lei 14.300, as usinas homologadas entre os meses de janeiro e julho de 2023 terão o direito a uma transição até 31 de dezembro de 2030, como apresenta a tabela 1.

Tabela 1 - Tarifação fio B conforme Lei 14.300 homologação antes julho.

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
% fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	Encontro de Contas

Já as usinas homologadas após 18 meses da aprovação da lei, o período de transição será até 31 de dezembro de 2029, como apresenta a tabela 2.

Tabela 2 - Tarifação fio B conforme Lei 14.300 homologação após julho.

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
% fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	Encontro de Contas

A princípio, a valoração do excedente injetado na rede após o término dos períodos de transição seria decidido no Encontro de Contas, um processo para o cálculo dos custos e benefícios da geração própria de energia para o setor elétrico. O Encontro de Contas, deveria ser concluído até o de 7 de julho de 2023, entretanto até a data do presente trabalho ainda não se iniciou esse processo e não há previsão para sua conclusão.

Além disso, é importante ressaltar que a tarifa será cobrada considerando a quantidade de energia extraída da rede da concessionária, logo a energia instantânea consumida não sofrerá tarifa. A partir do entendimento desse fato, o fator de simultaneidade ganhou grande notoriedade no setor, uma vez que quanto menor a quantidade de energia consumida da rede da concessionária menor será o valor a ser pago referente ao fio B e isso impacta diretamente no retorno financeiro (*Pay Back*).

O fator de simultaneidade é a relação entre a energia consumida instantânea e a geração de energia total do sistema fotovoltaico ou o consumo de energia total da unidade consumidora. A simultaneidade corresponde à parcela da energia gerada que é autoconsumida no mesmo momento da geração, não sendo registrada pelo medidor e, portanto, não sendo utilizada no processo de compensação (ENERGÉS, 2022).

Em conformidade com estudos desenvolvidos pela Greener (2022), para unidades residenciais, o fator de simultaneidade normalmente varia entre 30% a 40%, já as comerciais podem chegar a um fator de 70% e as industriais têm fator de simultaneidade próximo de 50%.

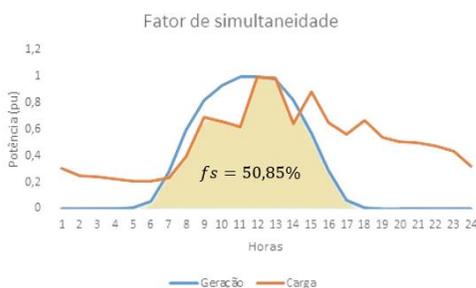


Figura 3 – Fator de simultaneidade.

Por meio da figura 3, é possível observar um exemplo de fator de simultaneidade de uma residência. O fator obtido é igual a 50,85%, desse modo pode-se afirmar que 49,25% da geração de energia será injetada na rede da concessionária e ao

utilizar o sistema de compensação de créditos, sofrerá a tarifação em relação ao fio B em conformidade com a Lei 14.300.

O presente trabalho, tem como objetivo a obtenção do fator de simultaneidade das residências que possuem ou pretendem adquirir uma usina solar fotovoltaica na região de Viçosa. Esse fator, será obtido por meio de curvas de geração de uma usina instalada na mesma região confrontada pelas curvas de carga disponibilizada pela concessionária Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais). A partir dos dados gerados pelo presente trabalho, será possível estimar o fator de simultaneidade ao longo do ano na região de Viçosa para os perfis de carga. Além disso, para análises mais complexas, poderão ser utilizados mais de um perfil de carga. Isso possibilita gerar, por exemplo, simulações que contêm perfis de carga típicos durante a semana e outros perfis aos finais de semana. Por fim, o presente trabalho auxilia no entendimento do fator de simultaneidade e o impacto da Lei 14.300 no retorno do investimento em usinas solares fotovoltaicas.

2 – Materiais e Métodos

Em virtude dos aspectos mencionados acima o presente tópico apresenta o embasamento teórico, os conceitos e a metodologia utilizado no desenvolvimento do trabalho.

2.1 – Fator de Não Simultaneidade

Fator de não simultaneidade é o percentual de consumo energético proveniente da rede da concessionária. Ou seja, é a quantidade de energia que a usina solar fotovoltaica não conseguiu suprir seja devido ao alto consumo entre o horário de operação da usina (5:30h – 18:30h) ou aos horários em que não há geração de energia devido à ausência da irradiação solar.

A obtenção desse parâmetro é de extrema importância, uma vez que a tarifação, conforme a Lei 14.300, será referenciada pelo quantitativo do consumo de energia da rede da concessionária. Além disso, esse fator varia entre 0% e 100%. Para a obtenção do fator de não simultaneidade, utiliza-se as curvas de geração da usina e as curvas do consumo das cargas. Ao confrontar essas curvas, tem-se que o consumo de energia da rede da distribuidora é o somatório da área em que não haja interseção entre as curvas de geração e consumo, como mostra a figura 3 por meio das áreas amarelas. O cálculo do fator de não simultaneidade (fns) é dado pela equação 1.

$$fns = \frac{\text{Consumo Rede Concessionária}}{\text{Consumo Total}} \times 100\% \quad (1)$$

2.2 – Fator de Simultaneidade

Fator de simultaneidade é o percentual de consumo energético instantâneo em relação a geração total de energia elétrica produzido pela usina ou ao consumo total da curva de carga, além disso esse fator varia entre 0% e 100%. Para obter

o fator de simultaneidade, há dois métodos, o primeiro método consiste em confrontar as curvas de geração da usina fotovoltaica com as curvas do consumo de carga, como mostra a figura 3. Desse modo, tem-se que a interseção entre as curvas mencionadas anteriormente é o consumo instantâneo de energia e fator de simultaneidade (f_s) é dado pela equação 2.

$$f_s = \frac{\text{Consumo Instantâneo}}{\text{Consumo Total}} \times 100\% \quad (2)$$

Para o segundo método, é preciso ter o conhecimento do fator de não simultaneidade e utilizar a equação 3.

$$f_s = 100 - f_{ns} \quad (3)$$

Vale a pena ressaltar que, o presente trabalho utilizou o segundo método mencionado acima para estimar o fator de simultaneidade e baseou os cálculos dos fatores em relação ao consumo total do perfil de carga.

2.3 – Cálculo Geração de Energia Diário

Para a análise do fator de simultaneidade do presente trabalho, é extremamente importante ter o conhecimento da geração diária média do sistema de energia solar fotovoltaica utilizado. Desse modo, com a finalidade de obter a geração diária média em kWh utiliza-se a equação 4.

$$\text{Geração}_{\bar{x}\text{diária}} = N \times A \times \text{HSP} \times \text{EFM} \times \text{EFI} \times F \quad (4)$$

Em que,

N = Número de Módulos.

A = Área dos Módulos.

HSP = Horas de Sol Pico médio.

EFM = Eficiência dos módulos.

EFI = Eficiência do Inversor.

F = Fator de ajuste.

O valor de HSP é disponibilizado pelo *site* do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S,Brito) por meio do *SunDate v 3.0*. Para a cidade de Viçosa, utilizando o *site* mencionado anteriormente, tem-se que:

$$\text{HSP} = 4,91 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}}$$

O valor de F é obtido pela equação 5.

$$F = 1 - \text{Perda} \quad (5)$$

Em que a perda é obtida por meio da equação 6.

$$\text{Perda} = \frac{(\text{coef temp} \times \text{temp média} + \text{perda de inclinação})}{100\%} \quad (6)$$

Vale a pena mencionar que, a eficiência do inversor, eficiência dos módulos, o coeficiente de temperatura e área são

disponibilizados por meio dos respectivos *datasheets*. A perda devido a inclinação será adotado o valor de 0,15, ou seja, 15% e para a temperatura média da cidade de Viçosa adotou-se o valor de 20,4°C, conforme consulta no *site Climate Data*.

Ademais, há uma segunda estratégia para a adquirir o valor da geração média diária da usina. A partir dos dados de geração disponibilizados pelo *software* de monitoramento *Solis Cloud*, pode-se realizar uma média aritmética para obter a média de geração diária como mostra a equação (7).

$$\text{Geração}_{\bar{x}\text{diária}} = \frac{\text{Geração Total Anual}}{365 \text{ dias}} \quad (7)$$

É importante mencionar que as duas estratégias foram utilizadas no decorrer do desenvolvimento do presente trabalho.

2.4 – Cálculo Consumo Total

O consumo total de energia elétrica pela unidade consumidora é um parâmetro fundamental para a análise do fator de simultaneidade. Esse cálculo é muito complexo, uma vez que o perfil de carga real é muito variável e está atrelado as particularidades de cada unidade consumidora.

A fim de facilitar a análise, o presente trabalho considerou a mesma curva de consumo de carga ao longo do ano, ou seja, os perfis de carga são idênticos para todos os dias do ano. Desse modo, ao aplicar a equação 8, tem-se o consumo total de energia.

$$E = \int_{t_0}^{t_f} P \cdot t \, dt \quad (8)$$

Além disso, é importante ressaltar que os 15 perfis de carga utilizados foram disponibilizados pela concessionária Cemig por meio da tipologia dos consumidores residenciais que será apresentado posteriormente.

2.5 – Equivalência entre Consumo Total e Geração Total

Antes de iniciar as análises, é preciso garantir que, ao longo do período de um ano, a geração de energia seja igual ao consumo de energia, para que o sistema analisado esteja dimensionado adequadamente. Sabe-se que, as curvas de geração e consumo de carga estão em pu e os perfis de carga escolhidos são constantes ao longo do ano, logo para garantir a equivalência citada, desenvolveu-se a equação (9):

$$\text{Consumo total} = \text{Geração Total} \times \text{Ajuste K} \quad (9)$$

Em que, o Ajuste K é uma constante adimensional utilizada para multiplicar a geração dos perfis de geração dos 4 grupos. Note que, se o consumo total é igual a geração total, o valor do Ajuste K é igual a 1.

Desse modo, por meio da equação (9), será possível igualar o consumo de energia do perfil de carga com a geração a partir dos perfis de geração. É importante mencionar que, cada perfil de carga terá um valor constante do Ajuste K.

2.6 – Desenvolvimento

Para o desenvolvimento, iniciou-se a análise do fator de simultaneidade do presente trabalho obtendo os dados de geração do ano de 2022, por meio do *software* de monitoramento *Solis Cloud* disponibilizado pela empresa *Solis*, fabricante dos inversores utilizados. A usina solar fotovoltaica localiza-se instalada na região de Viçosa e contém os equipamentos apresentados pela tabela 3.

Tabela 3 - Equipamentos da usina fotovoltaica analisada.

USINA SOLAR FOTOVOLTAICA		
DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO		QUANTIDADE
INVERSORES	Solis-1P3K-4G	1
	Solis-1P10K-4G	1
MÓDULOS	JA SOLAR JAM72S30-550/MR	33

Desse modo, a usina possui 13 kW de potência instalada em inversores e 18,15 kWp de potência em módulos. A partir dos dados de geração disponibilizados pelo *Solis Cloud* e ao utilizar a equação (7), tem-se a geração de energia diária média da usina.

$$Geração_{\bar{x}diária} = 56,05 kWh$$

Para realizar a leitura dos dados e as análises necessárias utilizou-se códigos de programação desenvolvidos por meio *software Matlab*.

A partir da geração diária obtida anteriormente, foi possível dividir o ano de geração de energia em 4 grupos.

- Grupo 1: dias de geração superior ou igual 100% da geração média.
- Grupo 2: dias de geração entre 80% e 100% da geração média.
- Grupo 3: dias de geração entre a 50% e 80% da geração média.
- Grupo 4: dias de geração inferior a 50% da geração média.

Posteriormente, mensurou-se quantitativamente o número de dias de cada grupo de geração. Por meio da figura 4, é possível observar o quantitativo de cada grupo.

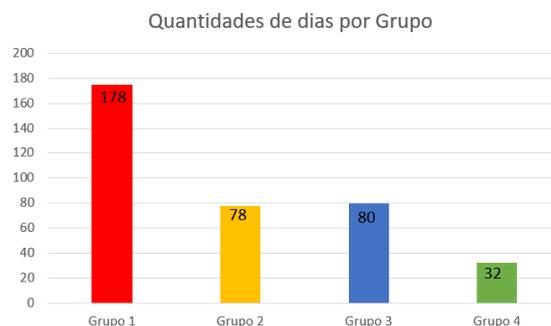


Figura 4 - Quantitativo de dias dos grupos de geração.

Os dados de geração obtidos por meio do *SolisCloud* possuem um intervalo de tempo de cinco minutos, desse modo para a criação dos perfis médios de geração de cada grupo, adotou-se a estratégia de média aritmética dos valores da potência registrada nesses intervalos considerando todos os dias pertencentes a cada grupo. Após a criação desses 4 perfis de geração, precisou-se alterar o domínio do tempo para intervalos de uma hora, com a finalidade de igualar o domínio de tempo dos perfis de carga utilizados. A figura 5, ilustra a metodologia utilizada.

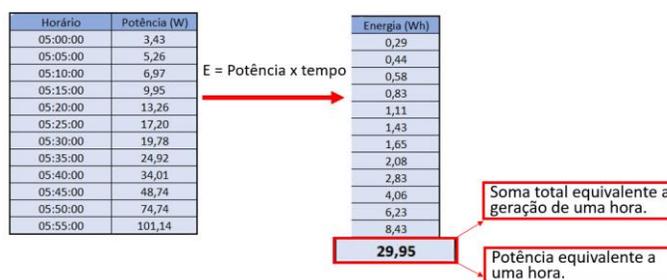


Figura 5 - Metodologia alteração de domínio.

Utilizou-se a equação (8) para calcular a quantidade de energia produzida para cada intervalo de tempo de cinco minutos e somou-se os 12 intervalos que correspondiam a uma hora do dia.

Ao final da soma, obteve-se os 4 perfis de geração com o domínio de 24h. Na próxima etapa, normalizou-se as curvas dos perfis de geração por meio da potência máxima do sistema para obter os valores das curvas em pu. Essa potência é o pico da curva do perfil de geração do grupo 1, no valor de 9.906,47 W.

Em seguida, para a obtenção dos perfis de carga, utilizou-se da tipologia dos consumidores residenciais disponibilizado pela concessionária Cemig. O presente trabalho, utilizou 15 tipos de perfil de carga disponibilizado pela concessionária. Além disso, vale a pena ressaltar que os dados estão em pu. Por meio das figuras 6 e 7, é possível observar os perfis de carga mencionados anteriormente.

A obtenção desses fatores consistiu em realizar a subtração da quantidade de energia consumida pelo perfil de carga e a quantidade de energia gerada em cada intervalo de uma hora do dia, utilizando a equação 11.

$$\text{Subtração} = \text{Energia consumida} - \text{Energia Gerada} \quad (11)$$

Para o presente estudo, apenas o caso em que a Subtração > 0 tem relevância. Ao somar todas os dados em que há consumo de energia da rede não instantâneo, obtém-se o consumo total de energia da rede, e ao aplicar a equação (1), tem-se o fator de não simultaneidade.

Após a obtenção dos fatores de não simultaneidade e ao aplicar a equação (3), tem-se os valores dos fatores de simultaneidade. Todos os valores encontrados, por meio das simulações, são apresentados pela tabela 4.

Tabela 4 - Fatores de Simultaneidade Perfis de Geração Médios.

Perfil de Carga	Fatores de Simultaneidade (%)			
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
1	62,7	56,4	55,4	38,2
2	39,9	35,5	35,1	32,3
3	57,4	52,2	51,0	40,1
4	36,2	33,1	32,7	31,0
5	34,2	32,1	31,7	30,3
6	34,6	31,4	31,0	29,8
7	51,6	47,6	43,6	35,1
8	46,1	40,0	39,6	34,2
9	48,3	41,7	37,7	32,5
10	33,1	30,0	29,6	28,2
11	47,3	43,1	42,7	37,6
12	30,5	25,8	25,4	23,4
13	42,0	31,9	30,1	27,8
14	34,9	32,2	31,8	30,4
15	40,6	36,4	36,0	33,5

Por meio da tabela 4, é possível descobrir os fatores de simultaneidade dos meses. Para isso, primeiramente, é preciso definir um perfil de carga, posteriormente é necessário dividir os dias dos meses de acordo com a quantidade de energia gerada em cada dia, ou seja, a quantidade de dias pertencentes a cada grupo de geração. Após essa divisão, o modelo tem como saída o fator de simultaneidade adquirido por meio da média ponderada entre os valores dos fatores apresentados pela tabela 3, como mostra a equação (12).

$$f_s = \frac{n_1 \times G_1 + n_2 \times G_2 + n_3 \times G_3 + n_4 \times G_4}{n^\circ \text{ de dias do mês}} \quad (12)$$

Em que,

G₁, G₂, G₃, G₄ = Valores retirados da tabela 3 de acordo com o perfil de carga escolhido.

n₁ = números de dias Grupo 1

n₂ = números de dias Grupo 2

n₃ = números de dias Grupo 3

n₄ = números de dias Grupo 4

A fim de verificar e validar o modelo desenvolvido no presente trabalho, realizou-se os cálculos do fator de simultaneidade de todos os dias dos meses analisados, desse modo é possível obter o fator de simultaneidade com uma exatidão maior.

Assim como nos perfis médios de geração, precisou-se alterar o domínio de todos os dias do ano de intervalos de 5 minutos para intervalos de 1 hora. A estratégia utilizada foi idêntica a aplicada nos perfis de geração médio. Após a alteração do domínio, o modelo realiza os cálculos do fator de não simultaneidade, a partir da soma dos valores de consumo energético diário da rede da concessionária de todos os dias do mês. A obtenção desse parâmetro, utilizou a mesma metodologia de subtração mostrada pela equação (11) seguida da análise do sinal resultante da subtração. Para Subtração > 0 tem-se que a unidade consumidora está consumindo energia da rede.

Além disso, utilizou-se o consumo total mencionado anteriormente pela seção 2.4. Desse modo, ao aplicar a equação (1) e, posteriormente, a equação (3) é possível obter o valor do fator de simultaneidade do mês.

Os valores adquiridos foram comparados com os resultados oriundos da tabela 3, a fim de obter o erro percentual do modelo.

2.6 – Cálculo do retorno financeiro (Payback)

A aprovação da Lei 14.300, gerou grandes incertezas no setor de energia solar, principalmente, no que tange o retorno financeiro do investimento em uma usina fotovoltaica. Diante desse cenário, o tema fator de simultaneidade ganhou grande notoriedade, uma vez que quanto maior esse fator menor será o consumo de energia da rede elétrica da concessionária, conseqüentemente, o valor referente a tarifação do fio B será menor.

A lei mencionada anteriormente, propõem um novo faturamento para as novas unidades que se enquadram como geração distribuída. O valor mínimo da fatura de energia será o maior valor entre o custo de disponibilidade e a tarifação do fio b. Quando há fio b, as faturas de energia serão calculadas conforme a equação (13).

$$\text{Fatura} = C \times \text{tarifa} + \text{SCEE} \times \text{fio b} + \text{CIP} \quad (13)$$

Em que,

C = Consumo de Energia da Rede da Concessionária.

SCEE = Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

CIP = Contribuição de Iluminação Pública.

Vale a pena ressaltar que, o fio b será cobrado proporcional ao ano de acordo com a tabela 1. Além disso, a concessionária responsável pela cidade Viçosa é a Cemig. Desse modo, na data

do presente trabalho, a tarifa residencial tem o valor de R\$ 0,9527/ kWh e o fio B R\$ 0,2403, de acordo com a consulta dos Processos Tarifários disponibilizados por meio do *site* da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Antes da estimativa da fatura, é necessário realizar as seguintes considerações em relação as questões tarifárias:

- A CIP será fixada em R\$ 30,00 com reajuste de 5% ao ano.
- Após 2031, a tarifação do fio B continuará em 100%
- A tarifa da concessionária terá um reajuste de 5% ao ano.

Para realizar essa simulação, será utilizada a usina solar fotovoltaica mencionada na seção 2.5 e são considerados os seguintes aspectos em relação ao sistema:

- A usina terá uma perda de eficiência de 1% ao ano.
- O valor estimado do investimento é R\$ 55.000,00

Além disso, o perfil de carga escolhido para a simulação foi o perfil de carga 3.

3 – Resultados e Discussão

Os perfis de geração normalizados dos 4 grupos podem ser observados pelas figuras 9, 10, 11 e 12 abaixo.

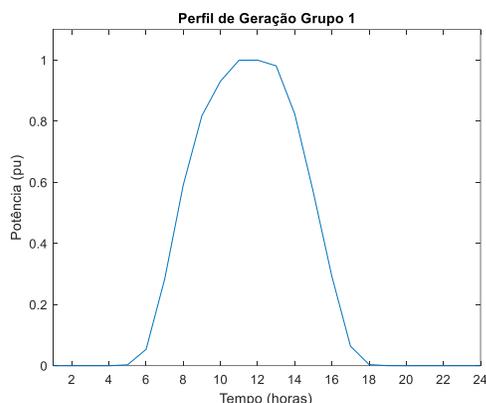


Figura 9 – Perfil Geração Grupo 1.

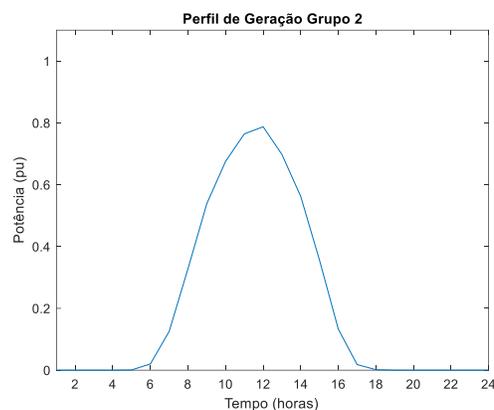


Figura 10 – Perfil Geração Grupo 2.

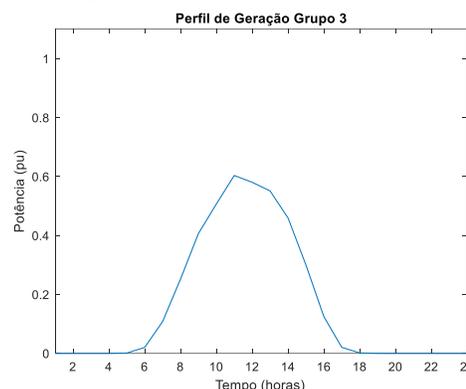


Figura 11 – Perfil Geração Grupo 3.

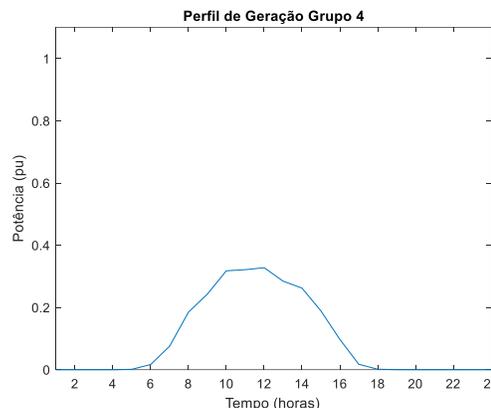


Figura 12 – Perfil Geração Grupo 4.

É possível observar, por meio das figuras acima, que os perfis de geração tendem a uma parábola com os picos de potência em torno das 12h. Esse fato já era esperado, uma vez que nesse horário, normalmente, há o maior índice de irradiação solar, o que resulta no momento de geração máxima do sistema.

Além disso, vale a pena ressaltar que a curva característica do grupo 1 possui um intervalo de geração maior que os demais grupos. Esse fato acontece, já que nesse grupo há muitos dias que pertencem a estação verão e, devido a inclinação do planeta Terra, as horas de sol no verão são maiores se comparado as outras estações, ou seja, o sol nasce minutos antes e se põem minutos depois.

Também, pode-se perceber que a normalização dos perfis é realizada a partir da potência máxima do grupo 1, uma vez o pico de potência mostrado pela figura 9 equivale a 1 pu.

A figura 11, mostra o perfil de carga 3 plotado junto com os 4 perfis de geração média antes de ser aplicado o Ajuste K.

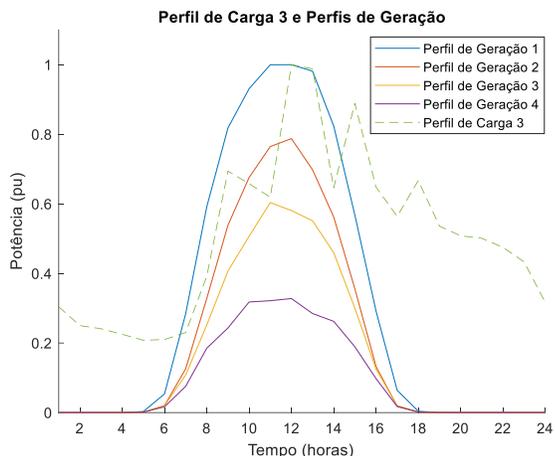


Figura 11 – Perfil de Carga 3 Perfil de Geração.

A figura 12, apresenta o perfil de carga 3 plotado juntamente com os 4 perfis de geração média após ser ajustado com a multiplicação dos perfis pelo Ajuste K.

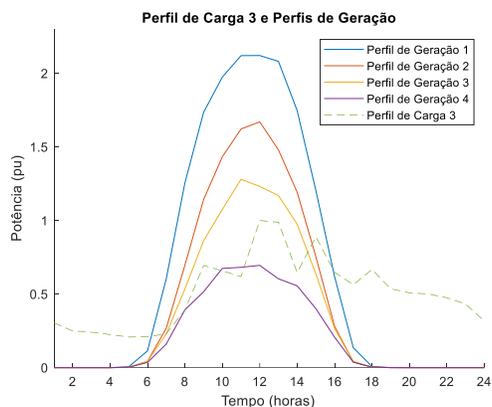


Figura 12 – Perfil de Carga 3 Perfil de Geração.

A fim de complementar a demonstração, a figura 13 apresenta um gráfico que ilustra as quantidades anuais de energia gerada pela usina fotovoltaica e o consumo de energia total do perfil de carga 3 antes e depois da multiplicação do fator de AjusteK.

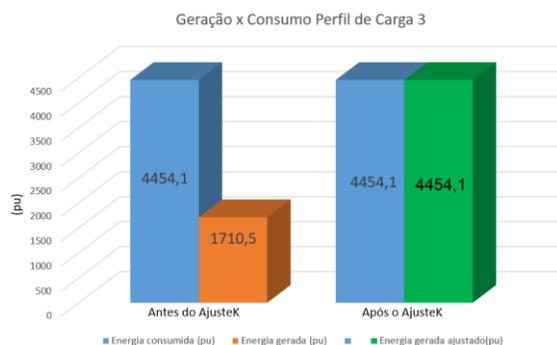


Figura 13 – Aplicação AjusteK.

Ao analisar os resultados obtidos pela tabela 4, percebe-se que o fator de simultaneidade cresce conforme a potência de geração média do perfil aumenta. A ocorrência desse fato é devido a análise do fator de simultaneidade na perspectiva do consumo de energia total, uma vez que quanto maior a potência do perfil de geração médio menor será o consumo de energia da rede elétrica. Desse modo, por meio da equação 1, é possível afirmar que o fator de não simultaneidade tende a diminuir, já que o consumo total é constante e, por meio da equação 3, pode-se afirmar que o fator de simultaneidade tende a aumentar com a diminuição do fator de não simultaneidade.

Além disso, pode-se perceber, ao analisar a tabela 4, a dependência do fator de simultaneidade com o perfil de carga, uma vez que para o mesmo perfil de geração obteve-se fatores de simultaneidade com uma variação percentual considerável.

A fim de verificar e validar o modelo desenvolvido no presente trabalho, realizou-se os cálculos do fator de simultaneidade de todos os dias dos meses analisados. Os resultados obtidos foram comparados com os fatores de simultaneidade adquiridos por meio do modelo desenvolvido pelo presente trabalho. Além disso, os erros percentuais encontrados são apresentados pela tabela 5.

Tabela 5 - Erro percentual do modelo desenvolvido.

Perfil de carga	Erro (%)											
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1,0	4,0	5,6	5,6	38,8	14,0	12,2	15,6	17,0	14,3	4,9	7,4	9,9
2,0	2,2	4,5	7,1	0,2	13,5	11,0	13,0	13,0	12,3	3,9	0,1	4,0
3,0	5,3	4,8	6,1	31,1	13,8	11,6	14,2	15,9	13,7	4,3	3,2	7,9
4,0	1,5	5,4	6,8	1,9	11,9	9,3	11,6	11,2	11,2	3,3	0,2	1,8
5,0	1,8	6,9	5,9	1,3	10,2	8,2	10,4	10,3	10,4	2,9	0,8	2,0
6,0	1,1	6,4	6,1	2,1	11,9	9,0	11,1	11,4	11,1	3,8	0,7	2,6
7,0	6,4	1,7	8,5	2,5	14,0	12,1	14,2	15,8	12,3	5,9	1,9	8,6
8,0	3,9	3,8	8,5	2,6	14,3	10,7	12,6	13,7	13,8	4,2	1,7	5,9
9,0	5,0	1,6	11,3	3,8	15,2	13,5	16,1	15,7	16,3	2,5	0,9	3,8
10,0	1,0	4,9	7,5	1,7	12,3	9,4	11,9	11,5	11,3	3,2	0,8	1,7
11,0	3,8	4,3	6,7	3,1	12,4	9,5	13,2	12,7	13,7	3,5	0,9	3,7
12,0	1,4	0,7	12,4	3,1	16,2	10,9	13,9	13,0	14,3	1,5	7,9	1,1
13,0	5,5	3,2	14,0	2,1	18,9	11,3	13,9	12,9	16,7	2,5	1,8	4,3
14,0	1,4	6,3	6,1	1,7	11,5	9,1	11,3	12,3	0,8	3,8	0,9	2,6
15,0	2,5	4,2	7,6	2,5	12,8	9,2	11,9	11,6	12,3	3,5	0,1	2,8
\bar{x}	3,1	4,3	8,0	8,2	13,5	10,5	13,0	13,2	12,3	3,6	2,4	4,2

Por meio da tabela 5, pode-se observar que o erro percentual médio obtido pelo modelo desenvolvido, para os 12 meses do ano combinados com os 15 perfis de carga, é inferior a 15%. Além disso, observa-se também, que o erro é

significativamente maior para os meses em que não há ocorrência do perfil de geração do grupo 1.

Vale a pena ressaltar, que o erro encontrado é relativamente baixo, tendo em vista a simplicidade de operação do modelo. Logo, para a obtenção do fator de simultaneidade, pode-se afirmar que a metodologia desenvolvida cumpriu com as expectativas.

Por fim, para exemplificar a aplicação do modelo desenvolvido no presente trabalho, realizou-se uma simulação. Para essa simulação, utilizou-se o perfil de carga 3 e, por meio da tabela 4, é possível calcular os fatores de simultaneidade de todos os meses do ano ao utilizar a equação (12). Os fatores de simultaneidade são apresentados a partir da tabela 6 abaixo.

Tabela 6 – Fatores de Simultaneidade Mensal Perfil de Carga 3.

Meses	Fator de Simultaneidade (%)
Janeiro	54,4
Fevereiro	54,5
Março	56,9
Abril	55,1
Mai	52,4
Junho	49,8
Julho	50,2
Agosto	49,7
Setembro	52,3
Outubro	54,4
Novembro	55,4
Dezembro	55,1

Ademais, para o cálculo da geração total ao longo do ano, utilizou-se as equações (4), (5) e (6) e os parâmetros dos equipamentos pertencentes a usina mencionada anteriormente na seção 2.6, a fim de ilustrar um caso em que a unidade consumidora não possui geração distribuída. Logo, por meio dos dados de irradiação disponibilizados pelo CRESESB e ao utilizar as equações, tem-se que a geração anual da usina.

$$Geração\ Total = 29.853\ kWh$$

Sabe-se que o consumo total é igual a geração total, desse modo, ao dividir o valor do consumo total por 12, tem-se o consumo total de cada mês.

$$Consumo\ mensal\ Total = 2.487,75\ kWh$$

É importante mencionar que, o valor encontrado para consumo total é uma aproximação, uma vez que ao longo do ano a geração mensal é variável. Portanto, a partir da tabela 6 e o consumo total mensal, pode-se obter o consumo total de energia originada da rede da concessionária. Esse resultado é apresentado pelo gráfico da figura 14.

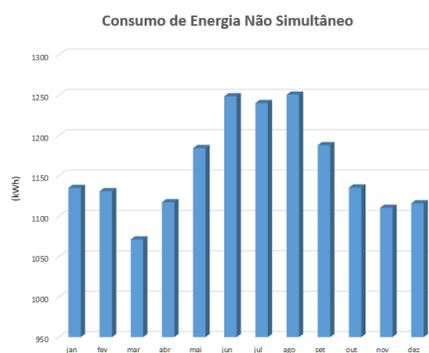


Figura 14 – Consumo de Energia Rede Cemig.

Ao somar o consumo da rede de todos os meses, tem-se que a unidade consumiu 14.484,7 kWh. Desse modo, com o conhecimento desses parâmetros, é possível estimar a fatura de energia de todos os meses do ano.

A figura 15, apresenta o gráfico do consumo mensal total de energia com a geração total ao longo do primeiro ano de operação da usina.

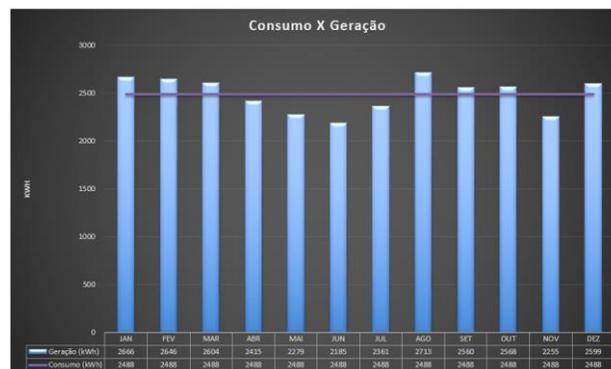


Figura 15 - Consumo x Geração.

A figura 16, mostra o fluxo de caixa para a usina utilizada com homologação antes da Lei 14.300.

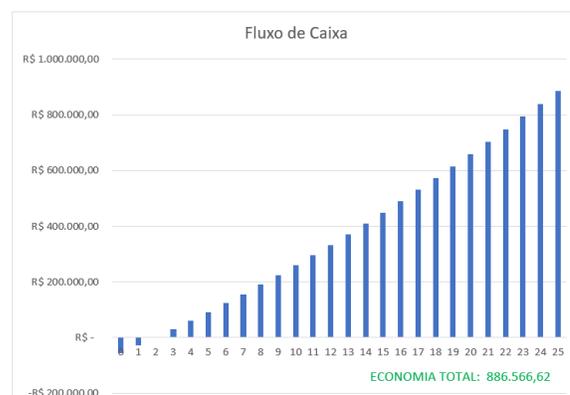


Figura 16 - Fluxo de Caixa.

A figura 17, mostra o fluxo de caixa para a usina utilizada com homologação após da Lei 14.300.

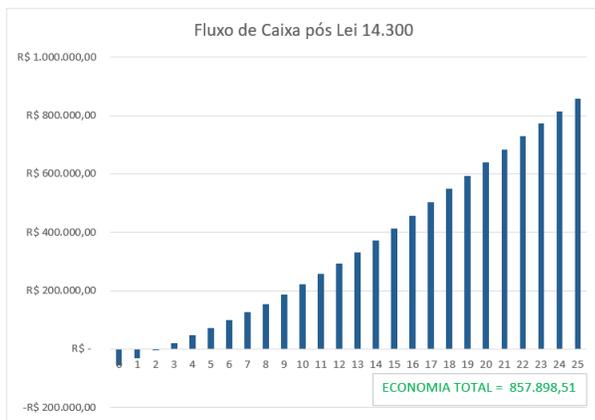


Figura 17 - Fluxo de Caixa após Lei 14.300.

Por meio das simulações acima, pode-se afirmar que o retorno do investimento, caso a usina fosse homologada antes da Lei 14.300, seria de, aproximadamente, 2 anos e 1 mês gerando uma economia total ao longo dos 25 anos de R\$ 886.566,62. Já para uma usina homologada após a lei mencionado anteriormente, tem-se que o retorno financeiro será de, aproximadamente, 2 anos e 4 meses gerando uma economia total de R\$ 857.898,51.

Ao analisar esses dados, observa-se que houve um impacto no retorno de investimento ocasionado pela mudança na legislação. Porém, o investimento em usina solares fotovoltaicas continua altamente lucrativo com um *pay back* baixo.

4 – Conclusão

Por meio dos resultados obtidos, em relação ao modelo proposto pelo presente trabalho, é possível concluir que o objetivo inicial foi atingido, uma vez que o modelo desenvolvido exporta os fatores de simultaneidade de acordo com a carga escolhida com um erro percentual relativamente baixo. Além disso, é possível afirmar que, por meio do modelo, pode-se compreender melhor o consumo de energia da rede da concessionária e, por consequência, pode-se estimar com mais precisão o impacto da tarifação do fio B e o reflexo no retorno financeiro.

A análise do *payback* é de grande relevância para o setor de energia solar fotovoltaica. A partir das simulações realizadas, conclui-se que o retorno financeiro do investimento é diretamente impactado pela nova legislação. Entretanto, contrariando as inseguranças do setor, o investimento em usinas solares ainda é altamente viável e lucrativo ao médio prazo, uma vez que, para a usina analisada, o retorno na antiga legislação seria em 2 anos e 1 mês e após a homologação da Lei 14.300 será de 2 anos e 4 meses contendo uma diferença de 3,23% na economia total do sistema.

5 – Referências

ABSOLAR. Panorama da solar fotovoltaico no Brasil e no mundo. Disponível em: < ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica >. Acesso em: novembro, 2023.

ANEEL. Processos Tarifários. Disponível em: < www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/ >. Acesso em: novembro, 2023.

CHARLES K.: FUNDAMENTOS DE CIRCUITOS ELETRICOS. 5.ED. [S.I]: AMGH ,2013. P. 1-874

Climate-Date.org. *Climate Date*. Disponível em: < Dados climáticos para cidades mundiais (climate-data.org) >. Acesso em: novembro, 2023.

CRESESB. *Sundat v 3.0*. Disponível em: < CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (cepel.br) >. Acesso em: novembro, 2023.

Energês. Simultaneidade impacta a viabilidade da geração própria? Disponível em: < Simultaneidade: impacto na viabilidade da geração de energia - Energês (energes.com.br) >. Acesso em: novembro, 2023.

GREENER. Estudo Estratégico -Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída –3º Trimestre/2019. São Paulo. 2019. Disponível em: < https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-3o-trimestre-de-2019/>. Acesso em: novembro, 2023.

MathWorks. MATLAB: a language for technical computing. Versão R2022b. Natick, Massachusetts, USA: The MathWorks Inc., 2022.

SOLIS. *Solis Cloud*. Disponível em: < https://www.soliscloud.com >. Acesso em: novembro, 2023.

Toffler, Alvin. A Terceira Onda. 32ª ed: Record, 1980.

CEMIG. Campanha Tipologia Cemig 2012 Aneel.4ª ed, 2012.