

# **A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prossumidoras: uma avaliação técnica e financeira**

**Isabela Maciel Taveira** (UFC) - isabelamacielt@gmail.com

**Ruth Pastora Saraiva Leao** (UFC) - rleao@dee.ufc.br

**Tomaz Nunes Cavalcante Neto** ((UFC)) - tomaznunes@gmail.com

## **Resumo:**

*A instalação de micro e de minigeradores distribuídos reduz o fornecimento de energia ativa das distribuidoras e proporciona economia aos clientes prossumidores. Em contrapartida, a diminuição do consumo ativo e a manutenção do consumo reativo durante os horários de geração implicam na redução do fator de potência das unidades geradoras e pode resultar em cobranças adicionais ao faturamento dessas unidades. Por isso, neste trabalho será avaliada a influência da geração solar fotovoltaica sobre o fator de potência de três unidades prossumidoras da classe de tensão A4 e o impacto da cobrança de excedentes reativos sobre a viabilidade financeira dos projetos. A análise é feita com base na medição de fator de potência e nas contas de energia das três unidades geradoras, antes e após a conexão das usinas fotovoltaicas de 135 kW, 62 kW e 62 kW de potência instalada. Ainda que possuam diferentes características de consumo de energia, em todos os casos houve redução do fator de potência indutivo no ponto de entrega de energia durante os horários de produção. Assim, uma vez que a aquisição de geradores distribuídos visa principalmente a economia, a cobrança de multas e o investimento adicional para correção do baixo fator de potência podem influenciar negativamente sobre a viabilidade financeira dos projetos. Por isso, medidas como o uso dos inversores operando em modo fator de potência constante e a instalação de bancos de capacitores são propostas para elevar o fator de potência. Essas soluções mostraram-se efetivas, proporcionando a correção do fator de potência no ponto de entrega e reduzindo as cobranças aplicadas sobre o consumo excedente de reativo. Dentre as alternativas, a utilização de bancos de capacitores automáticos instalados a jusante da geração fotovoltaica foi a solução que melhor garantiu o fornecimento de energia reativa de acordo com a necessidade da carga.*

**Palavras-chave:** *Usinas fotovoltaicas, Fator de potência, Viabilidade Financeira.*

**Área temática:** *Conversão Fotovoltaica*

**Subárea temática:** *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

# A INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO FATOR DE POTÊNCIA DE UNIDADES PROSSUMIDORAS: UMA AVALIAÇÃO TÉCNICA E FINANCEIRA

**Isabela Maciel Taveira** – isabelamacielt@gmail.com

**Ruth Pastôra Saraiva Leão** – rleao@dee.ufc.br

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica

**Tomaz Nunes Cavalcante** – tomaz@dee.ufc.br

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica

**Resumo.** *A instalação de micro e de minigeradores distribuídos reduz o fornecimento de energia ativa das distribuidoras e proporciona economia aos clientes prossumidores. Em contrapartida, a diminuição do consumo ativo e a manutenção do consumo reativo durante os horários de geração implicam na redução do fator de potência das unidades geradoras e pode resultar em cobranças adicionais ao faturamento dessas unidades. Por isso, neste trabalho será avaliada a influência da geração solar fotovoltaica sobre o fator de potência de três unidades prossumidoras da classe de tensão A4 e o impacto da cobrança de excedentes reativos sobre a viabilidade financeira dos projetos. A análise é feita com base na medição de fator de potência e nas contas de energia das três unidades geradoras, antes e após a conexão das usinas fotovoltaicas de 135 kW, 62 kW e 62 kW de potência instalada. Ainda que possuam diferentes características de consumo de energia, em todos os casos houve redução do fator de potência indutivo no ponto de entrega de energia durante os horários de produção. Assim, uma vez que a aquisição de geradores distribuídos visa principalmente a economia, a cobrança de multas e o investimento adicional para correção do baixo fator de potência podem influenciar negativamente sobre a viabilidade financeira dos projetos. Por isso, medidas como o uso dos inversores operando em modo fator de potência constante e a instalação de bancos de capacitores são propostas para elevar o fator de potência. Essas soluções mostraram-se efetivas, proporcionando a correção do fator de potência no ponto de entrega e reduzindo as cobranças aplicadas sobre o consumo excedente de reativo. Dentre as alternativas, a utilização de bancos de capacitores automáticos instalados a jusante da geração fotovoltaica foi a solução que melhor garantiu o fornecimento de energia reativa de acordo com a necessidade da carga.*

**Palavras-chave:** *Usinas fotovoltaicas, Fator de potência, Viabilidade financeira.*

## 1. INTRODUÇÃO

A Resolução Normativa (REN) Nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), regulamentou a conexão de micro e minigeradores no sistema de distribuição brasileiro e estabeleceu as regras do sistema de compensação de energia elétrica. Segundo a REN, a energia ativa injetada na rede da concessionária deve ser abatida do consumo ativo das unidades consumidoras (UC), proporcionando economia aos clientes produtores de energia (ANEEL, 2012).

Para aderir ao sistema de compensação, o módulo 3 do Procedimentos de Distribuição (PRODIST), estabelece que as UCs que possuem potência instalada menor ou igual a 75 kW, ou seja, as UCs que pertencem ao grupo B, devem possuir medidores bidirecionais, capazes de medir a energia ativa consumida e a injetada na rede. Já em UCs que possuem potência instalada maior que 75 kW, ou seja, UCs pertencentes ao grupo A, devem ser instalados medidores de 4 quadrantes, capazes de mensurar o fluxo bidirecional da energia ativa e da energia reativa (ANEEL, 2017).

Assim, como uma das principais motivações para instalação de geradores distribuídos é a economia obtida com o faturamento mensal das UCs, quanto maior a redução na fatura, maior é a atratividade econômica do investimento e menor é o *payback* do projeto. Portanto, é essencial conhecer as regras aplicáveis ao faturamento de consumidores cativos, para avaliar corretamente a viabilidade financeira desses investimentos.

Dessa forma, quanto ao faturamento, deverão ser seguidas também as especificações da REN Nº 414/2010 da ANEEL, a qual estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Segundo essa REN, devem ser cobrados o consumo e a demanda de excedentes reativos para clientes do grupo A, sempre que o fator de potência (FP), calculado através da razão entre a potência ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das potências ativa e reativa, for inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo (ANEEL, 2010).

Diante disso, uma vez que os inversores fotovoltaicos (FV) costumam ser projetados para operar com fator de potência unitário, ou seja, gerar somente energia ativa, a energia reativa necessária para o funcionamento de alguns equipamentos, tais como motores de indução, continuará sendo demandada da rede. Com a redução do fornecimento de potência ativa e a manutenção do fornecimento de potência reativa, haverá uma diminuição do FP no ponto de entrega (PE) das UCs durante os horários de geração. Consequentemente, essa redução do FP poderá ocasionar cobranças adicionais aos consumidores do grupo A e diminuir a economia esperada com a geração FV.

## 2. O FATURAMENTO DE UNIDADES PROSSUMIDORAS

Segundo a REN N°482/2012, a energia ativa injetada na rede da concessionária deverá ser abatida do faturamento mensal aplicado ao consumo ativo das unidades prossumidoras. Caso haja saldo remanescente, o saldo de energia injetada poderá ser utilizado para compensar o consumo ativo de outras UCs (ANEEL, 2016).

Ao final do período de faturamento, o valor a ser cobrado será igual à diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, adicionados o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, sobre os quais devem incidir todos os componentes da tarifa (ANEEL, 2010).

Quanto ao faturamento da demanda de energia ativa, do consumo reativo e da demanda reativa, a REN N°482/2012 e suas revisões estabelecem que devem ser seguidas as regras aplicadas aos demais consumidores do mesmo subgrupo.

### 2.1 Faturamento do excedente reativo

Conforme a REN N°414/2010, o faturamento do excedente reativo, deverá ser calculado através da Eq. (1).

$$E_{RE(p)} = \sum_{T=1}^n [EEAM_T \times \left(\frac{0,92}{FP_T} - 1\right)] \times VR_{ERE} \quad (1)$$

Em que:

$E_{RE(p)}$  = energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida de 0,92, em reais [R\$];

$EEAM_T$  = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1h, em megawatt-hora [MWh];

$FP_T$  = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1h;

$VR_{ERE}$  = valor de referência equivalente à tarifa de energia da bandeira verde, em Reais por megawatt-hora [R\$/MWh];

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

n = número de intervalos de integração “T”, por posto tarifário “p”.

Para evitar tarifação sobre excedentes reativos, devem ser avaliadas alternativas para garantir a compensação do consumo reativo durante os horários de geração FV. Nesse caso, a utilização de inversores ajustados para fornecer também potência reativa e a utilização de bancos de capacitores são consideradas.

## 3. A ADEQUAÇÃO DO FP EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

### 3.1 Alteração do FP dos inversores

Funcionando com o  $\cos\phi$  diferente de 1, o fornecimento, ou absorção, de potência reativa será proporcional à potência ativa que está sendo momentaneamente gerada pelo sistema FV, seguindo a curva apresentada na Fig. 1. Nesse caso, operando nessa configuração, o fornecimento de potência ativa é reduzido para garantir o fornecimento de potência reativa (Gonzales, 2018).

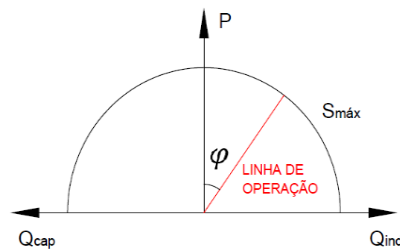


Figura 1 – Método  $\cos\phi$  fixo.

### 3.2 Dimensionamento de bancos de capacitores

A utilização de bancos de capacitores para elevação do FP de UCs garante o fornecimento de energia reativa próximo às cargas, reduzindo a potência reativa que circula nas linhas de transmissão e distribuição e, consequentemente, as cobranças aplicadas sobre excedentes reativos (Filho, 2017).

A potência reativa dos capacitores pode ser calculada usando a Eq. (2).

$$Q_{cap} = P \times [\text{tg}(\arccos\phi_1) - \text{tg}(\arccos\phi_2)] \quad (2)$$

Em que:

$Q_{cap}$ : é a potência reativa dos capacitores [kVAr];

P: é a potência ativa [kW];

$\phi_1$ : é o ângulo de fase original;

$\phi_2$ : é o ângulo de fase desejado.

#### 4. PAYBACK DE PROJETOS

O *payback* de um projeto corresponde ao tempo necessário para o retorno de determinado investimento. Nessa avaliação, são computadas as entradas e as saídas de caixa referentes à implantação do projeto. Quanto menor o *payback*, maior a liquidez do investimento e menor é o seu risco (Camloffski, 2014).

Para o cálculo do *payback*, são abordadas duas metodologias: o *payback* simples e o *payback* descontado. No primeiro caso, não é levado em consideração o valor do dinheiro no tempo e o resultado é obtido da soma das entradas de caixa, até que se igualem às saídas de caixa. No segundo, as entradas e as saídas são descontadas em função do tempo.

#### 5. A REDUÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIAS DE UNIDADES PROSSUMIDORAS

##### 5.1 Apresentação dos clientes

Para avaliar a influência da geração FV na redução do FP de unidades prosumidoras, serão analisadas as curvas de consumo e de demanda de energia ativa de três unidades prosumidoras e os valores de FP medidos no ponto de entrega das UCs, antes e após a instalação das usinas FVs. Em caso de cobrança de excedente reativo, serão avaliadas também a influência deste faturamento sobre a viabilidade financeira dos projetos.

**Granja.** De acordo com os dados da fatura de energia, a UC pertence à classe rural – agroindustrial, subgrupo A4, modalidade tarifária verde e possui uma demanda contratada de 150 kW. A usina FV de 135 kW ligada em 13/07/2018, possui 464 módulos Canadian CS6X 325P, de 325 Wp e 5 inversores Fronius ECO 27.0-3-S, de 27 kW, agrupados em 4 arranjos com 95 módulos e 1 arranjo com 84 módulos.

**Concessionária de veículos.** O segundo cliente pertence à classe comércio, outros serviços e atividades, subgrupo A4, modalidade tarifária verde e possui uma demanda contratada de 68 kW. A usina FV ligada em 08/03/2019 é composta de 216 módulos GCL P6/72 330, de 330 Wp, 1 inversor Huawei Sun 2000-36kTL e 1 inversor SUN2000-20kTL, de 40 kW e de 22 kW, respectivamente. Os arranjos dessa usina são de 140 e de 76 módulos.

**Supermercado.** O terceiro cliente também pertence à classe comércio, outros serviços e atividades, subgrupo A4, modalidade tarifária verde e possui uma usina FV com as mesmas características da concessionária de veículos, ou seja, com potência instalada de 62 kW. Além disso, essa UC possui uma demanda contratada de 96 kW.

##### 5.2. Avaliação do consumo ativo das UCs

Devido às condições climáticas da região nordeste, os sistemas FVs avaliados geram energia de aproximadamente 06:00h às 17:00h diariamente. Nesse intervalo, a energia ativa produzida pelos módulos FVs é responsável por reduzir a energia ativa fornecida à UC e, em horários cuja geração é maior que a necessidade do cliente, o saldo líquido é injetado na rede da concessionária.

**Granja.** O consumo ativo mensal da granja antes da GD era de aproximadamente 38.700 kWh e, portanto, já estava acima da capacidade da geração da usina fotovoltaica (22.000 kWh). Todavia, uma vez que para clientes do Grupo A, a potência instalada da geração é limitada à demanda contratada da UC (150 kW), a usina FV (de 135 kW) está dimensionada para quase que o limite permitido. Dessa forma, a geração será capaz de proporcionar uma redução do consumo ativo, mas não será capaz de compensá-lo completamente.

As Fig. 2 e 3 mostram as curvas de carga da UC em 27/05/2018 e em 22/04/2019, antes e após a ligação da GD, respectivamente. As barras em azul correspondem à energia ativa fornecida pela concessionária e as barras em vermelho representam a energia ativa líquida (consumo – geração FV) recebida pela rede de distribuição.

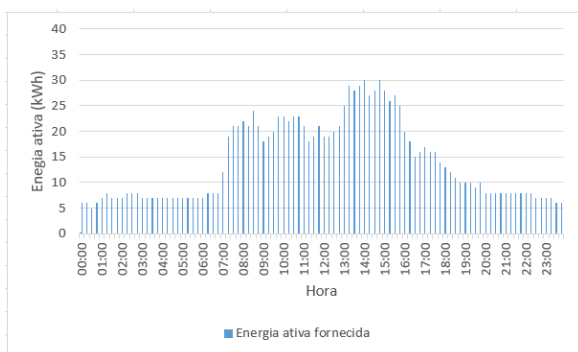


Figura 2 – Energia ativa sem GD - Granja.

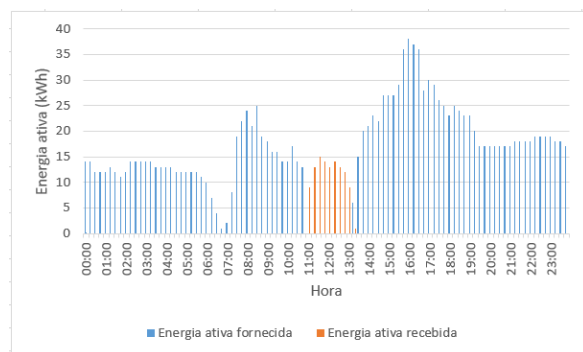


Figura 3 – Energia ativa com GD - Granja.

**Concessionária de veículos.** As Fig. 4 e 5 mostram as curvas de carga da concessionária de veículos em 25/02/2019, antes da GD, e em 28/03/2019, após a ligação da GD. Como a usina tem capacidade para compensar quase todo o consumo ativo da unidade prossumidora, nota-se que são registrados mais intervalos de injeção de energia na rede da concessionária local do que no caso da granja.

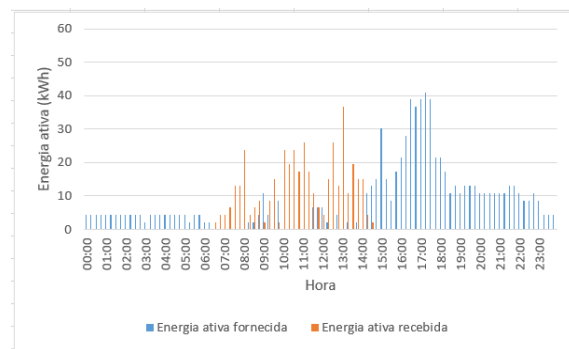
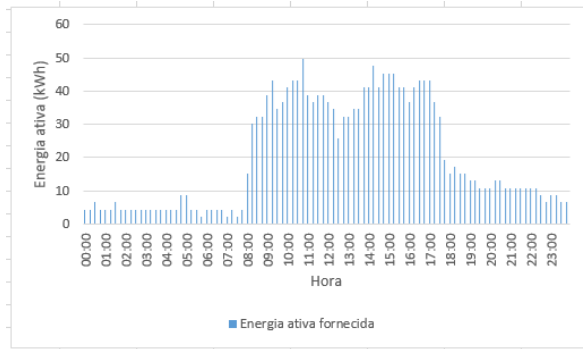


Figura 4 – Energia ativa sem GD – Concessionária de veículos. Figura 5 – Energia ativa com GD – Concessionária de veículos.

**Supermercado.** As curvas de consumo referentes aos dias 01/02/2019 e 01/03/2019, ou seja, antes e após a ligação da GD, respectivamente, são apresentadas nas Fig. 6 e 7. Nesse caso, a quantidade de módulos e, conseqüentemente a potência instalada da usina FV foi limitada pela área disponível para a instalação dos equipamentos. Conseqüentemente, assim como a granja, pequenos intervalos de injeção de energia ativa são registrados diariamente.

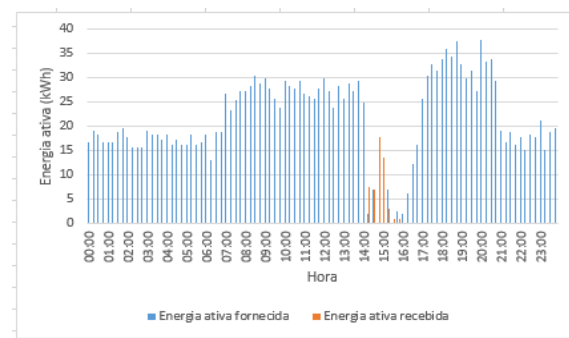
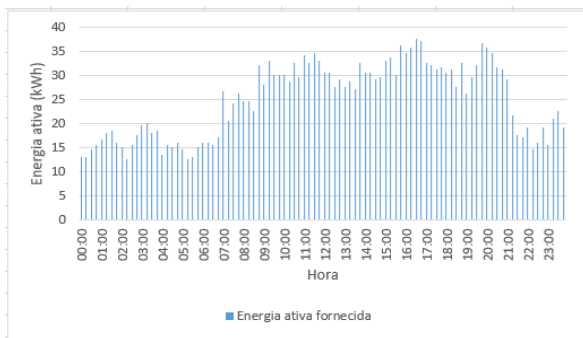


Figura 6 – Energia ativa sem GD – Supermercado.

Figura 7 – Energia ativa com GD – Supermercado.

### 5.3 Avaliação do FP das unidades prossumidoras

Em unidades prossumidoras, o baixo FP nos horários de geração é decorrente da redução da potência ativa fornecida diante da manutenção da potência reativa fornecida pela concessionária. Como consequência, registros de FP abaixo de 0,92, podem resultar em cobranças sobre o consumo de energia reativa excedente no posto horário fora ponta. Essa cobrança pode ser significativa dependendo das características de consumo da UC. Portanto, serão analisados os registros diários de FP e os dados das contas de energia dos três clientes antes e após a ligação do sistema FV.

**Granja.** As Fig. 8 e 9 apresentam as medições de FP no pronto de entrega antes e após a conexão da usina FV. Essas Figuras correspondem, respectivamente, às medições dos dias 27/05/2018 e 22/04/2019. Neles, nota-se que o FP medido fora dos horários de geração permaneceu entre 1 e 0,8 indutivo, enquanto que nos horários de geração, assumiu valores bem abaixo de 0,92 indutivo, apresentando-se algumas vezes igual à zero.

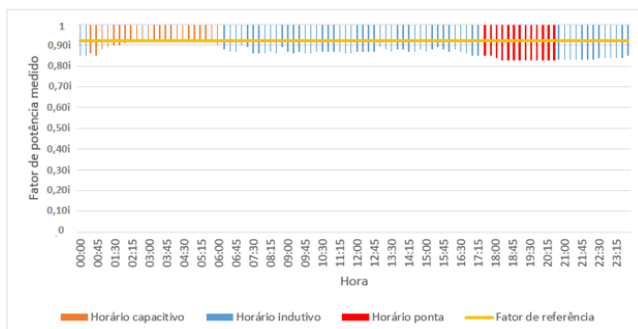


Figura 8 – Fator de potência diário sem GD – Granja.

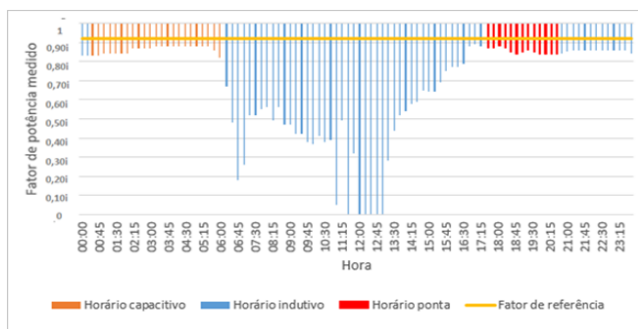


Figura 9 – Fator de potência diário com GD - Granja.

Analisando a legislação, observou-se que valores de FP igual à zero correspondem a intervalos de injeção de energia na rede da concessionária. Isso porque segundo a REN N° 414/2010, para o cálculo dessa variável deve ser considerada apenas a energia ativa e a reativa consumidas. Portanto, quando a geração é maior ou igual à necessidade da UC, a energia ativa fornecida é zero e, conseqüentemente, o FP é também considerado zero, independentemente da quantidade de energia reativa fornecida. Cabe ressaltar que como esse faturamento é feito através de avaliação horária, utilizando a Eq. (1), quando o FP é zero, não há cobranças sobre excedentes reativos.

Além disso, comparando a curva do FP apresentada na Fig. 9, com a curva de geração do sistema FV, correspondente ao mesmo dia, apresentada na Fig. 10, constata-se que o FP tende a assumir, diariamente, valores mais baixos a medida que a produtividade dos módulos aumenta.

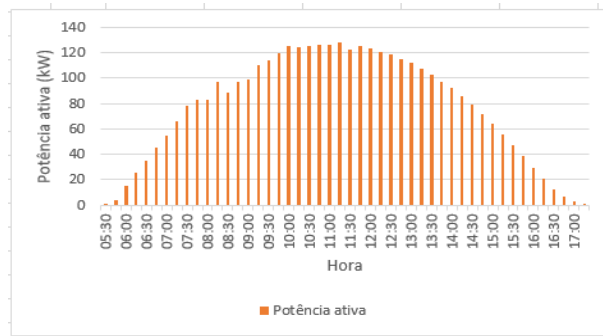


Figura 10 – Geração FV em 22/04/2019 - Granja.

**Concessionária de veículos.** A Fig. 11 apresenta as medições do FP da UC registradas em 25/02/2019, antes da ligação do sistema FV. Nela, é possível perceber que a UC apresentava um FP predominantemente acima de 0,92 indutivo, com exceção do intervalo diário de 06:00 h às 08:00 h. Já na Fig. 12, referente ao dia 28/03/2019, após a ligação do sistema FV, nota-se que foram registrados muitos intervalos de FP iguais a zero. Esse fato é justificável porque a usina do prosumidor foi projetada para compensar quase que todo o consumo ativo da UC e, portanto, durante os horários de geração, são registrados mais intervalos sem fornecimento de energia ativa, ou seja, FP zero.

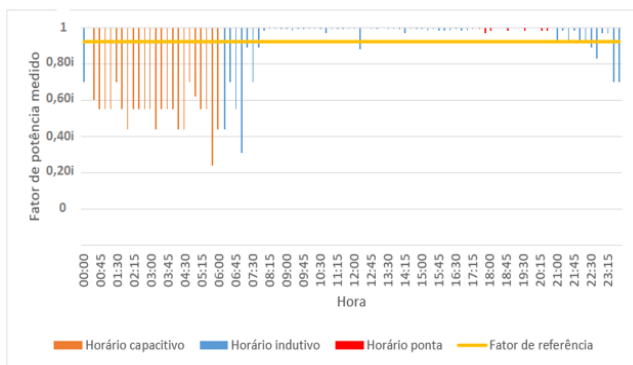


Figura 11 – FP diário sem GD – Concessionária de veículos.

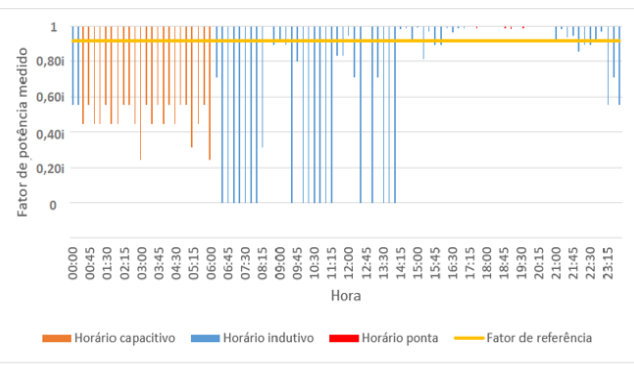


Figura 12 – FP diário com GD – Concessionária de veículos.

**Supermercado.** As Fig. 13 e 14 apresentam o FP do supermercado em 01/02/2019 e em 01/03/2019. Nesse caso, nota-se que a influência da geração FV sobre o FP da UC não é significativa. A explicação para esse caso é fundamentada no fato de que o supermercado não possui uma demanda elevada de energia reativa indutiva, como a Granja, e, por isso, mesmo reduzindo o fornecimento de energia ativa, o FP não sofre grandes alterações, como apresentado na Fig. 14.

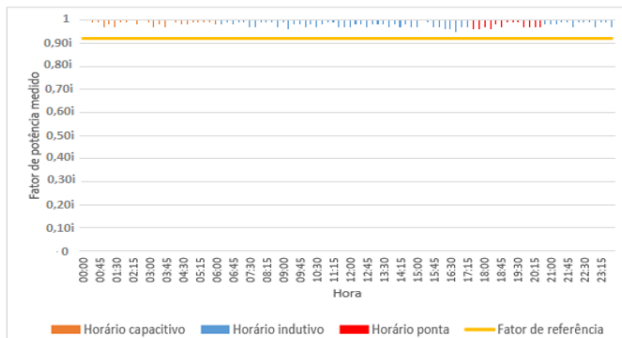


Figura 13 – Fator de potência diário sem GD – Supermercado.

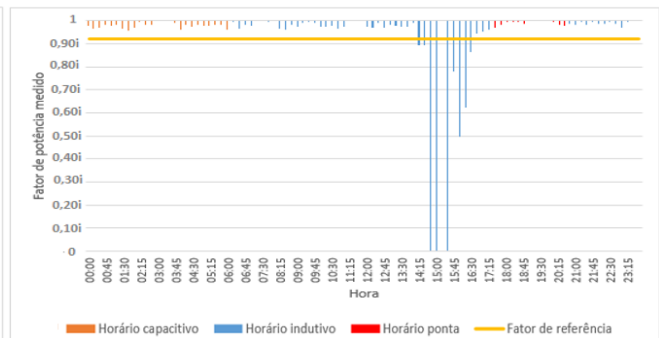


Figura 14 – Fator de potência diário com GD – Supermercado.

Conclui-se então que todos os clientes obtiveram a economia esperada com o consumo ativo, mas que em alguns casos, após a conexão das usinas FVs, houve um aumento sobre o faturamento de excedentes reativos no posto horário fora ponta, o qual ocorre a geração de energia. Nesses casos, a economia total esperada com o faturamento mensal da UC foi menor e o *payback* do projeto foi maior do que o previsto inicialmente.

#### 5.4 A influência da cobrança de excedentes reativos na viabilidade das usinas FVs

**Granja.** Analisando a quantidade de energia reativa excedente fora ponta apresentada na Fig. 15, observa-se que nos meses sem GD, de dezembro de 2017 a junho de 2018, a média mensal registrada nas contas de energia foi de 3.092 kVArh/mês. Em julho de 2018, em que o período de faturamento compreendeu 14 dias de geração FV, a cobrança foi feita sobre o registro de 4.674 kVArh. Nos meses seguintes, de agosto de 2018 a abril de 2019, esse valor passou a ser em média igual a 6.933 kVArh/mês.

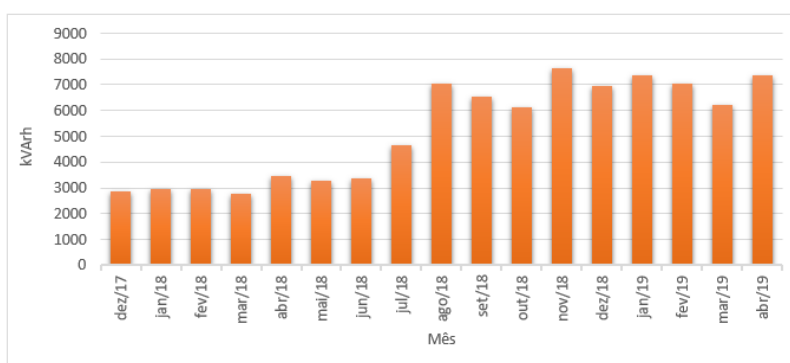


Figura 15 – Quantidade de energia reativa excedente fora ponta – Granja.

Conseqüentemente, a redução total esperada de R\$ 84.660,53 por ano, corresponderá efetivamente a apenas R\$ 69.536,82. Com isso, o *payback* simples do projeto, estimado em 7 anos, 4 meses e 16 dias, passa a ser de 8 anos, 7 meses e 20 dias. Além disso, o *payback* descontado, estimado em 11 anos, 8 meses e 12 dias será de 15 anos. Esses indicadores atestam a diminuição da viabilidade financeira devido ao aumento da cobrança de excedentes reativos.

**Concessionária de veículos.** Antes da ligação da GD o faturamento de excedente reativo era em média igual a 70 kVArh/mês e após a conexão do sistema FV, passou a ser em média igual a 109 kVArh/mês. Embora a cobrança tenha aumentado, é possível afirmar que o aumento no faturamento do excedente reativo não influenciou consideravelmente na viabilidade financeira da usina FV.

**Supermercado.** Não há registro de faturamento de excedente reativo para este cliente, nem antes, nem após a ligação da usina FV.

## 6. COMPENSAÇÃO DE ENERGIA REATIVA

Como apresentado anteriormente, para evitar o faturamento sobre excedentes reativos, faz-se necessário prover meios de gerar energia reativa na própria UC. Para isso, são sugeridas duas medidas: a alteração do FP dos inversores e a utilização de bancos de capacitores. As proposições a seguir serão feitas apenas para Granja, uma vez que somente a viabilidade financeira desta usina foi significativamente afetada com o faturamento de excedentes reativos, mas podem ser aplicadas a outros clientes.

### 6.1 Alteração do FP dos inversores

Para evitar a tarifação de reativos, uma UC com carga indutiva deve receber benefício de uma GD que opere segundo as condições de potência do 3º quadrante (Fig. 16), isto é, com potência ativa e potência reativa negativas, reduzindo a potência ativa e a reativa fornecidas pela concessionária para suprir a demanda de reativo das cargas da UC. Porém, é importante observar que, como esta compensação de reativo não considera a demanda da UC, aumentam-se os riscos de sobretensão nos barramentos devido a injeção de reativo capacitivo na rede (Pinto, 2012).

De maneira oposta, em caso de sobretensão no PE, a GD deve operar segundo as condições de potência do 2º quadrante, ou seja, potência ativa negativa e potência reativa positiva (indutiva) para reduzir a tensão do PE. Todavia, nesse caso, como se trata de uma absorção de reativo indutivo, reduz-se a remuneração e a atratividade do sistema devido ao aumento da tarifação de reativos, o que não é o objetivo do trabalho (Pinto, 2012).



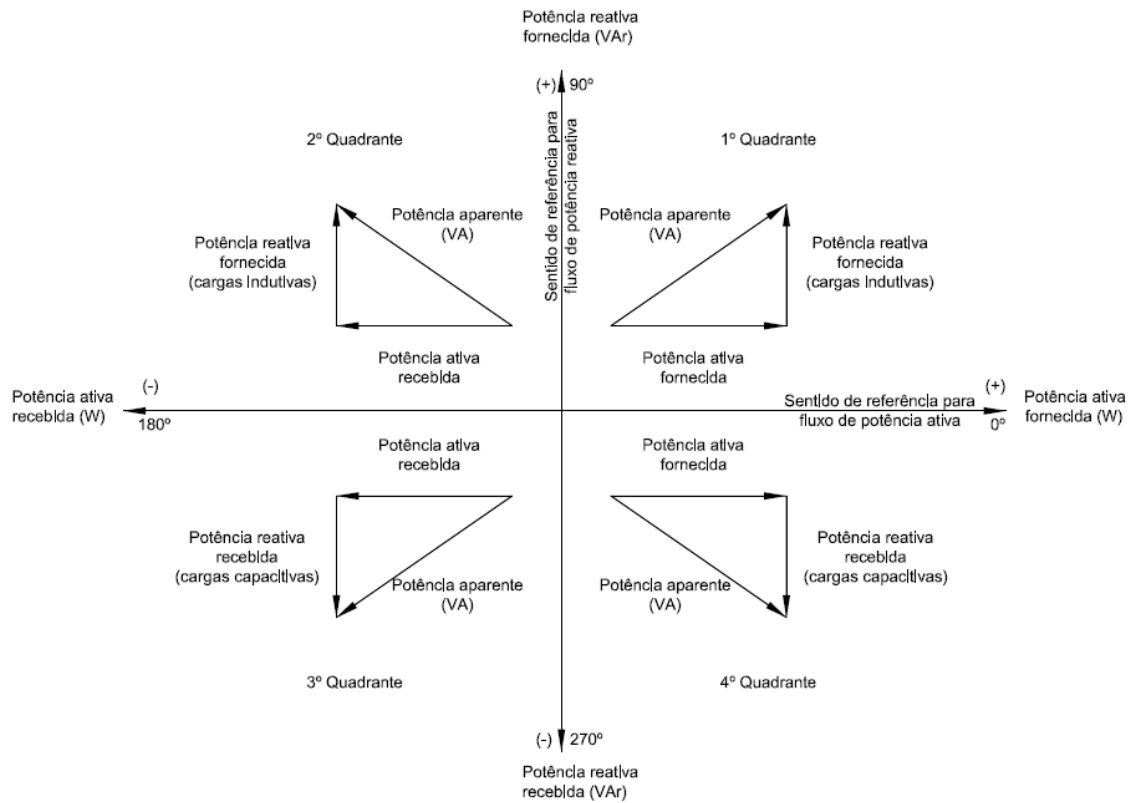


Figura 16 - Direção do fluxo de potência em um medidor de 4 quadrantes.

Assim, utilizando as informações da Fig. 10, é possível simular novamente a curva de geração diária considerando um FP ajustado em 0,9 capacitivo. O resultado obtido é apresentado na Fig. 17.

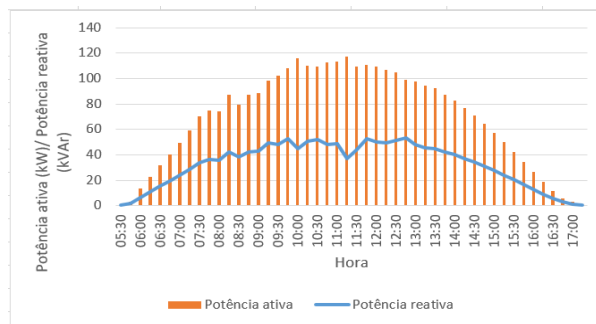


Figura 17 – Geração FV em 22/04/2019 com FP=0,9 capacitivo - Granja.

Comparando as Fig. 10 e 17, é possível perceber que para uma geração ajustada em 0,9 capacitivo, ocorre uma redução da potência ativa em detrimento do aparecimento de uma nova variável: a potência reativa. Conseqüentemente, a potência ativa fornecida à UC pela concessionária de energia é maior e a energia ativa recebida, menor, como mostra a Fig. 18. Em contrapartida, o fornecimento de energia reativa junto a carga, reduz o fornecimento de potência reativa das distribuidoras e proporciona uma elevação do FP das UCs, como apresentado na Fig. 19.

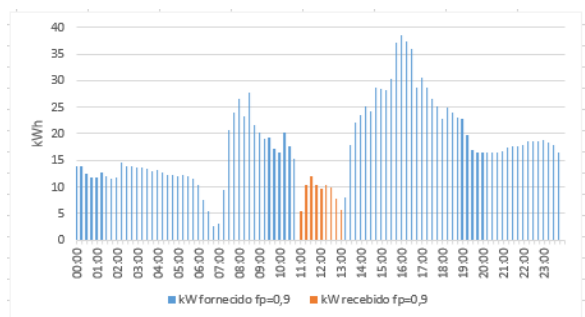


Figura 18 – Potência ativa para FP = 0,9 cap.

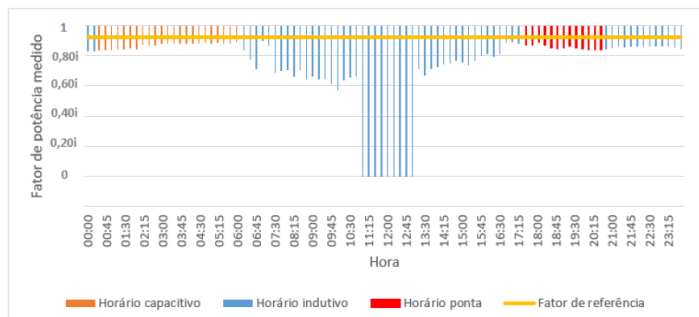


Figura 19 - FP diário para inversor operando com FP = 0,9 cap.



A avaliação financeira dessa solução pode ser determinada por meio de uma comparação entre o valor da cobrança de excedentes reativos e do faturamento do consumo ativo considerando os dois cenários: inversores ajustados para  $FP = 1$  e  $FP = 0,9$  capacitivo.

No cenário inicial ( $FP = 1$ ), considerando os registros de FP mostrados na Fig. 9, uma tarifa de R\$ 0,32812 e a Eq. (1), tem-se que em 27/05/2019 a cobrança de excedente reativo foi de R\$ 179,68. Para o cálculo do faturamento do consumo ativo, multiplica-se o saldo líquido entre o kWh fornecido e o kWh recebido pela tarifa de R\$ 0,31978. Consequentemente, tem-se que no cenário inicial (Fig. 3), o faturamento do consumo ativo é de R\$ 87,69. Somando as duas cobranças, o cliente pagou o equivalente a R\$ 267,37.

Utilizando a mesma metodologia para o segundo cenário ( $FP = 0,9$  capacitivo), considerando os registros da Fig. 19, tem-se que o faturamento de excedente reativo é de R\$ 91,35. Do mesmo modo, para os registros mostrados na Fig. 18 ( $FP = 0,9$  capacitivo), a cobrança sobre o consumo ativo é de R\$ 122,36. Juntas, essas cobranças representam R\$ 213,71.

Assim, considerando as características de consumo de energia neste dia, a alteração do FP dos inversores proporciona uma economia diária de R\$ 53,66. Ainda que essa alternativa contribua com a redução das cobranças sobre excedentes reativos, ela não favorece a regulação de tensão no PE das UCs e, por isso, a utilização de bancos de capacitores também será avaliada.

## 6.2 Bancos de capacitores

Embora essa seja uma metodologia tradicionalmente empregada, existem algumas observações a serem feitas quanto a utilização desses equipamentos em unidades prosumidoras. A primeira delas é que, diferente das UCs convencionais, a UC passa a ser alimentada por duas fontes: a rede da concessionária e os geradores FVs e, por isso, o FP medido a montante e a jusante da geração FV são diferentes, como mostra a Fig. 20. Logo, a escolha do ponto de conexão do banco de capacitores irá influenciar significativamente no dimensionamento e na escolha da forma de acionamento destes equipamentos.

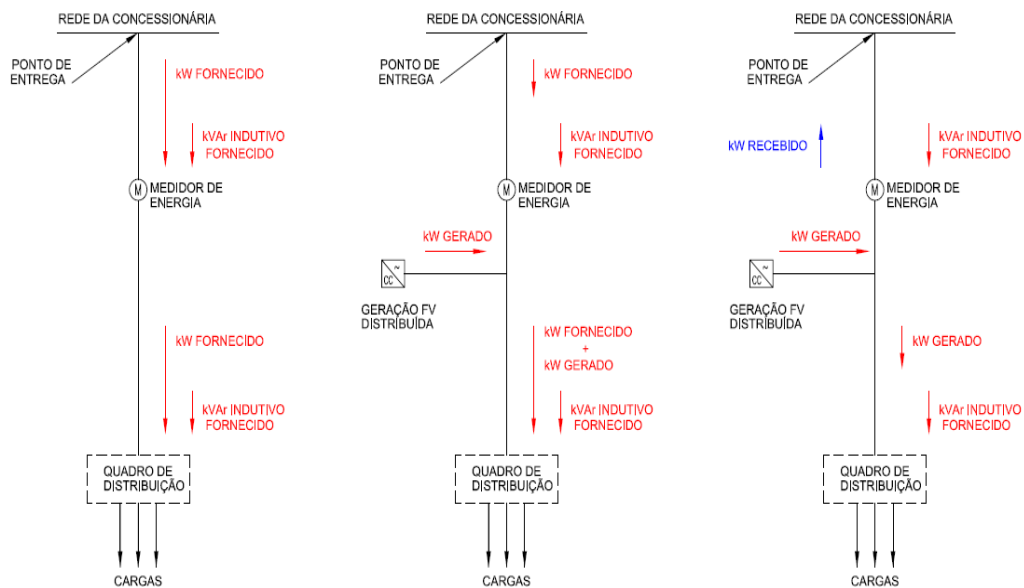


Figura 20 – Fluxo de energia com e sem GD.

Além disso, como a geração FV depende das condições climáticas do local de instalação, o FP no PE da unidade prosumidora pode variar bastante. Consequentemente, a conexão de bancos de capacitores automáticos a montante dos geradores FVs pode resultar em situações de chaveamento das células capacitivas, causando danos ao equipamento e às cargas. Por isso, pode-se afirmar que para corrigir o FP em unidades prosumidoras utilizando bancos de capacitores automáticos, é recomendado que a instalação seja feita a jusante da geração FV e, consequentemente, o mais próximo possível da carga.

Portanto, considerando um FP corrigido para 0,95, usando os valores de potência ativa medida próxima ao quadro de distribuição ( $P$ ) e de potência reativa demandada pela UC ( $Q$ ), aplicados à Eq. (2), constata-se a necessidade de um banco de capacitor com potência reativa ( $Q_{cap}$ ) de 90 kVar. Esse dimensionamento é apresentado na Tab. 1.

Todavia, como mostrado na Tab. 2, sendo  $Q_{PE}$  a diferença entre a potência reativa demandada pela UC e a potência reativa que está sendo fornecida pelo banco de capacitores, nota-se que  $Q_{cap}$  não é capaz de suprir toda a necessidade das cargas. Aliado a isso, como a geração FV reduz a potência ativa no ponto de entrega ( $P_{PE}$ ) para valores muito baixos, ainda serão registrados intervalos de FP menor que 0,92 no PE das unidades prosumidoras e, consequentemente, serão observadas cobranças sobre consumo excedente de reativo.

Tabela 1 – Potência do banco de capacitores para  $\cos\phi=0,95$ .

Hora	P [kW]	Q [kVAr]	FP	$Q_{cap}$ [kVAr]
06:00	53,0	30,5	0,87	13,07
07:00	120,5	84,3	0,82	44,64
08:00	181,1	146,8	0,78	87,20
09:00	175,5	139,3	0,78	81,55
10:00	182,0	135,5	0,80	75,68
11:00	74,8	0,8	1	0
12:00	67,5	0	1	0
13:00	135,1	83	0,85	38,58
14:00	175,6	127,0	0,81	69,26
15:00	170,0	126,3	0,80	70,36
16:00	156,0	105,5	0,83	54,23
17:00	111,9	61,0	0,88	24,21
18:00	94,8	55,8	0,86	24,60
19:00	76,0	47,0	0,85	22,02
20:00	66,0	42,8	0,84	21,05
21:00	69,8	42,3	0,86	19,32
22:00	73,5	43,8	0,86	19,59
23:00	71,5	44,0	0,85	20,49
00:00	52,25	35	0,83	17,82

Tabela 2 – FP no ponto de entrega da UC para  $\cos\phi=0,95$ .

Hora	P [kW]	Q [kVAr]	$Q_{cap}$ [kVAr]	$Q_{PE}$ [kVAr]	FP
06:00	23,0	30,5	13,07	17,43	0,80
07:00	50,5	84,3	44,64	39,66	0,79
08:00	90	146,8	87,2	59,6	0,83
09:00	65	139,3	81,55	57,75	0,75
10:00	57,5	135,5	75,68	59,82	0,69
11:00	0,3	0,8	0	0,8	0,35
12:00	0	0	0	0	
13:00	40,5	83,0	38,58	44,42	0,67
14:00	93,5	127,0	69,26	57,74	0,85
15:00	119,0	126,3	70,36	55,94	0,90
16:00	138,8	105,5	54,23	51,27	0,94
17:00	111,0	61,0	24,21	36,79	0,95
18:00	94,8	55,8	24,6	31,2	0,95
19:00	76,0	47	22,02	24,98	0,95
20:00	66,0	42,8	21,05	21,75	0,95
21:00	69,8	42,3	19,32	22,98	0,95
22:00	73,5	43,8	19,59	24,21	0,95
23:00	71,5	44,0	20,49	23,51	0,95
00:00	52,25	35	17,82	17,18	0,95

Por isso, somente ao compensar todo o consumo de reativos da UC, o FP no PE e nas cargas será unitário e, conseqüentemente, não haverá faturamento de reativo. Para isso, o dimensionamento deve ser realizado considerando um FP corrigido para 1 e o resultado obtido foi de um banco de capacitores com potência reativa ( $Q_{cap}$ ) de 150 kVAr. Conectado a jusante da GD, os capacitores proporcionam um melhor nível de tensão para os equipamentos e reduzem as perdas nos circuitos terminais da instalação, melhorando o funcionamento das cargas e reduzindo o custo da energia.

Conforme cotação, para aquisição de um banco de capacitor automático com essa potência, é necessário investir R\$ 15.166,55. Nesse caso, o *payback* simples desse investimento é de aproximadamente 6,5 meses.

A utilização de bancos fixos não é recomendada para este cliente, porque a UC possui uma demanda elevada de reativos e um comportamento variável durante os horários de funcionamento. Conseqüentemente, como não se pode controlar sua operação, pode haver períodos de injeção capacitiva superior à necessidade da carga. Nesses momentos, o sistema ficará sujeito a sobretensões indesejadas (Starosta, 2018).

## 7. CONCLUSÕES

A instalação de usinas FVs ocasiona redução do FP das unidades prosumidoras durante os horários de geração, o que pode levar a cobranças adicionais sobre excedentes reativos, diminuindo, assim, a economia total esperada com o projeto. Portanto, para clientes do grupo A, mesmo que os inversores gerem apenas energia ativa, é necessário considerar o comportamento do FP para o cálculo de viabilidade financeira do projeto.

Observou-se que tal fenômeno pode ser mais, ou menos, significativo a depender do consumo de reativo da UC: quanto maior a demanda de reativos, maior será a redução do FP no ponto de entrega de energia durante os horários de geração.

Para corrigir tal situação, observou-se que o ajuste dos inversores para valores capacitivos contribui para diminuir a cobrança de excedente reativo, minorando a cobrança sobre excedente reativo, mas limita a capacidade de geração de potência ativa da planta FV. Além disso, como esse modo de operação é baseado somente na curva de geração do inversor, podem ser observadas injeções de reativo capacitivo na rede. Conseqüentemente, os riscos de sobretensão nos barramentos da concessionária são maiores, assim como as desconexões dos sistemas FVs decorrentes da condição de sobretensão.

Por isso, a utilização de bancos de capacitores automáticos foi avaliada como a opção mais viável tecnicamente. Esses equipamentos, quando instalados a jusante da GD, além de fornecer energia reativa de acordo com a demanda da UC, podem controlar o FP no PE, eliminando as cobranças por excedentes reativos sem prejudicar a regulação de tensão dos barramentos.

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL, 2010. Resolução Normativa Nº 414.  
 Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL, 2012. Resolução Normativa Nº 482.  
 Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL, 2016. Cadernos temáticos ANEEL. Micro e Minigeração distribuída.  
 Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL, 2017. Procedimentos de Distribuição de Energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição: Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída.

- Camloffski, R., 2014. Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas. São Paulo: Editora Atlas.
- Filho, J. M., 2017. Instalações Elétrica Industriais. 9. ed., LTC, pp. 329-334.
- González, J.F., 2018. Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment. International conference on renewable energies and power quality (icrepq-18), Salamanca.
- Pinto, A; zilles, R; bet, I. 2012. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência latino-americana da ISES, 2012, São Paulo.
- Starosta, J., 2018. Compensação de energia reativa, correção de fator de potência em instalações elétricas e mitigação das harmônicas - Parte 01/04. Revista o setor elétrico, Atitude. Editorial, ano 13, ed. 155.

### **THE INFLUENCE OF PHOTOVOLTAIC GENERATION ON THE POWER FACTOR OF PROSUMERS UNITS: A TECHNICAL AND FINANCIAL ANALYSIS**

**Abstract.** *The installation of distributed micro and minigenerators reduces the distributor's active power supply and provides economy for prosumers customers. Otherwise, the reduction of active consumption and the maintenance of reactive consumption during generation hours imply a reduction in the power factor of the generating units and may result in additional charges. Following this motivation, in this research will be evaluated the influence of micro and mini photovoltaic generators on the power factor of three different prosumers units, voltage class A4, and the impact of reactive charge on the financial viability of the projects. The analysis is based on the power factor measurements and the energy bills of this three units, before and after the connection of photovoltaic plants of 135 kW, 62 kW and 62 kW of installed power. Although the three units analyzed have different characteristics of energy consumption, in all cases there was reduction of the inductive power factor at the point of delivery during the energy generation schedules. This effect is due to the decrease in the demand for active power supplied by the distributors and may result in additional charges to the billing of the prosumers units. Since the acquisition of such equipment is mainly aimed at the economy with active energy, these charges and the additional investment to correct the low power factor may negatively influence the financial viability of such projects. Therefore, methodologies, such as the use of photovoltaic inverters operating in constant power factor mode and the installation of capacitor banks, are proposed to increase the power factor. Both solutions guarantee the supply of reactive energy close to the loads, providing power factor elevation at the point of delivery and reducing the charges applied on the excess reactive consumption. The use of automatic capacitor banks installed after the photovoltaic generation is the solution that allows the supply of reactive energy according to the need of the load.*

**Key words:** *Photovoltaic power plants, Power factor, Financial viability.*