

Análise do Sistema de Distribuição Considerando Penetração Fotovoltaica com Ajuste Otimizado do Fator de Potência do Inversor

Cícero Augusto de Souza*. Edmarcio Antônio Belati** Ademir Pelizari***
Ricardo da Silva Benedito****.

Universidade Federal do ABC, Santo André, CEP 09210-580
e-mail: cicero.souza@ufabc.edu.br*; edmarcio.belati@ufabc.edu.br**;
ademir.pelizari@ufabc.edu.br***; r.benedito@ufabc.edu.br****

Abstract: Distributed Generation (DG) can bring benefits to the distribution network (DN), because it can delay or even avoid investments for reinforcing in DNs. In particular, we can mention the Photovoltaic Generation (PV), which is growing quickly, and it is available all over the planet. With this large increase on DNs, it is necessary to worry about the control of technical losses in the network and the voltage levels at each bus. The losses and the voltage profile can be influenced by the power factor (pf) of the PV inverters. This paper presents a methodology to find the optimal adjustment for the pf in the PV inverters, which minimizes the technical losses and improves the voltage profile. The methodology is an Optimal Power Flow (OPF), that was modeled considering the hourly variations of load and PV power availability. The equations were modeled in AMPL® language and the Knitro® solver was used. The algorithm was tested on a 34-bus system under several PV's system working modes and it is demonstrated that the optimal control of the pf is more efficient if compared to others PV inverters operating mode. It can support both consumers and the network operator.

Resumo: Geração Distribuída (GD) pode trazer benefícios para a Rede de Distribuição (RD), retardando ou até mesmo evitando investimentos em reforços das redes. Em destaque, tem-se a Geração Solar Fotovoltaica (FV), que vem apresentando crescimento exponencial. Com esse aumento de GD nas RDs surge a preocupação com as perdas técnicas e os níveis de tensão. Tanto as perdas como as tensões nas barras da rede podem ser alteradas por meio do ajuste do fator de potência (fp) dos inversores FV. Neste trabalho é proposta uma metodologia para determinar o ajuste ótimo do fp dos inversores FV, buscando minimizar as perdas técnicas da rede e melhorar o perfil de tensão. A metodologia consiste em um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) modelado para considerar as variações no consumo de energia e na geração FV. Foi utilizada a linguagem de programação AMPL® e o solucionador Knitro® na implementação computacional. O algoritmo foi testado em um sistema de 34 barras considerando diversas situações de operação da rede. Os resultados evidenciam que o controle ótimo do fp é mais vantajoso frente a demais modo de operação dos inversores, podendo favorecer tanto o consumidor como a empresa de distribuição.

Keywords: Distributed generation; losses minimization in distribution network; optimal power flow; photovoltaic generation; power factor control of PV inverter.

Palavras-chaves: Geração distribuída; minimização de perdas em redes de distribuição; fluxo de potência ótimo; geração fotovoltaica; controle do fator de potência do inversor FV.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, as principais fontes de geração de energia elétrica são a hidroelétrica e a termoeletrica (Aneel, 13-07-2019), ambas respondem respectivamente por 60% e 24% de toda a potência disponível.

Grandes usinas elétricas, como as hidroelétricas, geralmente são localizadas distantes dos centros urbanos ou às vezes em lugares remotos. Portanto, faz-se necessário construir extensas linhas de transmissão e distribuição para despachar a energia gerada para os centros urbanos. Nesses dois estágios, existem perdas técnicas de potência ativa. De acordo com (Ng, Salama, & Chikhani, 2000), 13% de toda a energia

gerada é consumida como perdas ativas somente nas redes de distribuição.

Atualmente, há uma preocupação em atender ao crescimento da demanda por energia elétrica, mas de forma sustentável e que não tenha um grande impacto ambiental. Assim, o desenvolvimento de tecnologia de fontes de energia renováveis como a solar, eólica, biomassa etc., tem crescido gradualmente nas últimas décadas. Essas fontes de energia são conhecidas como Geração Distribuída (GD) (Paludo, 2014).

Os sistemas de Geração Fotovoltaica (FV) têm se destacado no cenário nacional, se comparado com outras fontes de energia renováveis. Nos últimos anos, eles experimentaram um crescimento exponencial de sua capacidade instalada, de

54 MW em Jan/2017 para mais de 900 MW em Jul/2019 (Aneel, 13-07-2019). A diminuição dos custos de implantação, o desenvolvimento de novas tecnologias de inversores, baixo impacto ambiental e o crescimento da política de incentivo desse tipo de energia são alguns dos motivos por esse crescimento (Carvalho, 2012).

A maioria dos consumidores residenciais e comerciais são conectados nas redes de distribuição, que são geralmente radiais, ou seja, a topologia da rede possui somente uma subestação que alimenta todas as cargas. Assim, o fluxo de potência flui da subestação para as cargas. Sob uma grande penetração de GD, há a possibilidade de fluxo de potência em dois sentidos na rede. Isso ocorre por conta da energia gerada, que em algumas vezes pode ser maior do que a demanda em uma barra ou região. Essa situação pode causar fluxo de potência reverso na rede (Paludo, 2014) e elevação da tensão acima do permitido em algumas barras do sistema.

Nas Redes de Distribuição (RDs) o controle da energia reativa é uma solução muito utilizada para melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas, que pode ser via banco de capacitores, compensadores síncronos ou outros dispositivos. Esta solução, no entanto, sempre necessita de investimentos na rede, ao contrário do uso inversor FV, que pode contribuir com o controle da potência reativa.

Geralmente, sistemas FV operam com fator de potência (fp) unitário, ou seja, não há geração ou absorção de potência reativa pelo inversor no ponto de conexão. No entanto, por meio do ajuste do inversor PV é possível injetar ou absorver potência reativa no ponto de conexão e assim otimizar a operação da RD.

Muitos trabalhos têm estudado os impactos da geração FV nas redes de distribuição e técnicas têm sido propostas para melhorar a operação da RD, como o uso de reguladores de tensão e o gerenciamento de reativos dos inversores. Em (Solanki, Ramachandran, & Solanki, 2012), o impacto da penetração FV em três níveis é analisada. A análise é feita em regime permanente e avalia os níveis de tensão, desbalanço e perdas em um alimentador. Para a simulação, é considerado um fator de potência unitário e que não há nenhum tipo de regulador de tensão ao longo da rede.

O artigo de (Eichkoff, Marques, & Mello, 2018) apresenta uma análise do perfil de tensão com um controle de potência reativa. Esse controle é feito com o objetivo de minimizar as perdas ativas na rede. O trabalho propõe um controle Volt/Var do inversor FV, que basicamente faz o inversor injetar ou absorver a potência reativa dependendo do nível de tensão do barramento. O limite de potência reativa foi proposto respeitando a curva da ABNT (Abnt, 2013). Foi também considerada uma variação horária de carga e a curva de intermitência da geração FV.

A integração entre reguladores de tensão e o sistema FV é estudado em (Selim, Abdel-Akher, Aly, & Kamel, 2016). O objetivo é minimizar o desvio de tensão no barramento junto com a minimização das operações do regulador de tensão. O problema é resolvido injetando potência via geração FV na rede.

Analisando essas informações, é intuitivo concluir que é muito importante otimizar a operação e planejamento do sistema de distribuição na presença de grande penetração FV.

O objetivo desse trabalho é apresentar um avanço nesse tema, buscando otimizar a RD por meio de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) modelado para considerar a geração FV, ajuste do fp dos inversores e a variação da demanda de energia durante um período. A solução do problema apontará para o valor do fp do inversor que minimize as perdas e consequentemente melhore o perfil de tensão da rede em cada período de operação, que foi discretizado hora-hora. O perfil de carga e a curva de geração FV são considerados na otimização.

A sequência do trabalho está dividida da seguinte forma: Na seção 2 foram descritos os detalhes do modelo matemático proposto para otimização do fp e cenário considerado. A seção 3 descreve a metodologia de solução. Os resultados e discussões são apresentados na seção 4 e na seção 5 as conclusões do trabalho.

2. MODELAGEM PROPOSTA

Para o trabalho, foi implementado um algoritmo de FPO usando a linguagem de programação AMPL (AMPL., 2019). No ambiente de programação, foram modeladas as equações de fluxo de potência de acordo com (Monticelli, 1983), a função objetivo e as restrições a serem impostas para solução do sistema. O solver Knitro (Knitro., 2019) foi utilizado para obter a solução do problema.

2.1 Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

O FPO, amplamente utilizado em estudos elétricos, é uma poderosa ferramenta que otimiza as condições de operação da rede elétrica através de ajuste de variáveis de controle considerando uma série de restrições operacionais do sistema (Vargas, 2015). Os fluxos das potências presentes em um sistema de distribuição podem ser vistos na figura 1, extraída de (Monticelli, 1983).

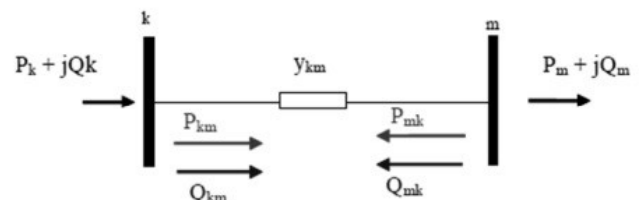


Fig. 1: Representação gráfica dos fluxos de potência em uma RD

Em que, k e m representam as barras do sistema, $P_k + jQ_k$ representa a injeção de potência ativa e reativa na barra k , P_{km} e Q_{km} são respectivamente os fluxos de potência ativa e reativa da barra k para a barra m , P_{mk} e Q_{mk} são respectivamente os fluxos de potência ativa e reativa da barra m para a barra k , y_{km} representa os parâmetros da linha na forma de admitância e $P_m + jQ_m$ representa a potência ativa e reativa da carga da barra m .

2.1.1 Função Objetivo

Na modelagem, considerado o fp dos inversores FV, foi definida a função objetivo de minimização das perdas no sistema, que é descrita como segue:

$$\text{Min} \rightarrow P_{\text{perdas}} = \sum_{km \in \Omega} g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (1)$$

Nessa equação, g_{km} é a condutância série entre as barras k - m , V_k é o módulo da tensão na barra k , V_m é o módulo da tensão na barra m , θ_{km} é a diferença do ângulo da tensão entre as barras nos terminais k - m e Ω é o conjunto de todas as linhas de distribuição. O valor final da equação é a soma da potência ativa em todas as linhas.

2.1.2 Das Restrições

As restrições impostas ao sistema para encontrar o ponto ótimo de operação, foram definidas conforme abaixo:

a-) Balanço de potência ativa (2) e reativa (3) na barra

$$P_{FV_k} + P_{G_k} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V, \theta, fp_{fv}) = 0 \quad (2)$$

$$Q_{FV_k} + Q_{G_k} + Q_{sh_k} - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V, \theta, fp_{fv}) = 0 \quad (3)$$

Nas equações acima, P_{FV_k} e Q_{FV_k} são a potência ativa injetada e reativa injetada ou absorvida pelo sistema FV na barra k , P_{G_k} e Q_{G_k} são a potência ativa injetada e reativa injetada ou absorvida na barra k por geradores convencionais, Q_{sh_k} é a injeção de potência reativa por um elemento shunt na barra k , P_{km} e Q_{km} correspondem ao fluxo de potência ativa/reativa na linha k - m respectivamente e Ω_k é o conjunto de todos os barramentos vizinhos à barra k .

b-) Limites do Fator de Potência

Os geradores FV devem operar com fator de potência dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica NBR-16149 (Abnt, 2013). A norma permite que as concessionárias de energia definam o ajuste do fp a ser inserido nos inversores e o carregamento mínimo necessário no sistema para permitir a operação do inversor com fp diferente do unitário. Pois a eficiência do inversor está intimamente ligada a seu carregamento. Conforme (Enel, 2019), os inversores só poderão operar com o fp diferente do unitário, somente com carregamento superior a 50%. A figura 2 abaixo, extraída de (Enel, 2019) ilustra essa restrição, que foi adotada neste trabalho.

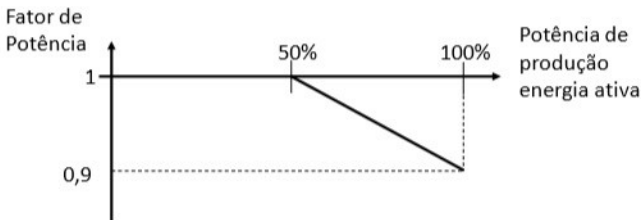


Fig. 2: Curva de operação do fp de inversores com Potência nominal > 6KW

Foi considerada a variação do fator de potência entre 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo para encontrar o ponto de operação ótimo do sistema.

Essas restrições foram modeladas conforme abaixo:

$$fp_{\text{min}} \leq fp \leq fp_{\text{max}} \quad (4)$$

$$S_c \geq 0,5S_n \quad (5)$$

O limite descrito em (4), define os ajustes do fp disponíveis que poderão ser ajustados no inversor FV conectado à barra, discretizados com três casas decimais conforme (ABB, 2014). Os termos fp_{min} e fp_{max} são os valores mínimos e máximos do fator de potência possíveis de serem ajustados no inversor. Em (5) é definida quando poderá ativar ou não o controle do fp, por conta da restrição do carregamento de inversor. S_c e S_n são a potência de carregamento e a nominal do inversor respectivamente.

c-) Limites de Tensão

$$V_{k_{\text{min}}} \leq V_k \leq V_{k_{\text{max}}} \quad (6)$$

Os termos $V_{k_{\text{min}}}$ e $V_{k_{\text{max}}}$ são os limites mínimos e máximos de tensão respectivamente, a barra slack é fixada em 1 pu.

d-) Corte de Potência Ativa

A potência disponível no arranjo FV é transferida à rede elétrica através do inversor FV conforme sua potência aparente nominal. Ao operar com fp diferente da unidade injetando/absorvendo potência reativa, deve obedecer a seguinte equação:

$$S_{fv} = \sqrt{P_{fv}^2 + Q_{fv}^2} \quad (7)$$

Na equação, S_{fv} é a potência aparente disponibilizada pelo arranjo FV, P_{fv} e Q_{fv} são a potência ativa despachada e reativa despachada ou absorvida pelo inversor FV. Portanto, quando for necessário operar com fp diferente de 1, é necessário cortar uma parte da potência ativa despachada para evitar a sobrecarga dos inversores na forma de um possível aumento de sua potência aparente de carregamento acima da nominal.

2.2 Curva de Carga e Geração FV

Para o trabalho foi considerada a curva horária de carga, com perfil residencial extraída de (Neto, 2016), que pode ser vista na figura 3 abaixo.

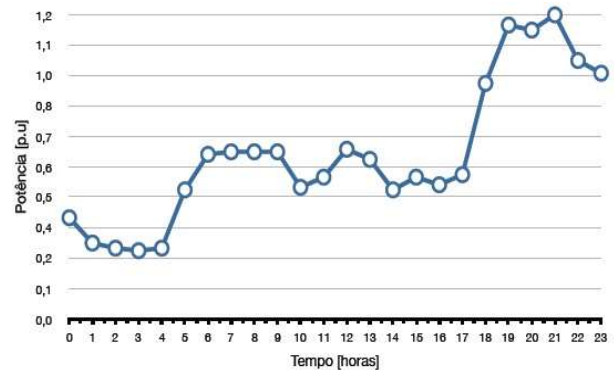


Fig. 3: Curva horária de carga

A variação horária da geração FV foi considerada conforma a figura 4, extraída de (Selim, Abdel-Akher, Aly, & Kamel, 2016). Nessa curva foi considerada uma situação de céu claro e sem nuvens.

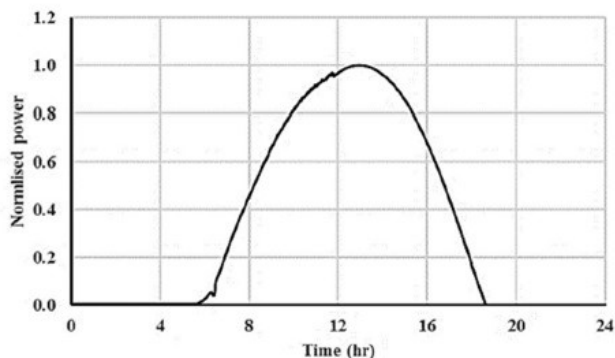


Fig. 4: Curva horária da geração FV

2.3 Cenário Considerado

Para a análise do problema, foi utilizado um circuito padrão 34 barras de (Carvalho M. R., 2006), que possui um perfil fortemente indutivo. O valor das cargas nominais de cada barra, foi considerada como sua demanda máxima (1pu). Por conta de seu perfil indutivo, a potência reativa de cada nó foi reduzida a 60% da nominal, isso foi necessário para evitar que na otimização, todo o reativo disponível seja solicitado pela rede, o que forçaria sempre um ponto ótimo de operação com fp de 0,90 e também para descrever uma situação usual de carga. A figura 5 ilustra o circuito considerado para teste.

Os testes foram feitos considerando 4 cenários:

- 1) Sistema operando sem nenhuma geração FV;
- 2) Toda geração FV operando com fator de potência unitário;
- 3) Toda geração FV operando com fp fixo de 0,90 capacitivo;
- 4) Toda geração FV operando com fator de potência variável entre 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo;

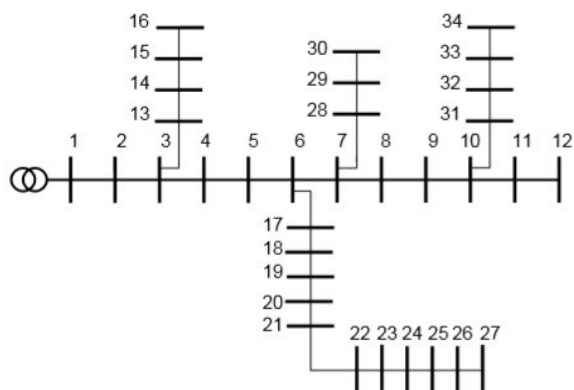


Fig. 5: Circuito padrão 34 barras

Para análise, foi considerado um cenário com geração FV em todas as barras. A penetração FV, por barra, foi de 50% de

sua potência instalada. Foram considerados consumidores com inversores de potência nominal maior ou igual 6 kW instalados. O período analisado para os testes foi das 06:00 até as 18:00hs, período que o sistema FV gera energia.

3. METODOLOGIA DE SOLUÇÃO

O problema foi modelado utilizando a linguagem de programação AMPL® e o solucionador Knitro® para encontrar o ponto ótimo de operação do sistema.

3.1 A Mathematical Programming Language – AMPL

Desenvolvido no final dos anos de 1990, a linguagem de programação AMPL (AMPL., 2019) atende a necessidade de escrever modelos complexos de otimização sem requerer que o operador tenha profundo conhecimento de lógica de programação, como a linguagem FORTRAN e C++ por exemplo. Fazendo uma interface de comunicação com vários tipos de solucionadores, a linguagem AMPL se torna muito útil e eficiente, pois os solucionadores são projetados para utilizar o máximo de recurso computacional enquanto proveem alta eficiência, mesmo com modelos complexos (Fourer, Gay, & Kernighan, 1990).

3.2 Modelo Computacional do Algoritmo

Após o FPO ser modelado no ambiente de programação AMPL® (AMPL., 2019), com o auxílio do solucionador Knitro® (Knitro., 2019) foram realizadas simulações para o sistema de 34 barras modificado. Na figura 6 é apresentado o fluxograma da metodologia desenvolvida, em destaque para o item 5 em que a partir do horário escolhido do dia é calculada

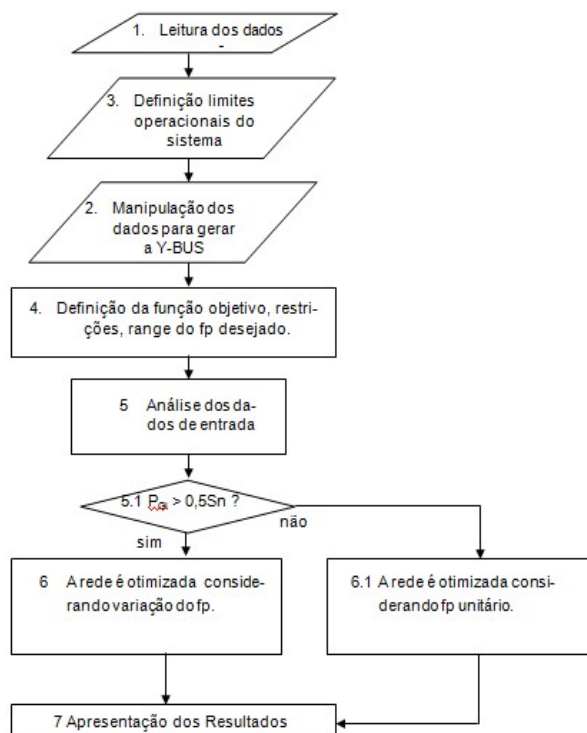


Fig. 6: Fluxograma do algoritmo proposto

a geração FV e a demanda do sistema, com base nas curvas de geração (Fig. 4) e demanda (Fig. 3). No item 5.1 é verificado se haverá ou não controle do fp.

4. RESULTADOS

Considerando os 4 cenários apresentados, foram inicialmente verificados os impactos em relação à geração FV associada ao controle ótimo do fp do inversor, tabela 1. Na coluna 1 os cenários são apresentados. Na coluna 2 a energia cortada, ou seja, a potência ativa que foi sacrificada para injetar reativos para cada cenário é mostrada. Finalmente na coluna 3 as perdas ativas do sistema são apresentadas. Considerando o fp ótimo, além das perdas ativas da rede diminuírem a energia que deixou de ser produzida foi menor, comparadas com o fp 0,9 capacitivo.

Tabela 1: Perdas e potência cortada

CENÁRIO	Energia Cortada (MWh)	Perdas (MWh)
Sem FV	0,0000	0,937876
FV e fp=1	0,0000	0,428964
FV e fp=0,90 cap	1,560181	0,392126
FV e fp ótimo	0,984051	0,389360

Na tabela 2, pode ser visualizado o ajuste do fp ótimo horário para o período de sol e as restrições de potência reativa do inversor. Devido as barras 3, 6 7 e 10 não apresentarem cargas no sistema original, não foi considerada geração FV

para essas barras.

A Tabela 3 apresenta o perfil de tensão das barras do sistema, considerando o período das 09:00 às 16:00hs – quando há a contribuição efetiva do fp. Pode ser verificado que o perfil de tensão é satisfatório mesmo com nenhum sistema FV em operação, devido à rede apresentar carga leve. Com geração FV e fp unitário há uma melhora no perfil de tensão, o qual melhora ainda mais quando o sistema está operando com fp de 0,90c fixo. No entanto, com o ajuste ótimo do fp, tem-se uma situação ainda melhor do perfil de tensão.

Adotar um fp aleatoriamente pode levar a um grande corte de potência ativa nos sistemas FV e elevar as perdas na rede. Assim, pode ocorrer perdas de receita por parte das concessionárias de energia. De uma forma geral, dependendo da topologia e demanda de potência, se comparado com a operação com fp unitário, o sistema pode apresentar uma redução significativas de perdas com a otimização do fp dos inversores FV. Para o sistema testado, essa redução foi de 9,23%. Portanto, cada sistema deve ser analisado cuidadosamente.

5. CONCLUSÕES

Esse artigo apresentou um algoritmo baseado em um FPO, para determinar o ponto ótimo de operação do sistema considerando a variação do fp do inversor FV.

Somente com a inserção de geração FV no sistema, as perdas

Tabela 2: Variação horária do fator de potência ótimo

Barra	HORA													
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
2	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,938	1,00	1,00	
5	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	1,00	1,00	1,00	0,937	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,937	1,00	1,00	
9	1,00	1,00	1,00	0,937	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	1,00	1,00	
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	1,00	1,00	
12	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	1,00	1,00	
13	1,00	1,00	1,00	0,937	0,938	0,937	0,937	0,940	0,939	0,937	0,941	1,00	1,00	
14	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,939	0,939	0,937	0,939	1,00	1,00	
15	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,939	0,939	0,937	0,939	1,00	1,00	
16	1,00	1,00	1,00	0,938	0,947	0,938	0,937	0,949	0,948	0,937	0,947	1,00	1,00	
17	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
18	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
19	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
20	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
21	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
22	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
23	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
24	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
25	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
26	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
27	1,00	1,00	1,00	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	1,00	1,00	
28	1,00	1,00	1,00	0,937	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,937	1,00	1,00	
29	1,00	1,00	1,00	0,937	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,937	1,00	1,00	
30	1,00	1,00	1,00	0,937	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,937	1,00	1,00	
31	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	1,00	1,00	
32	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	1,00	1,00	
33	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,937	0,936	0,936	0,935	0,936	0,936	1,00	1,00	
34	1,00	1,00	1,00	0,936	0,936	0,937	0,936	0,936	0,935	0,936	0,936	1,00	1,00	

Tabela 3: Desvio de Tensão

BARRA	Desvio máximo de Tensão - pu			
	Sem FV	FV e fp unitário	FV e fp=0,90c	FV e fp ótimo
2	0,9966	0,9982	0,9983	0,9983
3	0,9936	0,9966	0,9968	0,9968
4	0,9894	0,9945	0,9948	0,9948
5	0,9858	0,9927	0,9930	0,9930
6	0,9824	0,9910	0,9913	0,9914
7	0,9800	0,9898	0,9901	0,9902
8	0,9787	0,9892	0,9895	0,9896
9	0,9772	0,9884	0,9887	0,9889
10	0,9765	0,9881	0,9884	0,9885
11	0,9762	0,9879	0,9882	0,9884
12	0,9761	0,9879	0,9882	0,9883
13	0,9933	0,9965	0,9967	0,9967
14	0,9932	0,9964	0,9966	0,9967
15	0,9931	0,9964	0,9966	0,9966
16	0,9931	0,9964	0,9966	0,9966
17	0,9797	0,9896	0,9900	0,9901
18	0,9775	0,9885	0,9889	0,9890
19	0,9750	0,9873	0,9877	0,9878
20	0,9730	0,9863	0,9867	0,9868
21	0,9713	0,9854	0,9858	0,9860
22	0,9693	0,9844	0,9848	0,9850
23	0,9677	0,9837	0,9840	0,9842
24	0,9661	0,9829	0,9833	0,9835
25	0,9654	0,9825	0,9829	0,9831
26	0,9651	0,9824	0,9828	0,9830
27	0,9650	0,9824	0,9827	0,9829
28	0,9798	0,9897	0,9900	0,9901
29	0,9797	0,9896	0,9900	0,9901
30	0,9796	0,9896	0,9899	0,9900
31	0,9763	0,9880	0,9883	0,9884
32	0,9761	0,9879	0,9881	0,9883
33	0,9760	0,9878	0,9881	0,9882
34	0,9759	0,9878	0,9881	0,9882

REFERÊNCIAS

técnicas da rede diminuem e há um aumento perfil de tensão. No entanto, foi demonstrado que o controle ótimo do fp reduz ainda mais essas perdas, melhora ainda mais o perfil de tensão e reduz significativamente o valor da potência ativa cortada nos inversores FV. Portanto, o controle ótimo do fp apresentado neste trabalho é uma técnica efetiva para otimizar o planejamento e operação dos sistemas de distribuição de energia, e pode postergar investimento em ativos na rede.

É muito importante enfatizar uma preocupação com o corte de potência ativa dos geradores FV, pois um corte elevado leva a uma grande diminuição do faturamento por parte dos consumidores com seus conjuntos FV. Apesar da rede necessitar de reativos, é necessário estudar uma maneira de compensar os consumidores por essa perda de potência ativa para gerar/absorver reativos pelos seus inversores solares, por meio de políticas adequadas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem imensamente à FAPESP (processo 18/03015-2), ao CNPq (processo 142049/2018-2) e ao INERGE.

- ABB. (2014). Product Manual TRIO-7.5-OUTD Inverter. *Solar Inverter Manual*.
- Abnt. (2013). NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos - características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro.: ABNT.
- AMPL. (2019). *Artelys*. Fonte: A Modeling Language for Mathematical Programming.: <http://www.artelys.com/uploads/pdfs/ampl-book.pdf>
- Aneel. (13-07-2019). Banco de Informações de Geração. Acesso em 2019, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebras il/capacidadebrasil.cfm>
- Carvalho, K. (09 de 2012). Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos e Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e Seus Impactos. *Tese de Mestrado. UFRJ*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UFRJ.
- Carvalho, M. R. (2006). Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição RAdial. *Tese de Mestrado. UFSCar*. São Carlos, SP, BR.
- Eichkoff, H., Marques, R., & Mello, A. (2018). Análise da Geração Distribuída Para o Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas Modernos de Distribuição. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Gramado.
- Enel. (04 de 2019). Nota Técnica 6.012. *Requisitos Mínimos Para Interligação de Micro e Minigeração Com a Rede de Distribuição*. São Paulo, SP, Brasil.
- Fourer, R., Gay, D. M., & Kernighan, B. W. (1990). A Modeling Language for Mathematical Programming. *Manage Sci*, 36(5), 519-554.
- Knitro. (2019). *Artelys*. Acesso em 2019, disponível em [http://www.artelys.com/uploads/pdfs/Knitro80_User Manual.p df](http://www.artelys.com/uploads/pdfs/Knitro80_User Manual.pdf)
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de carga em redes de Energia Elétrica*. Campinas: Edgar Blucher Ltda.
- Neto, A. F. (2016). Avaliação do Impacto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição de Baixa Tensão. *Tese de Doutorado. USP*. São Paulo: USP.
- Ng, H., Salama, M., & Chikhani, A. (1 de 01 de 2000). Classification of Capacitor Allocation Techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-6.
- Paludo, J. (2014). Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente. *Tese de Mestrado. USP*. São Carlos: USP.
- Selim, A., Abdel-Akher, M., Aly, M., & Kamel, S. (2016). Efficient Time Series Simulation of Distribution Systems with Voltage Regulation and PV Penetration. pp. 1-6.
- Solanki, S. K., Ramachandran, V., & Solanki, J. (2012). Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder. *IEEE*, pp. 1-6.
- Vargas, G. (2015). Análise de Sistemas Elétricos de Potência com Aerogeradores Utilizando Fluxo de Potência Ótimo. *Tese de Mestrado. UFABC*. Santo André: UFABC.