

Análise do Impacto de Inversores Inteligentes Aplicados a Redes de Distribuição em Baixa Tensão

Luan P. Carlette*

Djalma M. Falcão**

COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro
Programa de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro RJ

* e-mail: luan.carlette@gmail.com** e-mail: falcao@nacad.ufrj.br

Abstract: The micro residential photovoltaic generation is the most widespread in the country and it is connected directly to the low voltage network. Analysis of the impacts of distributed generation in this segment of the electric system is of great interest since these networks do not have equipment and resources to control voltage and are susceptible to faults caused by the high penetration levels of distributed generation. This work proposes three control strategies, applied to smart inverters, to mitigate the impacts in the voltage profile caused by this high penetration level in low voltage networks. The strategies are constant power factor, Volt-Watt and Volt-Var control. In general, all three strategies were able to improve voltage profile. However, the constant power factor significantly increased power losses. Volt-Watt curtailed power injection, increasing investment payback time. Volt-Var was the least effective in reducing voltage levels and it also increased losses without sacrificing active power injection. Thus, choosing the best control strategy is also choosing what matters the most: low losses, high economic gains or voltage profile as close as possible to the rated voltage.

Resumo: A micro geração fotovoltaica residencial é a mais difundida no país e está conectada diretamente à rede de baixa tensão. Uma análise dos impactos da geração distribuída nesse segmento do sistema elétrico é de alta relevância, já que essas redes não dispõem de recursos para controle de tensão e estão suscetíveis a defeitos causados pela elevada penetração de recursos distribuídos. Este trabalho se propôs a testar três estratégias de controle, aplicadas a inversores inteligentes, para mitigar os impactos no perfil de tensão causados por essa elevada penetração nas redes de baixa tensão. São elas: fator de potência constante, controle Volt-Watt e Volt-Var. De modo geral, as três estratégias foram capazes de melhorar o perfil de tensão. No entanto, o fator de potência constante aumentou significativamente as perdas, o Volt-Watt cortou geração, diminuindo o retorno sobre o investimento no sistema, e o Volt-Var foi o menos efetivo na diminuição da tensão, aumentou também as perdas, mas sem sacrificar a injeção de potência ativa. A escolha da melhor estratégia está associada também à definição de prioridades: menos perdas, maior retorno econômico ou tensão mais próxima da nominal.

Keywords: Voltage control; intelligent inverters; photovoltaic; distributed generation.

Palavras-chaves: Controle de tensão; inversores inteligentes; fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, observa-se um processo de transformação na estrutura física do Sistema de Energia Elétrica (SEE) causada, principalmente, pelo deslocamento da geração centralizada de grande porte, através de centrais hidrelétricas, termelétricas e nucleares, para a geração de pequeno porte distribuída pelo sistema e próxima à carga. Outra modificação importante em andamento, a qual está associada diretamente à tendência pela geração descentralizada, é o crescimento da utilização de fontes de energia eólica e solar, as quais apresentam uma característica de intermitência. Essas duas alterações na forma de gerar energia apresentam o potencial de revolucionar a forma de operar os SEE, tanto no aspecto técnico como econômico. A multiplicidade de fontes e sua intermitência,

exigem formas avançadas de monitoração, controle e proteção, assim como novos modelos de comercialização de energia.

O segmento de distribuição dos SEE tem sido uma parte do sistema fortemente afetado pelas transformações acima mencionadas. Essas transformações são, geralmente, enquadradas em duas categorias gerais:

- **Recursos Energéticos Distribuídos (RED):** constituído por dispositivos de geração ou armazenamento de energia localizados nas instalações dos consumidores (*behind-the-meter*) ou no sistema de distribuição, capazes de suprir parcialmente ou totalmente a demanda local e, em determinadas condições, injetar potência na rede de transmissão.

- *Tecnologias Digitais (Smart Grid)*: utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações digitais para monitoração e controle da rede elétrica.

Os RED têm um potencial de produzir profundas alterações na forma como as empresas de distribuição são operadas por alterarem o padrão de consumo, a intensidade e direção do fluxo de potência na rede, os processos de controle de tensão, etc. As tecnologias digitais, por outro lado, oferecem a possibilidade de uma operação mais segura e eficiente em uma rede com tantas novas possibilidades como estas que se vislumbram para um futuro próximo.

A geração distribuída, em particular em suas modalidades Micro e Mini geração, tem apresentado grande crescimento no país nos últimos anos, apresentando previsão de crescimento ainda maior nos próximos anos (EPE, 2019). Desta forma, estará cada vez mais presente nas residências brasileiras e essa realidade trará desafios às distribuidoras que precisarão se adequar para continuar oferecendo um serviço de qualidade aos seus clientes.

A geração distribuída produz impactos no sistema elétrico, em particular nas redes de distribuição onde se encontra diretamente conectada. Esses impactos podem ser positivos ou negativos, dependendo da localização, da capacidade e dos recursos tecnológicos da geração instalada. Os impactos mais significativos são no carregamento dos alimentadores, controle de tensão e perdas. Outros impactos importantes são no ajuste da proteção, confiabilidade, qualidade da energia, etc.

Neste contexto, este trabalho aborda a utilização de inversores inteligentes no controle de efeitos de geração distribuída do tipo fotovoltaica em redes de distribuição em baixa tensão. Em particular, analisa a aplicação de três estratégias de controle, aplicadas a inversores inteligentes, para mitigar os impactos no perfil de tensão causados pela elevada penetração nas redes de baixa tensão.

2. INVERSORES INTELIGENTES

O termo “inversor inteligente”, ou smart inverter em inglês, é relativamente novo e aparece pela primeira vez na base de dados IEEE Xplore, por exemplo, somente em 2010. Antes disso, em 2008, um grupo de estudos, liderado pela Electric Power Research Institute (EPRI), se uniu com mais de 600 fabricantes e instituições para criar o documento “The Common Functions for Smart Inverters” que serve de base para vários Standards sobre o assunto (Seal 2016).

Este trabalho vai tratar somente a capacidade de controlar a potência ativa e reativa injetada ou absorvida da rede, visando principalmente manter o perfil de tensão em patamares adequados. Diferentes estratégias de controle desse tipo já foram propostas na literatura e podem variar desde a desconexão da GD da rede, em caso de sobretensão no Ponto de Conexão Comum (PCC), até a injeção/absorção de potência reativa proporcional à tensão no PCC.

O Controle mais simples é do tipo *On-Off*, que desconecta o inversor da rede quando identificada uma tensão no PCC maior

do que o limite estabelecido. Outra estratégia que age diretamente sobre a potência ativa é a que limita, de forma proporcional ao valor da tensão medida no PCC, a potência gerada que pode ser injetada na rede, conhecida como Volt-Watt. Os dois principais problemas em limitar ou bloquear a injeção de potência ativa são a diminuição do retorno financeiro para o prosumidor, que investiu nos equipamentos, e os cortes desiguais e injustos, uma vez que as unidades mais distantes do transformador sofreriam mais cortes (Ali, 2015).

Dentre as estratégias que envolvem controle de potência reativa, a mais simples determina que o inversor opere com um fator de potência fixo, adiantado ou atrasado, e diferente da unidade. Mas, fixando-se um valor de fator de potência para toda a operação, em geral, não se observa melhora no perfil de tensão pela baixa adaptabilidade do algoritmo à variação do comportamento temporal da rede.

Outra estratégia bastante comum injeta ou absorve potência reativa de acordo com a tensão no PCC. Essa estratégia é chamada de Volt-Var e é amplamente discutida na literatura (Braslavsky, 2015; Molina-Gracia, 2017; Zhang, 2017). De maneira geral, o controle Volt-Var é bastante útil para controle de tensão, por outro lado a injeção de potência reativa na rede aumenta as perdas técnicas do sistema (Rahimi, 2017). Na Figura 1 é apresentada uma curva típica dessa estratégia.

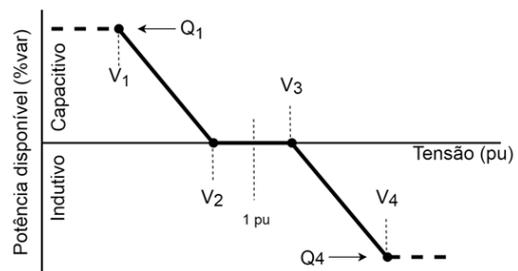


Fig. 1 - Exemplo de curva de controle Volt-Var.

A função de controle Volt-Watt funciona de maneira análoga à função Volt-Var, porém controla a tensão no PCC, limitando a potência ativa gerada (Braslavsky, 2015). O usuário deve definir uma curva de *setpoint* como a da Figura 2.

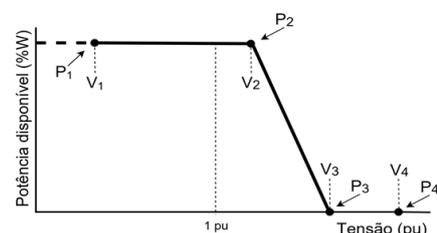


Fig. 2 - Exemplo de curva de controle Volt-Watt.

3. SISTEMA TESTE

3.1 Rede de Distribuição em Baixa Tensão

A rede escolhida para esse trabalho é uma rede de distribuição radial real, brasileira, de baixa tensão com 29 barras apresentada em Pizzali (2003). A rede apresenta bitolas CA #2/0, CAA #2 e CAA#1/0 para as três fases e bitolas CA #2 e CA #2 para o cabo neutro, em diferentes trechos da rede. Na

Figura 3 é apresentado o diagrama unifilar da mesma. Os parâmetros da rede são apresentados de forma detalhada em Carlette (2019).

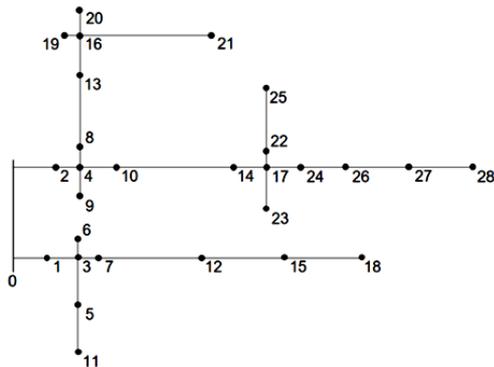


Fig. 3 - Rede de 29 barras utilizada nas simulações.

3.2 Perfil de Radiação Solar e Variação da Temperatura

As redes de distribuição em baixa tensão são suficientemente pequenas para considerar que todos os painéis conectados a ela recebem a mesma quantidade de radiação num mesmo instante de tempo. Essa consideração também é válida para a variação de temperatura. Este trabalho vai realizar simulações diárias com granularidade de uma hora, ou seja, 24 pontos vão definir o perfil de radiação e temperatura que serão entradas para o ambiente de simulação.

Inicialmente pensou-se em utilizar os dados de radiação e temperatura da cidade onde está localizada a rede real, obtidos utilizando-se o software Radiasol. O valor máximo obtido foi 700 W/m² durante os meses de verão, bem distantes dos 1000 W/m² nominais dos painéis. Por isso, os valores de radiação foram multiplicados por um fator 1,43. A Tabela 1 apresenta os valores de radiação originais obtidos do software Radiasol, e os valores multiplicados pelo fator.

A temperatura utilizada como entrada para o modelo de painel não é a temperatura ambiente, mas sim a temperatura na superfície dos painéis. Apesar dessas duas temperaturas estarem correlacionadas, a segunda depende de fatores construtivos do painel e por isso foi determinada de maneira arbitrária baseando-se na variação média de temperatura do local. Os dados de temperatura encontram-se em Carlette (2019).

3.3 Perfil de Carga dos Consumidores

Em Francisquini (2006) foram apresentados perfis de consumo diário representativos para consumidores residenciais e comerciais, divididas em dez classes de acordo com o consumo médio mensal. Foram consideradas curvas diferentes para dias úteis e finais de semana. Neste trabalho, serão utilizadas somente as curvas para dias úteis que podem ser encontradas em Carlette et al. (2019). Na Figura 4 são mostradas as curvas das 5 classes de consumo residencial para fins ilustrativos.

Tabela 1- Perfis de radiação representativos de duas estações do ano.

Hora	Radiação (kW/m ²) - Verão		Radiação (kW/m ²) - Inverno	
	Original	xFator	Original	xFator
5	0,013	0,018	0,000	0,000
6	0,128	0,182	0,000	0,000
7	0,266	0,378	0,011	0,016
8	0,411	0,584	0,155	0,220
9	0,544	0,774	0,320	0,455
10	0,647	0,920	0,481	0,684
11	0,703	1,000	0,608	0,865
12	0,703	1,000	0,678	0,964
13	0,647	0,920	0,678	0,964
14	0,544	0,774	0,608	0,865
15	0,411	0,584	0,481	0,684
16	0,266	0,378	0,320	0,455
17	0,128	0,182	0,155	0,220
18	0,013	0,018	0,011	0,016

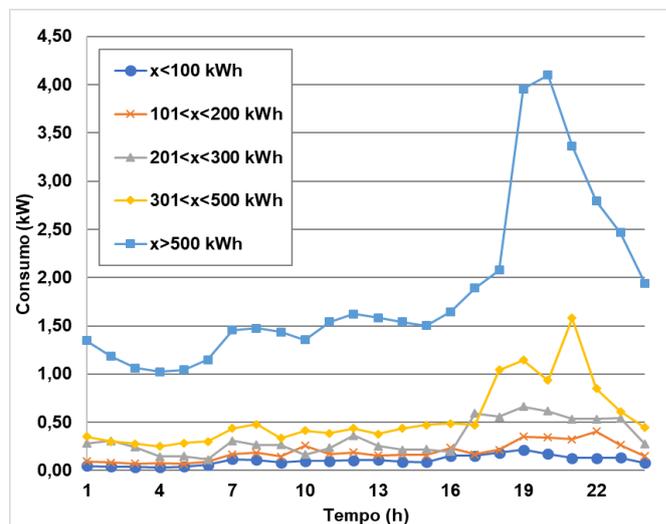


Fig. 4 – Curvas de demanda da classe residencial.

Em Pizzali (2003) é fornecido um ponto fixo de operação para cada consumidor conectado a um nó de carga. Como esse trabalho está interessado em simulações sequenciais no tempo, um ponto apenas não é suficiente, e por isso os consumidores foram associados às dez classes de consumo descritas acima. Como a referência indicou que a rede estava pouco carregada, foram acrescentados mais 3 nós de carga, os nós 1, 6 e 10. Além disso, para deixar a rede mais carregada, foram acrescentadas cargas às barras que possuíam alguma das fases com potência ativa e reativa igual a zero. A Tabela 2 mostra os valores de potência ativa e reativa das cargas conectadas a cada nó depois dessas adaptações.

3.4 Perfil de Geração

Tendo definidas as associações das classes de consumo com os nós de carga, o próximo passo é decidir qual a potência, em kW_p, do gerador fotovoltaico que deve ser associado a cada consumidor para o caso em que seja sorteado para ser prosumidor em algum dos cenários. As correspondências entre classe de consumo e potência do gerador foram feitas com base

no cálculo simplificado do simulador disponível em Portal Solar (2019) e estão na Tabela 3.

Tabela 2 – Valores ajustados das cargas e suas respectivas associações às classes de consumo.

Nº	Fase A		Fase B		Fase C		Total P (kW)	Classe Residencial	Classe Comercial
	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)	P (W)	Q (var)			
1	651,40	148,40	209,70	68,90	651,40	148,40	1,5125	301-500	> 500
2	451,40	148,40	409,70	68,90	651,40	148,40	1,5125	301-500	> 500
5	329,20	108,20	18,10	5,90	329,20	108,20	0,6765	201-300	201-300
6	641,70	210,90	397,90	130,80	504,90	166,00	1,5445	301-500	> 500
7	641,70	210,90	397,90	130,80	504,90	166,00	1,5445	301-500	> 500
8	248,20	61,90	248,80	88,40	268,80	88,40	0,7658	201-300	301-500
9	166,00	54,60	97,20	31,90	349,30	114,80	0,6125	201-300	201-300
10	166,00	54,60	97,20	31,90	349,30	114,80	0,6125	201-300	201-300
11	362,50	86,30	142,40	46,80	120,10	39,50	0,625	201-300	201-300
12	426,40	107,30	641,00	144,90	431,30	108,90	1,4987	301-500	> 500
13	147,20	48,40	310,40	102,00	127,10	41,80	0,5847	201-300	201-300
14	477,10	123,90	448,60	114,60	603,50	132,60	1,5292	301-500	> 500
15	1144,40	343,30	1385,40	389,60	1020,10	335,30	3,5499	> 500	> 500
18	330,60	108,70	562,50	184,90	754,20	247,90	1,6473	301-500	> 500
19	236,80	77,80	230,80	77,80	216,00	71,00	0,6836	201-300	201-300
20	411,10	102,30	744,40	178,90	334,70	77,10	1,4902	301-500	> 500
21	294,40	96,80	59,70	19,60	294,40	96,80	0,6485	201-300	201-300
22	212,50	37,00	212,50	37,00	212,50	37,00	0,6375	201-300	201-300
23	213,90	37,40	213,90	37,40	213,90	37,40	0,6417	201-300	201-300
24	200,80	56,10	270,80	56,10	170,80	56,10	0,6424	201-300	201-300
25	570,80	187,60	273,60	89,90	570,80	187,60	1,4152	301-500	> 500
26	707,60	166,80	391,00	95,60	443,10	112,80	1,5417	301-500	> 500
27	444,40	47,50	366,70	120,50	769,40	187,20	1,5805	301-500	> 500
28	318,10	38,80	158,10	38,80	168,10	38,80	0,6443	201-300	201-300

Tabela 3 - Associação da classe de consumo com a potência do gerador distribuído.

Classe (kWh/mês)	<100	101-200	201-300	301-500	>500
Gerador (kWp)	1	2	3	4	5

4. EXPERIMENTO COMPUTACIONAL

4.1 Cenários de Teste

Os cenários de teste foram pensados para avaliar a influência na rede da variação de alguns aspectos como o nível de penetração de geração fotovoltaica, estratégia de controle do inversor, carregamento da rede e características climáticas.

Os três primeiros grandes grupos de cenário são divididos de acordo com o perfil dos consumidores. É razoável pensar que numa rede de baixa tensão existam consumidores residenciais e comerciais e, por isso, as 24 barras de carga foram associadas a perfis de consumo segundo a Tabela 4 para criar os Cenários Base. O Cenário Base 1 possui 100% das cargas residenciais. Já no Cenário Base 2, aproximadamente 15% dos nós de carga foram escolhidos aleatoriamente para representarem consumidores comerciais. Da mesma forma, no Cenário Base 3, aproximadamente 40% das cargas são comerciais.

Em cada cenário base variou-se também a penetração. A penetração de geração distribuída é um conceito com múltiplas definições e neste trabalho o conceito adotado de penetração é “um percentual da demanda máxima do alimentador”. Três níveis de penetração são usados nas simulações: 50%, 75% e 100%.

Para conhecer a demanda máxima de cada Cenário Base, eles foram simulados sem presença de GD e foi possível determinar

quanto, em Wp de geração, essas penetrações representavam. Depois de determinadas essas quantidades, os prosumidores foram sorteados aleatoriamente até que a soma de geração de todos os sistemas fotovoltaicos fosse igual a penetração desejada.

Dentro de cada Cenário Base, também foram variadas as estratégias de controle do inversor inteligente visando manter a tensão num patamar adequado. Três estratégias foram escolhidas: fator de potência fixo diferente da unidade, Volt-Watt e Volt-Var.

Depois de determinados esses cenários, todos eles foram simulados para radiação e temperatura representativas de verão e de inverno. A Tabela 4 resume todos os 75 cenários simulados nesse trabalho, sendo que X pode assumir os valores 1, 2 e 3 referentes aos Cenários Base descritos acima.

Tabela 4 – Resumo dos cenários simulados.

Cenário	X	Curva de radiação		Tipo de controle de reativo			Penetração (%)
		Verão	Inverno	f.p. fixo	Volt-Watt	Volt-Var	
Cenário base	X						0
	X.1						50
	X.2						75
	X.3						100
	X.4						50
	X.5						75
	X.6						100
	X.7						50
	X.8						75
	X.9						100
	X.10						50
	X.11						75
	X.12						100
	X.13						50
	X.14						75
	X.15						100
	X.16						50
	X.17						75
	X.18						100
	X.19						50
	X.20						75
	X.21						100
	X.22						50
	X.23						75
	X.24						100

4.2 Estratégias de Controle

Para a estratégia de controle Fator de Potência Fixo diferente da unidade foi escolhido o fator de potência igual a 0,98 indutivo.

O controle Volt-Watt foi parametrizado baseado no controle da tensão, ou seja, foi escolhida a curva que gera como resultado valores de tensão o mais próximo possível de 1 p.u. durante mais horas do dia. Além disso, o objetivo era utilizar a mesma curva de controle para todos os 18 cenários simulados que utilizam esse controle. Se para algum desses o solver não fosse capaz de convergir, a curva deveria ser modificada. A curva resultante está na Figura 5. É possível observar que quando a tensão no ponto de conexão comum atinge 0,99 p.u. a potência ativa injetada na rede começa a ser limitada.

O controle Volt-Var foi modelado segundo critérios análogos ao Volt-Watt. O nível de potência reativa injetada foi ajustado para obter tensões próximas a 1 p.u. garantindo que todos os 18 cenários que utilizam esse tipo de controle convergissem, utilizando a mesma curva. A curva resultante está na Figura 6. É possível observar que quando a tensão no PCC está acima

de 0,92 p.u. a potência reativa gerada começa a diminuir. Ao atingir 0,95, o efeito do controle é suavizado por uma reta de inclinação menor. Na situação ideal, tensão igual a 1 p.u., o inversor não gera nem absorve potência reativa. Da mesma forma, ao ultrapassar a tensão de 1 p.u., a potência reativa absorvida começa a ser aumentada proporcionalmente de maneira suave até o patamar superior crítico de 1,05 p.u. de tensão e de maneira mais intensa depois dessa tensão

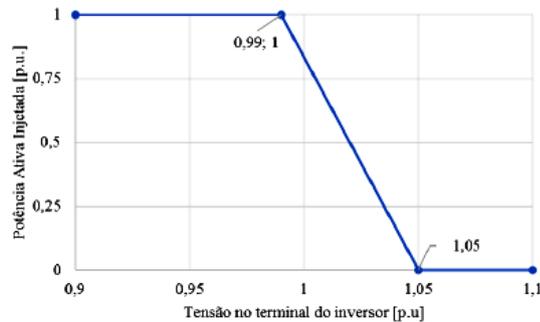


Fig. 5 - Curva de controle Volt-Watt aplicada às simulações.

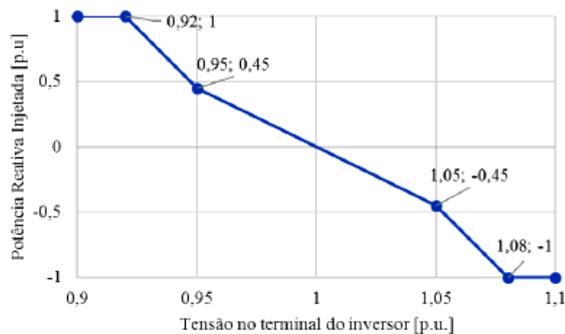


Fig. 6 - Curva de controle Volt-Var aplicada às simulações.

6. RESULTADOS

Os setenta e cinco cenários definidos na Tabela 4 foram simulados, utilizando o software OpenDSS, gerando um grande volume de resultados que estão detalhados em Carlette (2019). Devido às limitações de espaço, neste artigo são apresentados apenas os resultados relativos ao nível de penetração de 75% em dia de verão. Os resultados obtidos para os demais cenários são qualitativamente similares, guardadas as proporções de penetração.

6.1 Carregamento dos Alimentadores

As Figuras 7 e 8 apresentam os resultados dos fluxos de potência ativa e reativa na saída da subestação.

Como observado anteriormente, na Figura 8 fica mais uma vez evidente que a estratégia de controle de fator de potência constante é que mais injeta potência reativa na rede. O controle Volt-Var se adapta de acordo com a tensão no terminal do inversor, de modo a tentar equilibrá-la, variando entre característica indutiva e capacitiva durante o dia. Já no controle Volt-Watt, é possível notar agora um comportamento diferente. Apesar de não controlar diretamente a injeção de reativo, a compensação da tensão indica uma absorção de reativo pelo inversor.

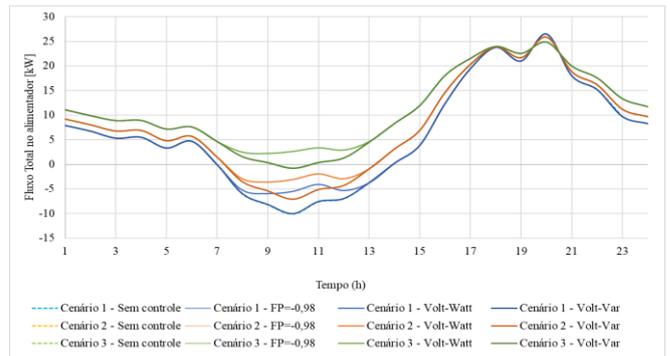


Fig. 7 - Fluxo de potência ativa no alimentador em dia de verão para cada estratégia de controle e penetração 75%.

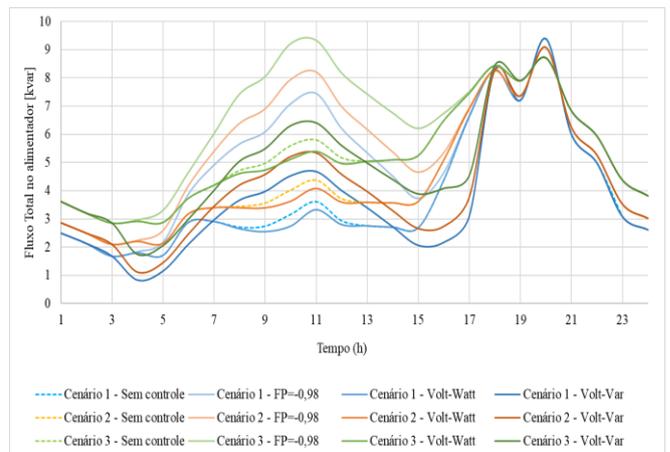


Fig. 8 - Fluxo de potência reativa no alimentador em dia de verão para cada estratégia de controle e penetração 75%.

6.2 Controle de Tensão

A Figura 9 confirma que mesmo para uma penetração maior, a ordem de desempenho das estratégias de controle se manteve. A ausência de curvas para as Fases B e C é explicada pela ausência de geradores fotovoltaicos conectados à essas fases no Cenário Base 3 e suas derivações.

Já a Figura 10 analisa as amplitudes das tensões para o Cenário Base 3 com 75% de penetração. A tendência nos desempenhos se manteve, com Volt-Watt e Volt-Var mais uma vez muito parecidos no panorama geral. Outra tendência que se observou foram as tensões mais elevadas nas barras mais afastadas eletricamente da referência.

6.3 Perdas Ativas

As perdas verificadas na Tabela 5 variam em torno de 1% uma em relação a outra para os casos de verão, comparando entre cenários, e por volta de 0,5% para os casos de inverno. Em relação à penetração anterior, todas as perdas aumentaram, reforçando que quanto maior a quantidade de potência fluindo pela rede, maiores são as perdas. Também por isso é que o controle de fator de potência único registrou a maior perda em todos os cenários de verão, porque injeta mais potência reativa na rede. O controle Volt-Watt registrou a menor perda dentre os cenários nas condições de verão, chegando a cortar 5kW de geração para o Cenário 1 de verão.

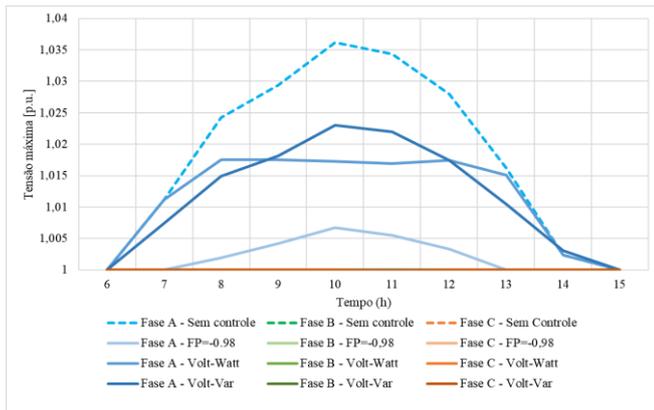


Fig. 9 - Tensões máximas num dia de verão para o Cenários Base 3 com 75% de penetração.

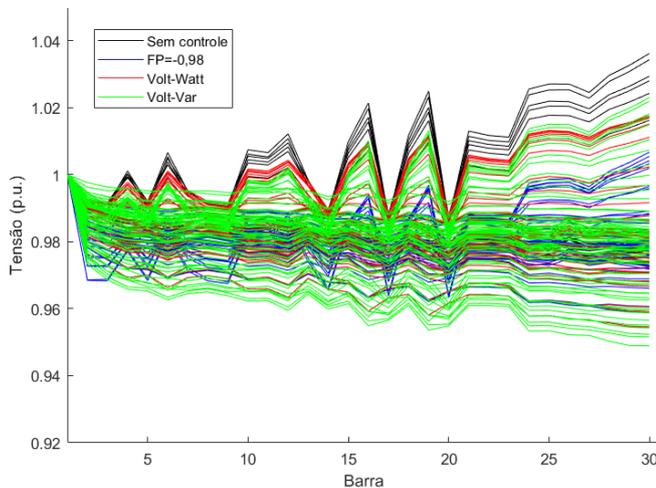


Fig. 10 - Amplitude das tensões por nó para um dia de verão para o Cenários Base 3 com 75% de penetração.

Tabela 5 – Perdas médias para as diferentes estratégias de controle e penetração 75%.

Cenário	Perdas ativas [%]					
	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Sem Controle	3,225	2,008	2,786	1,570	2,381	1,525
FP=-0,98	3,399	2,076	2,942	1,561	2,523	1,513
Volt-Watt	2,627	2,008	2,391	1,570	2,040	1,525
Volt-Var	3,249	2,003	2,801	1,534	2,401	1,483

7. CONCLUSÕES

De modo geral, todas as estratégias de controle foram capazes de diminuir a tensão, em relação ao caso sem inversores inteligentes, nos momentos em que os valores ultrapassaram a tensão nominal.

A estratégia de fator de potência igual a -0,98 foi a mais efetiva em levar as tensões para próximo de 1 p.u., mas para isso injeta muita potência reativa na rede e aumenta consideravelmente as perdas.

A estratégia Volt-Watt tem desempenho próximo a Volt-Var, mas limita a injeção de potência ativa no sistema. Essa

estratégia representa desvantagem do ponto de vista ambiental, por subutilizar uma fonte limpa de geração de energia, e do ponto de vista econômico, por limitar o retorno financeiro dos investimentos do prosumidor.

A estratégia Volt-Var, sem precisar limitar a geração, alcança um desempenho parecido com o controle Volt-Watt. Para isso, injeta potência reativa na rede e aumenta as perdas, mas de maneira mais controlada do que para o caso de fator de potência constante.

Para apontar qual a melhor estratégia de controle é preciso estabelecer qual ganho (menos perdas, maior retorno econômico ou perfil de tensão próximo a 1 p.u.) é o mais desejado.

Foi uma premissa deste trabalho que todos os conversores adotassem uma mesma estratégia de controle, por isso, uma proposta de estudo futuro seria modelar uma microrrede por onde fosse possível a comunicação entre conversores para que eles pudessem variar as estratégias de controle e formar uma estratégia ótima em torno de um objetivo desejado.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte parcial para o desenvolvimento deste trabalho pelo Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), CAPES, CNPq, Fapemig e Faperj.

REFERÊNCIAS

- EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*, 2019.
- B. Seal, (2016). *Common Functions for Smart Inverters* - 4th Edition. EPRI Report 3002008217.
- M. M. V. M. Ali, et al, (2015). Fair Power Curtailment of Distributed Renewable Energy Sources to Mitigate Overvoltages in Low-Voltage Networks, *IEEE Eindhoven PowerTech*.
- J. H. Braslavsky, et al., (2015). A Stability Vulnerability in the Interaction Between Volt-Var and Volt-Watt Response Functions for Smart Inverters, *IEEE Conference on Control Applications (CCA)*.
- Á. Molina-García, et al (2017). Reactive Power Flow Control for PV Inverters Voltage Support in LV Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- F. Zhang, et al (2017). The Reactive Power Voltage Control Strategy of PV Systems in Low-Voltage String Lines. *IEEE Manchester PowerTech*.
- K. Rahimi, et al, (2017). Voltage Regulation Performance of Smart Inverters: Power Factor versus Volt-VAR Control. *2017 North American Power Symposium (NAPS)*.
- Pizzali, L.F.O. (2003). *Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios*. Dissertação de Mestrado, Unesp, Ilha Solteira.
- Carlette, L.P., (2019). *Análise do Impacto de Inversores Inteligentes Aplicados a Redes de Baixa Tensão*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. Disponível em <http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2019-1>.
- Francisquini, A.A. (2006). *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. Dissertação de Mestrado, Unesp, Ilha Solteira.
- Portal Solar (2019). *Simulador Solar*. [Online]. Disponível: <https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>. Acesso em 2019.