

**"Processo e sistema de regulação descentralizada de
microgeradores para mitigação de sobretensões permanentes
em redes elétricas de baixa tensão"**

J. Fernando A. Silva, Sónia P. F. Pinto, A. Sofia
Alcobia

INESC-ID, IST

RESUMO

A presente invenção apresenta o processo e sistema de implementação de regulação local descentralizada para mitigar subidas de tensão (sobretensões) causadas pela crescente integração de microgeradores nas redes elétricas de distribuição de Baixa Tensão.

O processo é baseado num controlador local de tensões, atuando no ângulo de avanço da corrente injetada e simultaneamente controlando a potência ativa para:

- manter o microgerador no ponto de potência máxima, exceto se for excedida a limitação física do valor eficaz da corrente, o que permite na maioria das situações ajustar os perfis de tensão ao longo da rede para valores situados dentro dos limites estabelecidos na norma NP EN 50160;
- reduzir a potência ativa injetada proporcionalmente ao valor do ângulo de avanço da corrente injetada quando a limitação física do valor eficaz da corrente for excedida;
- reduzir a potência ativa injetada usando um regulador em cadeia fechada da tensão de neutro local.

DESCRIÇÃO

"Processo e sistema de regulação descentralizada de microgeradores para mitigação de sobretensões permanentes em redes elétricas de baixa tensão"

Campo técnico em que a invenção se insere

A presente invenção refere-se ao processo e sistema de regulação local descentralizado para mitigar sobretensões nas redes elétricas de distribuição de Baixa Tensão (BT), causadas pela crescente integração de sistemas de microgeração, a partir de energias renováveis do tipo solar fotovoltaico, em redes BT fracas.

Estado da técnica

Nos últimos anos ocorreram diversas alterações no Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente a liberalização do mercado de energia elétrica e a sua abertura à concorrência nas áreas de produção e comercialização de energia. Assiste-se então, à integração do conceito de produção descentralizada de energia elétrica, caracterizado pela produção de energia de forma dispersa, junto dos locais de consumo, usando sistemas de microgeração, muitas vezes usando energias renováveis. Com os incentivos do Governo a este tipo de produção [1], [2] e pelo facto de a energia ser de origem renovável, tem ocorrido uma grande adesão a este novo meio de produção de energia elétrica.

A microgeração possibilita aos consumidores de BT a produção de eletricidade que satisfaça totalmente ou parcialmente as suas necessidades de consumo de energia, e/ou ainda, sobretudo no passado, a injeção e venda à rede elétrica de serviço público dessa energia em condições economicamente vantajosas.

Atualmente, no âmbito da nova legislação aplicável, Decreto-Lei n.º153/2014 de 20 de Outubro [2], a produção de energia aplica-se ao autoconsumo, enquanto atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, num dado período, sem prejuízo de eventuais excedentes de energia produzidos momentaneamente serem injetados na rede elétrica de serviço público. Para este caso a produção de energia é baseada em tecnologias de produção de renováveis ou não renováveis, designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), onde não existe um limite nacional de potência instalada [3].

O dito decreto-lei aplica-se ainda à produção de eletricidade a partir de energias renováveis com recurso a unidades de pequena produção (UPP), destinando a venda total de energia à rede.

A unidade de pequena produção é baseada numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250kW e cuja potência máxima do sistema instalado não pode ultrapassar a potência contratada no local de consumo [3].

As principais diferenças destes dois tipos de unidades de produção, em termos de vantagens para o cliente residem, para o caso das Unidades de Produção para Autoconsumo, no facto do consumidor deixar de consumir energia proveniente

de um fornecedor de energia, pois passa a usar uma tecnologia de produção renovável, podendo também ser remunerado pela energia excedente injetada na RESP e para o caso das UPP, os ganhos do cliente são determinados pela venda de toda a energia à rede elétrica de serviço público a uma determinada tarifa válida durante 15 anos que resultará de um processo de licitação previsto no decreto-lei [2] [3].

Estas vantagens tornam os sistemas de geração com painéis fotovoltaicos interessantes, especialmente em moradias ou construções isoladas em redes rurais, geralmente em locais relativamente afastados dos postos de transformação (rede local fraca).

Devido à distância, porque a impedância das linhas BT lhe é diretamente proporcional, nas situações de consumo muito reduzido (vazio) e pico de produção solar, a injeção da potência produzida por um microgerador monofásico na rede BT origina uma elevação da tensão (sobretensão), que pode exceder o limite máximo admitido na norma NP 50160 [4, 5]. Um cenário para esta ocorrência serão os dias quentes de fim-de-semana, embora possa ocorrer sempre que o baixo consumo coincida com o pico de produção solar, uma vez que, no caso da energia solar fotovoltaica, o fator de simultaneidade da microgeração solar é unitário. Na situação de sobretensão, geralmente o microgerador desliga-se pela proteção de máximo de tensão, deixando de produzir energia elétrica, o que se traduz numa perda de receita. Adicionalmente, se a sobretensão for permitida parcialmente, outros equipamentos ligados no mesmo barramento podem ser afetados pela sobretensão, sendo a

desvantagem mais benigna o envelhecimento acelerado desses equipamentos.

Têm sido propostas várias soluções centralizadas e/ou distribuídas para o problema das sobretensões devidas à microgeração fotovoltaica em redes longas (fracas) [6], [7], [9], [16], [17]. Essas soluções incluem desde determinar a potência máxima que pode ser instalada num dado barramento [9], o que necessita de um modelo estimado da rede e pode limitar a penetração da energia fotovoltaica na rede elétrica, até à exigência de atuação nas tomadas do transformador do posto de transformação ou regular a tensão deste [15], [18], alteração da rede elétrica BT [18] e/ou comunicação do operador de rede com o microgerador para controlo das potências ativa e reativa [8], [13], [16] [17].

Para além de soluções centralizadas, e/ou distribuídas com comunicação entre microgeradores e operadores, têm sido propostas várias soluções locais para o problema destas sobretensões. A mais natural seria a de consumir a energia excedente injetada na rede, por ligação total ou parcial de cargas resistivas comandadas pelo próprio microgerador [10]. Essas cargas dissipativas poderiam ser usadas para aquecer águas sanitárias, ou de piscinas, ou em equipamentos de climatização por absorção, entre outras aplicações. De notar que esta solução requer sistemas de monitorização e controlo externos ao microgerador, e pode não otimizar a potência ativa injetada ou, caso o faça, injetar perturbações harmónicas na tensão da rede [10].

Outra solução será substituir o microgerador, geralmente com inversor monofásico, por um microgerador com

inversor trifásico fazendo o controlo da potência ativa e, de forma limitada, da reativa [8]. Esta solução tem custos acrescidos tanto no equipamento a usar, como até na ligação elétrica do local da microprodução à rede BT, e sistemas de comunicação, monitorização e controlo.

Uma solução quase sem investimento será reduzir ligeiramente a potência ativa injetada pelo microgerador, atuando no sistema de seguimento do ponto de potência máxima dos painéis fotovoltaicos (Maximum Power Point Tracking - MPPT) [11], [7]. Este processo pode necessitar apenas da atualização da programação do microgerador [11], embora não possa garantir a maximização das receitas, o que pode exigir a coordenação dos microgeradores com o operador de rede [7]. A solução que consiste em armazenar, localmente ou de forma distribuída, e temporariamente a energia em excesso [12], que seria injetada na rede BT posteriormente, eventualmente a um preço mais vantajoso, caso o sistema de tarifas fosse em tempo real [14], tem atualmente um custo elevado e com tempo de retorno relativamente longo.

De uma forma geral, as soluções propostas ou precisam de informação do modelo e estado da rede, transmitida pelo operador de rede, ou só conseguem evitar as sobretensões reduzindo a potência ativa e/ou usando inversores trifásicos, isto é, distribuindo a potência injetada igualmente pelas 3 fases. Muitas soluções destinam-se a repor a tensão da rede bem dentro ($V \approx 240V$) da gama de valores limite (entre 207V e 253V), o que exige um controlo muito apertado das potências injetadas, com desperdício de uma fração importante da potência ativa disponível. Esta poderia ser aproveitada, caso a solução preconizada apenas

pretendesse repor a tensão da rede perto do limite superior da gama de trabalho ($V < 253V$).

As soluções centralizadas podem ainda reduzir as potências ativas de todos os microgeradores da rede, de forma global ou de forma individualizada, com vista a uma redução menos acentuada da potência ativa dos microgeradores localizados longe do posto de transformação, bem como do seu rendimento, especialmente no caso de ser imposta uma potência reativa de compensação do aumento da tensão associada à injeção da potência ativa.

Nesta invenção cria-se uma solução descentralizada, sem redes de comunicações, para mitigar o problema da existência de sobretensões permanentes numa rede radial de distribuição de energia elétrica, especialmente nos microgeradores mais afastados do posto de transformação. Esta solução baseia-se na medida local das tensões de fase e de neutro no ponto de ligação à rede do microgerador e em reguladores específicos para as tensões de fase e de neutro.

A medida da tensão de fase no ponto de ligação à rede é feita pelos atuais microgeradores, para efeitos de sincronização, intervalo de frequência e para efeitos das proteções de máximo e mínimo de tensão. Adicionalmente, os microgeradores incorporam geralmente uma proteção de máximo de corrente para imunidade a curtos-circuitos.

Medindo também a tensão de neutro, nesta invenção vai atuar-se nos sistemas de microgeração, usando novos sistemas de regulação, para que o valor da tensão no local de ligação se mantenha abaixo de 253V (sendo a tensão de

referência $V_{MGref}=252V$), ou seja, abaixo do valor máximo admissível pela norma NP EN 50160 [4], maximizando a energia cedida à rede BT. Para isso os sistemas de regulação da potência máxima injetável na rede, na situação de tensão acima da referência ($V>252V$):

- Injetam a corrente na rede BT em avanço de um certo ângulo em relação à tensão de fase;
- Mantêm a potência ativa correspondente ao ponto de potência máxima, exceto a partir do ponto em que a dita corrente em avanço sobre a tensão de fase, atinge um valor correspondente ao limite de potência aparente do microgerador;
- Regulam simultaneamente a potência ativa injetada para um valor que decresce proporcionalmente ao valor do cosseno do ângulo de avanço da corrente, quando é atingida a corrente limite do microgerador;
- Regulam simultaneamente a potência ativa injetada para um valor que decresce proporcionalmente ao valor eficaz da tensão de neutro.

Esta abordagem permite na maioria das situações ajustar os perfis de tensão ao longo da rede para valores situados dentro dos limites estabelecidos na norma NP EN 50160. Diferencia-se do estado da arte dado que:

- Injeta uma corrente em avanço em relação à tensão de fase para regular os perfis de tensão ao longo da rede, em lugar de reduzir as potências ativa e atuar na reativa (o que poderá reduzir o rendimento do microgerador);
- A potência injetada mantém-se no ponto de potência máxima. A redução de potência ativa só ocorre se for ultrapassada a corrente limite do microgerador, podendo esta ser convenientemente especificada para maximizar o proveito económico;

- Usa a tensão de neutro local que é regulada em cadeia fechada, para obter o valor de potência a injetar, o que garante a não existência de sobretensão ao longo da rede, na fase do microgerador e nas outras fases, quando o sistema é desequilibrado, sem informação do operador de rede.

Este método não está referido em nenhuma publicação conhecida.

Resumo da invenção

A presente invenção apresenta o processo e sistema de regulação local descentralizado para mitigar a ocorrência de sobretensões originadas pela crescente integração de sistemas de microgeração nas redes elétricas de distribuição de Baixa Tensão (BT).

Para resolver o problema cria-se um processo de regulação descentralizada, baseado num controlador em cadeia fechada das tensões de fase e de neutro locais. Analisando a tensão de neutro, o sistema desta invenção atua no microgerador usando novos reguladores das tensões de fase e de neutro, maximizando a energia cedida à rede BT. Os sistemas de controlo da potência máxima injetável na rede, na situação de sobretensão ($V > 253V$, valor máximo admissível pela norma NP EN 50160 [4]) atuam de forma a que o valor da tensão de fase, nas 3 fases do sistema, é mantido abaixo de 253V ($V_{MGref}=252V$), por variação:

- do ângulo de avanço da corrente injetada na rede BT em relação à tensão de fase. Este ângulo poderá ir até 60° ou mais, por dimensionamento adequado do microgerador;
- do valor da potência ativa a injetar na rede, que começa por ser a potência do ponto de potência máxima, decrescendo

quando a dita corrente, em avanço sobre a tensão de fase, atinge um valor correspondente ao limite físico de corrente do microgerador.

- do valor da potência ativa a injetar na rede, que decresce proporcionalmente à tensão de neutro local.

O processo descrito nesta invenção pode ser empregue em sistemas centralizados de operação de redes elétricas terrestres, de redes isoladas ou em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

O sistema descrito invenção por medição das tensões de fase e de neutro locais, pode ser utilizado em subsistemas de operação centralizada em redes elétricas terrestres, em redes isoladas, em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

Descrição detalhada da invenção

As redes elétricas de baixa tensão em zonas periféricas podem desenvolver-se radialmente a partir de uma rede de média tensão (1), sendo o barramento de média tensão (2) ligado ao primário de um transformador redutor de tensão (3), cujo secundário alimenta o barramento geral de baixa tensão (4) (fig. 1). Nesta concretização, ao

barramento geral de baixa tensão (4) ligam-se três ramais, que se iniciam no barramento geral de baixa tensão (4) e continuam respectivamente para o barramento (8), para o barramento (20) e para o barramento (21)). Os barramentos (8), (20) e (21) situam-se a 70m de distância do barramento geral de baixa tensão (4). O barramento (8) liga sucessivamente a vários barramentos de interligação de cargas ao longo da linha, estando nesta concretização o barramento (9) a 90m de distância de barramento (8), o barramento (10) a 100m de distância de (9), o barramento (11) a 110m de distância do barramento (10) e o barramento (12) a 130m de distância do barramento (11).

Estes valores são apenas exemplificativos de uma realização, podendo as distâncias entre barramentos ser qualquer valor positivo. Ao barramento (8) conetam-se ainda as cargas elétricas (13), sendo as cargas elétricas (14), (15), (16) e (17) ligadas respectivamente aos barramentos (9), (10), (11) e (12). O barramento (9) tem ainda ligado um sistema de microgeração fotovoltaico, daqui em diante designado por microgerador (5), sendo que os microgeradores (6), (7), (18) e (19) se ligam respectivamente aos barramentos (11), (12), (18) e (21). Estes últimos têm ainda ligadas as cargas (22) e (23) respectivamente.

Geralmente, os microgeradores existentes (5), (6), (7), (18) e (19), injetam uma corrente em fase com a tensão simples no ponto de ligação ao barramento de interligação à rede, respectivamente (9), (11), (12), (20) e (21).

Nesta invenção, para mitigar sobretensões permanentes originadas pela injeção simultânea da potência dos microgeradores considerados (5), (6) (7) (18) e (19),

define-se um processo em que se avança de um certo ângulo ϕ_{MG} a corrente injetada na rede pelos microgeradores, e simultaneamente regula-se a tensão de neutro local, originando uma tensão de compensação e eventualmente uma regulação da potência injetada que promove um pequeno abaixamento da tensão do barramento, apenas o suficiente para trazer a tensão para o interior do intervalo limite da norma NP EN 50160, de forma que não exista sobretensão. Os equipamentos ligados na rede não ficarão sujeitos a tensões fora da sua gama de trabalho e o relé de proteção de sobretensões do microgerador não atuará.

O processo descrito nesta invenção pode ser empregue em sistemas centralizados de operação de redes elétricas terrestres, de redes isoladas ou em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

O sistema descrito na presente invenção por medição das tensões de fase e de neutro locais, pode ser utilizado em subsistemas de operação centralizada em redes elétricas terrestres, em redes isoladas, em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

Estabelecimento do ângulo de avanço da corrente

O sistema contém dispositivos que medem o valor eficaz, ou o de pico, a frequência e a fase da tensão de fase $V_{MG}(t)$ e da tensão de neutro V_N locais, um sensor que mede a corrente $I_{MG}(t)$ injetada na rede e um microcomputador para operações matemáticas sobre estes valores e comando do conversor do microgerador.

A evolução temporal da tensão alternada de fase na entrada do microgerador $V_{MG}(t)$ pode ser considerada descrita pela equação (i), onde se assume um referencial temporal tal que é nula na origem a fase da tensão $V_{MG}(t)$:

$$V_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{MGef} \cdot \text{sen}(\omega t) \quad (\text{i})$$

Nesta equação V_{MGef} é o valor eficaz da tensão e ω a sua frequência angular.

A evolução temporal da corrente alternada injetada $I_{MG}(t)$ na rede com valor eficaz I_{ef} é descrita pela equação (ii), para a generalidade dos microgeradores atuais funcionando com fator de potência quase unitário:

$$I_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot I_{ef} \cdot \text{sen}(\omega t) \quad (\text{ii})$$

Pretendendo aplicar um ângulo de avanço ϕ_{MG} à corrente $I_{MG}(t)$, a equação desta corrente, desfasada de ϕ_{MG} em relação a $V_{MG}(t)$, é:

$$I_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot I_{ef} \cdot \text{sen}(\omega t + \phi_{MG}) \quad (\text{iii})$$

Desenvolvendo o termo $\text{sen}(\omega t + \phi_{MG})$, e atendendo a que:

1) A componente em quadratura $\cos \omega t$ pode ser obtida de:

$$\cos(\omega t) = -\omega \int \text{sen}(\omega t) dt \quad (\text{iv})$$

2) A componente em fase, em valores por unidade (pu), da tensão alternada de fase do microgerador pode obter-se de (v):

$$\text{sen}(\omega t) = \frac{V_{MG}(t)}{\sqrt{2} \cdot V_{MG_{ef}}} \quad (\text{v})$$

Obtém-se o sistema de avanço de um ângulo ϕ_{MG} da corrente injetada representado na fig. 2. O processo vai gerar uma senoide de referência em avanço de um ângulo ϕ_{MG} , usando os blocos (26), (27), (28), (29), (30), (31), (32) e (33).

Medindo a tensão $V_{MG}(t)$ no barramento (12), colocando o resultado de (v) do barramento (12), (fig. 2), e introduzindo o valor do ângulo ϕ_{MG} de avanço (ou de defasagem) da corrente no bloco (26), a equação (iv) é concretizada fisicamente usando os blocos de ganho negativo (32) e integrador limitado (33). O seno e o coseno de ϕ_{MG} (26) são calculados respetivamente nos operadores (29) e (27). Os blocos operadores (28), (30) e (31) efetuam as operações para obter $\text{sen}(\omega t + \phi_{MG})$.

Estabelecimento do valor eficaz da corrente

O valor eficaz I_{ef} da corrente alternada injetada $I_{MG}(t)$ na rede é obtido da equação (vi), onde P_d representa a potência disponibilizada pelo microgerador, e I_{max} é o valor eficaz limite máximo da corrente que o microgerador pode fisicamente suportar por construção, ou o valor eficaz limite máximo da corrente que elimina a sobretensão no caso

do ângulo ϕ_{MG} de avanço ter atingido o seu valor limite máximo.

$$I_{MG}(t) = \text{MIN} \left(\frac{P_d}{V_{MG_{ef}} \cos(\phi_{MG})}; I_{max} \right) \sqrt{2} \text{sen}(\omega t + \phi_{MG}) \quad (\text{vi})$$

O processo vai assim gerar o valor eficaz da corrente a injetar na rede em avanço do ângulo ϕ_{MG} , em relação à tensão nos barramentos de interligação dos microgeradores da rede, dividindo o valor da potência disponível no microgerador pelo produto do valor eficaz $V_{MG_{ef}}$ da tensão no barramento pelo coseno do ângulo ϕ_{MG} , e limitar esse valor eficaz da corrente gerado ao valor máximo I_{max} admissível por construção física do microgerador, reduzindo o valor da potência a injetar na rede, ou ao valor eficaz limite máximo da corrente que elimina a sobretensão, no caso do ângulo ϕ_{MG} de avanço ter atingido o seu valor limite máximo, exceto no caso da tensão da rede não atingir o valor de 207 V.

Determinação do efeito do ângulo de avanço da corrente na tensão de fase local

Considerando o ramal do barramento (8) que se inicia no barramento geral de baixa tensão (4), numa situação global de muito pequeno consumo nas cargas (13), (14), (15) (16), (17), (22) e (23) (cerca de 2% do consumo nominal), e em regime permanente, pode representar-se o comportamento elétrico do ramal do barramento (8) pelo modelo simplificado da figura 3, que inclui a resistência R_{eq} (24) e a reactância indutiva X_{eq} (25) equivalentes dos condutores da fase e de neutro. Consideram-se as tensões de fase V_R no barramento geral de baixa tensão (4), a tensão aos

terminais do microgerador que se pretende regular $V_{MG}(t)$, a tensão de neutro V_N local no microgerador (7) e o sentido indicado para a corrente I_{MG} .

A variação de tensão ΔV no troço da linha da linha é dada por:

$$\Delta V = V_{MG} - V_R = I_{MG}(R_{eq} + jX_{eq}) \quad (\text{vii})$$

Como a corrente de saída do microgerador, dada por (vi), na situação de não limitação física também pode ser escrita como em (viii), da expressão (vii) pode obter-se o módulo de ΔV , $|\Delta V|$ em (ix).

$$I_{MG} = \frac{P_d}{V_{MG} \cos(\phi_{MG})} e^{j\phi_{MG}} \quad (\text{viii})$$

$$|\Delta V| = |V_{MG} - V_R| = \frac{P_d}{V_{MG}} (R_{eq} - X_{eq} \tan \phi_{MG}) \sqrt{1 + \left(\frac{\tan \phi_{MG} + \frac{X_{eq}}{R_{eq}}}{1 - \frac{X_{eq}}{R_{eq}} \tan \phi_{MG}} \right)^2} \quad (\text{ix})$$

Desprezando na equação (ix) a contribuição da raiz quadrada, por esta ser quase unitária para os valores de ϕ_{MG} de interesse prático, retira-se que:

$$|\Delta V| \approx \frac{P_d}{V_{MG}} (R_{eq} - X_{eq} \tan \phi_{MG}) \quad (\text{x})$$

Verifica-se que, como $\tan \phi_{MG}$ cresce com ϕ_{MG} para $\phi_{MG} \in [0, \frac{\pi}{2}]$, então o módulo da variação de tensão ΔV diminui com o aumento do ângulo de avanço da corrente.

De (vii) tem-se que $V_{MG} = V_R + \Delta V$, pelo que desprezando a contribuição da fase de ΔV , substituindo em (x), e resolvendo a equação resultante em ordem a ΔV obtém-se:

$$|\Delta V| \approx -\frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P_d(R_{eq} - X_{eq} \tan \phi_{MG})} \quad (\text{xi})$$

Para que a variação de tensão ΔV seja nula, de (x) ou de (xi) conclui-se que:

$$R_{eq} - X_{eq} \tan \phi_{MG} = 0 \Leftrightarrow \tan \phi_{MG} \approx \frac{R_{eq}}{X_{eq}} \quad (\text{xii})$$

Nas redes BT, geralmente tem-se $R_{eq} \gg X_{eq}$, pelo que atendendo a (xii) facilmente se conclui que o avanço da corrente apenas poderá reduzir ligeiramente a variação de tensão.

Admitindo $P_d \approx 3,5 \text{ kW}$, $V_R \approx 240 \text{ V}$, $R_{eq} \approx 2 \times 0,6 \Omega$ e $R_{eq}/X_{eq} = 7$ obtém-se para $\tan(\phi_{MG}) = 0$ $\Delta V \approx 16,2 \text{ V}$, o que configura uma sobretensão ($V_{MG} \approx 256,2 \text{ V}$) (ver figura 4). Para $\phi_{MG} = 30^\circ$ vem $\Delta V \approx 14,9 \text{ V}$, mas para $\phi_{MG} = 60^\circ$, tem-se $\Delta V \approx 12,4 \text{ V}$, que já não configura uma sobretensão ($V_{MG} < 253 \text{ V}$). Consegue-se uma redução de quase 4V relativamente ao caso em que não há avanço da corrente ($\tan(\phi_{MG}) = 0$), sem redução da potência injetada na rede.

Também se conclui que se $\phi_{MG} \in \left[-\frac{\pi}{2}, 0\right]$ então a variação de tensão crescerá (fig. 4), pelo que avançar a corrente de um ângulo ϕ_{MG} negativo (correspondente a atrasar a corrente) pode ser usado para mitigar subtensões, podendo obter-se um incremento de tensão de cerca de 4 V, desde que não se reduza a potência ativa, o que poderá significar ausência de situação de subtensão, que se configura para tensões inferiores a 207 V.

No entanto, reduzir a tensão V_{MG} do limiar da sobretensão ($V_{MG} > 253 \text{ V}$) para o valor nominal 230V ($\Delta V = 0$), ou mesmo para 240V implicaria um ângulo de avanço da corrente fora das especificações do microgerador. Para anular completamente a variação de tensão teria de ser $\phi_{MG} \approx 82^\circ$, um

valor sem interesse prático, por conduzir a microgeradores demasiado dispendiosos e sobretudo a perdas elevadas na rede e no microgerador devido ao elevado valor da potência reactiva.

Consequentemente, segundo (vi) a corrente neste processo é limitada, por construção do microgerador, a I_{max} , sendo a potência injetada P_{ij} na rede proporcional a $\cos\phi_{MG}$, portanto decrescente com o aumento do ângulo de avanço ϕ_{MG} . Esta limitação só ocorre normalmente quando $\phi_{MG} > 35^\circ$ nos microgeradores convencionais. Um microgerador garante ϕ_{MG} maiores, se for construído para maiores correntes.

$$P_{ij} = V_{MGef} I_{max} \cos\phi_{MG} \quad (\text{xiii})$$

Caso não existisse limitação da potência, a corrente a injetar seria demasiadamente elevada para as possibilidades físicas do microgerador para $\phi_{MG} > 72^\circ$. Sendo $I_{MGef} = I_{max}$ limitada, o processo aqui descrito reduz a potência injetada por limite de I_{max} e por aumento de ϕ_{MG} , mas apenas quando a limitação física do valor eficaz da corrente for excedida.

Regulação em cadeia fechada do valor do ângulo de avanço da corrente

O processo desta invenção regula o ângulo ϕ_{MG} de avanço da corrente de saída do microgerador em relação à sua tensão de interligação, para minorar sobretensões (ou subtensões). Para isso cria-se um processo de regulação em cadeia fechada. Este (figura 5) vai gerar o valor do ângulo ϕ_{MG} proporcionalmente, sendo o ganho K_i (35) negativo, ao

compensador integral (36) do desvio no subtrator (34) entre o valor de referência da tensão de fase e o valor atual dessa tensão nos barramentos de interligação dos microgeradores à rede.

O seu funcionamento, esquematizado na figura 5, baseia-se na determinação, no subtrator (34), do desvio (ou diferença) entre o valor eficaz da tensão de fase V_{MG} , medido aos terminais do local de ligação do microgerador, e um valor de referência V_{MGref} , geralmente inferior a 253V. Se aquele desvio apresentar um valor negativo significa que a tensão da rede no local de ligação é superior ao valor estipulado na referência, e portanto existe uma sobretensão.

Na malha de regulação em cadeia fechada é utilizado um compensador integral (36) com ganho K_i (35) para obter ϕ_{MG} . A utilização de um valor de ϕ_{MG} proporcional ao integral do desvio das tensões, tem a vantagem de garantir o seguimento da referência (desvio nulo), enquanto existir margem de atuação ($I_{MGef} < I_{max}$), ou posteriormente por redução da potência de acordo com (xiii) e (vi). O compensador integral (36) permite estabelecer uma tensão $V_{MGref} = 252$ V, relativamente elevada no ponto de ligação do microgerador, cujo seguimento sem desvio (regulação para o valor de referência) evita a necessidade de um abaixamento maior da tensão de referência ($V_{MGref} < 242$ V), ou um funcionamento com um ciclo de histerese, que não maximiza a potência injetada.

Caso se verifique que o desvio no subtrator (34) é positivo, é mantido o ponto de funcionamento do microgerador, ou seja, o compensador integral (36) é

limitado para apresentar $\phi_{MG} = 0$, sendo mantido o estado de injeção da potência máxima de microgeração disponível para tensões superiores a 207 V. Para tensões inferiores a este valor, a limitação do compensador integral (36) é removida pelo processo para apresentar $-\pi/3 < \phi_{MG} < 0$, enquanto não existir decréscimo da potência ativa por limitação da corrente, caso em que cessará a diminuição de ϕ_{MG} . Assim, o ângulo ϕ_{MG} , será:

- positivo se a tensão no barramento ((8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21)) de interligação dos microgeradores ((5), (6), (7), (18) ou (19)) à rede ultrapassar o valor de 252 V;
- negativo se a tensão no barramento ((8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21)) de interligação dos microgeradores ((5), (6), (7), (18) ou (19)) à rede não atingir o valor de 207 V;

Para estimar o ganho K_i (35), primeiro considera-se que o microgerador é representado por um modelo constituído por um ganho incremental K_G (37) e um atraso representado pela constante de tempo T_d de (37).

Resolvendo (x) em ordem a V_{MG} pode obter-se a tensão de fase V_{MG} aos terminais do microgerador:

$$V_{MG} \approx \frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P_d (R_{eq} - X_{eq} \tan \phi_{MG})} \quad (\text{xiv})$$

Derivando V_{MG} de (xiv) em ordem ao ângulo de avanço ϕ_{MG} , obtém-se (xv), que define um valor para o ganho incremental K_G do microgerador.

$$K_G \approx \frac{dV_{MG}}{d\phi_{MG}} \approx \frac{1}{2} \frac{-\frac{P_d X_{eq}}{(\cos\phi_{MG})^2}}{\sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P_d(R_{eq} - X_{eq}\tan\phi_{MG})}} \quad (\text{xv})$$

O valor numérico deste ganho incremental é negativo e está compreendido no intervalo $K_G \in [-9; -2,1]$ para os valores de interesse de ϕ_{MG} , ou seja $0 < \phi_{MG} < 60^\circ$ (Figura 6).

A determinação do ganho K_i (35) necessita ainda que se obtenha a função de transferência em cadeia fechada da tensão de saída V_{MG} no barramento (12) fig. 5, que é dada por:

$$\frac{V_{MG}}{V_{MGref}} = \frac{\frac{K_i K_G}{T_d}}{s^2 + \frac{s}{T_d} + \frac{K_i K_G}{T_d}} \quad (\text{xvi})$$

Este resultado pode ser comparado com a forma canónica de um sistema de 2ª ordem $\frac{w_n^2}{s^2 + 2\xi w_n s + w_n^2}$, sendo:

$$2\xi w_n = \frac{1}{T_d} \Leftrightarrow w_n = \frac{1}{2\xi T_d} \quad (\text{xvii})$$

e,

$$w_n^2 = \frac{K_i K_G}{T_d} \quad (\text{xviii})$$

De onde se pode obter K_i :

$$K_i = \frac{1}{4\xi^2 K_G T_d} \quad (\text{xix})$$

Assumindo um fator de amortecimento $\xi = \frac{\sqrt{2}}{2}$, uma constante de tempo $T_d = 100$ ms e $K_G \approx -5$, correspondente aos

valores do ângulo de avanço mais interessantes do ponto de vista da regulação ($20^\circ < \phi_{MG} < 50^\circ$), obtém-se o valor:

$$K_i \approx -1 \quad (\text{xx})$$

Este valor de K_i , sendo negativo, assegura a estabilidade do microgerador e permite definir o ângulo de avanço ϕ_{MG} . O processo garante a injeção da máxima potência disponível, exceto se a corrente I_{MG} do microgerador ultrapassar o valor máximo I_{max} . Conseqüentemente, a partir de um ângulo ϕ_{MG} de cerca de 35° , o processo diminui o valor da potência de saída, que passa a ser dada por (xiii), sendo $P_{ij} < P_d$.

Regulação em cadeia fechada do valor da tensão de neutro local

O processo anteriormente descrito evita a existência de sobretensões (e dá apoio nas subtensões) quando as três fases da rede elétrica estão praticamente equilibradas do ponto de vista do consumo e da microprodução. No caso de existir um microgerador ligado numa fase, mas não nas restantes, a maximização da potência injetada pelo microgerador implica um aumento da tensão de neutro local, aumento esse que se adiciona vetorialmente à tensão de outra fase o que, auxiliado pela rotação da tensão devido à queda de tensão indutiva e à corrente negativa, provoca nessa outra fase uma sobretensão.

Nesta invenção, o sistema mede o valor eficaz da tensão de neutro V_N local, e acrescenta-se ao processo anteriormente descrito um regulador proporcional com ganho

K_N , tal que a potência a injetar pelo microgerador é reduzida de K_N por cada volt de tensão de neutro local. Considerando o processo anteriormente descrito, e (xiii), a potência a injetar P_{ij} é o valor da seguinte expressão:

$$P_{ij} = \text{MIN}(P_d; V_{MG_{ef}} I_{max} \cos \phi_{MG}; P_d - k_N V_N) \quad (\text{xxi})$$

O valor de K_N foi estimado em cerca de 250 W/V (redução de potência por volt de tensão de neutro local), mas na prática é garantido que usando o valor $K_N = 500$ W/V, as sobretensões em redes com microprodução fortemente desequilibrada são evitadas.

Assim, o processo vai reduzir o valor da potência a injetar na rede, em relação à potência disponível, de um valor proporcional ao valor eficaz de tensão de neutro local, com constante de proporcionalidade entre 250W/V e 500W/V, mas podendo tomar outros valores, dependendo da impedância da rede.

Vantagens do processo e sistema de regulação descentralizada de microgeradores

Em relação aos processos/sistemas que reduzem momentaneamente a potência máxima injetada pelos microgeradores na rede elétrica e/ou regulam centralmente a potência reativa [6-9, 13, 15, 16, 17, 18], as vantagens do processo/sistema proposto são:

- A redução de potência conseguida pelo processo/sistema proposto pode ser menor no caso de um conjunto equilibrado de microgeradores, e bem menor no caso de um conjunto desequilibrado;
- Não necessita conhecer o modelo da rede;

- Não necessita de monitorar toda a rede, só a tensão no local da instalação do microgerador;
- Não necessita de comunicação entre microgerador e operadores de rede;
- Não necessita transformadores com variação da razão de transformação, comutadores eletrônicos de tomadas nos postos de transformação, ou de alterações topológicas na rede;
- Tem maior rapidez de atuação, porque não está dependente da latência de redes de comunicação entre os nós da rede de energia, nem de cálculo num processador central.

Em relação aos processos/sistemas que consomem a energia excedente injetada na rede, por ligação total ou parcial de cargas resistivas comandadas pelo próprio microgerador [10], as vantagens do processo/sistema proposto são:

- Não necessita de investimento nessas cargas;
- Não desperdiça a energia no caso de a carga não ser necessária, ou não poder ser usada;
- Não necessita de comunicação entre microgerador e a carga.

Em relação aos processos/sistemas que reduzem a potência injetada na rede [11], retirando o microgerador do ponto de potência máxima, as vantagens do processo/sistema proposto são:

- Não desaproveita a energia disponível.

Em relação aos processos/sistemas que substituem o microgerador, geralmente com inversor monofásico, por um microgerador com inversor trifásico fazendo, ou não, o controlo da potência ativa e da reativa [8, 13] de forma

centralizada ou descentralizada, as vantagens do processo/sistema proposto são:

- Não necessita de um investimento em novos inversores trifásicos;
- Não necessita conhecer o modelo da rede;
- Não necessita de monitorar todos os nós da rede, só a tensão local no microgerador;
- Não necessita de comunicação entre microgerador e operadores de rede;
- Tem maior rapidez de atuação, porque não está dependente da latência de redes de comunicação entre nós da rede de energia, nem de cálculo num processador central.

Em relação aos processos/sistemas que armazenam localmente e temporariamente a energia em excesso [12, 13], que será injetada na rede BT posteriormente, as vantagens do processo/sistema proposto são:

- Não necessita de um investimento em sistemas de armazenamento de energia elétrica;
- Não necessita de manutenção dos sistemas de armazenamento de energia.

Demonstração do desempenho do processo e sistema de regulação descentralizada de microgeradores

Considera-se um cenário gravoso para demonstrar o desempenho deste processo e sistema. A linha tem um comprimento total de 500m e o consumo neste cenário é extremamente reduzido (vazio), apenas 2% do valor nominal. A tensão no barramento geral de baixa tensão (4) vale 242V, bem acima do valor nominal de 230V, mas comum num posto de transformação em hora de vazio. Neste cenário, a figura 7 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) se não existir microgeração ligada na rede,

e a distribuição de cargas for desequilibrada. Como seria de esperar as tensões nas três fases V_R , V_S , V_T , mantêm-se muito perto do valor de 242V, decrescendo apenas muito ligeiramente ao longo da linha.

Seguidamente introduz-se microprodução ao longo do ramal do barramento (8) e nos ramaís dos barramentos (20) e (21), num total igual ao valor máximo aceite de 25% da potência nominal do transformador, e considera-se que os microgeradores dispõem todos simultaneamente da potência máxima. Os microgeradores considerados têm potências de 3,45kW, ou múltipla deste valor.

Apresentam-se os perfis de tensão ao longo do ramal do barramento (8), ramal que foi tomado como representativo. A figura 8 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de vazio, distribuição de carga desequilibrada e sem regulação de tensão de rede em nenhum dos microgeradores. Consequentemente observa-se que as tensões no barramento (12), o mais distante e mais sujeito a variações de tensão, devido à impedância de linha, excedem o limite da NP EN 50160 nas três fases V_R , V_S , V_T .

Usando os reguladores descritos nesta invenção, a figura 9 mostra o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário descrito, com 3 microgeradores no barramento (12), controlados com $\phi_{MG} = 47^\circ$, e $P_{ij} = 3\text{kW}$ limitada pelo limite físico de corrente máxima de 16,6 A nos microgeradores. Se a corrente máxima admissível for de 19,6A, vem $\phi_{MG} = 51^\circ$, e $P_{ij} = 3,2\text{kW}$. Observa-se que as tensões nas três fases V_R , V_S , V_T no barramento (12), não excedem o limite da NP EN 50160 ficando exatamente no valor de $V_{MGref} = 252\text{ V}$, como foi projetado.

A figura 10 mostra que as tensões no barramento (12) do ramal do barramento (8) no cenário descrito, com 3 microgeradores no barramento (12), mantêm-se no valor $V_{MGref}=252$ V, mesmo que o limite físico de corrente máxima dos microgeradores seja aumentado para 23,6A, por construção, para garantir $P_{ij}=3,45$ kW com $\phi_{MG}=55^\circ$.

Considerando microprodução desequilibrada, a figura 11 mostra o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário descrito, mas usando apenas 2 microgeradores no barramento (12) nas fases R e S, sem regulação de tensão de rede em nenhum dos microgeradores. Verifica-se que as tensões V_R , e V_S excedem o limite da NP EN 50160.

Na situação da figura 11, aplicou-se o processo de regulação descrito nesta invenção, mas sem a regulação da tensão de neutro local. Os resultados mostram-se na figura 12, tendo os reguladores reduzido para 2,2kW a potência do microgerador da fase R, com $\phi_{MG}=60^\circ$, e mantido a potência do microgerador da fase S em 3,45kW, com $\phi_{MG}=20^\circ$. Neste caso desequilibrado, como não existe regulação da tensão de neutro local na fase R, não é regulada a tensão V_s para $V_{MGref}=252$ V, excedendo-se este valor de referência, embora não o limite de 253V.

Na figura 13 mostra-se o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8), com 2 microgeradores no barramento (12), agora controlados de forma que a potência injetada diminui com $\cos(\phi_{MG})$, mesmo que o limite de corrente não seja ultrapassado, mas sem regulação da tensão de neutro. Na fase R observa-se uma ligeira redução da tensão que excede o valor de referência de 252V, sendo a potência

injetada mais baixa (1,73 kW, $\phi_{MG} = 60^\circ$), enquanto que na fase S se injetam 3,07kW, com $\phi_{MG} = 27^\circ$.

Na figura 14 mostra-se o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário descrito, com 2 microgeradores no barramento (12), com avanço de fase da corrente, e regulação da tensão de neutro local, com redução de potência de 500 W/V. Obtém-se uma potência de 2,25kW em cada microgerador com ϕ_{MG} de 58° , e 0° , respetivamente nas fases R e S. Observa-se que nenhuma tensão excede o valor de 252 V, embora a tensão da fase S, não seja mantida em 252 V por ser proporcional o regulador da tensão de neutro local, não podendo apresentar desvio nulo em regime permanente.

Na figura 15, mostra-se o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário descrito, agora só com 1 microgerador no barramento (12) na fase R, sem qualquer regulação de tensão de rede no microgerador. Observa-se que a tensão da fase em que está ligado o microgerador excede largamente o limite da NP EN 50160.

Na figura 16, mostra-se o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) nas condições descritas, com controlo da potência injetada pelo único microgerador, mas sem avanço da corrente injetada, sendo $P = 1,1\text{kW}$ para reduzir a tensão para 252V.

Na figura 17, mostra-se o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário de um único microgerador, no barramento (12) na fase R, controlado com avanço de fase mas sem regulação da tensão de neutro, com

ϕ_{MG} de 65° e potência de 1,9kW (por limitação de corrente a 16,6A) para reduzir para 252V na fase do microgerador. A tensão na fase T aproxima-se do limite, embora sem o ultrapassar. Tal demonstra que o avanço da corrente permite injetar 1,9kW em lugar de 1,1kW (figura 16).

A figura 18 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) no cenário descrito, com um microgerador no barramento (12) na fase R controlado com avanço de fase, diminuição de potência e regulação da tensão de neutro local, redução de potência de 500W/V de tensão de neutro local, sendo $P=1,6$ kW $\phi_{MG}=58^\circ$ não excedendo 252V em qualquer das fases. Tal prova que a regulação da tensão de neutro local permite colocar a tensão de fase no valor desejado ou abaixo, à custa de uma ligeira diminuição (de 1,9 kW para 1,6kW) da potência injetada, que continua a ser maior do que a permitida (1,1 kW) sem ângulo de avanço da corrente.

Realizações preferida e alternativas:

A realização preferida do sistema (Figura 19) que concretiza o método desta invenção contém:

- um dispositivo com saída digital (38) que mede o valor eficaz, ou o de pico, a frequência e a fase da tensão $V_{MG}(t)$ entre a fase do barramento (12) e o neutro;
- um dispositivo com saída digital (39) que mede o valor eficaz da tensão de neutro V_N local;
- um dispositivo com saída digital que mede a corrente $I_{MG}(t)$ injetada pelo conversor (42) do microgerador na rede entre a fase do barramento (12) e neutro local;

- um microcomputador (41) para operações matemáticas sobre os valores de tensão e corrente medidos e para realização do método, nomeadamente das equações (iii), (iv), (v), (vi), (xiii) e (xxi), e para o fornecimento do comando S_k ao conversor (42) do microgerador;
- um conversor (42) e respectivas proteções, comandado por um microcomputador (41) e alimentado por uma fonte de energia renovável (43), que injeta a corrente $I_{MG}(t)$ na rede entre a fase no barramento (12) e neutro local.

Realizações alternativas podem incluir a utilização de malhas de captura de fase, passagem por zero das grandezas, a medição das grandezas por processos indiretos que façam uso de fatores de forma e de valores de pico ou médios, tanto na forma digital como analógica, utilizando ou não multiplexagem.

O microcomputador (41) pode também ser integralmente substituído por um sistema analógico com operações, reguladores, limitadores e geradores construídos com amplificadores operacionais ou circuitos dedicados.

O método referido nesta invenção pode também ser realizado centralmente pelo operador da rede de distribuição, que medindo as tensões e as correntes de fase em cada barramento pode estimar a tensão de neutro local, e calcular o avanço de fase e a redução de potência necessárias em cada um dos microgeradores. Estes valores de referência podem ser enviados, via rede de telecomunicações, para os microgeradores individuais para estes injetarem correntes com o ângulo de avanço definido e conduzindo à potência estimada.

Descrição das figuras

A Figura 1 representa a configuração da rede típica em estudo, onde:

- (1) representa a rede de média tensão;
- (2) representa o barramento de média tensão;
- (3) representa o transformador redutor de tensão;
- (4) representa o barramento geral de baixa tensão;
- (5), (6), (7), (18) e (19) representam microgeradores;
- (8), (20) e (21) representam os barramentos imediatamente a seguir ao barramento geral de baixa tensão (4), de cada um dos três ramais;
- (9), (10), (11), (12) representam os barramentos do ramal do barramento (8);
- (13), (14), (15), (16), (17), (22) e (23) representam as cargas elétricas ligadas respetivamente aos barramentos (8), (9), (10), (11), (12), (20) e (21);

A Figura 2 representa o esquema da implementação do avanço/atraso de fase no regulador, sendo:

- (12) o barramento ao qual o microgerador está ligado;
- (26) a entrada do valor do ângulo ϕ_{MG} de avanço;
- (27), (28), (29), (30) e (31) blocos de operadores;
- (32) o bloco de ganho negativo;
- (33) o bloco integrador limitado.

A Figura 3 apresenta o Modelo equivalente do ramal do barramento (8), onde:

- (4) representa o barramento geral de baixa tensão;
- (7) representa um microgerador;

- (24) representa a resistência equivalente dos condutores da fase e de neutro;
- (25) representa a reactância indutiva equivalente dos condutores da fase e de neutro.

A Figura 4 apresenta o gráfico da queda de tensão em função do ângulo de avanço/atraso ϕ_{MG} da corrente.

A Figura 5 apresenta o diagrama de blocos em cadeia fechada do regulador da tensão de fase local, onde:

- (12) representa o barramento ao qual o microgerador está ligado;
- (34) representa o subtrator;
- (35) representa o ganho K_i do compensador integral;
- (36) representa o compensador integral;
- (37) representa o atraso com constante de tempo T_d .

A Figura 6 apresenta o gráfico do ganho incremental do microgerador em função do ângulo de avanço ϕ_{MG} da corrente.

A Figura 7 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) num cenário sem microprodução na rede, vazio e distribuição de carga desequilibrada.

A Figura 8 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, 3 microgeradores no barramento (12), sem controle, situação de vazio e distribuição de carga desequilibrada.

A Figura 9 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de

microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 3 microgeradores no barramento (12), controlados com $\phi_{MG} = 47^\circ$, e $P_{ij} = 3\text{kW}$ limitada pela corrente máxima de 16,6A (se a corrente máxima for 19,6A, vem $\phi_{MG} = 51^\circ$, e $P_{ij} = 3,2\text{kW}$).

A Figura 10 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 3 microgeradores no barramento (12), controlados com $\phi_{MG} = 55^\circ$, e $P_{ij} = 3,45\text{kW}$, sendo a corrente máxima aumentada para 23,6A.

A Figura 11 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 2 microgeradores no barramento (12), sem regulação de tensão de rede em nenhum dos microgeradores.

A Figura 12 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 2 microgeradores no barramento (12), controlados mas sem regulação da tensão de neutro local, $P_{ij1} = 2,2\text{kW}$, $\phi_{MG} = 60^\circ$, $P_{ij2} = 3,45\text{kW}$, $\phi_{MG} = 20^\circ$ (excede o valor de referência de 252V, mas não o limite de 253V).

A Figura 13 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de

transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 2 microgeradores no barramento (12), controlados com diminuição de P com ϕ_{MG} , mesmo que a corrente limite não seja ultrapassada, sem regulação da tensão de neutro (excede o valor de referência de 252V, mas não o valor limite), $P_{ij1} = 1,73\text{kW}$, $\phi_{MG} = 60^\circ$, $P_{ij2} = 3,07\text{kW}$, $\phi_{MG} = 27^\circ$.

A Figura 14 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 2 microgeradores no barramento (12), com avanço de fase e regulação da tensão de neutro local, redução de potência por volt de neutro 500W/V, $P_{ij} = 2,25\text{kW}$ em cada microgerador $\phi_{MG1} = 58^\circ$, $\phi_{MG2} = 0^\circ$.

A Figura 15 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 1 microgerador no barramento (12), sem regulação de tensão de rede no microgerador.

A Figura 16 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 1 microgerador no barramento (12), com controle de P , mas sem avanço da corrente, sendo $P = 1,1\text{kW}$ para conseguir reduzir para 252V.

A Figura 17 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 1 microgerador no barramento (12), controlado com ϕ_{MG} de 65° e com $P_{ij}=1,9\text{kW}$ (por limitação de corrente a $16,6\text{A}$) para conseguir reduzir para 252V na fase do microgerador, mas com a tensão na fase T a aproximar-se do limite.

A Figura 18 apresenta o perfil de tensões ao longo do ramal do barramento (8) na situação de potência de microgeração igual a 25% da potência nominal do posto de transformação, vazio e desequilíbrio nas cargas, 1 microgerador no barramento (12), com avanço de fase e com regulação da tensão de neutro local, redução de potência por volt de neutro 500W/V , $P_{ij}=1,6\text{kW}$, $\phi_{MG}=58^\circ$ não excedendo 252V em qualquer das fases.

A Figura 19 apresenta a realização preferida do sistema contendo os sistemas de medida (38), (39) e (40) das tensões nas ligações (F, N, T) do barramento (12), o microcomputador (41), o conversor (42) e a fonte de energia renovável (43).

Referências Bibliográficas

[1] Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, Diário da República, 1.ª série – N.º 211, Ministério da Economia e da Inovação.

[2] Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro, Diário da República, 1.ª série - N.º202, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

[3] Perguntas frequentes sobre produtos e serviços, EDP, [Online]. Available: <https://energia.edp.pt/particulares/perguntas-frequentes/produtos-e-servicos.aspx>. [Acedido em Fevereiro 2015].

[4] Norma Portuguesa NP EN 50160, Caraterísticas da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, Homologação em Diário da República, III Série n.º170, de 25 de Julho de 1995, Instituto Português da Qualidade, (EDP e DGE)/IEP.

[5] EDP, Manual da Qualidade da Energia Elétrica, Dezembro 2005.

[6] Pedro M. S. Carvalho, Pedro F. Correia, Luís A. F. M. Ferreira, Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 23, NO. 2, MAY 2008.

[7] Reinaldo Tonkoski, Luiz A. C. Lopes, and Tarek H. M. El-Fouly, Coordinated Active Power Curtailment of GridConnected PV Inverters for Overvoltage Prevention, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 2, NO. 2, APRIL 2011.

[8] Erhan Demirok, Pablo Casado Gonzalez, Kenn H. B. Frederiksen, Dezso Sera, Pedro Rodriguez, IEEE, and Remus Teodorescu, Local Reactive Power Control Methods for

Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids, IEEE.IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 1, NO. 2, DECEMBER 2011.

[9] Pedro M. S. Carvalho, Luís A. F. M. Ferreira, and João J. E. Santana, Single-Phase Generation Headroom in Low-Voltage Distribution Networks Under Reduced Circuit Characterization, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 30, NO. 2, MARCH 2015.

[10] Oliveira, P., Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Abril de 2014

[11] Bernardes, F., Compensação de sobretensões originadas por sistemas de microgeração em redes de baixa tensão, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Abril 2014.

[12] Perdigão, João F. G., Seguidores de Potência Máxima para Sistemas de Microgeração Fotovoltaica na Presença de Sobretensões, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Dezembro 2013.

[13] Hussam Alatrash, Methods and Systems for Mitigation of Intermittent Generation Impact on Electrical Power Systems, US PAT 20140097807 (A1), 2014.

[14] Sérgio Ramos, AGREGAÇÃO E GESTÃO INTELIGENTE DE CONSUMOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM MERCADOS LIBERALIZADOS, Tese de Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2015.

[15] Gonçalves, P., "Conversores comutados para a mitigação de sobretensões originadas por sistemas de microgeração na rede de distribuição de baixa tensão," Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Abril 2014.

[16] Kenichi Watanabe, O., Junji Kondoh, I., Voltage control apparatus, Voltage control method and power adjustment apparatus, US2015069978A1, 2015.

[17] Nobuhiko Itaya, C., Voltage monitoring control device, Voltage control device and Voltage monitoring control method, US2015233975A1, 2015.

[18] Daniel Premm, K., Claus Albert, K., Control of operating equipment by influencing a grid voltage, US20150123475(A1), 2015.

Lisboa, 25 de janeiro de 2016

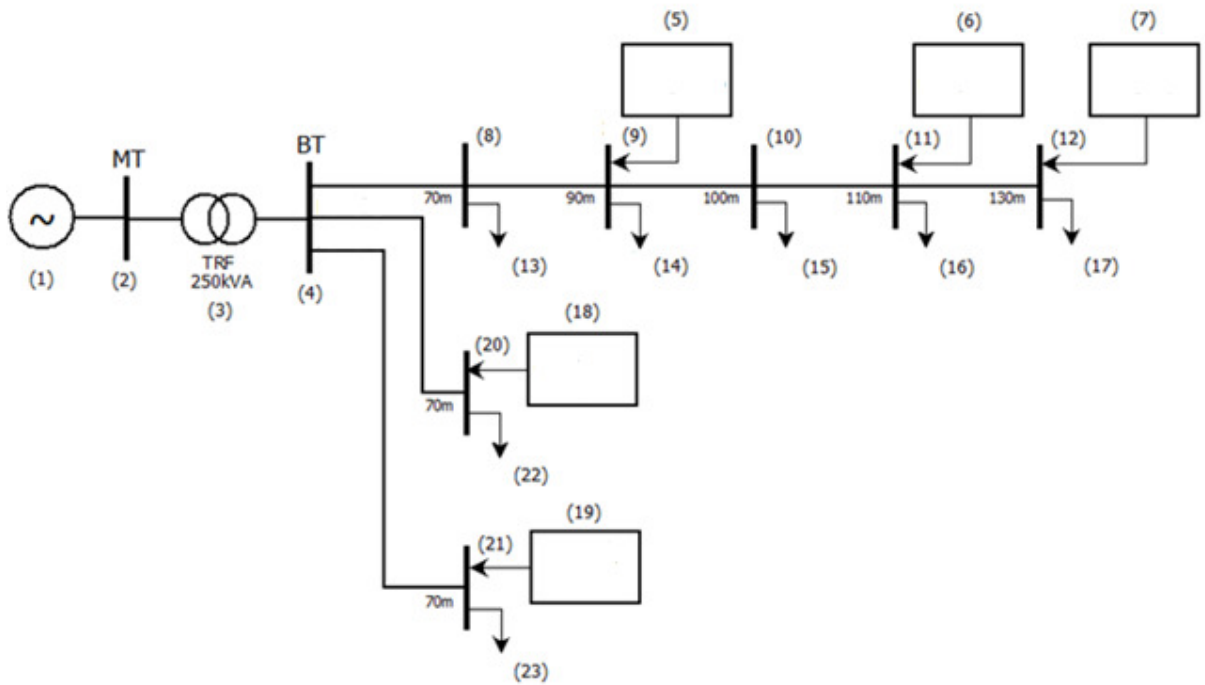


Figura 1.

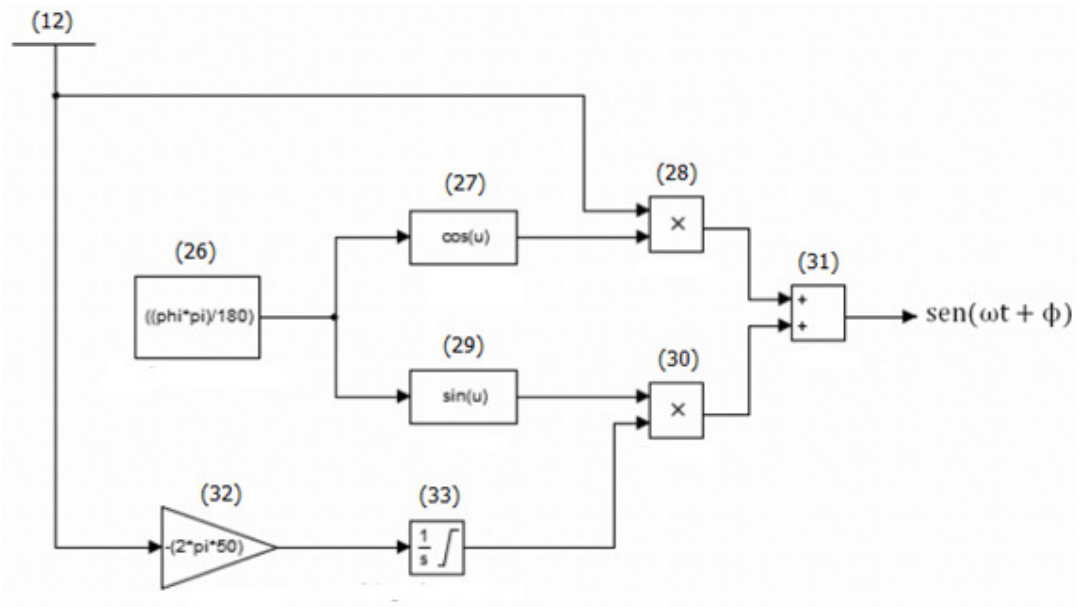


Figura 2.

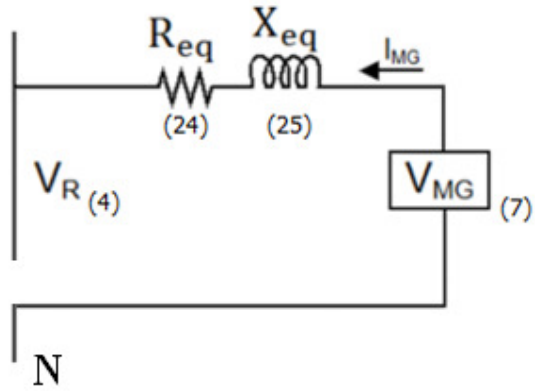


Figura 3.

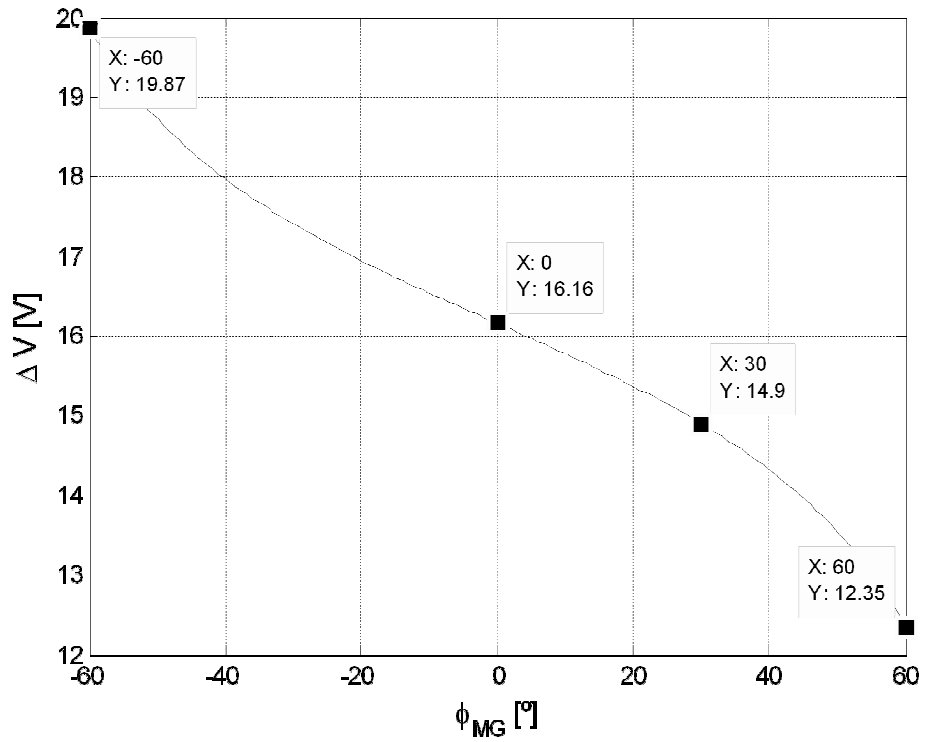


Figura 4.

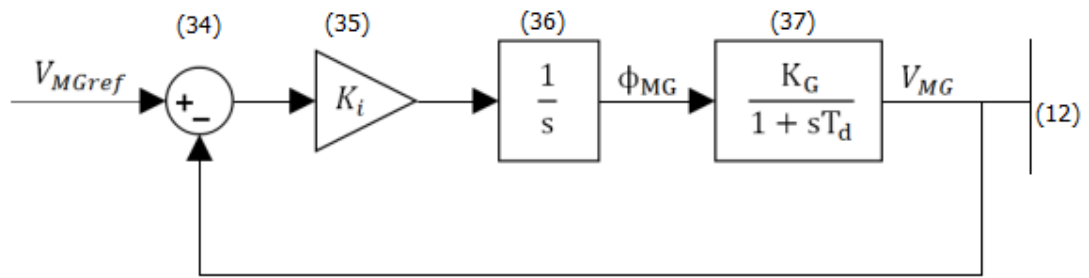


Figura 5.

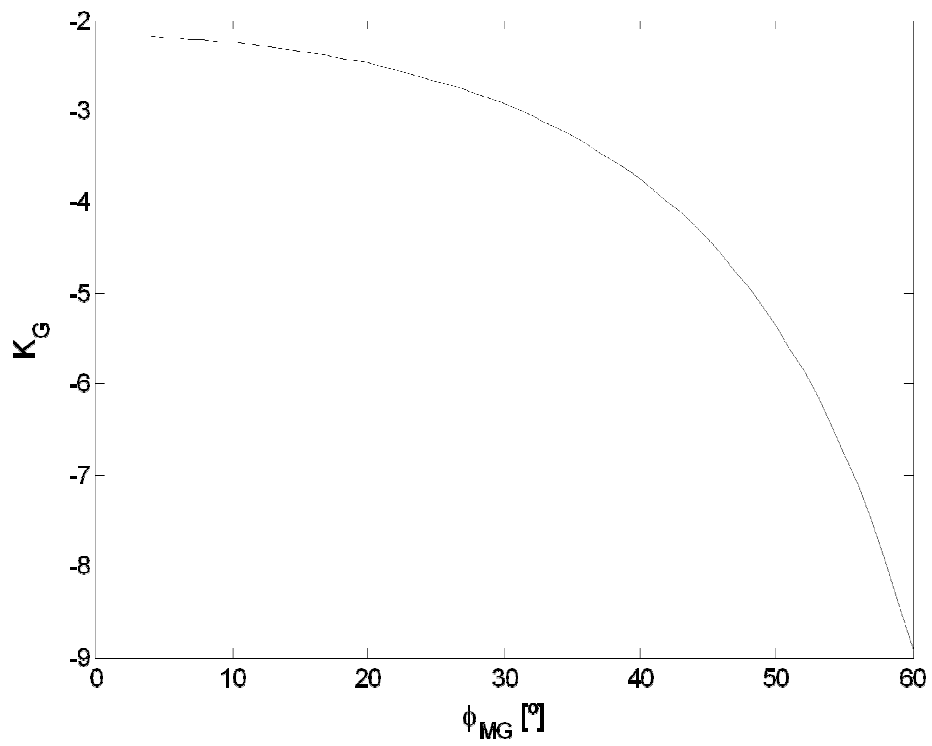


Figura 6.

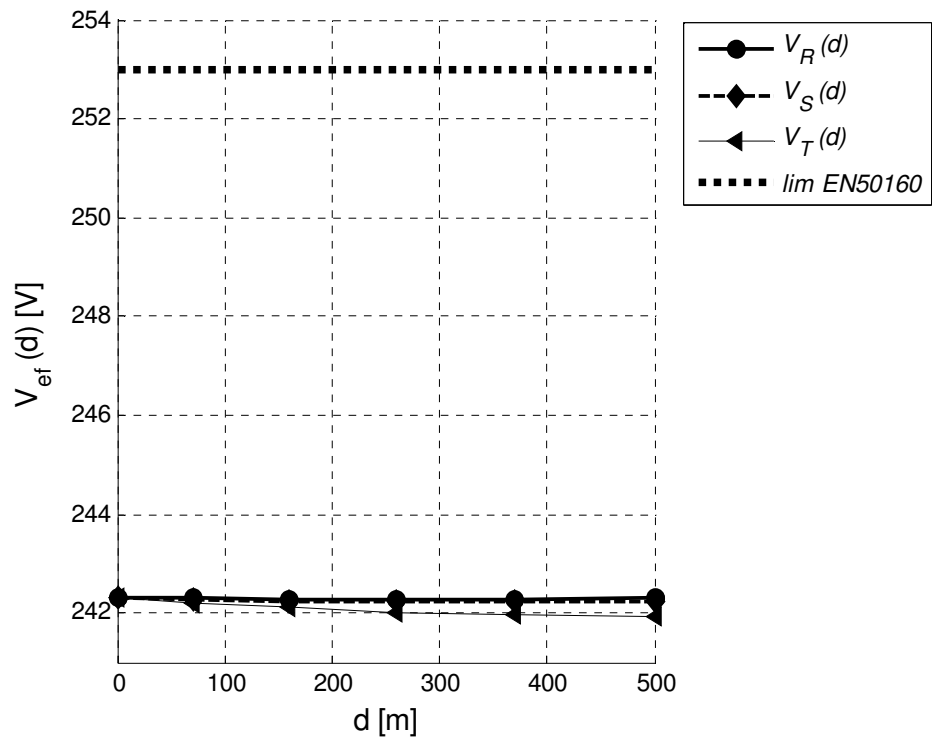


Figura 7.

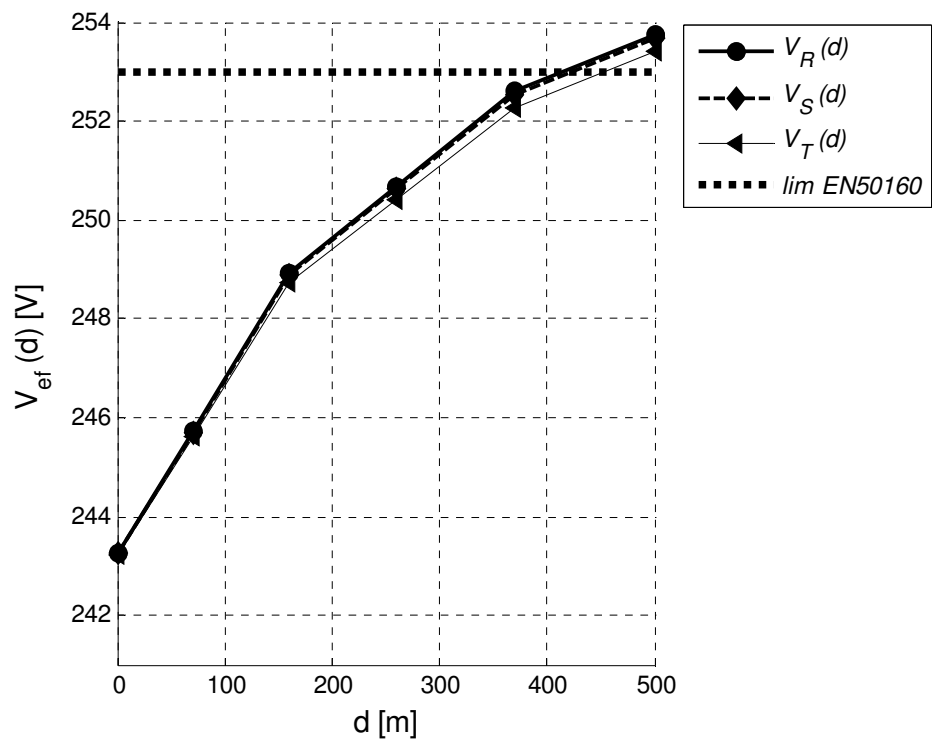


Figura 8.

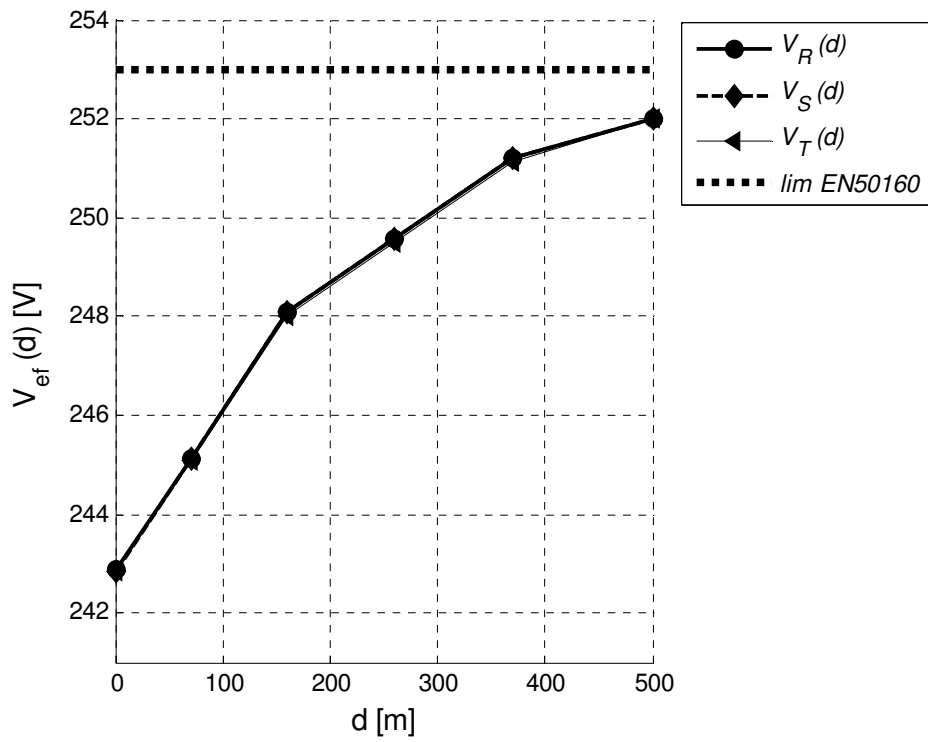


Figura 9.

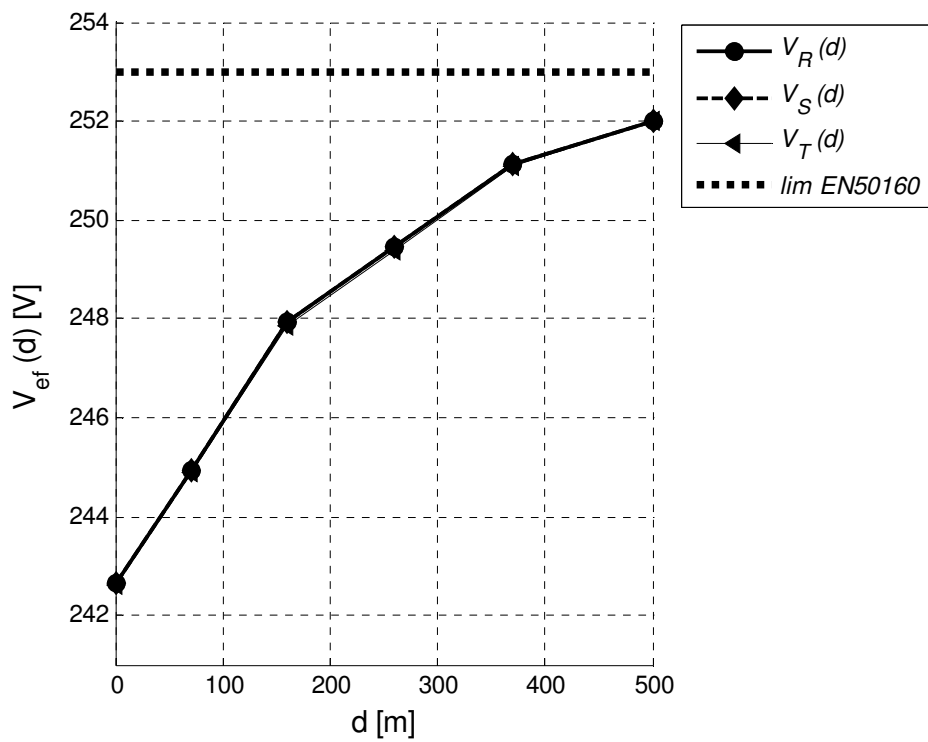


Figura 10.

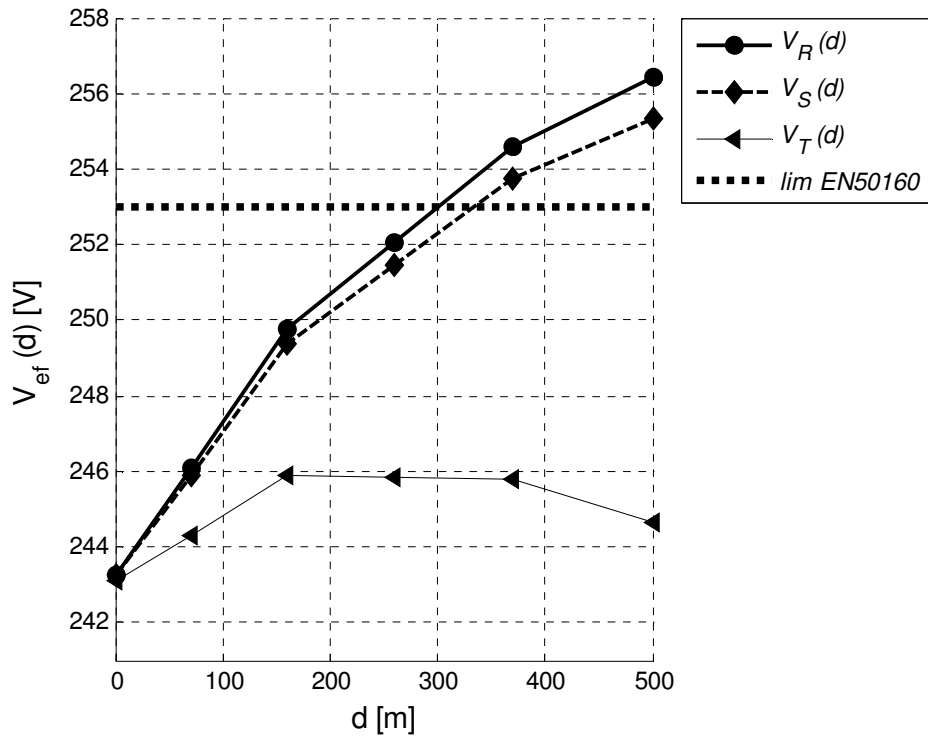


Figura 11.

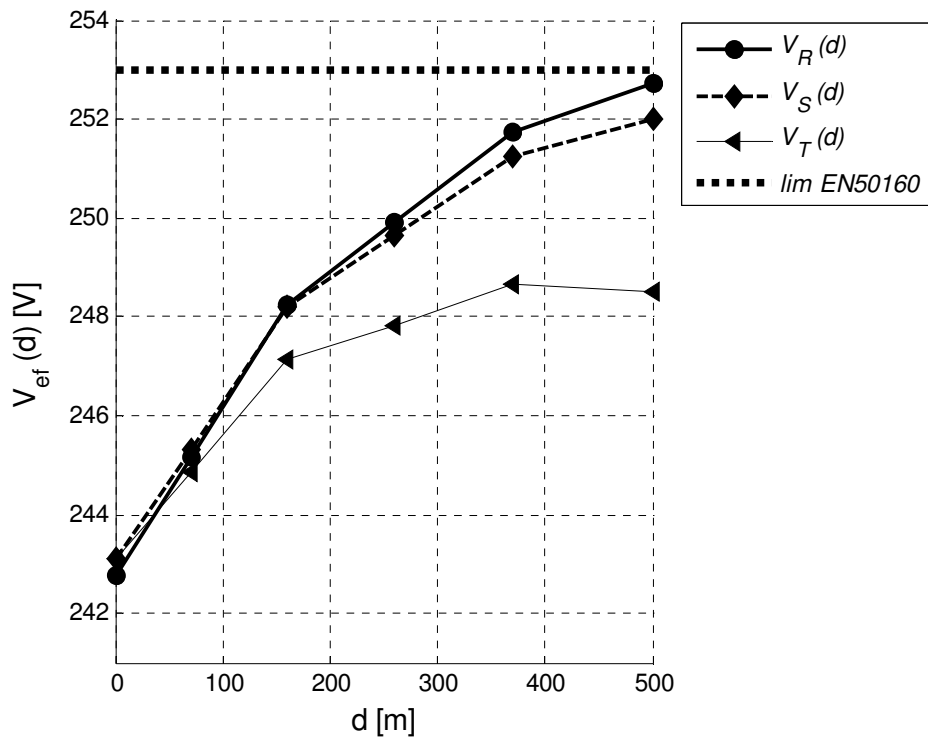


Figura 12.

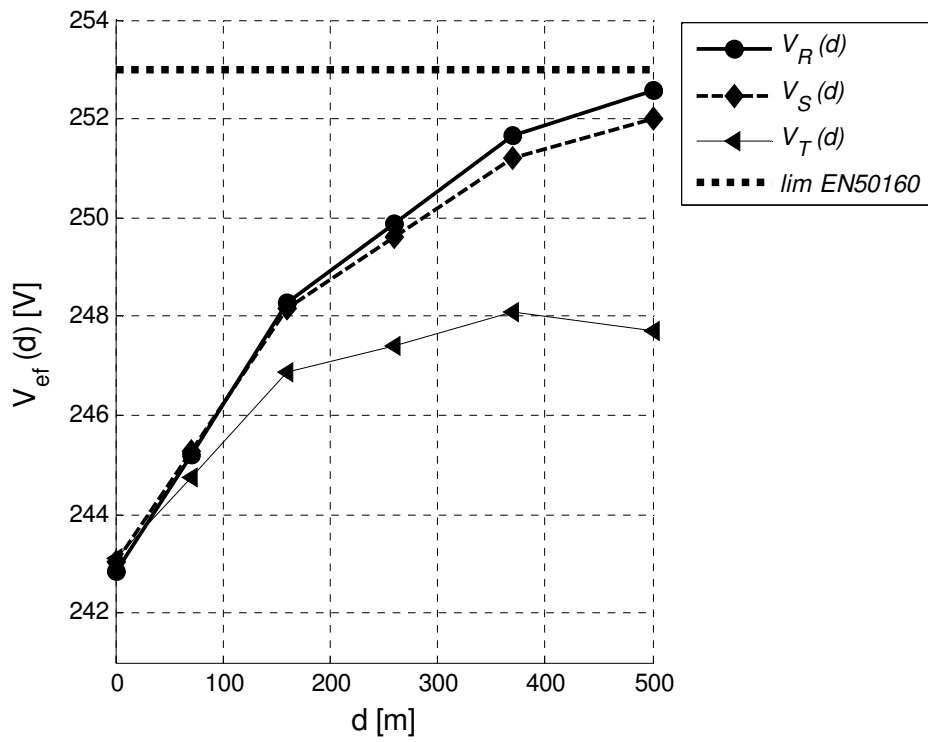


Figura 13.

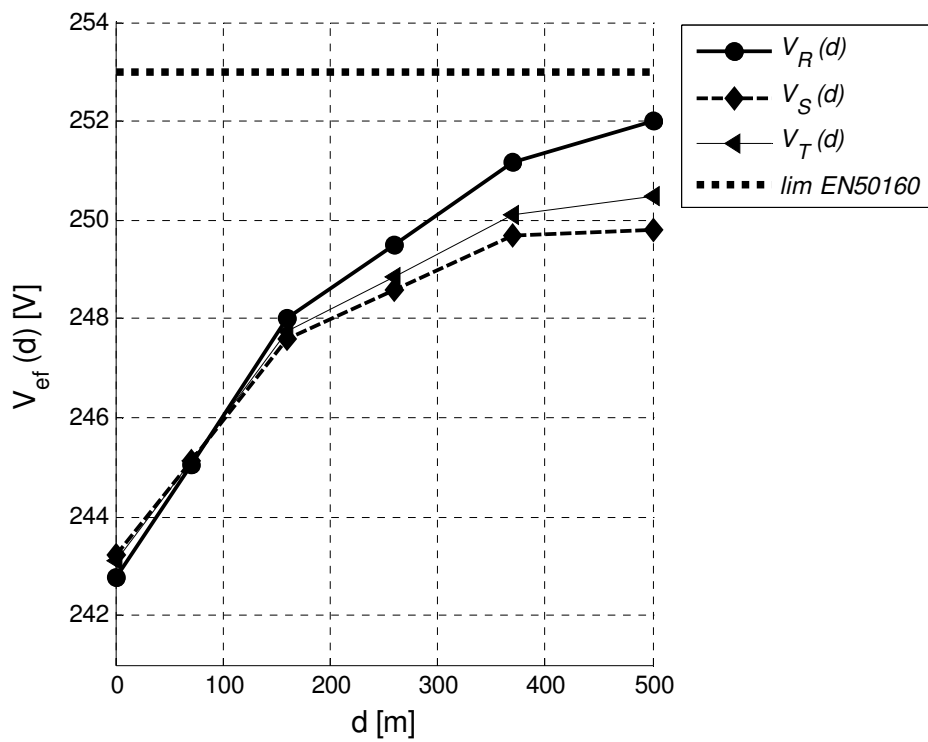


Figura 14.

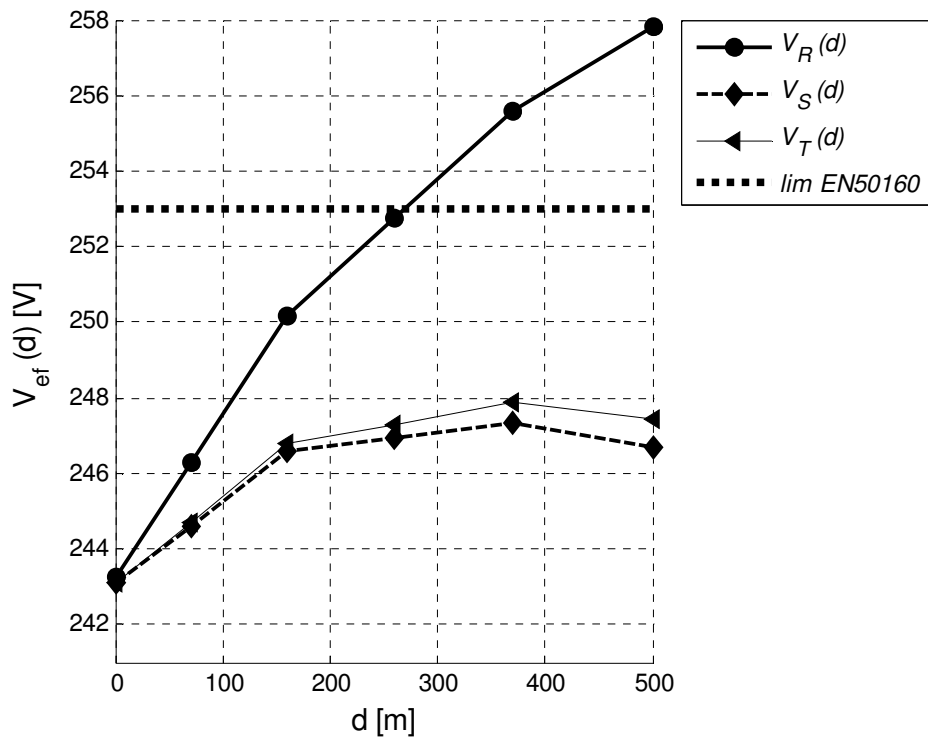


Figura 15.

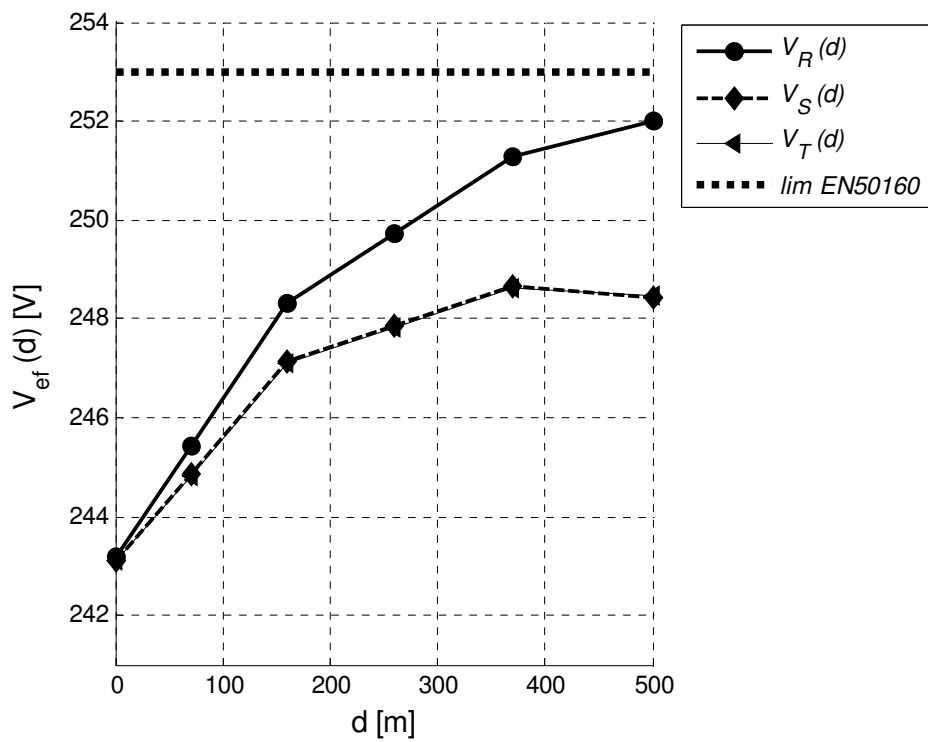


Figura 16.

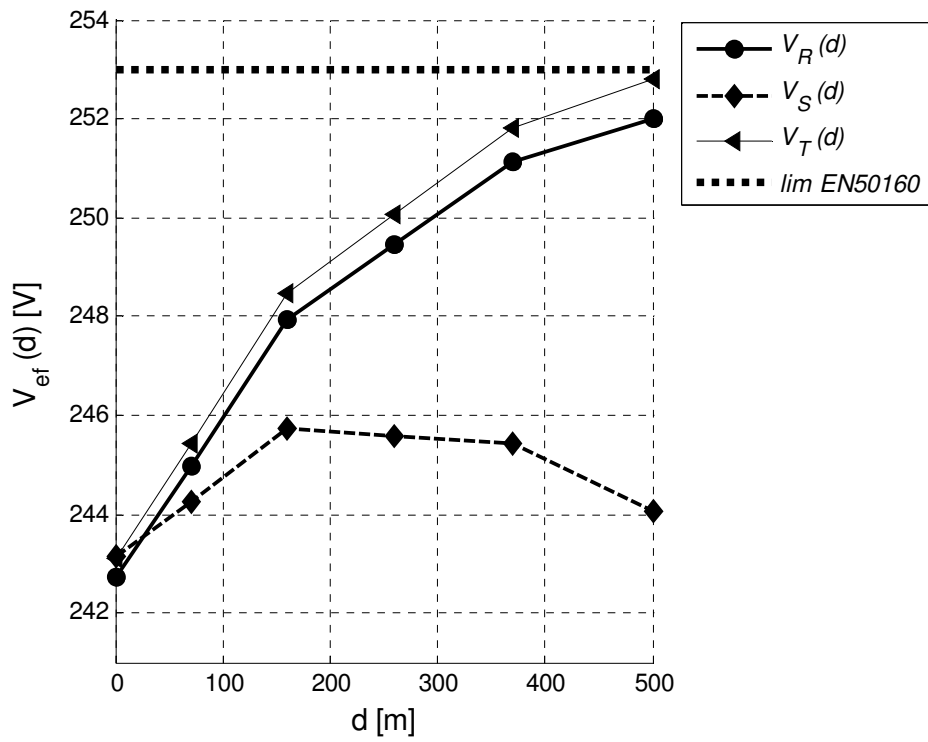


Figura 17.

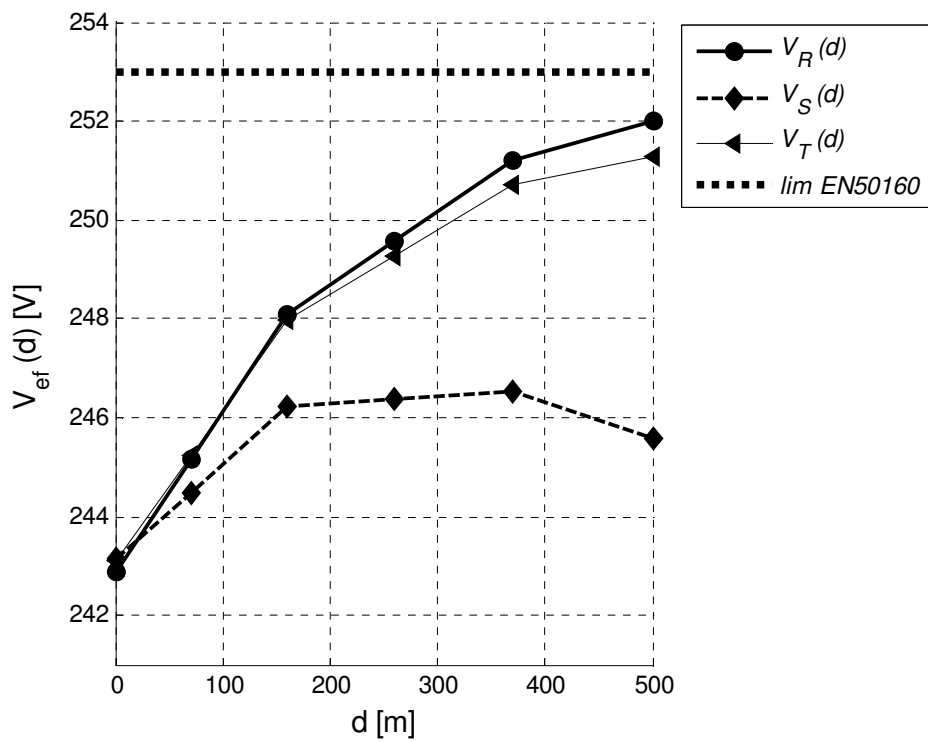


Figura 18.

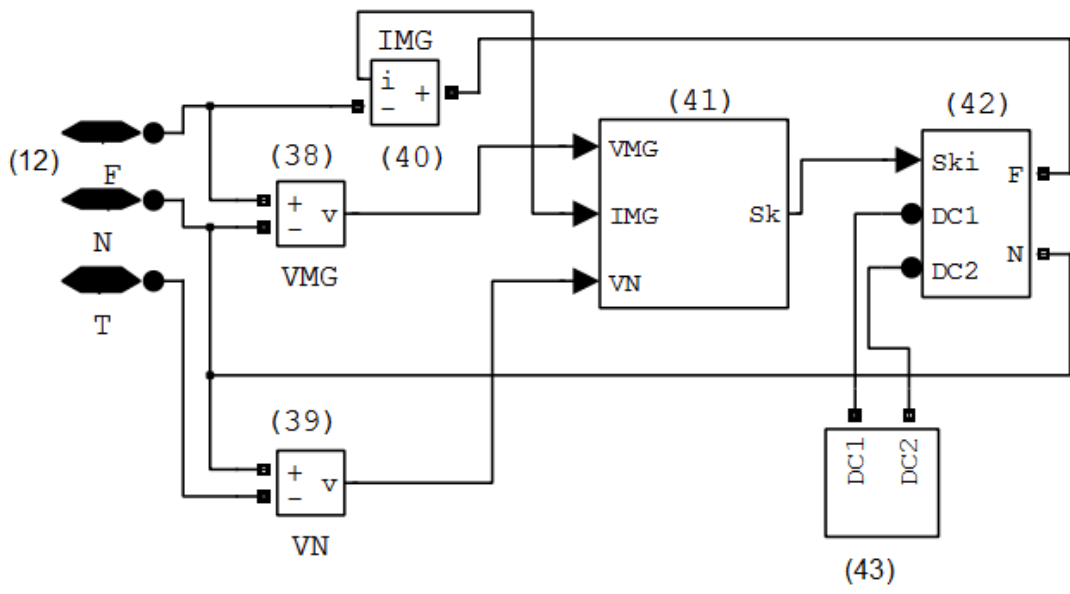


Figura 19.

REIVINDICAÇÕES

1. Processo de regulação descentralizada de microgeradores (5), (6), (7), (18), (19) para mitigação de sobretensões e subtensões permanentes em redes elétricas de baixa tensão, regulando das tensões de fase e de neutro locais, respetivamente nos barramentos (9), (11), (12), (20) e (21), caracterizado por:

a) gerar uma senoide de referência em avanço de um ângulo ϕ_{MG} , usando os blocos (26), (27), (28), (29), (30), (31), (32) e (33);

b) gerar o valor do ângulo ϕ_{MG} proporcionalmente, sendo o ganho K_i (35) negativo, ao compensador integral (36) do desvio no subtrator (34) entre o valor de referência da tensão de fase e o valor atual dessa tensão nos barramentos (8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21) de interligação dos microgeradores (5), (6), (7), (18) ou (19) à rede, sendo o ângulo ϕ_{MGi}

- positivo se a tensão no barramento (8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21) de interligação do microgerador à rede ultrapassar o valor de 252 V;

- negativo se a tensão nos barramento (8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21) de interligação dos microgeradores (5), (6), (7), (18) ou (19) à rede não atingir o valor de 207 V;

c) gerar o valor eficaz da corrente a injetar na rede em avanço do ângulo ϕ_{MG} , em relação à tensão no barramento ((8), (9), (10), (11), (12), (20) ou (21)), dividindo o valor da potência disponível no microgerador ((5), (6), (7), (18) ou (19)) pelo

produto do valor eficaz da tensão no barramento pelo coseno do ângulo ϕ_{MG} ;

d) limitar o valor eficaz da corrente gerada em c) ao valor máximo admissível por construção física do microgerador reduzindo o valor da potência a injetar na rede, ou ao valor eficaz limite máximo da corrente que elimina a sobretensão, no caso do ângulo ϕ_{MG} de avanço ter atingido o seu valor limite máximo, exceto no caso da tensão da rede não atingir o valor de 207 V;

e) reduzir o valor da potência a injetar na rede, em relação à potência disponível, de um valor proporcional ao valor eficaz de tensão de neutro local, constante de proporcionalidade entre 250W/V e 500W/V, mas podendo tomar outros valores, dependendo da impedância da rede.

2. Sistema de regulação descentralizada de microgeradores (5), (6), (7), (18), (19) para mitigação de sobretensões e subtensões permanentes em redes elétricas de baixa tensão, interligados num dos barramentos (9), (11), (12), (20) e (21), executando o processo de regulação das tensões de fase e de neutro locais, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por conter:

a) um dispositivo (38) de medição do valor eficaz, da frequência e da fase da tensão de fase do barramento de interligação do microgerador;

b) um dispositivo (39) de medição do valor eficaz da tensão de neutro do barramento de interligação do microgerador;

c) um dispositivo (40) de medição da corrente injetada pelo microgerador;

d) um microcomputador (41) ou sistema de computação para os operadores (26), (27), (28), (29), (30), (31), (32), (33), (34), (35), (36), atuando sobre os valores medidos, para execução da lógica do processo descrito na reivindicação 1, e para comandar o conversor (42);
e) um conversor (42) para injetar a corrente na rede representativa da potência gerada pelo sistema de geração (43).

3. Utilização do processo definido na reivindicação 1, caracterizado pelo seu emprego em sistemas centralizados de operação de redes elétricas terrestres, de redes isoladas ou em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

4. Utilização do sistema definido na reivindicação 2, caracterizado pela medição das tensões de fase e de neutro locais, em subsistemas de operação centralizada em redes elétricas terrestres, em redes isoladas, em ilhas, em redes com armazenamento distribuído de energia, para mitigar subtensões ou cavas de tensão, ou em redes elétricas embarcadas em aeronaves, em navios, ou em equipamentos de alimentação de emergência ou de sinalização, ou de armazenamento de energia.

Lisboa, 25 de janeiro de 2016