

EFEITO DO DESLIGAMENTO MANDATÓRIO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA CURVA PV DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

LUAN FILIPE DOS S. COLOMBARI*, MOUSSA R. MANSOUR*, JHONATAN A. DOS SANTOS*, DANIEL DOTTA[†], RODRIGO A. RAMOS*

**Avenida Trabalhador São-Carlense, 400, Centro, 13566-590
Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo
São Carlos, SP, Brasil*

*[†]Avenida Albert Einstein, 400, Distrito Barão Geraldo, 13083-852
Universidade Estadual de Campinas
Campinas, SP, Brasil*

Emails: luanfilipe@usp.br, mrmansour@ieee.org, jhonatanandrade90@gmail.com, dotta@fee.unicamp.br, rodrigo.ramos@ieee.org

Abstract— During static voltage stability analysis, as the load grows, bus voltages tend to drop. This voltage downturn may switch on the undervoltage protection of Distributed Generators (DG) and cause their disconnection, diminishing the Voltage Stability Margin (VSM) of the bulk power system. This negative impact has been studied with dynamic simulation tools, but not with static techniques. The purpose of the present paper is to evaluate the discontinuities that these undesired detachments would cause in PV curves and the reduction that they would provoke in the VSM. The mentioned discontinuities were observed using arc length parametrization in the continuation power flow for the IEEE 118 bus test system. As a result, the DG disconnection reduced the VSM 4.6% for the mentioned power system. Also, convergence problems may arise when the DG undervoltage protection is considered.

Keywords— Distributed Generation, Voltage Stability, Continuation Power Flow.

Resumo— Na análise estática de estabilidade de tensão, conforme a carga cresce, as tensões das barras tendem a cair. Essa queda pode causar atuação da proteção de subtensão do ponto de conexão das unidades de Geração Distribuída (GD) e consequentemente sua desconexão, o que deterioraria a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) do sistema. Esse efeito deletério já foi estudado com simulações dinâmicas, mas não com técnicas estáticas. Nesse sentido, o propósito do presente trabalho é avaliar as discontinuidades que os desligamentos das unidades de GD causariam na curva PV e a redução que isso suscitaria na MET. Aplicando o fluxo de carga continuado com parametrização por comprimento de arco no sistema de testes de 118 barras do IEEE foram observadas as discontinuidades mencionadas, sendo que, o desligamento das unidades de GD causou uma redução de 4,6% na MET do referido sistema. Outro resultado importante é que as discontinuidades originadas na curva PV por conta desses desligamentos podem provocar problemas de convergência no fluxo de carga continuado.

Palavras-chave— Geração Distribuída, Estabilidade de Tensão, Fluxo de Carga Continuado.

1 Introdução

A abertura dos mercados de energia elétrica e os subsídios governamentais para ampliar a utilização de fontes renováveis criaram um cenário propício para a ampliação da geração de energia a partir de pequenas fontes conectadas diretamente aos sistemas de distribuição. Essas unidades são conhecidas como Geração Distribuída (GD) (Borbely and Kreider, 2001).

Devido aos seus benefícios ambientais e a sua flexibilidade, a GD vem ganhando destaque como uma alternativa para atender o crescente consumo de energia elétrica. Entretanto, a inserção dessas unidades nos sistemas de distribuição apresenta diversos desafios técnicos, como por exemplo a garantia da coordenação de proteção, controle de tensão e estabilidade (Bollen and Hassan, 2011; Yang et al., 2013; Londero et al., 2009; Walling et al., 2008).

O receio das concessionárias com relação aos efeitos adversos que podem ser causados pelas unidades de GD, faz com que as distribuidoras exijam seu desligamento mandatório após uma falta

ou perturbação no alimentador no qual elas estão conectadas. Isso garante a operação adequada do alimentador e evita a operação ilhada da geração distribuída (Bollen and Hassan, 2011). Geralmente, para tais fins, as concessionárias exigem por norma ajustes de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência no seu ponto de conexão (Bollen and Hassan, 2011; Chen et al., 2013). Em alguns casos, os ajustes exigidos são muito restritivos, de modo que desligamentos inadvertidos de unidades de GD não são incomuns (Walling and Miller, 2002).

Do ponto de vista de operação do sistema de transmissão, a geração distribuída aumenta o nível de incerteza sobre a carga, uma vez que os operadores não possuem informações em tempo real sobre sua injeção de potência. Tal incerteza tende a aumentar quando é considerado o desligamento mandatório dessas unidades (Walling et al., 2008).

No caso da análise estática de estabilidade de tensão de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é esperado que a GD tenha um impacto positivo sobre a segurança do sistema. Em modelos estáticos, a GD é considerada uma injeção negativa de

potência e, portanto, ela alivia as linhas de transmissão aumentando a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) do sistema (Abri et al., 2011). Entretanto, conforme a carga cresce, as tensões do sistema tendem a diminuir, inclusive nas barras de subestações. Estas tensões podem atingir níveis que causem a atuação da proteção de subtensão no ponto de conexão da GD e, conseqüentemente, promover seu desligamento. Isso representa um degrau de aumento na carga do sistema, que pode diminuir a MET e causar instabilidade de tensão.

O efeito da geração distribuída na estabilidade de tensão de sistemas de distribuição e transmissão foi objeto de estudo de Abri et al. (2011), Yang et al. (2013), Londero et al. (2009) e Zhao et al. (2015). Entretanto, estes trabalhos não consideraram a atuação da proteção do ponto de conexão das unidades de GD. Dessa forma, foi negligenciado o efeito deletério que o desligamento mandatório dessas unidades pode ter na estabilidade de tensão do sistema sobre análise.

Em Walling and Miller (2002) e Chen et al. (2013), o ajuste da proteção de subtensão da GD foi considerado em simulações dinâmicas. No primeiro trabalho, o desligamento mandatório da unidade de geração distribuída causou problemas de estabilidade após a ocorrência de uma falta em um alimentador de distribuição. No segundo trabalho, a partir de incrementos sucessivos, lentos e pequenos na carga de um sistema transmissão foi obtido seu ponto de máximo carregamento. Com isso Chen et al. (2013) concluiu que, para altos níveis de inserção de geração distribuída, o desligamento mandatório dessas unidades pode causar uma redução significativa na MET.

Apesar dos resultados supracitados, até o momento da escrita desse texto não foi encontrado na literatura uma análise do efeito do desligamento mandatório das unidades de GD no traçado da curva PV e nem uma avaliação da natureza das descontinuidades que essas desconexões podem causar.

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo mostrar qualitativamente e quantitativamente o efeito do desligamento mandatório de GD na curva PV, no Ponto de Máximo Carregamento (PMC) e na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) de um sistema de transmissão de grande porte.

Para tal, é necessário incluir um modelo para sistemas de distribuição na análise estática de um sistema de transmissão. Esse modelo está apresentado na Seção 2. Posteriormente, na Seção 3, é realizada uma análise qualitativa do efeito do desligamento mandatório de GD na curva PV. Esse efeito foi observado quantitativamente utilizando o Fluxo de Carga Continuado (FCC), sendo que os resultados obtidos com esse método estão apresentados na Seção 4. As conclusões do trabalho são discutidas na Seção 5.

2 Modelo de Sistemas de Distribuição para Análise Estática da Transmissão

A análise conjunta de sistemas de transmissão e distribuição é complexa por duas razões principais: (1) estes sistemas têm estruturas topológicas, parâmetros de impedância e níveis de tensão diferentes; (2) eles são operados e planejados por companhias diferentes que geralmente trocam poucas informações entre si (Zhao et al., 2015). Nesse sentido, incluir características dos sistemas de distribuição no processo de análise estática de um sistema de transmissão é uma tarefa complicada que envolve diversas incertezas.

Para prever o desligamento mandatório de uma unidade de geração distribuída é necessário estimar a queda de tensão desde a barra da subestação até a unidade. Essa queda depende da impedância dos alimentadores, da inserção de potência da GD, do nível de carga e do controle de tensão no alimentador. De maneira geral, essas informações não estão disponíveis para o operador do sistema de transmissão, de forma que são necessárias algumas hipóteses para que o desligamento mandatório seja considerado na análise da estabilidade de tensão do sistema de grande porte.

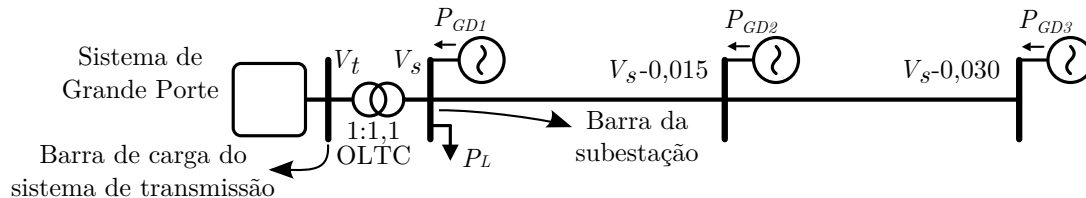
Nesse trabalho são realizadas três hipóteses baseadas em características gerais de sistemas de distribuição ao invés de dados específicos que provavelmente seriam desconhecidos pelo operador do sistema de transmissão.

Hipótese 1 As subestações são equipadas com um transformador que possui mudança de tap sob carga (*On-Load Tap-Changer* - OLTC). Esse transformador automaticamente aumenta a tensão de seu secundário para que as tensões nos alimentadores de distribuição sejam adequadas. Dessa forma, antes da desconexão mandatória de qualquer unidade de geração distribuída o OLTC já atingiu seu limite máximo de atuação.

Hipótese 2 As unidades de geração distribuída injetam somente potência ativa no sistema de distribuição, sendo que essa potência é independente do valor da tensão no ponto de conexão.

Hipótese 3 As unidades de GD conectadas aos alimentadores de uma subestação podem ser divididas em três grupos de acordo com a queda de tensão desde a barra da subestação até o ponto de conexão. Considera-se que o primeiro grupo não está sujeito a queda de tensão, o segundo está à uma distância cuja queda é de 0,015 p.u. e para o terceiro esse valor é 0,030 p.u.

A hipótese 1 é realista e baseada na prática comum de utilizar na subestação um transformador rebaixador com comutação automática de tape sobre carga. Esse transformador geralmente monitora e controla a tensão em uma barra a jusante



Na Introdução foi mencionado que o desligamento mandatório é visto como um degrau de carga pelo sistema de transmissão. Contudo, essa descontinuidade não se realiza no eixo das abcissas da Figura 3, que representa o carregamento. Isso ocorre pelo fato do parâmetro de carga λ relacionar a carga total do sistema com o seu carregamento base, incluindo a carga atendida pela GD. Quando uma unidade é desligada, o parâmetro λ não sofre um salto, uma vez que a carga total do sistema não muda. O que acontece é que parte dessa carga que antes era suprida por unidades de geração distribuída passa a ser alimentada através do sistema de transmissão. Na curva PV isso é observado como uma queda abrupta da tensão, conforme está indicado no gráfico acima.

Para considerar a desconexão mandatória da GD na estimativa da margem de estabilidade de tensão bastaria conhecer todas as unidades que seriam desligadas antes do PMC. Entretanto, tal informação não está disponível antes do traçado completo da parte superior da curva PV. Com vista nisso, faz-se necessário considerar os ajustes das proteções de subtensão das unidades de geração distribuída durante a execução do FCC, que é capaz de lidar com possíveis descontinuidades que possam existir na curva PV. Por exemplo, em sua formulação tradicional o fluxo de carga continuado já leva em consideração os limites de reativos dos geradores (Chiang et al., 1995).

A forma como este método lida com as descontinuidades depende da parametrização escolhida para identificar sucessivos pontos da curva PV. Uma das parametrizações tradicionalmente empregadas na formulação do FCC é a por comprimento de arco, proposta por Chiang et al. (1995). Nesse caso, em um passo de continuação é encontrada a próxima solução na curva PV que está a uma distância Δs de uma solução já conhecida.

Dependendo do tamanho de passo de continuação utilizado pode ser que o fluxo de carga continuado busque uma solução que estaria dentro do intervalo que separa as curvas PV do sistema com e sem a unidade de GD. Esse caso está ilustrado na Figura 4, na qual as soluções das equações de fluxo de carga que atendem a equação paramétrica não estão na curva PV que caracteriza o desligamento mandatório da unidade de GD, ou seja, a solução encontrada estaria fora da curva sólida. Se o arco for menor, pode ser que não exista solução que atenda a equação paramétrica do comprimento de arco, nesse caso o FCC divergiria.

Apesar dessa análise estar restrita a parametrização por comprimento de arco, esse problema também é encontrado em outra parametrização muito utilizada, conhecida como parametrização local proposta por Canizares and Alvarado (1993). Na verdade, não é de conhecimento dos autores desse trabalho uma parametrização que não apresente os problemas de convergência descritos aqui.

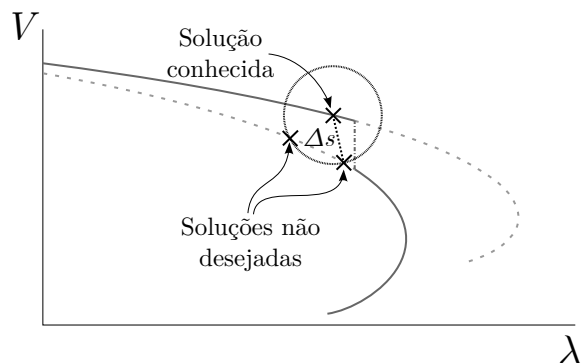


Figura 4: O tamanho do arco utilizado no FCC é incapaz de encontrar uma solução na curva PV que caracteriza o desligamento mandatório de GD.

Portanto, devido a sua natureza, a descontinuidade causada pelo desligamento mandatório de uma unidade de GD desqualifica o conceito tradicional de que passos de continuação pequenos são mais robustos do que passos grandes.

Como passos de continuação muito grandes também podem apresentar problemas de convergência, para aplicar o FCC considerando o desligamento das unidades de GD é necessário escolher adequadamente o comprimento de passo utilizado. Essa escolha é uma tarefa complicada que depende do sistema que está sendo estudado e do tamanho dos blocos de geração distribuída conectados ao mesmo. Nesse caso, de maneira geral não é possível conhecer um comprimento de passo que garanta convergência antes da execução do FCC. Ou seja, quando é considerado o desligamento mandatório de GD, a seleção do passo de continuação fica sujeita a um processo de tentativa e erro.

Observa-se que, os desligamentos estudados aqui também desqualificam a utilização de técnicas de seleção e atualização de comprimento de passo, como por exemplo as apresentadas em Chiang et al. (1995) e Ajjarapu (2007). De fato, a concepção usualmente empregada é que os passos de continuação devem ser: (1) grandes quando o carregamento do sistema é baixo e a curva PV tem comportamento mais próximo de linear e (2) pequenos quando o sistema está próximo do PMC. Entretanto, são nesses pontos, nos quais a carga é mais alta e os níveis de tensão são mais baixos, que o sistema está sujeito ao desligamento de GD e, consequentemente a descontinuidades na curva PV. Nesses pontos a escolha tradicional de um comprimento de passo pequeno pode apresentar problemas de convergência.

4 Resultados Numéricos

O FCC foi implementado no software MATLAB utilizando parametrização por comprimento de arco. O programa desenvolvido foi aplicado ao sistema de testes do IEEE de 118 barras.

Foi considerado que as cargas crescem com fator de potência constante proporcionalmente ao

carregamento base e ao parâmetro λ . O aumento da carga é atendido despachando os geradores proporcionalmente ao que eles estavam gerando no caso base, de forma que os maiores geradores vão assumir mais carga.

As unidades de geração distribuída foram incluídas em todas barras de carga, supondo que seja conhecido o percentual da demanda no caso base que é atendida por essas unidades. Essa participação será referida nesse trabalho como nível de inserção de GD. Ou seja, para um nível de inserção de 10%, um décimo de toda a carga desse sistema de transmissão é atendida pela geração distribuída. Além disso, foi considerado que os três grupos de GD, que têm quedas de tensão diferentes, injetam a mesma quantidade de potência, apesar dessa consideração não ser necessária no modelo.

Foi considerado, hipoteticamente, que todas as barras de carga possuam unidades de geração distribuída conectadas. Essa suposição se baseia no princípio de que nos sítios das cargas é, ao menos, possível a conexão de GD. Vale ressaltar que qualquer escolha da localização dessas unidades é arbitrária, visto que o sistema de testes utilizado não têm dados a respeito da penetração GD.

Por simplicidade, foi considerado que todas as unidades de GD utilizam o mesmo ajuste de proteção de subtensão no seu ponto de conexão, apesar disso não ser necessário no modelo proposto. Os ajustes empregados foram os exigidos pela COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e pela CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina). São eles 0,95 p.u. e 0,85 p.u. respectivamente.

Para o ajuste de 0,95 p.u. o perfil de tensão da barra 43 do sistema de teste do IEEE está apresentado na Figura 5(a). Nessa figura são comparadas as curvas PV para os três níveis de inserção de geração distribuída considerados, sendo que as curvas tracejadas não consideram o desligamento mandatório de GD enquanto as curvas sólidas o consideram.

Destaca-se que na Figura 5(a) é apresentada apenas a parcela da curva PV na qual o carregamento do sistema é grande o bastante para causar o desligamento mandatório das unidades de geração distribuída. A parte negligenciada é referente ao início da curva, onde as tensões do sistema de transmissão geralmente se mantêm próximos a 1 p.u. e o desligamento da GD não ocorre.

A descontinuidade causada pelo desligamento conforme prevista na Seção 3 pode ser observada agora na Figura 5(a). Esse efeito é mais pronunciado quando a inserção de GD é de 30%, já que nesse caso os blocos de geração distribuída são maiores. Observando a curva sólida azul, a descontinuidade mais perceptível acontece com λ próximo de 2,2. Esse degrau na tensão ocorre devido ao desligamento de 57 MW de GD em 17 barras do sistema de transmissão.

Nesse gráfico é possível observar que quanto maior o nível de inserção das unidades de GD maior é o impacto de seu desligamento mandatório no ponto de máximo carregamento. O efeito quantitativo desses desligamentos está indicado na Tabela 1.

Tabela 1: Efeito do desligamento mandatório no PMC (λ_{max}) para ajuste de proteção de subtensão das unidades de GD igual a 0,95 p.u..

Nível de inserção	Sem desligam.	Com desligam.	Redução do PMC
10%	2,207	2,171	1,64%
20%	2,283	2,219	2,81%
30%	2,360	2,251	4,61%

A quantidade percentual das unidades de GD que são desligadas para os níveis de inserção de 10%, 20% e 30% é de 22%, 27% e 32% respectivamente. Níveis de inserção superiores apresentam maior percentual de desligamento, o que explica a redução da MET observada na Tabela 1.

Reduzindo o ajuste de proteção de subtensão das unidades de GD para 0,85 p.u. e executando o processo de continuação são obtidas as curvas PV apresentadas na Figura 5(b).

Como pode ser observado, com o ajuste mais baixo, poucas unidades são desconectadas a ponto do impacto do desligamento mandatório ficar desprezível para os três níveis de inserção considerados. Para esses resultados, menos de 3% de todas as unidades de geração distribuída foram desligadas, o que causou uma redução de menos de 1% no PMC.

Para todos resultados apresentados nesse trabalho, a convergência do FCC foi sensível ao comprimento de passo utilizado. Tanto passos pequenos quanto grandes apresentaram problemas de convergência. Para obter os resultados apresentados aqui foi escolhido o comprimento de passo adequado através da execução do FCC várias vezes em um processo de tentativa e erro.

5 Conclusões

O desligamento mandatório das unidades de geração distribuída causa descontinuidades na curva PV que tendem a deslocar o ponto de máximo carregamento do sistema, reduzindo a margem de estabilidade estática de tensão.

O impacto desses desligamentos depende do ajuste de proteção do ponto de conexão das unidades de GD e do seu nível de inserção no sistema. Sendo que, dependendo desses valores o impacto os desligamentos podem ser insignificantes.

Quando esses desligamentos são considerados, a convergência do fluxo de carga continuado se torna dependente da escolha de um passo de continuação adequado. Para resolver esse problema,

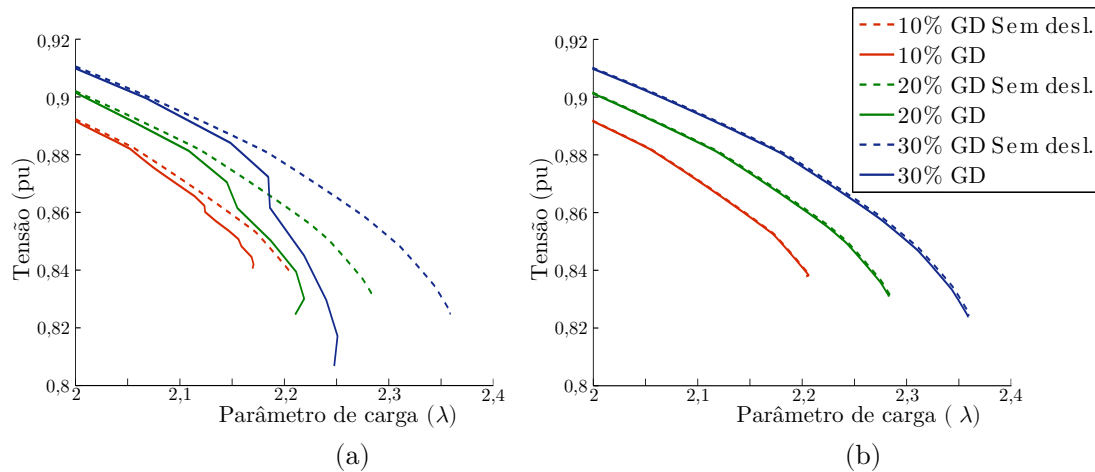


Figura 5: Curva PV da barra 43 do sistema de 118 barras do IEEE considerando o desligamento mandatório das unidades de GD pela proteção de subtensão com ajuste igual a (a) 0,95 p.u. e (b) 0,85 p.u..

técnicas específicas capazes de lidar com essas descontinuidades devem ser estudadas.

Como continuação deste trabalho, pretende-se realizar estudos para avaliar o efeito desses desligamento em casos mais críticos, como por exemplo, para sistemas sob contingência ou com blocos maiores de geração distribuída.

Agradecimentos

Agradecimentos ao CNPq por financiar a bolsa 130750/2015-8 e a FAPESP por subsidiar os projetos 2015/02569-6 e 2015/18806-7.

Referências

- Abri, R. S. A., Member, S. and Atwa, Y. M. (2011). Distributed Generation Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System, *2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, Sharjah, pp. 1–7.
- Ajjarapu, V. (2007). *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*, Power Electronics and Power Systems, 1 edn, Springer US, Boston, MA.
- Bollen, M. and Hassan, F. (2011). *Integration of Distribution Generation in the Power System*, 1 edn, John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey.
- Borbely, A. M. and Kreider, J. F. (2001). *Distributed Generation, The Power Paradigm for the New Millennium*, 1 edn, CRC Press, New York.
- Canizares, C. A. and Alvarado, F. L. (1993). Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **8**(1): 1–8.
- Chen, P., Malbasa, V. and Kezunovic, M. (2013). Analysis of Voltage Stability Issues with Distributed Generation Penetration in Distribution Networks, *North American Power Symposium (NAPS)*, Manhattan, KS.
- Chiang, H. D., Flueck, A. J., Shah, K. S. and Balu, N. (1995). CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations, *IEEE Transactions on Power Systems* **10**(2): 623–634.
- Londero, R. R., Affonso, C. M. and Nunes, M. V. A. (2009). Impact of Distributed Generation in Steady State, Voltage and Transient Stability – Real Case, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, Romania, pp. 1–6.
- Walling, R. A. and Miller, N. W. (2002). Distributed Generation Islanding – Implications on Power System Dynamic Performance, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, Chicago, IL, USA, pp. 92–96.
- Walling, R. A. R., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J. and Kojovic, L. A. (2008). Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* **23**(3): 1636–1644.
- Yang, J., Li, G., Wu, D. and Suo, Z. (2013). The Impact of Distributed Wind Power Generation on Voltage Stability in Distribution Systems, *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, IEEE, Kowloon.
- Zhao, J., Fan, X., Lin, C. and Wei, W. (2015). Distributed Continuation Power Flow Method for Integrated Transmission and Active Distribution Network, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **3**(4): 573–582.