

# Programação Estocástica Aplicada ao Controle Ótimo de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Michael Douglas L. Pereira, Sarah M. de Sá, Lucas T. Faria, John F. Franco

\* UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Câmpus Experimental de Rosana  
Av. dos Barrageiros, 1881, 19274-000, Rosana, São Paulo, Brasil

(e-mails: michael.pereira@unesp.br, sarah.migueleds@gmail.com, lucas.teles@unesp.br, fredy.franco@unesp.br)

**Abstract:** The expected increase in photovoltaic generation in the distribution network can bring benefits, such as a reduction in the users' energy bill and utilization of renewable potential. However, over-generation can cause problems in the operation of the distribution network such as overvoltage, overloads, and increased losses. An alternative to mitigate these problems is the control of photovoltaic generation, so that the excess generation is cut to maintain an operation within the technical limits (bus voltages, line currents, and power in the transformers). This work proposes a second-order conical optimization model for the problem of controlling photovoltaic generation in the system of distribution and, in order to reduce possible computational efforts and ensure good quality solutions, a linear model is derived, both of which are based on stochastic programming. The models were developed in the AMPL mathematical modeling language and solved using the CPLEX solver. Their performances were evaluated through tests on the networks of 33 and 136 buses to manage distributed generation units aiming the maximization of the renewable energy. It was concluded that the proposal formulation identifies the generation cut necessary to effectively solve operation problems.

**Resumo:** O aumento da geração fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica pode trazer benefícios como redução na conta de energia dos usuários e aproveitamento do potencial renovável. Entretanto, o excesso de geração pode causar problemas na operação da rede de distribuição como sobretensão, sobrecargas e aumento nas perdas. Uma alternativa para mitigar esses problemas é o controle da geração fotovoltaica, de forma que o excesso de geração seja cortado para manter uma operação dentro dos limites técnicos (tensões nas barras e correntes nas linhas). Este trabalho propõe um modelo de otimização cônico de segunda ordem a fim de reduzir esforços computacionais e garantir soluções de boa qualidade. Um modelo linearizado é também derivado, sendo ambas abordagens baseadas em Programação Estocástica, para o problema de controle da geração fotovoltaica no sistema de distribuição. Os modelos foram desenvolvidos na linguagem de modelagem matemática AMPL e resolvidos usando o *solver* CPLEX. Seu desempenho foi avaliado por meio de sistemas de distribuição de 33 e 136 barras para o gerenciamento das unidades de geração distribuída de forma a maximizar a captação de energia renovável. A proposta identificou o corte de geração necessário para resolver efetivamente os problemas de operação do sistema de distribuição.

**Keywords:** Distributed generation; distribution networks; optimization of electrical systems; photovoltaic generation, stochastic programming.

**Palavras-chaves:** Controle de geração distribuída; geração fotovoltaica; otimização de sistemas elétricos; Programação Estocástica; redes de distribuição.

## NOMENCLATURA

Conjuntos:		$\bar{I}_{mn}$	Máxima corrente no circuito $mn$ .
$G$	Conjunto de geradores distribuídos.	$P_m^d$	Potência ativa demandada no nó $m$ (kW).
$L$	Conjunto de ramos.	$\bar{P}_g^{dg}$	Máxima geração de potência ativa do gerador distribuído $g$ .
$N$	Conjunto de nós.	$P_{g_{t,s}}$	Fator de geração das fontes de geração distribuída no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$S$	Conjunto de cenários.	$Q_m^d$	Potência reativa demandada no nó $m$ (kVAr).
$T$	Conjunto de períodos de tempo.	$R_{mn}$	Resistência no circuito $mn$ .
Parâmetros:		$\underline{V}$	Magnitude de tensão mínima (kV).
$\Delta_t$	Duração do período de tempo $t$ .	$\bar{V}$	Magnitude de tensão máxima (kV).
$\pi_s$	Probabilidade do cenário $s$ .	$X_{mn}$	Reatância no circuito $mn$ .
		$Z_{mn}$	Impedância no circuito $mn$ .

$m_{mn,w}^s$	Declividade do bloco $w$ na linearização do fluxo de potência do ramo $mn$ .
$V_{est}$	Tensão estimada usada na linearização da equação de tensão, corrente e potência aparente.
$\bar{\Delta}_{mn}^s$	Limite do bloco $w$ na linearização do fluxo de potência do ramo $mn$ .
Variáveis:	
$\beta$	Energia fornecida pela subestação.
$\delta$	Energia fornecida pelo gerador distribuído.
$I_{mn,t,s}^{sqr}$	Quadrado da corrente no ramo $mn$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$P_{mn,t,s}$	Potência ativa no ramo $mn$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$P_{mn,t,s}^+$	Fluxo de potência ativa no ramo $mn$ em direção direta no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$P_{mn,t,s}^-$	Fluxo de potência ativa no ramo $mn$ em direção inversa no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$P_{g,t,s}^{dg}$	Potência gerada pelo gerador distribuído $g$ no ramo $m$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$P_{m,t,s}^g$	Potência ativa gerada no ramo $m$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$Q_{mn,t,s}$	Fluxo de potência reativa no ramo $mn$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$Q_{mn,t,s}^+$	Fluxo de potência reativa no ramo $mn$ em direção direta no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$Q_{mn,t,s}^-$	Fluxo de potência reativa no ramo $mn$ em direção inversa no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$Q_{m,t,s}^g$	Potência reativa gerada no ramo $m$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$V_{n,t,s}^{sqr}$	Quadrado da tensão no nó $n$ no intervalo de tempo $t$ e cenário $s$ .
$W_{mn}$	Variável auxiliar usada na modelagem do estado do ramo $mn$ .
$\Delta_{mn,w,t,s}^P$	Variável auxiliar na linearização do fluxo de potência ativa do ramo $mn$ .
$\Delta_{mn,w,t,s}^Q$	Variável auxiliar na linearização do fluxo de potência reativa do ramo $mn$ .

## 1. INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos, oriundos da utilização da energia elétrica criaram consigo um crescimento do uso de aparelhos eletrônicos e a busca constante por novos produtos e formas de conforto proporcionados pela eletricidade. Além disso, a cadeia produtiva tornou-se maior, sendo assim essencial mais geração de eletricidade para atender indústrias e lares. Portanto, é necessário buscar formas de produção diversificadas e descentralizadas, impulsionando desse modo o uso da geração distribuída (GD). Uma das razões para a relevância da GD como forma de produção energética, deve-se à dificuldade de criação e captação de vultosos recursos para a construção de grandes usinas (Ackermann, Andersson e Söder, 2001; Bajay *et al.*, 2017).

A princípio, a GD esteve basicamente atrelada à difusão da energia eólica. No entanto, devido ao aprimoramento e a diminuições no custo, a energia solar fotovoltaica (FV) também iniciou uma dinâmica de crescimento exponencial (Castro *et al.*,

2016). Contudo, a presença de GD renovável no sistema elétrico dificulta a adequada operação do mesmo devido à aparição de fluxos reversos e às incertezas próprias das fontes renováveis, sendo necessário que os métodos de solução considerem esses aspectos (Weckx, Gonzalez and Driesen, 2014).

Uma parcela significativa da capacidade de geração fotovoltaica, corresponde ao incremento de sistemas residenciais, conectados à rede elétrica de baixa tensão. Essas redes não estão preparadas para hospedar grandes volumes de geração, o que modificou consideravelmente os padrões de fluxo de energia esperados (Ricciardi *et al.*, 2019; Molina-García *et al.*, 2017). Nesse novo contexto, aparecem desafios significativos para problemas técnicos do sistema de distribuição como: oscilações significativas e indesejáveis de tensão, sobrecargas e aumento de perdas (Narvarro-Espinosa *et al.*, 2016).

Na literatura especializada, diferentes métodos têm sido propostos para resolver o problema da operação ótima do sistema de distribuição considerando a presença de GD renovável e equipamentos de controle (Augugliaro *et al.*, 2004; Brekken *et al.*, 2011). Em particular, métodos de otimização foram desenvolvidos visando a minimização das perdas de energia (Su *et al.*, 2014) e do corte de geração (Olivier *et al.*, 2016). Entretanto, essas propostas não consideram os comportamentos estocásticos da demanda e da geração renovável, isto é, assumem que os perfis de geração e demanda são determinísticos. Nesse contexto, métodos baseados em Programação Estocástica são necessários para levar em conta essas incertezas e fornecer soluções robustas (Birge, J.; Louveaux, 1997). Recentes trabalhos têm incluído aspectos relacionados com as incertezas das fontes renováveis usando formulações com restrições probabilísticas (Aga lga onkar, Pal and Jabr, 2015) e otimização estocástica multiperíodo (Chehreghani Bozchalui, M.; Jin, C.; Sharma, 2014).

Este trabalho propõe um modelo de otimização cônica de segunda ordem e uma versão linearizada desse modelo, para o problema de controle da geração fotovoltaica no sistema de distribuição, sendo ambas abordagens baseadas em Programação Estocástica. A função objetivo considera a maximização do aproveitamento de energia renovável, enquanto se garantem as restrições de operação sob um conjunto de cenários de demanda e geração. As equações da formulação *Branch Flow* (Farivar and Low, 2013) são usadas para representar o estado de operação da rede de distribuição, permitindo definir restrições que garantam a satisfação dos limites de operação. Dois sistemas de distribuição são utilizados para avaliar a qualidade da solução: IEEE de 33 barras (Baran, M. E.; Hsu, 1999) e um sistema de distribuição brasileiro real com 136 barras (Mantovani, Casari and Romero, 2000). Essas simulações permitem avaliar o desempenho do modelo no gerenciamento das unidades de GD para maximizar a captação de energia renovável e mitigação de problemas de sobretensão e sobrecargas.

Este artigo está organizado da seguinte forma: a seção 2 descreve a formulação do problema. A metodologia proposta é abordada na seção 3. A aplicação correspondente do modelo nas redes de distribuição de 33 barras e 136 barras e os resultados e discussões são apresentados na seção 4. Finalmente, a seção 5 apresenta as conclusões.

## 2. PROBLEMA DE CONTROLE DA GERAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

O problema de controle da GD está relacionado às novas condições nas redes de distribuição, com máxima geração em períodos de baixa demanda que ocasionam desbalanceamentos, afetando a operação do sistema (Colqui, 2017; Ravindra *et al.*, 2012). Horários de baixa demanda, começam a receber grandes fluxos de potência, gerando no sistema excedentes de potência.

Para inserção de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, de modo, a aproveitar ao máximo do potencial renovável, é necessário a utilização de formas de controle para esse excedente de geração. O controle pode ser feito via modelos de otimização onde a formulação matemática empregada visa o aproveitamento máximo do potencial renovável, utilizando-se de variáveis de controle de geração e restrições associadas aos limites de tensão e corrente da rede, sendo assim aplicado o corte de geração quando necessário de forma que as tensões e as correntes estejam dentro dos limites regulados. Esse controle da geração fotovoltaica tem sido adotado em alguns países com alta inserção dessa tecnologia. Por exemplo, em Alemanha, a regulação obriga que usuários com sistemas maiores a 30kWp não exportem mais de 70% da capacidade instalada; essa medida regulatória foi estabelecida com o intuito de evitar problemas de operação na rede (Ricciardi *et al.*, 2019).

Entre as vantagens dessa aplicação da otimização matemática estão sua estabilidade e a garantia da solução ótima fornecida por algoritmos de otimização clássicos, já conhecidos para o controle do fluxo de potência. Assim, modelos matemáticos podem ser empregados levando em consideração os efeitos dos geradores e principalmente a administração da geração de potência renovável nas suas variáveis de decisão (Franco, Ochoa and Romero, 2018). Para a aplicação do modelo matemático assume-se uma rede de distribuição balanceada, sendo representada pelo equivalente monofásico. Assume-se também que o operador do sistema pode controlar (diretamente ou por meio de um terceiro agente) o nível de geração fotovoltaica por meio do ajuste dos parâmetros do inversor, de forma que a decisão do nível de geração definido pela solução encontrada com o modelo matemático possa ser aplicada.

### 3. MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nesta seção, são apresentadas a representação matemática do modelo de programação cônica de segunda ordem e o modelo linearizado; as soluções obtidas pelos modelos são equivalentes sob a condição de maximização da utilização do potencial renovável. Também é descrita a metodologia empregada na criação dos cenários de geração fotovoltaica e demanda de energia elétrica.

#### 3.1 Modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem

A formulação matemática proposta para o problema de controle da geração fotovoltaica é representada matematicamente por (1)–(9).

$$\max \delta \quad (1)$$

$$\delta = \sum_{s \in S} \pi_s \sum_{t \in T} \Delta_t \sum_{g \in G} \rho^{dg} P_{g,t,s}^{dg} \quad (2)$$

$$\beta = \sum_{s \in S} \pi_s \sum_{t \in T} \Delta_t \sum_{n \in N} \rho^s P_{n,t,s}^g \quad (3)$$

$$\sum_{km \in L} P_{km,t,s} - \sum_{nm \in L} (P_{mn,t,s} + R_{mn} I_{mn,t,s}^{sqr}) + P_{m,t,s}^g + \sum_{g \in G | g=n} P_{g,t,s}^{dg} = P_m^d \quad \forall m \in N, t \in T, s \in S \quad (4)$$

$$\sum_{km \in L} Q_{kn,t,s} - \sum_{nm \in L} (Q_{mn,t,s} + X_{mn} I_{mn,t,s}^{sqr} + Q_{m,t,s}^g) = Q_m^d \quad \forall m \in N, t \in T, s \in S \quad (5)$$

$$V_{m,t,s}^{sqr} - V_{n,t,s}^{sqr} = 2(R_{mn} P_{mn} + X_{mn} Q_{mn,t,s}) + Z_{mn,t,s}^{sqr} I_{mn,t,s}^{sqr} \quad \forall mn \in L, t \in T, s \in S \quad (6)$$

$$V_{n,t,s}^{sqr} I_{mn,t,s}^{sqr} \geq P_{mn,t,s}^{sqr} + Q_{mn,t,s}^{sqr} \quad \forall mn \in L, t \in T, s \in S \quad (7)$$

$$\underline{V} \leq V_{n,t,s}^{sqr} \leq \bar{V} \quad \forall m \in N, t \in T, s \in S \quad (8)$$

$$0 \leq I_{mn,t,s}^{sqr} \leq \bar{I}_{mn} \quad \forall mn \in L, t \in T, s \in S \quad (9)$$

Em (1) está representando o valor esperado do custo da energia fotovoltaica, definido por (2). A energia fornecida pela subestação é definida por (3). As equações (4) e (5) representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente. A queda de tensão é dada por (6) e o cálculo da corrente do circuito é definido por (7).

As restrições (8) e (9) representam os limites de tensão e corrente. O uso desses controles no modelo, garante que as restrições técnicas e de operação sejam satisfeitas mesmo com a inserção de sistemas FVs.

Com a inserção da GD é necessário o controle da geração fotovoltaica, levando em conta o quanto de potência ativa será demandada. A equação (10) define a restrição para o controle de potência gerada pelo sistema FV.

$$P_{g,t,s}^{dg} \leq \bar{p}_g^{dg} P_{g,t,s} \quad \forall g \in G, t \in T, s \in S \quad (10)$$

em que  $P_{g,t,s}^{dg}$  deve ser menor ou igual ao limite de potência do gerador distribuído  $\bar{p}_g^{dg}$ , a partir do fator de geração da energia fotovoltaica em cada período de tempo e cenário  $P_{g,t,s}$ .

#### 3.2 Modelo de Programação Linear

O objetivo da aplicação da linearização no modelo é reduzir possíveis esforços computacional e garantir soluções de boa qualidade. Para aplicar a linearização no modelo, a inequação (7), que determina a corrente nos ramos do sistema, apresenta o produto de duas variáveis ( $V_{mn,t,s}^{sqr}$  e  $I_{mn,t,s}^{sqr}$ ) e a soma dos quadrados do fluxo de potência ativa e reativa. Assim, esses termos devem ser substituídos por um equivalente linearizado (Franco, Ochoa and Romero, 2018).

$$V_{est}^2 I_{mn,t,s}^{sqr} = \sum_{w=1}^W m_{mn,w}^s \Delta_{mn,w,t,s}^P + \sum_{w=1}^W m_{mn,w}^s \Delta_{mn,w,t,s}^Q \quad (11)$$

$$\forall t \in T, mn \in L, s \in S$$

$$P_{mn,t,s} = P_{mn,t,s}^+ - P_{mn,t,s}^- \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (12)$$

$$Q_{mn,t,s} = Q_{mn,t,s}^+ - Q_{mn,t,s}^- \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (13)$$

$$P_{mn,t,s}^+ - P_{mn,t,s}^- = \sum_{w=1}^W \Delta_{mn,w,t,s}^P; \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (14)$$

$$Q_{mn,t,s}^+ - Q_{mn,t,s}^- = \sum_{w=1}^W \Delta_{mn,w,t,s}^Q \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (15)$$

$$0 \leq \Delta_{mn,w,t,s}^P \leq \bar{\Delta}_{mn}^s; \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (16)$$

$$0 \leq \Delta_{mn,w,t,s}^Q \leq \bar{\Delta}_{mn}^s; \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (17)$$

$$P_{mn,t,s}^+, P_{mn,t,s}^-, Q_{mn,t,s}^+, Q_{mn,t,s}^- \geq 0; \quad \forall t \in T, mn \in L, s \in S \quad (18)$$

O modelo definido por (1)–(6), (8)–(18) corresponde ao modelo linearizado, em que a tensão estimada definida por  $V_{est}$  pode ser determinada usando o ponto médio do intervalo de variação da tensão.

As equações (11) e (12) representam o fluxo de potência ativa e reativa em um ramo, respectivamente.  $P_{mn,t,s}^+, P_{mn,t,s}^-$  indicam a direção do fluxo de potência ativa no circuito, (+) direto, (-) reverso de  $m$  para  $n$ . Os termos  $Q_{mn,t,s}^+$  e  $Q_{mn,t,s}^-$  têm a mesma função, mas para o fluxo de potência reativa.

### 3.3 Metodologia Empregada na Criação dos Cenários de Geração Fotovoltaica e Demanda de Energia Elétrica

Com a utilização dos sistemas FVs, é preciso levar em consideração características de intermitência da fonte de geração distribuída, produção apenas em período de presença solar, padrões de presença de nuvens, que podem ocorrer em um dia. Nesse caso é necessário a utilização de cenários de geração solar (Franco, Ochoa and Romero, 2018). Os perfis para a representação de diferentes cenários de geração fotovoltaica e demanda de energia elétrica foram gerados com o auxílio da ferramenta desenvolvida por Richardson e Thomson (2011); essa ferramenta permitiu criar um banco de dados com perfis de alta resolução para diferentes condições de irradiação solar e demanda ao longo do ano. O município de São Paulo foi utilizado como fonte para os cenários de possíveis geração e demanda elétrica.

Foram levados em consideração características como:

- Produção de energia em condições ideais, máxima geração possível;
- Dias que apresentam presença relativa de nuvens, parcialmente nublado e relativa intermitência na irradiação;
- A produção média da fonte;
- Dias com alta presença de nuvens, que diminui a produção de energia durante o dia;
- Também inclui um perfil de geração fotovoltaica máxima (resultante da irradiação ideal).

De forma a representar as variações da geração fotovoltaica, sem aumentar demais o tamanho da representação, foram adotados cinco cenários, com porcentagens distintas de geração.

## 4. TESTES E RESULTADOS

Os modelos de otimização descritos na seção anterior foram implementado na linguagem de modelagem matemática *AMPL* (Fourer, Gay and Kernighan, 1990) e resolvidos com o *solver CPLEX* (IBM ILOG CPLEX V12.1 Users' Manual for CPLEX, 2009). Os cenários de geração e demanda de energia elétrica foram desenvolvidos com o auxílio da ferramenta de Richardson e Thomson (2011). Um computador com processador Intel Core i7–7500U com 16 GB de memória RAM foi usado na solução do problema.

Foram analisados os desempenhos dos modelos de otimização no controle de geração fotovoltaica usando dois sistemas de distribuição de 33 e 136 barras. O comportamento dos sistemas com a geração distribuída fotovoltaica será apresentado sem aplicação do controle nos sistemas e com a aplicação do mesmo via resolução dos modelos matemáticos.

### 4.1 Cenários de Geração e Demanda

Os parâmetros de produção de cada perfil são definidos pelo fator de geração das fontes distribuídas  $Pg_{t,s}$ . São cinco cenários divididos nas seguintes porcentagens 15, 30, 50, 80 e 100% de geração. A natureza de variação de geração da fonte distribuída no tempo é modelada usando o perfil diário normalizado do mostrado na Figura 1, que considera o período de tempo de 24 horas, com intervalos de 15 minutos.

Para fins de simplificação e generalização, assume-se igual probabilidade para cada um dos 5 cenários, tendo 20% de chance de cada um acontecer. No entanto, em um refinamento, em um estudo futuro, a probabilidade de cada cenário pode ser ajustada em função da localidade para a qual o estudo está sendo feito. Por exemplo, podem ser utilizada uma série histórica de dias de sol pleno, dias nublados, entre outras variáveis climáticas em uma localidade específica.

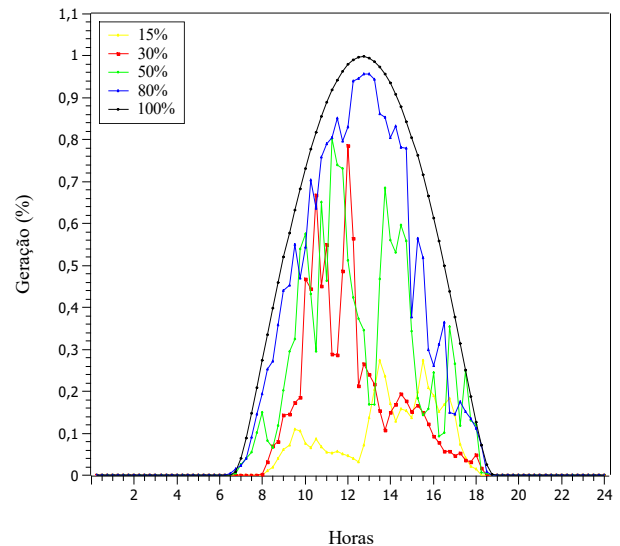


Figura 1. Geração de FV em cada um dos cinco cenários.

## 4.2 Sistema IEEE de 33 Barras

O sistema IEEE de 33 barras (Baran; Hsu, 1999) de média tensão (12,66 kV); tensão máxima no sistema de 1,1 p.u. e tensão mínima de 0,9 p.u. e limite de corrente em todas as linhas igual a 250 A. São ao todo cinco unidades de geração distribuída, com capacidade de geração  $\bar{p}_g^{dg}$  igual a 2 MW no sistema (Figura 2). O tempo computacional requerido para a solução dos modelos foi de 5,38s no modelo cônico e 5,18s no modelo linearizado. A linearização do modelo matemático é aplicada principalmente para reduzir o esforço computacional envolvido na aplicação do modelo dentro do sistema, a redução do tempo computacional é uma resposta direta e positiva para a utilização da linearização do modelo matemático. Pensando em sistemas de distribuição de grande porte, a redução do esforço computacional envolvido significa algo positivo para a disponibilização rápida de resposta.

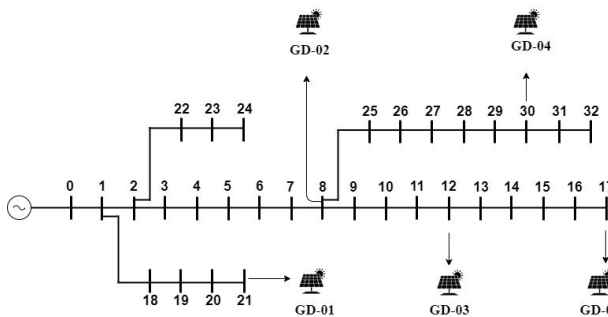


Figura 2. Sistema teste de 33 barras com cinco geradores fotovoltaicos.

A presença da geração distribuída causa violações nos parâmetros técnicos do sistema de distribuição como a existência de sobrecorrente no sistema, além de ultrapassar o limite máximo de tensão. Uma forma de demonstrar tais efeitos no funcionamento da rede, é verificar comportamentos como tensão máxima e corrente máxima no sistema.

Na Figura 3 percebe-se como o pico de geração influencia diretamente no aumento da corrente, assim como nos níveis de tensão na Figura 4 ficam acima dos parâmetros técnicos. Cada ponto dessas curvas corresponde ao comportamento de todo sistema elétrico apresentando o valor médio de suas grandezas, em um espaço de 15 minutos de um ponto ao outro, assim sendo abordado o período de 24 horas. Esses aspectos comprovam que a falta de controle da geração fotovoltaica, resulta em problemas de operação do sistema elétrico. Sendo que a tensão é mais afetada com desbalanceamento, gerando sobretensão já nas primeiras horas de geração.

Aplicando o controle no sistema a partir das restrições de tensão, corrente e da limitação de geração fotovoltaica, os perfis de corrente e tensão se adequam, como mostrado na Figura 5 e na Figura 6. Dessa forma os níveis de geração FV são restringidos para não ultrapassar os limites definidos pela regulação para o sistema de distribuição.

Essas figuras, que esboçam o comportamento com a aplicação do controle no sistema, comprovam que o modelo matemático tem uma aplicação ótima ao sistema de distribuição, mesmo com notável inserção de potencial de geração fotovoltaica. Para comprovar a eficiência do modelo é necessário aplicá-lo a um sistema real, que apresente um número maior de barras.

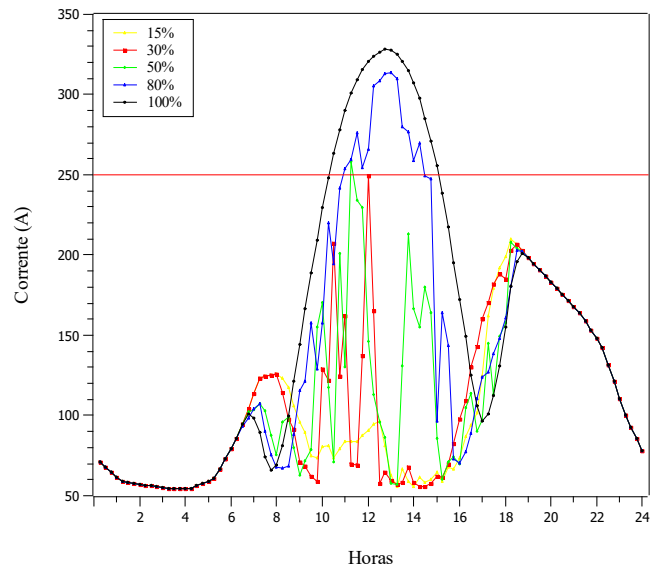


Figura 3. Corrente máxima no sistema 33 barras sem controle de geração fotovoltaica.

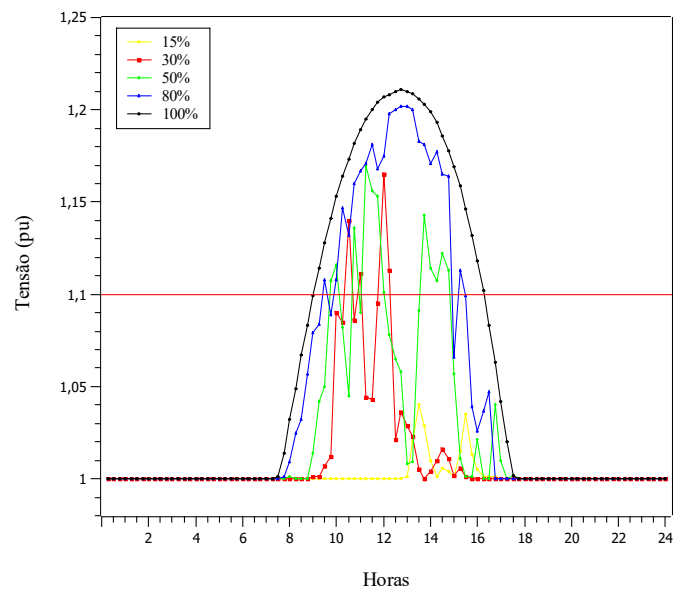


Figura 4. Tensão máxima no sistema de 33 barras sem controle de geração.

Assim, a seguinte seção usa um sistema de maior porte para testar o desempenho dos modelos.

## 4.3 Sistema Real de 136 barras

O sistema de distribuição brasileiro real com 136 barras (Mantovani, Casari and Romero, 2000) possui as seguintes características: barramento da subestação primária tem um valor nominal 13,8 kV e fornece 8 alimentadores que são operados radialmente; tensão máxima no sistema de 1,1 p.u. e tensão mínima de 0,9 p.u.; o limite de corrente máxima em todas as linhas é de 180 A. Foram consideradas 16 unidades de geração distribuída alocadas nos 8 alimentadores, com limite de geração  $\bar{p}_g^{dg}$  igual a 1 MW em cada gerador (ver Figura 7).

O tempo computacional requerido na solução do problema foi de 16,78s no modelo cônico e 16,58s na versão linearizada. Esses resultados mostram que não há diferença significativa no esforço computacional necessário para resolver esses modelos de otimização.

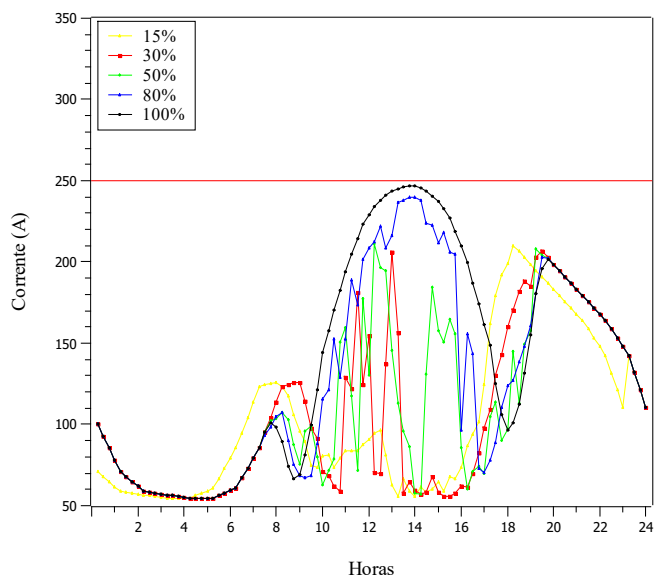


Figura 5. Corrente máxima no sistema 33 barras com controle de geração fotovoltaico.

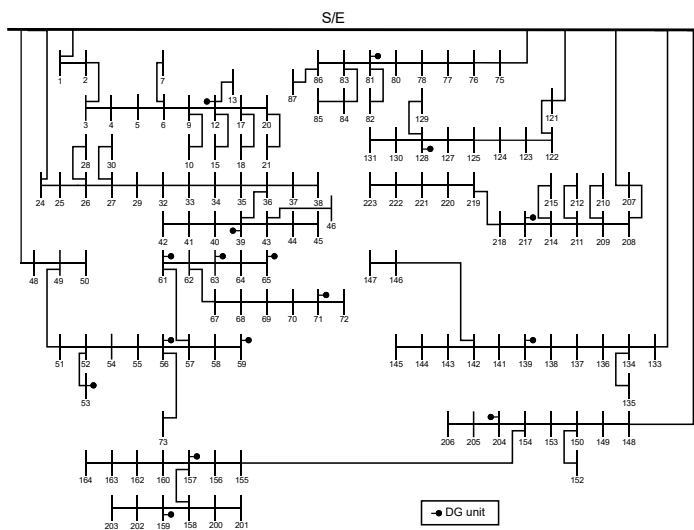


Figura 7. Sistema teste de 136 barras com geradores distribuídos fotovoltaicos. Adaptado de Mantovani et al. (2000).

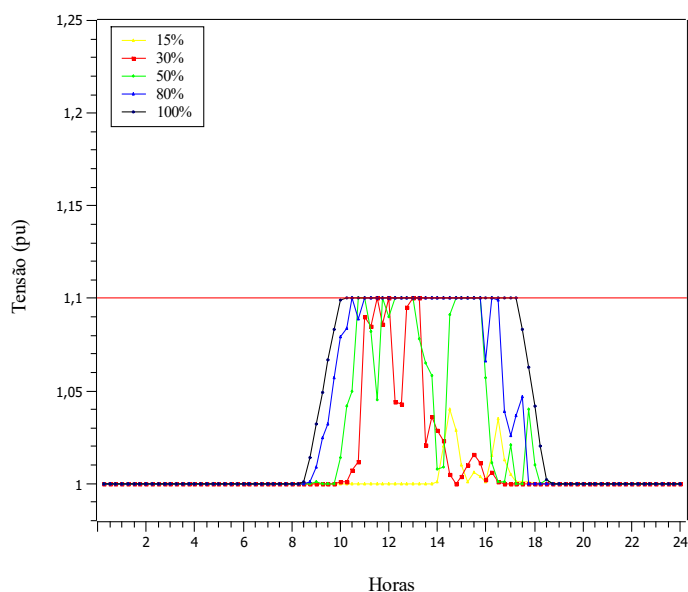


Figura 6. Tensão máxima no sistema de 33 barras com controle de geração fotovoltaico.

Foram realizados testes no sistema real de 136 barras para verificar os perfis de tensão e corrente, visando sempre a máxima inserção do gerador distribuído e assim obtendo o comportamento do sistema com e sem a aplicação de controles pelos modelos matemáticos.

Sem o controle da geração distribuída foi possível verificar o aparecimento de sobrecorrente no sistema, em porcentagens de geração superiores a 50%. Já o comportamento do perfil máximo de tensão se manteve dentro dos limites técnicos da rede, como mostra a Figura 8 e a Figura 9.

Aplicando o controle no sistema a partir das restrições de tensão, corrente e da limitação de geração fotovoltaica, os perfis de corrente se adequam, como mostrado na Figura 10 e na Figura 11. Mesmo no sistema de maior porte o modelo apresenta desempenho ótimo, restringindo os limites definidos para não se ultrapassarem os padrões técnicos da rede elétrica.

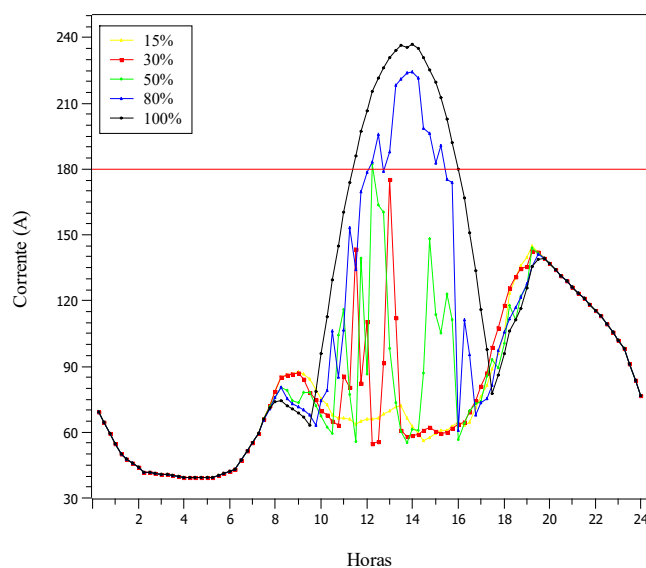


Figura 8. Corrente máxima no sistema 136 barras sem controle de geração fotovoltaico.

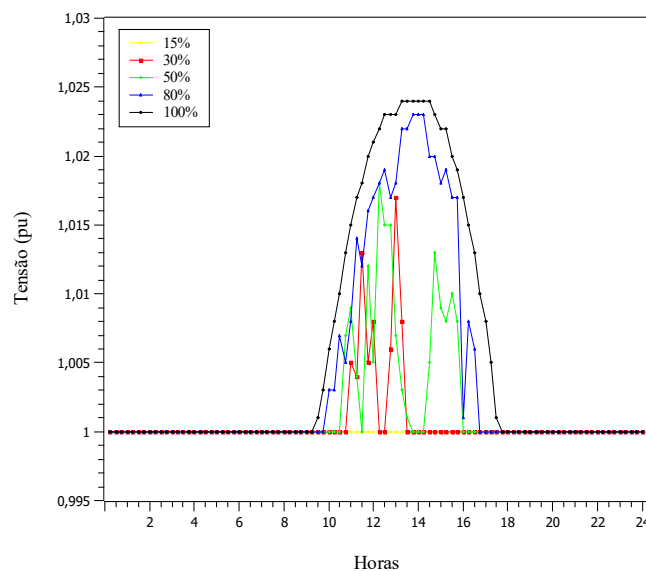


Figura 9. Tensão máxima no sistema 136 barras sem controle de geração fotovoltaico.

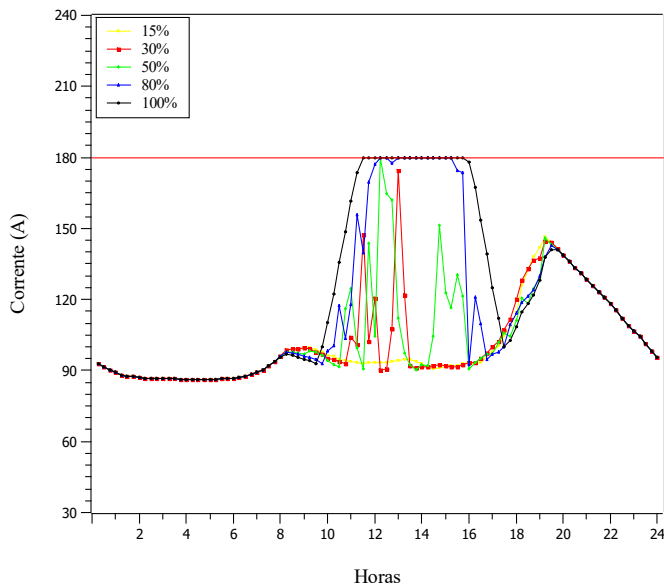


Figura 10. Corrente máxima no sistema 136 barras com controle de geração de fotovoltaico.

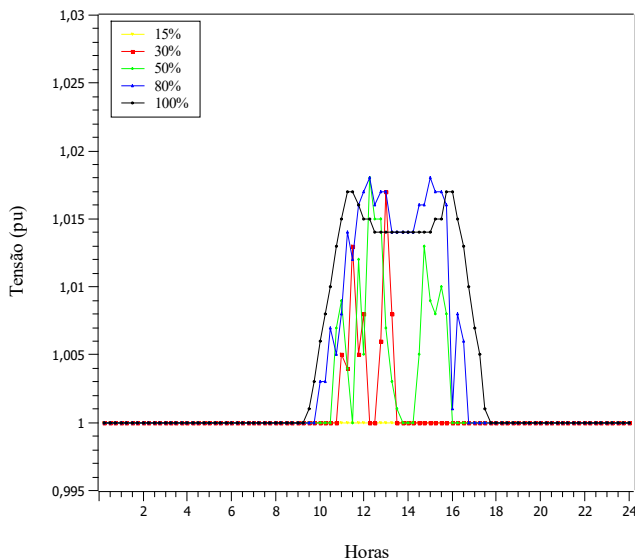


Figura 11. Tensão máxima no sistema 136 barras com controle de geração de fotovoltaico.

#### 4.4 Corte na Geração de Energia

Para uma operação ótima do sistema é necessário que a geração de energia provindo da fonte renovável não influencie negativamente nos parâmetros técnicos do sistema; desse modo, é preciso que seja efetuado cortes na geração excedente. A Tabela 1 e a Tabela 2 mostram como o uso dos controles define o corte do excesso de produção de energia elétrica. Quando não há presença das restrições em ambos os sistemas, pode-se verificar que existe produção de potência excessiva, que resulta em problemas na operação, geração de sobrecorrentes e sobretensões, logo deve ser cortada.

O corte de geração para o sistema de 33 barras chega até 15% no caso de porcentagem de geração máxima (100%) do potencial distribuído, mas é quase inexistente no cenário de baixa geração (15%). Já para o sistema de 136 barras o corte de geração chega até 3,46% no caso de máxima geração. Portanto,

**Tabela 1. Corte de Energia na Geração Fotovoltaica para o Sistema de distribuição 33 Barras.**

	Sem Controle (MWh)	Com Controle (MWh)	Corte (MWh)	(%)
15%	43,91	43,90	0,01	0,00
30%	88,14	85,72	2,42	2,75
50%	146,00	139,68	6,31	4,32
80%	233,27	204,57	28,69	12,30
100%	291,22	247,21	44,00	15,11

**Tabela 2. Geração fotovoltaica e corte de Energia no sistema de distribuição de 136 barras.**

	Sem Controle (MWh)	Com Controle (MWh)	Corte (MWh)	(%)
15%	70,26	70,18	0,07	0,00
30%	141,02	140,95	0,07	0,05
50%	233,60	233,51	0,08	0,04
80%	373,23	366,91	6,32	1,69
100%	465,95	449,81	16,13	3,46

demonstra que é possível aproveitar quase toda geração distribuída sem violar os limites técnicos do sistema.

## 5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi abordado como o aumento da penetração fotovoltaica residencial ocasiona problemas técnicos na operação do sistema de distribuição de baixa tensão. O surgimento de excedente de energia dentro do sistema devido a alta geração em períodos de baixa demanda se torna um expoente para o surgimento de sobretensão e sobrecorrente.

Modelos matemáticos, baseados em programação cônica inteira de segunda ordem e linearizações, foram propostos para o controle da geração distribuída, com o intuito de mitigar problemas associados à inserção de geração distribuída, como sobrecorrente e sobretensão no sistema de distribuição de energia elétrica. As formulações têm como objetivo a maximização da utilização do recurso renovável, foram implementadas na linguagem de modelagem AMPL e resolvidas usando o *solver* CPLEX. A linearização do modelo matemático permitiu trabalhar na redução de possíveis esforço computacionais na resolução do modelo, embora essa redução não foi significativa. Ambas formulações estão baseadas em otimização estocástica.

Testes realizados no sistema IEEE de 33 barras e um sistema de distribuição brasileiro real com 136 barras mostraram que a inserção de sistemas fotovoltaicos (FVs) causa problemas de operação da rede (sobretensões nas barras e sobrecargas nos circuitos). Nesse contexto, a inserção da geração distribuída precisa de um sistema de controle para mitigar problemas no sistema de distribuição.

Com a utilização do modelo para o controle da geração de FVs, foi possível eliminar efetivamente o surgimento de sobretensões e sobrecorrentes, de tal forma que geração excessivas são cortadas. Assim, o modelo permite para o sistema FV de

geração, utilizar o máximo do potencial da fonte distribuída sem causar problemas de operação.

A representação por cenários permitiu identificar o valor esperado de geração de energia ao longo do conjunto de variação da geração fotovoltaica. Assim, pode ser identificada o valor de geração máxima para cada cenário, permitindo uma operação dentro dos limites de tensão e corrente.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico CNPq e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo-FAPESP (processo no. 2017/02831-8) pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

#### REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., Andersson, G. and Söder, L. (2001) 'Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation', *Renewable Energy*, 22(1–3), pp. 197–204. doi: 10.1016/S0960-1481(00)00015-X.
- Agalgaonkar, Y. P., Pal, B. C. and Jabr, R. A. (2015) 'Stochastic distribution system operation considering voltage regulation risks in the presence of PV generation', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), pp. 1315–1324. doi: 10.1109/TSTE.2015.2433794.
- Augugliaro, A. et al. (2004) 'Voltage Regulation and Power Losses Minimization in Automated Distribution Networks by an Evolutionary Multiobjective Approach', 19(3), pp. 1516–1527.
- Bajay, P. D. S. et al. (2017) 'Impactos da inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica e de Eficiência Energética no Setor Elétrico Brasileiro: metodologia, cenários e resultados', *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), pp. 1689–1699. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- Baran, M. E.; Hsu, M. Y. (1999) 'Volt/var control at distribution substations', *IEEE Transactions on Power Systems*, p. v. 14, n. 1, pp. 312–318.
- Birge, J.; Louveaux, F. (1997) *Introduction to stochastic programming, Analysis*. New York: Springer. doi: 10.1007/0-387-33477-7.
- Brekken, T. K. A. et al. (2011) 'Optimal energy storage sizing and control for wind power applications', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(1), pp. 69–77. doi: 10.1109/TSTE.2010.2066294.
- Castro, N. J. de et al. (2016) 'TDSE 67: Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil', GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 67, pp. 1–45. doi: ISBN 978-85-7773-956-1.
- Chehrehgani Bozchalui, M.; Jin, C.; Sharma, R. (2014) 'Rolling stochastic optimization-based operation of distribution systems with PVs and energy storages.', in 2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2014. Washington, p. p. 1–5.
- Colqui, J. S. L. (2017) *Controle de tensão em redes de baixa tensão com alta penetração de geração fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual Paulista "Júlio De Mesquita Filho" UNESP, Ilha Solteira.
- Farivar, M. and Low, S. H. (2013) 'Branch flow model: Relaxations and convexification-part i', *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), pp. 2554–2564. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2255317.
- Fourer, R., Gay, D. M. and Kernighan, B. W. (1990) 'A Modeling Language for Mathematical Programming', *Management Science*, 36(5), pp. 519–554. doi: 10.1287/mnsc.36.5.519.
- Franco, J. F., Ochoa, L. F. and Romero, R. (2018) 'AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach', *IEEE Transactions on Smart Grid*. IEEE, 9(5), pp. 4613–4623. doi: 10.1109/TSG.2017.2665559.
- IBM ILOG CPLEX V12.1 Users' Manual for CPLEX (2009). Incline Village, NV, USA: CPLEX Division, ILOG Inc.
- Mantovani, J. R. S., Casari, F. and Romero, R. A. (2000) 'Reconfiguracao de sistemas de distribuicao radiais utilizando o criterio de queda de tensao', *Controle and Automacao*, 11(3), pp. 150–159.
- Molina-García, Á. et al. (2017) 'Reactive Power Flow Control for PV Inverters Voltage Support in LV Distribution Networks', *IEEE Transactions on Smart Grid*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 8(1), pp. 447–456. doi: 10.1109/TSG.2016.2625314.
- Navarro-espinoza, A. et al. (2016) 'Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems', *IEEE Transactions on Power Systems*. IEEE, 31(3), pp. 2192–2203. doi: 10.1109/TPWRS.2015.2448663.
- Olivier, F. et al. (2016) 'Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(2), pp. 926–936. doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.
- Ricciardi, T. R. et al. (2019) 'Defining Customer Export Limits in PV-Rich Low Voltage Networks', *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), pp. 87–97. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2853740.
- Richardson, I. and Thomson, M. (2011) *Integrated domestic electricity demand and PV micro-generation model*, Loughborough University Institutional Repository. Available at: <https://dspace.lboro.ac.uk/dspace-jspui/handle/2134/7773> (Accessed: 31 August 2019).
- Su, X. et al. (2014) 'Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. IEEE, 5(3), pp. 967–977. doi: 10.1109/TSTE.2014.2313862.
- Weckx, S., Gonzalez, C. and Driesen, J. (2014) 'Combined central and local active and reactive power control of PV inverters', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3), pp. 776–784. doi: 10.1109/TSTE.2014.2300934.