

**Texto Sistemático Crítico Evidenciando a Evolução das Pesquisas  
Realizadas na Área de Otimização Matemática Aplicada ao Planejamento  
de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

**Livre Docência**

**Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero**

**Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica –LaPSEE**

**Ilha Solteira-SP, Brasil**

**Junho, 2023**

**Texto Sistemático Crítico Evidenciando a Evolução das Pesquisas  
Realizadas na Área de Otimização Matemática Aplicada ao Planejamento  
de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

**Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero**

Texto Sistemático Crítico apresentado à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" - UNESP, no concurso público de títulos e provas para obtenção do título de Livre-Docente na disciplina "Análise de Sistemas de Energia Elétrica" do Departamento de Engenharia Elétrica.

**Ilha Solteira-SP, Brasil**

**Junho, 2023**

## **AGRADECIMENTO**

Agradeço a meus pais Sigifredo e Marleny, ao meu irmão Ferney e à minha esposa Lilian pelo seu apoio, exemplo, incentivo e carinho.

Sou grato com meus orientadores Ramón Gallego, Rubén Romero, Marcos Rider e Nando Ochoa, que me deram a oportunidade de aprender nas diferentes fases de formação, desde a graduação até o desempenho como docente e pesquisador.

Agradeço aos parceiros de pesquisa, especialmente a Alejandra Tabares, Carlos Sabillón e Nataly Bañol. Agradeço também aos meus orientandos pela confiança em nosso trabalho.

Agradeço à UNESP pelo espaço para o desenvolvimento profissional, primeiro como doutorando e depois como docente.

Finalmente, agradeço às agências de fomento CAPESP, CNPq e, principalmente, à FAPESP pelo apoio no doutorado, pós-doutorado, estágio no exterior, auxílios à pesquisa e outorga de bolsas para orientandos.

## **Resumo**

É apresentado um resumo sistemático das pesquisas conduzidas pelo autor no campo do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, com foco na aplicação de otimização matemática. Duas linhas principais de pesquisa são abordadas: o planejamento da expansão e o planejamento da operação desses sistemas, empregando modelos de otimização matemática. As contribuições mais significativas concentram-se na melhoria da representação da operação em estado estável dos sistemas de distribuição e sua aplicação em problemas como a expansão e reforço da rede, reconfiguração, restauração e carregamento coordenado de veículos elétricos. Destaca-se que as primeiras propostas abordam a modelagem AC da rede de distribuição, com aprimoramentos subsequentes para considerar o desequilíbrio do sistema. Além disso, um esforço significativo foi dedicado à inclusão e ao aperfeiçoamento, nos modelos matemáticos, da influência de recursos energéticos distribuídos, como geração distribuída intermitente, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia e, mais recentemente, microrredes elétricas. Ressalta-se a necessidade de novos métodos que auxiliem os planejadores de sistemas de distribuição de energia elétrica a enfrentar os desafios relacionados à integração de recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição, lidando com as incertezas inerentes a esses recursos; tais métodos visariam a tomar decisões que evitem investimentos excessivos na expansão da rede, ao mesmo tempo que mantenham a qualidade do serviço para uma alta penetração de recursos energéticos distribuídos. Adicionalmente, é importante considerar o impacto desses recursos e as possibilidades de transações de energia no processo decisório do planejamento, buscando aumentar a participação de múltiplos agentes nos sistemas de distribuição de energia elétrica, o que resultaria em redução de custos e traria benefícios ambientais do uso de energia renovável. Por fim, destaca-se o desafio de desenvolver métodos eficientes que considerem as incertezas inerentes, adotem uma modelagem aprimorada da rede e precisem de um esforço computacional razoável. Essa abordagem levaria uma tomada de decisão mais robusta no planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica.

## **Abstract**

A systematic summary of the research carried out by the author in the field of electrical energy distribution system planning with a focus on the application of mathematical optimization is presented. Two main lines of research are addressed: expansion and operation planning for electrical distribution systems by adopting mathematical optimization models. The most significant contribution focuses on the improvement of the representation of the steady-state operation of the electrical distribution system and its application to problems such as network expansion and assurance, reconfiguration, restoration and coordinated charging of electric vehicles. It is noteworthy that the first proposals address the AC modeling of the distribution network, with subsequent enhancements to consider the imbalance of the system and presence of distributed resources. In addition, significant effort has been dedicated to including and improving the influence of distributed energy resources, such as intermittent distributed generation, electric vehicles, energy storage systems and, more recently, electrical microgrids. It is emphasized the need for new methods that help planners of electrical distribution systems to face the challenges related to the integration of energy resources distributed in the distribution network, dealing with issues inherent to these resources; such methods would aim to make decisions that would avoid excessive investments in network expansion, while maintaining the quality of service for a high penetration of distributed resources. In addition, it is important to consider the impact of these resources and the possibilities of energy transactions in the planning decision-making process, seeking to increase the participation of multiple agents in the electrical distribution systems, which would result in cost reduction and environmental benefits of the use of renewable energy. Finally, there is the challenge of developing efficient methods that consider the inherent characteristics, adopt a more improved modeling of the network and accuracy of a reasonable computational effort. This approach would lead to more robust decision making in the planning of electrical distribution systems.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução.....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição.....</b>	<b>9</b>
2.1	Modelo de Otimização para a Seleção de Condutores.....	10
2.2	Modelo de Otimização para a Alocação de Geração Distribuída.....	12
2.3	Modelo de Otimização para a Alocação de Reguladores de Tensão e Capacitores	13
2.4	Modelo de Programação Matemática com Restrições Quadráticas para o Planejamento da Expansão de SDEE.....	14
2.5	Modelo Multi-estágio para o Planejamento da Expansão.....	15
2.6	Modelo de Otimização Robusta para o Planejamento da Expansão de SDEE Considerando Estações de Recarga de Veículos Elétricos .....	16
<b>3</b>	<b>Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição.....</b>	<b>18</b>
3.1	Modelo de Otimização para a Reconfiguração de Alimentadores.....	19
3.2	Modelo de Programação Cônica para a Restauração de Alimentadores .....	21
3.3	Modelo de Otimização para a Recarga Coordenada de Veículos Elétricos.....	21
3.4	Formulação Quadrática para o Fluxo de Potência Ótimo .....	23
<b>4</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>Referências .....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Lista dos principais trabalhos do autor.....</b>	<b>30</b>

# 1 Introdução

A presença de recursos energéticos distribuídos (REDs) no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) têm aumentado consideravelmente nos últimos anos devido a preocupações ambientais e à redução dos custos das novas tecnologias. REDs como veículos elétricos, geração distribuída renovável e sistemas de armazenamento de energia devem ser adequadamente integrados no futuro SDEE para trazer benefícios econômicos e ambientais à sociedade. Uma integração imprópria desses recursos pode levar a problemas técnicos como sobretensão, sobrecarga e incremento nas perdas de energia (BAÑOL ARIAS et al., 2018).

Em consequência, o planejamento da expansão e da operação do SDEE deve levar em conta o desafio das incertezas inerentes à natureza dos REDs (e.g. variação estocástica da geração fotovoltaica e incerteza da demanda de veículos elétricos), de forma a aproveitá-los adequadamente, evitando problemas de operação, assim como elevados investimentos na expansão da rede (DE LIMA et al., 2021). Dessa forma, se faz necessário o desenvolvimento de novos métodos que auxiliem o planejador da SDEE para enfrentar os desafios da integração dos REDs. Neste contexto, modelos de otimização são uma ferramenta efetiva para definir um adequado plano da expansão e auxiliar no controle do SDEE, de modo que o sistema opere adequadamente. No desenvolvimento desses modelos de otimização devem ser consideradas questões de relevante importância na operação do futuro SDEE como: o comportamento estocástico dos REDs, a contribuição/impacto dos REDs, o desequilíbrio da rede, a possibilidade de uso de novas tecnologias como V2G (*Vehicle-to-Grid*) e a participação de diferentes agentes, entre outras.

Técnicas de otimização heurística e meta-heurística têm sido usadas para resolver diversos problemas de planejamento de SDEE. Na Tese de doutorado de Franco (2012) é apresentada uma estratégia de decomposição para dividir o problema de planejamento da

expansão do SDEE na seleção das subestações e na solução de subproblemas de topologia e recondutoramento. Foram desenvolvidos algoritmos heurísticos que, combinados com a Busca Tabu, permitem realizar uma exploração eficiente do espaço de soluções. Além disso, a estratégia de decomposição proposta viabiliza o uso de computação paralela, levando a uma redução significativa no esforço computacional para resolver o problema.

No entanto, na última década houve intensa pesquisa no desenvolvimento de modelos matemáticos para o planejamento de SDEE, aproveitando a melhora expressiva de software para solução de problemas de programação linear, inteira e não linear (e.g. *solvers* comerciais). Uma outra vantagem, quando comparados com alternativas heurísticas, é que modelos convexos oferecem, teoricamente, a garantia de encontrar a solução ótima do problema.

Nessa linha é conveniente destacar os seguintes desafios na pesquisa sobre planejamento da expansão e da operação de SDEE que têm sido abordados pelo autor:

- 1) Representações matemáticas aprimoradas por meio de formulações AC, em relação a formulações simples baseadas em corrente contínua (modelo DC), que permitem incluir a variação de tensão e impacto de potência reativa na rede;
- 2) Representação de incertezas associadas à demanda convencional e integração de REDs como geração renovável intermitente e veículos elétricos.

Neste documento são discutidas as principais contribuições do autor na última década, após o doutorado, como pesquisador do LaPSEE (LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). No capítulo 2 se discutem os trabalhos relacionados com a expansão do SDEE, enquanto no capítulo 3 são expostas as principais pesquisas que abordam problemas de operação do SDEE. No capítulo 4 se apresentam as conclusões e se indicam as perspectivas de pesquisa. No capítulo 5 são inclusas as referências, enquanto no capítulo 6 são listados os principais trabalhos discutidos.

## **2 Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição**

O SDEE deve ser planejado considerando o crescimento da demanda e respeitando os critérios técnicos de operação e segurança, tudo isto sob um mínimo custo econômico. Um planejamento inadequado da expansão leva a um aumento das perdas de energia, sobrecustos nos investimentos e a deterioração da segurança do sistema. Por este motivo é necessário o desenvolvimento de métodos e ferramentas para o planejamento ótimo da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica (FRANCO, 2012).

A expansão do SDEE define as alternativas mais econômicas que permitem satisfazer a demanda futura e integrar os REDs, enquanto o sistema mantém condições de operação satisfatórias ao longo do horizonte de planejamento. Tradicionalmente, o problema de expansão considera como alternativas a construção e/ou reforço de subestações, a construção e/ou recondutoramento de circuitos, assim como a alocação de capacitores, reguladores de tensão e geradores distribuídos.

Devido à complexidade computacional do problema de planejamento, sua formulação pode ser feita por meio de aproximações e simplificações. Inicialmente os modelos matemáticos para o planejamento estavam baseados em representações DC do sistema, o que facilitava sua solução, mas desconsidera a potência reativa, as perdas de potência e as quedas de tensão nos circuitos. Outra simplificação comumente usada consiste em assumir que os investimentos são feitos no ano inicial do planejamento, considerando as demandas no ano final (planejamento estático) ou que o horizonte de planejamento é dividido em estágios, devendo ser determinados os investimentos em cada um deles (planejamento multi-estágio) (TABARES et al., 2016).

O planejamento do SDEE é considerado um problema de otimização difícil de resolver devido a sua natureza não linear e característica combinatória, em que o espaço de busca aumenta excessivamente com o tamanho do sistema. Diferentes métodos têm sido usados para

resolver o problema de planejamento como heurísticas (GOSWAMI, 1997; MIGUEZ et al., 2002), metaheurísticas (MIRANDA; RANITO; PROENCA, 1994) e métodos de otimização clássicos (HAFFNER et al., 2008; TABARES et al., 2016). Recentemente, propostas que consideram incertezas e múltiplas alternativas de investimento têm empregado métodos de otimização exatos e alguns trabalhos têm adaptado a Programação Estocástica baseada em cenários (DE LIMA et al., 2021) e a Programação Robusta (BAÑOL ARIAS et al., 2018) para lidar com as incertezas no problema. Outros trabalhos também têm estudado o impacto de veículos elétricos e aspectos ambientais (DE LIMA et al., 2019; HOME-ORTIZ et al., 2019) no planejamento, assim como o uso de circuitos de reserva e seu impacto na confiabilidade (TABARES et al., 2021).

Neste capítulo se destacam, em ordem cronológica de publicação, seis trabalhos do autor sobre problemas relacionados com a expansão de SDEE, incluindo o recondutoramento de condutores, a alocação de unidades de geração distribuída e equipamentos de controle como reguladores de tensão e capacitores.

## 2.1 Modelo de Otimização para a Seleção de Condutores

O artigo intitulado “*Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach*” propõe um modelo de programação linear inteira mista para resolver o problema de seleção de condutores e recondutoramento em sistemas de distribuição radial (FRANCO et al., 2013b). Embora esse artigo tenha sido publicado em 2013, um ano após o doutoramento do autor, o desenvolvimento da proposta aconteceu durante o doutorado. Com esse esclarecimento, é preciso comentar que esse artigo marcou o início do trabalho do autor na linha de desenvolvimento de modelos de otimização matemática aplicados ao SDEE, que contrasta com as técnicas heurísticas e meta-heurísticas adotadas na Tese de doutorado.

As principais contribuições desse trabalho são:

- 1) Uma formulação inovadora para a representação do estado de operação em regime permanente do sistema de distribuição usando expressões lineares;
- 2) Um modelo de programação linear inteira mista para a seleção do condutor e recondutoramento que pode ser resolvido de forma eficiente usando solvers comerciais;
- 3) Uma heurística para obter a fronteira de Pareto no problema de seleção de condutores.

Destaca-se que a formulação para representar a operação em estado estável é uma proposta original, baseada na formulação *Branch Flow* (BARAN; WU, 1989), que lineariza o quadrado das correntes pelos circuitos ( $I_{ij,a}^{sqr}$ ), associadas a cada tipo de condutor  $a$ , por meio da soma quadrática de duas componentes ( $I_{ij,a}^o$  e  $I_{ij,a}^x$ ). A primeira componente está associada à diferença entre o módulo das tensões nas barras inicial e final da linha, enquanto a segunda componente é uma proposta que aprimora a precisão ao incluir uma aproximação de segunda ordem para o cosseno da diferença angular dessas tensões. Resultados de testes realizados em um sistema de 50 barras indicam que a consideração dessa segunda componente aumenta significativamente a precisão no cálculo das correntes e, em consequência, no cômputo das perdas de energia.

Além disso, a proposta é um dos primeiros modelos de Programação Linear Inteira Mista na literatura para o problema de seleção de condutores, que tradicionalmente se resolvia usando heurísticas e meta-heurísticas. Devido a que proposta se concentra no problema de seleção de condutores, assuntos relevantes que têm sido pesquisados recentemente, como a presença de geração distribuída, não foram inclusos na formulação.

Finalmente, o artigo propõe uma abordagem multi-objetivo para a seleção de condutores ao considerar, além do custo de investimento, as perdas de energia. Com o intuito de obter a correspondente fronteira de Pareto, foi proposto um processo iterativo para sua construção.

## 2.2 Modelo de Otimização para a Alocação de Geração Distribuída

O artigo intitulado “*A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems*” (RUEDA-MEDINA et al., 2013) contribui na linha de pesquisa do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica ao propor uma abordagem inovadora de programação linear inteira mista para otimizar o tamanho e a alocação de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais. Os resultados obtidos para um sistema teste de 33 barras mostram precisão e eficiência na solução do problema de alocação de unidades de geração distribuída.

A principal contribuição do artigo é a formulação de um modelo de programação linear inteira mista que considera diferentes tipos de unidades de geração distribuída dependendo das suas curvas de capacidade, sendo que uma representação simplificada era comum na literatura especializada para relacionar as potências ativas e reativas das unidades de geração. Ainda, a proposta inclui a representação do impacto nas correntes de curto-circuito dos geradores por meio de uma formulação linear que considera as reatâncias dependendo do tipo e localização das unidades de geração alocadas.

Além de identificar a barra adequada para alocação da unidade de geração distribuída, o modelo avalia sua capacidade, tipo de gerador (de indução ou gerador de indução duplamente alimentado), valor de investimento e custo de geração. Também, identifica o fator de potência de operação considerando os limites da curva de capacidade, de forma a obter o melhor compromisso entre geração de energia e injeção de reativos necessários para contribuir na manutenção dos limites de operação.

É conveniente comentar que o modelo proposto foca na alocação de unidades de geração distribuída, sem abordar a geração renovável intermitente e suas correspondentes incertezas. Este tópico tem sido analisado em trabalhos posteriores (DE LIMA et al., 2021).

### 2.3 Modelo de Otimização para a Alocação de Reguladores de Tensão e Capacitores

O artigo “*A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems*” propõe um modelo de programação linear inteira mista para a alocação de reguladores de tensão e capacitores em sistemas de distribuição (FRANCO et al., 2013c). Nessa formulação, foi representada a influência de capacitores fixos e chaveados, junto a reguladores de tensão, na operação de sistemas de distribuição. A alocação ótima tinha como objetivo a minimização do custo de investimento nesses equipamentos junto ao valor presente das perdas de energia.

As principais contribuições desse trabalho são:

- 1) Uma nova modelagem para representar a operação em regime permanente do sistema de distribuição baseada em expressões lineares;
- 2) Um modelo de programação linear inteira mista que representa a decisão de alocar com custo mínimo capacitores fixos e/ou chaveados e reguladores de tensão que avalia vários níveis de carga;
- 3) Uma heurística para construir a fronteira de Pareto sob uma formulação multi-estágio que otimiza os objetivos conflitantes de custo total e máximo desvio de tensão.

Embora a modelagem para representar a operação em estado estável leve a resultados com alta precisão, a adoção de variáveis binárias para representar discretizar o quadrado da tensão no seu intervalo de variação (e.g. [0,90; 1,10] p.u.) pode incrementar significativamente o esforço computacional (o que não resulta crítico em um problema de alocação). Assim, existe um compromisso entre precisão e esforço computacional na seleção do número adequado de variáveis binárias para a representação. Nos testes apresentados no artigo foram usadas apenas quatro variáveis binárias para cada tensão (em cada barra e nível de carga).

## 2.4 Modelo de Programação Matemática com Restrições Quadráticas para o Planejamento da Expansão de SDEE

O artigo intitulado “*A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning*” apresenta uma formulação original para o problema de planejamento da expansão de SDEE. O modelo está baseado nas equações *Branch Flow* para representar a operação em estado estável de SDEE e contém restrições quadráticas que relacionam a tensão, a corrente e a potência aparente em um circuito (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014). Esse modelo permite encontrar soluções para o problema de planejamento da expansão usando *solvers* comerciais capazes de resolver problemas de programação inteira com restrições quadráticas (e.g. *Cplex, Gurobi, Mosek*). O modelo incluiu as seguintes alternativas de expansão: construção/reforço de subestações, construção/recondutoramento de circuitos, alocação de bancos de capacitores e a alteração da topologia radial do sistema. Foram feitos testes em sistemas de 23, 54 (MIRANDA; RANITO; PROENCA, 1994) e 136 barras (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) para o planejamento e em sistemas de 69 (BARAN; WU, 1989) e 136 barras apenas para a alocação de capacitores.

A contribuição mais destacada desse trabalho é uma formulação original, baseada em restrições quadráticas, que fornece uma solução precisa para o problema e evita o uso de linearizações. Os resultados encontrados demonstram o excelente desempenho quando comparado com formulações de programação não linear adotadas em trabalhos anteriores (LAVORATO et al., 2010).

No entanto, deve-se comentar que formulações cônicas ou com restrições quadráticas precisam de maior esforço computacional que formulações estritamente lineares. Assim, trabalhos posteriores focaram no desenvolvimento de formulações lineares que pudessem oferecer melhor desempenho, ao tempo que não comprometessem a precisão.

## 2.5 Modelo Multi-estágio para o Planejamento da Expansão

O artigo intitulado “*Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives*” (TABARES et al., 2016) apresenta um modelo de programação linear inteira mista para o problema de planejamento da expansão de SDEE que inclui como alternativas de expansão a construção/reforço de subestações, a construção/recondutoramento de circuitos, a alocação de geração distribuída, a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão, junto a alteração da topologia radial para atender a demanda futura, mantendo os limites técnicos de operação. Destaca-se que a proposta considera que os investimentos podem ser feitos em diferentes estágios do planejamento, permitindo maior flexibilidade na tomada de decisão ao identificar o momento ótimo em que um determinado recurso é integrado ao SDEE.

O modelo matemático representa as decisões de investimento das múltiplas alternativas mencionadas, considerando seu custo de investimento junto ao custo de operação. São formuladas restrições para coordenar as variáveis de investimento e operação ao longo dos diferentes estágios; por exemplo, um regulador de tensão somente pode ser usado se o correspondente investimento foi feito no mesmo estágio ou em um estágio anterior. A formulação também inclui restrições que garantem a radialidade do sistema, mesmo no caso de barras de passagem (*transfer nodes*), segundo a proposta de Lavorato et al. (2012).

Testes para o planejamento multi-estágio permitiram contrastar a qualidade das soluções quando foram considerados apenas investimentos em subestações e circuitos em comparação com a alocação de capacitores, reguladores de tensão e unidades de geração distribuída. Confirmou-se que a melhor solução encontrada corresponde ao planejamento multi-estágio em conjunto desses elementos. Inclusive, foi verificado que a proposta multi-estágio tem maior vantagem que uma solução estática para o planejamento.

Vale a pena comentar que, embora a formulação incluía diferentes alternativas, sobressaindo em relação a trabalhos anteriores, a alocação de unidades de geração distribuída não inclui incertezas associadas à geração fotovoltaica ou ao crescimento da demanda. Todavia, a integração de veículos elétricos não foi analisada. Essa lacuna de pesquisa começou a ser preenchida em trabalhos posteriores.

## **2.6 Modelo de Otimização Robusta para o Planejamento da Expansão de SDEE Considerando Estações de Recarga de Veículos Elétricos**

Visando levar em conta incertezas relacionadas com a demanda convencional e de veículos elétricos, o artigo intitulado “*Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations*” propõe um modelo robusto para a expansão em que restrições probabilísticas são formuladas para garantir que a capacidade da subestação seja atendida (BAÑOL ARIAS et al., 2018).

As principais contribuições desse trabalho são:

- 1) Uma formulação robusta baseada em restrições probabilísticas que permite lidar com as incertezas relacionadas a cargas convencionais e demanda de veículos elétricos no planejamento do SDEE. Essa abordagem garante o cumprimento da capacidade da subestação dentro de um nível de confiança definido pelo planejador;
- 2) Uma nova análise da integração veículos elétricos no planejamento multi-estágio de SDEE, que mostra os benefícios de incluir a incerteza das cargas convencionais e da demanda de veículos elétricos em comparação com modelos determinísticos.

Além de alternativas de expansão como construção/reforço de subestações, construção/recondutoramento de circuitos, alocação de unidades de geração distribuído e bancos de capacitores, o modelo proposto inclui a alocação e dimensionamento (número de carregadores) de estações de recarga de veículos elétricos. Assim, junto às restrições típicas

para coordenar os investimentos ao longo do horizonte de planejamento, foram propostas relações para a modelagem de estações de recarga, relacionando as variáveis de decisão para o número de carregadores de cada tipo (carregamento lento ou rápido) com o número de veículos elétricos estimados para carregar. Para esse intuito, assume-se que a demanda segue uma distribuição de probabilidade normal, permitindo escrever uma restrição probabilística para a potência aparente na subestação usando um nível de confiança  $\epsilon$ .

Testes em sistemas de 18 e 54 barras permitiram verificar, por meio de simulações de Monte Carlo, que as soluções encontradas para o planejamento conseguem satisfazer o nível de confiança estabelecido, o que contrasta com transgressões verificadas em soluções vindas de uma formulação determinística.

Trabalhos subsequentes abordaram o problema de incluir as incertezas associadas às fontes de geração intermitentes (e.g. fotovoltaica e eólica) usando Programação Estocástica com uma modelagem por cenários que permite representar as variações horárias e sazonais dessas fontes, mantendo o compromisso de balancear o esforço computacional e a precisão na representação (DE LIMA et al., 2021). Também, aspectos ambientais relacionados com as emissões de gases de efeito estufa foram incorporados em uma proposta multi-objetivo que considera o risco no processo de decisão (DE LIMA et al., 2023).

No próximo capítulo é discutida a evolução das pesquisas do autor sobre o planejamento da operação de SDEE.

### 3 Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição

O problema clássico de planejamento de operação do SDEE tem sido tradicionalmente formulado como a minimização das perdas de potência no sistema de distribuição por meio do controle de equipamentos como bancos de capacitores e reguladores de tensão (GONÇALVES et al., 2013). Métodos heurísticos, metaheurísticos e de otimização clássica têm sido aplicados na sua solução. Contudo, a presença de geração distribuída renovável no sistema dificulta sua adequada operação devido à aparição de fluxos reversos e às incertezas próprias das fontes renováveis, sendo necessário considerar esses aspectos. Além disso, trabalhos têm mostrado que a operação do SDEE pode ser significativamente impactada pela presença de veículos elétricos sem um adequado carregamento coordenado (BAÑOL ARIAS et al., 2017).

O planejamento da operação do SDEE pode ser formulado como um problema de otimização em que a função objetivo considera os seguintes aspectos: desvio da tensão em relação à limites pré-estabelecidos, custo de geração, desvio de geração de potência ativa e reativa, desconexão de cargas especiais, e número de acionamentos de chaves seccionadoras, reguladores de tensão e capacitores chaveados. A solução do problema deve satisfazer as seguintes restrições: equações do fluxo de potência, curvas de capacidade de geradores distribuídos, operação radial, limites de tensão, e limites de corrente nos circuitos. As variáveis de controle consideradas podem ser: potência ativa e reativa de geradores distribuídos, estado de chaves dos circuitos, estado de capacitores chaveados, posição do tap de reguladores de tensão e transformadores com *on-load tap changer* (OLTC), e estado de conexão de REDs como veículos elétricos e baterias (FRANCO et al., 2019).

A operação ótima do SDEE tem sido estudada considerando a presença de geração distribuída renovável (BAÑOL ARIAS et al., 2017). Em particular, métodos de otimização foram desenvolvidos visando a minimização das perdas de energia (BORGES; FRANCO;

RIDER, 2014) e o corte de geração (FRANCO; OCHOA; ROMERO, 2018). Recentes trabalhos têm incluído aspectos relacionados com as incertezas das fontes renováveis usando formulações com restrições probabilísticas (GALLEGO; FRANCO; CORDERO, 2021). O impacto e carregamento de veículos elétricos no contexto do controle da operação do SDEE também tem sido estudado na literatura (FRANCO et al., 2019), além de métodos que aproveitam o uso de dispositivos armazenadores de energia (BAÑOL ARIAS et al., 2021). Outros aspectos que têm cobrado relevância nos últimos anos são a possibilidade de aproveitar a tecnologia V2G dos veículos elétricos (SABILLON-ANTUNEZ et al., 2016) e a colaboração com agentes agregadores para a operação da rede (GUZMAN et al., 2020), de forma que os benefícios de esquemas de carregamentos liderados por esses agentes possam ser aproveitados pelos usuários.

Neste capítulo se destacam, em ordem cronológica de publicação, quatro trabalhos do autor sobre problemas relacionados com a operação de SDEE, incluindo os problemas de reconfiguração, restauração e carregamento coordenado de veículos elétricos.

### **3.1 Modelo de Otimização para a Reconfiguração de Alimentadores**

Um modelo de programação linear inteira mista para o problema de reconfiguração de alimentadores de distribuição com a presença de geração distribuída foi proposto por Franco et al. (2013a). Diferente de outros modelos, uma formulação retangular (partes real e imaginária) foi desenvolvida para representar a operação em estado estável do SDEE.

Primeiro foi apresentado um modelo não linear em que a função objetivo minimiza as perdas de potência nos circuitos, representadas pela soma do quadrado das suas partes real e imaginária; essas expressões, junto às restrições para modelar as correntes de cargas e geradores distribuídos, assim como os limites de tensão e de corrente, fazem com que o modelo seja de Programação Não Linear.

Com o intuito de obter uma formulação de programação linear inteira mista, diferentes técnicas de linearização foram aproveitadas, obtendo um modelo original para o problema de reconfiguração. Em relação às correntes dos circuitos, foi usada uma discretização dos termos quadráticos por meio de variáveis auxiliares que aproximam a função quadrática. Considerando que a variação angular em SDEE é pequena, a região factível das tensões no plano complexo foi limitada por um conjunto de cinco restrições lineares. Por outro lado, as expressões não lineares para as correntes das cargas foram linearizadas usando linearizações identificadas com o método de mínimos quadrados. Finalmente, as relações não lineares para a potência de unidades de geração distribuída, em termos da tensão da barra correspondente e da corrente injetada, foram reescritas usando variáveis binárias para discretizar a tensão nos limites permitidos. Vale a pena destacar que as técnicas adotadas nesse trabalho têm sido usadas em pesquisas subsequentes para representar diferentes problemas de operação em SDEE. Especificamente, a formulação retangular foi estendida para obter uma representação trifásica da rede de distribuição (SABILLON-ANTUNEZ et al., 2018).

Testes em sistemas de 69, 136 e 417 barras permitiram verificar que o modelo proposto consegue resolver o problema de reconfiguração com presença de geração distribuída com erros minúsculos nas perdas de energia, assim como tensões e correntes calculadas. Também, o artigo apresenta uma análise da variação angular para fundamentar o uso do método de mínimos quadrados na linearização da corrente das cargas. Além disso, discute o efeito da tensão na potência demanda, aspecto que foi estendido em um ulterior artigo sobre o controle volt-var considerando dispositivos armazenadores de energia e carregamento coordenado de veículos elétricos em redes de distribuição desbalanceadas (SABILLON-ANTUNEZ et al., 2017).

### 3.2 Modelo de Programação Cônica para a Restauração de Alimentadores

Um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista foi desenvolvido por Romero et al. (2016) para resolver o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais. A principal contribuição desse artigo, intitulado “*A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems*”, é a formulação inovadora de um modelo de programação matemática que permite encontrar a solução ótima para o problema de restauração, sendo que as propostas na literatura até o momento da publicação do artigo estavam baseadas em heurísticas e meta-heurísticas.

Para modelar o processo de restauração, aplica-se o conceito de subestação fictícia, que permite manter a topologia radial mesmo no caso em que uma parcela da rede fique desligada dos alimentadores. À vista disso, é possível aplicar as condições de conectividade propostas por de Lavorato et al. (2012). A função objetivo pretende minimizar a potência não restaurada, junto com o custo associado ao acionamento de interruptores manuais e automáticos.

Testes no sistema de 54 barras apresentaram resultados melhores que uma meta-heurística baseada em Busca Tabu, precisando de um esforço computacional relativamente baixo (alguns poucos segundos).

Trabalhos seguintes se concentraram na identificação da sequência ótima em que devem ser operadas as chaves dos circuitos de forma que, em cada estágio do processo de restauração, sejam satisfeitos os limites de corrente dos circuitos e de tensão nas barras, assim como a topologia radial do sistema de distribuição (LOPEZ et al., 2018).

### 3.3 Modelo de Otimização para a Recarga Coordenada de Veículos Elétricos

O artigo intitulado “*A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems*” propõe um

modelo de programação linear inteira mista para a coordenação da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2015), tendo como contribuições:

- 1) Um conjunto de equações lineares para representar a operação em estado estável de sistemas de distribuição desbalanceados com presença de geração distribuída;
- 2) Um modelo de programação linear inteira mista para a resolver o problema de carregamento coordenado de veículos elétricos que leva em conta o desequilíbrio no sistema de distribuição trifásico.

O conjunto de equações lineares para a operação do SDEE foi obtido a partir de uma modelagem em coordenadas retangulares da tensão das barras e da corrente das linhas em que foram aplicadas técnicas de linearização como aproximação por séries de Taylor de primeira ordem e discretização de termos quadráticos usando variáveis auxiliares. É importante destacar que a modelagem considera a representação acoplada de redes de média e de baixa tensão.

O modelo de otimização proposto visa minimizar o custo energético do carregamento de veículo elétrico, o que geralmente implica o carregamento durante as horas finais do período (devido ao menor custo de energia). No entanto, visando flexibilizar o processo de carregamento, alguns veículos elétricos podem ser priorizados de forma a carregar com antecedência, embora com um custo maior.

Uma versão aprimorada desse trabalho considera métricas para quantificar a satisfação do usuário como a energia não carregada, o atraso na carga e o número de desconexões dentro do processo (BAÑOL ARIAS et al., 2023). Ainda, a formulação retangular que representa a operação em estado estável de uma rede desequilibrada foi adaptada por Zandrazavi et al. (2022) para o gerenciamento ótimo de recursos energéticos renováveis em microrredes que incluem veículos elétricos; um conjunto de cenários foi usado para representar as incertezas associadas às fontes renováveis (fotovoltaica e eólica).

### 3.4 Formulação Quadrática para o Fluxo de Potência Ótimo

O artigo intitulado “*AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach*” apresenta uma formulação quadrática para o fluxo de potência ótimo em sistemas de distribuição (FRANCO; OCHOA; ROMERO, 2018). Embora a função objetivo associada a perdas de energia é modelada como uma função quadrática, as restrições que representam a operação em estado estável são lineares; um procedimento de dois passos foi adotado para estimar as tensões nas barras e assim linearizar as expressões do fluxo de potência.

A proposta é comparada com modelos de programação não linear e programação com restrições quadráticas na solução de dois problemas de operação do SDEE com um horizonte de 24 horas:

- 1) Gerenciamento de unidades de geração distribuída para maximizar a geração de energia (com variáveis de controle contínuas);
- 2) Controle de capacitores chaveados para minimização de perdas de energia (com variáveis de controle binárias).

Testes no sistema de 136 barras indicam que a formulação quadrática proposta é eficiente (adequada para resolver problemas complexos envolvendo variáveis discretas), robusta (capaz de encontrar soluções factíveis e de melhor qualidade que formulações convencionais), assim como escalável (apresentando relativo baixo esforço computacional mesmo quando as dimensões do problema aumentam).

A formulação quadrática para o fluxo de potência foi aproveitada em trabalhos posteriores para o controle de transformadores com taps em redes desequilibradas de baixa tensão com presença de geração fotovoltaica e veículos elétricos (FRANCO et al., 2019) e na identificação de limites para a injeção de energia por parte da geração fotovoltaica residencial (RICCIARDI et al., 2019).

## **4 Conclusões**

Neste texto sistemático foi apresentada a evolução das pesquisas realizadas, por parte do autor, na área de otimização matemática aplicada ao planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. A análise foi dividida em dois grandes linhas de pesquisa: o planejamento da expansão e o planejamento da operação de SDEE por meio de modelos de otimização matemática. As principais contribuições da pesquisa se concentram no aprimoramento da representação da operação em estado estável do SDEE e sua aplicação no planejamento da expansão e problemas relevantes de operação como reconfiguração, restauração e carregamento coordenado de veículos elétricos.

Evidencia-se que as primeiras propostas têm como contribuição a modelagem AC da rede de distribuição, com aprimoramentos posteriores para representar o desequilíbrio do sistema. Além disso, destaca-se o esforço em incluir e aperfeiçoar nos modelos matemáticos a influência de REDs como geração distribuída intermitente, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia e, mais recentemente, microrredes elétricas.

Finalmente, é preciso comentar que novos métodos para auxiliar o planejador do SDEE são necessários para enfrentar os desafios de integrar REDs no contexto de mercados locais de eletricidade e lidar com as incertezas inerentes a esses recursos; isso levaria a decisões que evitassem investimentos excessivos na expansão da rede, mantendo a qualidade do serviço para alta penetração dos REDs. É necessário também incluir o impacto dos REDs e as possibilidades de transações de energia na tomada de decisão do planejamento, visando aumentar a participação de múltiplos agentes no SDEE e levar à redução de custos e benefícios ambientais do uso de energia renovável. Um outro desafio que precisa ser enfrentado é o desenvolvimento de métodos eficientes que considerem as incertezas inerentes, adotem modelagem mais aprimorada da rede e precisem de um esforço computacional razoável.

## 5 Referências

BAÑOL ARIAS, N.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Metaheuristic optimization algorithms for the optimal coordination of plug-in electric vehicle charging in distribution systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 142, p. 351–361, 2017.

BAÑOL ARIAS, N.; LOPEZ, J. C.; HASHEMI, S.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Multi-objective sizing of battery energy storage systems for stackable grid applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 3, p. 2708–2721, 2021.

BAÑOL ARIAS, N.; SABILLÓN, C.; FRANCO, J. F.; QUIRÓS-TORTÓS, J.; RIDER, M. J. Hierarchical optimization for user-satisfaction-driven electric vehicles charging coordination in integrated MV/LV networks. **IEEE Systems Journal**, v. 17, n. 1, p. 1247–1258, 2023.

BAÑOL ARIAS, N.; TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Robust joint expansion planning of electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, p. 1, 2018.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BORGES, M. C. O.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimal reconfiguration of electrical distribution systems using mathematical programming. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 25, n. 1, p. 103–111, 2014.

DE LIMA, T. D.; SOARES, J.; LEZAMA, F.; FRANCO, J. F.; VALE, Z. A risk-based planning approach for sustainable distribution systems considering EV charging stations and carbon taxes. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1–14, 2023.

DE LIMA, T. D.; TABARES, A.; BAÑOL ARIAS, N.; FRANCO, J. F. A stochastic programming model for the planning of distribution systems considering renewable distributed generation and CO<sub>2</sub> emissions. Em: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA 2019, **Anais...** : IEEE, 2019.

DE LIMA, T. D.; TABARES, A.; BAÑOL ARIAS, N.; FRANCO, J. F. Investment & generation costs vs CO<sub>2</sub> emissions in the distribution system expansion planning: A multi-

objective stochastic programming approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 131, p. 106925, 2021.

FRANCO, J. F. **Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012., 2012.

FRANCO, J. F.; OCHOA, L. F.; ROMERO, R. AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4613–4623, 2018.

FRANCO, J. F.; PROCOPIOU, A. T.; QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L. F. Advanced control of OLTC-enabled LV networks with PV systems and EVs. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 14, p. 2967–2975, 2019.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 51–60, 2013. a.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 10–20, 2013. b.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 48, n. 1, p. 123–130, 2013. c.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 62, p. 265–272, 2014.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 5, p. 2200–2210, 2015.

GALLEGO, L. A.; FRANCO, J. F.; CORDERO, L. G. A fast-specialized point estimate method for the probabilistic optimal power flow in distribution systems with renewable

distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 131, p. 107049, 2021.

GONÇALVES, R. R.; ALVES, R. P.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Operation planning of electrical distribution systems using a mixed integer linear model. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 5, p. 668–679, 2013.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 2, p. 718–723, 1997.

GUZMAN, C. P.; BAÑOL ARIAS, N.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Enhanced coordination strategy for an aggregator of distributed energy resources participating in the day-ahead reserve market. **Energies**, v. 13, n. 8, p. 1965, 2020.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 924–929, 2008.

HOME-ORTIZ, J. M.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 108, p. 86–95, 2019.

**Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica**. 2021. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>>. Acesso em: 12 jun. 2023.

LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 172–180, 2012.

LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1734–1742, 2010.

LOPEZ, J. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal restoration/maintenance switching sequence of unbalanced three-phase distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 6058–6068, 2018.

MANTOVANI, J. R.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. **Controle and Automação**, v. 11, n. 3, p. 150–159, 2000.

MIGUEZ, E.; CIDRAS, J.; DIAZ-DORADO, E.; GARCIA-DORNELAS, J. L. L. An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 931–936, 2002.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, 1994.

RICCIARDI, T. R.; PETROU, K.; FRANCO, J. F.; OCHOA, L. F. Defining customer export limits in PV-rich low voltage networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 1, p. 87–97, 2019.

ROMERO, R.; FRANCO, J. F.; LEÃO, F. B.; RIDER, M. J.; DE SOUZA, E. S. A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1259–1268, 2016.

RUEDA-MEDINA, A. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; PADILHA-FELTRIN, A.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 133–143, 2013.

SABILLON-ANTUNEZ, C. F.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. M.; ROMERO, R. A new methodology for the optimal charging coordination of electric vehicles considering vehicle-to-grid technology. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 596–607, 2016.

SABILLON-ANTUNEZ, C. F.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; SABILLÓN, C. F.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Mathematical optimization of unbalanced networks with smart grid devices. Em: **Electric Distribution Network Planning**. [s.l.] : Springer, 2018. p. 65–114.

SABILLON-ANTUNEZ, C. F.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Volt-var control and energy storage device operation to improve the electric vehicle charging coordination in unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1560–1570, 2017.

TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, 2016.

TABARES, A.; PUERTA, G. F.; FRANCO, J. F.; ROMERO, R. A. Planning of reserve branches to increase reconfiguration capability in distribution systems: A scenario-based convex programming approach. **IEEE Access**, v. 9, p. 104707–104721, 2021.

ZANDRAZAVI, S. F.; GUZMAN, C. P.; POZOS, A. T.; QUIROS-TORTOS, J.; FRANCO, J. F. Stochastic multi-objective optimal energy management of grid-connected unbalanced microgrids with renewable energy generation and plug-in electric vehicles. **Energy**, v. 241, p. 122884, 2022.

## 6 Lista dos principais trabalhos do autor

Neste capítulo são listados os principais trabalhos do autor discutidos neste documento, junto com seu identificador *doi* para acesso online.

- [1] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, e R. Romero, “Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach”, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 28, no 1, p. 10–20, fev. 2013, doi: [10.1109/TPWRS.2012.2201263](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2201263).
- [2] A. C. Rueda-Medina, J. F. Franco, M. J. Rider, A. Padilha-Feltrin, e R. Romero, “A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems”, **Electric Power Systems Research**, vol. 97, p. 133–143, 2013, doi: [10.1016/j.epsr.2012.12.009](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.009).
- [3] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, e R. Romero, “A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems”, **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, vol. 48, no 1, p. 123–130, abr. 2013, doi: [10.1016/j.ijepes.2012.11.027](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.027).
- [4] J. F. Franco, M. J. Rider, e R. Romero, “A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning”, **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, vol. 62, p. 265–272, 2014, doi: [10.1016/j.ijepes.2014.04.048](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.048).
- [5] A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, e M. J. Rider, “Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives”, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 31, no 3, p. 1900–1914, maio 2016, doi: [10.1109/TPWRS.2015.2448942](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2448942).
- [6] N. Bañol Arias, A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, e R. Romero, “Robust joint expansion planning of electrical distribution systems”, **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 9, no 2, p. 1, abr. 2018, doi: [10.1109/TSTE.2017.2764080](https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2764080).
- [7] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, e R. Romero, “A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation”,

- Electric Power Systems Research**, vol. 97, p. 51–60, 2013, doi: [10.1016/j.epsr.2012.12.005](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.005).
- [8] J. F. Franco, M. J. Rider, e R. Romero, “A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems”, **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 6, no 5, p. 2200–2210, set. 2015, doi: [10.1109/TSG.2015.2394489](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2394489).
- [9] R. Romero, J. F. Franco, F. B. Leão, M. J. Rider, e E. S. de Souza, “A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems”, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 31, no 2, p. 1259–1268, mar. 2016, doi: [10.1109/TPWRS.2015.2418160](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2418160).
- [10] J. F. Franco, L. F. Ochoa, e R. Romero, “AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach”, **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 9, no 5, p. 4613–4623, set. 2018, doi: [10.1109/TSG.2017.2665559](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2665559).