

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200983

计及相关性的主动配电网动态鲁棒规划方法研究

凌松¹, 张莹²

(1. 国网安徽省电力公司, 安徽 合肥 230001; 2. 国网安徽省电力公司合肥供电公司, 安徽 合肥 230001)

摘要: 为进一步科学地制定配电网不确定规划策略, 考虑到分布式电源及多元负荷的不确定性及相关性, 提出了一种计及相关性的主动配电网动态鲁棒规划方法。利用 Cholesky 分解将具有相关性的随机变量转换为相互独立的变量。同时利用多面体不确定性集合表征的方法, 将随机变量的不确定性通过无分布的有界区间来表示。提出了主动配电网二阶段鲁棒规划方法, 以修改后的 IEEE33 节点系统作为算例, 与传统鲁棒规划方法和不考虑相关性情况下进行了对比分析。仿真结果表明, 所提方法提高了配电网不确定性规划策略的合理性和经济性。

关键词: 不确定性; 相关性; Cholesky 分解; 二阶段鲁棒优化

Research on a dynamic robust planning method for an active distribution network considering correlation

LING Song¹, ZHANG Ying²

(1. State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230001, China; 2. Hefei Power Supply Company, State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230001, China)

Abstract: This paper addresses the issue of scientifically formulating an uncertainty planning strategy of the distribution network. It considers the uncertainty and relevance of distributed power sources and multiple loads. To this end a dynamic robust planning method for active distribution networks is proposed. Cholesky decomposition is used to transform the correlated random variables into mutually independent variables. Using the method of polyhedral uncertainty set representation, the uncertainty of random variables is expressed by an undistributed bounded interval. A two-stage robust planning model for an active distribution network is proposed, using the modified IEEE33-node system as an example, and the model is compared with the traditional robust planning method and without considering the correlation. The simulation results show that the method in this paper improves the rationality and economy of the uncertainty planning strategy of the distribution network.

This work is supported by the Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (No. 5442PD200001).

Key words: uncertainty; correlation; Cholesky decomposition; two-stage robust optimization

0 引言

近年来, 伴随着国家清洁能源发展战略的稳步推进, 分布式电源渗透率逐年提升, 配电网规划建设正面临着新的巨大挑战, 其主要体现在更为多元化源荷主体的接入, 配电网系统所受到不确定性因素的影响进一步加剧^[1-3]。在此背景下, 如何进一步合理处理配电网中多重不确定性及其相互关系, 建

立符合工程实际的配电网规划模型, 更为科学地指导投资规划建设, 具有重要的理论和实际意义。

目前, 计及源荷不确定性的电力系统规划方法已经得到一定程度的研究。文献[4-5]利用启发式场景匹配法捕捉具有风电出力随机特征的典型场景, 并以此为基础制定出较为可靠的电力系统规划方案, 但一方面其可靠性是随着抽样场景数的增加而增加, 获得的最佳规划方案往往只适用于一定范围, 另一方面其计算过于复杂, 求解效率较为低下。文献[6-7]将分布式电源出力表示为模糊变量, 约束条件则表示为模糊集合, 并利用隶属度来进行综合评

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目资助(5442PD200001)

价, 构建了模糊规划模型, 但隶属度函数的构建受制于人为主观性和样本局限性。文献[8-11]则考虑到分布式电源出力不确定性对约束条件的影响, 通过给定不同的风险置信水平, 建立基于机会约束理论的随机规划模型, 但其重点集中在不确定性建模方面, 规划的经济性和可靠性取决于不确定性变量概率分布拟合的准确度以及风险的满意程度。

上述通过诸如场景法、模糊规划、随机规划等不确定性规划方法, 有效解决了源荷接入电力系统后众多不确定性规划问题, 为本文主动配电网规划问题提供了参考和借鉴。但通过分析发现上述方法均无法清楚地描述电网规划过程中不确定性决策和人为投资决策之间的博弈关系, 不能满足更为复杂环境下的工程实际情况需求, 而由于不需要考虑不确定参数的分布假定且能够有效地模拟内部结构变动和外部不确定性的扰动, 鲁棒优化已受到了越来越多学者的关注。文献[12]针对分布式电源以及负荷不确定性特点, 设计并筛选建立随机变量不确定时序场景集合, 构建了配电网分层鲁棒规划模型。文献[13-14]结合机会约束的思想, 引入了风险调节因子, 对不确定性集合做出妥协, 调整不确定度来弥补传统鲁棒优化偏保守的不足, 构建了可调鲁棒规划模型。上述研究均在传统鲁棒方法的基础上进行了优化改进, 使其更加符合工程实际。但分析发现, 一方面, 上述研究中的鲁棒规划模型均属于静态博弈的过程, 缺乏对规划中投资者、管理者掌控的人为决策和大自然掌控的不确定性决策之间动态关系的科学描述, 人工决策方面处理较为笼统, 规划结果相对保守; 另一方面, 上述研究均忽略了随机变量之间存在的相关性^[15-17]对规划的影响, 规划方案的精确性和经济性有所欠缺。

综上所述, 本文将二阶段鲁棒优化^[18]的思想融入到配电网规划中, 提出了一种计及随机变量相关性的动态鲁棒规划方法。首先, 采用 Spearman 秩相关系数^[8]来表征各不确定性变量之间的相关性, 并结合秩相关矩阵的特点, 对其进行 Cholesky 分解^[8]并进行独立变换, 将原始变量转换为相互独立的随机变量, 然后, 利用多面体不确定性集合表征的方法^[12], 将风电出力、光伏出力以及负荷的不确定性分别通过无分布的有界区间来表示, 最后结合博弈论^[19]和二阶段动态鲁棒的思想, 将本文的主动配电网规划问题描述为大自然掌控的不确定性决策与投资者掌控的人为决策之间构成的博弈模型: 大自然的不确定试图恶化主动配电网系统的运行指标, 而人为决策试图分两个阶段来化解大自然的不确定性所带来的危害, 通过 Benders 分解法^[20]进行求解。

相对于传统规划方法, 本文方法的优越性表现在: ① 通过精确模拟配网规划中各决策者之间的动态博弈关系, 更加形象地描述出各不确定性因素对规划决策的影响, 提升规划决策的合理性; ② 充分考虑到各不确定性因素之间相关性对规划决策的影响, 进一步提升了规划的经济性。

1 随机变量相关性处理及其不确定性描述

1.1 随机变量相关性处理

配电网中风电、光伏及负荷之间通常会存在一定的相关性, 首先需将原始具有相关性的随机变量转换为相互独立的随机变量。

设风电出力、光伏出力和负荷的历史数据矩阵为 $\mathbf{W} = [w_1, w_2, w_3]$, 其相关系数矩阵 \mathbf{C}_W 可表示为

$$\mathbf{C}_W = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{w_1 w_2} & \rho_{w_1 w_3} \\ \rho_{w_2 w_1} & 1 & \rho_{w_2 w_3} \\ \rho_{w_3 w_1} & \rho_{w_3 w_2} & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

其中, w_1 与 w_2 相关系数 $\rho_{w_1 w_2}$ 可根据式(2)计算求得。

$$\rho_{w_1 w_2} = \frac{\text{Cov}(w_1, w_2)}{\sigma_{w_1} \sigma_{w_2}} = \frac{\text{Cov}(w_2, w_1)}{\sigma_{w_1} \sigma_{w_2}} = \rho_{w_2 w_1} \quad (2)$$

式中: $\text{Cov}(w_1, w_2)$ 表示随机变量 w_1 与 w_2 协方差; σ_{w_1} 和 σ_{w_2} 分别表示随机变量 w_1 与 w_2 的标准差。同理可求得 $\rho_{w_1 w_3}$ 、 $\rho_{w_2 w_3}$ 、 $\rho_{w_3 w_1}$ 、 $\rho_{w_3 w_2}$ 。

由于相关系数矩阵 \mathbf{C}_W 是正定矩阵, 对其进行 Cholesky 分解可以得到式(3)。

$$\mathbf{C}_W = \mathbf{G}\mathbf{G}^T \quad (3)$$

式中, \mathbf{G} 为下三角矩阵。

由式(1)发现, 随机变量相关系数矩阵 \mathbf{C}_W 是对称矩阵, 则存在正交矩阵 \mathbf{D} 可将历史样本矩阵 \mathbf{W} 的相关性进行消除, 转换成相互独立的样本矩阵 \mathbf{Q} 。

$$\mathbf{Q} = \mathbf{D}\mathbf{W} \quad (4)$$

矩阵 \mathbf{Q} 的相关系数矩阵 \mathbf{C}_Q 为单位阵, 则有

$$\begin{aligned} \mathbf{C}_Q &= \rho(\mathbf{Q}, \mathbf{Q}^T) = \rho(\mathbf{D}\mathbf{W}, \mathbf{D}^T \mathbf{W}^T) = \\ &\mathbf{D}\rho(\mathbf{W}, \mathbf{W}^T)\mathbf{D}^T = \mathbf{D}\mathbf{C}_W\mathbf{D}^T = \end{aligned} \quad (5)$$

$$\mathbf{D}\mathbf{G}\mathbf{G}^T\mathbf{D}^T = (\mathbf{D}\mathbf{G})(\mathbf{D}\mathbf{G})^T = \mathbf{I}$$

由上式可推导出 $\mathbf{D} = \mathbf{G}^{-1}$, 代入式(4)可得

$$\mathbf{Q} = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{W} \quad (6)$$

通过以上分解变换, 可消除负荷、风电以及光伏发电等不确定随机变量之间的相关性。

1.2 不确定参数集的确定

本文以风电出力、光伏出力及负荷历史数据为基础, 假设配电网中各个风电机组、光伏机组和负荷

均具有相同的时序特性, 采取文献[12]中提出的多面体不确定性集合表征的方法, 将上述随机变量的不确定性分别通过无分布的有界区间来表示。

$$\Omega = \left\{ \begin{array}{l} \lambda_h^W \in [\bar{\lambda}_h^W - \rho_h^W, \bar{\lambda}_h^W + \rho_h^W] \\ P_{p,t,h}^W = S_p^W \lambda_h^W, P_{p,t,h}^{W,PRE} = S_p^W \bar{\lambda}_h^W, \tilde{P}_{p,t,h}^{W} = S_p^W \rho_h^W \\ \lambda_h^P \in [\bar{\lambda}_h^P - \rho_h^P, \bar{\lambda}_h^P + \rho_h^P] \\ P_{p,t,h}^P = S_p^P \lambda_h^P, P_{p,t,h}^{P,PRE} = S_p^P \bar{\lambda}_h^P, \tilde{P}_{p,t,h}^P = S_p^P \rho_h^P \\ \lambda_h^L \in [\bar{\lambda}_h^L - \rho_h^L, \bar{\lambda}_h^L + \rho_h^L] \\ P_{p,t,h}^L = \beta_p P_{base}^L (1 + \delta)^{t-1} \lambda_h^L \\ P_{p,t,h}^{L,PRE} = \beta_p P_{base}^L (1 + \delta)^{t-1} \bar{\lambda}_h^L \\ \tilde{P}_{p,t,h}^L = \beta_p P_{base}^L (1 + \delta)^{t-1} \rho_h^L \\ \sum_t \sum_h \sum_{p \in \psi_{wind}} \frac{|P_{p,t,h}^W - P_{p,t,h}^{W,PRE}|}{\tilde{P}_{p,t,h}^W} + \\ \frac{s_{wind} HT}{s_{pvg} HT} \sum_t \sum_h \sum_{p \in \psi_{pvg}} \frac{|P_{p,t,h}^P - P_{p,t,h}^{P,PRE}|}{\tilde{P}_{p,t,h}^P} + \\ \frac{\sum_t \sum_h \sum_{p \in \psi_{load}} \frac{|P_{p,t,h}^W - P_{p,t,h}^{W,PRE}|}{\tilde{P}_{p,t,h}^W}}{s_{load} HT} \leq \Gamma \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: λ_h^W 和 λ_h^P 分别表示系统风电和光伏在 h 时刻出力(标么值); $\bar{\lambda}_h^W$ 、 $\tilde{\lambda}_h^W$ 和 $\bar{\lambda}_h^P$ 、 $\tilde{\lambda}_h^P$ 分别为风电和光伏出力的均值和波动值(标么值); $P_{p,t,h}^W$ 、 $P_{p,t,h}^{W,PRE}$ 和 $\tilde{P}_{p,t,h}^W$ 分别表示第 t 年典型日 h 时刻节点 p 风电出力实际值、预测值和波动范围; $P_{p,t,h}^P$ 、 $P_{p,t,h}^{P,PRE}$ 和 $\tilde{P}_{p,t,h}^P$ 分别表示第 t 年典型日 h 时刻节点 p 光伏出力实际值、预测值和波动范围; λ_h^L 表示在 h 时刻系统负荷(标么值), $\bar{\lambda}_h^L$ 、 $\tilde{\lambda}_h^L$ 分别为其均值和波动范围; δ 表示系统年均负荷增长率; β_p 为系统节点 p 负荷率; P_{base}^L 表示基准年系统总负荷; $P_{p,t,h}^L$ 、 $P_{p,t,h}^{L,PRE}$ 和 $\tilde{P}_{p,t,h}^L$ 表示第 t 年 h 时刻节点 p 的负荷实际值、预测值和波动范围; ψ_{wind} 、 ψ_{pvg} 和 ψ_{load} 分别表示风电、光伏及负荷节点集合; s_{wind} 、 s_{pvg} 和 s_{load} 分别表示风电、光伏及负荷节点数量; $H = 24$, 表示一天时刻数; T 为规划周期; Γ 为不确定集合的保守度指标, 值越大,

表示波动范围越大, 包含的不确定性越多, 集合越保守, 表明规划人员的态度更为谨慎。

2 主动配电网二阶段动态鲁棒规划模型

2.1 主动配电网规划模型

2.1.1 目标函数

以投资成本与运行成本之和最小为目标的主配电网规划模型如式(8)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x^{inv}, x^{ope}} F(x^{inv}, x^{ope}) = C^{inv} + C^{ope} \\ \text{s.t. } g(x^{inv}) \leq 0 \\ h(x^{inv}, x^{ope}) \leq 0 \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: $F(\cdot)$ 表示目标函数; x^{inv} 表示投资决策变量; x^{ope} 表示模拟运行变量, 主要包括大自然决策变量 x^N 和需求侧响应(Demand Response, DR)主动管理决策变量 x^{inv} ; $g(\cdot)$ 表示投资约束, 包含设备投资安装型号、数量、容量等; $h(\cdot)$ 表示模拟运行约束, 主要包括 l_{pq} 功率平衡约束、电压电流约束等。

1) 投资成本

本文在进行配电网规划中设备投资成本 C^{inv} 主要由线路的扩建成本和 DG 的投资成本组成。

(1) 投资年线路扩建成本 C_{LI}^{Line}

$$C_{LI}^{Line} = \sum_{pq \in \psi_{line}} e_{pq}^L c_{pq} l_{pq} \quad p, q \in \psi_{load} \quad (9)$$

式中: ψ_{line} 表示待扩建线路集合; p 和 q 表示负荷节点; e_{pq}^L 为 0-1 变量, 表示是否新建线路 pq ; c_{pq} 为线路 pq 单位投资成本; l_{pq} 表示线路 pq 的长度。

(2) 投资年 DG 投资成本 C_{LI}^{DG}

$$C_{LI}^{DG} = \sum_{k \in \psi_{DG}} \sum_{p \in \psi_k} e_p^k c^k S_p^k \quad (10)$$

式中: ψ_{DG} 表示分布式电源种类集合; ψ_k 为 k 类分布式电源安装节点待选集合; e_p^k 为 0-1 变量, 表示节点 p 是否安装第 k 类分布式电源; c^k 表示 k 类分布式电源单位容量投资成本; S_p^k 为 k 类分布式电源在节点 p 安装容量。

因投资设备的寿命周期不同, 需将其转为同一规划周期下进行投资评估。本文将设备当年的投资成本转换为投资年之后各年度的等效成本, 即等年值, 再将各设备投资成本等年值转化为现值进行累加处理得到同一规划周期下的设备投资总成本。

$$\begin{cases} C^{\text{inv}} = \sum_{a \in A} \sum_{t=1}^T u_t \lambda C_{\text{LI}}^a, & u_t = \frac{1}{(1+r)^t} \\ \lambda = \frac{r(1+r)^{\text{EL}}}{(1+r)^{\text{EL}} - 1} \end{cases} \quad (11)$$

式中: A 表示投资设备集合, 本文 $A = \{\text{Line}, \text{DG}\}$; C_{LI}^a 表示在第 LI 年投资设备 a 的投资成本; u_t 为现值转化因子; λ 为等年值转化系数; EL 为设备寿命; T 为规划周期, $\text{LI} \leq T \leq \text{LI} + \text{EL}$; r 为社会贴现率。

2) 运行成本

运行成本 C^{ope} 主要考虑弃电成本、主网购电成本、网损成本以及 DR 电量成本。

(1) 弃电成本 $C_t^{\text{DG.abandon}}$

当 h 时刻下节点 p 负荷值小于分布式电源出力时, 即 $P_{p,t,h}^{\text{DG.abandon}} < 0$, 存在弃电节点集合 ψ_{abandon} , 则系统弃电成本为

$$\begin{cases} C_t^{\text{DG.abandon}} = \sum_{h=1}^{H \times 365} c^{\text{abandon}} P_{t,h}^{\text{DG.abandon}} \\ P_{t,h}^{\text{DG.abandon}} = \sum_{p \in \psi_{\text{abandon}}} (P_{p,t,h}^{\text{DG.abandon}} - P_{p,t,h}^{\text{DR}}) \\ P_{p,t,h}^{\text{DG.abandon}} = \sum_{k \in \psi_{\text{DG}}} P_{p,t,h}^k - P_{p,t,h}^{\text{L}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: c^{abandon} 表示单位弃电价格; $P_{t,h}^{\text{DG.abandon}}$ 表示系统在第 t 年 h 时刻的弃电量; $P_{p,t,h}^{\text{DG.abandon}}$ 表示第 t 年 h 时刻分布式电源在节点 p 的弃电量; $P_{p,t,h}^{\text{DR}}$ 表示第 t 年节点 p 在 h 时刻的响应电量(包括转移出和转移进的负荷); $P_{p,t,h}^k$ 表示第 t 年 h 时刻 k 类分布式电源在节点 p 的出力; $H = 24$, 表示一天的时刻数。

(2) 主网购电成本 C_t^{trans}

$$\begin{cases} C_t^{\text{trans}} = \sum_{h=1}^{H \times 365} c^{\text{trans}} P_{t,h}^{\text{trans}} \\ P_{t,h}^{\text{trans}} = \sum_{p \in \psi_{\text{rest}}} (P_{p,t,h}^{\text{trans}} - P_{p,t,h}^{\text{DR}}) \\ P_{p,t,h}^{\text{trans}} = P_{p,t,h}^{\text{L}} - \sum_{k \in \psi_{\text{DG}}} P_{p,t,h}^k \end{cases} \quad (13)$$

式中: c^{trans} 表示单位主网购电价格; $P_{t,h}^{\text{trans}}$ 表示第 t 年 h 时刻系统主网购电量; $P_{p,t,h}^{\text{trans}}$ 表示第 t 年 h 时刻节点 p 的主网购电量; ψ_{rest} 为系统不存在弃电情况的节点集合。

(3) 网损成本 C_t^{loss}

$$\begin{cases} C_t^{\text{loss}} = \sum_{h=1}^{H \times 365} \sum_{pq \in \phi_{\text{line}}} c^{\text{loss}} P_{pq,t,h}^{\text{loss}} \\ P_{pq,t,h}^{\text{loss}} = (I_{pq,t,h}^{\text{L}})^2 e_{pq}^{\text{L}} r_{pq} \end{cases} \quad (14)$$

式中: c^{loss} 表示平均网损价格; ϕ_{line} 为系统线路集合; $P_{pq,t,h}^{\text{loss}}$ 表示线路 pq 第 t 年 h 时刻损耗; r_{pq} 表示线路 pq 的电阻大小; $I_{pq,t,h}^{\text{L}}$ 表示为第 t 年 h 时刻支路 pq 的电流大小, 可通过对配电网进行潮流计算得到。

(4) DR 电量成本 C_t^{DR}

$$C_t^{\text{DR}} = \sum_{r \in \psi_{\text{DR}}} \sum_{h=1}^H k_r^{\text{DR}} c^{\text{DR}} P_{r,t,h}^{\text{DR}} \quad (15)$$

式中: ψ_{DR} 表示待选响应节点; k_r^{DR} 为 0-1 变量, 表示是否对响应节点 p 进行控制; c^{DR} 表示响应价格。

将规划周期中系统各年份的各项运行成本转化为现值成本并进行累加得到总运行成本 C^{ope} 。

$$C^{\text{ope}} = \sum_{t=1}^T u_t (C_t^{\text{trans}} + C_t^{\text{DG.abandon}} + C_t^{\text{loss}} + C_t^{\text{DR}}) \quad (16)$$

2.1.2 约束条件

1) 设备投资约束

DG 安装容量约束

$$0 \leq S_p^k \leq S_p^{k,\text{max}} \quad (17)$$

式中, $S_p^{k,\text{max}}$ 表示 k 类分布式电源在节点 p 容量上限。

2) 网络运行安全约束

(1) 网络功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{p,t,h} = V_{p,t,h} \sum_{q=1}^{N_{\text{bus}}} V_{q,t,h} (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) \\ Q_{p,t,h} = V_{p,t,h} \sum_{q=1}^{N_{\text{bus}}} V_{q,t,h} (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \\ P_{p,t,h} = P_{p,t,h}^{\text{L}} - \sum_{k \in \psi_{\text{DG}}} P_{p,t,h}^k - P_{p,t,h}^{\text{DR}} \\ Q_{p,t,h} = Q_{p,t,h}^{\text{L}} - \sum_{k \in \psi_{\text{DG}}} Q_{p,t,h}^k - Q_{p,t,h}^{\text{DR}} \\ G_{pq} = \frac{e_{pq}^{\text{L}} r_{pq}}{(e_{pq}^{\text{L}} r_{pq})^2 + (e_{pq}^{\text{L}} x_{pq})^2} \\ B_{pq} = -\frac{e_{pq}^{\text{L}} x_{pq}}{(e_{pq}^{\text{L}} r_{pq})^2 + (e_{pq}^{\text{L}} x_{pq})^2} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{p,t,h}$ 和 $Q_{p,t,h}$ 分别表示第 t 年 h 时刻节点 p 有功功率及无功功率; $V_{p,t,h}$ 和 $V_{q,t,h}$ 分别表示第 t 年 h 时刻节点 p 和节点 q 的电压幅值; x_{pq} 表示线路 pq 的电抗; G_{pq} 表示节点导纳矩阵实部; B_{pq} 表示节点导纳矩阵虚部; δ_{pq} 表示节点 p 节点 q 的相角差。

(2) 节点电压和支路电流约束

$$\begin{cases} V_{p,t,h}^{\text{min}} \leq V_{p,t,h} \leq V_{p,t,h}^{\text{max}} \\ |I_{pq,t,h}| \leq I_{pq}^{\text{max}} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $V_{p,t,h}^{\min}$ 和 $V_{p,t,h}^{\max}$ 分别为节点 p 第 t 年 h 时刻电压幅值最小值和最大值; I_{pq}^{\max} 为支路 pq 过载临界电流。

(3) DR 电量约束

$$\alpha_p^{\min} P_{p,t,h}^L \leq |P_{p,t,h}^{\text{DR}}| \leq \alpha_p^{\max} P_{p,t,h}^L \quad (20)$$

式中: α_p^{\max} 和 α_p^{\min} 分别表示节点 p 负荷响应系数的最大值和最小值。

2.2 二阶段动态鲁棒规划模型

上述模型属于混合整数非线性规划问题, 模型中所存在的非线性项将会使求解变得复杂, 当考虑到不确定性因素及需求侧响应等主动管理措施时, 则进一步加大了模型的求解难度, 虽可通过类似启发式的算法进行求解, 但其求解效率非常低下。因此, 本文首先引入二阶锥优化理论(Second-order cone programming, SOCP)^[23]将上述模型转化为线性度更好的二阶锥模型, 其具体过程如下:

引入变量 $X_{p,t,h} = (V_{p,t,h})^2 / \sqrt{2}$, $X_{q,t,h} = (V_{q,t,h})^2 / \sqrt{2}$, $M_{pq,t,h} = V_{p,t,h} V_{q,t,h} \cos \delta_{pq}$, $N_{pq,t,h} = V_{p,t,h} V_{q,t,h} \sin \delta_{pq}$, 则目标函数中的网络损耗项式(14)和约束条件式(18)、式(19)可以分别转化为如式(21)、式(22)和式(23)所示的二阶锥表示的函数。

$$P_{pq,t,h}^{\text{loss}} = (G_{pq}^2 + B_{pq}^2) (\sqrt{2} X_{p,t,h} + \sqrt{2} X_{q,t,h} - 2M_{pq,t,h}) r_{pq} \quad (21)$$

$$\begin{cases} P_{p,t,h} = \sum_{q=1}^{N_{\text{bus}}} (M_{pq,t,h} G_{pq} + N_{pq,t,h} B_{pq}) \\ Q_{p,t,h} = \sum_{q=1}^{N_{\text{bus}}} (M_{pq,t,h} G_{pq} - N_{pq,t,h} B_{pq}) \\ P_{p,t,h} = P_{p,t,h}^L - \sum_{k \in \mathcal{W}_{\text{DG}}} P_{p,t,h}^k - P_{p,t,h}^{\text{DR}} \\ Q_{p,t,h} = Q_{p,t,h}^L - \sum_{k \in \mathcal{W}_{\text{DG}}} Q_{p,t,h}^k - Q_{p,t,h}^{\text{DR}} \\ G_{pq} = \frac{e_{pq}^L r_{pq}}{(e_{pq}^L r_{pq})^2 + (e_{pq}^L x_{pq})^2} \\ B_{pq} = -\frac{e_{pq}^L x_{pq}}{(e_{pq}^L r_{pq})^2 + (e_{pq}^L x_{pq})^2} \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} (V_{p,t,h}^{\min})^2 / \sqrt{2} \leq X_{p,t,h} \leq (V_{p,t,h}^{\max})^2 / \sqrt{2} \\ (G_{pq}^2 + B_{pq}^2) (\sqrt{2} X_{p,t,h} + \sqrt{2} X_{q,t,h} - 2M_{pq,t,h}) \leq (I_{pq}^{\max})^2 \end{cases} \quad (23)$$

同时增加等式约束:

$$(M_{pq,t,h})^2 + (N_{pq,t,h})^2 = 2X_{p,t,h} X_{q,t,h} \quad (24)$$

上式通过松弛变换转换为如下 SOCP 形式。

$$\begin{cases} \sqrt{2} M_{pq,t,h} \\ \sqrt{2} N_{pq,t,h} \\ X_{p,t,h} - X_{q,t,h} \end{cases} \leq X_{p,t,h} + X_{q,t,h} \quad (25)$$

式中: $\|\cdot\|_2$ 为欧几里德范数, 文献[24]中证明了上述松弛变换不影响规划结果, 其最优解定会落在式(24)的边界上。

综上, 可以发现, 通过二阶锥变换后, 本文上述模型中目标函数非线性项式(14)转换为线性项, 节点电压和电流约束经过转换后依旧保持线性, 约束条件中的网络功率平衡约束式(18)转换为 SOCP 形式, 同时增加了 SOCP 形式的等式约束式(25), 因此, 本文模型可以进一步写为二阶锥规划模型。

$$\begin{cases} \text{Min}_{x^{\text{inv}}, x^{\text{ope}}} F(x^{\text{inv}}, x^{\text{ope}}) = \mathbf{c}^T \mathbf{x}^{\text{inv}} + \mathbf{d}^T \mathbf{x}^{\text{ope}} \\ \text{s.t. 式(18), 式(21), 式(23), 式(24)} \end{cases} \quad (26)$$

式中: \mathbf{x}^{inv} 表示投资决策矩阵; \mathbf{c}^T 表示投资决策变量的系数矩阵; \mathbf{x}^{ope} 表示模拟运行决策矩阵; \mathbf{d}^T 表示模拟运行变量的系数矩阵。

结合二阶段动态鲁棒的思想, 可以将本文的主动配电网规划问题描述为大自然掌控的不确定性决策与投资者掌控的人为决策之间构成的博弈关系^[25]: 大自然的不确定试图恶化主动配电网系统的运行, 而人为决策试图分两个阶段来化解不确定性所带来的危害, 第一阶段为人工决策方式(本文包括线路扩建、DG 的选址定容), 此阶段是一个预决策过程, 需在大自然不确定性(本文包括风电出力、光伏出力和负荷波动)获知之前做出决策; 第二阶段为主动控制决策(本文主要考虑需求侧响应的控制方式), 此阶段是一个再决策的过程, 是在观测不确定性之后做出的校正决策。综上, 本文主动配电网规划模型可以进一步描述为如下所示的基于两阶段决策的二阶锥动态鲁棒优化问题。

$$\begin{cases} \text{Min}_{x^{\text{inv}}} \text{Max}_{x^{\text{N}}} \text{Min}_{x^{\text{DR}}} (\mathbf{c}^T \mathbf{x}^{\text{inv}} + \mathbf{d}^T \mathbf{x}^{\text{ope}}) \\ \text{s.t. 式(17), 式(20), 式(22), 式(23), 式(25)} \end{cases} \quad (27)$$

考虑到模型中投资成本不受大自然决策和 DR 控制决策的直接影响, 式(27)可以进一步细化为

$$\begin{cases} \text{Min}_{x^{\text{inv}}} \left\{ \mathbf{c}^T \mathbf{x}^{\text{inv}} + \text{Max}_{\forall P_{p,t,h}^{\text{W}}, \forall P_{p,t,h}^{\text{PVG}}, \forall P_{p,t,h}^{\text{L}} \in \Omega} \text{Min}_{\forall I_{p,t,h}^{\text{DR}}} \mathbf{d}^T \mathbf{x}^{\text{ope}} \right\} \\ \text{s.t. 式(17), 式(20), 式(22), 式(23), 式(25)} \end{cases} \quad (28)$$

3 模型求解

上述动态鲁棒规划问题中, 由于当大自然决策

变量 $P_{p,t,h}^{W}$ 、 $P_{p,t,h}^{PVG}$ 、 $P_{p,t,h}^{L}$ 和需求侧响应决策变量 $P_{p,t,h}^{DR}$

进行决策时, 投资决策 x^{inv} 已给定, 因此大自然决策和需求侧响应决策之间的行为可以描述为如下以投资决策 x^{inv} 为参数的零和博弈问题^[19]。

$$\begin{cases} R(x^{inv}) = \text{Max}_{x^N \in \Omega} \text{Min}_{x^{DR} \in \gamma(x^{inv}, x^N)} d^T x^{ope} \\ \text{s.t. 式(17), 式(20), 式(22), 式(23), 式(25)} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $R(g)$ 表示零和博弈函数; $\gamma(g)$ 表示需求侧响应与大自然、投资者之间的综合函数关系。

从而式(27)可以转化为

$$\begin{cases} \text{Min}_{x^{inv}} (c^T x^{inv} + \delta) \\ \text{s.t. 式(17), } \delta \geq R(x^{inv}) \end{cases} \quad (30)$$

本文将原问题中获得有关最坏情况下的最优投资决策问题作为 Benders 分解主问题, 即式(30), 此问题是一个混和整数线性规划问题, 可直接利用 CPLEX 进行求解。同时将最坏情况下的最优运行决策问题作为 Benders 分解子问题, 即式(28), 此问题是一个混和整数二阶锥静态鲁棒问题, 可通过 YALMIP 建模工具包和 CPLEX 求解工具包对该问题进行求解。

综上, 可将本文主动配电网二阶锥动态鲁棒规划问题的 Benders 分解算法归纳成以下具体步骤。

1) 初始化。取投资决策 x^{inv} 初始值为 x_1^{inv} , 求解式(29)得到最优初始运行解 x_1^{ope} , 同时设初始化迭代次数 $k=1$, 收敛下界 $LB=0$, 收敛上界 $UB=1$, 收敛误差 $\varepsilon > 0$ 。

2) 定下界。求解以下 Benders 分解主问题:

$$\begin{cases} \text{Min}_{x^{inv}} (c^T x^{inv} + \delta) \\ \text{s.t. 式(17), } \delta \geq R(x^{inv}) \quad h \leq k \end{cases} \quad (31)$$

得到其最优解 (x_k^{inv}, δ_k) , 并设

$$LB = c^T x_k^{inv} + \delta_k \quad (32)$$

3) 定上界。求解 Benders 分解子问题, 得到其最优解 x_k^{ope} 和最优值 $R(x_k^{inv})$, 并设

$$UB = c^T x_k^{inv} + R(x_k^{inv}) \quad (33)$$

4) 判敛。若 $UB - LB \leq \varepsilon$, 则算法结束并返回 x_k^{inv} 和 x_k^{ope} ; 否则 $k = k + 1$, 返回第 2)步。

4 算例仿真

4.1 算例设计

设一配电系统需建设并接入风电厂 2 座, 光伏电站 2 座, 计划装机总容量不少于 2 MW, 同时确

定新增线路, 并制定一套负荷主动调节策略, 在保障该系统未来五年稳定可靠运行的基础上, 进一步提高规划的经济性。本文采用修改后的 IEEE33 节点系统作为算例, 仿真试验均在 Matlab 环境下编程实现。修改后的 IEEE33 节点系统如图 1 所示。

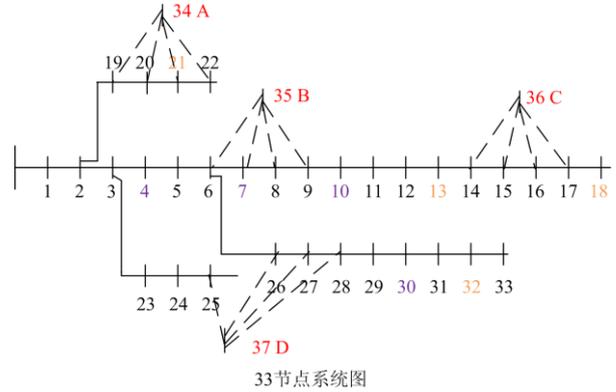


图 1 修改的 IEEE33 节点配电系统

Fig. 1 Modified IEEE33 node power distribution system

新增供电台区 A、B、C、D, 对应节点 34、35、36、37, 各台区节点负荷基准值分别为 50 kVA、90 kVA、120 kVA、200 kVA。实线代表已存在的线路, 虚线代表各新增台区待建线路走廊; 节点 4、7、10、30 为风机接入的待选位置节点; 节点 13、18、21、32 为光伏机组接入的待选位置节点; 节点 23、24 为 DR 控制节点; 系统电压等级为 12.66 kV, 基准功率为 100 MVA, 系统负荷年均增长率为 5%, 各联络开关均断开。所涉及的相关参考价格见表 1。

表 1 相关参考价格

Table 1 Reference prices

项目	价格
主网购电价格/(元/kWh)	0.6
分布式能源弃电价格/(元/kWh)	0.4
风机单位容量价格/(元/kWh)	10 000
光伏单位容量价格/(元/kWh)	13 000
平均网损价格/(元/kWh)	0.6
DR 响应价格/(元/kWh)	1
新建线路单位造价/(万元/km)	10

4.2 算例仿真结果及分析

取某地区的实际数据作为该系统的光伏、风电和负荷历史数据, 得到该地区风速、光照强度和负荷三者之间关系的秩相关系数矩阵如下:

$$C_w = \begin{bmatrix} 1 & -0.1261 & -0.0548 \\ -0.1261 & 1 & 0.1730 \\ -0.0548 & 0.1730 & 1 \end{bmatrix} \quad (34)$$

消除负荷、风电以及光伏发电各随机变量之间的相关性，形成相互独立的输入随机变量，得到该系统风电、光伏平均时序出力以及负荷时序的标幺值变化曲线如图 2、图 3、图 4 所示。

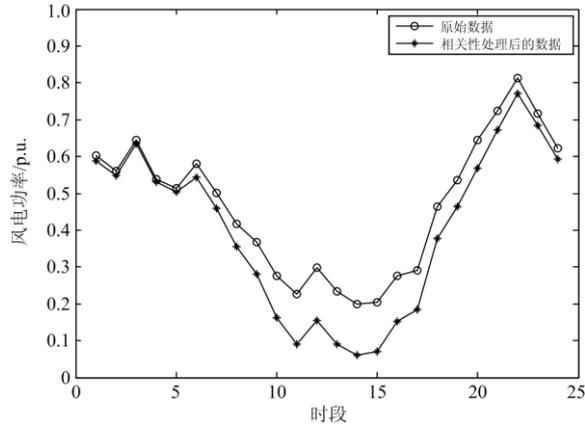


图 2 风电时序出力变化

Fig. 2 Wind power timing output changes

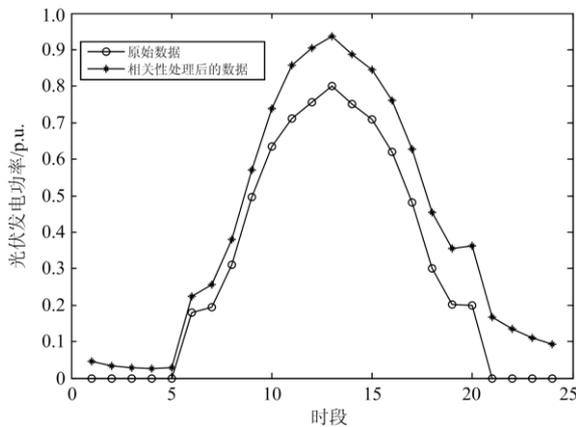


图 3 光伏时序出力变化

Fig. 3 Photovoltaic power timing output changes

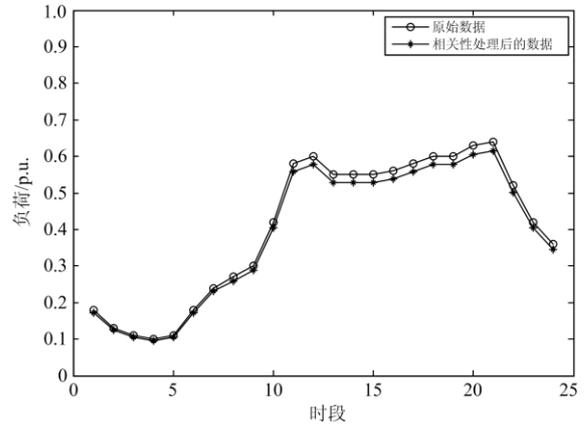


图 4 负荷时序变化

Fig. 4 Load timing changes

可以发现经过随机变量独立变换之后，时序平均出力百分比风电下降较为明显，光伏得到提升，负荷略微下降，而各随机变量的时序变化趋势整体上保持不变。主要原因是：光伏与风电、负荷与风电之间具有一定的负相关性，负荷和光伏之间具有一定的正相关性。在本文算例中，风电出力受到光伏和负荷负相关性叠加削弱的影响，同时光伏出力受到负荷正相关性的影响较受到风电负相关的影响更明显，而负荷受到光伏正相关性的影响较受到风电负相关性的影响却相对较小，因此，随机变量相关性处理后，风电平均时序出力百分比变小，光伏得到明显提升，负荷有略微的下降。

设光伏出力、风电出力以及负荷的时序波动范围 $\lambda_h^p = 0.04$ 、 $\lambda_h^w = 0.02$ ， $\lambda_h^l = 0.03$ ， $\Gamma = 2$ ，对本文规划模型(以下简称场景 1)进行求解得到各项成本及最优规划方案如表 2、表 3 所示。

表 2 场景 1 下最优规划方案下的各项成本

Table 2 Costs of the optimal planning scheme in scenario 1

投资成本/万元	DG 投资费用	3 740				
	线路扩建费用	800				
运行成本/万元 (年值)	年份	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年
	主网购电成本	356.37	392.33	432.015	475.599	523.768
	弃电成本	1.698	1.544	1.247	0.989	0.479
	网损成本	16.37	18.007	19.808	21.788	23.967
	DR 电量成本	23.951	26.346	28.981	31.879	35.067
各年份运行成本/万元(年值)		398.389	438.23	482.050	530.255	583.281
各年份运行成本/万元(现值)		398.381	402.04	405.733	409.455	413.211
累计 5 年总运行成本/万元(现值)		2 028.832				
累计 5 年总成本/万元(现值)		6 568.832				

表 3 场景 1 下的最优规划方案

Table 3 Optimal planning scheme in scenario 1

规划目标	最优规划方案
风电机组(安装节点/容量(MW))	7/0.6、30/0.8
光伏机组(安装节点/容量(MW))	13/0.8、32/1
线路(接入节点/负荷节点)	21/34、6/35、14/36、26/37

由表 3 可知, 光伏机组的安装容量比风电机组大, 这是因为风电具有一定的反调峰特性^[26], 过多的风电投资会使系统在夜间负荷低谷时产生大量的弃风情况, 而光伏出力主要集中在白天, 较高的负荷需求会对其产生很好的消纳作用。同时可以发现系统的主网购电成本(年值)随着负荷的增加而增加, 而弃电成本则随着负荷的增加而不断减小, 这

表 4 场景 2、场景 3 下的最优规划方案

Table 4 Optimal planning scheme in scenario 2 and scenario 3

规划目标	场景 2 最优规划方案	场景 3 最优规划方案
风电机组(安装节点/容量(MW))	4/0.6、30/0.7	4/0.6、30/0.7
光伏机组(安装节点/容量(MW))	13/0.8、32/1.2	13/0.8、32/1.2
线路(接入节点/负荷节点)	21/34、7/35、14/36、28/37	20/34、9/35、16/36、26/37

表 5 场景 2、场景 3 下最优规划方案下的各项成本

Table 5 Costs of the optimal planning scheme in scenario 2 and scenario 3

投资成本/万元	DG 投资费用(场景 2/场景 3)	3 900/3 860				
	线路扩建费用(场景 2/场景 3)	800/840				
运行成本/万元 (年值)	年份	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年
	主网购电成本(场景 1/场景 2)	328.778/377.456	362.15/418.250	398.903/460.526	439.267/506.961	483.428/558.267
	弃电成本(场景 1/场景 2)	1.577/4.175	1.241/1.544	0.827/1.247	0.436/0.989	0.246/0.479
	网损成本(场景 1/场景 2)	12.339/18.447	13.573/20.292	14.93/22.321	16.423/24.553	18.066/27.008
	DR 电量成本(场景 1/场景 2)	20.457/21.347	22.502/23.482	24.753/25.830	27.228/28.413	29.951/31.254
	总运行成本/万元(年值)	363.151/421.425	399.466/463.567	439.413/509.924	483.354/560.916	531.69/617.008
	总运行成本/万元(现值)	398.389/398.389	366.483/425.291	369.845/429.193	373.238/433.130	376.662/437.104
累计 5 年总运行成本/万元(现值)				1884.617/2123.106		
累计 5 年总成本/万元(现值)				6584.617/6823.106		

由表 4 可知, 与场景 1 下的仿真结果对比发现, 本文算例中不考虑相关性比考虑相关性的规划方案投资总成本更大, 投资规划建设更为保守。其主要原因是: 针对风电、光伏以及负荷进行相关性处理之前, 其所刻画的不确定场景较处理后更为恶劣, 因此场景 2 中面对较场景 1 更为恶劣的大自然不确定性影响, 人工决策必须通过加大投资建设(减少风电装机容量加大光伏装机容量)来应对系统可能出现的更为不利的场景。与场景 1 相比, 场景 2 中运行成本减少, 其各项子成本也均产生了一定的削减。其主要原因是: 系统弃电成本的产生主要由于夜晚较多风电出力和较少的负荷需求, 而随着场景 2 中风电装机容量的减小, 其弃电成本当然也随之减小,

是由于增加负荷由两部分来承担: 一部分由分布式电源来承担, 夜间增加的负荷消纳了一部分弃电量, 导致了弃电成本减小; 而剩余部分则由主网来承担, 主网购电量的增长导致其成本的增大。

为了验证本文研究模型的有效性和科学性, 针对本文算例, 分别在另外 2 种场景下进行规划决策。

场景 2: 不考虑风电、光伏及负荷之间的相关性影响, 建立二阶段鲁棒规划模型并进行求解。

场景 3: 考虑风电、光伏及负荷之间相关性影响, 建立传统鲁棒规划模型并进行求解。

分别对上述两种场景下的模型进行求解得到场景 2 以及场景 3 下的最优规划方案及各项成本, 如表 4、表 5 所示。

而又因为光伏机组装机容量的增量较风电机组减小的更多, 白天光伏机组的出力满足了更多的系统负荷需求, 因此其主网购电成本、网损成本以及 DR 电量成本均产生了削减。

同时可以发现, 与场景 1 相比, 场景 3 下的规划结果无论是在投资成本还是运行成本方面均增长较为明显。产生这种现象的主要原因是: 传统鲁棒优化模型均要求所有变量必须在不确定性获知以后做出决策, 允许大自然(不确定性决策变量)先行决策, 人工系统观测到大自然策略后采用相应的措施抑制其对系统产生的不利影响, 人工决策方面处理过于笼统, 导致其规划结果较为保守。

综上, 本文所提出的计及相关性的二阶段鲁棒

规划方法经济性更好, 合理性更高。

5 结论

本文综合考虑负荷、风电以及光伏的不确定性及其相关性, 结合 Cholesky 分解法、多面体不确定性集合表征法、二阶锥变化、博弈论和鲁棒优化思想, 构建了计及相关性的主动配电网二阶段鲁棒规划模型。基于 IEEE33 节点算例下的仿真结果表明:

1) 相对于传统不确定规划方法, 本文方法能够精确模拟系统在不确定边界上的运行状况, 更加形象地描述各决策者之间的动态博弈关系, 适用性更强。

2) 本文方法充分考虑到各不确定性因素之间相关性影响, 进一步提升了规划的经济性。

参考文献

- [1] 肖白, 郭蓓. 配电网规划研究综述与展望[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 200-211, 217.
XIAO Bai, GUO Bei. Research and application of sub-module test device for UPFC converter valve[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 200-211, 217.
- [2] 肖振锋, 辛培哲, 刘志刚, 等. 泛在电力物联网形势下的主动配电网规划技术综述[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 43-48.
XIAO Zhenfeng, XIN Peizhe, LIU Zhigang, et al. An overview of planning technology for active distribution network under the situation of ubiquitous power internet of things[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 43-48.
- [3] 韩斌, 王忠杰, 赵勇, 等. 智慧风电场发展现状及规划建议[J]. 热力发电, 2019, 48(9): 34-39.
HAN Bin, WANG Zhongjie, ZHAO Yong, et al. Development status and planning suggestions of smart wind farms[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(9): 34-39.
- [4] LI J, YE L, ZENG Y, et al. A scenario-based robust transmission network expansion planning method for consideration of wind power uncertainties[J]. CSEE Journal of Power & Energy Systems, 2016, 2(1): 11-18.
- [5] 刘自发, 陈逸轩, 卓然群. 考虑分布式电源的弹性配电网网架柔性约束规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(6): 14-20.
LIU Zifa, CHEN Yixuan, ZHUO Ranqun. Flexible constrained planning for distribution network considering distributed generations[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2020, 32(6): 14-20.
- [6] JAHROMI M E, EHSAN M, MEYABADI A F. A dynamic fuzzy interactive approach for DG expansion planning[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2012, 43(1): 1094-1105.
- [7] 刘旭娜, 魏俊, 张文涛, 等. 基于信息熵和模糊分析法的配电网投资效益评估及决策[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 48-56.
LIU Xuna, WEI Jun, ZHANG Wentao, et al. Investment benefits evaluation and decision for distribution network based on information entropy and fuzzy analysis method[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 48-56.
- [8] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 考虑相关性的间歇性分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 53-58, 140.
ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong, et al. Optimal siting and sizing of intermittent distributed generator correlations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 53-58, 140.
- [9] 白牧可, 唐巍, 张璐, 等. 基于机会约束规划的 DG 与配电网架多目标协调规划[J]. 电工技术学报, 2013, 28(10): 352-360.
BAI Muke, TANG Wei, ZHANG Lu, et al. Multi-objective coordinated planning of distribution network incorporating distributed generation based on chance constrained programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(10): 352-360.
- [10] 马瑞, 金艳, 刘鸣春. 基于机会约束规划的主动配电网分布式风光双层优化配置[J]. 电工技术学报, 2016, 31(3): 145-154.
MA Rui, JIN Yan, LIU Mingchun. Bi-level optimal configuration of distributed wind and photovoltaic generations in active distribution network based on chance constrained programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(3): 145-154.
- [11] 刘盾盾, 程浩忠, 刘佳, 等. 输电网鲁棒规划研究综述与展望[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 135-142.
LIU Dundun, CHENG Haozhong, LIU Jia, et al. Review and prospects of robust transmission expansion planning[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 135-142.
- [12] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1389-1400.
GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution method[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1389-1400.
- [13] 翟晶晶, 吴晓蓓, 傅质馨, 等. 考虑需求响应与光伏不确定性的综合能源系统鲁棒优化[J]. 中国电力, 2020,

- 53(8): 9-18.
ZHAI Jingjing, WU Xiaobei, FU Zhixin, et al. Robust optimization of integrated energy systems considering demand response and photovoltaic uncertainty[J]. *Electric Power*, 2020, 53(8): 9-18.
- [14] 温俊强, 曾博, 张建华. 配电网中分布式风电可调鲁棒优化规划[J]. *电网技术*, 2016, 40(1): 227-233.
WEN Junqiang, ZENG Bo, ZHANG Jianhua, et al. Adjustable robust optimization for distributed wind power planning in distribution network[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(1): 227-233.
- [15] 段偲默, 苗世洪, 霍雪松, 等. 基于动态 Copula 的风光联合出力建模及动态相关性分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(5): 35-42.
DUAN Simo, MIAO Shihong, HUO Xuesong, et al. Modeling and dynamic correlation analysis of wind/solar power joint output based on dynamic Copula[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(5): 35-42.
- [16] 汪惟源, 窦飞, 程锦闽, 等. 一种风光联合出力概率模型建模方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(10): 22-29.
WANG Weiyan, DOU Fei, CHENG Jinmin, et al. A modeling method for a wind and photovoltaic joint power probability model[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(10): 22-29.
- [17] 赵书强, 王皓, 张辉, 等. 计及相关性的风电场和光伏电站时序出力模型研究[J]. *智慧电力*, 2020, 48(7): 52-58, 87.
ZHAO Shuqiang, WANG Hao, ZHANG Hui, et al. Wind farm and photovoltaic power station output time series model considering correlation[J]. *Smart Power*, 2020, 48(7): 52-58, 87.
- [18] DEHGHAN S, AMJADY N, KAZEMI A. Two-stage robust generation expansion planning: a mixed integer linear programming model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(2): 584-597.
- [19] 梅生伟, 刘峰, 魏韡. 工程博弈论基础及电力系统应用[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
- [20] 杨磊. 考虑不确定性的综合能源博弈规划[D]. 上海: 上海电力大学, 2019.
YANG Lei. Integrated energy game planning considering uncertainty[D]. Shanghai: Shanghai University of Electric Power, 2019.
- [21] CONEJO A J, MORALES J M, BARINGO L. Real-time demand response model[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2010, 1(3): 236-242.
- [22] 高红均, 刘俊勇. 考虑不同类型 DG 和负荷建模的主动配电网协同规划[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(18): 4911-4922.
GAO Hongjun, LIU Junyong. Coordinated planning considering different types of DG and Load in active distribution network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(18): 4911-4922.
- [23] 刘一兵, 吴文传, 张伯明, 等. 基于混合整数二阶锥规划的主动配电网有功-无功协调多时段优化运行[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(16): 2575-2583.
LIU Yibing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A mixed integer second-order cone programming based active and reactive power coordinated multi-period optimization for active distribution network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(16): 2575-2583.
- [24] FARIVAR M, CLARKE C R, Low S H, et al. Inverter VAR control for distribution systems with renewables[C] // *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 2011: 457-462.
- [25] 胡湘涛, 张晋磊, 向宗原. 风力发电机组高于切出风速的降容增效优化运行[J]. *华电技术*, 2019, 41(7): 31-33.
HU Xiangtao, ZHANG Jinlei, XIANG Zongyuan. Derating and efficiency optimization operation of wind turbines running above cut-out wind speed[J]. *Huadian Technology*, 2019, 41(7): 31-33.
- [26] WANG Longchang, GAO Houlei, ZOU Guibin. Modeling methodology and fault simulation of distribution networks integrated with inverter-based DG[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017, 2(4): 370-378. DOI: 10.1186/s41601-017-0058-9.

收稿日期: 2020-08-13; 修回日期: 2020-10-15

作者简介:

凌松(1982—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事配电网运维检修工作; E-mail: 1165587@qq.com

张莹(1982—), 女, 本科, 工程师, 从事电力用户需求侧管理工作。

(编辑 张爱琴)