

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240667

考虑光伏不确定性的主动配电网自适应 鲁棒优化经济调度策略

卢芳¹, 王振宇¹, 刘宏达², 谢彪¹, 宋紫薇¹

(1. 哈尔滨工程大学智能科学与工程学院, 黑龙江 哈尔滨 150001; 2. 哈尔滨工程大学烟台研究院, 山东 烟台 264000)

摘要: 针对光伏出力随机性对主动配电网经济性的影响, 提出一种基于高斯混合模型(Gaussian mixture model, GMM)的自适应鲁棒优化调度策略, 以降低系统运行成本。首先, 将光伏出力分为光照充足和光照不足两种情况, 采用 GMM 对光伏出力历史数据进行聚类分析, 生成不同光照条件下不同时刻光伏出力不确定集的均值与标准差, 并基于拉依达准则构建了不同光照条件下的精确不确定性集。其次, 建立了以配电网总调度成本最小化为目标的自适应鲁棒优化调度模型, 充分考虑了光伏出力的不确定性, 并运用仿射决策规则进行求解, 增强了模型对光伏波动的适应性。最后, 通过改进的 IEEE33 节点配电网系统进行仿真验证, 结果表明, 该模型在保证系统安全性的同时, 相较于经典区间集和多面体集有效降低了运行成本, 优化结果的保守性小。

关键词: 主动配电网; 自适应鲁棒优化; 高斯混合模型; 不确定性

Adaptive robust optimization economic dispatch strategy for active distribution networks considering photovoltaic uncertainty

LU Fang¹, WANG Zhenyu¹, LIU Hongda², XIE Biao¹, SONG Ziwei¹

(1. College of Intelligent Science and Engineering, Harbin Engineering University, Harbin 150001, China;

2. Yantai Research Institute of Harbin Engineering University, Yantai 264000, China)

Abstract: To address the impact of photovoltaic (PV) output randomness on the economic performance of active distribution networks, an adaptive robust optimization dispatch strategy based on Gaussian mixture model (GMM) is proposed to reduce system operating costs. First, PV output is categorized into two scenarios: sufficient illumination and insufficient illumination. GMM is used to cluster historical PV output data, generating the mean and standard deviation of PV output uncertainty sets for different time periods under varying illumination conditions. Based on the PauTa criterion, accurate uncertainty sets are constructed for each lighting condition. Next, an adaptive robust optimization dispatch model is established with the objective of minimizing the total scheduling cost of the distribution network. The model fully considers the uncertainty of PV output and uses an affine decision rule for solving, enhancing its adaptability to PV fluctuations. Finally, simulations are conducted on an improved IEEE 33-node distribution network system. The results show that the proposed model ensures system security while effectively reducing operating costs compared to traditional interval and polyhedral sets, with lower conservatism in the optimization results.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2019YFE0105400).

Key words: active distribution network; adaptive robustness; Gaussian mixture model; uncertainty

0 引言

为了实现“双碳目标”, 中国能源结构正在向低碳化转型加速推进^[1], 但是, 随着光伏等新能源的

大规模发展, 其随机性使电网运行面临着重大风险^[2-3]。配电网作为分配电能的重要载体, 传统配电网逐步向供需互动的主动配电网升级, 使得配电网的作用更加灵活宽泛^[4-5]。如何发挥配电网潜力、克服新能源的不确定性, 保证配电网安全经济运行成为目前亟须解决的问题^[6-9]。

国内外围绕含新能源的主动配电网优化运行开展了大量研究。随着光伏大规模发展和高比例接入,

基金项目: 国家重点研发项目资助(政府间国际科技创新合作)(2019YFE0105400); 黑龙江省自然科学基金项目资助(LH2022E039); 山东省自然科学基金项目资助(ZR202103030510)

现有研究通常采用随机优化、鲁棒优化等方法求解考虑光伏不确定性的配电网优化问题^[10]。与随机优化相比,鲁棒优化只需要构建不确定性集,不需要生成大量的离散场景,因而求解效率高,且鲁棒优化的解满足所有约束条件,更具实用性。文献[11]建立考虑可再生分布式电源出力不确定性的主动配电网鲁棒最优潮流模型,该模型考虑了能改善其解保守性的价格型需求侧响应。文献[12]提出了一种考虑光伏出力和负荷不确定性的鲁棒区间电压控制方法。文献[13]考虑风光出力不确定性,提出一种基于区间不确定集鲁棒优化模型。文献[14]针对大规模电动汽车接入配电网无序充电带来的负荷峰值增加等问题,提出一种含大规模电动汽车接入的主动配电网多目标优化调度方法,但文献[11-14]优化结果存在较高保守性。

为了更好地降低鲁棒优化的保守性,需要采用多阶段鲁棒优化方法解决配电网调度中的不确定变量非实时性问题。自适应鲁棒作为两阶段鲁棒优化,是多阶段鲁棒优化的一个特例。在自适应鲁棒优化问题中,求解技术包括动态规划、仿射决策规则等。文献[15]针对主动配电网中可再生能源出力不确定性问题,提出一种基于改进不确定边界的主动配电网可调节鲁棒优化调度策略,文献[16]考虑主动配电网在源荷储协同下的不确定性优化问题,提出了考虑电池寿命折损的主动配电网自适应鲁棒优化模型。文献[17]针对多源配电网运行面临的供电电压不合格和运行经济性欠优的问题,提出了基于改进两阶段鲁棒优化的主动配电网经济调度策略,文献[18]考虑光伏出力相关性多面体集,提出了基于广义线性多面体集合的有源配电网鲁棒优化方法。文献[19]在考虑分布式光伏有功出力基数不确定性集的基础上,提出基于自适应鲁棒优化的分布式光伏无功功率调节方法以应对电压越线问题。文献[15-19]应用自适应鲁棒降低了优化结果的保守性,但仍存在如下问题:1) 不确定集较为宽泛,未能考虑不同时刻的不确定量的范围边界差异,也未能将历史数据包含的信息融合到不确定集中;2) 仿射决策规则仅依靠当前时刻不确定变量,可能会降低决策的灵活性。

针对现有文献在考虑光伏不确定性的主动配电网优化结果保守性较高的问题,本文提出基于高斯混合模型的主动配电网自适应鲁棒优化方法。首先通过高斯混合模型对光伏历史数据进行聚类,得出两种光照条件下光伏出力的分布情况,通过高斯混合模型产生的参数构建多种不确定集合描述光伏出力的不确定性,将光伏出力历史数据蕴含的信息代

入到日前优化调度阶段,以减小鲁棒优化不确定集的建模误差。然后,采用改进仿射决策规则求解自适应鲁棒优化。最后,通过算例分析验证了基于高斯混合模型不确定集的自适应鲁棒优化在配电网运行经济性方面的优势。

1 基于高斯混合模型的不确定集建模

高斯混合模型是一种描述混合密度分布的模型,换句话说,它是一个可以用来表示在总体分布中含有 n 个子高斯分布的概率模型,混合模型表示观测数据在总体中的概率分布,广泛应用于模式识别、聚类分析等领域^[20]。它不局限于特定的概率密度函数形式假设,并且任何一种概率密度分布均能由若干个高斯密度函数的线性组合来逼近,可以精确地表征随机变量的概率密度分布。高斯混合概率密度函数 $f_{\text{GMM}}(x)$ 表示为

$$\begin{cases} f_{\text{GMM}}(x) = \sum_{k=1}^K \omega_k \cdot N(x | \mu_k, \sigma_k^2) \\ 0 < \omega_k \leq 1 \\ \sum_{k=1}^K \omega_k = 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: K 为子高斯分布总数; $x = (x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(N)})$ 为观测数据; ω_k 、 μ_k 和 σ_k 分别为第 k 个子高斯分布的权重系数、均值和标准差。

高斯混合模型利用最大期望(expectation-maximization, EM)算法对 K 个混合的子高斯分布进行拟合,以求得每个分布的均值和标准差。对于 m 个观测数据,EM 算法具体步骤如下^[21]。

1) 随机初始化模型参数 ω_k 、 μ_k 、 σ_k 的初值。

2) E 步: 计算联合分布的条件概率期望。

$$\begin{cases} \theta_t = \{\omega_k, \mu_k, \sigma_k\}_t, k = 1, 2, \dots, K \\ Q_i(z^{(i)}) = p(z^{(i)} = k | x^{(i)}, \theta_t) \\ Q(\theta, \theta_t) = \sum_{i=1}^m \sum_{z^{(i)}} Q_i(z^{(i)}) \log p(x^{(i)}, z^{(i)} | \theta) \end{cases} \quad (2)$$

式中: θ_t 为模型第 t 次迭代参数估计值; θ 为模型需要极大化的参数; $z^{(i)}$ 为第 i 个观测数据的隐变量; 后验概率 $Q_i(z^{(i)})$ 称为第 k 个子高斯分布对观测数据 $x^{(i)}$ 的响应度,具体含义为在当前模型参数 θ 下第 i 个观测数据来自第 k 个子高斯分布的概率; $p(x^{(i)}, z^{(i)} | \theta)$ 为观测数据与隐变量组成的完全数据的似然函数; $Q(\theta, \theta_t)$ 为 Q 函数,表示完全数据的对数似然函数 $\log p(x^{(i)}, z^{(i)} | \theta)$ 关于在给定观测数据 x 和当前参数 θ_t 下对 $Q_i(z^{(i)})$ 的期望。

3) M步: 主要目标是根据E步得到的后验概率信息, 更新模型参数以极大化 $Q(\theta, \theta_t)$, 得到迭代后模型的所有参数 θ_{t+1} 。

$$\theta_{t+1} = \arg \max_{\theta} Q(\theta, \theta_t) \quad (3)$$

4) 如果 θ_{t+1} 已经收敛, 则算法结束。否则继续进行E步和M步进行迭代。

至此, 利用EM算法可得出高斯混合模型的各种子高斯分布模型的参数。

不确定集的创建使用拉依达准则, 即数值分布在 $(\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma)$ 中的概率为0.9973, 因此可以把该区间看作是不确定量实际可能的区间, 如图1所示。

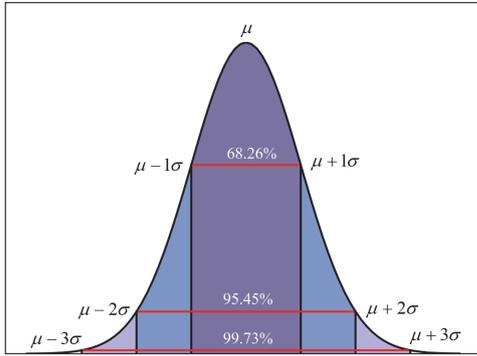


图1 拉依达准则
Fig. 1 PauTa criterion

经典区间、多面体不确定集的建模分别为

$$U = \begin{cases} P_t^{\text{PV}} \geq P_{\min}^{\text{PV}} \\ P_t^{\text{PV}} \leq P_{\max}^{\text{PV}} \end{cases} \quad (4)$$

$$U = \begin{cases} P_t^{\text{PV}} \leq P_{\max}^{\text{PV}}, \forall t \\ P_t^{\text{PV}} \geq P_{\min}^{\text{PV}}, \forall t \\ \sum_{t=0}^T P_t^{\text{PV}} \leq \Gamma \end{cases} \quad (5)$$

式中: U 为光伏出力不确定集; P_t^{PV} 为 t 时刻光伏出力值; P_{\min}^{PV} 、 P_{\max}^{PV} 分别为光伏出力的下限和上限; T 为调度时段数; Γ 为保守度, Γ 值越大, 表示模型保守程度越高, Γ 值越小, 则表示模型越激进。但经典区间、多面体不确定集不能精确描述光伏出力波动与不同时刻的联系, 鉴于不同时刻的光伏出力历史值的概率分布特性可用高斯混合模型描述^[22], 本文对光伏出力历史数据采用高斯混合模型挖掘, 得到24h内各时段光伏出力的重要参数(均值与标准差), 并将其融入到经典不确定集中, 将光伏实际出力、均值、标准差、偏移量通过拉依达准则联系起来, 为此本文建立基于高斯混合模型参数的区间、多面体不确定集, 分别如式(6)和式(7)所示。

$$U = \begin{cases} P_t^{\text{PV}} = \mu_t^{\text{PV}} + \Delta P_t^{\text{PV}} \\ |\Delta P_t^{\text{PV}}| \leq 3\sigma_t^{\text{PV}}, \forall t \end{cases} \quad (6)$$

$$U = \begin{cases} P_t^{\text{PV}} = \mu_t^{\text{PV}} + \Delta P_t^{\text{PV}} \\ |\Delta P_t^{\text{PV}}| \leq 3\sigma_t^{\text{PV}}, \forall t \\ \delta_t = \frac{\Delta P_t^{\text{PV}}}{3\sigma_t^{\text{PV}}} \\ \sum_{t=0}^T |\delta_t| \leq \Gamma \end{cases} \quad (7)$$

式中: μ_t^{PV} 、 σ_t^{PV} 分别为 t 时刻光伏出力的均值和标准差; ΔP_t^{PV} 为光伏在 t 时刻的出力波动; δ_t 为 t 时刻光伏出力的波动系数。由式(7)可知 $\delta_t \in [-1, 1]$, 但是现实中不太可能发生所有预测同时到达边界的情况, 这是中心极限定理所决定的, 与个体遵循何种概率分布无关^[23], 因此添加保守度来调节模型不确定集边界。

2 多阶段自适应鲁棒优化调度模型

2.1 主动配电网综合成本目标函数

日前优化运行的目标为购电成本、需求响应成本、柴油发电机与燃气轮机发电成本之和最小, 如式(8)所示。

$$\begin{cases} F = \min \sum_{t=0}^T C_t^{\text{purch}} + C_t^{\text{tran}} + C_t^{\text{cut}} + C_t^{\text{gen}} \\ C_t^{\text{purch}} = \lambda_t^{\text{purch}} P_t^{\text{purch}} \\ C_t^{\text{tran}} = \lambda_t^{\text{tran}} P_t^{\text{tran}} \\ C_t^{\text{cut}} = \lambda_t^{\text{cut}} P_t^{\text{cut}} \\ C_t^{\text{gen}} = \sum_{n=1}^N (\lambda^{\text{fixed}} u_m + \lambda^{\text{variable}} g_m + \lambda^{\text{on}} v_m) \end{cases} \quad (8)$$

式中: C_t^{purch} 、 C_t^{tran} 、 C_t^{cut} 、 C_t^{gen} 分别为调度周期内购电成本、可转移负荷成本、可削减负荷成本和发电机成本; λ_t^{purch} 、 λ_t^{tran} 、 λ_t^{cut} 、 λ^{fixed} 、 $\lambda^{\text{variable}}$ 、 λ^{on} 分别为 t 时刻配电网从上级电网购买电能的单位电价、可转移负荷成本系数、可削减负荷成本系数、发电机固定成本系数、发电机可变成本系数和发电机开机成本系数; N 为发电机数; P_t^{purch} 、 P_t^{tran} 、 P_t^{cut} 、 u_m 、 g_m 、 v_m 分别为调度周期内 t 时刻购电量、可转移负荷量、可削减负荷量、发电机开关状态、发电机发电量和发电机开机标志。 u_m 为二进制变量, 取值为1时表示开机, 取值为0时表示关机。 v_m 为1时表示该时刻发电机存在开机动作。

2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_t^{\text{dis}} + P_t^{\text{purch}} + g_t + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{cut}} - P_t^{\text{ch}} - \\ P_t^{\text{sell}} - P_t^{\text{tran}} - P_t^{\text{loss}} = P_t^{\text{load}} \end{aligned} \quad (9)$$

式中: P_t^{ch} 和 P_t^{dis} 分别表示 t 时刻储能的充电和放电功率; P_t^{purch} 和 P_t^{sell} 分别表示 t 时刻配电网向上级电网购买和出售的功率; g_t 表示 t 时刻配电网发电机的输出功率之和; P_t^{loss} 表示 t 时刻总网损; P_t^{load} 表示 t 时刻负荷用电功率。

2) 发电机运行约束

$$\begin{cases} v_m \geq u_m - u_{(t-1)n}, v_m \geq 0, \forall t = 2, \dots, T, \forall n \\ w_m \geq u_{(t-1)n} - u_m, w_m \geq 0, \forall t = 2, \dots, T, \forall n \\ \sum_{k=t-h_n^{\text{up}}+1}^t v_m \leq u_m, \forall t = h_n^{\text{up}}, \dots, T, \forall n \\ \sum_{k=t-h_n^{\text{down}}+1}^t w_m \leq 1 - u_m, \forall t = h_n^{\text{down}}, \dots, T, \forall n \\ u_m g_n^{\text{min}} \leq g_m \leq u_m g_n^{\text{max}}, \forall t = 1, \dots, T, \forall n \\ g_m - g_{(t-1)n} \leq r_n^{\text{up}}, \forall t = 2, \dots, T, \forall n \\ g_{(t-1)n} - g_m \leq r_n^{\text{down}}, \forall t = 2, \dots, T, \forall n \end{cases} \quad (10)$$

式中: w_m 为发电机关机标志, 关机标志为 1 时表示该时刻发电机存在关机动作; g_n^{max} 、 g_n^{min} 分别为第 n 台发电机组的最大、最小容量; h_n^{up} 、 h_n^{down} 分别为第 n 台机组的最小启动、停机时间; r_n^{up} 、 r_n^{down} 分别为第 n 台发电机组的爬坡率、降坡率限制。

3) 储能运行约束

$$\begin{cases} u_t^{\text{ch}} + u_t^{\text{dis}} \leq 1 \\ u_t^{\text{ch}} P^{\text{ch}} \leq P_t^{\text{ch}} \leq u_t^{\text{ch}} P^{\text{ch}} \\ u_t^{\text{dis}} P^{\text{dis}} \leq P_t^{\text{dis}} \leq u_t^{\text{dis}} P^{\text{dis}} \\ u_t^{\text{soc}} = u_{t-1}^{\text{soc}} + \frac{P_t^{\text{ch}} \eta_{\text{ch}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}}}{E^c} \Delta t \\ u_t^{\text{soc}} \leq u_t^{\text{soc}} \leq u_t^{\text{soc}} \\ 0.4 \leq u_t^{\text{soc}} \leq 0.6, t = 24 \end{cases} \quad (11)$$

式中: u_t^{ch} 、 u_t^{dis} 为 0-1 变量, 分别为储能充、放电状态; P^{ch} 、 P^{ch} 分别为储能充电功率上、下限; P^{dis} 、 P^{dis} 分别为储能放电功率上、下限; u_t^{soc} 为储能荷电状态; Δt 为调度时间间隔, 本文为 1 h; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为储能充、放电效率系数; E^c 为储能额定容量; u_t^{soc} 、 u_t^{soc} 分别为荷电状态上、下限。为保证储能能在下一调度周期开始仍有余量, 要求上个调度周期结束后荷电状态应在 0.4~0.6 范围内。

4) 需求响应资源约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{cut}} \leq P_{\text{cut}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_t^{\text{tran}} \leq P_{\text{tran}}^{\text{max}} \\ \sum_{t=0} P_t^{\text{tran}} = P_{\text{tran}}^{\text{fixed}} \\ \sum_{t=0} P_t^{\text{cut}} \leq P_{\text{cut}}^{\text{fixed}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{cut}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{tran}}^{\text{max}}$ 分别为每时段可削减负荷与可转移负荷上限; $P_{\text{tran}}^{\text{fixed}}$ 为可转移负荷需求总量; $P_{\text{cut}}^{\text{fixed}}$ 为每个调度周期可削减负荷总上限。

5) 配电网运行约束

(1) 二阶锥松弛潮流约束

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} P_{ij} - \sum_{(k,i) \in \Omega_{ij}} (P_{ki} - P_{ki}^{\text{loss}}) \\ P_{ki}^{\text{loss}} = r_{ki} l_{kj} \\ Q_{Gi} - Q_{Li} = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} Q_{ij} - \sum_{(k,i) \in \Omega_{ij}} (Q_{ki} - x_{ki} l_{kj}) \\ l_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i} \\ l_{ij} = I_{ij}^2 \\ v_i = V_i^2 \end{cases} \quad (13)$$

式中: P_{Gi} 、 P_{Li} 分别为节点 i 注入有功功率和消耗有功功率; (k,i) 、 (i,j) 分别为节点 i 的上游节点与下游节点; Ω_{ij} 为线路上游节点 i 与下游节点 j 集合; P_{ki}^{loss} 为节点 i 上游节点 k 至节点 i 线路损耗; r_{ki} 、 x_{ki} 分别为节点 i 的上游节点 k 至节点 i 线路的电阻、电抗; Q_{Gi} 、 Q_{Li} 分别为节点 i 注入无功功率和消耗有功功率; P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为支路 ij 的有功和无功功率; I_{ij} 、 V_i 分别为支路电流和节点电压。

(2) 节点电压和支路电流约束

$$\begin{cases} v_j = v_i - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij} \\ v_0 = 1 \\ V_{\text{min}}^2 \leq v_i \leq V_{\text{max}}^2 \\ l_{ij} \leq I_{\text{max}}^2 \end{cases} \quad (14)$$

式中: v_j 为与节点 i 连接的后续节点电压的平方; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和电抗; v_0 为平衡节点的电压标幺值; V_{max} 、 V_{min} 分别为节点电压上、下限; I_{max} 为支路电流上限。

3 自适应鲁棒优化模型的转化

为应对光伏发电的不确定性, 构建主动配电网的多阶段自适应鲁棒优化调度模型, 分为预调度与再调度两个阶段。预调度阶段, 电负荷、发电机开关机状态变量、储能充放电状态变量是在不确定性观测到之前确定的; 而再调度阶段, 向上级电网购

售电量、需求响应量、发电机发电量、储能充放电电量是等到不确定性被观测到以后确定的, 其存在性和可行性已经由预调度保证。将目标函数式(8)转为多阶段自适应鲁棒优化模型, 如式(15)所示。

$$\min_x \left\{ \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \max_{\xi \in U} \min_y \mathbf{b}^T \mathbf{y} \right\} \quad (15)$$

式中: \mathbf{x} 为预调度阶段决策变量向量, 包括 u_m 、 v_m 、 w_m 、 u_i^{soc} 、 u_i^{ch} 和 u_i^{dis} ; \mathbf{y} 为再调度阶段的决策变量向量, 包括 P_i^{purch} 、 P_i^{sell} 、 P_i^{cut} 、 P_i^{tran} 、 g_m 、 P_i^{dis} 和 P_i^{ch} ; $\mathbf{a}^T \mathbf{x}$ 为预调度阶段发电机组的启动成本与固定成本之和; $\mathbf{b}^T \mathbf{y}$ 为再调度阶段的购电成本、需求响应成本、发电机组可变成本之和; ξ 为不确定变量, 是配电网中的光伏发电功率; 至此预调度阶段的决策变量仅为0-1变量及连续变量荷电状态, 再调度阶段的决策变量仅为连续变量。

4 求解方法

主动配电网自适应鲁棒优化模型是一个两阶段优化模型, 通过建立再调度阶段的决策变量 \mathbf{y} 与光伏发电功率不确定变量 ξ 之间的线性仿射关系可简化求解, 传统仿射决策规则为

$$y_i(\xi_i) = y_i^0 + Y_i \xi_i \quad (16)$$

式中: $y_i(\xi_i)$ 是再调度阶段决策变量关于不确定量的仿射表达式; y_i^0 、 Y_i 分别为仿射决策规则常数项和一次项系数; ξ_i 为 t 时刻不确定变量。然而仅基于当前时刻的状态进行决策, 忽略了过去状态的影响, 无法利用历史数据中潜在的趋势, 对于存在时序依赖关系的复杂系统, 可能会导致优化结果保守性较高。并且对于 t 时刻而言, t 时刻之前的任意时刻不确定变量必然已知。因此本文改进传统仿射规则求解该优化问题, 当 $t-1$ 时刻存在不确定变量时, t 时刻的决策变量与 t 时刻以及 $t-1$ 时刻的不确定量形成仿射关系, 否则 t 时刻的决策变量仅与 t 时刻的不确定量形成仿射关系, 从而增加决策变量灵活性, 如式(17)所示。

$$y_i(\xi_i) = \begin{cases} y_i^0 + Y_i \xi_i, & \xi_{t-1} = 0 \\ y_i^0 + \sum_{i=t-1}^t Y_i \xi_i, & \xi_{t-1} \neq 0 \end{cases} \quad (17)$$

因此, 改进仿射决策规则的自适应鲁棒优化模型可简化为式(18)。

$$\begin{cases} \min_x \left\{ \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \sum_{t=0}^T \max_{\xi_t \in U} \min_{y_t} \{ \mathbf{b}^T \mathbf{y}_t(\xi_t) \} \right\} \\ \text{s.t. } \mathbf{Ax} \leq \mathbf{r} \\ \mathbf{Bx} + \mathbf{C}y_t(\xi_t) + \mathbf{D}\xi_t \leq \mathbf{d}, \forall \xi_t \in U \\ \mathbf{Ey} \leq \mathbf{w} \end{cases} \quad (18)$$

式中: 第一行为目标函数, \mathbf{x} 、 \mathbf{y}_t 表示当前优化阶段的优化变量; \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{C} 、 \mathbf{D} 、 \mathbf{E} 均为系数矩阵; \mathbf{r} 、 \mathbf{d} 、 \mathbf{w} 为系数向量; 第2—4行均为约束条件, 其中约束条件的第1行表示仅与预调度阶段变量有关的约束, 包括发电机状态约束、发电机最小启停时间约束、储能充放电状态约束, 储能荷电状态约束; 约束条件的第2行表示预调度、再调度阶段变量耦合约束; 约束条件的第3行表示仅与再调度阶段变量有关的约束, 包括发电机组功率上下限约束、储能功率上下限约束、购售电量上下限约束、需求响应约束以及配电网运行约束。其中, 多面体集鲁棒对等转换由文献[18]给出, 在此不再赘述。最后, 基于 GMM 多面体不确定集合的主动配电网优化模型就转化成确定性的混合整数线性规划模型, 可以直接调用商业求解器 Gurobi 求解。求解流程如图2所示。

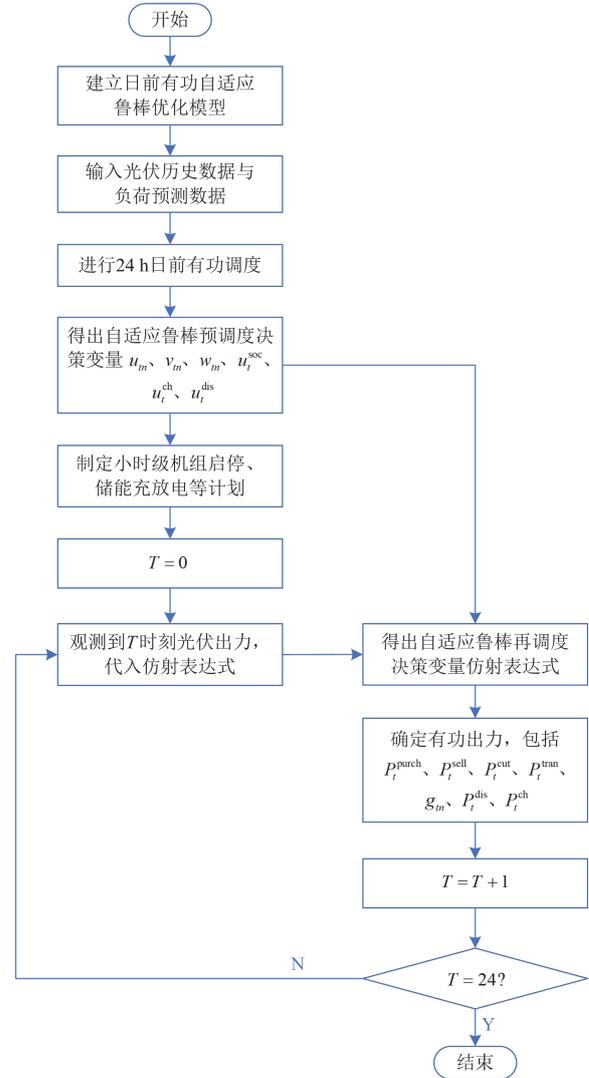


图2 两阶段求解流程图

Fig. 2 Two-stage solution flowchart

5 算例分析

为验证本文所提基于 GMM 生成不确定集的配电网日前优化调度模型的有效性,对配电网进行仿真分析,该系统由发电机组(燃气轮机、柴油发电机)、光伏、储能和负荷组成。测试周期为 24 h,日前时间间隔为 1 h。对于配电网中的各个设备,其具体参数如附录 A 表 A1 所示。表 A2 为本文所选取文献[24]的分时电价。算例网络拓扑及设备分布如图 A3 所示。

5.1 GMM 生成不确定集

选取卢森堡某地区 2021 年 1 月 1 日至 2023 年 1 月 1 日光伏出力数据生成不确定集。根据 1.1 节中的内容计算该地区不同时刻光伏出力分布参数,结果如表 1 所示。由图 3、图 4 以及表 1 综合分析可以得知,在 00:00—07:00, 19:00—23:00 时段,光伏出力为 0;其余时刻光伏出力分布随时间右移再逐渐左移,在 08:00、17:00、18:00 时刻光伏出

力较为集中,高斯混合模型仅能拟合为一峰;在其余时刻,高斯混合模型能拟合为双峰,表现为两种参数不同的高斯分布,同时两种分布出现的概率比接近 3:1,通过分析原始数据可知,两种分布中光伏出力均值较高的日期集中在 3 月—11 月;而光伏出力均值较低的日期集中在 12 月—次年 2 月,这与自然光照条件相关,符合地理情况。

为简化分析,将两种分布分为光照充足与不充足两种情况,在光照不充足条件下光伏出力标准差较小,此刻分布图表现为“瘦高”,在光照充足条件下光伏出力标准差较大,此刻分布图表现为“矮胖”,将两种分布参数代入式(6)和式(7),便能得到不同光照条件下光伏不确定集。需要注意的是,光伏出力应不小于 0,所以对于 17:00 时刻不确定集的下限应该为 0。

表 1 不同时刻光伏出力分布参数

Table 1 Distribution parameters of photovoltaic output at different times

时刻	均值/MW	标准差/MW	各分布概率
00:00	0	0	1
01:00	0	0	1
02:00	0	0	1
03:00	0	0	1
04:00	0	0	1
05:00	0	0	1
06:00	0	0	1
07:00	0	0	1
08:00	0.154 498 01	0.034 187 37	1
09:00	[0.036 235 61 0.440 974 12]	[0.000 897 64 0.073 467 1]	[0.286 587 19 0.713 412 81]
10:00	[0.128 272 88 0.686 439 23]	[0.006 418 98 0.110 386 27]	[0.316 314 67 0.683 685 33]
11:00	[0.230 378 85 0.914 627 86]	[0.017 741 53 0.122 110 04]	[0.375 737 0.624 263]
12:00	[0.221 040 32 0.941 869 33]	[0.013 554 23 0.160 919 95]	[0.272 090 6 0.727 909 4]
13:00	[0.209 061 44 0.949 492 07]	[0.010 904 7 0.172 674 43]	[0.244 961 16 0.755 038 84]
14:00	[0.174 500 73 0.918 823 98]	[0.008 351 89 0.168 780 37]	[0.248 466 59 0.751 533 41]
15:00	[0.101 544 47 0.823 632 33]	[0.003 507 41 0.162 862 1]	[0.242 950 34 0.757 049 66]
16:00	[0.032 023 23 0.682 330 91]	[0.000 761 09 0.143 813 56]	[0.250 885 02 0.749 114 98]
17:00	[0.377 605 8]	[0.143 813 56]	1
18:00	[0.239 572 7]	[0.072 547 64]	1
19:00	0	0	1
20:00	0	0	1
21:00	0	0	1
22:00	0	0	1
23:00	0	0	1

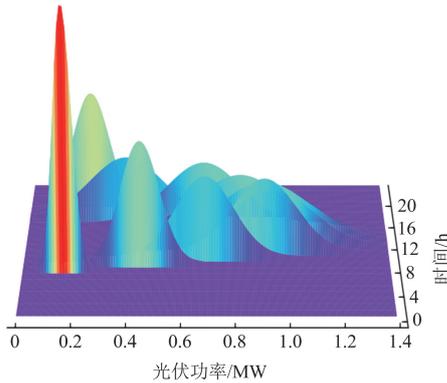


图 3 光照充足条件下光伏出力分布

Fig. 3 Distribution of photovoltaic output under sufficient lighting conditions

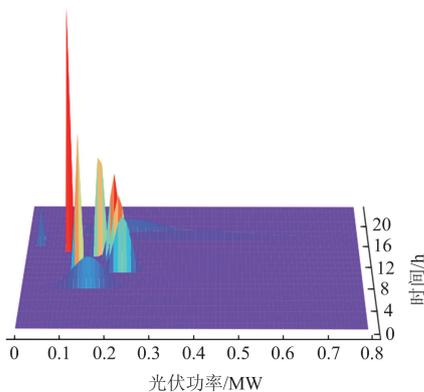


图 4 光照不充足条件下光伏出力分布

Fig. 4 Distribution of photovoltaic output under insufficient lighting conditions

5.2 调度结果对比分析

5.2.1 保守度对优化结果的影响

以 GMM 多面体不确定集为例, 简要分析保守度的取值对鲁棒经济调度结果的影响。保守度取得过大, 则结果极为保守, 有失经济性的原则; 取得过小又不能充分反映不确定性给调度带来的影响, 从表 2 可以看出, 总体上, 随着保守度的增加, 配电网总调度成本也在增加。这是因为在高保守度下

对应的不确定集边界更加宽泛, 所要考虑的光伏出力区间更大, 相对于自身发电, 配电网更倾向于灵活购电来缓解光伏波动, 日前总调度成本因此增加; 光照不充足条件下日前总调度成本普遍高于光照充足条件下的日前总调度成本, 这是因为光伏出力变少, 配电网需要增加发电量和购电量维持功率平衡, 从而导致日前总调度成本增加。

表 2 不同光照条件下保守度对调度成本的影响

Table 2 Impact of conservatism on scheduling costs under different lighting conditions

光照条件	保守度	燃气轮机成本/元			柴油发电机成本/元			购电成本/元	可转移负荷成本/元	可削减负荷成本/元	日前总调度成本/元
		固定成本	可变成本	开机成本	固定成本	可变成本	开机成本				
充足	1	2960.04	19 748.92	820.00	709.16	6841.66	250.00	6520.81	650.00	4733.81	43 234.41
	2	2960.04	19 721.37	820.00	709.16	7442.17	250.00	6013.72	650.00	4692.67	43 259.13
	3	2960.04	19 507.39	820.00	709.16	7425.51	250.00	6348.37	650.00	4645.29	43 315.75
	4	2960.04	19 114.43	820.00	709.16	7620.91	250.00	6558.17	650.00	4711.26	43 393.96
	5	2960.04	18 883.33	820.00	709.16	7932.18	250.00	6602.05	650.00	4661.30	43 468.06
	6	2960.04	19 065.84	820.00	709.16	7801.77	250.00	6850.46	650.00	4390.63	43 497.90
不充足	1	2960.04	19 918.80	820.00	763.71	9247.68	250.00	7240.39	650.00	4801.48	46 652.10
	2	2960.04	19 878.59	820.00	763.71	9237.68	250.00	7347.71	650.00	4791.27	46 699.00
	3	2960.04	19 882.43	820.00	763.71	9254.82	250.00	7388.47	650.00	4740.39	46 709.87
	4	2960.04	19 869.14	820.00	763.71	9254.29	250.00	7405.16	650.00	4740.48	46 712.82
	5	2960.04	19 858.25	820.00	763.71	9231.60	250.00	7440.92	650.00	4740.33	46 714.86
	6	2960.04	19 829.08	820.00	763.71	9267.97	250.00	7468.21	650.00	4720.24	46 729.26

5.2.2 不同不确定集对优化结果的影响

1) 经济性分析

表 3 给出了两种光照条件下 4 种不确定集合下的调度结果。可以看出, 光照充足条件下, 所有不确定集的燃气轮机的固定成本和开机成本、可转移负荷成本不变, 因为这 4 种集合都确定了相同的燃气机组启停计划与转移负荷计划, 而柴油机组的开机时间经典不确定集比 GMM 不确定集提前 1 h, 导致柴油机组固定成本偏高, 这表明经典不确定集调度灵活性低, 只能启动柴油机组来应对光伏出力与负荷变化; 光照不充足条件下, 各个机组启停计划相同, 这是因为光伏出力减少, 需要机组更早更多出力以维持功率平衡。总体上看, GMM 区间集与多面体集的燃气轮机可变成本均高于经典区间集与多面体集, 柴油发电机可变成本均低于经典不确定集, 这是因为发电机组的可变成本与发电量有关, 同时相对于柴油发电机, 燃气轮机设定单位发电成

本较小, 因此 GMM 不确定集选择更多燃气轮机发电, 减少柴油发电机发电以降低成本。两种光照条件的区间集均包含了光伏出力分布的全部范围, 所以调度成本最大, 多面体集因添加保守度调节, 优化结果好于区间集; 而 GMM 不确定集范围更加精确, 相对于经典不确定集调度成本较小。从图 5、图 6 看出, 00:00—07:00 时段, 配电网售电价格与补偿价格较低, 可转移负荷与可削减负荷较大。08:00—10:00 时段光伏开始出力, 配电网随着光伏与燃气轮机出力增加而减少购电。11:00—14:00 时段, 电价处于峰价, 配电网停止购电, 此时光伏出力接近顶峰, 与燃气轮机和柴油发电机联合供电。15:00—21:00 时段光伏逐渐减少直至停止出力, 负荷需求较大, 配电网削减负荷与发电保持高位, 同时增加柴油发电机供电并维持燃气轮机出力。22:00—23:00 时段电价回到平位, 配电网减少柴油出力增加购电量。

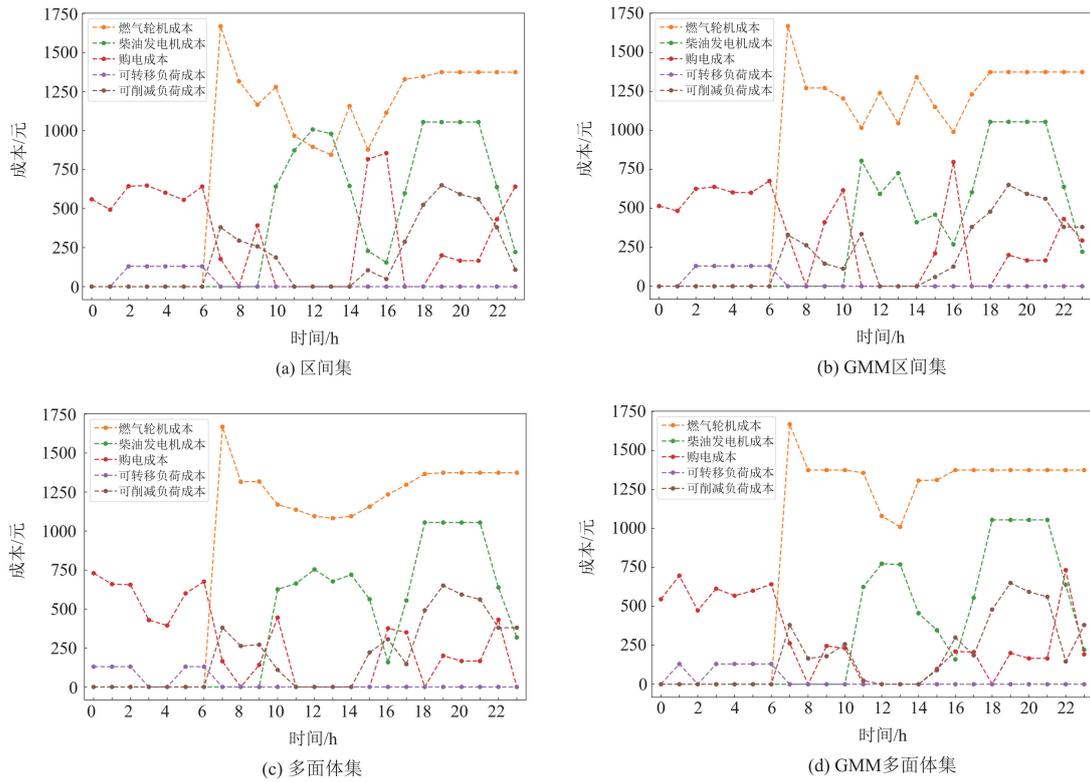


图 5 光照充足条件下不同不确定集的成本图

Fig. 5 Cost charts for different uncertainty sets under sufficient lighting conditions

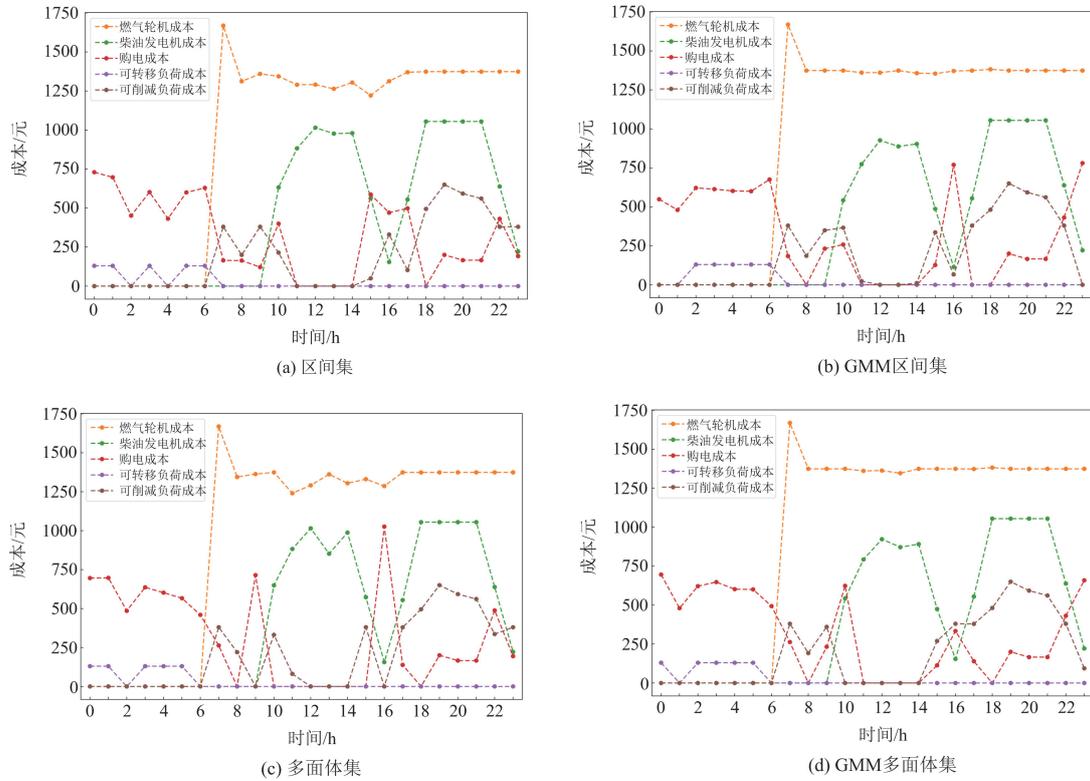


图 6 光照不足条件下不同不确定集的成本图

Fig. 6 Cost charts for different uncertainty sets under insufficient lighting conditions

表 3 不同光照条件下不确定集对调度结果的影响($\Gamma = 6$)

Table 3 Impact of uncertainty sets on scheduling results under different lighting conditions ($\Gamma = 6$)

光照条件	集合类型	燃气轮机成本/元			柴油发电机成本/元			购电成本/元	可转移负荷成本/元	可削减负荷成本/元	日前总调度成本/元
		固定成本	可变成本	开机成本	固定成本	可变成本	开机成本				
充足	区间集	2960.04	17 052.37	820.00	763.71	9191.68	250.00	7988.57	650.00	4377.14	44 053.51
	GMM 区间集	2960.04	17 893.86	820.00	709.16	7983.73	250.00	7759.56	650.00	4792.12	43 818.48
	多面体集	2960.04	18 026.25	820.00	763.71	8875.59	250.00	6583.52	650.00	4752.11	43 681.23
	GMM 多面体集	2960.04	19 065.84	820.00	709.16	7801.77	250.00	6850.46	650.00	4390.63	43 497.90
不充足	区间集	2960.04	19 202.45	820.00	763.71	9822.81	250.00	7703.01	650.00	4715.13	46 887.16
	GMM 区间集	2960.04	19 816.72	820.00	763.71	9253.97	250.00	7456.56	650.00	4763.81	46 734.81
	多面体集	2960.04	19 402.50	820.00	763.71	9732.75	250.00	7497.38	650.00	4786.52	46 862.91
	GMM 多面体集	2960.04	19 829.08	820.00	763.71	9267.97	250.00	7468.21	650.00	4720.24	46 729.26

2) 有功出力分析

由图 7、图 8 可以看出, 配电网总有功出力略高于负荷部分为配电网网损。在 00:00—06:00 时段, 由于购电价格较低, 配电网主要通过购电来维持负荷需求, 同时可转移负荷用电量集中该时刻, 因此补偿费用较低, 配电网的可削减负荷削减量位于高位。在 07:00—11:00 时段, 光伏出力和负荷逐渐增加, 燃气轮机发电为配电网主要供电方式, 购电、柴油

发电和光伏发电为补充。在 12:00—14:00 时段, 光伏出力增加至峰值, 负荷需求平稳, 此时配电网停止购电, 减少购电成本。在 15:00—17:00 时段, 光伏发电减少, 购电价格处于平位, 配电网此时购电并将储能充电以便后续调度。在 18:00—21:00 时段, 光伏出力基本为 0, 燃气轮机发电量、柴油发电机发电量增加以应对负荷需求增大, 此时段购电价格较高, 购电量减少, 调度周期内剩余可削减

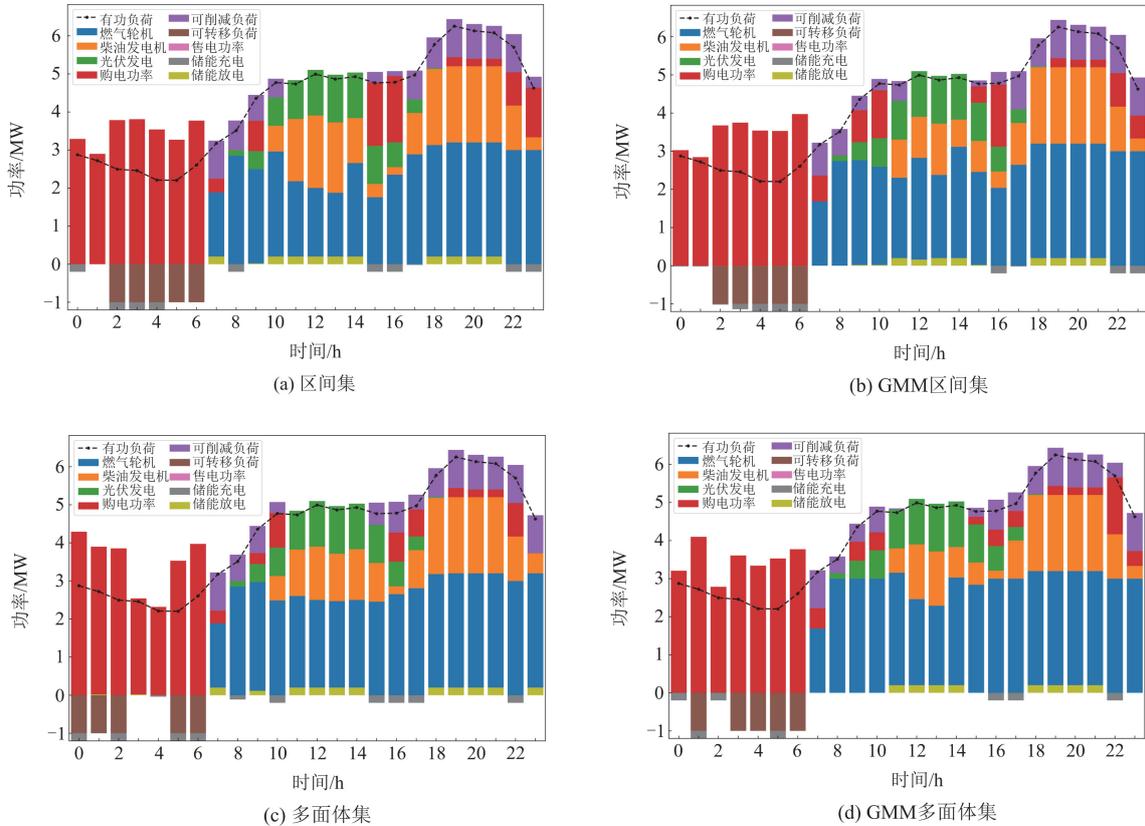


图 7 光照充足条件下不同不确定集的有功出力图

Fig. 7 Active power output diagrams for different uncertainty sets under sufficient lighting conditions

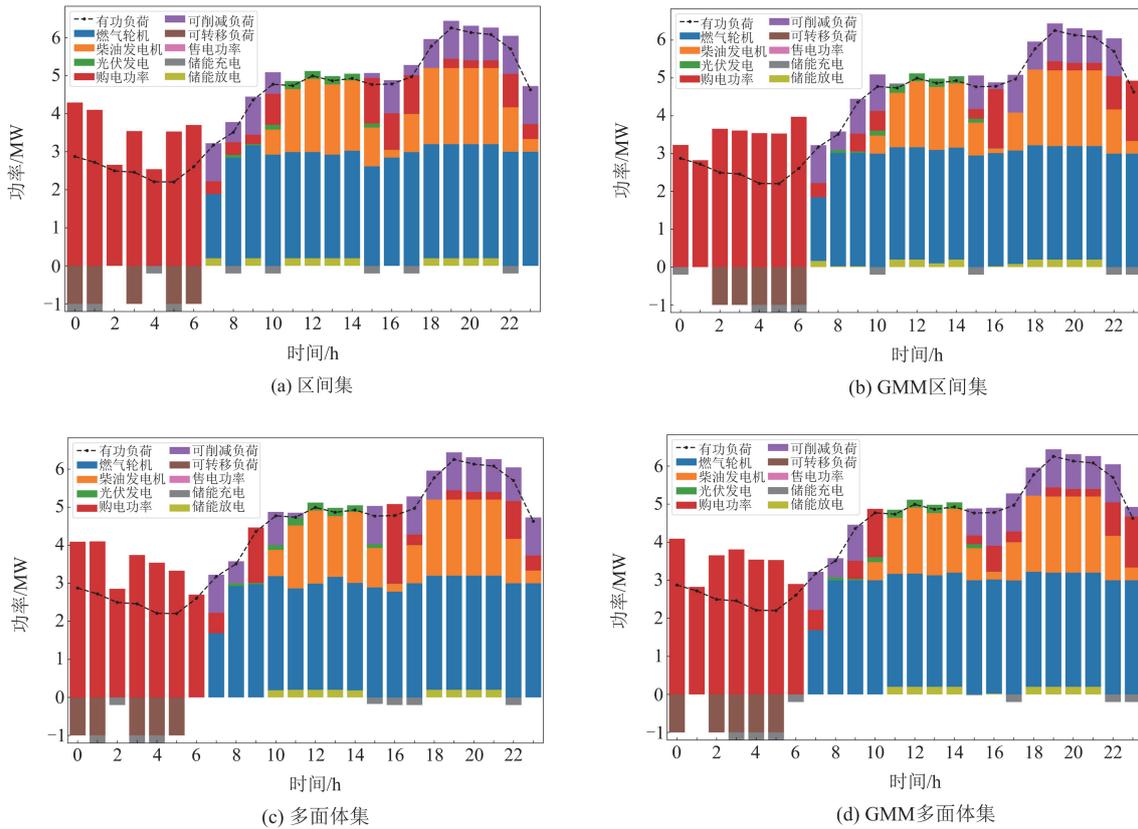


图 8 光照不足条件下不同不确定集的有功出力图

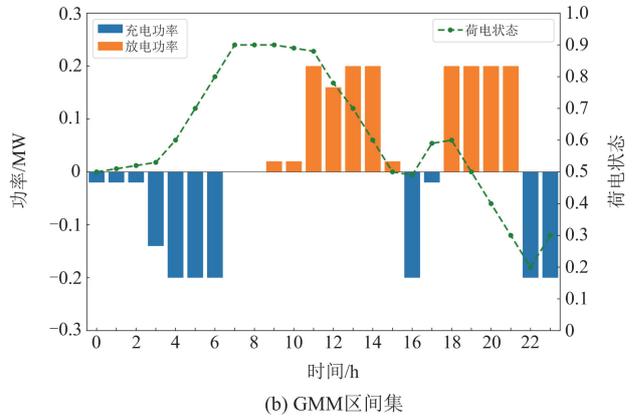
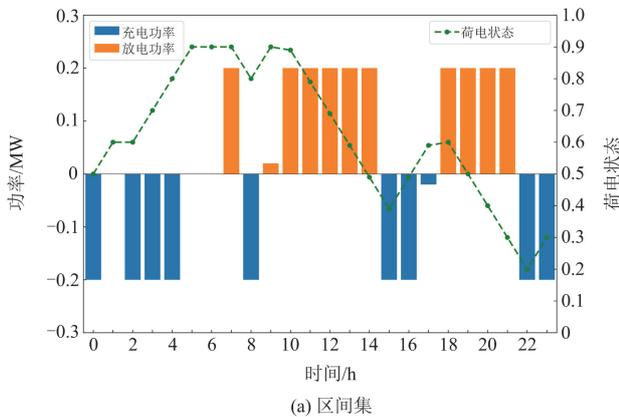
Fig. 8 Active power output diagrams for different uncertainty sets under insufficient lighting conditions

负荷全部用于调峰。22:00—23:00 时段，购电价格处于正常区间，配电网增加购电、减少柴油发电机发电以减少成本，同时给储能充电以保持荷电状态进行下一调度。4 种不确定集均以上述策略调整有功出力，GMM 不确定集能更好地协调有功出力，进而降低调度成本。

3) 储能充放电功率分析

储能充放电功率和荷电状态分布情况如图 9、图 10 所示，从图中可以看出，两种光照条件下储能充放电情况基本相同，基本保持充-放-充-放-充状

态。以光照充足下 GMM 区间集为例，在 00:00—06:00 时段，负荷需求较小，储能进行充电为后续负荷高峰时段调度做准备；在 07:00—15:00 时段，负荷需求较大，储能持续放电，荷电状态逐渐下降；在 16:00—17:00 时段，负荷需求平稳，但后续需求较高，储能充电以增加荷电状态；在 18:00—21:00 时段，购电价格处于峰价，储能为负荷需求持续放电、储能荷电状态处于下限附近；在 22:00—23:00 时段，因负荷需求下降且购电价格位于谷价，储能开始充电，荷电状态上升，满足当前调度周期结束



(a) 区间集

(b) GMM区间集

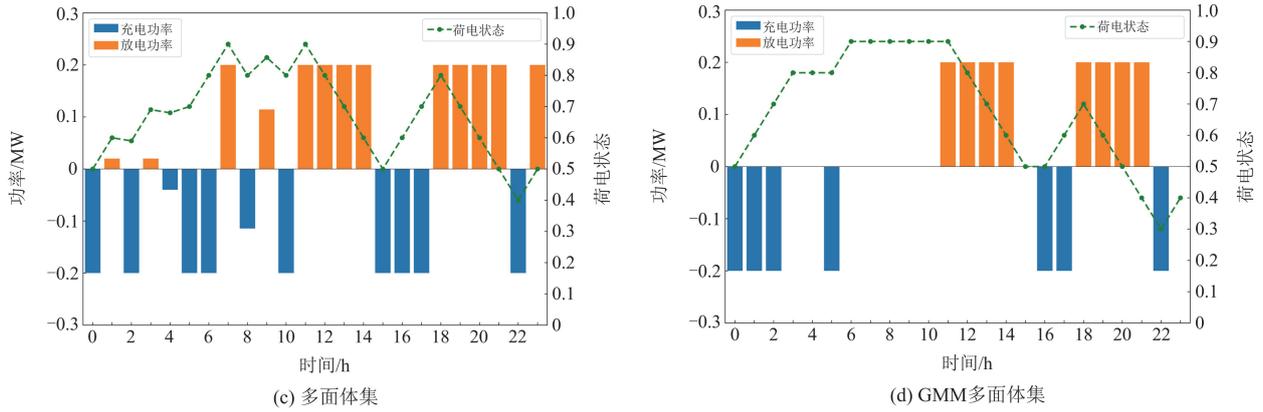


图 9 光照充足条件下不同不确定集的储能充放电功率和荷电状态曲线

Fig. 9 BESS charging/discharging and SOC curves for different uncertainty sets under sufficient lighting conditions

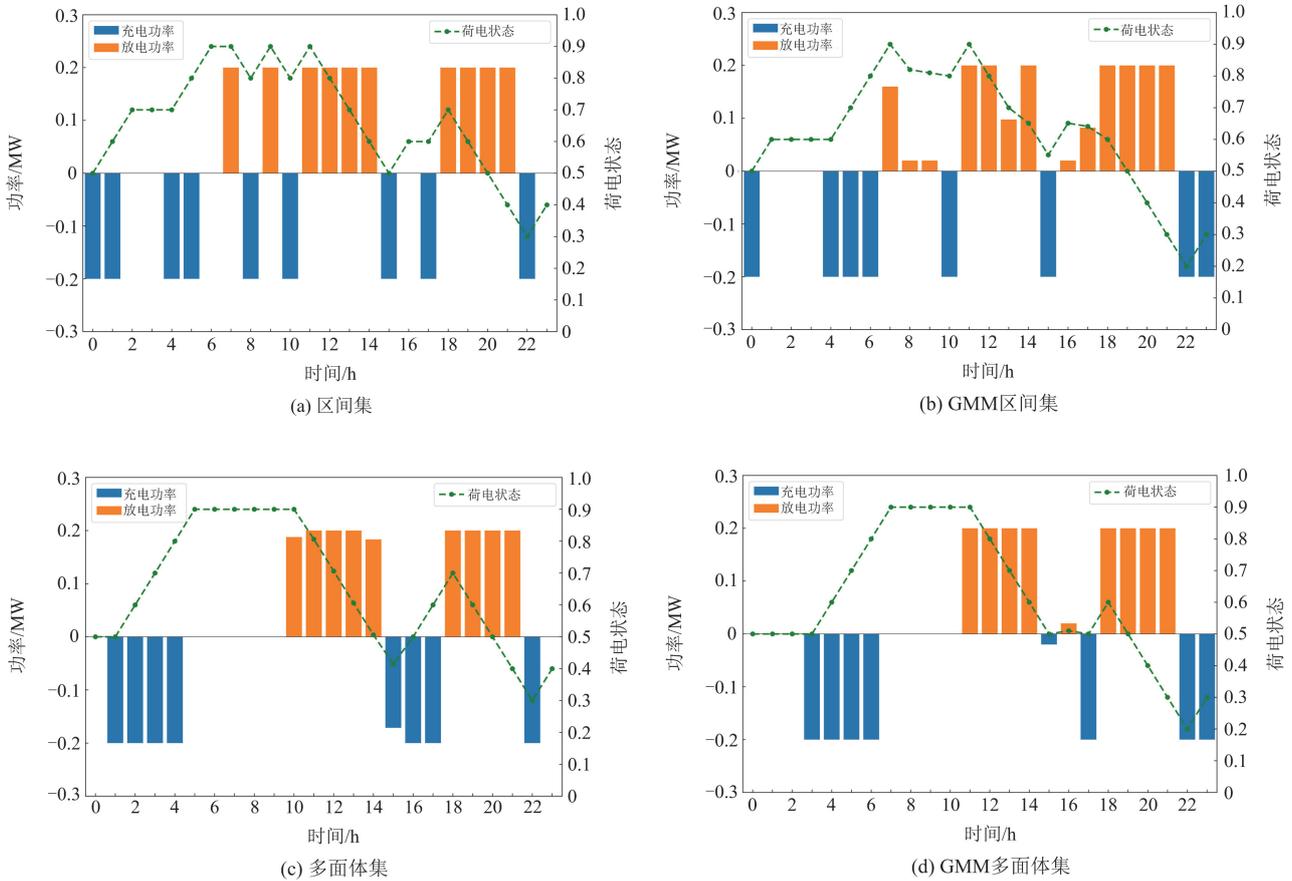


图 10 光照不足条件下不同不确定集的储能充放电功率和荷电状态曲线

Fig. 10 BESS charging/discharging and SOC curves for different uncertainty sets under insufficient lighting condition

荷电状态的上下限约束。在 GMM 多面体中，储能调度最为平稳，反映出决策的准确性和鲁棒性，可以更好地应对光伏不确定性。

5.2.3 不同仿射决策规则对优化结果的影响

两种仿射决策规则得到的日前总调度成本如表 4 所示。可以看出，在相同仿射规则下，GMM 区间

集与多面体集优化效果均优于经典区间集和多面体集，同时改进仿射规则在经典多面体集以及 GMM 多面体集的调度结果优于传统仿射规则，但在区间集以及 GMM 区间集的结果差于传统仿射规则。传统仿射规则只需要考虑当前时刻的变量，求解相对简单，但无法利用历史信息进行决策；而改进仿射

规则能够考虑过去时刻的信息，可以提高决策的准确性和鲁棒性，同时可以确保决策在不同时间点之间的一致性，但是因为涉及多个时刻的变量和约束，求解速度相对较慢，因此适用于日前优化场景。多面体集实际上是区间约束加上对不确定量的 1-范数约束，而 1-范数约束本质上是限制了不确定性对预测的总体偏离程度，这说明改进仿射规则对于具有总体偏离约束的不确定集更为适用。因此将 GMM 多面体集与改进仿射规则联合使用可以更好地降低优化结果的保守性。

表 4 不同仿射决策规则调度结果($\Gamma = 6$)
Table 4 Scheduling results of different affine decision rules ($\Gamma = 6$)

光照条件	集合类型	日前总调度成本/元	
		传统仿射规则	改进仿射规则
充足	区间集	44 005.60	44 053.51
	GMM 区间集	43 650.97	43 818.48
	多面体集	43 701.22	43 681.23
	GMM 多面体集	43 550.40	43 497.90
不充足	区间集	46 883.76	46 887.16
	GMM 区间集	46 727.32	46 734.81
	多面体集	46 871.88	46 862.91
	GMM 多面体集	46 738.63	46 729.26

6 结论

本文提出了一种基于 GMM 不确定集的主动配电网日前优化模型，该模型首先将光伏出力的历史数据运用 EM 算法聚类，生成不同时刻光伏出力的均值及标准差，并进一步将两种分布划分为不同光照条件，与经典不确定集融合得到基于 GMM 的光伏出力不确定集，然后以预调度与再调度成本之和最低为优化目标，通过对偶变换将模型转换为混合整数规划模型进行求解。算例结果表明：

1) GMM 区间集与 GMM 多面体集对应的光伏出力范围更加精确，覆盖能力更强，相对于经典区间集和多面体集日前总调度成本小，优化结果的保守性小；在改进仿射规则下，模型对多面体集优化效果更好。

2) 本文所提方法在处理配电网有功优化运行问题时优化结果保守性低。有功源在不同时段间协调供给，主动配电网避免在高峰电价时段进行购电，并在补偿价格较低时安排需求响应进行削峰填谷，燃气轮机与柴油发电机在开机后协调出力，储能充电以及光伏发电作为补充，从而降低了调度成本。

本文侧重于构建自适应鲁棒优化模型的不同光伏出力不确定集，后续将具体考虑保守度以及决策

规则对优化结果的影响，进一步提升配电网运行经济性，提高配电网应对新能源不确定性的能力。

附录 A

表 A1 配电网设备参数

Table A1 Equipment parameters of distribution network

设备	参数	数值
光伏	额定容量/MW	3
	开机成本	820, 250
	固定成本/(元/h)	174.12, 54.551
	可变成本/(元/MWh)	400, 500
	最小出力/MW	0.3, 0.2
	最大出力/MW	3, 2
	最大爬坡功率/MW	1.6867, 1
	最大降坡功率/MW	1.5933, 0.833
燃气轮机/ 柴油发电机	最小运行时间/h	6, 1
	最小停止时间/h	7, 1
	额定容量/MW	2
	最小充、放电功率/MW	0.02, 0.02
	最大充、放电功率/MW	0.2, 0.2
	荷电状态上、下限	0.1, 0.9
	充、放电效率	1, 1
	可削减负荷	每日总削减量上限/MW
可转移负荷	每日总需求量/MW	5

表 A2 分时电价

Table A2 Time of use price

区间特性	时间段	购电价格/(元/MWh)	售电价格/(元/MWh)
谷	00:00—07:00	170	130
	07:00—11:00		
平	15:00—18:00	490	380
	22:00—23:00		
峰	11:00—15:00	830	650
	18:00—22:00		

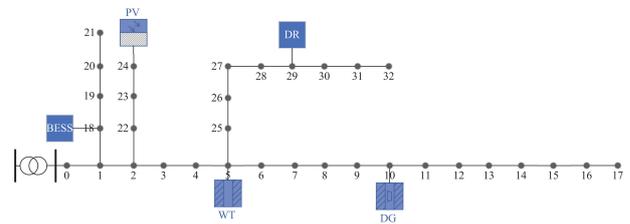


图 A3 算例网络拓扑及设备分布

Fig. A3 Example network topology and device distribution

参考文献

[1] 崔勇, 韩一春, 郑谦, 等. 多能联盟低碳运营决策方法研究框架与展望[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 10-19.
CUI Yong, HAN Yichun, ZHENG Qian, et al. Research framework and prospect of multi-energy alliance low-

- carbon operation decision-making method[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(3): 10-19.
- [2] ZHENG Weiye, HUANG Wanjun, HILL D J, et al. An adaptive distributionally robust model for three-phase distribution network reconfiguration[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(2): 1224-1237.
- [3] 侯慧, 王晴, 薛梦雅. 计及源荷不确定性及需求响应的离网型微电网两阶段日前经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 73-85.
HOU Hui, WANG Qing, XUE Mengya. Two-stage economic day-ahead dispatch of an islanded microgrid considering uncertainty and demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 73-85.
- [4] 曹敬, 金玉龙, 郑涛, 等. 计及分布式电源集群不确定性的配电网分散鲁棒电压控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22): 155-166.
CAO Jing, JIN Yulong, ZHENG Tao, et al. A decentralized robust voltage control method for distribution networks considering the uncertainty of distributed generation clusters[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22): 155-166.
- [5] 高雪寒, 高源, 赵健, 等. 基于数据潮流模型的高比例光伏配电网三相不平衡优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(8): 77-87.
GAO Xuehan, GAO Yuan, ZHAO Jian, et al. Three-phase unbalanced optimization of a distribution network with a high proportion of distributed photovoltaic energy based on a data-driven power flow model[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(8): 77-87.
- [6] 郭雪丽, 胡志勇, 王爽, 等. 考虑大规模风光分层接入的配电网多层协调无功优化方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(12): 113-122.
GUO Xueli, HU Zhiyong, WANG Shuang, et al. A multi-layer coordinated reactive power optimization method for a distribution network considering large-scale distributed wind-photovoltaic hierarchical access[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(12): 113-122.
- [7] 高万胜, 藺红. 考虑配电网灵活性不足风险的分布鲁棒低碳优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(16): 49-61.
GAO Wansheng, LIN Hong. Distributionally robust low-carbon optimal scheduling considering flexibility deficiency risk in a distribution network[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(16): 49-61.
- [8] XU Dongliang, XU Junjun, QIAN Cheng, et al. A pseudo-measurement modelling strategy for active distribution networks considering uncertainty of DGs[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(5): 1-15.
- [9] 郭清元, 吴杰康, 莫超, 等. 基于混合整数二阶锥规划的新能源配电网电压无功协同优化模型[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(5): 1385-1396.
GUO Qingyuan, WU Jiekang, MO Chao, et al. A model for multi-objective coordination optimization of voltage and reactive power in distribution networks based on mixed integer second-order cone programming[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(5): 1385-1396.
- [10] 顾光荣, 杨鹏, 汤波, 等. 荷-储协同优化的配电网平衡能力提升方法[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(13): 5097-5109.
GU Guangrong, YANG Peng, TANG Bo, et al. A method for improving the balance ability of distribution networks through source-load-storage collaborative optimization[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(13): 5097-5109.
- [11] 王婷婷, 白晓清, 李佩杰, 等. 计及可再生电源不确定性的配电网鲁棒最优潮流[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(6): 87-94.
WANG Tingting, BAI Xiaoqing, LI Peijie, et al. Robust optimal power flow in distribution network considering uncertainty of renewable distributed generation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(6): 87-94.
- [12] 王永杰, 吴文传, 张伯明, 等. 有功无功协调的主动配电网鲁棒电压控制[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(9): 29-34.
WANG Yongjie, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Active and reactive power coordinated robust optimization for active distribution networks[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(9): 29-34.
- [13] 凌万水, 刘刚. 基于鲁棒优化的主动配电网分布式电源优化配置方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(15): 141-148.
LING Wanshui, LIU Gang. Distributed generation optimal configuration method for active distribution networks based on robust optimization[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(15): 141-148.
- [14] 肖浩, 裴玮, 孔力. 含大规模电动汽车接入的主动配电网多目标优化调度方法[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(增刊 2): 179-189.
XIAO Hao, PEI Wei, KONG Li. Multi-objective optimization scheduling method for active distribution network with large scale electric vehicles[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(S2): 179-189.
- [15] 叶畅, 苗世洪, 李姚旺, 等. 基于改进不确定边界的主动配电网鲁棒优化调度[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(19): 4084-4095.
YE Chang, MIAO Shihong, LI Yaowang, et al. Robust optimal scheduling for active distribution network based

- on improved uncertain boundary[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(19): 4084-4095.
- [16] 廖小兵, 张敏, 乐健, 等. 考虑循环寿命折损的主动配电网仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 37-49.
LIAO Xiaobing, ZHANG Min, LE Jian, et al. Affinely adjustable robust optimal operation strategy for an active distribution network considering cycle life loss[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 37-49.
- [17] 随权, 林湘宁, 童宁, 等. 基于改进两阶段鲁棒优化的主动配电网经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2166-2179, 2396.
SUI Quan, LIN Xiangning, TONG Ning, et al. Economic dispatch of active distribution network based on improved two-stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2166-2179, 2396.
- [18] 乐健, 郎红科, 廖小兵, 等. 基于广义线性多面体的有源配电网仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 138-148.
LE Jian, LANG Hongke, LIAO Xiaobing, et al. Affinely adjustable robust optimization method for active distribution network based on generalized linear polyhedral[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 138-148.
- [19] 李晓明, 刘翔宇, 李安昌, 等. 配电网电压控制的分布式光伏无功仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 124-131.
LI Xiaoming, LIU Xiangyu, LI Anchang, et al. Distributed photovoltaic reactive power affine adjustable robust optimization method for voltage control of a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 124-131.
- [20] 王一妹, 刘辉, 宋鹏, 等. 基于高斯混合模型聚类的风电场短期功率预测方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(7): 37-43.
WANG Yimei, LIU Hui, SONG Peng, et al. Short-term power forecasting method of wind farm based on Gaussian mixture model clustering[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(7): 37-43.
- [21] 叶林, 张亚丽, 巨云涛, 等. 用于含风电场的电力系统概率潮流计算的高斯混合模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(15): 4379-4387, 4578.
YE Lin, ZHANG Yali, JU Yuntao, et al. Gaussian mixture model for probabilistic power flow calculation of system integrated wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(15): 4379-4387, 4578.
- [22] 刘洁, 林舜江, 梁炜焜, 等. 基于高阶马尔可夫链和高斯混合模型的光伏出力短期概率预测[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 266-275.
LIU Jie, LIN Shunjiang, LIANG Weikun, et al. Short-term probabilistic forecast for power output of photovoltaic station based on high order Markov chain and Gaussian mixture model[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 266-275.
- [23] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度 (一)理论基础知识[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems part one theoretical foundations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [24] 王灿, 张雪菲, 凌凯, 等. 基于区间概率不确定集的微电网两阶段自适应鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(5): 1750-1764.
WANG Can, ZHANG Xuefei, LING Kai, et al. Two-stage adaptive robust optimal scheduling based on the interval probability uncertainty set for microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1750-1764.

收稿日期: 2024-05-29; 修回日期: 2024-11-12

作者简介:

卢芳(1980—), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为微电网稳态运行分析与调控、主动配电网协调控制与优化运行; E-mail: lufang@hrbeu.edu.cn

王振宇(2000—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为配电网协调控制与优化运行; E-mail: wzyutr@foxmail.com

刘宏达(1976—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为智慧化和数据化电力能源系统管理。E-mail: liuhd405@hrbeu.edu.cn

(编辑 周金梅)