

# 考虑风电不确定性和相关性的多区域电网 分布鲁棒经济调度

李运龙,李志刚,郑杰辉

(华南理工大学 电力学院,广东 广州 510641)

**摘要:**目前基于矩的分布鲁棒优化方法没有很好地考虑风电不确定参数间的相关性导致方法比较保守。考虑风电的不确定性和相关性,使用主元分析方法构建基于矩的分布鲁棒多区域电网经济调度模型的降维模糊集。将原始模型转化为半定规划模型,并采用延迟约束生成算法进行求解。算例仿真结果表明所提方法可以提高计算效率以及降低电网成本。

**关键词:**多区域经济调度;分布鲁棒优化;不确定性;相关性;主元分析

**中图分类号:**TM 73;TM 614

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202106020

## 0 引言

由于风电的波动性和不可预测性,电网中的风电比例不断增加给电网的安全运行带来了很大挑战。为了在电网运行安全的前提下最小化电网的运行成本,需对不确定风电出力准确建模。由于风电等不确定性能源接入电网的比例增加以及发电资源和用电负荷在地理位置上分布不均,电网的多区域联合调度对消纳风能等可再生能源具有重要意义。

针对具有可再生能源不确定性的电网优化调度问题,目前的主要优化方法是随机规划和鲁棒优化。随机规划假设不确定参数服从特定的分布<sup>[1]</sup>或者采用场景采样的方法模拟不确定参数<sup>[2]</sup>。如果能事先知道风电的分布或者有足够多的有效历史数据,采用随机规划可以得到经济性较好的安全解。但在电网的实际运行中,通常无法得到风电出力概率分布的准确估计或者足够多的有效历史数据,在这种情况下,随机规划将不能满足安全性的要求。鲁棒优化<sup>[3]</sup>考虑不确定参数的最恶劣情况以保证电网在所有不确定性场景下的安全性。文献[4]使用鲁棒优化的方法制定具有双层调度框架的多区域电网间的联络线计划。鲁棒优化虽然保证了电网运行的安全

性,但其在不确定参数建模时考虑的是极端情况,可能会为电网经济调度问题提供过于保守的方案。

分布鲁棒优化DRO(Distributionally Robust Optimization)是一种不确定环境中的决策制定方法,其使用不确定参数的概率分布信息来表征不确定参数的不确定性,并假定不确定参数的概率分布属于一个由不确定参数的先验信息决定的模糊集。现有文献采用的模糊集主要包括基于矩的模糊集<sup>[5]</sup>和基于距离的模糊集(如Kullback-Leibler散度<sup>[6]</sup>、Wasserstein距离<sup>[7]</sup>、范数距离<sup>[8]</sup>)。分布鲁棒优化基于不确定参数的最恶劣分布,其保守性比基于最恶劣情况的鲁棒优化的低。分布鲁棒优化无需知道不确定参数的准确分布,对数据的要求比随机规划低,能避免因不确定参数预测不够准确导致模型的安全性得不到保证的情况出现,可以更好地保证优化模型的可用性。因此,分布鲁棒优化结合了随机规划和鲁棒优化的优点。

近年来,基于矩的分布鲁棒优化被应用于电网优化调度。文献[5]提出一个基于矩的两阶段分布鲁棒的单个时期能源和储备的联合优化模型,并假设各风电机组的出力是独立的。文献[9]将基于矩的分布鲁棒优化方法应用于含不确定性风电的电网经济调度,但其模糊集不考虑风电的相关性,且在模糊集外对风电出力添加椭圆约束限制变量的上下边界。文献[10]构建具有风电不确定性的基于矩的两阶段分布鲁棒日前机组组合模型,为了降低风电波动的恶劣程度,其给每个不确定参数引入一个截断常数。文献[11]研究考虑风电功率率矩不确定的分布鲁棒机会约束再调度方法。文献[12]基于风电短期出力分布特性,提出基于不确定矩的分布鲁棒优化算法的多机调频比例决策算法。

上述文献表明,基于矩的分布鲁棒优化方法相较于传统鲁棒优化方法能降低系统运行成本。但地

收稿日期:2020-09-20;修回日期:2021-04-29

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金资助项目(51807066);广州市科技计划科学研究专项一般项目(20190410215);广东省基础与应用基础研究基金面上项目(2019A1515011408);广东省“珠江人才计划”青年拔尖人才项目(2017GC010467)

Project supported by the Youth Science Foundation of National Natural Science Foundation of China(51807066), the Scientific Research Program of Science and Technology Plan of Guangzhou(20190410215), the Basic and Applied Basic Research Foundation of Guangdong Province(2019A1515011408) and “Zhujiang Talent Plan” Talent Recruitment Project of Guangdong Province(2017GC010467)

理位置相邻的风电机组在同一时期接收到的风的大小相近,且同一阵风可能在时间上先后经过相邻的风电机组,因此地理位置相邻的风电机组出力具有相关性<sup>[13]</sup>。当电网中风电机组的数量较多时,不考虑风电出力间的相关性,会使基于风电出力最恶劣分布的分布鲁棒优化模型的不确定性增加,同时,也会导致基于风电出力变量矩信息的模糊集的维度很高。为了降低模型的保守度,本文提出考虑风电不确定性和相关性的分布鲁棒经济调度方法,用于多区域电网联合优化。同时,为了提高计算效率,本文基于主元分析方法对高维的不确定风电出力变量的模糊集进行处理,并建立一种新型的降维模糊集。

## 1 多区域电网的分布鲁棒优化模型

本文研究的问题是考虑风电不确定性和相关性的多区域电网分布鲁棒经济调度,以尽可能多地消纳风电,同时在风电出力最恶劣分布的情况下,以最小化电网的期望成本为目标。该问题可用两阶段模型描述:第一阶段是不考虑风电不确定性时,联络线功率、边界节点相角、常规发电机组计划出力、风电机组计划出力的基准点优化问题;第二阶段是考虑风电不确定性时,基于风电出力最恶劣分布的传统发电机组出力调整、风电出力削减、负荷削减的再调度问题。基于风电出力最恶劣分布进行优化体现为:第二阶段中max函数以风电出力的概率分布为变量,在风电出力概率分布的允许变化范围内最大化再调度阶段的成本。

本文提出的多区域电网分布鲁棒经济调度模型可抽象表示为:

$$\min_{\mathbf{x} \in \Omega^{\text{Tie}}} \left\{ \sum_{a \in \Gamma} \min_{\mathbf{y}_a \in \Omega_a} \left\{ J_a(\mathbf{y}_a) + \max_{f(\tilde{\mathbf{p}}_a^v) \in \Omega_a^v} E \left[ \min_{\mathbf{z}_a \in \Omega_a^s} (\mathbf{w}_a^T \tilde{\mathbf{p}}_a^v + \mathbf{c}_a^T \mathbf{z}_a) \right] \right\} \right\} \quad (1)$$

$$\Omega^{\text{Tie}} = \{ \mathbf{x} \mid \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{c} \} \quad (2)$$

$$\Omega_a(\mathbf{x}) = \{ \mathbf{y}_a \mid \mathbf{C}_a \mathbf{y}_a \leq \mathbf{f}_a - \mathbf{B}_a \mathbf{x} \} \quad (3)$$

$$\Omega_a^s(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{\mathbf{p}}_a^v) = \{ \mathbf{z}_a \mid \mathbf{I}_a \mathbf{z}_a \leq \mathbf{d}_a - \mathbf{D}_a \mathbf{x} - \mathbf{E}_a \mathbf{y}_a - \mathbf{F}_a \tilde{\mathbf{p}}_a^v \} \quad (4)$$

$$\Omega_a^v = \{ f(\tilde{\mathbf{p}}_a^v) : f(\tilde{\mathbf{p}}_a^v) \in \vartheta_a \} \quad (5)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为联络线问题变量, $\mathbf{y}_a$ 为区域 $a$ 计划出力阶段问题变量, $\mathbf{x}$ 和 $\mathbf{y}_a$ 组成模型的第一阶段问题变量; $\mathbf{z}_a$ 为区域 $a$ 再调度阶段问题变量,是模型的第二阶段问题变量; $\Gamma$ 为区域编号索引集; $\Omega^{\text{Tie}}$ 为联络线功率约束可行域; $\Omega_a$ 为区域 $a$ 计划出力阶段问题的可行域; $\Omega_a^v$ 为区域 $a$ 风电出力概率分布的可行域; $\Omega_a^s$ 为区域 $a$ 再调度阶段问题的可行域; $J_a(\mathbf{y}_a)$ 为计划出力阶段成本函数; $f(\tilde{\mathbf{p}}_a^v)$ 为不确定参数 $\tilde{\mathbf{p}}_a^v$ 的概率密度函数; $\mathbf{w}_a^T \tilde{\mathbf{p}}_a^v + \mathbf{c}_a^T \mathbf{z}_a$ 为再调度成本函数, $\mathbf{w}_a$ 、 $\mathbf{c}_a$ 分别为 $\tilde{\mathbf{p}}_a^v$ 、 $\mathbf{z}_a$ 的系数矩阵; $E[\cdot]$ 为求期望; $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{c}$ 分别为 $\Omega^{\text{Tie}}$ 中

变量 $\mathbf{x}$ 的系数矩阵、常数项向量; $\mathbf{C}_a$ 、 $\mathbf{f}_a$ 、 $\mathbf{B}_a$ 分别为 $\Omega_a$ 中变量 $\mathbf{y}_a$ 的系数矩阵、常数项向量、变量 $\mathbf{x}$ 的系数矩阵; $\mathbf{I}_a$ 、 $\mathbf{d}_a$ 、 $\mathbf{D}_a$ 、 $\mathbf{E}_a$ 、 $\mathbf{F}_a$ 分别为 $\Omega_a^s$ 中变量 $\mathbf{z}_a$ 的系数矩阵、常数项向量、变量 $\mathbf{x}$ 的系数矩阵、变量 $\mathbf{y}_a$ 的系数矩阵、不确定参数 $\tilde{\mathbf{p}}_a^v$ 的系数矩阵; $\vartheta_a$ 为 $f(\tilde{\mathbf{p}}_a^v)$ 的约束集合。抽象变量 $\mathbf{x}$ 、 $\mathbf{y}_a$ 、 $\mathbf{z}_a$ 与具体物理变量的对应关系为: $\mathbf{x} = \{ \mathbf{L}, \boldsymbol{\delta} \}$ , $\mathbf{L}$ 为联络线功率, $\boldsymbol{\delta}$ 为边界节点相角; $\mathbf{y}_a = \{ \mathbf{p}_a^G, \mathbf{r}_a^{G+}, \mathbf{r}_a^{G-}, \mathbf{p}_a^W, \boldsymbol{\theta}_a \}$ , $\mathbf{p}_a^G$ 为区域 $a$ 传统发电机组的计划出力, $\mathbf{r}_a^{G+}$ 、 $\mathbf{r}_a^{G-}$ 分别为区域 $a$ 传统发电机组的向上、向下旋转备用, $\mathbf{p}_a^W$ 为区域 $a$ 风电机组的计划出力, $\boldsymbol{\theta}_a$ 为计划出力阶段区域 $a$ 的内部节点相角; $\mathbf{z}_a = \{ \mathbf{p}_a^{G+}, \mathbf{p}_a^{G-}, \mathbf{p}_a^{Ws}, \Delta \mathbf{d}_a, \boldsymbol{\theta}_a^s \}$ , $\mathbf{p}_a^{G+}$ 、 $\mathbf{p}_a^{G-}$ 分别为再调度阶段区域 $a$ 的传统发电机组出力的向上、向下调整量, $\mathbf{p}_a^{Ws}$ 为再调度阶段区域 $a$ 的风电机组出力, $\Delta \mathbf{d}_a$ 为再调度区域 $a$ 的负荷削减量, $\boldsymbol{\theta}_a^s$ 为再调度阶段区域 $a$ 的内部节点相角。

### 1.1 成本函数

多区域电网经济调度的总成本由式(1)描述,总成本由各区域电网第一阶段运行基点优化的成本 $J_a(\mathbf{y}_a)$ 和第二阶段的再调度成本 $\mathbf{w}_a^T \tilde{\mathbf{p}}_a^v + \mathbf{c}_a^T \mathbf{z}_a$ 组成。

1) 区域 $a$ 第一阶段成本 $J_a(\mathbf{y}_a)$ 。第一阶段成本由各个区域的传统发电机组的计划出力成本、备用成本和风电机组计划出力偏移风电机组出力预测值的惩罚成本组成,其定量关系为:

$$J_a(\mathbf{y}_a) = C_a^G(\mathbf{p}_a^G) + C_a^{Gr}(\mathbf{r}_a^{G+}, \mathbf{r}_a^{G-}) + C_a^W(\mathbf{p}_a^W, \mathbf{p}_a^{W0}) \quad (6)$$

$$C_a^G(\mathbf{p}_a^G) = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_a} [a_g (p_{g,t}^G)^2 + b_g p_{g,t}^G] \quad (7)$$

$$C_a^{Gr}(\mathbf{r}_a^{G+}, \mathbf{r}_a^{G-}) = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_a} (d_g^+ r_{g,t}^{G+} + d_g^- r_{g,t}^{G-}) \quad (8)$$

$$C_a^W(\mathbf{p}_a^W, \mathbf{p}_a^{W0}) = \sum_{t \in T} \sum_{w \in W_a} \sigma_w^W (p_{w,t}^{W0} - p_{w,t}^W) \quad (9)$$

其中, $C_a^G(\cdot)$ 为区域 $a$ 传统发电机组的计划出力成本; $C_a^{Gr}(\cdot)$ 为区域 $a$ 传统发电机组的备用成本; $C_a^W(\cdot)$ 为区域 $a$ 风电计划出力值偏移风电出力预测值的惩罚成本,目的是使风电计划出力值尽可能接近预测值,用来制定传统发电机组的出力计划,使得电网能在一个以风电出力预测值为运行基点的运行计划下经济运行; $\mathbf{p}_a^{W0}$ 为区域 $a$ 风电机组出力预测值; $T$ 为调度时期数的索引集; $G_a$ 为区域 $a$ 传统发电机组的索引集; $p_{g,t}^G$ 为传统发电机组 $g$ 在 $t$ 时期的出力; $a_g$ 、 $b_g$ 为传统发电机组 $g$ 的发电成本系数; $r_{g,t}^{G+}$ 、 $r_{g,t}^{G-}$ 分别为传统发电机组 $g$ 在 $t$ 时期的向上、向下旋转备用量; $d_g^+$ 、 $d_g^-$ 分别为传统发电机组 $g$ 的向上、向下旋转备用成本系数; $W_a$ 为区域 $a$ 风电机组的索引集; $p_{w,t}^{W0}$ 为风电机组 $w$ 在 $t$ 时期出力的预测值; $p_{w,t}^W$ 为风电机组 $w$ 在 $t$ 时期的计划出力; $\sigma_w^W$ 为风电机组 $w$ 的惩罚因子。

2) 区域  $a$  第二阶段再调度成本  $w_a^T \tilde{p}_a^V + c_a^T z_a$ 。再调度成本由各区域的传统发电机组出力调整成本、弃风惩罚成本、负荷削减成本组成,其定量关系为:

$$w_a^T \tilde{p}_a^V + c_a^T z_a = C_a^{Gc} (p_a^{G+}, p_a^{G-}) + C_a^{Ws} (\tilde{p}_a^W, p_a^{Ws}) + C_a^D (\Delta d_a) \quad (10)$$

$$C_a^{Gc} (p_a^{G+}, p_a^{G-}) = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_a} (e_g^+ p_{g,t}^+ + e_g^- p_{g,t}^-) \quad (11)$$

$$C_a^{Ws} (\tilde{p}_a^W, p_a^{Ws}) = \sum_{t \in T} \sum_{w \in W_a} \sigma_w^W (\tilde{p}_{w,t}^W - p_{w,t}^{Ws}) \quad (12)$$

$$C_a^D (\Delta d_a) = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D_{La}} \sigma_d^D \Delta d_{d,t} \quad (13)$$

其中,  $C_a^{Gc}(\cdot)$  为区域  $a$  传统发电机组的出力调整成本;  $C_a^{Ws}(\cdot)$  为再调度阶段区域  $a$  风电机组实际出力偏移不发生弃风时的实时出力值的弃风惩罚成本,目的是通过再调度阶段各类机组的出力调整应对实际风电的不确定性,尽可能多地消纳风电;  $C_a^D(\cdot)$  为区域  $a$  负荷削减成本;  $\tilde{p}_a^W$  为再调度阶段区域  $a$  不发生弃风时风电机组的实时出力值;  $p_{g,t}^+, p_{g,t}^-$  分别为再调度阶段传统发电机组  $g$  在  $t$  时期的向上、向下出力调整量;  $e_g^+, e_g^-$  分别为再调度阶段传统发电机组  $g$  的向上、向下出力调整的成本系数;  $\tilde{p}_{w,t}^W$  为再调度阶段不发生弃风时风电机组  $w$  在  $t$  时期的实时出力值,是一个不确定参数;  $p_{w,t}^{Ws}$  为再调度阶段风电机组  $w$  在  $t$  时期的出力;  $D_{La}$  为区域  $a$  负荷的索引集;  $\Delta d_{d,t}$  为再调度阶段负荷  $d$  在  $t$  时期的削减量;  $\sigma_d^D$  为负荷削减惩罚因子。根据文献[4],为了使风电机组优先出力,  $\sigma_w^W$  取值为传统发电机组的最大增量成本,  $\sigma_d^D$  取值为传统发电机组的最大增量成本的 2 倍。

### 1.2 联络线功率约束可行域

如果一条线路的首、末端节点属于不同的区域,则该线路为联络线,其首、末端节点为电网的边界节点。联络线功率可通过其关联边界节点的相角计算。联络线功率约束可行域  $\Omega^{\text{Tie}}$  由式(2)描述,其可表示为:

$$\begin{aligned} \Omega^{\text{Tie}} = & \left\{ L_{ij,t}, \delta_{a,i,t}, \delta_{a,j,t} \mid \delta_{a',\text{ref},t} = 0, \right. \\ & L_{ij,t} = (\delta_{a,i,t} - \delta_{a,j,t}) / X_{i,j}, \\ & \underline{L}_{ij} \leq L_{ij,t} \leq \bar{L}_{ij}, \\ & \left. \forall a \in \Gamma, \forall (i,j) \in \mathcal{E}^{\text{Tie}}, t \in T \right\} \quad (14) \end{aligned}$$

其中,  $L_{ij,t}$  为连接边界节点  $i, j$  的联络线在  $t$  时期的功率;  $\delta_{a,i,t}$  为区域  $a$  边界节点  $i$  在  $t$  时期的相角;  $\delta_{a,j,t}$  为与区域  $a$  边界节点  $i$  连接的区域  $a_a$  边界节点  $j$  在  $t$  时期的相角;  $\delta_{a',\text{ref},t}$  为区域  $a'$  参考节点在  $t$  时期的相角;  $X_{i,j}$  为节点  $i, j$  间线路的电抗值;  $\bar{L}_{ij}, \underline{L}_{ij}$  分别为边界节点  $i$  与  $j$  间联络线功率上、下限;  $\mathcal{E}^{\text{Tie}}$  为联络线索引集。

### 1.3 区域 $a$ 计划出力阶段问题的可行域

区域  $a$  计划出力问题的可行域  $\Omega_a$  由式(3)描述,

其可表示为:

$$\sum_{j \in N_a^{\text{IB}}(i)} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / X_{i,j} + \sum_{j \in N_a^{\text{BB}}(i)} (\theta_{i,t} - \delta_{a,j,t}) / X_{i,j} = \sum_{g \in G_a(i)} p_{g,t}^G + \sum_{w \in W_a(i)} p_{w,t}^W - \sum_{d \in D_{La}(i)} d_{d,t} \quad \forall i \in N_a^{\text{IB}} \quad (15)$$

$$\sum_{j \in N_a^{\text{IB}}(i)} (\delta_{a,i,t} - \theta_{j,t}) / X_{i,j} + \sum_{j \in N_a^{\text{BB}}(i)} (\delta_{a,i,t} - \delta_{a,j,t}) / X_{i,j} = \sum_{g \in G_a(i)} p_{g,t}^G + \sum_{w \in W_a(i)} p_{w,t}^W - \sum_{d \in D_{La}(i)} d_{d,t} \quad \forall i \in N_a^{\text{BB}} \quad (16)$$

$$\underline{F}_{i,j} \leq (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / X_{i,j} \leq \bar{F}_{i,j} \quad \forall i \in N_a^{\text{IB}}, j \in N_a^{\text{IB}}(i) \quad (17)$$

$$\underline{F}_{i,j} \leq (\delta_{a,i,t} - \theta_{j,t}) / X_{i,j} \leq \bar{F}_{i,j} \quad \forall i \in N_a^{\text{BB}}, j \in N_a^{\text{IB}}(i) \quad (18)$$

$$p_{g,t}^G + r_{g,t}^{G+} \leq \bar{P}_g^G, p_{g,t}^G - r_{g,t}^{G-} \geq \underline{P}_g^G \quad (19)$$

$$0 \leq r_{g,t}^{G+} \leq R_g^U, 0 \leq r_{g,t}^{G-} \leq R_g^D \quad (20)$$

$$\sum_{g \in G_a} r_{g,t}^{G+} \geq R_{a,t}^+, \sum_{g \in G_a} r_{g,t}^{G-} \geq R_{a,t}^- \quad (21)$$

$$-R_g^D \Delta T \leq p_{g,t}^G - p_{g,t-1}^G \leq R_g^U \Delta T \quad (22)$$

$$0 \leq p_{w,t}^W \leq p_{w,t}^{\text{WO}} \quad (23)$$

$$\Omega_a(L, \delta) = \left\{ p_{g,t}^G, r_{g,t}^{G+}, r_{g,t}^{G-}, p_{w,t}^W \mid \text{式(15)---(23)}, \right.$$

$$\left. \forall g \in G_a, w \in W_a, d \in D_{La}, t \in T \right\}$$

其中,  $\theta_{i,t}, \theta_{j,t}$  分别为计划出力阶段区域  $a$  的内部节点  $i, j$  在  $t$  时期的相角;  $d_{d,t}$  为负荷  $d$  在  $t$  时期的负荷需求量;  $\bar{F}_{i,j}, \underline{F}_{i,j}$  分别为连接节点  $i, j$  的线路功率上、下限;  $\bar{P}_g^G, \underline{P}_g^G$  分别为传统发电机组  $g$  出力上、下限;  $R_g^U, R_g^D$  分别为传统发电机组  $g$  单时期的旋转备用容量上、下限;  $R_{a,t}^+, R_{a,t}^-$  分别为区域  $a$  向上、向下备用需求最小值;  $\Delta T$  为每个时期的时间间隔,本文取值为 1 h;  $N_a^{\text{IB}}$  为区域  $a$  的内部节点索引集;  $N_a^{\text{BB}}$  为区域  $a$  的边界节点索引集;  $N_{a_a}^{\text{BB}}$  为与区域  $a$  相连的区域  $a_a$  的边界节点索引集;  $N_a^{\text{IB}}(i)$  为区域  $a$  的内部节点中与节点  $i$  相连节点的索引集;  $N_a^{\text{BB}}(i)$  为区域  $a$  的边界节点中与节点  $i$  相连节点的索引集;  $N_{a_a}^{\text{BB}}(i)$  为与区域  $a$  相连的区域  $a_a$  的边界节点中与节点  $i$  相连节点的索引集;  $G_a(i)$  为区域  $a$  中与节点  $i$  相连的传统发电机组的索引集;  $W_a(i)$  为区域  $a$  中与节点  $i$  相连的风电机组的索引集;  $D_{La}(i)$  为区域  $a$  中与节点  $i$  相连的负荷的索引集。式(15)为计划出力阶段区域  $a$  的内部节点的功率平衡方程;式(16)为计划出力阶段区域  $a$  的边界节点的功率平衡方程;式(17)、(18)为计划出力阶段区域  $a$  的内部线路功率约束;式(19)为计划出力阶段区域  $a$  传统发电机组出力约束;式(20)为计划出力阶段区域  $a$  传统发电机组向上、向下备用约束;式(21)为计划出力阶段区域  $a$  向上、向下备用需求约束;式(22)为计划出力阶段区域  $a$  传统发电机组的爬坡约束;式(23)为计划出力阶段区域  $a$  风电机组的出力约束。

### 1.4 区域 $a$ 再调度阶段问题的可行域

区域  $a$  再调度阶段问题的可行域  $\Omega_a^s$  由式(4)描

述,其可表示为:

$$\sum_{j \in N_a^{\text{IB}}(i)} (\theta_{i,t}^s - \theta_{j,t}^s) / X_{i,j} + \sum_{j \in N_a^{\text{BB}}(i)} (\theta_{i,t}^s - \delta_{a,j,t}) / X_{i,j} = \sum_{g \in G_a(i)} (p_{g,t}^G + p_{g,t}^{G+} - p_{g,t}^{G-}) + \sum_{w \in W_a(i)} p_{w,t}^{\text{Ws}} - \sum_{d \in D_{L_a}(i)} (d_{d,t} - \Delta d_{d,t}) \quad \forall i \in N_a^{\text{IB}} \quad (24)$$

$$\sum_{j \in N_a^{\text{IB}}(i)} (\delta_{a,i,t} - \theta_{j,t}^s) / X_{i,j} + \sum_{j \in N_a^{\text{BB}}(i)} (\delta_{a,i,t} - \delta_{a,j,t}) / X_{i,j} = \sum_{g \in G_a(i)} (p_{g,t}^G + p_{g,t}^{G+} - p_{g,t}^{G-}) + \sum_{w \in W_a(i)} p_{w,t}^{\text{Ws}} - \sum_{d \in D_{L_a}(i)} (d_{d,t} - \Delta d_{d,t}) \quad \forall i \in N_a^{\text{BB}} \quad (25)$$

$$F_{i,j} \leq (\theta_{i,t}^s - \theta_{j,t}^s) / X_{i,j} \leq \bar{F}_{i,j} \quad \forall i \in N_a^{\text{IB}}, j \in N_a^{\text{IB}}(i) \quad (26)$$

$$\underline{F}_{i,j} \leq (\delta_{a,i,t} - \theta_{j,t}^s) / X_{i,j} \leq \bar{F}_{i,j} \quad \forall i \in N_a^{\text{BB}}, j \in N_a^{\text{IB}}(i) \quad (27)$$

$$0 \leq p_{g,t}^{G+} \leq r_{g,t}^{G+}, 0 \leq p_{g,t}^{G-} \leq r_{g,t}^{G-} \quad (28)$$

$$-R_g^D \Delta T \leq (p_{g,t}^{G+} - p_{g,t}^{G-}) - (p_{g,t-1}^{G+} - p_{g,t-1}^{G-}) \leq R_g^U \Delta T \quad (29)$$

$$0 \leq \Delta d_{d,t} \leq d_{d,t} \quad (30)$$

$$0 \leq p_{w,t}^{\text{Ws}} \leq \tilde{p}_{w,t}^{\text{W}} \quad (31)$$

$$\Omega_a^S(L, \delta, p_a^G, r_a^{G+}, r_a^{G-}, \theta_a) = \{p_{g,t}^{G+}, p_{g,t}^{G-}, p_{w,t}^{\text{Ws}}, \Delta d_{d,t}, \theta_{i,t}^s \mid$$

式(24)~(31),  $\forall g \in G_a, w \in W_a, d \in D_{L_a}, t \in T\}$

其中,  $\theta_{i,t}^s, \theta_{j,t}^s$  分别为再调度阶段区域  $a$  的内部节点  $i, j$  在  $t$  时期的相角。式(24)为再调度阶段区域  $a$  的内部节点的功率平衡方程;式(25)为再调度阶段区域  $a$  的边界节点的功率平衡方程;式(26)、(27)为再调度阶段区域  $a$  的内部线路功率约束;式(28)为再调度阶段区域  $a$  的传统发电机组的出力向上、向下调整量约束;式(29)为再调度阶段区域  $a$  的传统发电机组的爬坡约束;式(30)为再调度阶段区域  $a$  的负荷削减约束;式(31)为再调度阶段区域  $a$  的风电出力约束。

### 1.5 模糊集的建立

为了降低模型的保守度以及提高计算效率,本文使用主元分析方法<sup>[14]</sup>对变量进行转换处理,主要步骤包括数据标准化、特征值分解、确定主元阶数和确定主元,具体见附录A。变量转换后不确定风电出力  $\tilde{p}^{\text{W}}$  可以被新变量  $\tilde{p}^{\text{V}}$  表示为:

$$\tilde{p}^{\text{W}} = p^{\text{We}} + \Sigma^{\text{W}} \mathbf{W} \tilde{p}^{\text{V}} \quad (32)$$

其中,  $p^{\text{We}}$  为风电机组出力期望值向量组成的矩阵;  $\Sigma^{\text{W}}$  为风电机组出力的标准差组成的对角矩阵;  $\mathbf{W}$  为主元分析中变量转换的系数矩阵。通过变量转换,基于不确定参数  $\tilde{p}^{\text{V}}$  建立降维的模糊集。本文使用  $\tilde{p}^{\text{V}}$  的概率分布的期望值和协方差矩阵构建  $\tilde{p}^{\text{V}}$  的模糊集,其中协方差矩阵反映了不同风电出力之间的相关关系。用该模糊集表示优化模型中不确定风电出力的特征,区域  $a$  不确定参数  $\tilde{p}_a^{\text{V}}$  的模糊集  $\Omega_a^{\text{U}}$  由式(5)描述,其可表示为:

$$\Omega_a^{\text{U}} = \left\{ f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) : \begin{cases} \int f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = 1 \\ \int \tilde{p}_{ak_1}^{\text{V}} f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = p_{k_1}^{\text{e}} \\ \int \tilde{p}_{ak_1}^{\text{V}} \tilde{p}_{ak_2}^{\text{V}} f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = \Sigma_{k_1, k_2} + p_{k_1}^{\text{e}} p_{k_2}^{\text{e}} \\ f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) \geq 0; k_1, k_2 = 1, 2, \dots, N_{Va} \end{cases} \right. \quad (33)$$

其中,  $\tilde{p}_{ak_1}^{\text{V}}, \tilde{p}_{ak_2}^{\text{V}}$  分别为区域  $a$  等效风电机组  $k_1, k_2$  的出力;  $N_{Va}$  为变量转换后区域  $a$  等效风电机组数量;  $p_{k_1}^{\text{e}}, p_{k_2}^{\text{e}}$  为期望值,  $\Sigma_{k_1, k_2}$  为协方差矩阵元素,均通过历史数据计算。

变量转换后,式(12)由式(34)替代,式(31)由式(35)替代。

$$C_a^{\text{Ws}}(\tilde{p}_a^{\text{W}}, p_a^{\text{Ws}}) = \sum_{t \in T} \sum_{w \in W_a} \sigma_w^{\text{W}} (\tilde{p}_{w,t}^{\text{W}} - p_{w,t}^{\text{Ws}}) =$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{w \in W_a} \sigma_w^{\text{W}} \left( p_{w,t}^{\text{We}} + \sum_{v \in V_a} W_{wv} \tilde{p}_{v,t}^{\text{V}} - p_{w,t}^{\text{Ws}} \right) \quad (34)$$

$$0 \leq p_{w,t}^{\text{Ws}} \leq p_{w,t}^{\text{We}} + \sum_{v \in V_a} W_{wv} \tilde{p}_{v,t}^{\text{V}} \quad (35)$$

其中,  $V_a$  为区域  $a$  的不确定变量  $\tilde{p}_{v,t}^{\text{V}}$  的索引集;  $W_{wv}$  为矩阵  $\mathbf{W}$  第  $w$  行第  $v$  列元素。

## 2 模型重构及求解算法

上述多区域电网经济调度模型无法直接求解,需要将模型转化为可求解的形式。

### 2.1 模型重构

第二阶段问题的内层最小化问题的变量为  $z_a$ , 而外层问题的变量中没有  $z_a$ , 内层问题与外层问题可解耦。本文引入函数  $Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{p}_a^{\text{V}})$  替代目标函数式(1)中的最内层最小化问题。

$$Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{p}_a^{\text{V}}) = \min_{z_a \in \Omega_a^S(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{p}_a^{\text{V}})} (\mathbf{w}_a^{\text{T}} \tilde{p}_a^{\text{V}} + \mathbf{c}_a^{\text{T}} z_a) \quad (36)$$

通过式(36)的等效替代,区域  $a$  风电出力最恶劣分布情况下的再调度问题可以等价于:

$$\max_{f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) \in \Omega_a^{\text{U}}} E[Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{p}_a^{\text{V}})] \quad (37)$$

式(37)调度问题中任意区域  $a$  在  $t$  时期存在一个模糊集  $\Omega_a^{\text{U}}$ , 给模糊集  $\Omega_a^{\text{U}}$  中的约束引入对偶变量  $h_{0a,t}, h_{ak_1,t}, H_{ak_1, k_2, t}$ , 并用积分形式代替目标函数的期望值得到:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) \in \Omega_a^{\text{U}}} \int_{\mathbf{R}^{N_{Va}}} Q(\mathbf{x}, \mathbf{y}_a, \tilde{p}_a^{\text{V}}) f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} \\ \text{s.t.} \int_{\mathbf{R}^{N_{Va}}} f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = 1; h_{0a,t} \\ \int_{\mathbf{R}^{N_{Va}}} \tilde{p}_{ak_1, t}^{\text{V}} f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = p_{ak_1}^{\text{e}}; h_{ak_1, t} \\ \int_{\mathbf{R}^{N_{Va}}} \tilde{p}_{ak_1, t}^{\text{V}} \tilde{p}_{ak_2, t}^{\text{V}} f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) d\tilde{p}_a^{\text{V}} = \Sigma_{k_1, k_2} + p_{ak_1}^{\text{e}} p_{ak_2}^{\text{e}}; H_{ak_1, k_2, t} \\ f(\tilde{p}_a^{\text{V}}) \geq 0; \forall \tilde{p}_a^{\text{V}} \in \mathbf{R}^{N_{Va}}; k_1, k_2 = 1, 2, \dots, N_{Va}; t \in T \end{array} \right. \quad (38)$$

其中,  $\tilde{p}_{ak_1,t}^V, \tilde{p}_{ak_2,t}^V$  分别为  $t$  时期区域  $a$  等效风电机组  $k_1, k_2$  的出力;  $p_{ak_1}^e, p_{ak_2}^e$  分别为区域  $a$  等效风电机组  $k_1, k_2$  的出力期望值;“:”为原始约束与对偶变量的连接符号。参照文献[15-16],求式(38)的对偶问题,得到相应的对偶问题为:

$$\begin{cases} \min_{h_a, h_{0a}} \sum_{t \in T} \text{tr} \left\{ H_{at}^T \left[ \Sigma_{at} + P_{at}^e (p_{at}^e)^T \right] \right\} + h_a^T p_a^e + h_{0a} \\ \text{s.t. } h_{0a} + h_a^T \tilde{p}_a^V + (\tilde{p}_a^V)^T H_a \tilde{p}_a^V \geq Q(x, y_a, \tilde{p}_a^V) \quad \forall \tilde{p}_a^V \in \mathbf{R}^{N_{Va}} \end{cases} \quad (39)$$

其中,  $\text{tr} \{ \cdot \}$  表示矩阵的迹;  $p_{at}^e = [p_{a1,t}^e; p_{a2,t}^e; \dots; p_{aN_{Va},t}^e]_{N_{Va} \times 1}, \Sigma_{at} = [\Sigma_{k_1 k_2, t}]_{N_{Va} \times N_{Va}}$  分别为  $N_{Va}$  台风电机组出力的期望值向量、协方差矩阵;由于本文针对多时期进行调度,需要对单时期变量进行排列,具体表示为  $p_a^e = [p_{a1}^e; p_{a2}^e; \dots; p_{aT}^e], h_{0a} = h_{0a1} + h_{0a2} + \dots + h_{0aT},$

$$h_a = [h_{a1}; h_{a2}; \dots; h_{aT}], H_a = \begin{bmatrix} H_{a1} & & \\ & \ddots & \\ & & H_{aT} \end{bmatrix}, h_{at} = [h_{a1,t};$$

$h_{a2,t}; \dots; h_{aN_{Va},t}]_{N_{Va} \times 1}, H_{at} = [H_{ak_1 k_2, t}]_{N_{Va} \times N_{Va}} (t \in T)$  分别为  $t$  时期  $N_{Va}$  台风电机组出力期望值约束对应的对偶变量向量、协方差约束对应的对偶变量矩阵。

由于式(39)中约束存在双线性项,无法直接求解,本文引入新的对偶变量  $\lambda_a$  对约束中函数  $Q(x, y_a, \tilde{p}_a^V)$  进行处理,将式(39)转化为其对偶问题:

$$\begin{cases} \max_{\lambda_a \in \omega_a} \lambda_a^T (d_a - D_a x - E_a y_a - F_a \tilde{p}_a^V) + w_a^T \tilde{p}_a^V \\ \omega_a = \{ I_a^T \lambda_a = c_a, \lambda_a \leq 0 \} \end{cases} \quad (40)$$

因此,式(39)中的约束可以等价于式(41)和式(42)。

$$h_{0a} + h_a^T \tilde{p}_a^V + (\tilde{p}_a^V)^T H_a \tilde{p}_a^V \geq w_a^T \tilde{p}_a^V + \lambda_a^T (d_a - D_a x - E_a y_a - F_a \tilde{p}_a^V) \quad (41)$$

$$\forall \tilde{p}_a^V \in \mathbf{R}^{N_{Va}}, \lambda_a \in \omega_a = \{ I_a^T \lambda_a = c_a, \lambda_a \leq 0 \} \quad (42)$$

取多面体  $\omega_a$  的顶点坐标集  $\lambda_a^d$ , 只要  $\forall \lambda_a^d \subset \varphi(\omega_a)$  ( $\varphi(\omega_a)$  为多面体  $\omega_a$  的顶点集) 时式(41)、(42)成立,即等价于  $\forall \lambda_a$ , 式(41)、(42)都成立,故可用顶点集  $\lambda_a^d$  替换全体的  $\lambda_a$ , 将式(41)、(42)写成如下的半定约束<sup>[15]</sup>:

$$\begin{cases} H_a & 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d) \\ \left[ 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d)^T \quad h_{0a} - (d_a - D_a x - E_a y_a)^T \lambda_a^d \right] \geq 0 \\ \forall \lambda_a^d \in \varphi(\omega_a), \omega_a = \{ I_a^T \lambda_a = c_a, \lambda_a \leq 0 \} \end{cases} \quad (43)$$

本文的多区域电网经济调度模型等价于如下的半定规划模型:

$$\begin{cases} \min_{x, y_a, h_a, h_{0a}} \sum_{a \in \Gamma} \left\{ J_a(y_a) + h_a^T p_a^e + h_{0a} + \sum_{t \in T} \text{tr} \left\{ H_{at}^T \left[ \Sigma_{at} + P_{at}^e (p_{at}^e)^T \right] \right\} \right\} \end{cases} \quad (44)$$

$$\begin{cases} H_a & 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d) \\ \left[ 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d)^T \quad h_{0a} - (d_a - D_a x - E_a y_a)^T \lambda_a^d \right] \geq 0 \\ \forall \lambda_a^d \in \varphi(\omega_a), x \in \Omega^{Tie}, y_a \in \Omega_a(x) \end{cases} \quad (45)$$

## 2.2 求解算法

最终的半定规划模型中,当系统规模较大时,  $\omega_a$  的顶点数量很大,同时,  $\omega_a$  也可能是一个半开区域。因此枚举  $\omega_a$  的所有顶点不太现实。本文采用延迟约束生成算法<sup>[5]</sup>求解上述半定规划问题。延迟约束生成算法的步骤如下。

步骤1 给任意区域  $a$  设置一个算法的收敛阈值  $\varepsilon_a > 0$  和  $\omega_a$  的初始顶点集  $\eta_a \subset \varphi(\omega_a)$ 。

步骤2 求解式(46)~(50)所示给定顶点集的主问题,得到主问题的最优解  $x^*$  和其目标函数最小值  $R^*$ 。

$$\min_{x, y_a, h_a, h_{0a}} \sum_{a \in \Gamma} \left\{ J_a(y_a) + h_a^T p_a^e + h_{0a} + \sum_{t \in T} \text{tr} \left\{ H_{at}^T \left[ \Sigma_{at} + P_{at}^e (p_{at}^e)^T \right] \right\} \right\} \quad (46)$$

$$Ax \leq c \quad (47)$$

$$C_a y_a \leq f_a - B_a x \quad (48)$$

$$\begin{cases} H_a & 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d) \\ \left[ 0.5(h_a - w_a + F_a^T \lambda_a^d)^T \quad h_{0a} - (d_a - D_a x - E_a y_a)^T \lambda_a^d \right] \geq 0 \end{cases} \quad (49)$$

$$\forall \lambda_a^d \in \eta_a, a \in \Gamma \quad (50)$$

步骤3 对于区域  $a$ , 使用坐标轮换法计算与松弛后的半定约束对应的式(41)和式(42)所示原始不等式构成的问题,迭代结束的条件是下列问题的最小值大于等于0:

$$\min_{\tilde{p}_a^V, \lambda_a} h_{0a} + h_a^T \tilde{p}_a^V + (\tilde{p}_a^V)^T H_a \tilde{p}_a^V - w_a^T \tilde{p}_a^V - \lambda_a^T (d_a - D_a x - E_a y_a - F_a \tilde{p}_a^V) \quad (51)$$

$$\begin{cases} I_a^T \lambda_a = c_a \quad \lambda_a \leq 0 \\ \tilde{p}_a^V \in [\underline{p}_a^V, \bar{p}_a^V], \tilde{p}_a^W \in [\underline{p}_a^W, \bar{p}_a^W] \end{cases} \quad (52)$$

在式(52)中给不确定参数  $\tilde{p}_a^V, \tilde{p}_a^W$  设置限值是为了防止在松弛的过程中目标函数式(51)出现无界的情况。 $\underline{p}_a^V, \bar{p}_a^V, \bar{p}_a^W$  取值为根据  $\tilde{p}_a^V, \tilde{p}_a^W$  的历史数据计算得到的最小值和最大值,由于风电出力非负,  $\underline{p}_a^W$  的元素取值为0。计算得到子问题的最优解  $\lambda_a^*$  和其目标函数的最小值  $r_a^*$ 。

步骤4 检验约束式(41)和式(42)的可行性,如果  $r_a^* \geq 0 (\forall a \in \Gamma)$ , 则约束满足要求,停止迭代,整个问题的最优解为  $x^*$ , 最优值为  $R^*$ , 否则,给顶点集  $\eta_a$  添加新的约束,  $\eta_a = \eta_a \cup \lambda_a^* (\forall a \in \Gamma)$ , 并返回步骤2继续新一轮迭代。

### 3 算例分析

使用改进的IEEE 2区域RTS<sup>[17]</sup>和改进的IEEE 2区域118节点系统验证本文方法的性能,并与没有对风电机组出力相关性进行维度削减的分布鲁棒优化方法(简称对比方法)进行比较。

仿真的周期数设为4,根据文献[5],传统发电机组 $g$ 的向上、向下旋转备用成本系数设为 $0.1b_g$ ,传统发电机组 $g$ 的向上、向下出力调整成本系数设置为传统发电机组 $g$ 最大出力时的单位成本,测试系统的详细数据见文献[18]。在Intel Core i5-7500 CPU 8 GB RAM 的台式电脑上用MATLAB 2018a进行建模仿真,主问题和子问题分别用Mosek9.2和Gurobi 8.0求解。

#### 3.1 改进的IEEE 2区域RTS

在改进的IEEE 2区域RTS中测试风电出力相关性对本文方法和对比方法的计算时间和最优值的影响。为测试模型在不同相关性的风电出力场景下的性能,生成均值为40 MW,均方差与期望值的比值为10%,相关系数分别为0.3、0.4、0.5、0.6、0.7、0.8的6种风电出力序列。仿真中4个时期的风电出力预测值分别设置为:区域1,44、40、38、42 MW;区域2,36、40、42、38 MW。维度削减时 $\phi=0.85$ 。2种方法得到的计算时间如表1所示,总成本和再调度成本如图1所示。对不同风电出力场景下联络线功率的分析见附录B,其中,联络线功率图见附录B图B1。

由表1可以看出,在不同风电相关性场景下本文方法的计算时间均对比方法要少。这主要是因为本文方法采用主元分析方法对具有相关性的不确定变量进行处理,提取不确定变量的主要变化信息,用降维后的主元变量表示原始变量,降低了不确定变量的维度,提高了计算效率。

由图1可以看出,对比方法的总成本和再调度成本随着相关系数的增大而增加。这主要是因为风电相关性大时,各风电机组出力波动方向一致的概率较大,风电出力最恶劣分布比相关性较小时的情

表1 改进的IEEE 2区域RTS中不同风电相关性场景下2种方法的计算时间

Table 1 Computational time of two methods for improved IEEE 2-area RTS under different wind power correlation scenes

相关系数	计算时间/s	
	对比方法	本文方法
0.3	127	37
0.4	140	30
0.5	138	32
0.6	114	35
0.7	176	37
0.8	166	39

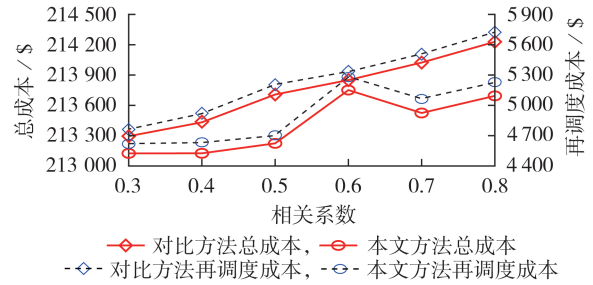


图1 改进的IEEE 2区域RTS中不同风电相关性场景下2种方法的总成本和再调度成本

Fig.1 Total cost and rescheduling cost of two methods for improved IEEE 2-area RTS under different wind power correlation scenes

况更极端。另外,在不同风电相关性场景下,本文方法得到总成本和再调度成本都比对比方法的低。这是因为本文方法对原始变量进行空间变换,降低了不确定变量的波动性,使模型的不确定性减小。

综上所述,在不同风电相关性场景下,本文方法在计算时间和成本方面具有一定的优势。

#### 3.2 改进的IEEE 2区域118节点系统

在改进的IEEE 2区域118节点系统中使用实际的风电出力数据测试本文方法在不同数量风电机组情况下的计算效率和最优值,维度削减时 $\phi=0.85$ 。2种方法的计算时间如表2所示,总成本和再调度成本如图2所示。

表2 改进的IEEE 2区域118节点系统中不同数量风电机组情况下2种方法的计算时间

Table 2 Computation time of two methods for improved IEEE 2-area 118-bus system under different numbers of wind turbine

风电机组数量/台	计算时间/s	
	对比方法	本文方法
10	50	26
16	168	49
22	144	48
28	290	33
34	430	36

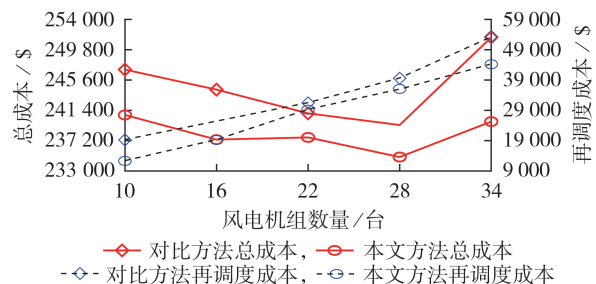


图2 改进的IEEE 2区域118节点系统中不同数量风电机组情况下2种方法的总成本和再调度成本

Fig.2 Total cost and rescheduling cost of two methods for improved IEEE 2-area 118-bus system under different numbers of wind turbine

由表 2 可以看出,随着风电机组数量的增加,对比方法的计算时间增长趋势明显,在风电机组数量较多时,计算效率非常低,而本文方法在风电机组数量增加时计算时间变化相对较小。这主要是因为计算时间与模型的非风电约束以及风电约束数量成正比相关性,本文方法通过主元分析方法保留风电变量的主要信息,在风电机组数量增加时主元增加的速度较低,这使计算时间变化不大。

由图 2 可以看出,在不同数量风电机组情况下,本文方法计算得到的总成本均对比方法的低。随着风电机组数量的增加,2 种方法的再调度成本不断增大。这是因为风电机组数量增加时,电网中的风电不确定程度增加,再调度阶段传统发电机组的出力调整成本增加。此外,本文方法的再调度成本低于对比方法的再调度成本。在风电机组数量增加的过程中,系统的总成本不一定增加,这是因为风电机组数量增加时,风电出力也增加,而风电出力是零成本,所以在风电机组数量增加的过程中,总成本受到风电出力增加带来的成本减小和风电不确定性增大带来的成本增加两方面的影响。上述结果表明,当模型的规模变大和风电机组的数量增加时,本文方法对计算效率的提高更明显,同时本文方法具有一定的扩展性。

#### 4 结论

本文提出一个多区域电网的两阶段分布鲁棒经济调度模型。该模型考虑风电出力的不确定性和相关性,以实现风电出力最恶劣分布下电网的期望成本最小化的目标。改进的 IEEE 2 区域 RTS 和改进的 IEEE 2 区域 118 节点系统的算例分析结果表明:随着风电相关性的增加,成本增大,并且在各种情况下本文方法相比对比方法具有更低的成本;在风电占比较大的电网中,本文方法相比对比方法在计算效率方面具有明显的优势,且随时风电机组数量的增加,本文方法在计算效率方面的优势更明显。本文方法在含高比例风电的多区域电网优化调度问题方面具有一定的优势。对于风电等不确定性可再生能源比例越来越高的电网以及综合能源系统,如何处理不同区域能源间、不同种类能源间的不确定性和相关性是一个值得研究的方向,这也是笔者后续将深入研究的方向。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

[1] 赵瑾,雍静,郇嘉嘉,等. 基于长时间尺度的园区综合能源系统随机规划[J]. 电力自动化设备,2020,40(3):62-67.  
ZHAO Jin, YONG Jing, HUAN Jiajia, et al. Stochastic planning of park-level integrated energy system based on long time-scale[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3):62-67.

[2] 仇梦林,胡志坚,王小飞,等. 基于动态场景集和需求响应的二阶段随机规划调度模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(11):68-76.  
ZHANG Menglin, HU Zhijian, WANG Xiaofei, et al. Two-stage stochastic programming scheduling model based on dynamic scenario sets and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11):68-76.

[3] 王婷婷,白晓清,李佩杰,等. 计及可再生资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.

[4] LI Z G, WU W C, SHAHIDEHPOUR M, et al. Adaptive robust tie-line scheduling considering wind power uncertainty for interconnected power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4):2701-2713.

[5] WEI W, LIU F, MEI S W. Distributionally robust co-optimization of energy and reserve dispatch[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1):289-300.

[6] CHEN Y W, GUO Q L, SUN H B, et al. A distributionally robust optimization model for unit commitment based on kullback-leibler divergence[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5):5147-5160.

[7] ZHU R J, WEI H, BAI X Q. Wasserstein metric based distributionally robust approximate framework for unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4):2991-3001.

[8] 税月,刘俊勇,高红均,等. 考虑风电不确定性的电气能源系统两阶段分布鲁棒协同调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):43-50,75.  
SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. Two-stage distributed robust cooperative dispatch for integrated electricity and natural gas energy systems considering uncertainty of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):43-50,75.

[9] CHEN Y, WEI W, LIU F, et al. Distributionally robust hydrothermal-wind economic dispatch[J]. Applied Energy, 2016, 173:511-519.

[10] XIONG P, JIRUTITIJAROEN P, SINGH C. A distributionally robust optimization model for unit commitment considering uncertain wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1):39-49.

[11] 周安平,杨明,翟鹤峰,等. 计及风电功率矩不确定性的分布鲁棒实时调度方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(20):5937-5946.  
ZHOU Anping, YANG Ming, ZHAI Hefeng, et al. Distributionally robust real-time dispatch considering moment uncertainty of wind generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(20):5937-5946.

[12] 周任军,任青青,闵雄帮,等. 基于改进矩不确定分布鲁棒优化算法的多机调频比例决策[J]. 电力自动化设备,2019,39(6):130-137.  
ZHOU Renjun, REN Qingqing, MIN Xiongbang, et al. Frequency regulation ratio decision-making of multi-generator based on modified distributional robust optimization under moment uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6):130-137.

[13] TASTU J, PINSON P, KOTWA E, et al. Spatio-temporal analysis and modeling of short-term wind power forecast errors[J]. Wind Energy, 2011, 14(1):43-60.

[14] JOLLIFFE I T. Principal component analysis and factor analysis[M]//Principal Component Analysis. New York, NY, USA:

Springer, 1986: 115-128.

- [15] BERTSIMAS D, DOAN X V, NATARAJAN K, et al. Models for minimax stochastic linear optimization problems with risk aversion[J]. *Mathematics of Operations Research*, 2010, 35(3): 580-602.
- [16] SHAPIRO A. On duality theory of conic linear problems [M]//*Nonconvex Optimization and Its Applications*. Boston, MA, USA: Springer US, 2001: 135-165.
- [17] GRIGG C, WONG P, ALBRECHT P, et al. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. *IEEE Transactions on power systems*, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [18] 李运龙. 系统测试数据[EB/OL]. [2020-07-20]. <https://github.com/liyl-github/testdata2020C3.git>.

作者简介:



李运龙

度与运行决策。

李运龙(1996—),男,广西玉林人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行与优化调度(E-mail: eplyl18@scut.edu.cn);

李志刚(1988—),男,广东广州人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统运行与优化调度(E-mail: lizg16@scut.edu.cn);

郑杰辉(1990—),男,广东茂名,人,讲师,博士,主要研究方向为电力系统优化调

(编辑 王锦秀)

## Distributionally robust economic dispatch of multi-regional power grid considering uncertainty and correlation of wind power

LI Yunlong, LI Zhigang, ZHENG Jiehui

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

**Abstract:** The current moment based distributionally robust optimization method does not properly consider the correlation among uncertain parameters of wind power, which causes conservativeness of the method. Considering the uncertainty and correlation of wind power, the principal component analysis method is used to build a dimensionality reduced ambiguity set of moment based distributionally robust economic dispatch model for multi-regional power grid. The original model is transformed into a semidefinite programming model, and solved by the delayed constraint generation algorithm. The simulative results of case show that the proposed method can improve calculation efficiency and reduce power grid cost.

**Key words:** multi-regional economic dispatch; distributionally robust optimization; uncertainty; correlation; principal component analysis

(上接第54页 continued from page 54)

## Distributed coordinated dispatch and control strategy of multi-microgrid system with wind power considering flexibility reserve

BIAN Xiaoyan<sup>1</sup>, SUN Mingqi<sup>1</sup>, XU Jiayu<sup>2</sup>, WANG Xiaoyu<sup>1</sup>, LI Guoqing<sup>3</sup>, LI Dongdong<sup>1</sup>

(1. College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Ningbo Power Supply Company, Ningbo 315020, China;

3. Power Dispatch and Control Center of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830063, China)

**Abstract:** The access of high proportion of wind power and application of demand response technology make high requirements for dynamic balance of active power of multi-microgrid system under distributed architecture, it is necessary to fully use flexible resources for system coordinated dispatch and control. A novel flexible battery reserve model is proposed to evaluate the flexible reserve power of multi-microgrid system, and a virtual flexible battery reserve model is defined to evaluate wind farm reserve and demand response load reserve, and fully exploit their potential capacity of frequency regulation. On this basis, the power allocation of each microgrid under this model is solved based on the consensus algorithm, and a distributed coordinated dispatch and control strategy of multi-microgrid system with wind power is proposed considering the flexible reserve, which realizes coordinated optimization of flexible resources under distributed architecture. The effectiveness of the proposed strategy is verified by the actual data of a certain region in East China. Case results show that the coordinated optimization of source-load flexible reserve resource realizes the dynamic power balance of the system under distributed architecture while guarantees wind power consumption.

**Key words:** flexible battery reserve model; multi-microgrid; consensus algorithm; source-load coordination; variable load shedding ratio



## 附录 A:

主元分析方法将具有相关性的变量集合转换为不相关的变量集合，将得到的新的不相关的变量集合称为主元。主元按照其代表的原始数据的波动性大小进行降序排列，前面几个主元代表了原始数据的主要变化，最后几个主元描述了原始相关变量变化很小的方向，因此可以丢弃最后几个主元，并用前面几个主元近似表示原始相关变量。通过主元削减可以在保证原始变量信息的损失最小的条件下削减模糊集的维度。主元分析方法步骤如下。

步骤 1: 数据的标准化。

$$\begin{cases} x_{w,t}^W = (\tilde{p}_{w,t}^W - p_w^{We}) / \delta_w \\ p_w^{We} = \sum_{t=1}^{N_T} \tilde{p}_{w,t}^W / N_T, \delta_w = \sqrt{\sum_{t=1}^{N_T} (\tilde{p}_{w,t}^W - p_w^{We})^2 / N_T} \end{cases} \quad \forall w=1,2,\dots,N_W, t=1,2,\dots,N_T \quad (A1)$$

其中， $N_W$  为风电机组的总数； $N_T$  为选取数据的时期数； $p_w^{We}$  为风电机组  $w$  出力的期望值； $\sigma_w$  为风电机组  $w$  出力的标准差。

步骤 2: 特征值分解。标准化向量组矩阵表示为  $\mathbf{X} = [x_{w,t}^W]_{N_W \times N_T}$ ，求得矩阵  $\mathbf{X}\mathbf{X}^T$  的特征方程的特征值和特征向量，按照特征值从大至小的顺序排列后的特征值和特征向量分别为  $\mu_i$ 、 $\mathbf{w}_i (i=1,2,\dots,N_W)$ 。

步骤 3: 确定主元阶数。先确定需要保留原始变量变化信息的比例  $\phi$ ，再确定主元的阶数  $N_V$ 。

$$N_V = \arg \min_{N_V \in \mathbf{Z}^+} \left\{ N_V : \text{s.t.} \sum_{i=1}^{N_V} \mu_i \geq \phi \sum_{i=1}^{N_W} \mu_i \right\} \quad (A2)$$

其中， $N_V$  为能够表示  $\phi$  比例原始变量变化信息所需保留的主元阶数； $\arg \min$  为求解使式(A2)满足的最小的  $N_V$ 。

步骤 4: 确定主元。构造主元分析中变量转换的系数矩阵  $\mathbf{W} = [\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_{N_V}]$ ，在变量转换和维度削减后，不确定风电出力  $\tilde{\mathbf{p}}^W$  可以被新变量  $\tilde{\mathbf{p}}^V$  表示为：

$$\tilde{\mathbf{p}}^W = \mathbf{p}^{We} + \mathbf{\Sigma}^W \mathbf{X} = \mathbf{p}^{We} + \mathbf{\Sigma}^W \mathbf{W} \tilde{\mathbf{p}}^V \quad (A3)$$

其中， $\mathbf{p}^{We} = [p_1^{We}; p_2^{We}; \dots; p_{N_W}^{We}]_{N_W \times N_T}$ ， $\mathbf{p}_w^{We} = [p_w^{We}, p_w^{We}, \dots, p_w^{We}]_{1 \times N_T}$ ， $\mathbf{\Sigma}^W = \text{diag}(\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_{N_W})$ 。

## 附录 B:

图 B1 展示了 RTS 中联络线的功率，该功率对应文章正文风电相关系数为 0.5 的场景。为了验证多区域电网是否优先消纳风能，区域 1 的风电出力均值和预测值设置情况保持不变，区域 2 风电机组出力均值、仿真的 4 个时期的风电出力预测值有 2 种场景：场景 1，区域 2 风电出力均值和预测值设置情况均保持不变；场景 2，区域 2 风电出力均值和预测值乘 1.3。

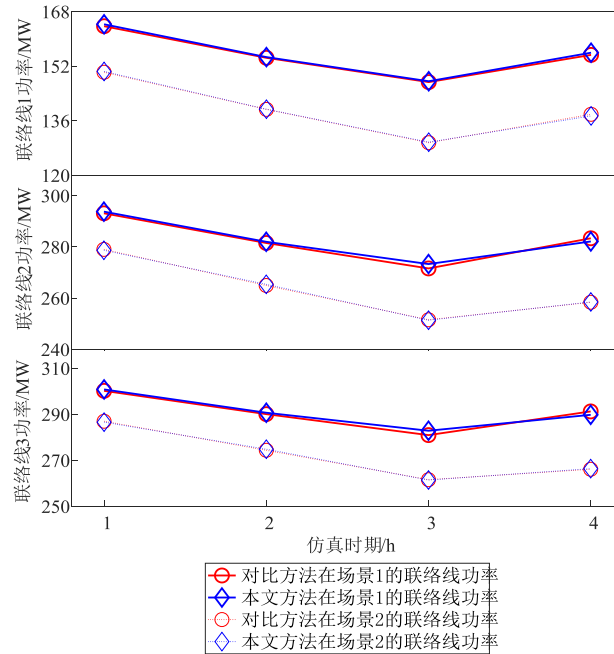


图 B1 联络线功率

Fig.B1 Tie lie power

其中，联络线功率正方向为从区域 1 到区域 2。从仿真时期 1 到时期 4，区域 1 的风电出力预测值先减后增，区域 2 的风电出力预测值先增后减，如果优先使风电机组出力，则从时期 1 到时期 4，由区域 1 传输到区域 2 的功率值应该要先减后增。图中结果显示从时期 1 到时期 4，联络线的功率先减后增，符合实际工程中优先消纳风电的要求。

场景 2 中区域 2 的风电出力大于场景 1 中出力，如果场景 2 中区域 2 优先消纳风电，场景 2 的联络线功率应该比场景 1 的小。图 B1 结果显示，场景 2 的联络线功率比场景 1 的小，仿真结果与理论要求一致，符合实际情况。