

# 计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协调扩展规划

朱兰, 仇念航, 张学涵

(上海电力大学 电气工程学院, 上海市 杨浦区 200090)

## Generation-transmission-load Coordinative Expansion Planning Considering Node Inertia Vulnerability Assessment

ZHU Lan, QIU Nianhang, ZHANG Xuehan

(College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Yangpu District, Shanghai 200090, China)

**摘要:** 高比例新能源电力系统中, 惯性资源不足及分布不合理是导致频率安全事件初期频率下降过快的重要因素。为提高系统整体建设效益, 保障系统运行阶段惯量响应能力, 需要在规划时考虑源网荷侧资源对系统惯量支撑能力的影响。该文对传统有序聚类算法进行改进, 提出基于综合类直径的改进负荷-新能源场景缩减聚类算法; 提出节点惯量薄弱性评估方法, 利用初始扰动功率概率分布特征及电网信息对节点惯量支撑能力进行评估; 综合源网荷侧资源, 建立一种计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协调扩展规划模型, 并进行优化求解。算例分析表明, 所提方法能够有效辨识惯量薄弱节点, 优化惯量资源位置及网络结构, 提高系统频率安全, 协调源网荷侧资源降低总规划成本。

**关键词:** 惯量分布; 电力系统规划; 源网荷协同; 频率安全; 场景缩减

**Abstract:** The frequency safety issue of the power system is becoming increasingly evident under the high proportion of new energy access. In the initial stage of the disturbance, insufficient inertial resources or unreasonable distribution may lead to a rapid drop in frequency, which is an important factor affecting the frequency safety. To improve the overall construction efficiency of the system and ensure its inertia response capability during operation, it is necessary to consider the influence of the source, network and load side resources on the system's inertia support capability of the system during planning. In this paper, a node inertia vulnerability assessment method is proposed, which utilizing the characteristics of initial disturbance power probability distribution and power grid information

**基金项目:** 上海电力人工智能工程技术研究中心项目 (19DZ2252800)。

Research Project of Shanghai Electric Power Artificial Intelligence Engineering Technology Research Center (19DZ2252800).

to evaluate the node inertia support capacity. The traditional ordered clustering algorithm has been improved, and a refined clustering method for load-new energy scenario reduction based on comprehensive class diameter is proposed. Meanwhile, a method for vulnerability evaluation of node inertia is proposed, utilizing the initial disturbance power probability distribution characteristics and network information to evaluate the node inertia support capability. By integrating generation-transmission-load side resources, a generation-transmission-load collaborative planning model is established and its solution process is designed for optimal solution. Finally, the validity of the model is verified through examples, and the influence of inertial constraints on the system planning results is discussed.

**Keywords:** inertia distribution; power system planning; generation-transmission-load coordination; frequency security; scene cuts

**DOI:** 10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0066

## 0 引言

当前全球环境污染问题严峻, 能源安全问题凸显, 实现能源生产向可再生能源转型是中国乃至全球能源和经济实现可持续发展的重大发展需求<sup>[1]</sup>。我国提出在 2030 年前实现碳达峰, 2060 年前实现碳中和的目标, 并在 2020 年气候雄心峰会上设立实现风电和光伏容量超过 1200 GW 的具体发展目标<sup>[2]</sup>。伴随着大量传统同步机组逐渐被替代, 系统相同有功扰动下的系统频率波动增大, 电网潜在的有功功率缺额扰动量增加, 使得电力系统频率安全面临严峻的挑战。

目前, 考虑频率安全的电力系统优化研究集中于经济调度<sup>[3]</sup>、机组组合<sup>[4-5]</sup>等运行方面, 一般通过调整机组启停和调频备用提高频率响应能

力,少量文献从电源或储能配置<sup>[6-8]</sup>角度进行分析。其中,文献[6]基于功率谱密度提出了考虑频率安全的储能容量配置模型。文献[7]建立了一种考虑惯性和无功功率约束的电源规划模型,并评估了频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)约束对规划结果的影响。文献[8]建立了一种考虑线性化频率安全约束的电源规划模型,并分析了约束对规划的影响。这些研究或从电源配置,或从储能配置的层面考虑系统频率安全问题,而实际系统惯量响应不仅受限于电源结构、机组容量,同时输电容量及网络拓扑会限制电源开机方式,间接影响系统惯量支撑能力,荷侧采用虚拟惯性技术的储能会直接影响系统惯量水平。已有规划研究未考虑源网荷资源对提升系统惯量响应能力的协同贡献,考虑多类型惯量响应资源参与的源网荷协同规划方法亟待研究。

此外,考虑频率安全的电力系统优化研究中,惯量响应建模主要采用集中式建模方式<sup>[3]</sup>,有文献通过仿真及机理分析指出惯性响应呈现显著区域差异<sup>[9-11]</sup>。文献[9]提出2个指标来计算网络上的惯性分布,发现指标不仅与惯性时间常数、线路阻抗等参数有关,还与电网结构高度相关。文献[10]考虑惯量分布不均特性,利用节点计算惯量指标表征节点阻碍频率变化的能力,进而考虑电网结构和参数分析系统的惯量分布特性。文献[11]以电力系统机电波传播理论为基础,建立机电传播速度和等效惯量间的数学关系,通过对机电波波速的量测,实现惯量评估。上述文献反映了实际惯量响应空间差异的显著性,而在规划优化中计及该特征的研究较少,尚处于起始阶段,文献[12]针对南澳电网电气联系弱的特点提出包含分区惯性约束的发电调度方法;文献[13]在储能规划中考虑节点计算惯量,对所有节点计算其虚拟惯量进而指导储能装置的选址定容。这些研究对在规划优化中计及惯量响应空间差异做出了有益探索,但未考虑扰动源及网络拓扑的复杂性,而两者均影响节点惯量响应结果,由于扰动源具有不确定性,受网络拓扑影响,扰动初期功率空间传播的建模较为复杂,在规划模型中直接耦合两因素较为困难,通过对节点惯量薄弱性开展评估,并将其结合至规划中是处理该问题的一种有效方式。如何详细考虑两者对惯量响应空间差异的影响,构建计及两者影响的规划方法有待进一

步研究。

在上述背景下,本文首先针对源网荷扩展规划运算规模大的问题,提出基于综合类直径的改进场景缩减有序聚类方法;然后,根据扰动后扰动功率的空间传递方式,构建节点惯量计算与评估方法;进一步结合节点惯量评估方法,提出计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协同长期扩展规划模型;最后,结合算例验证本文方法的有效性。

## 1 基于综合类直径的改进负荷-新能源场景缩减有序聚类方法

计及频率安全约束的长期扩展规划存在计算量大、求解难的问题,常用场景缩减的方法缩减优化规模,降低求解难度。有序聚类算法是解决场景缩减问题的一类有效方法,但在一定聚类指标要求下,可能出现聚类场景数目过多的情况,本文通过结合算法中数据组间均值平方差与斜率平方差的方式形成综合类直径,对有序聚类算法聚类核心进行改进。

### 1.1 基于综合类直径的改进有序聚类算法

有序聚类算法的核心是优化目标的设定,文献[14]在传统有序聚类算法的基础上,引入趋势度量度的概念,将优化目标替换为组间数据斜率差值平方和,而这种处理方式虽然在一定程度上提高了聚类轮廓系数,但对最优聚类场景结果数目的影响较大,会显著提高后续应用的计算量。本文结合数据组间均值差与斜率差,构建综合类直径,如式(1)~(3)所示,在聚类算法的场景缩减数目和聚类有效性之间协调,改善算法的综合效果。具体算法流程如下所示:

1) 输入初始样本数据  $X = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ , 确定分割点个数  $p$  的范围为  $[1, \sqrt{n}]$  之间的整数<sup>[15]</sup>。

2) 设置不同的分割点,以综合类直径之和最小为目标函数,采用最优递推法计算不同分割点状态下的最优分割位置。其中,综合类直径在传统算法基础上结合数据斜率信息,并做归一化处理,如式(3)所示。损失函数和递推公式如式(4)(5)所示。

$$\bar{X}_G = \frac{1}{j-i+1} \sum_{t=i}^j X_t \quad (1)$$

$$\bar{l}_G = \frac{1}{j-i} \sum_{t=i}^{j-1} (X_{t+1} - X_t) \quad (2)$$

$$D(i, j) = \sum_{t=i}^j \left( \frac{X_t - \bar{X}_G}{\bar{X}_k} \right)^2 + \left( \frac{L_t - \bar{L}_G}{\bar{L}_k} \right)^2 \quad (3)$$

$$L[b(n, k)] = \sum_{G=1}^k D(i_G, j_G) \quad (4)$$

$$\begin{cases} L[p(n, 2)] = \min\{D(i_1, j_1) + D(i_2, j_2)\} \\ L[P(n, k)] = \min\{L[p(n, k-1), k-1] + D(i_k, j_k)\} \end{cases} \quad (5)$$

式中：将  $n$  个有序样本分为  $k$  类，第  $G$  类样本组包括样本  $\{X_i, X_{i+1}, \dots, X_i, \dots, X_j\}$ ； $\bar{X}_G$  表示第  $G$  个样本组对应的样本均值； $\bar{L}_G$  表示第  $G$  个样本组对应的样本均值趋势度； $D(i, j)$  表示第  $G$  个样本组对应的综合类直径； $L[(b(n, k))]$  表示将  $n$  个样本数据分为  $k$  类的一种分法； $p(n, k)$  表示在前述分类法下使得  $L[(b(n, k))]$  最小的一种最优解。

3) 计算不同分类方式下对应的轮廓系数，确定最佳分割点数及分割位置，将被分割后的负荷场景集期望作为最终负荷场景。轮廓系数取值范围为  $[-1, 1]$ ，其计算值越趋近于 1，表示聚类效果越好，计算式为

$$C = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{b_i - a_i}{\max\{a_i, b_i\}} \quad (6)$$

式中： $a_i$  为第  $i$  个样本到它所属的类中其他点的欧式距离的平均值； $b_i$  为第  $i$  个样本到它所属类在时间段上相邻的类中所有点的平均欧式距离最小值。

## 1.2 负荷-新能源场景缩减流程

负荷-新能源联合缩减不仅要考虑负荷的季节性特征，也要考虑新能源出力的日间波动差异大的特征。基于此，本节首先对负荷场景进行缩减，以改进后的综合类直径作为优化目标，结合轮廓系数确定最优切割点数目和位置，从而保留负荷场景季节性特征，优化聚类结果。随后，利用负荷聚类结果确定新能源初步场景集，结合 k-means 聚类法对新能源场景集进一步分类聚类缩减。最后，与负荷场景对应后形成负荷-新能源场景缩减结果。整体缩减流程如附录图 A1 所示。

## 2 节点惯量薄弱性评估

对节点惯量薄弱性进行评估是描述系统惯量分布的方式之一，本文主要关注各节点在扰动初期抵御频率变化的能力，与扰动源的形式、网络连接方式、节点惯量资源充裕程度均有关系。因

此，本节对不同形式扰动源进行耦合建模，结合扰动功率传播机理给出节点初始最大 RoCoF 计算方法，并定义节点惯量薄弱性评估指标，提出适用于规划阶段的节点惯量薄弱性评估方法。

### 2.1 计及扰动概率分布的节点初始最大 RoCoF 计算

在调度或规划阶段考虑频率事件，常将每时段大扰动功率值选为最大单台机组出力。本文在此基础上考虑故障发生的概率特征，将最大一台机组停运故障和新能源出力预测误差相叠加，推导计及扰动概率分布的各节点初始最大 RoCoF 计算公式。

#### 1) 扰动源概率分布确定。

本文针对随机因素采用非序贯蒙特卡洛模拟法，以各扰动源概率分布为前置条件，通过抽样获得输入扰动源变量的随机样本，将概率分布计算过程转化为确定性计算过程。

对于最大单台机组出力，本文沿用元件故障模拟思路，采用离散概率分布函数描述其故障概率分布，首先基于均匀分布取 0~1 之间的一个随机数，假定每种随机数对应一种工作状态，可以通过式 (7) 将其状态划分为故障状态及正常工作状态。

$$S_{k_1} = \begin{cases} 0, & 0 \leq R_{k_1} \leq p_{k_1} \\ 1, & p_{k_1} < R_{k_1} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中： $S_{k_1}$  表示元件  $k_1$  的工作情况，取 0 代表正常工作，取 1 代表发生故障； $p_{k_1}$  表示其发生故障的概率； $R_{k_1}$  表示对应元件  $k_1$  抽取的随机数。

对于新能源风电出力预测误差，本文采用正态分布描述其概率分布<sup>[16-17]</sup>，基于扰动分布取  $[-1, 1]$  范围内之间的一个随机数  $R_j$ ，则随机数绝对值对应其实际扰动大小占最大扰动值的比例。

#### 2) 节点初始最大 RoCoF 计算。

本文将具有传统火电机组、采用虚拟同步机技术的储能装置等可以提供惯量资源的节点定义为惯量节点。依据扰动功率分配三阶段理论<sup>[18]</sup>，电力系统在扰动点  $k$  受到功率扰动  $\Delta P_k$  后，在频率响应初始阶段，忽略电压幅值的变化和网络的电导，惯量资源输出功率变化按照惯量节点  $i$  与扰动点  $k$  之间的同步转矩系数  $M_{ik}$  进行分配，在此阶段发电机调速器尚未动作，仅通过惯性时间常数来响应所分担的扰动功率。

$$\Delta P_i = \frac{M_{ik}}{\sum_{j=1}^n M_{jk}} \Delta P_k \quad (8)$$

$$M_{ik} = E_i U_k B_{ik} \cos \delta_{ik} \quad (9)$$

式中： $\Delta P_i$ 为惯量节点*i*分配到的扰动功率大小； $M_{ik}$ 为惯量节点*i*与扰动节点*k*之间的同步功率系数； $E_i$ 为惯量节点*i*的电压； $U_k$ 为扰动节点*k*的电压； $B_{ik}$ 、 $\delta_{ik}$ 分别为惯量节点*i*与扰动节点*k*间的电纳和初始角度差。若考虑系统电压在额定值附近，可以近似认为，惯量节点*i*与扰动节点*k*电气距离越近，对扰动功率的分担量就越大<sup>[10,19]</sup>。

在实际电力系统中，机组所能承受的频率变化率有限，主要包括分布式电源防孤岛保护<sup>[20]</sup>与常规机组耐受频率变化率能力极限<sup>[21]</sup>，前者防止扰动后分布式电源脱网，后者避免同步机产生滑极现象，损坏同步机内部结构。一般根据电网实际运行方式及需求，取上述两方面初始 RoCoF 较小值作为系统最大允许 RoCoF 约束，单扰动源条件下，对于惯量节点*i*，初始最大 RoCoF 可计算如下：

$$\left| \frac{d\Delta f_i(t)}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_i}{2H_i} = \frac{M_{ik}}{2H_i \sum_{j=1}^n M_{jk}} \Delta P_k \quad (10)$$

多扰动源条件下，各惯量节点所接收到的扰动功率为各扰动源叠加结果，计算如式(11)所示。

$$\left| \frac{d\Delta f_{pi}(t)}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P_{pi}}{2H_i} = \frac{\sum_{k=1}^m K_{ik} \Delta P_k}{2H_i} \quad (11)$$

$$K_{ik} = \frac{M_{ik}}{\sum_{j=1}^n M_{jk}} \quad (12)$$

式中： $H_i$ 表示*i*惯量资源所对应的惯性时间常数； $K_{ik}$ 表示惯量节点*i*与扰动节点*k*之间的功率分配系数； $\Delta P_{pi}$ 表示惯量节点*i*在扰动初始阶段分配到的总扰动功率； $m$ 表示扰动源节点数目。

若进一步考虑扰动源的概率分布特征，综合式(7)—(12)，则节点*i*的初始最大 RoCoF 可计算如下：

$$\left| \frac{d\Delta f_{pi}(t)}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\sum_{k_1=1}^{m_1} K_{ik_1} S_{k_1} P_{k_1} + \sum_{k_2=1}^{m_2} K_{ik_2} R_{k_2} P_{k_2}}{2H_i} \quad (13)$$

式中： $P_{k_1}$ 表示离散分布故障扰动源*k<sub>1</sub>*的最大值； $P_{k_2}$ 表示连续分布故障扰动源*k<sub>2</sub>*的最大值； $m_1$ 表

示离散分布故障扰动源数； $m_2$ 表示连续分布故障扰动源数。

## 2.2 节点惯量薄弱性评估

由上文可知，综合扰动源下节点初始最大 RoCoF 分布情况，为评估节点惯量薄弱性，本文定义节点初始最大 RoCoF 越限概率 $\gamma_i$ 和节点初始最大 RoCoF 期望 $\delta_i$ 两指标进行定量描述。

实际系统要求扰动后初始最大 RoCoF 应小于限值，评估指标应反映该节点初始最大 RoCoF 是否越限，在此定义指标节点初始最大 RoCoF 越限概率如式(15)所示。另一方面，扰动后各节点初始最大 RoCoF 平均水平反映了该节点扰动发生初期抵御频率下降的综合能力，在此定义指标节点初始最大 RoCoF 期望如式(16)所示。同时，本文以权重系数结合节点初始最大 RoCoF 越限概率和期望两指标定义节点惯量薄弱性综合评估因子 $Q_i$ ，其表示节点实际惯量薄弱程度，取值范围为[0, 1]，节点初始最大 RoCoF 越限概率越大，均值期望越大，评估因子则越大，节点惯量支撑能力也就越薄弱。其中，指标权重系数表示开展节点惯量薄弱性评估时对不同指标的侧重程度，可由规划运行人员根据实际电网运行经验进行确定。

$$Q_i = w_\gamma \frac{\gamma_i - \gamma_{\min}}{\gamma_{\max} - \gamma_{\min}} + w_\delta \frac{\delta_i - \delta_{\min}}{\delta_{\max} - \delta_{\min}} \quad (14)$$

$$\gamma_i = \frac{\varphi_i}{\varphi_{\text{total}}} \quad (15)$$

$$\delta_i = \frac{\sum_{j=1}^{J_i} R_{mj} B_j}{J_i} \quad (16)$$

式中： $\gamma_i$ 表示节点*i*的初始最大 RoCoF 越限概率； $\gamma_{\max}$ 、 $\gamma_{\min}$ 表示评估中的初始最大、最小 RoCoF 越限概率； $\delta_i$ 表示节点*i*的初始最大 RoCoF 期望值； $\delta_{\max}$ 、 $\delta_{\min}$ 表示评估中初始最大、最小 RoCoF 期望值； $w_\gamma$ 、 $w_\delta$ 表示初始最大 RoCoF 越限概率及初始最大 RoCoF 期望值的权重系数； $\varphi_i$ 表示节点*i*最大频率变化率超越临界值的次数； $\varphi_{\text{total}}$ 表示扰动模拟总次数； $J_i$ 、 $B_j$ 分别表示将初始最大 RoCoF 分类的区间数目和区间长度； $R_{mj}$ 表示区间*j*内初始最大 RoCoF 中间值。

## 3 含节点惯量薄弱性评估的源网荷协调扩展规划

在源网荷扩展规划中增加节点惯量薄弱性评

估环节，根据不同资源建设要求及运行特征，构建综合规划模型，利用改进负荷-新能源场景缩减方法降低求解规模，结合模型变量特征设计求解流程。

### 3.1 优化目标及基本约束

本文在传统源网荷协同规划基础<sup>[22]</sup>上，考虑新建储能装置，改造退役小火电机组。其中，储能装置即为本文所述荷侧资源，认为其具有虚拟惯性。模型以总成本最小为目标，包括投资建设成本  $C_{invest}$ 、运行成本  $C_{operation}$  以及弃风惩罚成本  $C_{penalty}$ ，如式 (17)–(22) 所示。其中，投资建设成本包括机组投建成本、机组改造成本、储能投建成本和线路投建成本；运行成本包括机组发电成本、改造机组最低运行成本、机组启停成本和储能维护成本。

$$\min(C_{invest} + C_{operation} + C_{penalty}) \quad (17)$$

$$C_{invest} = \sum_{t \in \Omega_t} \left( \sum_{g \in \Omega_g} C_{g,t}^{inv} y_{g,t} + \sum_{l \in \Omega_l} C_{l,t}^{inv} y_{l,t} + \sum_{e \in \Omega_e} C_{e,t}^{inv} y_{e,t} + \sum_{r \in \Omega_r} C_{r,t}^{inv} y_{r,t} \right) \quad (18)$$

$$C_{operation} = \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k} d_k \sum_{h \in \Omega_h} \left\{ \sum_{g \in \Omega_g} [C_g^{op} P_{t,k,h}^g + C_g^{su} u_{t,k,h}^g (1 - u_{t,k,h-1}^g) + C_g^{su} u_{t,k,h-1}^g (1 - u_{t,k,h}^g)] + \sum_{e \in \Omega_e} C_e^{op} (P_{t,k,h}^{e,c} + P_{t,k,h}^{e,d}) + \sum_{r \in \Omega_r} C_r^{op} u_{t,k,h}^r \right\} \quad (19)$$

$$C_{penalty} = \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k} \sum_{h \in \Omega_h} C_w (P_{t,k,h}^{w,f} - P_{t,k,h}^w) \quad (20)$$

$$C_t^{inv} = \frac{\kappa_t}{(1 + d_{rate})^{t-1}} C^{inv} \quad (21)$$

$$d_k = 365 \cdot p_k \quad (22)$$

式中： $t$ 、 $k$ 、 $h$  分别为规划年、场景日、日内每小时的索引；上标  $g$ 、 $r$ 、 $e$ 、 $l$  分别为待建火电机组、待改造小火电机组、待建储能装置、待建线路索引； $\Omega$  表示各资源对应的集合； $C^{inv}$ 、 $C_t^{inv}$  分别为待投建或改造元件的整体成本及等年值成本； $C^{op}$ 、 $C^{su}$  分别为待投建、待改造元件或已有元件的运行维护及启停成本； $\kappa_t$  表示现市值系数； $d_{rate}$  表示贴现率； $p_k$ 、 $d_k$  表示场景  $k$  发生概率及所对应的天数； $P_{t,k,h}^g$ 、 $P_{t,k,h}^w$  分别表示火电机组、风电

机组每小时出力； $P_{t,k,h}^{e,c}$ 、 $P_{t,k,h}^{e,d}$  表示储能装置每小时充电与放电功率； $P_{t,k,h}^{w,f}$  表示风电机组预测出力； $y_t$  表示元件是否投建的 0-1 变量； $u_{t,k,h}$  表示每小时装置启停状态的 0-1 变量。

基本约束由元件投建约束、节点功率平衡约束、线路潮流约束、机组出力约束、风电场可调度性约束以及储能充放电约束组成，具体见附录 B 式 (B1)–(B22)。

### 3.2 计及节点惯量薄弱性评估的惯量资源及线路建设约束

由 2 节可知，节点惯量薄弱性受节点惯量资源充裕程度、系统网络连接状态及系统扰动功率概率分布多因素共同影响，在规划过程中难以直接耦合多种变量。本文结合节点薄弱性评估方法，提出惯量资源建设约束及线路建设约束，定量刻画多因素对规划方案的影响。

#### 1) 惯量资源建设。

节点资源充裕程度受节点实际可提供惯量的资源容量及资源惯量时间常数影响，常规发电机组及采用虚拟同步技术的储能装置均可提供惯量。

为加强薄弱节点惯量响应能力，满足分布式节点惯量评估要求，本文从节点惯量资源充裕程度角度考虑，通过设定节点惯量资源扩建因子  $\mu_{i,t}$  定向改善节点惯量资源新建情况，如式 (23) 所示。其具体含义为，节点  $i$  在第  $t$  规划年新增惯量值占系统在第  $t$  规划年总新增惯量的比值。同时，设定节点惯量资源扩建因子迭代阈值  $\mu_{i,t,set}$ ，对于惯量薄弱节点因子迭代阈值取值在迭代过程中不断优化，对于非惯量节点取值为 0，不作强制建设约束，具体迭代过程见下文因子阈值修正部分。

$$\mu_{i,t} = \frac{\sum_{g,r,e \in \Omega_i} (H_i^g P_i^g y_{g,t} + H_i^r P_i^r y_{r,t} + H_i^e P_i^e y_{e,t})}{\sum_{g \in \Omega_g} H_i^g P_i^g y_{g,t} + \sum_{r \in \Omega_r} H_i^r P_i^r y_{r,t} + \sum_{e \in \Omega_e} H_i^e P_i^e y_{e,t}} \quad (23)$$

$$\mu_{i,t} \geq \mu_{i,t,set} \quad (24)$$

式中： $\Omega_i$  表示节点  $i$  待建或待改造惯量资源集合； $\Omega_g$  表示所有节点待建或待改造惯量资源集合； $H_i^g$ 、 $H_i^r$ 、 $H_i^e$  分别为待建发电机组、待改造小火电机组和待建储能装置的惯性时间常数。

#### 2) 线路建设。

除了节点惯量充裕程度，电网结构也影响节点惯量薄弱性，前者影响相同扰动下不同节点的惯量响应能力，后者则影响扰动发生时扰动功率的分配方式。

本文从节点相关线路建设的角度分析,考虑节点电气耦合连接度及节点距扰动源的距离对节点惯量支撑能力的影响。节点*i*的电气耦合连接度 $\xi_{i,t}$ 可以由节点*i*与系统其余节点电气距离之和的倒数进行表示,如式(25)所示。 $\xi_{i,t}$ 的计算值越大,表明节点*i*与其余节点的电气耦合程度越深。节点*i*距扰动源距离 $\chi_{i,t}$ 可以采用电气距离的倒数进行衡量,如式(26)所示,其计算值越大,表明节点*i*距扰动源距离越远。其中,目标节点*i*与系统其他节点间的电气距离可以通过两节点间的等效阻抗 $Z_{i,j,\text{equ}}$ 进行表示,数值上等于从节点*i*注入单位电流源后节点*i*与其他节点的电压值<sup>[23]</sup>,根据叠加定理,可用节点阻抗矩阵元素表示,如式(27)所示。

一般来说,某节点电气耦合程度越强,距扰动源距离越远,其惯量支撑能力则越强<sup>[19,24]</sup>,本文由此定义节点线路扩建因子 $\eta_{ii}$ 刻画上述两因素对规划过程的影响,如式(28)所示,节点电气耦合程度越强,距扰动点电气距离越远,其计算值就越大。其中, $\lambda_\xi$ 、 $\lambda_\chi$ 分别表示节点电气耦合连接度和节点距扰动点距离两指标所占权重,满足 $\lambda_\xi + \lambda_\chi = 1$ ,可由专家评估或取由规划人员取经验值进行取值。同时,设定节点线路扩建因子迭代阈值 $\eta_{i,t,\text{set}}$ ,迭代方式同 $\mu_{i,t,\text{set}}$ ,具体见3.3节因子阈值修正部分。

$$\xi_{i,t} = 1 / \sum_{i=1, j \neq i}^N Z_{i,j,\text{equ}} \quad (25)$$

$$\chi_{ii} = 1 / \sum_{k=1}^{\Omega_k} Z_{ik,t,\text{equ}} \quad (26)$$

$$Z_{i,j,\text{equ}} = (Z_{ii} - Z_{ij}) - (Z_{ij} - Z_{jj}) \quad (27)$$

$$\eta_{i,t} = (\lambda_\xi \xi_{i,t} - \lambda_\chi \chi_{i,t}) / (\lambda_\xi \xi_{t,\text{max}} - \lambda_\chi \chi_{t,\text{max}}) \quad (28)$$

$$\eta_{ii} \geq \eta_{i,t,\text{set}} \quad (29)$$

式中: $\xi_{t,\text{max}}$ 、 $\chi_{t,\text{max}}$ 分别表示在第*t*规划年,系统中所有节点的电气耦合度最大值和距扰动源电气距离最大值; $Z_{ii}$ 、 $Z_{jj}$ 分别表示节点*i*和节点*j*的自阻抗; $Z_{ij}$ 表示节点*i*与节点*j*的互阻抗。

$$Q_{t,i} \leq Q_{\text{set}} \quad (30)$$

2.2节中节点惯量薄弱性综合评估因子 $Q_{t,i}$ 反映电力系统第*t*规划年规划方案下节点*i*惯量薄弱性,其值越大表明节点*i*对应的节点惯量支撑能力越薄弱。 $Q_{\text{set}}$ 可以由规划人员根据系统运行经

验以及对未来系统惯量支撑水平要求来确定参数取值。对于在规划过程中节点惯量支撑能力不满足要求的节点,需要对节点惯量资源扩建因子迭代阈值 $\mu_{i,t,\text{set}}$ 及线路扩建因子迭代阈值 $\eta_{i,t,\text{set}}$ 进行调整,进而针对薄弱节点改善其惯量资源和网络线路建设方案,具体调整见3.3节因子阈值修正部分。

### 3.3 含节点惯量薄弱性评估的源网荷协同规划流程

由于式(23)—(30)所示因子迭代阈值的选择受薄弱性评估结果影响,存在非线性耦合变量,因此本文采取迭代寻优思路将求解过程分解为节点惯量薄弱性评估与规划方案求解,通过建设结果与建设因子的迭代修正,得到符合系统惯量响应要求的规划方案。协同规划流程图见附录图A2,具体步骤如下:

1) 初始数据输入。输入缩减后代表负荷-新能源场景、待规划元件信息、网络参数、扰动分布概型等初始数据。

2) 规划模型求解。依据初始数据及控制因子求解规划模型,得到本次迭代规划方案。其中,控制因子包括节点惯量新增比例系数 $\mu_i$ 及节点线路建设权值 $\eta_i$ 。首次进入时,控制因子均设为0,可视为无分布式惯量约束规划问题。

3) 规划结果评估。依据规划结果对本次迭代过程所得规划方案进行节点惯量薄弱性评估,得到评估因子结果。

4) 因子阈值修正。依据本次迭代的评估结果修正各个节点的因子阈值,其中两因子阈值调整范围均为[0,1];调整间隙 $\varepsilon$ 可设为[0.01,0.1],对评估结果不符合要求的节点先上调 $\mu_{i,t,\text{set}}$ 数值,后上调 $\eta_{i,t,\text{set}}$ 数值,每次迭代调整一个因子阈值的数值,两因子轮流调整,且因子调整年均均为各节点每次迭代中首次出现不符合要求情况的规划年。若有节点不满足评估要求则转到第2步,若所有节点均满足评估要求,则记录本次规划方案至可行解库,并转到第5步。

5) 迭代次数判断。判定实际迭代次数是否达预设要求,若达到要求,则转到第6步,若未达要求,则继续上调控制因子,转到第2步。

6) 最优解输出。从可行解库中抽取最优解输出方案及其评估结果,输出结果,迭代结束。

## 4 算例分析

为验证本文方法的有效性,本文采用修改后

的 IEEE24 节点系统进行算例分析。所有算例均通过 16GB 内存，i7-4790CPU 的 64 位 Windows 个人电脑，在 MATLAB R2018a 运行环境下利用商业求解器 CPLEX 进行求解。

修改后的 IEEE RTS-24 系统包括 24 个节点、38 条线路、26 台已有机组、一座风电场、一处直流馈入节点、19 台候选机组、48 条候选线路和 24 组候选储能装置。其中，风电场接入节点 19，直流馈入接入节点 17，基准容量均为 500 MW。

设定总规划年限为 5 年，负荷、风电和直流馈入的年增长率分别为 10%、15%、10%。年负荷与风电出力数据参考文献 [25]，其中负荷扩大为原来的 8 倍以适应 IEEE24 节点系统。储能投资运行经济参数见文献 [13]，额定电量为 200 MWh，候选规划数目为 24。机组改造参数见文献 [26]，机组与线路投资运行经济参数见文献 [27-29]，IEEE RTS-24 系统基础参数见文献 [30]，单位风电惩罚成本取 100USD/MW。候选储能设备编号与母线编号一致，其他候选规划设备参数及与母线对应关系见附录表 A1。修改后系统结构见附录图 A3。以直流闭锁故障模拟最大单机停运，直流闭锁故障及风电预测误差等参数见附录表 A2。

#### 4.1 场景缩减分析

选取某地区全年风电出力及负荷数据作为样本 [25]，时间间隔为 1 h，并将负荷扩大为原数据 8 倍，将风电数据标幺化处理。为了分析有序聚类算法改进效果，首先设置负荷聚类对比方案如下：

算例 1.1：采用传统有序聚类方法。

算例 1.2：采用趋势性度量改进方法 [14]。

算例 1.3：采用综合类直径改进方法。

表 1 给出 3 种方法在负荷聚类当中的最优切割点数目与最优轮廓系数，3 种方法轮廓系数与切割点数目关系详见附录图 A4。从表 1 可以看出，与算例 1.1 相比，算例 1.2 最优轮廓系数提升幅度较大，但切割点数相较于算例 1.1 增加了 1.83 倍，后续应用场景时的计算量大幅增加。算例 1.3 最优轮廓系数切割点数目相较于算例 1.1 增加了 0.67 倍，但最优轮廓系数值可达算例 1.2 的 96.9%。即采用本文提出的改进方法，可以在增加相对较少切割点数目的前提下达到相对理想的聚类效果。

附录图 A5 及附录表 A3 给出了算例 1.3 负荷分割情况，附录图 A6—A7 给出了负荷场景 3 对

表 1 3 种方法聚类结果对比

Table 1 Clustering result comparison of three methods

聚类方法	最优切割点数目	最优轮廓系数
算例 1.1	6	0.673
算例 1.2	17	0.816
算例 1.3	10	0.791

应的负荷和风电聚类结果，通过其对应的负荷聚类结果可以看出同一场景集内的曲线变化特征相似，表明整体数据划分较为合理。

#### 4.2 节点惯量薄弱性评估分析

为验证节点惯量薄弱性评估方法的有效性，本节在 IEEERTS-24 系统初始数据基础上，将各节点发电机惯性时间常数下调 20%，对各节点初始最大 RoCoF 进行计算分析。评估时，抽样次数选取 50000 次，风电预测误差服从正态分布，高压直流闭锁故障服从 0-1 分布。

如图 1 所示，在高压直流闭锁故障及风电误差功率扰动叠加作用下，系统不同节点初始最大 RoCoF 概率分布情况具有显著差异。参考文献 [31] 设定 RoCoF 限值为 0.25 Hz/s，系统整体及节点 2 RoCoF 概率分布不存在越限情况，分布期望值相对较小，而节点 16 及节点 18 存在越限概率，且越限概率绝对值较大，可见大扰动下系统节点惯量响应情况不一，空间差异显著，本文方法定量描述了这种差异性。系统惯量薄弱性程度整体分布情况如图 2 所示，从深色至浅色，系统分布式节点惯量薄弱程度逐渐加深，评级由 A—D 逐渐

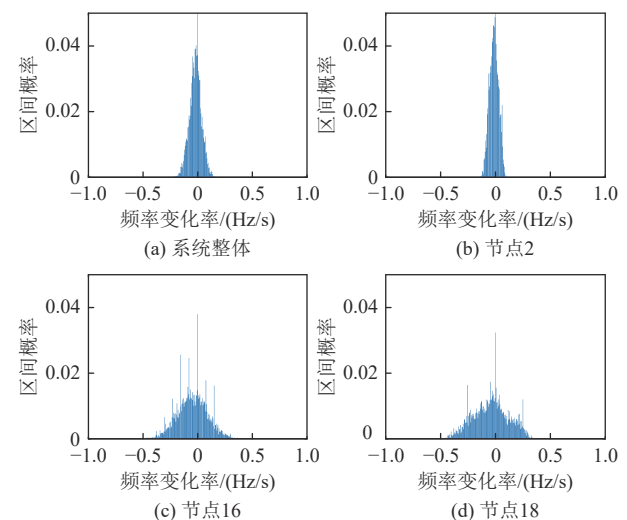


图 1 系统整体及节点初始最大 RoCoF 概率分布

Fig. 1 Initial maximum RoCoF probability distribution of the entire system and nodes

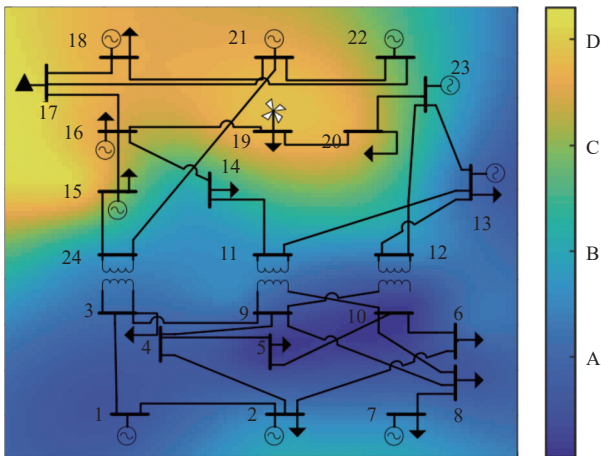


图2 系统节点惯量薄弱性分布拟合热力图

Fig. 2 Thermal diagram of fitted vulnerability distribution for system node inertia

降低。

#### 4.3 计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协同扩展规划模型有效性分析

为分析本文方法分布式惯量约束实际效果，以规划传统机组、线路、储能装置为基础，设置以下3个方案具体分析：

算例 3.1：基础规划模型，不考虑惯性约束。

算例 3.2：考虑集中式惯性约束。

算例 3.3：考虑分布式惯性约束。

图3给出3种规划方案的图形展示，规划结果对比详见附录表A4，其中 $G_{10,1}$ 表示候选投建发电机中第5台将于第1规划年投建，算例3.1和3.2节点惯量薄弱性评估结果对比见附录图A8。

图3给出算例3.1、3.2及3.3的规划图形展示，详细结果见附录表A4。算例3.3相较于算例3.2，在建设容量相差不大的情况下，机组及储能建设位置均向节点2、15、16及18有所倾斜，表明算例3.3可以在近似容量水平下通过调整装置建设位置的方式，使得系统分布式惯量响应能力得到提升。此外，在线路建设方面，算例3.3相较于算例3.1及算例3.2建设条数更多，建设位置也更倾向于惯量薄弱区域，这表明算例3.3可以通过增加新建线路位置及数目来改善惯量薄弱节点的惯量响应能力。附录表A4包含了不同算例对应的成本，从成本角度来看，由于对系统惯量支撑能力提出了更高的要求，算例3.2及3.3相较于算例3.1，规划总体成本有所增加，算例3.3与算例3.2成本相近，这表明考虑节点惯量薄弱性

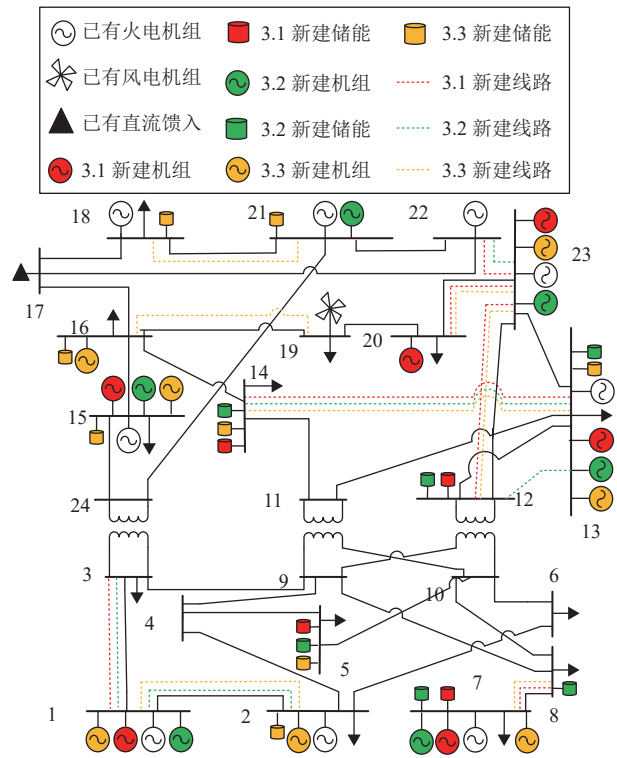


图3 算例3.1、3.2及3.3规划结果对比

Fig. 3 Planning result comparison of examples 3.1, 3.2 and 3.3

评估结果，相较于考虑集中式惯性约束并未带来显著成本增加。

#### 4.4 不同资源参与对成本影响分析

为研究计及分布式惯性约束下，不同资源参与对整体规划成本的影响，本文设置以下3个方案进行分析，其中机组改造指针对实际系统中由于单位能耗过高或低碳减排要求，而不得不退出服役的小型火电机组进行改造，使其可在线运行但不提供有功，只提供惯性响应<sup>[26]</sup>。

算例 4.1：火电机组、线路协同规划。

算例 4.2：在算例 4.1 的基础上新增储能建设。

算例 4.3：在算例 4.2 的基础上新增机组改造。

图4给出3种方案的投建及惩罚成本对比结果。附录表A5给出本节算例对应的具体规划方案及成本。

结合图4与附录表A5，可以发现算例4.3、4.2相较于算例4.1均有储能参与，弃风惩罚成本明显降低；但要注意到，算例4.3有机组改造项目参与，新建储能容量更少，整体投建成本也相对较低。此外，算例4.3的弃风惩罚成本相较于算例4.2增加幅度很小，这是因为算例4.2中一部

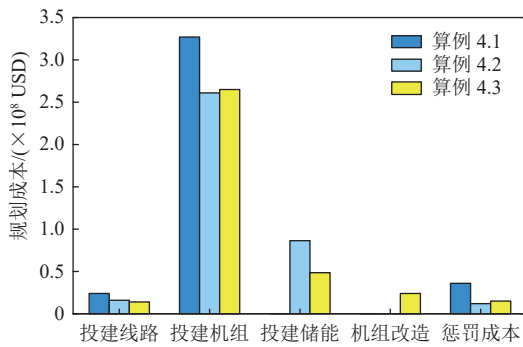


图 4 算例 4.1、4.2、4.3 投建成本及惩罚成本结果对比  
Fig. 4 Construction cost and penalty cost comparison of examples 4.1, 4.2 and 4.3

分储能装置主要起惯量支撑作用，对于提高风电消纳率来说有一部分储能冗余，这部分冗余容量通过引入机组改造项目得到释放，也降低了整体运行和投建成本。整体来看，多种资源协同规划具有更好的经济效益，有必要在规划中充分计及荷侧储能与机组改造项目等资源，以用于提供调峰或惯量支撑作用。

## 5 结论

本文考虑扰动源及网络拓扑特征，对节点惯量薄弱性进行评估，并将其嵌入源网荷扩展规划模型当中，提出计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协调扩展规划方法及改进负荷-新能源场景提取方法。结合算例分析，得到如下结论：

1) 与传统场景聚类方法相比，本文提出的改进聚类方法可以在增加相对较少切割点数量的情况下达到较为理想的聚类效果，且场景提取结果相对符合原负荷及风电数据的变化趋势。

2) 与传统源网荷协同规划方法相比，计及分布惯量薄弱性评估结果使规划期内系统节点惯量响应能力符合要求，降低了大扰动下系统频率越限的风险。相较于考虑集中式惯性约束的规划方法，本文规划方法可以通过调整资源分布位置，线路网架结构，改善分布式节点惯量响应能力，降低区域 RoCoF 越限概率及越限期望。

3) 多种资源协调规划可以提高系统规划整体经济性。新建储能装置可以降低弃风率和替代传统机组起惯量支撑作用，较大幅度降低了整体成本。火电机组改造项目一定程度可以代替部分储能，起到惯量支撑的效果，可以进一步降低整体成本。

本文关注在规划中计及系统分布式惯性响应要求，未来可以进一步考虑在规划中计及频率响应最低点要求。

(本刊附录请见网络版，印刷版略)

## 参考文献

- [1] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.  
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11(in Chinese).
- [2] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(09): 171-191.  
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(09): 171-191(in Chinese).
- [3] 张程铭, 柳璐, 程浩忠, 等. 考虑频率安全的电力系统规划与运行优化研究综述与展望 [J]. 电网技术, 2022, 46(01): 250-265.  
ZHANG Chengming, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Review and prospects of planning and operation optimization for electrical power systems considering frequency security[J]. Power System Technology, 2022, 46(01): 250-265(in Chinese).
- [4] TENG F, TROVATO V, STRBAC G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1557-1566.
- [5] TENG F, STRBAC G. Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 586-595.
- [6] LIU Y, DU W, XIAO L, et al. Sizing energy storage based on a life-cycle saving dispatch strategy to support frequency stability of an isolated system with wind farms[J]. IEEE Access, 2019(7): 166329-166336.
- [7] WOGRIN S, TEJADA-ARANGO D, DELIKARAO-GLOU S, et al. Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning[J]. Applied Energy, 2020, 280: 115925.
- [8] WANG Z, WANG J, LI G, et al. Generation-expansion planning with linearized primary frequency response con-

- straints[J]. *Global Energy Interconnection*, 2020, 3(4): 346–354.
- [9] WANG Y, SILVA-SARAVIA H, PULGAR-PAINEMAL H. Estimating inertia distribution to enhance power system dynamics[C]//2017 North American Power Symposium (NAPS). IEEE, 2017: 1–6.
- [10] 刘方蕾, 胥国毅, 刘家豪, 等. 考虑电网结构和参数的电力系统惯量分布特性 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(23): 60–67.  
LIU Fanglei, XU Guoyi, LIU Jiahao, *et al.* Inertia distribution characteristics of power system considering structure and parameters of power system considering structure and parameters of power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(23): 60–67(in Chinese).
- [11] YOU S, LIU Y, KOU G, *et al.* Non-invasive identification of inertia distribution change in high renewable systems using distribution level PMU[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(1): 1110–1112.
- [12] GU H, YAN R, SAHA T K, *et al.* Zonal inertia constrained generator dispatch considering load frequency relief[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(4): 3065–3077.
- [13] 张智, 周明, 武昭原, 等. 考虑动态频率支撑的储能选址定容规划方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(7): 2708–2721.  
ZHANG Zhi, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, *et al.* Energy storage location and capacity planning method considering dynamic frequency support[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(7): 2708–2721(in Chinese).
- [14] 何韩吉, 邓光明. 基于趋势性度量的有序聚类方法探讨 [J]. *统计与信息论坛*, 2020, 35(03): 9–13.  
HE Hanji, DENG Guangming. Discussion on ordered clustering method based on trending metric[J]. *Statistics & Information Forum*, 2020, 35(03): 9–13(in Chinese).
- [15] 吴雄, 王秀丽, 李骏, 等. 风电储能混合系统的联合调度模型及求解 [J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(13): 10–17.  
WU Xiong, WANG Xiuli, LI Jun, *et al.* A joint operation model and solution for hybrid wind energy storage systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(13): 10–17(in Chinese).
- [16] 文云峰, 杨伟峰, 林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望 [J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(09): 211–222.  
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(09): 211–222(in Chinese).
- [17] 徐潇源, 王晗, 严正, 等. 能源转型背景下电力系统不确定性及应对方法综述 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(16): 2–13.  
XU Xiaoyuan, WANG Han, YAN Zheng, *et al.* Overview of power system uncertainty and its solutions under energy transition[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 2–13(in Chinese).
- [18] 汤涌, 孙华东, 易俊, 等. 两大区互联系统交流联络线功率波动机制与峰值计算 [J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(19): 1–6.  
TANG Yong, SUN Huadong, YI Jun, *et al.* AC tie-line power fluctuation mechanism and peak value calculation for two-area interconnected power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(19): 1–6(in Chinese).
- [19] VITTAL V, MCCALLEY J D, ANDERSON P M, *et al.* *Power system control and stability*[M]. New York: John Wiley & Sons, 2019.
- [20] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示 [J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(21): 6183–6192.  
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, *et al.* Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9<sup>th</sup>, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(21): 6183–6192(in Chinese).
- [21] YAN R, SAHA T K, BAI F, *et al.* The anatomy of the 2016 South Australia blackout: A catastrophic event in a high renewable network[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5374–5388.
- [22] 陈保瑞, 刘天琪, 何川, 等. 考虑需求响应的源网荷协调分布鲁棒长期扩展规划 [J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(20): 6886–6900.  
CHEN Baorui, LIU Tianqi, HE Chuan, *et al.* Distributionally robust coordinated expansion planning for generation and transmission systems with demand response[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(20): 6886–6900(in Chinese).
- [23] 谭玉东, 李欣然, 蔡晔, 等. 基于电气距离的复杂电网关键节点识别 [J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(01): 146–152.  
TAN Yudong, LI Xinran, CAI Ye, *et al.* Critical node identification for complex power grid based on electrical distance[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(01): 146–152(in Chinese).
- [24] WU D, JAVADI M, JIANG J N. A preliminary study of impact of reduced system inertia in a low-carbon power system[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2015, 3(1): 11.

- [25] 袁铁江, 曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置 [J]. 高电压技术, 2022, 48(06): 2037-2044.  
YUAN Tiejia, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(06): 2037-2044(in Chinese).
- [26] 赵博石, 胡泽春, 宋永华. 含直流馈入输电网中类调相机优化配置研究 [J]. 电网技术, 2019, 43(04): 1151-1162.  
ZHAO Boshi, HU Zechun, SONG Yonghua. Optimal planning of quasi synchronous condenser for power transmission system with infeed HVDC[J]. Power System Technology, 2019, 43(04): 1151-1162(in Chinese).
- [27] 叶健民, 蔡京陶, 王若愚, 等. 考虑风电场接入的输电网与储能扩展鲁棒规划 [J]. 南方电网技术, 2019, 13(03): 25-32.  
YE Jianmin, CAI Jingtao, WANG Ruoyu, *et al.* Expansion robust planning of transmission network and energy storage considering wind farm integration[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(03): 25-32(in Chinese).
- [28] KAZEROONI A K, MUTALE J. Transmission network planning under security and environmental constraints[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010, 25(2): 1169-1178.
- [29] 杨修宇, 刘雪媛, 郭琪, 等. 考虑辅助服务收益的储能与火电机组灵活性改造协调规划方法 [J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1350-1362.  
YANG Xiuyu, LIU Xueyuan, GUO Qi, *et al.* Coordinated planning method of energy storage and flexible retrofit of thermal power units considering ancillary service income[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1350-1362(in Chinese).
- [30] HE C, WU L, LIU T, *et al.* Robust co-optimization planning of interdependent electricity and natural gas systems with a joint  $N-1$  and probabilistic reliability criterion[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 33(2): 2140-2154.
- [31] 许丹莉, 顾慧杰, 周华锋, 等. 考虑动态频率约束的风-光-抽蓄互补发电系统短期优化调度模型 [J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(12): 115-123.  
XU Danli, GU Huijie, ZHOU Huaifeng, *et al.* A short-term optimal scheduling model for the wind-solar-pumped storage complementary power generation system considering dynamic frequency constraints[J]. *Power System and Clean Energy*, 2022, 38(12): 115-123(in Chinese).

收稿日期：2023-03-01

作者简介：

朱兰 (1978), 女, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: [Zhulant@163.com](mailto:Zhulant@163.com);

仇念航 (1998), 男, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为电力系统规划, E-mail: [945651722@qq.com](mailto:945651722@qq.com);

张学涵 (1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统调频优化调度, E-mail: [zhangxuehan0717@163.com](mailto:zhangxuehan0717@163.com)。

附录 A

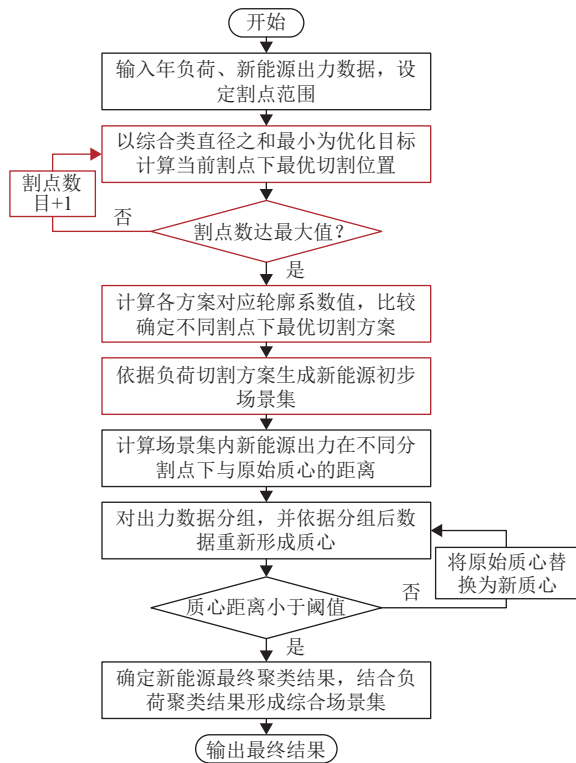


图 A1 负荷-新能源场景缩减流程

Fig. A1 Load-new energy scenario reduction process

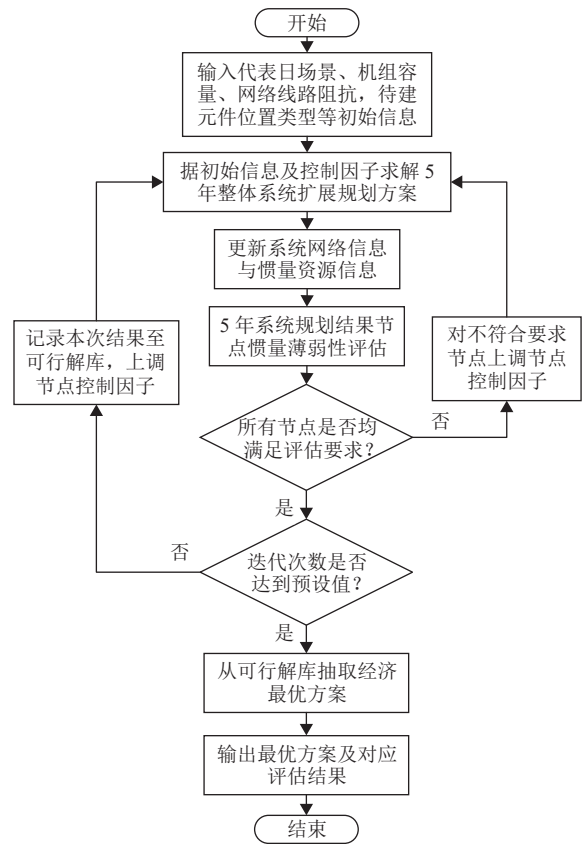


图 A2 计及节点惯量薄弱性评估的源网荷协同规划流程

Fig. A2 Generation-transmission-load collaboration planning process considering node inertia vulnerability evaluation

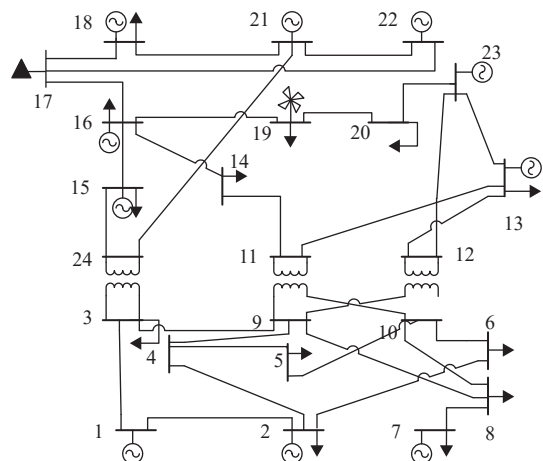


图 A3 修改后 IEEE RTS-24 系统结构

Fig. A3 Modified structure of IEEE RTS-24 system

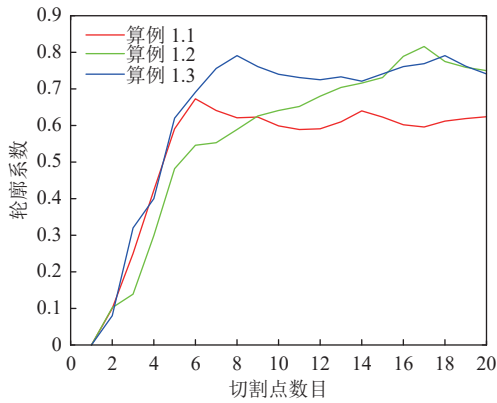


图 A4 算例 1.1、1.2、1.3 切割点数目与轮廓系数关系  
 Fig. A4 Relationship between the number of segmentation points and contour coefficient of Examples 1.1, 1.2, 1.3

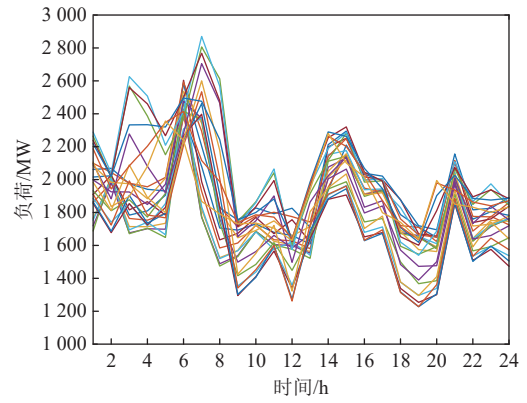


图 A7 负荷场景 3 对应负荷聚类结果  
 Fig. A7 Corresponding load clustering results of scenario 3

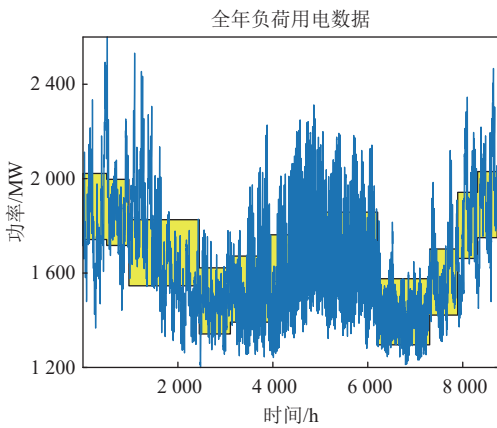


图 A5 算例 1.3 负荷聚类结果

Fig. A5 Load clustering results of Example 1.3

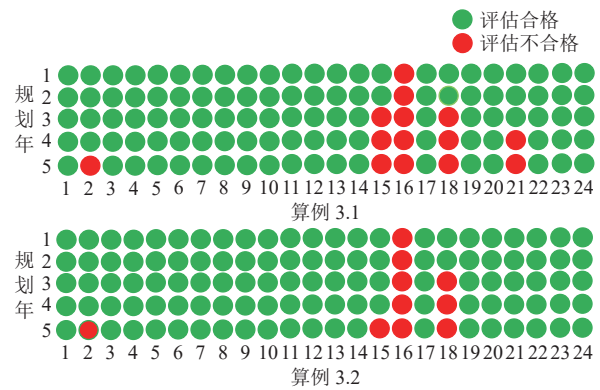


图 A8 算例 3.1 及 3.2 节点惯量薄弱性评估结果对比  
 Fig. A8 Comparison of weak evaluation results of node inertia for examples 3.1 and 3.2

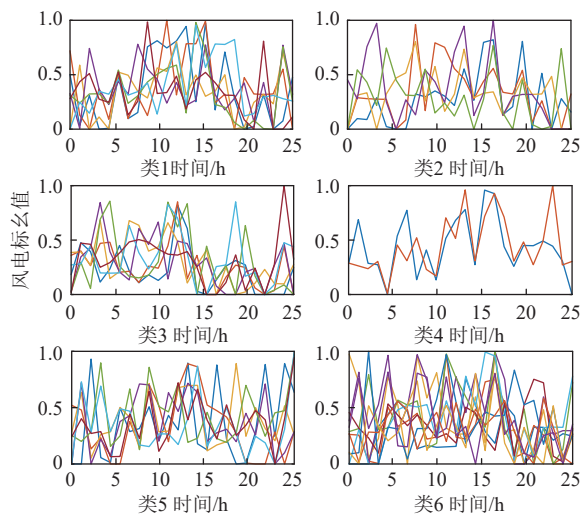


图 A6 负荷场景 3 对应的风电聚类结果

Fig. A6 Wind power clustering results corresponding to scenario 3 of typical load

表 A1 候选规划设备参数及与母线对应关系

Table A1 Candidate planning equipment parameters and corresponding relationship with bus

火电机组编号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
对应母线	1	1	2	2	2	7	7	7	13	13	13	15	15	16	20	21	23	23	23					
容量/MW	300	300	200	200	400	300	400	500	500	500	500	300	300	400	400	500	500	400	500					
惯性时间常数/s	8	8	7	7	8.5	8	8.5	9	9	9	9	8	8	8.5	8.5	9	9	8.5	9					
线路编号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
起点母线	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	7	9	9	10	10	11	11
终点母线	2	3	5	4	6	6	4	5	9	9	9	9	10	10	10	10	10	8	11	11	12	12	14	14
容量/MW	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
线路长度/km	5	22	34	35	55	55	15	35	30	25	25	25	35	35	35	20	20	15	40	40	40	40	35	35
线路编号	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
起点母线	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23
终点母线	23	23	14	14	15	15	16	24	17	19	21	21	21	21	21	21	23	23	22	22	23	23	24	24
容量/MW	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
线路长度/km	40	40	30	30	30	30	25	15	10	15	35	35	15	15	35	35	25	25	15	15	25	25	55	55
改造机组编号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
对应母线	1	1	2	2	7	7	13	13	15	15	18	18	18	21	21	21	22	22	22	23	23	23		
容量/MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

表 A2 故障及预测等相关参数

Table A2 Faults and predictions and other related parameters

参数名称	对应符号	参数值
风电预测误差期望	$\mu_f$	0.020
风电预测误差标准差	$\sigma_f$	0.067
直流闭锁故障率	$P_f$	0.010
RoCoF越限概率权重	$w_\gamma$	0.600
RoCoF期望权重	$w_\delta$	0.400
电气耦合度权重	$\lambda_\xi$	0.500
距扰动源距离权重	$\lambda_\chi$	0.500
因子调整间隙	$\varepsilon$	0.010
评估因子限值	$Q_{set}$	0.300

表 A3 算例 1.3 负荷聚类时序分段结果

Table A3 Load clustering time sequence segmentation results of Example 1.3

场景编号	t/h	场景编号	t/h
1	1~480	7	4632~6120
2	480~984	8	6120~7488
3	984~2304	9	7488~7992
4	2304~3168	10	7992~8304
5	3168~3960	11	8304~8760
6	3961~4631		

表 A4 算例 3.1、3.2 和 3.3 规划结果及成本对比

Table A4 Comparison of planning results and costs of examples 3.1, 3.2 and 3.3

结果	算例3.1	算例3.2	算例3.3
投建机组	$G_{10,1}, G_{9,2}, G_{19,3}$ $G_{1,4}, G_{15,4}, G_{6,5}$ $G_{12,5}$	$G_{1,1}, G_{9,2}, G_{13,2}$ $G_{19,3}, G_{16,4}, G_{6,5}$ $G_{12,5}$	$G_{1,1}, G_{10,2}, G_{12,3}$ $G_{14,4}, G_{18,4}, G_{4,5}$ $G_{6,5}$
投建线路	$L_{18,2}, L_{2,3}, L_{25,3}$ $L_{26,3}, L_{28,3}, L_{45,4}$	$L_{1,1}, L_{26,1}, L_{28,1}$ $L_{2,3}, L_{27,3}, L_{46,4}$	$L_{2,1}, L_{34,1}, L_{38,3}$ $L_{18,3}, L_{25,3}, L_{26,4}$ $L_{27,4}, L_{42,4}$
投建储能	$E_{5,1}, E_{14,2}, E_{12,3}$ $E_{7,5}$	$E_{5,1}, E_{8,1}, E_{14,1}$ $E_{12,2}, E_{7,3}, E_{13,5}$	$E_{16,1}, E_{18,1}, E_{15,1}$ $E_{21,3}, E_{2,3}, E_{5,5}$ $E_{14,5}$
运行成本 /( $\times 10^8$ \$)	29.375	29.147	29.203
总成本 /( $\times 10^8$ \$)	32.291	32.675	32.982

表 A5 算例 4.1、4.2 和 4.3 规划结果及成本对比

Table A5 Comparison of planning results and costs of examples 4.1, 4.2 and 4.3

结果	算例4.1	算例4.2	算例4.3
投建机组	$G_{2,1}, G_{9,1}, G_{14,1}$ $G_{16,1}, G_{2,4}, G_{3,4}$ $G_{6,4}, G_{4,5}, G_{17,5}$	$G_{1,1}, G_{9,2}, G_{12,3}$ $G_{14,4}, G_{19,4}, G_{6,5}$ $G_{4,5}$	$G_{1,1}, G_{9,2}, G_{12,3}$ $G_{14,4}, G_{19,4}, G_{6,5}$ $G_{4,5}$
投建线路	$L_{2,1}, L_{26,1}, L_{13,2}$ $L_{8,3}, L_{4,3}, L_{18,3}$ $L_{25,4}, L_{3,5}, L_{28,5}$ $L_{41,5}, L_{47,5}$	$L_{2,1}, L_{34,1}, L_{38,3}$ $L_{18,3}, L_{25,3}, L_{26,4}$ $L_{27,4}, L_{42,4}$	$L_{2,1}, L_{38,1}, L_{28,2}$ $L_{25,3}, L_{26,3}, L_{18,4}$ $L_{42,4}$
投建储能	—	$E_{16,1}, E_{18,1}, E_{15,1}$ $E_{21,3}, E_{2,3}, E_{5,5}$ $E_{14,5}$	$E_{5,1}, E_{14,3}, E_{7,5}$ $E_{14,5}$
机组改造	—	—	$B_{13,1}, B_{18,1}$
运行成本 /( $\times 10^8$ \$)	29.359	29.203	29.287
总成本 /( $\times 10^8$ \$)	33.328	32.982	32.731

## 附录 B

### 1) 设备投建约束

$$y_{g,t-1} - y_{g,t} \leq 0, \quad g \in \Omega_g \quad (\text{B1})$$

$$y_{r,t-1} - y_{r,t} \leq 0, \quad r \in \Omega_r \quad (\text{B2})$$

$$y_{l,t-1} - y_{l,t} \leq 0, \quad l \in \Omega_l \quad (\text{B3})$$

$$y_{e,t-1} - y_{e,t} \leq 0, \quad e \in \Omega_e \quad (\text{B4})$$

### 2) 节点功率平衡约束

$$\sum_{m \in \Omega_m} P_{t,k,h}^m - \sum_{s \in \Omega_s} P_{t,k,h}^s = \sum_{d \in \Omega_d} P_{t,k,h}^d + \sum_{r \in \Omega_r} P_{t,k,h}^r + \sum_{g \in \Omega_g} P_{t,k,h}^g + \sum_{w \in \Omega_w} P_{t,k,h}^w - \sum_{e \in \Omega_e} P_{t,k,h}^e \quad (\text{B5})$$

式中： $m$ 、 $s$  分别表示该节点作为线路功率传输的送端节点和受端节点的线路索引； $P_{t,k,h}^e$  为储能系统  $e$  在时段  $h$  的净充电功率； $d$  表示节点原有设备索引。

### 3) 潮流与相角约束

$$l - (1 - y_{l,t})M \leq P_{k,t,h}^l X_l - (\theta_{k,t,h}^s - \theta_{k,t,h}^m) \leq (1 - y_{l,t})M, \quad l \in \Omega_{\text{CL}} \quad (\text{B6})$$

$$-P_l^{\max} y_{l,t} \leq P_{k,t,h}^l \leq P_l^{\max} y_{l,t}, \quad l \in \Omega_{\text{CL}} \quad (\text{B7})$$

$$-P_{l,h,t}^{bc} \cdot X_l = (\theta_{k,t,h}^s - \theta_{k,t,h}^m), \quad l \in \Omega_{\text{EL}} \quad (\text{B8})$$

$$\theta_b^{\min} \leq \theta_{k,t,h}^b \leq \theta_b^{\max} \quad (\text{B9})$$

式中： $X_l$  为线路  $l$  的电抗； $M$  为一个较大常数值； $P_l^{\max}$  为线路  $l$  的潮流上限； $\Omega_{\text{EL}}$  表示已有线路集合； $\Omega_{\text{CL}}$  表示待选线路集合； $\theta_{k,t,h}^s$ 、 $\theta_{k,t,h}^m$  分别为线路  $l$  的送端节点与受端节点的相角； $\theta_{k,t,h}^b$ 、 $\theta_b^{\max}$  和  $\theta_b^{\min}$  分别表示节点  $b$  的相角与其上下限。

### 4) 机组出力与最小启停时间约束

$$P_g^{\min} \leq P_{k,t,h}^g \leq P_g^{\max}, \quad g \in \Omega_{\text{EG}} \quad (\text{B10})$$

$$P_g^{\min} \leq P_{k,t,h}^g \leq P_g^{\max}, \quad g \in \Omega_{\text{CG}} \quad (\text{B11})$$

$$T_{\text{on}}^g (u_{t,k,h}^g - u_{t,k,h-1}^g) \leq \sum_h^{h+T_{\text{on}}^g-1} u_{t,k,h}^g \quad (\text{B12})$$

$$T_{\text{off}}^g (u_{t,k,h-1}^g - u_{t,k,h}^g) \leq \sum_h^{h+T_{\text{off}}^g-1} (1 - u_{t,k,h}^g) \quad (\text{B13})$$

$$u_{t,k,h}^g \leq y_{g,t}, \quad g \in \Omega_{\text{CG}} \quad (\text{B14})$$

式中： $P_g^{\min}$ 、 $P_g^{\max}$  分别表示机组  $g$  的出力上下限值； $T_{\text{on}}^g$ 、 $T_{\text{off}}^g$  分别表示机组  $g$  对应的最小开机时间和最小停机时间； $\Omega_{\text{EG}}$ 、 $\Omega_{\text{CG}}$  分别表示已有发电机组和新建发电机组的集合。

### 5) 风电场可调度性约束

$$0 \leq P_{k,t,h}^w \leq P_{k,t,h}^{w,f}, \quad w \in \Omega_{\text{WG}} \quad (\text{B15})$$

式中： $P_{k,t,h}^{w,f}$  表示风电场  $w$  的预测出力； $\Omega_{\text{WG}}$  表示风电机组集合。

### 6) 储能装置充放电约束

$$E_{e,h} = E_{e,h-1} + P_{t,k,h}^e \quad (\text{B16})$$

$$P_{t,k,h}^e = \eta_e^c M_{c,e,h} U_{t,k,h}^{e,c} P_{t,k,h}^{e,cR} \Delta t - \frac{1}{\eta_e^d} M_{d,e,h} U_{t,k,h}^{e,d} P_{t,k,h}^{e,dR} \Delta t \quad (\text{B17})$$

$$U_{k,t,h}^{ec} + U_{k,t,h}^{ed} \leq 1 \quad (\text{B18})$$

$$M_e^{\min} \leq M_{c,e,h} \leq M_{c,e}^{\max} \quad (\text{B19})$$

$$M_{d,e}^{\min} \leq M_{d,e,h} \leq M_{d,e}^{\max} \quad (\text{B20})$$

$$E_e^{\min} \leq E_{e,h} \leq E_e^{\max} \quad (\text{B21})$$

$$E_{e0} \leq E_{eT} \quad (\text{B22})$$

式中： $E_{e,h}$ 为储能系统  $e$  在时段  $h$  的电量； $P_{t,k,h}^e$ 为储能系统  $e$  在时段  $h$  的净充电功率； $U_{t,k,h}^{e,c}$ 、 $U_{t,k,h}^{e,d}$ 分别为表示储能系统在时段  $h$  的充电和放电状态的 0-1 变量； $\eta_e^c$ 、 $\eta_e^d$ 分别为储能系统  $e$  的充电和放电效率； $\Delta t$ 表示时段  $h$  对应时间长度，为 1 h； $P_{t,k,h}^{e,cR}$ 、 $P_{t,k,h}^{e,dR}$ 分别为储能系统  $e$  的额定充电和放电功率； $M_{c,e,h}$ 为储能系统  $e$  在时段  $h$  的充电功率倍数； $M_{c,e}^{\max}$ 、 $M_{c,e}^{\min}$ 分别为  $M_{c,e,h}$  的上下限值； $M_{d,e,h}$ 为储能装置系统  $e$  在时段  $h$  的放电功率倍数； $M_{d,e}^{\max}$ 、 $M_{d,e}^{\min}$ 分别为  $M_{d,e,h}$  的上下限值； $E_e^{\min}$ 、 $E_e^{\max}$ 分别为  $E_{e,h}$  的上下限值； $E_{e0}$ 、 $E_{eT}$ 分别为场景始末储能系统  $e$  的电量。