

考虑系统潜在平衡风险的新能源 灵活运行域构建方法

齐捷, 王建学, 公乐腾, 杨铃
(西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安)

摘要: 为适应海量运行场景下电力系统快速风险评估需求,研究灵活资源在电力电量平衡中的作用,引入新能源灵活运行域的概念,并提出了考虑系统潜在平衡风险的新能源灵活运行域构建方法。通过将难以解决的决策依赖不确定集,转化为决策独立不确定集,建立了考虑潜在平衡风险的双层鲁棒优化模型,上层模型旨在最小化预测场景下的运行成本与平衡风险,并得到新能源灵活运行域的上、下边界,下层模型在上层确定的运行域边界内,对系统最坏运行条件下的平衡状态进行校核,进而采用 C&CG 算法进行有效求解。测试结果表明,所提方法可以划定新能源随机性影响下系统的平衡风险边界,在多数时段,所得灵活运行域能涵盖 99% 可能出现的偏差,从而可辅助快速鉴别无风险的新能源运行方式,并对有风险的新能源运行方式给出不平衡时段和不平衡量的提示。此外,储能装置的引入可以增大新能源运行域,可有效提高系统的新能源消纳能力和对负荷供应能力,10%、20%、40% 的储能容量分别为系统的新能源灵活运行域提供了 1.93%、7.82%、10.44% 的增量。

关键词: 新能源灵活运行域;电力电量平衡;平衡风险;双层鲁棒优化模型

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202510004 **文章编号:** 0253-987X(2025)10-0044-10

Construction Method of Flexible Operation Domain for Renewable Energy Considering Potential Balance Risks of the System

QI Jie, WANG Jianxue, GONG Leteng, YANG Qian
(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To meet the demand for rapid risk assessment in power systems under massive operational scenarios and investigate the role of flexible resources in power-energy balance, this study introduces the concept of flexible operation domain for renewable energy and proposes a construction method that accounts for the system's potential balance risks. By transforming the challenging decision-dependent uncertainty set into a decision-independent uncertainty set, a two-layer robust optimization model that considers potential balance risks is established. The upper-layer model aims to minimize operational costs and balance risks under forecasted scenarios while determining the upper and lower boundaries of the flexible operation domain for renewable energy. The lower-layer model verifies the system's worst-case balance conditions within the boundaries of the flexible operation domain for renewable energy derived from the upper layer.

The C&CG algorithm is employed for effective solving. Case study results demonstrate that the proposed method can delineate the balance risk boundaries of the system under the impact of the randomness of new energy. The obtained flexible operation domain covers 99% of potential deviations in most time periods, thereby assisting in quickly identifying risk-free renewable energy operation modes and providing warnings about imbalanced time periods and quantities for risky operation modes. Furthermore, the introduction of energy storage devices can expand the flexible operation domain for renewable energy, effectively enhancing the system's renewable energy accommodation capability and load supply capacity. Storage capacities of 10%, 20%, and 40% increase the flexible operation domain for renewable energy by 1.93%, 7.82%, and 10.44%, respectively.

Keywords: renewable energy flexible operation region; power and energy balance; balance risks; bi-level robust optimization model

电力电量平衡是电力系统的关键特征和基本要求^[1]。近年来,极端天气频发,新能源预测的不准确性与不合理的短期运行方式,使得电力系统容易出现大规模的限电、弃电现象^[2-3]。为了提前准备应对方案,减少功率不平衡所造成的影响,有必要对系统的运行风险进行评估。

目前,主要基于可靠性、域理论与风险管理来对电力系统的风险评估开展研究。基于可靠性的电力系统风险评估是目前研究时间较长、理论较为成熟的一类方法,主要分为模拟法^[4-5]和解析法^[6]两大类。文献[4]针对海上油田的生产需求,采用蒙特卡罗模拟法和负荷联动切负荷模型对海上油田群电力系统的可靠性进行了评估。文献[5]采用非序贯的蒙特卡洛模拟,对考虑网络故障的电力系统可靠性进行了评估。文献[7]采用序贯蒙特卡洛方法,研究了风电渗透率增加对电力系统运行可靠性的影响。解析法中较为成熟的方法主要有等效电量函数法、半不变量法、序列运算法和通用生成函数法等^[8]。文献[9]充分考虑光伏出力特性,将时序负荷曲线分解为白天有光伏和夜间无光伏出力序列,并对光伏出力时段应用等效电量函数法,最终计算得到系统运行的可靠性指标。文献[10]针对风力发电描述不够精确以及多风电场耦合关系复杂的问题,采用基于发电机组有效容量分布的等效电量函数法,得到了风电替代常规机组的有效容量,并给出系统运行中的风险指标。文献[11]针对热电联供系统的弃风风险评估问题,建立了基于热电联合等效电量函数的随机生产模拟模型。然而,基于可靠性的风险评估方法计算复杂度较高,难以满足系统对风险评估时效性的要求。

传统的电力系统可靠性评估主要关注系统的保

供应与保消纳指标,而基于域理论与风险管理的电力系统风险评估方法能够通过构造一个可视化区域来展示系统的平衡区和风险区。该方法按照不同的构建方式可大致分为基于线性约束冗余消去、基于不确定性优化的方法。文献[12]提出了配电网安全域(DSSR)的概念,通过一定的数学原理论证了DSSR的存在性,然而在采用消去算法的过程中,会引入大量的冗余约束,使得该方法求解复杂度高。

对于基于不确定性优化的研究方法,文献[13]从不确定性调度的非预期性与全场景可行性要求出发,指出了现有模型的固有缺点,文献[14]提出了电力系统优化调度的隐式和显式决策方法,文献[15]构建了火电允许出力区间以及储能的允许荷电状态区间。从两阶段鲁棒模型构建的角度出发,将调度模型分为预调度、重调度两个阶段,采用割平面的方法,构建了预调度机组的可行运行域,可保障在一定新能源波动范围内系统的安全运行^[16]。文献[17]进一步提出了鲁棒动态可行域的割平面构造方法,以保证实时调度的安全性。此外,有部分学者对系统中风电的可接纳域进行了研究^[18],并将此概念命名为不越限的域(DNE),这意味着针对域内任意的新能源实现情况,均可以通过调度来满足平衡需求。文献[19]基于风火系统,提出了一种基于割平面方法的风电接纳域模型。

针对上述基于可靠性的方法计算复杂度高、难以满足风险评估时效性等问题,本文提出一种考虑系统潜在平衡风险的新能源灵活运行域构建方法。该方法将风险量化问题转化为系统不平衡风险约束,把难以解决的决策依赖不确定集转化为决策独立不确定集,采用C&CG算法进行有效求解,从而适应海量运行场景下电力系统快速风险评估需求,

并研究灵活资源在电力电量平衡中的作用。通过该方法给出的新能源无风险运行区域,能够辅助实现快速预警,从而提前采取措施以减少不平衡的影响时间和影响范围。

1 面向系统潜在平衡风险的新能源灵活运行域分析

1.1 新能源灵活运行域描述

新能源的灵活运行域定义为,对于在新能源运行域内的任意新能源功率的实现值,系统均可以在调度确定的基准功率基础上,通过一定的调节手段,使得系统维持平衡状态,不会出现弃电或者切负荷的现象,运行域示意图^[18]如图 1 所示。在灵活运行域范围内,系统能够在安全运行的同时,充分消纳新能源^[20]。当新能源出力曲线离开域的范围后,系统将可能面临一定的平衡风险,然而在 DNE 构建方法中,大多是基于单一时段逐次进行的^[21],忽略了相邻时段发电机组的爬坡约束,导致所得运行域的计算结果偏大。

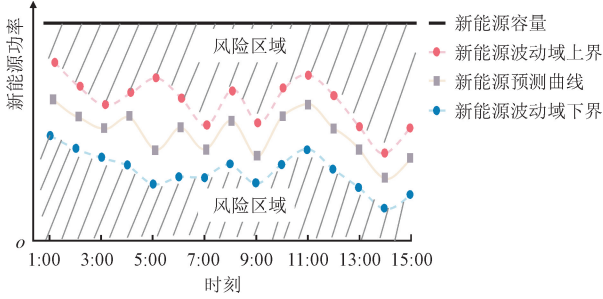


图 1 新能源灵活运行域示意图

Fig. 1 Renewable energy flexible operation region

1.2 风险量化函数的分段线性化

调度模型是基于一条新能源的预测功率曲线,且新能源的预测存在误差,在不同出力范围、不同时间,预测误差服从不同的分布,因此上述弃电和切负荷风险表达式采用积分形式。假设预测误差 δ 服从正态分布,对于每个时刻,系统的上行风险值(弃电)、下行风险值(切负荷)表达式分别为

$$Q_t^w = \sum_{i \in \Omega_w} \int_{P_{i,t}^{w1} - P_{i,t}^{w2}}^{\bar{P}_i^w - P_{i,t}^{w2}} (\delta_{i,t}^w - P_{i,t}^{w1} + P_{i,t}^{w2}) f(\delta_{i,t}^w) d\delta_{i,t}^w + \sum_{i \in \Omega_p} \int_{P_{i,t}^{p1} - P_{i,t}^{p2}}^{\bar{P}_i^p - P_{i,t}^{p2}} (\delta_{i,t}^p - P_{i,t}^{p1} + P_{i,t}^{p2}) f(\delta_{i,t}^p) d\delta_{i,t}^p \quad (1)$$

$$Q_t^l = \sum_{i \in \Omega_w} \int_{P_{i,t}^{w3} - P_{i,t}^{w2}}^{\bar{P}_i^w - P_{i,t}^{w2}} (P_{i,t}^{w3} - \delta_{i,t}^w - P_{i,t}^{w2}) f(\delta_{i,t}^w) d\delta_{i,t}^w +$$

$$\sum_{i \in \Omega_p} \int_{P_{i,t}^{p3} - P_{i,t}^{p2}}^{\bar{P}_i^p - P_{i,t}^{p2}} (P_{i,t}^{p3} - \delta_{i,t}^p - P_{i,t}^{p2}) f(\delta_{i,t}^p) d\delta_{i,t}^p \quad (2)$$

式中: Q_t^w 、 Q_t^l 分别为系统的弃电风险和切负荷风险; t 为系统某一运行时段; i 为机组编号; $f(\cdot)$ 为概率密度函数; $\bar{P}_i^w$ 、 $\bar{P}_i^p$ 分别为风电、光伏机组出力上限; $P_{i,t}^{w1}$ 、 $P_{i,t}^{w3}$ 分别为风电机组的灵活运行域上、下界; $P_{i,t}^{p1}$ 、 $P_{i,t}^{p3}$ 分别为光伏机组的灵活运行域上、下界; $P_{i,t}^{w2}$ 、 $P_{i,t}^{p2}$ 分别为风电、光伏的预测出力; Ω_w 、 Ω_p 分别为风电、光伏机组集合。考虑到上述风险量化函数为非线性,需要对其进行近似分段线性化处理,以加速求解。若 δ 不符合正态分布,可参考文献[22]的思路对非正态分布的预测误差进行处理。

式(1)、式(2)所确定的函数表达式较为复杂,但最终是一个关于新能源灵活运行域的上、下界的函数,因此引入数值积分的方法,对新能源运行域的上、下界进行离散化,并对每一个区间分段采用线性函数进行近似处理,可得线性上包络近似。

1.3 风险量化函数的约束形式

以风电弃电风险为例,采用数值计算方法得到风险函数曲线,如图 2 所示。可以发现,风险曲线是关于新能源运行域上限的一个凸函数,采用多项式进行拟合,近似为三次函数形式。

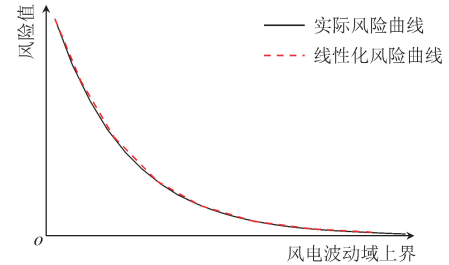


图 2 风电弃电风险的线性化示意图

Fig. 2 Schematic linearization of wind power curtailment risk

采用与火电机组运行燃料成本的线性化类似的方式对其进行线性化,可得系统不平衡风险约束

$$\begin{cases} Q_{i,t}^w \geq c_1 P_{i,t}^{w1} + d_1 \\ Q_{i,t}^l \geq c_2 P_{i,t}^{w3} + d_2 \end{cases} \quad (3)$$

式中: c_1 、 c_2 为风险量化曲线分段线性化后各段的斜率; d_1 、 d_2 为纵截距; $Q_{i,t}^w$ 、 $Q_{i,t}^l$ 分别为各机组的弃电风险和切负荷风险。

2 考虑潜在平衡风险的双层鲁棒运行域模型

在实际运行过程中,系统按照前一日制定的基

本方式运行,当新能源出现一定的预测偏差时,会在基本运行方式的基础上进行调整。

2.1 上层数学模型

2.1.1 目标函数

选取预测场景下的成本与运行工况作为上层数学模型的目标函数

$$\min C_1 + C_2 + \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_r} (K_{i,t}^w Q_{i,t}^w + K_{i,t}^l Q_{i,t}^l) \quad (4)$$

式中: C_1 为火电机组的运行成本,包含启停成本和燃料成本; C_2 为水电机组的启停成本; K 为系统不平衡风险转化为经济风险成本的转换系数,不同时段和不同类别的风险对应的转换系数不同; T 为系统运行时段总数; Ω_r 为新能源机组集合。目标函数在保证系统平衡经济性的同时,降低系统运行风险并由此获得新能源的灵活运行域。

2.1.2 运行约束

上层模型主要模拟预测场景下的运行情况,包含了常规机组组合的全部约束,即火电机组运行约束、梯级水电运行约束、网络安全约束、系统备用约束、系统功率平衡约束、区域间电力传输限制约束和系统不平衡风险约束。所提常规机组运行模型及相关的成本项计算方法可参考文献[23]。与此同时,建立电化学储能和抽水蓄能系统的数学模型,用于分析储能引入对新能源运行域形状和大小的影响。

本质上来说,抽水蓄能和电化学储能系统的数学模型类似,主要包括充放电功率上下限约束、电量上下限约束、初末时刻电量约束等,但抽水蓄能调节与电化学储能调节参数有显著差异,同时抽蓄在充电状态下常以满功率抽水,抽水蓄能装置运行约束中的充电功率上限约束需要替换,即

$$P_{i,t}^{ps} = x_{i,t}^{ps} \bar{P}_i^{ps}, \forall i \in \Omega_{ps} \quad (5)$$

式中: $x_{i,t}^{ps}$ 为抽蓄的充电状态; $P_{i,t}^{ps}$ 为抽蓄的充电功率; $\bar{P}_i^{ps}$ 为抽蓄充电功率上限; Ω_{ps} 为抽水蓄能装置集合。

2.2 下层数学模型

下层模型描述了一个可行的新能源灵活运行域上、下边界的取值集合,该集合的含义是对于新能源在运行域内任意的可实现值,系统均存在相应的应对措施,使得系统的不平衡量为 0。下层数学模型的目标函数为

$$\max_{u \in U} \min_{\Delta P} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i \in \Omega_w} c^{wc} \Delta P_{i,t}^w + \sum_{i \in \Omega_p} c^{pc} \Delta P_{i,t}^p + \sum_{i \in \Omega_l} c^{lc} \Delta P_{i,t}^l \right) \quad (6)$$

式中: $\Delta P_{i,t}^w$ 、 $\Delta P_{i,t}^p$ 、 $\Delta P_{i,t}^l$ 分别为弃风量、弃光量、切

负荷量; c^{wc} 、 c^{pc} 、 c^{lc} 分别为弃风、弃光、切负荷惩罚系数; u 为新能源出力不确定量; U 为新能源不确定性的波动区间; Ω_l 为负荷集合。

下层模型的运行约束是通过一些符合系统运行规律的调节手段,使得在可行的新能源灵活运行域内系统的不平衡量为 0,因此下层模型的运行约束是一些关于机组调整量的约束。

对于火电机组,主要考虑火电机组出力上、下限约束,同一时段的功率调整量上、下限约束及相邻时段内的上、下爬坡约束等。同一时段的功率调整量上、下限约束如下

$$-\alpha^{th} R_i^{th-} \leq \Delta P_{i,t}^{th} \leq \alpha^{th} R_i^{th+}, \forall i \in \Omega_{th} \quad (7)$$

式中: $\Delta P_{i,t}^{th}$ 为火电机组为应对新能源不确定性的功率调整量; R_i^{th+} 、 R_i^{th-} 分别为火电机组最大上、下爬坡速率; Ω_{th} 为火电机组集合; α^{th} 为火电机组的调整时间窗。由于机组的功率调整一般在其计划出力的某邻域中展开,故调节能力有限且一般会给定一个调整时间窗,若机组功率调整所需时间大于该时间窗,则会导致系统出现频率崩溃等严重后果,威胁系统的安全稳定运行[24]。式(7)描述了火电机组在第一阶段基准功率上的功率调整量,由于调整过程需要在调整时间窗内完成,因此存在一定的上、下限约束。

水电机组在一定的基础值上进行少量调整,一般不会导致水库水位发生较大变化,因此水电机组的调整约束与火电机组类似。但是,水电模型是一个聚类模型,其上下爬坡速率等需要考虑运机组数,由于水电机组是一个电量限制型元件,因此在调整过程中还需要满足调整后的水电电量不能超过设定值,即

$$\bar{E}_i^{hy} \leq \sum_{t=1}^T (\hat{P}_{i,t}^{hy} + \Delta P_{i,t}^{hy}) \leq \bar{E}_i^{hy}, \forall i \in \Omega_{hy} \quad (8)$$

式中: $\bar{E}_i^{hy}$ 、 $\underline{E}_i^{hy}$ 为水电机组的最大、小发电量; $\hat{P}_{i,t}^{hy}$ 为上层确定的水电机组运行功率; $\Delta P_{i,t}^{hy}$ 为水电机组的为应对新能源不确定性的调整功率; Ω_{hy} 为水电机组集合。

对于电化学储能装置,下层运行调整模型如下

$$0 \leq \hat{P}_{i,t}^{e1} + \Delta P_{i,t}^{e1} \leq \hat{x}_{i,t}^e \bar{P}_i^{e1} \quad (9)$$

$$0 \leq \hat{P}_{i,t}^{e2} + \Delta P_{i,t}^{e2} \leq (1 - \hat{x}_{i,t}^e) \bar{P}_i^{e2} \quad (10)$$

$$-\alpha^e \bar{P}_i^{e1} \leq \Delta P_{i,t}^{e1} \leq \alpha^e \bar{P}_i^{e1} \quad (11)$$

$$-\alpha^e \bar{P}_i^{e2} \leq \Delta P_{i,t}^{e2} \leq \alpha^e \bar{P}_i^{e2} \quad (12)$$

$$\Delta E_{i,t+1}^e - \Delta E_{i,t}^e = (\Delta P_{i,t}^{e1} \eta_i^{e1} - \Delta P_{i,t}^{e2} / \eta_i^{e2}) \Delta t \quad (13)$$

$$\underline{E}_i^e \leq \hat{E}_{i,t}^e + \Delta E_{i,t}^e \leq \bar{E}_i^e \quad (14)$$

$$\Delta E_{i,T}^e = 0 \quad (15)$$

式中: $\bar{P}_i^{e1}$ 、 $\bar{P}_i^{e2}$ 分别为电化学储能装置的最大充、放电功率; $\hat{x}_{i,t}^e$ 为电化学储能装置的充电状态; $\hat{P}_{i,t}^{e1}$ 、 $\hat{P}_{i,t}^{e2}$ 分别为电化学储能装置在上层模型中确定的充放电功率; α^e 为电化学储能装置的调整时间窗; $\Delta P_{i,t}^{e1}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{e2}$ 分别为电化学储能装置的充、放电功率; η_i^{e1} 、 η_i^{e2} 分别为电化学储能的充、放电效率; $\bar{E}_i^e$ 、 $\underline{E}_i^e$ 分别为电化学储能的最大、小荷电状态; $\hat{E}_{i,t}^e$ 为电化学储能装置在上层模型中确定的荷电状态; $\Delta E_{i,t}^e$ 为电化学储能装置为应对新能源波动性而进行调整的荷电状态。此外,对于系统层面的运行约束来说,需要考虑功率变化对线路潮流和功率平衡约束的影响。参考文献[16]、[19],将上述模型写为紧凑形式

$$\begin{aligned} \text{上层} \quad & \min C_1 + C_2 + \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_r} (K_{i,t}^w Q_{i,t}^w + K_{i,t}^l Q_{i,t}^l) \\ \text{s. t.} \quad & Ax + By \leq d \\ & Cw + DQ \leq e \\ \text{下层} \quad & \max_{u \in U} \min_{\Delta y} f^T \Delta y = 0 \\ \text{s. t.} \quad & Ex + Fy + Gu + H\Delta y \leq g \end{aligned} \quad (16)$$

式中: x 为各元件运行状态变量组成的向量; y 为各元件的功率与储能荷电状态向量; w 为新能源灵活运行域向量; Q 为系统的潜在不平衡量期望向量; Δy 为各元件功率与储能荷电状态的调整量向量; λ 为下层模型中不等式约束的对偶乘子向量。

由于在约束条件中存在一个优化问题,故所提模型是一个典型的双层模型,即在满足可行性校验确定的可行域 $\{x, y, \Delta y, w\}$ 内,找到一个经济性与风险性均衡的一组解 $\{x^*, y^*, \Delta y^*, w^*\}$,其中 w^* 是新能源的灵活运行域,求解该模型就能得到经济性与风险性均衡的新能源波动上、下界。

3 鲁棒优化模型的决策依赖不确定集转化方法

3.1 决策依赖不确定集

目前常用的求解方法如下:先采用 KKT 条件或其他数学方法将双层问题转化为单层问题,再采用迭代思想进行求解。本文采用迭代思想进行求解,然而下层的鲁棒模型与常见的两阶段鲁棒的不同点在于,所提两阶段鲁棒优化模型的不确定集合形式是随着上层模型变化而变化的,即是一种决策依赖不确定集合(DDU)形式。在迭代过程中,上层问题决策出一个 w^* ,这将作为下层问题不确定集的

边界进行分析,当返回一定的割平面改善求解结果后,上层问题会再决策出一个 w_1^* ,这两个解通常不相同,导致不确定集合在每次迭代后均会变化。

对于这一类问题,常规的 C&CG 算法将失去原有的收敛性质,这是因为,对于常规的两阶段鲁棒优化模型,不确定集为决策独立不确定集合(DIU)形式。对于一个鲁棒优化问题,若可以将所有场景进行枚举,其本质就是一个线性规划问题,最优解必定在不确定集合的顶点上取得。对于固定的不确定集合,其顶点有限,可通过枚举法得到最优解。然而,由于 DDU 不确定集合形式的可变性,故顶点数趋于无限,导致常规 C&CG 算法失效。

文献[25]探索了 DDU 的求解问题,并推广了 C&CG 算法,但这类方法不仅需要向主问题中添加原割,还需要用大 M 法对互补松弛约束进行松弛,随着电网规模的不断扩大,通过大 M 法引入的整数变量为指数级,这导致问题难以快速求解。为此,本文对系统的元件模型进行转换,将原本的 DDU 模型转化为 DIU 模型,可使用传统 C&CG 算法进行高效求解。

3.2 不确定集形式的重构

对于常规的盒式不确定集,必定在边界处取得最优解。为了筛除大部分的不可能场景,引入一个新能源出力,取上、下边界的标志位,详细的约束条件如下

$$P_{i,t}^{r1} = P_{i,t}^{r2} + v_{i,t}^{r+}(P_{i,t}^{r1} - P_{i,t}^{r2}) + v_{i,t}^{r-}(P_{i,t}^{r3} - P_{i,t}^{r2}) \quad (17)$$

$$\sum_{t=1}^T (v_{i,t}^{r+} + v_{i,t}^{r-}) \leq c^T \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^{N^r} (v_{i,t}^{r+} + v_{i,t}^{r-}) \leq c^S \quad (19)$$

$$v_{i,t}^{r+} + v_{i,t}^{r-} \leq 1 \quad (20)$$

式中: $P_{i,t}^{r1}$ 、 $P_{i,t}^{r3}$ 分别为新能源机组的灵活运行域上、下界; $P_{i,t}^{r2}$ 为新能源机组的预测出力; $v_{i,t}^{r+}$ 、 $v_{i,t}^{r-}$ 为新能源上、下界标志位,当值为 1 时代表此时新能源的出力处于不确定集合的上、下边界位置; c^T 、 c^S 分别为新能源允许偏离的时段数和新能源允许偏离的场站数,用于控制模型的保守性; N^r 为新能源场站数。

等价转换后,不确定集的描述变量由原来的出力变为上、下边界的标志位,上、下边界的标志位满足式(17)~(20)所示的集合,这是一个固定的集合,并不会随着上层模型的变化而变化,因此是一个 DIU 问题。

4 模型求解算法

4.1 下层对偶问题的等价转换

本节采用式(16)中的紧凑形式进行分析,基于原对偶理论,内层优化问题转化后的形式如下

$$\begin{cases} \max_{u \in U, \lambda} \lambda^T G u + \lambda^T (E \hat{x} + F \hat{y} - g) \\ \text{s. t. } H^T \lambda + f = 0, \lambda \geq 0 \end{cases} \quad (21)$$

求解难点在于双线性项 $\lambda^T G u$ 的处理,由于所采用的不确定集形式为离散集合,故可采用大 M 法进行精确线性化,为了平衡约束有效性和数值稳定性,需设置适当大小的 M 值。 M 值过大会导致数值不稳定,而太小则不能保证线性化后不等式的方向,无法起到线性化的作用,选取比参数大 1 ~ 2 个数量级的 M 值。

以 $\lambda^T u$ 为基本形式,构建如下等价约束

$$\gamma = \lambda^T u \quad (22)$$

$$0 \leq \gamma \leq M u \quad (23)$$

$$-M(1-u) \leq \gamma - \lambda \leq M(1-u) \quad (24)$$

这样便可以将非线性优化问题转化为混合整数线性优化问题,方便求解。

4.2 适用于双层鲁棒优化模型的 C&CG 算法

与求解常规的两阶段鲁棒优化问题的 C&CG 算法不同,本文所提的 C&CG 算法仅用于场景的寻找。在上层问题求出新能源运行域边界的前提下,找到该运行域内的极端运行场景,并将该场景反馈至上层问题中,指导上层问题修正新能源运行域边界。与此同时,当下层问题的目标函数值为 0 时,表示在该运行域内的极端运行场景下,系统内均存在一个相应的应对措施,使得系统的不平衡量为 0,此时可认为迭代收敛。因此,在求解过程中,仅需把下层问题的目标函数值等于 0 作为判断迭代收敛的条件即可,求解流程如图 3 所示。模型具体求解流程如下。

步骤 1 设置双层鲁棒优化问题的场景集 $U = \emptyset$, 迭代次数 $k = 0$ 以及收敛间隙 ϵ ;

步骤 2 求解式(16)中的主问题,得到机组启停方案 x_{k+1}^* 以及新能源灵活运行域上、下界 w_{k+1}^* ;

步骤 3 结合步骤 2 求解得到的机组启停方案 x_{k+1}^* 以及新能源灵活运行域上、下界 w_{k+1}^* ,求解式(16)中的子问题,得到最极端运行场景 u_{k+1}^* ,更新下层问题的目标函数值 $f^T \Delta y_{k+1}^*$;

步骤 4 若 $f^T \Delta y_{k+1}^* \leq \epsilon$,迭代过程结束,输出开机方案 x_{k+1}^* 、新能源灵活运行域上、下界 w_{k+1}^* ,算法结束。

否则,若 $\epsilon < f^T \Delta y_{k+1}^* < +\infty$,即在主问题提供的机组启停方案 x_{k+1}^* 以及新能源灵活运行域上下界 w_{k+1}^* 下,子问题在最坏的情况下有解。创建新变量 Δy_{k+1} ,添加可行割 $Ex + Fy + Du_{k+1}^* + H \Delta y_{k+1} \leq g$,更新场景集合 $U = U \cup u_{k+1}^*$,更新迭代次数 $k = k+1$,返回步骤 2;若 $f^T \Delta y_{k+1}^* = +\infty$,即在主问题提供的机组启停方案 x_{k+1}^* 以及新能源灵活运行域上下界 w_{k+1}^* 下,子问题在最坏的情况下无解。此时需要获取到此极端场景^[25],添加可行割 $Ex + Fy + Du_{k+1}^* + H \Delta y_{k+1} \leq g$,并修正 x_{k+1}^* 。更新迭代次数 $k = k+1$,返回步骤 2。

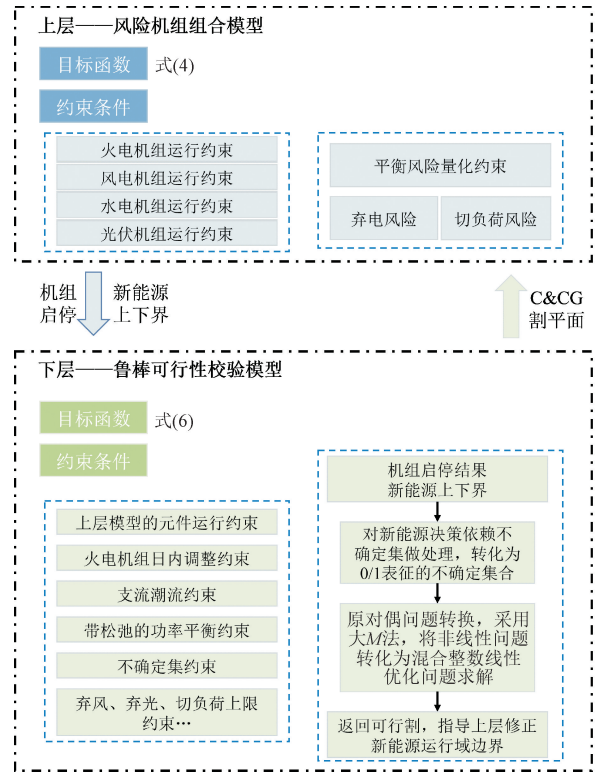


图 3 双层鲁棒模型求解原理图

Fig. 3 Schematic diagram of two-layer robust model

5 算例分析

5.1 算例设置

为验证所提算法的有效性,使用 JPES-ROTS 系统进行测试^[26],基准算例选取水火风光系统,并假设在每个时段内火电机组有 10% 爬坡容量的调节能力,而水电机组有 15% 爬坡容量的调节能力。在新能源不确定性上,为提高计算效率,将新能源上、下界标志位按场站进行聚合,取 $c^T = 12$,数值积分步长选取积分区间的 1/1000。此外,各个时段弃电风险系数 $K_{i,t}^w$ 可根据风电光伏的现货市场价格

来确定,为了避免切负荷,切负荷风险系数 $K_{i,t}^L$ 取较大值。本算例中 $K_{i,t}^w$ 约为 0.35 元/(kW·h), $K_{i,t}^L$ 约为 1.8 元/(kW·h)。程序在配置为 Intel Core i9-13980HX CPU@ 5.60 GHz RAM 16 GB 的计算机上运行,通过 Python3.10 调用 Gurobi 求解器进行求解。为了研究储能系统的接入对系统新能源灵活运行域的影响,接入了 4 座电化学储能电站和 3 座抽水蓄能电站。

5.2 模型迭代收敛效果分析

系统成本的收敛过程如图 4 所示,整个算法在迭代 7 次之后收敛,由于可行性校验问题仅包含各类约束的调整量,而非将原问题重新复制一遍再添加,因此迭代 7 次导致问题规模增加并不显著。在各类成本的变化趋势上,由于需要提供一个更为鲁棒的机组组合结果来应对新能源的不确定性,故需要频繁启、停来应对所构建运行域内新能源的巨大变化,要启动一些大容量但运行成本高的火电机组来支撑,总体成本呈现上升趋势。在不平衡风险方面,由于每次迭代均会使得运行域减少,故系统不平衡区域将会增加,从而增加系统的平衡风险。

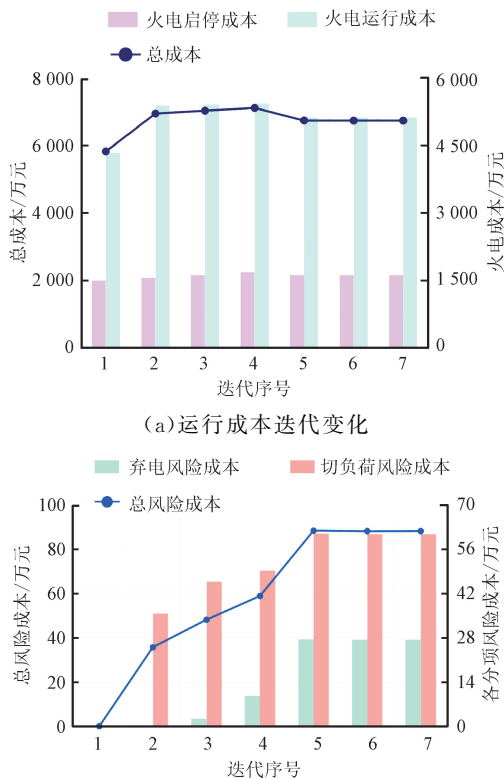


图 4 系统成本收敛曲线

Fig. 4 System cost convergence curve

图 5 展示了迭代过程中风光运行域的变化以及系统在此运行域内的不平衡结果,可知随着迭代的

进行,风光运行域以及切负荷量均在下降,弃电量先上升再下降,收敛时切负荷量以及弃电量均降至 0。迭代过程中,上述物理量处于下降状态,可行性校验子问题将识别到的极端场景反馈至上层问题,上层问题会将这些极端场景对应的运行域上界下拉、下界上拉,在下次迭代中该场景便不会失衡。

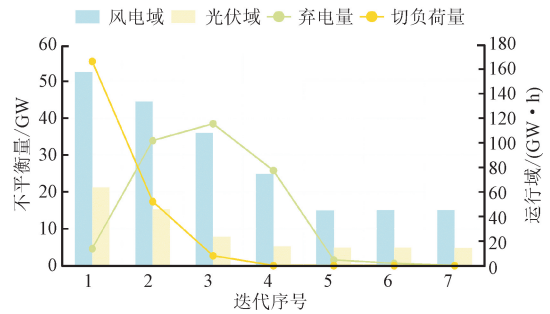
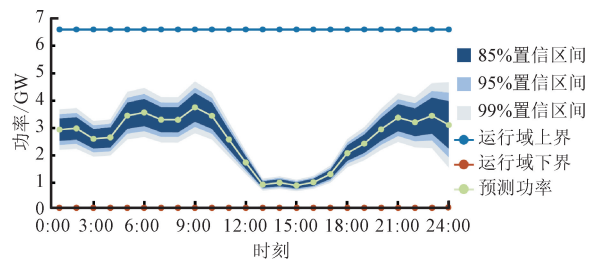


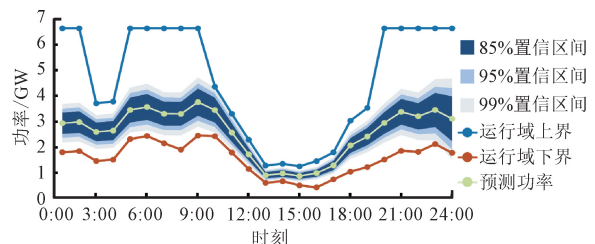
图 5 风光运行域与不平衡量收敛曲线

Fig. 5 Convergence curves of WT and PV operation region and unbalanced value

图 6 展示了风光运行域在 7 次迭代中的某几次迭代形状图,阴影部分区域代表了风光可能的出现的偏差区域,包含了 85%、95%、99% 置信区间。由于第 1 次迭代上层问题中没有极端场景的信息,故会按照最优调度结果进行求解,而风险最小就是顶上界和顶下界,此时得到的风电与光伏运行域最大,分别为 157 200、63 400 MW·h。第 4 次迭代时,风电与光伏运行域明显下降,分别降至首次迭代的 47.33%、24.55%,此时处于高风险时段的运行域已经明显大于低风险时段。直到第 7 次迭代,风电光伏运行域已收敛至首次迭代的 28.75%、22.77%,可知风光运行域随迭代过程不断缩小直至收敛。



(a) 风电运行域第 1 次迭代



(b) 风电运行域第 4 次迭代

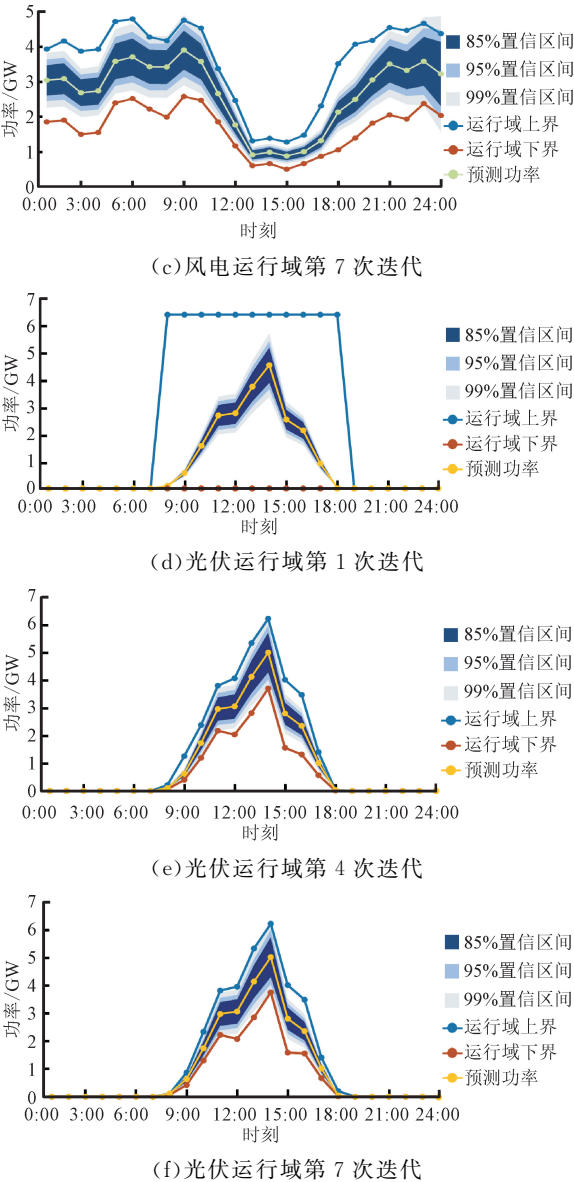


图 6 风光运行域在迭代过程中的形状变化

Fig. 6 Shape change of the WT and PV operation region during the iteration process

由图 6 可知,本文所提新能源运行域构建方法得到的运行域在多数时段能涵盖 99%可能出现的偏差,且根据风险系数曲线趋势,运行域呈现高风险时段大于低风险时段的现象,可认为使用所提方法构建的运行域是合理的。

5.3 参数对模型的影响分析

针对包含储能和不包含储能的两类系统,设置了不同的新能源允许偏离时段数 c^T ,储能总容量约为新能源装机的 20%。表 1 展示了不同敏感性算例设置下各分项的求解结果。

由表 1 可知,随着新能源允许偏离的时段数的提高,系统的新能源运行域在逐渐降低,风险成本在

逐步提高。这主要是因为,随着不确定性的增强,新能源波动性和偏离预测值的距离都会变大,而系统的调节能力有限,为了保证不出现不平衡状态,涵盖的新能源变化范围也会减少。这意味着系统的不安全区域增大,系统面临的潜在平衡风险成本也在逐步增加。对含储能和不含储能的系统进行比较,在同一保守性参数下,含储能系统的运行域更大,运行、风险成本均更低。随着新能源 c^T 不断增加,模型趋于保守,新能源允许偏离时段约束也愈发松弛,使得求解时间减少。

表 1 不同敏感性算例设置下各分项求解结果

Table 1 Results of solving each subsection under different sensitivity case settings

c^T	有、无 储能	新能源 运行域/ (MW · h)	运行 成本/万元	风险成本/ 万元	求解 时间/s
8	无	64 623	6 946.18	68.52	836.80
12	无	59 637	6 726.18	88.02	459.23
20	无	51 128	6 949.33	123.29	429.44
8	有	65 929	7 016.42	62.82	610.33
12	有	63 521	6 625.68	72.83	372.74
20	有	56 598	6 695.16	90.45	368.14

为进一步研究储能容量配置对新能源运行域的影响,取 $c^T=12$,其中电化学储能电站和抽水蓄能电站的总容量分别设置为新能源装机的 10%、20%、40%左右,求解结果如表 2 所示。由表 2 可知,随着电化学储能电站和抽水蓄能电站容量的增加,新能源运行域在不断增加,风险成本在不断下降。10%、20%、40%的储能容量分别为系统的新能源灵活运行域提供了 1.93%、7.82%、10.44%的增量。

表 2 储能电站不同容量下各分项求解结果

Table 2 Results of solving each subsection under different energy storage capacities

储能电站 总容量/ (MW · h)	抽水蓄能 电站总容量/ (MW · h)	新能源 域值/ (MW · h)	运行成本/ 万元	风险成本/ 万元
1 320	2 800	60 786	6 714.47	81.85
2 640	5 600	64 298	6 707.60	68.89
5 280	11 200	65 864	6 807.04	61.84

综上所述,储能装置对新能源运行域的影响主要在储能装置进行充、放电的时段,且影响程度与

充、放电功率以及容量大小有关。当储能装置充放电功率一定时,提升储能容量能有效增大新能源运行域,提高系统对新能源的接纳能力以及对负荷的供应能力。

6 结 论

本文分析了系统平衡风险的评估方法以及约束的线性化处理,提出了一种基于决策依赖不确定集的双层鲁棒优化模型,并通过处理将其转换为传统的决策独立不确定集的鲁棒模型,进而采用 C&CG 算法进行有效求解。通过算例系统分析,得到如下结论。

(1)调度人员可以通过调整各个时段的风险成本系数得到期望的新能源运行域。按照各时段预测误差越大,风险成本系数越大的原则来确定风险成本系数是最贴合实际的风险成本系数制定方式。

(2)储能装置的引入可以增大新能源运行域,可有效提高系统对新能源的消纳能力以及对负荷的供应能力。

(3)所构建运行域可为系统平衡风险快速评估提供参考,可辅助快速鉴别无风险的新能源运行方式,同时对有风险的新能源运行方式给出不平衡时段和不平衡量的提示。

参考文献:

- [1] 黄河,王建学,肖云鹏,等. 新型电力系统电力电量平衡分析关键技术与研究框架 [J]. 电力建设, 2024, 45(9): 1-12.
HUANG He, WANG Jianxue, XIAO Yunpeng, et al. Key technologies and research framework for the power and energy balance analysis in new-type power systems [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9): 1-12.
- [2] 高红均,郭明浩,刘挺坚,等. 新型电力系统电力电量平衡分析研究综述 [J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2683-2696.
GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Tingjian, et al. Review on electric power and energy balance analysis of new-generation power system [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2683-2696.
- [3] 刘映尚,马骞,王子强,等. 新型电力系统电力电量平衡调度问题的思考 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1694-1705.
LIU Yingshang, MA Qian, WANG ZI Qiang, et al. Cogitation on power and electricity balance dispatching in new power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1694-1705.
- [4] 张航,王秀丽,张启文,等. 计及生产指标的海上油田群电力系统可靠性评估 [J]. 电网技术, 2021, 45(2): 649-656.
ZHANG Hang, WANG Xiuli, ZHANG Qiwen, et al. Reliability evaluation of offshore oil power system considering production indexes [J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 649-656.
- [5] LEI Hangtian, SINGH C. Non-sequential Monte Carlo simulation for cyber-induced dependent failures in composite power system reliability evaluation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1064-1072.
- [6] LIU Zeyu, HOU Kai, JIA Hongjie, et al. A Lagrange multiplier based state enumeration reliability assessment for power systems with multiple types of loads and renewable generations [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3260-3270.
- [7] 王宇轩. 基于序贯蒙特卡洛方法的高风电渗透下电力系统可靠性与成本分析 [J]. 山西电力, 2024(5): 14-17.
WANG Yuxuan. Reliability and cost analysis of power system under high wind power penetration based on sequential Monte Carlo method [J]. Shanxi Electric Power, 2024(5): 14-17.
- [8] 杨铃,王建学,杨续松,等. 电力电量平衡分析及其加速求解技术的发展、应用与展望 [J]. 电网技术, 2024, 48(2): 760-777.
YANG Qian, WANG Jianxue, YANG Xusong, et al. Development, application and prospect of power and energy balance analysis and its speedup computation technologies [J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 760-777.
- [9] 郭旭阳,谢开贵,胡博,等. 计入光伏发电的电力系统分段随机生产模拟 [J]. 电网技术, 2013, 37(6): 1499-1505.
GUO Xuyang, XIE Kaigui, HU Bo, et al. A time-interval based probabilistic production simulation of power system with grid-connected photovoltaic generation [J]. Power System Technology, 2013, 37(6): 1499-1505.
- [10] 邹斌,李冬. 基于有效容量分布的含风电场电力系统随机生产模拟 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 23-31.
ZOU Bin, LI Dong. Power system probabilistic production simulation with wind generation based on available capacity distribution [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 23-31.
- [11] LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. A non-

- sequential probabilistic production simulation method for wind energy curtailment evaluation considering the seasonal heat supply constraints [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 9(1): 462-473.
- [12] 肖峻, 祖国强, 白冠男, 等. 配电系统安全域的数学定义与存在性证明 [J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(18): 4828-4836.
- XIAO Jun, ZU Guoqiang, BAI Guannan, et al. Mathematical definition and existence proof of distribution system security region [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(18): 4828-4836.
- [13] 翟桥柱, 周玉洲, 李轩, 等. 非预期性与全场景可行性: 应对负荷与可再生能源不确定性的现状、挑战与未来 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(20): 6418-6432.
- ZHAI Qiaozhu, ZHOU Yuzhou, LI Xuan, et al. Non-anticipativity and all-scenario-feasibility: state of the art, challenges, and future in dealing with the uncertain load and renewable energy [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(20): 6418-6432.
- [14] ZHOU Yuzhou, ZHAI Qiaozhu, WU Lei. Multistage transmission-constrained unit commitment with renewable energy and energy storage: implicit and explicit decision methods [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(2): 1032-1043.
- [15] ZHOU Yuzhou, ZHAI Qiaozhu, WU Lei. Optimal operation of regional microgrids with renewable and energy storage: solution robustness and nonanticipativity against uncertainties [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(6): 4218-4230.
- [16] WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Robust energy and reserve dispatch under variable renewable generation [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(1): 369-380.
- [17] GUO Zhongjie, WEI Wei, CHEN Laijun, et al. Distribution system operation with renewables and energy storage: a linear programming based multistage robust feasibility approach [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(1): 738-749.
- [18] ZHAO Jinye, ZHENG Tongxin, LITVINOV E. Variable resource dispatch through do-not-exceed limit [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(2): 820-828.
- [19] WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Dispatchable region of the variable wind generation [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(5): 2755-2765.
- [20] LI Zhigang, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Adjustable robust real-time power dispatch with large-scale wind power integration [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, 6(2): 357-368.
- [21] LI Zhigang, QIU Feng, WANG Jianhui. Multi-period do-not-exceed limit for variable renewable generation dispatch considering discrete recourse controls [EB/OL]. (2016-08-16) [2024-12-22]. <https://arxiv.org/abs/1608.05273>.
- [22] 徐玉琴, 陈坤, 聂暘. 基于非参数核密度估计的风速短期相依模型 [J]. *太阳能学报*, 2017, 38(2): 450-456.
- XU Yuqin, CHEN Kun, NIE Yang. Temporal time dependence model of wind speed series based on non-parametric kernel density estimation method [J]. *Acta Energeticae Solaris Sinica*, 2017, 38(2): 450-456.
- [23] JU Chang, DING Tao, JIA Wenhao, et al. Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations [J]. *Applied Energy*, 2023, 334: 120675.
- [24] SHAO Chengcheng, WANG Xifan, SHAHIDEHPOUR M, et al. Security-constrained unit commitment with flexible uncertainty set for variable wind power [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8(3): 1237-1246.
- [25] ZENG Bo, WANG Wei. Two-stage robust optimization with decision dependent uncertainty [EB/OL]. (2022-03-30) [2024-12-12]. <https://arxiv.org/abs/2203.16484>.
- [26] WANG Jianxue, WEI Jingdong, ZHU Yuchao, et al. The reliability and operational test system of a power grid with large-scale renewable integration [J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2020, 6(3): 704-711.

(编辑 赵炜 亢列梅)