

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241673

基于信息间隙决策理论的多区域电网源-储-荷 灵活优化运行策略

李东东¹, 申润祺², 杨帆¹, 滕晓毕³, 陈新仪³

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 河南送变电建设有限公司, 河南 郑州 450000;
3. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200120)

摘要: 随着新能源渗透率的提高, 电力系统波动性与不确定性增加。为实现预期成本下计及不确定性的灵活性优化调度, 提出基于信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略。首先, 针对华东电网多抽水蓄能(pumped hydro storage, PHS)电站面向多区域供给灵活性的应用场景, 建立多PHS电站联合调度精细化模型。其次, 建立考虑资源特性的源-储-荷灵活性优化调度模型, 作为确定性模型输出IGDT运行策略的基础成本。然后, 在基础成本上考虑负荷与新能源的不确定性, 建立鲁棒模型和风险模型, 从而获得基于IGDT的灵活性优化调度模型。最后, 通过算例验证所提策略能够实现预期成本下计及不确定性的多区域电网灵活性优化调度, 并可量化预期成本下电网不确定性与灵活性的承受范围以及不确定性因素对灵活性调度的影响。
关键词: 灵活性优化调度; 信息间隙决策理论; 电力系统不确定性; 抽水蓄能电站; 灵活性需求

Flexible optimal operation strategy for source-storage-load in multi-regional power grids based on information gap decision theory

LI Dongdong¹, SHEN Runqi², YANG Fan¹, TENG Xiaobi³, CHEN Xinyi³

(1. College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. Henan Electric Power Transmission & Transformation Construction Co., Ltd., Zhengzhou 450000, China; 3. East China Branch, State Grid Corporation of China, Shanghai 200120, China)

Abstract: With the increasing penetration of renewable energy, the volatility and uncertainty of power systems are growing. To achieve flexibility optimization scheduling under expected cost framework while accounting for uncertainties, this paper proposes a multi-regional source-storage-load flexible optimal operation strategy based on information gap decision theory (IGDT). First, for the application scenario of multiple pumped hydro storage (PHS) stations in the East China Grid providing multi-regional supply flexibility, a refined joint scheduling model of multiple PHS stations is established. Next, a source-storage-load flexibility optimization scheduling model that considers resource characteristics is developed, and the output of this deterministic model serves as the baseline cost for the IGDT strategy. Then, by incorporating load and renewable energy uncertainties, a robust model and a risk model are proposed, thereby forming an IGDT-based flexibility optimization scheduling model. Finally, case studies demonstrate that the proposed strategy achieves flexibility optimization scheduling of multi-regional power grids under expected costs while accounting for uncertainties. Moreover, it quantifies the tolerance range of grid uncertainty and flexibility under expected costs, as well as the impacts of uncertain factors on flexible scheduling.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52377111).

Key words: flexibility optimization scheduling; information gap decision theory (IGDT); power system uncertainty; pumped hydro storage (PHS) stations; flexibility demand

0 引言

为实现“双碳”目标, 高比例新能源接入电力

系统, 导致我国新能源渗透率不断提高^[1-3]。预计“十四五”期间, 华东电网将新增新能源装机 1.59 亿 kW, 新能源占比将达到 61.7%。随着新能源渗透率的提高, 电力系统波动性与不确定性增加^[4-8], 华东电网灵活性需求不断提升, 需要实现源-储-荷灵活性优化调度。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52377111); 国家电网有限公司华东分部项目资助(SGHD0000DKJS2310440)

抽水蓄能(pumped hydro storage, PHS)电站具有容量大且可双向供给灵活性的特点,是华东电网主要的灵活性资源。截至2022年底,我国PHS核准在建总装机规模为1.21亿kW,其中华东电网为2603万kW^[9],约占22%。目前已有研究建立了PHS资源灵活性供给模型^[10],考虑PHS机组运行特点建立了PHS电站运行模型^[11-13]。文献[14]建立了风光发电系统中的PHS机组调度模型。文献[15]计及PHS机组运行状态对灵活性供给的影响,建立了PHS机组模型。文献[16]实现了单节点接入PHS电站的短期优化调度。文献[17]实现了单座PHS电站接入系统提高虚拟电厂经济性的优化调度。然而,华东电网内每座PHS电站需同时向多个区域提供灵活性,上述研究并未考虑此应用场景下的分配问题,且未涉及多PHS电站联合调度模型。随着华东电网PHS资源的大力发展,如何调度系统内多PHS电站联合向多区域提供灵活性,建立多对多的PHS电站调度模型是电网调度迫切需要解决的实际问题。

为实现电力系统源-储-荷资源灵活性优化调度,已有学者构建了灵活性供给模型^[18]。文献[19]通过火电机组的深度调峰实现新能源电力系统的灵活性优化调度。文献[20]基于需求响应、火电与储能等灵活性资源提出了双层优化调度方法。文献[21]提出一种计及源-荷-储多资源调节的两阶段优化方法以提高电网可用输电能力。文献[22]以系统成本最优为目标,兼顾经济性与低碳性,提高新能源消纳水平。以上电力系统源-储-荷资源优化调度的研究中,为应对短时段内净负荷波动,火电机组将频繁调节与启停^[23],因火电机组短时段内频繁调节会造成关键部件疲劳损伤,影响机组运行的安全性与经济性。随着华东电网新能源渗透率的提高,此问题会进一步凸显。因此,灵活性优化调度需要考虑资源特性合理分配源侧与灵活性资源出力,减少源侧资源频繁调节,发挥灵活性资源作用。

负荷与新能源出力的不确定性是灵活性需求的主要来源。已有研究对电力系统不确定性进行研究建模,以实现计及不确定性的电力系统优化调度^[24-26]。华东电网调需要根据调度范围内的海量数据做出评估与调度决策,对决策效率有较高要求,且要兼顾安全性与经济性。目前常用的不确定性研究方法中,鲁棒优化法^[27]结果过于保守,会导致高额调度成本;随机规划法^[28]中多元变量的联合分布通常难以获得,变量较多时计算复杂度较高;风险价值法^[29]需要场景生成,用于处理华东多区域电网不确定性存在效率问题。且上述方法通常以成本最优为目标,难以在设定的成本范围内获得系统可承受不确定性

范围,也难以直接实现预期成本内的优化调度。信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)是衡量不确定性的一种方法,目前已经有研究将此方法用于衡量负荷增长的不确定性^[30]、电力市场优化^[31]、优化配置^[32]等方面。IGDT能够在满足设定的预期目标情况下获得系统不确定性承受范围,并为决策者提供鲁棒与风险两种方向的优化调度策略,使调度决策能够根据观测信息动态调整,既可满足高成本下的鲁棒性,又可兼顾低成本下的风险投机性,适用于华东电网生产调度中预期成本下计及不确定性的优化调度。且IGDT无需不确定性变量概率分布^[33],计算复杂度较低,具有较好的决策效率。同时,基于IGDT建立模型能够将确定性模型嵌套其中,将较好地减少源侧资源频繁调节、提高灵活性供给的功能加入。

在上述研究背景下,提出一种基于IGDT的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略。建立计及区域分配约束的多PHS电站联合调度精细化模型,以实现符合华东电网实际运行的多PHS电站联合调度。建立考虑源侧资源特性的灵活性优化调度模型,采用欧式距离量化源侧资源平缓后净负荷曲线与参考线相似度,以此相似度最高为目标,减少源侧资源频繁调节,提高系统灵活性供给能力,并为IGDT运行策略提供确定性模型与基础成本。建立多区域电网源-储-荷灵活运行的鲁棒模型与风险模型,从而获得基于IGDT的灵活性优化调度模型,以得到预期成本下电网不确定性承受范围以及运行策略。最后,基于算例验证提出策略的有效性并进行分析。

1 多区域电力系统与灵活性调度框架

1.1 多区域电力系统

本文以华东电网调度范围内四省(市)多区域电网为研究对象,每个省(市)为一个区域。由于福建省PHS电站华东电网直管比例为0,福建省不包含在研究对象中。多区域电网结构如图1所示。

4个区域内新能源资源为风电、光伏,源侧资源为火电、水电,储能侧资源为PHS电站,负荷侧资源为可平移负荷、可削减负荷、可转移负荷。由于PHS电站建设位置特殊,4个区域共用6座PHS电站,且受到前期建设与签约的影响,每座PHS电站对不同区域的分配比例不同。各区域其他资源具有不同的规模大小,并且仅用于本区域,其中每类负荷侧灵活性资源容量为当日最大净负荷的3%,共占当日最大净负荷的9%。源侧资源由于其调节特性与经济性限制,应减少其频繁调节。储能侧与负荷侧资源具有较快的调节速度,为灵活性资源。

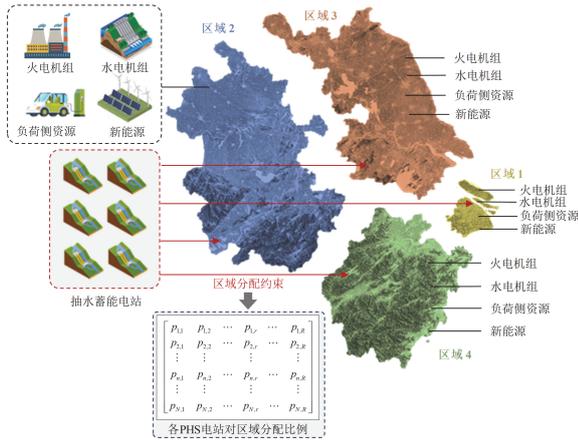


图 1 多区域电网结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multi-regional power grid structure

1.2 基于信息间隙决策理论的灵活性优化调度框架

考虑到未来华东电网灵活性需求不断提升, 需要量化预期成本下的不确定性承受范围, 并实现预期成本下考虑多 PHS 电站的运行调度, 建立基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略, 如图 2 所示。建立考虑资源特性的灵活性调度模型,

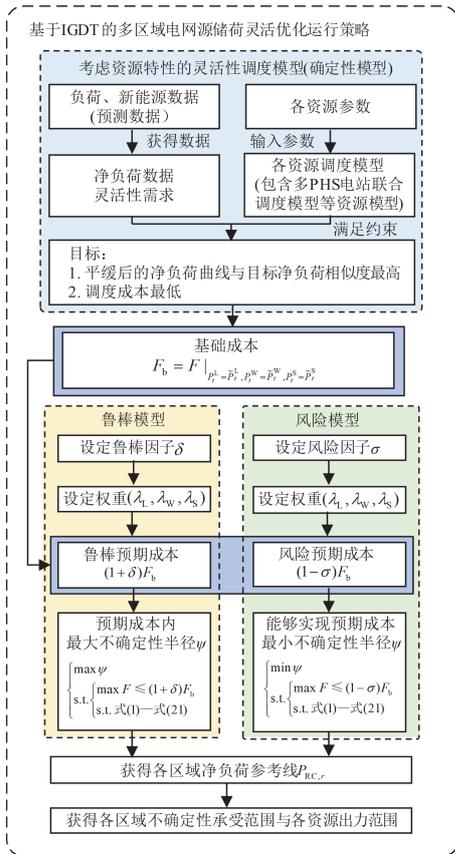


图 2 基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略

Fig. 2 Framework of flexible optimization operation strategy for multi-region power grid source-storage-load based on IGDT

不仅可以提高灵活性资源供给能力, 而且可以为基于 IGDT 的灵活性优化调度模型提供确定性模型与基础成本。基于 IGDT 的灵活性优化调度模型包含鲁棒模型与风险模型, 鲁棒模型能够获得预期成本内的最大不确定性承受范围, 风险模型能够获得实现预期成本的最小不确定性范围。

2 灵活性资源模型

2.1 多 PHS 电站联合调度精细化模型

综合多 PHS 电站联合调度运行特点, 计及多 PHS 电站联合调度的区域分配约束、工况转换预留时间约束、与考虑水电转换系数的库容约束等约束, 建立多 PHS 电站精细化模型, 如下所述。

1) 功率约束

PHS 机组发电功率在最小至最大功率范围内可调; 抽水功率取决于 PHS 电站水泵额定功率, 为不可调节的固定功率。PHS 电站功率约束如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{gen}} \leq P_{i,t}^{\text{gen}} \leq P_{i,\max}^{\text{gen}} \\ P_i^{\text{pm}} = P_{i,t}^{\text{pm}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{gen}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{pm}}$ 分别为第 i 台 PHS 机组 t 时刻发电和抽水功率; $P_{i,\max}^{\text{gen}}$ 和 $P_{i,\min}^{\text{gen}}$ 分别为第 i 台 PHS 机组最大和最小发电功率; P_i^{pm} 为第 i 台 PHS 机组的抽水额定功率。

2) 库容约束

PHS 电站库容在最小值与最大值之间变化, 每个 PHS 电站具有不同的水电转化系数。PHS 电站库容约束如式(2)所示。

$$\begin{cases} E_{n,\min}^{\text{up}} \leq E_{n,t}^{\text{up}} \leq E_{n,\max}^{\text{up}} \\ E_{n,\min}^{\text{dn}} \leq E_{n,t}^{\text{dn}} \leq E_{n,\max}^{\text{dn}} \\ E_{n,t}^{\text{up}} = Q_{n,t}^{\text{pm}} - Q_{n,t}^{\text{gen}} + E_{n,t-1}^{\text{up}} \\ E_{n,t}^{\text{dn}} = -Q_{n,t}^{\text{pm}} + Q_{n,t}^{\text{gen}} + E_{n,t-1}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{n,t}^{\text{gen}} = \eta_n^{\text{gen}} \cdot Q_{n,t}^{\text{gen}} \\ P_{n,t}^{\text{pm}} = \eta_n^{\text{pm}} \cdot Q_{n,t}^{\text{pm}} \\ \eta_n^{\text{gen}} = \frac{\eta_n^{\text{tur}} \cdot Q_n^{\text{gen}} \cdot h_n^{\text{gen}} \cdot \rho \cdot g}{e} \\ \eta_n^{\text{pm}} = \frac{Q_n^{\text{pm}} \cdot h_n^{\text{pm}} \cdot \rho \cdot g}{\eta_n^{\text{pump}} \cdot e} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $E_{n,\max}^{\text{up}}$ 和 $E_{n,\min}^{\text{up}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站的上水库最大和最小库容; $E_{n,\max}^{\text{dn}}$ 和 $E_{n,\min}^{\text{dn}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站的下水库最大和最小库容; $E_{n,t}^{\text{up}}$ 和 $E_{n,t}^{\text{dn}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站 t 时刻上、下水库库容; $Q_{n,t}^{\text{pm}}$

和 $Q_{n,t}^{\text{gen}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站 t 时段蓄能抽水、发电排水量； η_n^{gen} 和 η_n^{pm} 为第 n 座 PHS 电站的水电转化系数，即发电水量转化电量、抽水水量消耗电量系数； η_n^{tur} 和 η_n^{pmp} 分别为第 n 座 PHS 电站机组发电、抽水效率； Q^{gen} 和 Q^{pm} 为单位水量，通常取 1 m^3 ； h_n^{gen} 和 h_n^{pm} 分别为发电、抽水水位落差； ρ 为水的密度； g 为重力加速度； e 为单位电量，取 $e = 3.6 \times 10^9 \text{ J}$ 。

3) 运行工况约束

PHS 机组包含 3 种工况：发电、抽水、停机。调度范围内所有 PHS 电站内机组不能同时处于发电、抽水两种工况下。由于机组的物理特性，不能立即在发电、抽水工况之间切换，工况转换需间隔一定时间。PHS 机组调度周期内发电、抽水启动次数有限，在启动时需逐台启动。运行工况约束如式(4)一式(7)所示。

$$\begin{cases} P_{n,t}^{\text{gen, end}} = \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t}^{\text{gen}} \cdot P_{i,t}^{\text{gen}} \\ P_{n,t}^{\text{pm, end}} = \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t}^{\text{pm}} \cdot P_{i,t}^{\text{pm}} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} U_{i,t}^{\text{gen}} + U_{j,t}^{\text{pm}} \leq 1, i \neq j \\ U_{i,t}^{\text{gen}} \leq 1 - U_{i,t-1}^{\text{pm}} \\ U_{i,t}^{\text{pm}} \leq 1 - U_{i,t-1}^{\text{gen}} \\ (1 - U_{i,t-1}^{\text{gen}}) \cdot U_{i,t-2}^{\text{gen}} + (1 - U_{i,t-1}^{\text{pm}}) \cdot U_{i,t-2}^{\text{pm}} \leq 1 \\ (1 - U_{i,t-2}^{\text{gen}}) \cdot U_{i,t-1}^{\text{gen}} + (1 - U_{i,t-1}^{\text{pm}}) \cdot U_{i,t-1}^{\text{pm}} \leq 1 \\ (1 - U_{i,t-1}^{\text{pm}}) \cdot U_{i,t-2}^{\text{pm}} + (1 - U_{i,t-1}^{\text{gen}}) \cdot U_{i,t-2}^{\text{gen}} \leq 1 \\ (1 - U_{i,t-2}^{\text{pm}}) \cdot U_{i,t-1}^{\text{pm}} + (1 - U_{i,t-1}^{\text{gen}}) \cdot U_{i,t-1}^{\text{gen}} \leq 1 \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} K_i^{\text{gen, start, min}} \leq \sum_{t=1}^T (1 - U_{i,t-1}^{\text{gen}}) \cdot U_{i,t}^{\text{gen}} \leq K_i^{\text{gen, start, max}} \\ K_i^{\text{pm, start, min}} \leq \sum_{t=1}^T (1 - U_{i,t-1}^{\text{pm}}) \cdot U_{i,t}^{\text{pm}} \leq K_i^{\text{pm, start, max}} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t}^{\text{gen}} - \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t-1}^{\text{gen}} \leq 1 \\ \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t}^{\text{pm}} - \sum_{i=1}^{I_n} U_{i,t-1}^{\text{pm}} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中： $U_{i,t}^{\text{gen}}$ 和 $U_{i,t}^{\text{pm}}$ 分别为第 i 台 PHS 机组发电、抽水工况状态变量，处于此工况时状态变量为 1，否则为 0； $K_i^{\text{gen, start, max}}$ 和 $K_i^{\text{gen, start, min}}$ 分别为第 i 台 PHS 机组最大、最小发电运行次数； $K_i^{\text{pm, start, max}}$ 和 $K_i^{\text{pm, start, min}}$ 分别为第 i 台 PHS 机组最大、最小抽水运行次数； $P_{n,t}^{\text{gen, end}}$ 和 $P_{n,t}^{\text{pm, end}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站 t 时段发电、

抽水功率； I_n 为第 n 座 PHS 电站内机组数量。

4) 区域分配约束

PHS 电站受到前期建设与提前签约等因素影响，向多个区域供给电能时，又受到分配约束的限制，区域分配约束如式(8)所示。

$$\begin{cases} P_{t,r}^{\text{gen}} = \sum_{n=1}^N p_{n,r} \cdot P_{n,t}^{\text{gen, end}} \\ P_{t,r}^{\text{pm}} = \sum_{n=1}^N p_{n,r} \cdot P_{n,t}^{\text{pm, end}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $P_{t,r}^{\text{gen}}$ 和 $P_{t,r}^{\text{pm}}$ 分别为 t 时段 r 区域获得 PHS 发电、抽水功率； $p_{n,r}$ 为第 n 座 PHS 电站对 r 区域的分配比例； N 为调度范围内 PHS 电站数量。

PHS 机组可提供向上和向下两种方向灵活性，发电工况下，增大发电功率提供向上灵活性，减小发电功率提供向下灵活性；抽水工况下，减小抽水功率提供向上灵活性，增大抽水功率提供向下灵活性。PHS 机组灵活性供给模型如式(9)、式(10)所示。

$$F_{\text{pm},t}^{\text{up, su}} = \begin{cases} \max\{P_{t+1}^{\text{gen}} - P_t^{\text{gen}}, 0\}, U_t^{\text{gen}} = 1 \\ \max\{P_t^{\text{pm}} - P_{t+1}^{\text{pm}}, 0\}, U_t^{\text{pm}} = 1 \\ 0, \text{other} \end{cases} \quad (9)$$

$$F_{\text{pm},t}^{\text{dn, su}} = \begin{cases} \max\{P_t^{\text{gen}} - P_{t+1}^{\text{min}}, 0\}, U_t^{\text{gen}} = 1 \\ \max\{P_{t+1}^{\text{pm}} - P_t^{\text{pm}}, 0\}, U_t^{\text{pm}} = 1 \\ 0, \text{other} \end{cases} \quad (10)$$

式中： $F_{\text{pm},t}^{\text{up, su}}$ 和 $F_{\text{pm},t}^{\text{dn, su}}$ 分别为 PHS 机组 t 时段向上和向下灵活性供给； P_t^{gen} 和 P_t^{pm} 分别为 PHS 机组 t 时刻发电、抽水功率； U_t^{gen} 和 U_t^{pm} 分别为 t 时刻发电和抽水状态变量，为 1 表示处于此状态，否则为 0。

2.2 负荷侧资源模型

负荷侧资源包含可平移负荷、可削减负荷、可转移负荷。可平移负荷能够将原时段内负荷平移至其他时段，且需要整体平移。可削减负荷能够按需求减小负荷。可转移负荷能够将原时段负荷转移至其他时段，在满足转移前后功率总和不变的前提下转移功率可调。负荷侧资源模型如下所述。

1) 可平移负荷

$$\begin{cases} P_t^{\text{shift}} = P_t^{\text{shift}} \\ T_{\text{shift}} = [t_{\text{shift}}, t_{\text{shift}+} - t_D + 1] \end{cases} \quad (11)$$

式中： P_t^{shift} 为可平移负荷平移至 t 时段的功率，需要与平移前功率 P_t^{shift} 保持一致； $[t_{\text{shift}}, t_{\text{shift}+}]$ 为可平移时段区间； t_D 为可平移负荷持续时段数； T_{shift} 为可平移起始时段集合。

2) 可削减负荷

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{cut}} \leq P_t^{\text{cut}} \leq P_{\max}^{\text{cut}} \\ T_{\min}^{\text{cut}} \leq \sum_{\tau=t}^{t+T_{\max}^{\text{cut}}-1} U_{\tau}^{\text{cut}} \leq T_{\max}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: P_{\max}^{cut} 和 P_{\min}^{cut} 分别为可削减负荷的最大、最小功率; T_{\max}^{cut} 和 T_{\min}^{cut} 分别为连续削减时段的上、下限; U_t^{cut} 为 t 时段削减负荷的状态变量, $U_t^{\text{cut}} = 1$ 为削减, 否则 $U_t^{\text{cut}} = 0$; T_{cut} 为削减时段数。

3) 可转移负荷

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{tran}} \leq P_t^{\text{tran}} \leq P_{\max}^{\text{tran}} \\ \sum_{\tau=t}^{t+T_{\min}^{\text{tran}}-1} U_{\tau}^{\text{tran}} \geq T_{\min}^{\text{tran}}, U_t^{\text{tran}} \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: P_{\max}^{tran} 和 P_{\min}^{tran} 分别为可转移负荷的最大、最小功率; P_t^{tran} 为 t 时段可转移负荷功率; T_{\min}^{tran} 为最小连续可转移时段数; U_t^{tran} 为 t 时段转移状态变量, $U_t^{\text{tran}} = 1$ 表示从此时段转移至其他时段, $U_t^{\text{tran}} = -1$ 表示向此时段转入, 否则 $U_t^{\text{tran}} = 0$ 。

负荷侧资源中可平移负荷因其平移功率不可调节, 仅能在转移起始和结束两个时刻功率可变, 即一天中仅有两个时刻提供灵活性, 因此本文中不作为灵活性资源, 仅起连续时段调整净负荷固定大小的作用。负荷侧资源灵活性供给模型如式(14)、式(15)所示。

1) 可削减负荷灵活性供给模型

$$F_{\text{cut},t}^{\text{up,su}} = \begin{cases} \Delta P_t^{\text{cut}}, U_t^{\text{cut}} = 1 \\ 0, \text{other} \end{cases} \quad (14)$$

$$F_{\text{cut},t}^{\text{dn,su}} = 0 \quad (15)$$

式中: $F_{\text{cut},t}^{\text{up,su}}$ 和 $F_{\text{cut},t}^{\text{dn,su}}$ 分别为可削减负荷的向上和向下灵活性供给; ΔP_t^{cut} 为 t 时刻削减功率较 $t-1$ 时刻的变化量。

2) 可转移负荷灵活性供给模型

$$F_{\text{tran},t}^{\text{up,su}} = \begin{cases} \Delta P_t^{\text{tran}}, U_t^{\text{tran}} = 1 \\ 0, \text{other} \end{cases} \quad (16)$$

$$F_{\text{tran},t}^{\text{dn,su}} = \begin{cases} \Delta P_t^{\text{tran}}, U_t^{\text{tran}} = -1 \\ 0, \text{other} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $F_{\text{tran},t}^{\text{up,su}}$ 和 $F_{\text{tran},t}^{\text{dn,su}}$ 分别为可转移负荷 t 时段向上和向下灵活性供给; ΔP_t^{tran} 为 t 时刻转移功率较 $t-1$ 时刻的变化量。

源侧资源模型见附录 A。

3 基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化调度模型

3.1 考虑资源特性的源-储-荷灵活性优化调度模型

在高比例新能源系统中, 源侧资源由于其调节特性与经济性的限制, 相较于灵活性资源不易于频繁调节, 所以灵活性优化调度中应尽可能减少源侧资源频繁调节, 更多地发挥灵活性资源作用。

为实现上述目标, 制定净负荷参考线, 建立考虑资源特性的灵活性优化调度模型, 并为 IGDT 调度策略提供确定性模型。净负荷曲线越趋近于一条直线, 则灵活性需求越小灵活性供给压力越小。考虑资源特性的灵活性调度模型示意图如图 3 所示。源侧资源主要用于满足长时段不变净负荷, 并平缓净负荷长时段变化。灵活性资源用于提供灵活性, 满足平缓后净负荷短时段内的快速变化。源侧资源与灵活性资源联合出力需要满足功率平衡, 如式(18)所示。

$$P_{r,t}^G + P_{r,t}^{\text{Hydro}} + P_{t,r}^{\text{gen}} = P_{r,t}^{\text{net}} + P_{t,r}^{\text{pm}} + P_{r,t}^{\text{shift}} + P_{r,t}^{\text{cut}} + P_{r,t}^{\text{tran}} \quad (18)$$

式中: $P_{r,t}^G$ 、 $P_{r,t}^{\text{Hydro}}$ 、 $P_{r,t}^{\text{net}}$ 、 $P_{r,t}^{\text{shift}}$ 、 $P_{r,t}^{\text{cut}}$ 和 $P_{r,t}^{\text{tran}}$ 分别为 r 区域 t 时段火电机组、水电机组、净负荷、可平移负荷、可削减负荷和可转移负荷功率。

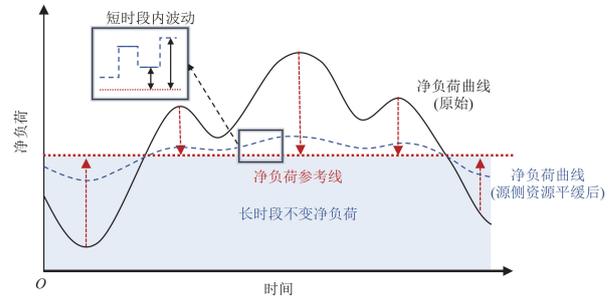


图 3 考虑资源特性的灵活性调度模型示意图

Fig. 3 Schematic diagram of flexible dispatching model considering resource characteristics

由于源侧资源调节特性的限制, 平缓后的净负荷曲线难以达到净负荷参考线, 即一条直线, 因此平缓后的净负荷曲线为尽可能靠近参考线的曲线。根据净负荷波动情况制定参考线, 平衡源侧资源与灵活性资源出力分配。由于调度过程中资源灵活性供给能力不断变化, 人为指定参考线难以最优, 因此, 以平缓后的净负荷曲线与参考线相似度最高为目标, 通过优化求解获得参考线对应功率值。引入欧式距离衡量平缓后的净负荷曲线与参考线的相似度, 欧氏距离越小二者相似度越高, 其定义为

$$d_E(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n'} (x_i - y_i)^2} \quad (19)$$

式中: x, y 为同一 n' 维空间存在的 2 个点, 坐标分别为 $(x_1, x_2, \dots, x_{n'})$ 和 $(y_1, y_2, \dots, y_{n'})$ 。

为防止系统中出现灵活性缺额, 需要满足灵活性供需平衡约束, 约束如式(20)、式(21)所示。

$$\begin{cases} F_t^{\text{up,su}} = F_t^{\text{up,de}} \\ F_t^{\text{dn,su}} = F_t^{\text{dn,de}} \end{cases} \quad (20)$$

$$\begin{cases} F_t^{\text{up,su}} = F_{\text{pm},t}^{\text{up,su}} + F_{\text{cut},t}^{\text{up,su}} + F_{\text{tran},t}^{\text{up,su}} \\ F_t^{\text{dn,su}} = F_{\text{pm},t}^{\text{dn,su}} + F_{\text{tran},t}^{\text{dn,su}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $F_t^{\text{up,su}}$ 和 $F_t^{\text{dn,su}}$ 分别为 t 时段向上、向下灵活性供给; $F_t^{\text{up,de}}$ 和 $F_t^{\text{dn,de}}$ 分别为 t 时段向上、向下灵活性需求。灵活性需求计算方法见附录 B。

综上, 目标函数包括各资源出力成本最小, 以及平缓后的净负荷曲线与参考线相似度最高。目标函数如式(22)、式(23)所示。

$$\min F = C_G + C_{\text{Hydro}} + C_{\text{ref}} + C_{\text{pump}} + C_{\text{load}} \quad (22)$$

$$\begin{cases} C_G = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \theta_{r,t}^G P_{r,t}^G \\ C_{\text{Hydro}} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \theta_{r,t}^{\text{Hydro}} P_{r,t}^{\text{Hydro}} \\ C_{\text{ref}} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \theta_{r,t}^{\text{ref}} d_E(P_{\text{RC},r}, (P_{r,t}^G + P_{r,t}^{\text{Hydro}})) \\ C_{\text{pump}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (\theta_{n,t}^{\text{gen}} P_{n,t}^{\text{gen,end}} + \theta_{n,t}^{\text{pm}} P_{n,t}^{\text{pm,end}}) \\ C_{\text{load}} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R (\theta_{r,t}^{\text{shift}} P_{r,t}^{\text{shift}} + \theta_{r,t}^{\text{cut}} P_{r,t}^{\text{cut}} + \theta_{r,t}^{\text{tran}} P_{r,t}^{\text{tran}}) \end{cases} \quad (23)$$

式中: F 为考虑资源特性的源-储-荷灵活性优化调度目标函数; C_G 、 C_{Hydro} 、 C_{ref} 、 C_{pump} 和 C_{load} 分别为火电机组成本、水电机组成本、净负荷波动平缓后未达到参考线惩罚成本、PHS 电站和负荷侧资源成本; $\theta_{r,t}^G$ 、 $\theta_{r,t}^{\text{Hydro}}$ 、 $\theta_{r,t}^{\text{ref}}$ 、 $\theta_{r,t}^{\text{shift}}$ 、 $\theta_{r,t}^{\text{cut}}$ 和 $\theta_{r,t}^{\text{tran}}$ 分别为 r 区域 t 时段火电机组、水电机组、净负荷波动平缓后未达到参考线惩罚、可平移负荷、可削减负荷和可转移负荷的综合成本参数; $\theta_{n,t}^{\text{gen}}$ 和 $\theta_{n,t}^{\text{pm}}$ 分别为第 n 座 PHS 电站发电和抽水成本参数; $P_{\text{RC},r}$ 为 r 区域参考线对应功率。

3.2 基于 IGDT 计及不确定性的灵活性调度模型

建立基于 IGDT 计及不确定性的灵活性调度模型, 需考虑负荷与新能源的不确定性, 建立不确定因素集合, 如式(24)所示。

$$U(\alpha, \tilde{P}) = \left\{ P : \left| \frac{P - \tilde{P}}{\tilde{P}} \right| \leq \alpha, \alpha \geq 0 \right\} \quad (24)$$

式中: \tilde{P} 为不确定因素的预测功率; P 为不确定因素的实际功率; α 为不确定因素的不确定性半径, 无量纲。

系统中负荷与新能源的不确定性半径加权求和得到系统的综合不确定性半径, 如式(25)所示。

$$\psi = \lambda_L \alpha_L + \lambda_W \alpha_W + \lambda_S \alpha_S \quad (25)$$

式中: ψ 为综合不确定性半径; α_W 、 α_S 、 α_L 分别为风电功率、光伏功率、负荷功率的不确定性半径; λ_W 、 λ_S 、 λ_L 分别为各因素的权重系数。

基于 IGDT 的灵活性优化调度模型包含鲁棒模型与风险模型, 建立鲁棒模型与风险模型。

1) 鲁棒模型

鲁棒模型能够实现预期成本内, 寻求最大不确定性半径。获得的不确定性半径越大, 系统能应对的不确定性越大, 鲁棒性越好。鲁棒模型为

$$\begin{cases} \max \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} F \leq (1 + \delta) F_b \\ P_t^L = (1 + \alpha_L) \tilde{P}_t^L \\ P_t^W = (1 - \alpha_W) \tilde{P}_t^W \\ P_t^S = (1 - \alpha_S) \tilde{P}_t^S \end{array} \right. \\ \text{s.t. 式(1)一式(21)} \end{cases} \quad (26)$$

$$F_b = F \Big|_{P_t^L = \tilde{P}_t^L, P_t^W = \tilde{P}_t^W, P_t^S = \tilde{P}_t^S} \quad (27)$$

式中: F_b 为基础成本; $(1 + \delta) F_b$ 为鲁棒模型预期成本; δ 为鲁棒水平因子, 其值越大则应对不确定性能力越强, 对应的预期目标成本也越大; \tilde{P}_t^L 、 \tilde{P}_t^W 和 \tilde{P}_t^S 分别为 t 时刻负荷、风电、光伏的预测功率; P_t^L 、 P_t^W 和 P_t^S 分别为 t 时刻负荷、风电、光伏实际功率。

2) 风险模型

风险模型能实现更小预期成本, 寻求最小不确定性半径。风险模型中不确定性有利于实现预期成本, 但需要系统不确定性半径尽可能小以减少系统风险。风险模型为

$$\begin{cases} \min \psi \\ \left\{ \begin{array}{l} F \leq (1 - \sigma) F_b \\ P_t^L = (1 - \alpha_L) \tilde{P}_t^L \\ P_t^W = (1 + \alpha_W) \tilde{P}_t^W \\ P_t^S = (1 + \alpha_S) \tilde{P}_t^S \end{array} \right. \\ \text{s.t. 式(1)一式(21)} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $(1 - \sigma) F_b$ 为风险模型预期成本; σ 为风险水

平因子, 其值越大则风险程度越大, 对应的目标成本也越小。

4 算例分析

本文以 1.1 节中的华东电网四省(市)多区域电网为算例模型, 考虑到未来新能源渗透率提高, 模拟未来高比例新能源运行情况。按照当前规模的最小整数倍将渗透率提升至 70%以上, 等比例缩小各区域负荷规模, 各区域新能源渗透率最高可达到 73.14%、78.68%、75.81%、78.06%。算例均以 15 min 为一个调度时段, 进行一天内 96 点数据调度。

各 PHS 电站对各区域的分配比例如表 1 所示。

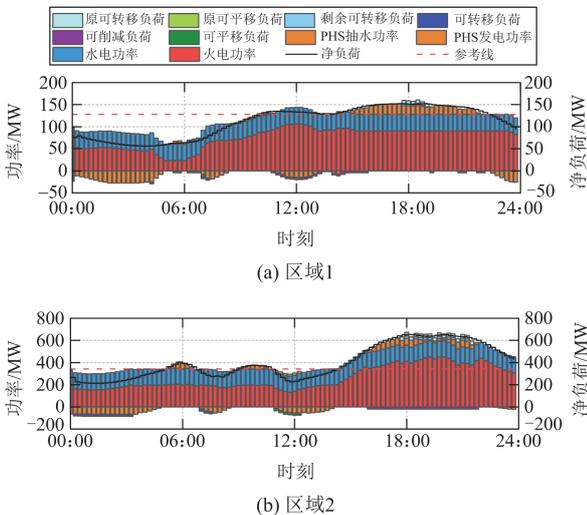
表 1 PHS 电站区域分配比例

Table 1 Allocation ratio of PHS power stations region

PHS 电站 编号	分配比例/%			
	区域 1	区域 2	区域 3	区域 4
1	30	20	50	0
2	30	0	70	0
3	0	100	0	0
4	0	0	60	40
5	20	80	0	0
6	50	0	0	50

4.1 考虑资源特性的灵活性优化调度分析

各区域日预测负荷、风电、光伏曲线如附录 C 图 C1 所示。将预测数据以及各资源参数代入考虑资源特性的灵活性优化调度模型中, 获得确定性模型下各资源出力情况与基础成本, 4 个区域的基础成本分别为 266.34 万元、1104.61 万元、618.81 万元、516.08 万元。系统内各资源出力情况如图 4 所示, 正功率表示提供功率或系统内原有负荷侧资源容量, 负功率表示资源消耗功率。模型以区域最优为目标, 因此每个区域净负荷参考线均不同。结果说明模型能够实现平缓后的净负荷曲线能够向参考线靠拢。



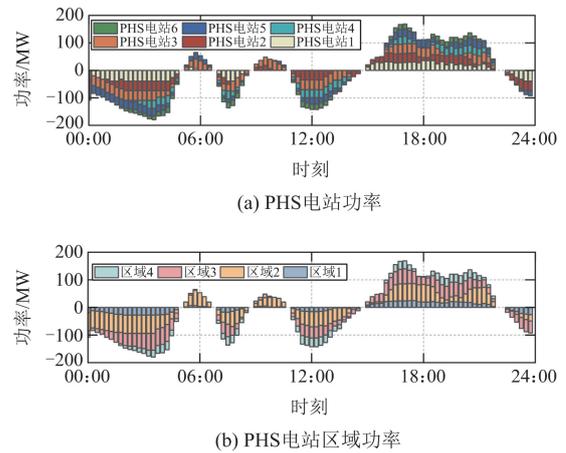
(c) 区域3

(d) 区域4

图 4 确定性模型调度结果

Fig. 4 Deterministic model dispatching results

图 5 为系统内 PHS 电站的调度结果, 正功率表示发电功率, 负功率表示抽水功率, 整个系统内 PHS 电站在 00:00—06:00 与 10:00—14:00 时段抽水提供向下灵活性, 在 17:00—22:00 时段发电提供向上灵活性。由于区域分配约束的存在, PHS 电站对每一个区域的供给存在相互制约, 如 09:00—11:00 时段, 区域 3 与区域 4 灵活性需求方向不同, 由于 PHS 电站不能同时抽水与发电, 4 号 PHS 电站处于既不抽水也不发电的停运状态。结果说明模型能够实现贴合实际运行的多 PHS 电站向多区域电网供给灵活性。



(a) PHS 电站功率

(b) PHS 电站区域功率

图 5 PHS 电站调度结果

Fig. 5 PHS stations dispatching results

为对比本文所提方法与不考虑资源特性的传统调度方法, 分别计算两种调度方法下源侧资源向上与向下调节总量以及灵活性资源灵活性供给总量, 对比数据如表 2 所示。对比结果表明本文方法能够减少源侧资源调节并提高灵活性供给。

表 2 方法对比
Table 2 Methods comparison

方法	区域	源侧资源调节量/MW				灵活性资源供给	
		火电		水电		向上供给	向下供给
		向上	向下	向上	向下		
本文方法	1	100.32	79.00	0.00	0.00	151.00	120.38
	2	569.17	449.53	0.00	0.00	515.41	473.11
	3	412.17	267.04	0.00	0.00	363.69	369.35
	4	281.80	193.43	10.75	10.75	190.51	190.51
传统方法	1	146.27	168.91	0.00	0.00	143.49	101.92
	2	847.02	706.29	0.00	0.00	429.74	408.54
	3	498.19	439.72	0.00	0.00	329.24	248.24
	4	289.39	233.87	15.10	15.10	184.06	151.22

4.2 基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略结果分析

以鲁棒因子与风险因子均为 0.04，负荷、风电、光伏权重 1:10:5 为例。分别将数据代入基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略的鲁棒模型与风险模型中。鲁棒模型与风险模型调度结果分别如图 6、图 7 所示。

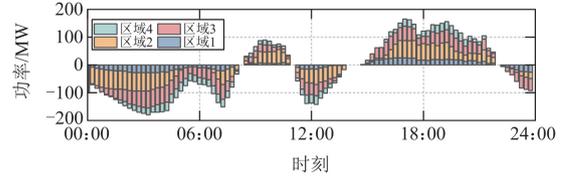
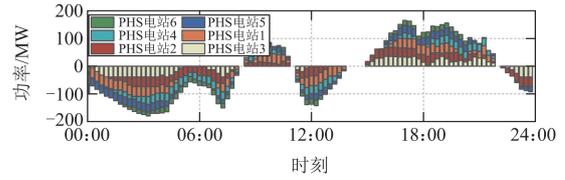
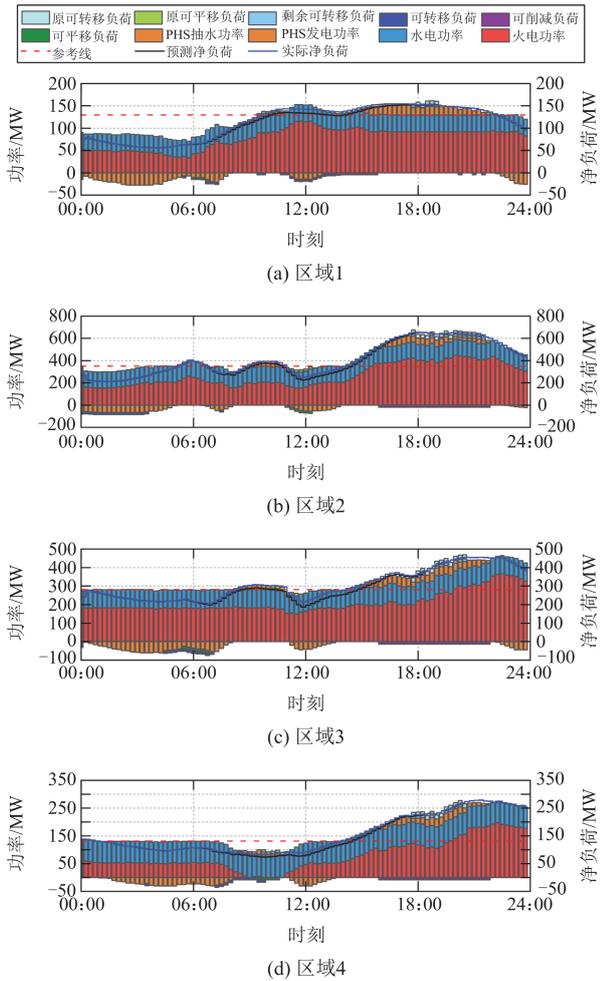
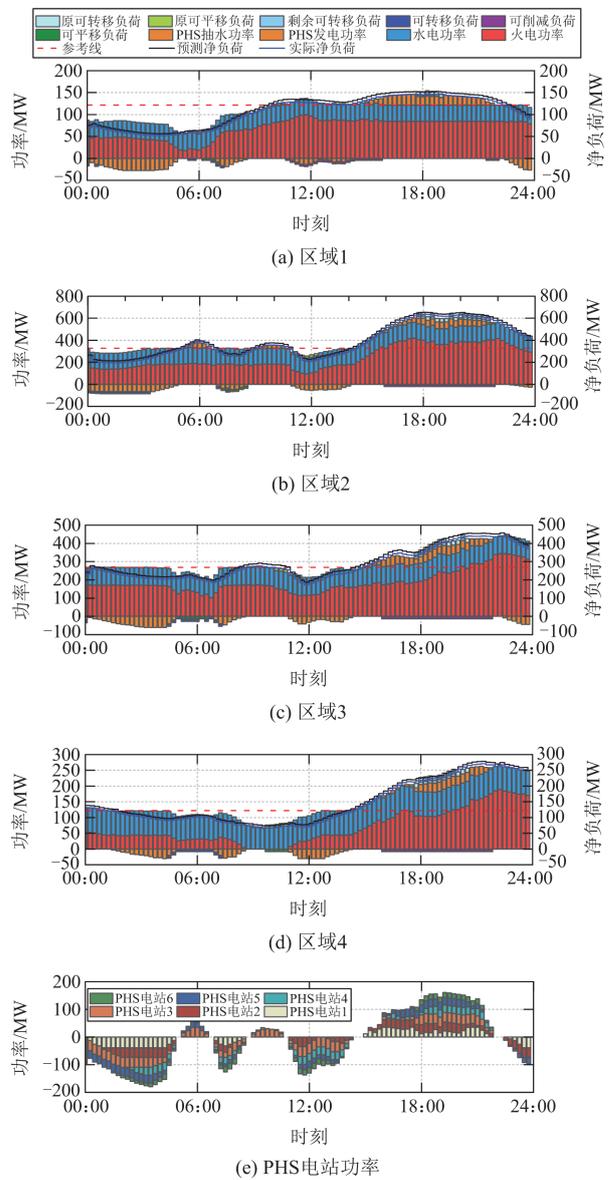
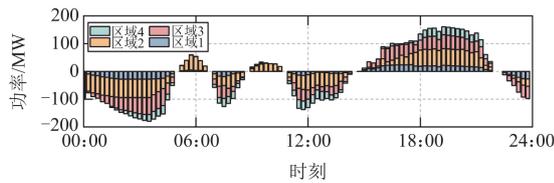


图 6 IGDT 鲁棒模型调度结果

Fig. 6 IGDT robust model dispatching results





(f) PHS电站区域功率

图7 IGDT 风险模型调度结果

Fig. 7 IGDT risk model dispatching results

鲁棒模型下, 调度结果为临界成本下系统应对最大不确定性的调度结果, 区域1—4 临界成本分别为 276.99 万元、1148.79 万元、643.57 万元、536.73 万元。区域1—4 综合不确定性半径分别为 0.0292、0.0189、0.0295、0.0290, 日内向上灵活性需求分别为 109.52、726.90、418.88、221.47 MW, 向下灵活性需求分别为 90.59、564.96、279.40、133.11 MW。其中, 负荷、风电不确定性半径均为 0, 光伏不确定性半径分别为 0.0934、0.0605、0.0943、0.0928。说明在此鲁棒因子与权重下, 当区域1—4 光伏实际值比预测值减幅分别小于 9.34%、6.05%、9.43%、9.28%时, 日内向上灵活性需求分别不会超过 109.52、726.90、418.88、221.47 MW, 向下灵活性需求分别不会超过 90.59、564.96、279.40、133.11 MW, 且系统能够在临界成本内实现灵活性优化调度。

风险模型下, 调度结果为实现临界成本应对最小不确定性的调度结果, 区域1—4 临界成本分别为 255.69 万元、1060.43 万元、594.06 万元、495.44 万元。区域1—4 综合不确定性半径分别为 0.0012、0.0011、0.0012、0.0012, 日内向上灵活性需求分别为 106.53、739.34、422.79、226.40 MW, 向下灵活性需求分别为 87.52、578.01、284.44、138.34 MW。其中, 风电、光伏不确定性半径均为 0, 负荷不确定性半径分别为 0.0198、0.0176、0.0190、0.0188。说明在此风险因子与权重下, 当区域1—4 负荷实际值比预测值减幅分别大于 1.98%、1.76%、1.90%、1.88%时, 日内向上灵活性需求分别不会超过 106.53、739.34、422.79、226.40 MW, 向下灵活性需求不会超过 87.52、578.01、284.44、138.34 MW, 且系统能够实现临界成本, 并实现相应的灵活性优化调度。

鲁棒模型调度结果与确定性模型调度结果相比, 系统内资源出力增大, 有更强应对不确定性的能力。风险模型调度结果与确定性模型调度结果相比, 各资源出力减小, 有更小的调度成本, 具有更好的经济性。因此, 基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略能够获得预期成本变化范围内的系统可承受不确定性范围, 可实现一定成本

范围内系统获得最优鲁棒性, 以及系统承受最小风险下追求低成本的灵活性优化调度。

4.3 系统不确定性影响与灵活性需求分析

基于 IGDT 的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略能够获得不确定性对系统及灵活性需求影响。分别考虑不同不确定因素对系统不确定性的影响, 以区域2 为例, 设置7 种不同场景, 如表3 所示。各场景下不确定性半径如图8 所示, 其中红色平面为鲁棒与风险模型分界面, 越往两侧其模型对应的水平因子越大。

表3 场景设置

Table 3 Scenario settings

场景	考虑因素(○表示场景中考虑此因素)		
	负荷	风电	光伏
1	○	×	×
2	×	○	×
3	×	×	○
4	○	○	×
5	○	×	○
6	×	○	○
7	○	○	○

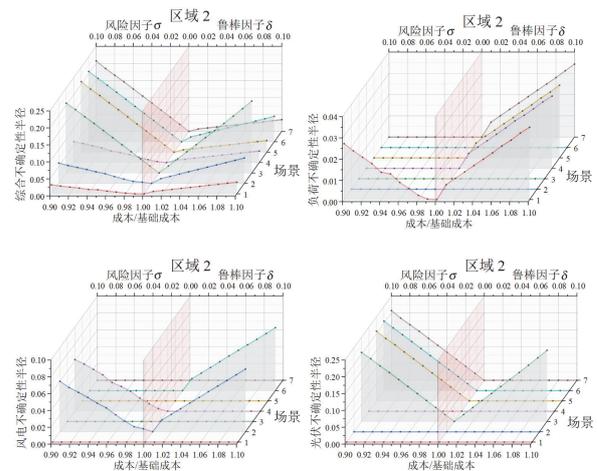


图8 不同场景下不确定性半径

Fig. 8 Uncertainty radius in different scenarios

因素的不确定性对系统影响越大, 则系统对此因素越敏感, 相同条件下其不确定性半径越小。鲁棒模型中, 负荷的不确定性半径大于 0, 而风险模型中几乎为 0, 因此相较于鲁棒模型, 风险模型对负荷更敏感。同理鲁棒模型对光伏更敏感。

调节权重能够改变系统对各因素的敏感程度。以鲁棒与风险水平因子均为 0.04 为例, 将各因素权重按照控制变量法进行设置, 如表4 所示, 研究权重大小对不确定性半径与灵活性需求的影响。不同权重鲁棒与风险模型下的不确定性半径如图9 所示。

表 4 权重设置(负荷:风电:光伏)

Table 4 Weight setting (load: wind power: solar power)

序号	权重	序号	权重	序号	权重
1	5:1:1	11	10:1:10	21	1:20:10
2	1:5:1	12	1:10:10	22	1:20:15
3	1:1:5	13	1:5:10	23	10:5:1
4	5::5:1	14	1:5:15	24	15:1:1
5	5:1:5	15	1:5:20	25	15:5:1
6	1:5:5	16	1:10:20	26	15:10:5
7	10:1:1	17	1:15:20	27	10:1:5
8	1:10:1	18	1:10:5	28	15:1:5
9	1:1:10	19	1:15:5	29	15:5:10
10	10:10:1	20	1:20:5	—	—

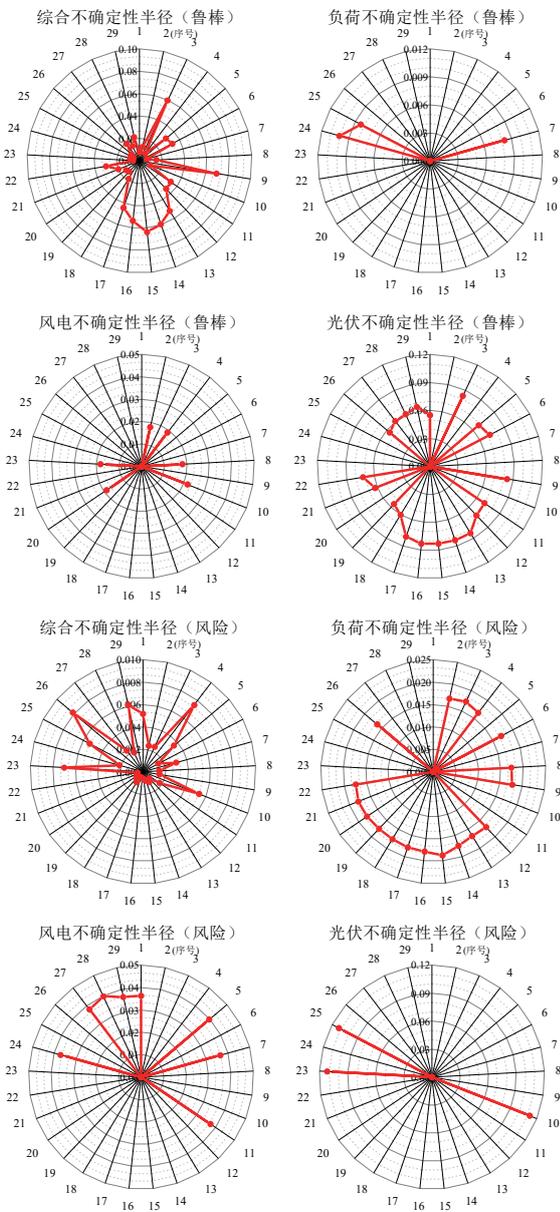


图 9 不同权重下不确定性半径

Fig. 9 Uncertainty radius under different weights

两种模型下不确定性半径有较大差异,原因是两种模型下系统对各因素的敏感程度不同。鲁棒模型中,较高权重对应较大的不确定性半径,因此提高权重能够降低系统对因素的敏感程度,减小因素不确定性对系统的影响;风险模型中,较高权重对应较小的不确定性半径,因此提高权重能够提高系统对因素的敏感程度,增大因素不确定性对系统的影响。

不同权重系数下区域 2 的灵活性需求如图 10 所示。鲁棒模型中,灵活性需求与负荷和风电不确定性半径变化呈相同趋势,在负荷或风电权重较大时需求增加。风险模型中,灵活性需求与风电和光伏不确定性半径变化呈相同趋势,在风电和光伏权重较小时需求增加。因此,鲁棒模型中提高非敏感因素权重会增加灵活性需求,风险模型中提高非敏感因素权重会减小灵活性需求。

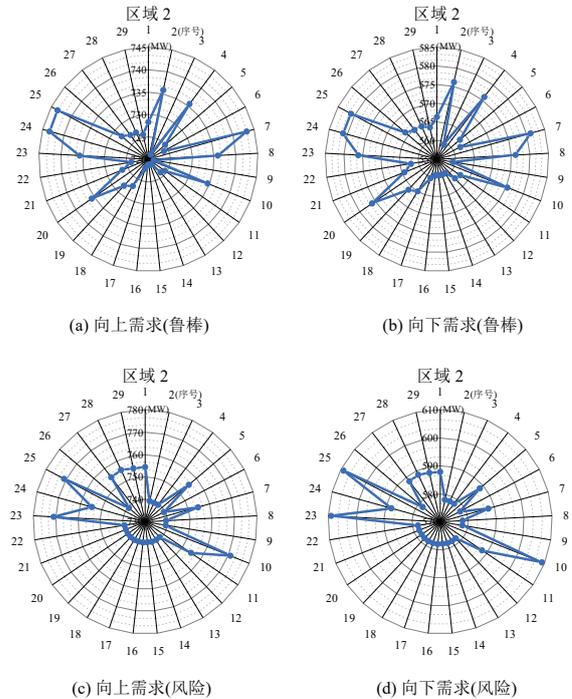


图 10 不同权重下灵活性需求

Fig. 10 Flexibility demand under different weights

5 结论

本文基于 IGDT,考虑灵活性优化调度,提出了一种基于信息间隙决策理论的多区域电网源-储-荷灵活优化运行策略,并通过算例分析,得出以下结论。

1) 所建立的计及区域分配约束的多 PHS 电站联合调度精细化模型,能够实现多 PHS 电站面向多区域的联合调度,更加贴合华东电网实际运行。

2) 所提方法能够优化源侧资源出力, 减少源侧资源频繁调节, 减少灵活性供给压力, 并提高灵活性资源灵活性供给能力。

3) 基于 IGDT 建立了包含鲁棒模型与风险模型的灵活性调度模型, 能够实现高成本下的最优鲁棒性灵活性优化调度, 也可兼顾最小风险下实现低成本的经济性。此模型可根据调度侧重点的不同改变负荷、风电、光伏权重, 调整系统对各因素的敏感程度。鲁棒模型中提高权重能够降低系统对因素的敏感程度, 提高非敏感因素权重会增加灵活性需求; 风险模型中提高权重能够提高系统对因素的敏感程度, 提高非敏感因素权重会减少灵活性需求。本文所提策略能够实现预期成本范围内计及不确定性的多区域电网灵活性优化调度, 以及不确定性与灵活性可承受范围量化。

附录 A

1) 火电机组模型

$$\begin{cases} P_{\min}^G \leq P_t^G \leq P_{\max}^G \\ -R_{\text{dn,max}}^G \leq P_{t+1}^G - P_t^G \leq R_{\text{up,max}}^G \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中: P_{\max}^G 和 P_{\min}^G 分别为火电机组的最大、最小运行功率; P_t^G 为火电机组 t 时段出力; $R_{\text{up,max}}^G$ 和 $R_{\text{dn,max}}^G$ 分别为火电机组上、下爬坡最大爬坡率。

2) 水电机组模型

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{Hydro}} \leq P_t^{\text{Hydro}} \leq P_{\max}^{\text{Hydro}} \\ -R_{\text{dn,max}}^{\text{Hydro}} \leq P_{t+1}^{\text{Hydro}} - P_t^{\text{Hydro}} \leq R_{\text{up,max}}^{\text{Hydro}} \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中: P_{\max}^{Hydro} 和 P_{\min}^{Hydro} 分别为水电机组的最大、最小运行功率; P_t^{Hydro} 为水电机组 t 时段出力; $R_{\text{up,max}}^{\text{Hydro}}$ 和 $R_{\text{dn,max}}^{\text{Hydro}}$ 分别为水电机组上、下爬坡最大爬坡率。

附录 B

负荷功率与新能源发电功率之差定义为净负荷, 计算公式为

$$P_t^{\text{net}} = P_t^{\text{load}} - P_t^{\text{wind}} - P_t^{\text{solar}} \quad (\text{B1})$$

式中: P_t^{net} 为 t 时刻净负荷功率; P_t^{load} 、 P_t^{wind} 和 P_t^{solar} 分别为 t 时刻负荷、风电、光伏功率。

灵活性需求计算公式为

$$\begin{cases} F_t^{\text{up,de}} = \max\{0, P_{t+1}^{\text{net}} - P_t^{\text{net}}\} \\ F_t^{\text{dn,de}} = \max\{0, P_t^{\text{net}} - P_{t+1}^{\text{net}}\} \end{cases} \quad (\text{B2})$$

附录 C

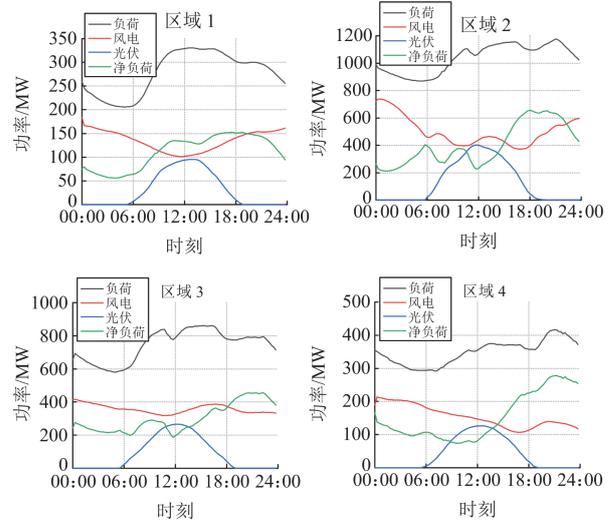


图 C1 各区域预测数据曲线

Fig. C1 Forecast data curves for different regions

参考文献

- [1] 鲁宗相, 黄瀚, 单葆国, 等. 高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 12-18.
LU Zongxiang, HUANG Han, SHAN Baoguo, et al. Morphological evolution model and power forecasting prospect of future electric power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 12-18.
- [2] WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Profit-sharing mechanism for aggregation of wind farms and concentrating solar power[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2606-2616.
- [3] 冯松杰, 魏韡. 考虑新能源消纳和电力保供的电力系统多时间尺度平衡方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(4): 128-140.
FENG Songjie, WEI Wei. Multi-timescale balancing method for power systems considering renewable energy accommodation and power supply support[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(4): 128-140.
- [4] 黎博, 陈民铀, 钟海旺, 等. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 555-581.
LI Bo, CHEN Minyou, ZHONG Haiwang, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555-581.
- [5] 鲁宗相, 林弋莎, 乔颖, 等. 极高比例可再生能源电力系统的灵活性供需平衡[J]. 电力系统自动化, 2022,

- 46(16): 3-16.
- LU Zongxiang, LIN Yisha, QIAO Ying, et al. Flexibility supply-demand balance in power system with ultra-high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(16): 3-16.
- [6] 许竞, 赵铁军, 高小刚, 等. 高比例新能源电力系统调节资源灵活性不足风险分析[J]. *中国电力*, 2024, 57(11): 129-138.
- XU Jing, ZHAO Tiejun, GAO Xiaogang, et al. Risk analysis of insufficient flexibility from regulation resources in high proportion renewable energy power systems[J]. *Electric Power*, 2024, 57(11): 129-138.
- [7] 孙东磊, 王宪, 孙毅, 等. 基于多面体不确定集合的电力系统灵活性量化评估方法[J]. *中国电力*, 2024, 57(9): 146-155.
- SUN Donglei, WANG Xian, SUN Yi, et al. Polyhedral uncertainty set based power system flexibility quantitative assessment[J]. *Electric Power*, 2024, 57(9): 146-155.
- [8] 林超凡, 别朝红. 新型电力系统不确定性静态建模及量化分析方法评述[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(19): 14-27.
- LIN Chaofan, BIE Zhaohong. Review of static modeling and quantitative analysis methods for uncertainties of new power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(19): 14-27.
- [9] 赵增海. 抽水蓄能产业发展报告 2022[R]. 北京: 中国水利发电工程学会, 2023.
- ZHAO Zenghai. Pumped storage industry development report 2022[R]. Beijing: China Society of Hydropower Engineering, 2023.
- [10] 童宇轩, 胡俊杰, 刘雪涛, 等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(15): 80-90.
- TONG Yuxuan, HU Junjie, LIU Xuetao, et al. Quantification of flexibility supply and demand and distributionally robust optimal dispatch of renewable energy dominated power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 80-90.
- [11] ZHANG J, CHENG C, YU S, et al. Preliminary feasibility analysis for remaking the function of cascade hydropower stations to enhance hydropower flexibility: a case study in China[J]. *Energy*, 2022, 196.
- [12] FAN J, XIE H, CHEN J, et al. Preliminary feasibility analysis of a hybrid pumped-hydro energy storage system using abandoned coal mine goafs[J]. *Applied Energy*, 2020, 258.
- [13] MOUSAVI N, KOTHAPALLI G, HABIBI D, et al. An improved mathematical model for a pumped hydro storage system considering electrical, mechanical, and hydraulic losses[J]. *Applied Energy*, 2019, 247: 228-236.
- [14] SUN K, LI K, PAN J, et al. An optimal combined operation scheme for pumped storage and hybrid wind-photovoltaic complementary power generation system[J]. *Applied Energy*, 2019, 242: 1155-1163.
- [15] CHENG C, SU C, WANG P, et al. An MILP-based model for short-term peak shaving operation of pumped-storage hydropower plants serving multiple power grids[J]. *Energy*, 2018, 163: 722-733.
- [16] OZYON S. Optimal short-term operation of pumped-storage power plants with differential evolution algorithm[J]. *Energy*, 2020, 194.
- [17] 黄正伟, 李熠俊, 魏业文, 等. 考虑多重不确定性的虚拟电厂经济优化调度[J/OL]. *太阳能学报*: 1-9[2025-03-05]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0366>
- HUANG Zhengwei, LI Yijun, WEI Yewen, et al. Economic optimal dispatch of virtual power plant considering multiple uncertainties[J/OL]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*: 1-9[2025-03-05]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0366>
- [18] 吉全胜, 刘健, 张玉敏, 等. 计及运行灵活性约束的综合能源系统优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(16): 84-94.
- JI Xingquan, LIU Jian, ZHANG Yumin, et al. Optimal dispatching of integrated energy system considering operation flexibility constraints[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(16): 84-94.
- [19] YANG Longjie, ZHOU Niancheng, ZHOU Guiping, et al. Day-ahead optimal dispatch model for coupled system considering ladder-type ramping rate and flexible spinning reserve of thermal power units[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2022, 10(6): 1482-1493.
- [20] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑火电调峰主动性与需求响应的含储能电力系统优化调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(5): 1674-1684.
- CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal dispatch of power system with energy storage considering deep peak regulation initiative of thermal power and demand response[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(5): 1674-1684.
- [21] 陈艳波, 王德帅, 田昊欣, 等. 基于源荷协调运行的电网可用输电能力优化方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(23): 119-134.
- CHEN Yanbo, WANG Deshuai, TIAN Haoxin, et al. An optimal method for the available transfer capability of a power grid based on coordinated operation of source-

- load-storage[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(23): 119-134.
- [22] 崔杨, 管彦琦, 李佳宇, 等. 考虑碳捕集机组与氢储能系统协调运行的源荷储低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2307-2316.
CUI Yang, GUAN Yanqi, LI Jiayu, et al. Source-load-storage low-carbon economic dispatching considering coordinated operation of carbon capture unit and hydrogen energy storage system[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2307-2316.
- [23] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3622-3630.
LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.
- [24] TAN Q, WEN X, SUN Y, et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-photovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty[J]. Applied Energy, 2021, 285.
- [25] ZHU F, ZHONG P, XU B, et al. Short-term stochastic optimization of a hydro-wind-photovoltaic hybrid system under multiple uncertainties[J]. Energy, Conversion and Management, 2020, 214.
- [26] 王译旋, 杨用春, 高长征. 计及典型日选取与源荷灵活性调节的优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 1-10.
WANG Yixuan, YANG Yongchun, GAO Changzheng. Optimal scheduling considering typical day selection and source load flexibility adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 1-10.
- [27] 刘金朋, 胡国松, 彭锦淳, 等. 多能互补的虚拟电厂低碳-经济-鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(24): 9718-9731.
LIU Jinpeng, HU Guosong, PENG Jinchun, et al. Low-carbon economic-robust optimization scheduling of multi-energy complementary virtual power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(24): 9718-9731.
- [28] 宋云超, 王丹, 何伟, 等. 基于场景构建技术的含多种清洁能源微能源网多目标随机规划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(3): 20-31.
SONG Yunchao, WANG Dan, HE Wei, et al. Research on multi-objective stochastic planning of a micro energy grid with multiple clean energy sources based on scenario construction technology[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(3): 20-31.
- [29] 郭旭升, 娄素华, 张金平, 等. 电力市场环境下生物质气化耦合燃煤机组与风电场联合自调度优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(16): 6334-6347.
GUO Xusheng, LOU Suhua, ZHANG Jinping, et al. Joint self-scheduling optimization strategy of biomass gasification coupled coal-fired thermal power unit and wind farm under power market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(16): 6334-6347.
- [30] 李昀昊, 王建学, 曹晓宇, 等. 面向风电场-储能-输电网联合规划的机会约束 IGDT 模型[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3715-3724.
LI Yunhao, WANG Jianxue, CAO Xiaoyu, et al. A chance-constrained IGDT model for joint planning of wind farm, energy storage and transmission[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3715-3724.
- [31] 卢佳, 李刚, 吴滇宁, 等. 基于 IGDT 的梯级水电多元市场下中期运行风险度量方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(19): 6581-6591.
LU Jia, LI Gang, WU Dianning, et al. IGDT-based medium-term operation risk measurement method for cascade hydropower stations under multi-market[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(19): 6581-6591.
- [32] 彭春华, 陈露, 张金克, 等. 基于分类概率机会约束 IGDT 的配网储能多目标优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2809-2819.
PENG Chunhua, CHEN Lu, ZHANG Jinke, et al. Multi-objective optimal allocation of energy storage in distribution network based on classified probability chance constraint information gap decision theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2809-2819.
- [33] 叶鹤林, 刘松, 胡剑, 等. 基于 IGDT 的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 35-43.
YE Helin, LIU Song, HU Jian, et al. Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 35-43.

收稿日期: 2024-12-13; 修回日期: 2025-04-23

作者简介:

李东东(1976—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析、新能源并网和智能用电; E-mail: powerlidd@163.com

申润祺(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度; E-mail: srqbeyond@163.com

杨帆(1981—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统分析、新能源并网和智能用电。E-mail: smartgridcontrol@163.com

(编辑 石晋美)