引用格式:谢晓帆,何小波,刘波,等.高比例新能源下灵活性资源跨区博弈优化调度方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(6):250-259.
Citation: XIE Xiaofan, HE Xiaobo, LIU Bo, et al. Optimal scheduling method of cross-regional game of flexible resources under high proportion of renewable energy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(6):250-259.

高比例新能源下灵活性资源跨区博弈优化调度方法

谢晓帆[1],何小波[1],刘　波[1],肖学静[1],肖国洲[1],胡　钋[2]
(1.国网江西省电力有限公司赣州供电分公司,江西 赣州 341401;2.武汉大学电气与自动化学院,湖北 武汉 430072)

摘　要:不同区域电网之间可以实现灵活性资源互济,新能源占比较高区域可从其他区域获取灵活性资源,保证电网自身的安全灵活运行。基于此,提出一种考虑主从博弈的多元灵活性资源跨区优化调度方法。先量化分析风光新能源灵活性调节需求和源-荷-储三侧典型灵活性资源的灵活性供给能力,以各运营商和聚合商净收益之和为最小为目标,构建上层区域内多主体优化模型。然后,分析联络线灵活性互济能力,以各区域电网运行成本最小为目标,构建下层多区域电网互济优化调度模型,并与上层模型展开主从博弈。最后,构建3个互联的IEEE 39节点系统开展算例分析,结果表明,上述基于主从博弈的双层优化调度模型可有效降低系统运行成本,提升电网整体灵活性互济水平。

关　键　词:灵活性互济;主从博弈;区域电网;优化调度;高比例新能源
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.06.025　　**中图分类号**:TM863　　**文章编号**:1673-9140(2025)06-0250-10

Optimal scheduling method of cross-regional game of flexible resources under high proportion of renewable energy

XIE Xiaofan[1], HE Xiaobo[1], LIU Bo[1], XIAO Xuejing[1], XIAO Guozhou[1], HU Po[2]
(1. Ganzhou Power Supply Branch, State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Ganzhou 341401, China;
2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: Flexible mutual assistance in resources can be achieved among power grids in different regions, and regions with a high proportion of renewable energy can obtain flexible resources from other regions to ensure the safe and flexible operation of the power grid. Based on this, a cross-regional optimal scheduling method of multivariate flexible resources is proposed considering Stackelberg game. Firstly, the flexible adjustment demand of wind, solar, and other renewable energy and the flexible supply capacity of the typical flexible resources in the source, load, and storage are quantitatively analyzed. An upper-level optimization model for multi-agents within a region is constructed with the goal of minimizing the net benefit of each operator and aggregator. Secondly, the flexible mutual assistance capability of the contact line is analyzed; a lower-level optimal scheduling model for mutual assistance among multi-regional power grids is constructed with the goal of minimizing the operating cost of the power grid in each region; the Stackelberg game is carried out with the upper-level model. Finally, three interconnected IEEE-39 node systems are constructed for case analysis. The results show that the above-mentioned double-layer optimal scheduling model based on the Stackelberg game can effectively reduce the operating cost of the system and improve the overall flexible mutual assistance level of the power grid.

Key words: flexible mutual assistance; Stackelberg game; regional power grid; optimal scheduling; high proportion of renewable energy

收稿日期:2025-03-11;**修回日期**:2025-06-04
基金项目:国网江西省电力有限公司科技项目(5218G0240004);国家自然科学基金(62373290)
通信作者:胡　钋(1965—),男,博士,教授,主要从事电力系统自动化、电力系统规划方面的研究;E-mail:phu1126@126.com

新时代，“双碳”战略正在催生以绿色低碳为特征的新质生产力，加速引领新一轮产业革命，推动经济社会绿色转型[1]。为保证风电、光伏大量接入的电力系统实现安全灵活运行，有必要提出一种适用于当前背景下的多元灵活性资源优化调度方法。

量化不同类型灵活性资源调节潜力是进行资源配置的重要前提。当前电力系统灵活性资源研究主要围绕源-荷-储三侧展开：源侧聚焦可控发电机组的调峰能力建模，量化其出力爬坡率与调节容量[2]；储侧针对储能系统的充放电特性，构建动态潜力量化模型[3]；荷侧基于可中断负荷、可平移负荷的响应特性，提出需求侧灵活性评估框架，分析其时空可调度裕度[4]。

在优化方法研究层面，现有成果主要围绕多目标规划[5]与不确定性建模[6]两大方向展开。还有部分学者对网侧资源在灵活性调度中的协同优化展开研究。文献[7]耦合光热电站灵活运行特性与直流联络线调节能力，构建新能源跨区消纳模型；文献[8]提出火电-储能联合调频的双层鲁棒框架，平衡经济性与系统抗干扰能力；文献[9]设计多区域互济机制，利用模糊机会约束处理净负荷不确定性对电力平衡的影响。

然而，现有研究仍存在显著局限：一方面，多数研究聚焦于源-荷-储三侧资源的独立优化或简单叠加，未充分挖掘网侧资源的协同潜力；另一方面，现有求解方法缺乏对多主体利益博弈的动态建模以及分层优化机制的考量，难以平衡全局经济性与灵活性需求。

在此基础上，本文提出一种高比例新能源接入背景下基于主从博弈的多元灵活性资源跨区优化调度方法。本文的创新性体现在以下3个方面：

1）构建了“源–网–荷–储”全域协同的主从博弈框架，通过双层优化模型实现网侧资源与多元灵活性资源的动态协调，解决了跨区资源统筹不足的难题；

2）设计多主体利益驱动的分层优化机制，上层以运营商净收益最大化为目标实现区域资源竞争性配置，下层以跨区运行成本最小化为目标协调全局灵活性供需，兼顾多主体利益博弈与全局资源优化；

3）开发了基于Cplex与混合粒子群算法的嵌套求解方法，通过动态惯性权重调整与分层迭代机制，显著提升了复杂博弈模型的求解效率与鲁棒性。

本文首先构建多元灵活性资源跨区优化调度的双层博弈模型，上层模型以新能源运营商、火电运营商、储能运营商和需求响应运营商的总净收益最大化为目标进行区域电网内的优化调度，下层模型结合各区域的灵活性供需情况和联络线传输能力，以各区域电网运行成本最小为目标实现灵活性资源跨区优化调度。其次，采用双层嵌套的方法求解主从博弈模型的均衡解，上层模型采用Cplex求解器进行求解，使各运营商、聚合商实现净收益最大化，下层模型采用混合粒子群算法，获取使各区域电网运行成本最小化的优化策略。最后，构建3个互联的区域电网开展算例分析，验证所提调度方法在提升电网灵活性和收益水平方面的优越性。

1　灵活性资源跨区优化调度双层博弈架构

针对各区域电网因灵活性资源分布不均及运营商/聚合商差异导致的供需失衡问题，本节构建了一种基于多维决策指标的双层博弈调度模型，如图1所示。

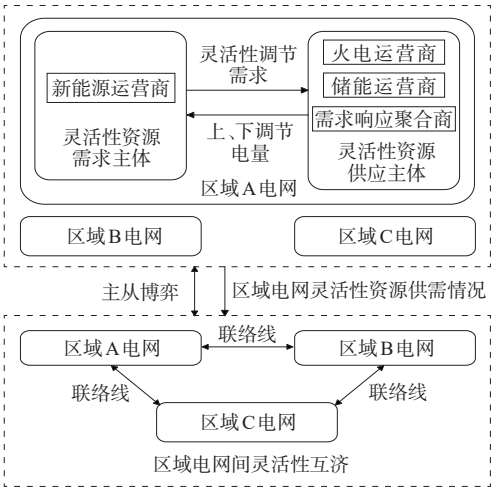


图1　灵活性资源跨区优化调度双层博弈架构

Figure 1　Double-layer game architecture for cross-regional optimal scheduling of flexible resources

通过设定新能源渗透率阈值与灵活性资源自给率作为核心判定指标，优先将灵活性紧缺区域确立为上层区域电网；若多个区域新能源接入占比相近，则选取传输容量占比最大的区域作为上层区域电网。在上层区域电网中，风光新能源主体、火电企业、储能主体及需求响应聚合商被界定为领导

者，根据自身灵活性供需特性，以最大化整体净收益为目标开展内部优化调度，从而提升电网内部收益水平和灵活性水平；下层各区域电网作为跟随者，综合考量上层优化后的灵活性资源供需缺口及联络线传输容量约束，确定最优的灵活性资源跨区调度策略，以提高各区域电网整体灵活性互济水平。上下层主体通过动态博弈，在降低调度成本、提升各主体收益的同时，显著增强了电网整体的灵活性和互济水平。

2 上层区域内多主体优化模型

2.1 区域电网供需特性分析

2.1.1 灵活性资源供给能力分析

灵活性资源供给能力可分为上调灵活性和下调灵活性。电力系统的源-荷-储环节均具备不同类型的灵活性资源来进行灵活性调节。本节分别从这3个环节选取典型的灵活性资源，量化分析其灵活性供给能力，源-荷-储各侧灵活性资源供给能力表达式如下。

1）电源侧。火电机组是电源侧主要的灵活性资源，其灵活性供给能力可表示为

$$\begin{cases} F_1^{\mathrm{up}} = \min\left\{ r_1^{\mathrm{up}} \Delta t, P_1^{\max} - P_1 \right\} \\ F_1^{\mathrm{down}} = \min\left\{ r_1^{\mathrm{down}} \Delta t, P_1 - P_1^{\min} \right\} \end{cases} \tag{1}$$

式中，F_1^{up}、F_1^{down}分别为t时刻火电机组i的上、下调灵活性供给；r_1^{up}、r_1^{down}分别为火电机组i爬坡率上、下限；P_1为t时刻火电机组i实际出力；$P_1^{\max}$、$P_1^{\min}$分别为机组i出力上、下限。

2）负荷侧。常用的灵活性调节负荷类型包括：可调节负荷、可转移负荷、可中断负荷和可削减负荷。可中断负荷成本较低、响应迅速且适用性广泛。因此，本文选取可中断负荷进行区域电网的灵活性调节，其灵活性供给能力可表示为

$$\begin{cases} F_2^{\mathrm{up}} = \max\left\{ \left(P_{t+1}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{t+1}^{\mathrm{pre}} \right) - \left(P_t^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_t^{\mathrm{pre}} \right), 0 \right\} \\ F_2^{\mathrm{down}} = \max\left\{ \left(P_t^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_t^{\mathrm{pre}} \right) - \left(P_{t+1}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{t+1}^{\mathrm{pre}} \right), 0 \right\} \end{cases} \tag{2}$$

式中，F_2^{up}、F_2^{up}分别为t时刻负荷侧的上、下调灵活性；$P_L^{\max}$、$P_L^{\min}$分别为可中断负荷上、下限值；P_t为t时刻可中断负荷值。

3）储能侧。储能装置具有充电和放电的功能，处于充电状态的储能装置可视为下调灵活性资源，反之则视为上调灵活性资源。储能的灵活性供给能力可表示为

$$\begin{cases} F_3^{\mathrm{up}} = \min\left\{ \begin{array}{l} P_3^{\mathrm{d,max}} - P_{3,t}^{\mathrm{d}} + P_{3,t}^{\mathrm{c}}, \\ \dfrac{(E_{3,t} - E_3^{\min})\eta_3^{\mathrm{d}}}{\Delta t} - P_{3,t}^{\mathrm{d}} + P_{,t}^{\mathrm{c}} \end{array} \right\} \\ F_3^{\mathrm{down}} = \min\left\{ \begin{array}{l} P_3^{\mathrm{c,max}} - P_{3,t}^{\mathrm{c}} + P_{3,t}^{\mathrm{d}}, \\ \dfrac{E_3^{\max} - E_{3,t}}{\eta_3^{\mathrm{c}} \Delta t} - P_{3,t}^{\mathrm{c}} + P_{3,t}^{\mathrm{d}} \end{array} \right\} \end{cases} \tag{3}$$

式中，$P_3^{\mathrm{c,max}}$、$P_3^{\mathrm{d,max}}$分别为储能充、放电功率上限；$P_{3,t}^{\mathrm{c}}$、$P_{3,t}^{\mathrm{d}}$分别为t时刻储能充、放电功率；$E_{3,t}$为t时刻储能实际容量；$E_3^{\max}$、$E_3^{\min}$分别为储能容量上、下限；η_3^{c}、η_3^{d}分别为储能充、放电效率。

系统灵活性供给能力[10]表达式为

$$\begin{cases} F_4^{\mathrm{up}} = F_{1,t}^{\mathrm{up}} + F_{2,t}^{\mathrm{up}} + F_{3,t}^{\mathrm{up}} \\ F_4^{\mathrm{down}} = F_{1,t}^{\mathrm{down}} + F_{2,t}^{\mathrm{down}} + F_{3,t}^{\mathrm{down}} \end{cases} \tag{4}$$

式中，F_4^{up}、F_4^{down}分别为t时刻系统的上、下调灵活性供给；$F_{1,t}^{\mathrm{up}}$、$F_{1,t}^{\mathrm{down}}$、$F_{2,t}^{\mathrm{up}}$、$F_{2,t}^{\mathrm{down}}$、$F_{3,t}^{\mathrm{up}}$、$F_{3,t}^{\mathrm{down}}$分别为t时刻系统内所有火电机组、可中断负荷和储能的上、下调灵活性。

2.1.2 灵活性需求特性分析

系统的灵活性需求可根据风电、光伏出力预测情况确定，可通过如下形式反映净负荷的不确定变化：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{up}} = \max\left\{ \left(P_{\mathrm{d},t+1}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{\mathrm{d},t+1}^{\mathrm{pre}} \right) - \left(P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}} \right), 0 \right\} \\ F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{down}} = \max\left\{ \left(P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}} \right) - \left(P_{\mathrm{d},t+1}^{\mathrm{pre}} + \varepsilon_{\mathrm{d},t+1}^{\mathrm{pre}} \right), 0 \right\} \end{cases} \tag{5}$$

式中，$F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{up}}$、$F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{down}}$分别为$t$时刻系统上、下调灵活性需求；$P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}}$、$\varepsilon_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{pre}}$分别为$t$时刻风电、光伏的出力预测值、预测误差。

3）灵活性概率特性分析。

$$\begin{cases} \Pr\left\{ F_t^{\mathrm{up}} - F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{up}} \geqslant 0 \right\} \geqslant \alpha \\ \Pr\left\{ F_t^{\mathrm{down}} - F_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{down}} \geqslant 0 \right\} \geqslant \alpha \end{cases} \tag{6}$$

式中，α为置信水平。

2.2 区域内多主体收益优化模型

1）目标函数。

区域内多主体优化模型将上述运营商和聚合商净收益之和最大化作为目标函数。以区域m为例，构建区域m多主体优化模型为

$$\max I_m = I_{1,m} + I_{2,m} + I_{3,m} + I_{4,m} \tag{7}$$

式中，I_m为区域m各主体净收益之和；$I_{1,m}$、$I_{2,m}$、$I_{3,m}$、$I_{4,m}$分别为区域m火电运营商、储能运营商、需求响应聚合商、风光新能源运营商净收益。

2）约束条件。

约束条件包括对风光新能源、火电、储能运营

商和需求响应聚合商等约束，以及对灵活性激励约束，具体公式如下。

火电机组出力约束为

$$\begin{cases} P_1^{\mathrm{a}} \leqslant L_1 P_1^{\max} + M_1 P_1^{\min} + K_1 P_1^{\mathrm{M}} \\ P_1^{\mathrm{a}} \geqslant L_1 P_1^{\min} + M_1 P_1^{\mathrm{M}} + K_1 P_1^{\mathrm{K}} \\ \mu_1 P_1^{\min} \leqslant P_1 \leqslant \mu_1 P_1^{\max} \end{cases} \tag{8}$$

式中，P_1^{M}、P_1^{K}分别为火电机组i不投油、投油深度调峰时的出力下限。

火电机组爬坡约束为

$$\begin{cases} -P_{1,i}^{\mathrm{rate}} \leqslant P_{1,i,t} - P_{1,i,t-1} \leqslant P_{1,i}^{\mathrm{rate}} \\ -P_{1,i}^{\mathrm{rate}} \leqslant P_{1,i,t}^{\mathrm{a}} - P_{1,i,t-1}^{\mathrm{a}} \leqslant P_{1,i}^{\mathrm{rate}} \end{cases} \tag{9}$$

式中，$P_{1,i}^{\mathrm{rate}}$为火电机组i的爬坡率。

储能充放电约束为

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{3,t}^{\mathrm{c}} \leqslant \mu_{3,t}^{\mathrm{c}} P_3^{\max} \\ 0 \leqslant P_{3,t}^{\mathrm{d}} \leqslant \mu_{3,t}^{\mathrm{d}} P_3^{\max} \end{cases} \tag{10}$$

式中，$P_{3,t}^{\mathrm{c}}$、$P_{3,t}^{\mathrm{d}}$分别为储能在t时刻的充、放电功率；$P_3^{\max}$为储能最大充放电功率；$\mu_{3,t}^{\mathrm{c}}$、$\mu_{3,t}^{\mathrm{d}}$分别为储能在t时刻的充、放电状态变量，为0-1变量。

储能容量约束为

$$\begin{cases} Q_{3,t+1} = Q_{3,t} + \eta_3 P_{3,t}^{\mathrm{c}} - \dfrac{P_{3,t}^{\mathrm{d}}}{\eta_3} \\ 0 \leqslant Q_{3,t} \leqslant Q_3^{\max} \end{cases} \tag{11}$$

式中，$Q_{3,t}$为储能在t时刻的容量；$Q_3^{\max}$为储能的储存容量上限；η_3为储能的充放电效率。

需求响应聚合商负荷功率约束为

$$\begin{cases} P_{2,\mathrm{D}}^{\min} \leqslant P_{2,\mathrm{D},t} \leqslant P_{2,\mathrm{D}}^{\max} \\ P_{2,\mathrm{I}}^{\min} \leqslant P_{2,\mathrm{I},t} \leqslant P_{2,\mathrm{I}}^{\max} \\ P_{2,\mathrm{R}}^{\min} \leqslant P_{2,\mathrm{R},t} \leqslant P_{2,\mathrm{R}}^{\max} \\ P_{2,\mathrm{l}}^{\min} \leqslant P_{2,\mathrm{l},t} \leqslant P_{2,\mathrm{l}}^{\max} \end{cases} \tag{12}$$

式中，$P_{2,\mathrm{D},t}$、$P_{2,\mathrm{I},t}$、$P_{2,\mathrm{R},t}$分别为t时刻日前、日内、实时可中断负荷的实际调用量；$P_{2,\mathrm{l},t}$为可中断负荷的切负荷量；$P_{2,\mathrm{D}}^{\max}$、$P_{2,\mathrm{D}}^{\min}$、$P_{2,\mathrm{I}}^{\max}$、$P_{2,\mathrm{I}}^{\min}$、$P_{2,\mathrm{R}}^{\max}$、$P_{2,\mathrm{R}}^{\min}$分别为日前、日内、实时可中断负荷的调用量上、下限；$P_{2,\mathrm{l}}^{\max}$、$P_{2,\mathrm{l}}^{\min}$分别为可中断负荷切负荷量的上、下限。

激励相容约束为

$$\begin{cases} I_{1,m} \geqslant 0 \\ I_{2,m} \geqslant 0 \\ I_{3,m} \geqslant 0 \\ I_{4,m} \geqslant 0 \end{cases} \tag{13}$$

为充分考虑风电、光伏、储能等各类型灵活资源的能量交互特性，建立统一的灵活资源能量交互时序模型[15]，即

$$\begin{cases} F_t^{\mathrm{up}} = (\eta_{\mathrm{d}} \dfrac{E_{\mathrm{r}}(S - S_{\min})}{T_{\mathrm{SOC}}} - F_{\mathrm{o}}) - F_t^{\mathrm{a}} \\ F_t^{\mathrm{down}} = (\eta_{\mathrm{c}} \dfrac{E_{\mathrm{r}}(S - S_{\max})}{T_{\mathrm{SOC}}} - F_{\mathrm{o}}) - F_t^{\mathrm{a}} \\ T_{\mathrm{S}} = \dfrac{E_{\mathrm{r}}(S_{\max} - S_{\min})}{P_{\max}} \end{cases} \tag{14}$$

式中，F_t^{up}、P_t^{down}分别为上调和下调的频率响应能力；η_{d}、η_{c}分别为广义储能的能量流出效率和能量流入效率；E_{r}为广义储能的额定功率容量；$S_{\max}$、$S_{\min}$分别为广义储能SOC的上、下限；F_0为广义储能自身所消耗的功率；F_t^{a}为储能当前时刻的实际出力SOC状态从上限变为下限以最大能量流入或流出效率能量流出的时间。

3　下层多区域电网互济优化调度模型

3.1　区域电网灵活性互济分析

考虑清洁能源出力与负荷需求的时序互动特性（如风电反调峰、光伏日内波动与负荷曲线的匹配度等），是准确量化灵活性缺口时空分布的前提，是进行区域电网灵活性互济分析的基础。因此，基于各灵活性资源时序交互特性，在时序基准下建立统一的能量交互模型。

1）灵活性互济服务费用。

各区域电网应结合自身互济水平承担相应成本或获取相应收益，从而实现电网整体的灵活性水平提高。以区域m为例，灵活性资源跨区调度费用计算公式为

$$C_{\mathrm{F}} = \lambda_{\mathrm{F}}^{\mathrm{up}} F_{\mathrm{F}}^{\mathrm{up}} + \lambda_{\mathrm{F}}^{\mathrm{down}} F_{\mathrm{F}}^{\mathrm{down}} \tag{15}$$

式中，C_{F}为t时刻区域m灵活性资源的跨区调度费用，当区域m向其他区域提供灵活性资源时，C_{F}表现为灵活性资源跨区调度收益，反之则表现为灵活性资源跨区调度成本；$\lambda_{\mathrm{F}}^{\mathrm{up}}$、$\lambda_{\mathrm{F}}^{\mathrm{down}}$分别为区域$m$上、下调灵活性互济服务成本系数；$F_{\mathrm{F}}^{\mathrm{up}}$、$F_{\mathrm{F}}^{\mathrm{down}}$分别为$t$时刻区域$m$获取或送出的上、下调灵活性互济水平。

2）联络线互济能力分析。

联络线作为各区域电网之间传输灵活性资源的载体，其传输能力和实际运行情况影响着区域间灵活性互济水平，为实现灵活性资源的跨区优化调度，需考虑以下约束条件：

$$\begin{cases}\left|T_{m,n}^{t}\right|\leqslant\alpha(t)\cdot T_{m,n}^{\mathrm{c}}\\ \left|T_{m,n}^{t}-T_{m,n}^{(t-1)}\right|\leqslant\alpha(t)\cdot R_{m,n}^{\mathrm{r}}\\ F_{m,n}^{\mathrm{up}}+F_{m,n}^{\mathrm{down}}=0\\ F_{m,n}^{\mathrm{up}}\in\left[-R_{m,n}^{\mathrm{r}},\min\left\{R_{m,n}^{\mathrm{r}},T_{m,n}^{\mathrm{c}}-T_{m,n}^{t}\right\}\right]\\ F_{m,n}^{\mathrm{down}}\in\left[-\min\left\{R_{m,n}^{\mathrm{r}},T_{m,n}^{\mathrm{c}}+T_{m,n}^{\mathrm{t}}\right\},R_{m,n}^{\mathrm{r}}\right]\\ \alpha(t)=1-\mathrm{e}^{-\lambda\left|\Delta P^{(t)}\right|}\end{cases}\tag{16}$$

式中，$T_{m,n}^{t}$ 为 t 时刻从区域 m 传输到区域 n 的联络线功率；$T_{m,n}^{\mathrm{c}}$ 分别为区域 m、n 联络线上的最大传输容量；$R_{m,n}^{\mathrm{r}}$ 为联络线功率最大调整速度；$F_{m,n}^{\mathrm{up}}$、$F_{m,n}^{\mathrm{down}}$ 为区域 m 向区域 n 提供的上、下调灵活性容量；$\alpha(t)$ 为动态调节因子；λ 为衰减系数。

3.2 多区域电网互济优化调度模型

各区域电网之间进行火电机组、储能和可中断负荷的优化调度，实现区域间灵活性互济水平的提升，从而改善电网整体灵活性水平。

1）目标函数。

以各区域电网运行成本最小为目标，构建多区域电网互济优化调度模型，以区域 m 为例，目标函数可表示为

$$\min C_m=\sum_{t=1}^{T}\left(C_{\mathrm{y}}+C_{\mathrm{q}}+C_{\mathrm{x}}+C_{\mathrm{h}}+C_{\mathrm{c}}+C_{\mathrm{f}}+C_{\mathrm{w}}\right)\tag{17}$$

式中，C_{y}、C_{q}、C_{x}、C_{h}、C_{c}、C_{j}、C_{w} 分别为 t 时刻区域 m 的新能源机组运维成本、弃风弃光成本、新能源灵活性调节成本、火电机组运行成本、储能运维成本、激励成本、灵活性互济服务成本，计算方法与上层区域内多主体优化模型保持一致。

2）约束条件。

功率平衡约束为

$$P^{\mathrm{pre}}-\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}P_{1}^{\mathrm{a}}-\Delta P_{3}-\Delta P_{2}+\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}P_{m}=0\tag{18}$$

式中，P_{1}^{a} 为 t 时刻区域 m 的火电机组 i 提供的灵活性调节电量；ΔP_{3}、ΔP_{2} 分别为 t 时刻区域 m 储能装置、可中断负荷提供的灵活性调节电量；N_{N} 为联络线数量。

线路潮流安全为

$$P_{m,b}^{\max}\geqslant\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{G}}}T_{\mathrm{f}}P_{\mathrm{f}}+T_{\mathrm{h}}P_{\mathrm{h}}^{\mathrm{a}}+T_{\mathrm{c}}\Delta P_{\mathrm{c}}+T_{\mathrm{z}}\Delta P_{\mathrm{z}}-\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}T_{n}P_{n}\tag{19}$$

式中，T_{f}、T_{h}、T_{c}、T_{z}、T_{n} 分别为区域 m 风光新能源、火电机组 i、储能装置、可中断负荷、联络线 n 的潮流转移因子；$P_{m,b}^{\max}$ 为区域 m 线路 b 的功率传输极限。

区域灵活性外送能力受制于自身的灵活性水平，其约束条件为

$$\begin{cases}F_{m*}^{\mathrm{up}}=F_{m}^{\mathrm{up}}-\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}F_{m}^{\mathrm{up}}\\ F_{m*}^{\mathrm{down}}=F_{m}^{\mathrm{down}}-\sum_{n=1}^{N_{\mathrm{N}}}F_{m}^{\mathrm{down}}\\ F_{m*}^{\mathrm{up}}\geqslant 0\\ F_{m*}^{\mathrm{down}}\geqslant 0\end{cases}\tag{20}$$

式中，F_{m*}^{up}、F_{m*}^{down} 分别为区域 m 计及联络线灵活性互济水平的上、下调灵活性容量；F_{m}^{up}、F_{m}^{down} 分别为区域 m 本身的上、下调灵活性容量。其余约束条件与上层模型保持一致。

4 主从博弈模型的构建与求解

4.1 上、下层模型凸性分析

凸性分析旨在判断目标函数与约束条件是否满足凸性条件，确保优化问题的局部最优解即为全局最优解，保证模型的收敛性与计算效率。

在上层模型的构建中，新能源运营商、储能运营商及需求响应聚合商的收益函数均以线性形式表征，具备凸性特征；火电运营商收益模型因运行成本的非确定性（如燃料价格波动、机组效率退化），需通过分段线性化与凸松弛技术处理其非线性项，最终转化为可解析的凸优化形式。在下层模型的构建中，新能源机组运维成本、弃风弃光成本及灵活性调节成本均以线性形式表征，具备凸性；火电机组运行成本、储能运维成本、激励成本及灵活性互济服务成本通过分段线性化处理转化为凸函数。因此，上、下层模型整体表现为凸优化问题，确保了模型的可解性与收敛性[11]。

4.2 建立主从博弈模型

上、下层模型优化策略作为约束条件限制了彼此问题的求解，两者产生动态博弈关系。上层模型通过新能源消纳比例、储能调度策略及需求响应激励强度直接影响下层模型的成本构成。同时，下层模型通过调整火电机组启停计划、储能出力分配以及灵活性互济策略，向上层模型的收益结构施加约束。

这种双向策略互动构成了典型的 Stackelberg 博弈框架，构建二者的主从博弈模型为

$$\begin{cases} F = \min\max I_m(C_m) \\ D_t = D_{t,0}\left(1 + \ell\dfrac{p_t - p_{t,0}}{p_{t,0}}\right) \\ C_m = \min\sum\limits_x \left(C_{m,t} + \alpha(p_t - p_{t,0})^2\right) \end{cases} \tag{21}$$

式中，$\min\max I_m(C_m)$ 指在区域 m 电网运行成本最小的前提下，上层模型的最大净收益；D_t 为负荷需求；$D_{t,0}$、$p_{t,0}$ 分别为基准负荷和基准电价，上层模型通过优化电价调节需求侧响应，影响下层的灵活性需求；ℓ 为需求侧价格弹性系数；C_m 为区域 m 电网运行成本；$C_{m,t}$ 为 t 时刻区域 m 的新能源机组运维成本、弃风弃光成本等；α 为电价波动惩罚因子。

上层通过优化电价调整需求曲线生成新的负荷预测值，并将其作为边界条件传递至下层模型，下层根据实际调度成本反推电价可接受区间，形成双向闭环调节。

4.3　主从博弈模型求解

针对上层领导者模型，本文采用 CPLEX 求解器进行求解，下层追随者模型采用混合粒子群优化算法进行求解。更迭方法为

$$\omega^{(k)} = (\omega_{\max} - \omega_{\min})\cdot \tan\left\{0.875\left[1 - \left(\frac{k}{k_{\max}}\right)^s\right]\right\} + \omega_{\min} \tag{22}$$

式中，$\omega_{\max}$ 为最大惯性权重；$\omega_{\min}$ 为最小惯性权重；k 为当前迭代次数；s 为控制因子。

通过引入基于正切函数的非线性自适应惯性权重更新机制，在迭代初期保持较高惯性权重以增强全局探索能力，避免陷入局部最优；随着迭代进程，通过控制因子 s 调节权重衰减曲线，使惯性权重快速收敛至低值以强化局部开发效率，从而在动态平衡全局搜索与局部寻优的过程中提升收敛速度。

主从博弈模型求解流程如图 2 所示，具体求解步骤如下：

1）上层领导者在不考虑下层追随者最小运行成本的情况下进行求解，给出初始调度策略并记录为初始解；下层追随者根据式（17），计算初始解下系统的运行成本，作为初始互济优化调度策略；

2）上层领导者获知下层追随者的运行策略后，将其转换为约束条件，进行新一轮调度策略的求解；

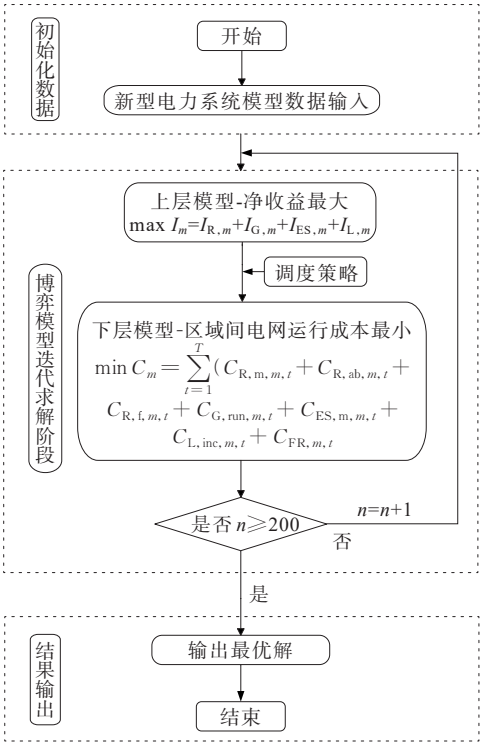


图 2　主从博弈模型求解流程

Figure 2　Solution flow of Stackelberg game model

3）下层惯量决策者根据式（22）更新区间互济成本以及粒子速度，并给出新的惯量策略；

4）判断主从博弈是否达到了均衡状态，如达到则停止迭代，输出结果，否则返回步骤 2）。

5　算例分析

5.1　算例设置

本文分别在区域 A、B、C、D 中设置互联的 IEEE 39 节点系统开展算例分析。每个区域均装设总容量为 2 150 MW 的 10 台火电机组，配置阻抗为 0.3 p.u.、最大输电潮流为 200 MW 的 46 条输电线路。其中，区域 A、B、C、D 分别于 27 节点处接入 50、50、100、50 MW 可中断负荷；于 28 节点处接入最大充、放电功率均为 20、40、40、40 MW 的储能；于 29 节点处接入 600、200、0、500 MW 的风电；于 30 节点处接入 400、0、100、350 MW 的光伏，且将区域 A 设为承担区域间潮流中转任务的核心枢纽。储能、可中断负荷、联络线的参数参考文献[10]，各区域火电机组和线路参数均参考文献[12]。

区域 A、B、C、D 的风光新能源出力和负荷预测值如图 3 所示。

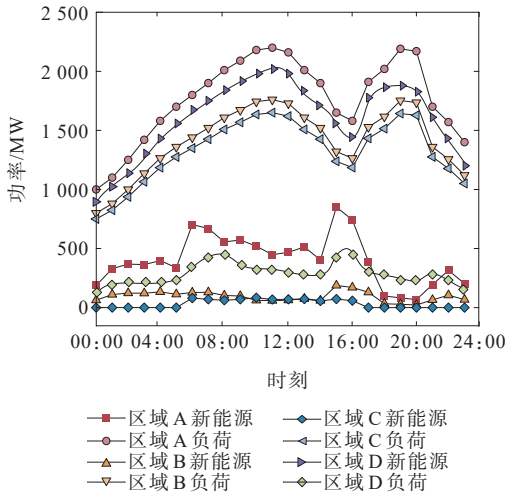


图3 不同区域电网新能源出力与负荷预测值

Figure 3 Renewable energy output and load forecast values for power grids in different regions

5.2 多区域灵活性资源互济有效性分析

多区域电网之间通过博弈方式实现灵活性资源的协调互济，本文设定如下5种方案，对比验证灵活性互济的优越性：

方案1 区域A、B、C均参与灵活性资源协调互济，区域D不参与；

方案2 仅区域A、B参与灵活性资源协调互济，区域C、D不参与；

方案3 仅区域A、C参与灵活性资源协调互济，区域B、D不参与；

方案4 4个区域均不参与灵活性资源协调互济；

方案5 4个区域均参与灵活性资源协调互济。

1）经济性分析。

相较于区域B、C，区域A、D具有最高的风/光新能源渗透率和较大的负荷需求。虽然区域A、D新能源渗透率相近，但区域A是负荷需求最大和联络线传输占比最高的枢纽节点。这种“高渗透率-低自给率-强枢纽性”的三重特征组合，使其成为验证跨区灵活性互济模型最典型的边界条件案例。因此，本算例将区域A作为主要研究对象。按照上述5种方案分别进行仿真计算，得到区域A系统在典型日24 h运行周期内的统计结果，各运营商、聚合商成本和收益的计算具体数据如表1所示。

由表1可知，方案5的区域电网整体总收益最高，为659.05万元，其次是方案1、方案3和方案2，分别为631.73、555.93、505.40万元，方案4的总收益最低，为442.20万元。这表明多区域电网之间通过博弈方式进行灵活性资源协调互济调度可以获得更高的净收益。此外，尽管多区域共同参与灵活性资源协调互济的运行成本较高，但扩大资源调度和运营规模带来的收益弥补了这些成本。因此，各运营商和聚合商的收益也有所提高。

表1 区域A不同调度方案下成本收益对比

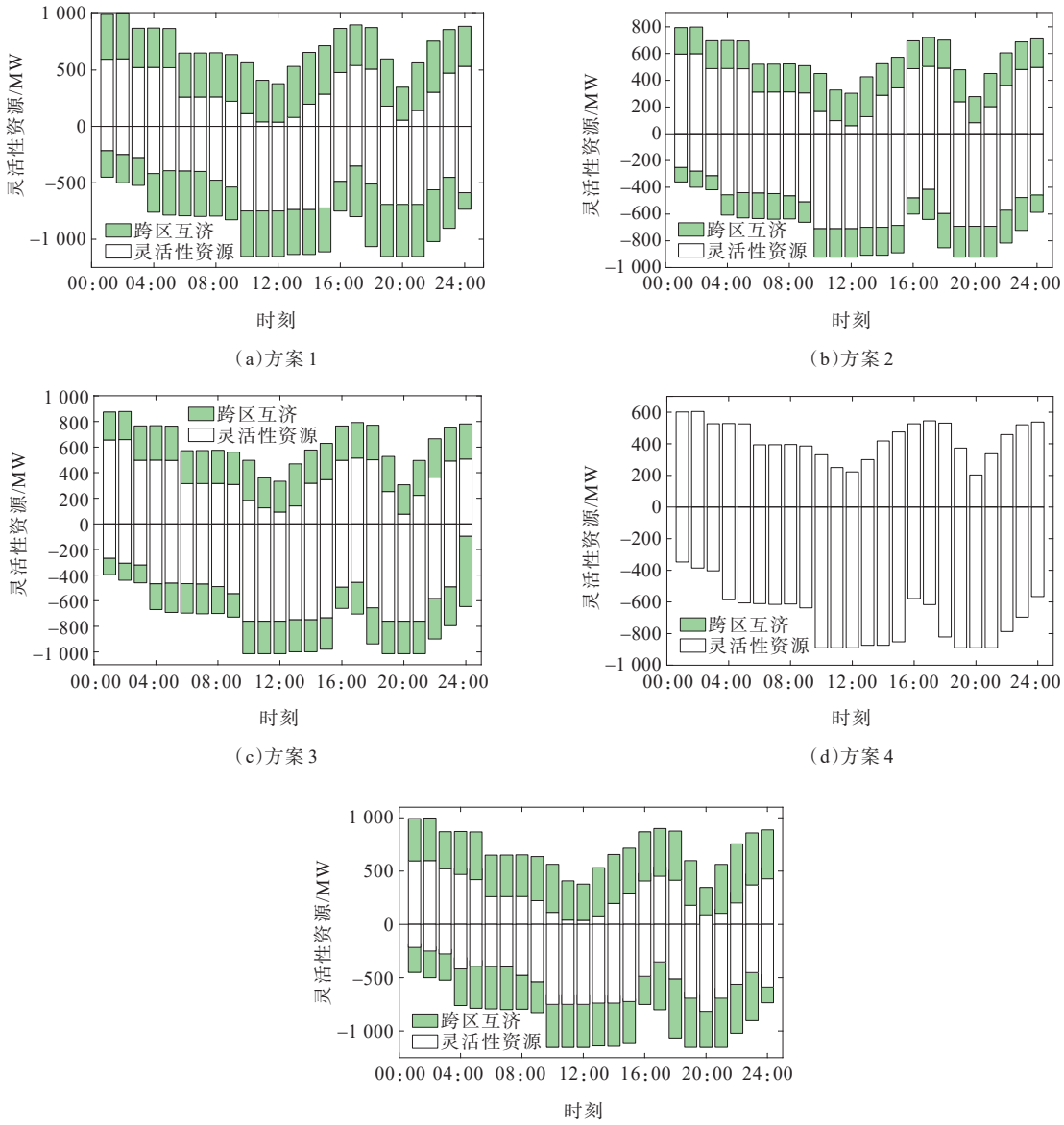
Table 1 Costs and benefits comparison under different scheduling schemes in region A 万元

方案	主体	总收益	运行成本	互济服务成本	净收益
1	风光新能源运营商	306.72	17.84	60.43	380.57
	火电运营商	319.12	171.31	60.43	380.57
	储能运营商	1.87	0.49	60.43	380.57
	需求响应聚合商	4.02	1.09	60.43	380.57
	区域电网整体	631.73	190.73	60.43	380.57
2	风光新能源运营商	245.38	14.27	25.31	327.51
	火电运营商	255.30	137.05	25.31	327.51
	储能运营商	1.50	0.39	25.31	327.51
	需求响应聚合商	3.22	0.87	25.31	327.51
	区域电网整体	505.40	152.58	25.31	327.51
3	风光新能源运营商	269.91	15.70	35.12	352.97
	火电运营商	280.83	150.75	35.12	352.97
	储能运营商	1.65	0.43	35.12	352.97
	需求响应聚合商	3.54	0.96	35.12	352.97
	区域电网整体	555.93	167.84	35.12	352.97
4	风光新能源运营商	214.70	12.49	0.00	308.69
	火电运营商	223.38	119.92	0.00	308.69
	储能运营商	1.31	0.34	0.00	308.69
	需求响应聚合商	2.81	0.76	0.00	308.69
	区域电网整体	442.20	133.51	0.00	308.69
5	风光新能源运营商	321.24	19.27	72.35	384.69
	火电运营商	332.43	180.72	72.35	384.69
	储能运营商	1.97	0.57	72.35	384.69
	需求响应聚合商	3.41	1.33	72.35	384.69
	区域电网整体	659.05	201.89	72.35	384.69

2）灵活性供需情况分析。

图4(a)～(e)为区域A分别在5种方案下的灵活性容量与互济水平。

在10:00—15:00和19:00—21:00时段内，区域A的上调灵活性资源较为紧缺，5种调度方案下的上、下调灵活性容量对比分别如表2、3所示。



(a)方案 1　(b)方案 2　(c)方案 3　(d)方案 4　(e)方案 5

图 4　区域 A 不同调度方案下灵活性容量与互济水平

Figure 4　Flexibility capacity and mutual assistance level under different scheduling schemes in region A

表 2　区域 A 不同调度方案下的上调灵活性容量对比

Table 2　Comparison of upward flexibility capacity under different scheduling schemes in region A

时刻	不同方案下的上调灵活性容量/MW				
	1	2	3	4	5
10:00	564	451	497	331	572
11:00	409	327	360	250	423
12:00	378	303	333	222	391
13:00	532	426	469	300	541
14:00	656	524	577	418	667
15:00	715	572	629	475	727
19:00	598	479	527	373	570
20:00	347	278	306	203	361
21:00	563	451	496	337	571

表 3　区域 A 不同调度方案下的下调灵活性容量对比

Table 3　Comparison of downward flexibility capacity under different scheduling schemes in region A

时刻	不同方案下的下调灵活性容量/MW				
	1	2	3	4	5
10:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274
11:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274
12:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274
13:00	−1135	−908	−999	−874	−1283
14:00	−1135	−908	−999	−874	−1283
15:00	−1112	−890	−979	−852	−1256
19:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274
20:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274
21:00	−1153	−922	−1014	−890	−1274

由图4和表2、3可知，随着参与跨区调度的区域电网数量增加，不同区域电网间灵活性互济水平也在提升，区域电网运行过程变得更为灵活稳定。在此趋势下，方案5较方案1、2、3、4更具优势，更适用于未来多区域电网背景下灵活性资源的跨区互济和优化协同。

5.3 灵敏度分析

由于发电机组、储能的运维成本系数和负荷的单位调度成本、单位惩罚成本通常基于行业标准设定，市场电价和弃风弃光成本系数由当地政策决定，不能自行调整参数大小。因此，选取置信水平[13]、联络线容量限制等可调参数用于灵敏性分析[14]。

1)不同置信水平对调度结果的影响。

本文设置不同的置信度，分析系统在不同置信水平下的调度结果，探究置信水平对系统安全性、经济性的重要影响。进一步探究方案1，分析其在不同置信水平 α 下系统的优化调度结果，如表4所示。

表4 不同置信水平下调度结果对比

Table 4 Comparison of scheduling results at different confidence levels

α	弃风弃光率/%	总成本/万元	所有时段上调灵活性需求之和/MW	所有时段下调灵活性需求之和/MW
0.65	22.63	637.99	13 975.21	14 489.43
0.70	19.45	646.62	14 782.58	15 322.60
0.75	16.40	654.94	15 611.44	16 155.76
0.80	13.49	664.85	16 487.41	16 988.92
0.85	10.79	673.55	17 389.51	17 822.09
0.90	8.18	678.35	18 291.60	18 655.25
0.95	5.90	687.80	19 234.93	19 505.02

由表4可知，随着置信水平的升高，弃风弃光率将逐步降低，系统的灵活性需求和总调度成本也逐渐增加。较高的灵活性需求可以有效降低新能源和负荷波动导致的风险概率，同时减少弃风弃光量可以提升系统稳定运行的能力。因此，置信水平的提升有利于改善系统的安全性。区域电网运行总成本随着置信水平的提升而逐渐增加，说明提升置信水平不利于改善系统经济性。综上可知，在优化调度过程中，需设置一个合适的置信度，保证系统运行能够同时兼顾一定的安全性和经济性。

2)不同联络线容量限制对调度结果的影响。

同理，基于不同联络线容量限制，分析系统在不同置信水平下的调度结果。令联络线额定容量为1，设可传输容量占比为70%、75%、80%、85%、90%，分析其在不同传输容量下，系统的优化调度结果如表5所示。

表5 不同联络线容量限制下调度结果对比

Table 5 Comparison of scheduling results under different capacity limitations of contact lines

传输容量/%	弃风弃光率/%	总成本/万元	所有时段上调灵活性需求之和/MW	所有时段下调灵活性需求之和/MW
70	20.31	498.82	16 541.58	15 641.38
75	17.42	516.54	17 811.45	16 815.56
80	15.12	564.72	18 217.62	17 018.28
85	11.99	612.65	19 789.24	18 241.59
90	9.78	638.27	20 291.54	19 334.85

由表5可知，随着联络线传输容量的增加，弃风弃光率将逐步降低，系统的灵活性需求和总调度成本也逐渐增加。跨区域功率交互的频繁性进一步加剧了供需动态平衡的复杂性，导致上调与下调灵活性需求同步增加，从而对系统调节能力提出了更高要求。

6 结语

在高比例风光新能源接入的背景之下，基于电力系统互联运行特性和主从博弈理论，提出一种考虑多元灵活性资源跨区互济的博弈优化调度策略。通过建立区域内各运营商、聚合商和不同区域之间电网灵活性互济的博弈关系，对比不同互济方案下的优化调度结果，得出以下结论：

1) 采用主从博弈策略对灵活性资源进行跨区优化调度后，可有效降低各运营商和聚合商的运行成本从而提升净收益，还有利于提高不同区域电网间的灵活性互济水平；

2) 置信水平的高低影响着弃风弃光率、区域电网优化调度运行总成本和灵活性需求的高低，对于改变系统运行的安全性和经济性具有重要意义；

3) 随着灵活性资源和调度区域的增加，不同区域电网间可实现灵活性资源跨区调度水平的提升，从而改善电网整体灵活性水平。

参考文献：

[1] 崔茗莉，冯天天，刘利利．双碳目标下区块链与可再生能源的融合发展研究[J]．智慧电力，2024，52(2)：17-24．
CUI Mingli, FENG Tiantian, LIU Lili. Integration and

development of blockchain and renewable energy under double carbon target[J]. Smart Power, 2024, 52(2): 17-24.

[2] 程杉，张芮嘉，钟仕凌，等. 计及需求响应柔性调节的可再生能源优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报，2023, 35(2): 94-102.
CHENG Shan, ZHANG Ruijia, ZHONG Shiling, et al. Optimal allocation of distributed renewable generations considering flexible regulation of demand-side response [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(2): 94-102.

[3] 李建林，姜冶蓉，马速良，等. 新型电力系统下分布式储能应用场景与优化配置[J]. 高电压技术，2024, 50(1): 30-41.
LI Jianlin, JIANG Yerong, MA Suliang, et al. Application scenarios and optimal configuration of distributed energy storage under the new power system [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 30-41.

[4] 张怡，郝思鹏. 电动汽车充电站变压器容量及储能优化配置[J]. 电测与仪表，2023, 60(7): 19-25.
ZHANG Yi, HAO Sipeng. Optimized configuration of transformer capacity and energy storage for electric vehicle charging stations[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(7): 19-25.

[5] 王俊翔，李华强，邓靖微，等. 考虑需求侧灵活性资源的商业园区微网多目标优化调度[J]. 电力建设，2021, 42(3): 35-44.
WANG Junxiang, LI Huaqiang, DENG Jingwei, et al. Multi-objective optimal scheduling of business park microgrid considering demand-side flexible resources[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(3): 35-44.

[6] 涂青宇. 多风电场联合功率不确定性建模及电网灵活高效消纳方法研究[D]. 武汉：华中科技大学，2023.
TU Qingyu. Research on uncertainty modeling of joint power of multiple wind farms and flexible and efficient wind power utilization method of the grid[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2023.

[7] 沙韵，周明，杨宏基，等. 考虑光热电站和直流联络线灵活性的高比例新能源互联系统优化运行[J]. 电网技术，2020, 44(9): 3306-3313.
SHA Yun, ZHOU Ming, YANG Hongji, et al. Interconnected power system optimal operation with renewable generation considering flexibility of concentrating solar power plants & HVDC Tie-line[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3306-3313.

[8] 孙天贺，靳双源，刘国斌，等. 考虑源荷不确定性的光伏小镇鲁棒优化配置[J]. 电力工程技术，2023, 42(6): 42-51.
SUN Tianhe, JIN Shuangyuan, LIU Guobin, et al. A robust optimization approach for capacity configuration of solar towns considering supply-demand uncertainties [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2023, 42(6): 42-51.

[9] 李江，费亚琴，郭强，等. 负荷开关—熔断器组合电器转移电流开断试验回路浅析[J]. 高压电器，2023, 59(7): 207-212.
LI Jiang, FEI Yaqin, GUO Qiang, et al. Analysis of test circuit for transfer current breaking tests of switch-fuse combination[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 207-212.

[10] 林顺富，张琪，沈运帷，等. 考虑灵活性互济的跨区电网灵活性资源优化调度策略[J]. 电力建设，2023, 44(8): 71-81.
LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal dispatching strategy of flexible resources considering flexible mutual aid among regional grid[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8): 71-81.

[11] 刘杨华，杨悦荣，林舜江. 含光伏配电网中储能和无功补偿装置协调的多目标凸优化配置方法[J]. 电力科学与技术学报，2023, 38(5): 22-33.
LIU Yanghua, YANG Yuerong, LIN Shunjiang. A multi-object convex optimization method for the coordinated allocation of energy storage and reactive power compensation devices in distribution network integrated with photovoltaics[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 22-33.

[12] 李笑竹，王维庆，王海云，等. 考虑荷源双侧不确定性的跨区域灵活性鲁棒优化运行策略[J]. 高电压技术，2020, 46(5): 1538-1549.
LI Xiaozhu, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Robust optimized operation strategy for cross-region flexibility with bilateral uncertainty of load source[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1538-1549.

[13] 沙伟燕，胡伟，何宁辉，等. 大规模虚拟储能平抑新能源功率预测误差优化调度方法[J]. 电力科学与技术学报，2023, 38(6): 167-174.
SHA Weiyan, HU Wei, HE Ninghui, et al. Optimal scheduling method for stabilizing power prediction error of new energy by large-scale virtual energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6): 167-174.

[14] 全少理，郭勇，杨卓，等. 基于灵敏度分析的交直流配电网无功补偿策略[J]. 电力科学与技术学报，2021, 36(5): 104-112.
QUAN Shaoli, GUO Yong, YANG Zhuo, et al. Reactive power compensation strategy for AC/DC hybrid distribution network based on the sensitivity analysis[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(5): 104-112.