



## 面向区域互联系统的储能调峰分层优化调度策略

马伟<sup>1</sup>, 杨志豪<sup>2</sup>, 汤伟<sup>1</sup>, 李克成<sup>2</sup>, 徐斌<sup>1</sup>, 陶以彬<sup>2</sup>, 谢毓广<sup>1</sup>

(<sup>1</sup>国网安徽省电力有限公司电力科学研究院, 安徽 合肥 230601; <sup>2</sup>中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

**摘要:** 针对区域间调峰资源失衡及跨层级调度的目标冲突问题, 考虑网-省协同调度的电力系统特性及储能系统调峰优势, 本研究提出一种面向区域互联系统的储能调峰分层优化调度策略。首先, 基于二层规划模型构建区域电能互联系统调度架构, 通过联络线功率协同与储能调度实现调峰资源的时空互补。其次, 建立含储能区域互联系统的双层调峰优化模型, 上层模型基于两区域的全局信息负责省间调峰资源的协调, 以系统净负荷波动和运行成本最小为目标, 协调优化调峰火电机组、储能充放电功率及区域联络线计划出力; 下层模型接收上层指令作为约束, 负责省内储能电站间功率分配, 以本省储能调度净收益最大为目标, 计及储能寿命退化成本和充放电经济权重分配系数优化各储能协同调度。而后, 采用改进灰狼优化算法和混合整数线性规划方法分别求解上下层模型, 实现了二者的协同优化。最后, 以两个区域互联系统为例进行仿真分析, 结果表明所提策略可将负荷峰谷差率从18.87%降低至10.26%, 进而有效改善区域负荷特性, 提高系统整体效益及储能电站的收益。

**关键词:** 区域互联系统; 储能调峰; 分层优化; 优化调度; 网省协同

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.1006

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 04-1292-10

## A hierarchically optimized dispatch strategy for energy storage peak shaving in regionally interconnected power systems

MA Wei<sup>1</sup>, YANG Zhihao<sup>2</sup>, TANG Wei<sup>1</sup>, LI Kecheng<sup>2</sup>, XU Bin<sup>1</sup>, TAO Yibin<sup>2</sup>, XIE Yuguang<sup>1</sup>

(<sup>1</sup>State Grid Anhui Electric Power Research Institute, Hefei 230601, Anhui, China; <sup>2</sup>China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

**Abstract:** To address the imbalance of interregional peak-shaving resources and conflicting objectives in cross-level dispatch, this study formulates a hierarchical optimal dispatch strategy for energy storage peak shaving in regionally interconnected power systems. The model considers the characteristics of grid-province coordinated dispatch and the peak-shaving advantages of energy storage systems. First, a regional power interconnection dispatch mode is constructed based on a bilevel programming model to achieve spatiotemporal complementarity of peak-shaving resources through coordinated tie-line power

收稿日期: 2025-11-05; 修改稿日期: 2025-12-15。

基金项目: 国网安徽省电力有限公司科技项目 (B31205240011)。

第一作者: 马伟 (1992—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为新能源与储能等技术, E-mail: 16117385@bjtu.edu.cn; 通信作者: 李克成, 高级工程师, 研究方向为新能源与储能优化调度, E-mail: likechengjun@163.com。

引用本文: 马伟, 杨志豪, 汤伟, 等. 面向区域互联系统的储能调峰分层优化调度策略[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(4): 1292-1301.

**Citation:** MA Wei, YANG Zhihao, TANG Wei, et al. A hierarchically optimized dispatch strategy for energy storage peak shaving in regionally interconnected power systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(4): 1292-1301.

and energy storage scheduling. Second, a bilevel peak-shaving optimization model incorporating energy storage is established. The upper-layer model, based on global information from two regions, coordinates interprovincial peak-shaving resources with the objective of minimizing system net load fluctuations and operating costs. It optimizes the coordinated dispatch of peak-shaving thermal units, energy storage charging and discharging power, and planned tie-line power exchanges. The lower-layer model receives upper-level instructions as constraints and allocates power among energy storage stations within a province, aiming to maximize the net revenue of provincial energy storage dispatch while considering energy storage lifespan degradation costs and the economic weight distribution coefficient for charging and discharging. Subsequently, the Improved Grey Wolf Optimization algorithm and the Mixed-Integer Linear Programming method are employed to solve the model and achieve collaborative optimization. Finally, simulation analysis is conducted on a two-region interconnected power system. The results indicate that the proposed strategy reduces the load peak-valley difference rate from 18.87% to 10.26%, effectively improving regional load characteristics, enhancing overall system efficiency, and increasing the revenue of energy storage power stations.

**Keywords:** regionally interconnected power system; energy storage peak-shaving; hierarchical optimization; optimal dispatch strategy; grid-province coordination

随着新能源渗透率不断攀升，电力系统净负荷峰谷差显著扩大，传统火电主导的调峰体系面临严峻挑战。尤其在跨省互联电网中，各省新能源出力特性与调峰资源时空分布不均，显著增加了区域间功率失衡风险<sup>[1]</sup>。有效利用区域互联带来的负荷错峰与电源互补效益，协同优化储能等灵活性资源，成为提升新能源消纳能力的关键路径。

我国电力系统采用“统一调度、分级管理”原则，构建了国调-网调-省调-地调-县调的多级调度体系。在区域互联系统的运行中，大区电网(如华东电网有限公司)作为跨省域协调主体，与省级电网形成纵向贯通的调度层级结构<sup>[2]</sup>。该体系在追求全局优化目标的同时，客观上形成了跨层级调度主体间的目标差异。省级调度中心在遵循上级网调统一协调指令的同时，基于省内源网荷储协同需求，自主进行精细化调度决策，实现调频备用、新能源消纳等差异化需求<sup>[3]</sup>。

为应对新能源调峰挑战，现有研究已从单一区域延伸至多区域互联系统优化调度，其核心关注点包括联络线调度及不确定性处理等方面<sup>[4-5]</sup>。文献[6]采用单节点系统模型模拟区域电网，通过协调节点注入功率和联络线传输功率实现多区域间的电力互助。文献[7]基于多参数线性规划分别在确定性与鲁

棒框架下提出多区域联络线功率优化调度算法，以实现不同运营区域间的协同运行。文献[8]利用动态乘子法提出一分散式的拉格朗日松弛框架，用以实现多区域经济调度的并行求解。文献[9]引入随机模型预测控制方法，结合同步交替方向乘子法与拉丁超立方采样，构建考虑风电与负荷不确定性的分布式协同调度框架。然而，兼顾省间与省内协同并考量储能灵活性的多区域调峰资源互补问题，目前尚未得到充分关注。

实现多层次协同调度以优化包含储能在内的各类调峰资源运行，是当前重要的研究趋势。根据多类型储能的自身特性及实时充放电数据，统筹安排各层级储能的差异化调度控制计划，能有效实现各级多类型新型储能调度系统协同分析处理<sup>[10]</sup>。文献[11]通过建立调峰补偿与分摊模型，提出计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化策略。文献[12]通过储能运行区域划分，实现储能在发电计划跟踪与系统调峰之间的动态协同。文献[13]构建了兼顾经济、碳减排与新能源消纳的多目标模型，对火电机组深度调峰、抽水蓄能及电化学储能进行协同优化。现有研究已奠定分层优化基础，深化多目标协同，拓展至多类型资源协同，但仍需在网-省分级调度架构下，探索跨层级目标冲突的协

同路径。

针对上述问题，以区域互联系统作为研究对象，考虑储能参与电网调峰的能力，本研究提出一种支持网-省协同的储能调峰分层优化调度策略。首先，依托我国网省两级调度体系实现“省间协调-省内自治”的分层优化架构，构建区域电能互联调度模式，通过联络线功率动态调节与储能充放电响应，实现调峰资源的广域互补；接着，建立双层优化模型，上层以系统净负荷波动和运行成本联合最优为目标协调省间资源，下层以储能调度净收益最大为目标，计及储能退化成本和充放电经济权重系数，协调省内各储能功率分配；而后，采用改进灰狼优化算法处理上层非凸优化问题，再结合混合整数规划精准求解下层模型，提升异构系统的求解效率；最后，通过仿真实验验证策略的有效性。

## 1 区域互联系统调度架构

我国电网分级管理调度体系中，网调和省调作为两个独立主体，各自承担不同的调度职责和管辖权限。虽然省调需要接受网调的垂直管理，但在其管辖范围内仍保持一定的调度自主性。这种组织结构与二层规划(bi-level programming, BLP)模型具有相似性<sup>[4]</sup>：BLP模型中上层作为核心决策单元，下层则由多个平行子系统构成，各层级均设有独立的目标函数、约束条件和决策变量，且下层决策需基于上层信息。

基于BLP模型的建模思路，构建“省间协调-省内自治”分层优化调度架构，来解决网省两级电网调峰调度问题。上层为网调层，作为核心决策单元，负责跨区域调峰资源的协调优化；下层为多个平行的省调层，在其管辖范围内进行省内资源的自治优化，其决策需响应上层下达的协调量，如联络线计划、关键资源指令等。后续建立的含储能分层调峰优化模型，严格遵循了此BLP层级结构。

本研究聚焦调峰资源时空互补机制与储能分层调度策略的核心研究，并兼顾模型可解性，对实际多省互联系统进行合理简化。聚焦于新能源富集送端区域与负荷中心受端区域这一典型案例，考虑A、B两区域经联络线互联，区域互联系统结构如图1所示，其中区域A为送端，区域B为受端<sup>[15]</sup>。

互联系统的调度决策需兼顾联络线传输容量限制，同时基于送受端区域的常规电源、新能源及负

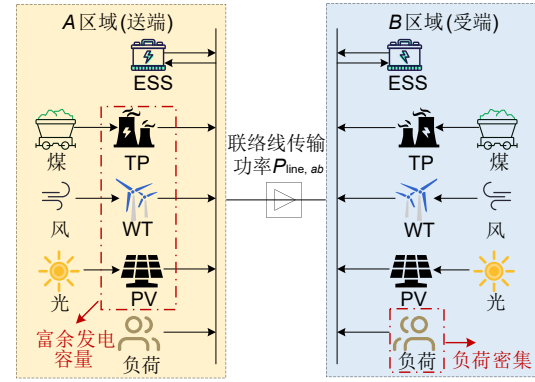


图1 区域互联系统架构

Fig. 1 Architecture of regionally interconnected power systems

荷预测数据，将跨区输电功率作为协调区域间电力资源分配的协调量。送端区域在满足自身负荷与联络线计划约束后，将盈余电力外送；受端区域则利用此联络线功率，协同调度本地灵活性调峰资源，以确保负荷供应，以此实现区域间的电能互补。

## 2 区域互联系统储能调峰分层优化调度模型

本工作储能调峰分层优化调度模型，上层以多区域协同为核心，建立区域协同调度模型；下层以各区域内储能电站间功率分配为目标，基于储能充放电权重分配机制优化省域经济调度。

### 2.1 目标函数

为充分提高削峰填谷效果及储能参与系统调峰的经济性，以净负荷方差 $f_1$ 与系统运行成本 $f_2$ 最小为目标，构建的目标函数考虑火电运行成本、储能运行成本、联络线传输成本、弃风弃光惩罚成本等多个经济指标。因为多目标函数的各自量纲不统一，采用标么化处理方法，通过线性加权方式将多目标转化为单一目标函数，如式(1)所示。

$$\begin{cases} F_1 = \min [pf_1^* + (1-p)f_2^*] \\ f^* = \frac{f - f_{\min}}{f_{\max} - f_{\min}} \end{cases} \quad (1)$$

式中， $f_1^*$ 和 $f_2^*$ 为归一化处理后的目标函数； $p$ 为权重系数； $f_{\min}$ 和 $f_{\max}$ 分别是目标函数 $f$ 的最小值和最大值。为均衡系统运行的平稳性与经济性，采用等权重法，设定 $p=0.5$ 。具体目标函数如式(2)所示。

$$\begin{cases} \min f_1 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left[ (P_{JL,t} - P_{ESS,t}^d + P_{ESS,t}^c) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{JL,t} \right]^2 \\ \min f_2 = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{JL,t} = P_{L,t} - P_{PV,t} - P_{WT,t} \quad (3)$$

式中,  $P_{ESS,t}^c$  和  $P_{ESS,t}^d$  分别为储能系统的充放电功率;  $P_{JL,t}$  为净负荷预测值, 其表达式如式(3)所示 ( $P_{L,t}$ 、 $P_{PV,t}$ 、 $P_{WT,t}$  分别为系统的负荷、光伏出力和风电出力预测值);  $T$  为一个完整调度周期;  $C_1$  表示火电机组的运行成本;  $C_2$  表示储能运行成本;  $C_3$  表示系统联络线传输损耗;  $C_4$  表示弃风弃光惩罚。

(1) 火电机组运行成本

火电机组运行成本与其运行工况密切相关。如图2所示, 基于燃烧特性和运行状态, 火电机组调峰过程分为常规调峰工况、不投油深度调峰工况以及投油深度调峰工况。

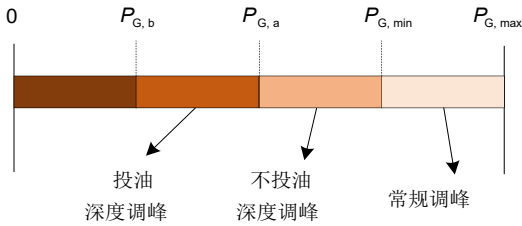


图2 火电调峰过程示意图

Fig. 2 Schematic diagram of thermal power plant's peak-shaving process

其中,  $P_{G,max}$  为机组最大出力;  $P_{G,min}$ 、 $P_{G,a}$ 、 $P_{G,b}$  分别为常规调峰阶段、不投油深度调峰阶段和投油深度调峰阶段火电机组的最低出力。火电机组调峰成本如式(4)所示。

$$\begin{cases} C_{G,i,t}^1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{G,i,t}^2 + b_i P_{G,i,t} + c_i) c_{coal} \\ C_{G,i,t}^2 = d\tau C_{unit,i} = \frac{\tau C_{unit}}{2N_f(P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1})} \\ C_{G,i,t}^3 = Q_{i,t} c_{oil} \end{cases} \quad (4)$$

式中,  $C_{G,i,t}^1$ 、 $C_{G,i,t}^2$ 、 $C_{G,i,t}^3$  分别为火电机组的煤耗成本、深度调峰损耗成本和燃油成本;  $P_{G,i,t}$  为火电机组的有功出力;  $a_i$ 、 $b_i$  与  $c_i$  分别为与机组类型、锅炉类型、煤质相关的单耗特征函数系数;  $c_{coal}$  为当前季度煤价;  $N_G$  为系统火电厂总数;  $d$  为机组损耗率;  $N_f(P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1})$  为转子致裂循环周次;  $C_{unit,i}$  为机组的实际购置成本;  $\tau$  为机组运行损耗系数;  $Q_{i,t}$  为机组的燃料消耗量;  $c_{oil}$  为当季燃油价格。

火电机组运行成本与其调峰深度呈显著相关性。基于机组不同运行工况, 可建立  $t$  时段内火电机组  $i$  的分段成本函数模型, 如式(5)所示。

$$C_{G,i,t} = \begin{cases} C_{G,i,t}^1 & P_{G,i,min} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,max} \\ C_{G,i,t}^1 + C_{G,i,t}^2 & P_{G,i,a} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,min} \\ C_{G,i,t}^1 + C_{G,i,t}^2 + C_{G,i,t}^3 & P_{G,i,b} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,a} \end{cases} \quad (5)$$

除了火电运行过程中的燃料消耗和深度调峰损失外, 启停过程中的额外燃料使用将加速机组的损失。综合以上分析, 火电调峰总成本如式(6)所示。

$$C_1 = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T C_{G,i,t} + \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T [X_{i,t}(1 - X_{i,t-1})C_{G,i,on} + X_{i,t-1}(1 - X_{i,t})C_{G,i,off}] \quad (6)$$

式中,  $X_{i,t}$  为机组运行状态, 取1为运行、0为停机;  $C_{G,i,on}$  和  $C_{G,i,off}$  分别表示机组的启动、停机成本。

(2) 储能系统运行成本

储能运行成本通常包含充放电损耗成本、固定运维成本等。在上层模型中, 储能运行成本主要聚焦于与调度行为直接相关的充放电成本, 如式(7)所示。

$$C_2 = \sum_{t=1}^T c_{ESS} (P_{ESS,t}^c + P_{ESS,t}^d) \quad (7)$$

式中,  $c_{ESS}$  为储能系统的充放电功率成本系数。

(3) 系统联络线传输成本

在区域间电力系统协同优化的研究中, 联络线功率传输通常存在3种典型工作模式: 固定功率传输、自由优化传输和受限优化传输。基于实际电网运行对联络线功率稳定性的要求, 选取功率受限优化模式作为建模基础。

联络线传输成本需重点考量两方面, 一是受限于联络线最大传输容量  $P_{line,n,t}^{lim}$  导致的功率越限损失成本, 二是互联区域分时电价差异  $\Delta\lambda_t = \lambda_{a,t} - \lambda_{b,t}$  产生的跨区交易电量成本。为降低模型复杂度, 忽略联络线传输过程中的电能损耗, 如式(8)所示。

$$C_3 = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{n=1}^N P_{line,n,t}^{lim} \lambda_{n,t} + \sum_{a,b \in N, a \neq b} P_{line,ab,t} \Delta\lambda_t \right] \quad (8)$$

式中,  $P_{line,n,t}^{lim}$  为区域  $n$  联络线受限功率;  $P_{line,ab,t}$  为  $a$ 、 $b$  区域间联络线功率;  $\lambda_n$  为区域  $n$  分时电价。

(4) 弃风弃光惩罚

当系统日新能源弃电量超过总发电量5%时, 会带来弃风弃光惩罚, 如式(9)所示。

$$C_4 = c_{disc}^{WT} \sum_{t=1}^T (P_{disc,t}^{WT} - 0.05P_{WT,t}) + c_{disc}^{PV} \sum_{t=1}^T (P_{disc,t}^{PV} - 0.05P_{PV,t}) \quad (9)$$

式中,  $c_{disc}^{WT}/c_{disc}^{PV}$  表示弃风/弃光惩罚系数;  $P_{disc,t}^{WT}$ 、 $P_{disc,t}^{PV}$  为  $t$  时刻系统弃风/弃光功率。

## 2.2 约束条件

### (1) 系统功率平衡约束

为满足系统有功功率平衡要求,以受端为例,火电出力、新能源并网功率、储能调节功率、联络线功率之和与系统负荷应相等,如式(10)所示。

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i,t} + \sum_{i=1}^{N_W} P_{WT,i,t} + \sum_{i=1}^{N_P} P_{PV,i,t} + \sum_{i=1}^{N_E} P_{ESS,i,t} + P_{line,ab,t} = P_{L,t} \quad (10)$$

式中,  $P_{G,i,t}$ 、 $P_{ESS,i,t}$  分别为火电机组和储能电站出力值;  $P_{WT,i,t}$ 、 $P_{PV,i,t}$  分别为风电场和光伏电场的并网功率;  $N_G$ 、 $N_W$ 、 $N_P$ 、 $N_E$  分别为火电机组、风电场、光伏电场、储能电站数量。

### (2) 联络线功率约束

联络线计划功率需同时满足功率运行区间约束、爬坡约束、传输功率反转约束,如式(11)所示。

$$\begin{cases} |P_{line,ab,t}| \leq P_{line,max} \\ P_{line,ab}^{down} \leq P_{line,ab,t} - P_{line,ab,t-1} \leq P_{line,ab}^{up} \\ P_{line,ab,t} \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中,  $P_{line,max}$  为联络线传输功率的上限;  $P_{line,ab}^{up}$ 、 $P_{line,ab}^{down}$  分别为联络线爬坡功率的上下限。为保障调度中心的统一调度及联络线稳定运行需求,参考文献[16]将联络线计划功率离散为不同等级,以减少其功率波动。

### (3) 火电机组约束

火电机组运行需满足出力限制约束、机组爬坡能力约束、启停时间约束,如式(12)~(14)所示。

$$X_{i,t} P_{G,i,min} \leq P_{G,i,t} \leq X_{i,t} P_{G,i,max} \quad (12)$$

$$-V_{G,i} \leq P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1} \leq V_{G,i} \quad (13)$$

$$\begin{cases} (X_{i,t-1} - X_{i,t})(T_{G,i,t-1}^{on} - T_{G,i,on}) \geq 0 \\ (X_{i,t} - X_{i,t-1})(T_{G,i,t-1}^{off} - T_{G,i,off}) \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中,  $V_{G,i}$  为机组最大爬坡率;  $T_{G,i,on}$ 、 $T_{G,i,off}$  分别为机组最小连续运行时间、最小连续停止时间;  $T_{G,i,t-1}^{on}$ 、 $T_{G,i,t-1}^{off}$  分别为机组在时间  $t$  期间的连续运行时间、连续停止时间。

### (4) 可再生能源出力约束

可再生能源出力约束如式(15)所示。

$$\begin{cases} 0 < P_{WT,i,t} \leq P_{i,t,max}^{WT} \\ 0 < P_{PV,i,t} \leq P_{i,t,max}^{PV} \end{cases} \quad (15)$$

式中,  $P_{i,t,max}^{WT}$  和  $P_{i,t,max}^{PV}$  分别为风电机组和光伏电站的最大出力。

### (5) 储能出力约束

储能不允许同时充放电,且充放电功率、各时刻能量状态 SOE 及荷电状态 SOC 要在允许运行范

围内,约束条件如式(16)所示。

$$\begin{cases} u_{i,t}^d + u_{i,t}^c \leq 1, \forall t \\ 0 \leq \frac{u_{i,t}^d P_{ESS,i,t}^d}{u_{i,t}^c P_{ESS,i,t}^c} \leq P_{ESS}^{max} \\ S_{min}^{SOE} \leq S_{i,t}^{SOE} \leq S_{max}^{SOE} \\ S_{OC,min} \leq S_{OC,i,t} \leq S_{OC,max} \end{cases} \quad (16)$$

式中,  $u_{i,t}^d$ 、 $u_{i,t}^c$  为储能充放电状态,为 0~1 的变量;  $P_{ESS}^{max}$  为储能最大充放电功率;  $S_{min}^{SOE}$ 、 $S_{max}^{SOE}$  分别为储能最小、最大能量状态;  $S_{OC,max}$ 、 $S_{OC,min}$  为储能 SOC 的上下限。

考虑储能充放电效率的能量守恒关系,能量平衡约束如式(17)所示。

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + (\eta_c P_{ESS,i,t}^c - \frac{P_{ESS,i,t}^d}{\eta_d}) \Delta t \quad (17)$$

式中,  $E_{i,t}$  为储能的剩余能量;  $\eta_c$ 、 $\eta_d$  是储能的充放电效率;  $\Delta t$  为单位调度步长。

## 2.3 储能功率经济性分配

上层模型在确保储能单元荷电状态可持续性的前提下,已实现系统净负荷峰谷差最小化的全局优化目标。但仅考虑储能集群的等效聚合特性,尚未计及个体储能的边际成本差异。进一步,下层构建计及储能寿命退化成本的经济调度模型,通过权重分配机制实现经济性最优的功率分布,协同系统整体与电站个体利益。

### 2.3.1 计及储能退化成本的经济调度模型

针对调峰场景下频繁充放电导致的电池退化问题,需在调度模型中等效量化其经济影响。为此,将储能的建设总投资分摊至其寿命期内可释放的总电能,得到一个固定的单位放电量老化成本系数,并作为固定参数嵌入优化模型<sup>[17]</sup>。

下层优化策略的求解目标是最大化区域内储能电站的日净收益。储能调峰收益  $I_{ESS,k}$  考虑调峰补偿收益、分时电价差收益、环境收益;调峰成本  $C_{ESS,k}$  考虑储能运行维护成本和寿命退化成本,如式(18)所示。

$$\begin{cases} I_{ESS,k} = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{t=1}^T [p_{com}(P_{ESS,k,t}^d + P_{ESS,k,t}^c) + (\eta_d p_t^d P_{ESS,k,t}^d - \eta_c p_t^c P_{ESS,k,t}^c) + \sum_j (\eta_d p_j^d \xi_{grid,j} P_{ESS,k,t}^d)] \\ C_{ESS,k} = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{t=1}^T [c_{om}(P_{ESS,k,t}^d + P_{ESS,k,t}^c) + \lambda_{loss,k} E_{ESS,k}^d] \end{cases} \quad (18)$$

式中,  $N_k$  为该区域的储能电站总数;  $p_{com}$  为单位电量调峰补偿单价;  $p_t^d$  为  $t$  时刻的电价;  $J$  为产生

的污染物类型总数； $\xi_{grid,j}$ 、 $p_j^p$  分别为污染物  $j$  单位电能下排放的密度及单位治理费用； $c_{om}$  为储能单位功率的运行维护成本； $\lambda_{loss,k}$  为储能单位电量的寿命损耗成本系数； $E_{ESS,k}^d$  为储能电站  $k$  在调度周期内的总放电电量。

### 2.3.2 储能充放电经济权重分配系数

考虑储能单元的固有技术参数差异，可基于额定特性  $\eta$ 、 $P^N$  及  $E^N$  等设计初始基础分配权重，用于反映设备物理调节能力。针对传统权重分配方法忽略经济性的问题，本研究提出基于全寿命周期经济性的储能优化模型，建立以日均净收益最大化为目标的权重系数分配机制，其充放电经济权重分配系数如式(19)所示。

$$\begin{cases} \zeta_{c,k}^{eco} = 1 - C_{ESS,k} / \sum_{k=1}^{N_k} C_{ESS,k} \\ \zeta_{d,k}^{eco} = (I_{ESS,k} - C_{ESS,k}) / \sum_{k=1}^{N_k} (I_{ESS,k} - C_{ESS,k}) \end{cases} \quad (19)$$

式中， $\zeta_{c,k}^{eco}$ 、 $\zeta_{d,k}^{eco}$  分别为充放电经济权重分配系数。

通过引入经济权重分配系数，按功率分配权重占总权重的比例为每个储能单元分配功率，将上层输出的储能总功率指令分解为各电站的精细化调度计划。该机制下，成本越低、效率越高的电站将获得越大的功率分配权重和相应的收益机会。在确保满足系统调峰需求的同时，可实现储能资产收益的最大化。

## 3 互联系统分层调度模型求解方法

针对所提出的互联系统分层调度模型，本研究采用分解协调的求解策略，充分发挥储能系统的负荷调节功能和火电机组的深度调峰潜力，降低求解难度。本工作设计了如图 3 所示的互联系统分层优化求解方法。

上层优化聚焦多区域协同问题，风光火储多能系统优化模型的变量高维非线性特性适合采用计算效率优异的智能优化算法。基于灰狼优化算法收敛精度高、易于实现的优势，选用它求解该非线性优化问题，输出火电机组出力、储能集群总功率及联络线交互功率。为了提高灰狼种群多样性，增强全局搜索能力，保证初始种群在解空间分布的均匀性，本工作采用基于 Tent 混沌映射初始化种群的改进灰狼(IGWO)算法<sup>[18]</sup>，Tent 混沌映射如式(20)所示。

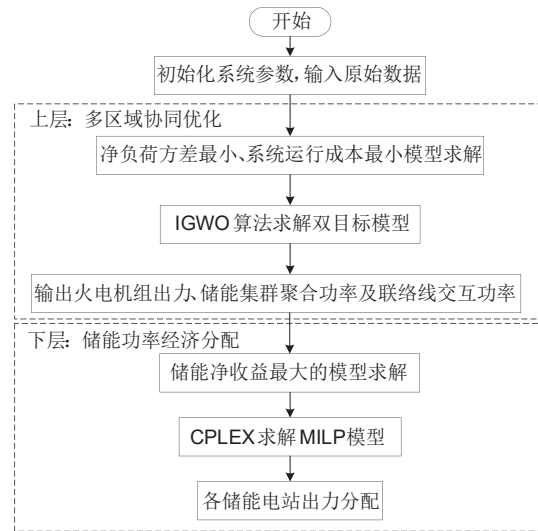


图 3 互联系统分层调度模型求解方法  
Fig. 3 Hierarchical scheduling model solution for interconnected power systems

$$Z_{i+1}^D = \begin{cases} 2Z_i^D, & 0 \leq Z_i^D \leq 0.5 \\ 2(1 - Z_i^D), & 0.5 < Z_i^D \leq 1 \end{cases} \quad (20)$$

式中， $Z_{i+1}^D$  为第  $i+1$  次混沌迭代维度分量  $D$  的混沌映射值。

下层结合上层优化的储能集群总功率指令，构建基于充放电经济权重系数的分配模型。为处理混合整数规划问题(MILP)，基于 Matlab 通过 YALMIP 定义变量、约束和目标函数，调用 CPLEX 求解器进行优化计算，优化各储能单元出力。

## 4 仿真分析

### 4.1 算例参数设置与对比方案

为验证本工作所提策略的有效性，基于两区域互联系统进行分析，选取 2 个互联的 IEEE30 节点系统模拟送、受端电网，假设联络线换流站位于送端电网节点 2 和受端电网节点 21，其网络拓扑如图 4 所示。区域 A 配置 500 MW 风电场与 50 MW 光伏电站，区域 B 配置 250 MW 风电场与 50 MW 光伏电站，两个系统均将负荷按比例分配至系统中各负荷节点。本研究以电池储能为对象，为满足调峰要求和储能经济性差异，两区域均部署 3 类差异化储能系统，模型主要参数如表 1 所示。

为验证本工作所提双层优化调度策略对互联系统调峰机组组合的优化能力，并量化评估储能在提升电网调峰技术性能与经济性方面的综合效益，设置以下对比方案。方案 1：仅依靠火电机组实现调峰功能，

表1 模型基本参数  
Table1 Basic parameters of the model

参数	单位	值
储能额定容量 $E_1^N/E_2^N/E_3^N$	MW·h	200/400/200
储能额定功率 $P_{ESS,1}^N/P_{ESS,2}^N/P_{ESS,3}^N$	MW	50/100/50
储能充放电效率 $\eta_{cd}^1/\eta_{cd}^2/\eta_{cd}^3$	%	0.8/0.95/0.9
储能SOC上下限 $S_{OC,min}/S_{OC,max}$	—	0.1/0.9
火电/风电/光伏上网电价	元/(MW·h)	375/580/580
储能调峰补偿收益系数	元/(MW·h)	160
火电机组不投油/投油深度调峰的运行损耗系数 $r$	—	1.2/1.5
当季燃煤价格/燃油价格 $c_{coal}/c_{oil}$	元/t	680/6100
弃风/弃光惩罚系数 $c_{disc}^{WT}/c_{disc}^{PV}$	元/(MW·h)	500/600

不配置储能系统；方案2：采用提出的分层优化框架，上层应用所提优化策略，下层基于储能电站额定功率、额定容量等参数上限进行功率分配；方案3：系统上下层均采用本工作所提的优化策略。

### 4.2 仿真结果分析

#### 4.2.1 调峰效果分析

基于上述互联系统算例参数配置，设定联络线功率约束限值为150 MW，采用所提调峰双层优化调度策略进行仿真计算，即方案3所得到A、B区域机组最优组合出力分布如图5所示。仿真表明储能系统通过“低储高发”的运行策略，有效改善了系统负荷特性。方案3的峰谷差率显著下降，证明分层优化通过联络线功率协同及储能灵活调控，实现了跨区域调峰资源互补。

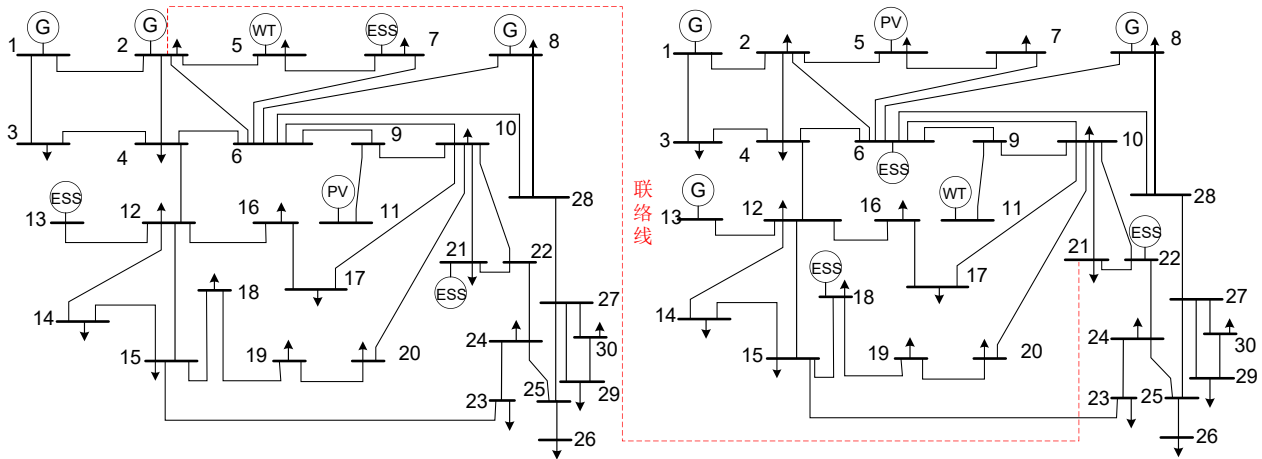


图4 两个互联IEEE30节点系统算例

Fig. 4 Two interconnected IEEE 30 node system examples

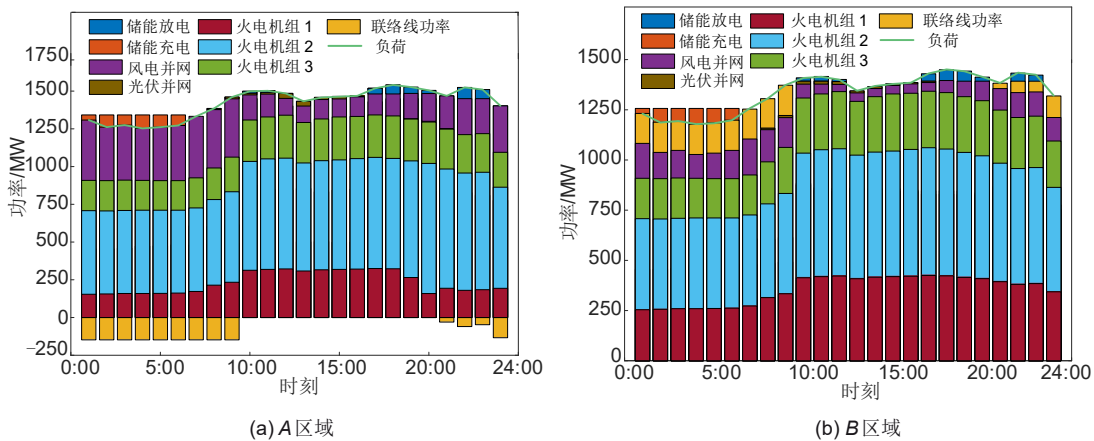


图5 各区域机组最优组合出力

Fig. 5 Optimal unit commitment and dispatch in each region

进一步分析区域间功率交互机制：送端区域A通过联络线将富余新能源出力及储能放电冗余容量

传输至受端区域B，后者通过协调储能调峰与火电机组深度调峰，动态调整供给空间以满足联络线功

率约束。具体而言，区域B将联络线电量纳入发电计划，而区域A则等效将其外送电量计入负荷需求，实现跨区域功率交互与时空互补效益。另外，仿真结果显示送端A新能源消纳率提升至96.23%，受端B火电深度调峰时长缩短。

以区域A为例，互联系统调峰效果如图6所示，可以看出，负荷峰谷差和负荷波动方差均相对减少，负荷峰谷差率从18.87%削减至10.26%。由于方案1中只有火电机组参与调峰，系统调峰压力完全由火电机组承担，其频繁启停及深调，提高了系统运行成本。而方案2在方案1的基础上增加储能，系统火电机组运行成本较方案1减少16.73%。仿真结果表明，方案1下火电机组出力变化较大，运行成本增加且低负荷期弃风严重。方案2增设的储能电站承担了部分快速、灵活的调峰任务，使火电机组出力曲线变得平缓，通过削峰填谷降低了峰谷差，缓解了系统调峰压力。

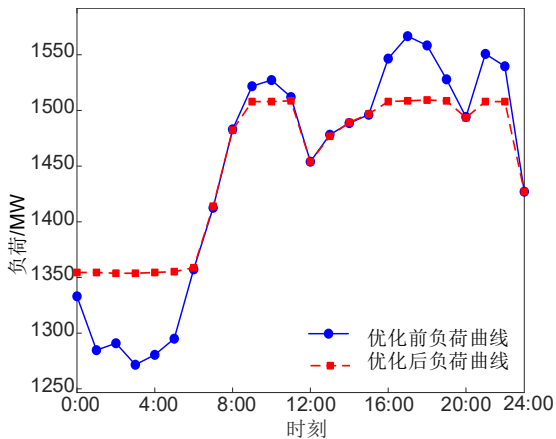


图6 A区域优化前后负荷曲线对比  
Fig. 6 Comparison of net load curves before and after optimization in region A

#### 4.2.2 不同联络线约束限值分析

为深入探究互联系统调峰经济性，本研究基于联络线传输容量约束，开展边际效益分析。仿真结果表明，联络线传输容量与系统净收益存在显著相关性。如图7所示，系统净收益随联络线容量约束的放宽而呈现上升趋势，这主要得益于区域电力互济能力的提升。

当联络线容量增至225 MW时，系统日净收益达到峰值，较独立运行模式有所提升。进一步增大容量至325 MW时，系统净收益呈现下降趋势，这主要源于跨区输电损耗和机会成本的显著增加。对

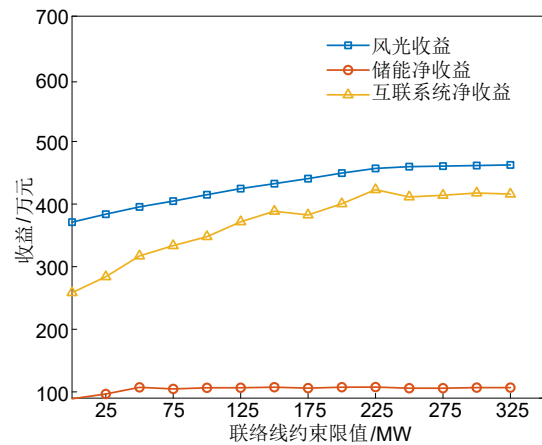


图7 不同联络线传输容量约束下互联系统调峰经济性  
Fig. 7 Economic performance of peak-shaving in interconnected systems under different tie-line capacity constraints

于特定运行参数的互联系统，存在最优的联络线传输容量阈值。超过该临界值后，额外增加的传输能力会产生边际效益，无法抵消因此产生的运行成本增量，最终导致系统整体收益递减。进一步对比互联与独立运行模式，在联络线容量150 MW场景下，B区域通过降低火电出力提升新能源消纳量，使弃风弃光惩罚成本下降。同样，可再生能源收益随容量提升显著增长，风光收益稳步增长，储能净收益也小幅上升。

#### 4.2.3 储能功率经济分配结果分析

以区域B储能集群为研究对象，基于上层优化策略输出的总功率指令，即日均调峰需求功率，结合各储能电站经济性差异，构建差异化功率分配模型，高效储能电站优先调用。图8展示了不同方案下区域B中各储能电站的充放电功率及SOC变化曲线。

低谷时段(0:00—6:00)储能充电功率主要受设备物理特性约束，方案2与方案3的功率分配一致性高，表明此阶段经济性权重未显著分化。高峰时段(10:00—12:00和18:00—20:00)，由于分时电价驱动，经济性最优的ESS2权重占比提升，而ESS1与ESS3出力下降。平值时段经济性权重系数动态调整，ESS2出力占比下降，而其它两者出力回升，体现多类型储能间的协同互补特性。如图8(b)所示，受端B在午间负荷尖峰时，优先调用经济性较优的ESS2，而方案2需强制调用高成本储能，造成二者产生净收益差。

进一步展示区域B各储能电站的净收益情况，

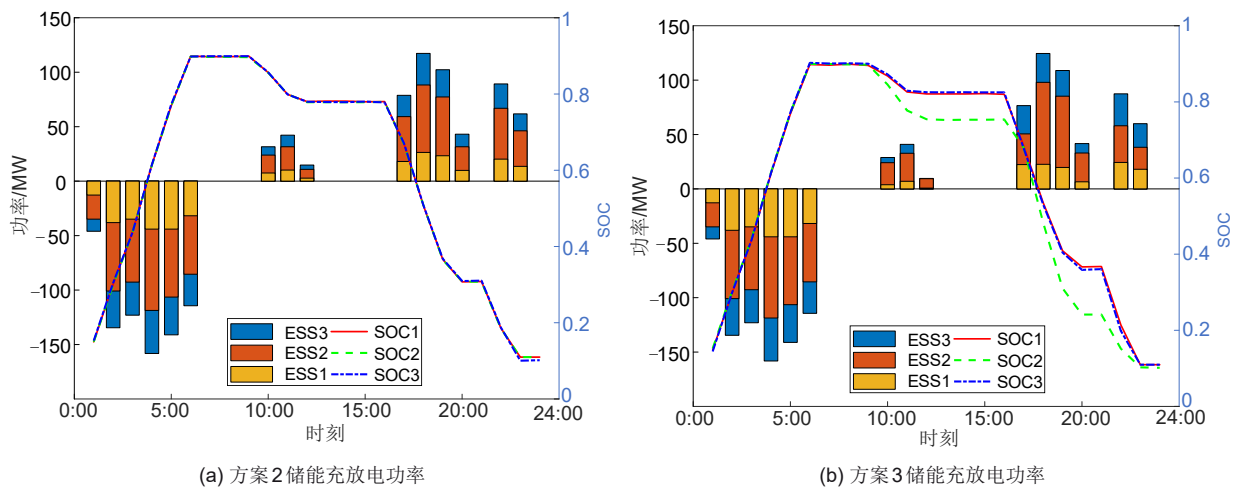


图8 不同方案下的区域B储能充放电功率和SOC

Fig. 8 Charging/discharging power and SOC of energy storage in region B under different scenarios

不同方案下的对比结果如表2所示。结果表明，方案3通过优先分配功率给调峰经济性最优的储能电站2，使其日净收益达到55.204万元，较方案2存

在提升。尽管储能电站1与储能电站3收益分别小幅下降，但储能集群总日净收益增加8224元，验证本工作所提储能功率分配策略的有效性。

表2 区域B各储能电站净收益

Table 2 Net revenue of energy storage stations in region B

调度策略	储能1净收益/万元	储能2净收益/万元	储能3净收益/万元	区域B储能总净收益/万元
方案2	28.796	53.772	26.143	108.711
方案3	28.279	55.204	26.049	109.533

## 5 结论

本工作围绕区域互联系统中储能参与调峰的优化调度问题，提出一种支持网-省协同的储能调峰分层调度策略，通过理论建模与仿真验证得到以下结论。

(1) 通过构建跨区域电力互联架构，实现调峰资源的时空互补与优化运行，负荷峰谷差率从18.87%削减至10.26%，增强了负荷中心区域的调节能力，保障高比例新能源电网的安全经济运行。

(2) 区域互联系统的联络线功率存在较优的传输容量阈值，合适的联络线约束限值能有效提升系统整体经济效益，体现跨区域互济对多类型资源的协同增效作用。

(3) 基于两阶段优化框架，上层模型通过协调多类型电源与联络线功率减小净负荷波动，下层模型通过差异化经济权重分配实现储能净收益最大化，兼顾了系统整体效益与储能个体收益。

未来研究可进一步探索多时间尺度的储能协同调度模式，并考虑将需求侧响应资源纳入跨区域优

化框架，以提升系统长期调节能力。

## 参考文献

- [1] 孟秋, 廖凯, 郑舜玮, 等. 考虑灵活性区域互济的电力系统源-网-储协同规划[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3165-3174. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.2241.  
MENG Q, LIAO K, ZHENG S W, et al. Source-grid-storage coordinated planning for power system considering flexibility mutual aid among regions[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3165-3174. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2023.2241.
- [2] 章锐, 于继来. 新型城市电网调控体系架构及关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(S1): 97-113. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.240605.  
ZHANG R, YU J L. New urban power grid dispatching and control architecture and key technologies[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(S1): 97-113. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.240605.
- [3] 莫东, 李秋文, 陆裕富. 适应风光波动性和储能动态调峰容量的风光-火-储协同低碳经济调度[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(4): 1701-1708. DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.1023.  
MO D, LI Q W, LU Y F. Wind solar thermal storage collaborative low-carbon economic dispatch that adapts to wind solar volatility and dynamic peak shaving capacity of energy storage[J]. Energy

- Storage Science and Technology, 2025, 14(4): 1701-1708. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.1023.
- [4] CHEN N N, HAN X Q, NIE L, et al. Assessment of energy storage technologies on life cycle sustainability for peak shaving scenario[J]. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2025, 286: 113576. DOI:10.1016/j.solmat.2025.113576.
- [5] MA N, BAI F F, SAHA T K. Coordinated frequency control based on hierarchical MPC considering tie-line power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2026, 41(2): 821-835. DOI: 10.1109/TPWRS.2025.3612368.
- [6] 杨贺钧, 王井寅, 马英浩, 等. 考虑功率互济的多区域电网储能系统联合优化配置[J]. 电力建设, 2024, 45(2): 79-89. DOI:10.12204/j.issn.1000-7229.2024.02.007.
- YANG H J, WANG J Y, MA Y H, et al. Joint planning of energy storage systems for multi-area grids considering power interconnection[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(2): 79-89. DOI:10.12204/j.issn.1000-7229.2024.02.007.
- [7] GUO Y, BOSE S, TONG L. On robust tie-line scheduling in multi-area power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4144-4154. DOI:10.1109/TPWRS.2017.2775161.
- [8] 任旭阳, 卜旭辉, 尹艳玲, 等. 基于分布式多策略粒子群优化算法的多区域互联经济调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(5): 99-108. DOI: 10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0018.
- REN X Y, BU X H, YIN Y L, et al. Distributed multi-strategy particle swarm optimization algorithm for multi-area interconnection economic dispatching[J]. Acta Energetica Sinica, 2025, 46(5): 99-108. DOI:10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-0018.
- [9] 庞家猛, 李克成, 张颖, 等. 基于随机模型预测控制的多区域互联风储电网分布式协同调度[J]. 可再生能源, 2025, 43(8): 1090-1097.
- PANG J M, LI K C, ZHANG Y, et al. Stochastic model predictive control based distributed cooperative dispatching for multi-area wind storage grid [J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(8): 1090-1097.
- [10] 杨瑞锋, 韩昱. 基于改进深度强化学习算法的电网侧储能系统调峰控制策略[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(1): 166-176.
- YANG R F, HAN Y. Peak-shaving control strategy for grid-side energy storage systems based on an improved deep reinforcement learning algorithm[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(1): 166-176.
- [11] 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. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0626.
- LI T, LI Z W, YANG J Y, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0626.
- [12] 宋海明, 余中平, 关洪浩, 等. 面向发电计划跟踪与调峰的新能源汇集系统储能协调运行策略[J/OL]. 现代电力, 1-18[2025-11-28]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0395>.
- [13] 朱健宇, 潘学萍, 王正风, 等. 兼顾碳减排和新能源消纳的火电机组深度调峰与复合储能协调规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(1): 17-23. DOI:10.16081/j.epae.202303003.
- ZHU J Y, PAN X P, WANG Z F, et al. Coordinated planning of thermal generator deep peak regulation and composite energy storage considering carbon emission reduction and new energy consumption[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(1): 17-23. DOI:10.16081/j.epae.202303003.
- [14] OLIVARES-AGUILA J, VITAL-SOTO A, GUERRA-VÁZQUEZ F. Bi-level programming and multi-objective optimization for the distribution of resources in hierarchical organizations[J]. Applied Mathematical Modelling, 2024, 125: 167-188. DOI: 10.1016/j.apm.2023.08.042.
- [15] 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): 1548-1556.
- LI X Z, WANG W Q, WANG H Y, et al. Robust optimized operation strategy for cross-region flexibility with bilateral uncertainty of load source[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1548-1556.
- [16] 吕凯, 唐昊, 王珂, 等. 计及源荷双侧不确定性的跨区互联电网源网荷协同调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(22): 38-45, 150. DOI: 10.7500/AEPS20180905007.
- LYU K, TANG H, WANG K, et al. Coordinated dispatching of source-grid-load for inter-regional power grid considering uncertainties of both source and load sides[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 38-45, 150. DOI:10.7500/AEPS20180905007.
- [17] BAHLOUL M, DAOUD M, KHADEM S K. Optimal dispatch of battery energy storage for multi-service provision in a collocated PV power plant considering battery ageing[J]. Energy, 2024, 293: 130744. DOI:10.1016/j.energy.2024.130744.
- [18] YANG X X, QIU Y H. Research on improving Gray Wolf algorithm based on multi-strategy fusion[J]. IEEE Access, 2023, 11: 66135-66149. DOI:10.1109/ACCESS.2023.3289819.