

多能互补发电系统电/热储能容量双层优化配置方法

李泮¹, 卢慧¹, 李驰¹, 杜洪博²

(1. 可再生能源并网全国重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 100192;

2. 国科优化(北京)科技有限公司, 北京 100089)

摘要: 多能互补发电系统能够充分发挥风光热储等资源的互补优势, 提高能源利用效率, 对构建低碳新型电力系统具有重要意义。协调配置多能互补发电系统中电/热储能容量有助于降低系统投资成本, 提升新能源利用率和供电支撑能力。针对含风电/光伏/光热/储能的多能互补发电系统开展研究, 建立了多能互补发电系统电/热储能容量双层协调优化模型。上层模型以系统年净收益最大为优化目标, 优化电/热储能的容量; 下层优化模型以系统供电缺额最小为目标, 考虑系统可靠供电能力、风电/光伏/光热/储能运行、新能源利用率等约束, 优化系统的发电运行状态。为求解双层协调优化模型, 提出了模型非线性约束的线性化方法, 以及基于值函数和分支定界相结合的启发式算法, 能够实现模型的高效快速求解。基于典型的多能互补发电系统算例开展仿真测试, 结果验证了所提双层优化配置模型及算法的有效性。

关键词: 多能互补发电系统; 电/热储能; 容量配置; 双层模型; 启发式算法

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202403093

0 引言

为实现“双碳”目标, 2022年6月中国发布了《“十四五”可再生能源发展规划》, 统筹推进河西走廊、新疆、金沙江上游等九大清洁能源基地建设, 并建成一批风/光/热/储等多能互补一体化项目^[1-2]。多能互补发电系统利用风/光资源互补特性和电/热储能的灵活调节能力, 可以有效提高新能源利用率和系统可靠供电能力^[3-5]。

多能互补发电系统中风/光出力随机波动性强, 为实现匹配常规电源的稳定供电能力, 需要配置大规模储能^[6-8]。目前, 电池储能的成本仍然相对昂贵, 其投资与“平滑效果”间的矛盾比较突出^[9], 而光热电站储热罐的投资成本相对较低, 通过混合配置可以有效减少储能电池的配置容量^[10]。然而, 光热发电的热电转换效率较低, 储热罐容量过大会造成一次能源浪费^[10]。因此, 需要协调优化电/热储能的容量, 以实现综合效益

最优^[11]。

近年来, 已有学者开展了多能互补发电系统容量配置方法的研究^[11-20], 文献^[11]提出了多能互补发电系统中光热机组容量优化配置模型, 采用改进的变分自编码器对模型进行了求解; 文献^[12]提出了分布式光伏与电氢混合储能规划优化方法, 通过智能算法寻优得到最优解; 文献^[13]提出了光伏电站和光热电站的混合优化配置方法, 并采用进化算法进行求解; 文献^[14]提出了受端电网输电容量约束下水-风-光储多能互补系统容量配置及其经济性评价方法; 文献^[15]提出了频率约束下风/光/水/热多能互补系统中风/光容量扩展规划方法; 文献^[16]提出了考虑分布式可再生能源的多能系统容量优化配置方法; 文献^[17]考虑系统与配电网交互和需求侧响应成本, 提出了一种风/光/储多能互补系统容量全生命周期优化配置方法; 文献^[18]建立了考虑系统多能互补特性及外部规划需求的能源基地优化配置方法; 文献^[19]提出了考虑系统调峰需求与光热电站收益平衡的储热容量优化配置方法; 文献^[20]提出了含风力/光伏/火电/蓄电池的多能互补电力系统配置方法。

随着新能源装机占比和高峰负荷的不断增

收稿日期: 2024-03-22; **修回日期:** 2025-01-07。

基金项目: 中国电力科学研究院有限公司研究开发项目(融合深度学习与最优化决策算法的灵活资源优化规划方法研究, NY83-21-006)。

加,近年来中国部分省份系统电力平衡紧张,系统保供风险不断加剧。目前已有研究主要考虑了多能互补系统的投资经济性和发电清洁性,对系统的保供支撑能力,特别是晚高峰时段可靠供电能力考虑不够充分。随着未来西部省份多能互补基地规模的不断增加,在开展容量优化配置时需要同时兼顾投资经济性、发电清洁性和供电可靠性因素。

在多能互补系统容量配置建模方法方面,双层规划模型是求解多能互补容量优化配置问题的有效方法,上层模型优化多能互补系统配置容量,下层以典型场景进行多能互补系统的运行优化模拟,可以实现系统容量的合理优化配置。如文献[21]分别以系统净收益和储能收益为上/下层目标,提出了一种多能互补系统储电和储热容量分层优化规划方法;文献[22]分别以系统全生命周期运行经济性和每个调度周期内经济性最优为上/下目标,提出了风光水储多能互补发电系统双层优化配置方法。然而,双层规划模型求解难度较大,已有学者主要采用KKT[22]法、Benders分解法[23]、C&CG法进行求解,但当下层优化模型中含有整数变量时,上述方法难以适用,计算收敛性难以得到保证。

针对以上问题,本文考虑多能互补发电系统投资经济性、发电清洁性和系统供电可靠性,建立了多能互补发电系统电/热储能的双层优化配置模型。上层模型以多能互补系统的年净收益最大为目标,优化电/热储能的容量;下层模型以风/光典型场景为输入,以系统全时段下供电缺额量最小为目标,考虑外送通道、风/光/光热/储能运行、新能源利用率等约束,优化系统各元件发电运行状态。针对双层模型难以求解的问题,提出基于值函数和分支定界相结合的启发式算法,能够实现模型的高效求解。算例针对典型的多能互补发电系统开展测试,结果验证了所提的双层优化配置模型及算法的有效性。

1 多能互补发电系统电/热储能容量优化模型

1.1 含风电/光伏/光热/储能的多能互补发电系统

多能互补系统由风电场、光伏电站、光热电

站(含储热装置)和储能电站构成,系统结构如图1所示。风电场、光伏电站、光热电站和储能电站在汇集站后通过外送通道向电网送电,实现新能源的外送消纳。为节约电网建设成本,提高通道利用率,外送通道容量通常低于多能互补系统的电源总装机容量。系统外送功率受通道容量上限的限制,当风光理论出力大于通道容量时,产生弃风弃光,通过储能电站充电和光热电站储热,可以增加新能源消纳空间,减少弃电。此外,为满足受端系统的负荷需求,特别是晚高峰的供电需求,多能互补系统还应提供一定的保供支撑能力,当风光资源不足时,储能电站通过放电、光热电站通过放热发电来满足保供支撑的需求。

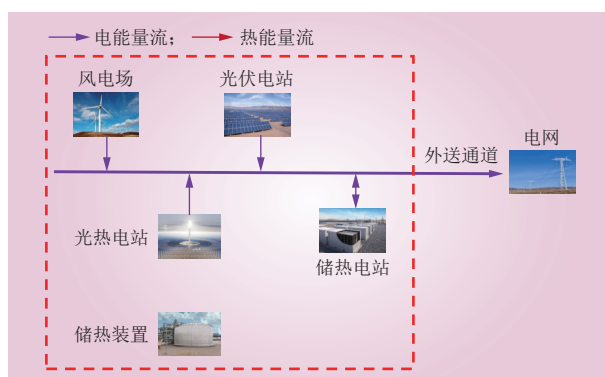


图1 风电/光伏/光热/储能多能互补发电系统结构
Fig. 1 Structure of multi-energy complementary power generation system with wind, PV power, concentrating solar power and battery energy storage

为兼顾系统运行效益、发电清洁性和保供支撑需求,本文建立了电/热储能容量双层优化模型。上层以电/热储能容量为决策变量,下层以风电/光伏/光热/储能/外送功率为决策变量。通过双层优化,可以实现系统运行效益最大条件下系统供电缺额最小的目标。

1.2 上层优化模型

上层优化模型的目标函数为多能互补发电系统等年值下的净收益最大,即

$$\max R = I - C_{\text{cap}} - C_{\text{om}} - C_{\text{de}} \quad (1)$$

式中: R 为多能互补发电系统的年净收益; I 为系统的年综合收益; C_{cap} 为系统等年值下的总投资成本; C_{om} 为系统年运维成本; C_{de} 为折旧成本。

系统年综合收益为

$$I = \lambda_E \sum_{t=1}^T P_L(t) \Delta t \quad (2)$$

式中： λ_E 为系统售电价格； $P_L(t)$ 为时段 t 系统外送功率； T 为优化时段数量； Δt 为单位时段时长。

系统等年值下的总投资成本为

$$C_{\text{cap}} = \sum_k C_{\text{cap},k} \frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \quad (3)$$

式中： r 为折现率； m 为系统的运行年限。 $C_{\text{cap},k}$ 为第 k 个待优化容量的投资成本。当仅优化电/热储能容量时，总投资成本为电/热单位容量投资成本与配置容量乘积之和；当进行风电/光伏和电/热储能容量联合优化时，总投资成本还应该加上风电和光伏单位投资成本与配置容量乘积。

系统运维成本和折旧成本分别为

$$\begin{cases} C_{\text{om}} = C_{\text{cap}} \gamma_0 \\ C_{\text{de}} = C_{\text{cap}} (1 - \gamma_r) / m \end{cases} \quad (4)$$

式中： γ_0 为运维成本系数； γ_r 为残值系数。

上层模型考虑的约束条件包括规划上下限约束和储能时长约束，具体如下。

1) 容量上下限约束为

$$\begin{cases} 0 \leq C_B \leq C_B^{\text{max}} \\ 0 \leq E_B \leq E_B^{\text{max}} \\ 0 \leq E_S \leq E_S^{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： C_B 为储能电站装机容量（逆变器容量）； E_B 为储能电站电池容量； E_S 为储热装置容量； C_B^{max} 、 E_B^{max} 和 E_S^{max} 分别为储能电站最大装机容量、储能电站最大电池容量、储热装置最大容量。

2) 储能时长约束为

$$\begin{cases} E_B = N_B C_B \\ N_B \geq \underline{N}_B \end{cases} \quad (6)$$

式中： N_B 为储能电站的储电时长，为整数优化变量； \underline{N}_B 为储能电站的最低储电时长。

1.3 下层优化模型

下层优化模型以多能互补发电系统供电总缺额最小为优化目标，即

$$\min \sum_{t=1}^T P_D(t) \quad (7)$$

式中： $P_D(t)$ 为时段 t 系统供电缺额。

下层模型的约束条件包括系统安全性约束和清洁性约束，以及各类装置的运行约束^[24-27]，具

体如下。

1) 外送通道容量约束为

$$P_L(t) - P_D(t) = P_W(t) + P_V(t) + P_B(t) + P_S(t), \quad \forall t \quad (8)$$

$$P_{\text{LM}}(t) \leq P_L(t) - P_D(t) \leq P_{\text{HM}}(t), \quad \forall t \quad (9)$$

$$0 \leq P_D(t) \leq \alpha P_{\text{HM}}(t), \quad \forall t \quad (10)$$

式中： $P_W(t)$ 、 $P_V(t)$ 、 $P_B(t)$ 、 $P_S(t)$ 分别为风电场、光伏电站、储能电站、光热电站在时段 t 的发电功率，均为优化变量； $P_{\text{LM}}(t)$ 、 $P_{\text{HM}}(t)$ 分别为给定的送出功率下限和上限； α 为最大供电缺口，不超过最低外送功率的比例。

2) 风电/光伏运行约束。

①发电功率范围约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_W(t) \leq \delta_w(t) C_W \\ 0 \leq P_V(t) \leq \delta_v(t) C_V \end{cases}, \quad \forall t \quad (11)$$

式中： C_W 、 C_V 分别为风电场、光伏电站容量； $\delta_w(t)$ 、 $\delta_v(t)$ 分别为风电场和光伏电站在时段 t 的理论归一化出力。

②利用率约束为

$$\sum_t [P_W(t) + P_V(t)] \geq (1 - \varepsilon) \sum_t [\delta_w(t) C_W + \delta_v(t) C_V] \quad (12)$$

式中： ε 为风电和光伏的最大弃电率。

③弃电状态约束为

$$\begin{cases} P_W(t) + P_V(t) \geq [1 - x(t)] [\delta_w(t) C_W + \delta_v(t) C_V] \\ P_W(t) + P_V(t) \leq [2 - x(t)] [\delta_w(t) C_W + \delta_v(t) C_V] - m \end{cases}, \quad \forall t \quad (13)$$

式中： $x(t)$ 为0-1决策变量，当 $x(t) = 1$ 时表示发生了弃风弃光，当 $x(t) = 0$ 时，未发生弃风弃光； m 为非常小的正数。

3) 储能电站运行约束

①充放电功率范围约束为

$$\begin{cases} P_B(t) = P_B^{\text{dc}}(t) - P_B^{\text{ch}}(t) \\ 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq u_B^{\text{dc}}(t) C_B \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq u_B^{\text{ch}}(t) C_B \end{cases}, \quad \forall t \quad (14)$$

式中： $P_B^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_B^{\text{dc}}(t)$ 分别为储能电站在时段 t 的充/放电功率； $u_B^{\text{ch}}(t)$ 、 $u_B^{\text{dc}}(t)$ 分别为储能电站在时段 t 的充/放电状态，均为0-1变量。以上均为优化变量。

②充放电状态约束为

$$u_B^{\text{dc}}(t) + u_B^{\text{ch}}(t) \leq 1, \quad \forall t \quad (15)$$

③荷电状态约束为

$$S_B(t+1) = S_B(t) + \gamma_B^{\text{ch}} P_B^{\text{ch}}(t) - P_B^{\text{dc}}(t)/\gamma_B^{\text{dc}}, \forall t \quad (16)$$

式中： $S_B(t)$ 为储能电站在时段 t 的蓄电量，为优化变量； γ_B^{ch} 、 γ_B^{dc} 分别为储能电站的充/放电效率。

④储能容量范围约束为

$$0 \leq S_B(t) \leq E_B, \forall t \quad (17)$$

⑤储能充放电策略约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq [1-x(t)]C_B \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq x(t)C_B \end{cases}, \forall t \quad (18)$$

式(18)可约束储能电站在发生弃风弃光时进行充电，避免弃风弃光时进行不合理放电。

4) 光热电站及储热系统运行约束

①集热器热量平衡约束为

$$H_S^{\text{in}}(t) = H_S^{\text{cf}}(t) + H_S^{\text{ch}}(t), \forall t \quad (19)$$

式中： $H_S^{\text{in}}(t)$ 为光热电站在时段 t 的理论输入功率； $H_S^{\text{cf}}(t)$ 、 $H_S^{\text{ch}}(t)$ 分别为光热电站在时段 t 的弃热功率和储热功率，为优化变量。

$$H_S^{\text{in}}(t) = C_S \eta_m \eta_S \delta_S^{\text{in}}(t), \forall t \quad (20)$$

式中： C_S 为光热电站装机容量； η_m 、 η_S 分别为太阳倍数和光热电站的热-电转换效率； $\delta_S^{\text{in}}(t)$ 为光热电站归一化输入功率。

②储热/放热功率范围约束为

$$\begin{cases} 0 \leq H_S^{\text{ch}}(t) \leq C_S \eta_m \eta_S \\ 0 \leq H_S^{\text{dc}}(t) \leq C_S \eta_m \eta_S \end{cases}, \forall t \quad (21)$$

式中： $H_S^{\text{dc}}(t)$ 为储热装置的放热功率，为优化变量。

③热-电功率转化约束为

$$P_S(t) = \eta_S H_S(t), \forall t \quad (22)$$

式中： $H_S(t)$ 为光热电站的发电热功率，为优化变量。

④发电功率范围约束为

$$u_S(t) \delta_S^{\text{min}} C_S \leq P_S(t) \leq u_S(t) \delta_S^{\text{max}} C_S, \forall t \quad (23)$$

式中： $u_S(t)$ 为光热电站在时段 t 的运行状态，为0-1优化变量； δ_S^{max} 、 δ_S^{min} 分别为光热电站的最大和最小技术出力。

⑤发电热量平衡约束为

$$H_S^{\text{dc}}(t) = H_S(t), \forall t \quad (24)$$

⑥运行状态逻辑约束为

$$\begin{cases} u_S(t) - u_S(t-1) - v_S(t) \leq 0 \\ u_S(t) - v_S(t) \geq 0 \end{cases}, \forall t \quad (25)$$

式中： $v_S(t)$ 为光热电站在时段 t 的启机状态，为0-1优化变量。

⑦储热装置容量范围约束为

$$\begin{cases} 0 \leq S_S(t) \leq E_S \\ S_S(t+1) = S_S(t) + \gamma_S^{\text{ch}} H_S^{\text{ch}}(t) - H_S^{\text{dc}}(t)/\gamma_S^{\text{dc}}, \forall t \end{cases} \quad (26)$$

式中： $S_S(t)$ 为储热装置在时段 t 储热量，为优化变量； γ_S^{ch} 、 γ_S^{dc} 分别为光热电站的储热和放热效率。

2 模型求解算法

2.1 下层优化模型的线性化处理

下层优化模型的式(13)、式(14)和式(18)中均有连续变量和0-1变量相乘的非线性约束，在求解之前需要进行线性化处理。针对式(13)，本文采用大 M 法进行线性化^[22]，即

$$\begin{cases} P_W(t) + P_V(t) \geq [\delta_W(t)C_W + \delta_V(t)C_V] - x(t)M \\ P_W(t) + P_V(t) \leq 2[\delta_W(t)C_W + \delta_V(t)C_V] - m \\ P_W(t) + P_V(t) \geq 0 \\ P_W(t) + P_V(t) \leq [\delta_W(t)C_W + \delta_V(t)C_V] - m + [1-x(t)]M \end{cases}, \forall t \quad (27)$$

式中： M 为足够大的常数。

式(14)的等效线性化形式为

$$\begin{cases} P_B(t) = P_B^{\text{dc}}(t) - P_B^{\text{ch}}(t) \\ 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq u_B^{\text{dc}}(t)C_B^{\text{max}} \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq u_B^{\text{ch}}(t)C_B^{\text{max}}, \forall t \\ 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq C_B \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq C_B \end{cases} \quad (28)$$

式(18)的等效线性化形式为

$$\begin{cases} 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq [1-x(t)]C_B^{\text{max}} \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq x(t)C_B^{\text{max}}, \forall t \\ 0 \leq P_B^{\text{dc}}(t) \leq C_B \\ 0 \leq P_B^{\text{ch}}(t) \leq C_B \end{cases} \quad (29)$$

2.2 双层优化模型的求解

本文所提双层模型为混合整数双层规划模型，其中上层变量为连续变量，下层变量中含有0-1变量与连续变量，所以模型具有较强的非凸性，难以直接进行求解，需要考虑将模型转化后通过构造启发式算法进行求解^[28]。

2.2.1 模型单层化处理

为了表述简洁，将本文模型以如下形式重述。

$$\left\{ \begin{array}{l} \max c_x^T x + c_y^T y \\ G_1 x \leq p \\ G_2 x = q \\ y \in \arg \min_y \{d^T y : A_1 x + B_1 y \leq a, \\ A_2 x + B_2 y = b, \\ y_j \text{ integer } \forall j \in J_y\} \end{array} \right. \quad (30)$$

式中： x 表示上层变量，包括 C_B 、 E_B 和 E_S ； y 表示下层变量，包括 $P_L(t)$ 、 $P_D(t)$ 、 $P_W(t)$ 、 $P_V(t)$ 、 $P_B(t)$ 、 $P_S(t)$ 、 $x(t)$ 、 $P_B^{dc}(t)$ 、 $P_B^{ch}(t)$ 、 $u_B^{dc}(t)$ 、 $u_B^{ch}(t)$ 、 $S_B(t)$ 、 $H_S^{cr}(t)$ 、 $H_S^{ch}(t)$ 、 $H_S^{dc}(t)$ 、 $H_S(t)$ 、 $u_S(t)$ 、 $v_S(t)$ 和 $S_S(t)$ ； c_x 和 c_y 为上层目标函数的系数，分别为成本系数和收益系数，对应式(1)； G_1 和 G_2 分别为上层约束的系数； p 和 q 为上层约束中的已知量； d 为下层目标函数的系数； A_1 、 B_1 、 A_2 、 B_2 为下层约束的系数； a 、 b 分别为下层约束中的已知量； J_y 为下层变量中为整数变量的下标集合。

引入值函数 $\Phi(x)$ ，用于表示对于给定的上层变量 x^* 下层问题的最优值，其值函数可表示为

$$\Phi(x^*) := \min_y \{d^T y : B_1 y \leq b - A_1 x^*, \\ B_2 y = b - A_2 x^*, \\ y_j \text{ integer}, \forall j \in J_y\} \quad (31)$$

通过值函数即可将原模型等价转化为如下单层模型的形式。

$$\max_{x,y} c_x^T x + c_y^T y \quad (32)$$

$$G_1 x \leq p \quad (33)$$

$$G_2 x = q \quad (34)$$

$$A_1 x + B_1 y \leq a \quad (35)$$

$$A_2 x + B_2 y = b \quad (36)$$

$$y_j \text{ integer}, \forall j \in J_y \quad (37)$$

$$d^T y \leq \Phi(x) \quad (38)$$

去掉单层模型中的约束(式(38))，即可得到模型的高点松弛(high-point relaxation, HPR)，HPR问题是一个混合整数线性规划问题，显然HPR问题的可行域中的点 (x,y) 同时满足上下层问题的约束，所以HPR问题的最优解即为原模型最优解的上界。

2.2.2 求解算法

模型的求解算法基于分支定界算法框架实

现，分支定界算法的基本思想是通过将问题空间划分成若干个子问题，并通过限界和剪枝来减少搜索空间，从而找到最优解，目前大部分针对整数规划问题的求解器都是基于分支定界算法框架的^[29-30]。本算法在求解HPR问题的分支定界算法框架下，通过调用Gurobi求解器的Callback接口实现动态判断解的双层可行性以及更新双层最优解，具体算法步骤如下。

1) 初始化双层最优目标函数值为0；

2) 判断求解HPR问题的分支定界算法是否结束分支，若结束，则当前双层最优解即为双层模型的近似最优解，算法结束。否则，进行步骤3)；

3) 令 (x^*, y^*) 为当前节点的解，计算值函数 $\Phi(x^*)$ ，并判断不等式 $d^T y^* \leq \Phi(x^*)$ 是否成立，若不成立，则进行步骤4)。若成立，则说明 (x^*, y^*) 为双层模型的可行解，若 (x^*, y^*) 对应目标函数值更好，则更新双层最优目标函数值，跳转到步骤2)；

4) 令HPR问题中的 $x = x^*$ 得到受限HPR问题 $\overline{\text{HPR}}$ ，向 $\overline{\text{HPR}}$ 中添加约束 $d^T y \leq \Phi(x^*)$ 并求解，得到双层可行解 (x^*, \hat{y}) ，若 (x^*, \hat{y}) 对应目标函数值更好，则更新双层最优目标函数值，跳转到步骤2)。

3 算例验证

3.1 参数设置

基于中国西部某多能互补基地数据开展仿真测试，多能互补系统中风电、光伏和光热电站装机容量分别为2000 MW、2000 MW和500 MW，风电和光伏年资源小时数分别为2246 h和1681 h。基于12个典型日作为算例中生产模拟计算的输入场景，时间分辨率为1 h。参照西部地区燃煤标杆电价，设置系统售电价格为0.3元/(kW·h)。系统外送通道额定容量为1800 MW，为保证晚高峰可靠供电能力，设置全天时段的最低外送功率为：每天17:00—20:00时段为900 MW，其余时段为500 MW，设置各时段最大供电缺口不超过最低外送功率的1%，其他参数见表1。

3.2 仿真分析结果

3.2.1 基础场景结果

通过优化计算得到多能互补发电系统电/热储能配置结果如表2所示。图2展示了12个典型日下的系统电力平衡图，系统弃风和弃光主要发生

表 1 系统参数
Table 1 System parameters

参数名称	数值
风电场单位装机投资成本/(万元·MW ⁻¹)	600
光伏电站单位装机投资成本/(万元·MW ⁻¹)	450
储能电站单位装机投资成本/(万元·MW ⁻¹)	50
储能电站单位容量投资成本/(万元·(MW·h) ⁻¹)	200
光热电站单位装机投资成本/(万元·MW ⁻¹)	3000
储热装置单位容量投资成本/(万元·(MW·h) ⁻¹)	30
风电和光伏最大弃电率/%	5
储能电站充电效率	0.94
储能电站放电效率	0.94
光热电站的热-电转换效率	2.4
光热电站的储热效率	0.98
光热电站的放热效率	0.98

表 2 基础场景优化结果
Table 2 Optimization results of basic scenario

参数	优化结果
系统年净收益/万元	79963
储能装机容量/MW	291
储能电池容量/(MW·h)	582
储能电池时长/h	2
光热储热容量/(MW·h)	6820
储热时长/h	5.7
系统供电缺额/(MW·h)	393.0
风电利用率/%	95.7
光伏利用率/%	96.6

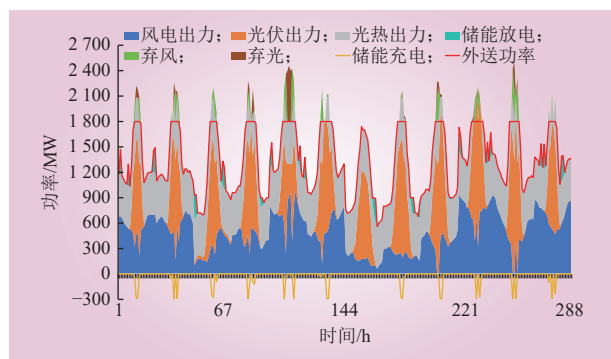


图 2 基础场景系统电力平衡图

Fig. 2 System power balance diagram of basic scenario

在午间 11:00—14:00, 此时储能电站通过充电消纳新能源弃电, 并在夜间新能源出力较低时进行放电。光热电站利用其储热调节能力, 在午间减

少出力, 为风电和光伏预留消纳空间, 并在夜间进行发电满足晚高峰的最低供电功率需求。

在求解算法有效性验证方面, 通过前述分析可知通过值函数可以将双层模型等价转化为单层模型, 而单层模型 HPR 问题的最优解为原模型最优解的上界, 所以可以通过比较构造启发式算法所求得的近似最优解与最优解上界, 以衡量解的质量。如表 3 所示, 其中系统年净收益优化的结果与最优解上界相差在 0.03% 以内, 并且所提方法计算耗时为 8.1 s, 所以通过构造启发式算法所求得的解的质量和计算效率均在可接受的范围内。

表 3 优化结果与 HPR 问题最优解对比
Table 3 Comparison between optimization results and the optimal solution of HPR problem

方法	系统年净收益/万元	系统供电缺额/(MW·h)	计算耗时/s
所提方法	79963	393.0	8.1
HPR问题最优解	79964	1916.3	0.1

3.2.2 储能电池时长的敏感性分析

本节研究不同储能电池时长下, 系统容量配置结果的变化情况。系统年净收益与供电缺额量的优化结果如图 3 所示, 储能容量配置优化结果如图 4 所示。结果显示, 在储能时长为 2 h 时系统年净收益最大, 此时系统储能容量配置为 291 MW/582 MW·h, 随着储能电池时长的增加, 储能的电池容量呈上升趋势, 光热电站储热装置的容量始终为 6820 MW·h 不变, 风电和光伏的利用率均保持在 95% 和 96% 以上, 系统供电缺额下降到

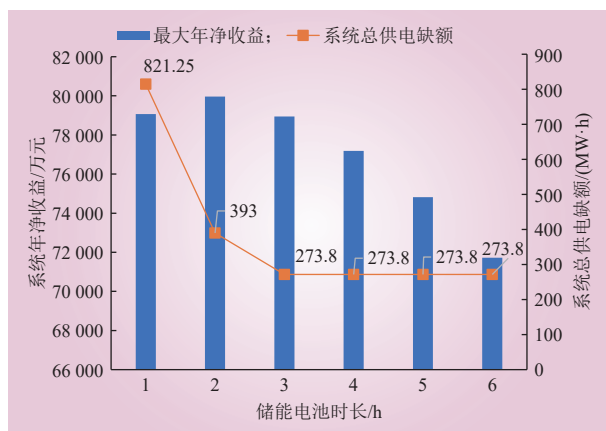


图 3 不同储能电池时长的系统年净收益与供电缺额量

Fig. 3 Annual net income and power supply shortage for systems with different energy storage battery durations

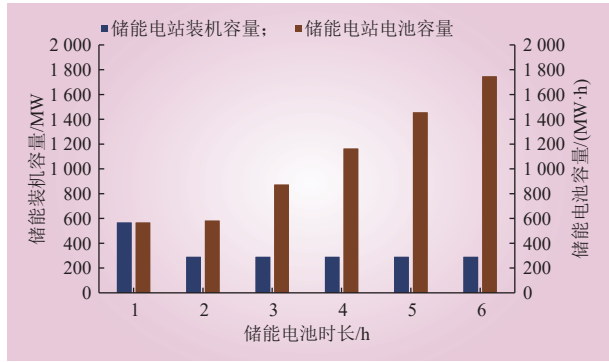


图 4 不同储能电池时长储能容量配置优化结果

Fig. 4 Results of energy storage capacity optimization for different battery durations

273.8 MW·h 后保持不变。因此，从最大年净收益的角度来看，在配置电池储能时以 2 h 储能时长为最优。

3.2.3 风光储容量同时优化结果

本节研究风光储容量联合优化对配置结果的影响，结果如表 4 所示。通过对比基础场景的优化结果可以发现，同时优化风光储装机可以较仅优化储能提高系统年净收益，并且风电装机规模大于光伏，储能装机也增加，光热电站储热容量减少，新能源利用率增加了 2.9 个百分点，这说明通过优化风光储容量联合优化可以更好地挖掘风光互补作用，实现风光互补匹配，增加外送电量，并提高了运营收益。

表 4 优化风光装机与固定风光装机的结果对比
Table 4 Comparison between optimized wind-solar installations and fixed wind-solar installations

参数	优化风光装机	固定风光装机
系统年净收益/万元	99009	79963
风电装机容量/MW	3421	2000
光伏装机容量/MW	579	2000
储能装机容量/MW	332	291
储能电池容量/(MW·h)	664	582
光热储热容量/(MW·h)	6312	6820
储热时长/h	5.3	5.7
系统供电缺额/(MW·h)	1095	393
风电利用率/%	99.5	95.7
光伏利用率/%	95.5	96.6
新能源利用率/%	99.0	96.1

3.2.4 外送功率下线的敏感性分析

本节研究不同系统外送功率下限对容量优化

配置结果的影响。图 5 展示了各场景下外送功率下线的曲线，优化结果如表 5 所示。可以发现随着外送功率下限的增加，系统年净收益逐渐从 81849 万元减少到 64174 万元，储能装机和储能电池容量呈增大的趋势，储热容量维持在 6820 MW·h 不变，系统供电缺额逐渐从无缺口增加到 2433 MW·h，供电缺额时段数量增至 243 h。为完全消除这些供电缺口，系统需要配置更大规模的储能，而这会大大降低系统的投资经济性。需要在投资经济性和供电可靠性之间进行折中，以外送功率下限 500 MW 为基础场景配置电/热储能容量，得到的优化配置结果即为折中后的相对最优解。

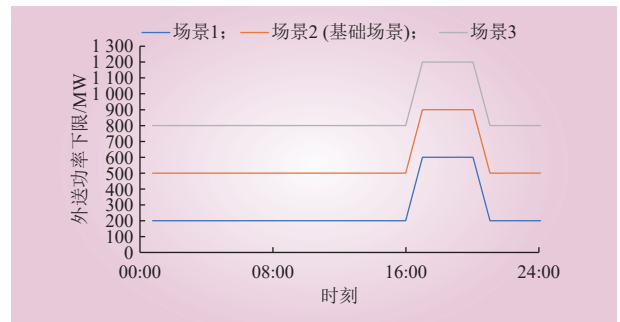


图 5 不同场景下外送功率下线的曲线

Fig. 5 Curve of the lower limit of external power transmission in different scenarios

表 5 不同外送功率下限场景下的优化结果
Table 5 Optimal results under different lower limit scenarios of external power transmission

参数	场景1	场景2 (基础场景)	场景3
系统年净收益/万元	81849	79963	64174
储能装机容量/MW	98	291	1181
储能电池容量/(MW·h)	196	582	2362
光热储热容量/(MW·h)	6820	6820	6820
储热时长/h	5.7	5.7	5.7
供电缺额量/(MW·h)	0	393	2433
供电缺额时长/h	0	61	243

3.2.5 供电缺额系数的敏感性分析

本节研究最大供电缺额大小对系统容量配置结果的影响，设置各场景下最大供电缺额不超过最低外送功率的比例为 0.1%~5%，结果如表 6 所示。随着最大供电缺额比例的增加，系统年净收益逐渐增加，储能容量配置逐渐减少，光热储热容量保持不变。随着所允许的最大供电缺额增

表 6 不同供电缺额系数下的优化结果
Table 6 Optimal results under different power supply shortage coefficients

参数	0.001	0.005	0.01 (基础场景)	0.02	0.05
系统年净收益/万元	79884	79919	79963	80051	80314
储能装机容量/MW	299.1	295.5	291	282	255
储能电池容量/(MW·h)	598.2	591	582	564	510
储能电池时长/h	2	2	2	2	2
光热储热容量/(MW·h)	6820	6820	6820	6820	6820
光热储热时长/h	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
系统供电缺额/(MW·h)	27.4	136.9	393.0	907.6	2451.6

大，系统所需配置的储能装置容量需求逐渐减少，从而降低了系统投资成本，使得系统年净收益增长了 0.5%，但供电缺口电量增加了 88 倍。因此，允许系统出现一定的供电缺口可以增加系统收益，但是需要在系统收益和保供需求之间进行平衡。

4 结论

针对风电/光伏/光热/储能多能互补发电系统，本文提出了一种基于双层规划的电/热储能容量联合优化方法，并提出了基于值函数和分支定界相结合的启发式求解算法。算例针对典型的多能互补发电系统开展仿真测试，主要结论如下。

1) 所建立的双层优化模型可以兼顾多能互补发电系统的投资经济性、发电清洁性和供电可靠性，在有效降低外送供电不足的同时，提高系统运行经济性并实现风光资源的高效消纳；所提出的求解算法具有较好的计算收敛性，与最优解上界相差 0.03%，能够满足双层优化模型高效求解的需求。

2) 通过灵敏度分析可以得到，仅优化储能时，系统年净收益在储能电池的储能时长为 2 h 时达到最大；风光储容量联合优化可以更好的挖掘风光互补作用，实现风光互补匹配，新能源利用率提升 2.9 个百分点，增加外送电量并提高了运营收益。

3) 在无常规电源支撑的情况下，多能互补发电系统需要配置较大规模储能来满足晚高峰时段稳定可靠供电的需求，降低了系统的经济性；若

允许系统最大供电缺额不超过最低外送功率的比例由 0.1% 增至 5%，系统年净收益可增长 0.5%，但供电缺口电量也增加了 88 倍，因此需要在投资经济性和供电可靠性之间进行折中。

随着氢能技术的不断发展，未来多能互补发电系统将向电/热/氢等多类型混合储能的形式发展，在下一步研究中将开展相关的研究工作。

参考文献：

- [1] 国家能源局. 关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补工作方案的通知[R]. 北京: 国家能源局, 2023.
- [2] 文云峰, 杨伟峰, 汪荣华, 等. 构建 100% 可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6): 1843–1856.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, WANG Ronghua. Review and prospect of toward 100% renewable energy power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(6): 1843–1856.
- [3] HAN Z X, FANG D B, YANG P W, *et al.* Cooperative mechanisms for multi-energy complementarity in the electricity spot market[J]. Energy economics, 2023, 127: 107108.
- [4] 潘尔生, 李晖, 肖晋宇, 等. 考虑大范围多种类能源互补的中国西部清洁能源开发外送研究[J]. 中国电力, 2018, 51(9): 158–164.
PAN Ersheng, LI Hui, XIAO Jinyu, *et al.* Research on the development and transmission of clean energy in western china considering wide range coordination of multi-energy[J]. Electric Power, 2018, 51(9): 158–164.
- [5] 熊文, 刘育权, 苏万煌, 等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1): 118–126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuan, *et al.* Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 118–126.
- [6] 付文龙, 卓庆澳, 吴月超, 等. 多能互补提供频率支撑的储能容量分布鲁棒规划方法[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 282–297.
FU Wenlong, ZHUO Qingao, WU Yuechao, *et al.* Distributed robust planning for energy storage capacity with multi-energy complementarity providing frequency support[J]. Power system technology, 2024, 48(1): 282–297.
- [7] ZHU Z, ZHANG D, MISCHKE P, *et al.* Electricity generation costs of concentrated solar power technologies in China based on operational plants[J]. Energy, 2015, 89: 65–74.
- [8] 刘永前, 梁超, 阎洁, 等. 风-光伏电站中储能系统混合最优配置及其

- 经济性研究[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 143–150.
- LIU Yongqian, LIANG Chao, YAN Jie, *et al.* Optimal configuration and economic study of hybrid energy storage system in wind and solar power plants[J]. *Electric Power*, 2020, 53(12): 143–150.
- [9] 杜尔顺, 张宁, 康重庆, 等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(21): 5765–5775.
- DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, *et al.* Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(21): 5765–5775.
- [10] 屈小云, 吴鸣, 李奇等. 多能互补综合能源系统综合评价研究进展综述[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 153–163.
- QU Xiaoyun, WU Ming, LI Qi, *et al.* Review on comprehensive evaluation of multi-energy complementary integrated energy systems[J]. *Electric power*, 2021, 54(11): 153–163.
- [11] QI Y C, HU W, DONG Y, *et al.* Optimal configuration of concentrating solar power in multi energy power systems with an improved variational autoencoder[J]. *Applied Energy*, 2020, 274: 115124.
- [12] 王永利, 向皓, 郭璐, 等. 面向多能互补的分布式光伏与电氢混合储能规划优化研究[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 564–576.
- WANG Yongli, XIANG Hao, GUO Lu, *et al.* Research on planning optimization of distributed photovoltaic and electro-hydrogen hybrid energy storage for multi-energy complementarity[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(2): 564–576.
- [13] STARKE A R, CARDENIL J M, Escobar R, *et al.* Multi-objective optimization of hybrid CSP+PV system using genetic algorithm[J]. *Energy*, 2018, 147: 490–503.
- [14] ZHANG X J, ELIA CAMPANA P, BI X J, *et al.* Capacity configuration of a hydro-wind-solar-storage bundling system with transmission constraints of the receiving-end power grid and its techno-economic evaluation[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 270: 116177.
- [15] ZHANG H Y, LIAO K, YANG J W, *et al.* Frequency-constrained expansion planning for wind and photovoltaic power in wind-photovoltaic-hydro-thermal multi-power system[J]. *Applied Energy*, 2024, 356: 122401.
- [16] HUANG W J, ZHANG N, YANG J W, *et al.* Optimal configuration planning of multi-energy systems considering distributed renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(2): 1452–1464.
- [17] 寇凌峰, 季宇, 吴鸣等. 多能互补系统全寿命周期优化配置方法[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 75–82.
- KOU Lingfeng, JI Yu, WU Ming, *et al.* Optimal configuration of multi-energy complementary system considering full life cycle[J]. *Electric Power*, 2020, 53(12): 75–82.
- [18] 刘树桦, 王建学, 李清涛. 多能互补复合电站的优化配置及其在系统电源规划中的应用[J]. 电网技术, 2021, 45(8): 3006–3015.
- LIU Shuhua, WANG Jianxue, LI Qingtao, *et al.* Optimal configuration of multi-energy complementary composite power plant and its application in generation expansion planning[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(8): 3006–3015.
- [19] 崔杨, 于世鹏, 王学斌, 等. 考虑系统调峰需求与光热电站收益平衡的储热容量优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(22): 8745–8754.
- CUI Yang, YU Shipeng, WANG Xuebin, *et al.* Optimal configuration of heat storage capacity considering the balance between system peak shaving demand and concentrating solar power plant revenue[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(22): 8745–8754.
- [20] 邵志芳, 张东强. 基于合约负荷曲线的多能互补电力系统容量优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1757–1767.
- SHAO Zhifang, ZHANG Dongqiang. Capacity configuration optimization of multi-energy complementary power system based on contract load curve[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(5): 1757–1767.
- [21] 史昭娣, 王伟胜, 黄越辉, 等. 多能互补发电系统储电和储热容量分层优化规划方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3263–3271.
- SHI Zhaodi, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, *et al.* Hierarchical optimization planning for electrical energy storage and heat storage capacity planning in multi-energy complementary generation system[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3263–3271.
- [22] 安源, 郑申印, 苏瑞, 等. 风光水储多能互补发电系统双层优化研究[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 510–517.
- AN Yuan, ZHENG Shenyin, SU Rui. Research on two-layer optimization of wind-solar-water-storage multi-energy complementary power generation system[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2023, 44(12): 510–517.
- [23] LI Z Y, SHAHIDEHPOUR M. Privacy-preserving collaborative operation of networked microgrids with the local utility grid based on enhanced benders decomposition[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(3): 2638–2651.
- [24] ZHU Z A, WANG L L, WANG X, *et al.* Complementary operations of multi-renewable energy systems with pumped storage[J]. *CSEE*

- Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(5): 1866–1880.
- [25] ZHANG H X, LU Z X, HU W, *et al.* Coordinated optimal operation of hydro–wind–solar integrated systems[J]. *Applied Energy*, 2019, 242: 883–896.
- [26] 孙志媛, 彭博雅, 孙艳. 考虑多能互补的电力电量平衡优化调度策略 [J]. *中国电力*, 2024, 57(1): 115–122.
- SUN Zhiyuan, PENG Boya, SUN Yan. Optimal dispatch strategy of power and electricity balance based on multi-energy complementation[J]. *Electric Power*, 2024, 57(1): 115–122.
- [27] 叶林, 屈晓旭, 么艳香, 等. 风光水多能互补发电系统日内时间尺度运行特性分析 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(4): 158–164.
- YE Lin, QU Xiaoxu, YAO Yanxiang, *et al.* Analysis on intraday operation characteristics of hybrid wind-solar-hydro power generation system[J]. *Automation of Electric Power System*, 2018, 42(4): 158–164.
- [28] KLEINERT T, LABBÉ M, LJUBIĆ I, *et al.* A survey on mixed-integer programming techniques in bilevel optimization[J]. *EURO Journal on Computational Optimization*, 2021, 9: 100007.
- [29] AUGUSTO A A, DO COUTTO FILHO M B, DE SOUZA J C S, *et al.* Branch-and-bound guided search for critical elements in state estimation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(3): 2292–2301.
- [30] HE C, LV Y F, MARTINI H, *et al.* A branch-and-bound approach for estimating covering functionals of convex bodies[J]. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 2023, 196(3): 1036–1055.



李 湃

作者简介:

李湃 (1988), 男, 通信作者, 博士, 高级工程师 (教授级), 从事新能源调度运行技术研究, E-mail: lipai@epri.sgcc.com.cn;

卢慧 (1993), 女, 博士, 工程师, 从事新能源调度运行技术研究, E-mail: luhui@epri.sgcc.com.cn;

李驰 (1990), 男, 高级工程师, 从事新能源调度运行技术研究, E-mail: lich@epri.sgcc.com.cn.

(责任编辑 许晓艳)

Bi-level Capacity Optimization for Battery/Thermal Energy Storage System in Multi-energy Complementary Power Generation System

LI Pai¹, LU Hui¹, LI Chi¹, DU Hongbo²

(1. State Key Laboratory of Renewable Energy Grid-Integration (China Electric Power Research Institute), Beijing 100192, China;

2. Guo Ke Optimization Technology Ltd., Beijing 100089, China)

Abstract: Multi-energy complementary power generation system can fully utilize the complementary advantages of wind-PV-thermal-battery sources and improve energy efficiency. It is of great significance for the construction of low-carbon new power system. Capacity coordinated optimization of battery/thermal energy storage in multi-energy complementary power generation system can reduce the investment costs of power system, and improve the utilization rate of renewable energy and continuous power supply. In this paper, multi-energy complementary power generation system with wind-PV-thermal-battery sources is studied, and a bi-level capacity coordinated optimization model of this system is established. The upper-level model optimizes the capacity of battery/thermal energy storage with the maximum annual net income of this system. The lower-level model optimizes the power shortage in this system, and optimize the generation operation status of this system by considering the constraints such as continuous power supply, wind-PV-thermal-battery sources operation, utilization rate of renewable energy, etc. To solve this bi-level model, a linearization method for nonlinear constraints model is proposed, and a heuristic algorithm based on the combination of value function and branch-bound is designed to obtain the efficient solution. Based on a typical example of multi-energy complementary power generation system, the experimental results verify the effectiveness of the proposed bi-level model and algorithm.

This work is supported by Research and Development Project of China Electric Power Research Institute (Research on Flexible Resource Optimization Planning Method Integrating Deep Learning and Optimization Decision Algorithm, No.NY83-21-006).

Keywords: multi-energy complementary power generation system; battery/thermal energy storage; capacity optimization; bi-level; heuristic algorithm