

弃电热储能光伏-光热复合发电系统技术经济性分析

刘佳佳¹, 巨星^{2*}

(1. 国家节能中心, 北京市 西城区 100045; 2. 电站能量传递转化与系统教育部
重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206)

Techno-Economic Analysis of Photovoltaic-Concentrating Solar Power Hybrid System for Thermal Energy Storage of Electricity Curtailment

LIU Jiajia¹, JU Xing^{2*}

(1. National Energy Conservation Center, Xicheng District, Beijing 100045, China; 2. Key Laboratory of Power Station Energy Transfer Conversion and System of Ministry of Education (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China)

摘要:【目的】光伏-聚光太阳能发电(photovoltaic-concentrating solar power, PV-CSP)复合系统结合了PV低成本和CSP高可调度性的优势,但同时也面临弃电和储能利用率低的普遍问题。为实现PV弃电热转化储能利用,提出了一种配置电加热(electric heater, EH)装置的PV-CSP复合系统(PV-CSP-EH)。【方法】通过构建PV-CSP-EH复合系统准稳态模型,以1 h为时间间隔分析了系统全年运行特性。通过参数分析和帕累托寻优模型,得到了不同系统配置下的性能变化规律和平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)最优参数。【结果】PV-CSP-EH复合系统全年发电量和渗透率比传统PV-CSP复合系统分别提高了8.2%和16.2%;同时,其全年弃电量仅有2 GW·h,弃电回收率、转化率分别达到94.1%、35.2%;在最优配置下,其LCOE可低至0.138美元/(kW·h),比传统PV-CSP复合系统降低了6.8%。【结论】PV-CSP-EH复合系统能够提高发电量和渗透能力,显著降低弃电量,以更经济的方式优化弃风弃光问题,为构建新型电力系统作出贡献。

关键词: 光伏(PV); 聚光太阳能发电(CSP); 储能; 新型电力系统; 电加热; 弃电; 帕累托寻优; 平准化度电成本(LCOE)

ABSTRACT: [Objectives] The photovoltaic-concentrating solar power (PV-CSP) hybrid system combines the advantages of low cost of PV and high dispatchability of CSP, but it also faces the common problems of electricity curtailment and low utilization rate of energy storage. In order to realize the utilization of PV electricity rejection as the

thermal energy storage, a new type of PV-CSP hybrid system (PV-CSP-EH) integrated with an electric heater (EH) is proposed. [Methods] By constructing a quasi-steady-state model for the proposed PV-CSP-EH hybrid system, the annual operation characteristics of the system are analyzed at one-hour intervals. Through parametric analysis and Pareto optimization model, the performance variation law and the optimal parameters of levelized cost of electricity (LCOE) under different system configurations are obtained. [Results] Compared with the traditional PV-CSP hybrid system, the annual power generation and penetration of PV-CSP-EH hybrid system are increased by 8.2% and 16.2%, respectively. Moreover, the annual electricity curtailment of PV-CSP-EH hybrid system is only 2 GW·h, and its power recovery and conversion rates reach 94.1% and 35.2%, respectively. Under the optimal configuration, the LCOE of PV-CSP-EH hybrid system can be as low as \$0.138/(kW·h), which is 6.8% lower than that of the traditional PV-CSP hybrid system. [Conclusions] PV-CSP-EH hybrid system can improve the power generation and penetration capacity, significantly reduce the electricity curtailment, optimize the problem of wind and solar curtailment in a more economical way, and contribute to the construction of a new power system.

KEY WORDS: photovoltaic (PV); concentrating solar power (CSP); energy storage; new power system; electrical heater; electricity curtailment; Pareto optimization; levelized cost of electricity (LCOE)

0 引言

光伏(photovoltaic, PV)发电是太阳能发电中最有前景的技术之一^[1]。根据国际可再生能源署

基金项目: 国家自然科学基金项目(52090062)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (52090062).

(International Renewable Energy Agency, IRENA) 的数据, 截止到2023年底, 全球光伏累计装机量为1 419 GW, 中国为610 GW, 占比约为43%^[2]。同时, 光伏电池成本在近10年大幅降低, 2010—2022年, 全球光伏发电成本降低了82.9%^[3]。光伏发电已实现比火力发电更低的发电成本^[4]。但是, 太阳能等可再生资源具有随机性、波动性和间歇性, 使得电力输出不稳定并与用电需求不匹配^[5]。因此, 提高可再生能源发电系统的灵活性以实现供需匹配, 成为构建新型电力系统面临的关键问题。在此背景下, 储能的重要性作用凸显^[6]。

储能技术可实现发电侧和用户侧的电力解耦, 使得可再生能源发电具有更好的可调度性和渗透能力^[7]。对于光伏发电, 最常用的技术方案是采用电池储能系统(battery energy storage system, BESS), 其可以有效平抑光伏发电系统出力的波动性^[8-9]。对于分布式光伏发电技术, 光伏配置储电(PV-BESS)模式在近年来得到大范围推广^[10]。Koskela等^[11]从经济性角度提出了分布式PV-BESS的规模设计方法, 研究结果表明, 在分布式能源系统成本降低的基础上, 用户可以获得相对较低的用电价格。Bortolini等^[12]通过技术经济性分析, 在350 kW光伏规模和467.5 kW·h的电化学储能配置下, 获得了最低0.15欧元/(kW·h)的平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)。南亚林等^[13]以新疆20 MW光伏电站为例, 分析了不同规模储能系统的技术经济性, 结果表明, 在3 MW/6 MW·h储能配置下, 系统可以将弃光率降低11%并获得8%的收益。为实现高比例可再生能源发电的目标, 需要更大规模的商业化储能技术应用。近年来, 虽然电池储能成本显著下降, 但对于集中式光伏发电项目的储能系统, 其储能时长也基本不超过4 h^[14]。同时, 根据中电联统计, 新能源配储电站利用水平不足20%。对于10 h以上, 甚至数十小时的长时储能需求, 电池储能依然不具有成本优势。因此, 需要开发不同时长的储能技术以适应不同需求^[15]。

除光伏发电外, 聚光太阳能发电(concentrating solar power, CSP)是另一种极具发展前景的太阳能发电技术^[16-17]。通过配置成本更低的储热系统

(thermal energy storage, TES), CSP可提供持续且可调度性高的电能输出^[18]。与PV配置电化学储能系统不同, CSP电站LCOE随规模增大呈下降趋势。CSP电站可实现超过10 h甚至全天候的发电能力。目前, 由于CSP电站组成复杂, 整体建设成本高, 其LCOE(约0.158美元/(kW·h))相比于PV(约0.049美元/(kW·h))仍有差距^[3]。为了同时满足储能和成本需求, PV-CSP复合发电技术受到广泛关注^[19]。通过结合PV电站的低发电成本和CSP电站的低储能成本, PV-CSP复合发电系统具有大规模发电的优势, 并可作为实现100%可再生能源发电的潜在方案。根据国际能源署(International Energy Agency, IEA)预测, 2020—2050年, PV-CSP复合系统的LCOE将从0.15美元/(kW·h)降至0.08美元/(kW·h)^[20]。目前, 智利、摩洛哥、沙特、阿联酋、中国等国家已经开始进行商业化的PV-CSP电站建设^[21]。商业化PV-CSP电站皆具有非紧密复合特征, 即从技术上实际为PV、CSP两种独立发电系统的组合, 通过发电调度进行整合; 从研究层面来看, 难点集中于电力和运行的调度。因此, 在大规模PV-CSP复合系统中, PV电站仍然需要配置储电装置平抑供需波动^[22]。Zhai等^[23]提出一种利用储热系统完全代替储电的PV-CSP复合电站, 通过电厂规模和调度策略优化, 年发电量比传统PV-CSP系统增加了6.5%, 容量增加了4.9%。但是, 目前PV-CSP复合系统在实现高比例可再生能源发电上具有局限性, 仍无法完全避免弃电现象, 其主要原因是高比例可再生能源渗透需求导致光伏发电需要配置更高容量的电化学储能规模。因此, 储能成本过高是实现高比例可再生能源发电的主要阻碍。

为了更有效地实现PV-CSP系统复合, 需要打通PV和CSP两个独立电站间的能量传递, 用低成本的储热形式实现全系统的储能需求。Han等^[24]提出了一种新型的风-光-热-储复合发电系统, 通过增加电加热(electric heater, EH)模块, 将弃风、弃光电力进行热转化并储存于储热系统中, 用于CSP电站发电。Guo等^[25]和Ding等^[26]也分别提出了类似的电加热系统, 通过风电-光热的复合, 系统弃电率可降低41%; 结果也表明, 复合

系统采用更大规模的储热系统来消纳弃电转化热是经济可行的。

综上所述，PV 电站弃电热转化成为一条有效且可实施的路径。虽然 PV-CSP 复合电站已在国内外商业化运行，但对于增加电加热装置提升复合电站经济性的研究鲜见报道。为此，本文以张北地区辐照资源和电力需求为背景，研究在传统 PV-CSP 系统配置的基础上增加电加热熔融盐装置对系统性能的影响，为推广电加热 PV-CSP(PV-CSP-EH)复合技术、升级现有 PV-CSP 电站提供参考。

1 PV-CSP-EH 复合系统及数学模型

1.1 系统配置

本文 PV-CSP-EH 复合系统采用典型的单晶硅 PV 电站和槽式 CSP 电站复合，系统配置方式如图 1 所示。该系统主要包括 PV 发电系统、光热镜场、储热系统、CSP 系统和电加热装置。复合系统在运行过程中，PV 发电系统可以直接进行电能输出，无法被电网消纳的电能可以通过电加热装置转化为热能，从而存储于储热系统中用于热发电。

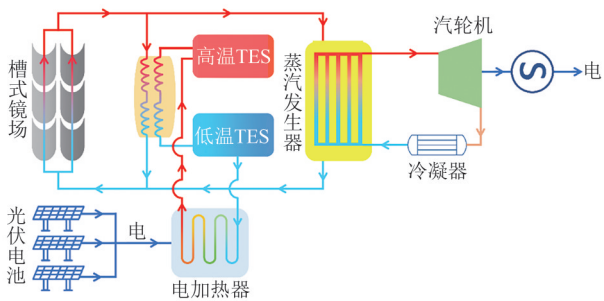


图1 PV-CSP-EH 复合系统示意图
Fig. 1 Schematic diagram of PV-CSP-EH hybrid system

1.2 数学模型

为了分析 PV-CSP-EH 复合系统的动态运行能力，本文以 1 h 为间隔建立复合系统的准稳态模型，主要包括 PV 发电系统、CSP 系统和电加热装置的数学模型。为简化计算，对模型进行以下假设：1) 电加热装置电热转换效率为 100%，且不考虑热损失；2) CSP 电站吸热器导热油进出口温度恒定，仅考虑其流量随太阳辐照度变化；3) 储

热系统不考虑实际热损失；4) 热交换系统不考虑热损失；5) PV 发电系统不考虑逆变器损失。

1.2.1 PV 发电系统模型

在 PV 发电系统中，光伏板采用天合光能生产的至尊 600 W TSM-DE20 组件，单组件额定功率为 590 W，面积为 2.83 m²，组件效率为 21.4%，温度系数为-0.34%^[27]。本文中 PV 发电系统输出总功率 P_{PV} 与单组件功率 P_c 、组件的数量 N_{PV} 有关，表达式如下：

$$P_{PV} = P_c \cdot N_{PV} \tag{1}$$

$$P_c = P_{STC} \cdot I_{\pi} / 1\,000 \cdot (1 - 0.34\% \cdot \Delta T) \tag{2}$$

式中： P_{STC} 为组件在标准测试条件下(1 000 W/m²，25 ℃)的功率； ΔT 为光伏组件运行温度 T 与标准测试温度(25 ℃)的差值； I_{π} 为辐照度。

本文中光伏组件运行温度 T 只考虑与环境温度 T_a 、辐照度 I_{π} 有关，忽略风速的影响，可用以下经验公式^[28]表示：

$$T = 0.943 \times T_a + 0.028 \times I_{\pi} \tag{3}$$

1.2.2 CSP 系统模型

槽式 CSP 系统模型主要包括镜场、吸热器、储热系统、发电模块。该系统模型典型参数来自 SEGS VI 槽式电站^[29]，如表 1 所示。

表1 SEGS VI 电站主要参数
Tab. 1 Main parameters of SEGS VI plant

参数	数值
镜场面积/m ²	188 000
聚光器类型	LS-2
太阳倍率	1.25
镜场出口温度/℃	390
汽轮机功率/MW	35
蒸汽压力/MPa	10

1) 镜场

镜场的作用在于将太阳光通过平面镜镜场反射聚焦于吸热器接收面。单位聚光器面积下接收的能流 Q_{re} 表示为

$$Q_{re} = I_{DN} \cdot \cos \theta \cdot C_{IAM} \cdot C_{Rowshadow} \cdot C_{Endloss} \cdot \eta_{opt} \tag{4}$$

式中： I_{DN} 为直接法向辐照度 (direct normal irradiance, DNI)； θ 为太阳光入射角度； C_{IAM} 为入射角修正系数； $C_{Rowshadow}$ 为阴影遮挡修正系数； $C_{Endloss}$ 为边缘溢出修正系数； η_{opt} 为聚光器光学效率(71.33%)。相关参数计算可参考文献[30]。

吸热器接收到来自镜场的总能量 Q_t 表示为

$$Q_t = Q_{re} \cdot A_m \cdot N_m \quad (5)$$

式中： A_m 为单个镜子的截面积； N_m 为镜子数量。

2) 吸热器

吸热器接收到来自镜场的能流，部分被熔融盐吸收转换成热能 Q_{ab} ，其他部分以热的形式散失到环境中，其中热损失 Q_{loss} 包含集热损失 Q_{hl} 和集热管热损失 Q_{pl} ，具体表达式^[30]如下：

$$Q_{ab} = Q_{re} - Q_{loss} \quad (6)$$

$$\begin{cases} Q_{hl} = [a_0 + a_1 T_a + a_2 T_a^2 + a_3 T_a^3 + I_{DN}(b_0 + b_1 T_a^2)]/W \\ Q_{pl} = c_1 \Delta T - c_2 \Delta T^2 + c_3 \Delta T^3 \end{cases} \quad (7)$$

式中： a_0 、 a_1 、 a_2 、 a_3 、 b_0 、 b_1 为集热损失的系数，与集热管的尺寸、介质等参数相关； c_1 、 c_2 、 c_3 为集热管热损失的系数； W 为反射镜的宽度。

3) 储热系统

储热系统为商业应用中常规的双罐熔融盐配置。由于不考虑热损失影响，在第 $n+1$ 小时储热罐的储热规模 Q_{salt}^{n+1} 表示为

$$Q_{salt}^{n+1} = Q_{salt}^n + Q_{in}^{n+1} - Q_{out}^{n+1} + Q_{ch}^{n+1} \quad (8)$$

式中： Q_{in}^{n+1} 和 Q_{out}^{n+1} 分别为第 $n+1$ 小时储热罐进、出口热能； Q_{salt}^n 为第 n 小时储热罐存储热能； Q_{ch}^{n+1} 为第 $n+1$ 小时电能通过电加热装置转化的热能。

4) 发电模块

蒸汽发生器接收到来自镜场或储热系统的热，产生过热蒸汽，推动汽轮机发电。由于发电模块不是本文的研究重点，为了简化模型，汽轮机发电效率 η_{tur} 设为定值 37.5%^[26]，因此第 $n+1$ 小时光热电站发电量 P_{CSP}^{n+1} 表示为

$$P_{CSP}^{n+1} = Q_{tur}^{n+1} \cdot \eta_{tur} \quad (9)$$

$$P_{CSP-net}^{n+1} = P_{CSP}^{n+1} - P_{op}^{n+1} \quad (10)$$

式中： Q_{tur}^{n+1} 为第 $n+1$ 小时汽轮机透平时蒸汽释放的热能； $P_{CSP-net}^{n+1}$ 为第 $n+1$ 小时光热电站的净输出功率； P_{op}^{n+1} 为第 $n+1$ 小时 CSP 电站本身的厂用电功率，由于其占据一定能耗，计算时需要考虑该损耗。对于 35 MW 的光热电站，在额定负荷运行时，厂用电功率约为 4 MW。为了简化计算，厂用电功率将根据运行负荷线性变化。

1.2.3 电加热装置模型

当 PV 发电系统产生无法消纳的电能时，电加热装置用其加热熔融盐进行热能存储。由于忽略

了热损失，第 n 小时存储的能量 Q_{ch}^n 即等于 PV 发电系统未消纳的能量 P_{vj}^n 。

1.2.4 系统模型验证

由于传统 PV 和 CSP 系统为独立运行模式，因此本文分别对其进行模型验证。图 2 为仿真数据与实测数据的对比曲线。对于 PV 发电系统，电池阵列的电力仿真输出在不同太阳辐照度下与实际测量功率^[27]吻合。对于 CSP 系统，选取的 3 个典型日分别可以体现出系统在太阳辐照强、中、弱等级下的输出性能。由图 2(b)可见，3 个典型日仿真和实际测量^[30]的总输出电能分别为 757.8 MW·h 和 753.84 MW·h，二者误差仅有 0.5%，表明仿真数据与实测数据吻合。

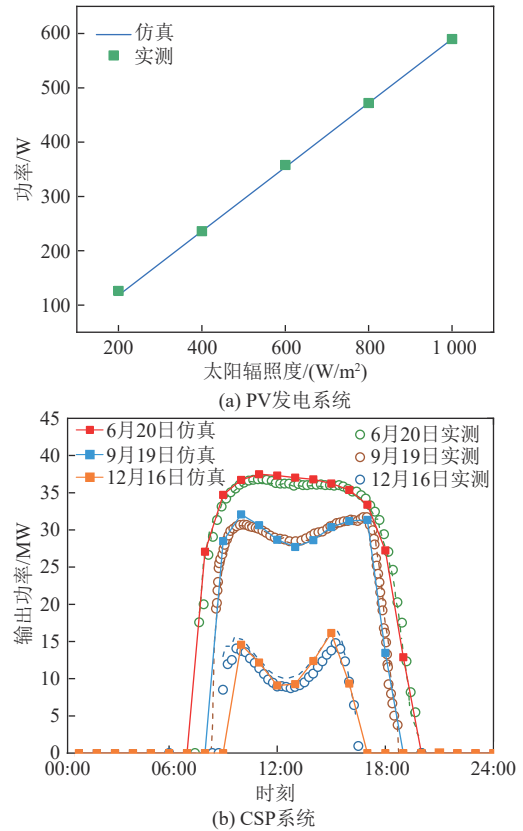


图2 PV和CSP系统模型验证曲线

Fig. 2 Model validation curves of PV and CSP systems

1.3 天气数据与负荷曲线

张北地区(41.38° N, 115.06° E)是我国光资源较好的地区之一，目前有多个国家级的风光储示范项目在此地建设。本文选取张北地区全年的典型天气数据作为PV-CSP系统的输入参数。图3为当地2015年的太阳辐照度和温度数据，全年累计

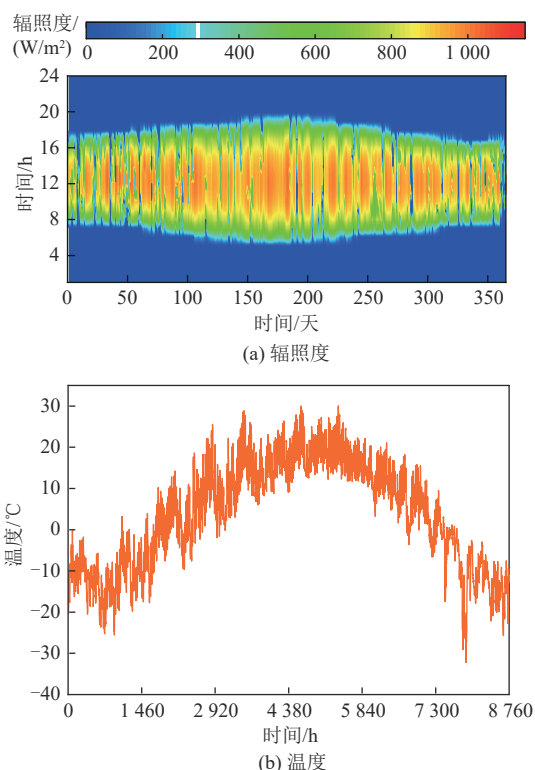


图3 张北全年天气数据

Fig. 3 Annual weather data of Zhangbei

太阳辐照量为 $1\,689\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ，平均温度为 $3.6\text{ }^\circ\text{C}$ 。

图4为张北某区域的全年电力负荷曲线^[26]。可以看出，负荷曲线呈现出夏季用电高的现象，这符合华北地区夏季电力制冷、冬季集中供暖的季节特性。

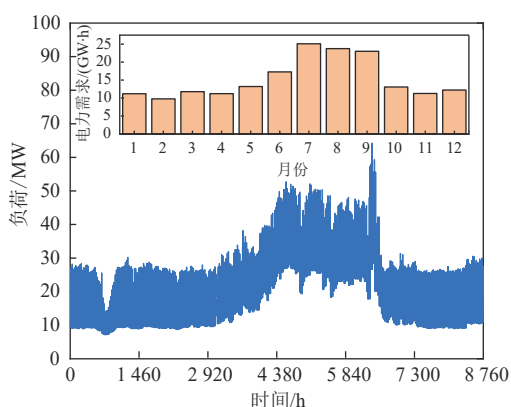


图4 张北地区电力负荷曲线

Fig. 4 Power load curve of Zhangbei

1.4 系统运行策略

PV-CSP 系统在运行时，会优先满足当时负荷需求，同时，优先考虑使用 PV 发电系统供给需求，以减少电热转换规模。由于天气和负荷数据

皆以 1 h 为间隔时间，因此在系统仿真时也采用该间隔时间。PV-CSP 系统运行策略具体如下。

1) 策略 1: 如果 PV 发电系统产生电能超过负载需求 ($P_{\text{PV}}^n > P_{\text{load}}^n$)，则电力负载需求完全由 PV 发电系统提供，CSP 镜场接收热能全部储存 ($Q_{\text{in}}^n = P_{\text{CSP}}^n / \eta_{\text{tur}}$)，剩余电能通过电加热装置进行热转换 ($Q_{\text{ch}}^n = P_{\text{PV}}^n - P_{\text{load}}^n$)；如果 TES 系统本身存储规模容纳不了该部分热能，则进行舍弃。

2) 策略 2: 如果 PV 发电系统产生电能不超过负载需求，但 PV 和 CSP 系统总电能超过负载需求 ($P_{\text{PV}}^n + P_{\text{CSP}}^n > P_{\text{load}}^n$)，则电力负载需求由 PV 和 CSP 系统提供，CSP 系统剩余热能通过储热系统进行热储存 ($Q_{\text{in}}^n = (P_{\text{CSP}}^n + P_{\text{PV}}^n - P_{\text{load}}^n) / \eta_{\text{tur}}$)。

3) 策略 3: 如果 PV 发电系统产生电能不超过负载需求，但 PV 和 CSP 系统总电能未达到负载需求 ($P_{\text{PV}}^n + P_{\text{CSP}}^n < P_{\text{load}}^n$)，则电力负载需求由 PV 和 CSP 系统提供，储热系统补充热能进行热发电 ($Q_{\text{out}}^n = (P_{\text{load}}^n - P_{\text{CSP}}^n - P_{\text{PV}}^n) / \eta_{\text{tur}}$)；如果储热系统无法满足电力空缺，则整个系统无法满足负载需求，需要电网补充。

1.5 系统评估参数

1.5.1 系统渗透能力

可再生能源发电系统的渗透率是评估其渗透能力的重要参数，定义为

$$R_p = \frac{H_{\text{SL}}}{8\,760} \cdot 100\% \quad (11)$$

式中 H_{SL} 为系统在全年运行过程中满足负载需求的小时数。

1.5.2 弃电回收评估

在 PV 发电系统运行过程中，弃电回收率定义为由电加热转化的能量 W_{ch} 占总弃电能量 W_{ij} 的比值，即

$$R_r = \frac{W_{\text{ch}}}{W_{\text{ij}}} \cdot 100\% \quad (12)$$

相对于弃电回收率，弃电转化率定义为由电加热转化的热能产生的电能 W_{che} 占总弃电能量 W_{ij} 的比值，即

$$R_t = \frac{W_{\text{che}}}{W_{\text{ij}}} \cdot 100\% \quad (13)$$

1.5.3 度电成本

为了对比不同容量配置下的系统经济性，本文采用广泛使用的 LCOE 作为评估指标，表示如下：

$$C_{LCOE} = \frac{C_{inv} + \sum_{y=1}^{N_0} \frac{A_y}{(1+i)^y}}{\sum_{y=1}^{N_0} \frac{M_{el,y}}{(1+i)^y}} \quad (14)$$

式中： C_{inv} 和 A_y 分别为总投资成本和第 y 年的运维成本； $M_{el,y}$ 为第 y 年的总发电量； i 为折损率，取值为5%； N_0 为运行年限，取值为30年^[26]。

PV-CSP-EH 复合系统的主要成本^[24,26]如表 2 所示，其中 PV 电站的占地面积可以按装机密度约为 50 MW/km²进行计算。

表2 PV-CSP-EH 复合系统的主要成本		
Tab. 2 Main costs of PV-CSP-EH hybrid system		
项目	成本项	数值
CSP	镜场成本/(美元/m ²)	235
	TES 成本/[美元/(kW·h)]	31.4
	发电机组成本/(美元/kW)	910
	辅助设备成本/(美元/kW)	90
PV	光伏组件成本/(美元/kW)	238.6
	逆变器成本/(美元/kW)	60
电加热装置	电加热成本/(美元/kW)	100
间接成本	土地成本/(美元/m ²)	2.47
	运维成本/(美元/kW)	65

2 结果与讨论

2.1 PV-CSP-EH 复合系统动态运行分析

为了对比增加电加热装置后对 PV-CSP 复合系统的影响，首先采用配置 5 h 储热的 35 MW 槽式 CSP 系统和 65 MW 的 PV 发电系统进行典型日天气下的计算。图 5 为春分日当天的天气变化，表 3 为计算参数与当日发电量。在总规模 100 MW 下，PV-CSP-EH 复合系统发电量在春分日当天比传统 PV-CSP 系统提高了 27.5%。

春分日当天 2 种 PV-CSP 复合系统的发电量变化如图 6 所示。可以看出，负载需求在一天中存在 2 个高峰(07:00—09:00 和 17:00—21:00)。对于传统 PV-CSP 复合系统，在 09:00—17:00 可完全满足负载需求，在该时段内，PV 发电量超过了负载需求，CSP 电站发电量(区域 2)直接通过储热存

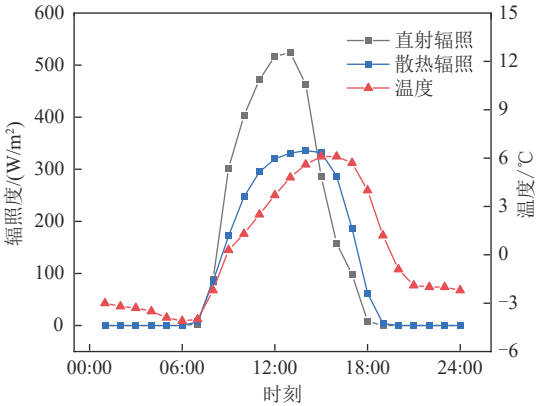


图5 春分日天气变化

Fig. 5 Weather changes on spring equinox day

表3 PV-CSP-EH 复合系统计算参数与发电量

Tab. 3 Calculation parameters and generated power of PV-CSP-EH hybrid system

项目	参数	数值
计算参数	PV 发电系统规模/MW	65
	CSP 系统规模/MW	35
	镜场倍率	1.25
	储热规模/h	5
发电量	传统发电量/(MW·h)	204.2
	电加热发电量/(MW·h)	260.3

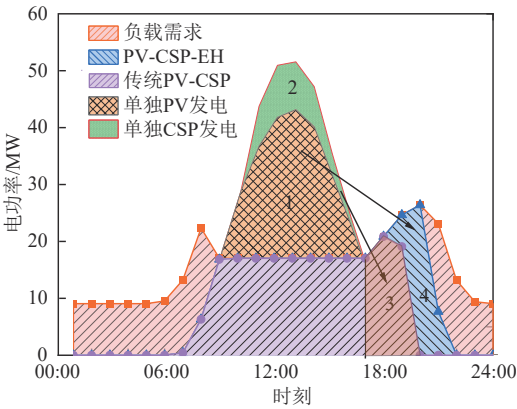


图6 春分日系统发电量变化

Fig. 6 Changes of system generated power on vernal equinox day

储。因未配置储电系统，PV 发电在满足负载需求后的剩余部分(区域 1)作为弃电丢掉。在 18:00—20:00，除了传统 PV-CSP 系统直接发电上网外，还需使用储热系统进行额外发电。即使如此，传统 PV-CSP 系统也无法完全满足负载需求，需要电网进行额外电力补充。对于 PV-CSP-EH 系统，通过电加热装置，PV 弃电(区域 1)进行了热转化，储热系统额外获得了 149.6 MW·h 的热能，可进行

约 3 h 的热发电。图 6 中区域 4 为 PV-CSP-EH 系统提升的发电量, 相比于传统 PV-CSP 系统, PV-CSP-EH 系统发电量增加了 56.1 MW·h。因此, PV-CSP-EH 系统可更长时间地满足负荷需求。

2.2 全年运行分析

采用相同的规模配置, 本文研究了传统 PV-CSP 系统和 PV-CSP-EH 系统全年动态运行情况。图 7 为 2 种复合系统各月发电量, 可以看出, PV-CSP-EH 系统每月的发电量都要高于传统 PV-CSP 系统。传统 PV-CSP 系统全年发电量为 96 GW·h, PV-CSP-EH 系统全年发电量为 103.9 GW·h, 比传统 PV-CSP 系统提高了 8.2%。经计算, 传统 PV-CSP 系统全年渗透率为 39.1%, PV-CSP-EH 系统全年渗透率为 45.5%, 比传统 PV-CSP 系统提高了 16.2%。由此可见, 在相同配置的基础上, PV-CSP-EH 系统可以明显提高发电量和渗透能力。

图 8 为 2 种复合系统各月弃电量。可以看出,

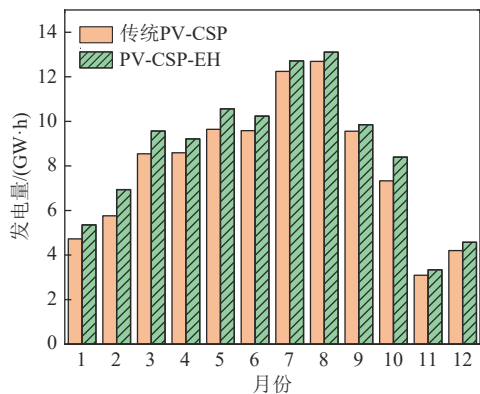


图 7 复合系统各月发电量

Fig. 7 Monthly generated power of hybrid system

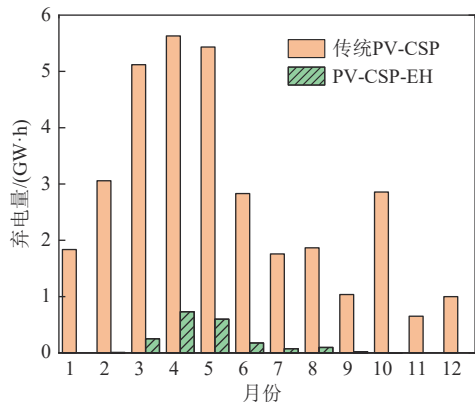


图 8 复合系统各月弃电量

Fig. 8 Monthly rejected electricity of hybrid system

在不配置储电系统情况下, 采用传统 PV-CSP 复合发电的形式, PV 发电系统全年累计有 33.1 GW·h 的电能不能被消纳。相比于传统 PV-CSP 系统, PV-CSP-EH 系统弃电量大幅降低, 全年累计弃电量仅有 2 GW·h, 这是由于在部分情况下达到了储热系统的存储上限。总体来说, PV-CSP-EH 系统的弃电回收率达到 94.1%, 弃电转化率达到 35.2%。因此, PV-CSP-EH 系统可以在不配置储电系统的情况下大幅降低弃电量, 提高消纳水平。

2.3 系统配置影响

对于 PV-CSP 系统, PV 系统和储热规模等参数会影响系统输出性能, 从而影响匹配负载需求的能力。本文通过参数调整分析系统整体输出性能的变化。需要说明的是, 本文旨在分析电加热系统性能最优的情况以及不同容量配置的影响, 因此未限制电加热器的加热功率。

2.3.1 储热规模影响

储热规模决定储热能力, 影响电加热转换热量的消纳能力。基于表 3 系统参数, 采用储热时长 1~8 h、间隔时间 0.5 h 进行计算, 图 9 为储热规模对系统输出的影响。在储热规模从 1 h 增至 5 h 时, 系统发电量提高了 25.6%, 渗透率 R_p 提高了 45.5%; 在储热规模从 5 h 增至 8 h 时, 发电量和渗透率 R_p 分别提高了 3.0% 和 5.8%。由此可见, 随着储热规模增大, 系统发电量和渗透率均明显提高。另外, 储热规模增大会增加建设成本。从弃电角度看, 在 1~5 h 和 5~8 h 两个变化范围内, 弃电量相对于 1 h 储热分别降低了 7.28、0.9 GW·h。

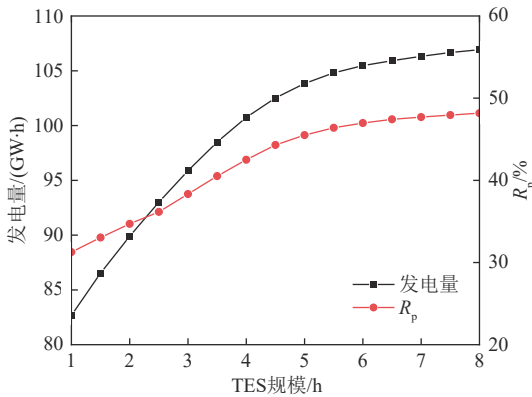


图 9 TES 规模对发电量和渗透率的影响

Fig. 9 Effect of TES capacity on generated power and permeability

2.3.2 光伏配置规模影响

保证储热参数 5 h 和光热规模 35 MW 不变，通过改变光伏规模来分析系统性能变化。图 10 为光伏装机规模参数变化下 PV-CSP-EH 系统的输出性能情况。可以看出，在光伏规模从 0 MW 增加到 150 MW 的变化过程中，系统整体发电量和渗透率 R_p 随之增大，且增长趋势逐渐放缓。

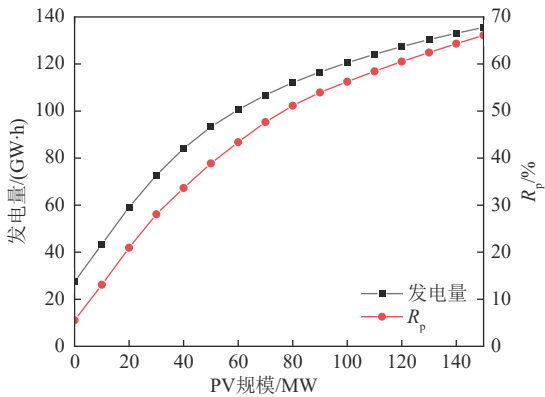


图 10 PV 规模对发电量和渗透率的影响

Fig. 10 Effect of PV capacity on generated power and permeability

2.4 复合系统经济性分析

以上研究从技术层面证明了 PV-CSP-EH 复合系统的可行性。同时，经济性分析也是系统运行可行性的重要依据。PV、CSP 以及电加热装置的容量配置都会对整个系统的输出性能和运行经济性产生重要影响。本文以度电成本为优化目标，采用帕累托最优算法得到最优参数配置。相关参数设置见表 4。

表 4 寻优模型参数配置

Tab. 4 Parameter configuration of optimization model

参数	选取范围	参数间隔
PV 功率/MW	[0, 100]	5
TES 规模/h	[1, 20]	1
EH 功率/MW	[5, 30]	5

图 11、12 分别为传统 PV-CSP 和 PV-CSP-EH 复合系统在不同配置下的度电成本变化。对于传统 PV-CSP 复合系统，最优配置如下：光伏电站功率为 50 MW，储热时长为 5 h，最低度电成本为 0.144 美元/(kW·h)。对于 PV-CSP-EH 复合系统，最优配置如下：光伏电站功率为 65 MW，储热时长为 6 h，电加热功率为 25 MW，最低度电成本为

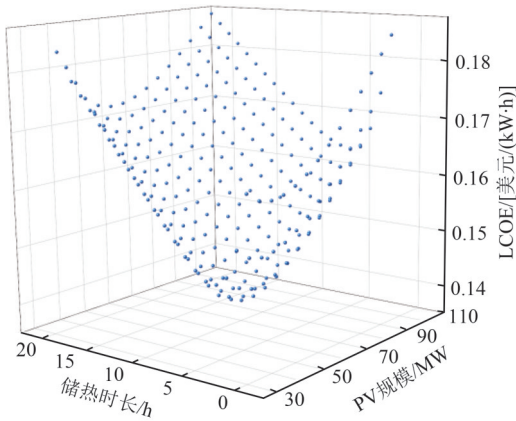


图 11 传统 PV-CSP 复合系统不同配置下的度电成本变化
Fig. 11 Variations of LCOE of PV-CSP hybrid system with different configurations

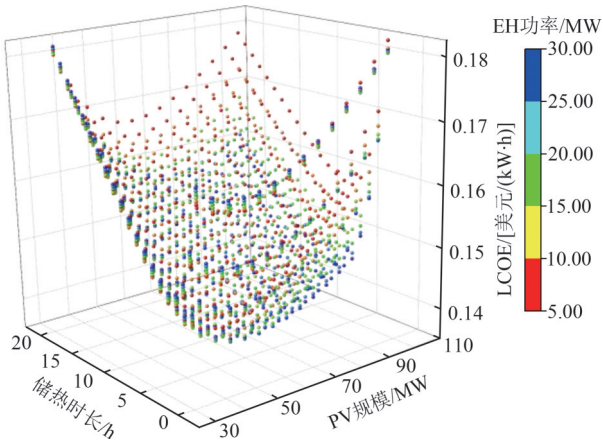


图 12 PV-CSP-EH 复合系统不同配置下度电成本变化
Fig. 12 Variations of LCOE of PV-CSP-EH hybrid system with different configurations

0.138 美元/(kW·h)。由于电加热装置的配置实现了光伏电力热转化，因此系统可容纳更大的光伏规模，需要更长的储能时长。此时，PV-CSP-EH 复合系统的年发电量达到 104.9 GW·h，渗透率达到 46.0%。在同等配置下，传统 PV-CSP 复合系统的度电成本为 0.148 美元/(kW·h)，年发电量为 96.4 GW·h，渗透率为 39.6%。由此可见，相比于传统 PV-CSP 复合系统，PV-CSP-EH 复合系统的度电成本降低了 6.8%，具有更好的经济性。

图 13 为 PV-CSP-EH 复合系统投资成本分布。可以看出，在最优度电成本下，PV-CSP-EH 复合系统的投资成本中，光热镜场成本占 36.11%，为首要投资部分；电加热成本仅占总投资的 2.04%，对投资的影响较小。因此，结合电加热装置的储热发电方式，可进一步研究光热镜场配置的变化，

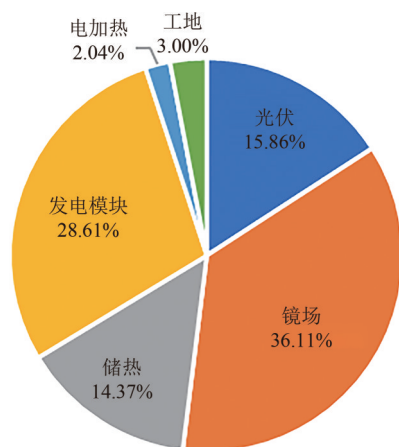


图13 PV-CSP-EH复合系统投资成本分布

Fig. 13 Investment cost distribution of PV-CSP-EH hybrid system

甚至是无镜场的情况。

3 结论

通过建立 PV-CSP-EH 复合系统准稳态模型，分析了不同系统配置下动态输出性能和 LCOE 最优参数，主要结论如下：

1) 在设计参数下，PV-CSP-EH 复合系统可以收集更多的热能，满足更长时间的负载需求。

2) 在全年动态分析中，相比于传统 PV-CSP 复合系统，PV-CSP-EH 复合系统提高了发电量和渗透能力，显著降低了弃电量。

3) 在光伏功率 65 MW、储热时长 6 h 和电加热功率 25 MW 的配置下，PV-CSP-EH 复合系统取得最优 LCOE，即 0.138 美元/(kW·h)，比传统 PV-CSP 复合系统降低了 6.8%，具有更好的经济性。

参考文献

- [1] 孟梓睿, 刘雅雯, 巨星. 光伏-压电复合独立供电系统的运行分析[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 696-704. MENG Z R, LIU Y W, JU X. Operation analysis of a photovoltaic-piezoelectric composite independent power supply system[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 696-704.
- [2] WHITEMAN A, RUEDA S, AKANDE D, et al. Renewable capacity statistics 2024[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024.
- [3] IRENA. Renewable power generation costs in 2022

[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.

- [4] 陈明媛, 莫东, 刘起兴, 等. 计及发电容量充裕度的容量市场多能源定价模型[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 270-278. CHEN M Y, MO D, LIU Q X, et al. A multi-energy pricing model for capacity markets considering generating capacity adequacy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 270-278.
- [5] 黄莉, 甘恒玉, 刘兴举, 等. 基于 Transformer 编码器的超短期光伏发电功率预测[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 16-22. HUANG L, GAN H Y, LIU X J, et al. Ultra-short-term photovoltaic power generation prediction based on transformer encoder[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 16-22.
- [6] 谭科, 王志承, 刘肇熙, 等. 考虑分布式储能的主动配电网需求侧管理机制与可靠优化方法[J]. 广东电力, 2024, 37(12): 129-137. TAN K, WANG Z C, LIU Z X, et al. Demand side management mechanism and robust optimization method for active distribution networks considering distributed energy storage system[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(12): 129-137.
- [7] 寇凌峰, 季宇, 曲雪原, 等. 含海洋能发电的海岛微网源荷储容量优化配置研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 135-145. KOU L F, JI Y, QU X Y, et al. Research on optimal capacity configuration of source, load and storage for island microgrid containing marine energy generation [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 135-145.
- [8] 沈赋, 李施伟, 王健, 等. 融合储能的光伏发电系统并网逆变器建模与稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(19): 131-143. SHEN F, LI S W, WANG J, et al. Modeling and stability analysis of a photovoltaic grid-connected inverter integrated with an energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(19): 131-143.
- [9] 赵斌, 梁告, 姜孟浩, 等. 光储系统并网功率波动平抑及储能优化配置[J]. 发电技术, 2024, 45(3): 423-433. ZHAO B, LIANG G, JIANG M H, et al. Grid-connected power fluctuation suppression and energy storage optimization configuration of photovoltaic-energy storage system[J]. Power Generation

- Technology, 2024, 45(3): 423-433.
- [10] 解良彬, 向月, 王世谦, 等. 计及经济性与可靠性的台区储能优化配置[J]. 电力工程技术, 2024, 43(4): 56-66.
- XIE L B, XIANG Y, WANG S Q, et al. Optimization configuration of energy storage in distribution feeders considering economy and reliability [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(4): 56-66.
- [11] KOSKELA J, RAUTIAINEN A, JÄRVENTAUSTA P. Using electrical energy storage in residential buildings: sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization[J]. Applied Energy, 2019, 239: 1175-1189.
- [12] BORTOLINI M, GAMBERI M, GRAZIANI A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system[J]. Energy Conversion and Management, 2014, 86: 81-92.
- [13] 南亚林, 王晴玉, 李丽, 等. 新疆发电侧光伏储能试点项目在现行政策下经济性分析[J]. 西北水电, 2020(5): 111-115.
- NAN Y L, WANG Q Y, LI L, et al. Economic analysis of Xinjiang's generation-side photovoltaic energy storage pilot project under current state policies [J]. Northwest Hydropower, 2020(5): 111-115.
- [14] 肖建. 风光水火储系统的多能容量优化配置分析[J]. 电气技术与经济, 2022(3): 69-71.
- XIAO J. Optimal configuration analysis of multi-energy capacity of wind, light, water and fire storage system [J]. Electrical Equipment and Economy, 2022(3): 69-71.
- [15] 皇甫奋宇, 李晓鹏, 李岩, 等. 现货环境下的储能容量成本回收机制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 37-46.
- HUANGFU F Y, LI X P, LI Y, et al. A cost recovery mechanism of storage capacity in the context of the power spot market[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 37-46.
- [16] 孟荣涛, 李少岩, 顾雪平, 等. 光热电站作为黑启动电源时计及机组恢复效益的运行优化[J]. 电工技术学报, 2023, 38(13): 3486-3498.
- MENG R T, LI S Y, GU X P, et al. Operation optimization considering unit recovery effect when concentrating solar power station acts as black-start power source[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3486-3498.
- [17] 张涛, 刘伉, 陶然, 等. 计及热惯性及光热电站的综合能源系统优化[J]. 电力建设, 2023, 44(1): 109-117.
- ZHANG T, LIU K, TAO R, et al. Integrated energy system optimization considering thermal inertia and CSP station[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(1): 109-117.
- [18] YAN J, YANG X. Thermal energy storage: an overview of papers published in Applied Energy 2009-2018[J]. Applied Energy, 2021, 285: 116397.
- [19] 解伦, 孙丹阳, 张刚, 等. 计及风光不确定性的风光-光热联合发电系统中光热电站储热容量优化配置[J]. 智慧电力, 2024, 52(2): 32-39.
- XIE T, SUN D Y, ZHANG G, et al. Optimal capacity configuration of thermal storage within CSP plant in wind-PV-CSP hybrid power generation system considering uncertainty of wind and photovoltaic power [J]. Smart Power, 2024, 52(2): 32-39.
- [20] IEA. Technology roadmap: solar photovoltaic energy 2014[R]. France: International Energy Agency, 2014.
- [21] 张哲昶, 巨星, 潘信宇, 等. 太阳能光伏-光热复合发电技术及其商业化应用[J]. 发电技术, 2020, 41(3): 220-230.
- ZHANG Z Y, JU X, PAN X Y, et al. Photovoltaic/concentrated solar power hybrid technology and its commercial application[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(3): 220-230.
- [22] 岳文全, 姚方, 文福拴. 考虑光热电站的电热氢综合能源系统协调优化策略[J]. 分布式能源, 2023, 8(4): 29-39.
- YUE W Q, YAO F, WEN F S. Coordinated optimization strategy for electric-heat-hydrogen integrated energy system considering concentrating solar power[J]. Distributed Energy, 2023, 8(4): 29-39.
- [23] ZHAI R, LIU H, CHEN Y, et al. The daily and annual technical-economic analysis of the thermal storage PV-CSP system in two dispatch strategies[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 154: 56-67.
- [24] HAN X, ZHAO G, XU C, et al. Parametric analysis of a hybrid solar concentrating photovoltaic/concentrating solar power (CPV/CSP) system[J]. Applied Energy, 2017, 189: 520-533.
- [25] GUO S, HE Y, PEI H, et al. The multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic-thermal energy storage hybrid power system with electric heater [J]. Solar Energy, 2020, 195: 138-149.
- [26] DING Z, HOU H, YU G, et al. Performance analysis of a wind-solar hybrid power generation system [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 181:

223-234.

[27] 天合光能. 至尊 600 W TSM-DE20 MBB/585-605W [EB/OL]. (2022-11-15) [2024-01-15]. <https://www.trinasolar.com/cn/product/VERTEX-DE20>.

Trinasolar. Monofacial 600 W TSM-DE20 MBB/585-605W[EB/OL]. (2022-11-15) [2024-01-15]. <https://www.trinasolar.com/cn/product/VERTEX-DE20>.

[28] TAMIZHMANI G, JI L, TANG Y, et al. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating[C]//NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings. Denver, CO, US: National Renewable Energy Laboratory, 2003: 936-939.

[29] DUDLEY V E, KOLB G J, MAHONEY A R, et al. Test results: SEGS LS-2 solar collector[R]. United States: U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 1994.

[30] PATNODE A M. Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants[D].

Madison: University of Wisconsin-Madison, 2006.

收稿日期: 2024-04-09。

修回日期: 2024-05-30。

作者简介:



刘佳佳

刘佳佳(1992), 女, 硕士, 工程师, 主要研究方向为节能降碳与能源利用, liujj@chinanecc.cn;



巨星

巨星(1982), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为太阳能热利用, 本文通信作者, scottju@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 尚彩娟)