

耦合光伏发电的工业蒸汽供热技术研究与分析

张琪, 王波

北京煤科成城科技发展有限公司, 北京 100028

DOI:10.61369/ME.2026050005

摘 要 : 以某3MW分布式光伏工程为依托, 针对工业蒸汽需求, 对比分析了4种光伏耦合蒸汽供热路线的适用性与经济性。研究发现, 4种方案均技术成熟、运行简便, 但能效表现差异明显: 光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机耦合效率最高, 光伏发电-电化学储能-电极蒸汽锅炉效率最低。从收益角度看, 单纯叠加电化学储能的方案投资回收期长达28年, 经济性最差, 不建议采用; 固体电蓄热锅炉方案较常规蓄能罐方案初始投资和运维成本更低, 若辅以保温优化、漏风治理等措施, 收益还有提升空间。光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机运行成本最低, 吨产汽成本49.10元/t, 投资回收期10.72年, 可实现较好的经济效益。

关 键 词 : 光伏发电; 工业蒸汽; 储能; 供热

Research and Analysis of Industrial Steam Heating Technology Coupled with Photovoltaic Power Generation

Zhang Qi, Wang Bo

Beijing Meike Chengcheng Technology Development Co., Ltd, Beijing 100028

Abstract : Based on a 3 MW distributed photovoltaic project, this study evaluates the technical feasibility and economic viability of four PV-coupled steam supply strategies tailored for industrial demand. While all four systems demonstrate technological maturity and operational simplicity, significant discrepancies exist in energy efficiency. The PV-electrochemical storage-air source heat pump-steam compressor configuration achieves the highest efficiency, whereas the PV-storage-electrode boiler route proves to be the least efficient. Economically, the sole reliance on electrochemical storage is discouraged due to an unfeasible payback period of 28 years. Conversely, the solid electric thermal storage boiler presents lower capital and operational expenditures compared to conventional steam accumulator schemes, with further profit potential through enhanced insulation and air leakage control. Notably, the PV-storage-heat pump-compressor hybrid exhibits the most competitive performance, yielding a steam production cost of merely 49.10 CNY/t and a payback period of 10.72 years, thus offering superior economic benefits.

Keywords : photovoltaic power generation; industrial steam; energy storage; heating

引言

在国家“双碳”战略的积极推动下, 以可再生能源为主体的光伏发电、风力发电等分布式能源系统逐渐发展成为一种成熟的能源综合利用形式, 但同时也对电力系统灵活调控技术和能力的要求日益提高^[1-3]。郝俊红等提出了分布式换能概念, 在配网侧分布式配置电热、气热、气电转换及储电、储热等混合储能设备以及换热设备实现电热、气热、气电之间的转换, 从而满足不同能源用户的热电气等需求^[4]。近年来, 也有不少研究学者提出了将光伏发电分别与固体储热、电极锅炉、热泵、储能蓄热等技术耦合, 构建了分布式联合供暖系统, 消纳新能源发电^[5-7]。

然而, 上述关于耦合光伏供热方式的产品为热水, 主要为冬季居民供热服务, 耦合供热用于生产工业蒸汽的研究相对较少。随着电加热蒸汽发生工艺的不断改进提高, 利用光伏产生的电能产生蒸汽能满足工业生产的需求^[9,10]。随着国家光伏发电上网电价逐渐实现市场化政策的实施, 光伏发电与居民供热的耦合方式在非供暖期间的运营收益会出现较大的波动性和不确定性。由于工业蒸汽价格相对电价较为稳定且价格较高, 对于附近有工业园区供热需求的光伏发电项目, 如果与工业生产供热耦合可以实现后期经济性运行。

基于以上研究现状, 本文以某3MW分布式光伏发电项目为例, 构建了耦合光伏发电的工业蒸汽供热系统, 研究分析各系统的使用特点、投资及运行成本, 为相关项目开发提供借鉴和参考。

作者简介: 张琪 (1988.06-), 男, 汉族, 陕西西安人, 本科, 助理工程师, 研究方向: 工业蒸汽供应。

一、技术路线

某供热公司为当地化工园区企业供应工业蒸汽，全年运行，管网运行蒸汽压力1.2MPa。该公司利用厂区空地可建设3MW分布式光伏发电项目，针对该公司外供工业蒸汽需求，构建了4种耦合光伏发电的工业蒸汽供热系统的技术方案。

（一）光伏发电-电化学储能-电极蒸汽锅炉耦合技术

图1为光伏发电-电化学储能-电极蒸汽锅炉耦合系统，记为系统1，主要由光伏发电模块、电化学储能模块和电极蒸汽锅炉等设备组成。光伏发电并向电极锅炉供电可直接生产压力为1.2MPa的蒸汽，实现电热转换。由于光伏发电的间歇性，系统还需配置电化学储能模块，实现将发电时段的多余电量储存；当光伏发电不足和停发时，电化学储能模块放电供电电极锅炉生产1.2MPa蒸汽接入园区工业蒸汽管网。

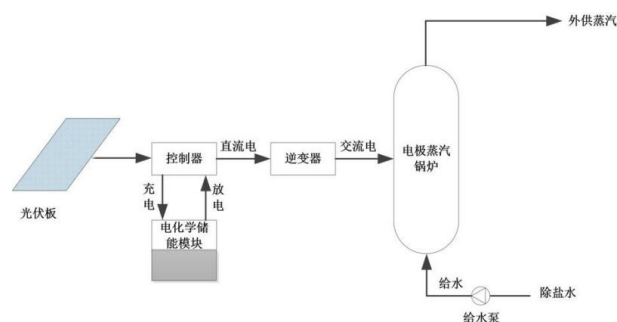


图1 光伏发电-电化学储能-电极蒸汽锅炉耦合系统

（二）光伏发电-电极蒸汽锅炉-蒸汽蓄能罐耦合技术

图2为光伏发电-电极锅炉-蒸汽蓄能罐耦合系统，记为系统2。光伏发电向电极锅炉供电产生2.5MPa的高压蒸汽，送至蒸汽蓄能罐中充能储存；当需要使用1.2MPa低压蒸汽时，通过蒸汽蓄能罐内高压饱和水闪蒸的方式产生1.2MPa低压蒸汽，接入园区管网。

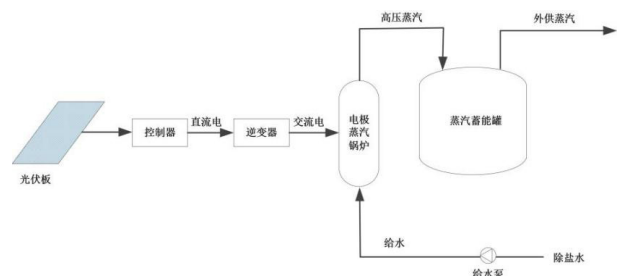


图2 光伏发电-电极蒸汽锅炉-蒸汽蓄能罐耦合系统

2.5MPa高压蒸汽在蒸汽蓄能罐内通过转化为高压饱和热水，以存储热量。当需要用汽时，通过闪蒸原理，转化为1.2MPa低压蒸汽。

（三）光伏发电-固体电蓄热蒸汽锅炉耦合技术

图3为光伏发电-固体电蓄热蒸汽锅炉耦合系统，记为系统3，主要由光伏发电模块和固体电蓄热蒸汽锅炉等设备组成。固体电蓄热技术作为储能技术之一，逐渐成为消纳可再生能源的重要手段。固体电蓄热蒸汽锅炉将光伏产生的电能变成储存于蓄热体中的热能；当有蒸汽需求时，蓄热体以风为媒介产生1.2MPa低压蒸汽。当光伏发电时，固体电蓄热蒸汽锅炉以边蓄边释模式运行，当

光伏不发电时，固体电蓄热蒸汽锅炉以蓄热体释热模式运行。

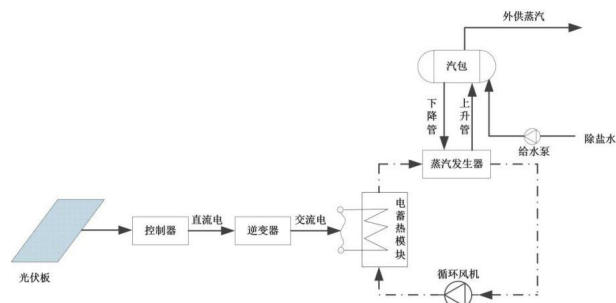


图3 光伏发电-固体电蓄热蒸汽锅炉耦合系统

（四）光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机耦合技术

图4为光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机耦合系统，记为系统4，由光伏发电模块、电化学储能模块和空气源蒸汽热泵等组成。空气源蒸汽热泵可利用-25~40℃的环境空气，产生100~105℃的微压蒸汽，在微压蒸汽热泵机组的基础上，增加蒸汽压缩机直接对微压蒸汽进行升温升压，可进一步提高蒸汽品质。光伏发电的电能用于驱动空气源蒸汽热泵从环境中吸热，产生120℃饱和水储存在闪蒸罐中。外供蒸汽时，调整闪蒸罐上方的蒸汽出口调节阀，闪蒸罐闪蒸出100~105℃微压蒸汽，通过蒸汽压缩机至1.2MPa蒸汽。电化学储能主要用于发电不足和停发期间为蒸汽压缩机持续供电。

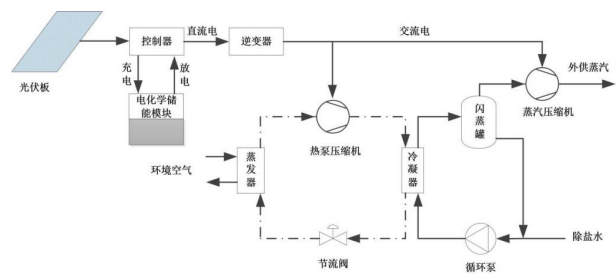


图4 光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机耦合系统

二、工艺对比分析

该3MW光伏发电工程所在地区峰值日照有效小时数平均为3.4小时，每瓦发电量平均为1.2 kWh，年有效利用小时数平均为1200h，则日发电量约10MWh用于产出1.2MPa工业蒸汽。分别从系统设备配置、系统效率及安全性等方面对4种系统的工艺特点对比分析如下。

（一）设备配置

系统1配置10MWh的电化学储能和1台0.5MW电极蒸汽锅炉。电极蒸汽锅炉的设计使用寿命相对较长，一般可达到25年；电化学储能的使用寿命则在8~10年。电极蒸汽锅炉直接生产饱和蒸汽，如供应过热蒸汽，则需增设电加热过热器。

系统2配置1台3MW的电极蒸汽锅炉和300m³的蒸汽蓄能罐。系统2寿命相对较长，一般能够达到25年，系统生产饱和蒸汽。

系统3配置1台3MW（10MWh）固体电蓄热蒸汽锅炉，设计

使用寿命约25年。系统可以生产饱和蒸汽，如需供应过热蒸汽，需增设过热器。

系统4配置包括1台460kW空气源热泵、1台150kW水蒸气压缩机和容量为3MWh的电化学储能。除电化学储能的使用寿命为8-10年外，其余设备设计使用寿命25年。由于水蒸气压缩机对饱和蒸汽压缩做功近似等熵过程，即使采用喷水降温措施，但其出口蒸汽多为5-10℃ overheated 的微过热蒸汽。

（二）系统效率

系统运行效率方面，系统1中的电化学储能转换效率可达93%，电极蒸汽锅炉效率一般在99%，因此系统1的整体效率约92%^[10]。蒸汽蓄热罐在做好罐体保温的前提下热损失较小，电极蒸汽锅炉效率一般在99%，因此系统2的整体效率为99%^[10]。固体电蓄热锅炉所储存的热能通过换热单元与空气、水等工质进行热交换，相比于其他系统，多了一个换热介质—空气；循环风机长时间运转，耗能较大，且锅炉的蓄热体较大存在漏风问题，因此使得系统3整体热效率一般在90%^[9]。系统4中，空气源蒸汽热泵热源侧是环境空气，供热与热源温差较大，且温差随季节波动较大，使得空气源热泵的COP偏低，现有商业化蒸汽热泵机组在温升100℃左右时，COP基本能够达到1.8左右^[9]。

（三）运行安全性

系统1具有技术成熟，操作简单、劳动强度低的优点；但在安全性方面，需关注电化学储能自燃风险。系统2技术十分成熟，操作简单、劳动强度低。但电极蒸汽锅炉每天需要启停，从长期运行角度来看，对设备的安全性、可靠性要求较高。系统3耦合固体电蓄热锅炉供工业蒸汽的案例较少但固体电蓄热锅炉已在北方供暖中广泛应用，具有运行自动化程度高、安全可靠等显著优势。系统4中空气源蒸汽热泵和水蒸气压缩机在小流量蒸汽应用场景比较广泛，其技术相对成熟，安全可靠、运行自动化程度高；但空气源热泵每天需要启停，从长期运行角度来看，对设备的安全性、可靠性要求较高。

与传统工业蒸汽供热技术相比，上述4种耦合光伏发电的工业蒸汽供热技术系统效率高、运行操作简单、自动化程度高等优势，而且，通过储能方式可以平滑系统供热出力，避免了给蒸汽管网带来的像光伏发电对电网的负面影响。但是上述4种系统仍存在光照等气象因素对光伏发电的限制，近而影响系统供热的蒸汽量的问题。特别是在连续阴雨天气或光照不足的情况下，光伏发电的输出功率会显著下降，导致系统供热能力减弱，因此，本系统适宜作为工业蒸汽供热的辅助热源。

三、系统经济性分析

基于4种耦合光伏发电的供热系统的技术参数，从投资与运行成本、投资收益及投资回收等方面，对各技术系统的经济性比较分析如下：

（一）投资成本

表1为4种技术系统的投资成本。由于电化学储能投资成本高，使得采用系统1的投资成本最高，达到2230万元，系统

2、3和4的投资成本相比系统1分别降低了42.15%、48.43%和29.10%，系统3的投资成本最低，系统4由于包含了3MWh的电化学储能，因此投资成本仅次于系统1。

表1 4种光伏发电耦合供热技术投资成本比较

项目	系统1		系统2		系统3		系统4	
	光伏	920	光伏	920	光伏	920	光伏	920
投资成本 (万元)	电化学储能	1250	电锅炉	90	固体电蓄热锅炉	190	热泵机组	267
	电锅炉	15	蓄能罐	230	土建	40	电化学储能	360
	土建	45	土建	50			土建	35
	合计	2230	合计	1290	合计	1150	合计	1581

（二）运行成本

产汽成本通常主要由燃料费、电费、水费、维修费和人工费组成。本工程主要通过电力消耗将水加热为蒸汽，不需要煤、天然气等燃料，因此无燃料费；由于系统自动化运行程度高，在实际运行中，系统可与其他系统共用运维人员，因此不计取人工费；维修费用按照投资成本的2%费率计取。在上述条件下，计算得到4种技术系统的运行成本，如表2所示。从表2中可以看出，系统4的运行成本最低，吨产汽成本为49.10元/t，系统1、2和3的吨产汽成本相比系统4分别增加了99.94%、4.93%、1.81%。

表2 4种光伏发电耦合供热技术运行成本比较

项目	系统1	系统2	系统3	系统4
燃料费(元/t)	/	/	/	/
电耗(kWh/t)	839.82	781.03	859.13	575.00
电费(元/t)	/	/	/	/
水费(元/t)	6.00	6.00	6.00	6.00
维修(元/t)	92.17	45.52	43.99	43.10
人工费(元/t)	/	/	/	/
合计(元/t)	98.17	51.52	49.99	49.10

（三）投资测算

表3所示，由于空气源热泵可从环境中吸收热量，系统4的产汽量最高，可达到17.74t/d，系统1、2和3的效率相对较低，因此其产汽量比系统4分别减少了31.51%、26.38%、33.09%。系统4的年收益最高，系统1最低。

表3 4种光伏发电耦合供热技术投资收益比较

项目	系统1	系统2	系统3	系统4
日产汽量(t/d)	12.15	13.06	11.87	17.74
年收入(万元/a)	122.43	131.64	119.67	178.81
年运行成本(万元/a)	42.92	24.22	21.36	31.35
年收益(万元/a)	79.50	107.42	98.31	147.46
投资回收期(a)	28.05	12.01	11.70	10.72

在蒸汽价格为280元/吨的条件下，系统4的投资回收期最小，为10.72年，系统1的投资回收期最长，为28.05年。对于光伏发电耦合工业蒸汽供热工程来讲，不建议采用系统1即光伏发电—电化学储能—电极蒸汽锅炉耦合技术工艺；与系统2相比，

系统3在投资成本、运行成本具有一定的优势,在做好设备保温、减少漏风、引风机运行优化控制等措施提高锅炉效率的基础上,可进一步提高工程收益;系统4的运行成本最低,可实现较好的经济效益。

四、 结论

结合某3MW光伏发电及供热工程案例,通过对4种耦合光伏发电的工业蒸汽供热系统的技术路线特点及经济性进行比较分析,得出如下结论,为相关技术研究和工程应用提供参考与借鉴。

(1)4种系统技术成熟可靠,操作简便,劳动强度低;其中,

系统4效率最高,系统2次之,系统1最低;系统2和系统4中的关键设备需要频繁启停,对设备安全性和可靠性要求较高。

(2)采用光伏发电-电化学储能-电极蒸汽锅炉耦合系统时,其投资成本和运行成本最高,投资回收期最长,经济性最差,因此不建议采用。

(3)光伏发电-电化学储能-空气源蒸汽热泵-蒸汽压缩机耦合系统的吨产汽成本为49.10元/t,投资回收期为10.72年,经济效益最优,推荐采用。

(4)与光伏发电-电极蒸汽锅炉-蒸汽蓄能罐耦合系统相比,光伏发电-固体电蓄热蒸汽锅炉耦合系统在投资成本和运行成本方面具有一定优势。若能做好设备保温、减少漏风、优化引风机运行控制等措施以提高锅炉效率,将进一步增强经济收益。

参考文献

[1] 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.
[2] 张武其, 文云峰, 迟方德, 等. 电力系统惯量评估研究框架与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(20): 6842-6855.
[3] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2023年中国储能技术研究进展 [J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1359-1397.
[4] 郝俊红, 冯晓龙, 杨云溪, 等. 分布式换热系统的概念、架构与规划分析 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3885-3896.
[5] 裴文浩, 贾鸿源, 闫孟哲, 等. 光伏发电与固体储热联合供暖系统开发与应用 [J]. 河北水利电力学院学报, 2024, 34(2): 49-53.
[6] 曲明璐, 罗翔, 张欣林, 等. 光伏光热-双源热泵系统地区适用性研究 [J]. 暖通空调, 2024, 54(11): 60-66.
[7] 孙志伟, 伍联营, 胡仰栋, 等. 可再生能源在化工生产及其公用工程系统中的应用 [J]. 化工进展, 2022, 41(10): 5297-5305.
[8] GHORBANI B, SHIRMOHAMMADI R, MEHRPOOYA M. Development of an innovative cogeneration system for fresh water and power production by renewable energy using thermal energy storage system[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2020, 37: 100572.
[9] 胡斌, 姜佳彤, 吴迪, 等. 工业高温热泵发展现状与展望 [J]. 制冷学报, 2023, 44(6): 1-12.
[10] 王昊, 董鹤鸣, 杜谦, 等. 中国电极锅炉现状及展望 [J]. 热能动力工程, 2023, 38(08): 1-12.