

DOI: 10. 3969/j. issn. 2097-0706. 2026. 09. 010

绿电直连模式下风光储驱动的数据中心 经济性分析

Economic analysis of wind-photovoltaic-storage-driven data centers under
green power direct connection mode

程云龙^{1,2}, 刘芸彤², 崔诵笈², 王星皓³, 李雪强^{2,3*}, 张志强², 刘圣春²
CHENG Yunlong^{1,2}, LIU Yuntong², CUI Songji², WANG Xinghao³, LI Xueqiang^{2,3*},
ZHANG Zhiqiang², LIU Shengchun²

(1.新疆维吾尔自治区和田地区科学技术局,新疆维吾尔自治区 和田 848000; 2.天津商业大学 天津市制冷技术
重点实验室,天津 300134; 3.天津提尔科技有限公司 先进液冷技术及系统联合实验室,天津 300450)
(1.Science and Technology Department of Hetian Prefecture, Hetian 848000, China; 2.Key Laboratory of
Refrigeration Technology of Tianjin, Tianjin University of Commerce, Tianjin 300134, China;
3.Joint Laboratory of Advanced Liquid Cooling Technology and System,
Tianjin Tier Technology Company Limited, Tianjin 300450, China)

摘要:随着“双碳”目标深入推进与数字经济迅猛发展,数据中心能耗持续攀升,绿电直连模式已成为其低碳转型的重要路径。以宁夏中卫地区为研究对象,基于美国国家航空航天局逐时气象数据与混合优化多能源电力模型软件(HOMER Pro)平台,建立风电与光伏出力时序模型,并构建由光伏发电、风力发电、储能电池、电网及单相浸没式液冷数据中心(IT额定功率为1 000 kW)组成的绿电直连系统综合模型。系统采用“自发自用、余电上网、储能调节”运行策略,配套建立电价、碳减排及财务评价模型。以动态投资回收期(DPP)最小化为优化目标,在绿电占比不低于30%、绿电自用率不低于80%、余电上网比例不超过20%的政策约束下,对风光储容量进行离散优化。在电能利用效率(PUE)为1.10的基准工况下,最优配置为光伏2 150 kW、风机4台(共1 000 kW)、储能2 520 kW·h,对应DPP为9.71 a, 20 a累计净现值(NPV)为442.2万元。全年能量平衡分析显示,数据中心年用电总量为7 199 MW·h,自发自用绿电量为3 998 MW·h,绿电占比均值约为55.5%,余电上网率约为7.8%,均满足政策约束。冬、夏典型周逐时分析验证了风光出力的互补特性,储能系统有效平抑了出力波动。对光伏投资、风电投资、储能投资、分时电价整体水平、余电上网电价及碳交易价格6项参数开展±40%敏感性分析,影响程度由大到小排序为:分时电价整体水平、光伏单位投资、风电单位投资、碳交易价格、储能单位投资、余电上网电价。其中:分时电价为主导因素,下降40%将导致项目无法回收投资;光伏与风电投资合计占初始投资的86.7%;碳交易价格、储能投资及上网电价影响相对有限。PUE为1.10、1.30和1.60的3种工况对比表明,PUE越低项目经济性越优。PUE由1.10升至1.60时,20 a累计NPV下降约9.36%,DPP延长约6.18%,主因是峰值负荷提高导致接入电网容量增加,年容量电费大幅上升。

关键词:算电协同;绿电直连;数据中心;容量优化;动态投资回收期;经济敏感性分析;电能利用效率

中图分类号:TK 019;TM 73 **文献标志码:**A **文章编号:**2097-0706(2026)09-0120-11

Abstract: With the advancement of the "dual carbon" goals and the rapid development of the digital economy, the energy consumption of data centers continues to rise. The green power direct connection mode has become a vital pathway for data centers to achieve low-carbon transition. Taking Zhongwei in Ningxia as the research setting, time-series output models were established for wind and photovoltaic (PV) power generation based on NASA hourly meteorological data and the HOMER Pro platform. A comprehensive green power direct connection system model was constructed, consisting of PV

power generation, wind power generation, battery energy storage, the public power grid, and a single-phase immersion liquid-cooled data center with an IT rated power of 1 000 kW. The system operated under the strategy of "self-generation for self-consumption, surplus electricity fed to the grid, and energy storage

基金项目:国家自然科学基金项目(52476085);河北省自然科学基金项目(E2026404005);天津市自然科学基金项目(25JCYBJC00030)
National Natural Science Foundation of China (52476085);
Natural Science Foundation of Hebei Province (E2026404005);
Tianjin Natural Science Foundation Project (25JCYBJC00030)

for regulation". Electricity price, carbon emission reduction, and financial evaluation models were established. With the minimization of the dynamic payback period (DPP) as the optimization objective, discrete optimization of wind, PV, and energy storage capacities was carried out subject to policy constraints that the proportion of green power should not be lower than 30%, the self-consumption rate of green power should not be less than 80%, and the proportion of surplus electricity fed to the grid should not exceed 20%. Under the baseline condition with a power usage effectiveness (PUE) of 1.10, the optimal configuration included 2 150 kW PV capacity, 4 wind turbines (totaling 1 000 kW), and 2 520 kW·h energy storage capacity. The corresponding DPP was 9.71 years, and the 20-year cumulative net present value (NPV) reached 4.422 million yuan. Annual energy balance analysis showed that the total annual power consumption of the data center was 7.199 million kW·h, the self-consumed green power generated on-site was 3.998 million kW·h, the average green power proportion was approximately 55.5%, and the surplus electricity feed-in rate was around 7.8%, all of which complied with the policy constraints. Hourly analysis of typical weeks in winter and summer revealed the complementary operation characteristics of wind and PV power, and energy storage effectively mitigated output fluctuations. Sensitivity analysis with a variation range of $\pm 40\%$ was conducted on six parameters: PV investment, wind power investment, energy storage investment, overall time-of-use electricity price level, surplus electricity feed-in tariff, and carbon trading price. The influencing factors ranked in descending order of influence were: overall time-of-use electricity price level, unit PV investment, unit wind power investment, carbon trading price, unit energy storage investment, and surplus electricity feed-in tariff. The time-of-use electricity price was the dominant influencing factor. A 40% reduction would result in the project being unable to recover its investment. PV and wind power investments together accounted for 86.7% of the initial investment. Carbon trading price, energy storage investment, and feed-in tariff had relatively limited impacts. Further comparison among three operating conditions with PUE values of 1.10, 1.30, and 1.60 indicated that a lower PUE led to better project economic performance. When PUE increased from 1.10 to 1.60, the 20-year cumulative NPV decreased by approximately 9.36%, and the DPP increased by roughly 6.18%. This was mainly due to the substantial increase in annual capacity charges resulting from larger grid connection capacity required to accommodate elevated peak loads. These findings provide a quantitative reference for capacity planning and investment decision-making of data centers adopting the green power direct connection mode.

Keywords: computing-electricity coordination; green power direct connection; data center; capacity optimization; dynamic payback period; economic sensitivity analysis; power usage effectiveness

0 引言

全球气候变化问题日益加剧,减少温室气体排放、推动能源结构低碳转型已成为国际社会的普遍共识^[1]。2020年,中国明确提出“2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和”的“双碳”目标,对高耗能产业提出了更为严格的绿色发展要求^[2]。数据中心(Data Center, DC)作为数字经济的核心基础设施,其能耗问题日益突出。国际能源署预测,基准情景下全球DC电力消耗量到2030年将增长一倍以上,达到约945 TW·h,到2035年将进一步攀升至约1 200 TW·h^[3]。电力需求的持续攀升使DC成为碳排放的重要来源之一,推动其绿色低碳转型具有紧迫的现实意义^[4]。

绿电直连模式是指风光等可再生能源发电设施通过专用线路向用电侧负荷直接供电,在减少输配损耗与过网费用的同时实现发用一体^[5]。为促进DC绿色发展,国家发展改革委、国家能源局等部门相继出台政策,鼓励DC就近消纳可再生能源,推动绿电直连模式在该领域的应用。Guo等^[6]针对绿电专线供电DC建立了混合整数线性规划模型,以青海为算例,当可

再生能源供电比例由30%提高至95%时,年化总成本由17.6亿美元增至95.6亿美元,年替代电网购电量由0.76 TW·h增至2.17~2.26 TW·h,隐含碳减排量由0.14 Mt增至0.39~0.41 Mt。余文昶等^[7]通过建立考虑负载响应特性的DC综合能源系统优化调度模型,对冷、热、电3种负荷进行协同优化,利用互联网DC可转移负载特性,在低电价时段处理任务,并结合废热回收制冷。4种场景对比表明,采用负荷转移削减与废热回收联合策略后,系统运行总成本降至1 390.27万元,较未优化场景下降61.70%;而未采用废热回收时运行成本升高18.31%。Yang等^[8]针对燃料电池替代柴油备用机组开展不同冗余等级DC经济性测算,探讨了备用电源持续运行与柴油备用机组定期测试的差异化约束,量化了燃料电池初投资、柴油价格、绿氢成本及碳价对投资回收期的影响规律。然而,该研究仅聚焦独立氢燃料电池备用系统,尚未涉及风光储多源绿电直连耦合场景。

现有研究在以下方面仍存在不足:(1)针对风光储三源互补的绿电直连DC容量优化研究较少,已有工作多聚焦于光储系统,未充分考虑风电的互补调节作用;(2)缺乏电能利用效率(Power Usage Effectiveness,

PUE)水平对绿电直连项目最优容量配置及经济敏感性影响的系统性分析;(3)多参数敏感性分析尚属空白。基于此,本文以宁夏中卫地区为研究背景,建立风光储绿电直连DC系统的容量优化与经济性评价模型。以动态投资回收期(Dynamic Payback Period, DPP)最小化为优化目标,在既定政策约束下,对PUE为1.10的基准工况进行风光储容量优化配置,并选取关键经济参数开展敏感性对比分析,同时考察不同PUE水平下DPP的变化规律,以期为绿电直连DC的容量规划与投资决策提供定量参考。

1 系统介绍及模型建立

1.1 系统介绍

本文研究的绿电直连系统由光伏发电、风力发电、储能电池、单相浸没式液冷DC及电网5部分组成。其中,单相浸没式液冷方案搭配自然冷却节能器,可显著降低机房辅助制冷能耗,提升系统整体能源利用效率^[9]。风电与光伏作为可再生能源供给侧,经多源汇集母线向DC供电;储能系统用于平抑风光出力波动、提升绿电自发自用比例,并在出力不足时补充供电^[10];电网则作为备用电源与余电消纳通道,保障系统供需平衡。绿电直连系统架构如图1所示。DC总体用电水平通常以PUE表征,其定义为DC总用电量与信息技术(Information Technology, IT)设备用电量之比。PUE值越低,表明辅助系统能耗占比越小,DC能源利用效率越高^[11]。

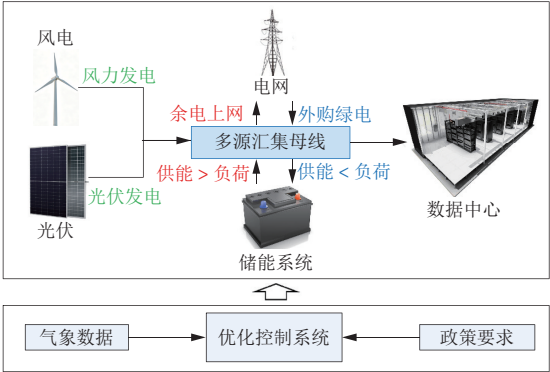


图1 系统架构
Fig. 1 System architecture

本文所研究的DC IT负荷基本参数见表1。系统运行策略如下:当风光出力大于DC负荷需求时,优先满足DC用电,富余电量首先用于储能电池充电;储能电池荷电状态(State of Charge, SOC)达上限后,剩余电量上网消纳。当风光出力小于负荷需求时,优先由储能放电补足缺口;储能SOC降至下限后,不足部分向电网购电补充。该运行方式不仅能在保障DC连续稳定供电的同时提高可再生能源就

地消纳水平,还可利用DC可延时计算任务的负荷时移灵活性,进一步平抑风电功率波动、提升新能源消纳能力^[12]。因此,储能充、放电策略与可延时计算任务的协同调度需在系统运行中予以重点考量。

表1 系统基本参数^[13]

Table 1 Basic system parameters^[13]

参数	数值
IT设备额定功率/kW	1 000
冷却方式	单相浸没液冷散热
PUE	1.10
容量电价/[元·(kVA·月) ⁻¹]	16
输配电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.060 000
政府性基金及附加/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.021 325
系统运行费折价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.059 038
上网环节线损电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.007 300
代理购电价(峰时段)/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.349 800
代理购电价(平时段)/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.304 000
代理购电价(谷时段)/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.194 100
余电上网电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.150 000
峰时段	21:00 — 次日 05:00
平时段	05:00 — 09:00, 17:00 — 21:00
谷时段	09:00 — 17:00

本文以DPP最小化为优化目标,对风光储绿电直连系统进行容量优化,优化过程须满足以下政策约束:(1)自发自用电量占DC总用电量比例(绿电占比)不低于30%;(2)自发自用电量占发电量比例(绿电自用率)不低于80%;(3)余电上网率不超过20%。

1.2 风光资源特性与出力模型

本文以宁夏回族自治区中卫市为研究对象。该地区太阳能与风能资源较为丰富,适宜建设风光互补型绿电直连系统^[14]。基于美国国家航空航天局逐时气象数据,结合混合优化多能源电力模型软件(HOMER Pro)建立光伏与风电出力模型^[15],得到的全年逐时风光出力序列如图2所示。由气象数据显示,中卫地区年均风速约为5.83 m/s,年水平面总辐照量约为1 763 kW·h/m²,具有良好的可再生能源开发条件。

1.3 电价与政策模型

本文综合考虑了绿电直连项目在电网接入条件下的购电成本、容量电费及余电上网收益。DC从电网购电时,按宁夏地区大工业用户综合购电电价计费;风光出力不足时,缺额电量向电网购电补充;风光出力富余且储能电池充满后,余电通过电网进行上网交易。

年容量电费按接入电网容量计算^[16],其表达式如下

$$C_{\text{cap}} = 12p_{\text{c}}V_{\text{grid}},$$

(1)

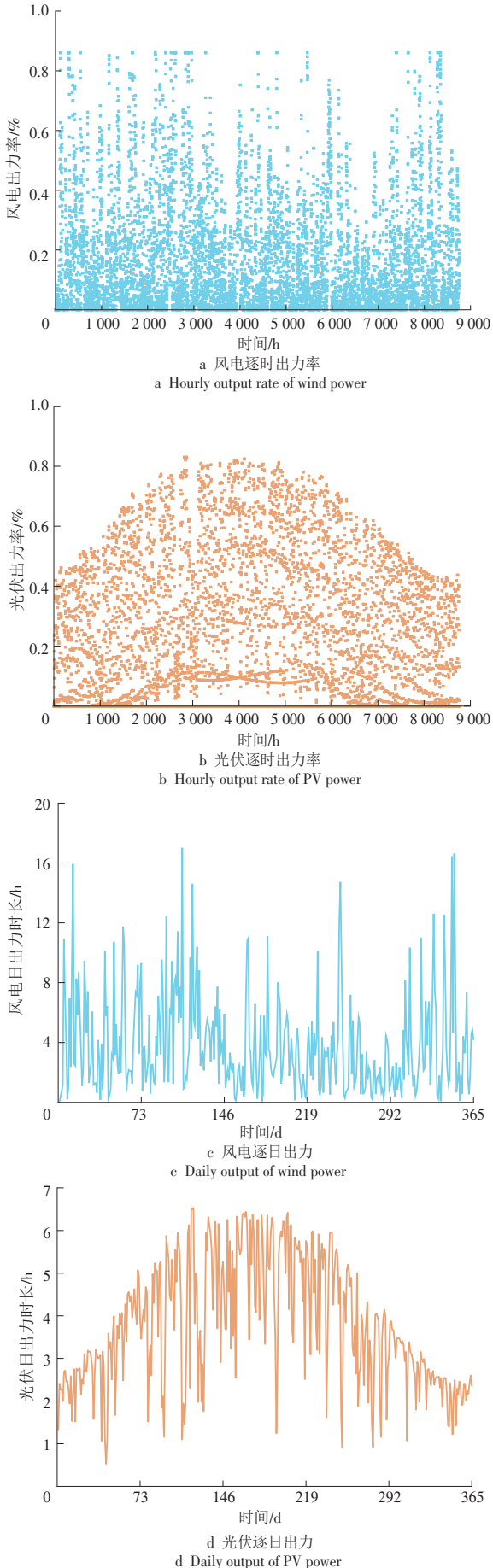


图2 风电光伏出力特性

Fig. 2 Output characteristics of wind and PV power

式中: C_{cap} 为年容量电费; p_c 为容量电价; V_{grid} 为接入电网容量。

1.4 碳减排收益模型

绿电直连项目可减少从电网购电量,从而降低碳排放。年碳减排量为^[17-19]

$$m_{\text{CO}_2} = E_{\text{selfuse}} \lambda, \quad (2)$$

式中: m_{CO_2} 为年碳(CO_2)减排量, kg; E_{selfuse} 为年自发自用绿电量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; λ 为电网基准线排放因子。

碳收益按中国核证自愿减排量交易价格^[20]计算,碳交易收益为

$$C_{\text{carbon}} = \frac{m_{\text{CO}_2} p_{\text{carbon}}}{1000}, \quad (3)$$

式中: C_{carbon} 为碳减排收益, 元; p_{carbon} 为碳交易价格, 元/t。

1.5 评价指标

本文选取净现值(Net Present Value, NPV)与DPP作为评价指标。NPV用于衡量项目在评价期内全部现金流按基准折现率折算后的净收益总和,其值为正表示项目具有财务可行性,数值越大表明项目盈利能力越强。DPP定义为项目累计折现现金流首次由负转正所需的运营年限。两项指标的计算公式如下

$$N_{\text{PV}} = C_{\text{F0}} + \sum_{t=1}^N \frac{C_{\text{F},t}}{(1+i)^t}, \quad (4)$$

$$D_{\text{PP}} = \frac{\ln\left(\frac{C_{\text{F}}}{C_{\text{F}} - iC_{\text{inc}}}\right)}{\ln(1+i)}, \quad (5)$$

式中: N_{PV} 为项目净现值; C_{F0} 为初始投资额; $C_{\text{F},t}$ 为第 t 年净现金流; N 为项目评价期, 取 20 a; i 为折现率; D_{PP} 为动态投资回收周期; C_{F} 为年净现金流; C_{inc} 为初始总投资。

系统初始投资由光伏、风电及储能3部分设备投资构成(储能电池在第11 a更换电芯),各项投资参数取值见表2^[21-25]。

1.6 容量优化模型

本文以DPP最短为优化目标,对风光储绿电直连系统进行容量优化。决策变量为光伏装机容量、风机台数及储能配置容量,优化目标可表示为^[26-27]

$$\min_{x \in \Omega} D_{\text{PP}}(x), x = (P_{\text{PV}}, N_{\text{WT}}, E_{\text{bat}}), \quad (6)$$

式中: x 为配置方案; P_{PV} 为光伏装机容量, kW; N_{WT} 为风机台数(单机额定容量为 250 kW); E_{bat} 为储能配置容量, $\text{kW} \cdot \text{h}$; Ω 为约束可行域。

系统按“自发自用、余电上网、储能调节”运行,其能量守恒方程^[28-30]如下

$$P'_{\text{WT,PV}} = P'_{\text{L}} - P'_{\text{buy}} + P'_{\text{bat},t} + P'_{\text{ex}}, \quad (7)$$

$$P'_{\text{WT,PV}} = P_{\text{PV}} f_{\text{PV},t} + f_{\text{WT},t} N_{\text{WT}} \times 250 \text{ kW}, \quad (8)$$

式中: $P'_{\text{WT,PV}}$ 为 t 时刻风光总出力, kW; P'_{L} 为 t 时刻DC负荷, kW; P'_{buy} 为 t 时刻向电网购电量, kW; $P'_{\text{bat},t}$ 为 t 时刻

表 2 各项投资参数

Table 2 Various investment parameters

参数	数值
光伏单位投资/(元·kW ⁻¹)	2 400
风电单位投资/(元·kW ⁻¹)	3 200
储能单位投资/(元·(kW·h) ⁻¹)	507.5
项目评价期/a	20
建设期/a	1
电网碳排放因子/(kg·(kW·h) ⁻¹)	0.639 1
碳(CO ₂)交易价格/(元·t ⁻¹)	80
资本金收益率/%	8
折现率/%	8
资本金比例/%	20
贷款利率/%	4.9
贷款年限/a	15
年运维费率/%	1.5
所得税率	25
折旧年限	20

储能电池充电功率, kW; $P_{ex,t}$ 为 t 时刻余电上网量, kW; $f_{PV,t}$ 为光伏逐时出力率; $f_{WT,t}$ 为风电逐时出力率。

储能电池的 SOC 随净充电功率逐时递推, 并受充、放电效率与荷电上、下限约束^[25]

$$S_{OC,t} = S_{OC,t-1} + \left(\eta_c P_{bat,t}^+ - \frac{P_{bat,t}^-}{\eta_d} \right) / E_{bat}, \quad (9)$$

$$0.2 \leq S_{OC,t} \leq 1.0, \quad (10)$$

式中: $S_{OC,t}$ 为 t 时刻储能电池的 SOC, kW·h; η_c, η_d 分别为充、放电效率, 取 0.95; $P_{bat,t}^-$ 为 t 时刻储能电池的放电功率, kW。

约束可行域 Ω 由绿电直连政策约束与储能配置约束共同界定, 其约束表达式如下

$$\frac{S_k}{G_k} \geq 0.80, \quad (11)$$

$$\frac{S_k}{L_k} \geq 0.30, \quad (12)$$

$$\frac{X_k}{G_k} \leq 0.20, \quad (13)$$

$$E_{bat} \geq 0.2 (P_{PV} + N_{WT} \times 250 \text{ kW}) \times 4 \text{ h}, \quad (14)$$

式中: G_k, S_k, X_k, L_k 分别为第 k 月的风光发电量、发自用电量、上网电量与负荷电量, kW·h。

式(11)~(13)依次为绿电自用率不低于 80%, 绿电占比不低于 30%, 余电上网率不超过 20% 的政策约束; 式(14)表示储能系统至少要能以相当于总装机 20% 的功率, 连续输出(或存储)4 h 的电能。

2 结果与讨论

2.1 基准工况下全年运行

图 3 给出了 PUE 为 1.10 工况下, 不同光伏容量

与风机台数组合对应的 DPP 分布。当光伏容量与风机台数较小时, 系统不满足政策约束; 而当二者过大时, 初始投资过高, 且余电上网比例超限, DPP 迅速增大。最优配置在 DPP 最小值处, 对应的光伏容量为 2 150 kW、风机 4 台(单台 250 kW, 共 1 000 kW)、储能容量为 2 520 kW·h。该配置下, 系统在满足政策约束的前提下可实现最短投资回收期, DPP 为 9.71 a。

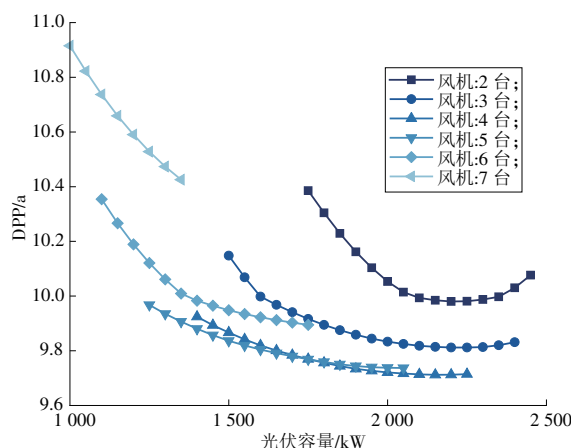


图 3 不同光伏与风电容量组合下的 DPP

Fig. 3 DDPP under different combinations of PV and wind power capacities

为直观展示系统运行特性, 选取冬季与夏季典型周进行逐时能量流分析。PUE 为 1.10 最优配置下两季典型周的逐时功率分布如图 4 所示。由图 4a 可知, 冬季典型周内风电出力较高且波动明显, 光伏出力相对较低, 这是由中卫地区冬季风资源丰富而太阳辐照度较弱所致; 该周风电发电量约为 24.5 MW·h, 光伏发电量约为 33.7 MW·h。由图 4b 可知, 夏季典型周内光伏出力显著高于冬季, 日间光伏出力峰值突出, 这是夏季太阳辐照度强、日照时间长的结果; 该周光伏发电量约为 88.7 MW·h, 约为风电发电量的 3.2 倍。得益于光伏出力优势, 夏季典型周内绿电占比与绿电自用率均高于冬季, 系统整体自发自用水平更优。

图 5 给出了绿电自用率、绿电占比及余电上网率的逐月分布。由图 5 可知, 全年各月绿电自用率均保持在 80.0% 以上, 满足政策约束下限; 绿电占比全年均值约为 55.5%, 高于 30.0% 的政策下限; 余电上网量占可再生能源发电量的比例全年均值约为 7.8%, 低于 20.0% 的政策上限。

图 6 给出了 PUE 为 1.10 最优配置下全年 8 759 h 的逐时能量流分布。风电出力在全年各时段均有贡献且波动较大; 光伏出力主要集中在日间时段, 夜间为零; 储能系统在风光出力不足时放电补缺, 有效平抑了功率波动; 电网购电则在风光储联合出力仍无法

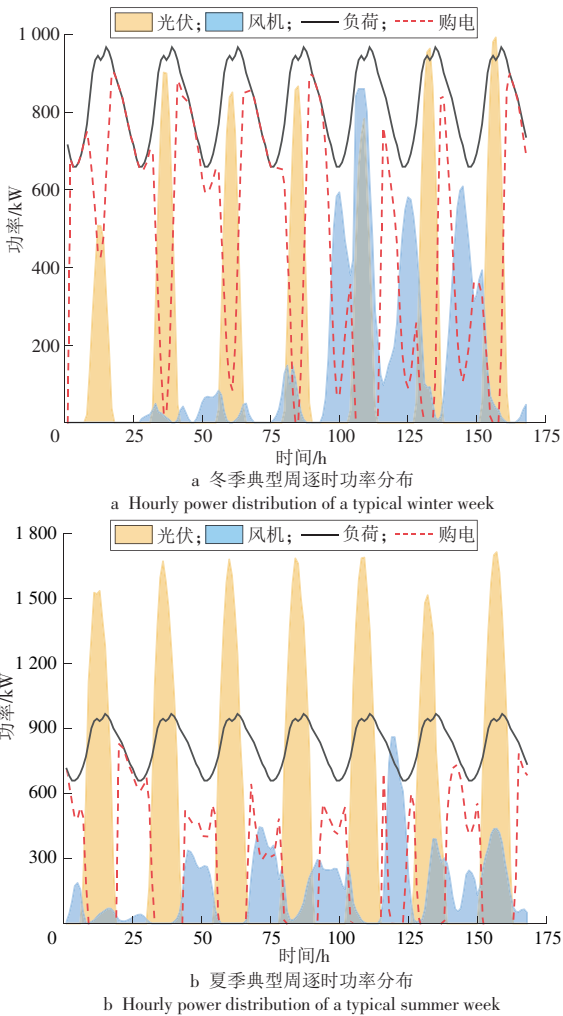


图 4 夏冬典型周逐时功率分布

Fig. 4 Hourly power distribution for typical weeks in summer and winter

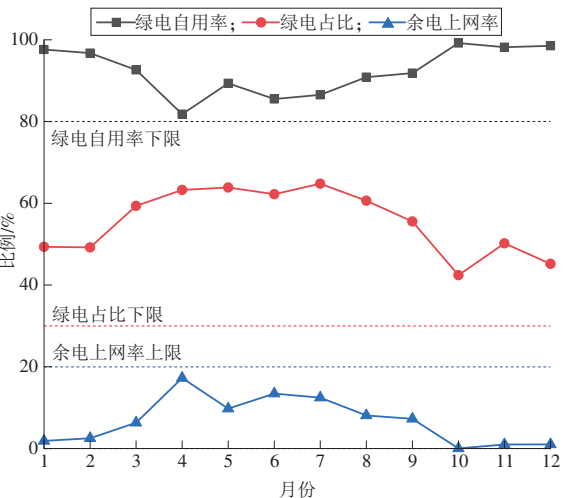


图 5 基准配置下逐月自用率与上网率及政策约束值

Fig. 5 Monthly self-consumption rate, feed-in rate, and policy constraints under baseline configuration

满足负荷时发挥兜底作用。从全年能量平衡统计结果可知,DC 总用电量为 $7\,199\text{ MW}\cdot\text{h}$,其中,风光发电量为 $4\,375\text{ MW}\cdot\text{h}$,自发自用电量为 $3\,998\text{ MW}\cdot\text{h}$,余电上网电量为 $339\text{ MW}\cdot\text{h}$,向电网购电量为 $3\,201\text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

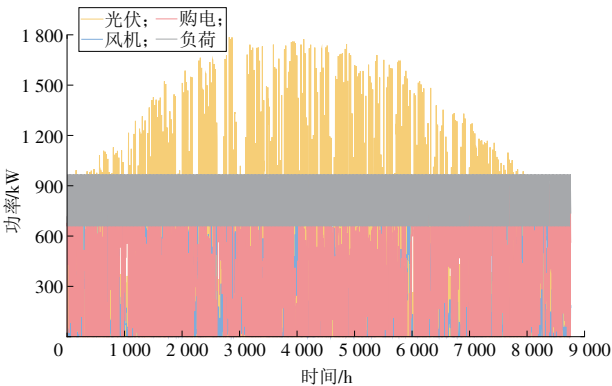


图 6 基准配置下全年逐时风光出力、购电功率与负荷分布

Fig. 6 Hourly wind-PV output, purchased power, and load distribution under baseline configuration

2.2 敏感性分析

为评估关键经济参数波动对项目经济性的影响,选取光伏单位投资、风电单位投资、储能单位投资、分时电价整体水平、余电上网电价及碳交易价格共 6 个参数作为敏感性分析变量,对各参数在基准值基础上进行 $\pm 40\%$ 的变动分析,考察其对 NPV 和 DPP 的响应。

图 7 给出了光伏单位投资变化对 NPV 和 DPP 的影响。当光伏单位投资由基准值 $2\,400\text{ 元/kW}$ 下降 40% 至 $1\,440\text{ 元/kW}$ 时,PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元 增至 678.9 万元 ,增幅达 53.50% ;DPP 由 9.71 a 缩短至 6.75 a ,缩减幅度为 30.50% 。当光伏单位投资上升 40% 至 $3\,360\text{ 元/kW}$ 时,累计 20 a 的 NPV 下降 53.55% ,DPP 延长 48.82% 。此外,随着 PUE 水平提高,光伏投资成本的敏感性略有增强,其原因在于高 PUE 工况下最优配置的光伏装机容量更大,光伏投资占总投资的比重相应提高。在当前光伏组件价格持续下降的背景下,光伏投资成本的降低将显著改善风光储绿电直连项目的经济性,有效缩短 DPP,并提升项目吸引力。

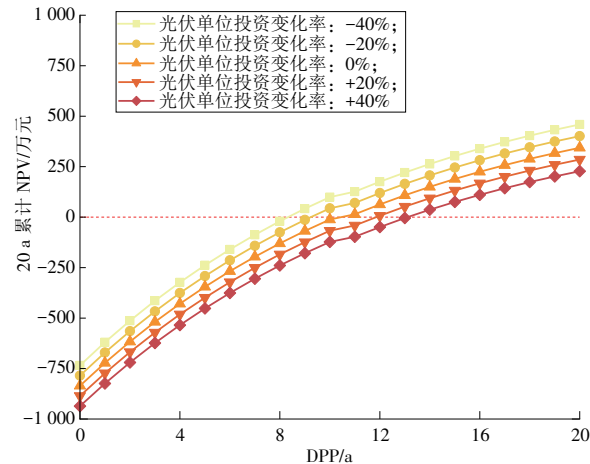


图 7 光伏单位投资变化对 NPV 及 DPP 的影响

Fig. 7 Impact of PV investment per unit on NPV and DPP

图 8 给出了风电单位投资变化对 NPV 和 DPP 的影响。当风电单位投资由基准值 3 200 元/kW 下降 40% 至 1 920 元/kW 时, PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元提高至 589.0 万元, 增幅达 33.20%; DPP 由 9.71 a 缩短至 7.78 a。当风电单位投资上升 40% 至 4 480 元/kW 时, 累计 20 a 的 NPV 下降 33.20%, DPP 延长 30.30%。综合图 7—8 可知, 光伏投资成本的敏感性高于风电, 这主要是因为最优配置下光伏投资占总投资的 53.5%, 高于风电的 33.2%, 因此, 在同等比例变动下, 光伏投资对应更大的绝对投资变化量。

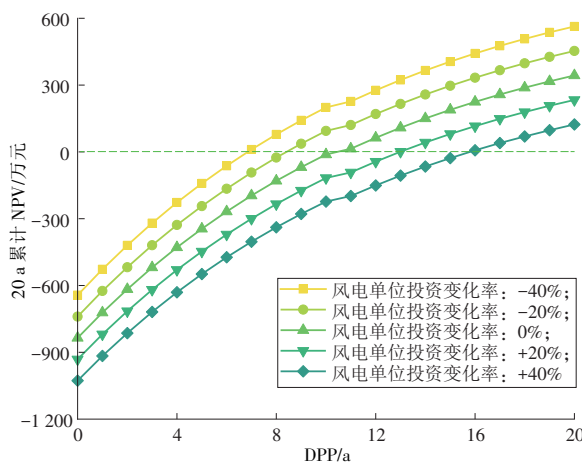


图 8 风电单位投资变化对 NPV 及 DPP 的影响

Fig. 8 Impact of wind power investment per unit on NPV and DPP

图 9 给出了储能单位投资变化对 NPV 和 DPP 的影响。当储能单位投资由基准值 507.5 元/(kW·h) 下降 40% 至 304.5 元/(kW·h) 时, PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元提高至 514.0 万元, 增幅仅为 16.20%; DPP 由 9.71 a 缩短至 8.9 a。当储能单位投资上升 40% 至 710.5 元/(kW·h) 时, 累计 20 a 的 NPV 下降 16.26%, DPP 延长 16.89%。储能投资成本敏感性较低的原因如下: (1) 储能投资仅占系统初始投资的 13.3%, 占比较小; (2) 储能系统主要发挥削峰填谷和提升绿电自用率的作用, 其经济收益主要体现在减少向电网购电量和增加碳减排收益, 而非直接产生售电收入。因此, 储能投资成本变动对项目整体经济性的影响相对有限。

图 10 给出了分时电价整体水平变化对 NPV 和 DPP 的影响。分时电价整体水平对项目经济性的影响最为显著, 且呈正向关联。当峰、平、谷 3 档电价同比例下降 40% 时, PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元降至 -172.9 万元, 降幅达 139.10%, 项目由盈利转为亏损, 在 20 a 评价期内无法回收投资。当分时电价整体上升 40% 时, 累计 20

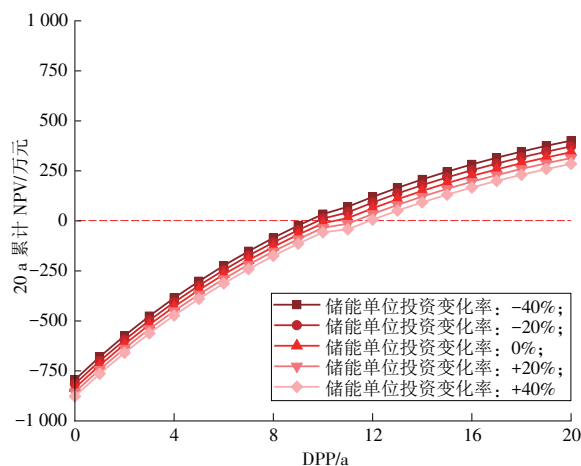


图 9 储能单位投资变化对 NPV 及 DPP 的影响

Fig. 9 Impact of energy storage investment per unit on NPV and DPP

a 的 NPV 提高至 1 057.2 万元, 增幅达 139.10%; DPP 缩短约 38.40%。分时电价敏感性强的主要原因在于, 风光储绿电直连项目的经济收益绝大部分来源于替代电网购电所节省的电费。电价水平越高, 节约电费的收益越大, 项目经济性越好。这一结果也表明, 随着宁夏电力市场化改革深入和峰谷电价差进一步拉大, 项目经济性存在明显改善空间; 反之, 电价下行则是项目面临的首要风险。

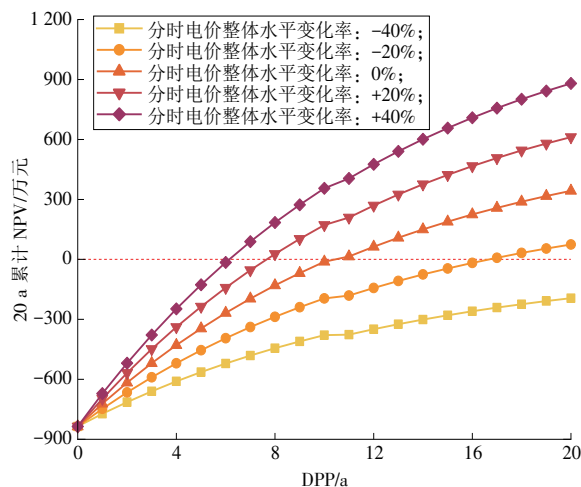


图 10 分时电价整体水平变化对 NPV 及 DPP 的影响

Fig. 10 Impact of time-of-use electricity price level on NPV and DPP

图 11 给出了余电上网电价变化对 NPV 和 DPP 的影响。当余电上网电价由基准值 0.15 元/(kW·h) 下降 40% 至 0.09 元/(kW·h) 时, PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元降至 422.2 万元, 降幅约 4.50%; DPP 由 9.71 a 延长至 9.91 a。当余电上网电价上升 40% 至 0.21 元/(kW·h) 时, 累计 20 a 的 NPV 提高约 4.50%, DPP 缩短约 2.00%。余电上网电价敏感性低的主要原因在于, 最优配置方案严格执行余电上网比例低于 20% 的约束, 年余电上网量仅 339 MW·h, 对应上网收益约 5.1 万元, 在年总收益中占比较低不

足 3%。

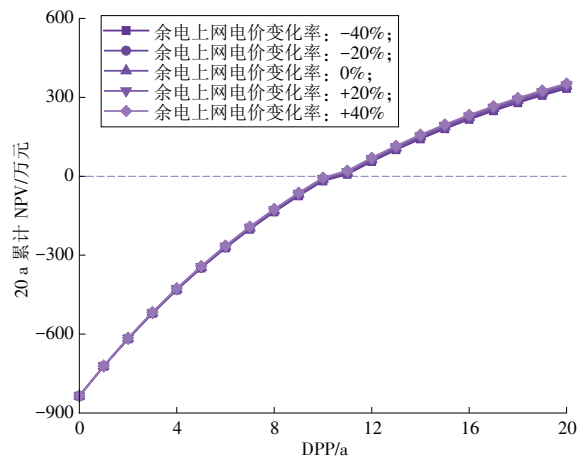


图 11 余电上网电价变化对 NPV 及 DPP 的影响
Fig. 11 Impact of surplus electricity feed-in tariff on NPV and DPP

图 12 给出了碳交易价格变化对 NPV 和 DPP 的影响。碳交易价格对项目经济性的影响较为温和。当碳交易价格由基准值 80 元/t 下降 40% 至 48 元/t 时,PUE 为 1.10 工况下累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元降至 361.9 万元,降幅约 18.20%;DPP 由 9.71 a 延长至 11.16 a,延长约 14.90%。当碳交易价格上升 40% 至 112 元/t 时,累计 20 a 的 NPV 上升约 18.10%,DPP 缩短约 7.70%。基准工况下,碳减排收益为 20.4 万元/a,占年总收益的 10.6%,其影响程度在敏感性排序中位于风电投资与储能投资之间。

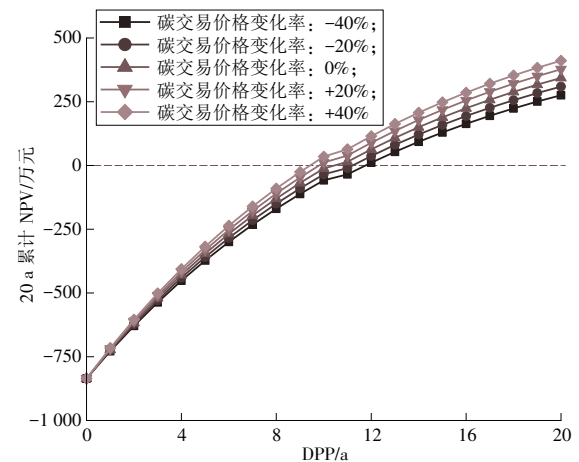


图 12 碳交易价格变化对 NPV 及 DPP 的影响
Fig. 12 Impact of carbon trading price on NPV and DPP

综合上述,由 6 项参数的敏感性分析结果可知,各参数对项目经济性的影响程度从强到弱依次为:分时电价整体水平、光伏单位投资、风电单位投资、碳交易价格、储能单位投资及余电上网电价。其中,分时电价整体水平是最敏感因素,其影响程度约为光伏单位投资的 2.6 倍。光伏与风电投资成本分列第 2、第 3 位,二者合计占项目初始投资的

86.7%,其下降将显著改善项目的经济性。碳交易价格与储能投资成本的影响相对温和。余电上网电价的影响最小,主要原因是政策约束限制了余电上网比例。

图 13 给出了同一风光储配置下,当 PUE 分别为 1.10,1.30,1.60 时,对累计 20 a 的 NPV 和 DPP 的影响。随着 PUE 由 1.10 升至 1.30 和 1.60,累计 20 a 的 NPV 由 442.2 万元降至 433.4 万元和 400.8 万元,降幅分别为 2.00% 和 9.40%;DPP 由 9.71 a 延长至 9.80 a 和 10.31 a,增幅分别为 0.90% 和 6.20%。总体而言,PUE 越高,项目经济性越差。项目经济性随 PUE 升高而下降的主要原因在于:在风光装机固定的条件下,绿电年发电量恒为 4 375 MW·h。PUE 由 1.10 升至 1.60 时,年自用电量仅增 274 MW·h,且增量主要发生于光伏出力旺盛的谷时段,所替代的电价为全天最低,节约电费收益增幅有限。与此同时,接入电网的容量需按照 DC 峰值的负荷来确定,由 1 100 kW 增至 1 600 kW,年容量电费由 21.1 万元增至 30.7 万元,增幅约 45.5%。容量电费的增加超过了自用电量增加所带来的节费收益,导致项目经济性整体下滑。

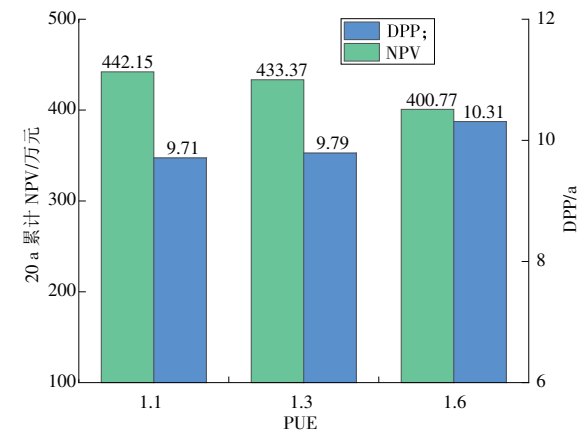


图 13 不同 PUE 水平下风光储系统 20 a 累计 NPV 与 DPP 对比
Fig. 13 Comparison of 20 a cumulative NPV and DPP of wind-PV-storage system under different PUE levels

3 结论与展望

本文针对风光储绿电直连 DC 系统,建立了包含光伏、风电、储能、电网及 DC 的综合模型,并进行了经济性分析,主要结论如下。

(1) 在现行政策约束下,得到了不同 PUE 水平下的最优风光储配置方案。以 PUE 为 1.10 的工况为例,最优配置为光伏装机 2 150 kW、风机 4 台(单台 250 kW,共 1 000 kW)、储能容量 2 520 kW·h,对应的 DPP 约为 9.71 a。

(2)影响项目经济性的各参数敏感度从强到弱依次为:分时电价整体水平、光伏单位投资、风电单位投资、碳交易价格、储能单位投资及余电上网电价。

(3)在风光储配置相同的条件下,PUE 越低则项目经济性越优。当 PUE 由 1.10 升至 1.60 时,累计 20 a 的 NPV 较基准水平下降约 9.36%,DPP 较基准水平延长约 6.18%。

本文基于宁夏中卫地区风光资源条件所建立的容量优化模型与经济性分析方法具有一定的通用性。新疆和田地区同样拥有丰富的太阳能与风能资源,后续研究可将本文模型迁移应用于和田地区,替换当地风光资源时序数据、电价政策及碳交易参数,并针对风沙对光伏出力的影响、电网接入条件差异、极端高温对 PUE 的影响等区域特殊条件进行模型适应性调整,以进一步验证研究成果的区域推广价值。

参考文献:

- [1]王永真,韩艺博,韩恺,等.基于知识图谱的数据中心综合能源系统研究综述[J].综合智慧能源,2023,45(7):1-10.
WANG Yongzhen, HAN Yibo, HAN Kai, et al. Researches on data center integrated energy systems based on knowledge graph[J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(7): 1-10.
- [2]李宜哲,王丹,贾宏杰,等.综合能源系统能量枢纽多样性建模和典型适用性研究[J].综合智慧能源,2023,45(7):22-29.
LI Yizhe, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Diverse modeling methods for energy hubs in integrated energy systems and their typical applications [J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(7): 22-29.
- [3]AZIZI A, MOROVATI S, ZAMANI A, et al. Strengthening data center operations using grid-forming battery energy storage as a line-interactive uninterruptible power supply [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2026, 175: 111638.
- [4]魏祖园,王宁波,田博,等.智算中心冷却系统绿色低碳技术研究进展:从碳源到碳汇的转变[J].制冷与空调,2026,26(3):1-16.
WEI Zuyuan, WANG Ningbo, TIAN Bo, et al. Research progress on green and low-carbon technologies for cooling systems in intelligent data centers: From carbon source to carbon sink [J]. Refrigeration and Air-Conditioning, 2026, 26(3): 1-16.
- [5]丁浩,仝杰,易宸乐,等.绿电直连数据中心:耦合逻辑、关键技术与应用模式[J/OL].电力系统自动化,1-17(2026-07-03) [2026-07-17]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20260703.1035.004>.
- [6]DING Hao, TONG Jie, YI Chenle, et al. Direct connection of green power for data centers: Coupling logic, key technologies, and application models[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 1-17(2026-07-03) [2026-07-17]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20260703.1035.004>.
- [6]GUO F, SOARES J, MA L, et al. Integrated planning of wind-solar-storage-grid systems for private-wire supplied data centers[J]. Applied Energy, 2026, 414: 127841.
- [7]余文昶,陈永刚,曹俊波,等.考虑负载响应特性的数据中心综合能源系统优化调度研究[J].综合智慧能源,2023,45(10):25-34.
YU Wenchang, CHEN Yonggang, CAO Junbo, et al. Optimal scheduling of the data center integrated energy system considering load response characteristics [J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(10): 25-34.
- [8]YANG S, ZHAO X H, NIAN V, et al. Economic feasibility of using fuel cells as backup power supply in data centers [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2024, 69: 103892.
- [9]LIU S C, GUO S T, SUN H W, et al. Evaluation of energy, economic, and pollution emission for single-phase immersion cooling data center with different economizers [J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 260: 125049.
- [10]董强,徐君,方东平,等.基于光伏出力特性的分布式光储系统优化调度策略[J].综合智慧能源,2024,46(4):17-23.
DONG Qiang, XU Jun, FANG Dongping, et al. Optimal scheduling strategy of distributed PV-energy storage systems based on PV output characteristics [J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46(4): 17-23.
- [11]郭银杰,赵春雨.数据中心冷却技术发展综述[J].制冷与空调,2025,25(3):1-8.
GUO Yinjie, ZHAO Chunyu. Discussion on the development history of data center cooling technology [J]. Refrigeration and Air-Conditioning, 2025, 25(3): 1-8.
- [12]赵建立,向佳霓,王隽东,等.考虑风电不确定性的数据中心平抑风电功率波动的调度方法[J].综合智慧能源,2022,44(11):70-78.
ZHAO Jianli, XIANG Jiani, WANG Weidong, et al. A scheduling method for suppressing wind power fluctuation of data centers considering wind power uncertainty [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(11): 70-78.
- [13]宁夏回族自治区发展和改革委员会.宁夏回族自治区电网企业代理购电工作实施细则[EB/OL].(2026-02-12) [2026-07-17]. https://fzggw.nx.gov.cn/zzb/tzgg_69405/202602/t20260212_5170559.html.
- [14]陈香宇,冯喜春,石振江,等.基于源网荷储协同的零碳数据中心运营模式研究[M]//河北能源发展报告(2023).北京:社会科学文献出版社,2023:209.

- [15]景霖茹,檀朝东,陈培堯,等.抽油机井群生产井场的风光储容量配置优化[J].综合智慧能源,2026,48(5):1-9. JING Linru, TAN Chaodong, CHEN Peiyao, et al. Capacity configuration optimization of wind-solar-storage systems for oil well groups at drilling sites [J]. Integrated Intelligent Energy, 2026, 48(5): 1-9.
- [16]杨丽彬,赵霞,叶泽,等.区域电网两部制输电价格的科学设计与合理应用:基于两部制定价“产量扩大效应”的理论诠释[J].价格理论与实践,2022(12):8-12,65. YANG Libin, ZHAO Xia, YE Ze, et al. Scientific design and reasonable application of two-part transmission price in regional power grid: Theoretical interpretation of "output expansion effect" based on two-part pricing [J]. Price (Theory & Practice), 2022(12): 8-12, 65.
- [17]陆煜铨,赵云,尹雁和,等.计及碳减排与数据中心余热回收的电-热-氢综合能源系统多目标优化调度[J].全球能源互联网,2025,8(5):651-661. LU Yuxin, ZHAO Yun, YIN Yanhe, et al. Multi-objective optimal scheduling of electric-thermal-hydrogen integrated energy system considering carbon emission reduction and waste heat reuse from data center[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(5): 651-661.
- [18]JING L, CHEN W J, XING Y, et al. The calculation method of user-level dynamic carbon emission factor based on electric energy trading flow [C]//Proceedings of 2023 IEEE 5th International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS). IEEE, 2023: 374-379.
- [19]生态环境部,国家统计局.关于发布2023年电力二氧化碳排放因子的公告:公告2025年第47号[EB/OL]. (2025-12-31) [2026-07-17]. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202512/t20251231_1139517.html.
- [20]MA Y, MIAO L, FENG L Y. Research on the implementation effects, multi-objective scheme selection, and element regulation of China's carbon market [J]. Sustainability, 2025, 17(15): 6955.
- [21]水电水利规划设计总院.中国可再生能源工程造价管理报告2024年度[R].北京:水电水利规划设计总院,2025.
- [22]夏晖,张敏,刘志强,等.新能源项目运营技术经济分析及其对发展的影响[J].电力科技与环保,2023,39(6):543-552. XIA Hui, ZHANG Min, LIU Zhiqiang, et al. Investigate on the impact factors of operational capability for new energy projects [J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2023, 39(6): 543-552.
- [23]国家应对气候变化战略研究和国际合作中心.2024年减排项目中国区域电网二氧化碳基准线排放因子[EB/OL]. (2026-01-13) [2026-07-17]. <https://ccer.cets.org.cn/notice/noticeDetail?bulletinInfoId=1460687925200162816>.
- [24]北京绿色交易所.2025年度全国温室气体自愿减排交易市场运行情况[EB/OL]. (2025-12-31) [2026-07-17]. <https://www.ccer.com.cn>.
- [25]刘阳,滕卫军,谷青发,等.规模化多元电化学储能度电成本及其经济性分析[J].储能科学与技术,2023,12(1):312-318. LIU Yang, TENG Weijun, GU Qingfa, et al. Scaled-up diversified electrochemical energy storage LCOE and its economic analysis [J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(1): 312-318.
- [26]王砥凡,魏飞,蒋德玉,等.多类型电源与储能协同的配电网规划优化[J].综合智慧能源,2025,47(8):49-57. WANG Difan, WEI Fei, JIANG Deyu, et al. Optimization planning of distribution networks with multiple energy resources and energy storage coordination [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(8): 49-57.
- [27]许龙,杨谋存,王薪贺,等.可再生能源多能互补系统两阶段容量优化配置[J].南京工业大学学报(自然科学版),2024,46(2):198-204,234. XU Long, YANG Moucun, WANG Xinhe, et al. Two-stage capacity optimization of renewable energy multi-energy complementary system [J]. Journal of Nanjing Tech University (Natural Science Edition), 2024, 46(2): 198-204, 234.
- [28]可思为,董萍,马铭宇,等.考虑风光荷时空互补的多能源绿色数据中心多目标配置方法[J].电力系统保护与控制,2024,52(22):22-33. KE Siwei, DONG Ping, MA Mingyu, et al. A multi-objective allocation method for multi-energy green data centers considering wind, solar and load spatial-temporal complementarity [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(22): 22-33.
- [29]许娟,李超,翟融融.基于风光气互补的综合能源系统典型日性能分析[J].综合智慧能源,2026,48(6):105-114. XU Juan, LI Chao, ZHAI Rongrong. Typical daily performance analysis of a wind-photovoltaic-gas complementary integrated energy system [J]. Integrated Intelligent Energy, 2026, 48(6): 105-114.
- [30]王芊瑞,阮景昕,王跃社.考虑风、光出力时空相关性的电-氢协同储能系统经济性优化调度研究[J].综合智慧能源,2025,47(12):34-45. WANG Qianrui, RUAN Jingxin, WANG Yueshe. Economic optimal scheduling of electricity-hydrogen coordinated energy storage system considering spatiotemporal correlation of wind and photovoltaic power outputs [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(12): 34-45.

(本文责编:周志恒)

收稿日期:2026-07-20;修回日期:2026-07-28
上网日期:2026-08-10;附录网址:www.ienergy.cn

作者简介:

程云龙(1989),男,副研究馆员,博士,从事能源系统经济性评价方面的研究,cheng_yunlong@126.com;

刘芸彤(2001),女,硕士生,从事数据中心与绿色低碳发展方面的研究,teng15953242319@163.com;

崔诵笈(2004),女,从事单相浸没数据中心冷却方面的研究,1298229716@qq.com;

王星皓(1995),男,硕士,从事数据中心余热回收方面的研究,13752261765@163.com;

李雪强*(1989),男,副教授,博士,从事数据中心冷却技术及强化换热等方面的研究,xqli@tjcu.edu.cn;

张志强(1995),男,讲师,博士,从事微尺度相变传热、电子器件热管理、制冷系统节能优化等方面的研究,zhangzhiqiang@tjcu.edu.cn;

刘圣春(1976),男,教授,博士,从事自然工质替代技术、制冷系统优化及节能技术、冷冻冷藏技术、数据中心冷却技术等方面的研究,liushch@tjcu.edu.cn。

*为通信作者。

广 告 索 引

郑州科润机电工程有限公司	(后插 1)	华电通用轻型燃机设备有限公司	(后插 9)
华电水务科技股份有限公司(跨版)	(后插 2,3)	郑州华电能源科技有限公司(跨版)	(后插 10,11)
华电环保系统工程有限公司(跨版)	(后插 4,5)	华电科工股份有限公司(跨版)	(后插 12,13)
中国华电科工集团有限公司		中国华电科工集团有限公司	
新能源技术开发公司	(后插 6)	能源建设分公司(跨版)	(后插 14,15)
中国华电科工集团有限公司生物质能分公司	(后插 7)	中国华电科工集团有限公司储能分公司	(后插 16)
中国华电科工集团有限公司		华电郑州机械设计研究院有限公司	(封三)
综合智慧能源分公司	(后插 8)	中国华电科工集团有限公司	(封底)