

计及峰谷电价的城轨光储一体化设备优化配置研究

史 丹

(北京城建设计发展集团股份有限公司, 北京 100032)

摘 要: 针对光储一体化设备接入城市轨道交通后, 光伏消纳水平评估困难、储能配置与全生命周期收益最大化适配性不足的核心问题, 首先通过仿真模拟牵引负荷的动态波动特性与光伏发电全年逐时功率特性, 进而构建考虑光伏特性、储能运行策略以及全生命周期收益的多维度数学模型, 系统剖析全年光伏消纳水平, 储能容量的最优配置以及储能充放电策略设计, 提出一种计及峰谷电价的城轨光储一体化设备优化配置方案。研究表明, 光伏消纳水平需结合全年时段的光伏发电特性及负荷变化规律进行分析; 储能容量的选择需结合光伏消纳率、投资回收期 and 年均收益, 在提升光伏消纳率的同时, 取得最小的静态投资回收期, 实现全生命周期内的盈利; 储能充放电策略的设计需要充分考虑全年时段峰谷电价的差异, 最大化利用峰谷价差提升收益。该研究方法可为城市轨道交通光储一体化工程项目的科学规划与落地实施提供参考。

关键词: 城市轨道交通; 光储一体化; 光伏消纳率; 峰谷电价; 控制策略; 经济性分析

中图分类号: U231

文献标志码: A

文章编号: 1672-6073(2026)01-0136-07

Optimal Configuration of Urban Rail Transit Photovoltaic-Energy Storage Integrated Equipment Considering Time-of-Use Electricity Prices

SHI Dan

(Beijing Urban Construction Design & Development Group Co., Ltd., Beijing 100032)

Abstract: To address the core problems of difficult evaluation of photovoltaic (PV) absorption and the poor alignment between energy storage (ES) configuration and life-cycle benefit maximization after integrating PV-storage hybrid systems into urban rail transit, this study first simulates the dynamic fluctuation characteristics of traction loads and the hourly PV power output characteristics throughout the year. On this basis, a multi-dimensional mathematical model incorporating PV characteristics, ES operation strategies, and life-cycle benefits is constructed. The model is then used to systematically analyze the annual PV absorption level, optimal ES capacity configuration, and ES charging and discharging strategy design, and proposes an optimal configuration scheme for urban rail transit PV-storage hybrid systems that accounts for time-of-use (TOU) electricity prices. The results indicate the following: Accurate assessment of PV absorption requires analyzing annual PV generation characteristics and load variation patterns; ES capacity selection should integrate PV absorption rate, investment payback period, and annual average benefits to minimize the static investment payback period while improving PV absorption, thereby achieving full-life-cycle profitability; the design of ES charging and discharging strategies needs to fully consider annual TOU electricity price

收稿日期: 2025-05-19 修回日期: 2025-11-17

作者简介: 史丹, 女, 硕士, 高级工程师, 注册电气工程师, 注册咨询师, 主要从事城市轨道交通供配电系统设计与研究, 986249023@qq.com

基金项目: 中国城市轨道交通协会(CAMET-KY-2022015)

引用格式: 史丹. 计及峰谷电价的城轨光储一体化设备优化配置研究[J]. 都市轨道交通, 2026, 39(1): 136-142.

SHI Dan. Optimal configuration of urban rail transit photovoltaic-energy storage integrated equipment considering time-of-use electricity prices[J]. Urban rapid rail transit, 2026, 39(1): 136-142.

differences, maximizing the use of peak-to-off-peak price spreads to enhance benefits. This research method provides a reference for the scientific planning and implementation of PV-ES integrated projects in urban rail transit.

Keywords: urban rail transit; PV-energy storage integration; PV consumption rate; time-of-use electricity prices; control scheme; economic analysis

据统计,截至2024年底,我国城市轨道交通运营总里程已达到12 160.77 km,总电能耗为270.23 亿kW·h,同比增长6.83%。在“双碳”战略目标驱动下,《“十四五”现代综合交通运输体系发展规划》明确提出需加速推进交通能源结构转型,要求到2025年新建轨道交通项目可再生能源替代率不低于15%^[1]。2025年3月26日,为加快建设交通强国和新型能源体系,交通运输部等十部门联合印发《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》,其中明确提出推动交通与能源基础设施的一体化建设,提高交通领域清洁能源的应用比例^[2]。

目前,已有较多学者对光伏或储能系统接入城市轨道交通进行研究^[3-5]。文献[6]对城轨储能领域常用储能介质的特性进行对比分析,针对不同类型储能变流器常用电路拓扑进行研究,但没有涉及光伏系统。文献[7]介绍了目前城市轨道交通光伏发电系统的发展现状,指出目前的技术难题,对未来的发展趋势提出了构想和建议。文献[8]调研了目前光伏发电系统在城市轨道交通中的应用情况,提出城市轨道交通中的光伏发电系统运用需要新场景,并对可能的使用场景进行了说明。文献[9]针对车辆基地光伏应用场景从实际工程角度讨论了安装方式、成本核算流程,但未对系统优化开展研究。以上研究多集中在光储系统接入城市轨道交通的接入方式、环境效益、应用场景等方面,并未考虑接入光储系统后的经济性优化配置问题。

文献[10]基于全生命周期评价方法,建立光伏发电系统在城市轨道交通应用中的经济投资回收模型,验证了光伏发电系统在城市轨道中应用的可行性。文献[11]通过分析轨道交通中牵引负荷和光伏出力的特性,建立源荷多面体不确定集下的储能配置及优化运行鲁棒模型,分析源荷不确定性程度对日均总综合成本的影响。以上研究仅聚焦于如何提高光储接入的经济性,并未考虑光伏的消纳率。

2025年国家能源局颁布的《分布式光伏发电开发建设管理办法》^[12]中明确针对大型工商业分布式光伏原则上选择自发自用模式,因此在考虑经济性 & 光伏消纳的前提下对城市轨道交通光储一体化设备优化配置进行研究是有必要的。本文通过仿真和数学分析,

对光伏消纳能力进行评估,提出储能系统容量优化配置方法,以及结合峰谷电价的储能充放电控制策略设计,在保证消纳率的同时,获得最小静态投资回收期,实现全生命周期内的盈利,为城市轨道交通光储一体化工程实践提供参考。

1 光伏消纳能力评估

1.1 负荷分析

城市轨道交通电力负荷包括动力照明负荷和牵引负荷。动力照明负荷除了少部分季节性负荷(如通风空调、电暖气等)外,大部分均为稳定性负荷,全年内波动性较小。为动力照明负荷供电的配电变压器负载率一般存在较大余量,可以按变压器实际容量的10%作为城市轨道交通动力照明负荷全年均值。城市轨道交通牵引负荷具有频繁波动性,波动幅度大且具有明显间歇性。图1为某牵引变电所全天功率实测波形,全天早晚高峰期间牵引负荷较大,峰值功率约为2.5 MW,但同时也存在短时功率为0的情况。

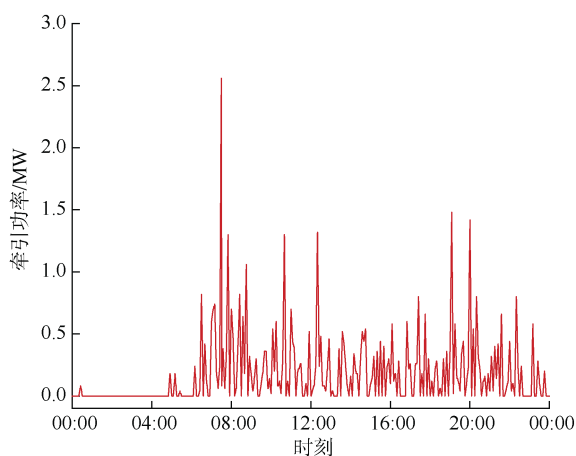


图1 某牵引变电所全天牵引功率变化曲线

Figure 1 Daily traction load profile of a traction substation

分析光伏发电在城市轨道交通供电系统消纳水平应以每条线路的实际负荷为基础。由于牵引负荷的波动性大,对于已开通线路在实际中大多未配置高采样率、高精度的负荷实时监测系统,很难获取秒级的牵引负荷功率数据,对于在建线路更是缺少运行数据。因此,通过仿真手段对线路负荷进行模拟预测是目前常用的研究方法之一。

以国内某条运营线路为例,该线路全长 58.35 km,采用 35 kV 中压系统,1 500 V 直流接触轨供电,走行轨回流制式。光伏接入主变电所供电分区长度为 29.7 km,涉及 12 座高架车站和 1 座地面车辆段。该线路采用

4 辆编组 B 型列车,平峰时段小交路发车间隔 9 min 40 s,大交路发车间隔 19 min 20 s;高峰时段小交路发车间隔 7 min 35 s,大交路发车间隔 15 min 10 s。该主变电所供电交流系统拓扑如图 2 所示。

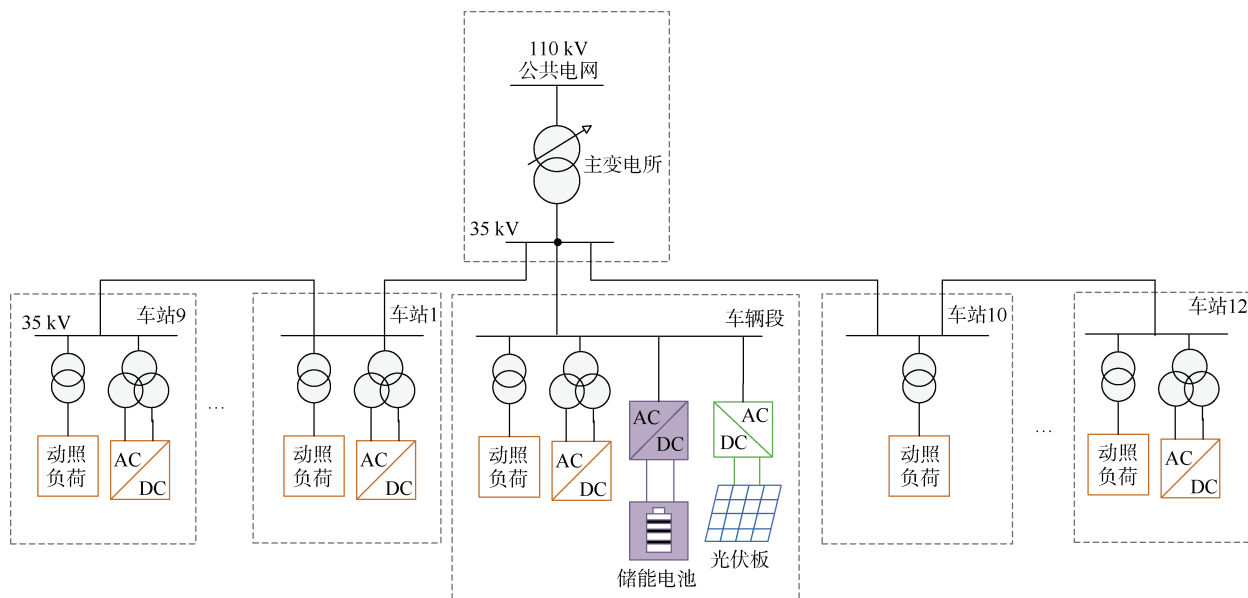


图2 某主变电所供电分区系统拓扑

Figure 2 Topology of the power supply zone system of a main substation

该主变电所全天每小时电能数据和基于仿真软件的仿真数据对比如图 3 所示。从图 3 中可以看出,仿真负荷和实测负荷整体变化趋势一致,在早晚高峰时间段内,误差较大,仿真数据略大于实测数据,这是因为目前主流牵引仿真软件无法按照变化的行车时刻表进行仿真模拟,在平峰—高峰—平峰转换过程中,数值存在差异。图 3 中,仿真和实测最大相对误差

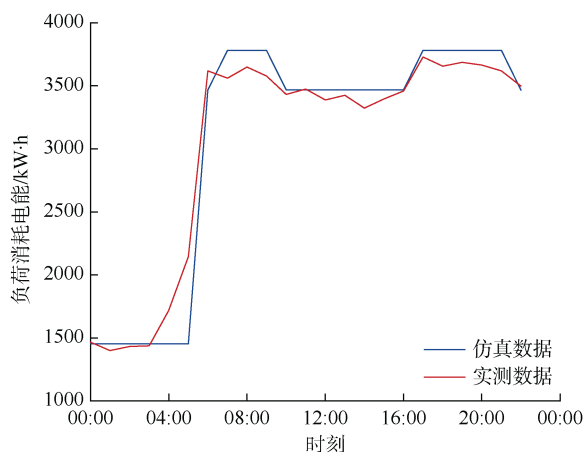


图3 某主变电所 24 小时实测数据和仿真数据对比

Figure 3 24-Hour comparison of measured vs. simulated data at a main substation

小于 15%,实测数据普遍缺乏的情况下,用仿真数据进行研究分析误差在可接受范围之内。

1.2 消纳水平分析

由于全年每天每小时的光照强度不同,光伏发电量不同,光伏发电的消纳水平应建立在全年数据分析基础上。仍以该线路为例,该线路在车辆段建筑屋顶设置光伏板,光伏装机容量 8.8 MW_p,接入车辆段 35 kV 中压母线。利用光伏仿真软件可以得到全年光伏拟发电为 9 416 000 kW·h,以及全年的光伏逐时发电数据 P_s (假设光伏每小时发电功率恒定)。利用牵引供电仿真软件可以得到高峰、平峰以及停运时段的秒级负荷数据 P_d 。分析可知:

如果 $P_s \geq P_d$,则该时刻光伏消纳的功率 $P_{xn} = P_d$,未消纳的负荷 $P_{wxn} = P_s - P_d$,单位为 kW;

如果 $P_s < P_d$,则该时刻光伏消纳的功率 $P_{xn} = P_s$,未消纳的负荷 $P_{wxn} = 0$,单位为 kW。

计算 1 h 的光伏消纳电能 W_{xn} ,1 h 光伏发电电能 W_s ,即

$$W_{xn} = \sum_{t=0}^{3600} \frac{P_{xn}}{3600} \quad (1)$$

$$W_s = P_s \quad (2)$$

$$\eta_{xn}=W_{xn}/W_s \tag{3}$$

式中， η_{xn} 为光伏消纳率。

计算统计得到全年逐时该线路负荷消纳情况，如图4所示，整体消纳电能 在 4~8 月最高。按月份统计该年度每月光伏发电量及消纳电量，如表 1 所示。从表 1 中可以看出当年光伏发电量最大出现在 5 月，该月光伏消纳比例最低为 65.7%。12 月冬季发电量最小，该月光伏消纳比例最大为 80.9%。全年总光伏消纳比例为 70.4%。

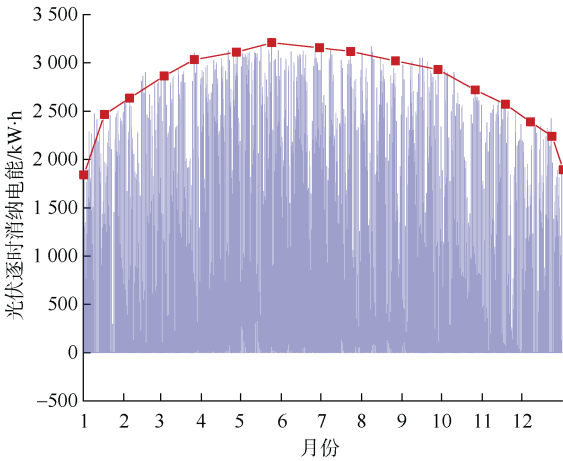


图 4 全年逐时光伏消纳电能数
Figure 4 Annual hourly PV energy PV absorption

表 1 每月光伏发电量及消纳电量
Table 1 Monthly photovoltaic power generation and absorbed electricity

月份	光伏发电电能/(kW·h)	消纳电能/(kW·h)	消纳比例/%
1	471 113	369 268	78.4
2	582 052	419 133	72.0
3	818 921	575 660	70.3
4	1 029 449	689 046	66.9
5	1 151 997	756 944	65.7
6	1 104 366	738 674	66.9
7	973 596	680 770	69.9
8	905 816	636 813	70.3
9	839 954	586 952	69.9
10	669 359	492 976	73.6
11	470 413	362 383	77.0
12	398 964	322 715	80.9
总计	9 416 000	6 631 334	70.4

2 储能容量配置

为了进一步提高光伏的消纳率，减少向电网返回的电量，满足供电局的要求，需要设置储能。

上述案例中，该地区城市轨道交通为大工业用电，采用两部制电价，且为峰谷电价，以 3 月为例，当月全天电价如图 5 所示。最低电价为 0.427 8 元/(kW·h)，谷价时段为 11:00—14:00，最高电价为 0.972 7 元/(kW·h)，峰价时段为 17:00—20:00，峰谷价差为 0.544 9 元/(kW·h)。

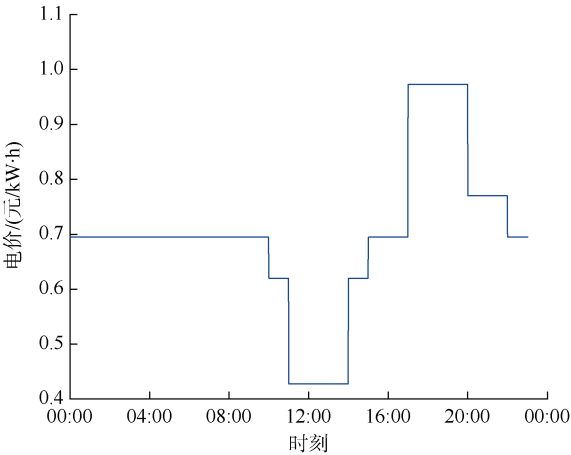


图 5 某城市夏季全天电价
Figure 5 Summer 24-hour electricity price profile for a city

2.1 配置原则

储能容量的配置原则：尽可能提高光伏的消纳率，以充分利用光伏发电的电能，降低返回电网的比例；以经济性为目标，尽可能使得收益最大化。

结合上述原则，构建包含经济性、光伏消纳率、储能配置、投资回收期等约束的数学模型。光伏发电、储能及其他相关参数含义见表 2。

表 2 光伏发电、储能及其他参数含义
Table 2 Definitions of photovoltaic power generation parameters, energy storage parameters and other parameters

变量	含义
P_n/kW	光伏装机容量
$C_{pv}/(\text{元}/\text{kW})$	光伏单位投资成本
P_{qg}/kW	某时刻光伏弃光功率
$E_n/\text{kW}\cdot\text{h}$	储能额定容量
P_{ch}/kW	某时刻储能充电功率
P_{dis}/kW	某时刻储能放电功率
$P_{\text{emax}}/\text{kW}$	储能最大功率
η_{ch}	储能充电效率
η_{dis}	储能放电效率
DOD	储能放电深度
$C_{\text{ess}}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	储能单位投资成本
P_d/kW	某时刻负荷需求功率
P_{max}/kW	最大需用功率

续表

变量	含义
$C_{inv}/\text{元}$	总初始投资
$R_h/\text{元}$	每小时收入
$R_{year}/\text{元}$	年净收益
$T/\text{年}$	投资回收期
$d/(\text{元}/\text{kW}\cdot\text{h})$	不同时段电费单价

2.2 约束条件

1) 约束条件 1: 光伏发电时段, 光伏给负荷供电, 多余电能给储能充电。某时刻, 如果 $P_s \geq P_d$, 则 $P_{xn} = P_d$, $P_{wxn} = P_s - P_d$, $P_{ch} = \eta_{ch} \times P_{wxn}$, ($P_{ch} \leq P_{emax}$, 如出现超出储能最大功率情况则弃光, $P_{qg} = P_{wxn} - P_{emax}$)。如果 $P_s < P_d$, 则 $P_{xn} = P_s$, $P_{wxn} = 0$, $P_{ch} = 0$ 。

2) 约束 2: 谷价时段, 光伏和电网一并给储能充电, 储能全功率充电, 但需要考虑需用功率的限制, 此时总的电网提供功率 $P_d - P_{xn} + P_{chs} \leq P_{max}$, 其中 P_{chs} 为电网给储能充电功率。

3) 约束 3: 峰价时段, 储能放电时段(此时基本光伏已不发电, 少部分光伏发电给负荷利用后多余的则弃光, $P_{qg} = P_{wxn}$), 储能放电功率追随负荷功率变化, $P_{dis} \times \eta_{dis} = P_d$, $P_{dis} \leq P_{emax}$ 。

4) 约束 4: 储能充放电总容量, $\Sigma P_{ch} \leq E_n$, $\Sigma P_{dis} \leq E_n \times DOD$ 。

5) 约束 5: 每小时收入 $R_h = d \times \Sigma P_{xn} - d \times \Sigma P_{chs}$ (充电状态) 或者 $d \times \Sigma P_{xn} + d \times \Sigma P_{dis} \times \eta_{dis}$ (放电状态), 每年净收益 $R_{year} = \Sigma R_h - C_{yw}$, 其中 C_{yw} 为每年的运维成本。25 年的年均净收益 $R'_{year} = (R_{year1} + R_{year2} + \dots + R_{year25}) / 25$ 。

2.3 目标函数

1) 函数 1: $C_{inv} = C_{PV} \times P_n + C_{ess} \times E_n$, $T_{min} = C_{inv} / R'_{year}$

2) 函数 2: $\eta_{xn} = (\Sigma P_s - \Sigma P_{qg}) / \Sigma P_s$

根据上述数学模型, 求解得到表 3 不同储能容量配置下的光伏消纳率。由表 3 中可以看出, 储能容量配置 $\geq 8 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 时, 可以将光伏消纳率提升至 90% 以上。

表 3 每月光伏发电量及消纳电量

Table 3 Monthly photovoltaic generation and utilized energy

储能配置容量/MW	光伏消纳率/%	静态投资回收期/年
0	70.40	8.69
2	77.70	8.13
4	83.60	7.76
6	88.10	7.53
8	91.50	7.41

续表

储能配置容量/MW	光伏消纳率/%	静态投资回收期/年
10	94.20	7.38
12	96.30	7.39
14	97.80	7.46
16	98.70	7.61

2.4 配置结果

图 6 为不同储能容量下光伏消纳率、年均收益和静态投资回收期关系曲线。从图 6 可以看出, 随着储能容量的提高, 光伏消纳率逐渐提高, 年均收益逐渐增加, 但提升幅度也越趋于平缓。储能容量从 0~10 MW·h 逐渐增大时, 静态投资回收期逐渐减小; 储能容量超过 10 MW·h 时, 静态投资期反而增加。静态投资回收期最小值为 7.38 年, 此时储能容量配置为 10 MW·h。

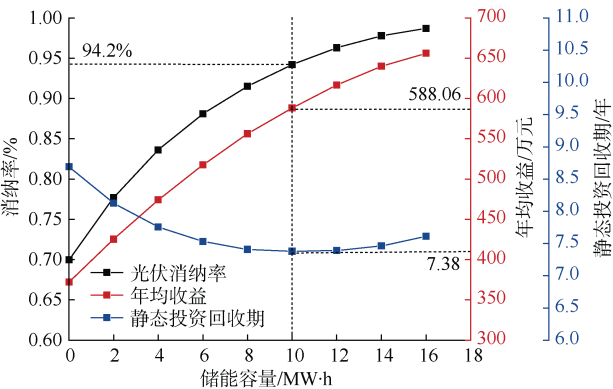


图 6 储能容量与光伏消纳比例和年收益关系
Figure 6 Correlation between energy storage capacity, PV utilization rate, and annual revenue

综上所述, 储能容量最优选择为 10 MW·h, 一方面可以取得最小的静态投资回收期, 另一方面也将光伏的消纳比例提升至 94.2%。相关经济指标如表 4 所示。其中, 光伏年维护费用按 0.03 元/Wp, 储能年

表 4 每月光伏发电量及消纳电量

Table 4 Monthly photovoltaic generation and utilized energy

项目	数值
光伏装机容量/kWp	8800
储能装机容量/MW·h	10
光伏单价/W	3.2
储能单价/W·h	1.05
总投资/万元	3 866
年总成本费用/万元	64.2
年均收益/万元	588.06
静态投资回收期/年	7.38

维护费用按 10 元/(kW·h)考虑。总投资约为 3 866 万元,年总成本费用约为 64.2 万元(已考虑 25 年内更换一次电芯的费用),年均收益约为 588.06 万元,静态投资回收期约为 7.38 年。

3 储能充放电策略

储能的充放电策略设计时需要充分考虑以下因素:将光伏未消纳的电量尽量存储,以提高光伏的消纳率;储能全功率充电应尽可能在全天谷价时段,放电时应尽可能在全天峰价时段,以获得最大的峰谷电价收益;储能全功率充电时段还需要考虑当地的需用电费,充电功率不应超过需用功率,以避免需量电费支出增加。

以 3 月的某一天为例,说明储能的充放电策略。根据不同时间段的电价、光伏发电情况可分为 4 种工况。

工况 1: 白天光伏发电的平价和谷价时段,即 7:00~11:00 以及 14:00~17:00,光伏未消纳的负荷由储能充电存储,储能充电策略如图 7 所示。

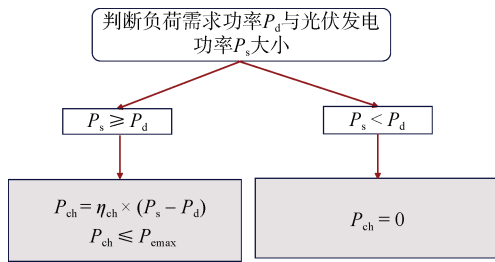


图 7 工况 1 下的储能充电策略

Figure 7 Energy Storage Charging Strategy Under Operating Condition 1

工况 2: 白天光伏发电的深谷时段,即 11:00~14:00,储能由光伏和电网同时充电,储能充电策略如图 8 所示。

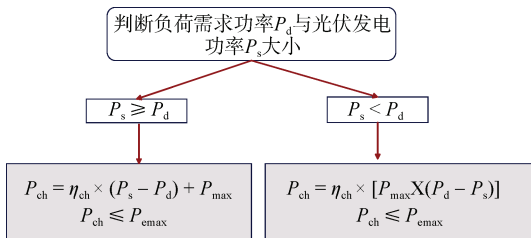


图 8 工况 2 下的储能充电策略

Figure 8 Energy Storage Charging Strategy Under Operating Condition 2

工况 3: 傍晚和夜间光伏不发电的尖峰和峰价时段即 17:00~21:00,储能开始放电,储能放电策略为

$$P_{dis} \times \eta_{dis} = P_d, P_{dis} \leq P_{emax} \quad (4)$$

工况 4: 峰价和平价时段即 21:00—次日 7:00,储能不充不放。

储能全天的 SOC 曲线如图 9 所示。

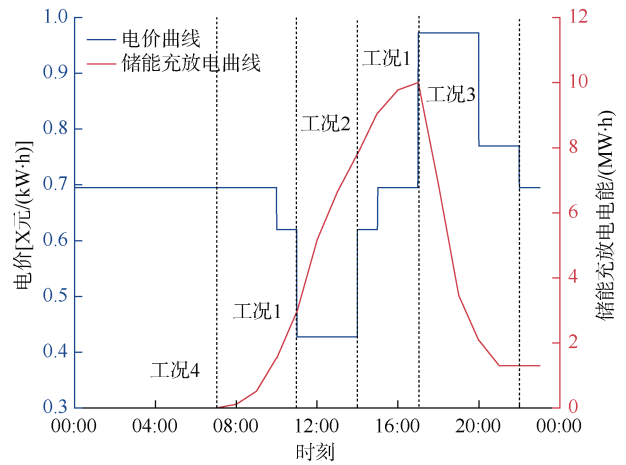


图 9 3 月某一天的储能 SOC 曲线

Figure 9 SOC profile of energy storage on a specific day in March

不同季度以及不同储能容量下的平均峰谷套利曲线如图 10 所示(其中一季度代表 12、1、2 月份,二季度代表 3、4、5 月份)。从图 10 可以看出:

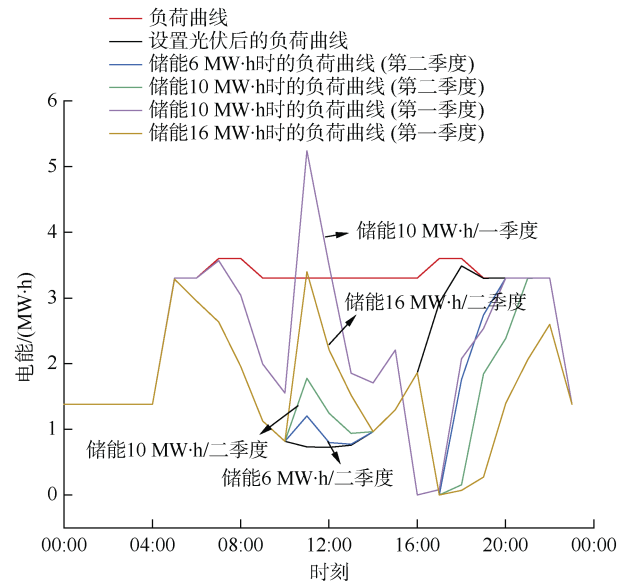


图 10 不同季度和储能容量的平均峰谷套利曲线

Figure 10 Average peak-to-off-peak arbitrage curves for different quarters and energy storage capacities

1) 光储的利用减少了电网用电,可达到节电省钱的效益;此外还可以起到削峰填谷的作用,在谷价时段增大电网负荷,峰价时段减小电网负荷,充分利用峰谷电价差,获取收益。

2) 相同季度,不同储能容量充放电电能不同。储能容量越大,中午的深谷价时段电网给储能充电的电能越大,储能总存储的电能越大,放电时间也越长,可能出现在峰价和平价时段仍然放电的情况。

3) 相同储能容量,不同季度下的充放电电能不同。一季度光照水平较低,未消纳的部分给储能充电的电能较少,因此在深谷价时段电网给储能充电的电能也越大。

由于每天光伏发电量具有差异性,每月的电价具有差异性,储能每天的充放电策略也略有差异。从全年整体数据分析,本案例中储能全年总的充电电能拟为 362 万 kW·h,其中光伏给储能充电比例约为 62%,电网给储能充电比例约为 38%,总的放电电能拟为 315 万 kW·h。

4 结论

本文对城市轨道交通光储一体化设备的优化配置方法进行分析,针对光伏消纳水平、储能容量配置以及储能充放电策略进行研究,可得出如下结论:

1) 光伏消纳水平分析应该建立在全年逐时光伏数据和负荷数据基础上展开全面分析计算,才能得到较为真实的消纳比例。

2) 储能容量配置需要结合光伏消纳率提升以及经济性进行综合比选确定。建议在将光伏消纳比例提高到 90%以上后,选取适配容量保证经济收益最优。

3) 储能充放电策略需要结合当地峰谷电价情况进行设计,谷价充电,峰价放电,保证储能容量尽可能充分利用,同时峰谷套利收益最大化。

参考文献

- [1] 国务院. 国务院关于印发“十四五”现代综合交通运输体系发展规划的通知[J]. 中华人民共和国国务院公报, 2022(4): 8-28.
GUO Wuyuan. Circular of the state council on printing and issuing the development plan for the modern comprehensive transport system during the 14th Five-Year Plan period[J]. Gazette of the state council of the people's republic of China, 2022(4): 8-28.
- [2] 交通运输部, 国家发展改革委, 工业和信息化部, 等. 关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见[EB/OL]. 北京: 交通运输部, (2025-04-25)[2025-05-01]. https://www.mot.gov.cn/jiaotongyaowen/202504/t20250427_4167824.html.
- [3] 李国庆, 王琦, 高东升, 等. 城市轨道交通供电系统低碳节能技术发展综述[J]. 都市轨道交通, 2022, 35(6): 75-82.
LI Guoqing, WANG Qi, GAO Dongsheng, et al. Review of the development of a low carbon and energy saving technology for the urban rail transit power supply system[J]. Urban rapid rail transit, 2022, 35(6): 75-82.
- [4] 刘铮. 考虑光伏接入的城市轨道交通混合储能系统容量配置及控制策略研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2024.
LIU Zheng. Research on capacity configuration and control strategy of urban rail transit hybrid energy storage system considering photovoltaic access[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2024.
- [5] 钱钰, 田晶京. 基于混合储能系统的地铁站多模式供电优化调度研究[J]. 兰州交通大学学报, 2025, 44(2): 136-146.
QIAN Yu, TIAN Jingjing. Study on optimal scheduling of multi-mode power supply in metro station based on hybrid energy storage system[J]. Journal of Lanzhou Jiaotong University, 2025, 44(2): 136-146.
- [6] 金勇, 黄先进, 石春珉, 等. 城市轨道交通地面储能技术应用综述[J]. 电工技术学报, 2024, 39(15): 4568-4582.
JIN Yong, HUANG Xianjin, SHI Chunmin, et al. Review on wayside energy storage technology for urban rail transit[J]. Transactions of China electrotechnical society, 2024, 39(15): 4568-4582.
- [7] 陈霞, 韩春白雪, 张晔, 等. 城市轨道交通光伏发电系统的应用现状及发展趋势[J]. 城市轨道交通研究, 2021, 24(6): 166-171.
CHEN Xia, HAN C, ZHANG Ye, et al. Application status and development trend of photovoltaic power generation system in urban rail transit[J]. Urban mass transit, 2021, 24(6): 166-171.
- [8] 刘昊, 李克飞. 太阳能光伏发电系统在城市轨道交通中的应用研究[J]. 现代城市轨道交通, 2022(8): 38-41.
LIU Hao, LI Kefei. Study on the application of solar photovoltaic generation system in urban rail transit[J]. Modern urban transit, 2022(8): 38-41.
- [9] 温毅, 严飞. 分布式光伏发电技术城市轨道交通车辆基地的应用研究[J]. 山东工业技术, 2024(2): 54-60.
WEN Yi, YAN Fei. Research on the application of distributed photovoltaic power generation technology in urban rail transit vehicle depot[J]. Journal of Shandong industrial technology, 2024(2): 54-60.
- [10] 肖振鹏, 段琪峰, 廖颜沛. 城市轨道交通光伏发电系统的全生命周期研究[J]. 机电工程技术, 2023, 52(7): 19-23.
XIAO Zhenpeng, DUAN Qifeng, LIAO Yanpei. Study on the whole life cycle of photovoltaic power generation system in urban rail transit[J]. Mechanical & electrical engineering technology, 2023, 52(7): 19-23.
- [11] 张宇, 时珊珊, 张开宇, 等. 面向城市轨道交通综合能源站的储能系统鲁棒优化运行策略[J]. 重庆大学学报, 2024, 47(7): 86-97.
ZHANG Yu, SHI Shanshan, ZHANG Kaiyu, et al. Robust optimization operation strategy of energy storage system for integrated energy stations in urban rail transit[J]. Journal of Chongqing University, 2024, 47(7): 86-97.
- [12] 国家能源局综合司. 分布式光伏发电开发建设管理办法(征求意见稿)[EB/OL]. 北京: 国家能源局. (2025-01-17) [2025-03-02]. <http://www.nea.gov.cn/20250123/112c5b199c5f45dd8e7ac93c9f5e4eaf/c.html>.

(编辑: 王艳菊)