

引用格式:刘晓楠,张剑,张智达,等.考虑超大功率的光储充换电站选址定容方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(2):217-226.

Citation: LIU Xiaonan, ZHANG Jian, ZHANG Zhida, et al. Photovoltaic and energy storage charging and switching station siting and capacity determination method considering ultra-high power[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(2): 217-226.

考虑超大功率的光储充换电站选址定容方法

刘晓楠¹, 张 剑², 张智达², 多葭宁³, 程 杉⁴,
郝 爽⁵, 赵 越¹, 王豪杰⁴

(1. 国网天津市电力公司电力科学研究院, 天津 300384; 2. 国网天津市电力公司, 天津 300010; 3. 国网电动汽车服务(天津)有限公司, 天津 300143; 4. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 5. 国网天津市电力公司城东供电公司, 天津 300250)

摘 要:现有研究在超大功率充换电站的规划中对用户行为差异性和随机性刻画不全面,且缺乏对站内光伏、储能等分布式灵活资源协同规划的考虑。为此,提出一种计及多耦合因素的光储充换一体化电站双层选址定容方法。首先,构建了考虑用户出行特性、温度与实时路况等因素的电动汽车充换电负荷预测模型;其次,为兼顾用户充、换电需求与配电网安全经济发展,将光伏、储能设施作为能量缓冲装置,对其进行精细化出力建模;再次,构建光储充-换电站双层规划模型,其上层模型以充换电站年化收益最优为目标,进行选址,下层模型以用户到站的距离最短为目标,确定各充-换电站的服务范围,并将结果反馈给上层,结合预测结果进行定容优化;最后,以路网与 IEEE 33 节点配电网耦合拓扑结构为例,验证了所提模型和方法的有效性。研究表明,该方法可以使超大功率充电设施合理接入充换电站,为城市充电基础设施的规划提供理论指导与技术方法支撑。

关 键 词:超大功率;负荷预测;光储充换一体化;选址定容

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2025.02.023 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2025)02-0217-10

Photovoltaic and energy storage charging and switching station siting and capacity determination method considering ultra-high power

LIU Xiaonan¹, ZHANG Jian², ZHANG Zhida², DUO Jianing³, CHENG Shan⁴,
HAO Shuang⁵, ZHAO Yue¹, WANG Haojie⁴

(1. Electric Power Research Institute, State Grid Tianjin Electric Power Co., Ltd., Tianjin 300384, China; 2. State Grid Tianjin Electric Power Co., Ltd., Tianjin 300010, China; 3. State Grid Electric Vehicle Service (Tianjin) Co., Ltd., Tianjin 300143, China; 4. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 5. Chengdong Power Supply Branch, State Grid Tianjin Electric Power Co., Ltd., Tianjin 300250, China)

Abstract: Existing studies in the planning of ultra-high power charging and switching stations lack a comprehensive depiction of user behavioral variability and stochasticity and the consideration of collaborative planning of distributed flexible resources such as photovoltaic and energy storage in the station. To this end, a two-tier siting and capacity determination method for integrated photovoltaic and energy storage charging and switching power stations involving multiple coupling factors is proposed. First, an electric vehicle charging and switching load prediction model considering user travel characteristics, temperature, and real-time road conditions is constructed. Second, to take into account user charging and switching needs and secure and economic development of distribution networks, photovoltaic and energy storage facilities are used for energy buffer, and their output is modeled in a refined manner. Additionally, a two-tier planning model for photovoltaic and energy storage charging and switching stations is constructed, with the

收稿日期: 2024-01-12; 修回日期: 2024-05-10

基金项目: 国网天津市电力公司科学技术研发项目(电科-研发 2023-53)

通信作者: 张智达(1994—), 男, 硕士研究生, 主要从事车网互动、充电设施建设运营业务等方面的研究; E-mail: 1540481951@qq.com

upper model taking the optimal annualized return of charging and switching stations as the target for siting and the lower model taking the shortest distance from users to stations as the target for determining the service range of charging and switching stations. The results are fed back to the upper model, and the capacity determination is optimized in combination with prediction results. Finally, the validity of the proposed model and method is verified by taking the topology of the road network and IEEE 33 node distribution network coupling for example. The study shows that the method can make the ultra-high power charging facilities reasonably integrate with the charging and switching stations and provide theoretical and technical support for the planning of urban charging infrastructure.

Key words: ultra-high power; load prediction; integration of photovoltaic and energy storage charging and switching; siting and capacity determination

在“双碳”目标的推动下,电动汽车(electric vehicle, EV)越来越受到关注,而能否快速补充电能成为制约EV产业发展的重要因素之一^[1]。2020年,国务院发布的《新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)》明确要求:加强超大功率充电技术研发,大力推动充换电网络建设,提升充电基础设施服务水平。

充电站是EV充电的主要基础设施之一,其规划涉及EV充电需求预测、充电站选址与定容。在EV充电需求预测方面,文献[2-4]指出合理预测EV充电需求才能得到科学合理的充电站规划方案,并提出了基于EV多维状态空间的马尔可夫链蒙特卡罗负荷预测模型;文献[5]为解决预测精度低的问题,提出了基于改进麻雀搜索算法—卷积神经网络模型的EV充电负荷短期预测方法;文献[6]则提出了考虑电池老化的EV中长期充电负荷预测方法。不足的是,这些研究没有综合考虑天、人、路等不确定因素对EV时空分布及其充电需求的影响。在充电站选址与定容方面,文献[7]考虑了经济、环境和社会等3个方面的不确定性、定性和定量因素,提出了基于贝叶斯网络模型的EV充电站选址方法;文献[8-11]考虑土地成本、建设成本等因素,建立了考虑路网交通拥堵指数的充电站混合整数二阶锥规划模型。然而,这些研究本质上都是对含单一功率充电桩的充电站提出的整体优化方案^[12-13],没有考虑充电站内含不同充换电设施的事实,也忽略了EV充电设施与可再生能源集成的重要现实意义^[14-15]。

实际上,将光伏(photovoltaics, PV)与储能系统(energy storage system, ESS)进行有机集成是有效缓解超大功率充电负荷入网所带来的负面影响、就地消纳可再生能源的最有效途径之一^[16]。在充电设施与可再生能源集成方面,文献[17]建立了光储充电站日前—日内两阶段优化模型;文献[18]分别以年综合费用最小和系统综合性能最优构建了分布式电源和充电站的双层协调规划模型;文献[19-22]从电网整体的角度出发,以安全效能成本为优化目标,

提出了一种光储充一体化充电站的规划方法。

正如文献[23]所指出的,电站需要根据充、换电不同需求规划不同充、换电设施的数量,而且随着EV产业发展与EV大规模入网,超大功率充电设施是EV普及发展的重要支撑。文献[24]考虑将移动储能车参与大功率终端用户调峰辅助服务。而超大功率充电设施对于配电网的冲击更大,其带来极高运行安全风险和改造成本、用户超大功率快充需求与配电网安全之间的矛盾日益突出。因此,亟待兼顾用户充电需求与配电网安全经济发展,对超大功率充、换电等设施进行中长期的优化布局和规划。

基于这些考虑,本文从EV快充需求和换电需求预测入手,首先建立快速充换电负荷需求预测模型;其次,根据EV用户多元需求,在充、换电站内设置350 kW的超大功率充电桩和换电设施,以光储充、换电站社会年化利润最大为目标,建立双层选址定容模型;最后,以路网—配电网耦合拓扑结构为实例,采用MATLAB数值软件对该模型进行仿真分析,验证所提方法的有效性。

1 快速充换电负荷需求预测

虽然EV发展迅速,但其市场占有率还较低,难以通过样本数据来分析其时空分布特性^[25-26]。本文结合路网拓扑结构、单位里程能耗模型,计算不同EV车主的充、换电需求。

1.1 单位里程能耗模型

不同速度行驶的EV会消耗不同的电量,气温 b 会影响EV车辆内的空调开启^[27]。不考虑车辆内空调开启的EV每公里耗电量 $E_t^{i,j}(x)$ 为

$$E_t^{i,j}(x) = -0.179 + 0.004v_t^{i,j}(x) + 5.492/v_t^{i,j}(x) \quad (1)$$

式中, $E_t^{i,j}(x)$ 为 t 时刻EV在道路 (i,j) 上 x 处的每公里耗电量; $v_t^{i,j}(x)$ 为 t 时刻EV在道路 (i,j) 上 x 处的速度。

则有

$$\begin{cases} v_t^{i,j}(x) = \frac{v_{\max}^{i,j}}{1 + \chi_t^\beta} \\ \beta = \alpha_1 + \alpha_2 \chi_t^{\alpha_3} \\ \chi_t = \frac{d_t^{i,j}(x)}{T_r^{i,j}} \end{cases} \quad (2)$$

式中, $v_{\max}^{i,j}$ 为 $v_t^{i,j}(x)$ 的最大值; $d_t^{i,j}(x)$ 为道路 (i,j) 在 t 时刻的车流量; $T_r^{i,j}$ 为道路 (i,j) 的运载量; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \beta$ 均为系数; χ_t 为 t 时刻道路饱和度。

实际上,气温会影响空调的开启率 K_{pect} ,即

$$\begin{cases} K_{\text{pect}} = k_1 b^3 + k_2 b^2 + k_3 b + c_1 \\ K_t^{\text{temp}}(t) = k_4 (b + c_2)^2 + c_3 \end{cases} \quad (3)$$

式中, K_{pect} 为不同温度下的空调开启率; (假设温度 d 为符合均匀分布的随机变量。如果 $d \geq K_{\text{pect}}$, 则开启空调; 否则, 若 $d < K_{\text{pect}}$, 则关闭空调); K_t^{temp} 为 t 时刻的能量比例系数; $k_1, k_2, k_3, k_4, b_1, c_1, c_2, c_3$ 均为拟合参数。

因此, t 时刻的EV的实际每公里耗电量 $E_t(x)$ 为

$$E_t(x) = \begin{cases} K_t^{\text{temp}}(t) E_t^{i,j}(x), & \text{空调开启} \\ E_t^{i,j}(x), & \text{空调关闭} \end{cases} \quad (4)$$

故该EV在地点 x 的荷电状态 x_{soc} 的计算式为

$$x_{\text{soc}} = \left(I_{\text{soc}} - \frac{1}{C_{\text{EV}}} \sum_0^{D^x} E_t(x) \right) \times 100\% \quad (5)$$

式中, I_{soc} 为初始荷电状态; D^x 为行程起点到 x 的距离; C_{EV} 为电池容量。

1.2 电动汽车换电模型

出租车公司统一管理的电动出租车会根据具体情况换电,从 t_0 时刻行驶至换电时刻 t_1 ,其行驶距离^[28] S_d 为

$$S_d = \begin{cases} \frac{100(x_{\text{soc}} - g)C_{\text{rated}}}{E_t(x)}, & x_{\text{soc}} \geq g \\ 0, & x_{\text{soc}} < g \end{cases} \quad (6)$$

式中, g 为EV换电时的荷电状态阈值,本文取为0.2; C_{rated} 为EV换电电池的额定容量,本文取为50 kW·h。

该距离 S_d 也可表示为

$$S_d = \begin{cases} S_0 \left[\frac{t_{1\max} - t_1}{T} \cdot f_s(\bar{t}_1) + \sum_{t=t_1+1}^{\bar{t}_2-1} f_s(t) + \frac{t_2 - t_{2\min}}{T} \cdot f_s(\bar{t}_2) \right], & 0 \leq \bar{t}_1 \leq \bar{t}_2 \leq 24 \\ S_0 \left[\frac{t_{1\max} - t_1}{T} \cdot f_s(\bar{t}_1) + \sum_{t=t_1+1}^{24} f_s(t) + \sum_{t=1}^{\bar{t}_2-1} f_s(t) + \frac{t_2 - t_{2\min}}{T} \cdot f_s(\bar{t}_2) \right], & 0 \leq \bar{t}_2 \leq \bar{t}_1 \leq 24 \end{cases} \quad (7)$$

式中, S_0 为EV日总行驶里程; $t_{1\max}$ 为时刻 t_1 之后的第一个整点时刻; $t_{2\min}$ 为时刻 t_2 之前的第一个整点时刻; T 为单位时段的时长; $\bar{t}_1$ 和 $\bar{t}_2$ 分别为时刻 t_1 和时刻 t_2 所处时段的编号; $f_s(t)$ 为EV各时段行驶里程占日行驶总里程的百分比。

先联立式(6)、(7),可得 t_1 ; 再利用蒙特卡罗方法^[29],可模拟得出EV在每天各时段换电的概率;最后,计算出EV的换电需求 N_{ex}^t 。

1.3 用户充电模型

除EV出租车外,其他私家EV均选择在充电站充电。

1.3.1 充电时长

EV停驻时长 t^p 的概率密度函数 $f(t^p)$ 为

$$f(t^p) = \begin{cases} \frac{1}{\theta} e^{-t^p/\theta}, & t^p > 0 \\ 0, & t^p = 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中, θ 为指数分布的率参数。

1.3.2 充电需求

先采用蒙特卡罗抽样,随机生成私家EV行驶的起点和终点;再依据马尔可夫状态转移^[30],模拟其在路网上的行驶路径。当EV电池的荷电小于阈值(本文设为30%)时,该EV车辆进行充电操作,其充电负荷计算式为

$$P_{i,t}^{\text{EV}} = P^{\text{UCF}} N_{i,t}^{\text{UCF}} \quad (9)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{EV}}$ 为 t 时段在充电站 i 充电的EV负荷; P^{UCF} 为充电桩的额定功率; $N_{i,t}^{\text{UCF}}$ 为充电站 i 在 t 时刻正在使用的充电桩数量。

2 电站架构及其主要模块数学模型

光储充-换电站如图1所示。在图1中,该充-换电站由光伏电池、储能电池组、换电设施、超大功率充电桩与相应的能量管理系统组成。

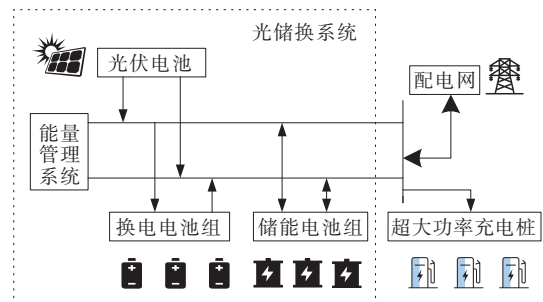


图1 光储充-换电站整体架构

Figure 1 Overall architecture of photovoltaic and energy storage charging and switching stations

2.1 PV 出力建模

2.1.1 光照模型

太阳光照强度影响光伏电池板的出力,利用 β 模型^[25]模拟光照强度 s ,则该光照强度的概率密度函数 $f(s)$ 为

$$f(s) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{s}{s_{\max}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{s}{s_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (10)$$

式中, $s_{\max}$ 为光照 s 的最大值; α 和 β 均为 β 分布的形状参数,其计算式为

$$\alpha = \mu_g \left[\frac{\mu_g(1 - \mu_g)}{\sigma_g^2} - 1 \right] \quad (11)$$

$$\beta = (1 - \mu_g) \left[\frac{\mu_g(1 - \mu_g)}{\sigma_g^2} - 1 \right] \quad (12)$$

式(11)、(12)中, μ_g 和 σ_g 分别为 g 时刻断面太阳光照强度历史数据的平均值和标准差。

2.1.2 PV 出力模型

该模型为

$$P_s^{\text{PV}} = \begin{cases} P_{s\text{-rated}} \frac{s}{s_{\text{rated}}}, & 0 \leq s \leq s_{\text{rated}} \\ P_{s\text{-rated}}, & s_{\text{rated}} < s \end{cases} \quad (13)$$

式中, P_s^{PV} 为光伏电站在太阳光照强度为 s 时的有功功率输出; $P_{s\text{-rated}}$ 和 s_{rated} 分别为光伏电站的额定功率和额定光照强度。

2.2 ESS 出力建模

为降低超大功率充电对配电网的冲击,充-换电站配备ESS作为能量缓冲装置,其模型为

$$y_{i,t}^{\text{ch}} + y_{i,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (14)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \leq y_{i,t}^{\text{ch}} P_i^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \leq y_{i,t}^{\text{dis}} P_i^{\text{max}} \\ E_{i,t+1}^{\text{ESS}} = E_{i,t}^{\text{ESS}} + \alpha_{\text{ESS}} P_{i,t}^{\text{ch}} - \beta_{\text{ESS}} P_{i,t}^{\text{dis}} \\ 0.1E_i^{\text{max}} \leq E_{i,t}^{\text{ESS}} \leq 0.9E_i^{\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式(14)、(15)中, $y_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $y_{i,t}^{\text{dis}}$ 均为0—1变量,分别为第 i 台ESS在 t 时刻的充、放电状态; $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为第 i 台ESS在 t 时刻的充、放电功率; P_i^{max} 为第 i 台ESS最大充电功率; $E_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为第 i 台ESS在 t 时刻的电量; α_{ESS} 、 β_{ESS} 分别为ESS的充、放电效率; E_i^{max} 为第 i 台储能设备的最大容量。

该算法通过PV与ESS的有机集成,起到了在负荷高峰时段的能量缓冲作用,缓解了大功率负荷并网带来的负面影响,保证了配电网的安全运行。

3 光储充-换电站双层规划模型

3.1 目标函数

3.1.1 上层目标函数(经济性最优)

以光储充-换式电动汽车充电站年化收益 F 最大为目标,即

$$\max F = I_{\text{prof}} - C_{\text{inv}} - C_{\text{oper}} \quad (16)$$

式中, I_{prof} 、 C_{inv} 、 C_{oper} 分别为电站的年化收入、初始投资成本和运行维护成本。

充-换电站的年化收入 I_{prof} 等于流入资金减去流出资金,即

$$I_{\text{prof}} = 365 \sum_{t=0}^{96} (P_{i,t}^{\text{EV}} l_{\text{LDS}}^z + \lambda N_{\text{ex}}^t) - 365 \sum_{t=0}^{96} P_{i,t} l_{\text{GB},t}^z \quad (17)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{EV}}$ 为充电站 i 在 t 时刻的充电负荷; l_{LDS}^z 为电站向EV的售电电价; λ 为单个换电电池的购买成本,本文取为1.3元/(kW·h); N_{ex}^t 为 t 时刻换电电池数量; $P_{i,t}$ 为充-换电站 i 在 t 时刻从电网购电功率; $l_{\text{GB},t}^z$ 为电网在 t 时刻向电站的售电电价。

ESS的投资成本为

$$\begin{cases} C_{\text{inv}} = R_d (C_{\text{batt}} + C_{\text{pv}} + C_{\text{cp}} + C_c) \\ C_{\text{batt}} = W_{\text{batt}} C_{\text{batt}}^z \\ C_{\text{pv}} = S_{\text{pv}} C_{\text{pv}}^z \\ C_{\text{cp}} = C^{\text{UCF}} N_i^{\text{UCF}} \\ C_c = N_{\text{all}} C_{\text{SW}} \end{cases} \quad (18)$$

式中, C_{inv} 为投资成本; C_{batt} 为大功率充电桩投资成本; C_{pv} 为储能设备投资成本; C_{cp} 为光伏板投资成本; C_c 为换电设施的投资成本; R_d 为年化辅助变量,本文取为0.11; C_{batt}^z 、 C_{pv}^z 、 C^{UCF} 、 C_{SW} 分别为储能电池、光伏电池、超大功率充电桩与换电电池的单位成本; W_{batt} 为储能电池的容量; S_{pv} 为光伏电池的面积; N_i^{UCF} 为充-换电站 i 中的超大功率充电桩的数量; N_{all} 为换电电池的总数量。

电站每年的运维成本为

$$C_{\text{oper}} = W_{\text{batt}} C_{\text{cap}}^z + P_s^{\text{pv}} C_{\text{pv}}^{\text{p}} + N_i^{\text{UCF}} C_{\text{cp}}^{\text{o}} + \alpha_0 N_{\text{ex}}^t \quad (19)$$

式中, C_{oper} 为年化的光储充-换电站的运维成本; C_{cap}^z 为储能设施单位容量的年运维成本,本文取为155元/(kW·h); P_s^{pv} 为光伏出力的额定功率; C_{pv}^{p} 为光伏单位功率年运维成本,本文取为100元/(kW·h); C_{cp}^{o} 为超大功率充电桩年运维成本,本文取为1万元/a; α_0 为换电电池进行一次充、放电的折旧费用,本文取6元; N_{ex}^t 为 t 时刻换电电池数量;。

3.1.2 下层目标函数(最短路径范围)

对充-换电站容量进行配置之前,应先确定各座充-换电站的服务范围,再结合EV充电需求预测结果,求解各充-换电站的最优容量配置。从用户角度出发,当EV存在充电需求时,用户会优先选择最近的充-换电站进行充电(就近原则)。因此,以就近原则作为优化目标来确定各充-换电站的服务范围。下层优化模型的目标函数可表示为

$$\min F_0 = \sum_{i=1}^{n_{\text{evs}}} \sum_{j=1}^{n_{\text{ev}}} d_{\text{EV}}^{i,j}, i=1, 2, \dots, n_{\text{evs}}; \\ j=1, 2, \dots, n_{\text{ev}} \quad (20)$$

式中, F_0 为目标区域内每天产生充电需求的EV到达其目标充-换电站的总距离; n_{ev} 为编号为 n 的EV; n_{evs} 为编号为 n 的充-换电站; $d_{\text{EV}}^{i,j}$ 为第 j 辆EV到达第 i 座充-换电站的距离。

3.2 约束条件

3.2.1 潮流约束

该约束式为

$$\sum_{i \in v(j)} \left[P_{ij} - \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} \cdot R_{ij} \right] = \\ \sum_{l \in u(j)} P_{jl} + P_j, \forall j \in \Omega_N \quad (21)$$

$$\sum_{i \in v(j)} \left[Q_{ij} - \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} \cdot X_{ij} \right] = \\ \sum_{l \in u(j)} Q_{jl} + Q_j, \forall j \in \Omega_N \quad (22)$$

$$U_j^2 = U_i^2 - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) + \\ (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2}, \forall ij \in \Omega_L \quad (23)$$

式(21)~(23)中, $u(j)$ 、 $v(j)$ 分别为与 j 相连的、位于节点 j 下游和上游的节点集合; P_{ij} 、 Q_{ij} 分别为支路 ij 上的有功和无功功率; U_i 为节点 i 的电压; P_j 、 Q_j 分别为节点 j 对应的有功和无功负荷; R_{ij} 为支路 ij 的阻抗, X_{ij} 为支路 ij 的电抗; Ω_N 、 Ω_L 分别为系统中的节点集合和支路集合。

3.2.2 功率平衡约束

该约束式为

$$\sum_{i=1}^{96} \sum_{t=1}^N (P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{LD}} - P_{i,t}^{\text{EV}}) = 0 \quad (24)$$

式中, $P_{i,t}$ 为电网在 t 时刻注入 i 点的功率; $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{LD}}$ 分别为 t 时刻位于 i 节点的充电站内光伏发电功率、基

础负荷; N 为配电网总节点数。

3.2.3 支路电流约束

该约束式为

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} \quad (25)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij, \max} \quad (26)$$

式(25)、(26)中, I_{ij} 为支路 ij 上的电流; $I_{ij, \max}$ 为支路 ij 上允许流过的最大电流, 本文取为 400 A。

3.2.4 配电网负荷约束

该约束式为

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{bus}}} P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{EV}} \leq P^{\max} \quad (27)$$

式中, $P^{\max}$ 是配电网负荷上限, 本文取 16.66 MW。

3.2.5 换电电池约束

该约束式为

$$N_{\text{full}}^t + N_{\text{c}}^t + N_{\text{wait}}^t = N_{\text{all}} \quad (28)$$

$$N_{\text{full}}^t + N_{\text{c}}^t \geq N_{\text{ex}}^{t+1} + N_{\text{ex}}^t \quad (29)$$

$$\begin{cases} 0 \leq N_{\text{full}}^t \leq N_{\text{all}} \\ 0 \leq N_{\text{wait}}^t \leq N_{\text{all}} \end{cases} \quad (30)$$

$$N_{\text{full}}^{t+1} = N_{\text{full}}^t + N_{\text{c}}^t - N_{\text{ex}}^t \quad (31)$$

式(28)~(31)中, N_{full}^t 、 N_{c}^t 、 N_{wait}^t 、 N_{all} 分别为 t 时刻满电、充电、待充电电池数量与充-换电站内的总换电电池数量; N_{ex}^t 为 t 时刻的换电需求。

3.2.6 覆盖强度约束

为防止用户须行驶过长路程到充-换电站, 应使充-换电站的服务辐射范围覆盖整片规划区域。故设置相邻 2 个充-换电站之间的距离不得大于充-换电站服务半径的 2 倍的约束条件, 即

$$R_s \leq D_L \leq 2R_s \quad (32)$$

式中, R_s 为充-换电站的服务范围; D_L 为相邻充-换电站之间的距离。

3.2.7 充电站数量约束

该约束式为

$$n_e^{\min} \leq n_e \leq n_e^{\max} \quad (33)$$

式中, n_e 为目标区域内可规划充-换电站的数量; $n_e^{\min}$ 、 $n_e^{\max}$ 分别为目标区域内可规划充-换电站数量的最小值和最大值, 本文分别取为 2 座和 9 座。

3.3 双层规划仿真流程

含超大功率的光储充-换电站的选址定容问题是一个含多约束条件的复杂规划问题。本文采用基于 MATLAB 数值软件的求解器 GUROBI, 对其进行求解, 其求解流程如图 2 所示。

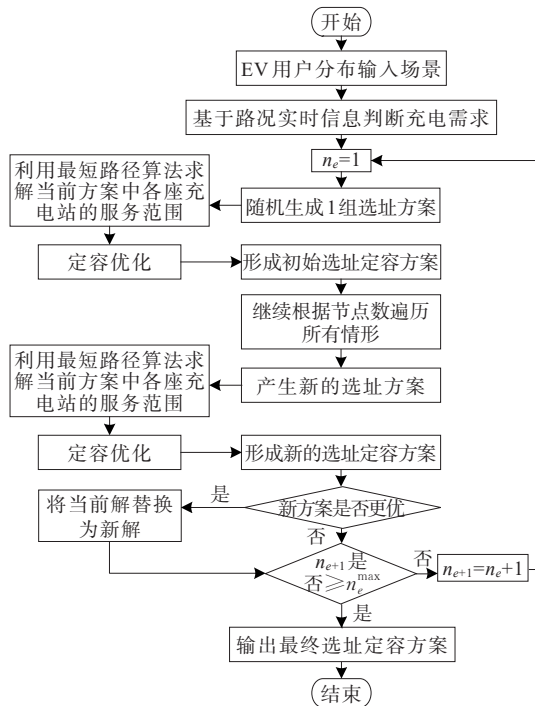


图2 双层规划仿真流程

Figure 2 Simulation process of two-tier planning

4 数字仿真及其结果分析

4.1 参数设置

1) 车辆信息。

某典型区域的交通拓扑结构如图3所示。本文配置了2种不同类型的EV。其中, EV_1 为私家车(1 500辆), EV_2 为电动出租车(500辆)。

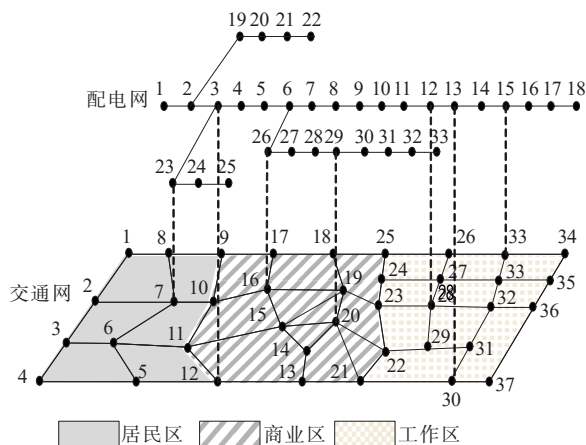


图3 路网耦合拓扑结构

Figure 3 Topology of road network coupling

不同EV的参数配置见表1。配电网、充储电站分时电价见表2。

2) 光储充换系统配置。

对于光伏系统,本文使用4个分别代表春、夏、秋、冬的典型日来表征优化配置问题中的自然年,

如图4所示。光储系统的基本参数见表3。

表1 电动汽车相关参数

Table 1 Parameters related to electric vehicles

类型	电量/ (kW·h)	充电功率/ kW	充电效率	最低电量/ (kW·h)
私家车	150	350	0.9	15
出租车	100		1.0	10

表2 分时电价

Table 2 Time-of-use tariffs 元

时段	l_{LDS}^z	$l_{GB,t}^z$
00:00—08:00	1.01	0.284 9
08:00—12:00	1.48	1.271 0
12:00—17:00	1.37	0.752 3
17:00—22:30	1.48	1.271 0
22:30—24:00	1.37	0.752 3

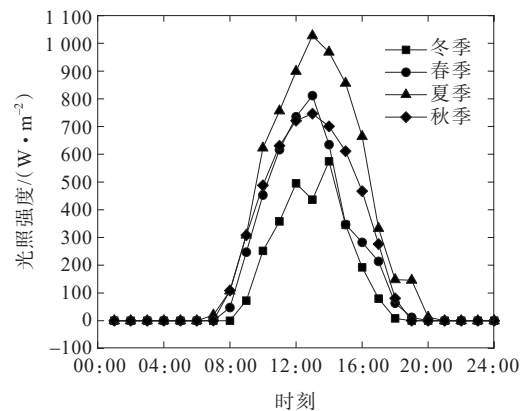


图4 光伏出力

Figure 4 Photovoltaic output

表3 光伏、储能设施参数

Table 3 Parameters of photovoltaic and energy storage facilities

C_{pv}^z /元	C_{pv}^p /元	C_{batt}^z /元	C^{UCF} /万元	C_{sw} /万元
930.0	5.6	1 050.0	15.0	4.0

4.2 快充负荷预测结果

快充负荷预测结果如图5所示。从图5中可以看出,快速充电负荷主要集中在每天的09:00—16:00时段。这是因为EV用户在私家车位一般都配备了慢速充电桩(以下简称慢充)。每天下班后,这些用户常会选择在自家进行最划算的慢充。而本文设立的大功率充-换电站一般建设在城市的公共区域,其主要服务对象为需要紧急充、换电服务的EV用户。大功率充电桩可以在较短时间内满足大部分EV的充电时间。因此,在每天的工作开始的09:00,这些充-换电站会迎来第一波负荷小高

峰,且该高峰会持续1~2 h;在中午午休时间段, EV用户选择休息,充-换电站负荷会出现下降;在15:00左右,由于EV用户再次进入到工作时间,充-换电站的负荷又迎来了第2次小高峰;而在17:00后,充-换电站的负荷逐渐降低,直至最小值。

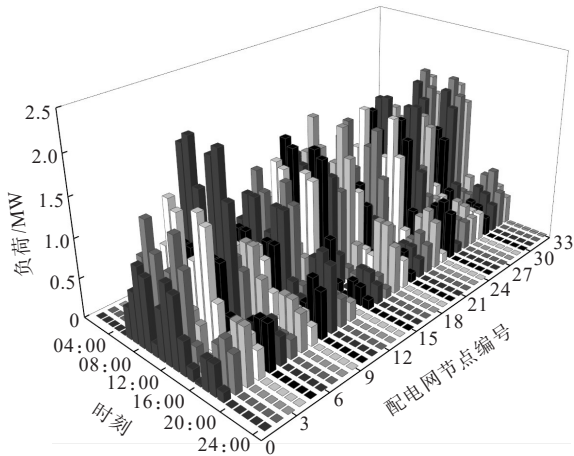


图5 快速充电负荷预测

Figure 5 Fast charging load prediction

4.3 规划方案

4.3.1 选址方案

为对比分析不同数量的光储充-换电站的经济性,本文选取了光储充-换电站数量分别为4~8的成本与利润情况,结果见表4。由表4可知,当光储充换电站的数量为5座时,年化利润最高,为280万元。当建设数量为4座时,EV用户的大需求导致建设了较多的充-换电站内的充、换电桩等设施,成本较高,但不能合理分配调度导致该方案的年化收入也偏低。当充-换电站数量为6座时,由于光储充-换电站占地面积大,一部分固定资产投资较多。同时,当电动电车负荷处于低谷时,配置过多的充电桩会导致一部分资源的浪费,不仅抬高了投资成本,造成设备闲置,收入下降。类似的情况也可以解释充-换电站数量为7座或8座时年化利润偏低的原因。

表4 不同数量的规划方案

Table 4 Planning scenarios for different quantities

充电站数 量/座	年化利 润/万元	年化收入/ 万元	年化投资 成本/万元	年化运维 成本/万元
4	150	330	150	30
5	280	430	125	25
6	252	446	160	34
7	211	511	265	35
8	201	529	287	41

4.3.2 定容方案

这5个充-换电站内各设施容量配置方案见表5。在表5中,路网节点被划分为居民区、工作区和商业区共3个不同功能区。由于各个充-换电站可能属于不同的功能区,其充、换电需求也不尽相同。为在满足配电网安全的前提下使充-换电站的总年化利润最大,故每个电站内的容量配置不尽相同。

表5 站内不同设施容量配置

Table 5 Capacity configuration of different facilities in station

充电站 编号	年化收 入/万元	光伏 电池数	储能电池额定 容量/(kW·h)	充电 桩数	换电 电池数
1	90	644	1 190	6	150
2	95	550	993	5	160
3	75	536	1 062	6	165
4	81	571	1 100	6	155
5	89	612	1 085	7	145

4.4 功率平衡关系

为进一步了解充-换电站内各设施之间功率平衡关系,本文选取某典型日数据进行对比分析,其功率平衡关系如图6所示。从图6中可以看出,电动汽车充电负荷主要集中在09:00—17:00时间段,其最高负荷为1 200 kW。光伏发电功率从06:00—12:00逐渐升高,光伏最高发电功率为500 kW,从12:00—18:00,光伏发电功率逐渐降低。从图6中还可以看出,储能设备在09:00—16:00的负荷高峰时段进行放电,在每天的夜晚到次日的凌晨的负荷低谷时段进行充电。充-换电站在每天不同时段从配电网的购电功率都不同。光伏、储能等分布式电源的存在,保证了配电网的购电功率保持在一定范围内,其功率由原来最高购电1 200 kW降低至到700 kW,负荷峰谷差减小,既保证了配电网的安全运行,又避免了有功损耗。

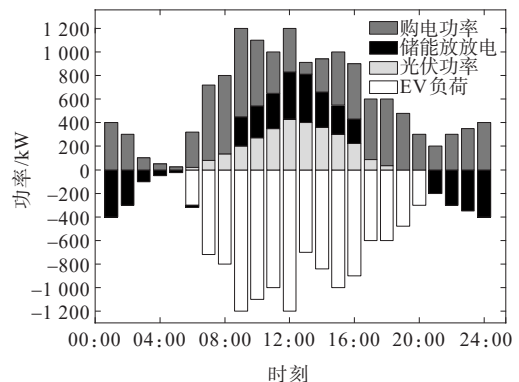


图6 功率平衡关系

Figure 6 Power balance relationship

4.5 节点电压分析

电动汽车负荷的时空分布特性,可用来评估对配电系统运行的影响。为研究超大功率充电设施对配电网的影响,本文在配电网 IEEE 33 节点上进行算例仿真对比,并选择配电网节点电压这一指标进行分析,选取的某典型日 11:00 时刻的各节点电压,结果如图 7 所示。从图 7 中可以看出,在无分布式电源接入的情况下,由于超大功率充电桩的存在,出现了节点电压骤降。其中,1~18 节点的电压依次降低,最低为 0.935 V,这将对配电网安全产生较严重影响。在光伏、储能等分布式电源接入之后,节点电压的波动范围由原来的 $[0.935, 1.000]$ V 变为 $[0.964, 1.000]$ V,分布式电源的波动范围仍在安全范围内。

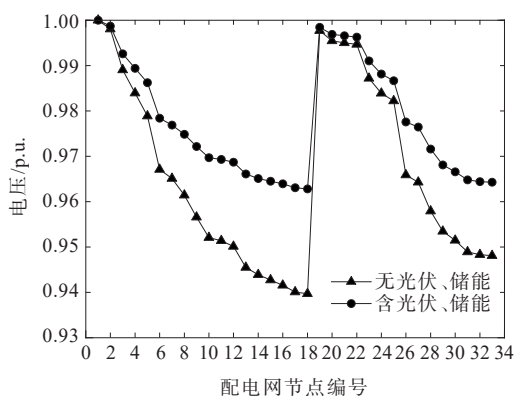


图 7 配电网节点电压

Figure 7 Distribution network node voltage

5 结语

针对超大功率充电设施服务对象不清楚,对配电网的影响机理不清晰与选址定容规划困难等问题,本文构建了 EV 负荷的快速充电和换电模型,对不同的需求,在站内设置超大功率充电桩与换电设施。本文还在站内设置光伏、储能等分布式电源作为能量缓冲由于超大功率对配电网造成的压力。

算例分析表明,依据本文提出的方法可以得到合理的城市内充电设施规划方案。在保证安全性的前提下,该方法可提高收益经济性,满足电动汽车短时间内的充、换电需求。

参考文献:

[1] 林墩,蓝海龙,谭易,等.电动汽车大功率充电发展趋势研究[J].中国汽车,2023,33(9):19-24.
LIN Dun, LAN Hailong, TAN Yi, et al. Research on the development trend of high power charging for electric

vehicles[J]. China Auto, 2023, 33(9): 19-24.
[2] 张美霞,叶睿琦,杨秀,等.基于多维状态空间 MCMC 充电负荷预测的充电站规划[J].电力科学与技术学报, 2022, 37(4): 78-87.
ZHANG Meixia, YE Ruiqi, YANG Xiu, et al. Charging station planning for electric vehicle based on charging load forecast by MCMC method in multi-dimensional state space[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(4): 78-87.
[3] 程杉,傅桐,赵子凯,等.考虑电动汽车随机转移特性的充储电站群两阶段优化调度[J].高电压技术, 2023, 49(10): 4257-4266.
CHENG Shan, FU Tong, ZHAO Zikai, et al. Two-stage optimal scheduling of charging and storage station clusters considering the random transfer characteristics of electric vehicles[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4257-4266.
[4] 丁乐言,柯松,张帆,等.考虑出行需求和引导策略的电动汽车充电负荷预测[J].电力建设, 2024, 45(6): 10-26.
DING Leyan, KE Song, ZHANG Fan, et al. Forecasting of electric-vehicle charging load considering travel demand and guidance strategy[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(6): 10-26.
[5] 姚芳,汤俊豪,陈盛华,等.基于 ISSA-CNN-GRU 模型的电动汽车充电负荷预测方法[J].电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 158-167.
YAO Fang, TANG Junhao, CHEN Shenghua, et al. Charging load prediction method for electric vehicles based on an ISSA-CNN-GRU model[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 158-167.
[6] 董晓红,孔华志,丁飞,等.考虑电池老化的电动汽车中长期充电负荷预测方法[J].电力系统自动化, 2024, 48(13): 109-119.
DONG Xiaohong, KONG Huazhi, DING Fei, et al. Medium-and long-term charging load forecasting method for electric vehicles considering battery aging[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(13): 109-119.
[7] HOSSEINI S, SARDER M. Development of a Bayesian network model for optimal site selection of electric vehicle charging station[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 105: 110-122.
[8] 尚龙龙,程俊杰,王伟,等.计及交通拥堵的电动汽车充电站规划方法[J].电力科学与技术学报, 2023, 38(1): 66-76.
SHANG Longlong, CHENG Junjie, WANG Wei, et al. An electric vehicle charging station planning method considering traffic congestion[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(1): 66-76.
[9] 张文会,苏嘉祺,哈字洪,等.电池交换式纯电动公交充电站选址定容模型[J].华南理工大学学报(自然科学

- 版),2023,51(10):126-134.
- ZHANG Wenhui, SU Jiaqi, HA Zihong, et al. Location and capacity optimization model of battery-swapped electric bus charging station[J]. Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition), 2023, 51(10): 126-134.
- [10] 刘东林,王育飞,张宇,等.基于Huff模型的电动汽车充电站选址定容方法[J].电力自动化设备,2023,43(11):103-110.
- LIU Donglin, WANG Yufei, ZHANG Yu, et al. Siting and sizing method of electric vehicle charging stations based on Huff model[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(11): 103-110.
- [11] 刘祺,王承民,谢宁,等.新型配电系统中考虑电动汽车差异化行为特性的充换电站规划方法[J].智慧电力,2024,52(9):18-24+64.
- LIU Qi, WANG Chengmin, XIE Ning, et al. Charging and swapping stations planning method considering differentiated behavior characteristics of electric vehicles in new distribution system[J]. Smart Power, 2024, 52(9): 18-24+64.
- [12] 肖白,高峰.含不同容量充电桩的电动汽车充电站选址定容优化方法[J].电力自动化设备,2022,42(10):157-166.
- XIAO Bai, GAO Feng. Optimization method of electric vehicle charging stations' site selection and capacity determination considering charging piles with different capacities[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 157-166.
- [13] 张智禹,王致杰,杨皖昊,等.基于充电需求预测的电动汽车充电站选址规划研究[J].电测与仪表,2024,61(10):39-49.
- ZHANG Zhiyu, WANG Zhijie, YANG Wanhao, et al. Research on location planning of electric vehicle charging station based on prediction of charging demand [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61 (10): 39-49.
- [14] 程杉,杨堃,汪业乔,等.含风力发电的电动汽车充电站区间优化调度[J].电机与控制学报,2021,25(6):101-109.
- CHENG Shan, YANG Kun, WANG Yeqiao, et al. Interval optimization scheduling of electric vehicle charging station including wind power generation[J]. Electric Machines and Control, 2021, 25(6): 101-109.
- [15] 程濛,刘舒然,骆琪霖.基于高斯混合模型的配电网大规模光伏与电动汽车充电桩协同规划[J].供用电,2023,40(1):18-24.
- CHENG Meng, LIU Shuran, LUO Qilin. Collaborative planning of large-scale photovoltaic and electric vehicle charging stake in distribution network based on Gaussian mixture model[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(1): 18-24.
- [16] 谢远德,张邻,邓沙丽,等.电动汽车充电设施优化网络布局研究[J].数学的实践与认识,2020,50(10):168-176.
- XIE Yuande, ZHANG Lin, DENG Shali, et al. Research on optimized network layout of electric vehicle charging facilities[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50 (10): 168-176.
- [17] 王阳,刘希喆.基于GRU-MPC的光储充电站日前-日内两阶段优化控制[J].电力自动化设备,2022,42(10):177-183.
- WANG Yang, LIU Xizhe. Day-ahead and intra-day two-stage optimal control of photovoltaic-energy storage charging station based on GRU-MPC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 177-183.
- [18] 马丽叶,王海峰,卢志刚.计及故障率影响含电动汽车的分布式电源选址定容双层协调规划[J].电网技术,2021,45(12):4749-4760.
- MA Liye, WANG Haifeng, LU Zhigang. Double-layer coordinated planning for location and capacity of distributed power supply with electric vehicles considering failure rate[J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4749-4760.
- [19] 杨楠,梁金正,丁力,等.考虑改造扩建和安全效能成本的光储一体化充电站规划方法[J].电网技术,2023,47(9):3557-3569.
- YANG Nan, LIANG Jinzheng, DING Li, et al. Integrated optical storage charging considering reconstruction expansion and safety efficiency cost[J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3557-3569.
- [20] 张博,马梓耀,王辰,等.含光储充一体化电站的城市交直流混合配电网韧性提升策略[J].电力系统自动化,2023,47(12):28-37.
- ZHANG Bo, MA Ziyao, WANG Chen, et al. Resilience improvement strategy for urban AC/DC hybrid distribution network with photovoltaic-storage-charging integrated station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 28-37.
- [21] 杨莎,熊国江.基于RL-GSK算法的光储联合电站运行策略研究[J].电网与清洁能源,2024,40(7):28-37.
- YANG Sha, XIONG Guojiang. A study on the operation strategy of the photovoltaic storage joint power plant based on the RL-GSK algorithm[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(7): 28-37.
- [22] 时珊珊,魏新迟,张宇,等.考虑多模式融合的光储充电站储能系统优化运行策略[J].中国电力,2023,56(3):144-153+161.
- SHI Shanshan, WEI Xinchu, ZHANG Yu, et al. Optimal operation strategy of energy storage system in photovoltaic-storage charging station considering multi-mode integration[J]. Electric Power, 2023, 56(3): 144-153+161.
- [23] 严干贵,刘华南,韩凝晖,等.计及电动汽车时空分布状

- 态的充电站选址定容优化方法[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6271-6284.
- YAN Gangui, LIU Huanan, HAN Ninghui, et al. An optimization method for location and capacity determination of charging stations considering spatial and temporal distribution of electric vehicles[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(18):6271-6284.
- [24] 方雨辰,章妹俊,陆海清,等.考虑调峰辅助服务的移动储能车路径优化与充放电策略[J].电力科学与技术学报,2023,38(3):47-53.
- FANG Yuchen, ZHANG Shujun, LU Haiqing, et al. Research on route optimization and charging/discharging strategy of mobile energy storage vehicle considering peak shaving auxiliary service[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(3):47-53.
- [25] 程杉,钟仕凌,尚冬冬,等.考虑电动汽车时空负荷分布特性的主动配电网动态重构[J].电力系统保护与控制,2022,50(17):1-13.
- CHENG Shan,ZHONG Shiling,SHANG Dongdong,et al. Dynamic reconfiguration of an active distribution network considering temporal and spatial load distribution characteristics of electric vehicles[J]. Power System Protection and Control,2022,50(17):1-13.
- [26] 沈筱琦,方鑫,谭林林,等.基于居民出行模拟的电动汽车负荷时空分布预测[J].电力工程技术,2024,43(3):130-139.
- SHEN Xiaoli, FANG Xin, TAN Linlin, et al. Prediction of spatio-temporal distribution of electric vehicle load based on residential travel simulation[J]. Electric Power Engineering Technology,2024,43(3):130-139.
- [27] 程杉,魏昭彬,赵子凯,等.考虑电动汽车时空接入随机性的充储电站有序充放电分散式优化[J].电力自动化设备,2021,41(6):28-35+44+36-38.
- CHENG Shan, WEI Zhaobin, ZHAO Zikai, et al. Decentralized optimization of ordered charging and discharging for charging-storage station considering spatial-temporal access randomness of electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 28-35+44+36-38.
- [28] 程杉,倪凯旋,赵孟雨.基于Stackelberg博弈的充换储一体化电站微电网双层协调优化调度[J].电力自动化设备,2020,40(6):49-55+69+56-59.
- CHENG Shan, NI Kaixuan, ZHAO Mengyu. Stackelberg game based bi-level coordinated optimal scheduling of microgrid accessed with charging-swapping-storage integrated station[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(6):49-55+69+56-59.
- [29] JONES G L, QIN Q. Markov chain Monte Carlo in practice[J]. Annual Review of Statistics and Its Application,2022,9(1):557-578.
- [30] LOGOFET D O, LESNAYA E V. The mathematics of Markov models: what Markov chains can really predict in forest successions[J]. Ecological Modelling, 2000, 126 (2/3):285-298.
- [25] WAHBAH M, MOHANDS B, EL-FOULY T H M, et al. Unbiased cross-validation kernel density estimation for wind and PV probabilistic modelling[J]. Energy Conversion and Management,2022,266:115811.