

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2024.07.008

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

张宇¹, 时珊珊¹, 张开宇¹, 陶宇霖², 王丽朝², 孙耀杰², 王瑜²

(1. 国网上海市电力公司电力科学研究院, 上海 200240; 2. 复旦大学信息科学与工程学院, 上海 200433)

摘要: 随着城市化进程的加快, 可再生能源和先进储能技术的融合在应对与城市轨道交通相关的能源效率提升方面具有巨大的应用前景, 但随之带来能源系统的规划配置和运行优化问题。通过分析轨道交通系统中牵引负荷的能源需求及间歇性光伏出力的动态特征, 建立了源荷多面体不确定集下的储能配置及优化运行鲁棒模型。在满足稳定性和经济性约束条件下, 以储能综合日均成本最小为目标函数, 采用列与约束生成算法求解模型。仿真算例分析了源荷不确定性程度对调度运行方案和日均总综合成本等指标的影响, 验证了所提优化模型的有效性, 对研究储能系统在提高城市轨道交通网络弹性和稳定性方面的关键作用具有进步意义。

关键词: 不确定性; 城市轨道交通; 鲁棒优化; 储能系统; 优化调度

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2024)07-086-12

Robust optimization operation strategy of energy storage system for integrated energy stations in urban rail transit

ZHANG Yu¹, SHI Shanshan¹, ZHANG Kaiyu¹, TAO Yulin², WANG Lichao², SUN Yaojie², WANG Yu²

(1. State Grid Shanghai Power Company Electric Power Research Institute, Shanghai 200240, P. R. China;

2. School of Information Science and Technology, Fudan University, Shanghai 200433, P. R. China)

Abstract: With the acceleration of urbanization, the integration of renewable energy and advanced energy storage technologies holds great promise for improving energy efficiency in urban rail transit systems. However, this also brings challenges in energy system planning, configuration, and operation optimization. By analyzing the energy demand of traction loads and the dynamic characteristics of intermittent photovoltaic output within the rail transit system, a robust model for energy storage configuration and optimized operation under the polyhedron uncertainty set of source load was established. The objective function, subject to stability and economic constraints, aims to minimize the comprehensive daily average cost of energy storage. A column-and-constraint generation algorithm is used to solve the model. The simulation example assesses the impact of uncertainty on the scheduling operation plan and the daily total comprehensive cost, thereby validating the effectiveness of the proposed optimization model. The study has significant implications for understanding the role of energy storage systems as a key component in improving the resilience and stability of urban rail transit networks.

Keywords: uncertainty; urban rail transit; robust optimization; energy storage system; optimal scheduling

收稿日期: 2024-01-03

基金项目: 华东电力试验研究院资助项目(20222900410-WB01)。

Supported by the East China Electric Power Experimental Research Institute Project(20222900410-WB01).

作者简介: 张宇, 男, 正高级工程师, 主要从事新能源与电力储能研究, (E-mail)p3chang@qq.com。

通信作者: 孙耀杰, 男, 教授, 博士生导师, (E-mail)yjsun@fudan.edu.cn。

随着全球能源需求持续增长和环境压力的日益增大,能源结构亟须转型升级。“碳达峰、碳中和”双碳目标的提出是中国应对全球生态及气候变化的重要战略^[1]。“十四五”相关能源领域的规划^[2]中提到,要提高可再生能源利用率,需要研究建设适应源网荷双向互动的电网系统,满足能源系统不同应用场景储能发展需要。城市活动中的交通领域能源结构组成复杂,城市轨道交通作为日常出行的主要公共交通形式,2022年的客运量占公共交通客运总量的45.82%^[3]。随着线路长度和客运量的增加,如何更加有效地促进城市交通领域的节能降碳是目前关注的焦点。通过促进能源网和交通网的物理信息融合,推动低碳化发展。

分布式能源资源(distributed energy resources, DER)接入配电网是提高新能源利用率,实现双碳目标的有力措施之一。新能源出力存在间歇性、随机性和波动性,接入后配电网的电源结构发生了改变,且与用电负荷间具有时空错配特点^[4-7]。储能系统(energy storage system, ESS)是具有高灵活性和快速能量响应能力的可调度资源,能够一定程度上响应系统负荷变化,提升配电网的新能源消纳能力,优化电网整体运行稳定性^[8-12]。开展考虑城市轨道交通的光储微电网研究与应用,可在地面站、车辆基地等拥有大体量闲置屋顶资源的场景,系统性配置分布式光伏发电系统和电池储能系统。通过分析轨道交通综合能源站的能量管控策略,实现稳定可靠的供电,提高微电网的收益^[13-15]。

目前,针对分布式可再生能源系统中电池储能系统的接入规划已经有大量研究^[16]。李佳琪等^[10]和陶琼等^[17]考虑电压波动改善指标,研究在高渗透率光伏接入配电网场景下的分布式储能选址及定容方法。刘娇扬等^[18]在考虑电压超限问题的同时,建立了同时考虑多光储微电网项目投资期内总成本及总经济成本的双层优化规划模型。李彦哲等^[19]以总净现值成本最小为目标函数,对分布式电源及储能系统建模并进行优化求解,得到最优容量配置。陈页等^[20]考虑用户价格型需求响应行为,通过计及需求响应的微电网云储能优化配置模型分析了用户参与需求响应时对储能配置的影响。Hussain等^[21]整合考虑电池储能系统(battery energy storage system, BESS)的规模选址和不同类型需求响应强度的变化,展开对微电网运行影响的分析。

以上研究为微电网中储能的优化调度研究提供了良好的研究基础,然而,目前关于新能源接入的城市轨道交通地面能源站的运行策略鲜见研究,且在考虑储能系统经济性时对光伏和负荷的输出时序功率不确定性特点影响考虑不足。因此,面向可再生能源及储能系统接入的轨道交通能源站为应用场景,研究考虑了光伏出力和牵引负荷的源荷双向不确定性下的储能系统协调运行问题。在满足电网运维稳定性约束和储能系统规划方案经济性约束条件下,以储能综合日均成本最小为目标函数,构建了多面体不确定集下的储能配置及优化鲁棒运行模型。根据模型特点,采用列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法对鲁棒优化模型进行求解,最终得到适应轨道交通运行需求的光储系统整体运行调度方案。仿真比较了源荷不确定性程度和不同微电网单位成本下的电池储能调度运行方案和日均总综合成本等指标,验证了文中所提优化模型的有效性。

1 城市轨道交通综合能源站系统架构

1.1 系统基本架构

不同于电动车具有双向功率传输能力,轨道交通列车无法作为可充可放的灵活性资源。接入区域配电网时,可以视为一个特殊的依靠供电网功能的单体负荷^[22-24]。城市轨道交通列车采用的动力牵引系统,由储能电池配合电网完成列车的运行。储能系统在制动时回收再生制动能量,牵引时释放能量。列车的运行需要遵守一定的运行策略,为得到储能电池的鲁棒配置方案,列车采用运行能耗最高、时间最短的最大能力运行策略,即最大功率牵引起动-最大功率刹车制动的运行模式。图1为轨道交通能源站的系统结构示意图。

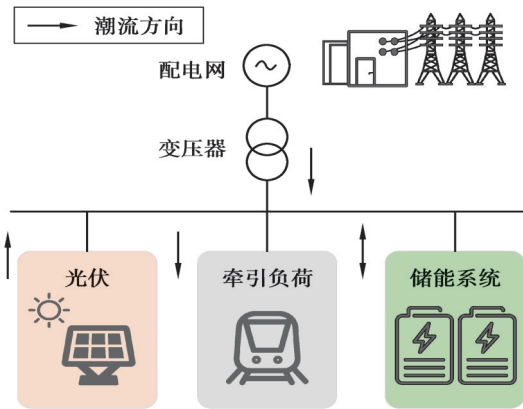


图1 轨道交通能源站系统结构

Fig. 1 Structure of rail transit energy station system

1.2 轨道交通列车运行特性

列车采用电网与储能系统联合供电的方式运行,单列车运行工况特性曲线由牵引、巡航及制动三阶段组成。在列车牵引加速阶段,牵引功率逐渐增加至最大,所需的电池放电功率需求也增加至最大。之后列车进入巡航阶段,列车只需要一定的牵引力来克服阻力,所需功率不会达到最大功率。列车到站前进入制动阶段,制动功率在施加制动力的过程中由大减小,逐渐降低,在制动阶段初期所需的电池充电功率需求最大。

图2为轨道交通列车单车运行曲线,列车的最大牵引功率为3 800 kW,最大制动功率为2 000 kW,对应运行阶段的最大放电功率及制动阶段最大充电功率。牵引加速阶段所需运行能耗折算为15.00 kW·h,巡航保持阶段所需能量为4.08 kW·h,制动减速阶段所需能量为14.34 kW·h。

客流量随着时间变化在每日呈现峰谷变化,主要存在早间高峰7~10时和晚间高峰17~19时。为满足乘客出行需求,城市轨道交通会通过缩短发车间隔时间提升运营效率。列车单日发车时间间隔如图3所示,可知列车的发车时间间隔从150 s到600 s不等。

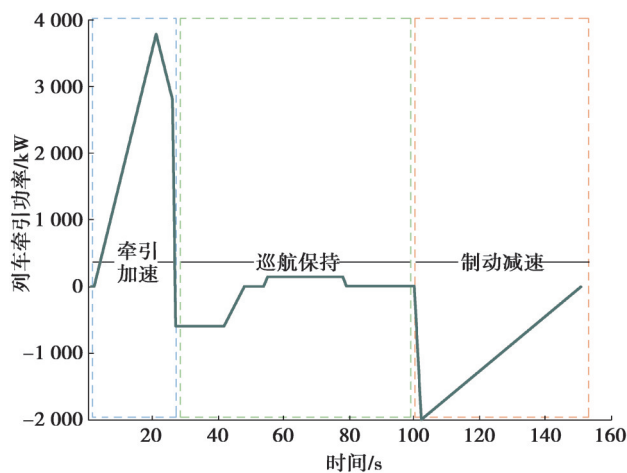


图2 轨道交通列车单车运行曲线

Fig. 2 Single train operation curve of rail transit trains

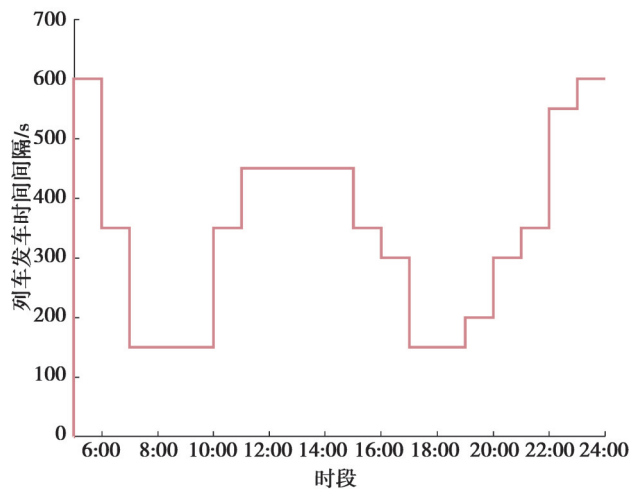


图3 轨道交通列车单日发车时间间隔

Fig. 3 Daily departure time interval of rail transit trains

1.3 轨道交通能源站用电负荷情况

根据轨道交通运行负荷用电数据,轨道交通能源站单日负荷曲线与分时电价如图4所示。虽然列车牵引负荷存在较强的间歇性和波动性,但仍存在一定的可预测性^[25]。城市轨道交通能源站负荷曲线整体呈现双峰形态,负荷主要随列车发车频率波动,峰谷差较大。

负荷高峰时段主要集中在谷段和平段电价,存在错峰现象,晚高峰时段基本一致。城市轨道交通用电早高峰为7~9时,大部分在平段电价时段。17时左右开始形成第2个用电负荷高峰,用电负荷晚高峰为17~19时,全部处在高峰电价时段内。用电量在8小时高峰电价段范围内集中了日均总用电量的40.3%,8小时电价平段范围内集中了35.7%的用电量。

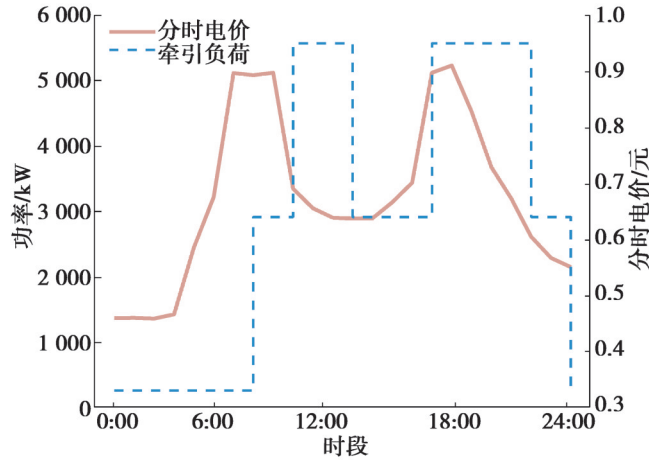


图 4 轨道交通能源站单日负荷曲线与分时电价

Fig. 4 Daily load curve and time-of-use electricity price of rail transit energy stations

2 光储接入的综合能源站运行优化建模

2.1 轨道交通能源站用电负荷情况

城市轨道交通能源站用能场景可以视为区域微电网。运用微电网(microgrid, MG)技术^[26-27]整合分布式电源、电力负荷及储能系统等,通过合理有效的储能配置和微电网运行策略保障电网整体安全和经济运行^[28-29]。电池储能系统 BESS 通过在满足牵引负荷需求同时存储光伏输出或电价较低时购入的多余能量,并在合理时段释放存储能量,缓解可再生能源发电输出的间歇性。

含光储的微网多目标优化问题是一个多变量、多目标、多约束的非线性综合规划问题。文中的优化模型以储能投资及运行的综合总成本最小作为目标函数,考虑交互功率平衡约束和储能相关约束,建立图 5 所示的轨道交通微网储能系统运行优化模型。

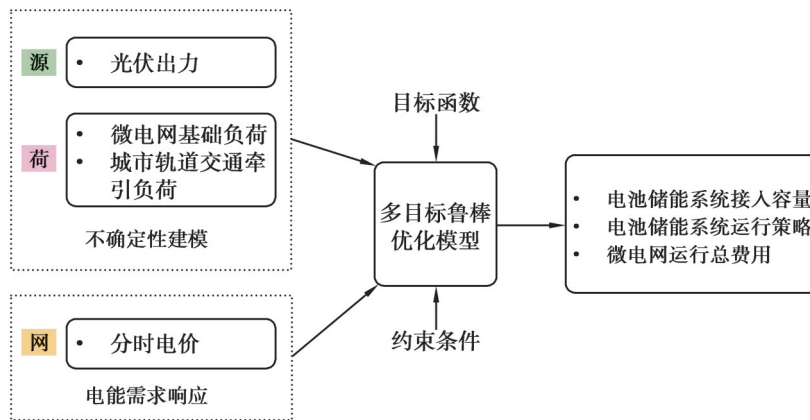


图 5 轨道交通微网储能系统运行优化建模流程

Fig. 5 Optimization modeling process for the operation of microgrid energy storage system in rail transit

2.2 目标函数

对可再生能源进行配储建设,能够减少弃光,提升电力系统新能源消纳能力。在满足系统安全稳定运行的基础上,经济性是 BESS 选址定容必须要考虑的因素。从经济性角度来看,需要同时考虑 BESS 运行时的充放电深度、循环次数、充放电速率、荷电状态(state of charge, SOC)及自放电率等对投资和维护成本的影响。文中主要考虑储能系统运行周期内的日均总成本作为主要的目标函数,日均总成本 F_{BESS} 由储能系统一次投资成本 F_{BESS_inv} 、储能系统维护成本 F_{BESS_mai} 和储能系统运行成本 F_{BESS_opc} 构成。

$$\min F_{BESS} = F_{BESS_inv} + F_{BESS_mai} + F_{BESS_opc}, \tag{1}$$

$$\begin{cases} F_{\text{BESS_inv}} = (c_s E_s^{\text{rated}} + c_c P_s^{\text{rated}}) \cdot \frac{d(1+d)^Y}{365[(1+d)^Y - 1]}, \\ F_{\text{BESS_mai}} = c_m E_s^{\text{rated}} \cdot \frac{d(1+d)^Y}{365[(1+d)^Y - 1]}, \\ F_{\text{BESS_opc}} = \sum_{t=1}^{24} f_{\text{bess_d}}(t), \\ f_{\text{bess_d}}(t) = K_d [\eta^{-1} P_s^{\text{dis}}(t) + \eta P_s^{\text{ch}}(t)] \Delta t + \lambda(t) [P_m^{\text{buy}}(t) - P_m^{\text{sell}}(t)] \Delta t. \end{cases} \quad (2)$$

式中： c_s 为储能单位能量容量投资成本； c_c 为储能单位功率容量安装成本； E_s^{rated} 为配置的额定储能容量； P_s^{rated} 为配置的额定储能功率； d 为折现率； Y 为使用年限； c_m 为维护成本系数； K_d 为单位充放电成本； η 为电池充放电效率； $P_s^{\text{dis}}(t)$ 、 $P_s^{\text{ch}}(t)$ 分别为 Δt 时段内电池的放电功率和充电功率； $\lambda(t)$ 为分时电价； $P_m^{\text{buy}}(t)$ 、 $P_m^{\text{sell}}(t)$ 分别为 Δt 时段内微电网向上级电网购入和出售的功率； $f_{\text{bess_d}}(t)$ 是电池储能系统(BESS)在时段 t 内的运行成本。

2.3 约束条件

微电网与配电网在进行能量交互时需要满足相关约束条件。

2.3.1 交互功率平衡约束

根据基尔霍夫电流和电压定律,模型的动态方程可以表示为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_m^{\text{buy}}(t) \leq \chi_m(t) P_m^{\text{max}}, \\ 0 \leq P_m^{\text{sell}}(t) \leq [1 - \chi_m(t)] P_m^{\text{max}}, \\ P_m^{\text{buy}}(t) - P_m^{\text{sell}}(t) = P_L(t) - P_{\text{PV}}(t) - P_s^{\text{dis}}(t) + P_s^{\text{ch}}(t). \end{cases} \quad (3)$$

式中： $\chi_m(t)$ 为布尔变量,表示上下级电网的功率交互状态,当 $\chi_m(t) = 1$ 时,微电网向上级购电,当 $\chi_m(t) = 0$ 时,微电网向上级售电； P_m^{max} 为微电网与配电网的交互功率最大值； $P_L(t)$ 为 Δt 时段内微电网负荷的功率； $P_{\text{PV}}(t)$ 为 Δt 时段内微电网的光伏出力。

2.3.2 储能相关约束

为使储能电池在微电网中能够安全运行,需要满足储能功率约束和能量平衡约束。

电池充放电功率约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_s^{\text{dis}}(t) \leq \chi_s(t) P_s^{\text{rated}}, \\ 0 \leq P_s^{\text{ch}}(t) \leq (1 - \chi_s(t)) P_s^{\text{rated}}. \end{cases} \quad (4)$$

式中： $\chi_s(t)$ 为布尔变量,表示电池的充放电状态,当 $\chi_s(t) = 1$ 时,电池放电,当 $\chi_s(t) = 0$ 时,电池充电。

电池能量约束:

$$\begin{cases} E_s^{\text{rated}} = P_s^{\text{rated}} \cdot T_s^{\text{max}}, \\ E_s^{\text{min}} \leq E_s(0) + \eta \sum_{t=1}^T (P_s^{\text{ch}}(t) \Delta t) - \eta^{-1} \sum_{t=1}^T (P_s^{\text{dis}}(t) \Delta t) \leq E_s^{\text{max}}, \\ \eta \sum_{t=1}^T (P_s^{\text{ch}}(t) \Delta t) - \eta^{-1} \sum_{t=1}^T (P_s^{\text{dis}}(t) \Delta t) = 0. \end{cases} \quad (5)$$

式中： T_s^{max} 为储能系统最大连续储能时长,考虑一般的储能系统要求,文中 T_s^{max} 为4 h； E_s^{min} 、 E_s^{max} 分别为电池在正常充放电过程中所允许的最小和最大剩余容量,也可以理解为电池荷电状态的下限和上限； $E_s(0)$ 为电池在充放电的初始时刻的容量； T 为电池的运行周期。

3 考虑源荷不确定性的储能鲁棒运行优化模型

3.1 两阶段鲁棒优化模型构建

鲁棒优化(robust optimization, RO)作为一种事前分析方法,是考虑最坏情况下的优化求解方法。光伏出力和负荷功率作为不确定参数,需考虑其在多变量不确定集的边界波动的情况,其中盒式不确定集构造为:

$$U = \left\{ \begin{aligned} & \mathbf{u} = (u_{\text{PV}}(t), u_L(t))^T \in \mathbb{R}^{2 \times T}, t = (1, 2, \dots, T) \\ & u_{\text{PV}}(t) \in [\hat{u}_{\text{PV}}(t) - \Delta u_{\text{PV}}^{\text{max}}(t), \hat{u}_{\text{PV}}(t) + \Delta u_{\text{PV}}^{\text{max}}(t)] \\ & u_L(t) \in [\hat{u}_L(t) - \Delta u_L^{\text{max}}(t), \hat{u}_L(t) + \Delta u_L^{\text{max}}(t)] \end{aligned} \right\}. \quad (6)$$

式中: $u_{pv}(t)$ 和 $u_L(t)$ 为光伏及负荷不确定量; $\hat{u}_{pv}(t)$ 、 $\hat{u}_L(t)$ 分别表示 t 时段的光伏出力和负荷功率的一组确定预测值; $\Delta u_{pv}^{\max}(t)$ 、 $\Delta u_L^{\max}(t)$ 分别为光伏和负荷在不确定区间内允许的最大波动偏差。

在实际运营中,可再生能源存在出力间歇性,轨道能源交通站动态客流量引起实际用电负荷偏离历史数据,为降低轨道交通能源站运营策略的安全风险,需要考虑到源荷双向不确定性。微电网的运行目标为使单日的储能运行成本最小,即:

$$\min F_{\text{BESS_opc}} \quad (7)$$

两阶段鲁棒优化模型求解的目的即决策不确定系数 u 在不确定集 U 中即使场景最恶劣的情况下也达到经济目标最优的储能容量规划及优化运行方案,紧凑形式描述为:

$$\begin{cases} \min_x \{ \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} c^T y \}, \\ \text{s.t. } \mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_{2T})^T, \quad x_i \in \{0, 1\}, \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, 2T\} \end{cases} \quad (8)$$

$$\Omega(\mathbf{x}, u) = \{y | Dy \geq d, Ky = s, Fx + Gy \geq h, I_u y = u\}. \quad (9)$$

式中:外层优化变量为 \mathbf{x} ,内层优化变量为 y 及 u , $\Omega(\mathbf{x}, u)$ 表示变量 y 的可行域; c 为系数列向量, D 、 K 、 F 、 G 和 I_u 为前述约束下变量的系数矩阵; d 和 h 为常数列向量。

Min-max-min 模型内层目标 max-min 表示不确定量在 U 内任意取值,使得调度成本最高,即在可行域内寻找不确定量波动带来的最恶劣场景,内层目标表示对于给定的储能运行计划及最恶劣情况下的不确定量,日前调度总成本最小。外层目标表示在该最恶劣场景下决策的储能规划容量方案。其中, \mathbf{x} 、 y 为优化变量,具体表达式为:

$$\begin{cases} \mathbf{x} = (\chi_s(t), \chi_m(t))^T, \\ \mathbf{y} = (P_s^{\text{ch}}(t), P_s^{\text{dis}}(t), P_m^{\text{buy}}(t), P_m^{\text{sell}}(t), P_{pv}(t), P_L(t))^T. \end{cases} \quad (10)$$

3.2 列与约束生成算法求解

采用列与约束生成算法(C&CG)进行鲁棒优化模型的求解^[30-31]。将两阶段鲁棒优化模型解耦为具有混合整数形式的主问题和子问题,通过在求解主问题的过程中不断引入和子问题相关的变量和约束,可以获得更加紧凑的原目标函数值下界,从而有效降低迭代次数得到原问题的最优解^[32-33]。

原问题可以分解为以下主问题和子问题,其中主问题为:

$$\begin{cases} u_{pv}(t) = \hat{u}_{pv}(t) - \zeta_{pv}(t) \Delta u_{pv}^{\max}(t), \\ u_L(t) = \hat{u}_L(t) - \zeta_L(t) \Delta u_L^{\max}(t), \\ \sum_{t=1}^T \zeta_{pv}(t) \leq Z_{pv}, \quad \sum_{t=1}^T \zeta_L(t) \leq Z_L, \quad \forall Z_{pv}, Z_L \in \{1, 2, \dots, T\}. \end{cases} \quad (11)$$

式中: $\zeta = (\zeta_{pv}(t), \zeta_L(t))^T$ 为二进制变量,取值为 1 时,对应此时段的最劣场景; Z_{pv} 、 Z_L 为最劣场景数上限; $\zeta' = (\zeta'_{pv}(t), \zeta'_L(t))^T$, $\Delta u = (\Delta u_{pv}^{\max}(t), \Delta u_L^{\max}(t))^T$ 为连续辅助变量,利用大 M 法将其线性化为:

$$\begin{cases} \max_{u \in U, \varepsilon, \lambda, v} d^T \varepsilon + (h - Fx)^T \lambda + \hat{u}^T v + \Delta u^T \zeta', \\ \text{s.t. } D^T \varepsilon + K^T \gamma + G^T \lambda + I_u^T v \leq c, \\ -\bar{v} \zeta \leq \zeta' \leq \bar{v} \zeta, \\ v - \bar{v}(1 - \zeta) \leq \zeta' \leq v + \bar{v}(1 - \zeta). \end{cases} \quad (12)$$

式中: ε 、 λ 、 v 和 γ 分别对应式(9)中的不等式约束及等式约束; \bar{v} 为对偶变量的上界,此处取足够大的正实数。

4 算例分析

4.1 算例参数设置

选取某地区的城市轨道交通系统作为研究对象,储能系统电池采用磷酸铁锂电池,储能允许最大充放电功率数值为容量数值的 25%,初始荷电状态设置为 20%,且电池的每日的初始和结束荷电状态保持一致。系统仿真步长为 1 h,仿真参数及储能系统电池基本参数分别如表 1 和表 2 所示。本模型基于 Matlab 的 Yalmip 工具箱调用求解软件 Cplex 进行求解。设定储能实验的仿真测试环境保持一致,硬件配置为 Intel® Core™ i7-11800H @ 2.30GHz,内存 32.0GB,仿真分析采用 Matlab R2021a。

表1 系统仿真相关参数

Table 1 System simulation parameters

系统仿真参数	数值	系统仿真参数	数值
上级配电网最大联络线功率 P_m^{\max}/kW	5 000	储能单位能量容量维护成本 $c_m/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1}\cdot\text{h}^{-1})$	50
储能单位能量容量安装成本 $c_s/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1}\cdot\text{h}^{-1})$	1 000	储能运行成本 $K_d/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.25
储能单位功率容量安装成本 $c_p/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	500	贴现率 $d/\%$	6

表2 储能电池基本参数

Table 2 Energy storage system parameters

储能电池基本参数	数值	储能电池基本参数	数值
充放电效率 $\eta/\%$	95	初始SOC/ $\%$	95
SOC最大值/ $\%$	90	额定DoD/ $\%$	80
SOC最小值/ $\%$	10	工作年限/年	10

分时电价考虑峰谷平3个时间段的不同电价影响,仿真算例中分时电价的峰-谷-平时段及对应电价如表3所示。在此典型场景下合理配置储能容量维持电网的安全运行。

表3 分时电价时段及对应电价

Table 3 Time-of-use electricity price

时段	电价/元
24:00~7:00	0.33
8:00~9:00, 13:00~16:00, 22:00~23:00	0.64
10:00~12:00, 17:00~21:00	0.95

光伏采用某一典型日的光伏出力曲线,交通综合能源站的负荷根据某一既定列车运行工况下确定。光伏出力和负荷功率波动分别设置为15%和10%,光伏出力、负荷功率值及其上下界区间如图6所示,图中上下界的阴影部分即考虑的不确定性区间。

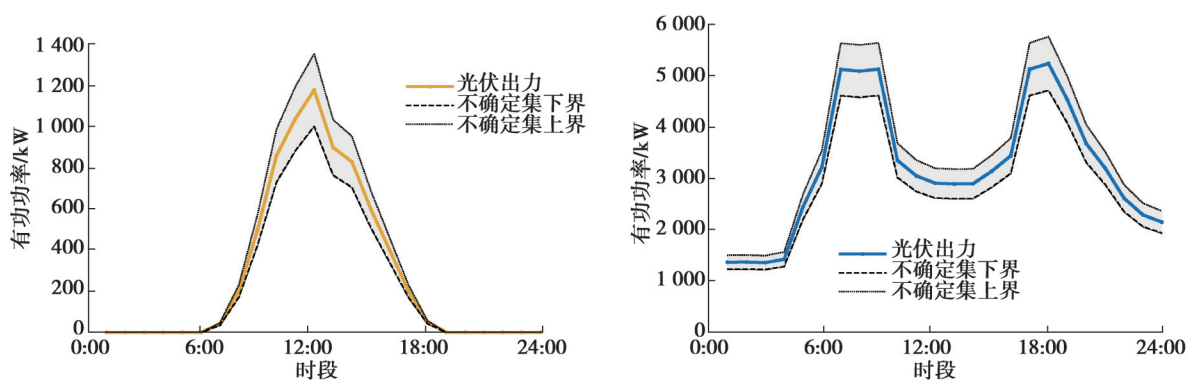


图6 光伏出力及负荷功率值的不确定性区间

Fig. 6 Uncertainty range of photovoltaic output and load power values

4.2 仿真优化结果及分析

4.2.1 考虑源荷不确定性影响结果分析

未考虑源荷不确定性时的储能系统运行仿真结果及向上级电网购售电情况分别如图7所示,其中储能充电为负值,放电为正值,向上级购电为正值,售电为负值。在1~7 h和20~24 h,光伏在这些时段没有出力,

微电网内的负荷完全依靠储能初始电量及配电网购电进行供给。储能单元在谷时进行充电操作,在午间和晚间用电高峰时放电。

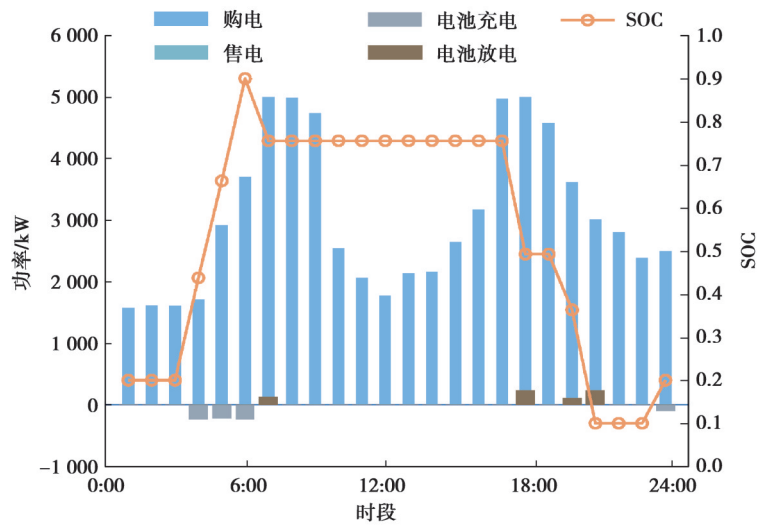


图 7 未考虑源荷不确定性时的储能系统运行及购售电情况

Fig. 7 Operation and purchase and sale of energy storage systems without considering source load uncertainty

图 8 为考虑源荷不确定性时的储能系统运行情况 and 购售电仿真结果,此时源荷不确定性参数 $Z_{pv} = 6$ 、 $Z_l = 12$,可以看到和确定性场景时相比,储能系统配置容量大大提升,单日经历两轮充放电,充电时间集中在早高峰前谷时电价时段及负荷曲线的谷段。

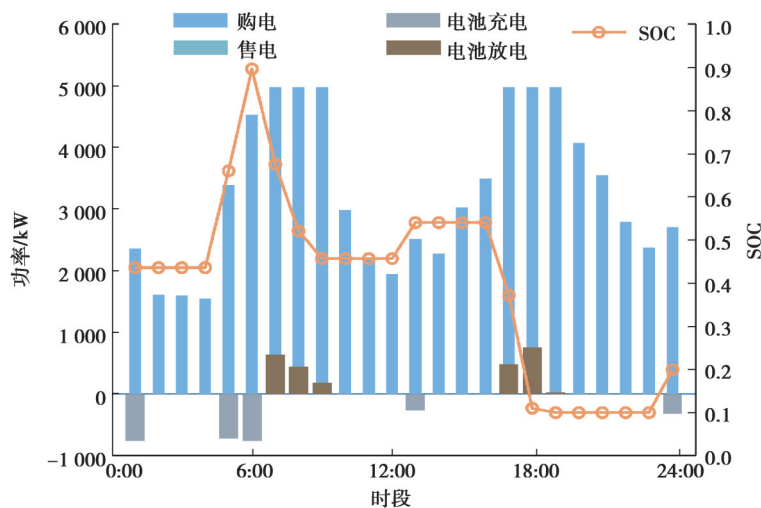


图 8 考虑源荷不确定性时的储能系统运行及购售电情况

Fig. 8 Operation and purchase and sale of energy storage systems considering source load uncertainty

无论是否考虑源荷不确定性的影响,轨道交通综合能源站目前都不能实现新能源发电的自给自足,电网购电依然占供电方式的主导。微电网全天都需从上级配电网购电,不存在向配电网售电的现象。考虑到分时电价、上网电价和储能用能成本的共同作用,轨道交通综合能源站的利用配置地面储能系统的经济性尚未完全体现。

4.2.2 考虑源荷不确定性影响结果分析

不确定性调节参数等于 0 时,两阶段鲁棒优化模型等效于确定性优化。在确定性场景下,需要配置的储能系统容量为 $937 \text{ kW}\cdot\text{h}$,日均综合成本为 50 390.11 元。不确定性调节参数变化,意味着负荷功率取到不确定区间最大值和光伏出力取到不确定区间最小值的时段数越多,电网的净负荷增加,需要考虑的调度运行方

案愈加保守,综合运行成本也相应地增多。

不确定参数对储能配置容量具有一定影响。在不考虑负荷不确定性时,即 $Z_L = 0$ 时,储能建议配置容量为 937 kW·h。在考虑较大的光伏不确定参数影响时,即 Z_{pv} 为 11、12 时,储能建议配置容量为 3 060 kW·h。其他参数变化条件下的储能建议配置容量均为 3 030 kW·h,因此,该城市轨道交通能源站的鲁棒储能配置方案为 3 030 kW·h。

已知负荷功率的不确定参数变化区间为 0~24,光伏出力的不确定参数变化区间为 0~12,得到储能配置综合成本与不确定参数的关系如图 9 所示。本文中考虑源荷不确定性($Z_{pv} = 6, Z_L = 12$)的储能系统配置方案为 3 030 kW·h,日均综合成本为 56 227.04 元,成本约增加 11.68%。由等高线图可以看到成本随不确定性参数变化的趋势速率,在不确定参数增大的初期,综合成本的增大速度更快,之后随着系统成本的上升,增速逐渐变缓。这可以理解为随着预算成本的增加,系统的日前调度计划应对来自源荷不确定性的灵活性增强。

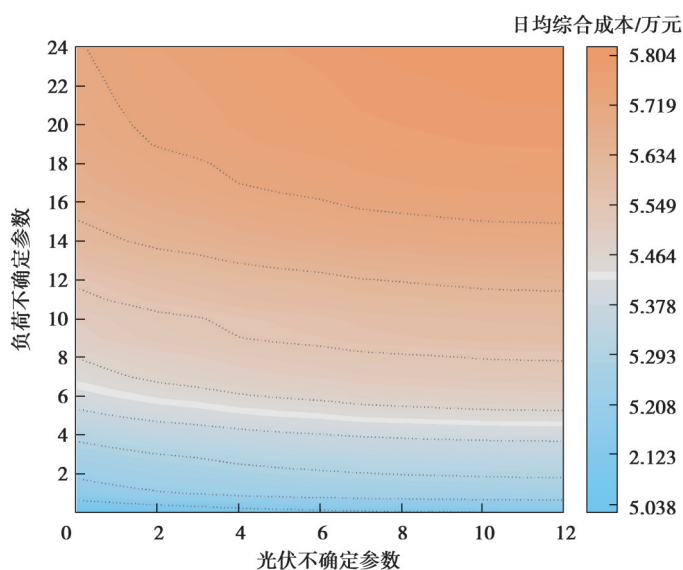


图9 储能配置综合成本与不确定参数的关系

Fig. 9 Relationship between the comprehensive cost of energy storage configuration and uncertain parameters

为深入探讨在不同源荷不确定性水平下储能需求及运营策略的调整,重点考察光伏与负荷功率波动对储能系统配置及成本的具体影响,以及在不同波动率条件下这些影响的变化规律。图 10 为源侧及荷侧不确定性时的储能系统运行及购售电情况。从 SOC 的角度看,源侧不确定性下的储能管理似乎更为规律,这可能是因为太阳能发电的模式比较固定,而荷侧不确定性则显示出负载的不可预测性,导致需要更灵活的储能管理策略来应对不断变化的负载需求。

表 4 为储能装置在不同场景下的配置和成本存在显著差异。在确定性场景下,光伏和负荷功率为一组确定预测值,此时储能额定容量为 937 kW·h,日均综合成本最低;在不确定性场景下,当只考虑光伏输出功率波动率为 15% 时,虽然储能额定容量和功率与确定性场景一致,但日均综合成本略高。当只考虑负荷功率波动率为 10% 时,储能额定容量增加至 3 030 kW·h;当同时考虑光伏及负荷功率波动率时,储能额定容量和功率与前述场景相同,但日均综合成本进一步增加;进一步提高光伏及负荷功率时,储能额定容量达到 5 124 kW·h,日均综合成本为 62 489.66 元,较确定性场景增加了 24.0%,反映出在极端不确定性条件下,系统为维持稳定运行所需的成本显著增加。

尽管成本增加,但鲁棒优化的调度方案在经济性上并不逊色于确定性优化方法。本研究基于日前市场制定微电网调度运行计划,若在实时市场中进行购售电量调整,购电价格通常高于日前市场,而售电价格则较低,导致储能系统在削峰填谷方面的经济效益降低。多面体不确定集的集合大小可以通过历史数据统计

分析或政策规定进行适当调整,以满足不同应用场景的需求。合理配置的储能系统能够更有效地应对突发的功率波动,确保供电的连续性和可靠性,从而在长远看可能带来更大的经济效益。

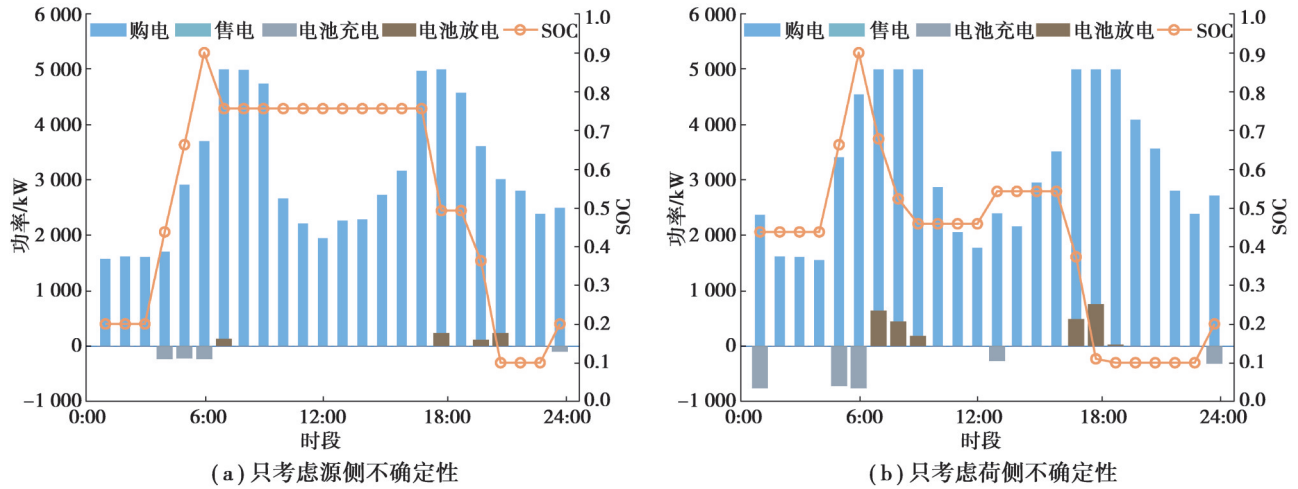


图 10 源侧及荷侧不确定性时的储能系统运行及购售电情况

Fig. 10 Operation and purchase and sale of energy storage systems considering uncertainty of source side and load side

表 4 不同场景下储能装置配置及成本

Table 4 Configuration and cost of energy storage devices in different scenarios

场景	场景参数设置	储能额定容量/(kW·h)	储能额定功率/kW	日均综合成本/元
确定性场景	光伏和负荷功率为一组确定预测值	937	234	50 390.11
	只考虑光伏出力波动率为 15%	937	234	51 052.69
不确定性场景	只考虑负荷功率波动率为 10%	3 030	758	55 564.46
	光伏及负荷功率分别波动 15% 和 10%	3 030	758	56 227.04
	光伏及负荷功率分别波动 30% 和 20%	5 124	1 281	62 489.66

5 结 论

储能系统在轨道交通网络中扮演着平抑波动、提升经济性和稳定性的重要角色。本文统筹考虑轨道运行负荷特征,结合可再生能源出力双向不确定性,采用鲁棒优化方法建立了分时电价机制下考虑源荷不确定性的电池储能规划配置及优化运行模型,并通过列与约束生成算法求解了日前调度运行策略。结果表明:

1) 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同时考虑源荷的双向不确定性,得到不同恶劣程度场景下经济性最佳的调度方案,仿真算例验证了策略的有效性。

2) 轨道交通综合能源站目前不能实现新能源发电的自给自足,且不存在向配电网售电的现象,利用配置地面储能系统在现有用能成本下的尚未完全体现经济性。

3) 通过调节不确定性参数能够灵活调整用能场景恶劣程度,综合成本与不确定参数的关系有助于优化调度策略的保守性。随着交通网络的继续发展,能源系统与交通系统的耦合将更加紧密。在未来多源综合能源站布局时,需要更加充分考虑人流量等行为需求,有效整合如电动汽车等灵活性资源,进一步提升接入新能源比例和系统运行的经济性。

参考文献

[1] He J, Li Z, Zhang X, et al. Towards carbon neutrality: a study on China's long-term low-carbon transition pathways and strategies[J]. Environmental Science and Ecotechnology, 2022, 9: 100134.

- [2] 国家能源局. 关于印发“十四五”能源领域科技创新规划的通知[EB/OL]. [2021-12-29]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/03/content_5683361.htm.
National Energy Administration. Notice on the issuance of the 14th Five-Year Plan for Scientific and Technological Innovation in the Field of Energy [EB/OL] [2021-12-29]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/03/content_5683361.htm. (in Chinese)
- [3] 中国城市轨道交通协会. 城市轨道交通2022年度统计和分析报告[J]. 城市轨道交通, 2023,15(4): 13-15.
China Association of Metros. Urban rail transit 2022 annual statistical and analytical report[J]. China Metros,2023(4):13-15. (in Chinese)
- [4] 晁晖. 中国新能源发展战略研究[D]. 武汉: 武汉大学, 2015.
Chao H. The research of new energy source development strategy of China[D]. Wuhan: Wuhan University, 2015.(in Chinese)
- [5] 姚强, 申怡然, 付加顺, 等. 考虑扶贫光伏双重不确定性的农村配电网区间潮流方法[J]. 电气应用, 2021, 40(6): 32-41.
Yao Q, Shen Y R, Fu J S, et al. Rural distribution network interval power flow method considering dual uncertainty of poverty alleviation photovoltaic[J]. Electrotechnical Application, 2021, 40(6): 32-41.(in Chinese)
- [6] 郭洪武. 可再生能源多能协同调度优化及效益均衡模型研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2020.
Guo H W. Research on multi-energy collaborative scheduling optimization and benefit equilibrium of renewable energy[D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2020. (in Chinese)
- [7] Hamza E A, Sedhom B E, Badran E A. Impact and assessment of the overvoltage mitigation methods in low-voltage distribution networks with excessive penetration of PV systems: a review[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2021, 31(12): e13161.
- [8] 肖浩, 裴玮, 邓卫, 等. 分布式电源对配电网电压的影响分析及其优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(S1): 203-213.
Xiao H, Pei W, Deng W, et al. Analysis of the influence of distributed generation on distribution network voltage and its optimal control strategy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(S1): 203-213. (in Chinese)
- [9] 李翠萍, 东哲民, 李军徽, 等. 提升配电网新能源消纳能力的分布式储能集群优化控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 76-83.
Li C P, Dong Z M, Li J H, et al. Optimal control strategy of distributed energy storage cluster for prompting renewable energy accommodation in distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 76-83. (in Chinese)
- [10] 李佳琪, 陈健, 张文, 等. 高渗透率光伏配电网中电池储能系统综合运行控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(2): 437-446.
Li J Q, Chen J, Zhang W, et al. Integrated control strategy for battery energy storage systems in distribution networks with high photovoltaic penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(2): 437-446. (in Chinese)
- [11] Taha H A, Alham M H, Youssef H K M. Multi-objective optimization for optimal allocation and coordination of wind and solar DGs, BESSs and Capacitors in presence of demand response[J]. IEEE Access, 2022, 10: 16225-16241.
- [12] Zhang Z, Mishra Y, Dou C, et al. Steady-state voltage regulation with reduced photovoltaic power curtailment[J]. IEEE Journal of Photovoltaics, 2020, 10(6): 1853-1863.
- [13] 李全生, 卓卉. 基于协同供能的轨道交通能源转型发展路径研究[J]. 北京交通大学学报(社会科学版), 2022, 21(3): 53-60.
Li Q S, Zhuo H. Research on the development path of rail transit energy based on synergistic energy[J]. Journal of Beijing Jiaotong University (Social Sciences Edition), 2022, 21(3): 53-60. (in Chinese)
- [14] Ghaviha N, Campillo J, Bohlin M, et al. Review of application of energy storage devices in railway transportation[J]. Energy Procedia, 2017, 105: 4561-4568.
- [15] Dutta O, Saleh M, Khodaparastan M, et al. A dual-stage modeling and optimization framework for wayside energy storage in electric rail transit systems[J]. Energies, 2020, 13(7): 1614.
- [16] Yang Y Q, Bremner S, Menictas C, et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 91: 109-125.
- [17] 陶琼, 桑丙玉, 叶季蕾, 等. 高光伏渗透率配电网中分布式储能系统的优化配置方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(7): 2158-2165.
Tao Q, Sang B Y, Ye J L, et al. Optimal configuration method of distributed energy storage systems in distribution network with

- high penetration of photovoltaic[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(7): 2158-2165. (in Chinese)
- [18] 刘娇扬,郭力,杨书强,等.配电网中多光储微网系统的优化配置方法[J].电网技术,2018,42(9):2806-2815.
Liu J Y, Guo L, Yang S Q, et al. Optimal sizing for multi PV-ESS microgrids in distribution network[J]. Power System Technology, 2018, 42(9): 2806-2815. (in Chinese)
- [19] 李彦哲,郭小嘉,董海鹰,等.风/光/储微电网混合储能系统容量优化配置[J].电力系统及其自动化学报,2020,32(6):123-128.
Li Y Z, Guo X J, Dong H Y, et al. Optimal capacity configuration of wind/PV/storage hybrid energy storage system in microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2020, 32(6): 123-128. (in Chinese)
- [20] 陈页,郭亦宗,郭创新,等.计及需求响应的微电网云储能配置模型[J].电气自动化,2022,44(2):25-28.
Chen Y, Guo Y Z, Guo C X, et al. Microgrid cloud energy storage configuration model considering demand response[J]. Electrical Automation, 2022, 44(2): 25-28. (in Chinese)
- [21] Hussain A, Bui V H, Kim H M. Impact analysis of demand response intensity and energy storage size on operation of networked microgrids[J]. Energies, 2017, 10(7): 882.
- [22] 何正友,向悦萍,杨健维,等.电力与交通系统协同运行控制的研究综述及展望[J].全球能源互联网,2020,3(6):569-581.
He Z Y, Xiang Y P, Yang J W, et al. Review on cooperative operation and control of transportation and power systems[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(6): 569-581. (in Chinese)
- [23] 秦博宇,王宏振,王召健,等.地下空间支撑下的城市轨道交通和能源系统融合发展研究[J].中国工程科学,2023,25(1):45-59.
Qin B Y, Wang H Z, Wang Z J, et al. Integrated development of urban rail transit and energy systems supported by underground space[J]. Strategic Study of CAE, 2023, 25(1): 45-59. (in Chinese)
- [24] Li X, Wang Z, Zhang L, et al. Electric vehicle behavior modeling and applications in vehicle-grid integration: an overview[J]. Energy, 2023, 268: 126647.
- [25] 刘禹贝,林晓鸿,赵云云,等.储能电站在城市轨道交通的应用性分析[J].江苏科技信息,2022,39(35):78-80.
Liu Y B, Lin X H, Zhao Y Y, et al. Application analysis of energy storage power station in urban rail transit[J]. Jiangsu Science & Technology Information, 2022, 39(35): 78-80. (in Chinese)
- [26] 鲁宗相,王彩霞,闵勇,等.微电网研究综述[J].电力系统自动化,2007,31(19):100-107.
Lu Z X, Wang C X, Min Y, et al. Overview on microgrid research[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(19): 100-107. (in Chinese)
- [27] Ahmethodžić L, Musić M, Huseinbegović S. Microgrid energy management: classification, review and challenges[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(4): 1425-1438.
- [28] Wang C, Zhang Z, Abedinia O, et al. Modeling and analysis of a microgrid considering the uncertainty in renewable energy resources, energy storage systems and demand management in electrical retail market[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 33: 102111.
- [29] Younesi A, Shayeghi H, Siano P, et al. Enhancing the resilience of operational microgrids through a two-stage scheduling strategy considering the impact of uncertainties[J]. IEEE Access, 2021, 9: 18454-18464.
- [30] Zeng B, Zhao L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. Operations Research Letters, 2013, 41(5): 457-461.
- [31] Zhong J J, Cao Y J, Li Y, et al. Distributed modeling considering uncertainties for robust operation of integrated energy system [J]. Energy, 2021, 224(1): 120179.
- [32] 刘一欣,郭力,王成山.微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J].中国电机工程学报,2018,38(14):4013-4022,4307.
Liu Y X, Guo L, Wang C S. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307. (in Chinese)
- [33] Rahim S, Wang Z, Ju P. Overview and applications of robust optimization in the avant-garde energy grid infrastructure: a systematic review[J]. Applied Energy, 2022, 319: 119140.