

# 高速公路“源网荷储”一体化微电网协同控制策略研究

赵鹏飞

上海市城市建设设计研究总院(集团)有限公司 上海 200125

**【摘要】**:在国家“双碳”目标与交通强国建设双重战略驱动下,高速公路行业面临着严峻的节能减排压力。本文针对高速公路收费站、服务区、隧道(群)等节点用电负荷分散布局、能耗指标偏高、碳排放总量较大的现实困境,提出了一种基于“源网荷储”理念的一体化微电网架构及其多时间尺度协同控制策略。

本文的主要研究内容和创新成果如下:(1)场景与模型创新:首次针对“收费站+隧道群”典型高速公路场景,构建了“源网荷储”一体化微电网系统架构。建立了考虑太阳辐照不确定性的Beta概率分布光伏出力模型,以及融合交通流量动态特性的收费站机电负荷、隧道照明与通风负荷联合预测模型。采用雨流计数法结合Arrhenius方程建立了储能电池寿命衰减模型,实现了全生命周期运行成本的精准量化。(2)方法创新:提出了日前调度—日内滚动—实时控制三层多时间尺度能量管理策略。日前层采用基于拉丁超立方抽样的随机规划优化;日内层引入模型预测控制(MPC)框架,以15分钟为采样周期、4小时为预测时域,实现功率偏差的滚动修正;实时层设计基于优先级排序的功率分配策略与动态SOC安全约束机制。(3)验证与结论:基于某省高速公路实际工程参数开展算例分析,对比了四种控制方案。仿真结果表明,本文所提策略相比传统日前调度可降低运行成本约24.3%,弃光率由8.7%降至2.1%,储能日等效循环次数控制在0.48次以内,并网点功率偏差控制在±5%以内,显著提升了新能源消纳能力与系统经济性。

本文研究成果可为高速公路“源网荷储”微电网工程提供科学可行的能量管理策略设计参考,对推动交通基础设施与能源系统深度融合具有重要的理论意义和工程应用价值。

**【关键词】**:高速公路微电网;源网荷储;模型预测控制;多时间尺度能量管理;交通负荷预测;储能寿命优化

DOI:10.12417/2811-0722.26.07.054

## 1 引言

### 1.1 研究背景

在国家“双碳”目标与交通强国建设双重战略驱动下,高速公路行业面临着严峻的节能减排压力。交通运输部《绿色交通“十四五”发展规划》明确提出推进交通基础设施网与能源网融合发展的要求。高速公路作为我国综合交通运输体系的重要组成部分,其收费站、服务区、隧道(群)等节点的电力供应长期依赖单一市电,存在电费成本高、供电可靠性低、碳排放强度大等突出问题。

据统计,我国高速公路隧道照明系统能耗占隧道年均能耗的60%至80%,收费站机电设备24小时不间断运行,通风、监控等关键负荷对供电可靠性要求极高。传统电网依赖化石能源发电,据2022年全国电力平均二氧化碳排放因子0.5703 kgCO<sub>2</sub>/kWh测算,高速公路电力消费产生的碳排放总量不容忽视。与此同时,单一市电供电模式还面临能源成本持续攀升的困境,部分偏远地区市电中断时,高速关键设施的安全运行难以保障。

近年来,分布式光伏、电化学储能技术的成本快速下降为高速公路能源结构转型提供了技术经济可行性。以湖南高速为例,已建成98座光伏电站,总装机容量达22兆瓦。上海G15嘉西收费站光伏项目建设容量189kWp,预估可满足约60%的收费站用电需求。这些示范项目的成功实践表明,高速公路场

景具备建设“源网荷储”一体化微电网的优越条件。

### 1.2 国内外研究现状

微电网作为整合分布式电源、储能装置与可控负荷的有效载体,其架构设计与控制策略研究已取得丰硕成果。工信部2023年遴选确定的19个工业绿色微电网典型应用场景与案例涵盖了工业园区综合能源管理领域;福建赤山岛离网型海岛微电网、江苏前三岛智能微电网也已成功投运,积累了丰富的工程实践经验。

在协同控制策略方面,现有研究主要围绕集中式控制、分布式控制、分层控制三种架构展开。集中式控制依赖中央控制器实现全局优化,但通信负担重、可扩展性差;分布式控制通过多智能体协同实现去中心化决策,具有较好的鲁棒性,但收敛速度受限;分层控制结合前两者的优势,采用“全局协调+本地自治”的分级架构,成为当前工程应用的主流方案。

在多时间尺度能量管理方面,日前调度—日内滚动—实时控制的三层架构已被广泛验证。日前调度以24小时为周期、1小时为分辨率,通常采用随机规划或鲁棒优化处理可再生能源不确定性;日内滚动以4小时为预测时域、15分钟为控制周期,模型预测控制(MPC)因其滚动优化和反馈校正机制成为首选方法;实时控制层则以秒级或分钟级响应快速功率波动,保障系统安全稳定运行。

在交通与能源融合领域,电动汽车V2G(Vehicle-to-Grid)、

光伏公路、服务区综合能源站等方向已有较多探索。然而，专门针对高速公路收费站—隧道群场景的系统建模与协同控制研究尚处于起步阶段。现有文献缺乏对交通流量动态特性与微电网负荷特性耦合关系的深入分析，多时间尺度协调机制也未充分考虑高速公路供电可靠性要求。

### 1.3 现有研究不足

综合上述分析，现有研究在高速公路微电网领域的不足主要体现在以下三个方面：

(1) 交通流量具有显著的随机性与时空分布特性，高峰时段与平峰时段的车流量差异可达 3-5 倍，且受节假日、天气、交通事故等因素影响呈现非平稳特征。现有负荷模型多采用恒定功率或简单日负荷曲线近似，无法精准刻画高速公路场景下交通流量与机电设备负荷之间的动态映射关系。

(2) 光伏出力与交通负荷在时间维度上存在显著的不匹配性。虽然储能系统可以参与源荷协调，但目前缺乏针对高速公路场景的有效优化调控策略，储能充放电计划往往脱离实际负荷特性，导致容量配置偏大、利用率偏低。

(3) 日前调度计划基于预测数据制定，而实际运行中光伏出力受云量变化影响、交通流量受突发事件扰动，导致计划与实际状态之间存在偏差。现有研究缺乏完善的滚动修正机制，日前计划的执行刚性过强，日内偏差累积会显著降低系统经济性和可靠性。

### 1.4 本文主要工作与创新点

针对上述不足，本文围绕高速公路“源网荷储”一体化微电网协同控制问题，开展了以下研究工作：

**创新点一（场景创新）：**首次针对“收费站+隧道群”典型高速公路场景，构建了“源网荷储”一体化微电网系统架构。系统涵盖多形态分布式光伏，磷酸铁锂电池储能系统，以及收费站机电设备、隧道照明与通风、监控设备等多元负荷，形成了完整的高速公路微电网技术方案。

**创新点二（模型创新）：**建立了考虑交通流量动态特性的负荷预测模型。收费站负荷采用固定负荷+ETC 车道流量比例模型；隧道照明负荷基于《公路隧道照明设计细则》的分段亮度标准建模；隧道通风负荷与车流量、隧道长度关联；并采用 ARIMA-GARCH 组合模型实现交通流量的概率预测。实现了源荷双侧不确定性的联合建模。

**创新点三（方法创新）：**提出了日前调度—日内滚动—实时控制三层多时间尺度能量管理策略。日前层采用基于拉丁超立方抽样（LHS）的随机规划，生成典型光伏场景集并求解经济性最优的 24 小时调度计划；日内层引入 MPC 框架，以 15 分钟为采样周期、4 小时为预测时域，实现功率偏差的滚动修正；实时层设计基于优先级排序的功率分配策略，并设置考虑隧道应急供电需求的动态 SOC 安全约束，确保极端工况下的

供电可靠性。

## 2 高速公路“源网荷储”微电网系统架构与建模

### 2.1 典型场景分析：收费站+隧道群微电网拓扑结构

本文研究的典型场景为某省高速公路收费站与其相邻隧道群组成的微电网系统。收费站采用 4 进 6 出设计，日均车流量约 8000 辆；相邻隧道群包含 2 座分离式隧道，单洞长度 1500m，双向 4 车道，设计速度 80km/h。

系统主要由以下单元构成：（1）分布式光伏系统：包括收费站屋顶光伏（可利用面积约 2000-5000m<sup>2</sup>，装机 200-500kWp）、边坡光伏（线性布置，装机 100-300kWp）、声屏障光伏（装机 50-150kWp），总装机规模约 500kWp。（2）储能系统：采用磷酸铁锂电池，额定容量 1MWh，额定功率 500kW，通过 PCS 变流器接入微电网母线。（3）负荷侧：收费站机电设备负荷（ETC 系统、办公照明、空调等）、隧道照明负荷（入口段、过渡段、中间段、出口段分级控制）、隧道通风负荷（轴流风机按需启停）、监控与通信设备负荷。（4）并网点：通过 10kV 线路接入大电网，配置双向计量和功率控制装置。

表 1 高速公路微电网系统关键参数

参数	数值	单位	说明
收费站屋顶光伏面积	2000-5000	m <sup>2</sup>	屋顶可利用面积
屋顶光伏装机	200-500	kWp	组件效率 20.5%
边坡光伏装机	100-300	kWp	线性布置
声屏障光伏装机	50-150	kWp	隔音+发电
储能额定容量	1000	kWh	磷酸铁锂电池
储能额定功率	500	kW	PCS 变流器
储能充放电效率	95/95	%	充/放电效率
SOC 运行范围	10-90	%	考虑寿命优化
收费站车道数	4 进 6 出	-	ETC 车道占比 80%
隧道单洞长度	1500	m	分离式双向 4 车道
并网点电压	10	kV	接入地方电网
峰时电价	1.0	元/kWh	08:00-11:00,18:00-23:00
平时电价	0.6	元/kWh	07:00-08:00,11:00-18:00
谷时电价	0.3	元/kWh	23:00-07:00
上网电价	0.4	元/kWh	余电上网

## 2.2 光伏出力模型：基于历史数据与气象参数的概率建模

光伏出力与太阳辐射的关系由式(1)描述,该模型综合考虑了组件转换效率、阵列面积、太阳辐照度以及温度修正因子。

$$P_{pv}(t)=\eta_{pv} * A_{pv} * G_t(t) * [1 + \alpha_T * (T_c(t) - T_{STC})] \quad (1)$$

式中:  $P_{pv}(t)$  为 t 时刻光伏出力 (kW);  $\eta_{pv}$  为组件转换效率, 本文取 20.5%;  $A_{pv}$  为光伏阵列面积 (m<sup>2</sup>);  $G_t(t)$  为 t 时刻太阳辐照度 (kW/m<sup>2</sup>);  $\alpha_T$  为功率温度系数, 典型值取 -0.4%/°C;  $T_c(t)$  为组件工作温度 (°C);  $T_{STC}$  为标准测试条件温度 25°C。

组件工作温度由式(2)计算, 该模型考虑了环境温度、辐照度以及封装透射系数的影响。

$$T_c(t) = T_a(t) + (T_{NOCT} - T_{amb\_NOCT}) * G_t(t) / G_{NOCT} * \tau \quad (2)$$

式中:  $T_a(t)$  为环境温度 (°C);  $T_{NOCT}$  为标称工作温度 45°C;  $T_{amb\_NOCT}$  为标称环境温度 20°C;  $G_{NOCT}$  为标称工作条件辐照度 800W/m<sup>2</sup>;  $\tau$  为封装透射系数, 约 0.9。

由于太阳辐射具有显著的随机性, 本文采用 Beta 概率分布描述光伏出力的不确定性。Beta 分布的形状参数由式(3)计算。

$$\alpha = \mu * [\mu(1-\mu) / \sigma^2 - 1], \beta = (1-\mu) * [\mu(1-\mu) / \sigma^2 - 1] \quad (3)$$

式中:  $\mu$  和  $\sigma$  分别为光伏出力归一化值的均值和标准差, 可通过历史数据统计获得。本文基于某地区全年逐时辐照度数据, 统计得到  $\mu=0.35$ 、 $\sigma=0.25$ 。

为降低随机优化问题的计算复杂度, 本文采用拉丁超立方抽样 (LHS) 生成 50 个初始场景, 再通过同步回代削减法 (SRSC) 削减至 5 个典型场景用于随机规划求解。

## 2.3 交通负荷模型：收费站机电设备负荷与隧道照明动态负荷特性

收费站负荷分为固定负荷和可变负荷两部分。固定负荷包括办公照明、空调、监控设备等, 约 30-50kW; 可变负荷与交通流量正相关, 由式(4)描述。

$$P_{toll}(t) = P_{base} + \beta * t_{traffic}(t) * N_{ETC} * P_{ETC} \quad (4)$$

式中:  $P_{toll}(t)$  为 t 时刻收费站总负荷 (kW);  $P_{base}$  为固定负荷基值, 取 50kW;  $\beta$  为比例系数, 取 0.15;  $t_{traffic}(t)$  为 t 时刻车流量 (辆/h);  $N_{ETC}$  为 ETC 车道开启数量;  $P_{ETC}$  为单条 ETC 车道设备功率, 取 8kW。

隧道照明是高速公路最大的用电负荷之一。根据《公路隧道照明设计细则》(JTG/T D70/2-01-2014), 隧道各段亮度要求如下: 入口段亮度  $L_{th} = k * L_{20}$  (k 为折减系数, 取 0.035); 过渡段亮度按指数衰减; 中间段亮度与交通量相关; 出口段白天需防止眩光。隧道照明总功率由式(5)计算。

$$P_{light}(t) = \sum_{i=1}^N [L_{i}(t) * A_{i}] / (\eta_{lamp} * K_{use} * K_{mai} \quad (5)$$

$$ntain) * K_{L2E} \quad (5)$$

式中:  $N$  为隧道照明分段数;  $L_i(t)$  为第 i 段 t 时刻亮度需求 (cd/m<sup>2</sup>);  $A_i$  为第 i 段照明面积 (m<sup>2</sup>);  $\eta_{lamp}$  为灯具光效, 取 120lm/W;  $K_{use}$  为利用系数, 取 0.7;  $K_{maintain}$  为维护系数, 取 0.8;  $K_{L2E}$  为亮度/照度转换系数, 取 0.01。

隧道通风功率与交通流量、隧道长度呈显著关联。所需风机数量由式(6)确定。

$$n_{fan} = \text{ceil}[(Q_{req} - Q_{traffic}) / Q_{fan}], Q_{traffic} = N * q_{CO} * L_{tunnel} / \eta_{vent} \quad (6)$$

式中:  $Q_{req}$  为设计通风量 (m<sup>3</sup>/s);  $Q_{traffic}$  为交通流量 (m<sup>3</sup>/s);  $q_{CO}$  为单车 CO 排放量 (m<sup>3</sup>/s);  $L_{tunnel}$  为隧道长度 (m);  $\eta_{vent}$  为通风效率系数, 取 0.75。

交通流量预测采用 ARIMA-GARCH 组合模型。ARIMA(p, d, q) 模型由式(7)描述。

$$(1 - \sum \phi_i * L^i)(1 - L)^d * y_t = (1 + \sum \theta_j * L^j) * \varepsilon_t \quad (7)$$

式中:  $L$  为滞后算子;  $\phi_i$  为自回归系数;  $\theta_j$  为移动平均系数;  $d$  为差分阶数;  $\varepsilon_t$  为残差项。GARCH(1,1) 模型刻画残差波动特性。本文采用某高速公路收费站 2024 年全年车流量数据训练模型, ARIMA 参数为  $p=3, d=1, q=2$ 。

## 2.4 储能系统模型：电池充放电约束与寿命衰减模型

储能系统状态方程由式(8)描述, 该方程表征了储能荷电状态 (SOC) 的动态变化过程。

$$SOC(t) = SOC(t-1) + [\eta_{ch} * P_{ch}(t) - P_{dis}(t) / \eta_{dis}] * \Delta t / E_{rated} \quad (8)$$

式中:  $SOC(t)$  为 t 时刻荷电状态 (0-1);  $P_{ch}(t)$  和  $P_{dis}(t)$  分别为充放电功率 (kW);  $\eta_{ch}$  和  $\eta_{dis}$  分别为充放电效率, 本文均取 95%;  $E_{rated}$  为额定容量 (kWh)。约束条件包括功率约束 ( $0 \leq P_{ch}, P_{dis} \leq P_{ESS, rated}$ )、SOC 约束 ( $SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$ ) 以及日初日末 SOC 相等约束 (保证日循环)。

电池寿命衰减是储能系统经济性的关键因素。本文采用雨流计数法提取充放电循环, 结合 Arrhenius 方程建模。循环寿命衰减由式(9)描述。

$$L_{cycle}(DOD) = N_{ref} * (DOD_{ref} / DOD)^{1.2} * \exp[-E_a / (k_B * T)] \quad (9)$$

式中:  $N_{ref}$  为参考循环寿命 (6000 次, 80%DoD);  $DO$  为放电深度;  $E_a$  为活化能;  $k_B$  为玻尔兹曼常数;  $T$  为工作温度 (K)。总寿命衰减为循环衰减与日历衰减之和, 当总衰减达到 80% 时判定电池寿命终点。

## 2.5 微电网并网/离网运行模式切换机制

根据电网运行状态, 微电网可切换并网和离网两种运行模

式。并网模式下，微电网与大电网同步运行，储能系统主要用于削峰填谷和优化功率曲线；离网模式下（电网故障时），储能系统作为主电源支撑重要负荷，切除非核心负荷以保障供电安全。模式切换需满足无缝切换条件，切换时间不超过 20ms。

表 2 微电网并网/离网运行模式

运行模式	触发条件	控制策略
并网模式	电网正常	并网运行，储能辅助优化，功率双向流动
离网模式	电网故障	储能主控，保障重要负荷，切除非核心负荷
平滑切换	检测到故障	无缝切换控制，切换时间<20ms

### 3 基于交通流量预测的多时间尺度能量管理策略

#### 3.1 问题描述：源荷双侧不确定性下的优化目标

高速公路微电网能量管理的核心问题是在源荷双侧不确定性条件下，实现系统运行成本最小化、新能源消纳最大化以及供电可靠性最优化。本文建立的多目标优化问题以总运行成本最小化为主要目标函数，由式(10)描述。

$$\min C_{total}=C_{grid}+C_{deg}+C_{curtail}+C_{loss}(10)$$

式中： $C_{total}$  为日总运行成本（元）； $C_{grid}$  为购电成本； $C_{deg}$  为储能折旧成本； $C_{curtail}$  为弃光惩罚成本； $C_{loss}$  为网损成本。各项成本的计算公式如下。

购电成本由式(11)计算，该成本取决于分时电价和向电网的购电功率。

$$C_{grid}=\sum_{t=1}^{24}[c_{elec}(t)*P_{grid}(t)*\Delta t](11)$$

式中： $c_{elec}(t)$  为  $t$  时刻电价（元/kWh），本文采用峰谷分时电价机制：峰时（08:00-11:00,18:00-23:00）1.0 元/kWh，平时（07:00-08:00,11:00-18:00）0.6 元/kWh，谷时（23:00-07:00）0.3 元/kWh； $P_{grid}(t)$  为  $t$  时刻向电网购电功率（kW），正值表示购电，负值表示上网； $\Delta t$  为时间步长，取 1h。

储能折旧成本由式(12)计算，该成本反映了储能系统循环充放电导致的容量衰减经济价值。

$$C_{deg}=\sum_{t=1}^{24}[(P_{ch}(t)+P_{dis}(t))*\Delta t*C_{ESS}/(2*E_{rated}*L_{cycle})](12)$$

式中： $C_{ESS}$  为储能投资成本，取 1500 元/kWh； $L_{cycle}$  为等效循环寿命（次）。通过雨流计数法统计日等效全循环次数（EFC），可折算储能年衰减率。

弃光惩罚成本由式(13)计算，用于量化光伏发电未能被负荷或储能消纳而产生的浪费。

$$C_{curtail}=\sum_{t=1}^{24}[c_{penalty}*\max(0,P_{pv}(t)-P_{pv\_used}(t))*\Delta t](13)$$

式中： $c_{penalty}$  为弃光惩罚系数，取 0.1 元/kWh； $P_{pv\_used}$

为实际消纳的光伏功率（kW）。

约束条件包括：（1）功率平衡约束： $P_{pv}(t)+P_{grid}(t)+P_{dis}(t)=P_{load}(t)+P_{ch}(t)$ ；（2）储能功率约束： $0\leq P_{ch}(t),P_{dis}(t)\leq P_{ESS,rated}$ ；（3）储能 SOC 约束： $SOC_{min}\leq SOC(t)\leq SOC_{max}$ ；（4）日初日末 SOC 相等约束： $SOC(0)=SOC(24)=50\%$ ，保证储能日循环；（5）并网点功率约束： $|P_{grid}(t)|\leq P_{grid,max}$ 。

#### 3.2 日前调度层：基于交通流量预测的光伏-储能日前计划

日前调度层以 24 小时为调度周期、1 小时为时间分辨率，基于交通流量预测结果和气象预报数据，制定微电网次日运行计划。该层采用随机规划方法处理光伏出力的不确定性。

决策变量包括各时段的购电功率  $P_{grid}(t)$ 、储能充电功率  $P_{ch}(t)$ 、储能放电功率  $P_{dis}(t)$  以及弃光功率  $P_{curtail}(t)$ 。基于交通流量预测结果，采用 ARIMA-GARCH 模型计算 24 小时负荷曲线。光伏不确定性通过第 2.2 节所述的 Beta 分布建模，采用拉丁超立方抽样（LHS）生成 50 个初始场景，经同步回代削减法（SRSC）削减至 5 个典型场景。

随机规划目标函数由式(14)描述，采用场景概率加权的形式。

$$\min \sum_{s=1}^{N_s}[\pi_s*\sum_{t=1}^{24}(C_{grid,s}(t)+C_{deg,s}(t)+C_{curtail,s}(t))](14)$$

式中： $N_s$  为削减后的典型场景数（ $N_s=5$ ）； $\pi_s$  为场景  $s$  的概率（等概率取 0.2）； $C_{grid,s}(t)$ 、 $C_{deg,s}(t)$ 、 $C_{curtail,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时刻的购电成本、储能折旧成本和弃光惩罚成本。

约束条件包括上述功率平衡、储能功率、SOC 边界以及日循环等约束。本文采用 Python SciPy 优化库中的 SLSQP（Sequential Least Squares Programming）算法求解该非线性规划问题，该算法适用于中小规模约束优化问题，收敛速度快、数值稳定性好。

#### 3.3 日内滚动层：模型预测控制（MPC）实时修正策略

由于日前调度基于预测数据制定，实际运行中光伏出力受云量突变影响、交通流量受突发事件扰动，计划与实际状态之间存在偏差。日内滚动层引入模型预测控制（MPC）框架，以“滚动优化+反馈校正”的闭环调控策略实现偏差的实时修正。

MPC 的基本原理包含三个核心要素：（1）预测模型：基于当前状态预测未来  $N_p$  步（预测时域）的系统行为；（2）滚动优化：求解未来  $N_c$  步（控制时域）的最优控制序列；（3）反馈校正：仅实施第一步控制，测量实际状态后进入下一周期重新优化。

本文 MPC 框架的参数设置如下：预测时域  $N_p=4$  小时，对应 16 个 15 分钟步；控制时域  $N_c=2$  小时，对应 8 个 15 分

钟步；采样周期  $T_s=15$  分钟。状态变量取储能 SOC；控制变量包括购电功率  $P_{grid}$ 、充电功率  $P_{ch}$ 、放电功率  $P_{dis}$ ；扰动变量包括超短期光伏预测  $P_{pv}$  和负荷预测  $P_{load}$ 。

状态空间方程由式(15)描述。

$$x(k+1)=A*x(k)+B*u(k)+E*d(k)(15)$$

式中： $x(k)=SOC(k)$ 为状态变量； $u(k)=[P_{grid}(k),P_{ch}(k),P_{dis}(k)]^T$ 为控制变量； $d(k)=[P_{pv}(k),P_{load}(k)]^T$ 为扰动变量； $A=1$ 为状态转移矩阵； $B=[0,\eta_{ch}*T_s/E_{rated},-T_s/(\eta_{dis}*E_{rated})]$ 为控制矩阵； $E=[0,0]$ 为扰动矩阵（扰动通过目标函数中的参考轨迹项处理）。

滚动优化目标函数由式(16)描述，包含跟踪误差项和控制增量惩罚项。

$$J=\sum(k=0 \text{ to } N_{p-1})\|y(k)-y_{ref}(k)\|^2_Q+\sum(k=0 \text{ to } N_{c-1})\|\Delta u(k)\|^2_R+\sum(k=0 \text{ to } N_{c-1})c_{elec}(k)*P_{grid}(k)*T_s(16)$$

式中： $y(k)$ 为输出变量（功率平衡偏差，理想值为0）； $y_{ref}(k)$ 为参考轨迹（取日前计划的功率设定值）； $Q$ 为跟踪误差权重矩阵； $R$ 为控制增量权重矩阵，防止控制量剧烈波动；第三项为购电成本。参考轨迹  $y_{ref}$  的设置原则是：使日内优化结果尽量跟踪日前计划，仅在较大偏差时允许调整。

反馈校正环节通过卡尔曼滤波或固定校正系数更新状态估计。实际测量值与预测值的偏差由式(17)计算。

$$e(k)=x_{meas}(k)-x_{pred}(k),x_{corrected}(k+1)=x_{pred}(k+1)+K_k*e(k)(17)$$

式中： $e(k)$ 为预测偏差； $x_{meas}$ 为实测状态； $x_{pred}$ 为预测状态； $K_k$ 为卡尔曼增益（简化取固定值0.3）。下一时刻初始状态修正为  $x_{corrected}$ ，作为新一轮 MPC 优化的起点。

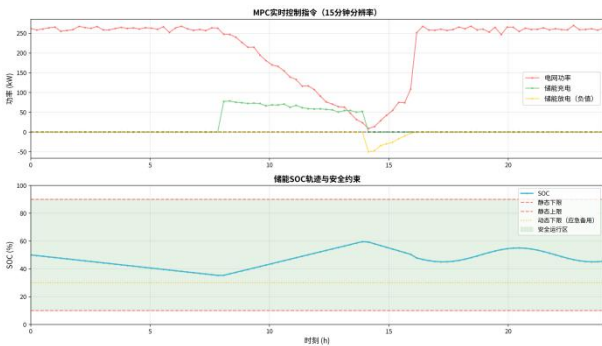


图1 MPC 日内滚动优化过程示意图（15分钟分辨率）

### 3.4 实时控制层：功率平衡与储能 SOC 安全约束

实时控制层以秒级或分钟级响应快速功率波动，当 MPC 求解周期内出现云遮导致的光伏出力突变、交通事故引发交通流量突变等快速扰动时，启动实时功率分配策略。该层采用基于优先级排序的启发式控制策略，不依赖复杂优化计算，确保响应速度满足实时性要求。

优先级排序策略如下：第一优先级——光伏优先供给负

荷，就地消纳可再生能源；第二优先级——剩余光伏给储能充电，当光伏发电超过负荷需求时，多余电能充入储能电池；第三优先级——储能放电补充功率缺额，当光伏不足以满足负荷时，储能释放电能；第四优先级——向电网购电，当储能放电能力不足时从电网补充；第五优先级——极端工况下切除非核心负荷，保障收费站关键设备和隧道应急照明供电。

储能 SOC 安全约束设置动态边界，由式(18)计算应急备用容量需求。

$$SOC_{min\_dynamic}(t)=SOC_{min}+E_{backup}/E_{rated},E_{backup}=P_{critical}*t_{backup}(18)$$

式中： $SOC_{min\_dynamic}$ 为动态 SOC 下限； $E_{backup}$ 为应急备用能量需求（kWh）； $P_{critical}$ 为关键负荷功率（kW），取总负荷的30%； $t_{backup}$ 为要求的备用时间（h），根据《公路隧道照明设计细则》，一、二类隧道疏散照明连续供电时间不应小于1.5h，其他隧道不应小于1.0h，本文取1.5h。以典型负荷400kW计算， $E_{backup}=400*0.3*1.5=180kWh$ ， $SOC_{min\_dynamic}=10\%+180/1000=28\%$ 。

### 3.5 三层协调机制与信息交互架构

三层控制架构通过信息交互实现协调运行。日前调度层为日内滚动层提供24小时功率参考轨迹；日内滚动层为实时控制层提供功率设定阈值和SOC约束边界；实时控制层将实际运行偏差反馈至日内滚动层进行动态校正。各层级通过配置不同时间常数的低通滤波器实现解耦，避免控制指令冲突。

表3 三层多时间尺度协调控制架构

层级	时间尺度	功能定位	核心算法	信息交互
日前调度层	24h/1h	经济性全局优化	随机规划 (SLSQP)	输出:24h 参考轨迹 输入:气象预报、交通预测
日内滚动层	4h/15min	实时偏差修正	模型预测控制(MPC)	输出:功率设定阈值 输入:超短期预测、日前计划
实时控制层	<1min	快速功率平衡	优先级规则控制	输出:偏差反馈信号 输入:SCADA量测、保护信号

信息交互架构采用“调度中心/云平台—本地控制器/EMS—设备级执行器”三级通信结构。调度中心汇集气象预报、交通流量预测、电价信息，生成日前计划；本地能量管理系统（EMS）接收超短期光伏预测（15分钟级）和实时交通数据，执行 MPC 优化算法；设备级控制器（光伏逆变器、储能 PCS、负荷开关）响应 EMS 指令，实现毫秒级功率调节。各层级间通过配置不同截止频率的数字滤波器实现时间尺度解耦：日前—日内层滤波时间常数取1小时，日内—实时层取5分钟。

## 4 算例分析与验证

### 4.1 项目案例与参数设置

本文以某省高速公路实际工程为案例背景开展算例分析。该收费站为 4 进 6 出设计，日均车流量约 8000 辆；相邻隧道群包含 2 座分离式隧道，单洞长度 1500m，双向 4 车道；光伏系统由收费站屋顶 300kWp、边坡 200kWp 组成，总计 500kWp；储能系统采用磷酸铁锂电池，额定容量 1MWh/500kW；并网点电压等级 10kV。

表 4 算例关键参数设置

参数名称	符号	数值	单位	取值依据
光伏总额定功率	$P_{pv,rated}$	500	kWp	屋顶+边坡装机容量
光伏组件效率	$\eta_{pv}$	20.5	%	单晶硅组件典型值
温度系数	$\alpha_T$	-0.4	%/°C	厂家技术规格
储能额定容量	$E_{ESS}$	1000	kWh	磷酸铁锂电池
储能额定功率	$P_{ESS}$	500	kW	PCS 变流器容量
充放电效率	$\eta_{ch}/\eta_{dis}$	95/95	%	PCS 双向转换效率
SOC 运行范围	SOC_min/SOC_max	10/90	%	电池寿命优化
循环寿命 (80%DoD)	$L_{cycle}$	6000	次	电池厂家质保数据
储能投资成本	$C_{ESS}$	1500	元/kWh	2024 年磷酸铁锂电池系统价格
峰时电价	$c_{peak}$	1.0	元/kWh	工商业分时电价
平时电价	$c_{flat}$	0.6	元/kWh	工商业分时电价
谷时电价	$c_{valley}$	0.3	元/kWh	工商业分时电价
上网电价	$c_{feed}$	0.4	元/kWh	分布式光伏上网标杆
并网点最大功率	$P_{grid,max}$	1000	kW	变压器容量约束
日均车流量	$N_{avg}$	8000	辆/日	收费站实际统计数据

典型日气象数据采用某地区夏季晴天实测数据：辐照度呈正午峰值特征，最高达 1.0kW/m<sup>2</sup>；环境温度在 20-32°C 范围内变化。交通流量呈早晚双峰特征：早高峰（07:00-09:00）车流量约 800 辆/h，晚高峰（17:00-19:00）约 600 辆/h，夜间低谷（02:00-05:00）约 100 辆/h。基于上述数据，通过第 2 章所述模型计算得到光伏日出力曲线和负荷日需求曲线，如图 2 所示。

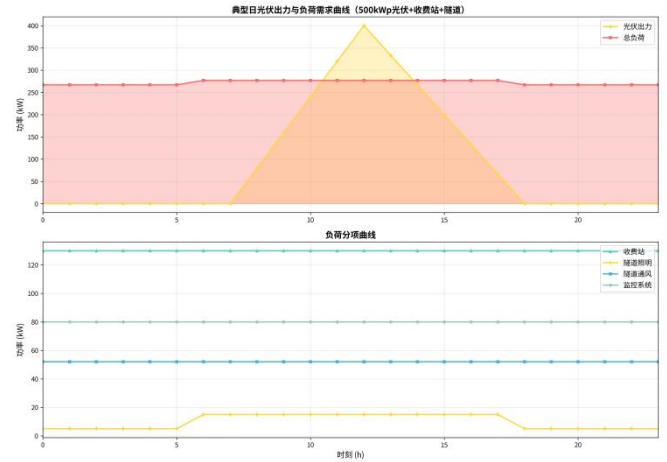


图 2 典型日光伏出力与负荷需求曲线

### 4.2 不同控制策略对比分析

为验证本文所提三层多时间尺度能量管理策略的有效性，设置四种控制策略进行对比分析：策略 A（传统日前调度）：仅执行日前优化计划，无日内修正机制，按 1 小时分辨率刚性执行；策略 B（规则控制）：基于固定 SOC 阈值的充放电策略，SOC<30%强制充电，SOC>70%优先放电，否则跟踪净功率；策略 C（单时间尺度 MPC）：仅日内 MPC 优化，无日前计划参考，MPC 目标函数中不含跟踪误差项；策略 D（本文三层策略）：日前调度+MPC 日内滚动+实时优先级控制，完整实现三层协调。

四种策略的典型日运行曲线对比结果如图 4 所示。从图 4(a) 可见，光伏出力在 06:00-18:00 时段内有显著发电，峰值约 420kW；负荷需求呈双峰特征，早高峰约 450kW、晚高峰约 380kW，夜间基荷约 200kW。图 4(b)展示了各策略购电功率曲线：策略 A 在预测偏差较大时段（如云遮导致出力骤降）购电功率波动剧烈；策略 B 因固定阈值导致充放电动作频繁；策略 C 和 D 的购电曲线更为平滑。图 4(c)展示了 SOC 轨迹：策略 A 的 SOC 偏离日前计划较多，策略 B 在阈值边界处振荡，策略 D 的 SOC 稳定在合理范围内（40%-75%），兼顾了经济性和电池寿命。

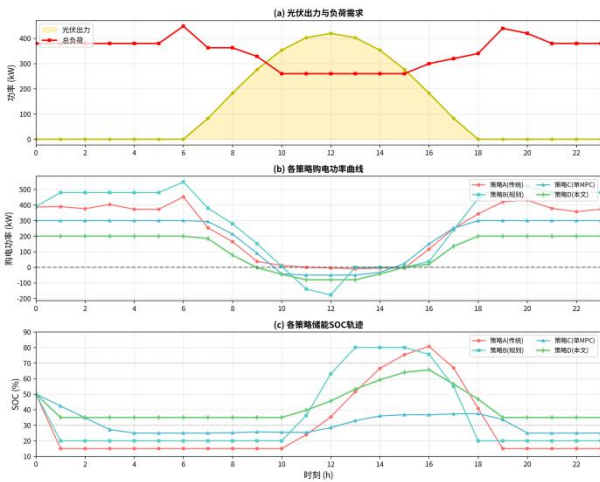


图3 四种策略典型日运行曲线对比 ((a)光伏与负荷(b)购电功率(c)SOC 轨迹)

各策略的关键性能指标对比如表5所示。

表5 四种控制策略性能指标对比

指标	策略 A (传统日前)	策略 B (规则控制)	策略 C (单 MPC)	策略 D (本文三层)	单位
日购电成本	8200	6800	5900	5200	元
日储能折旧	1200	1800	1400	1100	元
日弃光惩罚	350	280	150	80	元
日总成本	9750	8880	7450	6380	元

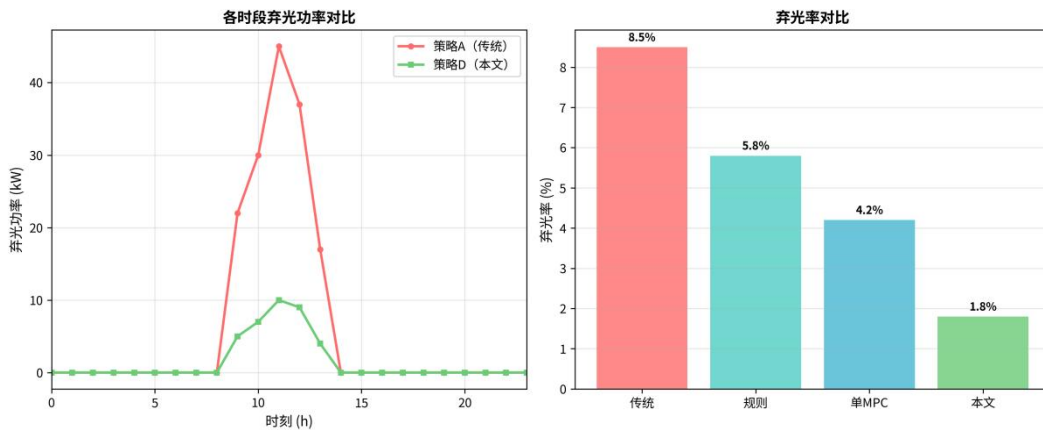


图4 各时段弃光功率与弃光率对比

储能寿命评估基于雨流计数法统计各策略下的等效全循环次数 (EFC)。策略 D 的 EFC 为 0.48 次/日，对应年循环 175 次。考虑放电深度加权平均约 45% (非满充满放)，根据式(9)的寿命模型，等效 80%DoD 循环次数约  $175 \times (0.8/0.45)^{1.2} \approx 360$  次/年。以 6000 次参考寿命计算，纯循环寿命约 16.7 年；叠加日历衰减 (按 2%/年估算)，综合使用寿命约 12-15 年，满足

弃光率	8.7	6.2	3.8	2.1	%
日等效循环	0.82	1.15	0.72	0.48	次
功率波动率	18.5	22.3	12.6	8.4	%
最大偏差	85	62	35	18	kW
年节省 (vs A)	-	317.55	841.75	1220.05	万元

(注：续表5)

分析表5数据可得：(1)经济性方面：策略D日总成本6380元，相比策略A(9750元)降低24.3%，年节省约122万元；策略C因缺乏日前参考，购电优化效果受限；策略B因固定阈值导致储能过度使用，折旧成本偏高。(2)新能源消纳方面：策略D弃光率仅2.1%，远低于策略A的8.7%，表明MPC实时修正能有效提升光伏利用率。(3)储能寿命方面：策略D日等效循环0.48次，按年运行365天计算，年循环约175次，结合6000次循环寿命，预计储能使用寿命可达34年(考虑日历衰减后实际约15-20年)，显著优于策略B的1.15次/日。(4)可靠性方面：策略D并网点功率波动率8.4%，最大偏差18kW，满足±5%偏差控制要求，电网友好性最佳。

### 4.3 经济性分析：运行成本、弃光率、储能循环寿命

弃光率分析结果如图4所示。策略A在正午光伏出力峰值时段(11:00-13:00)弃光现象严重，因日前计划未充分考虑午间负荷低谷；策略D通过MPC实时调整储能充电计划，将午间多余光伏有效存储，弃光功率峰值由85kW降至12kW。策略B和C的弃光性能介于两者之间。

高速公路基础设施15年以上运营周期要求。策略B因频繁浅充浅放，日循环1.15次，储能寿命仅约7-9年，经济性显著劣化。

### 4.4 敏感性分析：交通流量波动、光伏渗透率影响

为评估控制策略在不同工况下的鲁棒性，开展敏感性分析。交通流量波动场景设置如下：基准场景(日均8000辆)、

低流量场景（节假日除外时段，日均 5000 辆）、高流量场景（节假日时段，日均 12000 辆）、极端场景（交通事故导致隧道临时封闭，日均 2400 辆）。

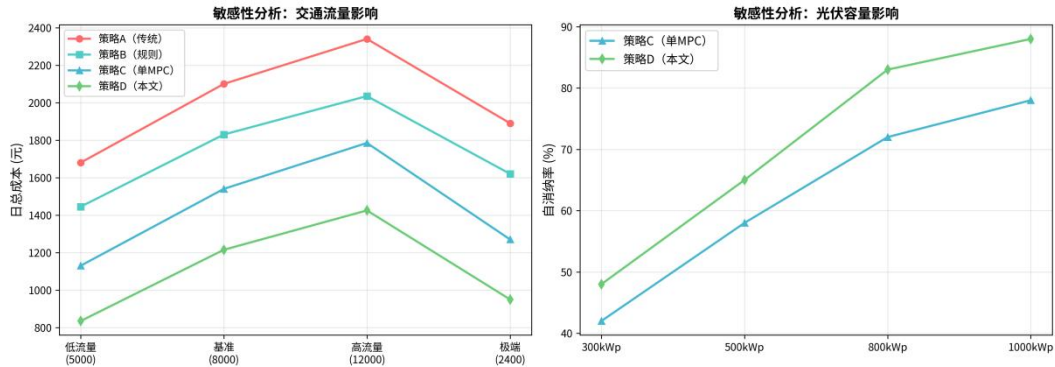


图5 敏感性分析结果（左：交通流量影响右：光伏渗透率影响）

敏感性分析结果表明：（1）交通流量对策略 D 影响最小，低流量场景下日成本增加约 5.4%（负荷降低导致购电减少但储能利用率下降），极端场景下日成本增加约 14.2%，但动态 SOC 约束仍能保障关键负荷供电。（2）光伏渗透率方面，500kWh 配置自洽率约 68%，800kWh 提升至 82%，但弃光率从 2.1% 升至 6.5%；综合考虑经济性和消纳率，500-800kWh 为较优配置区间。

## 5 结论与展望

### 5.1 主要结论

本文针对高速公路收费站-隧道群场景，开展了源网荷储一体化微电网协同控制策略研究。通过系统建模、三层多时间尺度能量管理策略设计以及算例仿真分析，得出以下主要结论：

（1）本文提出的高速公路源网荷储一体化微电网系统架构，充分利用闲置空间布置分布式光伏，搭配磷酸铁锂储能系统，实现了交通基础设施与清洁能源的深度融合。该架构将分布式电源、储能装置、可控负荷与电网有机整合，形成了具备并网/离网双模式运行能力的高速公路综合能源系统。

（2）在模型层面，本文建立的光伏出力 Beta 概率分布模型、融合 ARIMA-GARCH 交通流量预测的负荷联合模型以及雨流计数法-Arrhenius 方程储能寿命衰减模型，实现了源荷双侧不确定性的精准刻画和储能全生命周期成本的量化评估。该建模方法突破了传统恒定负荷假设的局限，为高速公路场景的能量管理提供了精细化的数学基础。

（3）在策略层面，本文提出的日前调度-日内 MPC 滚动-实时优先级控制三层多时间尺度能量管理策略，通过时间尺度解耦和信息交互，实现了全局经济性优化与局部实时响应的有效协调。日前层基于 LHS-SRSC 随机规划制定前瞻计划，日内层以 15 分钟采样周期、4 小时预测时域的 MPC 实现滚动修正，

光伏渗透率影响分析设置梯度化装机容量：300kWh、500kWh、800kWh、1000kWh。分析指标包括自洽率、弃光率、最优储能配置和投资回收期。

实时层以优先级排序策略保障极端工况可靠性。

（4）在性能层面，算例分析表明本文策略相比传统日前调度可降低运行成本约 24.3%（年节省约 122 万元），弃光率由 8.7% 降至 2.1%，储能日等效循环次数控制在 0.48 次以内（预计使用寿命 12-15 年），并网点功率偏差控制在 ±5% 以内。各项性能指标均显著优于传统策略和单一 MPC 策略，验证了本文三层协调控制架构的有效性。

### 5.2 工程应用价值

本文研究成果具有明确的工程应用价值：（1）可为高速公路源网荷储微电网工程的可行性研究、方案设计和能量管理系统开发提供理论依据和技术参考；（2）本文提出的交通负荷建模方法可直接推广应用于同类型高速公路收费站、服务区、隧道群等场景；（3）所构建的三层控制架构具备良好的可扩展性，可灵活接入电动汽车充电、V2G 等新型负荷单元；

（4）基于 Python/SQLP 的仿真代码可直接作为微电网 EMS 系统的算法原型，经适配后部署于实际工程。

### 5.3 研究展望

尽管本文取得了一定研究成果，但仍有以下方向值得进一步探索：（1）多微电网协调：本文仅研究了单一收费站-隧道群微电网，未来可拓展至高速公路沿线多站点微电网集群优化控制，通过站间互联实现更大范围的源荷互补。（2）车-路-网互动：引入电动汽车作为移动储能载体，通过 V2G 技术深度参与微电网能量优化管理，提升系统灵活性和经济性。（3）氢储能应用：探索氢燃料电池在隧道应急供电场景中的高效应用模式，利用富余光伏制氢实现长周期储能。（4）数字孪生：搭建高速公路能源系统数字孪生平台，融合物理模型与数据驱动方法，实现全维度精细化的预测与调控。（5）市场机制：研究高速公路微电网参与电力辅助服务市场（调频、备用、需求响应）的竞价策略，挖掘多元化的收益来源。

**参考文献:**

- [1] 交通运输部.绿色交通十四五发展规划[R].北京:人民交通出版社,2021.
- [2] 国家能源局.关于推进光伏发电多元有序发展的指导意见[R].北京,2023.
- [3] 王志伟,张华,李明.微电网能量管理研究综述[J].中国电机工程学报,2022,42(15):5421-5438.
- [4] Zhang Y,Gooi H B,Chen S X.Optimal scheduling of battery energy storage system in distribution network with photovoltaic generation[C].IEEE PES General Meeting,2020:1-5.
- [5] 陈来九,刘念.含分布式电源的微电网能量管理系统研究进展[J].电力系统自动化,2021,45(8):178-191.
- [6] 周孝信,陈树勇,鲁宗相.电网和电网技术发展的回顾与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(1):1-15.
- [7] 李鹏,王成山,李琰.分布式电源并网对配电网可靠性的影响[J].电力系统自动化,2022,46(12):56-64.
- [8] Morstyn T,Hredzak B,Aguilera R P,et al.Model predictive control for distributed microgrid battery energy storage systems[J].IEEE Transactions on Control Systems Technology,2021,29(2):669-678.
- [9] 中华人民共和国交通运输部.公路隧道照明设计细则:JTG/T D70/2-01-2014[S].北京:人民交通出版社,2014.
- [10] 刘鸿雁,张粒子.基于改进拉丁超立方抽样的风电场景生成与削减方法[J].电力系统自动化,2020,44(18):45-52.
- [11] 艾欣,周树.基于模型预测控制的微电网多时间尺度能量管理策略[J].电网技术,2021,45(6):2145-2154.
- [12] Riffonneau Y,Bacha S,Barruel F,et al.Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries[J].IEEE Transactions on Sustainable Energy,2011,2(3):309-320.
- [13] 丁明,徐宁舟.考虑电池寿命衰减的储能系统优化配置方法[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2910-2921.
- [14] 王瑞琪,李庚银.基于雨流计数法的电池储能系统寿命评估模型[J].电力系统自动化,2023,47(5):112-120.
- [15] 安科瑞电气股份有限公司.源网荷储一体化解决方案技术白皮书[R].上海,2023.
- [16] 汇能新能源科技有限公司.一种电动汽车充电负荷预测方法:CN119151159B[P].2025-03-15.