

基于主从博弈的光储充一体化充电站运行优化方法

虞坚阳¹, 梁馨予¹, 穆迪¹, 刘晓婕¹, 方锐¹, 胡苏筠¹, 王琦², 于昌平²

(1. 国网江苏省电力有限公司 常州供电分公司, 江苏 常州 213000; 2. 东南大学 电气工程学院, 南京 210096)

摘要:光储充一体化充电站(photovoltaic-storage integrated charging station, PSICS)作为新型能源设施,既能实现电动汽车有序充电,又可推动电力系统绿色经济转型。首先系统阐述PSICS的拓扑结构与运行机理,继而构建基于主从博弈理论的PSICS-EV协同优化架构,通过统筹配电网运营商、充电站运营商及电动汽车用户的多主体利益诉求,建立兼顾多时间尺度特性的双层调度模型。研究采用启发式算法嵌套商业求解器的混合求解策略进行模型求解,结果表明本文提出的模型可以有效地促进光储充一体化充电站运行经济性,降低电动汽车的充电费用,并减轻配电网的供电压力。

关键词:光储充一体化充电站;电动汽车;主从博弈;运行优化;储能

Operational optimization method for photovoltaic-storage integrated charging stations based on Stackelberg game

YU Jianyang¹, LIANG Xinyu¹, MU Di¹, LIU Xiaojie¹, FANG Rui¹, HU Sujun¹,
WANG Qi², YU Changping²

(1. Changzhou Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Changzhou 213000, China;
2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: As a new energy infrastructure, the photovoltaic-storage integrated charging station (PSICS) not only enables orderly EV charging but also promotes the green economic transition of power systems. First, topological structure and operational mechanism of PSICS are systematically elaborated; Then, a PSICS-EV collaborative optimization framework based on Stackelberg game theory is established. By coordinating the multi-agent interest demands of distribution network operators, charging station operators, and EV users, a bi-level scheduling model considering multi-timescale characteristics is developed. A hybrid solution strategy combining heuristic algorithms with commercial solvers is employed for model resolution. The results show that the proposed model can effectively improve the operational economy of the PSICS, reduce the charging costs for EVs, and alleviate the power supply pressure on the distribution network.

Key words: photovoltaic energy storage and charging station; electric vehicle; Stackelberg game; operational optimization; energy storage

0 引言

新能源汽车已被列为我国的七大战略性新兴产业之一,近年来发展迅猛且前景广阔,与其配套的各类充电基础设施也正蓬勃发展。截至2026年6月底,我国电动汽车充电基础设施总数达到2 305.7万个^[1]。相较于独立的电动汽车充电桩,以“光储充放”一体化充电站为代表的新型智能充电基础设施因其绿色、经济等优势正被大规模推广^[2-3]。近年来,我国政府推出一系列鼓励扶持政策,加速推动新型智能充电基础设施产业发展:2020年10月,国务院办公厅印发的《新能源汽车产业发展规划

(2021~2035年)》明确指出,鼓励“光储充放”多功能综合一体站建设^[4];2023年6月19日,国务院办公厅印发《关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见》提到,大力推广应用智能充电基础设施,新建充电基础设施原则上应采用智能设施^[5]。

光储充一体化充电站通过配电网、光伏发电和储能支撑充电桩运行,可根据用电设备和配网互动,选择并网、孤岛两种不同运行的方式,在吸收新能源发电的基础上,缓解不定时的可再生能源与电动汽车大规模接入对公共电网造成的影响,提高本地供电可靠性,具有削峰填谷、降低企业运营成本、提高土地利用效率、缓解充电难问题等经济价值^[6-7]。然而,当前各地光储充一体化充电站在数字化、智能化、绿色化、融合化方面的建设尚显不足,这使其运行效率低下^[8]。因此,制定并实施行之有效的光

储充一体化充电站优化运行策略,对于推动站点与电网实现更高效、更经济的运行至关重要。

在空间尺度上,已有研究大多利用电动汽车的移动储能特性,通过电网-交通网耦合、计及路费成本及充电成本等,引导电动汽车充电负荷在空间上的分布,从而提升电网的韧性与经济性^[9],增加电动汽车充电站的运行效益^[10]。在时间尺度上,研究大多集中于讨论通过充、放电电价引导电动汽车充电负荷在时间尺度上的分布^[11-12],其中应用较为广泛的两个技术手段为:基于心理物理学的用户价格响应方法、基于博弈的充电站-电动汽车互动方法。前者主要考虑电动汽车用户心理,通过电价引导车主适时充电以缓解电网及光储充一体化充电站的供电压力^[13-15];文献[13]综合考虑充放电价和电动汽车荷电状态,建立了基于韦伯-费纳希定律的电动汽车用户响应度模型;文献[14]结合电动汽车客观响应能力和主观响应意愿建立了用户响应潜力评估模型,推理充电电价、电量需求和停留时间等因素对用户响应意愿的影响;文献[15]结合用户经济性满意度及用电便利满意度构建用户综合满意度,提出计及用户满意度的电动汽车动态分时充电电价制定策略。后者从综合考虑多主体利益出发,利用博弈论使利益冲突各方根据己方已掌握信息做出最优决策:文献[16]建立EV及CDSIS多目标主从博弈优化调度模型,对EV用户、CDSIS收益进行多目标协调;文献[17]建立了一个基于Stackelberg博弈的孤岛式光储充电站优化调度模型,使电动汽车有序充电的同时令充电站收益达到最优化。

上述研究中,多数以充电电价引导电动汽车用户响应调度,达到缓解配电网供电压力或提高光储充站经济性的目标。本文在此基础上,综合考虑充电电价引导下电动汽车充电需求的分布变化,并且通过光储充站与配电网协同,倒送电能的方式,进一步研究光储充站的运营成本和配电网供电压力缓解的问题。算例表明,在本文策略下,电动汽车用户充电费用和光储充站运营成本有所降低,同时配电网供电压力得到缓解。

另外,已有主从博弈类研究多围绕电动汽车用户响应、充电站定价策略或特定运行场景下的收益优化展开,而对光储充一体化充电站中光伏、储能、配电网与电动汽车负荷之间的协同运行关系考虑仍不够充分。本文进一步将主从博弈模型应用于光储充一体化充电站的源-储-荷-网协同运行场景,综合刻画充电站运营商与电动汽车用户之间的互动决策关系。

综上,本文提出一种基于光储充一体化充电

站-电动汽车用户博弈的光储充一体化充电站运行优化方法。首先,分析光储充一体化充电站内系统架构;其次,建立一个基于光储充一体化充电站-电动汽车用户博弈的光储充一体化充电站运行优化模型,模型上层主体为领导者光储充一体化充电站,优化目标为最大化运营利润,以电价引导电动汽车充电,模型下层主体为跟随者电动汽车用户,优化目标为最小化充电费用,根据已有价格信息选择适宜时段充电;最后,通过仿真验证本文所提模型可以有效地促进电动汽车有序充电,降低光储充一体化充电站运营费用并缓解配电网的供电压力。

1 光储充一体化充电站系统架构

1.1 光储充一体化充电站系统架构及运行模式

光储充一体化充电站系统结构如图1所示。

在光储充一体化充电站内部,有光储充一体化充电站能量管理系统、光伏系统、储能系统、交直流充电桩等设备。在外部,与配电网与电动汽车保持能量流与信息流上的联系。

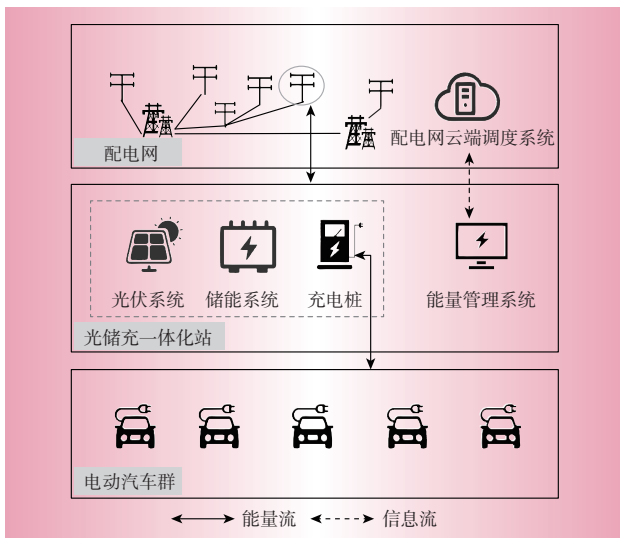


图1 光储充一体化充电站系统架构

Fig. 1 PSICS system architecture

光储充一体化充电站常见的运行模式有:智能协同优化模式、充电优先模式、应急供电模式。其中,智能协同优化模式通过智能控制系统动态调整光伏、储能和电网的能量分配,实时优化运行策略,例如高峰时优先储能放电,低谷时储能充电,此模式可提高系统整体效率,适应多种使用场景。充电优先模式将光伏发电优先用于电动车充电,避免电力经储能或电网转换的损耗,储能系统主要用作备用电源,适用于电动汽车充电需求大、光伏发电稳定的场景;应急供电模式应用于电网故障或光伏发

电不足的场景,此时储能系统单独为充电站提供电力支持。

1.2 光储充一体化充电站资源建模

1.2.1 光伏发电系统模型

根据分布式光伏并网系统的策略和控制方法构建如下所示的光伏系统模型

$$\xi = P_{st} \frac{H_c[(Y_c - Y_r) + 1]}{H_{st}} \quad (1)$$

式中: ξ 为光伏发电系统控制下实际的输出功率; P_{st} 为标准测试条件下光伏发电系统的额定功率; Y_c 为电池实际工作温度; Y_r 为系统参考温度; l 为功率温度系数,表示温度对功率的影响; H_c 为实际光照强度; H_{st} 为标准测试条件下的光照强度。

1.2.2 储能设备模型

设定储能设备在 t 时刻电量为 $E(t)$,则储能设备电量模型表示如下

$$E(t) = E(t-1) + P_c(t)\eta_c \Delta t - \frac{P_d(t)}{\eta_d} \Delta t \quad (2)$$

式中: η_c 和 η_d 分别为储能设备的充、放电效率; $P_c(t)$ 、 $P_d(t)$ 分别为储能设备的充、放电功率。

1.2.3 充电桩接入状态

根据电动汽车的出行特征,可以将充电站的需求响应模型表示如下

$$\begin{cases} N_t^c = \sum_{i \in I} \mu_{i,t}^{ev, ch} \\ 0 \leq \mu_{i,t}^{ev, ch} \leq 1 \\ 0 \leq N_t^c \leq N_{cp} \end{cases} \quad (3)$$

式中: I 为电动汽车集合; N_t^c 为 t 时间段内充电的电动汽车数量; $\mu_{i,t}^{ev, ch}$ 为 0-1 状态变量,表示第 i 辆电动汽车在 t 时间段内接入充电桩的状态,0 为未接入充电桩,1 为接入充电桩充电; N_{cp} 为充电桩数量。

1.2.4 电动汽车充放电模型

电动汽车充放电模型包含充电站充放电模型及行驶途中放电模型。充电站充电模型为

$$E_{i,t+\Delta t}^{ev} = E_{i,t}^{ev} + \eta_{ch}^{ev} p_{i,t}^{ev, ch} \Delta t - \frac{p_{i,t}^{ev, dch}}{\eta_{dch}^{ev}} \Delta t \quad (4)$$

式中: $E_{i,t}^{ev}$ 为 t 时段第 i 台电动汽车的电池电量; η_{ch}^{ev} 和 η_{dch}^{ev} 分别为电动汽车充、放电效率; $p_{i,t}^{ev, ch}$ 和 $p_{i,t}^{ev, dch}$ 分别为 t 时段第 i 台电动汽车的充、放电功率。

行驶途中放电模型为

$$s_i^s = s_i^c - \frac{S_i^{day}}{S_{max}^{day}} \times 100\% \quad (5)$$

式中: s_i^s 为电动汽车接入充电站时的起始荷电状态(state of charge, SOC); s_i^c 为电动汽车离站时的 SOC; S_i^{day} 为日行驶里程,由第2节中蒙特卡洛抽样得到;

S_{max}^{day} 为日行驶最远里程。

2 电动汽车充电行为模拟

本文将电动汽车作为研究对象,其出行规律可用概率分布模型来描述。据统计,电动汽车每日完成出行并开始充电的时间满足正态分布^[18],表示如下

$$f_a(t_s) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_a \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_s - \mu_a)^2}{2\sigma_a^2}} & (\mu_a - 12) < t \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_a \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_s + 24 - \mu_a)^2}{2\sigma_a^2}} & 0 < t < (\mu_a - 12) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $f_a(t_s)$ 为电动汽车起始充电时刻的概率密度函数; μ_a 为期望值; σ_a 为标准差; e 为自然常数; t 为充电时间。

EV 期望充电时长满足正态分布,概率密度函数为

$$f_b(t_p) = \frac{1}{\sigma_b \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_p - \mu_b)^2}{2\sigma_b^2}} \quad (7)$$

式中: $f_b(t_p)$ 为电动汽车期望充电时长的概率密度函数; μ_b 为期望值; σ_b 为标准差。

EV 日行驶里程服从对数正态分布,概率密度函数为

$$f_c(s) = \frac{1}{s\sigma_c \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln s - \mu_c)^2}{2\sigma_c^2}} \quad (8)$$

式中: s 为电动汽车日行驶里程, km; μ_c 和 σ_c 分别为均值和标准差。

电动汽车最短充电时长 T_{EV} 计算如下

$$T_{EV} = \min\{T_a, T_b\} \quad (9)$$

式中: T_a 为满足日行驶里程的最短充电时长; T_b 为将电动汽车充至满电的最短充电时长。 T_a 、 T_b 计算如下

$$T_a = \frac{sW_{100}}{100P_{max}\eta} \quad (10)$$

$$T_b = \frac{E_s(1 - S_0)}{P_{max}\eta} \quad (11)$$

式中: s 为日行驶里程,由 $f_c(s)$ 函数抽取; W_{100} 为每行驶 100 km 的电能损耗; P_{max} 为电动汽车最大充电功率; η 为电动汽车充电效率; S_0 为电动汽车充电起始 SOC; E_s 为电动汽车电池容量。

3 基于用户与站端主从博弈的光储充一体化充电站运行优化模型

3.1 光储充微电网-电动汽车主从博弈架构

主从博弈又称 Stackelberg 博弈^[26],是博弈论中具有层级结构的策略互动模型,适用于分析具有时

序决策特征和非对称信息结构的博弈问题。

在标准主从博弈模型中,设领导者策略为 $x \in X$, 追随者策略为 $y \in Y$, 其收益函数分别为 $U_l(x, y)$ 和 $U_f(x, y)$ 。博弈时序表现为3阶段动态过程: ① 领导者首先在策略空间 X 中选择行动 x ; ② 追随者观测到 x 后, 通过求解 $\max_{y \in Y} U_f(x, y)$ 确定最优响应策略 $y^*(x)$; ③ 领导者通过逆向归纳法, 预先求解追随者反应函数 $y^*(x)$, 进而优化自身决策 $x^* = \arg \max_{x \in X} U_l(x, y^*(x))$ 。

在光储充站与电动汽车用户群主从博弈的架构中,领导者光储充站需在日前发布24 h充电电价 c_t^{ch} , 并考虑将光伏消纳、储能系统使用损耗及电网分时电价等经济目标纳入决策模型。追随者电动汽车用户则基于电价信号优化充电策略 $p_{i,t}^{\text{ev, ch}}$, 决策模型中需嵌入电动汽车充放电功率及电池容量等约束。基于此,构建以光储充站及电动汽车用户为主体的双层优化模型,其中上层模型为以日利润最高为目标的光储充站优化运行模型,下层模型为以充电费用最低为目标的电动汽车用户优化调度模型,双层模型通过迭代求得均衡解。图2为光储充一体化充电站-电动汽车双层优化模型。

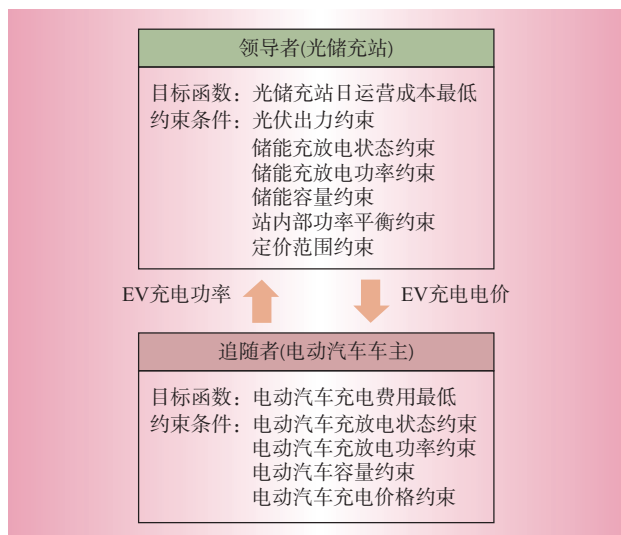


图2 光储充一体化充电站-电动汽车双层优化模型

Fig. 2 Bi-level optimization model of PSICS

3.2 目标函数

3.2.1 上层目标函数

上层以领导者—光储充站为主体的优化运行模型的目标函数,表示如下

$$\max F_{\text{cs}} = \sum_T \left(c_t^{\text{ch}} p_t^{\text{ev, chs}} - c^{\text{es}} (p_t^{\text{ch}} + p_t^{\text{d, ch}}) - c_t^{\text{net}} p_t^{\text{net}} - c^{\text{pv}} (\bar{p}_t^{\text{pv}} - p_t^{\text{pv}}) \right) \Delta t \quad (12)$$

式中: T 为调度时间段集合; c_t^{ch} 和 $c_t^{\text{d, ch}}$ 分别为 t 时段电动汽车充、放电价; c^{es} 为储能充放电损耗成本; c_t^{net}

为 t 时段配电网购售电价; c^{pv} 为弃光成本; $p_t^{\text{ev, chs}}$ 为 t 时段电动汽车充电总功率; p_t^{ch} 和 $p_t^{\text{d, ch}}$ 为 t 时段储能充、放电功率; p_t^{net} 为 t 时段与配电网交互功率, 购电为正; $\bar{p}_t^{\text{pv}}$ 和 p_t^{pv} 分别为 t 时刻光伏最大出力、实际出力。

3.2.2 下层目标函数

下层以追随者—电动汽车为主体的优化运行模型的目标函数为

$$\min F_{\text{ev}} = \sum_T \sum_I c_t^{\text{ch}} p_{i,t}^{\text{ev, ch}} \Delta t \quad (13)$$

式中: T 为调度时间段集合; I 为电动汽车用户集合; c_t^{ch} 为 t 时段电动汽车充电电价; $p_{i,t}^{\text{ev, ch}}$ 为 t 时段第 i 台电动汽车充电总功率。

3.3 约束条件

3.3.1 上层约束条件

(1) 充电电价约束如下

$$c_t^{\text{net}} \leq c_t^{\text{ch}} \leq c_t^{\text{ch, max}} \quad (14)$$

式中: c_t^{ch} 为充电电价; c_t^{net} 为配网购电电价; $c_t^{\text{ch, max}}$ 为充电电价的上限。

(2) 储能充放电功率、充放电状态、容量约束如下

$$\begin{cases} 0 \leq p_t^{\text{ch}} \leq u_t^{\text{ch}} p_{\text{max}}^{\text{ch}} & \forall t \\ 0 \leq p_t^{\text{d, ch}} \leq u_t^{\text{d, ch}} p_{\text{max}}^{\text{d, ch}} & \forall t \end{cases} \quad (15)$$

$$u_t^{\text{ch}} + u_t^{\text{d, ch}} \leq 1 \quad \forall t \quad (16)$$

$$E_{t+1}^{\text{ess}} = E_t^{\text{ess}} + \eta_{\text{ch}} p_t^{\text{ch}} - p_t^{\text{d, ch}} / \eta_{\text{d, ch}} \quad \forall t \quad (17)$$

$$E_1^{\text{ess}} = E_{T+1}^{\text{ess}} = S_{\text{oc, start}} E_{\text{ess}} \quad (18)$$

$$S_{\text{oc, low}} E_{\text{ess}} \leq E_t^{\text{ess}} \leq S_{\text{oc, up}} E_{\text{ess}} \quad (19)$$

式中: u_t^{ch} 和 $u_t^{\text{d, ch}}$ 分别为 t 时刻储能的充、放电状态的二元变量, 储能存在3种状态, 即充电状态、放电状态和不充不放状态(储能充电时 $u_t^{\text{ch}} = 1$ 、 $u_t^{\text{d, ch}} = 0$; 储能放电时 $u_t^{\text{ch}} = 0$ 、 $u_t^{\text{d, ch}} = 1$; 储能不充不放时 $u_t^{\text{ch}} = 0$ 、 $u_t^{\text{d, ch}} = 0$); p_t^{ch} 和 $p_t^{\text{d, ch}}$ 为 t 时刻储能的充、放电功率; $p_{\text{max}}^{\text{ch}}$ 和 $p_{\text{max}}^{\text{d, ch}}$ 为储能的充、放电最大功率; E_t^{ess} 为 t 时刻储能电量; E_{t+1}^{ess} 为 $t+1$ 时刻储能电量; η_{ch} 和 $\eta_{\text{d, ch}}$ 分别为储能的充、放电效率; $S_{\text{oc, start}}$ 为储能起始荷电状态; E_{ess} 为储能容量, kWh; $S_{\text{oc, up}}$ 和 $S_{\text{oc, low}}$ 分别为储能荷电状态的上、下限; 为尽可能延长储能使用寿命, 选取上限为0.8、下限为0.2。

(3) 光储充微电网功率平衡约束

$$p_t^{\text{net}} + p_t^{\text{pv}} + p_t^{\text{d, ch}} = p_t^{\text{ch}} + p_t^{\text{ev, chs}} \quad (20)$$

式中: p_t^{net} 为与配电网交互电量; p_t^{pv} 为光伏实际出力; $p_t^{\text{d, ch}}$ 为储能放电功率; p_t^{ch} 为储能充电功率; $p_t^{\text{ev, chs}}$ 为电动汽车总充电功率。

光伏出力约束如下

$$0 \leq p_t^{\text{pv}} \leq \bar{p}_t^{\text{pv}} \quad (21)$$

式中: $\bar{p}_t^{\text{pv}}$ 为光伏最大出力。

3.3.2 下层约束条件

(1) 电动汽车充电功率约束

$$0 \leq p_{i,t}^{\text{ev, ch}} \leq p_{\max}^{\text{ev, ch}} \quad (22)$$

式中： $p_{i,t}^{\text{ev, ch}}$ 为第 i 台电动汽车的充、放电功率； $p_{\max}^{\text{ev, ch}}$ 为电动汽车充电最大功率。

(2) 电动汽车储能电池容量约束

$$E_{i,t+\Delta t}^{\text{ev}} = E_{i,t}^{\text{ev}} + \eta_{\text{ch}}^{\text{ev}} p_{i,t}^{\text{ev, ch}} \quad (23)$$

$$E_{i,t_{i,t}^{\text{fin}}+1}^{\text{ev}} - E_{i,t_{i,t}^{\text{ini}}}^{\text{ev}} = E_i^{\text{ex}} \quad (24)$$

式中： $E_{i,t}^{\text{ev}}$ 为第 i 台电动汽车的电池容量； $\eta_{\text{ch}}^{\text{ev}}$ 为电动汽车充放电效率； E_i^{ex} 为第 i 台电动车本次充电需要充的电量； $t_{i,t}^{\text{fin}}$ 、 $t_{i,t}^{\text{ini}}$ 分别为第 i 台电动汽车的退出、起始充电时间。

对于可调度车辆,第 i 台电动车总充电电量为

$$E_i^{\text{ex}} = T_i^{\text{e}} \eta_{\text{ch}}^{\text{ev}} p_{\max}^{\text{ev, ch}} \quad (25)$$

式中： T_i^{e} 为第 i 台电动汽车的最短充电时长。

对于不可调度车辆,第 i 台电动车总充电电量计算如下

$$E_i^{\text{ex}} = T_i^{\text{l}} \eta_{\text{ch}}^{\text{ev}} p_{\max}^{\text{ev, ch}} \quad (26)$$

式中： T_i^{l} 为第 i 台电动汽车的期望充电时长。

(3) 用户充电费用约束

$$C_i^{\text{ev}} \leq C_i^{\text{ev, ini}} \quad (27)$$

式中： C_i^{ev} 为参与响应后电动汽车的充电费用； $C_i^{\text{ev, ini}}$ 为未参与响应前电动汽车的充电费用。

模型求解算法见附录 A。

4 算例分析

4.1 仿真场景与参数设置

算例选取东部城市某光储充站,设置该站内某日 00:00—24:00 内 100 辆电动汽车参与调度。光储充一体化充电站从配电网购电以及向配电网售电的电价如表 1 所示。对于其他站点任一日期以及不同配置参数的电动汽车、储能、光伏发电系统和交流充电桩,本文算例同样适用,具有普适性。

表 1 配电网分时电价

Table 1 Time-of-use electricity pricing of distribution network

时段	$c_{\text{grid}} / (\text{元} \cdot (\text{kWh})^{-1})$
00:00—05:00, 22:00—23:00	0.334 2
06:00—08:00, 14:00—16:00, 20:00—21:00	0.634 6
09:00—13:00, 17:00—19:00	0.944 0

算例仿真基于 Matlab R2022b 环境实现,模型上层使用粒子群算法求解,下层调用 Yalmip 与 Gurobi 算法包进行优化求解。

4.2 结果分析

4.2.1 充电电价制定及电动汽车优化调度结果

动态电价引导前后电动汽车充电负荷对比如图 3 所示。经充电电价引导后,电动汽车充电负荷将迁移至凌晨或夜晚充电电价较低时段(01:00—06:00、21:00—24:00),原充电高峰时期(17:00—23:00)光储充站的充电负荷大幅降低。值得一提的是,尽管 10:00—14:00 是光储充站原充电负荷的低谷阶段,但考虑到充电负荷及其时间调控窗口仍集中在夜晚时段,且夜晚原充电负荷高峰期的分时电价较高,故选择上调 10:00—14:00 的充电电价,并将光伏发电存储至储能中待夜晚释放,这是综合多目标利益得出的结果。

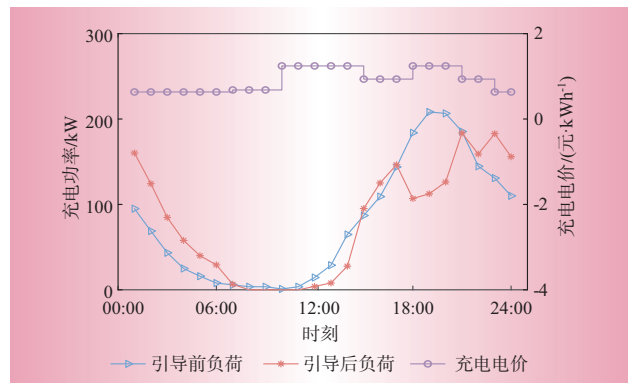


图 3 动态电价引导前后电动汽车充电负荷对比

Fig. 3 Comparison of electric vehicle charging load before and after dynamic pricing guidance

4.2.2 不同电价条件下光储充一体化充电站运行经济性对比

表 2 为不同电价场景下光储充站与电动汽车的经济效益比较。

表 2 实施动态电价前后经济效益对比

Table 2 Comparison of economic benefits before and after implementing dynamic pricing

运行场景	实施动态电价	不实施动态电价
光储充一体化充电站运营利润	2 260.47	2 123.56
储能充放电损耗	84.35	84.35
弃光损耗	0	0
向配电网售电	668.42	494.41
电动汽车充电费用	1 676.39	1 713.50

由表 2 可知,经弹性电价优化后,光储充站日运营利润增加 136.91 元(6.45%),向电动汽车售电费用则减少了 37.11 元,即电动汽车用户充电费用降低。同时,向配电网售电量增多,利润增加 174.01 元(35.20%)。在硬件设备配备条件相同的情况下,因受最大充、放电功率限制,实施弹性电价前后储能充放电损耗成本基本相同。光储充站综合考虑

外部配电网峰谷电价、电动汽车用户响应情况及内部光伏、储能设备的运行情况制定弹性充电电价,有效地促进各方利益增大。

光储充站的功率优化结果如图4所示。可以看出,在配电网电价低谷时段(01:00—06:00、23:00—24:00),光储充站选择从配电网购电向储能、电动汽车充电。在配电网电价高峰时段(11:00—13:00、18:00—20:00),储能放电用以满足电动汽车的充电需求,或向配电网倒送电能。在平电价时,根据光储充站自身负荷供需匹配情况选择向电网购、售电。光伏出力整体呈现夜晚低、白天高的趋势。在夜间光伏出力几乎为0,此阶段通过从配网购电来满足电动汽车充电需求,同时向储能充电;白天光伏出力充足且配电网电价在同时间段处于高峰,光伏出力多用于向电网售电,当光伏出力较少的时段,此时配电网电价有所降低,光伏出力多用于储能充电和满足电动汽车充电需求。由此可见,光伏出力的波动性使得在不同时段光伏出力流向不同,这是多目标引导下最经济的决策结果。针对电网压力缓解程度,比较图4(a)与图4(b)发现,充电电价引导后,傍晚电动汽车充电负荷降低,电网购电负荷对应明显降低(18:00—20:00),有效缓解了用电高峰期的供电压力、促进光储充站源荷匹配;在电价较高的配网用电高峰时间段,光储充站向配电网售电,同样缓解了配网对于其他用电负荷的供电压力。

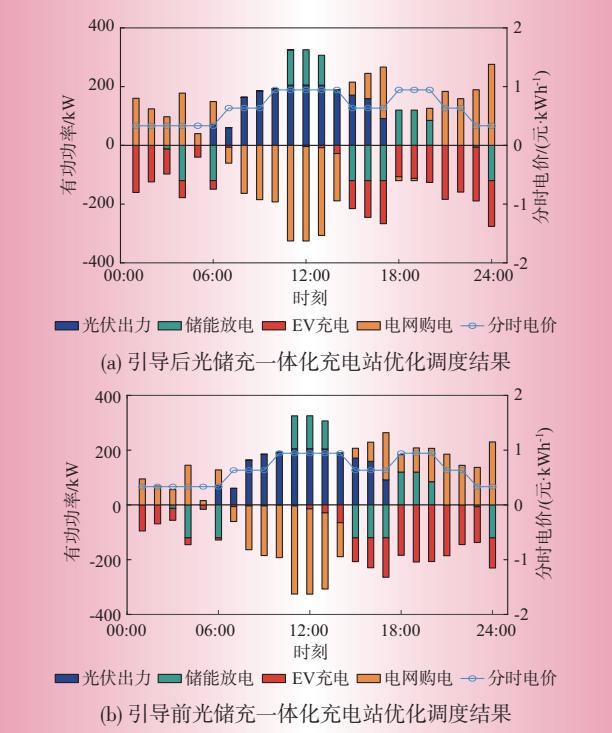


图4 电价引导前后光储充一体化充电站优化调度结果
Fig. 4 Optimization scheduling results of PSICS before and after electricity price guidance

4.2.3 不同设备条件下光储充一体化充电站运行经济性对比

为比较光伏、储能设备配备情况对光储充一体化充电站运营经济性的影响,本节设置4种设备配置场景加以比较。表3为不同设备场景下光储充一体化充电站运行期日运营利润比较。

表3 不同设备场景下光储充一体化站运行期日运营利润比较

Table 3 Comparison of daily operating profit of PSICS under different equipment scenarios during the operation period	
设备场景	光储充一体化充电站日运营利润/元
配备光伏、储能	2 260.47
只配备光伏	2 045.52
只配备储能	771.00
不配备光伏、储能	580.90

由表3可见,配备光伏、储能的效果显著,收益较前增加了1 679.57元。其中配备光伏的经济效益更加明显,这是根据本文设置的算例条件优化得出的结果。需要说明的是,表3中的日运营利润主要反映给定设备配置条件下单日调度周期内的运行收益,未计入光伏和储能设备的初始投资成本、建设成本及全寿命周期折算成本。在实际生产运行中,应进一步结合当地资源条件、设备投资成本及储能寿命衰减等因素开展综合评估。

5 结束语

本文针对电动汽车充电行为的可调节特性及充电电价的引导作用,构建了光储充一体化充电站与电动汽车之间的主从博弈模型,综合考虑配电网、充电站及用户3方利益,提出了基于双层调度的优化框架。通过数值仿真验证,所设计的动态电价机制能够有效平衡充电站自身运营目标与配电网及电动汽车用户的需求,显著提升了充电站的经济效益,降低了电动汽车用户的充电成本,并缓解了配电网的供电压力。具体而言,优化后的弹性电价使充电站日利润提升了6.45%,电动汽车用户充电费用实现了明显下降,同时利润增加35.20%,体现了多方共赢的良好效果。研究结果为光储充一体化充电站的经济调度及电价设计提供了理论依据和实践参考。然而,本文对配电网拓扑及运行约束考虑不足,且未充分考虑用户充电行为的不确定性。下一步将结合多区域分布式能源和电网动态特性,强化用户行为不确定性建模,提升调度策略的鲁棒性和实用性。

附录见本刊网络版(<http://dsm.ijournals.cn>)。

参考文献：

- [1] 国家能源局. 国家能源局新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2026-07-30). <https://www.nea.gov.cn/20260730/3ce671c387574eeeb120fc3825be0399/c.html>.
- [2] 陈艳波, 田昊欣, 刘宇翔, 等. 计及电动汽车需求响应的高速公路服务区光储充鲁棒优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(5): 1 752-1 767.
CHEN Yanbo, TIAN Haoxin, LIU Yuxiang, et al. Robust optimization configuration of photovoltaic-energy storage-charging integrated system in expressway service area considering demand response of electric vehicles [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(5): 1 752-1 767.
- [3] 叶宇剑, 吴奕之, 胡健雄, 等. 城市电力-交通耦合系统的联合推演与协同优化: 研究综述、挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4 144-4 163.
YE Yujian, WU Yizhi, HU Jianxiong, et al. Joint Prediction and coordinated optimization of integrated urban power distribution and transportation systems: Literature review, challenges and prospects [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4 144-4 163.
- [4] 中国政府网. 国务院办公厅关于印发新能源汽车产业发展规划(2021—2035年)的通知[EB/OL]. (2020-11-02) [2024-12-27]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2020-11/02/content_5556716.htm.
- [5] 中国政府网. 国务院办公厅印发《关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见》[EB/OL]. (2023-06-19) [2024-12-27]. https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202306/content_6887196.htm.
- [6] 张剑, 蔡绍堂, 杨挺, 等. 计及移动储能车的充电基础设施与配电网协同规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(11): 4 216-4 230.
ZHANG Jian, CAI Shaotang, YANG Ting, et al. Coordinated planning method of charging infrastructure and distribution grid taking into account mobile energy storage vehicles [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(11): 4 216-4 230.
- [7] 蒋林洳, 龙羿, 李兴源, 等. 基于实测数据的多类型电动汽车充电负荷分析[J]. 电测与仪表, 2023, 60(1): 36-41.
JIANG Linru, LONG Yi, LI Xingyuan, et al. Charging load analysis of multi-type electric vehicle based on measured data [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(1): 36-41.
- [8] 徐同庆, 王树彪, 赵浩君. 计及光伏消纳与光储充配置的配电网联合优化策略[J]. 电气工程学报, 2025, 20(1): 271-280.
XU Tongqing, WANG Shubiao, ZHAO Haojun, et al. Joint optimization strategy containing photovoltaic consumption and photovoltaic-storage-charging configuration in distribution network [J]. Journal of Electrical Engineering, 2025, 20(1): 271-280.
- [9] 程慧琳, 武剑, 张晶, 等. 计及电动汽车充放电时空分布的输配网协同降低碳排放策略研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(11): 122-132.
CHENG Huilin, WU Jian, ZHANG Jing, et al. Research on the low-carbon strategy of coordinated loss reduction of transmission and distribution network considering the temporal-spatial distribution of EV charging and discharging [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(11): 122-132.
- [10] 李恒杰, 夏强强, 史一炜, 等. 考虑目标充电站选择冲突的电动汽车充电引导策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 68-74.
LI Hengjie, XIA Qiangqiang, SHI Yiwei, et al. Electric vehicle charging guidance strategy considering selection conflict of target charging stations [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 68-74.
- [11] 范春阳, 张海波, 张贺, 等. 含分布式光伏的公交充电站多阶段优化调度[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(3): 87-92.
FAN Chunyang, ZHANG Haibo, ZHANG He, et al. Multi-stage optimal scheduling of bus charging stations containing distributed photovoltaic [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(3): 87-92.
- [12] 胡道栋, 邱俊宏, 王玉芳, 等. 综合能源充电站有序充电策略的研究与设计[J]. 电测与仪表, 2023, 60(2): 25-31.
HU Daodong, QIU Junhong, WANG Yufang, et al. Research and design of orderly charging strategy for integrated energy charging station [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(2): 25-31.
- [13] 李军, 梁嘉诚, 刘克天, 等. 计及用户响应度的电动汽车充放电优化调度策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(8): 123-132.
LI Jun, LIANG Jiacheng, LIU Ketian, et al. Optimal scheduling strategy for electric vehicles charging and discharging considering user responsiveness [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 123-132.
- [14] 周星月, 黄向敏, 张勇军, 等. 基于需求响应潜力模糊评估的电动汽车实时调控优化模型[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 30-37.
ZHOU Xingyue, HUANG Xiangmin, ZHANG Yongjun, et al. Real-time scheduling and optimization model of electric vehicles based on fuzzy evaluation of demand response potential [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 30-37.
- [15] 谭维玉, 雷雨, 李军, 等. 计及动态分时电价的电动汽车参与电网调度研究[J]. 可再生能源, 2020, 38(11): 1 515-1 522.
TAN Weiyu, LEI Yu, LI Jun, et al. Research on the participation of electric vehicles in power system dispatching considering dynamic time-of-use price [J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(11): 1 515-1 522.
- [16] 朱永胜, 常稳, 武东亚, 等. 考虑充放储一体站与电动汽车互动的主从博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 157-167.
ZHU Yongsheng, CHANG Wen, WU Dongya, et al. A Stackelberg game optimization scheduling strategy considering the interaction between a charging-discharging-storage integrated station and an electric vehicle [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 157-167.
- [17] 冯小, 张传林, 崔承刚, 等. 基于Stackelberg博弈的孤岛式光储充电站调度优化[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3 989-4 001.
FENG Xiao, ZHANG Chuanlin, CUI Chenggang, et al. Scheduling optimization of islanded electric vehicle charging station based on Stackelberg game [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3 989-4 001.
- [18] U. S. Department of transportation, federal highway administration. 2017 national household travel survey [R/OL]. URL: <http://nhts.orl.gov>.

作者简介：

虞坚阳(1974), 男, 江苏常州人, 学士, 正高级工程师, 研究方向为分布式能源与微电网控制与优化;

梁馨予(1996), 女, 江苏常州人, 硕士, 工程师, 研究方向为微电网的自动化控制与优化调度;

穆迪(1984), 男, 江苏常州人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化、配网运营管理。

(责任编辑 水 鹤)

附录 A

本文所涉及双层调度模型的下层优化过程中涉及 0-1 变量,采用粒子群算法嵌套商业求解器的方式进行迭代求解。图 A-1 给出粒子群优化嵌套商业求解器的双层模型求解流程。

图 A-1 中, i 为粒子编号; d 为决策变量(搜索空间)的维度编号; k 为当前迭代次数; x_{id}^k 为第 k 次迭代时,第 i 个粒子的第 d 维位置; x_{id}^{k+1} 为更新后的粒子位置; v_{id}^k 为当前粒子的第 d 维速度; v_{id}^{k+1} 为更

新后的粒子速度; ω 为惯性权重,用于控制粒子保持原搜索方向和速度的程度; c_1 为个体学习因子,表示控制粒子向自身历史最优位置学习的程度; c_2 为群体学习因子,表示控制粒子向全局最优位置学习的程度; r_1 为个体学习项的随机数,通常在 $[0,1]$ 范围内随机取值; r_2 为群体学习项的随机数,通常在 $[0,1]$ 范围内随机取值; $p_{id, \text{pbest}}^k$ 为截至第 k 次迭代,第 i 个粒子自身历史最优位置在第 d 维上的取值; $p_{d, \text{gbest}}^k$ 为截至第 k 次迭代,整个粒子群历史全局最优位置在第 d 维上的取值。

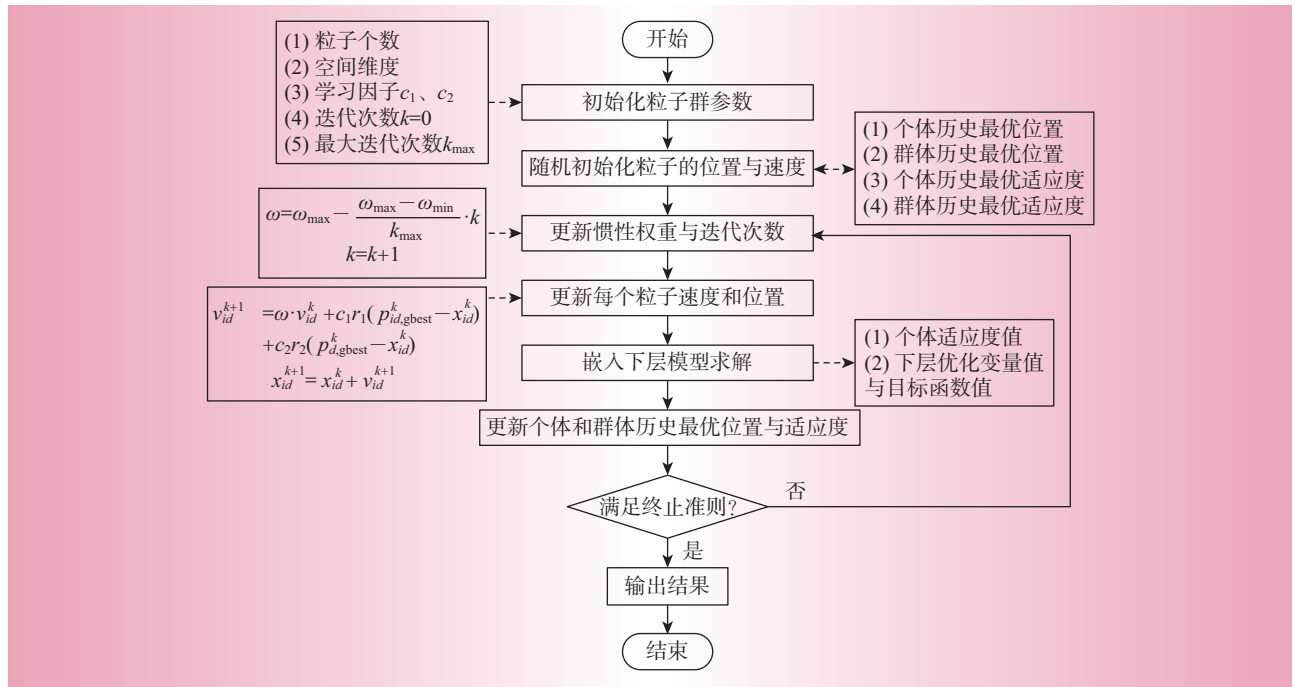


图 A-1 粒子群算法基本流程

Fig. A-1 Basic process of the PSO algorithm