

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.017

# 共享储能模式下电动汽车充电站双层优化运行策略

卞海红<sup>1</sup>, 李灿<sup>1</sup>, 童宇轩<sup>2</sup>

(1. 南京工程学院电力工程学院, 江苏 南京 211167;

2. 华北电力大学(新能源电力系统全国重点实验室), 北京 102206)

**摘要:**在电动汽车持有量快速增长的背景下,电动汽车充电站的建设需求日益强烈。为了提高充电站运行经济性,文中提出接入共享储能的电动汽车充电站优化调度方法。首先,分析分布式储能和共享储能的运行模式,以充电站年投资成本和年运行成本最低为上层目标函数,以典型日运行成本最小为下层目标函数,构建考虑储能不同运行模式的电动汽车充电站双层优化调度模型。其次,对3个具有差异性的电动汽车充电站进行仿真,并将多个场景下的不同储能运行模式进行对比。然后,在此基础上,针对共享储能服务费以及电动汽车放电损耗进行灵敏度分析。最后,算例表明,共享储能的接入对降低电动汽车充电站规划和运行成本具有积极作用,合理的储能服务费定价和电动汽车放电损耗成本能减少充电站运行成本。

**关键词:**共享储能;分布式储能;电动汽车充电站;需求侧灵活性;投资规划;双层优化

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)05-0170-11

## 0 引言

近年来,全球越来越重视对生态环境的保护,低碳成为共同目标。为推动新能源电动汽车发展,国内近两年新能源汽车产量大幅增长。然而,大量电动汽车的无序充电会对充电站经济效益和区域电网的安全可靠运行产生不利影响<sup>[1]</sup>。充电站作为电动汽车资源的整合平台可对电动汽车进行有效的能量管理,实现有序充电与灵活放电。

在电动汽车充电站参与充放电优化调度方面,国内外学者已经开展了相关研究。文献[2-4]基于峰谷分时电价,研究了电动汽车有序充电对系统负荷的削峰填谷作用,但并未对电动汽车参与馈电调度进行深入分析;文献[5-6]建立了以总成本最小为目标的电动汽车光伏充电站多目标优化调度模型,但未考虑储能在充电站中的深入应用;文献[7-8]针对电动公交车光伏储能充电站的运行成本优化问题,建立了多场景日前、日内优化模型,但仅考虑了负载灵活性较小、入网和离网电量相对固定的公交车,适用面较窄。

储能已广泛应用于电力系统调峰调频、可再生能源出力波动平抑、需求侧响应等场景<sup>[9-14]</sup>。在电动汽车充电站中应用储能系统可改善充电负荷不确定性带来的影响,确保供电可靠性,实现低碳运行和收益提升。尽管储能具有极大的潜力,但其发展仍面临着投资成本高、用户所需容量定制化难、

设备利用率低等问题<sup>[15-19]</sup>。近年来,随着共享经济在电力系统各领域应用的兴起,共享储能由于可降低储能投资规模并提高利用率也逐步成为研究热点。电动汽车充电站接入共享储能有利于缓解充电负荷不确定性、增强供电可靠性、减少能源投资并提升利用率。在此基础上,众多学者开展了一系列关于共享储能接入电动汽车充电站的经济运行研究。文献[20]对比研究分布式和集中式储能投资规划,但研究对象为波动较小的校园负荷,对于当前电动汽车大量接入下的波动场景具有较大局限性;文献[21]提出共享储能动态容量租赁模型,研究新型共享储能商业模式,但并未深入考虑用户参与储能充放电行为和经济效益;文献[22-23]结合容量市场对储能参数进行优化,保证了储能运行商收益,但考虑视角较为单一,未与不同储能优化方式进行对比;文献[24-25]研究共享储能在工业用户中的配置调度,降低了工业用户初期投资成本。以上文献针对成本效益最优下的储能配置进行研究,但并未考虑储能在负载灵活性高的电动汽车充电站中的应用;文献[26]深入研究了电动汽车调度降低电网峰谷差,增强系统稳定性,但未研究储能对系统灵活性和经济性方面的影响。

综上所述,已有储能相关的文献主要着重于在某一种具体运行模式下进行分析,鲜有不同储能模式间的对比。此外在现有研究中,储能大多单独应用于工业园区等相对封闭、负载变化较为固定的地区,与电动汽车等灵活负载有序参与调度的结合较少。基于上述问题,文中建立考虑不同运行模式的

收稿日期:2024-02-20;修回日期:2024-05-11

基金项目:江苏省重点研发计划资助项目(BE2020688)

电动汽车充电站接入储能的模型。主要创新点如下:(1) 构建以电动汽车充电站年投资成本和年运行成本最低为上层规划目标、典型日运行成本最小为下层运行目标的共享储能双层优化模型;(2) 针对共享储能的典型投资与运行模式进行综合全面的对比研究,证明了共享储能模型的优越性;(3) 根据充电站系统内部的电力供需比构建定价机制,提升定价精确性,保证电动汽车充电站经济运行。

## 1 电动汽车充电站运行框架

### 1.1 系统结构

根据我国电动汽车数量增长趋势以及有序充电发展要求,电动汽车充电站和商业停车场的电动汽车充电位等将成为电动汽车的主要充电场所<sup>[27]</sup>。文中将充电站和停车场 2 类典型充电场所统称为“电动汽车充电站”。电动汽车充电站结构如图 1 所示,主要由光伏电池阵列、风力发电系统、储能电池组、变流模块、交流电源等单元组成,其中 PFC 为功率因数校正电路。图中充电站采用电压等级为 400 V 的直流充电桩向常见小型私家车提供快速充电<sup>[28]</sup>。

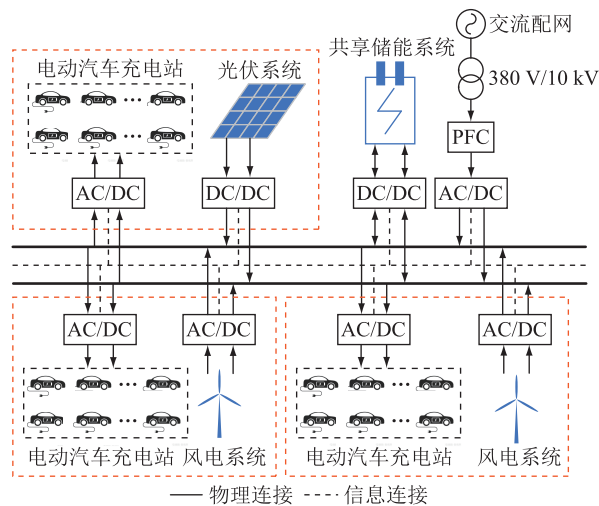


图 1 电动汽车充电站框架

Fig.1 Framework of electric vehicle charging station

清洁能源发电的首要目标是满足电动汽车充电站和电动汽车负荷需求。储能设备在发电量大于需求时充电;发电量小于需求时,储能根据荷电状态(state of charge, SOC)进行供电,配合电网和电动汽车放电调度满足需求。

### 1.2 储能运行模式

储能的运行模式主要包括用户分布式储能模式、集体共享储能模式。分布式储能具有储能容量灵活可调、布局分散等特征,符合电动汽车充电站

对电能调度的需求。在分布式储能模式下,每个充电站使用独立的储能装置,其中包含 2 种运营模式,一种是各个充电站仅依靠自身储能设备满足日常电力需求;另一种是充电站之间可以相互进行电能交换以满足需求。文中将这 2 种储能分别称为“分布式储能”和“互联式储能”。这 2 种模式下用户储能建设资金由充电站承担,电网补足电力负荷需求。

共享储能模式下用户共用集中式储能,储能接受运营商统一运维管理,为同一配电网区域内的多个电动汽车充电站提供相应服务。集中式储能无须用户独立投资建设储能设备,节省了投资建设成本。用户通过缴纳服务费换取共享储能使用权<sup>[29]</sup>,各个电动汽车充电站均可利用共享储能进行电能存取,提高电能利用率,保证电力供应稳定性,减少电网购电费用。各个充电站可以根据历史用电数据预测用电负荷,定制符合自身实际情况的共享储能使用计划,通过合理利用储能装置减小运行成本。

## 2 共享储能双层优化模型

电动汽车充电站的配置优化和运行优化紧密联系,文中建立双层优化模型,在上层规划模型中,以充电站年投资成本和年运行成本最低为目标,得出储能最优容量和功率配置;在下层运行模型中,以充电站典型日运行成本最小为目标,得出最优运行方案。图 2 为规划-运行双层优化结构。

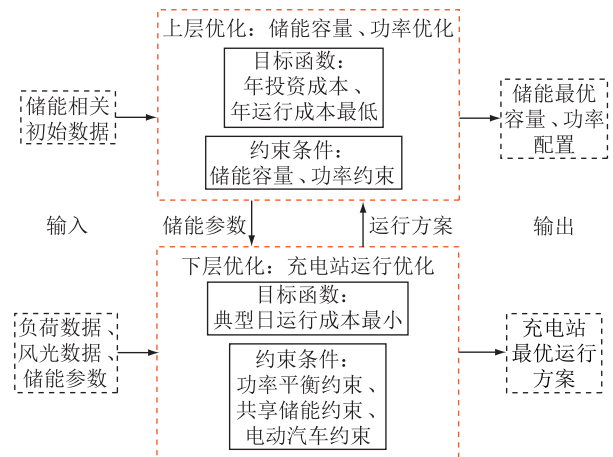


图 2 规划-运行双层优化结构

Fig.2 Planning-operation two-layer optimization structure

### 2.1 上层规划目标函数

为得出储能最优相关配置,规划层以系统年投资成本和年运行成本最低为目标函数:

$$\min C^{\text{year}} = D \left( \sum_{i \in I} C_i^{\text{rep}} + C^{\text{op}} + C^{\text{cap}} \right) \quad (1)$$

式中:  $C^{\text{year}}$  为年投资成本和年运行成本;  $D$  为一年中

的天数;  $C_i^{\text{rep}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站日均电网购电成本;  $I$  为充电站集合;  $C^{\text{op}}$ 、 $C^{\text{cap}}$  分别为共享储能日均运行维护成本和日均储能投资成本。其中,日均电网购电成本和运行维护成本可由运行层优化得到。

(1) 电网购电成本。

各个充电站从电网购电的成本  $C_i^{\text{rep}}$  为:

$$C_i^{\text{rep}} = \sum_{t \in T} K_t P_{i,t}^{\text{grid}} \quad (2)$$

式中:  $T$  为时刻集合;  $K_t$  为电网  $t$  时刻的售电价格;  $P_{i,t}^{\text{grid}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站在  $t$  时刻从电网购电的功率。

(2) 储能投资及运维成本。

共享储能投资成本  $C^{\text{cap}}$  由容量成本以及功率成本两部分组成:

$$C^{\text{cap}} = \alpha (c^{\text{cap}} E_{\text{max}} + c^{\text{con}} P_{\text{max}}) \quad (3)$$

式中:  $\alpha$  为储能的日投资回收系数,具体如式(4)所示;  $E_{\text{max}}$ 、 $P_{\text{max}}$  分别为共享储能的容量上限和最大充放电功率;  $c^{\text{cap}}$ 、 $c^{\text{con}}$  分别为单位投资容量和功率成本。其中,  $c^{\text{cap}} E_{\text{max}}$  构成储能容量成本,  $c^{\text{con}} P_{\text{max}}$  构成储能功率成本。

$$\alpha = \frac{\lambda (1 + \lambda)^x}{D[(1 + \lambda)^x - 1]} \quad (4)$$

式中:  $\lambda$  为折现率;  $x$  为储能正常运行年限。

在电动汽车充电站的日常运行中需要对共享储能进行维护,运行维护成本  $C^{\text{op}}$  为:

$$C^{\text{op}} = c^{\text{op}} (P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{dis}}) \quad (5)$$

式中:  $c^{\text{op}}$  为储能单位充放电运维成本;  $P_t^{\text{ch}}$  为  $t$  时刻储能的充电功率;  $P_t^{\text{dis}}$  为  $t$  时刻储能的放电功率。

## 2.2 上层规划约束条件

$$E_{\text{max}} \leq E_{\text{MAX}} \quad (6)$$

$$P_{\text{max}} \leq P_{\text{MAX}} \quad (7)$$

式中:  $E_{\text{MAX}}$  为容量规划最大值;  $P_{\text{MAX}}$  为功率规划最大值。

## 2.3 下层运行目标函数

运行层目标函数为典型日运行成本  $C$  最小,包括日均电网购电成本和运行维护成本。

$$\min C = \sum_{i \in I} C_i^{\text{rep}} + C^{\text{op}} \quad (8)$$

## 2.4 下层运行约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$P_{i,t}^{\text{pv}} + P_{i,t}^{\text{wind}} + P_{i,t}^{\text{grid}} + P_t^{\text{dis}} - P_t^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{out}} + P_{i,t}^{\text{in}} + P_{\text{Ev},i,t}^{\text{dis}} - P_{\text{Ev},i,t}^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{load}} = 0 \quad \forall t \in T \quad (9)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{pv}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站光伏在  $t$  时刻的发电功率;  $P_{i,t}^{\text{wind}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站风电在  $t$  时刻的发电功率;  $P_{i,t}^{\text{out}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站在  $t$

时刻输出的总电能传输功率;  $P_{i,t}^{\text{in}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站在  $t$  时刻接受其他电站传输的总电能功率;  $P_{\text{Ev},i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{\text{Ev},i,t}^{\text{dis}}$  分别为单辆电动汽车在  $t$  时刻的充、放电功率;  $P_{i,t}^{\text{load}}$  为第  $i$  个电动汽车充电站在  $t$  时刻的固定负荷。式(9)为各个充电站的功率平衡约束。

(2) 共享储能约束。

$$E_t = E_{t-1} + \left( \eta^{\text{ch}} P_t^{\text{ch}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad \forall t \in T \quad (10)$$

$$\gamma_{\text{min}} E_{\text{max}} \leq E_t \leq \gamma_{\text{max}} E_{\text{max}} \quad \forall t \in T \quad (11)$$

$$E_0 = E_T \quad (12)$$

$$\begin{cases} P_t^{\text{ch}} \leq P_{\text{max}} & \forall t \in T \\ P_t^{\text{dis}} \leq P_{\text{max}} & \forall t \in T \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} & \forall t \in T \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} & \forall t \in T \end{cases} \quad (14)$$

$$P_t^{\text{ch}} = \max \left\{ \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{ch}} - \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{dis}}, 0 \right\} \quad \forall t \in T \quad (15)$$

$$P_t^{\text{dis}} = \max \left\{ \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{dis}} - \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{ch}}, 0 \right\} \quad \forall t \in T \quad (16)$$

式中:  $E_t$  为  $t$  时刻共享储能电量;  $\eta^{\text{ch}}$ 、 $\eta^{\text{dis}}$  分别为储能的充、放电效率;  $\gamma_{\text{max}}$ 、 $\gamma_{\text{min}}$  分别为储能电量占最大容量的上、下限比例;  $E_0$ 、 $E_T$  分别为储能每日的起始电量和最终电量;  $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$  分别为第  $i$  个电动汽车充电站在  $t$  时刻通过储能进行充、放电的功率;  $\Delta t$  为单位时间长度。

式(10)一式(13)为集中式储能的容量以及功率相关约束;式(14)为各电动汽车充电站使用集中式储能充放电的功率约束;式(15)和式(16)表示基于各充电站的充放电功率计算集中式储能的充放电功率。对于式(15)和式(16),可通过引入 0-1 变量来进行线性化从而方便后期求解。

(3) 电动汽车约束。

文中的储能用户为电动汽车充电站,电动汽车充电站用户负荷包括固定负荷和灵活性负荷。电动汽车作为灵活性负荷参与调度,充电需求受并网时刻电池 SOC、离网时刻电池 SOC 以及充电时刻等因素的影响。文中采用蒙特卡洛仿真方法得到单台电动汽车的并网、离网时间等信息。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{Ev},j,t}^{\text{ch}} \leq P_{\text{Ev},j,t}^{\text{max}} u_{\text{Ev},j,t} \\ 0 \leq P_{\text{Ev},j,t}^{\text{dis}} \leq P_{\text{Ev},j,t}^{\text{max}} (1 - u_{\text{Ev},j,t}) \\ u_{\text{Ev},j,t} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} S_{\text{soc},j}^{\text{min}} \leq S_{\text{soc},j,t} \leq S_{\text{soc},j}^{\text{max}} \\ S_{\text{soc},j}^{\text{exp}} \leq S_{\text{soc},j,\text{td}} \leq S_{\text{soc},j}^{\text{max}} \end{cases} \quad (18)$$

$$S_{\text{soc},j,t} = S_{\text{soc},j,t-1} + \left( \eta_{\text{Ev}}^{\text{ch}} P_{\text{Ev},j,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{\text{Ev},j,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{Ev}}^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad (19)$$

$$T_{\text{Ev}} = \begin{cases} 1 & t \in [T_{\text{start}}, T_{\text{depart}}] \\ 0 & t \in [0, T_{\text{start}}] \cup [T_{\text{depart}}, 96] \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $P_{\text{Ev},j,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{\text{Ev},j,t}^{\text{dis}}$  分别为第  $j$  辆电动汽车  $t$  时刻的充、放电功率;  $P_{\text{Ev},j,t}^{\text{max}}$  为第  $j$  辆电动汽车  $t$  时刻充放电功率的最大值;  $u_{\text{Ev},j,t}$  为第  $j$  辆电动汽车  $t$  时刻所处充放电状态, 为 1 表示充电状态, 为 0 表示放电状态;  $S_{\text{soc},j,t}$  为第  $j$  辆电动汽车在  $t$  时刻的电池 SOC;  $S_{\text{soc},j}^{\text{max}}$ 、 $S_{\text{soc},j}^{\text{min}}$  分别为第  $j$  辆电动汽车的 SOC 上、下限;  $S_{\text{soc},j,\text{td}}$ 、 $S_{\text{soc},j}^{\text{exp}}$  分别为第  $j$  辆电动汽车的离网时刻电量和期望电量;  $\eta_{\text{Ev}}^{\text{ch}}$ 、 $\eta_{\text{Ev}}^{\text{dis}}$  分别为电动汽车充电和放电效率;  $T_{\text{Ev}}$  为电动汽车并网状态;  $T_{\text{start}}$ 、 $T_{\text{depart}}$  分别为电动汽车入网时间和离网时间。式(17)为电动汽车充放电功率约束; 式(18)为电池容量约束。

### 3 不同运行模式下的储能模型

(1) 共享储能模式。上文已经对电动汽车充电站接入共享储能的运行模式进行详细解释, 在此不再赘述。

(2) 分布式储能运行模式。除共享储能模式外, 文中所提其他 2 种模式同样采用双层模型进行优化求解, 优化目标为系统总成本  $C_a$  最低, 如式(21)所示。

$$\min C_a = \sum_{i \in I} (C_i^{\text{rep}} + C_i^{\text{op}} + C_i^{\text{cap}}) \quad (21)$$

式中:  $C_i^{\text{op}}$ 、 $C_i^{\text{cap}}$  分别为第  $i$  个电动汽车充电站日均运行维护成本和日均储能投资成本。

分布式储能运行约束为式(2)一式(5)和式(17)一式(20)。

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + \left( \eta^{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad \forall t \in T \quad (22)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \leq P_{\text{max},i} & \forall t \in T \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \leq P_{\text{max},i} & \forall t \in T \end{cases} \quad (23)$$

$$\gamma_{\text{min}} E_{\text{max},i} \leq E_{i,t} \leq \gamma_{\text{max}} E_{\text{max},i} \quad \forall t \in T \quad (24)$$

$$E_{i,0} = E_{i,T} \quad (25)$$

$$P_{i,t}^{\text{pv}} + P_{i,t}^{\text{wind}} + P_{i,t}^{\text{grid}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{\text{Ev},i,t}^{\text{dis}} - P_{\text{Ev},i,t}^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{load}} = 0 \quad \forall t \in T \quad (26)$$

在当前储能运行约束中, 式(22)用于计算  $t$  时刻第  $i$  个电动汽车充电站储能的荷电水平  $E_{i,t}$ 。储能的充放电功率和荷电水平分别由式(23)一式(25)进行约束, 其中  $P_{\text{max},i}$ 、 $E_{\text{max},i}$  分别为第  $i$  个电动汽车充电站储能的最大充放电功率和最大荷电水平;  $E_{i,0}$ 、 $E_{i,T}$  分别为第  $i$  个电动汽车充电站储能的

初始荷电水平和最终荷电水平。式(26)为各用户的功率平衡约束。

(3) 互联式储能运行模式。

对于互联式储能运行模式, 其优化目标为系统总成本  $C_b$  最小, 相较于分布式储能运行模式, 增加了线路损耗成本  $C_i^{\text{li}}$ , 即:

$$\min C_b = \sum_{i \in I} (C_i^{\text{rep}} + C_i^{\text{op}} + C_i^{\text{cap}} + C_i^{\text{li}}) \quad (27)$$

此模式下的储能运行约束为式(2)一式(5)、式(17)一式(20)以及式(22)一式(25), 各个充电站的功率平衡约束同式(9)。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{in}} = \sum_{k \neq i} P_{i \leftarrow k,t}^{\text{in}} & \forall t \in T \\ P_{i,t}^{\text{out}} = \sum_{k \neq i} P_{i \rightarrow k,t}^{\text{out}} & \forall t \in T \end{cases} \quad (28)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i \leftarrow k,t}^{\text{in}} \leq \mu_{i,k,t} M & \forall t \in T \\ 0 \leq P_{i \rightarrow k,t}^{\text{out}} \leq (1 - \mu_{i,k,t}) M & \forall t \in T \end{cases} \quad (29)$$

$$\sum_i P_{i,t}^{\text{in}} = \sum_i P_{i,t}^{\text{out}} \quad \forall t \in T \quad (30)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{in}} \leq \theta_{i,t} M & \forall t \in T \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{out}} \leq (1 - \theta_{i,t}) M & \forall t \in T \end{cases} \quad (31)$$

式中:  $P_{i \leftarrow k,t}^{\text{in}}$  为  $t$  时刻第  $i$  个电动汽车充电站接受第  $k$  个充电站的电功率;  $P_{i \rightarrow k,t}^{\text{out}}$  为  $t$  时刻第  $i$  个电动汽车充电站输出给第  $k$  个充电站的电功率;  $\mu_{i,k,t}$ 、 $\theta_{i,t}$  为 0-1 变量;  $M$  为充分大的常数。

在互联式储能运行模式中, 仍然需要满足式(22)一式(25)。式(28)表示任一充电站输出总功率等同于向各个充电站输出功率之和, 输入总功率等同于各个充电站向其输入功率之和; 式(29)表示  $t$  时刻电动汽车充电站  $i$  和  $k$  之间功率流的单向性; 式(30)表示每个充电站输入、输出功率之和保持平衡; 式(31)表示电动汽车充电站不能同时输出和输入功率。

## 4 内部定价机制

在文中提及的储能运行模式中, 分布式储能由各个充电站自主运营, 单独结算。而对于互联式储能和共享储能 2 种运行模式, 文中利用电动汽车充电站电力供需比进行系统内部交易定价<sup>[30]</sup>。

### 4.1 系统内部供需比

首先分别计算各个电动汽车充电站的电力净负荷  $P_{i,t}^{\text{net}}$ :

$$P_{i,t}^{\text{net}} = P_{i,t}^{\text{load}} - P_{i,t}^{\text{pv}} - P_{i,t}^{\text{wind}} - P_{i,t}^{\text{dis}} + P_{i,t}^{\text{ch}} - P_{\text{Ev},i,t}^{\text{dis}} + P_{\text{Ev},i,t}^{\text{ch}} \quad \forall t \in T \quad (32)$$

$P_{i,t}^{\text{net}}$  的正负决定系统需要购电还是售电。在此基础上, 将 3 个电动汽车充电站视作一个电力系统,

系统内部电力总供应  $P_t^{\text{SUP}}$  和总需求  $P_t^{\text{DEM}}$  如下:

$$P_t^{\text{SUP}} = - \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{net}} \quad P_{i,t}^{\text{net}} < 0 \quad (33)$$

$$P_t^{\text{DEM}} = \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{net}} \quad P_{i,t}^{\text{net}} \geq 0 \quad (34)$$

由此可得系统内部电力供需比  $R_t^{\text{SD}}$  为:

$$R_t^{\text{SD}} = \frac{P_t^{\text{SUP}}}{P_t^{\text{DEM}}} \quad (35)$$

## 4.2 内部价格机制

系统内部制定交易价须满足价格介于电网售电价之间、系统经济结算平衡、价格与电力供需比  $R_t^{\text{SD}}$  成反比的原则。 $R_t^{\text{SD}} > 1$  时,电力系统供大于求,向电网出售电力,出售价格设为  $K_t^{\text{sell}}$ ;  $0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1$  时,电力系统内供应电力小于负荷需求,从电网购电补充,内部购电价格通过反比例函数进行拟合,如式(36)所示。

$$\eta_t^{\text{sell}} = \begin{cases} 1/(aR_t^{\text{SD}} + b) & 0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1 \\ K_t^{\text{sell}} & R_t^{\text{SD}} > 1 \end{cases} \quad (36)$$

$R_t^{\text{SD}} = 0$  时,电力系统内部电力供应全部来源于电网,此时内部售价应当等于电网购电价格  $K_t$ 。此外,  $R_t^{\text{SD}} > 1$  时内部电力售价为  $K_t^{\text{sell}}$ ,为保证函数连续性,  $R_t^{\text{SD}} = 1$  时内部电力售价也等于  $K_t^{\text{sell}}$ ,可得系数  $a$  和  $b$  如式(37)所示,系统内电力交易的售价  $\eta_t^{\text{sell}}$  如式(38)所示。

$$\begin{cases} a = (K_t - K_t^{\text{sell}})/(K_t K_t^{\text{sell}}) \\ b = 1/K_t \end{cases} \quad (37)$$

$$\eta_t^{\text{sell}} = \begin{cases} \frac{K_t^{\text{sell}} K_t}{(K_t - K_t^{\text{sell}}) R_t^{\text{SD}} + K_t^{\text{sell}}} & 0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1 \\ K_t^{\text{sell}} & R_t^{\text{SD}} > 1 \end{cases} \quad (38)$$

考虑经济结算平衡约束,在内部售价基础上可得系统内电力交易的购价  $\eta_t^{\text{buy}}$  如下:

$$P_t^{\text{DEM}} \eta_t^{\text{buy}} = P_t^{\text{SUP}} \eta_t^{\text{sell}} + (P_t^{\text{DEM}} - P_t^{\text{SUP}}) K_t \quad 0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1 \quad (39)$$

$$P_t^{\text{DEM}} \eta_t^{\text{buy}} = P_t^{\text{DEM}} R_t^{\text{SD}} \eta_t^{\text{sell}} + (P_t^{\text{DEM}} - P_t^{\text{DEM}} R_t^{\text{SD}}) K_t \quad 0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1 \quad (40)$$

$$\eta_t^{\text{buy}} = \begin{cases} \eta_t^{\text{sell}} R_t^{\text{SD}} + K_t(1 - R_t^{\text{SD}}) & 0 \leq R_t^{\text{SD}} \leq 1 \\ K_t^{\text{sell}} & R_t^{\text{SD}} > 1 \end{cases} \quad (41)$$

## 5 算例分析

### 5.1 数据说明

文中仿真基于日前 24 h 进行,算例选取某地 3 个电动汽车充电站,1 号电动汽车充电站为光伏出

力,2 号和 3 号充电站为风力发电。3 个充电站日均调度电动汽车数量分别为 45、80、100,电动汽车充放电功率均为 6 kW,充放电效率均为 0.95。电动汽车电量取 48 kW·h, SOC 上、下限分别为 0.95 和 0.20,入网荷电水平和期望荷电水平分别为 0.30 和 0.75。共享储能荷电上、下限分别为储能投资容量的 0.9 和 0.1。共享储能电站的服务费用为 0.33 元/(kW·h),充放电功率最大值为 1 000 kW,充放电效率为 0.95。储能电站成本数据参考文献[25]中某储能项目的相关数据。购电电价如表 1 所示。

表 1 电价参数

Table 1 Tariff parameters

类别	时段	购电电价/ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
峰	08:00—12:00、 17:00—21:00	1.26
	12:00—17:00、 21:00—24:00	0.82
谷	00:00—08:00	0.37

对于文中所提双层优化模型,首先对上层储能容量和功率进行优化得出配置方案。随后运行层以此为约束条件,将日运行成本最小定为目标函数求解最佳运行模式,然后将运行方案传至上层得出系统年投资成本和年运行成本。使用 Gurobi 求解器进行迭代求解,最终得出最佳配置和运行方案。

### 5.2 充电站共享储能模式优化结果分析

图 3—图 5 为共享储能接入充电站运行的优化结果,图 6 为共享储能充放电功率和电量状态。单位优化时长为 15 min,共享储能最佳配置容量和最大功率分别为 1 226.5 kW·h 以及 222.4 kW。

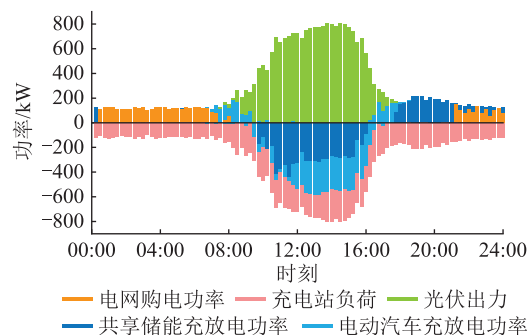


图 3 1 号电动汽车充电站电负荷平衡

Fig.3 Electric load balance of electric vehicle charging station 1

由图 3 可以看出,在 00:00—09:15 时段,光伏出力较小,电网电价较低,充电站通过从电网大量购电,并配合共享储能放电和电动汽车放电补充电能需求。在 16:30—24:00 时段,光伏出力小于用户

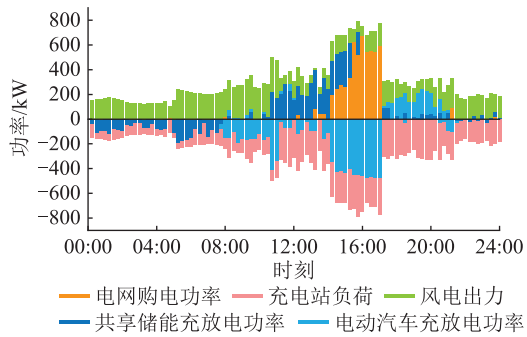


图4 2号电动汽车充电站电负荷平衡

Fig.4 Electric load balance of electric vehicle charging station 2

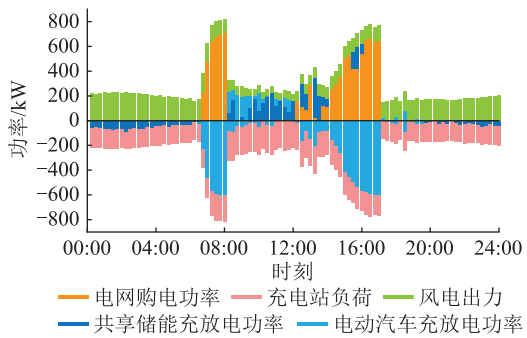


图5 3号电动汽车充电站电负荷平衡

Fig.5 Electric load balance of electric vehicle charging station 3

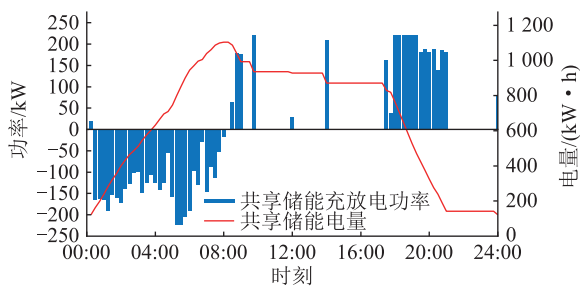


图6 共享储能充放电功率和电量状态

Fig.6 Shared energy storage charging and discharging power and charge state

负荷,电网电价较高,为了减小充电站经济成本,主要通过储能进行放电。据图3中显示,电动汽车在电能允许的情况下,优先通过放电满足负荷需求,剩余充电站负荷通过共享储能和从电网购电补足。一天中,共享储能充电和放电功率最大分别为442.9 kW和213.7 kW,电动汽车充电和放电功率最大分别为270 kW和191.0 kW。

由图4可以看出,2号电动汽车充电站常规负荷与风电出力波动性较大。在08:15—11:00时段,风电出力大于常规负荷,但由于电动汽车入网充电,需要共享储能和部分电动汽车进行放电补足电能需求。在大部分电动汽车集中充电的时间,充电

站负荷大于风力发电量,需要通过共享储能电站放电以及从电网购电来满足需求。一天中,电动汽车充电站最大购电功率为731.9 kW,共享储能充电和放电功率最大分别为192.9 kW和445.3 kW,参与充放电调度的电动汽车充电和放电功率最大分别为480 kW和244.6 kW。

由图5可知,夜间风电出力高于充电站自身电负荷,富余电量通过共享储能存储备用以及供给电动汽车进行充电。白天,充电站负荷大于风电出力,在电网购电价格较低时段,电动汽车大多处于充电状态以减少购电成本,同时通过共享储能放电满足电能需求,进一步减少电网购电量;在电网购电价格处于高位的时段,通过电动汽车放电以及共享储能电站出力避免向电网购电,节省购电费用支出。电动汽车充电站最大购电功率为710.2 kW,共享储能充电和放电功率最大分别为89.37 kW和312.1 kW,参与调度的电动汽车充电和放电功率最大分别为600 kW和198 kW。

由图6可知,共享储能在00:00—08:00的绝大多数时间内消纳清洁能源,电量由122.7 kW·h上升至最大值1104 kW·h。在08:30—24:00的部分时间内,充电站处于放电状态向用户供应电能,荷电量逐步下降至最低值122.7 kW·h,回归充电站初始状态。多个时段中共享储能充、放电量相等,功率保持动态平衡,总体充放电功率为0。共享储能电站的充、放电功率最大值均为222.4 kW。

由图3—图6可以看出,3个电动汽车充电站的电负荷状态保持平衡,同时共享储能在一个周期运行后回到初始SOC,保证储能电站下一周期的正常运行。

### 5.3 电动汽车充电站经济性分析

为分析电动汽车充电站结合共享储能后的经济效益,设置4种场景进行对比分析。

场景1:各电动汽车充电站内部具有分布式储能,电动汽车在站内进行无序充电。

场景2:充电站内部具有分布式储能。

场景3:充电站内部配备互联式储能。

场景4:充电站接入共享储能。

此处的场景2、3、4下电动汽车的充电行为都是接受调度的有序充电。

在场景1下,充电站以总运行成本最小为目标进行优化分析,如表2所示。当风光发电功率小于负荷需求时,通过储能以及电动汽车放电进行补充,剩余部分从电网购电补足。当风光发电功率大于负荷需求时,由储能进行消纳,避免造成可再生

能源的浪费。由表 2 可知,1 号电动汽车充电站的储能容量配置和最大充放电功率相较于风电出力的 2 号、3 号充电站更大,电网购电量更低,运行成本更小。

表 2 场景 1 优化结果  
Table 2 Optimization results of scene 1

充电站	储能规划容量/ (kW·h)	储能规划 功率/kW	电网购电量/ (kW·h)	运行 成本/元
1	2 505.9	413.8	2 859	7 908.9
2	888.0	192.9	11 940	13 773.1
3	513.2	89.4	15 699	16 550.3
总计	3 907.1	696.1	30 498	38 232.3

在场景 2 下,电动汽车采用有序充电的方式参与系统调度,结果如表 3 所示。将表 3 与表 2 进行对比分析可知,无序充电导致充电站负荷“峰上加峰”,电网购电大量增加。虽然无序充电使得储能规划容量和功率有所上升,但由于电动汽车充电高峰的电网电价较高,储能规划提升带来的经济效益相较于购电成本的增幅显得微乎其微,充电站运行成本快速增加。电动汽车参与调度后可以起到负荷转移、削峰填谷的作用,缓解无序充电导致的负荷峰谷落差大等问题,减少储能建设投资成本,提升充电站运行经济性。

表 3 场景 2 优化结果  
Table 3 Optimization results of scene 2

充电站	储能规划容量/ (kW·h)	储能规划 功率/kW	电网购电量/ (kW·h)	运行 成本/元
1	1 786.2	318.4	1 962	5 623.5
2	828.4	192.9	8 763	9 548.6
3	550.2	89.4	11 721	9 633.4
总计	3 164.8	600.7	22 446	24 805.5

基于场景 3 下,电动汽车充电站根据自身电负荷需求,结合可再生能源发电以及电动汽车参与充放电调度,将富余电能充在充电站之间进行能量交互,由此决定储能容量和功率配置。优化目标与场景 2 的目标相同,保证电动汽车充电站总运行成本最小,优化结果如表 4 所示。

表 4 场景 3 优化结果  
Table 4 Optimization results of scene 3

充电站	储能规划容量/ (kW·h)	储能规划 功率/kW	电网购电量/ (kW·h)	运行 成本/元
1	1 523.4	303.4	3 271	5 476.2
2	785.6	177.9	7 293	8 474.5
3	487.2	74.4	11 831	9 542.1
总计	2 796.2	555.7	22 395	23 492.8

将表 4 与表 3 进行对比可知,储能配置大体趋势相同。分析可以看出,相比场景 2,场景 3 的储能容量和充放电功率都有所下降;1 号、3 号充电站电网购电量有所上升而 2 号充电站购电量下降;场景 3 中 3 个充电站运行成本均有所减少。总体来看,场景 3 相比场景 2,储能容量降低 11.6%,规划总功率和电网购电总量略有减少。互联式储能间进行交互的线路损耗成本为 304.5 元,运行成本节省 1 312.7 元。将损耗计入运行成本中可得场景 3 的费用为 23 797.3 元,是场景 2 中成本支出的 95.9%。由表 4 可知,互联式储能清洁能源出力全部被消纳,未出现弃风弃光现象,总运行成本和购电量下降,但效果较弱,节省开支有限。

表 5 为场景 4 下充电站接入共享储能后的优化调度结果。与表 3 对比可以看出,接入共享储能后,1 号充电站电网购电量有所上升,2 号、3 号充电站的电网购电量明显减少;场景 4 中 3 个充电站的运行成本相较于场景 2 均有所减少。结合 5.2 节数据可知,共享储能投资容量和充放电功率较分布式储能分别下降 61.2% 和 63.0%,大幅减少了储能投资成本。从总体来看,相比场景 2,场景 4 中 3 个充电站电网购电量下降 7.9%,充电站运行总成本下降 12.5%,节省经济开销 3 107.9 元。

表 5 场景 4 优化结果  
Table 5 Optimization results of scene 4

充电站	电网购电量/ (kW·h)	电站服务费/元	运行成本/元
1	4 458	3 324.9	5 491.9
2	5 966	2 754.1	7 641.0
3	10 253	1 667.1	8 564.8
总计	20 677	7 746.1	21 697.6

将表 5 与表 4 对比可得,在电网购电量方面,1 号充电站购电量略有上升,2 号、3 号充电站购电量有明显下降;在运行成本方面,2 号、3 号充电站运行成本减少幅度较大;根据 5.2 节优化结果可知,电站接入共享储能后所需总容量和总功率较场景 3 下降 56.1% 和 60.0%,显著减小所需储能规模。从总体来看,相比场景 3,场景 4 中 3 个充电站电网购电量下降 7.7%,充电站运行总成本下降 7.6%。

由以上场景对比可以看出,电动汽车充电站接入共享储能后,可再生能源出力保证被完全消纳,充电站总运行成本降低,从电网购电的总功率减少,同时由于电动汽车有序充放电调度的互补性,充电站储能配置所需的规模大幅减小。

#### 5.4 系统内部价格及交易成本

不同模式下系统内部的能源共享价格如图 7 所

示。由于分布式储能运行模式下各个主体独立运行结算,不采用基于供需比的定价方案。

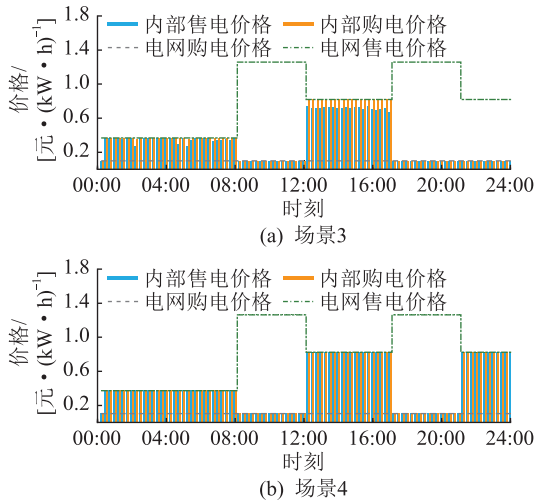


图7 系统内部电价

Fig.7 Internal electricity price of the system

由图7可知,当 $R_i^{SD} = 0$ 时,内部买卖价格均等于电网售电价格;当 $R_i^{SD} > 1$ 时,内部买卖价格均等于电网购电价格,不同共享模式下系统内部的结算价格均在电网的购、售电价格区间内。图7(a)中, $R_i^{SD}$ 处于0~1之间时,电站之间具有一定的能量交互,但不足以完全供应电力负荷,需要系统内部和电网共同提供支持,由此存在内部卖价大于电网售电价格的情况,价格差带来的结算盈余用于支付整个系统从电网购电的费用。图7(b)中,电站接入共享储能对清洁能源具有更好的存储和集中调用能力,将各个电站不同时间段的盈余能源存储起来,在电网售电价格高时调用以降低成本,因此可以充分满足电力需求。

表6为定价机制所得的电力交易成本。可以看出,相较于分布式和互联式储能,集中式储能下各用户的电力交易成本更低。这主要是因为集中式储能作为一个独立主体,分摊了一部分系统成本。

表6 电力交易成本

充电站	电力交易成本/元		
	分布式	互联式	集中式
1	697.2	1 208.6	2 337.3
2	7 175.8	5 967.9	4 521.0
3	8 109.4	8 188.3	7 204.3
总计	15 982.4	15 364.8	14 062.6

### 5.5 共享储能服务费对调度的影响

电动汽车充电站接入共享储能后,共享储能服务费是对充电站经济成本有明显影响的因素之一。

为研究充电站接入共享储能后的经济性问题,分析电动汽车充电站的运行总成本、电网购电费用以及投资成本与服务费单价的关系,如图8所示。

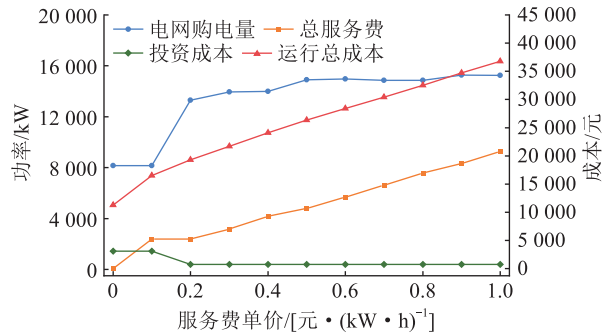


图8 服务费单价影响曲线

Fig.8 Impact curves of unit price of services

由图8可知,服务费单价低于0.1元/(kW·h)时,运行总成本的上升来源于服务费上涨。服务费单价为0.1~0.2元/(kW·h)时,服务费单价上涨,储能投资减小,两者平衡下总服务费基本不变;同时,购电需求增加,购电费上涨,上涨的购电费大于下降的投资成本时,运行总成本呈上升趋势。服务费单价大于0.2元/(kW·h)时,运行总成本线性增加,与总服务费增加趋势基本一致;储能满足一个周期运行后回到初始状态,使得投资成本维持在较低水准,不再下降;服务费单价上涨导致储能配置减少,减少的放电量由电动汽车放电弥补,电动汽车充电量上升,电网购电费在高位稳定并还有小幅增长。

### 5.6 电动汽车放电损耗对调度的影响

在实际应用中,电动汽车参与调度需要补贴电池损耗。从充电站角度出发,放电补贴应作为损耗成本。为分析电动汽车充放电调度对充电站运行优化的影响,在接入共享储能的基础上加入电动汽车放电损耗补贴进行研究。放电损耗补贴成本 $C_{V2G}$ 如下:

$$C_{V2G} = q \sum_{i \in T} \sum_{i \in I} P_{Ev,i,t}^{dis} \quad (42)$$

式中: $q$ 为放电损耗补贴单价。

放电损耗补贴单价与电动汽车放电功率和电动汽车充电站运行总成本的关系如图9所示。

图9中,运行总成本随电动汽车放电功率下降而上升。补贴单价为0时,电动汽车放电成本低,放电功率大,电网购电和储能配置小,运行总成本处于最低位。补贴单价为0~0.1元/(kW·h)时,放电成本上涨,3号充电站调度电动汽车最多,对单价变化最敏感,放电功率下降速度最快;减少的部分由电网购电和储能配置弥补,增加了购电和配置成本。补贴单价达到0.2元/(kW·h)和0.6元/(kW·h)时,



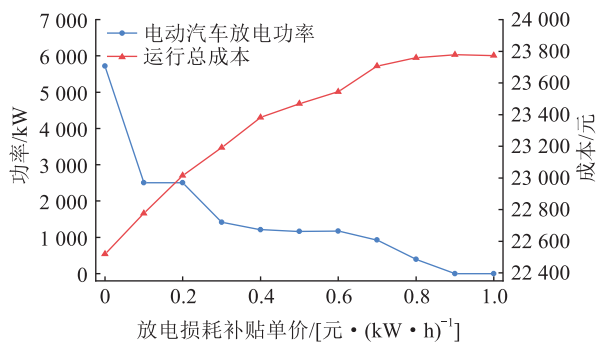


图9 放电损耗补贴影响曲线

Fig.9 Discharge loss subsidy impact curves

补贴单价对2号和1号充电站电动汽车的影响依次凸显,2号充电站电动汽车调度数量更多,放电功率下降速率更快。

## 6 结论

储能作为重要的灵活调节手段,在未来电动汽车规模逐渐扩大的新型电力系统中扮演愈加重要的角色。文中构建了以充电站年投资成本和年运行成本最低为上层优化目标,以典型日运行成本最小为下层优化目标的共享储能双层优化调度模型,采用Big-M法进行线性化求解。通过算例仿真得出结论如下:

(1) 相较于充电站配置分布式和互联式储能场景,共享储能的投资容量和功率大幅下降,从电网购电量降低,最终运行总成本也明显降低。

(2) 共享储能服务费定价对电网购电量、充电站投资成本和运行总成本都有影响,充电站运行总成本随着服务费单价上升而增加;服务费单价处于0.1~0.2元/(kW·h)时,电网购电量明显上涨,投资成本下降;服务费单价大于0.2元/(kW·h)时,电网购电量处于高位,且随着服务费单价上涨略有提高,投资成本处于低位且较为稳定。

(3) 在充电站接入共享储能的基础上考虑电动汽车放电损耗成本,随着放电损耗补贴单价的提高,电动汽车放电功率呈三段式下降,当放电损耗大于0.9元/(kW·h)时,电动汽车放电功率降为0;充电站运行总成本与放电损耗补贴单价成正相关,当放电损耗补贴单价大于0.7元/(kW·h)时基本稳定在最大值处不再增加。

电动汽车进行充放电调度很大程度上影响了充电站接入共享储能的经济效益,充电站需要兼顾自身和电动汽车用户的利益。在未来的工作中,将围绕电动汽车充电站运营商和电动汽车用户这2个相互矛盾的利益主体,研究基于博弈论和用户心理

的电动汽车充放电策略对共享储能模式下充电站运行调度的影响。

### 参考文献:

[1] 童宇轩,胡俊杰,刘雪涛,等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化,2023,47(15):80-90.  
TONG Yuxuan, HU Junjie, LIU Xuetao, et al. Quantification of flexibility supply and demand and distributionally robust optimal dispatch of renewable energy dominated power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 80-90.

[2] 段俊东,李高尚,李一石,等. 考虑风电消纳的电动汽车充电站有序充电控制[J]. 储能科学与技术,2021,10(2):630-637.  
DUAN Jundong, LI Gaoshang, LI Yishi, et al. Coordinated charging control for EV charging stations considering wind power accommodation[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(2): 630-637.

[3] 欧名勇,陈仲伟,谭玉东,等. 基于峰谷分时电价引导下的电动汽车充电负荷优化[J]. 电力科学与技术学报,2020,35(5):54-59.  
OU Mingyong, CHEN Zhongwei, TAN Yudong, et al. Optimization of electric vehicle charging load based on peak-to-valley time-of-use electricity price[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(5): 54-59.

[4] 王晞,汪伟,王海燕,等. 计及用户电池损耗的电动汽车分布式两阶段调度策略[J]. 电测与仪表,2022,59(1):120-126.  
WANG Xi, WANG Wei, WANG Haiyan, et al. Distributed two-stage scheduling strategy of EV considering user battery consumption[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(1): 120-126.

[5] 谭玉东,李杨,邓有月,等. 基于智能合约的“光伏一充电站”交易互动场景研究[J]. 电力科学与技术学报,2021,36(3):3-10.  
TAN Yudong, LI Yang, DENG Youyue, et al. Research on scenes of "PV-charging station" transaction based on smart contract[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(3): 3-10.

[6] 颜勤,涂晓帆. 天气影响下基于风险评估的电动汽车光伏电站需求响应[J]. 重庆大学学报,2023,46(4):37-45.  
YAN Qin, TU Xiaofan. Demand response of photovoltaic electric vehicle charging stations based on weather-impact risk assessment[J]. Journal of Chongqing University, 2023, 46(4): 37-45.

[7] 肖白,朱珈汛,姜卓,等. 考虑车辆充电调度机制的电动公交车充电站规划[J]. 电力自动化设备,2022,42(1):148-155.  
XIAO Bai, ZHU Jiaxun, JIANG Zhuo, et al. Planning of electric bus charging station considering vehicle charging scheduling mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(1): 148-155.

[8] 杨祺铭,季陈林,刘友波,等. 多条公交线路的光储充电站日内滚动优化策略[J]. 智慧电力,2020,48(8):44-50,90.  
YANG Qiming, JI Chenlin, LIU Youbo, et al. Day-rolling optimization strategy for photovoltaic-energy storage charging station

- with multiple electric bus lines[J]. *Smart Power*, 2020, 48(8): 44-50, 90.
- [9] 贾龙, 胡泽春, 宋永华, 等. 储能和电动汽车充电站与配电网的联合规划研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1): 73-84.
- JIA Long, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Joint planning of distribution networks with distributed energy storage systems and electric vehicle charging stations[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1): 73-84.
- [10] 余鹏飞, 朱继忠, 熊小伏, 等. 基于储能的电力系统安全调控方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(19): 173-186.
- YU Pengfei, ZHU Jizhong, XIONG Xiaofu, et al. Regulating & control method of power system security based on battery energy storage [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(19): 173-186.
- [11] 黄炜栋, 李杨, 李璟延, 等. 考虑可再生资源不确定性的风光-储-蓄多时间尺度联合优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(4): 91-98.
- HUANG Weidong, LI Yang, LI Jingyan, et al. Multi-time scale joint optimal scheduling for wind-photovoltaic-electrochemical energy storage-pumped storage considering renewable energy uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(4): 91-98.
- [12] IBA K. Massive energy storage system for effective usage of renewable energy [J]. *Global Energy Interconnection*, 2022, 5(3): 301-308.
- [13] 章姝俊, 钱啸, 白聪, 等. 面向多应用场景的储能系统优化配置方法[J]. *浙江电力*, 2022, 41(5): 22-31.
- ZHANG Shujun, QIAN Xiao, BAI Cong, et al. Optimal configuration method of energy storage system oriented to multi-application scenarios [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2022, 41(5): 22-31.
- [14] 马汀山, 王妍, 吕凯, 等. “双碳”目标下火电机组耦合储能的灵活性改造技术研究进展[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(S1): 136-148.
- MA Tingshan, WANG Yan, LYU Kai, et al. Research progress on flexibility transformation technology of coupled energy storage for thermal power units under the "dual-carbon" goal [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(S1): 136-148.
- [15] 周任军, 吴燕榕, 潘轩, 等. 考虑电热需求响应的区域综合能源系统储能容量优化配置[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(1): 11-17.
- ZHOU Renjun, WU Yanrong, PAN Xuan, et al. Optimal placement of energy storage in a regional integrated energy system considering electric and thermal demand responses[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(1): 11-17.
- [16] 刘凡, 李凤婷, 张高航, 等. 计及循环寿命和运营策略的风电汇集区域储能电站优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(8): 127-139.
- LIU Fan, LI Fengting, ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(8): 127-139.
- [17] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(23): 178-191.
- YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business model and pricing mechanism for shared energy storage [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(23): 178-191.
- [18] FANG B M, QIU W Q, WANG M C, et al. Evaluation index system of shared energy storage market towards renewable energy accommodation scenario: a China's Qinghai Province context[J]. *Global Energy Interconnection*, 2022, 5(1): 77-95.
- [19] 龚一平, 王晨晖, 修晓青, 等. 大规模储能技术及多功能应用研究综述[J]. *供用电*, 2023, 40(2): 68-77.
- GONG Yiping, WANG Chenhui, XIU Xiaoqing, et al. Overview of large-scale energy storage technology and multi-function application [J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(2): 68-77.
- [20] 朱宗耀, 王秀丽, 吴雄, 等. 考虑多场景规划的共享储能投资及运营分析[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(7): 23-31.
- ZHU Zongyao, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Investment and operation analysis of shared energy storage considering multi-scenario planning [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(7): 23-31.
- [21] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及电热需求响应的共享储能容量配置与动态租赁模型[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 24-32.
- SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Shared energy storage capacity allocation and dynamic lease model considering electricity-heat demand response [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(19): 24-32.
- [22] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 储能参与电力市场机制: 现状与展望[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(16): 14-28.
- CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Participation mechanism of energy storage in electricity market: status quo and prospect [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 14-28.
- [23] 麻秀范, 陈静, 余思雨, 等. 计及容量市场的用户侧储能优化配置研究[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(19): 4028-4037.
- MA Xiufan, CHEN Jing, YU Siyu, et al. Research on user side energy storage optimization configuration considering capacity market [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(19): 4028-4037.
- [24] 刘亚锦, 代航, 刘志坚, 等. 面向多类型工业用户的分散式共享储能配置及投资效益分析[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(10): 256-264.
- LIU Yajin, DAI Hang, LIU Zhijian, et al. Configuration and investment benefit analysis of decentralized shared energy storage for multiple types of industrial users [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(10): 256-264.
- [25] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. *电力建设*, 2020, 41(5): 100-107.
- LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoqing, et al. Optimal economic scheduling of industrial customers on the basis of sharing

- energy-storage station[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(5):100-107.
- [26] 李景丽, 时永凯, 张琳娟, 等. 考虑电动汽车有序充电的光储充电站储能容量优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7):94-102.
- LI Jingli, SHI Yongkai, ZHANG Linjuan, et al. Optimization strategy for the energy storage capacity of a charging station with photovoltaic and energy storage considering orderly charging of electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7):94-102.
- [27] 陈丽丹, 张尧, FIGUEIREDO Antonio. 电动汽车充放电负荷预测研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10):177-191.
- CHEN Lidan, ZHANG Yao, FIGUEIREDO A. Overview of charging and discharging load forecasting for electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10):177-191.
- [28] 孙可慧, 刘国鹏, 李少雄, 等. 基于实测数据的电动汽车充电站电能质量分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2):74-88.
- SUN Kehui, LIU Guopeng, LI Shaoxiong, et al. Power quality analysis method of an electric vehicle charging station based on measured data [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2):74-88.
- [29] 张思远, 钟浩. 聚合用户储能的云储能容量配置与定价[J]. 南方电网技术, 2022, 16(11):9-19.
- ZHANG Siyuan, ZHONG Hao. Cloud energy storage capacity configuration for aggregated user energy storage and its transaction pricing[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(11):9-19.
- [30] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5):3569-3583.

作者简介:



卞海红

卞海红(1979),女,博士,副教授,研究方向为新能源发电技术及用户侧资源调度(E-mail:bhh\_njit@126.com);

李灿(1998),男,硕士在读,研究方向为新能源电力系统;

童宇轩(1998),男,硕士在读,研究方向为新能源电力系统及微网。

### Optimized operation strategy of electric vehicle charging stations in shared energy storage mode on two layers

BIAN Haihong<sup>1</sup>, LI Can<sup>1</sup>, TONG Yuxuan<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China;

2. North China Electric Power University (State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources), Beijing 102206, China)

**Abstract:** Against the backdrop of rapid growth in electric vehicle holdings, there is a growing demand for the construction of electric vehicle (EV) charging stations. To improve the charging station operation economy, an optimal scheduling method of EV charging stations with access to shared energy storage is proposed. Firstly, the operation modes of distributed energy storage and shared energy storage are analyzed, and the two-layer optimal scheduling model of EV charging station considering different operation modes of energy storage is constructed by taking the lowest annual investment cost and annual operating cost of charging station as the upper level objective function and the lowest typical daily operation cost as the lower level objective function. Secondly, three EV charging stations with differentiation are simulated and different energy storage operation modes in multiple scenarios are compared. Sensitivity analyses are then conducted on this basis for the effects of shared energy storage service fees and EV discharge losses on dispatching results. Finally, the example shows that shared energy storage access has a positive effect on reducing the operating costs of charging stations, and that reasonable pricing of the energy storage services and the cost of EV discharge losses can reduce the operating costs of charging stations.

**Keywords:** shared energy storage; distributed energy storage; electric vehicle charging stations; demand-side flexibility; investment planning; two-layer optimization

(编辑 陆海霞)