

基于主从博弈和贪心策略的含电动汽车 主动配电网优化调度

张 潇, 栗 然, 马 涛, 回 旭, 刘英培
(华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要:随着入网的电动汽车规模增加,为了实现电网与车主的双赢不仅要考虑其无序充放电对电网负荷的影响,还要计及双方的成本。基于此,建立了主动配电网与电动汽车主从博弈模型。上层以配电网运行成本最低为目标,通过合理的电价及激励策略引导电动汽车充放电,并协调优化分布式电源及储能;下层基于贪心策略进行两阶段优化,先以分时电价下充放电成本最低为目标优化充放电策略,在不减少收益的约束下,再最大化电网对减小负荷波动给予的激励调整策略。通过改进的IEEE 33节点系统算例分析表明,该模型在最大化双方利益的同时极大地缩小了负荷峰谷差,避免了大量电动汽车充电引起新的高峰。

关键词:主动配电网;电动汽车;主从博弈;贪心策略;两阶段优化;峰谷差

中图分类号:TM 73;U 469.72

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202002015

0 引言

电动汽车(EV)在减少环境污染和温室气体排放方面有巨大潜力,故其保有量将在未来几年大幅增加^[1]。大量EV随机接入电网进行无序充电,会进一步加剧系统负荷峰谷差,给配电网的经济运行及稳定性带来显著影响^[2-4]。由于EV入网充放电时间与充放电电量均具有极高的随机性,这也给主动配电网(ADN)优化控制带来了极大的挑战。因此,合理控制EV充放电可以减小大规模EV充放电对电网造成的影响。

目前,国内外学者针对EV入网有序充放电已开展了诸多研究。文献[5]提出先以负荷方差为目标,再以可转移充放电容量裕度最大为目标对EV进行有序充放电调度。文献[6]建立EV充电负荷概率模型以最小化有功网损对EV进行充电优化。文献[7]以含大规模EV接入的ADN运行成本最小和负荷曲线方差最小为优化目标控制EV充电。文献[8]提出通过两阶段优化方法对EV进行充电控制,分别用于提高充电站运营收益和降低局部负荷峰谷差。文献[9]基于用户驾驶行为特性以用户起始充电时间最早和配电网负荷峰谷差最小为目标对EV进行充电优化。该类优化控制通常从运营商或电网的角度出发直接控制负荷,旨在满足单方面的需求,缺乏对车主的考虑,难以得到车主的认可和实际应用。

随着市场经济及需求侧管理^[10]的深入发展,为吸引用户参与充放电优化,如何协调双方的利益,制

定充放电策略成为了新的研究热点。文献[11]提出针对代理商定价问题的主从博弈(Stackelberg game)模型,考虑了EV充电策略对价格的响应,能够减小用户成本,实现代理商和车主的双赢。文献[12]提出用虚拟电厂(VPP)整合分布式电源(DG)并作为售电商,通过售电策略优化引导EV有序充电。文献[13]提出以削峰填谷为目的,兼顾配电系统负荷信息与用户电能损失费用及电池损耗成本的EV充放电优化调度和实现机制模型。文献[14]在文献[11]的基础上在EV层加入了不满意度的目标,讨论了EV运行商的竞价与定价联合优化。文献[15]基于模糊控制算法对EV进行充放电优化调度,在满足EV需求及尽可能降低成本的前提下实现削峰填谷。但是,上述文献都没有在考虑双方收益的同时考虑大规模EV充放电对配电网负荷的影响。

在上述背景下,本文提出ADN与EV两阶段优化的主从博弈模型。领导者通过协调DG及储能系统(ESS)制定合理的售电及激励策略引导EV有序充放电以实现整体优化;跟随者基于贪心策略进行两阶段优化EV充放电,在最小化充放电成本的同时最小化负荷波动以得到最大化的电网公司激励。Stackelberg-Nash均衡点下各方利益达到最大,最后通过算例分析验证该模型在最大化双方收益的同时极大地缩小了负荷峰谷差。

1 含EV的ADN调度架构

1.1 ADN调度架构

含EV的ADN调度架构如图1所示。ADN调度中心根据可再生能源(RES)及负荷预测、可调度资源上传的实时状态对可调度资源进行合理的调度以达到预期的经济性和安全性。当ADN内功率不能

收稿日期:2019-04-22;修回日期:2019-12-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51607069)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51607069)

达到平衡时,ADN向上级电网申请购售电,上级电网调度中心根据自身运行状态设定交互功率上下限限制ADN对其造成的冲击。

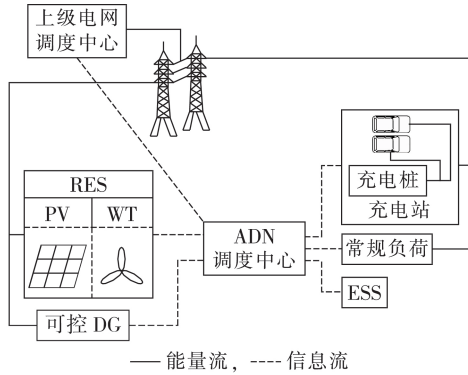


图1 ADN调度架构

Fig.1 Dispatching structure of ADN

1.2 充电站工作场景

本文研究的基础是充电站归电网统一管理,充电价格由电网制定,车辆类型为上下班的私家车。充电站配有管理中心和充电桩智能终端,管理中心根据日前EV上报的接入时段、电池参数等信息对EV进行聚类分析,上报EV参数给调度中心接受ADN协调调度;充电桩智能终端可以控制接入EV的充放电功率大小,执行管理中心下发的计划值。

2 ADN与EV主从博弈模型

从博弈论的角度出发,可以将ADN与EV车作为理性的对局者,其在一定的规则下各自谋利,则其面对的冲突、竞争、合作并存的决策问题自然构成了动态博弈格局。而在实际调度中,ADN处于领导者地位,电价策略先于EV充放电策略制定,这种决策顺序称为顺次决策,从而可以将ADN与EV的博弈问题建立为主从博弈。博弈因子为双方成本,领导者ADN先行制定充电价格、放电补贴及激励策略,跟随者EV基于贪心策略进行两阶段优化最大化自身成本以最优充放电策略作为回应。博弈结构图如附录A中图A1所示。

2.1 构建ADN子模块

ADN优化调度的核心问题就是实现内部可控机组的最优出力分配,通过风光储互补减少运行成本,其成本函数如下:

$$f_{\text{ADN}} = \min \left(\sum_{t=1}^T S_{\text{grid},t} + S_{\text{loss},t} + S_{\text{ESS},t} + S_{\text{MT},t} + S_{\text{EV},t} \right) \quad (1)$$

其中, T 为日前调度周期的时段数; $S_{\text{grid},t}$ 、 $S_{\text{loss},t}$ 、 $S_{\text{ESS},t}$ 、 $S_{\text{MT},t}$ 、 $S_{\text{EV},t}$ 分别为第 t 时段ADN向上级电网购电成本、线路损耗成本、储能运行成本、发电成本、与EV交互成本,其表达式分别如式(2)~(6)所示。

$$S_{\text{grid},t} = C_t^G P_{\text{grid},t} \Delta t \quad (2)$$

$$S_{\text{loss},t} = C_t^G \sum_{i=1}^L I_{ij,t}^2 r_{ij} \Delta t \quad (3)$$

$$S_{\text{ESS},t} = \sum_{i=1}^K \left[(P_{ic,t}^{\text{ess}} + P_{id,t}^{\text{ess}}) F_{o,i} + \frac{\eta_{\text{dep}}}{D_{i,t}^{\text{ess}}} C_{\text{Ins}} \right] \Delta t \quad (4)$$

$$S_{\text{MT},t} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^n k_{ij} P_{Gij,t} \Delta t \quad (5)$$

$$S_{\text{EV},t} = \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{EV}}} P_{id,t}^{\text{ev}} \Delta t \right) k_c + S_{\text{EVst},t} - \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{EV}}} P_{ic,t}^{\text{ev}} \Delta t \right) C_t^{\text{EV}} \quad (6)$$

其中, Δt 为日前调度周期的时段间隔; C_t^G 为第 t 时段日前市场购电价; $P_{\text{grid},t}$ 为第 t 时段配电网与上级电网交互功率; L 为配电网支路总数; $I_{ij,t}$ 为第 t 时段节点 i 流向节点 j 的支路电流; r_{ij} 为支路 ij 的电阻; K 为配电网储能总数量; $P_{ic,t}^{\text{ess}}$ 、 $P_{id,t}^{\text{ess}}$ 分别为第 t 时段储能 i 的充、放功率; η_{dep} 为折旧成本系数; C_{Ins} 为储能安装成本; $D_{i,t}^{\text{ess}}$ 、 $F_{o,i}$ 分别为第 t 时段储能 i 蓄电池的循环次数、储能 i 的维护成本系数;式(5)将机组二次成本分段线性化, n 、 N 分别为分段数、燃气机组数量; k_{ij} 、 $P_{Gij,t}$ 分别为燃气机组 i 第 j 段斜率和第 t 时段的出力; N_{EV} 为接入ADN的EV数量; $P_{ic,t}^{\text{ev}}$ 、 $P_{id,t}^{\text{ev}}$ 分别为第 i 辆EV的充、放功率; k_c 、 C_t^{EV} 分别为电网给予车主的放电补贴、第 t 时段充电电价; $S_{\text{EVst},t}$ 为第 t 时段电网给予车主降低负荷波动的激励成本,详见下文2.2.2节。约束条件如下。

(1) 充电价格约束。

$$C_{t,\min}^{\text{EV}} \leq C_t^{\text{EV}} \leq C_{t,\max}^{\text{EV}} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T C_t^{\text{EV}} = \sum_{t=1}^T C_t^G \quad (8)$$

$$C_t^{\text{EV}} (t \in T_p) \geq C_t^{\text{EV}} (t \notin T_p) + \varepsilon \quad (9)$$

其中, $C_{t,\max}^{\text{EV}}$ 、 $C_{t,\min}^{\text{EV}}$ 分别为EV充电价格的上、下限; T_p 为高峰时段集合; ε 为峰时电价与其他时刻电价的最小差值。式(8)为平均电价限制,使得ADN向EV售电价格平均值与ADN向上级电网购电价格平均值相同;式(9)保证负荷高峰充电价格最大,避免EV在高峰时段充电。

(2) 支路潮流约束。

对于电网中节点 j ,其等式约束如式(10)所示。

$$\begin{cases} \sum_{i \in \alpha(j)} P_{ij,t} - r_{ij} \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{U_{i,t}^2} = \sum_{k \in \beta(j)} P_{jk,t} + P_{j,t} \\ \sum_{i \in \alpha(j)} Q_{ij,t} - x_{ij} \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{U_{i,t}^2} = \sum_{k \in \beta(j)} Q_{jk,t} + Q_{j,t} \\ P_{j,t} = P_{jd,t} + P_{jc,t} - P_{jDG,t} - P_{jd,t} \\ Q_{j,t} = Q_{jd,t} - Q_{jDG,t} \\ U_{j,t}^2 = U_{i,t}^2 - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{U_{i,t}^2} \\ I_{ij,t}^2 = \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{U_{i,t}^2} \end{cases} \quad (10)$$

其中, $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为支路 ij 的首端有功功率、无功功率; $\alpha(j)$ 为以 j 为支路末端的首端节点集合; $\beta(j)$ 为以 j 为支路首端的末端节点集合; $U_{i,t}$ 为节点 i 的电压幅值; $P_{j,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为节点 j 的有功功率、无功功率净流出值; $P_{jc,t}$ 、 $P_{jd,t}$ 、 $P_{jd,t}$ 、 $P_{jDG,t}$ 分别为节点 j 储能和 EV 充电功率之和、放电功率之和、负荷有功功率、DG 有功功率; $Q_{jd,t}$ 、 $Q_{jDG,t}$ 分别为负荷无功功率、DG 无功功率; x_{ij} 为支路 ij 的电抗。

(3) 配电网安全约束。

$$\begin{cases} U_i^{\min} \leq U_{i,t} \leq U_i^{\max} \\ I_{ij,t} \leq I_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (11)$$

其中, $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点电压上、下限; $I_{ij}^{\max}$ 为支路 ij 允许流过的电流最大值。

(4) 交互功率约束。

为了抑制 ADN 功率波动对上级电网的影响,需将交换功率限制在一定的范围之内,具体如下:

$$P_{\text{grid}}^{\min} \leq P_{\text{grid},t} \leq P_{\text{grid}}^{\max} \quad (12)$$

其中, $P_{\text{grid}}^{\max}$ 、 $P_{\text{grid}}^{\min}$ 分别为上级调度中心设定的交互功率上、下限。

(5) 储能约束。

见文献[16]。

(6) DG 约束。

常规机组约束如下:

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (13)$$

$$P_{Gi,t+1} - P_{Gi,t} \leq \Delta P_{Gi}^{\max} \quad (14)$$

其中, $P_{Gi}^{\max}$ 、 $P_{Gi}^{\min}$ 分别为 DG 有功出力上、下限; $\Delta P_{Gi}^{\max}$ 为爬坡速率最大值。常规机组本身爬坡性能较好,但为了防止相邻时段机组功率差过大,需设置一定的爬坡约束。

(7) 可再生能源不确定集合约束。

由于光伏(PV)和风电(WT)出力具有不确定性,影响 ADN 调度计划,本文中光伏及风电不确定集合构造如下:

$$\begin{cases} P_{i,t} = P_{i,t,e} + (\tau_{i,t}^+ - \tau_{i,t}^-) \theta_i^h \\ \tau_{i,t}^+, \tau_{i,t}^- \in \{0, 1\} \\ \tau_{i,t}^+ + \tau_{i,t}^- \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T \tau_{i,t}^+ + \tau_{i,t}^- \leq \eta_i \end{cases} \quad (15)$$

其中, $i \in \{w, pv\}$, $i=w$ 时表示风电, $i=pv$ 时表示光伏; $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t,e}$ 分别为机组的实际出力、出力预测值; θ_i^h 为预测误差; η_i 为调度周期 T 内机组 i 出力达到边界值的最大次数。

2.2 构建 EV 子模块

2.2.1 以充放电成本最低为目标的优化模型

根据领导者制定的策略,每一位理性的车主都会以自身成本最低为目标而选择自己的充放电策略,优化问题如下:

$$f_{EV} = \min \sum_{i=1}^{N_{EV}} \sum_{t=1}^T (P_{ic,t}^{ev} C_t^{EV} - P_{id,t}^{ev} k_c) M_i \quad (16)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} a_{i,t}^{ev} + b_{i,t}^{ev} \leq 1 \\ b_{i,t}^{ev} = 1 \end{cases} \quad t \in T_p \quad (17)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ic,t}^{ev} \leq a_{i,t}^{ev} P_{ic,\max}^{ev} \\ 0 \leq P_{id,t}^{ev} \leq b_{i,t}^{ev} P_{id,\max}^{ev} \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \text{SOC}_{i,t+1}^{ev} = \text{SOC}_{i,t}^{ev} + \frac{P_{ic,t}^{ev} \eta_{ic,t}^{ev}}{E_i^{ev}} \Delta t - \frac{P_{id,t}^{ev}}{E_i^{ev} \eta_{id,t}^{ev}} \Delta t \\ \text{SOC}_{i,\min}^{ev} \leq \text{SOC}_{i,t}^{ev} \leq \text{SOC}_{i,\max}^{ev} \end{cases} \quad (19)$$

$$\text{SOC}_{i,T}^{ev} \geq \text{SOC}_{ra}^{ev} \quad (20)$$

其中, M_i 为第 i 辆 EV 的入网状态偏好; $a_{i,t}^{ev}$ 、 $b_{i,t}^{ev}$ 分别为第 i 辆 EV 的充、放电偏好,均为布尔变量; $P_{ic,\max}^{ev}$ 、 $P_{id,\max}^{ev}$ 分别为 EV 充、放电功率上限; $\text{SOC}_{i,t}^{ev}$ 为第 i 辆 EV 在第 t 时段的荷电状态(SOC); $\text{SOC}_{i,\max}^{ev}$ 、 $\text{SOC}_{i,\min}^{ev}$ 分别为第 i 辆 EV 的 SOC 上、下限; $\text{SOC}_{i,T}^{ev}$ 为调度结束时刻第 i 辆 EV 的 SOC 值; SOC_{ra}^{ev} 为每一辆 EV 调度结束时刻期望的 SOC 值。式(17)保证了 EV 只在负荷高峰时段放电,在电网削峰的同时避免了 EV 在调度周期内频繁充放电转换对电池造成的损耗;式(20)保证了调度周期结束时 SOC 满足期望值。

2.2.2 基于贪心策略的第二阶段优化模型

通常情况下,分时电价引导车主进行充放电优化会在低电价开始时段出现新的负荷尖峰,该值与常规负荷及储能功率叠加后可能超过原始峰荷,这对电网而言是不利的。同时,在负荷高峰初始阶段,大量 EV 放电仅仅降低了该时段的峰值,对于全局峰谷差的降低效果并不显著。因此,电网给予 EV 充放电减小负荷波动一定的激励,充电站管理中心收到激励对 EV 充放电时段进行统一调整优化。本文的激励目标与文献[8]不同,文献[8]以峰谷差作为优化目标,在负荷平时段 EV 充电功率高的情况下体现出局限性,无法消除新的负荷尖峰。本文设置的激励机制是 ΔP_D^0 为根据负荷预测得到的原始负荷波动, ΔP_D^1 为计及 EV 及储能充放电负荷之后的负荷波动,激励系数为 λ ($\lambda \geq 0$),则电网激励成本 $S_{EVst,t}$ 如下:

$$S_{EVst,t} = \begin{cases} \lambda(\Delta P_D^0 - \Delta P_D^1) & \Delta P_D^1 \leq \Delta P_D^0 \\ 0 & \Delta P_D^1 > \Delta P_D^0 \end{cases} \quad (21)$$

$$\Delta P_D^1 = \sum_{t=2}^T |P_{D,t} - P_{D,t-1}| \quad (22)$$

$$P_{D,t} = P_{D,t}^0 + \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{ic,t}^{ev} + \sum_{i=1}^K P_{ic,t}^{ess} - \sum_{i=1}^{N_{EV}} P_{id,t}^{ev} - \sum_{i=1}^K P_{id,t}^{ess} \quad (23)$$

其中, $P_{D,t}^0$ 为第 t 时段负荷预测值; $P_{D,t}$ 为第 t 时段计及 EV 充放电功率的等效负荷。

贪心算法是求解最优化问题的一种特殊方法,求解过程中总是做出当下最好的选择,因为具有最优子结构的特点,求解局部最优解可以得到全局最优解。

假设最优充放电成本为 f_{EV}^* , EV出于贪心本性在基于充放电成本不变的基础上采取贪心策略, 依次调整EV充放电时段, 使等效负荷在高峰时段的充电功率向低谷时段转移, 在低谷时段的放电功率向高峰时段转移以获取激励收益, 即:

$$\min \Delta P_D^1 \quad (24)$$

$$\text{s.t. } f_{EV}^* = \min \sum_{i=1}^{N_{EV}} \sum_{t=1}^T (P_{ic,t}^{EV} C_t^{EV} - P_{id,t}^{EV} k_c) M_i \quad (25)$$

其余约束条件与第一阶段一致。该模型的贪心选择性质及最优子结构性质证明见附录B。

2.3 主从博弈模型

ADN、EV作为独立地位不对等的利益主体共同构成该主从博弈模型, 双方独立决策与博弈。本文假定 k_c, λ 恒定, 则领导者ADN策略集为 (C_t^{EV}, k_c, λ) , 跟随者EV在充放电成本最低的基础上以最小化负荷波动调整充放电策略 $(P_{ic,t}^{EV}, P_{id,t}^{EV})$ 作为回应。ADN根据EV的最优回应进行自身优化调整策略。

根据Stackelberg-Nash均衡的定义, 该ADN与EV主从博弈模型存在Stackelberg-Nash均衡解 $(C_t^{*EV}, P_{ic,t}^{*EV}, P_{id,t}^{*EV})$, 需满足条件:

$$C_t^{*EV} = \operatorname{argmin} f_{ADN}(C_t^{EV}, P_{ic,t}^{*EV}, P_{id,t}^{*EV}) \quad (26)$$

$$(P_{ic,t}^{*EV}, P_{id,t}^{*EV}) = \operatorname{argmin} f_{EV}(C_t^{*EV}, P_{ic,t}^{EV}, P_{id,t}^{EV}) \quad (27)$$

其中, $C_t^{*EV}, (P_{ic,t}^{*EV}, P_{id,t}^{*EV})$ 均为对方最优策略下的己方最优策略。该策略集下ADN与EV均达到Stackelberg-Nash均衡下的最佳收益。

3 模型求解

上层ADN调度目标函数中式(6)在EV充放电响应已知的条件下是线性的, 式(3)及约束条件式(10)为非线性项, 对于式(3)和式(10), 引入变量 $u_{i,t} = U_{i,t}^2, l_{ij,t} = (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2)/U_{i,t}^2$, 则式(3)和式(10)都变为线性函数, 求解问题为二阶锥规划(SOCP)问题。SOCP是一个非线性凸问题, 可行解域为一个二阶锥。对于变量 $l_{ij,t} = (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2)/U_{i,t}^2$ 可以松弛为如下形式:

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{ij,t} \\ 2Q_{ij,t} \\ l_{ij,t} - u_{i,t} \end{array} \right\|_2 \leq l_{ij,t} + u_{i,t} \quad (28)$$

松弛过程如图2所示。原问题的非凸可行域 D_{ori} 将会松弛为凸二阶锥可行域 D_{SOC} , 此时式(10)已经是一个凸形式。由于二阶锥松弛的引入, D_{SOC} 中得

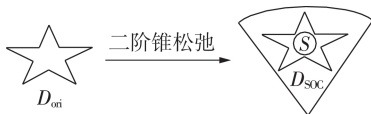


图2 二阶锥松弛示意图

Fig.2 Schematic diagram of second-order cone relaxation

到的最优解 S 为原问题的一个下界解, 如果最优解 S 为可行域 D_{ori} 中的点, 则称该二阶锥松弛是严格的, 最优解 S 为原问题的最优解。文献[17-18]严格推导了松弛精确成立的一组充分条件, 即所求目标函数为关于支路电流的增函数, 网络拓扑为树状连通图等, 而本文上层ADN优化模型满足这一条件。如果没有整数变量, 原问题已然具有全局最优性, 而加入混合整数变量之后, 由于潮流方程的凸化, 也可以利用成熟算法包中的分支定界和割平面法保证解的最优性和计算效率。

下层EV优化模型在已知充电电价的条件下是典型的混合整数线性规划。本文采用YALMIP建模工具包及GUROBI求解器对主从博弈模型进行上下层迭代求解, 直至求解出Stackelberg-Nash均衡解, 求解过程见附录A中图A2。

4 算例分析

4.1 参数设置

本文采用改进IEEE 33节点系统作为算例, 其结构如图3所示。装机容量均为1 MW的光伏发电系统和风机分别接入系统节点6、32, 同时节点32接入500 kW / 1.4 MW·h的ESS; 3台不同型号、装机容量的微型燃机(MT)分别接入节点17、20、24; EV充电站接入节点9, 为300辆EV进行充放电服务。

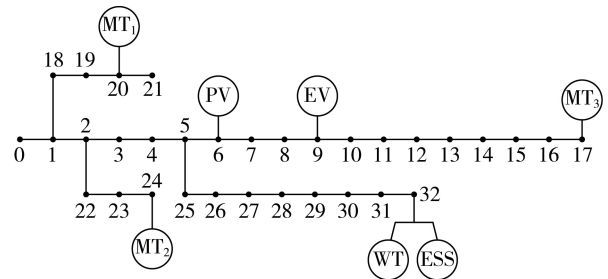


图3 改进的IEEE 33节点网络结构图

Fig.3 Structure diagram of improved IEEE 33-bus network

微型燃机耗量参数、储能参数、电网分时电价分别见附录A中表A1—A3, 风电、光伏预测误差分别为25%、10%, $\eta_w=16, \eta_{pv}=6$; 根据文献[19]的负荷及风光出力预测, 参考文献[20]生成风光出力场景见附录A中图A3, 本文假设 $C_{t,max}^{EV}$ 为 C_t^G 的1.2倍, $C_{t,min}^{EV}$ 为 C_t^G 的80%, 放电补贴为0.7元/(kW·h), 激励系数 $\lambda=0.1$; EV电池容量满足20~30 kW·h的均匀分布; 起始SOC满足0.1~0.5的均匀分布; 额定充电功率满足4~6 kW的均匀分布; SOC上限为0.9, 下限为0.1, $SOC_{ra}^{ev}=0.8$; 根据EV的行驶特性, 可将EV聚合为早晚混合型(EV_1)、白班型(EV_2)、夜班型(EV_3)3类, 入网状态偏好见附录A中表A4; 储能SOC上下限设置与EV相同, 调度初始值为0.9, 即处于充满状

态;储能与EV充放电效率均为90%;调度周期为1 d,分为24个时段,从07:00到次日07:00。

4.2 场景设置

为体现本文模型的有效性,设置以下3种场景:Case1,ADN整体优化模型,EV充放电受ADN控制而并非电价响应,ADN以自身成本最低为目标进行整体优化;Case2,ADN与EV一阶段主从博弈模型,该模型跟随者EV仅以充放电成本最低为目标优化充放电功率作为响应;Case3,ADN与EV两阶段主从博弈模型,该模型跟随者EV基于贪心策略在充放电成本最低的基础上最大化激励收益。

以上3种场景下设置EV₁—EV₃的数量分别为50、200、50辆。

4.3 仿真分析

基于MATLAB采用YALMIP/GUROBI分别对3种场景进行仿真计算,储能日计划曲线见附录A中图A4,可见储能在晚间电价高峰时段放电,凌晨电价低谷时段充电,由此既减小了ADN购电费用,又达到了削峰填谷的目的。

为便于分析,将3台微型燃机的出力叠加,Case1—Case3下的等效微型燃机出力 P_{MT1} — P_{MT3} 及ADN购售电策略如图4所示,EV充放电功率如图5所示。图4中, P_{grid1} — P_{grid3} 分别为Case1—Case3场景下配电网与上级电网交换功率,其值为正时表示购电,为负时表示售电。由图4可见,微型燃机在负荷平时段、谷时段出力很小,由于爬坡约束在临近负荷高峰期逐渐增加出力。由图5可见,在负荷高峰时段Case1购电功率高于Case2和Case3,这是由于Case1进行整体优化时ADN优化EV放电取决于放电补贴,考虑整体经济性,在高峰时段仅部分放电,而Case2和Case3为主从博弈模型,跟随者EV在追求自身利益最大化时符合SOC条件的都会选择在高峰时段放电。Case2在01:00时刻购电功率达到了上限1800 kW,这是由刚到电价谷时大规模EV接入充电所致,充电功率达到了1008.2 kW,此时的ADN较Case1和Case3而言,微型燃机出力增加。

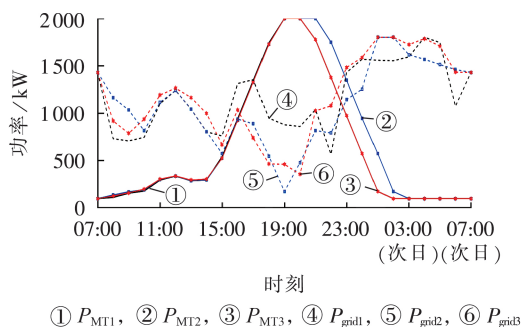


图4 等效微型燃机出力及ADN购售电策略

Fig.4 Output of equivalent MT and purchase and sale power strategy of ADN

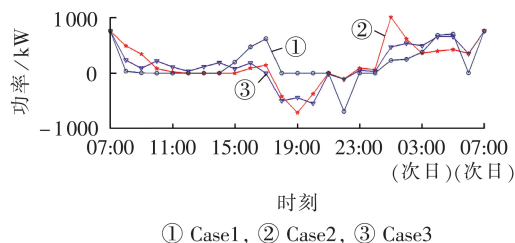


图5 Case1—Case3下的EV充放电功率

Fig.5 Charging and discharging power of EV under Case1-Case3

Case1—Case3下ADN向EV售电价格如图6所示,负荷曲线如图7所示。根据4.2节的场景设置,EV₂为主导型EV,基于主从博弈,ADN将EV₂的主充电时段谷时价格定为上限0.588元/(kW·h),由于电价平均值约束,ADN不得不将峰时电价定到最低,而尽量提高平时段EV电价以获取更多的充电收益。由图6可见,Case2与Case3的价格曲线一致,这是因为Case3在追求激励收益调整充电策略时,充电仅仅是在主充电时段内调整,Case3下谷时充电功率仍然占主导。同时从图5可以发现,Case1和Case2都出现了充电高峰,并且充电功率波动极大,而Case3两阶段优化在最小化自身成本的同时减缓了充电功率波动,曲线变化平缓。由图7可见,Case1和Case2分别在17:00、次日01:00出现了新的负荷尖峰,而Case3在两阶段充放电优化下整个负荷曲线变得平坦。

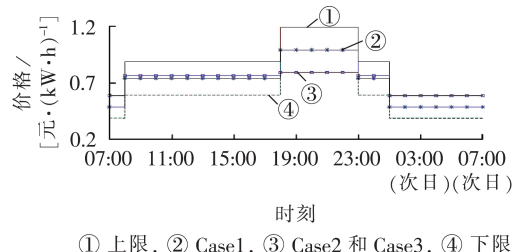


图6 Case1—Case3下ADN向EV售电价格曲线

Fig.6 Curves of sale power price from ADN to EV under Case1-Case3

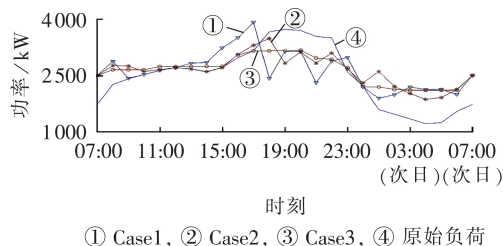


图7 Case1—Case3下的负荷曲线

Fig.7 Load curves under Case1-Case3

各场景下的负荷指标如表1所示。由于Case2和Case3采用主从博弈模型,跟随者EV在负荷高峰尽可能放电以获取收益,降低了负荷峰值。

表1 Case1—Case3下的负荷指标
Table 1 Load indexes under Case1-Case3

场景	最大 负荷/kW	最小 负荷/kW	峰谷差/ kW	峰谷差 率/%	负荷率/ %
Case1	3 779	1 770	2 009	53.16	70.02
Case2	3 303	1 897	1 406	42.57	80.11
Case3	3 163	2 115	1 048	33.13	83.65

各场景下的成本如表2所示。可见Case2与Case1相比,虽然EV成本上升了203元,但ADN整体经济效益提升了3.06%,由于在01:00时刻,Case2中EV大规模充电及爬坡速率限制增加了DG出力成本。Case3中EV在充放电成本最低的基础上最大化电网给予减小负荷波动激励,因此成本比Case2低。

表2 Case1—Case3下的ADN及EV成本
Table 2 Costs of ADN and EV under Case1-Case3

场景	ADN运行 总成本	DG成本	EV充放电 成本	激励补贴	EV 总成本
Case1	30 032.2	12 571.0	1 999.5	0	1 999.5
Case2	29 112.3	14 031.3	2 202.5	0	2 202.5
Case3	29 383.0	12 576.2	2 202.5	332.1	1 870.4

由此可见,本文提出的模型使双方成本最低的同时,改善了负荷特性。

4.4 EV入网状态偏好对Case3的影响

为了分析EV入网状态偏好对本文提出的模型的影响,在保证EV总数量不变的基础上改变3种EV类型的占比,增加2种场景Case4和Case5,对应3种类型EV数量分别为50、50、200辆与100、100、100辆。ADN向EV售电价格如图8所示。ADN购电策略、EV充放电功率、等效负荷曲线、负荷指标分别见附录A中图A5—A7和表A5,成本如表3所示。Case4中EV₃占主导,基于主从博弈,ADN会尽可能提高

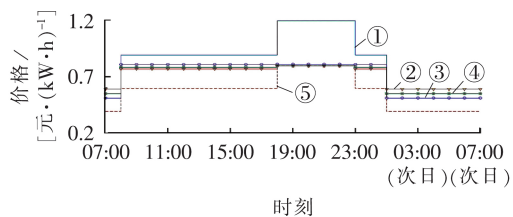


图8 Case3—Case5下ADN向EV售电价格曲线
Fig.8 Curves of sale power price from ADN to EV under Case3-Case5

表3 Case3—Case5下的ADN及EV成本
Table 3 Costs of ADN and EV under Case3-Case5

场景	ADN运行 总成本	DG成本	EV充放电 成本	激励补贴	EV 总成本
Case3	29 383.0	12 576.2	2 202.5	332.1	1 870.4
Case4	30 449.3	12 632.5	2 537.8	174.5	2 363.3
Case5	29 852.0	12 585.2	2 350.1	276.1	2 074.0

EV₃在主充电时段即平时段的充电价格,但由于2.1节中式(9)的约束,理性的ADN只能将平时段电价提高到0.805元/(kW·h)。Case5中EV类型平均分布,使得ADN既不能将平时段电价设置到最高,也不能将谷时段电价设置到上限,价格曲线比Case3和Case4更平缓。由表3及ADN购电曲线可知,Case4中EV₃占主导,故而EV充放电成本最高,其在负荷高峰时段放电功率和在低谷时段充电功率都较低,导致ADN在峰时购电量增加,成本高于Case3和Case5,而DG成本基本一致,说明在EV数量一定的条件下,采用本文模型时,无论何种EV占主导,都不会出现大规模充电而增加DG发电费用的情况。

由附录A中图A7可知,若仅采用主从博弈一阶段模型,EV₃占主导时会在08:00时刻出现新的负荷尖峰,而Case4解决了该问题;相比于Case3和Case5,Case4负荷指标较差;Case3削峰填谷效果最好,负荷率也最高。由表3可得Case3激励补贴最高,ADN及EV成本都低于其他2种场景。

综上可知,接入ADN的EV类型比例会显著影响ADN的售电策略和经济成本,当EV类型集中时,ADN作为主从博弈的领导者会在价格制定中占据优势而提高经济收益,同时EV类型决定了EV的充放电能力,其显著影响了ADN的购电成本及削峰填谷能力。

5 结论

本文针对ADN主从博弈下的EV优化问题,提出了ADN作为售电商制定售电策略引导EV进行第一阶段有序充放电,通过激励策略引导EV进行贪心决策调整充放电策略,在EV最优响应基础上进行自身经济调度,同时本文还深入分析了EV入网状态偏好对该模型的影响,主要得到以下的结论。

(1)在主从博弈模型中,ADN通过与EV主从博弈优化了自身售电策略,引导EV有序充电,实现了双方利益的最大化。

(2)EV第二阶段优化的引入,降低EV成本的同时避免了在第一阶段出现新的负荷尖峰,使得负荷曲线变得平缓,极大地缩小了负荷峰谷差,提高了负荷利用率。

(3)EV入网状态偏好影响了双方收益和负荷改善的程度,随着白班型EV规模的增加,削峰填谷效果变好,且EV成本变低,无论何种EV占主导,都不会出现新的负荷高峰;EV规模增加到一定量时,由于ADN与上级电网交互功率的限制,ADN不得不提高DG出力为EV提供充电服务,增加了发电成本。

本文提出的模型在调度过程中未考虑激励收益的分配,下一步工作将对收益的分配机制、激励系数的选取以及EV入网状态的不确定性做深入探讨。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] MA Yuchao, HOUGHTON T, ANDREW C, et al. Modeling the benefits of vehicle-to-grid technology to a power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1012-1020.
- [2] 周念成, 熊希聪, 王强钢. 多种类型电动汽车接入配电网的充电负荷概率模拟[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 1-7.
ZHOU Niancheng, XIONG Xicong, WANG Qianggang. Simulation of charging load probability for connection of different electric vehicles to distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 1-7.
- [3] 郭建龙, 文福拴. 电动汽车充电对电力系统的影响及其对策[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(6): 1-9, 30.
GUO Jianlong, WEN Fushuan. Impact of electric vehicle charging on power system and relevant countermeasures[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(6): 1-9, 30.
- [4] 王建, 吴奎华, 刘志珍, 等. 电动汽车充电对配电网负荷的影响及有序控制研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(8): 47-52.
WANG Jian, WU Kuihua, LIU Zhizhen, et al. Impact of electric vehicle charging on distribution network load and coordinated control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(8): 47-52.
- [5] 占智, 邹波, 林振智, 等. 计及可转移充放电电量裕度的电动汽车充放电实时调度策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 109-116.
ZHAN Zhi, ZOU Bo, LIN Zhenzhi, et al. Real-time dispatch strategy for charging / discharging of electric vehicles considering transferable margin of charging / discharging energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 109-116.
- [6] 杨秀菊, 白晓清, 李佩杰, 等. 电动汽车规模化接入配电网的充电优化[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(6): 31-36.
YANG Xiujia, BAI Xiaoqing, LI Peijie, et al. Charging optimization of massive electric vehicles in distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(6): 31-36.
- [7] 肖浩, 裴玮, 孔力. 含大规模电动汽车接入的主动配电网多目标优化调度方法[J]. 电工技术学报, 2017, 32(增刊2): 179-189.
XIAO Hao, PEI Wei, KONG Li. Multi-objective optimization scheduling method for active distribution network with large scale electric vehicles[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(Supplement 2): 179-189.
- [8] 陈静鹏, 朴龙健, 艾芊. 基于改进贪心算法的大规模电动汽车充电行为优化[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 38-44.
CHEN Jingpeng, BU Longjian, AI Qian. Charging optimization based on improved greedy algorithm for massive EVs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 38-44.
- [9] 苏粟, 刘紫琦, 王世丹, 等. 基于用户驾驶行为特性的电动汽车有序充电策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(3): 63-71.
SU Li, LIU Ziqi, WANG Shidan, et al. Orderly charging strategy for electric vehicles based on user driving behavior characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(3): 63-71.
- [10] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663.
WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663.
- [11] 魏犇, 陈玥, 刘锋, 等. 基于主从博弈的智能小区代理商定价策略及电动汽车充电管理[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 939-945.
WEI Wei, CHEN Yue, LIU Feng, et al. Stackelberg game based retailer pricing scheme and EV charging management in smart residential area[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 939-945.
- [12] 张高, 王旭, 蒋传文. 基于主从博弈的含电动汽车虚拟电厂协调调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 48-55.
ZHANG Gao, WANG Xu, JIANG Chuanwen. Stackelberg game based coordinated dispatch of virtual power plant considering electric vehicle management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 48-55.
- [13] 杨晓东, 张有兵, 翁国庆, 等. 基于虚拟电价的电动汽车充放电优化调度及其实现机制研究[J]. 电工技术学报, 2016, 31(17): 52-62.
YANG Xiaodong, ZHANG Youbing, WENG Guoqing, et al. Virtual time-of-use tariffs based optimal scheduling and implementation mechanism of electric vehicles charging and discharging[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(17): 52-62.
- [14] 杨思渊, 姜子卿, 艾芊. 考虑备用服务的电动汽车代理商竞价与定价联合优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 25-32.
YANG Siyuan, JIANG Ziqin, AI Qian. Dynamic current limiting strategy of electric vehicle inverters based on real-time junction temperature observation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 25-32.
- [15] 张怡冰, 刘其辉, 洪晨威, 等. 基于模糊控制的区域电动汽车入网充放电调度策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(7): 147-153.
ZHANG Yibing, LIU Qihui, HONG Chenwei, et al. Scheduling strategy of regional electric vehicle charging and discharging based on fuzzy control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(7): 147-153.
- [16] 栗然, 党磊, 董哲, 等. 分时电价与风储联合调度协调优化的主从博弈模型[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3247-3253.
LI Ran, DANG Lei, DONG Zhe, et al. Coordinated optimization of time-of-use price and dispatching model combining wind power and energy storage under guidance of master-slave game[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3247-3253.
- [17] FARIVAR M, LOW S H. Branch flow model: relaxations and convexification(part I)[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2554-2564.
- [18] TAYLOR J A, HOVER F S. Convex models of distribution system reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1407-1413.
- [19] LOGENTHIRAN T, SRINIVASAN D, TAN Zongshun. Demand side management in smart grid using heuristic optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(3): 1244-1252.
- [20] JIN Tingchao, ZHOU Ming, LI Gengyin. Universal generating function based probabilistic production simulation for wind power integrated power systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(1): 134-141.

作者简介:



张 潇

张 潇(1992—),男,河北保定人,硕士研究生,主要研究方向为主动配电网及电动汽车优化调度(E-mail: zhangxiaoncepu@126.com);

栗 然(1965—),女,河北保定人,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析、运行与控制以及新能源发电与并网(E-mail: liranlelele@163.com);

马 涛(1992—),男,河北保定人,硕士研究生,主要研究方向为新能源发电预测与电网调度(E-mail: 13066050371@163.com)。

(编辑 李玮)

Stackelberg game and greedy strategy based optimal dispatch of active distribution network with electric vehicles

ZHANG Xiao, LI Ran, MA Tao, HUI Xu, LIU Yingpei

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: With increasing penetrations of electric vehicles, both the grid-side impact and cost of disorderly charging and discharging should be taken into account, which contributes to achieving a win-win situation between the power grid and electric vehicle owners. Hence, a Stackelberg game model between the active distribution network and electric vehicle owners is established. The upper layer aims at minimizing the operating cost of the distribution network, and guides the charging and discharging of electric vehicles through reasonable electricity price and incentive strategy. At the same time, the dispatch of distributed generators and energy storages are coordinated. The lower layer performs a two-stage dispatch based on greedy strategy. Firstly, the charging and discharging strategy is optimized with the goal of minimizing cost under the time-of-use electricity price. Then, without reducing the revenue, the strategy is adjusted to maximize the grid's incentive revenue for reducing load fluctuations. Numerical results of a modified IEEE 33-bus system indicate that the proposed model greatly reduces the peak-to-valley difference while maximizing the revenue of both parties. In addition, the new demand peaks caused by charging of a large number of electric vehicles are avoided.

Key words: active distribution network; electric vehicles; Stackelberg game; greedy strategy; two-stage optimization; peak-to-valley difference

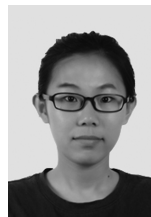
(上接第95页 continued from page 95)

1363-1376.

[20] USLU U, ZHANG B, PILLAI J R, et al. Participation of flexible loads in load frequency control to support high wind penetration[C]//2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia. Melbourne, Australia: IEEE, 2016: 442-447.

作者简介:

李晓萌(1990—),女,天津人,博士,主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制(E-mail: eexmli@163.com);



李晓萌

贾宏杰(1973—),男,河北石家庄人,教授,博士,主要研究方向为电力系统稳定性分析、电网规划、综合能源集成等(E-mail: hjjia@tju.edu.cn);

穆云飞(1984—),男,河北石家庄人,教授,博士,主要研究方向为电力系统安全性及新能源应用等(E-mail: yunfeimu@tju.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Coordinated frequency control based on electric vehicles and heat pumps considering time-delay

LI Xiaomeng, JIA Hongjie, MU Yunfei, WANG Mingshen, DONG Chaoyu, YU Xiaodan, WANG Lei

(Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: A coordinated frequency control strategy under time-delay circumstance is presented, in which EVs (Electric Vehicles) and HPs (Heat Pumps) are coordinated as two types of demand response resources. The individual and aggregative models of EV and HP are established, and their operational characteristics are considered. Then, a dynamic frequency regulation model including time-delay loops is built. Furthermore, this model is utilized to analyze the time-delay stability margin of controllable aggregated demands, and the control priority of EVs and HPs that participate in the frequency control is determined by their time-delay stability margins based on the stability margin-maximum criterion.

Key words: renewable energy; electric vehicles; heat pumps; frequency control; time-delay

附录
附录 A

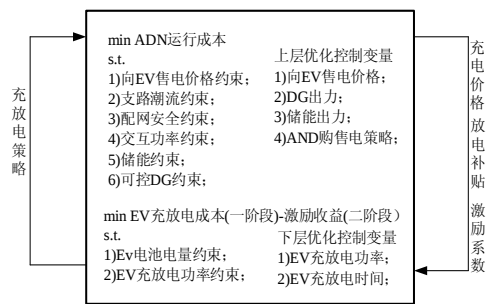


图 A1 ADN 与 EV 博弈结构图
Fig.A1 Game model of AND and EV

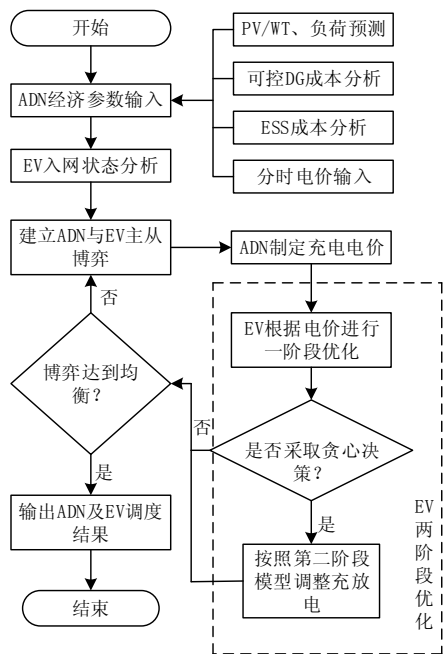


图 A2 优化求解流程图
Fig.A2 Flowchart of optimization solution

表 A1 微型燃机参数
Table A1 Micro-turbine parameters

机组	机组耗量系数			最大出力/kW	最小出力/kW	爬坡率/(kW · h ⁻¹)	运维系数/(元 · kW ⁻¹)
	$a_i/(元 \cdot kW^{-2})$	$b_i/(元 \cdot kW^{-1})$	$c_i/元$				
MT ₁	0.005	0.8	0	500	25	100	0.03
MT ₂	0.005	0.8	0	500	25	100	0.03
MT ₃	0.0075	0.75	0	1000	50	200	0.08

表 A2 储能参数

Table A2 Storage parameters

充电功率 上限/kW	放电功率 上限/kW	使用 年限/a	安装成本 /(万元·kW ⁻¹)	运维成本 系数/(元·kW ⁻¹)
500	450	15	2.7	0.0028

表 A3 分时电价

Table A3 Time-of-use price

时段	时段类型	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
01:00—07:00	谷时	0.49
08:00—17:00、23:00—24:00	平时	0.74
18:00—22:00	峰时	0.99

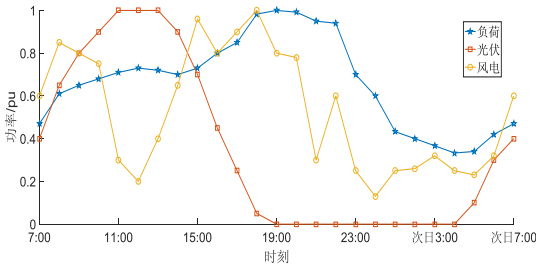


图 A3 负荷及风光出力场景

Fig.A3 Output scene of loads,wind turbine and Photovoltaic

表 A4 EV 入网状态偏好

Table A4 Access grid status preference of different EVs

时段	EV ₁	EV ₂	EV ₃	时段	EV ₁	EV ₂	EV ₃
07:00—08:00	0	1	0	19:00—20:00	1	1	1
08:00—09:00	0	1	1	20:00—21:00	1	1	1
09:00—10:00	0	0	1	21:00—22:00	1	1	1
10:00—11:00	0	0	1	22:00—23:00	1	1	1
11:00—12:00	0	0	1	23:00—24:00	1	1	0
12:00—13:00	0	0	1	24:00—01:00	1	1	0
13:00—14:00	0	1	1	01:00—02:00	1	1	0
14:00—15:00	0	1	1	02:00—03:00	1	1	0
15:00—16:00	1	0	1	03:00—04:00	0	1	0
16:00—17:00	1	0	1	04:00—05:00	0	1	0
17:00—18:00	1	0	1	05:00—06:00	0	1	0
18:00—19:00	1	1	1	06:00—07:00	0	1	0

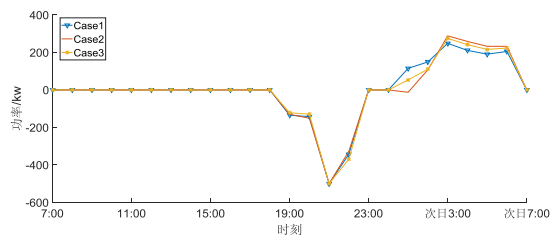


图 A4 Case1—Case3 储能日计划曲线

Fig.A4 Daily plan curve of ESS in Case1-Case3

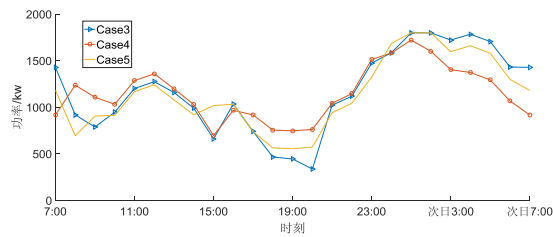


图 A5 Case3—Case5 ADN 购售电策略

Fig.A5 ADN purchase and sale strategy in Case3-Case5

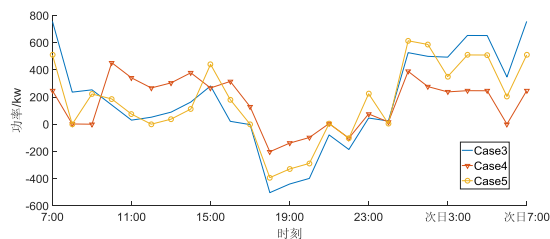


图 A6 Case3—Case5 EV 充放电曲线

Fig.A6 Charge and discharge power curves of EV in Case3-Case5

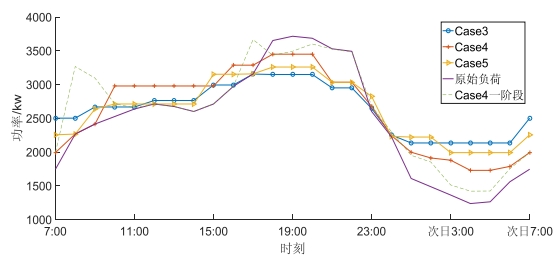


图 A7 Case3—Case5 等效负荷曲线

Fig.A7 Equivalent load curve in Case3-Case5

表 A5 Case3-Case5 负荷指标

Table A5 Load indicator in Case3-Case5

场景	最大负荷/kW	最小负荷/kW	峰谷差/kW	峰谷差率/%	负荷率/%
Case3	3163	2115	1048	33.13	83.65
Case4	3449	1729	1721	49.90	76.72
Case5	3259	1992	1268	38.91	81.19

附录 B

设该问题为 T ，最优解为 $A=\{t(1),t(2),\dots,t(n)\}$ ，其中 $t(i)$ 为第 i 辆 EV 调整充放电时段减小的负荷波动，则总体减小的负荷波动为：

$$T_A=\Delta P_D^0-\Delta P_D^1=t(1)+t(2)+\dots+t(n)$$

由于无论是哪一辆 EV 先进行调整，接下来的 $n-1$ 辆 EV 都是在此基础上进行调整，因此该问题的最优解总是从贪心选择开始的，即具有贪心选择性质。在进行了贪心选择后，原问题就变成了如何调整剩余 $n-1$ 辆 EV 充放电时段的问题 T' ，是原问题的子问题。

若 A 是原问题 T 的最优解，则 $A'=\{t(2),t(3),\dots,t(n)\}$ 是问题 T' 的最优解。

证明：假设 A' 不是子问题 T' 的最优解，其最优解为 B' ，则有 $T_{B'}>T_{A'}$ ，而根据 T_A 的定义知 $T_{A'}+t(1)=T_A$ 。因此 $T_{B'}+t(1)>T_{A'}+t(1)=T_A$ ，即存在一个比 T_A 值更大的解，这与 T_A 为问题 T 的最优解矛盾，因此 A' 是 T' 的最优解。

从而该问题的最优子结构性性质得证。