DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181204

考虑电价影响的电动汽车削峰填谷水平评价

吴晨曦，张 杰，张新延，陈泽昊

(杭州电子科技大学自动化学院，浙江 杭州 310018)

摘要：为了避免电动汽车充放电行为的无控性对配电系统负荷曲线造成的不良影响，首先从能量平衡的角度出发，以电动汽车行驶里程所耗电量为依据估算电动汽车的充放电量。然后考虑电价对车主充放电的影响，以电动汽车充放电代数费用最小为目标进行充放电时间段优化。最后研究以平抑负荷曲线为目的的电动汽车充放电优化方案，采用动态规划法进行电动汽车充放电优化。提出的方法和模型在 PG&E 69 节点配电系统中进行仿真，对于不同电价体系下配电系统中的电动汽车削峰填谷水平进行了评价。仿真结果证明了在电价的影响下，所提出的电动汽车充放电控制策略能够有效进行负荷削峰填谷。

关键词：电动汽车；能量平衡；分时电价；负荷削峰填谷；动态规划法

Load shifting level evaluation of EVs in the different energy price environment

WU Chenxi, ZHANG Jie, ZHANG Xinyan, CHEN Zehao

(School of Automation, Hangzhou Dianzi University, Hangzhou 310018, China)

Abstract: In order to avoid the negative influence of uncontrollability of charging and discharging behavior of electric vehicles on load curve of distribution system, first, from the point of view of energy balance, the charging/discharging energy is calculated by the energy consumption of EV driving distance. Then under the influence of electric power energy price, the EV charging/discharging behavior is determined by minimizing the charging cost. Then, the Distribution System Operator (DSO) dispatches the EV charging/discharging energy to flatten the load curve. Dynamic programming is used to optimize EV charging/discharging power. The developed method is tested in the PG&E 69-bus distribution system. Load shifting level is evaluated in the different energy price environment. The simulation results show that the charging and discharging strategy can effectively shift the peak load under the influence of electricity price.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. U1766201 and No. 151407052).

Key words: electric vehicle; energy balance; time-of-use (TOU) electricity price; peak load shifting; dynamic programming

0 引言

为了解决化石燃料短缺以及环境问题，电动汽车的重要作用逐渐突显。美国(EPRI)的一篇报道[1]预测，截止到 2050 年插入式电动汽车在低、中、高三种不同渗透率的情形下将会分别占有 20%、62%、80%的市场份额。2016 年我国新能源汽车全年销量达到 50.7 万辆，2020 年我国电动汽车保有量将超过 500 万辆[2]。高比例的电动汽车必然引起电力负荷的巨大增长。电动汽车充放电对电力系统负荷影响的相关研究较多[3-6]，文献[7]以加油站的售油量计算得到等效的充电负荷，采用现有加油站的加油量折算成电动汽车充电量，但前提是传统汽车全部被 EV 替代。文献[8]采用叠代注水法优化了 EV 充放电功率，仿真时间段为当日 20:00—次日 08:00，但没有进行一天 24 h 的仿真，以 5 台、10 台 EV 数目进行仿真，不能体现高渗透率下 EV 对实际负荷的影响，且电网与电价的相关影响没有考虑。文献[9]由大数据平台提供的数据，结合分析单车的负荷曲线。计算特定区域内各充电站归属的电动汽车集群负荷，但没有考虑个体 EV 的行为特性。文献[10]在日前预测负荷与可再生能源发电的基础上，优化微网中 EV 充放电策略，没有涉及到实际电价对电动汽车充放

基金项目：国家自然科学基金项目资助 (U1766201，151407052)

电的影响。在电力市场环境下，用户可针对市场电价信号作出响应，调整常规的电力消费方式，以达到减少电费支出的目的，文献[11]研究了分时电价影响下的 EV 充电策略的优化问题。分时电价(Time of Use energy price, TOU)已经广泛地用于今天电力市场的终端用户。由于分时电价反映了电能的逐时电价差异，采用分时电价可以有效地激励电力用户调度用电需求，起到错峰的作用[12]。特别是电动汽车的车主将根据分时电价(TOU)调整其驾驶习惯和充电时间[12-14]。

在电力市场环境下，只考虑满足 EV 车主要求而不考虑电网方面的要求是不合理的，文献[15]提出了一种计及车主满意度的最优峰谷分时电价模型，建立了电动汽车充放电的需求响应模型，并将用户满意度最高、负荷峰谷差最小、购电成本最低等因素作为目标，进行多目标优化。文献[16]在分时电价约束下将负荷平稳指标与用户收益最大两目标加权平均，进行电动汽车充放电调度，建立了基于社交互联网平台的电动汽车充放电功率预测模型。

文献[17]研究了各种电价对 EV 充电负荷的影响，即使是在分时电价或尖峰电价这种电价体系下，都可能会出现反弹峰荷，原本谷荷变成了峰荷。这就需要在保证用户与配电系统两者利益的前提下，对 EV 充放电进行协调调度，但又不是单纯地把用户与电网的利益同时计入优化目标进行优化与控制，而是协调电网与 EV 车主的调度方案。

基于以上的讨论，针对 EV 负荷预测难的问题本文提出了基于能量平衡的电动汽车充放电功率计算，在电价影响下，以满足车主用车需求及充放电代数费用最小为前提，配电系统以平抑负荷曲线为目标进行 EV 充放电优化。本文区别于现有的研究工作有如下特点：

1) 以 EV 行驶里程估计 EV 的充放电量；

2) 在分时电价的电力市场环境中，电动汽车车主以充放电代数费用最小来确定各电价时段可充放电的时长；

3) 配电系统在满足 1)、2)的前提下，调度电动汽车充放电功率以起到削峰填谷的作用，提出评价削峰填谷水平的指标；

4) 采用动态规划法进行 EV 充放电优化，满足每台 EV 的要求，而不是以车群的方式进行集中管理。

本文剩余部分安排如下：第 1 节建立 EV 充放电电量计算模型；第 2 节以车主充放电代数费用最小确定可充放电的时间段；第 3 节在满足车主充放电费用最小及行驶要求的前提下，采取动态规划法进行 EV 充放电优化以平抑负荷曲线；第 4 节以 PG&E 69 节点配电系统为例进行了仿真，并对结果进行分析；最后在第 5 节进行了总结。

1　电动汽车充放电电量计算

1.1 由行驶里程估计需充电量代数和

本文通过行驶距离估计电动汽车的充电电量。每次行驶前都保证电动汽车有足够的剩余电量。本文以小型私家电动汽车为研究对象。假设在满足行驶需求的前提下，除行驶时间外的其他时间段可进行充放电。考虑到电动汽车电池寿命，充电或放电尽量连续，充放电次数尽量少。在电动汽车充电期间将调度方法植入充电过程。电动汽车、车主和电网均可进行通信。

本文将研究两种充电模式，一种是将充电点连接到低压网络的慢速充电模式，另一种是将充电站连接到中压网络的快速充电模式。慢速充电模式又称为 0.2 C 充电模式[18]，在这种模式下，充电电池从无电量到满电量需要 5 h(1/0.2 C=5 h)；充电站采取 0.5 C 快充模式，从无电到充满需要 2 h。在对私人电动汽车充电行为进行模拟前，首先解释私家车日常行驶统计特性。

车辆行驶距离的概率密度函数可以表示为等式(1)中对数正态分布[19]。

$$g(s;\mu,\sigma)=\frac{1}{s\sqrt{2\pi}\sigma}\mathrm{e}^{-\frac{(\ln s-\mu)^2}{2\sigma^2}} \tag{1}$$

式中：s 为车辆每天行驶的距离；μ 为平均行驶距离；σ 为概率密度函数的标准差。

图 1 中 $t_{\mathrm{start1}},t_{\mathrm{end1}},t_{\mathrm{start2}},t_{\mathrm{end2}}$ 分别为两次行驶的开始时间及结束时间，除了该两个时段其他时间均可进行充放电，即在满足车主行驶的前提下进行充放电。而在第二天行驶前，即下一个循环周期开始前保证电池电量充满。每台 EV 每天行驶 s^i 公里耗电量如式(2)所示。

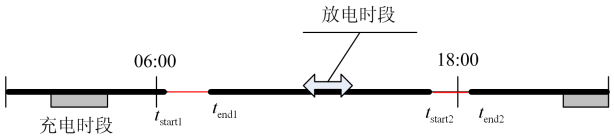


图 1 EV 充放电及行驶时段示意图

Fig. 1 EV discharging and charging and driving period

$$\begin{aligned}
&W_{\mathrm{EV}}^{i}=s^{i}\times\omega_{\mathrm{EV}}\\
&W_{\mathrm{EV}}^{i}=\int P_{\mathrm{EV}}^{i}(t)\mathrm{d}t\\
&P_{\mathrm{EV}}^{i}(t)=S(t)\times\eta^{S(t)}\times P_{\mathrm{C}}\\
&(\mathrm{charging}:S(t)=1,\mathrm{discharging}:S(t)=-1)
\end{aligned} \tag{2}$$

式中：s^i 为第 i 台电动汽车的日行驶里程；ω_{EV} 为 EV 每公里能耗量；W_{EV}^i 为第 i 台 EV 总的充放电能量代数和；P_C 为电动汽车充放电功率；$S(t)$=1 时电动汽车充电，$S(t)$=–1 时电动汽车放电；η 为充放电效率。对于配电系统中的 N 台 EV 来说，配电系统每日充电总量代数和为式(3)。

$$E=\sum_{i=1}^{N}W_{EV}^i \tag{3}$$

1.2 放电能量估计

假设配电系统充电设施足够完善，电动汽车充电行为在车主设置好需求的前提下再由电网控制调度；电动汽车停车的地方均可充放电。考虑到电池的寿命，每天充放电次数尽量少，且每次充放电尽量连续。从调度的角度考虑，在大量 EV 可调度的前提下，不需要控制某一台 EV 反复充放电，只要优化控制每台 EV 的放电时段就可以实现负荷削峰填谷。若 EV 放电时间为 t_d^i，行驶时间为 t_r^i，式(4)为充放电能量差，其值为行驶里程所消耗的能量。

$$P_C(24-t_r^i-t_d^i)\eta-P_Ct_d^i/\eta=s^i\times\omega_{EV}=W_{EV}^i \tag{4}$$

由式(4)求得每台电动汽车最大可放电的时间为

$$t_d^i=\frac{P_C(24-t_r^i)-\eta s^i\times\omega_{EV}}{\eta^2P_C+P_C} \tag{5}$$

每台 EV 的可放电时长确定后，电动汽车最大的放电量为

$$E_D^i=t_d^iP_C/\eta \tag{6}$$

计算所需充电能量与最大可放电时长后，电动汽车车主可按费用最小确定可充放电的时段，而配电系统在满足用户要求的前提下进行调度。

2 电动汽车充放电时长优化

文献[20]根据 2001 年全国家庭出行调查数据，模拟了行车终点时间分布[21]。将统计数据标准化后，根据极大似然法可以得出，行程结束后的返回时间近似为式(7)所示的正态分布[22]。

$$f_t(t)=\begin{cases}\dfrac{1}{\sigma_t\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(t-\mu_t)^2}{2\sigma_t^2}}, & \mu_t-12<t\le 24\\ \dfrac{1}{\sigma_t\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(t+24-\mu_t)^2}{2\sigma_t^2}}, & 0<t\le\mu_t-12\end{cases} \tag{7}$$

式中：μ_t 为期望返回时间；σ_t 为它的偏差。每日开始行驶时间的概率密度函数可表示为等式(8)中的 Rayleigh 分布，并且上午 06:00 到 07:00 是电动汽车最可能的日常出行开始时间段，24:00 是最不可能的日常出行开始时刻。

$$f(t,\sigma_s)=\frac{t}{\sigma_s^2}e^{-\frac{t^2}{2\sigma_s^2}} \tag{8}$$

式(8)的期望值为 $\sqrt{\pi/2}\sigma_s$。对于私家车而言，电动汽车的行驶时间最可能是早上从住宅到工作地点，下午从工作地点到住宅，电动汽车车主每次在行程结束后的停止时段可进行充放电。初始状态为每天行程开启前的状态。电动汽车车主在每次出行前有足够电量供行驶。

在考虑分时电价的情况下，以电动汽车的充电成本与放电收益代数和最小为目标，确定电动汽车的充放电时间。分时电价机制根据电力负荷的变化将一天中的 24 h 划分为不同时段(如峰、平、谷)。对不同时段设定不同的电价来引导用户的充电行为，以此来填谷平峰并且可以提高电力系统的运行效率。分时电价的模型如等式(9)所示。在这样的电费激励机制下，大多数车主都会在低谷电价时段对电动汽车进行充电，峰荷时段进行放电。

$$c(t)=c(t_j)\qquad t\in t_j \tag{9}$$

式中：$c(t)$为分时电价函数；$c(t_j)$ 为 t_j 时段的电价。

电动汽车从行驶规律及使用习惯上以一天 24 h 为一个周期进行能量预测，将一天 24 h 划分为 n 个时段。根据电价信息，车主以充电费用与放电收益代数和最小为目标进行充放电策略优化，车主充电放电目标函数如式(10)所示，式(10)中等式约束表示充电总能量由 EV 行驶里程 s^i 决定。

$$\begin{aligned}&\min\sum_{t\in T}S(t)c(t)W_{EV,t}^i,\ T=t_1\cup t_2\cup t_3\cup\cdots\cup t_n\\&\text{s.t.}\ \sum_{t\in T}W_{EV,t}^i=s^i\times\omega_{EV}=W_{EV}^i\end{aligned} \tag{10}$$

式中，$W_{EV,t}^i$ 为第 i 台 EV 在 t 小时的充放电能量，充电量为正，放电量为负。式(10)是带约束条件的线性规划问题，可利用 Matlab 中“linprog”函数求解。通过求解式(10)得出各台 EV 在各个电价时间段的充放电时长。

该部分首先通过蒙特卡罗模拟方法，模拟出汽车行驶里程、行驶起始时间和返回时间。然后，每个电动汽车车主以充放电费用代数和最小为目标，确定电动汽车在各个电价时段的充放电时长。

3 配电系统对 EV 充放电的优化

3.1 不考虑放电时的 EV 充电功率优化

单一电价情形下电动汽车不放电，配电系统可

以通过调度电动汽车的充电功率来实现负荷曲线的填谷。以 24 h(T)为周期，在满足车主用车及充放电费用代数和最小的前提下，配电系统以式(11)为目标函数对每台 EV 的充电功率进行优化。

$$\min f=\sum_{t\in T}(P_{\mathrm{L}t}+P_{\mathrm{EV}t}-P_{\mathrm{av}})^2 \tag{11}$$

式中：$P_{\mathrm{L}t}$为第 t 个小时的负荷功率；$P_{\mathrm{EV}t}$为第 t 个小时所有 EV 的充电功率之和；P_{av}为等效平均负荷功率，定义为

$$P_{\mathrm{av}}=\frac{1}{24}\left(\sum_{t=1}^{24}P_{\mathrm{L}t}+\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{24}W_{\mathrm{EV},t}^{i}\right) \tag{12}$$

式(12)说明期望的等效平均负荷功率是负荷与电动汽车消耗能量在一个时间周期里的能量平均值。在实现式(11)的过程中，除了 EV 车主行驶要求及充电费用最小的约束外，还需遵守以下规则。

1) 考虑对电池寿命的影响，每台 EV 一天充电次数应尽量少，每个电价时段里充电尽量不间断，连续充电至结束。

2) 任一台 EV 在某一个电价时段只有充电或放电一种状态。

动态规划法是解决过程优化问题的方法，把多阶段过程转化为一系列单阶段问题，利用各阶段之间的关系逐个求解。

由于车主优化充电策略后，在每个电价时段内充电的能量、时长是确定的，要实现负荷削峰填谷，在满足每台 EV 在每个电价时段的充电时长后，式(11)可采用动态规划法来求解[23]，把每台 EV 充电的过程看成动态规划里的一个状态，初始状态为无 EV 充电功率的原始负荷，第一台 EV 充电后，原始负荷向量由$[\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}]$变为$[\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}]+[\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(1)]$，第 i 台 EV 充电的递推方程为

$$f(\boldsymbol{P}(i))=\min_{u(t)\in d(\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(i))}\{f(\boldsymbol{P}(i-1)+v_n(\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(i),m))\} \tag{13}$$

式中：$u(t)$为由可能的充电状态矩阵 $\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(i)$ 决定的决策变量；$v_n(\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(i),m))$指由第 i 台 EV 充电的 m 种可能充电状态的决策指标，如慢充充电功率为 P_{C}，需在电价为最低的 0:00—次日 08:00 内充电 4 h，那么 EV 在该电价时段的可能充电决策向量组成的矩阵如式(14)所示。共有 5 种充电可能性，即 $m=5$。但如果中间有行驶的时间，便在满足行驶的前提下尽量连续充电，若不能连续充电，亦选取中断次数少的充电方式。$f(\boldsymbol{P}(i-1))$为第 i 台 EV 未充电前式(11)描述的函数，$f(\boldsymbol{P}(i))$为第 i 台 EV 充电后式(11)描述的函数。

$$\boldsymbol{P}_{\mathrm{EV}}(i)=\begin{bmatrix}P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & 0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0 & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0 & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}} & P_{\mathrm{C}}\end{bmatrix} \tag{14}$$

图 2 为动态规划法优化 EV 充电功率的路径示意图，每一个箭头都是一种可能的充电状态，求每一台 EV 的充电状态矩阵中使 $f(\boldsymbol{P}(i))$ 最小的充电状态并保留，而不必保存计算非最小值的其他值，减少了计算量。当前最小值的总负荷功率作为下一台 EV 充电状态的初始状态，依此按顺序找到式(13)的最小值。

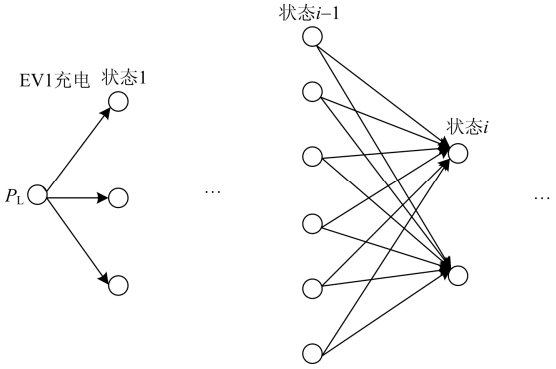


图 2 EV 充放电优化动态规划法路径

Fig. 2 Path of dynamic programming of EV charging and discharging optimization

为了比较不同案例下优化 EV 充放电后的负荷削峰填谷水平，定义式(15)为削峰填谷水平的评价指标。

$$\lambda=\sum_{t\in T}(P_{\mathrm{L}t}+P_{\mathrm{EV}t}-P_{\mathrm{av}})^2 \tag{15}$$

3.2 考虑放电时的 EV 充放电功率优化

在分时电价的影响下，以式(16)为优化目标，由于 EV 车主在每个电价时段的充放电量已经由式(10)确定，配电系统可对每个电价时段里 EV 的充放电功率进行优化。

$$\min f=\sum_{t\in t_j}(P_{\mathrm{L}t}+P_{\mathrm{EV}t}-P_{\mathrm{av}})^2,\ j=1,2,3,\cdots,n \tag{16}$$

P_{av}为式(12)所示的等效平均负荷。放电时段在实现式(16)的过程中，除了 EV 车主行驶要求及充电费用最小的约束外，还需遵守以下规则：

1) 由于 EV 车主以费用最小为目标，则电价高峰段会被选择为 EV 放电时段；

2) 放电后考虑剩余电量是否满足接下来行驶里程；

3) 参加放电的 EV 放电量与行驶耗电量在谷电价或平电价充电；

4) 充放电时间也尽量连续，充放电次数尽量少。

在满足上述条件的前提下，并根据式(10)求得的各电价时段的充放电时长，采用动态规划法优化不同电价时段的充放电行为。

3.3 总体解决方案

为了更清晰地向读者展示本论文的总体方案，现将总体解决方案绘于图 3。本文所提出的研究问题主要由 3 个基本步骤来解决。首先采用蒙特卡洛仿真电动汽车的行驶行为，其次用线性规划法确定各台电动汽车各电价时段的充放电时长，最后用动态规划法优化 EV 充放电功率。

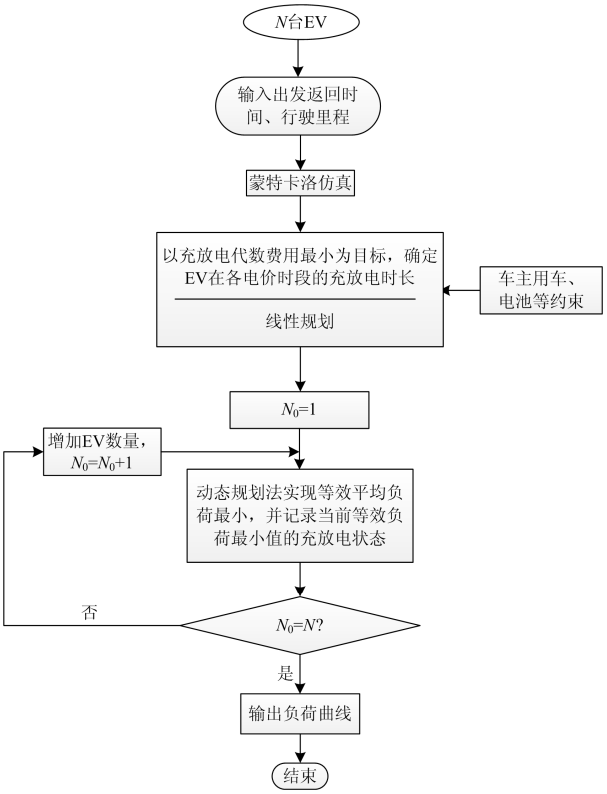


图 3 总体方案流程图

Fig. 3 Flow chart of the whole scheme

4 算例测试及结果分析

4.1 仿真所用的系统及电动汽车相关参数

本文中的电动汽车仅作为通勤的私人汽车，根据 PHEV60[24]的特点估计电动汽车的充电特性。对于电池容量为 18 kW·h 的 PHEV60，假定电动汽车的慢充充电功率恒定为 3.6 kW，则完全充满电需要 5 h。该车能源消耗量为平均每千米 0.24 kW·h。根据我国 2010 年 4 月通过的《电动汽车传导式接口》，采用常规充电模式对该充电站内电动汽车进行充电，充电功率为 7 kW[25]。充放电效率为 95%。电动汽车的平均行驶速度设为 30 km/h，N 台 EV 中有 40%驶出配电系统所在区域，驶出后的 EV 充放电功率不计入本配电系统的负荷功率。结束行程后所有 EV 均返回到本配电系统。

本文以 PG&E 69 节点配电系统为例来验证本文提出的方法。负载和配电线路阻抗参数参考文献[26]。总负载为 3 802.19+j2 694.60 kVA。节点 1 是连接大容量电力系统的平衡节点。一天 24 h 的负荷模型采用 RBTS[27]的时间序列负荷模型。表 1 为电动汽车参数，表 2、表 3 分别为峰谷分时电价与三阶分时电价信息表。

表 1 PHEV 60 的技术参数

Table 1 Technical parameters of the PHEV 60

参数	数值
电池容量/ kW·h	18
充电功率/kW	3.6, 7
能耗量/(kW·h /km)	0.24

表 2 峰谷电价参数设置

Table 2 Peak-valley prices parameters setting

	时间段	购电电价/(元/ kW·h)
谷时段	0:00—08:00; 23:00—24:00	0.365
峰时段	08:00—22:00	0.869

表 3 三阶分时电价参数设置

Table 3 The 3-stepped TOU prices parameters setting

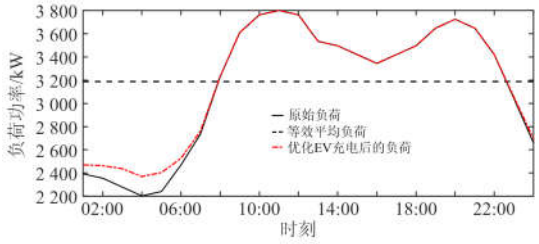
	时间段	购电电价/ kW·h
谷时段	0:00—08:00	0.365
峰时段	08:00—12:00 17:00—21:00	0.869
平时段	12:00—17:00 21:00—24:00	0.687

4.2 单一电价情况下的 EV 充电功率优化

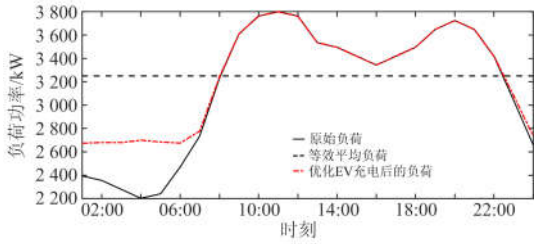
为了对比分时电价对 EV 充放电行为的激励，首先对单一电价情况下的 EV 充电控制进行仿真。当采用慢充时，即充电功率为 3.6 kW 时，优化后的负荷曲线如图 4 所示。其中图 4(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 4(b)为 150 辆电动汽车的负荷曲线。随着电动汽车数量的增加，优化充电功率后的负荷曲线逐渐接近等效平均负荷，但随着 EV 数量的增加，动态规划法的计算速度急剧减慢。

假设 EV 充电站的建设很完善，行驶结束后电动汽车都能方便接入充电站。当充电站充电功率为 7 kW 时，优化后的负荷曲线如图 5 所示。其中图 5(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 5(b)为 150 辆

电动汽车的负荷曲线；图 5(c)为 400 辆电动汽车的负荷曲线。与图 4 一致，随着电动汽车数量的增加，优化充电功率后的负荷曲线逐渐接近等效平均负荷。



(a)

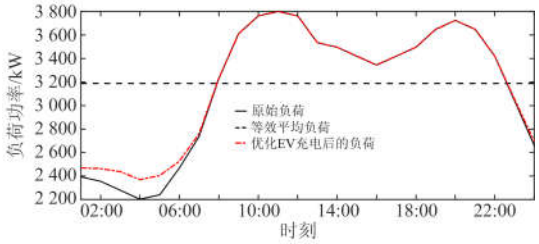


(b)

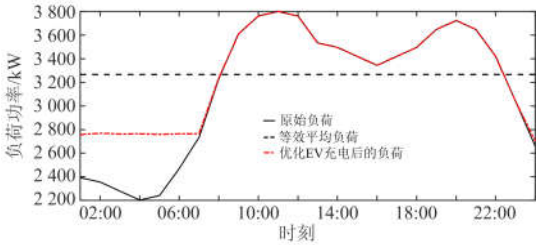
图 4 单一电价充电功率为 3.6 kW 时的负荷曲线

Fig. 4 Load curve of 3.6 kW charging power of constant energy price

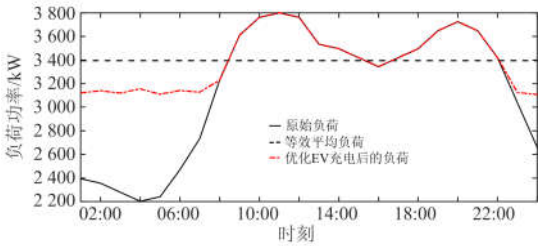
单一电价情形下，由于车主以充电费用最小为目标进行充电，电网在满足行驶要求的前提下进行 EV 充电优化，以等效平均负荷最小为目标，采用动态规划法进行 EV 充电功率优化可以得到完美的填谷效果。所得结果与文献[8]一致，像给洼地注水一般，EV 行驶所消耗能量优先在负荷最低谷时补足。



(a)



(b)



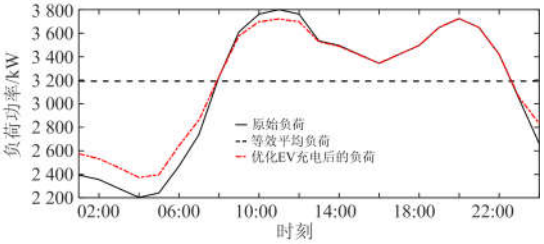
(c)

图 5 单一电价充电功率为 7 kW 时的负荷曲线

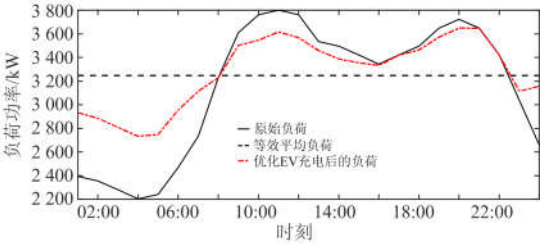
Fig. 5 Load curve of 7 kW charging power of constant energy price

4.3 两阶(峰谷)电价情况下的 EV 充放电功率优化

当采用峰谷电价时，图 6 为慢充，即充电功率为 3.6 kW 时优化后的负荷曲线，其中图 6(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 6(b)为 150 辆电动汽车的负荷曲线。图 7 为快充，即充电功率为 7 kW 时优化后的负荷曲线，其中图 7(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 7(b)为 150 辆电动汽车的负荷曲线。



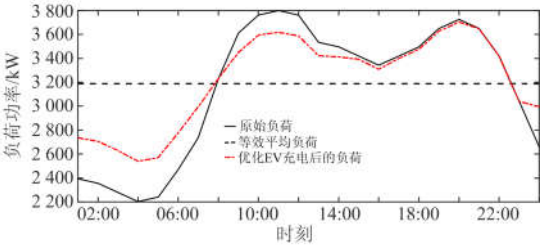
(a)



(b)

图 6 峰谷电价充电功率为 3.6 kW 时的负荷曲线

Fig. 6 Load curve of 3.6 kW charging power of peak-value price



(a)

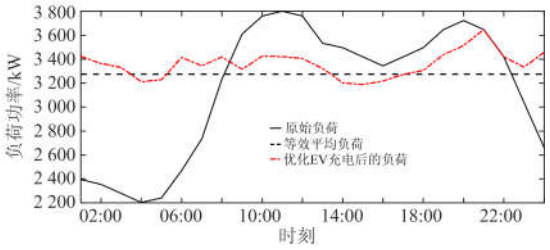


图 7 峰谷电价充电功率为 7 kW 时的负荷曲线

Fig. 7 Load curve of 7 kW charging power of peak-value price

由图 7(b)可见，150 辆 EV 充放电功率为 7 kW 时，削峰填谷效果较好，其指标将在表 4 中有所展示。

4.4 三阶分时电价情况下的 EV 充放电功率优化

当采用分散慢充时，电网以式(16)为优化目标优化 EV 充放电功率后的负荷曲线如图 8 所示。其中图 8(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 8(b)为 150 辆电动汽车的负荷曲线。随着电动汽车数量的增加，负荷曲线出现了新的峰谷，原因在于电动汽车车主以充放电代数费用最小为目标进行充放电决策，而在原始谷荷时段电价虽然最低，但由于电池容量问题，峰荷时的放电量需在平荷时补充一部分，从而导致 13—17 h 负荷上升较高，09:00—12:00，18:00—21:00 两个时段负荷减少较多。

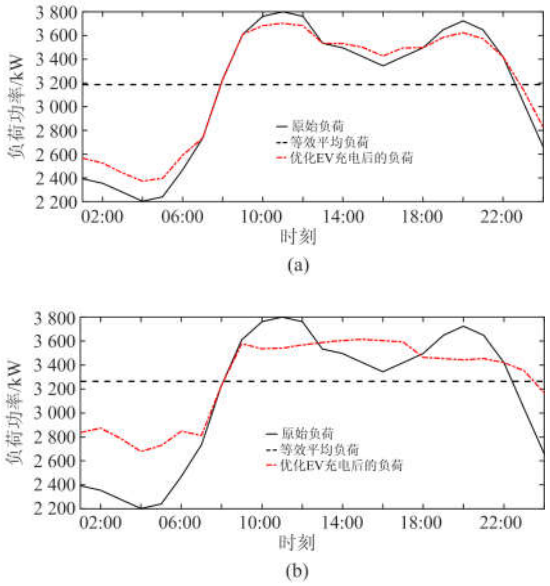


图 8 三阶分时电价慢充时的负荷削峰填谷曲线

Fig. 8 Load curve at slow charging power of 3 stepped TOU price

充电站快充模式下优化 EV 充放电功率后的负荷曲线如图 9 所示。其中图 9(a)为 50 辆电动汽车的负荷曲线；图 9(b)为 150 辆电动汽车的负荷曲线。所得结果与慢充类似。

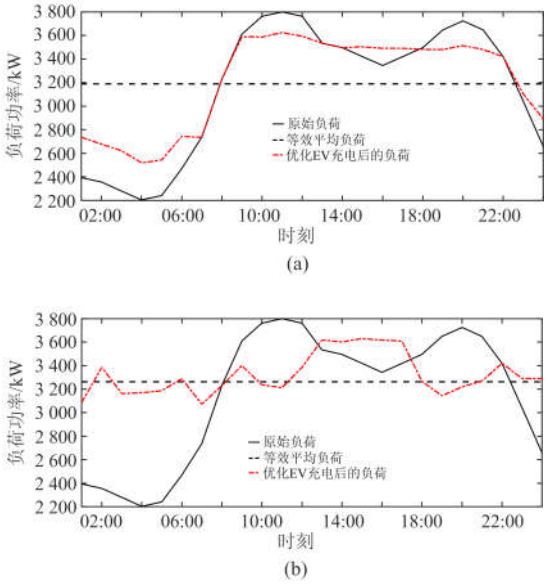


图 9 三阶分时电价快充时的负荷削峰填谷曲线

Fig. 9 Load curve at fast charging power of 3-stepped TOU price

表 4 为不同电价案例情况下的削峰填谷水平指标，可以看到分时电价有利于引导 EV 用户调节充电习惯，参与到负荷削峰填谷中。本文仿真系统中两阶电价较三阶分时电价更有助于削峰填谷，因为两阶电价更贴近负荷的变化趋势。其次，快充时削峰填谷效果较好，因为充电功率大、充电时长短，更有利于电网对 EV 充放电进行灵活调度。

表 4 不同电价下的削峰填谷指标

Table 4 Peak shaving index of different prices

电价类型	EV台数	λ/3.6 kW	λ/7 kW
单一电价	50	6.23×10^6	5.90×10^6
	100	5.20×10^6	4.87×10^6
	150	4.22×10^6	3.94×10^6
分时电价(峰，谷)	50	$5.328\,5\times10^6$	$3.366\,5\times10^6$
	100	$3.487\,6\times10^6$	$1.112\,7\times10^6$
	150	$2.141\,5\times10^6$	$4.816\,3\times10^5$
分时电价(谷，平，峰)	50	$5.427\,3\times10^6$	$3.734\,4\times10^6$
	100	$3.863\,5\times10^6$	$1.619\,2\times10^6$
	150	$2.663\,0\times10^6$	$8.118\,0\times10^5$

5 结论

大量电动汽车广泛应用后，如果放任其无序充电则会给电力系统的安全与经济运行带来威胁。对电动汽车充放电控制的优化问题既要考虑车主利益，亦需考虑电网的情况。本文首先在满足电动汽车车主用车与充放电代数费用最小的前提下，采用线性规划法优化了 EV 在各个分时电价时段的充放

电时长，然后研究以平抑负荷曲线为目的的 EV 充放电优化方案，采用动态规划法进行 EV 充放电优化，并评估其配电系统中 EV 的削峰填谷水平。

采用动态规划法优化了单一电价、峰谷电价、三阶分时电价情形下的 EV 充放策略，配电系统中的 EV 在无电价影响的调度下实现完美填谷，但在三阶分时电价的市场环境中，EV 车主为了增加收益，在 EV 数量较大的情况下可能出现新的负荷峰谷，如何制定合理的电价体系及负荷控制手段避免新的负荷高峰是作者将要进一步研究的内容。

另一方面，当 EV 数量逐渐增加时，动态规划法的计算量将会变得非常大，如何提高计算速度将是作者的另一个研究目标。

参考文献

[1] DUVALL M, KNIPPING E. Environmental assessment of plug-in hybrid electric vehicles. volume 1: nationwide greenhouse gas emissions[J]. EPRI, Palo Alto, CA, USA, Tech Rep, 1015325, 2007.

[2] 吴志力, 王旭阳. 关于“十三五”配电网规划实施的思考[J]. 中国电力, 2017, 50(1): 25-29.
WU Zhili, WANG Xuyang. Reflections on implementation of the 13th Five-Year distribution network planning[J]. Electric Power, 2017, 50(1): 25-29.

[3] SOLTANI N Y, KIM S J, GIANNAKIS G B. Real-time load elasticity tracking and pricing for electric vehicle charging[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3): 1303-1313.

[4] 杨晓东, 任帅杰, 张有兵, 等. 电动汽车可调度能力模型与日内优先调度策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(2): 84-93.
YANG Xiaodong, REN Shuaijie, ZHANG Youbing, et al. Schedulable ability model and priority-based intraday scheduling strategy for electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(2): 84-93.

[5] 胡宇航, 皮一晨, 崔静安, 等. 电动汽车充电站负荷建模研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(8): 107-112.
HU Yuhang, PI Yichen, CUI Jing’an, et al. Research on electric vehicle charging station modeling[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(8): 107-112.

[6] 苏舒, 林湘宁, 张宏志, 等. 电动汽车充电需求时空分布动态演化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 15-27.
SU Shu, LIN Xiangning, ZHANG Hongzhi, et al. Spatial and temporal distribution model of electric vehicle charging demand[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 15-27.

[7] 郭春林, 肖湘宁. 电动汽车充电基础设施规划方法与模型[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(13): 70-75.
GUO Chunlin, XIAO Xiangning. Planning method and model of electric vehicle charging infrastructure[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 70-75.

[8] XING Hao, FU Minyue, LIN Zhiyun, et al. Decentralized optimal scheduling for charging and discharging of plug-in electric vehicles in smart grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 4118-4127.

[9] 黄小庆, 陈颉, 陈永新, 等. 大数据背景下的充电站负荷预测方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 68-74.
HUANG Xiaoqing, CHEN Jie, CHEN Yongxin, et al. Load forecasting method for electric vehicle charging station based on big data[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 68-74.

[10] CAI Hui, CHEN Qiyu, GUAN Zhijian, et al. Day-ahead optimal charging/discharging scheduling for electric vehicles in microgrids[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 93-107. DOI: 10.1186/ s41601-018-0083-3.

[11] CAO Y, TANG S, LI C, et al. An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(1): 388-393.

[12] MURATORI M, RIZZONI G. Residential demand response: dynamic energy management and time-varying electricity pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1108-1117.

[13] 严俊, 严凤. 峰谷分时电价背景下的居民电动汽车有序充放电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 127-134.
YAN Jun, YAN Feng. An orderly charging and discharging strategy for residential electric vehicles based on peak-valley electricity tariffs[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 127-134.

[14] 佟晶晶, 温俊强, 王丹, 等. 基于分时电价的电动汽车多目标优化充电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 17-23.
TONG Jingjing, WEN Junqiang, WANG Dan, et al. Multi-objective optimization charging strategy for plug-in electric vehicles based on time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 17-23.

[15] 高亚静, 王辰, 吕孟扩. 计及车主满意度的电动汽车最优峰谷分时电价模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 8-12.
GAO Yajing, WANG Chen, LÜ Mengkuo. Optimal time-of-use price model considering satisfaction degree of electric vehicle owners[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 8-12.

[16] 李刚, 董耀众, 文福拴, 等. 基于移动社交网络平台的电动汽车充放电行为预测[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(9): 64-70, 99.
LI Gang, DONG Yaozhong, WEN Fushuan, et al. Charging and discharging behavior prediction of electric vehicles based on mobile social network platform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(9): 64-70, 99.

[17] MURATORI M, RIZZONI G. Residential demand response dynamic energy management and time-varying electricity pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1108-1117.

[18] FERNANDEZ L P, ROMAN T G S, COSSENT R, et al. Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 206-213.

[19] QIAN K, ZHOU C, ALLAN M, et al. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 802-810.

[20] TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 126-130.

[21] VYAS A, SANTINI D. Use of national surveys for estimating 'full' PHEV potential for oil use reduction[EB/OL]. [2008-07-21—2008-07-24]. http://www.transportation.anl.gov/pdfs/HV/525.pdf.

[22] 王帅, 赵兴勇, 贺天云, 等. 考虑电动汽车的微电网复含健能容量优化配置[J]. 中国电力, 2017, 50(3): 161-167.
WANG Shuai, ZHAO Xingyong, HE Tianyun, et al. Hybrid energy storage capacity configuration optimization in micro grid considering electric vehicles[J]. Electric Power, 2017, 50(3): 161-167.

[23] 鲍冠南, 陆超, 袁志昌, 等. 基于动态规划的电池储能系统削峰填谷实时优化[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(12): 11-16.
BAO Guannan, LU Chao, YUAN Zhichang, et al. Load shift real-time optimization strategy of battery energy storage system based on dynamic programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(12): 11-16.

[24] AXSEN J, BURKE A, KURANI K. Batteries for plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs): goals and the State of Technology Circa[R]. Berkeley: University of California, 2008.

[25] 中华人民共和国工业和信息化部门户网站[EB/OL]. http: //zbs.miit.gov.cn.

[26] WU C X, WEN F S, LOU Y L. Probabilistic load flow analysis of photovoltaic generation system with plug-in electric vehicles[J]. International Journal of Electrical Power & Energy System, 2015, 64: 1221-1228.

[27] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability and assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1675.

收稿日期：2018-09-22； 修回日期：2018-11-30

作者简介：

吴晨曦(1978—)，女，通信作者，博士，副教授，研究方向为新能源电力与电动汽车、随机方法在电力系统中的应用；Email: wuchenxi@hdu.edu.cn

张 杰(1994—)，男，硕士研究生，研究方向为电力系统优化与规划、新能源发电及电动汽车；

张新延(1992—)，男，硕士研究生，研究方向为风力发电运行与控制。

(编辑 许 威)