

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.180800

# 基于 Hotelling 模型的充电服务费双寡头联盟定价方法

苏舒, 李培军, 严辉, 丁宁

(国网电动汽车服务有限公司, 北京 100053)

**摘要:** 为了减少电动汽车充电负荷大规模接入对电网安全稳定运行的负面影响, 针对含有多主体运营商充电站的充电市场竞争定价问题, 提出了基于 Hotelling 模型的充电服务费双寡头联盟定价方法。首先, 分析了多元充电市场中电网公司、充电站运营商和电动汽车用户各自的利益追求。其次, 利用 Hotelling 模型刻画了充电需求受价格引导的分布特性, 设计了多元活性充电市场中的充电站运营商充电服务费定价方案。最后, 通过仿真算例分析, 验证了所提充电服务费双寡头联盟定价方法的有效性。

**关键词:** 电动汽车; 有序充电; 快充负荷; 充电服务费; 博弈论

## Pricing method of charging service fee duopoly alliance based on Hotelling model

SU Shu, LI Peijun, YAN Hui, DING Ning

(State Grid Electric Vehicle Service Company, Beijing 100053, China)

**Abstract:** In order to reduce the negative impact of large-scale access of electric vehicle charging load on the safe and stable operation of the power grid, a Hotelling model based duopoly alliance pricing method for charging service fee is proposed to solve the problem of charging market competition pricing with multi-agent operator charging stations. Firstly, the respective interests of power grid companies, charging station operators and electric vehicle users in the multi-charge market are analyzed. Secondly, the Hotelling model is used to describe the distribution characteristics of charging demand guided by price, and a charging station operator charging service fee pricing scheme in the multi-active charging market is designed. Finally, the validity of the proposed pricing method for charging service fee duopoly alliance is verified by simulation analysis.

This work is supported by Key Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52110417001G).

**Key words:** EV; coordinated charging; fast charging load; charging service fee; game theory

## 0 引言

随着现代信息系统和传统物理网络的融合, 以智能电网为代表的新型电网逐渐成为各国电力系统的发展趋势<sup>[1]</sup>。其中, 鼓励和促进用户参与自身运行和管理, 实现发电与用电的互动为智能电网的一个重要特征。电力用户作为电网的终端, 一方面为供电公司提供电力需求信息, 同时也能通过自身用电行为影响电力资源的优化配置和电价的制定<sup>[2-6]</sup>。由此, 面向需求侧响应的定价机制应运而生。

需求侧响应的定价机制, 指在定价过程中充分考虑用电侧的需求, 以有效转移和控制用电负荷, 抑制电价峰值的出现, 同时提升所有市场参与者的

经济效益。国内外许多学者已针对这种定价模式展开研究。文献[7]提出了不受智能电网中的通信网络拥塞问题影响的分布式需求管理方法, 进一步结合用户间的用电博弈设计出能够使电费最小化的用电策略。文献[8]中建立了基于多分辨率博弈框架的用户竞价策略, 仿真结果表明该策略在用户数量较多时更显优势。文献[9]提出了新型电网中维持供、需动态平衡的定价方案。文献[10]提出了用户响应时间的动态调整方案, 在此基础上运用博弈论的思想分析了供电公司成本降低的概率。文献[11]基于 Stackleberg 博弈理论、公共定价理论和情景分析法构建了兼顾政府、供电公司和用户三方利益的定价模型, 通过在不同场景中的应用验证了该模型的合理性。文献[12]通过引入 Logit 模型确立了考虑政府、用户和充电设施运营商三方利益的静态非合作

基金项目: 国家电网公司重点科技项目资助(52110417001G)

博弈模型,目的是制定合理的充电价格,促进电动汽车的推广。文献[13]主要分析了分时电价、实时电价机制对用户侧的影响,建立了考虑用户满意度及供用电双方效益最大化的定价模型。文献[14]根据电动汽车用户群充电日负荷计算模型得到不同场景下的充电日负荷曲线、充电设施运营商的利润用户的使用成本,分析了相关因素的具体影响,为充电电价的制定提供了一些参考。文献[15]将电力系统分为竞争与垄断两部分,对于竞争部分建立了以发电商和用户为主体的双边交易模式,结合合作博弈理论提出了基于多影响因素的合约电价确定机制,并探讨了所提机制在我国的可行性。文献[16]对比传统能源,分析了可再生能源并网对于电力市场造成的影响,同时介绍了可再生能源并网的经济效益、风险等各类问题的最新研究进展。

总的来说,由于电力关系到国家安全且电网建设具有耗资巨大和自然垄断等特点,目前我国电价政策仍然是按照2006年国家发改委提出的电力“标杆电价”的管理办法执行,但是电能定价改革是朝着放松管制、市场化决定的方向前进。特别地,对于电动汽车充电设施基础服务行业而言,两个发展趋势已经不可避免:一是在充电基础设施建设领域大量引入社会资产,二是全面开放充电服务费定价,让市场决定价格。不过在新能源发电技术尚未成熟与广泛应用的阶段,完全由市场决定的充电服务费可能会导致充电负荷分布与电网的期望背道而驰;另一方面,完全按照电网侧需求所制定的充电服务费在实际应用中(可能以类似过网费的形式按电量一定比例给予充电站运营商回报)会大大降低第三方充电站运营商的效率和再生产的愿望,不利于保持充电市场的活性和对社会资本的吸引力。

因此,本文主要是通过引入博弈论的思想对充电市场开放初期时电网、充电站运营商和电动汽车用户之间的利益分配关系进行初步研究。

## 1 问题描述

在本文所研究的充电市场中,参与方包括了电网公司、充电站运营商与电动汽车用户,其中,充电站运营商在相互竞价博弈过程中是完全理性的,即只追求自身经济效益的最大化,对金钱具有完全且一致的偏好,所以充电站运营商之间的效用可视为可转移效用<sup>[17-18]</sup>;电动汽车用户在进行充电决策时会同时考虑充电过程所需要付出的费用和时间,因此其效用函数由金钱和时间组成,不同的用户对金钱和时间的偏好不同;电网公司则可以通过向充电站运营商售电以增加收入,但是同时也要考虑到

充电负荷分布失衡对自身安全稳定运行所带来的风险,举例来说,如果区域中的两座充电站A和B分属于不同的电网节点,由于两个节点本身的负荷和电压水平不同,在以同样的价格销售给充电站A和B一度电对电网来说就具备不同偏好,电网会更倾向于将电能卖给所在节点状态更良好的充电站。

从经济学家的角度来说,电网公司应该将电价定在边际效用。定义每多消费一单位电能所增加的效用为边际效用,并将电能视为连续变量,则电网对电能的边际效用可以用电网的效用函数对电能求偏导得出<sup>[19]</sup>。然而,由于各种交叉补贴的存在以及技术可行性的问题,目前我国的电价并不能完全反映边际效用。在现有的充电服务费定价机制中,在不同的电网运行状态下电动汽车充电负荷接入不同的充电站(处于电网的不同节点)对电网的边际效用是不同的,但是电价却是一样的,这一点与经济规律是相违背的。虽然核算电网在不同运行状态下的边际效用并非本文研究的重点,但是从定性的角度来说,电网公司通过差异化定价将高价电卖给对时间更敏感的用户,而将低价电卖给对价格更敏感的用户是更符合自身利益最大化的售电方式。

考虑到电力系统运行状态的不确定性和运营商之间恶性竞争的风险,在多主体运营充电站的自由竞争市场环境下电动汽车快充负荷的引导难以按照电网的需求去发展;另一方面,充电站作为公共基础设施,在追求经济效益的同时也需要兼顾社会效益。一个有效的解决手段是以电网公司为依托建设电动汽车充电服务控制中心,不同运营商的充电站均与控制中心签订合作协议,由控制中心制定每个充电站的充电服务费与收入分配,这种合作形式在博弈理论中称为联盟<sup>[20]</sup>。

充电站运营商之间的联盟可能会看起来像是串谋,对市场形成垄断,从而损害电动汽车用户的利益,其目的往往是“做大蛋糕”,即在充电总量基本不变的情况下,提高电动汽车用户的平均充电费用。因此,为了保障用户利益,需要更权威的领导者介入——代表电网公司的控制中心。以控制中心为纽带所构建的联盟,合作的前提是每个充电站的经济收益不会减少,同时保证用户的平均充电费用不会增加。基于此,本文构建了基于Hotelling模型的充电服务费双寡头联盟定价方法。

## 2 基于 Hotelling 模型的充电服务费双寡头联盟定价方法

### 2.1 电动汽车用户充电站选择行为的影响因素

对于不同的电动汽车用户而言,其充电起始时间和充电位置的选择行为不尽相同。快充用户由于

充电需求急迫, 其充电时间是刚性的, 只能小幅波动, 难以通过传统的分时电价策略将充电负荷进行时间尺度上的推移。因此, 主要对快充用户充电位置的选择标准进行分析。

目前智能交通系统(Intelligent Transport System, ITS)有了长足的研究进展, 已能在计及交通流量的前提下估算到达目标位置的精确时间, 通过与现有的导航系统结合, 任何一个在路途行驶的电动汽车用户不仅能实时估算在当前的动态交通流量下到达区域内各充电站的时间, 还能获取各充电站的占用率信息。

在上述前提下, 对单一用户的充电站选择行为进行分析。设置当车辆 SOC 低于阈值  $SOC_0$  且无法到达目的地时产生充电需求, 用户会在此时做出充电行为决策并确定充电站选择集。可供选择的充电站需要满足两类约束: 一类是电量约束, 为避免过度放电对电池寿命的危害以及应对紧急状况, 电动汽车到达充电站时的 SOC 需要大于 10%; 另一类是时间约束, 由于快充用户的充电需求急迫, 依据出行目的地的不同存在相应的最长到达时间约束  $T_D$ 。单一用户选择不同充电站时的充电过程如图 1 所示。

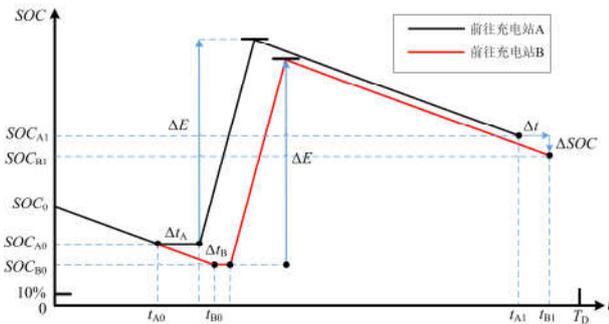


图 1 单一用户选择不同充电站时的充电过程

Fig. 1 Charging process when a single user selects different charging stations

$t = 0$  时刻, 充电需求产生, 基于电量约束和时间约束, 确定用户可选充电站集合, 当用户选择充电站 A 进行充电时, 车辆行驶  $t_{A0}$  时间之后到达充电站, 经过  $\Delta t_A$  的排队时间之后电动汽车开始充电, 补充电能  $\Delta E$ , 完成充电后, 用户继续行驶, 在  $t_{A1}$  时刻到达目的地, 此时对应的剩余电量为  $SOC_{A1}$ 。

同理, 当用户选择其他可选充电站时, 充电过程类似, 且假设不同充电站的充电功率相同, 电动汽车补充相同额度的电能。

由图 1 可知, 用户选择不同的充电站进行充电时, 主要差异体现在以下四个方面: ①不同充电站

服务费不同, 补充相同的电能  $\Delta E$  时需要的费用不同; ②不同的充电站规模和占用率不同, 排队等待时间  $\Delta t$  不同; ③不同充电站的地理位置不同, 用户行驶到充电站充电后再前往目的地所花费的时间不同; ④不同方案的行驶距离不同, 到达目的地时电动汽车的剩余电量不同。

综上所述, 影响用户做出充电位置决策的主要因素包括: 充电站的充电服务费价格、到达目的地时花费的总时间(包括排队时间、充电时间和行驶时间)以及达到目的地时的剩余电量。

## 2.2 充电需求分布刻画

如果路途中电动汽车产生了快充服务需求, 则其剩余行驶里程往往有限, 因此可以将平均最大剩余行驶里程视作每个充电站相应的服务范围。当存在两座充电站的共同服务范围覆盖了整个区域, 则它们相互之间可以通过制定不同的实时充电服务费对区域内的充电需求展开竞争。

为了分析不同空间位置分布对用户充电行为决策的影响(增加的行驶时间、能量损耗等), 本节引入了博弈论中 Hotelling 模型的需求刻画思想<sup>[21]</sup>。Hotelling 模型最早用于研究厂家同质商品的空间竞争问题, 从不同厂家不同空间位置出发, 建立了一个线性(直线段)市场上的双寡头厂商定位模型。在 Hotelling 模型中, 厂商的产品在地理或产品特征空间中对于消费者而言具有一个特殊的位置, 两种产品在地理或产品特征中越接近, 它们就越是好的替代品, 本文假设充电市场中充电站服务商所提供的充电服务并无区别(即充电桩规格相同)。

以两座充电站参与的充电市场为例, 如图 2 所示。将充电站 A 的充电服务费定为  $p_1$ , 充电站 B 的充电服务费定为  $p_2$ , 电动汽车在充电站间的单位移动成本为  $c$ , 市场为图中的线段, 充电站 A、B 分别位于这条线段上的 A、B 两点, 线段左端点到 A 的距离为  $a$ , 线段右端点到 B 的距离为  $b$ , C 处到 A 的距离为  $x$ , C 处到 B 的距离为  $y$ 。



图 2 充电站 A、B 的霍特林线段示意图

Fig. 2 Schottky line of charging station A and B

在两座充电站的定价博弈中, 如果充电站 B 想要吸引线段 AB 之间的充电需求, 则必须保证其定价超过充电站 A 的部分不能多于电动汽车从 B 到 A 的成本, 反之亦然。因此, 图 2 中 A 点左侧的充电需求将全部被充电站 A 俘获, B 点右侧的充电需求将全部被充电站 B 俘获, 而线段 AB 间的充电需求

分布取决于两座充电站的充电服务费定价和电动汽车与充电站 A、B 间的距离。同理，现实中的充电站服务范围可以简化为一个以充电站为圆心的圆，在理性的市场竞争中，充电站服务范围最大可以到达下一个充电站，如图 3 所示，因此，本文中的充电服务费定价策略就是针对图中阴影区域中充电需求的博弈。

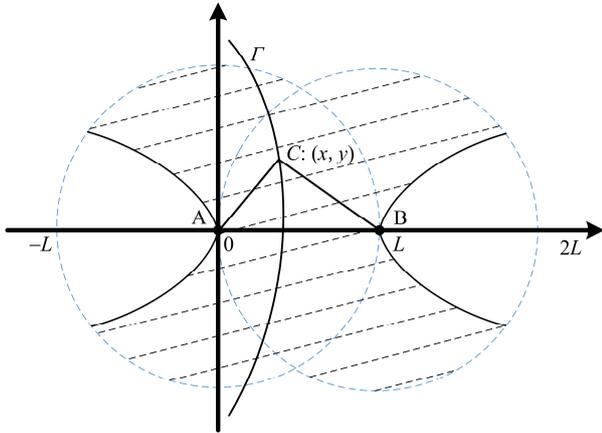


图 3 充电站 A、B 的服务范围

Fig. 3 Service range of charging station A and B

令  $\Omega$  表示电动汽车集合，则车  $j \in \Omega$  选择充电站  $i$  时的效用函数可以用式 (1) 表示。

$$u_{i,j} = -g(d_{i,j}) - p_i \times \Delta E \quad (1)$$

假定图中 C 点处的电动汽车用户到充电站 A、B 进行充电所获得的效用相同，且认为电动汽车用户都是理性的，在做充电决策时会选择最大化其效用的充电站，故选择 A 和 B 的区分点在价格上满足式(2)。

$$p_1 \times \Delta E + c\sqrt{x^2 + y^2} = p_2 \times \Delta E + c\sqrt{(L-x)^2 + y^2} \quad (2)$$

令  $d_1$ 、 $d_2$  分别表示 C 点到充电站 A、B 的距离，通过 GPS 和 ITS 即可得到每台电动汽车的准确位置，即

$$\sqrt{x^2 + y^2} = d_1 \quad (3)$$

$$\sqrt{(L-x)^2 + y^2} = d_2 \quad (4)$$

联立上述三式求解可以得到图中的曲线  $\Gamma$ ，由于充电站 A、B 在进行服务费定价时无法确切知道电动汽车用户在空间中的精确分布，因此不妨设该服务区域中的充电需求总数为  $N$ ，运营商在决策时取充电需求在空间中均匀分布，则充电站 A、B 的需求函数分别为

$$\gamma_A = \Delta E \times N \times \frac{S_A}{2\pi L^2 - 2(\frac{1}{3}\pi L^2 - \frac{1}{2}L^2)} \quad (5)$$

$$\gamma_B = \Delta E \times N \times [1 - \frac{S_A}{2\pi L^2 - 2(\frac{1}{3}\pi L^2 - \frac{1}{2}L^2)}] \quad (6)$$

式中， $S_A$  表示图 3 中由曲线  $\Gamma$  确定的阴影部分面积。

### 2.3 充电站独立决策定价

为了计算联盟内各充电站的利润分配需要确定其在独立决策时的实际收益，根据上节知该收益与充电站地理位置、服务半径内的充电需求分布状态、购电价格、平均充电电量有关。本文中的充电站属于不同的运营商，定价过程不会互相告知，充电站会考虑邻近充电站的影响，通过自主设置充电服务费，达到自身收益的最大化。很显然，虽然不同的充电站在制定充电服务费的时间上会有差异，但会在同一时刻公之于众。因此，充电站之间非合作博弈属于不完全信息静态博弈<sup>[22-23]</sup>，即认为所有的充电站在制定各自的充电服务费电价策略时同时行动且独立做出决策。

对于竞争者制定的充电服务费，充电站  $i$  制定自身的最优充电服务费  $p_i^*$  来达到收益最大化。

Hotelling 模型中，收益最大化的条件是收益函数对价格求一阶偏导等于零，则求解过程如下：

1) 由  $\frac{\partial \pi_1}{\partial p_1} = 0$ ，可得充电站 A 的价格反应函数。

2) 由  $\frac{\partial \pi_2}{\partial p_2} = 0$ ，可得充电站 B 的价格反应函数。

3) 联立充电站 A、B 的价格反应函数，即得到 Hotelling 模型的均衡解。

同时，由于电动汽车用户选择充电站的依据是时间与费用的效用函数，因此区域内不同地理位置的充电站可以通过设置不同的充电服务费来捕获服务范围内不同比例的充电需求，电动汽车用户的充电时间也随之发生变化，主要包括受到路况和距离影响的路途时间、受到充电站拥挤程度影响的排队等候时间以及受到充电电量影响的充电时间。在已知所有电动汽车用户效用函数的前提下，通过充电站间的差价即可得到不同充电站所俘获的充电需求，对电网而言就可以求得下一时段在不同充电站的电动汽车快充负荷分布。所构建的联盟博弈模型的决策过程如下：

1) 预测下一时段区域内的配网潮流状态、交通路况与充电需求时空分布。

2) 估算下一时段内各充电站在市场竞争模式

下通过各自独立定价策略得到的电动汽车快充负荷总量与总收入, 并计算满足电网安全性与可靠性要求的充电站需要重新分配的快充负荷。

3) 结合用户的效用函数与空间分布, 以节点电压指标最优为目标确定空间中需要被价格引导改变策略的充电需求数目, 并计算此时充电站相应的充电服务费差值。

4) 根据下一时段内充电站重新分配的快充负荷总量与响应的充电服务费差值, 以电动汽车用户总充电费用不变为原则计算下一时段区域内各充电站的充电服务费。

5) 计算调整后的各充电站实际收入, 结合 2) 中估算的各充电站在市场竞争中可能得到的总收入, 通过联盟利润分配机制对实际总利润进行重新分配。

### 3 算例分析

#### 3.1 仿真参数设置

为了验证所建立的电动汽车充电需求动态时空分布模型的有效性, 取出北京市真实地图的一部分, 并使用 Matlab 进行编程模拟。图 4 显示了该区域的交通网络及其拓扑图, 根据 2016 年北京交通发展年报, 北京市 2015 年小汽车出行总量为 577 万车次, 即小汽车日出行平均 1.58 万次, 因此设定该区域日出行量为 4 000 车次, 电动汽车市场渗透率为 40%。自由车流交通速度如图 5 所示。所研究的配网拓扑结构基于 IEEE 33 节点模型网络系统, 并选取 24 号、28 号两个配网节点作为充电站 A、B 的对应节点, 如图 6 所示。

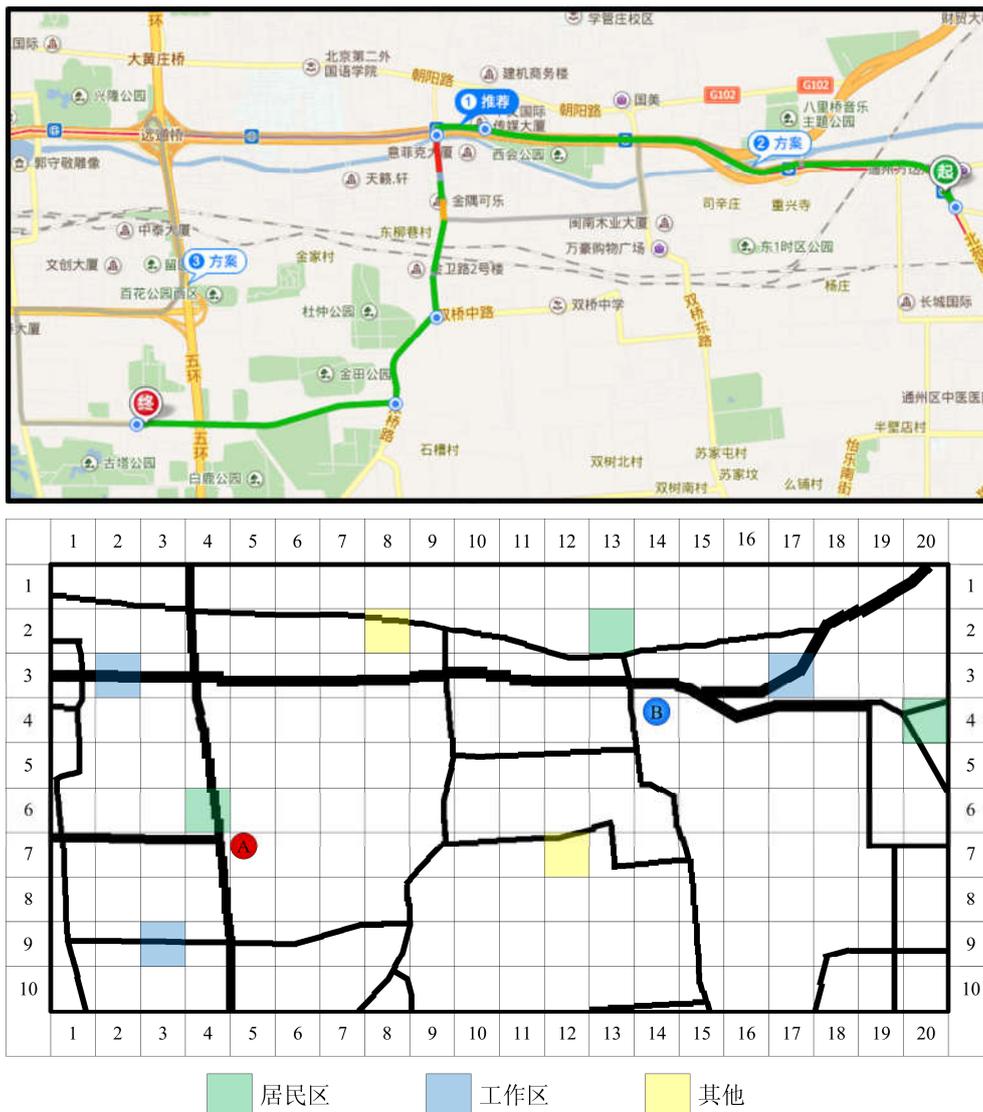


图 4 区域交通网络及其拓扑图

Fig. 4 Regional traffic network and its topology

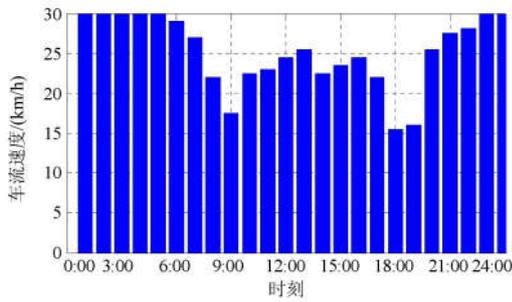


图 5 自由车流交通速度

Fig. 5 Free traffic flow speed

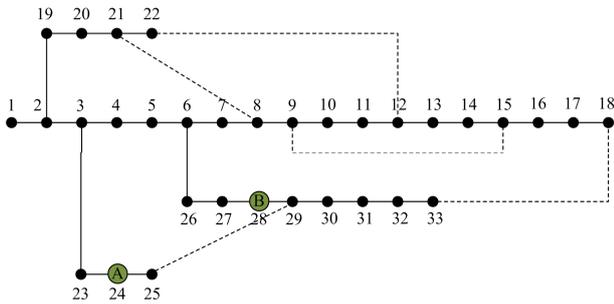


图 6 IEEE 33 节点模型网络架构

Fig. 6 IEEE 33 node network architecture model

设置该区域电动汽车的出行 SOC 处于正态分布  $N[0.4, 0.1632]$ 。本文假设所有的目的地都是具备基础充电设施的, 因此当电动汽车电量低于 10 kW·h 会产生充电需求, 此时用户会做出充电行为决策, 即决定是否进行路途中的快充以及充电站的选择; 当剩余电量足以到达目的地时, 用户决定到达目的地后再进行充电, 此时的充电需求转变成了慢充负荷, 由于有较多的文献研究对慢充负荷的削峰填谷引导方法, 因此本文在仿真过程中将这部分负荷作为常规负荷处理; 当剩余电量不足以到达目的地时, 用户会产生充电需求且剩余电量无法到达目的地时, 电动汽车会做出选择行驶到充电站所耗费的时间最短的充电站的充电行为决策, 充电时长为半小时, 当充电站无空闲充电桩时, 电动汽车会在充电站节点排队等待充电。

此外, 为了进行单一变量考察, 突显变化趋势, 本文在算例中将充电站的充电桩数目设置为 80 台 (如果能在目前已大量应用的立体停车场上配置相应的充电桩, 该数目完全可以达到), 即充电站的规模能够完全满足区域内所有的充电需求。采用联盟博弈模型进行电价和充电服务费的制定, 电动汽车用户在上述充电价格的作用下到其认为合适的节点进行充电。

### 3.2 结果分析

根据本文场景设置与初始参数设置, 模拟得到一天中 96 个时刻的充电需求空间分布; 以节点电压

为优化目标, 分别得到市场竞争和联盟博弈模型下在不同时刻下的充电服务费; 电动汽车用户在上述充电价格的作用下到其认为合适的节点进行充电, 所形成的充电站所在节点电压变化如图 7 所示; 与之对应, 利用联盟博弈模型进行有序充电引导, 所形成的充电站所在节点电压变化如图 8 所示。

对比图 7 和图 8, 采用联盟博弈模型后, 充电站 A、B 的节点电压水平均得到了改善, 充电站 A 所在节点的负荷峰值从 3.884 7 MW 增加到了 10.927 MW, 增幅为 181.3%, 节点电压最大越限值从 0.886 4 恢复到了 0.843 6, 下降了 4.8%。由此可见, 该节点的电压越限幅度增加, 电压质量进一步略有下降; 相应地, 充电站 B 所在节点的负荷峰值从 6.291 2 MW 下降到了 2.341 0 MW, 降幅为 62.8%, 节点电压最大越限值从 0.665 4 上升到了 0.842 5, 上升了 26.6%, 该节点的电压质量有较大提升。说明在充电总负荷不变的情况下, 采用新的充电服务费后, 充电站 A 所在配网节点的电能质量略有下降, 但充电站 B 所在配网节点的电能质量有了明显改善。必须指出, 上述的电压水平在目前的电能质量要求下是不允许运行的(最低低至 0.66 p.u.), 而规程规定不能低于 0.93 p.u.。这说明在电动汽车市场发展中期, 现有的配网设置难以容纳大规模快充负荷的接入, 在实际运行中需要对电网升级改造或是大量注入无功资源, 这将大大增加电网公司的建设与运维成本。

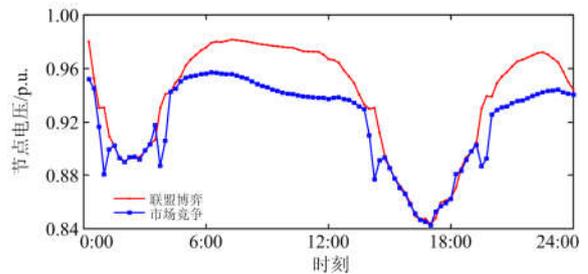


图 7 充电站 A 的节点电压变化

Fig. 7 Charge station A's node voltage changes

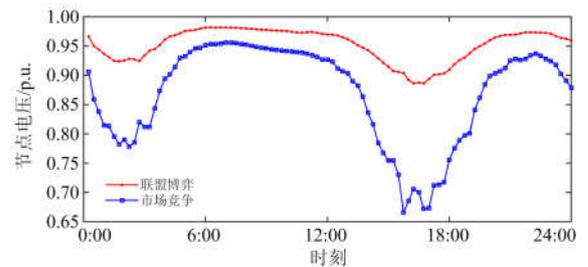


图 8 充电站 B 的节点电压变化

Fig. 8 Charge station B's node voltage changes

表 1 所示为在市场竞争和联盟博弈模型下分别得到的一天中 96 个时刻充电站 A、B 的充电服务费。从表 1 可以看出:

1) 充电站 A 在联盟博弈后的充电服务费比市场竞争环境下有小幅下降, 同时购电成本的存在对充电服务费的下降形成了阻力, 其中有 13.5% 的时段下充电站 A 的充电服务费是低于购电成本, 代表此时充电站 A 在亏损运营, 特别在  $T=3、15$  时刻出现了负值, 表示此刻电网会以向前来充电的电动汽车用户付费方式尽量吸引区域内的充电需求, 以改善电网运行状况。

2) 充电站 B 在联盟博弈后的充电服务费比市场

竞争环境下有大幅上升, 这意味着充电站 B 的利润可能相较之前会有较大变化, 为了量化充电站 B 的实际收入, 需要进一步分析联盟博弈和市场竞争环境下的充电站 B 的充电车辆数目变化。如图 9、图 10 所示, 充电站 B 一天的充电车辆总数由 1 238 辆下降到了 293 辆, 降幅为 76.3%, 结合表 1 可知, 其运营总收入从 195 227.2 元减少到了 150 120.0 元, 降幅为 23.1%。同时, 充电站 A 一天的充电车辆总数由 558 辆增加到了 1 503 辆, 增幅为 169.4%, 结合表 1 可知, 其运营总收入从 75 708.0 元增加到了 120 815.2 元, 增幅为 59.6%。

表 1 市场竞争和联盟博弈模型下区域内的日充电服务费

Table 1 Daily charging service fee in the region under market competition and alliance game model

时刻		1	2	3	4	5	6	7	8
市场竞争	充电站 A	0.83	1.10	1.39	1.50	1.62	1.70	1.80	1.82
	充电站 B	0.83	1.20	1.57	1.72	1.87	1.92	2.03	2.09
联盟博弈	充电站 A	0.83	0.36	-0.04	0.22	1.01	0.65	1.08	0.79
	充电站 B	7.43	4.32	3.64	6.82	5.41	6.79	5.48	7.07
时刻		9	10	11	12	13	14	15	16
市场竞争	充电站 A	1.80	1.77	1.78	1.81	1.69	1.57	1.52	1.40
	充电站 B	2.06	2.09	2.07	1.94	1.93	1.89	1.73	1.54
联盟博弈	充电站 A	1.14	0.74	1.10	0.72	1.24	0.85	-0.81	1.17
	充电站 B	5.54	6.86	5.61	6.96	6.61	3.21	5.79	6.95
时刻		17	18	19	20	21	22	23	24
市场竞争	充电站 A	1.25	1.16	1.12	1.04	0.98	0.96	0.93	0.90
	充电站 B	1.37	1.30	1.21	1.10	1.05	1.00	0.95	0.93
联盟博弈	充电站 A	0.90	1.26	1.18	1.09	1.03	0.98	0.94	0.93
	充电站 B	7.50	7.86	7.78	7.69	7.63	7.58	7.54	7.53
时刻		25	26	27	28	29	30	31	32
市场竞争	充电站 A	0.86	0.85	0.85	0.84	0.83	0.83	0.83	0.83
	充电站 B	0.89	0.87	0.87	0.85	0.83	0.83	0.83	0.83
联盟博弈	充电站 A	0.89	0.87	0.87	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
	充电站 B	7.49	7.47	7.47	7.43	7.43	7.43	7.43	7.43
时刻		33	34	35	36	37	38	39	40
市场竞争	充电站 A	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
	充电站 B	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
联盟博弈	充电站 A	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
	充电站 B	7.43	7.43	7.43	7.43	7.43	7.43	7.43	7.43
时刻		41	42	43	44	45	46	47	48
市场竞争	充电站 A	0.83	0.85	0.87	0.87	0.86	0.85	0.88	0.91
	充电站 B	0.83	0.84	0.85	0.85	0.86	0.87	0.90	0.94
联盟博弈	充电站 A	0.83	0.85	0.87	0.86	0.86	0.86	0.89	0.93
	充电站 B	7.43	7.45	7.47	7.46	7.46	7.46	7.49	7.53

续表 1

时刻		49	50	51	52	53	54	55	56
市场竞争	充电站 A	0.93	0.95	0.99	1.04	1.11	1.19	1.27	1.35
	充电站 B	0.95	0.98	1.07	1.12	1.17	1.27	1.34	1.48
联盟博弈	充电站 A	0.94	0.98	1.05	1.10	1.15	1.24	0.50	0.07
	充电站 B	7.54	7.58	7.65	7.70	7.75	7.84	4.99	3.37
时刻		57	58	59	60	61	62	63	64
市场竞争	充电站 A	1.43	1.54	1.65	1.76	1.85	1.95	1.97	1.96
	充电站 B	1.63	1.77	1.94	2.05	2.14	2.17	2.26	2.43
联盟博弈	充电站 A	0.09	0.99	0.85	1.15	0.93	1.22	1.05	1.34
	充电站 B	6.69	5.73	7.13	5.88	6.97	5.97	6.90	6.20
时刻		65	66	67	68	69	70	71	72
市场竞争	充电站 A	2.13	2.21	2.18	2.17	2.07	1.98	1.95	1.92
	充电站 B	2.44	2.42	2.42	2.48	2.43	2.28	2.25	2.22
联盟博弈	充电站 A	1.19	1.38	1.21	1.52	1.31	1.31	1.22	1.49
	充电站 B	6.95	6.21	7.00	6.67	7.08	6.53	7.10	7.41
时刻		73	74	75	76	77	78	79	80
市场竞争	充电站 A	1.85	1.72	1.63	1.57	1.47	1.34	1.26	1.18
	充电站 B	2.07	1.95	1.86	1.81	1.76	1.54	1.41	1.26
联盟博弈	充电站 A	1.27	1.16	1.26	1.22	1.04	-0.95	1.36	1.23
	充电站 B	6.80	7.35	7.06	7.57	3.02	5.65	7.96	7.83
时刻		81	82	83	84	85	86	87	88
市场竞争	充电站 A	1.08	1.02	0.97	0.94	0.93	0.92	0.90	0.88
	充电站 B	1.14	1.10	1.06	1.02	0.95	0.93	0.93	0.92
联盟博弈	充电站 A	1.13	1.09	1.05	0.99	0.94	0.93	0.93	0.91
	充电站 B	7.73	7.69	7.65	7.59	7.54	7.53	7.53	7.51
时刻		89	90	91	92	93	94	95	96
市场竞争	充电站 A	0.88	0.89	0.90	0.93	0.97	1.04	1.12	1.16
	充电站 B	0.90	0.89	0.92	0.97	1.02	1.10	1.21	1.30
联盟博弈	充电站 A	0.89	0.89	0.92	0.96	1.00	1.08	1.19	1.27
	充电站 B	7.49	7.49	7.52	7.56	7.60	7.68	7.79	7.87

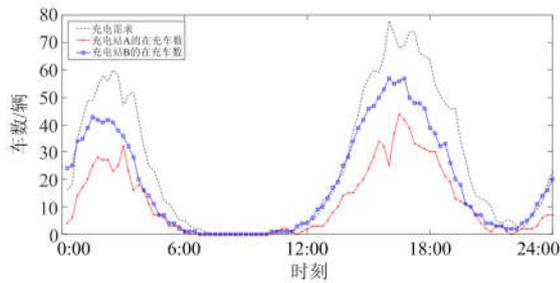


图 9 市场竞争下的充电站 A、B 充电车辆数目  
Fig. 9 Number of charging stations A and B charging vehicles under market competition

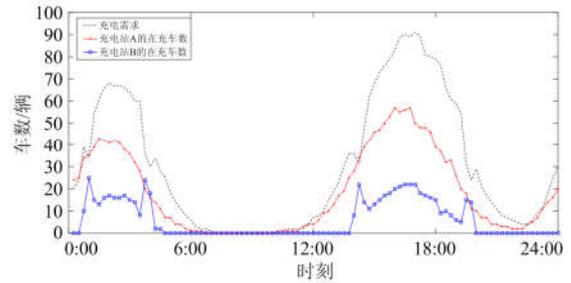


图 10 联盟博弈下的充电站 A、B 充电车辆数目  
Fig. 10 Number of charging stations A and B charging stations under the alliance game

为了激发充电市场的运营活性,电网公司需要对充电站 B 返利 4.5107 万元,对充电站 A 不需要返利,即在售电价格不变的情况下,电网公司因为联盟模型多支出了 4.51 万元,同时通过向充电站运营商售电获利了 5.39 万元,总利润为 0.88 万元。即电网在减少无功补偿设备投运的情况下,让出了一部分售电利润给充电站运营商,考虑到未来电网中可再生能源渗透率的大幅提升,新能源发电的边际成本几乎可忽略不计,电动汽车快充负荷引导所带来的实际收益还会进一步增加。

#### 4 结论

针对含有多主体运营商充电站的充电市场竞争定价问题,本文首先分析了多元充电市场中电网公司、充电站运营商和电动汽车用户各自的利益追求;其次,利用 Hotelling 模型刻画了充电需求受价格引导的分布特性,设计了独立决策时的充电站运营商充电服务费定价方案;最后,通过仿真算例分析,验证了所提充电服务费双寡头联盟定价方法的有效性。结果表明,本文提出的联盟博弈模型可以在增加充电站运营商收入的基础上改善电网的运行状态,相较于单纯考虑电网侧利益的定价模型能更好地保证充电市场的活性,更有市场应用前景和推广价值。

然而,本文的仿真对用户侧的收益考虑较少,一方面,未对充电站的容量进行细化,从而未能精确估算用户的排队等待时间;另一方面,用户的充电费用是与充电时的充电服务费相关联的,而不是用户在决策时所接收到的电价,这一问题产生的原因在于用户充电开始时刻与充电决策时刻之间存在延时,而充电服务费又受到时段的限制,因此往往电动汽车用户的充电过程是跨时段按不同的价钱收费的,这一点使得用户在进行决策时所估算的费用与实际支付费用不符,因而会降低用户的充电体验。针对该问题,作者将在后续工作中进行深入研究,以期突破充电服务费的时段壁垒限制,为电动汽车用户提供更好的充电服务。

#### 参考文献

- [1] ABDELTAWAB H H, MOHAMED Y A I. Mobile energy storage scheduling and operation in active distribution systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(9): 6828-6840.
- [2] 马玲玲, 杨军, 付聪, 等. 电动汽车充放电对电网影响研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(3): 140-148.  
MA Lingling, YANG Jun, FU Cong, et al. Review on impact of electric car charging and discharging on power grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(3): 140-148.
- [3] 卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009-5017.  
LU Qiang, CHEN Laijun, MEI Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009-5017.
- [4] BITAR E, XU Y. Deadline differentiated pricing of deferrable electric loads[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 13-25.
- [5] LI H, ESEYE A T, ZHANG J, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.
- [5] CHEKIRE D A, KHOUKHI L, MOUFTAH H T. Decentralized cloud-SDN architecture in smart grid: a dynamic pricing model[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(3): 1220-1231.
- [6] CHEN Q, WANG F, HODGE B, et al. Dynamic price vector formation model-based automatic demand response strategy for PV-assisted EV charging stations[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2903-2915.
- [7] IBARS C, NAVARRO M, GIUPPONI L. Distributed demand management in smart grid with a congestion game[C] // IEEE International Conference on Smart Grid Communications, IEEE, 2010: 495-500.
- [8] ZHU Q, BASAR T. A multi-resolution large population game framework for smart grid demand response management[C] // 2011 5th International Conference on Network Games, Control and Optimization (NetGCooP), IEEE, October 12-14, 2011, Paris, France: 1-8.
- [9] ROOZBEHANI M, DAHLEH M, MITTER S. Dynamic pricing and stabilization of supply and demand in modern electric power grids[C] // First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, IEEE, October 4-6, 2010, Gaithersburg, MD, USA: 543-548.
- [10] CARON S, KESIDIS G. Incentive-based energy consumption scheduling algorithms for the smart grid[C] // First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, IEEE, October 4-6, 2010, Gaithersburg, MD, USA: 391-396.
- [11] 刘连光, 潘明明, 田世明, 等. 考虑源网荷多元主体的售电竞争非合作博弈方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1618-1626.  
LIU Lianguang, PAN Mingming, TIAN Shiming, et al. A

- non-cooperative game analysis of an competitive electricity retail considering multiple subjects of source-grid-load[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 1618-1626.
- [12] 曾博, 欧阳邵杰, 张建华, 等. 考虑复杂预想场景下光伏高效利用的微电网综合规划[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4259-4269.
- ZENG Bo, OUYANG Shaojie, ZHANG Jianhua, et al. Integrated planning of micro-grid for efficient utilization of photovoltaic generation considering complicated operation scenarios[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4259-4269.
- [13] LI H, ESEYE A T, ZHANG J H, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.
- [14] 赵敏, 沈沉, 刘锋, 等. 基于博弈论的多微电网系统交易模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(4): 848-857.
- ZHAO Min, SHEN Chen, LIU Feng, et al. A game-theoretic approach to analyzing power trading possibilities in multi-microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(4): 848-857.
- [15] 宋巍, 王佳伟, 赵海波, 等. 考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(19): 1-10.
- SONG Wei, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, et al. Research on multi-stage bidding strategy of virtual power plant considering demand response market[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(19): 1-10.
- [16] 梅生伟, 王莹莹, 刘锋. 风-光-储混合电力系统的博弈论规划模型与分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 13-19.
- MEI Shengwei, WANG Yingying, LIU Feng. A game theory based planning model and analysis for hybrid power system with wind generators-photovoltaic panels-storage batteries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(20): 13-19.
- [17] 韩笑, 周明, 李庚银. 基于无迹变换随机潮流建模的主动配电网优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(3): 9-17.
- HAN Xiao, ZHOU Ming, LI Gengyin. Stochastic optimal dispatching of active distribution networks based on stochastic power flow modeling using unscented transformation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(3): 9-17.
- [18] 刘辉, 魏岩岩, 汪旒, 等. 电动汽车入网一次调频控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 90-95.
- LIU Hui, WEI Yanyan, WANG Ni, et al. V2G control for EVs participating in primary frequency regulation[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 90-95.
- [19] 许庆强, 寇英刚, 马建伟, 等. 电动汽车充换电设施典型设计方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(13): 118-124.
- XU Qingqiang, KOU Yinggang, MA Jianwei, et al. Research on typical design scheme of charging/battery swap infrastructure for electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(13): 118-124.
- [20] CHUANG A S, WU F, VARAIYA P. A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(4): 885-891.
- [21] 王树东, 杜巍, 林莉, 等. 基于合作博弈的需求侧响应下光储微电网优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(1): 129-137.
- WANG Shudong, DU Wei, LIN Li, et al. Optimal allocation of photovoltaic energy storage microgrid under the demand side response based on cooperative game[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(1): 129-137.
- [22] 周兴华, 杜松怀. 双边交易电力市场下基于核仁理论的网损分摊方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 63-68.
- ZHOU Xinghua, DU Songhuai. A novel nucleolus theory based allocation method of power losses in bilateral electricity markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(1): 63-68.
- [23] 尚星宇, 何永君, 王瑞, 等. 基于数据拟合的汽轮机调节阀流量特性优化[J]. 热力发电, 2017, 46(3): 121-125.
- SHANG Xingyu, HE Yongjun, WANG Rui, et al. Flow characteristics optimization for steam turbine valves based on data fitting[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(3): 121-125.

收稿日期: 2018-07-02; 修回日期: 2018-12-12

作者简介:

苏舒(1986—), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为电动汽车有序充电引导与智能电网。E-mail: sushu@aliyun.com

(编辑 张爱琴)