

## 新能源

责任编辑:马玲  
电话:59963159  
审核:张春燕  
版式设计:赵博



周“油”列国  
油事精彩

阅读  
提示



“双碳”目标下,交通能源基础设施体系正在加速重构,油、气、电、氢、光、储等能源形态相互交织并存和融合发展的趋势愈加清晰。未来5-10年,中国交通能源体系将发生翻天覆地的变化,电动化、网联化、数字化和绿色化将推动由目前以油气为主的传统交通能源基础设施向油电气氢融合的新型道路交通基础设施快速重构。

5~10年,甚至更短。

## 充电桩面临建设困难及盈利模式单一困境

多因素导致社区充电桩建设难。一是车位严重不足;二是车一桩造成资源浪费;三是建桩增容成本巨大;四是私桩用户缺乏对充电桩的日常维护、管理和更新,对充电造成的严重事故无法承担后果。

公共充电桩面临利用率低、盈利难的困境。当前公共充电桩运营主要通过收取充电服务费获得收益,以建设4台120千瓦充电桩的充电站为例,若不考虑土地成本,投资成本在200万元左右,若按照10年折旧摊销,按照0.7元收取服务费,充电桩利用率要在10%左右才能实现收支平衡。但目前,全国大多数公共充电桩利用率仅为2%~4%,因此绝大多数充电桩运营是难以盈利的。

从中期看,随着电动汽车规模的扩大,公共充电桩利用率不会快速增加从而获得良好的服务费收益呢?答案是否定的。一方面,考虑到社区充电优先的原则,同时考虑车位限制因素,预计2025年社区充电桩将由2021年的31%提高为40%左右,有210万千瓦时的充电需求需要由公共充电桩满足。另一方面,近两年充电桩建设速度明显加快,预计2025年公共充电桩数量增至400万个,车桩比小幅降低为2.3:1。2025年前,公共充电桩平均利用率会呈现逐渐下降趋势。2025年后,随着充电桩选址更加科学合理,车桩比将进一步提高,预计公共充电桩利用率将缓慢回升。但考虑到充电桩行业进入门槛相对较低,公共充电桩利用率将很难提高至轻松实现“躺赢”的程度。

## 多措并举推进解决充电桩建设难题

参考充电技术及政策导向,近中期较有效的解决方案包括推广有序充电、统建统营、私桩共享、移动充电及储充一体桩等。一是统建统营有效解决社区充电桩报装难问题。二是有序充电是未来慢充桩主要发展方向。据国家电网测算,在不增容情况下,采用“有序充电”技术,社区慢充桩安装数量可增加60%~100%。以北京市为例,2025年前,采用有序充电技术,在不增容的情况下可满足200万辆电动汽车充电需求。此外,私桩共享、移动充电可有效消除充电痛点。

## 多元化商业模式有望突破运营难困境

## 1. 新型基础设施与新型电力系统协同发展潜力大

大量的新能源汽车在充电过程中的随机性,导致电网用电也产生较大波动,负荷忽高忽低,使电网系统运行和控制的稳定性降低,损耗增大。若利用车联网互动技术,可极大发挥动力电池灵活潜力。一方面,新能源汽车充电负荷具备可中断、可调节特性,与风力、光伏发电等波动性的特点天然匹配,可有效提升电网清洁能源消纳能力,预测2030年风光装机容量为14亿~18亿千瓦,发电量达2.7万亿千瓦时,新能源汽车耗电量占比在10%左右。另一方面,车载电池的分布式储能特性将在电网调峰、调频、调压、备用等方面发挥重要作用,促进电网优化运行。预计2030年动力电池装机容量达14亿千瓦,新型电力系统储能需求在1.3亿~1.6亿千瓦。

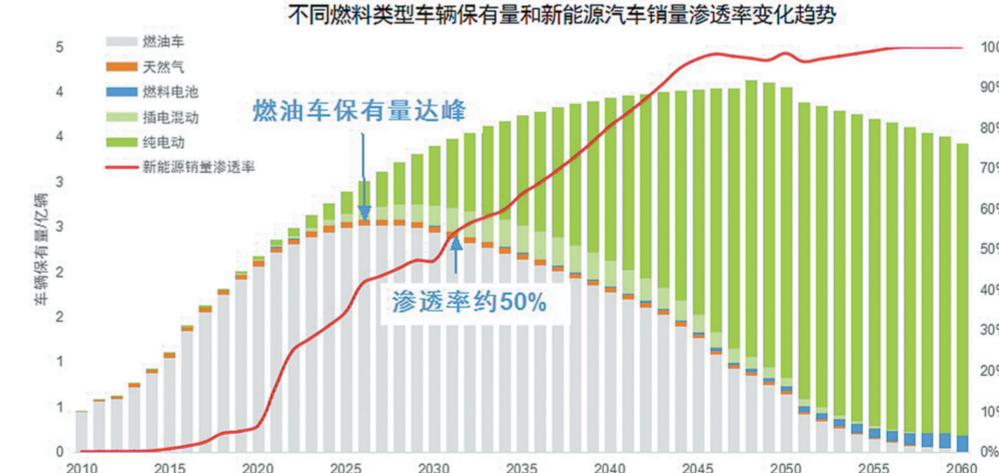
## 2. 新型电力体制改革激发多种商业运营模式

交通工具的绿色化、电气化、智能化趋势必将带来数万亿元市值交通基础设施增量空间。随着基础设施规划建设,并逐步发挥出交通流、能源流、信息流三流融合功能,未来价值获取不仅仅来自服务费,更多来自参与电力调频、需求响应、绿电交易,乃至碳交易及碳金融。

参与电力辅助市场潜力逐步释放。2021年12月国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》,首次将新能源汽车充电网络纳入负荷侧并网主体,参与电力辅助服务市场交易。目前,京



图为山西石油与国家电投合作建设的山西首座重卡换电站,这是中国石化在全国投入运营的第二座重卡换电站。  
秦晓耕/摄 曹方/文



津唐、河北、重庆等地已有充电桩聚合商参与电力辅助市场交易,并获得可观收益。按照欧美成熟辅助市场占电力市场3%估算,预计2025年、2030年我国辅助服务市场规模将分别达到1710亿元和1980亿元。

电力现货市场建设使得现货交易及V2G(电动汽车给电网送电)等运营模式初步具备可行性。2022年1月两部委印发《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,提出推动电力中长期、现货市场建设。截至2022年底,我国已在南方(以广东起步)等多地试点运行。试点区域电力峰谷价差明显拉大,其中海南最高至1.32元/千瓦时,峰谷价差扩大使得电动汽车通过向电网放电获得价差收益明显具备了可行性。

除了参与电力和电网互动,电动汽车作为绿电的重要消纳端参与绿电交易和碳市场交易同样极具潜力。当前国内外尚未形成车辆使用阶段的碳排放管理政策手段,仅有美国加州在低碳燃料积分政策中加入对新能源车使用端减排量的奖励。国内吉利、比亚迪和蔚来等车企在探索为其新能源车用户建立“碳资产”或“碳银行”,旨在帮助用户获得积分或资金奖励。

但当前车联网互动、电力及碳市场交易机制模式尚不健全。首先,现有政策对车联网互动在运营管理、安全标准、通信方式、调度规定等方面未给出明确细则,分散且数量巨大的私人充电桩与车联网互动的门槛较高,商业模式不足。其次,“双碳”工作仍处于顶层设计阶段,政策对交通基础设施参与碳市场、绿电交易等碳管理工作尚未作出统筹安排,同时全国碳市场与CCER(国家核证自愿减排量)、绿电、绿证等市场机制及各自边界尚未理顺,制约了协同发展。

## 3. 巧克力电池租赁模式具有商业化推广潜力

针对经济性和便利性最敏感、占乘用车市

场50%的A级车市场,宁德时代推出巧克力租赁电池模式(随车配一块续航200千米的电池满足日常通勤,远程出行按需租赁2~3块电池实现400~600千米续航),提高电池使用效率,满足日常需求的同时降低购车成本。该模式对车主及全社会均可产生节约投资成本的效益,具备商业化推广潜力。对车主,巧克力换电模式成本明显低于纯电模式及燃油车。对社会,假设10%A级车采用该模式,最高可节省投资成本70亿元。该模式最大障碍是不同品牌共享电池标准的通用性。当前,宁德时代与一汽、吉利、广汽、上汽、东风等主流车企成立合资公司,共同推出换电车型。联盟化的合作方式或许是突破标准无法统一的途径之一,未来动力电池市场可能出现多标准并行局面,也为电池共享规模化发展提供了机会。

## 4. 部分运营车辆场景已具备推广换电经济性

相较于充电站,换电站电池投资成本高,是电站投资的2~3倍,投资回收风险较大。经测算,乘用车换电站利用率在50%以上可实现盈亏平衡。除少数品牌私家车外,换电站主要在出租车和网约车等运营车辆中推广。从司机角度来看,换电模式出租车收入与燃油车接近,较充电模式已具有经济性。换电站首先布局在北京、武汉、长春、南京等政府确定的8~3个换电试点城市,有利于形成较稳定的换电场景。

重卡换电站投资600万元~700万元/站,投资回收风险较大。从使用角度来看,换电重卡较柴油和LNG重卡已具备经济性。重卡换电一般设在固定场景内,服务车辆固定,提高电池循环次数是实现盈利的关键点。按当前市场服务费(1.1元/千瓦时)计算,磷酸铁锂电池实现1500次循环次数即可实现盈亏平衡。

## 2030年后氢能产业链形成市场化驱动

## 1. 大力开发绿色高效产业链技术,降低全环节成本

重点关注水电解制氢技术进展。目前国内制氢以低成本的化石能源制氢和工业副产氢为主,可再生能源电解水制氢成本较高,但符合绿色可持续发展的理念,未来发展前景大。从制氢经济性上看,目前煤制氢技术成本最低,为0.6~1.2元/标准立方米,但碳排放强度大。随着新能源发电成本和电解槽投资成本的降低、电解槽年运行小时数和系统效率的提高,以及考虑碳价对化石能源制氢成本的影响,预计2030年内光伏、风力发电成本分别降为0.2~0.25元/千瓦时,绿氢的生产成本可接近或低于灰氢。

低成本高效储运技术尚不成熟。氢气储运环节目前尚未打通,存在成本高、储量和储运过程耗能大等问题。目前国内主要使用长管拖车运氢,运距短、能量密度低、运量少,运输压力主要为35兆帕,低于国外的70兆帕。国外液氢已开展商业化应用,国内尚未在民用领域推广。固态金属、有机液体和合成燃料三大类的储氢介质尚未实现商业化。随着技术进步和未来氢气用量的增加,预计管道输氢、有机液体和固态金属储运技术有望成为大规模氢气储运的发展方向。

通过核心设备国产化降低建站成本。加氢站成本较高主要原因是新型储氢技术还不成熟,以及液泵压缩机等关键核心部件仍以进口为主。未来随着设备国产化,加氢站建设成本将逐步下降。加氢站建设一般分为子母站和站内制氢两种模式。子母站是通过一个制氢母站带动周边几百公里的多座加氢子站。与子母站对比,站内制氢不具有成本优势。

从车辆使用端来看,氢价25元/公斤以下,燃料电池重卡相较于柴油车和换电重卡才有经济性。而按照经济性测算结果,2030年前,如无政策补贴,即使考虑到储运用氢各环节成本下降,加氢站氢气售价也很难降至25元/公斤以下。因此,2030年前氢能产业链内生驱动力较难形成。降低全产业链成本,不断培育并扩大终端使用场景将是面临的主要问题。

## 2. 2030年后加氢站建设进入爆发期,区域发展趋势明显

加氢站建设爆发期晚于充换电站,2030年前基本依靠政策实现规模增长,单站负荷率相对偏低,盈利能力较差,2030年加氢站规模达1500座。之后,随着加氢站成本下降,在全产业链市场化驱动下,加氢站年均增长1000座左右,2050年后规模基本稳定,2060年可达2.3万座。

加氢站布局既要考虑氢能产业协同,又要考虑与交通网络协同发展。按照交通运输部发展规划,2035年前我国形成“4极、6轴、7廊、8通道”综合立体交通网。考虑到京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝地区双城经济圈要建设4个国际性的枢纽集群,同时考虑当地政策规划、上游制氢企业及汽车工业发展,中长期,加氢站主要分布在华南、华东及京津冀和川渝等区域。

## 3. 分阶段分区域打造能源、交通、车辆综合立体网络

未来10~20年,油气仍将占主要地位,基础设施转型应充分利用不同补能场景的协同性,加强油电站、油氢站、油电气光储站等综合能源补给站建设。充电业务优先推广一、二线经济发达地区核心城区;换电业务优先推广物流、固定场站、出租车等运营场景;加氢业务优先布局北上广+河南、河北等产业协同性高的地区。

2030年后,车网、超充等技术基本成熟,电力市场、绿电、碳交易等规则基本完善,氢能产业经济性显现,企业需要抓住市场、技术和政策窗口期,大规模布局充换电及加氢基础设施,构建综合能源补给平台,全面打造以基础设施为核心,以大数据信息技术为纽带,连接“能源、交通、车辆”的综合立体网络。

(作者单位:中国石化经济技术研究院)