
可再生能源与电动汽车融合激励政策研究 工作进展半年报

国家发改委能源研究所
2021 年 5 月

一、项目简介

为促进新能源汽车与可再生能源电力、智能电网、智慧交通等技术的深度融合和同发展，最大发挥新能源汽车在节能减排方面的潜力，在“中国新能源汽车与可再生能源综合应用商业化推广”（GEF6）项目中承担了“可再生能源与电动汽车融合激励政策研究”课题工作。“中国新能源汽车和可再生能源综合应用商业化推广”项目是2015年工信部会同联合国工业发展组织（UNIDO）、中国汽车工程学会共同申请的全球环境基金项目。项目自2018年8月27日正式启动，周期三年，截止目前已在上海、盐城、如皋三地开展可再生能源和新能源汽车综合应用落地示范，内容包括分时租赁电动汽车推广、智能充电站建设、光伏系统、储能系统搭建、V2G技术示范、以及经验分享，学术交流等活动。在政策和技术类研究方面，已完成或正在进行政策研究类工作12项，技术标准研究类工作13项。

“可再生能源与电动汽车融合激励政策研究”是GEF6工作的重要组成部分，其研究成果将成为可再生能源与电动汽车融合的政策设计的关键依据。可再生能源与电动汽车具有巨大的协同发展潜力，大量电动汽车将成为高比例可再生能源系统中重要的负荷响应和储能资源。但目前可再生能源与电动汽车融合还面临技术经济及政策机制方面的障碍，合理的政策设计将促进电动汽车与可再生能源的深度融合，提升两者各自市场竞争力，实现更大尺度的社会与环境价值。由于电动汽车与可再生能源之间的协同融合可从微电网、配电网、大电网三个层面展开，各自层面的

协同融合的市场潜力、经济性水平和政策障碍各不相同，因此本课题将针对以上三个层面分别研究提出分阶段政策建议。

按照工作设计，课题组将在 2021 年 5 月前在上海、北京、青岛等地示范项目实地调研，收集整理国内外可再生能源与电动汽车融合实际案例，分析两者融合面临的政策机制障碍，并同步开展可再生能源与电动汽车微电网及配电网层面融合激励政策研究。2021 年 8 月前，在邀请有关部门专家给予完善建议的基础上，完成可再生能源与电动汽车在电力系统层面融合激励政策研究，并向政府机构决策者介绍研究成果。

(一) 阶段产出

本课题于 2020 年 10 月正式启动，目前已先后对青岛、北京、上海三地开展的新能源汽车与电网融合的地方试点进行调研。目前已完成以下产出：

- 1、《可再生能源与电动汽车融合示范项目调研报告》
- 2、《可再生能源与电动汽车融合激励政策研究报告》（初稿）
- 3、项目中英文半年报（本报告）

(二) 面临问题

课题组工作过程中发现当前可再生能源与电动汽车融合存在以下问题：

- (1) 目前我国可再生能源和电动汽车发展政策以考虑本行业发展为主，两者的协调发展还未得到充分重视，两者的规划布局及相关电价政策仍需进一步衔接。
- (2) 电动汽车与可再生能源发电的协同运行效果取决于

车辆运行规律、充电行为、配电网变压器和线路容量、动力电池容量及循环寿命等因素的限制。

- (3) 受我国电力工业政策和体制机制的限制，电动汽车储能等灵活调节资源无法直接参与需求侧响应及辅助服务，且目前电力系统针对其他类似灵活调节资源服务的补偿价格仍无法充分体现不同质量调节资源的价值差异。

工作执行层面，由于目前国内车网互动还处于试点阶段，各地政策环境存在较大差异，相关数据积累有限，形成大面积可复制、可推广的政策建议存在一定难度。此外，近期疫情一定程度影响实地调研工作，课题组对青岛特来电智能微电网示范项目和华北第三方调峰辅助服务试点工作进行了实地调研，对上海电动汽车参与需求响应的试点工作主要结合前期工作积累及线上访谈形式展开调研。

二、研究工作

（一） 案例调研

目前课题组已完成青岛特来电智能微电网、华北第三方调峰辅助服务及上海电力需求响应三项案例调研。具体情况如下：

1、青岛特来电智能电微电网

课题组于 2020 年 11 月 12 日赴青岛市调研该示范项目，并与项目执行方工作人员开展了研讨。项目位于特来电青岛总部园区，系统集成高压配电、变压器、新型配电、电动汽车充放电、智慧储能、分布式光伏等元素，是四象限变换的多种能源柔性互联的交直流混合微网系统。系统创新性引入直流母线概念，做到交直柔混合供电模式，引入电动汽车充、放电功能参与到微网系统，作为移动储能单元，并增设固定储能单元，二者相互支撑，完成电能可在时间和空间上的转移，提高间歇性能源渗透率，提高配电系统负荷容纳率，多种组合形式的能源互供，以高效、柔性、经济、可控的方式，形成能源的多向流动，实现新能源的高效利用。

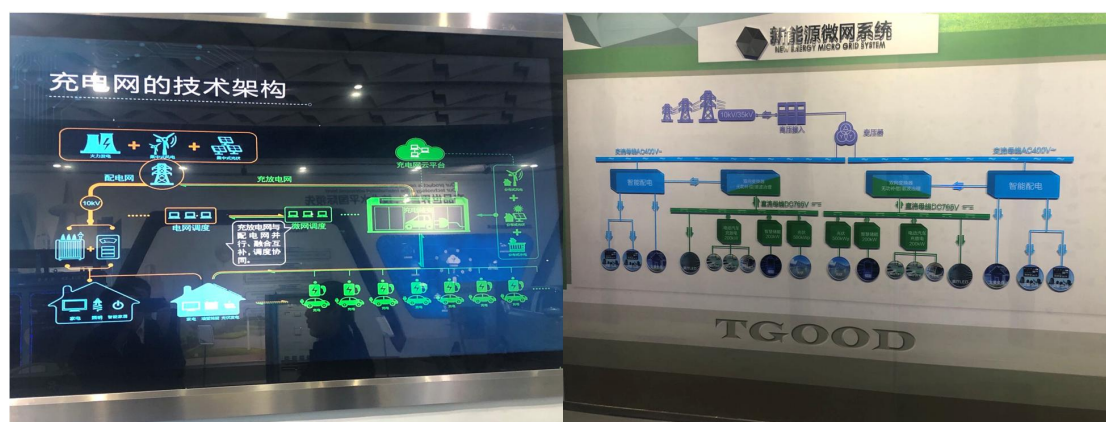


图 1 特来电智能微电网系统技术架构

课题组就微电网基本情况（光伏装机、充电功率、储能容量、电压等级等）、项目流程（立项、核准、建设、并网等）、微电网电价（购电电量及容量电价、光伏上网电价、光伏补贴、电动汽车充放电价格等）、项目造价（光伏、储能、双向充电桩、控制系统成本等）等问题与项目执行方展开了交流与探讨。



图 2 微电网 200kW 储能电站

该项目含光伏 $2 \times 500\text{kW}$ ，直流充放电 $2 \times 200\text{kW}$ ，储能 $2 \times 200\text{kW}$ ，各自 1 边接入 765V 直流母线，各自再连接双向变流器与外围交流负荷接入交流 400V 母线，最后通过变压器接入 10kV/35kV 电网。



图 3 园区电动车队及智能充放电桩群（直流）

目前微电网园区购电为 10kV 一般工商业峰谷电价，光伏上网电价为燃煤标杆基准电价，2020 年新建分布式光伏上网竞价 0.05-0.08 元，尽量自发自用自用。光伏发电优先供应直流负荷（电动汽车、储能），富余电量经逆变供应厂区其他交流负荷，再有剩余返送电网。午间停工休息时段存在向电网倒送电。目前园区内直流充电桩充电基本免费，但需同意参与 V2G 调节，保底 SOC30% 负荷。园区不同元素建设期不同，光伏 2012 年金太阳时期项目，上网电价较高，储能系统成本约 3000 元/kWh，双向直流充电桩建设成本 600 元/kW。



图 4 微电网 1MW 厂房屋顶光伏

2、华北第三方调峰辅助服务

课题组于项目启动之前曾于 2020 年 9 月 16 日前往国网公司华北分部了解华北电网第三方调峰辅助服务市场开展情况，并交流电动汽车在华北调峰市场中的效果。

华北电网在国内率先搭建了源网荷储多元协调调度控制平台，解决了调度端与负荷端网络链条长、跨越平台数量多、信息交互壁垒大、互联网安全风险大等诸多问题，实现了调度端对负荷侧资源的数据采集、监视、分析及展示。然而，如何通过市场手段引导负荷侧资源可持续参与电网调节成为一个难题。近年来，电力调峰辅助服务市场已成为解决电网调峰问题的主要市场化手段，其市场主体涉及各类发电侧资源，包含燃煤火电机组、抽水蓄能机组、核电机组、新能源机组等。随着虚拟电厂、负荷侧需求响应、微电网等概念的提出，电动汽车、储能、智能楼宇等

功率可调节的负荷侧资源参与电网调峰成为研究热点之一。政府主管部门也提出按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务。当前负荷侧资源参与电力辅助服务相关研究主要集中在理论、政策层面，尚未提出能满足商业化运行需求的规则设计与实践验证。获国家能源局批复后，第三方调峰试点于 2019 年 12 月 12 日开始在京津唐电网正式结算运行。实践结果表明，第三方独立主体代理的电动汽车、分布式储能、虚拟电厂等负荷侧资源在市场机制引导下初步改变了“反调峰”特性，有效提高了电网调峰能力，促进了新能源消纳。

调研过程中课题组就第三方调峰市场参与主体、各自规模、调峰市场报价方式及出清价格，以及目前存在的问题与华北分布工作人员展开了探讨。目前华北第三方调峰市场主体主要包括电动汽车、用户侧储能、空调、电采暖以及冀北虚拟电厂。京津唐地域存在大量电动汽车、分布式储能以及楼宇空调、电采暖、工业园区等负荷侧可调节资源。根据统计，2019 年底电动汽车约 60 万辆，其中北京约 40 万辆。储能资源超过 20 万千瓦，空调保有量约 8000 万台，电采暖用户达 163 万户。通过发挥引导这些资源，将其纳入电网优化控制，将给京津唐电网增加调节资源最大约 400 万千瓦。

表 1 华北电网第三方主体资源种类及规模

资源种类	用户规模	容量	备注
电动汽车	60 万辆	约 180 万千瓦	单辆快充负荷 15-60 千瓦，按 20%同时率充电，约 50%的可调量计算
储能	-	超过 20 万千瓦	按充/放电计算，可调容量超过 40 万千瓦

空调	8000 万台	180 万千瓦	度夏用电负荷最大约 1800 万千瓦以及 10%可调整量测算
电采暖	163 万户	60 万千瓦	电采暖用户度冬用电负荷最大约 600 万千瓦以及 10%可调整量测算
合计	-	400 万千瓦	夏季约 400 万千瓦、冬季约 280 万千瓦

2019 年-2020 年：引入国网电动汽车公司、特来电、冀北综合能源服务公司接入三家单位开展试点，接入了京津唐地区的包括 2651 座充/换电站，共计 27006 台充电桩，6 座分布式储能电站以及蓄热式电采暖等可控负荷，资源总量 26.6 万千瓦，可调节量约 4 万千瓦。试点期间第三方独立主体获得调峰收益 268 万元，促进新能源消纳 1958 万千瓦时。

2020 年-2021 年：在原有 3 家试点主体的基础上，与国网综能集团、北京华商三优公司、鑫泰能源、金风科技等共计 9 家主体完成了接入调试工作。截至目前，接入充/换电站共计 54045 台，分布式储能 11 座以及蓄热式电采暖数十座，资源容量约 100 万千瓦。

2020 年 7 月，北京中再大厦投运全国第一座商业化运营 V2G 站，项目主要用于解决国网中再中心办公区公务及员工个人车辆充放电需求，并通过峰谷差价套利、参与电网削峰填谷和电力辅助服务。课题组于 2021 年 3 月 8 日赴中再大厦进行调研。该站安装有 9 台额定功率 15kW 的直流 C 型 V2G 充电桩（380V AC 额定电流 25A，750V DC 直流端口电流 0-25A）。充放电桩接入中再大厦一台 1200kVA 配电箱。



图 5 北京中再大厦 V2G 试点

3、上海需求响应试点

2019 年 4 月，上海市经济信息化委员会反馈国网上海市电力公司《关于同意开展上海市综合需求响应试点工作的批复》，提出深入研究特大型城市受端电网泛在电力物联网应用场景，积极探索充电桩等新技术应用示范，采用市场化手段柔性调节负荷。2019 年 10 月国家电网有限公司把国网上海和冀北电力列为首批虚拟电厂运营体系试点单位。虚拟电厂运营体系由营销、交易、调度等多个专业部门、单位联合构建，采用多专业、多层次、市场化的运营模式。该运营体系通过虚拟电厂交易平台、运营管理与监控平台等系统，深层连接和精准接入客户用能设备，实现对闲散负荷的聚合、交易和调配，达到资源聚合和协调优化的目的。自上海电力公司启动虚拟电厂项目建设以来，共有 500 多个客户接入平台。这些客户涵盖了电动车充电桩、园区微电网、商业建

筑虚拟电厂、工业自动响应、三联供储能系统、分布式能源、冰蓄冷装置等多种类型。

课题组就 2020-2021 年度某电动汽车企业参与上海市电力需求响应试点的情况展开了线上调研。目前该车企在上海需求响应试点中约有 1500 车主报名，每天约 700 人参与需求响应，以私家车用户（住宅充电桩）为主。该车企通过某大用户的电费账户与电网企业结算需求响应费用。响应主体分别独立申报各类型响应（中长期、日内、快速）削峰、填谷响应规模和补偿价格（基准值）。补偿价格上限（基准值）为：削峰响应 3 元/（千瓦·小时），填谷响应 1.2 元/（千瓦·小时）。每个响应类别年度承诺参与响应时长不小于 10 小时。按照提前通知系数，在统一出清价格（基准值）基础上对应确认各类型响应补偿价格。

表 2 提前通知时间调整系数 单位：元/（千瓦·小时）

序号	组织形式	调整系数	提前通知时间
1	中长期响应	0.8	>24
2	日内响应	0.9	(8, 24]
		1(基准值)	(2, 8]
3	快速响应	1.5	(0.5, 2]
		2	(0, 0.5]
		3	不通知

区别于 2019-2020 年度，今年试点在年度竞价确定各类型需求响应价格上限的基础上，在单次响应实施过程中，根据市场供应情况，组织响应主体开展集中竞争，并设置“开关型”、“阶梯型”和“曲线型”三种响应模式及设计响应考核方式，以更好反映负荷侧资源技术特性和赋予用户更大选择空间。

（二） 研究报告

研究报告分为可再生能源与电动汽车融合研究背景、融合模式以及激励政策三章主要内容。其中：

研究背景主要分析当前可再生能源与电动汽车产业发展现状，车网融合意义及必要性，现有政策回顾及存在的挑战等。

融合模式是报告研究重点，研究工作从微电网、配电网、大电网三个层面展开。具体包含：评估可再生能源与电动汽车协同融合的经济性与商业化推广潜力；研究将基于上海、青岛、北京等示范项目实施情况，分析可再生能源和电动汽车融合的现状 & 面临的问题；提出未来两者融合发展的重点区域及政策建议。

激励政策将从顶层设计、基础设施、机制创新、市场价格、保障措施、试点示范等不同角度提出推进可再生能源与电动汽车协同融合的激励政策。上述政策也是本课题提交政府决策层的关键研究成果。

目前研究报告三章主体内容已基本完成，下一步将征求相关部门及专家意见后进一步修改完善，预计于 8 月最终完成课题研究。

三、自我评价

项目启动后，课题组按照工作计划持续推进项目调研及报告撰写工作。各项工作如期推进，在实地调研和政策研究的基础上，现已初步完成调研报告、研究报告（初稿）及进展综述报告。课题组下一步将继续完善研究报告和意见征求工作，并在此基础上最终完成政策建议上报件，提交政府决策层，并形成政策影响力。

四、下一步计划

按照项目原计划安排，课题组下一步将：

(1) 针对课题研究中期成果，邀请有关部门专家给予完善建议。

(2) 完成可再生能源与电动汽车在电力系统层面融合激励政策研究，分析两者融合的技术潜力及经济性，提出促进融合的政策建议。

(3) 向政府机构决策者介绍研究成果。

(4) 分析、设计基于电网的电动汽车智能充电激励政策，并开展国家级政策设计。

(5) 完成中英文总报告。
