



2018 年 2 月



电动汽车储能技术潜力 及经济性研究

研究报告



致谢

此报告由国家发改委能源研究所、自然资源保护协会、中关村储能联盟合作撰写。特别感谢国家电网电动汽车服务公司江冰董事长、国务院发展研究中心洪涛研究员、清华大学电机系胡泽春副教授、中国电子科技集团公司第 18 研究所肖成伟研究员、中国科学院电工研究所陈永翀研究员、凯盛咨询朱瑶琪女士对本项目提出宝贵意见和建议。

课题组

课题组

刘坚 国家发改委能源研究所、国家可再生能源中心
金亨美 自然资源保护协会
李岱昕 中关村储能联盟
蔺亿 北京市计科能源技术开发公司

感谢自然资源保护协会清洁电力项目和
ClimateWorks Foundation 对本研究的支持。

电动汽车储能技术潜力 及经济性研究

研究报告



目 录

总结摘要	1
1. 电动汽车发展现状及前景	2
产业现状	
电动汽车产业发展前景	
电池及充电发展趋势	
2. 电动汽车储能应用潜力及成本分析	6
应用潜力	
技术经济性	
3. 研究结论与政策建议	20
研究结论	
政策建议	
附件	22
参考资料	26

总结摘要

本世纪以来，中国经历了快速的道路交通机动化过程。2017 年全国汽车销量接近 2900 万辆，连续九年位居全球第一；汽车保有量超过 2 亿辆，是 2000 年的 10 倍以上。机动车的增长对石油供应和城市空气质量带来了严峻挑战。推动汽车电动化不但对环境产生直接的正面影响，也为能源系统清洁转型带来重大契机。通过有序充电、车电互联（V2G）、电池更换、退役电池储能等方式，大量电动汽车可作为分布式储能，为电力系统提供可观的灵活性资源，进而有效提升电力系统对波动性可再生能源的消纳能力。

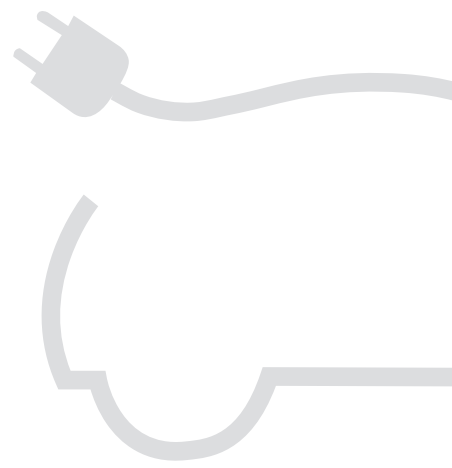
然而，当前动力电池成本及智能充电技术等仍然是制约电动汽车电力系统储能的重要因素。在对 2030 年全国电动汽车市场规模预测的基础上，本研究报告对电动汽车储能的应用潜力及经济性水平进行了分析。研究发现：

1. 快速成长的电动汽车产业已经并将继续成为电化学储能成本下降的首要驱动力。受规模效应的影响，不断扩大的电动汽车产业将加速锂电池成本下降，从而提升其在电储能领域的应用规模。近年来，动力电池成本降幅超过固定锂电池储能，考虑到目前电动汽车产业仍处于发展初期，预计未来锂电池成本具有巨大下降空间。

2. 电动汽车本身也可成为规模可观且经济高效的储能资源。电动汽车可通过有序充电、V2G、电池更换、退役电池储能等方式直接或间接参与电力系统储能运行，实现与固定储能相同或相似的功能。考虑到未来电动汽车较高市场渗透率，预计到 2030 年，其理论储能规模远超抽水蓄能等其他储能技术路线，有望解决当前困扰可再生能源发展的电力系统小时级平衡问题。

3. 对比四类电动汽车储能模式，有序充电成本最低，但其储能应用潜力受限于车辆出行强度；V2G 储能应用潜力最高，但其市场化推广取决于电池技术进步与成本下降速度；电池更换储能灵活度最高，但仅适用于特定车型。

基于上述研究结论，本报告分别就充电商业模式、充电价格机制、综合示范试点等问题提出若干政策建议，以探讨符合中国市场环境的电动汽车储能发展路径。我们认为，随着电动汽车规模不断提升以及电动汽车与电网互动技术日益成熟，电动汽车可依托分布式储能、智能网联等技术与模式创新，与可再生能源一起构建新一代经济高效的智慧能源系统，带动中国能源工业整体变革。



电动汽车发展现状及前景

（一）产业现状

受一系列激励政策带动，中国电动汽车产业发展迅速，现已成为全球最大电动汽车产销及保有量市场，部分本土企业在产能规模及核心技术方面居于全球前列。

1. 电动汽车产业

电动化已成为当前全球新能源汽车发展的大势所趋。为应对日益严苛的能耗及排放标准，欧美和日本等传统汽车强国近年陆续投放电动汽车产品，技术日臻成熟，市场规模不断扩大。根据国际能源署统计，2016 年全球电动乘用车保有量已超过 200 万辆，电动汽车已成为当前发展最快的新能源汽车技术。德国¹、英国²、荷兰³、法国⁴、挪威⁵、印度⁶等国及部分汽车企业⁷更是提出燃油汽车退出目标，为电动汽车的持续发展营造了有利的政策环境。

中国电动汽车推广历程可分为 2009-2012 和 2012-2015 两期“节能与新能源汽车示范推广工程”阶段及 2015 年以后新能源汽车规模发展阶段。自 2009 年财政部、科技部、国家发改委、工信部四部委启动节能与新能源汽车示范推广工作以来，中国电动汽车产业每年呈倍数增长，带动了全产业链建设和市场培育。2009-2012 年，在中央财政购车补助引导和科技计划重点支持下，全国三批 25 个“十城千辆”试点城市总计推广节能与新能源汽车 27432 辆¹。2012 年之后，四部委在“十城千辆”工程基础上又将新能源汽车推广应用的示范城市从原来的 25 个扩大到 39 个。2013 年至 2015 年 9 月底，全国 39 个示范推广城市（区域）又累计推广新能源汽车 18.1 万辆。2015 年全国新能源汽车产量达到 33.14 万辆，首次超过全部汽车产量的 1%，并超越美国成为全球最大新能源汽车市场。到 2016 年，中国新能源汽车行业进入全面调整升级阶段，全年新能源汽车产量达到 51.7 万辆，市场规模接近全年汽车产量的 2%，保有量超过 100 万辆，稳居全球新能源汽车最大销量及保有量市场。

2017 年 9 月，工信部表示已启动燃油汽车退出时间表研究。同月，工信部、财政部、商务部、海关总署、质检总局联合公布了《乘用车企业平均燃料消耗量与新能源汽车积分并行管理办法》（“双积分”政策），要求 2019-2020 年，汽车企业新售电动乘用车积分占比分别达到 10% 和 12%。截至 2017 年底，中国已连续三年成为全球最大电动汽车产销市场，电动汽车年销量超过占全球一半。2017 年中国电动汽车销量达到 77.7 万辆，为全球电动汽车总销量 55%，是美国市场规模近四倍，占全部汽车销量的比重接近 3%，且几乎全部为本土车企生产和销售。截至 2017 年，全球电动汽车累计销量突破 340 万辆，中国占比超过 50%，率先步入对传统燃油汽车规模替代阶段²。充电基础设施方面，目前中国已建充电桩突破 45 万个³，超过欧洲、美国和日本数量总和。可以说中国现已形成完备的电动汽车产业链，在部分动力电池技术路线和充电基础设施方面甚至处于全球领先地位。

¹ 包括混合动力汽车、纯电动汽车、插电式混合动力汽车、燃料电池汽车；其中公共领域推广节能与新能源汽车 23032 辆，私人购买领域推广 4400 辆。

² 假设私人购买领域车桩比为 100:80。

³ 其中私人充电桩约 24 万个，公共充电桩约 21 万个。

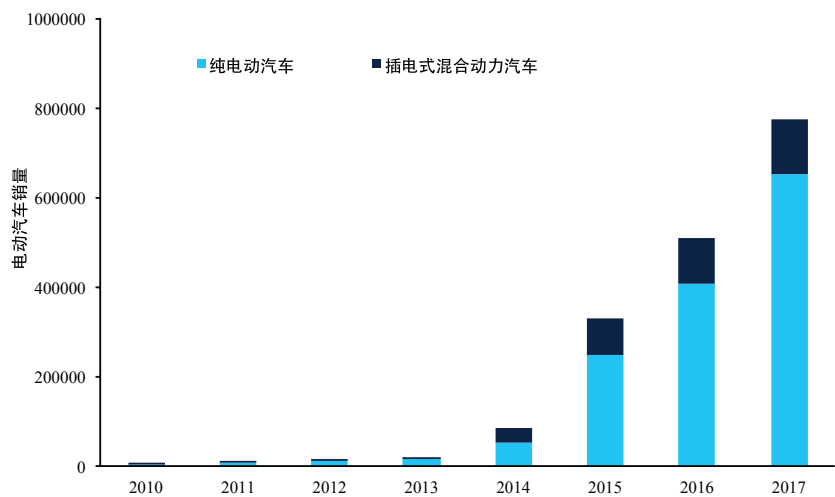


图 1 2010-2017 中国电动汽车销量统计

2. 动力电池产业

中国动力电池产业规模同样居全球第一，2017 年动力电池产能达到 200GWh，产量接近 40GWh。截止 2017 年底，全国固定电化学储能装机容量约为 389.8MW，仅为全国抽水蓄能装机容量 1%，若按平均 4 小时放电计算，合计储能能力约 1.6GWh。2017 年全国电动汽车产量为 79.4 万辆，全国电动汽车保有量超过 170 万辆，考虑不同车型结构及各类车型电池容量等因素^{IV}，车载动力电池储能能力接近 90GWh，远远超过电化学储能容量。

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
电动汽车产量（万辆）	0.84	1.2726	1.75	7.85	34	51.6	79.4
电动汽车累计产量（万辆）	1	2	4	12	46	97	177
当年电池产量（万千瓦时）	34	43	59	293	1712	2801	3822
累计电池产量（万千瓦时）	34	77	136	429	2141	4942	8764

表 1 2011-2017 年电动汽车及动力电池累计产量

^{IV} 假设纯电动客车车、电动乘用车载电池分别为 110 千瓦时 / 辆和 38 千瓦时 / 辆；插电式客车、插电式乘用车车载电池容量分别为 40 千瓦时 / 辆和 17 千瓦时 / 辆。乘用车在设计和技术特性上用于载客及随身物品，最多不超过 9 座位；客车用于公共交通和集团运输，乘坐 9 人以上。

(二) 电动汽车产业发展前景

展望未来，“双积分”政策将持续引导中国汽车工业的电动化进程，酝酿中的禁售燃油汽车时间表将加速市场转型步伐，而决定电动汽车发展前景的根本驱动力源于电动汽车综合性能和经济性水平。虽然目前动力电池成本仍然偏高，但也呈现快速下降趋势，并仍具有较大降低空间。加之目前中国仍处于道路交通机动化阶段，未来机动化与电动化的同步推进将确保电动汽车数量快速增长。

本研究采用 Bass 扩展模型分别针对电动汽车在乘用车、公交车、出租车、物流车领域的渗透前景进行预测（详细过程见附件一），预计到 2030 年全国各类电动汽车保有量将超过 1 亿辆（图 2）。不断扩大的市场需求伴随电池生产规模效应，将有力推动电池成本快速下降，为电动汽车参与电力系统储能带来巨大机遇。

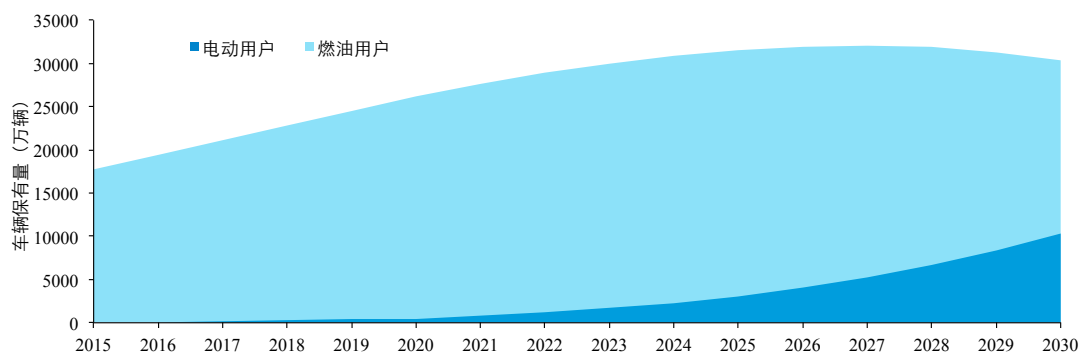


图 2 电动汽车保有量变化趋势

(三) 电池及充电发展趋势

动力电池容量和智能充电水平是影响电动汽车储能潜力最为关键的两个影响因素。

1. 动力电池容量快速提升

通过整理近期上市的腾势（400）、北汽 EU400、上汽荣威 ERXEV400 等车型数据不难发现，较老款车型新上市电动车型动力电池容量有较大增加。北汽 EU 400 在保持售价与老款 EU 260 基本持平的情况下，采用了孚能三元材料锂电池，电池容量达到 54.4 千瓦时（+31.4%），能量密度达到 125Wh/kg，标定续航里程 360 公里（+38.5%），60km/h 等速行驶工况下续驶里程可达到 460 公里⁸；秦 2017 款

插电式混合动力车型电池组容量达到 17 千瓦时（较 2015 款车型提高 31%），纯电动续航里程达到 100 公里（较 2015 款车型提高 43%）⁹。表 2 为《节能与新能源汽车技术路线图》中动力电池技术分阶段发展目标，到 2030 年动力电池单体比能量^V 将达到 500 瓦时 / 千克，是目前水平的 2 倍以上¹⁰。

	2020 年	2025 年	2030 年
动力电池系统	单体比能量达到 300W·h/kg	单体比能量达到 400W·h/kg	单体比能量达到 500W·h/kg
	系统寿命达到 10 年		
	单体成本达到 1 元 /W·h； 系统成本达到 1.3 元 /W·h	单体成本达到 0.8 元 /W·h； 系统成本达到 1 元 /W·h	单体成本达到 0.6 元 /W·h； 系统成本达到 0.8 元 /W·h
能量存储技术	高容量锂离子电池材料技术	锂二次电池材料技术	新体系电池材料技术
	高比能、高安全锂离子 电池技术	宽温度、长寿命、 全固态锂电池技术	全新材料体系 电池技术
	高精度、高可靠性电池 管理技术	低成本、高集成化学电池 管理技术	新型电池电池 管理技术
	高比能、安全电池总成技术	电池总成与集成车身、底盘一体化技术	
	自动化制造工艺及装备技术	数字化、智能化制造技术	

表 2 节能与新能源汽车技术路线图动力电池技术进步

2. 智能充电技术日益完善

充电是电动汽车储能的关键环节。在国外已经有车厂通过添加简单程序，方便用户灵活控制充电时间。例如，特斯拉的车载屏幕可以进行延时充电设置，在客户输入的时间开始充电，而手机可以远程终止充电，并设置充电电量。而通用汽车的 Volt，在美国能根据用户预设的出行时间，计算出需要充电的时长，然后根据预先导入的所在地的电费价格，优先选择电价低谷时段进行充电。客户只需要根据提示进行操作，就可以在车辆屏幕上查到充电时长、电量和费率等信息。此外，在充电设施一侧，添加简单的软件程序即可以实现智能充电。例如在充电 APP 上实时提示充电费率的变动并鼓励客户在谷时进行充电，对于谷时充电客户给予一定奖励等措施，这些都将极大地提高用户体验¹¹。在国内，特来电开发的 CMS 主动柔性智能充电系统在保留充电桩基础功能的基础上，将控制、保护、显示及计量集成到箱式变电站，内含高压配电、变压器、调度单元和智能充电模块、CMS 充电管理模块，不仅把插卡、收费、人机对话功能转移到手机 APP 和互联网云端，同时通过检测区域内电网负荷、待充电车辆数量、电池荷电状态以及用户充电时间需求，智能分配充电功率，以优化的柔性电流输出对电池进行充电¹²，从而在提升充电效率的同时降低充电运营成本。

^V 单位质量储电量。

2 电动汽车储能应用潜力及成本分析

（一）应用潜力

电动汽车可通过有序充电、车电互联、电池更换及退役电池储能四种方式实现电力系统储能价值，下面分别就各种方式进行介绍。

1. 有序充电

虽然在有序充电下电动汽车无法向电网或负荷直接放电，但仍可通过改变充电时间（电力需求响应）的方式参与电网削峰填谷，实现“虚拟储能”作用。电动汽车有序充电的储能功率取决于车辆的充放电功率，其储能电量取决于车辆能效及出行强度。如若平均每辆车年均行驶里程为 1.5 万公里，则 1 亿辆电动汽车日均充电需求（理论可调节充电电量）超过 6 亿千瓦时（详细计算过程见附件二）。

2. 车电互联

车电互联 (V2G) 储电能力主要受电池容量影响。当前电动汽车动力电池容量普遍有限，电池续航能力以满足道路出行为主，车辆参与 V2G 将加速电池老化，给用户带来极高成本。但随着电池容量的增加和循环寿命的提升，电动汽车续航能力将逐渐超过日常交通出行需求，此时 V2G 的价值将快速显现。该电池容量临界点因用户出行需求而异，并可根据动力电池全寿命周期及单次充电续航里程等指标进行衡量。本研究基于动力电池全寿命周期续航里程推算电动汽车用户参与 V2G 所需达到的车载电池容量：目前国家没有规定具体的报废年限或公里数，实际乘用车报废周期集中在 10-20 年之间，以平均周期 15 年、日均行驶 40 公里为例，则全生命周期累计出行里程为 22 万公里。考虑到有限的电池循环寿命，电动汽车用户参与 V2G 存在一定心理障碍。本文假设当电池全寿命周期可支持的续航里程超过 30 万公里时，电动汽车用户或将考虑 V2G。换言之，若电动汽车百公里电耗 15 千瓦时维持不变，当平均动力电池容量达到 50 千瓦时且循环寿命达到 900 次时，我们可考虑 V2G 的理论储能潜力。

3. 电池更换

电池更换为电动汽车电能的快速补充提供了可能。由于车辆与电池实现了分离，电池更换模式最大程度释放了车载电池的储能潜力，从车辆卸载的电池可以根据电力系统的调峰需求随时进行充放电，此时动力电池储能类似于固定电池储能电站。对于电池更换而言，每两次电池更换之间允许有较长的等待时间，使卸载电池可以兼顾电网调节需求和电池寿命进行充放电，在将电池储能价值最大化的同时，尽可能地延长电池使用寿命。电池更换模式下电动汽车的理论储能潜力取决于用于更换的备用电池容量。目前重庆力帆已开展电动汽车电池换电及储能运行，其移峰能源站采用分箱式换电技术，可对近 16000 块电池同时充电，一座能源站每天可以为 2000 辆电动汽车进行换电¹³。

4. 退役电池

随着车载动力电池寿命终结，退役电池有望通过梯次利用的方式间接参与电网储能。预计到 2020 年中国将产生 25 亿只，约 52 万吨废旧锂离子电池¹⁴。通常而言，电池容量降低到原始容量的 80% 以下后就无法满足车用动力电池的要求，这意味着退役电池的储能潜力不容忽视。

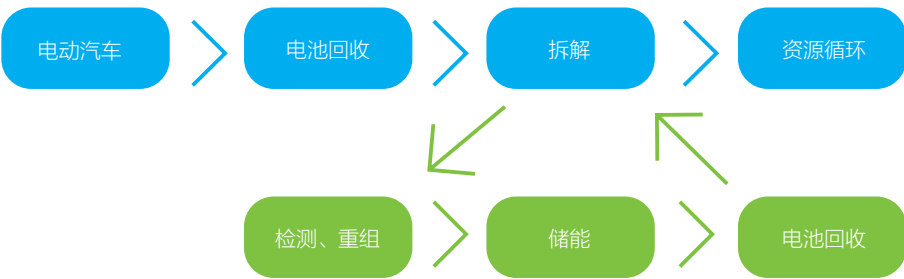


图 3 动力电池退役流程

对于退役动力电池，根据其电池容量和寿命特点可以采取不同处置方法，主要包括：1. 梯次利用，将退役动力电池用于其他性能要求较低的领域；2. 循环利用，将退役电池的重金属、化学材料及副产品进行分解提取。2012 年国务院《节能与新能源汽车产业发展规划（2012-2020 年）》中明确提出：“要制定动力电池回收利用管理办法，建立动力电池梯级利用和回收管理体系，明确各相关方的责任、权利和义务”。本文根据电动汽车销量及保有量增速预测，对退役动力电池的数量及储能规模进行了预测，计算过程见附件二。

基于上述四种电动汽车储能方式，最终得到 2017、2020、2025、2030 年全国电动汽车储能理论应用潜力。其中，电动汽车车辆规模采用第一章 2030 年全国 1 亿辆电动乘用车的预测结果，其他关键假设包括：2017 年基年电动乘用车平均电池容量为 36 千瓦时，并以每年 2% 速度提升；车用电池平均服役年限为 10 年，退役时间节点电池容量保持率为 80%；车辆能效维持在 0.15 千瓦时 / 公里不变，基年日均行驶里程为 40 公里。图 4 为 2017-2030 年四类电动汽车储能方式理论储能规模预测结果，其中有序充电（SC）规模相对偏低，日均可调节量为 947GWh；车电互联（V2G）规模最高，理论储能容量达到 5075GWh。由此可见，随着电动汽车的普及，电动汽车具有巨大储能应用潜力，以 V2G 为例，若 2030 年风电、光伏发电装机量分别达到 10 亿千瓦，电动汽车储电容量完全可与大规模可再生能源形成协同，对电力系统小时级平衡及可再生能源消纳起到重要的支撑作用。

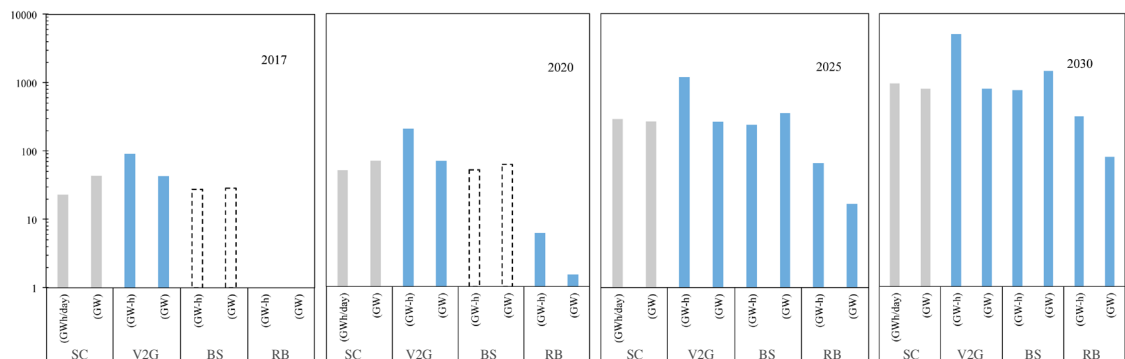


图 4 2017-2030 年电动汽车储能理论应用潜力

注：
SC: 有序充电，每日储能电量（GW·h/天）取决于电动汽车日均充电需求，储能功率（GW）取决于各类电动汽车额定充电功率；
V2G: 车电互联，储能容量（GW·h）取决于电动汽车车载电池容量，储能功率（GW）取决于各类电动汽车额定充放电功率；
BS: 电池更换，储能容量（GW·h）取决于用于换电的备用电池容量，储能功率（GW）取决于换电站内充放电设备的额定功率；
RB: 退役电池储能，储能容量（GW·h）取决于梯次利用电池容量，储能功率（GW）取决于退役电池储能电站内充放电设备的额定功率。

（二）技术经济性

除通过有序充电参与电力需求响应，其他各类电动汽车储能方式目前都涉及电池老化成本，但随着动力电池成本的快速下降，电动汽车储能的经济性将显著提升。本节将从成本、价值两方面分别对四类电动汽车储能的经济性水平进行分析和对比，从而评估未来各类技术市场接受度并预测商业化时间点。

1. 成本分析

研发与示范是影响各类储能技术早期发展阶段成本下降的主要因素，但随着储能进入商业化应用阶段，产量规模和制造业成熟度将是驱动现有技术成本下降的主要动力。本章在梳理近年来动力电池及各类固定电池储能技术成本变化的基础上，采用经验曲线分析方法预测未来各类储能技术成本变化。

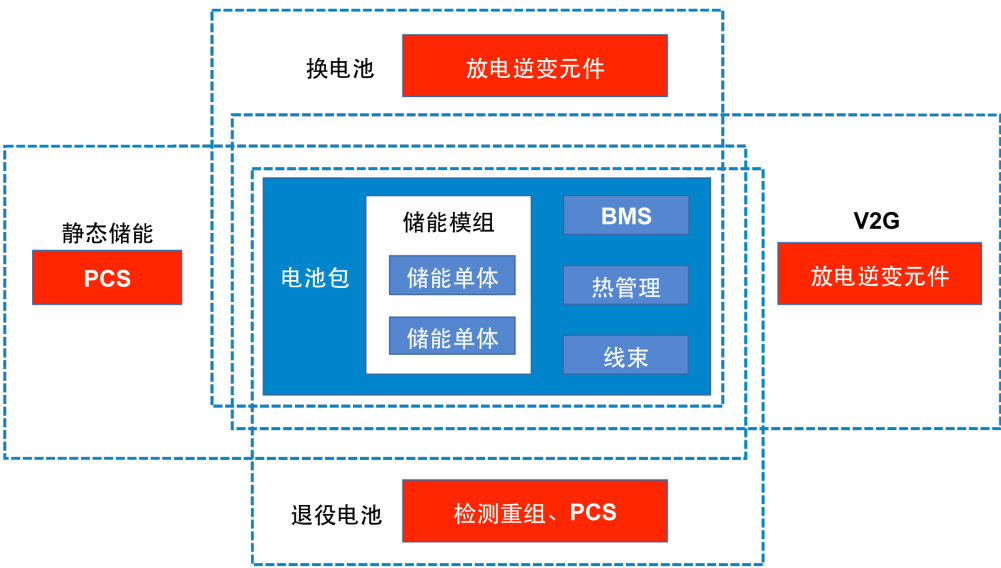


图 5 固定电池储能与四类电动汽车储能方式成本结构

(1) 投资成本

1) 有序充电

与电力需求响应类似，电动汽车有序充电的成本很大程度上受用户参与意愿度的影响。用户参与有序充电存在行为成本，不同种类电动汽车用户存在较大成本差异。与传统用电负荷不同，电动汽车充电与用车行为并不同步，在车辆停驶时段调节充电时间不会对用户出行带来显著影响，其参与需求响应的行为成本相对较低。总体而言，出租车、共享车等运营车队参与有序充电的行为成本较高，私家车参与有序充电的行为成本较低；公交、物流车辆在运营高峰时段有序充电的行为成本偏高，在运营低谷及夜间参与有序充电的行为成本较低^{VI}。

2) 车电互联

除车辆行驶所需电能外，V2G 可将动力电池剩余电能反送电网，从而实现与固定电池相似的储能作用。但与有序充电不同，电动汽车 V2G 涉及车载充放电电机或新型电机控制器的硬件升级，因而会带来较为明显的新增投资。与固定电池储能系统类似，储能单元（动力电池）成本是 V2G 经济性的重要影响因素。动力电池系统成本由电芯、BMS、箱体、电器件及其他附件组成，其中电芯和 BMS 为电池系统成本的主要构成部分，占电池系统成本 80% 以上，其规模化生产对成本下降起到重要作用。经过数年发展，得益于新能源汽车产销量的持续提高，企业规模化生产、单体能量密度的提高以及动力电池管理系统的成本优化，动力电池系统生产制造成本也在逐年降低。

^{VI} 有序充电成本分析在 NRDC2016 年出版《电动汽车在上海市电力系统的应用潜力研究》中有详细分析。
<http://nrdc.cn/Public/uploads/2016-12-03/5842ced68d55f.pdf>

中国锂电池产业发展现状

从配套量来看，2016 年磷酸铁锂电池为主力配套电池，配套量达到 203.32 亿千瓦时，占比 72%。三元材料电池配套量约为磷酸铁锂电池的 1/3；锰酸锂电池配套量为 9.62 亿千瓦时，占比不足 4%。碳酸锂、超级电容和镍氢电池配套量合计占比约 1%。工信部《电动汽车用动力蓄电池产品规格尺寸》和《汽车用动力电池编码》（征求意见稿）将车用动力电池分为圆柱、方形硬壳、方形软包三大类。受 3C 电芯市场的影响，锂电池领域方形软包仍以 42.3% 的产量占据最大市场。目前动力电池领域方形硬壳电池以 19.67GWh 的配套占据将近 70% 市场，方形软包市场份额为 11%。

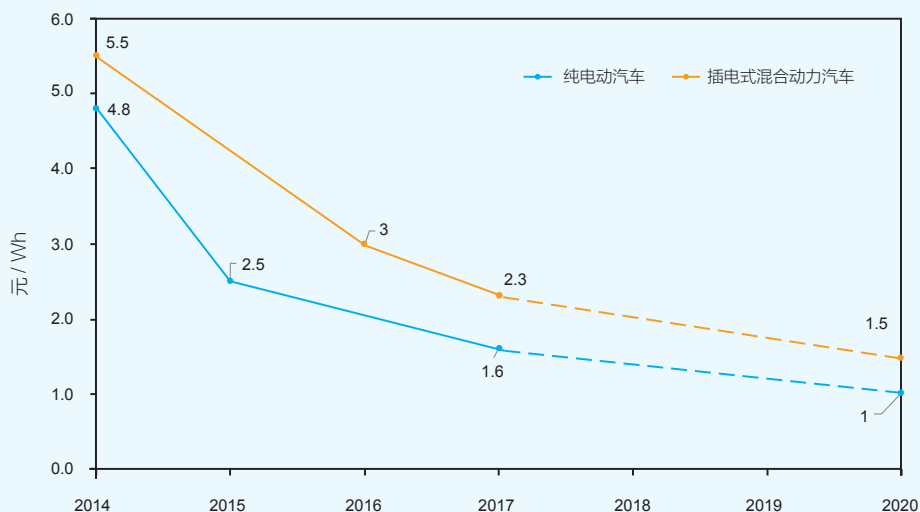


图 6 2014-2020 年纯电动及插电式混合动力汽车电池成本

国产第一代纯电动汽车动力电池系统在 2013 年开始量产，采用磷酸铁锂电芯，系统单价高达 4.8 元 /Wh，其中除模组外系统材料和制造成本约为 1.8 元 /Wh；第二代动力电池系统在 2015 年底量产，电芯开始改用三元材料电池，因能量密度提升电芯成本显著下降，系统单价为 2.5 元 /Wh，其中除模组外系统材料和制造成本为 0.7 元 /Wh；第三代动力电池系统于 2017 年量产，单位瓦时电芯成本进一步下降，系统单价约 1.6 元 /Wh，其中除模组外系统和材料成本为 0.3 元 /Wh。从 2013 到 2017 年，成本下降了约三分之二。随着电芯能量密度提升和系统设计的优化，动力电池制造成本还将不断下降，2020 年纯电动汽车电池系统单价有望降至 1 元 /Wh¹⁵。2016 年共有 196 家 BMS 配套企业，国内企业产品装机量达 49.5 万辆，占比 95.8%。随着 BMS 出货量扩大，BMS 价格也在持续下降，以乘用车为例，2016 年 BMS 出货价格在 1 万元 / 套左右，比 2012 年下降 50%。2020 年 BMS 价格有望控制在 3000-5000 元 / 套。

3) 电池更换

电池更换的投资包括换电与充放电设施投资，以及额外备用电池投资等。由于换电设备和电池充电设备属于交通部门的已投入成本，因此本研究主要聚焦因电池参与储能所新增的电池老化及放电设备的投入，其中电池参与储能服务的老化成本可纳入可变运维成本，放电设备成本主要考虑功率转换装置中新增的逆变器成本。这与 V2G 情况相似，不同点在于 V2G 车辆属于分散接入，而电池更换所需的充电和放电设备可以集中安装和集中运行，因此就单位千瓦投资而言，电池更换模式中的新增功率元器件投资相对更低。

4) 退役电池

动力电池的利用应遵循先梯级利用后再生利用的原则。电动汽车对车载动力电池的容量、比能量等性能参数有较高要求，当动力电池性能难以满足车用标准时必须对电池进行更换。从电动汽车上退役的动力电池通常还保有相当容量保持率，可应用在对能量密度要求不高的固定储能应用场景。对退役动力电池进行梯次利用将有助于降低电动汽车用户及电力系统的储能成本，让较高的储能成本能够在较长的使用寿命中在一次、二次用户中进行分摊。然而当前退役电池梯次利用存在一定成本问题。梯次利用所涉及的回收、拆解、检测、集成都会对退役电池梯次利用经济性产生影响。同时，随着动力电池市场规模不断扩大，新电池成本及价格将快速下降，继而对电池梯次利用市场竞争力产生威胁。

5) 固定化学储能及抽水蓄能

固定化学储能和抽水蓄能是当前最主要的电动汽车储能对标技术。随着产业规模的快速扩大，化学储能是当前成本下降最快的储能技术之一，而抽水蓄能是当前规模最大、技术最为成熟的大型储能技术。化学储能方面，我们选择锂离子电池及铅碳电池作为对标技术；抽水蓄能方面，我们按地域选择若干典型项目收集成本数据。

本研究采用经验曲线的方法预测各类储能成本下降趋势^{VI}，并通过分析历史数据（累计产量及成本）得出各类技术经验曲线（详见附件三）。历史数据来源包括学术文献、专家访谈、行业研究报告、产业新闻、储能数据库等。研究对以往全球储能领域经验曲线研究成果进行了梳理，并针对国内情况对其进行了更新。储能技术成本因技术种类、应用场景、应用规模不同而异¹⁶。因数据资源约束，本研究主要围绕用户侧展开，涵盖的技术种类包括动力电池、储能用锂电池、铅碳电池及钒液流电池。本研究认为经验曲线更适合在储能电池 Pack 层面的成本趋势预测，而功率转换装置 PCS、EPC 及运维成本相对固定，因此本文将在各类储能电池 Pack 成本预测的基础上，统一测算其他成本因素的影响^{VII}。

本研究采用非线性回归分析拟合动力电池累计产量与投资成本的关系。回归方程采用幂函数形式¹⁷。预测不确定性通过预测均值的标准误差 σ 表示，即经验率预测 95% 置信区间范围为 $1.96 \times \sigma$ 。

图 7 为各类储能技术投资成本下降经验曲线结果。目前抽水蓄能成本最低，单位储能投资约 770 元；铅碳电池成本略高，为 900 元 / 千瓦时；电动汽车动力电池与储能用锂离子电池成本相近，在 1550-1600 元 / 千瓦时之间。但就成本下降趋势来看，动力电池及储能用锂离子电池成本下降速度更快，2012 年两者成本约 5000 元 / 千瓦小时左右，是同期抽水蓄能投资成本的 8 倍；而 2017 年仅为 2 倍左右。动力电池经验率最高达到 30.1，抽水蓄能、储能用锂离子电池、铅碳电池经验率分别为 17.4、9.7 和 5.3。按此成本降速预计到 2030 年（超过 1 亿辆电动汽车累计产量），动力电池成本可下降至 0.3 元 / 瓦时，在各类电化学成本储能技术中成本最低^{IX}。虽然大规模生产同样会极大降低其他电池技术（如，铅碳电池、全钒液流电池等）成本，但其市场需求对产量的拉动存在较大不确定性。就经验率 95% 置信度看，抽水蓄能成本拟合不确定性较高为 +26%；动力电池成本拟合不确定性最低，为 +4%（计算过程见附件三）。

^{VI} 经验曲线是一种表示生产单位时间与连续生产单位之间的关系曲线。经验曲线效应是六十年代末由布鲁斯·亨得森在波士顿顾问集团（BCG）首次提出的，BCG 在七十年代的研究观察了不同行业的经验曲线效应发现数量每翻一番，代价值（包括行政管理、营销、分配、制造）下降一个常量百分比。

^{VII} 目前纯电动汽车与插电式混合动力汽车所用动力电池成本有所差异。当前纯电动汽车的动力电池系统成本为 2-2.5 元 / 瓦时，而插电式混合动力汽车电池成本为 2.5-3 元 / 瓦时。但考虑到未来插电式混合动力汽车动力电池容量提升及电池模组化发展趋势，本研究过程中采用纯电动汽车历史成本数据。

^{IX} 学习曲线成本方法预测的成本下降极限为电池材料成本，锂电池材料中碳酸锂、镍盐、钴盐、锰盐、铜、铝等价格受市场波动影响较为明显。根据 Bloomberg Professional [Online] 数据估算，镍钴锰酸锂电池材料成本在 47-56 美元 / 千瓦时之间；另据美国能源部储能联合研究中心（JCESR）2017 年“Lowering the Bar on Battery Cost”估算，镍钴锰、镍钴铝、磷酸铁锂电池材料成本在 50-60 美元 / 千瓦时之间。

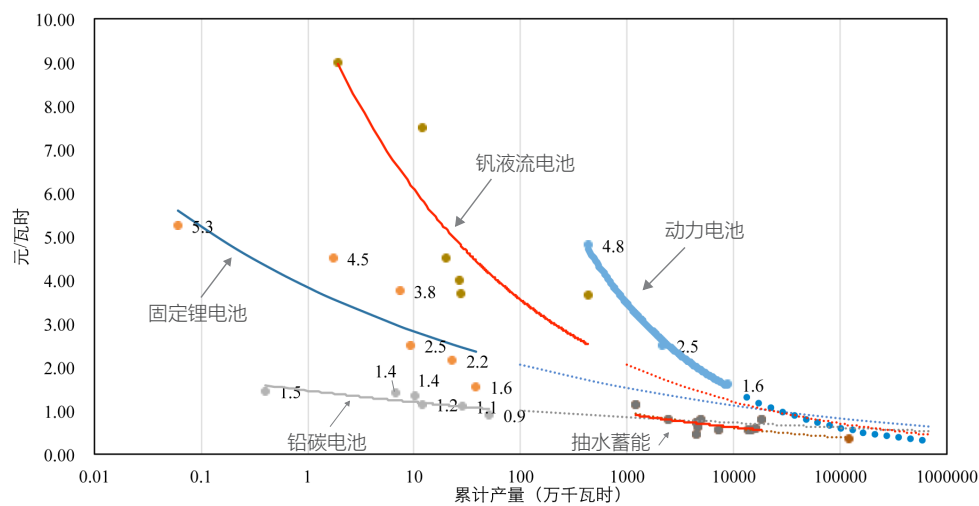


图 7 储能投资成本经验曲线

- 注：
- 1. 电池 80%，PCS15%，其他附件 15%；
 - 2. 集中式充电设备 PCS 成本 0.7-0.8 元 / 瓦；
 - 3. 分散式充电设备 PCS 成本 1 元 / 瓦；
 - 4. EPC（并网接入、设计勘察、建设施工）占总投资 5%；
 - 5. 不考虑人工、土地费用。

（2）平准化度电成本（LCOS）

分析固定储能成本一般可从投资成本和全生命周期成本两种角度出发。投资成本由功率转换单元（PCS）、储能单元及周边系统（BOP）组成，其中 PCS 成本一般以功率衡量（元 / 千瓦），储能单元成本一般以能量衡量（元 / 千瓦时），BOP 成本可由功率、能量或根据不同技术以固定成本衡量。对于实际的储能项目投资，全生命周期成本更加具有现实意义。全生命周期包含所有固定及可变运维、退役部件更换、拆除回收及初始投资成本（ C_{cap} ）。全生命周期成本可通过平准化方式表示，如元 / 年或元 / 千瓦时等，其中能量成本是否计入在内在不同研究中有所差异。

前文成本分析主要聚焦投资成本，完整的经济性评估包括如循环寿命、转换效率等其他因素。平准化储能成本（LCOS）可更直观对比各类储能技术的全生命周期成本差异（表 3）。因此本文采用 LCOS 的方式对比各类技术的经济性。在一些研究中 LCOS 可纳入日历寿命、放电深度等指标，但由于缺乏相关数据，本报告中不考虑上述因素。

	LCOS 反映	LCOS 不反映
平准化成本影响因素	✓ 电池模组、BMS、热管理、PCS 等设备投资成本 ✓ EPC 成本 ✓ 储能充放电效率 ✓ 固定、可变运维成本 ✓ 储能循环寿命	✓ 不同应用场景储能成本差异（放电深度、日历寿命） ✓ 储能应用价值（固定峰谷差）

表 3 储能平准化成本（LCOS）评估因素

表 4 为固定储能和三类电动汽车储能 LCOS 计算所涵盖的成本元素。其中，电池成本适用于全部四种储能模式，在具体计算过程中体现在可变运维。车电互联与电池更换成本结构较为相似，两者都需要新增逆变设备以及产生额外的电池损耗，而固定锂电池储能需要完整的双向功率转换设备。四类储能模式的功率转换设备存在集中式和分散式差异，且退役电池储能的成本元素相对较、成本也相对较高。

储能平准化成本	固定锂电池	车电互联	电池更换	退役电池储能
投资成本	功率转换 PCS (C)	逆变装置 (D)	逆变装置 ^(C)	监测重组及 PCS (C)
	电池	电池	电池	10% 初始投资
运维成本	固定运维成本			
	可变运维成本			

表 4 储能和三类电动汽车储能 LCOS 成本结构

注：
C: 集中式安装；
D: 分布式安装。

图 8 为平准化成本(2018-2030 年)预测结果(计算过程见附件四)，图中黑色点划线分别代表固定锂电池、V2G、电池更换以及退役电池储能单位充放电 1 千瓦时的平准化成本，LU 95% 对应的蓝色区域代表高电池投资成本及低电池投资成本预测下，LCOS 上限与下限变化范围，灰色部分国内典型峰谷差价（本文采用 0.8 元 / 千瓦时）。

对比四类电动汽车储能 LCOS 可见，固定电池储能虽然初期成本较低，且可能较早进入峰谷差价（低电池成本情景），但后期成本下降速度较慢，若单纯依赖储能行业市场需求，其成本下降速度不足以使其平均平准化成本在 2030 年前实现峰谷差价平价。

对于V2G,除常规成本因素外,电动汽车用户的参与意愿同样影响到其实际应用。不同于固定电池储能,V2G车型动力电池涵盖交通运输和电力系统储能两层应用,其综合经济性和市场接受度受两方面因素共同影响。本研究假设动力电池优先服务于交通出行,当其单次充电续航里程和全生命周期续航里程同时能够满足交通出行需要时,其电力系统储能应用价值开始体现。2017年国内新售电动汽车单次充电续航里程普遍达到300公里以上,基本可满足用户日均出行需求;以电池容量30千瓦时、充放电循环寿命1000次、车辆能效0.15千瓦时/公里计算,可累计支持电动乘用车续航约20万公里。考虑到技术进步驱动电池容量及循环寿命等参数提升的效果,预计到2025年新售电动汽车动力电池可普遍达到30万公里的累计续航能力,届时V2G将开始得到实际应用,其LCOS在0.33-1.09元之间,平均成本降速下LCOS为0.57元,低于典型地区峰谷价差水平。

电池更换成本下降轨迹与V2G十分相似,主要差异在于因集中安装功率转换装置而降低的投资成本,该储能模式的峰谷差平价时间也因此在这四种模式中出现最早(约2022年)。

退役电池储能成本需要基于动力电池初始购置成本测算。因缺乏历史数据,本文退役电池储能平准化成本预测的起始时间为2021年,其成本下降轨迹呈现先快速下降,后明显趋缓的态势,反映出其初期购置退役电池成本低的优势和后期梯次利用成本降速偏慢的特点。从LCOS看,退役电池储能的峰谷差平价时间为2025年,此后成本下降速度相当有限。

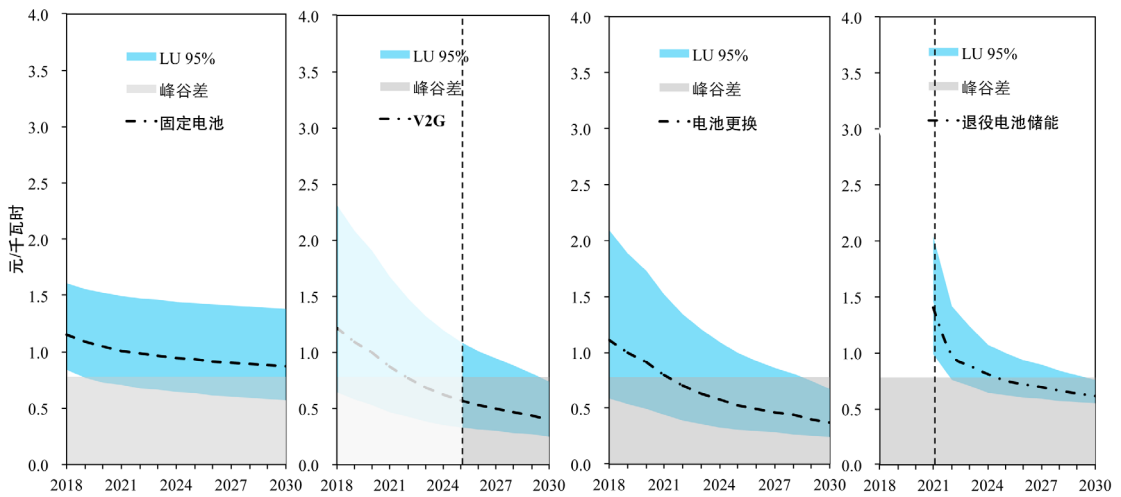


图8 四类储能模式平准化度电成本(2018-2030)

2. 价值分析

(1) 价值种类

与传统电力需求响应及储能技术类似,电动汽车的电力系统应用价值包括提供发电容量、提供发电能量(包含减少可再生能源弃电)、提供辅助服务及避免(或延缓)输配电投资价值,且各类价值水平因各地区发电装机结构、用电负荷、输配电设施等因素的影响而不同,因此本文试图通过定性分析的方式讨论每种价值的特点。

1) 发电容量价值

为满足不断增长的高峰用电负荷,电力系统需要新建发电容量。若可利用电动汽车起到与增加发电容量相同的效果,便可通过计算新增发电容量的成本来衡量电动汽车的发电容量价值。发电容量成本一般包含初始投资成本、金融成本、固定运行和维护成本等。电动汽车的发电容量价值在于在发电资源受限的情况下,转移充电负荷(改变充放电策略)所起到的削减尖峰负荷的效果。由于潜在的发电容量不足时间往往比较有限(一般在数小时到100小时/年以内),因此发电容量价值一般可用单位千瓦年化成本来衡量(如元/千瓦·年)。

电动汽车是否能够提供容量价值往往取决于发电容量稀缺度。当预期发电容量不足时,调节电动汽车充电放电可起到减少系统发电容量投资的作用;反之,当预期发电容量过剩时,车辆所能提供的发电容量价值则几乎完全集中在降低边际发电容量的可变运行成本环节。换言之,当本地发电容量与送入输电容量之和大于高峰负荷与规划备用容量之和时,对应年份的边际发电容量价值可视为零。因此,不同年份发电容量价值不尽相同,以每年单位千瓦的价格来衡量当年可避免的发电容量的价值需要将其现值以一定折现率转换成年度均化价值。

2) 发电能量价值

能量价值指某时段提供额外电能量服务或减少电能量需求所节省的成本。节省的成本一般包含燃料成本、可变运维成本及某些情况下可再生能源弃电成本。市场情景下,电动汽车的能量价值可由不同时段批发电价的差异得以反映,也可通过边际发电成本计算;计划调度下,能量价值往往通过成本最低调度方式下电能的影子价格或影子成本计算。在存在可再生能源弃电的电力市场中,减少弃电的价值常常通过负电价来衡量,即发电商为减少弃电而愿意支付的价格。在非市场的计划调度环境中,减少弃电的价值还取决于补贴等因素。

3) 辅助服务价值

本研究所指的辅助服务价值包括保持电网频率及电压等系统稳定性价值。从成本的角度看,它包括可变成本和提供该类服务的机会成本。中国日内电力供需平衡往往被认为是辅助服务范畴,在电力现货市场国家绝大多数日内平衡服务在电能市场中实现。凭借有序充电或V2G等方式,电动汽车也可实现正向调频、负向调频、备用等辅助服务。

4) 输配电价值

输配电成本包括投资输配电容量及输配电系统线损成本。电动汽车的输配电价值可通过衡量削峰填谷减少输电容量及线损获得的收益得到,其中减少输配电容量的价值一般可通过推迟输配电容量投资的年化容量价值(如元/千瓦·年)测算。

表 5 列举了各个利益相关方在电动汽车储能过程中可以获得的价值。在电力市场中，电动汽车用户、充电运营商或充电负荷集成商是电动汽车储能服务的提供方，其产生的成本可通过降低容量电费、电量电费等方式获得补偿。各类发电商、电网公司分别通过降低燃料 / 减少弃风和减少输配电设施投资获得价值。充电价格是分配储能价值在各利益相关方分布最为直接的方式，固定不变的充电价格显然难以吸引电动汽车用户通过响应电价参与储能服务，不但抑制了储能价值的生成，更阻碍了价值在不同利益相关方间的流动。为充分发掘电动汽车的储能价值，国外部分地区已开始探索充电价格政策创新。

利益相关方	价值
用户（电动汽车车主、充电站运营商、充电负荷集成商）	避免容量电费成本 避免能量电费成本 提高供电可靠性
火电发电商	燃料成本降低（通过提高发电效率） 辅助服务价值（节省火电发电商辅助服务成本）
可再生能源发电商（风电、太阳能发电）	减少弃风弃光价值
电网公司	提高输配电线路负荷率
电力系统	发电容量价值 能量价值 辅助服务价值 输配电价值
全社会	电力系统价值 + 减排价值

表 5 电动汽车储能产生的价值及对应利益相关方

（2）充电价格政策

国外越来越多电力公司推出了专门针对电动汽车车主的优惠电价。通过优惠电价政策，电力公司鼓励用户选择非高峰时段进行充电，有效地控制并利用电动汽车充电负荷。充电价格政策的落实到位不仅可以降低电动汽车对电力系统的潜在负面影响，更可以帮助电力公司在竞争性电力市场中，充分的利用灵活性电网资源。总体而言，这些电动汽车充电价格大多数基于传统的“分时电价”机制，但其高峰时段更长，非高峰时段更短。此外，一些电力公司针对电动车用户还推出了试验性的“无限量充电”包月套餐。根据彭博新能源财经（BNEF）的统计，美国已有 27 家电力公司推出了“居民电动汽车充电优惠电价”，高峰和非高峰时段的充电电价差异最大可达 8 倍。此外，英国、西班牙、葡萄牙和澳大利亚的部分电力公司也开始推出类似服务。

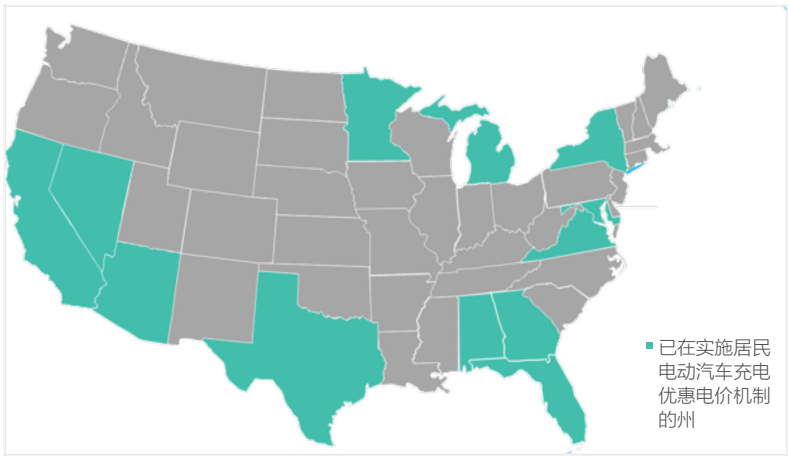


图 9 美国已在实施居民电动汽车充电优惠电价机制的州

注：数据基于 2017 年 9 月 1 日。夏威夷和阿拉斯加州电力公司也有电动汽车充电价格机制，但此图中没有显示。
来源：彭博新能源财经（BNEF）

本小节介绍下美国两家电力公司的电动汽车充电电价机制 - 加州的太平洋天然气与电力公司（PG&E）和德州奥斯汀电力公司（Austin Energy）。

1) 太平洋天然气与电力公司 (PG&E)

PG&E 的电动汽车充电电价主要分两种，EV-A 和 EV-B，都是以居民分时电价为基础，但选择 EV-B 方案时，用户需要自付电动汽车专用电表以及其安装费用。EV-A 和 EV-B 之间，在充电分时电价上没有很大差别（见图 10），但个别产生不同额外费用。如选择 EV-A 方案的用户每半年（4 月和 10 月）需要交 17.40 美元的“加州气候变化费”，而且用电量达不到基本要求的情况下，用户还得交基本输配电的费用。反而，选择 EV-B 方案的用户需要付 0.04928 美元 / 日的“电表管理费”。如何选择更合适的充电价格方案取决于用户的用电需求量以及充电频率，如 EV-A 电价方案适合家庭用电需求量较大，或家庭用电需求较小但电动汽车充电频率高的用户。选择 EV-B 方案的用户主要是为了单独计算并跟踪电动汽车充电费用。无论是选择 EV-A 或 EV-B，为达到价格优惠的目的，用户都会主动避开高峰时段用电。



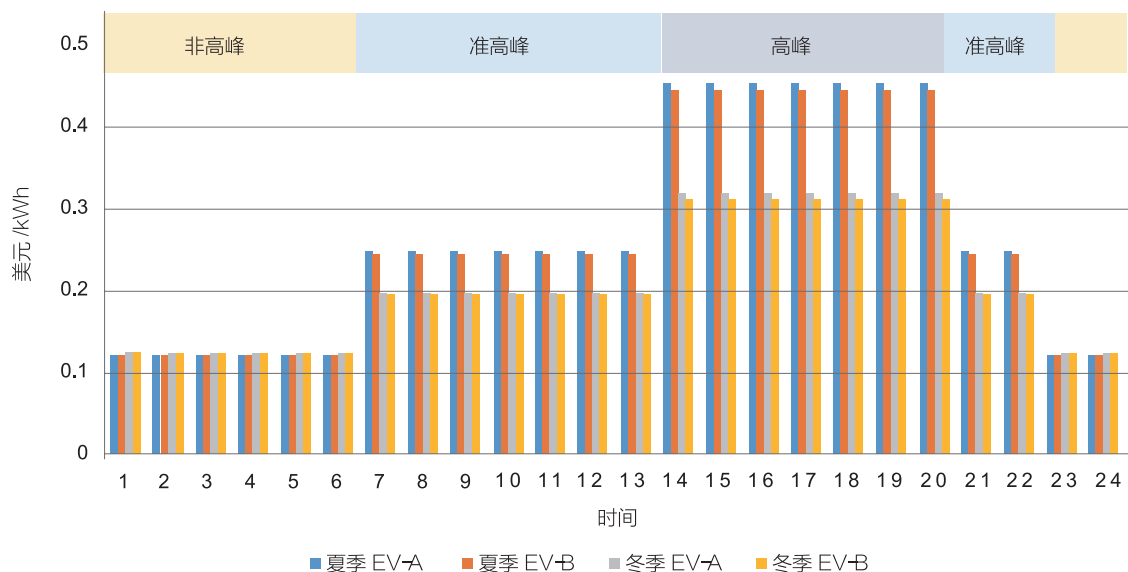


图 10 PG&E 周一至周五的电动汽车充电电价

注：按 PG&E 电价资料整理¹⁸。

周末和节假日的高峰时段为下午 3 点至下午 7 点。

2) 奥斯汀电力公司 (Austin Energy)

奥斯汀电力公司 2008 年起致力于交通领域电气化，全面推动电动汽车公共充电设施的普及。公共充电价格分为两种，一种是半年套餐，可无限制充电，费用共为 23.095 美元，每月的费用不到 4 美元。如果不购买套餐，充电电价为 1.85 美元 / 小时。奥斯汀电力公司也提供以分时电价为基础的居民电动汽车充电优惠电价，其目的为鼓励用户在非高峰时段进行充电。奥斯汀电力公司制定的高峰时段为平时的下午 2 点至下午 7 点，平时的其他时间和周末全天都是非高峰时段。每个月的固定费用按用电需求量有两档，30 美元和 50 美元（见表 6），如果大部分都在非高峰时段进行充电，则不会产生额外的费用，而且可以享受无限制使用公共充电设施。但是，一旦当月的总充电量的 10% 以上（不含 10%）发生在高峰时段，当月的所有充电量按高峰时段的电价计算。奥斯汀电力公司的做法给电动汽车用户比较灵活的充电选择，但严格地控制高峰时段充电。

		夏季 6 月至 9 月	非夏季 10 月至 5 月
固定费用（美元 / 月）			
	用电需求		
	低于 10 千瓦	30 美元	30 美元
	10 千瓦以上（10 千瓦）	50 美元	50 美元
供电费（美元 / kWh）-仅限于当月总充电量的 10% 以上（不含 10%）发生在高峰时段，但一旦超过 10%，整个充电费用按高峰时段充电价格计算。			
	周一至周五		
	非高峰时段	0.00 美元	0.00 美元
	高峰时段	0.40 美元	0.14 美元
	周六至周日		
	非高峰时段	0.00 美元	0.00 美元

注：按奥斯汀电力公司 2018 年电价计划内容整理。

表 6 奥斯汀电力公司电动汽车充电优惠电价

3) 电动汽车充电价格设计因素

美国不同电力公司推出不同充电电价主要的原因因为电价机制比较透明并灵活。成本直接反映到电价，电价每周期按成本效益评估可调整，所以电力公司能回收成本。国内的电价制定机制与美国有所不同，目前主要通过调整充电服务费动员用户，其空间较小。没有充电电价政策的支持的话，充电服务行业无法形成可持续的商业模式。设计充电价格机制时，保证用户可以选择最适合自己的用电方式的电价方案的同时，必须得考虑供给侧的健康运行，如电力系统的高效运行以及充电服务行业的商业模式。表 7 列出了电动汽车充电价设计的基本原则。

考虑因素	内容
服务成本	价格需基于边际成本（负荷电压等级、充电负荷曲线） 尽量避免交叉补贴 激励政策应透明
用户承受力	应保证低收入用户充电需求
节能环保	价格机制应引导节能 价格机制应激励需求响应
用户接受度	价格应稳定、易懂、可选

表 7 电动汽车充电定价原则

3

研究结论与政策建议

（一）研究结论

本报告对未来中国电动汽车储能潜力进行了展望，并评估了各类电动汽车储能方式经济性。主要结论如下：

1. 电动汽车产业成为储能成本下降关键驱动力

受规模效应的影响，不断扩大的电动汽车产业将加速锂电池成本下降，从而提升其在储能领域的应用规模。近年来，动力电池价格已日益逼近固定锂电池，考虑到当前电动汽车产业发展仍处于初期，未来成本仍具有巨大下降空间。

2. 电动汽车储能可显著提升电力系统可再生能源消纳能力

电动汽车可通过有序充电、车电互联、退役电池储能等方式直接或间接参与电力系统运行，实现与储能相同或相似的系统应用价值。考虑到未来电动汽车的高市场渗透率，其 2030 年理论储能规模可满足高比例可再生能源系统中小时级电力平衡，有效解决当前困扰可再生能源发展的电力系统短期调峰能力不足的问题。

3. 各类电动汽车储能方式存在较大潜力与经济性差异

在各类电动汽车储能方式中，有序充电相对成本最低，但其储能应用潜力受限于出行强度；车电互联储能应用潜力最高，但其市场化推广取决于电池技术进步与成本下降速度；电池更换储能平准化成本与峰谷价差的平价时间最早，但其应用存在一定车型种类和出行规律要求。综合 LCOS 分析结果，各类电动汽车储能方式都有望在 2030 年前实现峰谷差平价，其中有序充电和电池更换平价时间更能出现在 2025 年前。

基于上述研究结论，我们认为电动汽车具有可观储能潜力和经济性，应尽早通过政策布局予以合理引导。本报告因此提出以下政策及商业模式建议。

（二）政策建议

1. 降低电动汽车充电服务市场门槛

虽然电动汽车具有极大储能应用潜力，但其储能应用价值需要通过合理的市场机制予以挖掘。电动汽车储能具有单位规模小、用户分散、接入点环境复杂等特点，大量电动汽车用户分散纳入系统运行难度大。特别对于私家电动汽车用户，目前仍面临住宅、办公地点停车场地有限、充电设施安装难的问题，需要通过机制与模式创新予以解决。因此，建议放开住宅及办公地点充电市场，允许公共充电服务公司通过集中建设、集中运行的方式为私家电动汽车用户提供充电服务，从而为未来电动汽车充电行为集中引导奠定基础。

2. 创新电动汽车充电价格机制

现行电动汽车价格由充电电价与充电服务费构成，分别反映充电电量及充电基础设施投资成本。然而，与传统的用电负荷不同，电动汽车具有较强的灵活调度能力，当前电动汽车充电电价往往直接采用固定电价，无法形成对充电行为的有效引导。适度扩大电价峰谷差及提升电价波动频次有助于激励电动汽车用户参与充电负荷调节。因此，应鼓励对私人充电桩执行峰谷分时电价，逐步放开公共充电桩目录电价管理，鼓励有条件的地方基于当地负荷及新能源发电特性，引入灵活的分时充电价格机制。对于 V2G 及退役电池储能等具有放电能力的并网方式，建议参考用户侧峰谷电价制定放电价格，或将电动汽车 V2G 及退役电池储能纳入分布式发电资源管理，鼓励电动汽车放电参与电力就近交易。除提高电力系统灵活性外，充电服务还包含一系列商业推广及大数据价值，现行基于充电设施建设成本的价格机制难以充分激励社会资本投入充电设施投资运营。因此应首先理顺电动汽车充电价格机制，有序放开电价与服务费政府管制，允许充电服务商与分散电动汽车用户签订灵活的充电服务价格套餐。此外，应鼓励充电服务商参与直购电和现货市场交易，消除上游波动性可再生能源电力与下游电动汽车灵活负荷之间互动的价格障碍。

3. 以绿证 / 碳积分激励有序充放电

单纯追求车辆数规模无法真正促进电动汽车对可再生能源的有效消纳，为激励电动汽车用户参与电力系统调峰服务，充分体现电动汽车利用可再生能源的全生命周期环境价值，同时在电动汽车补贴退坡后保障电动汽车综合经济性，建议将绿色证书 / 碳积分奖励纳入电动汽车电力消费环节，对参与电力需求响应及储能服务的充放电行为，按照单位千瓦时“转移”电量，给予绿色证书或碳积分。对于未参加绿色证书或碳积分交易的有序充放电量，建议减免征收可再生能源电价附加。

4. 开展电动汽车储能运营综合试点

电动汽车储能需要交通、能源、建筑等多部门技术与机制创新，应首先通过开展综合试点予以验证。因此建议结合新能源示范城市、电动汽车示范运营区、电力现货市场交易、分布式能源市场交易等项目，协调发改、能源、工信、住建等政府职能部门，引入集中充电设施建设与运行模式，放开充电政府定价，探索适应我国国情的电动汽车储能商业运营模式。

附件

附件一：巴斯（BASS）扩展模型预测电动汽车数量规模

$$n(t) = a[m - N(t)] + \frac{b}{m} N(t)[m - N(t)]$$

其中：

- $n_{(t)}$: i 年电动汽车销量（辆）；
- $N_{(t)}$: i 年电动汽车保有量（辆）；
- m : 电动汽车最大销量市场潜力（量）；
- a : 创新系数；
- b : 模仿系数。

输入参数：

- 1. 2010-2016 中国电动乘用车保有量；
- 2. 2025 年电动乘用车超过 500 万辆，年均销量超过 300 万辆；
- 3. 燃油内燃机汽车在 2030 年至 2035 年间退出销量市场。

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
电动乘用车销量 (百万)	1	1	2	2	3	4	6	7	9	11	13	14	16	17
电动乘用车保有量 (百万)	1	2	4	6	10	14	20	27	35	46	57	70	84	100

表 8 巴斯扩展模型电动乘用车数量预测结果（2017-2030）

附件二：电动汽车储能容量测算

(1) 有序充电及 V2G:

$$EVS_{(SM),i} = \sum_m^M S_{i-m} \times \frac{D}{ED_{i-m}} \times VS_{i-m} \times BR_m$$

$$EVC_{(SM),i} = \sum_m^M S_{i-m} \times VC_{i-m} \times VS_{i-m}$$

$$EVS_{(V2G),i} = \sum_m^M S_{i-m-M} \times BC_{i-m} \times VS_{i-m} \times BR_m$$

$$EVC_{(V2G),i} = EVC_{(SM),i}$$

其中:

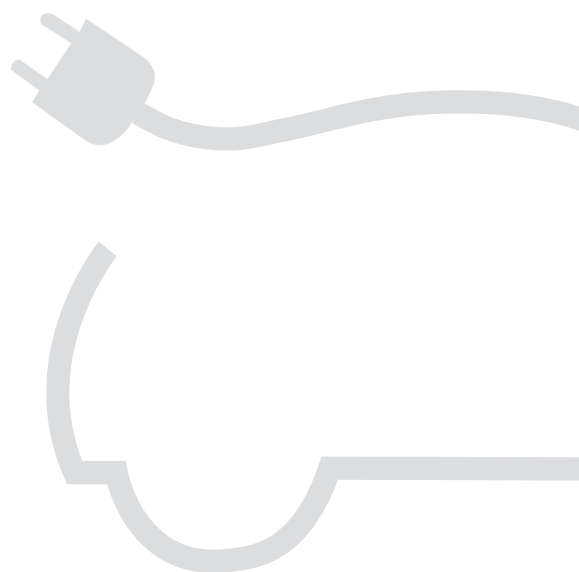
EVS: 第 i 年全部电动汽车储能容量 (kWh) ;
 EVC: 第 i 年全部电动汽车充放电功率 (kW) ;
 VC: 第 i 年新售电动汽车充放电功率 (kW/ 辆) ;
 M: 车辆运行寿命 (年) ;
 Si: 第 i 年新售电动汽车数量 .

(2) 退役电池储能:

$$VS_i = VS_{i-1} \times e^{a \times t}$$

其中:

VS_i: 第 i 年车辆留存率 (%) ;
 a: 留存率系数, 取 -0.014;
 车辆最长寿命取 20 年。



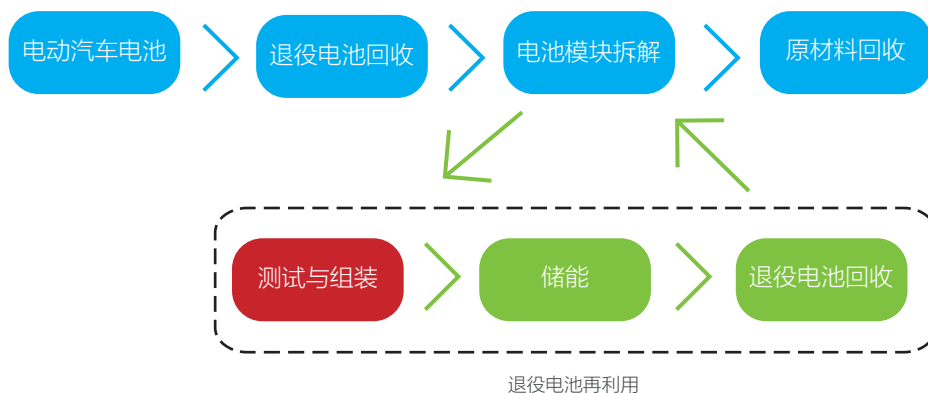


图 11 退役电池储能示意图

退役电池储能容量计算基于车辆及电池退役速度：

$$EVS_{(RB,i)} = \sum_m^M S_{i-m} \times BC_{i-m} \times (VS_{i-1} - VS_i) \times BR_m$$

其中：

- $EVS_{(RB,i)}$ ：第 i 年退役电池储能容量 (kWh)；
- BC_i ：第 i 年新售车辆电池标称容量 (kWh)；
- BR_m ：车载电池运行 m 年后电池剩余容量 (kWh)；
- S_i ：第 i 年新售车辆数。

附件三：成本下降经验曲线

本文采用非线性回归方法分析电池累计产量与成本的关系¹⁹：

$$C_{(x)} = A \cdot X^{-b}$$

其中：

- $C_{(x)}$ ：累计产量达到 x 时，储能投资成本（元 /Wh）；
- A ：拟合系数；
- b ：学习率。

产量提升 1 倍，成本下降速度：

$$ER = 1 - 2^{-b}$$

学习率不确定性分析（95% 置信区间）：

$$b + 1.96 \times \sigma < b_{uncertain} < b + 1.96 \times \sigma$$

σ ：学习率标准差。

附件四：储能成本测算

(1) 投资成本：

$$C_{cap} = C_{pcs} \times h + C_{stor} + C_{bop}$$

其中：

- C_{cap}: 储能投资成本 (元 /kWh) ;
- C_{pcs}: 功率转换装置投资成本 (元 /kW; V2G 放电设备投资 / 电池梯次利用投资) ;
- C_{bop}: 周边系统投资 (元 /kWh) ;
- h: 放电时间 .

	动力电池		储能电池		铅碳电池		液流电池	
	累计产量 (万千瓦时)	成本 (元/瓦时)	累计产量 (万千瓦时)	成本 (元/瓦时)	累计产量 (万千瓦时)	成本 (元/瓦时)	累计产量 (万千瓦时)	成本 (元/瓦时)
2012	-	-	0.06	5.25	0.40	1.45	1.90	9.00
2013	-	-	1.00	4.70	6.82	1.40	11.90	7.50
2014	428.92	4.80	1.73	4.50	10.16	1.35	19.90	4.50
2015	2141.02	2.50	7.31	3.75	11.79	1.15	26.50	4.00
2016	-	-	9.21	2.50	27.91	1.10	27.20	3.70
2017	8763.92	1.60	22.75	2.15	50.64	0.90	427.20	3.65

表 9 历年储能成本及累计产量

(2) 平准化成本：

$$LCOS = \frac{C_{cap} \times \frac{D(1 + D)^N}{(1 + D)^N - 1}}{H_a} + \frac{C_{O\&M}}{H_a} - P_c \times (1 - E)$$

其中：

- D: 折现率;
- H_a: 储能年度放电时间 (小时) ;
- C_{O&M}: 储能年度运维成本 (元 / 年) ;
- P_c: 充电电价 (元 /kWh) ;
- E: 储能转换效率 (%) .

参考资料

- 1 德国 2030 年禁售燃油汽车提案通过参议院 . <https://auto.ndtv.com/news/germany-to-ban-sale-of-petrol-and-diesel-vehicles-from-2030-1630021>
- 2 英国计划 2040 年禁售燃油车 (尚未通过法令) <https://www.theguardian.com/politics/2017/jul/25/britain-to-ban-sale-of-all-diesel-and-petrol-cars-and-vans-from-2040>
- 3 荷兰 2025 年禁售燃油车提案通过众议院 <http://www.businessinsider.com/dutch-ban-on-gas-and-diesel-cars-by-2025-2016-4>
- 4 法国提出 2040 年禁售燃油汽车 (尚未开始法定程序) <https://www.theguardian.com/business/2017/jul/06/france-ban-petrol-diesel-cars-2040-emmanuel-macron-volvo>
- 5 <http://www.independent.co.uk/environment/climate-change/norway-to-ban-the-sale-of-all-fossil-fuel-based-cars-by-2025-and-replace-with-electric-vehicles-a7065616.html>
- 6 印度开始 2030 年禁售燃油汽车可行性研究 . <https://www.greentechmedia.com/articles/read/what-country-will-become-the-first-to-ban-internal-combustion-cars>
- 7 宝马、戴姆勒、通用、大众、沃尔沃、丰田 . <http://auto.sina.com.cn/news/hy/2017-07-05/detail-ifyhrxsk1846062.shtml>
- 8 北汽新能源 EU400 . <http://www.bjev.com.cn/models/detile.htm?oid=3&name=eu400>
- 9 比亚迪秦 2017 款插电式混合动力 . <http://www.bydauto.com.cn/car-show-qin.html>
- 10 节能与新能源汽车技术路线图战略咨询委员会, 中国汽车工程学会 . 节能与新能源汽车技术路线图 . 机械工业出版社 .

- 11 凯盛咨询 . 通用沃兰达插电式混合动力汽车充电技术调研 .
- 12 杨晓伟 . 特来电充电运营服务的实践与思考 . <http://shupeidian.bjx.com.cn/news/20170728/839996.shtml>
- 13 电车之家 . 换电模式再兴起, 多维度分析北汽新能源、力帆、时空电动换电模式 .
http://www.sohu.com/a/207669083_114771
- 14 《2016-2020 年新能源汽车行业数据看走势》
- 15 中国汽车技术研究中心 . 中国新能源汽车动力电池产业发展报告 2017. 社会科学文献出版社 .
- 16 Luo, X., Wang, J., Dooner, M. & Clarke, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Appl. Energy 137, 511 –536 (2015).
- 17 Wright, T. P. Factors affecting the cost of airplanes. J. Aeronaut. Sci. 3, 122-128 (1936).
- 18 https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_SCHEDS_EV.pdf
- 19 Wright, T. P. Factors affecting the cost of airplanes. J. Aeronaut. Sci. 3, 122-128 (1936).

联系我们

自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: +86-10-5927 0688
www.nrdc.cn