

目录

一、储能有望成电池应用下一个风口	1
二、三驾马车齐发力，电化学储能市场前景广阔	3
2.1 用户侧：电池成本下降使得峰谷电价套利成为现实	3
2.2 可再生能源并网：风、光消纳需要储能保驾护航	7
2.2.1 风、光+储能模式有望得到推广	7
2.2.2 分布式光伏有望成新增长点	10
2.3 辅助服务：火电储能联合调频市场初起	12

图目录

图 1：储能系统在电网系统中的应用	1
图 2：抽水储能发电原理	1
图 3：2000~2017 年全球储能市场累计装机规模组成	2
图 4：全球已投运电化学储能装置规模	2
图 5：中国已投运电化学储能装置规模	2
图 6：中国新投运电化学储能装置分布	3
图 7：2017 年国内各领域新投运电化学储能技术分布	3
图 8：2017 年国内新投运电化学储能项目应用分布	3
图 9：峰谷电价套利示意图	4
图 10：部分省市 2016 年工业用电平均峰谷电价及价差	4
图 11：储能削峰可以降低基本电价	4
图 12：锂离子电池系统平均成本快速下降（元/kWh）	5
图 13：部分省市峰谷时段	6
图 14：我国分产业用电量及同比增速（亿千瓦时）	7
图 15：我国第一、二、三产业用电量占比走势	7
图 16：可再生能源发电量占比逐年提高（亿千瓦时）	8
图 17：2013~2017 年国内可再生能源发电量及同比增速（亿千瓦时）	8
图 18：国内弃风、弃光电量及弃风、弃光率走势（亿千瓦时）	8
图 19：某风电厂四季日风电实际出力曲线（kW）	8
图 20：张家口风光储输示范工程效果图	9
图 21：分布式光伏电站	10
图 22：2016、17 年国内分布式光伏装机量进入爆发式增长	10
图 23：2017 年国内发电量分类别占比	13
图 24：2017 年国内分类别装机容量占比	13
图 25：火电储能联合调频效果示意图	13

表目录

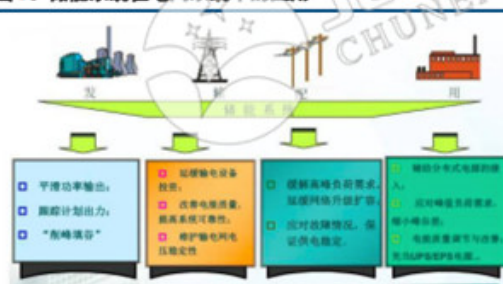
表 1：不同储能电池技术性价对比.....	2
表 2：不同技术路线投资回收期及性能.....	5
表 3：国内近几年发布的与用户侧储能相关的政策文件.....	6
表 4：部分风、光伏电站配套储能示范工程.....	9
表 5：2018 年各省市分布式光伏两种模式下上网电价（元/kWh）.....	11
表 6：辅助服务主要服务类型.....	12
表 7：部分区域 ACG 调频辅助服务补偿方法.....	14

一、储能有望成电池应用下一个风口

储能在电力系统中应用广泛。储能泛指能量的存储，本报告中储能特指电能的储存。在整个电力系统各个环节，储能都可以有其应用，包括：在发电侧，可以提高发电的稳定性，提高电能质量，从而促使可再生能源大规模并网；在输变电环节，可以联合电源降低输变电的成本；在配电环节，可以缓解配电的初始投资以及电网的升级扩容；在用户侧，可以通过峰谷差套利，提高用户的电能质量，减少用户的用电成本。

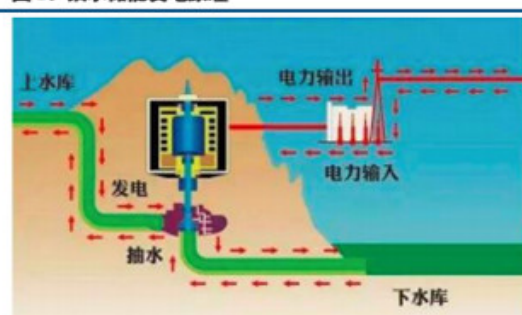
当前，电化学储能技术更具有前景优势。电能储存从技术上主要分为物理储能（如抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能等）、电化学储能（各种二次电池储能）和电磁储能（如超导电磁储能、超级电容器储能等）等类别。抽水储能是目前最成熟、最经济的储能技术，已经大规模应用于系统调峰、调频和备用等领域。但其一方面受到地形条件限制较大，必须具有合适建造上下水库的地理条件，并且投资周期长；另一方面能量转化效率不高，一般为 65%~75%，不利于节能，目前规模增长较为缓慢。在抽水储能以外的各种技术路线中，电化学储能相比物理储能效率更高，对外部环境条件依赖更小，相比电磁储能，技术相对更为成熟，应用范围也更广。综合来看，在当前时点，电化学储能发展前景更有优势。

图 1：储能系统在电网系统中的应用



资料来源：中国电力科学研究院、中信建投证券研究发展部

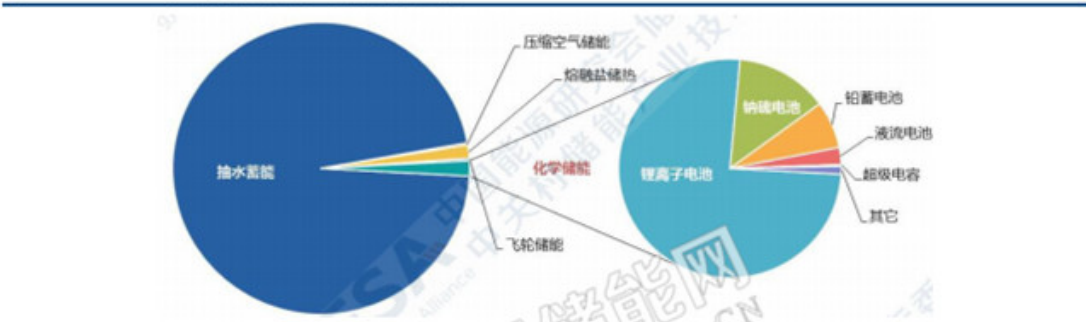
图 2：抽水储能发电原理



资料来源：公开资料、中信建投证券研究发展部

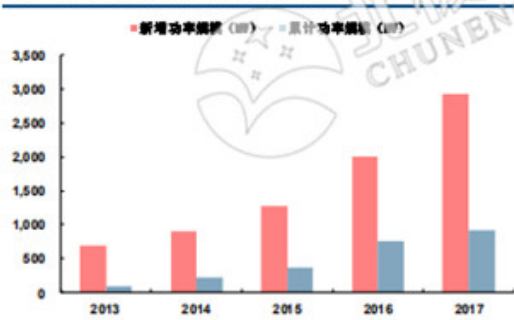
电化学储能现总体规模占比较小，但近几年发展迅猛。根据 CNESA 项目库的不完全统计，截止 2017 年底全球已投运储能项目累计装机规模为 175.4GW，抽水储能占比达到 96%，其次为电化学储能，占比为 1.7%。虽然目前电化学储能占比较小，但却是发展速度最快的储能技术，2012~2016 年全球电化学储能累计装机量复合增长率达到 32%。截止 2017 年底全球已投运电化学储能项目累计功率规模为 2926.6MW，新增规划、在建的电化学储能项目装机规模为 3063.7MW；国内已投运电化学储能累计规模为 389.8MW，新增规划、在建装机规模为 705.3MW，预计新建项目的陆续投产将支撑电化学储能维持较高增速。

图 3：2000~2017 年全球储能市场累计装机规模组成



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

图 4：全球已投运电化学储能装置规模



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

图 5：中国已投运电化学储能装置规模



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

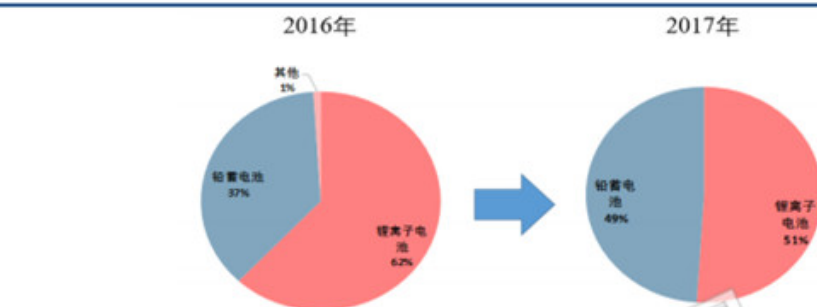
锂电池和铅蓄电池占据大部分电化学储能市场。电化学储能载体是各种二次电池，主要包括锂离子电池、铅蓄电池、钠硫电池和液流电池等。从各种储能电池性能比较来看，锂电池与铅蓄电池由于产业化基础较好，相比其他路线具有明显成本优势，因此是目前电化学储能的主要参与者。从全球电化学储能技术分布上来看，锂离子电池功率规模最大，2017 年新增投运功率规模 846MW，在电化学储能中占比超过 90%；而国内份额则主要被锂离子电池和铅蓄电池占据，2016、2017 年新增电化学储能几乎全部采用锂离子电池和铅蓄电池，其中 2017 年两者占比分别达到 51%、49%。

表 1：不同储能电池技术性价比对比

电池技术	能量密度 (Wh/kg)	循环次数	充放电效率	系统成本 (元 /KW)
锂电池	150~300	3000~5000	90%~95%	1500~3500
铅炭电池	30~100	2000~4000	70%~85%	1200~1800
全钒液流电池	20~50	>10000	75%~85%	4000~6000
钠硫电池	760	>2500	>90%	>12000

资料来源：公开资料、中信建投证券研究发展部

图 6：中国新投运电化学储能装置分布



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

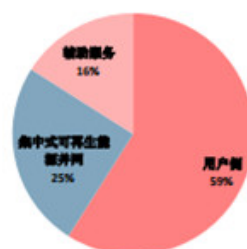
具体到储能各应用场景分布，2017 年国内电化学储能项目应用集中在用户侧、集中式可再生能源并网以及辅助服务领域，占比分别达到 59%、25%、16%。其中，锂离子电池由于其高能量密度以及高充放电倍率优势，在集中式可再生能源并网和辅助服务领域应用占比分别达到 83%、100%，而铅蓄电池由于其成本优势，在用户侧领域应用占比达到 77%。

图 7：2017 年国内各领域新投运电化学储能技术分布



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

图 8：2017 年国内新投运电化学储能项目应用分布



资料来源：CNESA、中信建投证券研究发展部

动力电池产能扩张助力储能产业发展。受到国家政策对新能源汽车的大力扶持，国内动力电池产能快速扩张，但电池产能扩张速度与新能源汽车需求扩张速度不匹配，也造成了阶段性的产能过剩，比如，截止 2017 年底国内动力电池产能已经达到 120GWh，而 2017 年动力电池装机量只有 36GWh。随着动力电池成本的不断下降，其在储能领域的应用场景正不断被开发出来，未来在可再生能源并网、用户侧储能以及电力辅助服务领域应用前景非常广阔，储能也有望成为电池在新能源汽车领域之外应用的下一个风口。

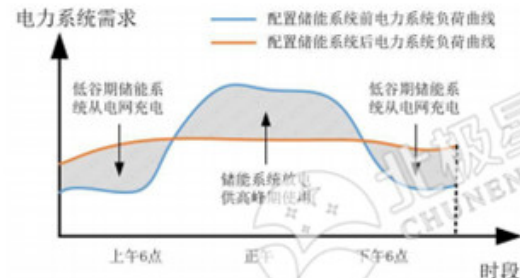
二、三驾马车齐发力，电化学储能市场前景广阔

2.1 用户侧：电池成本下降使得峰谷电价套利成为现实

峰谷电价的大力推行为储能套利提供可观空间。我国目前绝大部分省市工业大户均已实施峰谷电价制，通过降低夜间低谷期电价，提高白天高峰期电价，来鼓励用户分时计划用电，从而有利于电力公司均衡供应电力，降低生产成本，并避免部分发电机组频繁启停造成的巨大损耗等问题，保证电力系统的安全与稳定。储能用于

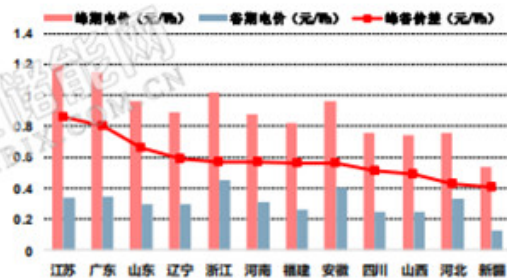
峰谷电价套利, 用户可以在电价较低的谷期利用储能装置存储电能, 在电高峰期使用存储好的电能, 避免直接大规模使用高价的电网电能, 如此可以降低用户的电力使用成本, 实现峰谷电价套利。根据国家电网数据, 全国用电大省峰谷价差分布于 0.4~0.9 元/kWh, 特别的, 对于江苏和广东两个用电量全国前二的省份, 其峰谷价差高于 0.8 元/kWh, 为用户侧利用储能来套利峰谷价差提供了可观空间。

图 9：峰谷电价套利示意图



资料来源：中信建投证券研究发展部

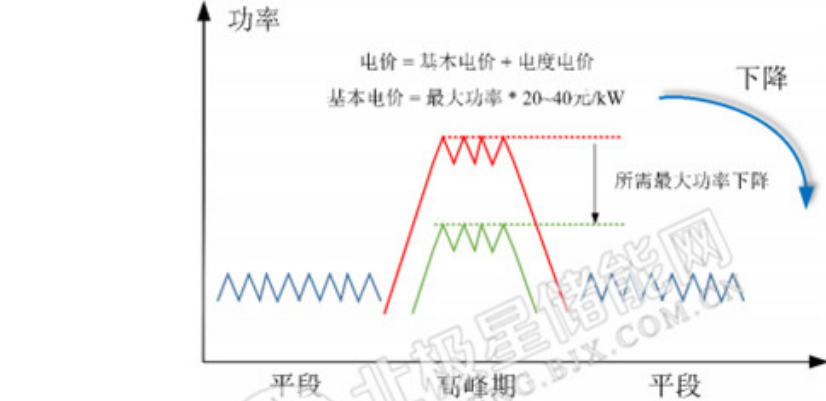
图 10：部分省市 2016 年工业用电平均峰谷电价及价差



资料来源：国家电网、中信建投证券研究发展部

储能有助于企业管理容量费用。对于大的工业企业, 因现行的两部制电价, 供电部门会以其变压器容量或最大需用量为依据, 每月固定收取一定的基本电价。这些企业可以利用储能系统进行容量费用管理, 即在用电低谷时储能, 在高峰时释放, 实现在不影响正常生产的情况下, 降低最高用电功率, 从而降低容量费用。

图 11：储能削峰可以降低基本电价



资料来源：中信建投证券研究发展部

储能可提升用户的电能质量和可靠性。传统的供电体系网络复杂, 设备负荷性质多变, 用户获得的电能质量 (电压、电流和频率等) 具有一定的波动性。而用户侧安装的储能系统服务对象明确, 其相对简单和可靠的组成结构保证输出更高质量的电能。当电网供电不足或其他特殊情况时, 储能系统还可以作为备用电源, 提升供电可靠性。

储能系统成本和峰谷价差决定用户侧储能的投资效益。假设工厂每年开展生产 300 天, 根据计算公式: $\text{静态投资回收期} = (\text{电池容量} \times \text{单位容量一次性投入成本}) / (\text{每日高峰期用电量} \times \text{峰谷价差}) / 300$, 约定企业安装

电池容量等于其平均每日高峰期用电量，可以看出在不考虑维护成本前提下，投资回收期只与储能系统一次性投入成本和峰谷价差有关。根据 CNESA 储能项目库对中国储能项目的追踪统计，江苏、和广东等省份成为 2017 年国内储能项目规划建设投运最热地区，这些地区经济发达，工商业园区多、用电负荷大，用户侧峰谷电价差较大，利用储能削峰填谷拥有较为可观的套利空间。以广东省峰谷价差 0.86 元/kWh 为例，采用不同的电池技术，计算各自的投资回收成本。

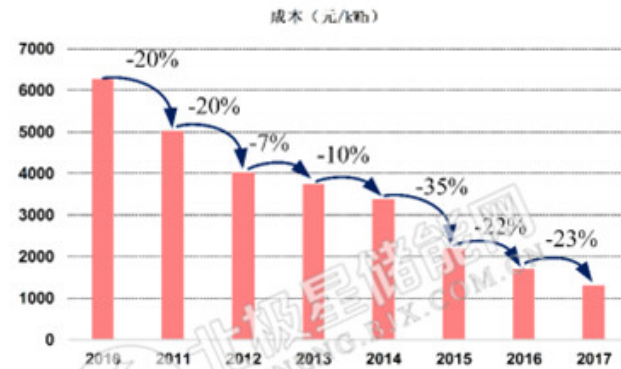
表 2：不同技术路线投资回收期及性能

	系统成本 (元/Wh)	静态投资回收 期（年）	能量密度 (Wh/kg)	充放电倍率	循环次数
铅炭电池	1.2	4.6	30~100	0.5 C	2000~4000
磷酸铁锂电池	1.5	5.8	120~150	3 C	3000~5000

资料来源：中国储能网、中信建投证券研究发展部

锂离子电池快速发展所带来的成本优势将助其逐渐扩大市场。从表 2 可以看出，利用铅炭电池套利静态投资回收期不足 5 年，已经具有商业化可行性。由于锂电池成本相对较高，现阶段锂电池的投资回收期要长于铅蓄电池。根据 CNESA 的统计，2017 年用户侧领域新增电化学储能项目中，铅蓄电池所占比重最大，为 77%，剩余为锂电池，也说明出于成本考虑，现在企业更倾向于安装经济效益更佳的铅蓄电池。但随着锂离子电池技术迅速发展，其成本自 2010 年以来已经下降近 80%。根据国家发布的《节能与新能源汽车技术路线图》，**到 2020 年锂电系统成本将降至 1 元/Wh 以下，届时投资回收期有望缩短至 3.9 年。**且随着退役动力电池进入梯次利用领域，储能成本将会进一步下降。

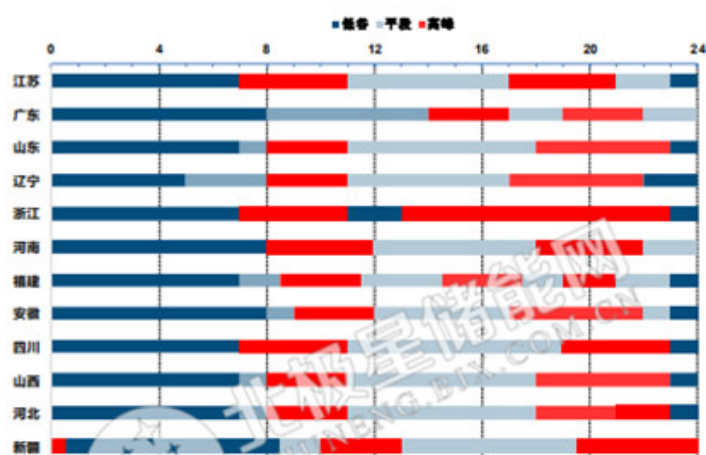
图 12：锂离子电池系统平均成本快速下降（元/kWh）



资料来源：上海科学技术情报研究所、中信建投证券研究发展部

我国庞大的工业用电规模决定了用户侧储能市场想象空间巨大。从市场规模方面，我国的工业总用电量 2017 年达 44413 亿 kWh，只考虑用电量最大的重工业（因为用电规模大，所需电池容量大，对应的单位成本更低，套利空间更大），其在工业用电中占比 80%。假设其中 20% 的企业安装储能系统；我们统计了主要用电大省峰谷电价时段分布，保守估计法定工作时间内峰电时间占比超过 40%，考虑部分煤炭、冶金、化工等行业具有连续生产特点，假设高峰时段用电量占比为 30%；按照工厂全年工作时间 300 天测算，那么所需电池储能规模为：44413*80%*20%*30%/300=711 GWh。

图 13：部分省市峰谷时段



资料来源：公开资料、中信建投证券研究发展部

国内利好政策频出，用户侧储能受到大力支持。自 2011 年《国家能源科技“十二五”规划》出台，其中明确提出要建成面向用户的智能电网服务，并开展集中/分散式储能等关键技术和应用，此后不断有政策出台，对于推动用户侧储能发展具有重要的意义。整体上，用户侧储能属于储能的一个细分领域，尚未有专门的单独对该行业进行指导的政策性文件；但是在一些重要的发展规划或指导意见中都对其表达了的支持。相关政策主要分为两类，一是在电改工程里，坚定推广完善峰谷电价、季节电价等价格机制；二是放开户侧市场，鼓励用户自主参与储能调峰。

表 3：国内近几年发布的与用户侧储能相关的政策文件

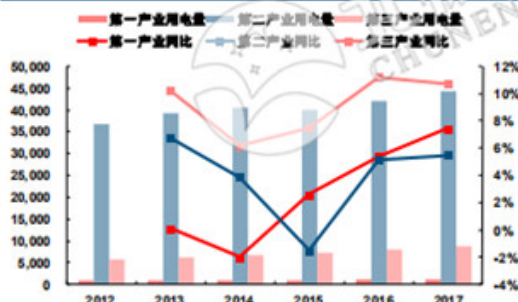
发布时间	政策名称	用户侧储能相关内容
2011 年 12 月	国家能源科技“十二五”规划	提出要形成面向用户的智能电网服务，开展集中/分散式储能等关键技术和应用。
2013 年 1 月	能源发展“十二五”规划	推进销售电价分类改革，大力推广峰谷电价、季节电价、可中断负荷电价等电价制度。
2015 年 7 月	国家能源局关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见	提出重点建设联网型新能源微电网，在用户侧应用能量管理系统，指导用户避开用电高峰，优先使用本地可再生能源或大电网低谷电力。
2016 年 12 月	能源发展“十三五”规划	实施“能效电厂”等建设工程，逐步完善价格机制，引导电力用户自主参与调峰、错峰，增强需求响应能力。
2017 年 2 月	2017 年能源工作指导意见	推动完善峰谷电价机制，鼓励用户在低谷期使用电力储能蓄热。
2017 年 3 月	关于促进储能技术与产业发展的指导意见	完善用户侧储能系统支持政策。结合电力体制改革，允许储能通过市场化方式参与电能交易。支持用户侧建设

的一定规模的电储能设施与发电企业联合或作为独立主体参与调频、调峰等辅助服务。

资料来源：公开资料、中信建投证券研究发展部

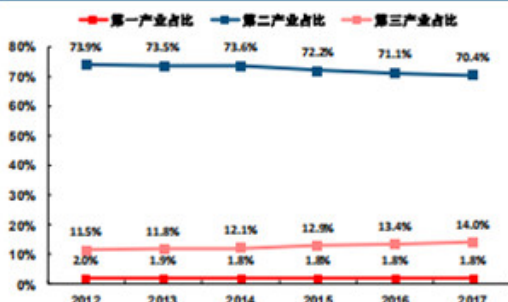
峰谷价差有望进一步扩大，有助于提升用户侧储能的投资效益。随着我国经济结构调整，第二产业用电量占比不断下降，第三产业则不断上升。由于工业企业相当比例具有连续生产特点，因此季节及日内用电量波动相对较小；而第三产业中与居民生活、商业相关用电不断上升，会加大峰谷电差。实行峰谷分时电价，发挥价格杠杆作用符合商品价值规律，也可有效优化负荷分配。我国现阶段的峰谷价之比仍然偏低，为 3~4 倍。随着电力市场进一步放开，峰谷价差有望继续拉大，届时投资回收期将进一步缩短，峰谷套利投资的效益也会进一步提升。比如 2017 年 9 月，国家发改委印发了《关于北方地区清洁供暖价格政策的意见》，指出适当扩大销售侧峰谷电价差，在销售侧平均水平不变的情况下，进一步扩大采暖季谷段用电电价下浮比例等。

图 14：我国分产业用电量及同比增速（亿千瓦时）



资料来源：中信建投证券研究发展部

图 15：我国第一、二、三产业用电量占比走势



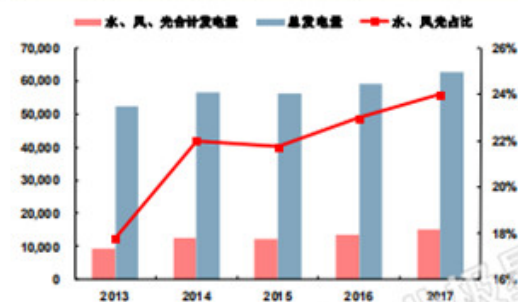
资料来源：国家电网、中信建投证券研究发展部

2.2 可再生能源并网：风、光消纳需要储能保驾护航

2.2.1 风、光+储能模式有望得到推广

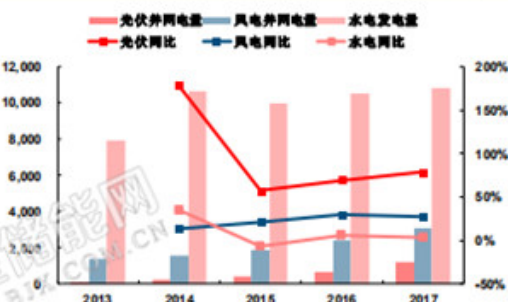
风、光伏发电总量及占比不断提高。截止 2017 年底我国可再生能源发电装机总量达到 6.5 亿千瓦，其中，水电装机 3.41 亿千瓦，风电装机 1.64 亿千瓦，光伏发电装机 1.3 亿千瓦，可再生能源发电装机约占全部电力装机的 36.6%。同时，可再生能源发电量在总发电量占比逐年提高，2017 年可再生能源发电量达 1.7 万亿千瓦时，占全部发电量的 26.4%。从可再生能源发电结构上看，水电已经进入低速增长期，风、光电仍维持高速增长。

图 16：可再生能源发电量占比逐年提高（亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、中信建投证券研究发展部

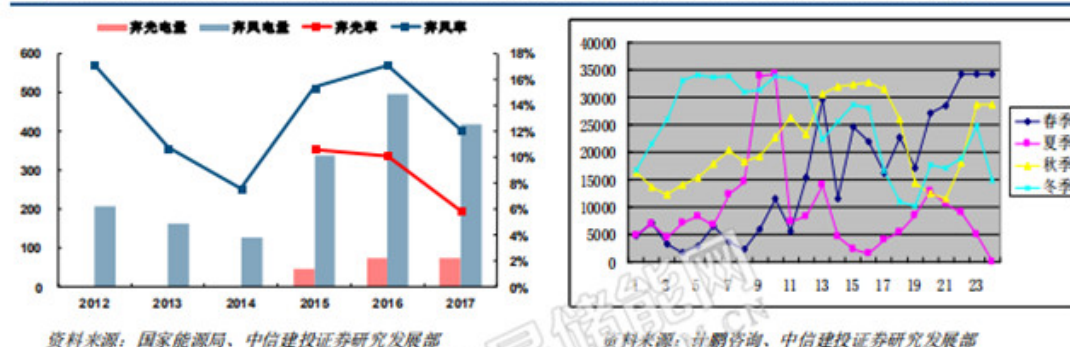
图 17：2013~2017 年国内可再生能源发电量及同比增速（亿千瓦时）



资料来源：国家能源局、中信建投证券研究发展部

弃风、弃光问题掣肘可再生能源的进一步发展。由于可再生能源电力的发电量受季节和天气条件的影响而波动性较大，且与稳定的用电需求不完全匹配，容易导致电网频率波动较大，为满足用户侧负荷的需求，且减少电网频率波动，经常会产生弃风、弃光现象，导致新能源利用率偏低。2017 年全国弃风、弃光电量分别达到 419、73 亿千瓦时，弃风率 12%、弃光率 6%。2017 年政府工作报告中首次提出有效缓解弃风、弃光状况；11 月发改委、国家能源局发布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，要求到 2020 年在全国范围内有效解决弃风弃光问题。

图 18：国内弃风、弃光电量及弃风、弃光率走势（亿千瓦时） 图 19：某风电厂四季日风电实际出力曲线（kW）



储能系统有助于解决可再生能源的消纳问题。储能系统的引入可以为风、光伏电站接入电网提供一定的缓冲，起到平滑风光出力 and 能量调度的作用；并可以在相当程度上改善新能源发电功率不稳定，从而改善电能质量、提升新能源发电的可预测性，提高利用率。2017 年 10 月 11 日，国家发改委、财政部、科技部、工信部、能源局联合下发了储能领域首个行业政策《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》，明确提出要推进储能提升可再生能源利用水平，鼓励可再生能源场站合理配置储能系统，推动储能系统与可再生能源协调运行，研究建立可再生能源场站侧储能补偿机制，支持多种储能促进可再生能源消纳。

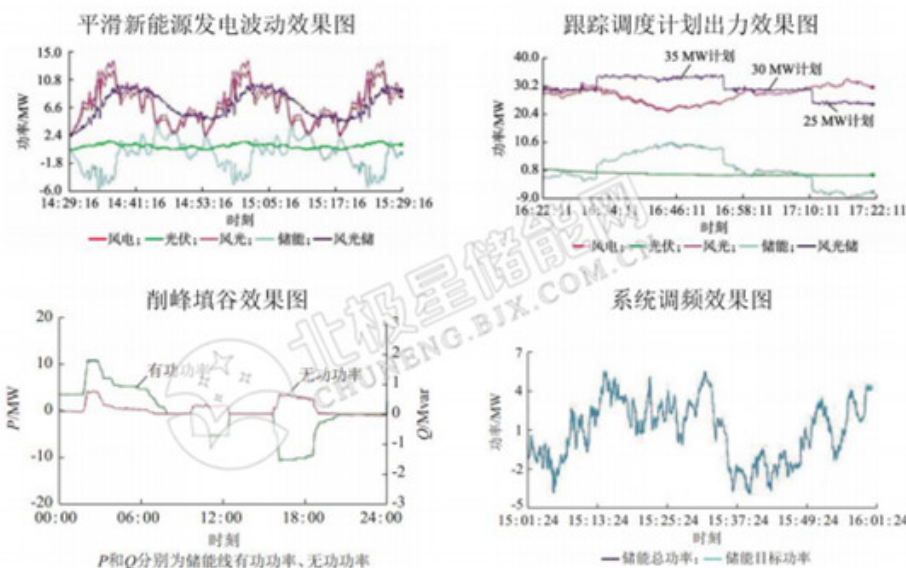
目前国内已经有大量风、光储电站示范项目投入使用。以张家口风光储示范工程为例，通过风、光、储的 6 种组合发电方式与平滑处理、跟踪计划、系统调频、削峰填谷 4 种功能的结合，取得了明显效果，为大规模储能系统在新能源并网领域的深入推广提供了良好借鉴。截止 2017 年底国内集中式光伏电站装机量约 101GW，风电装机量约 164GW，假设配套 10% 储能装置，将带来 26.5GW 储能装机量需求量；并且随着新能源装机量的不断提升，市场空间将持续增大。

表 4：部分风、光伏电站配套储能示范工程

项目名称	装机容量	储能系统功率/容量	电池系统
辽宁卧牛石风电场	49.5MW	5MW/10MWh	全钒液流电池
甘肃酒泉“电网友好型新能源发电”示范	48MW	1MW/1MWh	锂电池
格尔木 50MWp 新能源光储电站	50MWp	15MW/18MWh	锂电池
吉林风蓄储示范工程	200MW	1MW/0.5MWh	锂电池
张家口风光储示范工程	风电 500MW 光伏 100MW	70MW	多技术路线
二连浩特可再生能源微电网示范项目	风电 1820MW 光伏 565MW 光热 150MW	160MW	多技术路线

资料来源：中信建投证券研究发展部

图 20：张家口风光储输示范工程效果图



资料来源：《电力系统自动化》，中信建投证券研究发展部

2.2.2 分布式光伏有望成新增长点

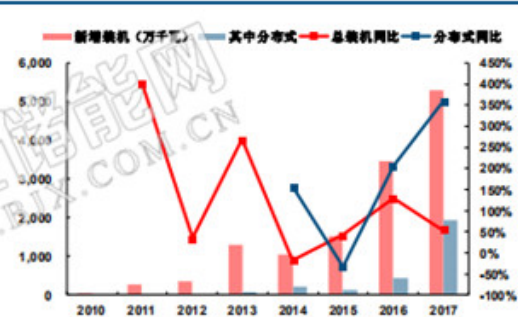
分布式光伏发电迎来发展新契机。分布式光伏发电具有靠近用户侧、建设规模灵活、安装简单、适用范围广的特点，是光伏发电重要的应用形式，此前分布式光伏发电由于投资成本高、风险大、商业模式不成熟、金融机构参与意愿低等原因，发展相对缓慢。自 2016 年起，随着燃煤发电上网价格下调、光伏发电标杆电价下调，政策逐步向分布式光伏发电倾斜，分布式光伏电站迎来春天。2016、2017 年分布式光伏发电连续两年呈现爆发式增长，其中 2017 年全年新增装机 1944 万千瓦，同比增加 358%。

图 21：分布式光伏电站



资料来源：中信建投证券研究发展部

图 22：2016、17 年国内分布式光伏装机量进入爆发式增长



资料来源：国家能源局、中信建投证券研究发展部

目前分布式光伏电价分为“自发自用、余电上网”和“全额上网”两种模式，两者结算电价分别为：

自发自用部分电价=用户电价+国家补贴+地方补贴；

余电上网部分电价=当地脱硫煤上网电价+国家补贴+地方补贴；

全额上网电价=光伏标杆电价（分一、二、三类资源区）。

在“自发自用、余电上网”模式下，由于用户电价高于当地脱硫煤上网电价（以北京为例，脱硫煤上网电价约 0.35 元/度，用户电价约 0.77 元/度），可以看出用户自发自用部分占比越大，收益就越高。此外，目前国家对余电上网补贴额度基本与全额上网电价相当，因此从经济效益角度，采用“自发自用、余电上网”模式并尽可能提高自发自用电量对用户更有吸引力。

引入储能系统有利于提升光伏自用率，增大用户收益。根据最新光伏补贴政策，2018 年以后投运的采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴为每千瓦时 0.37 元（含税），较前一年度下降 0.05 元。为实现光伏平价上网，国家补贴额度逐步退出将是必然趋势，未来用户收益将越来越依赖自用电价收益。由于光伏发电高峰期与用户用电高峰期存在时间上的错位，目前用户自用率都相对较低，部分不足 30%。若引入储能系统后，白天光伏发电高峰期储能，夜晚用电高峰期用电，可以提升光伏自用率，进而提升用户收益。随着储能成本的下降，预计未来储能能在分布式光伏领域渗透率将稳步提升。

表 5：2018 年各省市分布式光伏两种模式下上网电价（元/kWh）

	自发自用电价	余量上网电价	全额上网电价
北京	1.21	1.03	0.85
天津	0.91	0.74	0.85
上海	1.29	1.04	0.85
重庆	0.94	0.77	0.85
山东	0.97	0.76	0.85
河北	0.94	0.74	0.85
河南	0.93	0.75	0.85
安徽	0.94	0.75	0.85
江苏	0.95	0.76	0.85
江西	1.02	0.78	0.85
浙江	1.06	0.89	0.85
福建	0.92	0.76	0.85
湖北	0.98	0.79	0.85
湖南	1.16	1.02	0.85
广西	0.95	0.79	0.85
广东	0.96	0.82	0.85
贵州	0.85	0.72	0.85
海南	0.98	0.80	0.85
黑龙江	0.88	0.74	0.75
吉林	0.90	0.74	0.75
辽宁	0.87	0.74	0.75
山西	0.85	0.70	0.75
陕西	0.87	0.72	0.75
宁夏	0.82	0.63	0.75
青海	0.80	0.69	0.75
云南	0.85	0.71	0.75
四川	0.99	0.77	0.75
贵州	0.80	0.69	0.75
新疆	0.81	0.67	0.75
甘肃	0.88	0.68	0.65
内蒙古	0.89	0.66	0.65

资料来源：公开资料、中信建投证券研究发展部

注：部分省份分属两种资源区

分布式光伏的大力发展将推动储能系统装机规模不断增大。截止 2017 年底国内分布式光伏装机量约 30 GW，按照“十三五电力规划”，未来将大力发展分布式光伏，到 2020 年装机量要达到 60 GW 以上，按配套 10% 储能装置，未来三年分布式光伏领域有望新增 6 GW 储能电池装机需求，按照 4 小时充电容量将对应 24 GWh 储能电池装机容量需求。

2.3 辅助服务：火电储能联合调频市场初起

电力市场辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。其主要内容包括：一次调频、自动发电控制(AGC)、调峰、无功调节、备用、黑启动等。其中，发电机组的一次调频、设计功率因素范围内的无功调整和机组设计调峰率以内的调峰属于无偿且必备的基本辅助服务。而有偿辅助服务指除基本辅助服务之外的其他辅助服务，包括AGC、备用、无功服务和黑启动等。

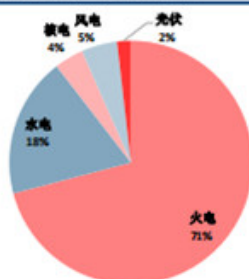
表 6：辅助服务主要服务类型

类别	简介
调频	指发电机组提供足够的调整容量，一定的调节速率，在允许的调节偏差下实时处理较小的复合和发电功率的不匹配，以满足系统频率要求。
调峰	为了负荷峰谷变化的要求而有计划的、按照一定调节速度进行的发电机出力调整。
备用	主要是旋转备用，特指运行正常的发电机维持额定转速，随时可以并网，或已并网但仅带一部分负荷，随时可以加出力至额定容量的发电机组。
无功支持	发电机或电网中的其他无功源向系统注入或吸收无功功率，以维持电网中的节点电压在允许范围内，以及在电力系统故障后提供足够的无功支持以防止系统电压崩溃。
黑启动	整个系统因故障停运后，不依赖别的网络帮助，通过启动系统中具有自启动能力机组带来无自启动能力的机组，逐步扩大系统的恢复范围，最终实现整个系统恢复。

资料来源：中国储能网、中信建投证券研究发展部

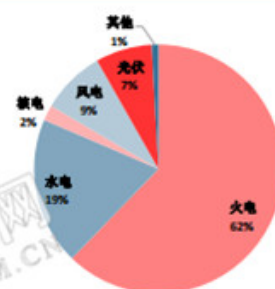
加强火电机组调峰能力和消纳新能源入网是当前火电发展的重要课题。我国电源结构仍以火电为主，根据中电联发布数据，2017 年火电发电量 4.61 万亿千瓦时，占总发电量比重 71%；总装机量 11.06 亿千瓦，占总装机量比重为 62%，预计火电中长期仍将是电力供应主力。但随着新能源发电占比的不断提升，为接纳新能源发电入网，对电力系统调峰、调频等辅助服务能力要求不断提升。由于目前国内电力结构以火电为主，预计未来火电厂将主要承担辅助服务功能。提升火电机组灵活性，加强机组调峰能力和消纳新能源入网也是“十三五”能源战略的调整重点，根据《电力发展“十三五”规划》，到 2020 年常规煤电灵活性改造规模要达到 8600 万千瓦左右。

图 23：2017 年国内发电量分类别占比



资料来源：中电联、中信建投证券研究发展部

图 24：2017 年国内分类别装机容量占比

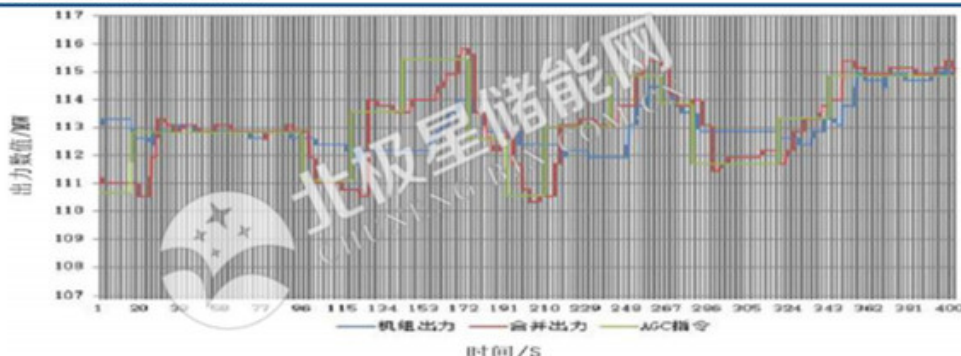


资料来源：中电联、中信建投证券研究发展部

目前火电应用于辅助服务仍面临技术端、成本端的压力。从技术端来看，火电机组响应时滞长，不适合参与更短周期调频，一次调频机组受蓄热制约而存在调频量明显不足，参与二次调频机组爬坡速率跟不上 AGC 指令，一、二次调频协同配合也尚需加强。从成本端来看，一方面火电机组频繁变动功率将加大排放物排放量控制难度，火电厂出于环保压力将被迫采用更优质燃煤增加成本，低负荷工作状态下单位煤耗也更高；另一方面频繁调频将降低火电机组使用率，并加速设备磨损，增加维修成本，目前辅助服务成本已经成为火力发电成本重要组成部分。此外，三北地区新能源与火电重合度高，但火电约一半为热电机组也限制其参与调频能力。

电池储能系统具有自动化程度高、增减负荷灵活、对负荷随机和瞬间变化可作出快速反应等优点，能保证电网周波稳定，起到很好调频作用。火电储能共同参与 AGC 调频，通过储能跟踪 AGC 调度指令，实现快速折返、精确输出以及瞬间调节，弥补发电机组的响应偏差，能够显著改善机组 AGC 调节性能。据测算，电池储能系统单位时间内功率爬坡能力是火电燃煤机组的 3 倍以上，即调频能力相当于 3 倍功率火电机组。一般调频功率配套需求 2~3%，国内现有火电装机量 11 亿千瓦，若按照 3% 配套，将产生 33GW 储能电池需求。

图 25：火电储能联合调频效果示意图



资料来源：《电池储能系统与火电机组联合调频的性能及经济性分析》，中信建投证券研究发展部

辅助服务补偿机制的建立，有望加速储能系统在火电调频领域渗透。2016 年 6 月，国家能源局发布了《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》，确定了储能参与调峰调频辅助服务主体地位，提出在按效果补偿原则下加快调整储能参与调峰调频辅助服务的计量公式，提高补偿力度。在

五部门印发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》中提到，要建立健全储能参与辅助服务市场机制；参照火电厂提供辅助服务等相关政策和机制，允许储能系统与机组联合或作为独立主体参与辅助服务交易；根据电力市场发展逐步优化，在遵循自愿的交易原则基础上，形成“按效果付费、谁受益谁付费”的市场机制。

表 7：部分区域 AGC 调频辅助服务补偿方法

区域电网	补偿方法
东北电网	600 元/万千瓦时；调节电量为按调度指令增加或减少的发电量绝对值之和
西北电网	1. 可调容量补偿：火电机组每月 1000 元/万千瓦，水电机组每月 400 元/万千瓦。 2. 服务贡献量补偿：火电机组 800 元/万千瓦时，水电机组每月 200 元/万千瓦时。
华北电网	1. 可用时间补偿：10 元/小时。 2. 服务贡献补偿：日补偿费用= $P(AGC) * t(AGC) * k(pd) * Y(AGC)$ ；其中 $P(AGC)$ 为机组 AGC 调节可用容量，指机组 5min 内可被调用 AGC 调节总容量； $t(AGC)$ 为机组全天 AGC 补偿计算时间； $K(pd)$ 为机组当天的调节性能指标，与调节速度、精度、响应时间有关； $Y(AGC)$ 为 AGC 补偿标准，为 30 元/MWh。
华中电网	50 元/MWh；调节电量为按调度指令增加或减少的发电量绝对值之和
华东电网	1. 基本补偿：240 元/MW（华东网调管辖机组）、480 元/MW（省调管辖机组） 2. 调用补偿：1. 节能发电调度地区补偿：增发电量 50 元/MWh，少发电量 100 元/MWh；2. 年度发电计划调度地区：1 元/MWh（华东网调管辖机组）、50 元/MWh（省市调度管辖地区）

资料来源：国家能源局、中信建投证券研究发展部