

碳中和碳达峰系列研究之电力行业——

构建新型电力系统，寻找确定性高成长赛道

■ **“碳达峰、碳中和”目标指引下，需要构建新型电力系统。**电力是经济发展的基础产业和先行产业，受资源禀赋的影响，煤电在我国的能源应用和电力生产中都占据主导地位，发电量占比仍在 60%以上。在“碳达峰、碳中和”目标指引下，我国规划建设以新能源为主体的新型电力系统，长期来看，风电光伏为代表的新能源将成为主力电源，预计到 2030 年风光发电量占比提升至 30%左右。

■ **风电光伏的发展已经具有经济性，新能源的开发将带来持续投资。**2021 年开始新建的陆上风电与光伏（除户用分布式）都不再进行中央补贴，结合过去两年竞价/平价项目的情况，国内光伏和陆上风电的度电成本大约在 0.2-0.45 元之间，与燃煤发电价格相比具有竞争力，考虑风电光伏还有继续降本的空间，经济性上竞争力还将继续加强。尽管水电核电的发展也符合清洁能源和经济性要求，但开发条件较为苛刻。从规模上来看，风电光伏的开发潜力和增量都将远大于水电核电，将成为拉动电源侧投资的主要力量。从投资方来看，新能源电站的开发也将由大型电力企业主导，这些企业一直以来都以债权融资为主，是银行长期重点合作客户。补贴全面退出后，新能源项目运行周期内的现金流特点有望趋向水电、核电资产，可能会带动新能源项目拓宽融资渠道。

■ **新能源的大规模发展还将带动电网和储能的持续投入。**尽管风电光伏经济性方面的障碍已基本解决，但发电特性上，间歇式高波动的特点仍然突出。随着新能源渗透率的提升，电力系统的平衡难度剧增。我国由于资源的地域分布情况，还同时存在发用电空间上的错配。为了实现新能源的消纳，电网需要系统性的升级，既包括硬件设备的匹配，例如加强特高压通道建设，增强配电网稳定性等；也涉及到结合物联网进行数字通信能力的提升；以及从业态上来看，电力行业市场化的改革。面向中长期，新型电力系统中必须配套储能资源以提升系统灵活性，储能方面以锂电为代表的电化学储能路线，最适合作为调节电源，并且得益于动力电池的大规模发展，锂电池有望在未来五年继续降低成本，同时探索出经济性的储能应用模式，从而实现大规模高增长的突破式发展。

■ **业务建议及风险。**（本段有删节，招商银行各部如需本部分内容，请参照文末方式联系研究院）

龙云露

行业研究员

☎：0755-82904130

✉：longyunlu@cmbchina.com

杨荣成

行业研究员

☎：0755-82901273

✉：yangrongcheng@cmbchina.com

相关研究报告

《碳中和碳达峰系列研究之总述
篇——何妨吟啸且徐行》

目录

1. 发电行业是碳排放的主要部门，电力结构转型势在必行	1
1.1 电力热力生产是产生碳排放的主要部门	1
1.2 电力行业低碳发展是系统性的任务	3
2. 电源侧：新能源中风电光伏经济性已经具有竞争力	4
2.1 电力供需将进入平稳增长阶段	4
2.2 水电、核电有成本与稳定性优势，但可开发规模相对有限	6
2.3 新能源中风电、光伏将在中长期逐步发展为主力电源	7
3. 电网侧：配套清洁能源开发需要进行持续升级	10
3.1 可再生能源占比提升对电力系统平衡形成挑战	10
3.2 面向中长期，储能是提升电力系统灵活性的重要措施	11
3.3 作为电力系统的中心环节，电网变革升级贯穿短中长期	16
4. 业务布局建议与风险分析	20
4.1 新能源及储能项目建设每年均有数千亿级的融资需求	20
4.2 储能项目投资主体非常多元化，需要重点关注项目本身的经济性	21
4.3 新能源制造产业链具有全球竞争力，建议适当支持	22
4.4 风险分析	22

图目录

图 1: 全国 GDP 增速与发电量增速	1
图 2: 全国发电设备容量 (万千瓦)	1
图 3: 各国能源消费结构对比 (2019 年)	2
图 4: 全球分部门二氧化碳排放占比 (2018)	2
图 5: 中国分部门二氧化碳排放占比 (2018)	2
图 6: 分部门碳排放减排任务	3
图 7: 电力低碳发展转型措施	4
图 8: 2030 年中国电力需求预测	5
图 9: 中国装机量预测 (2030)	5
图 10: 中国发电量预测 (2030)	5
图 11: 水电新增装机容量 (单位: 百万千瓦)	6
图 12: 2020 年国内各省份核电装机容量、发电量占比	7
图 13: 部分省份燃煤电价与新能源电价对比	8
图 14: 全球光伏、风电及储能系统 LCOE 情况 (截至 2020 年上半年)	9
图 15: 2020 年中国不同电源的平准化发电成本	9
图 16: 可再生能源促使电力系统从集中向分散转变	10
图 17: 电力系统灵活性提升路线图	11
图 18: 储能的主要类型	12
图 19: 国内电化学储能新增装机规模及增速	13
图 20: 电化学储能累计投运规模预测保守场景	14
图 21: 电化学储能累计投运规模预测乐观场景	14
图 22: 动力锂电池降价预期	15
图 23: 不同储能类型造价对比 (100MW/4h 项目)	15
图 24: “十四五”大型清洁能源基地布局示意图	16
图 25: 分布式光伏装机容量及占比	18
图 26: 传统电网向智能电网的转变	18
图 27: 电网投资总额及结构	20
图 28: 已上市的主要电力企业融资情况	20
图 29: 五大发电集团清洁能源装机占比	21

表目录

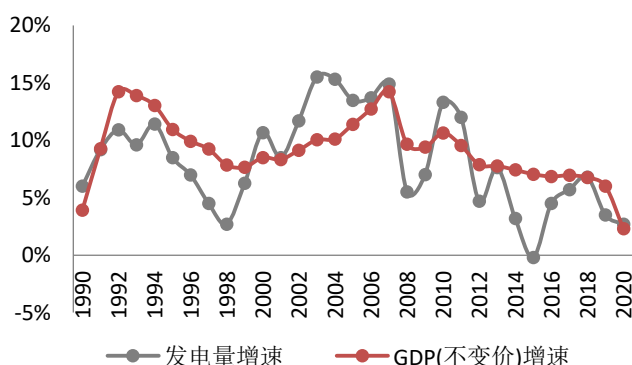
表 1: 部分大型水电站造价情况	6
表 2: 主要储能类型对比	12
表 3: 目前电源、电网、用户侧储能商业模式对比	14
表 4: 储能用电池路线对比	15
表 5: “五交五直”特高压项目进展	16
表 6: 新一轮特高压工程投资情况	17
表 7: 智能电网中通信应用特点及趋势	19

1. 发电行业是碳排放的主要部门，电力结构转型势在必行

1.1 电力热力生产是产生碳排放的主要部门

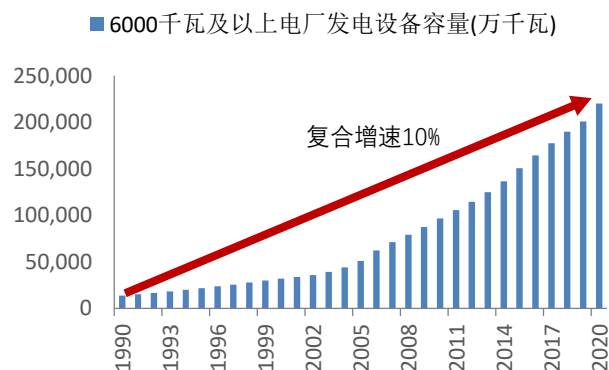
电力是经济发展的基础产业和先行产业，过去几十年，我国发电用量的增长与 GDP 的增长紧密相关。1990-2020 的 30 年间，GDP 复合增速 16%，同期发电量和发电设备容量的复合增速分别为 9%、10%。在经济高速增长阶段，国内的电力应用和电力工业都实现了跨越式发展，到 2020 年电力装机规模已经达到了 22 亿千瓦，是 1990 年装机量的 16 倍，人均用电量也已经超过了全球平均水平。

图 1：全国 GDP 增速与发电量增速



资料来源：国家统计局，招商银行研究院

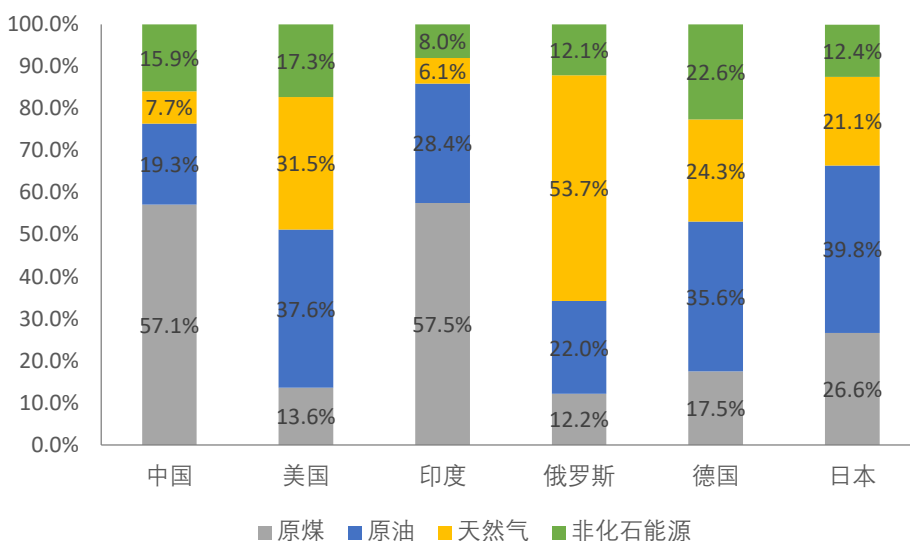
图 2：全国发电设备容量 (万千瓦)



资料来源：wind，招商银行研究院

受能源资源禀赋的影响，直到 2005 年前，煤电和水电尤其是煤电，在我国的能源应用和电力生产中都占据主导地位。一次能源消费中原煤占比约 57%，发电环节煤电占比 62%。但在能源结构调整的背景下，煤炭消费量和煤电占比总体都呈下降趋势，以风电、光伏为代表的非水清洁能源装机规模迅速增长，经过多年的发展，电力结构由煤电主导向多元化转型的趋势已经非常明显。

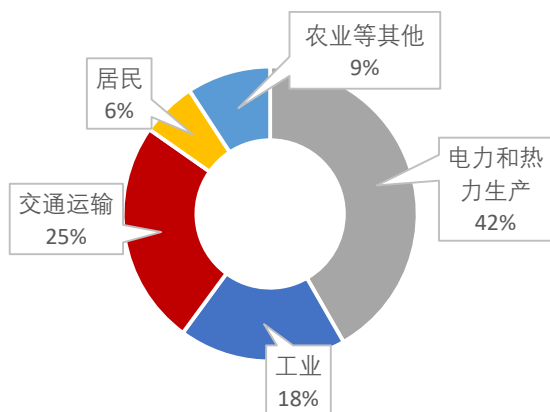
图 3：各国能源消费结构对比（2019 年）



资料来源：BP，招商银行研究院

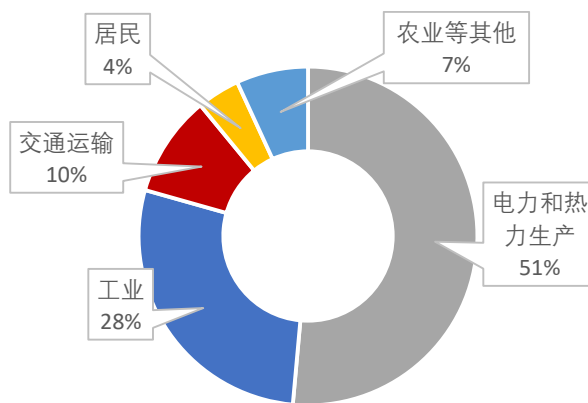
由于行业特性的原因，电力、热力生产行业一直都是产生二氧化碳排放最主要的部门。2018 年全球电力热力生产行业的碳排放占比约 42%，其次为交通运输和工业。中国电力热力生产行业的二氧化碳排放在全国排放量中占比为 51%，其次为工业和交通运输。不论从全球还是我国的情况来看，在“碳达峰、碳中和”发展目标下，电力行业的低碳转型都是任重道远。

图 4：全球分部门二氧化碳排放占比（2018）



资料来源：IEA，招商银行研究院

图 5：中国分部门二氧化碳排放占比（2018）



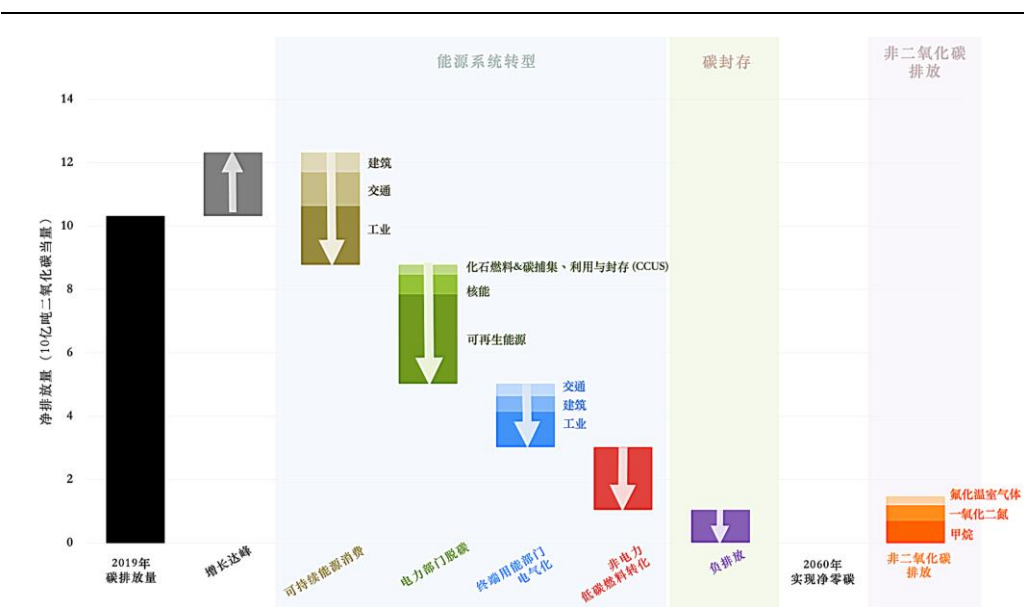
资料来源：IEA，招商银行研究院

1.2 电力行业低碳发展是系统性的任务

电力是经济发展的先行产业，各个国家低碳发展的进程规划中，电力行业都必须先于整个经济体实现低碳甚至脱碳发展。根据全球能源互联网的测算，以 2060 年实现碳中和为目标，未来 40 年，我国能源活动的碳排放减排任务高达 87 亿吨，在总体减排任务中占比过半。为了达到这一减排目标，能源消费需要电能替代，而电能的生产需要大规模发展清洁能源，与清洁能源发展相配套，电力系统需要持续升级转型，总结来看，这些替代与转型将主要体现在以下几大方向：

- 1、持续提高清洁能源，尤其是非水可再生能源的发电占比。
- 2、提高电气化水平，包括交通领域的电气化，工业替代，电代煤等。
- 3、提高电能利用效率，包括电网持续升级提升电力传输效率，储能、分布式能源建设等。
- 4、进一步提升煤电利用效率降低碳排放。仅煤电内部比较来看，我国清洁煤电供应体系处于领先水平。在多轮改造升级下，国内大多数煤电厂的运行时间在 15 年以内，现役煤电机组的平均运行时间小于全球平均水平，因此尽管煤电面临转型退出压力，但是退出过程不可能一蹴而就，仍有必要继续加强煤电的清洁低碳发展。

图 6：分部门碳排放减排任务



资料来源：全球能源互联网研究院，招商银行研究院

图 7：电力低碳发展转型措施



资料来源：中电联，招商银行研究院

2. 电源侧：新能源中风电光伏经济性已经具有竞争力

2.1 电力供需将进入平稳增长阶段

全社会碳中和目标的实现离不开终端用电电气化，电力行业的脱碳是其他部门脱碳的重要依托。在碳中和目标的约束下，电力行业的低碳转型将加速，有望在 2050 年实现零排放。以此作为基础，我们对电力行业中长期转型做出如下假设：

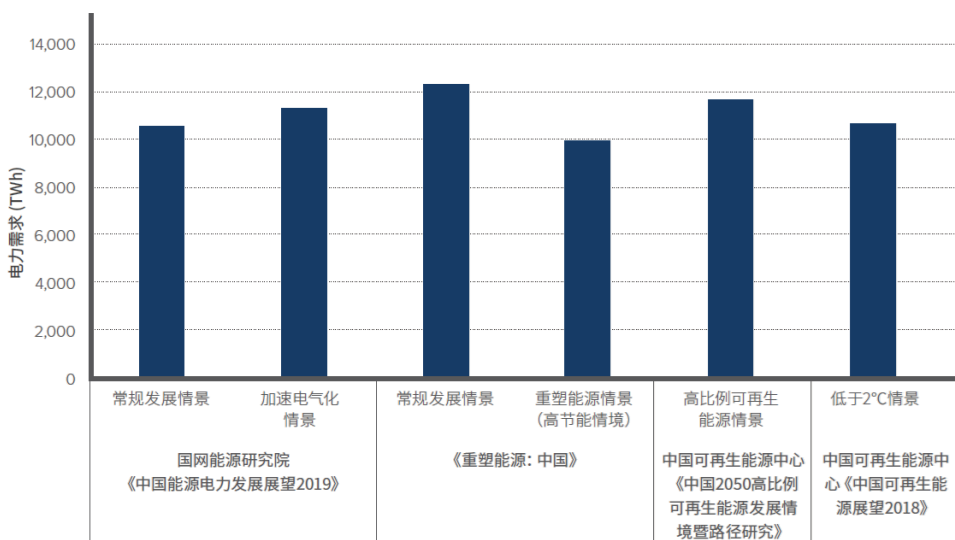
1、未来十年电力需求年均复合增速在 4%左右。预计到 2030 年国内电力需求将达到 10 万亿千瓦时左右，较 2020 年的用电量（7.5 万亿千瓦时）水平提升 30%以上，年均增速约 4%左右。到 2050 年国内电力需求将达到约 15 万亿千瓦时左右的水平。

2、到 2030 年非水可再生能源装机量的占比将大幅提升至 50%左右。2020 年我国煤电装机量约 11 亿千瓦，在总装机量中占比 49.8%。预计到 2030 年，煤电装机总量较 2020 年不会增长（新建煤电项目的同时在淘汰现役

煤电），非水可再生能源，主要是新能源中的风电、光伏装机量占比将提升至50%。

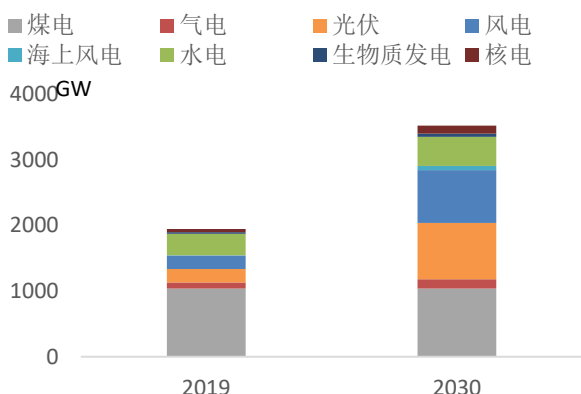
3、到2030年非水可再生能源的发电量占比将提升至30%左右。2020年我国的电力生产结构中，煤电占比为61%，风光发电量占比约10%，随着风电、光伏装机比例的提升预计到2030年，煤电的发电量占比将降至45%以下，风光为主的非水可再生能源发电量占比提升至30%左右，核电、水电的发电量将继续增长，但占比可能略有下滑。

图8：2030年中国电力需求预测



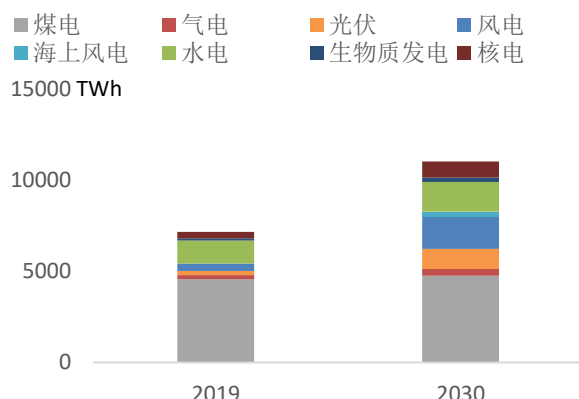
资料来源：中电联，招商银行研究院

图9：中国装机量预测(2030)



资料来源：IEA, 招商银行研究院

图10：中国发电量预测(2030)

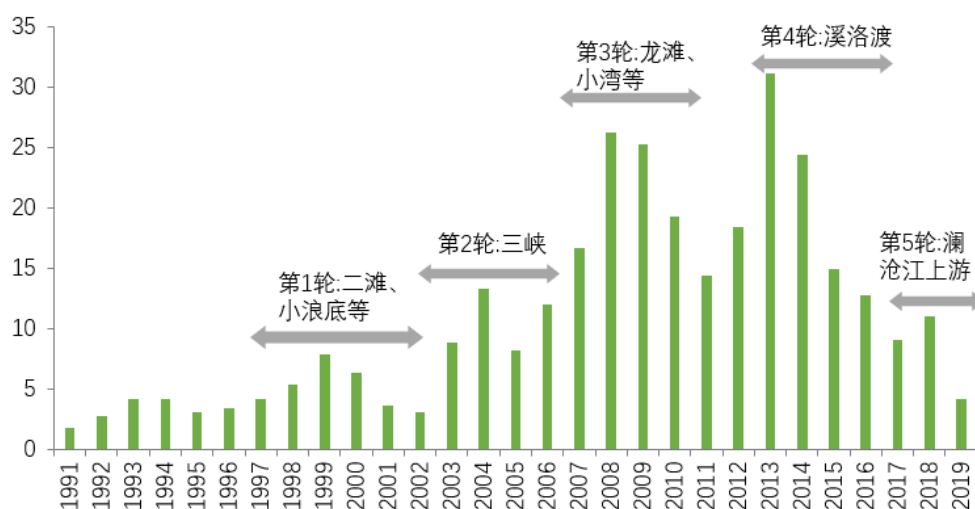


资料来源：IEA, 招商银行研究院

2.2 水电、核电有成本与稳定性优势，但可开发规模相对有限

一直以来水电都被视为发电成本最低的一类清洁能源，但目前国内优质待开发水电资源已非常有限，电站造价有上升趋势。我国不仅有很好水电资源禀赋，在水电开发领域也已经处于全球领先的水平，截至 2020 年，我国水电装机规模达 3.7 亿千瓦，当年发电量 1.36 万亿千瓦时，均位列全球第一。国内水电建设经历了约 5 轮投产高峰，近中期来看，优质可开发资源已经屈指可数，结合流域分布情况，只剩下金沙江上游、澜沧江上游、雅鲁藏布江干支流等区域还具备大规模梯级开发条件。这部分尚待开发的资源总规模约 1.5 亿千瓦，主要位于藏区。受地理位置、资源条件等因素影响，在上游和藏区进行水电开发的成本必将整体上行，预计单位投资成本将由 5000-8000 元/千瓦提升至 11000 元/千瓦以上。

图 11：水电新增装机容量（单位：百万千瓦）



资料来源：wind，招商银行研究院

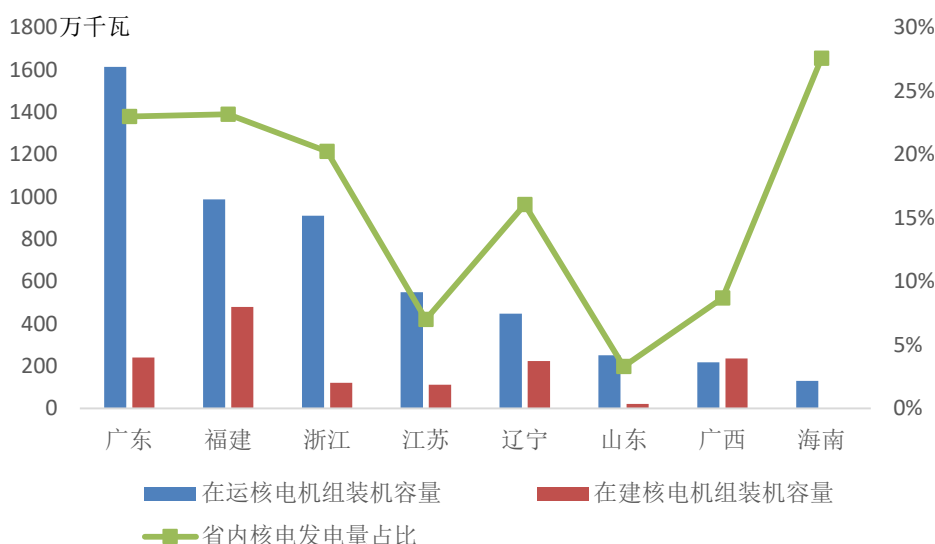
表 1：部分大型水电站造价情况

集团	流域	水电站	投产时间	装机容量(万千瓦)	投资额(亿元)	单位投资额(万元/kW)
三峡集团	长江上游	三峡	2012	2250	1352.66	0.60
	金沙江下游	溪洛渡	2014	1386	819.42	0.59
	金沙江下游	向家坝	2014	640	721.51	1.13
华电集团	金沙江中游	鲁地拉	2014	216	173.83	0.68
	金沙江上游	叶巴滩	在建	229	258.72	1.13
国投集团	雅砻江下游	锦屏	2014	360	182.9	0.51
	雅砻江中游	楞古	在建	258	451.63	1.75
华能集团	澜沧江下游	糯扎渡	2017	585	286	0.49
	澜沧江上游	托巴	在建	140	232	1.66

资料来源：各集团公告，招商银行研究院

我国核电已经从引进吸收海外技术迈入了国产化自主研发阶段，投资成本快速下降，但考虑安全因素，仍将集中在沿海省份进行开发。国内核电建设大致经历了四轮建设热潮，在长期建设过程中，基本实现了技术的“引进-吸收-消化”，目前三代自主核电综合国产化率达到 88% 以上，并且已经形成了每年 8-10 台(套)核电主设备供货能力。从成本和电力稳定性来看，核电无疑是具有竞争力的。但核电站本身建设周期至少需要 5 年，在“十四五”规划中，政府也没有提及进行内陆核电项目的前期工作，这意味着至少到 2025 年，国内的核电建设仍将集中在沿海省份部分有条件的区域。与其他清洁能源相比，核电的新增规模会比较有限，发展建设也将首先基于安全性才能开展。

图 12：2020 年国内各省份核电装机容量、发电量占比



资料来源：发改委，招商银行研究院

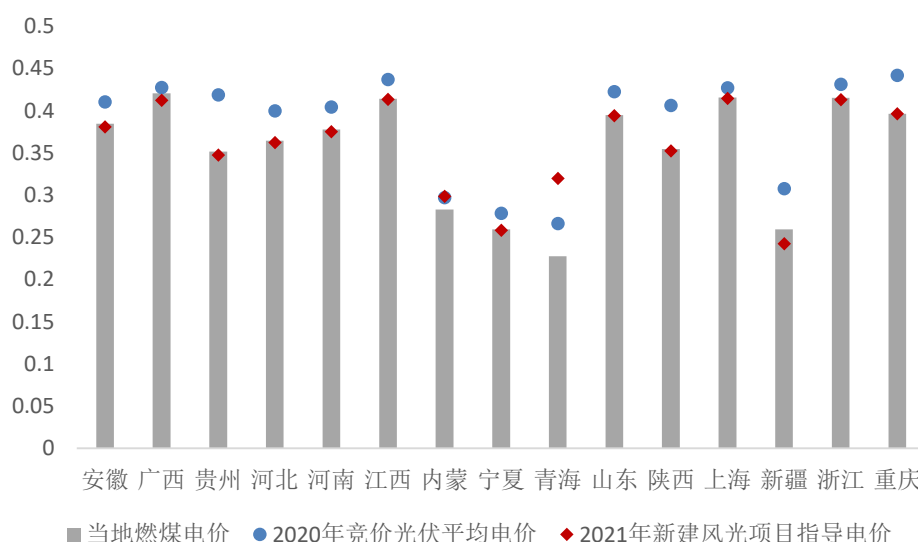
2.3 新能源中风电、光伏将在中长期逐步发展为主力电源

风电、光伏发电成本的持续下降是支撑其装机规模扩大的基础。不论全球还是中国的情况，过去十几年的时间，陆上风电和光伏的度电成本（LCOE）都实现了大幅下降，目前全球陆上风电和光伏的 LCOE 平均水平在 0.3-0.35 元/千瓦时，在葡萄牙、中东等地方，光伏项目甚至有 0.1 元/千瓦时左右的低价。从过去两年竞价项目和平价上网试点项目的电价来看，国内不少地区陆上风电和光伏发电价格也已经具备与当地燃煤电价竞争的能力。

集中式和工商业分布式光伏已经实现平价上网，2021 年户用光伏补贴额度也已大幅度下降。结合近两年各省份光伏竞价项目的电价来看，2020 年上报的竞价项目平均电价为 0.372 元/千瓦时，平均度电补贴强度仅 0.033 元/千

瓦时，可以说在大部分省份，光伏发电的价格较燃煤电价都是具有竞争力的。尽管今年由于供应链的压力，光伏项目造价有所提升，但在阶段性的供需矛盾缓解后，光伏发电的成本将继续下降，进一步提升经济性方面的优势。

图 13：部分省份燃煤电价与新能源电价对比

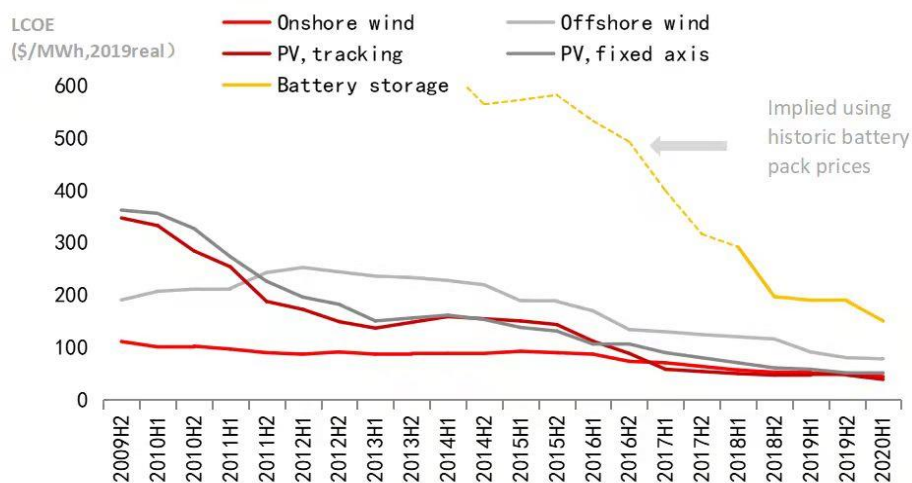


资料来源：发改委，招商银行研究院

陆上风电项目也基本可以不依赖补贴，实现平价上网。根据彭博新能源的数据，2020 年国内陆上风电的 LCOE 范围在 0.29-0.43 元/千瓦时之间。2020 年由于并网考核压力，陆上风电出现了抢装情况，造成了设备制造、工程施工各环节订单激增，供应紧张，项目造价有一定提升。2021 年装机进度恢复常态，项目造价较去年亦有下滑，在部分资源条件较好的地区，陆上风电的价格已经可以低于当地燃煤电价。与光伏和陆上风电相比，我国海上风电的发展进程和规模都明显落后。目前海上风电的价格还远高于燃煤电价，但也正是由于海上风电还处于规模化发展初期，降本空间较大，尽管尚不能准确量化实现平价上网的时间点，但预计在“十四五”期间，长三角、珠三角的海上风电价格与当地用能价格相比会逐渐具备竞争力。



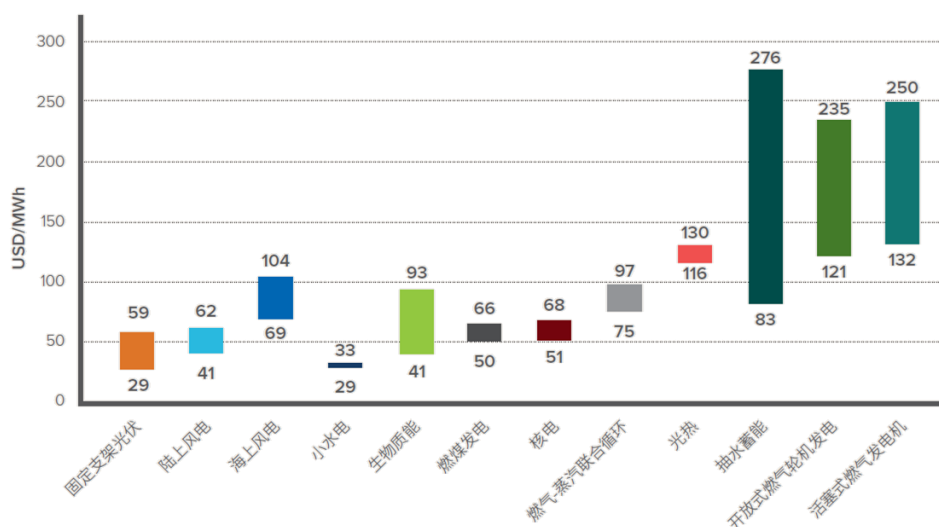
图 14: 全球光伏、风电及储能系统 LCOE 情况 (截至 2020 年上半年)



资料来源: BNEF, 招商银行研究院

注: 以上光伏、风电、储能系统 LCOE 未考虑补贴或税收减免优惠

图 15: 2020 年中国不同电源的平准化发电成本



资料来源: BNEF, 招商银行研究院

总结来看, 电力作为主要的碳排放部门, 电力系统的转型对于全社会低碳发展至关重要。煤电目前以及近中期都将是我国的主力电源, 但目前对于电力系统的规划构想中, 已经明确新能源将逐步发展为主力电源类型。随着技术进步, 新能源发电的成本已经具有极强竞争力, 不仅不需要补贴扶持, 经济性上投资吸引力也正在加强。在电源侧结构发生转变的情况下, 电力系统如何在高比例可再生能源的情况下稳定运行, 面临技术和经济性上的挑战。

3. 电网侧：配套清洁能源开发需要进行持续升级

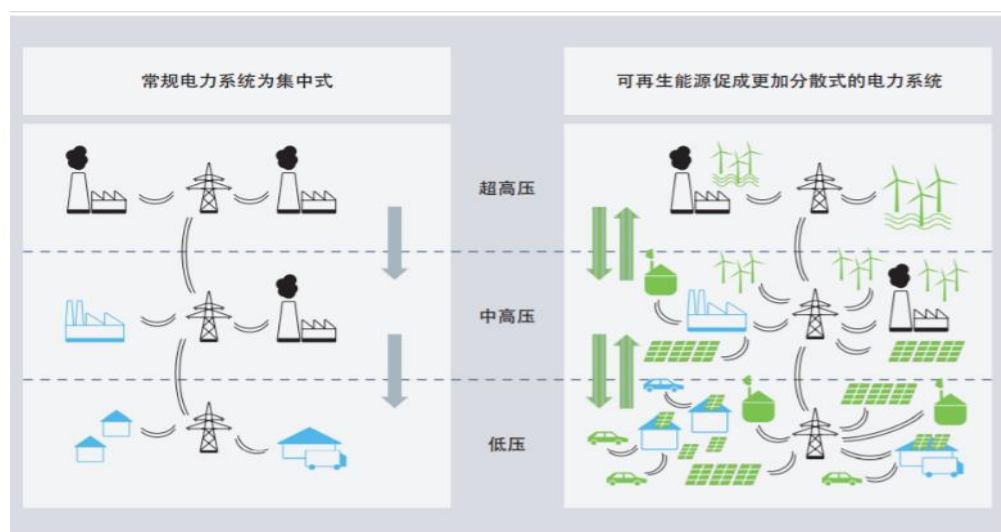
3.1 可再生能源占比提升对电力系统平衡形成挑战

在发电与用电侧都频繁波动的情况下，电网需要对电力供需进行实时的平衡。一直以来，我国的电网体系是以接纳稳定的火电、水电为主，电网建设本身有一定备用空间，在没有大规模储能资源的情况下，电力存在鲜明的即发即用特点。在新能源比例很低的阶段，消纳新能源不会对电网造成太多负担。但是如果要实现以新能源为主体的电源结构，不仅是发电侧投资转向，电网侧同样需要进行大量配套投资以实现电力系统平衡性和灵活性，这些投资涉及到电网的各个环节，按照时间维度划分投资的主要方式分别为**新增储能等资源（面向中长期）**和**软硬件、电网业态的持续升级（贯穿短中长期）**。

面向中长期来看需要通过**新增储能等资源，提升电力系统灵活性**。电力系统灵活性的提升，涉及到发电、电网和用电侧，主要的手段包括对传统燃煤电厂的改造，在系统中新增储能资源，以及加强需求侧管理，挖掘需求侧对调节系统平衡的潜力等。

贯穿短中长期来看需要通过对电网的持续升级提升电网的平衡管理能力。可再生能源具有出力波动幅度大、功率扰动大等特点，对于电网来说，尽管没有通用型解决方案，但是可以通过优化升级增强电网的稳定性，应对可再生能源占比提升后的波动问题。但没有统一通用方案就意味着电网的升级是多方面的，既涉及到**软件系统**，例如分析预测能力的提升；也包括**硬件设备的匹配升级**，例如加强远距离输电通道建设等；以及**电网业态**的配合，例如电力交易机制市场化的改革。

图 16：可再生能源促使电力系统从集中向分散转变



资料来源：招商银行研究院

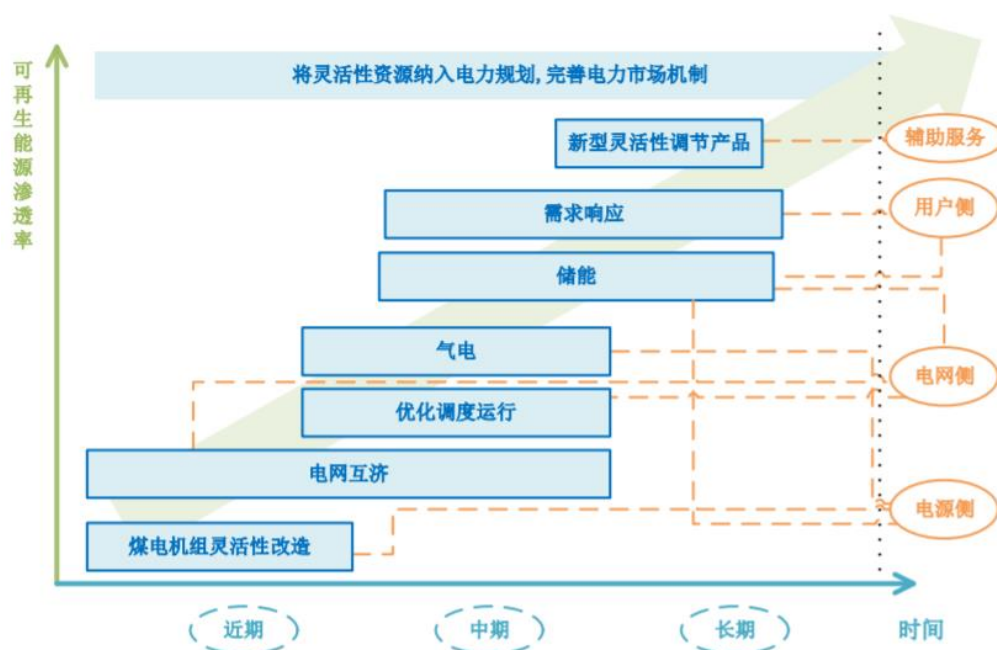


3.2 面向中长期，储能是提升电力系统灵活性的重要措施

在现有装机结构和技术手段中，火电灵活性改造可以为电网提供一定灵活性。火电灵活性改造不仅可以改善电力系统的可靠性，火电厂进行一定的前期改造投入后也可以获取相应的收益。过去几年东北电网作为试点，在火电灵活性改造中取得了一定成效。2016 年东北电网正式启动两批火电灵活性改造，2017 年这些项目陆续投运，到了 2018 年初，辽宁、吉林、黑龙江的弃风率分别从 15%、44%、36% 下降到了 2.4%、8.1%、8.5%，风电消纳情况的改善与该区域电力辅助服务试点和火电灵活性改造紧密相关。

中长期来看，随着渗透率的快速提升，以及我国现有的火电、水电装机灵活性有限的特点，在电力系统中建设储能项目已经势在必行。开发现有火电机组的灵活性尽管能缓解部分灵活性问题，但一方面煤电机组本身的启停时间、爬坡速率都不具备优势，调节成本较高，能够提供的灵活性有限；同时煤电机组改造的经济性也难以保证。从调节能力来看，以锂电池为代表的新型储能系统，响应速度在毫秒级，具有上下调节能力，且适用场景非常广泛，极具应用潜力。

图 17：电力系统灵活性提升路线图



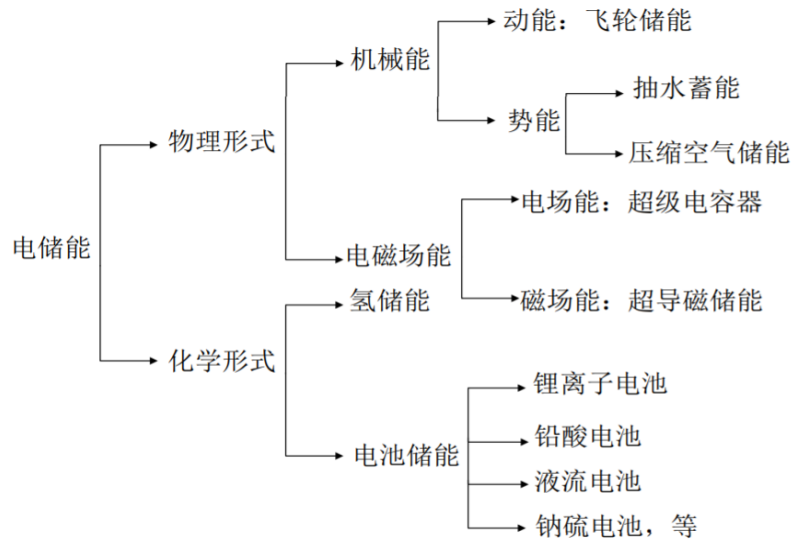
资料来源：《当前储能市场和储能经济性分析》，招商银行研究院

储能按照不同方式有多种分类，应用最多的是机械类储能中的抽水蓄能与电化学储能中的锂电池储能，目前也将除抽水蓄能外的电储能技术归纳为新型储能。截至 2020 年我国已投运的储能项目累计装机规模 35.6GW，其中抽水蓄能占绝对主导地位，为 31.79GW。新型储能中的电化学储能规模位列第二，



为 3269.2MW（即 3.3GW），在电化学储能技术中，又以锂离子电池的规模最大，累计规模为 2902.4MW（即 2.9GW）。

图 18：储能的主要类型



资料来源：招商银行研究院

表 2：主要储能类型对比

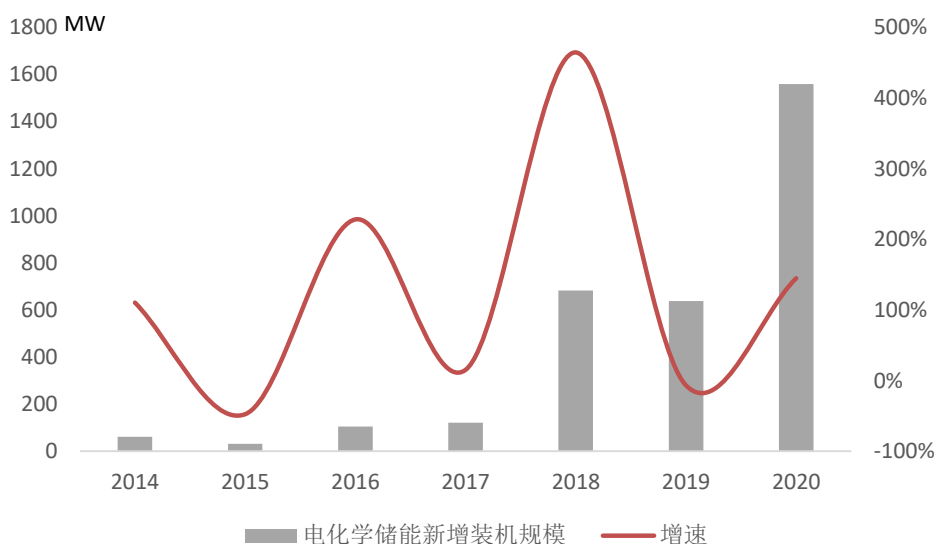
主要类型	响应时间	额定功率	效率	优点	缺点	适用场景	
机械储能	抽水蓄能	10-40min	100MW-5000MW	65-85%	技术最成熟，可靠性和经济性高，容量大，运行灵活	建设条件要求苛刻，建设周期长	日负荷调节、频率控制和系统备用
	压缩空气	6h-20h	100MW-300MW	40-59%	与风电场适配性高，	地理位置要求苛刻，非绝热技术全过程效率低	调峰发电厂、系统备用
	飞轮储能	15s-1min	5kW-10MW	90%	寿命长，效率高，响应速度快，运行稳定	能量密度低，有一定自放电	工业和 UPS，调频
电化学储能	铅酸电池	1s-1min	1kW-50MW	70-80%	技术很成熟，结构简单，价格低，基本无需运维	能量密度低，循环寿命短(1000次)，对环境不友好	事故电源或备用电源，目前有逐渐被锂电池替代的趋势
	钠硫电池	1s-1min	100kW-10MW	~75%	循环寿命较长(4500次)，能量密度高，响应很快	价格高，金属钠是易燃物，高温运行存在安全风险	调峰调频、改善电能质量和可再生能源配套
	全钒电池	1-2min	100kW-100MW	65-75%	循环寿命长(1万次以上)，规模范畴广	价格高，能量密度低，运维成本高	适合于电力系统调峰等
	锂离子电池	1s-1min	1kW-50MW	>90%	是电池中比能量最高的实用型电池，	成组后一致性比较难控制，	适用场景广，电力系统能量

					循环次数可达5000次或更多，成本降低速度很快	价格仍然偏高	管理，可再生能源配套，家庭储能应用等
--	--	--	--	--	-------------------------	--------	--------------------

资料来源：招商银行研究院

政策层面，支持新型储能发展的顶层设计已经推出。国内新型储能过去几年的初步发展情况与政策波动高度相关。规模化的突破是从 2017 年开始的，首先是在具有一定自发性的用户侧启动。2018 电网侧将储能投资纳入输配电价分摊，带动了电网侧储能项目爆发式增长，但 2019 年出台的《输配电定价成本监审办法》明确规定，储能建设成本不允许纳入输配电价，电网侧投资陷入停滞。2020 年各地鼓励或明确要求新能源发电项目要按一定比例配套储能，从规模来看，这样的政策又刺激了电源侧储能的快速增长。虽然发展历史还比较短，但由于缺乏合理商业模式的支撑，新型储能的发展呈现出高波动且相对无序的状态。

图 19：国内电化学储能新增装机规模及增速

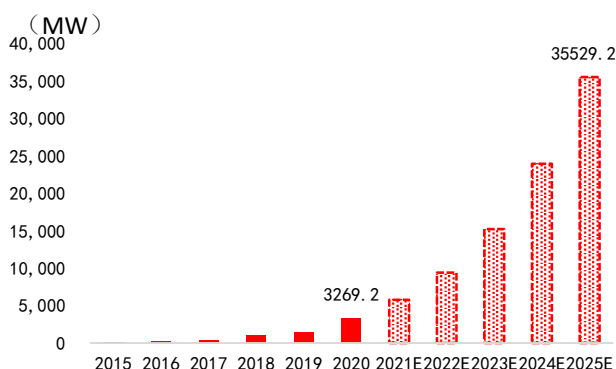


资料来源：CNESA，招商银行研究院

2021 年发改委发布了《加快推动新型储能发展的指导意见》，完善了新型储能发展的政策机制，给予了装机目标指引：到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 30GW 以上。截至 2020 年国内电化学储能的累计装机规模约 3.2GW，当年的装机规模首次突破了 GW 级大关。根据行业协会 CNESA 的预测，在“十四五”后期，即 2024 年和 2025 年，电化学储能行业将形成一轮高增长，保守场景和乐观场景下，累计装机规模将分别达到 32.7GW 和 55.9GW 以配合风、光在 2025 年的装机目标。即使按照保守场景，“十四五”期间，国内电化学储能的规模都将呈现 10 倍的增长。

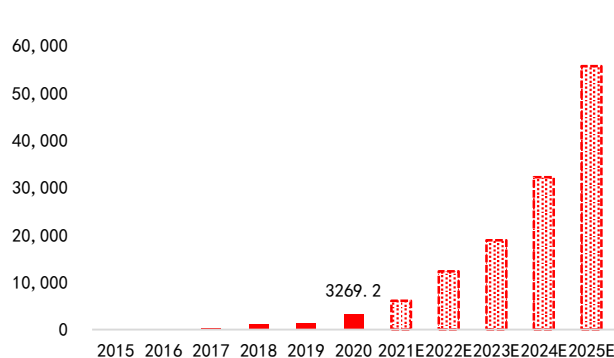
除规模指引外，电价政策是储能实现市场化发展的关键。近期发改委提出要进一步完善分时电价机制，合理拉大峰谷电价差并建立尖峰电价上浮机制；而在电网侧，电网建设储能的成本有可能纳入输配电价体系。电价涉及到储能项目的商业模式、投资回收期等关键指标，明确电价机制后，新型储能市场才有望实现比较清晰的市场化规模化的发展模式。

图 20：电化学储能累计投运规模预测保守场景



资料来源：CNESA, 招商银行研究院

图 21：电化学储能累计投运规模预测乐观场景



资料来源：CNESA, 招商银行研究院

在政策之外，新型储能大规模发展的核心驱动仍然是探索出更加清晰的商业模式以及成本进一步下降。储能的应用贯穿电力系统发、输、配、用各个环节，每个环节的盈利模式各有差异。由于国内新型储能的发展尚在起步阶段，结合下表可以看出，各环节的商业模式都还处于探索期。现行发电侧储能的模式是将建设成本引导向项目业主方，同时保证配套储能的电源优先并网，但配套储能的成本由项目业主承担，使得项目收益与成本难以匹配；用户侧储能具有小体量、分散式、自发性的投资特点，主要应用于削峰填谷或者配套分布式场景，成本分摊主要依赖赚取峰谷时段电价差额的利润，但开发相对缓慢且价格敏感度高；电网侧对储能的辅助服务需求很清晰，可通过独立或联合电源企业提供服务获取收益，通过区域发电企业按发电量和系数分摊计入供电成本，但电网侧储能作为独立主体的商业模式以及市场化定价和交易机制都还很大的细化空间，电网侧主体与其它应用场景的项目主体尚处于阶段性博弈阶段。

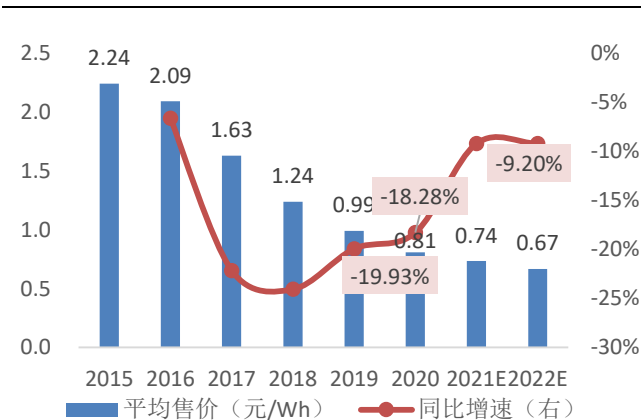
表 3：目前电源、电网、用户侧储能商业模式对比

	应用场景	储能价格	储能收益	收益的持续性	成本分摊
电源侧	优先配套	无	合规成本	无	项目业主承担
电网侧	辅助服务	参与调峰、调频部分地区已有定价体系	独立或联合电源企业，提供服务后获取收益	取决于调度频次	区域发电企业按发电量和系数分摊计入供电成本
用户侧	削峰填谷/配套分布式	充放电价差	谷电价/平电价充电，峰时放电	谷峰时期用电情况	赚取不同时段电价差额的利润

资料来源：CNESA，招商银行研究院

产业链方面，以锂电池类型为例，储能系统主要由电池系统（Battery System, BS）、功率转换系统（Power Conversion System, PCS）、电池管理系统（Battery Management System, BMS）、监控系统组成。在目前的发展阶段，储能系统报价差异很大，主流的光伏配储能项目，系统报价水平大致在 1.6-1.8 元/Wh，但也有低至 1 元/Wh 的价格出现。新型储能系统中，电池系统的占比超过 60%，是后续系统降本的主要来源。得益于国内动力锂电池已经形成的良好基础，锂电池价格继续下降的趋势是非常明确的。此外，考虑储能的应用特性，以及钠离子电池在原材料成本上的优势，也有可能在未来技术成熟后实现储能场景的规模化应用。

图 22：动力锂电池降价预期



资料来源：高工锂电，招商银行研究院

图 23：不同储能类型造价对比(100MW/4h 项目)



资料来源：IRENA，招商银行研究院

表 4：储能用电池路线对比

	铅酸电池	磷酸铁锂电池	钠离子电池
原材料成本	0.1-0.2	0.3-0.4	0.2-0.3
循环次数	300-800	5000-15000	1000-4000
能量密度	50-90	160-300	90-150
耐过放电	差	差	可放电至 0V
安全性	优	较优	优

资料来源：招商银行研究院

注：耐过放电指电池能够抵抗由电压下降带来的过度放电、进而造成电极活性物质损伤的能力



3.3 作为电力系统的中心环节，电网变革升级贯穿短中长期

短期来看，跨区域输电通道的建设能有效解决清洁能源与用能中心的地域不匹配问题。我国风光资源的地域分布与用电负荷并不匹配，新能源装机主要集中在我国“三北”地区，考虑资源禀赋和土地资源，国内低成本新能源大基地的开发仍将集中在这些区域。而众所周知，我国用电量和用电负荷集中在东南部地区。发用电中心不匹配使得跨省跨区输电通道的建设具有必要性，其中特高压工程最具有代表性。

图 24：“十四五”大型清洁能源基地布局示意图



资料来源：发改委，招商银行研究院

特高压工程建设正在有序推进。结合发改委与电网的规划来看，预计“十四五”期间投运可的特高压通道约 10-15 条。特高压输电通道的建设对于大型基地清洁能源电力的外送至关重要，在“十四五”规划和国家电网的“碳达峰、碳中和行动方案”中，都明确提出了要继续建设以输送清洁能源为主的跨区输电通道。具体来看，目前闽粤联网直流工程、雅中-江西特高压直流工程、陕北-湖北特高压工程均已开工建设，2020 年国网“五交五直”特高压工程也已开展了实质性的前期工作，这些均有望在未来几年逐步投运。

表 5：“五交五直”特高压项目进展

特高压工程	项目	前期进展
	南阳-荆门-长沙	
特高压交流工程	南昌-长沙	已获得核准批复
	武汉-荆门	

	驻马店-武汉	
	武汉-南昌	
	白鹤滩-江苏	预计 2022 年 6 月全面建成投产
	白鹤滩-浙江	已获得核准批复
特高压直流工程	金上水电外送	
	陇东-山东	已完成预可研，尚待核准批复
	哈密-重庆	

资料来源：招商银行研究院

特高压工程对电网投资的拉动作用尤为突出。输变电设施建设一直都是拉动电网投资的主要动力，其中特高压工程投资额度高，拉动作用尤为明显。一般一条特高压交流工程的投资额在 100 亿内，直流工程投资额更高约在 200 亿左右。如果特高压的建设能顺利推进，仅特高压本体工程的年度投资额就将达到 1000 亿以上。作为重要的电力工程，特高压的投资体现在基建施工、主设备购买以及铁塔线路搭建三大方面，对应投资额占比约为 35%、35%、30%。特高压相关的输变电设备有较高的技术壁垒，对电力设备制造产业有明显的拉动作用。除远距离的特高压输电项目外，在区域性供用电矛盾日渐凸显的情况下，中东部地区的环网建设和西部地区省内的外送通道建设也有望加速。

表 6：新一轮特高压工程投资情况

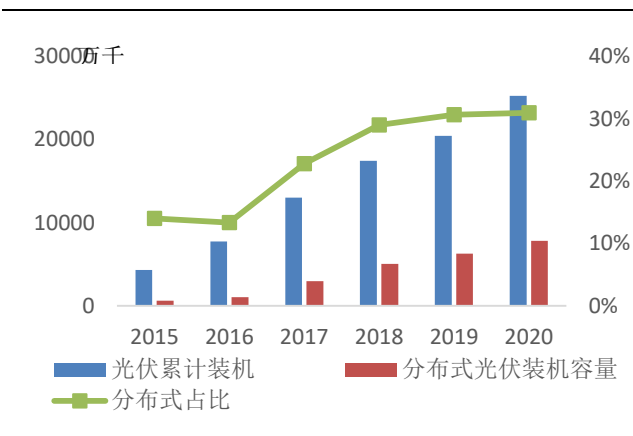
项目	类型	状态	投资额（亿元）
南阳-荆门-长沙		已获批	200
张北-雄安		已开工	60
驻马店-南阳		已开工	51
驻马店-武汉	交流	已获批	50
南昌-武汉		已获批	120
南昌-长沙		已获批	
荆门-武汉		已获批	50
青海-河南		已开工	226
陕北-湖北		已开工	185
雅中-江西	直流	已开工	244
白鹤滩-江苏		已开工	200
白鹤滩-浙江		已获批	200
合计			1586

资料来源：能源局，国家电网，招商银行研究院

伴随分布式发展，电网数字化改造是系统性的中长期任务。除了以集中式大基地的形式开发，新能源的应用尤其是光伏应用中，分布式项目发展具有很强活力。从规模来看，2015 年光伏累计装机中分布式占比约 14%，但是到 2020 年，在当年新增装机和累计装机中，分布式占比都接近 1/3，随着分布式

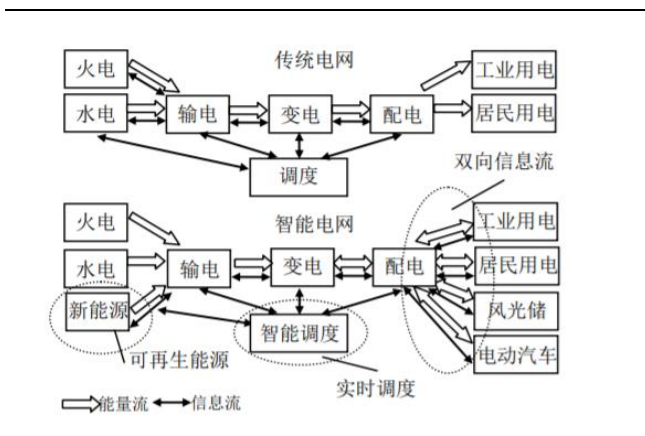
批量的开发推进，未来预计这一比例将达到 50%。分布式项目贴近用户侧，应用场景非常广泛。但是对于电网来说，大量分布式新能源接入配电网，不仅会使得配电网功率平衡、运动控制的难度大幅提升，并且可能还会与配网形成双向的信息流交互，对于配网运行模式都将带来挑战。在考虑大量分布式新能源的情境中，配电网升级的理想方向是在能源系统的各单元（对象）进行能量流和信息流的数字化，在此基础上形成智能决策对系统进行智能操控。

图 25：分布式光伏装机容量及占比



资料来源：能源局，招商银行研究院

图 26：传统电网向智能电网的转变



资料来源：IEA，招商银行研究院

早在 2009 年左右，国内就开展了智能电网的建设并且在特高压、城乡配网方面已经实现了突破，初步形成了电网智能运动控制和基础的数字化能力。但是在新能源从初步发展走向主力电源的过程中，尤其是分布式间歇式电源占比越来越高，电网所面临的信息采集、传输、处理和共享等多方面问题，难度都将指数式增长。中长期来看，电网处理这些问题离不开正在快速发展的物联网技术。物联网技术的几个主要方面与电网进一步数字化发展的方向契合度很高：

1、电力通信网络一直都是支撑智能电网运行的基础平台。目前对电力通信网络的要求正在从被动的需求满足向主动的需求引领转变，这就需要应用到实时安全的通信技术、传感器网络技术以及信息处理等。

2、物联网技术中的数据存储、分布式处理和任务调度技术可以有效的应对可再生能源，尤其是分布式的可再生能源接入后的实时调配需求。

总结来看与物联网技术结合后，电力系统可以从一个相对封闭的控制系统向双向反馈的数字环境转变，在提高电网稳定性的同时，使得风能、太阳能等新能源技术更有效的融入整个体系之中，统一的进行规划与调度。



表 7：智能电网中通信应用特点及趋势

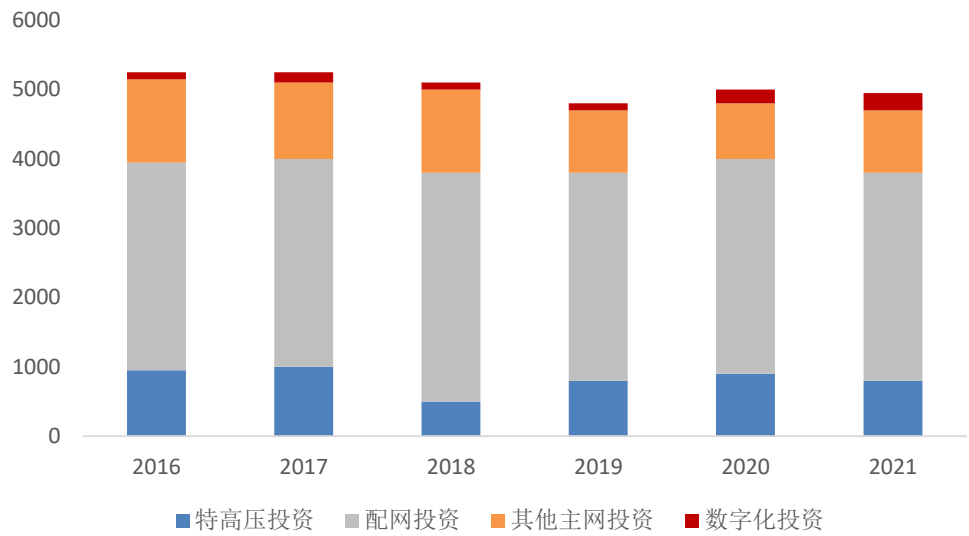
	典型场景	当前通信特点	未来通信趋势
控制类	智能分布式配电自动化、用电负荷需求侧响应、分布式能源	1、连接模式：子站/主站模式，主站集中，星型连接为主 2、时延要求：秒级	1、连接模式：分布式点对点连接与子站主站模式并存，主站下沉，本地就近控制 2、时延要求：毫秒级
集采类	高级计量、智能电网大视频应用（包括变电站巡检机器人、输电线路无人机巡检、配电房视频综合监控、移动式现场施工作业管控、应急现场自组网综合应用等）	1、采集频次：月、天、小时级 2、采集内容：基础数据、图像为主，单终端码率为100kbps级 3、采集范围：电力一次设备，配网计量一般采用集抄方式，连接数量百个/km ²	1、采集频次：分钟级，准实时 2、采集内容：视频化、高清化，带宽在4-100Mbps不等 3、采集范围：近期扩展到电力二次设备及各类环控、物联网、多媒体场景，连接数量预计至少翻一倍；中远期若产业驱动将下沉至用户，并深入到户内，连接数预计翻50-100倍

资料来源：南方电网，招商银行研究院

在上述转型方向下，电网投资的结构也会产生相应转变。特高压建设运行方面，国内已经有成熟经验，交直流特高压设备的国产化率均超过了 90%，作为重大工程，项目的进度会受到审批核准的影响，年度间投资额可能有较大波动。智能电网的数字化升级则是系统性的工程，体现在配网投资的方方面面，既有“5G+电力”这样的探索试点期业务，也包括电表终端、巡检机器人等具体设备的采购更新。正因如此，配网投资从金额来看年度间波动性会比较小，中长期来看都将在电网投资中占据重要地位。



图 27：电网投资总额及结构



资料来源：国家电网，南方电网，招商银行研究院

4. 业务布局建议与风险分析

（此处有删节，招商银行各部如需报告原文，请以文末联系方式联系招商银行研究院）

免责声明

本报告仅供招商银行股份有限公司（以下简称“本公司”）及其关联机构的特定客户和其他专业人士使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经招商银行书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“招商银行研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

未经招商银行事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

招商银行版权所有，保留一切权利。

招商银行研究院

地址 深圳市福田区深南大道 7088 号招商银行大厦 16F（518040）

电话 0755-22699002

邮箱 zsyhyjy@cmbchina.com

传真 0755-83195085



更多资讯请关注招商银行研究微信公众号
或一事通信息总汇