

## 中国核电 (601985.SH)

## “核电+新能源”双轮驱动，量价齐升打开盈利空间

核电出力稳定，全天可维持 100%，且碳排放量极低，是化石能源的最佳替代之一。公司是中国核电行业的双寡头之一，随着核电审批重启，支持性政策频出，核电装机量有望稳步提升，叠加电价市场化进程加速，公司盈利空间逐步拓宽，在中特估体系下有望实现价值重塑，首次覆盖予以“强烈推荐”评级。

□ 背靠中核集团，核电业务增长稳健，新能源收入快速提升。中国核电是我国核电双寡头之一，控股股东为中核集团。公司营收稳步增长，其中，核电贡献了主要收入来源。2022 年，公司核电发电收入为 634.04 亿元，占总营收比重为 88.9%。新能源收入从 2017 年的 0.28 亿元快速提升至 2022 年的 65.39 亿元，年均复合增速达到 197.6%。其中风电收入 23.05 亿，光伏 42.34 亿。

□ 核电护城河宽广，政策频出加快核准节奏，量价有望齐升。核电出力稳定，全天可维持 100%，并且碳排放量极低，可实现对化石能源的大规模替代。2021 年，国家提出积极有序发展核电，核电审批和开工节奏提速。一方面，自 2024 年起，公司核电机组将逐年投产，助力发电量稳步增长。另一方面，随着电力市场化改革不断推进，核电定价机制逐渐市场化，公司市场化交易电量占比持续提升，在煤电电价回暖的预期下，公司核电业务收入有望增厚。此外，在成本端，随着国产化率的提升、施工和管理经验的积累，公司核电造价和运营成本均存在下行空间。

□ 能源转型背景下，风光迎来重大发展机遇，公司“核电+新能源”开发模式大有可为。根据“十四五”规划，到 2030 年，非化石能源消费占比达到 25% 左右，风电和太阳能发电总装机量达到 12 亿千瓦以上，风光迎来重大发展机遇。在平价上网时代，风电机组规模化、大型化建设的趋势将推动降本增效；随着硅料价格进入下行通道，多晶硅产能逐渐释放，光伏装机成本也将进一步下降。作为集团内部唯一的新能源上市平台，公司独占集团优质风光资源，2025 年底风光装机量将达到 3300 万千瓦。此外，公司积极开展“核电+新能源”开发模式，有望提高能源综合利用水平。

□ 盈利预测和估值：我们预计公司 2023-2024 年归母净利润分别为 99.5、112.4 亿元，同比增长 10.4%、13.0%；当前股价对应 PE 分别为 13.5x、12.0x，首次覆盖，给予“强烈推荐”评级。

□ 风险提示：核电机组安全稳定运行风险、新能源项目建设和补贴落地不及预期、电价下行风险等。

## 财务数据与估值

会计年度	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	62367	71286	75013	83473	92049
同比增长	19%	14%	5%	11%	10%
营业利润(百万元)	16475	19645	20945	23686	26520
同比增长	25%	19%	7%	13%	12%
归母净利润(百万元)	8038	9010	9946	11239	12583
同比增长	34%	12%	10%	13%	12%
每股收益(元)	0.43	0.48	0.53	0.60	0.67
PE	17.0	15.1	13.5	12.0	10.7
PB	1.8	1.5	1.4	1.3	1.2

资料来源：公司数据、招商证券

## 强烈推荐 (首次)

周期/环保及公用事业

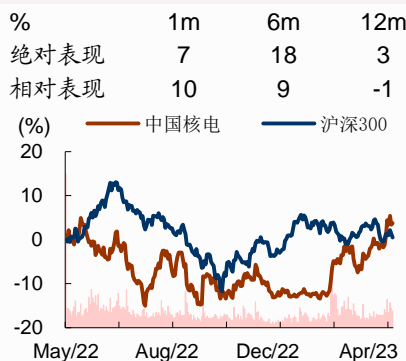
目标估值：NA

当前股价：7.12 元

## 基础数据

总股本(万股)	1886988
已上市流通股(万股)	1886988
总市值(亿元)	1344
流通市值(亿元)	1344
每股净资产(MRQ)	4.9
ROE(TTM)	10.0
资产负债率	67.9%
主要股东	中国核工业集团有限公司
主要股东持股比例	59.31%

## 股价表现



## 相关报告

- 《智慧能源系列专题报告(三)：中特估值体系视角下，关注成长型电力央企价值重塑机会》2023-04-12
- 《智慧能源系列专题报告(二)火转绿篇：“煤炭+硅料”成本双优化，“火转绿”标的确定性增强》2023-03-28
- 《智慧能源系列专题报告(一)算力篇：从 ChatGPT 看算力增长对电力行业的影响》2023-03-22

宋盈盈 S1090520080001

songyingying@cmschina.com.cn

## 正文目录

一、 稀缺资产铸就核电寡头， 新能源注入全新动能.....	6
1、 国资背景深厚，“核电+新能源”双轮驱动 .....	6
2、 主营业务增长稳健， 新能源业务收入快速提升 .....	9
二、 核电： 护城河宽广，“双碳”目标下盈利修复确定性高.....	11
1、 从追赶到超越， 中国核电进入安全高效发展阶段.....	11
2、 供电稳定+碳排放极低， 核电护城河宽广 .....	13
3、 政策频出加快核准， 量价齐升打开盈利空间 .....	16
三、 风光： 能源转型带来重大发展机遇， 成本下行利好装机.....	20
1、 风电： 开启平价上网时代， 规模化、 大型化建设推动降本增效.....	20
2、 光伏： 原料价格进入下行通道， 产能释放在即 .....	23
3、 新能源欠补困局引来曙光， 装机积极性将进一步提升 .....	24
四、 推荐逻辑： 装机增长+降本优化， 优质资产价值有待重估.....	26
1、 机组投产期将至， 助力核电发电量稳步增长.....	26
2、 降本增效正当时， 发电经济性有望提升 .....	27
3、 市场化交易电量占比提升， 煤电市价回暖有望带动核电电价上浮， 增厚公司收入.....	28
4、 独享集团新能源资产，“核电+新能源”发展模式大有可为.....	31
5、 优质资产+偏低估值， 有望受益央国企估值重塑体系 .....	32
五、 盈利预测.....	35
六、 风险因素 .....	37

## 图表目录

图 1： 中国核电历史沿革 .....	6
图 2： 中国核电股权结构（截至 2023.03.31） .....	6
图 3： 公司核电装机量（万千瓦）及同比增速 .....	7
图 4： 公司核电发电量（亿千瓦时）及同比增速.....	7
图 5： 公司新能源装机量（万千瓦）及同比增速.....	8
图 6： 公司新能源发电量（亿千瓦时）及同比增速 .....	8
图 7： 公司营收、 归母净利润（亿元）及增速 .....	9
图 8： 公司分业务营收结构.....	9

图 9: 公司毛利率、净利率及 ROE (摊薄)	10
图 10: 公司经营性现金流 (亿元) 及收现比	10
图 11: 公司现金分红总额 (亿元) 及分红比例	10
图 12: 公司每股股利 (元, 含税)	10
图 13: 核电产业链	12
图 14: 我国每年新核准核电机组数量 (台)	12
图 15: 我国在运、在建机组容量 (万千瓦) 及数量 (台)	12
图 16: 各国核电在运、在建容量及数量	13
图 17: 各国核能发电量 (亿千瓦时)	13
图 18: “华龙一号”示范工程第 2 台机组	13
图 19: 石岛湾高温气冷堆核电站示范工程 1 号反应堆	13
图 20: 各主要发电方式等效二氧化碳排放量 (g/kwh)	14
图 21: 分电源发电设备平均利用小时数	14
图 22: 分电源平准化发电成本 (LCOE) 区间 (美元/兆瓦时)	15
图 23: 中国能源消费结构	16
图 24: 世界与中国能源消费结构对比 (2021 年)	16
图 25: 核电电价机制发展历程	17
图 26: 中核项目 CNP/M310 (改) 综合国产化率	18
图 27: 中广核 CPR1000 项目综合国产化率	18
图 28: 不同国产化率下核电站的投资额对比	18
图 29: 中国新增风电装机容量 (万千瓦) 及增速	20
图 30: 中国新增光伏装机容量 (万千瓦) 及增速	20
图 31: 海上风电与煤电平价上网对比	21
图 32: 中国新增风电机组平均单机容量 (MW)	21
图 33: 2022 年中国风电机组单机容量新增占比	21
图 34: 2022 年中国陆上风电机组单机容量新增占比	22
图 35: 2022 年中国海上风电机组单机容量新增占比	22
图 36: 多晶硅 (致密料) 周均价 (元/千克)	23
图 37: 单晶 PERC 组件周均价 (182mm) (元/瓦)	23
图 38: 国内多晶硅产量 (万吨) 及环比增速	23
图 39: 国内光伏年度新增装机规模及预测 (GW)	24
图 40: 公司在运装机容量预测 (万千瓦)	26

图 41: 国内典型三代核电建成价构成	27
图 42: 公司主营业务成本构成	27
图 43: 公司单位发电量燃料成本 (元/千瓦时) 及增速	27
图 44: 公司核电机组利用小时数及负荷因子	28
图 45: 公司厂用电率	28
图 46: 全国市场化交易电量 (亿千瓦时)	28
图 47: 中长期电力直接交易电量结构	28
图 48: 2019 年主要国家工业及居民电价 (元/千瓦时)	29
图 49: 公司市场化交易电量 (亿千瓦时) 及占上网电量比重	30
图 50: 主要发电企业利润总额 (亿元)	32
图 51: 主要发电企业资产负债率	32
图 52: 主要发电企业研发费率	33
图 53: 主要发电企业 ROE (摊薄)	33
图 54: 主要发电企业收现比	33
图 55: 主要发电企业人均创收 (万元)	33
图 56: 主要发电企业 PE (TTM)	34
图 57: 主要发电企业 PB (LF)	34
图 58: 中国核电历史 PE Band	36
图 59: 中国核电历史 PB Band	36
表 1: 中国核电控股在运核电机组	7
表 2: 全国核电机组 2022 年运行情况	8
表 3: 公司 2022 年在运在建机组情况	8
表 4: 世界核电技术发展历程	11
表 5: 核电二代及三代技术对比	15
表 6: 核电二代及三代核电机组折旧对比	15
表 7: 国家支持核电发展的相关政策梳理	17
表 8: 华龙一号与 AP1000、EPR 工程造价对比	18
表 9: 风电上网电价变迁 (元/千瓦时)	20
表 10: 风电项目造价的规模效益	22
表 11: 采用不同单机容量机组的项目经济指标	22
表 12: 国家推动解决新能源欠补问题的政策梳理	24

表 13: 中国核电控股在建及核准机组预计投产时间 .....	26
表 14: 2019 年中国与其他国家电价比较情况 (元/千瓦时) .....	29
表 15: 中国核电控股在运核电机组上网电价情况.....	30
表 16: 2023 年电价上浮带来的新增收入测算 (亿元) .....	31
表 17: 公司“十四五”期间新增装机量规划 .....	31
表 18: 公司核电站所在省份“十四五”新能源发展规划.....	31
表 19: 公司核电滩涂及温排水区域光伏项目进展.....	32
表 20: 各电力央企利润总额增速与 GDP 增速对比 .....	33
表 21: 各电力央企分红比率、股息率及股权激励情况 .....	33
表 22: 销售收入结构预测 .....	35
表 23: 盈利预测简表.....	36
附: 财务预测表 .....	37

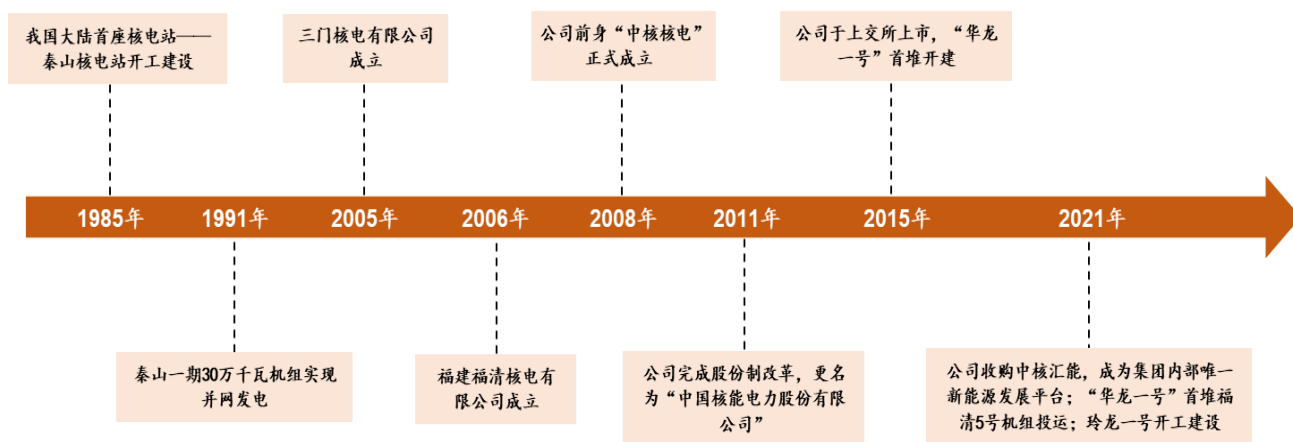


## 一、稀缺资产铸就核电寡头，新能源注入全新动能

### 1、国资背景深厚，“核电+新能源”双轮驱动

中国核能电力股份有限公司的发展历程可追溯至中国大陆第一座核电站——秦山核电站。1985年，我国自行设计的第一座30万千瓦级压水堆核电站在浙江省海盐县的秦山开工建设，标志着我国核电“从零到一”的突破。2008年，公司的前身中核核电成立，中核集团为其唯一股东，持有其100%股权。2011年，经国务院国资委批复同意，公司完成股份制改革，并更名为中国核能电力股份有限公司。2015年，公司于上交所上市，同年，中国自主研发的第三代核电技术“华龙一号”示范工程开工建设。2021年，公司收购中核汇能，成为中核集团内部唯一的新能源发展平台，业务正式转变为由“核电+新能源”双轮驱动。同年，“华龙一号”首堆福清5号机组正式投入商运，全球首个陆上商用模块化小型堆玲龙一号正式开工建设。

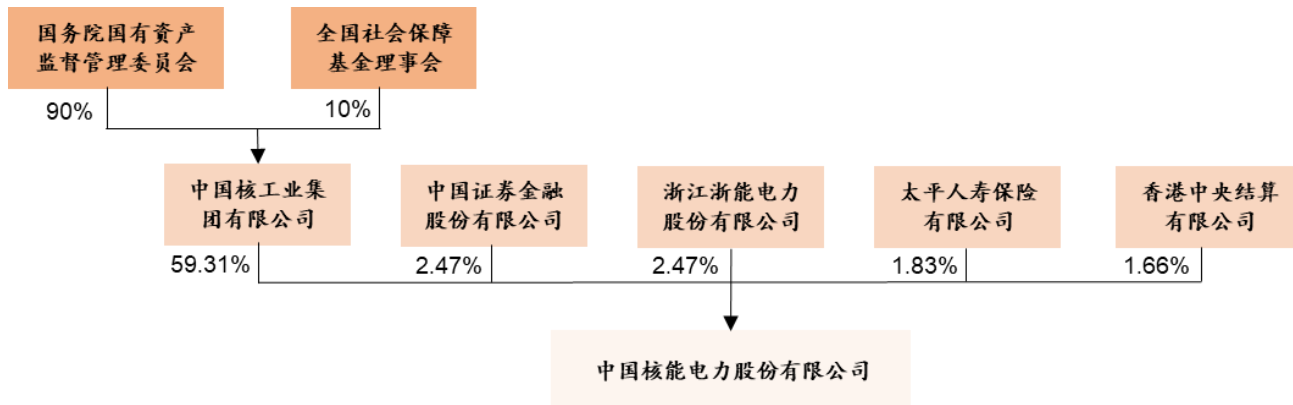
图 1：中国核电历史沿革



资料来源：公司公告、招商证券

背靠中核集团，资源优势显著。公司的控股股东为中国核工业集团有限公司，持股比例为59.31%；实际控制人为国务院国资委。中核集团作为国家核科技工业的主体，拥有完整的核科技工业体系，包括天然铀的探、采及核燃料制造、核电技术研发、工程建设总包，到整个核燃料循环及后端的放射性废物处理处置等，不仅是公司发展的坚强后盾，也为提升产业链整体价值提供了可能。

图 2：中国核电股权结构（截至 2023.03.31）



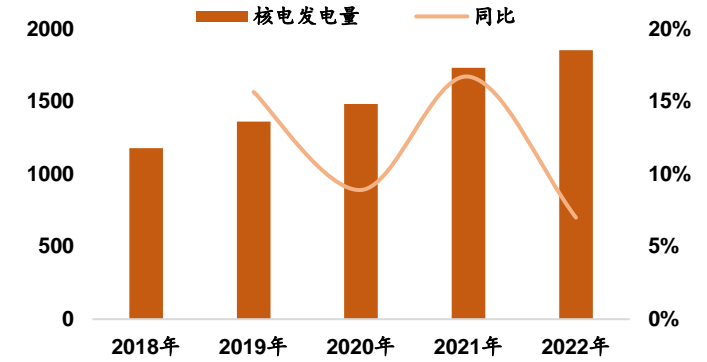
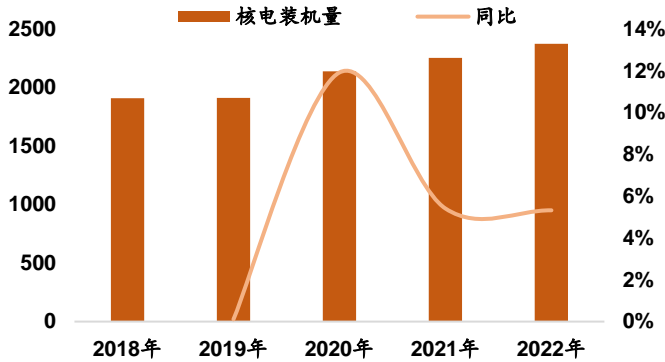
资料来源：公司公告、招商证券

公司是国内核电双寡头之一，核电装机容量和发电量占比超过40%。截至2022年12月31日，公司控股在运核电机组共25台，装机容量2375万千瓦。2022年公司核电机组发电量累计1852.39亿千瓦时，同比增长7.0%，约占

全国运行核电机组发电量的 44.34%；累计上网电量 1732.16 亿千瓦时，同比增长约 7.1%。核电设备利用小时数为 7889 小时，平均机组能力因子为 93.26%，均领先于行业平均水平。公司拥有国内最丰富的核电在建和运行机组堆型，其中压水堆包括 CP300、CP600、CP1000、华龙一号、玲龙一号、VVER-1000、VVER-1200、AP1000 等。

图 3: 公司核电装机容量 (万千瓦) 及同比增速

图 4: 公司核电发电量 (亿千瓦时) 及同比增速



资料来源: 公司公告、招商证券

资料来源: 公司公告、招商证券

表 1: 中国核电控股在运核电机组

公司名称	核电机组	持股比例	商运时间	2022 年累计发电量 (亿度)	机型	机组容量 (MW)
泰山一核	泰山一期	72%	1994/4/1	27.93	CP300	350
	1#机组		2002/4/15	52.18	CP600	670
泰山二核	2#机组	50%	2004/5/3	54.05	CP600	670
	3#机组		2010/10/5	58.34	CP600	670
	4#机组		2011/12/30	51.27	CP600	670
	1#机组		51%	2002/12/31	62.53	CANDU6
2#机组	2003/7/24	53.93		CANDU6	728	
方家山核电	1#机组	72%	2014/12/15	87.32	M310	1089
	2#机组		2015/2/12	88.07	M310	1089
田湾核电	1#机组	50%	2007/5/17	87.47	VVER1000	1060
	2#机组		2007/8/16	79.41	VVER1000	1060
	3#机组		2018/2/15	94.17	VVER1200	1126
	4#机组		2018/12/22	89.33	VVER1200	1126
	5#机组		2020/9/8	95.26	M310	1118
	6#机组		2021/6/2	79.94	M310	1118
福清核电	1#机组	51%	2014/11/22	86.62	M310	1089
	2#机组		2015/10/16	89.27	M310	1089

	组					
	3#机		2016/10/24	86.87	M310	1089
	组					
	4#机		2017/9/17	84.94	M310	1089
	组					
	5#机		2021/1/29	71.46	华龙一号	1161
	组					
	6#机		2022/3/25	71.88	华龙一号	1161
	组					
海南核电	1#机	51%	2015/12/25	55.97	CP600	650
	组					
	2#机		2016/8/12	49.26	CP600	650
	组					
三门核电	1#机	51%	2018/9/21	95.05	AP1000	1250
	组					
	2#机		2018/11/5	99.85	AP1000	1250
	组					
<b>合计</b>	<b>25 台</b>			<b>1852.39</b>		<b>23750</b>

资料来源：公司公告、招商证券

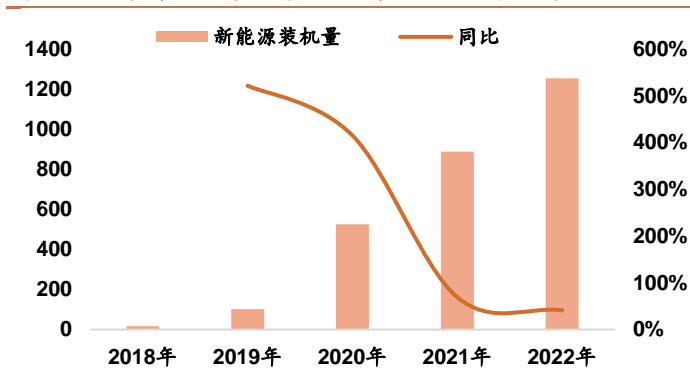
表 2: 全国核电机组 2022 年运行情况

	全国	中国核电	占比
在运机组数量 (台)	53	25	45.45%
在运机组装机容量 (万千瓦)	5698.57	2375.00	41.68%
发电量 (亿千瓦时)	4177.86	1852.39	44.34%
平均利用小时数 (小时)	7547.70	7889.00	/
平均机组能力因子 (%)	91.67	93.26	/

资料来源：公司公告、招商证券

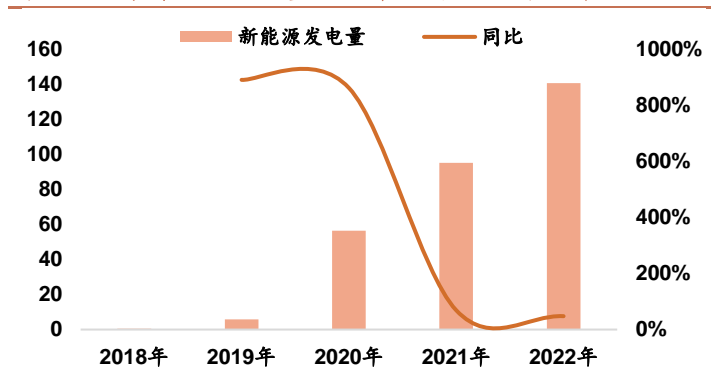
收购中核汇能，风光资产提供新动能。2021 年，公司收购控股股东中核集团持有的中核汇能 100% 股权，新能源装机规模快速提升。截至 2022 年 12 月 31 日，公司新能源在运在建项目合计 1825.67 万千瓦（在运装机容量 1253.07 万千瓦，在建装机容量 572.60 万千瓦），其中风电 576.24 万千瓦，光伏 1249.43 万千瓦。2022 年，公司新能源发电量 140.48 亿千瓦时，同比增长 47.66%，上网电量 138.23 亿千瓦时，同比增长 48.43%。风电利用小时数为 2289 小时，光伏利用小时数为 1365 小时。公司收购中核汇能后，中核集团承诺除与集团合并形成的新能源发电业务外，其他子公司未来不会与公司在风电、光伏领域发生同业竞争。公司成为了中核集团旗下唯一的新能源发电上市平台，“十四五”期间新能源装机增速有望进一步提升。

图 5: 公司新能源装机量 (万千瓦) 及同比增速



资料来源：公司公告、招商证券

图 6: 公司新能源发电量 (亿千瓦时) 及同比增速



资料来源：公司公告、招商证券

表 3: 公司 2022 年在运在建机组情况

	核电	风电	光伏
--	----	----	----



在运机组装机容量 (万千瓦)	2375.00	420.74	832.33
在建机组装机容量 (万千瓦)	887.80	155.50	417.10
平均利用小时数 (小时)	7889	2289	1365
发电量 (亿千瓦时)	1852.39	65.38	75.10
上网电量 (亿千瓦时)	1732.16	63.88	74.35

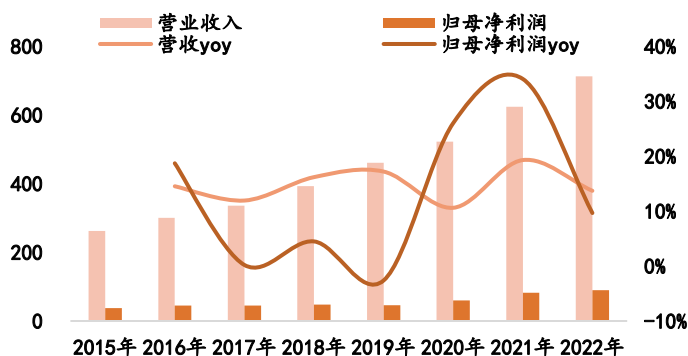
资料来源：公司公告、招商证券

## 2、主营业务增长稳健，新能源业务收入快速提升

**整体来看：**公司营业收入稳步增长，从 2015 年的 262.02 亿元稳步增长至 2022 年的 712.86 亿元，年均复合增速达到 15.37%。归母净利润规模总体持续扩大，2015 年至 2022 年的复合增速达到 13.21%。2019 年归母净利润出现负增长主要系 2018 年三门核电 1 号、2 号机组、田湾核电 3 号、4 号机组陆续投入商运，2019 年管理性支出及利息费用全部费用化，且该年新增发行可转换公司债利息。随着公司市场化交易电量占比逐渐提升，叠加后续新能源业务并表，公司盈利能力自 2019 年起逐渐回升。2021 年，公司归母净利润同比增速达到近年来高点 34.07%，主要系当年福清 5 号机组和田湾 6 号机组投入商运，以及收购中核汇能带来新能源装机规模增长。

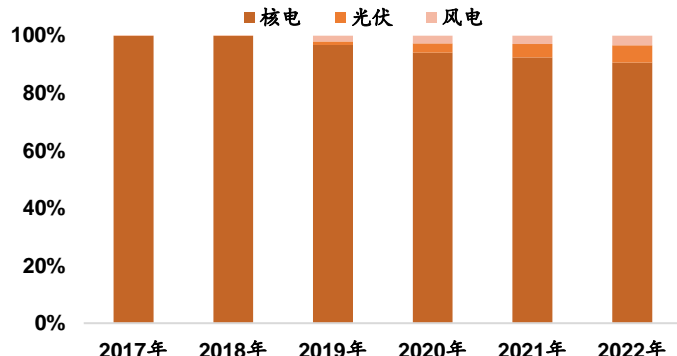
**分业务来看：**核电贡献了公司的主要营业收入，2022 年，公司核电发电收入为 634.04 亿元，占总营收比重为 88.9%。新能源收入从 2017 年的 0.28 亿元快速提升至 2022 年的 65.39 亿元，年均复合增速达到 197.6%。其中风电收入达到 23.05 亿元，光伏收入达到 42.34 亿元。

图 7：公司营收、归母净利润（亿元）及增速



资料来源：公司公告、招商证券

图 8：公司分业务营收结构

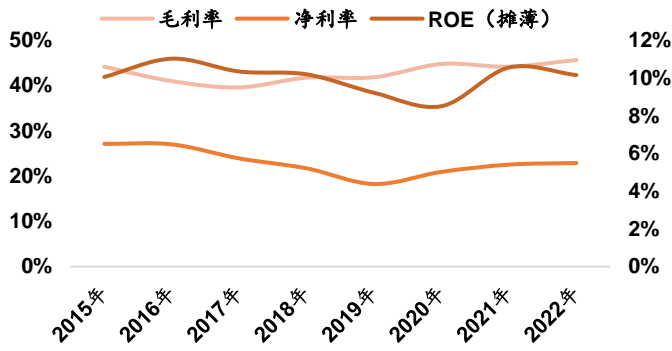


资料来源：公司公告、招商证券

**毛利率稳定，净利率自 2019 年触底后反弹。**公司毛利率稳中有升，从 2015 年的 44% 上升至 2022 年的 46%；2018 年公司多台机组投产，导致 2019 年费用化支出增加，净利率下滑至 18%。自 2020 年起，公司净利率持续上升，2022 年提升至 23%；公司净资产收益率长期保持在 10% 左右。

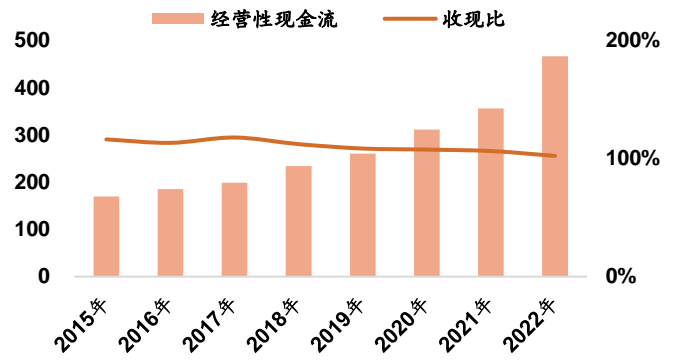
**现金流良好，在手现金充足，分红率稳定在 35% 以上。**一方面，核电在前期建造阶段投入较大，后期主要成本为折旧，这使得公司具有优越的现金创造能力；另一方面，充裕的在手现金为公司装机量的快速提升和新能源业务的拓展提供了基础。近年来公司经营性现金流稳定增长，收现比常年保持在 100% 以上。此外，公司现金分红比例稳定在 35% 以上，每股股利从 2015 年的 0.09 元增长至 2022 年的 0.17 元。稳定的现金分红比率和持续增长的每股股利彰显出公司良好的经营状况。

图 9：公司毛利率、净利率及 ROE（摊薄）



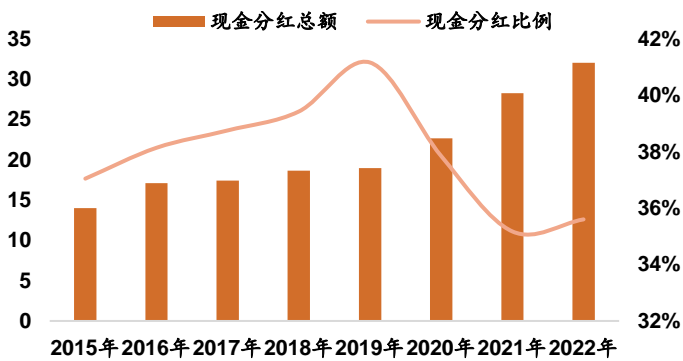
资料来源：公司公告、招商证券

图 10：公司经营性现金流（亿元）及收现比



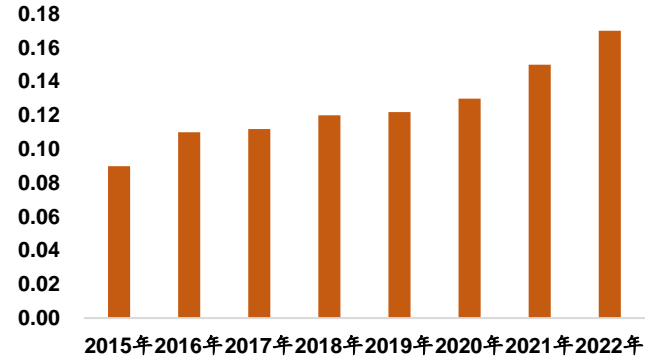
资料来源：公司公告、招商证券

图 11：公司现金分红总额（亿元）及分红比例



资料来源：公司公告、招商证券

图 12：公司每股股利（元，含税）



资料来源：公司公告、招商证券

## 二、核电：护城河宽广，“双碳”目标下盈利修复确定性高

### 1、从追赶到超越，中国核电进入安全高效发展阶段

自 20 世纪 50 年代以来，核电技术不断迭代，目前已更新至第四代。20 世纪 50~60 年代，基于军用核反应堆技术，由美国、苏联、加拿大、英国等国家设计、开发、建造的首批原型堆或示范电站，验证了核能发电的技术可行性。随后，欧美各国制定了大量的核电发展计划，核能发电技术得到了迅速发展。截至 2022 年底，全球在 33 个国家和地区共运行 422 台核电机组，总装机容量 3.78 亿千瓦。全球在 18 个国家在建 57 台核电机组，总装机容量 5885.8 万千瓦。据中核战略规划研究总院预计，2022 年全球核电发电量将达到 2.7 万亿千瓦时，在全球电力结构中的占比约为 9.6%。

表 4：世界核电技术发展历程

时间	发展阶段	技术	重要事件
1954-1965 年	起步发展阶段	第一代核电技术	1954 年前苏联建成世界上第一座核电站—5000 千瓦实验性石墨沸水堆； 1956 年英国建成 4.5 万千瓦原型天然铀石墨气冷堆核电站； 1957 年美国建成 6 万千瓦原型压水堆核电站； 1962 年法国建成 6 万千瓦天然铀石墨气冷堆、加拿大建成 2.5 万千瓦天然铀重水堆核电站。
1966-1980 年	迅速发展阶段	第二代核电技术	美国成批建造 50-110 万千瓦的压水堆、沸水堆； 前苏联建造 100 万千瓦石墨堆和 44 万千瓦、100 万千瓦 WWER 型压水堆； 法国和日本等国引进并消化美国的压水堆和沸水堆技术。
1981-2000 年	缓慢发展阶段	第二代核电技术为主，第三代核电技术开始发展	由于经济发展减缓导致电力需求下降，尤其受前苏联切尔诺贝利核事故的影响，世界核电事业进入缓慢发展阶段，西方国家调整核电政策，发展速度明显减缓。但在亚洲，中国、印度和韩国等国仍持续发展核电。
2001-2011 年	逐渐复苏阶段	第三代核电技术	欧美发达国家开发出先进轻水堆核电站，第三代核电技术取得重大进展。
2011 年至今	谨慎发展阶段	第三代核电技术为主，第四代核电技术开始发展	2011 年福岛核事故，部分国家核发展陷入停滞； 2018 年，中国台湾第二核能发电站 2 号机组重启，日本四国电力公司伊方核电站 3 号机组重启； 2021 年，全球首座采用第四代技术的石岛湾高温气冷堆核电站并网成功。

资料来源：公司公告、招商证券

我国核电发展起步较晚，大致经历了四个发展阶段，目前正处于快速追赶期。

- **起步阶段（1970-1993 年）**：20 世纪 70 年代初，中国决定发展核电。1983 年，中国确定了发展压水堆核电的技术路线，明确了中国核电发展的基本方向。1984 年，中国第一座自主设计和建造的秦山核电站开工建设；1991 年 12 月 15 日，该电站成功并网发电，结束了中国无核电的历史。
- **适度发展阶段（1994-2005 年）**：1996 年，我国引进法国 M310 技术并消化改进的秦山核电厂二期 2 台 650 兆瓦机组工程开工建设；2004 年两台机组全部投入商运。
- **积极发展阶段（2006-2011 年）**：随着中国经济快速发展，能源电力需求不断攀升。2006 年《核电中长期发展规划

划(2005—2020年)》明确指出“积极推进核电建设”，确立了核电在中国经济与能源可持续发展中的战略地位。其间，中国引进欧美国家第三代核电技术 AP1000 和 EPR1750，并在此基础上不断创新，形成了具有自主知识产权的第三代先进压水堆技术。

- **安全高效发展阶段(2015年-至今):** 2011年日本福岛核泄漏事件后，国家对所有在运在建核电项目开展全面安全隐患大排查，针对排查出来的潜在隐患研究方案并采取改进措施，并加强顶层设计，制定了最严格的安全标准，建立健全国家核应急综合体系。在织密核电安全网后，2021年《政府工作报告》正式提出，要“在确保安全的前提下积极有序发展核电”。中国核电进入了安全高效发展的新阶段。

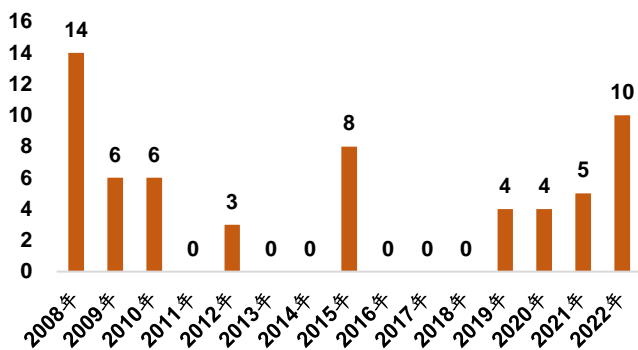
经过长期的发展，我国核电行业已经形成了完整的核电产业链，随着审批节奏加快，核电规模逐步赶超欧美。核电产业中处于上游的企业有铸锻件、有色金属、核原料等原材料和零部件厂商；核岛、常规岛、辅助厂房设备三个领域的制造企业在核电产业中位于中游；核电站的设计、建设及运营商处于核电产业的下游位置。在核电规模上，中国正逐渐实现赶超。2021年，《政府工作报告》提出积极有序发展核电，同年新增5台核准机组；2022年新核准10台机组，核电审批和开工节奏明显提速。根据世界核协会，截至2023年5月，我国在运+在建机组总数达到77台，已经超过法国，仅次于美国。

图 13: 核电产业链



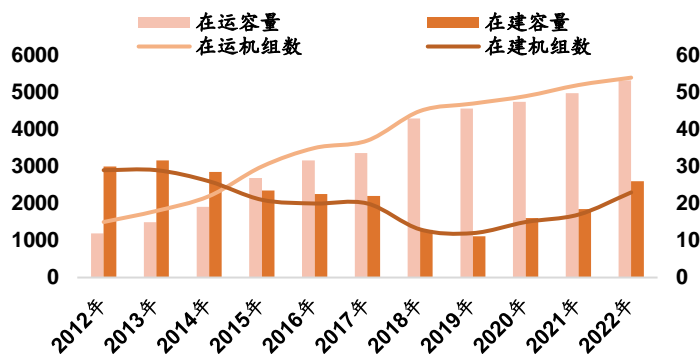
资料来源：中国核电网、招商证券

图 14: 我国每年新核准核电机组数量(台)



资料来源：中国核电网、招商证券

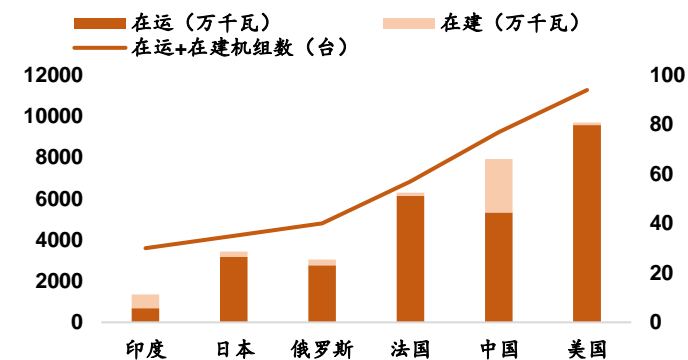
图 15: 我国在运、在建机组容量(万千瓦)及数量(台)



资料来源：世界核协会、招商证券

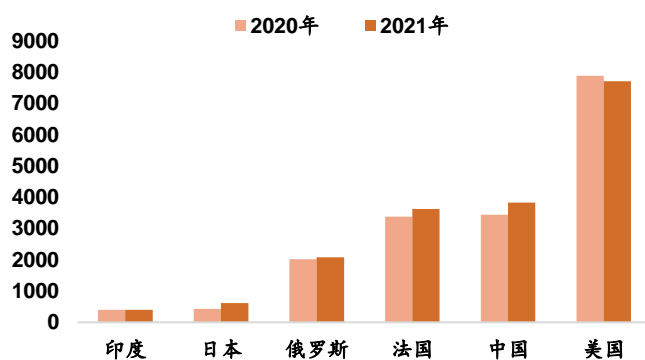


图 16: 各国核电在运、在建容量及数量



资料来源: 世界核协会、招商证券 注: 截至 2023 年 5 月

图 17: 各国核能发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 世界核协会、招商证券

我国率先实现由二代向自主三代核电技术的全面跨越, 先进核能技术研发示范取得重要突破。通过全面加强核电自主创新, 实施国家核电科技重大专项, 我国核电技术水平显著提升。2021 年以来, “华龙一号” 国内外首堆相继投入商运, 实现批量化规模化建设, 标志着我国真正自主掌握了三代核电技术, 商业化核电技术水平跻身世界前列。与此同时, 大型先进压水堆重大科技专项“国和一号”示范工程建设进展顺利, 预计 2023 年底建成投产。石岛湾高温气冷堆核电站示范工程已于 2021 年内成功并网发电, 成为全球首个并网发电的球床模块式高温气冷堆。中国示范快堆 1、2 号机组于 2017 年、2020 年先后开工建设, 预计“十四五”期间建成投产, 将为使用 MOX 燃料的钠冷商业快堆的发展奠定基础。多功能模块化小型堆“玲龙一号”示范工程开工建设, 陆上小型压水堆及海洋核动力平台的研发持续开展; 液态燃料钍基熔盐实验堆工程建设正在稳步推进, 铅基快堆等研发取得重要进展。

图 18: “华龙一号”示范工程第 2 台机组



资料来源: 中国核能行业协会、招商证券

图 19: 石岛湾高温气冷堆核电站示范工程 1 号反应堆

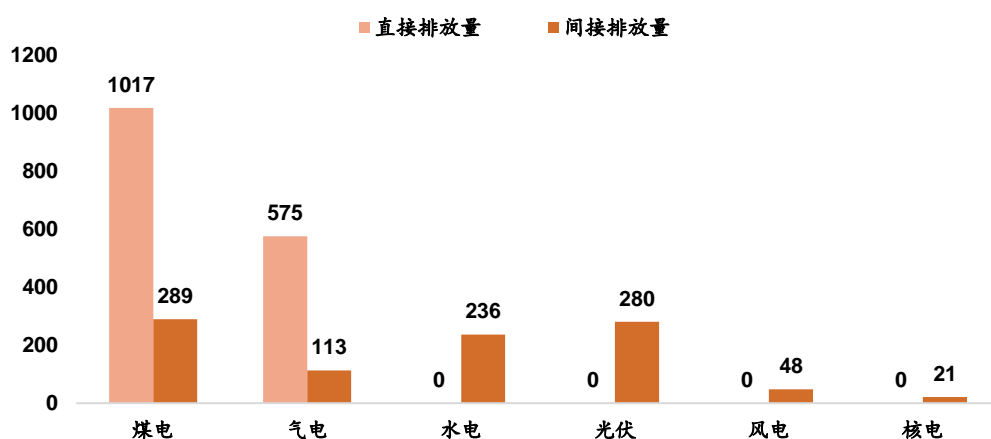


资料来源: 中国核能行业协会、招商证券

## 2、供电稳定+碳排放极低, 核电护城河宽广

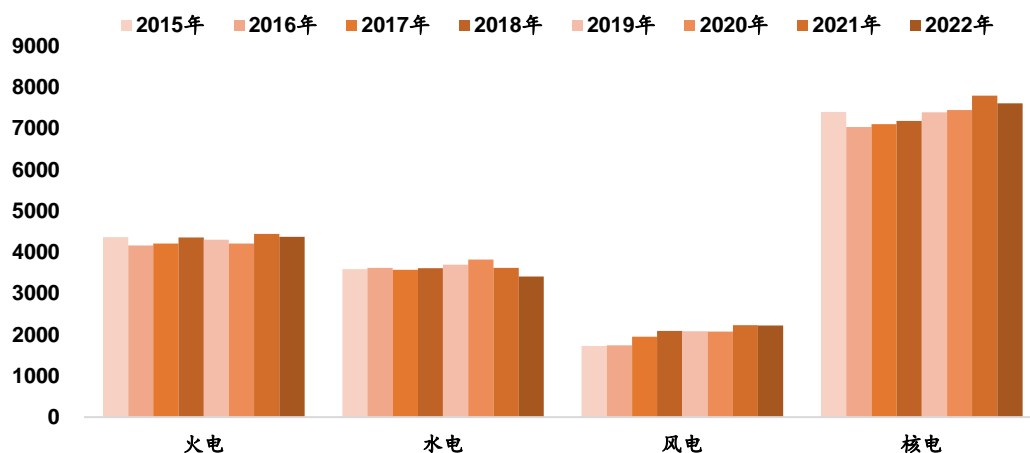
核电出力稳定, 全天可维持 100%, 并且碳排放量极低, 可实现对化石能源的大规模替代。与化石能源相比, 核电几乎没有燃料成本, 全生命周期的总碳排放量较少, 并且在运行过程中不产生直接的碳排放, 因此具有显著的成本和环境双重优势。若核电的环境贡献能够得到经济补偿, 其成本优势将更为突出。此外, 核电发电极为高效, 根据欧洲核能协会公布的数据, 1000 克标准煤、矿物油及铀分别产生约 8 千瓦时、12 千瓦时及 24 兆瓦时的电力。同时, 相比依赖于多变的气候条件为其面板和涡轮机提供动力的可再生能源, 核电具备较强的抵御极端天气灾害的能力, 可作为全天候零碳基荷电源。据美国能源信息署数据, 核能可在 93.5% 的时间内满负荷运行, 是迄今为止最可靠的能源。2022 年, 全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数为 3687 小时, 全国核电的平均利用小时数为 7616 小时, 且长期稳定维持在远高于其他发电方式的水平。

图 20: 各主要发电方式等效二氧化碳排放量 (g/kwh)



资料来源: 世界核协会、招商证券

图 21: 分电源发电设备平均利用小时数

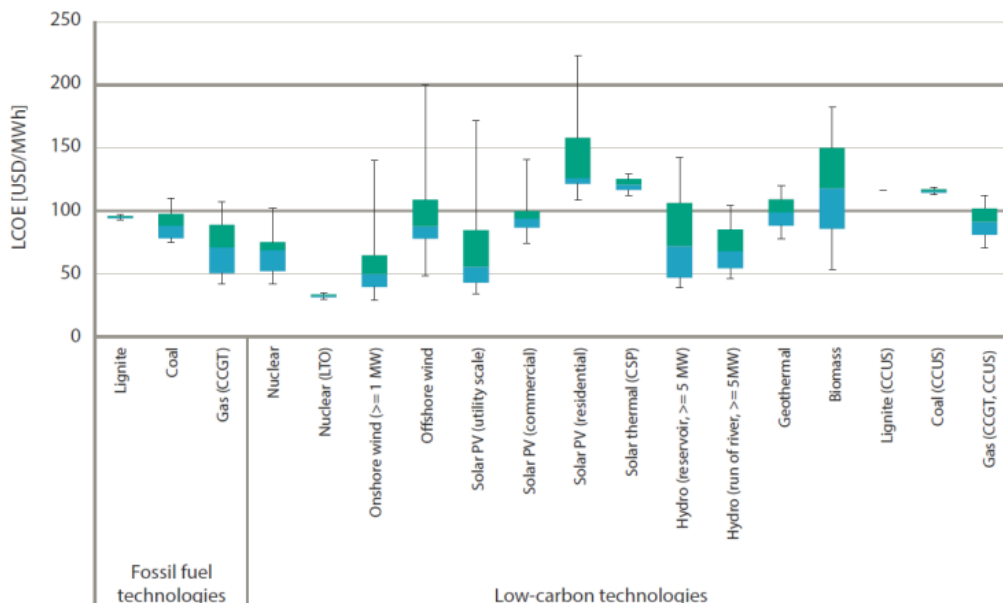


资料来源: wind、招商证券

核电初期投资较大, 折旧完成后长期经济性可观。核电建设的前期投资较大, 前期建造成本约占全部成本的 50%-70%。以“华龙一号”为例, 其单千瓦的建造成本约为 1.6 万元。相比之下, 火电的前期建造成本仅为 20%-30%。此外, 核电后续成本以折旧为主, 商业模式和水电类似, 设计寿命一般为 60 年左右, 而投资回收期大约为 10 年, 加上核燃料的体积小、能量大, 运输成本较低, 且发电不受自然条件的限制, 长期来看经济性较强。据 IEA 和 OECD-NEA 联合发布的电力估算成本报告, 到 2025 年, 核电仍将是成本最低的可调度低碳发电技术, 只有大型水电可以做出类似的贡献, 但后者高度依赖于自然资源禀赋。与化石燃料发电相比, 核电站成本预计比燃煤电厂更低。虽然燃气-蒸汽联合循环发电 (CCGT) 在一些地区具有竞争力, 但其 LCOE 在很大程度上取决于各个地区的天然气价格和碳排放价格。此外, 长期运行核电站的电力成本极具竞争力, 是成本最低的低碳发电技术选择。



图 22: 分电源平准化发电成本 (LCOE) 区间 (美元/兆瓦时)



资料来源: IEA 与 OECD-NEA: 《电力成本估算报告》(2020 年版)、招商证券

与二代核电相比,第三代核电对核电安全性、经济性的要求更高,发生严重事故的概率进一步降低,机组的设计寿命进一步延长。在严重事故概率方面,三代机组的反应堆堆芯损坏概率从原先二代核电要求的 $1.0 \times 10^{-4}$ /堆·年降低到 $1.0 \times 10^{-5}$ /堆·年,大量放射性释放概率从原来的 $<1.0 \times 10^{-5}$ /堆·年降低到了 $<1.0 \times 10^{-6}$ /堆·年(实际上我国自主三代核电“华龙一号”及“国和一号”技术,堆芯损坏概率均 $<1.0 \times 10^{-6}$ /堆·年,大量放射性释放概率均 $<1.0 \times 10^{-7}$ /堆·年)。在设计寿命上,三代机组在二代基础上延长了 20 年,对一些关键设备材料的性能要求进一步提高。例如,反应堆压力容器锻件尺寸加大,对锻件的抗击性能的要求进一步提高;反应堆一回路的主管道由过去的铸件改为锻件等。在核废料方面,要求进一步减少核废料的产生量,寻找更佳的核废料处理方案,减少对人员和环境的剂量影响。在经济性方面,要求进一步降低单位千瓦造价和缩短建设周期,提高机组热效率和可利用率。

表 5: 核电二代及三代技术对比

特性	指标	二代机组	三代机组
经济性	建造成本	1.2-1.3 万/kwh	约 1.6 万/kwh
	使用寿命	40-60 年	60-80 年
	大修周期	12-18 个月	18-24 个月
	电厂可利用率	85%	90%以上
安全性	反应堆堆芯损坏概率	$1.0 \times 10^{-4}$ /堆·年	$1.0 \times 10^{-5}$ /堆·年
	大量放射性释放概率	$<1.0 \times 10^{-5}$ /堆·年	$<1.0 \times 10^{-6}$ /堆·年
可持续性	放射性废物排放量	较多	较少

资料来源: 公司公告、《我国三代核电经济性研究问题研究与建议》、招商证券

三代机组的年均折旧相较二代机组明显下降。根据中国核电 2020 年年报,采用二代技术的田湾核电站 5、6 号机组单机装机容量 111.8 万千瓦,造价约 307.85 亿元,按 40 年生命周期计算,二代机组的年均折旧为 344.2 元/千瓦;采用三代技术的福清核电站 5、6 号机组单机装机容量 116.1 万千瓦,造价 389.6 亿元,按 60 年生命周期计算,年均折旧为 279.61 元/千瓦,相较二代机组下降 18.8%。

表 6: 核电二代及三代核电机组折旧对比

指标	田湾核电站 5、6 号机组	福清核电厂 5、6 号机组	漳州能源厂 1、2 号机组
单机装机容量(万千瓦)	111.8	116.1	121.2

使用寿命 (年)	40	60	60
预算总数 (亿元)	307.85	389.55	403.13
单机年均折旧 (元/千瓦)	344.20	279.61	277.18

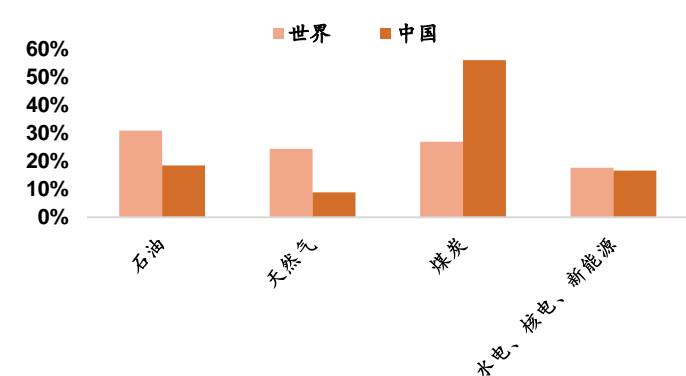
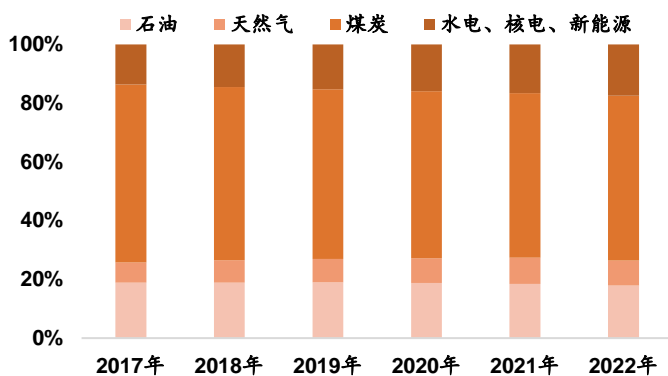
资料来源：公司公告、招商证券

### 3、政策频出加快核准，量价齐升打开盈利空间

我国的能源结构呈现出消费单极化较为显著的特征。2022 年我国的能源消费结构中，煤炭占比 56.2%，石油占比 17.9%，天然气占比 8.5%，核电、水电及新能源占比 17.4%。而从世界平均水平来看，2021 年以上各项能源消费的占比分别为 26.9%/31.0%/24.4%/17.7%。我国的能源消费结构呈现出明显的比重不均衡且煤炭资源依赖程度高的特点，碳排放量相对较小的天然气的消费比重也远低于世界总体水平。

图 23：中国能源消费结构

图 24：世界与中国能源消费结构对比（2021 年）



资料来源：wind、招商证券

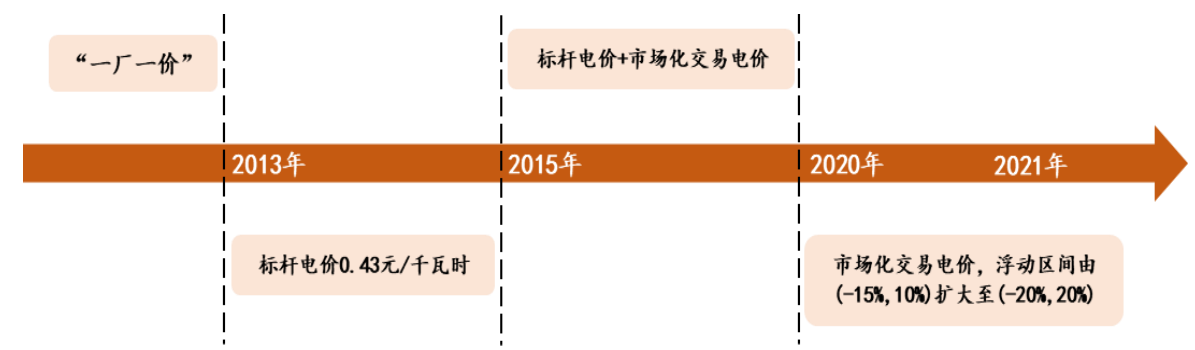
资料来源：BP、wind、招商证券

从时间层面来看，我国“双碳”战略目标实现的时限紧张且任务繁重。以美国和欧洲为代表的发达经济体早在 21 世纪初和 20 世纪 90 年代就完成了碳达峰工作，距 2050 年有长达 50 余年的过渡期来达到碳中和目标，而对于中国，这个过渡期只有 10 余年。综合以上能源结构困境，我国需要在较短时间内实现高碳能源的转型与替代，而可再生能源由于易受制于特殊环境要求和能量密度低等缺点难以实现碳达峰目标。由此来看，核能发电在中国有着非常大的发展潜力与空间。

#### 2021 年国家首次提出“积极有序发展核电”，量价齐升打开盈利空间。

- **量：**根据“十四五”规划，2025 年我国在运+在建核电装机容量将超过 100GW。“十四五”现代能源体系规划提出，在确保安全的前提下，积极有序推动沿海核电项目的建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目。开展核能综合利用示范，积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，推动核能在清洁供暖、工业供热、海水淡化等领域的综合利用。切实做好核电厂址资源保护。据中国核能协会及有关机构预测，到 2025 年，我国核电在运装机规模将达到 7000 万千瓦左右，在建装机规模接近 4000 万千瓦；到 2035 年，我国核电在运和在建装机容量将达到 2 亿千瓦左右，发电量约占全国发电量的 10%左右。未来 15 年仍是我国核电发展的重要战略机遇期。
- **价：**从“一厂一价”到标杆电价，再到市场化电价，核电企业盈利空间有望拓宽。核电发展初期，我国对其实行分别定价，上网电价根据核电项目造价确定。2013 年，国家发改委发布通知，部署完善核电上网电价定价机制，并核定全国核电标杆电价为 0.43 元/千瓦时，标志着我国核电结束了“一厂一价”的定价机制。2015 年新一轮电力市场改革以来，核电电价逐渐引入双边协商定价和市场竞争机制，对核电的经济性提出了更高要求。2017 年，《核电保障消纳办法出台》，提出在市场条件允许情况下，省级政府电力主管部门按照国家规定的原则确定本地区核电机组优先发电权计划。2020 年起，煤电价格联动机制取消，定价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。2021 年以来煤价高企，发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将上下浮动的区间拓宽至 20%，进一步拓宽了核电企业的盈利空间。

图 25: 核电电价机制发展历程



资料来源: 国家发改委、招商证券

表 7: 国家支持核电发展的相关政策梳理

时间	部门	政策名称	主要内容
2013.07	国家发改委	《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》	对新建核电机组实行标杆上网电价政策。根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况, 核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元。
2016.11	国家发改委、国家能源局	《电力发展“十三五”规划(2016-2020年)》	安全发展核电, 推进沿海核电建设。“十三五”期间, 全国核电投产约 3000 万千瓦、开工 3000 万千瓦以上, 2020 年装机达到 5800 万千瓦。
2017.08	国家发改委	《能源技术创新“十三五”规划》	加快自主知识产权先进核电堆型的持续改进创新, 推广应用自主知识产权的先进三代压水堆, 加快高温气冷堆、快堆、模块化小型堆的技术示范工程建设和产业化, 积极开展微型堆、钍基熔盐堆等新堆型研究。
2018.12	国家发改委	《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)》	合理扩大核电消纳范围, 鼓励核电参与跨省区市场交易。鼓励核电开展“优价满发”试点。确保 2020 年全国核电实现安全保障性消纳。
2019.03	国家发改委	《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》	广东台山一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4350 元执行; 浙江三门一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4203 元执行; 山东海阳一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4151 元执行。试行价格从项目投产之日起至 2021 年底止。
2021.03	国家发改委	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设华龙一号、国和一号, 高温气冷堆示范工程, 积极有序推进沿海三代核电建设。推动模块化小型堆、60 万千瓦级商用高温气冷堆、海上浮动式核动力平台等先进堆形示范。
2022.01	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下, 积极有序推动沿海核电项目建设。开展核能综合利用示范, 积极推动高温气冷堆等先进堆型示范工程, 推动核能综合利用。到 2025 年, 核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。

资料来源: 国家发改委、招商证券

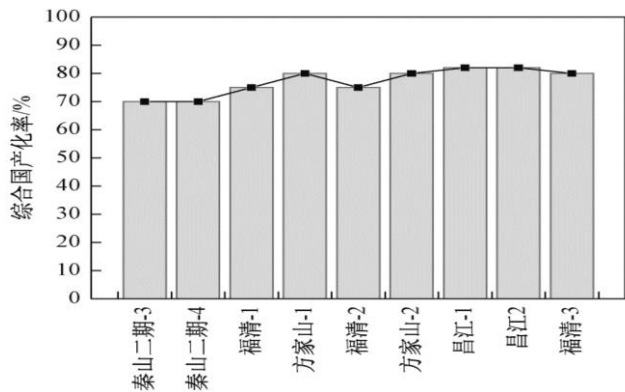
随着国产化技术逐渐成熟, 国产化率提高将降低核电站建设成本, 进一步提升核电企业盈利能力。

- 我国核电国产化率不断提高, 即将实现完全自主。1987 年开工建设的广东大亚湾核电站引进法国核电技术, 核电设备国产化率仅 1%。随着天然铀和核燃料保障体系不断完善, 我国已建立起较为完整、自主的核燃料循环产业链, 能够支撑核电中长期发展。核电装备制造国产化和自主化能力也不断提升, 研究、制造和应用整体水平不断提高。如今, 我国两大自主三代核电技术路线“华龙一号”和“国和一号”的设备整体国产化率都已经达到

90%。根据国家电投的规划，三代核电“国和一号”将于2023年实现整机设备100%国产化。

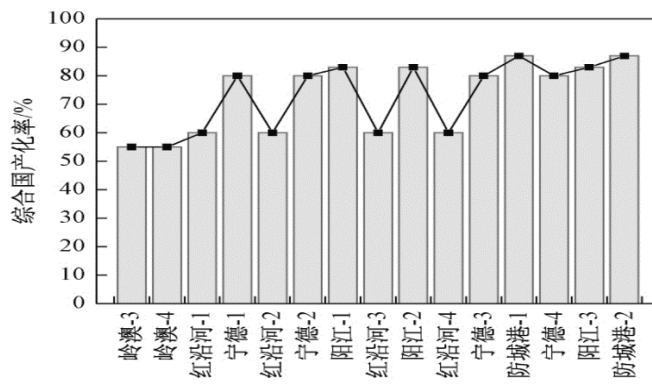
- ▶ 国产化率的提升降低了核电站的建设成本，进而降低折旧费用，提高核电企业的盈利能力。大亚湾核电站是我国第一座商用核电厂，主要依靠国外公司进行建设，投资成本约为1.77万元/千瓦；岭澳核电站一期国产化比例接近30%，投资成本约为1.52万元/千瓦，降幅14%；批量建设后的红沿河、宁德、阳江核电厂投资成本进一步下降至1.1万元/千瓦左右，降幅超过35%。若考虑价格指数，完全国产化后批量建设的机组成本下降幅度将超过60%。从三代核电项目来看，美国AP1000和法国EPR的单位造价约为1.84万元/千瓦和1.69万元/千瓦，而华龙一号单位造价约为1.56万元/千瓦，成本大幅降低。随着核电主设备制造国产化率逐步提高、新技术规模化应用、优化设计、缩短建造工期等，核电造价预计进一步下行，未来有望和二代机组的成本相当。

图 26: 中核项目 CNP/M310 (改) 综合国产化率



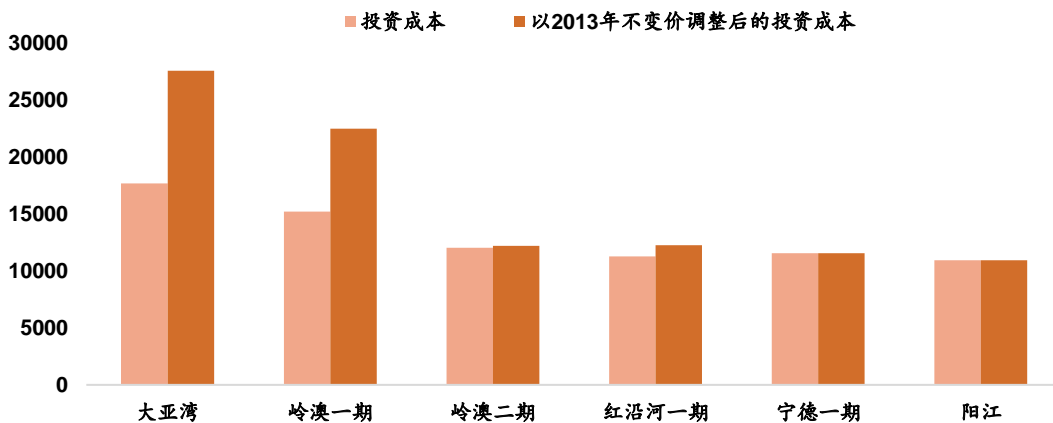
资料来源:《中国核电产业国产化发展分析》、招商证券

图 27: 中广核 CPR1000 项目综合国产化率



资料来源:《中国核电产业国产化发展分析》、招商证券

图 28: 不同国产化率下核电站的投资额对比



资料来源:《核电建设周期、成本变化规律分析》、招商证券

表 8: 华龙一号与 AP1000、EPR 工程造价对比

工程或费用名称	华龙一号		AP1000		EPR	
	元/千瓦	占比	元/千瓦	占比	元/千瓦	占比
建筑工程费	2396	15.3%	2730	14.8%	2936	17.4%
设备购置费	6036	38.6%	6801	36.9%	5848	34.7%
安装工程费	1991	12.7%	1356	7.4%	1784	10.6%
工程其他费	2461	15.7%	4240	23.0%	3883	23.0%
2/3 首炉核燃料费	632	4.1%	636	3.4%	668	4.0%
基本预备费	795	5.1%	566	3.1%	401	2.4%
扣减国内增值税	-916	-5.9%	-767	-4.2%	-248	-1.5%

工程基础价	13395	85.6%	15562	84.4%	15272	90.6%
价差预备费	26	0.2%	171	0.9%	182	1.1%
工程固定价	13421	85.8%	15733	85.3%	15454	91.7%
建设期贷款利息	2215	14.2%	2705	14.7%	1406	8.3%
<b>工程建成价</b>	<b>15636</b>	<b>100%</b>	<b>18438</b>	<b>100%</b>	<b>16860</b>	<b>100%</b>

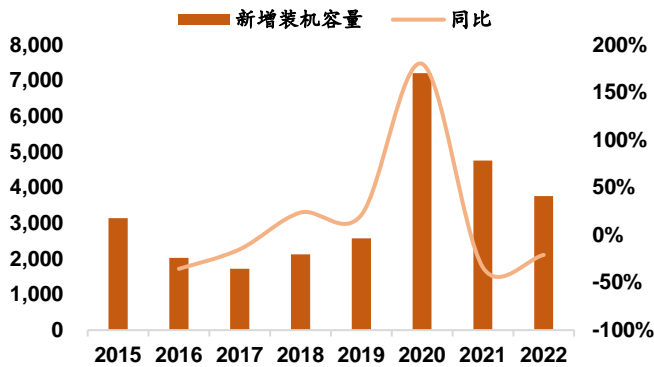
资料来源：中国核电网、招商证券



### 三、风光：能源转型带来重大发展机遇，成本下行利好装机

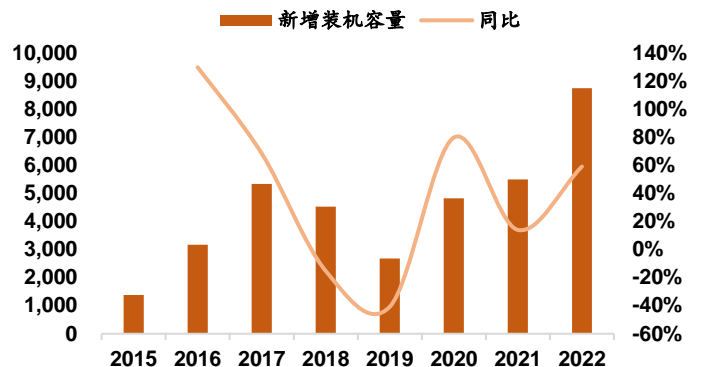
“双碳”目标驱动能源转型，风光发电迎来重大发展机遇。在“双碳”目标指引下的能源革命，意味着要将传统的化石能源为主的能源体系转变为以可再生能源为主导、多能互补的能源体系，进而促进我国能源及相关产业升级。2022年3月发布的《“十四五”现代能源体系规划》提出，到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右。2022年6月发布的《“十四五”可再生能源发展规划》进一步提出，到2030年，非化石能源消费占比达到25%左右，风电和太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上，风光迎来重大发展机遇。2022年，我国新增风电装机3763万千瓦，同比-20.9%；新增光伏装机8741万千瓦，同比+59.1%。截至2022年底，我国风电和光伏累计装机容量分别为3.65亿千瓦和3.93亿千瓦，整体均保持增长态势。

图 29：中国新增风电装机容量（万千瓦）及增速



资料来源：中电联、招商证券

图 30：中国新增光伏装机容量（万千瓦）及增速



资料来源：中电联、招商证券

#### 1、风电：开启平价上网时代，规模化、大型化建设推动降本增效

陆上风电全面实现平价上网，海上风电正处于过渡期。近年来，随着技术进步和发展规模的壮大，风力发电成本迅速下降，政府也逐步下调风电上网标杆电价。2019年5月，国家发展改革委印发的《关于完善风电上网电价政策的通知》提出，风电标杆上网电价改为指导价，作为风电项目竞价的最高限价，要求陆上风电在2021年实现全面平价；新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价，不得高于上述指导价，体现了全面实施竞争配置的政策导向。现阶段，国补虽已经退坡，但福建、广东、浙江、江苏等地对海上风电项目依然提供地方性补贴。预计到2025年，福建、广东、浙江、江苏的海上风电基本能够实现平价上网，广东和江苏省海上风电最低成本与煤电下浮价格持平或低于下浮价格，具有与煤电竞价空间。

表 9：风电上网电价变迁（元/千瓦时）

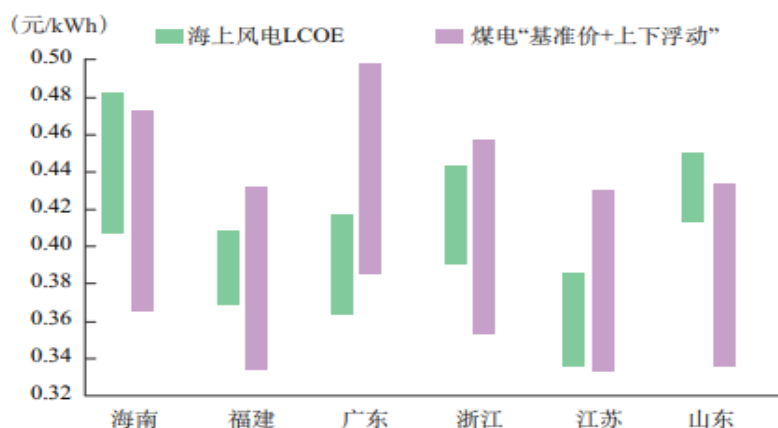
政策文件	主要内容	陆上风电				海上风电	
		I类	II类	III类	IV类	近海	潮间带
发改价格【2009】1906号	2009.08-2014年标杆电价	0.51	0.54	0.58	0.61		
发改价格【2014】3008号	2015年标杆电价	0.49	0.52	0.56	0.61		
发改价格【2014】1216号	2014.6-2017年标杆电价					0.85	0.75
发改价格【2015】3044号	2016-2017年标杆电价	0.47	0.50	0.54	0.60		
发改价格【2016】2729号	2018年标杆电价	0.40	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75
发改价格【2019】882	2019年指导价	0.34	0.39	0.43	0.52	0.80	不得高于陆上



号	2020 年指导价	0.29	0.34	0.38	0.47	0.75	指导价
---	-----------	------	------	------	------	------	-----

资料来源：发改委、招商证券

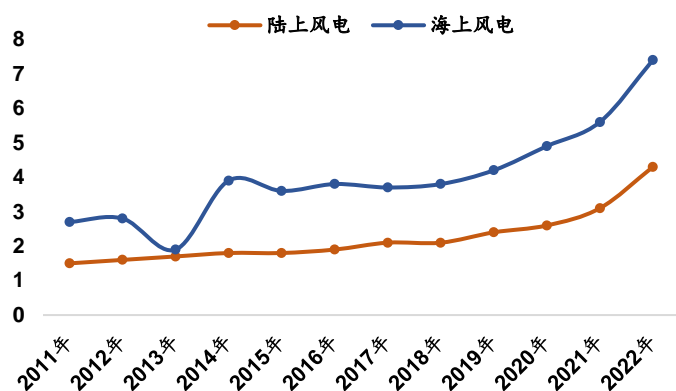
图 31：海上风电与煤电平价上网对比



资料来源：《基于 LCOE 模型的海上风电平价上网分析》、招商证券

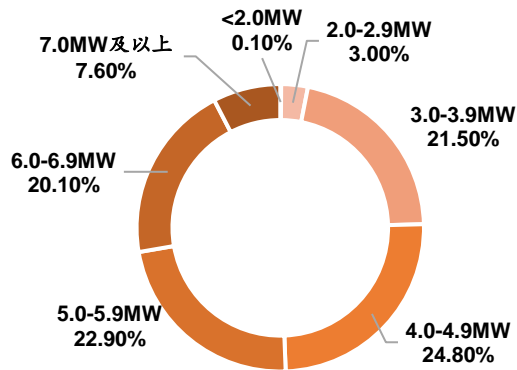
我国风电机组规模化、大型化趋势明显。近年来，我国风电机组规模化、大型化趋势明显，根据 CWEA 数据，我国风电新增装机的机组平均功率由 2011 年的 1.55MW 提升至 2022 年的 4.49MW，增长接近 190%。其中新增陆上风电机组平均单机容量由 1.5MW 提升至 4.3MW，海上风电机组平均单机容量由 2.7MW 提升至 7.4MW。截至 2022 年，我国 5.0MW 及以上风电机组新增装机容量占风电总装机容量的比例已增长至 50.6%。在新增的陆上风电机组中，装机容量在 5.0MW 及以上的机组占比为 44.9%；由于海上风电机组的工作环境相较陆上风电更为复杂，对产品本身和成本管控能力要求更高，大兆瓦机型推出的趋势更为明显，2022 年我国海上新增装机单机容量 6.0MW 以上占比达 92.6%。

图 32：中国新增风电机组平均单机容量 (MW)



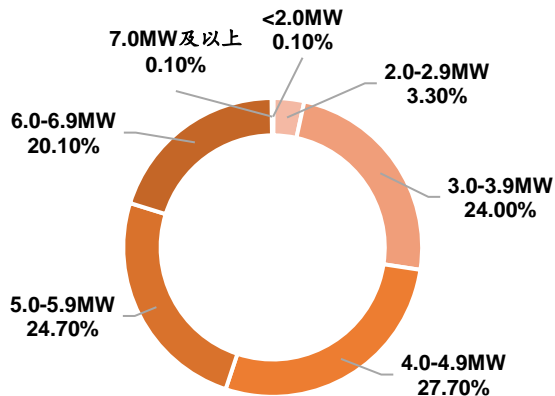
资料来源：CPIA、招商证券

图 33：2022 年中国风电机组单机容量新增占比



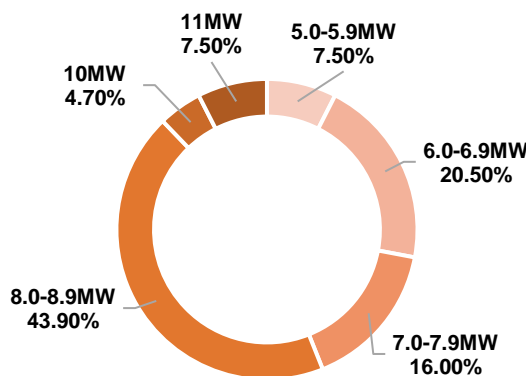
资料来源：CPIA、招商证券

图 34: 2022 年中国陆上风电机组单机容量新增占比



资料来源: CPIA、招商证券

图 35: 2022 年中国海上风电机组单机容量新增占比



资料来源: CPIA、招商证券

风电规模化、大型化可以有效降低度电成本，提高机组运营效益。

- **项目规模化的经济性:** 在其他条件不变的情况下，风电项目规模越大，单位千瓦投资越低。投资优化主要来自于前期、设计及升压站等公共成本降低，规模效益可有效降低总体投资，从而提升整体收益。此外，对大容量项目或将多个项目打捆进行风电机组设备招标，可提高开发商的议价权，降低设备采购成本。以 50MW 项目为基准，若项目容量增至 100MW，单位千瓦投资可降低 418 元；若扩容到 400MW 基地规模水平，单位千瓦投资可降低 713 元。投资的降低对项目收益的提升效果明显，当容量由 50MW 扩容至 400MW，项目全投资内部收益率 (IRR) 将由 9.33% 提升至 10.60%，平准化度电成本 (LCOE) 则由 0.3277 元/千瓦时降低至 0.3085 元/千瓦时。
- **机组容量大型化的经济性:** 风电机组单机容量的大小直接决定着同等装机规模所需要风电机组台数，进而影响风电场道路、线路、基础、塔架等的投资。同时，在风能资源及土地资源紧缺的情况下，采用大容量机组还可解决风电机组点位不足等问题。以仅考虑风电机组点位影响的同一项目为例，当机组单机容量由 2MW 增加到 4.5MW 时，项目投资成本显著降低，静态投资可降低 932 元/千瓦，全投资 IRR 可提升 2.4%，资本金 IRR 可提升 9%，LCOE 可降低 0.0468 元/千瓦时。

表 10: 风电项目造价的规模效益

项目容量 (MW)	投资成本 (元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE (元/千瓦时)
50	6520.99	9.33%	18.02%	0.3453
100	6102.77	10.10%	21.24%	0.3277
200	5917.07	10.19%	19.80%	0.3167
300	5847.18	10.45%	20.67%	0.3114
400	5807.03	10.60%	21.15%	0.3085

资料来源: 《平价时代风电项目投资特点与趋势》、招商证券

表 11: 采用不同单机容量机组的项目经济指标

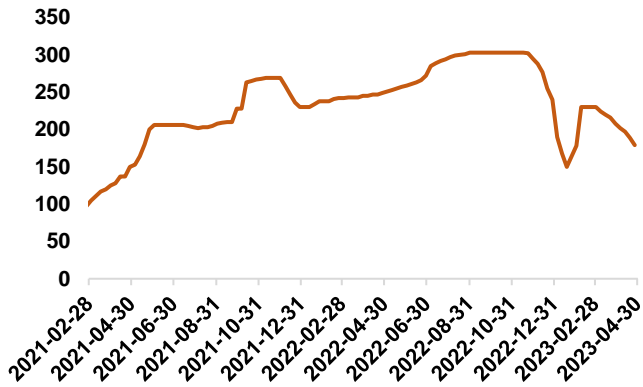
单机容量 (MW)	台数	项目容量 (MW)	静态投资 (元/千瓦)	全投资 IRR	资本金 IRR	LCOE (元/千瓦时)
2.0	50	100	6449	9.28%	18.24%	0.3451
2.2	45	99	6375	9.45%	18.85%	0.3414
2.3	43	99	6279	9.67%	19.66%	0.3366
2.5	40	100	6221	9.82%	20.19%	0.3336
3.0	33	99	6073	10.18%	21.54%	0.3262
4.0	25	100	5767	10.97%	24.63%	0.3108
4.5	22	99	5517	11.68%	27.49%	0.2983

资料来源: 《平价时代风电项目投资特点与趋势》、招商证券

## 2、光伏：原料价格进入下行通道，产能释放在即

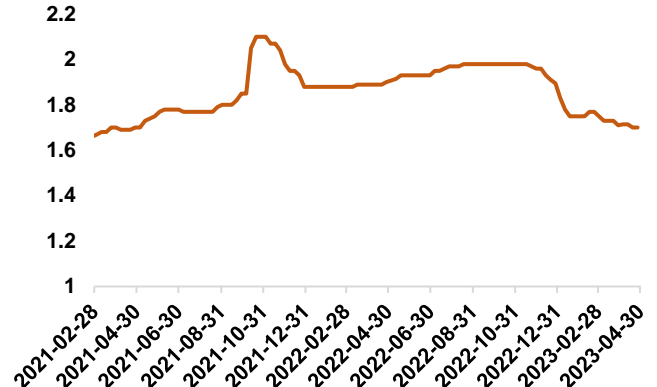
**2022 年硅料价及组件价格高企，年底呈现断崖式下降。**能源转型背景下，我国光伏装机需求快速提升，但上游硅料扩产周期长，叠加俄乌冲突持续推升欧洲需求等因素影响，2022 年硅料价格持续攀升，光伏企业成本端承压，装机量增速趋缓。2022 年 12 月开始，随着硅料产能的逐步释放，多晶硅和组件价格开始大幅回落。截至 2023 年 1 月 11 日，多晶硅（致密料，单晶用）价格已下降至 13.0 万元/吨，相较 2022 年 12 月 1 日的高点 30.3 万元/吨下滑 57.1%；PERC 组件价格（182mm）已下降至 1.78 元/瓦，相较 2022 年 11 月 16 日的高点 1.98 元/瓦下滑 10.1%。2023 年 2 月，硅料价格出现轻微反弹，主要系需求回暖+开工补库所致，目前已重新进入下行通道。

图 36：多晶硅（致密料）周均价（元/千克）



资料来源：wind、招商证券

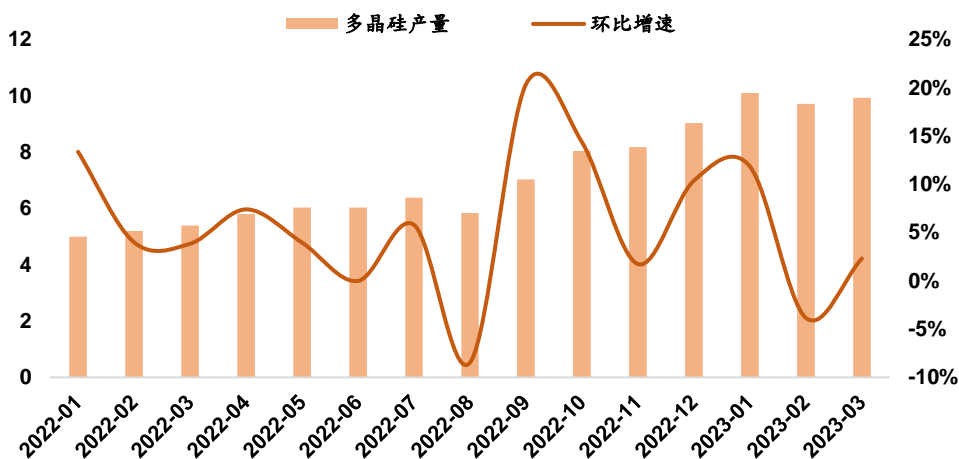
图 37：单晶 PERC 组件周均价（182mm）（元/瓦）



资料来源：wind、招商证券

**硅料新建产能规模庞大，有望带动成本进一步下行，光伏装机提速在即。**据百川盈孚统计，2021 年国内硅料产能合计 70 万吨，而 2022 年底国内硅料产能达到 112 万吨，同比提升 60%。预计 2023 年国内多晶硅产能将翻倍，达到 240 万吨。2022 年，国内多晶硅产量达到 78 万吨，同比增长 97%。硅业分会表示，2023 年国内多晶硅产量保守估计有 146 万吨，加上进口多晶硅可达 156 万吨，这些硅料已经足够 600GW 光伏装机，已远超 2023 年的全球光伏装机量需求，过剩的产能有望推动硅料和组件价格进一步下行，提升运营商的装机意愿。

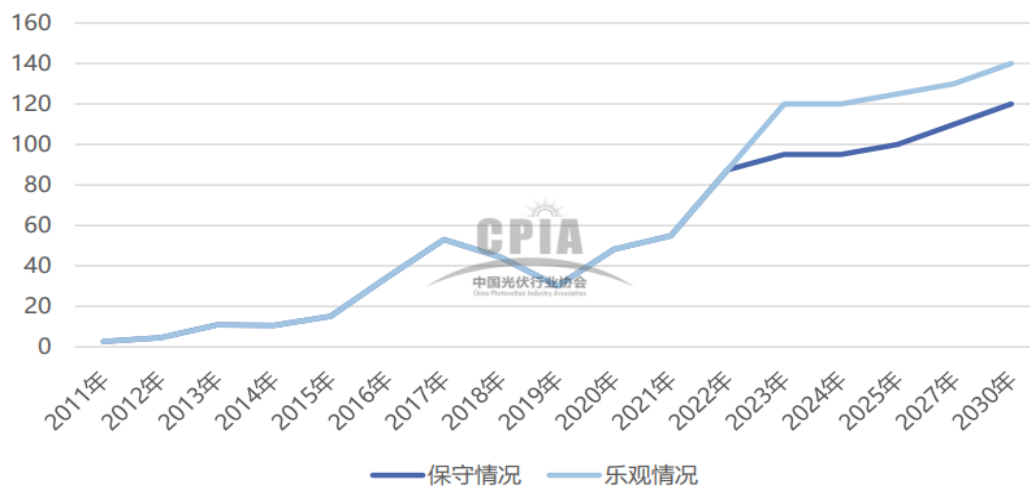
图 38：国内多晶硅产量（万吨）及环比增速



资料来源：百川盈孚、招商证券

**据 CPIA 预测，2023-2030 年我国光伏新增装机规模将持续提升。**2022 年，国内光伏新增装机 87.41GW，同比增加 59.3%，其中，分布式光伏装机 51.11GW，占全部新增光伏发电装机的 58.5%。2022 年户用装机达 25.25GW，占 2022 年我国新增光伏装机的 28.9%。随着光伏发电全面进入平价时代，叠加“碳中和”目标的推动以及大基地的开发模式，集中式光伏电站有可能迎来新一轮发展热潮。此外，随着光伏在建筑、交通等领域的融合发展，叠加整县推进政策的推动，分布式项目仍将保持一定的市场份额，整体来看，光伏装机有望开启高斜率增长。

图 39: 国内光伏年度新增装机规模及预测 (GW)



资料来源: CPIA、招商证券

### 3、新能源欠补困局引来曙光，装机积极性将进一步提升

2022年3月以来，国家多次下发可再生能源补贴，新能源补贴拖欠困局迎来曙光。2017年国内新能源迅猛发展时，欠补问题开始显现，缺口不断扩大。据中国可再生能源学会统计，截至2021年底，拖欠的可再生能源补贴累计约4000亿元。欠补制约了可再生能源企业的健康发展，部分企业应收账款持续增加，现金流紧张。2022年3月，财政部发布《关于2021年中央和地方预算执行情况与2022年中央和地方预算草案的报告》，明确指出要推动解决可再生能源发电补贴资金缺口。随后，国家开展了可再生能源发电补贴核查工作，严厉打击可再生能源骗补的行为。2022年10月，信用中国发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》，本次公示第一批经核查确认的合规项目，共计7344个。其中，国家电网区域第一批经核查确认的合规项目共计6830个，南网区域项目共514个。分类型来看，共包含3778个风电项目、2591个光伏项目和975个生物质项目。2023年4月，国家电网公布第二批和第三批可再生能源发电补贴项目清单。其中，纳入第二批补贴清单的项目共21个，核准/备案容量1284兆瓦，其中生物质发电项目3个，核准/备案容量104兆瓦；纳入第三批补贴清单的分布式项目共7117个，核准/备案容量6672兆瓦。

表 12: 国家推动解决新能源欠补问题的政策梳理

时间	发布部门	会议/政策名称	具体内容
2022.03	国家财政部	《关于2021年中央和地方预算执行情况与2022年中央和地方预算草案的报告》	推动解决可再生能源发电补贴资金缺口。
	国家发改委、国家财政部、国家能源局	《开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》	决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数。
	国家财政部	《2022年中央政府性基金支出预算表》	“其他政府性基金支出”为4528.52亿元，相比于2021年执行数增加约3600亿，历史欠补问题有望得到解决。
2022.06	国家财政部	《关于下达2022年可再生电价附加补助地方资金预算的通知》	本次下达总计新能源补贴资金38.7亿元。其中，风电15.5亿元、光伏22.8亿元、生物质3824万元。
2022.07	国家电网	《国家电网有限公司关于2022年年度预算第1次可再生能源电价附加补助资金拨付情况的公告》	2022年年度预算第1次请款，财政部共预计拨付公司可再生能源电价附加补助资金年度预算399亿元，其中：风力发电105亿元、太阳能发电260亿元、生物质能发电33.5亿元。

2022.11	国家财政部	《财政部关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》	各地要严格按照预算管理要求，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目企业。2023 年，风电项目补助合计 20.46 亿元，光伏发电 25.8 亿元，生物质发电 0.84 亿元，合计 47.1 亿元。
2023.01	国家电网、南方电网	《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》	第一批可再生能源补贴合规项目清单可再生能源补贴项目共 7335 个，其中国家电网清单中可再生能源项目共 6821 个，南网合规清单中可再生能源项目共 514 个。
2023.04	国家电网	《关于公布 2023 年第二批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》	此次纳入 2023 年第二批可再生能源发电补贴清单的项目共 21 个，核准/备案容量 1284 兆瓦，其中：风力发电项目 4 个，太阳能发电项目 14 个，生物质发电项目 3 个。
		《关于公布 2023 年第三批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》	此次纳入 2023 年第三批可再生能源发电补贴清单的分布式项目共 7117 个，核准/备案容量 6672 兆瓦，其中：分布式风力发电项目 1 个，分布式光伏发电项目 7116 个。

资料来源：国家财政部、国家电网、南方电网、招商证券



## 四、推荐逻辑：装机增长+降本优化，优质资产价值有待重估

### 1、机组投产期将至，助力核电发电量稳步增长

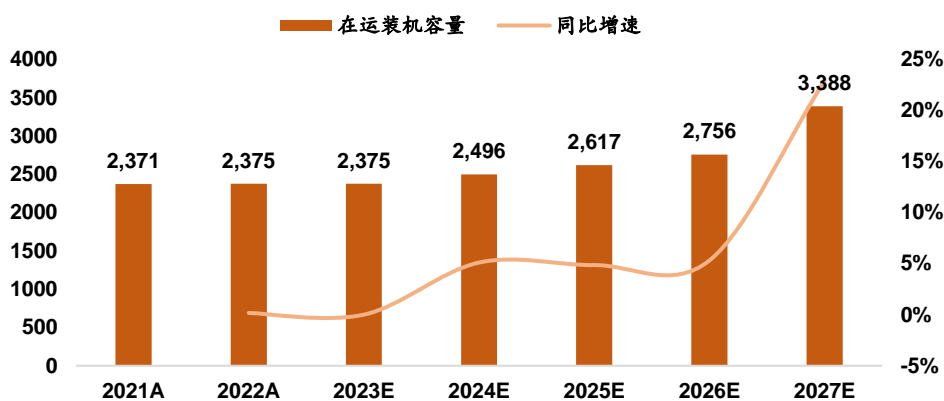
2024年起核电新机组逐年投产，装机容量将快速提升。截至2023年3月31日，公司控股在建核电机组9台，装机容量1012.9万千瓦；核准机组2台，装机容量242.2万千瓦。9台在建机组将从2024年起逐步投产，至2027年全部投产完毕。在我国加速核电核准，每年预计核准8-10台机组的背景下，公司未来装机增量确定性较高。据公司公告，公司正在开展前期准备工作的核电机组超过10台，满足国家核电发展规划需求。

表 13：中国核电控股在建及核准机组预计投产时间

核电机组	装机容量(万千瓦)	土建施工	设备安装	计划商运时间
福建漳州 1 号	121.2	√	√	2024 年
福建漳州 2 号	121.2	√	√	2025 年
海南小堆	12.5	√		2026 年
江苏田湾 7 号	126.5	√		2026 年
辽宁徐大堡 3 号	127.4	√		2027 年
江苏田湾 8 号	126.5	√		2027 年
辽宁徐大堡 4 号	127.4	√		2027 年
浙江三门 3 号	125.1	√		2027 年
浙江三门 4 号	125.1	√		2027 年
福建漳州 3 号	121.2		已核准	
福建漳州 4 号	121.2		已核准	

资料来源：公司公告、招商证券

图 40：公司在运装机容量预测（万千瓦）



资料来源：公司公告、招商证券

在建机组陆续投产，新机组核准加速，将带动公司核电发电量稳步增长。2016年到2018年，连续三年未有常规商业核电站获批开工，断档严重。“十四五”是我国能源行业优化发展结构、提升发展质量、转换增长动力的攻坚期。在国家“积极有序发展核电”的政策导向下，预计核电需求将在“十四五”期间进一步释放，核电利用小时数有望出现回升。按照2030年实现碳达峰目标，结合核电项目约5年的建设周期，公司计划按照每年新开发6-8台机组具备核准条件、2-4台机组获得国家核准、并力争在项目核准后1年内实现项目开工建设的节奏开展工作。后续伴随新机组陆续投产，预计公司核电发电量将稳步增长。发电量决定了公司核电业务的营收水平，2017-2022年，公司在运核电机组装机容量由1434万千瓦提升至2375万千瓦，年均复合增速为10.62%；同期，公司核电发电量由1006.95亿千

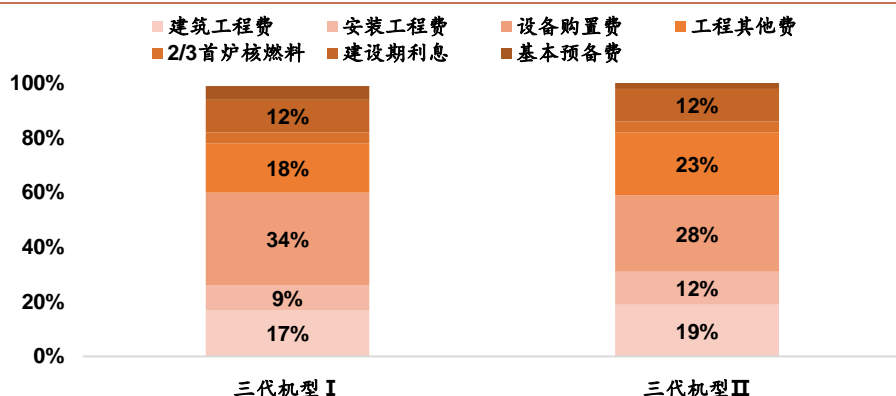


瓦时上升至 1852.39 亿千瓦时，年均复合增速为 12.97%，发电量增长与装机量增长基本同步。由于核电业务贡献公司超过 90% 的收入，装机量提升带来的发电量增长将进一步体现为公司收入的主要增量。

## 2、降本增效正当时，发电经济性有望提升

**建造端：**随着三代核电批量化建设的推进，核电造价有进一步下降的空间，发电经济性有望提高。当前，国内三代核电双机组工程建成价平均在 400 亿元人民币左右，其中，工程费用占比约 60%，工程其他费用占比约 20%，建设期利息占比约 12%。随着三代核电批量化建设的推进，得益于国产化率的提升，以及示范工程后经验反馈、设计优化，批量化后设备等价格降低，标准化后施工经验积累、效率提升等，中短期内三代核电造价有进一步下降的空间。采用平准化电价模型测算，若三代核电单位造价能降低至 1.4 万元/千瓦，其平准化电价可减少 57 元/千瓦；若单位造价进一步降低至 1.3 万元/千瓦，其平准化电价可减少 72 元/千瓦，发电经济性将显著提升。

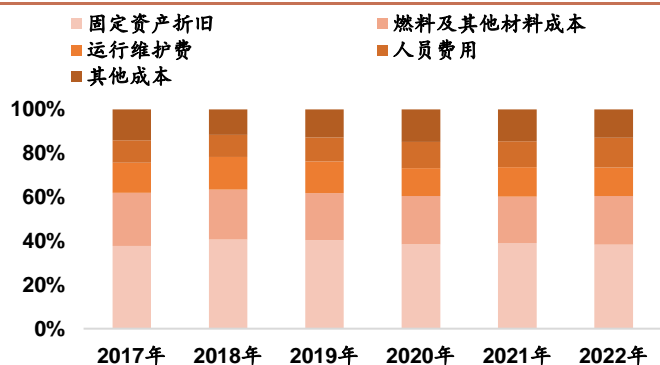
图 41：国内典型三代核电建成价构成



资料来源：《中外核电成本大 PK》、招商证券

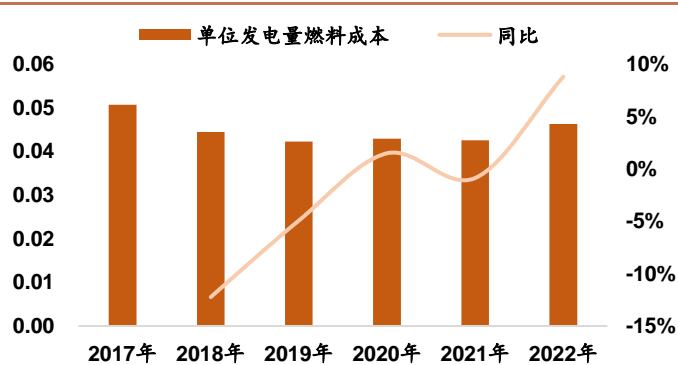
**原料端：**公司加强成本端把控，保障战略性资源。近年来，公司成本结构基本稳定，其中固定资产折旧占比约 40%，燃料及其他材料成本占比约 22%，单位发电量燃料成本基本维持在 0.045 元/千瓦小时左右。为保障公司稳定的成本结构和燃料来源，公司通过与中核集团下属燃料采购企业和组件加工企业签订长期协议，有效锁定燃料采购数量和价格。此外，公司还参股中核集团旗下的中国铀业有限公司，进一步增强了天然铀储备能力，强化了上游战略性资源保障。

图 42：公司主营业务成本构成



资料来源：世界核协会、招商证券 注：截至 2023 年 3 月

图 43：公司单位发电量燃料成本（元/千瓦时）及增速



资料来源：公司公告、招商证券

**运营端：**核电机组运营效率较高，安全记录良好，降本增效措施不断落地。

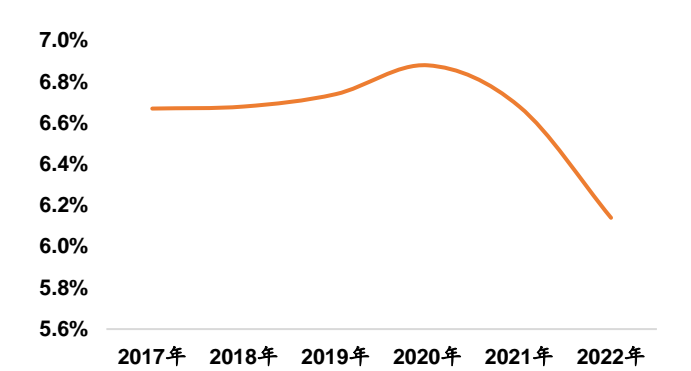
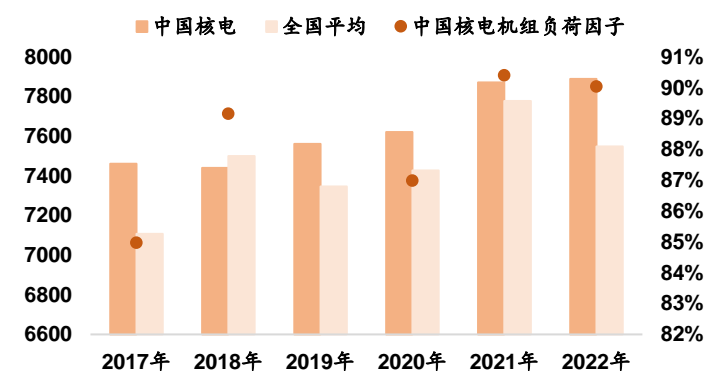
➤ **从运营效率来看，**公司具有多年核电运营管理经验，核电利用小时数持续高于全国平均水平，且呈现稳步增长的趋势。此外，由于核电生产投入的总成本包含较高的固定成本与相对偏低的可变成本，在相同区域市场中，核电项目维持盈亏平衡的最低负荷因子需求要比煤电项目高。现阶段，国家审核批准的核电项目基本上都是按照负荷

因子为 85%（换算年利用时长为 7446 小时），而根据测算，负荷因子每下降 5%，发电成本便会上升约 16 元 / (MW · h)。公司核电机组平均负荷因子由 2017 年的 84.97% 提升至 2022 年的 90.04%，发电经济性不断提高。

- 从安全状况来看，2022 年公司 24 台机组 WANO 综合指数平均分为 98.58 分，其中 18 台机组满分，安全运行业绩继续保持世界领先。
- 缩短大修工期、降低厂用电率，实现降本增效。在保证大修安全质量的前提下，公司通过对技术的更新、优化，缩短大修工期，从而提高机组利用小时数，促进单机发电量增长。公司还成立大修中心等六大中心，将检修、采购等业务进行集约化、专业化、统一化管理，减少人员费用，提高管理和运营效率。此外，公司通过技术改造、管理更新等手段，将厂用电率从 2017 年的 6.67% 降至 2022 年的 6.14%，有助于进一步提高发电效率。

图 44：公司核电机组利用小时数及负荷因子

图 45：公司厂用电率



资料来源：公司公告、招商证券 注：截至 2023 年 3 月

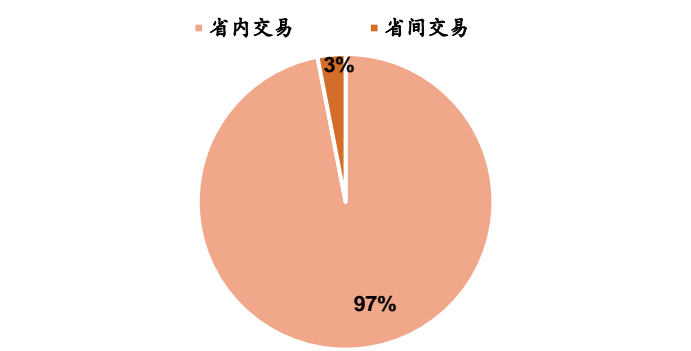
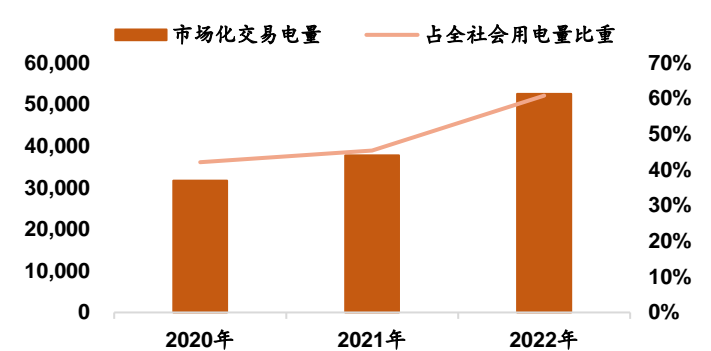
资料来源：公司公告、招商证券

### 3、市场化交易电量占比提升，煤电市价回暖有望带动核电电价上浮，增厚公司收入

电力市场化改革不断推进，中长期电力直接交易量大幅提升。随着电力体制改革的深入，国内电力市场已经逐渐建立了较为成熟的中长期市场、现货市场和辅助服务市场。2022 年 1 月，国家发展改革委出台了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，对构建多层次统一电力市场体系做出了详细规划。建立一个多层次统一的电力系统有助于优化资源分配和利用，实现社会利益的最大化。按交易结算口径统计，2022 年全国市场交易电量共 5.25 万亿千瓦时，同比增长 39%，占全社会用电量比重达 60.8%。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计 4.14 万亿千瓦时，同比增长 36.2%。从交易品种来看，省内交易电量合计 4.22 万亿千瓦时，其中电力直接交易 4.01 万亿千瓦时；省间交易电量合计 1.04 万亿千瓦时，其中电力直接交易 0.13 万亿千瓦时。

图 46：全国市场化交易电量（亿千瓦时）

图 47：中长期电力直接交易电量结构



资料来源：中电联、招商证券

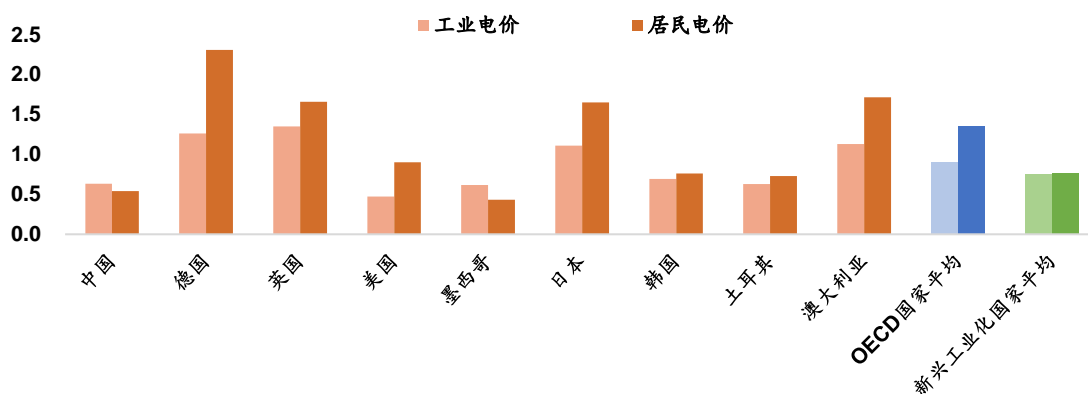
资料来源：中电联、招商证券

成本传导机制逐渐畅通，多地上网电价顶格上涨。2021 年以来，国内动力煤价格猛涨，发电企业成本端承压，电力供应紧张。对此，发改委于 2021 年 10 月发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将上下浮动的区间拓宽至 20%，对于发电企业来说，放开上网电价意味着可以通过竞价上网、大用户直接交易、跨省跨区交易

等方式参与市场竞争，提高经营效率和收益。通知发布后，多省份市场交易电价顶格上涨至 20% 的上浮上限。例如，2021 年 10 月 15 日，山东省完成了燃煤发电上网电价市场化改革后的首次交易，成交量达 110.7 亿千瓦时，成交均价较基准电价上浮 19.8%；10 月 25 日，江苏省组织开展了第二次电力交易，成交量 108.69 亿千瓦时，成交价格达到基准电价上浮 20% 的上限。

相对于欧美国家，我国上网电价仍然偏低，在新能源装机持续提升的背景下具有上涨预期。从工业及居民电价来看，中国的电价低于世界平均水平。一般而言，新能源装机占比越高，电力现货市场的价差将会越大，同时，电力辅助服务需求、容量充裕性需求将越高，电力系统的成本也随之增加。因此，可再生能源占比高的发达国家的电价普遍高于传统能源占比高的发展中国家。在电力市场化改革不断推进和清洁能源装机量持续提升的背景下，中国电价在本轮煤价上涨期结束后仍可能受到系统性成本增加带来的压力，预计电价在中短期内继续保持上涨态势。

图 48：2019 年主要国家工业及居民电价（元/千瓦时）



资料来源：国家电网、招商证券

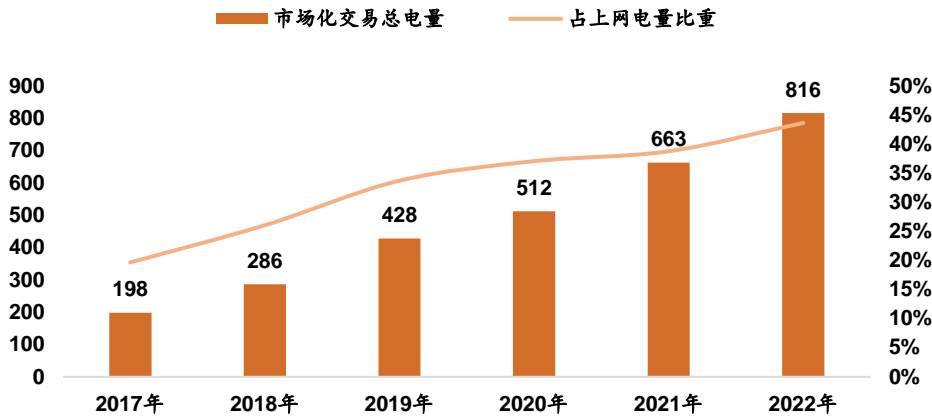
表 14：2019 年中国与其他国家电价比较情况（元/千瓦时）

比较对象/项目	销售电价		工业电价		居民电价		输配电价		居民/工业比价
	平均值	中国占比	平均值	中国占比	平均值	中国占比	平均值	中国占比	平均值
中国	0.611	-	0.635	-	0.542	-	0.183	-	0.85
OECD 国家	1.029	59%	0.908	70%	1.352	40%	0.265	69%	1.53
新兴工业化国家	0.759	80%	0.755	84%	0.766	71%	-	-	1.03
美国	0.732	83%	0.472	135%	0.901	60%	0.299	61%	1.91

资料来源：国家电网、招商证券

公司市场化交易电量占比持续提升，煤电市价回暖有望带动核电电价上浮，从而增厚公司收入。公司市场化交易电量由 2017 年的 198 亿千瓦时提升至 2022 年的 816 亿千瓦时，年均复合增速为 32.74%；占上网电量比重由 2017 年的 20% 提升至 2022 年的 44%。若标杆电价顶格上浮 20%，相较公司核电机组计划内上网电价将产生 7%-31% 的溢价，为公司带来额外收入。根据各省发布的 2023 年电力市场化交易方案，我们测算了在标杆电价上浮 5%/10%/20% 时，公司核电业务将带来的新增收入分别为 15.07/30.14/60.29 亿元，占 2022 年公司核电业务收入的比重分别为 2.4%/4.8%/9.5%。随着电力市场化改革进一步推进，公司参与市场化交易的电量将进一步提升，叠加多地市场化交易电价上涨的预期，公司收入有望增厚。

图 49: 公司市场化交易电量 (亿千瓦时) 及占上网电量比重



资料来源: 公司公告、招商证券

表 15: 中国核电控股在运核电机组上网电价情况

省份	标杆电价	核电机组	计划内上网电价	2022 年平均上网电价	标杆电价上浮 20%	上浮后较计划内上网电价溢价	2023 年电力市场化交易方案
浙江省	0.4153	泰山一期	0.4056	0.4213	0.4984	23%	中核集团泰山一期全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%。中核集团泰山核电公司 (二期、三期、方家山) 等省外来电市场化交易电量参照 2022 年实际市场化电量比例执行。
		泰山二核 1#	0.3998			25%	
		泰山二核 2#	0.3998			25%	
		泰山二核 3#	0.4153			20%	
		泰山二核 4#	0.4153			20%	
		泰山三核 1#	0.4481			11%	
		泰山三核 2#	0.4481			11%	
		方家山 1#	0.4153			20%	
		方家山 2#	0.4153			20%	
		三门 1#	0.4203			19%	
三门 2#	0.4203	19%					
江苏省	0.391	田湾 1#	0.439	0.4314	0.4692	7%	江苏核电有限公司全年市场交易电量不低于 220 亿千瓦时 (其中#1-2 机组不低于 20 亿千瓦时), 其中年度交易电量不低于 180 亿千瓦时。
		田湾 2#	0.439			7%	
		田湾 3#	0.391			20%	
		田湾 4#	0.391			20%	
		田湾 5#	0.391			20%	
		田湾 6#	0.391			20%	
福建省	0.3932	福清 1#	0.4153	0.3842	0.4718	14%	核电机组原则上全部上网电量 (除华龙一号以外) 参与市场交易。根据全省电力电量平衡及外送情况对核电机组市场化电量进行动态调整。
		福清 2#	0.3916			20%	
		福清 3#	0.3590			31%	
		福清 4#	0.3779			25%	
		福清 5#					
		福清 6#					
海南省	0.4298	昌江 1#	0.4153	0.4100	0.5158	24%	-
		昌江 2#	0.4153			24%	

资料来源: 公司公告、各省发改委官网、招商证券



表 16: 2023 年电价上浮带来的新增收入测算 (亿元)

省份	2023 年预计市场化交易电量 (亿千瓦时)	新增收入		
		电价上浮 5%	电价上浮 10%	电价上浮 20%
浙江省	275.97	5.73	11.46	22.92
江苏省	180.00	3.52	7.04	14.08
福建省	380.38	5.82	11.64	23.29
合计		15.07	30.14	60.29
占 2022 年核电业务收入比重		2.4%	4.8%	9.5%

资料来源: 公司公告、各省发改委官网、招商证券 注: 海南省发改委规定核电不参与年度市场化交易, 测算中未考虑该地区情况

#### 4、独享集团新能源资产, “核电+新能源”发展模式大有可为

收购中核汇能后, 公司新能源装机量快速提升。根据公司公告, 截至 2023 年 3 月 31 日, 公司新能源控股在运装机量为 1306.06 万千瓦, 其中风电装机 425.69 万千瓦, 光伏装机量 880.37 万千瓦, 控股独立储能电站 21.10 万千瓦; 控股在建装机容量 763.98 万千瓦, 其中风电在建装机容量 155.5 万千瓦, 光伏在建装机容量 608.48 万千瓦。2022 年, 公司新能源机组发电量合计 140.48 亿千瓦时, 同比+47.66%, 上网电量合计 138.23 亿千瓦时, 同比+48.43%。此外, 公司计划在“十四五”末期实现新能源装机规模 3300 万千瓦, 在全力推进核电、新能源齐发展的基础上, 进一步研究新一代太阳能电池技术、新型储能技术等, 从产业投资逐步转型为上下游产业链及技术集成的新能源产品供应商, 实现中国核电从“单一型”选手向“全能型”选手的转变。2023 年, 公司计划获取新能源指标 1000 万千瓦, 开工建设 1000 万千瓦, 新增新能源装机 600 万千瓦, 快速提升的新能源装机量将成为公司业绩增长的重要驱动力。

表 17: 公司“十四五”期间新增装机量规划

单位: GW	核电	风光
2022 年底在运	23.75	12.53
2023-2025 年新增	2.25	20.47
2025 年底规划	26.00	33.00

资料来源: 公司公告、招商证券

#### 独占优质风光资源, 推进综合能源布局。

- 作为中核集团旗下唯一的新能源上市平台, 公司独占中核集团的优质风光资源。中核集团拥有 1900 万平方公里的国家划拨土地, 且都是在风光资源较为充足的地区, 比如甘肃等地。据测算, 若这些地区具备输送条件, 可带来 2000-3000 万千瓦的新能源增量。此外, 公司核电项目所在省份均为东部沿海地区, 如浙江、江苏、福建等, 具有较充裕的风光资源, 广阔的滩涂是未来建设“核电+新能源”项目的重要基础。
- 推动核能综合利用产业布局, 打造全国示范性零碳能源基地。2021 年底, 公司浙江海盐核能供热示范工程 (一期) 正式投运, 这是我国南方地区首个核能供热项目, 供暖面积达 46 万平方米, 惠及浙江嘉兴海盐县的近 4000 户居民; 2022 年 2 月, 我国首个工业用途核能供汽工程——田湾核电蒸汽供热项目开工建设, 项目建成后, 每年供汽量可达 480 万吨, 可实现每年减少燃烧标准煤 40 万吨, 等效减排二氧化碳 107 万吨。
- “核电+新能源”开发模式成效显著。2022 年 9 月, 中核三门 200MW 滩涂光伏项目开工, 计划建设周期 12 个月; 同月, 田湾 200 万千瓦滩涂光伏示范项目开工建设; 2023 年 4 月 27 日, 中核集团堆总设计师张东辉在中国核能可持续发展论坛表示, 针对西北地区, 可以一体化快堆电站为主力堆型, 打造 1000MW 级“核风光一体化清洁能源基地”。由于风光有间歇性发电的固有弱点, 可调峰核电的加入, 可以使得电力输出更加稳定可靠, “核风光一体化清洁能源基地”有望成为公司未来的重点建设模式。

表 18: 公司核电站所在省份“十四五”新能源发展规划

省份	政策	具体内容
福建省	《福建省“十四五”能源发展专项	2025 年福建全省电力规划装机将达 8500 万千瓦, 其中: 风电 900 万千瓦、新增

敬请阅读末页的重要说明

	规划》	410 万千瓦；光伏 500 万千瓦、新增 300 万千瓦。
	《漳州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	围绕“核、储、风、氢、光”五大能源，努力探索“核光风储氢一体化”发展路径。
江苏省	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	2025 年，省内可再生能源占全省能源消费总量比重将达到 15%以上，全省可再生能源装机达到 6600 万千瓦以上，占总装机比重超过 34%。其中，风电装机达到 2800 万千瓦以上，光伏发电装机达到 3500 万千瓦以上，生物质发电装机达到 300 万千瓦以上。“十四五”期间，江苏将新增风电 1253 万千瓦，光伏 1816 万千瓦。
浙江省	《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	到“十四五”末，浙江力争风电装机达到 640 万千瓦以上，新增装机在 450 万千瓦以上，主要为海上风电。光伏装机达到 2750 万千瓦以上，新增装机在 1200 万千瓦以上；其中分布式光伏新增装机超过 500 万千瓦，集中式光伏新增装机超过 700 万千瓦。
海南省	《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要（公开版）》	至 2025 年，初步建成清洁低碳、安全高效的能源体系，海南清洁能源岛初具规模，新增可再生能源发电装机约 400 万千瓦，清洁能源消费比重达 50%左右，清洁能源发电装机比重达 82%。

资料来源：各省政府官网、招商证券

表 19：公司核电滩涂及温排水区域光伏项目进展

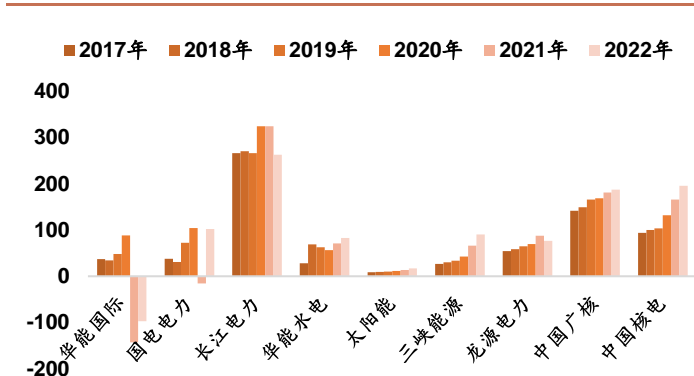
项目名称	规划装机容量（万千瓦）	项目进度	预期效益
三门滩涂光伏项目	20	2022 年 9 月 2 日开工建设	运营期内年平均上网电量 2.1 亿度，每年可节约标准煤 6.71 万吨，年均可减少排放二氧化碳 13.97 万吨，每年还可减少相应的废水、温水排水，具有十分显著的环保节能效益。
田湾滩涂光伏示范项目	200	2022 年 9 月 21 日开工建设	项目投运后，年平均上网电量约 22.34 亿千瓦时；每年可节省标煤 68.12 万吨，可减少排放温室气体 177.11 万吨，减少排放二氧化硫 1.5 万吨，氮化物 0.68 万吨，持续为地方经济社会发展输送经济的绿色能源。

资料来源：公司公告、招商证券

## 5、优质资产+偏低估值，有望受益央企估值重塑体系

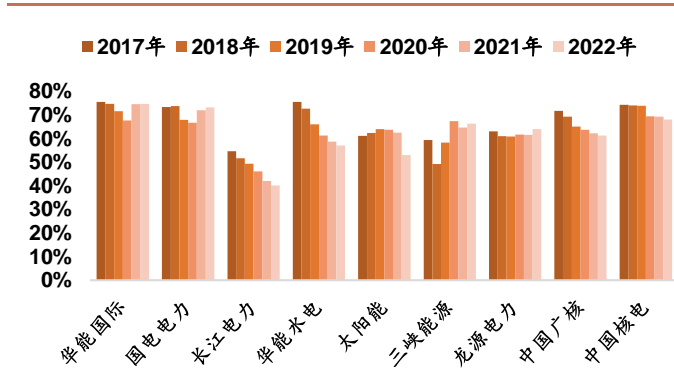
高盈利、高研发投入、现金流充裕，公司有望充分受益央企价值重塑。核电和水电同样具有高盈利性和充裕的现金流，并且研发费率远高于其他发电企业。目前我国核电机组正处于积极建设阶段，前期资本开支较大，后期完成折旧后利润将实现大幅提升。参考大型水电站投产后的高分红，核电企业未来也具有较大的分红潜力。在中国特色估值体系下，央企的考核标准为“一利五率”。相比于其他发电企业，核电企业的盈利能力强、现金流状况良好、分红率高、股权激励到位，有望率先受益实现价值重塑。截至 2023 年 5 月 4 日，公司的 PB (LF) 为 1.58，PE (TTM) 为 14.77，相较于其他电源发电企业，公司估值处于相对较低的位置，具有较大的提升空间。

图 50：主要发电企业利润总额（亿元）



资料来源：各公司公告、招商证券

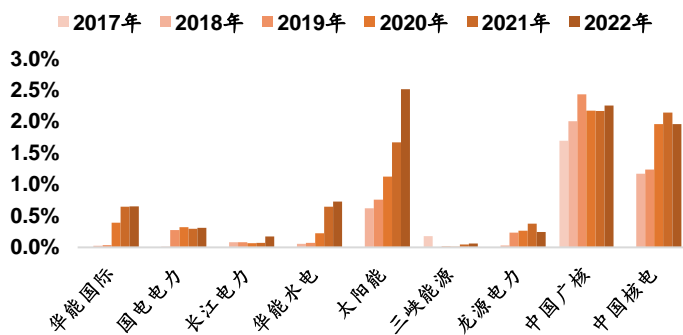
图 51：主要发电企业资产负债率



资料来源：各公司公告、招商证券

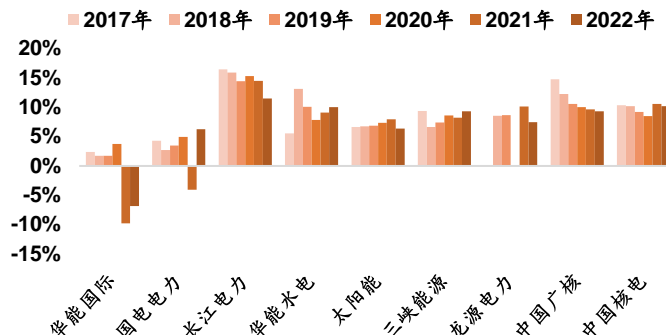


图 52: 主要发电企业研发费率



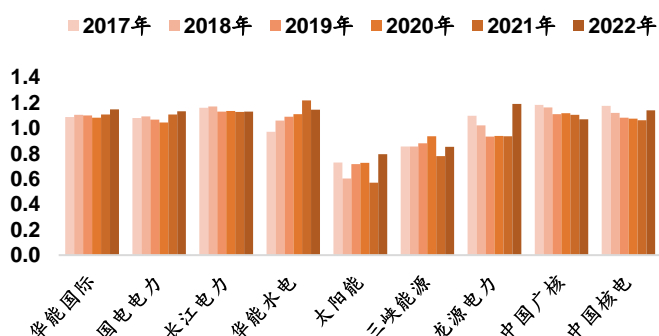
资料来源: 各公司公告、招商证券

图 53: 主要发电企业 ROE (摊薄)



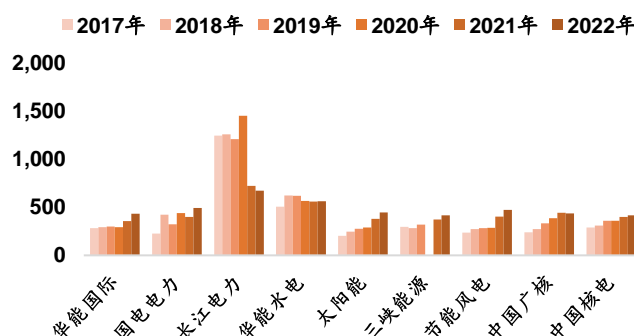
资料来源: 各公司公告、招商证券

图 54: 主要发电企业收现比



资料来源: 各公司公告、招商证券

图 55: 主要发电企业人均创收 (万元)



资料来源: 各公司公告、招商证券

表 20: 各电力央企利润总额增速与 GDP 增速对比

板块	公司	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
火电	华能国际	-79.1%	-3.9%	40.1%	89.0%	-262.0%	30.8%
	国电电力	-58.5%	-19.1%	36.9%	46.2%	-111.2%	848.36%
水电	长江电力	6.0%	1.3%	-1.4%	21.9%	-0.1%	-18.8%
	华能水电	175.4%	146.1%	-8.9%	-9.8%	26.2%	16.2%
光伏	太阳能	16.7%	7.9%	9.6%	17.4%	14.8%	22.5%
风电	三峡能源	46.7%	13.3%	11.6%	28.0%	54.9%	20.7%
	龙源电力	5.2%	7.4%	11.6%	8.6%	36.9%	-13.1%
核电	中国广核	43.9%	5.2%	11.1%	1.8%	7.6%	2.9%
	中国核电	2.0%	5.4%	3.3%	24.2%	25.6%	16.2%
GDP 增速		7.0%	6.8%	6.0%	2.2%	8.4%	3%

资料来源: wind、招商证券

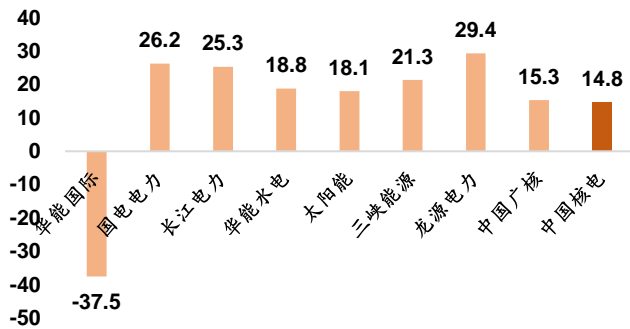
表 21: 各电力央企分红比率、股息率及股权激励情况

板块	公司	分红比例		每股股利 (元)		股息率		股权激励
		2021年	2022年	2021年	2022年	2021年	2022年	
火电	华能国际	0%	0%	0.00	0.00	0.0%	0.0%	
	国电电力	0%	63%	0.00	0.10	0.0%	2.3%	
水电	长江电力	71%	94%	0.82	0.85	3.6%	4.1%	
	华能水电	52%	46%	0.17	0.18	2.6%	2.7%	

光伏	太阳能	0%	36%	0.00	0.13	0.0%	3.2%	✓
风电	三峡能源	11%	30%	0.02	0.08	0.8%	1.3%	✓
	龙源电力	19%	19%	0.15	0.12	0.0%	0.6%	
核电	中国广核	44%	44%	0.08	0.09	2.7%	3.2%	
	中国核电	35%	36%	0.15	0.17	1.8%	2.8%	✓

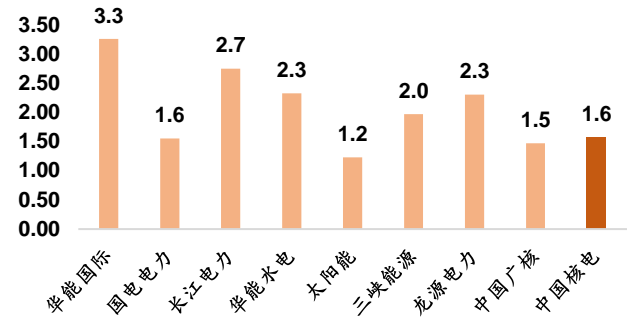
资料来源: wind、招商证券

图 56: 主要发电企业 PE (TTM)



资料来源: wind、招商证券 注: 截至 2023 年 5 月 4 日

图 57: 主要发电企业 PB (LF)



资料来源: wind、招商证券 注: 截至 2023 年 5 月 4 日

## 五、盈利预测

核电出力稳定，全天可维持 100%，并且碳排放量极低，是化石能源的最佳替代之一。随着核电审批重启，支持性政策频出，叠加电价市场化进程加速，核电装机量有望稳步提升，盈利空间逐步拓宽。公司是中国核电行业的双寡头之一，未来有望受益于核电行业积极稳健发展，和新能源业务的快速布局。我们预计公司 2023-2025 年营业收入分别为 750.13/834.73/920.49 亿元，同比增长 5.2%/11.3%/10.3%；归母净利润分别为 99.46/112.39/125.83 亿元，同比增长 10.4%/13.0%/12.0%。具体假设和预期如下：

### 1) 核电业务：

- **装机量：**自 2024 年起，随着公司漳州能源 1 号和 2 号机组逐步投产，预计公司 2024 和 2025 年每年将新增 121.2 万千瓦的核电装机量，发电量也将随之稳定增长。
- **机组利用小时数：**根据公司公告，2023 年公司核电计划发电量为 1835 亿千瓦时，同比下滑 0.9%。公司计划发电量一般较为保守，按照该发电量测算，2023 年公司核电机组利用小时数同比将出现小幅下滑。预计在新机组投产并实现稳定运营后，利用小时数有望出现回升。
- **上网电价：**参照 2022 年各省平均上网电价。

### 2) 新能源业务：

- **装机量：**截至 2022 年底，公司风光在运装机突破 1250 万千瓦，到“十四五”末目标 3300 万千瓦，2023 年力争新增风光装机 600 万千瓦。因此，我们假设 2023-2025 年风电新增装机分别为 200/250/300 万千瓦，光伏新增装机分别为 400/450/450 万千瓦。
- **机组利用小时数：**参照 2022 年机组利用小时数。
- **上网电价：**近年来公司风电和光伏上网电价持续下降，假设 2023 年下滑幅度与 2022 年保持一致，后续电价维持稳定。

### 3) 成本：

- **原材料费用：**假设原材料费用与收入的比重同 2022 年持平。
- **人员费用：**假设职工人数按照每年 4% 的增速增长，单位人员支出按照每年 10% 的增速增长。
- **电厂运行维护费：**假设核电单位维修成本为 195 元/千瓦，风电为 8 元/千瓦，光伏为 30 元/千瓦。
- **固定资产折旧：**假设核电资产折旧率为 5.1%，风电为 3%，光伏为 3%。

表 22：销售收入结构预测

单位：亿元	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入	623.67	712.86	750.13	834.73	920.49
增速	19.3%	14.3%	5.2%	11.3%	10.3%
电力业务收入	612.02	699.43	743.69	827.72	913.25
增速	17.7%	14.3%	6.3%	11.3%	10.3%
核电业务收入	565.63	634.04	633.11	669.73	706.76
增速	15.6%	12.1%	-0.1%	5.8%	5.5%
装机量（万千瓦）	2254.90	2375.00	2375.00	2496.20	2617.40
利用小时数	7871.00	7889.00	7726.32	7776.32	7826.32
发电量（亿千瓦时）	1731.23	1852.39	1835.00	1941.12	2048.46
厂用电率	6.7%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%
上网电量（亿千瓦时）	1617.26	1732.16	1722.33	1821.94	1922.68
平均上网电价（元/亿度）	395.93	411.70	411.70	411.70	411.70

<b>风电业务收入</b>	<b>17.94</b>	<b>23.05</b>	<b>43.72</b>	<b>65.41</b>	<b>87.46</b>
增速	29.0%	28.5%	89.6%	49.6%	33.7%
装机量 (万千瓦)	263.47	420.74	620.74	920.74	1220.74
利用小时数	2289	2309	2329	2349	2322
发电量 (亿千瓦时)	45.49	65.38	100.33	150.11	200.73
厂用电率	2.7%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
上网电量 (亿千瓦时)	44.24	63.88	98.03	146.67	196.13
平均上网电价 (元/亿度)	507.26	505.60	503.94	503.94	503.94
<b>光伏业务收入</b>	<b>28.45</b>	<b>42.34</b>	<b>66.85</b>	<b>92.58</b>	<b>119.02</b>
增速	67.5%	48.8%	57.9%	38.5%	28.6%
装机量 (万千瓦)	623.86	832.33	1232.33	1682.33	2132.33
利用小时数	1365	1385	1405	1425	1,423
发电量 (亿千瓦时)	49.65	75.10	119.47	165.46	212.70
厂用电率	1.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
上网电量 (亿千瓦时)	48.89	74.35	118.28	163.80	210.57
平均上网电价 (元/亿度)	646.76	642.72	638.70	638.70	638.70
<b>其他业务收入</b>	<b>11.65</b>	<b>13.43</b>	<b>6.44</b>	<b>7.01</b>	<b>7.25</b>

资料来源：公司数据、招商证券

表 23: 盈利预测简表

单位: 亿元	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
<b>营业收入</b>	<b>623.67</b>	<b>712.86</b>	<b>750.13</b>	<b>834.73</b>	<b>920.49</b>
营业成本	348.06	387.57	416.20	468.01	521.30
营业税金及附加	6.60	8.72	9.18	10.21	11.26
营业费用	0.79	0.78	0.82	0.91	1.00
管理费用	32.02	46.19	37.51	41.74	46.02
研发费用	13.37	13.98	14.71	16.37	18.05
财务费用	68.71	81.45	85.70	95.37	105.17
资产减值损失	-2.17	-1.59	-1.68	-1.86	-2.06
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他收益	10.85	21.11	22.22	33.39	46.02
投资收益	1.95	2.75	2.90	3.22	3.55
<b>营业利润</b>	<b>164.75</b>	<b>196.45</b>	<b>209.45</b>	<b>236.86</b>	<b>265.20</b>
营业外收入	2.26	0.44	2.33	2.72	2.98
营业外支出	1.42	1.19	1.25	1.39	1.54
<b>利润总额</b>	<b>165.59</b>	<b>195.70</b>	<b>210.53</b>	<b>238.19</b>	<b>266.64</b>
所得税	25.05	32.47	31.58	35.73	40.00
少数股东损益	60.17	73.13	79.49	90.06	100.82
<b>归属于母公司净利润</b>	<b>80.38</b>	<b>90.10</b>	<b>99.46</b>	<b>112.39</b>	<b>125.83</b>
<b>EPS (元)</b>	<b>0.43</b>	<b>0.48</b>	<b>0.53</b>	<b>0.60</b>	<b>0.67</b>

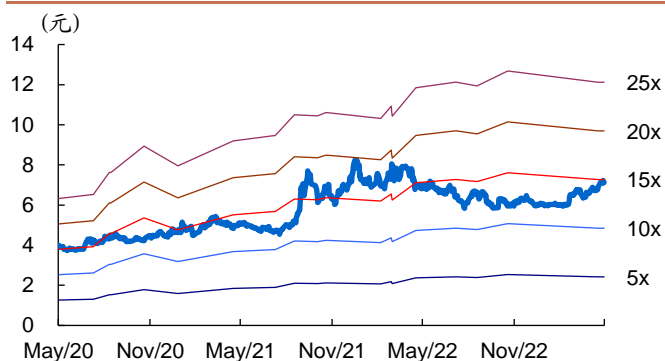
资料来源：公司数据、招商证券

## 六、风险因素

我们认为未来公司主要的风险因素在于核电机组安全稳定运行风险、项目建设不及预期、电价下行风险三个方面：

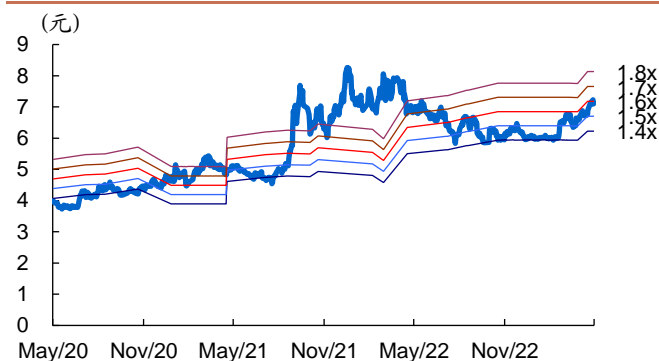
- 1) 核电机组安全稳定运行风险：**核电对安全性的要求极高，若发生核泄漏等事故，将严重影响公司在运及在建机组的正常运营和建设。此外，核电机组发电量与利用小时数、大修周期等密切相关。随着核电项目调试、运行机组越来越多，公司可能面临运维保障能力下降，从而导致机组发电量不及预期。
- 2) 项目建设不及预期：**公司规划至 2025 年核电装机总量达到 2600 万千瓦，风电、光伏装机总量合计达到 3300 万千瓦，截至 2022 年底，公司核电装机 2375 万千瓦，风光装机 1253 万千瓦，风光装机进度相对滞后。同为竞争对手的发电企业近年来纷纷开展清洁能源转型，抢占清洁能源发电赛道。若新能源项目建设、投产进度不及预期，将会对公司新能源板块盈利能力产生不利影响。
- 3) 电价下行风险：**随着电力市场化改革推进，电价受政策及市场影响增加。公司发电业务收入受电价影响较大，2022 年因火电成本高企，市场化交易电价多地区涨幅都在 20% 左右，若火电后续盈利能力改善，各地市场化交易电价也有下行的可能，将对公司收入产生不利影响。

图 58: 中国核电历史 PE Band



资料来源：公司数据、招商证券

图 59: 中国核电历史 PB Band



资料来源：公司数据、招商证券



附：财务预测表

资产负债表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>流动资产</b>	57806	65760	58399	64912	72521
现金	13064	16162	5641	5857	7028
交易性投资	0	2	2	2	2
应收票据	298	153	161	179	197
应收款项	15134	17211	18090	20130	22198
其它应收款	547	1193	1255	1396	1540
存货	22755	24809	26633	29949	33359
其他	6007	6231	6618	7399	8197
<b>非流动资产</b>	351816	398860	415364	430963	445701
长期股权投资	4844	5685	5685	5685	5685
固定资产	251091	269032	286447	302845	318284
无形资产商誉	4390	7000	6300	5670	5103
其他	91492	117143	116933	116764	116629
<b>资产总计</b>	<b>409621</b>	<b>464620</b>	<b>473764</b>	<b>495875</b>	<b>518222</b>
<b>流动负债</b>	65573	73937	68383	73232	76286
短期借款	7531	15365	31194	32359	31623
应付账款	16390	20539	22056	24802	27626
预收账款	66	97	104	117	130
其他	41586	37937	15029	15955	16907
<b>长期负债</b>	218771	242814	242814	242814	242814
长期借款	176611	208511	208511	208511	208511
其他	42160	34303	34303	34303	34303
<b>负债合计</b>	<b>284343</b>	<b>316751</b>	<b>311197</b>	<b>316046</b>	<b>319100</b>
股本	17523	18861	18870	18870	18870
资本公积金	28201	33305	33305	33305	33305
留存收益	30400	36475	43214	51470	60682
少数股东权益	49155	59229	67178	76184	86266
归属于母公司所有者权益	76123	88640	95389	103645	112856
<b>负债及权益合计</b>	<b>409621</b>	<b>464620</b>	<b>473764</b>	<b>495875</b>	<b>518222</b>

现金流量表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>经营活动现金流</b>	35608	46698	39469	41054	43982
净利润	14055	16323	17895	20246	22665
折旧摊销	14365	15556	16638	17544	18406
财务费用	7091	8347	8570	9537	10517
投资收益	(195)	(275)	(2511)	(3661)	(4958)
营运资金变动	474	6606	(1125)	(2616)	(2652)
其它	(182)	142	3	4	4
<b>投资活动现金流</b>	(26039)	(53008)	(30632)	(29482)	(28186)
资本支出	(25123)	(50510)	(33144)	(33144)	(33144)
其他投资	(916)	(2499)	2511	3661	4958
<b>筹资活动现金流</b>	(11747)	9436	(19357)	(11356)	(14625)
借款变动	(9958)	21674	(7590)	1165	(736)
普通股增加	67	1338	9	0	0
资本公积增加	124	5104	0	0	0
股利分配	(2269)	(2628)	(3206)	(2984)	(3372)
其他	289	(16051)	(8570)	(9537)	(10517)
<b>现金净增加额</b>	(2178)	3125	(10520)	216	1171

资料来源：公司数据、招商证券

利润表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>营业总收入</b>	62367	71286	75013	83473	92049
营业成本	34806	38757	41620	46801	52130
营业税金及附加	660	872	918	1021	1126
营业费用	79	78	82	91	100
管理费用	3202	4619	3751	4174	4602
研发费用	1337	1398	1471	1637	1805
财务费用	6871	8145	8570	9537	10517
资产减值损失	(217)	(159)	(168)	(186)	(206)
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
其他收益	1085	2111	2222	3339	4602
投资收益	195	275	290	322	355
<b>营业利润</b>	16475	19645	20945	23686	26520
营业外收入	226	44	233	272	298
营业外支出	142	119	125	139	154
<b>利润总额</b>	16559	19570	21053	23819	26664
所得税	2505	3247	3158	3573	4000
少数股东损益	6017	7313	7949	9006	10082
<b>归属于母公司净利润</b>	8038	9010	9946	11239	12583

主要财务比率

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>年成长率</b>					
营业总收入	19%	14%	5%	11%	10%
营业利润	25%	19%	7%	13%	12%
归母净利润	34%	12%	10%	13%	12%
<b>获利能力</b>					
毛利率	44.2%	45.6%	44.5%	43.9%	43.4%
净利率	12.9%	12.6%	13.3%	13.5%	13.7%
ROE	11.0%	10.9%	10.8%	11.3%	11.6%
ROIC	5.9%	6.3%	6.3%	6.9%	7.3%
<b>偿债能力</b>					
资产负债率	69.4%	68.2%	65.7%	63.7%	61.6%
净负债比率	52.8%	53.2%	50.6%	48.6%	46.3%
流动比率	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0
速动比率	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5
<b>营运能力</b>					
总资产周转率	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
存货周转率	1.6	1.6	1.6	1.7	1.6
应收账款周转率	4.9	4.3	4.2	4.3	4.3
应付账款周转率	2.7	2.1	2.0	2.0	2.0
<b>每股资料(元)</b>					
EPS	0.43	0.48	0.53	0.60	0.67
每股经营净现金	1.89	2.47	2.09	2.18	2.33
每股净资产	4.03	4.70	5.06	5.49	5.98
每股股利	0.14	0.17	0.16	0.18	0.20
<b>估值比率</b>					
PE	16.6	14.8	13.5	12.0	10.7
PB	1.8	1.5	1.4	1.3	1.2
EV/EBITDA	13.6	11.8	11.0	10.0	9.1

## 分析师承诺

负责本研究报告的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

**宋盈盈：**CFA，清华大学环境工程本硕，北京大学国发院经济学双学士。2018-2020年，任招商证券环保公用事业行业分析师。2020-2022年任招商证券美妆时尚行业分析师，重点覆盖珠宝、医美、美妆板块，2022年团队新财富排名第四位。2023年起任招商证券环保公用事业行业首席分析师。

## 评级说明

报告中所涉及的投资评级采用相对评级体系，基于报告发布日后 6-12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期当地市场基准指数的市场表现预期。其中，A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 指数为基准。具体标准如下：

### 股票评级

强烈推荐：预期公司股价涨幅超越基准指数 20%以上

增持：预期公司股价涨幅超越基准指数 5-20%之间

中性：预期公司股价变动幅度相对基准指数介于±5%之间

减持：预期公司股价表现弱于基准指数 5%以上

### 行业评级

推荐：行业基本面向好，预期行业指数超越基准指数

中性：行业基本面稳定，预期行业指数跟随基准指数

回避：行业基本面转弱，预期行业指数弱于基准指数

## 重要声明

本报告由招商证券股份有限公司（以下简称“本公司”）编制。本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告基于合法取得的信息，但本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价，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。除法律或规则规定必须承担的责任外，本公司及其雇员不对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失负任何责任。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突。

复制、引用或转载，否则，本公司将保留随时追究其法律责任的权利。