

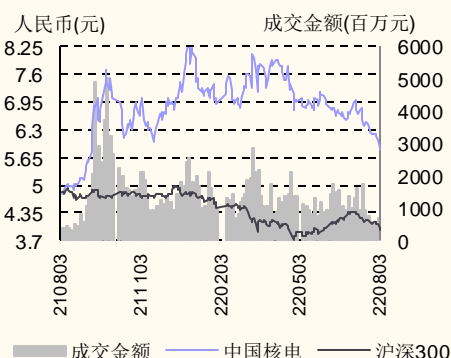
**中国核电 (601985.SH) 买入 (首次评级)****公司深度研究**

市场价格 (人民币): 5.83 元

目标价格 (人民币): 8.61 元

**市场数据(人民币)**

总股本(亿股)	188.50
已上市流通 A 股(亿股)	188.50
总市值(亿元)	1,098.98
年内股价最高最低(元)	8.26/4.80
沪深 300 指数	4067
上证指数	3164

**核电发展新跨越，新能源贡献新增量****公司基本情况(人民币)**

项目	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	52,276	62,367	72,166	76,431	81,118
营业收入增长率	13.48%	19.30%	15.71%	5.91%	6.13%
归母净利润(百万元)	5,995	8,038	10,373	11,815	12,892
归母净利润增长率	29.98%	34.07%	29.05%	13.90%	9.11%
摊薄每股收益(元)	0.343	0.459	0.550	0.627	0.684
每股经营性现金流净额	1.78	2.03	2.05	2.36	2.45
ROE(归属母公司)(摊薄)	8.51%	10.56%	11.63%	12.18%	12.23%
P/E	14.32	18.09	10.67	9.37	8.58
P/B	1.22	1.91	1.24	1.14	1.05

来源: 公司年报、国金证券研究所

**投资逻辑**

- **量: 行业发展进入政策加持期, 公司是国内“双寡头”之一, 核电主业稳步增长。**22 年预计同比新增“一台半”机组的发电量。在“双碳”目标、新型电力系统建设目标提出后, 核电因其清洁、高效的优点, 地位得到加强。当前“十四五”年新增核准 6~8 台机组成为共识, 今年全行业预计新投产 3 台机组 (367 万千瓦)。截至 21 年末, 公司在运机组 24 台 (总装机容量 2255 万千瓦), 今年增量来源于 22Q1 并网的福清 6 号机组 (116.1 万千瓦, 贡献全年发电量), 以及 21H2 并网的田湾 6 号机组 (111.8 万千瓦, 去年贡献半年电量, 今年可贡献全年电量), 考虑大修后预计核电板块全年上网电量可同比增长约 7.3%, 与上半年增速 7.28% 持平。23 年无新增装机、24 年新增漳州一号机组 (121.2 万千瓦), 预计 23~24 年电量增速分别为 0.8%、2%。
- **价: 煤电价格支撑+市场化电量提升, 22 年价格端受益、利润有望增厚。**煤价高企抬升煤电价格, 进而影响各类电源市场化电价。假设以 2021 年实际上网电量、市场化电价为基准测算, 电价平均上涨 5%、10%、15%, 则公司核电业务全年或可增厚净利润分别为 3/7.3/10 亿元, 净利润同比 +3.7%/9.1%/12.5%。进一步, 假设市场化电量分别提升 5%、10%、15%, 则净利润可增厚至多 11.5 亿元, 净利润同比 +14.4% (电价、电量均提升 15% 假设下)。我们预计 22 年平均上网电价增幅在 5% (对应度电上涨 0.02 元); 23~24 年电力供需偏紧, 市场化电价会维持 22 年水平。
- **新能源发展: “十四五”装机规模计划翻倍, 主要增量在新能源, 今年电量增速预计达 57%。**到 2025 年, 公司规划运行的电力装机总容量为 5600 万千瓦, 对应新能源装机预计达 3000 万千瓦。截至 21 年末现有装机为 887.3 万千瓦, 预计 22~24 年分别新增装机 496.5/691.9/622.7 万千瓦。今年全年新能源电量增速有望达 57%, 其中上半年增速为 50%, 下半年进一步发力。作为大型电力央企中少有的, 依托单一平台——中核汇能发展新能源, 有望充分发挥资金、土地等集团资源优势。

**投资建议与估值**

- 今年核电有望量价齐升、新能源装机带来业绩增量, 预计 22~24 年营收分别为 721.7/764.3/811.2 亿元, 归母净利润分别为 103.7/118.2/128.9 亿元, 对应 EPS 为 0.55/0.63/0.68 元。分部估值后给予公司 22 年综合 PE 16 倍, 目标价 8.61 元; 给予公司“买入”评级。

**风险提示**

- 核安全事故引发政策变动风险; 核电建设进度不及预期风险; 电价不及预期风险; 风光装机不及预期风险; 近期限售股解禁风险

许隽逸 分析师 SAC 执业编号: S1130519040001  
xujunyi@gjzq.com.cn

## 内容目录

1、核电稳步推进，风光发展迅猛 .....	4
1.1 核电主业发展稳健，新能源贡献增量 .....	4
1.2 盈利能力回升，业绩稳健向好 .....	6
2、量、价齐升，看好公司核电业绩增长 .....	7
2.1 当前看点 1——电量扩大：今年新增“一台半”机组电量 .....	7
2.2 当前看点 2——电价上浮：煤电价格支撑下，今年市场化电价上浮 .....	12
2.3 长期看点 1——三代核电优势发挥，小堆技术进入验证阶段 .....	14
2.4 长期看点 2——与可比公司相比，核电业务防御属性有望进一步凸显 .....	18
3、新能源开发高增量，为核电巨头进一步注入成长性 .....	20
3.1 “十四五”新能源发力，装机规模上“再造”一个中国核电 .....	20
3.2 在手资金、土地储备、集团资源是其竞争优势 .....	20
4、盈利预测与投资建议 .....	21
4.1 盈利预测 .....	21
4.2 投资建议及估值 .....	23
5、风险提示 .....	25

## 图表目录

图表 1：2021 年国内核电累计装机占比情况 .....	4
图表 2：2021 年国内核电发电量占比情况 .....	4
图表 3：公司控股在运核电机组详情（截至 22Q1） .....	4
图表 4：公司控股在运核电机组装机容量（万千瓦、%） .....	5
图表 5：公司核电机组发电量及增速（亿 kWh、%） .....	5
图表 6：公司存量核电机组平均发电小时数（小时） .....	5
图表 7：公司风电发电量及增速（亿 kWh、%） .....	6
图表 8：公司光伏发电量及增速（亿 kWh、%） .....	6
图表 9：国内主要新能源运营公司的装机容量比较 .....	6
图表 10：公司营业收入及同比增速（亿元、%） .....	7
图表 11：公司归母净利润及同比增速（亿元、%） .....	7
图表 12：公司毛利率、净利率（%） .....	7
图表 13：公司销售费用率、管理费用率（%） .....	7
图表 14：近十年推动核电发展的相关政策 .....	8
图表 15：世界各国发电结构占比（%） .....	9
图表 16：世界主要国家核电装机容量分布（%） .....	9
图表 17：各类电源全生命周期 CO <sub>2</sub> 排放量（g/kWh） .....	9
图表 18：各类电源全国平均利用小时数（小时） .....	9
图表 19：2021 年中国沿海城市发、用电情况 .....	10
图表 20：中国年度核准新机组数量（台） .....	10

图表 21: 中国核电机组在建容量 (GW) .....	10
图表 22: 国内核电投资完成额及增速 .....	11
图表 23: 至 2030 年我国核电装机及增速预测 .....	11
图表 24: 至 2030 年我国核电发电量及占比预测 .....	11
图表 25: 公司在建和核准待建核电机组详情 (截至 2022 年一季报) .....	12
图表 26: 公司在运核电装机容量预测 (万千瓦) .....	12
图表 27: 近年国家及浙江、江苏电力市场化支持政策一览 .....	13
图表 28: 公司市场化交易电量及在上网电量中的占比 (亿 kWh、%) .....	14
图表 29: 市场化电价对公司净利润影响测算 .....	14
图表 30: 量价齐升对公司净利润影响测算 .....	14
图表 31: 二代机与三代机多维对比 .....	15
图表 32: 公司核电业务成本构成 .....	15
图表 33: 二、三代机组年均折旧对比 .....	15
图表 35: 华龙一号与 AP1000 多维对比 .....	16
图表 35: 第四代核电机组安全性提升的重点——包覆燃料颗粒结构 .....	17
图表 36: 四代机组 (以 HTR——600 为例) 工作示意图——可不停堆换料 ..	17
图表 37: 高温气冷堆蒸汽应用示意图 .....	18
图表 38: 国内可比公司资产负债率比较 (%) .....	18
图表 39: 国内可比公司现金流、净利润比较 (亿元) .....	18
图表 40: 国内可比公司每股分红、送转与基本 EPS 比较 (元/股) .....	19
图表 41: 与美国核电龙头爱克斯龙分红占比比较 (元/股) .....	19
图表 42: 公司新能源装机容量及占比预测 (万千瓦、%) .....	20
图表 43: 公司经营活动产生的现金流量净额及收现比 (亿元) .....	21
图表 44: 公司营收预测 .....	22
图表 45: 公司毛利润预测 .....	23
图表 46: 可比公司估值情况 (截至 7/31) .....	24

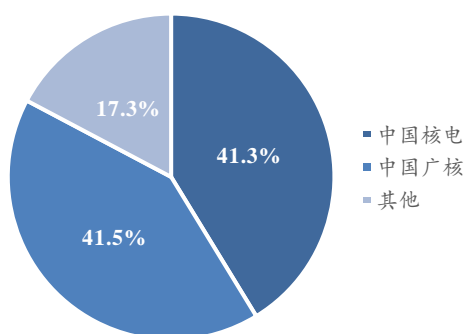
## 1、核电稳步推进，风光发展迅猛

### 1.1 核电主业发展稳健，新能源贡献增量

- 公司是国内核电“双寡头”之一。2021 年公司各类电源控股装机中核电装机占到 74%，核能发电量占总发电量的 94.8%，核电仍是绝对主业。作为国内核电运营的“双寡头”之一，公司核电的装机容量和发电量市占率都保持 40%左右的占比。目前公司拥有国内最多的核电堆型，核心资产优质且稳定，工程建设和运行管理经验丰富。

图表 1：2021 年国内核电累计装机占比情况

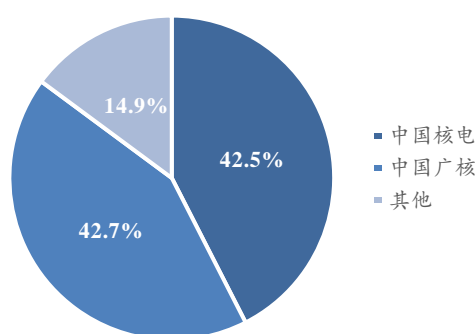
2021年国内核电累计装机占比情况 (%)



来源：公司年报、中国广核公司年报、中电联、国金证券研究所

图表 2：2021 年国内核电发电量占比情况

2021年国内核电发电量占比情况 (%)



来源：公司年报、中国广核公司年报、中电联、国金证券研究所

- 核电装机和发电量保持增长。截至 22Q1，公司拥有控股在运核电机组 25 台，总装机容量 2371 万千瓦。2021 年有 2 台新机组投入运营，分别为福清 5 号机组（华龙一号全球首堆）和田湾 6 号机组，新增容量了 227.9 万千瓦。2022 年 1 月 1 日福清 6 号机组（我国第二台华龙一号）并网成功、正式投入运行。随着新机组的投运，近年来公司核电机组的发电量也在稳步增加，2021 年全年公司核电机组发电量为 1731.2 亿 kWh，同比增长 16.7%。

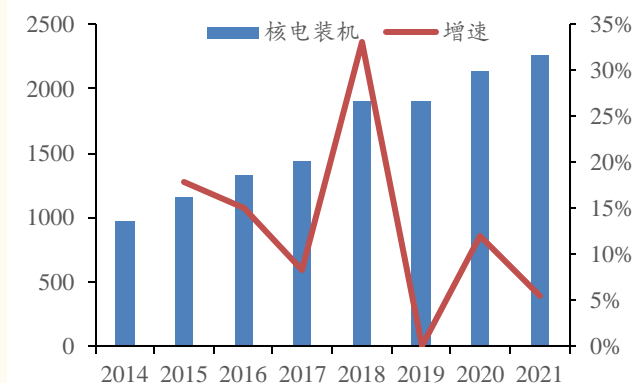
图表 3：公司控股在运核电机组详情（截至 22Q1）

地区	核电机组	投产时间	机型	装机容量（万千瓦）	持股比例
浙江	秦山一期	1994.04.01	CP300	35	72%
	秦山二期 1 号机组	2002.04.15	CP600	67	50%
	秦山二期 2 号机组	2004.05.03	CP600	65	
	秦山二期 3 号机组	2010.10.05	CP600	66	
	秦山二期 4 号机组	2012.04.08	CP600	66	51%
	秦山三期 1 号机组	2002.12.31	CANDU6	72.8	
	秦山三期 2 号机组	2003.07.24	CANDU6	72.8	
	方家山 1 号机组	2014.12.15	M310	108.9	72%
	方家山 2 号机组	2015.02.12	M310	108.9	
	三门 1 号机组	2018.09.21	AP1000	125	51%
江苏	三门 2 号机组	2018.11.05	AP1000	125	
	田湾 1 号机组	2007.05.17	VVER1000	106	50%
	田湾 2 号机组	2007.08.16	VVER1000	106	
	田湾 3 号机组	2018.02.15	VVER1200	112.6	
	田湾 4 号机组	2018.12.22	VVER1200	112.6	
	田湾 5 号机组	2020.09.08	M310	111.8	
福建	田湾 6 号机组	2021.06.02	M310	111.8	
	福清 1 号机组	2014.11.22	M310	108.9	51%
	福清 2 号机组	2015.10.16	M310	108.9	
	福清 3 号机组	2016.10.24	M310	108.9	

海南	福清 4 号机组	2017.09.17	M310	108.9	
	福清 5 号机组	2021.01.30	华龙一号	116.1	
	福清 6 号机组	2022.01.01	华龙一号	116.1	
	昌江 1 号机组	2015.12.25	CP600	65	51%
	昌江 2 号机组	2016.12.17	CP600	65	

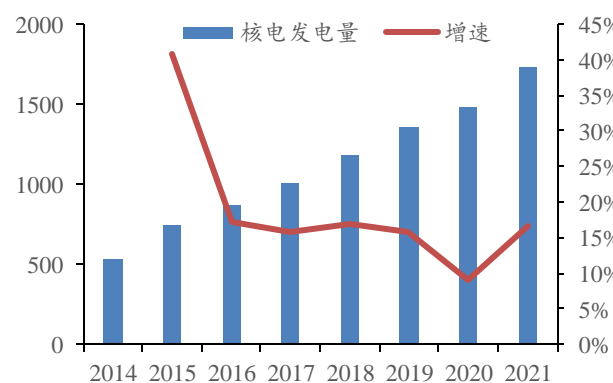
来源：公司公告，中国核电官网，国金证券研究所

图表 4：公司控股在运核电机组装机容量（万千瓦、%）



来源：公司公告，国金证券研究所

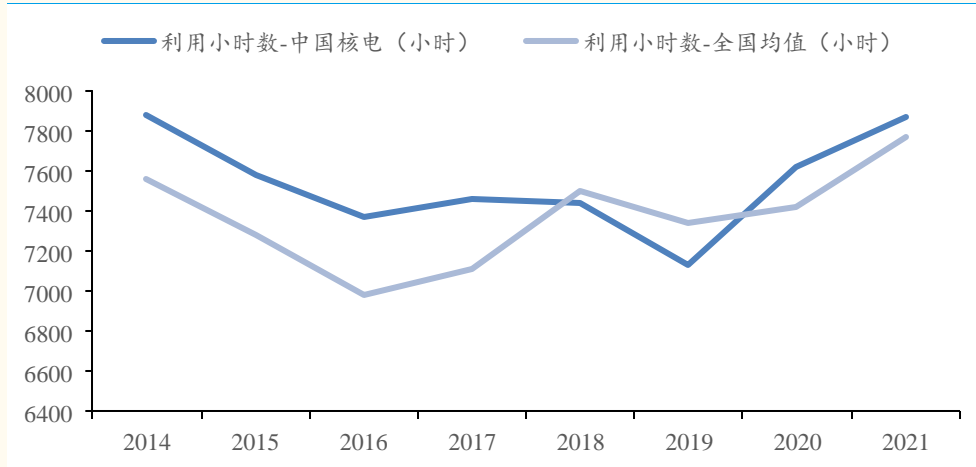
图表 5：公司核电机组发电量及增速（亿 kWh、%）



来源：公司公告，国金证券研究所

- **核电“应发尽发”，利用小时数有保障。**核电本身运行稳定，且我国要求核电“应发尽发”，一般不参与调峰，核电机组除大小修外基本保持满发状态。由于江苏、福建等地用电需求较高，2021 年公司存量核电机组平均利用小时数 7871 小时，高于全国平均水平（7777.85 小时），比去年同期增加 250 小时。
- **电力消纳和机组停机修理对利用小时数影响已消除。**2014 到 2016 年，由于电力消纳形势严峻、电网调停和降功率运行的时间较长，且机组大小修天数较多，核电机组的利用小时数也下降较多。2019 年三门核电 2 号机组因设备故障，1 月至 11 月机组小修、处于停机状态，机组的平均利用小时数又有所下降。而自 2020 年以来，随着电力供需格局趋紧、消纳形势转好，且三门核电机组恢复正常运行，利用小时数得以回升，2020 年公司存量核电机组的平均利用小时为 7621 小时，高于全国平均水平（7426.98 小时）。

图表 6：公司存量核电机组平均发电小时数（小时）

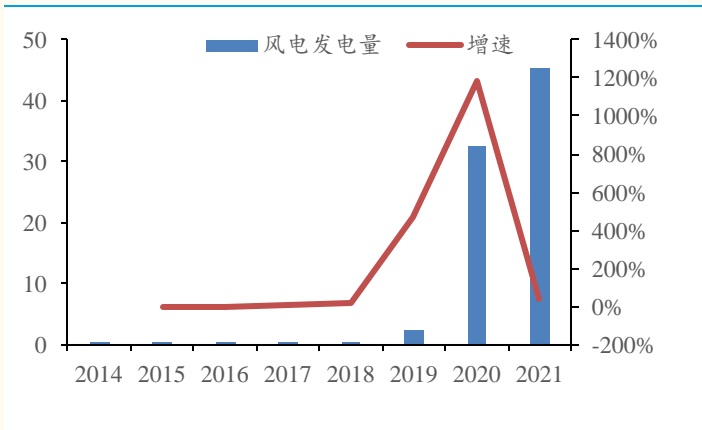


来源：公司公告，国金证券研究所



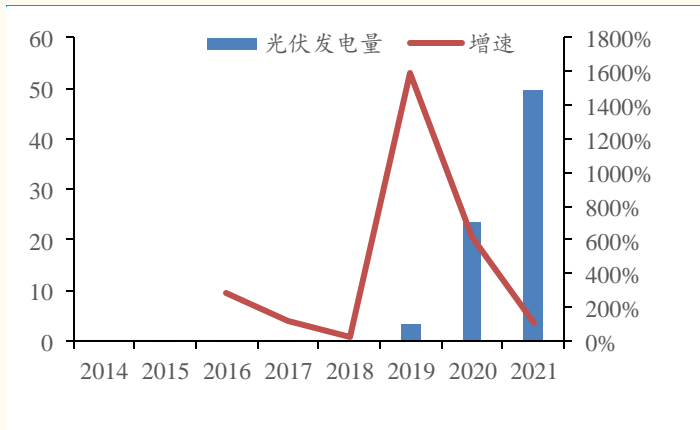
- **在 2016~2018 年核电核准停滞背景下，积极拓展新能源。**公司从 2018 年开始积极投资、开发风电和光伏项目，大力开拓新能源市场，在 2016-2018 年我国核电机组核准停滞的背景下发展新能源作为新的增长点。至 2020 年新能源发电量达 56.4 亿 kWh，同比增长 861%。
- **收购汇能，风、光装机进入行业前列。**2020 年 12 月，公司对控股股东中国核工业集团有限公司的可再生能源板块——中核汇能进行收购整合。至 2021 年 12 月 31 日，公司拥有新能源在运装机容量 887.3 万千瓦，包括风电 263.5 万千瓦、光伏 623.9 万千瓦，新能源装机容量在国内绿电运营商中已位居前列。2021 年公司新能源发电量 95.1 亿 kWh，较去年同期增长 68.7%，其中光伏发电量 49.7 亿 kWh（同比+109.8%），风力发电量 45.5 亿 kWh（同比+39%）。
- **成为集团唯一新能源平台。**在公司确定收购中核汇能后，母公司中核集团出具了《关于在新能源发电领域避免与中国核能电力股份有限公司同业竞争的承诺函》，承诺除了与中国核工业建设集团合并形成的新能源发电业务外（主要为新华水电），集团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。

图表 7：公司风电发电量及增速（亿 kWh、%）



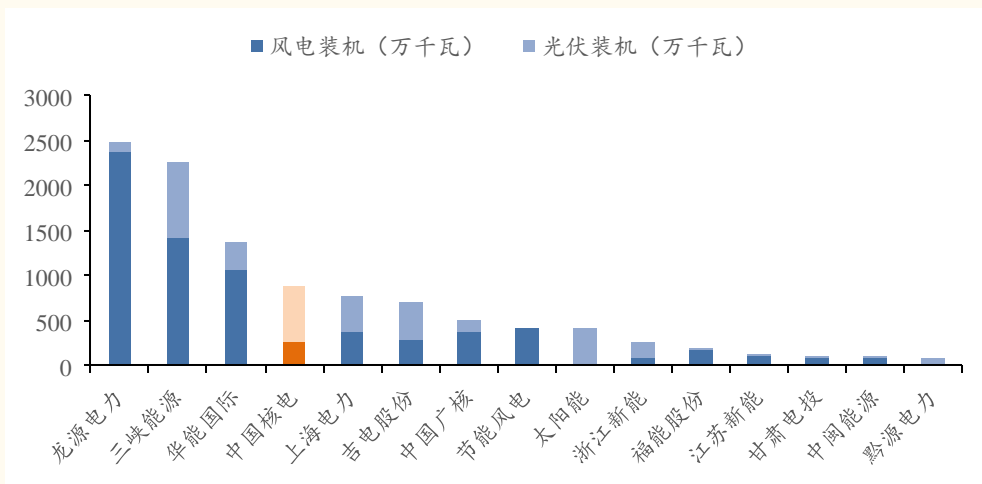
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 8：公司光伏发电量及增速（亿 kWh、%）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 9：国内主要新能源运营公司的装机容量比较

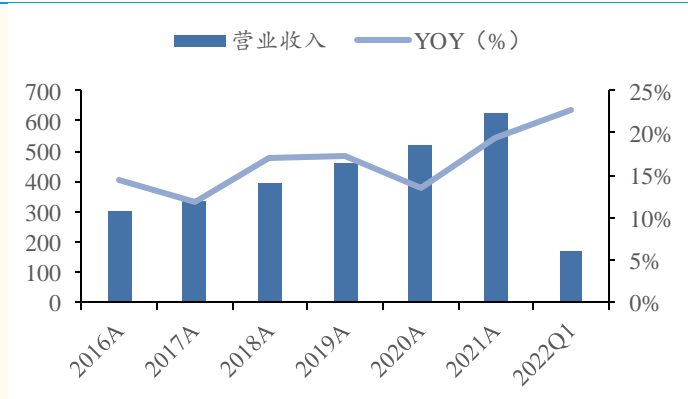


来源：公司公告，国金证券研究所

## 1.2 盈利能力回升，业绩稳健向好

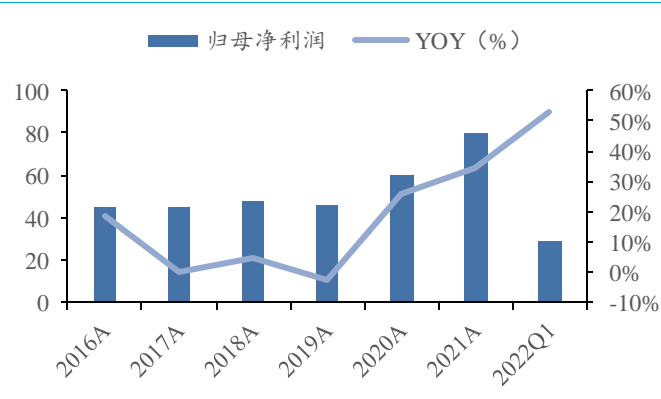
- **核电主业增长稳健。**目前公司的营业收入主要来源于核电，核电新机组的投运，加上利用小时数的回升带来了稳步增长的业绩。2021 年公司实现营收 623.7 亿元，同比+19.3%，2015-2021 年的营业收入年复合增长率 15.6%。22Q1 实现营收 171 亿元，同比增幅再扩大至 22.8%。
- **三门机组影响消除，利润回升。**近年来公司的毛利率保持稳定，但在 2017-2019 年营业收入保持增长的情况下，归母净利润几无增长，净利率也有所下滑，主因：（1）2017-2018 年投产多台新机组，费用化部分增多；（2）2019 年，三门一期两台核电机组由于设备问题，投产不顺对公司的业绩产生了负面影响。2020 年以来，三门核电两台机组开始满额发电，对公司业绩的不利影响消除。2021 年公司实现归母净利润 80.4 亿元，同比+34.1%。今年得益于售电市场化占比提升，加上市场化电价上涨，一季度毛利率显著上升至 51.5%；加上较好的费用控制，22Q1 实现归母净利润 28.8 亿元，同比+53.2%。

图表 10：公司营业收入及同比增速（亿元、%）



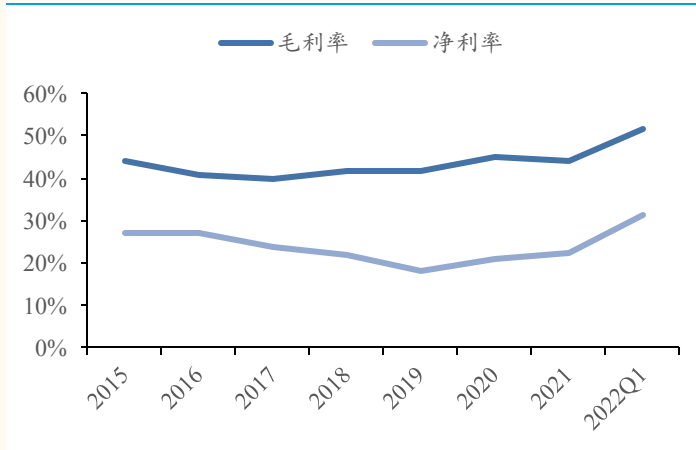
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 11：公司归母净利润及同比增速（亿元、%）



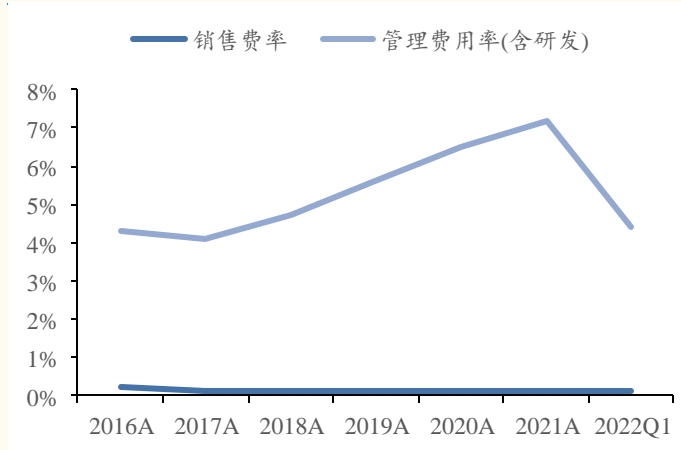
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 12：公司毛利率、净利率（%）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 13：公司销售费用率、管理费用率（%）



来源：公司公告，国金证券研究所

## 2、量、价齐升，看好公司核电业绩增长

### 2.1 当前看点 1——电量扩大：今年新增“一台半”机组电量

- **我国核电发电占比低于全球 5 个百分点，发展空间广阔。**目前我国核电发电占比仅约 5%，而全球平均占比为 10.6%，这与我国煤炭资源禀赋相对充足，火电作为主力电源的关系较大。在“双碳”目标以及核安全技术进步的

背景下，电力供给格局将呈现火电边走边退、水电开发逐渐达到天花板、风光快速发展、核电积极有序发展的格局。

- **政策对核电行业的走势有决定性的影响。**复盘近 10 年的核电政策演变，大致可分为四个阶段，追求安全性、加强质量管理是最首要的目标：
- ✓ **第一阶段：2011 年至 2014 年：**日本福岛核泄漏后，国内核电历经了一年半的安全检查，虽然得出安全有保障的结论，但不上马新的核电项目，核电审批速度放缓乃至暂停；
- ✓ **第二阶段：2015 年：**“十二五”规划收官之年，核能协会、国家能源局相关人员在不同场合透漏年内将有 6-8 台核电机组开工建设。随后 8 台新机组审批通过，核电重启预期升温；
- ✓ **第三阶段：2016 年至 2018 年：**2015 年审批通过 8 台机组之后，虽然国家政策多次提过核电建设目标，但并无新核电机组报批。出现这个局面一方面是福岛事故后公众舆论压力仍存；另一方面是福岛事故后新机组要求达到三代机组的安全性，2018 年之前国内三代核电并无商运投产案例，因此审批谨慎；
- ✓ **第四阶段：2019 年至今：**随着三代核电项目落地，2019-2020 年国家每年核准新机组 4 台，2021 年《政府工作报告》提出“积极有序发展核电”，同年国家核准 5 台机组，核电机组审批和开工的节奏明显加快。根据中国核能行业协会发布的《中国核能发展与展望（2021）》预计，在 2022-2025 年间，我国有望年均核准 7-8 台机组。

**图表 14：近十年推动核电发展的相关政策**

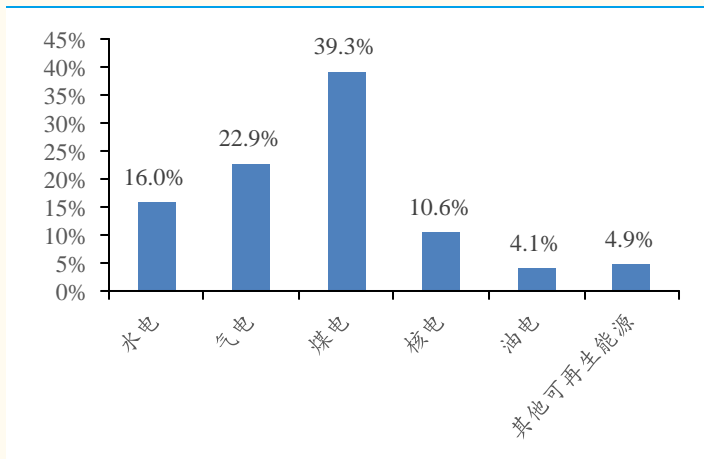
时间	政策	政策内容
2011 年 3 月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》	关于核电，“十二五规划”表示，在确保安全的基础上高效发展核电。同时，在“优化能源开发布局”一节中，《规划》提出，重点在东部沿海和中部部分地区发展核电。
2014 年 3 月	《2014 年能源工作指导意见》	加强在运核电站安全管理，确保核电站安全运行。加快推进国内自主研发和工程验证，重点做好大型先进压水堆和高温气冷堆重大科技专项示范工程建设，加快融合技术的论证，避免多种堆型重复建设。制订核燃料技术发展总体规划，保障核电安全高效可持续发展。
2016 年 3 月	《关于国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》	《规划》表示，以沿海核电带为重点，安全建设自主核电示范工程和项目。《规划》还称，加速开发新一代核电装备和小型核动力系统、民用核分析与成像，打造未来发展新优势。
2018 年 1 月	《关于加强核电工程建设质量管理的通知》	要求加强工程建设过程质量管理。主要是从工程招标投标、质量监督、承包商管理等方面多措并举，确保质量管理体系有效运行。充分做好工程评估和风险管理，建立核电项目建设各阶段评估标准和机制。规范核电建设市场行为，防止不合理低价中标，严格控制分包活动，制定不允许分包物项和服务清单。
2021 年 3 月	《政府工作报告》	政府工作报告中提到：扎实做好碳达峰、碳中和各项工作。制定 2030 年前碳排放达峰行动方案。优化产业结构和能源结构。推动煤炭清洁高效利用，大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。

来源：政府官网，国金证券研究所

- **总结来看：发展核电是改善我国能源结构的必然选择，同时我国三代核电技术日益成熟，相关的负面舆论因素也逐步消退，对于发展核电的政策取向愈发清晰、明确，核电发展进入一个政策加持期。**

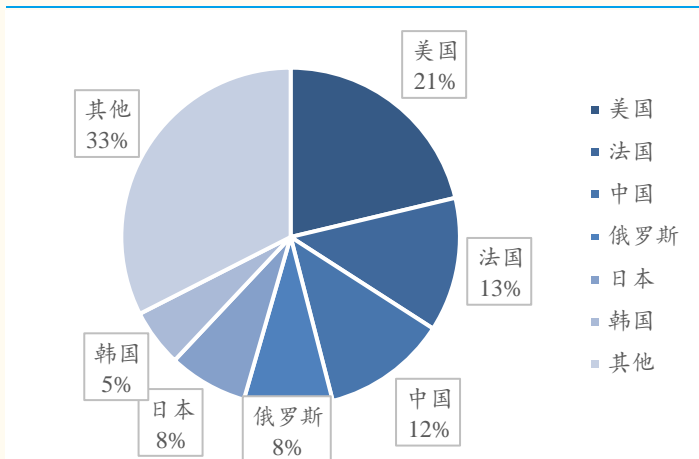


图表 15：世界各国发电结构占比 (%)



来源：中国核能行业协会，国金证券研究所

图表 16：世界主要国家核电装机容量分布 (%)

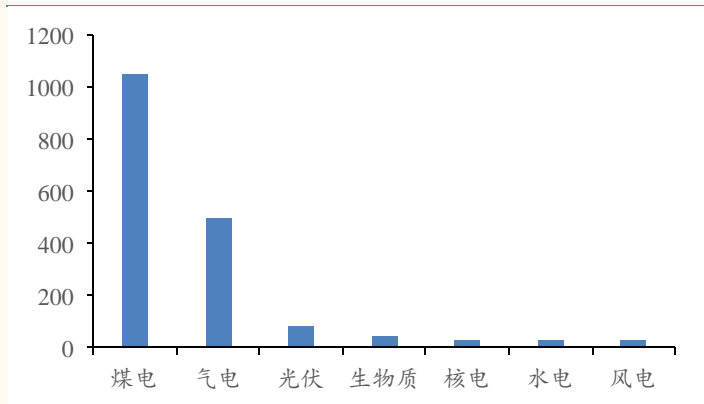


来源：国金证券研究所

■ 低碳效应显著、承担基础负荷角色，核电对于“双碳”目标的实现不可或缺。

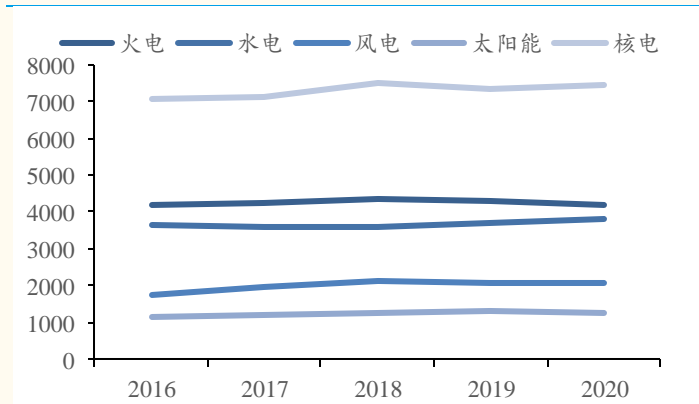
(1) 低碳优势：目前我国电力行业的碳排放量约占全国排放总量的 44%，是碳排放最大的部门。核电全生命周期的总碳排放量较少，仅为 29g/kWh，为煤电度电碳排放的 2.8%，也低于光伏和生物质发电，且运行过程中不产生直接的碳排放。(2) 基荷优势：此外，核电具有密度高、出力稳定的突出优势，可独立承担基础负荷。(3) 利用小时数优势：单个核电机组平均年利用小时数超 7000 小时，远高于其他电源。无论是从碳排放量、独立性、稳定性角度上看，核电都是替代煤电成为低碳基荷电源的最优选择。

图表 17：各类电源全生命周期 CO2 排放量 (g/kWh)



来源：Wind，国金证券研究所

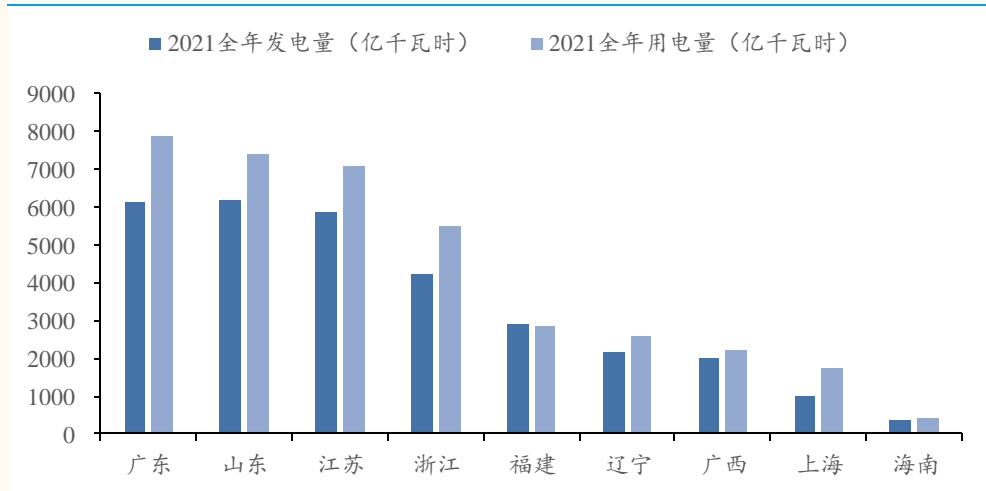
图表 18：各类电源全国平均利用小时数 (小时)



来源：中国电力统计年鉴，中国核能行业协会，国金证券研究所

■ 沿海核电有助于缓解沿海省份发、用电不均衡问题，改善结构性缺电。中国沿海省份发电量均小于用电量，均存在缺口，目前以特高压从外省市输送缓解。从经济性看，沿海新建核电可以一定程度缓解沿海省份电力短缺问题。当前沿海核电相比于内陆核电，在技术成熟度上更具优势、沿海地区自净能力也优于内陆，发展核电的条件较为充足。

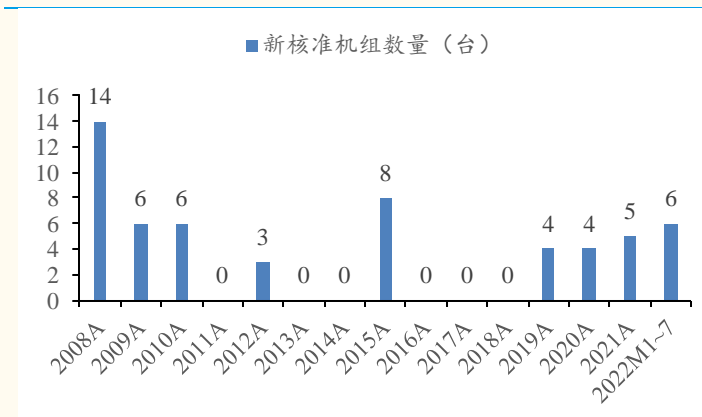
图表 19：2021 年中国沿海城市发、用电情况



来源：中电联，国金证券研究所

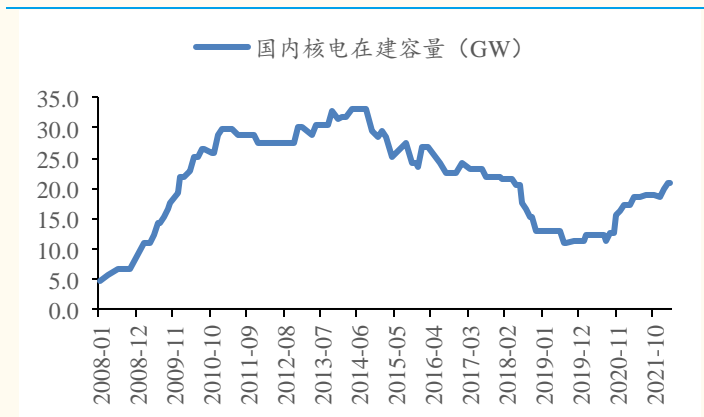
- **核电审批重启，核电建设有望加速。**自 2011 年日本福岛发生核安全事故以来，我国的核电审批进展缓慢，在 2021 年的《政府工作报告》中明确提出“在确保安全的前提下积极有序发展核电”，这是过去四年来首次在政府工作报告中明确提及核电，也是政府工作报告中首次用“积极”来形容核电的发展。2021 年 10 月 24 日发布的《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》中，都再次提到“积极安全有序发展核电”。预计未来我国核电审批将回归正常，核电建设有望按照每年 6~8 台机组的速度稳步推进。

图表 20：中国年度核准新机组数量（台）



来源：国家核安全局，国金证券研究所

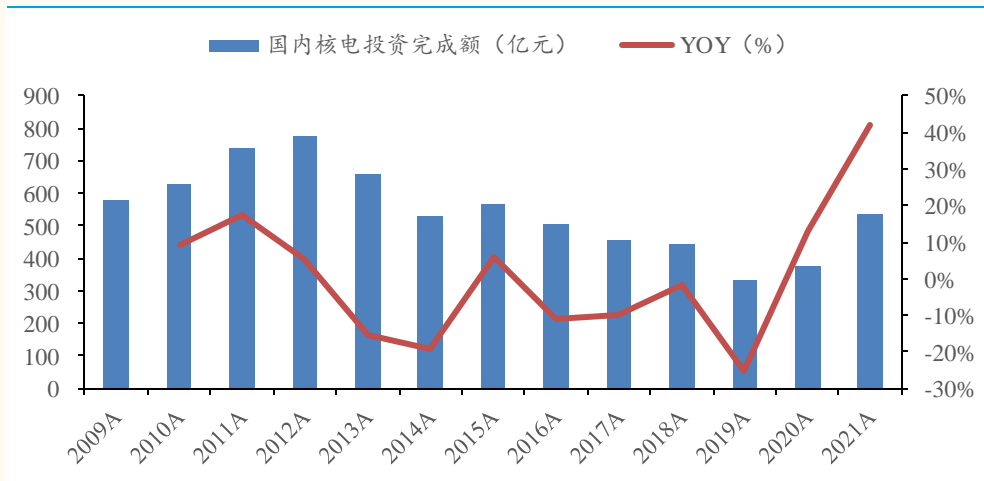
图表 21：中国核电机组在建容量（GW）



来源：Wind，国金证券研究所

- **核电投资边际好转。**2019 年至今，国内核电并网容量年均增速均低于 10%，但从投资完成额这一前瞻性指标来看，2020 年、2021 年核电投资完成额分别达 379 亿元和 538 亿元，分别同比增长 13.1%、42%，增速创新高。

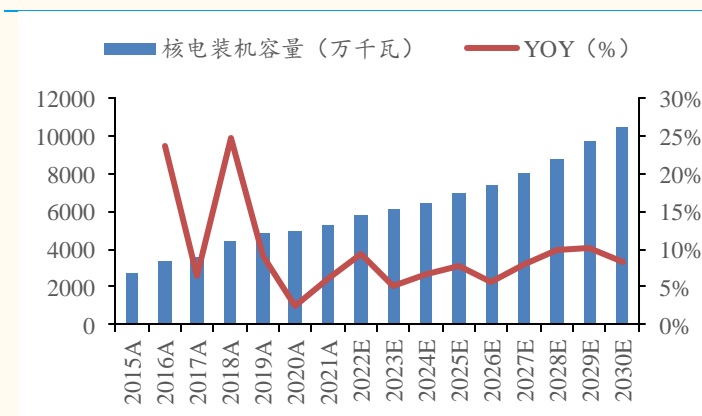
图表 22：国内核电投资完成额及增速



来源：Wind，国金证券研究所

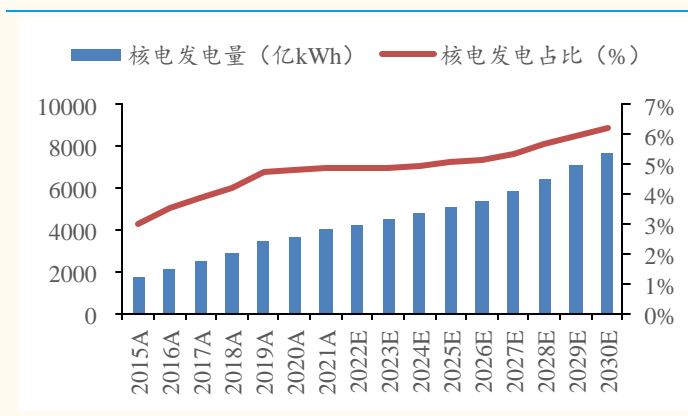
- 预计核电占比将稳步提升，2030 年发电量升至 6.2%。2021 年我国在运核电机组总装机容量 5464.7 万千瓦，占发电总装机比例 2.3%，核电发电量 4071.4 亿 kWh，占全国总发电量的 4.8%。参考中国核能发展报告（2021），并根据年用电量需求及风、光、水、生物质能潜在可供电量分析：我们将核电视作为补缺口电源，预计至 2030 年核电装机超 1 亿千瓦，核能年发电达 7692 亿 kWh，占电力总供应 6.2%。

图表 23：至 2030 年我国核电装机及增速预测



来源：中国核能发展报告（2021），Wind，国金证券研究所

图表 24：至 2030 年我国核电发电量及占比预测



来源：中国核能发展报告（2021），Wind，国金证券研究所

- 从竞争格局看，行业“双寡头”局面已明确。“资质+技术+资金”共同铸成核电行业高、深、宽的行业壁垒，目前国内核电行业只有中核、中广核和国电投三个厂商，前两者市占率合计又近 95%。截止 2021 年底，中国核电市占率为 42%，先发优势已经突出，同时背靠中核集团有着产业链优势。电价市场化后电价理论上存在一定的正负波动范围，而新增装机带来的售电增加是业绩更主要的增量来源，也是决定未来竞争格局的主要因素。
- 公司核电装机稳步增长，22 年相比去年新增“一台半”机组的发电量。
- ✓ 看 2022 年：全行业今年预计新投产 3 台机组（367 万千瓦），其中公司今年的装机增量来源于年初并网的福清 6 号机组（116.1 万千瓦，今年贡献一年的发电量），以及去年年中并网的田湾 6 号机组（111.8 万千瓦去年贡献半年发电量，今年可以贡献一年的电量），相当于同比新增“一台半”机组的发电量。从 22H1 数据来看，核电板块实现上网电量 830.7 亿千瓦时，同比增速为 7.3%，全年增速预计与之持平。

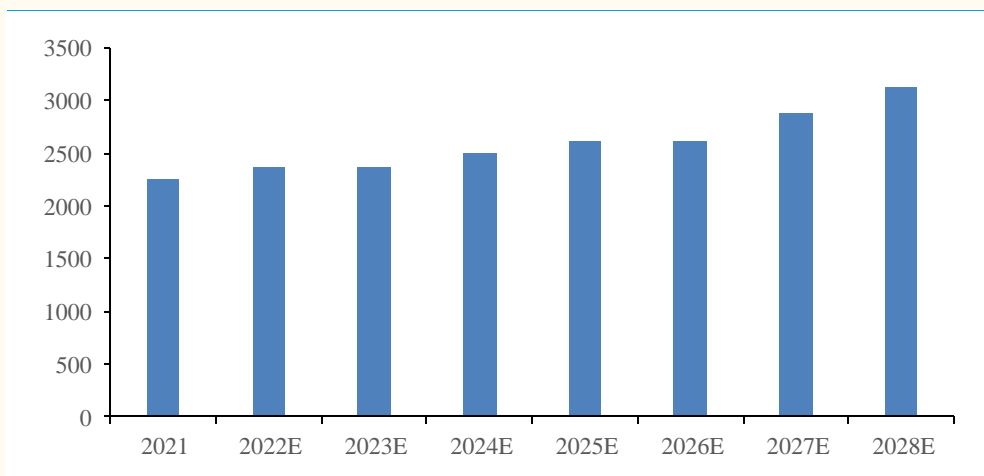
- ✓ **看中长期：**截至 2022 年 3 月，公司拥有在建核电机组 6 台，总装机容量达 635.3 万千瓦。漳州一期的两台机组预计在 2024、2025 年投产。2021 年以来，田湾 7 号、海南昌江小堆、徐大堡 3 号、田湾 8 号机组陆续开工建设，有望在“十五五”期间建成投产。徐大堡 4 号机组也已获得核准，预计在 2022 年可启动开工。此外，公司还拥有三门核电二期、徐大堡一期和二期、湖南桃花江核电、福建三明核电、河南南阳核电等已开展前期准备、尚未核准的核电项目。随着核电审批回归常态，未来公司的核电装机有望稳步增长，为公司带来营收和利润的增量。

图表 25：公司在建和核准待建核电机组详情（截至 2022 年一季度）

地区	核电机组	核准时间	装机容量（万千瓦）	状态	预计投产时间	机型
福建	漳州 1 号机组	2019 年	121.2	在建，2019 年 10 月 16 日开工	2024 年	华龙一号
	漳州 2 号机组	2019 年	121.2	在建，2020 年 9 月 4 日开工	2025 年	华龙一号
辽宁	徐大堡二期 3 号机组	2021 年	127.4	在建，2021 年 7 月 28 日开工	2027 年	VVER1200
	徐大堡二期 4 号机组	2021 年	127.4	已核准	2027 年	VVER1200
江苏	田湾 7 号机组	2021 年	126.5	在建，2021 年 5 月 19 日开工	2026 年	VVER1200
	田湾 8 号机组	2021 年	126.5	在建，2022 年 2 月 25 日开工	2027 年	VVER1200
海南	昌江小堆示范项目	2021 年	12.5	在建，2021 年 7 月 13 日开工	2026 年	玲龙一号 ACP1000

来源：公司公告，国金证券研究所

图表 26：公司在运核电装机容量预测（万千瓦）



来源：公司公告，国金证券研究所

## 2.2 当前看点 2——电价上浮：煤电价格支撑下，今年市场化电价上浮

- **煤电价上浮为市场化电价提供支撑。**2021Q3~Q4 我国多地出现限电限产现象，煤炭价格的大幅上涨加剧了电力供需失衡问题。为缓解煤电短缺问题，一些省份允许煤电交易价格在基准价格基础上上浮不超过 10%。2021 年 10 月，国常会将电力市场交易电价相对基准价格的浮动范围由上浮不超过 10%、下浮不超过 15%，扩大为上下浮动均不超过 20%，且高耗能行业不受上浮 20%的限制。同月，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》，要求有序放开全部燃煤发电电量上网电价，电力市场化进程加快，我国多地的电力市场成交价均较基准价出现上浮。

- 部分地区此前市场化改革后电力交易均是折价成交，当前转为溢价。核电作为可与煤电竞争的基荷电源，通常和煤电一起参与各省的电力市场交易，市场交易电价与当地煤电交易电价基本一致，之前也都低于核电机组的核准上网电价。在电力市场中受益于煤电市场电价的上涨，核电也将从折价转为溢价。
- ✓ 以江苏为例：根据 2021 年 12 月江苏电力交易中心公布的《2022 年江苏电力市场年度交易结果公示》，2022 年年度交易成交均价 0.467 元/kWh，相较于煤电基准价格 0.391 元/kWh 上浮了 19.4%。而公司在江苏的田湾 1-2 号机组、3-6 号机组核准电价分别为 0.439 元/kWh 和 0.391 元/kWh，相比之下也出现了一定的溢价。
- 近年来公司市场化交易电量的占比不断加大。2020 年市场化交易的总电量达 511.8 亿 kWh，占公司核电总上网电量的 37.1%，2021 年占比升至 38.6%。而以往公司参与市场交易度电折价约 0.03-0.07 元，预计今年的折价将消失，并能在核准电价的基础上平均上浮 0.02 元/kWh 以上。

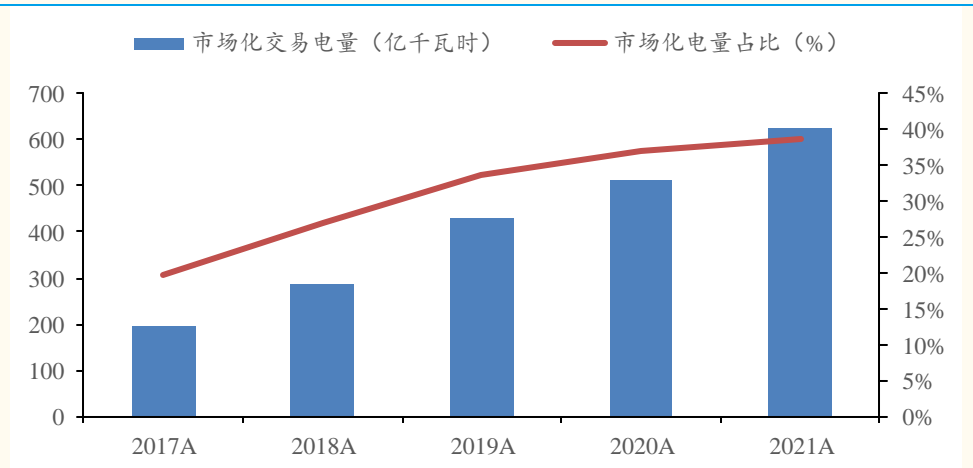
图表 27：近年国家及浙江、江苏电力市场化支持政策一览

时间	政策	发布部门	政策内容
2020 年 6 月	《电力中长期交易基本规则》	国家发改委	全国省间和省内发用电计划的安排、可再生能源的交易内容、各类市场主体的准入和权利义务、安全校核、市场监管、信息披露、相关政府机构的职责分工等。
2021 年 10 月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	国家发改委	有序放开全部燃煤发电电量上网电价；扩大市场交易电价上下浮动范围；推动工商业用户都进入市场；保持居民、农业用电价格稳定。
2021 年 12 月	《2022 年浙江省电力市场化交易方案》	浙江发改委等	2022 年浙江电力市场化交易规模根据全省工商业用户年度总用电量规模确定。其中，中长期交易电量占比不低于 90%，现货市场交易电量占比不高于 10%。工商业用户须全电量参与市场交易。110 千伏及以上用电电压等级的工商业用户应参与电力现货市场交易，现货交易电量不高于其前三年用电量平均值的 10%，剩余交易电量为中长期交易电量。其他工商业用户交易电量原则上全部为中长期交易电量。
2021 年 11 月	《关于开展 2022 年电力市场交易工作》	江苏发改委等	光伏发电按照全年不超过 900 小时、风电按照全年不超过 1800 小时电量参与年度市场交易；对于省内统调光伏、风电机组的绿色电力市场交易电量按照实际交易电价结算。

来源：公开资料整理，国金证券研究所



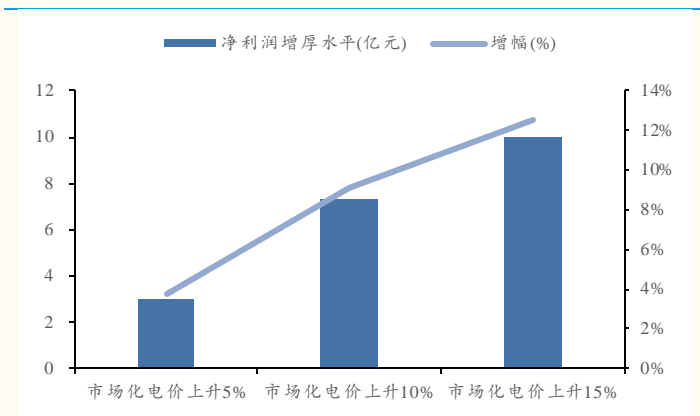
图表 28：公司市场化交易电量及在上网电量中的占比（亿 kWh、%）



来源：公司公告，国金证券研究所

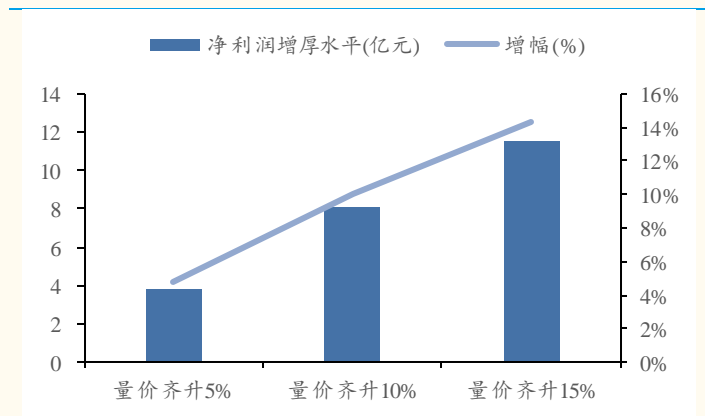
- **电价、市场化电量提升带来利润弹性。**根据测算，假设江苏和浙江年市场化交易电量为当地发改委计划值，其余省份为 2021 年实际市场化电量；假设以 2021 年实际市场化电价为基础，全年平均分别上涨 5%、10%、15%，则公司核电业务全年或可增厚经营利润分别为 3/7.3/10 亿元，同比+3.7%/9.1%/12.5%。进一步，假设市场化电量分别提升 5%、10%、15%，则经营利润可增厚的最大值可达 11.5 亿元，同比+14.4%（电价、电量均提升 15%的条件假设下）。

图表 29：市场化电价对公司净利润影响测算



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 30：量价齐升对公司净利润影响测算



来源：公司公告，国金证券研究所

## 2.3 长期看点 1——三代核电优势发挥，小堆技术进入验证阶段

- **与前代相比，三代核电安全性更佳。**三代核电技术是当前最先进的主流商用核电技术，相比第一、二代核电具有更高的安全性，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。我国首个采用三代核电技术的项目是浙江三门核电 1 号机组（中国核电项目），采用的是美国开发的 AP1000 堆型，这也是 AP1000 的全球首堆。

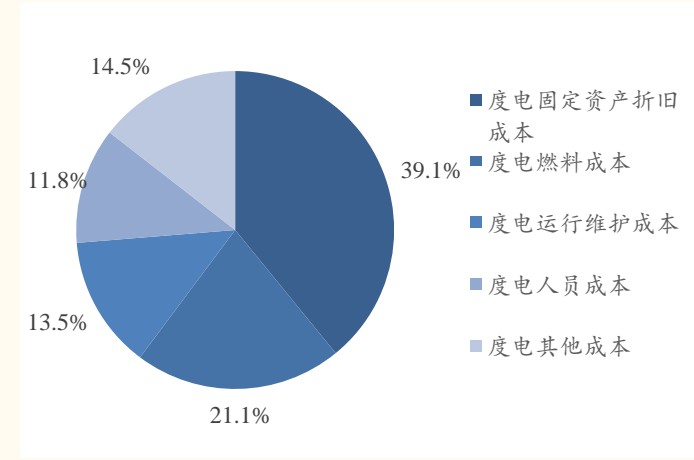
图表 31：二代机与三代机多维对比

比较维度	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
	大修用时	日常大修天数 30 天，5 年/10 年大修或首次大修 45-60 天	22-23 天
污染性	放射性废物排放量	多	少
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

来源：公司年报，国金证券研究所

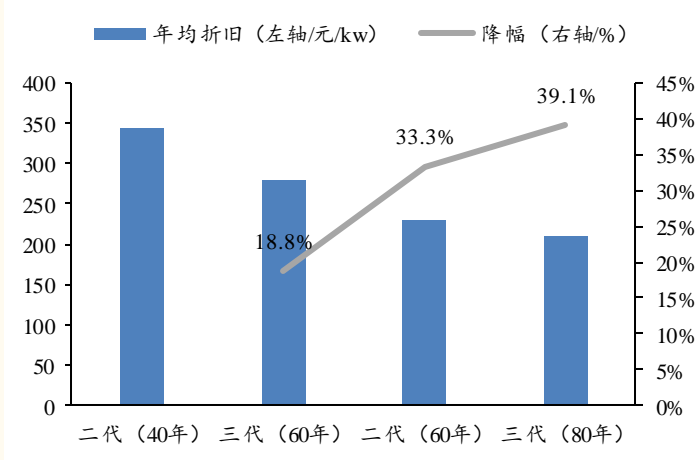
- **与前代相比，三代核电寿命延长、大修减少，经济性更佳。**全生命周期利用小时数提升超 18 万小时。二代机组使用寿命为 40-60 年，三代机组为 60-80 年，较二代机组提升 50%；检修周期也由二代机组的 12-18 个月大修一次延长至 18-24 月，相应的检修用时也从 30-60 天缩短至 22-23 天。在仅考虑年度大修，并假设运行寿命为 60 年，检修周期为 18 个月，检修用时为 22 天的情况下，一台三代核电机组较二代机组的全生命周期运行时长将增加约 251 个月，折合 18.1 万小时，增幅高达 56.6%，按照目前电价来算，每台机组能合计额外产生 240 亿营收。
- **年均折旧减少 18.8%。**核电运营具有显著的重资产特性，在成本构成中固定资产折旧占比达到 39.1%。根据公司 2020 年年报数据显示，使用 M310+ 二代机组的田湾 5、6 号机组项目单机装机规模为 111.8 万千瓦，造价约合 307.9 亿元，若按 40 年生命周期计算，年均折旧为 344.2 元/kw；而使用“华龙一号”三代机组的福清 5、6 号机组项目单机装机规模 116.6 万千瓦，造价约合 389.6 亿元，若按 60 年生命周期计算，年均折旧 279.6 元/kw，较二代机组年均折旧下降 18.8%。

图表 32：公司核电业务成本构成



来源：公司年报，国金证券研究所

图表 33：二、三代机组年均折旧对比



来源：公司公告，国金证券研究所

- **三代机组的两条技术路径比较：**与 AP1000 相比，“华龙一号”具有造价低的优势。目前我国新建核电项目主要应用三代核电技术，主要有 AP1000 与华龙一号两种机型。AP1000 为美国西屋公司设计，商运时间稍早；而华龙一号国产化率超 85%，是由二代机组升级而来。目前华龙一号造价在 1.6 万元/kW，与 AP1000 1.8 万/kwh 的造价相比有成本优势。考虑到国产化程度更高、二代机组在国内的产业链发展已较为成熟，我们认为随着三代机组应用规模扩大，华龙一号未来降本节奏会快于 AP1000。

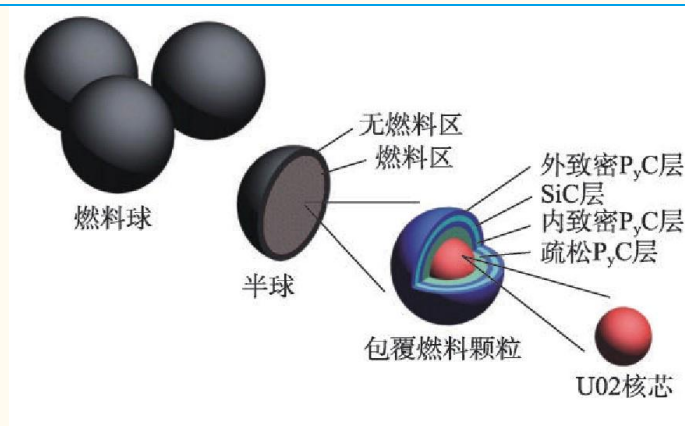
图表 34：华龙一号与 AP1000 多维对比

比较维度	指标	华龙一号	AP1000
经济性	工程造价	约 1.6 万/kwh	1.8 万/kwh
	寿命	60 年	60 年
	堆芯换料周期	18 个月	18 个月
	电功率	116.1 万千瓦（首堆）	125 万千瓦
安全性	反应堆堆芯损坏概率	$<1.0 \times 10^{-6}$ / 堆·年	$5 \times 10^{-7}$ / 堆·年
	大量放射性释放概率	$<1.0 \times 10^{-7}$ / 堆·年	$5.94 \times 10^{-8}$ / 堆·年
	安全设计	兼顾能动系统和非能动系统	非能动系统为主，少量能动系统

来源：公司官网，国金证券研究所

- **除主流的三代机组外，目前我国第四代核电机组的发展也已取得重大进展。**2021 年 12 月 20 日，山东石岛湾高温气冷堆示范工程首次并网发电，这是我国自主研发、世界首座具备四代核电性能的商用核电站。高温气冷堆具有固有安全性好、发电效率高、多模块灵活组合等特点，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热等领域商业化应用前景广阔。
- **第四代机组反应堆化学形态更加稳定，安全性能进一步提升。**第四代机组主要采用高温气冷堆技术，与前三代核电机组所使用的压水堆技术相比，安全阈值更高。根据《我国高温气冷堆技术及产业化发展》介绍：
  - ✓ **技术升级主要体现在燃料元件、冷却剂与慢化剂的选择与结构设计两方面：**
    - （1）燃料元件：采用碳化硅球外壳包覆燃料颗粒；
    - （2）冷却剂：使用氦气惰性气体替代水；
    - （3）慢化剂：采用熔点 3000℃ 以上的石墨替代水；
    - （4）结构设计：上端进料、下端卸料，无需停堆换料。
  - ✓ **安全性能提升体现在：**（1）模块化小堆+石墨吸热，避免停堆后的持续升温（福岛核电站事故原因）；（2）包覆颗粒燃料结构，固锁放射性裂变产物，避免放射性物质泄漏；（3）可控制进料进度，不必一次性放入过量燃料，有效控制反应。

图表 35：第四代核电机组安全性提升的重点——包覆燃料颗粒结构



来源：《我国高温气冷堆技术及产业化发展》，国金证券研究所

■ 四代机组经济性较三代机组进一步提升，具体体现在四方面：

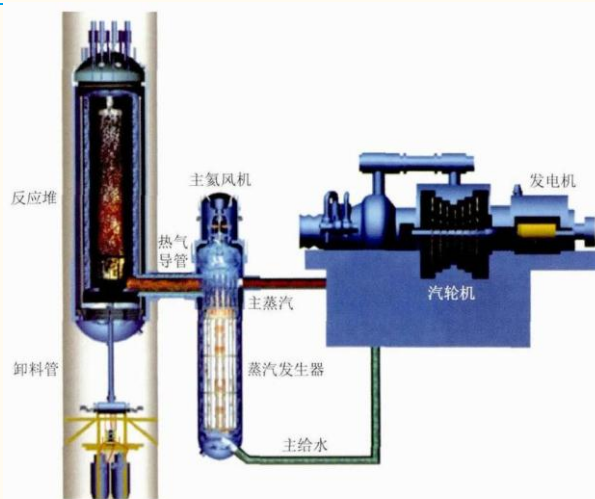
(1) 机组系统简单。在保障安全性能的基础上减少安全壳与稳压器装置，且无需压水堆机组的应急给水系统与安全注入系统。

(2) 模块化建造成本低、用时短。模块化建造减少大量焊接工作，且将建造时间压缩至 4 年。

(3) 发电效率、利用小时数提升。根据《高温气冷堆核电技术产业化思考》测算，高温气冷堆发电效率可达 42%-50%，而压水堆发电效率为 33%-35%。此外，四代机组无需停堆换料：高温气冷堆通过堆芯上方的装料机构向堆芯装料，而在堆芯下部的卸料机构卸料，从而实现不停堆换料。与目前三代机组相比，检修时间缩短，全生命周期利用小时数提升。

(4) 四代机组可充分利用现 9 有燃煤机组改组建造。四代机组发电系统与 60 万 kWh 燃煤机组类似，可利用燃煤机组原有设备设施建设四代核电机组，一方面减少核电建造成本，另一方面为火电转型升级提供可能路径。

图表 36：四代机组（以 HTR——600 为例）工作示意图——可不停堆换料



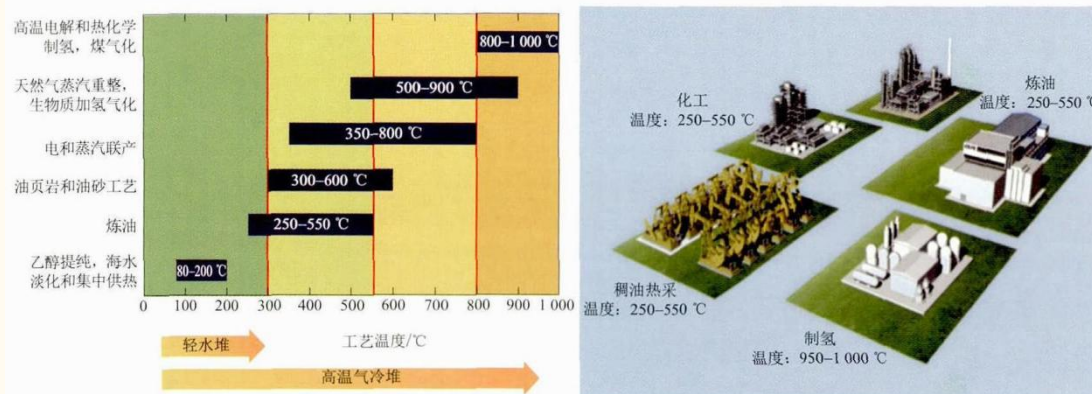
来源：《我国高温气冷堆技术及产业化发展》，国金证券研究所

■ 产生高温蒸汽附属品，应用于工业的前景广阔。目前压水堆三代机组在 15MPa 的压力下，将一回路中冷却水饱和温度升至 340℃ 来加热二回路中的水、产生蒸汽做功发电，到冷却剂出口温度仅能达约 330℃，主要热能运用范围集中在乙醇提纯，海水淡化与集中供热领域。而四代机组采用氦



气+石墨+其他耐高温材料，冷却剂出口温度可以达到 950℃，这使得机组产生的工业蒸汽应用范围大大扩展，其中 900-950℃的高温工艺热可应用于大规模制氢，而 540℃以下的工业蒸汽可运用于化工、炼油、稠油热采等领域，可覆盖热能市场多领域需求。

图表 37：高温气冷堆蒸汽应用示意图



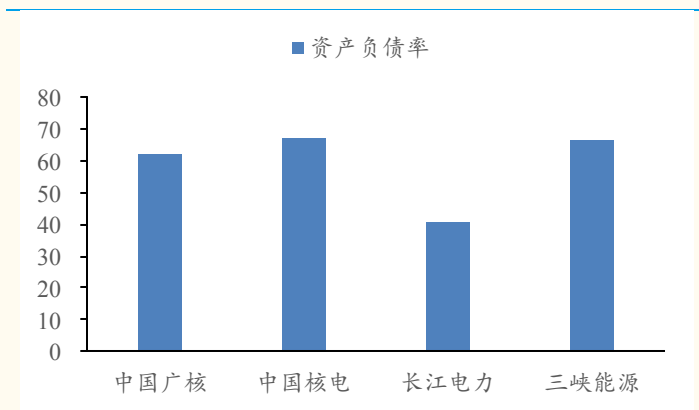
来源：NGNP，国金证券研究所

**关注敏捷端核电的新业务新模式：**公司未来将形成“核能+非核清洁能源+敏捷端新产业”的业务发展布局。其中敏捷端的业务主要围绕核能多用途利用展开，属于核能产业链的延展和开拓，具体包括未来小堆、高温制氢、高温气冷堆等等。这部分业务目前还处于探索阶段，有部分试点（预计 2026 年投产），通过试点来明确开发方向，未来逐步产业化。

#### 2.4 长期看点 2——与可比公司相比，核电业务防御属性有望进一步凸显

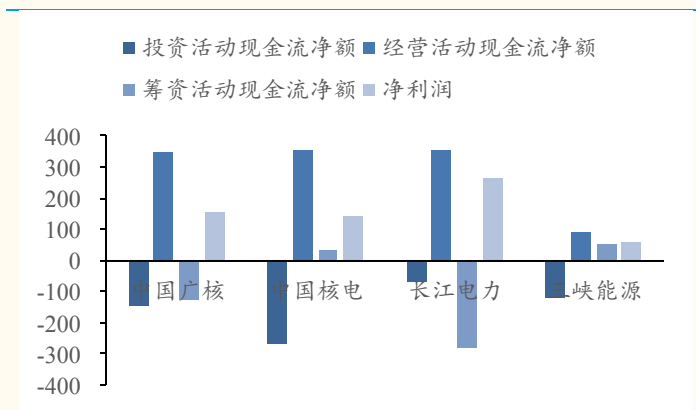
- 与长电开发模式有不同+涉足新能源，中国核电对资本开支仍有较高要求。从早期三峡电站运营，到 2016 年溪、向电站注入，再到近期乌、白电站注入，长江电力规模扩张呈现数年一个阶梯的特点，且采用集团建设再注入的独特开发模式，使其在建设期持续资本开支的压力较小，相对应的能够维持低于核电、纯绿电运营商的资产负债率。而中国核电在投资核电新建机组的同时涉足新能源开发，现阶段对资本开支的要求更高。

图表 38：国内可比公司资产负债率比较（%）



来源：公司公告，国金证券研究所注：比较基准为 2021 年公司年报

图表 39：国内可比公司现金流、净利润比较（亿元）



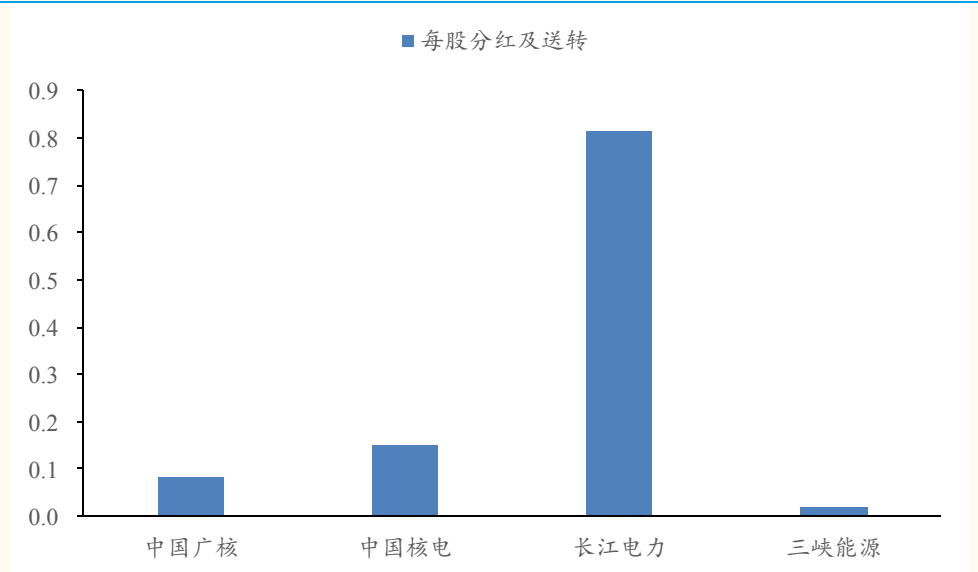
来源：公司公告，国金证券研究所注：比较基准为 2021 年公司年报

- 公司当前已具备一定的公用事业防御属性，每股分红及送转略高于中广核。相比于纯绿电运营商三峡能源，无论是核电还是水电企业都因为度电运营成本较低，在电站投产后经营活动现金流净额高出净利润较多，现金流充沛。体现在分红方面，长江电力因其高分红而被认为是具有极强的防御属



性，我们认为类似商业模式下核电企业也同样具备该属性，从 2021 年数据来看，中国核电每股分红、送转要高于同行中广核。

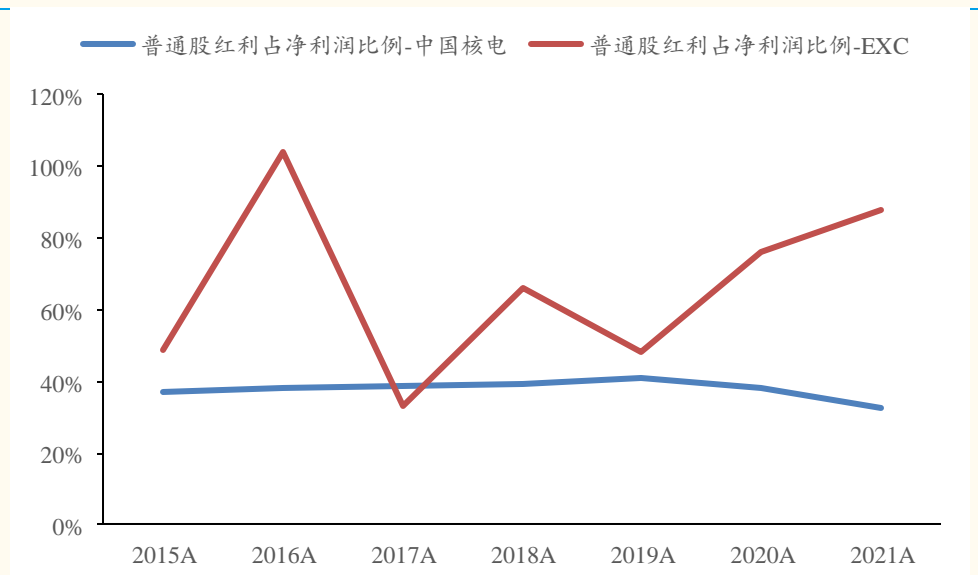
图表 40：国内可比公司每股分红、送转与基本 EPS 比较（元/股）



来源：公司公告，国金证券研究所 注：比较基准为 2021 年公司年报

- 美核电龙头爱克斯龙分红比例不断扩大，公司拓展新能源业务、分红比例下滑。爱克斯龙（EXC）是美国最大的核电运营商，多年来其分红比例不断提升，在美股 2021 年电力板块平均 27 倍 PE 估值的背景下，享受一定的估值溢价达到 33 倍 PE；而目前中国两大核电龙头中国核电、中国广核估值水平均在 20 倍以下，低于电力板块均值（新能源板块拉高估值均值）。我们认为从中可以看到：美国作为全球最大的核能国，核电龙头迈入成熟期，会自然走向高分红的方向；国内核电当前处在新的发展阶段，公司目前随着新能源的开发影响了分红比例，但核电业务分部未来分红逐步增多将是大势所趋、值得期待。

图表 41：与美国核电龙头爱克斯龙分红占比比较（元/股）



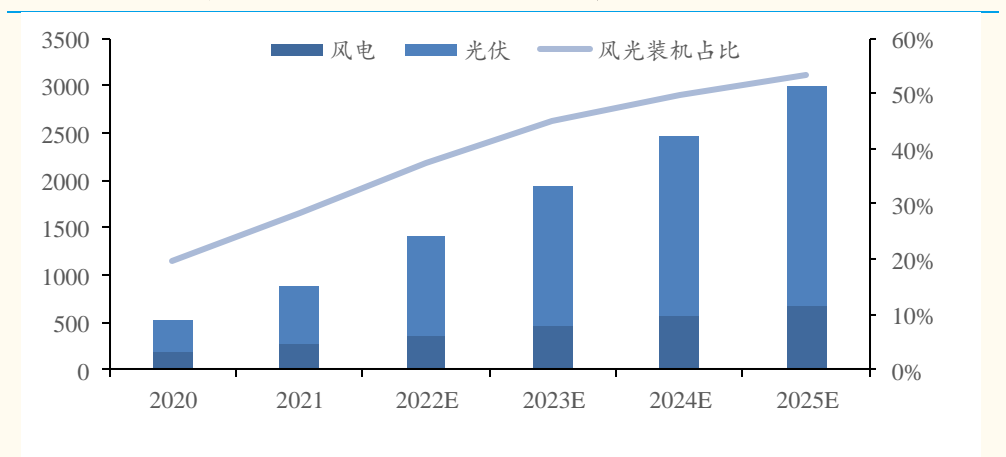
来源：公司公告，国金证券研究所 注：比较基准为 2021 年公司年报

### 3、新能源开发高增量，为核电巨头进一步注入成长性

#### 3.1 “十四五”新能源发力，装机规模上“再造”一个中国核电

- 公司“十四五”装机规模计划翻倍，主要增量在新能源。到 2025 年，公司规划运行的电力装机容量达到 5600 万千瓦，而由于 2016-2018 年我国核电审批的停滞，2023 年将面临新机组投产的一年空窗期。从增量上看，除 2024、2025 年常规核电机组并网，主要增量就集中在新能源的装机。
- 公司“十四五”期间新能源装机 CAGR 为 35.6%。截至 2021 年末，公司拥有新能源在运装机容量 887.3 万千瓦，较去年同期增长 69%，其中风电 263.5 万千瓦、光伏 623.9 万千瓦，分别增长 50%和 78.6%；拥有新能源在建装机容量 192.2 万千瓦，包括风电 27 万千瓦和光伏 165.2 万千瓦。根据公司的“十四五”规划目标，到 2025 年公司的在运电力装机将达到 5600 万千瓦，而 2025 年公司核电装机预计达 2600 万千瓦，意味着新能源装机将达到 3000 万千瓦。为达成目标，2022~2025 年公司新能源装机将年均新增超过 500 万千瓦，2021~2025 年 CAGR 为 35.6%。由于目前低基数，预计今年装机增速达 56%。

图表 42：公司新能源装机容量及占比预测（万千瓦、%）

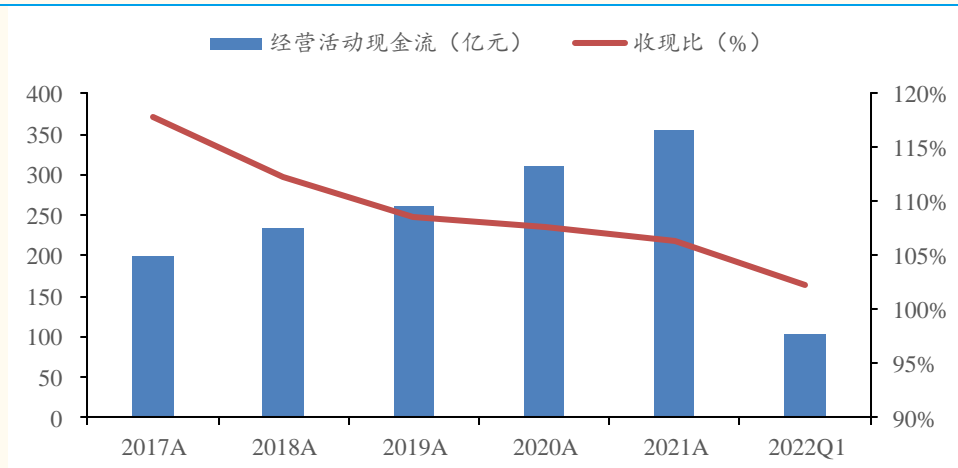


来源：公司公告，国金证券研究所

#### 3.2 在手资金、土地储备、集团资源是其竞争优势

- 公司现金流充沛，满足新能源装机投资需求。近年来公司经营活动净现金流增长稳健，收现比保持在 100%以上。相比于其他可再生能源，核电的经营更加稳定，同时受燃料成本的影响也较小，随着未来公司核电新机组的投产，经营性现金流的稳步增长是确定性较高的，这为新能源装机的快速增加提供坚实的资金基础。“十四五”期间公司若按照每年风电 100 万千瓦、光伏 425 万千瓦的新增装机速度，假设风电、光伏的投资成本分别为 6000、4000 元/kW，取资本金比例为 20%，则每年为投资新能源的资本金需要 46 亿元，相比于核电开发的资本支出并不大，完全可为公司经营性净现金流覆盖。

图表 43：公司经营活动产生的现金流量净额及收现比（亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

- **核电站的滩涂资源及中核集团的土地储备支撑新能源项目建设。**公司核电基地周边的滩涂地区均可用于光伏项目建设，且具备较好的日照和风场条件（沿海）。目前中核集团已与江苏省连云港市签订了田湾 200 万千瓦滩涂光伏示范项目的投资合作协议，拟选址于田湾核电冷却水排水口附近海域及滩涂，占地约 42000 亩。公司其他四大核电基地的滩涂规模与田湾核电相似，则一共可开发约 1000 万千瓦的滩涂光伏。此外，中核集团拥有约 1900km<sup>2</sup> 的可开发土地资源，且多是在西北风光资源丰富的地区，若之后相关外送通道的建设情况良好，新能源开发具有土地储备优势。考虑到公司目前是集团唯一新能源平台，在新能源开发方面不存在集团资源分配问题。

## 4、盈利预测与投资建议

### 4.1 盈利预测

核电营收预测：扩充内容，把基数写出来

- **装机容量：**截至 21 年末，公司在运机组 24 台，总装机容量 2255 万千瓦。今年装机增量来源于 22Q1 已成功并网的福清 6 号机组（116.1 万千瓦，贡献全年发电量），23 年无新增装机，24 年新增漳州一号机组（121.2 万千瓦）。我们预计 2022~2024 年总装机分别为 2371/2371/2492.2 万千瓦。
- **上网电量：**预计 2022~2024 年上网电量分别为 1733.6/1747.5/1781.7 亿千瓦时，分别同比增长约 7.3%/0.8%/2%。上网电量=装机容量\*利用小时数\*（1-厂用电率）。预计存量机组利用小时数未来上升空间不大，增量贡献来自于田湾 6 号机组相比去年多发的半年发电量（21 年年中并网）和福清 6 号机组今年全年的发电量。从今年上半年数据来看，核电机组实现了上网电量 830.7 亿千瓦时，同比增长约 7.3%。由于下半年仍存在机组大修，预计全年上网电量增速与之持平。
- **营业收入：**预计 2022~2024 年营业收入分别为 632.9/638/650.5 亿元，同比 +11.9%/0.8%/2.0%。今年在煤电价格支撑下，加上市场化电量占比的提升，预计带来平均上网电价 0.02 元/千瓦时的涨幅，叠加上网电量的增加，营收预计同比上涨。

新能源营收预测：

- **装机容量：**截至 21 年末，光伏、风电装机容量分别为 623.9/263.5 万千瓦，根据公司“十四五”末新能源装机规模达 3000 万千瓦的目标指引，风、光装机将保持高增长。预计 2022~2024 年光伏装机分别为 972.9/1459.3/1897.2

万千瓦，风电装机分别为 410.9/616.3/801.2 万千瓦。由于装机体量基数仍较小，装机增速将总体呈现先高后低的趋势。

- **上网电量：**假设光伏、风电的平均利用小时数与 2021 年持平，对应 2022~2024 年光伏上网电量 76.7/115/149.5 亿千瓦时、风电上网电量 69.5/104.3/135.6 亿千瓦时。预计 22 全年新能源板块的上网电量增速为 57%，其中上半年的增速为 50%，下半年增速将扩大。
- **营业收入：**预计 2022~2024 年光伏营业收入分别为 46/69/89.7 亿元，同比 +61.7%/50%/30%；风电营收分别为 30.5/44.8/58.3 亿元，同比 +70%/47%/30%。

图表 44：公司营收预测

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
核电					
装机容量（万千瓦）	2137.1	2254.9	2371	2371	2492.2
上网电量（亿 kWh）	1381.0	1617.3	1733.6	1747.5	1781.7
营业收入（亿元）	481.0	565.6	632.9	638.0	650.5
YOY（%）		17.6%	11.9%	0.8%	2.0%
光伏					
装机容量（万千瓦）	349.3	623.9	972.9	1459.3	1897.2
上网电量（亿 kWh）	23.2	48.9	76.7	115.0	149.5
营业收入（亿元）	17.0	28.5	46.0	69.0	89.7
YOY（%）		67.5%	61.7%	50.0%	30.0%
风电					
装机容量（万千瓦）	175.7	263.5	410.9	616.3	801.2
上网电量（亿 kWh）	31.8	44.2	69.5	104.3	135.6
营业收入（亿元）	13.9	17.9	30.5	44.8	58.3
YOY（%）		29.1%	70.0%	47.0%	30.0%
合计					
装机容量（万千瓦）	2662.1	3142.2	3754.8	4446.7	5190.6
上网电量（亿 kWh）	1436.0	1710.4	1879.8	1966.8	2066.7
营业收入-核电+光伏+风电（亿元）	511.9	612.0	709.4	751.8	798.4
营业收入-其他（亿元）	10.8	11.7	12.2	12.5	12.7
营业收入-合计（亿元）	522.8	623.7	721.7	764.3	811.2
YOY（%）		19.3%	15.7%	5.9%	6.1%

来源：公司公告，国金证券研究所

- **毛利润预测：**预计 2022~2024 年公司实现总营收分别为 721.7/764.3/811.2 亿元，综合毛利率为 47.5%/47.5%/46.6%，对应毛利润 342.4/362.9/378.1 亿元。2022 年综合毛利率同比提升 3.3pct 主因核电业务受益于市场化电价及比例提升、大修同比减少带来的毛利率升高；风电、光伏业务毛利率预计与 2021 年基本持平，维持 60%。而往后看，随着煤价诸多调节措施的生效，煤电价格可能不会长期维持高位，由此带来毛利率回落至较稳定水平（参考 2021 年含风、光发电的综合毛利率为 44.2%，剔除风、光发电后的核电毛利率约 43.6%）。

- **费用率及净利润预测：**公司 2019~2021 年销售费用率分别为 0.12%/0.12%/0.13%，整体维持较低水平；管理费用率分别为 4.40%/4.49%/5.13%，存在上升趋势。我们认为公司费用率提升主因新能源业务的开拓，但增幅有限，因此预计 22~24 年销售费用率维持 0.15%、管理费用率分别为 5.15%/5.16%/5.17%。预计 2022~2024 年公司实现归母净利润 103.7/118.2/128.9 亿元，分别同比+29.1%/13.9%/9.1%。

**图表 45：公司毛利润预测**

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
核电					
营业收入（亿元）	481.0	565.6	632.9	638.0	650.5
毛利率（%）			46.0%	45.3%	43.6%
毛利润（亿元）			290.8	288.8	283.4
光伏					
营业收入（亿元）	17.0	28.5	46.0	69.0	89.7
毛利率（%）			60.0%	60.0%	60.0%
毛利润（亿元）			27.6	41.4	53.8
风电					
营业收入（亿元）	13.9	17.9	30.5	44.8	58.3
毛利率（%）			60.0%	60.0%	60.0%
毛利润（亿元）			18.3	26.9	35.0
其他					
营业收入（亿元）	10.8	11.7	12.2	12.5	12.7
毛利率（%）			46.6%	46.6%	46.6%
毛利润（亿元）			5.7	5.8	5.9
合计					
营业收入-合计（亿元）	522.8	623.7	721.7	764.3	811.2
综合毛利率（%）	44.9%	44.2%	47.5%	47.5%	46.6%
毛利润-合计（亿元）	234.6	275.4	342.4	362.9	378.1

来源：公司公告，国金证券研究所 注：2020/2021 年仅有综合毛利率数据，2022~2024 年光伏、风电毛利率均采用对新能源业务整体的预测值

## 4.2 投资建议及估值

- **基于分部相对估值，给予公司 22 年综合 PE 16 倍，给予目标价 8.61 元。**公司核心业务包括核电与新能源发电两类，基于上述盈利预测结果，我们对两块核心业务进行了分部预测，分部预测主要考虑了公司两块业务的毛利润及其占比情况：预计 2022 年核电分部实现毛利润归母净利润 93.2 亿元，新能源分部实现归母净利润 10.5 亿元。核电分部综合考虑与公司电源类型、利润规模最相近的中国广核，以及其他可再生能源发电企业如水电龙头标的华能水电、国投电力、长江电力的估值水平，给予 22 年 15 倍 PE；新能源分部综合考虑大型综合性风、光运营商和单一新能源发电类型的民营运营商估值水平，给予 22 年 21 倍 PE（略高于均值，考虑公司作为集团唯一新能源平台，在项目开发上有望充分受益于集团资源）。上述估值，对应核电与新能源分部的市值分别为 1398、220.5 亿元，总市值 1618.5 亿元，综合 PE 为 22 年 16 倍。基于此，给予公司目标价 8.61 元。



**图表 46：可比公司估值情况（截至 7/31）**

板块	代码	证券简称	总市值	收盘价	EPS					市盈率 PE					2020 年 归母净 利润	2021 年 归母净利 润
			7/31	7/31	19A	20A	21A	22E	23E	19A	20A	21A	22E	23E	20A	21A
核电	003816.SZ	中国广核	1,259.2	2.8	0.20	0.19	0.19	0.21	0.24	13.7	14.6	14.3	12.9	11.4	95.6	97.3
	600025.SH	华能水电	1,272.6	7.1	0.31	0.27	0.32	0.40	0.43	23.0	26.2	22.1	17.7	16.5	48.3	58.4
水电	600886.SH	国投电力	770.0	10.3	0.67	0.78	0.32	0.80	0.89	15.4	13.3	32.3	12.9	11.6	55.2	24.4
	600900.SH	长江电力	5,430.8	23.9	0.98	1.19	1.16	1.31	1.38	24.4	20.1	20.7	18.2	17.3	263.0	262.7
	中位数				0.67	0.78	0.32	0.80	0.89	23.0	20.1	22.1	17.7	16.46	55.16	58.38
	平均值				0.65	0.74	0.60	0.84	0.90	20.9	19.9	25.0	16.3	15.14	122.16	115.16
	600905.SH	三峡能源	1,797.4	6.3	0.14	0.18	0.23	0.29	0.36	44.2	34.8	27.6	21.5	17.6	36.1	56.4
新能源	001289.SZ	龙源电力	1,420.7	21.0			0.77	0.93	1.11			27.5	22.6	18.9	49.8	64.0
	601016.SH	节能风电	273.2	5.5	0.14	0.14	0.15	0.28	0.34	38.7	39.2	35.4	19.3	16.0	6.2	7.7
	000591.SZ	太阳能	267.9	8.9	0.30	0.34	0.39	0.54	0.72	29.4	26.1	22.7	16.5	12.3	10.3	11.8
	中位数				0.14	0.18	0.31	0.42	0.54	38.7	34.8	27.5	20.4	16.8	23.2	34.1
	平均值				0.20	0.22	0.38	0.51	0.63	37.4	33.4	28.3	20.0	16.2	25.6	35.0
	601985.SH	中国核电	1,163.1	6.2	0.30	0.38	0.44	/	/	20.8	16.3	14.0	/	/	60.0	80.4

来源：公司公告，国金证券研究所

## 5、风险提示

- **核安全事故引发政策变动风险：**从历史经验来看，核电行业受政策影响较大。若出现核安全事故，或将影响核电支持发展政策的释放。
- **核电建设进度不及预期风险：**公司目前尚有多台在建的核电机组，若工程进度不及预期将影响营收和利润水平。
- **电价不及预期风险：**公司市场化电量占比逐年提升，若电力供需紧张程度不及预期，市场化电量电价可能不及预期。
- **风光装机不及预期风险：**公司新能源扩张目标设定较高，若项目收益率不及预期或行业装机需求下滑，将影响公司新增风、光装机的积极性，进而影响营收和利润水平。
- **近期限售股解禁风险：**公司于 7/1 日解禁了限售股 8.13 亿股，按 7/1 日收盘价计算，合计解禁市值为 114.2 亿元，存在限售股解禁风险。

**附录：三张报表预测摘要**
**损益表 (人民币百万元)**

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>主营业务收入</b>	<b>46,067</b>	<b>52,276</b>	<b>62,367</b>	<b>72,166</b>	<b>76,431</b>	<b>81,118</b>
增长率		13.5%	19.3%	15.7%	5.9%	6.1%
<b>主营业务成本</b>	<b>-26,789</b>	<b>-28,862</b>	<b>-34,806</b>	<b>-37,922</b>	<b>-40,140</b>	<b>-43,304</b>
<b>%销售收入</b>	<b>58.2%</b>	<b>55.2%</b>	<b>55.8%</b>	<b>52.5%</b>	<b>52.5%</b>	<b>53.4%</b>
<b>毛利</b>	<b>19,278</b>	<b>23,414</b>	<b>27,561</b>	<b>34,244</b>	<b>36,292</b>	<b>37,814</b>
<b>%销售收入</b>	<b>41.8%</b>	<b>44.8%</b>	<b>44.2%</b>	<b>47.5%</b>	<b>47.5%</b>	<b>46.6%</b>
<b>营业税金及附加</b>	<b>-552</b>	<b>-605</b>	<b>-660</b>	<b>-765</b>	<b>-810</b>	<b>-860</b>
<b>%销售收入</b>	<b>1.2%</b>	<b>1.2%</b>	<b>1.1%</b>	<b>1.1%</b>	<b>1.1%</b>	<b>1.1%</b>
<b>销售费用</b>	<b>-56</b>	<b>-63</b>	<b>-79</b>	<b>-108</b>	<b>-115</b>	<b>-122</b>
<b>%销售收入</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.2%</b>
<b>管理费用</b>	<b>-2,025</b>	<b>-2,346</b>	<b>-3,202</b>	<b>-3,717</b>	<b>-3,944</b>	<b>-4,194</b>
<b>%销售收入</b>	<b>4.4%</b>	<b>4.5%</b>	<b>5.1%</b>	<b>5.2%</b>	<b>5.2%</b>	<b>5.2%</b>
<b>研发费用</b>	<b>-570</b>	<b>-1,026</b>	<b>-1,337</b>	<b>-1,544</b>	<b>-1,636</b>	<b>-1,736</b>
<b>%销售收入</b>	<b>1.2%</b>	<b>2.0%</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.1%</b>
<b>息税前利润 (EBIT)</b>	<b>16,075</b>	<b>19,374</b>	<b>22,284</b>	<b>28,110</b>	<b>29,788</b>	<b>30,902</b>
<b>%销售收入</b>	<b>34.9%</b>	<b>37.1%</b>	<b>35.7%</b>	<b>39.0%</b>	<b>39.0%</b>	<b>38.1%</b>
<b>财务费用</b>	<b>-7,130</b>	<b>-6,960</b>	<b>-6,871</b>	<b>-8,726</b>	<b>-8,582</b>	<b>-8,256</b>
<b>%销售收入</b>	<b>15.5%</b>	<b>13.3%</b>	<b>11.0%</b>	<b>12.1%</b>	<b>11.2%</b>	<b>10.2%</b>
<b>资产减值损失</b>	<b>-205</b>	<b>-289</b>	<b>-276</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>公允价值变动收益</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>投资收益</b>	<b>174</b>	<b>141</b>	<b>195</b>	<b>200</b>	<b>204</b>	<b>208</b>
<b>%税前利润</b>	<b>1.7%</b>	<b>1.1%</b>	<b>1.2%</b>	<b>1.0%</b>	<b>0.9%</b>	<b>0.9%</b>
<b>营业利润</b>	<b>10,255</b>	<b>13,226</b>	<b>16,475</b>	<b>20,606</b>	<b>22,463</b>	<b>23,892</b>
<b>营业利润率</b>	<b>22.3%</b>	<b>25.3%</b>	<b>26.4%</b>	<b>28.6%</b>	<b>29.4%</b>	<b>29.5%</b>
<b>营业外收支</b>	<b>95</b>	<b>-46</b>	<b>84</b>	<b>92</b>	<b>102</b>	<b>112</b>
<b>税前利润</b>	<b>10,349</b>	<b>13,179</b>	<b>16,559</b>	<b>20,698</b>	<b>22,565</b>	<b>24,004</b>
<b>利润率</b>	<b>22.5%</b>	<b>25.2%</b>	<b>26.6%</b>	<b>28.7%</b>	<b>29.5%</b>	<b>29.6%</b>
<b>所得税</b>	<b>-1,942</b>	<b>-2,232</b>	<b>-2,505</b>	<b>-3,105</b>	<b>-3,385</b>	<b>-3,601</b>
<b>所得税率</b>	<b>18.8%</b>	<b>16.9%</b>	<b>15.1%</b>	<b>15.0%</b>	<b>15.0%</b>	<b>15.0%</b>
<b>净利润</b>	<b>8,407</b>	<b>10,947</b>	<b>14,055</b>	<b>17,593</b>	<b>19,180</b>	<b>20,403</b>
<b>少数股东损益</b>	<b>3,795</b>	<b>4,952</b>	<b>6,017</b>	<b>7,220</b>	<b>7,364</b>	<b>7,512</b>
<b>归属于母公司的净利润</b>	<b>4,613</b>	<b>5,995</b>	<b>8,038</b>	<b>10,373</b>	<b>11,815</b>	<b>12,892</b>
<b>净利率</b>	<b>10.0%</b>	<b>11.5%</b>	<b>12.9%</b>	<b>14.4%</b>	<b>15.5%</b>	<b>15.9%</b>

**现金流量表 (人民币百万元)**

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>净利润</b>	<b>8,407</b>	<b>10,947</b>	<b>14,055</b>	<b>17,593</b>	<b>19,180</b>	<b>20,403</b>
<b>少数股东损益</b>	<b>3,795</b>	<b>4,952</b>	<b>6,017</b>	<b>7,220</b>	<b>7,364</b>	<b>7,512</b>
<b>非现金支出</b>	<b>11,320</b>	<b>12,133</b>	<b>14,779</b>	<b>15,912</b>	<b>17,350</b>	<b>18,499</b>
<b>非经营收益</b>	<b>7,141</b>	<b>7,220</b>	<b>6,698</b>	<b>8,970</b>	<b>8,848</b>	<b>8,595</b>
<b>营运资金变动</b>	<b>-799</b>	<b>827</b>	<b>76</b>	<b>-3,799</b>	<b>-905</b>	<b>-1,282</b>
<b>经营活动现金净流</b>	<b>26,069</b>	<b>31,128</b>	<b>35,608</b>	<b>38,676</b>	<b>44,473</b>	<b>46,215</b>
<b>资本开支</b>	<b>-24,541</b>	<b>-23,924</b>	<b>-25,047</b>	<b>-32,242</b>	<b>-22,738</b>	<b>-22,738</b>
<b>投资</b>	<b>-1,493</b>	<b>-3,934</b>	<b>-1,680</b>	<b>153</b>	<b>-100</b>	<b>-100</b>
<b>其他</b>	<b>-268</b>	<b>291</b>	<b>688</b>	<b>199</b>	<b>203</b>	<b>208</b>
<b>投资活动现金净流</b>	<b>-26,302</b>	<b>-27,567</b>	<b>-26,039</b>	<b>-31,890</b>	<b>-22,635</b>	<b>-22,630</b>
<b>股权募资</b>	<b>2,093</b>	<b>20,033</b>	<b>2,131</b>	<b>6,381</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>债权募资</b>	<b>15,057</b>	<b>-6,886</b>	<b>6,034</b>	<b>5,114</b>	<b>-3,474</b>	<b>0</b>
<b>其他</b>	<b>-13,830</b>	<b>-12,839</b>	<b>-19,913</b>	<b>-12,916</b>	<b>-13,211</b>	<b>-13,527</b>
<b>筹资活动现金净流</b>	<b>3,320</b>	<b>308</b>	<b>-11,747</b>	<b>-1,421</b>	<b>-16,685</b>	<b>-13,527</b>
<b>现金净流量</b>	<b>3,089</b>	<b>3,872</b>	<b>-2,179</b>	<b>5,365</b>	<b>5,153</b>	<b>10,058</b>

来源：公司年报、国金证券研究所

**资产负债表 (人民币百万元)**

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>货币资金</b>	<b>10,887</b>	<b>15,402</b>	<b>13,064</b>	<b>17,594</b>	<b>22,154</b>	<b>31,789</b>
<b>应收款项</b>	<b>7,317</b>	<b>10,726</b>	<b>15,998</b>	<b>17,232</b>	<b>18,250</b>	<b>19,369</b>
<b>存货</b>	<b>18,968</b>	<b>20,173</b>	<b>22,755</b>	<b>22,857</b>	<b>24,194</b>	<b>26,101</b>
<b>其他流动资产</b>	<b>5,069</b>	<b>5,650</b>	<b>5,989</b>	<b>6,610</b>	<b>6,875</b>	<b>7,264</b>
<b>流动资产</b>	<b>42,241</b>	<b>51,950</b>	<b>57,806</b>	<b>64,294</b>	<b>71,473</b>	<b>84,524</b>
<b>%总资产</b>	<b>12.2%</b>	<b>13.6%</b>	<b>14.1%</b>	<b>14.9%</b>	<b>16.1%</b>	<b>18.3%</b>
<b>长期投资</b>	<b>3,572</b>	<b>4,040</b>	<b>5,389</b>	<b>5,237</b>	<b>5,338</b>	<b>5,438</b>
<b>固定资产</b>	<b>287,993</b>	<b>312,142</b>	<b>329,912</b>	<b>346,479</b>	<b>352,096</b>	<b>356,553</b>
<b>%总资产</b>	<b>82.8%</b>	<b>81.8%</b>	<b>80.5%</b>	<b>80.1%</b>	<b>79.1%</b>	<b>77.0%</b>
<b>无形资产</b>	<b>2,129</b>	<b>4,029</b>	<b>5,419</b>	<b>5,359</b>	<b>5,303</b>	<b>5,250</b>
<b>非流动资产</b>	<b>305,398</b>	<b>329,796</b>	<b>351,816</b>	<b>368,060</b>	<b>373,701</b>	<b>378,252</b>
<b>%总资产</b>	<b>87.8%</b>	<b>86.4%</b>	<b>85.9%</b>	<b>85.1%</b>	<b>83.9%</b>	<b>81.7%</b>
<b>资产总计</b>	<b>347,639</b>	<b>381,746</b>	<b>409,621</b>	<b>432,353</b>	<b>445,173</b>	<b>462,776</b>
<b>短期借款</b>	<b>32,652</b>	<b>38,836</b>	<b>39,671</b>	<b>34,635</b>	<b>30,000</b>	<b>30,000</b>
<b>应付款项</b>	<b>13,974</b>	<b>11,802</b>	<b>17,944</b>	<b>17,922</b>	<b>18,971</b>	<b>20,460</b>
<b>其他流动负债</b>	<b>2,266</b>	<b>3,989</b>	<b>7,958</b>	<b>6,230</b>	<b>6,578</b>	<b>6,862</b>
<b>长期借款</b>	<b>48,892</b>	<b>54,628</b>	<b>65,573</b>	<b>58,788</b>	<b>55,549</b>	<b>57,322</b>
<b>其他长期负债</b>	<b>181,027</b>	<b>175,757</b>	<b>176,611</b>	<b>186,611</b>	<b>186,611</b>	<b>186,611</b>
<b>负债</b>	<b>257,356</b>	<b>265,256</b>	<b>284,343</b>	<b>286,763</b>	<b>284,420</b>	<b>286,131</b>
<b>普通股股东权益</b>	<b>50,054</b>	<b>70,462</b>	<b>76,123</b>	<b>89,215</b>	<b>97,013</b>	<b>105,393</b>
<b>其中：股本</b>	<b>15,565</b>	<b>17,456</b>	<b>17,523</b>	<b>18,850</b>	<b>18,850</b>	<b>18,850</b>
<b>未分配利润</b>	<b>17,252</b>	<b>21,063</b>	<b>26,053</b>	<b>33,003</b>	<b>40,801</b>	<b>49,180</b>
<b>少数股东权益</b>	<b>40,229</b>	<b>46,027</b>	<b>49,155</b>	<b>56,375</b>	<b>63,740</b>	<b>71,251</b>
<b>负债股东权益合计</b>	<b>347,639</b>	<b>381,746</b>	<b>409,621</b>	<b>432,353</b>	<b>445,173</b>	<b>462,776</b>

**比率分析**

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>每股指标</b>						
每股收益	0.296	0.343	0.459	0.550	0.627	0.684
每股净资产	3.216	4.037	4.344	4.733	5.146	5.591
每股经营现金净流	1.675	1.783	2.032	2.052	2.359	2.452
每股股利	0.122	0.130	0.150	0.182	0.213	0.239
<b>回报率</b>						
净资产收益率	9.22%	8.51%	10.56%	11.63%	12.18%	12.23%
总资产收益率	1.33%	1.57%	1.96%	2.40%	2.65%	2.79%
投入资本收益率	4.20%	4.76%	5.32%	6.27%	6.47%	6.45%
<b>增长率</b>						
主营业务收入增长率	17.20%	13.48%	19.30%	15.71%	5.91%	6.13%
EBIT增长率	14.81%	20.52%	15.02%	26.15%	5.97%	3.74%
净利润增长率	-2.62%	29.98%	34.07%	29.05%	13.90%	9.11%
总资产增长率	7.47%	9.81%	7.30%	5.55%	2.97%	3.95%
<b>资产管理能力</b>						
应收账款周转天数	41.4	55.6	73.8	80.0	80.0	80.0
存货周转天数	248.1	247.5	225.1	220.0	220.0	220.0
应付账款周转天数	171.5	135.1	134.1	140.0	140.0	140.0
固定资产周转天数	1,624.2	1,557.9	1,469.5	1,343.6	1,283.5	1,218.2
<b>偿债能力</b>						
净负债/股东权益	232.24%	177.12%	173.21%	149.35%	129.54%	112.43%
EBIT利息保障倍数	2.3	2.8	3.2	3.2	3.5	3.7
资产负债率	74.03%	69.49%	69.42%	66.33%	63.89%	61.83%

**市场中相关报告评级比率分析**

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	4	20	32	69	155
增持	0	0	0	0	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 = 买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性  
 3.01~4.0=减持

**投资评级的说明：**

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

**特别声明：**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

**上海**

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

**北京**

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

**深圳**

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳市福田区中心四路 1-1 号

嘉里建设广场 T3-2402