



增持（首次）

所属行业：建筑
当前价格(元)：5.59

证券分析师

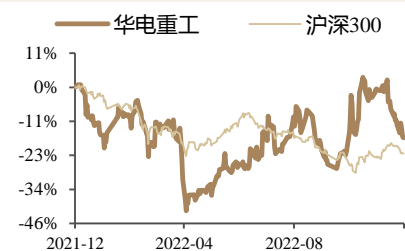
郭雪

资格编号：S0120522120001

邮箱：guoxue@tebon.com.cn

联系人

市场表现



沪深300对比	1M	2M	3M
绝对涨幅(%)	-16.57	5.47	4.88
相对涨幅(%)	-18.02	3.19	5.60

资料来源：德邦研究所，聚源数据

相关研究

华电重工 (601226.SH)：火风光氢多元向好，勇立潮头铸能源重器

投资要点

- 工程整体解决方案供应商，火风光氢协同发展。**公司成立于2008年，隶属“五大发电集团”之一的华电集团，集工程系统设计、工程总承包以及核心高端装备研发、设计、制造于一体，业务涵盖物料输送系统、热能工程、高端钢结构、海洋与环境工程、氢能工程等方面。作为华电集团工程技术的重要力量，公司深耕能源建设，补全能源矩阵，积极布局光伏、氢能等新兴业务；近年来公司营收利润均快速增长，公司营业收入由2017年的48.21亿元提升到2021年的103.29亿元，年复合增长率达20.98%；归母净利润由2017年的0.38亿元提升到2021年的3.03亿元，年复合增长率达68.43%。
- 火电强势复苏，传统能源业务盼迎新春。**在“十四五”电力供应偏紧的背景下，火电价值已经得到重估，今年前三季度火电投资完成额达到547亿元，同比增长47.5%，火电投资建设明显提速，预计未来三年将有1.7亿千瓦煤电投产；公司作为国内电站四大管道龙头企业 and 空冷系统行业的有力竞争者，将充分受益火电建设新周期。此外，基于较为严峻的弃风弃光形势，多地纷纷出台政策将火电灵活性改造与新能源开发指标捆绑，令火电灵活性改造盈利模式逐步改善，预计“十四五”期间火电灵活性改造将大幅度提速；公司作为华电集团旗下的工程公司，在火电灵活性改造方面积累了大量的经验，今年上半年已经签署了4项华电内部的灵活性改造项目订单，预计后续仍将承接大量的火电灵活性改造项目。
- 风光正当时，双碳赛道主力军。**根据《2022全球海上风电大会倡议》，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到1亿千瓦以上，预计2023-2025年我国海上风电累计装机容量年平均增速接近50%，海上风电具有广阔的发展空间；公司风电业务实现了设备与工程的协同，在海上风电领域具备丰富的项目经验，累计完成海风项目装机容量达350万千瓦，市占率有望超过10%；在安装能力上，公司租赁的2200T深水自升式风电安装船“博强3060”已正式开工建设，预计2022Q3交工，将极大提高公司的海上风电安装能力；随着风电业务设备与工程共振，公司有望克服“抢装潮”的影响，回归高速发展阶段。此外，公司正切入分布式光伏、渔光互补等多种光伏应用领域，今年以来签订了华电应县等5个集团内光伏项目，并成功签订中煤大屯50MW渔光互补光伏合同，实现了光伏业务的大发展。
- 氢势待发，万亿赛道再落一子。**随着国家氢能战略的逐步明晰，各能源央企正在积极发力氢能，深入布局绿氢产业链，其中电解槽是绿氢制取的核心设备，我们预计2030年电解槽系统市场空间将达2000亿元。公司作为华电集团氢能业务主要载体，在绿氢制、储、用产业链条上均取得了亮眼成绩，今年公司1200Nm³/h碱性电解槽产品成功下线，在单机产氢量、电解效率、电流密度等主要技术指标达到国际先进。需求侧：华电集团内部的达茂旗、山东潍坊等项目碱性电解槽需求保障公司氢能业务持续拓展；未来随着公司工艺水平更加成熟，有望在绿氢制取方向上实现后来居上，成为业绩增长的新引擎。

投资建议与估值：公司作为华电集团旗下工程技术板块的重要组成部分，随着火



电厂建设+火电灵活性改造+海上风电+光伏+氢能等行业的加速发展，订单量在有保障的前提下有望实现快速提升，助力公司业绩加速增长，兼具较高成长性与较强确定性。我们预计公司 2022 年-2024 年的收入分别为 87.74 亿元、139.73 亿元、170.02 亿元，营收增速分别达到-15.34%、59.79%、21.68%，净利润分别为 3.21 亿元、4.24 亿元、6.05 亿元，净利润增速分别达到 5.96%、32.06%、42.58%，首次覆盖，给予“增持”投资评级。

- **风险提示：**客户集中风险、政策支持力度不达预期风险、海上风电装机量不及预期、原材料价格上涨导致产品毛利下降的风险、新冠疫情反复风险等。

股票数据		主要财务数据及预测				
		2020	2021	2022E	2023E	2024E
总股本(百万股):	1,167.01					
流通 A 股(百万股):	1,155.00					
52 周内股价区间(元):	3.94-6.96					
总市值(百万元):	6,523.59					
总资产(百万元):	10,827.63					
每股净资产(元):	3.45					
资料来源: 公司公告						
营业收入(百万元)		8,906	10,329	8,744	13,973	17,002
(+/-)YOY(%)		24.1%	16.0%	-15.3%	59.8%	21.7%
净利润(百万元)		97	303	321	424	605
(+/-)YOY(%)		17.6%	213.6%	6.0%	32.1%	42.6%
全面摊薄 EPS(元)		0.08	0.26	0.28	0.36	0.52
毛利率(%)		7.9%	9.0%	11.1%	10.2%	10.4%
净资产收益率(%)		2.6%	7.6%	7.7%	9.2%	11.6%

资料来源: 公司年报 (2020-2021), 德邦研究所
 备注: 净利润为归属母公司所有者的净利润

内容目录

1. 工程整体解决方案供应商，火风光氢协同发展.....	7
1.1. 华电旗下工程与设备业务核心平台	7
1.2. 股权结构稳定，核心管理层人员行业经验丰富	7
1.3. 深耕能源建设，工程+设备双轨并行，营收高速增长	9
2. 火电强势复苏，传统能源业务盼迎新春.....	15
2.1. 火电价值重估，建设积极性增强	15
2.2. “十四五”期间火电灵活性改造力度有望加大	18
2.3. 背靠华电，多板块受益火电建设	20
3. 风光正当时，双碳赛道主力军	23
3.1. 双碳时代，海上风电迎来快速发展期.....	23
3.2. 公司打造研发、设计、制造、施工、运维一体化风电业务体系	26
3.3. 切入分布式光伏领域，补全能源矩阵.....	28
4. 氢势待发，万亿赛道再落一子	30
4.1. 氢能发展路径明晰，电解槽市场空间广阔.....	30
4.2. 依托华电集团，氢能业绩即将兑现	32
5. 盈利预测及投资建议.....	34
5.1. 盈利预测	34
5.2. 投资建议	35
6. 风险提示.....	35

图表目录

图 1: 公司发展历程	7
图 2: 华电重工股权架构 (截至 2022 年三季度)	8
图 3: 公司五大业务板块	9
图 4: 公司六大子公司分布	10
图 5: 营业收入及增速	10
图 6: 归母净利润及增速	10
图 7: 2017-2022H1 公司业务收入 (亿元)	11
图 8: 2017-2022H1 公司分业务营收占比情况	11
图 9: 公司物料输送系统工程业务概览	11
图 10: 公司高端钢结构工程业务概览	12
图 11: 公司热能工程业务概览	12
图 12: 公司海洋与环境工程业务概览	13
图 13: 公司 1200Nm ³ /h 碱性电解槽产品	13
图 14: 质子交换膜	13
图 15: 公司近年主要业务毛利率 (%)	14
图 16: 公司近年毛利率和净利率 (%)	14
图 17: 2018-2022 前三季度公司费用率 (%)	14
图 18: 2018-2022 前三季度公司研发费用及增速	14
图 19: 2017-2021 年公司现金流情况 (亿元)	15
图 20: 2017-2021 年公司资产负债率	15
图 21: 2013-2021 年全国火电装机量及增速	15
图 22: 2013-2021 年全国火电新增装机容量及增速	15
图 23: 2013-2021 年全国各发电类型发电量	16
图 24: 2021 年全国各发电类型发电量占比	16
图 25: 未来三年全国电力供需形势	16
图 26: 2022 年火电板块盈利能力明显修复	17
图 27: 内蒙华电前三季度平均售电单价 (不含税, 单位: 元/千千瓦时)	17
图 28: 2014 前三季度-2021 前三季度火电投资完成额及同比增速	18
图 29: 历年煤电装机规模及预测 (单位: 万千瓦)	18
图 30: 2012-2021 年中国风电弃风量 (亿千瓦时) 和弃风率	19
图 31: 2015-2021 年中国光伏弃光量 (亿千瓦时) 和弃光率	19
图 32: 各类有偿调峰方式的单位发电成本	19

图 33: 2x660MW 超超临界燃煤机组火电工程造价占比	20
图 34: 2x1000MW 超超临界燃煤机组火电工程造价占比	20
图 35: 公司多业务涉及火电工程领域	21
图 36: 新建火电四大管道设备市场空间测算 (单位: 亿元)	22
图 37: 新建火电空冷系统设备市场空间测算 (单位: 亿元)	22
图 38: 中国陆地 70 米高度风功率密度分布	23
图 39: 中国近海风能资源分布	23
图 40: 2010-2021 年中国陆上和海上风电新增装机容量占比	24
图 41: 2016-2021 年中国海上风电新增和累计装机容量 (单位: 万千瓦)	24
图 42: 海上风电装机规模及预测 (单位: 万千瓦)	24
图 43: 国家电投揭阳神泉一 (二期) 海上风电项目	27
图 44: 越南金瓯 350MW 海上风电项目	27
图 45: 华电 1001 号自升式海上作业平台	27
图 46: “博强 3060”2200 吨自航自升式风电安装船	27
图 47: 华电集团 2017-2021 年电力装机容量情况 (单位: 万千瓦)	28
图 48: 2013-2020 年中国光伏发电累计装机容量结构	29
图 49: 公司光伏业务	29
图 50: 2020-2060 年中国氢气需求量预测 (单位: 万吨)	30
图 51: 2060 年中国氢气需求结构	30
图 52: 氢气分类	31
图 53: 2020-2050 年我国制氢结构预测	31
图 54: 四大电解水制氢技术示意	31
图 55: 电解槽系统 (以碱性电解水为例)	31
图 56: 公司碱性电解水制氢及纯化装置	33
图 57: 华电德令哈 3MW 光伏制氢项目正式开工	33
表 1: 华电重工十大股东 (截至 2022 年三季度)	7
表 2: 公司主要高管情况	8
表 3: 部分省份火电灵活性改造配置新能源指标政策	20
表 4: 2022 年华电集团灵活性改造项目招标情况 (红色标注为华电重工上半年签订项目)	22
表 5: 中国典型海风电场预期投资成本和上网电价	25
表 6: 部分省市海上风电相关规划	25

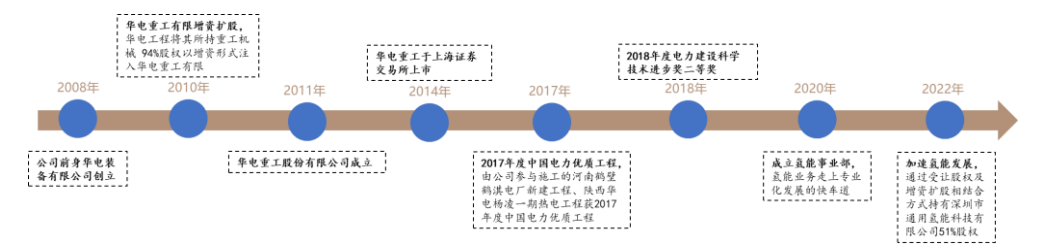
表 7: 公司部分风电业务项目情况	28
表 8: 电解槽系统市场规模预测	32
表 9: 华电集团氢能布局	32
表 10: 公司营收预测 (单位: 百万元)	34
表 11: 可比公司估值	35

1. 工程整体解决方案供应商，火风光氢协同发展

1.1. 华电旗下工程与设备业务核心平台

背靠华电深耕工程，业务多元持续拓展。华电重工成立于 2008 年，隶属于“五大发电集团”之一的华电集团，是中国华电科工集团有限公司的核心业务板块及资本运作平台、中国华电集团有限公司科工产业的重要组成部分，于 2014 年在上海证券交易所上市。公司作为工程整体解决方案供应商，业务集工程系统设计、工程总承包以及核心高端装备研发、设计、制造于一体，致力于为客户在物料输送系统工程、热能工程、高端钢结构工程、海洋与环境工程、工业噪声治理工程、氢能工程等方面提供工程系统整体解决方案，业务涵盖国内外电力、煤炭、石化、矿山、冶金、港口、水利、建材、城建等领域。

图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，公司公告，德邦研究所

1.2. 股权结构稳定，核心管理层人员行业经验丰富

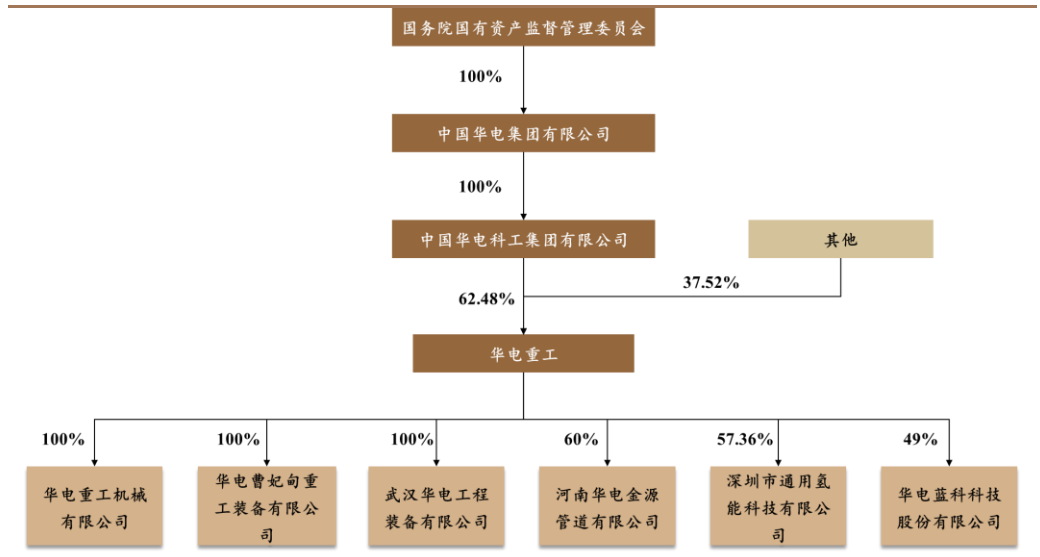
公司股权结构集中，实际控制人为国务院国资委。根据公司公告，截至 2022Q3，公司第一大股东为中国华电科工集团有限公司，持股比例达 62.48%，实控人为国务院国资委。公司下设全资子公司华电重工机械有限公司、华电曹妃甸重工装备有限公司、武汉华电工程装备有限公司，持有河南华电金源管道有限公司 60% 股份、深圳市通用氢能科技有限公司 57.36% 股份、华电蓝科科技股份有限公司 49% 股份。

表 1：华电重工十大股东（截至 2022 年三季报）

股东名称	持股数量(股)	占总股本比例(%)
中国华电科工集团有限公司	729120356	62.48
王天森	19000000	1.63
张素芬	9930000	0.85
北京舍尔投资有限公司	5334800	0.46
袁李	4123100	0.35
丛丰收	3158000	0.27
王新红	3089200	0.26
新疆前海联合泳隆灵活配置混合型证券投资基金	2827800	0.24
严娟绿	2346900	0.2
徐斌	2137700	0.18
合计	781067856	66.92

资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

图 2：华电重工股权架构（截至 2022 年三季报）



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

公司高管具备丰富专业知识、行业背景及管理经验。文端超先生现任公司董事长，曾任中国水电建设集团四川电力开发有限公司副总经理、华电四川发电有限公司副总经理、中国华电香港有限公司总经理等职，为教授级高级工程师。公司其他主要高管也多具有理工科背景，并长期从事重工机械、火电、水电等行业生产与管理工作，具备丰富的工作经验和丰富的管理经验。

表 2：公司主要高管情况

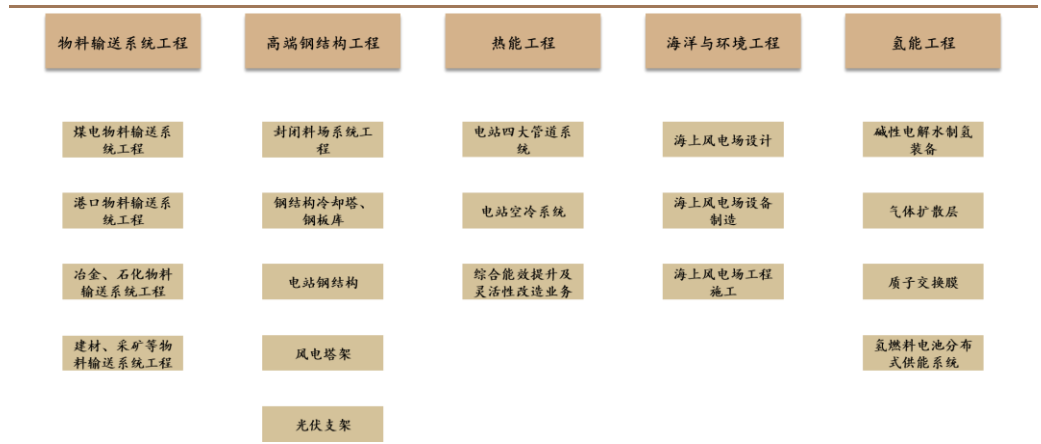
姓名	职务	简介
文端超	董事长	男，1962 年出生，工商管理硕士、工学学士，教授级高级工程师。现任公司董事长，同时任华电科工党委书记、董事长。曾任水电十局局长兼党委副书记，中国水电建设集团四川电力开发有限公司副总经理，华电金沙江上游水电开发有限公司副总经理，华电四川发电有限公司（金沙江上游公司）副总经理、党组成员，中国华电香港有限公司副总经理、党委委员，中国华电香港有限公司总经理、党委副书记。
彭刚平	董事	男，1966 年出生，毕业于西安工业学院金属材料及热处理专业，中欧国际工商学院 EMBA，高级工程师。现任公司董事，同时任华电科工总经理、党委副书记、总法律顾问，华电通用轻型燃机设备有限公司董事长。曾任国电南京自动化股份有限公司董事会秘书、总法律顾问、副总经理、党组成员，华电科工副总经理、党委委员。
李国明	董事	男，1969 年出生，大学本科，毕业于河北经贸大学会计专业，高级会计师。现任公司董事，同时任华电科工党委委员、总会计师。曾任华电集团财务与风险管理部预算管理处处长，中国华电工程（集团）有限公司副总会计师。
赵胜国	党委书记、副董事长	男，1963 年出生，工学学士，毕业于陕西理工大学机械工艺及设备专业，正高级工程师。现任公司党委书记、副董事长。曾任第九冶金建设公司安装公司金属结构厂副厂长，中国华电工程（集团）有限公司钢结构工程部副总经理，中国华电工程（集团）有限公司环境保护部副总经理，华电重工装备有限公司副总经理，重工机械董事长，曹妃甸重工董事长，华电重工副总经理，华电分布式能源工程技术有限公司总经理，华电重工常务副总经理、总经理等职。
郭树旺	董事、总经理、党委副	男，1967 年出生，清华大学工商管理硕士，高级工程师。现任公司董事、总经理、党委副书记，华电蓝科董事长。曾任北京电力建设公司技改工程部生产副经理、项目部总工程师，中国华电工程（集团）有限公司钢结构事业部项目经理，华电蓝科董事长经理、项目执行部经理，环境保护部工程项目部经理、副总工程师，人力资源部副主任，环境保护分公司副总经理，华电重工钢结构工程事业部总 经理，华电重工副总经理，华电重工物料输送工程事业部总经理等职。
袁新勇	董事、副总经理、总法律顾问	男，1973 年出生，工学学士，毕业于沈阳黄金学院金属压力加工专业，正高级工程师。现任公司董事、副总经理、总法律顾问。历任中国华电工程（集团）有限公司管道分公司市场部副经理、采购部经理，华电重工装备有限公司采购部主任、助理总监、管道及空冷事业部总经理助理，华电重工热能工程事业部副总经理、规划发展部主任、海洋与环境工程事业部总经理等职务。
仝炳生	副总经理	男，1969 年出生，毕业于山东矿业学院矿业机械专业，高级工程师。现任公司副总经理，重工机械董事长，武汉华电董事长。历任山东煤矿莱芜机械厂生产处副处长、生产公司副经理，中国华电工程（集团）有限公司物料输送部天津基地筹备组工艺工程师、项目部部长、生产部长，华电重工机械有限公司生产部长、总经理助理，华电曹妃甸重工装备制造基地一期项目筹建处总 工程师，华电曹妃甸重工装备有限公司副总经理，华电重工机械有限公司总经理、党委书记兼任华电重工股份有限公司新疆分公司总经理，华电重工纪委书记。
赵江	副总经理、财务总监	男，1967 年出生，大学本科，经济学学士，毕业于陕西财经学院（今西安交通大学）财政专业，高级会计师。现任公司副总经理、财务总监、董事会秘书，负责财务管理、资本运营、资产管理、证券及法律事务等工作。历任国电郑州机械设计研究所财务科副科长，国电郑州机械设计研究所财务处副处长，国电郑州机械设计研究所财务处处长，中国华电工程（集团）有限公司财务部副主任、财务部主任，华电科工财务部主任等职务。

资料来源：公司公告，德邦研究所

1.3. 深耕能源建设，工程+设备双轨并行，营收高速增长

兼顾工程施工与设备研发制造，各业务协同发展。公司集系统设计、工程总承包以及核心高端装备研发、设计、制造于一体，主营业务包括物料输送系统工程、高端钢结构工程、热能工程、海洋与环境工程、氢能工程五大板块。其中，高端钢结构工程业务为物料输送系统工程业务、热能工程业务、海洋与环境工程业务提供新型空间结构体系、钢结构栈桥、空冷钢结构、风电塔架等产品，是公司主要业务板块协同发展的重要支撑。

图 3：公司五大业务板块



资料来源：公司公告，德邦研究所

六大子公司覆盖火电、风电、氢能等领域。公司共有 6 家控股子公司：

华电重工机械有限公司位于天津市北辰科技园区，主要产品包括物料输送设备、重型钢结构、风电塔筒、黑皮管、管桁架、新型网架等，拥有各类生产加工设备 600 余台套，具备单件重量 160 吨大型钢结构构件及陆上各类机型风电塔筒的制作能力，年产能 60000 吨；

华电曹妃甸重工装备有限公司位于河北省唐山市曹妃甸区，是公司旗下核心的海工生产基地，拥有 3 万吨级专用码头，主要产品包括大型港口机械、物料输送、海上风电等重型装备；

武汉华电工程装备有限公司主要承接高端钢结构制造，主要产品包括风电塔筒、火电钢结构、工业项目钢结构等，具备最大单件 200 吨的钢结构构件和设备生产能力、陆上风电塔筒生产能力，具备年产风电塔筒 360 套、火电相关钢结构 50000 吨的生产能力；

河南华电金源管道有限公司主要从事火电、核电管道的供货与调试，是国内大容量、高参数机组电站管道的主要加工基地，其中超超临界管道预制业绩已超过 100 台，拥有行业最强的管道加工能力和领先的工期保证能力，年产管道 35000 吨，可以满足 130 万千瓦机组四大管道弯制要求。

深圳市通用氢能科技有限公司主要从事燃料电池关键材料气体扩散层、质子交换膜及催化剂的研发与批量化制造，其中气体扩散层在国内处于领先地位。

华电蓝科科技股份有限公司由公司联合唐山港务投资管理有限公司等单位共同设立，专门从事港口先进装备的研发、设计、孵化、推广，致力成为港口高端装备及自动化码头装卸系统方案提供商。

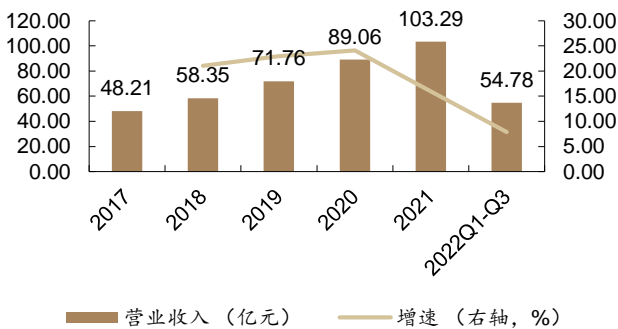
图 4：公司六大子公司分布



资料来源：公司公告，高工氢能，德邦研究所整理

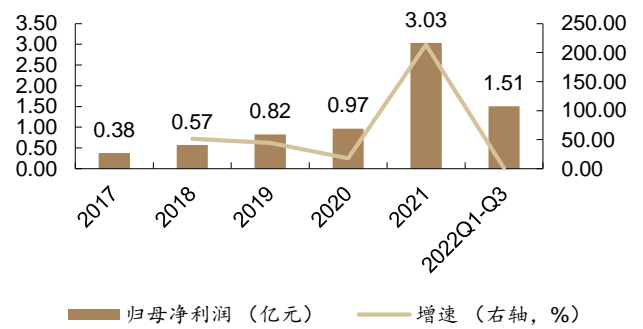
营收利润保持高速增长。根据公司公告，公司营业收入由 2017 年的 48.21 亿元提升到 2021 年的 103.29 亿元，年复合增长率达 20.98%；归母净利润由 2017 年的 0.38 亿元提升到 2021 年的 3.03 亿元，年复合增长率达 68.43%。

图 5：营业收入及增速



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

图 6：归母净利润及增速

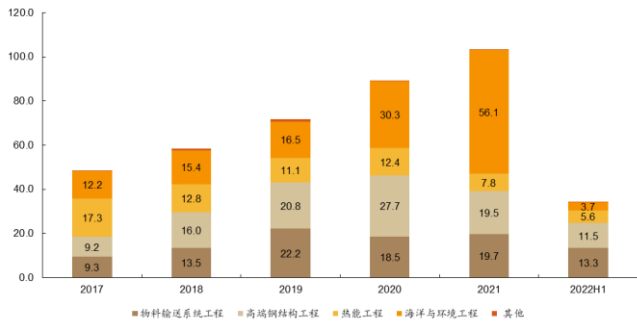


资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

新旧能源双重支撑，多维驱动业绩增长。分业务来看，物料输送系统工程、高端钢结构工程、热能工程、海洋与环境工程为公司主要收入来源。受益于海上风电的建设加速，2017-2021 年公司海洋与环境工程营收快速增长，由 12.2 亿元增长到 56.1 亿元，年复合增长率达 46.38%，占公司总营收比例由 25.3% 增长到 54.3%；与此同时，热能工程业务占公司总营收比例由 35.9% 下降到 7.6%。2022 上半年公司深耕优势业务，公司物料输送系统工程、高端钢结构工程、热能工程、

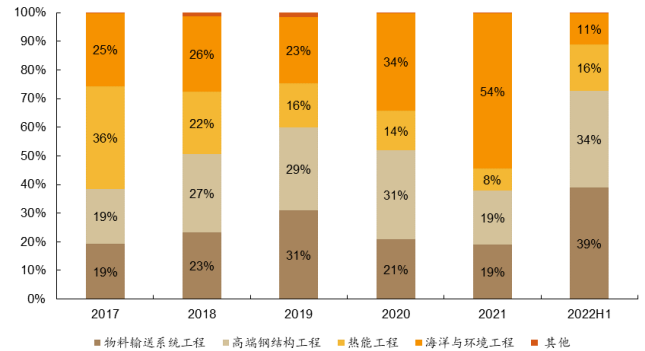
海洋与环境工程营收分别占公司总收入的 38.87%、33.74%、16.27%、10.83%，合计占公司总收入的 99.71%。其中，物料输送工程业务营收较上年同期增长 65.37%；热能工程业务营收较上年同期增长 138.01%；高端钢结构工程业务较上年同期增长 57.27%；而海洋与环境工程业务营收较上年同期减少 74.93%，主要受“抢装潮”后海上风电项目大部分已完工，新签项目尚未形成规模的影响。

图 7：2017-2022H1 公司业务收入（亿元）



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

图 8：2017-2022H1 公司分业务营收占比情况



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

物料输送系统工程：产品丰富，下游广泛。物料输送系统工程适用于有大宗散货装卸、储存、输送需求的行业。公司同时具备技术研发、系统设计、核心装备制造和大型项目管理能力，在电力、港口、冶金、石油、化工、煤炭、建材及采矿等多个行业具有众多良好的项目总承包业绩，积累了丰富的工程项目经验，并在国际市场也取得较大发展，业务遍及几内亚、印度、印尼、菲律宾、柬埔寨、澳大利亚等国家和地区。公司自行设计制造的核心物料输送装备包括环保圆形料场堆取料机、长距离曲线带式输送机、管状带式输送机、装卸船机、堆取料机、翻车机、排土机等，已广泛应用于环保圆形料场、电厂输煤、港口码头装卸运输等物料输送系统，是市场的先行者和领跑者。

图 9：公司物料输送系统工程业务概览

物料输送和装卸装备		EPC 业务	
<p>数字煤场智能管控系统</p> 	<p>长距离曲线带式输送机系统</p> 	<p>电厂输煤系统</p> 	
<p>新一代四卷筒抓斗卸船机</p> 	<p>环保型螺旋卸船机</p> 	<p>环保圆形料场系统</p> 	
<p>管状带式输送机系统</p> 	<p>火车翻车机设备</p> 	<p>港口码头装卸运输系统</p> 	

资料来源：公司公告，公司官网，德邦研究所

高端钢结构工程：各业务板块重要支撑，业绩持续保持高增。公司高端钢结构工程业务主要为电力、港口、码头、矿山、石化等工业企业提供承受大载荷的钢结构产品及工程总承包服务，具有较高的品牌认知度，同时作为公司其他业务

板块的重要支撑，兼顾生产风电塔架、光伏支架等产品。目前已取得轻型钢结构工程设计专项甲级、中国钢结构制造企业资质证书（特级）、钢结构工程专业承包二级、机电设备安装工程专业承包企业资质证书（三级）、环保工程专业承包叁级等钢结构工程资质。近年来，公司高端钢结构工程业务营收持续增长，由 2017 年的 9.2 亿元增长到 2021 年的 19.5 亿元，年复合增长率达 20.52%；其中 2021 年高端钢结构工程营收较上年同期下降了 29.61%，主要由于主要为煤场封闭项目减少、光伏项目正在积极拓展市场，尚未形成规模；2022H1 公司积极开拓风光电项目市场，项目规模不断增大，高端钢结构工程营收同比增长 57.27%。

图 10：公司高端钢结构工程业务概览



资料来源：公司公告，德邦研究所

热能工程：深度受益火电建设及改造。公司的热能工程业务为电站提供四大管道系统、空冷系统两类辅机系统以及电厂综合能效提升及灵活性改造服务，受火电增量投资及存量改造的规模和增长幅度影响较大。2017-2021 年，受环境保护要求和产能过剩影响，中国煤电装机增速放缓，公司热能工程业务营收由 17.3 亿降至 7.81 亿元，年复合增长率达-18.1%，下滑明显。而据中国电力企业联合会统计数据，2022 年前三季度全国火电投资完成额 547 亿元，同比增长 47.5%。受煤电投资复苏带动，2022H1 公司热能工程业务实现收入 5.56 亿元，同比高增 138.01%。

图 11：公司热能工程业务概览



资料来源：公司公告，德邦研究所

海洋与环境工程：高质量、高技术、高效益发展。公司海上风电业务历经多年的发展与建设实践，储备了丰富的人才团队，拥有先进的海上风电施工船机等设备资源，并充分利用子公司海上风电桩基基础、塔筒等装备制造优势和临港出运的便利条件，形成了从设计，装备制造，到安装施工及运维的完整服务范围，业务包括海上风电基础钢管桩、过渡段、导管架、海上升压站结构、风机塔筒的制造及海上运输；风机基础施工、升压站基础施工、测风塔基础施工、过渡段安装；风电机组及塔筒安装、升压站结构及设备组件安装、海上测风塔安装、海缆敷设；海上风电场运营维护等。近年来，业务总体呈快速发展趋势。

图 12：公司海洋与环境工程业务概览



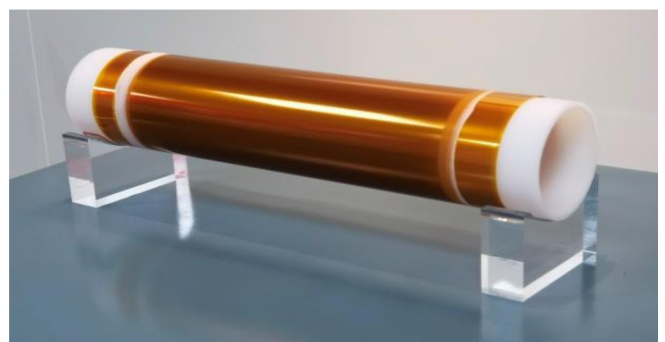
资料来源：公司公告，公司官网，德邦研究所

氢能工程：积极打造绿氢制、储、用产业链条，修炼内功静待花开。2009年，公司即着手从事氢能相关业务；于2012年成立煤化工事业部，主要从事焦炉煤气制氢、PSA变压吸附提氢、高压氢气管道输送、煤焦油加氢等业务；2022年3月成立中国华电氢能技术研究中心，重点围绕氢能产业政策与动态研究，氢能材料、装备及系统开发，氢能应用技术研究以及数字化、智能化等方面开展研究工作。依托绿氢制-储-用产业链条，以电解槽核心材料、核心部件为抓手，持续开展制氢系统核心材料、关键设备的技术研发与产业化应用。2022年7月公司碱性电解槽产品下线，相较传统碱性电解槽，公司研制的电解槽运行电流密度提高约30%，整体重量减少近10%，直流能耗指标小于4.6千瓦时每标方氢气。在1.6MPa运行压力下，电解槽的额定产氢量达到1200Nm³/h；单机产氢量、电解效率、电流密度等主要技术指标达到国际先进。

图 13：公司 1200Nm³/h 碱性电解槽产品



图 14：质子交换膜

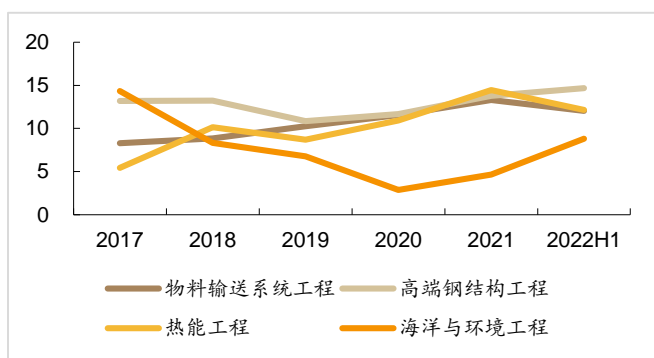


资料来源：公司官方微信公众号，德邦研究所

资料来源：公司公告，德邦研究所

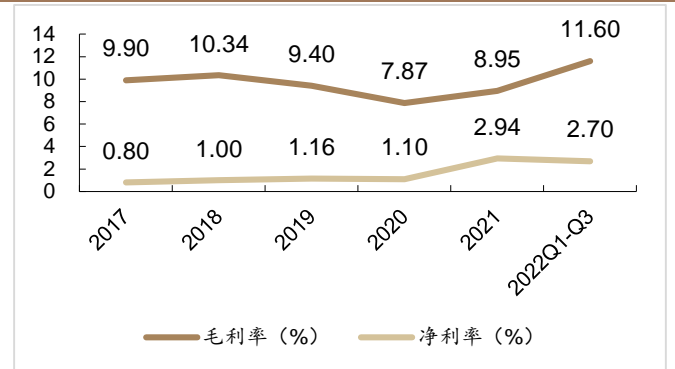
主要业务毛利率略有波动总体趋势向上，整体净利率不断增长。2017年以来公司主要业务毛利率保持稳定增长：其中，物料输送系统工程毛利率由2017年的8.30%增长到2022H1的12.05%；高端钢结构工程毛利率由2017年的13.20%增长到2022H1的14.67%；热能工程毛利率由2017年的5.45%增长到2022H1的12.15%；海洋与环境工程毛利率由2017年的14.32%下降到2022H1的8.82%，主要受海上风电“抢装潮”影响，海上风电所需的原材料和关键船机价格有所增涨，对公司海上风电项目的毛利率有一定影响。整体来看，2017-2022H1，公司毛利率呈现先降后升的趋势，由2017年的9.90%下降到2020年的7.87%，此后毛利率不断上涨，2022前三季度毛利率达到11.6%，为近年来最高；净利率方面，由2017年的0.80%增长至2022前三季度的2.70%，盈利能力不断增强。

图 15：公司近年主要业务毛利率 (%)



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

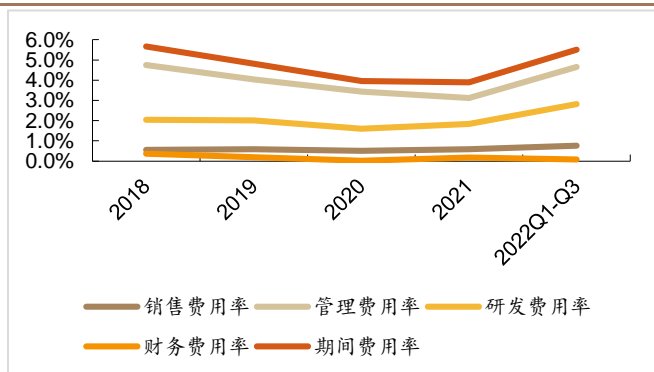
图 16：公司近年毛利率和净利率 (%)



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

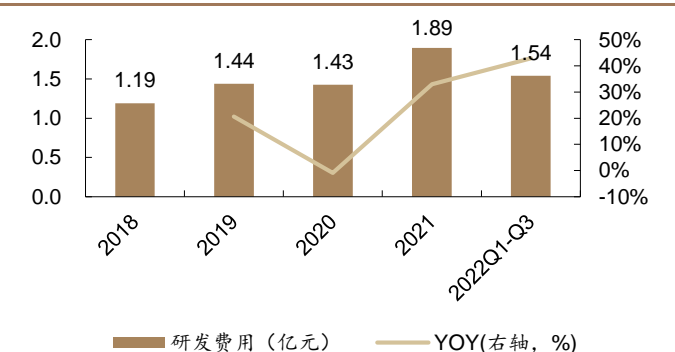
期间费用率控在合理区间，研发投入持续增加。2018-2022 年前三季度，公司期间费用率（不包含研发）由2018年的5.66%下降到2022Q1-Q3的5.50%，总体控制在合理水平内；其中销售费用率整体较低，2018-2022 前三季度分别为0.55%/0.59%/0.50%/0.59%/0.77%，总体维持在0.8%以下；管理费用率呈逐年降低趋势，由2018年的4.75%下降到2021年的3.12%，2022 前三季度公司管理费用有所上升，管理费用率上升至4.65%；财务费用率：2018-2022 年前三季度分别为0.36%/0.19%/0.01%/0.17%/0.08%。研发费用上，公司不断重视技术研发，研发费用率整体稳步提升，从2018年的2.04%增加到2022Q1-Q3的2.81%，研发费用由2018年的1.19亿元增长至2021年的1.89亿元，CAGR为16.72%，2022 年前三季度公司坚持创新驱动发展战略，加大研发投入，较2021年同期增长20.75%，达1.54亿元。

图 17：2018-2022 前三季度公司费用率 (%)



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

图 18：2018-2022 前三季度公司研发费用及增速



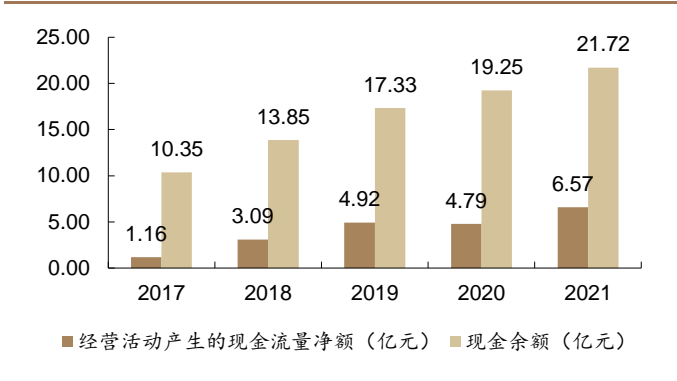
资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

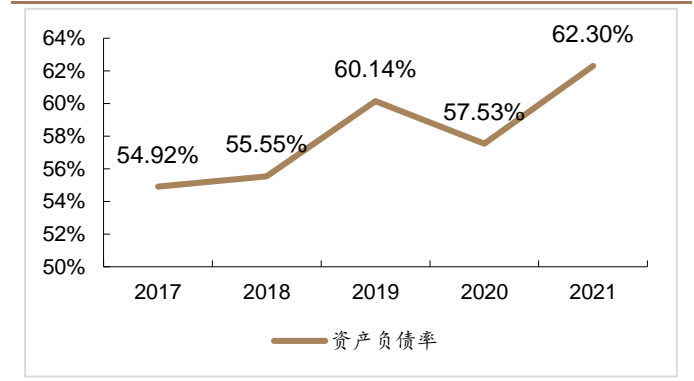
经营现金流持续增长, 资产负债率整体向上。2017-2021年, 公司经营性现金流净额整体保持高增长态势, 由2017年的1.16亿元增长至2021年的6.57亿元, 经营性现金流保持充裕。资产负债率方面, 公司整体负债水平在正常区间内, 近些年来总体资产负债率呈现增长趋势。

图 19: 2017-2021 年公司现金流情况 (亿元)



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

图 20: 2017-2021 年公司资产负债率



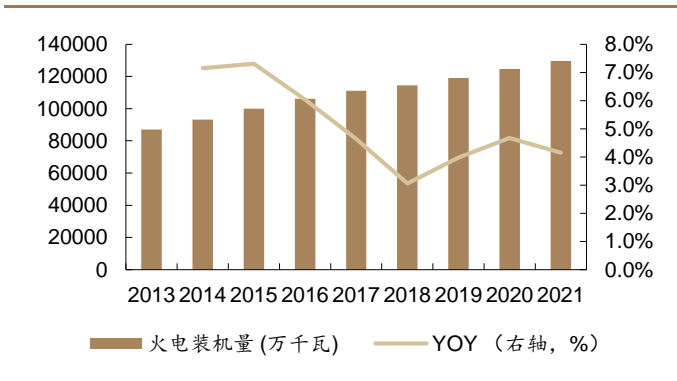
资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

2. 火电强势复苏, 传统能源业务盼迎新春

2.1. 火电价值重估, 建设积极性增强

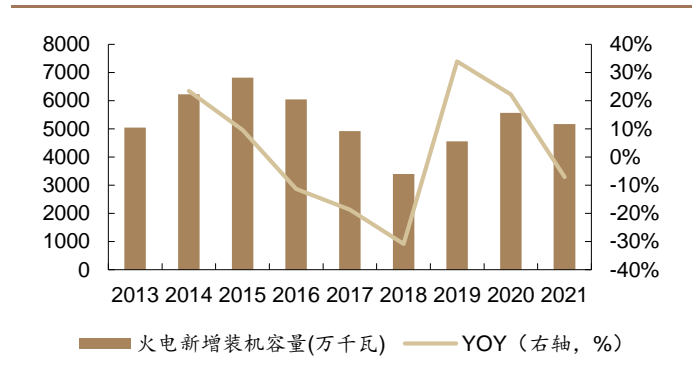
火电投资增速放缓, 但“压舱石”、“稳定器”地位依旧稳固。我国煤炭资源非常丰富, 火力发电技术起步较早, 火电已占领电力的大部分市场, 行业发展成熟。相对其他发电方式, 火电建设周期短、选址灵活、机组受环境、天气、季节等不利因素影响较小, 方便电网调峰, 可以实现供需实时平衡, 在来水不济、风光受限或遇到其他突发事件时, 依靠火电弥补供电缺口是目前最为经济快捷的方式。尽管在电力结构调整的背景下, 火电投资增速有所放缓, 2013-2021年火电装机量年平均增速达5.11%, 远远落后于风电的19.98%和光伏发电的44.77%。但当前火力发电依旧是我国最为重要的发电方式, 2021年火力发电量占全国总发电量的71.13%, 作为电力系统压舱石的地位依旧稳固。

图 21: 2013-2021 年全国火电装机量及增速



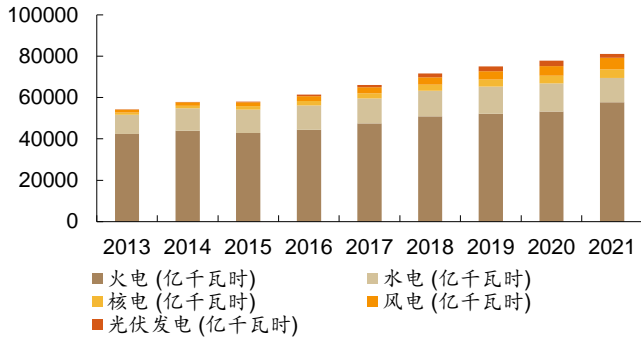
资料来源: 电力网, 中能传媒研究院, 德邦研究所

图 22: 2013-2021 年全国火电新增装机容量及增速



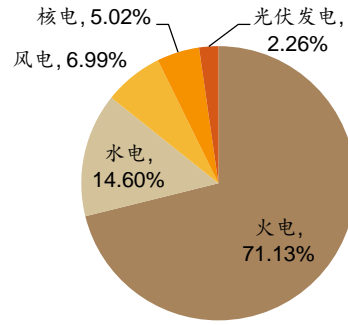
资料来源: 电力网, 中能传媒研究院, 德邦研究所

图 23: 2013-2021 年全国各发电类型发电量



资料来源: 国家统计局, 国家能源局, 中电联, 中电传媒研究院, 德邦研究所

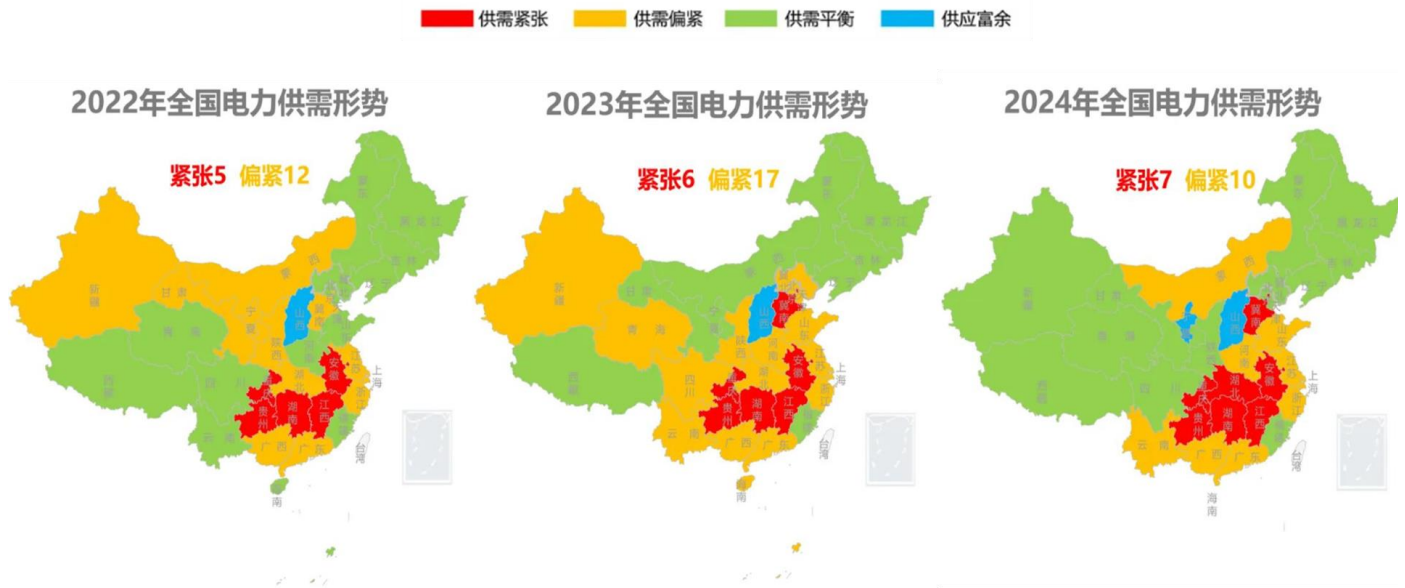
图 24: 2021 年全国各发电类型发电量占比



资料来源: 国家统计局, 智研咨询, 德邦研究所

“十四五”电力供应偏紧，火电兜底保供意义重大。近些年极端天气频现叠加俄乌冲突，导致国内一些地方出现缺电现象，在新能源出力不稳定的背景下，电力保供压力依然需要火电分担，推动火电装机必要性凸显。根据电规总院预计，“十四五”期间全国电力供应保障压力仍然较大，2022 年安徽、湖南、江西、重庆、贵州等 5 个地区负荷高峰时段电力供需紧张，2023、2024 年电力供应紧张地区将分别增加至 6 个和 7 个，电力供应偏紧地区最高将达 17 个。因此需加快推进明确煤电建设，尽快推进新增规划煤电项目落实，夯实煤电托底保供基础。

图 25: 未来三年全国电力供需形势



资料来源: 电力规划设计总院微信公众号, 德邦研究所

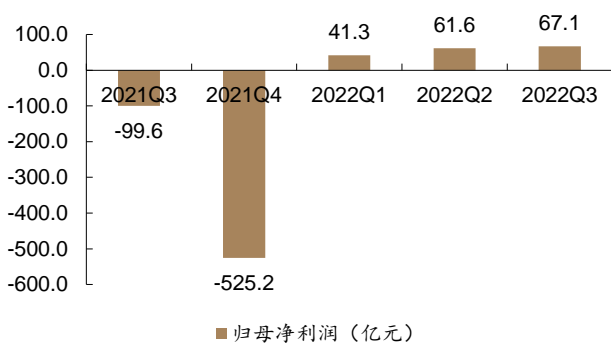
政策支持+盈利改善，火电经济性持续好转。

- 1) **政策端：增加煤炭供应，支持火电多发。**2021 年 10 月，国务院常务会议强调要发挥好煤电油气运保障机制作用，有效运用市场化手段和改革措施，保证电力和煤炭等供应，推动具备增产潜力的煤矿尽快释放产能，支持煤电企业增加电力供应，纠正有的地方“一刀切”停产限产或“运动式”

减碳。2022年2月国务院总理李克强主持召开国务院常务会议，会上继续强调要继续做好大宗商品保供稳价工作，缓解下游企业成本上升压力，保持物价基本稳定；增加煤炭供应，支持煤电企业多出力出满力，保障正常生产和民生用电。5月，经国务院批准，人民银行增加1000亿元支持煤炭清洁高效利用专项再贷款额度，专门用于支持煤炭开发使用和增强煤炭储备能力，包括煤炭安全生产和储备，以及煤电企业电煤保供。8月，国务院常务会议再次要求，要部署稳经济一揽子政策的接续政策措施，加力巩固经济恢复发展基础，其中包括“支持中央发电企业等发行2000亿元能源保供特别债，在今年已发放300亿元农资补贴基础上再发放100亿元”。

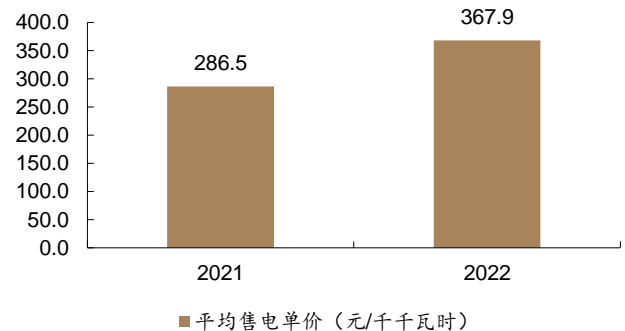
- 2) 盈利模式显著改善：控制发电成本，加大发电收益。①成本端上，严控煤价上涨：2022年2月，国家发改委出台《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，防止煤炭价格大涨大跌，引导煤炭价格在合理区间运行。《通知》明确煤炭价格合理区间，据北极星售电网，秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格为每吨570-770元（含税），价格中枢为670元/吨。这一价格与《征求意见稿》550-850元/吨价格区间相比，价格中枢下调30元/吨。同时，明确山西、陕西、内蒙三个重点产区煤炭出矿环节的价格区间，其中晋陕蒙三个省区煤炭产量和外调量在全国占比中均超过70%。②收入端上，深化燃煤发电上网电价市场化改革：2021年10月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，《通知》明确有序推动全部燃煤发电电量进入市场形成市场交易电价，将上下浮动的范围扩大为原则上均不超过20%，用电多的高耗能行业市场电价不受上浮20%限制，更好地发挥市场机制作用。以内蒙华电为例，2022年前三季度内蒙华电平均售电单价为367.91元/千千瓦时（不含税），同比上涨81.43元/千千瓦时（不含税），同比增长28.42%。从火电企业今年前三季度的收益来看，火力发电的经济性已经得到明显改善。

图 26：2022 年火电板块盈利能力明显修复



资料来源：wind，德邦研究所

图 27：内蒙华电前三季度平均售电单价（不含税，单位：元/千千瓦时）

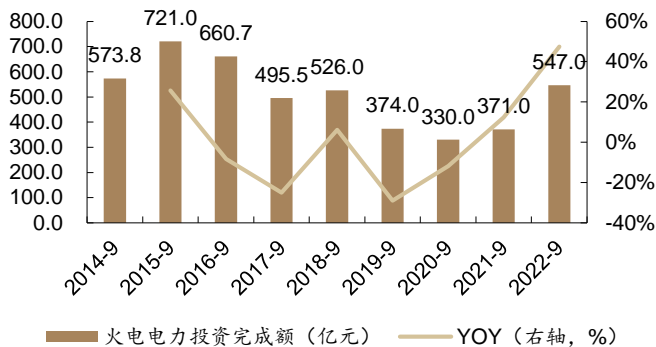


资料来源：内蒙华电公告，德邦研究所

火电投资起势，预计未来三年建设提速。根据中国电力企业联合会10月25日发布的相关报告，从投资完成情况看，2022年前三季度全国主要发电企业电源工程完成投资3926亿元，同比增长25.1%。其中，火电完成了547亿元，同比增长47.5%，火电投资建设正在强势复苏。电规总院预测2022-2024年新增煤电

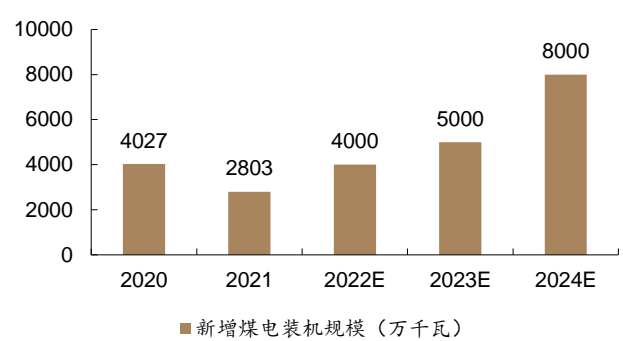
装机规模将分别达到 4000/5000/5000 万千瓦。而参考当前紧张的电力供应态势，我们预计今明两年煤电核准仍将提速，结合煤电 2-3 年的建设周期，据国际能源网，2024 年有望投产 8000 万千瓦。

图 28: 2014 前三季度-2021 前三季度火电投资完成额及同比增速



资料来源: wind, 中电联, 德邦研究所

图 29: 历年煤电装机规模及预测 (单位: 万千瓦)



资料来源: 电力规划设计总院微信公众号, 国际能源网, 德邦研究所预测

2.2. “十四五”期间火电灵活性改造力度有望加大

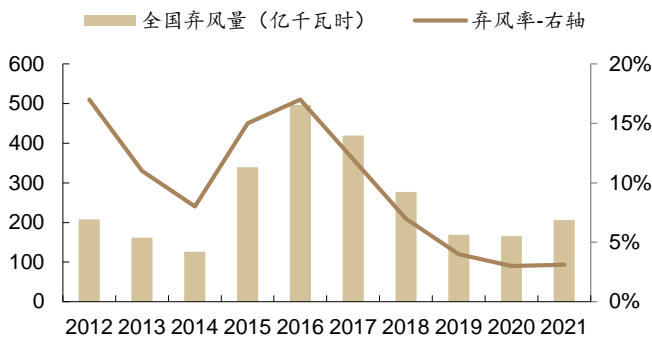
“十三五”期间火电灵活性改造不达预期。“十三五”期间，火电灵活性改造总体呈“前热后冷”的态势。十三五初期开展火电灵活性改造积极性非常强，而十三五末期火电灵活性改造发展缓慢，我们认为主要有两大原因：

1) 同火电灵活性改造的盈利模式相关。火电灵活性通过参与辅助服务里的调峰市场来获取一定收益。(1) 从收入端来看，包括减少分摊成本以及获得调峰补偿：减少分摊费用方面，改造前，火电机组往往运行在深度调峰标准之上，需分摊其他深度调峰机组的补偿费用，改造后，该部分费用将消失；获得调峰补偿方面，根据调峰深度的不同，分阶段获得调峰补偿。(2) 火电机组参与深度调峰后运行成本增加较大，调峰激励不足导致盈利性较弱：此外，机组频繁参与深度调峰，也带来相关运维成本、耗油均上升。

2) “十三五”期间跨省电力互济已较好解决弃风弃光问题。与欧洲国家相比，我国具有更好地协调资源的优势，2018 年 11 月西北跨省调峰辅助服务市场试运行，通过跨省调峰增加区域互济空间，发挥跨区域调节能力，支撑送端的新能源发展，调动受端资源对提升送端电网灵活性的作用。从负荷特性来看，宁夏、甘肃、青海的最高负荷出现在冬季，陕西的最高负荷出现在夏季，各省(区)之间在季节上存在互补性。从成本端来看，跨省电力互济社会成本较低且效果显著，“十三五”期间我国的弃风弃光问题得到明显缓解，这也对火电灵活性改造的积极性造成一定程度上的冲击。

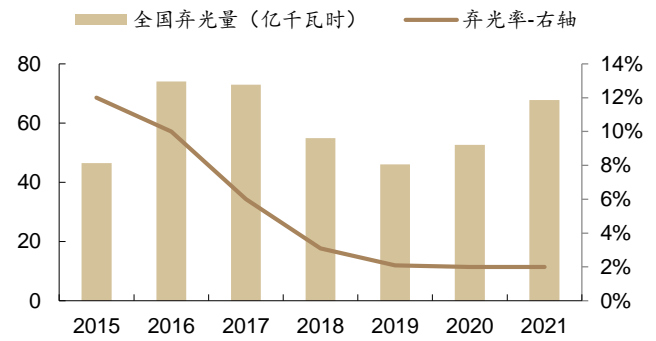
因此从整体上看，根据国家发改委、国家能源局联合发布的《电力发展“十三五”规划(2016-2020 年)》，提出在“十三五”期间，“三北地区”火电机组灵活性改造约 2.15 亿千瓦，改造完成后，“三北”地区增加调峰能力 4500 万千瓦。而根据国家电网 2021 年发布的《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，“十三五”期间，“三北”地区实际完成灵活性改造 8241 万千瓦，对比“十三五”提出的火电灵活性改造目标来看，完成率仅为 38.33%。

图 30: 2012-2021 年中国风电弃风量 (亿千瓦时) 和弃风率



资料来源: 贝壳投研, 华经产业研究院, 华夏能源网, 全国新能源消纳监测预警中心, 德邦研究所

图 31: 2015-2021 年中国光伏弃光量 (亿千瓦时) 和弃光率

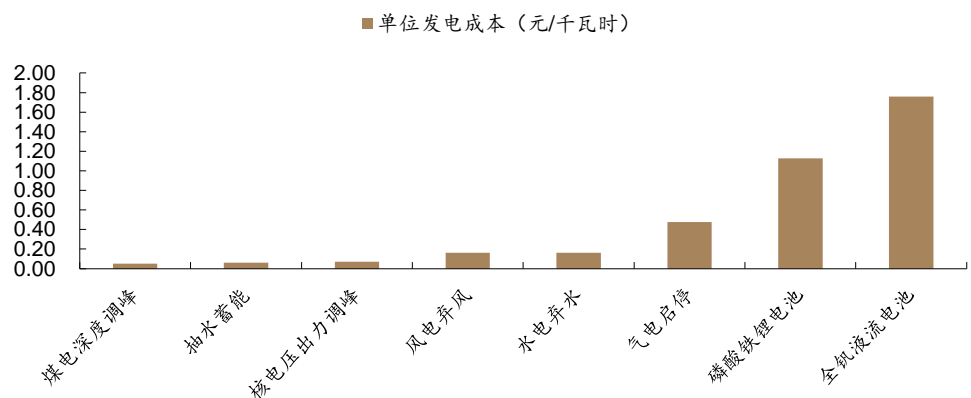


资料来源: 贝壳投研, 华经产业研究院, 华夏能源网, 全国新能源消纳监测预警中心, 德邦研究所

“十四五”期间火电灵活性改造计划实现确定性较高。根据国家发改委、国家能源局发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，要求存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦，促进清洁能源消纳。梳理“十三五”期间火电灵活性改造不达预期的原因，我们认为“十四五”期间火电灵活性的经济性和盈利模式都将得到重估，改造目标实现确定性较高。

第一，风光装机量迅猛增长，跨省电力互济消纳能力有限，煤电机组灵活性改造经济性凸显。根据全国新能源消纳监测预警中心发布的数据，2021 年局部地区弃风弃光率有所提升，其中青海弃风率为 10.7%，较 2020 年增长 6 个百分点，西藏弃光率为 29.3%，较 2020 年增长 3.9 个百分点，新能源消纳形势依然严峻。2022 年 5 月，国家发改委副主任胡祖才表示，我国已在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设 4.5 亿千瓦大型风电光伏基地；如此大规模的新能源并网势必对电力系统造成严重冲击，因此需要通过各种策略提升新能源消纳水平。根据《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》以及《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，采用煤电深度调峰的单位发电成本为 0.05 元/度，抽水蓄能的单位发电成本为 0.06 元/度，采用磷酸铁锂电池的单位发电成本为 1.13 元/度，对煤电机组进行灵活性改造的成本最低。

图 32: 各类有偿调峰方式的单位发电成本



资料来源: 《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》, 《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》, 德邦研究所整理

第二，各省逐步将新能源开发指标与火电灵活性改造捆绑。2021年以来，多省提出以火电灵活性改造配置新能源，内蒙古、湖北、新疆、河南、山西等地都明确可以以火电灵活性改造新增调节能力来配置新能源开发规模，从逻辑上来说火电灵活性改造可以替代新能源配置电化学储能的需求，且成本更低。从配置机制上看，新能源规模多为火电灵活性改造后新增调节能力乘以一定的系数，其中内蒙古、新疆、河南的配置比例均在1-2倍之间，山西较低为0.3倍。

与新能源开发指标捆绑令火电灵活性改造的盈利模式发生转变，由原先依赖辅助服务获取调峰收益转向成为获取新能源开发指标的成本项。而与别的调峰方式相比，火电灵活性改造又是成本最低的选择，因此我们预计拥有大量火电资源同时积极布局风光大基地建设的大型发电集团将会在“十四五”期间大力开展火电灵活性改造以获取更多的风光开发指标。

表 3：部分省份火电灵活性改造配置新能源指标政策

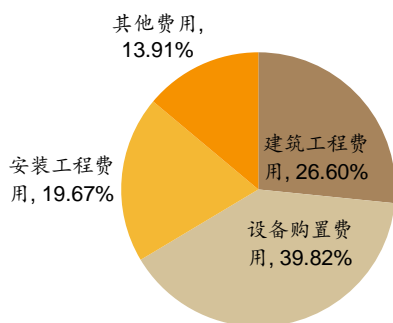
省份	时间	文件名称	配置方式
内蒙古	2021年8月	《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》	新能源规模=火电灵活性改造新增调节能力/有效容量系数，其中I类资源区内风电有效容量系数0.6-0.7，光伏有效容量系数0.7-0.8；II类资源区内风电有效容量系数0.55-0.65，光伏有效容量系数0.65-0.75。
湖北	2021年10月	《湖北省能源局关于公布2021年燃煤电厂机组灵活性改造用于配套基地的平价新能源项目的通知》	其单个电厂所有新增灵活调节能力必须优先满足基地项目灵活调节配置要求。
新疆	2022年3月	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）》	根据新能源与煤电机组等效出力情况，对计划实施灵活性改造的公用机组，按照机组灵活性改造后新增调峰能力的1.5倍，配置新能源规模；对主动将燃煤自备机组转为公用应急调峰电源的企业，按照燃煤自备机组规模的1.5倍配置新能源规模。自备机组转为公用电源后，实施灵活性改造的，按公用机组灵活性改造标准，继续给予新能源规模配置。
河南	2022年9月	《关于2022年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》	煤电灵活性改造按照增加调峰能力的1.4倍配置新能源建设规模，总计8.8GW。
山西	2022年10月	《山西省支持新能源产业发展2022年工作方案》	新能源规模按煤电灵活性改造后新增深度调峰能力的0.3倍确定。

资料来源：内蒙古自治区能源局，湖北省，山西省能源局，新疆维吾尔自治区发改委，河南省发改委，德邦研究所整理

2.3. 背靠华电，多板块受益火电建设

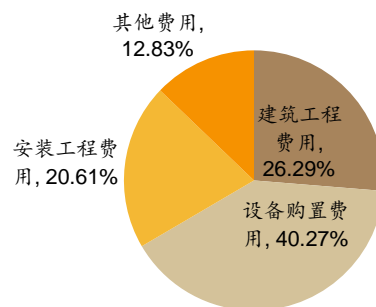
设备购置费用占火电工程造价大头。根据《火电工程限额设计参考造价指标（2021年水平）》，火电机组造价分为建筑工程费用、设备购置费用、安装工程费用和其他费用四大块；以2×660MW和2×1000MW新建煤电项目为例，2×660MW新建煤电项目EPC单位造价为3700元/kW，其中设备购置费为1473元/kW，整体造价占比为39.8%；2×1000MW新建煤电项目EPC造价为3373元/kW，其中设备购置费为1358元/kW，整体造价占比为40.3%。

图 33：2×660MW 超超临界燃煤机组火电工程造价占比



资料来源：《火电工程限额设计参考造价指标（2021年水平）》，德邦研究所

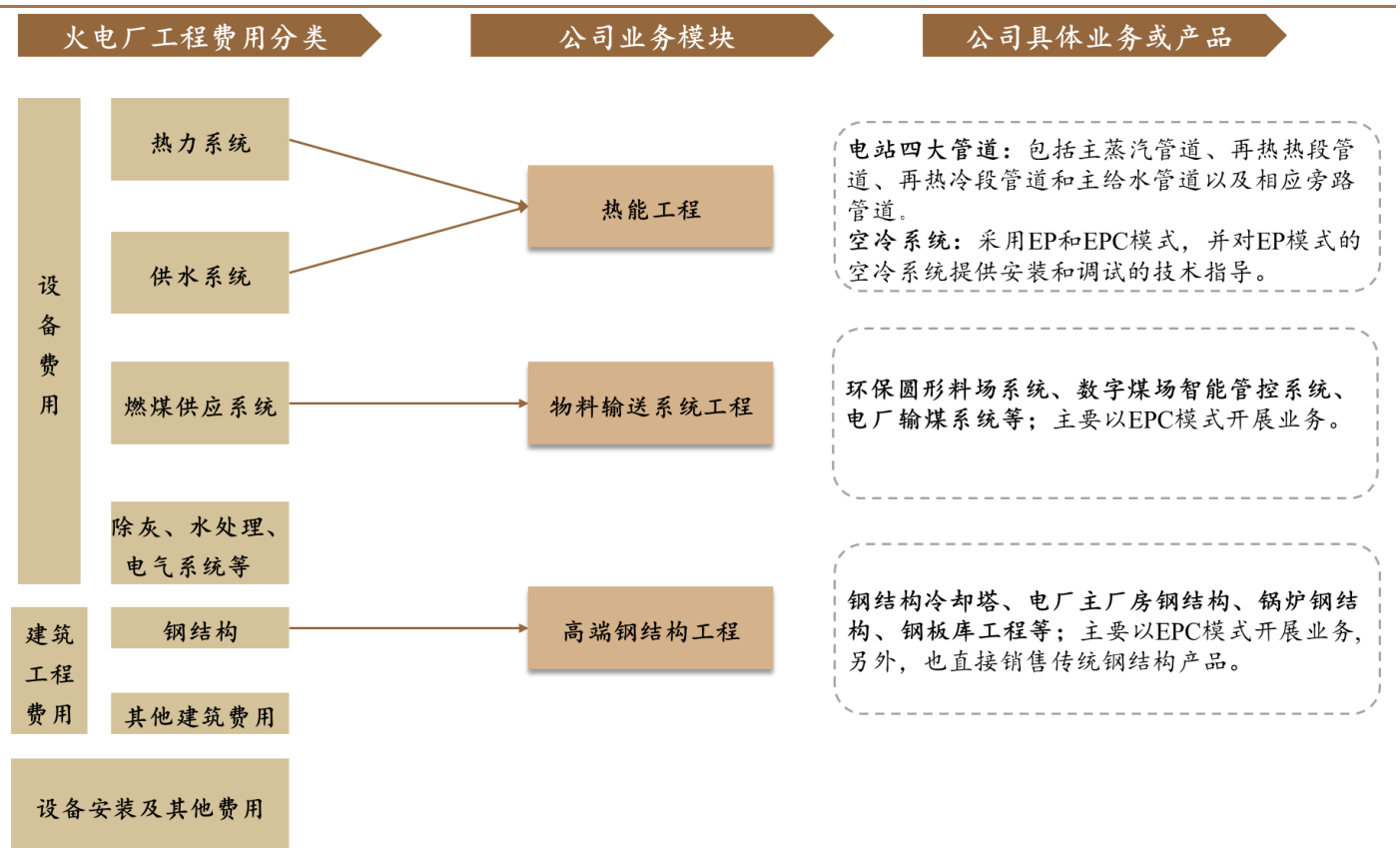
图 34：2×1000MW 超超临界燃煤机组火电工程造价占比



资料来源：《火电工程限额设计参考造价指标（2021年水平）》，德邦研究所

公司物料输送、热能工程、高端钢结构业务受益火电增量投资提速。随着火电建设加速，公司物料输送、热能工程、高端钢结构业务均有望受益。其中，物料输送系统工程业务包含电厂输煤系统，用于火电站向火电机组输送原煤，主要由卸煤、上煤、储煤和配煤四部分构成，用到的大型物料输送装备包括翻车机、带式输送机、堆取料机等。热能工程业务为火电站提供四大管道系统、空冷系统两类辅机系统；公司掌握四大管道系统的设计、工厂化配制的全套工艺流程和超超临界机组管道用钢焊接技术等核心技术，具备空冷系统总包、系统设计、核心设备制造及系统集成能力。高端钢结构业务致力于为电厂的封闭料场系统工程、钢结构冷却塔等钢结构工程提供系统解决方案和工程总承包服务。

图 35：公司多业务涉及火电工程领域



资料来源：公司公告，《火电工程限额设计参考造价指标（2021年水平）》，德邦研究所整理

四大管道&空冷系统：未来三年总市场空间近 400 亿，公司先发优势显著。参考《火电工程限额设计参考造价指标（2021年水平）》，我们测算电站四大管道单位设备造价为 94 元/kw，电站空冷系统的单位设备购置费用为 123-153 元/kw；预计 2022-2024 年新增火电装机的四大管道&空冷系统设备总市场空间为 394.5 亿元。华电重工为国内电站管道龙头企业，根据公司招股书，2014H1 国内投运的百万千瓦级超超临界火电机组中超过五成由公司提供四大管道系统的管材、管件或工厂化配制。在空冷系统方面，截止 2022H1 公司已先后为多个电厂提供了空冷系统整体解决方案，包括国投哈密 2×660MW 超临界机组、新疆天河 2×330MW 机组、神华准东 2×660MW 超临界机组、华能西宁 2×350MW 机组、新疆天富 2×660MW 机组等空冷岛项目，已成为空冷系统行业有力竞争者。

图 36: 新建火电四大管道设备市场空间测算 (单位: 亿元)

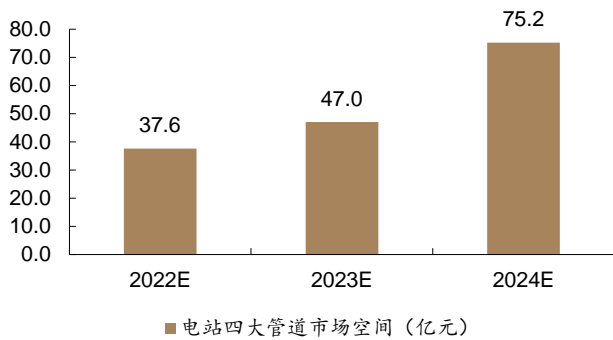
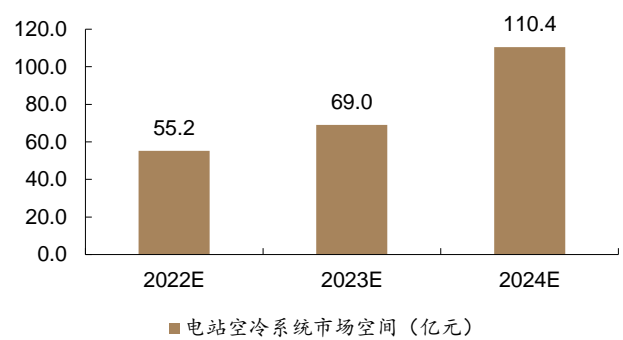


图 37: 新建火电空冷系统设备市场空间测算 (单位: 亿元)



资料来源:《火电工程限额设计参考造价指标 (2021 年水平)》, 德邦研究所整理并测算

资料来源:《火电工程限额设计参考造价指标 (2021 年水平)》, 德邦研究所整理并测算

华电集团火电灵活性改造提速, 公司有望承接大量灵活性改造项目。2022 年, 华电集团火电机组灵活性改造明显提速; 参考中国华电集团电子商务平台, 2018-2021 年华电集团有关火电灵活性改造项目的招标一共为 12 个, 而 2022 年截止 11 月底关于火电灵活性改造项目的招标数量已达到 39 个, 改造力度明显加快。华电重工作为华电集团控股子公司, 具备电厂综合能效提升业务和灵活性改造业务的系统总包能力和丰富的项目经验, 2021 年公司成功签订福建华电可门电厂 1#综合能效提升项目合同、忻州广宇 3#空冷岛优化项目合同、国家能源双维电厂百万机组中速磨煤机能效提升项目复合金属陶瓷改造耐磨磨辊磨瓦改造合同等, 抢占火电灵改市场先机; 因此我们预计凭借项目经验与背景优势, 公司有望在华电集团火电灵活性改造的大潮中承接大量的火电灵活性改造项目。2022H1, 公司已顺利签订华电内蒙土默特 1 号、2 号机组灵活性改造项目 EPC 合同、华电新疆红雁池 1 号机组多能互补运行灵活性提升改造项目 EPC 合同、华电新疆乌热 1 号机组多能互补运行灵活性提升改造项目 EPC 合同、华电内蒙包头 1、2 号机组灵活性改造项目 EPC 合同。

表 4: 2022 年华电集团灵活性改造项目招标情况 (红色标注为华电重工上半年签订项目)

招标时间	项目名称
2 月	华电内蒙古能源有限公司土默特发电分公司 1 号、2 号机组灵活性改造项目
2 月	华电新疆发电有限公司昌吉分公司多能互补 2 号机组运行灵活性提升改造项目
3 月	华电新疆发电有限公司红雁池分公司多能互补 3 号机组运行灵活性提升改造项目 (锅炉侧设备改造)
4 月	华电新疆五彩湾北一发电有限公司多能互补 4 号机组灵活性改造项目
4 月	华电新疆红雁池发电有限公司多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造项目 EPC 总承包
4 月	华电新疆发电有限公司乌鲁木齐分公司多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程项目
4 月	华电新疆准东五彩湾发电有限公司多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程
5 月	华电阜康热电有限公司多能互补 2 号机组运行灵活性提升改造
6 月	华电内蒙古能源有限公司包头发电分公司-1、2 号机组灵活性改造
6 月	华电阜康热电有限公司多能互补 2 号机组运行灵活性提升改造
6 月	华电克拉玛依发电有限公司多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程
6 月	华电轮台热电有限公司多能互补 2 号机组运行灵活性提升改造-锅炉项目
7 月	华电新疆哈密煤电开发有限公司项目-多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造项目 EPC 总承包
7 月	华电呼图壁能源有限公司项目-多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程磨煤机动静环改造
7 月	华电呼图壁能源有限公司项目-多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程控制逻辑优化
7 月	华电呼图壁能源有限公司项目-多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造工程空预器换热元件改造、锅炉高温烟气旁路改造
7 月	华电新疆五彩湾北一发电有限公司项目-多能互补 3 号机组灵活性改造项目新增启动循环泵 EPC 总承包
7 月	华电新疆发电有限公司昌吉分公司-1 号机组灵活性改造招标公告
7 月	华电轮台热电有限公司项目-多能互补 2 号机组运行灵活性提升改造锅炉项目
7 月	华电伊犁煤电有限公司多能互补 1 号机组运行灵活性提升改造锅炉侧及高低旁系统技改 EPC 项目

8月	华电新疆发电有限公司昌吉分公司-多能互补#1机组灵活性提升改造工程
8月	华电淄博热电有限公司5号汽轮机灵活性供热改造工程
8月	华电新疆准东五彩湾发电有限公司3号机组运行灵活性提升改造工程锅炉部分和SCR入口烟温提升改造EPC项目
9月	华电新疆发电有限公司红雁池分公司多能互补4号机组运行灵活性提升改造项目(锅炉侧设备改造)
10月	新疆华电喀什热电有限责任公司多能互补6号机组运行灵活性提升改造项目(空预器防ABS堵塞、滚动密封改造)EPC
10月	新疆华电喀什热电有限责任公司多能互补6号机组运行灵活性提升改造项目(控制优化及试验)EPC工程
10月	上右厂火电灵活性改造新能源400MW风光项目PC总承包

资料来源：中国华电集团电子商务平台，德邦研究所

3. 风光正当时，双碳赛道主力军

3.1. 双碳时代，海上风电迎来快速发展期

向海争风，我国海风资源丰富且便于消纳利用。我国海岸线长约18000多公里，近海风能资源主要集中在东南沿海区域，风能密度基本在300瓦/平方米以上。根据风能资源普查成果，我国5~25米水深、50米高度海上风电开发潜力约2亿千瓦；5~50米水深、70米高度海上风电开发潜力约5亿千瓦，海风资源非常丰富。随着陆上可开发土地资源和风能资源的日益稀缺，海上风电已逐渐成为风能的发展趋势。根据刘吉臻等《海上风电支撑我国能源转型发展的思考》，相比陆上风电，海上风电具有三大显著优势：(1)能源效益更高：海上风速高，风机单机容量大，年运行小时数最高可达4000h以上，海上风电效率较陆上风电年发电量多出20%~40%；(2)不受城镇化制约：海上风电场远离陆地，不受城市规划影响，也不必担心噪音、电磁波等对居民的影响；(3)方便就地消纳：我国绝大部分陆上风能、太阳能资源分布在三北地区，而70%的用电负荷集中于中东部地区，能源基地大多远离负荷中心；根据中国工程院发布的《我国未来电网格局研究(2020年)咨询意见》，随着我国西部产业发展和东部清洁能源的开发，东部和西部源荷不平衡程度将降低，“西电东送”也将面临不可持续问题，必须采取“集中开发、远距离输送”与“分布式开发、就地消纳”并举模式；大规模开发紧邻东部负荷中心的海上风电，不仅能够减轻“西电东送”通道建设压力，还能够与“西电东送”的水电资源在出力上形成季节互补。

图 38：中国陆地 70 米高度风功率密度分布

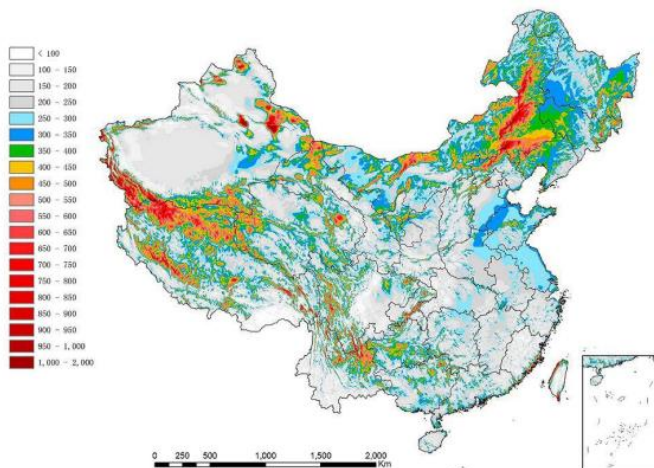
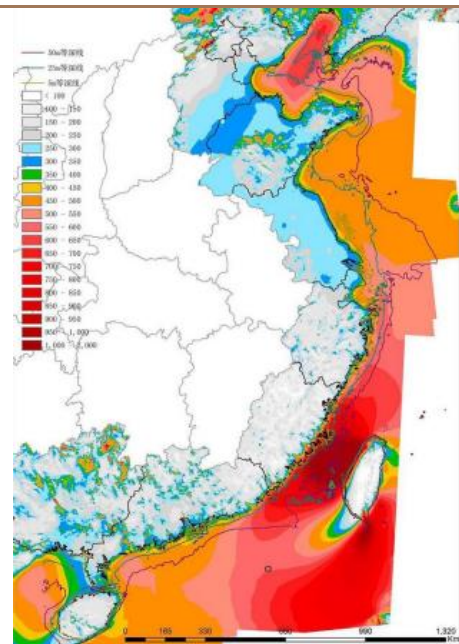


图 39：中国近海风能资源分布

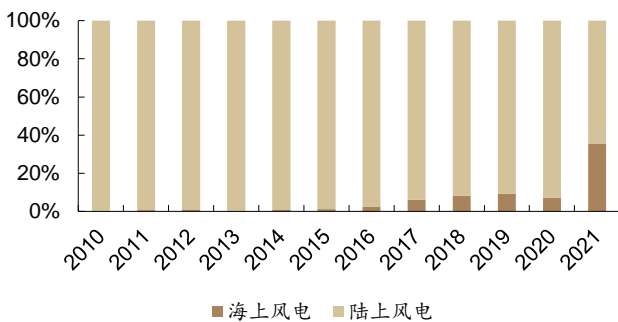


资料来源:《中国风电发展路线图 2050》, 德邦研究所

资料来源:《中国风电发展路线图 2050》, 德邦研究所

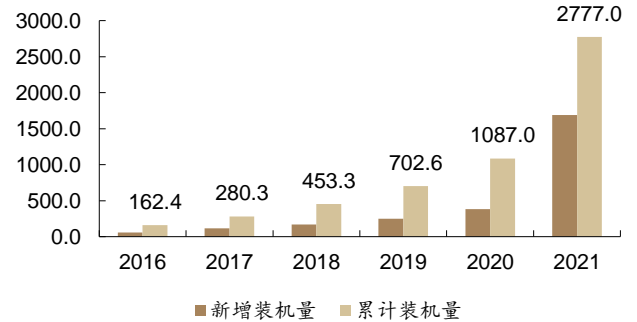
全球海风建设快速发展, 中国海风装机量已为世界第一。多国政府已把海上风电看作实现能源安全与能源可及的重要工具, 根据全球风能理事会 (GWEC) 发布的《2022 全球海上风电报告》, 2021 年全球海上风电新增并网容量 21.1 GW, 为历史最高纪录。截至 2021 年年底, 全球累计海上风电容量达到 56 GW, 同比增长 58%, 海上风电在全球风电总装机中的占比为 7%。其中, 中国已连续第四年成为新增海上风电装机最多的国家, 2016-2021 年中国海上风电累计装机量年均增长率达 76.44%; 2021 年中国海风新增并网容量 1690 万千瓦, 在风电新增装机中占比达到 35.5%, 超越英国一跃成为世界第一海上风电装机量国家。远景能源高级副总裁田庆军预计 2022 年底, 中国海上风电累计装机将超过 3000 万千瓦, 继续领跑世界。

图 40: 2010-2021 年中国陆上和海上风电新增装机容量占比



资料来源: 李志川等《中国海上风电发展现状分析及展望》, 德邦研究所

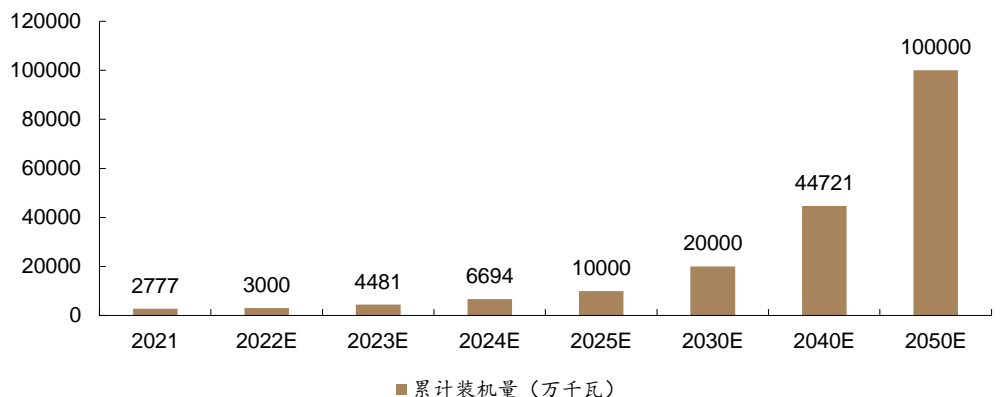
图 41: 2016-2021 年中国海上风电新增和累计装机容量 (单位: 万千瓦)



资料来源: 李志川等《中国海上风电发展现状分析及展望》, 德邦研究所

2023-2025 年我国海上风电累计装机容量年平均增速预计接近 50%。全球海上风电联盟提出, 为实现 1.5°C 目标, 2050 年全球海上风电累计装机容量至少要达到 2000GW (20 亿千瓦)。2022 年 11 月, 《2022 全球海上风电大会倡议》提出综合当前发展条件以及我国实现碳达峰碳中和目标的要求, 到“十四五”末, 我国海上风电累计装机容量需达到 1 亿千瓦以上, 到 2030 年累计达 2 亿千瓦以上, 到 2050 年累计不少于 10 亿千瓦, “十四五”后三年我国海上风电累计装机容量年平均增速预计将达到 49.4%。

图 42: 海上风电装机规模及预测 (单位: 万千瓦)



资料来源：国家能源局，中国能源报，北极星风力发电网，《2022 全球海上风电大会倡议》，德邦研究所预测

海风行业加速升级，单千瓦成本有望持续降低。根据国际风力发电网数据，根据近期的招标数据，海上风电造价已从 2021 年的约 20000 元/千瓦，回落至 14000 元/千瓦左右。从全球范围发展趋势来看，在当前可再生能源发电技术中，风电的技术进步和成本预期比较明确，在未来十年的时间内风电与常规能源电力相比将具有经济竞争力。根据《中国风电发展路线图 2050》，预计 2030 和 2050 年中国近海海上风电单位投资成本将降至 12000 和 10000 元/千瓦，预期上网电价分别达到 0.6 元/千瓦时和 0.54 元/千瓦时。

表 5：中国典型海风电场预期投资成本和上网电价

		2010	2020	2030E	2050E
单位投资 (元/千瓦)	近海	14000-19000	14000	12000	10000
	远海		50000	40000	20000
运行维护 (元/千瓦时)	近海	0.15	0.15	0.1	0.1
	远海		0.3	0.2	0.1
预期 (平均) 上网电价 (元/千瓦时)	近海	0.77-0.98	0.77	0.6	0.54
	远海		>2	2	1

资料来源：《中国风电发展路线图 2050》，德邦研究所

政策规划加码，“十四五”期间海风装机预计景气依旧。国务院有关部门出台《关于促进新时代能源高质量发展的实施方案》《“十四五”可再生能源发展规划》，提出到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。海上风电进入“平价”开发阶段后，广东、山东、浙江等省份相继出台省补政策，发展前景依然明朗。其中，广东省补贴范围为广东省管海域 2022 年及 2023 年全容量并网海上风电项目，2022 年全容量并网项目每千瓦补贴 1500 元，2023 年全容量并网项目每千瓦补贴 1000 元，补贴后项目电价为广东标杆燃煤电价；山东省对 2022—2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目，省财政分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴，补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦，2023 年底前建成并网的海上风电项目，免于配建或租赁储能设施；浙江省按照“逐步退坡、鼓励先进”的原则逐年制定海上风电上网电价，实施财政、金融等支持，支持省管海域海上风电项目逐步实现平价上网，2022-2025 年通过竞争性配置确定需要扶持的项目，分年度装机总容量分别不超过 50 万千瓦、100 万千瓦、150 万千瓦、100 万千瓦。据北极星风力发电网不完全统计，“十四五”期间，多个省市也陆续出台“十四五”期间能源发展规划，初步明确其海上风电发展目标。我们认为随着海上风机价格下探，施工成本降低以及补贴政策催化，海风在“十四五”期间有望维持高景气。

表 6：部分省市海上风电相关规划

省份	文件名称	主要内容
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地，新增海上风电装机 455 万千瓦以上。
海南	《海南省“十四五”能源发展规划》 《海南省海上风电场工程规划》	“十四五”期间制定了海上风电场 11 个，总装机 1230 万千瓦的海上风电项目招商（竞争性配置）方案。分别位于临高西北部、儋州西北部、东方西部、乐东西部和万宁东南部海域，单个场址规划装机容量 50 万千瓦~150 万千瓦。
广东	《广东省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》	大力发展海上风电、太阳能发电等可再生能源，推动省管海域风电项目建成投产装机容量超 800 万千瓦，打造粤东千万千瓦

		级基地, 加快 8 兆瓦及以上大容量机组规模化应用, 促进海上风电实现平价上网。
广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到 2025 年底, 力争达到 1800 万千瓦, 在全国率先实现平价并网。到 2025 年, 全省海上风电整机制造年产能达到 900 台(套), 基本建成集装备研发制造、工程设计、施工安装、运营维护于一体的具有国际竞争力的风电全产业链体系。
福建	《关于印发加快建设“海上福建”推进海洋经济高质量发展三年行动方案(2021—2023 年)的通知》	有序推进福州、宁德、莆田、漳州、平潭海上风电开发, 坚持以资源开发带动产业发展, 吸引有实力的大型企业来闽发展海洋工程装备制造等项目, 不断延伸风电装备制造、安装运维等产业链, 建设福州江阴等海上先进风电装备园区。规划建设深远海海上风电基地。
江苏	《江苏省“十四五”海上风电规划》	“十四五”规划海上风电项目场址共 28 个, 规模 909 万千瓦, 规划总面积为 1444 平方千米。
广西	《广西战略性新兴产业发展“十四五”规划》	明确将海上风电作为“十四五”能源和产业发展的重点方向, 规划海上风电场址 25 个, 总装机容量 2250 万千瓦。其中, “十四五”期间将力争核准海上风电 800 万千瓦以上, 投产 300 万千瓦。目前已有 750 万千瓦海上风电项目获得能源局批复。

资料来源: 北极星风力发电网, 各省人民政府官网, 德邦研究所

3.2. 公司打造研发、设计、制造、施工、运维一体化风电业务体系

公司风电业务: 设备工程协同, 海风陆风并举。公司同时开展陆上风电与海上风电业务, 兼重设备生产与项目施工。陆上风电业务主要以生产销售风电塔筒/塔架产品的形式开展, 公司凭借较强的风电塔架专业技术力量、完善的质量管控体系和成熟的项目管理经验, 在国内市场上已取得了较好信誉, 市场竞争力不断增强, 已先后为四川盐源长坪子风电场、广西凤门岭风电场、青洲三导管架风电工程提供风电塔架, 在满足华电集团项目需要的同时, 不断在集团外市场取得突破, 2022 上半年公司子公司重工机械签订新疆区域 281 套塔筒制作合同, 超额完成上半年新签合同指标, 武汉华电定向开拓西南地区风电塔筒业务, 成功签订华电云南待补项目, 合同额创历史新高。海上风电业务已成为公司支柱业务板块, 包括海上风电基础钢管桩、过渡段、导管架、海上升压站结构、风机塔筒的制造及海上运输; 风机基础施工、升压站基础施工、测风塔基础施工、过渡段安装; 风电机组及塔筒安装、升压站结构及设备组件安装、海上测风塔安装、海缆敷设; 海上风电场运营期维护等。公司在海风研发、设计、制造、施工等方面均取得了重大进展和成绩, 工程建设能力得到了业界广泛认可, 并荣获 2022 年度中国风电行业十大影响力品牌。

项目经验丰富: 国内外市场持续拓展, 累计完成海风项目装机容量达 350 万千瓦。公司具备丰富的海上风电工程经历, 截至 2022 年上半年, 公司共参与建设海上风电项目 26 个, 项目装机容量 350 万千瓦, 其中以施工总承包模式承建的项目 190 万千瓦, 以 EPC 总承包模式承揽的项目 20 万千瓦; 完成了 450 余套单桩基础施工、550 多台风机安装, 累计敷设海底电缆 1000 余公里。先后签订了广东揭阳、山东半岛南 3 号、华电玉环 1 号、鲁能东台海上风电工程、华电大丰 H8 测风塔、三峡新能源广东阳江、华电福建海坛海峡、华能射阳大丰 H1、国能大丰 H5、中广核后湖、广东大唐南澳、华能苍南 4 号、越南金瓯、中广核甲子二等海上风电工程。其中越南金瓯 350MW 海上风电项目是截至目前整个东南亚地区规模最大的在建海上风电项目, 据公司官微, 2022 年 10 月底, 越南金瓯 1B 标段 T40 风机叶轮顺利组对到位, 标志着公司首个海外海上风电项目主体工作顺利完工, 为公司后续拓展国外市场打下坚实基础。

图 43: 国家电投揭阳神泉一（二期）海上风电项目



资料来源：公司公众号，德邦研究所

图 44: 越南金瓯 350MW 海上风电项目



资料来源：公司公众号，德邦研究所

提前布局深远海风，加强风电安装能力。当前国内海上风电安装平台主要为自升式海上风电安装平台，其具有作业稳定，适应于各类海底土壤条件和较大的水深范围，移位灵活方便等优点。公司当前自有“华电 1001 号”并长期租赁“振江号”共计 2 艘自升式海上风电安装平台，同时公司另有 1 艘海上风电安装平台等待交付。据公司公众号，2022 年 5 月，公司租赁的 2200T 深水自升式风电安装船“博强 3060”正式开工建设，是目前国内在建平台配置最高的风电安装船，可变载荷超 10000 吨，可满足 65 米作业水深、20MW 级风电机组安装需求，计划于 2023 年三季度交付。“机组大型化、场址深远海”是海上风电未来发展的必然趋势，按照“博强 3060”的设计能力，公司可承接每年 1000MW 的安装任务，推进海上风电规模化集约化开发，并极大提高公司深远海海上风电安装能力。

图 45: 华电 1001 号自升式海上作业平台



资料来源：公司官网，德邦研究所

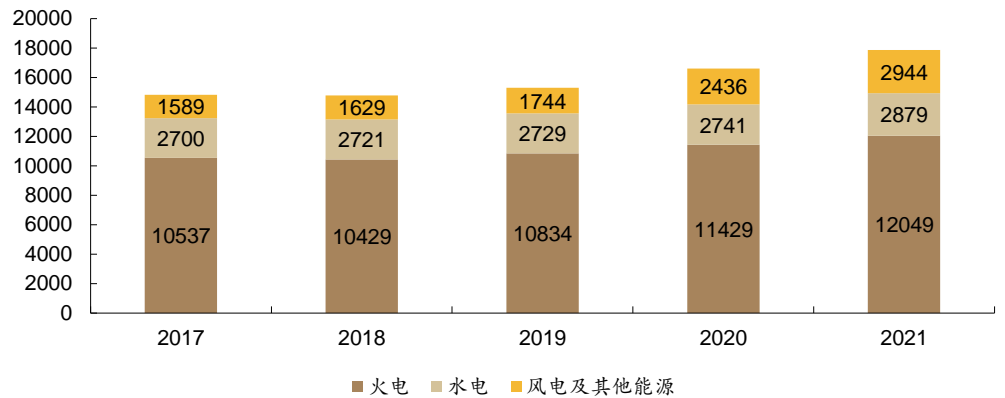
图 46: “博强 3060” 2200 吨自航自升式风电安装船



资料来源：公司公众号，德邦研究所

华电加快布局新能源建设，助力公司风电业务快速增长。2019 年以来，华电集团加快新能源建设，2019-2021 年风电及其他能源的装机容量分别达到 1744/2436/2944 万千瓦，年平均增长率为 29.93%；风电及其他能源的装机占比已由 2017 年的 10.72% 增长到 2021 年的 16.47%。公司作为华电集团旗下工程技术板块的重要组成部分，我们认为随着华电集团风电新增装机容量的快速增长，公司陆上风电、海上风电业务均有望以高于行业整体增速持续发展。

图 47：华电集团 2017-2021 年电力装机容量情况（单位：万千瓦）



资料来源：《中国华电集团有限公司 2022 年度跟踪评级报告》，《中国华电集团有限公司 2020 年度跟踪评级报告》，德邦研究所

在手订单筑底，发展动力充足。参考公司公告，据我们不完全统计公司当前风电业务在手订单总金额超 50 亿元，风电业务后续发展动力足。预计随着国际国内风电建设的加速，以及公司风电安装能力的逐步加强，公司风电业务能够克服“抢装潮”的影响，回归高速发展阶段。

表 7：公司部分风电业务项目情况

项目名称	项目总金额(万元)
华电北疆乌鲁木齐 100 万千瓦风光项目	47,629
华电昌吉木垒四十个井子 800MW 风电项目塔筒（含锚栓）设备	41,672
云南华电曲靖会泽待补 370MW 风电项目 风力发电机组塔筒设备采购	23,676
国家电力投资集团有限公司揭阳神泉一 400MW 海上风电场项目 EPC 总承包 I 标段 合同	137,985
国家电投山东半岛南 3 号海上风电项目 工程	63,552
河北华电蔚县西岭 200MW 风电项目	15,704
山东能源 500MW 海上风电场工程项目	12,437
中广核甲子二海上风电场项目基础施工及风机安装采购 I 标段	17,980
国能龙源射阳 100 万千瓦海上风电项目风机基础制作、施工及风机吊装一标段施工合同	140,600
越南得乐 4x50MW 风电项目	

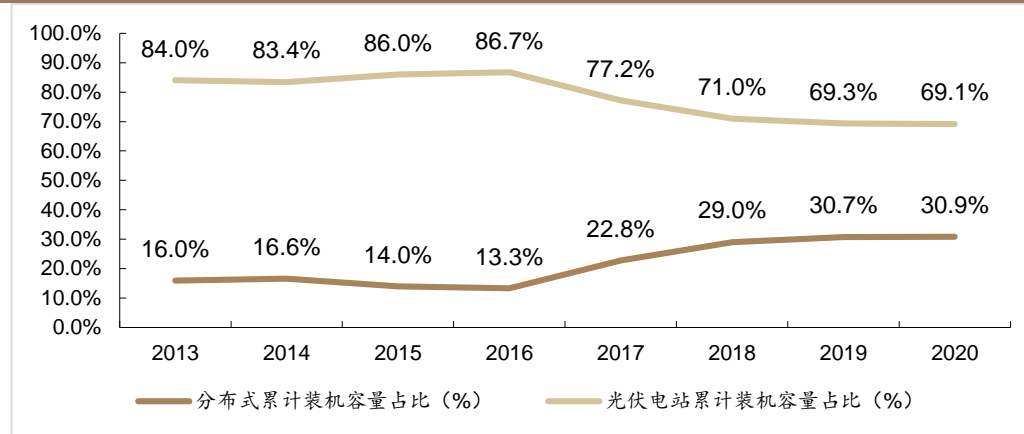
资料来源：公司公告，德邦研究所整理

3.3. 切入分布式光伏领域，补全能源矩阵

近年来，国家光伏发展政策逐渐向分布式光伏发电倾斜。我国屋顶分布式光伏开发模式日益成熟，且我国建筑屋顶资源丰富，开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大。根据国家能源局发布的《太阳能发展“十三五”规划》指出，“在太阳能资源优良、电网接入消纳条件好的农村地区和小城镇，推进居民屋顶光伏工程，结合新型城镇化建设、旧城镇改造、新农村建设、易地搬迁等统一规划建设屋顶光伏工程，形成若干光伏小镇、光伏新村。” 2013 年以来，我国分布式光伏发电市场份额稳步提升，截至 2020 年底，全国分布式光伏装机 7831 万千瓦，占光伏总

装机比重 30.9%。

图 48：2013-2020 年中国光伏发电累计装机容量结构



资料来源：国家能源局，前瞻产业研究院，德邦研究所

公司光伏工程业务包括集中式和分布式，以山西区域市场为重点，逐步辐射全国。在光伏业务方面，公司利用优势，切入山地光伏、柔性支架光伏、整县推进分布式光伏、渔光互补等多种光伏应用新场景，掌握以上各种光伏应用场景的总承包能力。依托强大的设计与研发能力，在柔性支架技术、复合材料支架技术、漂浮式光伏、BIPV 等方面积累了大量的技术储备。2022 年上半年，公司签订了华电应县等 5 个集团内光伏项目，还成功签订中煤大屯 50MW 渔光互补光伏合同，实现了集团外光伏项目的新突破。同时公司中标了上海大屯能源股份有限公司新能源示范基地项目(一期工程 172MW)EPC 总承包的设计和供货部分，该项目在采煤沉降区形成的湖面上铺设光伏板，实现光伏发电和渔业养殖的综合利用，既节约土地资源，又科学利用水面发展绿色清洁能源，达到“渔光互补”一体化，为采煤沉降区综合治理、开发利用探索出一条新路。

图 49：公司光伏业务



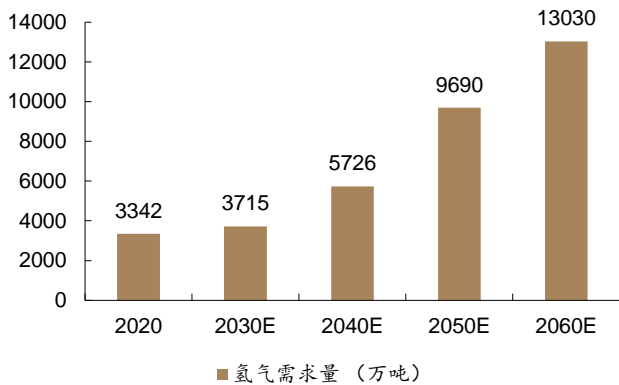
资料来源：公司公众号，德邦研究所

4. 氢势待发，万亿赛道再落一子

4.1. 氢能发展路径明晰，电解槽市场空间广阔

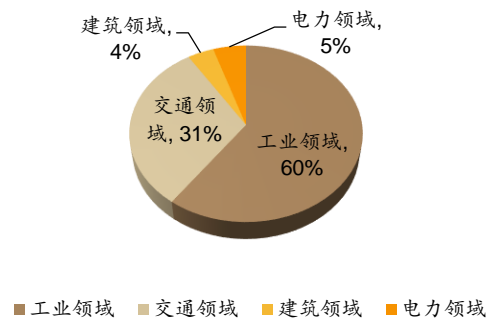
氢气需求量大，应用领域广泛。据中国氢能联盟，2030年我国氢气年需求量将达到3715万吨，在终端能源消费中占比约为5%。2060年，我国氢气的年需求量将增至1.3亿吨左右，在终端能源消费中的占比达到20%，其中绿氢产量将达到1亿吨。氢可以用作燃料电池发电，应用于汽车、火车、船舶和航空等交通领域，也可以单独作为燃料气体或化工原料进入生产，同时还可以在天然气管道中掺氢燃烧，应用于建筑供暖等。其中，2060年用氢需求中，工业领域用氢依旧占全国氢能应用领域的主导地位，约为7794万吨，占氢总需求量60%；交通运输领域用氢约为4051万吨，占总需求的31%；建筑领域和电力领域用氢相对较少，总占比约为9%。

图 50：2020-2060 年中国氢气需求量预测（单位：万吨）



资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

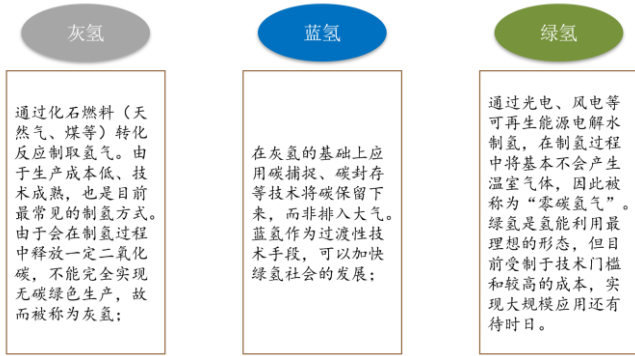
图 51：2060 年中国氢气需求结构



资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

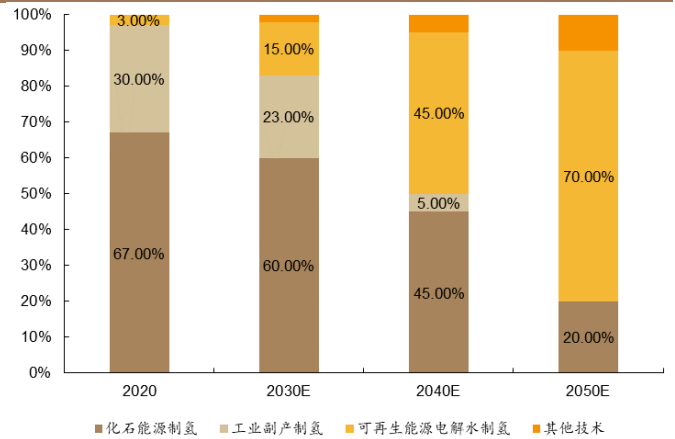
电解水制氢将成为氢气制取的主流方式。根据制取方式和碳排放量的不同将氢按颜色主要分为灰氢、蓝氢和绿氢三种。(1)灰氢：以化石燃料（包括煤炭、天然气等）为原料制氢以及工业副产制氢，在制取过程中会产生碳排放的问题；(2)蓝氢：在灰氢制取的过程中辅以碳捕捉技术，可有效减少制氢过程中的碳排放，但仍无法完全解决碳排放问题；(3)绿氢：通过电解水制取氢气，在制取过程中不会产生任何碳排放。绿氢是发展氢能的初衷，发展氢能就是为了能源的“去碳化”，只有通过无碳能源生产“绿色的氢”才能实现这一目标，而灰氢与蓝氢本身制取过程中也需要脱碳，因此将作为绿氢的过渡。电解水制氢未来必将成为氢气制取的主要手段，发展空间广阔，根据中国氢能联盟，2020年我国可再生能源电解水制氢量仅占全体氢气生产量的3%，预计2030年提升至15%，2050年达到70%。

图 52: 氢气分类



资料来源：《一文读懂氢能产业》，KPMG，德邦研究所

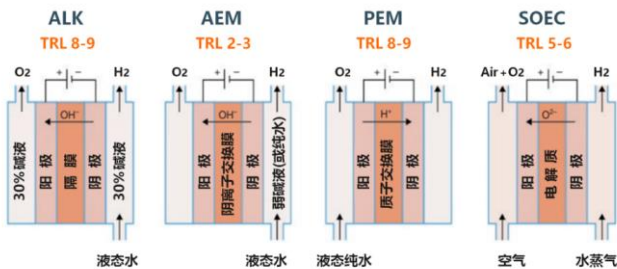
图 53: 2020-2050 年我国制氢结构预测



资料来源：中国氢能联盟，华经产业研究院，德邦研究所

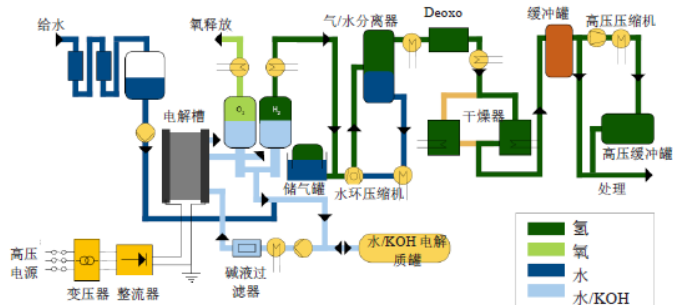
电解槽是电解水制氢的核心设备，2030 年电解槽系统市场空间将达 2000 亿元。当前主要的四种电解水技术分别是碱性电解水（ALK）、质子交换膜电解水（PEM）、固体氧化物电解水（SOEC）和阴离子交换膜电解水（AEM）。从技术成熟度（TRL）来看，碱性电解水和 PEM 电解水处于 TRL8-9，达到成熟可规模化的阶段；固体氧化物电解水 TRL 达到 5-6，处于生产测试到系统验证阶段，尚未进入规模化阶段；AEM 仍处于技术开发阶段，TRL 为 2-3，距离规模化还有较长距离，电解水制氢仍将以碱性电解水和 PEM 电解水技术为主。电解槽是电解水制氢的核心设备，电解槽系统主要由电解槽、电源、气液分离器、整流器、纯化等设备组成，根据《Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal》，其中电解槽约占整体系统设备成本的 50%。根据《中国氢能及燃料电池产业白皮书（2019 年版）》，预计我国电解槽系统装机量在 2030 年达到 35GW，市场规模超过 2000 亿，单电解槽（不考虑辅机）的市场规模为 1000 亿元。

图 54: 四大电解水制氢技术示意



资料来源：中国节能协会氢能专业委员会，德邦研究所

图 55: 电解槽系统（以碱性电解水为例）



资料来源：IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

表 8: 电解槽系统市场规模预测

	2025E	2030E	2040E	2050E
电解槽系统装机量 (GW)	10	35	200	500
碱性电解槽市场占比	95%	90%	80%	60%
PEM 电解槽市场占比	5%	10%	20%	40%
碱性电解槽系统设备价格 (元/KW)	1250-2000	1000-1500	800-1200	600-1000
PEM 电解槽系统设备价格 (元/KW)	6000-12000	3000-8000	1500-4000	800-2000
电解系统市场规模 (亿元)	800	2000	6000	7000
电解槽 (不含辅机) 市场规模 (亿元)	400	1000	3000	3500

资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》, IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

4.2. 依托华电集团, 氢能业绩即将兑现

央企抢占绿氢高地, 华电集团深入布局。根据国家发改委、国家能源局发布的《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年)》, 到 2030 年, 形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系; 2035 年, 形成氢能产业体系, 构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态, 可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升, 对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。据高工氢能, 在此背景下, 中国石化、中国石油、华电集团、中国海油、国家电投、国家电网、中国大唐、三峡集团、东方电气、国家能源集团等央企正在发力氢能, 深入布局氢能产业链。其中, 涉足氢能是华电集团努力落地“双碳”目标的重要一环, 华电集团积极有序布局氢能创新体系和示范应用, 在科技攻关及产业化、高端装备制造、可再生能源与氢能协同发展等方面不断塑造创新优势, 完成了国内第一个可再生能源制氢、大规模储能及氢能综合利用技术研究项目。今年以来, 华电集团氢能布局再度加速, 先后与远景能源在氢能领域达成战略合作协议, 成立中国华电氢能技术研究中心, 拟并购深圳通用氢能, 同巴拉德动力深化合作。

表 9: 华电集团氢能布局

时间	华电集团氢能布局
2021.6	中国华电与青海省人民政府签约, 双方将在源网荷储一体化、多能互补综合智慧能源、可再生能源制氢等方面深化合作。
2021.6	中国华电“揭榜挂帅”项目挂帅仪式在集团公司总部举行。提出风电、氢能、储能、低碳、燃机、虚拟电厂、火电灵活性改造等领域 7 项任务榜单。
2022.1	中国华电集团与远景能源在北京签署战略合作协议。双方将按在零碳、新能源开发利用、储能、氢能等领域进行全面合作。
2022.3	中国华电氢能技术研究中心中心挂牌成立。中心由华电科工直接管理, 初步设置氢能政策及经济研究所、可再生能源制氢研究所、燃料电池开发与应用技术研究所、氢混燃机技术研究所、高效储氢技术研究所、氢能业务大数据中心等 6 个机构, 将重点围绕氢能产业政策与动态研究, 氢能材料、装备及系统开发, 氢能应用技术研究以及数字化、智能化等方面开展研究工作。
2022.5	华电重工为加快推进氢能业务关键技术研究及核心装备开发, 决定以现金 2.50 亿元通过受让股权及增资扩股相结合方式持有深圳市通用氢能科技有限公司 51% 股权。
2022.9	华电重工控股子公司深圳市通用氢能科技有限公司与巴拉德动力系统有限公司在深圳签署了战略合作协议。本次战略合作的签署是通用氢能与巴拉德在此前合作基础上的进一步深化, 双方将在氢燃料电池气体扩散层及应用等方面开展紧密合作。

资料来源: 公司公告, 公司公众号, 北极星电力网, 高工氢能, 德邦研究所

公司作为华电集团氢能业务主要载体, 打造绿氢制、储、用产业链条。公司承担华电集团“揭榜挂帅”和“十大重点科技项目”任务, 重点对氢能应用领域

关键技术进行攻关。公司努力打造绿氢制、储、用产业链条：(1) 在绿氢制取领域，公司碱性+PEM 电解槽双线并行，同时攻关关键材料。根据公司公告，公司 1200Nm³/h 碱性电解槽已下线，正在积极开发 PEM 电解水制氢装置，两种制氢装置适应可再生能源波动性大、不确定性高的特点，可应用于可再生能源发电项目，实现可再生能源消纳，也可应用于电力冗余地区制氢，实现冗余电能消纳。

(2) 在绿氢储运领域，公司早在 2012 年成立煤化工事业部，开展高压氢气管道输送业务；同时自主研发的固态储氢、液态储氢技术已成功应用于泸定水电解制氢项目中。(3) 在绿氢应用领域，公司通过并购深圳市通用氢能科技有限公司加速燃料电池核心材料及核心零部件的开发生产与应用，推进氢能与燃料电池的商业化进程。深圳市通用氢能科技有限公司以燃料电池关键材料为核心，主打燃料电池碳纸（气体扩散层）、质子交换膜、催化剂和膜电极产品，并进行相关产品的多元化以满足多种应用场景需求；其自主研发生产的气体扩散层具有韧性好，高电导率、高传热性等优势，已通过国内外多家下游企业的检测，能够满足燃料电池、电解水、液流电池产品对气体扩散层的需求；自主研发的质子交换膜，具有电导率高，抗拉强度高，溶胀率低等特点，能够满足氢燃料电池、电解水制氢装置的需求。

需求侧强力保障，公司氢能业务有望后来居上。随着华电集团氢能布局的加速，电解槽订单也逐步释放。华电达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目是全国首批大规模可再生能源制绿氢示范项目之一，共建设风电 12 万千瓦、光伏 8 万千瓦、电化学储能 2 万千瓦时，电解水制氢 12000Nm³/h；2022 年 11 月，公司公告同内蒙古华电氢能科技有限公司签署《内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢工程示范项目 PC 总承包合同制氢站部分》，合同金额达 3.45 亿元，计划于 2023 年内投产。另外，山东华电潍坊 5000Nm³/h 氢储能示范项目预计也将释放 5 台 1000Nm³/h 的碱性电解槽需求。在 PEM 电解槽方面，11 月 3 日，青海省首个绿电制氢项目——“华电德令哈 3MW 光伏制氢项目”正式开工建设，刷新了全国最大 PEM 制氢规模，制氢规模达 600 Nm³/h，并配套建设一座加氢能力 500 千克/吨（12 时）的加氢站，设置 3 套 MW 级 PEM 电解水和 20MP 氢气充装系统。我们预计依托华电集团在绿氢项目上的持续拓展，公司氢能业务有望后来居上，成为公司业绩新的增长极。

图 56：公司碱性电解水制氢及纯化装置



资料来源：公司公众号，德邦研究所

图 57：华电德令哈 3MW 光伏制氢项目正式开工



资料来源：德林哈发布，德邦研究所

5. 盈利预测及投资建议

5.1. 盈利预测

核心假设：

1) 营业收入：物料输送系统工程业务主要受火电投资、煤炭采选投资、港口建设投资等下游资本开支影响，预计 2022-2024 年营业收入分别为 29.50/35.39/38.93 亿元。高端钢结构工程业务在火电、风电、光伏高景气的带动下，营收有望快速增长，预计 2022-2024 年营业收入分别为 27.29/32.75/36.03 亿元。热能工程主要分为电站四大管道&空冷设备与火电灵活性改造项目，参考我们对火电设备市场空间的预测以及公司火电灵活性改造在手订单的判断，预计 2022-2024 公司热能工程总营收分别为 15.23/19.84/25.46 亿元。海洋与环境工程业务受“抢装潮”后海上风电项目大部分已完工，新签项目尚未形成规模的影响，2022 年海风业务将大幅度减少，后期随着我国海上风电装机规模的不断增加以及公司风电安装能力的增强，预计 2022-2024 年营业收入分别为 14.02/42.07/58.90 亿元。氢能工程业绩将迎来兑现，预计 2022-2024 年营业收入分别为 1.15/9.40/10.40 亿元。其他业务将保持稳定，预计 2022-2024 年营业收入分别为 0.25/0.28/0.31 亿元。

2) 毛利率：2022 年，预计毛利率相对较低的海洋与环境工程业务营收占比将大幅减少，在一定程度上会优化公司整体毛利率；2023-2024 年，随着公司订单质量的不断优化，整体毛利率也都将维持在 10% 以上。假设 2022-2024 年物料输送系统工程毛利率分别为 11%/12%/13%；高端钢结构工程毛利率分别为 12%/13.5%/14%；热能工程毛利率分别为 12.05%/11.97%/12.46%；海洋与环境工程毛利率分别为 8%/6%/6%；氢能工程毛利率分别为 3%/5%/6%；其他业务毛利率均为 93%。

表 10：公司营收预测（单位：百万元）

业务类别	项目	2020	2021	2022E	2023E	2024E
物料输送系统工程	营业收入	1854.06	1966.36	2949.54	3539.45	3893.40
	营收增速	-16.54%	6.06%	50%	20%	10%
	毛利	191.87	261.27	324.45	424.73	506.14
	毛利率 (%)	11.54	13.29	11.00	12.00	13.00
高端钢结构工程	营业收入	2769.46	1949.54	2729.36	3275.23	3602.76
	营收增速	33.19%	-29.61%	40%	20%	10%
	毛利	289.10	268.87	327.52	442.16	504.39
	毛利率 (%)	11.66	13.79	12.00	13.50	14.00
热能工程	营业收入	1237.20	780.78	1522.85	1983.57	2545.71
	营收增速	11.22%	-36.89%	95.04%	30.25%	28.34%
	毛利	121.67	112.78	183.57	237.46	317.14
	毛利率 (%)	10.91	14.44	12.05	11.97	12.46
海洋与环境工程	营业收入	3029.16	5609.13	1402.282	4206.846	5889.584
	营收增速	83.16%	85.17%	-75.00%	200.00%	40.00%
	毛利	84.44	260.09	112.18	252.41	353.38
	毛利率 (%)	2.87	4.64	8.00	6.00	6.00
氢能工程	营业收入	0.94	0.14	115	940	1040

	营收增速	-85.14%	N/A	717.39%	10.64%
	毛利	0.04	3.45	47	62.4
	毛利率 (%)	100.00	29.02	3.00	5.00
	营业收入	15.59	23.07	25.38	27.92
其他业务	营收增速	-85.67%	47.97%	10%	10%
	毛利	13.22	21.50	23.61	25.97
	毛利率 (%)	84.75	93.18	93.00	93.00
	营业收入	8906.42	10329.03	8744.4216	13973.018
合计	营收增速	24.12%	15.97%	-15.34%	59.79%
	毛利	700.94	924.45	974.8	1,429.7
	毛利率 (%)	7.87	8.95	11.15%	10.23%
					17002.16

资料来源：公司公告，德邦研究所测算

5.2. 投资建议

公司作为华电集团旗下工程技术板块的重要组成部分，随着火电厂建设+火电灵活性改造+海上风电+光伏+氢能等行业的加速发展，订单量在有保障的前提下有望实现快速提升，助力公司业绩加速增长，兼具较高成长性与较强确定性。我们预计公司 2022 年-2024 年的收入分别为 87.74 亿元、139.73 亿元、170.02 亿元，营收增速分别达到-15.34%、59.79%、21.68%，净利润分别为 3.21 亿元、4.24 亿元、6.05 亿元，净利润增速分别达到 5.96%、32.06%、42.58%，首次覆盖，给予“增持”投资评级。

表 11：可比公司估值

公司代码	公司简称	股价 (元)	EPS (元/股)				PE			
			2021	2022E	2023E	2024E	2021	2022E	2023E	2024E
601868.SH	中国能建	2.27	0.19	0.19	0.22	0.25	18.83	12.11	10.52	9.05
301155.SZ	海力风电	85	6.64	1.53	4.02	6.30	23.27	55.57	21.14	13.50
600522.SH	中天科技	14.17	0.06	1.03	1.34	1.59	49.09	13.70	10.54	8.89
	可比公司平均估值						30.40	27.13	14.07	10.48
601226.SH	华电重工	5.59	0.26	0.27	0.37	0.52	25.82	20.30	15.37	10.78

资料来源：wind，德邦研究所（股价为 12 月 23 日股价，注：除华电重工外，所有公司盈利预测采用 wind 一致预测）

6. 风险提示

1) 客户集中风险：

公司承接了部分华电集团所控制电力企业的输煤系统、电站四大管道系统等辅机系统以及海上风电、光伏等工程项目，2022H1 公司营业收入中来自华电集团及其控股企业的收入金额为 14.58 亿元占公司当期总营收的 42.70%。未来若华电集团降低对公司的需求，预计将对公司业绩造成不利影响。

2) 政策支持力度不达预期风险：

火电站建设及火电灵活性改造的发展受政策驱动，若政策支持力度不及预期，则公司火电相关业务发展会受到较大影响。

3) 海上风电装机量不及预期：

海上风电平价发展初期需要依赖地方补贴和其他政策支持手段，若后续国家和地方对海风支持力度减弱，则海上风电装机量可能不及预期，将对公司海风业务造成较大扰动。

4) 原材料价格上涨导致产品毛利下降的风险：

公司产品的主要原材料为各类钢材，若钢材价格持续上涨会造成公司产品毛利率下降。

5) 新冠疫情反复风险：

新冠肺炎疫情对公司市场开拓、生产制造和项目执行受到一定影响。若疫情持续时间较长且不能得到控制或消除，会给公司经营业绩造成不利影响。

财务报表分析和预测

主要财务指标	2021	2022E	2023E	2024E
每股指标(元)				
每股收益	0.26	0.28	0.36	0.52
每股净资产	3.41	3.60	3.96	4.48
每股经营现金流	0.56	0.20	0.91	0.33
每股股利	0.09	0.00	0.00	0.00
价值评估(倍)				
P/E	25.82	20.30	15.37	10.78
P/B	1.99	1.55	1.41	1.25
P/S	0.63	0.75	0.47	0.38
EV/EBITDA	10.16	10.26	6.74	5.11
股息率%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%
盈利能力指标(%)				
毛利率	9.0%	11.1%	10.2%	10.4%
净利润率	2.9%	3.7%	3.1%	3.6%
净资产收益率	7.6%	7.7%	9.2%	11.6%
资产回报率	2.8%	3.1%	3.0%	4.1%
投资回报率	6.2%	6.3%	7.7%	10.0%
盈利增长(%)				
营业收入增长率	16.0%	-15.3%	59.8%	21.7%
EBIT 增长率	79.8%	6.2%	36.8%	39.4%
净利润增长率	213.6%	6.0%	32.1%	42.6%
偿债能力指标				
资产负债率	62.3%	59.0%	66.9%	64.2%
流动比率	1.3	1.3	1.2	1.3
速动比率	0.7	0.9	0.8	0.7
现金比率	0.3	0.3	0.3	0.3
经营效率指标				
应收帐款周转天数	58.7	88.9	75.6	70.0
存货周转天数	29.0	28.0	24.0	23.0
总资产周转率	1.0	0.8	1.0	1.2
固定资产周转率	13.0	10.6	16.7	19.9

现金流量表(百万元)	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	303	321	424	605
少数股东损益	1	3	3	4
非现金支出	268	152	181	220
非经营收益	15	-15	-21	-26
营运资金变动	70	-226	479	-416
经营活动现金流	657	236	1,066	386
资产	-259	-286	-379	-501
投资	0	0	0	0
其他	14	15	21	26
投资活动现金流	-245	-271	-358	-475
债权募资	-54	-42	-42	-29
股权募资	47	0	0	0
其他	-164	-99	0	0
融资活动现金流	-172	-141	-42	-29
现金净流量	240	-177	666	-117

备注：表中计算估值指标的收盘价日期为 12 月 23 日
 资料来源：公司年报（2020-2021），德邦研究所

利润表(百万元)	2021	2022E	2023E	2024E
营业总收入	10,329	8,744	13,973	17,002
营业成本	9,404	7,770	12,543	15,230
毛利率%	9.0%	11.1%	10.2%	10.4%
营业税金及附加	45	35	57	70
营业税金率%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
营业费用	61	57	87	102
营业费用率%	0.6%	0.7%	0.6%	0.6%
管理费用	322	315	473	573
管理费用率%	3.1%	3.6%	3.4%	3.4%
研发费用	189	227	349	374
研发费用率%	1.8%	2.6%	2.5%	2.2%
EBIT	334	354	485	676
财务费用	18	0	0	0
财务费用率%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%
资产减值损失	24	0	0	0
投资收益	14	15	21	26
营业利润	346	369	506	702
营业外收支	-0	0	0	0
利润总额	346	369	506	702
EBITDA	635	507	666	896
所得税	42	45	79	93
有效所得税率%	12.2%	12.1%	15.6%	13.3%
少数股东损益	1	3	3	4
归属母公司所有者净利润	303	321	424	605

资产负债表(百万元)	2021	2022E	2023E	2024E
货币资金	2,172	1,995	2,662	2,545
应收账款及应收票据	1,783	2,565	3,347	3,318
存货	714	495	1,178	768
其它流动资产	3,606	2,764	4,209	5,131
流动资产合计	8,275	7,818	11,396	11,761
长期股权投资	0	0	0	0
固定资产	792	821	838	854
在建工程	116	77	64	66
无形资产	262	252	241	231
非流动资产合计	2,391	2,525	2,723	3,004
资产总计	10,665	10,343	14,118	14,765
短期借款	281	240	198	169
应付票据及应付账款	4,875	4,215	7,345	6,936
预收账款	0	0	0	0
其它流动负债	1,244	1,398	1,657	2,133
流动负债合计	6,400	5,852	9,200	9,238
长期借款	0	0	0	0
其它长期负债	245	245	245	245
非流动负债合计	245	245	245	245
负债总计	6,645	6,097	9,445	9,483
实收资本	1,167	1,167	1,167	1,167
普通股股东权益	3,974	4,196	4,621	5,226
少数股东权益	46	49	53	56
负债和所有者权益合计	10,665	10,343	14,118	14,765

信息披露

分析师与研究助理简介

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有5年环保产业经验，2020年12月加入安信证券，2021年新财富第三名核心成员。2022年3月加入德邦证券，负责环保及公用板块研究。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准：	类别	评级	说明
以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。