



火电成本占优，水风光高速发展

投资要点

- **推荐逻辑:** 1) 背靠国家能源集团，充分利用产业协同效应，21年末长协煤占比超 90%，入炉煤价显著低于同行；2) 新能源业务全面提速，“十四五”新能源规划新增装机 35GW，21-25年风光装机 CAGR 高达 55%，增速位居行业前列；3) 特高压时代水电消纳水平提高，叠加市场化电价上行趋势，公司水电板块盈利水平有望进一步提升。
- **背靠国家能源集团，利用集团产业协同优势，入炉标煤单价行业低水平。** 公司充分利用集团“煤电路港航”一体化产业协同优势，努力提升内部优质长协煤炭资源比例及兑现率，21年公司共采购煤炭 1.9 亿吨，其中长协煤总量 1.75 亿吨，占比 92%；入炉标煤单价 900 元/吨，远低于行业其他公司，成本优势明显。同时，公司股权投资项目遍布火水煤等领域，为公司带来持续稳定的投资收益，21年公司投资收益达 32.6 亿元。
- **十四五新能源规划超预期，债务结构良好，装机目标完成度可靠。** 公司紧跟集团战略布局，确定了“新能源发展主力军”的全新战略定位，十四五期间规划新增风光装机 35GW，预计清洁能源装机占比提升至 40% 以上，21-25 年风光装机 CAGR 高达 55%，成长性可观。21 年公司资产负债率 72.1%，资产及债务结构较好，为新能源发展再添优势。
- **“特高压+市场电”有望带动水电盈利能力进一步提升。** 公司负责四川大渡河流域干流 18 个梯级电站的开发，在四川省内年水电发电量超 500 亿 kwh，占公司水电发电量的 85%；目前四川省进入特高压输电时代，“十四五”期间规划建成“六直八交”与华东、西北、重庆、西藏等电网相联，跨区跨省最大外送能力超过 3000 万千瓦。此外，电力供需紧平衡情况下市场化电价上行，21 年公司在四川省水电上网电价 266.1 元/兆瓦时。消纳水平提高叠加水电上网电价上行，有望拉动公司水电盈利水平进一步提升。
- **盈利预测与投资建议。** 预计公司 22-24 年归母净利润分别为 47.9 亿元/62.5 亿元/79.7 亿元，CAGR 达 28.9%；考虑到公司拥有火电成本优势，各业务协同效应显著，给予公司 22 年火电/水电/风光/煤炭 0.8PB/18PE/20PE/1.0PB 估值，预计 800 亿元市值，对应目标价 4.49 元，首次覆盖，给予“买入”评级。
- **风险提示:** 煤价上行风险，新能源发展不及预期，水电投产不及预期。

指标/年度	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入 (百万元)	168185.48	192944.94	213623.66	228405.36
增长率	44.46%	14.72%	10.72%	6.92%
归属母公司净利润 (百万元)	-1845.35	4791.14	6252.79	7965.12
增长率	-170.08%	359.63%	30.51%	27.39%
每股收益 EPS (元)	-0.10	0.27	0.35	0.45
净资产收益率 ROE	-3.07%	7.88%	9.49%	11.02%
PE	-30.3	11.7	8.9	7.0
PB	0.50	0.46	0.42	0.39

数据来源: Wind, 西南证券

西南证券研究发展中心

分析师: 王颖婷
执业证号: S1250515090004
电话: 023-67610701
邮箱: wyting@swsc.com.cn
联系人: 池天惠
电话: 13003109597
邮箱: cth@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源: 聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	178.36
流通 A 股(亿股)	178.36
52 周内股价区间(元)	2.21-3.59
总市值(亿元)	568.96
总资产(亿元)	3,814.08
每股净资产(元)	2.59

相关研究

目 录

1 聚焦电力主业，市场空间广阔	1
1.1 背靠国家能源集团，资产结构持续优化.....	1
1.2 公司业绩韧性较强，资产债务结构良好.....	5
2 稳步推进火电业务，产业协同凸显成本优势	7
2.1 火电装机容量稳步增长，运营指标稳中向好.....	7
2.2 电力市场化改革，火电电价有所提升.....	9
2.3 借助母公司形成产业协同，凸显火电低成本优势.....	11
3 新能源业务全面提速，抢占新能源高地	15
3.1 新能源规划超预期，夯实发展基本盘.....	15
3.2 灵活运用“火电+”模式，助力配置新能源资源.....	18
4 因地制宜发展水电，盈利能力不断提升	21
4.1 水电盈利稳定，十四五末将迎来多台机组投产.....	21
4.2 “特高压+市场电”，打开水电盈利空间.....	23
5 盈利预测与估值	26
5.1 盈利预测.....	26
5.2 分部估值.....	27
6 风险提示	29

图 目 录

图 1: 公司发展历程沿革.....	1
图 2: 2021 年公司营收结构分为电力、煤炭和其他 3 类.....	1
图 3: 2021 年末电力营收占比公司总营收 96%.....	1
图 4: 2021 年末公司拥有控股发电设备装机容量 99.8GW	2
图 5: 公司发电量结构中火电 3896 亿千瓦时仍是发电主力	2
图 6: 国家能源集团直接持有公司 50.7% 股权 (2022Q1)	2
图 7: 国家能源集团“煤电化运”全产业链布局	2
图 8: 2021 年公司投资收益达 32.6 亿元.....	4
图 9: 公司股权投资涉及火电、煤炭、水电和其他领域.....	4
图 10: 2016-2021 年公司股权项目投资的投资收益贡献梳理.....	4
图 11: 2021 年营收达 1682 亿元 (+45%)	5
图 12: 煤炭成本上涨导致 2021 年归母净利润有所下滑.....	5
图 13: 2021 年公司毛利率达 7.3% 领先同行	5
图 14: 2021 年末公司经营现金流营收占比大幅领先同行.....	5
图 15: 2020 年末公司分部资产减值情况.....	6
图 16: 2021 年末公司分部资产减值情况.....	6
图 17: 2021 年末公司资产负债率 72.1%.....	6
图 18: 2021 年末公司永续债在同行中存量最低	6
图 19: 2021 年末公司融资成本 3.9%.....	7
图 20: 2021 年末公司现金总负债比率 8.4%.....	7
图 21: 预计 2025 年火电装机规模将突破 1400GW	7
图 22: 2021 年我国电源结构中火电占比仍超过 50% (GW)	7
图 23: 公司火电控股装机规模稳步提升至 77.4GW.....	8
图 24: 2021 年公司火电发电量超过 3800 亿千瓦时.....	8
图 25: 中国火电机组平均利用小时情况	8
图 26: 公司火电机组利用小时常年高于全国平均水平	8
图 27: 公司火电发电机组平均供电煤耗逐年降低.....	9
图 28: 公司火电厂用电率长期保持在较低水平.....	9
图 29: 2022Q1 公司市场化交易电量占比超过 90%.....	11
图 30: 2022Q1 公司平均上网电价 453 元/兆瓦时.....	11
图 31: 2022 年 4 月以来煤价回落明显.....	12
图 32: 2022 年我国煤炭供应稳步增长	12
图 33: 公司火电装机主要分布在东部沿海	13
图 34: 2021 我国原煤产量分布图	13
图 35: 神华铁路运输网	14
图 36: 我国动力煤铁路运输路线	14
图 37: 公司 2017-2021 入炉标煤单价情况.....	14
图 38: 公司 2021 年入炉煤单价 900 元/吨大幅低于同行.....	14
图 39: 公司 2021 年火电度电毛利行业领先.....	15

图 40: 公司 2021 年资产减值和信用减值合计损失 51.3 亿元.....	15
图 41: 公司新能源装机量逐年提高.....	15
图 42: 2015-2021 年公司新能源装机结构.....	15
图 43: 2021 年公司新能源发电同比增速达 14.8%.....	16
图 44: 2015-2021 年公司新能源发电结构.....	16
图 45: 2021 年公司新能源装机分布.....	16
图 46: 我国风能资源分布.....	16
图 47: 2021 年公司新能源发电板块收入高达 71.7 亿元.....	17
图 48: 国家能源集团旗下子公司“十四五”期间新能源规划.....	17
图 49: 公司新能源装机十四五规划 CAGR 高达 55%.....	17
图 50: 公司 2022 年新能源项目计划资本性支出 61 亿元.....	18
图 51: 2020-2021 年公司新能源累计签约超 25GW.....	18
图 52: 公司 2015-2021 年经营活动现金流净额.....	19
图 53: 公司 2015-2021 年折旧与摊销.....	19
图 54: 公司 2022 年技术改造计划资本性支出 95.5 亿元.....	20
图 55: 2017-2021 年公司研发投入逐年提高.....	20
图 56: 公司预计在 2024-2025 年迎来多台水电机组投产.....	21
图 57: 2021 年公司在四川省内水电发电量 501.4 亿千瓦时.....	21
图 58: 2015-2021 年公司水电销售收入逐年增加.....	23
图 59: 2015-2021 年公司水电发电量逐年增长.....	23
图 60: 公司近三年一直保持较高的研发费用.....	23
图 61: 大渡河智慧水电数据中台 APP 架构图.....	23
图 62: 四川水电消纳问题突出.....	24
图 63: 自 2018 年开始公司水电利用小时水平持续改善.....	24
图 64: 四川省外送电量逐年提高.....	25
图 65: 公司在四川省内水电上网电价逐年提高.....	25

表 目 录

表 1: 国家能源集团重要的下属公司梳理.....	3
表 2: 中国电价政策变迁.....	9
表 3: 2022 年 5 月各地电价情况.....	10
表 4: 2022 年以来煤电行业利好政策不断.....	11
表 5: 2018-2020 公司电力业务向前五大供应商采购情况.....	12
表 6: 2020 年末国家能源集团主要煤炭产区情况.....	13
表 7: 2021 年公司新能源重点在建工程情况.....	18
表 8: 火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策.....	19
表 9: 2021 年第一批大型风光基地项目开发情况.....	20
表 10: 2021 年公司水电重点在建工程情况.....	22
表 11: 公司历史资产获注情况.....	22
表 12: 全国十三大水电基地基本情况 (万千瓦).....	24
表 13: “十四五”期间四川省特高压工程建设情况.....	25
表 14: 分业务收入及毛利率.....	26
表 15: 2020 年及 2021 年公司分部业务财务信息.....	27
表 16: 2022-2024 年公司各业务板块利润预测.....	28
表 17: 可比公司估值.....	29
附表: 财务预测与估值.....	30

1 聚焦电力主业，市场空间广阔

1.1 背靠国家能源集团，资产结构持续优化

火力转型排头兵，致力创建世界一流电力公司。国电电力成立于 1992 年，1997 年 A 股上市后，公司股票持续保持国内 A 股绩优蓝筹股地位。作为国家能源集团的核心电力上市平台，公司不断发展，现在产业涉及火电、风电、光伏、水电、煤炭等领域，遍及全国 28 个省、市、自治区。作为全国第二大电力公司，现在公司致力于转型发展，推动转型升级，优化产业结构，加快建设具有全球竞争力的世界一流电力公司进程。

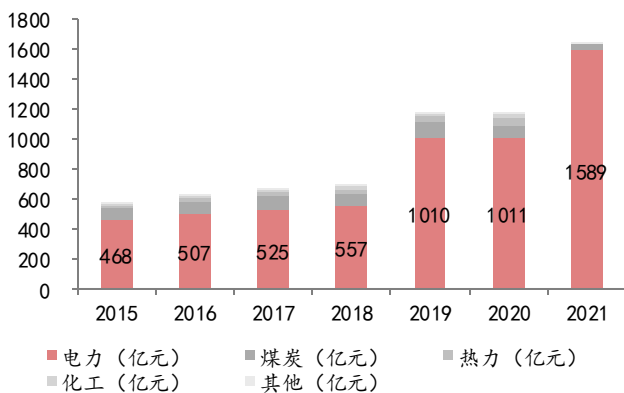
图 1：公司发展历程沿革



数据来源：公司官网，公司年报，西南证券整理

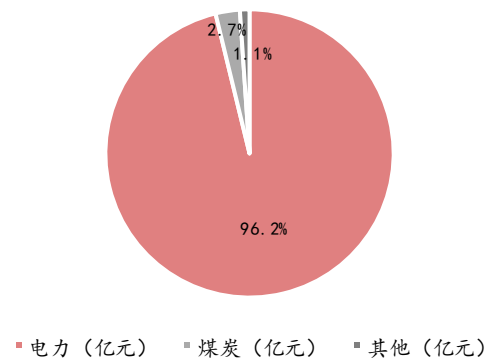
实施电力为主的集中化经营战略，聚焦电力业务迎扩张转折点。2021 年 9 月，公司与集团签订资产置换协议，协议约定公司向国家能源集团置出金融、化工等非发电资产，集团向公司置入山东、江西、福建、广东、海南、湖南等区域常规能源发电资产。此后，公司开始注重集中化经营，聚焦电力主业。2021 年公司业务包括电力、煤炭、热力、化工和其他等 5 类，而 2021 年后，公司营收结构上，电力、煤炭和其他分别占比 96.2%/2.7%/1.1%。而 2021 年电力行业营收的提高主要是因为公司机组投产与置入资产带来的装机容量的提高。公司的资源现聚焦于电力主业，有利于公司集中资源布局电力业务。

图 2：2021 年公司营收结构分为电力、煤炭和其他 3 类



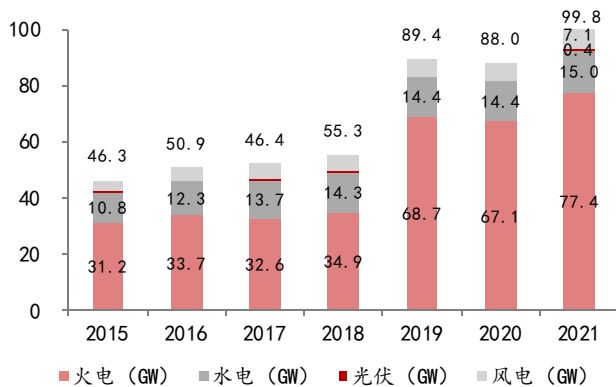
数据来源：Wind，西南证券整理

图 3：2021 年末电力营收占比公司总营收 96%

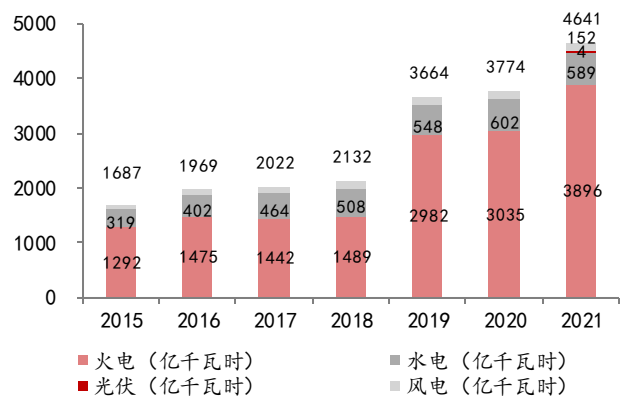


数据来源：Wind，西南证券整理

紧抓“双碳”战略机遇，加快清洁低碳转型。公司稳步推进火电和水电开发，同时全面提速新能源业务发展，预计十四五期间新能源新增装机 35GW。公司加快电力主业清洁低碳转型，深度契合我国能源结构调整战略同时也降低了公司煤电盈利周期属性。2021 年末公司拥有控股装机容量 99.8GW，其中运营火电装机容量 77.4GW，占比约 77.5%；水电运营装机容量 15.0GW，占比约 15%；风电和光伏分别为 7.1GW/0.4GW，占比分别为 7.1%/0.4%。此外公司发电总量为 4641 亿千瓦时，公司电力结构中目前仍主要以火电为主，其发电量为 3896 亿千瓦时，占比 83.9%；水电发电量 589 亿千瓦时，占比 10.5%；风电和光伏发电量分别为 152/4 亿千瓦时。

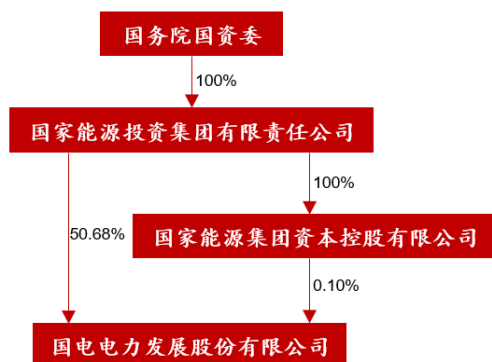
图 4：2021 年末公司拥有控股发电设备装机容量 99.8GW


数据来源：公司公告，西南证券整理

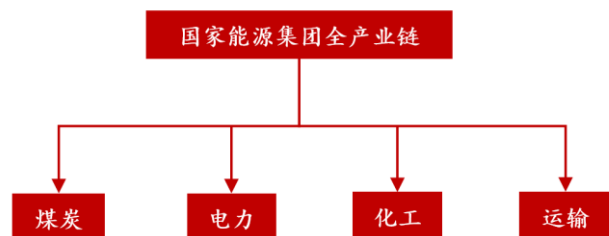
图 5：公司发电量结构中火电 3896 亿千瓦时仍是发电主力


数据来源：公司公告，西南证券整理

依托国家能源集团，持续优化电源结构和布局。控股股东国家能源集团直接持有公司 50.7% 股权，原控股股东中国国电与神华集团联合重组，更名为国家能源集团，重组后拥有“煤电化运”全产业链布局，现煤炭、煤电、煤制油化工规模世界第一。受益于集团煤电产业链完整和独特的一体化运营模式，公司抗风险能力显著提升。此外公司作为集团常规能源发电资产整合平台，集团承诺避免和公司同业竞争并积极履行。2021 年 9 月公司与集团完成资产置换，使得公司市占率得以提升，聚焦电力主业。

图 6：国家能源集团直接持有公司 50.7% 股权 (2022Q1)


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 7：国家能源集团“煤电化运”全产业链布局


数据来源：公司公告，西南证券整理

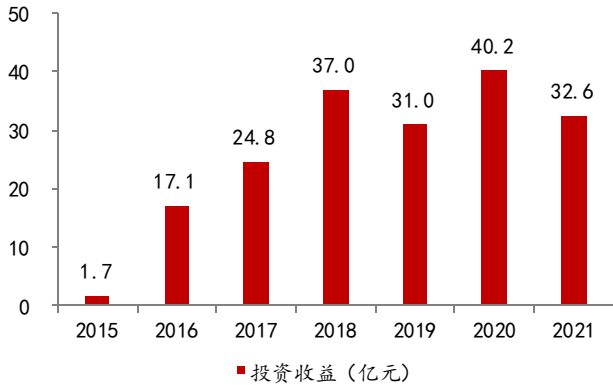
集团独特一体化协同优势，协助公司高效运营管控。国家能源集团下属公司遍布煤炭生产开采、煤炭化工及综合利用、常规能源发电、清洁能源发电、发电设备、节能服务、铁路运输、港口产业等，具有“煤电路港航”一体化产业协同优势。2019年，公司与中国神华以各自持有的火电资产出资组建了北京国电电力有限公司，改善同业竞争问题的同时促进了公司上下游产业链的协同发展。

表 1：国家能源集团重要的下属公司梳理

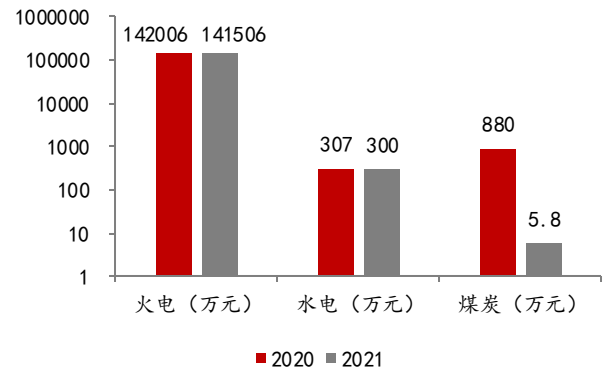
行业	集团重要的下属公司	公司业务说明
煤炭相关	中国神华能源股份有限公司	全球领先的以煤炭为基础的综合能源上市公司，公司以煤炭采掘业务为起点，利用自有运输和销售网络，以及下游电力和煤化工产业，实行跨行业、跨产业纵向一体化发展和运营。
	内蒙古平庄煤业(集团)有限责任公司	本部矿区面积 210 平方公里，煤田面积 81 平方公里，由平庄煤田和元宝山煤田组成。
	国能神东煤炭集团有限责任公司	集团的骨干煤炭生产企业，负责国家能源集团在神府东胜煤田骨干矿井和山西保德煤矿以及配套项目的生产运营。此外受集团委托，托管杭锦能源公司。
	国家能源集团宁夏煤业有限责任公司	经营范围涉及煤炭深加工及综合利用、机械加工制造与维修、能源工程建设等。
	国能准能集团有限责任公司	集煤炭开采、坑口发电及煤炭循环经济产业为一体的大型综合能源企业。
	中国神华煤制油化工有限公司	主要从事煤制油、煤化工等煤炭清洁转化利用相关业务。
	国家能源集团煤焦化有限责任公司	涉及煤炭、煤化工、电力、铁路、口岸仓储、供水等六大业务板块。
电力	国电电力发展股份有限公司	国家能源集团控股的核心电力上市公司和常规能源发电业务的整合平台，产业涉及火电、水电、风电、光电、煤炭、化工等领域，分布在全国 24 个省、市、自治区，为全国第二大电力上市公司。
	龙源电力集团股份有限公司	一家以开发运营新能源为主的大型综合性发电集团，被誉为“中国新能源第一股”。
	国家能源集团长源电力股份有限公司	主营业务为电力、热力生产和销售，业务板块主要包括火电、水电和新能源发电。
	国家能源集团国源电力有限公司	“以电为核心、煤为基础、煤电一体化发展”的综合性能源企业，是国家能源集团煤电板块的主要生产经营企业之一。
发电设备	国电科技环保集团股份有限公司	为燃煤电厂提供全方位综合环保节能技术及解决方案，也是中国领先的风力发电设备制造商之一，亦致力于可再生能源相关服务。
铁路运输	国能包神铁路集团有限责任公司	负责包神、神朔、甘泉、塔韩四条铁路的资产管理和生产运营，占国家能源集团铁路总里程 40.6%。
	国能朔黄铁路发展有限责任公司	运营朔黄、黄万、黄大(在建)铁路，其中朔黄是国家能源集团唯连通港口的铁路，在国家能源集团具有重要的战略地位。
	国能铁路装备有限责任公司	承担着集团公司机车货车的维修保障、设备租赁及铁路线路的维修养护工作等业务。
港口产业	国能黄骅港务有限责任公司	主要负责国家能源集团煤炭的下水外运工作，是集团一体化产业链上的重要一环，是陕西、内蒙煤炭外运陆运距离最短的港口，也是国家西煤东运、北煤南运的主通道之一。
	国能(天津)港务有限责任公司	神华煤炭从主力矿区神东出发，经神朔线、朔黄线、黄万线和天津地方铁路达到码头。
	国能珠海港务有限公司	主要负责珠海港煤炭储运中心项目的投资、建设及运营管理，是集团煤炭南北调运的关键连接点。

数据来源：公司官网，西南证券整理

2018-2021 年年均投资收益稳定 30 亿以上，股权项目投资主要为火电领域。公司 2018-2021 年投资收益分别为 37/31/40/33 亿元，投资收益主要来自于长期股权投资，投资项目涉及火电、水电、煤炭等领域。其中，火电项目投资收益占据按照权益法核算的长期股权投资收益的绝大部分，20-21 年公司在火电领域投资收益分别为 14.20 亿元/14.15 亿元。

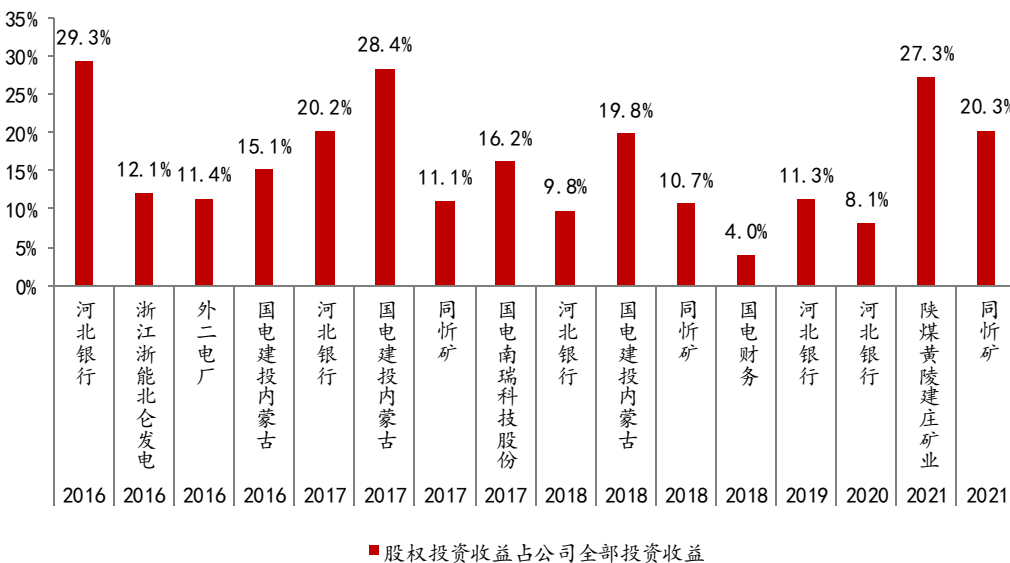
图 8：2021 年公司投资收益达 32.6 亿元


数据来源: Wind, 西南证券整理

图 9：公司股权投资涉及火电、煤炭、水电和其他领域


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

2021 年股权投资收益集中于煤炭领域，协同布局优势突出。就按照权益法核算的各项长期股权投资收益占比公司总投资收益来看，公司投资收益主要来源于对合营联营企业的投资，此外 2021 年公司的煤炭投资项目贡献较为突出，两家煤炭公司占比分别为 27.3%/20.3%。公司对火电产业链的投资项目布局，促进了公司火电业务的协同发展。

图 10：2016-2021 年公司股权项目投资的投资收益贡献梳理


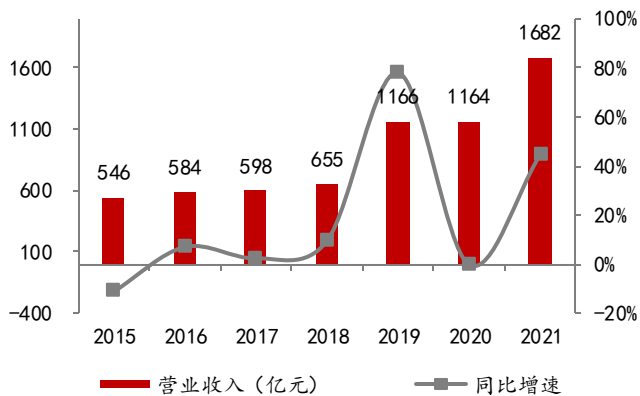
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

公司管理层活跃电力行业多年，具有丰富的从业经验。2021 年 6 月开始，公司核心高管人事大变动，管理层连续调整为公司发展注入了新鲜血液。此次人士调整应是持续深化改革的体现，意在推进能源转型升级，加强能源体系治理。公司董事长刘国跃至今已有 30 余年工作经验，贾彦兵、罗梅健、栾宝兴、杨勤、刘焱等人也均在电力行业耕耘多年，具有丰富的行业经验，此次调整也有利于充分发挥相关高管积累的工作经验以激发更多的改革活力。

1.2 公司业绩韧性较强，资产负债结构良好

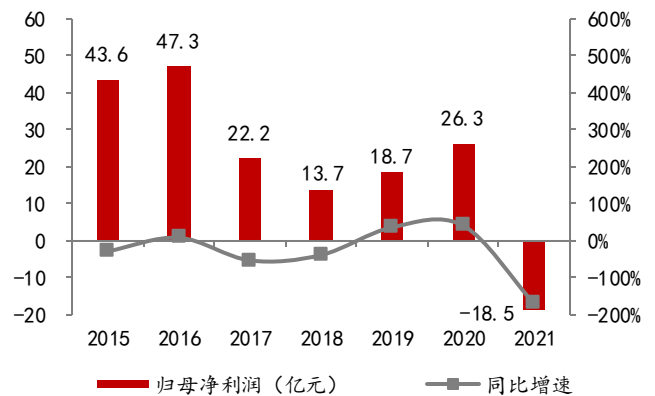
煤电成本大幅增加导致 21 年利润为负，预计 22 年业绩将重回增长。2015-2021 年公司营收由 546 亿元增至 1682 亿元，6 年 CAGR 达 20.6%，2021 年营收同比增长 44.5%；2021 年归母净利润同比下降-170.1%。2021 年公司营收大幅提速主要是由于公司新增机组投产及置入资产带来装机容量是提高；2021 年公司归母净利润同比下降，主要是火电燃料煤炭价格创历史新高，带来营业成本的大幅增加。随着近几年公司资产结构的不断优化，叠加煤价调控政策明确了煤炭中长期交易价格合理区间为 570 元-770 元/吨，公司受煤炭成本影响的盈利周期将有所缓和，预计未来公司业绩会有所反弹，迎来正增长。

图 11：2021 年营收达 1682 亿元 (+45%)



数据来源：Wind，西南证券整理

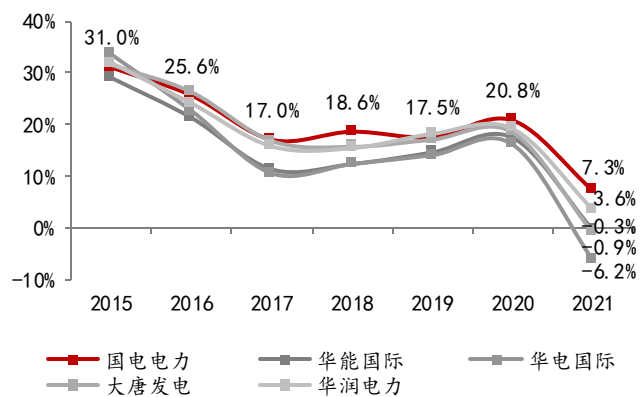
图 12：煤炭成本上涨导致 2021 年归母净利润有所下滑



数据来源：Wind，西南证券整理

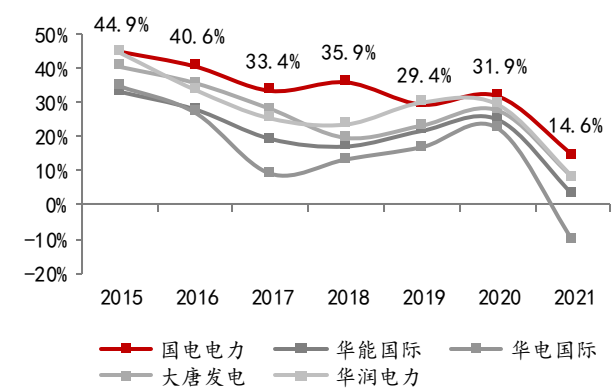
公司盈利能力较强，领先综合能源公司同行。依托于集团的“煤电路港航”一体化产业协同优势，公司成本管控水平处于行业前列，尤其在 2021 年表现较为突出，面对煤价的大幅上涨，公司毛利率为 7.3%，横向相比有所下降，但纵向对比优势突出，而华润电力/华能国际/大唐发电/华电国际分别为 3.6%/-0.3%/-0.9%/-6.2%。此外，以经营性现金流净额占营业收入的比例来衡量各公司现金产出能力，公司现金产出能力连续 7 年处于前列，2021 年达到 14.6%，同期华润电力/大唐发电/华能国际/华电国际分别为 8.1%/8.0%/3.0%/-10.5%。综合看公司盈利能力较强，收入质量较好。

图 13：2021 年公司毛利率达 7.3% 领先同行



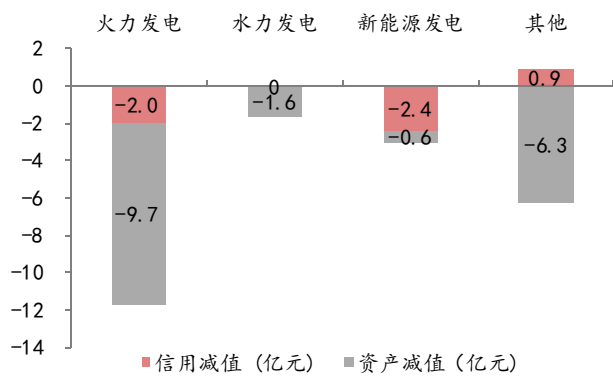
数据来源：Wind，西南证券整理

图 14：2021 年末公司经营性现金流营收占比大幅领先同行

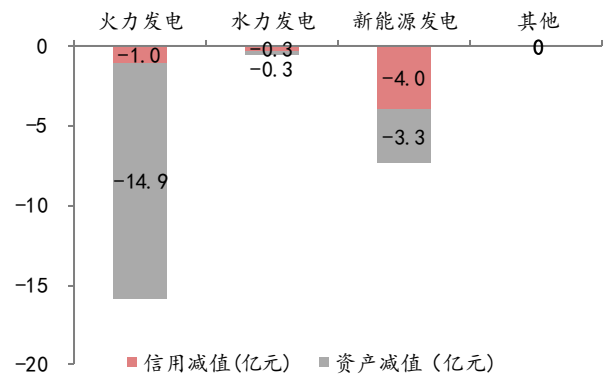


数据来源：Wind，西南证券整理

21 年行业逆境下计提大额资产减值损失，进一步提升了存量资产质量。21 年公司计提新能源资产减值损失 3.3 亿元，信用减值损失 4.0 亿元。同时，21 年公司火力计提资产减值损失 14.9 亿元，信用减值损失 1.0 亿元，主要原因是为响应国家政策要求淘汰不达标火电机组，和因长期亏损、环保要求等导致的破产而计提巨额减值。但目前，公司已基本落实落后机组的淘汰和高煤耗机组分类实施改造升级。除此之外，公司也在持续加强生态环保治理力度，优化机组结构，提升清洁低碳生产水平，夯实发展基础。在因为淘汰机组或环保要求而计提大额减值损失后，随着存量资产质量提升，预计未来公司利润将实现大幅修复。

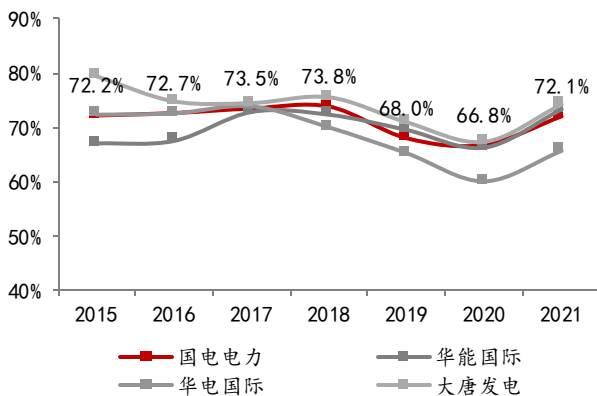
图 15：2020 年末公司分部资产减值情况


数据来源：Wind，西南证券整理

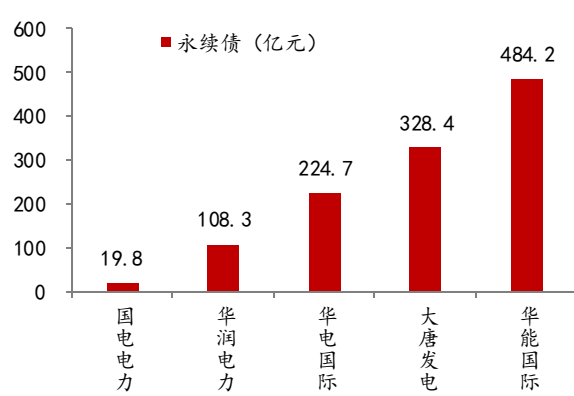
图 16：2021 年末公司分部资产减值情况


数据来源：Wind，西南证券整理

公司资产负债率和永续债存量处行业较低水平，资产结构健康，发债空间充足。21 年末公司资产负债率为 72.1%，与其他火电公司相比处于较低水平，大唐发电/华能国际/国电电力/华电国际依次分别为 74.2%/73.3%/72.1%/65.7%，公司未来可增债务空间较大，利于新能源发展。2022 年 3 月公司公告称拟发行不超 600 亿元银行间债券市场非金融企业债务融资工具，对比不同火电转型企业 2021 年永续债存量数额，公司永续债 19.8 亿元，同行最低。综合来看公司未来发债空间较为充足，能够充分有利的支撑公司未来项目投资建设。

图 17：2021 年末公司资产负债率 72.1%


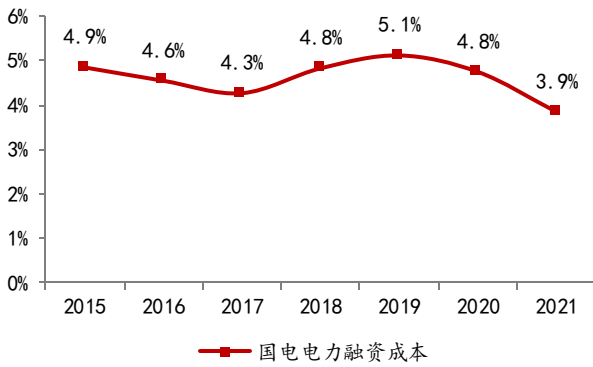
数据来源：Wind，西南证券整理

图 18：2021 年末公司永续债在同行中存量最低


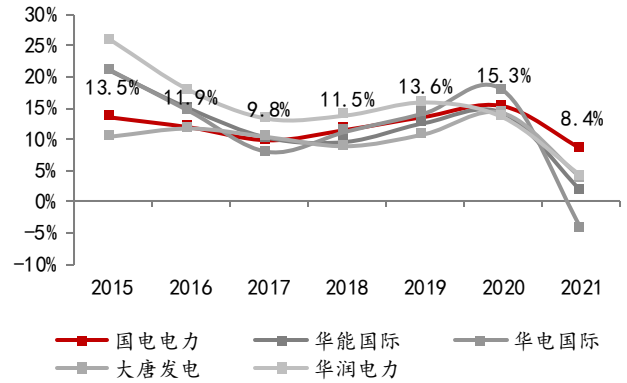
数据来源：Wind，西南证券整理

公司融资能力强，且对到期债务的保障程度较高。截至 2020 年底，公司已获得中国银行等主要贷款银行各类授信额度合计 4166 亿元，尚未使用的各类授信额度总额为 2329 亿元。2019-2021 公司近三年的融资成本也在不断降低，2021 年降至 3.9%。此外，2021 年

公司现金总负债比率为 8.4%，远超同行，同期华润电力/大唐发电/华能国际/上海电力/华电国际的现金总负债比率分别为 4.1%/3.8%/1.7%/1.3%/-4.4%，公司用来偿还负债的现金流相对较为充裕，对到期债务的偿还有较好的保障作用，偿债能力较强。

图 19：2021 年末公司融资成本 3.9%


数据来源：Wind，西南证券整理

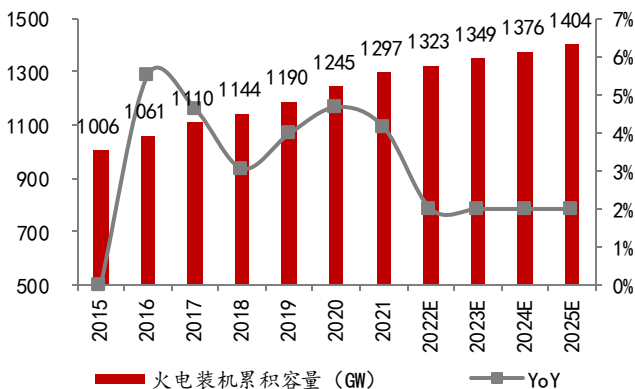
图 20：2021 年末公司现金总负债比率 8.4%


数据来源：Wind，西南证券整理

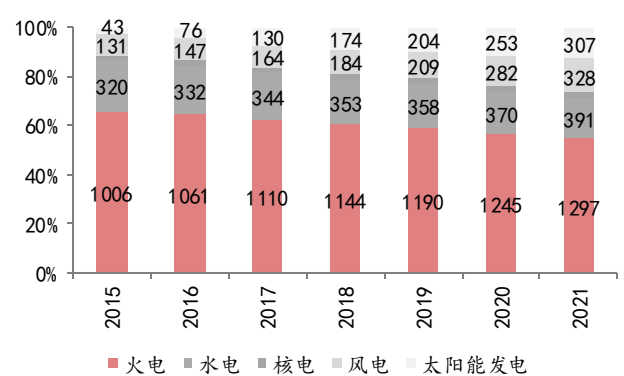
2 稳步推进火电业务，产业协同凸显成本优势

2.1 火电装机容量稳步增长，运营指标稳中向好

我国能源消费以煤为主的基本国情不变，火电仍在电力供应中占据主体地位。2021 年，全国新增火电装机 52GW，占全国新增发电装机的 29%。全口径累计火电装机容量 1297GW，占总发电装机容量的比重为 54.6%。如果按照 2%左右的年增速，2025 年全国累积火电装机量将突破 1400GW。尽管我国火电装机增速呈放缓趋势，但在 2021 年 12 月的中央经济工作会议上，并未重申《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》中“构建以新能源为主体的新型电力系统”的目标，转而强调“要立足以煤为主的基本国情”。在近期煤价高涨，火电企业面临巨大亏损的形势下，这一政策基调的转向释放出国家依然重视火电行业的积极信号。可以预计在未来长时间内，火电仍将在电力供应中占据主体地位。

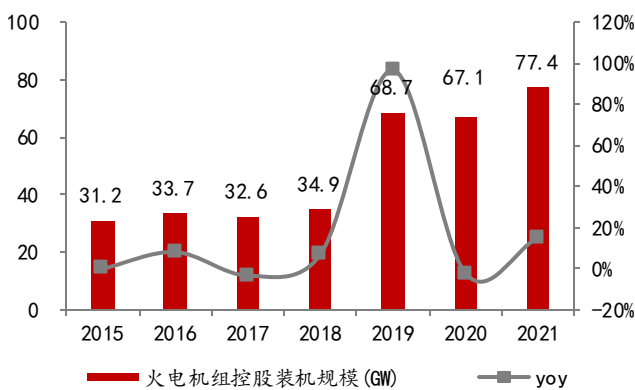
图 21：预计 2025 年火电装机规模将突破 1400GW


数据来源：能源信息网，西南证券整理

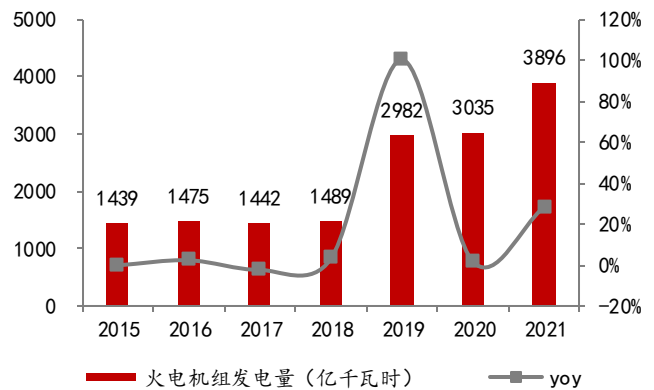
图 22：2021 年我国电源结构中火电占比仍超过 50% (GW)


数据来源：能源信息网，西南证券整理

公司稳步推进常规能源开发，火电规模及发电水平持续优化。公司长期聚焦火电主业，稳步推进常规能源开发。2019年，公司整合优质火电资产，以所属部分火电资产和中国神华所属部分火电资产合资成立北京国电电力有限公司，公司控股57.5%，合并新增控股火电装机30.5GW。2021年，公司与国家能源集团完成资产置换交割，置出金融、化工等非发电主业资产，置入山东、福建等6省优质常规能源发电资产，进一步打开了6省常规能源发展空间。截至2021年，公司火电机组控股装机容量达到77.4GW，其中60万千瓦以上机组70台，占火电装机容量的比重为66.6%，100万千瓦及以上机组19台，占火电装机容量的比重为24.6%。火电企业累计完成发电量3894亿千瓦时，较2020年增长11.9%，持续盈利能力优良。

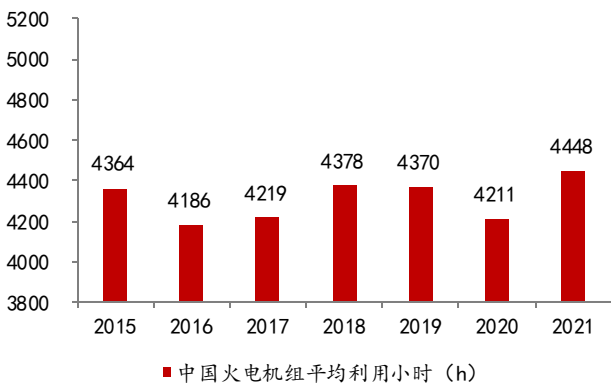
图 23：公司火电控股装机规模稳步提升至 77.4GW


数据来源：公司公告，西南证券整理

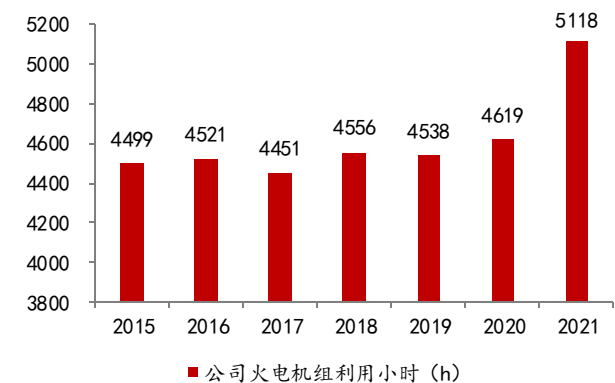
图 24：2021 年公司火电发电量超过 3800 亿千瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司加快推进数字转型，火电设备利用小时领先。近年来，公司火电机组利用小时均高于当年全国火电机组平均水平。2021年公司火电机组利用小时5118h，同比增加499小时，高出全国平均水平15%。主要是因为公司持续聚焦业务需求，推进数字平台搭建、算法模型设计和应用场景开发，持续释放数据价值。在火电板块重点开展经济运行、设备管理、安全环保等应用开发。最终实现火电机组利用小时数的提升，赋能火电业务升级。

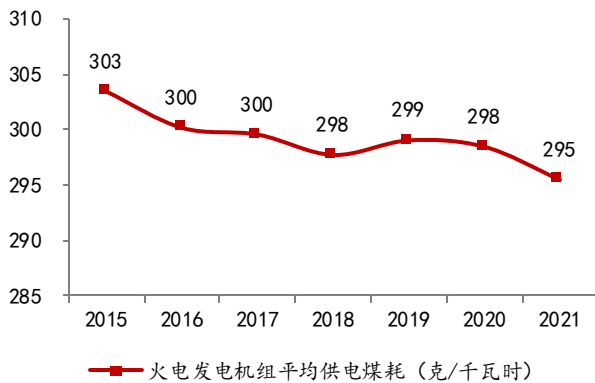
图 25：中国火电机组平均利用小时情况


数据来源：中国电力企业联合会，西南证券整理

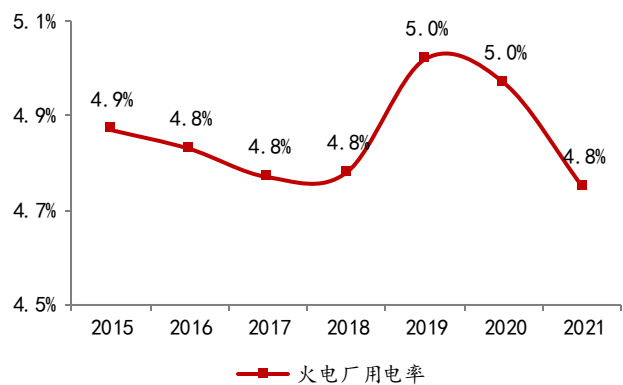
图 26：公司火电机组利用小时常年高于全国平均水平


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司不断强化设备基础管理,火电机组发电效率持续提高。公司不断优化技术改造方案,降低单位能耗。2021年公司火电发电机组平均供电煤耗为295.5克/千瓦时,较上年下降2.6克/千瓦时。火电厂用电率4.75%,同比降低0.10个百分点。公司大同二期8号机组完成高背压改造后,单机煤耗降低40克/千瓦时以上,为公司后期机组拓展供热市场、提高发电效率提供了技术支持和保障。

图 27: 公司火电发电机组平均供电煤耗逐年降低


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 28: 公司火电厂用电率长期保持在较低水平


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

2.2 电力市场化改革, 火电电价有所提升

从一厂一价到市场竞价,我国电力价格市场化程度不断提升。2004年以前,我国实行一厂一价,政府部门对每个发电厂进行单独定价;2004年4月,发改委出台《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》,统一制定并颁布各省份新投产机组的上网电价,标志着上网电价政策正式出台;2005-2011年,受煤炭价格上涨影响,上网电价经历6轮上调;2011-2016年,受煤炭价格下行影响,燃煤上网电价经历了三次下调;2017-2018年,燃煤平均上网电价保持稳定;2019年9月,国务院常务会议决定,从2020年1月1日起,取消煤电价格联动机制,将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制,基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%;2021年我国电价市场化改革持续提速,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》指出,扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为“高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制”。

表 2: 中国电价政策变迁

阶段	时期	电价政策
政府定价	2004年以前	一厂一价,政府部门对每个发电厂进行单独定价。
标杆电价和煤电联动	2004-2015年	2004年4月,发改委出台《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》,统一制定并颁布各省份新投产机组的上网电价,标志着上网电价政策正式出台。
		2004年12月,国家发改委出台煤电价格联动机制措施,规定以不少于6个月为一个煤电价格联动周期,若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过5%,便相应调整电价。
完善煤电价格联动机制	2015-2017年	2015年12月,发改委印发《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》,完善后的煤电价格联动机制自2016年1月1日起开始实施。
煤电联动失效	2018年	2018年、2019年两会提出连续两年下调一般工商业电价10%,煤电联动机制失效。

阶段	时期	电价政策
基准电价+浮动机制	2019年至今	2019年9月，国务院常务会议决定，从2020年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，其中2020年暂不上浮。 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》指出，扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。

数据来源：政府网站，西南证券整理

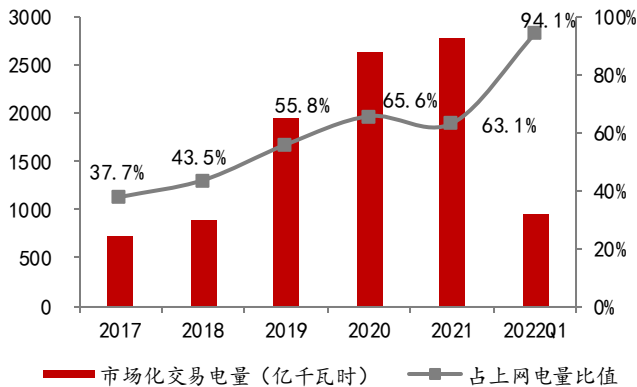
2022年5月多地电价仍保持高比例上浮，多省幅度超20%。近日，国家电网、南方电网等公司陆续公布30地最新的平均上网电价。2022年5月，我国各地区平均上网电价为0.3912元/千瓦时。上海、广东、浙江、海南四地的平均上网电价突破0.5元/千瓦时。其中，广东上网电价最高，达到0.5535元/千瓦时，青海上网电价最低，为0.1954元/千瓦时。受疫情影响，上海、浙江、广东等8个地区电力供需偏紧，溢价幅度超过20%。

表3：2022年5月各地电价情况

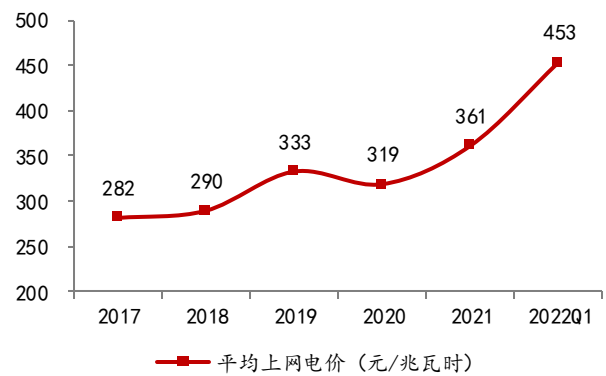
地区	燃煤基准电价 (元/千瓦时)	平均上网电价 (元/千瓦时)	溢价幅度	地区	燃煤基准电价 (元/千瓦时)	平均上网电价 (元/千瓦时)	溢价幅度
北京	0.3598	0.4074	+13.2%	安徽	0.3844	0.4613	+20.0%
上海	0.4155	0.5341	+28.5%	山东	0.3649	0.3915	+7.3%
天津	0.3655	0.4631	+26.7%	山西	0.3320	0.3545	+6.8%
重庆	0.3964	0.3889	-1.9%	陕西	0.3545	0.3681	+3.8%
广东	0.4530	0.5535	+22.2%	河南	0.3779	0.4540	+20.1%
冀北	0.3720	0.3703	-0.5%	冀南	0.3644	0.4066	+11.6%
江苏	0.3910	0.4393	+12.4%	湖南	0.4500	0.4540	+0.9%
浙江	0.4153	0.5075	+22.2%	四川	0.4012	0.3497	-12.8%
甘肃	0.3078	0.3035	-1.4%	湖北	0.4161	0.3890	-6.5%
江西	0.4143	0.4972	+20.0%	吉林	0.3731	0.4126	+10.6%
黑龙江	0.3740	0.4258	+13.9%	辽宁	0.3749	0.4168	+11.2%
蒙西	0.2829	0.3073	+8.6%	蒙东	0.3035	0.2882	-5.0%
青海	0.3249	0.1954	-39.9%	宁夏	0.2595	0.2969	+14.4%
广西	0.4207	0.2953	-29.8%	贵州	0.3515	0.3704	+5.4%
海南	0.4298	0.5158	+20.0%	福建	0.3932	0.4250	+8.1%
云南	0.3358	0.2180	-35.1%	新疆	0.2505	0.2584	+3.2%

数据来源：政府网站，西南证券整理

公司把握政策动态，推动市场化电量电价同步提升，22Q1市场化电量占比超90%。2019年开始，公司抓住电力市场化改革的有利时机，督导各单位参与市场交易，推动电力交易份额稳步提升，确保公司交易电量市场占比高于容量占比，保证电量基本盘稳定。2021年，公司参与市场化交易电量2779亿千瓦时，占上网电量的63.1%。公司平均上网电价361.3元/兆瓦时，较上年同比提高13.3%；2022Q1公司上网电量完成1015亿千瓦时，同比增加4.7%，市场化交易电量占上网电量的94.1%，平均上网电价453元/兆瓦时。近年来，公司不断加大市场研判，以提价保量为重点，科学制定市场交易报价策略，推进市场化电量电价调增。

图 29：2022Q1 公司市场化交易电量占比超过 90%


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 30：2022Q1 公司平均上网电价 453 元/兆瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

2.3 借助母公司形成产业协同，凸显火电低成本优势

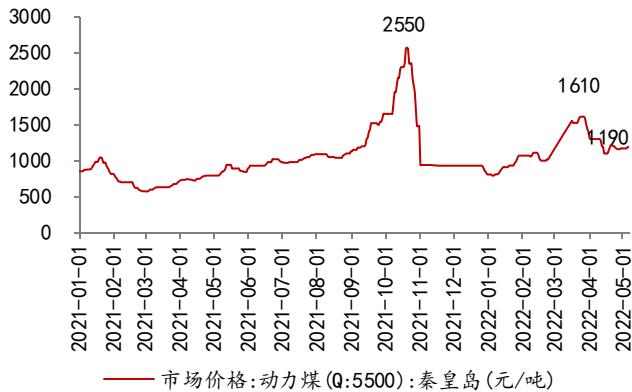
国家煤炭调控监管政策连发，持续增强煤炭保供稳价力度。2021 年上半年，受到煤炭价格持续上涨影响，下游生产成本急速抬升，政府屡次提出煤炭增产保供的意见和措施。此后，国家持续发布煤炭保供稳价政策，要求煤炭行业增产保供的同时，加强对煤炭中长期合同履行信用的监管，组织开展发电供热用煤中长期合同 100% 覆盖签约，并依法加强对煤炭中长期合同履行信用监管。2022 年以来，煤电行业利好消息接踵而至，与动力煤中长期交易价格合理区间、对煤炭实施税率为零的进口暂定税率等相关文件将于 5 月 1 日起正式实施。

表 4：2022 年以来煤电行业利好政策不断

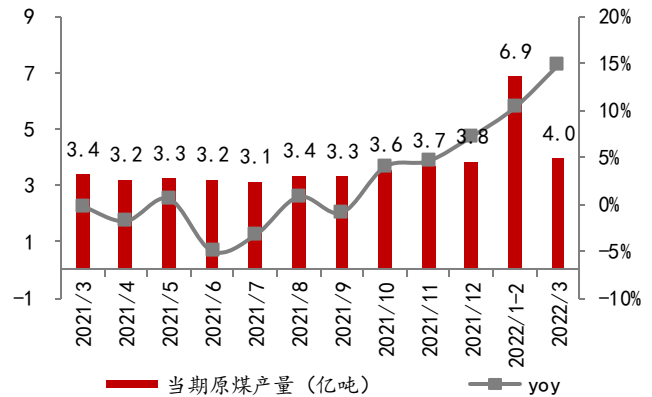
时间	部门	文件	主要内容
2022 年 2 月	国家发展改革委	《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	煤炭价格新机制将于 5 月 1 日正式执行,该机制设定了重点地区煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间,其中山西地区热值 5500 千卡的煤炭价格合理区间为 370-570 元/吨,陕西为 320-520 元/吨,蒙西为 260-460 元/吨,蒙东地区热值 3500 千卡的煤价合理区间为 200-300 元/吨。其余热值的煤炭,依次按照该热值比价进行折算。
2022 年 3 月	中国煤炭运销协会 中国煤炭工业协会	《关于做好 2022 年煤炭中长期合同签订履约专项核查工作的通知》	核查合同签订数量落实情况,煤炭企业签订的中长期合同数量应达到自有资源量的 80% 以上并优先衔接保障发电供热企业;2021 年 9 月份以来核增产能的保供煤矿核增部分应全部签订电煤中长期合同。
2022 年 4 月	国家发展改革委	《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行为的公告》	《公告》依据《价格法》《价格违法行为行政处罚规定》,以及《价格违法行为行政处罚实施办法》等有关法律法规政策,结合煤炭领域哄抬价格违法行为的主要特点和突出问题,明确了煤炭经营者捏造、散布涨价信息,囤积居奇,以及无正当理由大幅度或者变相大幅度提高价格等四种哄抬价格的具体表现形式及其综合考量因素。
2022 年 4 月	财政部	《国务院关税税则委员会关于调整煤炭进口关税的公告》	为加强能源供应保障,推进高质量发展,国务院关税税则委员会按程序决定,自 2022 年 5 月 1 日至 2023 年 3 月 31 日,对煤炭实施税率为零的进口暂定税率。
2022 年 5 月	中国人民银行	《中国人民银行增加 1000 亿元专项再贷款额度》	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。新增额度支持领域包括煤炭安全生产和储备,以及煤电企业电煤保供。

数据来源：政府网站，西南证券整理

2022年以来我国煤炭供应稳步增长，4月以来煤价回落明显。2022年3月，主要产煤省区全力扩能增供，生产原煤4.0亿吨，同比增长14.8%，增速比1-2月份加快4.5pp，日均产量1277万吨。22年煤价在3月短期冲高后，4月进入淡季，煤价回落明显，主要是由于三月下旬印尼禁令导致2月煤炭进口量大幅下降，且俄乌冲突后，海外石油天然气等能源价格接连飙升，带动整体煤价上涨。进入4月，煤炭市场上游供应增加，而季节性消费淡季到来，叠加疫情导致部分地区出现停减产情况，终端耗煤高位回落，高煤价承压下跌。22年5月6日秦皇岛动力煤场价价为1190元/吨，较22年3月24日峰值下降420元/吨，煤价下降趋势明显。

图 31：2022 年 4 月以来煤价回落明显


数据来源: Wind, 西南证券整理

图 32：2022 年我国煤炭供应稳步增长


数据来源: 国家统计局, 西南证券整理

母公司依托“煤电路港航”一体化运作模式，产业间协同效应显著。公司所属的国家能源集团在聚焦煤炭、发电两大主业同时，发挥煤化工、运输、科技环保、金融等业务协同效应，在资源禀赋、产业链布局、规模经济效应、装备技术水平、管理水平等多方面具备领先优势。2020年，公司电力业务前五大供应商均属国家能源集团子公司，采购额占公司当期总采购额的比例的32.8%。“煤—电—路—港—航”一体化的运营模式显著增强了公司经营业绩的稳定性。

表 5：2018-2020 公司电力业务向前五大供应商采购情况

年份	供应商名称	所属集团	采购金额(亿元)	占采购额的比例
2020 年	神华销售集团华东能源有限公司	国家能源集团	164.5	17.8%
	神华销售集团有限公司华中分公司		69.9	7.6%
	国能销售集团东北能源贸易有限公司		39.4	4.3%
	国家能源集团宁夏煤业有限责任公司		17.2	1.9%
	北京神华恒运能源科技有限公司		11.2	1.2%
2019 年	神华销售集团华有限公司	国家能源集团	293.3	32.8%
	神华销售集团有限公司华中分公司		86.3	9.1%
	国电燃料有限公司		13.4	1.4%
	国家能源集团宁夏煤业有限责任公司		16.1	1.7%
	内蒙古圣圆能源集团佰辰煤炭有限公司	圣圆能源集团	10.5	1.1%
2018 年	神华销售集团有限公司	国家能源集团	114.8	32.0%
	中国中煤能源股份有限公司	中煤能源集团	20.2	7.0%

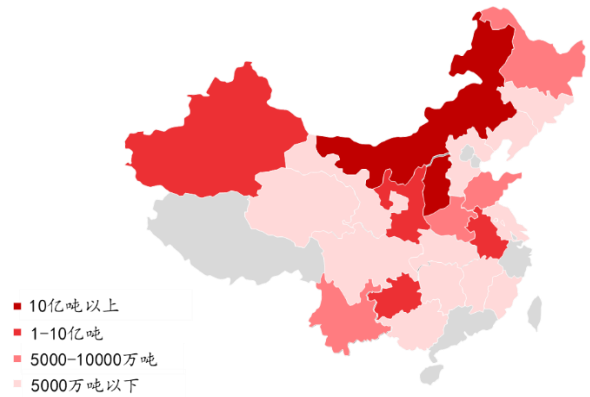
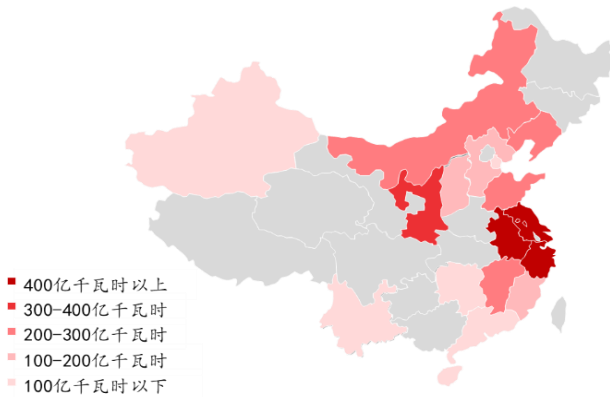
年份	供应商名称	所属集团	采购金额(亿元)	占采购额的比例
	大同煤业股份有限公司	大同煤矿集团	15.5	5.5%
	国电燃料有限公司	国家能源集团	9.7	2.9%
	淮南矿业(集团)有限责任公司	淮南矿业集团	5.9	1.6%

数据来源: 公司公告, 西南证券整理

公司火电资产分布在东部沿海地区、大型煤电基地和外送电通道, 来煤渠道广泛。2021年, 全国规模以上煤炭企业原煤产量超亿吨省份共 6 个, 合计 35.0 亿吨, 占全国规模以上煤炭企业原煤产量的 85.9%。其中, 山西和内蒙古两省份均超过 10 亿吨。面对煤炭成本控制压力, 公司的火电资产重点布局在江苏、浙江、安徽等东部沿海地区, 进口煤运输畅通便利, 可根据煤炭市场形势适时采购进口煤炭。除此之外, 公司的火电资产在新疆、内蒙、山西等地均有部署, 紧邻原煤产地, 交通运输畅通便利, 煤炭运输成本可控, 市场竞争优势明显。

图 33: 公司火电装机主要分布在东部沿海

图 34: 2021 我国原煤产量分布图



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

数据来源: 国家统计局, 西南证券整理

集团是全球最大煤炭生产企业, 煤炭资源储备丰富, 煤质优良。公司所属的国家能源集团拥有煤矿 79 处, 其中千万吨以上产能煤矿 24 处。形成以神东矿区、准格尔矿区、胜利矿区和宁煤集团、新疆能源以及平庄能源等为主的煤炭生产布局。其中, 神东矿区是世界首个 2 亿吨级现代化大型煤炭生产基地, 拥有补连塔、大柳塔等千万吨级矿井, 补连塔煤矿是世界最大的单井煤矿, 准格尔矿区的黑岱沟矿是我国最大的露天煤矿。

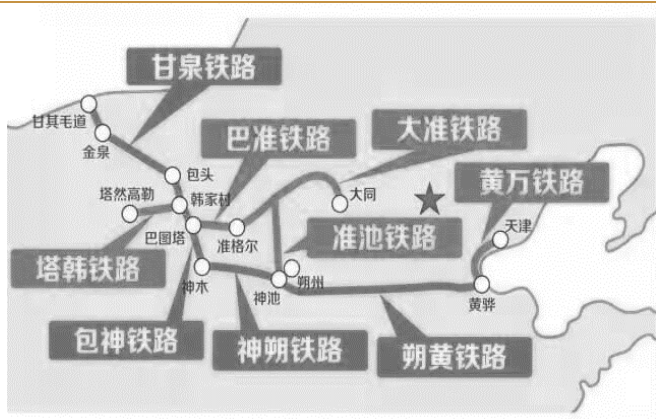
表 6: 2020 年末国家能源集团主要煤炭产区情况

地区	矿名	主要煤种	保有资源量 (亿吨) (中国标准)	保有可采储量 (亿吨) (中国标准)	煤炭可售储量 (亿吨) (JORC 标准)	主要商品煤 发热量 (千卡/千克)	硫分 (%)	灰分 (%)
内蒙古	神东矿区	长焰煤/不粘煤	156.0	88.9	44.4	5000-5800	0.2-0.6	5-18
	准格尔矿区	长焰煤	37.9	30.2	19.5	4700-5300	0.4-0.6	18-26
	胜利矿区	褐煤	19.9	13.5	1.8	2900-3100	0.7-0.8	18-22
	宝日希勒矿区	褐煤	13.5	11.3	11.6	3500-3700	0.15-0.3	12-15
	包头矿区	贫瘦煤	0.5	0.3	0.00	4300-4800	0.5-1.0	10-15

数据来源: 公司公告, 西南证券整理

集团是国内第二大铁路运营商，自营铁路 2155 公里。我国动力煤生产与消费天然存在空间错位，煤炭北多南少，西多东少，形成了“北煤南运、西煤东调”的格局，所以铁路是长距离运输煤炭的最佳选择，我国铁路煤炭运量一直占煤炭运输总量的 60% 以上。公司所属集团拥有自营铁路 2155 公里，是国家西煤东运第二条大通道，年运输能力超过 5 亿吨，拥有近 5 万辆自备铁路货车，是集团实现煤、电、路、港、航、油、化一体化经营的重要一环。

图 35：神华铁路运输网



数据来源：国际煤炭网，西南证券整理

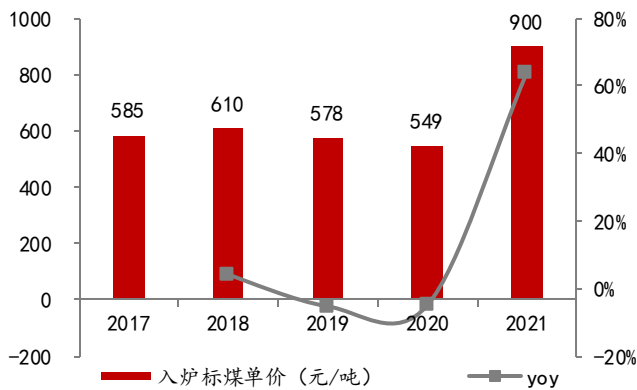
图 36：我国动力煤铁路运输路线



数据来源：国际煤炭网，西南证券整理

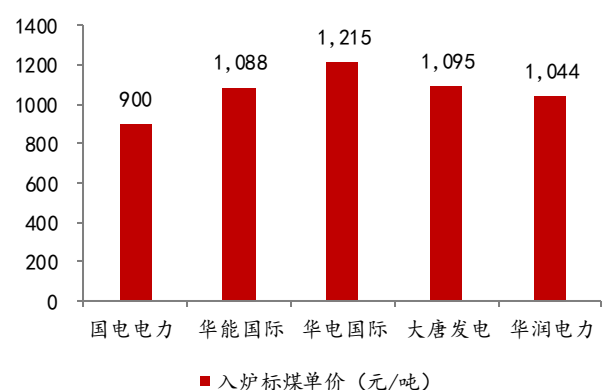
公司充分利用集团一体化产业协同效应，长协煤占比超过 90%，入炉煤价显著低于同行。面对煤价大幅度上涨，公司充分利用集团“煤电路港航”一体化产业协同优势，努力提升内部优质长协煤炭资源比例及兑现率，把握采购结构和节奏，优化采购煤种和热值，深入开展精细化配煤掺烧。2021 年，公司共采购煤炭 1.91 亿吨，其中长协煤总量 1.75 亿吨，占比 92%；入炉标煤量 1.20 亿吨，入炉标煤单价 900 元/吨，远低于同行业其他公司，具有明显成本优势。

图 37：公司 2017-2021 入炉标煤单价情况



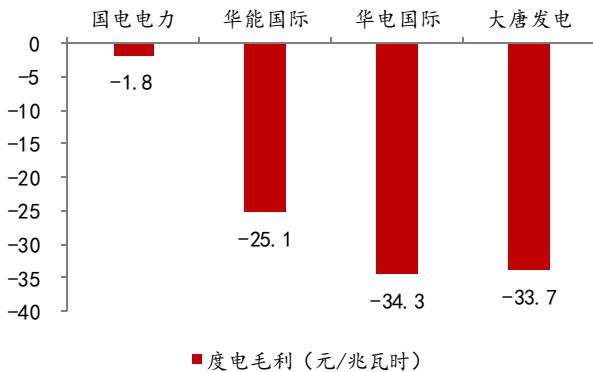
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 38：公司 2021 年入炉煤单价 900 元/吨大幅低于同行

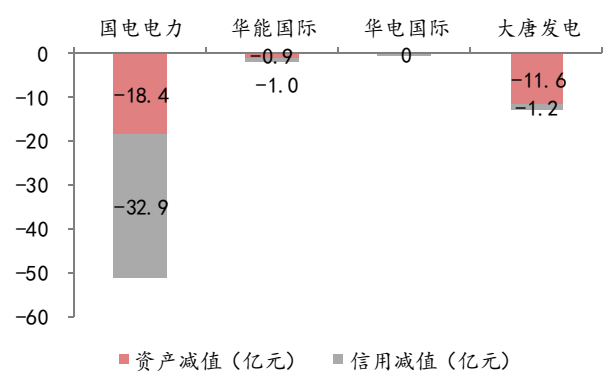


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司火电度电毛利行业领先，但资产和信用减值合计损失 51 亿元。自 2021 年 8 月起，煤价大幅度上涨，火电企业的营业成本大幅上升，亏损严重。相较而言，2021 年公司火电板块毛利 -6.8 亿元，火电发电量 3896 亿千瓦时，度电毛利为 -1.8 元/兆瓦时，大幅优于华能国际、华电国际等其他火电企业。除此之外，公司在 2021 年火电板块净利润亏损 59.0 亿元的情况下，仍计提资产减值损失 18.4 亿元，计提信用减值损失 32.9 亿元，彰显公司盈利优势。

图 39：公司 2021 年火电度电毛利行业领先


数据来源：公司公告，西南证券整理

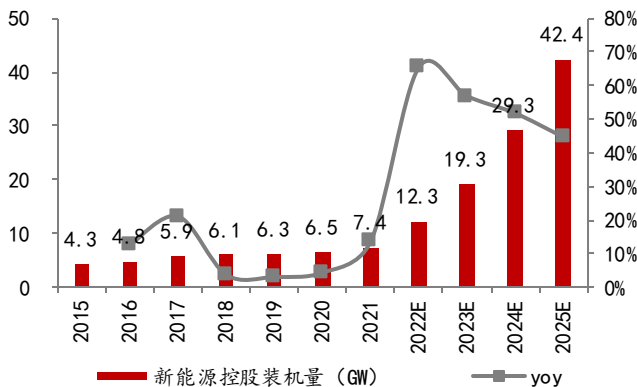
图 40：公司 2021 年资产减值和信用减值合计损失 51.3 亿元


数据来源：公司公告，西南证券整理

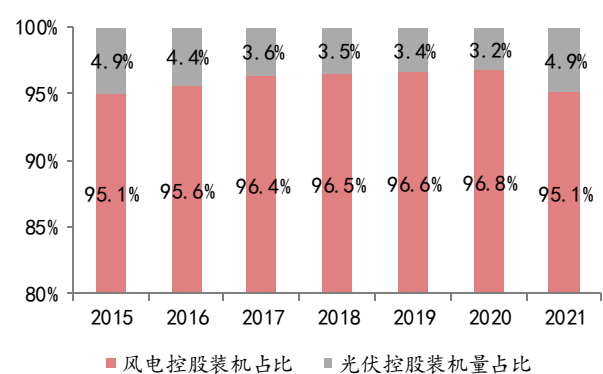
3 新能源业务全面提速，抢占新能源高地

3.1 新能源规划超预期，夯实发展基本盘

公司持续推进新能源规模化开发，提高公司新能源装机量。公司牢牢把握“打造新能源发展主力军”的战略定位，加快绿色发展，新能源装机量逐年提高。2015-2021 年新能源装机量由 4.3GW 增至 7.4GW，CAGR 达 9.6%。2021 年公司新投产风电和光伏并网装机 0.9GW，其中风电装机容量 0.7GW，光伏发电装机容量 0.2GW。截至 2021 年底，公司已完成核准或备案的风电装机 0.5GW，光伏发电装机 6.1GW；完成 7 个新能源项目并购，共计 0.9GW。2022 年公司计划加快新能源开发，2022 年计划获取新能源资源超过 10GW，核准 9.3GW，开工 6.7GW，投产 4.8GW。预计 2022 年公司新能源装机量将达到 12.3GW，2025 年新能源装机量达到 42.4GW。

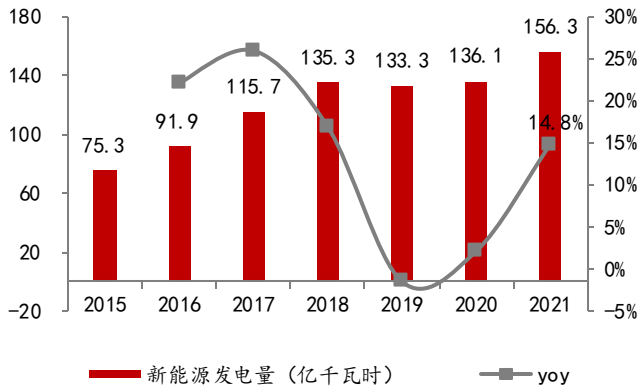
图 41：公司新能源装机量逐年提高


数据来源：公司公告，西南证券整理

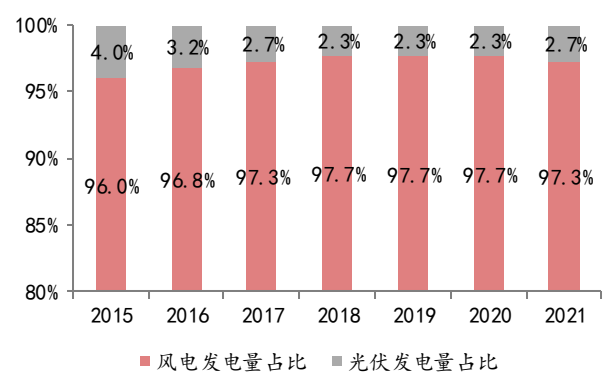
图 42：2015-2021 年公司新能源装机结构


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司不断优化发电结构，提高清洁高效低碳发电量。公司着力推进减污降碳协同治理，大幅提高风电、光伏发电量。2021年，公司风电企业累计完成发电量152.0亿千瓦时，上网电量147.5亿千瓦时，较上年分别增长14.3%和14.3%；光伏企业累计完成发电量4.3亿千瓦时，上网电量4.2亿千瓦时，较上年分别增长34.5%和31.4%。

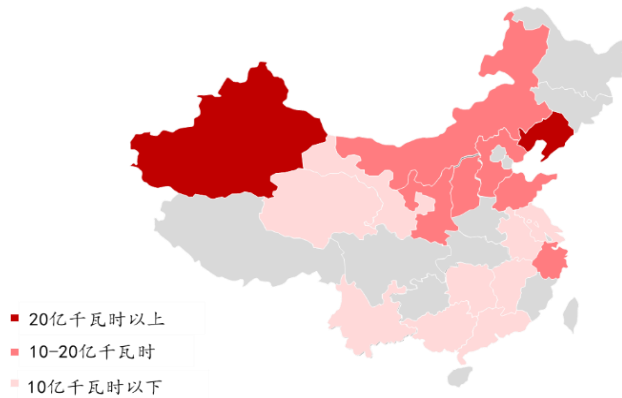
图 43：2021 年公司新能源发电同比增速达 14.8%


数据来源：公司公告，西南证券整理

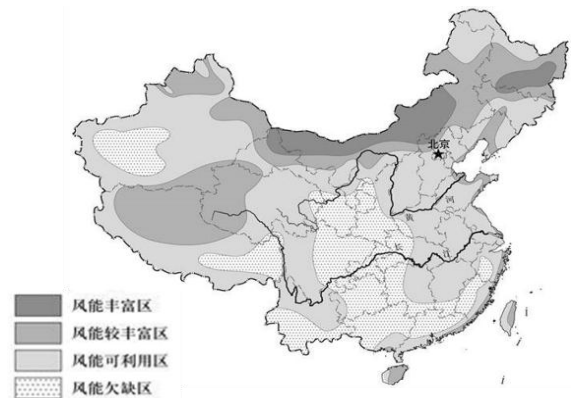
图 44：2015-2021 年公司新能源发电结构


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司新能源资产布局优势显著，分布在资源丰富地区。公司持续推进“基地式、场站式、分布式”风电、光伏项目科学布局，自主开发与科学并购同步。重点在内蒙古、新疆等风光资源禀赋较好、建设条件优越的地区开发风电、光伏集中式项目。突出抓好库布齐沙漠、河西走廊等大型风光基地项目开发，加快推进场站式项目开发，加强屋顶分布式光伏项目的开发、运维管理，积极开发大型海上风电项目公司风光资产大量布局。

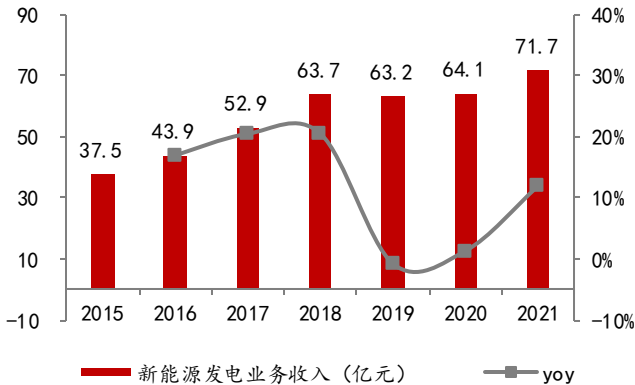
图 45：2021 年公司新能源装机分布


数据来源：公司公告，西南证券整理

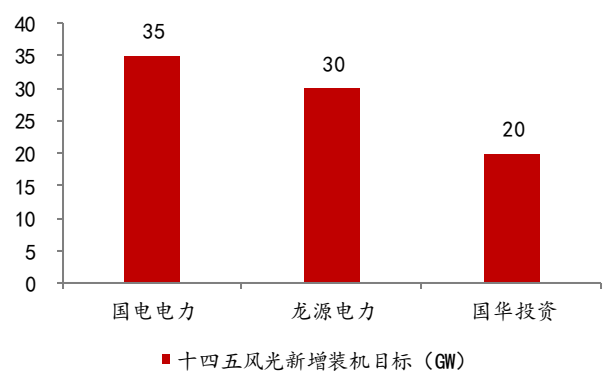
图 46：我国风能资源分布


数据来源：许昌等《风电场规划与设计》，西南证券整理

公司抢抓新能源发展机遇，十四五新能源规划装机 35GW 大超预期。2021 年，新能源成为公司主要利润来源，公司新能源板块收入 71.7 亿元，同比提高 12%，实现净利润 13.0 亿元。“十四五”期间，公司将加快新能源规模化开发和煤电扩容升级，规划新增新能源装机 35GW，预计将公司清洁能源装机占比提高到 40% 以上，赶超集团旗下其他子公司的新能源规划。除此之外，公司还将坚决落实“不再新建境外煤电项目”要求，实施绿色低碳发展、差异化发展、共生生态发展、创新发展的国际化发展理念，在东南亚、南亚、中亚、拉美等重点区域，开展新能源绿地投标和并购工作，助力公司转型发展。

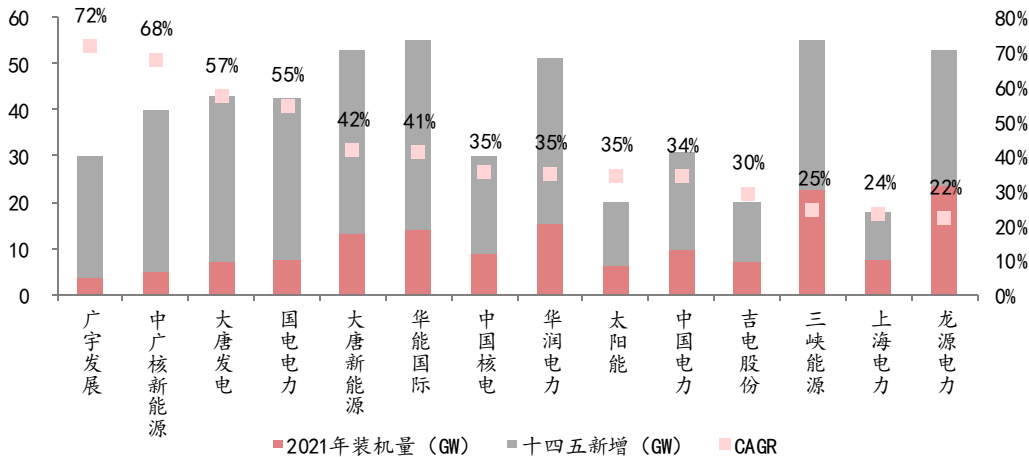
图 47：2021 年公司新能源发电板块收入高达 71.7 亿元


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 48：国家能源集团旗下子公司“十四五”期间新能源规划


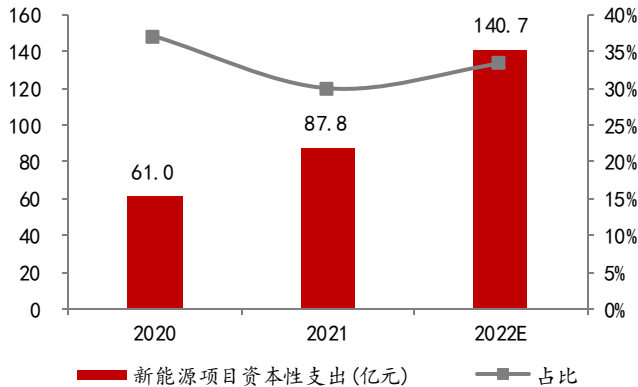
数据来源：各公司公告，西南证券整理

公司十四五新能源装机规划 CAGR 高达 55%，位居行业前列，成长性可观。公司紧跟集团战略布局，制定“打造常规电力能源转型排头兵、新能源发展主力军、世界一流企业建设引领者”的全新战略定位，“十四五”期间新能源装机规划远超预期。根据各电力运营商 2021 年末的新能源装机量和 2025 年新能源装机目标计算，国电电力十四五风光装机的 CAGR 为 55%，在行业中排名第四，新能源板块业务成长性可观。

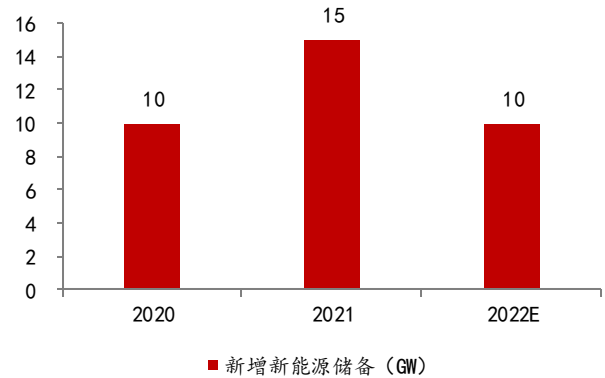
图 49：公司新能源装机十四五规划 CAGR 高达 55%


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司全线推进新能源项目开发，保障“十四五”新能源装机计划完成。公司全面落实“碳达峰、碳中和”目标，科学谋篇布局，加快推动清洁能源发展，提高规划的前瞻性和可操作性，全力争取新能源资源储备。2022 年，新能源项目资本性支出 61.0 亿元。2022 年，公司新能源项目计划资本性支出 140.7 亿元，比 2020 年翻一番，公司新增新能源储备超过 10GW，彰显公司“十四五”清洁能源转型的信心。

图 50：公司 2022 年新能源项目计划资本性支出 61 亿元


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 51：2020-2021 年公司新能源累计签约超 25GW


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司新能源重点在建工程规模超 50 亿，反映新能源业务中长期快速增长趋势。2021 年，公司新能源重点在建工程规模 58.1 亿元，光伏项目占比 19%，风电项目占比 81%。其中，鄂尔多斯市伊旗采空区光伏项目的进度已完成 67.9%，黑山 52MW 风电项目和海上风电项目（一期）工程项目均已完成八成左右。可以预计，公司未来两年风光装机规模将呈快速增长的趋势，并成为公司业绩提升的核心驱动力。

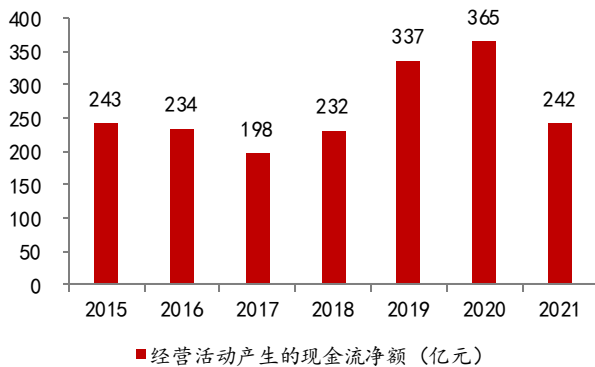
表 7：2021 年公司新能源重点在建工程情况

项目名称	预算数	期初余额	本期增加金额	期末余额	工程进度
国电电力内蒙古新能源开发有限公司 鄂尔多斯市伊旗采空区光伏项目	10.9 亿元	-	7.4 亿元	7.4 亿元	67.9%
国电和风风电开发有限公司芳山分公司 黑山 52MW 风电项目	4.2 亿元	2.2 亿元	1.3 亿元	3.5 亿元	82.6%
国电象山海上风电有限公司 海上风电项目（一期）工程项目	43.0 亿元	0.9 亿元	32.6 元	33.5 亿元	78.8%

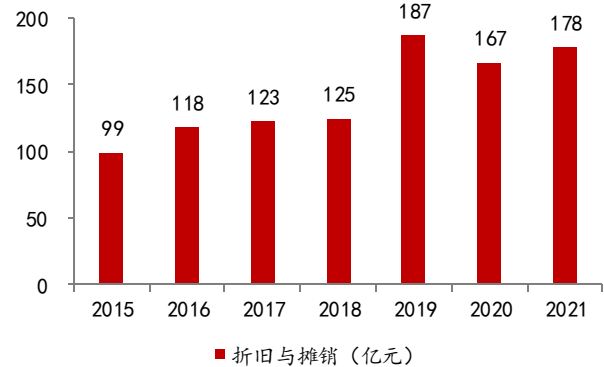
数据来源：公司公告，西南证券整理

3.2 灵活运用“火电+”模式，助力配置新能源资源

火电资产现金流优势，助力公司快速发展新能源。新能源发展对资金的需求很大，对公司的资金能力要求高，相较于纯绿电公司而言，火电公司依靠火电业务，可以在正常经营情况下具备更稳定的现金流，对绿电转型有一定的资金能力优势。公司火电资产经营现金流充沛，2020 年经营活动产生的现金流净额高达 365 亿元，2021 年因原煤价格上涨导致购买商品支付的现金增加，公司经营活动产生的现金流量净额为 2428 亿元，同比下降 42.7%；此外，火电资产的巨额折旧导致现金流远高于利润，2021 年公司折旧与摊销 178 亿元，为公司新能源业务的发展奠定了坚实的基础。

图 52: 公司 2015-2021 经营活动现金流净额


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 53: 公司 2015-2021 折旧与摊销


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

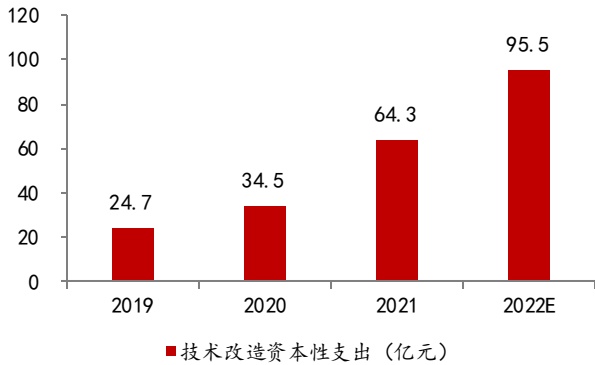
火电调峰能力与新能源项目获取挂钩, 公司火电资产有望为新能源项目带来优势。2021 年以来, 各地政府立足于自身火电现状, 利用现有火电资源, 积极探索通过火电灵活性改造提升新能源电力消纳和电网调峰能力的新途径。内蒙古、湖北相继探索火电调峰能力挂钩新能源项目配置、火电灵活性改造促进新能源高比例消纳的新机制。2022 年 2 月, 包头市拟对包头市火电灵活性改造配套 38 万千瓦新能源项目进行竞争性配置, 促进新能源产业发展。可以预计, 未来火电调峰能力将成为推动公司新能源发展的重要助力。

表 8: 火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策

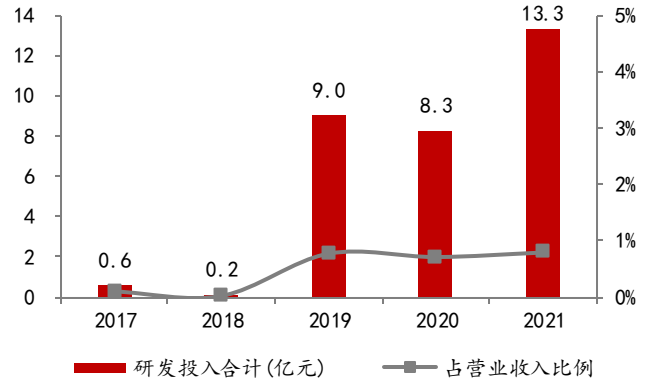
时间	地区	文件	要点内容
2021 年 8 月	内蒙古自治区	《内蒙古自治区能源局关于实施火电灵活性改造促进新能源消纳工作的通知》	燃煤电厂火电灵活性改造新增调节能力配套建设市场化并网新能源。新能源建设规模应与燃煤电厂新增调节能力相匹配, 原则上不增加系统现有调峰压力。按照一体化模式建设的, 市场化并网新能源可由燃煤电厂全额自行建设。不具备一体化建设条件的, 市场化并网新能源由燃煤电厂自行建设的比例不低于 50%, 剩余部分可由燃煤电厂所在地盟市电力主管部门组织相关企业通过合建共享、购买调峰资源等方式建设。
2021 年 10 月	湖北省	《关于公布 2021 年平价新能源项目的通知》	规划新能源项目总容量 12.28GW, 其中规划的 10 个百万千瓦基地均位于火电厂附近。燃煤电厂机组灵活性改造用于配套基地的, 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。
2022 年 2 月	包头市	《包头市 2021 年火电灵活性改造配套新能源项目竞争性配置公告》	包头市 2021 年火电灵活性改造配套新能源项目竞争性配置共有 2 个标段同时招标, 总规模为 38 万千瓦。项目建设期是 2022 年 6 月前项目投资占比不低于项目总投资的 30%, 2022 年 12 月底前全容量并网。
2022 年 3 月	湖北省	《关于落实相关政策推进风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	给予四类新能源项目指标, 总规模 738 万千瓦, 包括: 1) 对煤电企业组煤保电的奖励, 350 万千瓦; 2) 对新能源装备制造产业建设的奖励, 60 万千瓦; 3) 对风光火互补百万千瓦基地后续指标安排, 300 万千瓦; 4) 抽水蓄能项目配套新能源指标安排, 28 万千瓦。

数据来源: 政府网站, 西南证券整理

公司扎实稳步开展科技创新工作，加快推进存量煤电“三改联动”。公司紧密跟踪煤电灵活性改造等政策动向，逐年扩大技术改造资本性支出和研发投入。2021年，公司研发投入13.3亿元，同比增加60.2%；技术改造资本性支出64.3亿元，同比增加86.4%。2022年，公司技术改造计划资本性支出95.5亿元。这对公司充分发挥煤电保障电力供应和调峰、调频辅助服务的市场价值，通过深度调峰改造获取新能源项目资源，积极推动“源网荷储一体化”和多能互补能源基地的建设具有重要作用。

图 54：公司 2022 年技术改造计划资本性支出 95.5 亿元


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 55：2017-2021 年公司研发投入逐年提高


数据来源：公司公告，西南证券整理

大型风电光伏基地建设稳步推进，公司有望借助“火电+”优势争取更多基地项目。2021年，国家发展改革委、国家能源局确定了第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目，总规模约1亿千瓦，主要分布在内蒙古、青海、甘肃、宁夏、陕西、新疆6省区和新疆生产建设兵团等。其中，公司所属的国家能源集团获得近10GW的项目开发权。由于大型基地项目要求“大型风光基地项目要基于在运、在建或已核准的外送通道并配套煤电灵活性改造”。因此公司有望利用火电机组的调峰能力及现有的外送通道优势，实施“火电+新能源+调峰”开发战略，在未来争取更多基地项目落地，实现新能源跨越式发展。

表 9：2021 年第一批大型风光基地项目开发情况

省份	基地名称	状态	规模 (GW)	参与开发企业
青海	青海海南、海西新能源基地	开工	10.9	国家能源集团、国电投、三峡、华能、华电、华润、鲁能等
甘肃	甘肃省新能源基地项目	开工	12.9	山东发展、中国电建集团、东方电气、嘉寓新新投资、水发能源集团有、中核汇能、甘肃国润时代能源等
内蒙古	内蒙古托克托 200 万千瓦外送项目	开工	2.0	大唐集团
	蒙西基地库布其 200 万千瓦光伏治沙项目	开工	2.0	亿利、三峡新能源合资公司
	蒙西鄂尔多斯外送项目风电光伏基地项目	分配	3.4	国家能源集团、华能集团各获得 0.6GW 风电项目开发权 京能集团、汇能煤电集团各获得 0.6GW 的光伏项目开发权 国家电投、河北建投各获得 0.5GW 的光伏项目开发权
宁夏	国电电力宁夏公司 200 万千瓦光伏项目	开工	2.0	国家能源集团
山东	鲁北盐碱滩涂千万千瓦风光储一体化基地	开工	2.0	山东海化、华能集团、华润电力、国家电投等
广西	横州 260 万千瓦风光储一体化大型基地示范项目	开工	2.6	国家能源集团
云南	云南省金沙江下游大型风电光伏基地	开工	0.4	-
吉林	鲁固直流吉西白城外送项目	分配	1.4	国家电投、中电建、中广核、大唐

省份	基地名称	状态	规模(GW)	参与开发企业
陕西	陕武直流一期外送新能源项目	分配	6.0	中能建、中核集团分别获得 0.5GW、0.45 GW 国家能源集团 、华能集团、陕西煤化工各获得 0.4 GW
	渭南市新能源基地项目	分配	3.5	大唐集团通过火电机组灵活性改造获得 2.03 GW 国家能源集团 、陕西投资集团、华能集团各获得 0.2 GW 中能建、阳光新能源、河北建投、中国能源工程、深圳拓日、陕西桂花能源各获得 0.1GW
	神府-河北南网特高压通道配套新能源项目	分配	3.0	国家能源集团 获得 2GW 剩余 1GW 由陕西投资、信发、三一重能等 6 家企业获得

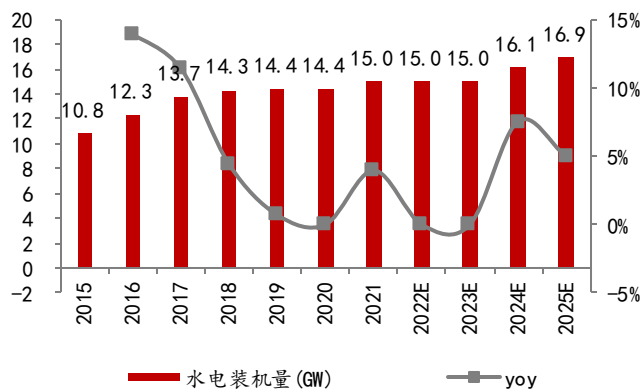
数据来源：智汇光伏，西南证券整理

4 因地制宜发展水电，盈利能力不断提升

4.1 水电盈利稳定，十四五末将迎来多台机组投产

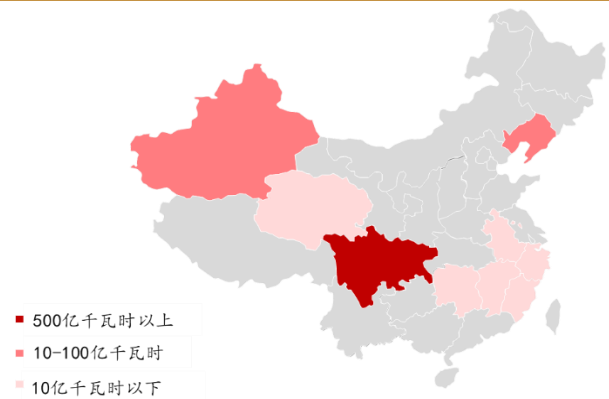
积极有序发展水电，推进大渡河流域、新疆开都河流域水电建设。截至 2021 年底，公司水电控股装机容量 15.0GW，占总控股装机量的 15%，在建水电机组 4.0GW。由于水电站建设具有投资额大、建设周期长和见效时间长的特点，部分水电项目建设周期甚至高达 7-10 年，预计公司将在 2024-2025 年迎来 1.9GW 的水电机组投产。公司水电资产主要集中在四川和新疆，负责四川大渡河流域干流 18 个梯级电站的开发，在四川省内年水电发电量超过 500 亿千瓦时，占公司全部水电发电量的 85.2%。新型电力系统下，公司积极有序发展水电，拥有的大规模优质水电装机使得公司在抽水储能项目获取中拥有得天独厚的禀赋，有望推动公司加速转型。

图 56：公司预计在 2024-2025 年迎来多台水电机组投产



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 57：2021 年公司在四川省内水电发电量 501.4 亿千瓦时



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司稳步推进水电开发，水电优势助力获取抽水蓄能项目资源。目前，公司正积极有序发展水电，在建水电机组 395 万千瓦，主要为新疆开都河霍尔古吐 43 万千瓦、大渡河公司双江口 200 万千瓦、金川 86 万千瓦，枕头坝二级 30 万千瓦、沙坪一级 36 万千瓦，将于“十四五”期间投产，能够显著增加流域调节能力。水电作为一二次能源的结合体，将有助于改善公司的资产结构，增强公司对煤价上涨的应对能力、稳定未来的盈利能力，平滑经济增长

减速的周期痕迹。公司水电优势还有助于获取抽水蓄能项目资源，目前已于安徽、江西、广西获得 3 个抽水蓄能电站开发权，合计装机 360 万千瓦。

表 10：2021 年公司水电重点在建工程情况

项目名称	预算数	期初余额	本期增加金额	期末余额	工程进度
国能大渡河流域水电开发有限公司双江口水电站项目	336.1 亿元	-	164.9 亿元	164.9 亿元	49.1%
国电电力发展股份有限公司大兴川电站	11.2 亿元	8.8 亿元	0.1 亿元	8.9 亿元	79.6%
国能大渡河流域水电开发有限公司枕头坝二级水电站	50.0 亿元	0.7 亿元	5.4 亿元	6.0 亿元	11.9%
国能大渡河流域水电开发有限公司金川水电站	122.3 亿元	29.8 亿元	17.5 亿元	47.3 亿元	38.7%

数据来源：公司公告，西南证券整理

公司作为国家能源集团常规能源发电业务整合平台，未来有望获得大股东优质资产注入。公司水电资产的主要运营主体为其控股子公司国能大渡河（国电电力持股 69%，国家能源集团持股 21%，川投能源持股 10%）。国能大渡河拥有控股装机容量 11.7GW，占公司全部水电装机量的 78.4%。2010 年，为消除同业竞争及关联交易相关问题，公司原控股股东中国国电出具《关于解决与国电电力同业竞争问题有关事项的函》，确定将公司作为中国国电火电及水电业务的整合平台，将中国国电发电业务资产注入国电电力。上述承诺做出后，中国国电一直坚持积极履行承诺。未来，公司有望获注国家能源集团在国能大渡河剩余 21% 的股权，进一步发挥国家能源集团火电、水电整合平台作用，不断提高上市公司质量。

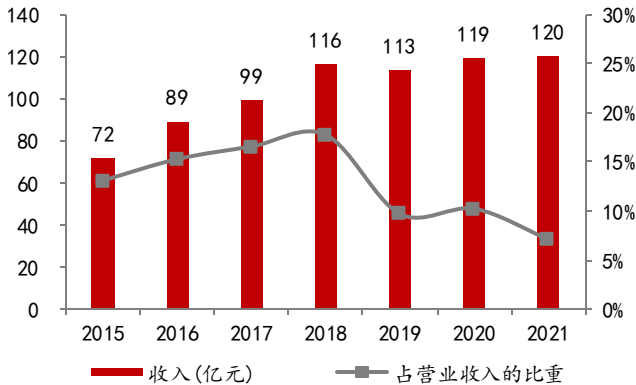
表 11：公司历史资产获注情况

时间	获注情况
2010 年 12 月	国电浙江北仑第三发电有限公司 50% 股权 国能新疆电力有限公司 100% 股权 国电江苏谏壁发电有限公司 100% 股权 国电江苏电力有限公司 100% 股权
2013 年 11 月	国电安徽电力有限公司 100% 股权
2016 年 12 月	国电新疆开都河流域水电开发有限公司 55% 股权 国电阿克苏河流域水电开发有限公司 64.56% 股权 国电青松库车矿业开发有限公司 20% 股权 国电宿迁热电有限公司 51% 股权 中国国电集团公司大武口发电厂全部权益 国电大武口热电有限公司 60% 股权 浙江浙能乐清发电有限公司 23% 股权 国电燃料所属国电朔州煤业有限公司 100% 股权

数据来源：公司公告，西南证券整理

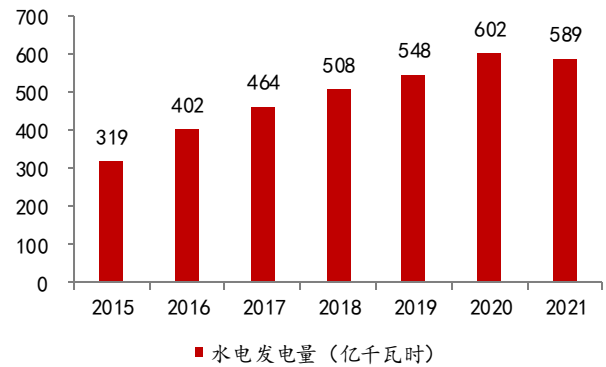
公司水电销售收入逐年增加，成为公司利润大头。2015-2020 年，公司水电发电量逐年提高，水电年发电量在 2020 年突破 600 亿千瓦时。2021 年，水电企业累计完成发电量 588.8 亿千瓦时，同比减少 2.2%，主要原因是大渡河区域来水量较同期减少。随着水电发电量的逐步增加，公司水电销售收入逐年增加，带动公司整体营业收入稳步增长。2021 年，公司实现营业收入 1681.9 亿元，其中火电板块业绩由盈转亏，净利润亏损 59.0 亿元，水电板块净利润 25.0 亿元，成为主要利润来源。

图 58: 2015-2021 年公司水电销售收入逐年增加



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

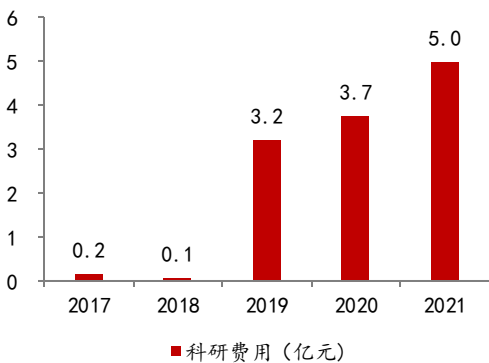
图 59: 2015-2021 年公司水电发电量逐年增长



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

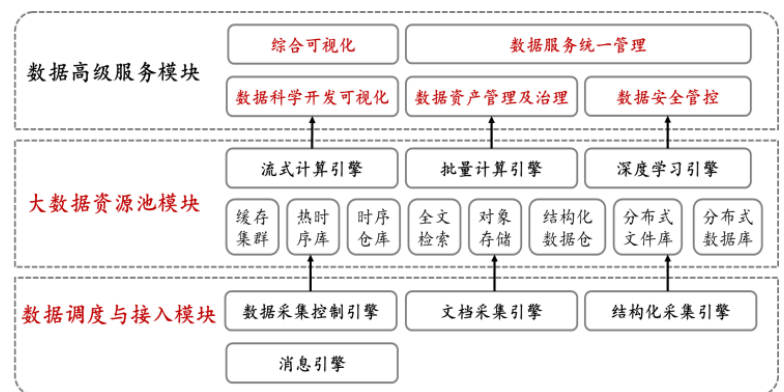
公司重视科技投入, 为大型水电项目的发展储存技术实力。公司按照国家“流域、梯级、滚动、综合”的开发方针, 有序推进流域梯级水电站的开发建设, 科研费用逐年提高, 2021 年达到 5 亿元。主要支出为科技项目的推进及相关科技前沿的技改费用, 为公司后续在节能环保治理、大型水电项目的发展储存技术实力。通过智慧调度与智慧电厂成果应用, 国能大渡河在洪水资源转化利用方面创效显著。国能大渡河通过气象水情感知预报技术精准预测流域水雨情, 在洪峰来临前尽可能争取发电负荷通过发电形式腾库迎峰, 并在汛中、汛末时期实施中小洪水实时调度、汛末分期提前蓄水技术, 多次取得政策支持重复利用水库调洪库容, 取得了显著的减弃增效效益。

图 60: 公司近三年一直保持较高的研发费用



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 61: 大渡河智慧水电数据中台 APP 架构图



数据来源: 信息化时代, 西南证券整理

4.2 “特高压+市场电”，打开水电盈利空间

公司坐拥两大水电基地, 十四五期间将迎来大渡河流域新一轮投产高峰期。公司在四川大渡河流域、新疆伊犁喀什河流域、辽宁浑江流域, 积极开发大中型水电, 实施流域开发, 集约化管理。其中, 大渡河水电基地和东北水电基地属于国内大型水电基地, 在国家规划的十三大水能基地中分别排名第五和第八。大渡河水电基地多年平均流量 550 亿立方米, 天然落差 4177 米, 可开发资源 2800 万千瓦左右。根据《水电发展“十三五”规划》, 大渡河流

域规划总装机容量 2524 万千瓦，东北水电基地总装机容量 1869 万千瓦。可以预计，公司水电装机全部建成后将持续贡献利润和现金流，有利于公司中长期发展。

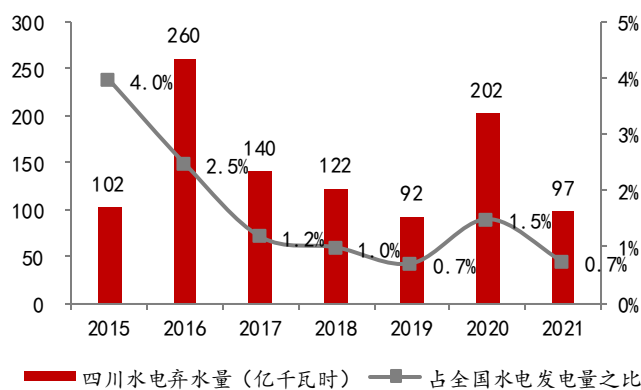
表 12：全国十三大水电基地基本情况（万千瓦）

序号	水电基地名称	参与开发上市公司	水能蕴藏量	规划装机	建成装机	在建装机	筹建装机
1	金沙江水电基地	长江电力、华能水电	11200	8315	3072	3417	720
2	长江上游水电基地	长江电力、湖北能源	-	3128	2522	213	300
3	雅砻江水电基地	川投能源、国投电力	3372	2883	1470	1006	495
4	黄河上游水电基地	国投电力	-	2656	1315	-	-
5	澜沧江干流水电基地	华能水电	3656	2560	1906	356	-
6	大渡河水电基地	国电电力	2800	2524	1726	398	429
7	怒江水电基地	-	-	2132	-	360	-
8	东北水电基地	国电电力	-	1869	483	-	-
9	南盘江、红水河水电基地	桂冠电力	-	1508	1208	-	-
10	闽浙赣水电基地	闽东电力	2330	1417	-	-	-
11	乌江水电基地	黔源电力、大唐发电	1043	1163	1018	-	-
12	湘西水电基地	韶能股份	1000	661	286	-	-
13	黄河中游水电基地	-	-	597	163	-	434

数据来源：《水电发展“十三五”规划》、电力网，西南证券整理

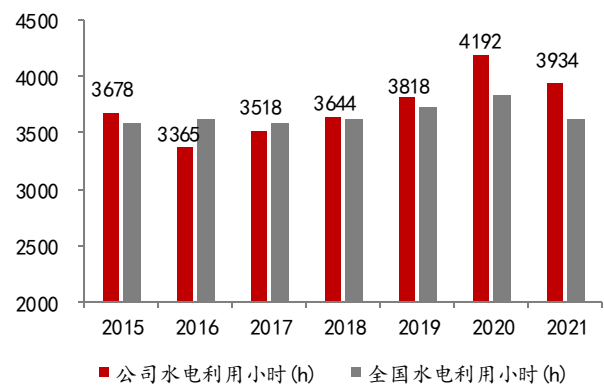
四川水电消纳矛盾突出，拖累公司水电利用小时表现。“十三五”期间，受四川省送出通道能力不足、清洁能源消纳矛盾突出的影响，大渡河电站弃水较高，拖累公司水电利用小时水平。2019年，四川省制定《四川省水电消纳产业示范区建设实施方案》，川内弃水状况逐年改善，市场消纳能力提升。公司也通过实现流域集控联调、梯级综合利用不断提升水电利用小时数水平。2020年，公司水电利用小时数为 4192h，首次突破 4000h。

图 62：四川水电消纳问题突出



数据来源：四川省能源局，西南证券整理

图 63：自 2018 年开始公司水电利用小时水平持续改善



数据来源：公司公告、中国电力企业联合会，西南证券整理

四川省开启特高压输电时代，有望解决水电送出瓶颈。目前，除了已经建成的宝鸡-德阳、向家坝—上海和锦屏—苏南三条特高压直流输电线路以外，四川省《“十四五”能源发展规划》明确“十四五”期间将建成雅中-江西、白鹤滩-江苏和白鹤滩-浙江等±800千伏特高压直流工程，建成甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东、天府南—重庆铜梁 1000 千伏特高压交流输变电工程，最终形成“六直八交”与华东、西北、重庆、西藏等电网相联，将四川水电源源不断送往东部地区，跨区跨省最大外送能力超过 3000 万千瓦，整体提高四川电网对以新能源为主体的新型电力系统的适应性和供电保障能力。

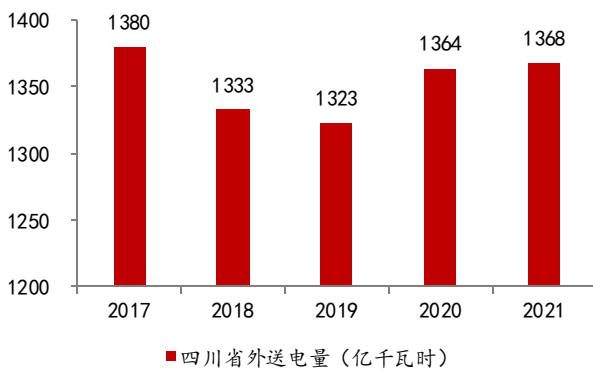
表 13：“十四五”期间四川省特高压工程建设情况

特高压工程	途径	投运时间	额定容量
雅中-江西±800kv 直流	四川、云南、贵州、湖南、江西	2021 年 6 月	800 万千瓦
白鹤滩-江苏±800 千伏特高压直流	四川、重庆、湖北、安徽、江苏	2022 年	800 万千瓦
白鹤滩-浙江±800 千伏特高压直流	四川、重庆、湖北、安徽、浙江	2023 年	800 万千瓦
甘孜-天府南-成都东特高压交流工程	四川	“十四五”期间	-
天府南—重庆铜梁特高压交流工程	四川、重庆	“十四五”期间	-
阿坝—成都东特高压交流工程	四川	“十四五”期间	-

资料来源：《四川省“十四五”能源发展规划》，西南证券整理

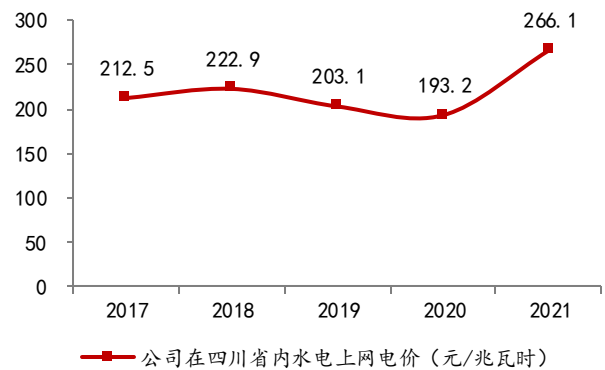
水电上网电价有望上行，扩大水电盈利空间。电力供需紧平衡情况下，四川省水电上网电价交易上行趋势确定。2021 年公司在四川省水电上网电价 266.1 元/兆瓦时，同比增长 37.7%。预计 2024-2025 年，公司水电项目将陆续投产，水电资产比重不断升高使资产结构更为优化，叠加十四五期间四川电价继续保持上行态势，有望带动公司水电盈利水平进一步提升。

图 64：四川省外送电量逐年提高



数据来源：国网四川省电力公司，西南证券整理

图 65：公司在四川省内水电上网电价逐年提高



数据来源：公司公告，西南证券整理

5 盈利预测与估值

5.1 盈利预测

公司主营业务可主要分为火电、水电、新能源、煤炭四大板块，我们结合过往经营数据，按业务类型对分部收入及成本进行了以下关键假设：

假设 1：考虑到国家控煤价决心强，公司火电燃料成本优势显著，预计公司火电业务 22 年有望扭亏为盈，火电盈利能力将逐年恢复，22-24 年火电业务毛利率为 4.0%/6.0%/7.5%；

假设 2：考虑到公司水电重点布局地区四川省水电消纳条件逐年改善，水电电价有望上行，预计公司 22-24 年水电业务收入增速为 10.0%/5.0%/5.0%；

假设 3：考虑到公司十四五新能源规划目标大幅上调，且明确给出了 2022 年风光装机指引，预计公司 22-24 年风光业务收入增速为 60.0%/30.0%/30.0%，毛利率为 43.0%/42.0%/41.0%；

假设 4：考虑到 22 年整体煤价仍维持较高区间，预计公司 22-24 年煤炭业务收入增速为 50.0%/10.0%/10.0%，毛利率为 65.0%/50.0%/50.0%。

基于以上假设，我们预测公司 2022-2024 年分业务收入及成本如下表：

表 14：分业务收入及毛利率

单位：百万元		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
火电	收入	116975	139738	156507	172158	180765
	增速		19.5%	12.0%	10.0%	5.0%
	成本	101483	142188	150247	161828	167208
	毛利率	13.2%	-1.8%	4.0%	6.0%	7.5%
水电	收入	12202	11999	13198	13858	14551
	增速		-1.7%	10.0%	5.0%	5.0%
	成本	5743	5840	6599	6929	7276
	毛利率	52.9%	51.3%	50.0%	50.0%	50.0%
风光	收入	6486	7172	11475	14918	19393
	增速		10.6%	60.0%	30.0%	30.0%
	成本	3543	3879	6541	8652	11442
	毛利率	45.4%	45.9%	43.0%	42.0%	41.0%
煤炭	收入	2885	4498	6747	7421	8163
	增速		55.9%	50.0%	10.0%	10.0%
	成本	1188	1439	2361	3711	4082
	毛利率	58.8%	68.0%	65.0%	50.0%	50.0%
其他	收入	5753	4779	5018	5269	5532
	增速		-16.9%	5.0%	5.0%	5.0%
	成本	3504	2645	3011	3161	3319
	毛利率	39.1%	44.6%	40.0%	40.0%	40.0%

单位：百万元		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
合计	收入	144302	168185	192945	213624	228405
	增速		16.6%	14.7%	10.7%	6.9%
	成本	115461	155992	168759	184281	193327
	毛利率	20.0%	7.3%	12.5%	13.7%	15.4%

数据来源：Wind，西南证券

5.2 分部估值

根据公司于 21 年年报披露的分部业务板块财务信息，我们可以对公司各业务净利润和净资产进行拆分。对于分部净利润，在扣除分部间抵销前，公司 21 年火电、水电、风光、煤炭四大业务板块净利润分别为 -59.0/25.0/13.0/18.2 亿元，而考虑其他业务及分部间抵销影响后，公司 21 年合计净利润为 -34.2 亿元。对于分部净资产，在扣除分部间抵消前，公司 21 年火电、水电、风光、煤炭四大业务板块净资产分别为 848/295/220/77 亿元，而考虑其他业务及分部间抵销影响后，公司 21 年合计净资产为 1112 亿元。

表 15：2020 年及 2021 年公司分部业务财务信息

单位：百万元		火电业务	水电业务	风光业务	煤炭业务	其他	减：分部间抵销	合计
2021	营业收入	142343	12291	7244	4500	1869	62	168185
	投资收益	1415	3	0	0	-127	0	1291
	信用减值损失	-100	-27	-400	1	0	2765	-3291
	资产减值损失	-1487	-28	-326	0	0	0	-1842
	净利润	-5900	2500	1304	1820	-125	3016	-3418
	净资产	84843	29505	22048	7663	151	33037	111172
2020	营业收入	120578	12320	6551	2887	2128	164	144302
	投资收益	1420	3	0	9	-2	0	1430
	信用减值损失	-197	-1	-240	-1	90	4092	-4441
	资产减值损失	-973	-164	-58	0	-628	0	-1823
	净利润	11613	2357	1575	727	-901	5215	10155
	净资产	120412	26794	20548	6115	1982	36576	139276

数据来源：公司公告，西南证券整理

我们结合历史数据对 22-24 年公司各业务板块利润进行预测，并做出以下核心假设：

假设 1：公司火电盈利能力将逐年回升，22-24 年火电业务净利率分别为 3.0%/5.0%/6.0%；

假设 2：公司水电利用小时数及电价稳定上涨，22-24 年水电业务净利率分别为 21.0%/22.0%/23.0%；

假设 3：公司新能源信用及资产减值计提降低，22-24 年风光业务净利率分别为 26.0%/25.0%/24.0%；

假设 4：公司煤炭利润逐年回归合理区间，22-24 年煤炭业务净利率分别为 45.0%/20.0%/20.0%；

假设 5: 参考历史数据, 公司各业务板块少数股东损益占比均按 50.0% 计算;

假设 6: 公司分部间抵销主要由火电承担, 分部间抵销净利润占营收比例按 2.0% 计算。

根据以上假设可测算得出, 在扣除分部间抵销后公司 22 年预计合计归母净利润为 47.9 亿元, 其中火电、水电、风光、煤炭分别为 4.2/13.9/14.9/15.2 亿元。

表 16: 2022-2024 年公司各业务板块利润预测

单位: 百万元		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
火电	收入	116975	139738	156507	172158	180765
	净利润	11613	-5900	4695	8608	10846
	净利率	9.9%	-4.2%	3.0%	5.0%	6.0%
	归母净利润 (分部间抵消后)	2743	-4814	418	2168	3139
水电	收入	12202	11999	13198	13858	14551
	净利润	2357	2500	2772	3049	3347
	净利率	19.3%	20.8%	21.0%	22.0%	23.0%
	归母净利润	1010	1350	1386	1524	1673
风光	收入	6486	7172	11475	14918	19393
	净利润	1575	1304	2984	3729	4654
	净利率	24.3%	18.2%	26.0%	25.0%	24.0%
	归母净利润	675	704	1492	1865	2327
煤炭	收入	2885	4498	6747	7421	8163
	净利润	727	1820	3036	1484	1633
	净利率	25.2%	40.5%	45.0%	20.0%	20.0%
	归母净利润	312	983	1518	742	816
合计	收入	144302	168185	192945	213624	228405
	净利润 (分部间抵消后)	10155	-3418	9582	12506	15930
	归母净利润 (分部间抵消后)	4354	-1845	4791	6253	7965

数据来源: Wind、公司公告, 西南证券

对于公司火电业务, 我们给予 22 年 0.8 倍 PB, 得到火电板块目标市值 176 亿元。根据公司 21 年年报披露的数据, 截至 2021 年底, 公司火电板块净资产为 848 亿元, 结合 21 年公司火电控股装机、权益装机及分部间抵销净资产等数据, 可测算出公司火电板块归母净资产约为 220 亿元, 三家火电可比公司平均 PB 为 0.91, 考虑到公司火电业务拥有集团“煤电路港航”一体化产业协同优势, 但火电业务盈利能力仍受高煤价压制, 我们给予公司火电板块 2022 年 0.8 倍 PB, 得到板块目标市值 176 亿元。

对于公司水电业务, 我们给予 22 年 18 倍 PE, 得到水电板块目标市值 249 亿元。根据我们对未来公司各业务板块分部利润的预测拆分, 预计 2022 年公司水电业务归母净利润约为 13.9 亿元, 三家水电可比公司 2022 年平均 PE 为 18.0, 考虑到公司水电未来有望受益于川渝特高压建成带来的弃水情况改善和水电价格上涨, 我们给予公司水电板块 2022 年 18 倍 PE, 得到板块目标市值 249 亿元。

对于公司风光业务，我们给予 22 年 20 倍 PE，得到风光板块目标市值 298 亿元。根据我们对未来公司各业务板块分部利润的预测拆分，预计 2022 年公司风光业务归母净利润约为 14.9 亿元，三家风光可比公司 2022 年平均 PE 为 20.2，考虑到公司十四五规划目标大幅上调，并给出较明确的新能源发展计划，我们给予公司风光板块 20 倍 PE，得到板块目标市值 298 亿元。

对于公司煤炭业务，我们给予 22 年 1.0 倍 PB，得到煤炭板块目标市值 77 亿元。根据公司 21 年年报披露的数据，截至 2021 年底，公司煤炭板块净资产为 76.6 亿元，三家煤炭可比公司平均 PB 为 1.83，但是考虑到未计算分部间抵销，公司煤炭净资产可能存在虚高，且煤炭周期性较强，高 PB 估值难以维系，我们给予公司煤炭板块 2022 年 1.0 倍 PB，得到板块目标市值 77 亿元。

综合公司四大业务板块，我们预计公司 2022 年总市值为 800 亿元，对应目标价 4.49 元，首次覆盖给予“买入”评级。

表 17：可比公司估值

证券代码	可比公司	股价 (元)	EPS (元)				PE (倍)				PB(倍)
			21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E	LF
600027.SH	华电国际	3.87	-0.50	0.36	0.46	0.50	-10.63	10.83	8.48	7.88	0.96
600023.SH	浙能电力	3.51	-0.06	0.08	0.18	0.19	-64.25	44.19	19.20	17.89	0.74
000539.SZ	粤电力 A	4.40	-0.60	0.35	0.50	0.60	-10.26	12.75	8.89	7.28	1.02
平均值							-28.38	22.59	12.19	11.02	0.91
600900.SH	长江电力	23.23	1.16	1.25	1.34	1.42	19.65	17.97	16.78	15.88	2.86
600025.SH	华能水电	6.80	0.32	0.38	0.42	0.45	20.32	17.15	15.77	14.43	2.35
600236.SH	桂冠电力	6.24	0.17	0.32	0.34	0.37	37.43	18.81	17.77	16.40	3.17
平均值							25.80	17.98	16.77	15.57	2.79
600905.SH	三峡能源	5.90	0.20	0.29	0.35	0.42	38.03	20.55	16.82	14.18	2.38
001289.SZ	龙源电力	20.97	0.80	0.95	1.15	1.40	-	23.01	19.08	15.71	2.84
601778.SH	晶科科技	4.77	0.12	0.25	0.30	0.34	68.39	17.17	14.79	13.82	1.17
平均值							53.21	20.24	16.90	14.57	2.13
600546.SH	山煤国际	13.94	2.49	3.28	3.38	3.58	3.30	4.35	4.23	3.99	2.03
601001.SH	晋控煤业	12.34	2.78	3.09	3.40	3.60	3.45	4.09	3.72	3.51	1.59
601225.SH	陕西煤业	16.87	2.18	2.54	2.66	2.74	5.60	6.37	6.08	5.90	1.79
平均值							4.12	4.94	4.68	4.47	1.80
600795.SH	国电电力	3.19	-0.10	0.27	0.35	0.45	-30.25	11.65	8.93	7.01	1.28

数据来源：Wind，西南证券整理

6 风险提示

煤价持续上行风险，新能源发展不及预期，水电投产不及预期。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	现金流量表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入	168185.48	192944.94	213623.66	228405.36	净利润	-3417.85	9582.27	12505.57	15930.25
营业成本	155991.82	168758.69	184281.45	193326.58	折旧与摊销	17655.30	24627.54	25930.40	27590.35
营业税金及附加	2312.84	2849.29	3125.40	3318.64	财务费用	7935.87	8026.08	8768.34	9602.99
销售费用	43.70	171.90	171.80	169.57	资产减值损失	-1841.90	-1500.00	-1500.00	-1500.00
管理费用	1744.27	1904.09	2130.35	2285.03	经营营运资本变动	9147.79	1301.96	1227.44	160.93
财务费用	7935.87	8026.08	8768.34	9602.99	其他	-5299.24	-1496.29	-1500.54	-1500.35
资产减值损失	-1841.90	-1500.00	-1500.00	-1500.00	经营活动现金流净额	24179.97	40541.56	45431.21	50284.17
投资收益	3256.40	3000.00	3000.00	3000.00	资本支出	-29443.37	-50000.00	-55000.00	-60000.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	其他	8914.88	2945.61	3018.14	2993.95
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	-20528.49	-47054.39	-51981.86	-57006.05
营业利润	-1583.08	12734.87	16646.33	21202.55	短期借款	5574.03	5752.91	-171.20	2696.06
其他非经营损益	60.42	41.49	27.77	37.78	长期借款	14818.05	17000.00	18000.00	19000.00
利润总额	-1522.65	12776.36	16674.10	21240.33	股权融资	-6471.18	0.00	0.00	0.00
所得税	1895.19	3194.09	4168.52	5310.08	支付股利	-835.89	922.68	-2395.57	-3126.39
净利润	-3417.85	9582.27	12505.57	15930.25	其他	-15984.48	-9633.44	-6814.72	-10369.63
少数股东损益	-1572.49	4791.14	6252.79	7965.12	筹资活动现金流净额	-2899.47	14042.15	8618.52	8200.04
归属母公司股东净利润	-1845.35	4791.14	6252.79	7965.12	现金流量净额	751.37	7529.32	2067.87	1478.17
资产负债表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	财务分析指标	2021A	2022E	2023E	2024E
货币资金	11765.18	19294.49	21362.37	22840.54	成长能力				
应收和预付款项	27185.34	32172.59	35578.46	37637.96	销售收入增长率	44.46%	14.72%	10.72%	6.92%
存货	7254.00	7097.71	7805.37	8320.74	营业利润增长率	-115.10%	904.44%	30.71%	27.37%
其他流动资产	6514.05	5373.77	6165.00	6768.40	净利润增长率	-144.35%	380.36%	30.51%	27.39%
长期股权投资	13601.04	13601.04	13601.04	13601.04	EBITDA 增长率	-33.09%	89.05%	13.12%	13.73%
投资性房地产	120.95	175.37	157.23	163.27	获利能力				
固定资产和在建工程	310422.76	336131.25	365536.88	398282.57	毛利率	7.25%	12.54%	13.74%	15.36%
无形资产和开发支出	11121.68	10799.61	10477.54	10155.47	三费率	5.78%	5.24%	5.18%	5.28%
其他非流动资产	9923.83	9909.87	9895.91	9881.94	净利率	-2.03%	4.97%	5.85%	6.97%
资产总计	397908.82	434555.70	470579.79	507651.92	ROE	-3.07%	7.88%	9.49%	11.02%
短期借款	37798.49	43551.40	43380.20	46076.27	ROA	-0.86%	2.21%	2.66%	3.14%
应付和预收款项	33322.53	36924.16	40532.04	42400.27	ROIC	4.97%	4.98%	5.59%	6.20%
长期借款	132019.23	149019.23	167019.23	186019.23	EBITDA/销售收入	14.27%	23.52%	24.04%	25.57%
其他负债	83596.16	83383.54	87860.95	88564.94	营运能力				
负债合计	286736.41	312878.33	338792.43	363060.70	总资产周转率	0.45	0.46	0.47	0.47
股本	17835.62	17835.62	17835.62	17835.62	固定资产周转率	0.64	0.73	0.80	0.82
资本公积	1392.61	1392.61	1392.61	1392.61	应收账款周转率	9.88	8.88	8.79	8.63
留存收益	22812.63	28526.44	32383.66	37222.39	存货周转率	29.25	23.01	24.21	23.52
归属母公司股东权益	45802.49	51516.30	55373.52	60212.25	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	110.89%	—	—	—
少数股东权益	65369.93	70161.06	76413.85	84378.97	资本结构				
股东权益合计	111172.41	121677.36	131787.37	144591.22	资产负债率	72.06%	72.00%	71.99%	71.52%
负债和股东权益合计	397908.82	434555.70	470579.79	507651.92	带息债务/总负债	62.16%	64.24%	64.59%	66.25%
					流动比率	0.42	0.48	0.50	0.51
					速动比率	0.36	0.42	0.44	0.46
					股利支付率	-45.30%	-19.26%	38.31%	39.25%
					每股指标				
					每股收益	-0.10	0.27	0.35	0.45
					每股净资产	6.23	6.82	7.39	8.11
					每股经营现金	1.36	2.27	2.55	2.82
					每股股利	0.05	-0.05	0.13	0.18
业绩和估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E					
EBITDA	24008.10	45388.50	51345.07	58395.89					
PE	-30.25	11.65	8.93	7.01					
PB	0.50	0.46	0.42	0.39					
PS	0.33	0.29	0.26	0.24					
EV/EBITDA	10.01	5.59	5.29	4.98					
股息率	1.50%	—	4.29%	5.60%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20% 以上
	持有：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10% 与 20% 之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 -10% 与 10% 之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 -20% 与 -10% 之间
行业评级	卖出：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 -20% 以下
	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5% 以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数 -5% 与 5% 之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数 -5% 以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司客户中的专业投资者使用，若您并非本公司客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或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或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 A 座 8 楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路 32 号西南证券总部大楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	总经理助理 销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	崔露文	高级销售经理	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	黄滢	高级销售经理	18818215593	18818215593	hying@swsc.com.cn
	王昕宇	高级销售经理	17751018376	17751018376	wangxy@swsc.com.cn
	陈燕	高级销售经理	18616232050	18616232050	chenyanyf@swsc.com.cn
	蒋俊洲	销售经理	18516516105	18516516105	jiangjz@swsc.com.cn
	陈慧琳	销售经理	18523487775	18523487775	chhl@swsc.com.cn
	薛世宇	销售经理	18502146429	18502146429	xsy@swsc.com.cn
北京	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	王兴	销售经理	13167383522	13167383522	wxing@swsc.com.cn
	来趣儿	销售经理	15609289380	15609289380	lqe@swsc.com.cn
	王一菲	销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn
	王宇飞	销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
广深	郑龔	广州销售负责人 销售经理	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	陈慧玲	销售经理	18500709330	18500709330	chl@swsc.com.cn
	杨新意	销售经理	17628609919	17628609919	yxy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn