

煤电联营盈利显著，绿电业务扬帆起航

投资要点

- **推荐逻辑：**1) 煤炭产能翻倍，煤价高位趋稳，营收将大幅提高；2) 煤电联营成本优势明显，市场化交易持续推高电价，预计22年火电净利润将增加约15亿；3) 大基地政策叠加集团赋能，火电区域规模优势突出，有望利用火电灵活性进行调峰，打造风光储一体化项目，实现25年新能源装机比例不低于50%目标。
- **产能翻倍+煤价趋稳，煤炭业务创收能力强。**2021年公司实现煤炭销售收入20亿元，毛利率66.3%，毛利占比大幅扩张至70%。2021年公司综合毛利率、归母净利润增速、资产负债率等各项指标显著优于同行。魏家峁煤矿资源优质，2022年产能已正式核增至1200亿吨，截至22年7月秦皇岛动力煤5500平均平仓价约1174元/吨，仍处在历史较高位，预计煤炭业务创收能力持续增强。
- **成本优势+电价上涨，火电净利润或增长15亿元。**成本方面，通过灵活提高煤炭自用比例至48%，2021年公司实现入炉标煤单价617元/吨，显著低于同行，22H1自用比例达60.3%。销售方面，公司2021年市场化交易占比达62.1%，平均售电价同比上涨18.6%。22H1公司电力交易市场化比例大幅提升至95%，售电单价进一步上涨至0.37元/千瓦时，同比上涨34%。假设未来入炉标煤价格在650元/t、火电售电单价0.36元/千瓦时，预计22年火电税后净利润将增长约15亿元。
- **集团支持+大基地政策，风光项目将加速发展。**一方面，内蒙提出“十四五”打造45GW风光大基地，与华能集团“两化”战略契合。公司作为华能集团在内蒙古的唯一上市公司，有望承接集团在内蒙古的装机规划；另一方面，公司火电装机占内蒙火电总装机容量12%，年内建成两个灵活性改造项目，配套85万千瓦光伏，有望通过火电灵活性改造实现风光火一体化发展，参与调峰市场和现货市场，提高整体盈利水平。
- **盈利预测与投资建议。**预计2022-2024年EPS分别为0.45元、0.55元、0.62元，未来三年归母净利润将保持107.3%的复合增长率。鉴于火电成本优势，各业务协同效应显著，给予公司2023年2.5倍PB估值，对应目标价5.3元，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示：**政策风险，煤价电价波动风险，新能源发展不及预期。

指标/年度	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	18933.57	23751.34	24875.13	25688.16
增长率	23.26%	25.45%	4.73%	3.27%
归属母公司净利润(百万元)	452.25	2960.23	3597.19	4029.52
增长率	-40.42%	554.56%	21.52%	12.02%
每股收益EPS(元)	0.07	0.45	0.55	0.62
净资产收益率ROE	0.62%	14.76%	15.74%	15.59%
PE	62.3	9.5	7.8	7.0
PB	1.47	1.27	1.11	0.98

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)	65.27
流通A股(亿股)	65.27
52周内股价区间(元)	2.27-4.67
总市值(亿元)	281.96
总资产(亿元)	416.54
每股净资产(元)	1.92

相关研究

目 录

1 电力龙头深耕内蒙，业绩稳健盈利突出	1
1.1 华能旗下内蒙龙头，煤电联营业绩稳健.....	1
1.2 成本管控提升盈利能力，充沛现金流保障业务转型.....	4
2 扎根内蒙资源丰富，煤炭业务量价齐增	6
2.1 内蒙煤炭资源丰富，增产保供产能翻倍.....	6
2.2 煤炭业务量价齐升，煤电一体业绩稳定.....	8
3 煤电协同成本占优，电价提升盈利领先	10
3.1 聚焦蒙西华北电网，电价提升困境反转.....	10
3.2 煤电协同叠加市场化交易，火电盈利行业领先.....	13
4 集团支持叠加基地政策，新能源业务驶入快车道	17
5 盈利预测与估值	21
5.1 盈利预测.....	21
5.2 相对估值.....	23
6 风险提示	23

图 目 录

图 1: 2015 年后公司进入转型期, 积极发展新能源.....	1
图 2: 公司股权结构 (截至 2022 年 6 月 19 日)	2
图 3: 2021 年公司装机规模达 12.9GW.....	2
图 4: 2021 年公司风光装机占比达 11%.....	2
图 5: 2021 年公司发电量 572 亿千瓦时.....	3
图 6: 2017-2021 年公司营收稳健增长	3
图 7: 2021 年公司归母净利润同比下降 40%.....	3
图 8: 2021 年公司电力销售营收占比 86%.....	4
图 9: 2021 年公司煤炭销售毛利占比 70%.....	4
图 10: 2022Q1 公司毛利率提升至 18.6%.....	4
图 11: 2022Q1 公司煤炭/火电业务毛利率分别为 66%/4.5%	4
图 12: 2022Q1 公司毛利率 16%领跑其他火电公司	5
图 13: 2021 年公司资产减值损失远小于可比公司	5
图 14: 2021 年公司财务费用同比降低 13%.....	5
图 15: 2017-2021 年公司资产负债率持续低于行业水平	5
图 16: 2021 年公司在手货币资金 7.8 亿元	6
图 17: 2017-2021 年公司经营性净现金流维持在 30 亿以上.....	6
图 18: 公司选址鄂尔多斯布局魏家峁煤电一体项目.....	6
图 19: 2021 年内蒙规模以上煤炭企业原煤产量仅次于山西	6
图 20: 2022 年公司煤炭产量有望大幅增至 1200 万吨/年	7
图 21: 2021 年末公司在建煤矿项目占比 41%.....	7
图 22: 2022 年秦皇岛动力煤 5500 平均平仓价约 1174 元/吨.....	8
图 23: 2021 年公司煤炭售价达 545 元/吨 (+86%)	8
图 24: 2021 年公司煤炭销量达 366 万吨 (+10%)	9
图 25: 2021 年公司煤炭业务营收达 20 亿元 (+106%)	9
图 26: 2022H1 公司煤炭自用占比提升至 60.3%.....	9
图 27: 2021 年魏家峁公司营收达 39.7 亿元 (+54%)	9
图 28: 2021 年魏家峁公司净利润大幅增长	10
图 29: 2021 年魏家峁公司贡献归母净利润 14.6 亿元	10
图 30: 2021 年内蒙古工业用电量 3450 亿千瓦时.....	11
图 31: 2021 年北京电力供需缺口扩大至 760 亿千瓦时	11
图 32: 2021 年天津电力供需缺口扩大至 182 亿千瓦时	11
图 33: 2021 年河南电力供需缺口扩大至 781 亿千瓦时	11
图 34: 2017-2021 年公司装机布局聚焦蒙西和华北电网	12
图 35: 2021 年公司华北电网发电量略有提高.....	12
图 36: 2021 年公司利用小时数 4502h 高于内蒙和全国水平	12
图 37: 2021 年公司蒙西/华北利用小时数高于 4000h.....	12
图 38: 2022H1 公司上网电量 269 亿千瓦时 (+6.5%)	13
图 39: 2022H1 公司售电均价 372 元/兆瓦时 (+34.0%)	13

图 40: 2021 年蒙西电网售电收入 125 亿元 (+33.9%)	13
图 41: 2021 年公司华北电网售电收入 63 亿元 (+6.8%)	13
图 42: 2021 年公司 600MW 及以上机组装机容量占比 67%	14
图 43: 2022H1 公司火电发电量 273 亿千瓦时 (+7.1%)	14
图 44: 2017-2022H1 市场化交易占比提升至 95%	15
图 45: 2021 年公司蒙西火电售价上浮 11% 至 314 元/兆瓦时	15
图 46: 2017-2021 年公司入炉标煤单价持续上涨	15
图 47: 2021 年公司入炉标煤单价 619 元/吨低于同行	15
图 48: 2022 年 1-5 月动力煤总供给高于去年同期 (万吨)	16
图 49: 2022 年 1-5 月电力行业动力煤消费量下滑明显 (万吨)	16
图 50: 2022 年 1-4 月全国重点电厂煤炭库存高于去年 (万吨)	16
图 51: 2022 年 4 月全国重点电厂库存周转天数提高至 22 天	16
图 52: 2017-2021 年公司风光装机规模逐步增长	17
图 53: 2021 年北方龙源公司单 GW 归母净利润高于同行	17
图 54: 华能集团“两线”“两化”战略	18
图 55: 2020 年华能集团清洁能源装机比重 37%	18
图 56: 2021 年内蒙 100 米高度平均风速 7m/s	18
图 57: 2021 年内蒙光伏最佳斜面辐照量充足	18
图 58: 电力系统向上与向下灵活性不足原理	20
图 59: 火电灵活性改造价值	20

表 目 录

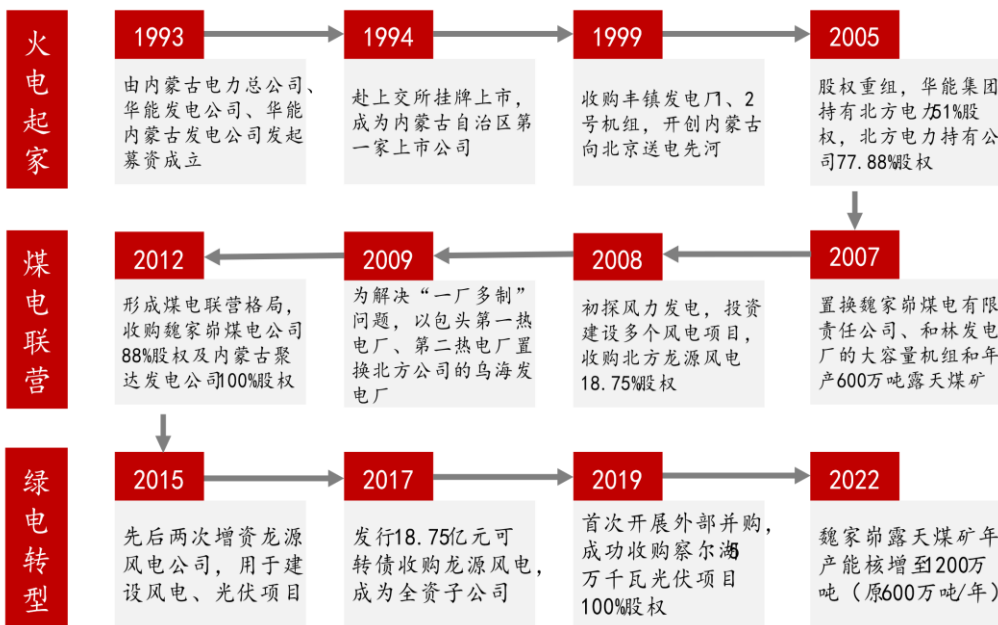
表 1: 相关部门陆续出台保供稳价措施	7
表 2: 主要子公司对公司净利润影响达到 10% 以上情况	10
表 3: 内蒙华电旗下主要火电子公司布局	14
表 4: 2022 年公司火电收益测算	16
表 5: 上网电价和标煤成本对火电业务净利润的影响	17
表 6: 国家和内蒙古持续提出大基地规划目标	19
表 7: 内蒙火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策	20
表 8: 公司灵活性改造项目情况	21
表 9: 电力业务核心假设-收入端	21
表 10: 电力业务核心假设-成本端	22
表 11: 分业务收入及毛利率	22
表 12: 可比公司估值	23
附表: 财务预测与估值	24

1 电力龙头深耕内蒙，业绩稳健盈利突出

1.1 华能旗下内蒙龙头，煤电联营业绩稳健

公司是华能集团内蒙古区域平台，深耕火电同时积极转型新能源。内蒙古蒙电华能热电股份有限公司（以下简称“内蒙华电”）自上市以来持续深耕火电业务同时深化业务布局，现已形成跨区域送电、煤电一体化及新能源发展三条经营主线，主要经历了以下三个阶段：**1) 扎根内蒙，火电起家（1993-2006年）**：1993年公司以包头第二热电厂为基础设立，次年于上交所上市，成为内蒙古第一家上市公司，1999年收购丰镇发电厂1、2号机组，开创内蒙古向北京送电先河；**2) 煤电联营，结构优化（2007-2014年）**：公司持续优化资产和业务结构，2007年置换魏家峁煤电公司和林发电厂等大容量机组，2008年公司开始涉足风电项目，2009年置换乌海发电厂，2012年收购魏家峁煤电公司88%股权，奠定煤电联营新格局；**3) 绿电转型，深化布局（2015-至今）**：2015年公司开始积极布局风光项目，先后两次增资参股龙源风力发电公司，2017年龙源风电正式成为全资子公司，2019年公司收购获得察尔湖5万千瓦光伏项目，风光煤业务格局形成，2022年4月公司魏家峁露天煤矿获产能核增至1200万吨/年，跨区域送电、煤电一体化及新能源发展三条经营主线不断深化。

图 1：2015 年后公司进入转型期，积极发展新能源

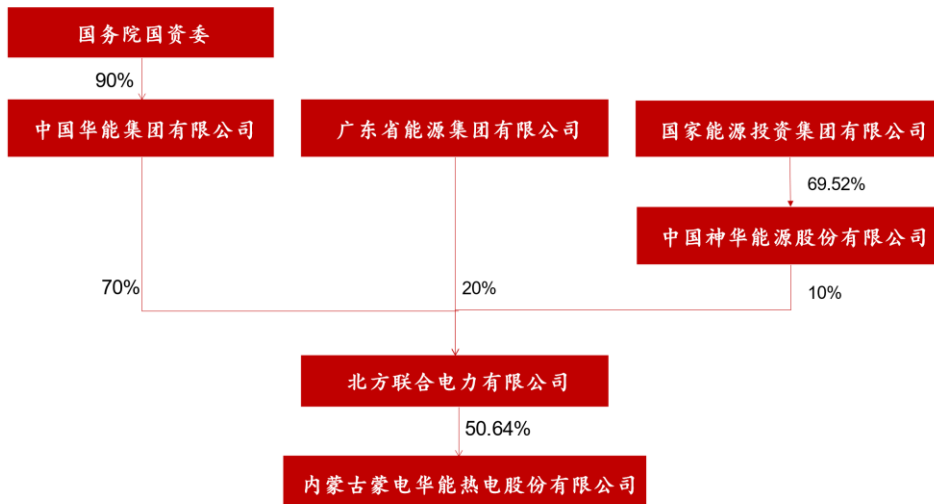


数据来源：公司公告，西南证券整理

背靠三大能源集团，国资委是实际控制人。公司第一大股东是北方联合电力有限公司，持股 50.6%。为避免同业竞争，内蒙华电得到母公司多次注入相关资产和业务，成为煤电一体化业务的最终整合平台。北方联合电力背靠华能集团、广东省能源集团和国家能源集团。其中华能集团、广东能源集团、中国神华能源股份有限公司（实际控制人是国家能源集团，持股 69.52%）分别持有北方电力股份份额 70%、20%、10%，华能集团成为北方联合电力的控股股东，而国资委通过持有 90%中国华能集团股份，是内蒙华电的实际控制人。

业务版图逐步扩张，遍布蒙西、东北和华北电网。公司是区域大型的综合性能源公司之一，发电资产遍布自治区七个盟市，主要处于电力、热力负荷中心或煤炭资源丰富区域。公司不断拓展业务版图，依托特高压运输通道提供电力服务，所发电量主要送往蒙西、蒙东和华北电网，重点聚焦蒙西和华北项目，具有区域规模优势和跨省送电市场优势。其中公司控股的上都发电厂、魏家崙公司煤电一体项目、乌达莱公司风电项目均向华北电网输电，助力火电和新能源跨区域消纳。

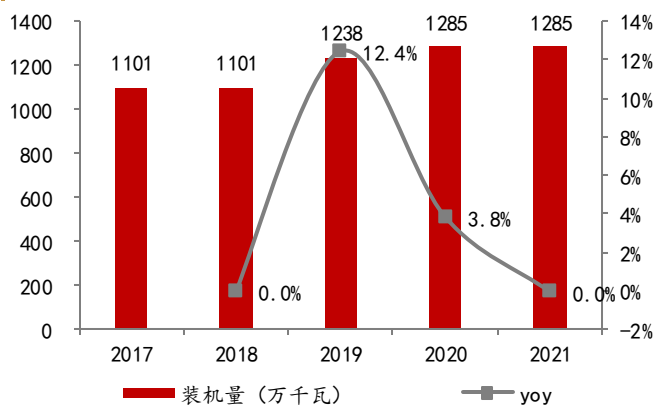
图 2：公司股权结构（截至 2022 年 6 月 19 日）



数据来源：Wind，西南证券整理

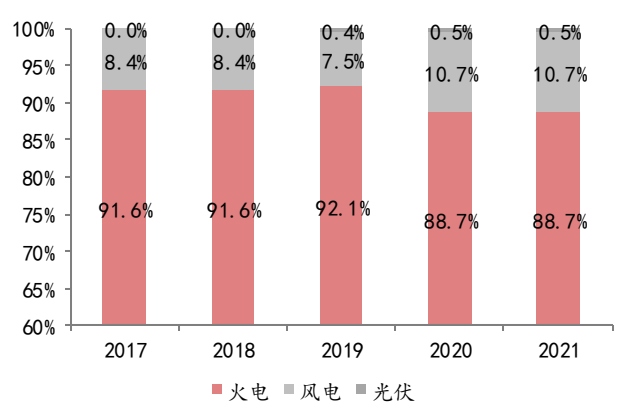
装机规模稳中有升，新能源装机占比有所提升。2017-2021 年公司总装机规模由 11.0GW 增至 12.9GW，保持稳中有升态势，其中火电装机达 11.4GW，占比达 88.7%；风电装机 1.4GW，占比 10.7%；光伏装机容量 7 万千瓦，占比仅 0.5%，同期风光装机占比由 8.4% 增至 11.2%。公司总发电量呈稳步上升，2017-2021 年发电量由 475 亿千瓦时增至 572 亿千瓦时，其中 2021 年由于火电业务盈利下行影响，公司发电量微降 0.9% 至 572 亿千瓦时，其中火力发电 541 亿千瓦时，同比降低 2.8%，新能源发电 31 亿千瓦时，同比增长 53.2%。受社会用电量增加影响，2022H1 公司完成发电量 290 亿千瓦时，同比增长 6.68%。

图 3：2021 年公司装机规模达 12.9GW

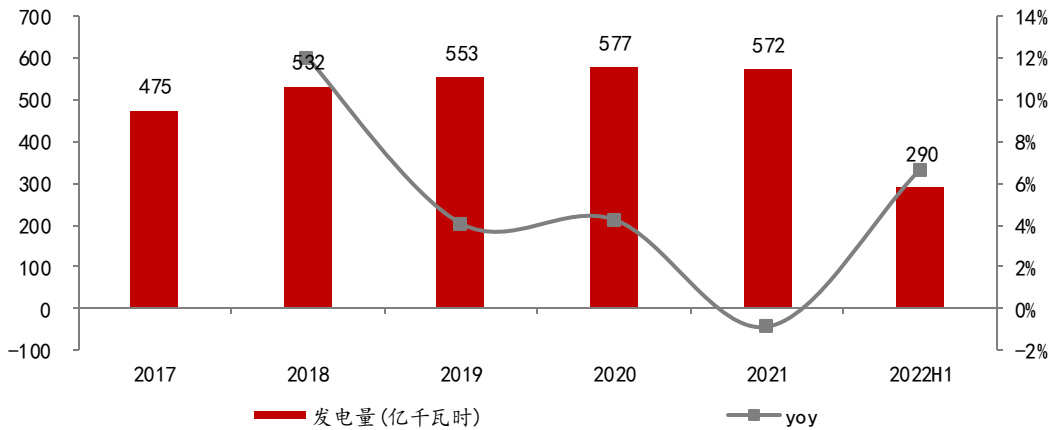


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 4：2021 年公司风光装机占比达 11%

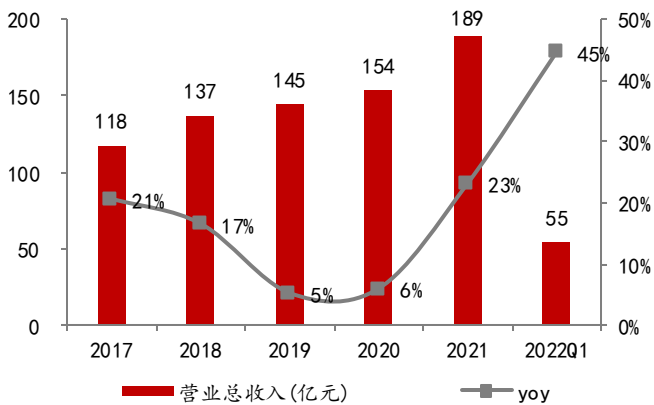


数据来源：公司公告，西南证券整理

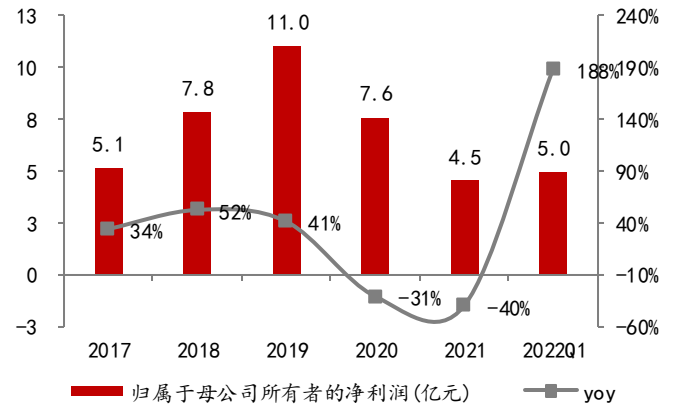
图 5：2021 年公司发电量 572 亿千瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

煤电联营业绩增长稳健，2022Q1 利润超预期增长。2017-2021 年公司营收由 118 亿元增至 189 亿元，保持稳步增长，2022Q1 同比高增 45% 至 55 亿元；归母净利润方面，由于行业煤价高企，电价上涨幅度不及煤价，2020 年和 2021 年归母净利润有所下滑，分别为 7.6 亿元和 4.5 亿元，分别同比降低 31% 和 40%，2022Q1 公司由于销售电价进一步上升，叠加控本能力突出，实现归母净利润 5 亿元，同比增长 188%。根据公司最新发布的业绩预告，2022 H1 公司发电量、售电单价稳步上升，预计实现归母净利润 10.4-12.5 亿元，同比增加 136%-182%

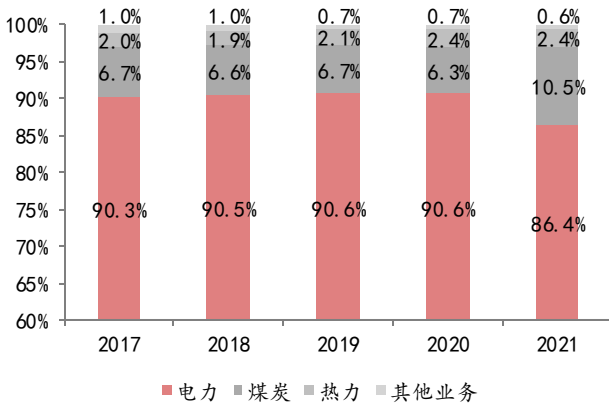
图 6：2017-2021 年公司营收稳健增长


数据来源：公司公告，西南证券整理

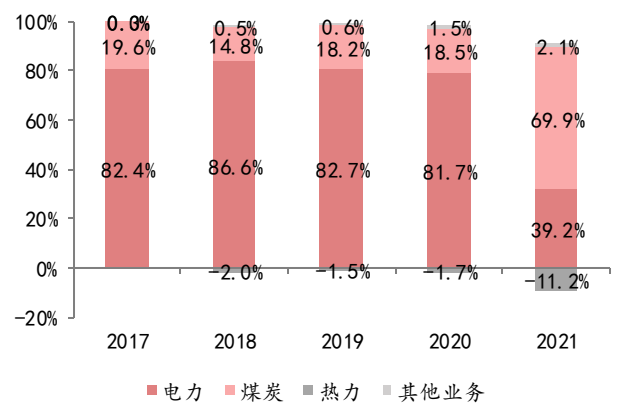
图 7：2021 年公司归母净利润同比下降 40%


数据来源：公司公告，西南证券整理

煤炭销售毛利占比扩大至 70%，有效对冲电力毛利下行。2017-2020 年公司营收以电力为核心，2021 年电力营收占比达 86%；2017-2020 年煤炭业务毛利占比略低于 20%，2021 年由于煤价高企，煤炭销售毛利占比大幅由 18.5% 增至 70%。

图 8：2021 年公司电力销售营收占比 86%


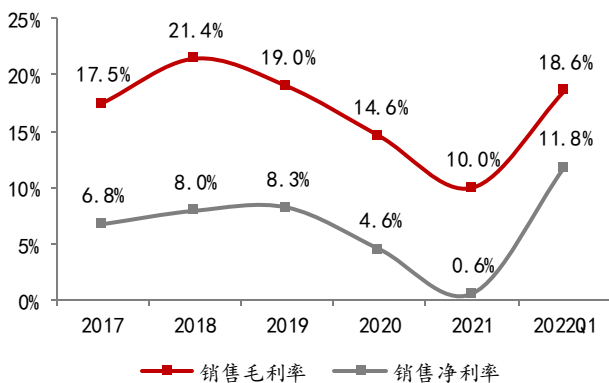
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 9：2021 年公司煤炭销售毛利占比 70%


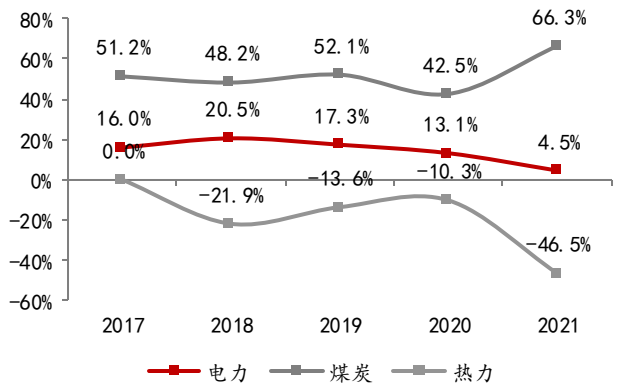
数据来源：公司公告，西南证券整理

1.2 成本管控提升盈利能力，充沛现金流保障业务转型

标煤价格上涨提升 22Q1 综合毛利率，煤炭/电力业务毛利率分别为 66%/4.5%。近两年来电煤价格持续上涨，叠加 2021 年乌达莱风电项目转入商业化运营，公司电力销售毛利率持续下行，2021 年同比下降 8.6pp 至 4.5%；煤炭销售毛利率 66.3%，同比大增 23.8pp；热力业务毛利率-46.5%，同比下降 36.2pp。2022Q1 煤炭业务对整体盈利能力提升显著，煤炭业务毛利率达 66.3%，电力业务降至 4.5%（仍显著领先），推动 Q1 整体毛利率增至 18.6%，净利率回升至 11.8%。

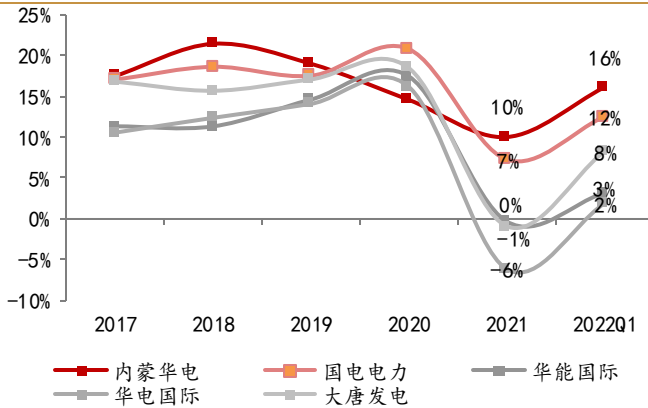
图 10：2022Q1 公司毛利率提升至 18.6%


数据来源：公司公告，西南证券整理

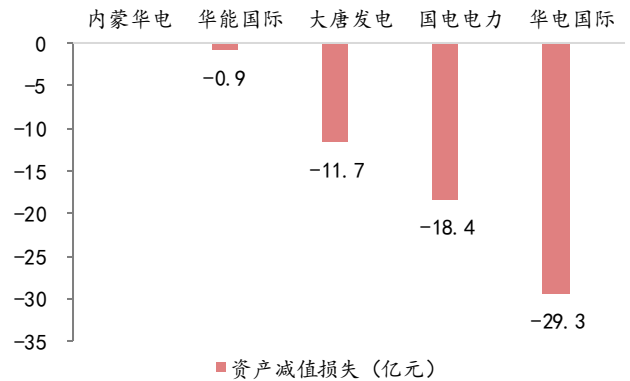
图 11：2022Q1 公司煤炭/火电业务毛利率分别为 66%/4.5%


数据来源：公司公告，西南证券整理

业务协同优势凸显，公司盈利能力领先火电龙头。2021 年电煤价格的非理性上涨使得燃料成本大幅上涨，煤电企业和热电联产企业持续大幅亏损，8-11 月集团煤电板块亏损达 100%，全年累计亏损面达 80%。2021 年内蒙华电、国电电力、华能国际、大唐发电、华电国际毛利率分别为 10%/7%/0%/-6%/-1%，2022Q1 则毛利率分别为 16%/12%/3%/8%/2%。另一方面，应国家政策要求淘汰不达标火电机组，同期国电电力/华电国际/华能国际/大唐发电分别计提资产减值损失 18.4/29.3/0.9/11.7 亿元。公司燃煤机组均已按环保要求实现了超低排放，厂用电率、发电水耗等能耗指标行业领先，有效缓解了火电企业亏损局面，综合毛利率、归母净利润跌幅均领先同行。

图 12: 2022Q1 公司毛利率 16% 领跑其他火电公司


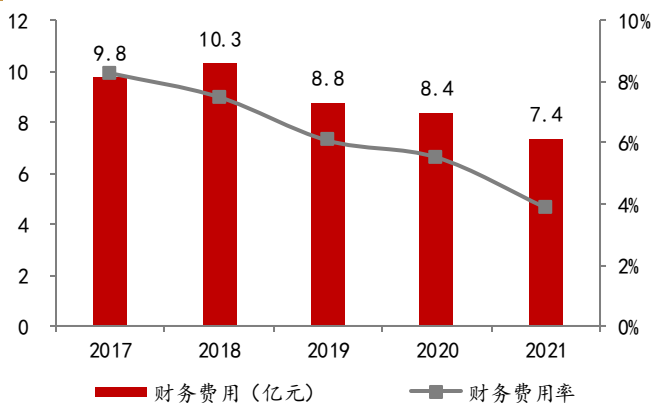
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 13: 2021 年公司资产减值损失远小于可比公司


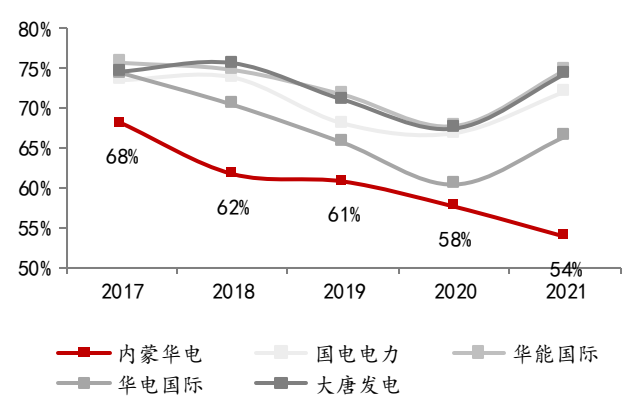
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

财务费用率近 5 年来持续下降。近年来公司持续推进债务结构优化, 2021 年成功发行了 15 亿元 3+N 可续期公司债券, 发行利率 3.32%, 创内蒙古自治区近三年来同品种同期限票面新低; 10 亿元超短期融资券, 发行利率 2.49%, 为全国首批、内蒙古首单能源保供债券, 创公司直接债务融资同期限历史最优水平。2021 年公司财务费用同比减少 1.1 亿元, 同比下降 13%, 财务费用率 3.9%, 同比下降 1.6pp, 连续 5 年下降, 比 2017 年下降 4.4pp; 公司管理费用率常年稳定在 0.2% 低位, 体现出卓越的费用管控能力。

资产负债率低去杠杆压力小。2021 年受煤价高企, 燃料成本大幅上行影响, 大型煤电发电集团资产负债率均有提高, 而公司充分发挥运营能力和煤电一体化优势, 资产负债结构持续优化。具体来看, 2021 年国电电力、华能国际、华电国际和大唐发电的资产负债率分别为 72%、75%、66%、74%, 分别同比提高 5pp、7pp、7pp 与 6pp, 同年公司实现资产负债率 54%, 同比下降 4pp, 连续 5 年降低, 去杠杆压力小于行业

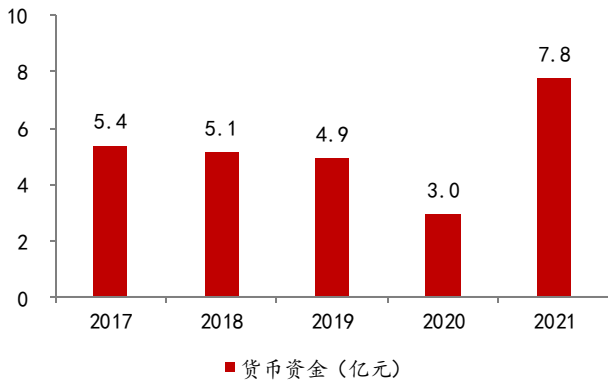
图 14: 2021 年公司财务费用同比降低 13%


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

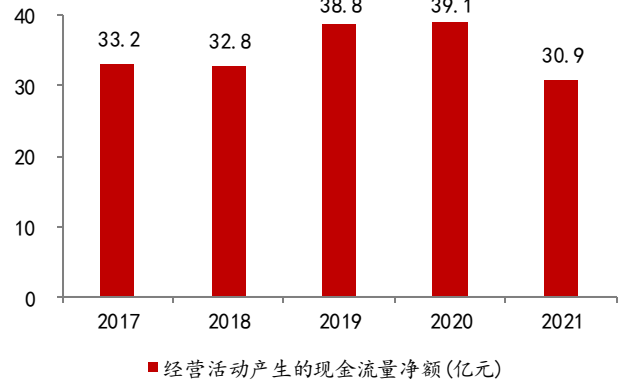
图 15: 2017-2021 年公司资产负债率持续低于行业水平


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

货币资金充沛, 现金流充裕可支撑投资转型。2021 年公司加强资金集中管控, 增加电费结算现金比例, 在手货币资金 7.8 亿元, 同比增长 164%。另一方面, 燃料价格上涨导致购买商品接受劳务支付的现金增加, 公司经营性净现金流小幅下降至 30.9 亿元, 近五年来保持 30 亿元以上, 现金流充沛, 可为后续转型新能源提供充足的资金支持。

图 16: 2021 年公司在手货币资金 7.8 亿元


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 17: 2017-2021 年公司经营性净现金流维持在 30 亿以上


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

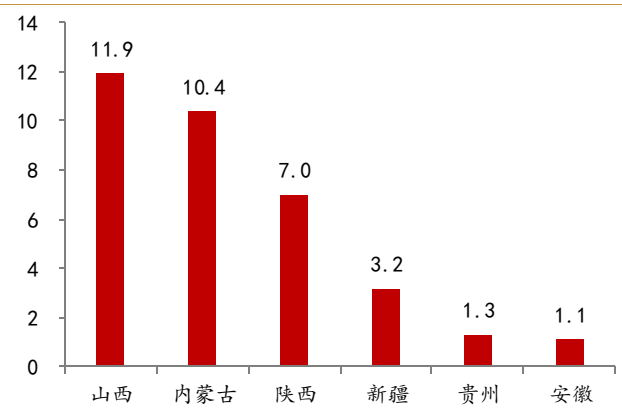
2 扎根内蒙资源丰富, 煤炭业务量价齐增

2.1 内蒙煤炭资源丰富, 增产保供产能翻倍

煤电一体项目选址鄂尔多斯, 煤炭资源得天独厚。鄂尔多斯是全国重要的能源和战略资源基地, 产业基础雄厚、区位优势突出。公司前瞻性布局煤炭业务, 选址内蒙鄂尔多斯市准格尔旗全资持有魏家峁煤电一体化公司。2021 年全国规模以上煤炭企业原煤产量 40.7 亿吨, 其中内蒙古自治区规模以上煤企产量 10.4 亿吨, 全国占比 25.5%, 仅次于山西省, 其中鄂尔多斯市原煤产量占全自治区产量 64.4%。

图 18: 公司选址鄂尔多斯布局魏家峁煤电一体项目

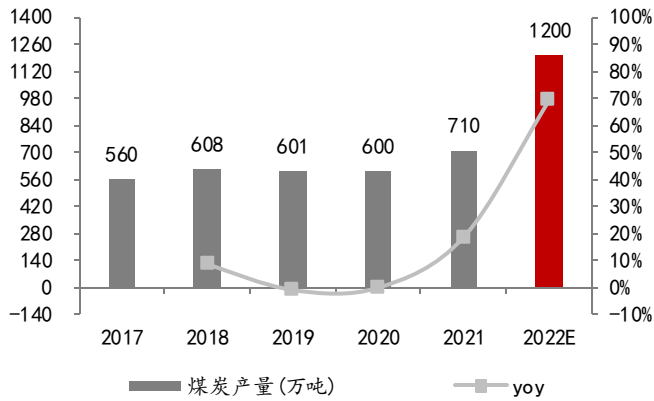

数据来源: 公司官网, 西南证券整理

图 19: 2021 年内蒙规模以上煤炭企业原煤产量仅次于山西


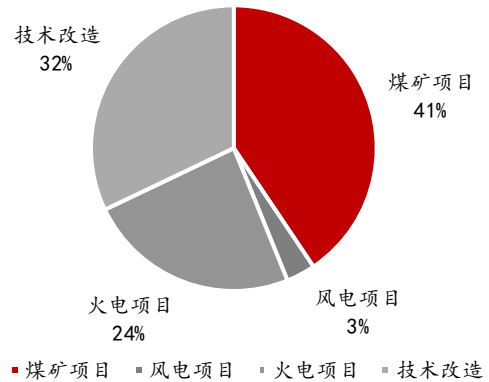
数据来源: 中国煤炭工业协会, 西南证券整理

增产保供密集出台, 魏家峁煤矿核准产能增长近 70%至 1200 万吨/年。自去年四季度以来, 国家密集出台煤炭增产保供政策, 并于今年明确提出年内新增煤炭产能 3 亿目标。公司魏家峁露天煤矿煤质好、资源储备丰富, 已纳入重点保供煤矿范围, 近年来魏家峁公司产能产量持续扩张, 2017-2021 年公司煤炭产量从 560 万吨增长至 710 万吨, 2021 年同比增长 18.4%; 2022 年 4 月已正式核增至 1200 万吨, 预计 2022 年有望完成产能目标 1200 万吨, 将实现同比增长 69%。

魏家峁露天煤矿储备丰富，可供开发超 50 年。2021 年末公司在建工程账面余额 6.7 亿元，其中煤矿项目 2.7 亿元，占比 41%。魏家峁露天煤矿可采储量 6.3 亿吨，若按核增后年产 1200 万吨的开采量，可供开发超 50 年。

图 20：2022 年公司煤炭产量有望大幅增至 1200 万吨/年


数据来源：wind，西南证券整理

图 21：2021 年末公司在建煤矿项目占比 41%


数据来源：公司公告，西南证券整理

表 1：相关部门陆续出台保供稳价措施

时间	政策名称/会议	部门	具体内容
2021/10/19	-	国家发改委	充分运用《价格法》，促进煤炭价格回归合理区间，促进煤炭市场回归理性，确保能源安全稳定供应，确保人民群众温暖过冬。
2022/3/18	《关于成立工作专班推动煤炭增产增供有关工作的通知》	国家发改委	主要产煤省区和中央企业权利挖潜扩能增供，年内再释放产能 3 亿吨/年以上，日产量达到 1260 万吨以上。
2022/3/22	《“十四五”现在能源体系规划》	国家发改委	加强煤炭安全托底保障，持续优化煤炭生产结构，以发展先进产能为重点，布局一批资源条件好、竞争能力强、安全保障程度高的大型现代化煤炭
2022/4/6	《2022 年能源工作指导意见》	国家能源局	加强煤炭煤电兜底保障能力，统筹资源接续和矿区可持续发展，有序核准一批优质先进产能煤矿。加快推进在建煤矿建设投产，推动符合条件的应急保供产能转化为常态化产能
2022/4/20	-	国务院	优化煤炭生产、项目建设等核准政策，采取核增产能、新投产等举措， 新增煤炭产能 3 亿吨。
2022/4/25	第五次国务院廉政工作会议	国务院	李克强总理于会上提出，尽快释放国内优质煤炭产能，该取消限产指标的要取消，成熟的新增产能上项目要抓紧开工，并保障好安全生产
2022/5/1	国务院关税税则委员会关于调整煤炭进口关税公告	国务院关税税则委员会	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。
2022/5/4	支持煤炭清洁高效利用专项再贷款额度增加	央行	增加 1000 亿元支持煤炭清洁高效利用专项再贷款额度、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，保障能源稳定供应，支持产业链供应链稳定，支持经济运行在合理区间。
2022/5/27	鄂尔多斯市煤炭增产保供稳价工作实施方案	鄂尔多斯市政府	要求各旗区落实煤炭产量目标，全市煤炭日产量目标合计达到 290 万吨
2022/6/16	迎峰度夏能源保供工作电视电话会议	国务院	国务院副总理韩正指出做好电煤保量稳价工作要压实各方责任： 1) 重点产煤省区要积极挖掘增产潜力，确保完成电煤保供任务； 2) 建立有效的监督检查问责机制，保电煤中长期合同价格执行到位； 3) 要统筹好运力安排，加强铁路、公路、港口等各种运输方式衔接；

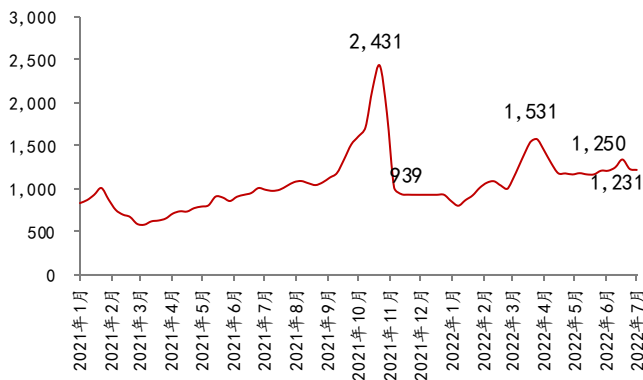
时间	政策名称/会议	部门	具体内容
			4) 要高度重视安全生产, 及时排查风险隐患, 保持合理煤炭库存; 5) 中央有关部门要建立健全电煤保供稳价的激励约束机制, 落实好财税、金融等支持政策。要依法加快产能核增、用地用草、安全生产、环境影响评价等手续办理进度等。
2022/6/20	-	国家发改委	部署各地开展拉网式调查依法查处煤炭价格超出合理区间的行为, 对价格超出合理区间的, 切实做到发现一起, 约谈一起, 查处一起。
2022/6/21	李克强总理河北考察		应峰度夏关键时期, 需释放煤炭先进产能, 能开尽开

数据来源: 公开资料, 西南证券整理

2.2 煤炭业务量价齐升, 煤电一体业绩稳定

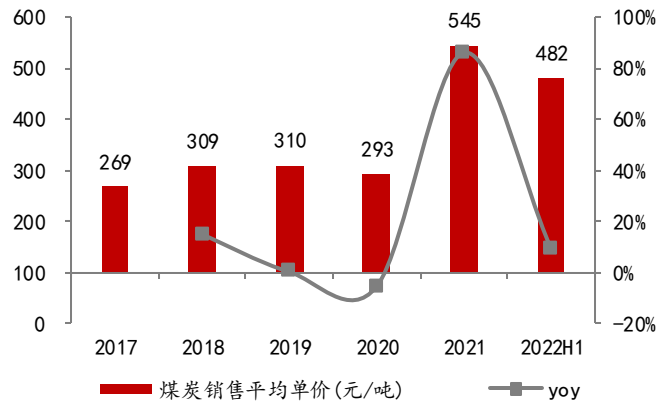
2021 年煤炭业务量价齐增推动营收大增, 2022 年煤价整体仍然较高。2021 年受产能不足、进口煤配额限制等因素影响, 2021 年 10 月秦皇岛动力煤平仓价大幅上涨至 2431 元/吨, 达到历史最高位, 其后受政策打击大幅回落。受益于煤价高涨, 公司 2021 年煤炭平均销售单价 545 元/吨(不含税), 同比增长 86%, 全年合计销售煤炭 366 万吨, 同比增长 11%, 共实现营收 20 亿元, 同比增长 106%。2022 年 3 月受俄乌冲突、印尼禁令影响, 4-5 月进入消费淡季叠加国内疫情爆发, 终端煤耗下降明显, 煤价短暂冲高至 1531 元/吨后承压下跌。随着国内外形势好转, 长协煤督察力度加大, 2022 年 7 月全国煤炭中长期合同签订总量超过全国煤炭需求总量的 75% 以上, 煤价逐步趋稳。6 月后煤价在 1231 元/吨小幅波动, 22 年至今仍保持 1174 元/吨的较高价格水平, 较去年同期增长明显。2022H1 公司煤炭销售平均单价完成 482 元/吨(不含税), 同比增长 9.6%。

图 22: 2022 年秦皇岛动力煤 5500 平均平仓价约 1174 元/吨

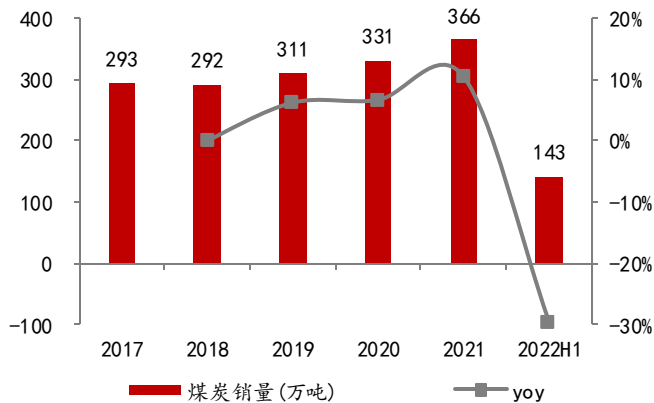


数据来源: wind, 西南证券整理

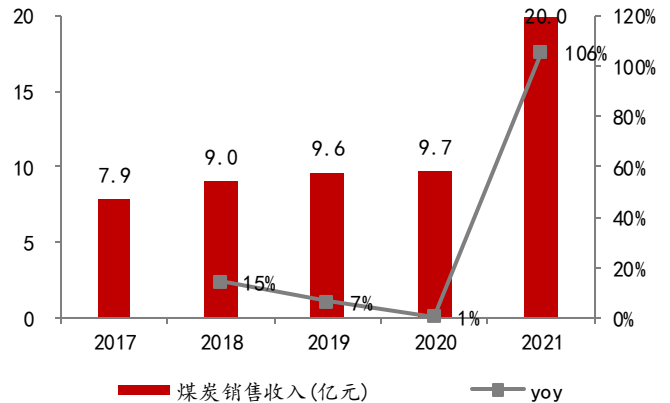
图 23: 2021 年公司煤炭售价达 545 元/吨 (+86%)



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

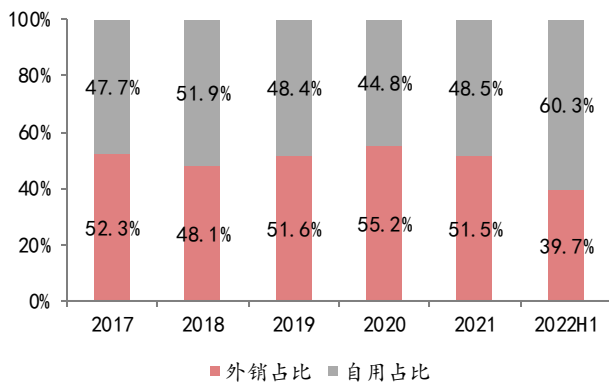
图 24：2021 年公司煤炭销量达 366 万吨 (+10%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

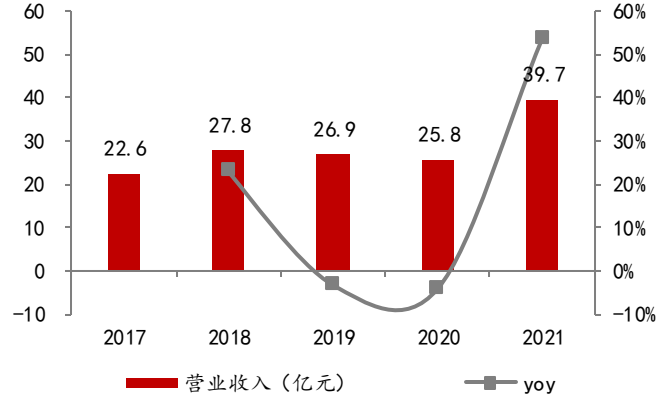
图 25：2021 年公司煤炭业务营收达 20 亿元 (+106%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

公司灵活提高自用比例，魏家峁公司创收能力进一步增强。公司煤炭业务以外销为主，历年外销占比持续保持在 50% 以上。2021 年公司发挥煤电一体优势，灵活提高自用比例，煤炭自用及内销占比 48.5%，同比提高 3.7pp，2022H1 自用占比进一步提高至 60.3%。2021 年受益于煤价高涨和产能扩张，魏家峁公司充分发挥协同优势，实现营业收入 39.7 亿元，同比增长 54%。

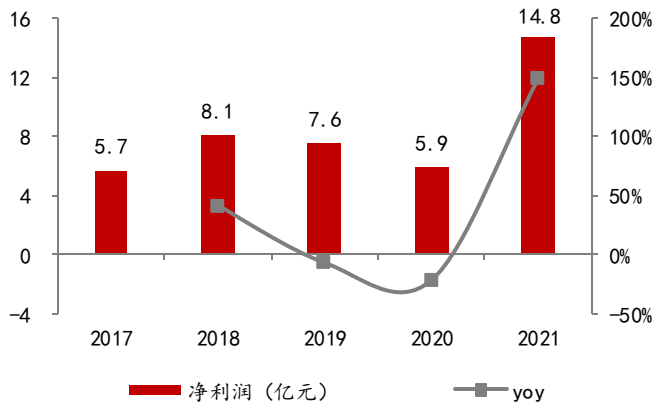
图 26：2022H1 公司煤炭自用占比提升至 60.3%


数据来源：公司公告，西南证券整理

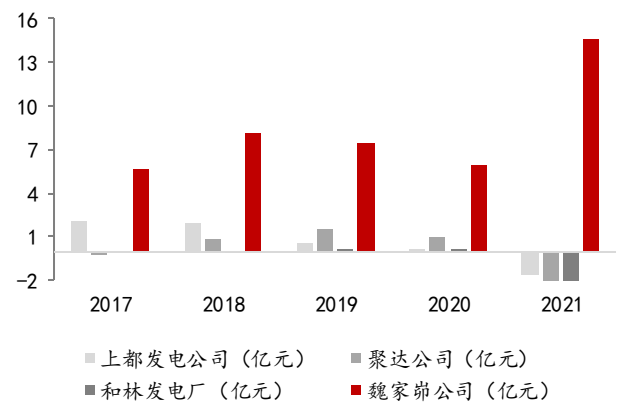
图 27：2021 年魏家峁公司营收达 39.7 亿元 (+54%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

魏家峁公司净利润大幅增长，有效对冲公司整体业绩下行。2021 年电煤价格的非理性上涨大幅拉升燃料成本，8-11 月部分集团的煤电板块亏损达 100%。其中公司旗下的上都发电厂、聚达发电厂及和林发电厂全年亏损超 1.5 亿，魏家峁煤电一体公司通过煤炭高价外销获取高额利润、自用及内部销售拉低火电燃料成本，有效缓冲燃料成本高企带来的业绩下行。2017-2021 年魏家峁公司对内蒙华电归母净利润的贡献率维持在 65% 以上高位，其中 2021 年魏家峁公司实现净利润 14.6 亿元，同比增长 149%，有效对冲公司其他资产亏损。

图 28：2021 年魏家崮公司净利润大幅增长


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 29：2021 年魏家崮公司贡献归母净利润 14.6 亿元


数据来源：公司公告，西南证券整理

表 2：主要子公司对公司净利润影响达到 10%以上情况

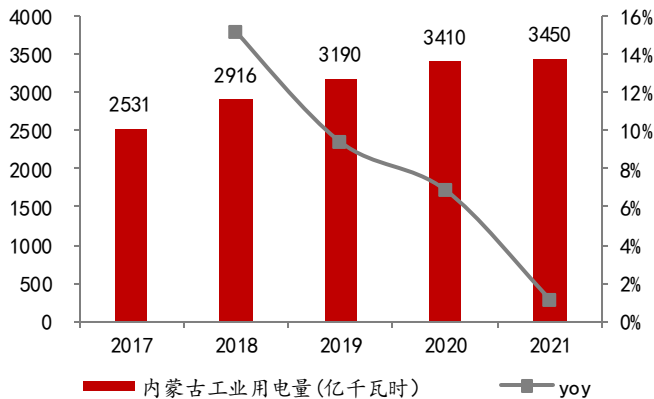
名称	营业收入 (亿元)	营业利润 (亿元)	净利润 (亿元)	按股权比例折算后 占公司归母净利润的比重(%)
北方龙源风力发电有限责任公司 (合并)	11.1	5.0	4.6	84%
上都发电有限责任公司	38.5	-2.2	-3.1	-35%
聚达发电有限责任公司	38.5	-2.1	-2.2	-48%
和林发电有限责任公司	19.3	-3.8	-3.8	-42%
北方魏家崮煤电有限责任公司	39.7	17.6	14.6	326%

数据来源：公司公告，西南证券整理

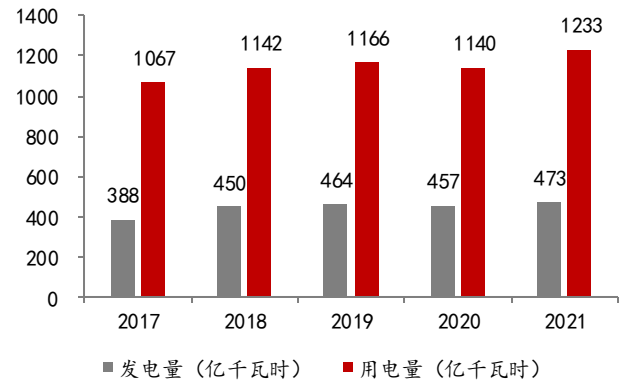
3 煤电协同成本占优，电价提升盈利领先

3.1 聚焦蒙西华北电网，电价提升困境反转

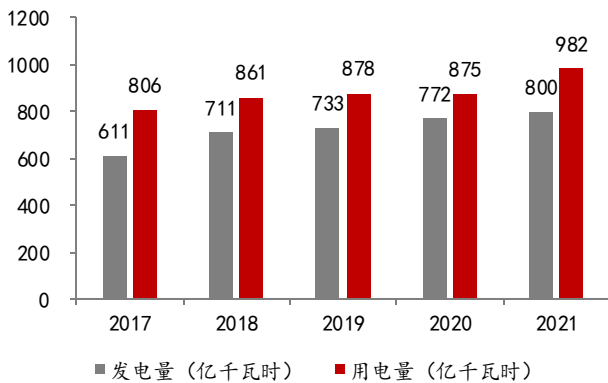
省内外用电需求增长强劲，公司跨区域送电优势突出。公司所有发电资产位于内蒙古，按消纳区域来看，公司所发电量保证内蒙古自治区外，还向华北、京津唐等电力需求旺盛的地区输送。一方面，内蒙古高耗能企业密集，2017-2021 年内蒙古工业用电量由 2531 亿千瓦增至 3450 亿千瓦时，持续 5 年正增长；另一方面，由于用电规模持续扩张，2021 年北京/天津/河北地区电力供需缺口分别为 760/182/781 亿千瓦时，跨省送电区域电力供需缺口进一步扩大，为公司电力消纳提供保障。

图 30：2021 年内蒙古工业用电量 3450 亿千瓦时


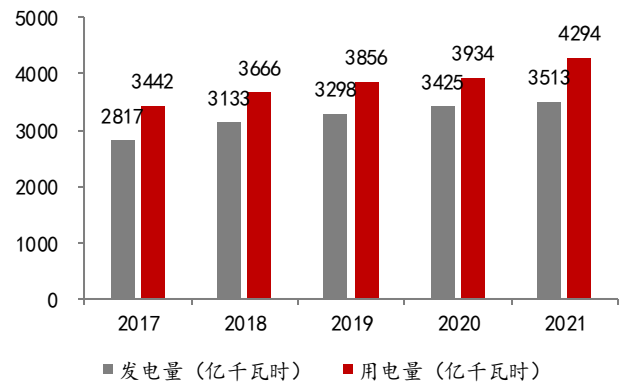
数据来源：Wind, 西南证券整理

图 31：2021 年北京电力供需缺口扩大至 760 亿千瓦时


数据来源：Wind, 西南证券整理

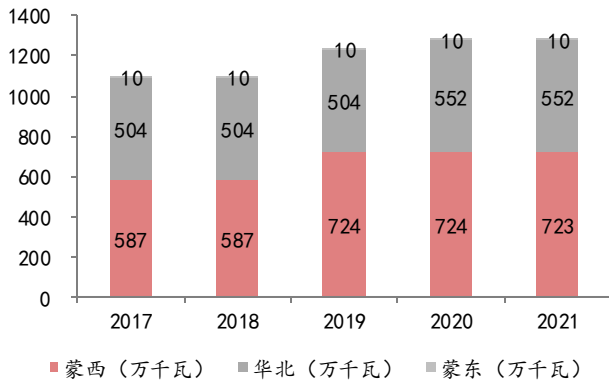
图 32：2021 年天津电力供需缺口扩大至 182 亿千瓦时


数据来源：Wind, 西南证券整理

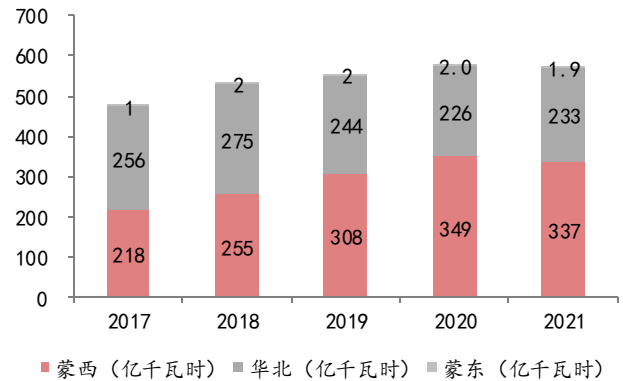
图 33：2021 年河南电力供需缺口扩大至 781 亿千瓦时


数据来源：Wind, 西南证券整理

布局聚焦蒙西和华北区域，蒙东占比极低。2021 年公司装机规模保持平稳，其中蒙西电网装机容量 723 万千瓦，占比 56%；华北电网 552 万千瓦，占比 43%，蒙西和华北电网装机规模合计超 99%。蒙西和华北发电规模分别为 337/233 亿千瓦时，合计占比达 99.7%。受煤电成本上升影响，出于盈利性考虑优化发电时序，2021 年公司向蒙西电网所发电量有所减少；2021 年乌达莱风电项目投入商业运营，华北电网发电量有所上升；蒙东电网装机容量保持 9.9 万千瓦，2021 年仅完成发电量 1.9 亿千瓦时，占比 0.3%。

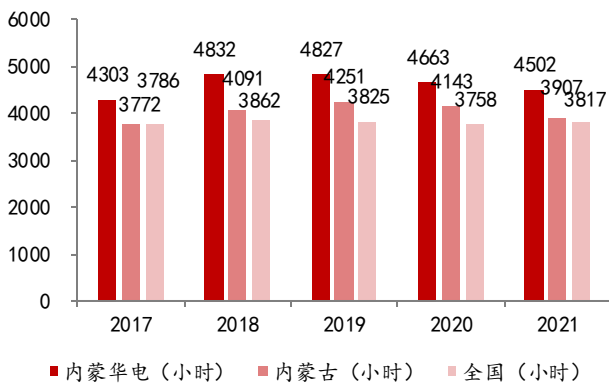
图 34：2017-2021 年公司装机布局聚焦蒙西和华北电网


数据来源：公司公告，西南证券整理

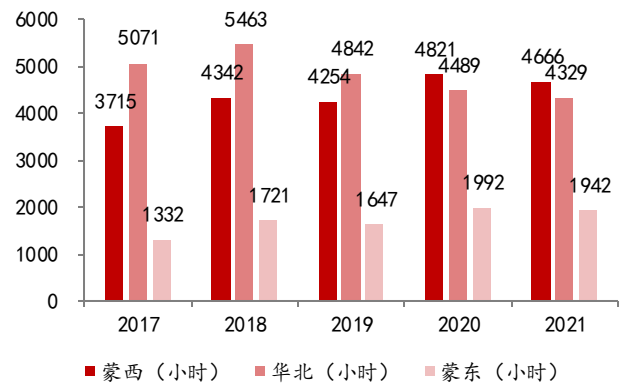
图 35：2021 年公司华北电网发电量略有提高


数据来源：公司公告，西南证券整理

凭借扩区域送电优势，公司利用小时数大幅高于平均水平。近年来国家在大力推动能源结构转型，可再生能源利用率得到显著提高，火电利用小时数不可避免地出现下降。2021 年公司、内蒙古和全国发电设备利用小时数分别为 4502/3907/3817 小时，公司跨区域送电优势显著，旺盛省外需求推动电力消纳，使公司发电利用小时数明显高于内蒙和全国平均水平。其中蒙西/华北和蒙东利用小时数分别为 4666/4329/1942 小时，蒙东电网利用小时数较低，主要由于项目以风电为主，同时公司在蒙东地区的装机、发电布局逐渐缩减。

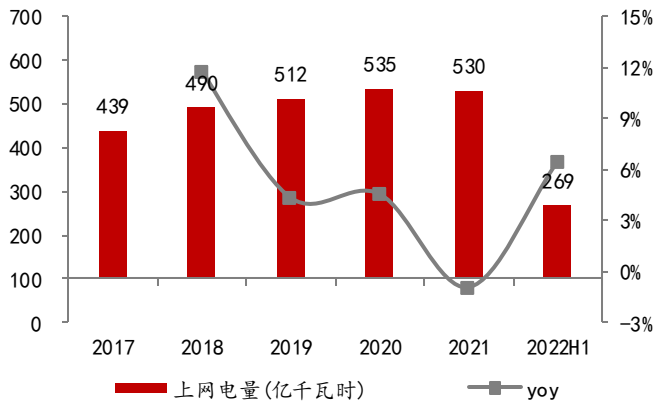
图 36：2021 年公司利用小时数 4502h 高于内蒙和全国水平


数据来源：公司公告，wind，西南证券整理

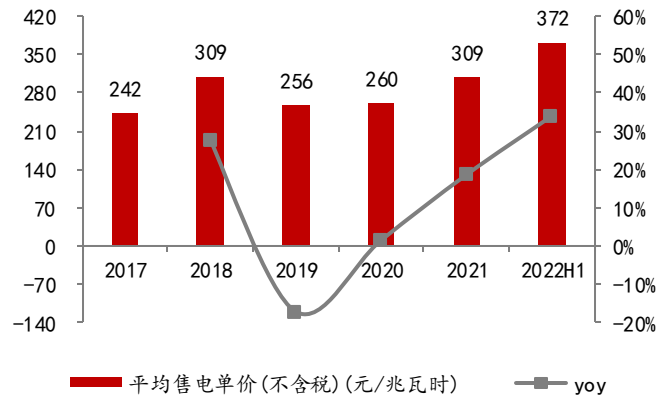
图 37：2021 年公司蒙西/华北利用小时数高于 4000h


数据来源：公司公告，西南证券整理

售电单价大幅上涨，2022Q1 上网电量同比增长 15%。受燃料成本急剧上升影响，2021 年公司实现上网电量 530 亿千瓦，同比降低 0.9%。一方面随着全国用电量保持稳步增长，供暖季北方地区需求旺盛拉动发电侧、上网电量同比上升，2022H1 公司实现上网电量 269 亿千瓦时，同比增长 6.5%；另一方面公司深入市场化交易，近几年来电力销售均价大幅提升，2021 年实现售电均价 309 元/兆瓦时，同比增长 18.6%，2022H1 进一步上浮至 372 元/兆瓦时，同比增长 34%。

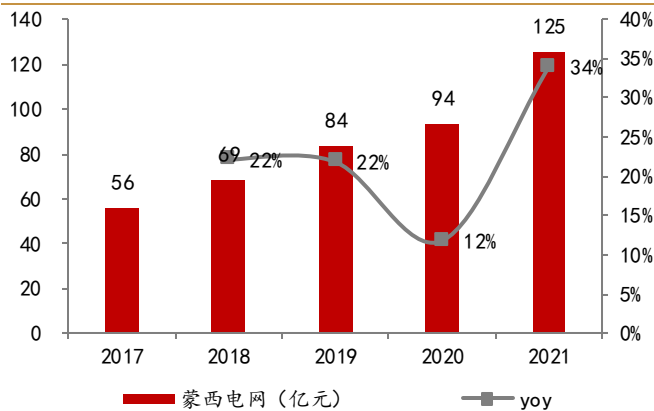
图 38: 2022H1 公司上网电量 269 亿千瓦时 (+6.5%)


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

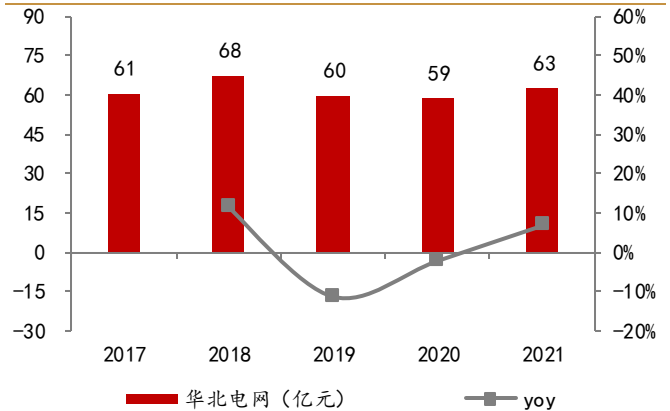
图 39: 2022H1 公司售电均价 372 元/兆瓦时 (+34.0%)


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

蒙西和华北电网售价高企带动营收提高, 蒙东营收减少但占比小。1) 蒙西电网: 蒙西电网机组售电量比上年同期减少 10.8 亿千瓦时, 但售电单价增加 74.2 元/千千瓦时, 使得蒙西地区售电收入同比增长 34%; 2) 华北电网: 公司直送华北电网机组售电量同比增加 6.02 亿千瓦时, 主要为乌达莱风电项目转入商业运行。售电单价增加 10.6 元/千千瓦时, 使得华北电网地区售电收入同比增加 6.8%; 3) 蒙东电网: 公司向蒙东售电量比上年同期减少 497 万千瓦时, 售电单价降低 13.5 元/千千瓦时, 售电收入同比下降 5.6%。

图 40: 2021 年蒙西电网售电收入 125 亿元 (+33.9%)


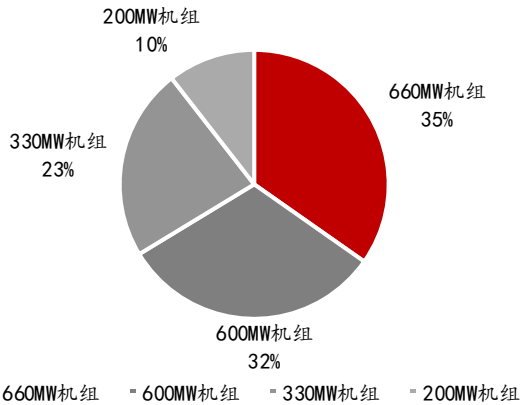
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 41: 2021 年公司华北电网售电收入 63 亿元 (+6.8%)


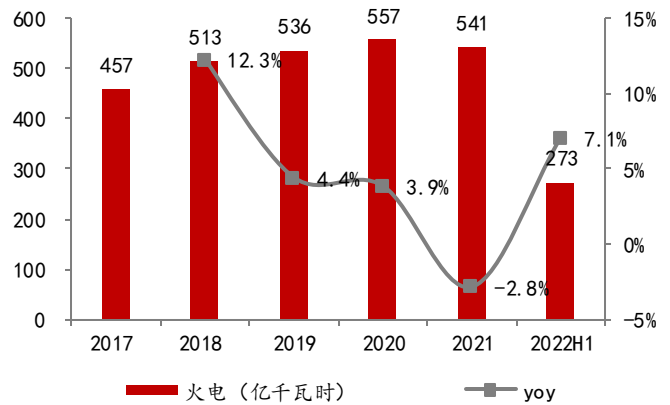
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

3.2 煤电协同叠加市场化交易, 火电盈利行业领先

公司火电板块装机保持稳定, 以高参数为主且布局合理。2021 年末公司可控煤电机组共 28 台, 总装机容量 11.4 亿千瓦, 未有新增煤电项目。其中 660/600/200MW 机组各 6 台, 330MW 机组 8 台, 660/600MW 大容量机组容量占比分别为 35%和 32%, 合计占比 67%, 且主要位于鄂尔多斯、锡林郭勒盟和呼和浩特等煤炭资源丰富及耗电量高的地区。2017-2021 年公司火电发电规模从 421 亿千瓦时增长至 541 亿千瓦时, 其中 2021 年发电规模同比减少 2.8%, 主要是受电煤价格持续高企影响, 公司主动优化发电时序, 2022H1 火电发电量则同比大幅增长 7.1%至 273 亿千瓦时。

图 42：2021 年公司 600MW 及以上机组装机容量占比 67%


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 43：2022H1 公司火电发电量 273 亿千瓦时 (+7.1%)


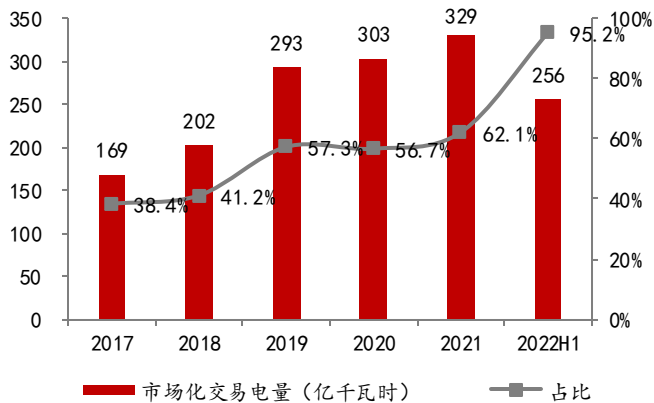
数据来源：公司公告，西南证券整理

表 3：内蒙华电旗下主要火电子公司布局

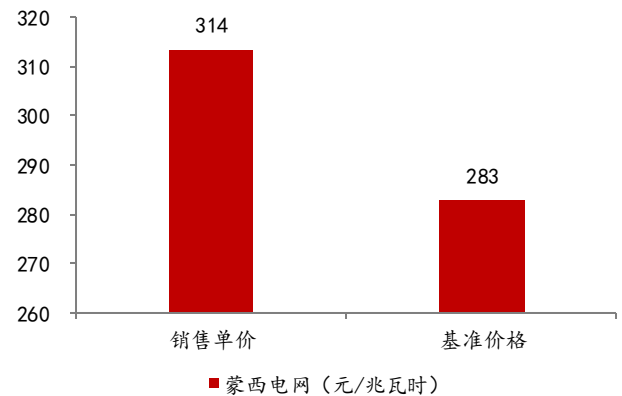
子公司名称	主要经营地	装机量 (MW)	发电量 (亿千瓦时)	持股比例
丰电公司	乌兰察布市	4x200	42.6	51.0%
海勃湾发电厂	乌海市	2 x330	33.4	93.0%
丰泰公司	呼和浩特市	4x200	20.5	45.0%
和林发电公司	呼和浩特市	2 x660	67.6	51.0%
京达公司	鄂尔多斯市	2x330	33.6	40.0%
聚达公司	鄂尔多斯市	2x600	57.2	100.0%
蒙达公司	鄂尔多斯市	4x330	62.5	53.0%
蒙西电网合计		6360	317.2	-
上都发电厂	锡林郭勒盟正蓝旗	4x600	104.6	51.0%
上都第二发电厂	锡林郭勒盟正蓝旗	2x660	55.0	51.0%
北方魏家峁煤电有限责任公司	鄂尔多斯市	2x660	64.2	100.0%
华北电网合计		5040	223.7	-

数据来源：公司公告，西南证券整理

深度参与市场化交易，蒙西火电售价较基准价上浮 11%。自 2021 年 10 月 15 日起，蒙西电力交易市场燃煤发电交易价采取“基准价+上下浮动不超过 20%”方式（电价区间在 226.3~339.5 元/兆瓦时），而钢铁/电解铝/焦炭等高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。公司深度参与市场化交易，2017-2021 年市场化交易电量由 169 亿千瓦提升至 329 亿千瓦，GACR 达到 18%；同期市场化交易占比由 38.4% 提升至 62.1%，2022H1 市场化占比大幅提高至 95%。受益于市场化交易和高耗能企业客户资源，2021 年公司蒙西地区火电售电价为 313.5 元/兆瓦时，较基准价上浮 11%，22H1 平均售电单价 0.37 元/千瓦，由于蒙西火电销售占比大，合理推断价格进一步上浮。

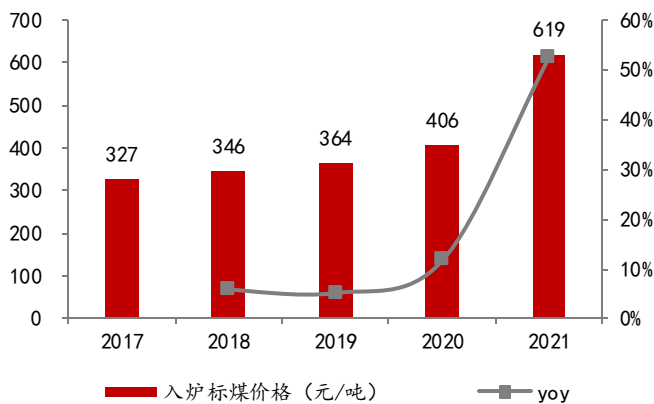
图 44：2017-2022H1 市场化交易占比提升至 95%


数据来源：公司公告，西南证券整理

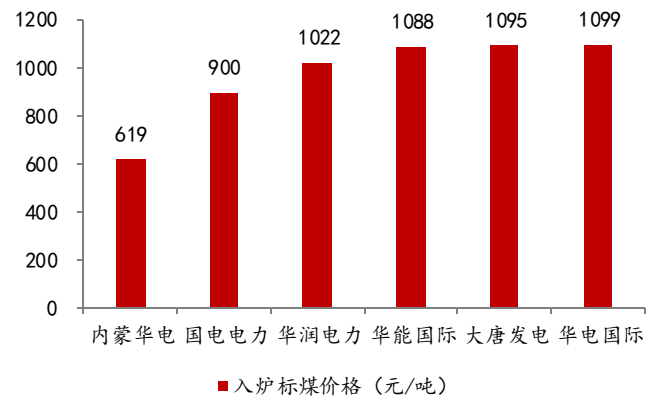
图 45：2021 年公司蒙西火电电价上浮 11% 至 314 元/兆瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

区位优势叠加煤电联营，入炉标煤价格大幅低于行业。一方面公司所有发电资产位于内蒙，且高参数机组分布在内蒙古鄂尔多斯、锡林郭勒等煤炭资源丰富地区。另一方面，公司前瞻性布局魏家峁煤电一体项目，煤电联营优势突显，2021 年实现标煤单价 619 元/吨，同比增长 52%，仍远低于同行，其中国电电力/华润电力/华能国际/大唐发电/华电国际入炉标煤单价分别为 900/1022/1088/1099 元/吨，公司的控本能力优于煤电龙头企业，盈利水平更稳定。

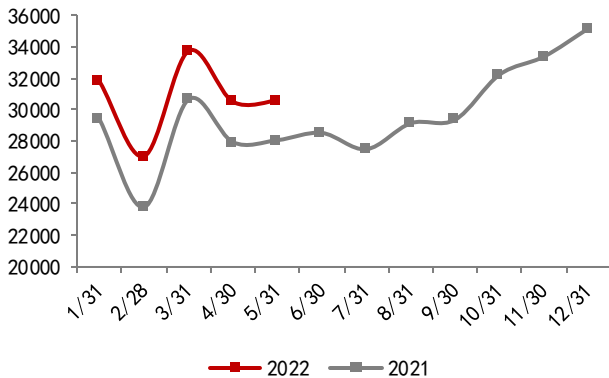
图 46：2017-2021 年公司入炉标煤单价持续上涨


数据来源：公司公告，西南证券整理

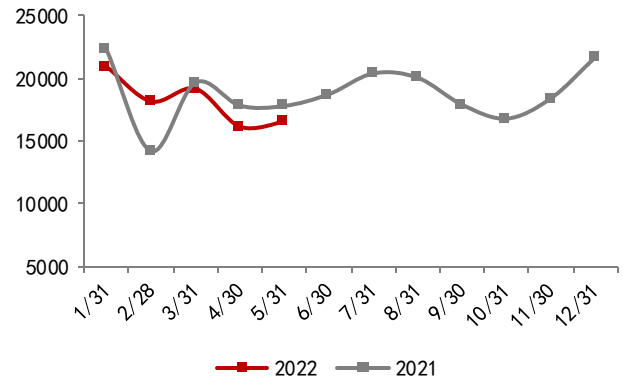
图 47：2021 年公司入炉标煤单价 619 元/吨低于同行


数据来源：公司公告，西南证券整理

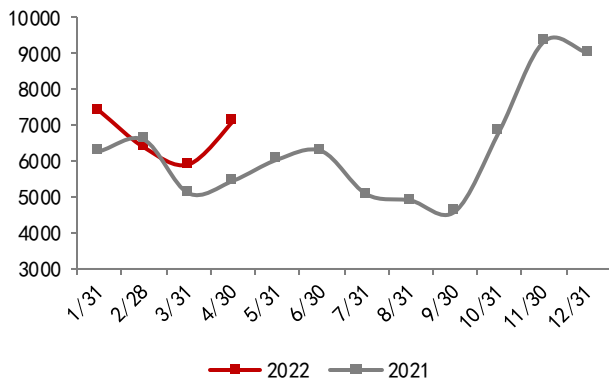
动力煤供需矛盾逐步解除，未来动力煤价格或将回归合理区间。2021 年 9 月末重点电厂煤炭库存仅 4584 万吨，动力煤供给爬升缓慢，“迎峰度冬”日耗急剧拉升，供需矛盾日益加剧带动煤炭价格高涨。随着稳价政策密集出台，2022 年 1-5 月动力煤总供给量同比提升明显，累计总供给量同比增加 1.4 亿吨；另一方面，4 月全国多地疫情散发，加上 5 月以来来水情况好，替代部分火电需求，1-5 月电力行业累计总消费量同比减少 772 万吨。且截至 2022 年 4 月 30 日，重点电厂煤炭库存量 7097 万吨，同比增长 30.5%，库存可用天数再次提高到 22 天，达到 2021 年 11 月高位，重点电厂吸取去年经验，预计未来不会出现集中补库需求，动力煤价格或将回归合理区间。

图 48: 2022 年 1-5 月动力煤总供给高于去年同期 (万吨)


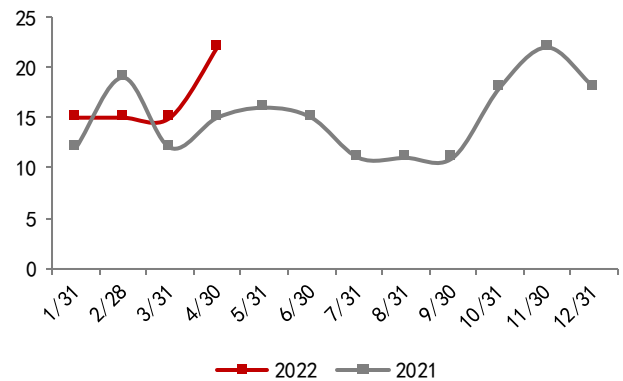
数据来源: wind, 西南证券整理

图 49: 2022 年 1-5 月电力行业动力煤消费量下滑明显 (万吨)


数据来源: wind, 西南证券整理

图 50: 2022 年 1-4 月全国重点电厂煤炭库存高于去年 (万吨)


数据来源: wind, 西南证券整理

图 51: 2022 年 4 月全国重点电厂库存周转天数提高至 22 天


数据来源: wind, 西南证券整理

根据测算, 随着煤价得到控制且电价维持较高上浮比例, 2022 年公司火电业务税后净利润有望增加约 15 亿元。参考公司 2021 年运营数据, 假设公司 2022 年火电装机量为 1140 万千瓦, 火电机组平均可利用小时数微降至 4700 小时, 火电发电量 536 亿千瓦时, 上网电量 495 亿千瓦时, 单位燃料成本 0.200 元/千千瓦时, 营业税金及附加占营收比率 3.59%, 所得税率 25%, 其他电力相关费用假设在装机规模不变的情况下保持不变。如果 2022 年全年平均标准煤价企稳, 即 650 元/t, 煤电平均上网电价假设为 0.36 元/千瓦时, 公司 2022 年火电业务将实现发电净利润增加约 15 亿元。

表 4: 2022 年公司火电收益测算

项目	测算
可利用小时数 (小时)	4700
发电量(亿千瓦时)	536
上网电量(亿千瓦时)	495
上网电价 (元/kWh)	0.36
发电收入 (亿元)	178
度电成本 (元/kWh)	0.24
发电成本 (亿元)	129

项目	测算
发电毛利润 (亿元)	49
营业税金及附加增量 (亿元)	0.98
所得税增量 (亿元)	4.99
发电净利润增量 (亿元)	14.97
度电净利润增量 (元)	0.0303

数据来源: 西南证券

表 5: 上网电价和标煤成本对火电业务净利润的影响

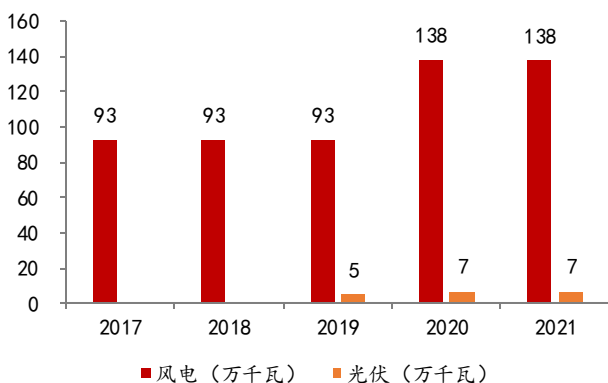
火电净利润增量 (亿元)		上网电价 (元/kWh)						
		0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39
标准煤价 (元/t)	650	16.60	20.17	23.75	27.33	30.91	34.49	38.07
	600	10.42	13.99	17.57	21.15	24.73	28.31	31.89
	650	4.24	7.81	11.39	14.97	18.55	22.13	25.71
	700	-1.94	1.64	5.21	8.79	12.37	15.95	19.53
	750	-8.12	-4.54	-0.97	2.61	6.19	9.77	13.35

数据来源: 西南证券

4 集团支持叠加大基地政策, 新能源业务驶入快车道

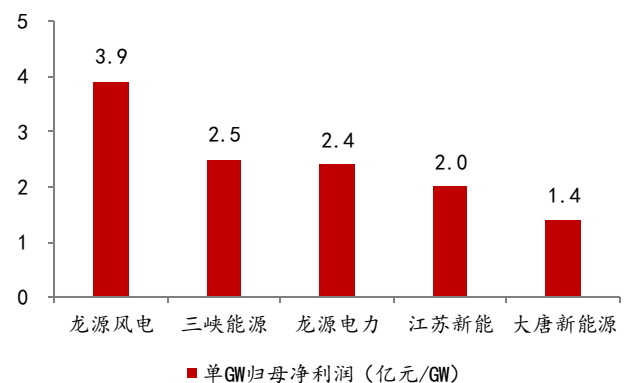
风光装机规模逐步增长, 龙源风电公司单 GW 盈利高于同行。公司充分发挥区域资源优势, 于 2017 年、2019 年先后收购龙源风电和察尔湖光伏项目。截至 2021 年末, 公司新能源装机容量达 145 万千瓦, 其中风电 138 万千瓦, 光伏 7 万千瓦。龙源风电选址内蒙古锡林郭勒盟, 弃风率低, 2021 年龙源风电/三峡能源/龙源电力/江苏新能/大唐新能源单 GW 归母净利润分别为 3.9/2.5/2.4/2.0/1.4 亿元。

图 52: 2017-2021 年公司风光装机规模逐步增长



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 53: 2021 年北方龙源公司单 GW 归母净利润高于同行



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

公司新能源业务有望驶入快车道, 一方面得益于华能集团大规模规划支持。公司实控人华能集团于 2019 年提出重点布局新能源“两线”“两化”战略, 其中“北线”战略是在“三北”地区, 依托特高压送出通道起点, 布局风光煤电输用一体化大型清洁能源基地, 计划 2025 年低碳清洁能源装机占比 50% 以上。2016-2020 年华能集团清洁能源装机容量由 4797 万千

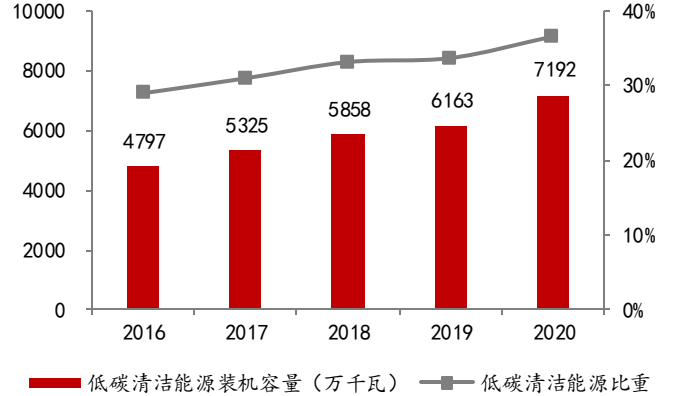
瓦提升至 7192 万千瓦,其中 2020 年华能集团风电装机容量 2530 万千瓦,光伏 645 万千瓦,清洁能源装机占比由 29%提升至 37%,距离 50%的目标仍有较大的提升空间。内蒙华电作为华能集团在内蒙古地区的唯一上市平台,有望承接华能集团在内蒙古的装机规划。

图 54: 华能集团“两线”“两化”战略



数据来源: 华能集团官网, 西南证券整理

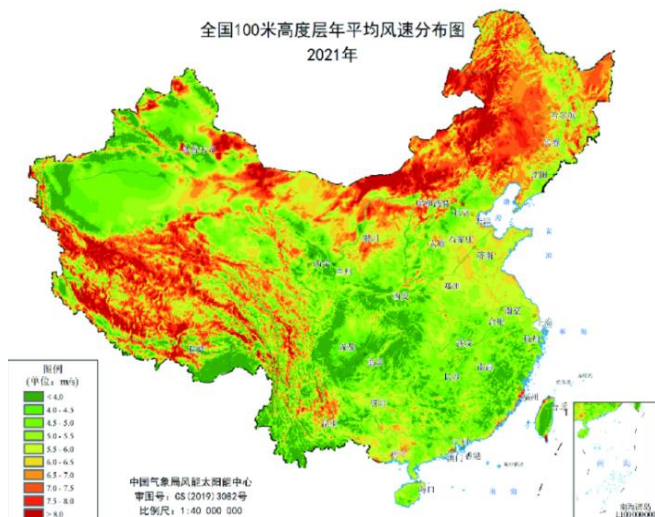
图 55: 2020 年华能集团清洁能源装机比重 37%



数据来源: 华能集团官网, 西南证券整理

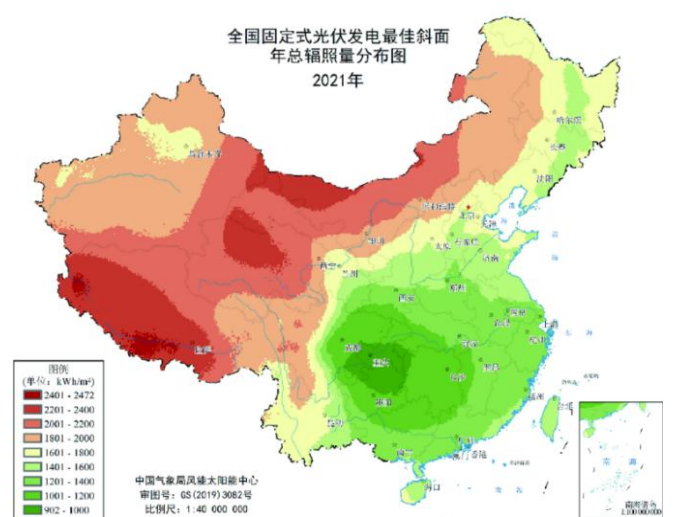
内蒙风光资源丰富,按照“十四五”规划未来内蒙年均新增新能源装机 2062 万千瓦。内蒙风光资源丰富,2021 年内蒙古平均风速达 7.2m/s,平均风功率密度 364W/m²,居全国之首;固定式发电最佳斜面总辐照量仅低于西藏和青海。内蒙古人民政府积极响应国家号召,《“十四五”可再生能源发展规划》中提出重点建设蒙西、蒙东千万千瓦级新能源基地,“十四五”时期自治区可再生能源发电装机达到 1.35 亿千瓦以上,其中风电 8900 万千瓦、光伏发电 4500 万千瓦。2021 年内蒙古新能源总装机容量仅 5291 万千瓦,为满足规划要求“十四五”时期内蒙古自治区的新能源装机规模将翻一倍,未来每年平均新增装机需达 2062 万千瓦。

图 56: 2021 年内蒙 100 米高度平均风速 7m/s



数据来源: 中国气象局, 西南证券整理

图 57: 2021 年内蒙光伏最佳斜面辐照量充足



数据来源: 中国气象局, 西南证券整理

另一方面，公司有望于受益于内蒙大基地项目规划。以风电、光伏为代表的相关扶持政策密集出台，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的“风光大基地”成为新能源建设排头兵。2021年11月国家层面提出建设第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地项目，规模总计97GW，其中内蒙建设规模最大，覆盖3个800万千瓦沙漠戈壁荒漠地区项目，以及5个1220万千瓦外送项目。内蒙古政府积极跟进，提出“十四五”打造45GW风光大基地，打造蒙西、蒙东千万千瓦级新能源基地。

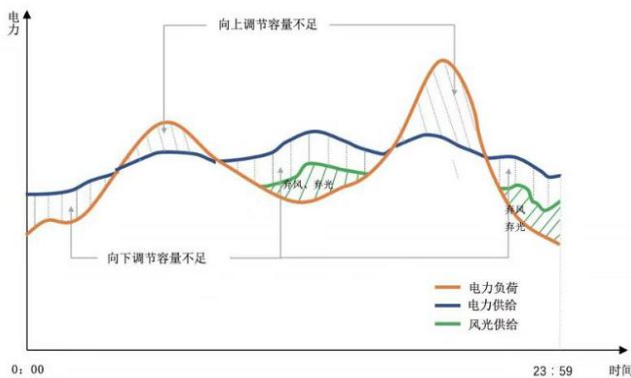
表 6：国家和内蒙古持续提出大基地规划目标

时间	文件	部门	内容
2021/11/24	第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设项目清单的通知	国家发改委 国家能源局	公布第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设项目清单，涉及内蒙、青海、甘肃等19个省份，规模总计97.05吉瓦。其中，内蒙建设规模最大，覆盖3个800万千瓦沙漠戈壁荒漠地区（风光、光伏治沙）项目，以及5个1220万千瓦其他地区（特高压外送风光等）项目。
2022/5/30	关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案	国务院	加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设
2022/3/2	“十四五”可再生能源发展规划	内蒙古人民政府	“十四五”可再生能源新增装机80GW以上，打造45GW风光大基地。
2022/3/28	内蒙古自治区“十四五”电力发展规划	内蒙古能源局	加快推动沙漠戈壁荒漠风电光伏基地建设，打造蒙西、蒙东千万千瓦级新能源基地。
2022/6/27	关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰和碳中和工作的实施意见	内蒙古自治区党委 内蒙古人民政府	率先建成以新能源为主体的能源供给体系，以新能源为主体的新型电力系统，基于边境沿线、戈壁荒漠、沙漠治理、矿区修复等高水平打造新能源基地，在中部和西部地区布局大型风电、光伏基地项目；

数据来源：公司公告，公开资料，西南证券整理

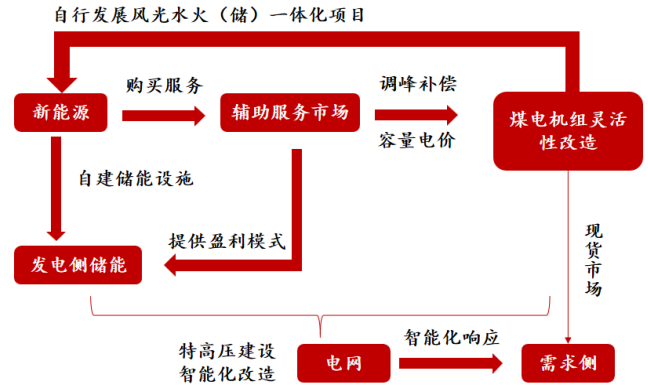
有望利用火电灵活性进行调峰，打造风光储一体化项目。1) 灵活性电源可以缓解电力供需错配，通过在电力供不应求时“向上调节”增加出力、供大于求时减少出力，从而减少发电废弃，尽快恢复供需平衡；2) 灵活性改造将提高电企利润水平。一方面，灵活性电源可以获得新能源调峰补偿收益，另一方面通过智能化响应现货市场，在低电价时段减少出力减少亏损，在高峰时段快速启机获取利润。根据国家能源局《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，2022年内蒙古自治区可再生能源电力消纳责任权重为21.9%，出力的不稳定性以及与负荷曲线的错配使得新能源消纳成为制约我国能源转型的关键。受资源禀赋限制内蒙古抽水蓄能电站资源少、现阶段储能规模不足，内蒙古自治区为此提出，到2025年内蒙古完成煤电机组灵活性改造3000万千瓦，拥有燃煤机组的发电企业实施火电灵活性改造后，增加的调峰空间，按不低于50%的比例建设“市场型”消纳的新能源电源，在不占用大电网公共调峰资源的基础上，实现“风光火储一体化”发展。2021年末，内蒙古火电装机容量9834万千瓦，其中公司火电装机规模占12%，有望利用火电灵活性进行调峰，采取风能、太阳能、煤炭等多能源品种发电相互补充，打造风光储一体化项目。

图 58: 电力系统向上与向下灵活性不足原理



数据来源:《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》, 西南证券整理

图 59: 火电灵活性改造价值



数据来源: 西南证券整理

表 7: 内蒙火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策

时间	文件	内容
2021/06	内蒙古自治区煤电节能降耗及灵活性改造行动计划 (2021-2023 年)	支持通过灵活性改造实施“风光火储一体化”提升。拥有燃煤机组的发电企业实施火电灵活性改造后, 增加的调峰空间, 按不低于 50% 的比例建设“市场型”消纳的新能源电源; 大力淘汰煤电落后产能, 计划到 2023 年全区淘汰煤电落后产能 95.35 万千瓦。
2021/08	《内蒙古自治区能源局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)》	火电灵活性改造可有限获得新能源建设指标。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能力; 按一体化模式建设的, 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, 燃煤电厂自行建设的比例不低于 50%, 剩余部分可通过合建共享、购买调峰资源等方式建设。
2022/02	内蒙古自治区“十四五”能源发展规划	2025 年煤电机组供电煤耗下降到每千瓦时 305 克标准煤以下, 灵活调节电源占比超过 11%。
2022/03	关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见	提出统筹风光资源科学配置, 支持燃煤机组实施灵活性制造改造, 提高电力系统调节能力和自治区新能源消纳水平。
2022/05	内蒙古自治区“十四五”节能减排综合工作实施方案	到 2025 年完成煤电机组灵活性改造 3000 万千瓦; 推进包头市、呼和浩特市、乌兰察布市、巴彦淖尔市等清洁供暖示范城市建设; 全区煤炭消费比重降至 75% 以下, 非化石能源占能源消费比重达到 18% 左右。
2022/06	关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰和碳中和工作的实施意见	提出深化能源体制改革: 1) 支持优势地区布局高参数、大容量、超低排放机组, 加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造; 2) 加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展规划; 3) 完善新能源发电企业参与省际现货交易机制, 促进新能源跨省跨区消纳。

数据来源: 公司公告, 公开资料, 西南证券整理

两个火电灵活性改造项目计划年内完工, 配套 85 万千瓦光伏项目。2021 年公司经营性净现金流超 30 亿元, 资产负债率 54%, 为参与火电灵活性改造提供强有力的资金保障。公司紧密跟踪煤电灵活性改造等政策动向, 进一步提高清洁能源和高参数大容量高效火电机组的比例, 截至 2021 年末公司在建工程余额为 6.7 亿元, 其中技术改造项目余额 2.1 亿元, 占比 32.1%。此外, 报告期内公司旗下聚达公司灵活性改造促进市场化消纳 38 万千瓦新能源项目、和林发电公司火电灵活性改造促进市场化消纳新能源光火一体化 47 万千瓦光伏发电项目已收到备案通知书, 总投资规模近 40 亿元, 并预计年内建成。

表 8：公司灵活性改造项目情况

项目	起止年限	地点	项目规模	总投资 (亿元)
和林发电公司火电灵活性改造	2022.05-2022.12	呼和浩特市-和林格尔旗-新店子镇	项目总占地面积约 2 万亩，建设 47 万千瓦光伏发电项目，同步建设两座升压站及其配套设施等，采用一体化建设模式及联合调度方式，统一送出。	19.7
聚达公司灵活性改造新能源项目	2022.04-2022.10	鄂尔多斯市-达拉特旗-内蒙古鄂尔多斯市	总占地 1.2 万亩，配套建设 38 万千瓦光伏发电项目，220KV 变电站一座，220KV 架空线路，接入达拉特发电厂厂内 500KV 升压站，采用一体化建设模式及联合调度方式，统一送出。	20

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电力、煤炭、热力三大板块。对于电力业务，考虑到公司未来加大风光投资力度，我们按能源类型对分部收入及成本进行了以下关键假设：

假设 1：对于火电机组，2022-2024 年装机量保持稳定，利用小时数逐年下降，分别为 4700/4550/4200 小时，售电均价逐年下降，分别为每千瓦时 0.3600/0.3500/0.3300 元；

假设 2：对于风电机组，根据公司十四五规划，2025 年新能源装机比例达 50%，2022-2024 年装机量分别为 184/304/484 万千瓦，得益于海风投产和新能源消纳问题的改善，利用小时数逐年增加，分别为 2550/2580/2600 小时，售电均价分别为每千瓦时 0.4000/0.3900/0.3800 元；

假设 3：对于光伏机组，2022-2024 年装机量分别为 47/127/247 万千瓦，得益于新能源消纳问题的改善，利用小时数逐年增加，分别为 1700/1750/1760 小时，由于平价项目占比提升，售电均价逐年下降，分别为每千瓦时 0.7400/0.7000/0.6800 元；

假设 4：对于煤炭燃料成本，考虑到国家控煤价决心强，2022-2024 年入炉标煤价格分别为每吨 650/610/580 元；

表 9：电力业务核心假设-收入端

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
火电	收入 (百万元)	13107	15079	17818	16771	14596
	Yoy		15.0%	18.2%	-5.9%	-13.0%
	装机量 (万千瓦)	1140	1140	1140	1140	1140
	利用小时数 (小时)	4887	4746	4700	4550	4200
	售电均价 (元/千瓦时)	0.2543	0.3017	0.3600	0.3500	0.3300
风电	收入 (百万元)	717	1196	1535	2402	3808
	Yoy		66.8%	28.4%	56.4%	58.6%
	装机量 (万千瓦)	91	124	184	304	484
	利用小时数 (小时)	2073	2420	2550	2580	2600

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
	售电均价 (元/千瓦时)	0.3898	0.4082	0.4000	0.3900	0.3800
光伏	收入 (百万元)	98	90	329	1033	2170
	Yoy		-7.9%	265.0%	213.8%	110.0%
	装机量 (万千瓦)	7	7	47	127	247
	利用小时数 (小时)	1750	1683	1700	1750	1760
	售电均价 (元/千瓦时)	0.8273	0.7899	0.7400	0.7000	0.6800

数据来源: Wind, 西南证券

表 10: 电力业务核心假设-成本端

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
煤炭燃料成本 (百万元)		7020	10296	10640	9444	8421
yoy			46.7%	3.2%	-11.2%	-10.8%
	入炉标煤价格 (元/吨)	406.1	618.8	650.0	610.0	580.0
	单位供电煤耗 (克/千瓦时)	310.5	307.6	305.5	303.4	301.4
	单位燃料成本 (元/千千瓦时)	126.1	190.3	198.6	185.1	174.8

数据来源: Wind, 西南证券

对于煤炭和热力销售业务, 我们结合过往运营数据以及煤炭供需情况, 对分部收入及成本进行了以下关键假设:

假设 5: 对于煤炭业务, 考虑到 22 年整体煤价仍维持在较高区间, 公司产能翻倍, 预计 22-24 年煤炭业务收入增速为 70%/15%/10%, 毛利率为 67%/64%/62%;

假设 6: 对于热力业务, 考虑到国家控煤价决心强, 预计 22-24 年业务收入增速为 20%/15%/8%, 毛利率为 -30%/-15%/-5%。

基于以上假设, 我们预测公司 2022-2024 年分业务收入成本如下表:

表 11: 分业务收入及毛利率

单位: 百万元		2021A	2022E	2023E	2024E
电力业务	收入	16366	19683	20205	20574
	增速	17.6%	20.3%	2.7%	1.8%
	毛利率	4.5%	17.1%	20.8%	23.7%
煤炭业务	收入	1,996	3394	3903	4293
	增速	105.6%	70.0%	15.0%	10.0%
	毛利率	66.3%	67.0%	64.0%	62.0%
热力业务	收入	458	549	631	682
	增速	24.3%	20.0%	15.0%	8.0%
	毛利率	-46.5%	-30.0%	-15.0%	-5.0%
其他	收入	114	125	135	139
	增速	14.9%	10.0%	8.0%	3.0%
	毛利率	34.7%	30.0%	30.0%	30.0%
合计	收入	18934	23751	24875	25688

单位：百万元		2021A	2022E	2023E	2024E
	增速	23.3%	25.4%	4.7%	3.3%
	毛利率	10.0%	23.2%	26.7%	29.4%

数据来源：Wind, 西南证券

5.2 相对估值

综合考虑各业务板块，我们给予 23 年 2.5 倍 PB，对应市值 346 亿，目标价 5.3 元。考虑到业内煤电联营企业较少，分部业务数据缺失，我们选取火电企业和煤炭企业对公司进行整体估值。华能国际、大唐发电、赣能股份电源结构皆以火电为主，近年来开始加大清洁能源比重，与公司业务构成及未来规划相似，作为公司电力板块可比公司，平均 PB 为 2.38 倍；山煤国际、兖矿能源、陕西煤业业务均以煤炭采掘销售为主，作为煤炭业务的可比公司，平均 PB 为 2.66 倍。2022Q1 公司每股净资产为 2.12 元，考虑到公司拥有火电成本优势，各业务协同效应显著，且未来具有大规模风光装机规划，因此，我们给予公司 2023 年 2.5 倍 PB，预计公司 2023 年总市值为 346 亿，对应目标价 5.3 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 12：可比公司估值

证券代码	可比公司	股价（元）	EPS（元）				PB（倍）
			21A	22E	23E	24E	LF
600011.SH	华能国际	8.04	-0.65	0.51	0.67	0.81	2.25
601991.SH	大唐发电	2.88	-0.5782	0.14	0.17	0.22	1.85
000899.SZ	赣能股份	14.41	-0.25	0.42	0.85	1.07	3.02
平均值							2.38
600546.SH	山煤国际	15.20	2.49	3.31	3.46	3.81	2.87
600188.SH	兖矿能源	36.46	3.34	5.32	5.83	6.09	2.66
601225.SH	陕西煤业	19.63	2.18	2.95	2.74	2.80	2.44
平均值							2.66
600863.SH	内蒙华电	4.32	0.07	0.45	0.55	0.62	2.04

数据来源：Wind, 西南证券整理

6 风险提示

政策风险，煤价电价波动风险，新能源发展不及预期。

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	18933.57	23751.34	24875.13	25688.16	净利润	117.96	3289.14	3996.88	4477.24
营业成本	17041.41	18243.68	18235.79	18141.14	折旧与摊销	2801.29	3191.92	3427.73	3842.51
营业税金及附加	680.56	712.54	746.25	770.64	财务费用	735.44	653.52	762.35	986.94
销售费用	0.00	0.00	0.00	0.00	资产减值损失	0.00	-105.76	-127.67	-173.57
管理费用	27.40	35.10	36.51	37.79	经营营运资本变动	-1554.75	-1325.08	-194.94	-161.19
财务费用	735.44	653.52	762.35	986.94	其他	994.52	-137.14	-68.58	-34.99
资产减值损失	0.00	-105.76	-127.67	-173.57	经营活动现金流净额	3094.46	5566.61	7795.79	8936.94
投资收益	-48.26	242.91	196.24	208.57	资本支出	2201.63	-6100.00	-10100.00	-15100.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	其他	-3045.05	-153.51	-200.36	-188.20
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	-843.42	-6253.51	-10300.36	-15288.20
营业利润	450.30	4243.65	5162.80	5786.64	短期借款	-385.40	539.08	1295.10	2441.84
其他非经营损益	27.96	27.96	27.96	27.96	长期借款	-268.83	1200.00	3000.00	6000.00
利润总额	478.26	4271.61	5190.76	5814.60	股权融资	2125.10	0.00	0.00	0.00
所得税	360.29	982.47	1193.87	1337.36	支付股利	-731.88	-160.23	-896.55	-1151.14
净利润	117.96	3289.14	3996.88	4477.24	其他	-2589.40	-720.24	-849.03	-906.92
少数股东损益	-334.29	328.91	399.69	447.72	筹资活动现金流净额	-1850.40	858.61	2549.52	6383.78
归属母公司股东净利润	452.25	2960.23	3597.19	4029.52	现金流量净额	400.64	171.71	44.95	32.52
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	778.35	950.05	995.01	1027.53	成长能力				
应收和预付款项	3978.25	5043.71	5270.28	5444.13	销售收入增长率	23.26%	25.45%	4.73%	3.27%
存货	590.16	596.33	608.25	600.97	营业利润增长率	-50.17%	842.41%	21.66%	12.08%
其他流动资产	381.87	607.82	605.55	618.15	净利润增长率	-83.14%	2688.25%	21.52%	12.02%
长期股权投资	1753.40	1753.40	1753.40	1753.40	EBITDA 增长率	-10.97%	102.89%	15.62%	13.51%
投资性房地产	71.65	68.06	64.66	61.43	获利能力				
固定资产和在建工程	27506.95	30487.20	37231.63	48561.29	毛利率	9.99%	23.19%	26.69%	29.38%
无形资产和开发支出	4283.40	4295.72	4308.04	4320.36	三费率	4.03%	2.90%	3.21%	3.99%
其他非流动资产	2140.92	2456.44	2771.96	3087.47	净利率	0.62%	13.85%	16.07%	17.43%
资产总计	41484.95	46258.73	53608.77	65474.72	ROE	0.62%	14.76%	15.74%	15.59%
短期借款	2197.13	2736.21	4031.31	6473.15	ROA	0.28%	7.11%	7.46%	6.84%
应付和预收款项	3272.88	3202.16	3244.18	3271.03	ROIC	0.87%	10.63%	11.07%	10.33%
长期借款	11918.50	13118.50	16118.50	22118.50	EBITDA/销售收入	21.06%	34.06%	37.60%	41.33%
其他负债	4938.03	4914.54	4827.13	4898.28	营运能力				
负债合计	22326.54	23971.41	28221.12	36760.96	总资产周转率	0.45	0.54	0.50	0.43
股本	6526.89	6526.89	6526.89	6526.89	固定资产周转率	0.71	0.88	0.86	0.75
资本公积	1581.26	1581.26	1581.26	1581.26	应收账款周转率	5.88	5.58	5.12	5.08
留存收益	4703.24	7503.23	10203.88	13082.26	存货周转率	34.32	29.97	29.52	29.26
归属母公司股东权益	16154.16	18954.16	21654.80	24533.18	销售商品提供劳务收到现金营业收入	98.30%	—	—	—
少数股东权益	3004.25	3333.16	3732.85	4180.58	资本结构				
股东权益合计	19158.41	22287.32	25387.65	28713.76	资产负债率	53.82%	51.82%	52.64%	56.15%
负债和股东权益合计	41484.95	46258.73	53608.77	65474.72	带息债务/总负债	63.22%	66.14%	71.40%	77.78%
					流动比率	0.56	0.68	0.63	0.53
					速动比率	0.50	0.62	0.58	0.49
					股利支付率	161.83%	5.41%	24.92%	28.57%
					每股指标				
					每股收益	0.07	0.45	0.55	0.62
					每股净资产	2.94	3.41	3.89	4.40
					每股经营现金	0.47	0.85	1.19	1.37
					每股股利	0.11	0.02	0.14	0.18
业绩和估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E					
EBITDA	3987.03	8089.10	9352.88	10616.10					
PE	62.35	9.52	7.84	7.00					
PB	1.47	1.27	1.11	0.98					
PS	1.49	1.19	1.13	1.10					
EV/EBITDA	10.81	5.47	5.13	5.28					
股息率	2.60%	0.57%	3.18%	4.08%					

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
	杜小双	高级销售经理	18810922935	18810922935	dxsyf@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	xy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn