

供热：居民供暖或迎修复，工业蒸汽盈利好于供电

华泰研究

2025年3月17日 | 中国内地

专题研究

居民供热或迎来盈利修复，电力企业或通过供热有效增益

根据我们测算，2023年我国供热市场规模或达3240亿元，其中居民占比约85%，工业供热市场规模472亿。居民供热行业（集中供暖）可能迎来类似城镇供水行业的定价模式变化，终端热价有上行潜力；即便价格维持不变，煤价下降也会带来相关公司的盈利修复，推荐联美控股（买入评级，目标价7.00元）。工业供热市场对于火电、核电和垃圾焚烧来说是有效补充，考虑到电价下行周期，供热业务对发电企业的盈利增厚较为显著，我们尤其看好四代核电未来的发展，推荐福能股份（买入评级，目标价13.90元）、中国核电（买入评级，目标价12.81元）。

工业供汽：吨蒸汽或对应电价0.42~1.25元/度，看好四代核电供热

各地热价主要根据煤价联动，在770元/吨煤价、192元/吨蒸汽价格下，我们测算额外供热会带给火电、垃圾焚烧和核电6.85/2.10/2.01pct的全投资IRR增厚。其中，对于造价较高的四代核电高温气冷堆（假设造价49元/W），在我们假设的最悲观的电价、热价下（电价基准下浮20%，热价取连云港市2020年以来蒸汽价格最低值184元/吨），资本金IRR仍达8.32%，所以我们对四代核电未来的发展有较强信心。工业供热超额回报的主要来源在于热价相比电价的优势，据我们测算，每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价0.42~1.25元/度，高于各地基准电价。

居民供暖：定价模式理论上可以参照供水，或将进入政府集中调价周期

历史上我国居民热价上涨较难，2020年下半年以来煤价维持高位运行，从事居民供热业务的公司，不管是热源企业（包括热电联产的火电厂）还是特许经营的供热公司，盈利明显承压。2024年来，已经开始有部分政府不同程度上调终端供热价格（例如河北新乐），或部分政府结构性上调热源出厂价以缓解企业亏损（如华电能源公告的黑龙江华电齐齐哈尔热电有限公司由33元/GJ调整至40元/GJ）。2020年，发改委出台《城镇集中供热价格和收费管理办法（征求意见稿）》，倘若终稿可以推出，供热企业的核价模式理论上应该与水务行业类似。结合发改委和国家能源局印发的两部制电价政策，我们认为居民热价的调价周期或将开启，叠加煤价下行，相关公司业绩有望实现改善。

展望未来：发电机组供热改造或为新趋势，数据中心能源需求快速增长

基于额外供热对全投资IRR的增厚效果，我们认为未来存量机组或将进行供热改造。据我们测算，若燃煤/燃气/生物质/核电机组新增改造比例19/2/50/30%，则改造机组发电量在2023年基础上下滑1%，将新增供汽量0.38亿吨，占2023年蒸汽供应量的16%。我国数据中心（IDC）能源需求快速增长，节能降耗成为降低PUE的核心，我国已有个别项目开始尝试垃圾焚烧厂+IDC合作使用余热制冷（溴化锂制冷）。据我们测算，若电价高于0.55/0.51元/度，即除我国少数北方地区以外，与电制冷相比，垃圾焚烧纯发电/热电联产项目+IDC选用溴化锂制冷更具备经济性。我们预测2025年我国IDC用电量3847亿度，若PUE为1.5，制冷需求中20%由余热制冷满足，则对应蒸汽需求0.75亿吨，占2023年蒸汽供应量的32%。

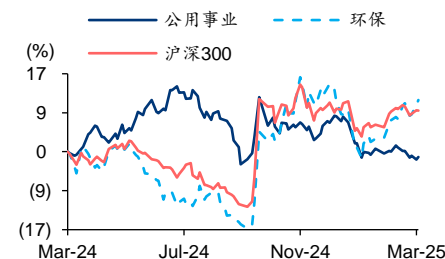
风险提示：工业蒸汽价格调整灵活度不及预期，居民热价调涨不及预期，测算假设与实际情况偏差风险。

公用事业
环保

增持（维持）
增持（维持）

研究员	王玮嘉
SAC No. S0570517050002	wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090	+(86) 21 2897 2079
研究员	黄波
SAC No. S0570519090003	huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122	+(86) 755 8249 3570
研究员	李雅琳
SAC No. S0570523050003	liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420	+(86) 10 6321 1166
研究员	胡知
SAC No. S0570523120002	huzhi019072@htsc.com
	+(86) 21 2897 2228
联系人	康琪
SAC No. S0570124070105	kangqi@htsc.com
	+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
联美控股	600167 CH	7.00	买入
福能股份	600483 CH	13.90	买入
中国核电	601985 CH	12.81	买入

资料来源：华泰研究预测

正文目录

核心观点	5
与市场的不同之处	5
供热行业：城市基础设施的重要组成部分，或迎来发展机遇期	6
产业链结构简明清晰，由分散式供热逐渐转向集中供热	6
热源仍以煤炭为主，余热及可再生能源利用程度较低	7
主要输热媒介为热水和蒸汽，2023 年市场规模或达 3240 亿元	7
热价定价机制：“准许成本+合理收益”，地方政府具有定价权	10
城镇集中供热价格（热价）原则上实行政府定价或政府指导价	10
热力出厂价格、管网输送价格：准许成本加合理收益，成本联动机制较弱	10
热力销售价格（终端热价）：两部制热价，蒸汽/热水市场化程度差异较大	11
蒸汽：多地实行煤热价格联动机制，我们更关注细分行业经济性	15
政策推动建立煤热价格联动机制	15
细分行业热电联产经济性分析：火电、核电及垃圾焚烧发电	16
火电热电联产：以燃煤热电联产为例，工业热电联产项目较纯供电项目经济效益显著	17
核电热电联产：无接触多级换热，具有成本优势	20
垃圾焚烧热电联产：经济性表现较单纯发电的垃圾焚烧项目更优	23
热耗率为核心指标，燃煤/核电/垃圾焚烧每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价 0.42~1.25 元	25
热水：供热企业毛利率承压，或将迎来热价上调窗口期	26
2021-2022 年煤价高企，供热企业毛利率承压	26
终端热价涉及民生，历史价格较为稳定，或将进入集中调价窗口期	28
调价分析：若实行煤热联动机制，供热企业业绩或能明显改善	30
发电机组供热改造或为新趋势，数据中心能源需求快速增长	33
热电联产市场的开拓增厚发电企业回报的同时，或对供热市场产生冲击	33
数据中心制冷需求增长，能耗约束下部分地区余热制冷或为更优选	33
标的推荐	35
风险提示	35

图表目录

图表 1: 集中供热产业链结构	6
图表 2: 我国集中供热发展历程	6
图表 3: 主要供热热源分类	7
图表 4: 2020 年我国北方城镇地区集中供热热源结构	7
图表 5: 供热媒介及用户	8
图表 6: 2012-2023 年城市集中供热面积	8
图表 7: 2012-2023 年分类别热力供应量	8
图表 8: 我国供热市场规模测算	9
图表 9: 热价分类与计量	10
图表 10: 准许成本构成	10
图表 11: 北京市集中供热按面积收费价格标准	11
图表 12: 北京市集中供热按计量收费价格标准	11
图表 13: 蒸汽煤热价格联动机制方案——以连云港为例	12
图表 14: 与居民供热企业相比, 2019-2023 年工业供热企业热价与煤价走势明显相关	12
图表 15: 居民供热企业热价稳定性较强	13
图表 16: 城镇集中供热和城镇供水价格管理办法对比	14
图表 17: 部分地区实行的蒸汽煤热价格联动机制方案	15
图表 18: 热电联产示意图	16
图表 19: 火电热电联产涉及的汽轮机类型比较	16
图表 20: 核电热电联产涉及的汽轮机类型比较	17
图表 21: 不同供热模式比较	17
图表 22: 燃煤热电联产示意图	17
图表 23: 燃煤供热 DCF 测算重要参数	18
图表 24: 燃煤供热 DCF 测算结果	19
图表 25: 热价与热电比如何变动, 热电联产供工业项目 IRR 与纯供电项目接近	19
图表 26: 核能供热项目示意图-以“暖核一号”海阳核能供热工程为例	20
图表 27: 我国目前主要核能供热项目情况	21
图表 28: 核能供热 DCF 测算重要参数	22
图表 29: 核能供热 DCF 测算结果	22
图表 30: 若蒸汽价格下跌 27%, 热电联产牺牲电量供工业项目 IRR 与纯供电项目接近	22
图表 31: 四代核能工业供热 DCF 测算重要参数	23
图表 32: 关于电价与蒸汽价格的 IRR 敏感性分析	23
图表 33: 垃圾焚烧 DCF 测算重要参数	24
图表 34: 垃圾焚烧 DCF 测算结果	24
图表 35: 若供热价格下跌 32%, 热电联产垃圾焚烧项目 IRR 与仅发电垃圾焚烧项目接近	25
图表 36: 以 184 元/吨的工业蒸汽价格作为基准价格测算, 燃煤/核电/垃圾焚烧每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价 0.42/1.25/0.92 元/度	25
图表 37: A 股主要集中供热公司情况	26
图表 38: 联美控股 2018-2023 年供热业务成本结构	26



图表 39: 惠天热电 2018-2023 年供热业务成本构成	26
图表 40: 哈投股份 2018-2023 年供热业务成本结构	27
图表 41: 大连热电 2018-2023 年供热业务成本构成	27
图表 42: 样本上市公司供热业务毛利率	27
图表 43: 2017-2023 年样本上市公司毛利率 (补贴调整后)	28
图表 44: 2024 年部分地区终端热价调整	29
图表 45: 北方七省省会及两直辖市供热价格	30
图表 46: 2023 年公用事业费用占可支配收入比重测算	30
图表 47: 热水煤热联动关键假设	31
图表 48: 2017-2024 年秦皇岛动力煤 Q5500 长协价	31
图表 49: 2017-2023 年煤热公司价格调节测算	31
图表 50: 若发生调价, 2017-2023 年样本上市公司毛利率	32
图表 51: 电制冷 vs 溴化锂制冷经济性测算	34
图表 52: 大部分地区 2025 年 3 月工商业用电 (两部制, 1-10 (20) KV) 电量电价 (元/度)	34
图表 53: 重点公司推荐一览表	36
图表 54: 重点推荐公司最新观点	36



核心观点

工业供热业务可有效增厚发电企业的盈利，看好四代核电（高温气冷堆）供热业务。据我们测算，在 770 元/吨煤价、192 元/吨蒸汽价格假设下，额外供热会带给火电、垃圾焚烧和核电 6.85/2.10/2.01pct 的全投资 IRR 增厚。且对于造价较高（假设 49 元/W）的四代核电高温气冷堆，在我们假设的最悲观的电价、热价下（电价基准下浮 20%，热价取连云港市 2020 年以来蒸汽价格最低值 184 元/吨），资本金 IRR 仍达 8.32%，故我们认为 1) 未来存量发电机组供热改造或为新趋势，能有效增厚发电企业的盈利；2) 我们看好未来四代核电工业供热业务的发展。

数据中心的快速发展或新增供热需求，除我国少数北方地区外，热电联产+IDC 或具备经济性。正如我们在 2025 年 2 月 27 日发布的报告《AI+能源系列：电力篇——AI 能否带动电力提前跨越周期底部？》所述，我们预测 2025-30 年数据中心（IDC）用电量 CAGR 高达 25%，带动全社会用电量增速从 4.5% 增加至 5.3%（“十五五” CAGR）。随着我国 IDC 能源需求快速增长，节能降耗成为降低 PUE 的核心，我国已有个别项目开始尝试垃圾焚烧厂+IDC 合作使用余热制冷（溴化锂制冷）。据我们测算，若电价高于 0.55/0.51 元/度（即除少数北方地区以外），与电制冷相比，垃圾焚烧纯发电/热电联产项目+IDC 选用溴化锂制冷更具备经济性。我们预测 2025 年我国 IDC 用电量 3847 亿度，若 PUE 为 1.5，制冷需求中 20% 由余热制冷满足，可以增加 2023 年蒸汽供应量的 32%。

与市场的不同之处

市场担忧供热企业业绩能否修复。鉴于历史上我国居民热价稳定性较强，且 2020 年下半年以来煤价高企，居民供热企业盈利明显承压，部分企业出现亏损。但 2024 年已经开始有部分政府不同程度上调终端供热价格（如河北新乐）或热源出厂价（如华电能源）以纾解企业盈利压力。我们认为居民热价的调价周期或将开启，叠加煤价下行，居民供热企业业绩有望实现改善。

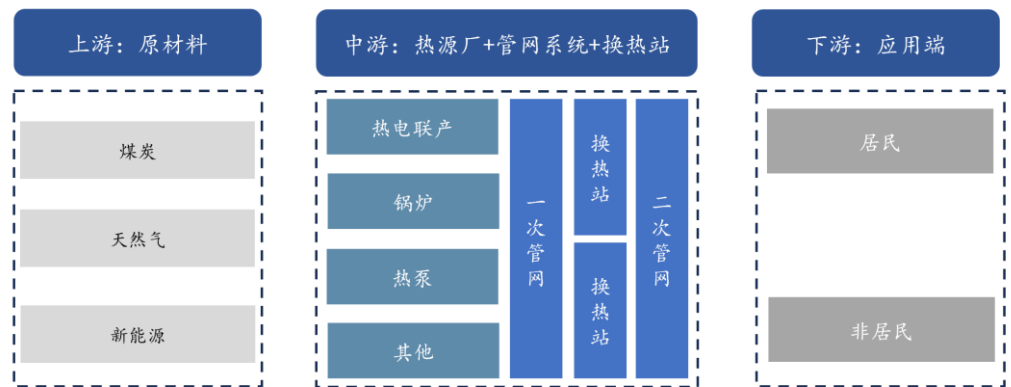
供热行业：城市基础设施的重要组成部分，或迎来发展机遇期

热力生产和供应行业指的是利用煤炭、油、燃气等能源，通过锅炉等装置生产蒸汽和热水，或外购蒸汽、热水进行供应销售、供热设施的维护和管理的活动。

产业链结构简明清晰，由分散式供热逐渐转向集中供热

供热行业是一个覆盖能源供应、热力生产和消费的完整产业链。上游产业提供燃料应用于热力生产，主要包括煤炭、石油、天然气等传统能源或是生物质能、太阳能等新能源；中游环节包括热力生产和供应，通过燃烧燃料或利用新能源产生热能，并通过管网系统、换热站输送和分配热能；下游消费市场则由非居民（工业、商业等）用户和居民用户组成，其中工商业用户主要将热力用于生产和建筑采暖，而居民用户则主要用于冬季采暖。

图表1：集中供热产业链结构



资料来源：清洁供热产业网，华泰研究

中国的集中供热行业主要经历了四个发展阶段，实现了从分散式供热向集中供热的转变。在新中国成立之初，由于城市基础设施建设滞后，我国主要采用利用小型供热设备在相对较小的区域提供热能的分散式供热。1970年左右，随热电厂逐渐增多，热力行业虽然开始发展，但仍然缺乏长远规划；1980年后，通过集中的热源产生热量，然后通过管网系统将热量输送到各个用户或建筑物中的“集中式供热”在城市端逐渐普及，对集中供热的需求也随之增长；2003年，原建设部、国家发改委等八部委联合发布文件，停止了福利供热政策，推动用热商品化和货币化，标志着集中供热市场化的正式启动，城市集中供热因此迎来了快速发展的新时期。

图表2：我国集中供热发展历程



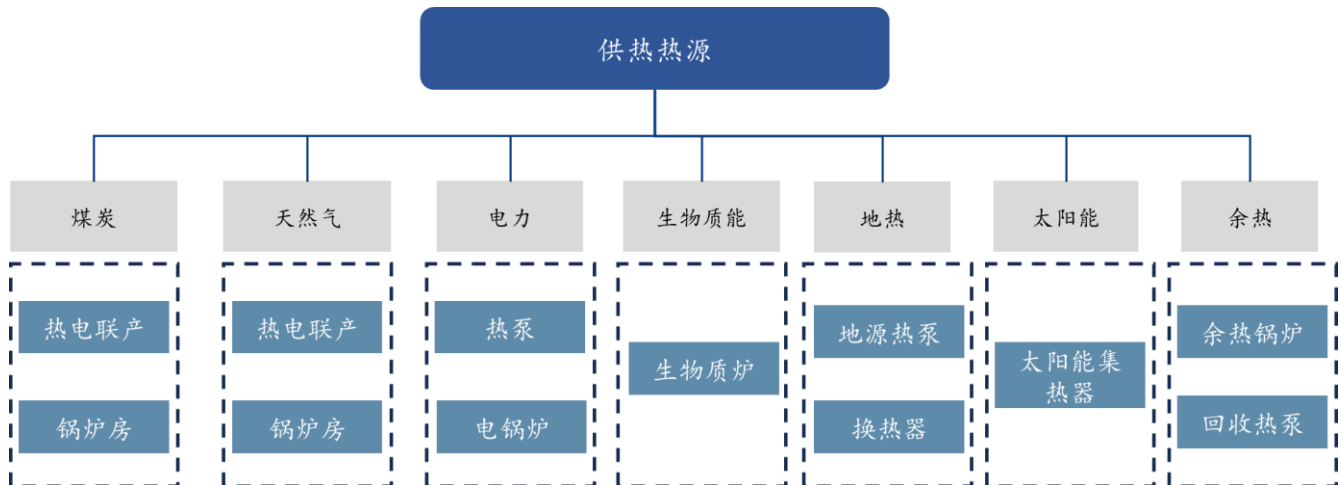
资料来源：北京日报网，八部委，华泰研究

目前，我国尚未形成全国性的大型供热集团，行业集中度较低。由于热力在传输过程中会存在损耗，长距离热力传输不经济，所以在规划供热项目时以集中供热为前提，这使得供热业务呈现出区域性的分布特点。根据 2016 年国家发改委公布的《热电联产管理办法》，以热水和蒸汽为供热介质的热电联产机组，供热半径一般分别按 20 公里和 10 公里考虑，供热范围内原则上不再另行规划建设抽凝热电联产机组或其他热源点。企业以在主要热源点附近开发项目抢占先发优势、区域排他性优势为主要竞争方式，在城市或区域内行业竞争度较低。

热源仍以煤炭为主，余热及可再生能源利用程度较低

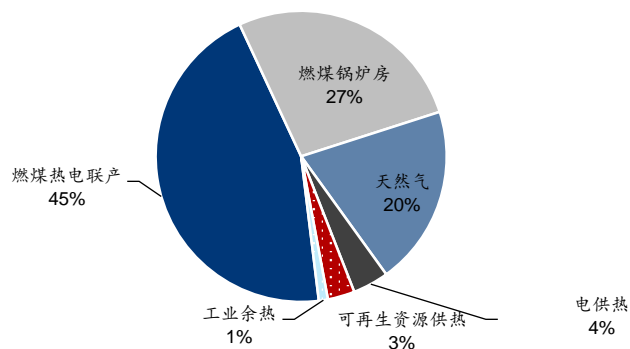
受我国“多煤贫油少气”的资源禀赋影响，我国供热主要以锅炉房和热电联产为主，燃料主要为传统化石能源，对于太阳能、深层地热能、水源热泵、地源热泵、空气源热泵、污水源热泵等清洁和可再生能源供热方式应用较少。据惠天热电公告，2021 年我国北方城镇地区供热方式中，仍以燃煤供热为主，占比约 72%（热电联产 45%，锅炉房 27%）、天然气占比 20%，电供热占比 4%，可再生能源占比 3%，工业余热占比为 1%。

图表3：主要供热热源分类



资料来源：CHIC，华泰研究

图表4：2020 年我国北方城镇地区集中供热热源结构

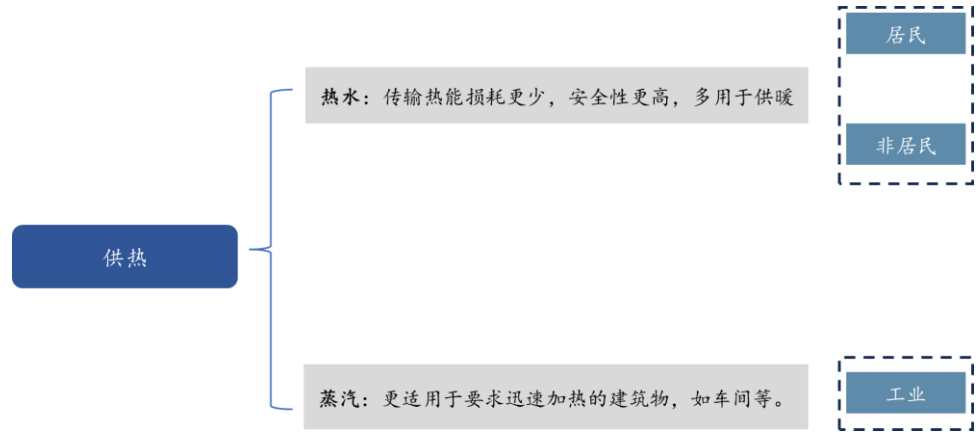


资料来源：惠天热电公司公告，华泰研究

主要输热媒介为热水和蒸汽，2023 年市场规模或达 3240 亿元

主要产品为热水和蒸汽，热水供热量占比更高。热水主要为居民用户和非居民用户供暖；蒸汽则主要供非居民用户中的工业用户生产使用。相较于蒸汽供热，热水供热具有输送过程中热能损失更少、安全性更高等优势，因此我国民用及公共建筑多采用热水供暖，蒸汽则多用于要求升温速度较快、人们停留时间较为集中或短暂的工厂、车间等。

图5：供热媒介及用户



资料来源：华泰研究

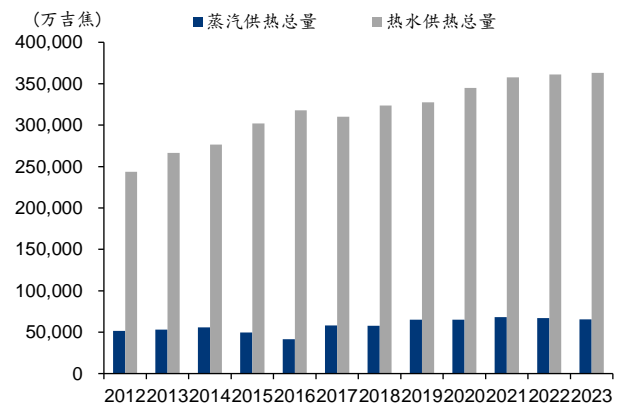
我国集中供热面积、供热总量稳中有升，2023年热水供热总量占比接近85%。随着城市化进程的加速和居民生活水平的提高，我国集中供热面积及用户供热需求不断提升，2018-2023年城市集中供热面积/热力供应量CAGR 6.81%/3.07%。

图6：2012-2023年城市集中供热面积



资料来源：住房和城乡建设部，华泰研究

图7：2012-2023年分类别热力供应量



资料来源：国家统计局，华泰研究

据我们测算，2023年我国供热市场规模或达3240亿元，居民占比约85%。我们对供热市场规模展开测算，1)关于热水供热市场规模：据《中国城镇供热发展报告(2024)》，2023年全国70个城市居民平均供热价格为22.74元/平方米。据住建部披露，2023年我国集中供热总面积143.24亿平方米，考虑到在集中供热面积计算中，或已将蒸汽供热总量换算为可供热面积，我们按照热水供热量占比(据国家统计局数据2023年为85%)拆分出实际热水供热面积121.75亿平方米。则以热水为媒介的供热市场2023年规模达2769亿元。2)关于蒸汽供热市场规模：据国家统计局数据，2023年我国蒸汽供热总量6.55亿吉焦，换算为重量为2.36亿吨(1吨蒸汽=2.777吉焦)；参考多地蒸汽单价接近200元/吨；则以蒸汽为媒介的供热市场2023年规模达472亿元。

图表8：我国供热市场规模测算

指标	单位	数据	计算逻辑 or 数据来源
2023 年我国供热总量	亿吉焦	42.85	国家统计局
蒸汽供热总量	亿吉焦	6.55	国家统计局
占比	%	15%	=蒸汽供热总量/我国供热总量
热水供热总量	亿吉焦	36.3	国家统计局
占比	%	85%	=热水供热总量/我国供热总量
2023 年底我国集中供热面积	亿平方米	143.24	住建部
我国供热市场总规模	亿元	3240	=热水+蒸汽
以热水为媒介的供热市场	亿元	2769	=热水供暖面积*平均热价
2023 年热水供暖面积	亿平方米	121.75	=集中供热面积*热水供热总量占比
全国 70 个城市居民平均供热价格	元/平方米	22.74	中国城镇供热发展报告（2024）
以蒸汽为媒介的供热市场规模	亿元	472	=蒸汽供热量*蒸汽单价
2023 年蒸汽供热量	亿吨	2.36	国家统计局（经换算而来）
蒸汽单价	元/吨	200	参考多地 2023 年蒸汽价格

资料来源：住房和城乡建设部，国家统计局，华泰研究

热价定价机制：“准许成本+合理收益”，地方政府具有定价权 城镇集中供热价格（热价）原则上实行政府定价或政府指导价

2020年4月，为提升公用事业垄断环节价格监管的科学化、精细化、规范化水平，发改委同有关部门研究起草了《城镇集中供热价格和收费管理办法（征求意见稿）》、《城镇集中供热定价成本监审办法（征求意见稿）》，向社会公开征求意见。《意见》明确指出，热价原则上实行政府定价或者政府指导价，由省（区、市）人民政府价格主管部门或者经授权的市、县人民政府制定；并鼓励供热企业与非居民用户协商确定供热价格。

图表9：热价分类与计量

热价分类	定义	计量
热力出厂价格	热力生产企业向热力输送企业销售热力的价格	热力生产企业应当按热量计收热费；向工业企业供应的蒸汽，按照热量或蒸汽重量计收热费。
管网输送价格	热力输送企业输送热力的价格	热力输送企业应当按热量计收热费。
热力销售价格	向终端用户销售热力的价格	具备条件的地方热力销售价格要实行基本热价和计量热价相结合的两部制热价。基本热价主要反映固定成本，原则上按面积计收；计量热价主要反映变动成本，原则上按热量计收。

资料来源：发改委，华泰研究

热力出厂价格、管网输送价格：准许成本加合理收益，成本联动机制较弱

准许成本：供热定价成本包括折旧费和运行维护费。折旧费是指对供热业务相关的固定资产按照本办法规定的折旧方法和年限计提的费用；运行维护费包括燃料动力费用、材料费用、修理费用、职工薪酬和其他运营费用等。准许成本是根据政府制定价格成本监审办法等有关规定确定；对热电联产企业，应当在严格核定成本的基础上，将相关成本在电、热之间进行合理分摊。

图表10：准许成本构成

成本构成	内容
折旧费	对供热业务相关的固定资产按照本办法规定的折旧方法和年限计提的费用。
燃料动力费用	包括煤、油、电、天然气、其他各类生物质燃料等费用。外购热力的，包括外购热力费用。
材料费用	包括经营者提供供热服务所耗用的消耗性材料、事故备品等费用，以及企业因自行组织设备大修、抢修、日常检修发生的材料消耗和委托外部单位检修需要企业自行购买的材料费用。
运行维护费	包括经营者为了维护和保持供热相关设施正常工作状态所进行的外包修理活动发生的检修费用，不包括企业自行组织检修发生的材料消耗和人工费用。
修理费用	包括经营者从事供热生产、输送、维护人员的职工工资（含津补贴）、职工福利费、社会保险费、住房公积金、工会经费、职工教育经费等与获得职工提供的服务相关的支出。
职工薪酬	管理费用、价内税金、其他费用
其他运营费用	

资料来源：国家发改委，华泰研究

热电联产企业成本应合理分摊。虽然《城镇集中供热价格和收费管理办法（征求意见稿）》、《城镇集中供热定价成本监审办法（征求意见稿）》并未详细阐明如何对热电联产企业的成本进行分摊，但参考部分地方政府出台的供热定价成本监审办法，以江苏省发改委2017年印发的《江苏省供热定价成本监审办法》为例，热电联产企业应当分别计算供热、供电成本。供热业务的专属费用直接归集为供热成本，供热与供电业务共同发生的费用采取下列方法进行合理分摊：1) 燃料动力费用、材料费用、生产部门职工薪酬和制造费用依据“供热标准煤耗用比例”分摊。计算公式为：供热标准煤耗用比例=供热标准煤消耗量÷标准煤总消耗量；供热标准煤耗用比例=供热量×供热标准煤耗率÷（供热量×供热标准煤耗率+供电量×供电标准煤耗率）。2) 期间费用、税金及附加按照供热、供电业务的收入比例分摊。

准许收益（合理收益）：按“可计提收益的有效资产×准许收益率”计算确定。根据国家发展改革委、建设部，可计提收益的有效资产通过成本监审确定，具体由热价定价机关会同有关部门研究确定。准许收益率的计算公式为：准许收益率=权益资本收益率×(1-资产负债率)+债务资本收益率×资产负债率。其中：权益资本收益率，按本定价周期初始年前一年国家10年期国债平均收益率加不超过3 pct核定；债务资本收益率，参考同期人民币贷款基准利率与热力生产企业实际融资结构和借款利率核定；资产负债率参照本定价周期初始年前3年企业实际资产负债率平均值核定。

价格计算：热力出厂价格、管网输送价按准许总收入（准许成本+准许收益）除以供热量或蒸汽重量计算确定。为避免因供热量较低或蒸汽重量较低而导致价格较高的情形，对最低供热量作出限制性规定；产输销一体化的热力企业热力销售价格可以按照此定价办法直接核定包含热力出厂价格和管网输送价格的供热价格。

成本联动机制较弱，各地区调价频率远低于原材料波动周期。由于供热行业属于重要的公共事业，政府管制力度较大，调价频率较低。以华电能源为例，近两次调价频率为5年，分别在2019-2020供热期和2024-2025供热期进行热力出厂价格和一级管网价格的上调。

热力销售价格（终端热价）：两部制热价，蒸汽/热水市场化程度差异较大

两部制热价包括基本热价和计量热价。基本热价主要反映固定成本，原则上按面积计收；计量热价主要反映变动成本，原则上按热量计收。更公平地分配供热成本，使得费用与实际用热量挂钩，避免按面积收费可能导致的不公平现象，此外通过按实际用热量收费，激励用户节约能源。从推行效果来看，截至2023年底，我国已安装供热计量装置的建筑面积约25亿平方米，占北方城镇集中供热面积的比例不足15%，其中实现按计量热价收费的面积约10亿平方米，占北方城镇集中供热面积的比例不足6%。

图表11：北京市集中供热按面积收费价格标准

集中供热按面积收费价格标准			热价 (元/平方米·采暖季)
供热方式			
市热力集团城市热网			24
居民	燃煤锅炉	直供	16.5
		间供	19
	燃气、燃油、电锅炉		30
非居民	城六区		45
	其他区域		43

资料来源：北京市政府，华泰研究

图表12：北京市集中供热按计量收费价格标准

集中供热按计量收费价格标准			
供热方式		基本热价 (元/平方米·采暖季)	计量热价
居民	城市热网市热力集团	12	0.16/千瓦时 (44.45元/吉焦)
	燃煤锅炉	7	
	燃气、燃油、电锅炉	18	
非居民	城六区	18	0.36/千瓦时 (98.9元/吉焦)
	其他区域		0.33/千瓦时 (91.6元/吉焦)

资料来源：北京市政府，华泰研究

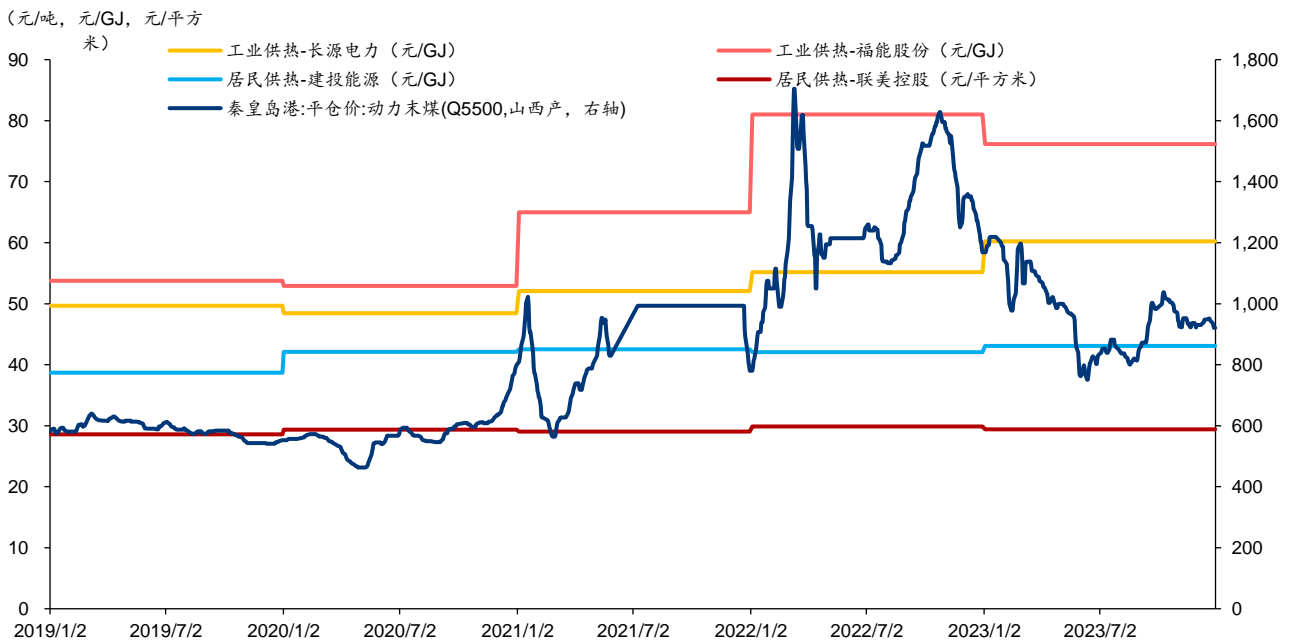
蒸汽价格可实行煤热联动或由供需双方自行协商，热水价格仍由地方政府定价。2005年国家发展改革委、原建设部印发《关于建立煤热价格联动机制的指导意见的通知》，随后我国各省市逐渐形成煤热价格联动机制方案，目前价格联动机制的主要对象为工业蒸汽，蒸汽价格可由供需双方自行协商。

图表13：蒸汽煤热价格联动机制方案——以连云港为例

联动方案	具体内容
煤热价格联动比价	煤热比以 1 吨 5500 大卡煤炭生产 6 吨蒸汽计算；煤炭价格变动额实行按比例负担，同步调整的原则，煤炭价格变动额 20%由热电联产企业自行消化，80%通过调整供热销售价格解决。
煤热价格联动基准价格	以 2018 年 4 月至 6 月 5500 大卡煤炭月度综合平均价 627.92 元/吨作为联动基准煤价，以热电联产企业 2018 年 7 月供热销售价格 205 元/吨为联动基准供热销售价格。
煤热价格联动周期	煤热价格联动原则上以三个月为一个联动周期。
联动条件	1.联动周期内市场平均煤炭价格与上一次调整供热销售价格时相比每吨上升或下降达 30 元时，由市价格主管部门按本办法规定于一个联动周期的次月起对供热销售价格进行调整。 2.当市场煤炭价格与上一次调整供热销售价格时相比每吨上升或下降超过 80 元时，启动应急机制，由市价格主管部门按照本办法规定于次月起调整供热销售价格，不受联动周期限制。
煤热价格联动公式	当期供热销售价格=上期供热销售价格+联动期供热销售价格调整金额； 联动期供热销售价格调整金额=联动周期内煤炭价格变动额×80%÷6

资料来源：连云港市发改委，华泰研究

我们以长源电力、福能股份作为工业供热企业（供蒸汽）的样本企业，以建投能源、联美控股作为居民供热的样本企业，计算这四家企业 2019-2023 年单位热价并与秦皇岛动力煤（Q5500）平仓价走势进行比较，发现 2020-2022 年煤价高企时，长源电力、福能股份供热价格同步提升，工业供热企业热价与煤价走势明显相关。

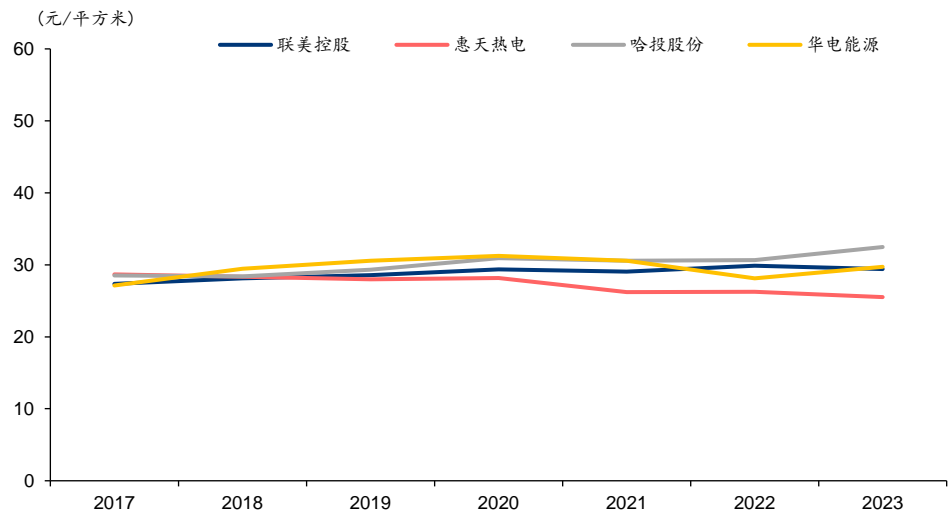
图表14：与居民供热企业相比，2019-2023 年工业供热企业热价与煤价走势明显相关

注：依据福能股份年报披露数据可计算蒸汽价格（元/吨），为增强图表直观性我们折算为热量价格（元/GJ）

资料来源：公司公告，华泰研究

热水价格定价权仍在地方政府手中，稳定性较强。热力销售价格由购热费用、管输费用、销售成本和销售环节合理收益构成，销售成本和销售环节原则上采用“准许成本加合理收益”方式确定。供热价格需要定期进行校验，以确保价格的合理性和公平性，且校验周期原则不应超过三年；在制定和调整供热价格的过程中，政府会综合考虑当地的经济水平和发展水平和用户的承受能力等因素，适当控制价格水平或降低调整幅度，以避免价格过高和出现大幅波动。从上市公司的角度看，北方供热以热水为主，所以受到热力销售价格约束的影响较大，单位面积供暖价格基本保持稳定。在 6 个样本供热企业中，除金房能源外，其余上市公司单位供热收入稳定性较强。

图表15：居民供热企业热价稳定性较强



注：惠天热电和华电能源单位收入在计算时，按照有效供热面积进行折算
资料来源：公司公告，华泰研究



集中供热与城镇供水定价逻辑基本一致。我们对比了国家发改委 2021 年发布的《城镇供水价格管理办法》和 2020 年发布的《城镇集中供热价格和收费管理办法（征求意见稿）》，发现供水和供热的定价逻辑基本一致，在实行政府定价的基础上，均通过采用准许成本+合理收益确定的准许总收入除以供热（供水）量确定价格。收费端均采用两部制收费。

图表 16：城镇集中供热和城镇供水价格管理办法对比

	城镇集中供热	城镇供水
定价主体	热价原则上 实行政府定价或者政府指导价 ，由省（区、市）人民政府价格主管部门或者经授权的市、县人民政府热价定价机关制定。	城镇供水价格 原则上实行政府定价 ，具体定价权限按地方定价目录的规定执行。县级以上人民政府价格主管部门是城镇供水价格的主管部门。县级以上城镇供水行政主管部门按职责分工，协助政府价格主管部门做好城镇供水价格管理工作。
价格确定	热力出厂价格、管网输送价格 原则上均按照“准许成本加合理收益”的办法核定 。鼓励建立热力出厂价格与燃料价格联动机制。热力销售价格由购热费用、管输费用、销售成本和销售环节合理收益构成。销售成本和销售环节的合理收益 原则上按照“准许成本加合理收益” 的办法核定。热力销售价格按购热费用、管输费用、销售成本和销售环节合理收益之和除以供热面积或供热量（蒸汽重量）计算确定。	以成本监审为基础， 按照“准许成本加合理收益” 的方法，先核定供水企业供水业务的准许收入，再以准许收入为基础分类核定用户用水价格。
准许成本	供热定价成本包括折旧费和运行维护费。	包括固定资产折旧费、无形资产摊销和运行维护费，相关费用通过成本监审确定。
准许收益	准许收益率=权益资本收益率×(1-资产负债率)+债务资本收益率×资产负债率 。其中：权益资本收益率，按本定价周期初始年前一年国家 10 年期国债平均收益率加不超过 3 个百分点核定；债务资本收益率，参考同期人民币贷款基准利率与热力生产企业实际融资结构和借款利率核定；资产负债率参照本定价周期初始年前 3 年企业实际资产负债率平均值核定。	准许收益率=权益资本收益率×(1-资产负债率)+债务资本收益率×资产负债率 。其中：权益资本收益率，按照监管周期初始年前一年国家 10 年期国债平均收益率加不超过 4 个百分点核定；债务资本收益率，参考监管周期初始年前一年贷款市场报价利率(LPR)确定；资产负债率参照监管周期初始年前 3 企业实际资产负债率平均值核定，首次核定价格的，以开展成本监审时的前一年度财务数据核定。
价格类别划分	热力销售价格按用户性质进行分类制定。用户分类标准及各类用户热价之间的比价关系由热价定价机关会同城市供热行政主管部门结合实际情况确定。各类用户的热价应当反映其耗费的供热成本，逐步缩小交叉补贴。	城镇供水实行分类水价。根据使用性质分为居民生活用水、非居民用水、特种用水三类。
阶梯价格	无	居民生活用水实行阶梯价格制度。居民生活用水阶梯水价设置应当不少于三级，级差按不低于 1:1.5:3 的比例安排。一级满足居民基本生活用水需求、二级体现改善和提高居民生活质量用水需求的原则确定，并根据实施情况实行动态管理。非居民用水及特种用水实行超定额累进加价制度，原则上水量分档不少于三档，二档水价加价标准不低于 0.5 倍，三档水价加价标准不低于 1 倍，具体分档水量和加价标准由各地自行确定。
两部制价格	具备条件的地方热力销售价格要实行基本热价和计量热价相结合的两部制热价 。基本热价主要反映固定成本，原则上按面积计收；计量热价主要反映变动成本，原则上按热量计收。	实行容量水价和计量水价相结合的两部制水价 。容量水价用于补偿供水固定成本，计量水价用于补偿供水的运行维护费用等。
定价程序	1.采用政府与社会资本合作（PPP）模式且直接确定供热价格的，按照供热企业与政府签订合同确定的价格执行。2.制定和调整涉及居民的热力销售价格或热力销售价格形成机制时， 应当举行听证会听取各方面意见 ，并考虑价格调整对低收入居民生活的影响。3.制定和调整热价的方案经人民政府批准后，由政府价格主管部门向社会公告，并报上级人民政府价格主管部门和供热行政主管部门备案。	供水价格由各省、自治区、直辖市定价目录确定的定价部门制定或者调整。 制定居民生活用水价格水平或定价机制应当按照价格有关规定开展听证 。价格主管部门制定供水价格，应当开展成本监审，并实行成本公开。

资料来源：国家发改委，华泰研究

蒸汽：多地实行煤热价格联动机制，我们更关注细分行业经济性 政策推动建立煤热价格联动机制

为理顺煤炭、热力价格关系，2005 年国家发展改革委、原建设部印发《关于建立煤热价格联动机制的指导意见的通知》，明确了热力出厂价格应与煤炭价格联动。2017 年国家发展改革委发布《关于进一步加强垄断行业价格监管的意见》，提出落实煤热、气热价格联动机制，开展供热成本监审，按照“多用热、多付费”原则，逐步推行基本热价和计量热价相结合的两部制价格制度，合理引导热力消费。

近年来我国多个省市逐渐建立针对工业蒸汽的煤热价格联动机制方案。以连云港市为例，连云港市物价局于 2022 年 11 月 8 日印发《连云港市市区煤热价格联动办法》，以中国煤炭资源网发布的秦皇岛港动力煤 5500 大卡混煤港口平仓价格作为计算依据；3 个月为一个联动周期；煤热比以 1 吨 5500 大卡煤炭生产 6 吨蒸汽计算；煤炭价格变动额实行按比例负担，同步调整的原则，煤炭价格变动额 20% 由热电联产企业自行消化，80% 通过调整供热销售价格解决。

图表 17：部分地区实行的蒸汽煤热价格联动机制方案

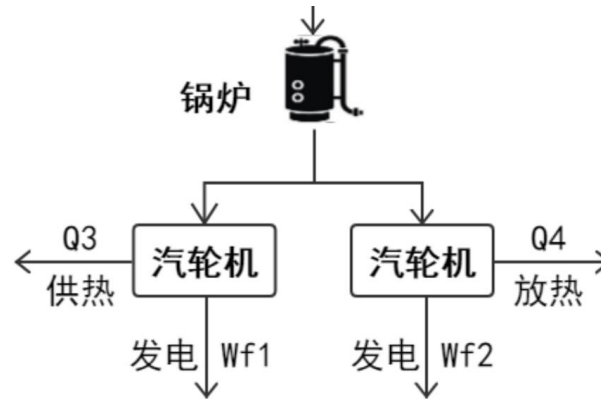
联动方案	连云港	镇江	济南市	新疆八师石河子市
市场煤炭价格的确定	以中国煤炭资源网发布的秦皇岛港动力煤 5500 大卡混煤港口平仓价格作为计算依据。	以中国煤炭资源网公布的秦皇岛 5000 低硫煤炭价格为依据。	相关供热企业应于每月 10 日前向市发改委报送上月煤炭和天然气价格情况，作为煤热、气热价格联动机制的计算依据。	——
煤热价格联动比价	煤热比以 1 吨 5500 大卡煤炭生产 6 吨蒸汽计算；煤炭价格变动额实行按比例负担，同步调整的原则，煤炭价格变动额 20% 由热电联产企业自行消化，80% 通过调整供热销售价格解决。	煤炭价格变动幅度的 75% 通过煤热价格联动机制疏导，25% 由煤热企业自行消化。	煤炭和天然气累计变动金额的 10% 由企业自行消化，其余 90% 计入联动金额。	依据国内同行业生产企业 1 吨标煤产 8.33 吨蒸汽核算，煤炭蒸汽价格联动系数为 0.12，即标煤均价每上涨或下降 1 元/吨，蒸汽销售价格相应上涨或下降每吨 0.12 元。
煤热价格联动基准价格	以 2018 年 4 月至 6 月 5500 大卡煤炭月度综合均价 627.92 元/吨作为联动基准煤价，以热电联产企业 2018 年 7 月供热销售价格 205 元/吨为联动基准供热销售价格。	价格主管部门根据上季度市场煤炭价格变动情况公布当季度热汽价格。	工业蒸汽价格实行政府指导价，政府部门制定基准价格。	一定时期内蒸汽供应企业到厂标煤均价 350 元/吨，对应 1Mpa（含）以下蒸汽初始销售价格为 116.82 元/吨。
煤热价格联动周期联动条件	煤热价格联动原则上以三个月为一个联动周期。 1. 联动周期内市场平均煤炭价格与上一次调整供热销售价格时相比每吨上升或下降达 30 元时，由市价格主管部门按本办法规定于一个联动周期的次月起对供热销售价格进行调整。 2. 当市场煤炭价格与上一次调整供热销售价格时相比每吨上升或下降超过 80 元时，启动应急机制，由市价格主管部门按照本办法规定于次月起调整供热销售价格，不受联动周期限制。	原则上按季度联动。 当市场煤炭价格在一个联动周期内价格变动幅度超过上个周期 5%，则启动煤热价格联动机制调整热汽价格；未达到 5% 的，价格不作调整，变动额累计到下个季度，直至达到 5% 时启动联动机制。	以一个季度为联动周期 联动周期内，当煤炭价格变动达到或超过 100 元/吨或天然气价格变动达到或超过 0.15 元/立方米的，启动联动机制。变动额不足的部分累计计入下一周期。	以 3 个月为一个联动周期。 在联动周期内标煤到厂均价变动累计达到每吨 50 元时，相应调整蒸汽销售价格；若标煤均价变动未达到每吨 50 元，蒸汽销售价格不作调整，其标煤价格增减额纳入下一个周期累计计算；虽达到联动条件但因特殊情况暂停煤炭蒸汽价格联动，暂停期间的标煤到厂价格累计计算。
煤热价格联动公式	当期供热销售价格=上期供热销售价格+联动期供热销售价格调整金额； 联动期供热销售价格调整金额=联动周期内煤炭价格变动额×80%÷6	当期热汽价格=上季度热汽价格+热汽价格变动额其中：热汽价格变动额=上季度热汽价格×65%×75%×上季度煤炭价格变动幅度。上述公式中，65%是指燃料成本占热汽总成本的比例，75%是指煤炭价格变动幅度通过煤热价格联动机制进行疏导的比例。	工业蒸汽基准出厂价格调整金额=煤炭或天然气价格变动金额×(1-10%)×供热煤(气)耗×(1+增值税率)。	——

资料来源：连云港市发改委，镇江发改委，济南市发改委，新疆八师石河子市发改委，华泰研究

细分行业热电联产经济性分析：火电、核电及垃圾焚烧发电

考虑到 1) 当前我国最主要的供热方式为热电联产；2) 热电联产主要生产电力及蒸汽，其中电力将按“以热定电”原则全额优先上网并按政府定价结算；多地蒸汽价格实行煤热价格联动机制；我们将在本篇报告中重点研究具体细分行业热电联产模式下的经济性表现。

图表18：热电联产示意图



资料来源：物产环能招股说明书，华泰研究

介绍细分行业热电联产模式前，我们需要先厘清目前主要几种汽轮机的定义、供热方式及特点。

火电热电联产主要涉及背压式汽轮机、抽背式汽轮机、抽气凝汽式汽轮机（抽凝）。

背压式汽轮机：将汽轮机的排汽供给热用户。排汽压力高，通流部分的级数少，结构简单，不需要庞大的凝汽器和冷却水系统。排汽用于供热时，热能可得到充分利用，但这时汽轮机的功率与供热所需蒸汽量直接联系，因此不可能同时满足热负荷和电（或动力）负荷变动的需要。

抽背式汽轮机：从汽轮机的中间级抽取部分蒸汽，供需要较高压力等级的热用户，同时保持一定背压的排汽，供需要较低压力等级的热用户使用。经济性与背压式机组相似，设计工况下的经济性较好，但对负荷变化的合适性差。

抽气凝汽式汽轮机（抽凝）：从汽轮机中间抽出部分蒸汽，供热用户使用。一般又分为单抽汽和双抽汽两种。其中双抽汽汽轮机可供给热用户两种不同压力的蒸汽。主要特点是当热用户所需的蒸汽负荷突然降低时，多余蒸汽可以经过汽轮机抽汽点以后的级继续做功发电（注：一台汽轮机可由单级组成，也可以由多级组成。现代大型汽轮机都是由多级串联而成的）。汽轮机的总输出功率是汽轮机各级输出功率之和。优点是灵敏性较大，能在较大范围内同时满足热负荷和电负荷的需要，适用于负荷变化幅度较大，变化频繁的区域性热电厂。缺点是供热时存在冷源损失，即部分蒸汽在凝汽器中被冷却成水，未能充分利用，导致热效率相对较低。

图表19：火电热电联产涉及的汽轮机类型比较

汽轮机类型	是否对外供热	是否需要真空环境	是否包含冷凝装置	能否灵活调节电、热负荷	供应蒸汽的位置
背压式汽轮机	是	否	否	否	汽轮机后
抽背式汽轮机	是	否	否	是	汽轮机中间+汽轮机后
抽气凝汽式汽轮机	是	是	是	是	汽轮机中间（可多次）+汽轮机后

资料来源：北极星电力网，华泰研究

核电热电联产主要涉及饱和蒸汽汽轮机、过热蒸汽汽轮机等，主要取决于核电站的堆型和运行条件。

饱和蒸汽汽轮机：核电站中最为常见的类型，主要用于压水堆（PWR）和沸水堆（BWR）核电站。由于受反应堆冷却剂温度的限制，一般压水堆平均出口温度低于 310℃，所以二回路只能产生压力较低（5~7 MPa）的饱和蒸汽（或微过热蒸汽）。

过热蒸汽汽轮机：主要用于高温气冷堆（HTGR）、快中子增殖堆等堆型的核电站。进汽参数已完全达到常规火电厂的标准。也可采用中间再热，容量已达到甚至超过常规火电厂。

图表20：核电热电联产涉及的汽轮机类型比较

汽轮机类型	适用的堆型	蒸汽参数	尺寸差异
饱和蒸汽汽轮机	压水堆、沸水堆	5~7MPa，温度低于 310℃	由于蒸汽比容大，进汽和排汽尺寸比常规火电汽轮机大得多
过热蒸汽汽轮机	高温气冷堆、快中子增殖堆	温度超 500℃	由于蒸汽参数高，汽轮机体积相对较小

资料来源：科普中国，华泰研究

图表21：不同供热模式比较

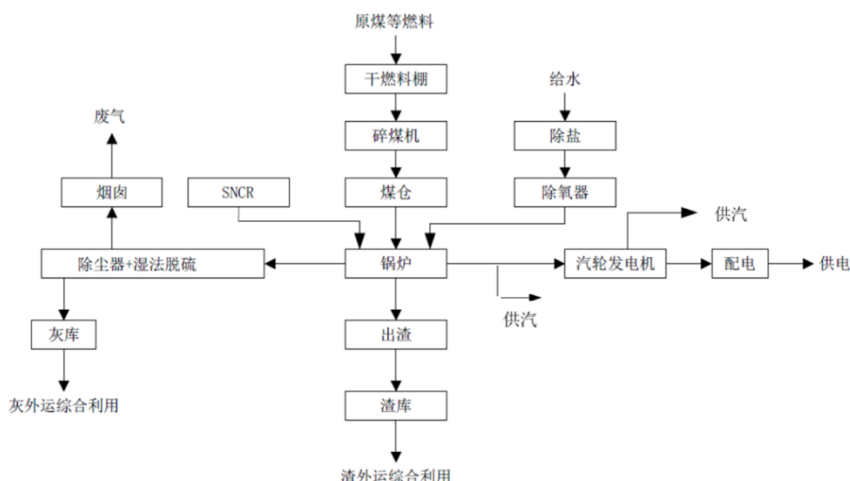
	涉及的主机设备	汽轮机类型	供应蒸汽的位置
纯供热	锅炉	—	—
热电联产			
煤电	锅炉+汽轮机	背压+抽背+抽凝	汽轮机中间+汽轮机后
气电	锅炉+汽轮机	背压+抽背+抽凝	汽轮机中间+汽轮机后
核电	锅炉+汽轮机	饱和蒸汽+过热蒸汽	汽轮机中间+汽轮机后
垃圾焚烧	锅炉+汽轮机	背压+抽背+抽凝	汽轮机中间+汽轮机后

资料来源：北极星电力网，科普中国，华泰研究

火电热电联产：以燃煤热电联产为例，工业热电联产项目较纯供电项目经济效益显著

燃煤热电联产是以煤炭为主要燃料的一种发电、供热方式，将煤炭破碎后在锅炉内进行充分燃烧，煤炭的化学能转化为热能，生产出的蒸汽有两种供热途径：1) 不进入汽轮机，直接供给热用户；2) 带动汽轮发电机组进行发电，经场内变压器升压并入国家电网输电线路，经汽轮发电机组发电后的蒸汽输送给热用户。

图表22：燃煤热电联产示意图



资料来源：杭州热电招股说明书，华泰研究

我国一直鼓励热电联产的发展，2019年背压型热电联产明确被列为鼓励类产业，2022年提出鼓励将存量凝气式煤电机组实施热电联产改造。2016年国家发展改革委、国家能源局、财政部、住房城乡建设部、环境保护部联合发布的《热电联产管理办法》中，“鼓励各地建设背压热电联产机组和各种全部利用汽轮机乏汽热量的热电联产方式满足用热需求。背压燃煤热电联产机组建设容量不受国家燃煤电站总量控制目标限制。电网企业要优先为背压热电联产机组提供电网接入服务，确保机组与送出工程同步投产”。2019年发改委发布的《产业结构调整指导目录》明确将背压（抽背）型热电联产列为鼓励类产业。2022年《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》提出“要充分挖掘现有大型热电联产企业供热潜力，鼓励在合理供热半径内的存量凝气式煤电机组实施热电联产改造。”

我们建立 DCF，对燃煤供热经济性进行分析。主要比较纯供电、热电联产、纯供热三类项目的经济性，其中考虑燃煤热电联产项目涉及的汽轮机存在差异，将燃煤热电联产细分为三种类型：1) 背压式机组，2) 抽背式机组，3) 抽凝式机组；每种类型中又拆分为供居民、供工业两种情形。

由于燃煤热电联产项目的市场供需、所在地、实际工况等因素存在较大差异，我们在测算中，每种类型的项目参数均尽量选取实际项目的值，以减小假设与实际可能存在的偏差。其中纯供电项目参考新集能源板集一期电厂；热电联产（供工业）项目中：背压项目参考兄弟科技彭泽县工业园矾山工业园区热电联产项目及东台协鑫热电有限公司东台协鑫热电燃煤背压项目，抽背项目参考福能股份福能晋南热电联产项目，抽凝项目参考福能股份泉惠石化工业区热电联产二期工程；热电联产（供居民）项目参考建投能源任丘热电二期 2×350MW 热电联产项目；纯供热项目参考福建泉州热电公司。

测算中电价参考江苏省基准电价 0.391 元/度；煤价参考 2025 年 2 月底镇江港动力煤平仓价（5500kcal）770 元/吨；蒸汽价格取 192 元/吨，热量热价取 64.71 元/吉焦。

图表 23：燃煤供热 DCF 测算重要参数

		纯供电		热电联产			纯供热
				背压	抽背	抽凝	
利用小时	小时	4300	5000	4752	4700		
单位投资	元/瓦	3.50	11.06	14.93	4.30	1.75	
供电煤耗	克/度	282	210	200	269		
供热煤耗	千克/吉焦		40.57	40.00	36.97	37.5	
原煤价格（5000kcal）	元/吨	700	700	700	700	700	
电价	元/度	0.391	0.391	0.391	0.391		
单位装机供热量	万吉焦/万千瓦					5.35	
居民							
热电比	%		46%	46%	46%		
单位热量供热面积	亿平方米/亿吉焦		2.80	2.80	2.80	3.34	
居民热价	元/平方米		22.74	22.74	22.74	22.74	
工业							
热电比	%		82%	84%	40%		
单瓦供应蒸汽量	万吨/万千瓦		30.47	31.50	4.09		
蒸汽价格	元/吨		192	192			
热量热价	元/吉焦					64.71	

资料来源：新集能源公司公告，福能股份公司公告，兄弟科技公司公告，华泰研究

图表24： 燃煤供热 DCF 测算结果

	IRR	投资回收期 (年)	全投资 IRR
纯发电	22.64%	4	15.61%
热电联产			
<u>背压</u>			
工业	72.16%	1	28.45%
居民	16.89%	6	11.13%
<u>抽背</u>			
工业	42.10%	2	20.08%
居民	8.78%	14	7.87%
<u>抽凝</u>			
工业	31.17%	3	18.84%
居民	50.50%	2	23.31%
纯供热			
居民	6.07%	无法收回成本	7.77%

资料来源：华泰研究测算

经测算，我们发现 IRR 视角下，热电联产（供工业）>纯发电>热电联产（供居民，抽凝除外）>纯供热。测算结果表明，热电联产（供工业）项目供应工业蒸汽带来的经济效益，超过了损失的发电量减少的经济效益，即该类项目实际收益率与供工业热价、热电比紧密相关。DCF 测算中我们假设蒸汽价格为 192 元/吨（适用于背压、抽背项目）、热量热价为 64.71 元/吉焦（适用于抽凝项目），在此基础上，我们测算发现 1) 额外供热（工业热电联产）将带给火电 6.85pp 的全投资 IRR 增厚（背压、抽背、抽凝项目均值）；2) 对于背压项目，蒸汽价格下降 28.5%至 137 元/吨或热电比下降 5.4pp 至 77%时；3) 对于抽背项目，蒸汽价格下降 15.0%至 163 元/吨或热电比下降 2.3pp 至 81%时；4) 对于抽凝项目，热量价格下降 15.0%至 55 元/吉焦或热电比下降 10.0pp 至 30%时，热电联产供工业项目 IRR 与纯供电项目接近。

若以 2025 年 2 月底镇江港动力煤平仓价（5500kcal）770 元/吨为基准煤价，参考连云港工业蒸汽煤热联动机制，计算蒸汽价格变化对应的煤价变化，则对于工业热电联产（背压）项目，当煤价下降至 360 元/吨时，其 IRR 与纯供电项目接近；对于工业热电联产（抽背）项目，当煤价下降至 554 元/吨时，其 IRR 与纯供电项目接近；对于工业热电联产（抽凝）项目，当煤价下降至 561 元/吨时，其 IRR 与纯供电项目接近。

图表25： 热价与热电比如何变动，热电联产供工业项目 IRR 与纯供电项目接近

	IRR	投资回收期 (年)	全投资 IRR
纯供电	22.64%	4	15.61%
热电联产			
背压-工业	72.16%	1	28.45%
背压工业-蒸汽价格下降至 170 元/吨，对应煤价 623 元/吨	22.85%	4	16.48%
背压工业-热电比下降至 80%	22.48%	4	16.39%
抽背-工业	42.10%	2	20.08%
抽背工业-蒸汽价格上涨至 212 元/吨，对应煤价 938 元/吨	22.27%	4	15.17%
抽背工业-热电比上涨至 84%	22.22%	4	15.16%
抽凝-工业	31.17%	3	18.84%
抽凝工业-供热价格上涨至 80 元/吉焦，对应煤价 1039 元/吨	22.90%	4	16.79%
抽凝工业-热电比上涨至 46%	22.69%	4	16.26%

资料来源：华泰研究测算

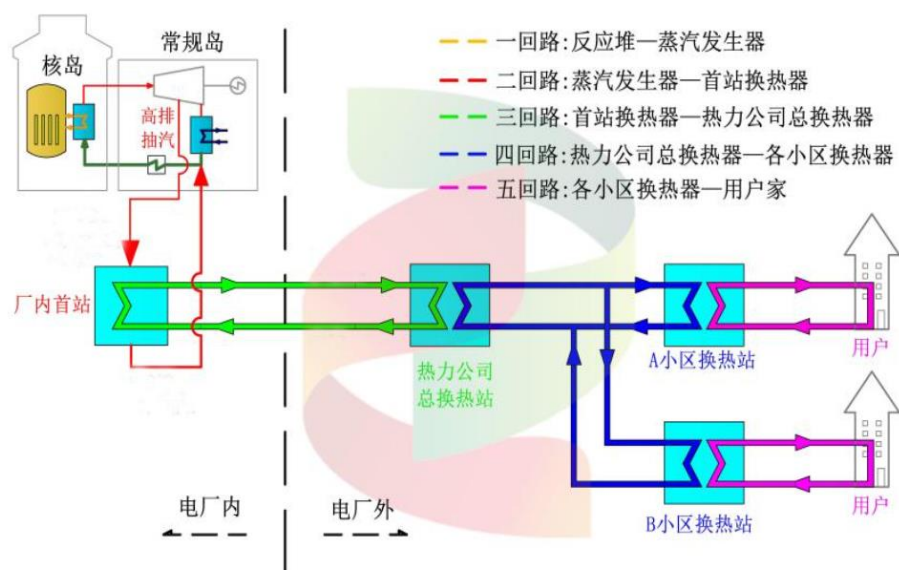
核电热电联产：无接触多级换热，具有成本优势

核电供热主要有单一核能供热与热电联产两种方式。单一核能供热方式是指以主要供热为目的建造的低温供热核反应堆，在供热期内主要以供热方式运行，在非供热期内停运检修，考虑经济性也可用于生产同位素等其他应用。中国、前苏联、加拿大、德国、瑞士、法国等国都对低温核供热堆进行了研发。我国早期研发了“燕龙”、NHR-200 I、NHR-200 II、HAPPY 200 等多种型号的低温供热堆。由于相比价格较低的化石能源供热，单一核能供热当时在经济性方面并不占优势，没有得到推广应用。

热电联产是指从大型核电机组的汽轮机或管道中抽取部分热量供热。有的以发电为主、供热为辅，有的以供热为主、发电为辅。根据国际原子能机构统计，2020 年全球有 59 台商用核电机组（占总数的 13.3%）在发电的同时产生热水或蒸汽用进行区域供热，主要分布于寒冷的北欧和东欧国家，如俄罗斯、乌克兰、瑞典。

以压水堆核电机组二回路主蒸汽作为热源通过厂内供热首站进行换热后向外输出热量，生活供热以热水的形式输送，工业供热以蒸汽的形式输送。以我国首个核能供热商用示范工程——“暖核一号”海阳核能供热工程为例，这个过程是由五个回路完成的：首先，一回路核反应产生的热量，通过蒸汽发生器，将二回路的水加热成高温高压蒸汽；二回路部分蒸汽被抽取用来加热核电厂内换热站的水，加热后的水通过三回路传送到热力公司总换热站；在总换热站，三回路继续加热四回路内的水；接着四回路的水就沿市政供热网络传输到小区的换热站中，将热量传递给五回路，进而送入千家万户家中，从而实现为居民供暖的目的。五个回路之间只有热量的传递，没有水的交换。

图表26：核能供热项目示意图-以“暖核一号”海阳核能供热工程为例



资料来源：国家能源局，华泰研究

当前我国投运的核能供热项目以居民供暖为主，实现工业供汽的项目相对较少，仅有中国核电旗下的浙江海盐工业供热项目与田湾核电蒸汽供能项目。其中浙江海盐工业供热项目的热能由泰山核电站提供，在不影响原有发电量和安全性能的前提下，利用泰山核电机组剩余热功率产生的热量，通过层层隔离的供热管网传输给工业用户；江苏田湾核电蒸汽供能项目的热能则由田湾核电站提供，田湾核电 3、4 号机组内的核燃料发生核裂变产生的能量，加热二回路的水，产生高温高压的蒸汽，再经过三回路管网传送到用汽端（连云港石化产业基地）进行工业生产利用。

此外，2024年8月国务院核准的江苏徐圩核能供热发电厂项目（一期）是国内首个以供汽供热为主要目的，兼顾电力供应的项目。采用我国具有完全自主知识产权的第三代核电技术华龙一号和第四代核电技术高温气冷堆耦合的方案建设核能供热系统，拟建设2台华龙一号压水堆核能发电机组和1台高温气冷堆核能发电机组，配套建设蒸汽换热站。首次采取以热定电的运行模式，通过华龙一号主蒸汽加热除盐水制备饱和蒸汽，再利用高温气冷堆主蒸汽对饱和蒸汽二次升温，建成后设计工况下将同时具备高品质蒸汽供应能力和发电能力。

图表27：我国目前主要核能供热项目情况

项目名称	状态	堆型	业主	投运时间	基本情况	是否发电	是否影响发电量	供热用户
燕龙池式低温供热堆	在运	低温堆	中核集团	2017年11月	利用水层的静压力提高堆芯出口水温	否	——	居民
山东海阳核电供热项目（一期）	在运	压水堆	国家电投	2019年11月	海阳核电机组二回路抽取蒸汽作为热源	是	是	居民
山东海阳核电供热项目（二期）	在运	压水堆	国家电投	2021年11月	海阳核电机组二回路抽取蒸汽作为热源	是	是	居民
山东海阳核电供热项目（三期）	在运	压水堆	国家电投	2023年11月	海阳核电机组二回路抽取蒸汽作为热源	是	是	居民
浙江海盐供热项目（一期）	在运	压水堆	中国核电	2021年12月	泰山核电机组冬季剩余热功率	是	否	居民
浙江海盐工业供热项目	在运	压水堆	中国核电	2022年12月	泰山核电机组剩余热功率	是	否	工业
江苏田湾核电蒸汽供热项目	在运	压水堆	中国核电	2024年6月	田湾核电3、4号机组二回路主蒸汽作为热源	是	是	工业
辽宁红沿河核电站核能供暖项目	在运	压水堆	中国广核	2022年11月	红沿河核电6号机组二回路主蒸汽作为热源	是	是	居民
华能石岛湾高温气冷堆示范工程核能供暖项目	在运	高温气冷堆	华能集团	2024年3月	高温气冷堆蒸汽系统引出的高温蒸汽作为热源	是	是	居民
江苏徐圩核能供热项目	拟建	高温气冷堆与压水堆耦合	中国核电	——	通过华龙一号主蒸汽加热除盐水制备饱和蒸汽，再利用高温气冷堆主蒸汽对饱和蒸汽二次升温	是	是	居民+工业

资料来源：人民网，国家核安全局，中国能源报，华泰研究

核能供热经济性具备优势。中国核能可持续发展论坛2023年春季国际高峰论坛上，中国核能行业协会专家委员会特邀顾问、国家电力投资集团有限公司原董事长王炳华先生表示：从经济性来看，核能供热（包括供暖、供汽）成本与燃煤供热相当，较燃气供热具有优势。根据当前已投运的海阳核电、泰山核电供热项目，并结合新建核电项目同步考虑核能供热进行成本测算，核电机组热电联产出厂热价约为30-40元/GJ（不含厂外投资），在动力煤价格1000元/吨以上的情况下，核能供热具有成本优势。

我们建立DCF，对核能供热经济性进行分析。首先比较纯供电、热电联产、纯供热三类项目的经济性，其中结合核能供热项目实际运行情况，将核能热电联产细分为三种情形：1) 不牺牲电量供热给居民；2) 牺牲电量供热给居民；3) 牺牲电量供热给工业。

主要假设：

- 1) 指标选取依据说明：由于核能供热项目数量较少，我们在测算中，每种情形的项目参数均尽量选取实际项目的值，以减小假设与实际可能存在的偏差。为增强项目可比性，我们假设电价为江苏省基准电价0.391元/度。
- 2) 单位造价：纯供电项目参考大部分三代核电机组单位造价16元/瓦；热电联产不牺牲电量供居民的项目单位造价与纯供电相等，牺牲电量供居民的项目单位造价较纯供电项目上浮25%取20元/瓦，牺牲电量供工业的项目单位造价参考中国核电江苏徐圩一期取23元/瓦；纯供热项目参考中国核网报道，一座400MW池式低温供热堆总投资约15亿元，即单位造价4元/瓦。
- 3) 发电有效利用比例：据中国核能协会，2022年我国平均核电机组能力因子为91.67%，故纯供电与热电联产不牺牲电量供居民的项目取91.67%；热电联产牺牲电量供居民的项目，参考红沿河核电站核能供暖示范项目（装机规模6713MW，年发电量达480亿千瓦时）取81.62%；热电联产牺牲电量供工业的项目，参考江苏徐圩一期项目（装机规模3076MW，建成投产后最大发电量超115亿千瓦时）取42.68%。
- 4) 单位装机供热量：热电联产不牺牲电量供居民的项目，参考浙江海盐核能供热示范工程（装机规模6664MW，年供热量达70.4万吉焦）取0.011万吉焦/MW。

- 5) 单位装机集中供热面积：热电联产不牺牲电量供居民的项目，参考浙江海盐核能供热示范工程单位装机供热量 0.011 万吉焦/MW，且 2023 年我国供热总量 42.85 亿吉焦，集中供热面积 143.24 亿平方米，单位装机集中供热面积取 0.04 万平方米/MW；热电联产牺牲电量供居民的项目，参考红沿河核电站核能供暖示范项目（装机规模 6713MW，6 号机组年供热面积 24.24 万平方米）取 0.02 万平方米/MW。
- 6) 居民热价：据《中国城镇供热发展报告（2024）》，2023 年全国 70 个城市居民平均供热价格为 22.74 元/平方米。
- 7) 单位装机供蒸汽量：热电联产牺牲电量供工业的项目，参考江苏徐圩一期项目（装机规模 3076MW，建成投产后年供应工业蒸汽 3250 万吨）取 1.06 万吨/MW。
- 8) 蒸汽价格：参考火电 DCF 假设，取 192 元/吨。
- 9) 池式供热堆热价：据人民网报道，池式供热堆的供热热价为 40 元/吉焦。

图表28：核能供热 DCF 测算重要参数

参数名称	单位	纯供电	热电联产			纯供热
			不牺牲电量供居民	牺牲电量供居民	牺牲电量供工业	
单位造价	元/W	16	16	20	23	4
发电有效利用比例	%	91.67%	91.67%	81.62%	42.68%	
单位装机供热量	万吉焦/MW		0.011			1.12
单位装机集中供热面积	万平方米/MW		0.035	0.022		3.75
居民热价	元/平方米		22.74	22.74		
单位装机供蒸汽量	万吨/MW				1.06	
蒸汽价格	元/吨				192	
池式供热堆热价	元/吉焦					40.00

资料来源：中国核网，中国核能协会，人民网，华泰研究

图表29：核能供热 DCF 测算结果

	IRR	投资回收期（年）	全投资 IRR
纯供电	15.67%	9	6.93%
热电联产			
不牺牲电量供居民	15.79%	9	6.97%
牺牲电量供居民	6.34%	24	3.54%
牺牲电量供工业	21.58%	7	8.94%
纯供热	17.20%	8	7.68%

资料来源：华泰研究测算

经测算，我们发现 IRR 视角下，热电联产（牺牲电量供工业）>纯供热≈热电联产（不牺牲电量供居民）≈纯发电>热电联产（牺牲电量供居民）。测算结果表明，额外供热（工业热电联产）将带给核电 2.01pp 的全投资 IRR 增厚，即热电联产（牺牲电量供工业）项目，如江苏徐圩一期项目，因供应工业蒸汽带来的经济效益，超过了因损失发电量而减少的经济效益，即该类项目实际收益率与蒸汽价格紧密相关。DCF 测算中我们假设蒸汽价格为 192 元/吨，在此基础上，我们测算发现当蒸汽价格下降 27%至 140 元/吨时，热电联产牺牲电量供工业项目 IRR 与纯供电项目接近。

若以 2025 年 2 月底镇江港动力煤平仓价（5500kcal）770 元/吨为基准煤价，参考连云港工业蒸汽煤热联动机制，则蒸汽价格下降至 140 元/吨对应煤价下降至 311 元/吨，由于 2016 年以来镇江港动力煤平仓价（5500kcal）均高于该水平，故我们认为即使未来煤价延续下降趋势，核电热电联产供工业的项目仍具有较强经济性。

图表30：若蒸汽价格下跌 27%，热电联产牺牲电量供工业项目 IRR 与纯供电项目接近

	IRR	投资回收期（年）	全投资 IRR
纯供电	15.67%	9	6.93%
热电联产			
牺牲电量供工业	21.58%	7	8.94%
牺牲电量供工业-蒸汽价格下降 27%至 140 元/吨	15.88%	9	7.17%

资料来源：华泰研究测算

此外，我们认为未来 4 代核电机组（高温气冷堆）供热或成为新发展趋势，建立 DCF 对其工业热电联产项目经济性进行测算。

主要假设：

- 1) 单位造价：参考中国核电江苏徐圩一期取 49 元/瓦（按照 16 元/瓦的单位造价剔除两台华龙一号机组的投资，得到高温气冷堆的真实造价）。
- 2) 发电有效利用比例：参考江苏徐圩一期项目（装机规模 3076MW，建成投产后最大发电量超 115 亿千瓦时）取 42.68%。
- 3) 单位装机供蒸汽量：参考江苏徐圩一期项目（装机规模 3076MW，建成投产后年供应工业蒸汽 3250 万吨），假设是其 1.5 倍，取 1.58 万吨/MW。
- 4) 蒸汽价格：参考火电 DCF 假设，取 192 元/吨。

图表31：四代核能工业供热 DCF 测算重要参数

参数名称	单位	工业热电联产项目
单位造价	元/W	49
发电有效利用比例	%	42.68%
单位装机供蒸汽量	万吨/MW	1.58
蒸汽价格	元/吨	192
IRR	%	9.73%
投资回收期	年	19
全投资 IRR	%	5.13%

资料来源：中国核能协会，华泰研究

经测算，我们发现 IRR 视角下，高温气冷堆工业热电联产项目能够实现盈利。当前 DCF 测算中，工业蒸汽价格为 192 元/吨，使用的电价为江苏省基准电价 0.391 元/度。考虑 2025 年以来煤价呈下行趋势，我们以不同的汽价、电价假设，对工业热电联产项目进行敏感性测算。煤价方面，我们以 2025 年 2 月底镇江港动力煤平仓价（5500kcal）770 元/吨作为基准煤价。并参考连云港工业蒸汽煤热联动机制，计算不同汽价情景对应的煤价。

测算发现，即使在最悲观的假设下：1) 电价下浮 20% 至 0.31 元/度；2) 蒸汽价格降至 184 元/吨（连云港市 2020 年以来蒸汽价格最低值，该价格自 2020 年 5 月 1 日起执行），四代核电（高温气冷堆）工业热电联产项目仍能收回投资，资本金 IRR 为 8.32%，投资回收期 21 年。

图表32：关于电价与蒸汽价格的 IRR 敏感性分析

电价 (元/度)	对应煤价 (元/吨)				蒸汽价格 (元/吨)
	710	740	770	905	
0.391*1.2	10.19%	10.44%	10.70%	11.86%	13.19%
0.391	9.24%	9.49%	9.73%	10.87%	12.17%
0.391*0.8	8.32%	8.56%	8.80%	9.90%	11.17%

资料来源：华泰研究测算

垃圾焚烧热电联产：经济性表现较单纯发电的垃圾焚烧项目更优

垃圾焚烧项目无论是否对外供应蒸汽，垃圾焚烧产生的热能加热余热锅炉均会产生蒸汽。只是多数垃圾焚烧项目产生的蒸汽进入汽轮发电机组做功产生电能，完成做功后的低压蒸汽直接冷凝后循环利用。

既发电又供热的垃圾焚烧项目主要有两种。第一种，通过管网向外供蒸汽，以中科环保慈溪项目为例（热电联产项目），垃圾焚烧产生的高温烟气通过烟道与余热锅炉进行热交换，通过余热锅炉产生高温蒸汽，并将其中部分蒸汽经调温调压后通过热网管道对外供应（双减供汽）。剩余部分高温蒸汽推动抽凝式、背压式、抽背式汽轮发电机组发电，同时完成做功后的中低压蒸汽亦部分经调温调压后对外供应（抽汽供汽）。

慈溪项目供应蒸汽具有多种规格，其中部分高规格蒸汽需通过双减供汽方式实现，以致进入汽轮发电机组做功发电的蒸汽量减少，因此在锅炉产汽量一定的前提下，项目供热与发电呈反向关系。第二种，以蒸汽、热水的形式，把热能通过管道储存至移动储能车的储能罐体内，并用牵引设备运输到用热客户处，满足工业用热、居民供暖和生活热水等需求。

与单纯发电的垃圾焚烧项目相比，热电联产垃圾焚烧项目经济性表现更优。我们分别对仅发电的垃圾焚烧项目及热电联产垃圾焚烧项目搭建 DCF 模型，由于市场上成熟的垃圾焚烧热电联产项目并不多，且数据披露较不充分，我们选取 2022 年上市的中科环保的慈溪项目（热电联产）为例进行分析。

主要假设：

- 1) 产能：参考中科环保慈溪项目产能 2250 吨/日。
- 2) 垃圾处理产能利用率：参考中科环保垃圾焚烧项目整体利用率（较为接近）。
- 3) 吨发电量：热电联产垃圾焚烧项目选取慈溪项目 19-21 年吨发电量均值；仅发电垃圾焚烧项目选取剔除慈溪项目后，中科环保垃圾焚烧项目 19-21 年吨发电量均值。（即该参数的差异中已经隐含了慈溪项目为了供汽少发的电量）。
- 4) 上网比例：热电联产垃圾焚烧项目选取慈溪项目 19-21 年上网比例均值；仅发电垃圾焚烧项目选取剔除慈溪项目后，中科环保垃圾焚烧项目 19-21 年上网比例均值。
- 5) 上网电价：垃圾焚烧发电厂在吨垃圾发电量不大于 280 度时可以享受国家 0.65 元/度的电价补贴政策，我们假设超过吨发电量超过 280 度的部分对应 0.4153 元/度的电价。
- 6) 垃圾处理费：不同项目差异较大，目前均选用中科环保慈溪项目垃圾处理费 95 元/吨。
- 7) 吨供热量：选用中科环保慈溪项目 19-21 年指标均值。
- 8) 平均供热单价：参考火电 DCF 假设，取 192 元/吨。
- 9) 吨产能投资：仅发电项目参考部分上市公司垃圾焚烧项目取 50 万元/（吨/日）；热电联产项目假设吨投资增加 25%。

图表33：垃圾焚烧 DCF 测算重要参数

参数名称	单位	仅发电的垃圾焚烧项目	热电联产垃圾焚烧项目
产能	吨/日	2250	2250
垃圾处理产能利用率	%	115%	115%
吨发电量	度/吨	380	183
上网比例	%	71%	63%
上网电价	元/度	0.59	0.65
垃圾处理费	元/吨	95	95
垃圾处理量	万吨	94	94
吨供热量	吨/吨	—	0.8
平均供热单价	元/吨	—	192
吨产能投资	万元/（吨/日）	50	63
单位营业成本	元/吨	145	136
贷款年限	年	20	20
贷款比率	%	80%	80%
实际贷款利率	%	3%	3%
贴现率	%	6.40%	6.40%
特许经营年限	年	30	30
所得税率	%	25%	25%
增值税率	%	13%	13%

资料来源：中科环保公司公告，华泰研究

图表34：垃圾焚烧 DCF 测算结果

	仅发电的垃圾焚烧项目	热电联产垃圾焚烧项目
IRR	18.13%	26.30%
全投资 IRR	7.60%	9.70%
投资回收期	6 年	5 年
项目前 3 年毛利率	23%	33%

资料来源：华泰研究测算

经测算，我们发现 IRR 视角下，热电联产垃圾焚烧项目经济性表现明显更优。测算结果表明，额外供热（工业热电联产）将带给垃圾焚烧 2.10pp 的全投资 IRR 增厚，即热电联产项目因供应工业蒸汽带来的经济效益，超过了损失的发电量减少的经济效益，即该类项目实际收益率与蒸汽价格紧密相关。DCF 测算中我们假设蒸汽价格为 192 元/吨，在此基础上，我们测算发现当蒸汽价格下降 32% 至 131 元/吨时，热电联产项目 IRR 与纯供电项目接近。若参考连云港工业蒸汽煤热联动机制，蒸汽价格下降 61 元/吨对应煤价下降 461 元/吨，我们取 2025 年 2 月底镇江港动力煤平仓价（5500kcal）770 元/吨为基准煤价，则煤价降至 309 元/吨时，垃圾焚烧热电联产项目 IRR 与纯供电项目接近。由于 2016 年以来镇江港动力煤平仓价（5500kcal）均高于该水平，我们认为未来热电联产垃圾焚烧项目仍具有较强经济性。

图表35：若供热价格下跌 32%，热电联产垃圾焚烧项目 IRR 与仅发电垃圾焚烧项目接近

	仅发电的垃圾焚烧项目	热电联产垃圾焚烧项目	蒸汽价格下跌 15% 的热电联产垃圾焚烧项目
蒸汽价格	—	192 元/吨	131 元/吨
IRR	18.13%	26.30%	18.07%
全投资 IRR	7.60%	9.70%	7.58%
投资回收期	6 年	5 年	7 年
项目前 3 年毛利率	23%	33%	26%

资料来源：华泰研究测算

热耗率为核心指标，燃煤/核电/垃圾焚烧每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价 0.42~1.25 元/度
 热耗率是指每产生 1kWh 电能所消耗的热量（KJ/KWh），是衡量发电系统热经济性的重要指标。热耗率越低，表明发电系统的热经济性越高，即能量转换效率越高。

若以 184 元/吨的工业蒸汽价格作为基准价格（连云港市 2020 年以来蒸汽价格最低值），我们测算燃煤/核电/垃圾焚烧每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价 0.42/1.25/0.92 元/度。参考实际项目，我们取燃煤/核电/垃圾焚烧项目的热耗率分别为 6330/18907/13885KJ/KWh，则每少发 1 度电对应 0.002/0.007/0.005 吨蒸汽，以基准汽价计算对应的电价为 0.42/1.25/0.92 元/度。

图表36：以 184 元/吨的工业蒸汽价格作为基准价格测算，燃煤/核电/垃圾焚烧每牺牲一度电供应的蒸汽或对应电价 0.42/1.25/0.92 元/度

	热耗率（KJ/KWh）	牺牲 1 度电对应的蒸汽（吨）	对应的电价（元/度）
燃煤（背压）	6330	0.002	0.42
核电（参考和汽一号）	18907	0.007	1.25
垃圾焚烧	13885	0.005	0.92

资料来源：华泰研究测算

热水：供热企业毛利率承压，或将迎来热价上调窗口期

2021-2022 年煤价高企，供热企业毛利率承压

目前 A 股集中供热主要上市公司多以煤炭为主要热源，北方地区多以热水供应为主。我们梳理了 A 股主要集中供热上市公司，发现除北京地区集中供热企业外，其余企业的最主要热源仍是煤炭，且北方地区主要产品为热水，南方地区主要产品为蒸汽。九家上市公司的经营模式均为产输销一体化，受销售端价格影响较大。

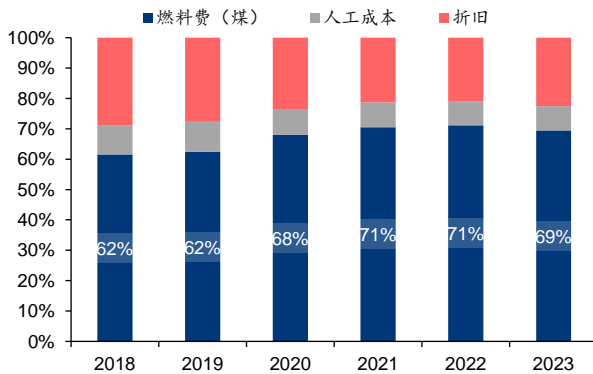
图表37：A股主要集中供热公司情况

代码	公司	公司性质	主要业务	2023 年电/热相关业务收入贡献占比	服务地区	热源	供热产品
600726 CH	华电能源	国有企业	煤炭销售/售电/售热	售电 41%，供热 16%	黑龙江省主要中心城市	煤	热水、蒸汽
600864 CH	哈投股份	国有企业	热电/证券	热电 62%，其中电力/热力 3/58%	黑龙江省（哈尔滨）	煤	热水、蒸汽
600719 CH	大连热电	国有企业	电力/热力	电力 9%，热力 89%	辽宁省（大连）	煤	热水、蒸汽
000692 CH	惠天热电	国有企业	供热	供热 99%	辽宁省（沈阳）	煤	热水、蒸汽
600167 CH	联美控股	民营企业	供暖及蒸汽/发电/广告等	供暖及蒸汽 64%，发电 4%	辽宁省（沈阳）	煤	热水、蒸汽
002893 CH	京能热力	国有企业	热力服务收入	热力服务收入 99%	北京、河北省	天然气	热水、蒸汽
001210 CH	金房能源	民营企业	供热/储能	供热 96%	北京等地	天然气	热水、蒸汽
600982 CH	宁波能源	国有企业	电力（电+蒸汽）/商品贸易	电力 19%，蒸汽 27%	浙江省宁波市及其他地区	煤	蒸汽
605011 CH	杭州热电	国有企业	热电联产/煤炭贸易	电力 9%，蒸汽 50%	浙江省杭州市，上海	煤、天然气	蒸汽

资料来源：Wind，公司公告，华泰研究

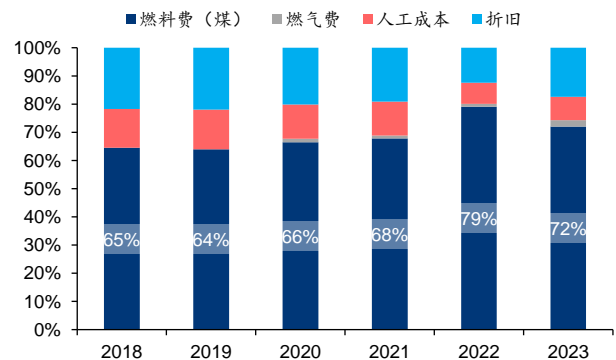
煤炭作为供热企业的主要燃料，其价格的波动直接影响供热成本。当煤炭价格上涨时，供热公司的燃料成本随之增加，导致供热成本上升。在北方集中供暖区域近 60-70% 的供热成本为燃料成本，因此煤价的上涨对供热成本的影响尤为显著，直接影响到公司的经营成本。2020 年下半年起，煤炭价格一路走高并维持高位运行，直接推高了供热公司的燃料成本。以联美控股为例，2018 年公司燃料、购热及辅助环保材料成本占比 62%，2021-2023 年，燃料成本占比分别达到 71%、71% 和 69%，提高 6-9 pct。

图表38：联美控股 2018-2023 年供热业务成本结构

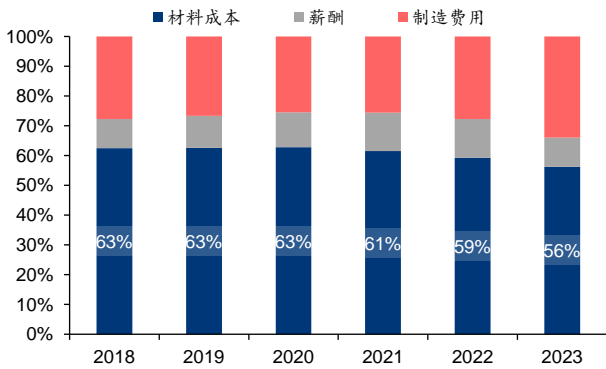


注：为方便对比，成本构成口径参考大连热电进行调整
资料来源：联美控股公司公告，华泰研究

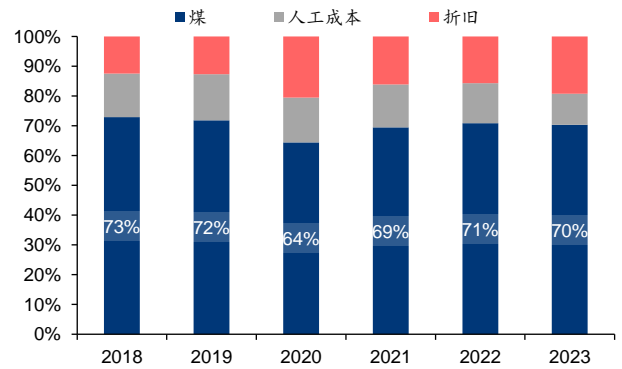
图表39：惠天热电 2018-2023 年供热业务成本构成



注：为方便对比，成本构成口径参考大连热电进行调整
资料来源：惠天热电公司公告，华泰研究

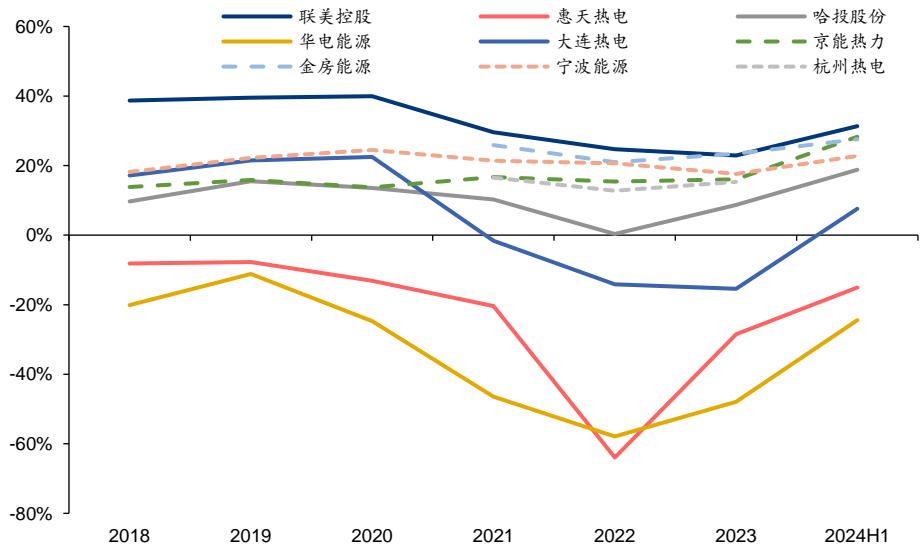
图表40：哈投股份 2018-2023 年供热业务成本结构


资料来源：哈投股份公司公告，华泰研究

图表41：大连热电 2018-2023 年供热业务成本构成


资料来源：大连热电公司公告，华泰研究

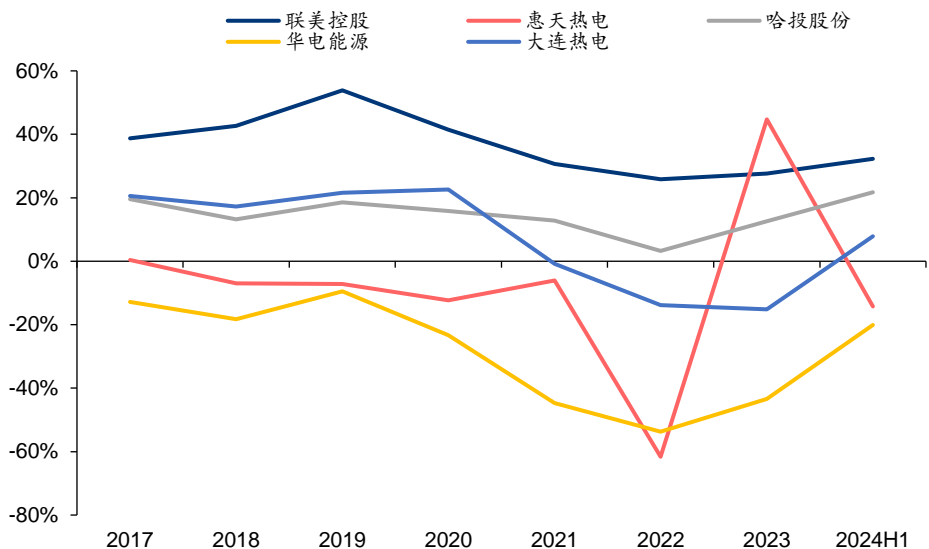
北方煤热企业毛利率波动较大。从上市公司毛利率的角度看，在 2021-2022 年煤炭价格处于高位时期，采用煤炭为燃料的上市公司毛利率均出现不同程度下滑，2 年累计下滑幅度位于 13.23-50.77 pct。2023-2024H1，随煤炭增产扩产调控政策持续，进口煤管控进一步放松，供需关系重构，煤炭价格略微走弱，以及上市公司成本控制优化，采购策略调整等影响，上市公司毛利率有所修复，但大部分公司尚未达到 2018-2020 年的水平。此外，部分上市公司，如惠天热电和华电能源，受到政府价格管制的影响，供热业务长期处于亏损状态，调价紧迫性较强。南方地区供热企业产品主要为蒸汽，由于价格市场化程度相对较高，因此对比北方供热企业，毛利率表现明显更加稳健和健康。

图表42：样本上市公司供热业务毛利率


资料来源：公司公告，华泰研究

政府补贴后毛利率基本面未改变。从 2017 年至 2023 年的数据来看，以煤为燃料的样本公司中，其他收益项目绝大部分为政府补贴。特别是在 2020 年以来，政府补贴数额呈现逐年上升的趋势。此外，陕西咸阳市于 2023-2024 采暖季全面调整了补贴政策，提高了补贴标准，优化了补贴方式，扩大了补贴范围，将采暖季运行补贴标准从 500 元/户提高到 600 元/户。这些政策的调整和延续表明政府在供热企业成本承压阶段为减轻供热企业负担，保障居民供暖需求。上市公司层面，惠天热电在 2023 年收到高达 13 亿的政府补贴（主要系市财政补贴），整体毛利率得到改善，但 1H24 毛利率再度转负。

图表43：2017-2023 年样本上市公司毛利率（补贴调整后）



资料来源：公司公告，华泰研究

终端热价涉及民生，历史价格较为稳定，或将进入集中调价窗口期

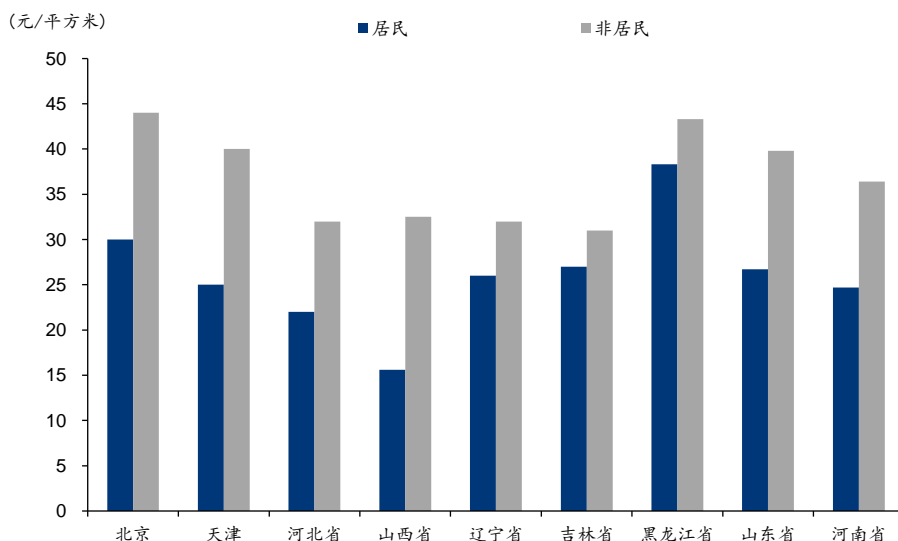
由于热力销售价格制定和调整直接牵涉到工商业成本及生活成本，在涉及热力销售价格或热力销售价格形成机制时，需按规定举行听证会听取各方面意见，并考虑价格调整对低收入居民生活的影响，然后才能进行调价。因此，热力销售价格由政府管制，市场化程度较低，价格长期保持稳定。比如威海市区 2004 年确定的供热价格长期未作调整，在全省处于最低价位；随煤炭价格上涨，市区供热成本价格倒挂，迫于成本压力，威海市才于 2021 年上调非居民住宅供热价格，2023 年上调居民住宅供热价格。2024 年以来，北方多地进行供热价格调整，上涨幅度不一；我们认为目前可能已进入集中调价窗口期，或将直接利好供热公司。

图表44：2024年部分地区终端热价调整

地区	调价公告时间	调整方案	上次调价时间
黑龙江佳木斯市	2024年9月	拟将居民供热价格由现行26.75元/平方米(建筑面积),调整为27.75元/平方米(建筑面积),每平方米上调1.00元,上调幅度3.74%。	2015年
黑龙江五大连池市	2024年9月	居民供热价格30.00元/平方米;非居民供热价格由45.00元/平方米调整为48.82元/平方米,每平方米上调3.82元,涨幅8.49%。居民自用车库执行居民供热价格由35.00元/平方米调整为42.21元/平方米,每平方米上调7.21元,涨幅20.60%;商用车库执行非居民供热价格。	2019年
黑龙江富裕县	2024年9月	拟调整标准:居民热价由现行的27.00元/平方米拟调整为30.00元/平方米,上调幅度11.11%,非居民热价由现行的36.00元/平方米拟调整为40.00元/平方米,上调幅度11.11%。	2015年
山东长清区	2024年7月	居民住宅供热价格按套内建筑面积调整为26元/平方米;非居民住宅供热价格按建筑面积调整为33元/平方米。	2008年
山东兰陵县	2024年10月	方案一:居民用户供热终端价格按不动产权证(房产证)注明的套内面积计算,由现行的19元/平方米调整为22元/平方米;非居民用户供热终端价格按不动产权证(房产证)注明的建筑面积计算,由现行的30元/平方米调整为35元/平方米;供热时间从每年11月10日至次年3月20日,天数由现行的100天增加到130天;方案二:居民用户供热终端价格按不动产权证(房产证)注明的套内面积计算,由现行的19元/平方米调整为21.5元/平方米;非居民用户供热终端价格按不动产权证(房产证)注明的建筑面积计算,由现行的30元/平方米调整为34.5元/平方米;供热时间从每年11月15日至次年3月20日,天数由现行的100天增加到125天。	2010年
辽宁宽甸满族自治县	2024年9月	听证会一致同意将现行居民供暖价格标准由25元/平方米调整到26元/平方米。	2009年
河南新密市	2024年9月	方案一:居民用热按面积计费0.19元/m ² ·日,非居民用热按面积计费0.28元/m ² ·日。居民用热按套内建筑面积计费(以房屋所有权证标准为准,无房屋所有权证或房屋所有权证中未标明套内建筑面积的,按房屋建筑面积的90%计费),非居民用热按建筑面积计费。此方案居民用热价格上浮0.025元/m ² ·日,上浮幅度15%;非居民用热价格上浮0.06元/m ² ·日,上浮幅度27%。方案二:居民用热按面积计费0.22元/m ² ·日,非居民用热按面积计费0.28元/m ² ·日。居民用热按套内建筑面积计费(以房屋所有权证标准为准,无房屋所有权证或房屋所有权证中未标明套内建筑面积的,按房屋建筑面积的90%计费),非居民用热按建筑面积计费。此方案居民用热价格上浮0.055元/m ² ·日,上浮幅度33%;非居民用热价格上浮0.06元/m ² ·日,上浮幅度27%。	2011年
河北新乐市	2024年8月	居民供热价格由18.9元/m ² 调整为22.6元/m ² ,上调幅度为20%;非居民供热价格由22.2元/m ² 调整为29元/m ² ,上调幅度为30%。拟调整后的价格在石家庄市和周边县区居中游水平。	2008年

资料来源:清洁供热产业网,各地人民政府,华泰研究

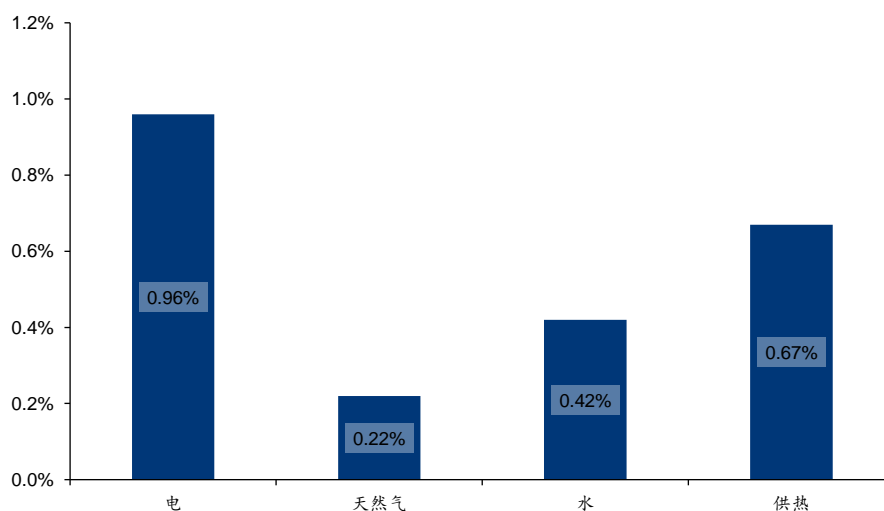
目前各地供热价格差距较大,未来调价幅度或参差不齐。受制于地区温度,经济发展程度以及燃料资源,各地区的供热价格差距较大。从居民供热角度看,黑龙江省哈尔滨市由于天气严寒,居民供热成本最高,达到38.3元/平方米,山西省作为煤炭大省,具备燃料资源优势,居民供热价格最低,仅为15.6元/平方米。非居民端看,供热价格差距相对较小,吉林省长春市非居民供热价格最低,为31.0元/平方米,北京非居民供热价格最高,为44.0元/平方米。

图表45：北方七省省会及两直辖市供热价格


注：山西省太原市和河南省郑州市价格按日/月计算，我们按照供热130天及30天/月进行换算
 资料来源：各地本地宝微信公众号，华泰研究

调价分析：若实行煤热联动机制，供热企业业绩或能明显改善

全国层面看，供热占可支配收入比重第二高。我们按照36个主要城市的公用事业费用测算了2023年公用事业产品占居民可支配收入的比重，测算假设：1) 电、气、水和供暖的价格均采用36个主要城市的公用事业费用；2) 各需求量采用总需求量/人口总数；3) 占可支配收入比例=各项支出/人均可支配收入。测算发现居民用电、天然气、水和供暖的占比分别为0.96%、0.22%、0.42%和0.67%，我国整体供热价格虽仍有提升空间，但政府考虑民生，调价动作或相对谨慎。

图表46：2023年公用事业费用占可支配收入比重测算


资料来源：国家发改委，国家统计局，华泰研究测算

由于热水供热主要用户为居民，我们认为热水端实行类蒸汽端的煤热联动机制可能性较小，但考虑到2020年以来供热企业毛利率明显承压，且当前地方政府面临一定财政压力，我们仍参考连云港市发改委蒸汽价格煤热联动机制，测算若热水供热实行煤热联动，2020年以来供热业务毛利率表现如何。

关键假设：1) 确定 2017 年各公司单位面积营收为各公司基准价格；2) 将 2017 年第一季度 CCTD 秦皇岛动力煤(Q5500)月度综合平均价作为煤炭联动基准价格；3) 每 3 个月作为一个联动周期，进行煤炭价格测算；4) 变动幅度按照最新联动周期综合平均价格与上一个调价基准价格进行比较，若波动幅度小于 30 元/吨，则当期不进行调价，若波动幅度大于 30 元/吨，则进行调价，若变动幅度超过 80 元/吨，按照 80 元/吨波动进行调价；5) 煤价波动由供热企业自行承担 20%，销售终端承担 80%；6) 当期供热销售价格=上期供热销售价格+联动期供热销售价格调整金额；联动期供热销售价格调整金额=联动周期内煤炭价格变动额×80%÷6。

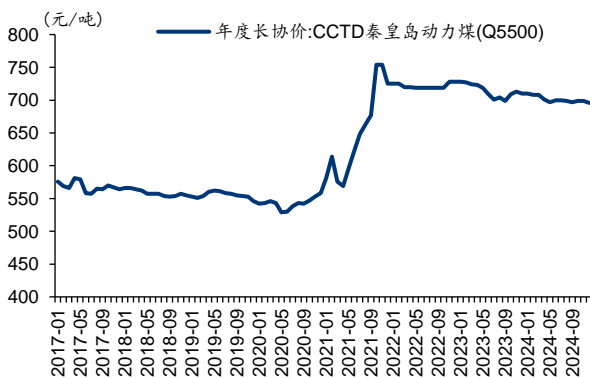
图表47：热水煤热联动关键假设

关键假设	内容
联动煤价基准	2017Q1 CCTD 秦皇岛动力煤(Q5500)月度综合平均价
价格变动基准	各公司 2017 年单位面积营收
联动周期	3 个月
调价条件	变动幅度按照最新联动周期综合平均价格与上一个调价基准价格进行比较，若波动幅度小于 30 元/吨，则当期不进行调价，若波动幅度大于 30 元/吨，则进行调价，若变动幅度超过 80 元/吨，按照 80 元/吨波动进行调价
调价承担	煤价波动由供热企业自行承担 20%，销售终端承担 80%
联动公式	当期供热销售价格=上期供热销售价格+联动期供热销售价格调整金额；联动期供热销售价格调整金额=联动周期内煤炭价格变动额×80%÷6
价格适用周期	达到调价条件的下一个季度至下一次达到调价条件

资料来源：华泰研究

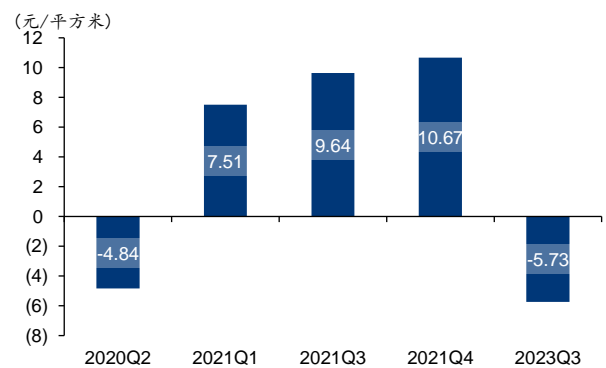
经测算，2017-2023 年煤价有 5 次触及调价标准。分别发生在 2020Q2、2021Q1、2021Q3、2021Q4 和 2023Q3，调价幅度分别为-4.84 元/平方米、7.51 元/平方米、9.64 元/平方米、10.67 元/平方米和-5.73 元/平方米。且由于调价适用期有一个季度的延迟，所以热价上调带来的潜在受益主要在 2022-2023 年得到体现。

图表48：2017-2024 年秦皇岛动力煤 Q5500 长协价



资料来源：Choice，华泰研究

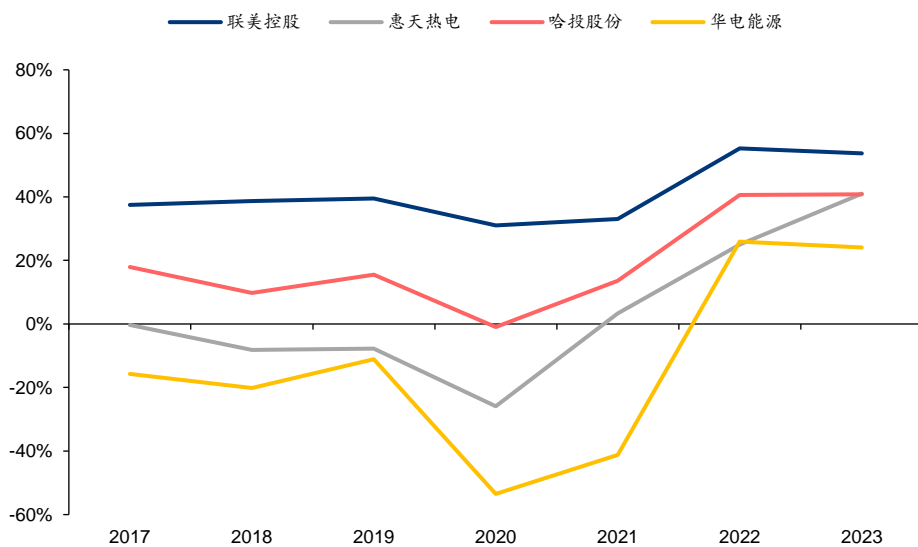
图表49：2017-2023 年煤热公司价格调节测算



资料来源：华泰研究测算

若按照煤热联动实施调价，样本公司毛利率有较为明显的改善。发生调价后，2022-2023 年上市公司的业绩能得到明显的修复和改善。其中，持续亏损的惠天热电和华电能源的毛利率能够由负转正，2023 年分别提升至 41.01%和 24.05%。四家样本公司 2023 年平均供热业务毛利率达到 39.89%。

图表50：若发生调价，2017-2023年样本上市公司毛利率



资料来源：Wind，公司公告，华泰研究测算

发电机组供热改造或为新趋势，数据中心能源需求快速增长

热电联产市场的开拓增厚发电企业回报的同时，或对供热市场产生冲击

2021 年国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，提出统筹推进节能改造、供热改造和灵活性改造，鼓励现有燃煤发电机组替代供热，积极关停采暖和工业供汽小锅炉，对具备供热条件的纯凝机组开展供热改造，在落实热负荷需求的前提下，“十四五”期间改造规模力争达到 5000 万千瓦。且基于前文测算，我们发现对发电企业而言，工业热电联产业务将较纯发电业务实现更高的收益，额外供热会带给火电、垃圾焚烧和核电 6.85/2.10/2.01pct 的全投资 IRR 增厚。我们认为未来发电企业对存量发电机组进行供热改造是实现能源高效利用、提高回报的重要举措。

我们对于存量发电机组供热改造将新增的供热规模进行测算，具体分为 1) 不牺牲电量为居民供热；2) 牺牲电量供工业蒸汽两种情形。

关键假设：

- 1) 新增改造比例：我们假设燃煤/燃气/生物质/核电机组新增改造比例为 19/2/50/30%。
- 2) 热电比（不牺牲电量）：参考浙江海盐供热项目取 0.36%。
- 3) 热耗率（牺牲电量）：与前文测算假设一致，假设燃煤/燃气/生物质/核电机组热耗率为 6330/6330/13885/18907 千焦/度。

不牺牲电量为居民供热情景下，改造完成后将新增 5.95 亿居民供热市场规模，对现有市场影响较小（2023 年我国居民供热市场规模 2769 亿元）。我国目前实施集中供暖的省市为黑龙江、吉林、辽宁、北京、天津、河北、山西、内蒙古、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆、山东，2023 年发电量合计 40178.90 亿度，占全国发电量比例 43%，其中火电/核电发电量 31024.40/693.80 亿度，占全国火电/核电发电量比例 51/16%。我们通过“某电源类型新增供热量=2023 年该电源类型发电量*集中供暖省市该电源类型发电量占比*度电供热量”得到新增供热市场规模，发现燃煤/燃气/生物质/核电机组将新贡献供热量 686/4/66/27 万吉焦，合计 800 万吉焦；对应市场规模 5.22/0.03/0.50/0.21 亿元，合计 5.95 亿元。

牺牲电量供工业蒸汽情景下，1) 若燃煤/燃气/生物质/核电机组发电利用比例（热电联产/纯供电）为 85/85/90/96%，则新增供汽量 3.55/0.02/0.50/0.35 亿吨，合计 4.42 亿吨，已超 2023 年工业蒸汽供应量 2.36 吨。2) 若改造的机组发电量在 2023 年基础上下滑 1%，燃煤/燃气/生物质/核电新增供汽量 0.24/0.001/0.05/0.09 亿吨，合计 0.38 亿吨，低于 2023 年工业蒸汽供应量 2.36 亿吨。

数据中心制冷需求增长，能耗约束下部分地区余热制冷或为更优选

数据中心用电量或将快速增长，催生制冷需求。正如我们在 2025 年 2 月 27 日发布的报告《AI+能源系列：电力篇——AI 能否带动电力提前跨越周期底部？》所述，我们预测 2025-30 年数据中心用电量 CAGR 高达 25%，带动全社会用电量增速从 4.5% 增加至 5.3%（“十五五”CAGR）。随着数据中心行业的快速发展，尤其是人工智能（AI）和高性能计算（HPC）的兴起，数据中心的制冷需求不断增加。

政策驱动数据中心绿色转型。2024 年 7 月，国家发改委等部门印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》，提出到 2025 年底，全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率（PUE=数据中心总能耗/IT 设备能耗）降至 1.5 以下；新建及改扩建大型和超大型数据中心电能利用效率降至 1.25 以内，国家枢纽节点数据中心项目电能利用效率不得高于 1.2；国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。

节能降耗需求下部分地区余热制冷或为更优选。目前我国数据中心制冷方式仍以电制冷为主，个别项目如上海黎明智算中心已开始尝试溴化锂制冷，我们对电制冷与溴化锂制冷的经济性进行比较，发现 1) 当纯垃圾焚烧发电项目与 IDC 合作时，若电价高于 0.55 元/度，损失部分电量转为热电联产，为 IDC 供应蒸汽更具有经济性；2) 当垃圾焚烧热电联产项目与 IDC 合作时，若电价高于 0.51 元/度，为 IDC 供应蒸汽较外售蒸汽更具有经济性。若按照 2025 年 3 月大部分地区披露的工商业用电（两部制，1-10（20）KV）电量电价，则除少数北方地区如蒙东、青海、陕西、甘肃、新疆外，其余地区溴化锂制冷均较电制冷具备经济性。

核心假设：

- 1) 制冷量：假设均为 2000KW，即年供冷量 1752 万 KWh。
- 2) COP：电制冷取 4.0；溴化锂制冷取 1.3。
- 3) 蒸汽耗量：若 1 吨蒸汽=2.777 吉焦，则对应蒸汽潜热 2777KJ/kg。溴化锂制冷蒸汽耗量=制冷量/蒸汽潜热*3600=1.7 吨/小时，年耗蒸汽量 1.46 万吨。
- 4) 蒸汽结算价：当 150°C 蒸汽驱动溴化锂制冷时，我们假设售价为 153 元/吨，成本价为 117 元/吨。由于我们考虑垃圾焚烧厂与 IDC 合作情形，我们假设以成本价结算。
- 5) 垃圾焚烧发电项目转为热电联产损失的电量：我们假设 1 度电可生产约 13.33 公斤 150°C 蒸汽。

图表51：电制冷 vs 溴化锂制冷经济性测算

		电制冷	溴化锂制冷（150°C 蒸汽驱动）
COP		4	1.3
制冷量	KW	2000	2000
年供冷量	万 KWh	1752	1752
耗电量	万 KWh	438	
蒸汽耗量	吨/小时		1.7
年耗蒸汽量	万吨		1.46
蒸汽价格（成本价结算）	元/吨		117
蒸汽成本	万元		170
vs 垃圾焚烧热电联产损失的蒸汽收入	万元		53
经济性相等时，对应的电制冷电价	元/度		0.51
供汽对垃圾焚烧厂的电量损耗	万度		109
vs 垃圾焚烧发电厂损失的电费收入	万元		71
经济性相等时，对应的电制冷电价	元/度		0.55

资料来源：华泰研究测算

图表52：大部分地区 2025 年 3 月工商业用电（两部制，1-10（20）KV）电量电价（元/度）

江苏	0.65	辽宁	0.63
安徽	0.65	吉林	0.69
山东	0.68	蒙东	0.53
山西	0.59	江西	0.67
北京	0.65	湖北	0.66
河北	0.68	湖南	0.72
冀北	0.62	青海	0.41
河南	0.71	宁夏	0.42
浙江	0.63	陕西	0.55
上海	0.72	天津	0.71
重庆	0.75	甘肃	0.45
四川	0.71	新疆	0.45
黑龙江	0.63	广西	0.58
福建	0.60	海南	0.74
贵州	0.63		

注：山东目前尚未披露 3 月电价，表中数据为 2 月工商业电量电价

资料来源：各地区电力公司，北极星电力网，华泰研究

据我们测算,若 2025 年数据中心制冷需求中 20%由余热制冷满足,对应热量需求或达 0.75 亿吨,约占我国 2023 年工业蒸汽供应量的 32%。我们预测 2025 年我国数据中心用电量为 3847 亿度,若 PUE 为 1.5,则制冷耗电量为 1282 亿度。在电制冷 COP 4.0,溴化锂制冷 COP 1.3,蒸汽潜热 2777KJ/kg 的假设下,该耗电量对应 3.7 亿吨蒸汽。若制冷需求中 20%由余热驱动溴化锂机组满足,则将新增热量需求 0.75 亿吨,占 2023 年我国工业蒸汽供应量的 32%。

标的推荐

我们看好居民供热行业相关公司的盈利修复,推荐联美控股;看好工业供热业务对发电企业的盈利增厚,尤其看好四代核电未来的发展,推荐福能股份、中国核电。

联美控股:公司成本管控能力优异(长协煤占比较高,近年来坚持淡季储煤策略),供热业务毛利率明显领先于可比公司。随煤炭供需格局优化及可能迎来的热价上调窗口期,公司盈利有望进一步改善。

福能股份、中国核电:福能股份公司热电联产业务以集中供热取代工业园区分散供热,是福建省工业园区供热市场的龙头,供热规模和供热能力位居福建省前列,存量机组供热煤耗、供电煤耗等指标均表现优异;且据公司披露,截至 2024 年 12 月 13 日,已核准及在建热电联产项目包含泉惠石化工业区 2×660MW 超超临界热电联产项目;2×650MW 热电联产二期工程项目。中国核电旗下的“和气一号”项目是我国首个工业用途核能供汽项目,2024 年 8 月核准的江苏徐圩核能供热发电厂项目(一期)是国内首个以供汽供热为主要目的,兼顾电力供应的项目,考虑到额外供热会带给核电 2.01pct 的全投资 IRR 增厚,且在我们最悲观的假设下,四代核电高温气冷堆资本金 IRR 仍达 8.32%,我们对未来核电热电联产业务的盈利能力有较强信心。

风险提示

工业蒸汽价格调整灵活度不及预期:热电联产项目经济性表现与蒸汽价格紧密相关,若蒸汽价格煤热联动灵活度不及预期,将影响公司业绩表现。

居民热价调涨不及预期:居民热价受政府约束较强,将影响公司业绩表现。

测算假设与实际情况偏差风险:测算中对部分参数基于一系列关键假设,关键假设来源于历史情况和未来展望,现实情况与假设或存在偏差。

图表53: 重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	最新收盘价 (当地币种)	目标价 (当地币种)	市值 (百万) (当地币种)	EPS (元)				PE (倍)			
						2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E
联美控股	600167 CH	买入	5.71	7.00	12,921	0.38	0.34	0.38	0.43	15.21	16.85	15.14	13.29
福能股份	600483 CH	买入	9.15	13.90	25,438	0.94	1.05	1.11	1.19	9.70	8.72	8.27	7.72
中国核电	601985 CH	买入	9.57	12.81	196,836	0.56	0.59	0.61	0.66	17.01	16.33	15.57	14.47

资料来源: Bloomberg, 华泰研究预测

图表54: 重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
联美控股 (600167 CH)	<p>联美控股公布三季度业绩: Q3 收入 3.48 亿元, 同比+5.1%; 归母净利润 0.31 亿元, 同比-47.7%, 低于我们预期 (0.56~0.62 亿元), 主要系去年同期取得燃煤补贴及本期兆讯传媒高铁媒体和户外裸眼 3D 大屏媒体资源成本增加所致。前三季度公司实现收入 22.98 亿元, 同比+5.2%; 归母净利润 5.08 亿元, 同比-22.2%; 扣非净利润 5.04 亿元, 同比-19.7%。考虑未来户外裸眼 3D 高清大屏媒体业务发展具备增长潜力, 维持“买入”评级。考虑兆讯传媒毛利率承压, 下调公司高铁数字传媒业务毛利率, 我们预计公司 2024-2026 年归母净利为 7.75/8.63/9.83 亿元 (前值: 8.43/9.47/10.72 亿元), 对应 EPS 为 0.34/0.38/0.43 元。可比公司 2025 年 Wind 一致预期 PE 均值为 11.6 倍, 考虑未来户外裸眼 3D 高清大屏媒体业务发展仍具备增长潜力, 给予公司 2025 年 18.6x 目标 PE, 目标价 7.00 元 (前值 6.26 元), 维持“买入”评级。</p> <p>风险提示: 接网面积增速不达预期, 煤价下降不及预期, 广告业务增长不及预期。</p> <p>报告发布日期: 2024 年 10 月 31 日</p> <p>点击下载全文: 联美控股(600167 CH,买入): Q3 毛利率提升, 加大淡季囤煤力度</p>
福能股份 (600483 CH)	<p>基于火电与新能源板块估值提升, 上调福能股份目标价至 13.90 元。福建省 10/11 月风资源表现强劲, 我们预计 4Q24 公司新能源盈利同比增长 20% 以上。10 月福建/贵州火电电量同比分化, 10 月至今煤价延续下行趋势, 我们预计 4Q24 公司火电盈利保持环比稳定。公司转债发行正等待后续审核程序, 参与福建省海上风电竞配具备竞争优势。维持“买入”评级。</p> <p>下调/上调气电收入/毛利率、下调投资收益, 我们预测公司 24-26 年归母净利润为 29.16/30.75/32.96 亿元 (较前值调整+0.8%/+0.1%/-1.9%), yoy+11.2%/5.4%/7.2%, EPS 为 1.05/1.11/1.19 元。给予 25 年火电与其他业务 12xPE (利润占 47%), 与火电可比均值一致; 新能源 13xPE (利润占 53%), 与新能源可比均值一致; 对应目标价 13.90 元 (前值 13.34 元, 基于火电 11xPE、新能源 12xPE)。</p> <p>风险提示: 风资源情况不及预期; 电价/煤价不及预期。</p> <p>报告发布日期: 2024 年 12 月 19 日</p> <p>点击下载全文: 福能股份(600483 CH,买入): 风电强劲、火电平稳, 板块估值提升</p>
中国核电 (601985 CH)	<p>中国核电发布三季报: 3Q24 实现营收 195.45 亿元 (yoy-1.3%, qoq+0.5%), 归母净利 30.52 亿元 (yoy-7.1%, qoq+8.1%); 1-3Q24 实现营收 569.86 亿元 (yoy+1.6%), 归母净利 89.34 亿元 (yoy-4.2%), 扣非净利 88.66 亿元 (yoy-3.0%)。公司三季度归母净利符合我们预期 (29.85~32.99 亿元)。检修与台风致 3Q24 核电发电量承压, 漳州 1 号机组临近并网。新能源度电净利下滑抵消电量增长, 存量资产持续盘活。维持“买入”评级。我们预测公司 24-26 年归母净利润为 110.65/116.05/124.90 亿元, 同比增速为 4.2%/4.9%/7.6%, EPS 为 0.59/0.61/0.66 元。Wind 一致预期下可比公司 25 年 PE 均值 17x, 考虑到公司核电新机组投产逐步提速、中长期价值有望迎来重估, 给予公司 25 年 21xPE, 目标价 12.81 元 (前值 12.39 元)。</p> <p>风险提示: 核电审批数量不及预期; 项目投产不及预期; 电价下行风险。</p> <p>报告发布日期: 2024 年 10 月 30 日</p> <p>点击下载全文: 中国核电(601985 CH,买入): 3Q 业绩符合预期, 新机组投产在即</p>

资料来源: Bloomberg, 华泰研究预测

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰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。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。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。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 福能股份（600483 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前的12个月内担任了标的证券公开发行或144A条款发行的经办人或联席经办人。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第32C条的规定分发其在华泰内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所述分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经225指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时100指数），具体如下：

行业评级

- 增持：**预计行业股票指数超越基准
- 中性：**预计行业股票指数基本与基准持平
- 减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

- 买入：**预计股价超越基准15%以上
- 增持：**预计股价超越基准5%~15%
- 持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
- 卖出：**预计股价弱于基准15%以上
- 暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
- 无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

**法律实体披露**

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡: 华泰证券(新加坡)有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证, 并且是豁免财务顾问。公司注册号: 202233398E

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心53楼

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2567-6123

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

华泰证券(新加坡)有限公司

滨海湾金融中心1号大厦, #08-02, 新加坡 018981

电话: +65 68603600

传真: +65 65091183

©版权所有2025年华泰证券股份有限公司