

北京“蓝”的缔造者—— 京能清洁能源（0579.HK）研究报告

航长投资 麦浩明 2024年1月

投资评级

买入

首次

北京“蓝”的缔造者——京能清洁能源研究报告

投资要点：

分析师:麦浩明

18998532338

maihm3@foxmail.com

区位条件独一无二，背靠大树展业顺遂。京能洁能母公司为十大地方能源集团之首的京能集团。京能集团为北京市政府出资的唯一电力投资主体，负责首都的电力和热力供应。京能集团旗下经营清洁能源业务的平台只有京能清洁能源和北京能源国际两家，京能洁能是北京地区最大的风电、气电供应商，拥有地方性垄断经营权。

经营节奏稳扎稳打，公司价值持续增厚。公司实施自主开发+收并购双轮驱动的战略，现有可再生能源项目规模 8.8GW，在建项目 3.27GW，总储备容量 21.42GW，计划每年实现 3GW 以上的并网计划。公司是绿电入京的主力执行者，享有京津唐电网的中高电价和定向消纳的优越条件。从回报率角度，当前新能源市场风电优于光伏，强消纳地区优于强资源地区，公司无论在装机结构和经营区位上均占据有利条件，经营风格稳健，风光单位装机利润处于行业一流水平。此外公司在北京的燃气供电供热业务受政策保护，每年经营十分稳定，提供业绩压舱石价值。

绿电赛道长坡厚雪，现金奶牛属性渐显。全球能源结构转型的长期规划信心坚定、路径清晰，产业的实际发展速度屡超预期。2023 年国内风光装机预计将达到 430GW/543GW，2023 年的高装机奠定了 2024 年业绩高增长的基础。过去 10 余年风电和光伏分别降本 75%/89%，技术红利尚未消失，全面平价后与火电同台竞争，补贴问题将逐步得到解决。后补贴时代，风光项目建成后即可获得 25 年稳定的现金流收入，行业将获得更为纯正的公用事业现金牛属性。

悲观预期压制股价，市场忧虑可被消解。市场过于担心新能源的发电补贴、入市比例提升带来的电价下调压力、容量电价机制改革、辅助服务费用和会计准则调整的影响。事实上真正有压力的是辅助服务费用一项，可能会额外增加 5%-10% 的费用。其他事项中会计准则是一次性影响，补贴问题已在边际好转，入市比例提升在前面几年已有相当体现，在储能配套设施和全国电力交易市场未完备的情况下对光伏发电不利，政策端和产业端已有充分的应对方案。

估值安全边际充足，同业比较优势突出。公司股价经历了持续 3 年的回调，当前估值 4PE、0.4PB，处于明显低估位置，而基本面仍处于稳健增长轨道。当前股价的安全边际来自于合理的资金分配和慷慨的分红计划、股息率和私有化价格的双重估值锚、管理层的正确激励和筹码供给的出清。通过对市值、装机规模、成长性、盈利能力、估值和股息率的综合分析，确信京能洁能为行业内性价比最优标的。公司内部的增长目标围绕底线 10%、乐观 20% 来制定，预期 2023-2025 年业绩分别为 33/40/48 亿元，对应估值分别为 3.9/3.3/2.7PE。

催化剂：电价政策影响的落地；重大项目的建成；股息率提高；市场流动性的改善

风险提示：电价超预期下降；装机进度不及预期；燃气补贴下降

有别于大众的认识

1、市场认为补贴欠账会拖累公司财务表现

市场认为巨额的补贴会造成上市公司现金短缺，且在未来可能形成坏账。我们认为补贴问题由来已久，应关注其边际影响。我们认为解决补贴的最佳时机已经到来，补贴问题更多是往边际好转的方向变化，在平价时代补贴将不再是新能源发电公司的核心矛盾，过往因为补贴欠账而拖死一些公司的现象会越来越少。平价时代补贴需求的总盘子已经封口，单个项目补贴资金也采取了收口办法。政策端和业界为彻底解决补贴问题提出了多条切实可行的解决路径，一是清查违规项目，绿码项目加速发放；二是财政专项拨款；三是成立专业性公司进行市场化发债；四是使用 Reits 基金等资产证券化新手段。

2、市场认为电价长周期下行会造成公司利润下滑

新能源发电已完成装机平价和上网平价两项里程碑事件，用电端平价也在部分省份完成。新能源技术推动降本的路径尚未达到瓶颈，因此成本端仍有相当充足的腾挪空间。煤炭供需紧张形势持续使火电盈利受损，火电持续在市场电价浮动上限交易，市场整体电价水平较高。再加上电力供需紧缺问题可能贯穿十四五期间，全社会电价的调价压力并不明显。新能源电价长周期下行一方面是技术进步的使然。后补贴时代新能源部分进入市场交易，市场电低于计划电导致整体电价继续下行。这对光伏影响更为明显，对风电影响较小。然而目前新能源入市比例已达 40%-50%，由于存在部分优先采购、优先消纳的情形无法全额上网，市场化比例继续提高的空间不大，电价下滑的幅度将逐渐开始收窄。同时也应看到风电机组大型化、组件价格大幅下跌和融资利率下行让成本端释放了更大的利润空间，上市公司的单位装机运营利润在降电价时期仍然保持相当稳定。

3、市场对容量电价、辅助服务费用的改革过于悲观

市场认为容量电价和辅助服务费用改革都是以绿补火的政策，为新能源大幅增加额外成本。我们认为首先要明确电价政策的长远目标是火电让路绿电，一些必要的经济补偿和利益调节机制都是为了长期目标的达成路径更为通畅。其次绿电项目回报率评价指标 IRR 要求并不高，如果大幅损害绿电的权益将会挫伤装机积极性，不利于 2030 年能源结构转型目标的达成。火电机组在让出能源结构主体地位的过程中，产能利用下降，可能导致收入大幅萎缩，而且对火电进行灵活性改造会增加环境处理费用和资产折旧，因此需要变原来的单一电量电价模式为电量电价+容量电价模式，利用容量电价收入来部分弥补电量收入的损失。在不同省份容量电价收入会增厚火电机组收入 3%-16%不等，由于政策端不希望看到总电价水平在改革后出现下滑，因此绿电所挂钩的容量电价降幅会低于这个数字。辅助服务费用对光伏的影响最高达到 10%，对风电的影响最高达 5%，但辅助服务费用和绿电溢价是一体两面，未来会通过绿电绿证的交易价值来实现回收。两项费用加总对绿电的影响平均约为 10%出头，对风电影响更小，在消纳能力强的省份影响更小。

4、市场认为会计准则变化会导致上市公司业绩同比下滑

三峡能源的三季度和投资者交流活动已为今年业绩敲响警钟，全年业绩可能出现同比下滑。我们认为会计准则调整大多数情况下是改变了利润释放的节奏，不改变公司长期的现金流水平。此次会计准则调整对 2021 年抢装基数大的公司影响较大，但影响时间不会长，2023 年业绩增速低意味着 2024 年利润释放的空间大。

5、市场认为公司流动性不佳，影响价值的兑现

京能氢能目前为非港股通标的，每日交投相对清淡，换手率只有不到 0.2%，市场因此而担心公司估值受压，长期表现低迷。我们认为流动性不足是造成公司处于当前异常低估的一个主要原因，换一个角度，如果我们愿意付出一定流动性的折让，就能在卓越的预期回报率下收集行业最优性价比的标的。我们把新能源电力公司的评价指标划分为 7 个维

度，分别为市值、装机规模、成长性、估值、盈利能力和股息率，结果发现京能洁能同时具备中小市值和规模+中高速增长+极低估值+强盈利能力+高股息率的特征，综合计分表现为同行业最优水平。市场担忧港股流动性不无道理，但根据香港市场的流动性分析框架，港股的流动性跟随美元潮汐而上下波动，在当前美元指数拐头向下的形势下流动性可能会出现阶段性改善。最后，公司已着手提高股东回报水平，通过制定保质保量的股权激励目标，将股东价值、公司价值和管理层激励绑定在一起，逐步提高股息派发比例。即使股价表现不佳，当前 8%、未来 12%的股息率也能为投资回报提供多一层保险。

一、区位优势独一无二，背靠大树展业顺遂

1、背靠十大地方能源集团之首京能集团

京能清洁能源 (以下简称京能洁能) 的母公司为京能集团。京能集团前身北京国际电力开发投资公司最早成立于 1993 年, 先后与北京市综合投资公司、北京市热力集团有限责任公司、北京京煤集团进行合并重组, 最后形成目前的组织架构。**京能集团为十大地方能源集团之一, 是传统五大六小电力集团以外的有力竞争者。**集团主营业务涵盖电力生产和供应、热力生产和供应、煤炭生产和销售、房地产开发经营、物业管理, 注册资本 220 亿元, 总资产规模达 4337 亿元。

京能集团为北京市政府出资的唯一电力投资主体。集团纳入合并范围 644 户, 其中核心的子公司 9 家, 分别为京能电力 (600578.SH)、京能清洁能源 (0579.HK)、北京市热力集团、京能财务有限公司、京能置业 (600791.SH)、京煤集团、昊华能源 (601101.SH)、北京能源国际 (0686.HK)、北京健康养老集团。

电力能源板块贡献了京能集团 90% 的盈利来源, 是集团的核心支柱业务。2023 年上半年京能集团电力板块实现营收 267.32 亿元、毛利 74.43 亿元。过往 3 年电力板块的营收复合增速高达 20.95%, 装机规模和上网电量双双实现了快速提升。

表 1 京能集团营收构成

业务板块	2023 年 1-6 月		2022 年		2021 年		2020 年	
单位: 亿元	收入	占比%	收入	占比%	收入	占比%	收入	占比%
电力板块	267.32	58.79	516.54	56.63	416.18	52.1	353.12	52.66
热力板块	92.24	20.28	149.56	16.4	145.88	18.26	136.94	20.42
房地产销售	23.99	5.27	67.27	7.37	53.21	6.66	39.96	5.96
煤炭板块	28.4	6.25	80.69	8.85	66.77	8.36	32.42	4.83
其他	42.8	9.41	98.11	10.76	116.75	14.62	108.1	16.12
合计	454.74	100	912.17	100	798.79	100	670.54	100

数据来源: 京能集团

表 2 京能集团盈利构成

业务板块	2023 年 1-6 月		2022 年		2021 年		2020 年	
单位: 亿元	毛利润	占比%	毛利润	占比%	毛利润	占比%	毛利润	占比%
电力板块	74.43	90.58	121.12	76.51	68.33	62.14	89.01	88.33
热力板块	-12.86	-15.65	-33.51	-21.17	-31.28	-28.45	-27.71	-27.5
房地产销售	2.36	2.88	7.18	4.54	3.34	3.04	11.44	11.35
煤炭板块	10.08	12.27	50.22	31.72	48.14	43.77	13.35	13.25
其他	8.15	9.92	13.29	8.4	21.44	19.5	14.68	14.57
合计	82.16	100	158.3	100	109.97	100	100.77	100

数据来源: 京能集团

2、集团电源结构向可再生能源倾斜

截至 2022 年年底, 京能集团电力板块控股装机容量 3868.35 万千瓦, 全年实现上网电量 1191.45 亿千瓦时, 同比增长 11.91%。**集团内部经营核心电力能源的主体有 3 个, 煤电业务由京能电力负责, 清洁能源发电由京能清洁能源和京能国际控股负责, 电力销售区域分布在北京、山西、内蒙、宁夏、四川、云南、广东等地。**

过去3年，京能集团控股装机容量复合增长15.50%，从2900万千瓦大幅提升至3868万千瓦，主要由各类清洁能源电站的增量所拉大，电源结构不断优化，煤电机组占比已下降至46.01%。集团响应全国《十四五可再生能源发展规划》，装机规划全面向清洁能源倾斜，此举赋予了京能洁能更重要的历史使命。集团发展清洁能源的初衷在于“配合北京市治理城市环境污染、提升环境质量、满足绿色奥运要求”。在这一宗旨框架下，集团以京能清洁能源为平台整合了集团内部燃气热电联产、风电、水电、光伏发电、集中供热等一批最优质的清洁能源业务。

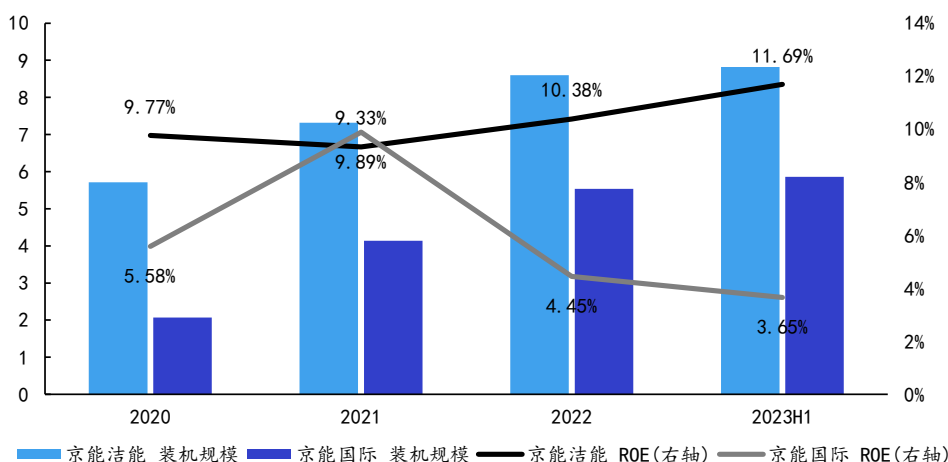
3、京能洁能为集团内部嫡系优等生

京能清洁能源是北京地区规模最大、实力最强的清洁能源企业。公司控股装机容量达到13.72GW，涵盖燃气发电、风电、水电，不同业务又各有特色。**风电业务方面，公司是北京地区最大的风电运营商，以5.06GW的装机容量排名国内第八。**燃气方面，公司在北京地区运营7个燃气热电联产电厂，发电量占北京燃气发电量的40%以上，供热量占北京集中供热量的40%以上，为北京地区燃气供热供电的绝对龙头。

京能集团旗下还有另一个新能源运营平台——京能国际控股(0686.HK，以下简称京能国际)，该公司同为港股上市公司，定位为国际化、市场化清洁能源投资平台，集团持股32.04%。京能国际历史沿革和股东成分较为复杂，公司前身为熊猫绿能，以建设熊猫造型的光伏电站而名噪一时。熊猫绿能于2013年上市，背靠大股东招商局资源快速扩张，6年时间装机容量增长16倍，从140MW扩大至2.3GW。2016年熊猫绿能提出更为激进的“熊猫100计划”，目标5年时间在建设100座熊猫电站，把总装机容量扩张至5GW。过于激进的扩张计划令熊猫绿能的财务状况弱不禁风，财务地雷终于在2018年531事件和迟迟未能到位的发电补贴拖累下引爆。

2020年京能集团接手，把熊猫绿能更名为京能国际，增资扩股注入18亿流动性支持，置换高息债务，改组董事会成员，清理无效资产和拖欠坏账。重组后的京能国际股东成分复杂，第一大股东京能集团持股32%，第二大股东招商新能源持股15.37%、第三大股东华清光伏(中国华融海外)持股13.61%，第四大股东NEX持股9.37%。招商新能源曾为招商局旗下开展新能源业务的业务平台，但目前已非集团重点业务，招商局官网组织架构和新闻栏目中已无任何与“招商新能源”相关的字眼。

图1 京能洁能资产规模及盈利质量均领先于京能国际（仅风电光伏）



数据来源：Wind

京能集团旗下清洁能源业务采用双平台模式运营，但无论从股权结构还是资产质量角度，京能洁能都体现出相当明显的优势。首先，京能国际股东背景纷繁复杂、内部不同势力的利益诉求不一致，足以引起投资者忧虑；相比之下，京能洁能股权结构单纯，集团持股比例68.67%，先后实施两期股权激励计划，内部凝聚力强。其次，京能国际的存量资产存在一定的历史遗留问题，ROE不稳定且平均只有不到5%，远低于9%-10%的行业平均值；而京能洁能的资产干净，自主开发+双轮驱动拓展电站资源，开发速度遵照集团指引不疾不徐，ROE指标已连续10年站稳9%平台之上。最后尤为

重要的一点是，京能洁能并不是纯粹的风电光伏运营商，公司把控了京能集团内部可能是最硬核最稳定的现金牛业务：北京的燃气供电供热业务，这一块业务属于区域垄断型业务，受政策保护，现在每年贡献 125 亿收入和 12 亿利润，扮演着压舱石的角色。

二、经营节奏稳扎稳打，公司价值持续增厚

1、丰富的项目储备锁定未来成长性

不论行业周期如何变化，京能洁能均按照自身稳健的经营节奏实现了装机规模的扩张。2020 年-2023 年上半年，公司的风电装机规模从 2.8GW 提升至 5.17GW，光伏装机规模从 2.91GW 提升至 3.65GW，装机规模年均增速接近 20%。从过往表现来看，公司的工程建设进度较快，执行力突出，往往能提前完成任务，如查干淖尔电厂、巴彦淖尔乌兰特后期等大基地特大型项目都先于预定时间完工并网，提前锁定了 2024 年的业绩增长。

丰富的储备项目池是公司可持续性增长的动力源泉。截至 2023 年 3 月公司在建项目达到 3.27GW，预计总投资规模为 197.52 亿元，其中 80% 资金来源于外部融资，已完成投资 81.3 亿元。公司制定自主开发+收并购双轮驱动的战略，计划每年实现 3GW 以上的并网计划。可再生能源项目总储备容量达到 21.42GW，至少可以满足公司未来 7 年的开发需求。

表 3 京能清洁能源重点在建工程（截至 2023 年 3 月）

项目名称	装机容量 MW	预计完工时间	总投资/亿元
峡盛天津宁河东棘坨镇集中式风力发电项目	80	2023 年 12 月	6.66
张家口市万全区整区屋顶分布式光伏开发试点项目	50	2023 年 12 月	2.09
灵寿县京实智慧新能源科技有限公司灵寿县源网荷储一体化试点示范项目	190	2023 年 12 月	9.78
京能建平太平庄 50MW 风电项目	50	2023 年 6 月	3.48
大庆京能风电平价上网项目	50	2023 年 6 月	3.43
大庆京能 50MW 平价示范上网项目	50	2023 年 7 月	3.46
京能阿巴嘎旗沙地绿色生态治理 100MWp 光伏项目	100	2023 年 7 月	3.99
京能查干淖尔电厂风光火储氢示范项目阿巴嘎旗 30 万千瓦风电项目	300	2023 年 12 月	21.03
京能查干淖尔电厂风光火储氢示范项目阿巴嘎旗 20 万千瓦光伏项目	200	2023 年 12 月	11.54
上海庙至山东特高压通道配套巴彦淖尔风电基地	400	2023 年 12 月	28.88
巴彦淖尔市乌兰特后期旗京能 200MW 风电项目	200	2023 年 9 月	13.64
京能查干淖尔电厂风光火储氢示范项目苏左 50 万千瓦风电项目	500	2023 年 12 月	35.03
镶黄旗京能文贡乌拉风光电站扩建 100MW 风电项目	100	2023 年 9 月	6.64
浑源县 100MW 光伏发电+10%储能项目	100	2023 年 9 月	5.06
宁夏京能宣和 150MW/300MWh 储能项目	150	2023 年 5 月	5.2
京能韩城桑树坪 100MW 农光互补光伏发电项目	100	2023 年 12 月	6.27
京能钦州长城百万千瓦新能源示范基地（一期 150MW）光伏项目	150	2023 年 8 月	7.75
广西中伟一期屋顶分布式光伏项目	37	2023 年 6 月	1.57
宜昌市夷陵区小溪塔天然气热电联产项目	150	2023 年 10 月	9.81
东源县涧头镇洋潭村 100 兆瓦农光互补光伏电站项目	100	2023 年 12 月	4.71
监利程集镇邹集村 80 兆瓦渔光互补项目	80	2023 年 7 月	3.22
福建省 100MW 屋顶分布式项目	100	2023 年 10 月	4.28
合计	3236.95	--	197.52

数据来源：债券评级报告

2、绿电进京主力，“北京蓝”的缔造者

“既要光和热，又要蓝天白云”，是北京能源供应与消费的必答题。《北京市“十四五”时期电力发展规划》计划通过“减煤、稳气、少油、强电、增绿”的手段，把可再生能源的消费比例提高 4 个百分点到 14.4%，外调绿电量从 145.6 亿千瓦时增长至 300 亿千瓦时，到 2025 年新增可再生能源装机 210 万千瓦，到 2035 年全市基本实现无煤化。**规划上的重点在于可再生能源装机和外调绿色电量，均明确表示要实现 5 年翻倍的目标，而这一切依赖于环京带新能源基地的建设。**

北京市周边已密集布局多个“绿电进京”能源基地，积极推进外埠清洁能源项目建设。十四五规划特别提到积极推进环首都风电基地建设，支持晋蒙区域可再生能源基地建设，研究推动吉电进京以及大同、赤峰等千万千瓦级可再生能源基地的前期工作，重点支持推进上都电厂、托克托电厂、蔚县电厂、岱海电厂等风光火储一体化项目建成投产。探索建立“域外资源开发、绿电定向输送、本市定向消纳”的绿电进京模式。

表 4 北京市十四五时期电力发展目标

类别	指标	2020 年	2025 年
用电需求	用电量	1140 亿千瓦时	1400 亿千瓦时
	用电负荷	2288 万千瓦	3300 万千瓦
供电能力	总装机	1316 万千瓦	1533 万千瓦
	可再生能源装机	218 万千瓦	435 万千瓦
	外调绿色电量	146 亿千瓦时	300 亿千瓦时
	可再生能源电力消纳	16.4%	达到国家要求
	外受电通道输电能力	3100 万千瓦	4300 万千瓦
电网结构	主干电网	一环七区四深入	一环九区六深入
	220 千伏	七大分区	九大分区
	电网高峰负荷削峰能力	--	3%-5%
	供电可靠率	99.995%	99.996%
电能替代	充电桩	23 万个	70 万个
	换电站	159 座	310 座
	电能消费占比	27.7%	29%

数据来源：北京市城市管理委员会

京能集团作为北京市属国有独资综合能源企业，肩负着保障首都电力能源安全和供应的使命，在绿电进京的进程中担负着不可替代的参与者角色，也是环北京电源基地大规模建设的受益对象。凭借集团定位优势，京能洁能在环京带、绿电进京项目上获得得天独厚的项目资源，储备项目主要位于风力资源丰富的中国东北及华北地区，如内蒙古、北京、宁夏、河北、辽宁等地。

京能洁能已参与多个绿电进京项目，如张家口-北京冬奥项目、大同市京能千万千瓦综合能源基地、内蒙古京能乌兰察布市二期风电基地、锡林郭勒盟可再生能源外送基地、查干淖尔特高压外送项目。

其中有两个 GW 级项目具备标杆性示范意义：**一是张家口-北京冬奥项目，风电基地装机规模 1.2GW，为冬奥场馆提供了 1.7 亿度绿电，帮助北京冬奥会成为历史上首个全场馆 100%绿电供应的奥运项目。**二是查干淖尔风光火储氢 1GW 示范项目，项目位于内蒙古锡林郭勒盟，2022 年 3 月开工建设，2023 年 11 月并网，包括 800MW 的风电项目（苏尼特左旗 500MW+阿巴嘎旗 300MW）和 200MW 的光伏（阿巴嘎旗 200MW）项目，15%比例配置电化学储能系统，制氢-加氢一体站项目总规模 2000NM³/h。**查干淖尔项目是京能集团首个风光储氢一体化项目，一度以样板工程的身份登上人民日报版面。**

3、运营效率处于行业中上游

可再生能源电站的运营质量取决于项目的自然资源和利用效率，一般通过上网电价和利用小时数来判断。我国把风能资源分了4个资源区，把光资源分了3个资源区。风电一类资源区包括内蒙古的大部分地区和新疆小部分地区，年等效利用小时数在5000小时以上；二类风能资源区包括河北省张家口市、承德市，内蒙古赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市等，年等效利用小时数3000-5000小时，属于风能较丰富区；三类风资源区年等效利用小时数在2000-3000小时，属于风能可利用区。四类资源区年利用小时数在2000小时以下，属于风能贫乏区。类似地，太阳能资源区被划分为三类，一类资源区年利用小时数在1600小时以上，包含宁夏、甘肃、新疆、内蒙古等地；年利用小时数1400-1600的为二类资源区，三类资源区年等效利用小时数在1200-1400小时。

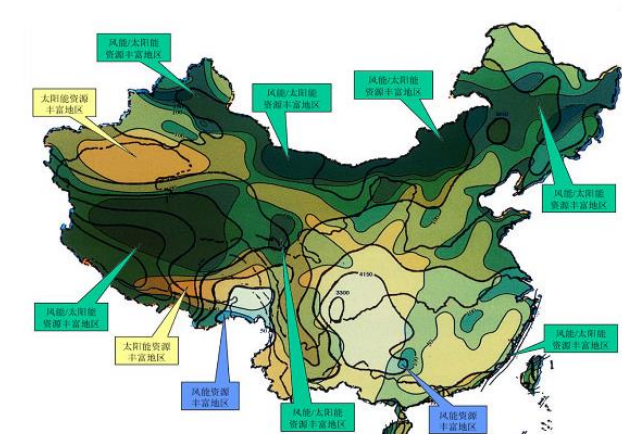
2022年全国风力发电平均利用小时数2259小时，光伏发电平均利用小时数1202小时。京能氢能项目多地处环京带，大部分属于风光资源都充足的地区，自然禀赋较好。公司弃风弃光率较低，风电限电率约为7%，光伏限电率约为4%，综合而言，公司风电利用小时数达2338小时，光伏利用小时数达1436小时，均显著高于行业平均水平。

图2 京能氢能主要项目分布 (2021年数据)



数据来源：公司业绩发布会

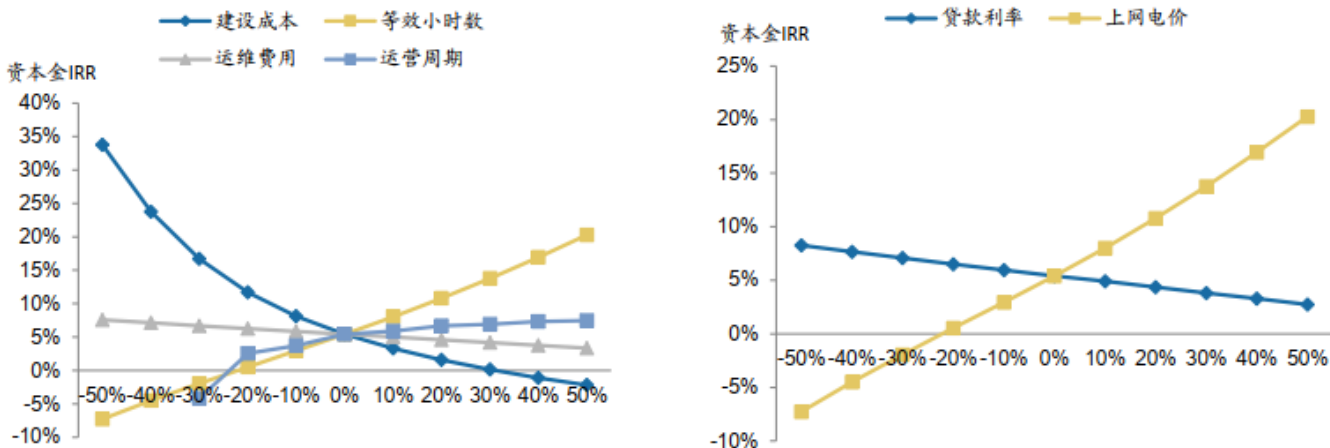
图3 我国风光资源分布



数据来源：国际风力发电网

可再生能源项目的盈利能力取决于三个因素：建设成本、利用小时数、上网电价。IRR与电价成正比，与弃风率、单瓦投资成本成反比。当初始建设成本较基准情形下降10%，项目资本金IRR就能从5%提升到10%，类似地当项目利用小时数提升10%或项目电价提升10%，项目资本金IRR也能从基准情形的5%提升到10%。

图4 风电项目资本金IRR对建设成本、利用小时数和上网电价最为敏感

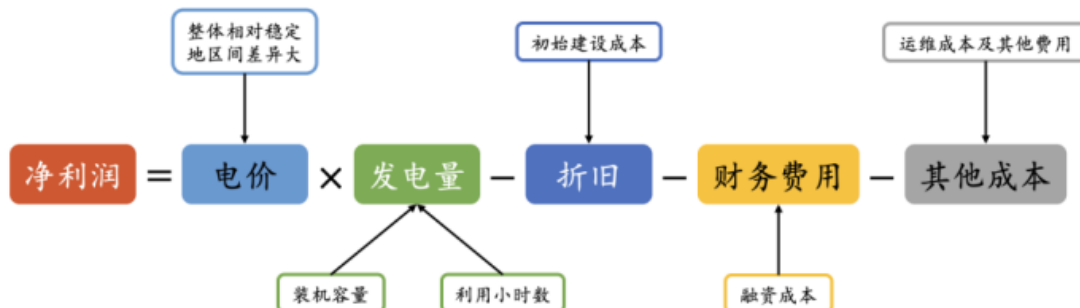


数据来源：广发证券

电站净利润计算公式=电价×发电量-折旧-财务费用-其他成本。通过对公式构成项进行拆解发现，电价本身周期性波动，不同各地区差异较大，新疆、宁夏的燃煤电价低至 0.25 元/度，东南部的广东、湖南高至 0.45 元/度；发电量取决于装机容量与利用小时数的乘积，其中装机容量要考虑控制和权益的差异，利用小时数并不一定等于风光资源禀赋，还要考虑消纳并网难度；折旧取决于初始建设成本，主要受到风机和光伏组件价格的影响；财务费用与融资成本密切相关。

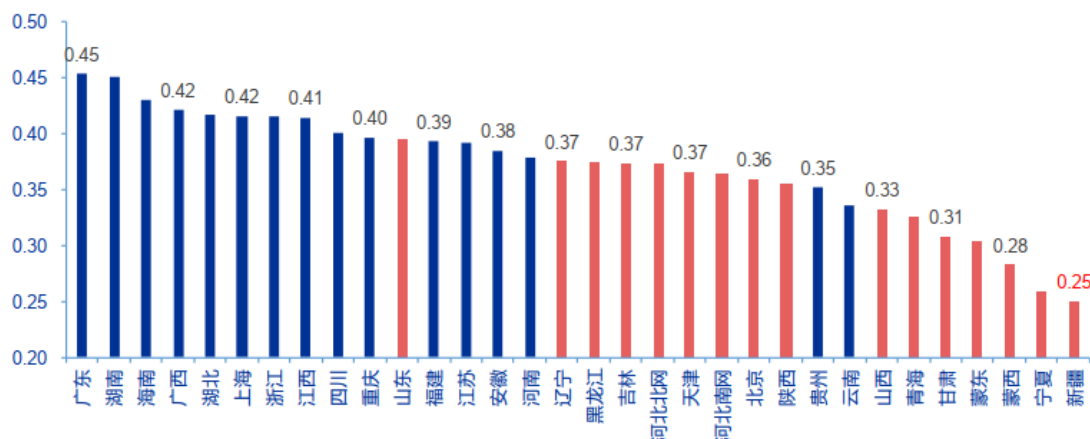
几个要素之间一般处于不可能三角的关系，风光资源好的地区可利用小时数高，但上网电价低，且消纳情况不佳，纳入辅助服务费后还可能承担较高的补偿成本。不同省份之间电价首尾差异近 45%。弃风弃光率首尾差异近 10 个百分点，而一类资源区和三四类资源区的资源禀赋不一定能拉开 1 倍的差距，所以资源禀赋好的项目不一定就盈利能力强。典型如内蒙、宁夏、甘肃、青海等地区，可利用小时数高，但弃风弃光率居高不下，上网电价也低人一等，“表面光鲜”的资源禀赋未必能顺利转化为优越的经济效益。**此情景下绿电进京项目的“定向输送”、“定向消纳”条款显得弥足珍贵，相当于为京能洁能的电量电价提供兜底保障。**

图 5 风电光伏运营商业绩拆分



数据来源：东方财富

图 6 各省份燃煤电价差异巨大



数据来源：国家发改委

由于新能源进入市场化交易的比例不断提高，因此入市模式、受电地区对整体电价起到关键影响。通过对各省市的新能源市场化交易模式分类，发现在新能源发电量占比高，且消纳能力低的地区，政策倾向于全部入市。如青海省新能源装机占比达 63%，发电量占比达 35%，而风光利用率只有 91%-93%左右，符合高发电量占比、低消纳能力的特征，政策要求集中并网新能源企业全部参与市场化交易。新能源占比较低、消纳能力较强、电价承受能力较强的地区，新能源入市比例极低。换言之在下图 (3)、(4) 项所列的北京、江苏、浙江、安徽、上海等地新能源能够获得最优厚的价格水平。

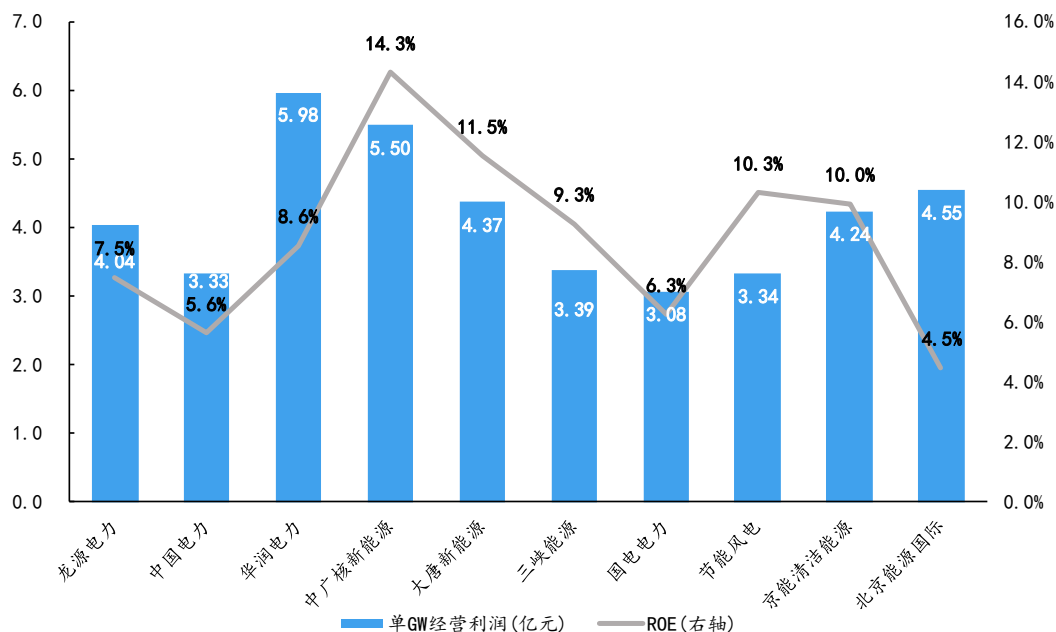
图7 各地区新能源市场化交易模式

交易模式	具体规则	地区
(1) 全电量能入尽入	明确集中并网新能源企业（除扶贫、特许经营权、存量光热发电项目，光伏应用领跑者基地保障利用小时以内发电量）全部参与市场交易	青海
	(a) 补贴项目入市，平价项目暂缓	山西、云南、黑龙江
(2) 行政规定部分电量入市（保护措施）	(b) 直接规定新能源整体入市比例	甘肃、宁夏、内蒙、新疆、陕西、吉林、山东、辽宁、广西、四川、冀南、广东、云南、黑龙江
	(c) 风电正常入市，光伏发电暂缓	福建
	直接在省内开展绿电交易，并入中长期交易电量，享受环境溢价（但比例较低）	北京、江苏、浙江、安徽、贵州、冀北、天津
(3) 直接开展绿电交易	电力交易方案中仅强调煤电电量全部进入市场 新能源电量相关表述较为谨慎	上海、海南、湖北
(4) 全电量保障性收购/入市比例极低		

数据来源：天风证券

落脚到上市公司业绩层面，**表征运营效率和盈利质量最核心的指标为单位装机利润和长期 ROE 水平**。单位装机利润反映经营层业务层表现，ROE 增加了对融资成本、税收和杠杆率的考虑。A 股和港股 10 家主流新能源运营商的单 GW 运营利润落在 3-6 亿元之间，中位数 3.76 亿元；2022 年行业的 ROE 水平处于 4.5%-14.3%之间，中位数 8.9%。京能洁能的单 GW 运营利润为 4.24 亿元，ROE 为 10%，均处于行业中上游水平。行业内单位利润和 ROE 俱佳的有华润电力、中广核新能源、大唐新能源和京能节能。如果增加业绩稳定度的考量，则只有中广核新能源和京能节能 2 家公司能够连续 5 年把 ROE 维持在 9%以上。

图8 京能节能单位装机利润及 ROE 处于行业前列



数据来源：各公司年报

三、绿电赛道长坡厚雪，现金奶牛属性渐显

1、能源结构转型规划信心坚定、路径清晰

绿色电力将逐步取得能源主体地位，全球能源结构转型的长期规划信心坚定、路径清晰。二十大施政报告提出加快规划建设新型能源体系。《十四五可再生能源发展规划》提出 2030 年我国风电装机、光伏总装机目标达到 12 亿千瓦以上，折算下来年均装机目标超 55GW。这个数字已领先全球各个主力新能源装机国的发展规划，但业界的预测更为乐观。

2021 年全球能源互联网发展合作组织发布《中国 2030 年能源电力发展规划研究及 2060 年展望》，预计 2025 年我国电源总装机达到 29.5 亿千瓦，其中清洁能源装机 17 亿千瓦，占比 57.5%，正式确立主导电源地位。

按照报告预测，2020-2025 年，光伏风电装机接近翻番，从 2025-2030 年，光伏风电装机再增长 70%，两个 5 年规划间风光 CAGR 分别达到 15%和 11%，远远高于 5.4%的全社会用电增速，2025-2030 年之间新增电力需求全部由清洁能源来满足，2030 年清洁能源装机占比将达到 70%。

表 5 全球主力新能源装机国发展规划（2022 数据）

国家/经济体	电源类型	存量装机	目标装机	年均装机目标
中国	风电+光伏	758 (2022), 902 (2023Q3)	1200 (2030)	55
美国	海上风电	0.04 (2022)	30 (2030)	3.7
美国	光伏	114.2 (2022)	464 (2032)	35
欧盟	光伏	164.9 (2021)	760 (2030)	66.1
欧盟	风电	约 190 (2021)	480 (2030)	32.2
英国	光伏	13.7 (2021)	50 (2030)	4.0
英国	风电	27.1 (2021)	80 (2030)	5.9
印度	非化石燃料	158 (2021)	500 (2030)	38

数据来源：惠誉博华

产业的实际发展速度超越了市场的乐观预期，2023 年 1-9 月风电新增装机容量 33.84GW，同比增长 74%；1-9 月光伏新增装机 128.94GW，同比增长 145%。至 2023 年年底风光装机预计将达到 430GW/543GW，年均新增装机规模已抬升至 71/183GW，再次大幅超越了前期的乐观预测。

2023 年风光新增规模的高速增长奠定了 2024 年电站运营商集体高增的基调。时至今日中国的风电和光伏累计装机容量已经达到全球相应装机比重的 40%，且在全球范围内的容量领先优势还在不断拉大。2023 年 3 月份，国内非化石能源发电装机容量占比达到 50.9%，历史性地首次超过化石能源发电装机容量。至此电源端的建设已初见成效，但电力系统的建设远未完备，区域电力调配互济、市场化电价交易定价体系、存量火电利益等复杂问题仍然待解。政策的决心是化解一切机制设计问题的钥匙。“长期建立以可再生能源为支柱的新型电力体系，坚定以新的体制机制来支撑能源供给和储备调运方向”，对于化解实践过程中出现的种种不适应有着强烈的底线兜底意味。

图 9 零碳情景下 2020—2060 年电源装机结构

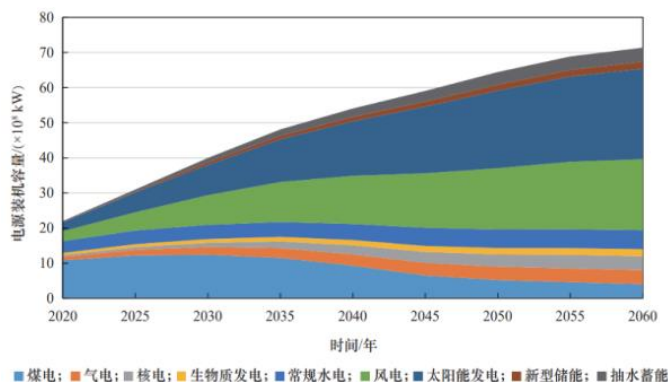
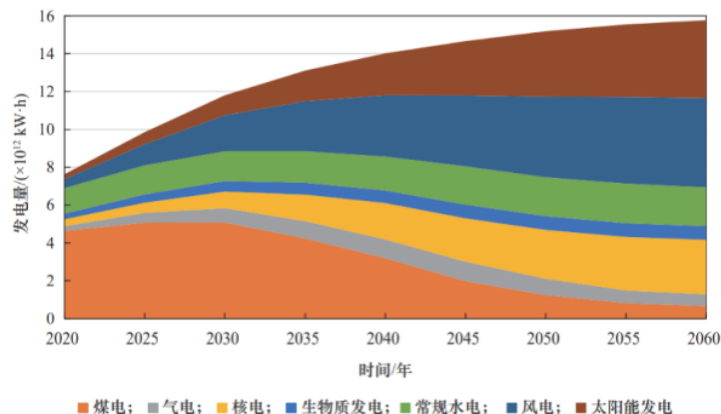


图 10 零碳情景下 2020—2060 年发电量结构



数据来源：《我国电力碳达峰、碳中和路径研究》

2、传统电力巨头与绿电新贵同场竞技

能源结构和电力系统的转型升级快速推进，将对电力生产和运营行业产生深远持续的影响。碳达峰压力下，传统火电公司势将面临长期的钝刀割肉般的去产能过程，配建绿电装置已成为不可避免的选择。因此行业规模扩张的动力不仅来自于三峡能源、龙源电力等专门化新能源公司，也有来自于华能国际、国投电力等老牌火电公司的转型。过去3年煤价高企的环境令老牌火电公司盈利备受压力，加速了向清洁能源转型的决心。由于其拥有体量、人员和项目的固有优势，很轻松地就交出了碾压同行的装机数据。

从各大能源集团十四五规划装机目标来看，2021-2022年实际装机规模明显偏低，与规划量差距较大，因此合理预期未来2年可能重新进入加速装机阶段。

表 6 大型电力集团装机进度落后于规划

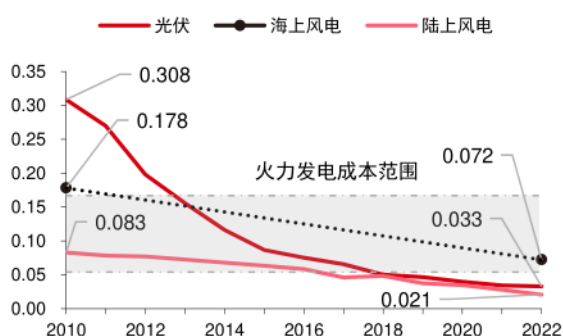
单位：万千瓦	2021	2022	目标对应 2023-25 年均装机
华能国际	320	606	800
国电电力	89	306	700
龙源电力	202	441	600
大唐新能源	85	112	556
广宇发展	148	22	550
三峡能源	729	353	500
中国核电	362	366	492
国投电力	40	103	237
华润电力	420	156	800

数据来源：各公司公告

3、技术降本长期通道尚未打破

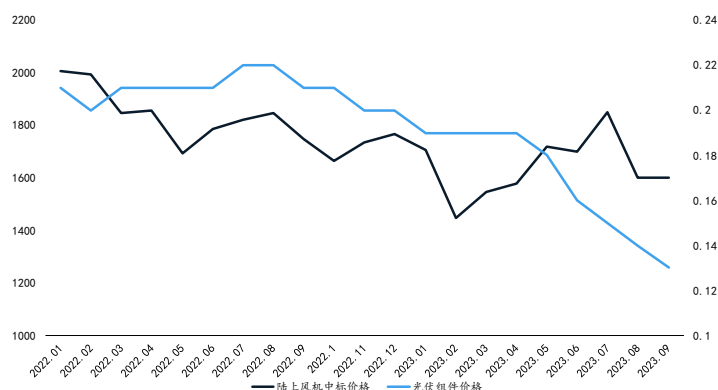
技术发展推动的长周期降本，是风电光伏产业区别于火电水电的重要标志。从 2010 年至 2022 年，我国陆上风电 LCOE 降幅达到 75%，光伏 LCOE 降幅达到 89%，当前风电和光伏新建项目的度电成本已低于火力发电的成本范围。可再生能源产业正以史无前例的速度实现技术和规模化降本，推动清洁电力实现平价上网。

图 11 风光 LCOE 已低于火电成本带



数据来源：IRENA

图 12 陆上风机及光伏组件中标均价快速下降



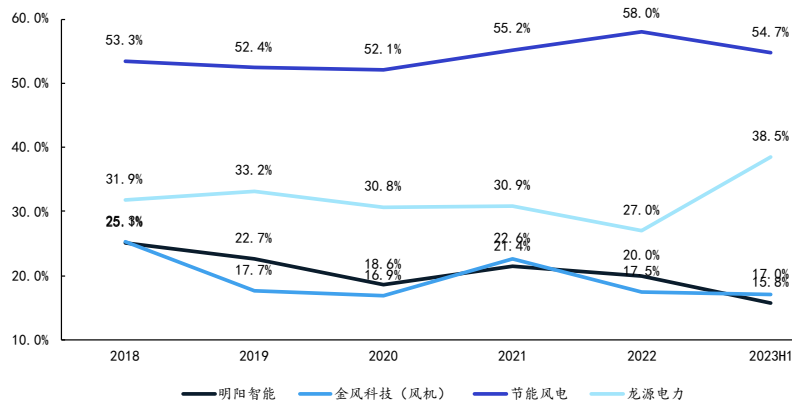
数据来源：wind，金风科技

近期风机招标价格和光伏组件价格双双大跌，即是产业长周期降本的一个缩影。风机大型化趋势愈演愈烈，陆上主力机型从 2-3MW 升级至 5MW 机型，据罗兰贝格测算，机组大型化推动单位成本下降 14%。2022 年风电主机头部厂商放弃昂贵的直驱路线，转投更具经济性的半直驱路线，成为加速风机招标价格下探的重要推手。当前风机主流招标价格已下探至 1600-1800 元/KW 价格带，较 2022 年年初已跌去两成。光伏组件价格在 2021 年因上游硅料暴涨顶牛，至 2022 年下

半年出现松动。随着上游硅料的新产能密集释放，硅料价格已从 300 元/kg 高位跌落至 60 元/kg，光伏组件价格也从 2 元/W 下降至 1.3-1.5 元/W 区间。

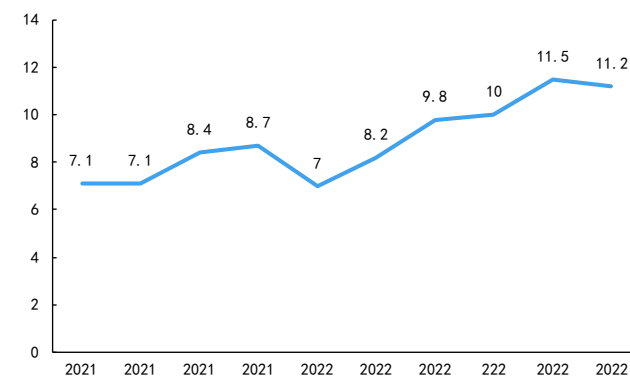
从成本结构来看，无论是风机还是光伏组件，都占据各自项目投资成本的 50% 左右，上游成本端的松动无疑将会形成明显的降本效应，转而抬升项目 IRR 水平，刺激运营方加快装机并网速度。以 100MW 的风电场新项目为例，在其他条件不变的情况下，4000 元的风机价格下降能够提升全生命周期 IRR 约 1.5 个百分点。

图 13 新能源电站运营商毛利率持续占优



数据来源：Wind

图 14 火电 1000MW 机组三大主机单台价值量



数据来源:中国招标投标公共服务平台

新能源发电的渐进式降本，既是占据主体能源地位的先导技术条件，也是电站运营公司可持续运营的根基。因为从补贴时代过渡到平价时代，再到市场化交易电量比例大幅提升，新能源上网电价的整体趋势是不断下滑的。上市公司的单位装机净利润仍能够维持相对稳定，依赖的是在成本端不断压榨上游。以风电行业为例，风机头部供应商金风科技（风机部分）和明阳智能在 2018-2020 年和 2021-2022 年出现了两轮大幅度的降价潮，毛利率均下滑至 20% 以下，腰部尾部供应商大多处于盈亏平衡状态，同一时期龙源电力和节能风电等运营商的毛利率并没有出现太大的起伏。

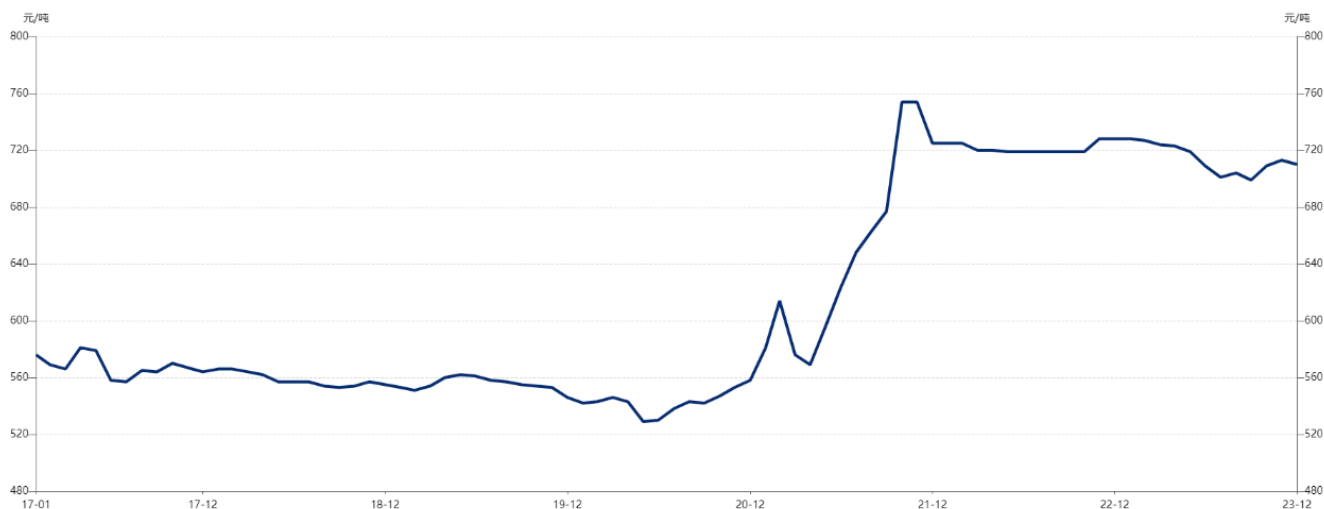
值得庆幸的是新能源降本尚未遇到瓶颈。根据国网能源研究院的预测，未来数年清洁能源成本还有 10%-15% 的下降空间，陆上风电度电成本预计将从 2020 年的 0.287-0.539 元/KWh 下降至 2025 年的 0.241-0.447 元/Kwh，光伏度电成本预计将从 2020 年的 0.245-0.512 元/KWh 下降至 0.22-0.462 元/Kwh。而传统能源对此无能为力，火电机组投建成本不降反升，近期 1000MW 机组三大主机单台价值量达到 11 亿元以上，较 2021 年上涨了约 30%。

4、全面平价后补贴困扰平息

新能源发电平价上网后，参与现货市场的比例提升，而现货市场的形成价格以火电的燃煤电价为基准，上下浮动 20%。新能源与火电在同一市场进行价格竞争，两者的电价联系从过往的相对独立转变为一定程度上挂钩联动。

火电的电价决定因素中最为关键的是动力煤价格，过往 20 年火电被视为周期性行业的原因主要是煤炭价格周期性波动大幅影响火电的成本端，行业政策多次以煤电联动、长协煤、电价上浮等手段调和电、煤两者之间的利益矛盾。当前正处于新一轮煤炭景气周期中，火电公司基本按 70% 签订长协煤协议，也仅仅能把长协煤价维持在 720 元/吨的水平，大幅偏离历史中枢价格 550 元近 40%。在电价端多个省份的火电也是普遍较基准价顶格上浮 20%。尽管火电已充分打满政策可腾挪的空间，也仅仅在利润端实现微弱的盈亏平衡，可见当前燃料成本对火电的压力之大。展望未来 1-2 年煤炭供需紧平衡格局难以改变，火电电价大概率将维持较高的基准水平，拉高整体电价水位。

图 15 长协煤价近 3 年维持高位



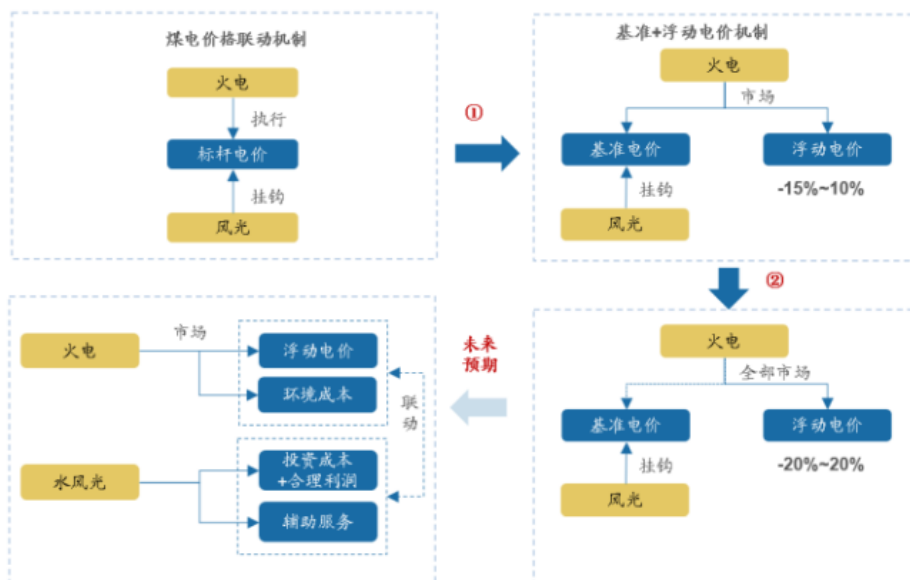
数据来源: Wind

在将来成熟的电价形成机制下，绿电电价+辅助服务成本应等于火电电价+环境成本，绿电既享有环境溢价，也需要付出一定的辅助服务成本。当前的政策阶段性地倾斜于辅助服务市场，环境溢价尚未得到成功定价，因此暂时看起来政策出现了阶段性的以绿补火的倾向。

政策的偏倚应放在火绿两者所处阶段的差异中去理解，火电短期受到高位煤价挤压，连续 3 年亏损，长期需要让出主体能源地位，承担兜底角色。新能源属于技术领先性行业，科技属性加持下每年具备 2%-5% 的降本空间，5-10 年维度装机复合增速在 10% 以上，因此可以短暂让渡部分短期经济利益，优先实现跑马圈地的任务。

新能源平价之路已完成了多个里程碑，从建造端平价到发电侧平价已完美兑现，用电侧平价也指日可待。当火绿终端电价可以近乎无差别竞争时，补贴的历史使命完结，长期困扰行业的补贴拖欠问题将不复存在。新能源电站一旦投运即能稳定运行 25 年，无需燃料成本，无需大额维护，无化石燃料能量衰竭问题。后补贴时代新能源电力行业将回归公用事业属性，财务特征从目前的重资产高投入类型转型为稳定高分红的现金牛。这方面京能洁能为业界优质公司的代表，年分红金额 10 亿元，股利支付率 35%，股息率高达 8%。

图 16 火电和新能源电价联动



数据来源: 广发证券

5、融资利率下降有利于大幅提升新建项目回报率

可再生能源行业的投资成本中只有 30%来自于自有资本金，其余 70%来自于借贷资金，投资过程等于承担了 2 倍的杠杆，因此杠杆的成本——贷款利率的变化将会对整个项目的 IRR 造成很大的影响。

以陆风项目为例，在初始成本不变的情况下，**贷款利率每下降 1 个百分点，资本金 IRR 将提升 1.2-1.3 个百分点**。对于光伏项目，在初始成本不变情况下，**贷款利率每下降 1 个百分点，资本金 IRR 将提升 0.9-1.7 个百分点**。2020 年以后国内基准利率进入下降通道，5 年期 LPR 已较高点下调 80 个基点，约提升项目回报率 1 个百分点。长期低利率环境有利于电站运营商提升新建项目的回报率并加快装机并网进度。京能洁能近期的融资利率已下降至 3%这一极具竞争力的水平。

图 17 陆上风电 IRR 对建设成本和贷款利率的敏感性

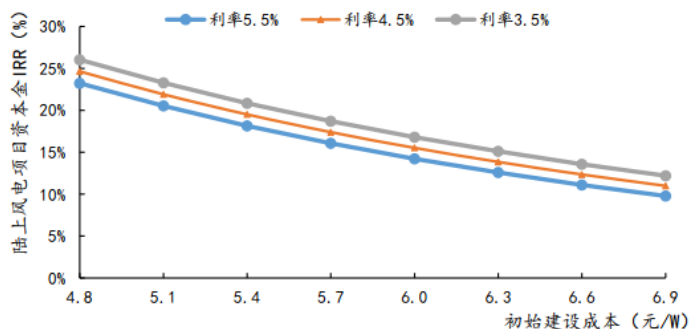
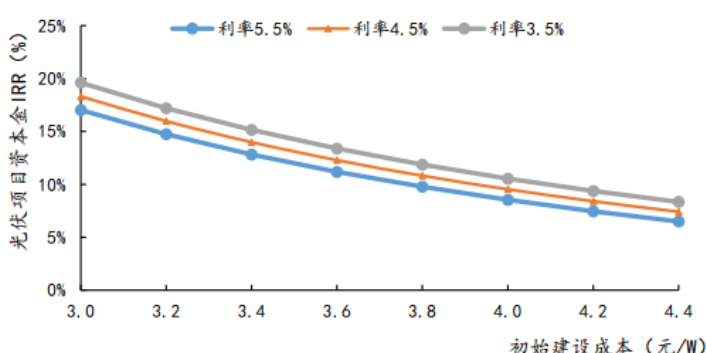


图 18 光伏电站 IRR 对建设成本和贷款利率的敏感性



数据来源：东方财富

五大六小电力集团对新项目的要求全投入 IRR 为 6%-8%，放大资本金 IRR 的关键在于使用低成本杠杆，因此央企的融资优势非常突出。民营可再生能源运营商的优秀代表协合新能源去年的融资利率为 5.4%，2023 年为 4.2%-4.6%，已为民企中最优惠的融资利率水平。身为中型国企的京能洁能融资利率低至 3%，大型央企利率更低，如三峡能源的综合融资利率水平一般低于 1 年期 LPR50-75 个基点，可低至 2.70%-2.95%左右。近期龙源电力短期融资券发出的利率甚至低至 2.1%。

国央企低利率的威力不容小觑。国央企与民企 2 个点的融资利率差距，乘上 3-4 倍的杠杆水平，体现在资本金 IRR 上就是 6%-8%的收益率差距。

四、悲观预期压制股价，市场忧虑可被消解

纵然拥有长期光明的前景、较为亮眼的表现业绩、稳定增长的商业模式，新能源运营商的股价与估值却一直踟蹰不前，板块内破净、破发个股比比皆是。风电龙头龙源电力股价自高位下跌 70%，当前估值 7.5PE、0.66PB；在 A 股上市的三峡能源股价自高位下跌 40%，当前估值 16 倍 PE，1.5PB。股价现实与产业预期严重脱节，其中既有大市况低迷的拖累，也包含了投资者对一些现实问题的忧虑，譬如担忧巨额补贴拖欠、担忧消纳不畅、担忧以火补绿、担忧电价长期下行、担忧会计准则调整等。

当前行业估值处于近 10 年 20%-30%的分位值上，尤其是港股部分公司已出现 8%股息率的极佳性价比水平，显然对悲观预期的计入已较为充分。事实上类似的担忧是每一轮周期底部的注脚，往往在事后被行业的发展、公司业绩的增长、政策机制的理顺所化解。在一个既具有公用事业属性，又享受政策扶持鼓励的行业，阶段性的发展问题往往以润物细无声的姿态被消解。

1、解决补贴拖欠问题的最佳时机已经到来

对可再生能源进行补贴，加速其商业化成熟，是全球多国施行并被证明行之有效的产业扶持政策。问题是补贴的认定、补贴的额度、发放的方式、退出的节奏都是复杂而庞大的课题，对企业的正常经营和资本开支计划产生巨大的扰动，也催生了骗补、欠补、路条交易等行业灰色问题。由于补贴的存在，可再生能源发电行业除了产业自身的经营周期外，还额外增加了一个补贴周期。一方面，由于补贴以阶梯下降的形式退坡，年度截止日前后获得的补贴金额差距悬殊，导致大量项目抢在阶段截止日前装机并网，由此产生了独特的抢装周期。每逢行业抢装必然乱象百出，如加剧供需矛盾导致供应链价格上涨、电网/外线额外支出增加等。另一方面，补贴发放的时间并不规律，当年发电所获得的补贴甚至要到3年后才获得发，造成企业的现金流水平与立项时所计算的回报水平并不相符。部分经营过于激进或融资能力不足的企业在补贴拖欠期间负重前行，陷入“企业规模越大、发电电量越多、现金流越差”的怪圈，现金流断裂的风险很大。

可再生能源补贴拖欠的问题由来已久，当前欠补未发规模高达4000亿元，主要原因是资金来源不能满足补贴需求，可再生能源发展基金未能够足额征收。当年征收的可再生能源电价附加资金仅为当年电价补贴需求资金的一半左右，因此在资金来源机制无更新的情况下，拖欠补贴款规模似乎会越滚越大。

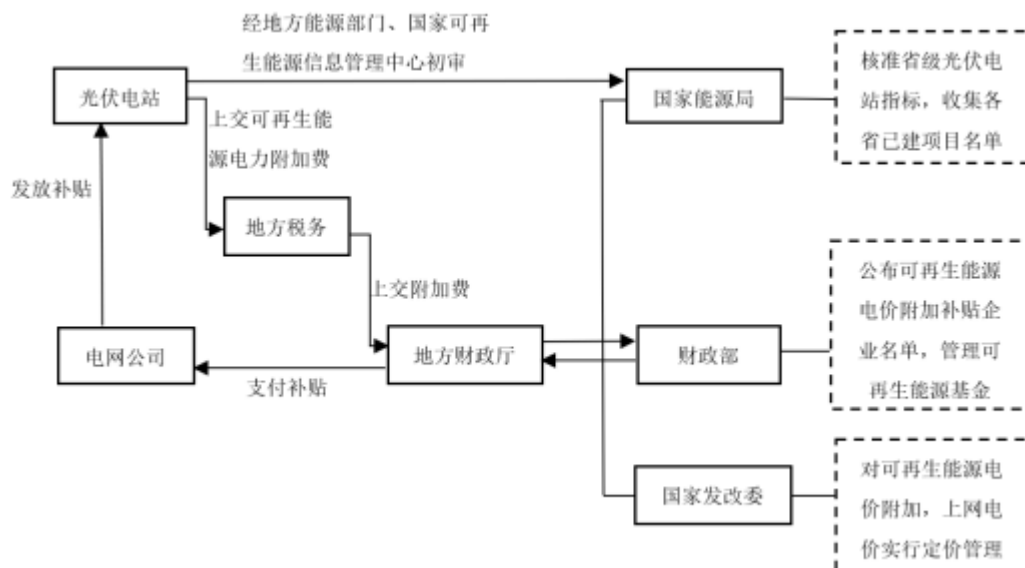
换个角度考虑，解决补贴问题的最佳时机已经到来，关键原因是国内风光全面平价条件的成就。过去10年，国内陆上风电和光伏的发电成本分别下降了30%和75%，技术进步降本的模式走通，新能源发电成本与燃煤成本相当接近。自2021年起新核准的陆上风电项目和光伏项目不再享受国家补贴，新核准海上风电自2022年起不再补贴。**中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩认为，“在平价时代，补贴需求的总盘子已经封口，单个项目补贴资金也采取了收口办法，再者，绿色复苏计划提供了契机”。**

补贴拖欠的问题已引起国家主管部门的重视，**解决思路有四条，第一条思路是核查摸清欠补底数，盘点存量补贴项目，取消并退还不合规项目的补贴资金，减轻补贴压力。**2022年3月国家发改委、国家能源局、财政部三部委联合发布《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，核查对象包括电网和发电企业，范围为截止到2021年12月31日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目，旨在从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护等方面进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。**业内普遍认为此次补贴核查是有史以来最严格最彻底的全面摸排和审核，重点核查倒卖路条、超装、是否全容量并网等行业顽瘴痼疾，国家能源局一度把补贴核查定为年度工作重点，重视程度可见一斑。**

2022年10月三部委联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，就补贴核查中存在诸多疑义的相关内容进行了说明。从实际核查结果来看，大量合规性问题被暴露，违规项目可能面临电价批复被撤销、补贴资格被取消、补贴资金被核减、已收取国补资金被要求退还等后果。补贴核查为行业带来巨震，多家上市公司被要求缴回巨额补贴，发电企业一时人心惶惶。太极实业公告，公司位于内蒙古的5个集中式光伏电站，因擅自变更投资主体，在核查中被发改委要求废止上网电价，原上网电价0.9元/Kwh，取消补贴后不再享受0.6171元/Kwh电费补贴，将执行0.2829元/Kwh的标杆电价。除了未来补贴被废止外，太极实业还被要求退还4亿元电价补贴，全生命周期利润下降7亿元。类似的还有江南化工，公告内蒙古某光伏项目违规领取可再生能源发电中央补贴处置问题，需退回已申领的补贴资金1.66亿元。**2022年10月底发布第一批7344个可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，核查将各个项目分为绿码、黄码、红码，绿码项目可以加快获得补贴，意味着第一步的清查工作已顺利完成。**

第二条思路是通过财政拨款向发电公司拨付可再生能源补贴资金。我国可再生能源补贴来源于两部分，分别是销售电价附加收入和国家财政专项拨款，财政专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排；销售电价附加来自于公民电费收入，电价附加费汇总到财政部形成国家可再生能源基金，再按照补贴目录清单交由地方电网发放。可再生能源电价附加标准已经历数次上调，早在2006年时征收标准为0.1分/Kwh，现阶段征收标准为1.9分/Kwh。

图 19 我国可再生能源补贴发放机制



数据来源：海南省绿色金融研究院

补贴资金中包含中央本级支付资金和中央对地方转移支付资金，其中中央本级支付资金支付给国家电网和南方电网，由两家电网企业与发电企业进行结算，独立电力系统的资金由国家财政直接拨付；中央对地方的转移支付部分由国家财政拨款到省财政，再由省财政支付给 15 家独立电网公司。

以 2020 年的数据为例，2020 年可再生能源电价附加收入预算为 883.52 亿元，加上 2019 年结转收入 40.03 亿元，全年安排的可再生能源电价附加资金预算为 923.55 亿元。这个数额仅相当于理论计算值的 85% 左右，而且还要扣除优先足额拨付部分和光伏领跑者项目 50% 优先拨付部分，剩余的才按比例兑付给普通项目，实际对累计拖欠补贴的补偿比例为 25% 左右。2022 年财政资金对拖欠补贴款进行了一次性的大额拨付，金额达数千亿规模，京能洁能账上的应收款规模当年不增反降，推算当年收到该笔一次性发放补贴款应在 30 亿以上。

第三条思路是成立专业公司，通过专项债的方式解决补贴拖欠问题。国家发展改革委、财政部、国务院国资委联合发文，提出由电网公司牵头分别设立北京、广州可再生能源发展结算服务公司，以融资的方式来弥补可再生能源补贴资金缺口。按照文件精神，两家新公司不以盈利为目的，将在财政拨款的基础上，通过发行专项债的形式弥补可再生能源补贴的资金缺口，

2022 年 7 月广州可再生能源公司成立，该公司是由南方电网公司按照《国家发展改革委、财政部、国务院国资委关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题的复函》的要求所成立。当前南网和国网两个主体的发债票面利率分别为 3.19% 和 3.82%，而五大六小等电站运营公司在项目可研阶段普遍要求 6%-8% 以上的收益率，因此如果以电站的未来收益权绑定来发债融资，在经济效益上具有相当高的可实现性。

第四条是以市场化融资的方式对资产进行证券化。2023 年京能集团成功发行了国内收单光伏项目公募 REIT——中航京能光伏封闭式基础设施 REIT。项目基础设施资产为京能国际持有的陕西榆林 300MW 光伏电站项目和湖北随州 100MW 光伏电站项目，REIT 的基金发起人为京能国际，募集总额 3 亿份，认购价格 9.782 元，募集资金 29.346 亿元。

上市仪式现场，北京市国资委党委书记、京能集团党委书记、京能国际董事会主席、中航基金董事长等高层均出席了敲钟仪式。此次 REIT 基金的发行意味深远，REIT 基金的发行为京能国际补充了权益性资金，缓解了自身的资金压力，提升了公司的资信能力，也意味着京能集团在 REIT 市场融资渠道的打通，为未来京能洁能、京能国际盘活存量资产的手段提供了重要参考。

2、市场对容量电价机制改革过分悲观

2023年11月发改委、国家能源局正式发文建立煤电容量电价机制，将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，从单一的电量电价调整为电量电价+容量电价。容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行每年每千瓦330元的全国统一标准，2024-2025年多数地方通过容量电价回收固定成本的比例在30%即每年100元/KW，从2026年起各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%即每年165元/KW。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊。

在现行单一制电价体系下，煤电企业只有发电才能回收成本并获得回报，未来煤电机组可能有大量时间备而不用，因此需要通过容量电价回收部分固定成本，稳定煤电行业预期。**改变电价构成的目的是为了**确保火电合理收益，并且提高下游用户的接受度**，因此改革后整体电价会有所上升，弥补利用小时数逐渐降低的损失。**

然而容量电价政策的出台引起了市场对以绿补火、新能源电价下滑的恐慌。原因在于发改委在答记者问时提及的一句话：“短期看，对终端用户用电成本的影响总体较小。由于建立煤电容量电价机制主要是电价结构的调整，煤电总体价格水平是基本稳定的，特别是电量电价小幅下降，将带动水电、核电、新能源等其他电源参与市场交易部分电量电价随之下行，工商业用户终端用电成本总体有望稳中略降”。

“电量电价小幅下滑”的实现有可能是通过标杆价格的下调或市场交易价格的下调来实现，其中确实不能排除小幅度的以绿补火，但是从政策意图来说，让利必然是小幅度，以此来换取长期消纳的通畅。长期中政策目标肯定还是要火电下绿电上，如果大幅下调电量电价只会是舍本逐末的非理性行为。

3、入市比例提高令短期电价备受冲击

(1) 电价市场化是大势所趋

国家对可再生能源发电实行优先收购政策，补贴时代按照标杆电价进行补贴，平价时代则进化成部分计划电、部分市场电的双轨形式。新能源从补贴退坡到平价上网，再到进入电力现货市场，总体电价趋势持续下行。

图 20 2017-2022 年全国市场化交易电量及趋势



数据来源：能源基金会

市场化交易是大势所趋，在全球各国实践中均具有普适意义。当前新能源入市改革已进入深水区。2022年前9个月

全国市场交易电量 3.89 万亿千瓦时，占全社会用电量比重达到 60%，煤电已经全部进入电力市场，通过基准价+上下浮动 20%机制形成价格。**新能源在 2021 年实行平价上网，当年市场化交易电量占比已达到 30%，2022 年市场化交易比例进一步提升至 34.68%**。2023 年 10 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，加快放开各类电源参与电力现货市场，分布式新能源装机占比较高的地区，推进分布式新能源上网电量参与市场。企业可以控制现货参与比例，把 10%的电量使用现货电价来结算。目前新能源参与现货市场常态化运行的主要为山东、山西及广东，从山东省的运行规则可以管窥一二。山东省现货市场分为两种模式，一是自愿参与中长期市场交易的新能源电站全电量参与现货市场，二是未参与中长期交易的新能源电站，按照现货交易规则规定参与日前现货市场出清及定价，实际上网电量的 90%按照实际发电曲线，按照政府批复电价结算。

从过去几年的试点情况来看，**能源参与现货市场交易后，综合上网电价确实出现了一定程度的下滑**。可再生能源的出力时间与用电负荷高峰并不重合，如中午 12 点前后阳光强烈，光伏发电供给大于需求。山东省级电网在 2022 年有 176 天出现了负电价，引起了电力交易主体的不满，也加剧了市场对绿电资产盈利能力的担忧。电力运营公司的营收来自于电量×电价，当电量增长的驱动力相对平稳时，如电价下行速度过快无疑会令业绩备受压力。

几家主要风电光伏运营商的度电价格数据验证了市场的担心，其中尤其以光伏电价的下调尤为严重。其中中国电力光伏综合上网电价从 2020 年的 573 元/MW 下滑至 2023 年的 419 元/MW，下跌幅度为 27%。风电运营商的电价普遍稳定或微降，中广核新能源上网电价甚至还提升了 12%。仅龙源电力的上网电价出现了明显下降，从 2020 年的 487 元/MW 下降至 2023 年的 457 元/MW，3 年共下降了 6%。

华能国际直接在年报中把电价担忧公开化，文字表述中透露着浓厚的压力与不满情绪：“新能源装机保持快速增长，保障收购电量规模持续下降，参与市场交易规模逐步扩大，绿电交易价格形成机制尚不完善，新能源企业稳定收益存在困难”。

图 21 风电运营商上网电价小幅下滑

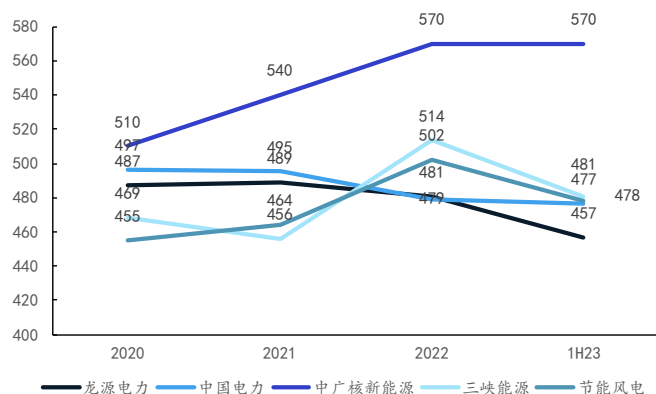
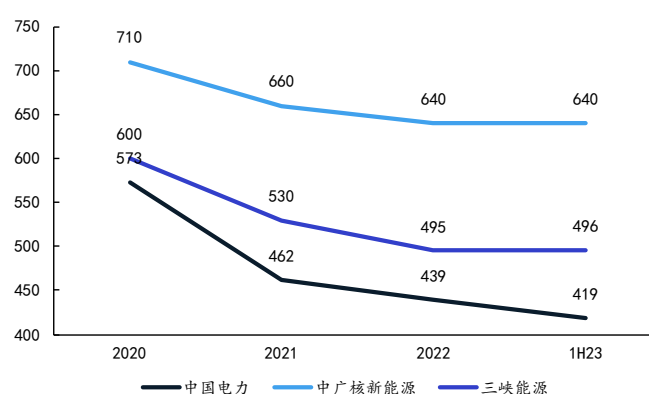


图 22 光伏运营商上网电价快速下滑



数据来源：Wind

分时电价机制下白天谷段低电价杀伤力巨大。部分地方新能源入市后电价低于燃煤标杆价，一个重要原因是分时电价机制的存在。2021 年 7 月底国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求各地划分峰谷时段，确定电价价差，各地陆续出台相关政策且持续调整终端销售电价。峰谷电价机制对光伏电价产生严重打击，因为几个省份把午间作为谷段，适用低电价，而光伏通常集中在午间出力。

以甘肃省为例，2023 年 10 月甘肃省工信厅出台《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》，明确新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格 0.31 元/Kwh×峰谷分时系数，其中峰段系数 1.5，平段系数 1，谷段系数 0.5。可见尽管燃煤基准价是 0.3078 元/KWh，但峰谷电价差距达 2 倍，谷段发电和峰段发电的收益差异极大，而甘肃省确定的谷段时间为 9:00-17:00，正好是光伏出力时间点，对光伏电站的发电收益造成严重打击。

表 7 甘肃省新能源发电交易价格机制

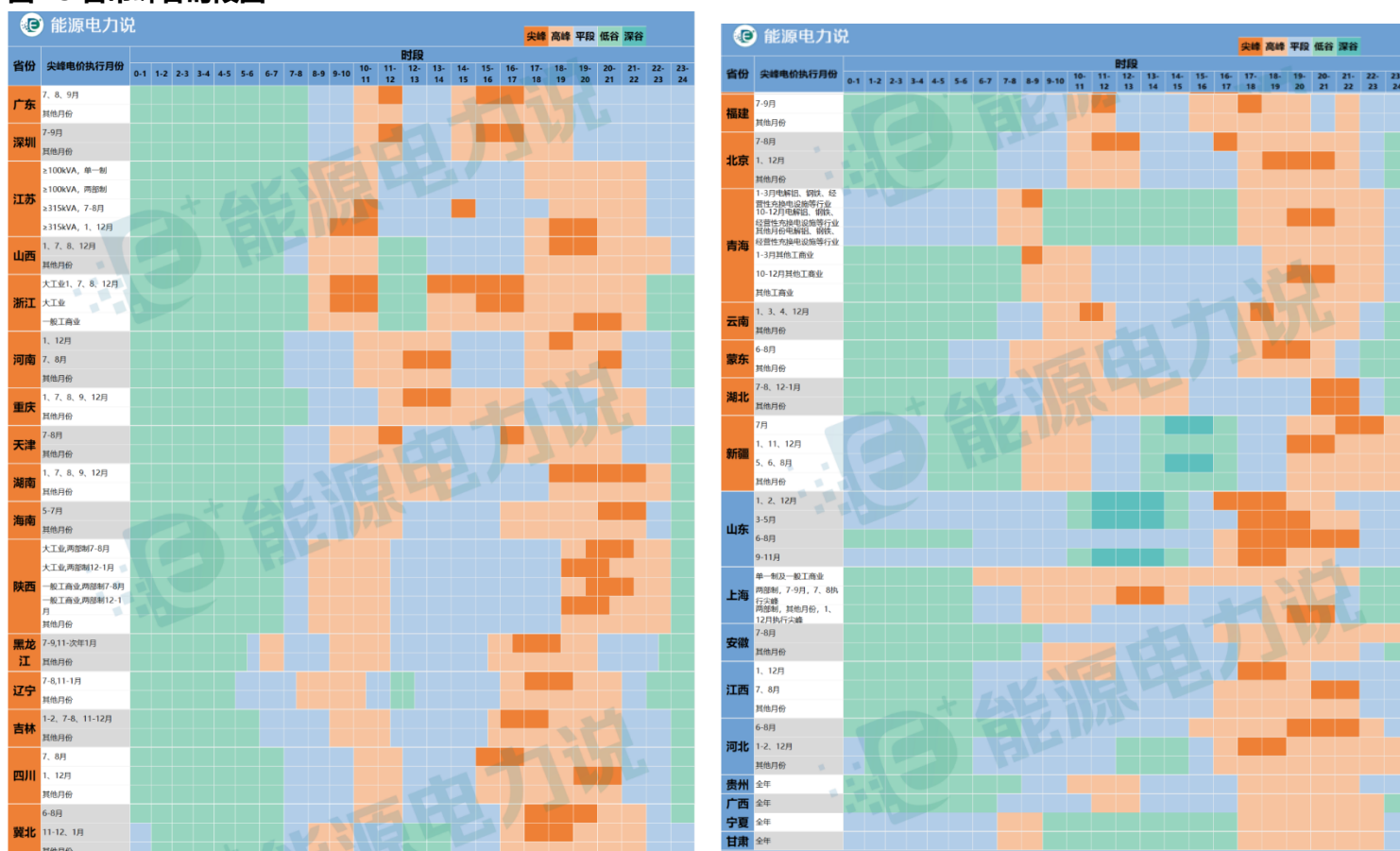
时段	时间	燃煤基准价	分时系数	交易基准价
峰段	7:00-9:00/17:00-23:00	0.3078	1.5	0.4617
平段	23:00-24:00/0:00-7:00	0.3078	1	0.3078
谷段	9:00-17:00	0.3078	0.5	0.1579

数据来源：甘肃省工信厅

类似的峰谷电价调整已近开始扰乱了业主方的投资部署，2023 年 7 月上市公司天津创业环保宣布终止 3 个光伏项目的投资，原因是山东地区 2022 年 11 月出台分时电价政策，实际运行了一个完整月份后用电侧价格只有 0.3 元/度，远远低于初始预期的 0.6 元/度电价。

根据最新的全国各省峰谷时段表，除了甘肃、山东以外，在青海、河北、新疆、浙江、山西等省份都在 9:00-17:00 时段出现了大片的谷电时段，因此这些省份的光伏市场电价格大概率会低于当地的燃煤标杆价。

图 23 省市峰谷时段图



数据来源：能源电力说

考虑到新能源入市所承受的电价压力，不利于建设全国性电力现货交易市场，业界已引起相当的警惕，逐步厘定必要的底线标准。北京电力交易中心研究结果表明，要推动新能源入市，需要保障 3 条边界因素，一是保障新能源企业合理收益，综合考虑补贴、成本等各项因素，保障合理的综合收益；二是保障居民、农业用户购电来源；三是完成消纳责任权重指标。

4、总量与结构的矛盾呼唤消纳能力的改善

负电价并不罕见也并非无解。欧洲国家德国、奥地利、法国、瑞士等从 2007 年开始已经引入了负电价，在新能源电量渗透率达到 40% 的德国，全年负电价时长达到 298 小时。IEA 报告指出，负电价小时数增多，本质原因在于电力系统的灵活性不足，“当发电量超过需求量时，价格就会低于 0，而一个灵活性足够高的电力系统能够作出判断，要么增加需求量，要么减少发电量”。

国内负电价出现的根本原因是尚未完善的交易机制放大了电力供需两端的不平衡。通过对发电企业的调研发现，由于调峰和储能机制的不完善，可再生能源企业选择承受低电价是为无奈之举，其上网电量通常包含补贴收入，因此即使报出负电价也能在补贴端得到弥补。同一时间火电等传统能源机组也在承受低电价，在燃料价格高企的背景下以亏损电价长期运行显然并不会是供需平衡条件。

从中长期的实际运行结果来看，2023 年以来山东省实时现货均价为 369.41 元/MWh，高于当地燃煤基准价 294.9 元/MWh，中长期电价并非如瞬时负电价所表现的那样具有杀伤力。山西省 2023 年二季度市场化交易合同价格显示，光伏较火电存在 10%-15% 的折价，而风电则存在 5%-7% 的溢价。风电出力曲线随机性相对较强，而且没有明显的零出力和大发时段，因此市场交易电价通常高于光伏。

表 8 山西省现货市场交易合同价格 (2023Q2)

发电类型	电量	均价	4 月		5 月		6 月	
			电量	均价	电量	均价	电量	均价
火电	381.75	358.61	120.58	357.85	123.62	354.68	137.56	362.75
风电	34.97	385.02	14.64	372.49	13.67	380.68	6.65	421.53
光伏	7.74	309.63	3.40	290.92	2.48	321.90	1.87	327.38
合计	424.47	360.06	138.62	357.74	139.77	356.89	146.08	365.25

数据来源：山西省电力交易中心

当前局部低电价的问题更多是结构性矛盾，因为电力总量的供需仍处于紧平衡格局中。2020 年冬天和 2021 年夏天国内都出现严重的缺电问题，全国陆续有 22 个省市自治区发生限电现象。缺电成因较为复杂，一方面极端天气屡屡出现加大了用电负荷，另一方面三大电源自身各有问题，水电因季节性来水较差导致出力不足；可再生能源装机占比提升，但调峰能力较差；火电因煤价大幅上涨，亏损发电积极性较差。

事实上，我国用电量始终保持较快的增长速度，而电力供应端的火电在份额持续下降，调峰能力下降，调节性电源装机建设低于规划，因此电力供需缺口可能贯穿十四五期间。根据中电联数据，即使在 2022 年两个季度经济活动停滞的背景下，全年用电量增速仍然达到 3.6%，2023 年全国用电量增速预计达到 6%，这两个数字均高于同期发电量增速。**换言之，在 2020-2021 年缺电频频、电力整体供需格局本已较为紧张的背景下，未来的供需缺口还将被进一步拉大。局部低电价的问题并非是整体需求不足的问题，而是消纳能力不足、资源调配机制失灵的问题。**

表 9 我国各电源发电量增速

YOY(%)	煤电	气电	常规水电	核电	风电	光伏	其他	总计
2019	2%	8%	6%	18%	11%	27%	13%	5%
2020	2%	9%	4%	5%	15%	17%	18%	4%
2021	9%	14%	-2%	11%	41%	25%	9%	10%
2022E	2%	10%	3%	4%	12%	27%	-24%	3%
2023E	2%	9%	2%	4%	18%	22%	2%	5%
2024E	0%	12%	2%	7%	16%	21%	2%	4%
2025E	0%	12%	2%	11%	12%	17%	2%	4%

数据来源：海通证券，思瀚产业研究院

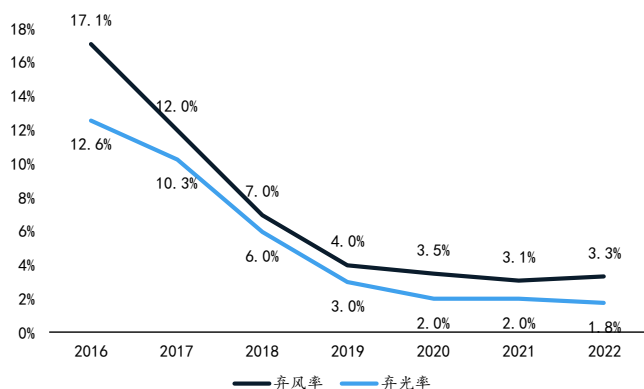
表 10 电力需求缺口贯穿十四五期间

需求假设	用电负荷 增量	剔除受阻煤电及水 电外备用容量	电力需求 增量	供给假设	发电负荷增量	负荷供需缺口
保守假设	28451	1984	30435	完成目标	27964	-2471
				略超目标	30071	-364
				快速推进	33321	2886
乐观假设	33038	2535	35573	完成目标	27964	-7609
				略超目标	30071	-5502
				快速推进	33321	-2252

数据来源：长江证券

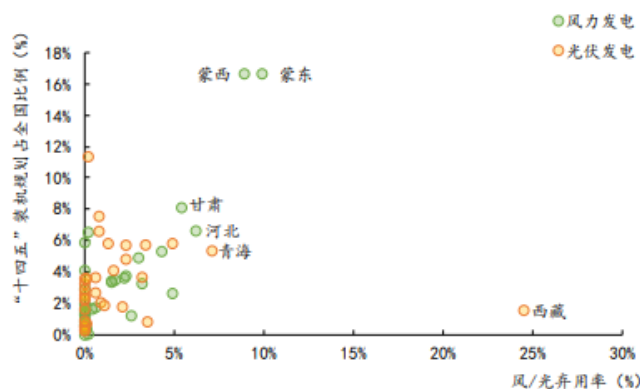
2016 年以来国内弃风弃光率持续走低，目前平均已下探至 3% 以下，基本破除了以往对风电和光伏“垃圾电”的评价和认知。全国范围内对新能源的消纳能力和接受度肉眼可见地提升，十四五期间风光新项目继续大举扩张，大部分省区仍将会把弃风弃光率控制在 5% 以内，不会偏离高质量发展的路线。不畏浮云遮望眼，提升消纳能力存在几条可行的路线：

图 24 国内弃风弃光率持续走低



数据来源：国家能源局

图 25 各省份十四五风光装机规划与消纳率



数据来源：锋芒能源

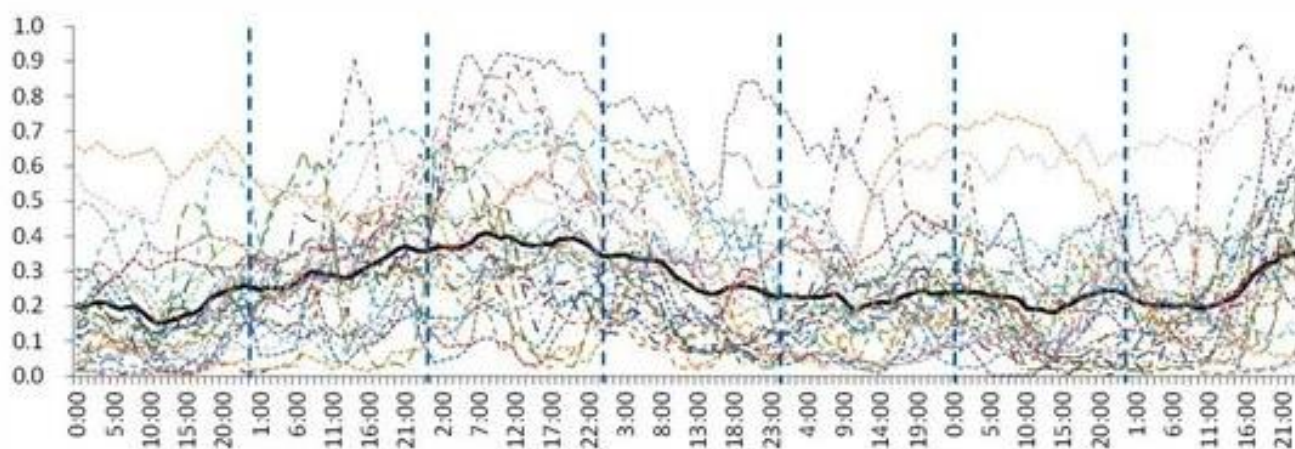
一是建立全国统一电力市场，用跨区域调配资源的方法平滑掉单一省内新能源出力曲线的峰谷摆动。2017 年跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点开启，2021 年 11 月印发国内首个《省间电力现货交易规则》，2022 年国家发改委和国家能源局发布指导性意见，在保留各省设计本地市场自主权的基础上，提出建立国家级多层次统一电力市场体系的要求，计划在 2025 年初步建成。

2022 年 7 月，南网区域首次跨省进行现货交易，当日市场化成交电量 27 亿千瓦时，标志着全国统一电力市场体系在南方区域的初步落地。2022 年 11 月国家能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》，明确了电力现货市场建设目标、路径、任务和运行要求，还对参与市场主体、市场衔接、信用管理等作出细则行要求。《基本规则》提到探索建立市场化容量补偿机制，用于激励各类电源的投资建设，保障系统发电容量的充裕度。截至目前，跨区域省间富余可在再生能源现货交易已运行 4 年，期间帮助可再生能源起点减少了 230 亿千瓦时。

水电水利规划设计总院的研究充分表明，如果能够充分利用不同地区负荷曲线的差异和跨时区特性，就能够对可再生能源发电曲线进行平滑化处理。单一省份的风电出力在不同时段波动较大，但如果在三北和中华华东区域进行大范围

耦合，整体风电的出力可以实现平滑化，把时空波动压缩在窄幅范围内，实现更好消纳。

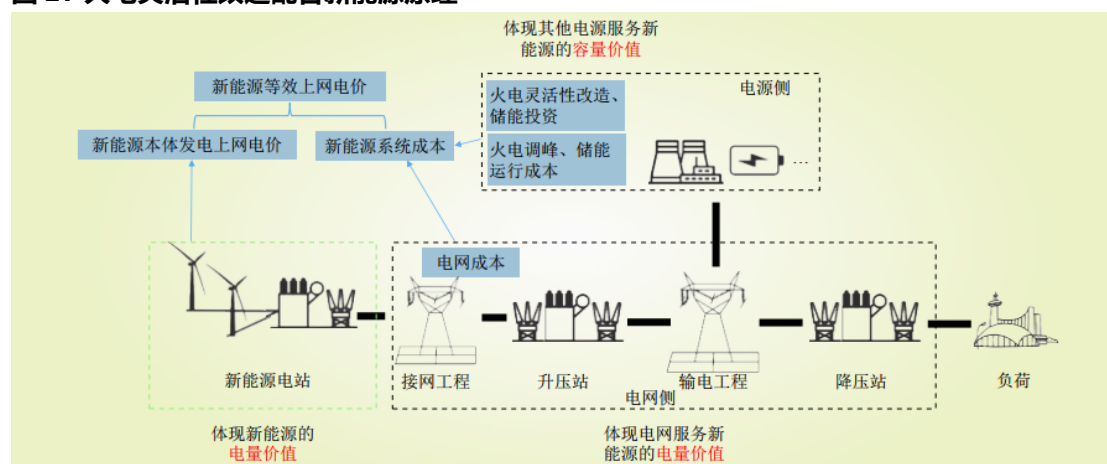
图 26 中国各省区风电某周出力（实线为三北及华中华东地区）



数据来源：水电水利规划设计总院

二是对火电进行灵活性改造。风电和光伏间歇性发电的特点需要配套一定的备份容量，越是充分利用风电光伏的地方，越需要充足的备份容量搭配，所谓“风光火打捆外送”就是火电配合新能源的一种典型表现形式。

图 27 火电灵活性改造配合新能源原理



数据来源：《基于系统成本的新能源等效上网电价计算方法及应用》

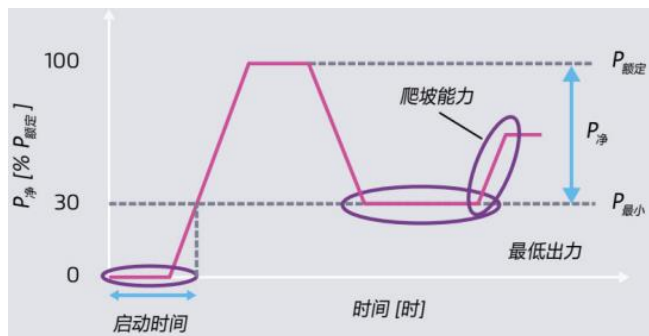
根据华夏能源网的数据，假设原来是 1.2 千瓦的煤电能为 1 千瓦的用户供电，在新型电力系统下需要 1.2 千瓦的新能源+1 千瓦的火电才能为 1 千瓦的用户服务。火电拱手让出核心负荷地位，并不代表火电机组就可以彻底关停拆除，还是需要频繁启停为新能源保驾护航，提供调峰服务。

火电灵活性改造需要技术和经济条件同时完备。在技术上普通的火电机组是无法做到频繁启停的，最低负荷量也很难下降，当 1000MW 超临界湿冷煤电机组仅以 20% 的负荷率运行时，供电煤耗达到 367-385 克/千瓦时，相比 40% 负荷率的下煤耗上升了 46 克/千瓦时。因此对火电机组进行大面积的灵活性改造，已成为迫在眉睫的任务工程。

早在 2016 年国家发改委和国家能源局已把火电灵活性改造提上日程，《提升火电灵活性改造示范试点工作》目标使热点机组增加 20% 额定容量的调峰能力，最小出力达到 40%-50% 预定容量。《电力发展十三五规划》要求在十三五期间完成共计 2.2 亿千瓦的煤电灵活性改造项目，新增调峰能力 4600 万千瓦。可惜政策在前，落地在后，由于成本回收机制失效，火电灵活性改造的目标实际推迟到十四五期间来完成。

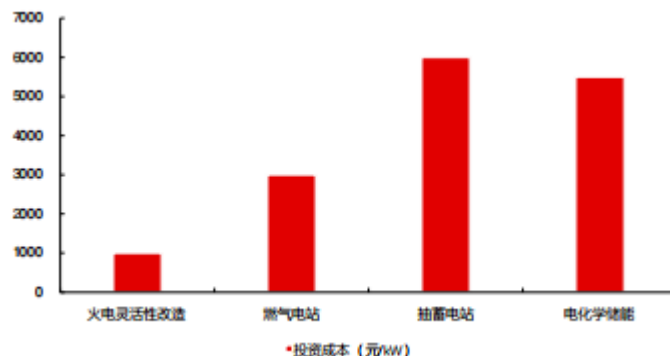
为了提高火电深度调峰、快速爬坡和快速启停的能力，多条技术路线百花齐放，低负荷稳燃、宽负荷脱硝、热电解耦、增加热储能设备等有力提升了火电灵活性。完成改造后煤电机组最低出力可以从额定功率的 50% 降到 30%，热电联产机组从 80% 降到 50%，爬坡速率从额定功率的 1%-2% 提升到 3%-6%，启停时间从 6-10 小时下降到 4-5 小时。未来参照国际先进水平，目标把最小出力进一步降低到 20%，启动时间缩短到 1.5-2.5 小时。

图 28 电灵活性改造参数



数据来源：Agora Energiewende

图 29 各类灵活性电源投资成本比较



数据来源：《国内新型电力系统灵活性提升的调峰容量补偿机制设计》

火电灵活性改造的投资成本远低于燃气电站、抽蓄电站、电化学储能。但不能忽视的是，即使进行了灵活性改造，火电参与深度调峰还是增加煤耗水平以及氮氧化物排放强度，也会影响锅炉、汽机设备的安全性，因此只有等到容量电价和辅助费用机制的建立，才使火电的灵活性改造获得经济学意义。2022 版两个细则相比于 2020 版大幅调高了深度调峰补偿，40% 以下深度调峰的补偿标准甚至提高了 6 倍。国家能源局公告了 2022 年辅助服务市场化机制的成果，全国共挖掘全系统调节能力超过 9000 万千瓦，年均促进清洁能源增发电量超过 1000 亿千瓦时，煤电企业引辅助服务获得了补偿收益约 320 亿元，2023 年上半年全国电力辅助服务费用达到 278 亿元。

三是搭建电力辅助服务机制，目的在于增加对火电的经济补偿，同时为解决新能源的长期消纳问题提供更好的助力。

近期国家能源局发布了新版《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》，对 2006 年发布的老规定进行了大幅修订。一是扩大了电力辅助服务的主体范围；二是增加了辅助服务的种类，除了传统的调峰调频功能外，新增了转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种；三是完善用户分担共享新机制，通过市场机制提升需求侧调节能力。四是健全市场形成价格新机制。

表 11 辅助服务管理办法修订内容

辅助服务方案	细则内容
并网主体	除了常规的发电侧并网主体外，新型储能、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）也将提供服务。
辅助服务品种	新增转动惯量、爬坡、稳定切机服务和稳定切负荷服务等品种
补偿方式与分摊机制	强调按照谁提供、谁获利；谁受益、谁承担的原则。为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊；为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊
跨省跨区电力辅助服务机制	明确跨省跨区送电配套电源机组均应按照本办法纳入电力辅助服务管理；原则上根据调度关系在送端或受端电网参与电力辅助服务，不重复参与送、受两端电力辅助

服务管理；为保障跨省跨区送电稳定运行提供电力辅助服务的发电机组，应当获得相应的电力辅助服务补偿

数据来源：国家能源局《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》

以往对新能源发电存在一个认知误区，即认为新能源平价发电后就可以与火电平起平坐，竞争力不相上下。然而发电侧平价上网不等于用电侧平价上网，平价网上不等于平价利用，还需要考量接入送出的输配电成本，以及为保障系统安全增加的系统成本。《电力辅助服务管理办法》中所提到的“为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，辅助费用由相关发电侧并网主体分摊”，实际上也是以绿补火的另一种形式，要求新能源承担一定的服务费用，实践中各省份的辅助服务费用分摊办法也证实了这一判断。

表 12 各省辅助服务费用补偿标准

省份/地区	辅助服务品种	补偿标准	费用分摊
华北地区	调峰容量市场	根据机组出力水平设置报价上限，负载率 50%-0% 分档对应报价上限 10-950 元/MW·日	新能源企业与未中标的火电机组分摊
华东地区	调峰辅助服务市场	无价格限制	发电侧和电化学储能电站共同分摊
西北地区	调峰容量市场	根据机组出力水平设置报价上限：负载率 50%-0% 分档对应报价上限 0-200 元/MW·日	在西北各省去内部按照 1:1 在电源侧和用户侧分别分摊
山西	调频辅助服务市场	根据时段设置报价范围。凌晨、早高峰、后夜降负荷时间范围为 5-15 元/MWh。中午、晚高峰为 10-30 元/MWh。	发电侧和用户侧均分。发电侧费用扣除两个细则考核费用后按照火电、风电、光伏 1:1:1 比例分摊
甘肃	调峰容量市场	根据机组出力水平设置报价上限，供热期负载率 50%-0% 分档对应报价上限 300-3600 元/MW·日，非供热期负载率 50%-0% 分档对应报价上限 10-1800 元/MW·日	未参与调峰容量交易的火电、新能源、水电和市场化用户按照电量比例分摊
山东	调峰辅助服务市场	根据机组出力水平设置报价上限：负载率 50%-0% 分档对应报价上限 100-800 元/MWh	火电厂、集中式风电场、集中式光伏电站、核电厂、送入山东的跨省区联络线、地方公用电厂、分布式光伏（户用、扶贫项目除外）等共同分摊
	爬坡辅助服务市场	分为上爬坡和下爬坡，仅需申报爬坡速率，无需报价，出清价格由安全约束出清调度结果确定	未提供爬坡服务的直调公用发电机组、风电场、光伏电站按当日上网电量比例进行分摊
山西	一次调频市场	报价范围为 5-10 元/MW	除去一次调频考核费用外，不足部分由发电侧上网主体分摊

数据来源：北极星电力网

根据国家电网的测算，当新能源电量占比超过 10% 以后，需要大量增加抽水蓄能、新型储能的灵活性资源，新能源电量占比每提升 5 个百分点，将增加消纳成本 0.088 元/Kwh。换言之，与相对更容易实现的发电侧平价情形相比，考虑配套成本后的平价上网区域会有所减少。根据 IEA 研究，当风电等波动性电源在电力系统中所占比例提高时，额外增加的利用成本将出现明显上升。当装机容量占比在 10%-20% 之间时，平衡成本和容量充裕性成本约为 0.036-0.085 元/KWh，中位值为 0.061 元/KWh。

图 30 发电侧平价在大部分省区已实现



数据来源：《基于系统成本的新能源等效上网电价计算方法及应用》

图 31 考虑配套成本后的平价上网区域会有所减少



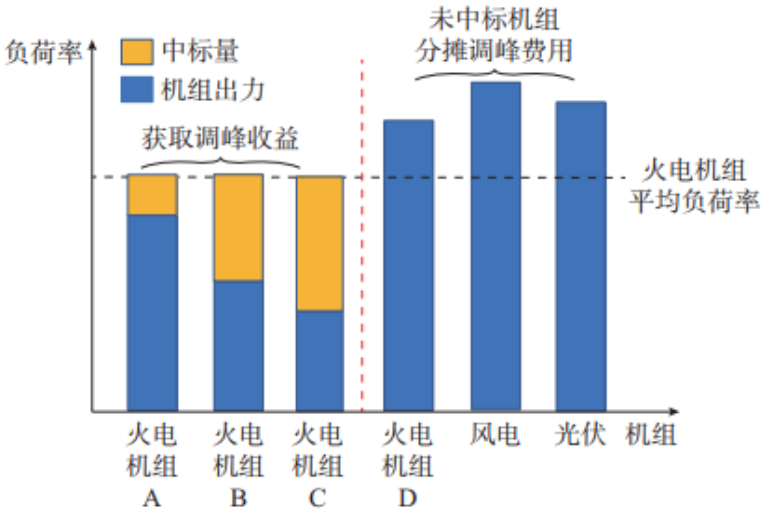
数据来源：《基于系统成本的新能源等效上网电价计算方法及应用》

《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》两个细则的出现令市场的担忧再度加重，极端情形下部分电站甚至反映两个细则所导致的费用占比达到公司电价收入的 30%。上文 IEA 测算的结果理想补偿费用在 0.061 元/Kwh，按照这个结果，**相当于为新能源造成 10%-15%的费用端压力。**

这个计算结果忽视了实现路径的问题。首先辅助服务费用的加成不会一蹴而就，会按照交易各方的承受程度循序渐进实施。按照国家能源局的数据，**现阶段辅助服务电费占全社会总电费的 1.5%，随着新能源大规模接入还将不断增加，参照国际经验电力辅助服务费用可达到全社会总电费的 3%。**其次办法设计的初衷并不是新能源完全让渡该部分经济利益，最终还是要向终端用户分摊费用压力。三是电价构成的终局必然是辅助费用和绿电溢价共存，一进一出情况下新能源获得的电价并不必然受损。

风光电站实际运行的数据显示，2020 年 1 月-2021 年 6 月，宁夏的风电和光伏度电分摊成本均值分别为 0.0176 元 /KWh 和 0.0261 元/KWh，陕西的风电和光伏度电分摊成本的均值分别为 0.0082 元/KWh 和 0.0139 元/KWh。宁夏的分摊成本占比达到了 10%，陕西则只有不到 4%。

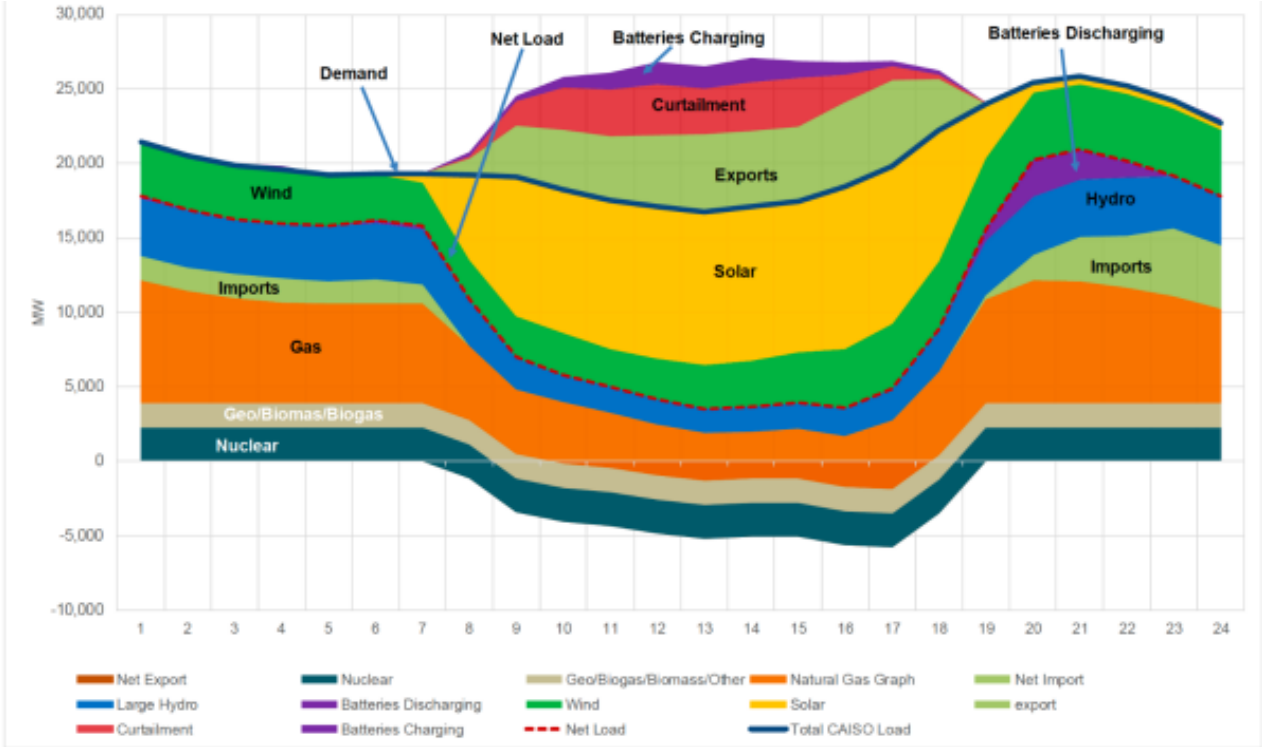
图 32 辅助服务分摊机制示意



数据来源：《华北区域电力调峰辅助服务市场分析与运行评估》

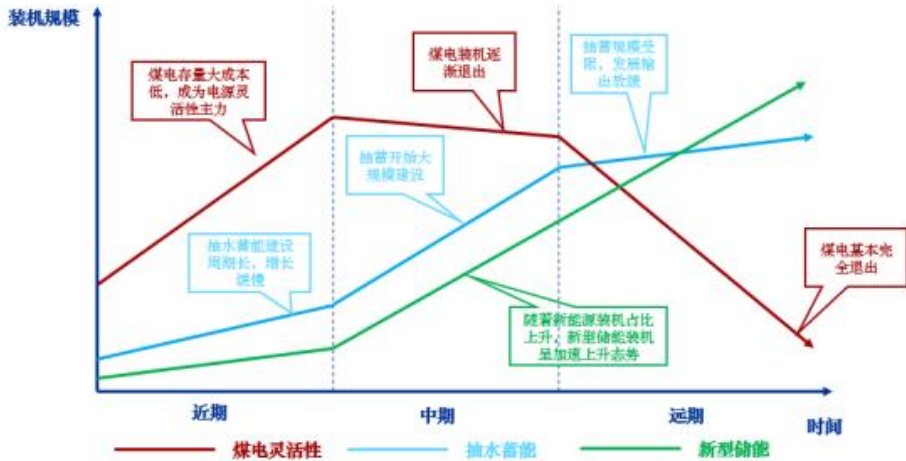
四是建设储能设施。在电量富余时充电，在电量不足时放电，利用动态调节机制来纠正谷段发电的尴尬。在实践中美国加州已运行出近乎完美的发电曲线图，白天正午前后让光伏应发，富余电量存储或拿到外部交易，夜间时分让风电和气电发力，储能设施放电补充，全天火电、核电承担兜底责任。国内储能技术已逐步进入成熟阶段，新建的大型项目往往都会配建 10%-20%的储能设施。恰逢各省电力现货市场的谷峰价差快速拉大，个别省份峰段电价最高可达到谷段电价的 4 倍，峰谷价差的拉大令储能项目的回报率水平有所上升。

图 33 加州地区发电曲线出力构成



数据来源：California ISO

图 34 各类灵活性电源发展路径

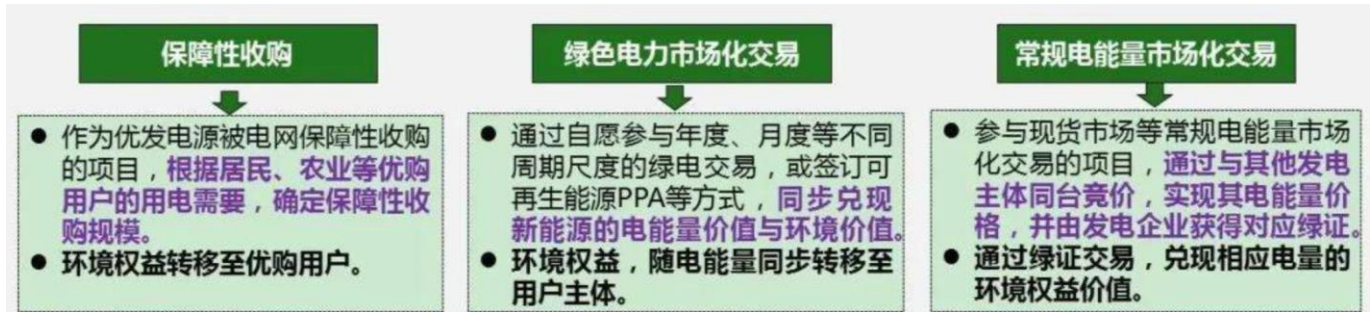


数据来源：申万宏源

5、绿电、绿证交易将兑现新能源发电的环境价值

新能源参与市场类型包括电力市场、绿电市场、绿证市场、碳市场以及综合能源服务。新能源占比较低的地区以保量保价收购为主，执行批复电价，新能源占比较高的地区以保障性消纳+市场化交易结合方式消纳，其中保量竞价电量参与电力市场，由市场形成价格。具体的市场化交易形式也非常丰富，包括了省间及省内的中长期市场、现货市场、辅助服务市场等，交易品种包括电力直接交易、自备电厂替代交易、发电权交易、合同转让交易、绿电交易等。

图 35 新能源消纳三种主要模式



数据来源：北京电力交易中心《我国绿色电力市场建设实践及有关思考》

一般把新能源发电称为广义上的绿电概念，狭义的绿电交易是在电力中长期市场体系框架内设立的交易品种，用户通过电力交易的方式购买和消费绿色电力并获得绿色认证。绿证则是将绿电交易实现证电分离的一种交易形式。2017年绿证核发和自愿认购已试行，发电企业可以在补贴和绿证之间二选一。2019年《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》发布，给予平价上网项目和低价上网项目平价绿证。2023年绿证供给大幅扩容，三部委联合发布《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》，向全部可再生能源全面核发绿证。2023年上半年，绿电交易价格较燃煤基准价度电上浮0.065元，绿证交易均价为0.028元/KWh，该价格即为现阶段绿电所体现的环境溢价。但无论是绿证还是绿电，覆盖的范围还是太小，仍处于起步阶段。

表 13 绿证、绿电、CCER 交易机制对比

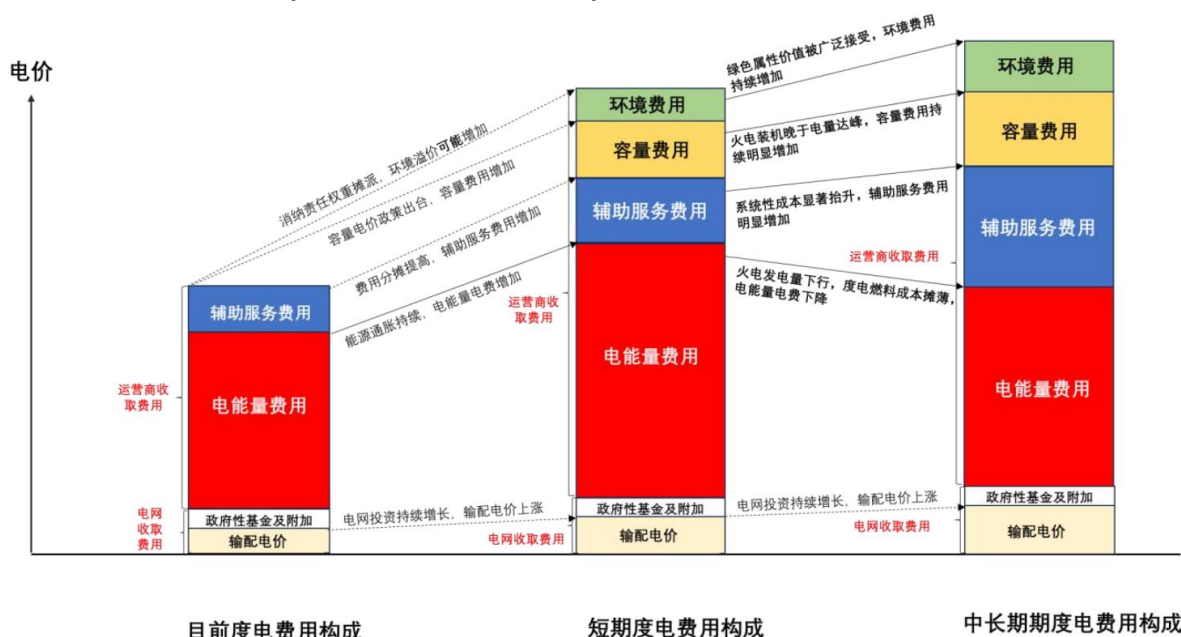
	绿证	绿电	CCER
交易产品	绿色电力证书	绿证+电	国家核证自愿减排量
启动日期	2017 年 7 月	2021 年 9 月	2017 年暂停审批 已审批项目正常交易
制度目的	替代新能源补贴；配套可再生能源消纳责任配额制	直接推动绿电换环境价值变现，配套可再生能源消纳责任配额制	提供 CEA 外的碳排放履约方式；推动碳减排项目环境价值变现
卖方	陆风、光伏 2023 年新规实现绿电全覆盖	风电、光伏，未来可包括水电	2017 年前经审批的林业碳汇、分布式光伏、甲烷减排等环境友好型项目
购买目的	完成碳减排履约，树立企业绿色形象，满足绿电消纳比例		抵消碳排放配额缺口

数据来源：国家发改委

未来合理的电价构成应该包括 6 个部分，即电能量价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加。其中容量费用、环境费用、辅助服务费用都是新型电价体系中的增量部分。

目前各地煤电基准电价在 0.25-0.45 元/Kwh 之间，平均值为 0.38 元/Kwh。上文已分析电量电价可能逐步下降，但电量电价+容量电价高于目前的电量电价，绿电比例增加会带来辅助服务费用提升，环境费用即以绿证等为代表的，体现为绿电的环境友好溢价。中长期电价可能先升后降，涨价幅度取决于新能源降本和辅助服务费用上升两者的权衡。

图 36 未来电价结构构成（仅示意，不代表数量关系）



数据来源：中电联、信达证券

6、会计准则变化一次性影响

2021 年 12 月 30 日，财政部发布《企业会计准则解释 15 号》，为新能源运营公司的业绩雷埋下伏笔。三峡能源 2023 年三季度总发电量增长 10%，收入增长 5.8%，但业绩同比下滑 18%，主要受到会计准则调整和业绩高基数的影响，单季度毛利率环比下降了 6 个百分点至 55.3%。

三峡能源对 15 号准则在会计实务中的影响作出了详细解释，按照 15 号准则，新能源基建项目试运行收入计入当期

营业收入，不再冲减项目造价；与项目试运行相关的成本计入当期损益，但试运行期间不计提发电资产折旧，在营业成本项目列示的发电成本比例相对较小，新项目试运行期间毛利会明显高出后面进入正常运营期的毛利。由于 2021 年年底刚经历了一轮抢装周期，新能源运营公司在 2022 年进入试运营的项目很多，而这一部分项目由于只计收入少计成本，毛利明显偏高，所以为 2023 年带来了较高的业绩基数，导致上市公司业绩出现增收不增利的压力。

会计准则的调整是一次性影响，只对某一个年度的业绩产生影响，多数情况下是业绩在跨期间重新分配，对于公司长期现金流和公司价值没有实质性影响。随着项目投产验收、资产达到预定可使用状态后转固，试运行带来的增利降低，毛利率将逐渐恢复正常水平。

五、估值安全边际充足，同业比较优势突出

1、安全边际来源于合理的资金分配和慷慨的分红计划

2022 年公司的自由现金流达到 19.71 亿元，其中约 10 亿元用于对股东分红，分红比例 35%。未来公司仍有充裕的空间兼顾稳健的资本开支和股息红利政策。

假设 2025 年公司营收达到 350 亿元，新增应收款的生成比例约为营收的 7%，当年应收账款增加 25 亿元，假设未来每年营收或营运资本变动前现金流增加 20%，则 2025 年营运资本变动前现金流达到 150 亿元，经营活动产生的现金流量净额达到 125 亿元，扣除 100 亿元的保底资本开支需求，仍有 25 亿元可供股息分配，这还是不考虑新增债务的情况。相较于目前每年 10 亿的分红款而言绰绰有余。

表 14 公司合理的现金分配计划同时保证新增项目和慷慨分红

单位：亿元	2022	2021	2020	2019	2018
营运资本变动前现金流	86.63	70.75	62.81	53.27	53.56
其中：减少应收账款	7.10	-17.90	-38.83	4.56	-15.13
经营活动产生的现金流量净额	113.61	49.56	26.02	50.99	49.90
投资活动产生的现金流量净额	-93.90	-100.76	-85.69	-43.92	-27.35
自由现金流	19.71	-51.2	-59.67	7.07	22.55
筹资活动产生的现金流量净额	-17.50	58.85	61.93	-20.49	4.34
其中：已付股东之股息	-9.95	-5.8	-5.68	-5.96	-5.49
应收款项	110.27	116.78	91.59	48.98	53.65
营业收入	200.30	183.59	170.03	163.89	162.39
新增应收款生成比例	-3.5%	9.75%	22.84%	-2.78%	9.31%

数据来源：Wind

2、安全边际来源于股息率和私有化价格的双重估值锚

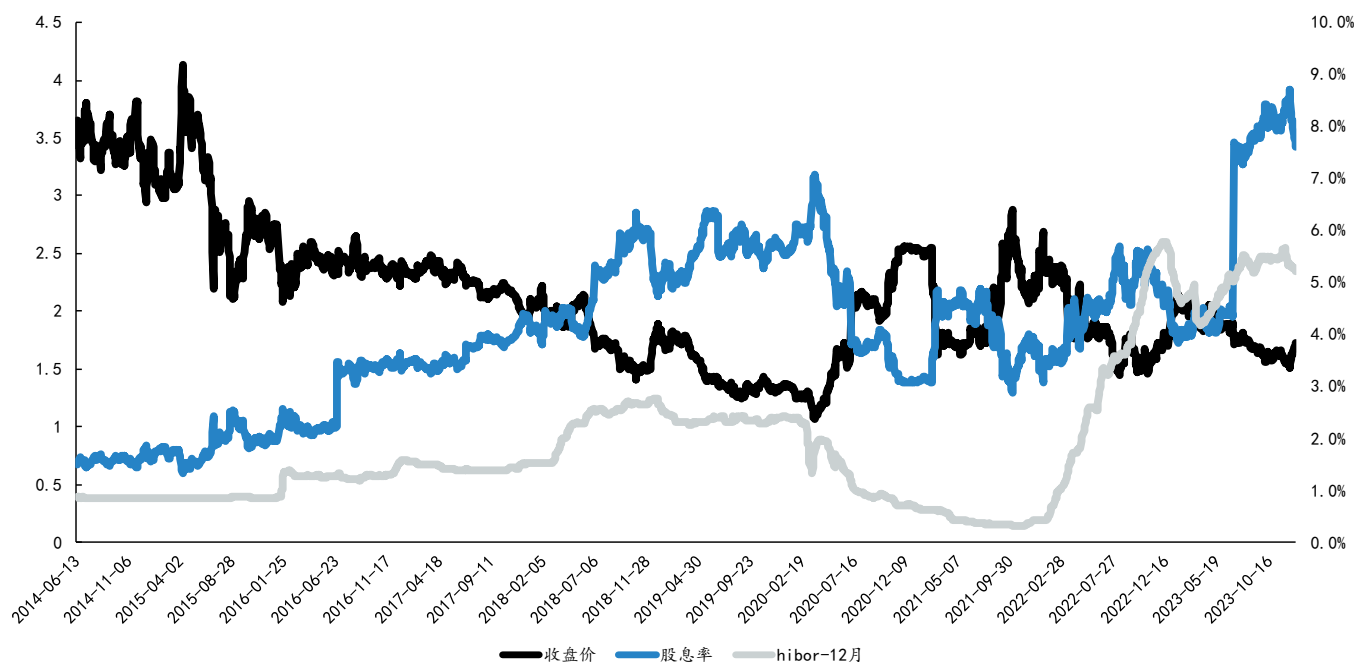
2021 年以来公司股价持续下滑，但公司业绩仍在持续增长，派息比例稳定，两相作用下，**公司股息率已攀升至历史最高的 8%，股息率与华润电力并列同行业最高**，放在整个公用事业板块也相当具有竞争力。2023 年公司预计营收 214 亿元，净利润 33 亿元，按照公司的规划，假设未来 2 年保持 20% 的连续增长，派息比例保持稳定，则对应现价的股息率将达到 11.5%。

公司曾在 2020 年发起过一次私有化收购要约，尽管最后未成功，但当时的私有化价格提供了极为重要的估值锚定意

义。彼时私有化要约收购价为 2.7 元，对应估值约为 1PB 和 10PE，反映了控股股东心目中的合理估值水平。当前公司估值仅为 0.4PB、4PE，而资产规模、盈利能力、业界地位都比 3 年前实现了快速提升，估值重回前次私有化时期的水平，与公司基本面出现了大幅的背离。

2022 年以来新一轮国企改革启动，旨在提质增效，以提升一利五率为改革目标。京能洁能的新一期股权激励计划要求也按照一利五率的最新要求进行了增补修订。基于国企改革带来经营效率提升的逻辑，资本市场上已掀起一轮中特估值热潮，低估值、低波动、高分红、具有提效潜力的国央企标的成为保险等低风险资金最为青睐的对象。资本市场默契地把 1 倍 PB 作为国央企的目标估值水平，按此计算至少还有 1 倍以上的估值修复空间。

图 37 公司股价和股息率变化



数据来源：Wind

3、安全边际来源于管理层的正确激励

2023 年 12 月 12 日京能洁能公告实施 H 股股票增值权计划，对 113 人授予总数 1.23 亿股、占股本总数 1.5% 的股份。2020 年年初公司曾公布一期股票增值权计划，当时行权的条件设置得较为简单，主要要求公司 2019 年股权收益不低于 8%、2019 年控股装机量增长不低于 10%、总资产增长率不低于 7% 等。

新能源电站运营公司鲜有实施管理层激励计划，原因是业内公司普遍为大型央企，体制改革阻力大，内部利益难理顺。京能洁能作为一家中型运营商，内部改革相对顺利，先后推出两期 H 股股票增值权计划，覆盖范围广，而且业绩指引明确，把装机、利润、人效和 ROE 都纳入考核机制。依据股权激励规划，既要求有不低的装机规模增长，也不能因为大干快上影响了利润水平，要求 2024-2026 年利润总额不低于 41 亿元/50.2 亿元/52 亿元，相较于 2022 年分别增长 7%/31%/35%；人效的目标已达到行业龙头龙源电力的 2 倍，有效抑制国企中常见的规模优先的倾向，将个人价值和公司价值密切绑定在正确的主航道上。

表 15 京能洁能两期股权激励内容

	2020 年股权激励	2023 年股权激励
经营业绩	2019 年公司股权收益不低于 8%，且不低于对标企业 50 分位值	2024-2026 年公司归母平均净资产收益率不低于电力生产全行业良好值，且不低于对标企业 75 分位值； (2)2024-2026 年利润总额分别不低于人民币 41 亿元、50.2 亿元、52 亿元
装机目标	2019 年公司控股装机容量增长率不低于 10%，且不低于对标企业 50 分位值。 2019 年公司总资产增长率不低于 7%，且不低于对标企业 50 分位值	2024 年-2026 年非化石能源装机容量分别不低于 12500MW、21200MW 和 23000MW，且各年度同比增长率均不低于行业平均增长水平
收益质量	2019 年公司并购项目规模不低于 500MW 或并购项目金额不低于人民币 20 亿元 2019 年公司风电、光伏等可再生能源发电量占本公司总发电量的比重不低于 24% 2019 年本公司海外发电量占本公司总发电量的比重比低于 1.5%	2024-2026 年公司资产负债率分别不超过 69.5%、69% 和 68.5%，且各年度均不超过董事会下达的资产负债率目标值； 2024-2026 年公司科技研发投入占营业收入的比重分别不低于 3%、3.1%和 3.2%； 2024 年-2026 年公司人均创效分别不低于人民币 116 万元、125 万元、128 万元。

数据来源：公司公告

4、安全边际来源于筹码供给的出清

公司前十大股东持股比例已达到 81.71%，且要么是北京市国资或北京能源集团内部相关公司，要么是战略投资型股东，都是实际上几乎不流通的股票，实际流通的比例不足 20%。公司早前被剔除港股通后，南下资金只能卖出不能买入，目前港股通持股比例已连续 2 年拉成直线，表明南下资金筹码已然出清。2023 年以来公司股票日均换手率为 0.14%，150 亿的市值日均成交额不到 300 万，缺乏关注、人气冷清是筹码出清的典型特征，通常隐藏捡便宜的机会。

图 38 京能洁能十大股东名单

股东名称	股份性质	直接持股数量	占已发行普通股比例(%)
北京能源集团有限责任公司	内资股	5,081,793,482.00	61.64
北京能源投资集团(香港)有限公司	H股	471,612,800.00	5.72
中国再保险(集团)股份有限公司	H股	456,432,000.00	5.54
北京国有资本经营管理有限公司	内资股	224,348,291.00	2.72
北控能源科技投资有限公司	H股	196,964,000.00	2.39
中国财产再保险有限责任公司	H股	196,704,000.00	2.39
北京国际电气工程有限责任公司	内资股	92,654,249.00	1.12
北京市热力集团有限责任公司	内资股	16,035,322.00	0.19
合计		6,736,544,144.00	81.71

数据来源：wind

5、京能洁能综合性价比为同业最优选择

综合市值、装机规模、成长性、估值、盈利能力和股息率 7 个指标对新能源发电公司性价比进行分析，京能洁能的综合性价比为同行业最优选择。

表 16 新能源电力上市公司定性对比

上市公司	市值	装机规模	成长性	估值	盈利能力	股息率
龙源电力	大	高	低	中	一般	低
中国电力	中	高	高	中	弱	中
华润电力	中	高	高	中	强	高
中广核新能源	小	中	中	低	强	中
大唐新能源	小	中	低	低	强	中
三峡能源	大	高	高	高	一般	低
华能国际	大	高	高	高	弱	低
国电电力	中	中	高	高	弱	中
节能风电	小	低	低	高	一般	中
京能清洁能源	小	中	中	低	强	高
北京能源国际	小	低	高	低	弱	高

数据来源：Wind

(1) 市值和规模装机指标。大市值公司延续高速扩张的难度更高，千亿市值的行业龙头龙源电力过去 3 年装机复合增速只有 11%，而行业平均水平达到 25%。相对而言，中小型公司实现长期高增长的难度更低。再者，大公司要维持相同速度的增长，可能会放松项目的质量，被逼吃进一些回报率不太理想的项目。**从市值和规模角度对龙源电力、三峡能源和华能国际保持谨慎。**

通常公司市值应和装机规模相匹配，如果两个指标背离，即可能产生了一些基于资产法估值角度的低估或高估。港股公司更有可能出现这种状况，例如中国电力属于行业内的高规模公司中市值偏小，中广核新能源和京能洁能在中等规模公司中市值偏小。

(2) 成长性指标。成长性过低表明进取心不足，尤其是规模本身不大，增速却仍然停滞不前的大唐新能源。过高的成长性也不切实际，要结合兑现度和公司所拥有的资源来检验。各大电力集团都制定了非常高标准的十四五装机规划，但 2021-2023 年三年间跳票的比例非常大。最后还要注意对于火转绿的公司而言，由于资产结构不够纯粹，火电整体零增长，因此新能源的高增长反映在公司整体层面可能归于平庸，华能国际和国电电力都属于这种情况。**综合来看预期成长性较强而且可兑现度比较高的公司包括三峡能源、华润电力和京能洁能。京能洁能的内部增长目标围绕底线 10%、乐观 20%来制定，预期 2023-2025 年业绩分别为 33/40/48 亿元，对应估值分别为 3.9/3.3/2.7PE。**

(3) 估值指标。估值指标需要从两个维度看待，一类是和盈利相关的估值指标，如 PE 和 P/OCF，后者在 PE 的基础上加入现金流质量的考量。第二类是和资产规模相关的估值指标，主要是 PB 和单位市值装机。单位市值装机角度最为低估的两家公司大唐新能源和京能国际，在公司治理上都存在一定的瑕疵。资产估值指标和盈利估值指标的背离意味着资产利用效率的低下，如华润电力和京能国际 PB 较低，但 PE 并不低，实际上就是 ROE 偏低所致。**两类估值指标交叉验证均能满足低估条件的为中广核新能源、京能洁能和大唐新能源。**

(4) 盈利能力指标。对于一般公司通用的盈利能力观测指标是毛利率、净利率和 ROE，新能源电力公司重资产投入、回收期长的特点会让净利率达到 40%-60%的失真范围，只有长周期的 ROE 和单位装机利润能够相对客观地反映公司盈利能力。**华润电力和中广核新能源的盈利能力明显高人一等，大唐新能源和京能洁能也处于较高盈利水平上。**

(5) 股息率指标。派息比例和股息率反映了公司回报股东的意愿和能力。**中国电力、华润电力、国电电力一贯保持高分红派息的传统，京能洁能最近刚把派息比例从 25%提高到 35%，京能国际静态派息比例高，但只有一年的派息历史。**总体而言国央企受益于国企改革行动的实施，大部分倾向于会上调派息比例，成为股息率择股角度为数不多的确定性选

择。稳定的业绩增长和派息比例，也是抵御流动性不足、股价滞涨的有力武器，如果股价长时间表现平平，股息也会提供相对可观的回报。

表 17 新能源电力公司定量对比

证券代码	公司简称	规模 GW			成长性		估值			盈利能力		股息		
		市值	风电 装机	光伏 装机	装 机	装 机 CAGR	PE	PB	P/OCF	单位市 值装机	单位装 机利润	ROE	派息 比例	股息 率
0916.HK	龙源电力	1155	26	3	29	11%	7.7	0.7	1.5	25	4.04	7.5	19	2.2
2380.HK	中国电力	315	8	8	16	45%	9.5	0.7	5.6	50	3.33	5.6	52	4.3
0836.HK	华润电力	659	17	2	19	24%	7.7	0.9	3.2	28	5.98	8.6	40	7.6
1811.HK	中广核新能源	74	4	1	6	14%	4.8	0.7	1.7	76	5.50	14.3	20	3.5
1798.HK	大唐新能源	110	13	2	14	7%	3.9	0.7	0.9	130	4.37	11.5	10	3.0
600905.SH	三峡能源	1265	17	11	28	26%	19.7	1.6	7.5	22	3.39	9.3	30	1.7
600011.SH	华能国际	1007	14	9	23	36%	13.0	2.3	4.0	23	0.00	-6.9	0	0.0
600795.SH	国电电力	740	8	5	12	28%	21.9	1.6	2.0	17	3.08	6.3	63	3.4
601016.SH	节能风电	197	5	0	5	11%	13.0	1.2	4.3	26	3.34	10.3	36	3.0
0579.HK	京能清洁能源	121	5	4	9	19%	4.0	0.4	1.1	73	4.24	10.0	35	7.5
0686.HK	北京能源国际	25	1	5	6	52%	12.8	0.5	1.0	238	4.55	4.5	74	7.1

数据来源：Wind

附录：京能清洁能源财务报表摘要

	2023-09-30	2022-12-31	2021-12-31	2020-12-31	2019-12-31
利润表摘要					
营业总收入	156.46	203.44	185.79	172.09	165.99
同比(%)	3.34	7.84	7.90	3.68	1.01
营业总支出	115.77	157.10	147.29	138.69	138.23
营业利润	40.69	46.34	38.50	33.40	27.77
同比(%)	-2.63	12.70	14.95	20.31	-8.07
税前利润	32.98	38.44	30.84	29.53	26.75
同比(%)	9.86	17.00	4.44	10.38	-2.45
净利润	26.97	28.47	23.68	23.03	20.91
同比(%)	8.66	12.57	2.81	10.17	4.75
非经常性损益	0.80	6.91	7.13	7.02	9.81
扣非后归属母公司股东的净利润	26.17	21.56	16.55	16.01	11.10
同比(%)	-3.91	18.71	2.84	44.21	-7.85
研发支出	0.03				
EBIT	42.72	52.86	43.59	40.63	38.41
EBITDA		89.67	74.79	68.74	62.94
资产负债表摘要					
流动资产	204.94	185.76	184.99	148.82	101.81
固定资产					
权益性投资	17.29	16.31	32.72	36.49	21.78
总资产	924.06	879.95	820.36	705.38	597.23
流动负债	216.09	273.62	283.28	252.45	194.38
非流动负债	370.68	281.99	240.45	189.27	172.10
负债总计	586.77	555.61	523.72	441.71	366.48
股东权益	337.29	324.34	296.63	263.67	230.75
归属母公司股东权益	329.38	286.01	262.76	244.94	226.73
现金流量表摘要					
经营活动现金流量	36.29	113.61	49.56	26.02	50.99
投资活动现金流量	-52.44	-93.90	-100.76	-85.69	-43.92
筹资活动现金流量	10.53	-17.50	58.85	61.93	-20.49
现金净增加额	-5.59	2.47	8.00	2.41	-13.65
期末现金余额	49.11	54.66	50.97	42.97	40.56
资本支出	57.33	91.42	89.47	73.15	43.95
关键比率					
ROE(%)	8.77	10.38	9.33	9.77	9.55
ROE(摊薄)(%)	8.19	9.95	9.01	9.40	9.22
扣非后 ROE(摊薄)(%)	8.50	7.86	6.52	6.79	5.07
ROE(TTM)	9.30	9.95	9.01	9.40	9.22
ROA(%)	2.99	3.35	3.10	3.54	3.65
ROIC(%)	3.57	3.91	3.58	4.04	4.10
销售毛利率(%)	28.16				
销售净利率(%)	17.60	14.89	13.40	13.92	13.06
EBIT Margin(%)	27.31	25.99	23.46	23.61	23.14
EBITDA Margin(%)		44.08	40.25	39.94	37.92
资产负债率(%)	63.50	63.14	63.84	62.62	61.36
资产周转率(倍)	0.17	0.24	0.24	0.26	0.29