

# 惠誉博华 2023 年新能源电力行业信用展望： 追风逐日莫停留，平芜尽处是春山

惠誉博华预计，至 2030 年末世界新能源累计装机将达 4,800GW。中国作为全球第一大新能源装机国，规模优势显著。2023 年，中国新增风光装机将处于 160GW~180GW 区间且大概率向上限趋近。中期来看，至 2025 年末中国新能源装机容量将处于 11.7~14.3 亿千瓦区间，风光装机的结构性特征将愈发彰显。

发电设备降价将助力 2023 年新能源电站收益增厚，但政策性配储拉低了投资回报水平并对部分不具优势项目的经济性形成挑战。同时，电力市场化交易的不断深化亦使得新能源电力项目中长期投资回报的不确定性有所加大。

新能源电力运营商强劲的盈利表现可缓解因投资高增引发的杠杆压力。以保障性收购小时数为代表的政策支持所带来的合同地位增强与无大宗燃料价格风险敞口是新能源电力企业相较火电主体的独特优势。惠誉博华结合 2023 年中国新能源电力预期装机增量、新建与存量项目投资回报率及其稳定性等行业基本面对重点关注的运营、财务指标的趋势性变化等多重因素，认定 2023 年中国新能源电力行业信用展望为“高景气稳定”。

## 相关研究

“碳”路者：中国电力生产行业一项层设计，逐日追风  
(2022.03)

沪深 300 指数工商企业 2023 年信用趋势前瞻 (2023.01)

## 分析师



唐大千, Daqian Darius Tang CPA, CFA  
+ 86 (10) 5663 3873  
darius.tang@fitchbohua.com



刘濛洋, Mengyang Liu CPA, FRM  
+ 86 (10) 5663 3875  
mengyang.liu@fitchbohua.com

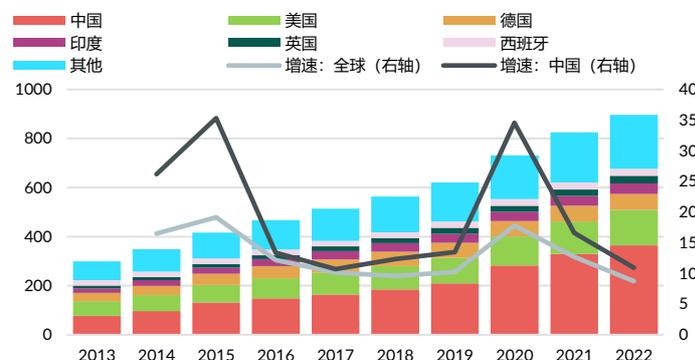
## 媒体联系人

李林  
+ 86 (10) 5957 0964  
jack.li@thefitchgroup.com

## 2030 年全球新能源累计装机将达 4800GW

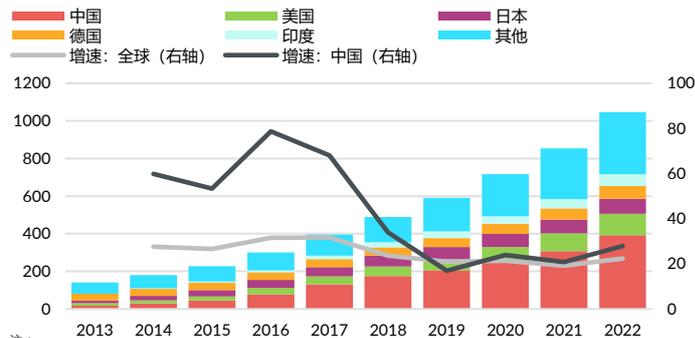
2022 年，全球风电、光伏累计装机规模预期各达 897GW、1,046GW。其中，中国风电、光伏累计装机容量分别升至 365GW、393GW，占全球相应存量新能源装机权重各达 40.7%，37.6%，规模优势不言而喻。由于中国风光累计装机同比增速于过去十年间长期高于全球水平，其世界新能源电力市场的容量领先优势得以不断扩大。

全球风电累计装机容量与增速 (GW, %, 2013~2022)



注：  
1. 2013~2021年与2022年装机数据因信源不同，数据一致性存在细微差异。  
2. 2022年全球风电总装机量系基于各主要装机国已披露数据的测算结果。  
来源：BP, FERCC, 德国联邦网络局, 中国国家能源局, MNRE RenewableUK, Statista, 惠誉博华

全球光伏累计装机容量与增速 (GW, %, 2013~2022)



注：  
1. 2013~2021年与2022年装机数据因信源不同，数据一致性存在细微差异。  
2. 2022年日本/全球总装机系基于历史/主要装机国已披露数据的测算结果。  
来源：IEA, SEIA, 德国联邦网络局, 中国国家能源局, pv magazine India, 惠誉博华

零碳雄心是驱动全球主要经济体加大新能源电力投资、确保风光装机持续高增的关键动因。中国计划至 2030 年风光总装机达 12 亿千瓦以上，这使得其在未来八年将向全球贡献不低于 55GW 的年均新增容量，而实际贡献则极有可能明显超越这一规划水平。为摆脱源自俄罗斯的能源胁迫，欧盟将大幅扩容新能源电力机组，至 2025 与 2030 年拟分别新增 320GW、600GW 太阳能装机，以推动累计光伏装机规模于 2030 年接近 760GW 水平。欧盟同时计划将海上风电容量至 2030 年扩容至不低于 60GW，若叠加陆上风电，至 2030 年欧盟风电累计规划装机量将达 480GW，这对应年均风光新增容量将不低于 100GW，系中国年规划装机规模近 2 倍，

展现出更为强劲的增长雄心。综合美国、印度、英国规划目标与上述五大经济体于全球新能源电力市场近八成的容量份额，惠誉博华预计至 2030 年以规划为基础的全球风光装机累计容量将达 4,800GW，对应年均新增装机约 360GW 或 CAGR=12%。

### 全球主要新能源电力装机国发展规划 (GW)

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	风电与光伏	758 (2022)	1,200 (2030)	55.3
美国	海上风电	0.04 (2022)	30 (2030)	3.7
美国	光伏	114.2 (2022)	464 (2032)	35.0
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)	38.0

来源：中国国家能源局，美国能源部，SEIA，Wood Mackenzie，REPowerEU，Marienberg Declaration，pv magazine India，公开信息，惠誉博华

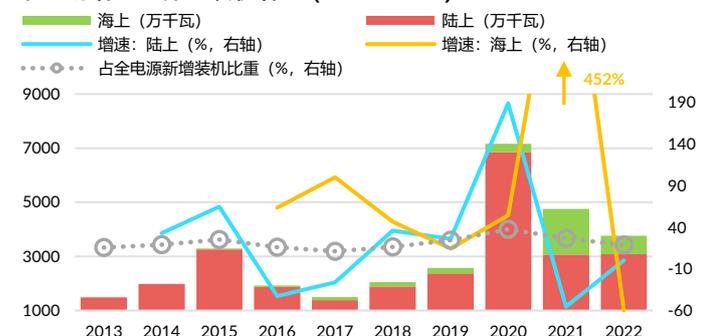
## 中国新能源装机量展现强势增长动力

招标数据预示 2023 年中国新增风光装机处于 160GW~180GW 区间且大概率向上限趋近

中国新能源电力年度增量装机是政策的函数。在经历 2021 年陆上风电光伏落实平价、2022 年海上风电国补取消引发的政策性抢装后，2022 年中国分别实现风电、光伏新增并网装机容量 3,763 万千瓦，8,741 万千瓦，同比变动-20.9%、+59.1%。2022 年，风、光占全电源新增并网容量比重分别达 18.8%、43.8%，权重合计超越火电近 40 个百分点。其中，风电新增并网规模与权重下滑主要源于海上风电在经历 2021 年抢装后新增容量大幅缩水近 60%，而新增陆上风电亦仅实现不足 1% 的微弱增长。新增光伏并网规模与权重明显提升则得益于以整县推进分布式光伏为代表的刺激性政策所引领的分布式装机大幅扩容。2022 年，中国分布式光伏新增并网容量同比高增 74.6%，进一步拉大其对集中式电站在新增光伏装机中的优势，即近 60% 的新增光伏装机由分布式光伏提供。

尽管增量规模存在波动，新能源装机扩容速度显著高于传统电源，为其电量增长赋予充沛动能。2022 年，中国分别实现风电、光伏发电量 7,624 亿千瓦时、4,282 亿千瓦时，同比增长 16.3%、31.4%，增速大幅领先其他电源，这使得风光电量在全电源发电量

### 中国新增风电并网装机容量 (2013~2022)



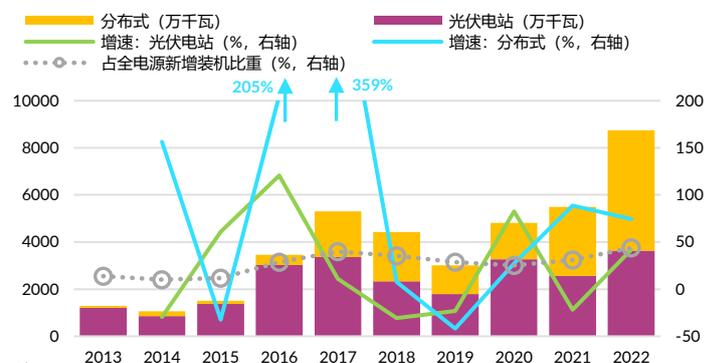
注：1. 2013~2014 年新增海上装机受披露限制未绘入上图，但规模远不及陆上。  
2. 2021 年，中国新增海上风电装机同比增长达 452%。

来源：WIND，WFO，国家能源局，华经产业研究院，惠誉博华

<sup>1</sup> 因陆上风电装机仍占据支配性权重，历年风电设备公开招标量后置一年形成的紫色虚线与当年新增风电装机容量绿色实线间拟合关系良好。

中的比重提升至 14.2%。囿于设备平均利用小时数仅为 2,221 时、1,370 时（折算数），分别约为同期火电设备利用率的 50%、30%，新能源电量权重相较传统电源仍处低位。

### 中国新增光伏并网装机容量 (2013~2022)

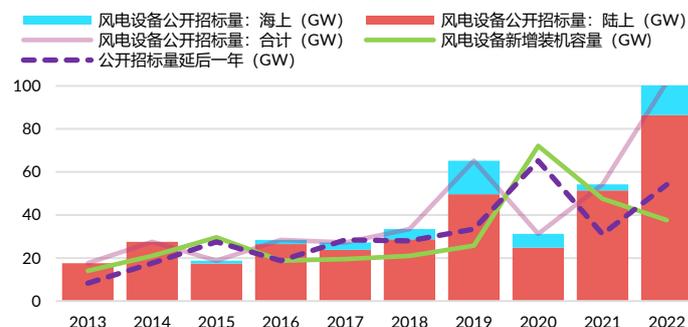


注：1. 2016~2017 年新增分布式光伏同比增速分别达 205%、359%。

来源：WIND，国家能源局，惠誉博华

2023 年，中国新能源电力增量装机与 2022 年风光项目招标规模密切相关。即使因待建电厂容量差异无法一概而论，陆上/海上风电项目平均建设周期多为 12 个月/30 个月，这得到了历史招标及新增装机变动关系的佐证：2013~2022 年，下图所示年度风电设备公开招标量与次年新增风电装机容量具备良好的拟合关系<sup>1</sup>。2022 年，中国陆上风电公开招标量预期 86.7GW，同比劲升 69%，而 2020~2021 年海上风电公开招标量合计亦达 9.1GW。基于高增的招标数据与完工比例，2023 年中国新增风电装机容量预期 67GW~77GW。

### 风电公开招标量与新增装机容量 (2013~2022)



注：2022 年风电设备公开招标量与结构系基于截至 2022 年 9 月末实际招标量 76.5GW 与结构年化折算后结果。

来源：金风科技，惠誉博华

光伏电站建设周期较风电更短，多不足 12 个月。2022 年，中国非完全统计<sup>2</sup>光伏 EPC 招标项目中标容量逾 110GW。其中，集中式电站中标容量 86.8GW，分布式光伏中标容量 24.6GW。惠誉博华预测，2023 年中国新增光伏装机容量 95GW~105GW。然而，无论风电抑或光伏项目，在疫情政策发生实质性转向后，因防疫引发的建设扰动已基本消除，加之上游大宗材料价格明显回落带动产业链成本压力缓解，2023 年中国新能源电力新增装机容量大概率向预测区间上限趋近。

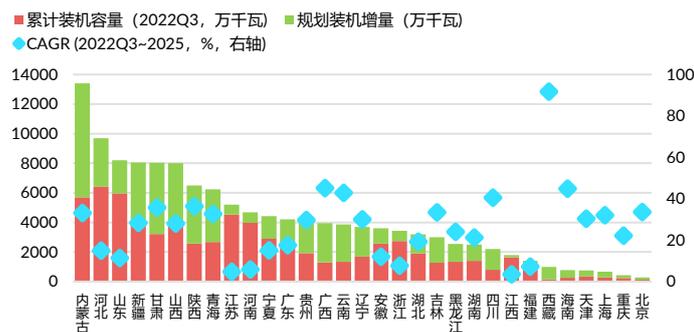
<sup>2</sup> 数据源自 PV-BOX 就中国主要能源集团 2022 年光伏 EPC 中标统计。

至 2025 年末，中国新能源装机容量将处于 11.7~14.3 亿千瓦区间，风光装机结构性特征愈发彰显

中期来看，中国政府规划的以沙漠、戈壁、荒漠为重点区域的风光大基地项目将为新能源装机奠定关键增量。“十四五”、“十五五”时期中国分别规划建设大基地项目 200GW、255GW。截至 2023 年 1 月初，第一批 97.05GW 风光大基地项目已全部开工并部分建成投产。除大基地项目外，2021 年启动的整县推进分布式光伏行动为新能源电力扩容注入新动能。截至 2022 年 6 月末，整县试点项目累计备案规模已达 66.15GW。在风光大基地建设、整县分布式光伏推进等扩容预期基础上，各省级行政单位陆续发布《“十四五”新能源发展规划》。规划数据显示：截至 2025 年末，中国新能源装机容量将接近 13 亿千瓦，较 2022 年末增长 5.4 亿千瓦，CAGR 达 19.7%，至少提前五年完成风光总装机逾 12 亿千瓦的政策性目标。考虑到规划执行情况，惠誉博华认为至“十四五”末，中国实际新能源总装机可能存在±10%的调整空间，即处于 11.7~14.3 亿千瓦区间，较 2022 年末增长 54%~89%。

除增量规模亮眼外，“十四五”期间中国新能源装机结构性特征亦愈发彰显。一是装机布局在特高压输电体系日臻完善背景下，将向风光禀赋优越、空间资源充足的西北区域聚集。截至 2025 年末，新疆、甘肃、陕西、宁夏、青海等西北五省与内蒙古新能源规划装机容量权重达 35.9%，较 2022 年三季度末提升 6.3 个百分点，各省区（除宁夏 15.1%外）装机规模 CAGR 处于 28%~37% 的高增区间，即使其存量规模业已名列前茅。二是相较凭借集中式系统增强其市场聚集力的西北区域，处于消纳中心并具备近 30% 规划装机权重的中东部（沿海）地区将推动海上风电与分布式光伏装机在其域内高速发展。大容量机组催生的设备成本趋势性下行将使得更多海上风电项目在国补退出后仍可获得满意的投资回报，而高收益的工商业分布式光伏在工业发达地区更具吸引力与市场基础。“集中式集中西北、分布式分布中东”的新能源装机结构分化由此更加彰显。

### 各省区至2025年末规划新能源装机容量与增速

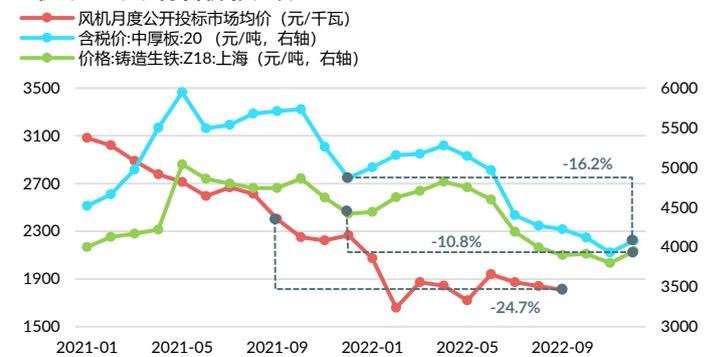


## 多重因素影响中国新能源电站投资预期收益率

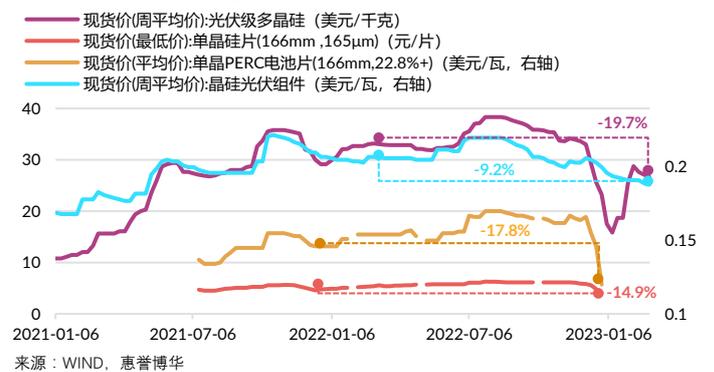
发电设备降价将助力 2023 年新能源电站收益增厚，但政策性配储拉低了投资回报水平并对部分不具优势项目的经济性形成挑战

庞大且紧迫的新增并网规划促使新能源电站运营商加紧投资步伐。在收获扩容带来的“量”的增长的同时，以电站投资收益率为函数的“价”的因素同等重要，因为其直接关系发电企业预期盈利，进而可能影响运营商的长期信用质量。即使受多重因素影响，初始投资成本、发电利用小时数与上网电价是决定新能源电站全生命周期投资回报的关键变量。若以短期视角分析，2023 年风光电站的发电利用小时数及上网电价与其选址区域密切相关但数值相对稳定，初始投资则面临发电设备成本回落的利好加持。然而，政策性配储却导致新建风光项目的投资支出加大。

### 风机与上游原材料价格走势 (2021~2022)



### 光伏组件与上游主材价格趋势 (2021~2023.3)



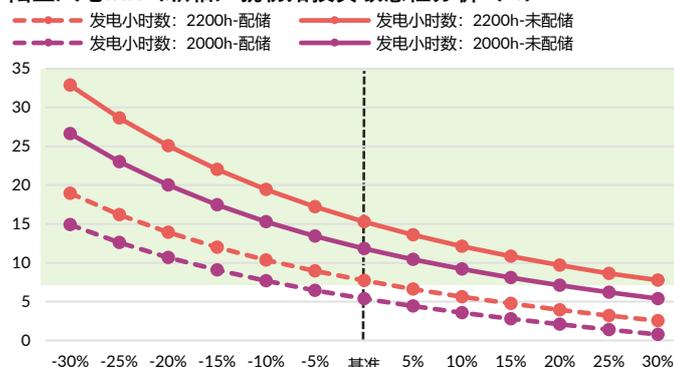
在因技术进步推动的设备成本趋势性下降“光环”下，2023 年风光设备价格将因多晶硅产能快速释放、以钢材为代表的大宗材料价格高位回落而进一步走低。这一趋势于 2022 年已然显现：风电产业链及上游铸造生铁、中厚板与风机公开招标月度均价同比分别降低 10.8%、16.2%、24.7%；光伏产业链多晶硅、硅片、电池片与组件 2022 年末/2023 年初价格<sup>3</sup>同比分别下滑 19.7%、14.9%、17.8%、9.2%。惠誉博华认为，由于材料端基本面依旧低迷，加之前期晶硅投机性情绪在产能释放现实下快速消退，2023 年成本回

<sup>3</sup> 硅片、电池片与组件型号众多，本报告仅选取具有代表性型号以展现趋势。

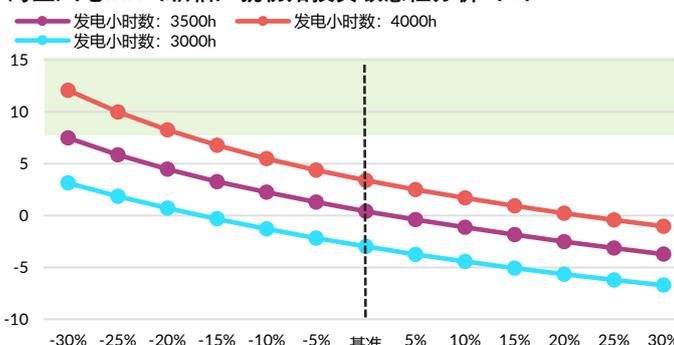
落之势将沿设备产业链向风机与组件端传递，继而推动新能源电站发电设备投资成本明显降低。

然而，新能源电力系统固有的波动性与逆调峰特征致使完全依赖电网侧调峰调频并不现实，特别是在大规模风光装机预期于“十四五”期间集中并网的情境下。中国政府已要求风电/光伏项目配置储能设施，电源侧配储的政策意图明晰。截至 2022 年末，中国已投运电力储能项目累计装机 59.4GW<sup>4</sup>，其中抽水蓄能装机 46.1GW，由新能源电站广泛采用的电化学储能装机 12.7GW。即使新型电化学储能容量高速增长，但相较国家发展与改革委制定的于 2025 年末达到 30GW 以上的装机目标仍存很大差距，电站配储已为大势所趋。然而，囿于当前单瓦成本较高与调用效率低，储能设备成为新能源电站建设的重要“沉没成本项”，拉低了风光项目的投资回报水平。

陆上风电 IRR (纵轴) 就初始投资敏感性分析 (%)



海上风电 IRR (纵轴) 就初始投资敏感性分析 (%)



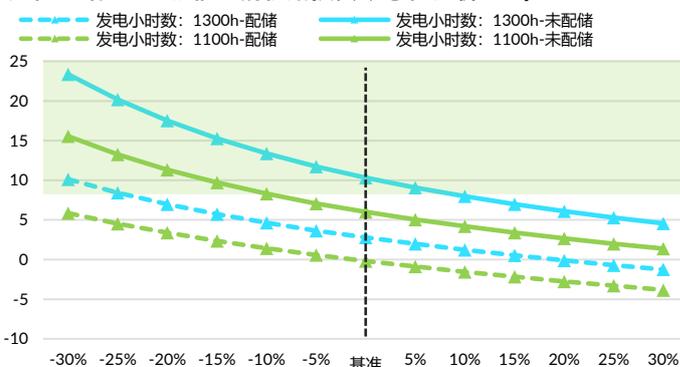
注：

1. 以上四图阐明新能源（风电与光伏）项目初始投资变动对未考虑通胀的实际权益投资内部回报率（IRR）的影响。
2. 横轴初始投资成本变动“基准”为各类新能源项目 2022 年行业平均初始投资成本。
3. 图中绿色区域表示实际权益投资内部回报率不低于 7.5% 区域，代表合理投资回报率水平。
4. 本报告测算结果受限于附录 2 所列假设，其并不能代表所有项目的实际权益投资内部回报率。真实项目投资回报水平与项目具体情况密切相关，参数多样化水平高，实际 IRR 可能与上述测算（结果）存在差异。

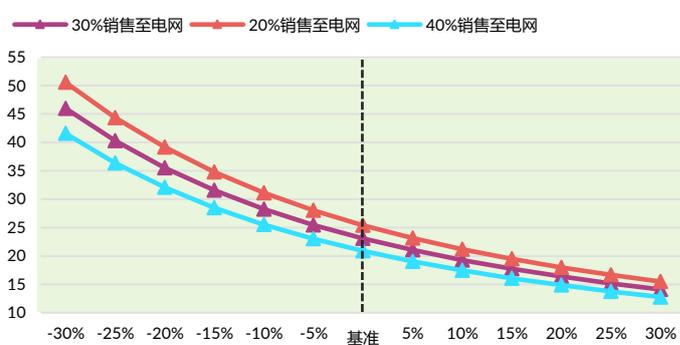
来源：公开资料，惠誉博华

惠誉博华基于广泛假设（详见附录 2，下同）就陆上集中式新能源电站实际权益投资内部收益率（以下简称 IRR）对初始投资的敏感性进行模拟。假设其他条件不变，无论是风电抑或光伏电站，配置储能设施均使项目 IRR 产生 5 个百分点以上的下滑，这可能导致部分设备成本高或利用小时数低的电站项目难以获得合理投资回报甚至丧失经济性。若以全国平均风电、光伏发电设备利用小时数与业内设备成本均值计，配置储能的陆上风电与光伏电站分别可获 7.7%、2.8% 的 IRR，风电项目收益水平更胜一筹主要得益于其更高的发电小时数。2023 年，若初始投资成本在基准（2022）水平上降低 5%~10%，陆上集中式风光电站在其他变量处于行业均值<sup>5</sup>条件下，配储项目 IRR 可能收获 1~3 个百分点的提升，而若未配储提升空间则约 1.5~5 个百分点，这体现了新能源电站运营商在获得规模扩张的同时所付出的盈利减少代价。

光伏电站 IRR (纵轴) 就初始投资敏感性分析 (%)



工商业分布式光伏 IRR (纵轴) 就初始投资敏感性分析 (%)



<sup>4</sup> 源自 CNESA 全球储能数据库的不完全统计。

<sup>5</sup> 指较 2022 年均值水平不变，如风电设备利用小时数可达 2022 年全国风电发电小时数 2,200 小时左右。

新能源电力装机增量明星海上风电与分布式光伏项目 IRR 表现迥异。囿于初始投资成本高企，即使仍可享受地方补贴，海上风电项目投资收益依然偏低。惠誉博华基于广泛假设的敏感性模型显示，设备成本、利用小时、上网电价处于行业平均水平的典型海风项目 IRR 仅为 0.42%。若项目处于利用小时数长的高速风带并采用较当前平均成本降幅逾 25% 的经济设备后，项目 IRR 方可升至约 10% 水平。与之相对，以工商业分布式为代表的光伏项目，得益于较高的工商业电价、充分的客户用电量与暂无大规模政策性配储要求，以 1300h 利用小时数、30% 电量向电网出售（即向工商业设施售电 70%）的典型项目 IRR 高达 23%，极具竞争力的投资回报率是分布式光伏快速发展的关键诱因。2023 年，若海上风电与工商业分布式光伏初始投资成本在基准（2022）水平上分别下行 15%~20%、5%~10%，在其他变量处于行业均值条件下，项目 IRR 将各获约 2~4 个百分点、2~5 个百分点的提升。

### 电力市场化交易不断深化使得新能源项目中长期投资回报的不确定性有所加大

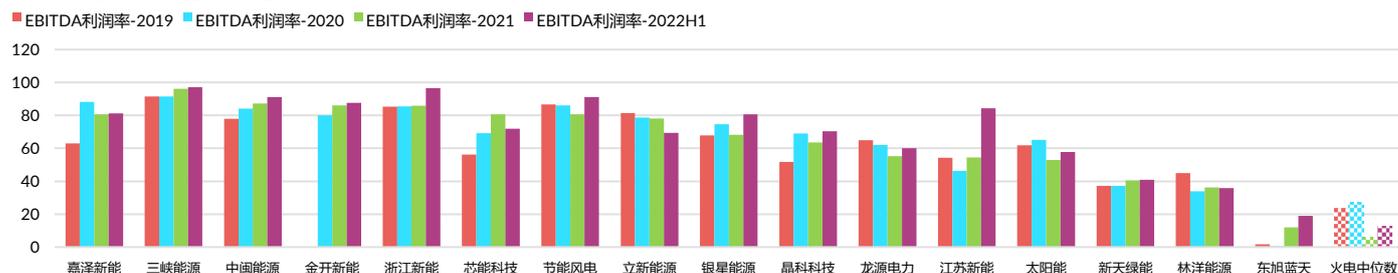
以更长时间维度考量，中国新能源电站投资回报的不确定性将有所加大。随着电力改革不断深入，市场化交易电量权重必将持续提升。2022 年，中国市场化交易电量合计 5.25 万亿千瓦时，同比增长 39%，占全社会用电量比重达 60.8%，同比提高 15.4 个百分点。虽然当前新能源电量参与市场化交易比例较低，但步伐已逐步加快，这从不断降低的风光项目保障性收购小时数中可见端倪。2020~2022 年，国网经营区域风电保障性收购小时数为 1,471 小时、1,484 小时、1,378 小时，光伏保障性收购小时数为 1,096 小时、1,082 小时、1,029 小时，收购规模降低所产生剩余电量需通过市场化方式销售。

虽然市场交易均价逐年提升，但交易间成交价格存在较大差异且绿色溢价并不充分。惠誉博华统计的浙江、广东两大电力交易所绿色电力成交数据显示，2022 年 6 月~2023 年 2 月，浙江电力市场批发侧月度绿电交易价格多低于同期煤电价格，差异在 0.15~7.2 元/兆瓦时区间；广东绿电成交价格呈相同态势，较煤电负溢价区间为 11.2~63.6 元/兆瓦时，这可能导致退出保障性收购的风光电量交易价格低于原标杆收购电价，进而降低了项目收益水平。因此，随着电力市场化交易范围的不断拓宽，新能源项目发电小时数与结算价格的不确定性将日趋明显，这对风光项目，特别是已并网存量项目的中长期盈利稳定性构成挑战。

## 风光企业强劲盈利对缓解投资高增引发的杠杆压力大有裨益，行业信用展望“高景气稳定”

惠誉博华选取 16 家以新能源电力投资运营为主业的上市（发债）公司为样本，考察高景气周期对企业财务数据的趋势性影响并以

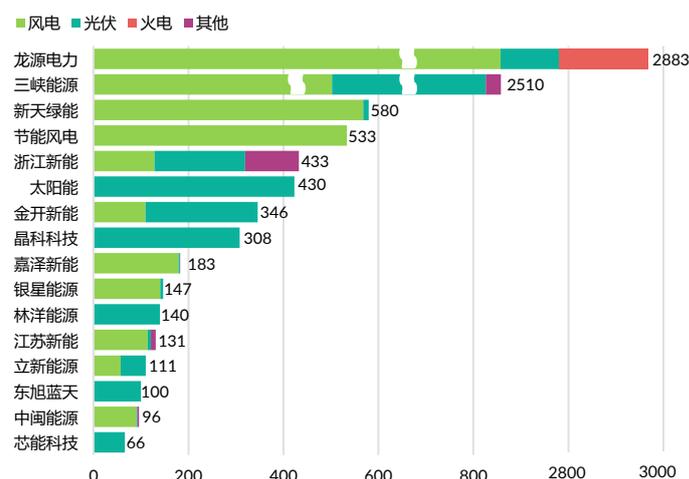
### 样本新能源与火电投资运营商 EBITDA 利润率（2019~2022H1，%）



注：金开能源2019年EBITDA利润率为-203.9%，因优化展示原因未纳入上图。  
来源：WIND，惠誉博华

此为基础，同时考量更为广泛的基本面因素，对中国新能源电力行业 2023 年的信用趋势予以展望。所选样本包含 9 家风电（为主）运营商，7 家光伏（为主）运营商；包含以龙源电力、三峡能源为代表的装机容量逾千万千瓦的大型新能源发电企业，亦包括装机规模不足百万千瓦的小型风光电力运营商。

### 样本新能源电力运营商装机结构（万千瓦，2022H1）

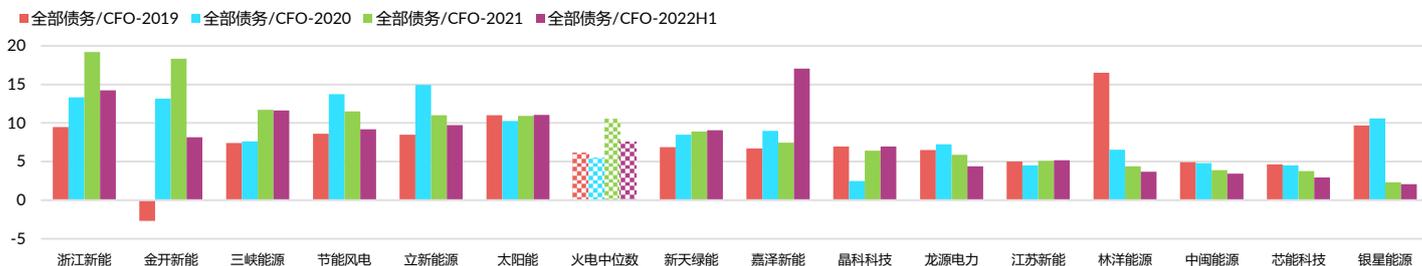


注：龙源电力、三峡能源部分电源装机因优化展示原因柱状图经截断处理，部分电源装机量与坐标指示可能有所差异，但总装机容量与坐标指示一致。  
来源：各公司半年报，惠誉博华整理

伴随并网装机容量快速提升，样本新能源电力运营商 2019~2021 年营业收入以合计口径计（下同）CAGR=14.8%，这与同期新增容量相对乏力的火电企业形成对比：2019~2021 年，全部火电上市公司营业收入 CAGR=10.7%，逊于风光电力生产主体近 4 个百分点。2022 年前三季度，样本新能源电力运营商营业收入同比增长 23.8%，增速较过去三年 CAGR 进一步提升；同期，得益于市场化交易价格浮动上限提高，火电上市公司营业收入同比增速升至 22.3%，与新能源电力企业的差距渐近弥合。

若从惠誉博华所重点关注的盈利指标考量，差距则更为明显。2019~2021 年，以合计口径计（下同），新能源电力生产商与传统火电公司 EBITDA CAGR 分别为 17.6%、-33.0%。2022 年上半年，样本风光企业 EBITDA 实现近 40% 的同比高增，盈利规模大幅提升，而火电上市公司 EBITDA 则同比下滑约 20%。EBITDA 利润率方面，样本新能源电力公司，无论具体企业抑或指标中位数均显著高于火电企业，特别是在 2021 年煤价步入高景气周期之后。无需担忧以煤炭为代表的燃料价格高企与波动极大抬升了新能源发电企业的盈利水平与稳定性，2023 年新能源电厂盈利较传统电源的优势地位依然稳固。

### 样本新能源与火电投资运营商CFO杠杆（2019~2022H1，倍）



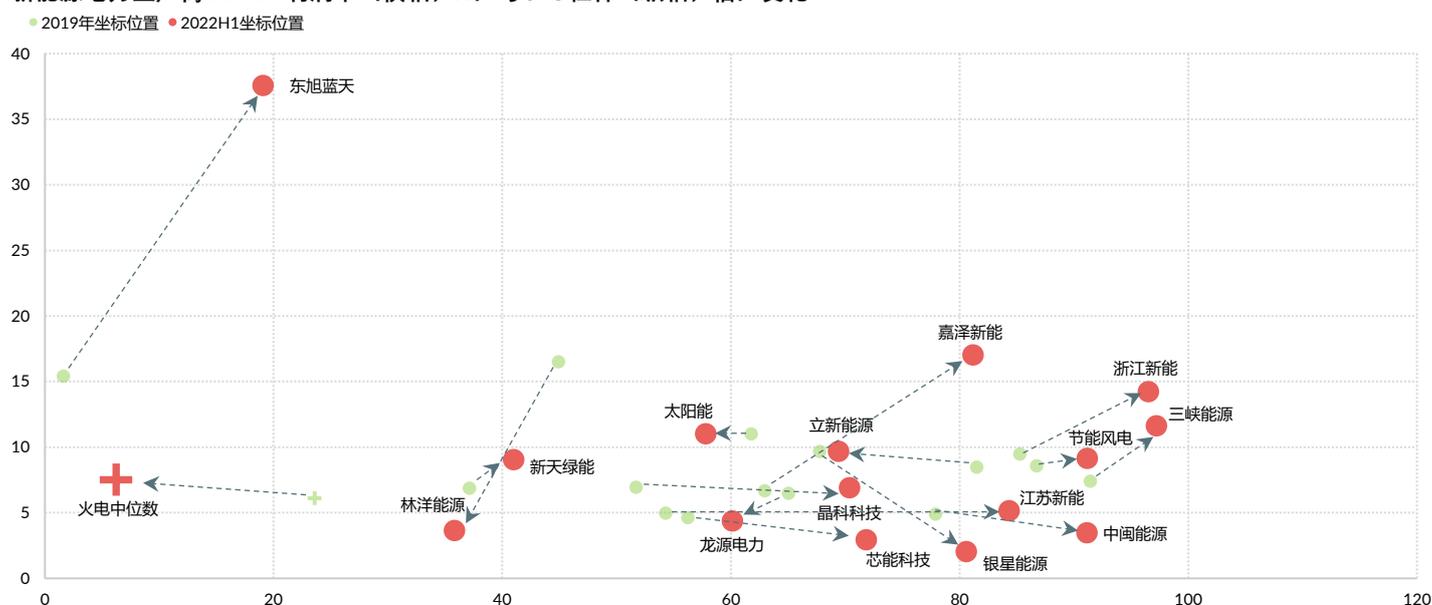
注：东旭蓝天2019~2022H1 CFO杠杆（全部债务/CFO分别为15.4倍、14.2倍、33.8倍、37.6倍，因优化展示原因未纳入上图。  
来源：WIND，惠誉博华

然而，极具雄心的投资规划引发新能源电力公司债务规模快速积累。2019~2021年，以合计口径计（下同），样本新能源电力生产商全部债务CAGR=23.6%、截至2022年Q3全部债务同比增长19.5%，分别高于同期火电债务增速11.0个百分点、1.5个百分点。扣除现金类资产后的净债务增速态势趋同。以合计口径计（下同），2019~2021年新能源电力生产商净债务CAGR=21.1%，约为传统电源1.6倍；而随着火电投资于2021年下半年全面提速，截至2022Q3新能源电厂净债务同比增速与火电间差异大幅缩小至不足2个百分点。

若从惠誉博华所重点关注的杠杆指标考量，新能源电力公司（相较于火电企业盈利能力）优势不再。2019~2022上半年，样本风光电力企业CFO杠杆中位数分别为7.2倍、8.7倍、8.2倍、8.6倍，整体高于火电上市公司中位杠杆水平且呈趋势性上升态势。2023年，新能源电力热度不减的投资需求必将使得加杠杆成为主流，基于历史数据预测，行业CFO杠杆中位数将接近9.0倍。

即使面临杠杆水平增加，新能源电力较传统电源明显强劲的盈利能力使运营商的财务风险得以缓解。在EBITDA利润率与CFO杠杆变化关系图中，2019~2022H1期间，样本风电、光伏运营商的坐标位置多向右上升移，这明显优于坐标向左上（盈利弱化叠加杠杆上升）迁移的火电运营主体。这一趋势印证了《惠誉博华工商企业评级指引：电力生产的信用观点》：以保障性收购小时数为代表的政策支持所带来的合同地位增强与无大宗燃料价格风险敞口是新能源电力企业相较于火电主体的独特优势。这些势可能使得新能源电厂获得更为有利的信用质量评估结果与信用趋势变动预判。惠誉博华结合2023年中国新能源电力预期装机增量、新建与存量项目投资回报率及其稳定性等行业基本面与重点关注的运营、财务指标的趋势性变化等多重因素，认定2023年中国新能源电力行业信用展望为“高景气稳定”。

### 新能源电力生产商EBITDA利润率（横轴，%）与CFO杠杆（纵轴，倍）变化



注：  
1. 金开能源因优化展示原因而未纳入上图。灰色虚线箭头表示公司坐标位置自2019年末至2022H1的变动方向。  
2. CFO杠杆=全部债务/CFO，2022H1全部债务对应截至2022年6月末最近12个月的CFO。

来源：WIND，惠誉博华

## 附录 1：中国“十四五”分省区新能源装机规划（万千瓦，%）

省区	累计装机 (截至 2022Q3)				2025 年末新能源装机目标				较目标 装机差距	CAGR (2023~2025)
	风电	光伏	合计	权重	风电	光伏	合计	权重		
河北	2,731	3,674	6,405	9.1	4,300	5,400	9,700	7.5	3,295	14.8
山东	1,992	3,959	5,951	8.4	2,500	5,700	8,200	6.3	2,249	11.3
内蒙古	4,238	1,457	5,695	8.1	8,900	4,500	13,400	10.3	7,705	33.0
江苏	2,247	2,277	4,524	6.4	2,600	2,600	5,200	4.0	676	4.8
河南	1,878	2,096	3,974	5.6	2,518	2,175	4,693	3.6	719	5.7
新疆	2,485	1,327	3,812	5.4	5,062	2,981	8,043	6.2	4,231	28.3
山西	2,248	1,573	3,821	5.4	3,000	5,000	8,000	6.2	4,179	27.9
甘肃	1,933	1,275	3,208	4.6	3,853	4,169	8,022	6.2	4,814	35.7
宁夏	1,457	1,444	2,901	4.1	1,827	2,597	4,424	3.4	1,523	15.1
浙江	402	2,344	2,746	3.9	630	2,800	3,430	2.6	684	7.7
青海	972	1,701	2,673	3.8	1,650	4,580	6,230	4.8	3,557	32.6
广东	1,258	1,330	2,588	3.7	—	—	4,200	3.2	1,612	17.5
安徽	547	2,022	2,569	3.6	800	2,800	3,600	2.8	1,031	11.9
陕西	1,159	1,408	2,567	3.6	—	—	6,500	5.0	3,933	36.3
贵州	580	1,335	1,915	2.7	1,080	3,100	4,180	3.2	2,265	29.7
湖北	760	1,133	1,893	2.7	1,000	2,200	3,200	2.5	1,307	19.1
辽宁	1,135	547	1,682	2.4	—	—	3,700	2.8	2,018	30.1
江西	550	1,079	1,629	2.3	700	1,100	1,800	1.4	171	3.4
湖南	854	548	1,402	2.0	1,200	1,300	2,500	1.9	1,098	21.3
黑龙江	900	439	1,339	1.9	1,686	868	2,554	2.0	1,215	24.0
云南	891	438	1,329	1.9	—	—	3,864	3.0	2,535	42.7
广西	863	429	1,292	1.8	2,450	1,500	3,950	3.0	2,658	45.1
吉林	884	381	1,265	1.8	2,200	800	3,000	2.3	1,735	33.4
福建	736	402	1,138	1.6	900	500	1,400	1.1	262	7.2
四川	590	204	794	1.1	1,000	1,200	2,200	1.7	1,406	40.5
天津	141	203	344	0.5	200	560	760	0.6	416	30.2
上海	107	180	287	0.4	260	400	660	0.5	373	32.0
海南	29	224	253	0.4	229	540	769	0.6	516	44.9
重庆	174	68	242	0.3	—	—	440	0.3	198	22.1
西藏	3	139	142	0.2	—	—	1,000	0.8	858	91.7
北京	24	94	118	0.2	30	251	281	0.2	163	33.5
<b>合计</b>	<b>34,768</b>	<b>35,730</b>	<b>70,498</b>	<b>100</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>129,900</b>	<b>100</b>	<b>59,402</b>	<b>22.6</b>

注：广东“十四五”末目标装机中包含少量生物质装机，陕西“十四五”末目标装机口径为新能源装机，其中可能包括部分非风光装机。

来源：各省“十四五”新能源发展规划，惠誉博华

## 附录 2：新能源项目投资收益率测算假设清单

项目	陆上风电	陆上光伏	海上风电	工商业 分布式光伏
设备投资 (元/W)	6.0	4.1	16.5	3.7
储能投资 (元/W)	1.8	1.8	—	—
上网电价 (含税, 元/千瓦时)	0.3795	0.3795	0.4124	0.3795
工商业电价 (含税, 元/千瓦时)	—	—	—	0.6500
企业所得税率 (%)	25	25	25	25
贷款利率 (%)	5.0	5.0	5.0	5.0
贷款期间 (年)	15	15	15	8
权益投资权重 (%)	25	25	25	25
债务融资权重 (%)	75	75	75	75
零部件衰退—首年 (%)	0.5	2.0	0.5	2.0
零部件衰退—持续 (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
运维成本—1~10 年 (元/W)	0.06	0.04	0.18	0.05
运维成本—11~20 年 (元/W)	0.09	0.05	0.27	0.05
运维成本—21~25 年 (元/W)	0.14	0.05	0.42	0.06
设计运行年限 (年)	25	25	25	25
折旧年限 (年)	20	20	20	20
残值率 (%)	10	10	10	10
增税税率 (%)	13	13	13	13

注：1. 新能源电力增值税税收优惠执行 50%即征即退，所得税税收优惠执行“三免三减半”。

2. 海上风电设备投资成本未包含地方补贴。

来源：公开资料，惠誉博华

### 附录 3：报告所涉新能源电力运营商

公司简称	公司全称	电源类型	全部债务 (2022Q3) 人民币百万元	营业收入 (2022.1-9) 人民币百万元	EBITDA 利润率 (2022H1) %	CFO 杠杆 (2022H1) 倍
银星能源	宁夏银星能源股份有限公司	风电	2,728	876	80.6	2.1
立新能源	新疆立新能源股份有限公司	风电	5,985	734	69.4	9.7
龙源电力	龙源电力集团股份有限公司	风电	104,115	30,216	60.1	4.4
中闽能源	中闽能源股份有限公司	风电	3,112	1,178	91.1	3.5
三峡能源	中国三峡新能源(集团)股份有限公司	风电	127,966	17,406	97.2	11.7
新天绿能	新天绿色能源股份有限公司	风电	39,096	13,047	41.0	9.1
节能风电	中节能风力发电股份有限公司	风电	24,321	3,856	91.1	9.2
嘉泽新能	宁夏嘉泽新能源股份有限公司	风电	7,194	1,271	81.1	17.1
江苏新能	江苏省新能源开发股份有限公司	风电	6,533	1,517	84.3	5.2
东旭蓝天	东旭蓝天新能源股份有限公司	光伏	8,677	2,736	19.1	37.6
太阳能	中节能太阳能股份有限公司	光伏	20,912	5,890	57.8	11.0
浙江新能	浙江省新能源投资集团股份有限公司	光伏	26,268	3,639	96.5	14.3
金开新能	金开新能源股份有限公司	光伏	20,284	2,405	87.7	8.2
林洋能源	江苏林洋能源股份有限公司	光伏	4,067	3,602	35.8	3.7
晶科科技	晶科电力科技股份有限公司	光伏	13,417	2,508	70.3	6.9
芯能科技	浙江芯能光伏科技股份有限公司	光伏	1,619	519	71.8	3.0

注：CFO 杠杆=全部债务/CFO，2022H1 全部债务对应截至 2022 年 6 月末最近 12 个月的 CFO。

来源：WIND，惠誉博华

## 免责声明

本报告基于惠誉博华信用评级有限公司（以下简称“惠誉博华”）认为可信的公开信息资料编制，但惠誉博华不对该等信息或资料的准确性及完整性作任何保证。本报告所载的意见、评估或预测仅反映惠誉博华于本报告发布日的判断和观点，在不同时期，惠誉博华可能发布与本报告观点或预测不一致的报告。

本报告中的信息、意见、评估或预测仅供参考，本报告不构成对任何个人或机构推荐购买、持有或出售任何资产的投资建议；本报告不对市场价格的合理性、任何投资、贷款或证券的适当性(包括但不限于任何会计和/或监管方面的合规性或适当性)或任何投资、贷款或证券相关款项的免税性质或可征税性作出评论。个人或机构不应将本报告作为投资决策的因素。对依据或使用本报告所造成的一切后果及损失，惠誉博华及相关分析师均不承担任何法律责任。

本报告版权仅为惠誉博华所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以翻版、复制、发表、引用等任何形式侵犯惠誉博华版权。如征得惠誉博华同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“惠誉博华信用评级有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。惠誉博华保留追究相关责任的权利。

惠誉博华对本免责声明条款具有修改和最终解释权。