

行业评级：看好（首次）
证券研究报告|行业专题报告
电力设备
2025年02月17日



关键年份技术与市场的关键抉择

——电力设备行业2025年投资策略

证券分析师

姓名：查浩

资格编号：S1350524060004

邮箱：zhahao@huayuanstock.com

姓名：刘晓宁

资格编号：S1350523120003

邮箱：liuxiaoning@huayuanstock.com

姓名：戴映忻

资格编号：S1350524080002

邮箱：daiyingxin@huayuanstock.com



- **光伏高增消纳压力加重，电力建设进入关键窗口。** 2024年11月新能源十四五完成率99%（光伏114%风电80%），光伏进度超前。电网建设落后导致源网发展不协调度加大，三北地区外送通道缓慢、南方分布式快速增长但配网容量不足等问题都从不同方面加重消纳压力，电力建设进入关键窗口。
- **配网：** 电网作为重要的逆周期调节工具，从逆周期发力难度来说配网>主网>特高压。配网投资比重近5年持续下滑，分布式、充电桩快速增加，容载比回落到10年前水平，配网容量不足问题显现。后续配网建设有望持续增加，新型经营主体发展意见出台，源网荷储等业务模式有望得到进一步发展。关注配网投资增加可能性及配网改革进一步深化投资机会。关注配网一二次设备：许继电气、云路股份、国电南瑞、东方电子等，以及新型经营主体：国能日新、朗新集团等。
- **直流输电：** 2024年直流特高压开工少于2023年，但长期来看由于新能源建设具有持续性（短期内可能受用电需求影响，长期来看不是主要矛盾），直流特高压仍然是电网方向最具确定性的板块。后续关注直流输电技术路线发展方向（LCC/VSC/SLCC）和远海风电应用。关注特高压和主网核心供应商：许继电气、平高电气、华明装备、思源电气、中国西电，以及特高压改造逻辑理工能科等。
- **风电：** 从需求角度来看风电系统成本低于光伏，未来在运营端的优先级有望进一步提升。风电由于技术进步空间小导致扩产相较光伏更加理性，整机厂格局异常稳定。十四五即将最后一年风电招标量大幅提高，陆风中标价格开始反弹，整机厂盈利能力有望触底。此外海风限制性因素有望接触，海外风机价格震荡走高等因素都有望促使风电行业盈利能力修复。关注风电整机商金风科技、明阳智能、三一重能，海缆供应商东方电缆、中天科技，新能源变压器供应商明阳电气等。
- **传统电源：** 电力供需形势依然严峻，预计我国平均系统备用率未来仍将保持在较低位置，仍需要足够的传统电源维持用电安全。煤电投产即将进入高峰，且煤电核准装机开始反弹。抽蓄核准开工迎来高峰，核电连续三年核准10台并有望持续。关注相关设备业绩释放及订单释放机会。关注传统电源设备商：东方电气、上海电气、哈尔滨电气等。
- **风险提示：** 用电需求不及预期，相关政策推进不及预期，工程建设进度不及预期

主要内容

1. 消纳压力加重 电力建设进入关键窗口
2. 电网：配网建设改革值得期待 特高压长期趋势向好
3. 风电：需求侧角度优于光伏 海风、出海增厚业绩
4. 传统电源：备用率成关键指标 关注业绩释放及订单放量
5. 投资建议和风险提示

1.1 新能源装机大超规划 源网发展迎关键节点

- 自双碳战略提出以来，我国新能源装机快速增加。《2030碳达峰行动方案》中提出我国2030年新能源装机不低于12亿千瓦，但各省的装机规划显著高于国家规划。据我们统计，内地31省级行政区“十四五”新能源规划高达13.2亿千瓦。而截止2024年11月，我国实际新能源装机13.1亿千瓦，已经完成十四五规划的99%，15个省份已经提前完成十四五规划。
- 光伏进度超出规划，风电装机节奏较为稳健。从有明确规划的省份来看，光伏的平均完成率为114%而风电为80%，可以看出风电的发展整体比较符合规划，22个有明确风电规划的省份中仅安徽、浙江、山东超过规划。而光伏超规划现象严重，23个有明确规划的省份中12个省份超出规划，其中部分省份超出规划200%以上。

图表1：各地截至2024年11月各省新能源装机及完成度（万千瓦）

风电				光伏			新能源			风电				光伏			新能源		
省份	2024M11	十四五规划值	完成度	2024M11	十四五规划	完成度	2024M11	十四五规划	完成度	省份	2024M11	十四五规划值	完成度	2024M11	十四五规划	完成度	2024M11	十四五规划	完成度
江西	615	—	—	2518	—	—	3133	1900	165%	广西	1687	2450	69%	1918	1500	128%	3605	3950	91%
江苏	2316	2600	89%	5865	2600	226%	8181	5200	157%	内蒙古	7912	8900	89%	3378	4500	75%	11290	13400	84%
浙江	645	640	101%	4521	2750	164%	5166	3390	152%	四川	890	1026	87%	966	1191	81%	1856	2217	84%
安徽	868	800	109%	4211	2800	150%	5079	3600	141%	宁夏	1503	1750	86%	2539	3250	78%	4042	5000	81%
河南	2273	2518	90%	4322	2175	199%	6595	4693	141%	湖南	1042	—	—	1793	—	—	2835	3560	80%
湖北	943	1000	94%	3403	2200	155%	4346	3200	136%	黑龙江	1367	1686	81%	679	868	78%	2046	2554	80%
云南	1630	—	—	3312	—	—	4942	3864	128%	甘肃	3080	3853	80%	3004	4169	72%	6084	8022	76%
福建	793	900	88%	1193	500	239%	1986	1400	142%	上海	107	262	41%	399	407	98%	506	669	76%
山东	2669	2500	107%	6998	5700	123%	9667	8200	118%	山西	2601	5000	52%	3271	3000	109%	5872	8000	73%
重庆	233	—	—	285	—	—	518	440	118%	吉林	1560	2200	71%	561	800	70%	2121	3000	71%
天津	199	200	100%	679	560	121%	878	760	116%	青海	1210	1650	73%	3105	4580	68%	4315	6230	69%
海南	27	—	—	726	—	—	753	669	113%	陕西	1377	—	—	3077	—	—	4454	6500	69%
新疆	4088	—	—	4890	—	—	8978	8240	109%	贵州	737	1080	68%	1949	3100	63%	2686	4180	64%
河北	3385	4300	79%	6663	5400	123%	10048	9700	104%	北京	23	30	77%	127	252	50%	150	282	53%
广东	1678	2564	65%	3918	2797	140%	5596	5361	104%	西藏	53	—	—	378	1000	38%	431	1000	43%
辽宁	1648	—	—	1183	—	—	2831	3000	94%	全国	38446	47909	80%	64047	56099	114%	130990	132181	99%

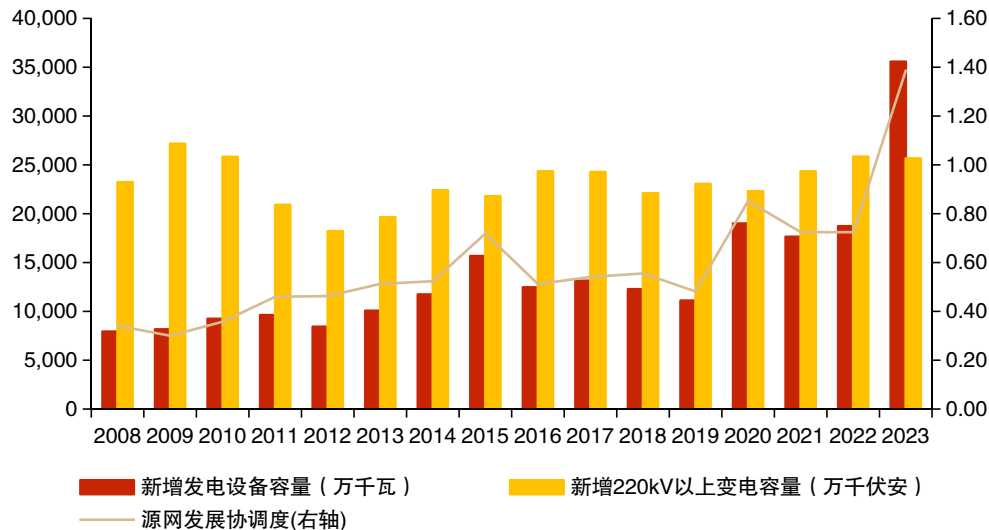
资料来源：中电联，各地政府官网，华源证券研究所



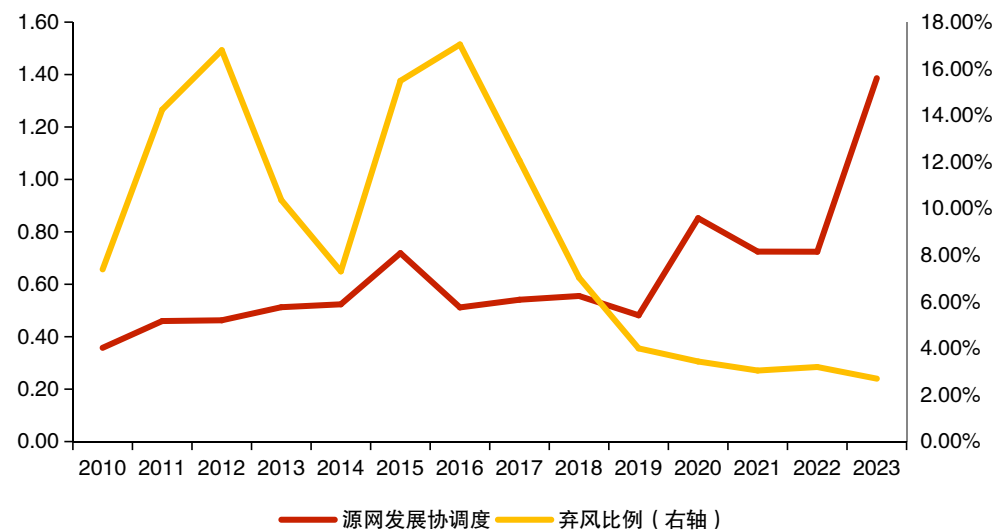
1.2 源网发展不协调进一步加大新能源消纳压力

- **整体上看，近些年电网的建设速度已经滞后。**全国整体的电网建设情况我们可以定义源网发展协调度（=新增电源侧装机容量/新增220kV变电容量）来衡量，该值过高则代表电网建设滞后，过低则代表电网建设超前。2008—2019年该指数中枢值为0.48，但从2020年新能源大规模建设后，该指数快速上升至2023年的1.39，证明电网建设开始滞后。
- **从历史数据来看，源网发展协调度与弃风比例之间存在一定的相关性。**2010—2015年源网发展协调度上升，证明电网建设滞后，弃风比例也保持高位（2014年因风况差导致弃风比例大幅下降），但2016年以后电网建设加强，加上国家出台一系列措施解决弃风问题，因此弃风比例也有所下降。2020年由于新能源大发展，源网发展协调度大幅上升，弃风比例虽然维持低位但压力也越来越大。

图表2：2008—2023年我国源网发展协调度



图表3：2010—2023年我国源网发展协调度和弃风比例



1.3 北方：外送通道建设缓慢 消纳压力凸显

- **新能源消纳率呈恶化趋势，三北地区下滑明显。**根据全国新能源消纳监测预警中心数据，24年前10月我国风电利用率下滑0.7pp，光伏利用率下滑1.1pp。风电仅蒙西、蒙东、山西同比改善，光伏仅吉林同比改善。**西北五省**新能源消纳率恶化，光伏下滑幅度显著高于风电。西北地区为例，2023年新增光伏46GW、风电15GW，而2023年底存量火电装机为191GW，即使全部火电都做灵活性改造，增加15%左右的调节能力（约29GW），也只能勉强应付光伏带来的调节压力。而考虑到后续新能源装机增速预计将远超火电且火电灵活性无法无限挖掘，靠现有资源维持较低的弃风弃光率几乎是不可能的。
- **三北地区电力消费量较低，仅靠自身无法消纳重组的新能源资源。**西北五省为例，根据中电联数据，2023年总用电量仅10321亿千瓦时，相比2022年增加789亿千瓦时，而光伏、风电分别增加46、15GW，以光伏1300h、风电2400h估算，2023年新增新能源发电量增量为964亿千瓦时，已经超过每年五省区用电量增量。
- **特高压建设略低于预期，外送压力进一步加大。**由于三北地区整体用电需求较少，因此大量的新能源原本规划通过特高压外送。但受前期工作时间较长等客观因素影响，特高压建设略低于预期。

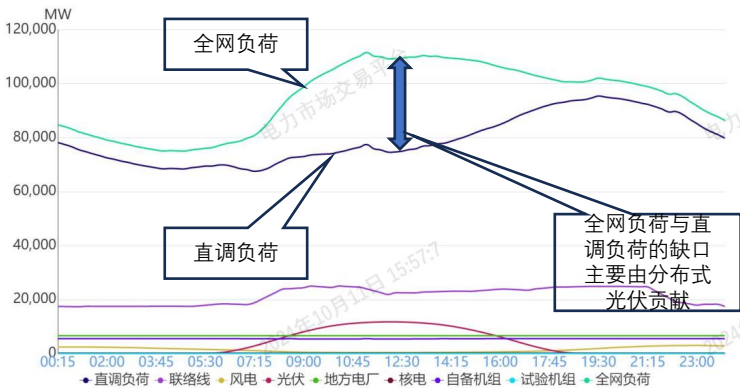
图表4：2024年1—10月三北省份新能源利用率情况

省份	风电利用率			光伏利用率		
	2024年1-10月	2023年1-10月	同比变化	2024年1-10月	2023年1-10月	同比变化
全国	96.4%	97.1%	-0.7 pp	97.1%	98.2%	-1.1 pp
北京	98.5%	99.8%	-1.3 pp	99.8%	100.0%	-0.2 pp
天津	99.5%	100.0%	-0.5 pp	99.5%	100.0%	-0.5 pp
河北	94.6%	95.3%	-0.7 pp	96.7%	97.8%	-1.1 pp
山西	99.1%	98.9%	0.2 pp	99.1%	99.5%	-0.4 pp
山东	96.6%	98.6%	-2.0 pp	98.5%	99.5%	-1.0 pp
蒙西	95.4%	92.9%	2.5 pp	94.8%	96.6%	-1.8 pp
蒙东	93.4%	91.7%	1.7 pp	97.6%	98.7%	-1.1 pp
辽宁	95.0%	98.0%	-3.0 pp	97.1%	99.3%	-2.2 pp
吉林	94.0%	96.1%	-2.1 pp	97.7%	97.1%	0.6 pp
黑龙江	95.0%	98.6%	-3.6 pp	96.8%	99.0%	-2.2 pp
陕西	94.8%	97.8%	-3.0 pp	95.7%	97.3%	-1.6 pp
甘肃	93.7%	95.1%	-1.4 pp	91.7%	97.0%	-5.3 pp
青海	93.1%	94.8%	-1.7 pp	90.2%	91.4%	-1.2 pp
宁夏	97.5%	98.8%	-1.3 pp	95.9%	96.6%	-0.7 pp
新疆	93.3%	95.4%	-2.1 pp	92.4%	96.7%	-4.3 pp

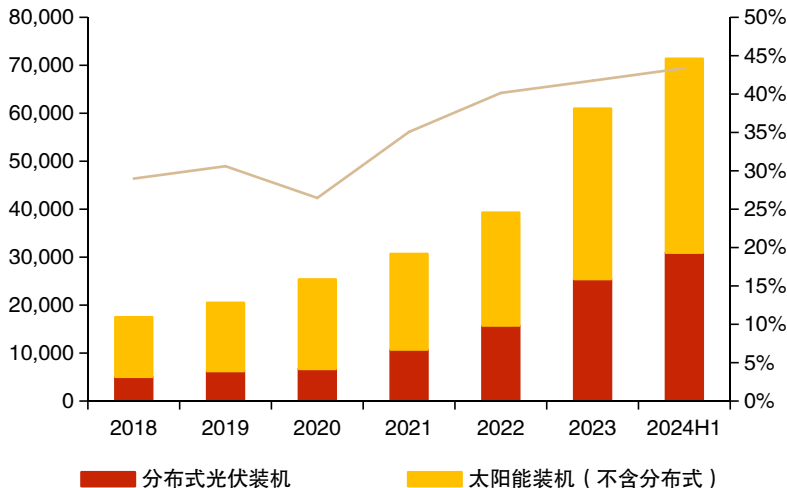
1.4 南方地区：分布式快速增长但隐忧已见

- 我国分布式光伏近些年来呈高速增长态势。**自2020年双碳战略、整县推进等利好分布式光伏的政策出台以来，分布式便呈高速增长态势。2020年底我国分布式光伏仅67GW，到2023年底就已高达254GW，装机CAGR高达56%，是新能源发展最快的领域，2018年分布式占太阳能装机比例仅29%，到24H1已高达43%。
- 光伏具有利用率低、瞬时出力高等特点，电力系统调节压力较大。**2023年我国太阳能发电利用小时数仅1286小时，在所有主要电源类型中垫底。低利用率带来的结果便是高波动性，以山东为例，截至2023年底山东省分布式光伏装机达到41GW，占全省总装机比例达到20%左右，而山东省2023年最高用电负荷约110GW。当午间分布式光伏大发时，其出力占比可能相当高，挤占其他电源发电空间。西北光伏装机占其最高发电负荷比例已超过100%，华北、华中也超过60%（发电负荷取2023年最高负荷，光伏装机取2024年底数据），留给其他电源的发电空间越来越小。
- 配网容量不足、业务形态缺失限制了分布式的消纳能力。**我国配网建设较为薄弱，我国东部农村户均配变容量不足3.5千伏安，这一定程度上限制了分布式电源的接入能力。目前我国部分地区开始公布分布式光伏可接入容量，其中河南、湖南等地可接入容量不足1年新增装机，福建、黑龙江等也会在未来几年消化完毕。此外，我国电力体制改革尚在进行中，且用户侧进展较慢，智能微电网、源网荷储等业务形态缺失也很大程度限制了分布式的消纳能力。

图表5：分布式光伏高出力对发电曲线的影响



图表6：2018—2024H1我国分布式光伏装机量及占比（万千瓦）



图表7：2024年三季度部分省份分布式光伏可接入容量

省份	可接入容量 (MW)	分布式光伏累计装机 (MW)			23年新增 (MW)	去化所需 年份
		24H1	23A	22A		
天津	4534	2889	1904	989	915	5.0
福建	6508	10003	8304	4258	4046	1.6
河南	6334	34120	30940	17042	13898	0.5
湖南	682	10757	8525	3498	5027	0.1
新疆	9028	187	180	269	-89	
黑龙江	1940	1979	1688	1084	604	3.2
山东	101456	45765	40988	30202	10786	9.4

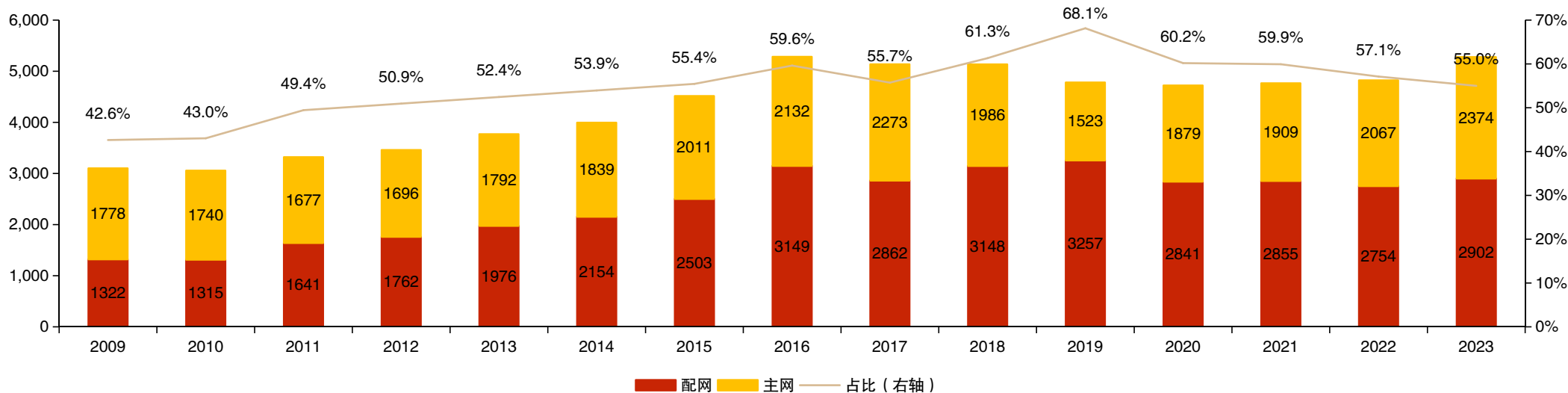
主要内容

1. 消纳压力加重 电力建设进入关键窗口
2. 电网：配网建设改革值得期待 特高压长期趋势向好
3. 风电：需求侧角度优于光伏 海风、出海增厚业绩
4. 传统电源：备用率成关键指标 关注业绩释放及订单放量
5. 投资建议和风险提示

2.1 电网投资复盘：配网占比十二五开始持续提升 十四五逐渐回落

- **我国历史上有轻配网、重主网的特点，十二五开始有所缓解。**09、10年配电网投资仅40%出头，但十二五期间配网投资逐渐提高：国网十二五电网总投资1.8万亿，其中配网占比52%；南网十二五电网投资3500亿元，配网占比56%
- **十三五配网占比快速提升。**2015年国家能源局发布《配电网建设改造行动计划（2015—2020年）》，提出十三五期间配网累计投资不低于1.7万亿元，我国轻配网重主网的投资特点得到纠正。2016—2020年配电网实际投资1.52万亿元，占电网投资比例达到61%
- **国家政策结束十四五配网占比有所回落。**继配网投资占比于2019年达到68.1%的历史高点后，配网投资占比逐渐滑坡，至2023年下降至55%，大致与2015年左右相当，而投资总额也明显低于十三五部分年份。配网投资比例下滑与双碳战略有一定关系：风光大基地建设成为我国双碳战略的重点，三北地区风光资源丰富而用电需求较低，大量电力外送需求使得电网投资向特高压侧倾斜。

图表8：2009—2023年我国配网、主网投资额及配网占比（亿元）



资料来源：国网社会责任报告、南网社会责任报告，中国电力统计年鉴，中电联，华源证券研究所

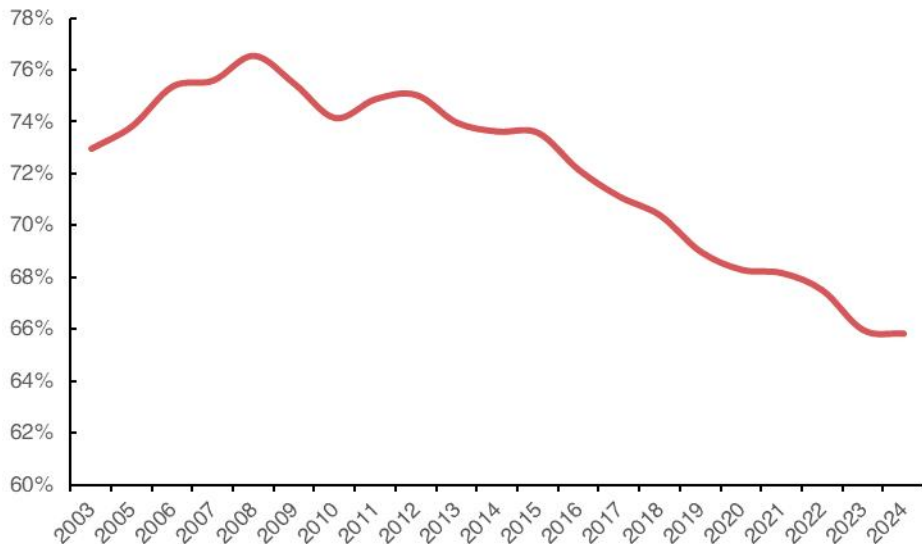
注：2009、2010、2016—2022年数据均来自中国电力统计年鉴。23年数据来自于中电联网站。2011—2015年总的配网投资比例按两网公布的投资额估算，并假设比例按年均匀增长。

此处总投资仅考虑电网工程，不考虑其他工程，因此与每年电网基本投资完成额有所差别

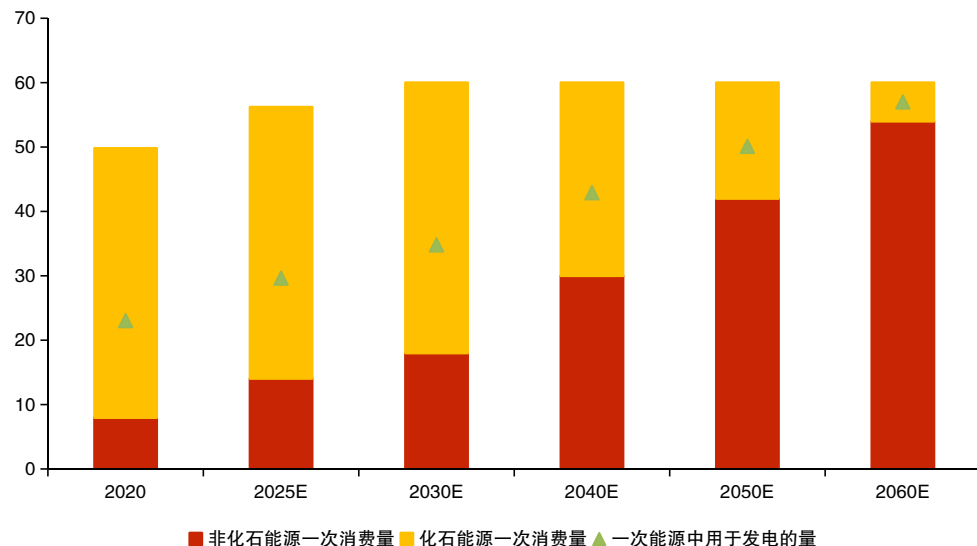
2.2 电网投资结构与用电结构变化显著相关

- 21世纪初我国电网建设重视主网，本质原因在于电源和用户需求都集中在高压侧。**21世纪头10年，我国加入WTO经济开始高速增长，增长主力为第二产业。从用电结构来看，我国21世纪头10年二产用电比例一直呈现增加趋势（2008、2009年受全球金融危机影响短暂小幅下滑）。彼时我国为了提高日益增长的用电需求，电源侧建设也开始加速且以火电、水电等大型传统电源为主。不论电源侧高速发展的火电、水电，还是需求侧高速增长的工业，大都以接入高压为主，因此我国此前电网建设重视主网。以2009、2010年为例，配网投资分别占比为42.6%和43%，比例小于主网。
- 长期来看用电增长趋于坚挺用户数量增加，配网投资需要持续增加。**对于全社会来说，最为明确以及具备可行性的双碳路径是“电力行业深度脱碳，其余行业深度电气化”。电力供给全面转向清洁能源，通过电气化推动其他部门减排，通过碳汇、碳捕捉等对冲农业排放。这意味着在双碳路径下，全社会用电量的增长预期发生显著变化。传统模型下，用电量增速跟GDP增速强相关，新模型下用电需求增速成为碳中和进展的指标，中长期用电需求增速上修且增速更加平稳。

图表9：我国第二产业用电量占比

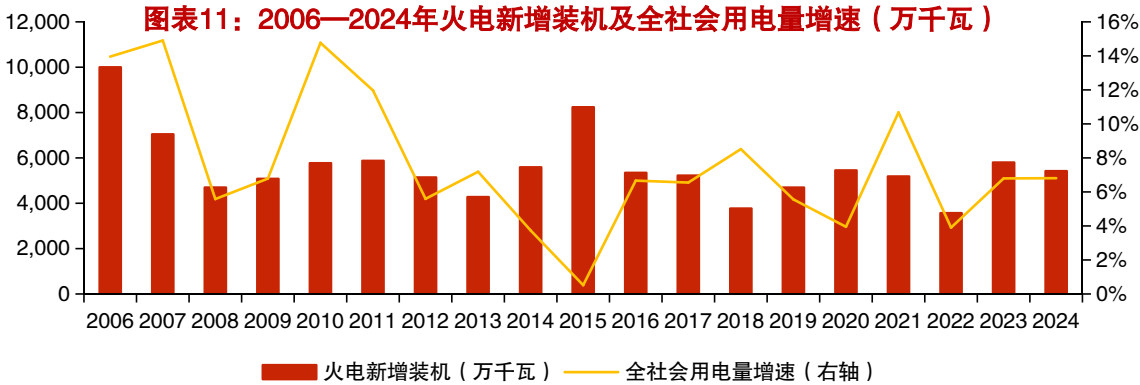


图表10：我国一次能源消费量及用于发电比例预测（亿吨标准煤）



2.3 电网逆周期属性较强 综合来看配网>主网>特高压

- 电网整体呈逆周期属性。电网投资历史上有三次大幅提高：（1）08年金融危机后4万亿，使得09年起电网投资额大幅增加；（2）2011年起全国用电增速大幅下滑，但火电建设仍维持高位，电源侧扩张叠加大气污染防治计划，15年前后特高压大规模建设启动。2015年配网改造行动计划同时拉高配网投资，导致电网整体投资大幅增加；（3）23年开始的特高压大幅增加，本质是风光大基地的外送需求。
- 电网几大投资方向中，配网逆周期属性更强且更容易发力。直流特高压为专项工程，需要有明确的点对点送电需求方可成立。2015年经济增速下滑、用电需求增长萎缩，导致外送项目立项困难，18年至今纯火电外送项目几乎绝迹。交流投资进区域或省级输配电价，且建设周期短、难度小，是投资更容易发力的方向。特高压历史上投资受经济周期影响较大，但长期来看双碳战略改变了特高压的投资逻辑，长期趋势仍然向好。



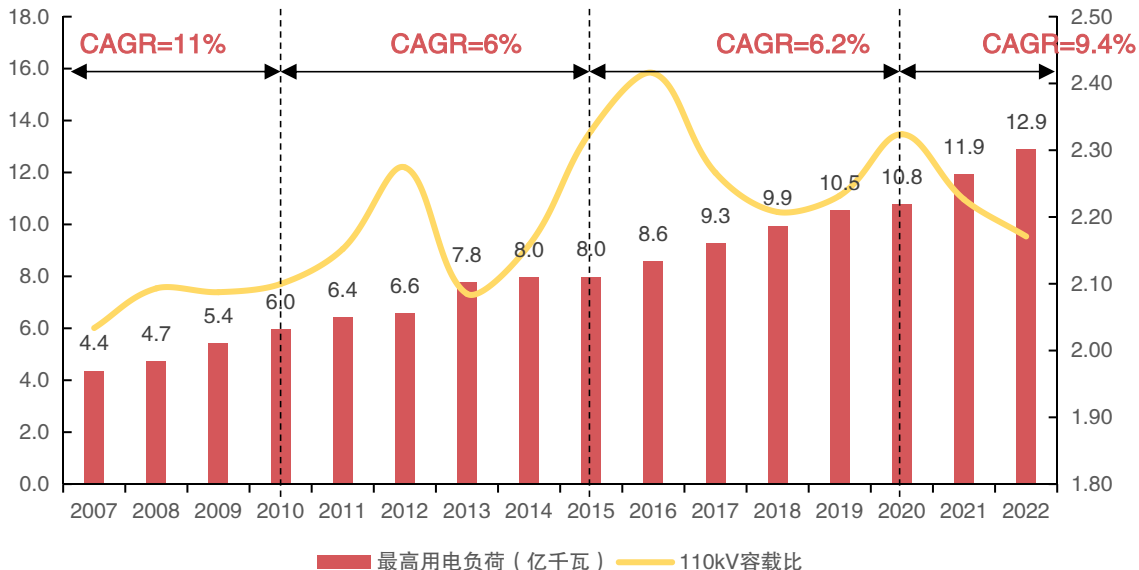
图表12：2023年我国直流特高压输送电量和可再生能源占比

序号	线路名称	开工年份	容量 (万千瓦)	年输送电量 (亿千瓦时)	线路利用率	可再生电量 (亿千瓦时)	可再生能源占比	电源类型
1	复奉直流	2007	640	268	47.8%	264.0	98.5%	水电
2	锦苏直流	2008	720	308	48.8%	306.0	99.5%	水电
3	宾金直流	2012	800	251	35.8%	242.0	96.3%	水电
4	天中直流	2012	800	474	67.6%	189.0	39.9%	火电+新能源
5	灵绍直流	2014	800	494	70.5%	65.0	13.1%	火电+新能源
6	祁韶直流	2015	800	339	48.4%	154.0	45.5%	火电+新能源
7	雁淮直流	2015	800	472	67.4%	94.0	19.8%	火电+新能源
8	锡泰直流	2015	1000	368	42.0%	122.0	33.2%	火电+新能源
9	鲁固直流	2016	1000	440	50.2%	159.0	36.3%	火电+新能源
10	昭沂直流	2015	1000	421	48.1%	52.0	12.3%	火电+新能源
11	吉泉直流	2015	1200	625	59.5%	181.0	28.9%	火电+新能源
12	青豫直流	2018	800	175	25.0%	162.0	92.2%	水电+新能源
13	雅湖直流	2019	800	190	27.1%	187.0	98.8%	水电
14	陕武直流	2019	800	247	35.2%	33.0	13.4%	火电+新能源
15	建苏直流	2020	800	235	33.5%	233.0	98.9%	水电
16	金塘直流	2021	800	231	33.0%	229.0	99.3%	水电
17	楚穗直流	2006	500	167	38.1%	143.0	85.8%	水电
18	普侨直流	2015	500	117	26.7%	101.0	85.8%	水电
19	新东直流	2011	800	207	29.5%	177.0	85.8%	水电
20	昆柳龙直流	2018	800	220	31.4%	189.0	85.8%	水电
全国			16160	6248	44.1%	3281.0	52.5%	

2.4.1 容载比高位回落 配网需求有望出现反弹

- 容载比**：是高压配电网建设的一个关键性指标，其定义为： $\text{容载比} = \frac{\text{该区公用变压器容量之和}}{\text{该区域网供最大负荷}}$ ，该指标越高则证明该地区供电可靠性越高
- 根据《配电网规划设计规范》（DL/T 5729），容载比取值主要与当地负荷增长率有关。我们用历年110kV变电容量/最高用电负荷估算全国平均110kV电网容载比（由于容载比通常以地市级别为单位计算，全国平均值绝对值意义不大，因此我们称之为估算容载比），可以得出基本结论：
- 我国容载比整体呈上行趋势，反应了配网发展质量逐渐提高。（1）2015—2020年的2万亿配网升级工程：要求高压配网容载比从2014年的2.01提升至2020年的1.8—2.2，最多提升约0.2。我们估算的容载比提升幅度约0.18（2.14—2.32）。（2）2万亿配网升级工程结束后，配网投资下滑，但21、22年用电负荷超预期增长，导致估算容载比大幅下滑至2.17，与2014年相当。

图表13：2007—2022年我国最高用电负荷及110kV容载比估算值（亿千瓦）



图表14：高压配电网容载比选择范围

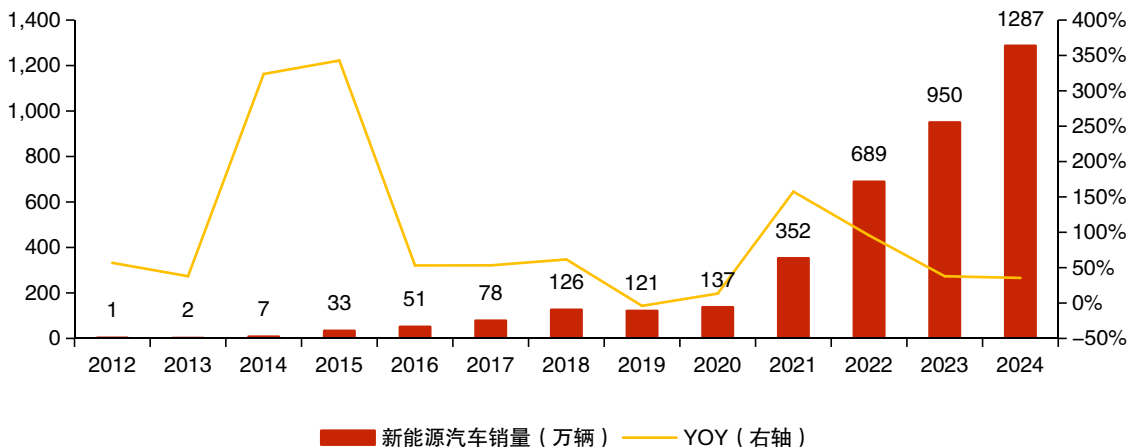
负荷增长情况	饱和期	较慢增长	中等增长	较快增长
年负荷平均增长率	≤2%	2%~4%	4%~7%	>7%
110~35kV电网容载比 (建议值)	1.5~1.7	1.6~1.8	1.7~1.9	1.8~2.0

资料来源：《配电网建设改造行动计划（2015—2020年）》，《配电网规划设计技术导则》（DL/T 5729-2023），中国电力统计年鉴，Wind，中电联，华源证券研究所

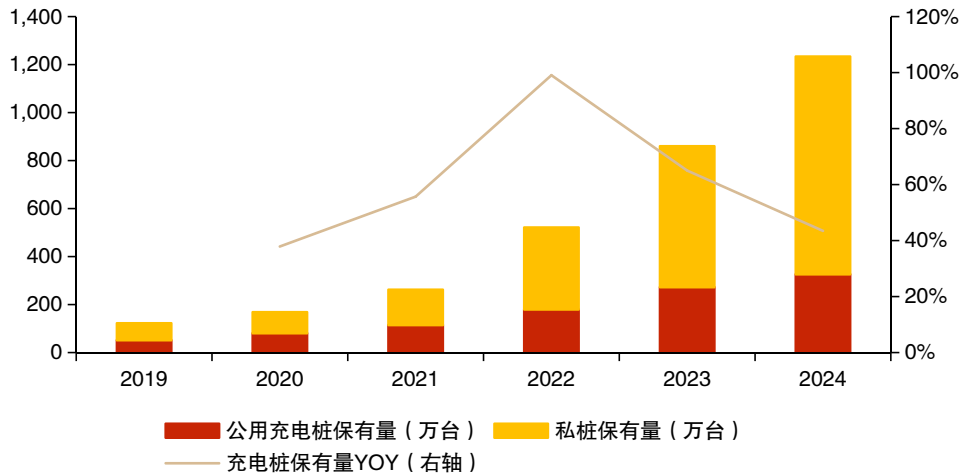
2.4.2 配网：充电桩快速增加 配网可用容量不足问题显现

- 新能源汽车成我国重要产业战略，充电桩需求快速提升。**新能源作为我国双碳战略重要组成部分，销量自2021年起显著增加。2023年我国新能源汽车销量达到950万辆，相比于2020年的137万辆3年内增长近6倍。2024年1—8月新能源销量704万辆，同比增长31%。充电桩作为新能源汽车的重要基础配套设施，也迎来了大规模发展，到2023年底我国公用充电桩保有量为273万只，相比于2020年底增加约2.4倍。
- 充电桩增加速度不及新能源汽车销量，充电问题凸显。**2020年我国新能源汽车销量137万辆，同年新增29万台公用充电桩，每4.7辆新车对应1台充电桩。而2023年则是每10台新车对应1台公用充电桩。充电桩缺乏问题凸显一定程度上限制了新能源汽车的发展，根据乘联会数据，2024年前9月我国BEV（纯电）销量为458.9万辆，同比增速为11.7%，相比之下PHEV（插电混动）和EREV（增程）销量分别为248万辆和79万辆，同比增长74.9%和102.7%，增速远高于纯电车型。
- 充电桩利用率严重偏低，低利用率带来的问题是瞬时高功率。**配网的变压器、线路容量通常按照最大功率来设计，普通户用充电桩功率一般是7kW，对于部分超充站，最大功率可达400—600kW。而前文提到过我国2025年东部农村的户均配变容量目标仅3.5千伏安，小于普通充电桩功率。

图表15：2012—2024年我国新能源汽车销量及同比增速（万辆）

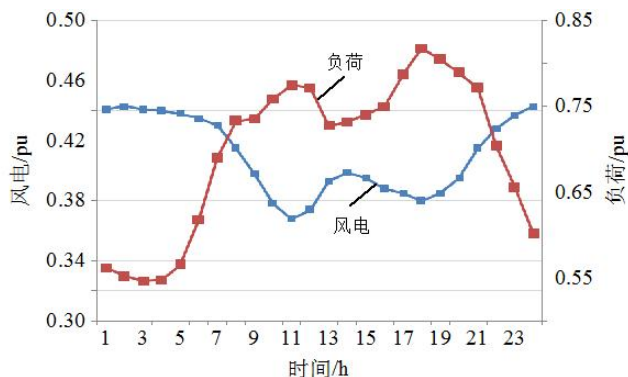


图表16：2019—2024年我国充电桩保有量及同比增速（万台）

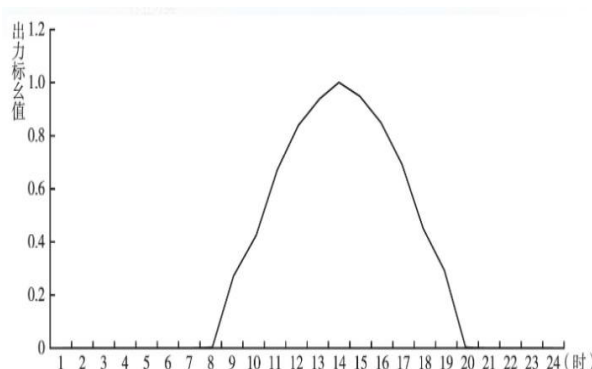


- 在新能源比例较高的情况下，电力的短缺和过剩短时间内同时存在。新能源一大特点是几乎没有边际成本，因此尽可能多用新能源将降低全社会的平均用能成本。而随着新能源比例提升，在新能源出力较大的情况下可能造成短时间内的电力供给过剩，此时如果无法增加需求，将导致新能源不能被完全利用，即造成“弃电”，浪费了几乎0成本的电力。
- 电力现货市场是解决这两大问题的最重要手段之一，赋予电力时间价值。所谓电力现货市场，即开展日前、日内和实时电能量交易的市场，由于电力现货开展的时间十分接近电力商品交割实际发生的时间，因此最能够反应实际的电力供需和价格信号和空间价值。
- 电力现货市场设计一般基于“节电边际定价”原理。优点在于：（1）确保了成交的电源组合是全社会成本最低组合，实现了社会效益最大化；（2）由于新能源是低边际成本，出清优先级最高，因此这种方式可以确保新能源被优先使用；（3）在新能源出力较高时，整个出清序列右移，出清价格下降甚至归零乃至负价，有利于提高用电侧的用电意愿，同时挤出非可再生能源，帮助解决消纳；（4）在新能源出力较低时，出清序列左移，电价水平提高，调节性电源收入增加，有利于提高调节性电源建设意愿，进而更好地提高新能源的消纳能力。

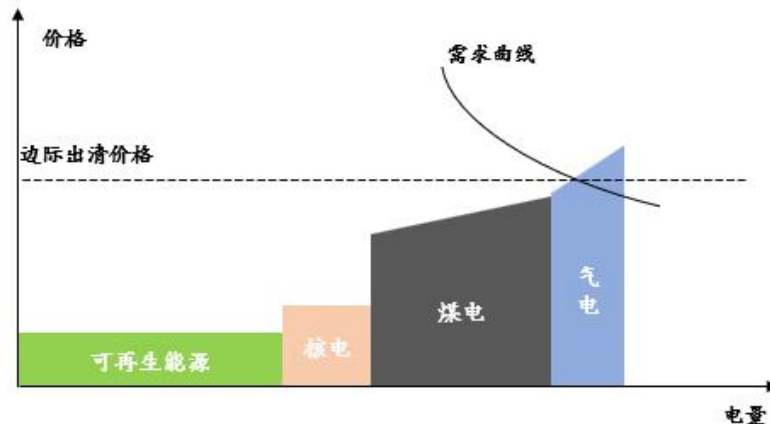
图表18：典型日风电出力和负荷曲线



图表19：光伏电站典型日出力曲线



图表20：边际定价模式示意图





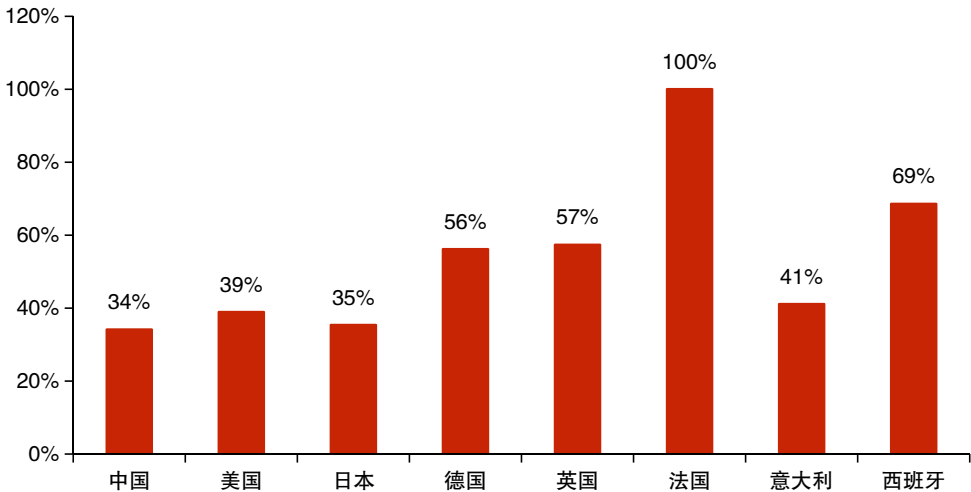
2.4.4 分布式参与市场迫在眉睫但具体规则亟需完善

- 分布式光伏参与电力市场迫在眉睫。**我国分布式光伏以往多采用全额上网、自发自用以及余电上网等模式，其中上网部分基本由电力公司以当地燃煤标杆电价收购。但随着分布式光伏大规模发展，电网全额收购已不太现实，因此2025年1月17日《分布式光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿）》对于分布式光伏上网提出新规：（1）一般工商业不能全额上网，大型工商业必须全部自发自用；（2）分布式光伏应按照国家要求参与电能量、辅助服务等市场交易。
- 生态环境部以及欧洲电池法案等都鼓励绿电直连。**生态环境部《关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》中对于企业碳排放的认定，以及欧洲电池法案对于动力电池企业碳足迹的认定，都只认可绿电直连形式碳排放为0，而从公用电网的电力都以全国平均排放因子核算，我国可再生能源比例低于欧洲，当前电网平均碳排0.5703 kgCO₂/kWh，显著高于法国、瑞典、挪威等国的0.1—0.3kgCO₂/kWh。因此从这个角度来说，分布式光伏自发自用非常有利于降低企业碳排放认定。
- 源网荷储模式可以提高企业绿电比例。**由于新能源具有高波动性、不稳定性等缺点，因此源网荷储模式应运而生，该模式可以让电源、电网、负荷、储能等协同运行，充分利用可调负荷和储能等对新能源进行调节，提高新能源利用率、降低用电成本，同时也属于绿电直连。

图表20：四种分布式光伏并网方式的区别

	自然人户用	非自然人户用	一般工商业	大型工商业
投资主体	自然人	非自然人		
建筑物及附属场所	自有住宅	居民住宅	党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所	建筑物及其附属场所
接入电压等级	不超过380V	不超过10kV	10kV（20kV）及以下	35kV或110（66）kV
接入容量	—	不超过6MW	不超过6MW	35kV不超过20MW 110（66）kV不超过50MW
上网模式	全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网		全部自发自用、自发自用余电上网	全部自发自用
备案主体	电网企业集中代理备案、自然人自行备案		投资主体备案	

图表21：2021年主要国家非化石发电占比



资料来源：国家能源局，BP，华源证券研究所

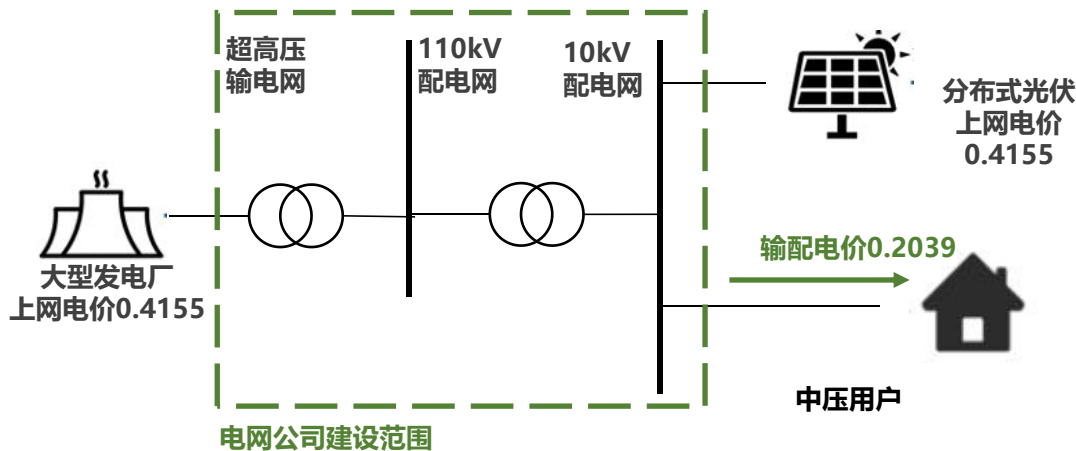
2.4.5 源网荷储成降本重要手段 新型经营主体发展意见破除阻碍

- 发电侧市场化后源网荷储成降电费的重要手段。传统模式下分布式光伏上网部分均由电网按燃煤标杆电价收购，因此对于左图中压用户，不论与自己处于同一电网的分布式光伏上网电量是多少，其电力成本均为0.4155（上海燃煤标杆电价）+0.2039=0.6194元/千瓦时。而如果采用源网荷储模式，由于该模式下内部电网由源网荷储运营商自建，分布式光伏发电部分仅需要承担10kV电网的建设成本即可。假设该中压用户40%电量来自于分布式光伏，则其用电成本为0.4155+0.2039×0.6（公网部分输配电价）+（0.2039-0.1251）×0.4（分布式光伏分输配电价）=0.5694元/千瓦时，用电成本降低约0.05元（下降约8%）。
- 2024年12月5日，国家能源局发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》。将智能微电网纳入新型经营主体并豁免电力业务许可证，且符合要求的源网荷储一体化项目也可以视作智能微电网。源网荷储发展的一大阻碍得到解决，后续发展有望加速。

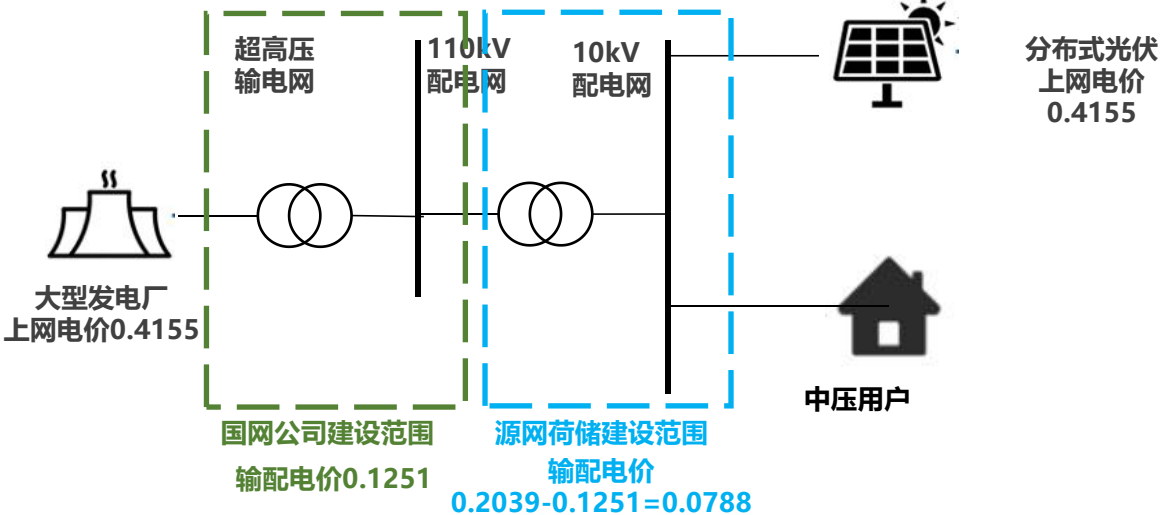
图表22：电力领域新型经营主体分类

新型主体分类	具体形式	定义
单一技术类	分布式光伏	运用数字化、智能化等先进技术，聚合分布式电源和可调节负荷等，协同参与系统运行和市场交易的电力运行组织模式
	分散式风电	
	储能	
	可调节负荷	
资源聚合类	虚拟电厂（负荷聚合商）	以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配电系统
	智能微电网	

图表23：传统模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时）



图表24：源网荷储模式下电力用户的电费构成（元/千瓦时）

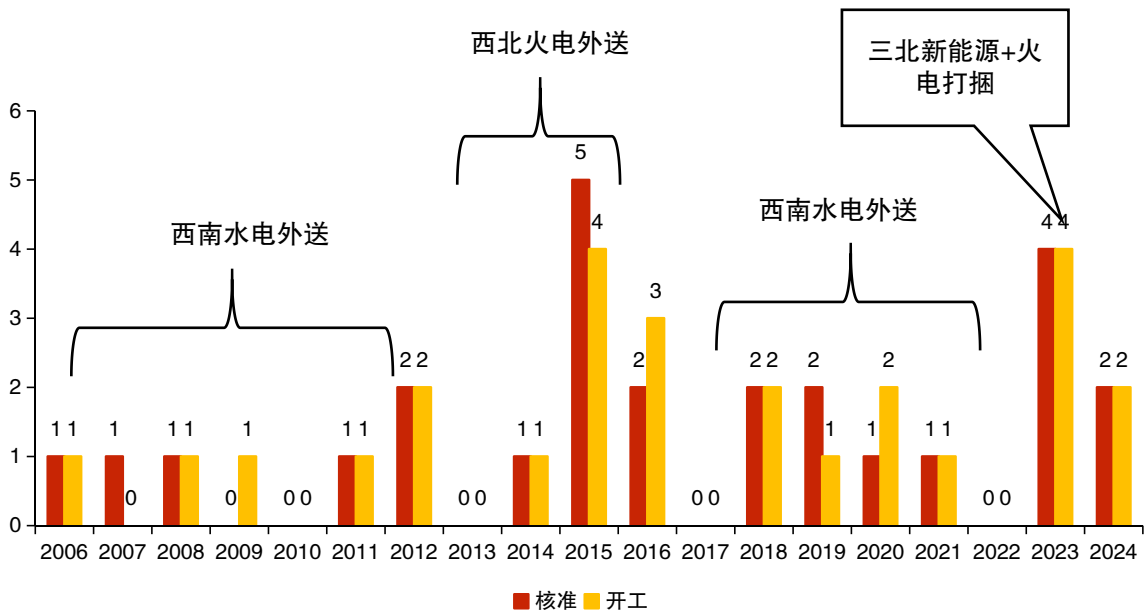


资料来源：国家发改委，国家能源局，华源证券研究所

2.5.1 特高压直流景气度向上 柔直渗透率提升远期需求广阔

- 特高压直流需求景气度持续向上。**2023年我国特高压核准开工各4条，为2015年以来新高，“沙戈荒”风光大基地总计315GW外送规模，按每条平均外送12GW新能源，估计还需要22条以上特高压。特高压直流长期需求中枢4条左右。
- 两网规划的特高压直流数量较多，且以外送新能源为主，持续性无需担心。**上轮特高压直流主要配合《大气污染防治计划》推出，围绕三北地区大型煤电基地送出展开，特高压电源以配煤电为主，但随着2015年后用电需求放缓、2017年煤电供给侧改革开始，电源建设放缓，也降低了特高压的外送需求。此外此前一直也有“外地发电+特高压外送”和“铁路运煤+本地发电”的路线争议。但本轮特高压建设需求主要由新能源外送引发，一方面新能源建设具有持续性（短期内可能受用电需求影响，长期来看不是主要矛盾），另一方面风光资源只能转化为电送出，因此不具有路线争议。直流特高压仍是电网方向最具持续性的板块。

图表25：2006—2024年历年核准和开工特高压直流数量（条）



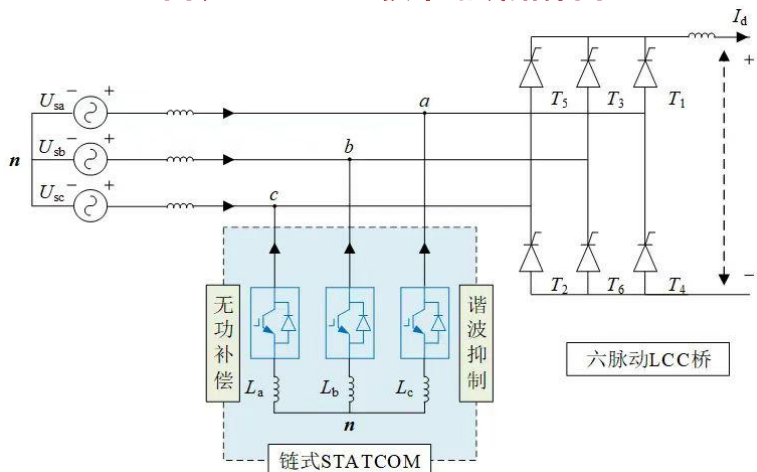
图表26：我国已明确的特高压工程及项目进度

项目名称	项目状态	开工时间	容量（MW）	技术路线
陕北—安徽	在建	2024	8000	常规
甘肃—浙江	在建	2024	8000	柔直
蒙西—京津冀	可研	2024E	8000	常规/柔直
陕西—河南	可研	2025E	8000	常规
巴丹吉林—四川	可研	2025E	8000	柔直
藏东南—粤港澳	可研	2025E	8000+4000	柔直
疆南—川渝	可研	2025E	8000	柔直
库布齐—上海	前期			
腾格里—江西	前期			
乌兰布和—京津冀鲁	前期			
内蒙古—江苏	前期		—	
青海海南外送	前期			
松辽—华北	前期			
内蒙古—华东	前期			

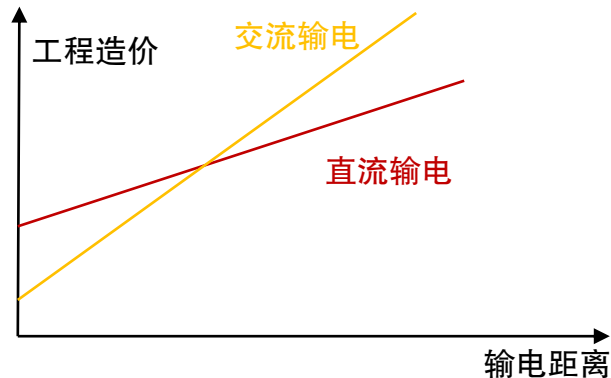
2.5.2 直流输电：关注技术路线走向以及远海风电规划动向

- 未来直流输电可能的三种技术路线：LCC（常规直流）、VSC（柔性直流）以及SLCC（多源换相换流器）。**（1）VSC相比于LCC的优点：更加适应新能源、运行更加灵活；缺点：造价高且技术未得到实际项目验证，格局可能变差且利润率水平偏低；（2）SLCC的优点：兼顾了LCC和VSC的特点，造价、性能、技术成熟度介于两者之间。SLCC的格局与LCC一致，价值量高于LCC且利润率水平可能优于VSC。
- 远海海风催生柔直更加广阔应用领域。**海上风电靠近负荷中心，利于消纳，且海上风电出力相对稳定，利用小时数高，是沿海地区最佳的清洁能源。根据广东、江苏等地的海上风电规划，结合国外海上风电发展趋势，深远海、大型化是大势所趋，远海海风开启后对柔直的需求会更加广阔。远海风电并不存在技术走向问题，海上平台对尺寸要求极为严格，LCC和SLCC劣势明显。
- 背靠背等柔直项目持续放出，直流输电趋势长期向好。**2024年12月国网发布3个背靠背项目可研一体化招标，包括湘粤、渝黔2个国内联网项目，项目规模均为3GW。另外一个项目为中尼联网项目，容量为375MW。由于我国电网分区域运行，不同区域之间无法采用交流互联，在新能源比例越来越高、电力供需形势严峻的背景下，区域间功率互济可以有效提升新能源消纳率、缓解缺电压力，直流背靠背是最为经济可行的方式。

图表27：SLCC技术路线拓扑图



图表28：远海风电送出直流经济性更优



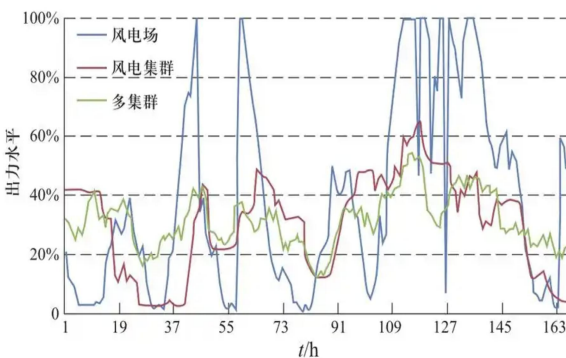
主要内容

1. 消纳压力加重 电力建设进入关键窗口
2. 电网：配网建设改革值得期待 特高压长期趋势向好
3. 风电：需求侧角度优于光伏 海风、出海增厚业绩
4. 传统电源：备用率成关键指标 关注业绩释放及订单放量
5. 投资建议和风险提示

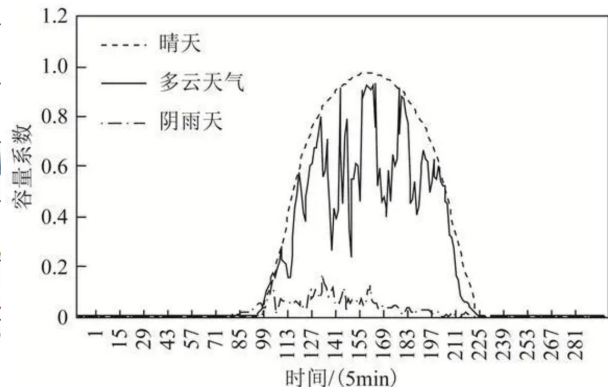
3.1 风电相对光伏的竞争优势：更低的系统成本带来更高电价

- 自双碳战略提出以来，在相当长的时间内，市场普遍认为光伏新技术层出不穷、转换效率持续提升，而风电仅是机械结构，技术进步空间有限，因此长期来看光伏的综合成本将低于风电。如果单纯从风电和光伏成本来看，上述结论没有太大问题，**但在级差地租框架下，需要比较的是终端消费者角度下的全社会综合成本。**从发电特性来看，**风电的系统成本显著低于光伏，进一步提升风电的相对优势。**
- 随着新能源发电量占比持续提升，**新能源出力不稳定的问题带来了日益增长的系统成本**，在很多区域甚至超过了发电成本。系统成本最主要的构成就是调峰成本，包括了煤电等灵活性机组的合理利润，以及对频繁启停和利用小时数下降补偿。
- 新能源尤其是光伏，出力曲线的最大问题是与用电需求在时间上错配，如每天用电量的最高峰出现在傍晚6点-8点，而此时光伏出力接近零；用电量相对较少的中午则是光伏出力最大的时点。出力曲线形状的劣势无法通过光伏自身的技术进步弥补。在新能源装机量小的情况下，光伏好预测且可以降低午高峰压力是优势，而风电因为难预测且短期波动大成为“垃圾电”。**但在新能源比例大幅提高的情况下，光伏集中出力特性成为最大劣势，而在大数定律下多个风场集群平滑了总输出功率，降低了风电的不可预测性和波动性。**

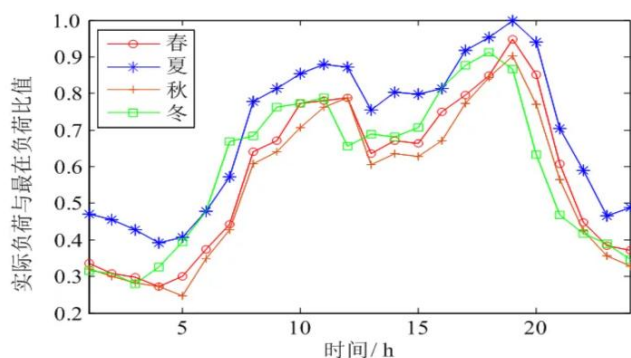
图表29：典型风电日出力曲线情况



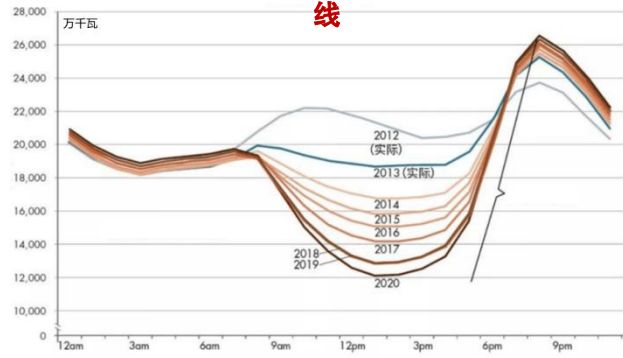
图表30：典型光伏日出力曲线情况



图表31：我国四个季节典型日负荷曲线



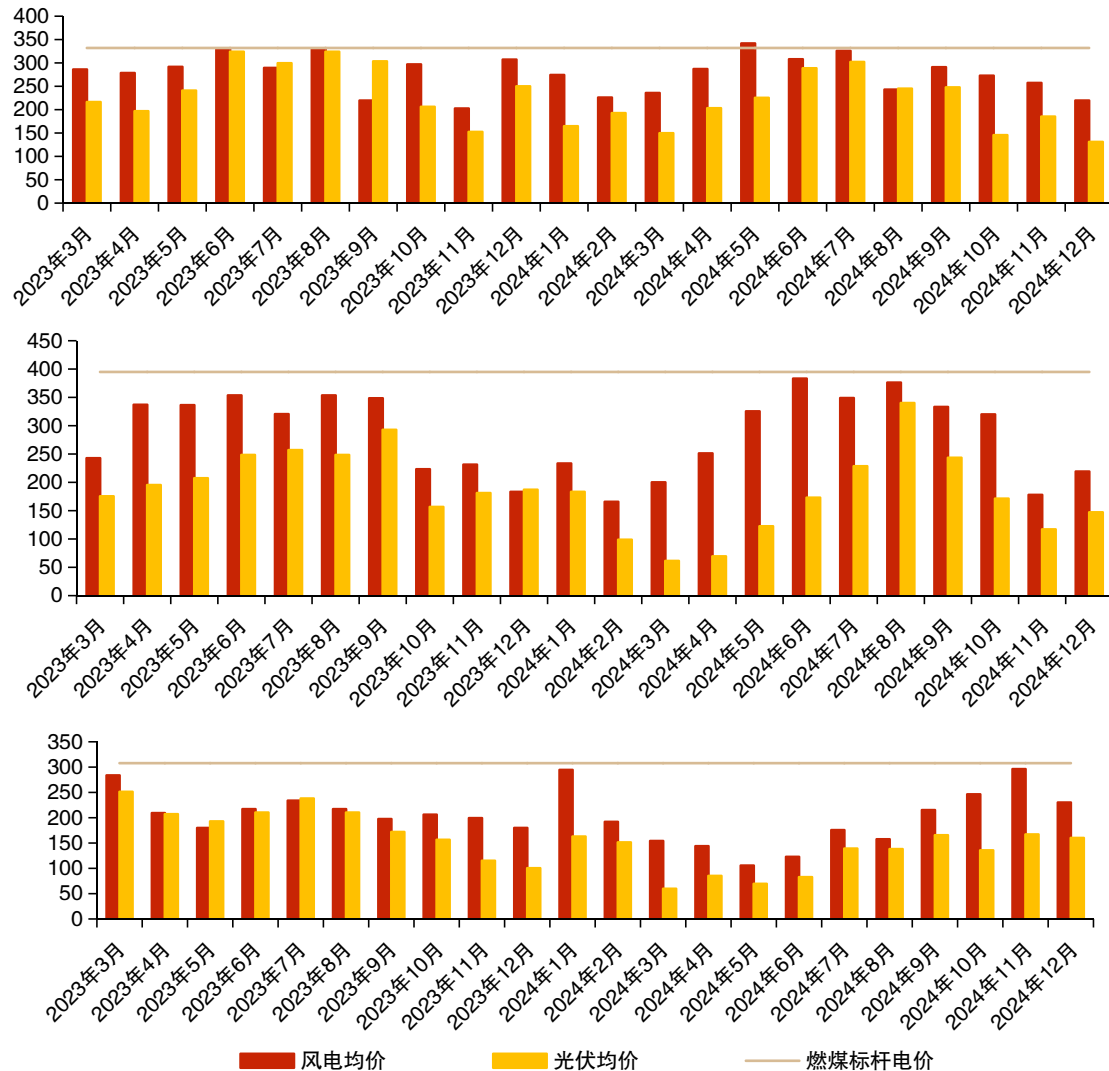
图表32：高比例新能源下的调节性电源负荷曲线



3.1 风电相对光伏的竞争优势：更低的系统成本带来更高电价

- 从2024年以来典型月份各地现货市场的价格来看，几乎所有月份、所有试点省份，**风电均价都高于光伏**。以甘肃、蒙西为例，现货市场分时价格曲线与理论上的“鸭形曲线”基本一致，中午价格较低，而傍晚和夜间价格较高，与光伏出力刚好相反
- 直接原因是风电出力曲线更平滑，有更多的出力落在高电价时段，而更根本的原因，是风电的全社会综合成本低
- 市场化条件下，理论上终端消费者会为同质化商品（稳定电源）支付相同的价格，风电的调峰压力小，因此付出的成本低。只不过由于产业链分工，新能源的调峰成本并没有体现在风电光伏的利润表中，而是直接扣减了电价。
- 但是如同劣质土地的最低收益率要求支撑了优质土地的超额收益一样，在现货市场中，光伏的可调节性最差，因此是最后的出清电源；**光伏生存与发展需要的最低收益率，保障了现货市场中平均价格的下限，进而支撑了风电更高的收益率**
- 社会对电力是刚性需求，光伏和风电的发电特性导致一个结果：**无论光伏成本有多低，风电都能在光伏发不了电的时段赚回应有的收益**

图表33：三省2023年3月—2024年12月电力现货价格
(元/MWh, 自上而下为山西、山东、甘肃)



3.2 风电技术原理稳定 头部公司长期风险更小

- 以往市场对风电的主要担忧之一在于，担心光储成本大幅下降后风电被光伏所替代，**但看清楚风电定价的底层逻辑后我们发现，风电技术进步空间小反而成为优势。**因为这意味着头部企业的地位很难被撼动，在整个行业发展更加理性的情况下冲动投资的可能性下降。此外，风电资源相对稀缺，且开发时需要长期测风导致其开发节奏相对稳定，这在当前市场下成为最大的优势。
- 整机格局异常稳定，双碳赋能下历久弥新。**双碳概念提出虽然仅刚满4年，但风电行业的发展历程却要长很多，2021年以前风电行业依赖补贴，装机量和装机节奏变化很大，2021年后进入全面平价时代，市场空间增加、竞争加剧、电价端不确定性增加。但不论行业如何变化，风电整机的格局却异常稳定，从2016—2023年的8年内，国内排名前10的厂家并无太大变化，金风科技、远景能源连续8年排名第一、第二，且共有8家公司连续8年位列前10。
- 风电格局稳定的原因之一在于比光伏更像“集中式”电源。**风电与火电、水电等类似，大型化依赖于集成商持续的技术迭代，而光伏、电化学储能等更像“分散式”技术，大型化依赖上游技术进步或降本，集成环节技术差距不大。故光伏、电化学储能更容易在集成环节出现过剩。

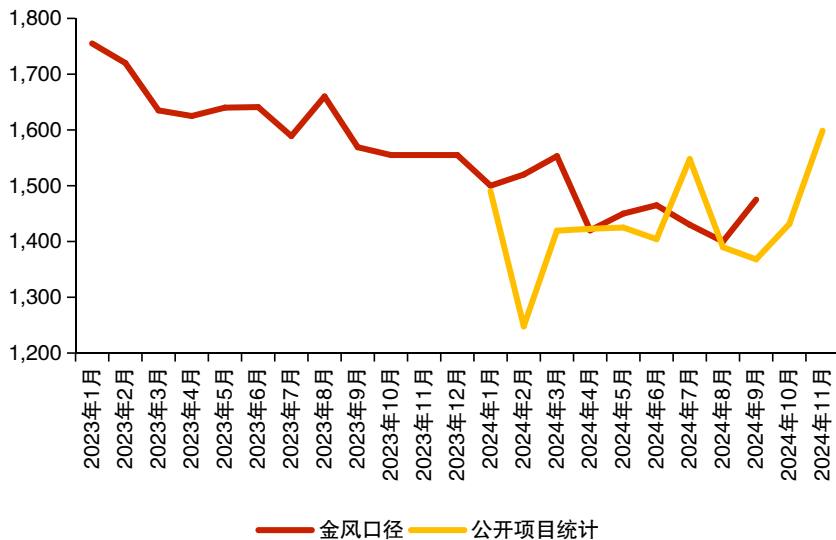
图表34：2015—2023年国内风电整机新增容量排名

排名	2015前	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技
2	华锐风电	远景能源	远景能源	远景能源	远景能源	远景能源	远景能源	远景能源	远景能源
3	联合动力	明阳智能	明阳智能	明阳智能	明阳智能	明阳智能	明阳智能	运达股份	运达股份
4	明阳智能	联合动力	联合动力	联合动力	运达股份	电气风电	运达股份	明阳智能	明阳智能
5	东方电气	中国海装	中国海装	电气风电	电气风电	运达股份	电气风电	三一重能	三一重能
6	电气风电	电气风电	电气风电	运达股份	中国海装	中国中车	中国海装	中国中车	东方电气
7	远景能源	湘电风能	湘电风能	中国海装	东方电气	东方电气	中国中车	中国海装	电气风电
8	湘电风能	东方电气	运达股份	湘电风能	联合动力	三一重能	三一重能	电气风电	中国中车
9	中国海装	运达股份	东方电气	Vestas	湘电风能	中国海装	东方电气	东方电气	中国海装
10	Vestas	华创风能	华创风能	东方电气	中国中车	联合动力	联合动力	联合动力	联合动力

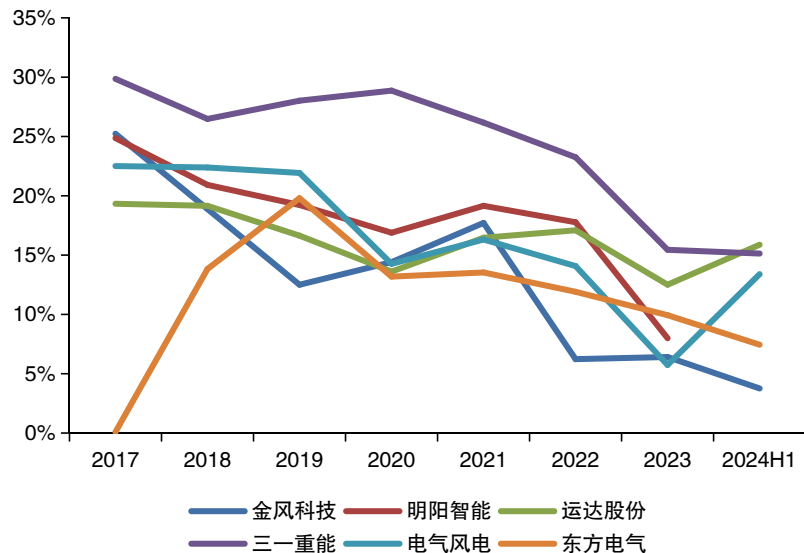
3.3.1 陆上风电：风机中标价格反弹 整机厂盈利能力或已触底

- 抢装潮后大型化及竞争加剧等因素导致风机价格一路走低，近两月出现反弹迹象。**根据金风统计，2023年初我国风机中标价格为1755元/kW，随后一路走低，到2024年8月低至约1400元/kW。而根据我们对2024年公开项目的统计，剔除2月异常月份后，2024年9月同样是风机价格低点（1368元/kW），随后两个月风机价格开始显著反弹，10月11月中标单价分别恢复至1431元/kW和1599元/kW。
- 整机厂毛利率持续下滑但或已触底。**2017年至今，主要整机厂的风电业务毛利率持续下滑，由于风电抢装，部分公司毛利率在2021年有小幅反弹但随后仍一路下滑。但到2024H1，包括三一重能、运达股份、电气风电等整机厂的毛利率已经企稳或反弹，金风科技毛利率下滑速率减缓。

图表35：2023年至今风电整机中标单价（不含塔筒，元/kW）



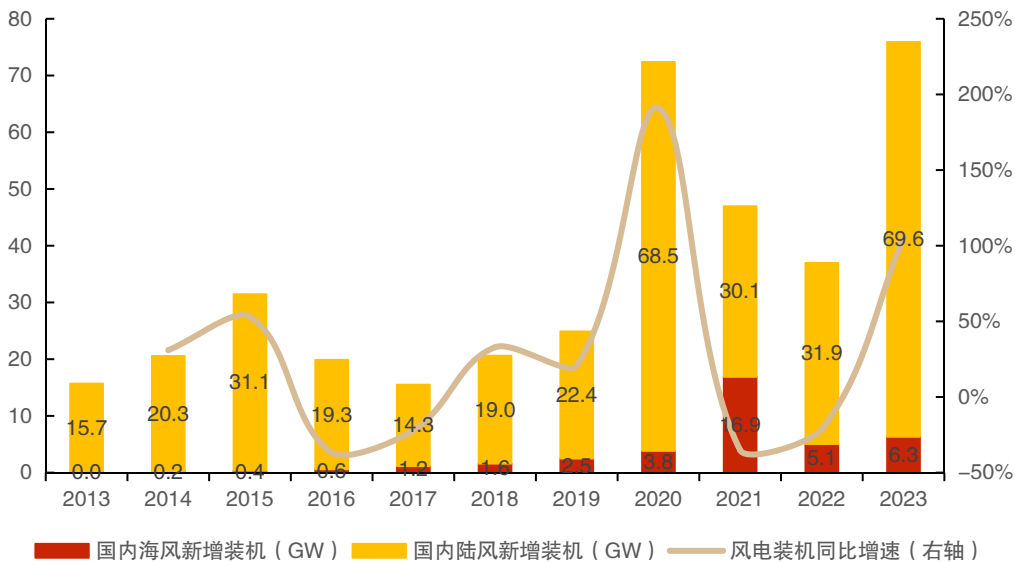
图表36：2017—2024H1主要整机厂风机业务毛利率水平



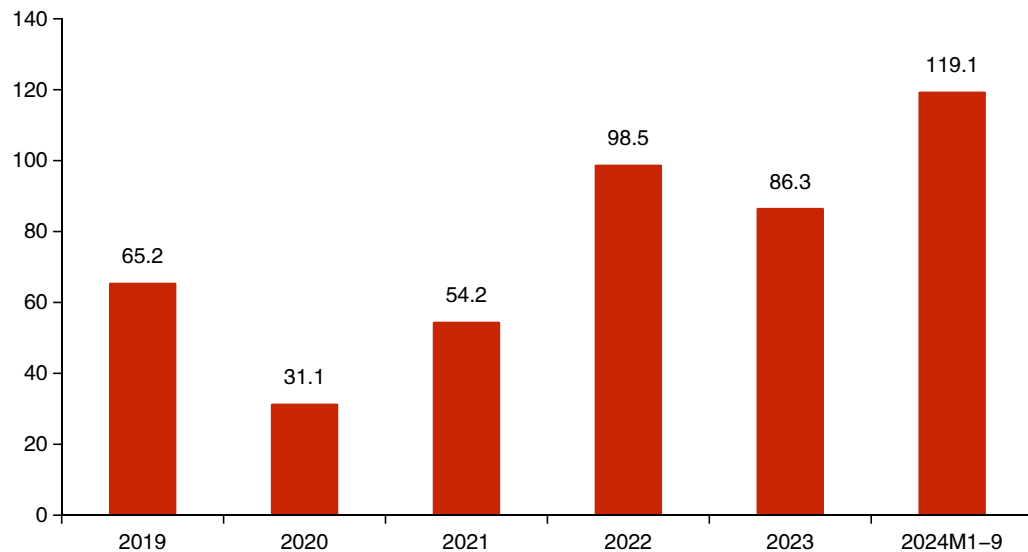
3.3.2 陆上风电：十四五最后一年 风电新增装机有望加快

- 过去几年风电整体装机增速。**受陆风抢装影响，2020年我国风电新增装机达到72.4GW的高位，但随后两年持续下滑，到2022年新增装机仅37GW，成为近年来最低值。但从2023年起开始恢复，当年风电新增75.9GW创下历史最高值，同比增长超100%，2024年前10个月风电新增50.3GW，同比增长7.2%，继续增加。前面我们统计过各省风电十四五规划，截至2024年11月，22个有明确风电装机目标的省份整体完成度为80%，假设2025年底完成十四五规划，**则未来13个月需新增约121GW。**
- 风电招标量大幅反弹。**风电建设周期通常1—2年，2020年陆风国补最后一年，因此2019年风电招标就开始起量。2024年仅前9个月，我国风电整机招标量就接近120GW，大幅超过历史上任何一年。**综合规划，考虑到部分省份装机大概率超出规划，2025年风电装机有望大幅提高。**

图表37：2013—2023年我国风电新增装机及同比增速（GW）



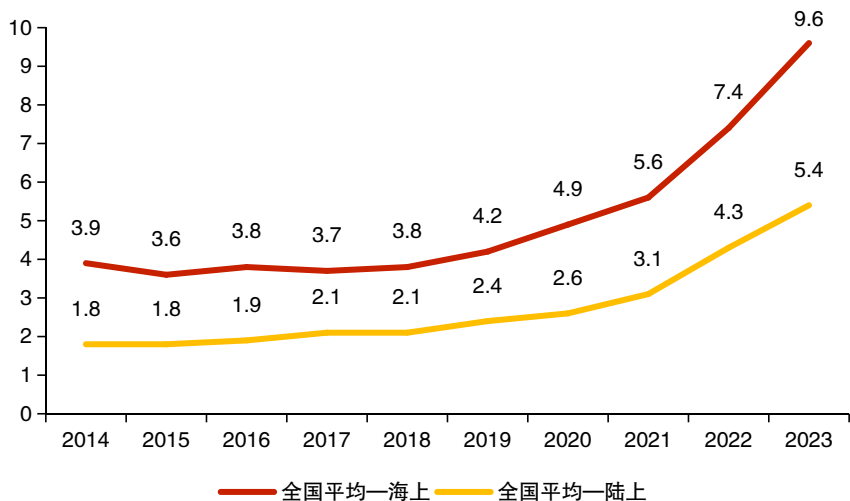
图表38：2019—2024M9风电整机招标中标容量（GW）



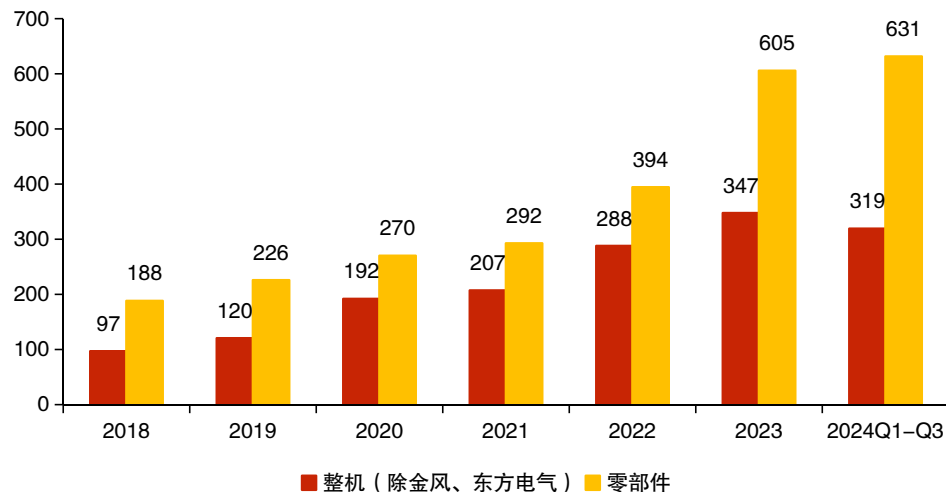
3.3.3 陆上风电：风电大型化趋势可能放缓 供给收缩利润率有望反弹

- 风电大型化是风电降本的重要途径。**更大的风机意味着更少的风机数量、更大的扫风面积，从而降低风电整体的开发投资成本。根据CWEA数据，2023年海风/陆风平均容量达到9.6/5.4MW，相比2019提升1倍以上。大型化下风电产业链扩大了固定资产投资和研发投入。但风电大型化并不会永无止境进行下去，随着风机容量增加，其制造难度、运输难度和运输成本也会大幅提高。叶片加长后对单位面积风能利用率也会降低，因此风电大型化会面临边际效应递减的问题。
- 大型化加速期间产业链投入加速对成本形成压力，后续有望缓解。**风电大型化期间产业链固定资产及在建工程也大幅增长，整机（剔除金风科技和东方电气）、零部件固定资产+在建工程在2022、2023年均大幅增长，但2024年开始大幅放缓。这表明风电供给端投资开始收缩，而招标量大幅增长的情况下风电产业链价格和盈利能力有望反弹。

图表39：2014—2023年我国风机平均单机容量（MW）



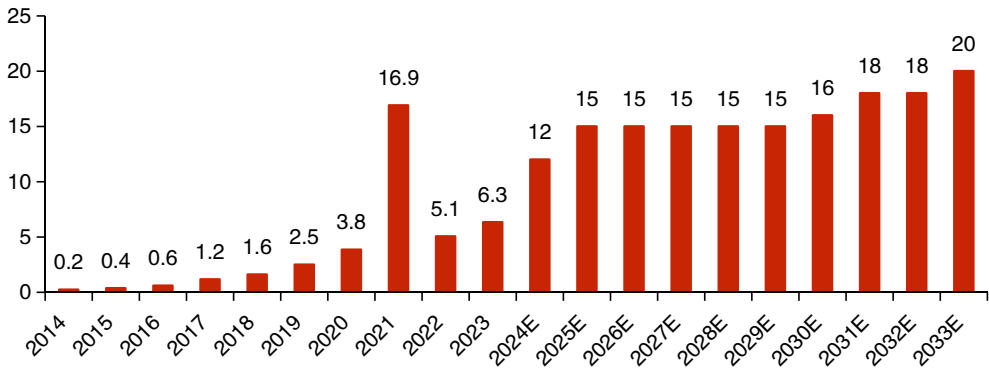
图表40：2018—2024Q3风电上市公司固定资产及在建工程总和（亿元）



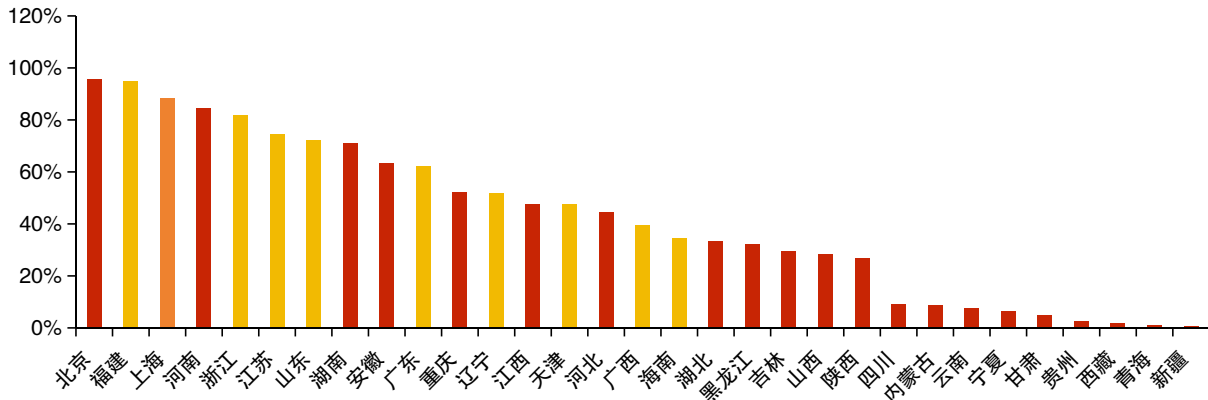
3.4 海上风电：外部因素影响逐渐消除 海风装机有望起量

- 抢装潮透支海风需求，外部因素影响海风复苏。**2021年海风抢装潮，当年新增装机达到16.9GW创下历史最高，但同时也透支了后续年份的需求，加上外部因素影响，2022、2023年海风建设复苏缓慢。进入2024年后海风项目核准开工开始复苏，从2023年底至今，上海、广东、广西、福建、浙江、海南、山东等多个省份发布了未来海上风电竞配或规划，仅上述几个省份的规划量就超过4400万千瓦。
- 沿海省份资源匮乏，海风是可靠和优质的新能源资源。**我国陆上风光资源整体呈现西、北强，东、南弱的趋势，此前我国将全国划分为4类风资源区，沿海的11省市自治区中，除河北张家口、承德位于II类区域，风资源相对较好，区域全部位于最差的IV类风资源区，光伏分部也类似。沿海省份光资源和土地资源一般，但由于电价水平较高，在全额保量保价收购的情况下分布式光伏发展迅猛，大多沿海省份分布式光伏发展迅速，但也一定程度上加重了这些省份光伏消纳的压力。海上风电相比之下，利用小时数和稳定性都好于陆上风电，更好于光伏，且我国海岸线长、海域广阔，海风资源极其丰富，根据中国气象局测算，我国仅5米到25米水深线内近海区域50米高度风电可装机容量就达到2亿千瓦，70米以上5亿千瓦，远海资源更加丰富且土地资源限制少，长期来看是我国沿海毫无疑问最重要的新能源资源。

图表41：2014—2033我国海上风电新增装机规模（GW）



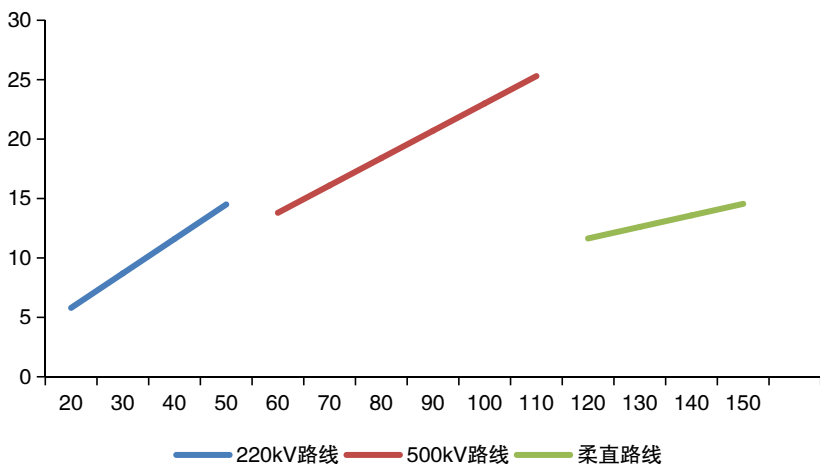
图表42：截至2024年6月底我国各省分布式光伏装机占比（黄色为沿海省份）



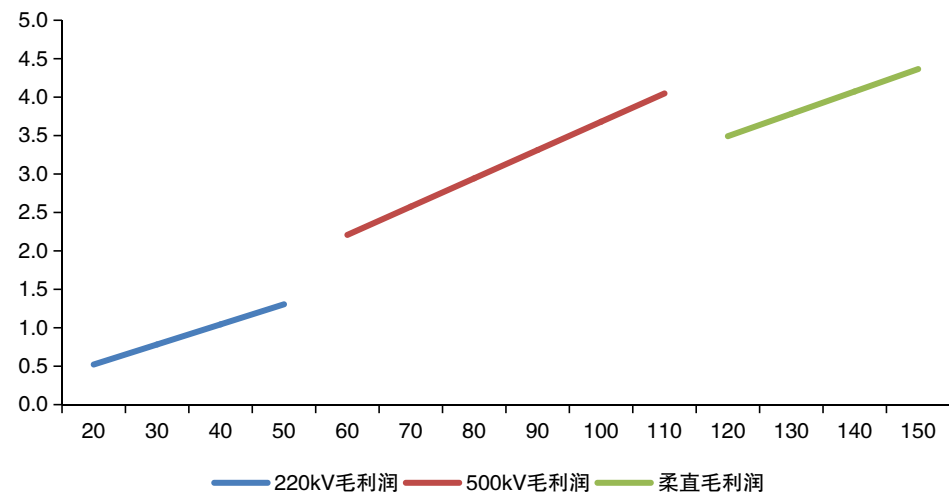
3.5 海缆环节：高压+柔直化进程明确 头部海缆厂受益

- 海缆选择服务于送出工程的整体投资，高压及柔直有助于送出工程降本。**海风送出工程成本主要包括两端升压站和海缆，常规海风送出采用220kV交流路线，提高电压等级或改用直流，都会增加两端升压站（换流站）投资、减少线路单位长度投资。因此海风离岸距离达到一定程度后，采用高压交流或直流输电可以降低送出工程投资，但由此也引来一个问题，便是海缆价值量到底会随着距离增加还是减少。
- 从目前典型项目的海缆价值量来看，大约在海缆长度达到约60–70km时，500kV路线将优于220kV路线，当海缆长度达到110—120km时，柔直路线优于500kV路线。在发生技术切换时，海缆的价值量将有一次突降。但电压等级更高以及直流缆的格局显著好于常规海缆。从实际中标来看，我国目前直流缆仅东方电缆、中天科技有供货业绩，考虑头部企业的格局和毛利率水平后，**从毛利润的角度头部海缆企业依然会受益于离岸距离的增加。**

图表43：海缆单GW价值量与海缆长度关系测算（亿元，千米）



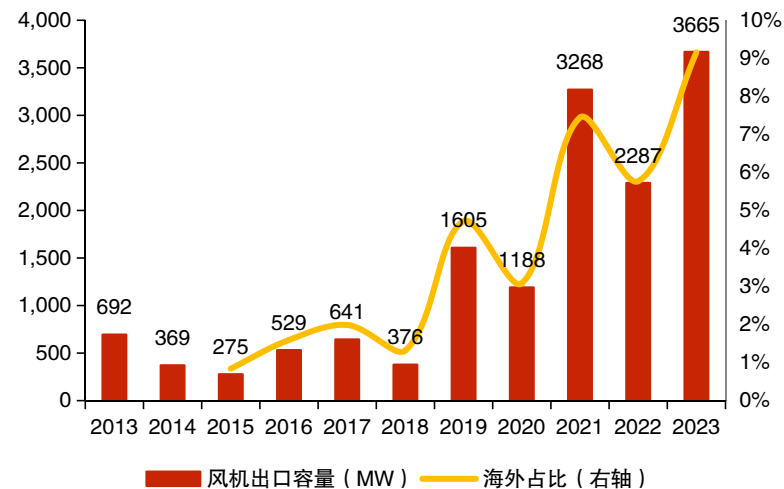
图表44：考虑市占率后的头部企业单GW毛利润与海缆长度关系测算（亿元，千米）



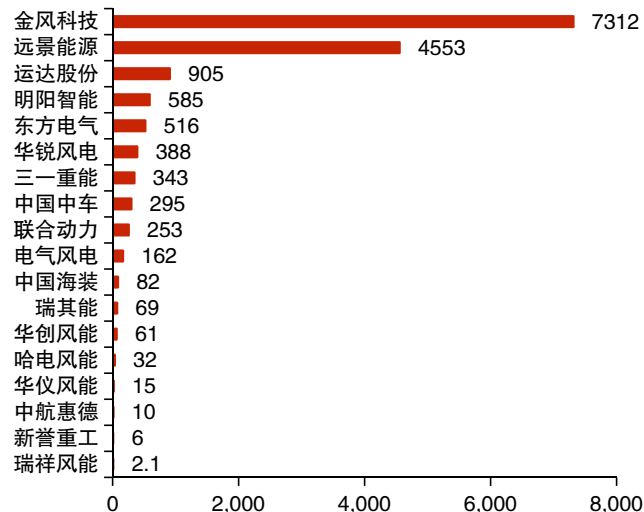
3.6 风机出海：海外整机价格震荡走高 国内出海前景广阔

- 技术进步+降本显著，我国风机出口呈加速趋势。**早年间海外风机厂实力较为强劲，Vestas、西门子歌美飒、GE等海外巨头占据较高市占率，国内风机厂在大型化、技术指标、可靠性等方面较为落后。但随着国内风电行业快速发展，国内风机厂在各方面均有长足进步，外加显著的规模效应，我国风机出口开始加速，到2023年份额已达到9.2%的历史最高水平。
- 金风、远景等厂商在出口方面优势明显。**截至2023年底我国风电设备累计出口1.56亿千瓦，其中金风、远景分别为7312万千瓦和4553万千瓦，合计占比达到76%，优势非常明显。**海外风机价格震荡走高，出口风机盈利能力理应高于国内。**与国内风机价格持续走低不同，海外市场风机价格在持续走高。根据Vestas披露的订单数据，2019—2020年Vestas新签订单平均价格在大约0.7—0.8欧元/W浮动，随后震荡走高，在24Q1触底后出现反弹，24Q2和24Q3的订单平均单价分别达到1.2欧元/W和1.1欧元/W，价格远高于国内。

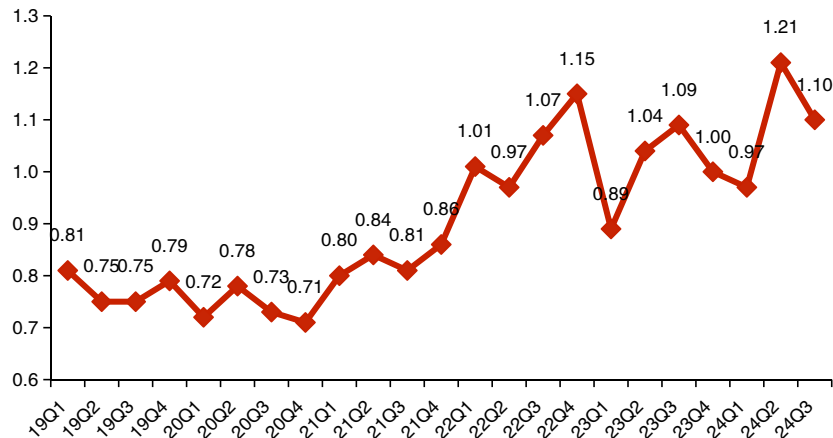
图表45：2013—2023年我国风机出口容量及海外占比（MW）



图表46：截至2023年底中国风电整机制造企业累计出口容量（MW）



图表47：Vestas 19Q1—24Q3新增订单平均单价（欧元/W）



资料来源：IRENA, CWEA, Vestas公告，华源证券研究所。注：海外占比=我国风机出口容量/海外海风新增装机容量

主要内容

1. 消纳压力加重 电力建设进入关键窗口
2. 电网：配网建设改革值得期待 特高压长期趋势向好
3. 风电：需求侧角度优于光伏 海风、出海增厚业绩
4. 传统电源：备用率成关键指标 关注业绩释放及订单放量
5. 投资建议和风险提示

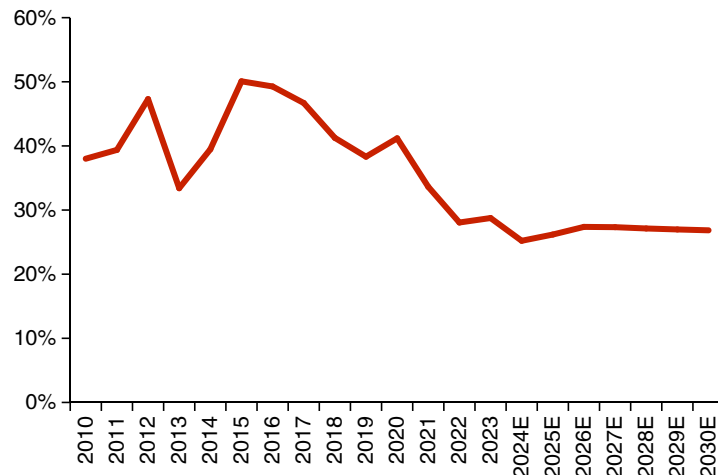
4.1 电力供需：形势依然严峻 传统电源承担保供重担

- 用电负荷继续大幅增长，常规电源投产减速。**2024年夏天受全国大范围高温影响，我国全网最高负荷达到14.5亿千瓦（同比+8%）超出中电联年初预期（14.39亿千瓦）。与此同时，我国常规电源投产略有减速，2024年火电装机净增加5413万千瓦，低于2023年的5793万千瓦。此消彼长之下，我们估算系统备用率继续下滑至2010年以来的最低值，电力供需形势极其严峻。根据中电联及我们的电力供需平衡表测算，2025年起我国电力供需形势将有所缓解，但2025、2026年电力供需紧张和偏紧的省份依然多达24个，仅略少于2024年。
- 新形势下电力供需的测算方式有所改变，备用率成最重要评判标准。**新能源的大规模增长仅在电量层面替代传统能源，但其低保障系数导致在高峰期依然需要传统电源进行保供，因此新能源发展事实上不太影响传统电源的需求。

图表48：2024—2026年全国电力供需形势预测



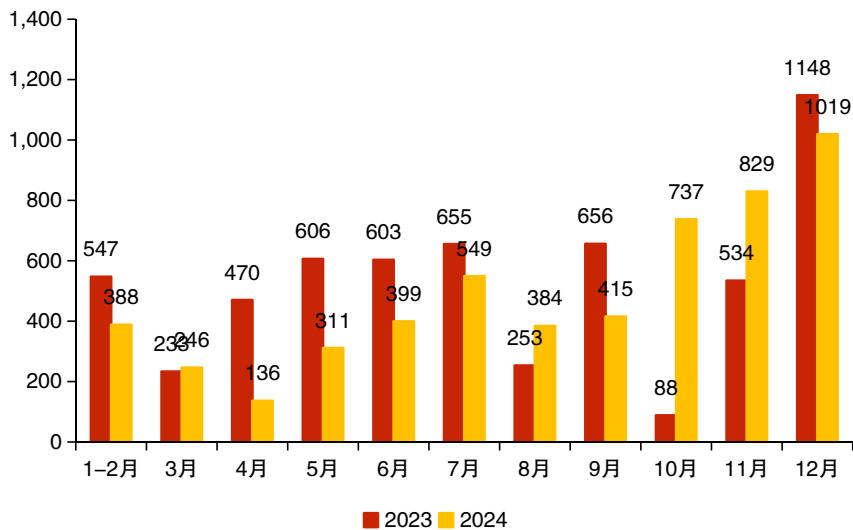
图表49：2010—2030我国平均系统备用率测算



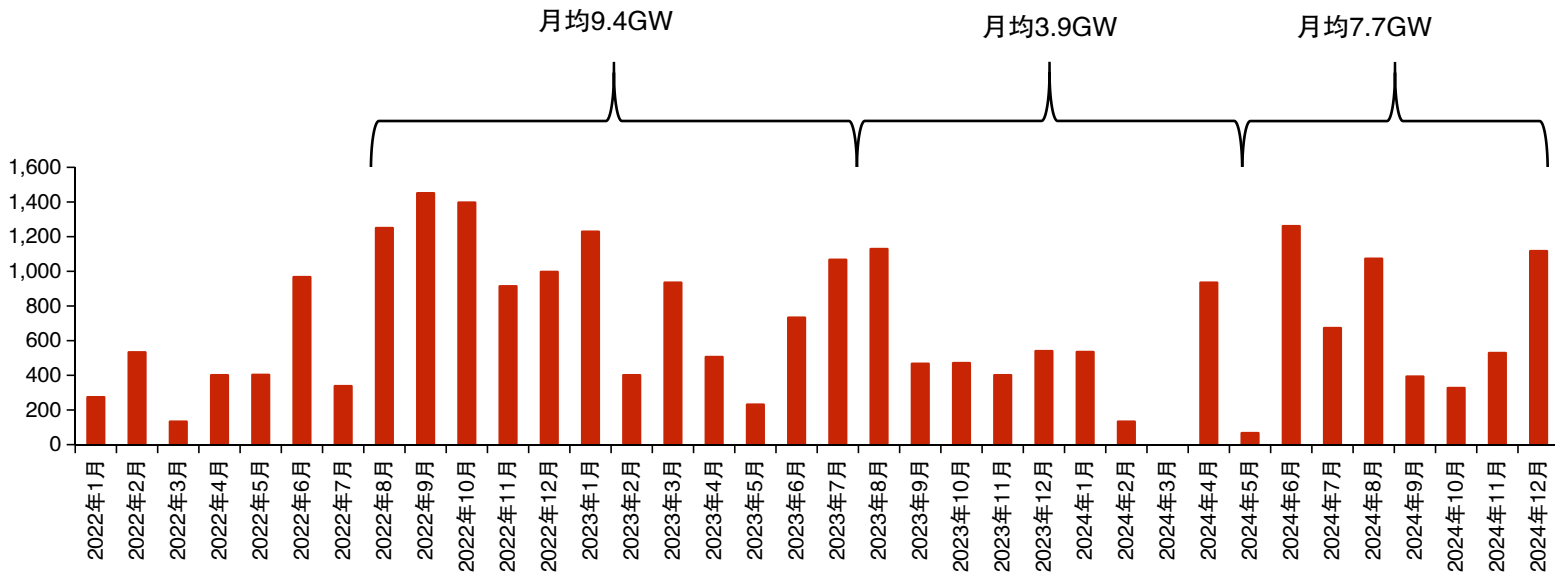
4.2 煤电：即将进入投产高峰期 煤电核准反弹

- 煤电即将进入投产高峰期，关注相关公司业绩释放。**2024年火电装机净增加5413万千瓦，低于2023年的5793万千瓦，但整体装机成加速态势，10月、11月均大幅高于2023年。从历史开工数据开看，煤电即将进入投产高峰期，相关设备商订单也将进入交付高峰。
- 煤电核准装机触底反弹，长期来看煤电需求仍将维持较高水平。**从公开数据来（仅包括正式核准，不包括环评公示等）看，我国十四五煤电核准始于2022年8月并持续至2023年8月，期间核准约122GW、月均9.4GW。随后9个月平均核准量下滑至4GW。但从2024年6月起核准量开始反弹至月均7.7GW。

图表50：2023、2024年各月火电装机净增加值（万千瓦）



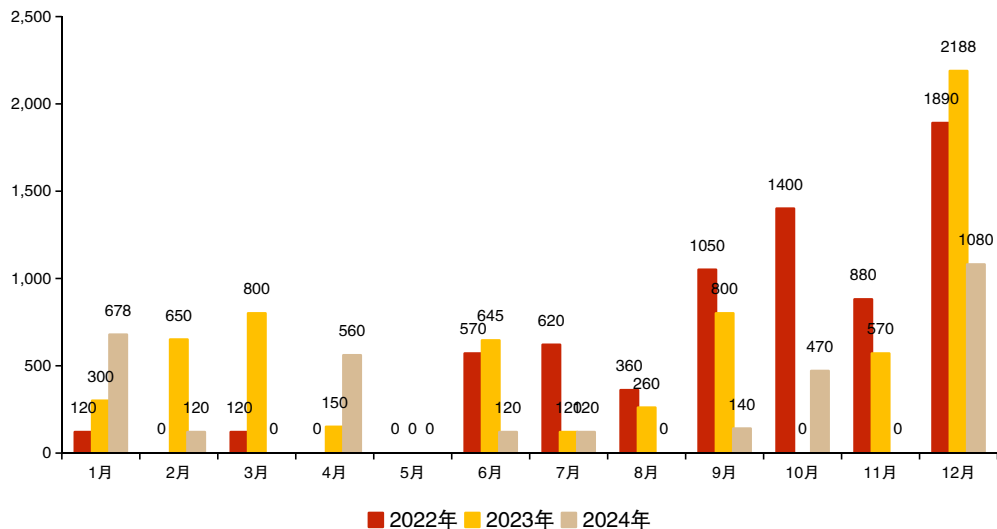
图表51：2022年至今各月煤电核准装机（万千瓦）



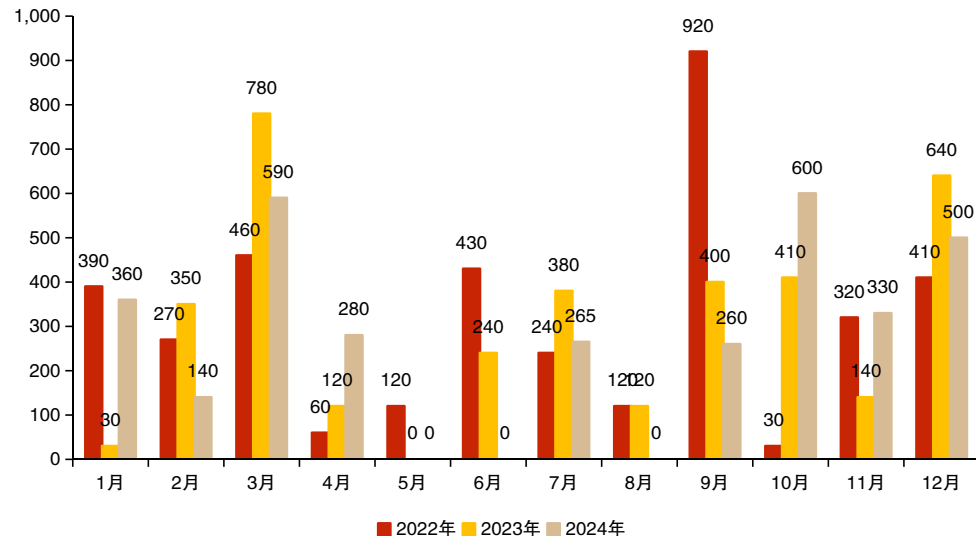
4.3 抽蓄：抽蓄核准开工迎高峰 关注相关公司订单放量

- 抽蓄核准持续放量，十五五装机量有望超出规划。**截止2024年底，我国抽水蓄能累计装机超过58GW，相比“十三五”末期增加20GW以上。根据抽水蓄能规划，到2025、2030年我国抽水蓄能装机将分别达到62、120GW。据此测算，2025年抽水蓄能有望新增约4GW。而根据我们统计，2022、2023年、2024年前10月我国抽水蓄能核准装机分别达到70GW、65GW、22GW，合计157GW接近存量装机的3倍。考虑抽蓄6—8年的建设周期，上述项目大部分将于2030年前投产，因此2030年抽蓄装机可能大幅超过120GW。
- 抽蓄开工较晚，相关公司订单有望开始放量。**由于抽蓄前期准备工作较长，从核准到开工往往需要1—3年时间，我们统计2022、2023、2024年抽蓄开工装机分别为38GW、36GW、33GW，总体规模小于核准量，后续开工量有望继续保持在较高水平，同时抽水蓄能设备供应商订单也有望陆续体现。

图表52：2022—2024年各月抽蓄核准装机（万千瓦）



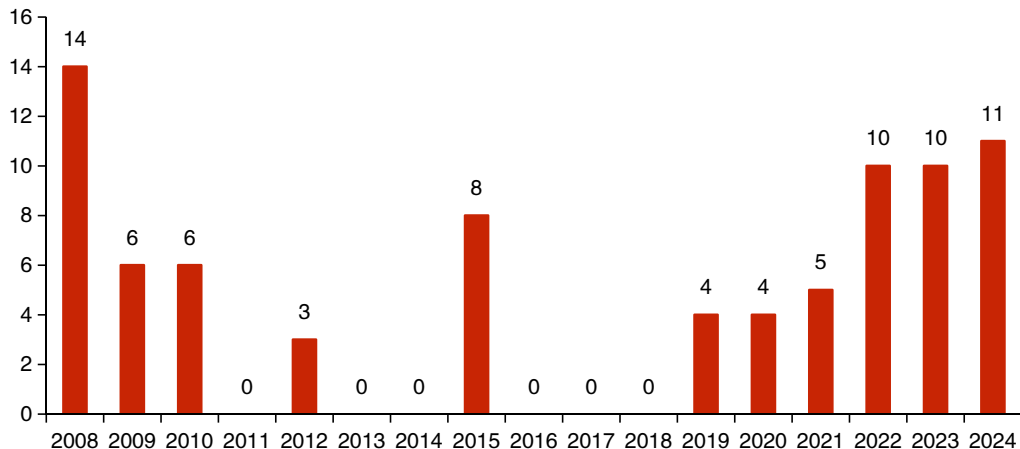
图表53：2022—2024年各月抽蓄开工装机（万千瓦）



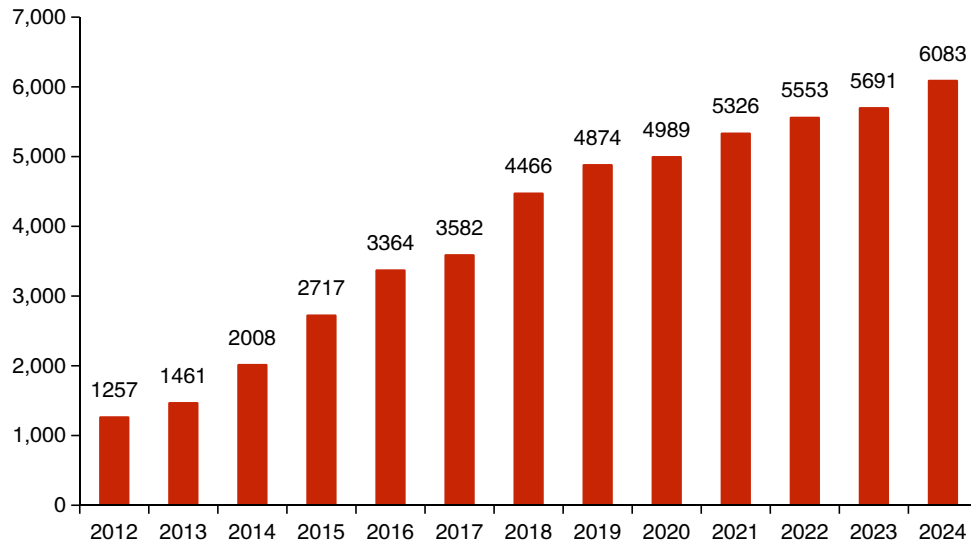
4.4 核电：沿海省份重要清洁能源 连续三年核准10台并有望持续

- 核电基荷能源价值凸显，在运容量持续创新高。**核电平均利用小时数常年保持在7000小时以上，出力稳定，是最优质的基荷能源。然而，对比拥有核电的欧美等发达国家，我国核电发电量占比仍有差距。站在能源安全的角度，各国对核电保持积极态度。我国“十四五”规划中明确提出积极有序的发展沿海三代核电建设；2022年发布的《“十四五”现代能源体系规划》中再次提到积极安全有序发展核电，要求到2025年核电运行装机容量达到7000万千瓦左右。截止2024年10月，我国核电装机达到5808万千瓦。
- 核电连续三年大规模核准，关注核电设备公司业绩体现。**2024年8月，国常会一次性核准江苏徐圩一期、广东陆丰一期、山东招远一期、浙江三澳二期、广东白龙一期5个工程，合计11台机组。继2022、2023年分别核准10台机组后，核电核准再上台阶，也是2008年以来的最高值。后续核电有望继续保持8—10台每年的核准频率，以核电5—6年建设周期、设备交付在工程中后期估计，2022年大规模核准的核电项目有望在2025年开始陆续交付，关注相关公司业绩体现。

图表54：2008—2024年我国历年核电机组核准数量（台）



图表55：2012—2024年核电累计装机（万千瓦）



主要内容

1. 消纳压力加重 电力建设进入关键窗口
2. 电网：配网建设改革值得期待 特高压长期趋势向好
3. 风电：需求侧角度优于光伏 海风、出海增厚业绩
4. 传统电源：备用率成关键指标 关注业绩释放及订单放量
5. 投资建议和风险提示



■ 电网设备：关注配网投资加大以及政策改革可能性 直流输电景气度持续向上

- **配网：**电网作为重要的逆周期调节工具，从逆周期发力难度来说配网>主网>特高压。配网投资比重近5年持续下滑，分布式、充电桩快速增加，容载比回落到10年前水平，配网容量不足问题显现。后续配网建设有望持续增加，新型经营主体发展意见出台，源网荷储等业务模式有望得到进一步发展，关注配网投资增加可能性及配网改革进一步深化投资机会。
- **直流输电：**2024年直流特高压开工少于2023年，但长期来看由于新能源建设具有持续性（短期内可能受用电需求影响，长期来看不是主要矛盾），直流特高压仍然是电网方向最具确定性的板块。后续关注直流输电技术路线发展方向（LCC/VSC/SLCC）、背靠背项目规划和远海风电应用。

■ 许继电气：直流输电和二次设备核心供应商 受益直流输电和配网弹性

- **直流输电：**直流换流阀核心供应商，换流阀和直流控保是直流输电核心环节，许继电气处于行业领先地位。后续随着高比例新能源输送需求、多直流馈入较多带来的换相失败问题、远海送出等因素下，柔性直流行业空间有望进一步打开。柔直换流阀价值量高，公司有望受益。
- **配网：**许继电气是我国二次设备核心供应商之一，新型电力系统建设下，电网自动化系统有望迎来升级。继电保护及电力自动化在保证电力系统安全可靠运行、保护电力设备、防止电网事故风险进一步扩大等方面具有决定性作用。老牌企业优势明显，新晋企业差距较大。低压电网投资中二次设备占比高于高压，投资向配网倾斜的情况下二次设备弹性和格局好于一次设备。
- **盈利预测：**预计公司2024-2026年归母净利润分别为12.0/16.1/18.1亿元



■ 理工能科：造价软件和油色谱升级带动业绩提升 配网标准化软件龙头

- **目前主营业务主要涵盖：**（1）软件与信息化业务：包括数字电力、数字工地、三维及BIM软件开发。（2）电力在线监测系统：主要是变压器油色谱监测设备及材料配件；（3）环保业务：主要是大气及水质大气运维和水质监测设备。
- **现金流表现十分优秀，现金储备充裕。**持续高分红、积极回购，重视股东权益。良好的现金流表现使得公司有资本并切实重视股东回报，2009—2023年累计分红14亿元，分红比例超过62%。2024年以来公司积极进行股份回购，2024年1月25日至3月4日累计回购超过4%，并承诺24—26年每年分红比例不低于70%。
- **造价软件：电力造价软件龙头，市占率80%以上，稳定收入及现金流。**（1）24年新发布储能和核电造价标准带来业绩弹性；（2）电网信息化投入增加及校园数字化业务带来弹性；（3）配网标准化设计软件龙头：配网高质量发展行动计划要求推进配网标准化设计和建设。
- **油色谱受益于特高压建设及改造。**国网近些年推动特高压油色谱升级改造，公司享受特高压建设高峰、设备单价提升、市占率提升多重逻辑。预计24—26年业绩分别为3.0、4.3、5.3亿。其他业绩相对明确、享受配网独特赛道弹性，长期看好。

■ 云路股份：短期看非晶变渗透率提升 中期看非晶电机应用

- **铁心是配电变压器中的核心部件，配电变压器按照铁心材质类型分为非晶变压器和硅钢变压器。**目前全球范围内电网配电变压器的应用以硅钢变压器为主，非晶变压器和硅钢变压器具有竞争的关系。非晶变压器在制造侧、应用侧、回收侧具备高效节能优势，低负载电力应用场景兴起，非晶变压器空间广阔。非晶合金变压器空载损耗仅为电工钢带的30%—50%，低负载场景下节能效果显著。
- **非晶电机功率密度和节能优势明显。**原理方面，非晶合金作为新型软磁材料，具备高磁导率、低损耗优势，相同转速下重量和体积更轻，高频化下铁损更低。我国新能源汽车渗透率持续上升，非晶电机带来的材料需求广阔。
- 预计24—26年归母净利润3.7/4.2/5.0亿。



重点公司估值表

板块	代码	简称	评级	收盘价	EPS				PE				PB (lf)
				2025/2/14	23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E	
电力信息化	600131.SH	国网信通	买入	20.58	0.69	0.78	0.91	1.03	30	26	23	20	3.88
	000682.SZ	东方电子		9.99	0.40	0.51	0.63	0.77	25	20	16	13	2.76
	002322.SZ	理工能科		14.02	0.65	0.79	1.13	1.37	22	18	12	10	1.83
	300682.SZ	朗新集团		13.85	0.56	0.54	0.65	0.79	25	26	21	17	2.01
	301162.SZ	国能日新		48.19	0.85	0.95	1.31	1.63	57	51	37	30	4.28
发电设备	600875.SH	东方电气	买入	15.32	1.14	1.15	1.56	1.75	13	13	10	9	1.24
	002438.SZ	江苏神通		12.15	0.53	0.62	0.76	0.91	23	20	16	13	1.80
电网设备	000400.SZ	许继电气	买入	26.16	1.00	1.18	1.55	1.72	26	22	17	15	2.41
	600406.SH	国电南瑞		23.69	0.90	1.00	1.13	1.27	26	24	21	19	4.23
	002028.SZ	思源电气		77.60	2.02	2.69	3.32	3.32	38	29	23	23	4.85
	600312.SH	平高电气		16.87	0.60	0.89	1.13	1.33	28	19	15	13	2.26
	601179.SH	中国西电		6.98	0.17	0.24	0.35	0.43	40	29	20	16	1.66
	002270.SZ	华明装备	买入	16.03	0.61	2.75	0.86	0.98	26	6	19	16	4.72
	688676.SH	金盘科技		39.06	1.18	1.40	1.92	2.44	33	28	20	16	4.17
	688190.SH	云路股份	买入	81.99	2.77	3.08	3.51	4.19	30	27	23	20	4.09
	301291.SZ	明阳电气		51.56	1.82	2.08	2.70	3.34	28	25	19	15	3.62
	300001.SZ	特锐德		24.75	0.48	0.74	1.02	1.34	52	33	24	18	3.78
	603556.SH	海兴电力		34.33	2.02	2.45	2.97	3.59	17	14	12	10	2.44
风电设备	603606.SH	东方电缆	买入	50.70	1.45	1.74	2.76	3.35	35	29	18	15	5.05
	2208.HK	金风科技		5.18	0.32	0.56	0.68	0.76	16	9	8	7	0.00
	688349.SH	三一重能		27.03	1.68	1.72	2.14	2.53	16	16	13	11	2.64
	601615.SH	明阳智能		10.87	0.16	0.65	1.24	1.58	68	17	9	7	0.91
氢能及储能	688248.SH	南网科技		31.54	0.50	0.77	1.08	1.44	63	41	29	22	6.14
	600475.SH	华光环能	买入	9.14	0.79	0.90	1.01	1.08	12	10	9	8	1.03



- **用电需求不及预期：**特高压项目、火电项目的需求均与用电需求有一定联系，如果用电需求低于预期，可能影响相关项目的建设速度。
- **相关政策推进不及预期：**电力行业规划和政策属性较强，项目推进依赖政策的出台，一旦相关政策推进不及预期可能影响项目建设速度。
- **工程建设进度不及预期：**工程建设可能受到各种外部因素的影响，一旦工程建设进度不及预期可能影响相关公司的业绩表现。



证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员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。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。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。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。本公司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。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，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。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，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或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、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。



信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/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一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500指数或者纳斯达克指数。



華源証券

HUAYUAN SECURITIES