

2024年07月03日

标配

证券分析师

周啸宇 S0630519030001
zhouxiaoy@longone.com.cn

证券分析师

王珏人 S0630523100001
wjw@longone.com.cn



相关研究

- 风光新增装机继续上升，硅片试探性涨价 —— 新能源电力行业周报（2024/06/24-2024/06/28）
- 虚拟电厂调峰落地，构网型储能热度提升 —— 电池及储能行业周报（20240624-20240630）
- 光伏上游库存价格趋稳，风电招标规模持续攀升 —— 新能源电力行业周报（2024/06/17-2024/06/23）

成长性+稳健性兼备，电力改革助推行业优势持续

——电力行业深度报告系列一

投资要点:

- **需求端:** 用电需求与经济增长波动具有一定相关性，近年来用电需求对经济波动防御性显现。2023年国内全社会用电量增速为6.70%，电力弹性系数为1.29。2024Q1电力弹性系数继续上升，全社会用电量增速为9.80%，电力弹性系数为2.35。

原因拆解: 1) 终端能源消费电气化; 2) 第三产业用电持续抬升; 3) 产业升级助推高端制造，带来新用电需求; 4) 冬夏极端气候提升电力需求，且需求独立于经济波动。

需求预测: 2024年/2025年/2026年/2030年的全社会用电量预计为98556.06/104804.70/111150.67/137106.96亿千瓦时，年同比增速分别为6.85%/6.34%/6.06%/5.10%。2024-2030年间国内电力需求预计处于平稳发展状态，为电力发展抗周期及成长性打下基础。

- **供给侧: 1) 地位:** 能源安全属于总体国家安全的重要范畴，其中电力是重要基础产业，关系国计民生和经济发展全局。国内发电装机总量逐年提升，近年增速整体向上。2) **格局及结构:** 央国企主导，电力行业竞争格局稳定。A股电力上市公司围绕五大六小展开，形成协同效应。装机结构上新能源转型推进，风光占比快速提升。

供给测算: 预计2024-2030年之间国内电力需求预计处于平稳发展状态，2024年/2025年/2026年/2030年全国发电总量为102151.81/108157.59/114446.74/139435.54亿千瓦时，年同比增速分别为14.66%/5.88%/5.81%/4.97%。

- **政策端: 新能源消纳问题突出，电力体制改革步伐明显加快。** 2024年5月14日，国家发改委公开发布《电力市场运行基本规则》，规则于2024年7月1日正式实行。5月23日，山东济南召开的中央企业和专家座谈会中，电力体制改革再次被提及。

电力市场框架: 电力市场已经形成中长期交易、现货交易、辅助交易及容量交易四种形式，并在环境价值方面配套绿证交易，从盈利模式探索及消纳上有望提振估值体系。

分红及市值管理政策: 1) 分红比例较高，防御性优势明显。截止2023年底，SW火力发电/SW水力发电/SW核力发电/SW风力发电/SW光伏发电的算术平均分红比例分别达到37.54%/202.67%/44.71%/26.44%/28.39%，而沪深300分红比例为36.45%。2) 政策推动电力企业市值管理。政策端从中国特色社会主义估值体系构建及央国企市值管理体系建设出发，电力板块估值价值有望进一步显现。

- **投资建议:** 针对当下电力改革及电力供需形势，我们认为电力行业兼具成长性与防御性双重优势，建议关注: 有望受益于电力需求持续增长及电力改革等因素的火电龙头（华电国际、华能国际等）、水电龙头（长江电力、桂冠电力、华能水电等）、核电龙头（中国核电、中国广核等）、绿电龙头（三峡能源、龙源电力等）。
- **风险提示:** (1) 经济增长不及预期; (2) 电力审批及建设超预期; (3) 对电力消费较高行业增长不及预期; (4) 电力改革进展不及预期。

正文目录

1. 需求侧：电力消费稳中有升，抗周期波动能力强	4
1.1. 需求侧：近年电力弹性系数上升，用电需求增速高于 GDP 增速	4
1.2. 因素拆解：电气化+用电结构调整+气候变化	5
1.2.1. 电力需求动力来源一：终端能源消费电气化	5
1.2.2. 电力需求动力来源二：第三产业蓬勃发展	6
1.2.3. 电力需求动力三：消费及生产变化带来产业结构调整	7
1.2.4. 电力需求动力四：极端天气提升居民及工商业用电	8
1.3. 电力需求预测：预计维持平稳发展，增速高于 GDP	10
2. 电力供应：长期供需平衡，格局稳定壁垒强	11
2.1. 供应端：供应稳中有升，新能源比例不断提升	11
2.1.1. 供应量：电力保供及项目审批确保供应稳中有升	11
2.1.2. 供应格局：央国企主导形成上市公司矩阵，竞争格局稳定	12
2.1.3. 供应结构：新能源比例大幅上升	13
2.2. 电力供应测算	14
2.3. 电力供需格局：长期平衡，时间及地域上存在紧平衡	15
2.3.1. 供需格局直观反映指标：发电设备年利用小时数	15
2.3.2. 2024 年电力供需紧平衡，长期维持平衡状态	16
2.3.3. 电力供需在时间及地域存在局部不平衡	16
3. 政策端：电力改革+市值管理	17
3.1. 电力改革：盈利模式及消纳有望打开	17
3.1.1. 电力体制改革加速推进	17
3.1.2. 电力改革展望：绿电消纳为重点，辅助价值、环境价值显现	18
3.2. 估值侧：政策助推+持续分红，估值仍有上升空间	19
4. 投资建议	21
5. 风险提示	21

图表目录

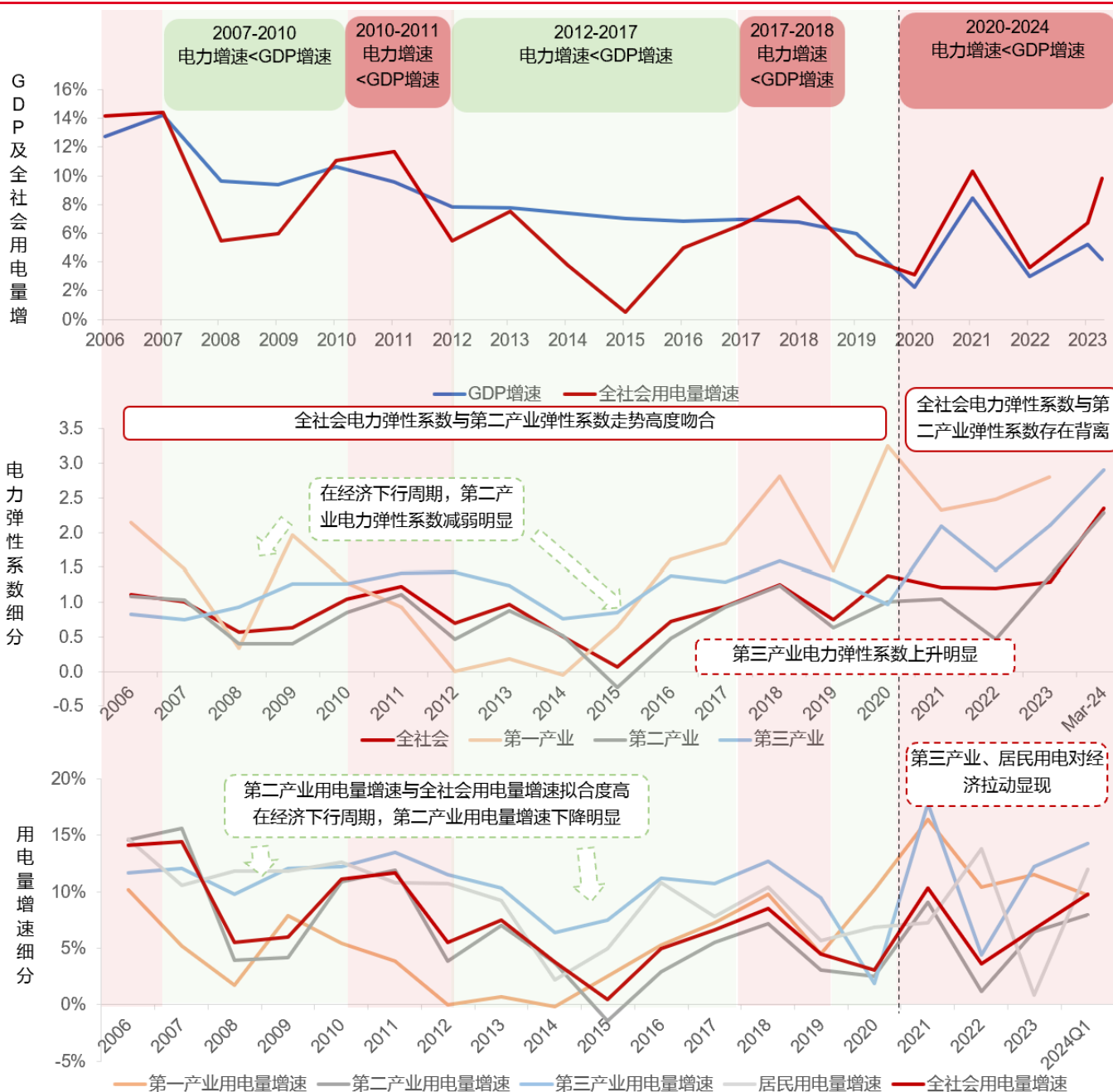
图 1 GDP 与电力需求关系 (%)	4
图 2 基础情景下电气化率预测 (%)	5
图 3 城乡居民用电量情况 (千瓦时/人, %)	5
图 4 各行业用电同比增速贡献率 (%)	6
图 5 2023 年第三产业子板块用电同比增速贡献率 (%)	6
图 6 第三产业中细分板块用电量增速与 GDP 增速对比 (%)	7
图 7 工业及制造业细分领域历年用电量增速 (%)	8
图 8 制造业细分领域用电量占制造业百分比 (%)	8
图 9 制造业中细分板块用电量增速 (%)	8
图 10 2024 年 6 月极端气温实例 (°C)	9
图 11 2024 年 2 月极端气温实例 (°C)	9
图 12 国内气温与用电量变化 (万千瓦时, °C)	9
图 13 全国发电装机总量及增速 (GW, %)	11
图 14 电力业务许可证办理流程	11
图 15 截止 2023 年主要 A 股电力公司装机量 (万千瓦, %)	13
图 16 历年各电源发电量 (亿千瓦时)	13
图 17 截止 2023 年底全国装机总量结构 (%)	13
图 18 发电设备年利用小时数 (h)	16
图 19 截止 2023 年底全国电力装机分布 (万千瓦)	17
图 20 截止 2023 年底装机 TOP10 省份 (万千瓦, %)	17
图 21 全国弃光率、弃风率 (%)	18
图 22 美国加州 2015-2023 年春季鸭子曲线变化 (GW)	18
图 23 电力交易中心交易电量及结构 (亿千瓦时)	18
图 24 电力交易中心交易电量占全社会用电量比重 (%)	18
图 25 电力市场构建主要内容	19
图 26 SW 电力行业 P/E	20
图 27 SW 电力行业 P/B	20
图 28 电力行业近 12 个月算术平均分红比例 (%)	20
表 1 电力需求发展测算	10
表 2 截止 2023 年底五大六小及下属主要 A 股电力公司 (亿元, %)	12
表 3 国内发电量测算	14

1.需求侧：电力消费稳中有升，抗周期波动能力强

1.1.需求侧：近年电力弹性系数上升，用电需求增速高于 GDP 增速

用电需求与经济增长波动具有一定相关性，近年来用电需求对经济波动防御性显现。从趋势上，经济增长与全社会用电量的变化存在一定趋同性，但两者波动幅度在众多年份相差较大，即电力弹性系数存在差异。电力弹性系数是反映用电量较经济波动变动幅度的指标，即为用电量增速/相应 GDP 增速。电力弹性系数大于 1 体现较高弹性，大于 0 小于 1 反映弱弹性，小于 0 体现负弹性。高弹性可体现电力需求相较于全社会经济增速有提升，在经济平稳增长的过程中体现成长性与稳定性兼顾的特征。

图1 GDP 与电力需求关系 (%)



资料来源：ifind，东海证券研究所

通过对过去 20 年社会用电数据的观察，我们得出以下结论：

1) **前期**：全社会用电量防御性差，体现在其较 GDP 波动大，且经济下行期波动明显高于上升期，全社会用电量系数大部分时间低于 1。主要原因在于第二产业对于全社会用电量影响较大，而第二产业中高用电量的高耗能产业多为上游工业原材料制备加工，这些产业作为工业上游环节受长鞭效应影响，较其他环节受 GDP 下行影响波动更大。第三产业、居民用电大部分时间增速较高，波动较弱，且第三产业电力弹性系数大部分时间大于 1。

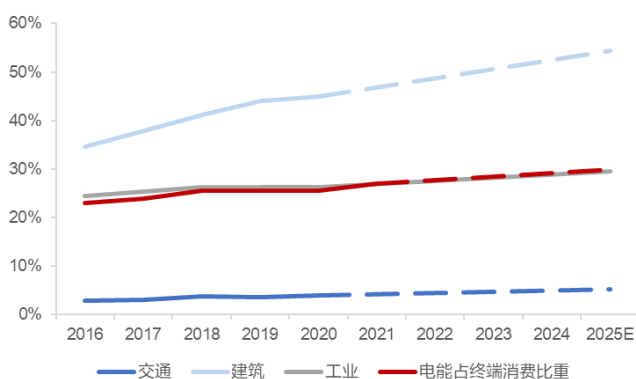
2) **2020 年-至今**：全社会用电量防御性明显上升，用电增速持续高于经济增速。而近几年全社会电力弹性系数始终稳定高于 1，且 2023 年稳定性及量均上升明显。2023 年国内全社会用电量增速为 6.70%，电力弹性系数为 1.29，主要原因在于第三产业及居民用电量的支撑作用。2024Q1 用电量增速及电力弹性系数继续上升，全社会用电量增速为 9.80%，电力弹性系数为 2.35。

1.2.因素拆解：电气化+用电结构调整+气候变化

1.2.1.电力需求动力来源一：终端能源消费电气化

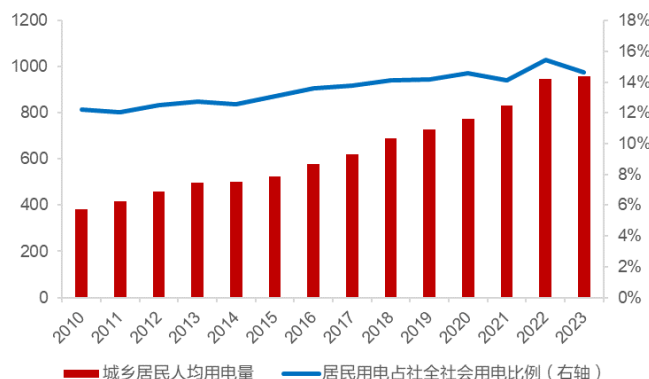
工业电气化持续提升电力需求。电气化发展是实现双碳目标的重要途径，工业、建筑、交通等领域是碳减排的重点。2020 年，工业、建筑、交通部门电气化率分别为 26.2%、44.9%、3.9%。根据中电联数据显示，2023-2025 年，工业领域通过电炉钢等电能替代技术及装备应用，电气化率预计达到 28.2%-30.6%；建筑领域通过推广建筑光伏一体化等，电气化率预计达到 51.4%-55.9%；交通领域通过新能源、氢燃料电池汽车全面替代传统能源汽车等，电气化率预计达到 4.8%-5.5%。到 2030 年，伴随着工业、建筑、交通等终端用能部门电能替代不断加强，我国电气化进程将由目前的电气化中期成长阶段，进入电气化中期转型阶段，带动电能占终端能源消费比重由 2021 年的 26.9%到 2030 年的 35%左右。

图2 基础情景下电气化率预测 (%)



资料来源：中电联，东海证券研究所

图3 城乡居民用电量情况 (千瓦时/人, %)



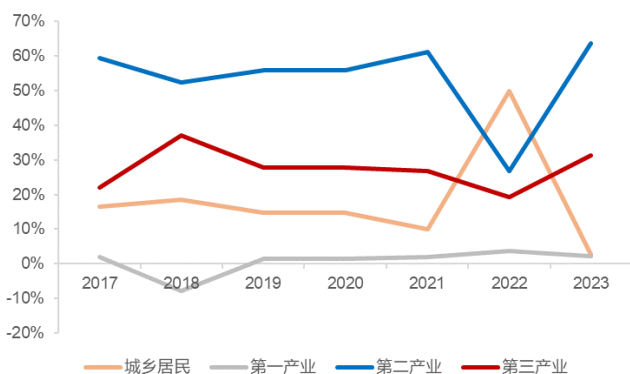
资料来源：Wind，东海证券研究所

居民用电持续抬升及电气化。电气化及生活水平提升持续抬升了居民用电量，且大部分需求较为刚性，受经济影响波动较低。城乡居民人均用电持续上升，2023 年达到 959.37 千瓦时/人，同比+1.33%，城乡居民用电在全社会用电量中比重持续上升，2023 年占比 14.66%。其中，城镇居民用电略高于乡村，2023 年占比 55.25%，相对较低的增长波动性体现了需求韧性；而乡村居民用电量具有较高增速，成长性主要受益于电气化。2020 年农业农村电气化率为 35.2%，较 2016 年的 26.0%提升显著。据中电联预测，2023-2025 年农业农村电气化率预计达到 42.2%-47.6%。

1.2.2. 电力需求动力来源二：第三产业蓬勃发展

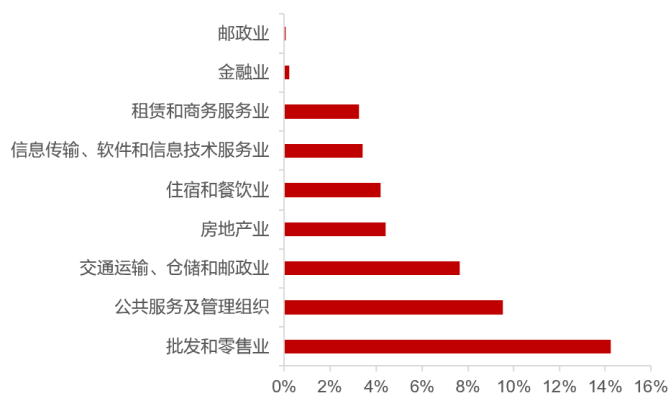
第三产业用电持续抬升，呈现一定抗周期性。第三产业用电量部分反应了经济波动导致的消费变动，但是实际具有一定背离。据图 4 可见，第三产业用电量增速贡献率略低，但波动整体较第二产业更小。而近几年疫情影响第三产业生产经营，第三产业短期波动较大，造成电力增速贡献回落，但目前第三电力增速贡献率处于上升通道中。

图4 各行业用电同比增速贡献率（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

图5 2023年第三产业子板块用电同比增速贡献率（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

2023年国内第三产业用电量增速为12.2%，电力弹性系数达到2.10。从细分板块来看，批发零售业、住宿餐饮业、租赁和商务服务业、交运和仓储及邮政业等用电量增速明显，且这几个子行业电力弹性系数处于近年高位。

2024Q1第三产业用电量及电力弹性系数继续高位上升，第三产业用电量增速为9.80%，电力弹性系数达到2.90。从细分板块来看，批发零售业、住宿餐饮业、租赁和商务服务业、房地产业、信息传输、软件和信息技术服务业等用电量增速继续高位上升。批发零售业、住宿餐饮业、房地产业、信息传输、软件和信息技术服务业等电力弹性系数均超过2，显示出第三产业对电力拉动作用不断放大。

图6 第三产业中细分板块用电量增速与 GDP 增速对比 (%)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024Q1
用电量增速						
批发和零售业	10.97%	1.39%	22.30%	5.07%	17.57%	22.02%
其中：充换电服务业	129.78%	72.03%	86.14%	38.15%	58.24%	70.61%
住宿和餐饮业	6.89%	-6.40%	21.76%	2.56%	16.51%	17.37%
租赁和商务服务业	13.36%	3.20%	23.25%	6.08%	16.41%	19.70%
交通运输、仓储和邮政业	9.28%	0.01%	13.63%	2.44%	14.25%	9.64%
其中：电气化铁路	7.33%	-4.03%	13.82%	-2.94%	26.03%	12.14%
房地产业	11.25%	0.32%	20.05%	3.57%	10.12%	14.80%
信息传输、软件和信息技术服务业	16.67%	23.26%	14.45%	2.32%	9.63%	14.53%
公共服务及管理组织	7.89%	0.49%	18.70%	5.62%	8.80%	7.86%
金融业	3.25%	-1.19%	7.90%	3.43%	3.68%	13.10%
GDP增速						
批发和零售业	5.60%	-0.90%	11.00%	2.50%	6.20%	6.00%
住宿和餐饮业	5.50%	-16.80%	15.60%	-2.80%	14.50%	7.30%
交通运输、仓储和邮政业	6.50%	0.80%	15.10%	0.70%	8.00%	7.30%
房地产业	2.60%	1.30%	3.50%	-3.90%	-1.30%	-5.40%
金融业	6.60%	5.90%	4.00%	3.10%	6.80%	5.20%
电力弹性系数						
批发和零售业	1.96	-1.54	2.03	2.03	2.83	3.67
住宿和餐饮业	1.25	0.38	1.40	-0.91	1.14	2.38
交通运输、仓储和邮政业	1.43	0.02	0.90	3.49	1.78	1.32
房地产业	4.33	0.25	5.73	-0.92	-7.78	-2.74
金融业	2.03	-4.97	0.51	0.90	1.85	0.40

资料来源：ifind，东海证券研究所

解析近年来第三产业用电量增速及电力弹性系数不断增高的原因，大致如下：

1) 第三产业发展状态短期受经济波动影响小。不同于工业开工率受环境影响易大幅调整，从而导致第二产业用电量大幅改变的情况，除疫情造成无法正常经营外第三产业用电量短期受经济波动影响小。第三产业用电量本质反映第三产业的生产而不是消费情况，而经济短期波动主要会影响边际的居民消费，但交运、酒店、餐饮、零售等需要持续经营的服务业不会因边际消费的变化而大幅改变营业状态，因此第三产业业绩波动对实际用电量的影响较小。

2) 第三产业电气化及消费方式、消费态度改变。由于电动汽车渗透率持续提升，充换电服务业发展迅速，用电量增速处于高位，2023 年用电量增速达到 58.24%。2024 年 Q1 充换电服务业用电量为 1755303.00 万千瓦时，在批发与零售业用电量中占比达到 19.06%，用电量增速达到 70.61%。

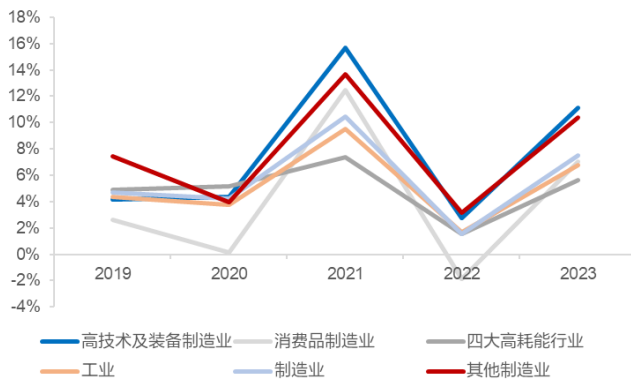
1.2.3. 电力需求动力三：消费及生产变化带来产业结构调整

产业升级助推高端制造，带来新用电需求。制造业是第二产业用电量的主要来源，制造业占工业用电量比重近年来稳定微升，2023 年达到 76.29%。细分板块来看，四大高能耗行业需求稳定微涨，奠定需求稳定基础。高端制造发展用电量增速居前，是向上的主要动力。消费品制造业用电受周期影响波动最大，回暖趋势明显。

1) 虽然受能耗双控及工业领域碳达峰目标影响，四大高耗能行业（化工、建材、钢铁冶炼、有色金属冶炼）用电需求放缓，用电量在制造业中比重逐年稳步下降，由 2018 年的

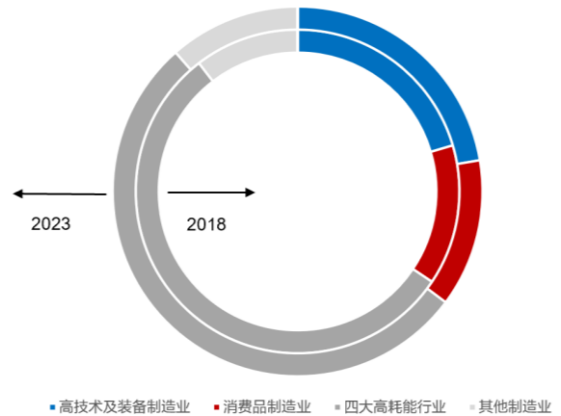
55.16%降至 2023 年的 53.31%。但由于经济发展刚要求及电气化发展，四大高耗能行业在用电量上继续保持微升趋势，2023 年同比+5.62%，为第二产业用电量增长奠定基础；

图7 工业及制造业细分领域历年用电量增速（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

图8 制造业细分领域用电量占制造业百分比（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

2) 高端制造发展为第二产业用电量上升提供动能。随着产业升级及能源转型，我国在高端制造方向发力明显，新能源汽车、光伏及风电设备等行业处于全球领先水平，助推高技术及装备制造业用电量快速上升，2023 年用电量为 10178.02 亿千瓦时，在制造业中比重持续上升，由 2018 年的 20.43%升至 2023 年的 22.32%。用电量增速同样处于各板块前列，2023 年同比+11.12%。

从细分板块来看，电源侧能源转型促进风电、光伏装备制造行业飞速发展。相应用电需求大幅攀升，2023 年增速分别为 21.86%、76.68%，2024Q1 分别达到 12.22%、73.15%；用电侧终端消费电气化助推新能源汽车制造业发展，新能源车整车制造用电量快速增长，2023 年增速为 34.10%，2024Q1 仍有 15.63%。另外，新能源汽车保有量的增长还带动了下游充换电服务业的发展。

图9 制造业中细分板块用电量增速（%）

	2019	2020	2021	2022	2023	2024Q1
高技术及装备制造业						
医药制造业	5.79%	6.58%	11.71%	7.79%	10.99%	10.03%
通用设备制造业	1.63%	6.99%	16.12%	-3.16%	6.57%	10.24%
其中：风能原动设备制造	74.24%	73.76%	25.45%	7.85%	21.86%	12.22%
专用设备制造业	10.29%	0.06%	11.56%	-1.92%	5.21%	9.31%
其中：医疗仪器设备及器械制造	5.71%	16.44%	24.78%	13.37%	12.74%	17.58%
汽车制造业	2.83%	14.74%	14.49%	4.89%	16.41%	15.33%
其中：新能源车整车制造	14.74%	11.92%	46.41%	71.15%	34.10%	15.63%
电气机械和器材制造业	7.14%	10.13%	23.78%	20.21%	28.61%	30.96%
其中：光伏设备及元器件制造	29.30%	144.99%	89.38%	115.10%	76.68%	73.15%
计算机、通信和其他电子设备制造业	6.72%	16.00%	19.78%	5.76%	10.27%	16.87%
下游第三产业						
信息传输、软件和信息技术服务业	16.67%	23.26%	14.45%	2.32%	9.63%	13.10%
其中：互联网及相关服务业	16.99%	27.43%	13.09%	7.59%	13.83%	18.76%
充换电服务业	129.78%	72.03%	86.14%	38.15%	78.28%	70.61%

资料来源：ifind，东海证券研究所

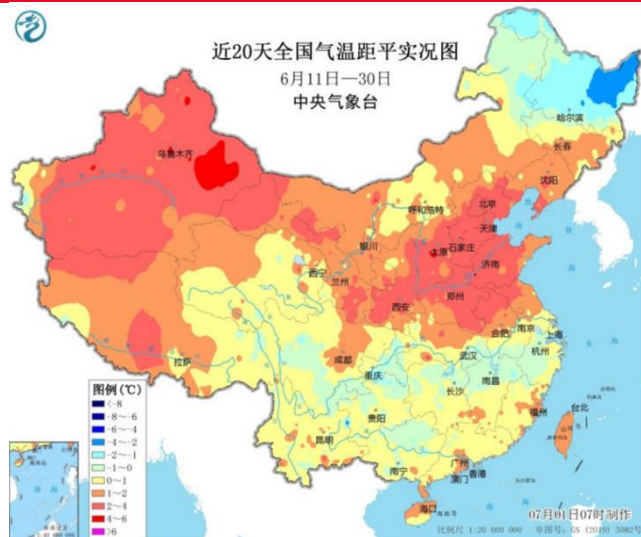
1.2.4. 电力需求动力四：极端天气提升居民及工商业用电

全球极端气候及全球变暖造成冬夏两季用电量升高。受全球变暖及厄尔尼诺现象影响，2023 年的全球平均地表气温达到 14.98 摄氏度，2023 年成为自 1850 年有记录以来地球最

热的年份，自6月至12月的每个月都比往年同月份平均气温要高。2024年三重厄尔尼诺有转向拉尼娜现象的可能性，但全球气候变暖可能导致近年夏季气温继续维持在高温。

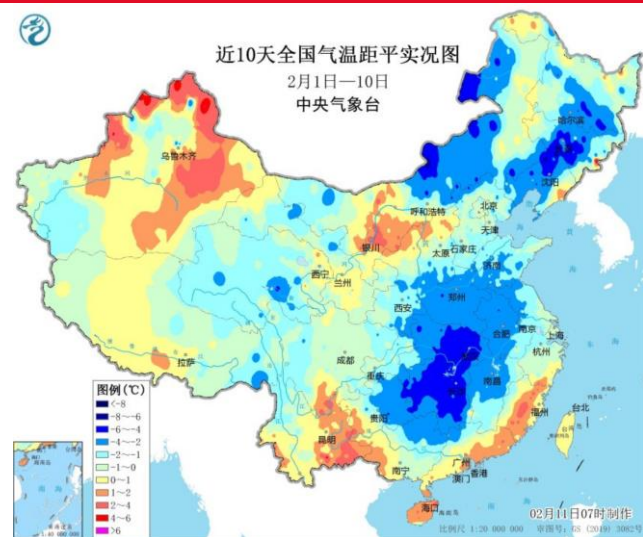
今年国内夏季高温迹象已初步显现。据中央气象台预测，从7月初来看，预计未来15-30天全国大部地区气温接近常年同期到偏高，其中内蒙古中部、四川西部、青海南部、西藏等地偏高1-2摄氏度。

图10 2024年6月极端气温实例(°C)



资料来源：中央气象台，东海证券研究所

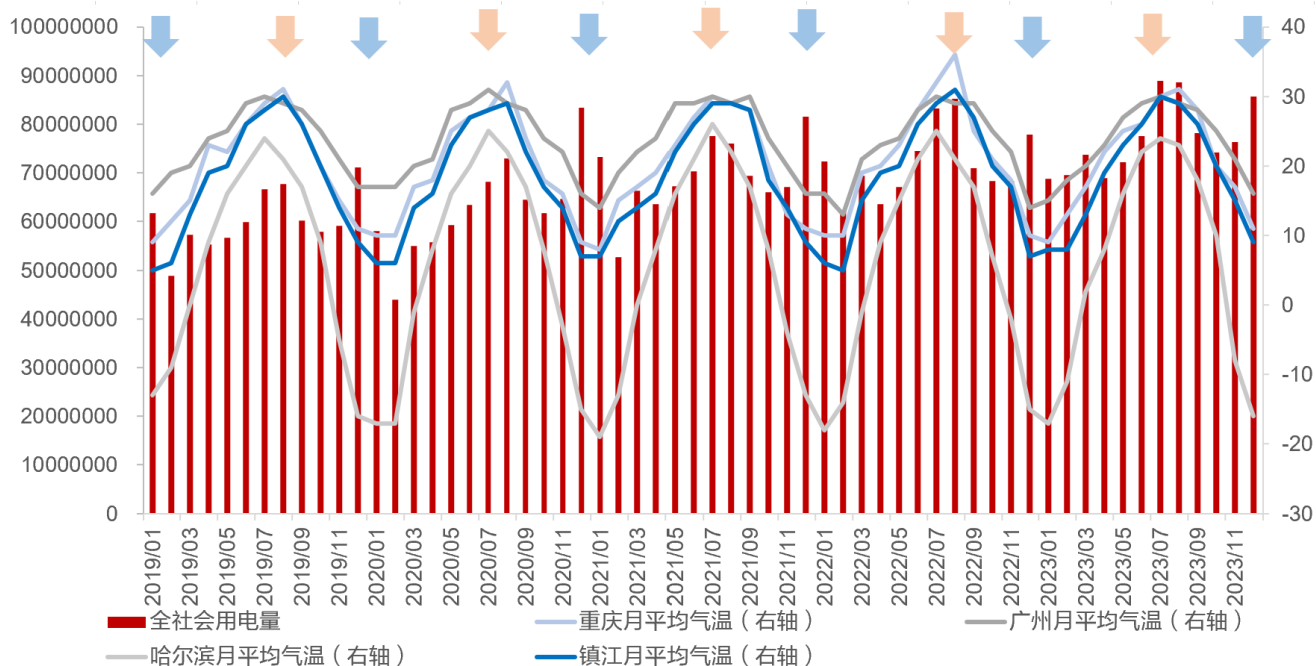
图11 2024年2月极端气温实例(°C)



资料来源：中央气象台，东海证券研究所

气温是影响电力需求的重要因素，且增长独立于经济波动。除工业用电外，夏季民用、商用降温电器以及冬季无集中供暖区域的取暖电器都会对电网产生巨大负荷，众多年份冬夏电力保供是重点工作任务，极端天气下电力降温或者取暖是关乎人身健康安全的民生保障。复盘历史，选取中部、东部、南部、北部四个城市为例可以发现，国内每年七到八月、十一到一月平均气温为极值状态，在此区间全社会用电量较其他月份呈现明显上升态势。由此可见，在独立于经济波动这个变量之外，冬夏季极端天气会对电力需求造成助推作用。

图12 国内气温与用电量变化(万千瓦时, °C)



资料来源：世界农业展望局，Wind，东海证券研究所

1.3. 电力需求预测：预计维持平稳发展，增速高于 GDP

通过将电力需求拆分为第一、二、三产业用电量以及居民用电量，由于各行业用电量与各行业 GDP 之间存在一定的关系，因此测算逻辑为：

某行业用电需求=行业去年用电量*行业用电需求增速

=行业去年用电量*（行业 GDP 增速*行业电力弹性系数）

电力预测核心假设：1: GDP 增速：假设 2024-2030 中国 GDP 年均增速在 5% 左右波动，第一、二、三产业 GDP 增速围绕历史值略微波动，其中第三产业 GDP 增速近年处于高点。2024 年 GDP 增速为 5%，后续略微下降，2030 年 GDP 增速为 4.72%。

2. 电力弹性系数：2024 全社会用电量弹性系数为 1.37，第一、二、三产业用电量弹性系数分别为 2.90、1.20、2.50，处于历史高位。后续 2025-2030 年弹性系数围绕历史值波动进行假设。

3. 居民用电量增速：由于无法和 GDP 增速建立联系，直接对城乡居民用电量增速进行假设，2024-2026 居民用电量增速分别为 4.18%/5.87%/6.51%，后续居民用电量增速围绕历史值波动进行假设。

假设结果：2024 年/2025 年/2026 年/2030 年的全社会用电量预计为 98556.06/104804.70/111150.67/137106.96 亿千瓦时，年同比增速分别为 6.85%/6.34%/6.06%/5.10%。由于国内经济持续处于平稳增长状态，同时受终端电气化等因素影响，电力弹性系数保持在大于 1 的平稳区间内。因此 2024-2030 年之间国内电力需求预计处于平稳发展状态，为电力发展抗周期及成长性打下基础。

表1 电力需求发展测算

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2030E
历年用电量（亿千瓦时）							
第一产业	1023.00	1146.00	1278.00	1355.83	1468.03	1577.95	2177.27
第二产业	56131.00	57001.00	60745.00	64025.23	66469.07	69242.83	82689.35
第三产业	14231.00	14859.00	16694.00	19085.42	21950.96	24442.17	33760.38
居民用电	11743.00	13366.00	13524.00	14089.59	14916.65	15887.72	18479.97
全社会用电量	83128.00	86372.00	92241.00	98556.06	104804.70	111150.67	137106.96
历年用电量增速（%）							
第一产业	19.09%	12.02%	11.52%	6.09%	8.28%	7.49%	8.40%
第二产业	9.60%	1.55%	6.57%	5.40%	3.82%	4.17%	4.32%
第三产业	17.74%	4.41%	12.35%	14.33%	15.01%	11.35%	7.16%
居民用电	7.25%	13.82%	1.18%	4.18%	5.87%	6.51%	4.55%
全社会用电量	10.68%	3.90%	6.80%	6.85%	6.34%	6.06%	5.10%
历年 GDP（亿元）							
第一产业	83216.45	88207.00	89755.20	91640.06	94673.35	97627.15	110200.40
第二产业	451544.08	473789.90	482588.50	504304.98	521804.37	542154.74	637298.92
第三产业	614476.45	642727.10	688238.40	727674.46	773008.58	817997.68	1009613.59
GDP 总量	1149236.98	1204724.00	1260582.10	1323619.50	1389486.29	1457779.57	1757112.92
历年 GDP 增速（%）							

第一产业	7.07%	4.20%	4.10%	2.10%	3.31%	3.12%	3.11%
第二产业	8.67%	2.60%	4.70%	4.50%	3.47%	3.90%	4.08%
第三产业	8.49%	3.00%	5.80%	5.73%	6.23%	5.82%	5.30%
GDP 总量	8.45%	3.00%	5.20%	5.00%	4.98%	4.92%	4.72%

历年电力弹性系数

第一产业	2.70	2.86	2.81	2.90	2.50	2.40	2.70
第二产业	1.11	0.60	1.40	1.20	1.10	1.07	1.06
第三产业	2.09	1.47	2.13	2.50	2.41	1.95	1.35
全社会用电量	1.26	1.30	1.31	1.37	1.27	1.23	1.08

资料来源: ifind, 东海证券研究所

2.电力供应：长期供需平衡，格局稳定壁垒强

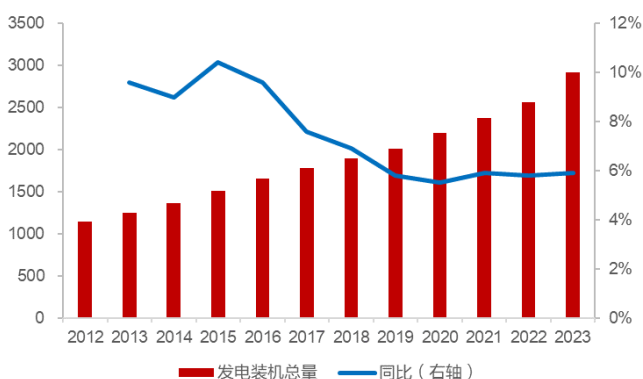
2.1.供应端：供应稳中有升，新能源比例不断提升

2.1.1.供应量：电力保供及项目审批确保供应稳中有升

政策：能源安全问题凸显，电力保供重要性提升。能源安全属于总体国家安全的重要范畴，其中电力是重要基础产业，关系国计民生和经济发展全局。近年来随着全球能源结构由以传统石化为主向清洁能源转型，叠加全球政治格局变化，能源安全与电力保供重要性进一步凸显。国家能源局于 2021 年 12 月印发《电力安全生产“十四五”行动计划》，要求提升能源转型安全保障能力，强化电力供应安全保障；2023 年 12 月，能源局召开 2024 年全国能源工作会议，再次提出要扛牢能源安全首要职责，全力抓好能源增产保供，持续提高能源资源安全保障能力。

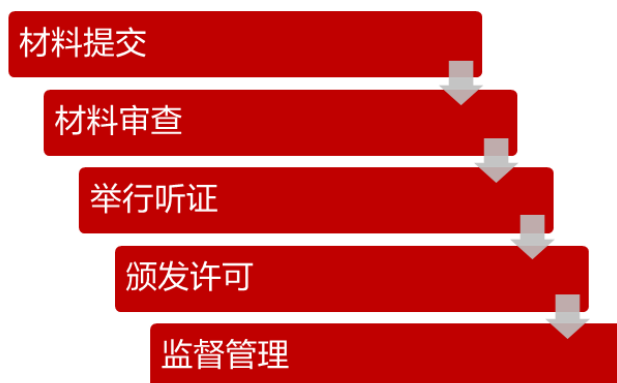
供应增长状态：装机量逐年稳步提升。国内发电装机总量逐年提升，近年增速整体向上。2023 年国内装机总量 2919.65GW，同比增长 13.9%，预计 2024 年国内发电装机总量有望继续增长。

图13 全国发电装机总量及增速 (GW, %)



资料来源: Wind, 东海证券研究所

图14 电力业务许可证办理流程



资料来源: 司法部, 东海证券研究所

供应壁垒：严监管下央企国企主导，准入机制较严。作为重要基础性行业，电力行业在公司准入及项目审批方面都较为严格，形成以央企国企为主导的格局。以申万分类中火力、光伏、水力、核力、风力发电为口径，包括 4 家无实控人上市公司在内，68 家上市企业中央企占比 35.29%，地方国企占比 45.59%，民企占比仅 13.24%。

1) 公司准入: 2020年12月, 国家能源局印发《电力业务许可证监督管理办法》, 要求除国家能源局规定的豁免情形外, 任何单位或者个人未取得电力业务许可证(发电类、输电类、供电类), 不得从事相应的发电、输电、供电业务(含增量配电业务)。

2) 项目审批: 发电企业项目审批较为复杂, 考验政府沟通协调能力及融资能力。发电企业立项包括可行性研究、发改委立项、各部门专题报告编制、多部门审批(环保、用地、上网资质、税务等)等流程。

2.1.2. 供应格局: 央国企主导形成上市公司矩阵, 竞争格局稳定

央国企主导, 电力行业竞争格局稳定。 电力行业作为涉及到国家能源安全的公用事业行业, 对于招标能力、资金实力、牌照资质等都有较强壁垒, 国央企集团在行业中具有天然优势。随着电力市场化改革以及市场化竞争, 形成了五大六小的格局。五大: 国家能源集团、国家电投、华能集团、华电集团、大唐集团组成的“五大电力央企”, 六小: 三峡集团、中广核、中核集团、中节能、华润电力、国投电力。

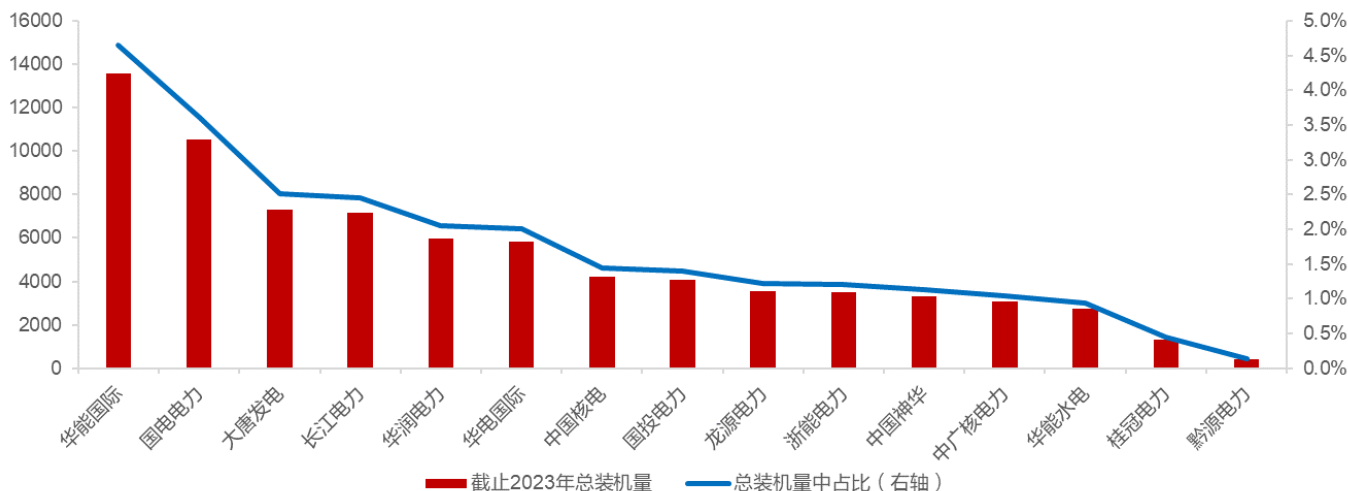
A 股电力上市公司围绕五大六小展开, 形成协同效应。 A 股主要电力公司围绕集团进行分配形成协同效应, 包括各类型电源公司、相关电力投资、原材料、装备等, 覆盖所有 A 股电力公司。截止 2023 年底, 主要 A 股上市公司在全国装机总量中占比占据重要地位, 其中装机量最高的华能国际装机量 13565.50 万千瓦, 占全国装机量中占比 4.65%。

表2 截止 2023 年底五大六小及下属主要 A 股电力公司 (亿元, %)

央企名称	上市公司	总资产	资产负债率	营业总收入	营业收入同比	归母净利润	ROE
国家能源集团	中国神华	6301.31	24.08%	3430.74	-0.42%	596.94	14.88%
	国电电力	4578.99	73.92%	1809.99	-7.02%	56.09	11.83%
	龙源电力	2292.56	64.09%	376.42	-5.57%	62.49	9.12%
国家电投	吉电股份	767.51	74.29%	144.43	-3.42%	9.08	7.85%
	上海电力	1685.72	70.01%	424.02	8.03%	15.93	8.14%
中国华电	华电国际	2230.36	62.62%	1171.76	9.45%	45.22	9.34%
	黔源电力	159.99	58.56%	19.90	-23.83%	2.65	7.11%
中国华能	华电国际	2230.36	62.62%	1171.76	9.45%	45.22	9.34%
	华电国际	1952.39	63.78%	234.61	-0.51%	76.38	10.50%
	华能水电	3039.99	70.90%	1224.04	4.77%	13.65	-1.04%
大唐集团	大唐发电	472.80	55.36%	80.91	-23.85%	12.26	6.93%
	桂冠电力	3117.08	69.37%	264.85	11.23%	71.81	8.99%
三峡集团	三峡能源	5719.43	62.88%	781.12	13.43%	272.39	13.52%
	长江电力	5392.67	69.81%	749.57	5.15%	106.24	12.19%
中核集团	中国核电	4152.50	60.19%	825.49	-0.33%	107.25	9.76%
中广核	中国广核	420.87	58.23%	51.16	-2.37%	15.11	9.26%
中节能	节能风电	6301.31	24.08%	3430.74	-0.42%	596.94	14.88%

资料来源: ifind, 国际能源网, 东海证券研究所

图15 截止 2023 年主要 A 股电力公司装机量（万千瓦，%）



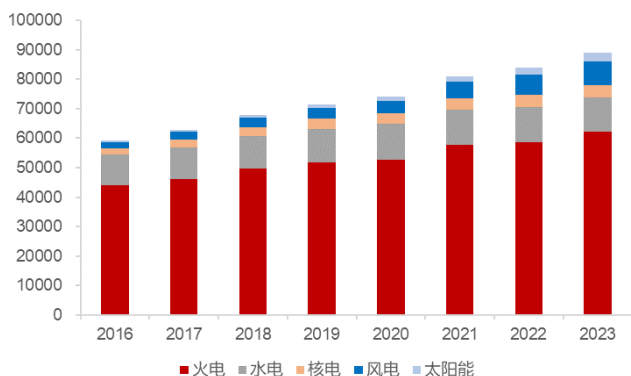
资料来源：安永，东海证券研究所

2.1.3. 供应结构：新能源比例大幅上升

装机量：新能源转型下风光占比快速提升。从新增装机来看，2023 年新增光伏装机达 216.02GW，同比+147.13%，在新增发电总装机量中占 58.53%。风电新增装机 75.66GW，在新增发电总装机量中占比 21.52%。从装机累计总量来看，国内风光已超越水电成为第二、第三大电源。光伏装机占比由 2020 年的 11.51% 上升至 2023 年的 20.88%，同比+9.36 pct。风电装机总量占比由 2020 年的 12.79% 上升至 2023 年的 15.12%，同比+2.33 pct。

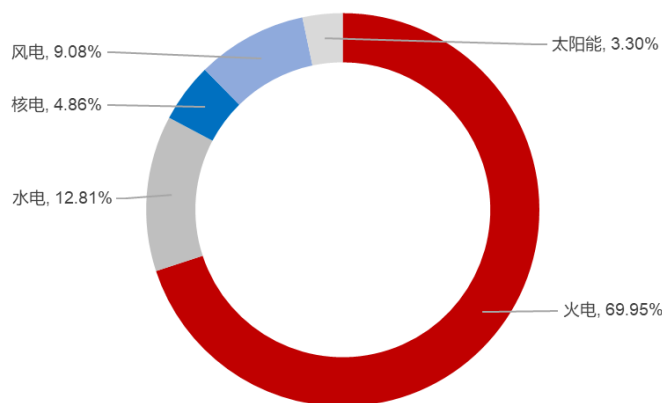
发电量：风光发电受环境制约，利用小时数低，从发电量角度装机空间依旧巨大。火电、水电、核电受外界制约低，几乎可以长时间持续发电。而光伏仅可在有日照环境发电，且光照弱时发电量低，风电需要一定风力条件下发电，二者的发电量实际偏低。2023 年，太阳能总发电量 2939.70 亿千瓦时，占发电总量比重 3.30%，在前五大电源中排名最末。风电总发电量 8090.50 亿千瓦时，占发电总量比重 9.08%。

图16 历年各电源发电量（亿千瓦时）



资料来源：ifind，国家能源局，东海证券研究所

图17 截止 2023 年底全国装机总量结构（%）



资料来源：国家能源局，东海证券研究所

2.2. 电力供应测算

已知将电力供给拆分为火电、水电、核电、风电、光伏，根据各自在电力发展规划中地位及发电规律进行假设，基本逻辑：

年电力供给=年实际装机量*年利用小时数

假设：1.火电装机容量假设：2024年/2025年/2026年新增装机分别为6265/5000/2500万千瓦，且由于碳达峰原因火电装机逐步减少，2030年新增装机0万千瓦。

2.水电装机容量假设：2024/2025/2026年新增装机分别为1398/1000/800万千瓦。由于《2030年前碳达峰行动方案》提出“十五五”期间新增水电装机容量4000万千瓦左右，因此假设2026-2030保持年新增装机800万千瓦水平。

3.核电装机容量假设：根据《“十四五”现代能源体系规划》以及目前核电项目装机进展，假设2024/2025/2026年新增装机分别为390/919/1023万千瓦。2026-2030年来看，《中国核能发展报告（2023）》蓝皮书显示，预计2030年前，我国在运核电装机规模有望成为世界第一。预计到2035年，我国核能发电量在总发电量的占比将达到10%左右，相比2022年翻倍。综合核电审批及施工进度预判，假设2026-2030年核电年新增装机在1206万千瓦左右。

4.风电装机容量假设：根据历史装机量及目前消纳形势，假设风电装机在8000-9000万千瓦左右波动，2024/2025/2026年新增装机分别为9000/8421/8712万千瓦，2030年新增装机9203万千瓦。

5.太阳能装机容量假设：根据历史装机量及目前消纳形势，假设太阳能装机在22000万千瓦左右波动，2024/2025/2026年新增装机分别为24000/21920/23336万千瓦，2030年新增装机25159.05万千瓦。

6.利用小时数假设：假设水电、核电、风电、太阳能利用小时数在近年历史数据左右波动。其中水电受气候影响波动较大，核电受检修等因素影响，风电、太阳能受气候影响略有波动。

假设结果：由于双碳指导下电力改革不断推进，叠加电力需求不断攀升，电力装机持续增长。预计2024-2030年之间国内电力需求预计处于平稳发展状态，2024年/2025年/2026年/2030年全国发电总量为102151.81/108157.59/114446.74/139435.54亿千瓦时，年同比增速分别为14.66%/5.88%/5.81%/4.97%。

表3 国内发电量测算

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2030E
装机容量（万千瓦）							
火电	129739.00	133328.86	139032.00	145297.00	150297.00	152797.00	154497.00
水电	39093.50	41405.65	42154.00	43552.00	44552.00	45352.00	48552.00
核电	5326.00	5552.92	5691.00	6081.00	7000.20	8023.20	12725.20
风电	32871.00	36563.79	44134.00	53134.00	61555.00	70267.00	103570.00
太阳能	30654.00	39268.24	60949.00	84949.00	106869.00	130205.00	228203.05
总装机容量	237777.00	256794.42	291965.00	333013.00	370273.20	406644.20	547547.25
新增装机容量（万千瓦）							
火电	4628	4471.00	6567.00	6265.00	5000.00	2500.00	0.00
水电	2349	2387.00	1034.00	1398.00	1000.00	800.00	800.00
核电	340	228.00	139.00	390.00	919.20	1023.00	1206.00
风电	4757	3763.00	7566.00	9000.00	8421.00	8712.00	9203.00

太阳能	5493	8741.00	21602.00	24000.00	21920.00	23336.00	25159.05
总新增装机容量	17,567.00	19,590.00	36,908.00	41,053.00	37,260.20	36,371.00	36,368.05
年利用小时数 (小时)							
火电	4448.00	4379.00	4466.00	4545.21	4433.54	4350.23	4396.06
水电	3622.00	3412.00	3133.00	3383.00	3286.00	3366.00	3200.00
核电	7802.00	7616.00	7670.00	7690.00	7655.00	7641.00	7815.00
风电	2232.00	2221.00	2225.00	2221.00	2236.00	2204.00	2219.00
太阳能	1281.00	1337.00	1286.00	1238.00	1206.00	1218.00	1210.00
总利用小时数	3817.00	3687.00	3592.00	3268.97	3075.78	2946.18	2634.02
发电量 (亿千瓦时)							
火电	57702.70	58531.30	62318.00	64616.74	65526.43	65926.50	67917.79
水电	11840.20	12020.00	11408.90	14497.17	14475.49	15130.84	15408.64
核电	4075.20	4177.80	4332.60	4496.34	4936.46	5661.52	9379.25
风电	5667.00	6867.20	8090.50	10401.83	12445.64	14142.76	21552.68
太阳能	1836.64	2290.00	2939.70	8139.73	10773.56	13585.11	25177.17
总发电量	81,121.80	83,886.30	89,090.80	102151.81	108157.59	114446.74	139435.54
用电端接受比	97.59%	97.12%	96.58%	96.48%	96.90%	97.12%	98.33%
全社会用电量	81121.80	83886.30	89090.80	102151.81	108157.59	114446.74	139435.54

资料来源: ifind, 国家能源局, 东海证券研究所

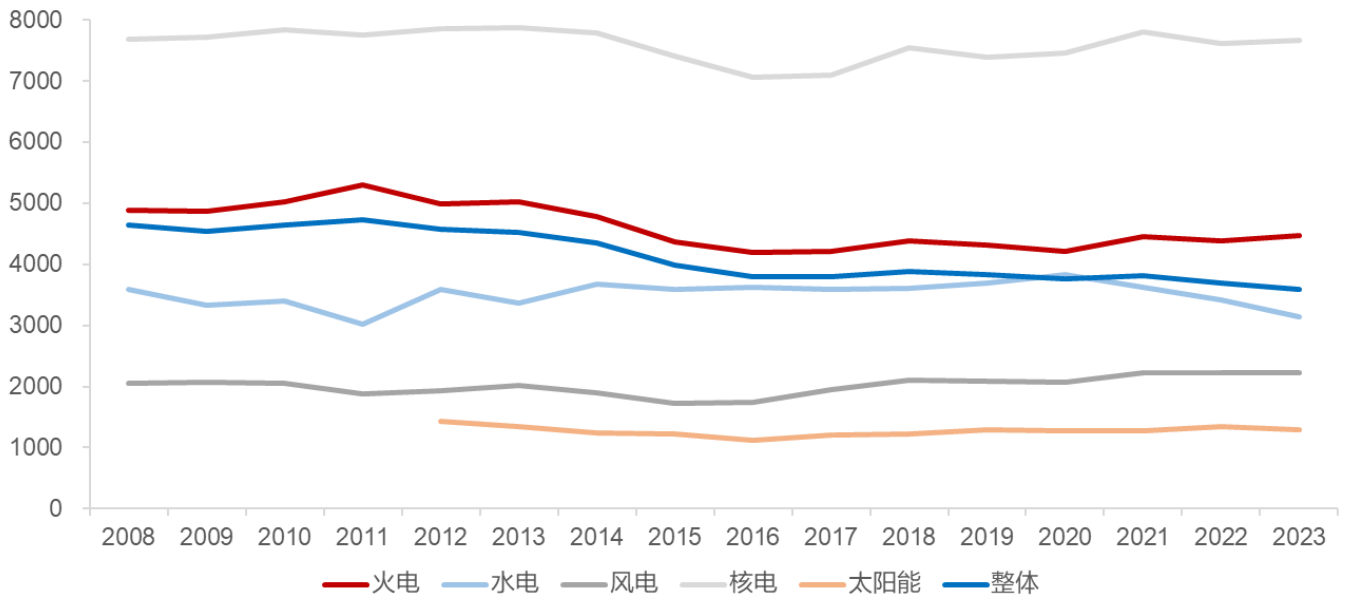
2.3.电力供需格局: 长期平衡, 时间及地域上存在紧平衡

2.3.1.供需格局直观反映指标: 发电设备年利用小时数

发电设备利用小时数反映电力供需关系。电力发电设备利用小时数即发电设备开工率, 在无政策等干预下可直观反映电力供需问题。其中, 电力供需情况与火电发电设备年利用小时数存在关联最明显, 因为相较水电、核电及不受人力控制的风光, 火电开机调最为灵活可调, 且火电由于节能减排等问题在电力使用中排序较低, 因此火电容易受其他电源挤出效应的影响。一般情况下火电机组年利用小时数越高, 反映电力需求越高。

在国内装机总量不断上升的前提下, **发电设备年利用小时数稳定, 可以反映供应端格局稳固态势。**2023年, 国内发电设备利用小时数 3592.00h, 较去年同比-95.00h, 整体态势稳定。拆分来看, 主要下降原因是由于水电和太阳能发电, 年利用小时数分别较 2022 年同比 -279.00 h、-51.00h, 水电利用小时数下降主要由于 2023 年来水量低迷导致水电减产, 而太阳能利用小时数也完全由气候、位置等光照决定, 因此这两个下降因子不能代表电力供需真实情况。同时从火电发电利用小时数来看, 2023 年火电利用小时数达到 4466.00 h, 同比 +87h。若剔除水电及太阳能发电小时数下降的扰动, 火电利用小时数仍处稳定状态。同时结合 2023 年各电源总装机容量较大, 增速达到近年高点 13.70%, 在装机大幅上升前提下火电利用小时数保持稳定, 反映出电力供需格局稳健。

图18 发电设备年利用小时数 (h)



资料来源: ifind, 东海证券研究所

2.3.2.2024 年电力供需紧平衡，长期维持平衡状态

电力供需格局保持平稳。根据电力供需两端测算发现，2024-2030 年间，电力供需预计保持平稳格局。1) 直接从量上来看，电力供应与需求直接对应，用电量/发电量在 96% 以上，与历史值相符合，反映发电量在负荷端正常损耗；2) 从利用小时数来看，各发电电源利用小时数保持稳定，与历史数据比较处于正常波动区间；3) 由于火电在电源端消纳次序排位较后，从火电利用小时数来看，火电利用小时数可以更好反映出电力供需问题。测算中火电利用小时数保持平稳，2024 年/2025 年/2026 年/2030 年火电利用小时数分别为 4545.21/4433.54/4350.23/4396.06 小时。

2024 年供需格局预计维持紧平衡。截止 2024 年前 4 个月，国内火电利用小时数 1448 小时，比上年同期增加 24 小时。以 2024 全社会用电量弹性系数为 1.37，GDP 增速 5% 来测算，2024 年全社会用电量预计为 98556.06 亿千瓦时。以 2024 年全国新增装机 41053 万千瓦，其中火电/水电/核电/风电/太阳能新增装机分别为 6265/1398/390/9000/24000 万千瓦来测算，全国发电量 102151.81 亿千瓦时。测算中火电利用小时数同比+79 小时，显示出供需紧平衡状态。

2.3.3. 电力供需在时间及地域存在局部不平衡

时间不平衡：夏季为用电负荷高峰时段，夏季我国降温用电负荷占比在三成左右，部分地区超过四成。据测算，当气温在 28 摄氏度以上时，气温每升高 1 摄氏度，全国制冷用电负荷就要增加 5000 万千瓦左右。由于 Q1 为传统装机淡季且叠加装机并网周期，一般新增装机以下半年居多。截至 2024 年 4 月底，全国累计发电装机容量约 300963 万千瓦，即新增 8998.00 万千瓦。同时预计 2024 年夏季最高用电负荷比 2023 年增加 1 亿千瓦左右，如果出现持续大范围极端高温天气，那么最高用电负荷可能增加 1.3 亿千瓦。**结合供需形势，预计 2024 年夏季时段全国电力供需形势总体偏紧。**

地域不平衡：受资源、人口、土地面积等限制，国内发电侧及负荷侧存在明显分配不平衡，近年内蒙古、新疆等地风光大基地建设进一步加剧用电供需的地域不平衡。从截止 2023 年底全国装机排名前 10 省份来看，除东南沿海广东、江苏、山东、浙江等高用电省份电力

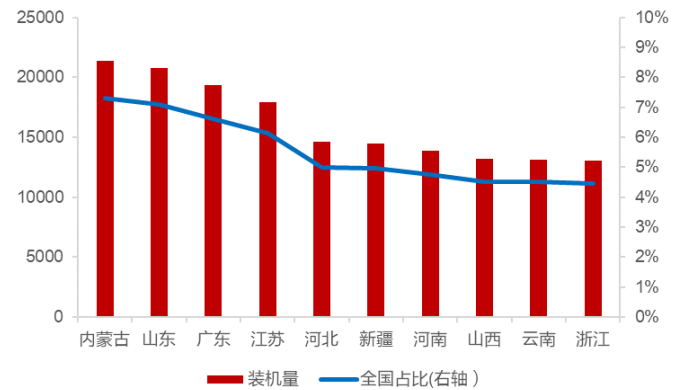
装机排名前列外,内蒙古装机量排名第一,达到 21338 万千瓦,占全国总电力装机量 7.31%。新疆装机量排名第六,为 14468 万千瓦,占全国总电力装机量 4.96%。云南装机为 13161 万千瓦,占全国总电力装机量 4.51%。电力供需地域间不平衡加剧供需紧张形势,风光大基地等地区电力消纳及外送成为后续电力工作重点方向。

图19 截止 2023 年底全国电力装机分布 (万千瓦)



资料来源: ifind, 国家能源局, 东海证券研究所

图20 截止 2023 年底装机 TOP10 省份 (万千瓦, %)



资料来源: 国家能源局, 东海证券研究所

3.政策端：电力改革+市值管理

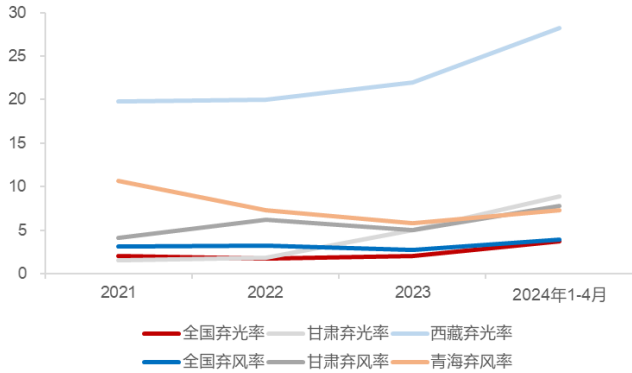
3.1.电力改革：盈利模式及消纳有望打开

3.1.1.电力体制改革加速推进

消纳问题凸显，倒逼电力体制改革。新能源特别是光伏出力时间与负荷用电时间矛盾，叠加出力不稳定性，造成电力浪费及电网稳定性压力。根据美国加州鸭子曲线可以看出，随着不同年份加州光伏装机量不断上升，加州电网内热电厂一天的净负荷曲线波动越大，造成了电网调峰压力。而国内光伏装机持续提升，也导致国内新能源装机上升过程中弃风率、弃光率逐步上升。2024 年 1-4 月，全国弃光率达到 3.70%，其中甘肃弃光率达到 8.90%，西藏弃光率 28.20%。新能源造成的电力负荷剧烈波动难以单纯依靠电化学储能等来解决，通过电力市场化交易才能引导负荷端消纳新能源发电。

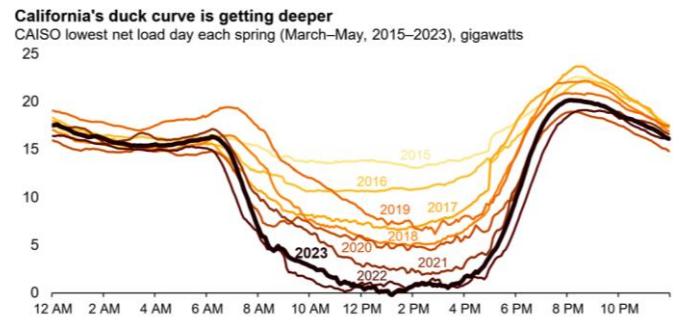
2023 年 7 月，中央全面深化改革委员会审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，强调要科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重。关于电力体制改革提出问题：适应新型电力系统的体制机制亟待完善。重点要求：1.完善满足新型电力系统灵活、高效、便捷互动的市场机制和价格体系；2.创新适应新能源低边际成本、高系统成本、大规模高比例发展的市场设计；3.各类调节性、支撑性资源的成本疏导机制尚需健全；4.各类调节性、支撑性资源的成本疏导机制尚需健全，输配电价、上网电价、销售电价改革有待进一步深化。

图21 全国弃光率、弃风率 (%)



资料来源: ifind, 东海证券研究所

图22 美国加州 2015-2023 年春季鸭子曲线变化 (GW)



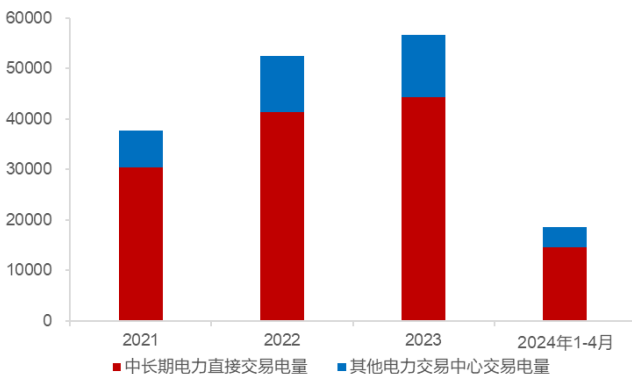
资料来源: EIA, 东海证券研究所

电力体制改革步伐明显加快。2024 年 1 月, 国家能源局表示继续落实 2023 年发布的《加快建设全国统一电力市场体系重点任务分工方案》。5 月 14 日, 国家发改委公开发布《电力市场运行基本规则》, 明确了电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等, 规则中还包含了电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等交易类型的详细规定。规则于 2024 年 7 月 1 日正式实行。5 月 23 日, 山东济南召开的中央企业和专家座谈会中, 电力体制改革再次被提及。

3.1.2. 电力改革展望: 绿电消纳为重点, 辅助价值、环境价值显现

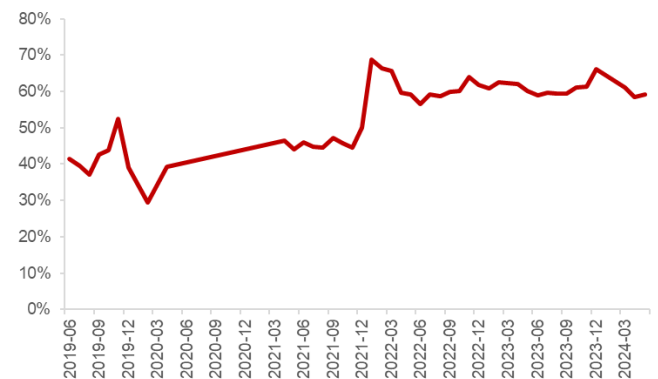
电力市场化交易逐步提升。2015 年国家发改委、国家能源局发表文件《关于推进电力市场建设的实施意见》, 其中提出: 逐步建立以中长期交易规避风险, 以现货市场发现价格, 交易品种齐全、功能完善的电力市场。本次意见的提出成为中国电力现货市场的正式开端。目前电力市场交易在电力行业中重要性持续提升, 电力市场交易在全社会用电量的比重在 2019 年 12 月当月为 38.98%, 2023 年 12 月达到 66.16%。从总量及结构来看, 2023 年全国各电力交易中心累计完成市场交易电量 56679.4 亿千瓦时, 同比+7.9%, 其中中长期电力直接交易电量合计为 44288.9 亿千瓦时, 同比+7%。2024 年 1-4 月, 全国各电力交易中心累计完成市场交易电量 18603.5 亿千瓦时, 同比+5.9%, 其中全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 14638.1 亿千瓦时, 同比+4.1%。

图23 电力交易中心交易电量及结构 (亿千瓦时)



资料来源: ifind, 东海证券研究所

图24 电力交易中心交易电量占全社会用电量比重 (%)



资料来源: ifind, 东海证券研究所

电力市场结构及运行逐步完善，带动电力行业价值重估。随着电力市场化多年运行及近期改革加快节奏，电力市场交易已经形成中长期交易、现货交易市场、辅助交易以及容量交易，另外在环境价值方面配套绿证交易市场的形态。

图25 电力市场构建主要内容



资料来源：国家能源局，东海证券研究所

现货交易：为短期电力合理配置和消纳提供路径，有望提升绿电消纳，从市场化降低弃电角度提升绿电消纳。另外，在用电负荷高峰，部分发电企业有望收获溢价。

辅助交易：调峰、调频、备用等辅助服务市场机制保障电能质量和电力系统安全稳定运行，促进新能源消纳。2024年2月，国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，预计后续火电、储能、抽水蓄能等辅助服务收入有望逐步打开，从盈利侧有望提升估值。

容量交易：容量交易的标的指在未来一定时期，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。容量交易确保投资辅助交易等模式的发电机组、储能盈利性，从而引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。后续政策逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，有望提升储能、调峰火电等盈利性，提升相应装机规模。

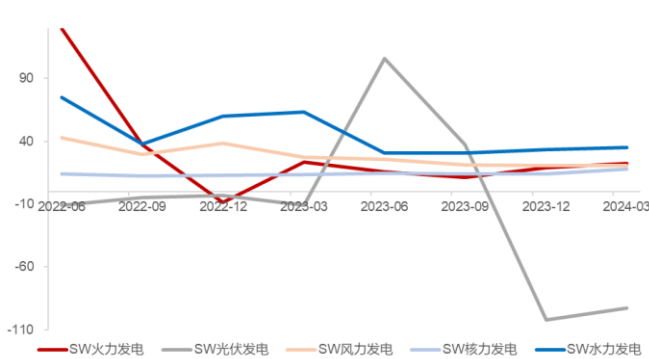
绿证交易：2024年6月，国家能源局发布了《关于启用国家绿证核发交易系统的公告》，要求切实提升绿证核发效率，推动绿证核发全覆盖，定于2024年6月30日正式启用国家绿证核发交易系统。新能源同时兼具电力使用价值及环保价值，但出力不稳定叠加环保价值得不到兑现影响了新能源电力消纳，造成新能源电力盈利及估值较低的问题。绿证将可再生能源电力环境效益兑换为经济收益的交易工具，绿证核发交易系统启动有望推进绿证交易，推动清洁能源电力环保价值实现兑换，有望从盈利性角度提升估值。

3.2.估值侧：政策助推+持续分红，估值仍有上升空间

从历史来看，电力行业整体估值水平仍有上升空间。中国电力龙头企业具有业绩强稳定性、高壁垒等优势，估值较历史水平仍有待提升，结合电力企业盈利向上，预计估值仍有上

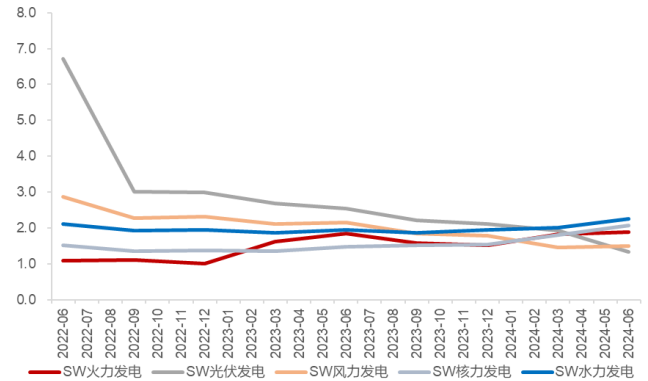
升空间。以季度来看，截止 2024 年 6 月 30 日，SW 火力发电/SW 水力发电/SW 光伏发电/SW 风力发电/SW 核力发电 P/E 分别为 41.28/23.93/38.84/21.03/20.22，SW 火力发电/SW 水力发电/SW 光伏发电/SW 风力发电/SW 核力发电 P/B 分别为 1.88/2.26/1.33/1.50 /2.08。

图26 SW 电力行业 P/E



资料来源：Wind，东海证券研究所

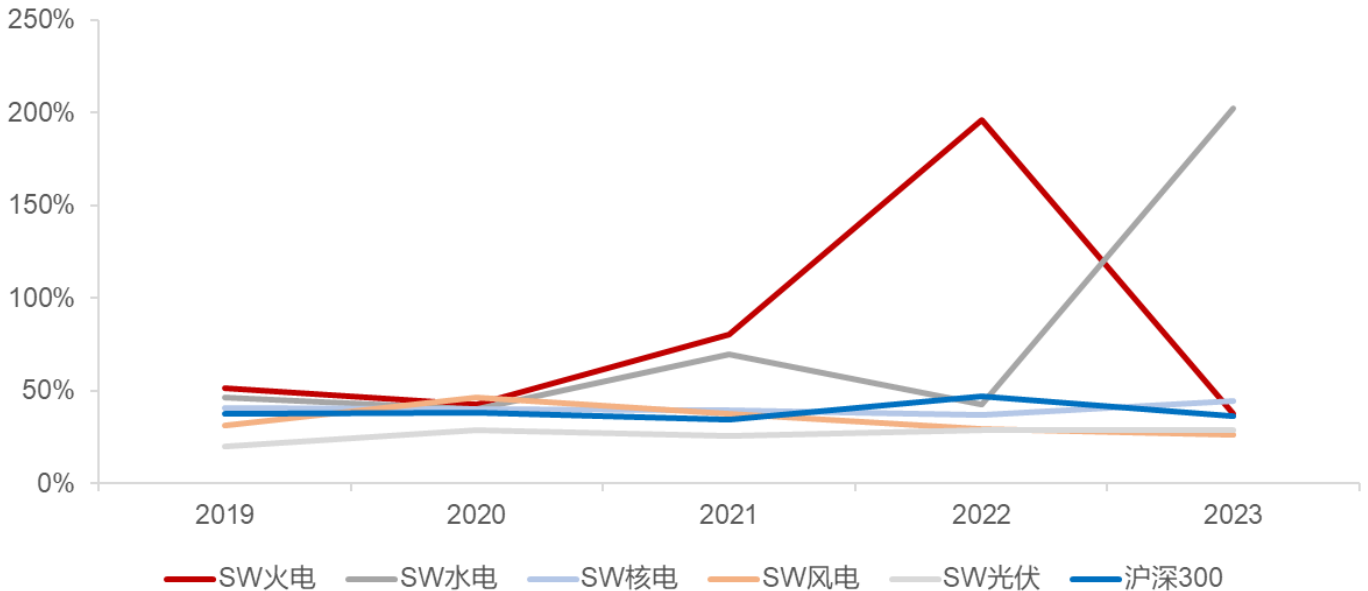
图27 SW 电力行业 P/B



资料来源：Wind，东海证券研究所

分红比例较高，防御性优势明显。截止 2023 年底，SW 火力发电/SW 水力发电/SW 核力发电/SW 风力发电/SW 光伏发电的算术平均分红比例分别达到 37.54%/202.67%/44.71%/26.44%/28.39%，而沪深 300 分红比例为 36.45%。火电、水电、核电 2023 年分红比例均高于沪深 300。龙头 A 股上市公司中，桂冠电力、中国神华、中国广核 2023 年分红比例比 77.16%、75.22%、44.26%。

图28 电力行业近 12 个月算术平均分红比例 (%)



资料来源：ifind，东海证券研究所

政策推动电力企业市值管理。2023 年证监会系统工作会议提出，要推动提升估值定价科学性有效性。2024 年 1 月 24 日，国资委宣布将进一步研究将市值管理纳入中央企业负责人业绩考核，引导中央企业负责人更加重视所控股上市公司的市场表现，及时通过应用市场化增持、回购等手段传递信心、稳定预期，加大现金分红力度，更好回报投资者。2024 年 1

月 29 日，国资委宣布 2024 年将全面推开上市公司市值管理考核，坚持过程和结果并重、激励和约束对等，量化评价中央企业控股上市公司市场表现，客观评价企业市值管理工作举措和成效。政策端从中国特色社会主义估值体系构建及央国企市值管理体系建设出发，后续相关企业估值有望进一步体现其价值。

4.投资建议

针对当下电力改革及电力供需形势，我们认为电力行业兼具成长性与防御性双重优势，建议关注电力行业相关机会，核心逻辑包括：

1) 需求侧：终端电气化等原因带动电力需求持续上升，且上升增速高于经济增速，属于需求稳定向上的行业；

2) 供给侧：电力行业作为能源安全贯彻的主体，具有进入壁垒，供需格局稳健。另外，龙头公司优势明显，电力转型为龙头企业装机量及结构优化创造基础；

3) 政策：电力体制改革为行业成长性打开空间。电力现货交易机制及绿证机制有望提升新能源消纳，环保价值有望获得兑现。同时辅助调峰等机制有望提升火电、储能等收益性。另外，从央国企市值管理政策及分红角度，电力行业防御性价值依旧突出。

建议关注：(1) 有望受益辅助交易及容量交易及夏季高温的火电龙头：华电国际、华能国际等；(2) 有望受益于夏季高温且盈利能力较强的水电龙头：长江电力、桂冠电力、华能水电等；(3) 有望受益于核电装机量提升的核电龙头：中国核电、中国广核等；(4) 有望受益于电力改革的绿电龙头：三峡能源、龙源电力等。

5.风险提示

(1) 经济增长不及预期：经济增长不及预期可能会导致第二产业用电量下降，从而可能对电力需求产生不利影响；

(2) 电力审批及建设超预期：火电、水电等审批建设超预期或者光伏等装机速度超预期可能造成电力总装机量过多，从而导致电源利用小时数下降，从而降低电源侧收入；

(3) 对电力消费较高行业增长不及预期：电力消耗较高行业如第三产业中的充换电服务业、第二产业中高耗能行业等发展不及预期，可能会造成电力弹性系数下降，从而可能会对电力需求产生不利影响；

(4) 电力改革进展不及预期：电力改革进展减慢或者效果不及预期可能对绿电消纳、辅助服务等造成不利影响，从而影响电源侧盈利。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内沪深 300 指数上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内沪深 300 指数波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内沪深 300 指数下跌幅度达到或超过 20%
行业指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于沪深 300 指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于沪深 300 指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对沪深 300 指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数达到或超过 15%

二、分析师声明:

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师,具备专业胜任能力,保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑,采用合法合规的数据信息,审慎提出研究结论,独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论,不受任何第三方的授意或影响,其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来,均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明:

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料,但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断,并不代表东海证券股份有限公司,或任何其附属或联营公司的立场,本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致,敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下,本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下,本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议,任何形式的保证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,本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有,未经本公司书面授权,任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明:

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构,已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者,参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构,注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址:上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 座机: (8621) 20333275
 手机: 18221959689
 传真: (8621) 50585608
 邮编: 200125

北京 东海证券研究所

地址:北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 座机: (8610) 59707105
 手机: 18221959689
 传真: (8610) 59707100
 邮编: 100089