

GUOTAI JUNAN FUTURES

乘势而上 革故鼎新

国泰君安期货2026年年度策略会

暨机构一站式服务平台发布仪式

2026年电力市场年度展望

刘鸿儒 国泰君安期货分析师

投资咨询从业资格号：Z0023466

日期：2025年12月23日



结论：供需宽松延续，区域电价分化

- 2025年，电力市场整体呈现供需宽松格局，全国电价普遍下行。供给端，1-10月全国电源设备完成装机容量约3.98亿千瓦，同比增长42.6%；同期发电机组利用小时为2619小时，较去年同期下降260小时，反映出发电能力较为充裕。需求侧，受暖冬及产业结构转型影响，全国用电量增速有所放缓，1-10月全社会用电量累计约8.62万亿千瓦时，同比增长5.1%。
- 展望2026年，电量供需宽松格局预计将延续。供给端，火电仍处于投产高峰期，全年新增装机预计约103GW，同比增12%；风电与光伏新增装机合计仍可达约300GW，同比负增长；水电与核电预计分别新增约23GW和12GW。需求侧产业转型持续；2026年虽仍为暖冬，但冬季与迎峰度夏期间用电需求预计略强于今年，电力消费弹性系数有望小幅上调至1.1左右。综合判断，全社会用电量增速预计将温和回升至约5.4%。
- 从电价维度看，电能量价格预计继续下行，而由于煤电容量电价的提升以及机制电价补偿的分摊，非电能量价格预计小幅上行。
- 重点区域来看：1) 广东：2025年电价显著下跌，2026年现货与月度中长期价格边际变化有限，下行压力集中于年度中长期一侧，若不考虑上游返利，终端电价预计下降15-20元/兆瓦时。2) 山东：受“136号文”影响，新增分摊费用难以向终端完全传导，预计中长期价格将大幅下降至330-340元/兆瓦时，现货价格中枢或下破300元/兆瓦时；考虑非电成本上升，终端电价降幅约在10-15元/兆瓦时。3) 蒙西：新能源定价影响力持续加强，下行趋势明确，叠加对应风险防范系数机制可能取消，新能源结算价格将失去保底支撑，带动用户侧电价下行。4) 山西：需求增速较快对电价形成支撑，电能量价格降幅有限，市场结构平衡费用的转移将带来额外非电成本，终端工商业用电价格有望出现小幅增长。

目录 CONTENTS

01

2025电力市场回顾

Review of the 2025 Electricity Market

03

重点区域电价展望

Power Price Outlook for Key Regions

02

2026电力供需展望

2026 Electricity Supply and Demand Outlook

04

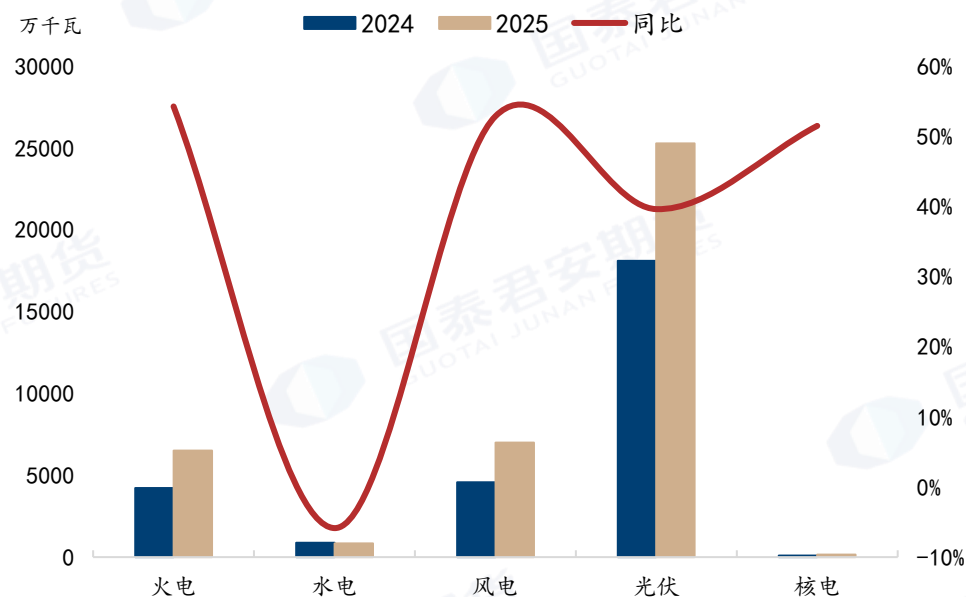
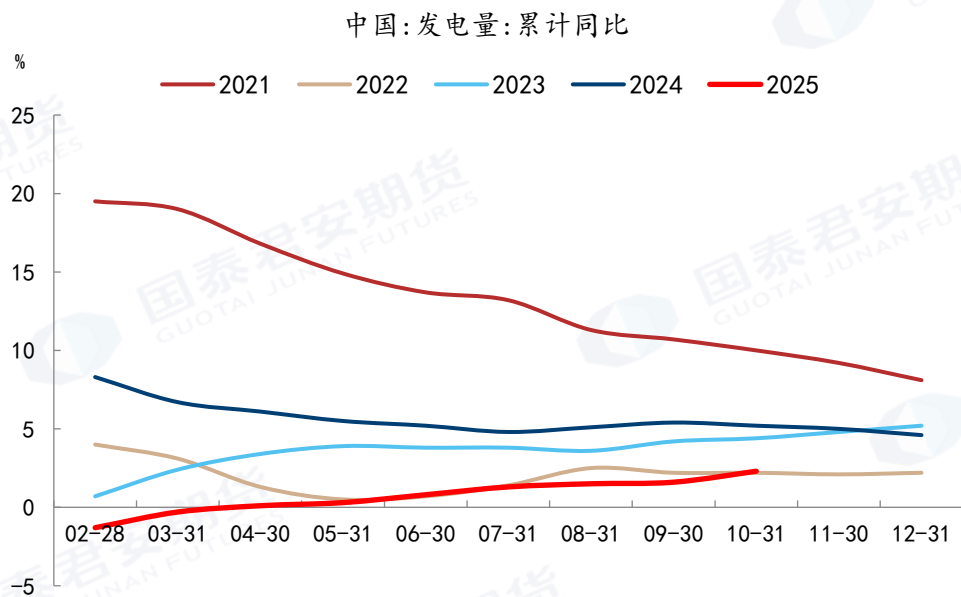
结论

Conclusion

01 . 2025电力市场回顾

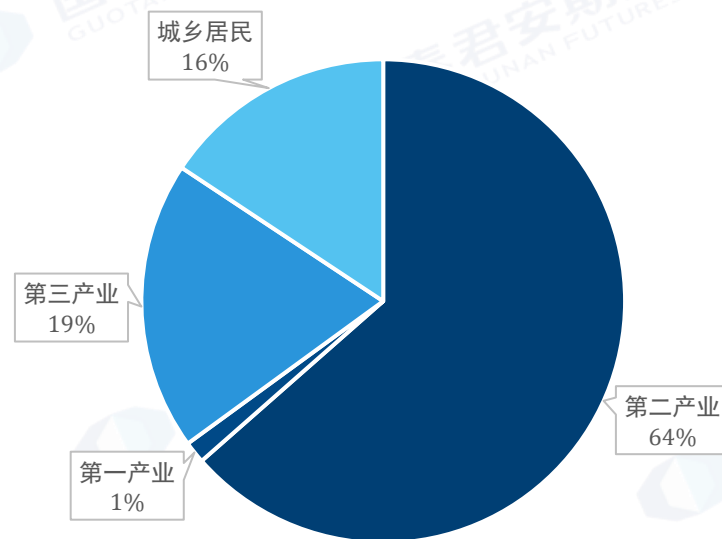
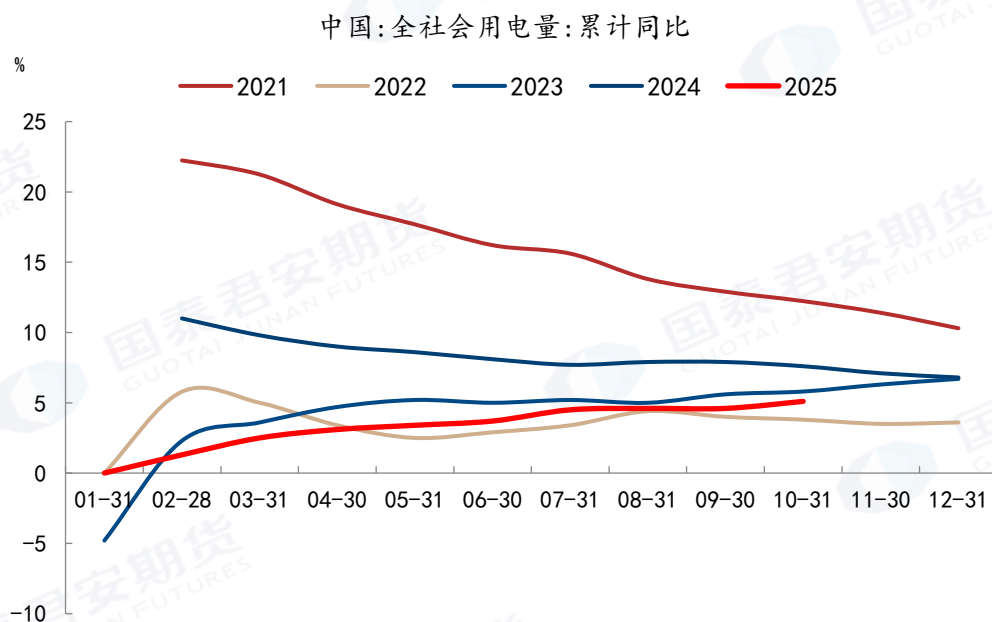
电力供给：发电增速稳步回升，新能源迎抢装

- 2025年规上发电量增速有所放缓。1—10月份，全国规上发电量80626亿千瓦时，同比增长2.3%。一方面，分布式新能源带来的发电增量尚未完全纳入统计口径；另一方面，受暖冬等因素影响，用电增速较2024年有所减弱。从电源结构上看，火电发电量占比64.7%；水电占比14%；风电占比10.4%；太阳能占比6%；核电占比4.9%。
- 从新增装机规模来看，1-10月电源设备完成装机容量39784万千瓦，同比增长42.6%。新能源方面，受136号文中存量与增量项目机制电价差异的影响，出现531抢装现象，带动单月装机规模大幅增长，光伏新增装机同比增长39.6%；风电同比增长52.9%。火电方面，得益于2022年以来大量项目的陆续开工，2025年迎来装机高峰，同比增长54.3%。水电与核电表现分化，其中水电装机同比下降5.9%；核电装机同比增长51.5%。



电力需求：增速放缓，气温扰动加剧

- 从用电需求来看，全国用电量增速较去年同期有所放缓，2025年1-10月份，全社会用电量累计86246亿千瓦时，同比增长5.1%。用电节奏受气温因素影响显著：年初1-2月为暖冬天气，取暖用电需求受到抑制，期间用电量同比仅增长1.6%；进入夏季，7月气温偏高，带动当月全社会用电量同比增长8.6%，其中城乡居民用电增速达18.0%；10月气温继续偏高，推动当月用电量同比增幅进一步升至10.4%，城乡居民用电增速达到23.9%。
- 分产业看，第一产业用电量1262亿千瓦时，同比增长10.5%；第二产业用电量54781亿千瓦时，同比增长3.7%，占全社会用电量的64%；第三产业用电量16671亿千瓦时，同比增长8.4%；城乡居民生活用电量13532亿千瓦时，同比增长6.9%。



电力价格：多数省份重心延续下移

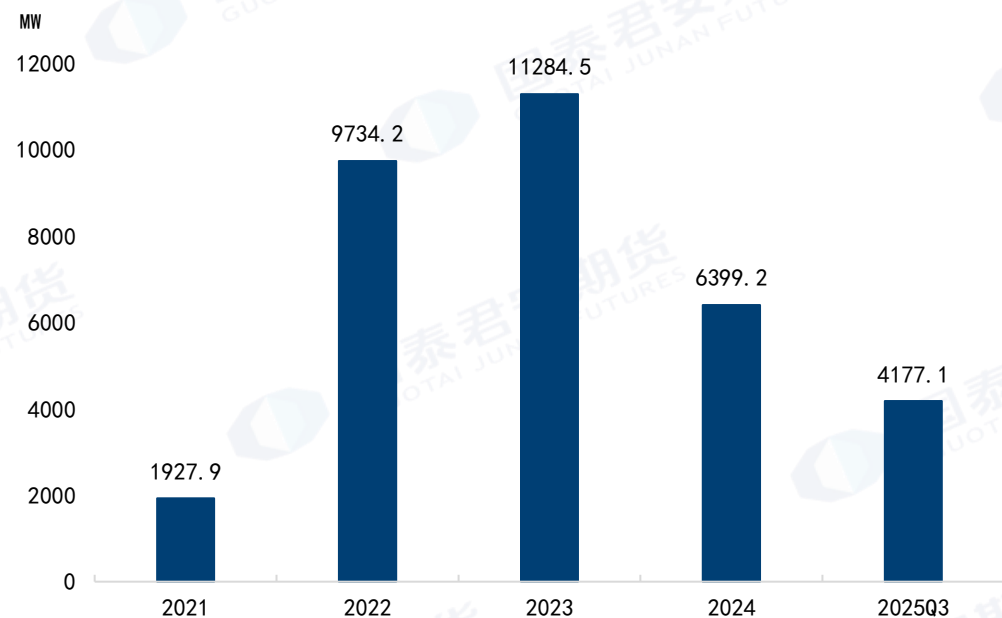
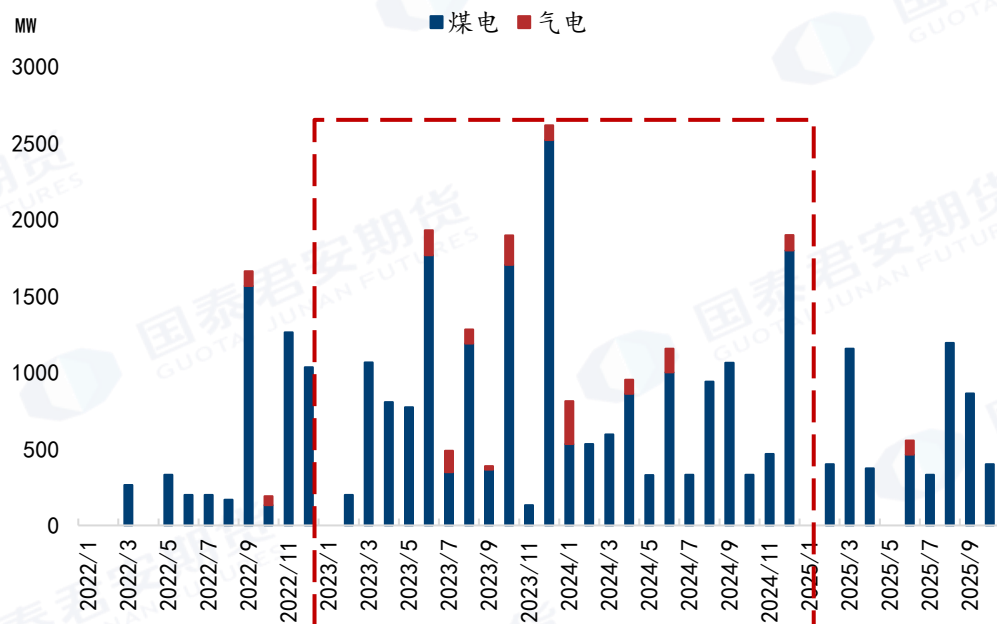
- 受电能量总体过剩、动力煤价格中枢下移、新能源入市比例提高等因素共同影响，全国多数省份电价呈下行趋势。
- 1-11月，在31个省市中，仅蒙西、青海、宁夏等9个省份的工商业代理购电价格同比上涨，其余省份均出现不同幅度回落。

地区	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	同比
北京市	396	390	398	401	396	400	406	405	401	396	398	-1%
天津市	411	411	411	419	441	409	415	424	415	430	425	2%
河北省	414	429	427	430	412	411	405	414	423	424	426	-1%
山西省	396	393	389	340	342	342	339	337	341	355	389	0%
辽宁省	423	430	424	407	431	429	417	423	444	427	411	-1%
吉林省	421	401	404	387	399	392	385	431	413	424	427	-4%
黑龙江省	390	389	384	392	400	402	390	396	390	395	400	-3%
上海市	442	447	443	441	449	459	476	485	456	452	450	-3%
江苏省	460	439	436	443	422	428	438	427	424	434	439	-3%
浙江省	430	431	409	420	437	423	424	411	431	442	418	-14%
安徽省	409	412	410	401	413	413	416	409	412	389	389	-7%
福建省	418	405	397	409	429	438	405	374	409	408	409	-7%
江西省	467	471	452	456	443	449	449	457	454	452	456	-3%
山东省	470	474	478	464	452	417	377	378	412	499	535	4%
河南省	405	405	410	406	405	405	405	407	405	405	377	-2%
湖北省	419	378	435	420	416	407	403	417	415	397	426	-10%
湖南省	481	469	456	432	439	466	465	411	437	504	407	-3%
重庆市	468	465	458	432	448	455	488	498	448	403	437	-2%
四川省	420	423	444	436	342	290	202	277	238	268	379	-12%
陕西省	389	356	344	342	338	376	392	355	340	330	435	-10%
甘肃省	336	277	290	303	298	282	259	267	270	288	281	-6%
青海省	304	315	280	285	284	226	245	273	259	317	355	8%
宁夏	303	311	290	291	292	273	268	287	290	256	279	-4%
新疆	260	234	262	263	249	268	260	268	274	276	271	6%
蒙东	245	264	298	265	285	293	286	298	277	261	280	7%
蒙西	305	337	282	321	336	338	316	334	322	329	315	9%
广东省	502	511	499	502	518	497	480	502	503	491	433	-2%
广西单一	406	321	337	341	341	383	412	389	374	372	399	-7%
广西两部	443	321	337	341	341	383	412	389	374	372	399	-20%
海南省	505	490	476	486	488	491	508	498	566	549	568	1%
贵州省	405	397	395	396	396	393	401	403	387	388	389	-3%
云南省	311	306	293	303	314	235	209	220	203	210	281	3%
平均	402	391	389	387	387	384	380	383	381	386	396	-3%

02. 2026电力供需展望

电力供给：火电高增延续

- 展望2026年，预计火电仍将处于投产高峰期，全年火电新增装机总量预计约为103GW，在2025年基数已较高的背景下，仍将实现12%的增速。自2021年出现用电紧张局面后，2022年至2023年全国共核准超过200GW的煤电机组，推动2023年至2024年期间开工机组规模持续扩大。按照煤电建设周期24至36个月、气电建设周期约18个月测算，预计2026年煤电新增装机规模将达到82GW，气电新增装机约18GW。
- 但值得注意的是，自2024年起，火电项目核准规模已开始逐步回落。预计从2027年开始，火电新增装机增速将出现明显放缓。尽管如此，在整个“十五五”期间，火电年均新增装机预计仍将保持在40–50GW的水平。



电力供给：水电稳步增长，抽蓄成主要增量

- 2026年，尽管金沙江、大渡河流域仍有部分常规水电项目计划投运，但其总体贡献有限，水电增长的主要驱动力将来自抽水蓄能。
- 具体来看，常规水电预计新增装机9.3GW，较今年仅有小幅提升；而抽水蓄能预计新增装机13.2GW，实现大幅增长。总体来看，水电总新增装机规模预计达到22.5GW，同比增速高达68%。

项目	类型	预计投运 (MW)	备注
大渡河枕头坝二级、沙坪一级水电站	常规	610	2026年同步实现全部投产发电
霍尔古吐水电站	常规	426.5	工程计划1#、2#机组计划于2026年3月底投入运行，3#机组计划于2026年06月投入运行。
老鹰岩二级水电站	常规	2155	2025年计划投产136.50万千瓦、2026年计划投产215.50万千瓦。
华能海门电厂5、6号机组	常规	1000	两台机组分别计划于2026年12月、2027年2月投产运行。
西藏扎拉水电站	常规	1000	2026年底首投
金沙江拉哇水电站	常规	500	计划于2026年底首台机组投产发电
叶巴滩水电站	常规	2240	计划2025年首台机组发电，2026年竣工。
TB水电站	常规	1400	2026年3月全部机组投入商业运行
浙江天台抽水蓄能电站	抽蓄	1700	计划于2026年9月全面投产发电。
赤峰芝瑞抽水蓄能电站	抽蓄	300	计划2026年首台机组建成投产，2027年全容量投产。
河北易县抽水蓄能电站	抽蓄	900	首台机组计划于2025年底投产发电，全部机组于2026年投产发电。
内蒙古芝瑞抽水蓄能电站	抽蓄	300	首台机2026年投产发电
河南鲁山抽水蓄能电站	抽蓄	300	2026年首台机组发电
肇庆浪江抽水蓄能电站	抽蓄	300	2022年11月主体工程开工，预计2026年投产发电。
惠州中洞抽水蓄能电站	抽蓄	400	2022年12月主体工程开工，预计2026年投产发电。
浙江衢江抽水蓄能电站	抽蓄	1200	预计2026年全部投产发电
河南五岳抽水蓄能电站	抽蓄	1000	电站首台机组计划于2025年5月投产发电，到2026年5月实现全部机组投产运行。
潘口抽水蓄能电站	抽蓄	300	力争2026年内建成发电
浙江缙云抽水蓄能电站	抽蓄	1800	计划于2026年全部投产发电。
河南洛宁抽水蓄能电站	抽蓄	1400	电站预计2026年全部机组投产发电
湖北大悟抽水蓄能电站	抽蓄	300	计划2026年投产发电。
耒阳市灯盏窝抽水蓄能电站	抽蓄	120	2026年建成运营
平江抽水蓄能电站	抽蓄	350	预计首台机组于2026年投产发电。
潍坊抽水蓄能电站	抽蓄	1200	计划于2026年投运发电
句容抽水蓄能电站	抽蓄	1350	计划于2026年6台机组全部投产发电

电力供给：利润压缩严重，新能源增速放缓

- 2026年，受电价政策调整的影响，新能源装机增长预计将显著放缓。从各省已公布的增量项目机制电价竞价结果来看，多数省份的入围价格较燃煤基准价出现较大幅度折价，光伏项目尤为明显。
- 综合电价绝对水平与项目收益率测算，预计明年光伏新增装机将大幅回落，特别是分布式光伏一侧。2026年全年光伏新增装机预计约为200GW，增速同比下降33%；风电新增装机预计约100GW，增速下降5%。
- 从远期看，风电的发展前景预计优于光伏。主要得益于风电利用小时数较高，其上网电价普遍高于光伏。此外，《风能北京宣言2.0》将十五五装机目标明确为年均新增装机120GW，预计在度过当前市场化转型的短暂阵痛期后，风电装机将重回加速轨道。相比之下，光伏收益率预计将持续承压。

电网分区	省份	类型	燃煤基准价	机制电价	较燃煤基准价变化
华北	山东	光伏	394.9	225	-43.00%
		风电		319	-19.20%
	天津	光伏	365.5	319.6	-12.56%
		风电			
南网	海南	光伏	429.8	390	-9.26%
	广东	光伏	453	360	-20.50%
		光伏		330	-1.70%
	云南	风电	335.8	332	-1.10%
		统一竞价		384	-0.10%
	安徽	独立竞价	384.4	383.7	-0.18%
华东	上海	光伏	415.5	415.5	0.00%
		风电			
	福建	海上光伏	393.2	388.0	-1.32%
		其他新能源		350.0	-10.99%
东北	黑龙江	光伏	374	228.111	-39.01%
华中	江西	光伏	414.3	330	-20.30%
		风电		375	-9.50%
	青海	光伏	324.7	240	-26.09%
		风电		240	
西北	甘肃	光伏	307.8	195.4	-36.50%
		风电		195.4	
	宁夏	风电	259.5	259.5	0.00%
		光伏			0.00%
	新疆	光伏	250	235	-6.00%
		风电		252	0.80%

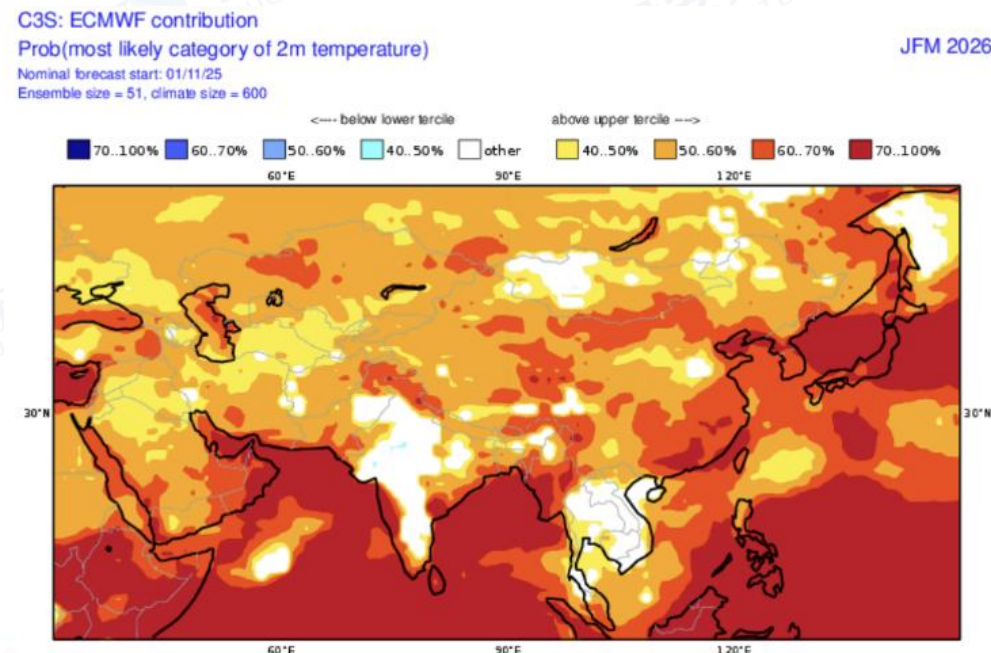
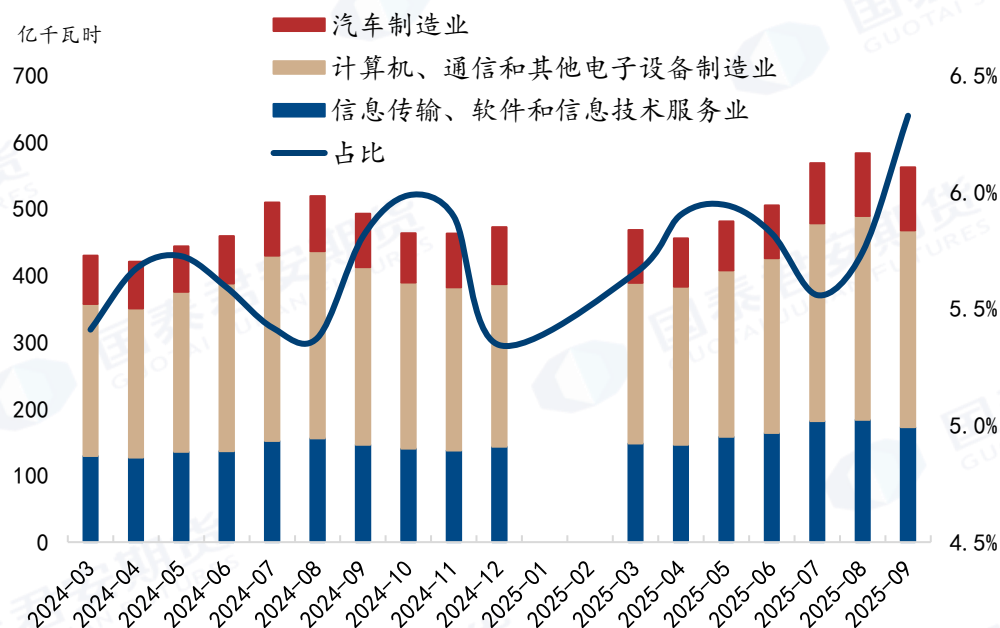
电力供给：核准节奏加速，核电建设稳步扩张

- 近年来，我国核电项目核准节奏明显加快，为远期装机增长奠定了坚实基础。2022年与2023年，每年核准机组数量均保持在10台；2024年进一步提升至11台；2025年4月，核准了共计10台机组。同年7月发布的《新型电力系统发展蓝皮书（2025年版）》首次明确提出，到2030年全国在运核电装机容量力争达到1.2亿千瓦，这意味着2026年至2030年间需新增约60GW核电装机，年均增长约12GW。
- 展望2026年，随着陆丰、昌江等一批核电项目陆续投运，预计全年将实现新增核电装机12GW，较今年呈现倍增式增长。

项目	总装机容量 2026预计装机		备注
田湾核电7号机组	9000	1125	7、8号机组分别计划于2026年和2027年投入商业运行
广西白龙核电厂1号机组	2500	1250	1号机组计划于2026年8月底投产，2号机组计划于2027年6月底投产。
海南昌江多用途模块化小型堆科技示范工程	125	125	预计2026年建成
浙江苍南三澳核电项目1号机组	1200	1200	预计将于2026年投入商业运行
昌江核电站3号、4号电机组	2400	2400	计划2026年3月和2027年1月投入商运
山东海阳辛安核电项目1号机组	1200	1200	1号机组2026年建成投产，2号机组与1号机组间隔6个月建设。
陆丰核电站5、6号机组	4890	2400	5、6号机组为华龙一号压水堆，计划2026-2027年投产；
霞浦核电基地	3360	600	示范工程2台机组为中核集团CFR-600型钠冷快堆，预计2025年和2026年建成。
白龙核电站	2500	1250	2台机组为CAP1000型压水堆，2024年12月30日开工，计划于2026年8月、2027年6月投产。

电力需求：弹性系数回升，用电增速

- 2025年，我国用电结构持续调整，高耗能行业用电增速逐步放缓，对应GDP的电力消费弹性系数有所下降。展望2026年，预计该系数仍将维持在较低水平，但相较2025年预计小幅提升。主要由两方面因素共同影响：一方面，新兴制造业与信息服务业用电增长迅速，但在总用电量中占比仍然较低，目前占比仅有6-7%，对整体用电增量的贡献有限；另一方面，随着拉尼娜现象减弱，预计夏季高温持续，可能进一步带动制冷需求，而在年初1-2月，暖冬现象虽延续，但程度有望较2025年略弱，对用电需求的负面影响或有所减弱。
- 因此，综合全年气候影响的节奏，预计明年初以及迎峰度夏期间用电需求表现将略好于今年，弹性系数有望小幅上调约10%，达到1.1左右。在GDP增长预期为4.7%的基准下，预计2026年全社会用电量增速将达到约5.4%，呈现温和回升态势。



供需平衡：电能量边际过剩或延续

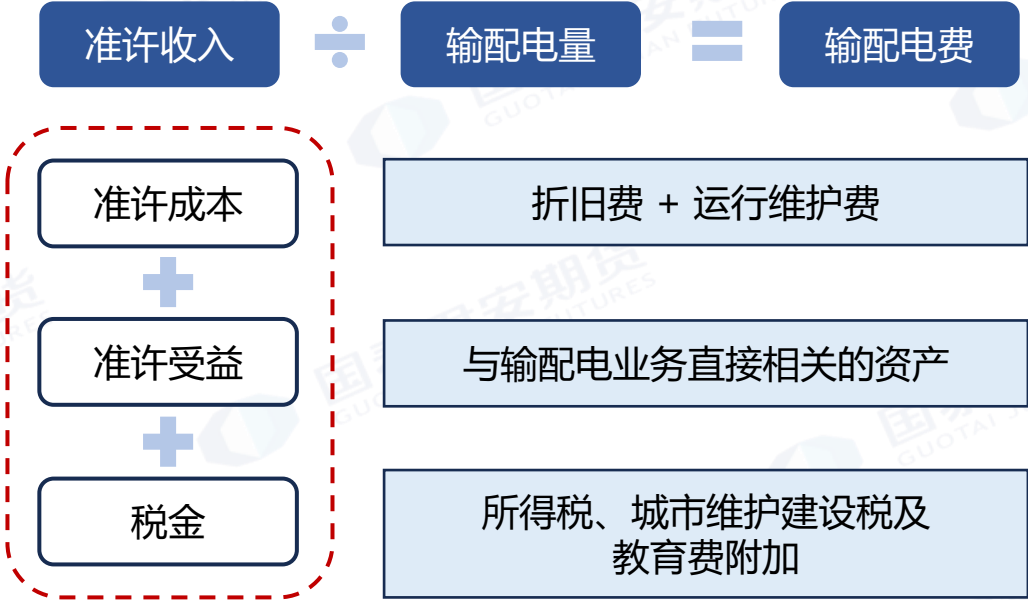
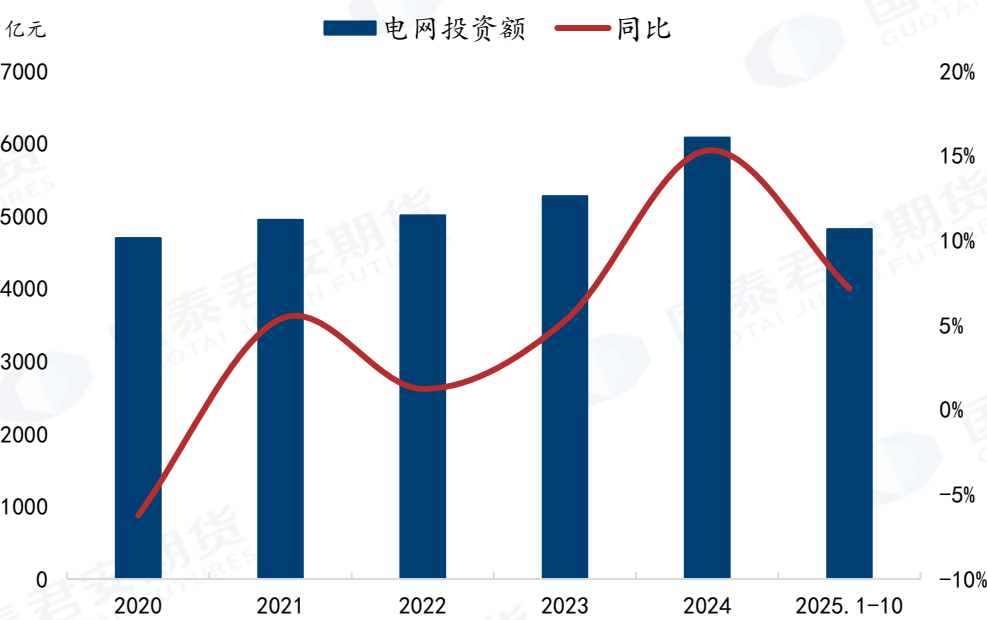
- 从供需结构看，受近年来火电装机快速增长影响，2026年电能量平衡预计仍将趋于宽松。
- 具体来看，火电发电量预计达到67238亿千瓦时，同比增长4%，占总发电量比重下降至58%，机组利用小时数预计下降约100小时。
- 水电方面，假设利用小时数恢复至过去五年平均水平，预计全年发电量约13200亿千瓦时，同比增长7%。
- 风电和光伏装机规模虽持续扩大，但利用小时数预计继续走低，分别降至1960小时和1050小时，对应发电量分别为14223亿千瓦时和14455亿千瓦时，占全国总发电量的比重将分别达到12%和13%。
- 核电则在低基数和新建机组投运的带动下，预计实现发电量6043亿千瓦时，同比增长17%。

	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E
累计装机容量（亿千瓦）							
火电	12.5	13.0	13.4	13.9	14.4	15.4	16.4
—煤电	10.8	11.1	11.2	11.6	11.9	12.6	13.5
—气电	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.8
—生物	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
—其他	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
水电	3.7	3.9	4.1	4.2	4.4	4.5	4.7
—常规	3.4	3.5	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9
—抽蓄	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.8
风电	2.8	3.3	3.7	4.4	5.2	6.3	7.3
光伏	2.5	3.1	3.9	6.1	8.9	11.8	13.8
核电	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8
年发电利用小时（小时）							
火电	4211	4448	4379	4466	4400	4200	4100
水电	3825	3622	3412	3133	3349	3200	3350
风电	2078	2232	2221	2225	2127	2030	1960
光伏	1281	1281	1337	1286	1211	1130	1050
核电	7450	7802	7616	7670	7683	7800	7750
年发电量（亿千瓦时）							
火电	52621	57708	58471	62122	63556	64549	67238
水电	12959	12842	12582	11646	12634	12310	13200
风电	5853	7337	8121	9822	11075	12701	14223
光伏	3248	3927	5250	7851	10737	13296	14455
核电	3717	4155	4232	4365	4674	5146	6043
合计	78397	85969	88657	95806	102676	108003	115160
年用电量（亿千瓦时）							
GDP增速	2.3%	8.6%	3.1%	5.4%	5.0%	5.0%	4.7%
弹性系数	1.7	1.2	1.3	1.3	1.4	1.0	1.1
用电增速	4.0%	10.7%	3.9%	6.8%	6.8%	5.2%	5.4%
全社会用电量	75110	83128	86372	92241	98521	103644	110682
用发比	95.8%	96.7%	97.4%	96.3%	96.0%	96.0%	96.1%

03. 重点区域电价展望

非电能量费用：输配电价将保持稳定

- 从非电能量相关费用来看，输配电价即将进入第四监管周期。尽管近年来电网投资额保持正向增长，但整体复合增速并未出现大幅跃升。在第三监管周期内，电网投资额年化增长约9%，而用电需求年化增速为6.3%。若以电网投资额除以用电需求计算“度电网投资”，其年化增速预计仅为2.6%，表明输配电价上涨的驱动力相对有限。
- 此外，北京电力交易中心已发布2026年跨省输配电价方案，与2025年相比价格基本持平。综合来看，预计2026年输配电价将保持稳定，不会对终端电费成本构成显著增长压力。



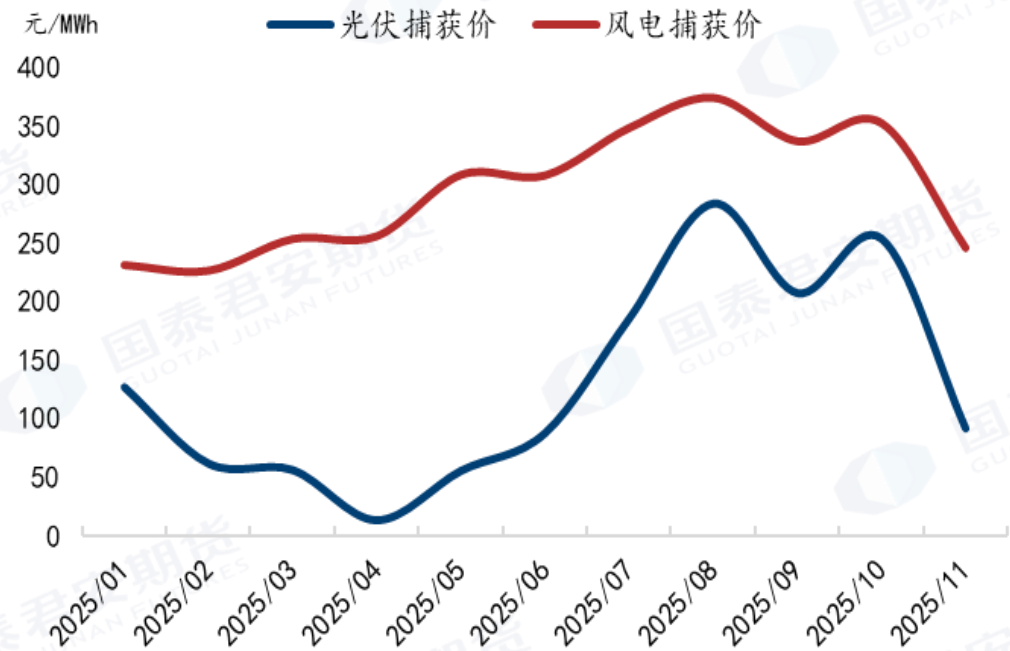
非电能量费用：系统运行费用提升

- 辅助服务费用虽预计持续增长，但对终端电价影响较为有限。
2024年全国电力辅助服务市场总费用为402.5亿元，其中用户侧仅分担11.1亿元，折合度电约0.8元/兆瓦时。
- 容量电价方面，预计将有较大幅度提升。自2026年起，云南、四川等煤电转型较快地区，通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上将提升至不低于70%；其他地区提升至不低于50%。
- 燃气机组假设统一按360元/千瓦·年估算。煤电机组则按装机比例折算，对于2025年容量电价为165元/千瓦·年的省份，煤电装机占比约14%，假设供需系数为85%，工商业用电占比83%，则2025年容量电费折合度电约为19.3元/兆瓦时。假设2026年装机结构、气电补偿标准、供需系数以及工商业用电占比不变，则可推算出2026年容量电费约27.8元/兆瓦时，较2025年增加8.5元/兆瓦时。

电网	（元/千瓦·年，含税）	电网	（元/千瓦·年，含税）
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

非电能量费用：机制电价补偿带来额外成本

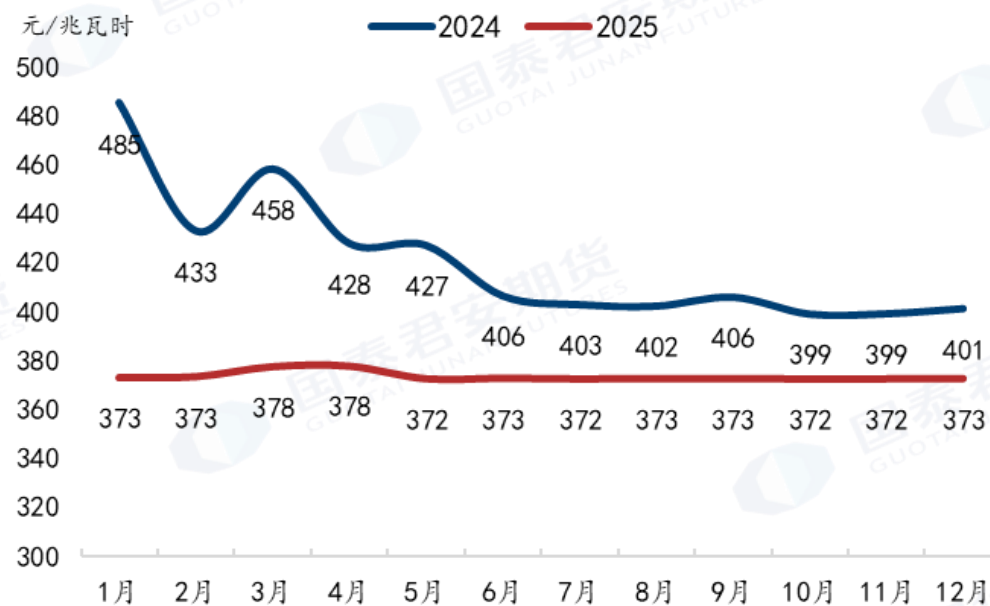
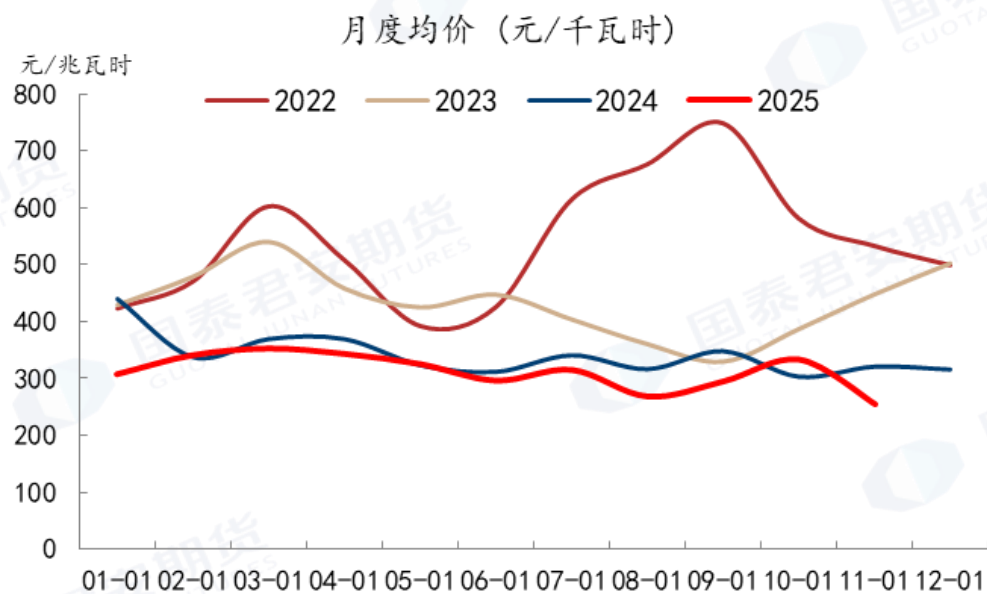
- 机制电价补偿也将由工商业用户承担，带来成本增量。由于各省的风电、光伏机制电价与市场捕获电价存在差异，各省及地区间机制电价补偿费用差异显著。增量项目机制电价带来成本增加较少，存量项目则需要根据不同省份对于此前保障性收购费用的分摊方式进行确定。
- 山东光伏机制电价为225元/兆瓦时，1-11月光伏捕获电价为129.6元/兆瓦时，价差95.4元/兆瓦时；光伏机制电量12.5亿千瓦时，对应补偿金额约1.2亿元。风电机制电价为319元/兆瓦时，1-11月风电捕获电价为294.8元/兆瓦时，价差24.2元/兆瓦时；风电机制电量59.7亿千瓦时，对应补偿约1.4亿元。风光两项合计补偿约2.6亿元。据此测算，新增机制电价补偿带来的度电成本增加约为0.34元/兆瓦时。



项目类型	光伏	风电	补偿费用
机制电价 (元/MWh)	225.0	319.0	
电量规模 (亿千瓦时)	12.5	59.7	光伏1.2亿元
捕获价 (元/MWh)	129.6	294.8	风电1.4亿元
价差 (元/MWh)	95.4	24.2	合计2.6亿元

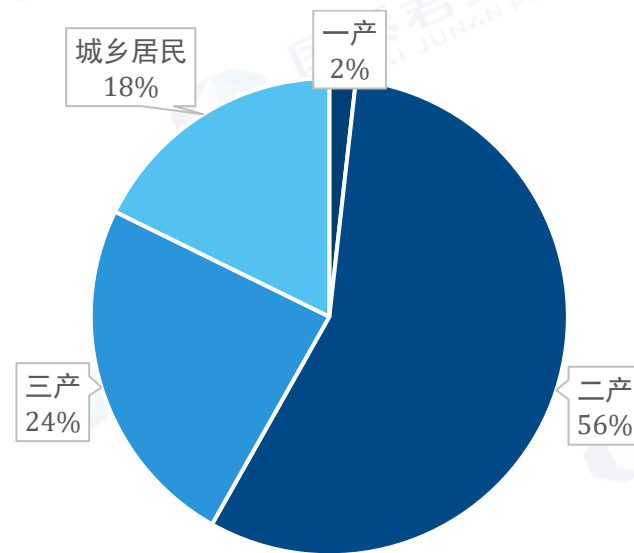
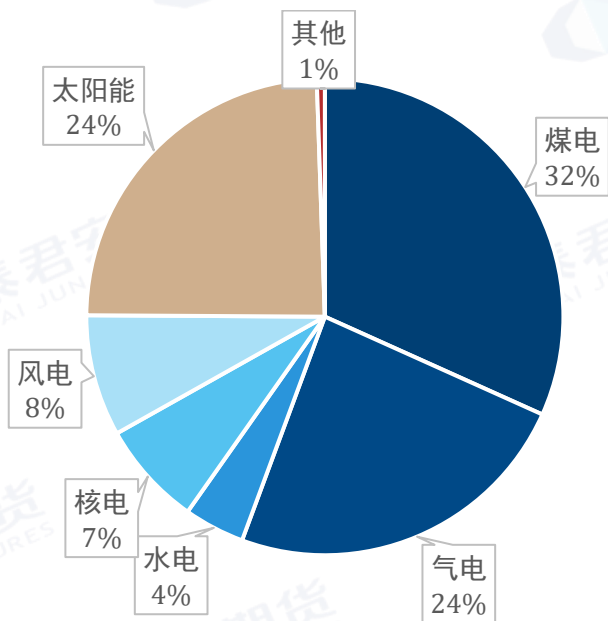
广东：中长期贴近下限运行，边际变化有限

- 2025年，广东电力市场中长期与现货价格均呈现显著下行趋势。截至11月，现货日前均价为312元/兆瓦时，同比下降8.9%。月度中长期价格自4月起则持续在372元/兆瓦时的地板价附近窄幅波动。
- 2026年来看，考虑到广东地区电力供需并不会发生根本性的扭转，整体仍将维持宽松的局面，年度中长期价格预计从392元/兆瓦时下降至372元/兆瓦时（降幅20元），月度中长期同比基本持平，现货价格预计下降10-15元/兆瓦时。



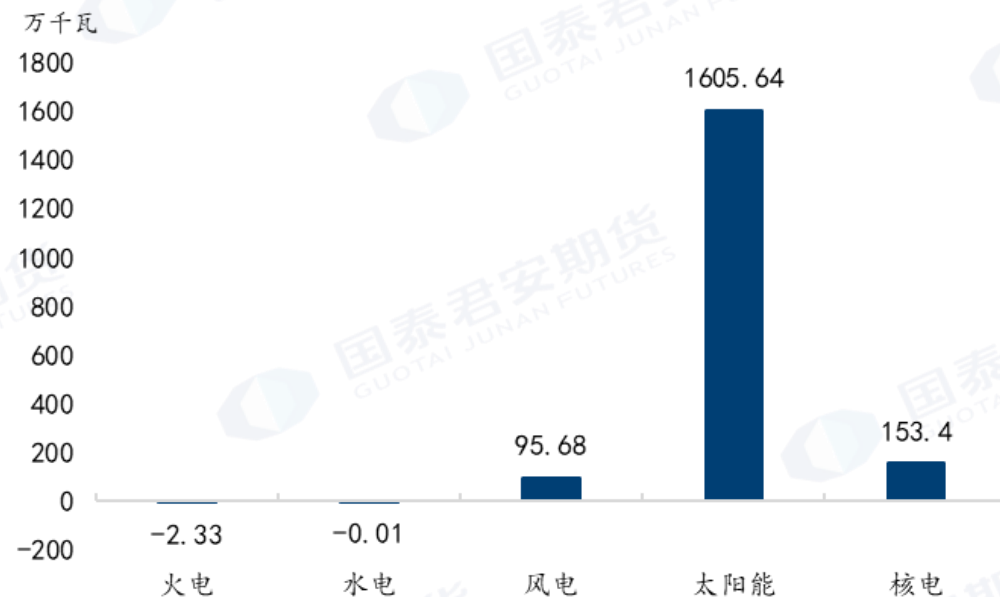
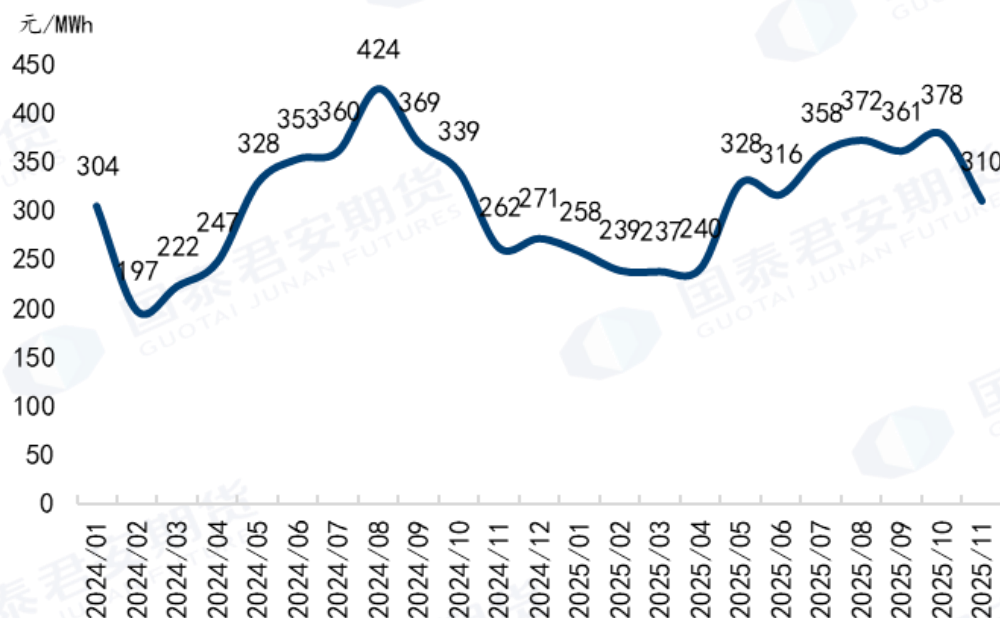
广东：中长期贴近下限运行，边际变化有限

- 从容量电价来看，根据广东能源局发布的《关于调整我省煤电气电容量电价的通知》，煤电机组容量电价标准将从现行的100元/千瓦·年上调至165元/千瓦·年，自2026年1月起执行；气电容量电价提升幅度更大，最高标准达396元/千瓦·年，已于2025年8月实施，对2026年边际影响有限。装机方面，新增煤电项目大多于2027年及之后投运，假设2026年广东煤电无新增装机，全社会用电增速为4.5%，工商业用电量占比80.5%，可推算得容量电价上调将带来约4元/兆瓦时的成本传导。
- 从机制电价来看，广东光伏机制电价为360元/兆瓦时，对应规模为46.5亿千瓦时。即使按光伏捕获价格为0元/兆瓦时进行测算，带来的总费用仅约16.7亿元，折合度电成本增加不到2元/兆瓦时。非电成本合计约5元/兆瓦时的增幅，在不考虑上游让利的情况下，预计2026年工商业用电价格将下降15-20元/兆瓦时。



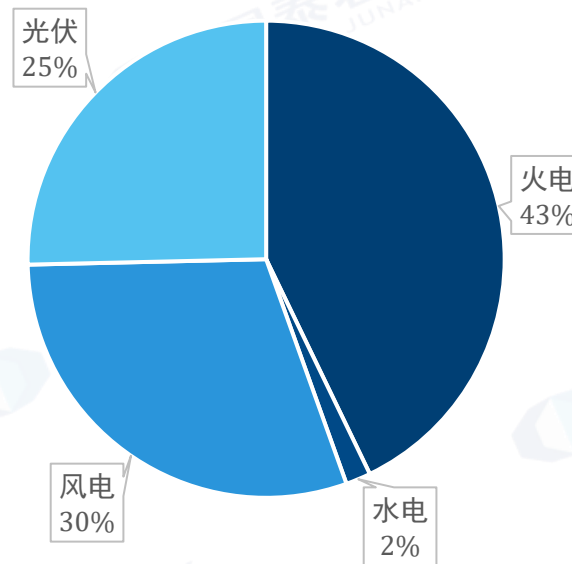
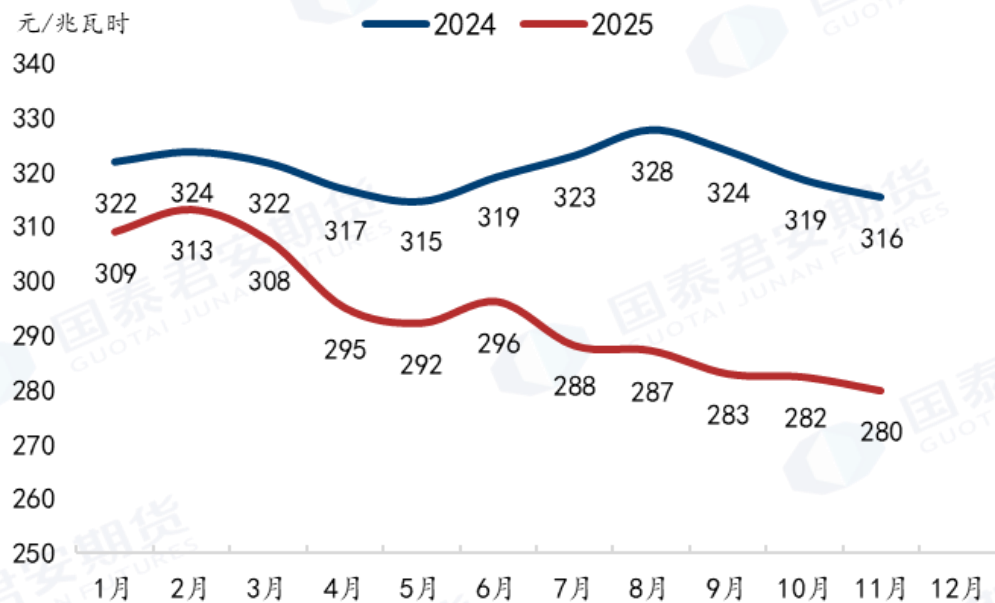
山东：供需与政策压制交易电价，终端电价下跌有限

- 从基本面来看，山东地区电力过剩格局并未改变，电能量价格在2026年仍有较大下调空间。
- 从煤电容价电价来看，2026年约对应增加9元/兆瓦时。此外，此前新能源保障性收购费用纳入优发优购曲线偏差费用，由发电企业与用户共同承担。根据136号文规定，相关费用全部由用户承担，预计该变动将带来每兆瓦时10至20元的成本增加。总体非电能量相关费用预计上升20-30元/兆瓦时。
- 在电力供需关系未转向紧张的前提下，非电能量费用较难传导至用户，中长期电价理论上需下调至340-350元/兆瓦时。此外，新能源入市比例的提升，叠加年度合约由按年签订改为按月签订等因素，预计中长期价格有望下探至330-340元/兆瓦时。现货电价中枢则将进一步下移至300元/兆瓦时以下。由于非电能量相关费用的上涨，整体用电成本降幅约在10-15元/兆瓦时。



蒙西：新能源渗透叠加防范机制退坡，电价承压

- 2025年，蒙西电力市场整体呈现下行趋势。从全年走势看，中长期价格除6月出现小幅反弹外，其余月份均持续走低；现货市场亦同步下行，尤其在11月，受风电出力大幅提升影响，月均价一度跌至121.4元/兆瓦时的年内低点。
- 展望2026年，蒙西地区电价预计将持续下行，其核心驱动力仍来自新能源的持续发展。从电源结构看，截至2025年上半年，风电与光伏装机占比已超55%，期间新增风光装机达1398万千瓦。根据规划，到2030年，新能源装机规模将超3亿千瓦，可再生电力消纳占比目标为40%以上。初步估算，未来五年内，内蒙古新增新能源装机有望超过200吉瓦。在供需边际宽松的情况下，随着新能源占比进一步提升，电价下行趋势将得到进一步强化。



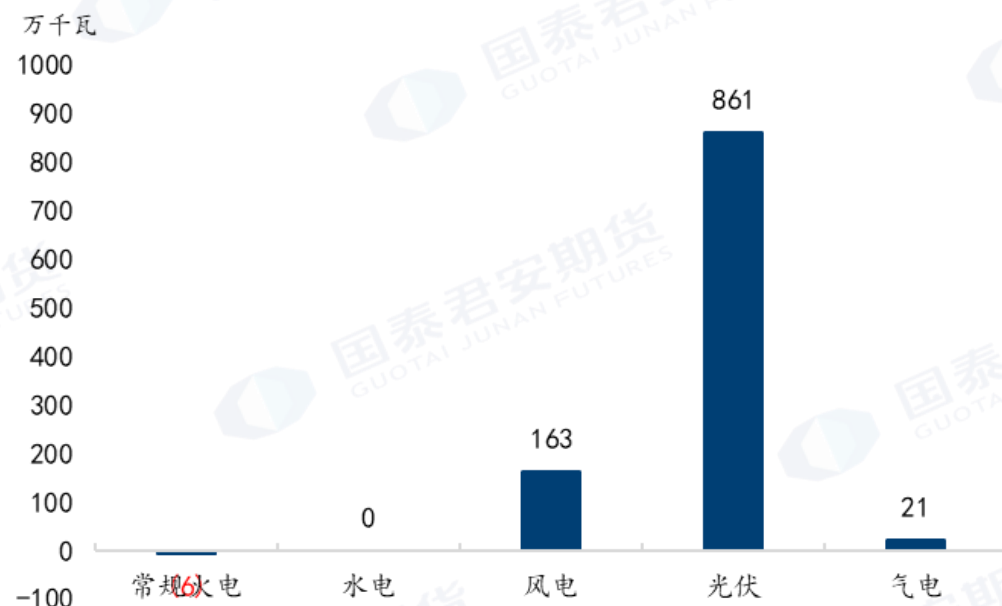
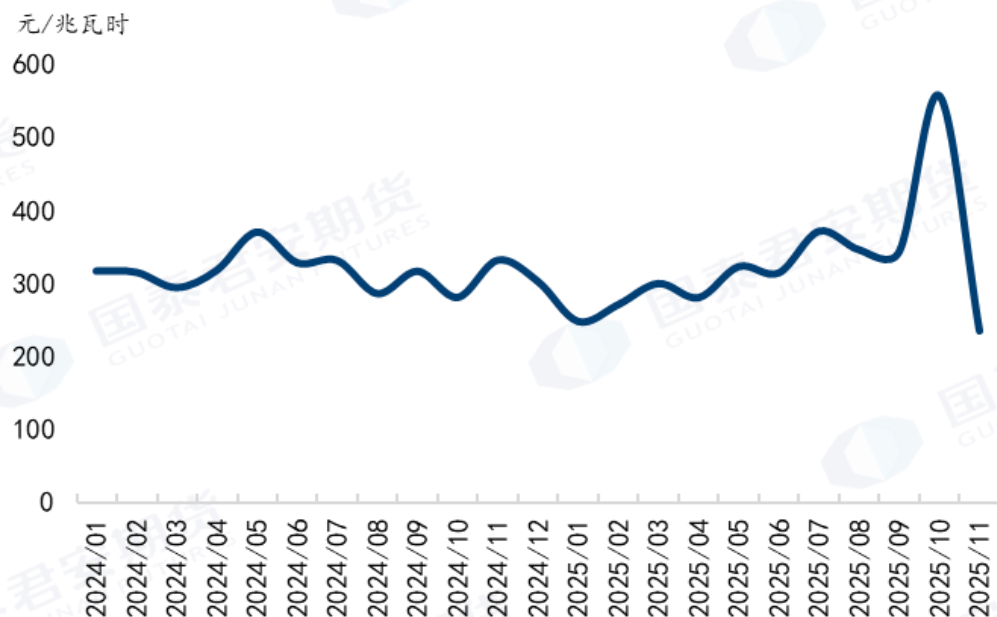
蒙西：新能源渗透叠加防范机制退坡，电价承压

- 除了新能源装机的扩张，政策端同样是驱动蒙西电价下行的的重要因素。蒙西地区为新能源机组设立了风险防范机制：即当单个场站的结算均价，离全网新能源中长期加权合约均价达到一定阈值时，该机制便会启动。其核心作用是对新能源场站的收入实施“保底”与“限高”，目前主要以“保底”功能为主，具体的保底价格由合约单价乘以一个设定的系数（即风险防范系数）来确定。
- 值得关注的是，近几年来，保底下限系数持续调低，直接导致了新能源场站实际结算价格的走低。展望2026年，政策层面存在一定可能性会完全取消现行的风险防范机制。一旦该“安全垫”被撤除，新能源结算价格将失去保底支撑，预计将在市场竞争中进一步下探，带动用户侧电价下行。

时间	项目类型	风险防范比例
2022.06-2022.10	所有项目	90%
2022.11-2023	所有项目	85%
2024.01-2024.03	所有项目	75%%
2024.04-2024.12	平价项目	70%-125%
	补贴项目	80%-115%
2025.01-2025.03	平价项目	65%-130%
	补贴项目	75%-120%
2025.04-至今	平价项目	55%-140%
	补贴项目	65%-130%

山西：电能量价格下挫，终端用电成本或上行

- 从基本面上看，山西电力市场虽维持过剩格局，但需求增速强劲，前三季度用电增速达8.7%，位居全国前列；供给端新增装机有限，增量以光伏为主，因此在风光出力未超预期的情况下，电价仍具有支撑。2026年，尽管动力煤价格偏弱将带动电能量价格下行，但基于基本面韧性，预计下滑幅度有限，中长期价格区间预计在300-330元/兆瓦时，现货均价亦处于类似区间，整体电能量价格预计下降10-15元/兆瓦时。
- 非电能量费用将提升，容量电费预计提升约8元/兆瓦时；此外，市场结构平衡费用（主要为新能源保障性收购成本）此前由发用电两侧共同承担，按136号文新规将全部转移至用户，预计带来额外15元/兆瓦时的成本。综合来看，在非电成本传导顺畅的基准情形下，2026年终端用电价格有望出现约10元/兆瓦时的小幅增长。



04. 结论

结论

结论：供需宽松延续，区域电价分化

- 2025年，电力市场整体呈现供需宽松格局，全国电价普遍下行。供给端，1-10月全国电源设备完成装机容量约3.98亿千瓦，同比增长42.6%；同期发电机组利用小时为2619小时，较去年同期下降260小时，反映出发电能力较为充裕。需求侧，受暖冬及产业结构转型影响，全国用电量增速有所放缓，1-10月全社会用电量累计约8.62万亿千瓦时，同比增长5.1%。
- 展望2026年，电量供需宽松格局预计将延续。供给端，火电仍处于投产高峰期，全年新增装机预计约103GW，同比增12%；风电与光伏新增装机合计仍可达约300GW，同比负增长；水电与核电预计分别新增约23GW和12GW。需求侧产业转型持续；2026年虽仍为暖冬，但冬季与迎峰度夏期间用电需求预计略强于今年，电力消费弹性系数有望小幅上调至1.1左右。综合判断，全社会用电量增速预计将温和回升至约5.4%。
- 从电价维度看，电能量价格预计继续下行，而由于煤电容量电价的提升以及机制电价补偿的分摊，非电能量价格预计小幅上行。
- 重点区域来看：1) 广东：2025年电价显著下跌，2026年现货与月度中长期价格边际变化有限，下行压力集中于年度中长期一侧，若不考虑上游返利，终端电价预计下降15-20元/兆瓦时。2) 山东：受“136号文”影响，新增分摊费用难以向终端完全传导，预计中长期价格将大幅下降至330-340元/兆瓦时，现货价格中枢或下破300元/兆瓦时；考虑非电成本上升，终端电价降幅约在10-15元/兆瓦时。3) 蒙西：新能源定价影响力持续加强，下行趋势明确，叠加对应风险防范系数机制可能取消，新能源结算价格将失去保底支撑，带动用户侧电价下行。4) 山西：需求增速较快对电价形成支撑，电能量价格降幅有限，市场结构平衡费用的转移将带来额外非电成本，终端工商业用电价格有望出现小幅增长。

国泰君安期货有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格（证监许可[2011]1449号）。

本报告的观点和信息仅供本公司的专业投资者参考，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。本报告难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本报告不构成具体业务的推介，亦不应被视为任何投资、法律、会计或税务建议，且本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，力求报告内容独立、客观、公正。本报告仅反映作者的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表本公司或任何其附属或联营公司的立场，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，对此本公司可不发出特别通知。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议，客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

版权声明

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安期货研究”，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。若本公司以外的其他个人或机构（以下简称“该个人或机构”）发送本报告，则由该个人或机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该个人或机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的期货品种。本报告不构成本公司向该个人或机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该个人或机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为国君期货所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记，未经国君期货或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。

感谢聆听

THANK YOU FOR LISTENING

