

电力行业2021年中期策略报告 ——危中存机，3060目标下的变局

2021年06月14日



行业评级

电力 中性（维持）

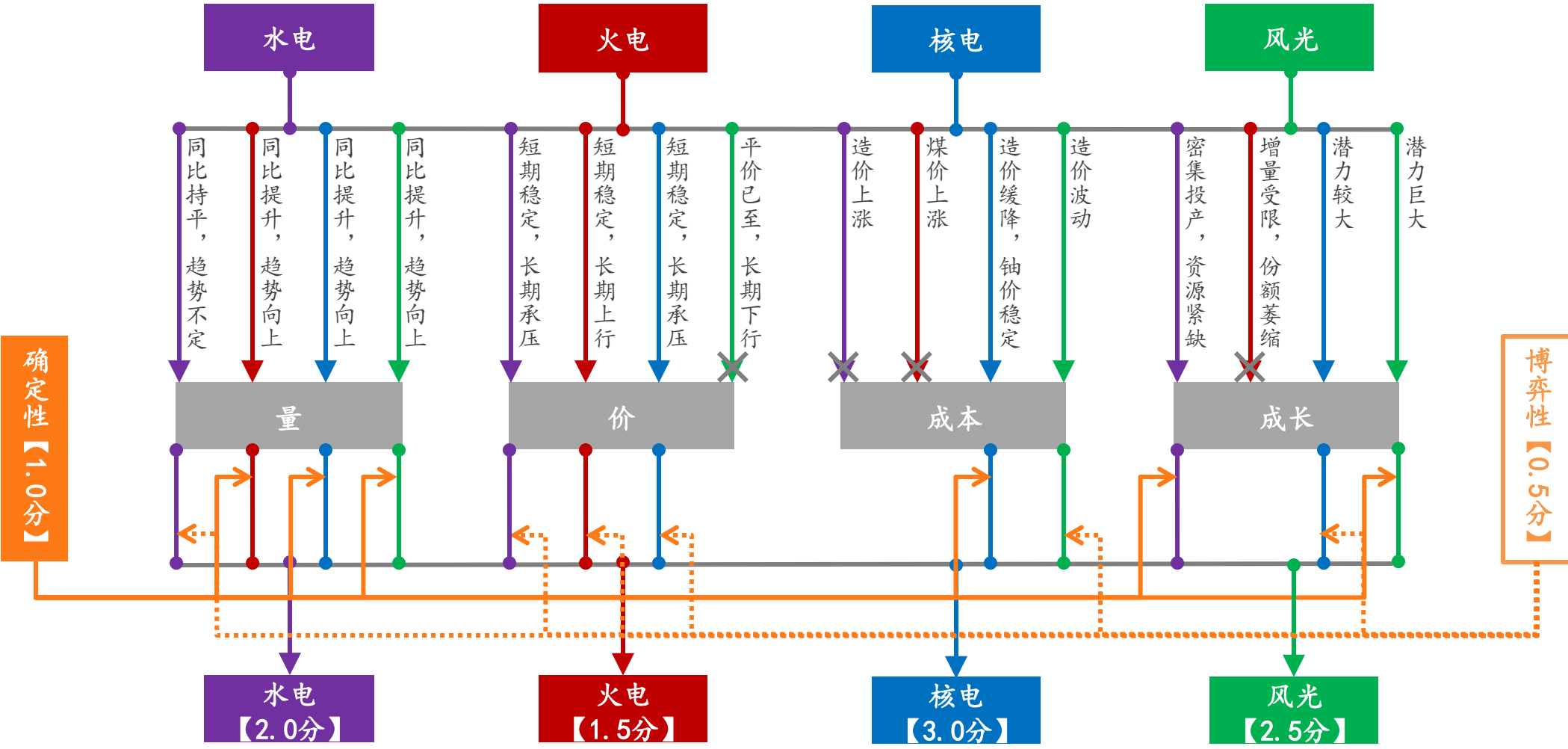
证券分析师

严家源 投资咨询资格编号：S1060518110001
联系电话：021-20665162
电子邮箱：YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

投资要点

- **行业：需求旺、供给紧，电价如期上行。**节后用电需求持续旺盛，二产维持高景气度、三产反弹势头强劲；水电疲弱、核电受限，火电贡献了八成发电增量。电力的紧缺在市场化电价中必然得到体现，广东、云南、江苏等地的市场电价如期上行，有效发挥价格发现和预期引导作用。
- **水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔。**随着碳中和目标的提出，风光的大规模开发打开了抽蓄的广阔前景。“3060”目标倒逼发展规划和电价机制得以明确，一方面稳定电网信心，并有望激发发电企业、甚至社会资本的投资热情；另一方面，容量电价将为相关电力市场参与方提供保障。政策鼓励风光水一体化发展，多家水电企业将风、光作为未来发力方向。
- **火电：拐点已至，容量电价渐行渐近。**进入传统淡季后，煤价却再次仰头向上，继3Q18以来10个季度后火电再现增速差拐点。此次煤价快速反弹或更接近于2016年中，同样是由煤炭供给侧收紧和用电需求快速增长谐振所致。2Q16的增速差拐点后，火电的低谷期一直延续至2019年。
- **核电：审批提速，发力新能源。**2021年新机组核准数量和速度已超越过往三年，除中核的5台外，中广核、国电投也有望在年内获得新批机组。考虑到建设周期，能在“十四五”期间投产的最多仅15台，远水难解近渴。面对断档问题，核电企业将目光投向了短平快的风电、光伏。
- **风光：政策加速，平价已至。**政策不断推动风电、光伏向平价上网的目标加速推进，减少了对补贴的依赖后，风光将不再是报表好看、运营吃力的低质资产。833号文出台，明确2021年风光上网价执行当地煤电基准价。
- **投资建议：**火电盈利拐点已至，在目前的电价传导机制下，节节攀升的煤价将持续侵蚀火电的利润空间；虽然部分市场化交易品种的电价有所提升，但总量占比有限，难以根本性扭转成本端面临的压力，或将持续拖累行业整体表现，因此维持行业“中性”评级。通过量、价、成本、成长四个维度定性分析，建议买入核电、风光，持有水电。核电板块推荐单核升级双核的中国核电、占据规模优势的中国广核（A）/中广核电力（H）；水电板块推荐具备乌白注入预期的全球水电王者长江电力、两杨投产在即的国投电力、西电东送大湾区的华能水电。火电板块建议关注经营稳健的申能股份、加速清洁能源转型的华能国际。风光运营板块建议关注三峡集团旗下的三峡能源。
- **风险提示：**1、价格降低：电力市场化交易可能拉低平均上网电价；2、需求下滑：宏观经济运行状态将影响发电设备利用小时数；3、成本上升：电煤、天然气等燃料成本上升将减少火电的利润；4、政策推进滞后：电力供需状态可能影响新机组的开工建设；5、降水量减少：水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况。

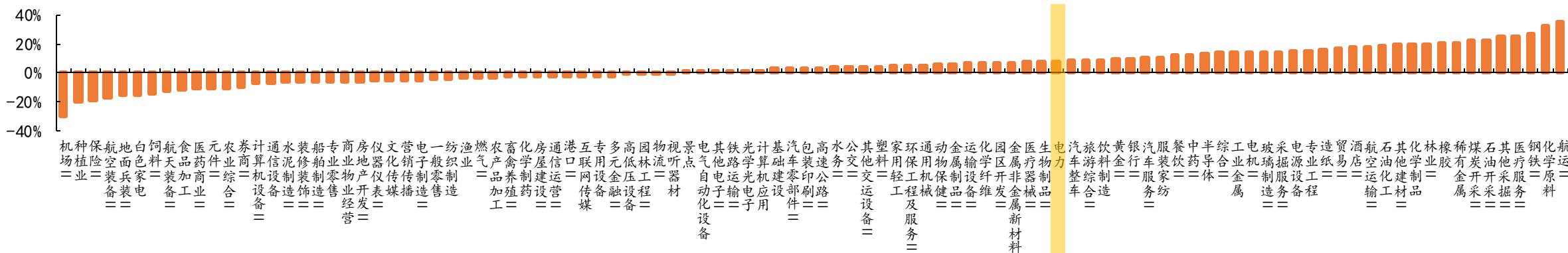
2021年度投资策略更新：买入核电、风光，持有水电



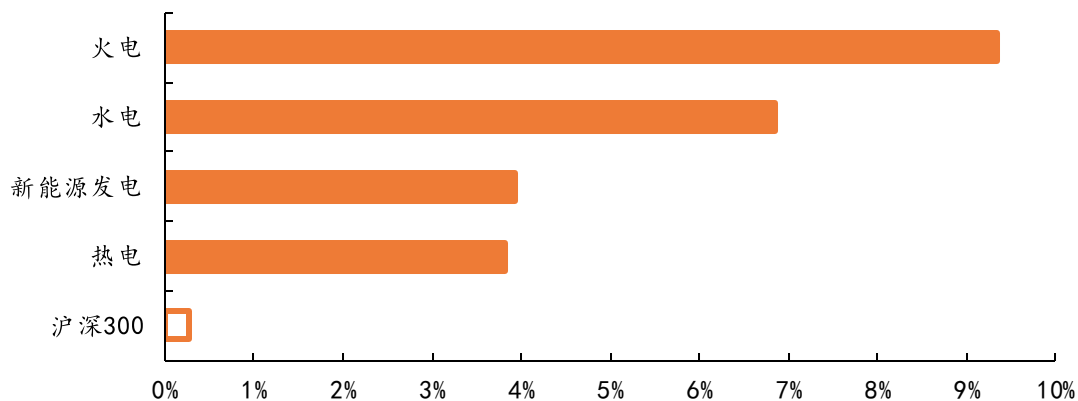
行情回顾

- 板块表现：截至6月11日，电力（申万）指数上涨7.85%，跑赢沪深300指数7.59个百分点；各子板块中，火电表现最好、热电表现最差，但均跑赢沪深300指数。
- 公司表现：涨幅最大是南网能源、长源电力；跌幅最大是爱康科技、赣能股份。

● 2021年1月4日-6月11日申万二级行业指数涨跌幅



● 2021年1月4日-6月11日，申万电力三级子行业指数涨跌幅



● 2021年1月4日-6月11日，申万公用事业三级行业涨、跌幅前2个股

	涨幅榜		跌幅榜	
水电	华能水电	29.37%	韶能股份	-16.44%
	桂冠电力	22.87%	文山电力	-10.33%
火电	长源电力	206.73%	赣能股份	-25.49%
	华银电力	206.13%	晋控电力	-17.54%
热电	天富能源	50.30%	联美控股	-20.62%
	协鑫能科	44.14%	大连热电	-6.33%
新能源发电	南网能源	418.32%	爱康科技	-30.40%
	浙江新能	177.82%	宝新能源	-25.00%

目录 CONTENTS

- ① 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- ② 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- ③ 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- ④ 核电：审批提速，发力新能源
- ⑤ 风光：政策加速，平价已至
- ⑥ 投资建议及风险提示

需求：冷冬之后持续旺盛，用电增量超六年之和

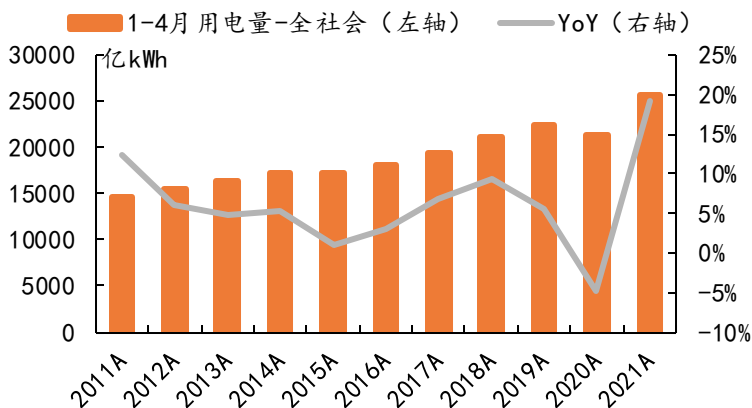
■ 1月份3次全国性的冷空气过程对于冬季采暖用电需求产生了较强的刺激作用，而“就地过年”政策带来了节后快速复工复产的效果，进一步提升了各产业用电量需求。此外，国外疫情的反复等因素对于国内出口的拉动作用，促使相关企业加快生产，也使得用电需求维持在较高水平之上。二产维持高景气度，前4个月累计增速达到20.7%，比上年同期提高26.8个百分点，2019-2021两年CAGR为7.4%；三产年均增速持续提升，反弹势头强劲，前4个月累计增速达到29.0%，比上年同期提高37.1个百分点，两年CAGR为8.4%。

■ 前4月全社会用电增量4311亿千瓦时，高于2017-2019三年前4月增量之和；如果计入2020年的缺口，则2021年前4月增量超过了2015-2020六年之和。从用电增量构成来看，一、二、三产及居民生活占比分别为1.3%、74.0%、22.2%、2.6%。

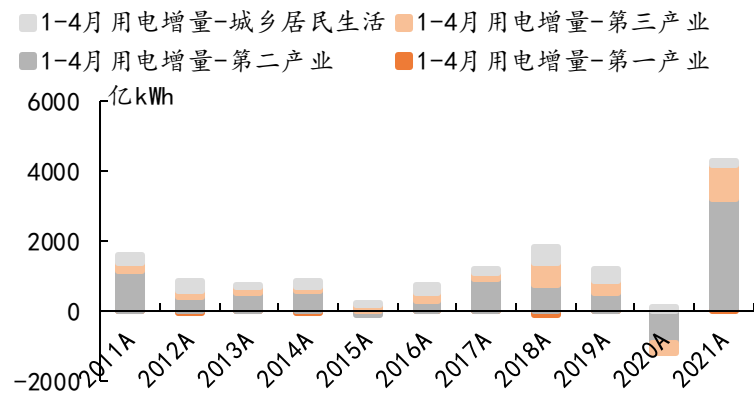
■ 对比2021年与2020年前4月的分产业用电量情况，二产、三产占比分别提高1.5、1.0个百分点，居民生活占比下降2.5个百分点。

■ 2021年1-4月，用电量同比增速排名前5位的地区为：西藏、广东、宁夏、湖北、海南，排名后5位的地区为：内蒙古、黑龙江、吉林、辽宁、天津。

● 2021年1-4月全社会用电量同比增长19.1%

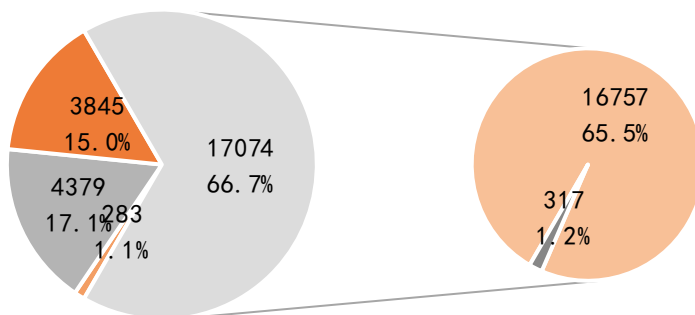


● 2011-2021年1-4月分产业用电增量

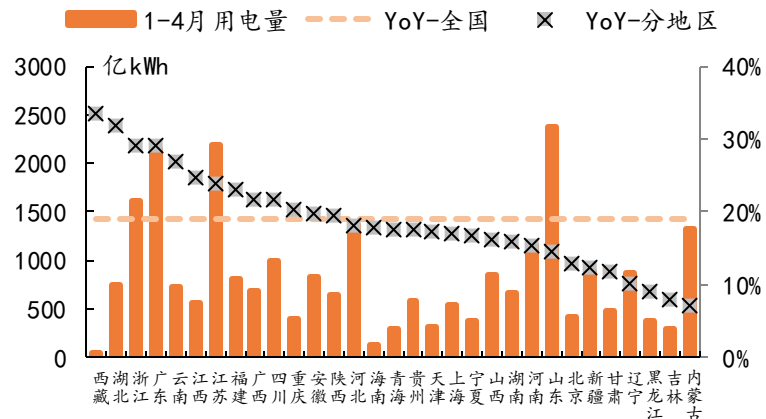


● 2021年1-4月用电量结构

■ 第一产业 ■ 第三产业 ■ 城乡居民生活 ■ 工业 ■ 其他二产



● 2021年1-4月各省（区、市）全社会用电量及其增速



供给：水电疲弱、核电受限，火电贡献八成增量

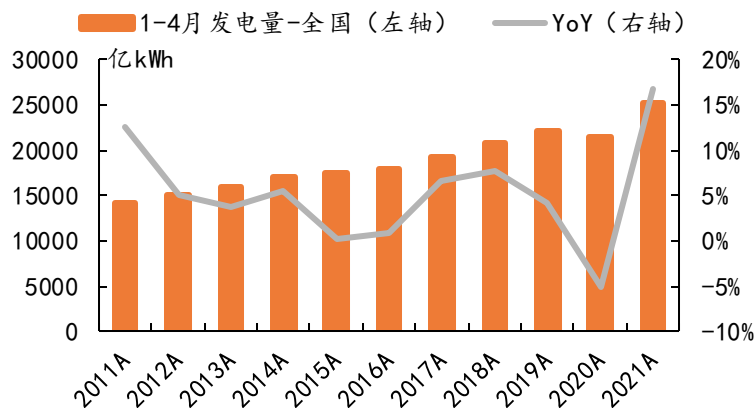
■ 1-4月，全国规上电厂发电量2.53万千瓦时，同比增长16.8%，2019-2021年同期CAGR为6.7%。其中，水、火、核、风、光同比增速分别为1.1%、18.9%、14.9%、47.9%、7.6%。

■ 2021年开年以来，来水情况与2020年同期相似总体偏弱，导致水电出力捉襟见肘；核电相比上年同期仅新增两台机组，在机组检修等因素限制下，利用小时进一步提升空间有限；风电依靠装机增长和利用小时提升，贡献了部分增量。但总的来看，发电侧3888亿千瓦时的增量中，火电贡献了3143亿千瓦时，占比80.8%。前4个月火电利用小时比上年同期增加193小时，增幅15.7%；1465小时也是2015年以来同期最高利用小时。

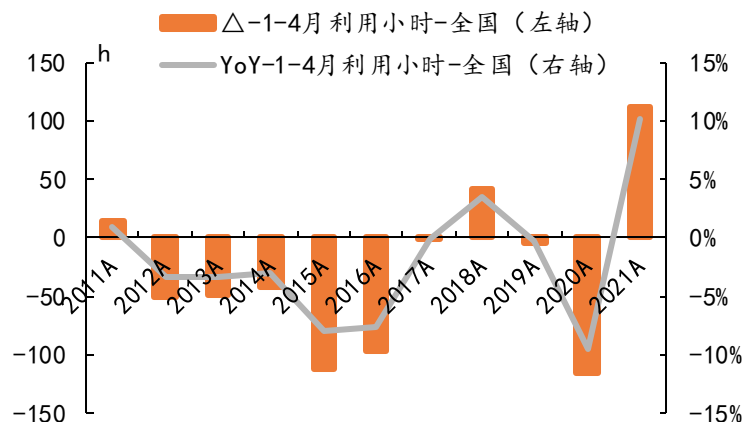
■ 1-4月，全国新增装机容量2972万千瓦，比上年同期多投产963万千瓦，增幅47.9%。其中，水、火、核、风、光新增装机152、1328、115、660、708万千瓦。

■ 1-4月，全国发电设备累计平均利用小时1214小时，与2019年同期基本持平、比2020年同期提高107小时。其中，火、核、风同比增长15.7%、9.9%、10.5%，水、光同比下降2.5%、2.4%。

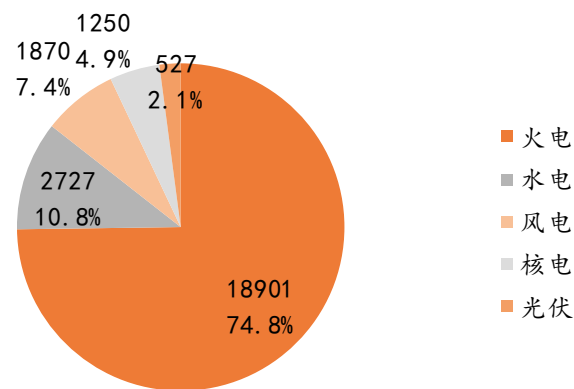
● 2021年1-4月全国发电量同比增长16.8%



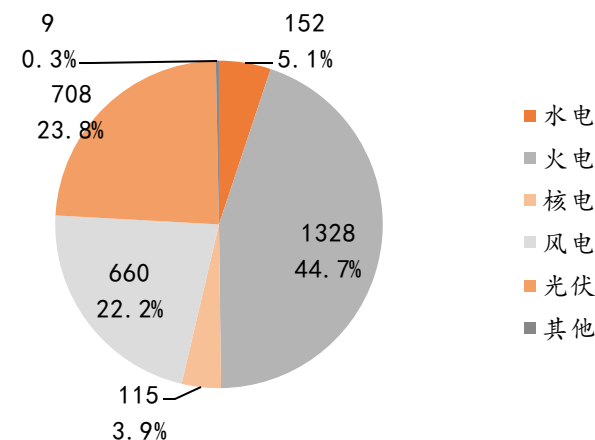
● 2021年1-4月全国利用小时同比增长10.2%



● 2021年1-4月分电源发电量结构



● 2021年1-4月分电源新增装机结构



景气度：拐点已至，结构分化

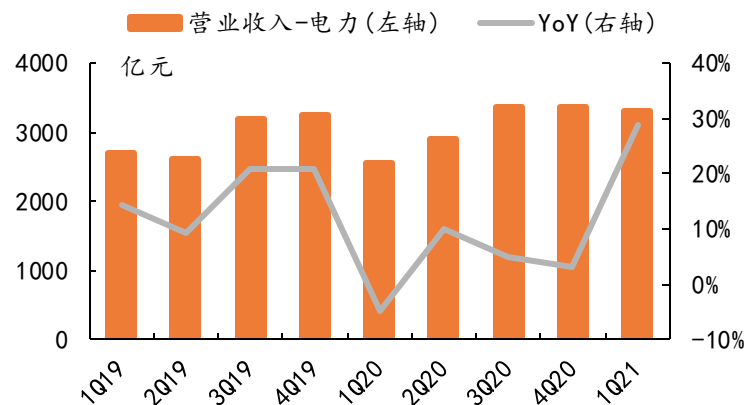
■ 1Q21全行业营收、成本、归母净利润同比分别增长28.9%、增长33.5%、增长54.0%，对比1Q19两年CAGR分别为10.7%、11.0%、12.7%；毛利率、净利率分别为20.5%、10.4%，比上年同期分别回落2.8、提高1.5个百分点。

➤ 火电板块38家公司中，1Q21有19家实现净利润同比增长、3家扭亏为盈，有13家同比下滑、1家出现亏损、2家持续亏损。单季营收同比增长近三成，两年CAGR达6.9%；但电煤价格节节攀升，成本同比增速超过营收达到34.5%，两年CAGR为7.8%。自3Q18以来10个季度后再现成本增速高于营收增速，单季毛利率同比下滑3.0个百分点、与1Q19相比下滑1.5个百分点。

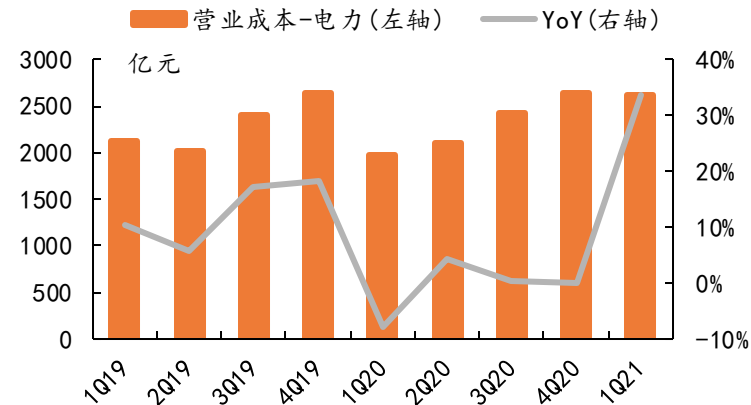
➤ 水电板块21家公司中，1Q21有10家实现归母净利润同比增长、2家扭亏为盈，有5家同比下降、1家出现亏损、3家持续亏损。单季营收、成本、归母净利润增速分别为22.0%、30.6%、45.6%，但毛利同比增速仅为5.7%，投资收益和公允价值变动损益再次为净利润增长做出贡献；毛利率同比下滑4.6个百分点至30.0%，为近5年单季最低。

➤ 新能源（核电、风电、光伏发电）板块18家公司中，1Q21有11家实现增长、3家扭亏为盈，有4家持续亏损。

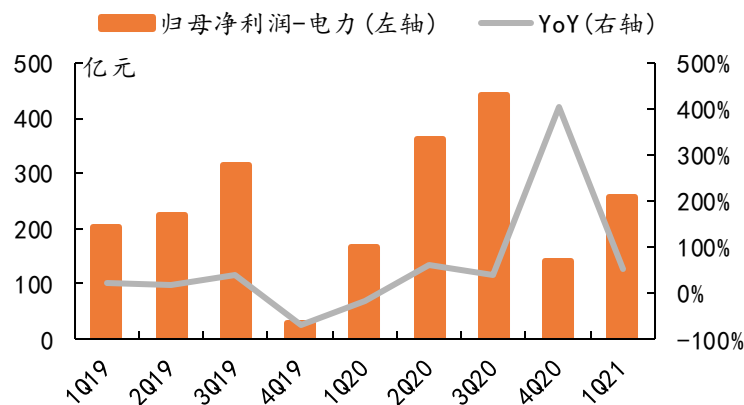
● 1Q21电力行业营业收入同比增长28.9%



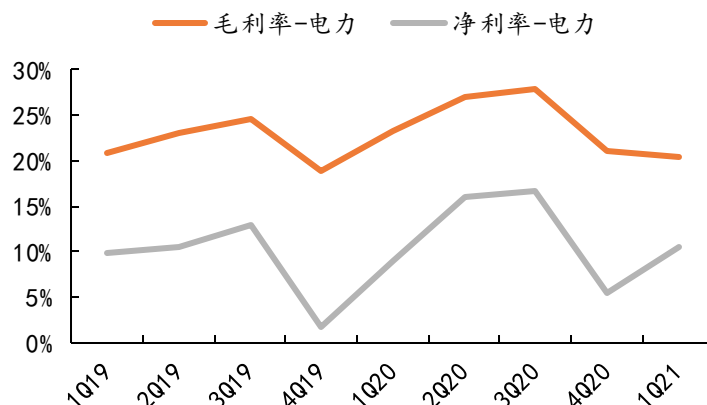
● 1Q21电力行业营业成本同比增长33.5%



● 1Q21电力行业归母净利润同比增长54.0%



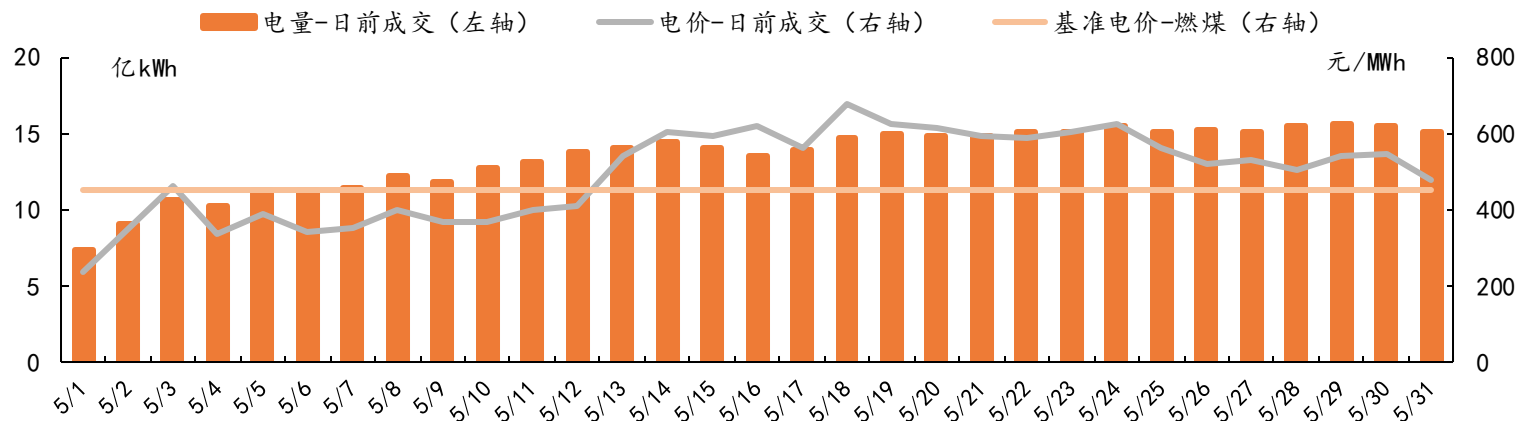
● 1Q21电力行业毛利率同比回落2.8pct



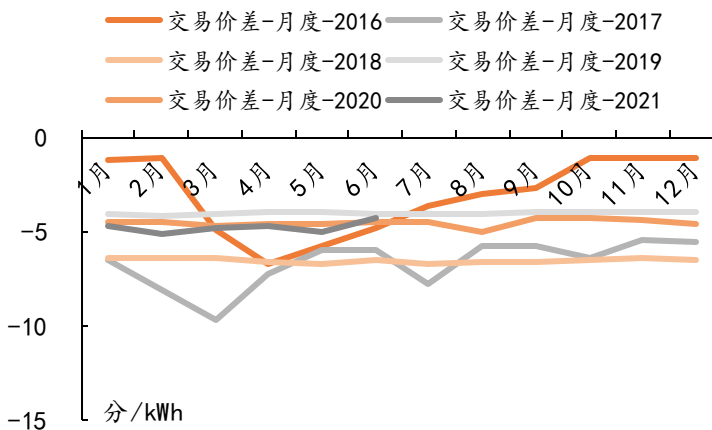
市场化电价如期上行，发现价格、引导预期

- 需求旺盛、供给吃紧，叠加火电厂燃料成本大幅上涨，如我们此前在2020年1月发布的《电价专题系列报告（三）：新时代，沉与浮》中所提出的观点——“电力的紧缺在市场化交易制度下的电价变化中必然会得到体现”。
- 5月18日，广东电力现货市场日前加权平均电价达到675.2元/MWh，其中燃煤机组均价652.79元/MWh、燃气机组均价751.61元/MWh。从5月13日至5月31日试运行结束，日前加权平均电价均高于广东省燃煤基准电价，最高偏离度达到49.1%；5月13日-22日，日前发电侧最高成交价均达到限价顶点1500元/MWh，全月共有12天达到电价上限。
- 紧俏的现货交易有效发挥了价格发现和预期引导的作用。5月31日，广东电力交易中心开展6月集中竞争交易，总成交电量81.93亿千瓦时，同比增长255.5%、环比增长64.9%；统一出清价差为-1.91分/千瓦时，同比缩窄1.04分/千瓦时、环比缩窄2.09分/千瓦时。

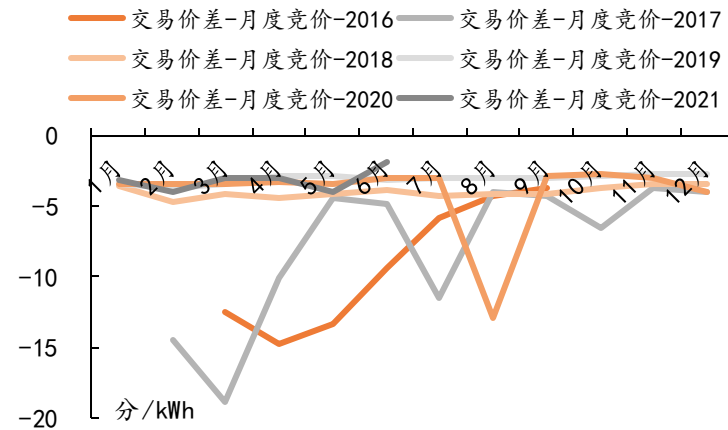
● 2021年5月广东省电力现货市场日前交易情况



● 2016-2021年广东月度平均交易电价



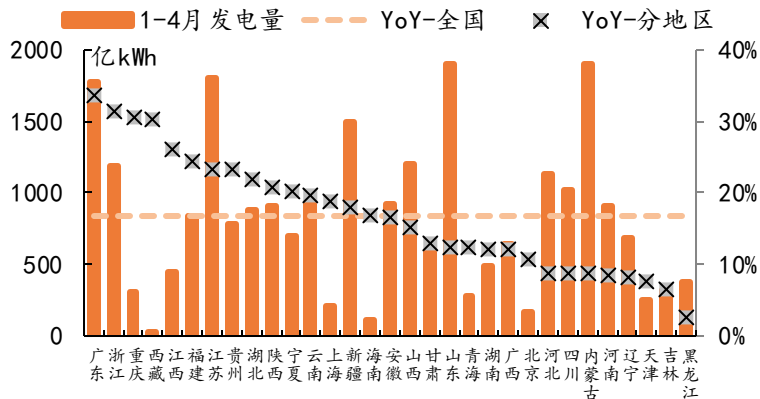
● 2016-2021年广东月度竞价交易电价



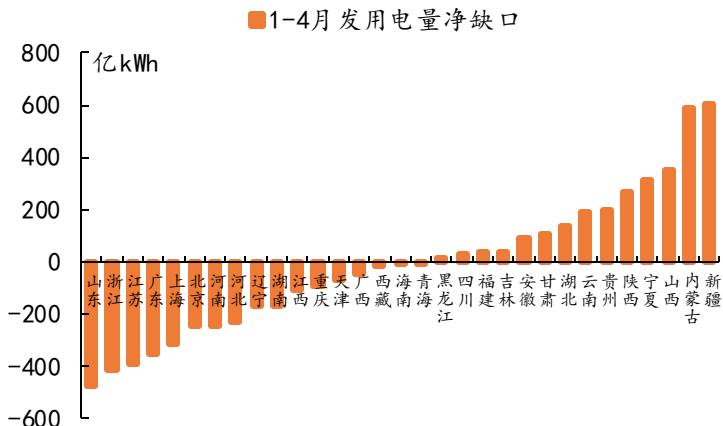
广东并不是个例，西电东送日渐吃紧

- 广东现货电价的快速上行除了供需等因素外，不可否认也与其近期提前到来的高温天气有关。但广东的情况在全国是个例吗？1-4月份，全国净输出电量排名前5位的地区为：新疆、内蒙古、山西、宁夏、陕西，净输入电量排名前5位的地区为：山东、浙江、江苏、广东、上海。
- 广东虽然用电增长快，但本地机组出力提升同样迅速。从发、用电净缺口来看，广东对于外来电的依赖度并不是最高的省份，全国前4大用电大省中的另外3家——山东、浙江、江苏，其对外来电的需求程度并不亚于广东。此外，西南、西北传统的西电东送省份云南、广西、四川等地区，近年来的本地用电需求增长同样迅猛。剔除疫情因素，以2019-2021年前4个月用电增速CAGR测算，云南以16.5%的年均增速在全国独占鳌头，广西达到10.0%位列第3、四川增速9.9%位列第5、青海增速9.6%位列第6、新疆增速8.9%位列第8，均高于广东8.4%的年均增速。
- 全国除国网直调外的各区域电网中，华东、华北、南方电网均依靠外来电填补负荷缺口，尤其是华东电网的最高发、用电负荷差不断扩大，2021年前4个月已达到4133万千瓦，同比增长43.7%。

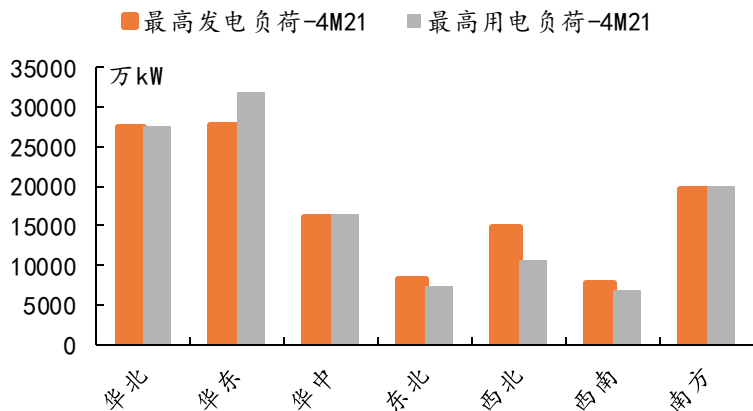
● 2021年1-4月各省（区、市）发电量及其增速



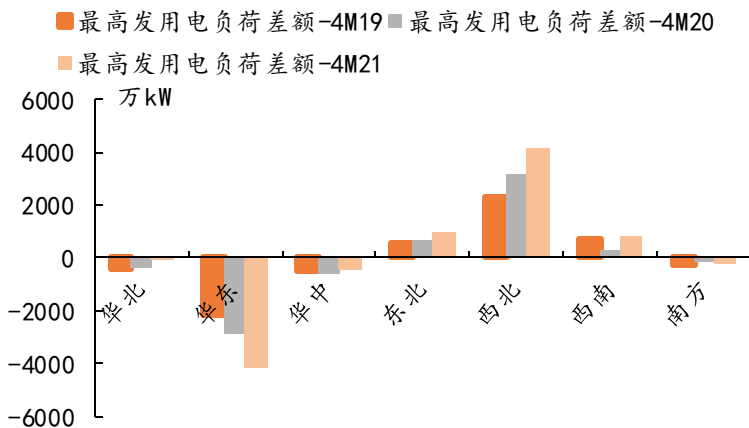
● 2021年1-4月各省（区、市）发、用电量净缺口



● 2021年1-4月各区域电网最高负荷



● 1-4月各区域电网最高负荷差



送电省、受电省市场交易电价均有抬升

■ 以西南水电送出省云南为例，其是全国最早开展电力市场化交易的省份。2021年1-6月月度均价同比增幅处于3.4%-13.6%区间，2019-2021年前6月平均增幅分别为2.8%、7.2%、6.3%。连续3年处于上行通道中。

➤ 供：1-5各月，省内澜沧江流域来水均偏枯1-2成、金沙江流域基本持平、其余流域来水偏枯2-7成，1-4月省内发电量同比增长19.5%。

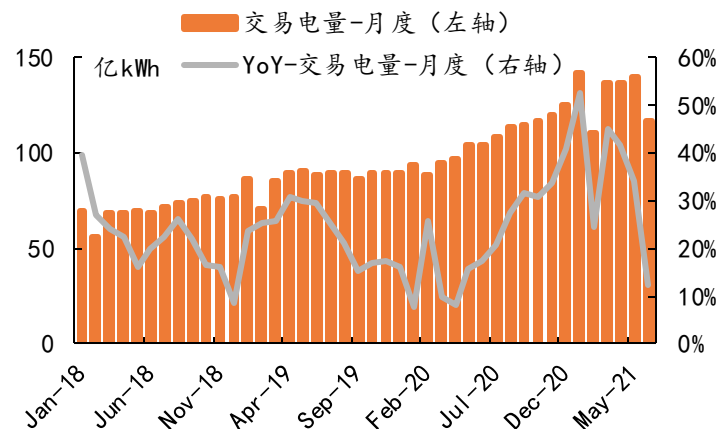
➤ 需：1-5月，省内重点行业开工率均保持在60%及以上，1-4月省内用电量同比增长27.1%。

■ 再看受电大省江苏，其是全国市场化交易规模最大的省份。2021年1-6月月度均价（6月挂牌成交价格尚未公布）的价差处于0.54-2.09分/千瓦时的区间，而上年同期价差处于0.65-5.80分/千瓦时的区间。前6个月平均成交价374.83/兆瓦时，比上年同期提高7.5%；价差1.62分/千瓦时，比上年同期缩窄2.71分/千瓦时。

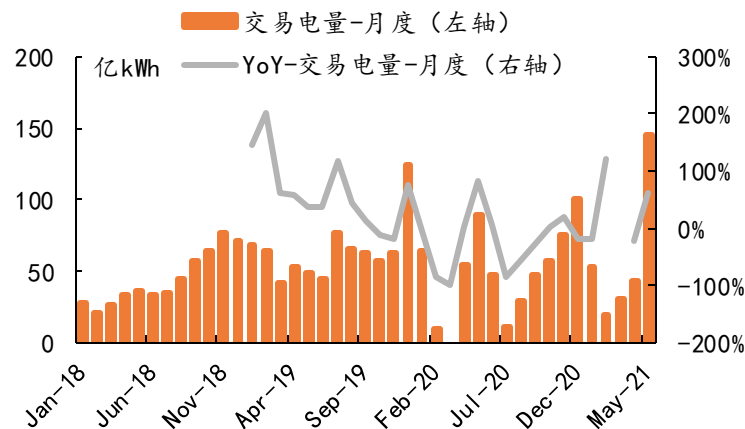
➤ 供：1-4月，省内发电量同比增长23.1%。

➤ 需：1-4月，省内用电量同比增长24.1%。

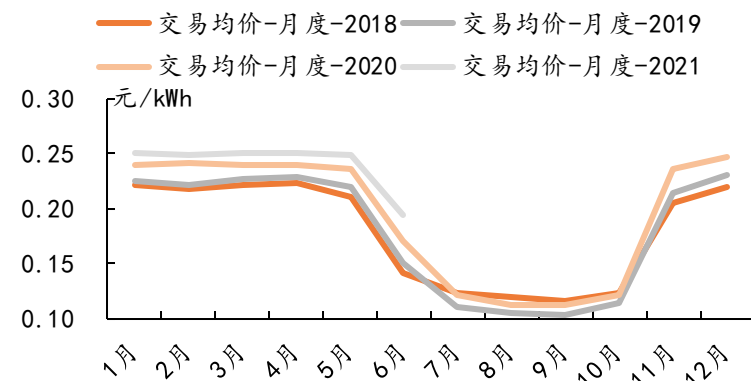
● 2018-2021年云南省月度市场化交易电量



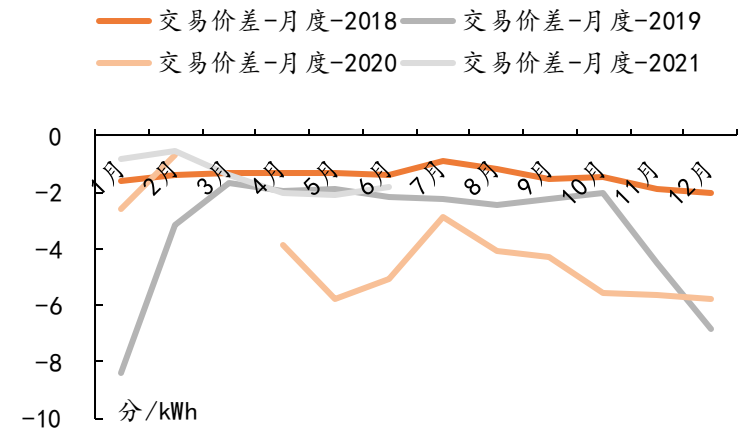
● 2018-2021年江苏省月度竞价交易价差



● 2018-2021年云南省月度市场化交易电价



● 2018-2021年江苏省月度挂牌交易价差



目录 CONTENTS

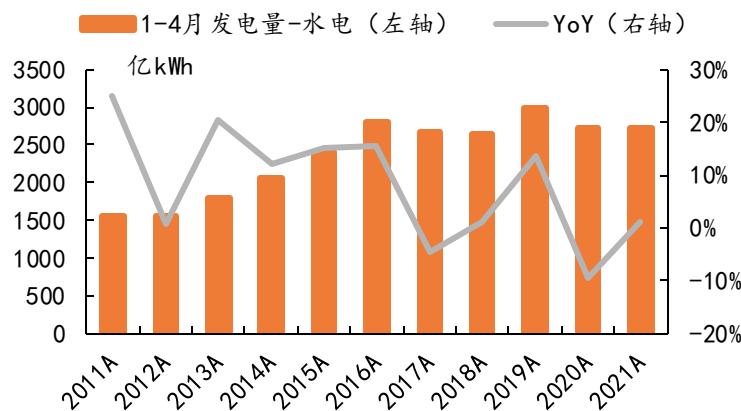
- ① 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- ② 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- ③ 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- ④ 核电：审批提速，发力新能源
- ⑤ 风光：政策加速，平价已至
- ⑥ 投资建议及风险提示



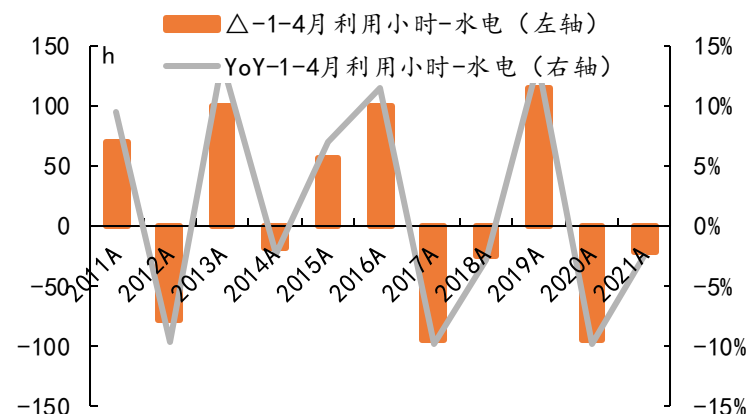
利用小时回落，投产、投资向好

- **发电量**：1-4月，全国规模以上水电发电量2727亿千瓦时，同比增长1.1%，比上年同期提高10.5个百分点，2019-2021两年CAGR为-4.5%。
- **利用小时**：1-4月，全国水电设备累计平均利用小时843小时，比上年同期减少22小时，降幅2.5%。
- **装机容量**：截至4月底，全国规上水电装机容量32885万千瓦，同比增长5.0%，比上年同期提高3.0个百分点。
- **新增装机**：1-4月，全国规上水电新增装机容量152万千瓦，与上年同期相比增加38万千瓦，同比增长33.3%。
- **投资**：1-4月，全国水电工程完成投资额304亿元，同比增长43.4%，比上年同期提高58.6个百分点。

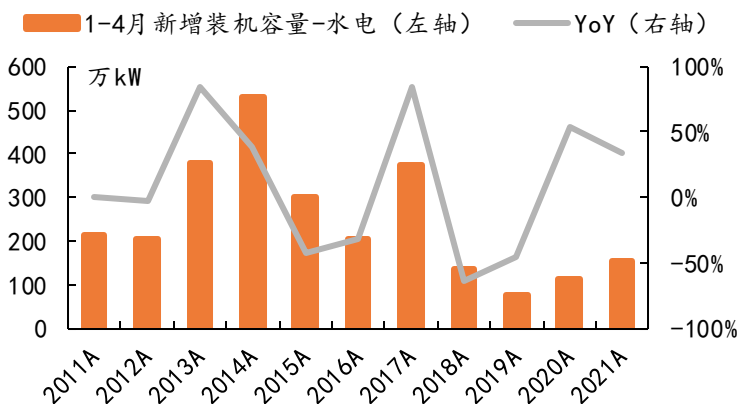
● 2021年1-4月水电发电量同比增长1.1%



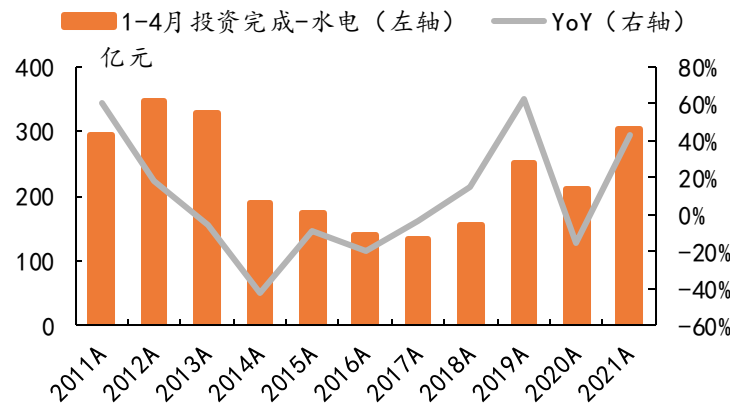
● 2021年1-4月水电利用小时同比下降2.5%



● 2021年1-4月水电新增装机同比增长33.3%



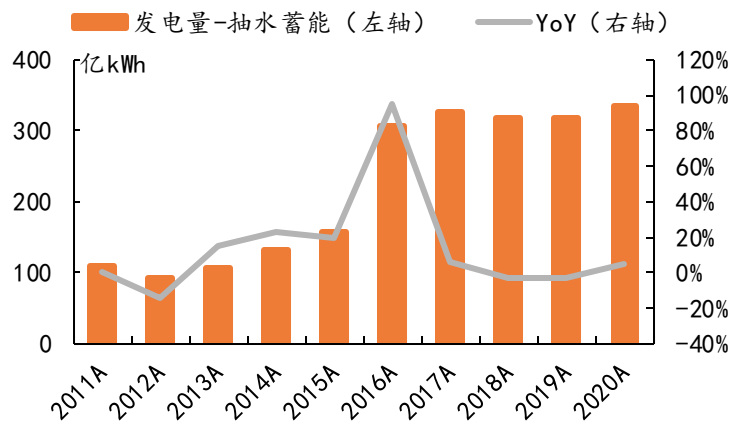
● 2021年1-4月水电完成投资同比增长43.4%



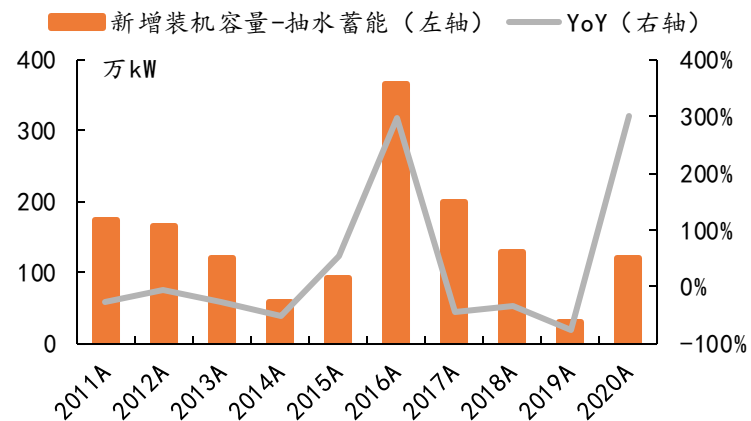
价格机制明确，抽水蓄能成为潜力股

- 2021年4月30日，国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，要求坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策，健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式，强化抽水蓄能电站建设运行管理。
- 根据2004年发改委公布的政策，抽蓄电站原则上由电网建设和管理，成本纳入电网运行费用统一核定。2014年明确实行两部制电价，容量电费和抽发损耗纳入当地省网或区域电网运行费用统一核算。但因为2004年71号文规定发电企业建设的抽蓄作为独立电厂参与市场竞争，因此发展速度较慢。而2019年的《输配电定价成本监审办法》将抽蓄排除在输配电成本之外，造成抽蓄的发展一度陷入停滞。
- 随着碳中和目标的提出，风光的大规模开发打开了抽蓄的广阔前景。作为目前最成熟的调峰调频电源，“3060”倒逼发展规划和电价机制得到明确。一方面稳定电网继续发展抽蓄的信心，并有望激发发电企业、甚至社会资本的投资热情；另一方面，容量电价机制将为辅助服务等电力交易市场参与方提供保障。
- 以华东电网旗下装机容量180万千瓦的天荒坪抽蓄为例，其年收入、净利超过20、4亿元，净利率超过20%。政策明确后，除两网外，三峡、国电投、中核等央企以及部分地方国企纷纷入局。

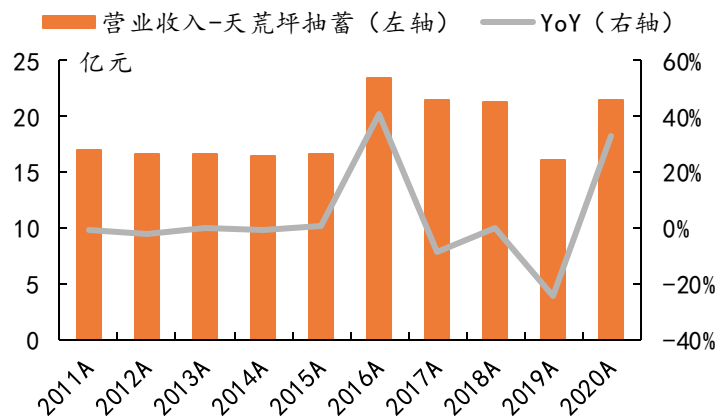
● 2011-2020年抽水蓄能发电量



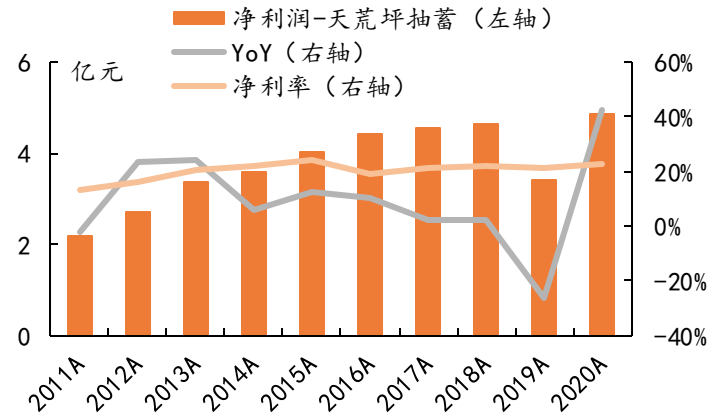
● 2011-2020年抽水蓄能新增装机容量



● 2011-2020年天荒坪抽蓄营业收入



● 2011-2020年天荒坪抽蓄净利润



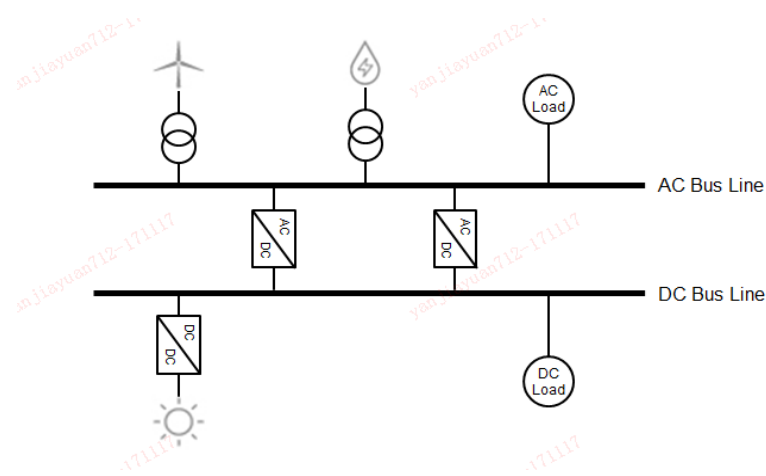
政策推进多能互补发展，水风光一体化前景广阔

- 2021年2月25日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》。要求强化电源侧灵活调节作用，充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。
- 关于风光水（储）一体化，《意见》提出对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。
- 目前，除了国电投旗下黄河上游水电公司在2015全部建成投产龙羊峡水光互补项目（128+85万千瓦）外，多家水电企业也将风、光作为未来的发力方向：
 - 黔源电力（华电）：初步建成国内首个流域梯级水光互补基地——北盘江梯级水光互补项目（248+75万千瓦），“十四五”已签约规划项目光伏合计装机容量530万千瓦。
 - 华能水电（华能）：开展澜沧江上游西藏段项目前期工作，规划到2035年建成包括8个梯级水电站的水光互补能源外送基地（1000+1000万千瓦、350+220亿千瓦时）。
 - 长江电力（三峡）：拓展水风光一体化和智慧综合能源开发。
 - 桂冠电力（大唐）：建设岩滩水光互补项目一期（181+10万千瓦）。

● 龙羊峡水光互补系统协调运行曲线



● 水风光互补发电系统结构示意图





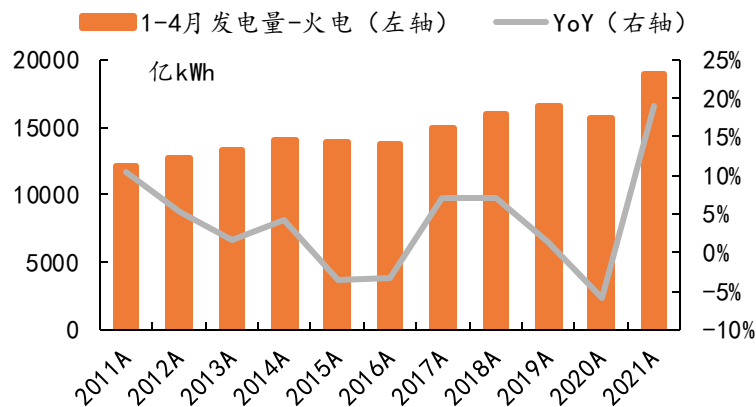
目录 CONTENTS

- ① 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- ② 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- ③ 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- ④ 核电：审批提速，发力新能源
- ⑤ 风光：政策加速，平价已至
- ⑥ 投资建议及风险提示

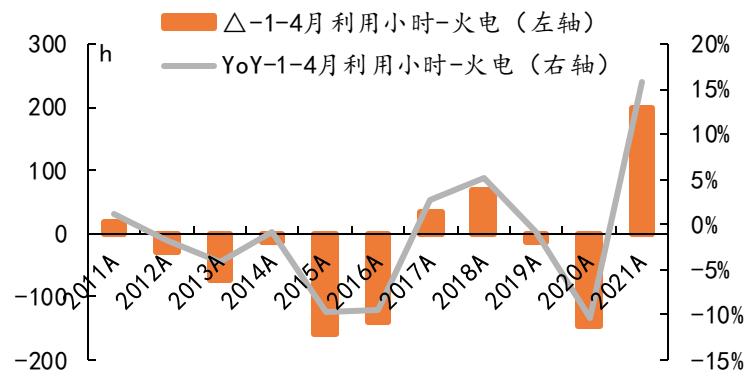
利用小时达七年峰值，仍占近半新增装机

- 发电量：1-4月，全国规模以上火电发电量18901亿千瓦时，同比增长18.9%，比上年同期提高24.8个百分点，2019-2021两年CAGR为6.9%。
- 利用小时：1-4月，全国火电设备累计平均利用小时1465小时，比上年同期增加199小时，增幅15.7%。
- 装机容量：截至4月底，全国规上火电装机容量125179万千瓦，同比增长4.2%，比上年同期提高0.3个百分点。
- 新增装机：1-4月，全国规上火电新增装机容量1328万千瓦，与上年同期相比增加250万千瓦，同比增长23.2%。在全部新增装机容量中占比44.7%。
- 投资：1-4月，全国火电工程完成投资额115亿元，同比增长19.8%，比上年同期提高32.5个百分点。

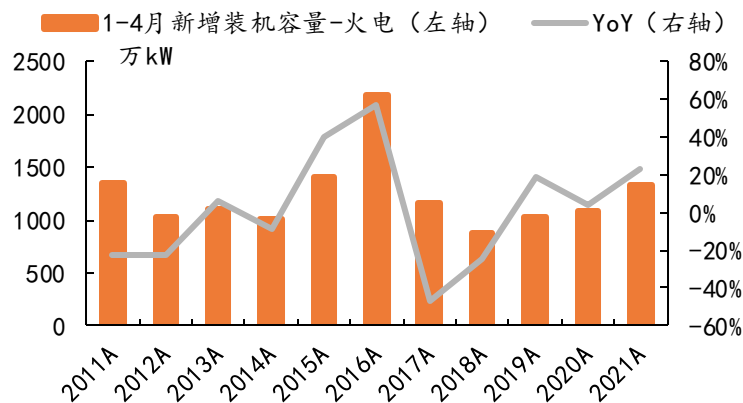
● 2021年1-4月火电发电量同比增长18.9%



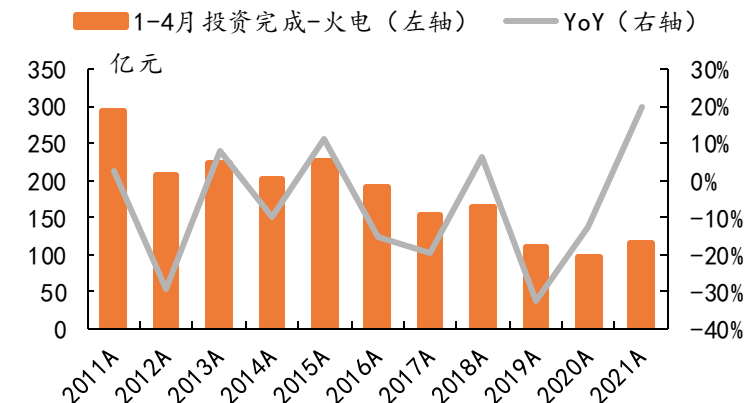
● 2021年1-4月火电利用小时同比增长15.7%



● 2021年1-4月火电新增装机同比增长23.2%



● 2021年1-4月火电完成投资同比增长19.8%

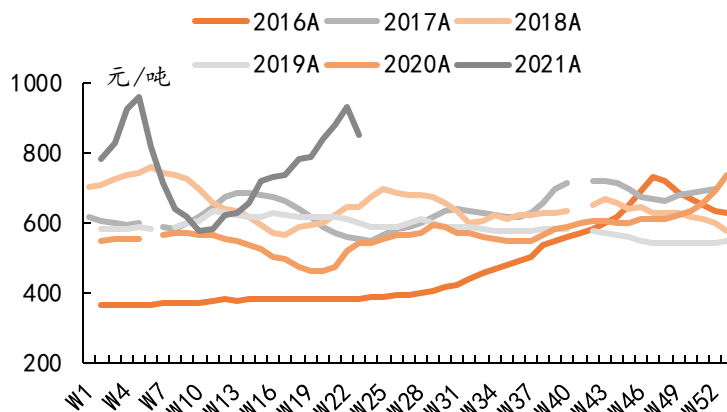


煤价淡季不淡，拐点已至

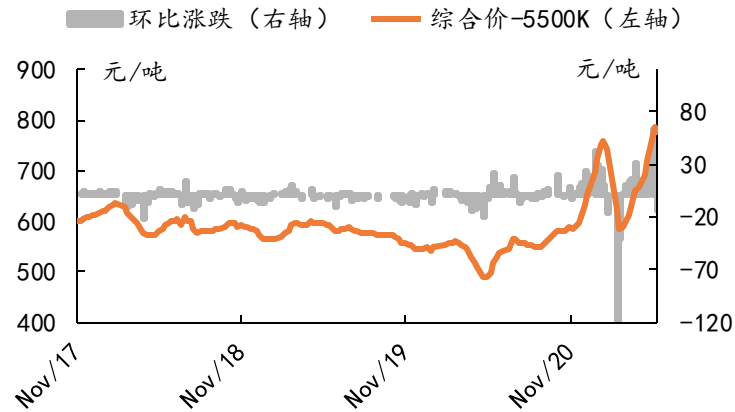
■ 在我们此前发布的《冷冬专题研究报告：未冷筹谋》中，即已对冷冬预期演绎下的煤价走势及其对电力行业的相关影响进行了分析。此后，动力煤价格在2020年底急速攀升、并在2021年1月达到阶段性峰值。春节后，随着政策调节和保供产能释放，煤价快速下行。但进入传统淡季3月，煤价却在多重因素的刺激下再次仰头向上。截止目前，秦港5500K平仓价最高达到约931元/吨、CECI沿海指数5500K综合价突破前期高点达到785元/吨。

■ 前面说到1Q21是继3Q18以来，10个季度后再现成本增速高于营收增速。但此次煤价的快速反弹，或许更接近于2016年中的那次，两次同样是由煤炭供给侧缩紧和全社会用电需求快速增长的谐振所致。2Q16的营收、成本增速差拐点后，火电的低谷期一直延续至2019年。期间，即使上调了标杆上网电价、留存了增值税税率调整差额，均未能改变火电成本端的压力，直至用电需求下滑导致煤炭供需平衡发生转变。

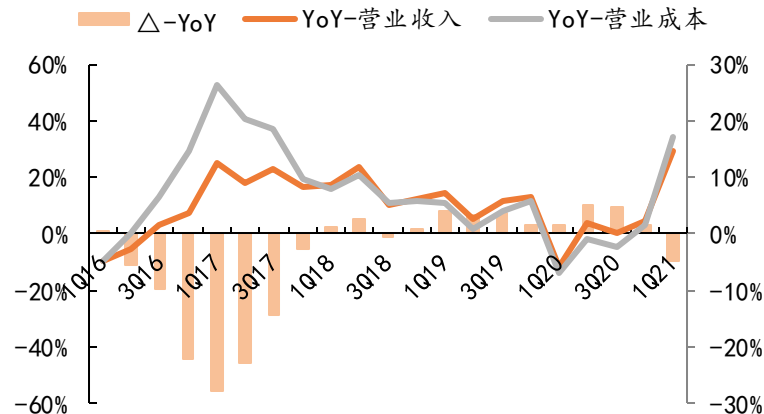
● 2016-2021年秦皇岛Q5500K煤价对比



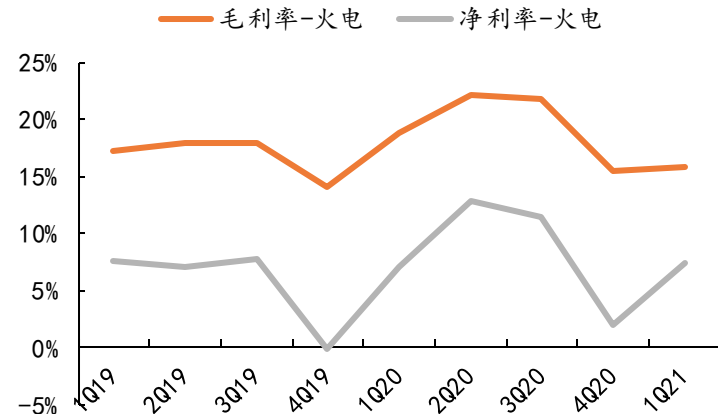
● 中国沿海电煤采购价格指数 (CECI)



● 1Q16-1Q21火电板块营收、成本增速



● 1Q21火电板块毛利率同比下降3.0pct



容量电价渐行渐近，煤电或向气电转型

- 火电主要包括煤电、气电、生物质发电等类型，其中绝大部分是煤电，其次是气电，2020年底两者在火电总装机中占比分别为86.7%、7.9%。面对“3060”目标，在行业前景不明的情况下，煤电投资放缓成为必然，随之而来的是新增装机的减少以及存量机组短期内利用小时的提升。另一方面，风电、光伏新增装机大规模并网将带来电力市场辅助服务需求的提升，结合部分地区煤电容量电价的试点探索，煤电的角色定位将由基核电源加速向调峰电源转变。
- 气电作为火电的一种，以其清洁环保、快速响应的特性，在全国多个地区得到了推广应用。但因为气源和气价的问题，部分地区难以覆盖成本，所以采取了两部制电价政策，以确保调峰机组的盈利能力。2014年12月31日，国家发改委发布《关于规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》（发改价格[2014]3009号），对三种不同类型的天然气发电机组施行不同的上网电价政策。全国多个省（区，市）陆续制定或调整了自己的气电上网电价政策。其中，除了最早执行两部制电价的上海（2012年开始）、浙江（2015年开始）以外，江苏、河南也从2019年起执行两部制电价。
- 在2019年10月21日发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》中，即已提出“对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成”。《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》的出台，也给未来可能实施的煤电容量电价机制形成了参考。2020年4月29日，山东发改委发布《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》，规定在容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取0.0991元/千瓦时。

● 部分地区气电容量电价

地区	文件名称	文件编号	执行时间	上网电价
上海	关于完善本市天然气发电上网电价机制的通知	沪价管[2018]11号	2018/4/1	调峰： 容量电价：44.24元/kW·月， 电量电价：0.4983元/kWh。 热电联产： 容量电价：39.54元/kW·月， 电量电价：0.4983元/kWh。 分布式：0.7655元/kWh。
江苏	关于完善天然气发电上网电价管理的通知	苏价工[2018]162号	2018/11/1	调峰： 容量电价：28元/kW·月， 电量电价：0.436元/kWh。 热电联产： 容量电价：28-42元/kW·月， 电量电价：0.449-0.469元/kWh。 分布式（区域）： 容量电价：42元/kW·月； 电量电价：0.469元/kWh。 分布式（楼宇）：0.772元/kWh。
浙江	关于调整天然气发电机组上网电价的通知	浙发改价格[2018]529号	2018/10/1	容量电价：360-680元/kW·年， 电量电价：0.73-0.79元/kWh。
河南	关于我省天然气调峰发电机组试行两部制电价的通知	豫发改办价管[2019]22号	2019/1/1	调峰： 容量电价：35元/kW·月； 电量电价：0.41元/kWh（年发电量8亿千瓦时以内），0.3879元/kWh（年发电量超过8亿千瓦时）。 热电联产：0.3879元/kWh（一般时段），0.60元/kWh（迎峰度夏、迎峰度冬期间）。



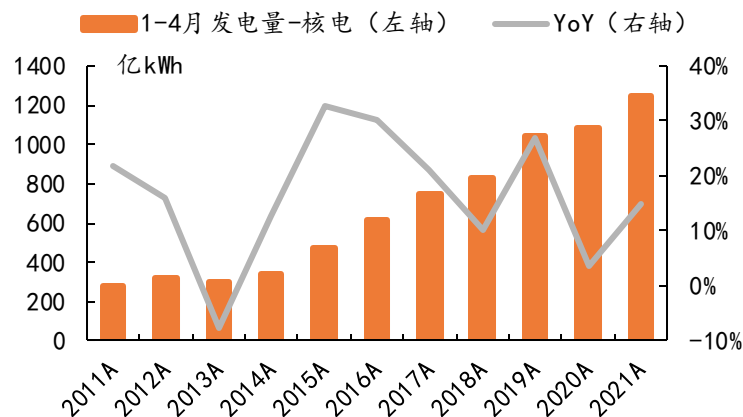
目录 CONTENTS

- 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- 核电：审批提速，发力新能源
- 风光：政策加速，平价已至
- 投资建议及风险提示

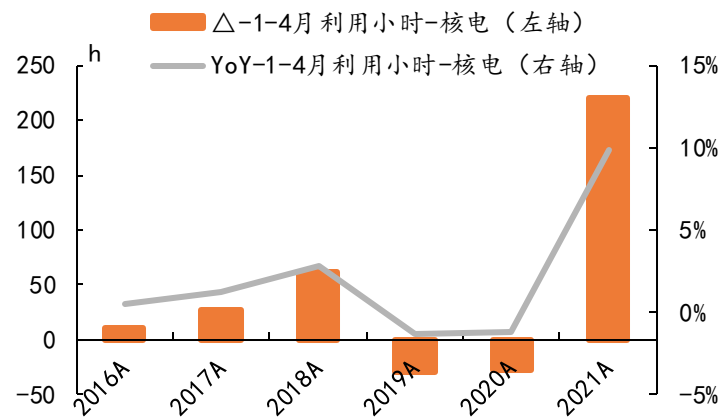
利用小时创新高，投资显著回升

- 发电量：1-4月，全国核电发电量1250亿千瓦时，同比增长14.9%，比上年同期提高11.2个百分点，2019-2021两年CAGR为9.2%。
- 利用小时：1-4月，全国核电设备累计平均利用小时2450小时，比上年同期增加220小时，增幅9.9%。是自2013年有统计以来的最高值。
- 装机容量：截至4月底，全国核电装机容量5104万千瓦，同比增长4.7%，比上年同期回落1.5个百分点。
- 新增装机：1-4月，全国核电新增装机容量115万千瓦，与上年同期相比增加115万千瓦。
- 投资：1-4月，全国核电工程完成投资额133亿元，同比增长66.3%，比上年同期提高83.6个百分点。

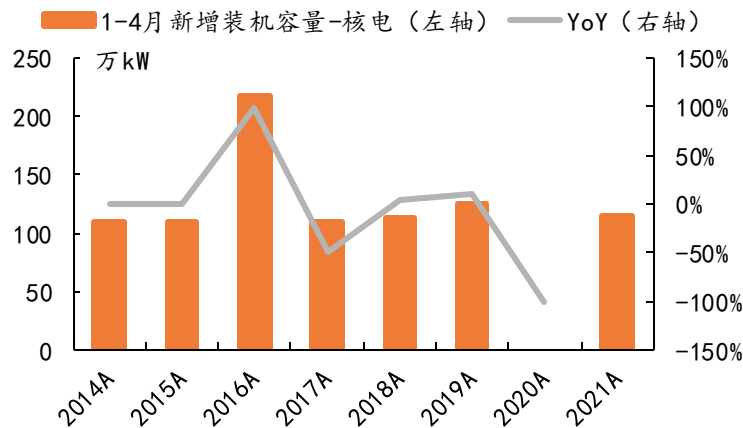
● 2021年1-4月核电发电量同比增长14.9%



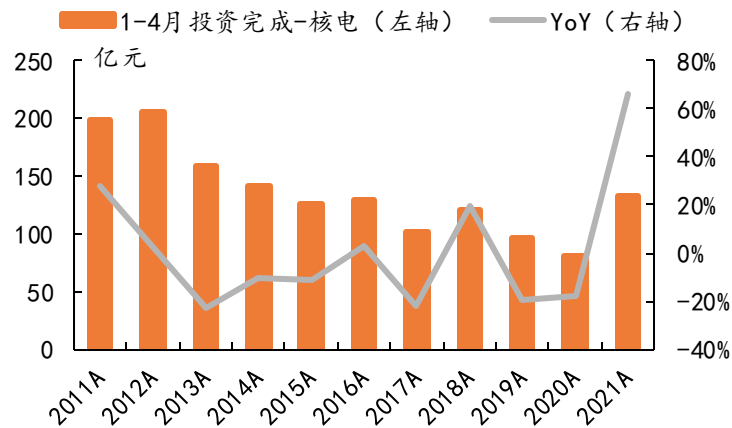
● 2021年1-4月核电利用小时同比增长9.9%



● 2021年1-4月核电新增装机同比增加115万千瓦



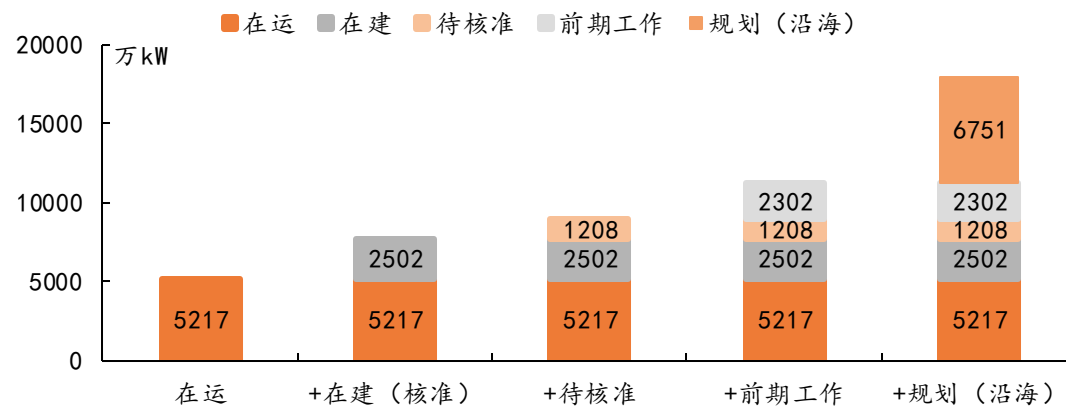
● 2021年1-4月核电完成投资同比增长66.3%



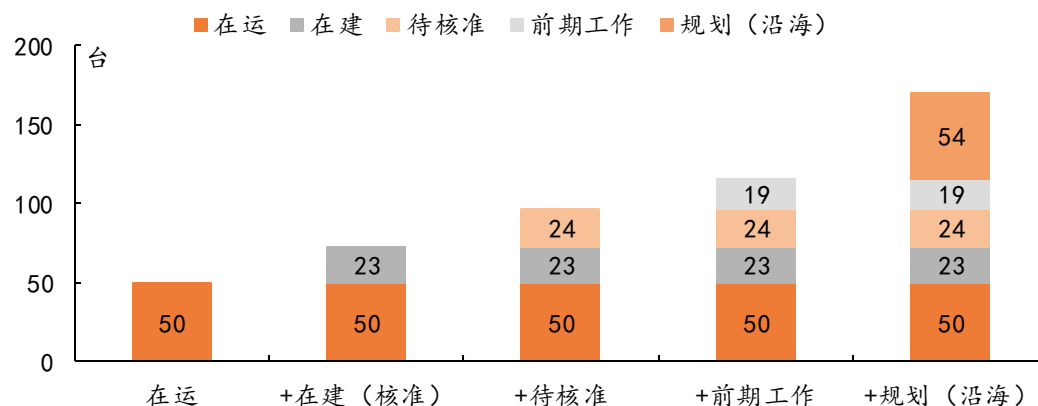
审批提速，但远水难解近渴

- 2021年5月19日，国家主席习近平在北京通过视频连线，同俄罗斯总统普京共同见证两国核能合作项目——田湾核电站和徐大堡核电站开工仪式。这4台机组在一个月前，与海南昌江多用途模块式小型堆科技示范工程项目一并获得核准。
- 对比2020，上半年未核准新机组，直至九月初才核准4台；2019年1月底核准4台；2018年11月核准2台。2021上半年的核准数量和速度已超越过往三年，而且这5台机组全部属于中核，即使暂不考虑刚拿到核电牌照的华能，另外两家中广核、国电投也有望在年内获得新批机组。
- 中广核：2020年11月上报的广东陆丰三期5、6号机组的选址阶段环评已经在2021年5月获批，4月刚上报了广西防城港三期5、6号机组的选址阶段环评。参照近三年新机组的审批流程，这两个项目共4台机组有望在今、明两年获批。
- 国电投：2020年12月上报了广西白龙一期、2021年4月上报了广东廉江一期，也可能在今、明两年获批。但因这两个项目均采用CAP1000技术（美国AP1000国产化堆型），或有不确定性。
- 目前国内在运核电机组有50台，合计装机容量5217万千瓦；在建（按已核准口径）机组23台，合计装机2502万千瓦。但因为2016-2018三年零核准的影响，23台在建机组中“十三五”及以前开工的有15台、合计装机1619万千瓦。考虑到核电5-7年的建设周期，能在“十四五”期间投产的最多仅有这15台机组。这就带来了两大问题：
 - 对国家而言，2025年以前核电对于“3060”目标所起到的作用有限。
 - 对企业而言，发展的持续性、稳定性存在不足。

● 国内核电装机容量预测



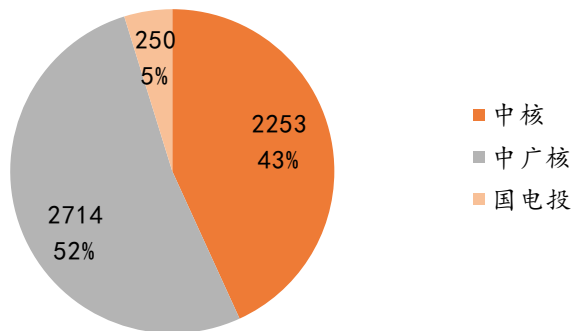
● 国内核电机组数预测



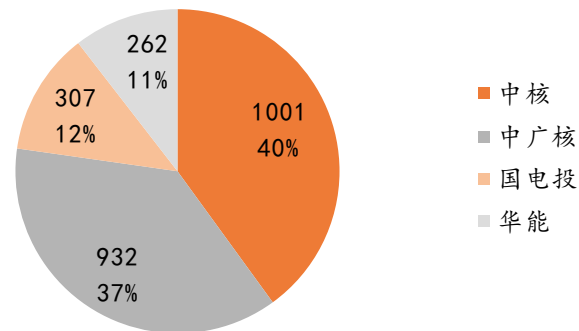
发力新能源，熨平断档期

- 国内四家核电运营商中，国电投和华能两家入场时间较晚，且核电只是企业庞大资产体量中极小的一部分，但核电是中核、中广核的起家之源、立身之本。面对在建项目的断档问题，两位核电双雄先后将目光投向了短平快的风电、光伏。
- 中广核：大岗子风电一期2007年底投产、中国第一个光伏发电特许示范权项目敦煌10兆瓦光伏2010年底并网发电，结合水电、燃机等清洁能源，2011年至今核电与非核电装机保持均衡发展。
- 中核：旗下有中核汇能、新华水电等多个新能源开发平台。
- 在上市公司层面，因同业竞争、资源分配等因素，中广核电力和中国核电给出了各自的解决之道。
- 中广核电力/中国广核：集团有中广核新能源这一上市平台，同业竞争限制公司仅有核电相关业务，公司转变发展方式，一方面将在建项目放在集团体内孵化以待未来择机注入、另一方面不断提高分红比例。
- 中核：2018年以前少量开发风电、光伏用于核电厂址保护，2018年起开始收购及自建，2020年底、2021年初完成中核汇能收购，集团避免同业竞争承诺明确了公司唯一新能源开发平台的地位。

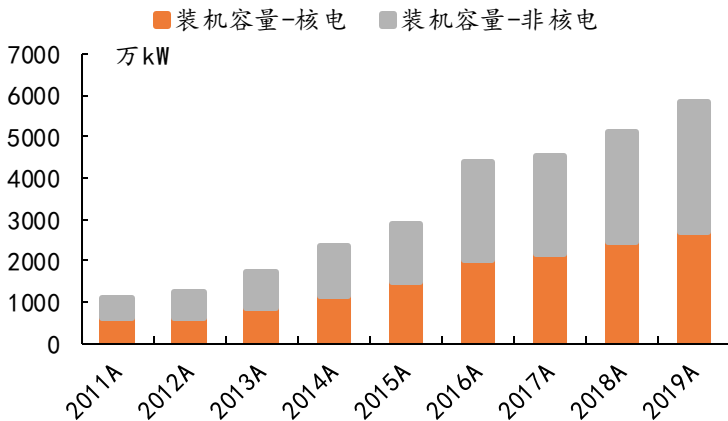
● 国内在运核电装机容量划分（单位：万kW）



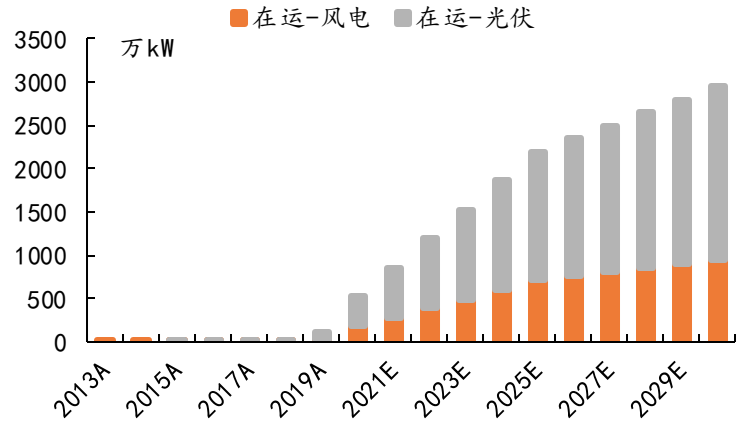
● 国内在建核电装机容量划分（单位：万kW）



● 2011-2019年中广核集团装机容量



● 2013-2030年中国核电、风光装机容量及预测



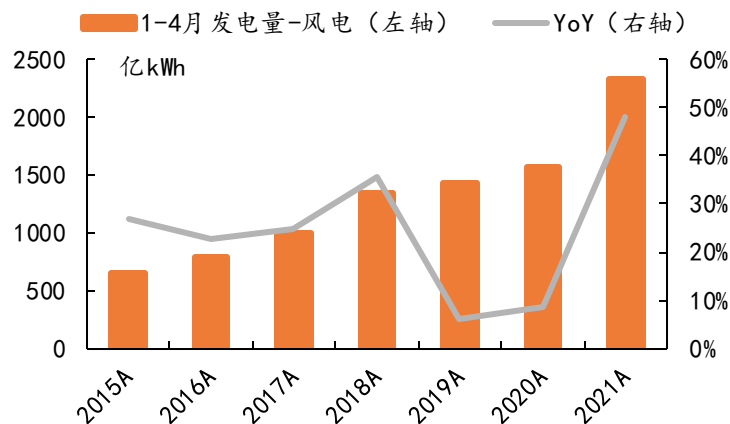
目录 CONTENTS

- ① 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- ② 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- ③ 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- ④ 核电：审批提速，发力新能源
- ⑤ 风光：政策加速，平价已至
- ⑥ 投资建议及风险提示

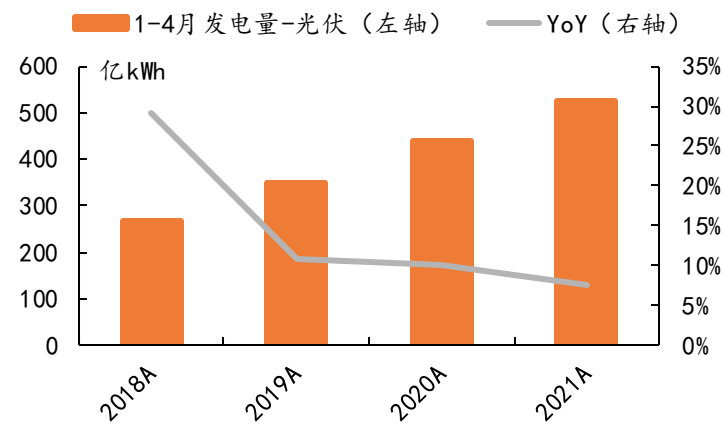
增速高企，风光无限

- **发电量：**1-4月，全国规上风电发电量2325亿千瓦时，同比增长47.9%，比上年同期提高39.2个百分点，2019-2021两年CAGR为27.1%；全国规上光伏发电量527亿千瓦时，同比增长7.6%，比上年同期回落2.5个百分点。
- **利用小时：**1-4月，全国并网风电设备累计平均利用小时823小时，比上年同期增加78小时，增幅10.5%；全国并网光伏设备累计平均利用小时409小时，比上年同期减少12小时，降幅2.4%。
- **装机容量：**截至4月底，全国规上并网风电装机容量28732万千瓦，同比增长34.6%，比上年同期提高22.0个百分点；全国规上并网光伏装机容量18350万千瓦，同比增长22.4%，比上年同期提高8.1个百分点。
- **新增装机：**1-4月，全国并网风电新增装机容量660万千瓦，与上年同期相比增加305万千瓦，同比增长85.9%；全国并网光伏发电新增装机容量708万千瓦，与上年同期相比增加253万千瓦，同比增长55.3%。
- **投资：**1-4月，全国风电完成投资额468亿元，同比增长9.1%，比上年同期下滑213.5个百分点；全国光伏完成投资额95亿元，同比增长31.9%，比上年同期下滑210.9个百分点。

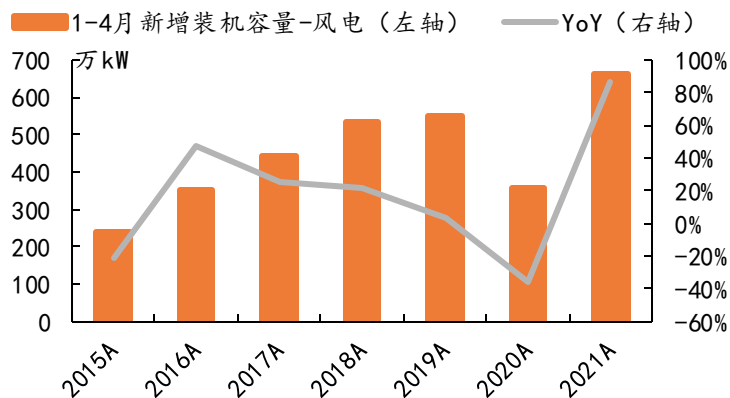
● 2021年1-4月风电发电量同比增长47.9%



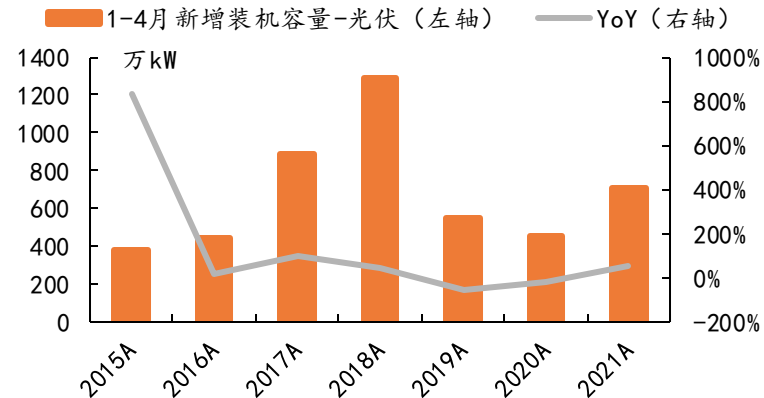
● 2021年1-4月光伏发电量同比增长7.6%



● 2021年1-4月风电新增装机同比增长85.9%



● 2021年1-4月光伏新增装机同比增长55.3%



政策加速，平价已至

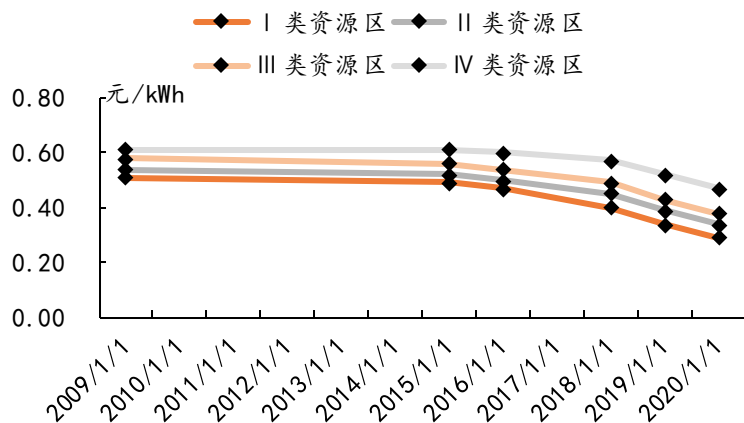
■ 2018年9月13日，国家能源局发布《关于加快推进风电、光伏发电平价上网有关工作的通知（征求意见稿）》；2019年1月7日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》；2019年4月8日，国家能源局印发《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的方案（征求意见稿）》，接着在4月11日印发了《关于2019年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》，向着平价上网的目标加速推进。平价上网减少了对补贴的依赖，风电、光伏将不再是报表好看、运营吃力的低质资产。

■ 2021年6月7日，国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，规定：

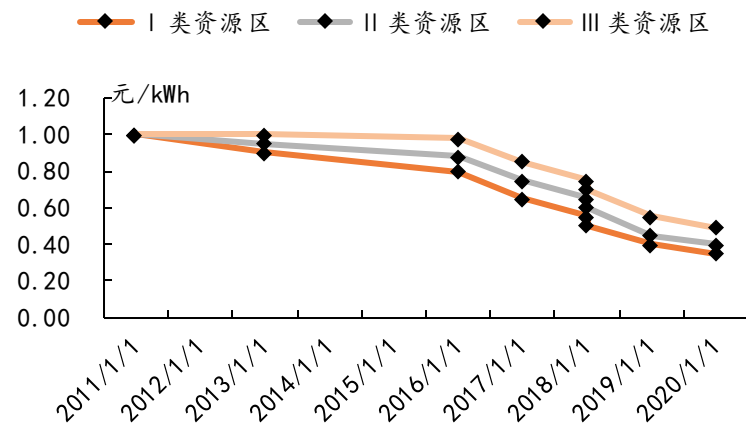
- 2021年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。
- 2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

■ 与4月份的征求意见稿相比，风光上网电价不再基本要求低于当地煤电基准价，且去除了竞争性配置和市场化交易的要求。

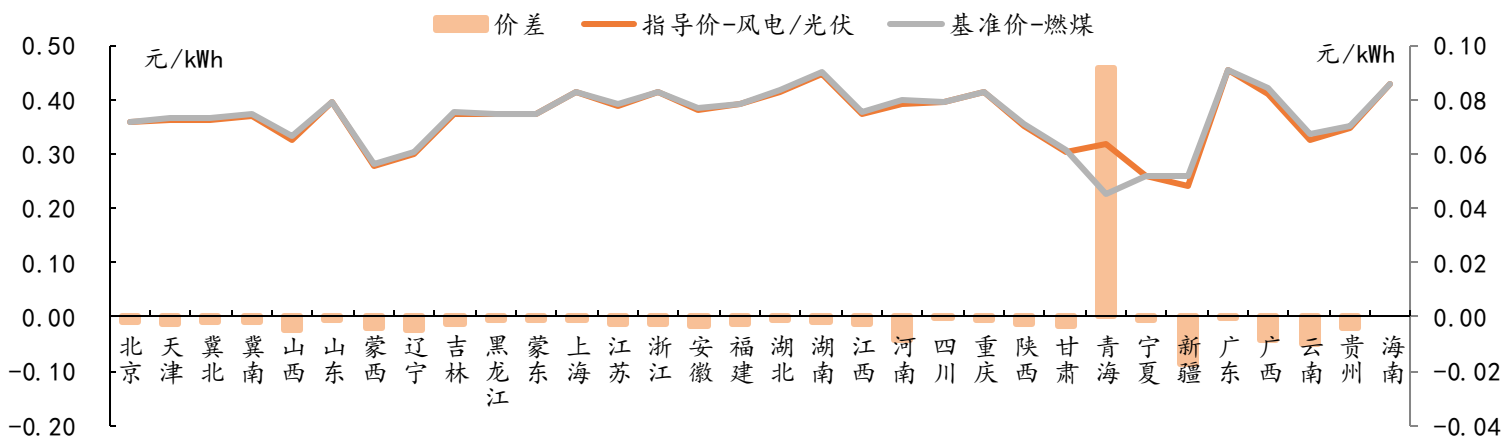
● 风电标杆电价/指导价



● 光伏发电标杆电价/指导价



● 2021年各省（区、市）新建光伏发电、风电项目指导价（征求意见稿）



目录 CONTENTS

- ① 行业：需求旺、供给紧，电价如期上行
- ② 水电：抽蓄成为潜力股，一体化前景广阔
- ③ 火电：拐点已至，容量电价渐行渐近
- ④ 核电：审批提速，发力新能源
- ⑤ 风光：政策加速，平价已至
- ⑥ 投资建议及风险提示

投资建议

- 行业评级：火电盈利拐点已至，在目前的电价传导机制下，节节攀升的煤价将持续侵蚀火电的利润空间；虽然部分市场化交易品种的电价有所提升，但总量占比有限，难以根本性扭转成本端面临的压力，或将持续拖累行业整体表现，因此维持行业“中性”评级。
- 投资建议：通过量、价、成本、成长四个维度定性分析，建议买入核电、风光，持有水电。核电板块推荐单核升级双核的中国核电、占据规模优势的中国广核（A）/中广核电力（H）；水电板块推荐具备乌白注入预期的全球水电王者长江电力、两杨投产在即的国投电力、西电东送大湾区的华能水电。火电板块建议关注经营稳健的申能股份、加速清洁能源转型的华能国际。风光运营板块建议关注三峡集团旗下的三峡能源。

● 重点公司盈利预测

股票名称	股票代码	股票价格		EPS				P/E				评级
		2021/06/11	2020A	2021E	2022E	2022E	2020A	2021E	2022E	2022E		
601985.SH	中国核电	5.10	0.34	0.42	0.52	0.54	14.8	12.1	9.8	9.5	强烈推荐	
03816.SZ/ 01816.HK	中国广核/ 中广核电力	2.73/ 1.72	0.19	0.22	0.22	0.23	14.4 /7.5	12.3 /6.4	12.5 /6.5	11.7 /6.0	推荐/ 未评级	
600900.SH	长江电力	20.69	1.16	1.12	1.15	1.17	17.9	18.4	17.9	17.7	推荐	
600886.SH	国投电力	9.69	0.78	0.67	0.90	1.02	12.5	14.5	10.8	9.5	推荐	
600025.SH	华能水电	5.77	0.27	0.30	0.32	0.32	21.5	19.1	18.3	17.8	推荐	
600642.SH	申能股份	6.38	0.49	0.51	0.55	0.60	13.1	12.4	11.7	10.7	推荐	
600011.SH	华能国际	4.16	0.18	0.19	0.34	0.39	23.4	21.9	12.3	10.7	推荐	
600905.SH	三峡能源	4.20	0.13	0.16	0.21	0.24	33.2	26.3	20.0	17.5	未评级	

风险提示

■ 价格降低

电力市场化交易可能拉低平均上网电价。

■ 需求下滑

宏观经济运行状态将影响发电设备利用小时数。

■ 成本上升

电煤、天然气等燃料成本上升将减少火电的利润。

■ 政策推进滞后

国内部分地区的电力供需目前仍处于供大于求的状态，可能影响存量机组的电量消纳、以及新建机组的开工建设。

■ 降水量减少

水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数20%以上）

推 荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数10%至20%之间）

中 性（预计6个月内，股价表现相对沪深300指数在±10%之间）

回 避（预计6个月内，股价表现弱于沪深300指数10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于沪深300指数5%以上）

中 性（预计6个月内，行业指数表现相对沪深300指数在±5%之间）

弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于沪深300指数5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2021版权所有。保留一切权利。