

电力行业逆周期发展策略研究

通过总结分析近 20 年能源电力行业发展的规律，研判“十五五”“十六五”政策环境、电源结构和需求侧的变化，提出公司未来十年的投资布局方向和逆周期投资发展策略。

一、近 20 年我国能源电力行业发展的周期现象

我国电力供需平衡受电源投资、经济周期下负荷变化影响，呈现周期性变化，“十四五”期间，受极端天气影响，电力供需呈现新变化。未来新能源成为主力电源后，极端天气下电力供需紧平衡发生频次将会提高。

“十一五”“十二五”期间（2005 至 2015 年），我国电力供需呈紧平衡格局。需求侧方面，我国处于工业化快速增长周期，经济结构转型驱动用电需求刚性增长，全社会用电量年均增速 8.5%，电力消费增长迅猛。供给侧方面，“十一五”后期火电投资大幅回落、水电新开工项目不足，导致“十二五”期间电力供应能力低于规划预期，难以匹配用电需求。同时，叠加煤价整体上浮影响，63%的火电企业亏损，发电积极性不足，全国电力供需处于紧平衡状态。

“十三五”期间（2016 至 2020 年），我国电力供需呈现过剩格局。一是经济结构转型导致用电需求放缓。电量增长主力从传统高耗能行业转向第三产业用电，增速放缓，年均增速约 5.7%，2015 年仅为 0.96%。二是煤电建设惯性加剧

供应过剩。尽管国家明确提出严控煤电规模，但已审批机组仍在集中投产，装机容量持续增长，导致火电利用小时数从2013年的5021小时降至2015年的4329小时，产能过剩压力显著。**三是煤炭价格理性回归。**“十三五”期间，煤炭价格稳定在500-700元/吨，火电企业发电意愿增强，进一步加剧了电力供需宽松。**四是局部地区新能源快速发展导致电力过剩矛盾突出。**东北、西北等地区新能源装机高速增长，电力供应能力富余较多，而跨区跨省输电能力不足，导致区域性过剩严重。

“十四五”期间（2021至2025年），我国电力供需从局部地区紧平衡转向整体相对宽松。“十四五”前期，东南沿海、西南等区域出现电力紧平衡。由于2021年疫情结束后经济迅猛复苏，东南沿海区域用电量快速增加，发电能力难以匹配负荷快速增长。如2021年广东全省用电量同比增长17.33%，省内多地工业企业采取“开三停四”甚至“开二停五”模式错峰用电。2022年至2023年期间，受极端天气影响，云南、四川等区域水电出力严重受限，导致迎峰度夏期间电力供需紧张，出现有序用电。“十四五”后期，全国电力供需由紧转松。受新能源装机快速增长、经济增速放缓影响，全国电力供需形势整体平衡，局部地区呈现过度宽松态势。甘肃电力供需比达到4:1，广东电力供需比达到2.8:1。

二、未来十年能源电力行业投资周期展望

（一）电力过剩期（2026年至2027年）

1. 政策环境。一是宏观经济增速放缓。国际货币基金

组织预测，受房地产市场衰退、外需疲软等因素影响，中国经济增速至 2028 年可能放缓至 3.4% 左右。此轮房地产下行预计在 2026 年前后触底企稳，在此期间，传统增长引擎乏力，整体经济需要新的增长点。**二是电力市场价格持续走低。**在供给过剩的预期下，市场竞争加剧，叠加煤炭价格下降、新能源装机迅猛增长等因素，市场价格呈现量价齐跌态势，尤其在广东、江苏等经济发达地区，市场交易电价连续走低。2025 年广东省年度中长期交易均价已从 2024 年的 465.64 元 / 兆瓦时降至 391.86 元 / 兆瓦时；江苏省年度长协均价亦同比下降 9%。**三是新能源市场化消纳政策和盈利机制尚处于“摸索期”。**政策正推动新能源从“保障性收购”全面入市，但新旧机制衔接存在诸多不确定性。各省在落实国家政策时差异巨大，导致区域间的不确定性加剧。例如，东部省份普遍机制电量比例较高，增量项目一般在 70%-90% 左右，西部省份增量项目机制电量比例普遍较低，如新疆为 50%；各省机制电价也存在较大差异，山东光伏出清电价 0.225 元 / 千瓦时，而云南省光伏出清电价达 0.33 元 / 千瓦时。**四是储能产业成为地方政府拉动投资的重要抓手。**各地政府为稳增长、拉动投资，纷纷出台储能补贴、容量补偿等支持政策。截至 2025 年 9 月，全国已有 27 个省份出台了与储能参与市场相关的规则或实施细则，电力过剩期地方政府将进一步加快推动储能市场化盈利政策落地，稳定储能投资预期，带动地方储能与装备制造业快速扩张。

2. 需求侧。一是用电量总体增速放缓，第二产业需求下

降。预计 2026-2028 年全社会用电量年均增速将降至 4% 左右，明显低于“十四五”前期的 6% 以上水平。2028 年第二产业用电占比将从 2024 年的 64.83% 降至约 61.86%，房地产、钢铁、有色、建材等高耗能行业受投资下滑与能耗约束影响，用电量持续下降；冶金、有色行业部分产能将转向东南亚，新建项目减少。**二是用电结构调整仍在延续。**居民生活和第三产业用电继续增长，受数字经济、通信、数据中心及交通电气化带动，2028 年第三产业用电占比预计从 2024 年的 18.62% 提升至 20% 以上，但这一时期其增长速度不足以弥补高耗能产业留下的巨大缺口，导致全社会用电量增速整体放缓。

3. 电源侧。一是电源供给持续高位增长。2025 年全国电力总装机预计达 39 亿千瓦，2026-2028 年仍将保持电源大规模投产势头，新能源预计将以每年不低于 2 亿千瓦的速度新增投产。火电装机在“十四五”末已达 15.5 亿千瓦，国网和电规总院目前正在研究“十五五”期间新投运 3 亿千瓦煤电，大规模电源投产将进一步加剧供电阶段性富余。二是系统调节压力加剧。大量资本将涌入新能源和储能领域，但新型储能的经济性这一时期仅在部分区域（如山东、甘肃、河北等地）才初步显现，尚不能大规模缓解系统压力。另一方面，随着风光大基地的集中投产，受端电网的调节需求激增，而 2022 年左右开工的抽水蓄能项目大多在 2028 年及以后才能投产，导致过剩期内灵活性资源“青黄不接”，系统消纳压力巨大，预计到 2030 年全国调节能力缺口达 15915

万千瓦。

4. 发展机遇。此阶段电力市场价格持续探底，新能源资产盈利模式尚不明朗，投资收益不确定性高。在此背景下，集团应抓住电力系统调节需求快速扩大、地方政府储能支持政策密集出台的窗口期，依托日益完善的现货、辅助服务市场规则和容量机制，抢占电网关键节点，加快新型储能、火电灵活性改造等灵活性调节资源布局。

（二）新能源发展机遇期（2028 年至 2030 年）

1. 政策环境。一是电力体制改革全面深化。现货市场、辅助服务和中长期交易体系逐步完善，价格信号能够真实反映资源稀缺度和灵活性价值，新能源入市条件逐步成熟。二是法律与政策体系持续健全。《可再生能源法》《电力法》及并网、计量、结算等配套制度不断优化，保障新能源项目的并网与结算权益，提升可再生能源的市场化地位。三是碳市场约束逐步强化。碳排放配额收紧与履约要求提高高碳电源的边际成本，推动投资资金向低碳资产转移，形成资源配置新导向。四是电网建设全面提速。国家电网未来三年配电网年均投资约 3000 至 3500 亿元，“十五五”期间电网总投资规模约 2.5 至 2.8 万亿元，新增特高压输电能力约 2 至 2.5 亿千瓦，为新能源外送与就地消纳提供基础支撑。在上述政策和市场协同作用下，新能源发展由“能否并网”转向“如何盈利”，并网与消纳约束明显减轻，行业已经度过最困难的阶段。

2. 需求侧变化。电力消费保持稳步增长，对新能源的

需求场景不断拓展。一是全社会用电量保持增长趋势。2029年预计达到约12.26万亿千瓦时，比2024年增长约30%，电力在终端能源消费中的比重进一步提升。二是产业结构调整带动需求重心转移。第二产业仍为主体，占比约61%，但增速趋缓；第三产业占比提升至21%，成为拉动用电增长的关键力量；居民生活用电保持稳定，占比约15%，整体负荷结构更趋均衡。三是新兴产业成为主要增量来源。制造业内部，新能源制造、数据中心、充电基础设施等新负荷增长显著，清洁供暖逐步推广，固态电池技术突破推动新能源车制造业及充电的用电规模增长至1970亿千瓦时左右，形成新增用电需求。四是信息产业用电增长突出。信息传输、软件和信息技术服务业用电占比超过8%，成为长期增长动能之一。整体来看，需求侧多元化发展为新能源提供了持续扩大的消纳空间，也为电力系统的灵活调节与负荷管理创造了条件。

3. 电源侧变化。煤电投资可能短期回升，新能源竞争强度阶段性减弱。一是煤电投资集中释放。2030年碳达峰目标临近，各地为确保系统安全与电力平衡，煤电项目投资将在这个阶段集中释放。预计新增煤电装机将达到1.5至2.0亿千瓦，并对3至4亿千瓦存量机组实施节能降碳与灵活性改造。二是调节能力持续强化。“十五五”期间常规水电预计新增0.4至0.5亿千瓦，抽水蓄能新增0.5至0.6亿千瓦，总装机规模超过1.2亿千瓦；电化学储能新增2至2.5亿千瓦，为新能源并网提供灵活性支撑。三是新能源成本周期下行。设备价格持续走低，度电成本显著下降，光伏系统投资

强度约 2.75 元/瓦，经济性明显改善。

4. 发展机遇。该时期，集团公司已在调节性资源领域完成前期布局。抽水蓄能、电化学储能、虚拟电厂、需求响应等资源体系已具备规模化运行能力，可在现货和辅助服务市场中形成收益。在煤电阶段性补位，新能源成本周期下行和市场竞争趋缓的背景下，新能源发电迎来布局窗口期。

（三）刚性减碳期（2031 年至 2035 年）

1. 政策环境。一是国际减排承诺进入攻坚期。习近平总书记在联合国气候变化峰会上指出：“到 2035 年，中国经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%-10%，力争做得更好。非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦”。2030 年达峰后，在“十五五”实现总书记提出的减排目标，任务艰巨。二是欧盟碳关税法规(CBAM)取消了免费碳配额。2034 年，CBAM 免费碳排放额度全面取消，中国对欧出口型企业的绿电价值将达到 0.5 元/千瓦时（欧盟碳价按照 100 欧元计算）。首批纳入 CBAM 的行业包括钢铁、水泥、铝、化肥、电力和氢，未来或扩展至塑料、有机化学品、运输与炼油等领域。三是电力市场和碳市场进入成熟期。发改体改〔2022〕118 号文指出，“到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成”。《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》指出，“到 2030 年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场”。在成熟的电、碳市场体系下，新能源

的绿色环境价值将有效体现。**四是推动终端用能绿色消费占比的政策将密集出台。**据多家权威机构预测，2035年电能占终端能源消费比重达到40%以上。为推动绿电在终端用能的占比，绿电制氢氨醇、绿电制铝、零碳交通等国家和地方利好政策将大量印发。非水可再生能源消纳责任权重从重点行业向所有行业覆盖，绿电需求快速扩大。

2. 需求侧变化。截至2035年，全社会用电量约为15万亿千瓦时，新能源在推动终端用户用能电气化、清洁化中发挥重要作用。**一是新能源清洁供暖迎来规模化发展。**我国集中供暖方式以燃煤热电联产为主，占比58.3%。按煤电机组30年寿命周期测算，预计2036年煤电机组将出现第一次退役尖峰，退役规模达8700万千瓦，北方地区可靠供暖面临4亿平方的缺口，采用分布式电能替代年新增用电量超400亿千瓦时。**二是交通领域清洁化提速。**乘用车、运输车等交通工具加速向电气化转型，并逐步向航空、航运领域拓展。以2035年我国电动汽车保有量2亿辆、平均电耗1500千瓦时/年计算，则年充电需求3000亿千瓦时。**三是绿电制氢氨醇规模化发展空间逐渐明确。**随着绿电成本下降和碳价上升，绿氢氨醇有望成为全球能源转型的核心载体，2035年左右从示范阶段进入百万吨级规模化、市场化开拓期。

3. 供给侧变化。截至2035年，我国发电总装机规模达到70.7亿千瓦，其中新能源装机规模达到43亿千瓦，占比达60.8%。煤电功能定位正在加速转变，新能源开发利用方式更加多元。**一是煤电已经转变为调节性支撑性电源。**据预

测，十六五期间煤电利用小时数将下降至 3500 小时左右，度电碳排放成本将超过 0.2 元，调峰、调频等辅助服务和容量补偿费用成为煤电主要盈利来源。二是新能源就近消纳新业态开始蓬勃发展。源网荷储一体化、绿电直连、零碳园区等新能源就近消纳新业态，在政策支撑、技术标准、交易机制等方面已经成熟，成为新能源增收的重要手段。

4. 发展机遇。公司在“十六五”期间，可重点布局北方地区供暖绿电替代业务；全面拓展新能源在绿电制氢氨醇、绿电制电解铝、绿电交通领域的应用，以新能源发展优势转化为产业优势，打造公司价值增长的“第二曲线”。

三、未来十年能源电力行业投资周期展望

第一阶段，2026-2027 年，不盲目追求新能源发展规模，积极储备灵活性资源。

一是科学稳妥发展新能源。有序开发并网型新能源项目，控制审慎发展区域的光伏投资强度，谋划江苏、浙江、广东等中东南部风电资源。**加快推进新能源就近消纳发展模式试点**，寻找用电量大、有绿电需求的优质负荷，以绿电直连等方式推进新能源就地消纳试点，积累优质客户。例如，国家电投湖北公司与新疆天业集团开展绿电替代项目，计划建设 95 万千瓦光伏项目，双方签订 25 年长协并约定按照“照付不议”方式结算电价。

二是加快建设灵活调节资源。持续推动集团火电机组“三改联动”，并在 2028 年底前实现应改尽改，为火电进入电力现货市场提前做好准备。**加大新型储能投资力度**，

优先在新能源装机占比高、现货价差较大的华北、西北地区和经济发达、土地资源稀缺的中东部地区布局大型独立储能项目，抢占电网调节关键节点。

三是推进新业态试点示范。抢占绿电铝发展先机，以经济性优先为目标开展集团内部铝产业绿电替代，探索研究负荷柔性调节技术。推进绿色氢基能源试点示范，做好大安绿色合成氨和梨树绿色甲醇示范项目，进行超前技术储备和产业布局，在锁定销售渠道前，谨慎开发新项目。探索推进北方清洁供暖试点，推进供热煤电热电解耦，开展北方电蓄热锅炉和淮河以南清洁供暖试点示范。积极构建系统集成能力，将政策研究、规划建设、市场营销、数字运维等多种能力有机结合，满足新型电力系统下的项目开发需要。

四是重视国际市场，输出系统解决方案。利用我国新能源产业优势和国家电投系统集成优势，对中东、中亚等以煤电为主、调峰能力不足地区输出“新能源+重型燃机”方案，对几内亚、印尼等资源主导型国家输出“新能源+绿电直连+高耗能产业”方案，对匈牙利、几内亚等专业化供应链需求高、交通电气化潜力大的国家输出“新能源+绿电交通”方案，对撒哈拉以南非洲、南太平洋岛国等电网薄弱、居民分散地区输出“新能源+智能微电网+储能”方案。

这一阶段，集团公司风光投资将以中东南部为主、以风电为主，区域布局和风光比例得到显著优化，光伏每年新增 1000 万千瓦，其中绿电铝项目 50 万千瓦，零碳园区等就地消纳项目 100 万千瓦，国际化项目 80 万千瓦；风电每年新

增 1500 万千瓦，其中绿电铝项目 150 万千瓦，零碳园区等就地消纳项目 50 万千瓦，国际化项目接近 40 万千瓦；储能投资将以华北、西北风光资源丰富地区为主，每年新增 500 万千瓦左右。

第二阶段，2028-2030 年，依托灵活性资源储备，积极发展新能源就近消纳模式。

一是加快推动新能源就近消纳模式发展，利用前期积累的成熟模式和优质客户，实现快速复制和发展。以就地消纳模式带动新能源项目投资。开发分布式新能源项目，拓展售电、综合能源服务、碳资产管理等各类业务，提升服务水平。**复制推广绿电铝生产模式**，在集团公司绿电铝试点的基础上，重点在内蒙古、新疆、甘肃、广西等地区与中铝、宏桥、锦江等头部电解铝企业开展绿电铝合作，推广绿电铝发展模式。

二是持续开展新业态布局。加强绿色氢基能源项目储备和经验积累，依托大安绿色氢氨醇项目积累绿色氢基能源项目在建设、管理、运营方面的经验，持续构建绿色氢氨醇销售渠道，继续储备优质资源，审慎推进项目投资。**开展纯清洁能源大基地项目储备**，在青海、西藏等区域谋划纯清洁能源大基地项目，进行超前储备，待成熟后向国家和省级主管部门递交开发方案，进行择机开发。**推广可再生能源供暖**，进一步推广新能源+蓄热锅炉、电网谷电+蓄热锅炉以及热泵等供暖方式，打造一批具有代表性的示范项目。

三是加强碳市场技术储备，进行温室气体减排、碳汇增量等方法学开发，提高应对欧盟碳关税壁垒的能力。

这一阶段，集团公司将以三北地区、中东南部地区储备的优质负荷为基础，以新能源就地消纳带动风光投资，光伏每年新增 1300 万千瓦，其中绿电铝项目 140 万千瓦，零碳园区等就地消纳项目 180 万千瓦，国际化项目 60 万千瓦；风电每年新增 1500 万千瓦，其中绿电铝项目接近 100 万千瓦，零碳园区等就地消纳项目 60 万千瓦，国际化项目接近 100 万千瓦；储能将以中东南部储备的优质资源为主，每年新增 400 万千瓦左右；碳资产管理拓宽集团绿色价值实现渠道，每年碳业务收入 4.5 亿元。

第三阶段，2031-2035 年，充分挖掘绿电的减碳价值。

一是大力推进新能源就地消纳。针对前期积累的有绿电需求的出口型企业用户，大力推动绿电直连、零碳园区等新能源就近消纳模式，以绿电溢价提升整体收益水平。

二是加强碳资产管理，提升碳交易能力，灵活运用各种碳方法学，挖掘用户碳价值，拓展集团绿色价值变现渠道。

三是推进清洁供暖替代，结合城市老旧供暖机组退役和南方地区清洁供暖需求等因素，加快推进电能直接供暖和电驱动供暖替代。

四是推进纯清洁能源基地，根据前期项目储备，在技术经济可行的情况下推进纯清洁能源基地开发，充分兑现基地的绿色价值。

五是有序推动绿色氢氨醇发展，绿色氢氨醇市场逐步成熟，绿色溢价提升，结合行业发展情况、上游资源储备、下游用户开发、运输销售渠道等因素进行有序发展。

这一阶段，集团公司将以新能源就地消纳、清洁供暖替代和纯清洁能源基地开发，带动风电光伏投资，碳资产管理能力和绿电价值兑现能力进一步加强，实现新能源绿电价值超过 0.2 元/千瓦时，针对出口型企业的绿电直连、零碳园区等项目绿电价值力争达到 0.5 元/千瓦时。