

碳中和与电力：无限风光在险峰

华泰研究

2021年3月24日 | 中国内地

深度研究

碳中和背景下风光独好，关注新能源运营商盈利能力与估值修复

碳中和碳达峰背景下新能源运营商成长性无虞（30年风光电量 CAGR10%），然而平价上网并不等于平价利用，当前机制设计中消纳成本还难以有效传导，新项目盈利能力面临较大挑战。我们建议市场关注成本下行和电价交易的剪刀差，拥有负荷预测/交易策略/区域层面议价能力优势的新能源或多元化运营商可以统筹发电权享有 alpha。当前风光运营商估值相对成长时期的火电和稳定期水电依然有较大折价，推荐华润电力、福能股份、华能国际。

新能源发电：未来30年高成长性，“十四五”风光发电量 CAGR=20%

中国定下 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的新目标。根据国家气候中心观点，如果中国可以建成 67% 的高比例风光电，将有能力实现 1.5°C 温控目标和碳中和目标，也意味着 2050 年风光发电是 11.1 万亿度，其中风电是 7.6 万亿度，光伏 3.5 万亿度；相较于 2020 年风光发电量之和（风电 4665 亿度、光伏 2605 亿度）有 15 倍的提升空间（风电 16 倍、光伏 13 倍），未来 30 年风光发电量 CAGR=10%。我们预测国内风光发电量“十四五” CAGR=20%，2020-30 年 CAGR=16%。

复盘“金花”火电和“印钞机”水电，新能源运营商估值空间可观

当前 A 股风电运营商 P/B (LF) 1.6-2.0x，光伏 P/B(LF)0.8x；H 股 P/B(LF) 0.4-0.8x，我们认为有较大修复空间：1) 复盘在 2003-05 电力成长时期 A 股 P/B 普遍在 2.5-5x，H 股 P/B 相对稳定，华能（1.9-2.1x）、华电（1.3-1.5x）、大唐（1.4-2.2x）；当前成长性更高的风光运营商应该享有更高的估值。2) 与盈利模式更类似的水电（P/B 2x）相比，当前新能源运营商 ROE 受到应收国补拖欠（推高净资产）和财务费用（拉低净利润）的双重影响。我们判断随着存量国补解决叠加平价项目现金流改善，运营商资产负债表有望修复。我们测算正常回款下运营商的经营现金流可以满足“十四五”装机规模的成长。

新能源平价上网并不等于平价利用，新项目盈利能力承压

当前机制设计中消纳成本还难以有效传导。根据 2021 年 1 月中国人民大学学术研讨会上宋枫教授观点，若中国 2030 年达到 20%-30% 的风光渗透率，可能带来全社会度电成本增加 3.1-5.9 分；《美国绿色电力市场综述》研究显示，美国实施可再生能源配额制的区域，7/12 年后可再生能源电量比例提高 2/5pct，零售电价提高 11/17%；英国 Drax 研究指出，风光光伏发电占比每增加一个百分点，系统平衡成本就增加约 0.1 英镑每兆瓦时。我们判断，额外的消纳成本对发电企业的盈利压制将体现在 1) 辅助服务支出 2) 储能成本 3) 市场化交易与 4) 弃电率提升。

关注电价与成本的剪刀差，负荷预测/交易策略/议价能力决定运营商 alpha

随着风光全面平价/电价市场化提速/新路条竞价/强制储能要求等政策不断深入，且参与者内卷式竞争，新项目 IRR 承压；加之过去几年补贴资金拖欠规模扩大，集中式项目国进民退趋势明显。新项目的盈利能力取决于成本下行和电价交易的剪刀差，有较强负荷预测/交易策略的新能源运营商在带曲线的市场化竞价中有望获得超额回报率，区域层面市占率较高的多元化发电主体（水火风光核等）可以统筹发电权坐拥核心竞争力，推荐华润电力、福能股份、华能国际。

风险提示：竞争加剧，新项目 IRR 下行速度超预期，消纳压力增加带来弃电率提升，可再生能源补贴款拖欠长期无法解决拖累公司现金流，融资成本增加，潜在的政策变化带来的行业风险。

公用事业

发电

增持（维持）

增持（维持）

研究员

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

王玮嘉

wangweijia@htsc.com
+86-21-28972079

研究员

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

黄波

huangbo@htsc.com
+86-755-82493570

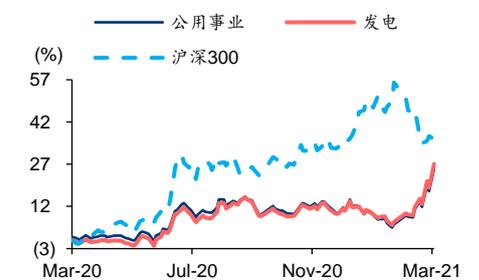
联系人

SAC No. S0570120080110

惠普

huiyu@htsc.com

行业走势图



资料来源：华泰研究，Wind

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
华润电力	836 HK	14.50	买入
福能股份	600483 CH	10.56	买入
华能国际	600011 CH	6.08	增持

资料来源：华泰研究预测

正文目录

“碳中和”背景下电源侧改革势不可挡	4
风光电量：2020-25 CAGR 20%，20-30 CAGR 16%，20-50 CAGR 10%.....	5
复盘 2003-2005 年电力股成长路径，风光运营商价值或被显著低估.....	6
盈利模式更类似水电印钞机，ROE 和估值有重塑机会.....	9
决定盈利能力的铁三角：消纳、价格与成本	12
技术进步与政策指引，铺就新能源发电平价之路.....	12
新能源平价上网不等于平价利用，机制制约消纳成本传导.....	13
市场化交易才是一场硬仗，辅助服务成本进一步抬升上网电价.....	16
真正的平价测算还需考虑储能成本.....	20
竞争格局：国进民退加剧，大型电企混战，民企优胜劣汰	22
“十三五”国补拖欠导致民企陆续退出.....	22
“十四五”“五大四小”主要电企“内卷”式进军新能源.....	24
民企发展之路：利用开发优势与央企国企合作，掘金分布式下沉市场.....	26
重点推荐标的	27
华润电力（836 HK，买入，目标价 14.50 港币）.....	27
福能股份（600483 CH，买入，目标价 10.56 元）.....	27
华能国际（600011 CH，增持，目标价 6.08 元）.....	28
重点推荐一览表.....	28
发电运营与上游制造板块公司.....	28
风险提示.....	29

图表目录

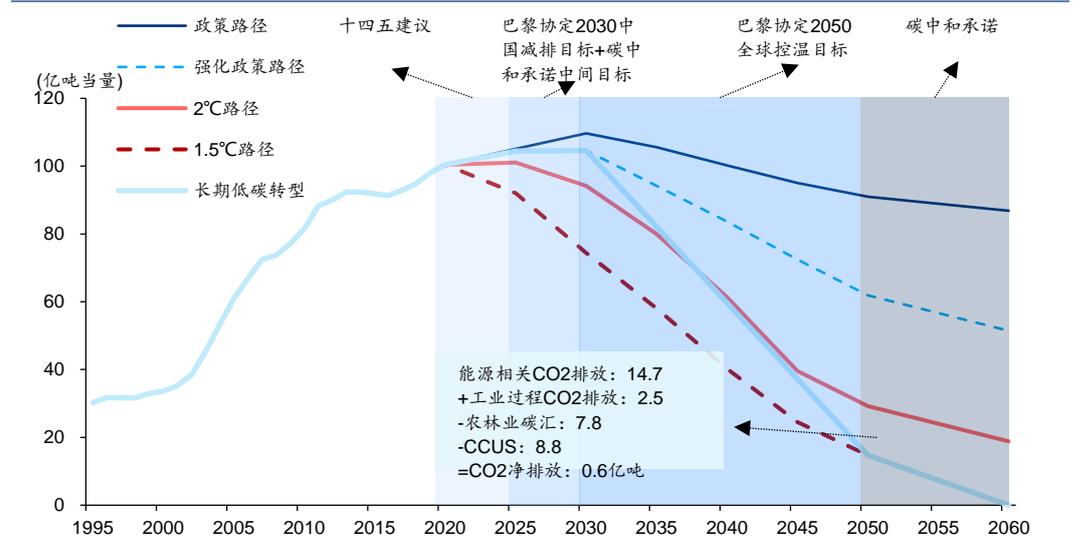
图表 1： NDC+1.5°C 路径下，我国能源消费结构的预期演变.....	4
图表 2： 电力部门：2050 年中国化石燃料发电占比有望从 2018 年 70% 左右降低至 10% 左右.....	4
图表 3： 2020 年中国电源结构（万千瓦）.....	5
图表 4： 2020 年中国电量结构（亿千瓦时）.....	5
图表 5： 2015-2025E 电力平衡表.....	6
图表 6： 2000-2010 年火电装机容量和发电量几乎一路上行（仅 2008 年因全球金融危机影响电量同比下滑 1%）.....	7
图表 7： 2000-2010 年火电板块 P/B vs A 股整体 P/B.....	7
图表 8： 2003-05 年华能国际相对上证指数收益率显著.....	7
图表 9： 2003-05 年三家电力央企港股相对恒生指数收益率也大幅走高.....	7
图表 10： 2001-2006 年华能国际 H 收入/利润/股价/ROE/PB.....	8
图表 11： 2001-2006 年华电国际 H 营收情况及市场表现.....	8
图表 12： 2001-2006 年大唐发电 H 营收情况及市场表现.....	8
图表 13： 当前主要风电光伏运营商的 ROE/PB.....	9
图表 14： 当前主要风电光伏运营商的在手产能 vs 十四五拟投运产能（十四五数据取自社会责任报告客观数据）.....	9
图表 15： 2015-19 年风光发电企业收现比 vs 火电/水电/核电.....	9
图表 16： 2015-19 年风光发电企业应收账款/净资产 vs 火电/水电/核电.....	9
图表 17： 可再生能源补贴能否正常发放对新能源发电商自由现金流的影响（以节能风电为例）（单位：百万元）.....	10
图表 18： 可再生能源补贴能否正常发放对新能源发电商自由现金流的影响（以中国能源为例）（单位：百万元）.....	10
图表 19： 2019 年主要风光运营商财务费用占税前利润比重和资产负债率.....	11
图表 20： 主要水电企业和风光运营商 P/B.....	11
图表 21： 风电 LCOE 下降趋势（美元/KWh）.....	12
图表 22： 2025 年我国陆上风电 LCOE 有望继续下降（元/KWh）.....	12

图表 23: 光伏 LCOE 下降趋势 (美元/KWh)	12
图表 24: 未来光伏电站 LCOE 趋势.....	12
图表 25: 历年陆上风电标杆电价 (含税) (元/kWh)	13
图表 26: 历年海上风电标杆电价 (含税)	13
图表 27: 国内光伏 I/II/III 类资源区发电电价变化	13
图表 28: 消纳成本=匹配成本+平衡成本+电网成本.....	14
图表 29: 中国各电源平准化成本 (US\$/MWh)	14
图表 30: 英国每季度的平衡成本占总发电成本的比例	15
图表 31: 单位平衡成本和风光发电占比的线性关系	15
图表 32: 电力产品的瞬时性特点.....	15
图表 33: 波动性可再生能源并网带来的阶段性挑战.....	16
图表 34: 我国电力市场化改革进程	16
图表 35: 2018 年大型发电集团各类电源市场交易情况汇总	17
图表 36: 2019Q1 大型发电集团各类电源市场交易情况汇总	17
图表 37: 国家电网市场化交易电量规模	17
图表 38: 南网/蒙西市场化交易电量规模.....	17
图表 39: 我国主要电力市场化交易方式.....	18
图表 40: 辅助服务市场情况	18
图表 41: 辅助服务市场简介: 以东北为例	18
图表 42: 欧洲每年短期电价飙升和负电价的小时数.....	19
图表 43: 2018 年以来英国和德国基本负荷日均电价走势(欧元/MWh)	19
图表 44: 2019 山东火电辅助服务总收益来源及负担表.....	19
图表 45: 京津唐电网 2020 年“两个细则”数据	19
图表 46: 2019 年各国灵活性调节能力对比.....	20
图表 47: “十三五”火电灵活性改造低于预期.....	20
图表 48: 储能为电力系统增加弹性, 更有助于用电“低碳化”	20
图表 49: 储能的影响: 以光伏度电成本为例.....	21
图表 50: “十三五”央企/国企收购民企风光发电项目统计	22
图表 51: 2019 年末主要风电企业装机情况.....	23
图表 52: 2019 年末主要光伏企业装机情况.....	23
图表 53: 国家能源集团装机计划 (单位: GW)	24
图表 54: 中国华能集团装机计划 (单位: GW)	24
图表 55: 中国华电集团装机计划 (单位: GW)	24
图表 56: 国家电力投资集团装机计划 (单位: GW)	24
图表 57: 中国大唐集团装机计划 (单位: GW)	25
图表 58: 中国广核集团装机计划 (单位: GW)	25
图表 59: 华润电力装机计划 (单位: GW)	25
图表 60: 中核集团装机计划 (单位: GW)	25
图表 61: 三峡集团装机计划 (单位: GW)	26
图表 62: 重点推荐一览表.....	28
图表 63: 发电运营与上游制造板块公司估值表	28

“碳中和”背景下电源侧改革势不可挡

2021年是“十四五”开局之年，中国的新能源发电产业有望迎来前所未有的发展空间。习主席在2020年两次表态（9月联合国大会与12月气候雄心峰会），定下了中国CO₂排放2030年前达到峰值、2060年前实现碳中和（30·60目标），以及2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%的目标。2020-30年沿着强化NDC（National Determined Contributions，国家自主贡献）政策完成碳达峰，后2031-60年逐渐转向1.5°C政策深度彻底脱碳转型，最终实现碳中和。根据气候变化研究进展期刊中王克、刘芳名等在《1.5°C升温目标下中国碳排放路径研究》（2021）测算，电力/工业/建筑部门均需要于2020年达峰，交通部门于2025年达峰；与2015年相比，到2050年电力/工业/建筑/交通需要分别减排39/38/5/6亿吨CO₂，电力减排量与比例均为最大。

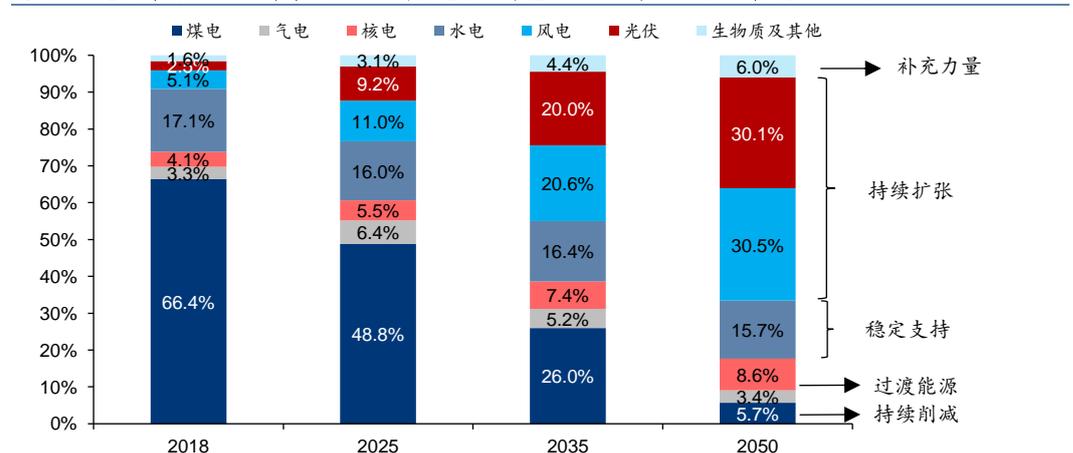
图表1：NDC+1.5°C路径下，我国能源消费结构的预期演变



资料来源：清华大学气候变化与可持续发展研究院《中国低碳发展战略与转型路径研究》（2020年10月发布），波士顿咨询，Wind，华泰研究

风电与光伏发电有望成为主要电力品种。BP数据显示，2019年我国二氧化碳排放量约100亿吨，其中电力占比约40%（2019年电能终端消费比重26%），是最大的排放部门。根据能源基金会测算，2050年我国能源消费总需求有望控制在50亿吨标煤（2019年48.7亿吨标煤），非化石能源占比将超过85%，非化石电力比例将超过90%。这意味着电力部门全面转向新能源，根据全球能源互联网合作组织的预测，风电与光伏发电有望在2040年左右成为我国主要的电力品种。而在无法电气化的领域（国家电网预测2035/2050年终端电气化率41%/54%），氢能或将是重要解决方案。

图表2：电力部门：2050年中国化石燃料发电占比有望从2018年70%左右降低至10%左右



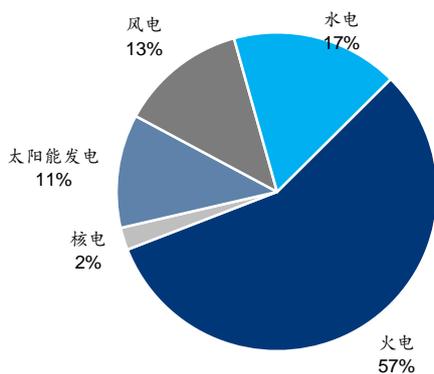
资料来源：全球能源互联网合作组织，IEA，华泰研究

风光电量：2020-25 CAGR 20%，20-30 CAGR 16%，20-50 CAGR 10%

高比例风光电力系统，2020-2050 年发电量 CAGR≈10%。根据国家气候中心高级工程师王阳出席 2020 北京国际风能大会暨展览会（CWP 2020）发表题为《中国高比例风光电力系统与碳中和》演讲中的观点，如果中国可以在 2050 年建成 67% 的高比例风光电力系统，将有能力实现 1.5℃ 温控目标和碳中和目标。2050 年风光发电量合计 11.1 万亿度，其中风力发电量为 7.6 万亿度，光伏 3.5 万亿度；按照 2020 年利用小时数计算装机容量，2050 年风电是 30-40 亿千瓦，光伏是 25-30 亿千瓦。2050 年风光发电量之和相较于 2020 年（风电 4665 亿度、光伏 2605 亿度）有 15 倍的提升空间（风电 16 倍、光伏 13 倍），未来 30 年风光发电量 CAGR 约等于 10%。《中国电力企业管理》2020 年第 11 期上旬刊，文章《碳中和、电力系统脱碳与煤电退出》测算我国风电开发潜力 80 亿千瓦、光伏 270 亿千瓦。不考虑经济性的因素，开发资源禀赋可以满足碳中和目标对风光发电的装机需求。

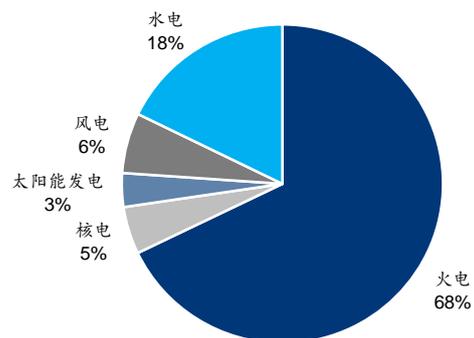
“十四五”风光合计电量 CAGR 达到 20%，2020-30 年 CAGR 达 16%。我们预测国内风电/光伏装机有望从 2020 年的 282/253GW 增加至 2025 年的 482/648GW，“十四五”CAGR 分别为 11%/21%。按照 2025 年非化石能源占一次能源消费比重达到 20% 测算（前文所述 2030 年达到 25%），“十四五”期间年均新增风电+太阳能装机容量将达到 100-140GW，其中风电 30-50GW/年（CAGR 相当于 9%~14%），光伏 70-85GW/年（CAGR 相当于 19%-23%）。从十年的维度来看，我们预测 2030 年国内风电/光伏装机容量有望达到 825/1,029GW，发电量有望达到 1.8/1.4 万亿千瓦时，2020-30 年电量 CAGR 分别为 14%/18%。风光发电合计发电量有望达到 3.2 万亿千瓦时，2020-30 年电量 CAGR 为 16%。

图表3：2020 年中国电源结构（万千瓦）



资料来源：国家能源局，华泰研究

图表4：2020 年中国电量结构（亿千瓦时）



资料来源：中国电力企业联合会，华泰研究

图表5： 2015-2025E 电力平衡表

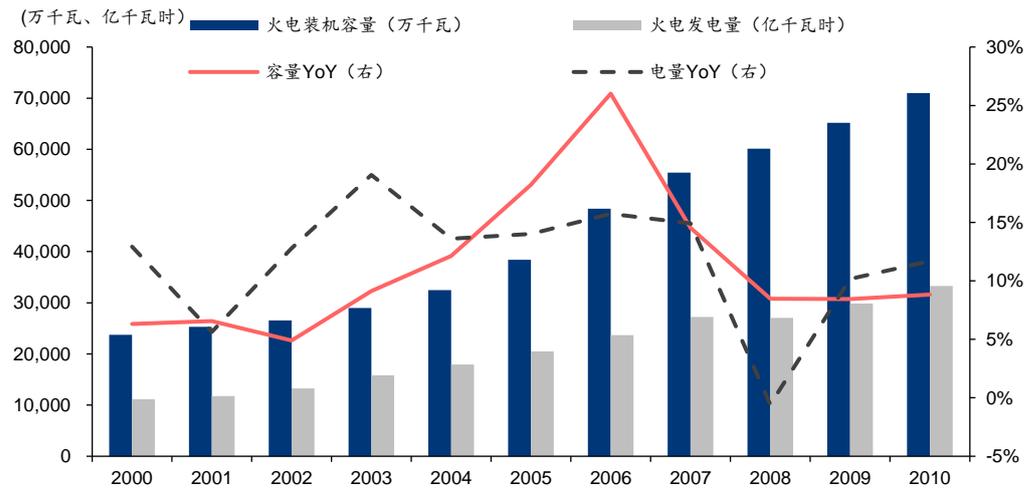
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
发电量 (亿千瓦时)											
总计	57,399	60,228	64,171	69,947	73,266	76,200	80,203	83,895	87,290	90,053	93,218
火力	42,307	43,273	45,558	49,249	50,465	51,700	52,405	53,050	53,556	53,346	53,169
水力	11,127	11,748	11,931	12,321	13,021	13,552	14,350	15,184	15,855	16,482	17,357
核	1,714	2,132	2,481	2,950	3,487	3,662	3,860	4,101	4,188	4,391	4,644
风	1,856	2,409	3,034	3,658	4,053	4,665	6,024	6,961	7,931	8,935	9,974
光伏	395	665	1,166	1,769	2,237	2,605	3,565	4,599	5,760	6,899	8,074
各类型发电量占比											
火力	74%	72%	71%	70%	69%	68%	65%	63%	61%	59%	57%
水力	19%	20%	19%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	19%
核	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
风	3%	4%	5%	5%	6%	6%	8%	8%	9%	10%	11%
光伏	1%	1%	2%	3%	3%	3%	4%	5%	7%	8%	9%
装机容量 (百万千瓦)											
总计	1,525	1,651	1,777	1,900	2,011	2,201	2,360	2,526	2,683	2,836	2,987
火力	1,006	1,061	1,105	1,144	1,190	1,245	1,267	1,286	1,304	1,319	1,332
水力	320	332	344	353	358	370	394	414	432	446	461
核	27	34	36	45	49	50	54	56	57	61	64
风	131	147	163	184	209	282	322	362	402	442	482
光伏	42	76	129	174	204	253	323	408	488	568	648
各类型装机容量占比											
火力	66%	64%	62%	60%	59%	57%	54%	51%	49%	47%	45%
水力	21%	20%	19%	19%	18%	17%	17%	16%	16%	16%	15%
核	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
风	9%	9%	9%	10%	10%	13%	14%	14%	15%	16%	16%
光伏	3%	5%	7%	9%	10%	12%	14%	16%	18%	20%	22%
新建装机容量 (百万千瓦)											
总计	155	125	127	123	111	190	159	166	157	153	151
火力	73	55	44	39	45	56	21	19	17	15	13
水力	15	13	12	9	5	12	24	21	18	14	15
核	7	6	2	9	4	1	5	1	2	4	2
风	34	17	16	21	25	72	40	40	40	40	40
光伏	17	34	53	45	30	49	70	85	80	80	80
利用小时数											
总平均	3,969	3,785	3,786	3,880	3,828	3,758	3,664	3,577	3,491	3,399	3,335
火电	4,329	4,165	4,209	4,378	4,307	4,216	4,173	4,156	4,136	4,068	4,011
水力	3,590	3,619	3,579	3,607	3,697	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827
核	7,403	7,060	7,108	7,543	7,394	7,453	7,453	7,453	7,453	7,453	7,453
风	1,724	1,745	1,948	2,103	2,083	2,073	2,103	2,123	2,143	2,163	2,183
光伏	1,225	1,129	1,205	1,230	1,291	1,281	1,301	1,316	1,331	1,346	1,361

注：1) 装机容量：2021-2025E 风电年均新增 40GW，光伏发电年均新增 70-85GW 之间；2) 利用小时数：风光发电利用率提升，风电/光伏发电每年增加 20/15 小时；3) 考虑到消纳顺序，根据装机容量和利用小时数依次计算出风光核水发电量，在年均 4% 的发电量增速下，最后算出火电发电量
资料来源：中国电力企业联合会，国家能源局，华泰研究预测

复盘 2003-2005 年电力股成长路径，风光运营商价值或被显著低估

2003 年电荒后火电行业进入成长期。2001 年中国加入 WTO 后，经济发展提速，工业与居民用电量快速上升。2002 年国务院推动“厂网分离、主辅分离、输配分离、竞价上网”的电力改革，但电源与电网建设速度不足以及及时填补新增用电需求的重大缺口，导致 2003 年全国出现大范围的拉闸限电现象。2003-05 年发电投资和装机增速创出新高，2003-05 年火电装机增速分别为 9%/12%/18%，相比 2000-02 年明显提速；2003-2007 年火电电量 CAGR 达 15%，其中 2003-2005 年火电全年平均利用小时数超 5500（历史相对高位）。

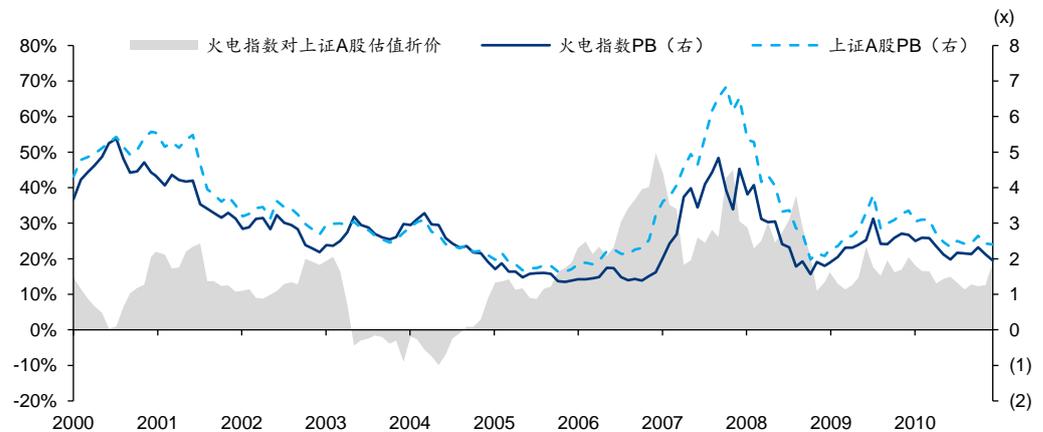
图表6： 2000-2010年火电装机容量和发电量几乎一路上行（仅2008年因全球金融危机影响电量同比下滑1%）



资料来源：Wind，国家统计局，华泰研究

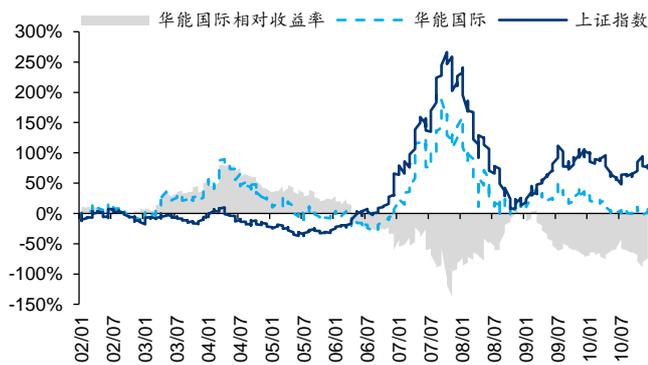
2003-2005年电力股作为“五朵金花”之一，大幅战胜市场。在2003年的电荒背景下，电力股作为典型的成长股，2003-05年期间一度出现对A股整体估值的溢价：以华能国际（600011 CH）为例（注：其余两家火电央企上市日期较晚，华电国际（600027 CH）为2005年2月，大唐发电（601991 CH）为2006年12月），2003年3月至2005年12月的三年内相对于A股上证指数的收益率达到12%~81%，平均相对收益为41%。

图表7： 2000-2010年火电板块P/B vs A股整体P/B



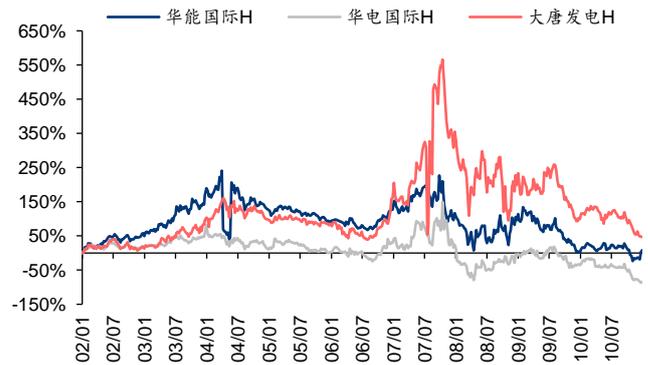
注：PB为市净率(整体法,最新)，剔除负值
资料来源：Wind，华泰研究

图表8： 2003-05年华能国际相对上证指数收益率显著



资料来源：Wind，华泰研究

图表9： 2003-05年三家电力央企港股相对恒生指数收益率也大幅走高



资料来源：Wind，华泰研究

复盘 2003-05 年电力股：盈利能力有所波动，但股价表现优异。上市公司层面，2003-05 年，华能国际收入同比增 27%-33%，华电国际收入同比增速从 3%提升至 30%，大唐发电持续两位数增长。虽然因为煤价和其他原因导致净利润率波动较大，但是 2003 年华能国际/华电国际/大唐发电 H 股股价依然取得了 115%/87%/120%的同比涨幅，2004-05 股价下滑，但相比大盘仍有相对收益。

图表10： 2001-2006 年华能国际 H 收入/利润/股价/ROE/PB

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
收入 (百万元)	15,791.4	18,474.5	23,400.3	30,136.9	40,078.9	44,163.8
YoY	25.8%	17.0%	26.7%	28.8%	33.0%	13.1%
净利润 (百万元)	3,450.7	3,921.0	5,430.4	5,323.9	4,871.8	6,071.2
YoY	37.2%	13.6%	38.5%	-2.0%	-8.5%	24.6%
净利润率	21.9%	21.2%	23.2%	17.7%	12.2%	13.7%
股价	1.00	1.41	3.17	2.81	2.57	3.66
YoY	30.8%	40.4%	125.5%	-11.3%	-8.4%	42.1%
ROE	13.3%	13.4%	16.9%	15.2%	12.8%	14.5%
P/B	1.11	1.34	1.93	2.08	2.01	1.76

注：股价为当年年末最后一个开盘日收盘价（前复权）；P/B 为市净率(LF)年度均值，剔除负值
资料来源：Wind，华泰研究

图表11： 2001-2006 年华电国际 H 营收情况及市场表现

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
收入 (百万元)	7,142.3	7,808.2	8,065.8	10,175.4	13,211.1	15,020.2
YoY	4.1%	9.3%	3.3%	26.2%	29.8%	13.7%
净利润 (百万元)	1,379.5	1,181.7	1,028.7	1,045.7	1,066.4	1,201.2
YoY	3.0%	-14.3%	-13.0%	1.7%	2.0%	12.6%
净利润率	19.3%	15.1%	12.8%	10.3%	8.1%	8.0%
股价	0.91	1.03	1.97	1.43	1.25	1.98
YoY	68.6%	13.5%	91.7%	-27.7%	-12.7%	58.7%
ROE	16.6%	14.3%	11.8%	11.0%	9.5%	9.2%
P/B	1.14	1.3	1.41	1.55	1.33	1.12

注：股价为当年年末最后一个开盘日收盘价（前复权）；P/B 为市净率(LF)年度均值，剔除负值
资料来源：Wind，华泰研究

图表12： 2001-2006 年大唐发电 H 营收情况及市场表现

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
收入 (百万元)	6,550.6	8,017.9	9,950.6	13,583.7	17,994.4	24,835.2
YoY	15.0%	22.4%	24.1%	36.5%	32.5%	38.0%
净利润 (百万元)	1,438.1	1,404.6	1,811.8	2,292.6	2,351.1	2,777.8
YoY	4.6%	-2.3%	29.0%	26.5%	2.6%	18.2%
净利润率	22.0%	17.5%	18.2%	16.9%	13.1%	11.2%
股价	0.58	0.62	1.40	1.52	1.53	2.27
YoY	28.4%	6.6%	126.9%	8.5%	1.0%	47.9%
ROE	10.7%	10.0%	12.0%	14.0%	13.3%	13.2%
P/B	1.11	1.17	1.40	2.19	1.89	1.69

注：股价为当年年末最后一个开盘日收盘价（前复权）；P/B 为市净率(LF)年度均值，剔除负值
资料来源：Wind，华泰研究

盈利能力受成本端周期波动更小，风光运营在成长期应获得更高溢价。在 2003-05 年，火电股作为成长股时期 A 股 P/B 估值普遍在 2.5-5.0x，H 股 P/B 相对稳定：华能（1.9-2.1x）、华电（1.3-1.5x）、大唐（1.4-2.2x）。相比而言，2019 年风电、光伏运营商 A 股 P/B 分化较大，风电运营商在 1.6-2.0x，光伏运营商太阳能 P/B 估值为 0.8；H 股普遍在 0.4-0.8x。风光发电无燃料成本，火电燃料成本（主要是煤炭）受到周期影响。因此，火电在成长阶段，溢价来自于下游需求迅速增长、装机规模快速上升与原材料供需平衡三方面。从成长性来看，当前主要风光运营商“十四五”规划隐含 2020-2025 年装机复合增速 11.3%-24.1%，成长性不弱于 2003-05 年火电的装机增速（13%），应当享受更高的估值溢价。

图表13：当前主要风电光伏运营商的 ROE/PB

		ROE	P/B
A 股			
节能风电	601016 CH	8.2%	1.6
中闽能源	600163 CH	7.8%	2.0
太阳能	000591 CH	7.0%	0.8
H 股			
龙源电力 H	916 HK	8.5%	0.7
中广核新能源 H	1811 HK	12.4%	0.7
协合新能源 H	182 HK	10.5%	0.5
协鑫新能源 H	451 HK	4.7%	0.8
信义能源 H	3868 HK	10.7%	1.6
大唐新能源 H	1798 HK	8.0%	0.4

注：所有值均为 2019 年值。ROE 都为未摊薄 ROE，A 股 ROE 为 Wind 中 ROE（加权）；P/B 为市净率(LF)年度均值，剔除负值
 资料来源：Wind，华泰研究

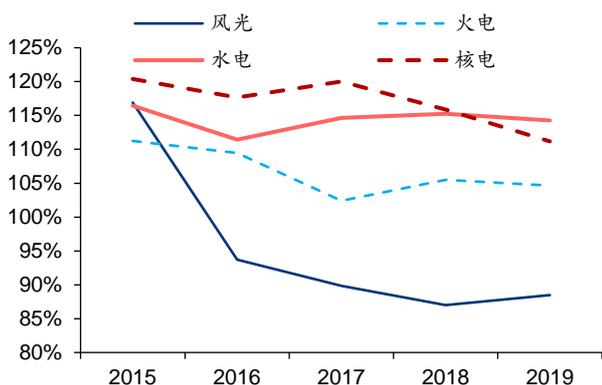
图表14：当前主要风电光伏运营商的在手产能 vs 十四五拟投运产能（十四五数据取自社会责任报告客观数据）

	截至 2019 年装机量 (GW)	十四五新增装机量 (GW)	2020-2025 年装机复合增速
龙源电力 H	22.2	20-40	11.3%-18.8%
中广核新能源 H	5.6	15	24.1%
太阳能	3.8	6	17.0%

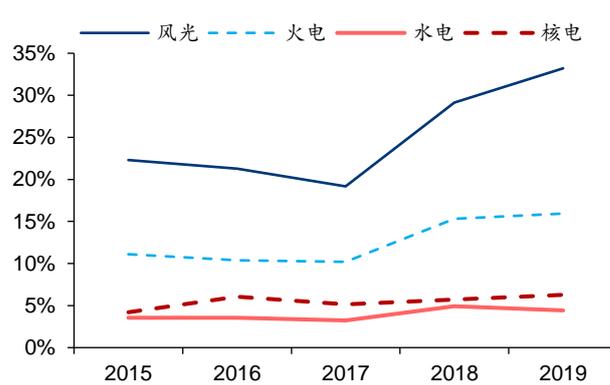
资料来源：公司年报，社会责任报告，华泰研究

盈利模式更类似水电印钞机，ROE 和估值有重塑机会

盈利模式类似水电，但风电、光伏企业资金流动性远低于水电企业。新能源运营商的商业模式更类似于水电企业，成本端 65%-80%来自固定的折旧和财务费用（统计图表 13 中 A 股公司的历史数据）。水电公司现金回款好可以成为高分红的现金牛，而风光运营商往往为高财务杠杆企业（信义能源除外，母公司资产注入，类似长江电力），短期内受困于可再生能源补贴拖欠金额较大，现金流普遍不佳。经测算，2015-2019 年风光光伏上市公司的收现比由 117%降至 88%，远低于水电、火电上市公司 >100% 的水平；同期，风电光伏上市公司应收账款占净资产的比率波动较大，5 年均值约 25%，远高于火电、核电和水电，其中水电上市公司应收账款净资产比 5 年均值仅 4%，主要是风光运营商普遍面临新能源补贴高额拖欠问题。

图表15：2015-19 年风光发电企业收现比 vs 火电/水电/核电


资料来源：Wind，华泰研究

图表16：2015-19 年风光发电企业应收账款/净资产 vs 火电/水电/核电


资料来源：Wind，华泰研究

部分风光运营商腾挪资产缓解资金压力。新能源补贴拖欠使得风电、光伏企业陷入财务困境，为缓解资金压力，不少民营风光企业走上资产出售之路。截至 2019 年年底，协鑫新能源应收电价补贴款 82.4 亿元，同比增加 14.6 亿元。根据协鑫新能源 2019 年报披露，2019 年协鑫新能源出售光伏发电 1.6GW，收回现金共计 26.5 亿元偿还债务，但 2019 年底其资产负债率仍高达 81.7%，仅同比下降 2.4 个百分点。2019 年，协鑫新能源财务费用占税前利润比例高达 368.4%，现金流动性高度承压。2020 年，协鑫新能源未停下出售资产以偿还债务的步伐，截至 2020 年 6 月 30 日，其资产负债率为 80.8%，较 2020 年年初下降 0.9 个百分点。

新能源补贴 ABS+ABN 或将改善新能源补贴拖欠造成的风光运营商现金流困境。根据证监会于 2016 年 5 月公布的资产证券化监管问答（一），对于可再生能源发电项目现金流入中包含的中央财政补贴部分，包含价格补贴，可纳入资产证券化的基础资产。企业通过发行新能源补贴资产支持证券 ABS/资产支持票据 ABN 能够实现抵质押应收账款出表，出让应收账款给 SPV 获得现金，减轻“两金”压力，改善经营性现金流，优化资产结构。据中国华能集团债券公告及北极星风力发电网消息，2017 年 11 月 24 日，中国华能集团的“17 华能集 ABN001”作为我国首个以可再生能源电费补贴款为基础资产的资产证券化产品在银行间市场正式发行，注册金额 50 亿元，此次发行规模 5.3 亿元，期限 3 年，票面利率 5.5%，所募集资金用于偿还公司债务，改善并优化公司的债务融资结构。

我们判断，随着技术进步推动风光发电造价下行，当新能源运营商存量装机现金流好转时，融资需求依赖度将降低，且仍可保持“十四五”行业同等水平的增量装机；中长期随着新增装机减少，风光发电的原材料成本趋近于零，运营商有望蜕变成“现金牛”，维持较高的分红水平和股息率。我们选取 A 股节能风电与中闽能源为例，以 2016 年应收账款周转率为参考（考虑到 2016 年可再生能源补贴拖欠现象不显著），重新调整 2017 年至 2020 年 9 月末的应收账款以及当期的经营现金流（我们认为调整值与实际值的差额可近似模拟当年新增拖欠的补贴）。对比可知，若补贴按时发放，两家公司自由现金流都将大幅好转，可以支撑产能端约 30% 的增长（以“及时回收的补贴/当年 CAPEX 比例的均值”的方式测算）。

图表17： 可再生能源补贴能否正常发放对新能源发电商自由现金流的影响（以节能风电为例）（单位：百万元）

	2016	2017	2018	2019	1-3Q20
营业收入	1,415	1,871	2,376	2,487	2,010
应收账款	730	1,270	1,881	2,510	3,317
应收账款周转率	1.94	1.87	1.51	1.13	0.69
经营现金流	1,138	1,203	1,505	1,574	944
CAPEX	2,763	2,657	1,745	2,492	5,870
自由现金流	-1,624	-1,454	-240	-918	-4,925
经营现金流/CAPEX	41%	45%	86%	63%	16%
假设应收账款周转率保持 2016 年水准					
应收账款（调整）	730	1,200	1,250	1,315	758
与实际值的差额	0	70	632	1,195	2,559
经营现金流（调整）	1,138	1,273	2,137	2,769	3,504
自由现金流（调整）	-1,624	-1,384	392	277	-2,366
经营现金流/CAPEX	41%	48%	122%	111%	60%

注：2016 年可再生能源补贴拖欠问题还不明显，公司的应收账款周转率属于正常水平

资料来源：公司公告，华泰研究预测

图表18： 可再生能源补贴能否正常发放对新能源发电商自由现金流的影响（以中闽能源为例）（单位：百万元）

	2016	2017	2018	2019	1-3Q20
营业收入	394	507	524	581	664
应收账款	188	353	423	474	795
应收账款周转率	2.09	1.87	1.35	1.30	1.05
经营现金流	265	307	339	411	443
CAPEX	294	228	570	474	691
自由现金流	-30	79	-231	-63	-248
经营现金流/CAPEX	90%	135%	59%	87%	64%
假设应收账款周转率保持 2016 年水准					
应收账款（调整）	188	296	205	350	284
与实际值的差额	0	57	218	123	511
经营现金流（调整）	265	364	556	534	954
自由现金流（调整）	-30	136	-13	60	263
经营现金流/CAPEX	90%	160%	98%	113%	138%

注：2016 年可再生能源补贴拖欠问题还不明显，公司的应收账款周转率属于正常水平

资料来源：公司公告，华泰研究预测

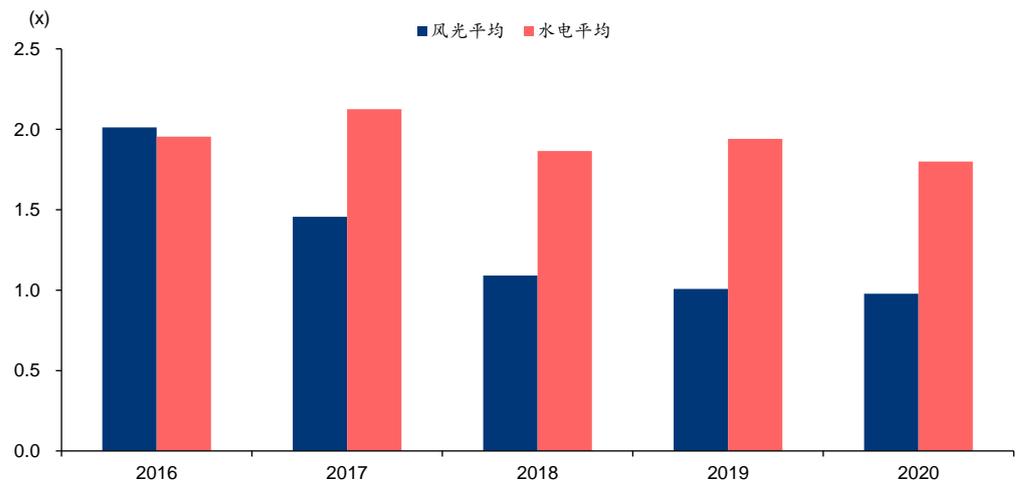
财务压力释放是关键。另一方面，除信义能源外，2019年主要风电、光伏运营商财务杠杆较高，中广核新能源、协鑫新能源和大唐新能源资产负债率更是在80%以上，导致主要风电、光伏运营商2019年财务费用占税前利润比高达31%-367%。2021年3月12日，国家发改委、财政部等五部委联合发通知，引导加大金融支持力度，缓解风电光伏补贴款拖欠导致的现金流问题。我们认为对风光企业益处最为明显的一点是通知中提到的企业通过指标市场进行交易绿证（以已确权应收未收财政补贴等信息为参考核发）所获超过利息支出的收益，可作为企业合理收益留存企业，适当弥补企业分担的利息成本。若未来补贴拖欠的问题能够通过该通知中的方案解决，将大幅缓解风光发电商财务压力，ROE向上修复幅度将相当可观。

图表19： 2019年主要风光运营商财务费用占税前利润比重和资产负债率

	财务费用/税前利润	资产负债率
龙源电力 H	54.0%	61.3%
节能风电	63.3%	65.6%
中广核新能源 H	86.7%	81.2%
协合新能源 H	59.0%	70.0%
中闽能源	30.8%	53.3%
协鑫新能源 H	368.4%	81.7%
信义能源 H	17.3%	31.9%
太阳能	89.9%	64.0%
大唐新能源 H	149.0%	81.9%

资料来源：Wind、华泰研究预测

图表20： 主要水电企业和风光运营商 P/B



注：P/B 为市净率(LF)年度均值，剔除负值；风光平均和水电平均分别为当期主要风光上市公司和水电上市公司均值。

资料来源：Wind，华泰研究预测

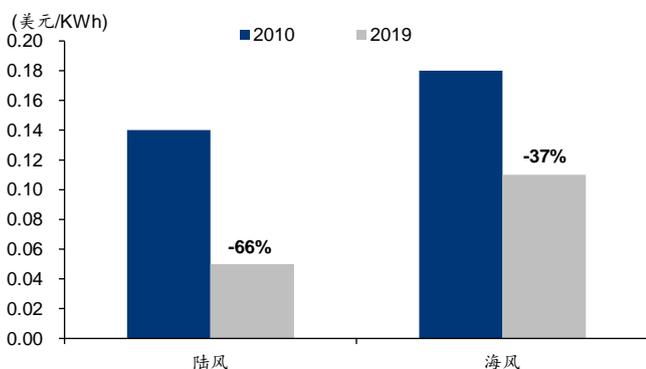
决定盈利能力的铁三角：消纳、价格与成本

毋庸置疑，碳中和背景下新能源的装机增长势不可挡，成本端也在不断下行。但是，电价和消纳的压力已经初见端倪。随着新能源发电加速参与市场化，收入端电量和电价的不确定性在增强，换言之，市场交易能力将成为未来风光发电企业的核心竞争力之一。

技术进步与政策指引，铺就新能源发电平价之路

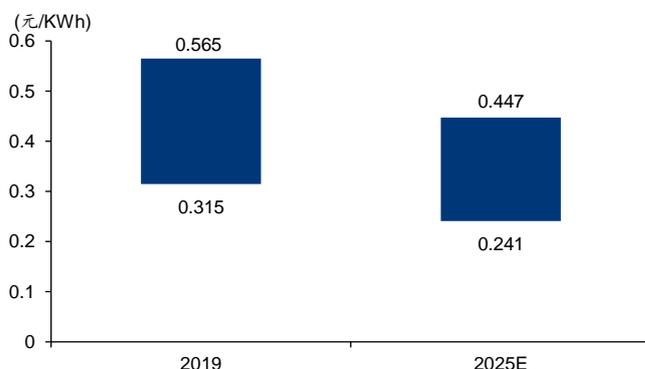
近年来，风电光伏度电成本持续下降。据 IRENA 数据，2010-2019 年我国陆上风电/海上风电 LCOE（平准化度电成本）已分别由 0.14/0.18 美元/KWh 下降 66%/37% 至 0.05/0.11 美元/KWh（约合人民币 0.32/0.77 元/KWh）；2012-2019 年我国居民/商业光伏 LCOE 分别从 0.162/0.129 美元/KWh 下降至 0.067/0.064 美元/KWh。未来，风电光伏度电成本将继续维持下降趋势。根据国网能源研究院有限公司在 2020 年 7 月 5 日发布的《中国新能源发电分析报告 2020》预测，2025 年我国陆上风电 LCOE 有望从 2019 年的 0.315-0.565 元/kWh 下降至 0.241-0.447 元/kWh。

图表21： 风电 LCOE 下降趋势（美元/KWh）



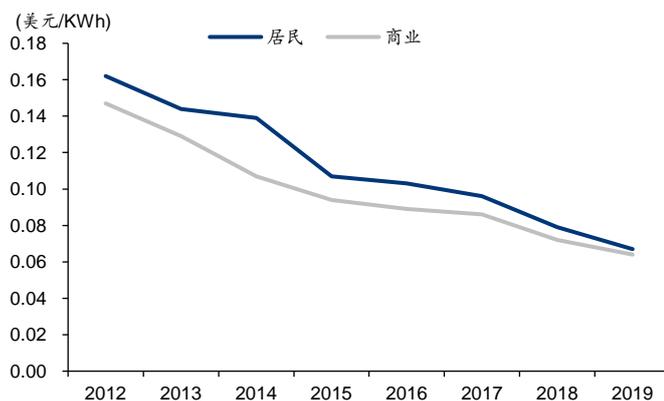
资料来源：IRENA，华泰研究

图表22： 2025 年我国陆上风电 LCOE 有望继续下降（元/KWh）



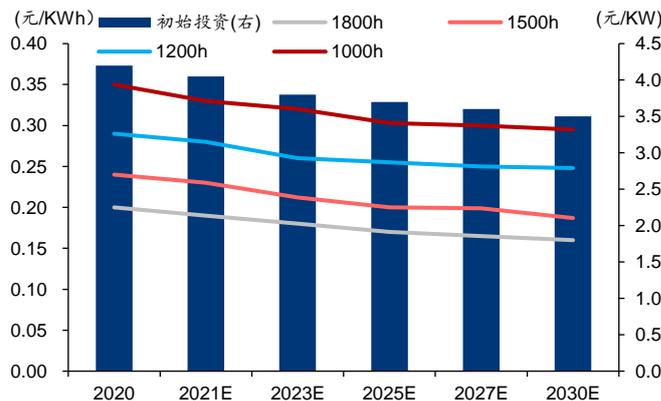
资料来源：《中国新能源发电分析报告 2020》，华泰研究预测

图表23： 光伏 LCOE 下降趋势（美元/KWh）



资料来源：IRENA，华泰研究

图表24： 未来光伏电站 LCOE 趋势



资料来源：《中国光伏产业发展路线图》（2020 年版），华泰研究预测

2021 年陆上风电/2022 年海上风电进入平价时代。2019 年 5 月，国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）规定，2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

图表25： 历年陆上风电标杆电价（含税）（元/kWh）

日期	I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区
2009年8月-2014年	0.51	0.54	0.58	0.61
2015年	0.49	0.52	0.56	0.61
2019年	0.47	0.5	0.54	0.6
2017年	0.47	0.5	0.54	0.6
2018年-2019年6月	0.4	0.45	0.49	0.57
2019年7-12月	0.34	0.39	0.43	0.52
2020年	0.29	0.34	0.38	0.47

注：2019年7月以后陆上风电标杆上网电价为指导价，新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价，下同）的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。

资料来源：国家发改委，华泰研究

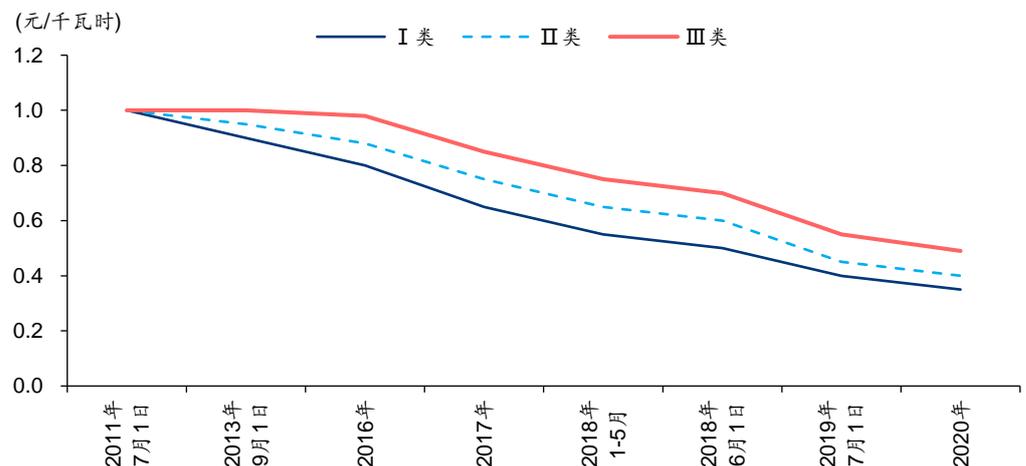
图表26： 历年海上风电标杆电价（含税）

日期	近海风电	潮间带风电
2014年6月-2018年	0.85	0.75
2019年7-12月	0.8	参考陆上风电指导价
2020年	0.75	参考陆上风电指导价

注：2019年7月以后海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价

资料来源：国家发改委，华泰研究预测

2021年国内新增光伏电站全面平价上网。2020年3月，发改委颁布《关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》，通知明确2020年集中式光伏发电仍为指导价，I-III类资源区分别为每千瓦时0.35/0.4/0.49元，且不低于项目所在地燃煤发电基准价；新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不超过指导价。工商业分布式光伏发电补贴标准降低。其中“自发自用、余量上网”模式项目补贴标准调整为每千瓦时0.05元，“全额上网”模式项目按所在资源区集中式指导价执行。户用分布式补贴标准降低为每千瓦时0.08元。根据2019年4月《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》内容，2021年开始，除户用分布式光伏以外，光伏项目将全面去补贴，进入平价时代。

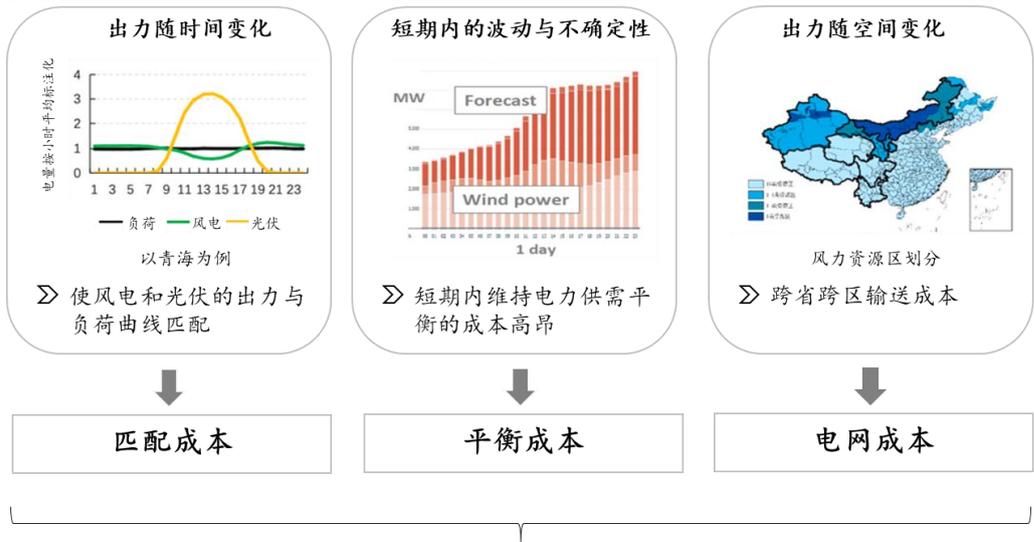
图表27： 国内光伏 I/II/III类资源区发电电价变化

资料来源：国家发改委，华泰研究

新能源平价上网不等于平价利用，机制制约消纳成本传导

新能源占比上升推高消纳成本。根据伍德麦肯锡数据，2010-20年光伏和风电的度电成本分别下降约80%和40%，且仍有进一步下降空间。新能源的上网/度电成本的下降，并不意味着其利用成本同步下降。相反，新能源比例越高，消纳成本越高，很可能推高电价。而当前的机制设计中，新能源的消纳成本还难以有效传导出去，这是面向“十四五”新能源发展亟需解决的问题之一。

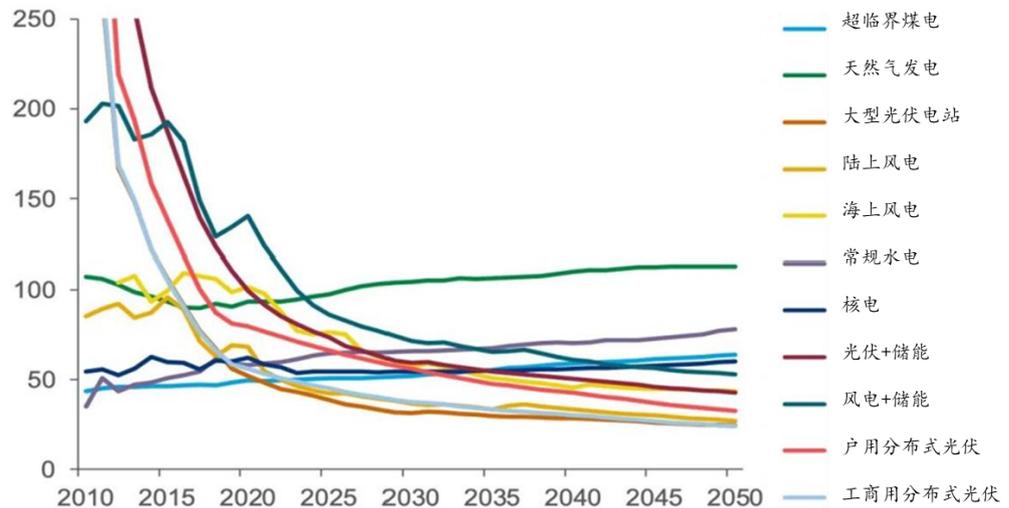
图表28：消纳成本=匹配成本+平衡成本+电网成本



资料来源：宋枫教授“电力碳中和目标下的成本冲击研究”主题报告基于 Ueckerdt et al. (2013)修改提出，华泰研究

根据宋枫教授在 2021 年 1 月人民大学的学术研讨会上所做的“电力碳中和目标下的成本冲击研究”报告中指出，新能源全系统消纳成本随渗透率提升而增加：若中国 2030 年达到 20%-30% 的风光渗透率，可能带来全社会度电成本增加 0.031-0.059 元。根据《美国绿色电力市场综述》(2019 年，世界资源研究所)，在美国实施可再生能源配额制 (RPS) 的 29 个州和哥伦比亚特区，7 年后可再生能源电量比例提高了 2.2pct，同时零售电价提高了 11%，12 年后可再生能源电量比例提高 5pct，零售电价提高了 17%，主要是新能源电网接入成本所致。

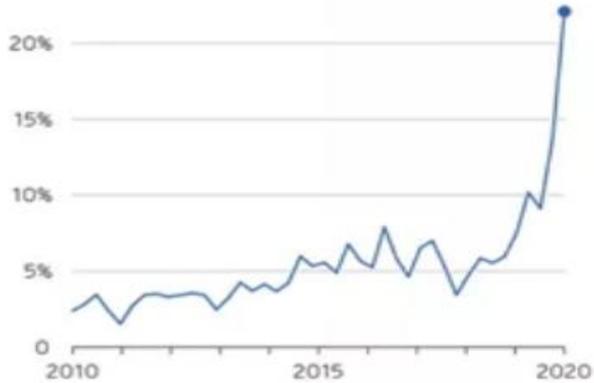
图表29：中国各电源平准化成本 (US\$/MWh)



资料来源：伍德麦肯锡，华泰研究

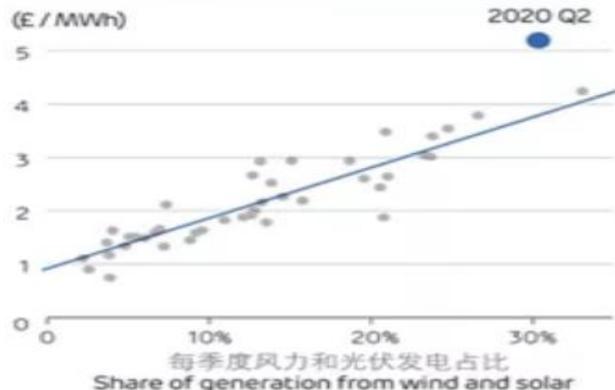
根据中央财经大学绿色金融国际研究院 2020 年 11 月 28 日的文章《高比例可再生能源挑战欧洲电力市场：“负电价”和“电价飙升”现象并存》，英国发电商 Drax 集团的最新研究报告指出，波动性可再生能源给电力系统带来的平衡成本不断增加，平均约为 5 英镑每兆瓦时，高于前些年 1 英镑的水平。在 2010 年，每季度平衡成本低于总发电成本的 5%，然而这一比例在 2020 年高达 20% 以上。分析还计算了风力和光伏发电占比每增加一个百分点，系统平衡成本就增加约 0.1 英镑每兆瓦时。这一平衡成本被电网传导转移给发电商和消费者，会造成终端电价逐渐上升。

图表30: 英国每季度的平衡成本占总发电成本的比例



资料来源: 2020年8月英国 Drax 集团报告: The cost of staying in control, 华泰研究

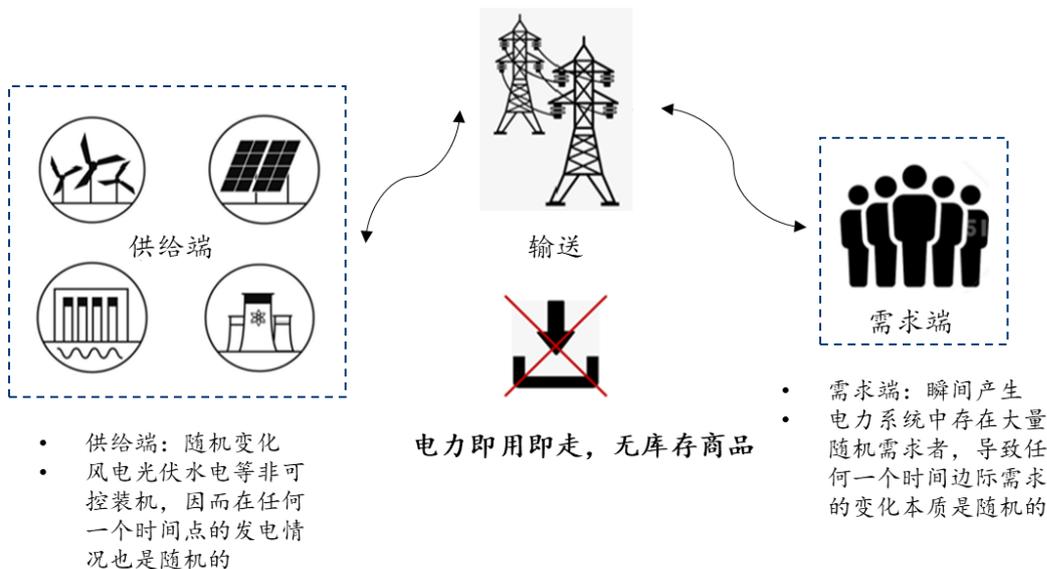
图表31: 单位平衡成本和风光发电占比的线性关系



资料来源: 2020年8月英国 Drax 集团报告: The cost of staying in control, 华泰研究

消纳压力骤增, 弃电率大概率上行。电力作为没有库存的大宗商品, 不同电源具有不同的“性价比”, 风光真正的“平价”需要考虑对系统平衡带来的额外波动性(包括正常运行的调峰调频等和故障后暂态稳定)。根据我们2020年12月15日有关新能源消纳的专题报告《平衡压力增大, 亟需市场机制护航》, 我们判断, “十四五”新能源弃电率大概率回升。

图表32: 电力产品的瞬时性特点



资料来源: 中电联, 华泰研究

借鉴德国(2012)、澳大利亚(2016)、英国和加州(2020)、德州(2021年初暴风雪)的经验, 风电光伏占比15%-30%系统平衡的压力显著加大, 对电网调度提出了较大挑战。而当风光占比超过30%的时候, 新能源电源之间有望实现相互平衡, 反而减轻电网调度压力。

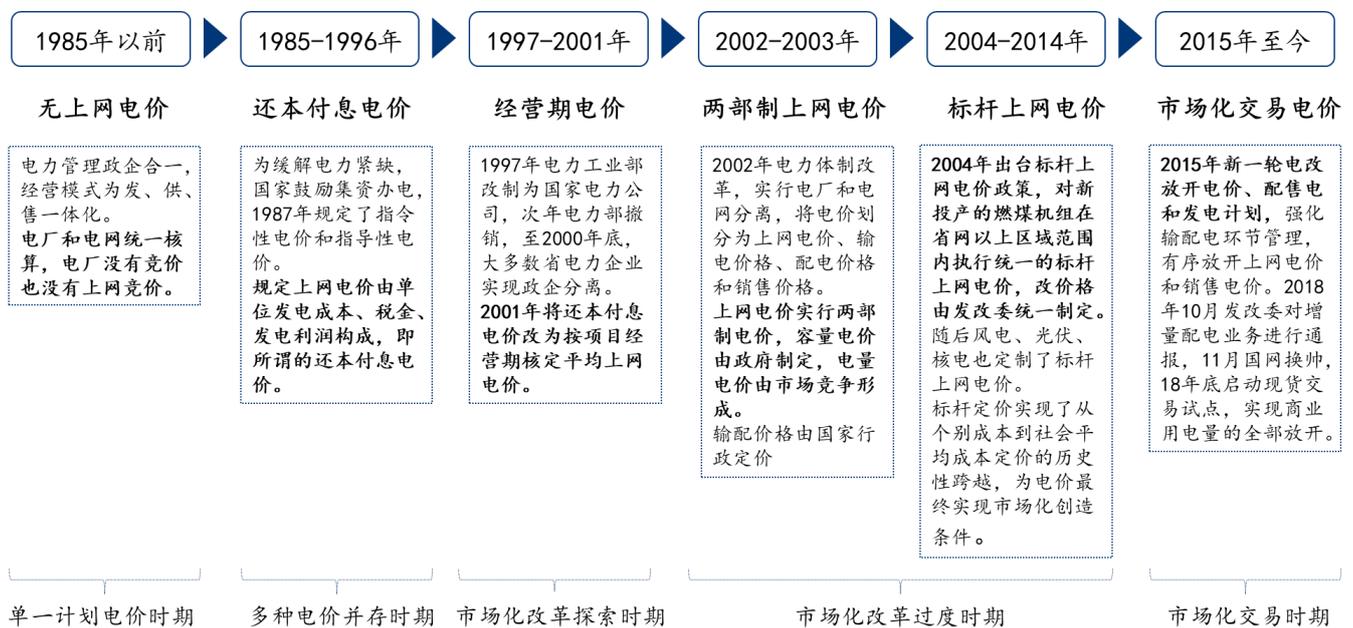
图表33：波动性可再生能源并网带来的阶段性挑战


为推动波动性可再生能源消纳向更高阶段转变, 应有效应对各个阶段面临的挑战。

资料来源: IEA, 华泰研究

市场化交易才是一场硬仗, 辅助服务成本进一步抬升上网电价

我国电改大体分为三个阶段: 1) 上世纪 80 年代电力投资上允许多家办电, 改变过去独家办电, 初步扭转电力短缺问题; 2) 2002 年 2 月 5 号文启动的电改, 实现了厂网分开、主辅分离; 3) 2015 年 3 月中发 9 号文启动的新一轮电改, 主要内容是“三放开、一独立、三强化”, 吸取之前的教训, 进一步推进电力市场化。

图表34：我国电力市场化改革进程


资料来源: 《改革开放以来我国电力体制改革总体进展情况》(2018年), 华泰研究

目前新能源电力参与市场化交易比例不高。中电联数据显示, 截止 2020 年, 全国电力 30% 以上通过市场化交易实现; 但除了西北、东北等区域, 风电光伏尤其是外送消纳的新能源电量还都没有参与市场化竞价, 尤其是华东区域新能源电价还受到基准电价的保护。以消纳困难的西北为例, 陕西省发改委在 2021 年 1 月出台《陕西省 2021 年新能源发电企业参与市场化交易方案》, 要求 2021 年风电光伏保障利用小时数为 1700/1250 小时, 意味着市场化的新能源电量约占 15%; 甘肃省保障电量仅 137 亿度, 相当于 60% 以上的市场化交易比例。

图表35： 2018年大型发电集团各类电源市场交易情况汇总

	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
上网电量 (亿千瓦时)	24,431	861	6,451	1,842	328	2,675
市场交易电量 (亿千瓦时)	10,459	54	2,056	395	87	662
市场化率	42.8%	6.3%	31.9%	21.4%	26.5%	24.7%
平均市场交易电价 (元/千瓦时)	0.3383	0.5436	0.2245	0.4295	0.7731	0.3585
较上网电量平均电价降低 (元/千瓦时)	0.0245	0.1088	0.0396	0.0982	0.0622	0.0477

注：截至 2021 年 3 月，最新的公开可查数据为 2019Q1

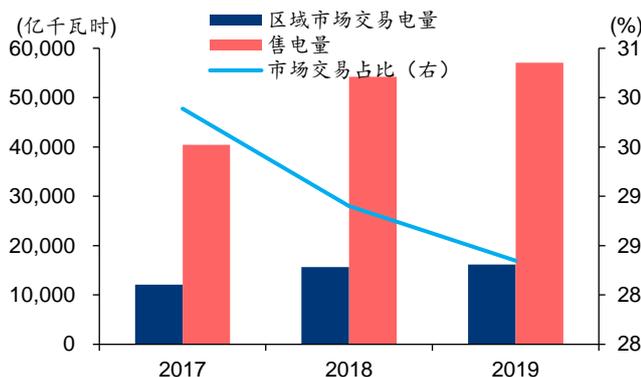
资料来源：中电联，华泰研究

图表36： 2019Q1 大型发电集团各类电源市场交易情况汇总

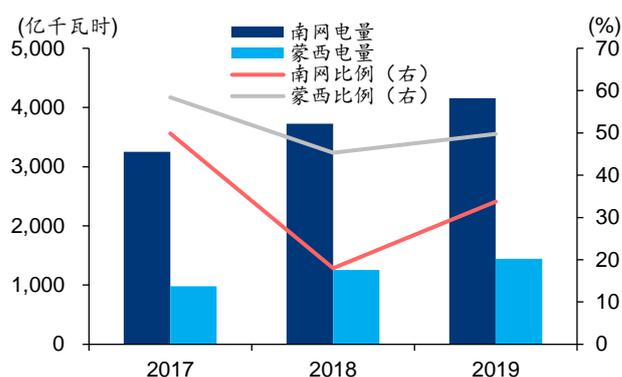
	煤电	气电	水电	风电	光伏	核电
上网电量 (亿千瓦时)	6017	194	1232	497	87	717
市场交易电量 (亿千瓦时)	2553	32	242	120	28	132
占大型发电集团合计市场交易电量比重	82.2%	1.0%	7.8%	3.9%	0.9%	4.3%
上网电量市场化率	42.4%	16.4%	19.7%	24.1%	31.7%	18.4%
平均市场交易电价 (元/千瓦时)	0.3406	0.6056	0.2289	0.4697	0.8178	0.3373
较上网电量平均电价降低 (元/千瓦时)	0.0261	0.1099	0.0534	0.0814	0.0513	0.0740

注：截至 2021 年 3 月，最新的公开可查数据为 2019Q1

资料来源：中电联，华泰研究

图表37： 国家电网市场化交易电量规模


资料来源：中电联，华泰研究

图表38： 南网/蒙西市场化交易电量规模


资料来源：中电联，华泰研究

现货市场逐步推广，对新能源发电供需预判能力提出更高要求。2020年，电力现货市场建设进入了高潮期，8个试点地区全部开展了整月结算试运行。随着电改进一步深入，现货市场有望逐步向全国铺开。而波动性高、可预测性差的新能源在现货市场处于劣势地位，带电力曲线的中长期合同执行力较低（国家能源局于2016年底联合印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》鼓励按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线进行集中竞价），鼓励带电力曲线的中长期交易）。根据《碳中和，中国的雄心与软肋》（2021年2月2日），当前新能源日内提前2-3个小时预测精度可以达到80%以上，单日96点分时段（每15分钟1点）曲线的预测精度不到40%。新能源发电企业倘若不具备较好的供需预判能力，未来在市场化过程中收入很难得到有效保障。

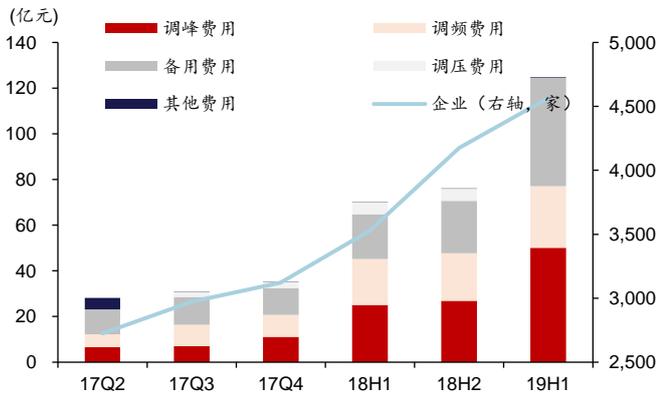
图表39： 我国主要电力市场化交易方式

改革内容	改革进展
长期交易（又称年度交易）	电力交易中心根据交易主体需求按双边协商的方式组织年度交易，每年开放一次或多次年度交易，交易主体双边可签订一年或多年双边交易合同。
中期交易（又称月度交易）	月度交易(以云南市场为例)采用双边协商、集中撮合、挂牌等方式进行，电力交易中心依次组织省内优先购电量挂牌交易、省内电量市场双边协商交易、省内电量市场集中撮合交易、省内电量市场挂牌交易和框架协议外西电东送电量挂牌交易(跨省跨区交易)。
短期交易	<p>短期交易主要为电力的辅助服务，所谓辅助服务，是相对于电能生产、输送和交易的主市场而言的。辅助服务是指为保证电力系统安全、可靠运行和电力商品质量，电力市场的成员为维护频率及典雅的稳定而提供的服务。我国现阶段的电力市场中，出现的辅助服务市场有日前/日内电量交易和调频辅助服务市场交易。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 日前交易：指售电主体与用户之间进行次日发用电量交易； 2) 日内交易：为市场主体提供在日前市场关闭后对其发用电计划进行微调的交易平台，以应对日内的各种预测偏差及非计划状况； 3) 实时市场：在小时前组织实施，接近系统的实时运行情况，真实反映系统超短期的资源稀缺程度与阻塞程度，并形成与系统实际运行切合度高的发用电计划。 4) 调频辅助服务：指发电机组能够自动跟踪调度机构指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务；

资料来源：北极星售电网，365power，华泰研究

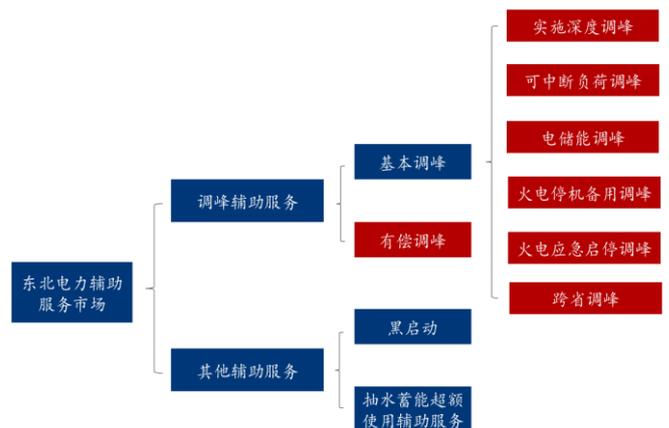
随着新能源的大规模并网，电力系统调节手段不足的问题越来越突出，国外成熟电力市场一般通过现货市场中的实时平衡市场或平衡机制实现调峰，而我国主要通过辅助服务计划补偿模式。在很多国家电力市场上，辅助服务不是一个单独的概念或者机制，它体现在市场化交易电价的结果上，或者说电价成为最主要的调节峰谷、频率等“无形的手”。

图表40： 辅助服务市场情况



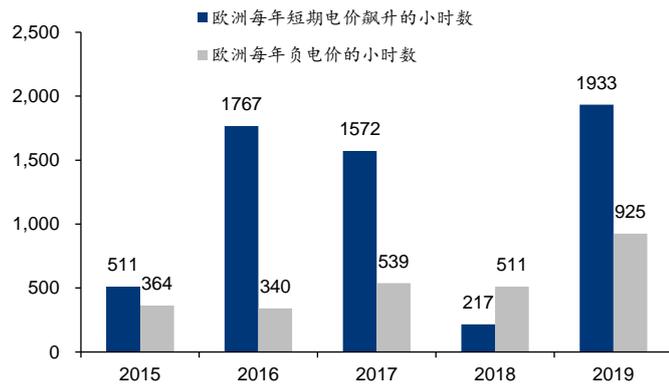
注：未公布 19H2-20H2 的统计数据
资料来源：中电联，华泰研究

图表41： 辅助服务市场简介：以东北为例



资料来源：东北能监局，华泰研究

电价指导下的削峰填谷。夜间需求疲软风电出力消纳不掉的时候（国内通常做法为弃风弃电），就会出现超低电价甚至“负电价”，消费者甚至可以把用电需求调整到类似的用电低谷期来赚钱，而发电商也会减少甚至最终停止发电，因为每出售一度电都要亏钱。根据人民网《欧洲频现负电价，对电力市场将造成什么影响？》报道，2007-2010年，德法两国先后允许日前市场和日间市场上负电价的存在，意在刺激燃煤、核能等传统发电厂主动配合可再生能源并灵活发电；自2008年欧洲允许负电价以来，负电价的频率和持续时长逐步上升，交易结果不断击穿负电价的地板——2019年德国卢森堡市场的最低价为-9欧分/度；全欧最低价则为比利时人去年6月8日创下的-13.4欧分/度。

图表42： 欧洲每年短期电价飙升和负电价的小时数


资料来源：2019年欧洲电力批发市场报告，华泰研究

图表43： 2018年以来英国和德国基本负荷日均电价走势(欧元/MWh)


资料来源：Refinitiv Eikon, EEX, 华泰研究

以山东省为例，有偿调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，起始基准为机组申报最大可调出力的70%，每减少10%为一档至机组深度调峰最小维持出力档，以15分钟为周期进行统计，由电力调度机构按照“价格优先，容量优先，时间优先，按需调度”的原则，根据日前报价由低到高进行调用。只考虑受端，2019年可再生能源总发电量308亿千瓦时，共分摊费用1.8亿，折合度电费用0.59分/kwh，核电发电量207亿千瓦时，分摊0.46分/kwh（基准电价0.4151分/kwh），火电发电量2753亿千瓦时，获得净补偿2.79亿，折合度电费用0.101分/kwh（基准电价0.3949分/kwh）。

图表44： 2019山东火电辅助服务总收益来源及负担表

	调峰 (万元)	调频 (万元)	AVC (万元)	合计 (万元)	年度发电量 (亿千瓦时)	折合度电费用 (分/kwh)
可再生能源	15696	2424	210	18331	308	0.59
核电	7768	1853	-12	9608	207	0.46
火电总补偿	23464	4277	198	27939	2753	0.101

资料来源：国家能源局山东省监管办公室，华泰研究

“两项细则”试运行保障电力系统优质、安全、经济运行。“两项细则”辅助服务包括基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。有偿辅助服务包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动。每月国家能源局各地方监管局会对地方“两个细则”试运行结果和调峰辅助服务市场结果进行公告。以华北地区京津唐电网“两个细则”试运行结果为例，2020年京津唐电网直调火电、风电和光伏机组考核费用/补偿分摊费用分别为6.5/5.3亿元、1.1/0.4亿元、0.7/0.2亿元。根据2020年京津冀地区火电/风电/光伏发电量分别为3917.3/351.7/104.5亿千瓦时，折合度电费用，光伏电站度电费用最高，其考核度电费用及补偿分摊度电费用分别为0.006元/kWh和0.002元/kWh；风电场考核及补偿分摊费用也分别达到0.003元/kWh和0.001元/kWh。

图表45： 京津唐电网2020年“两个细则”数据

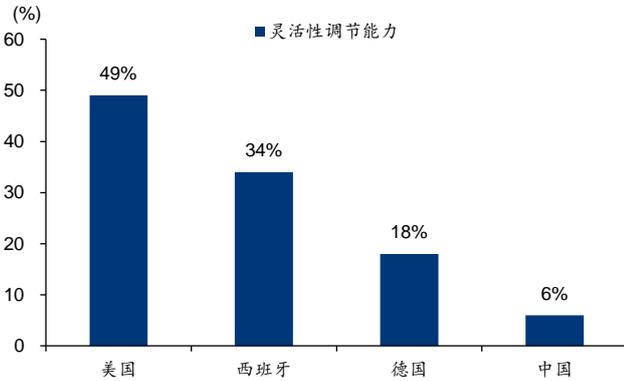
	考核费用 (亿元)	补偿分摊费用 (亿元)	年度发电量 (亿千瓦时)	度电考核费用 (分/kwh)	度电补偿分摊费用 (分/kwh)
直调机组	6.48	5.27	3,917	0.17	0.13
风电场	1.08	0.43	352	0.31	0.12
光伏电站	0.67	0.17	105	0.64	0.17

资料来源：华北能监局，华泰研究

灵活性电源的回报机制缺乏，是制约风电光伏消纳的重要瓶颈。中电联2020年6月发布的报告《煤电机组灵活性运行政策研究》显示，中国辅助服务补偿水平偏低，2018年，全国辅助服务补偿费用占上网电费总额的0.83%，远低于美国的2.5%、英国的8%——而这个辅助服务费用本质也势必风电光伏需要付出的钱（直接从电价中扣减）去弥补灵活电源。

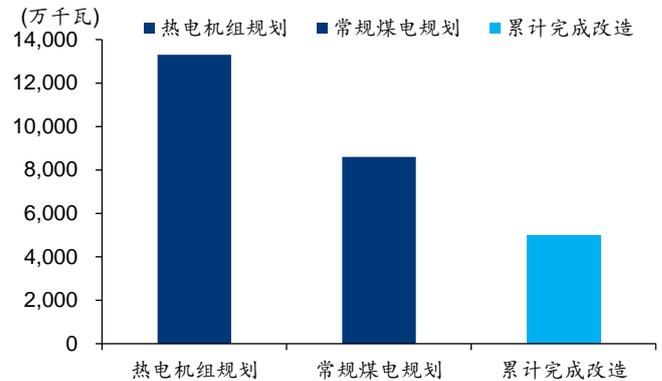
“十三五”火电灵活性改造低于预期。2016年11月7日，国家发展改革委、国家能源局发布《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》，规划要求“十三五”期间，热电机组和常规煤电灵活性改造规模分别达到1.33亿千瓦和8600万千瓦左右，合计2.2亿千瓦，主要集中在三北地区。但根据电力交易中心的数据显示，截至目前，全国完成灵活性改造的煤电机组仅仅5000多万千瓦，不足规划的1/4。由于激励有所欠缺，发电侧灵活调节能力、调节意愿都有所不足。

图表46：2019年各国灵活性调节能力对比



资料来源：中电联，华泰研究

图表47：“十三五”火电灵活性改造低于预期

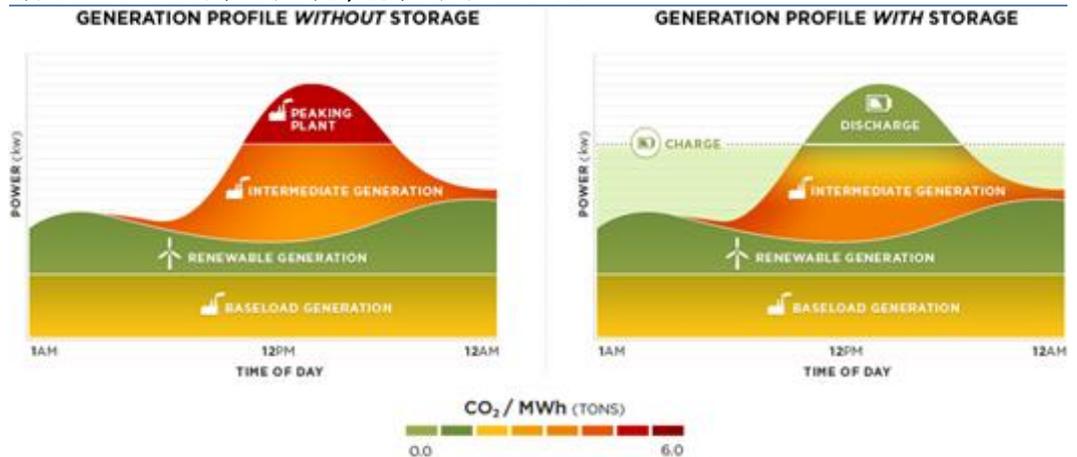


资料来源：《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》，华泰研究

真正的平价测算还需考虑储能成本

储能逐步从初期峰谷差套利的“伪需求”转向解决中长期新能源消纳瓶颈的“被动需求”，最终转向通过合适商业模式为终端用户创造价值的“主动需求”。提升发电量最终带来度电成本的降低是储能与新能源结合的最优解，而服务收入等市场崛起仍有赖于电力市场的建设与改革。以美国为例，储能项目可以通过三种方式在美国有组织的电力市场中获取收入：平台、产品、支付日；从国内来看，比较成熟的商业模式包括峰谷电价差套利、辅助调频服务收费、配合可再生能源建设大型储能电站、分布式储能应用等。

图表48：储能为电力系统增加弹性，更有助于用电“低碳化”

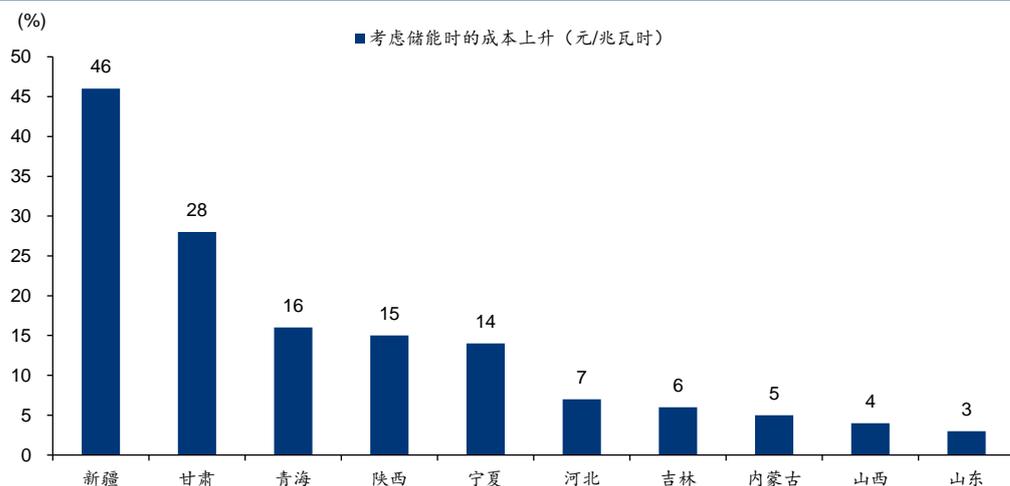


资料来源：EOS Energy Storage，华泰研究

需考虑配备储能以后的风光成本。中电联和国家能源局数据显示，截止2020年，陆上风电0.3-0.4元/kWh；光伏电站0.3-0.4元/kWh，海风0.8-1.2元/kWh（近海/潮间带）；分布式光伏0.25-0.45元/kWh。但是，这个成本和煤电成本并不直接可比，考虑到上一章节所阐述的关于风光波动的问题，我们需要考虑带储能后的风光成本。光储、风储最终取决于储能和光伏、风电的容量配比，以及储能如何为光伏、风电创造收益；脱离这两者讨论储能的成本和平价没有任何意义。

我们认为，储能成本与电池充放电时长有关，以 2020 年招标内容看，光伏发电的波动性（不可预测性）大，配储多用 2 小时的充电时长（对应 20 年底最低招标价格约为 1.1 元/Wh），风电发电的波动性（不可预测性）小，配储多用 1 小时的充电时长（对应 20 年底最低招标价格约为 1.65 元/Wh）。根据国家能源集团预测，到 2022 年储能成本下降至 0.9 元/Wh，我国大部分地区用户侧（分布式光伏）储能项目 IRR 可以到 6% 左右，达到能源集团投资门槛。到 2023 年，储能成本降至 0.8 元/wh 时，我国大部分集中式光伏电站储能项目 IRR 可以达到 6% 以上。

图表49： 储能的影响：以光伏度电成本为例



资料来源：《中国煤炭发电与光伏发电技术的经济性评估》（《技术经济与管理研究》2020 年第 12 期），华泰研究

在 2020 年 9 月第三届中国国际光伏产业高峰论坛上，阳光电源光储解决方案中心副总经理张跃火表示，“十四五”期间，储能的度电成本将会降至 2 毛钱以内；按照 20% 容量、1h 配置储能计算，光伏度电成本将大约增加 7 分钱/度电；储能系统成本预计 2021 年可能降至 1.5 元/Wh 以下，光储、风储也将随之实现平价。

远景科技集团 CEO 张雷表示，3 年时间内风电的度电成本还将下降约 40%，储能度电成本将下降 50% 以上；到 2023 年，中国“三北”高风速地区的风电度电成本将实现 0.1 元/度，发电侧储能的度电成本也将达到 0.1 元/度，这意味着风电加储能的度电成本到 2023 年将达到 0.2 元/度，低于全国最低的燃煤发电标杆上网电价 0.2595 元/度（2019 年宁夏地区）。

Wood Mackenzie 预计光伏+储能项目发电成本、海上风电度电成本的降本速度均将在 2040 年前超过煤电降本速度。预计至 2040 年，受益于电池成本下降和规模经济效应，光伏+储能成本将在 33-85 美元/兆瓦时之间。

竞争格局：国进民退加剧，大型电企混战，民企优胜劣汰

新的挑战主要并不在于新能源的发展规模。真正的挑战在于，现有的能源电力体制需要做出重大改变，方能承接新能源的大发展，确保“碳达峰、碳中和”的大目标。在这过程中，我们判断对于风光发电企业来说，弃电率会掉头向上（消纳压力较大），加速市场化会导致电价进一步下行，辅助服务费用的上升会持续压缩新能源发电企业的盈利（新项目 IRR 的下行）；唯一可以期待的就是通过技术升级持续推动成本端（包括储能）下行。随着新投资的风光发电项目全投资 IRR 逐步下调，国企的融资成本优势或更加显著。

“十三五”国补拖欠导致民企陆续退出

不同于“十二五”的狂飙突进，高基数背景下“十三五”风电和光伏装机的年均复合增速分别下降至 17%/43%（“十二五”为 35%/190%）。据人大报告，2017-2019 可再生能源累计补贴缺口分别为 1500 亿元、2331 亿元、3000 亿元以上。国补的拖欠叠加融资成本高企，2018 年“531 新政”（《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》）之后民企的信心动摇，市场竞争格局发生了显著的变化——央企国企通过收购和自建的方式大举进入非水可再生能源发电。

图表 50：“十三五”央企/国企收购民企风光发电项目统计

		2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
风电	容量(MW)	96			988	424
	股权比例	50%			83%	100%
	交易价格(亿元)	0.81	0.00	0.00	25.75	10.66
	PB	1.05			1.48	1.25
光伏发电	容量(MW)	300	50	735	2,277	3,133
	股权比例	100%	100%	66%	84%	96%
	交易价格(亿元)	8.95	0.50	15.85	40.64	79.90
	PB	1.65	7.70	1.44	1.60	1.49
合计	容量(MW)	396	50	735	3,265	3,614
	股权比例	75%	100%	66%	84%	95%
	交易价格(亿元)	9.76	0.50	15.85	66.38	91.09
	PB	1.35	7.70	1.44	1.55	1.47

资料来源：公司公告，社会责任报告，华泰研究

风电通常为集中式大型项目，对土地、并网等要求较高，需要协调更多地方政府与相关监管机构，所以投资方数量相对较少；根据我们的不完全统计（18 家企业的官网/社会责任报告/公司公告），18 家龙头企业市占率接近 80%，其中 CR5 市占率超 50%，集中度较高且 CR5 全为大型央企国企。根据 Wood Mackenzie 发布显示，2019 年底全球 TOP25 家风电公司里中国企业包揽前五，分别为国家能源集团、华能集团、国电投、大唐集团和中广核集团。

图表51： 2019年末主要风电企业装机情况

序号	企业名称	全口径风电装机规模/GW（截至2019年末）	产权性质
1	国家能源投资集团有限责任公司	41.16	国有企业
2	华能集团	19.96	国有企业
3	国家电力投资集团有限公司	19.32	国有企业
4	大唐集团	16.93	国有企业
5	广核集团	14.34	国有企业
6	中国华电集团有限公司	14.24	国有企业
7	华润电力	8.69	国有企业
8	北京天润	7.02	民营企业
9	中国三峡新能源有限公司	6.12	国有企业
10	中电建	4.98	国有企业
11	协合新能源	3.11	民营企业
12	中节能集团	3.11	国有企业
13	北京京能清洁能源电力	2.40	国有企业
14	国投电力	1.43	国有企业
15	福能股份	0.85	国有企业
16	北控清洁能源集团有限公司	0.19	国有企业
17	北京京运通科技股份有限公司	0.10	民营企业
18	中闽能源	0.45	国有企业

资料来源：上述公司官网/社会责任报告/公告，华泰研究

光伏发电投资侧，因其对土地、上网等资源要求相对灵活，投资主体更多元，市场格局更分散。根据我们的不完全统计（26家企业的官网/社会责任报告/公司公告），截至2019年末前26家合计装机73-75GW，市占率36%左右，前十大央企与国企合计占七成，民企中协鑫、正泰、晶科等老牌光伏企业在融资相对困难的背景下依然没有掉队。

图表52： 2019年末主要光伏企业装机情况

序号	企业名称	光伏装机规模/GW（截至2019年末）	产权性质
1	国家电力投资集团有限公司	19.29	国有企业
2	协鑫新能源控股有限公司	7.1	民营企业
3	广核集团	5.24	国有企业
4	中国三峡新能源有限公司	4.32	国有企业
5	华能集团	4	国有企业
6	中节能集团	3.83	国有企业
7	浙江正泰电器股份有限公司	3.5	民营企业
8	中国华电集团有限公司	3.2	国有企业
9	晶科电力科技股份有限公司	3.05	民营企业
10	北控清洁能源集团有限公司	>2.856	国有企业
11	北京京能清洁能源电力	2.07	国有企业
12	顺风国际清洁能源有限公司	约1.50	民营企业
13	江苏林洋能源股份有限公司	约1.50	民营企业
14	珈伟新能源股份有限公司	1.5	民营企业
15	信义能源	1.494	民营企业
16	大唐集团	1.46	国有企业
17	国家能源投资集团有限责任公司	1.34	国有企业
18	北京京运通科技股份有限公司	1.24	民营企业
19	国投电力	0.72	国有企业
20	深圳市拓日新能源科技股份有限公司	>0.50	民营企业
21	特变电工新疆新能源股份有限公司	0.45	国有企业
22	浙江芯能光伏科技股份有限公司	0.41	民营企业
23	深圳市兆新能源股份有限公司	0.26	民营企业
24	华润电力	0.45	国有企业
25	协合新能源	0.33	民营企业
26	中电建	1.20	国有企业

资料来源：上述公司官网/社会责任报告/公告，华泰研究预测

“十四五”“五大四小”主要电企“内卷”式进军新能源

为了在未来的碳中和之路上争夺话语权，也为了在传统能源转型过程中不掉队，主要的电力企业纷纷提出了较高的新能源发展目标。在各集团内部，对主要投资平台也不做过多限制，调动各下属子公司财力、人力和物力进行大力抢滩。根据我们的统计，“五大四小”目前公布的“十四五”装机风电光伏新增产能已经达到了300-350GW，占我们预测全国新增装机的50%左右。

图表53： 国家能源集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025 规划规模	2035 规划规模
总装机	135.0	143.0	230.0	238.6	245.8		
火电	94.6	99.3	175.0	180.8	184.7		
水电	16.5	16.9	18.5	18.7	18.6		
风电	23.0	25.8	35.9	38.3	41.2	91.2	
太阳能			0.6	1.4	1.3	31.3	
其他					0.0		
风光合计	23.0	25.8	36.5	39.7	42.5	122.50	
风光占比	17.1%	18.1%	15.9%	16.6%	17.3%		
清洁能源装机占比	29.3%	29.9%	23.9%	24.5%	24.9%		

资料来源：国家能源集团历年社会责任报告，龙源电力公告，华泰研究

图表54： 中国华能集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025 规划规模	2035 规划规模
总装机	151.8	160.6	171.8	176.6	182.8	300.00	500.00
火电	119.2	123.5	129.3	128.7	131.9		
水电	20.5	20.9	22.3	26.1	27.0		
风电	11.5	15.1	17.9	18.6	20.0		
太阳能	0.7	1.2	2.4	3.2	4.0		
其他							
风光合计	12.2	16.3	20.3	21.8	24.0	103.96	
风光占比	8.0%	10.1%	11.8%	12.4%	13.1%		
清洁能源装机占比	21.5%	23.1%	24.8%	27.1%	27.9%	50.0%	75.0%

资料来源：华能集团历年社会责任报告，华能国际与华能水电公告，华泰研究

图表55： 中国华电集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2025 规划规模	2035 规划规模
总装机	134.8	142.8	148.3	147.8	153.1	166.0	223.1	
火电	96.3	101.5	105.4	104.3	108.3	114.5	111.5	
水电	25.2	26.8	27.0	27.2	27.3	26.6		
风电	11.7	14.5	15.9	16.3	14.2	19.9		
太阳能	1.6				3.2	5.0		
其他								
风光合计	13.3	14.5	15.9	16.3	17.4	24.9		
风光占比	9.8%	10.2%	10.7%	11.0%	11.4%	15.0%		
清洁能源装机占比	28.6%	28.9%	28.9%	29.4%	29.2%	31.0%	50.0%	

资料来源：华能集团历年社会责任报告，华能国际与华能水电公告，华泰研究

图表56： 国家电力投资集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2025 规划规模	2035 规划规模
总装机	107.4	116.6	126.1	140.2	150.9	176.0	220.0	270.0
火电	68.3	71.5	74.2	78.7	81.4			
水电	20.9	21.6	22.0	23.9	23.9			
风电	10.0	12.0	13.7	16.6	19.3	30.9	50.9	
太阳能	8.2	11.6	16.1	21.1	26.3	29.6	57.6	
其他								
风光合计	18.2	23.6	29.9	37.7	45.6	60.5		
风光占比	16.9%	20.2%	23.7%	26.9%	30.2%	34.4%		
清洁能源装机占比	36.4%	38.7%	41.1%	43.9%	46.1%	34.4%	60.0%	75.0%

资料来源：国家电力投资集团历年社会责任报告，华泰研究

图表57： 中国大唐集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025规划规模
总装机	127.2	130.4	137.8	139.6	142.1	
火电	91.7	92.1	94.7	95.4	97.0	
水电	22.9	23.8	26.9	27.1	27.1	
风电	11.9	13.6	15.2	16.0	16.9	
太阳能	0.7	0.9	1.0	1.1	1.1	
其他						
风光合计	12.6	14.4	16.2	17.1	18.0	
风光占比	9.9%	11.1%	11.8%	12.3%	12.7%	
清洁能源装机占比	27.9%	29.3%	31.3%	31.7%	31.7%	50.0%

资料来源：中国大唐集团历年社会责任报告，大唐新能源公告，华泰研究

图表58： 中国广核集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025规划规模
总装机	29.0	43.7	45.1	51.2	58.2	
火电						
水电	1.6					
风电				13.3	14.3	
太阳能				4.2	5.2	
其他	14.9	20.4	21.5	24.3	27.1	
风光合计	14.1	23.3	23.6	26.9	31.0	51.0
风光占比	48.6%	53.4%	52.4%	33.0%	53.3%	
清洁能源装机占比	48.6%	53.4%	52.4%	52.6%	53.3%	

资料来源：中国广核集团历年社会责任报告，中广核新能源公告，华泰研究

图表59： 华润电力装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2025规划规模
总装机	34.7	36.2	36.1	37.4	40.4	43.4	
火电	30.1	31.1	29.8	29.8	31.0	32.1	
水电	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
风电	4.2	4.6	5.6	6.8	8.7	10.4	
太阳能	0.0	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	
其他	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	
风光合计	4.3	4.8	5.9	7.3	9.1	11.0	51.0
风光占比	12.3%	13.2%	16.4%	18.2%	22.6%	25.3%	
清洁能源装机占比	13.3%	14.1%	17.4%	20.4%	23.3%	25.9%	

资料来源：华润集团历年社会责任报告，华润电力公告，华泰研究

图表60： 中核集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025规划规模
总装机	12.5	14.3	15.5	24.5	30.3	
火电						
水电				1.8	1.9	
风电	0.9	0.9	1.0	1.1	1.7	
太阳能	0.2	0.2	0.2	0.7	2.9	
其他	11.5	13.3	14.3	19.1	19.1	
风光合计				1.8	4.6	29.6
风光占比	8.0%	7.0%	7.7%	21.9%	36.7%	
清洁能源装机占比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

资料来源：中核集团历年社会责任报告，中国核电公告，华泰研究

图表61：三峡集团装机计划（单位：GW）

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2025规划规模
总装机	59.5	69.0	70.0	70.3	75.0	
火电	2.1	2.4	2.6	2.6	4.6	
水电	50.7	58.8	58.8	57.6	58.3	
风电	4.5	5.5	5.8	5.9	7.2	
太阳能	1.4	2.3	2.8	4.1	4.7	
其他						
风光合计	5.9	7.7	8.5	10.0	12.0	87.0
风光占比	9.9%	11.2%	12.2%	14.2%	16.0%	
清洁能源装机占比	95.0%	96.4%	96.2%	96.2%	93.8%	

资料来源：三峡集团历年社会责任报告，三峡新能源公告，华泰研究

民营企业发展之路：利用开发优势与央企国企合作，掘金分布式下沉市场

保持灵活的项目开发能力与高效的经营效率，绑定央企/国企参与大型项目合作。近年来，民营光伏投资商通过不断出售电站，逐渐淡化了此前风头正盛的大势，但民营企业的项目开发力度仍然保持高水准。除了通过与大型央企/国企绑定合作开发项目凸显出其强大的项目前期开发能力，民企同时还涉及光伏电站、EPC、运维、产品供应等多个维度的服务。例如2020年1月23日晶科科技（丙方）与华能江西（乙方）拟共同在江西省丰城市投资开发丰城2GW光伏电站项目，项目总投资预计约88亿元，项目建成后年发电约20亿千瓦时，电费收益约8.28亿元（折合度电价格0.414元）。

新能源装机快速增长带来了广阔的运维市场，拥有完善运维服务体系的民营企业发展优势明显。

“十四五”期间风电/光伏装机CAGR将达到11%/21%，装机快速增长将带动对电站运维服务需求的不断上升。项目运维需要对电站进行日常维护、发电监控、故障排查等方面的智能化管理。电站运维工作具有一定的技术壁垒，拥有先进智能化运维管理平台和经验丰富运维团队的民营企业在运维服务市场具有较强竞争优势。例如晶科科技研发了O2O运维平台，实现“线上管控治理、线下维修检修”的线上线下相结合运维管理模式。其拥有的庞大光伏电站数据库和运维数据库为电站效率提升提供有力的数据支持。

碳交易市场为光伏民企打开新道路，掘金工商业分布式下沉市场。2021年2月1日《碳排放权交易管理办法（试行）》推出，全国统一的碳交易市场启动在即。在中国碳配额制度下，企业实际排放量超出分配总量时，超出部分需购买；实际排放量少于分配总量时，结余部分可出售。2021年2月5日，英利集团党委书记、总经理郑小强在接受人民政协报记者采访时表示，利用企业屋顶建设分布式光伏发电是目前最直接、最便利的清洁能源利用形式，不仅可以为企业提供清洁的光伏电力，还能够通过并网为企业带来一定的经济效应。而对于非控排企业，则可以利用闲置的厂房屋顶建设光伏电站，在享受分布式光伏发电利好的同时，还可以通过核证自愿减排量（CCER）为企业带来额外收入。郑小强在接受采访中表示，以2020年数据测算，企业建设10MW分布式光伏电站，每年可以开发出约1.1万吨以上CCER，参考2020年CCER交易价，每年可在正常的光伏收益外增加碳交易收入33万元，到2030年同等规模电站的碳交易收益可达170万元左右。

重点推荐标的

华润电力（836 HK，买入，目标价 14.50 港币）

2020 年售电量小幅增长，单位燃料成本下降。华润电力于 3 月 18 日公布 2020 年业绩，2020 年主要经营数据如下：1) 售电量同比增长 4%；2) 单位燃料成本同比下降 6%；3) 直售电量占总售电量的 57%(2019 年:55%)，上网电价折让缩窄至 7.4%(2019 年:8.1%)；4) 风电/光伏装机容量增加 1.7/0.1 吉瓦，低于公司指引；5) 可再生能源净利润贡献为 42 亿港元（增长 44%），超过总净利润的 50%。

可再生能源目标较高，有待 IRR 前景明朗化。华润电力 2020 年的风电售电量同比增长 21.6%，利用小时数为 2,236（2019 年：2,201），较全国平均水平高 163 小时。2020 年风电/光伏发电权益装机容量增加 1.70/0.1 吉瓦至 10.4/0.6 吉瓦，低于风电光伏的增量指引（2.1 吉瓦）。据管理层指引，2021 年有望增加 3.9 吉瓦风电光伏权益装机容量，2021-2025 年有望增加 40 吉瓦。

具有吸引力的股息率有望维持。华润电力公布 2020 年 DPS 为 0.631 港币，对应派息率为 40%。公司指引 2021 年派息稳定，隐含股息率为 6%。我们预计华润电力 2021-2023 年 EPS 为 1.82/2.16/2.69 港币，BPS 为 18.93/20.22/21.84 港币，给予 0.8 倍 2021 年预测 PB，目标估值反映我们对华润电力存在一定担忧，即如何平衡风电光伏的较高资本支出与股息派付。目标价 14.50 港币和“买入”评级。

风险提示：煤炭价格增长高于预期；利用小时数低于预期。

福能股份（600483 CH，买入，目标价 10.56 元）

海上风电有望加速放量，21 年有望贡献较大增量。2020 年福能股份累计完成发电量 192.15 亿千瓦时，同比+0.8%，其中海上风电 3.17 亿千瓦时，同比+589%；陆上风电 25.6 亿千瓦时，同比+21%；天然气发电 28.1 亿千瓦时，同比+6%。海上风电步入大规模放量阶段，在建项目中有三大海上风电项目，其中石城、平海湾 F 区海上风电已有部分机组陆续投产，长乐外海海上风电场 C 区进入项目实施阶段。

替代电量交易延后。2020 年晋江气电替代电量指标 24.86 亿千瓦时，12 月已兑现 9.28 亿千瓦时。福建工信厅明确 2020 年度剩余气电发电指标将在 2021 年 1-4 月完成转让替代交易，对应晋江气电预估毛利约为 3.97 亿元（福能股份公告编号 2021-003）。

拟收购福能华润惠安风电 60% 股权。惠安风电建设运营的惠安尖峰风电场规模为 26MW，已全部并网发电，2020 年实现营业收入 3,430 万元，净利润 1,297 万元，收购评估报告预计每年发电量达 64.36GWh，对应全年发电小时数 2,475 小时。收购完成后将进一步扩大公司风电运营规模。2020 年公司陆续收购宁德核电 10% 股权和神华福能 49% 股权。

增量资产优质。我们预计福能股份 2020-2022 年 EPS 为 0.80/0.96/1.12 元。参考可比公司 21 年 Wind 一致预期 PE 平均值为 8x，考虑到公司增量资产优质，我们给予福能股份 21 年 11x 目标 PE，目标价 10.56 元和“买入”评级。

风险提示：新项目进展不及预期；电价/煤价不及预期；气电政策不及预期。

华能国际 (600011 CH, 增持, 目标价 6.08 元)

20Q4 电量增长, 2020 全年电量同比基本持平。根据华能国际公告披露, 2020 年四季度华能国际合并口径发电量为 1,104 亿千瓦时, 同比+7%, 售电量为 1,040 亿千瓦时, 同比+4%; 2020 全年发电量为 4,040 亿千瓦时, 同比-0.2%, 售电量为 3,799 亿千瓦时, 同比-2%。

电价降幅总体可控。根据华能国际公告披露, 2020 年华能国际平均上网电价为 414 元/兆瓦时, 同比-0.8% (降幅较 20 年前三季度的-1.24%收窄), 结算市场化交易电量为 2,214 亿千瓦时, 比例为 58%, 同比+1.9pct。

火电在新能源大发展阶段将起到“压舱石”作用, 优质火电资产显弹性。预计 2020-22 年归母净利润为 96/107/111 亿元, 对应 EPS 0.61/0.68/0.71 元, 对应 BPS 6.76/7.01/7.24 元。参考可比公司 2020 年 Wind 一致预期 PB 均值 0.9x, 给予华能国际 2020 年 0.9x 目标 PB, 目标价 6.08 元和“增持”评级。

风险提示: 煤价上行风险; 电价调整风险; 电量下行风险。

重点推荐一览表

图表62: 重点推荐一览表

公司名称	公司代码	评级	股价货币	收盘价	目标价	EPS 货币	EPS				PE			
							2019	2020E	2021E	2022E	2019	2020E	2021E	2022E
2021/3/23														
运营板块														
华润电力	836 HK	买入	港币	10.70	14.50	港币	1.37	1.58	1.82	2.16	7.8	6.8	5.9	5.0
福能股份	600483 CH	买入	人民币	10.19	10.56	人民币	0.71	0.80	0.96	1.12	14.4	12.7	10.6	9.1
华能国际	600011 CH	增持	人民币	4.63	6.08	人民币	0.11	0.61	0.68	0.71	42.1	7.6	6.8	6.5

注: 2021 年 3 月 23 日港币兑人民币汇率为 0.838; 股价货币单位包括收盘价与目标价

资料来源: Bloomberg, Wind, 华泰研究预测

发电运营与上游制造板块公司

图表63: 发电运营与上游制造板块公司估值表

公司名称	公司代码	评级	股价货币	收盘价	目标价	EPS 货币	EPS				PE			
							2019	2020E	2021E	2022E	2019	2020E	2021E	2022E
2021/3/23														
运营板块														
华润电力	836 HK	买入	港币	10.70	14.50	港币	1.37	1.58	1.82	2.16	7.8	6.8	5.9	5.0
福能股份	600483 CH	买入	人民币	10.19	10.56	人民币	0.71	0.80	0.96	1.12	14.4	12.7	10.6	9.1
华能国际	600011 CH	增持	人民币	4.63	6.08	人民币	0.11	0.61	0.68	0.71	42.1	7.6	6.8	6.5
晶科科技	601778 CH	增持	人民币	6.46	7.33	人民币	0.26	0.22	0.29	0.36	24.8	29.4	22.3	17.9
制造板块														
隆基股份	601012 CH	买入	人民币	78.57	88.77	人民币	1.40	2.20	2.69	3.30	56.1	35.7	29.2	23.8
通威股份	600438 CH	买入	人民币	31.02	32.80	人民币	0.61	0.82	1.05	1.27	50.9	37.8	29.5	24.4
晶澳科技	002459 CH	增持	人民币	26.20	42.16	人民币	0.78	1.00	1.36	1.68	33.6	26.2	19.3	15.6
天顺风能	002531 CH	买入	人民币	9.18	10.88	人民币	0.42	0.68	0.77	0.84	21.9	13.5	11.9	10.9

注: 2021 年 3 月 23 日港币兑人民币汇率为 0.838; 股价货币单位包括收盘价与目标价

资料来源: Bloomberg, Wind, 华泰研究预测

风险提示

竞争加剧。风力和光伏发电行业近年来发展迅速，新进入者持续增加，在抢夺优质风力/光照地区、取得地方政府支持、获得信贷融资等方面的市场竞争日趋激烈，而本地消纳能力以及当地电网输送容量也是制约发电和上网能力的主要因素。除“五大四小”等国企外，民营企业也继续扩大新能源发电业务。近年来风光发电成本在逐年下降，但相较于水电、核电等其他清洁能源，成本仍然较高。

新项目 IRR 下行速度超预期。在竞争性配置的规则下，若竞争方采取低价竞争策略，将可能导致新能源发电公司以较低的中标价格获得项目资源，进而使得行业内新增项目收益率降低，影响新能源发电行业整体盈利能力。

消纳压力增加带来弃电率提升。由于风力大小、太阳光照强度存在间歇性和波动性的特点，风力、光伏发电具有一定的随机性。电网需要根据包括风电、光伏在内的各类型发电机组发电量的大小和电网用电量的变化情况，相应调整各类型发电机组的发电量，使得电网总发电量与用电量保持平衡。当电网的调峰能力不足，不能完全接受风力、光伏发电向电网输送的电能时，电网会降低风力、光伏发电机组的发电能力，使得部分风力、太阳能资源无法得到利用。另外，由于部分地区当地消纳能力有限或送出通道受限，目前无法完全接收风力、光伏发电向电网输送的电能。上述因素可能导致产生弃风限电、弃光限电的现象，从而影响新能源发电项目的发电量。

可再生能源补贴款拖欠长期无法解决拖累现金流。若未来可再生能源补贴款的收取比例持续下降，将导致新能源发电公司应收账款规模不断增长，进而影响行业整体的资产负债率及经营活动现金流，可能会对部分运营商生产经营暂时产生一定程度的不利影响。

融资成本增加。新能源发电业务属于资本密集型产业，需要大量资金投入，自有资金不足以及外部融资渠道受限将严重制约运营规模扩大。

潜在的政策变化带来的行业风险。可再生能源是国家能源供应体系的重要组成部分，是保障能源安全的重要内容，我们预计国家将继续支持和鼓励可再生能源行业的发展，但如未来风电、光伏发电产业政策发生重大变动，将可能对新能源发电运营商经营造成不利影响。

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰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。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者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。

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。华泰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。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、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和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、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。投资者应当考虑到华泰及/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信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。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，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，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。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。更多信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数），具体如下：

行业评级

- 增持：**预计行业股票指数超越基准
- 中性：**预计行业股票指数基本与基准持平
- 减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

- 买入：**预计股价超越基准15%以上
- 增持：**预计股价超越基准5%~15%
- 持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
- 卖出：**预计股价弱于基准15%以上
- 暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
- 无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/
邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2169-0770

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约哈德逊城市广场10号41楼(纽约10001)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有2021年华泰证券股份有限公司