

电力设备与新能源行业 2022 年度策略报告

——将成长进行到底

投资建议：**强于大市**

上次建议：**强于大市**

投资要点：

2021年至今行业指数上涨46.1%，位列中信所有30个行业涨幅榜第2位。2021Q1-3全行业实现归母净利润1060.5亿元，同比增长41.7%，增速在所有行业中位列第14位。行业正在从“纯政策”驱动转向“政策+市场”双重驱动，风电、光伏在总发电量占比、新能源车在汽车总销量占比已突破10%，光伏、锂电已形成“内需+出口”复合型市场，储能、抽水蓄能、BIPV等新增长点不断涌现，我们认为行业基本面持续优化，将确保2022年行业继续维持高景气。

我们看好在双碳目标驱动下，行业需求拥有高确定性，一些细分领域龙头公司能够凭借技术进步、产品升级、规模化拓展，竞争力不断提升，拥有更高投资价值。各子行业投资建议与重点推荐公司如下：

- **锂电池：把握盈利复苏及景气环节。**2021年产业链供需失衡造成的原材料价格上涨已进入尾声，2022年中游利润复苏将成为主要趋势。推荐重点推荐关注由于石墨化产能紧张景气度提升的负极龙头璞泰来，受制于隔膜设备供应而供给趋于紧张的隔膜龙头恩捷股份，格局向好、盈利能力有望复苏的电池龙头宁德时代、亿纬锂能。
- **光伏：布局弹性最高赛道。**产业链价格博弈趋近于尾声、政策不断超预期，2022国内装机将同比增长50%+，集中式将成为最主要增量。推荐重点关注电池片龙头爱旭股份、高效组件领军者东方日升、光伏玻璃龙头福莱特、光伏银浆龙头帝科股份。
- **风电：关注大型化趋势引领者。**风机大型化为行业降本大幅提速，陆上风电已平价，海上风电已接近平价，所有环节中海上风电产业链、零部件最具投资价值。推荐重点关注海上风机龙头明阳智能、海缆龙头东方电缆，风机叶片龙头中材科技。
- **储能：把握价值量最高环节。**2021是储能政策元年，开启行业从1到∞发展阶段，2022应用端项目落地将是主要趋势。锂电池、PCS在总成本中占据60%、20%，拥有最大市场空间。推荐重点关注PCS龙头阳光电源、固德威，户用储能龙头派能科技。
- **氢能：关注氢能龙头企业。**属于连接新能源与终端的绿色二次能源，在工业、建筑、交通进行深度脱碳。推荐重点关注燃料电池龙头亿华通，全产业链布局的美锦能源，储氢瓶龙头富瑞特装，燃料电池核心检测商科威尔，压缩机龙头汉钟精机。
- **核电：关注绿电运营商及核心供应商。**在十四五被重新确立能源主力地位，每年将开工6-8台机组，自主四代高温气冷堆完工、自主三代“华龙一号”批量化建设提升发展空间。推荐重点关注绿电运营商中国核电，设备供应商应流股份、久立特材。
- **电网投资：布局新型电力系统产业链。**新型电力系统成为刚需，智能融合终端、柔性输电、调峰调频机组等需求提振。推荐重点关注电网智能化龙头国电南瑞，输配电装备龙头中国西电，智能电表及光伏开发龙头林洋能源，电缆附件龙头长缆科技。
- **风险提示**

锂电池安全性事件；原材料价格波动；海外政策变化影响出口；储能及氢能产业的政策落地不及预期；电能替代进展不及预期；疫情反复。

一年内行业相对大盘走势



分析师 **贺朝晖**

执业证书编号：S0590521100002

电话：0510-85613713

邮箱：hezha@glsc.com.cn

分析师 **吴程浩**

执业证书编号：S0590518070002

电话：0510-85613713

邮箱：wuch@glsc.com.cn

联系人 **华庆**

电话：0510-85613713

邮箱：huaq@glsc.com.cn

联系人 **梁丰铄**

电话：0510-85613713

邮箱：liangfs@glsc.com.cn

相关报告

- 1、《氢燃料电池汽车蔚然风已至，蓄势待发》— 2021.10.10
- 2、《逆变器行业：储能加持的广阔赛道》— 2021.09.13
- 3、《宁德时代发布钠离子电池，开启电化学新篇章》— 2021.07.30

正文目录

1	2022 展望：成长之路未止步	8
2	锂电：电动未来 续展宏图	10
2.1	全球新能源汽车高景气共振 2022 将延续高增长	10
2.2	电池盈利修复 大小材料结构分化	19
2.3	投资建议：把握盈利复苏及景气环节	35
3	光伏：供应链逐步趋稳 电池片迎来盈利改善	36
3.1	光伏赋能 步入“双碳”时代	36
3.2	产业链供应趋稳 大尺寸高效率是主要趋势	39
3.3	投资建议：布局高需求确定性下弹性最高赛道	46
4	风电：大型化降本引领新一轮发展	48
4.1	降本和海上风电助力风电维持景气	48
4.2	大基地+风电下乡政策落地持续超预期	51
4.3	大型化降本提效成果显著	53
4.4	供应链成本控制能力不断提升	54
4.5	投资建议：关注大型化趋势引领者	57
5	储能：新型电力系统的必选项迎来发展拐点	58
5.1	低基数高确定性塑造最具成长性赛道	58
5.2	储能刚需属性引领增长需求	61
5.3	国家级政策频繁落地构建储能商业化框架	67
5.4	投资建议：把握储能业务弹性最高环节	76
6	氢能：氢风已至 踏浪前行	80
6.1	碳中和目标加速氢能在各领域深度脱碳节奏	80
6.2	氢能示范圈落地 氢燃料电池产业链率先受益	82
6.3	燃料电池系统国产化率持续提升	85
6.4	投资建议：关注氢能源领域龙头企业	87
7	核电：项目开发提速 国产化设备迎机遇	87
7.1	我国核电增长动力强劲 渗透率有望提高	87
7.2	新型电力系统需要优质基荷能源支撑	89
7.3	三代核电成熟落地 各项性能显著提高	91
7.4	产业链高产能叠加高国产化率	93
7.5	投资建议：关注运营商及核心供货商	95
8	电网投资：新能源赋能新电网 电能替代孕育新机遇	96
8.1	发用两端需求增长将带领电网投资增速形成反转	96
8.2	新型电网物理拓扑结构面临升级	101
8.3	新型电网的新技术新设备催生新增长极	108
8.4	投资建议：新型电力系统产业链投资价值凸显	111
9	风险提示	112

图表目录

图表 1: 电新行业主要板块划分.....	9
图表 2: 全球新能源汽车销量 (万辆/季) 及渗透率 (%/季)	11
图表 3: 我国新能源汽车销量持续提升 (%)	11
图表 4: 我国新能源汽车渗透率 (% , 年)	12
图表 5: 我国新能源汽车渗透率 (% , 月)	12
图表 6: 新能源乘用车销售结构 (%)	13
图表 7: 造车新势力进入快速成长期, 对产业形成正面影响.....	13
图表 8: 2022 年新能源乘用车补贴标准测算 (万元)	14
图表 9: 自主、合资、外资 2021-H2 至 2022 年的新车规划.....	15
图表 10: 欧洲新能源车销量合计 (万辆/月)	16
图表 11: 欧洲主要国家新能源汽车渗透率 (%)	16
图表 12: 欧盟碳减排政策梳理.....	16
图表 13: 美国新能源汽车销量 (万辆/月)	17
图表 14: 美国新能源汽车渗透率 (%)	17
图表 15: 美国新能源汽车刺激政策.....	18
图表 16: 全球新能源汽车销量预测.....	18
图表 17: 全球及国内动力电池装机量 (GWh)	19
图表 18: 全球动力电池装机格局 (%)	20
图表 19: 全球主流动力电池企业产能扩张情况 (GWh)	20
图表 20: 国内动力电池企业毛利率情况 (%)	21
图表 21: 国内主流型号动力电池价格情况.....	21
图表 22: 电池技术创新日新月异.....	22
图表 23: 全球动力电池装机量预测.....	22
图表 24: 国内正极材料产量情况 (吨)	23
图表 25: 国内正极材料产量结构情况 (%)	23
图表 26: 主流型号三元电池材料产量情况 (吨)	24
图表 27: 主流型号三元电池材料价格情况 (元/吨)	24
图表 28: 不同三元材料特性对比.....	24
图表 29: 2021 国内负极材料产量趋势.....	25
图表 30: 国内负极材料价格走势.....	25
图表 31: 2021H1 国内负极材料产量格局.....	26
图表 32: 2021H1 国内负极材料类型占比.....	26
图表 33: 国内负极材料龙头有效产能预测 (万吨)	26
图表 34: 国内负极 GR5 龙头石墨化产能占比预测.....	27
图表 35: 负极需求测算.....	27
图表 36: 2020-2021 年国内隔膜产量.....	28
图表 37: 国内中端隔膜价格走势 (元/平方米)	29
图表 38: 国内隔膜市场集中度趋势.....	29
图表 39: 2021Q1 干法隔膜产量格局.....	30
图表 40: 2021Q1 湿法隔膜产量格局.....	30
图表 41: 2021-2023 国内 CR3 隔膜企业有效产能预测 (亿平)	30
图表 42: 隔膜需求测算.....	31
图表 43: 隔膜涂覆材料分类.....	31
图表 44: 电解液及六氟磷酸锂 (右) 价格情况 (万元/吨)	33
图表 45: 电解液产量 (吨/月) 及开工率 (%)	33
图表 46: 龙头电解液企业扩产计划.....	33
图表 47: 预计 2022 年六氟磷酸锂供应压力将大幅缓解.....	34

图表 48: 锂电池电解液三类锂盐对比.....	35
图表 49: 锂电板块重点关注标的.....	36
图表 50: 光伏行业产业链结构.....	36
图表 51: 光伏行业“十三五”发展成就.....	37
图表 52: 2021 年硅料价格走势 (单位: 元/Kg).....	37
图表 53: 2021 年组件价格走势 (单位: 元/瓦).....	37
图表 54: 2021 年国内新增装机 (单位: GW).....	38
图表 55: 2021 年组件出口 (单位: GW).....	38
图表 56: 全球光伏新增装机规模及预测 (单位: GW).....	38
图表 57: 国内光伏新增装机规模及预测 (单位: GW).....	39
图表 58: 改良西门子法工艺流程.....	39
图表 59: 流化床制备颗粒硅流程示意图.....	40
图表 60: 颗粒硅形貌.....	40
图表 61: 2020-2022E 全球多晶硅产能统计 (单位: 万吨).....	40
图表 62: 2020-2022E 全国硅片产能统计 (单位: GW).....	41
图表 63: 大尺寸硅片技术是光伏行业发展趋势.....	42
图表 64: 大尺寸是硅片发展趋势.....	42
图表 65: 单晶硅片占据主要市场, N 型时代来临.....	42
图表 66: 2020-2022E 全球电池片产能统计 (单位: GW).....	43
图表 67: PERC、TOPCon、HJT、IBC 电池结构对比.....	43
图表 68: 各种电池技术市场占比.....	44
图表 69: 2020-2022E 全球组件产能统计 (单位: GW).....	45
图表 70: 国内大尺寸硅片、高功率组件产能规划及进展情况.....	46
图表 71: 光伏板块重点关注标的.....	48
图表 72: 全球风电新增装机容量 (GW).....	49
图表 73: 中国风电新增装机容量 (GW).....	49
图表 74: 2021 年国内风电行业相关政策梳理.....	49
图表 75: 2020 年国内风电机组市场格局.....	50
图表 76: 2020 年全球风电机组市场格局.....	50
图表 77: 全球风电平均安装成本.....	50
图表 78: 全球风电加权平均 LCOE.....	50
图表 79: 国内外风力发电供需预测 (GW).....	51
图表 80: 大基地布局.....	51
图表 81: “十四五”大基地布局示意图.....	52
图表 82: 2020 年清洁能源基地风电装机规模.....	52
图表 83: 中国不同单机容量风电机组新增装机占比.....	53
图表 84: 风电度电成本和设备利用小时数关系 (元/kWh).....	53
图表 85: 风电供应链企业梳理.....	55
图表 86: 风机制造成本拆分.....	55
图表 87: 风机招标价格 (元/kW).....	56
图表 88: 碳纤维进口量和价格走势.....	56
图表 89: 玻璃纤维进口量和价格走势.....	57
图表 90: 中厚板价格走势.....	57
图表 91: 风电板块重点关注标的.....	58
图表 92: 全球锂电池储能规模变化.....	58
图表 93: 我国锂电池储能规模持续增长.....	58
图表 94: 2010-2020 全球锂电池组价格走势 (\$/kWh).....	59

图表 95: 大型储能系统建设成本逐年下降 (\$/kWh)	59
图表 96: 我国储能装机需求预测	60
图表 97: 我国新能源累计装机占比不断增长	61
图表 98: 2015-2021 年 9 月我国风电光伏新增装机量 (GW)	62
图表 99: 2015-2021 年 9 月我国风电光伏发电量 (亿千瓦时) 及占比	62
图表 100: 2018-2021 年 9 月我国历月弃光率	62
图表 101: 2018-2021 年 9 月我国历月弃风率	63
图表 102: 2016-2021Q3 全国及部分地区弃风率	63
图表 103: 2016-2021Q3 全国及部分地区弃光率	63
图表 104: 我国用电量结构正在发生变化	63
图表 105: 2020 年各国用电结构对比	64
图表 106: 各国人均居民用电量对比	64
图表 107: 典型工业、工商业、居民用电负荷曲线	65
图表 108: 2021 年 1 月部分省市冬季峰值负荷创历史纪录 (单位: 万千瓦)	65
图表 109: 多省市用电负荷增速高于用电量增速	65
图表 110: 我国灵活调节电源装机占比较低	66
图表 111: 储能在发电侧参与平抑波动的应用模式	66
图表 112: 储能参与发电侧平抑波动应用效果	66
图表 113: 储能配合光伏实现将白天的发电量向夜晚用电高峰转移	67
图表 114: 储能可以节省电网应对尖峰负荷的投资	67
图表 115: 储能应用场景	68
图表 116: 中国电池储能新增装机应用场景划分 (MW)	68
图表 117: 2021 上半年我国新建储能项目应用场景	68
图表 118: 2021 年国家层面储能相关政策梳理	68
图表 119: 光储一体电站收益模型构成	70
图表 120: 光储一体模型收益构成改变时 IRR 的变化 (弃光率 2%)	70
图表 121: 用户侧削峰填谷示意图	71
图表 122: 2021 年初各地区工商业及其他用电峰谷电价表 (元/kWh)	71
图表 123: 2021 年初各地区大工业用电峰谷电价表 (元/kWh)	72
图表 124: 各地工商业峰谷价差按政策比例调整后将放大 (元/kWh)	72
图表 125: 各地大工业峰谷价差按政策比例调整后将放大 (元/kWh)	72
图表 126: 2019H1 电力辅助服务补偿费用构成	73
图表 127: 2019H1 电力辅助服务补偿费用来源	73
图表 128: 按机组类型划分电力辅助服务补偿和分摊费用	73
图表 129: 储能机组相较火电机组在响应 AGC 调频指令时表现更优	74
图表 130: 广东某实际电站安装电池储能后调频指标显著提升	74
图表 131: 10MW/40MWh 储能系统调峰度电成本测算	75
图表 132: 9MW/6MWh 储能系统调频里程成本测算	76
图表 133: 储能系统产业链示意图	77
图表 134: 储能产业链主要参与企业	77
图表 135: 磷酸铁锂电池储能系统成本拆分	78
图表 136: 2018-2020 年国内市场储能变流器厂商出货量情况 (MW)	78
图表 137: 2020 年海外市场中国储能变流器厂商出货量情况 (MW)	78
图表 138: 2019-2020 全球户用储能出货量 (MWh)	79
图表 139: 2020 全球户用储能市场出货量份额分布	79
图表 140: 储能板块重点关注标的	80
图表 141: 氢能可将可再生能源整合至终端使用	81

图表 142: 我国氢能需求预测 (万吨)	82
图表 143: “以奖代补”新政与往年补贴政策区别	82
图表 144: 中国各省份氢能产业发展目标	83
图表 145: “以奖代补”新政中各燃料电池车型奖励金额 (万元)	84
图表 146: 氢燃料电池汽车与纯电动汽车对比 (以重卡为例)	85
图表 147: 首批获得批准的氢能示范城市群	85
图表 148: 氢燃料电池汽车工作原理及购置成本结构	86
图表 149: 燃料电池汽车核心部件国产化进程	86
图表 150: 氢能板块重点关注标的	87
图表 151: 2011-2020 全国商运核电机组装机规模 (GW)	87
图表 152: 2011-2020 我国核电发电量逐年增长 (亿千瓦时)	87
图表 153: 2020 年全国电力装机占比情况	88
图表 154: 2020 年我国各类电源发电量占比情况	88
图表 155: 2020 年全球核电发电量占发电总量的 10%	88
图表 156: 福岛事件之后各国核电项目建设数量	88
图表 157: 全球核电在建项目数量及装机规模	89
图表 158: 我国核电装机规模预测	89
图表 159: 核电产业链温室气体排放量低	90
图表 160: 核能发电燃料消耗低	90
图表 161: 核电发电利用小时数高	90
图表 162: 核电度电成本低经济性好 (美元/MWh)	90
图表 163: 核电是新型电力系统中重要的基荷能源	91
图表 164: 世界核能系统代际划分	91
图表 165: 第三代核电技术主要参数	92
图表 166: 第四代核电技术及国内建设进展	92
图表 167: 核电产业链示意图	93
图表 168: 核电产业链各环节受益时序	93
图表 169: 核电站投资费用结构中设备费占 50%	94
图表 170: 我国新建项目核电设备国产化率可达到 90%	94
图表 171: 核电板块重点关注标的	96
图表 172: 终端能源消费占比	96
图表 173: 电能替代潜力分析	97
图表 174: 能源消费与社会用电增速对比	97
图表 175: 全国火电、用电、风光省份排名	98
图表 176: 2014 年-2020 年电网投资总额及增速变化	98
图表 177: 2020 年与 2019 年各电压等级电网工程投资情况	99
图表 178: 2021 年电网工程投资表现	99
图表 179: 发、输、用增速比较与预期	100
图表 180: 新型电力系统的基本要素	100
图表 181: 新型电网主要技术内容梳理	101
图表 182: 特高压现状	102
图表 183: 1 亿千瓦装机外送通道需求预测	103
图表 184: 110kV-500kV 交流输电线路和变电容量增速统计	104
图表 185: 220kV 变电容量与全国发电设备容量历年对比	105
图表 186: 变电一次设备梳理	105
图表 187: 变电二次设备梳理	106
图表 188: 输电线路材料梳理	106

图表 189: 特高压工程设备招标金额分析.....	107
图表 190: 台区智能融合终端应用架构.....	108
图表 191: 台区智能融合终端的功能和特点.....	109
图表 192: 新一代智能电表的特点与外观.....	109
图表 193: 灵活/柔性输电设备.....	110
图表 194: 电网投资板块重点关注标的.....	112

1 2022 展望：成长之路未止步

2021 年电新行业在经历了一季度短暂调整后，走出了波澜壮阔的行情。2021 年至今行业指数上涨 46.1%，位列中信所有 30 个行业涨幅榜第 2 位。2021Q1-3 全行业实现归母净利润 1060.5 亿元，同比增长 41.7%，增速在所有行业中位列第 14 位，反映了行业在实现利润稳定增长的同时，由于碳中和提升长期发展空间，行业估值水平得到显著提升。

基本面的不断改善、政策的逐步落地、新增长点的蓬勃发展，都是行业不断前进的重要助推力。在经历了 2020、2021 两年牛市后，站在当前时点，我们依然看好电新行业能够继续兑现成长。

➤ **行业正在从“纯政策”驱动转向“政策+市场”双驱动。**经历了 10 多年市场培育，光伏、风电、新能源车等已经摆脱补贴依赖。

1) 光伏、风电度电成本不断下降，自 2021 年起开始进入全面平价，并且从集中式大型电站单一方式，拓展至分布式光伏、BIPV、分散式风电等多种应用形式，在绿电政策支持下，电站投资价值不断提升。

2) 新能源车凭借规模化、新技术应用、国产化率提升，大幅降本并提高产品力，打开 C 端市场，加速交通领域电动化。在新能源市场已经成形并快速成长过程中，政策继续发挥引导行业预期、补齐发展短板、协调资源配置的作用，共同促进行业继续快速发展。

➤ **行业渗透率进入 10%至 50%的快速提升期。**经历多年发展，2021 年风电、光伏发电量在总发电量比重预计将达到 11%，新能源车在汽车总销量占比预计达到 12%，双双突破 10%。而新产品在渗透率突破 10%后，将从小型规模化向大型规模化快速提升，并且由于已经有了初步规模效应，将保持较高增速。

我们认为在政策方向不变、产业链配套齐全的背景下，渗透率跨入新阶段，将带领行业进入 2.0 阶段规模化成长，行业短期内没有发展天花板，仍有望维持快速增长。

➤ **打造“内需+出口”复合型市场平抑需求波动。**由于全球新能源产业几乎同时起步，我国并没有出现传统产业大幅落后于西方发达国家的状况，后发优势使得我国产业链完整度、产品竞争力都处于世界前列，并且通过规模化、快速技术迭代形成了领先全球的成本优势，并逐渐将内需市场拓展到海外，形成“内需+出口”复合型市场。

在全球碳中和大潮中，我国光伏、锂电池等产品已经成为国家品牌，不仅实现产业链向海外延伸，并且形成了能够抵御国内需求波动的能力。

➤ **新增长点不断涌现提升行业发展天花板。**新能源发展不止需要光伏、风电等发电装置，还需要输配电、终端用电等设施，全面实现碳中和，需要构建以光伏、风电为基础的新型电力系统，这其中储能、智慧电网、分布式能源、碳交易等，都是行业发展过程中诞生的新增长点。

这些新兴领域基数极低，技术成熟、规模化后将爆发出更大的成长潜力，不断涌现的新增长点，持续提升行业发展天花板。

图表 1: 电新行业主要板块划分



来源: 国联证券研究所

展望 2022 年, 我们看好行业高确定性下, 弹性最高的增量发展机遇, 主要包括供需扭转、结构转变、政策落地三个投资方向:

- **方向一: 供需扭转导致的盈利能力提升超预期。** 无论是光伏、风电还是锂电池, 大部分环节都是半年、一年维度的产能建设周期, 与季度甚至月度需求周期进行匹配, 因此供需格局始终处于变化之中。需求提升带来的供不应求, 往往需要半年、一年维度来扩充产能进行消化, 因此供需格局扭转往往能带来产品涨价及公司业绩超预期。

2022 年我们认为人造石墨负极、湿法隔膜、海风电缆, 由于石墨化、隔膜制造设备、海缆产能的限制, 在需求持续景气状态下, 存在极强涨价预期, 相关公司 EPS 有望得到显著抬升。而 2021 年光伏领域供需最为紧张的硅料端将发生扭转, 电池片作为当前盈利压力最大环节将获得最大弹性。

- **方向二: 结构转变带来额外 Alpha 增量。** 由于电新行业整体 Beta 预期一致性非常强, 能够发现额外 Alpha 增量异常重要。我们看好诸多子领域正在发生技术、规格等引领的结构性变化, 带来新的投资机会:

电池片技术从 PERC 向 TOPCon、HJT 发展, 银浆需要从普通高温银浆, 提升为技术难度更高、加工费用更高、用量更大的新型高温银浆、低温银浆, 实现银浆量价齐升; 大基地项目规模化推进, 将扭转 2021 年分布式>集中式的局面, 带来的双面组件、跟踪支架渗透率大幅提升, 光伏玻璃、跟踪支架将最为受益。

- **方向三: 政策落地实现行业从 1 到∞。** 2021 年政策对实现碳中和的薄弱环节, 包括新型储能、抽水蓄能、BIPV、新型电力系统、氢能等, 给与了大力支持, 2022 年将会显著实现产业化落地。

政策已经明确新型储能、抽水蓄能的规模预期和应用方向, 将快速实现产能扩张、产业化应用, 由于基数很低、需求很高, 储能预计将持续长时间高增长, 大幅提升相应公司业绩预期和估值水平。整县分布式、风光大基地已度过政策出台、项目上报阶段, 将进入规模化建设阶段, BIPV、户用逆变器、跟踪支架等将在项目规模化推广中实现快速增长。

在具体行业投资层面，我们认为各行业 2022 年投资机会主要包括：

- **锂电池**：2021 年产业链供需失衡造成的原材料价格上涨已进入尾声，2022 年中游利润复苏将成主要趋势。推荐重点推荐关注由于石墨化产能紧张景气度提升的负极龙头璞泰来，受制于隔膜设备供应而供给趋于紧张的隔膜龙头**恩捷股份**，格局向好、盈利能力有望复苏的电池龙头**宁德时代**、**亿纬锂能**。
- **光伏**：在产业链价格博弈趋近于尾声、政策不断超预期双重推动下，2022 年国内装机预计将同比增长 50% 以上，集中式大型电站将成为最主要增量。推荐重点关注电池片龙头**爱旭股份**、高效组件领军者**东方日升**、光伏玻璃龙头**福莱特**、光伏银浆龙头**帝科股份**。
- **风电**：风机大型化为行业降本大幅提速，陆上风电已完全实现平价，海上风电已接近平价，所有环节中海上风电产业链、零部件最具投资价值。推荐重点关注受益于十四五海风规划不断超预期的海上风机龙头**明阳智能**、海缆龙头**东方电缆**，风机叶片龙头**中材科技**。
- **储能**：2021 是储能政策元年，开启行业从 1 到∞发展阶段，2022 年储能在应用端项目落地将是主要趋势。储能产业链中，锂电池、PCS 作为在总成本中分别占据 60%、20% 比重的高价值量环节，拥有最大市场空间。推荐重点关注 PCS 龙头**阳光电源**、**固德威**，户用储能龙头**派能科技**。
- **氢能**：作为连接可再生能源与终端应用场景的绿色二次能源，将在工业、建筑、交通等领域扮演深度脱碳的重要角色。建议重点关注燃料电池龙头**亿华通**，氢能全产业链布局的**美锦能源**，储氢瓶弹性标的**富瑞特装**，燃料电池系统核心检测商**科威尔**，压缩机龙头**汉钟精机**。
- **核电**：作为零碳排的高效能源，核电在十四五被重新确立了能源主力地位。自主三代高温气冷堆完工、自主三代“华龙一号”开启批量化建设，进一步提升核电长期发展空间，将实现每年 6-8 台新项目核准开工。推荐重点关注装机规模迅速提升的绿电运营商**中国核电**，在发动机高温合金叶片、核电核心设备取得突破的**应流股份**，实现核电站蒸汽发生器 U 形管核心设备国产突破的**久立特材**。
- **电网投资**：能够支撑大比例新能源装机的新型电力系统，成为实现碳中和的刚需，电网相关领域形成新投资机会，主要包括智能融合终端、柔性输电、调峰调频机组等。推荐重点关注电网智能化领域龙头**国电南瑞**，输配电装备领域龙头**中国西电**，智能电表及光伏项目开发龙头**林洋能源**，电缆附件绝对龙头**长缆科技**。

2 锂电：电动未来 续展宏图

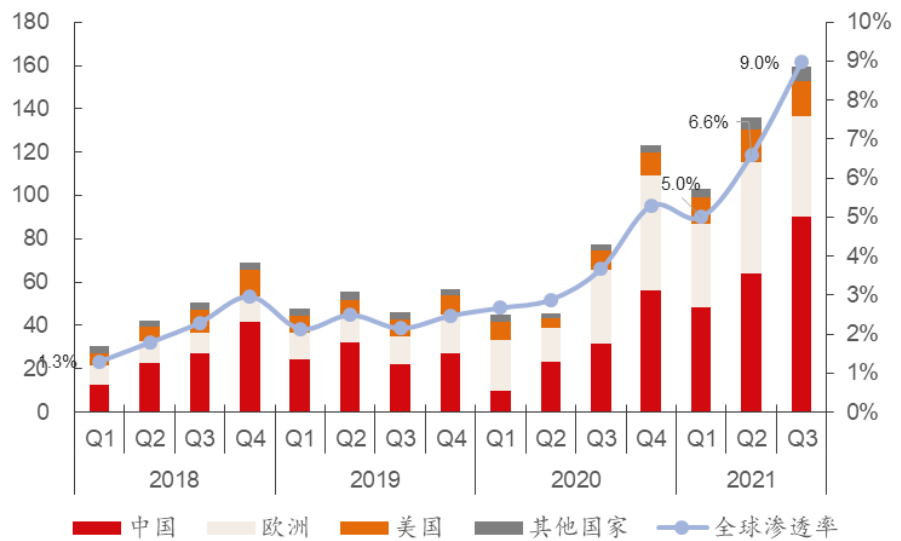
2.1 全球新能源汽车高景气共振 2022 将延续高增长

得益于政策、需求、供给等多重因素共振，全球新能源汽车市场在 2020 年火热的增长势头上加速爆发，2021 年前三季度全球新能源乘用车销量接近 400 万辆，同比增长 137.6%，且三季度渗透率快速突破至 9%。

从销量结构上看，中美欧成为全球新能源汽车市场主要构成，中国新能源汽车销量占据全球半壁江山，连续多年成为全球最大新能源汽车市场，欧洲市场紧随其后，美国落后于中欧。展望未来，结合中美欧未来各自新能源汽车发展政策、以及各大汽车厂商新能源汽车规划，全球新能源汽车将进入长周期的上升通道，渗透率有望在

2022 年首次达到两位数。

图表 2: 全球新能源汽车销量 (万辆/季) 及渗透率 (%/季)

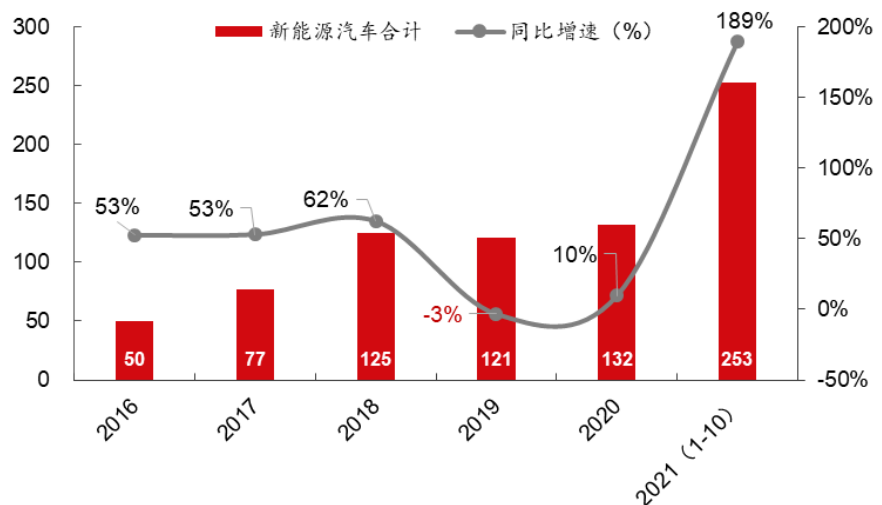


来源: 中汽协, Marklines, 国联证券研究所

➤ 中国新能源车销量及渗透率水平持续提升

新能源汽车销量连创新高, 全年有望突破 340 万辆。2020 年尽管受到疫情等因素影响, 我国新能源汽车销量依然保持了正增长态势; 进入 2021 年随着各家车企新车型的陆续推出, 新能源汽车消费市场依然呈现火爆态势。据中汽协数据, 从 2021 年 5 月开始, 新能源汽车销量连续 6 个月实现环比增长。2021 年 10 月新能源汽车销量达到 38.3 万辆, 同比增 139.4%。1~10 月累计销量达到 252.7 万辆, 同比增 189%。预计全年新能源车销量有望突破 340 万辆。

图表 3: 我国新能源汽车销量持续提升 (%)

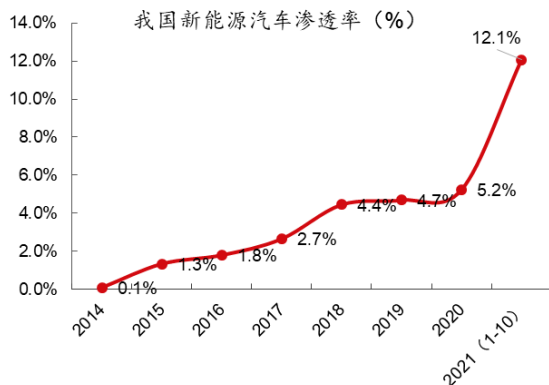


来源: 中汽协, 国联证券研究所

新能源汽车渗透率 5 月首度突破 10%, 2025 年 20% 目标有望提前完成。2021

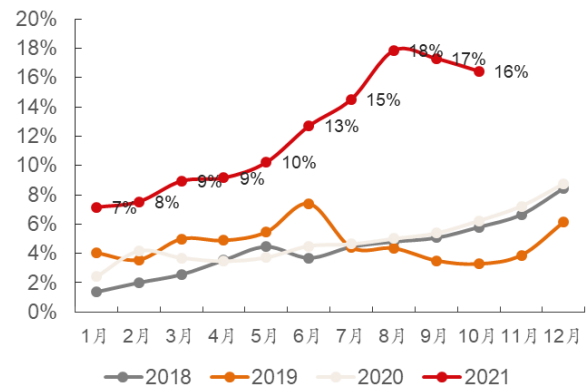
年以来，受益于下游需求爆发以及各大厂商优质电动车型持续推出，叠加芯片短缺影响下供应商优先保障新能源汽车需求，国内新能源乘用车渗透率持续提升，并于9月单月达到历史最高18%水平；1~10月渗透率12.1%，同比去年全年提升7pct。新能源汽车渗透率水平的提升意味着用户对新能源汽车的接受度大幅增加，我们预期这一上升趋势在未来将继续保持，2025年20%目标有望提前完成。

图表4：我国新能源汽车渗透率（%，年）



来源：中汽协，国联证券研究所

图表5：我国新能源汽车渗透率（%，月）

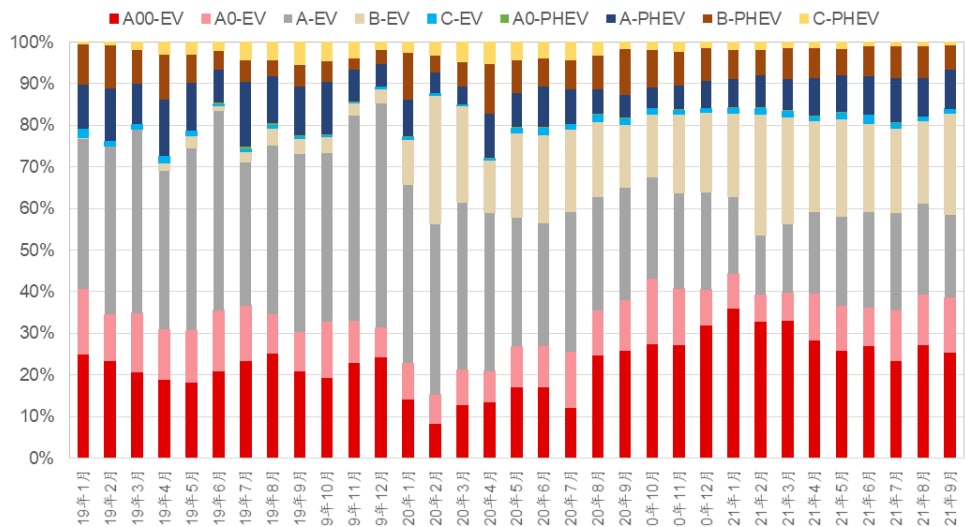


来源：中汽协，国联证券研究所

从车型结构来看，A00级和B级纯电占据较大份额，“哑铃型”结构亟待改善。从销量结构来看，纯电动汽车占据新能源汽车市场主要份额，且销量结构呈现出“哑铃形”结构，A00级和B级纯电动车销量占比最大，其中A00主要受到高性价比爆款车型五菱宏光mini等驱动，B级车主要代表有Model-3/Y、小鹏P7等。A0级和A级纯电动汽车的销量相对较低，这与传统燃油车“纺锤形”的销量结构差别较大，可以看出主流大众市场尚缺乏强有力的纯电车型。

与纯电动汽车销量结构不同，插电混动车型在A级、B级车市场增长最大，销量占比也最高，这主要由于该级别车型消费群体购车决策考虑因素较为全面，插电混车型有效平衡续航里程与节能。

图表 6: 新能源乘用车销售结构 (%)

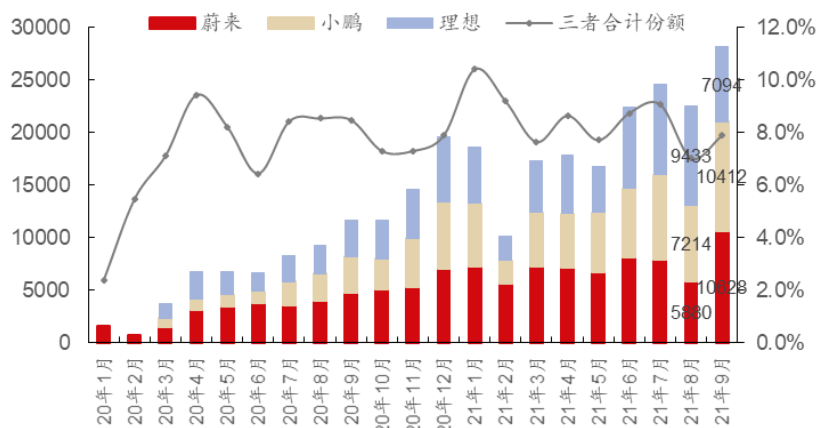


来源: 乘联会, 国联证券研究所

注: 燃料电池乘用车目前销量水平过低, 因此暂不统计在新能源乘用车销售结构中

造车新势力蓄力爬升, 销量稳步增长。2021年1~9月, 以蔚来、小鹏、理想为代表的造车新势力合计实现销量 17.8 万辆, 同比增长 220.7%, 市占率基本保持在 8% 以上。8 月以来, 造车新势力市占率下降趋势主要是由于两方面因素, 一方面 8 月起芯片短缺导致产量下降, 另一方面 10 月蔚来、理想等受到产线改造、缺件、能耗控制等影响产量。随着供给恢复, 排产将逐步稳定, 预计年底及 2022 年造车新势力销量将进一步提升, 蔚来、小鹏、理想月销过万有望成为常态。

图表 7: 造车新势力进入快速成长期, 对产业形成正面影响



来源: 乘联会, 国联证券研究所

补贴温和退坡, 双积分托底新能源车。我国新能源汽车产业的起步和推广离不开国家补贴性政策的支持, 但政策扶持期正在过去, 补贴正在温和退坡, 宣告着市场化交易的到来。补贴政策的全面退坡早在 2018 年已经开始, 2020-2021 年由于疫情影响, 退坡力度有所放缓, 并延长原定补贴期限。根据 2020 年 4 月财政部等四部门发布的《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》, 新能源汽车推广应用财

政补贴政策实施期限延长至 2022 年底。

图表 8：2022 年新能源乘用车补贴标准测算（万元）

	2019	2020	2021	2022E
纯电动乘用车（续航里程 R，公里）				
250≤R<300	1.8	0	0	0
300≤R<400	1.8	1.62	1.3	0.91
R≥400	2.5	2.25	1.8	1.26
插电式混合动力乘用车（含增程式）				
纯电续航里程≥50 公里	1	0.85	0.68	0.476

来源：财政部，国联证券研究所

新势力、自主、合资、外资品牌电动化加速，2022 年仍为新车型爆发期。2021 年大量新电动化平台和新车型上市，优良车型的供给刺激终端新能源车消费需求提升，从车企 2021-H2 至 2022 年的新车规划看，2022 年依然将是新车型爆发周期：

(1) 新势力方面，蔚来 2022-Q1 将推出首款 ET2.0 车型 ET7，2022-H2 还将推出另外两款 ET2.0 车型；理想 2022 年将推出基于全新一代增程式电动平台的 SUV 理想 X-01，且从 2023 年起，每年至少推出两款高压纯电动汽车；小鹏 2022 年将推出全新 SUV 车型 P9，且从 2023 年开始，小鹏每年将至少推出 2~3 款全新车型，所有新车型都将搭载 XPilot 4.0 系统。

(2) 自主品牌方面，从 2021/2022 年开始将陆续迎来新能源车型量产，包括比亚迪、长城、吉利、广汽、上汽等。比亚迪将继续重点打造 DMi 混动车系，将推出汉 DMi、宋 DMi 及宋 pro DMi 多款混动车型，纯电部分将基于 e 平台继续推出 3 款新车型，包括海鸥、海豹及海狮；长城将于 2022 年推出旗下高端豪华新能源品牌沙龙的首款车型，欧拉品牌 2022 年将上市 4 款纯电车型，包括芭蕾猫、朋克猫、闪电猫、樱桃猫；吉利极氪 2022 年将推出两款纯电车型；广汽埃安将推出 AION LX PLUS，续航里程超过 1000 公里。上汽旗下 R 汽车和智己都已实现独立运营，2022 年上汽自主高端新能源车型也将陆续上市交付。

(3) 合资、外资品牌方面，相较于自主品牌及新势力，合资及外资品牌新车型整体推出较少，但对比以往保守战略，外资品牌在电动化领域明显呈加速趋势。

图表 9: 自主、合资、外资 2021-H2 至 2022 年的新车规划

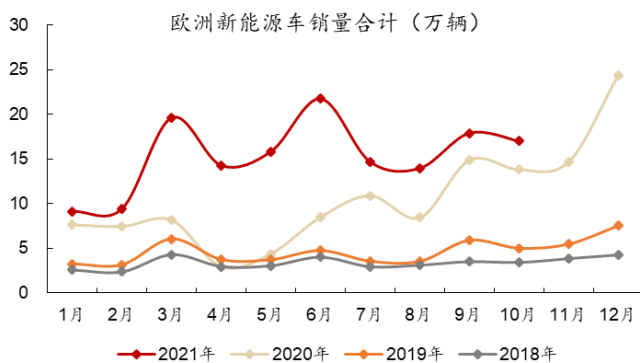
车企	车型	交付时间	级别	价格	类型	
自主	欧拉芭蕾猫	2021-Q4	A0	10-15	EV	
	欧拉樱桃猫	2021-Q3	A	10-15	EV	
	长城	欧拉闪电猫	2021-Q4	A0	10-20	EV
		沙龙	2022	B	30+	EV/FCEV
		WEY-玛奇朵	2021-Q4	A	15-20	PHEV
	长安	E11	2021-Q4	B	30+	EV
		C385	2022-Q2	A	15-20	EV
		A158	2022-Q2	A0	10-15	EV
	比亚迪	海豚	2021-Q3	A0	10-15	EV
		海鸥	2022-Q2	A0	10-15	EV
		海狮	2022-Q3	B	20-30	EV
		海豹	2022-Q1	B	20-30	EV
		宋 Pro Dmi	2021-Q4	A	15-20	PHEV
		汉 Dmi	2022-Q1	B	15-20	PHEV
		宋 MAX Dmi	2022-Q2	B	20-30	PHEV
	上汽	智己	L7	C	30+	EV
		智己	LS7	B	30+	EV
		R	ES33	B	30+	EV
	吉利	-	2021-Q4	A00	5-10	EV
		极氪 001	2021-Q4	B	30+	EV
	EFE1	2022	MPV	30+	EV	
广汽	埃安 S Plus	2021-Q3	A	15-20	EV	
江淮	ASUV	2022	A	15-20	EV	
北汽	极狐阿尔法 S	2021-Q4	B	30+	EV	
	极狐阿尔法 T	2022	B	30+	EV	
特斯拉	Model 2	2022	A	15-20	EV	
蔚来	ET7	2022	C	30+	EV	
	ES7	2022	B	30+	EV	
	ET5	2022	A	15-20	EV	
小鹏	P5	2021-Q4	A	15-20	EV	
	P9	2022	B	20-30	EV	
理想	X01	2022	C	30+	EV	
合众	哪吒 S	2022	B	30+	EV	
零跑	C01	2022	B	20-30	EV	
	C11	2021	A	15-20	EV	
大众	ID3	2021	A	15-20	EV	
	ID6	2021	B	20-30	EV	
外资&合资	奔驰	EQ 系列	2022	B	30+	EV
	宝马	X 系列插混	2022	B	30+	PHEV
	奥迪	etron 系列	2022	B	30+	BEV

来源: 懂车帝, 国联证券研究所

➤ 欧洲：碳减排政策不断加码，补贴退坡不改长期发展

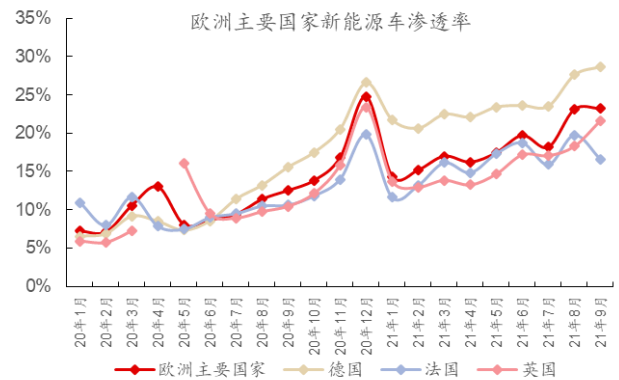
2021年欧洲汽车市场恢复明显，据 Marklines 数据，2021年1~10月欧洲新能源汽车累计销量达153.7万辆，同比增长76.7%，累计销量渗透率达到19%。此外，从欧洲主要国家新能源汽车渗透率水平来看，全部处于渗透率快速提升的通道，其中德国10月渗透率已达到30%水平，处于历史最高位。年底是欧洲市场汽车销量的旺季，新能源汽车销量及渗透率有望进一步提升。

图表 10：欧洲新能源车销量合计（万辆/月）



来源：Marklines，国联证券研究所

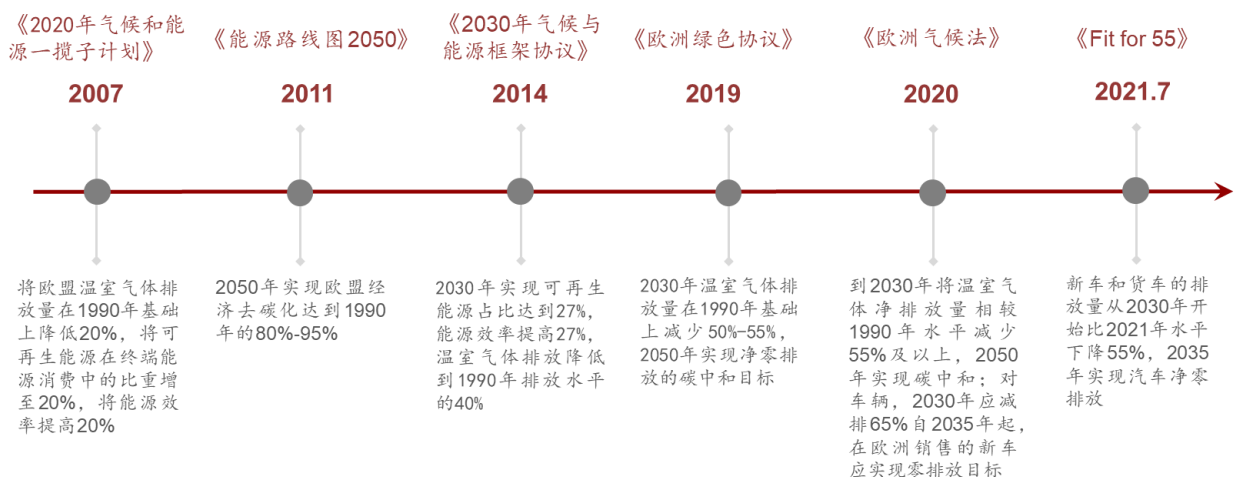
图表 11：欧洲主要国家新能源汽车渗透率（%）



来源：欧盟各国官网，国联证券研究所

碳减排政策为欧洲新能源汽车发展核心驱动力，补贴退坡不改长期发展。2021年欧盟各国补贴有所下滑，但整体退坡温和有序，且在不断加码的碳减排政策下，虽面临补贴退坡，但其新能源渗透率连创新高。为了全方位、多领域地加速转型，欧盟于2021年7月14日发布了《Fit for 55》一揽子减排方案，规定到2030年所有登记注册的新车的排放总量较2021年降低55%，较之前所提出的“较1990年水平上减少55%”规定要求更高，且明确要求到2035年，所有登记注册的新车的排放总量较2021年降低100%，即实现汽车净零排放。

图表 12：欧盟碳减排政策梳理

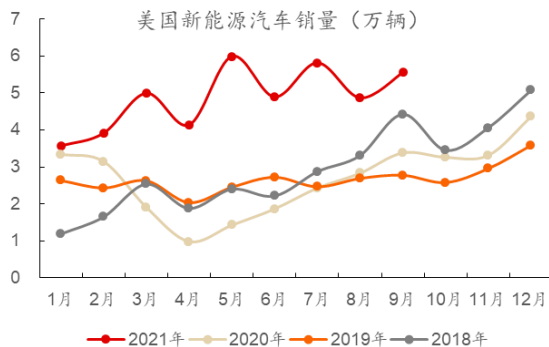


来源：欧洲委员会官网，国联证券研究所

➤ 美国：拜登政策落地在即，美新能源车市场爆发前夜

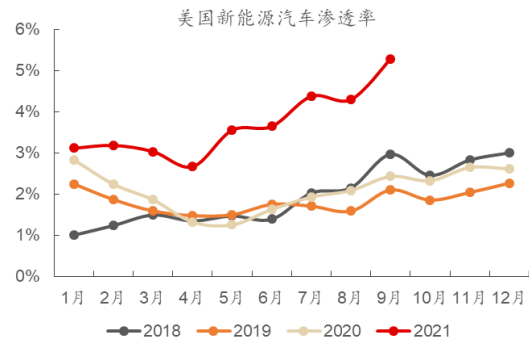
不同于中国和欧洲新能源汽车市场的如火如荼，美国市场新能源汽车销量整体增速较慢，2020年销量仅为32.3万辆，渗透率为2.1%；进入2021年，拜登上台后，先后出台了一系列支持新能源发展的产业政策，叠加美国本土车企及海外车企共同努力，整体销量有所提速，前三季度累计销量达到43.5万辆，渗透率达到3.6%，全年来看销量有望突破到60万辆。

图表 13：美国新能源汽车销量（万辆/月）



来源：Marklines，国联证券研究所

图表 14：美国新能源汽车渗透率（%）



来源：Marklines，国联证券研究所

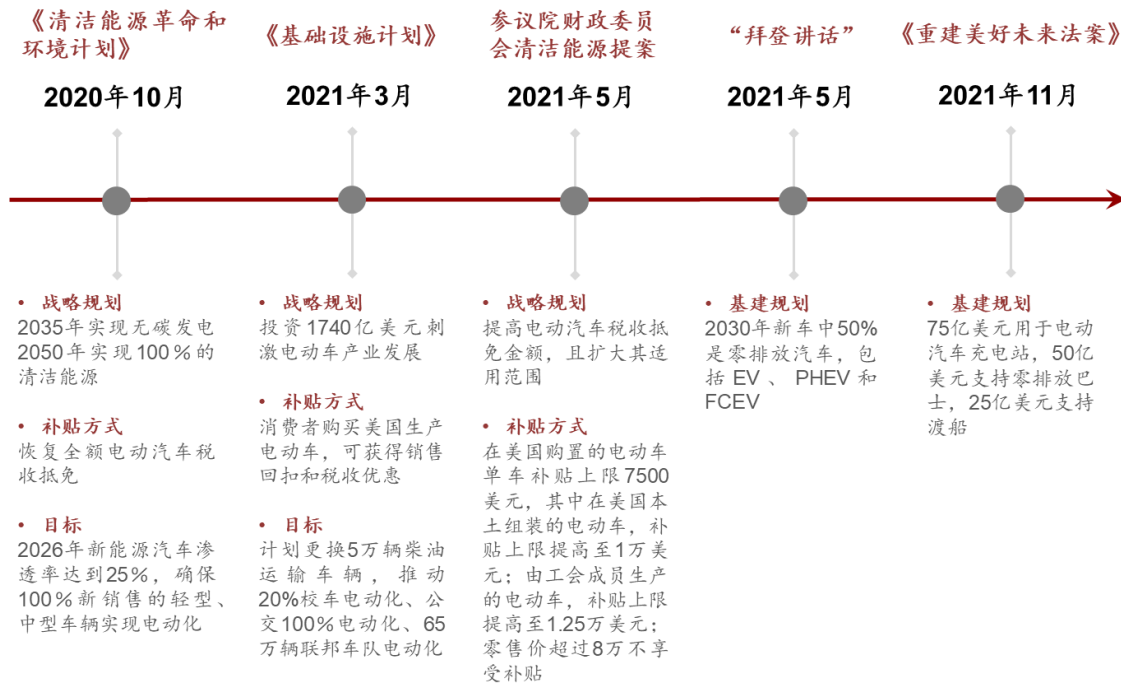
拜登上台后，先后出台了一系列支持新能源发展的产业政策：

1) 2020年拜登在竞选提案中首次提出2026年美国新能源汽车渗透率达到25%的目标，之后在2021年8月再次提升2030年渗透率达到50%的目标。

2) 通过税收抵免的方式进行购置补贴，补贴力度加大，补贴时间延长。2021年5月提议将美国电动车单车补贴上限由7500美元提高至1.25万美元，并取消了20万辆以内得到补贴的限制，税收减免优惠将在美国电动车渗透率超过50%之后，在三年内逐步取消。

3) 基础设施建设同步跟进。众议院正式通过1.2万亿基建法案，包括75亿美元建设充电站，50亿美元支持零碳排放巴士，25亿美元支持渡船。

图表 15: 美国新能源汽车刺激政策



来源：美国政府官网，国联证券研究所

美国本土车企和海外车企共同发力提升美电动化进程。福特规划 2030 年电动化率达到 40%，通用在 2035 年实现轻型车零排放，两大车企在 2025 年之前在电动化领域的投资高达 300-400 亿元。海外车企方面，大众规划 2030 年在美国销售的汽车中有一半是全电车型，本田 2040 年北美电动化率达到 100%，现代在 2025 年之前向美国市场投资 74 亿美元布局电动化转型。展望未来，随着美国本土车企与海外车企共同发力电动汽车，美国市场即将迎来百花齐放。

➤ 2022 年新能源汽车销量展望

结合中国、欧洲、美国及其他世界国家地区的新能源汽车发展现状以及未来针对新能源汽车发展的政策支持，我们预计 2022 年全球新能源汽车将达到 843 万辆水平，其中中国依然占全球新能源汽车销量主导地位，预计中国销售 433 万辆，占比达 51.4%，欧洲及美国分别为 247 万辆、131 万辆，而随着全球电动化进程的加速，尤其是欧洲及美国的发力，全球新能源汽车未来 5 年将持续保持高增长，其中美国表现突出，其占全球份额将从 2021 年的 11.6% 快速提升至 2025 年 21.8%。

图表 16: 全球新能源汽车销量预测

分地区	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	
中国	新能源车销量 (万辆)	104	105	121	336	433	546	669	821
	整体	2804	2575	2527	2480	2530	2580	2632	2684
	渗透率 (%)	3.7%	4.1%	4.8%	13.5%	17.1%	21.2%	25.4%	30.6%
欧洲	新能源车销量 (万辆)	40	56	126	177	247	297	386	501
	整体	1955	1971	1533	1600	1616	1632	1648	1665
	渗透率 (%)	2.1%	2.8%	8.2%	11.0%	15.3%	18.2%	23.4%	30.1%
美国	新能源车销量 (万辆)	35	32	32	70	131	200	289	381

	整体	1782	1758	1497	1600	1632	1665	1698	1732
	渗透率 (%)	2.0%	1.8%	2.2%	4.4%	8.0%	12.0%	17.0%	22.0%
其他	新能源车销量 (万辆)	13	13	12	22	33	33	44	45
	整体	2708	2586	2141	2150	2172	2193	2215	2237
	渗透率 (%)	0.5%	0.5%	0.6%	1.0%	1.5%	1.5%	2.0%	2.0%
全球	新能源车销量 (万辆)	192	206	291	605	843	1075	1387	1748
	整体	9249	8890	7698	7800	7878	7957	8036	8117
	渗透率 (%)	2.1%	2.3%	3.8%	7.8%	10.7%	13.5%	17.3%	21.5%

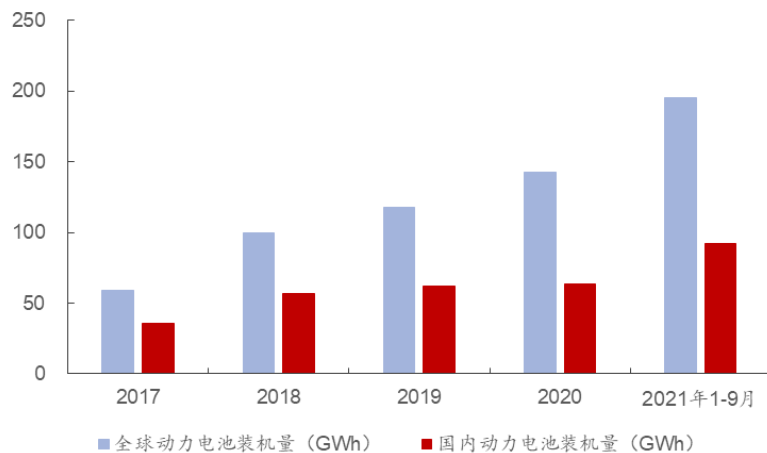
来源: Wind, 国联证券研究所

2.2 电池盈利修复 大小材料结构分化

➤ 电池: 宁德时代引领全球 行业保持高集中度

汽车电动化趋势下全球动力电池装机量快速上升。受益于中国和欧洲市场汽车电动化的快速推进, 2016 年以来全球新能源汽车销量快速上升, 在此拉动下动力电池装机量快速上升。2021 年前三季度全球动力电池装机量达到 195.4GWH, 同比增长 131%; 而对应的我国动力电池装机量达到 92GWH, 同比增长 169%, 超过全球平均增速, 且占据全球近一半的电池装机量。

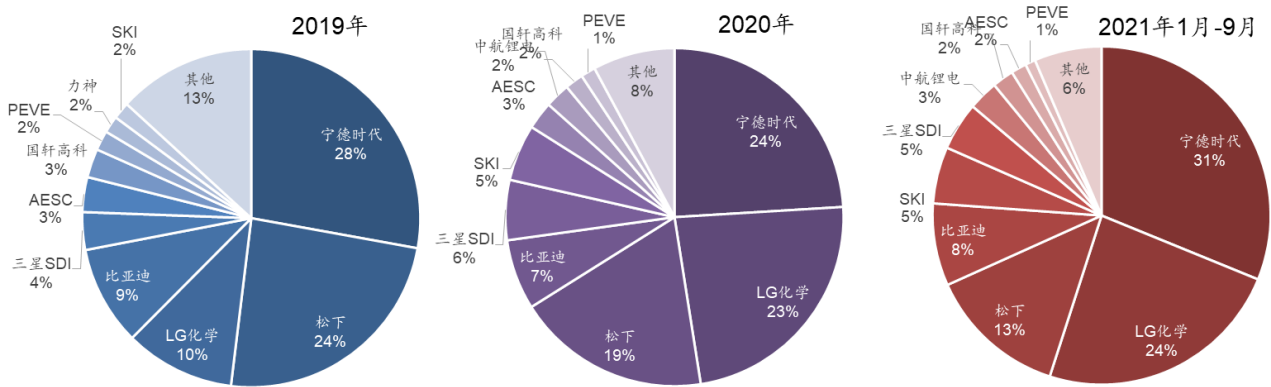
图表 17: 全球及国内动力电池装机量 (GWh)



来源: SNE, 电池联盟, 国联证券研究所

宁德时代蝉联全球装机榜首, 全球前十中国企业独占五席。宁德时代连续多年占据全球动力电池出货量榜首位置, 2020 年其全球市占率达到 24%, 2021 年受益于海外客户的放量公司全球市占率稳步上升, 前三季度全球市占率达到 31.2%, 进一步拉开与后面企业的差距。且从全球装机排名看, 中国动力电池企业独占全球前十的五席, 其余五家动力电池企业分布于日韩, 再次体现出中日韩在锂电池领域强有力的市场地位。

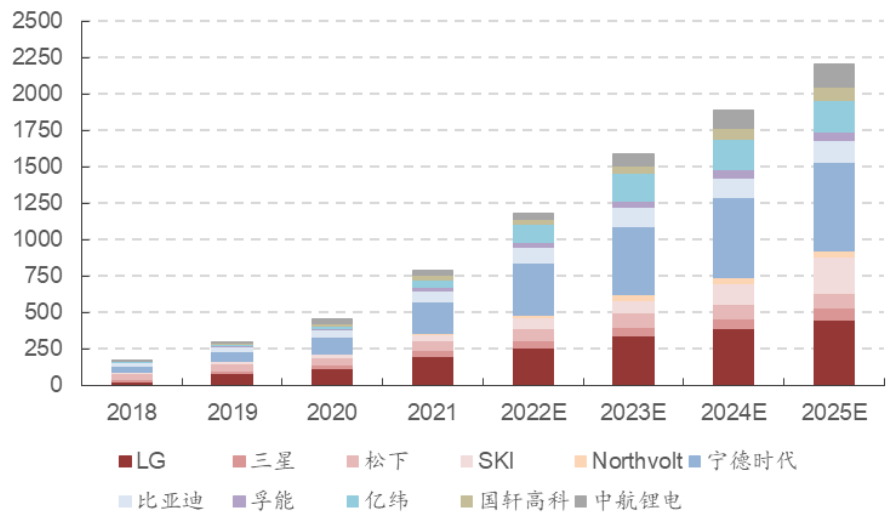
图表 18: 全球动力电池装机格局 (%)



来源: SNE, 国联证券研究所

全球主流动力电池企业产能进入快速扩张阶段。受终端市场电动化加快的影响，全球锂电池进入新一轮扩产竞赛。国内企业的产能扩张全面提速，尤其是二线龙头如中航锂电，蜂巢能源，亿纬锂能等。

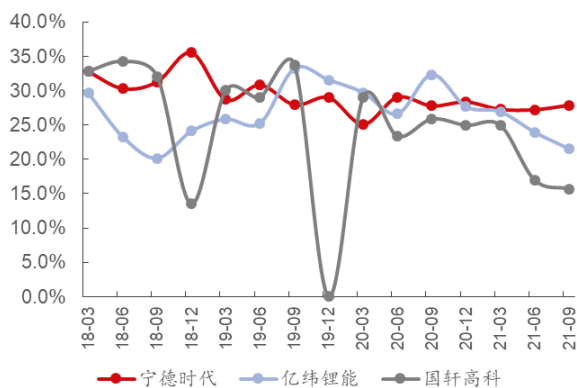
图表 19: 全球主流动力电池企业产能扩张情况 (GWh)



来源: 各公司公告, 国联证券研究所

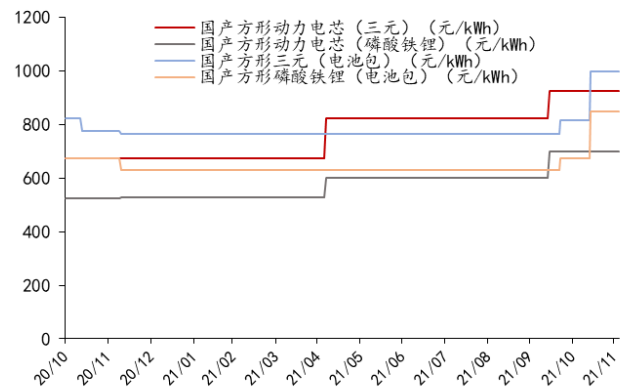
电池端成本压力开始向下游传导，盈利修复可期。今年以来，锂电池各原料环节均有价格上涨现象，对锂电池成本端造成较大压力。各主要锂电池企业动力电池产品毛利率均有明显下滑。随着年末临近，锂电池议价窗口打开，基于锂电池的强话语权，成本端压力预计能向下游进行合理传导，最终带来盈利修复。

图表 20: 国内动力电池企业毛利率情况 (%)



来源: Wind, 国联证券研究所

图表 21: 国内主流型号动力电池价格情况



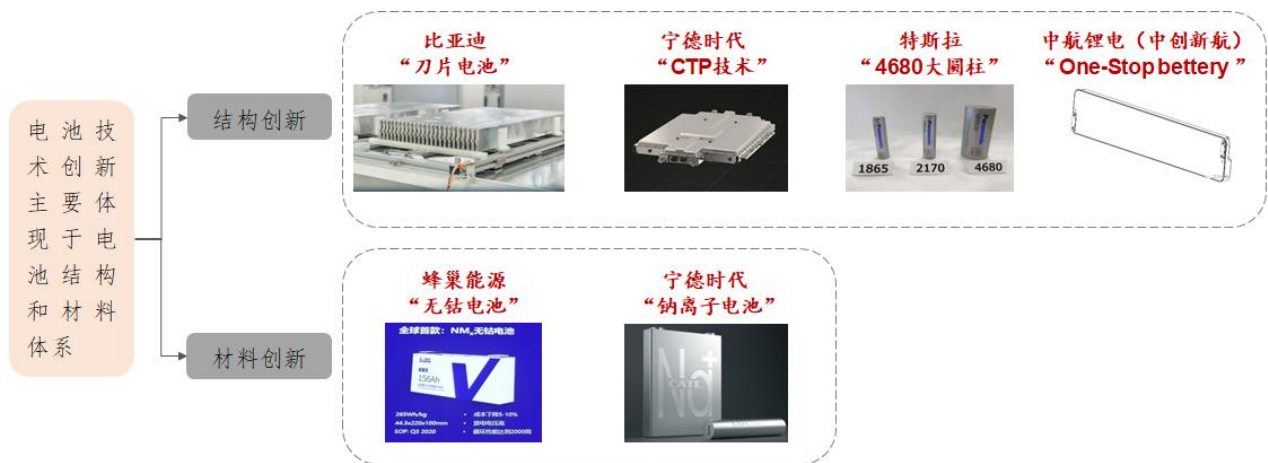
来源: 百川盈孚, 国联证券研究所

动力电池的技术创新主要体现于电池结构和材料体系, 主要围绕降低电池成本和提升产品性能两大目标, 自 2020 年国内外动力电池技术领域出现了刀片电池、CTP 技术、4680 大圆柱电池、钠离子电池、无钴电池等多个创新性变化以来, 围绕电池技术不断的迭代创新, 产业链上下游将出现明显的变化, 其中刀片电池技术及 CTP 技术通过改变电池结构提升电池单位质量密度, 使得磷酸铁锂性价比优势进一步突出, 间接推动了今年以来磷酸铁锂电池装机份额的快速提升, 对磷酸铁锂正极体系产生深远影响。

展望 2022 年, 特斯拉 4680 型大圆柱电池的加速落地, 将从电池封装形式角度提振三元电池体系份额。2020 年在特斯拉“电池日”上首次亮相了 4680 大圆柱电池, 其优势在于通过改变电芯结构带来高能量密度和低成本; 系统角度出发, 搭载三元正极的 4680 “电池底盘”有望取得高系统质量能量密度、较高系统体积能量密度与高快充快放性能。

随着 4680 关注度的提升, 头部电池厂正加快产能布局。目前特斯拉弗雷蒙德工厂计划在 2022 年底产能达 100GWh。松下在大阪投资一条试验线, 计划 2022 年投产。宁德时代规划了 8 条生产线共计 12GWh 产能。亿纬锂能目前已公告 20GWh 产能, 预计 2022H1 开始建设, 2023 年达产。LG 化学也已经开始产线建设, 计划最早 2023 年实现量产。4680 的兴起坚定了市场对于三元尤其是高镍三元的信心, 其进展将带动高镍三元正、负极以及电解液产业链升级。

图表 22: 电池技术创新日新月异



来源: 各公司官网, 国联证券研究所

2022 年全球动力电池装机展望。伴随全球新能源汽车渗透率的快速提升, 动力电池装机量将同步快速攀升, 预计 2022 年全球动力电池装机量将达到 390GWh, 同比增长 45.9%, 其中我国动力电池装机量将增至 199GWh, 同比增长 33.3%。到 2025 年全球动力电池装机量将突破 1000GWh, 5 年 CAGR 为 50.4%, 其中我国动力电池装机量将达到 438GWh, 5 年 CAGR 为 46.4%。

图表 23: 全球动力电池装机量预测

	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
国内: 新能源车合计销量 (万辆)	123	123	134	336	433	546	669	821
yoy	48.2%	0.1%	8.8%	150.7%	28.8%	26.2%	22.4%	22.7%
纯电动销量 (万辆)	96	99	109	275	357	463	577	720
单车电池容量 (kWh)	56	60	55	50	52	53	56	58
纯电动需求量 (GWh)	53	60	60	138	184	247	321	417
插电式 (万辆)	27	24	25	60	76	84	92	101
单车电池容量 (kWh)	15	14	19	19	19	20	20	21
插电式动力需求量 (GWh)	4	3	5	11	15	17	19	21
国内: 动力电池需求合计 (GWh)	57	63	65	149	199	264	339	438
yoy	55.8%	10.3%	2.9%	129.7%	33.3%	32.8%	28.7%	29.0%
海外: 新能源车销量 (万辆)	88	100	170	269	410	529	718	927
yoy	55.0%	13.7%	69.5%	57.9%	52.6%	29.0%	35.8%	29.0%
纯电动销量 (万辆)	57	72	105	171	266	367	537	744
单车电池容量 (kWh)	53	59	59	62	65	68	72	75
纯电动需求量 (GWh)	30	42	62	106	173	251	385	561
插电式 (万辆)	31	29	65	111	157	180	208	241
单车电池容量 (kWh)	12	12	11	12	12	13	13	14
插电式动力需求量 (GWh)	4	3	7	13	19	23	27	32
海外: 动力电池需求合计 (GWh)	34	45	69	118	192	273	412	593
全球: 新能源车销量 (万辆)	211	224	304	605	843	1075	1387	1748
yoy	51.0%	5.8%	36.1%	98.7%	39.4%	27.6%	29.0%	26.0%
全球动力电池需求 (GWh)	91	108	134	267	390	537	752	1031

yoy 71.3% 19.2% 23.6% 99.4% 45.9% 37.7% 39.9% 37.2%

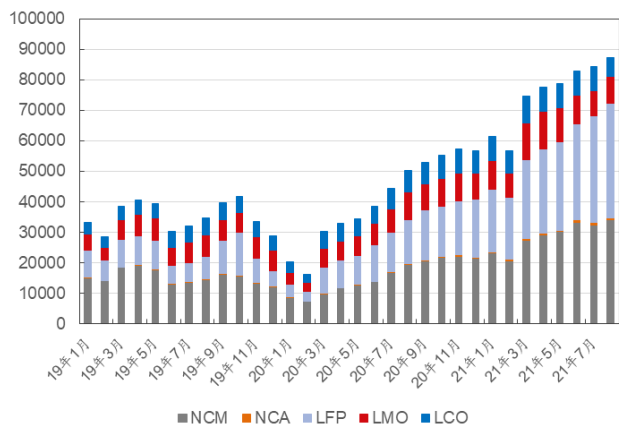
来源：Wind，国联证券研究所

➤ 正极：磷酸铁锂景气度延续，三元高镍化趋势不改

磷酸铁锂电池强势回归，产量反超三元。三元锂电池和磷酸铁锂电池是目前锂电池（包含动力电池、3C 及储能电池）出货量最大的两种电池产品。从各正极材料供应情况来看，磷酸铁锂材料从 2020 年初开始表现出底部反弹且逐渐回升的势头，并在今年 5 月开始反超三元材料，成为供给份额最高的正极材料。根据鑫椽锂电数据，截至 8 月，我国正极材料已累计供应 60.3 万吨，同比增长 125.5%；其中磷酸铁锂材料累计供应 22.7 万吨，占正极材料供应量的 37.6%，同比增长 211%；三元材料累计供应 23.5 万吨，占正极材料供应量的 39.0%，同比增长 131.3%。

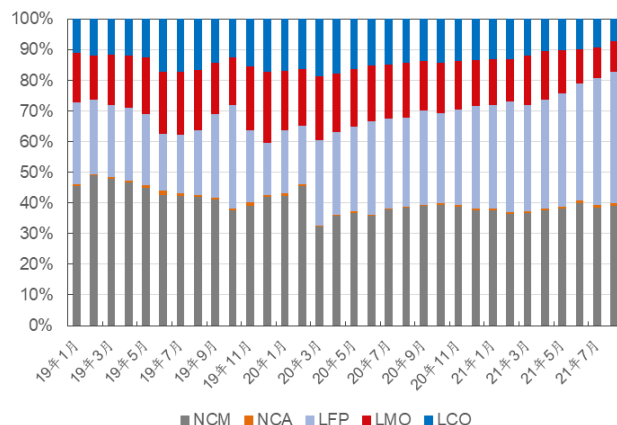
后补贴时代市场回归性价比，磷酸铁锂重回焦点。2016 年出台的补贴政策将能量密度纳入考核标准，更高能量密度、更长续航里程的产品能获得更高的补贴。高补贴掩盖了三元电池成本及安全性上的劣势，而近几年随着补贴退坡，磷酸铁锂电池的性价比优势开始显现。在后补贴时代，车企需要降低成本来降低售价，市场回归性价比成为磷酸铁锂电池回归的重要推手。同时“CTP”和“刀片电池”等技术的应用，使得磷酸铁锂电池进一步降本增效，电池模组能量密度可以和部分三元电池相媲美，性价比进一步提升。

图表 24：国内正极材料产量情况（吨）



来源：鑫椽资讯，国联证券研究所

图表 25：国内正极材料产量结构情况（%）



来源：鑫椽资讯，国联证券研究所

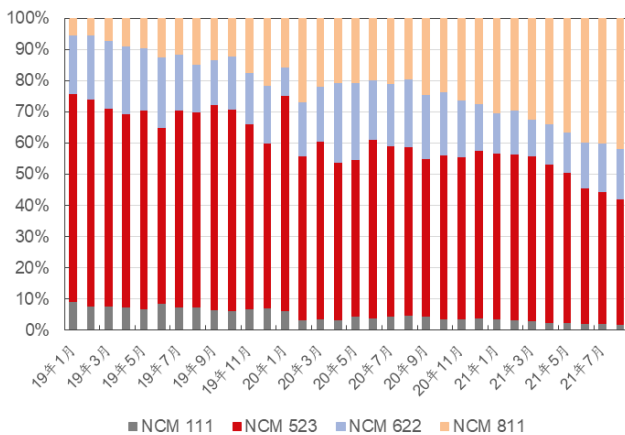
从三元材料供应情况来看，逐步由最早 NCM111 系发展到 2019 年 NCM523 系，到目前 NCM811 系为代表的高镍三元已成为三元材料主流，尤其是 2020 年四季度以来，B 级纯电动销量的增长带动高能量密度 NCM811 系电池装机量的快速提升。按照当前趋缓发展，预计到 2025 年市场或将形成以 8 系、9 系三元锂电池为主，5 系、6 系三元锂电池为辅的市场格局，高镍材料将成为市场主导。由于高镍材料存在较高技术壁垒，在正极材料高镍化趋势中，市场将淘汰一批缺少核心技术的中小型三元正极材料生产厂商，未来市场集中度有进一步上升的趋势。

此外，从国内外巨头电池体系布局来看，高镍高镍、超高镍动力电池成为重点布

局方向，包括 LG 化学计划向特斯拉提供的 90%镍含量 NCMA 电池，SK、SDI 继续加大无钴化的投入，并加速含镍 90%以上的电池量产。

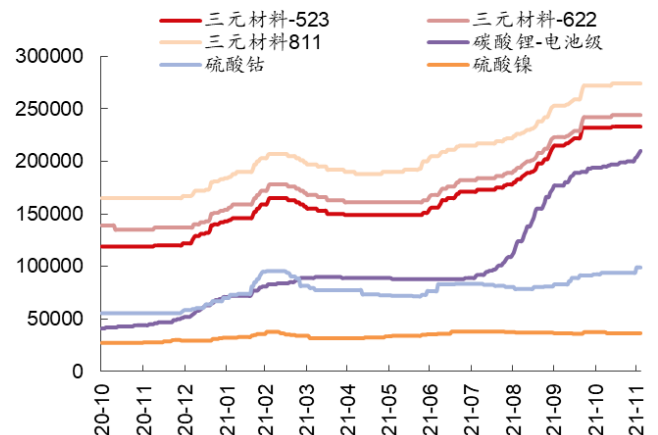
从三元材料价格情况来看，2020 年三季度以来受碳酸锂、硫酸钴等原材料价格的推动，三元正极材料价格不断上涨，截至 11 月底，动力型 NCM523、NCM622 和 NCM811 分别达到 23.3、24.4 和 27.4 万元/吨，较年初涨幅分别为 91%、78%和 64%。

图表 26: 主流型号三元电池材料产量情况 (吨)



来源：鑫椽资讯，国联证券研究所

图表 27: 主流型号三元电池材料价格情况 (元/吨)



来源：百川盈孚，Wind，国联证券研究所

三元正极高镍趋势明确，成本、性能均有较大提升空间，与磷酸铁锂共同发力动力电池核心正极材料。磷酸铁锂电池能量密度受制于其正极材料物理化学特性，目前已接近极限，发展方向多聚焦于电池组的改进带来的模组能量密度提升以及规模效应和原料价格下降带来的成本优势，而三元电池目前仍处于技术迭代上升期，高镍无钴体系的演进、替代元素的引进以及固态电池等新技术都有望推动三元电池在能量密度、安全性、成本方面不断优化，从中长期来看高镍三元有望在综合成本上接近甚至低于铁锂。

图表 28: 不同三元材料特性对比

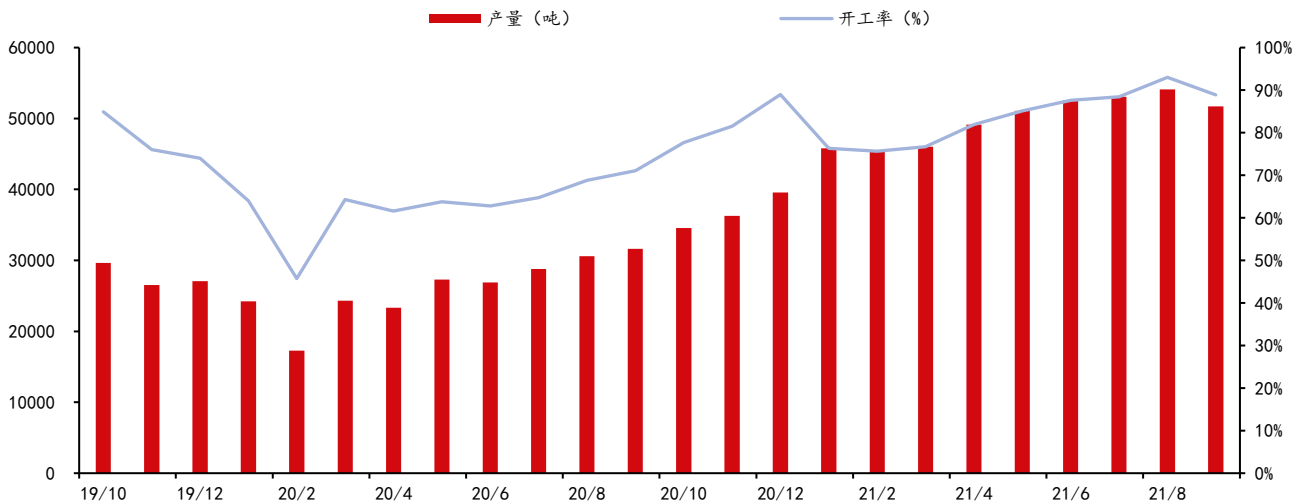
	NCM 111	NCM 523	NCM 622	NCM 811
电池能量密度 (Wh/kg)	150	165	180	>200
工作电压 (V)	3.6	3.6	3.6	3.6
单位成本	高	低	中	低
优点	倍率性能好，安全性高	高容量和热稳定性高，工艺成熟	容量较高，加工性能好，可在较低温度下烧结	容量高，循环性能好
缺点	能量密度低，首次充电效率低	倍率性能稍差	循环性能稍差	工艺难度大，存储运输不便
应用	消费电子、高倍率电池	EV	大容量 EV	高续航 EV

来源：CNKI，国联证券研究所

➤ 负极：石墨化产能扩张较快，降本需求明显

2021 年上半年国内负极材料总产量达到 29 万吨，比去年同期增长 102%，开工率稳定超过 80%。预计 2021 年我国锂电池负极材料出货量将超过 40 万吨。

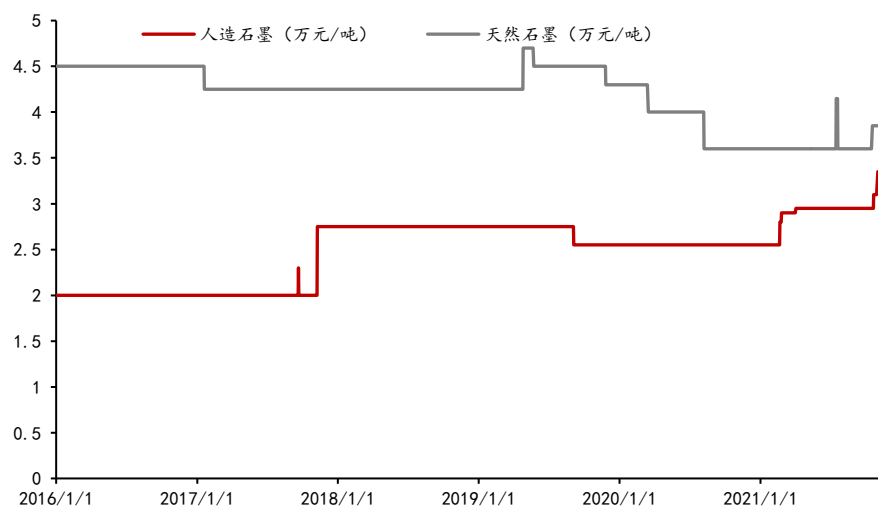
图表 29：2021 国内负极材料产量趋势



来源：百川锂电，国联证券研究所

自 2000 年以来国内负极材料中人造石墨开始大规模代替具有高膨胀、低倍率及低寿命的天然石墨，用量不断提升，价格呈稳步增长态势，而天然石墨占比在 2021 年已经跌至 16%，价格即将被人造石墨反超。预计 2021 年年底我国负极材料市场规模可达到 160 亿元，2015 年以来年均 CAGR 达到 21.4%。

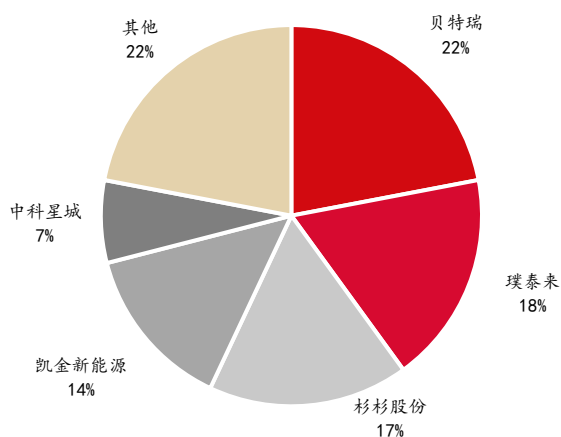
图表 30：国内负极材料价格走势



来源：Wind，国联证券研究所

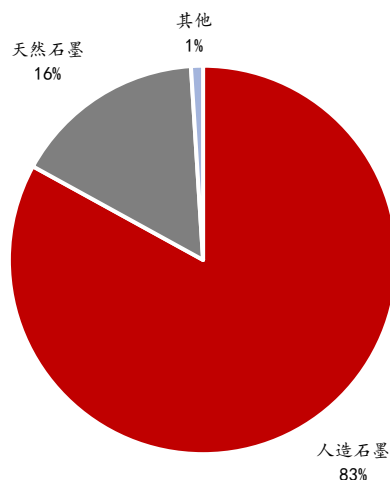
负极格局集中度高, 继续提升趋势不明显。我国锂电池负极材料市场竞争格局中, 按出货量来看, 贝特瑞占比最大, 2021H1 占比达 22%, 其次为璞泰来, 占比为 18%。杉杉股份、凯金新能源、中科星城占比分别达 17%、14%、7%。国内锂电池负极材料四大龙头格局基本稳定, 2021 年上半年负极厂商产能利用充分, 除了一线龙头之外二线厂商也逐步上量, 其中凯金新能源, 尚泰科技等供货宁德时代获得份额提升。目前虽然负极 CR5 达到 70% 以上, 但五大龙头负极产品差异化竞争, 未来集中度提升主要在于高端龙头下探低端负极市场, 以及一体化规模化后的龙头企业降本和利润提升。

图表 31: 2021H1 国内负极材料产量格局



来源: 中商研究院, 国联证券研究所

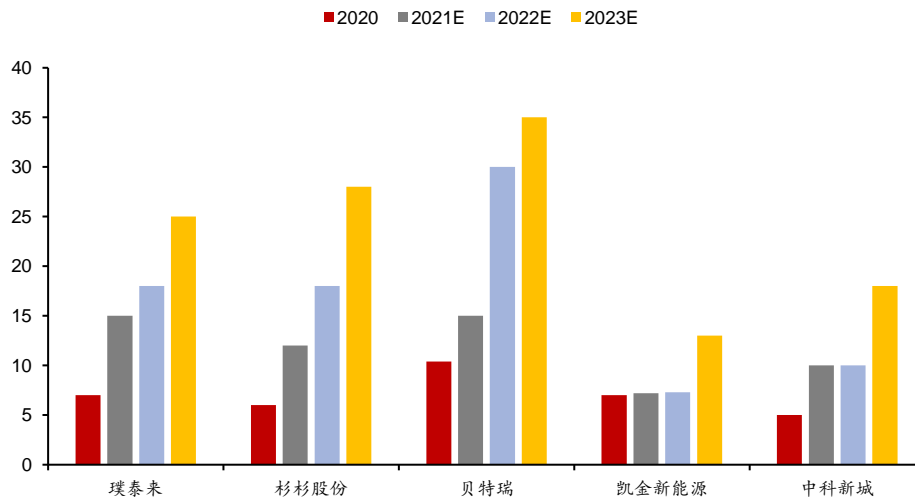
图表 32: 2021H1 国内负极材料类型占比



来源: 中商研究院, 国联证券研究所

负极龙头坚定扩产, 行业产能规模不断扩张, 在终端需求不断向好背景下, 龙头通过持续扩产保持市占率仍位于前列。

图表 33: 国内负极材料龙头有效产能预测 (万吨)

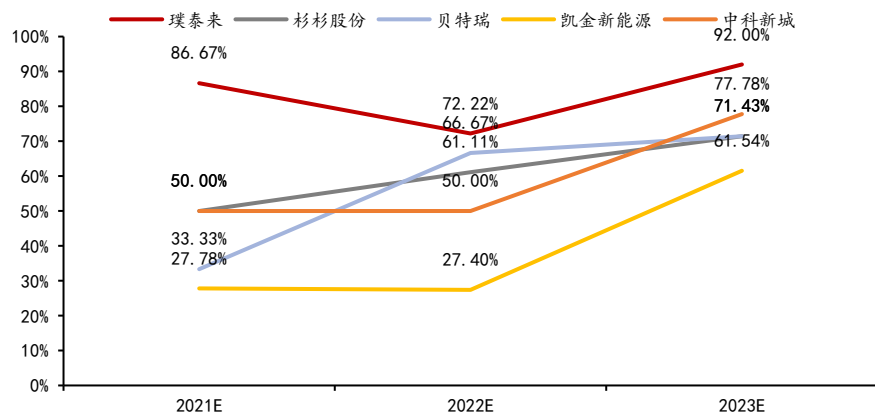


来源: 公司公告, 国联证券研究所

石墨化产能成为核心竞争力，降本需求明显。目前负极材料行业在石墨化产能布局扩张明显，但在成本端面临涨价。负极材料石墨化是指在高温下将碳原子由杂乱不规则排列转变为六方平面网状结构的规则排列，其目的是提高负极材料的循环寿命和充放电倍率，改善高低温性能和循环性能。该过程需要消耗大量能量，属于高能耗生产环节。从成本结构来看，石墨化工艺占人造石墨成本的 50%。因此，多数厂商选择在低电价地区布局负极石墨化一体化生产，提高自供比率，降低石墨化成本。

2021 年国内遇到严重缺电，各个省份均发布限电停工、错峰生产通知。由于电耗成本在石墨化加工成本中占比接近 50%，电价上浮和限电已经影响到负极企业石墨化实际产量，电价上升的成本目前已经体现在负极材料价格上。

图表 34：国内负极 CR5 龙头石墨化产能占比预测



来源：各公司公告，国联证券研究所

2022 年预计国内锂电池负极材料需求量将超过 30 万吨，全球负极需求量将超 58 万吨，预计到 2025 年国内锂电池负极材料需求量将达 63.1 万吨，全球负极材料需求量达到 139.6 万吨。未来负极材料核心环节在于改善加工工艺和降低制造环节耗能成本，主要方式有采用节低耗电高稳定性的连续式石墨加工炉以及在四川，内蒙古等国内低电价区域建立负极材料工厂。目前四大龙头负极厂商均有低电价区域布局计划，其中宁波杉杉和璞泰来已经采用厢式炉进行连续石墨化加工工艺。

图表 35：负极需求测算

中国	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新能源车销量 (万辆)				81.0	123.0	123.2	133.9	335.8	432.7	546.2	668.8	820.8
动力电池 (GWh)	4.4	16.9	30.8	36.0	57.1	63.0	64.8	148.9	198.6	263.8	339.5	437.9
YOY		284%	82%	17%	59%	10%	3%	130%	33%	33%	29%	29%
3C 电池 (GWh)	23.4	26.7	29.5	32.5	40	47	61.1	76.4	84.0	92.4	101.6	111.8
YOY		14%	10%	10%	23%	18%	30%	25%	10%	10%	10%	10%
储能电池 (GWh)	2.1	2.8	3.1	4.2	1.44	5	13	26	39	58.5	81.9	114.6
YOY		33%	11%	35%	-66%	247%	160%	100%	50%	50%	40%	40%
合计 (GWh)	29.9	46.4	63.4	72.7	98.6	115.0	138.9	251.3	321.6	414.7	523.0	664.4
需要负极 (万吨)	2.8	4.4	6.0	6.9	9.4	10.9	13.2	23.9	30.6	39.4	49.7	63.1
YOY		55%	37%	15%	36%	17%	21%	81%	28%	29%	26%	27%

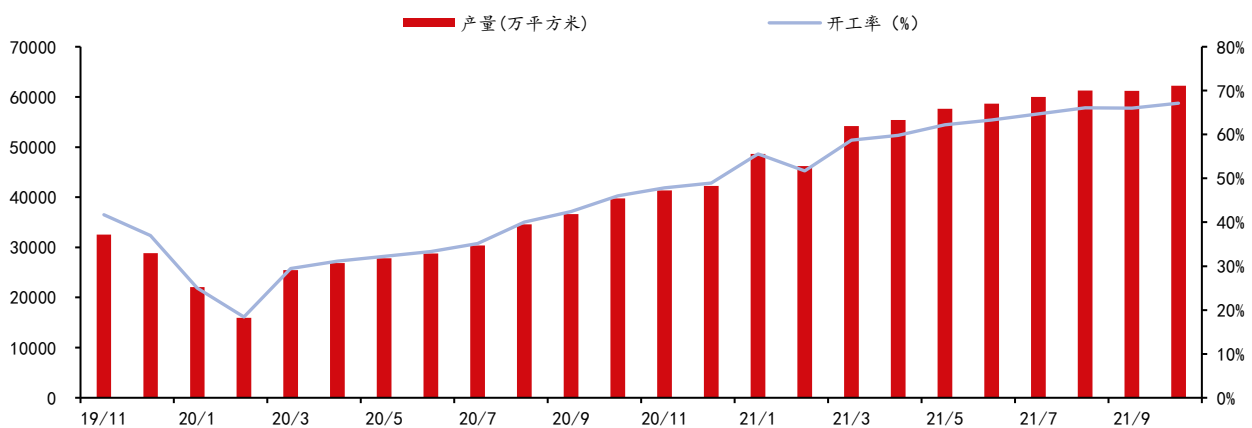
全球	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	
新能源车销量(万辆)			77.0	120.0	201.0	221.0	312.0	603.0	842.0	1,075.0	1,387.0	1,748.0	
YOY					56%	68%	10%	41%	93%	40%	28%	29%	26%
动力电池(GWh)				57.6	91.0	108.5	134.1	267.4	390.2	537.2	751.6	1,031.1	
YOY					58%	19%	24%	99%	46%	38%	40%	37%	
3C 电池(GWh)	60	66.8	70	75	80	120	108	130	143	157	174	191	
YOY		11%	5%	7%	7%	50%	-10%	20%	10%	10%	11%	10%	
储能电池(GWh)	2.1	5.5	7.5	11	14	18	28.5	56	84	127	177	247	
YOY		162%	36%	47%	27%	29%	58%	96%	50%	51%	39%	40%	
合计(GWh)	62.1	72.3	77.5	143.6	185.0	246.5	270.6	453.4	617.2	821.2	1,102.6	1,469.1	
需要负极(万吨)	5.9	6.9	7.4	13.6	17.6	23.4	25.7	43.1	58.6	78.0	104.7	139.6	
YOY		16%	7%	85%	29%	33%	10%	68%	36%	33%	34%	33%	

来源：国联证券研究所测算

隔膜：干法湿法同步扩产，勃姆石涂覆成主流

隔膜行业迎扩产潮。2021 年上半年国内隔膜总产量达到 32 亿平方米，同比增长 118%，开工率接近 70%，整体行业脱离疫情影响呈上升态势，隔膜产量不断创新高，持续保持增长态势。由于新能源汽车的高景气，下游动力电池的高需求支持了隔膜行业的持续增长。根据鑫椽资讯提供的数据显示，目前隔膜龙头企业产能已经基本排满，除第一龙头恩捷股份每月仍有增量外，星源材质，中材科技等龙头厂商已经接近产能上限，第二第三梯队隔膜厂商产能利用率明显提升。

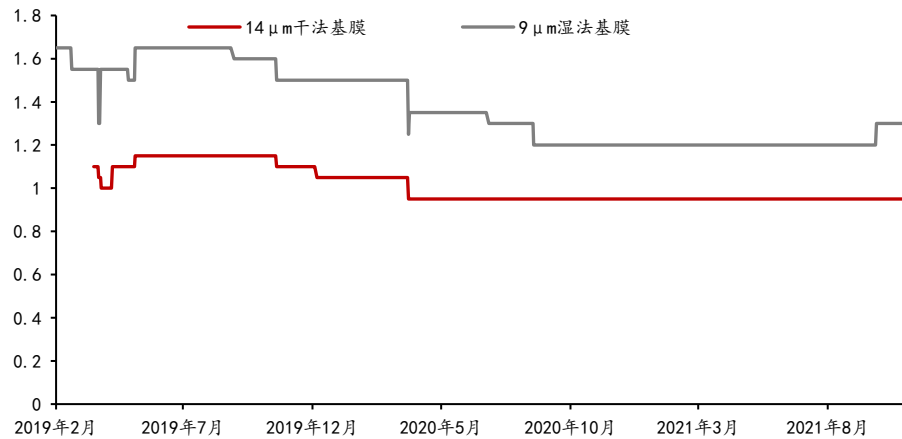
图表 36：2020-2021 年国内隔膜产量



来源：百川锂电，国联证券研究所

2018-2020 年隔膜价格不断走低，导致隔膜企业毛利率持续下降，但 2021 年以来国内市场隔膜价格趋于平稳，部分隔膜产品已经开始涨价。随着动力电池需求量的不断上升，预计 2022 年干法和湿法隔膜存在涨价预期。

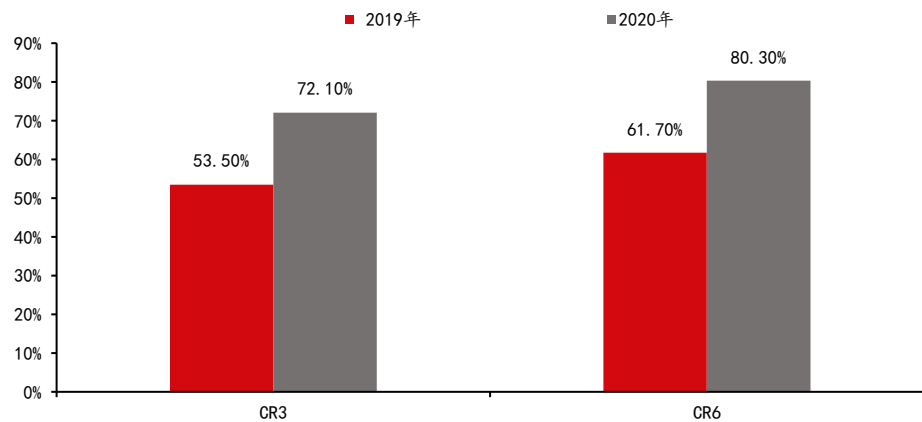
图表 37: 国内中端隔膜价格走势 (元/平方米)



来源: 各公司公告, 国联证券研究所

隔膜行业在锂电池四大材料中技术壁垒最高, 良品率低于新能源汽车零部件平均值 90%, 因此国内动力电池厂商主要采购一流隔膜厂商产品, 龙头效应逐渐显著。2019 年-2020 年国内厂商 CR3 份额继续提升至 72.1%, CR6 占比 80%。

图表 38: 国内隔膜市场集中度趋势



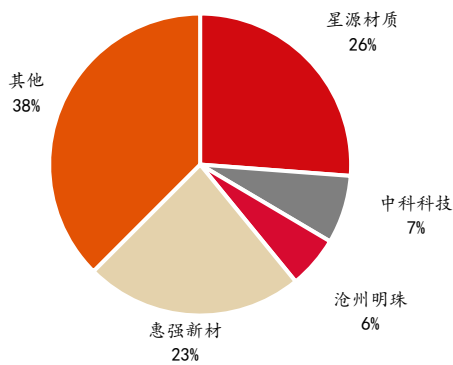
来源: 前瞻产业研究院, 国联证券研究所

技术改良带动隔膜需求, 隔膜价格拐点将现。比亚迪的刀片电池技术以及宁德时代 CTP 设计, 通过对电池基础设计结构的改良增大了磷酸铁锂电池的能量密度, 相较于传统方形电池提高了 50%左右, 改善了原本磷酸铁锂电池能量密度太低的缺点。相较于三元材料, 磷酸铁锂电池对隔膜孔隙要求不高, 因此采用了性价比更高的干法三层共挤隔膜(PP/PE/PP)。

没有勃姆石或氧化铝涂覆的干法隔膜减轻了电池的重量和厚度, 匹配磷酸铁锂电池整体具有更高的强度和安全性。随着近两年国内锂电池行业补贴逐渐退坡, 以及国内较 A00 级别纯电汽车和电厂储能等下游市场注重成本的低价锂电池需求不断攀升, 能量密度提高至 160-180Wh/kg 的高密度磷酸铁锂电池逐渐在市场中回暖, 带动了低成本干法隔膜出货量的增长。

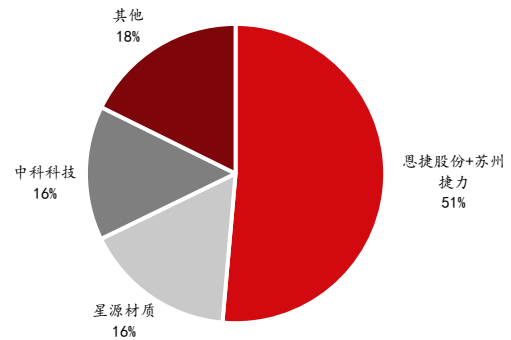
2021Q1国内干法隔膜出货量达到了2.73亿平,同比增长208%,环比增长13.3%。以星源材质为代表的干法隔膜厂商产销量持续增长,在动力电池、混动汽车电池、储能电池、数码产品中的订单情况持续向好。湿法龙头恩捷股份积极布局干法隔膜领域,和旭化成旗下 polypore 开展合作,干法产线在2022年上半年有望投产。

图表 39: 2021Q1 干法隔膜产量格局



来源: GGII, 国联证券研究所

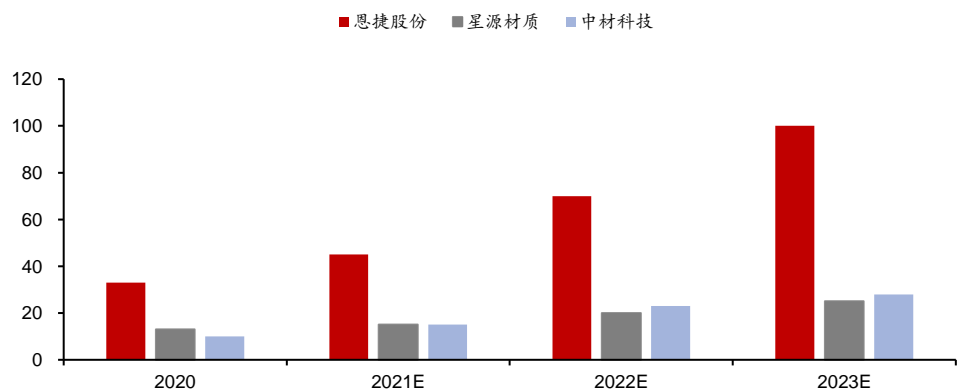
图表 40: 2021Q1 湿法隔膜产量格局



来源: GGII, 国联证券研究所

湿法隔膜方面,恩捷股份预计至2021年底生产线数量为60条,产能预计为45-50亿平方米,预计2022年恩捷股份产能将达到70亿平方米,在此基础上未来公司以将以每年新增25条生产线为目标,进行进一步的产能扩张。公司自主研发在线涂覆工艺,预计可以使隔膜良品率提高10%至接近80%,并同时减少损耗进而降低生产成本。由于隔膜设备主要靠进口,生产线扩张投产有2-3年的延迟期,我们预计2022年国内干法、湿法隔膜市场将供不应求,隔膜价格拐点将出现,价格提升将促进干法、湿法企业毛利率回升。

图表 41: 2021-2023 国内 CR3 隔膜企业有效产能预测 (亿平)



来源: 鑫锂锂电, 国联证券研究所

根据目前新能源汽车销量和动力电池、储能电池需求测算,我们预测到2025年全球锂电池隔膜需求将达240亿平,国内锂电池隔膜需求量为133亿平,较2021年增长166%,需求持续高增长是保证行业景气度的最重要因素。

图表 42: 隔膜需求测算

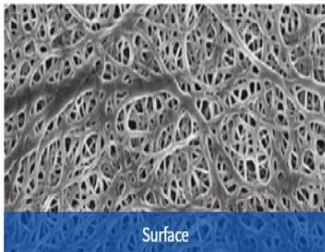
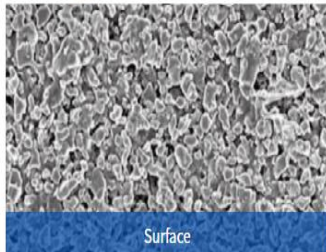
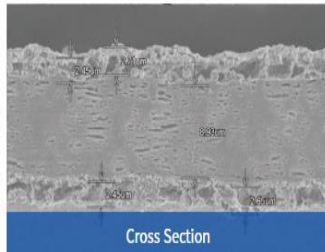
中国	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新能源车销量(万辆)				81.0	123.0	123.2	133.9	335.8	432.7	546.2	668.8	820.8
动力电池(GWh)	4.4	16.9	30.8	36.0	57.1	63.0	64.8	148.9	198.6	263.8	339.5	437.9
YOY		284%	82%	17%	59%	10%	3%	130%	33%	33%	29%	29%
3C 电池(GWh)	23.4	26.7	29.5	32.5	40	47	61.1	76.4	84.0	92.4	101.6	111.8
YOY		14%	10%	10%	23%	18%	30%	25%	10%	10%	10%	10%
储能电池(GWh)	2.1	2.8	3.1	4.2	1.44	5	13	26	39	58.5	81.9	114.7
YOY		33%	11%	35%	-66%	247%	160%	100%	50%	50%	40%	40%
合计(GWh)	29.9	46.4	63.4	72.7	98.6	115.0	138.9	251.3	321.6	414.7	523.0	664.4
需要隔膜(亿平米)	6.0	9.3	12.7	14.5	19.7	23.0	27.8	50.3	64.3	82.9	104.6	132.9
YOY		55%	37%	15%	36%	17%	21%	81%	28%	29%	26%	27%

全球	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新能源车销量(万辆)			77.0	120.0	201.0	221.0	312.0	603.0	842.0	1,075	1,387	1,748
YOY				56%	68%	10%	41%	93%	40%	28%	29%	26%
动力电池(GWh)				57.6	91.0	108.5	134.1	267.4	390.2	537.2	751.6	1,031
YOY				58%	19%	24%	99%	46%	38%	40%	37%	
3C 电池(GWh)	60	66.8	70	75	80	120	108	130	143	157	174	191
YOY		11%	5%	7%	7%	50%	-10%	20%	10%	10%	11%	10%
储能电池(GWh)	2.1	5.5	7.5	11	14	18	28.5	56	84	127	177	247
YOY		162%	36%	47%	27%	29%	58%	96%	50%	51%	39%	40%
合计(GWh)	62.1	72.3	77.5	143.6	185.0	246.5	270.6	453.4	617.2	821.2	1,102	1,469
需要隔膜(亿平米)	12.4	14.5	15.5	28.7	37.0	49.3	54.1	90.7	123.4	164.2	220.5	293.8
YOY		16%	7%	85%	29%	33%	10%	68%	36%	33%	34%	33%

来源: 国联证券研究所测算

隔膜涂覆材料无机勃姆石成主流。相较于干法隔膜,湿法隔膜厚度薄,孔隙率和均匀程度均占优势,但单一 PE 湿法基膜熔点低,热稳定性和安全性差,需要通过对隔膜表层进行其他材料涂覆来解决上述的安全问题。

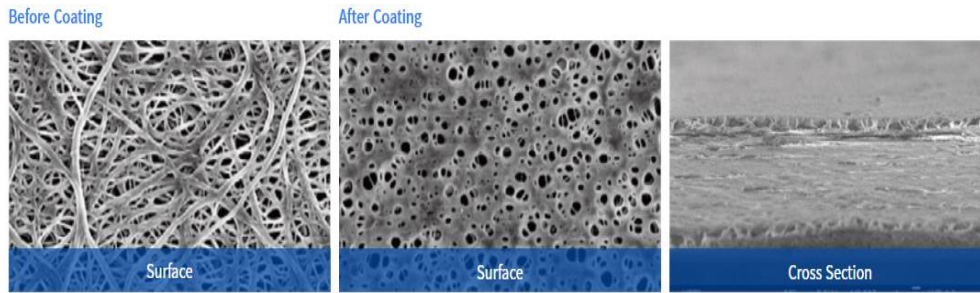
图表 43: 隔膜涂覆材料分类

涂覆材料	涂覆优势	阶段劣势
陶瓷(氧化铝,勃姆石)	加强高温耐性,机械强度,吸液保液性能,成本较低	涂覆材料比重较大
	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Before Coating</p>  <p>Surface</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>After Coating</p>  <p>Surface</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Cross Section</p> </div> </div>	

PVDF

加强粘度，有效保持电芯结构，提高离子电导率和循环寿命

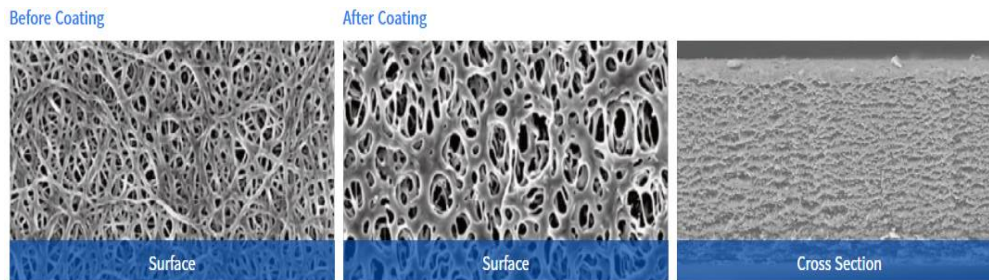
热稳定性和穿侧强度较小



芳纶

极大增强耐高温性能，提高电解液浸润性，抗氧化性优异

成本较高，制造过程污染性强



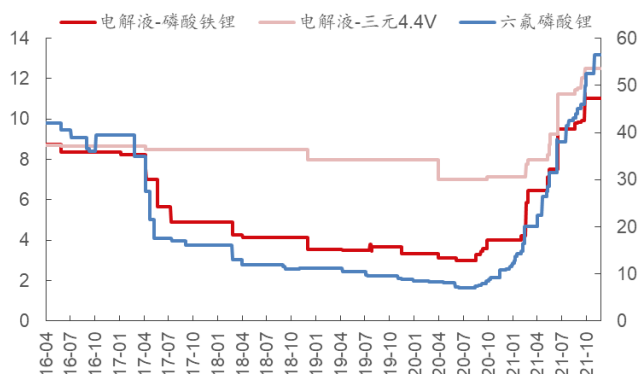
来源：hash.kr，国联证券研究所

2021 年国内隔膜涂覆材料领域，无机涂覆由于成本较低，仍然占据主流，占比在 90%左右，受制于有机和芳纶涂覆的高成本，预计 2022 年这一局面还将保持。在细分陶瓷涂覆材料中，勃姆石已经开始逐步替代高纯度氧化铝，预计未来占比将逐渐逼近 70%。相较于高纯氧化铝，勃姆石莫氏硬度较低，能减少涂覆设备的磨损率，比重和吸水率也相应较低，涂覆设备没有更换门槛，预计未来各大主流厂商将逐步接受勃姆石替代氧化铝为主要陶瓷涂覆材料。

➤ **电解液：锂盐、添加剂产能短期仍趋紧，预计 22 年中旬开始缓解**

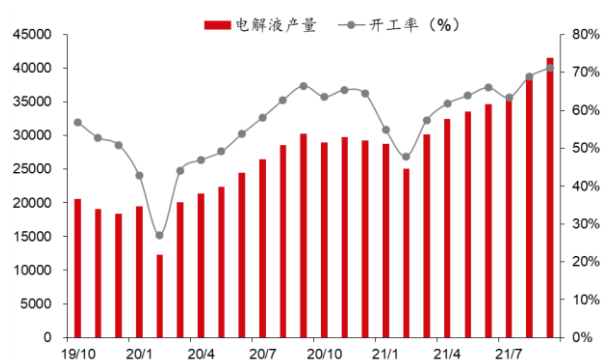
2021 年电解液量价齐升。电解液主要组成为溶剂，锂盐及添加剂，三者成本合计占电解液 80%~90%。今年以来因锂盐-六氟磷酸锂、添加剂 VC 等重要原料短缺造成供给紧张，原材料供需错配带动电解液成品价格暴涨，其中六氟磷酸锂 2021 年价格的大幅上涨成为制约电解液产量及盈利水平的核心因素，因此，核心原材料价格周期成为影响电解液的关键因素之一。2021 年初至今磷酸铁锂电解液、三元电解液（4.4V）和六氟磷酸锂均价分别为 7.8 万元/吨、9.7 万元/吨和 32.9 万元/吨，较 2020 年均价分别上涨 131%、33%和 296%。

图表 44: 电解液及六氟磷酸锂(右) 价格情况(万元/吨)



来源: Wind, 国联证券研究所

图表 45: 电解液产量(吨/月)及开工率(%)



来源: 百川盈孚, 国联证券研究所

电解液龙头企业开启产能扩张,一体化布局加宽护城河。下游需求旺盛使得电解液企业产销两旺,纷纷开启扩产计划,头部企业凭借优质客户资源和资金优势在产能扩张上更加积极,产能释放后市场集中度有望进一步提升。除扩充产能外,天赐材料通过募投项目布局“硫酸-氢氟酸-氟化锂/五氟化磷-六氟磷酸锂-电解液”一体化产业链,新宙邦通过布局溶剂,添加剂等提升原料自供占比,保障原料供应。六氟磷酸锂、添加剂、溶剂等原料在电解液成本占比超过 80%,电解液企业通过提高原料自供占比和产业链一体化布局,在生产成本端与竞争对手拉开差距。

图表 46: 龙头电解液企业扩产计划

公司	项目	产能	预计投产日期
天赐材料	拟在四川彭山设立全资子公司建设 电解液及铁锂电池回收项目	电解液 30 万吨/年	2023 年
	建设年产 35 万吨锂及含氟新材料项目 (一期)	电解液 20 万吨/年, LiFSI 2 万吨/年, 硫酸 乙烯酯 6000 吨/年	2023 年
新宙邦	全资孙公司荷兰新宙邦投建锂电池 电解液及材料项目	电解液 10 万吨/年, 碳 酸酯溶剂 20 万吨/年, 乙二醇 8 万吨/年	2024 年

来源: 公司公告, 国联证券研究所

锂盐 LiPF₆: 扩产持续进行中,行业紧缺有望在 2022 年下半年好转。LiPF₆ 凭借其较高的电化学可靠性、室温范围工作要求以及产业化规模效应带来的价格优势,成为目前最为常用的电解质锂盐。

由于六氟磷酸锂市场在 2020 年之前出现供过于求局面,很多企业选择暂停生产,难以满足突然出现的需求增加局面,疫情过后全球各国加大推动新能源汽车的发展,新能源汽车产业快速恢复,带动产业链上下游需求快速提升,其中六氟磷酸锂受制于产能扩张周期长等因素,产品出现严重的供不应求,价格自 2020 年 8 月的冰点 8 万元/吨以来,已上涨至目前的 56.5 万元/吨,涨幅达到了 600%,直接导致电解液价格的快速上行。

供给端目前国内生产六氟磷酸锂企业相对较少，主要有天赐材料、多氟多、天际股份、永太科技等。由于六氟磷酸锂技术门槛高，生产工艺要求严格，环保审批以及设备采购时间较长导致其扩产周期长。同时扩产后产能释放也需较长时间，扩张的周期普遍在 1-2 年，结合当前六氟磷酸锂实际库存水平，供需偏紧的格局短期仍有望持续。未来随着新增产能逐步释放，预计 2022 年下半年供不应求的情况有望得到改善。

图表 47：预计 2022 年六氟磷酸锂供应压力将大幅缓解

公司	2016	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
韩国厚成	500	1900	1900	1900	2000	2000	2000
森田张家港	3500	4000	4000	4000	5000	6000	7000
关东电化	2500	2500	3000	3000	3000	3000	3000
瑞星化工	1300	2100	2100	2100	2100	2100	2100
多氟多	3000	6000	8000	8000	8000	15000	35000
天赐材料	2000	4000	10000	10000	12000	16000	45000
金牛化工	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500
新泰材料	1080	5160	5160	8240	8240	8240	13500
九九久	4000	4000	4000	5000	5000	6400	6400
石大胜华		1000	1000	2000	2000	2000	2000
赣州石磊					2000	2500	4000
永太科技		1500	2000	2000	2000	2000	8000
湖北宏源	600	2000	2000	4000	4000	4000	5000
东莞杉杉			2000	2000	2000	2000	2000
滨化股份		1000	1000	1000	1000	1000	1000
其他	1000	1000	2000	2000	2000	2000	2000
全球供给合计 (吨)	20480	37160	49660	56740	61840	75740	139500
全球需求合计 (吨)	17262	19375	26633	30905	37876	64439	86522
供给过剩 (吨)	3218	17785	23027	25835	23964	11301	52978
产能利用率	84%	52%	54%	54%	61%	85%	62%

来源：GGII，国联证券研究所

三元电池高镍化带动 LiFSI 等新型锂盐兴起。六氟磷酸锂凭借较高的化学可靠性，相对简单的生产工艺和产业化规模效应带来的价格优势成为目前最常用的电解质锂盐。但六氟磷酸锂存在对水分敏感、热稳定性差、低温性能不佳等缺点。

随着新能源汽车产业对电池能量密度要求的提升和正极材料的发展，新型锂盐 LiFSI 和 LiTFSI 因具有更好的热稳定性、电化学稳定性，可以适应电池能量密度的提升，从而开始被应用于电解液的配制中，用来进一步提高电池全方位电化学性能。其中 LiFSI 兼具更高的电导率，已成为改善 LiPF₆ 性质缺陷的最佳替代品。LiFSI（双氟磺酰亚胺锂）由日本触媒公司于 2012 年开发面世，相较于传统锂盐六氟磷酸锂，采用独特的合成及提纯工艺，具有电导率高、热稳定性高、耐水解、耐高温、抑制电池气胀等诸多优势，因此 LiFSI 被业界广泛认为是锂离子动力电池的理想锂盐电解质材料。

目前高镍三元主要存在产气、SEI 膜破坏和安全性低的问题，实验结果表明，将 LiFSI 和六氟磷酸锂按特定比例配制成混合电解液，可以大幅提升充放电次数，同时

也可以使镍、高电压正极等活性极强的正极材料保持稳定，从而延长电池寿命，并对易燃的电解液起到阻燃作用。LiTFSI（双三氟甲磺酰亚胺锂）与 LiFSI 同属酰亚胺类锂盐，具有溶解性强、耐水解、耐高温等特性。对 LiTFSI 的研究和应用早于 LiFSI，但 LiFSI 的性能更优，与 LiTFSI 相比传统的液态电解液基本采用 LiFSI。

LiFSI 商业化应用比例仍然较低，但有望加速渗透。由于 LiFSI 合成工艺复杂，良品率低，导致其成本较高，制约了 LiFSI 的快速产业化。LG、三星、松下等电池厂商和日本宇部、中央硝子等知名电解液生产商均已经开始进行产能规划和建设，但截至 2020 年底多数尚未实现规模量产，未来在大规模国产化成本下降后，LiFSI 渗透率有望大幅提升。

图表 48：锂电池电解液三类锂盐对比

	LiFSI	LiPF ₆	LiTFSI	
基础物性	分解温度	>200°C	>80°C	大于 100°C
	氧化电压	≤4.5V	大于 5V	>5V
	溶解度	易溶	易溶	易溶
	电导率	最高	较高	中等
	化学稳定性	热稳定	差	稳定
	热稳定性	较好	差	好
电池性能	低温性能	好	一般	较好
	循环寿命	高	一般	高
	耐高温性能	好	差	好
工艺成本	合成工艺	复杂	简单	复杂
	成本	高	低	高

来源：CNKI，国联证券研究所

2.3 投资建议：把握盈利复苏及景气环节

随着全球各国家碳减排政策的密集频出，主流车企加速电动化进程，在 2021 年火爆市场形势下，2022 年仍将有一大批高质量、具备竞争力的新能源车型密集推出，有望刺激全球新能源汽车需求持续高增长。

展望 2022 年锂电板块：**1) 动力电池方面**，未来上游原料紧缺环节产能有望逐步释放，价格有望下降，叠加动力电池价格上调，动力电池企业盈利能力有望快速提升；**2) 中游材料方面**，隔膜受工艺壁垒高和生产设备等因素制约，供需缺口或持续，竞争格局较好；负极材料石墨化环节受国家能耗双控等的影响，有望维持紧张平衡状态；**磷酸铁锂**正极性价比优势延续，高景气将继续保持，三元方面，4680 大圆柱电池将从电池封装形式角度提振三元电池体系份额，且有望受益于美国市场放量；**电解液、锂盐**新增产能或加速兑现，对下游涨价压力有望缓解。**重点关注宁德时代、亿纬锂能、恩捷股份、璞泰来、容百科技**，其他关注欣旺达、蔚蓝锂芯、震裕科技等。

图表 49：锂电板块重点关注标的

代码	公司	市值 (亿元)	收盘价 (12.24)	EPS			PE		
				2020A	2021E	2022E	2020A	2021E	2022E
300750.SZ	宁德时代	13444	577	2.4	4.84	8.71	240	119	66
300014.SZ	亿纬锂能	2198	116	0.87	1.71	2.53	133	68	46
002812.SZ	恩捷股份	2106	236	1.26	2.78	4.71	187	85	50
688005.SH	容百科技	462	103	0.48	1.74	3.37	215	59	31
002245.SZ	蔚蓝锂芯	254	25	0.28	0.68	1.02	88	36	24
603659.SH	璞泰来	1043	150	1.35	2.41	3.57	111	62	42
300953.SZ	震裕科技	119	128	1.87	2.29	4.14	69	56	31

来源：Wind，国联证券研究所

注：各公司盈利预测来自 Wind 一致预期

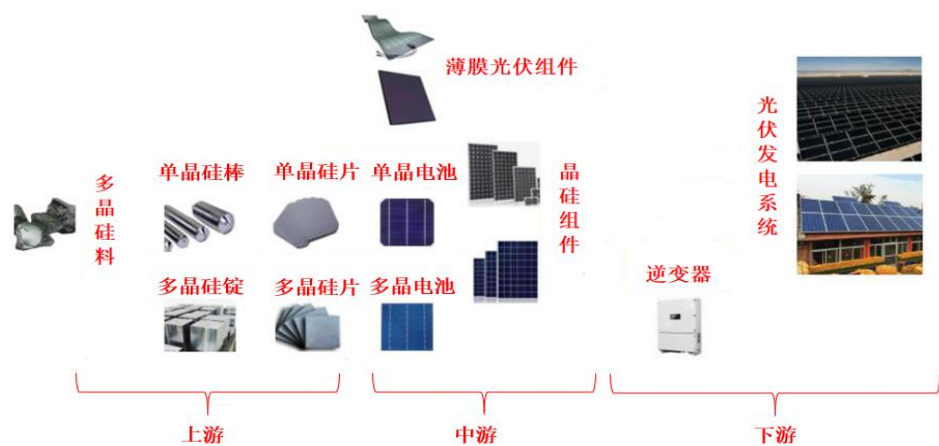
3 光伏：供应链逐步趋稳 电池片迎来盈利改善

3.1 光伏赋能 步入“双碳”时代

➤ 光伏产业链结构

光伏是国家“双碳”计划的重要战略新兴产业。光伏行业包含硅料、硅片、电池片、组件和系统，是半导体技术与新能源需求相结合而衍生的产业。

图表 50：光伏行业产业链结构

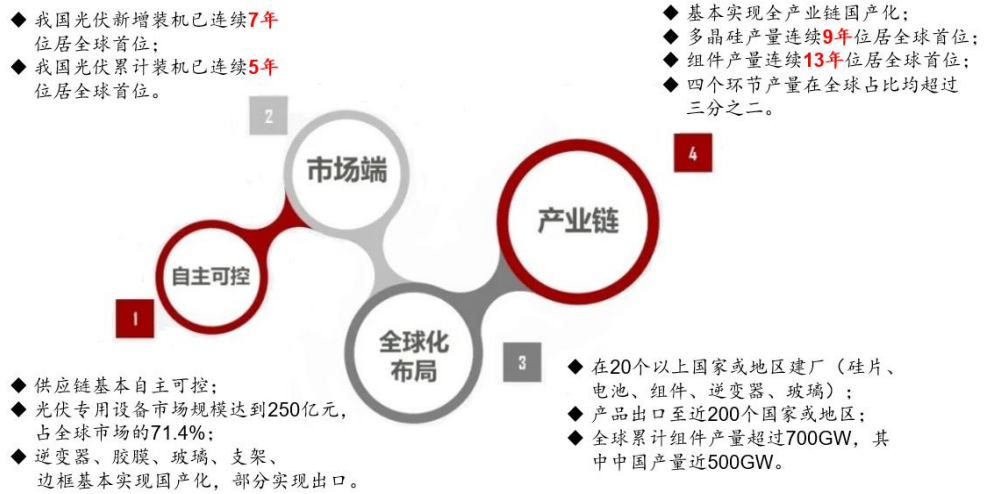


来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所

➤ “十三五”光伏行业发展成就

我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均位居全球前列。在政策引导和市场需求的双轮驱动发展下，光伏行业经过十几年的发展，已经成为我国达到国际领先水平的战略性新兴产业，是推动我国能源变革的重要引擎，也是实现我国“双碳”计划的重要举措。

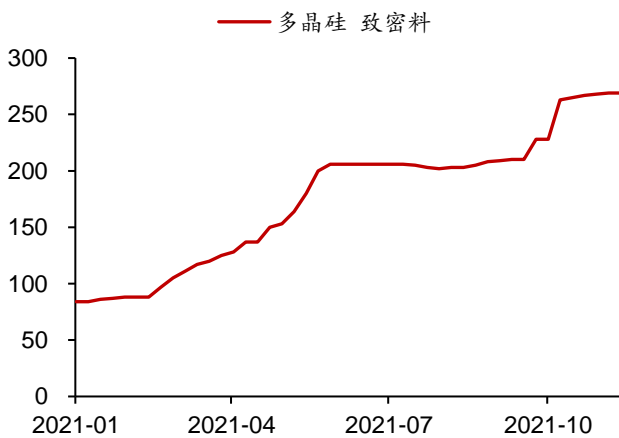
图表 51：光伏行业“十三五”发展成就



来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所

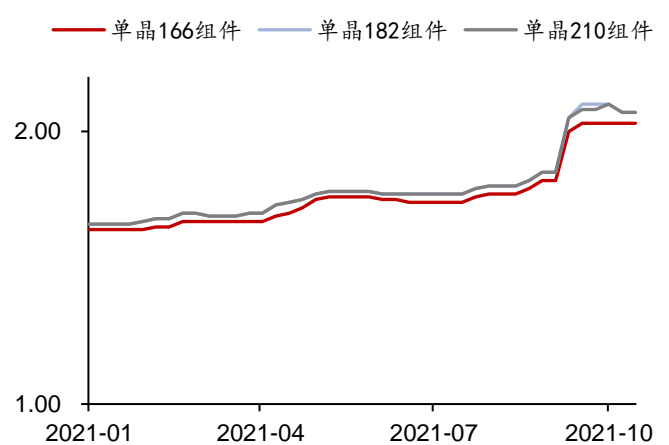
2021年硅料紧缺，截至2021年12月多晶硅致密料价格从年初的84元/Kg上涨至269元/Kg，产业链价格同步上涨，166组件价格从1.66元/瓦上涨至2.07元/瓦。

图表 52：2021 年硅料价格走势（单位：元/Kg）



来源：PVinfoLink，国联证券研究所整理

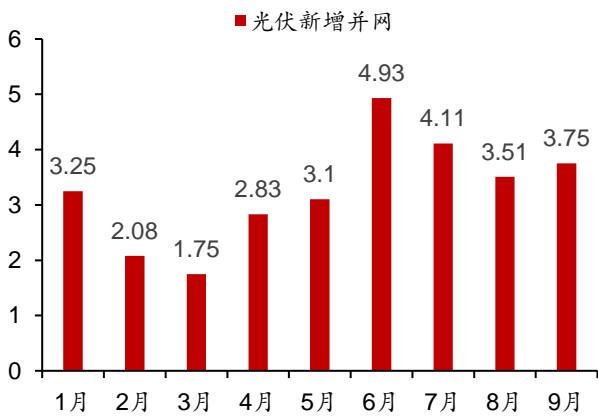
图表 53：2021 年组件价格走势（单位：元/瓦）



来源：PVinfoLink，国联证券研究所整理

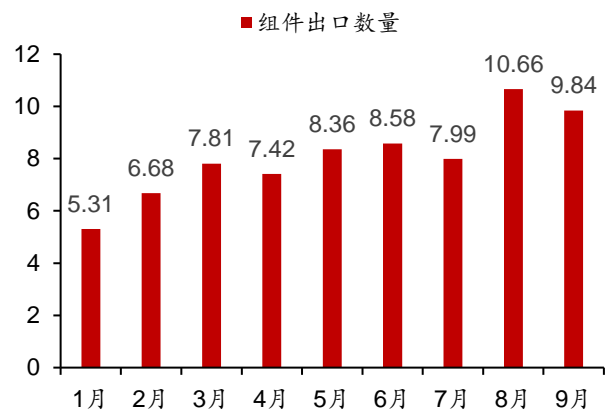
截至2021年三季度，国内光伏新增装机量29.31GW，海外出口72.65GW。由于组件价格过高、11月北方过早下雪进入冷冬施工困难，2021Q4抢装力度弱于往年，预计2021年全年装机在50GW左右，组件出口全年在100GW左右，2022年行业需求将迎来大幅反弹。

图表 54：2021 年国内新增装机（单位：GW）



来源：solarzoom，国联证券研究所整理

图表 55：2021 年组件出口（单位：GW）

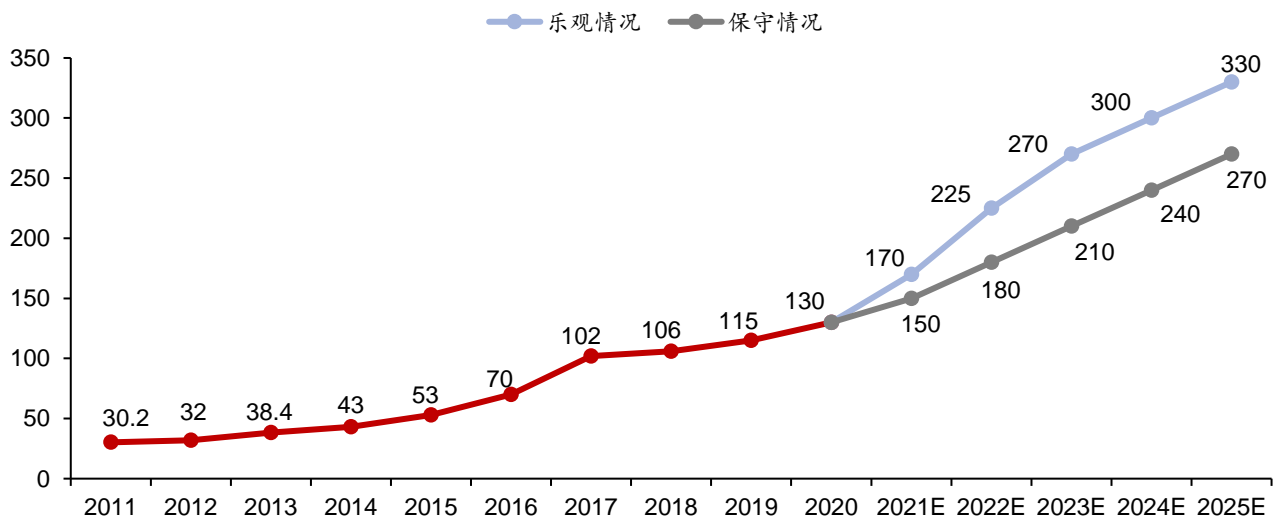


来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所整理

“十四五”光伏装机预测

在全球主要经济体碳中和政策支持下，未来全球光伏新增装机规模五年 CAGR 达到 14.96%~19.88%。光伏发电在很多国家已成为清洁、低碳、同时具有价格优势的能源形势。不仅在欧美日等发达地区，在中东、南美等地区国家也快速兴起。2020 年受到疫情影响，全球光伏新增装机量达到 130GW，同比增长 13.04%。

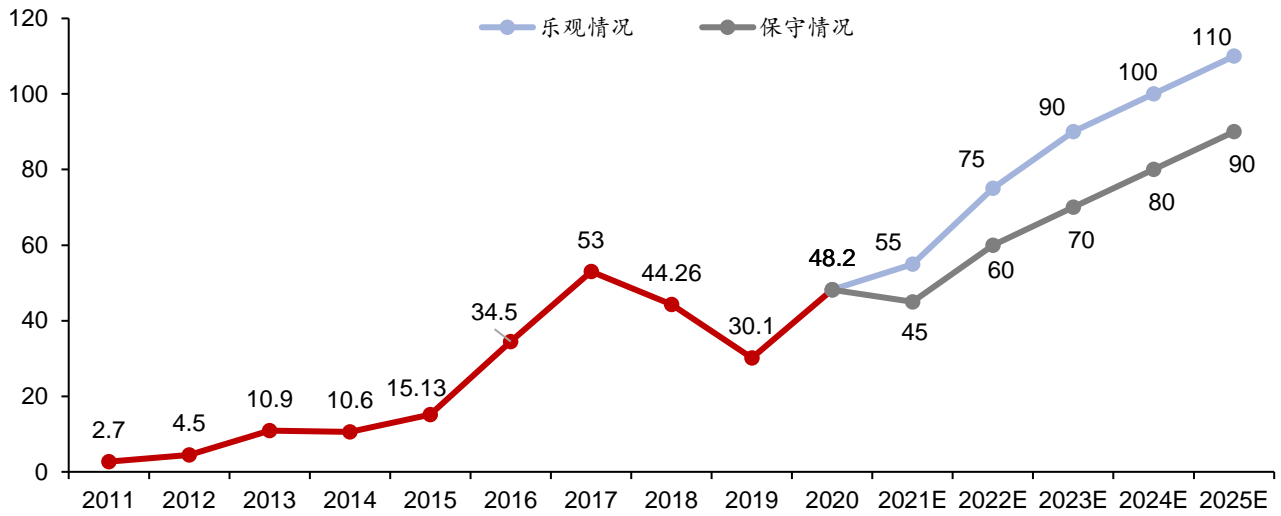
图表 56：全球光伏新增装机规模及预测（单位：GW）



来源：中国光伏行业协会预测，国联证券研究所

国内十四五期间光伏新增装机规模将达到 355-440GW。2020 年国内新增装机量达到 48.2GW，同比增长 60.13%。“十四五”期间，随着下游光伏应用市场多样化以及风光大基地建设，2022 年全国新增光伏装机将大幅提升。

图表 57：国内光伏新增装机规模及预测（单位：GW）



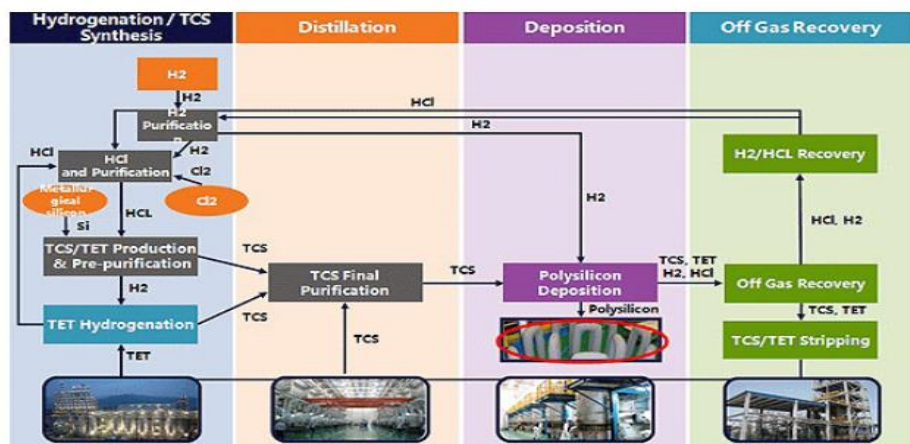
来源：中国光伏行业协会预测，国联证券研究所

3.2 产业链供应趋稳 大尺寸高效率是主要趋势

➢ 硅料环节：新增产能释放 价格有望回归合理区间

多晶硅位于光伏产业链的上游，具有化工行业属性，资金和技术壁垒较高。改良西门子法是目前主流多晶硅制备方法，市场应用占比超过 90%。改良西门子法主要流程包括三氯氢硅的合成、三氯氢硅的精馏、多晶硅沉积和尾气利用。其中多晶硅在还原炉中的沉积是核心过程。改良西门子法在西门子法的基础上引入尾气回收和四氯化硅氢化工艺，实现了生产过程的闭环循环。改良西门子法的主要优势是工艺成熟、安全性强、产品质量较高。

图表 58：改良西门子法工艺流程



来源：大全新能源，国联证券研究所

颗粒硅作为复投料，优势明显。颗粒硅形似球状，流动性好，中位粒径在 2mm 左右，更好满足复投料尺寸要求。颗粒硅无棱角，降低底部石英部件损坏的可能，避

免堵塞加料筒，无需破碎，消除破碎过程中引入杂质的风险；流动性好，使得自动化加料成为可能，加速生产智能化提升。颗粒硅不会对改进西门子法生产的棒状致密硅料形成规模竞争优势，不会对光伏原生多晶硅竞争格局产生实质性的影响。

图表 59：流化床制备颗粒硅流程示意图



来源：保利协鑫，国联证券研究所

图表 60：颗粒硅形貌



来源：保利协鑫，国联证券研究所

目前硅料扩产的企业主要有通威股份、保利协鑫、大全新能源和东方希望等。2021-2022 年是国内硅料企业产能建设和新增产能释放的时期。

图表 61：2020-2022E 全球多晶硅产能统计（单位：万吨）

企业	2020A	2021E	2022Q1E	2022Q2E	2022Q3E	2022Q4E	2022E
通威股份	9.1	19.2	19.3	24.4	24.5	34.6	34.6
保利协鑫	8.5	11.7	20.7	20.7	26.7	26.7	26.7
大全新能源	8.0	12.0	12.0	12.5	12.5	13.0	13.0
新特能源	7.6	7.6	7.6	9.6	9.6	19.6	19.6
东方希望	4.0	6.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0
亚洲硅业	2.2	2.2	2.2	5.7	5.7	5.7	5.7
国内企业							
内蒙东立	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
聚光硅业	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
陕西天宏	0.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
洛阳中硅	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
黄河水电	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
小计	44.2	64.5	73.6	90.7	96.8	117.4	117.4
海外企业							
Wacker	6	6	6	6	6	6	6
OCI	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
小计	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
合计	52.9	73.2	82.3	99.4	105.5	126.1	126.1

来源：公司公告、中国光伏行业协会、solarzoom、国联证券研究所整理

硅料龙头企业持续引领产能扩张，供应加大，硅料价格有望回归合理区间。全球光伏硅料达到 126.1 万吨，折算为 420.3GW，2022 年末，全国光伏硅料产能将达到 117.4 万吨，折算为 391.3GW。全球光伏多晶硅产量约为 79.7~87.7 万吨，折算为 250~292GW。根据光伏协会的预测，2022 年全球光伏新增装机量为 180-225GW，

硅料产能相对过剩，硅料价格将随着新增产能的释放而下行。

➤ **硅片环节：产能扩建迅猛 老旧小尺寸产能将被淘汰**

硅片产能扩建迅猛，老旧小尺寸淘汰不可避免。根据各公司公告公布的硅片扩产产能情况，我们预计 2021 年硅片产能达到 384.4GW，其中单晶硅片产能为 367.3GW，2022 年末硅片产能将达到 520.9GW，其中单晶硅片将达到 503.8GW。根据光伏协会的预测，2022 年全球光伏新增装机量为 180-225GW，硅片产能相对过剩，竞争加剧，落后的老旧小尺寸产能将升级或被市场淘汰。

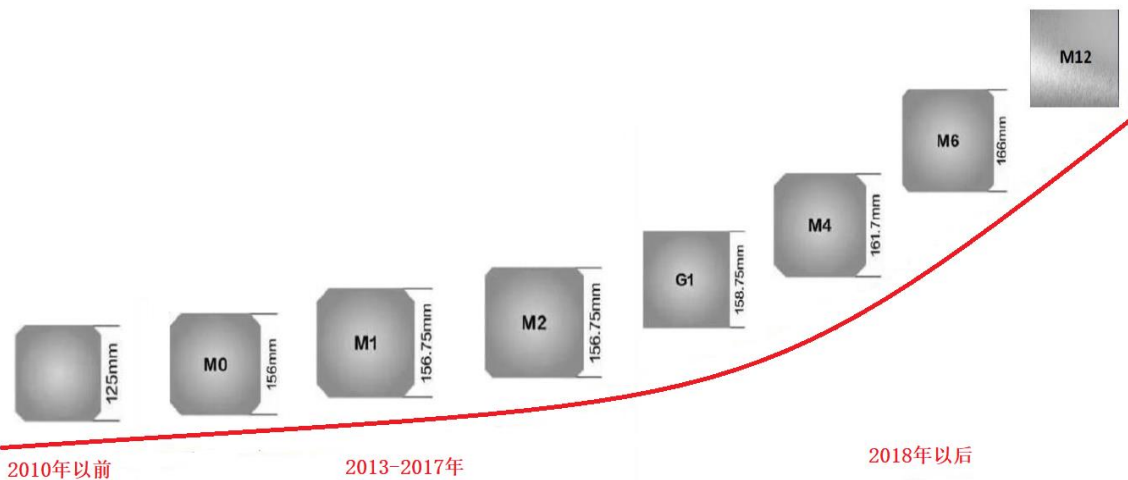
图表 62：2020-2022E 全国硅片产能统计（单位：GW）

企业	2020	2021E	2022Q1E	2022Q2E	2022Q3E	2022Q4E	2022E
隆基股份	85	115	120	130	140	149	149
中环股份	50	80	80	90	100	110	110
晶澳科技	18	32	32	32	37	42	42
晶科能源	22	33	33	38	43	43	43
保利协鑫	25	25	25	25	25	25	25
上机数控	8.2	30	30	40	40	50	50
京运通	5.6	12.5	12.5	17.5	17.5	17.5	17.5
阿特斯	6.3	6.3	6.3	9.3	9.3	9.3	9.3
江苏美科	2.8	9	9	9	9	9	9
通合	0	7.5	7.5	15	15	15	15
高景	0	8	6	16	16	16	16
锦州阳光	4.5	8	8	8	8	8	8
双良节能	0	1	4	7	10	10	10
小计	227.4	367.3	373.3	436.8	469.8	503.8	503.8
荣德	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
南玻	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
天合光能	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
其他	5	5	5	5	5	5	5
小计	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
合计	244.5	384.4	390.4	453.9	486.9	520.9	520.9

来源：公司公告、中国光伏行业协会、solarzoom、国联证券研究所整理

大尺寸硅片技术是光伏行业发展的趋势。光伏产业正在大踏步迈向以 **182mm** 和 **210mm** 为典型代表大尺寸硅片和高功率组件时代。大尺寸硅片可以提升制造通量，降低硅片、电池和组件的制造成本，210mm 硅片对比 166mm 的硅片单瓦成本低 27%，大尺寸硅片具有较强的单瓦成本竞争优势。

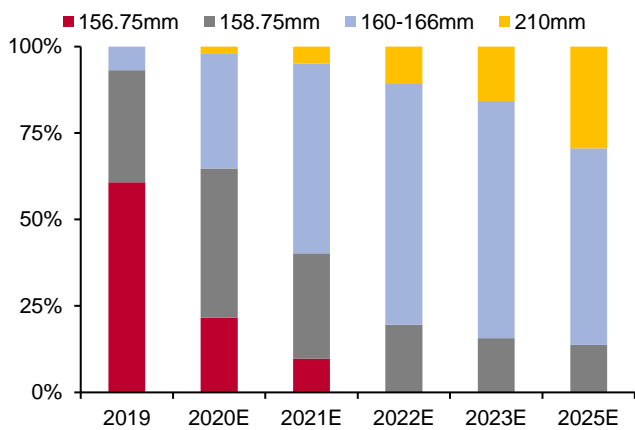
图表 63：大尺寸硅片技术是光伏行业发展趋势



来源：solarzoom，国联证券研究所整理

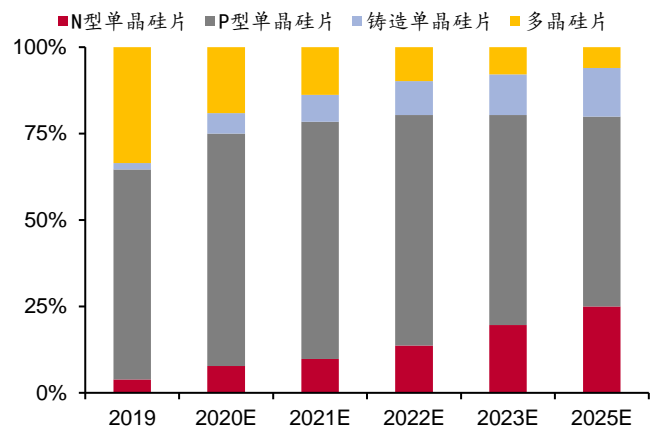
随着下游对单晶产品需求增大，单晶硅片市场占比将逐年提高。N型硅片在相同金属杂质浓度下比P型硅片有更高的光电转换效率。N型硅片对铜、铁等金属杂质有较高的容忍度，少子寿命比P型硅片少子寿命高，没有硼氧复合带来的光衰，N型单晶硅片市场份额将逐年提高，未来市场将进一步提高。

图表 64：大尺寸是硅片发展趋势



来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所

图表 65：单晶硅片占据主要市场，N型时代来临



来源：中国光伏行业协会，国联证券研究所

➤ 电池片环节：TOPCon 和 HJT 电池技术进入规模量产

2020 年全球电池片产能约为 245GW，其中国内产能约为 234GW。2021 年，头部企业增加电池片的产能扩建，2021 年末，全球电池片产能约为 341GW，其中国内电池片产能约为 284GW。预计到 2022 年底，全球电池片产能将达到 439GW，其中国内电池片产能将达到 384GW。除一体化企业外，对外电池片销售量排名依次是：通威股份、爱旭股份和润阳光伏。

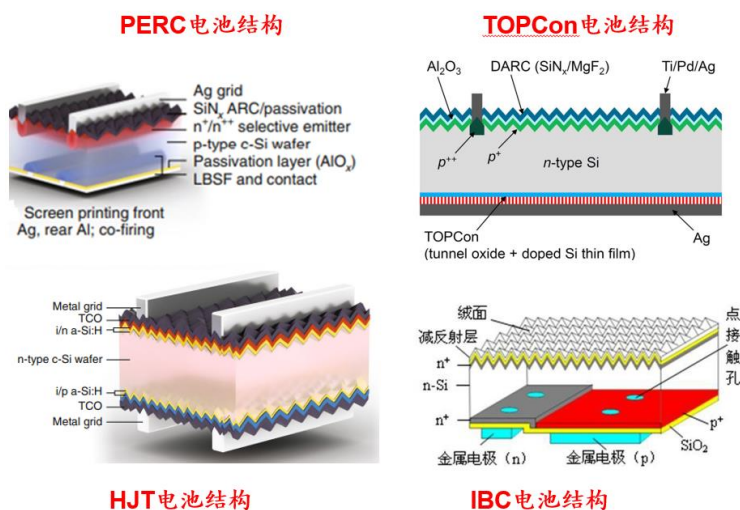
图表 66: 2020-2022E 全球电池片产能统计 (单位: GW)

企业名称	2020	2021E	2022Q1E	2022Q2E	2022Q3E	2022Q4E	2022E
晶澳科技	18	32	32	32	37	42	42
通威股份	27.5	50	50	57.5	57.5	65	65
爱旭股份	26.6	36.6	36.6	41.6	41.6	46.6	46.6
天合光能	12.3	35	35	40	40	45	45
晶科能源	11	26	26	26	29	32	32
英利	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
隆基股份	30.3	43.3	43.3	50.8	60.8	70.8	70.8
阿特斯	9.6	13.6	13.6	18.6	18.6	18.6	18.6
顺风光电	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
东方日升	6.5	11.5	11.5	16.5	18.5	23.5	23.5
中利腾辉	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
江西展宇	5	5	5	5	5	5	5
联合再生	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
山西晋能	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
润阳光伏	16	20	20	25	25	25	25
韩华	9.1	9.6	9.6	12.6	12.6	12.6	12.6
茂迪	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
SunPower	1.26	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
其他	60	45	40	40	40	40	40
合计	245.44	341.13	336.13	379.13	399.13	439.63	439.63

来源: 公司公告、中国光伏行业协会、solarzoom、国联证券研究所整理

光伏电池向更高效率更高性价比的技术方向发展。电池片面临大尺寸产线改造、升级和新产能的扩建, 同时还 PERC 电池技术还可进一步发展。PERC 电池技术量产光电转换效率将从 23% 提升至 23.5%。电池环节将以 PERC、PERC+ 技术为主, TOPCon、HJT 和 IBC 等电池技术将逐步登上量产的历史舞台。

图表 67: PERC、TOPCon、HJT、IBC 电池结构对比



来源: 《Nature Energy》、国电投、国联证券研究所整理

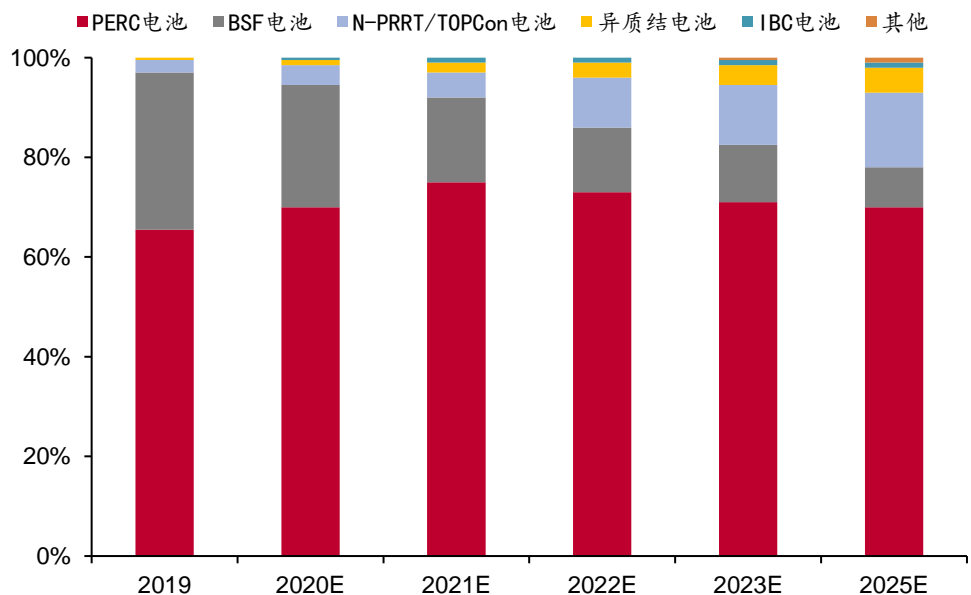
PERC 电池(Passivated Emitter and Rear Cell, 背钝化发射极技术)最早在 1983 年由澳大利亚科学家 Martin Green 提出。氧化铝具备较高的电荷密度, 对 P 型硅表面的悬挂键有良好的钝化效果, 能够大幅减少光生载流子在表面的复合。

TOPCon 电池是一种基于选择性载流子原理的隧穿氧化层钝化接触 (Tunnel Oxide Passivated Contact) 太阳能电池技术, 其电池结构为 N 型硅衬底电池, 在电池背面制备一层超薄氧化硅, 然后再沉积一层掺杂硅薄层, 二者共同形成了钝化接触结构, 有效降低表面复合和金属接触复合, 为电池转换效率进一步提升提供了更大的空间。

HJT 电池又称为异质结电池, 属于 N 型电池中的一种。该技术是在晶体硅上沉积非晶硅薄膜。非晶硅薄膜的引入, 硅异质结太阳电池的晶硅衬底前后表面实现了良好的钝化。异质结电池的优势主要体现在: 效率高、低光衰、温度系数低、弱光响应高等诸多优势。异质结电池具备更高的发电能力。

IBC 电池(全背电极接触晶硅光伏电池)将 PN 结和金属接触都设于太阳电池的背部正负, 而面朝太阳的电池片正面采用 SiNx/SiOx 双层减反钝化薄膜呈全黑色, 完全看不到多数光伏电池正面呈现的金属线, 能够最大限度地利用入射光, 减少光学损失, 更多有效发电面积, 更高的短路电流带来更高的光电转换效率, 外观上也更加美观。

图表 68: 各种电池技术市场占比



来源: 中国光伏行业协会, 国联证券研究所

目前电池环节主流还是 PERC 电池技术, 2021 年头部企业 PERC 电池光电转换效率可以提升至 23.5%, 而 HJT 电池技术还需设备商的协同发展和供应链配套支持。市场一致看好 2021 年 HJT 电池技术的规模化量产。不同于其他研究机构, 我们认为 HJT 技术目前还不具备市场竞争力, HJT 国产设备还需进一步提升生产效率和

改善良率，TCO 薄膜和低温银浆减量使用或替代还在持续探索中。

我们认为 2021-2022 年将是 TOPCon 电池技术的快速成长期，其中 TOPCon+IBC 技术更具有市场竞争优势和产业化前景。

➤ **组件环节：基于大尺寸的高功率组件成为市场主流**

2020 年，全球组件产能达到 266GW，其中国内组件产能约为 244.6GW。2021 年末，全球组件产能将达到 356GW，其中国内组件产能约为 334.7GW。我们预计 2022 年全球组件产能将达到 441GW，其中国内组件产能约为 420.2GW。

图表 69：2020-2022E 全球组件产能统计（单位：GW）

企业名称	2020	2021E	2022Q1E	2022Q2E	2022Q3E	2022Q4E	2022E
天合光能	22	51.6	51.6	59.1	59.1	66.6	66.6
英利	4	4	4	4	4	4	4
晶科	31	44.5	44.5	52	52	59.5	59.5
阿特斯	16.14	25.7	25.7	30.7	30.7	35.7	35.7
晶澳	23	40.5	40.5	40.5	48	51	51
协鑫	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
国内 隆基	50	65	67	75	82.5	90	90
东方日升	14.6	19.6	19.6	24.6	24.6	29.6	29.6
亿晶光电	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
中利腾辉	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
正泰	5	5	5	5	5	5	5
无锡尚德	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
赛拉弗	3	3	3	3	3	3	3
海外 韩华	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
REC	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Solarworld	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
First Solar	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
Solar Frontier	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
其他	50	50	50	50	50	50	50
合计	266.08	356.2	358.2	391.2	406.2	441.7	441.7

来源：公司公告、中国光伏行业协会、solarzoom、国联证券研究所整理

各大企业正在积极推动高功率组件发展。2020 年 7 月，东方日升、天合、晶澳等 39 家公司联合推动成立 600W+ 光伏开放创新联盟。晶科 TigerPro 组件 2020 年规划产能 10GW；隆基 Hi-MO5 组件 2020 年规划产能 12GW，天合至尊组件 2022 年规划产能 31GW。光伏产业正在大踏步迈向高功率组件时代，基于大尺寸硅片的 500W+ 和 600W+ 高功率组件已经成为现实。

图表 70：国内大尺寸硅片、高功率组件产能规划及进展情况

大尺寸硅片国内企业产能规划情况				
180/182 组件	晶科能源	5	2022 年	2020 年 Q3 实现量产，计划将产品推广成地面电站项目主流组件
	晶澳科技	8	2022 年	2020 年 5 月 18 日，晶澳科技正式公布基于 180mm 硅片的超高功率组件深邃之蓝 DeepBlue3.0 技术方案
	隆基乐叶	10	2022 年	大尺寸新品（18X）于 2020 年 8 月底量产，并将布局 10GW 产能，生产基地分别位于陕西、浙江
210 组件	天合光能	5	2020 年底	公司在 2020 年 1 月 22 日公告其最新研发的首片采用 210mm 硅片大尺寸组件正式下线
	东方日升	3	2020 年底	东方日升在 2019 年 12 月发布采用 210mm 硅片的 500W 高效组件，争取在 2020 年 Q2 实现批量出货
	协鑫集成	60	2024 年	分四年四期投资建设，每期 15GW，主要 210mm，兼容 210mm 以下尺寸
	中环股份	5	2020 年	2020 年下半年投产 5GW210 组件，另投资 50 亿元建设 G12PERC+ 光伏电池和叠瓦组件项目
	晶澳科技	3	2020 年	目前具备 3GW210 组件产能，计划到 2020 年 Q3 开始量产，产能规划 14GW，后续组件将升级成 78 片版型，组件功率提升到 600W 以上

来源：各公司公告、solarzoom，国联证券研究所

3.3 投资建议：布局高需求确定性下弹性最高赛道

➤ 电池片环节迎来盈利改善的机会

电池片环节迎来利润修复期。2021 年硅料紧缺，硅片价格水涨船高，导致电池片厂家开工率不足，毛利大幅下降，大多处于亏损的状态。2021 年 1 月至 11 月，硅片价格涨幅 70% 左右，而同期电池片价格涨幅仅 23% 左右，电池片企业盈利能力被大幅减弱。随着硅料新增产能的释放，硅片环节竞争的加剧，电池片厂商迎来利润修复和改善的机会。

➤ 光伏玻璃格局向好及大基地带来增量

光伏玻璃为连续生产方式，产能建设周期长（2 年）、重资产属性强（1000t/d 产能投资近 10 亿），而需求跟随组件开工率月度波动，库存、价格波动较大，龙头厂家单平成本约 17-18 元/平，较小厂低 2 元/平以上，此成本优势保证龙头可以在行业价格波动下仍坚定扩产提升市占率，夯实龙头领先优势。在风光大基地快速推进、整县分布式项目落地、硅料价格将下降背景下，2022 年光伏需求确定性极高，光伏玻璃作为唯一价格同比上涨环节，将拥有极强业绩确定性。预计 2022 年光伏玻璃价格在 25-30 元/平之间波动，价格中枢在 27 元/平左右。

➤ 电池片技术切换提升银浆发展空间

PERC 转换效率接近极限，电池迭代银浆量价齐升。PERC 转换效率达到 23.5% 后接近极限，更高转换效率的 TOPCon、HJT 逐渐进入主流。当前主流电池技术银浆

耗量，PERC 最低为 10-15mg/W，TOPCon 为 20-25mg/W，HJT 为 25-30mg/W。TOPCon 和 HJT 的平均银浆耗量分别是 PERC 的 180%和 220%，而且新型银浆产品价格也将显著高于 PERC 用普通高温银浆。在光伏行业持续高景气背景下，我们预计 2021-2025 银浆总需求 2.1 万吨，CAGR=13.6%，市场空间超 1300 亿，CAGR=19.5%，TOPCon 和 HJT 比例增大、银价上涨提升市场空间。而 2020 年正银国产化率仅 50%，N 型低温银浆的国产化率仅不足 20%，存在极大提升空间，国内银浆龙头企业将在新一轮电池片技术升级、国产化替代过程中成为绝对主角。

我们主要看好以下标的：

1) 爱旭股份：公司成立于 2009 年，专注于太阳能电池片的研发、制造和销售。2016-2020 年，公司营业收入从 19.75 亿元增长到 96.64 亿元，三年复合增长率达到 69.77%，归母净利润从 1.06 亿元增长到 8.05 亿元，三年复合增长率达到 96.79%。2020 年公司电池片出货量达到 13.16GW，对外出货量排名全球第二。2021 年 Q3 公司实现营业收入 111.98 亿元，同比增长 78.99%，归母净利润为-0.45 亿元，同比增长-112.25%。

我们预测 2021-2023 年公司可实现营业收入 197.27 亿元、248.14 亿元和 320.83 亿元，同比增长 104.13%/25.79%/29.29%，归母净利润分别为 2.80 亿元、17.51 亿元和 23.11 亿元，同比增长-65.22%、525.07%和 32.00%，EPS 为 0.14 元/股、0.86 元/股和 1.14 元/股，给予“买入”评级。

2) 东方日升：公司深耕电池组件，出货量常年居全球第七，国内第五。由于主辅材价格大涨，公司在 2020 年和 2021 年业绩下滑明显。2021 年公司出售斯威克和电站公司等股权及资产，聚焦电池组件主业。2022 年硅料、光伏玻璃等主辅材新建产能释放，价格将回落，公司盈利能力迎来修复。

我们预测 2021-2023 年公司可实现营业收入分别为 178.40 亿元、247.51 亿元和 302.65 亿元，同比增长 11.06%、38.74%和 22.28%，净利润 7.28 亿元、12.16 亿元和 14.19 亿元，同比增长 340.53%、67.00%和 16.63%，EPS 为 0.81 元/股、1.35 元/股和 1.57 元/股，给予“买入”评级。

3) 福莱特：公司是光伏玻璃双龙头之一，2020-2022 日熔量分别为 6400、12200、18200t/d，市占率由 20%提升至 30%+，不断提升行业地位。凭借成本优势跨越周期，向上游进行产业链延伸夯实行业地位。光伏玻璃为连续生产方式，产能建设周期长（2 年）、重资产属性强（1000t/d 产能投资近 10 亿），而需求跟随组件开工率月度波动，库存、价格波动较大，公司单平成本 17-18 元/平，较小厂低 2 元/平以上，此成本优势保证公司可以在行业价格波动下仍坚定扩产提升市占率。并且公告将不超过 36.5 亿元收购凤砂旗下大华矿业（拥有 2084.3 万吨石英岩储量）、三力矿业（拥有 3744.5 万吨石英岩储量）100%股权，为长期发展奠定上游石英砂原料基础。

在风光大基地快速推进、整县分布式项目落地、硅料价格将下降背景下，2022 年光伏需求确定性极高，光伏玻璃作为唯一价格同比上涨环节，将拥有极强业绩确定性。预计 2022 年光伏玻璃价格在 25-30 元/平之间波动，价格中枢在 27 元/平左右。公司产能将在 2021 年底 12200t/d 基础上提升至 18200t/d，同比增长 50%。预计 2021-

2023 年公司归母净利润分别为 23.3、32.9、43.9 亿，对应 PE 分别为 45、32、24 倍，估值合理且需求景气下玻璃价格存在超预期可能。

4) 帝科股份：公司是国内银浆领军企业，充分受益于电池片技术迭代。PERC 转换效率接近极限，新型 TOPCon、HJT 电池银浆量价齐升。PERC 转换效率达到 23.5%后接近极限，更高转换效率的 TOPCon、HJT 逐渐进入主流。当前主流电池技术银浆耗量，PERC 最低为 10-15mg/W，TOPCon 为 20-25mg/W，HJT 为 25-30mg/W。TOPCon 和 HJT 的平均银浆耗量分别是 PERC 的 180%和 220%，而且新型银浆产品价格也将显著高于 PERC 用普通高温银浆。公司积极布局 TOPCon、HJT、IBC 等电池技术银浆产品，自主研发银包铜等新型技术路线。部分新产品已经通过小试阶段。随着新技术市场份额的持续提升及对知识产权的保护，公司市占率将进一步得到提升。2020 年正银国产化率仅 50%，存在很大提升空间。

我们预计公司 2021-2023 年可实现营业收入分别为 31.1 亿元、42.1 亿元和 59 亿元，同比增长分别为 96.8%、35.3%和 40.1%，实现净利润分别为 1.34 亿元、2.22 亿元和 3.56 亿元，同比增长分别为 63.6%、65.6%和 60%，EPS 分别为 1.34、2.23、3.56，对应当前股价 88.90 元分别为 66、39、24 倍，维持“买入”评级。

图表 71：光伏板块重点关注标的

代码	公司	市值 (亿元)	收盘价 (12.24)	EPS			PE		
				2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
600732	爱旭股份	519	24.02	0.14	0.86	1.14	171	27	21
300118	东方日升	309	33.60	0.81	1.35	1.57	41	24	21
601865	福莱特	976	47.09	1.09	1.53	2.04	43	30	23
300842	帝科股份	89	77.88	1.34	2.23	3.56	58	34	21

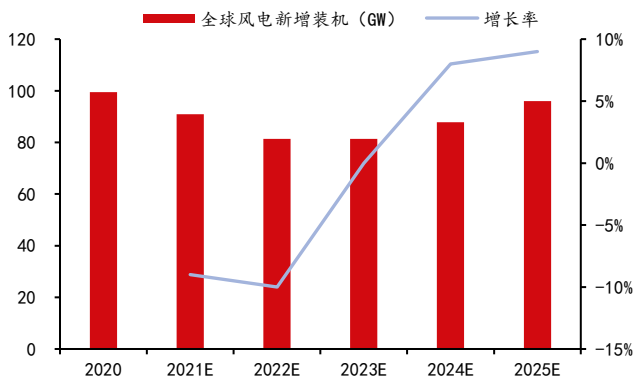
来源：Wind，国联证券研究所；股价采用 2021 年 12 月 24 日收盘价

4 风电：大型化降本引领新一轮发展

4.1 降本和海上风电助力风电维持景气

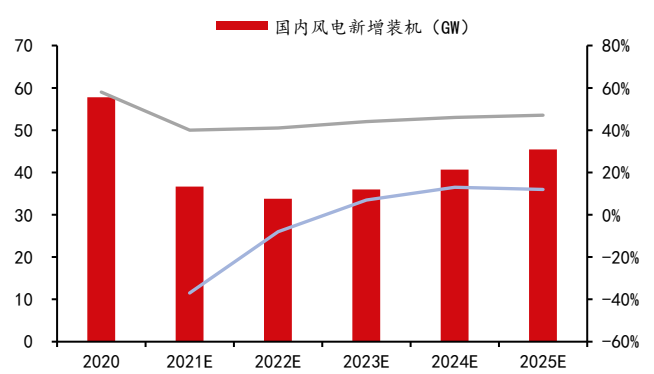
2021 年风电行业持续景气。风电行业在经历了 2020 年抢装潮之后，2021 年在国家的碳中和政策背景下仍维持了高景气度，风电并网装机量持续增长。2021 年 1-6 月，全国风电新增并网装机 10.84GW，同比增长 71.52%。其中，陆上风电新增并网装机 8.7GW，同比增长 65.29%，海上风电新增并网装机 2.15GW，同比增长 102.45%。2022 年中央补贴全面退坡，但我们预计大型化海上风电装机和降本后陆上风电需求将持续支持新增装机量增长，预计 2025 年国内风电新增装机容量将达 45GW，占全球新增装机量的 47%。

图表 72: 全球风电新增装机容量 (GW)



来源: BNEF, 国联证券研究所

图表 73: 中国风电新增装机容量 (GW)



来源: BNEF, 国联证券研究所

2021 年以来国家对于风电的发展提出了一系列政策上的支持和指引, 旨在加快推进风电并网平价化, 促进风电消纳。

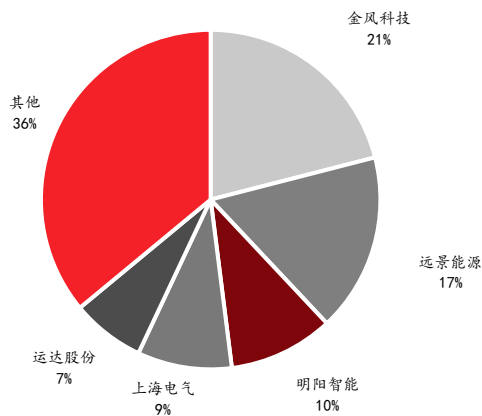
图表 74: 2021 年国内风电行业相关政策梳理

发布机构	时间	文件	主要内容
国家能源局	2021 年 5 月 11 日	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	提出 2021 年, 全国风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 11% 左右, 确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20% 左右; 以非水电最低消纳责任权重为引导制定规模目标
国家发改委	2021 年 5 月 21 日	《关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	从 2021 年起, 每年初发布各省权重, 同时印发当年和次年消纳责任权重
国务院	2021 年 9 月 22 日	布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	到 2025 年, 单位国内生产总值能耗比 2020 年下降 13.5%; 单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%; 非化石能源消费比重达到 20% 左右
国家能源局	2021 年 10 月 20 日	司《关于积极推动新能源发电项目能并尽并、多发满发有关工作的通知》	提出请各电网企业按照“能并尽并”, “多发满发”原则; 并且加大统筹协调力度, 加快风电、光伏发电项目配套接网工程建设
国家能源局	2021 年 10 月 24 日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	要求到 2030 年, 非化石能源消费比重达到 25% 左右, 风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上; 到 2060 年, 非化石能源消费比重达到 80% 以上
国务院	2021 年 10 月 26 日	《2030 年前碳达峰行动方案的通知》	提出坚持陆海并重, 推动风电协调快速发展, 完善海上风电产业链, 鼓励建设海上风电基地; 推进退役风电机组叶片等新兴产业废物循环利用, 以及“海上风电+海洋牧场”等低碳农业模式

来源: 各政府部门网站, 国联证券研究所

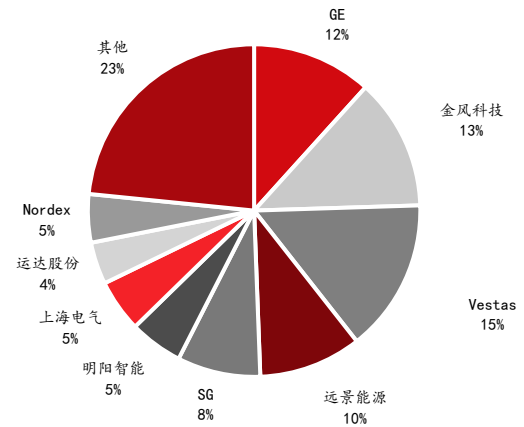
风电机组全球市场渗透率有望提升。2020 年国内风电整机生产商 CR5 占比为 64%, 仍有提升空间; 全球整机生产商 CR5 占比为 48%, 其中国内厂商金风科技、明阳智能、远景能源全球合计占比 28%。2021 年国内企业在风机大型化方面取得明显进展, 近期明阳智能推出 16MW 大型化海上风电机组, 预计 2022-2025 年国内厂商全球市场占比将持续提升。

图表 75：2020 年国内风电机组市场格局



来源：BNEF，前瞻产业研究院，国联证券研究所

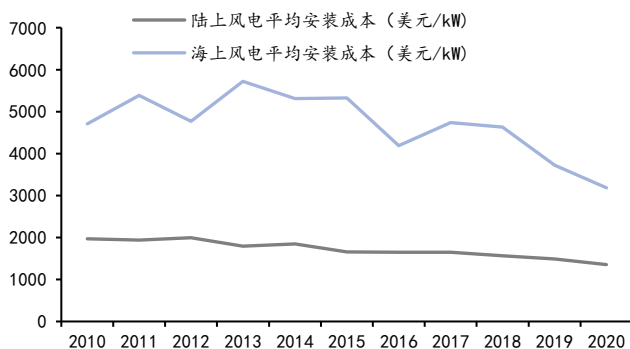
图表 76：2020 年全球风电机组市场格局



来源：Wood Mackenzie，国联证券研究所

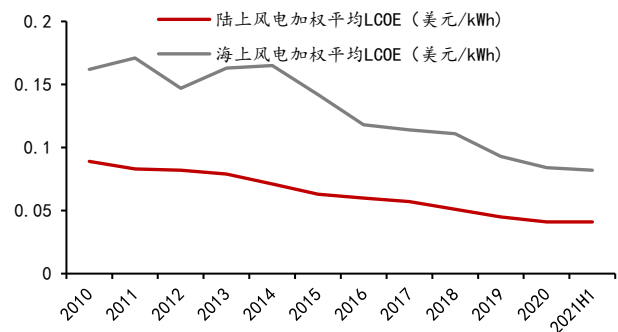
风电成本持续走低。2020-2021H1 全球陆上风电平均 LCOE 为 0.041 美元/kWh，较 2019 年下降 8.9%；海上风电平均 LCOE 为 0.082 美元/kWh，较 2019 年下降 11.8%；2020 年陆上风电安装成本为 1355 美元/kW，同比下降 9.1%；海上风电安装成本为 3185 美元/kW，同比降幅达 14.5%。

图表 77：全球风电平均安装成本



来源：BNEF，前瞻产业研究院，国联证券研究所

图表 78：全球风电加权平均 LCOE



来源：BNEF，Wood Mackenzie，国联证券研究所

展望 2025 年我国风电供给将占据优势。我们预计 2025 年国外龙头厂商风电机组年均供应量为 12GW，相比 2025 年 96GW 的装机需求，主要部分仍需中国厂商来供应。

图表 79：国内外风力发电供需预测 (GW)

年份		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
全球新增装机容量及预测 (GW)	陆上风电	90.84	77.69	69.02	68.60	74.48	76.29
	海上风电	6.46	10.74	11.00	10.86	10.42	17.47
	陆风折旧	-3.54	-4.70	-3.07	-36.08	-46.14	-56.49
	陆风机组换新	2.15	2.53	1.41	1.91	2.95	2.23
	总装机需求	99.45	90.96	81.43	81.39	87.85	95.99
	增长率		-9%	-10%	0%	8%	9%
	中国新增装机容量及预测 (GW)	陆上风电	53.75	28.86	29.22	31.93	36.78
陆风折旧		-0.06	-0.09	-0.09	-0.37	-0.85	-1.86
陆风机组换新		0	0.01	0.02	0.03	0.14	0.50
海上风电		3.06	7.80	4.56	4.01	3.92	5.35
总装机需求		57.81	36.66	33.78	36.00	40.71	45.41
增长率			-37%	-8%	7%	13%	12%
全球占比		58%	40%	41%	44%	46%	47%
国外厂商供应容量及预测 (GW)	其他	0.26	0.17	0.16	0.10	-	-
	Vestas	0.24	1.11	1.99	1.86	0.80	0.60
	GE	-	-	0.48	1.12	2.74	1.22
	三菱 Vestas	-	-	0.14	-	-	0.22
	合同外	-	0.03	0.30	0.25	0.61	4.65
	西门子歌美飒	1.90	1.62	3.38	3.47	2.35	5.44
	总计	2.41	2.93	6.44	67.97	65.00	12.13
	增长率		22%	120%	6%	-4%	87%

来源：BNEF，国联证券研究所

4.2 大基地+风电下乡政策落地持续超预期

大基地政策持续落地。在 2021 年国家推出的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中提出加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电，加快形成九大清洁能源基地以及五大海上风电基地。

图表 80：大基地布局

基地	清洁能源类型
松辽清洁能源基地	风光储一体化
冀北清洁能源基地	
黄河几字湾清洁能源基地	风光火储一体化
河西走廊清洁能源基地	
新疆清洁能源基地	风光水火一体化
黄河上游清洁能源基地	风光水储一体化
金沙江上游清洁能源基地	
雅砻江流域清洁能源基地	
金沙江下游清洁能源基地	

来源：财经网，国联证券研究所

10月12日，国家领导人出席《生物多样性公约》第十五次缔约方大会并发表主旨讲话，强调在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。10月8日，国务院常务会议召开，提出加快推进沙漠戈壁荒漠地区大型风电、光伏基地建设。

图表 81：“十四五”大基地布局示意图



来源：新华社，国联证券研究所

2020年，风电装机规模最大的3个省份依次是内蒙古、新疆、河北，内蒙古、新疆、河北装机规模依次是3786万千瓦、2361万千瓦、2274万千瓦，所辖省份风电装机规模最大的3个基地依次为黄河几字湾清洁能源基地、新疆清洁能源基地、冀北清洁能源基地，装机规模依次是5163万千瓦、2361万千瓦、2274万千瓦。

图表 82：2020年清洁能源基地风电装机规模

基地	省份	2020年风电装机规模（万千瓦）
松辽清洁能源基地	辽宁	981
	吉林	577
	黑龙江	686
	合计	2244
冀北清洁能源基地	河北	2274
	内蒙古	3786
黄河几字湾清洁能源基地	宁夏	1377
	合计	5163
河西走廊清洁能源基地	甘肃	1373
新疆清洁能源基地	新疆	2361
黄河上游清洁能源基地	青海	843
金沙江上游清洁能源基地	四川	426
雅砻江流域清洁能源基地	贵州	580
金沙江下游清洁能源基地	云南	881
合计		16145

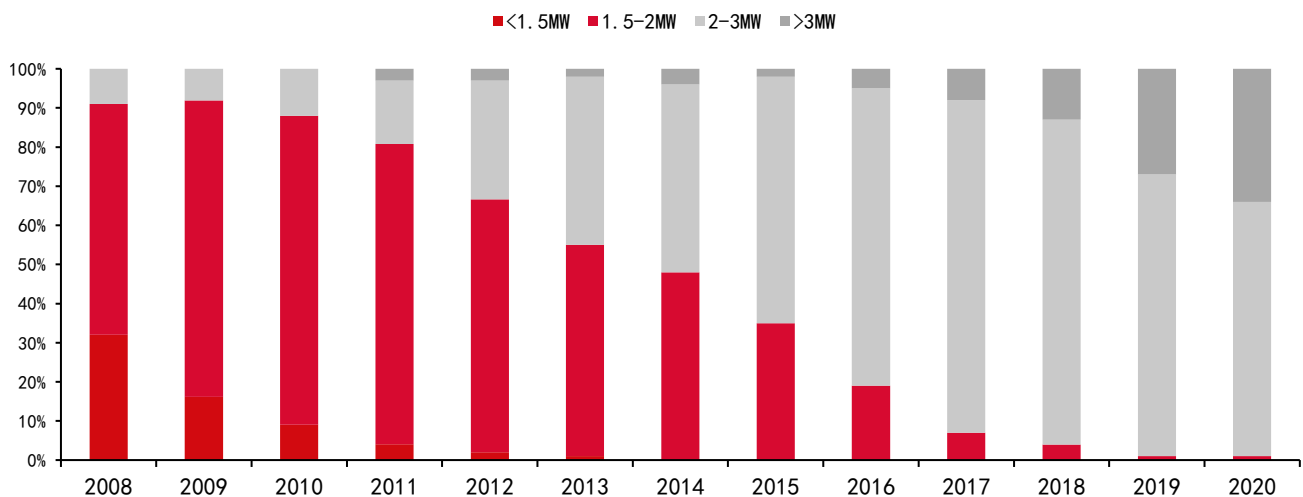
来源：财经网，国联证券研究所

老旧风电机组改造政策带来装机增量。国家能源局《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》政策文件中明确提出，启动老旧风电项目技改升级。遵循企业自愿原则，鼓励业主单位通过技改、置换等方式，重点开展单机容量小于1.5MW的风电机组技改升级。目前全国现有1.5MW及以下老旧风电机组装机近80GW，数量超5000台。我们预计到2025年国内老旧机组年均更换需求将达18GW。

4.3 大型化降本提效成果显著

全球风电大型化持续推进。陆上风电由于技术相对成熟，降本路径明确，技术有序升级。海上风电仍处于探索阶段，全球平均平准化电力成本（LCOE）在波动中呈现出下降趋势。2020年全球新增海上风电机组的平均功率已经突破6MW，而新增陆上风机的平均功率也达到2.9MW。根据GWEC的预测，2025年全球新增海上风电机组的平均功率将达到11.5MW，而新增陆上风机的平均功率也将增加到4.5MW。

图表 83：中国不同单机容量风电机组新增装机占比



来源：CWEA，国联证券研究所

根据我们测算，陆上风电以内蒙古，海上风电以福建省为例，当年均风电设备利用小时数在2000小时（即陆上风电平均利用小时数），单位投资额需降至6000元/kW才能实现达到内蒙古燃煤标杆上网电价0.3元/kWh。而当年均风电利用小时数达到4000小时（即海上风电目标利用小时数），风电单位投资在15000元/kW就可以达到福建省燃煤标杆上网电价0.4元/kWh，当单位投资降至12000元/kW即可实现全国平价。

图表 84：风电度电成本和设备利用小时数关系 (元/kWh)

单位投资额 (元/kW)	风电设备利用小时数												
	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3400	3600	3800	4000
4000	0.249	0.222	0.200	0.182	0.167	0.154	0.144	0.134	0.126	0.119	0.112	0.106	0.101
4500	0.280	0.249	0.225	0.205	0.188	0.173	0.161	0.151	0.141	0.133	0.126	0.119	0.114

5000	0.311	0.277	0.249	0.227	0.208	0.192	0.179	0.167	0.157	0.148	0.140	0.132	0.126
5500	0.342	0.304	0.274	0.249	0.229	0.211	0.196	0.184	0.172	0.162	0.153	0.145	0.138
6000	0.373	0.332	0.299	0.272	0.249	0.230	0.214	0.200	0.188	0.177	0.167	0.158	0.151
6500	0.404	0.359	0.323	0.294	0.270	0.249	0.232	0.216	0.203	0.191	0.181	0.171	0.163
7000	0.435	0.387	0.348	0.317	0.291	0.268	0.249	0.233	0.219	0.206	0.195	0.184	0.175
7500	0.465	0.414	0.373	0.339	0.311	0.287	0.267	0.249	0.234	0.220	0.208	0.197	0.188
8000	0.496	0.441	0.398	0.362	0.332	0.306	0.285	0.266	0.249	0.235	0.222	0.210	0.200
8500	0.527	0.469	0.422	0.384	0.352	0.325	0.302	0.282	0.265	0.249	0.236	0.223	0.212
9000	0.558	0.496	0.447	0.407	0.373	0.344	0.320	0.299	0.280	0.264	0.249	0.236	0.225
9500	0.589	0.524	0.472	0.429	0.393	0.363	0.338	0.315	0.296	0.278	0.263	0.249	0.237
10000	0.620	0.551	0.496	0.451	0.414	0.382	0.355	0.332	0.311	0.293	0.277	0.262	0.249
10500	0.651	0.579	0.521	0.474	0.435	0.401	0.373	0.348	0.327	0.308	0.291	0.275	0.262
11000	0.681	0.606	0.546	0.496	0.455	0.420	0.390	0.365	0.342	0.322	0.304	0.288	0.274
11500	0.712	0.633	0.570	0.519	0.476	0.439	0.408	0.381	0.357	0.337	0.318	0.301	0.286
12000	0.743	0.661	0.595	0.541	0.496	0.458	0.426	0.398	0.373	0.351	0.332	0.314	0.299
12500	0.774	0.688	0.620	0.564	0.517	0.477	0.443	0.414	0.388	0.366	0.345	0.327	0.311
13000	0.805	0.716	0.644	0.586	0.537	0.496	0.461	0.430	0.404	0.380	0.359	0.340	0.323
13500	0.836	0.743	0.669	0.609	0.558	0.515	0.479	0.447	0.419	0.395	0.373	0.353	0.336
14000	0.867	0.771	0.694	0.631	0.579	0.534	0.496	0.463	0.435	0.409	0.387	0.366	0.348
14500	0.898	0.798	0.719	0.653	0.599	0.553	0.514	0.480	0.450	0.424	0.400	0.379	0.361
15000	0.928	0.826	0.743	0.676	0.620	0.572	0.532	0.496	0.465	0.438	0.414	0.392	0.373

来源：国联证券研究所测算

相对于陆上风电机组，海上风电机组大型化带来的好处更加明显。目前国内 6-10MW 海上风机已经实现并网发电。据 Rystad Energy 推算，全球范围内对于 1GW 的海上风电项目，采用 14MW 的风电机组将比采用 10MW 风电机组节省 1 亿美元的投资，节省的部分主要来自于风机基础、电缆及安装成本。运维费用在海上风电场的 LCOE 成本中占 25-30%，在同等容量的风电场下，更少的风机意味着运维费用的降低。

近年来，国内风机制造厂商推出海上大型机型已经逐渐具备国际竞争力。2021 年北京国际风能大会中，金风科技推出 GWH242-12MW 海上机型单机容量为 12MW，明阳智能新推出 MySE16 机型单机容量达到了 16MW，风轮直径达到 242 米，首次超过风机国际龙头通用电气和 Vestas，成为单机容量中国最大、全球最大的海上风电机组。

4.4 供应链成本控制能力不断提升

风电供应链可分为上游、中游、下游三个环节，其中上游为制造风电机组所需的原材料，包括增强纤维、树脂、夹层材料、结构胶、叶片、钢材等；中游为机组零部件，包括轮毂、齿轮箱、控制系统、轴承、发电机，以及风电主机、塔筒等；下游为风电场运营商及投资方。

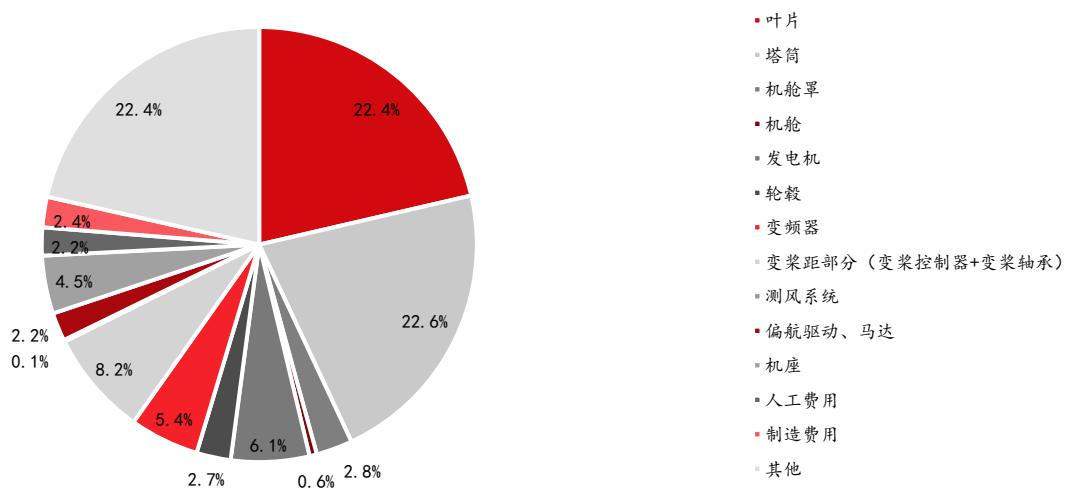
图表 85：风电供应链企业梳理



来源：国联证券研究所整理

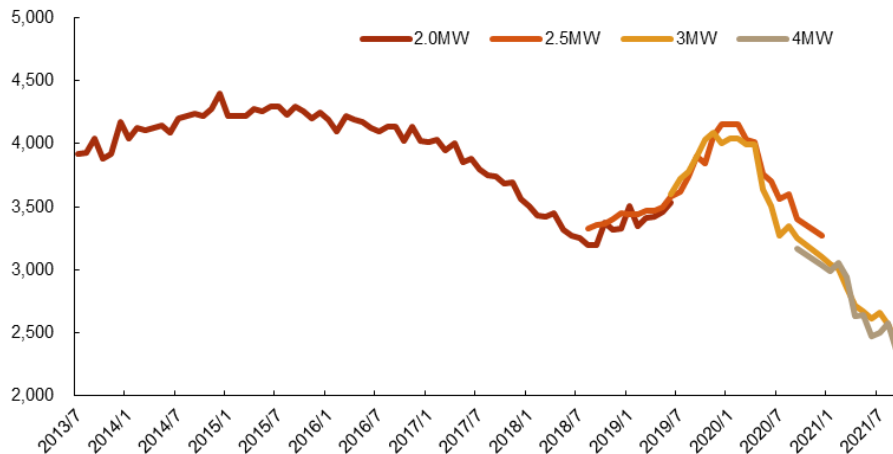
风力发电机组主要由叶片、塔筒、机舱罩、发电机等部件构成，这些部件也是成本占比最高部分。上游风机零件制造商的成本及价格情况将经由风力发电机影响风电项目盈利性。近年来风机招标价格持续下滑。2019 年至 2020 年由于陆上风电国家补贴退坡抢装的影响，国内风机招标价迎来短暂高峰期，但随着 2021 年平价大时代来临，风机招标价格持续下滑。目前风机大型化已凸显成效，未来风电将以低 LCOE 平价上网来重塑风电竞争力。

图表 86：风机制造成本拆分



来源：公开资料，国联证券研究所

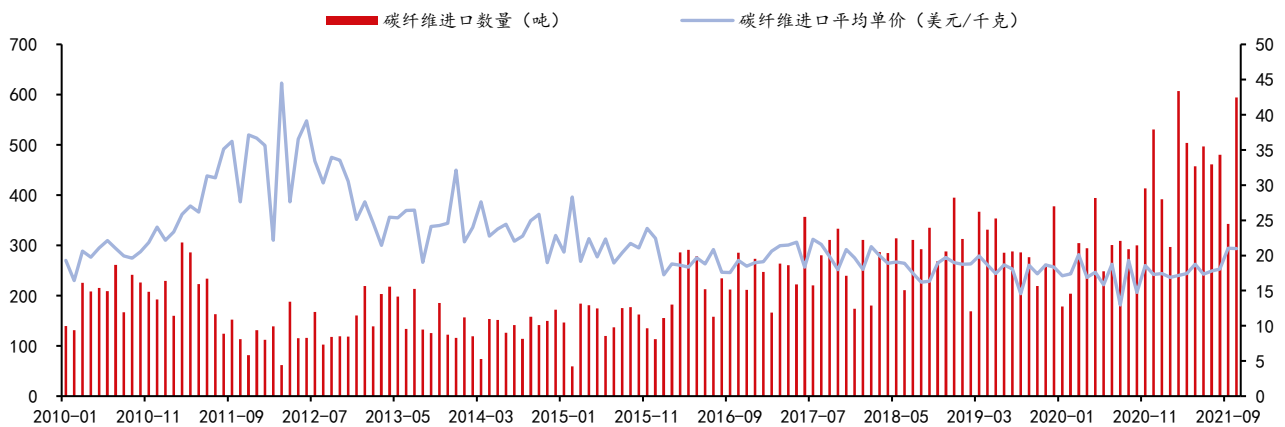
图表 87: 风机招标价格 (元/kW)



来源: 金风科技, 国联证券研究所

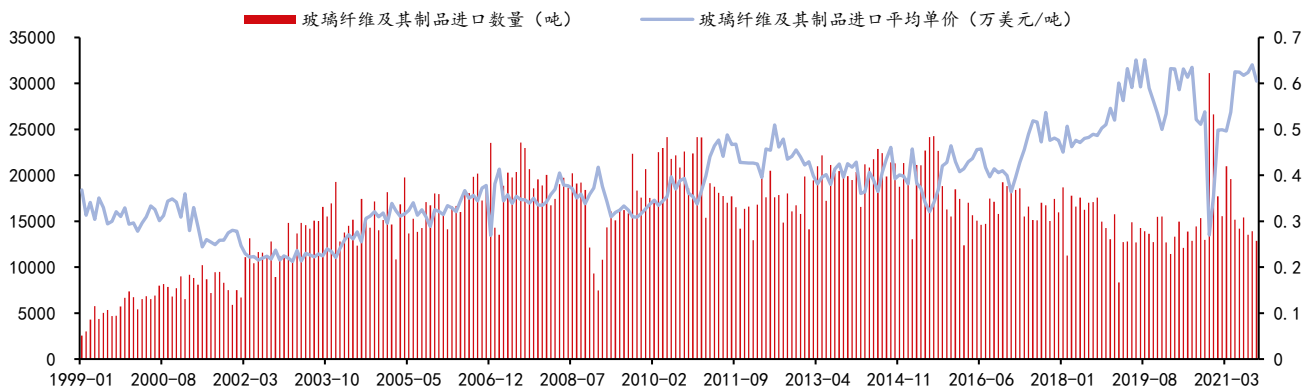
供应链降本提价及技术进步提振盈利能力。出于经济性和重量角度考虑,大型叶片大多采用纤维增强复合材料制造。叶片主体使用玻璃纤维增强复合材料,叶片的梁使用碳纤维增强复合材料,灌注时使用的基体材料大多选择环氧树脂,在三种材料的基础上运用巴沙木作为叶片的夹心材料,是目前大型风机叶片的主流选择。由于风电需求刺激,原材料单价呈现上涨态势,大型化降低单位功率用量是主要途径。

图表 88: 碳纤维进口量和价格走势



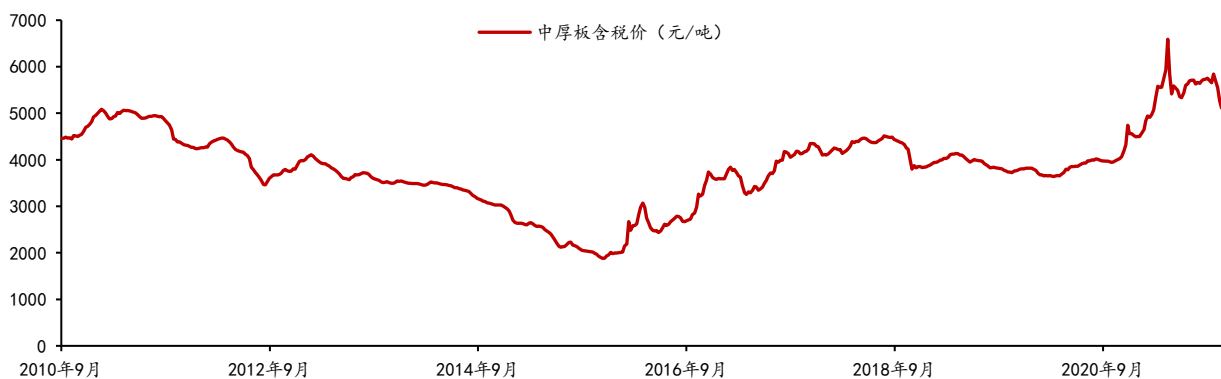
来源: Wind, 国联证券研究所

图表 89：玻璃纤维进口量和价格走势



来源：Wind，国联证券研究所

图表 90：中厚板价格走势



来源：Wind，国联证券研究所

4.5 投资建议：关注大型化趋势引领者

我们认为在双碳政策指引下，风电有着极其稳固的发展地位，并且凭借着大型化、海上风电两个强大驱动力，仍将保持持续增长，看好格局向好、增长可持续的零部件、海上风电环节。

风机零部件领域：目前风电行业已经打通国内和海外市场，在头部客户占比不断提升，具备细分领域话语权，轴承等环节国产化率仍有提升空间，推荐关注风机叶片龙头企业**中材科技**。

海上风电：海上风电降本速度超预期，江苏、广西、广东、浙江、福建五省在“十四五”期间的海上风电装机增量达 34.7GW，与陆上风电齐头并进，深远海漂浮式海上风电降本值得期待，未来推荐关注海上风电电缆龙头**东方电缆**。

整机：由于大型化推动，风机价格进入 2500-3000 元/kW 区间，推动风电平价，海上风机进展迅速，国产品牌占有率不断提升，大型化风机开始具有全球竞争力，推荐关注**明阳智能**。

图表 91: 风电板块重点关注标的

代码	公司	收盘价 (2021.12.24)	EPS			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
601615.SH	明阳智能	25.55	1.35	1.51	1.76	18	17	15
603606.SH	东方电缆	45.76	2.02	2.09	2.45	23	22	19
002080.SZ	中材科技	34.44	1.43	1.65	1.90	24	21	18

来源: Wind, 国联证券研究所

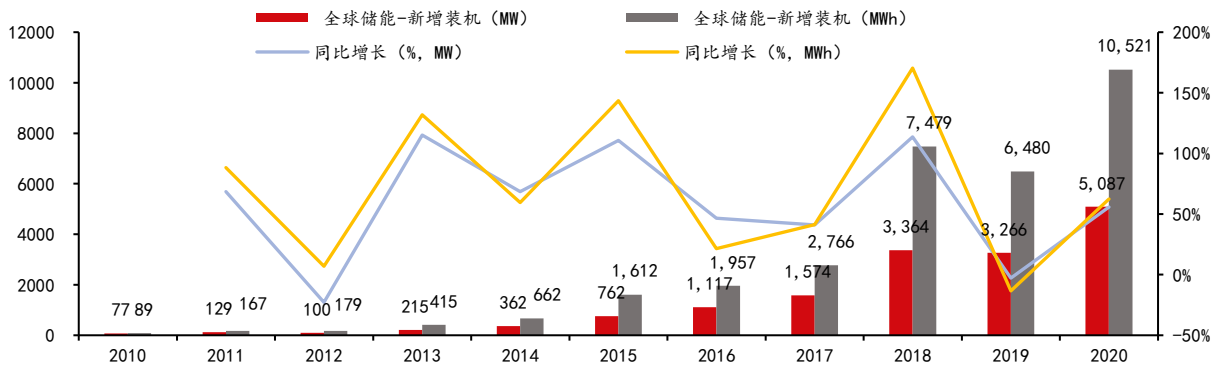
注: 明阳智能、东方电缆盈利预测来自 Wind 一致预期

5 储能: 新型电力系统的必选项迎来发展拐点

5.1 低基数高确定性塑造最具成长性赛道

全球储能市场经过多年快速发展已初具规模, 2020 年锂电池储能装机量超过 10GWh, 同比增长 61%, 相较 2010 年的市场规模增长了 118 倍。

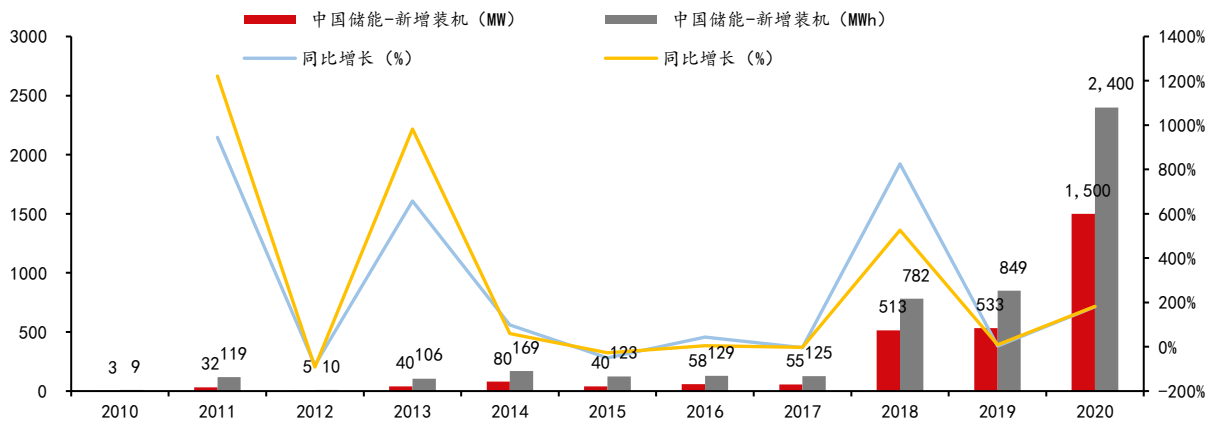
图表 92: 全球锂电池储能规模变化



来源: BNEF, 国联证券研究所

我国储能的规模增速显著高于全球市场, 2020 年锂电池储能装机量达到 2.4GWh 左右, 同比高增 182%。

图表 93: 我国锂电池储能规模持续增长

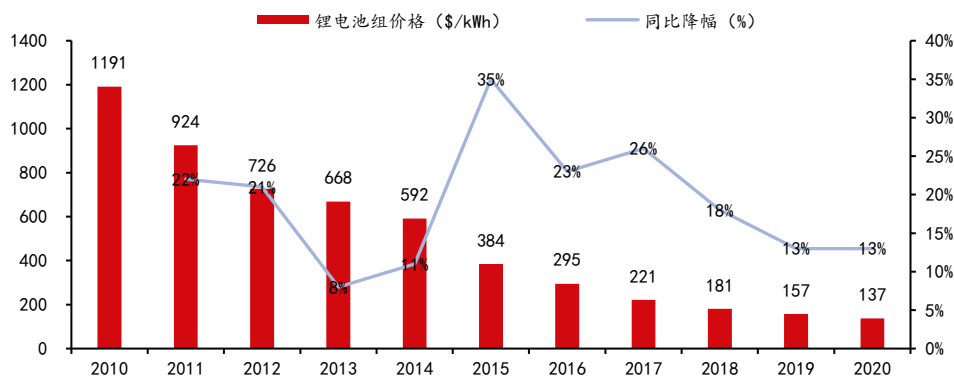


来源: BNEF, 国联证券研究所

装机规模快速扩大的背后，一方面是旺盛的需求，另一方面在于近年来储能系统价格的持续下降，并且未来仍有巨大的降本空间。

锂电池价格的下降潜力最大程度支撑了储能系统的降本动力。从 2010 年的 1191 美元/kWh 到 2020 年的 137 美元/kWh，十年间锂电池价格整体降幅达 87%，CAGR 为-19.4%。随着锂电池领域不断的产品研发和工艺提升，我们预计未来 5 年仍可保持每年 10%以上的降本幅度。

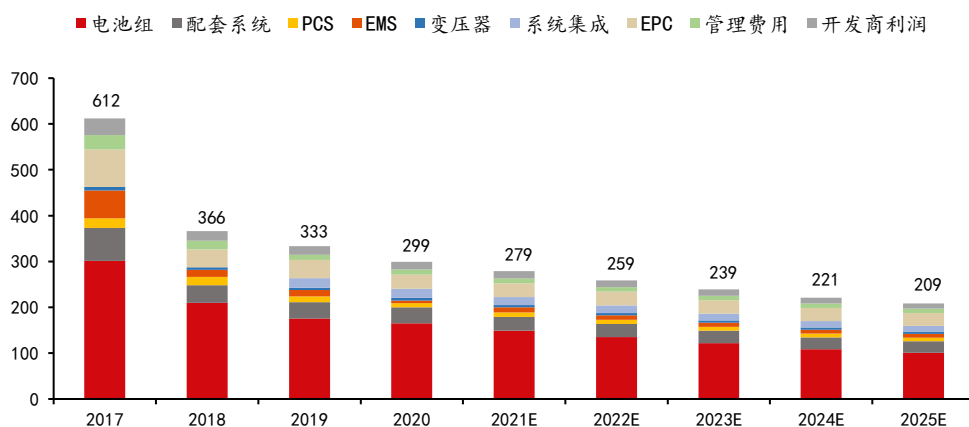
图表 94：2010-2020 全球锂电池组价格走势 (\$/kWh)



来源：BNEF，国联证券研究所

由于电池组价格的不断下降，储能系统成本也显著降低。根据彭博新能源财经的预测，2025 年储能系统综合成本可以降至 209 美元/kWh，较 2020 年的 299 美元/kWh 下降 30.1%。

图表 95：大型储能系统建设成本逐年下降 (\$/kWh)



来源：BNEF，国联证券研究所

展望 2025 年国内储能容量需求达到 46.1GWh。我们对不同场景下的储能需求空间进行测算，预计发电侧将成为驱动储能规模增长的主要力量，到 2025 年达到 36.2GWh 的规模；用户侧储能由于套利空间打开，2025 年规模增长至 8.6GWh；电网侧储能期待后续政策落实市场化细则，目前保守估计到 2025 年成长为 GW 级市场。

图表 96：我国储能装机需求预测

类型	参数	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧	光伏新增装机						
	新增装机 (GW)	48.2	55.0	60.0	65.0	70.0	75.0
	新增装机配置储能占比 (%)	5%	20%	25%	30%	35%	40%
	单系统配置功率比例 (%)	10%	10%	15%	20%	25%	30%
	配置时长 (h)	2	2	2	2	2	2
	光伏新增装机-储能功率需求 (GW)	0.2	1.1	2.3	3.9	6.1	9.0
	光伏新增装机-储能容量需求 (GWh)	0.5	2.2	4.5	7.8	12.3	18.0
	风电新增装机						
	新增装机 (GW)	72.4	30.0	32.0	34.0	36.0	38.0
	新增装机配置储能占比 (%)	3%	20%	25%	30%	35%	40%
	单系统配置功率比例 (%)	10%	10%	15%	20%	25%	30%
	配置时长 (h)	4	4	4	4	4	4
风电新增装机-储能功率需求 (GW)	0.2	0.6	1.2	2.0	3.2	4.6	
风电新增装机-储能容量需求 (GWh)	0.9	2.4	4.8	8.2	12.6	18.2	
发电侧合计-储能功率需求 (GW)		0.5	1.7	3.5	5.9	9.3	13.6
发电侧合计-储能容量需求 (GWh)		1.4	4.6	9.3	16.0	24.9	36.2
电网侧	调频储能需求						
	新增装机 (GW)	189.5	145.5	141.4	137.4	133.6	129.8
	配置储能装机占比 (%)	3%	5%	7%	9%	11%	13%
	单系统配置功率比例 (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	配置时长 (h)	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
	新增装机-储能功率需求 (GW)	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5
	新增装机-储能容量需求 (GWh)	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3
	累计装机 (GW)	2200.4	2346.0	2487.4	2624.8	2758.4	2888.1
	配置储能装机占比 (%)	0.6%	0.8%	1.0%	1.2%	1.4%	1.6%
	单系统配置功率比例 (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	配置时长 (h)	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
	累计装机-储能功率需求 (GW)	0.4	0.6	0.7	0.9	1.2	1.4
累计装机-储能容量需求 (GWh)	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	
电网侧合计-储能功率需求 (GW)		0.6	0.8	1.0	1.3	1.6	1.9
电网侧合计-储能容量需求 (GWh)		0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3
用户侧	分布式储能需求						
	分布式新增装机 (GW)	15.5	22	30	38	45	52
	配置储能装机占比 (%)	3%	5%	7%	9%	11%	13%
	单系统配置功率比例 (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	配置时长 (h)	4	4	4	4	4	4
	新增装机-储能功率需求 (GW)	0.1	0.2	0.4	0.7	1.0	1.4
新增装机-储能容量需求 (GWh)		0.4	0.9	1.7	2.7	4.0	5.4

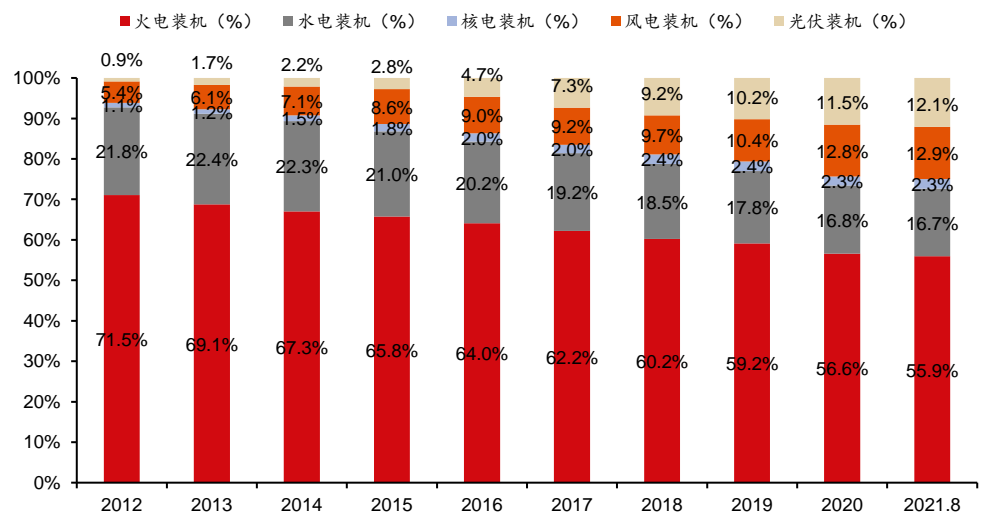
分布式累计装机 (GW)	78.46	100.46	130.46	168.46	213.46	265.46
配置储能装机占比 (%)	0.5%	0.7%	0.9%	1.1%	1.3%	1.5%
单系统配置功率比例 (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%
配置时长 (h)	4	4	4	4	4	4
累计装机-储能功率需求 (GW)	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8
累计装机-储能容量需求 (GWh)	0.3	0.6	0.9	1.5	2.2	3.2
用户侧合计-储能功率需求 (GW)	0.2	0.4	0.7	1.1	1.5	2.1
用户侧合计-储能容量需求 (GWh)	0.7	1.4	2.6	4.2	6.2	8.6
合计						
新增-储能功率需求 (GW)	1.20	2.84	5.15	8.31	12.42	17.60
新增-储能容量需求 (GWh)	2.42	6.57	12.62	21.06	32.10	46.10

来源：国联证券研究所测算

5.2 储能刚需属性引领增长需求

新能源发电在我国电力系统中的地位不断提升。我国电力系统正在经历从传统能源向新能源转型的过程，光伏和风电装机量在全部发电装机容量中的比例由 2012 年的 6.2%，提升至 2021 年 8 月的 25%。

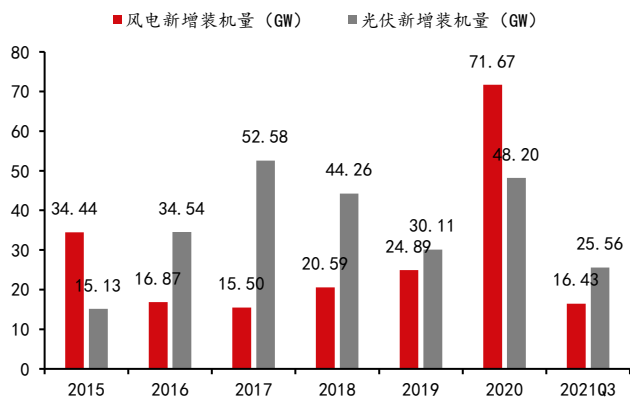
图表 97：我国新能源累计装机占比不断增长



来源：国家统计局，国家能源局，国联证券研究所

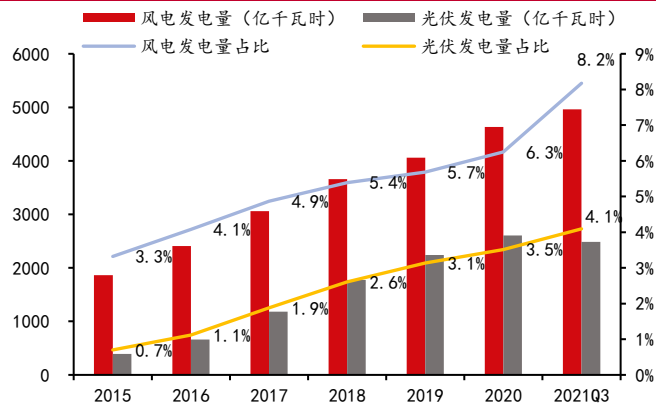
虽然 2021 年风电和光伏的新增装机进度放缓，但发电量占比持续攀升，前三季度国内风电和光伏合计发电量比例提升至 12% 左右。

图表 98：2015-2021 年 9 月我国风电光伏新增装机量 (GW)



来源：国家能源局，国联证券研究所

图表 99：2015-2021 年 9 月我国风电光伏发电量(亿千瓦时)及占比



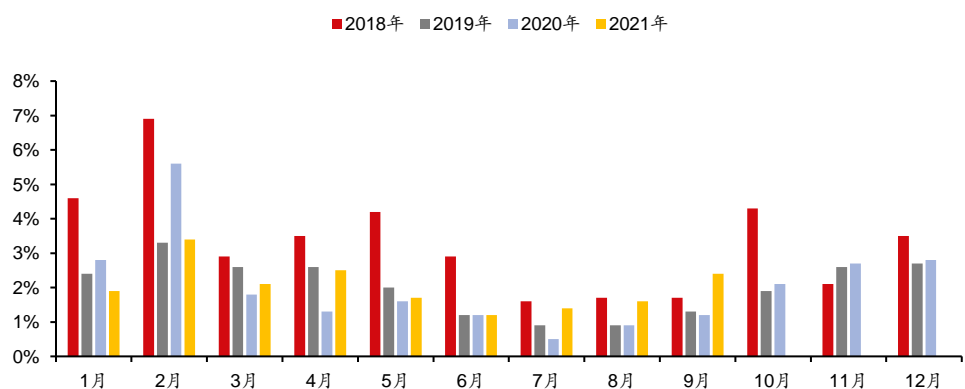
来源：Wind，国家能源局，国家统计局，国联证券研究所

配置储能是新能源发电的重要趋势。随着光伏及风能发电比例的提升，其波动性、间歇性和非灵活调节等先天缺陷越发明显。在未来的新能源发电项目中，通过配置储能以改善用电质量，维持电网稳定，已经基本成为行业内的共识。

➤ **新能源消纳瓶颈亟待突破**

现阶段较高比例的弃风弃光问题，以及未来电网对更高比例的可再生能源并网消纳的调节问题是我国电力行业面临的重大挑战。2021 年前三季度，全国弃光率 2.0%，同比升高 0.3 个百分点；单看第三季度，全国弃光率同比上升了 0.9 个百分点。光伏消纳问题还需得到进一步控制。

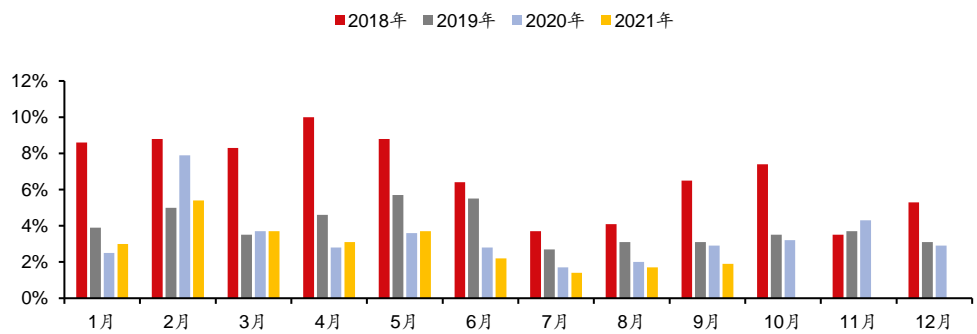
图表 100：2018-2021 年 9 月我国历月弃光率



来源：全国新能源消纳监测预警中心，国联证券研究所

2021 年前三季度，全国弃风率 3.1%，同比下降 0.3 个百分点；第三季度，全国弃风率同比下降了 0.5 个百分点。下降幅度相较往年有所减缓。

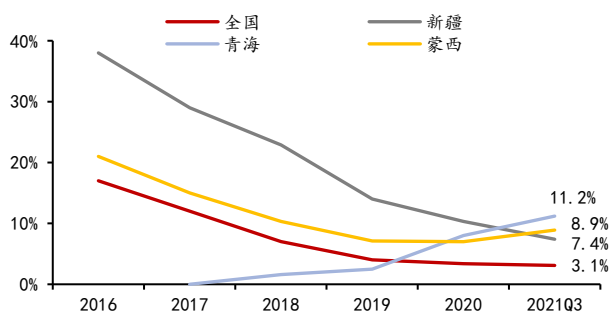
图表 101: 2018-2021 年 9 月我国历月弃风率



来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 国联证券研究所

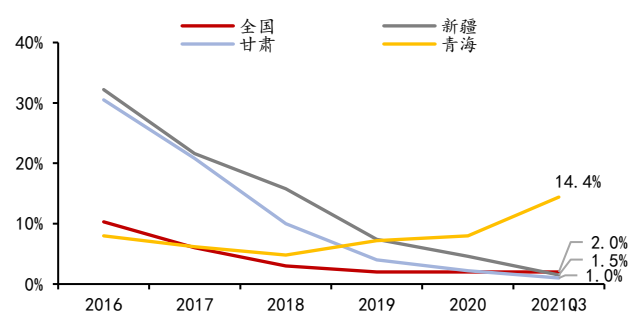
分地区来看, 部分西北部省份的弃风、弃光问题依旧比较严重, 其中青海省的弃风、弃光率分别达到了 11.2% 和 14.4%; 西北地区整体弃风率同比下降 0.4 个百分点至 4.6%, 而弃光率同比上升 3.0 个百分点至 5.9%。

图表 102: 2016-2021Q3 全国及部分地区弃风率



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

图表 103: 2016-2021Q3 全国及部分地区弃光率

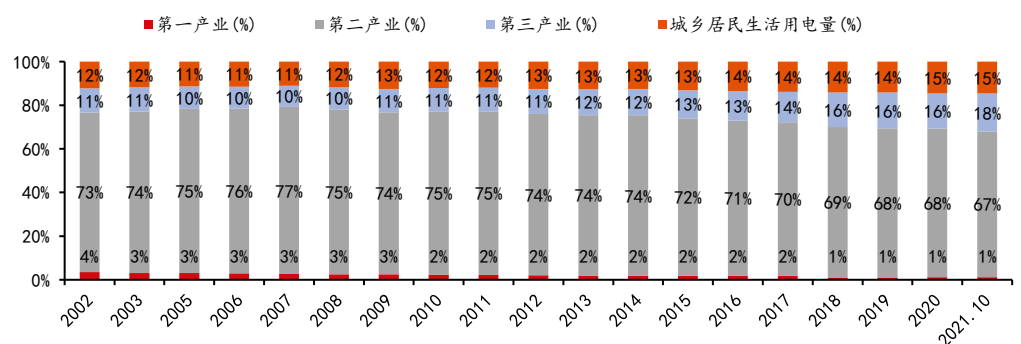


来源: 国家能源局, 国联证券研究所

居民用电比例提升增加负荷波动

在发电侧新能源比例的提升而带来的波动以外, 由于我国电力消费结构的变化, 负荷端的用电波动也在增大。纵向对比来看, 近年来我国第一产业和第二产业用电量占比持续下降, 而第三产业和居民用电占比不断提高, 截至 2021 年 10 月份, 已分别达到 18% 和 15%。

图表 104: 我国用电量结构正在发生变化

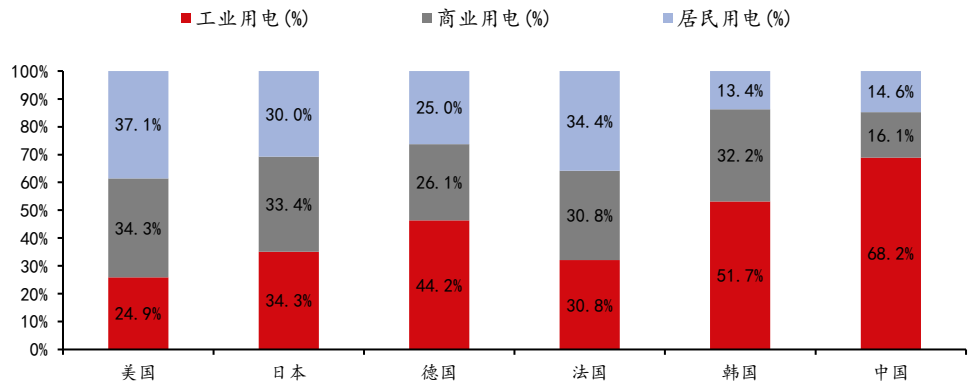


来源: Wind, 国联证券研究所

横向对比发达国家, 我国居民用电具有较大的提升空间。我国产业结构仍然以

工业为主,服务业及居民消费处于快速发展过程中;电力消费结构呈现出同样的特点,未来城市化进程的继续和产业的转型升级均会提升我国第三产业和居民用电的比例。

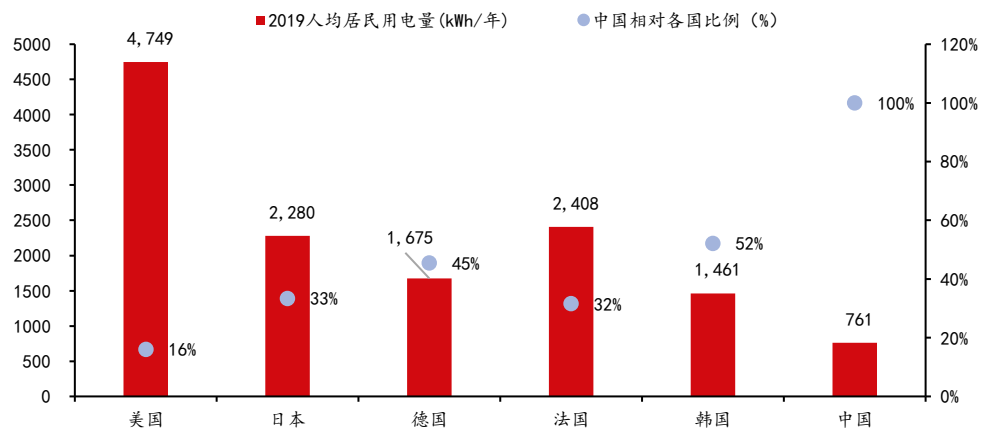
图表 105: 2020 年各国用电结构对比



来源: 中国电力科学研究院, 国联证券研究所

而在人均用电量的角度,我国人均居民用电量大幅低于发达国家,2019 年的数据仅为美国的 16%,日本的 33%。在经济快速发展带动消费的背景下,预计我国居民用电量绝对值将保持上升势头。

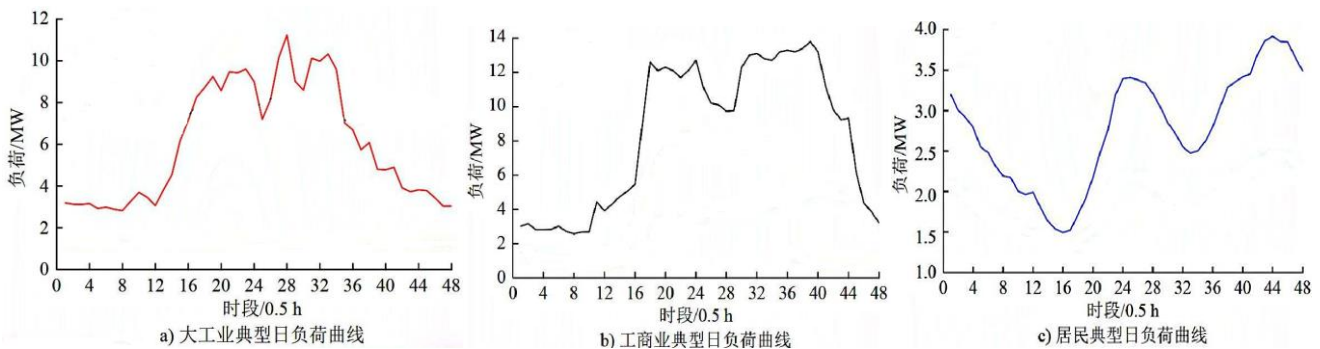
图表 106: 各国人均居民用电量对比



来源: IEA, 国联证券研究所

居民用电负荷难以预测,电网需逐步适应。未来我国第三产业、居民用电占比预计将继续提升,电网也需要从适应工业负荷向适应民用负荷过渡。工业、工商业和居民用电因为使用习惯的差异,具备不同的负荷特征;工业和工商业用电的单体规模较大,运行相对规律,而居民用电因为单体规模小且分布零散,运行极不规律,增大了对于负荷的预测难度。

图表 107：典型工业、工商业、居民用电负荷曲线



来源：《考虑负荷发展和用户行为的分时电价优化研究》，国联证券研究所

极端天气的影响加剧了负荷的波动性。在全球气候变化、燃煤供暖逐步取消的背景下，冬季电采暖设备的集中使用进一步提升了峰值负荷，对电网造成了极大的瞬时冲击。2021年初的极寒天气下，1月7日国网区域11个省级电网负荷创历史新高。

图表 108：2021 年 1 月部分省市冬季峰值负荷创历史纪录（单位：万千瓦）

区域	时点	峰值负荷	备注
北京	1月7日 20时 24分	2451	新高，采暖占比 48.3%，首超夏季负荷
天津	1月7日 17时 49分	1616	新高
上海	1月7日 20时 30分	3338.9	新高
浙江	1月7日 10时 24分	8842	同比增长 44.2%
安徽	1月7日 19时 15分	4706.5	新高，首超夏季负荷

来源：能源杂志，国联证券研究所

多地用电负荷增速高于用电量增速，电网面临更加复杂的挑战。随着小型化、不规律的用户终端在电力系统中的占比不断提升，用电负荷波动性将进一步增大。在 2010-2020 十年间，我国多个省市呈现出用电负荷增速高于用电量增速的趋势，我们认为这样的趋势在未来仍将延续，从而对电网造成更大的冲击。

图表 109：多省市用电负荷增速高于用电量增速

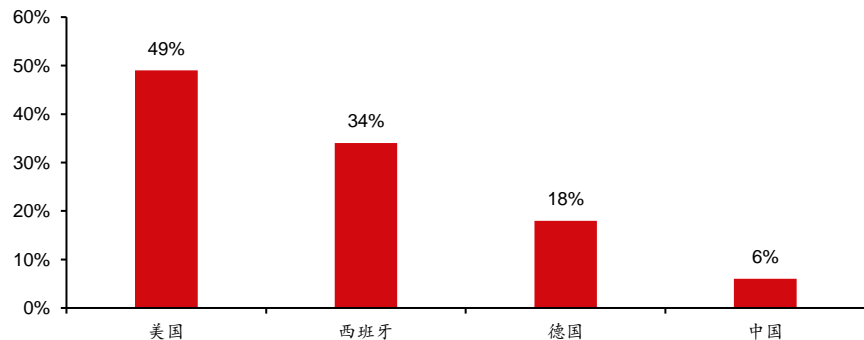
地区	用电负荷（万千瓦）			用电量（万千瓦时）			负荷增速与用电量增速差值
	2010	2020	CAGR	2010	2020	CAGR	
上海	2621	3312	2.4%	1296	1576	2.0%	0.4%
江苏	6034	11512	6.7%	3864	6374	5.1%	1.6%
浙江	4183	9268	8.3%	2821	4830	5.5%	2.8%
安徽	1871	4583	9.4%	1078	2428	8.5%	0.9%
福建	2218	4223	6.7%	1315	2483	6.6%	0.1%
广东	6543	12690	6.8%	4060	6926	5.5%	1.3%
广西	1244	2620	7.7%	993	2025	7.4%	0.3%
重庆	1025	2188	7.9%	626	1187	6.6%	1.3%
四川	2091	4701.2	8.4%	1549	2865	6.3%	2.1%

来源：能源杂志，国联证券研究所

➤ 配置储能成为提升电力系统灵活性的刚需选择

我国灵活调节电源比重低，应对源荷高波动性的能力需加强。提升电网灵活性主要指提高调峰和调频能力，依赖于电池储能、抽水蓄能、燃气电站等灵活调节电源的配合。根据中电联 2020 年 5 月发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，我国灵活调节电源装机占比不足 6%，“三北”地区新能源装机富集，但灵活调节电源不足 3%，调节能力先天不足。比较而言，天然气发电比例较高的欧美国家灵活电源比重较高，美国、西班牙、德国占比分别为 49%、34%、18%。

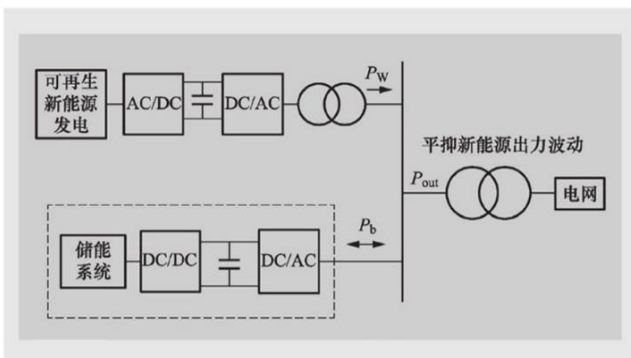
图表 110：我国灵活调节电源装机占比较低



来源：中电联，国联证券研究所

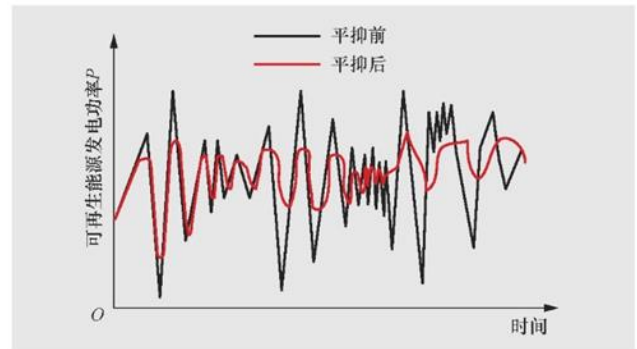
配置储能可以促进新能源消纳，减少弃风、弃光损失。储能系统参与发电侧的平抑波动，可从源头降低风力和光伏发电并网的波动性，大幅提升可再生能源并网消纳能力，为大规模的可再生能源发电外送和应用提供技术支持。

图表 111：储能在发电侧参与平抑波动的应用模式



来源：《储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术》，国联证券研究所

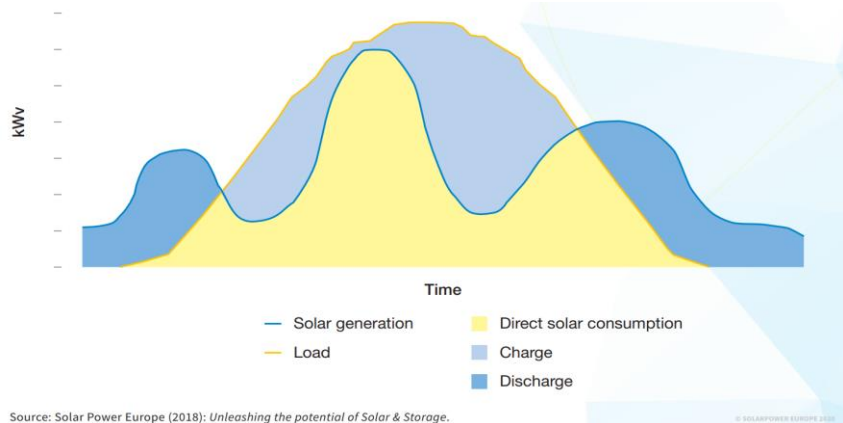
图表 112：储能参与发电侧平抑波动应用效果



来源：《储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术》，国联证券研究所

配置储能可提供系统惯量支撑，补充电网调频能力。火电、水电、核电和天然气等发电方式都通过发电机输出电能，汽轮机组的转动惯量可以在电网出现频率波动时，延缓波动趋势。但风电机组的转动惯量较小（由于转速较慢）；而光伏发电不具备转动惯量（没有转动设备）。风光电源比例的提升，使得电网应对频率突变时的响应能力大幅下降。以电化学储能为代表的储能方式具有快速的响应速率，可以在电网频率波动时提供电网惯量支撑，并且自动响应进行调频。

图表 113：储能配合光伏实现将白天的发电量向夜晚用电高峰转移



来源：SolarPower Europe，国联证券研究所

配置储能可保障短时尖峰供电，大幅节省电网投资。传统电网投资建设的容量需要能够满足尖峰负荷，但尖峰的持续时间很短，由此会形成高容量的利用率低下的问题。例如 2019 年江苏最大负荷为 1.05 亿千瓦，超过 95% 最高负荷持续时间只有 55 小时，在全年运行时长的占比仅为 0.6%，但满足此尖峰负荷供电所需投资高达 420 亿左右；而如果采用 500 万千瓦/2 小时的电池储能以保障尖峰负荷供电，所需投资缩减为 200 亿左右，大幅节省电网投资。

图表 114：储能可以节省电网应对尖峰负荷的投资

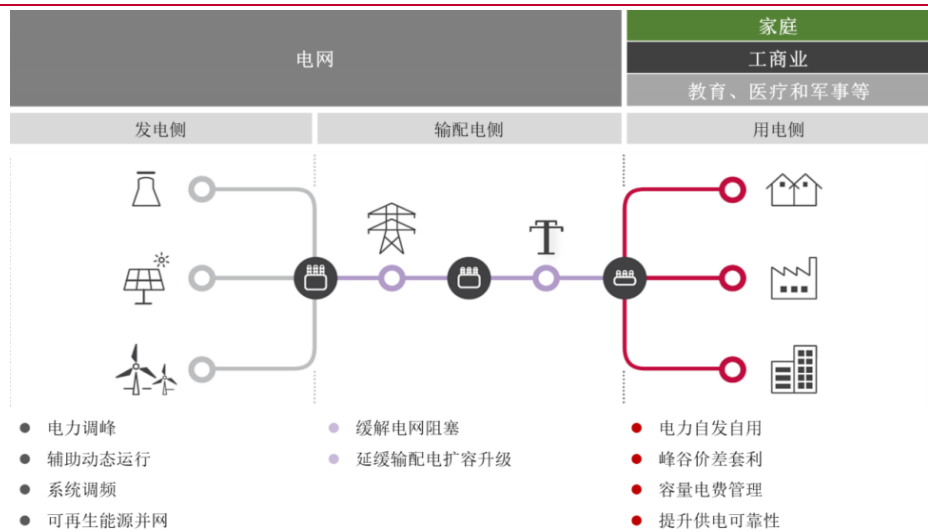


来源：SolarPower Europe，国联证券研究所

5.3 国家级政策频繁落地构建储能商业化框架

储能应用场景丰富，主要可分为发电侧、电网侧、用电侧三类。储能在发电侧主要用于解决可再生能源并网的波动性和消纳问题；在电网侧主要用以实现调峰调频功能，提供电力辅助服务；在用户侧主要用于电力自发自用，提高供电可靠性，以及通过峰谷套利等方式提升发电收益、降低用电成本。

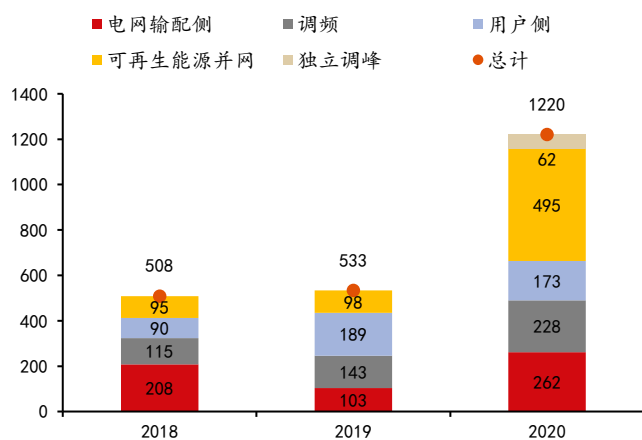
图表 115: 储能应用场景



来源: 派能科技招股说明书, 国联证券研究所

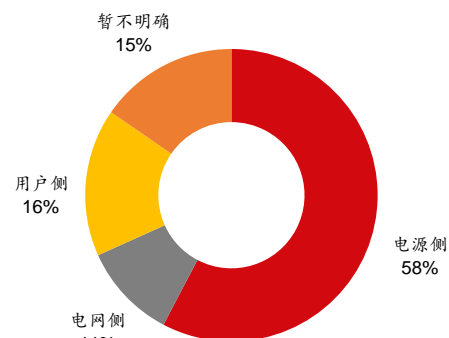
目前我国储能项目以电源侧的可再生能源并网项目为主, 2021 上半年新建储能项目中, 电源侧占比在 58% 以上, 用户侧储能快速发展, 占比迅速提升至 16% 以上, 电网侧占比为 11% 以上。

图表 116: 中国电池储能新增装机应用场景划分



来源: BNEF, 国联证券研究所

图表 117: 2021 上半年我国新建储能项目应用场景



来源: 索比储能网, 国联证券研究所

2021 年以来国家对于储能的发展提出了一系列政策上的支持和指引, 拟通过明确市场地位和价格机制、形成和完善商业模式, 以推动传统抽水蓄能和新型电化学储能等加快发展及大规模应用, 有效缓解新能源发展和消纳中的压力。

图表 118: 2021 年国家层面储能相关政策梳理

发布机构	时间	文件	主要内容
能源局	2021.4	《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补工作方案的通知》	重点支持每年不低于 20 亿千瓦时新能源电量消纳能力的多能互补项目以及每年不低于 2 亿千瓦时新能源电量消纳能力且新能源电量消纳占比不低于整体电量 50% 的源网荷储项目。
发改委	2021.5	《“十四五”时期深化价格机制改革行动方案》	完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制, 建立新型储能价格机制。

发改委、能源局	2021.7	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 3000 万千瓦以上；到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。
发改委	2021.7	《国家发改委关于进一步完善分时电价机制的通知》	合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。
发改委、能源局	2021.8	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。
能源局	2021.8	《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》	将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，增加了辅助服务品种，明确了市场化用户将共同分担辅助服务费用。丰富了新型储能应用场景，拓展了新型储能商业模式。
能源局	2021.9	《新型储能项目管理规范（暂行）》	规范新型储能项目管理，促进新型储能有序、安全、健康发展，支撑构建以新能源为主体的新型电力系统；要求电网企业应公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。
发改委	2021.10	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%；推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。

来源：国家发改委、国家能源局，国联证券研究所整理

➤ 发电侧：明确消纳责任主体 奠定长期发展基石

商业模式不清晰是国内储能发展的主要瓶颈之一，项目的收益来源不明确，收益与成本不匹配，造成主动配置储能的意愿低下。另外，由于对于储能的调度能力缺乏监管约束，行业内项目质量良莠不齐。

国家发改委、能源局于 2021 年 8 月发布的《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，标志着储能在发电侧的商业模式逐渐明晰。文件对于储能商业模式的优化主要体现在以下方面：

1) 明确可再生能源并网消纳的责任主体，保障性并网由电网公司承担，市场化并网由发电企业承担；随着成本下降，电网承担的消纳规模和比例将有序调减；鼓励可再生能源企业在保障性并网以外自建或购买储能和调峰能力。

2) 明确约束监管机制，电网调度机构将不定期对储能项目开展调度测试，确保运营方从长期运营的角度选择储能方案，从而提高储能项目的整体质量。

3) 鼓励以 10 年以上长期协议购买储能调峰服务，有望保障储能项目收益的长期稳定性，获得可预期的现金流。

随着储能在发电侧的应用不断推广，我们认为未来的光伏电站收益模型将发生变化，应该考虑到储能降低弃光产生的收益、参与调峰调频产生的收益、以及碳排放交易产生的收益等因素的影响。

图表 119：光储一体电站收益模型构成

传统光伏系统模型

- 成本
 - 光伏电站成本
- 收入
 - 售电收益
 - 弃光损失



光储一体收益模型

- 成本
 - 光伏电站成本
 - 储能系统成本
 - CCER机组认证
- 收入
 - 售电收益
 - 弃光损失
 - 降低弃光产生收益
 - 参与调峰产生收益
 - 参与调频产生收益
 - 碳排放交易产生收益
 - 电价上浮的额外收益

来源：国联证券研究所

通过我们的模型分析，在弃光率为 2% 的条件下，如果储能仅参与消纳，电站收益率会出现下滑；但储能参与调峰、调频的辅助服务后，系统收益率将大幅提升并超过无弃光时的电站收益率。

图表 120：光储一体模型收益构成改变时 IRR 的变化（弃光率 2%）

收益模型构成	变动幅度	来源	全投资 IRR
光伏电站	+	=	7.74%
+ 有弃光	+ -0.24%	弃光	= 7.50%
+ 储能消纳弃光	+ -0.93%	加储能仅消纳弃光	= 6.57%
+ 储能消纳弃光+调峰	+ 0.63%	储能调峰	= 7.20%
+ 储能消纳弃光+调峰+调频	+ 0.75%	储能调频	= 7.95%
+ 储能消纳弃光+调峰+调频+碳排放收益	+ 0.96%	碳排放收益	= 8.91%

来源：国联证券研究所

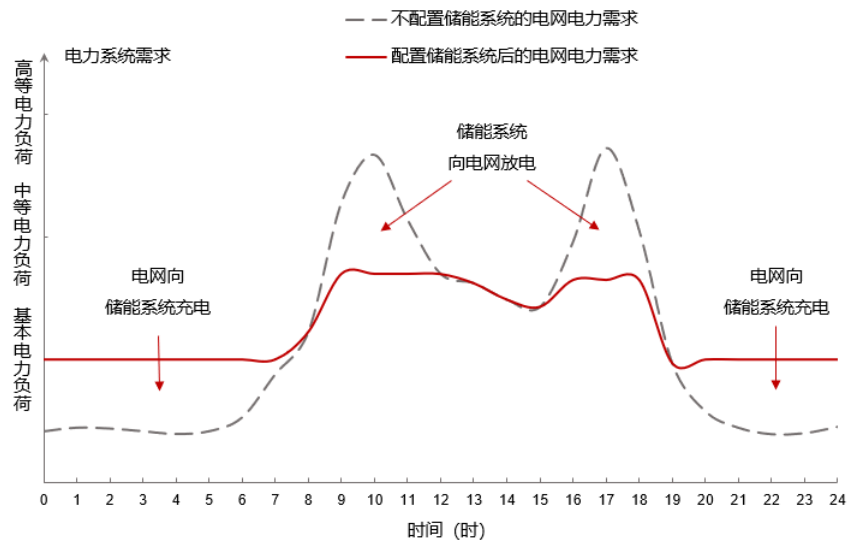
➤ 用户侧：峰谷价差扩大 项目经济性提升

2021 年 7 月，国家发改委发布了《国家发改委关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求完善分时电价机制，扩大了储能在用户侧的峰谷价差套利空间。政策对于用户侧储能项目经济性的优化主要体现在以下 2 个方面：

1) 完善峰谷电价机制，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1。

2) 建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。

图表 121：用户侧削峰填谷示意图



来源：北极星电力网，国联证券研究所绘制

用户侧储能削峰填谷的经济性主要取决于峰谷价差。根据各地在 2021 年初公布的销售电价，我国部分地区已具备峰谷套利空间。不过大部分地区的峰谷比例没有达到《通知》中要求的 4:1 或 3:1 的水平。

图表 122：2021 年初各地区工商业及其他用电峰谷电价表（元/kWh）

地区	不满 1kV			1-10kV			35kV		
	峰	谷	价差	峰	谷	价差	峰	谷	价差
北京	1.293	0.2939	0.9991	1.271	0.2849	0.9861	1.256	0.2699	0.9861
江苏	1.1141	0.2987	0.8154	1.0724	0.2904	0.782	1.0307	0.2821	0.7486
上海（两部制，夏季）	0.94	0.218	0.722	0.916	0.213	0.703	0.891	0.208	0.683
上海（两部制，非夏季）	0.912	0.27	0.642	0.888	0.266	0.622	0.864	0.261	0.603
山东（单一制）	0.9203	0.3249	0.5954	0.8998	0.318	0.5818	0.8791	0.3111	0.568
山东（两部制）	/	/	/	0.8948	0.3177	0.5771	0.8663	0.3082	0.5581
甘肃	0.895	0.3136	0.5814	0.88	0.3086	0.5714	0.865	0.3036	0.5614
天津	1.0436	0.3923	0.6513	0.9441	0.3891	0.555	0.8822	0.3402	0.542
安徽（单一制，非789月）	0.9389	0.3716	0.5673	0.9158	0.3629	0.5529	0.8927	0.3542	0.5385
陕西	0.8479	0.3135	0.5344	0.8179	0.3035	0.5144	0.7879	0.2935	0.4944
浙江（非78月）	0.9014	0.3784	0.523	0.8656	0.3536	0.512	0.8373	0.3343	0.503
云南	0.73823	0.24608	0.49216	0.72023	0.24008	0.48016	0.70223	0.23408	0.46816
青海（100kVA以上）	0.5967	0.1521	0.4446	0.5886	0.1502	0.4384	0.5804	0.1484	0.432
山西	0.7667	0.3116	0.4551	0.7367	0.3009	0.4358	0.7142	0.2929	0.4213
河北（两部制）	/	/	/	0.7784	0.3474	0.431	0.7574	0.3384	0.419
河北（单一制）	0.7805	0.3483	0.4322	0.7595	0.3393	0.4202	0.7455	0.3333	0.4122
冀北（两部制）	/	/	/	0.737	0.3296	0.4074	0.716	0.3206	0.3954
冀北（单一制）	0.7383	0.3301	0.4082	0.7173	0.3211	0.3962	0.7033	0.3151	0.3882
宁夏（单一制）	0.6751	0.3015	0.3736	0.6471	0.2895	0.3576	0.6191	0.2775	0.3416
宁夏（两部制）	/	/	/	0.5443	0.2455	0.2988	0.5233	0.2365	0.2868

来源：北极星电力网，国联证券研究所

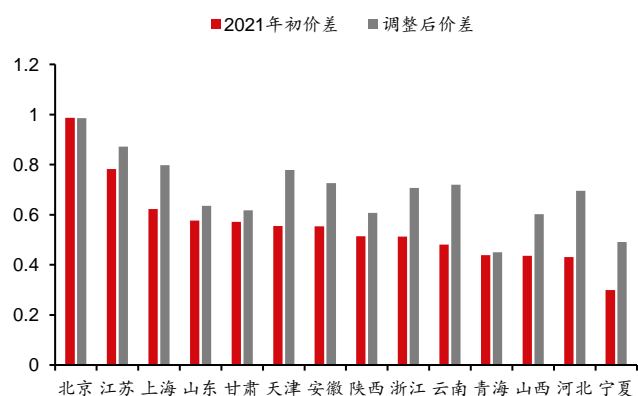
图表 123: 2021 年初各地区大工业用电峰谷电价表 (元/kWh)

地区	1-10kV			35kV			110kV		
	峰	谷	价差	峰	谷	价差	峰	谷	价差
上海 (两部制, 夏季)	1.062	0.232	0.83	1.055	0.229	0.826	1.033	0.224	0.809
江苏	1.0347	0.2589	0.7758	0.9997	0.2439	0.7558	0.9647	0.2289	0.7358
上海 (两部制, 非夏季)	1.02	0.297	0.723	1.013	0.294	0.719	0.991	0.289	0.702
北京	0.944	0.3342	0.6098	0.916	0.3222	0.5938	0.891	0.3072	0.5838
陕西	0.7976	0.2168	0.5808	0.765	0.2094	0.5556	0.7324	0.202	0.5304
天津	0.9359	0.3809	0.555	0.8984	0.3564	0.542	0.8784	0.3364	0.542
云南	0.783405	0.261135	0.52227	0.742	0.2473	0.4947	0.661725	0.220575	0.44115
浙江 (非78月)	0.8529	0.3539	0.499	0.8179	0.3299	0.488	0.7909	0.3119	0.479
新疆	0.62	0.136	0.484	0.584	0.128	0.456	0.5505	0.1215	0.429
山西	0.7303	0.2916	0.4387	0.6853	0.2755	0.4098	0.6478	0.2622	0.3856
青海	0.5703	0.1461	0.4242	0.554	0.1424	0.4116	0.5377	0.1387	0.399

来源: 北极星电力网, 国联证券研究所

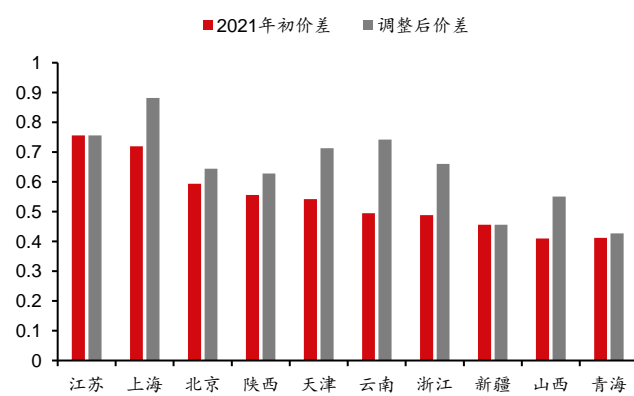
我们根据《通知》中要求的峰谷价比进行试算, 将各地峰值电价放大至谷价的 3 倍或 4 倍, 可以直观看出未来各地峰谷价差将得到显著提升。再考虑到目前仍有多个省份尚未出台分时电价, 未来全国范围内用户侧储能项目的经济性将进一步提升。

图表 124: 各地工商业峰谷价差按政策比例调整后将放大 (元/kWh)



来源: 北极星电力网, 国联证券研究所测算

图表 125: 各地大工业峰谷价差按政策比例调整后将放大 (元/kWh)



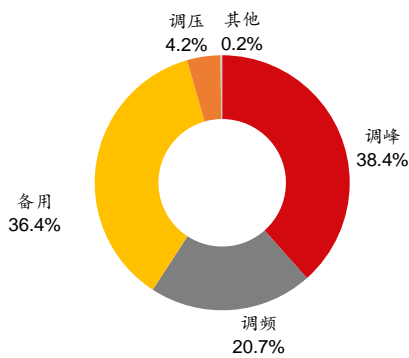
来源: 北极星电力网, 国联证券研究所测算

➤ 电网侧: 电力辅助服务需求迫切 期待后续政策落地

在新型电力系统“双高”（高可再生能源接入和高比例电力电子设备应用）、“双随机”（供电侧出力的随机性和用电侧负荷的随机性）的影响下, 电力辅助服务的迫切性进一步凸显。

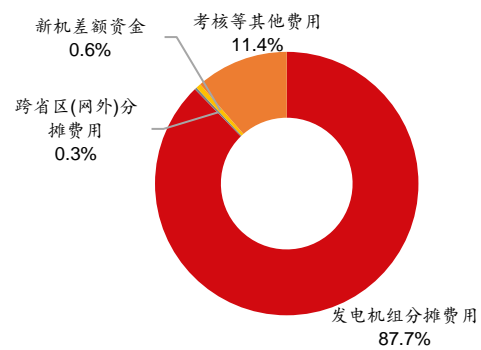
我国电力辅助服务市场快速增长, 每年服务补偿费规模在百亿级以上。根据国家能源局公布的数据, 2018H1、2018H2、2019H1 的服务补偿费分别为 70.1、77.5、130.3 亿元。

图表 126: 2019H1 电力辅助服务补偿费用构成



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

图表 127: 2019H1 电力辅助服务补偿费用来源

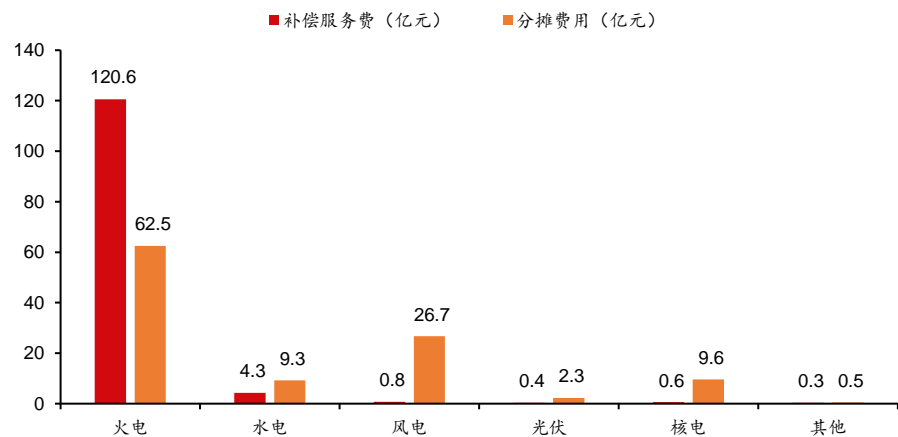


来源: 国家能源局, 国联证券研究所

2019 上半年的服务补偿费主要体现出以下特征:

- 1) 调峰、调频和备用构成了电力辅助服务补偿费用的主体, 合计占比超过 90%。
- 2) 补偿费用主要来源于发电机组分摊, 并没有体现出“谁用电、谁付费”的原则。
- 3) 辅助服务主要依靠火电机组提供, 补偿费用占比超过 95%。
- 4) 风电分摊费用高于水电, 反映出不稳定电源的电网接入成本更高。

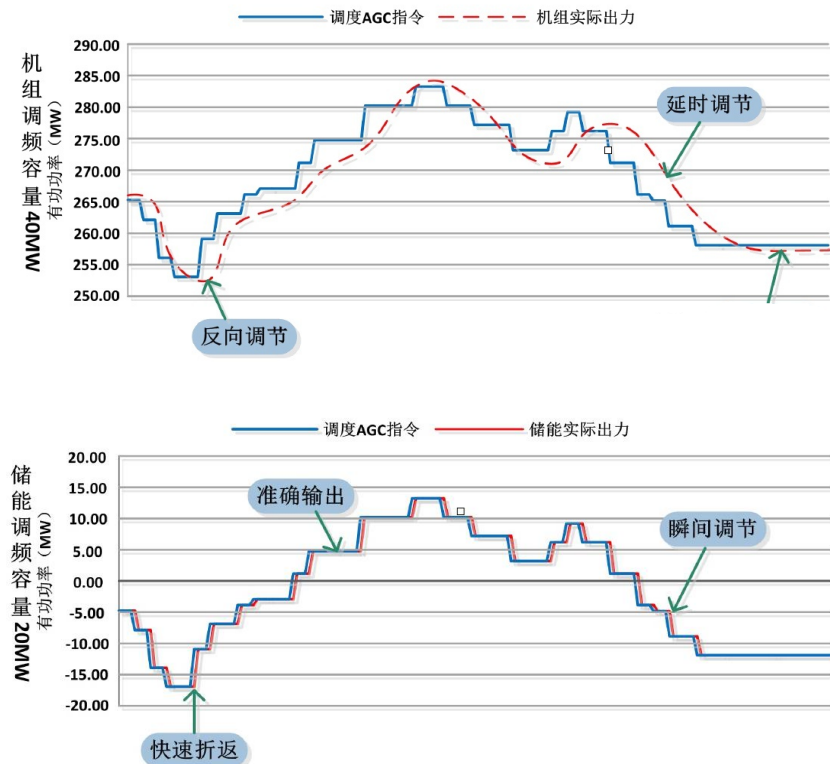
图表 128: 按机组类型划分电力辅助服务补偿和分摊费用



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

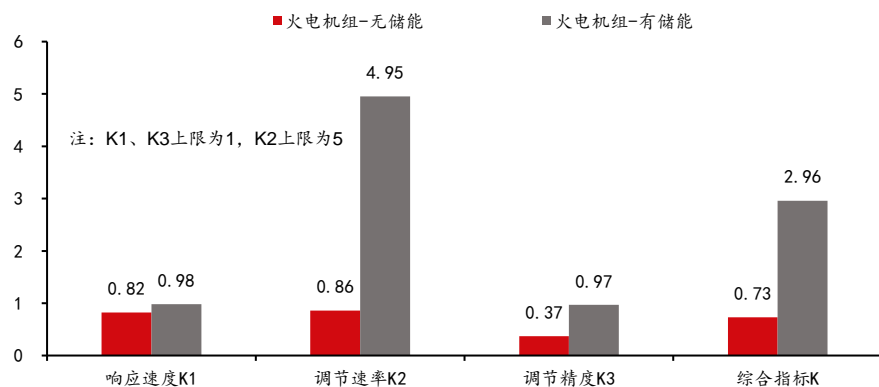
电池储能相较传统机组具有更强的调频性能。电池储能具有理想的 AGC (自动发电控制, Automatic Generation Control) 调频性能, 能够非常好的匹配 AGC 调节指令, 避免出现火电 AGC 调频会遇到的反向调节、偏差调节、延迟调节等问题。

图表 129：储能机组相较火电机组在响应 AGC 调频指令时表现更优



来源：中国电力科学研究院，国联证券研究所

图表 130：广东某实际电站安装电池储能后调频指标显著提升



来源：阳光电源公众号，国联证券研究所

储能参与辅助服务市场的经济性已初步显现。全国各地已陆续发布辅助服务市场规则，明确了调峰、调频服务的补偿标准，当性能指标和规模的障碍逐步扫除，未来储能参与辅助服务市场的力度将主要由项目经济性决定。

根据我们的测算，假设采用 10MW/40MWh 储能系统用于调峰，考虑 8% 贴现率下，系统以每天“一充一放”的模式运行，LCOE 为 0.7 元/kWh 左右，而采用“两充两放”可降低至 0.5 元/kWh；考虑到目前大部分地区调峰补偿费上限为 0.6 元/kWh，已初步具备经济性。

图表 131: 10MW/40MWh 储能系统调峰度电成本测算

参数类型	参数名称	设置值	单位	备注
储能电站参数	储能电站功率	10,000	kW	
	放电时间	4	h	
	电池配置容量	40,000	kWh	
	年运营天数	350	天	假设每年 15 天用于检修
	锂电池放电深度(DOD)	95%		放电时长越长, 深度值越高
	锂电池衰减率	3%	每年	
	残值率	5%		仅有电池可回收金属
	循环次数	5000	次	
	使用年限	14.29	年	
	贴现率	8%		
成本测算	电站单位投资成本	1.89	元/Wh	成本占比
	电池组 PACK	1.2	元/Wh	63.5%
	储能变流器(PCS)	0.25	元/Wh	13.2%
	升压变	0.05	元/Wh	2.6%
	能量管理系统	0.04	元/Wh	2.1%
	EPC-线路、施工、土建	0.30	元/Wh	15.9%
	前期开发、设计	0.05	元/Wh	2.6%
	电站投资总额	7,560.0	万元	
运维成本	1.5	万元/年		
计算结果	每天: 一充一放			
	系统工作年限	14.29	年	
	LCOE	0.7	元/kWh	
	每天: 两充两放			
	系统工作年限	7.14	年	
LCOE	0.5	元/kWh		

来源: 国联证券研究所测算

假设采用 9MW/6MWh 储能系统用于调频, 同样考虑 8% 贴现率, 如果响应 3min 的 AGC 调频指令, 里程成本为 6.56 元/MW; 如果响应 2min 的 AGC 指令, 里程成本可降低至 4.37 元/MW。目前 AGC 指令一般持续时间为 2min, 考虑到大部分地区调频补偿费用最高为 6-15 元/MW, 已初步具备经济性。

图表 132：9MW/6MWh 储能系统调频里程成本测算

类别	参数	设置值	单位	备注
储能电站参数	储能电站功率	9	MW	
	放电时间	0.67	h	考虑 40min 时长，可以满足最长 15min 二次调频需求
	电池配置容量	6	MWh	
	年运营天数	300	天	假设每年使用天数 300 天
	锂电池放电深度(DOD)	80%		放电时间短，对应深度低
	锂电池衰减率	3%	每年	
	残值率	5%		
	循环次数	5000	次	
	使用年限	5	年	
	贴现率	8%		
成本测算	电站单位投资成本	3.09	元/Wh	成本占比
	电池组 PACK	1.50	元/Wh	48.6%
	储能变流器(PCS)	0.90	元/Wh	29.0%
	升压变	0.30	元/Wh	9.7%
	能量管理系统	0.04	元/Wh	1.4%
	EPC-线路、施工、土建	0.30	元/Wh	9.7%
	前期开发、设计	0.05	元/Wh	1.6%
	电站投资总额	1,745.0	万元	
运维成本	1.0	万元/年		
计算结果	每天：应对 3min 级别 AGC 调频指令			
	每天可输出调节里程	2,160	MW	
	里程成本	6.56	元/MW	
	每天：应对 2min 级别 AGC 调频指令			
	每天可输出调节里程	3,240	MW	
	里程成本	4.37	元/MW	

来源：国联证券研究所测算

期待未来政策细则落地，建立更完善市场化机制。2021 年 8 月，国家能源局发布了《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》，将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，提出了按照“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的原则，辅助服务补偿费用将由电力系统内的发电企业和电力用户共同分担，使得电力辅助服务的市场化机制趋向合理化。

2021 年 7 月，国家发改委和能源局联合出台的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中，提出了在电网侧建立储能电站“容量电价机制”，探索将“电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收”等改革方向。我们认为，随着未来相应政策实施细则的出台，储能的商业化盈利模式和监管机制将更加完善，在新型电力系统建设的过程中进一步释放市场空间。

5.4 投资建议：把握储能业务价值量最高环节

储能产业链涉及众多环节，且在整个电力系统中的地位越发重要，行业空间广阔，

吸引了大量企业通过技术迁移和业务延伸进入到储能领域。

图表 133：储能系统产业链示意图



来源：鲸平台，国联证券研究所

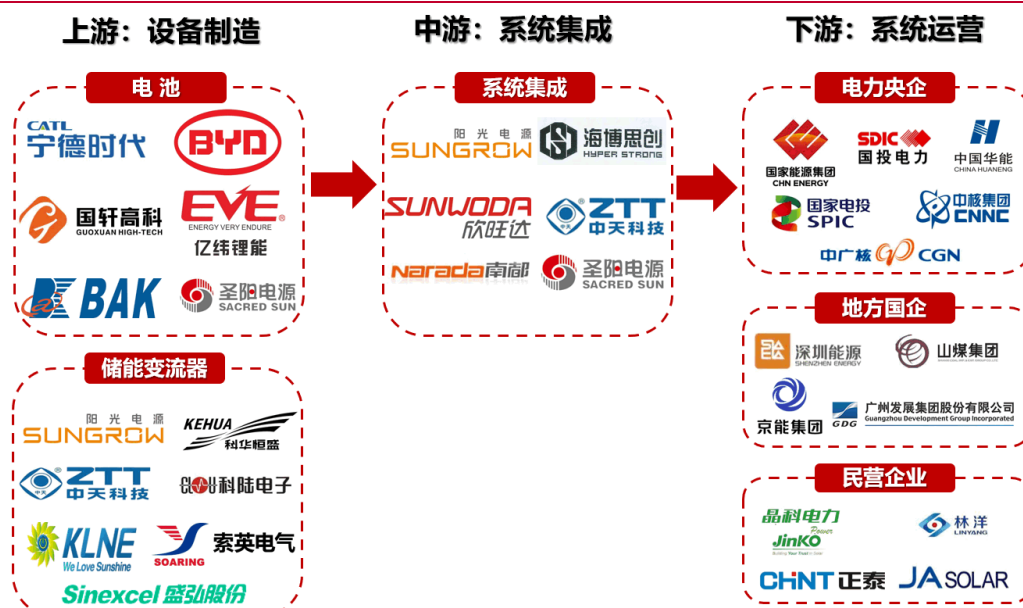
储能产业链主要参与商分为以下几类：

上游：设备制造商。储能电池制造商多与动力电池制造商存在交集，储能变流器环节吸引了诸多光伏逆变器企业进入，属于同类或类似产品在新领域的应用。

中游：系统集成商。部分设备制造商、专业集成商均参与该环节，包含了许多此前光伏和风电 EPC 领域的优秀企业，该环节核心在于对储能领域的深刻理解以及经验积累。

下游：系统运营商。央企、地方国企、民企均参与该环节。我们认为，未来央企在大基地新能源基地建设优势将愈发突出，对储能需求也将持续增长。

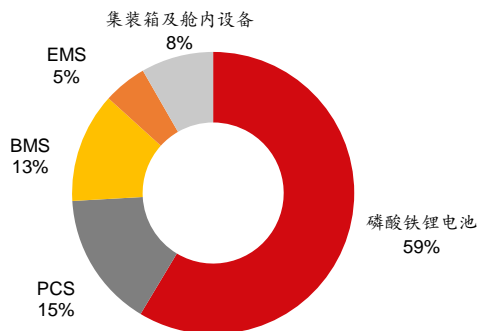
图表 134：储能产业链主要参与企业



来源：国际能源网，国联证券研究所

电芯和变流器（PCS）是储能系统中价值量最集中的环节，其中储能变流器弹性大，与光伏逆变器具有技术相近、客户相似的共通性，我们看好光伏逆变器优势企业在储能变流器新领域的发展。

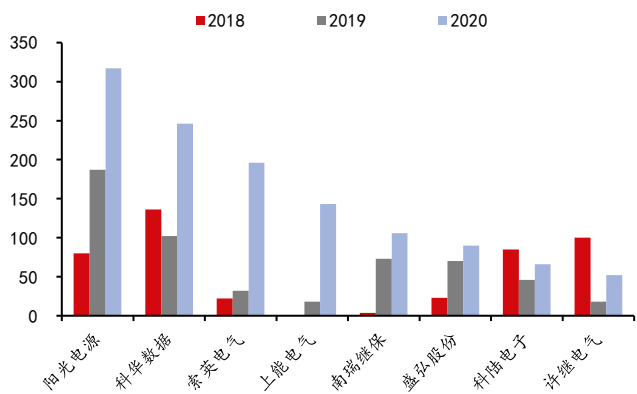
图表 135：磷酸铁锂电池储能系统成本拆分



来源：中国储能网，星云股份公告，国联证券研究所

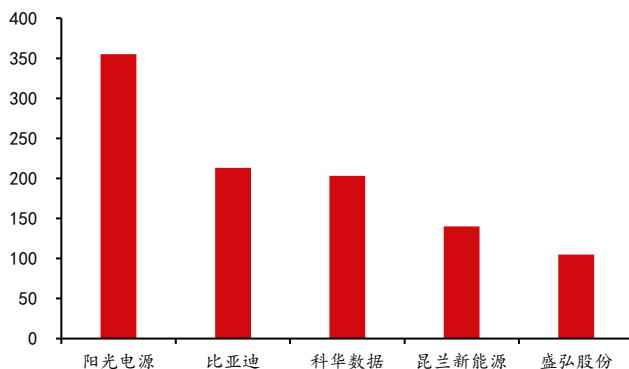
阳光电源在储能变流器持续发力并取得领先。2020 年阳光电源的储能变流器出货量遥遥领先，国内及海外市场均名列第一，未来公司也将重点继续发力此领域。

图表 136：2018-2020 年国内市场储能变流器厂商出货量情况 (MW)



来源：CNESA，国联证券研究所

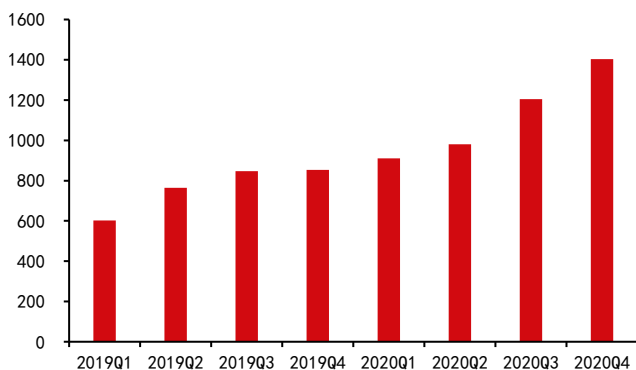
图表 137：2020 年海外市场中国储能变流器厂商出货量情况 (MW)



来源：CNESA，国联证券研究所

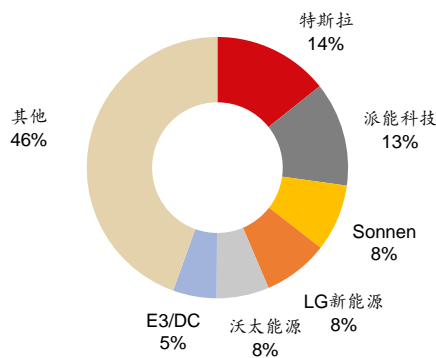
而户用储能市场目前主要集中在海外，且 To C 属性带来了设备厂商更强的议价能力和更大利润空间。据 IHS Markit，2020 年全球户用储能市场中，派能科技的出货量位居第二位，仅次于特斯拉。我们建议关注户用储能领域的相关机会。

图表 138: 2019-2020 全球户用储能出货量 (MWh)



来源: IHS Markit, 国联证券研究所

图表 139: 2020 全球户用储能市场出货量份额分布



来源: IHS Markit, 国联证券研究所

➤ 阳光电源: 新能源领域电力电子转换龙头, 储能市场占据先发优势

公司自 2006 年开始研发储能相关产品, 自 2014 年开始布局储能业务, 是国内最早进入储能市场的企业之一, 在国内外的储能市场均占据先发优势。据 CNESA, 公司是 2020 年国内最大的储能变流器提供商和最大的储能系统集成商。目前储能变流器较光伏逆变器享有更高溢价, 且未来储能行业高度景气, 公司有望凭借其在新能源电力电子领域全球领先的综合实力、品牌知名度和销售服务体系充分受益于新兴市场的发展。

2021 年 8 月 5 日, 公司发布定增募集不超过 36.4 亿元资金, 用于扩建 70GW 光伏逆变器、15GW 风电变流器、15GW 储能变流器产能、扩建研发中心和建设全球营销服务体系; 2020 年公司光伏逆变器生产量约 35.52GW, 此次扩充近一倍产能, 将进一步巩固竞争优势地位。

➤ 固德威: 户用光储逆变器全球领先企业

公司光伏储能逆变器产品 2020 年实现收入 1.59 亿元, 占全部收入的 10%; 公司储能逆变器目前覆盖 2.5KW-10KW 功率范围, 主要用于户用光伏系统, 并且公司提供了可配套使用的户用锂电池产品; 据 Wood Mackenzie, 公司 2019 年户用储能逆变器出货量全球第一, 在户用储能行业的布局占据优势。

公司注重海外市场的扩张, 且收益显著。公司与 Krannich Solar、Votalia、IBC Solar、Memodo 等全球领先的能源巨头签署了战略合作协议, 境外收入占比由 2016 年的 20.79% 迅速提升至 2020 年的 68.14%; 海外市场更高的利润空间推动公司归母净利润从 2016 年的 0.31 亿元提升至 2020 年的 2.6 亿元, CAGR 达 70.18%。

政策利好有望增加公司营收弹性。2021 年国家出台多项政策鼓励分布式光伏开发, 公司产品结构契合分布式光伏系统需求, 预计将充分受益。2021 年 6 月, 国家能源局下发了《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》, 极大地推动了各类场景的分布式光伏开发热情, 预计将增加公司并网型逆变器的销量; 2021 年 7 月, 国家发改委发布《进一步完善分时电价机制的通知》, 要求完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制, 将提升用户端储能的经济性, 预计将为公司储能逆变器的销售打开市场空间。

➤ 派能科技：户储龙头具备高市场竞争力，不断开拓海外市场

公司专注锂电池储能产品开发与应用，产品以户用储能和通信备电业务为主，是国内最早进入储能行业的厂商之一，也是具备最全资质认证的领先厂商之一，对储能电池系统的研发已达十余年，是行业领先的储能电池系统提供商。2020 年度在第十届中国国际储能大会和第七届中国国际光储充大会上均荣获“最佳储能电池供应商奖”。公司提供的全场景储能系统可以覆盖各种场景储能应用，其中分布式储能产品线最为完备，产品广泛应用于海内外将近 40 多个国家和地区，具有较高的国际知名度，产品性价比优秀，产品质量国际领先。

海外家用光伏的快速普及促进了户储需求的高速增长，公司与海外优质大客户建立了长期稳定合作，包括欧洲第一大储能系统集成商 Sonnen、英国最大光伏产品提供商 Segen、德国 Krannich 等。据 IHS Markit，2020 年公司户储产品出货量仅次于特斯拉，位列全球第二。

公司 2020 年电芯年产能 1GWh，电池系统年产能 1.15GWh。根据公司招股说明书，至 2023 年将逐渐形成 5GWh 储能电芯和 6.15GWh 储能系统的年产能。储能行业需求高速增长，公司产能扩张迅速，海外渗透率高，伴随产能逐渐落地，预计 2020-2023 年出货量可以实现 70% 左右的年复合增长率，带动业绩快速提升。

图表 140：储能板块重点关注标的

代码	公司	收盘价 (2021.12.24)	EPS			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
300274.SZ	阳光电源	133.21	1.94	2.60	3.58	69	51	37
688390.SH	固德威	387.32	5.23	7.38	9.78	74	52	40
688603.SH	派能科技	187.00	2.92	4.85	7.33	64	39	26

来源：Wind，国联证券研究所

注：阳光电源、固德威盈利预测来自国联证券研究所，派能科技盈利预测来自 Wind 一致预期

6 氢能：氢风已至 踏浪前行

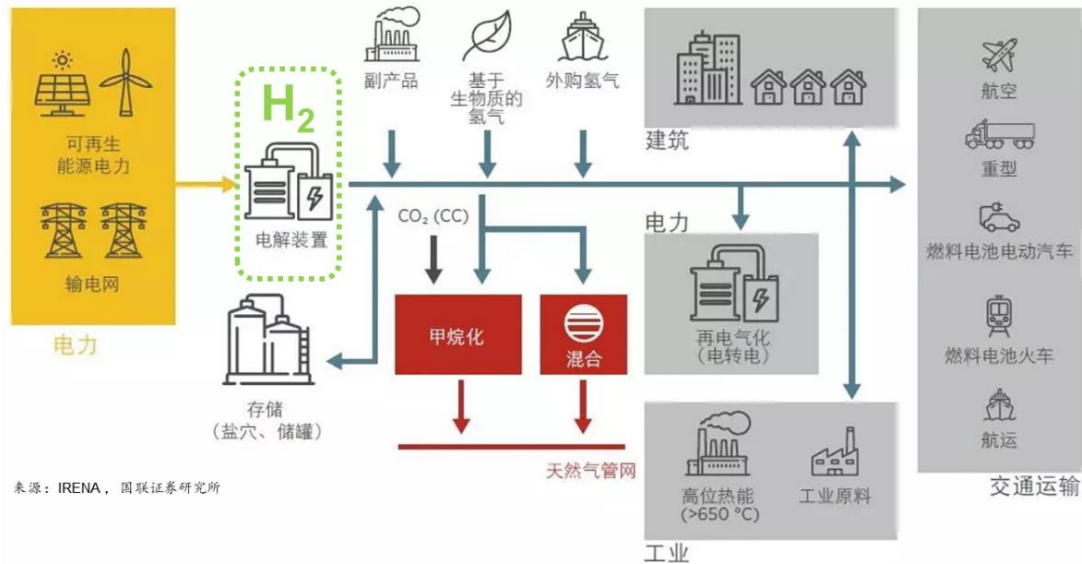
6.1 碳中和目标加速氢能各领域深度脱碳节奏

政策密集出台，氢能产业化箭在弦上，2021 年或为氢能发展新元年。今年以来陆续出台了多个重磅文件，提出对氢能发展的前景展望。多省市发布“十四五”氢能产业规划，布局未来氢能基础设施建设及应用，政策的密集发布体现出对氢能产业的大力扶持。此外，从产业链实际发展角度，多项积极变化体现出当前氢能产业正处于由“0 至 1”突破的关键节点，包括各方资本大力涌入、产业链各环节国产化水平大幅提升等等，2021 年或为氢能发展新元年。

碳中和的世界将高度依靠电力供能，电力将成为整个能源系统的支柱，尤其是风能和太阳能为代表的可再生能源电力。参考清华大学气研院给出的低碳发展战略，在 2050 年 2°C 及 1.5°C 目标下，我国电力占终端能源总消费比重将由目前的 25% 分别提升至 55% 及 68%，意味着以 2060 年实现碳中和目标，我国电力消费比重将在 2050 年超过 60%。然而，在某些行业（如交通运输行业、工业和需要高位热能的应用），

要想实现深度脱碳化，仅靠电气化可能难以做到，这一挑战可通过产自可再生能源的氢气加以解决，这将使大量可再生能源从电力部门引向终端使用部门。

图表 141：氢能可将可再生能源整合至终端使用



来源：IRENA Hydrogen from Renewable Power 2018，国联证券研究所

氢能是一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的能源，与电能同属二次能源，更容易耦合电能、热能、燃料等多种能源并与电能一起建立互联互通的现代能源网络，可以促进电力与建筑、交通运输和工业之间的互联。以往氢气主要产自化石原料，在低碳能源占据主要地位的未来，氢气可通过可再生能源来制取，从技术上能将大量可再生能源电力转移到很难实现脱碳化的领域：

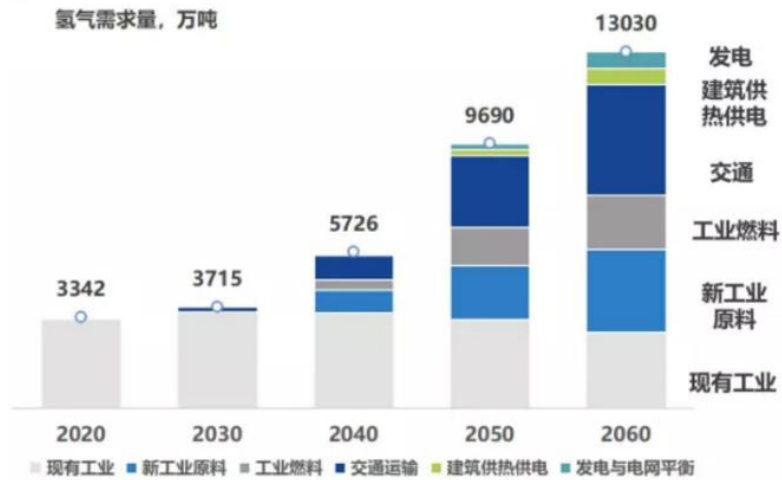
工业领域：目前在若干工业产业（合成氨、甲醇、钢铁冶炼等）中广泛使用的通过化石燃料生产的氢气，从技术层面上而言可通过可再生能源制氢来替代。此外，氢能凭借灵活性强的特点，可以成为间歇性工业领域的中高级热能低碳解决方案。

交通运输领域：氢燃料电池汽车作为纯电动汽车的电动化补充解决方案，以绿氢作为燃料，为人们提供与传统燃油车驾驶性能相媲美的低碳出行选择（可行驶里程、燃料加注时间、低温性能）。而在目前纯电动应用受限的领域中（例如卡车、火车、游轮、航空等），氢燃料电池方案可以完美胜任。

建筑领域：通过天然气管网掺氢可实现氢能在建筑领域的深度脱碳，当前我国天然气管道输送技术成熟，中低比例的天然气掺氢已具备实践基础。

根据权威机构中国氢能联盟预测，在 2060 年碳中和目标下，到 2030 年，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%。到 2060 年，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中的占比约为 20%。其中，工业领域用氢占比仍然最大，占总需求量的 60%，其次分别为交通运输领域、新工业原料、工业燃料等。

图表 142：我国氢能需求预测（万吨）



来源：中国氢能联盟，国联证券研究所

6.2 氢能示范圈落地 氢燃料电池产业链率先受益

我国自“十五”确立了以纯电动汽车、混合动力汽车、燃料电池汽车为“三纵”，以多能源动力总成控制系统、驱动电机和动力电池为“三横”的新能源汽车“三纵三横”布局，燃料电池汽车是新能源汽车版图重要组成，在政策端得到不断支持和完善。

➤ 政策导向明确，“以奖代补”新政为氢能车行业重要转折点

2020年9月五部委联合发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，该项政策的推出，将取消以往“国补+地补”的补贴模式，转为由中央政府将政策奖励下发给城市示范群所在的地方政府，由地方自主制定并实施产业发展奖励政策，因地制宜发展氢燃料电池产业，避免了以往“大水漫灌”式补贴，新政将促进上游技术突破、驱动下游应用及基础设施发展，真正惠及产业链上下游玩家。从政策实施目标来看，规划争取通过4年左右时间，建立氢能和燃料电池汽车产业链，关键核心技术（电堆、氢气循环系统、空压机、膜电极、双极板、催化剂、碳纸、交换膜）取得突破，且要求示范城市群在第1-4年间实现至少2项、4项、5项、7项的本土化突破落地。我们认为“以奖代补”政策的实施或将成为氢燃料电池汽车产业重要的转折点，政策推动下核心技术的有效突破将为未来规模化降本打牢坚实基础，避免技术卡脖子而带来产业发展停滞。

图表 143：“以奖代补”新政与往年补贴政策区别

	2020年9月之前	2020年9月之后	地方政府联系
示范地区选择	中国各地区均可获得中央政府的补贴支持	只有示范城市群可以获得中央政府奖励；非示范地方群的政府也可自行制定奖励政策	地方政府可制定具有高度自主权的产业刺激政策；燃料电池企业需要与地方政府密切沟通合作，实现与地方政策高度一致化
补贴分配机制	企业可从两处（中央和地方政府）获得补贴。对于来自中央政府的部分，企业可直接向其申请并获得补贴	企业仅从一处（地方政府）获得补贴。对于来自中央政府的补贴，地方政府可以决定将其如何分配给企业	

地区产业规划 超过 20 个具有燃料电池产业愿景的地方政府已经公布各自的燃料电池产业规划，并将在公布示范城市群敲定后出台具体政策

来源：罗兰贝格，国联证券研究所

各省密集出台氢能规划，按规划到 2025 年氢能车进入 10 万辆级别规模。目前，全国已有不少省份提出了氢能产业发展目标，其中北京、广东、上海、山东等省市均发布了氢能源相关专项政策或规划，明确氢能产业发展目标。我们统计了各省份提出的燃料电池汽车销量规划及目标，到 2025 年国内燃料电池汽车年销量合计将突破 10 万辆，加氢站将突破 1000 座，届时氢燃料电池汽车整体达到十万台级规模，产业将逐步由补贴驱动转向市场化驱动。

图表 144：中国各省份氢能产业发展目标

省市	规划年份	产业规模	企业数量	推广/应用燃料电池车（辆）	加氢站（累计，座）
北京	2023 年	500 亿元（京津冀）	5-8 家龙头企业	3000	37
	2025 年	1000 亿元（京津冀）	10-15 家龙头企业	10000	74
山东	2022 年	200 亿元	100 家相关企业	3000	30
	2025 年	1000 亿元	10 家知名企业	10000	100
	2030 年	3000 亿元	一批知名企业	50000	200
河北	2022 年	150 亿元	-	2500	20
	2025 年	500 亿元	10-15 家领先企业	10000	50
	2030 年	2000 亿元	5-10 家龙头企业	50000	100
河南	2023 年	-	30 家相关企业	3000	50
	2025 年	1000 亿元（氢燃料电池汽车）	-	5000	80
重庆	2022 年	-	6 家相关企业	800	10
	2025 年	-	15 家相关企业	1500	15
天津	2022 年	150 亿元	2-3 家龙头企业	1000	10
四川	2025 年	初具规模	25 家领先企业	6000	60
浙江	2022 年	100 亿元	-	1000	30
上海	2025 年	-	-	50000	300
江苏	2021 年	500 亿元	1-2 家龙头企业	-	20
	2025 年	-	-	10000	50
广东	2022 年	-	-	首批氢燃料电池乘用车示范运行	300
内蒙古	2023 年	400 亿元	3-5 家龙头企业	3830	60
	2025 年	1000 亿元（氢燃料电池汽车）	10-15 家龙头企业	10000	90

来源：各政府官网，国联证券研究所

➤ 应用路径上优先发展商用车，与纯电实现差异化场景布局

2020 年 10 月，工信部及汽车工程学会发布了《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，路线图中明确了燃料电池汽车的推广应用路径，提出燃料电池汽车以客车和城市物流车为切入领域，重点在可再生能源制氢和工业副产氢丰富的区域推广中大型客车、物流车，逐步推广至载重量大、长距离的中重卡、牵引车、港口拖车及乘用车等，实现氢燃料电池车更大范围的应用。

“以奖代补”新政鼓励车型朝大功率与重载方向发展。在 2020 年 9 月发布的“以奖代补”新政中，大功率、高载重的重卡同样成为补贴最多的车型，以 2021 年积分标准测算，其中功率 $\geq 110\text{kW}$ ，载重 31 吨以上的重卡最多可享受国补 50.4 万元，假设地补按照 1:1 比例实施，则该型号重卡最多可享受补贴 100 万元，而当前配备 110kW 功率的燃料电池重卡售价仍普遍在 130~150 万元左右，对比同规格的柴油重卡销售价格，实施完补贴后的氢燃料重卡将在初次购买成本上获得优势。

图表 145：“以奖代补”新政中各燃料电池车型奖励金额（万元）

车型	功率	总质量	奖励金额			
			2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
重卡	$\geq 110\text{KW}$	31 吨以上	54.6	50.4	46.2	37.8
		25-31 吨	47.3	43.7	40.0	32.8
		12-25 吨	40.0	37.0	33.9	27.7
	$\geq 80\text{KW}$	31 吨以上	37.1	34.2	34.2	25.7
		25-31 吨	32.1	28.1	28.1	22.2
		12-25 吨	27.2	25.1	23.0	18.8
轻型货车、中型货车、中小型客车	$\geq 80\text{KW}$		20.8	19.2	17.6	14.4
	$\geq 50\text{KW}$		13.0	12.0	11.0	9.0
乘用车	$\geq 80\text{KW}$		24.7	22.8	20.9	17.1
	$\geq 50\text{KW}$		13.0	12.0	11.0	9.0

来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，国联证券研究所

技术特性上氢燃料电池汽车也更适合向重卡方向优先突破。当前交通领域电动化技术解决方案主要为纯电动及燃料电池，两者对比各有明显优劣势。其中，氢燃料电池优势在更高的功率和能量密度，在载重和续航方面有优势，而在加氢站等配套设施方面相较纯电存在劣势；而对于纯电车，虽然续航能力有弱势，但是满足城市内的公交、物流车、环卫等短途行驶的续航，也由于当前的成本优势，短期内城市内交通工具的纯电化会更加迅速。因此，从技术特性上，氢燃料电池汽车适用的应用场景主要包括固定路线、中长途干线、高载重：

1) **固定路线**：便于配套加氢站等基础设施，如矿山短道、港口、物流园区内等相对封闭和固定路线的场景，方便氢燃料汽车布局加氢站等配套能源加注设施；

2) **中长途干线**：里程在 400-800 公里左右，超过纯电的续航上限将成为氢燃料汽车的优势应用场景区间。

3) **高载重**：纯电车型由于电池能量密度提升空间有限，重卡匹配一定续航里程的电池必然导致自重较大，因此氢燃料过渡到液氢路线后车重较纯电优势进一步放大，在载重量具有更大需求的场景上将更有优势。

图表 146: 氢燃料电池汽车与纯电动汽车对比 (以重卡为例)

	纯电动汽车 (BEV)	燃料电池汽车 (FCEV)		
性能	功率密度表现	1-1.5KW/L	3-4KW/L (电堆)	氢燃料更能适应大载重, 锂电池自重大, 影响重卡载重量
	能量密度表现	~170 Wh/kg (磷酸铁锂电芯)	>500 Wh/kg	氢燃料当前在中途更具有差异化优势, 且氢燃料为开放系统, 续航还能进一步增长
	续航里程能力	200-300公里 (配备: 300-400KWH电量)	~400公里 (配备: 110KW氢燃料系统+100KWH锂电) > 35兆帕*8标准气罐: ~400公里 > 70兆帕*8标准气罐: 600-700公里 > 液氢储罐: ~1000公里	纯电由于当前单位成本更低, 虽然续航较短, 但对于城市内公交、物流车、环卫车等适用性好
可靠性	使用寿命 ~3万小时	1.5-2万小时	氢燃料当前使用寿命无法满足商用车要求的~3万小时需求	

来源: 罗兰贝格, 国联证券研究所

➤ 氢能示范城市群落地, 行业确立进入发展新阶段

2021年8月13日, 财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局红头文件《关于启动燃料电池示范应用工作的通知》中批复同意北京市、上海市、广东省城市群启动实施燃料电池汽车示范应用工作, 示范期为4年。就此, 中央层面的燃料电池补贴政策框架已全面确立, 行业发展迎来新阶段。此后, 北京城市群、上海城市群、广东城市群分别通过政府官方公众号于8月23日、8月26日、9月2日陆续官宣。

图表 147: 首批获得批准的氢能示范城市群



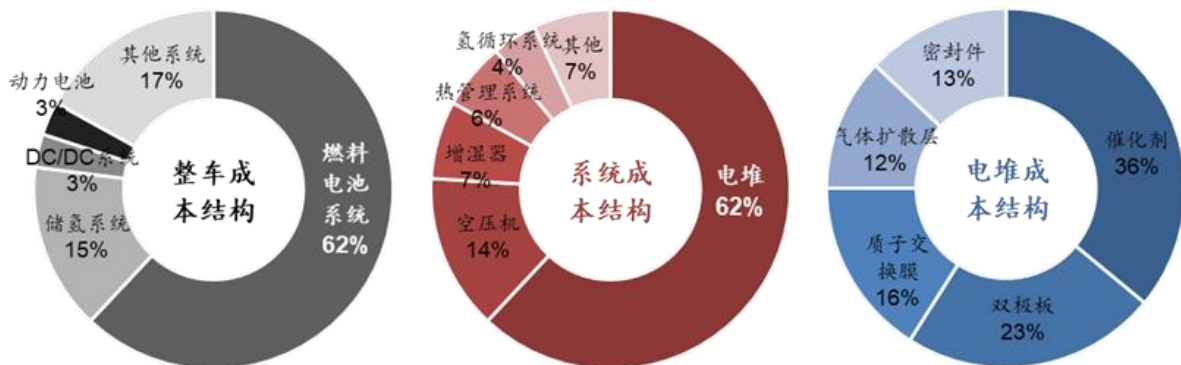
来源: 示范区各地方政府, 国联证券研究所绘制

6.3 燃料电池系统国产化率持续提升

在氢燃料电池汽车中, 燃料电池系统是氢能车的核心构成, 按结构来拆分主要包括燃料电池堆及辅助系统(简称 BOP, 包含氢循环系统、空压机、水热管理系统等)。从成本端来看, 燃料电池系统在氢能车购置成本中占比超过 60%, 而电堆成本在系

统中占比同样超过60%，是氢燃料电池汽车占比最高的成本项。

图表 148：氢燃料电池汽车工作原理及购置成本结构

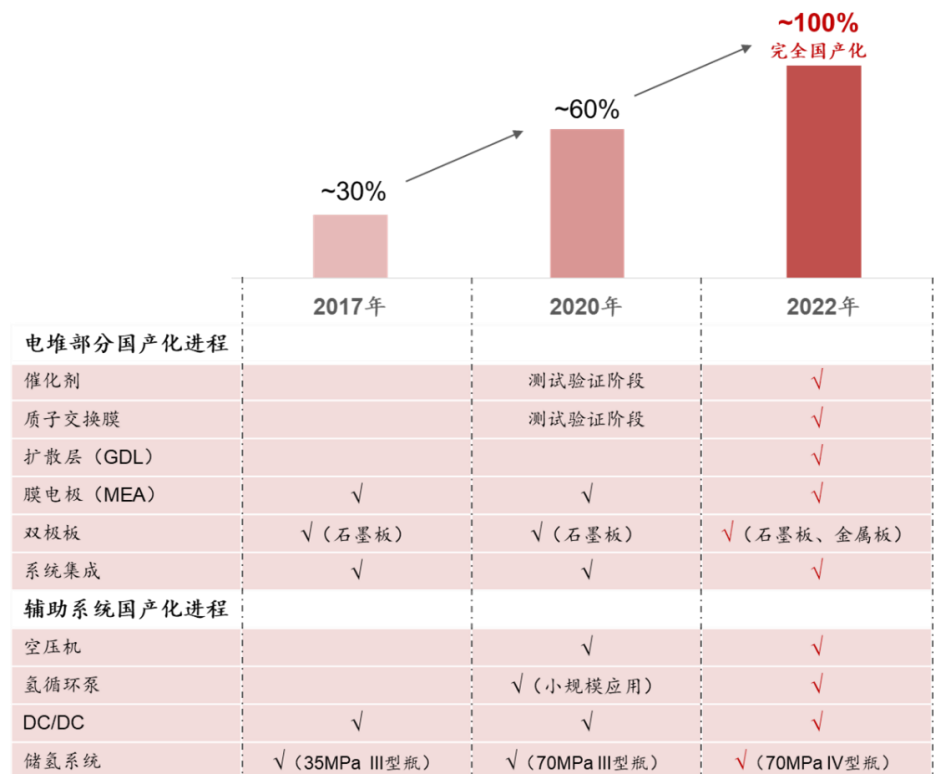


来源：DOE，国联证券研究所

➤ 燃料电池系统国产化率持续提升，预计未来2~3年有望实现完全国产化

2017年燃料电池系统国产化率约30%，仅掌握系统集成、双极板和DC-DC，其余主要依赖进口，2020年国产化程度60-70%，电堆、膜电极、空压机、氢气循环泵等核心部件均可自主控制，而气体扩散层、催化层和质子交换膜等核心材料也在加速研发中，普遍处于送样测试验证阶段。由于产品从送样测试到批量化生产预计需要2~3年时间，因此我们预计未来2~3年氢燃料电池产业链有望完全实现国产化供应。

图表 149：燃料电池汽车核心部件国产化进程



来源：GGII，国联证券研究所

6.4 投资建议：关注氢能领域龙头企业

随着我国“3060 双碳”目标的提出，全社会生产资料将向着低碳化及净零排放方向发展，氢能作为连接可再生能源与终端应用场景的绿色二次能源，将在工业、建筑、交通等领域扮演深度脱碳的重要角色。建议重点关注燃料电池龙头亿华通，氢能全产业链布局的美锦能源，储氢瓶弹性标的富瑞特装，燃料电池系统核心检测商科威尔，压缩机龙头汉钟精机。

图表 150：氢能板块重点关注标的

代码	公司	市值 (亿元)	收盘价 (12.24)	EPS			PE		
				2020A	2021E	2022E	2020A	2021E	2022E
688339.SH	亿华通	201	281	-	1.07	2.74	-	263	103
000723.SZ	美锦能源	787	18	0.16	0.65	0.63	115	28	29
300228.SZ	富瑞特装	60	10	-	-	-	-	-	-
688551.SH	科威尔	44	55	0.68	0.83	1.29	80	66	42
002158.SZ	汉钟精机	135	25	0.68	0.91	1.16	37	28	22

来源：Wind，国联证券研究所

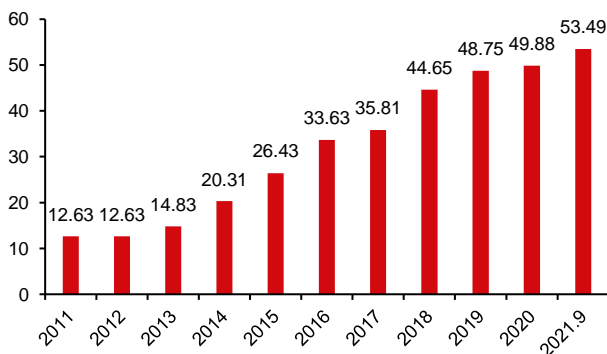
注：各公司盈利预测来自 Wind 一致预期

7 核电：项目开发提速 国产化设备迎机遇

7.1 我国核电增长动力强劲 渗透率有望提高

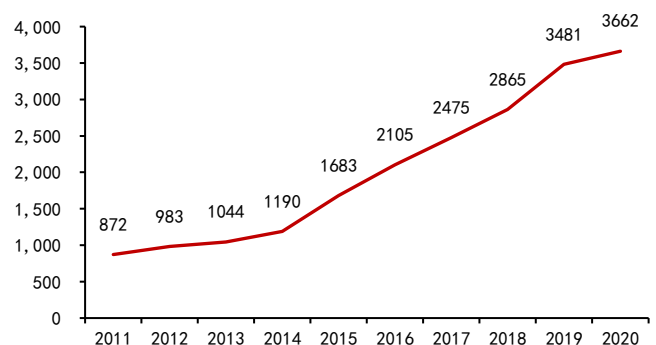
我国核电装机规模持续扩大，发电量逐渐提升。2011 年福岛事故以后，我国核电建设经历了短暂的停滞，很快重拾强劲的增长动力，商运核电机组装机规模及核电发电量节节攀升。

图表 151：2011-2020 全国商运核电机组装机规模 (GW)



来源：中国核能行业协会，国联证券研究所

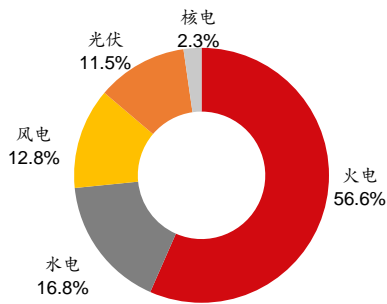
图表 152：2011-2020 我国核电发电量逐年增长 (亿千瓦时)



来源：中国核能行业协会，国联证券研究所

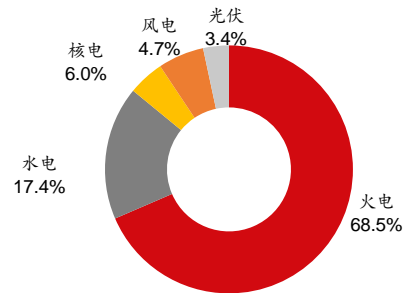
我国核电发电量占比约为装机规模占比的两倍。2020 年，我国核电装机仅占全国电力装机规模的 2.3%，不过发电量占比达到了 6%，这也体现出核电作为基荷电源稳定输出高质量电力的能力。

图表 153: 2020 年全国电力装机占比情况



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

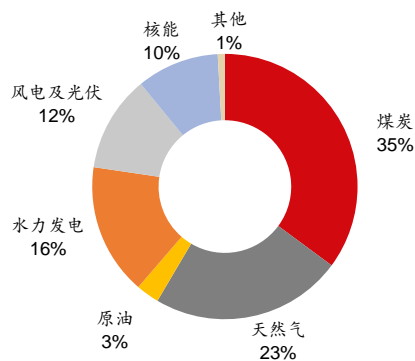
图表 154: 2020 年我国各类电源发电量占比情况



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

我国核电渗透率相较于其他国家的水平较低。我国核电发电量 6% 的占比远小于世界 10% 的平均水平, 更是显著小于法国 (70%)、韩国 (26%)、美国 (19%) 和俄国 (19%) 等国家, 显示出我国核电的渗透率还有很大的提升空间。

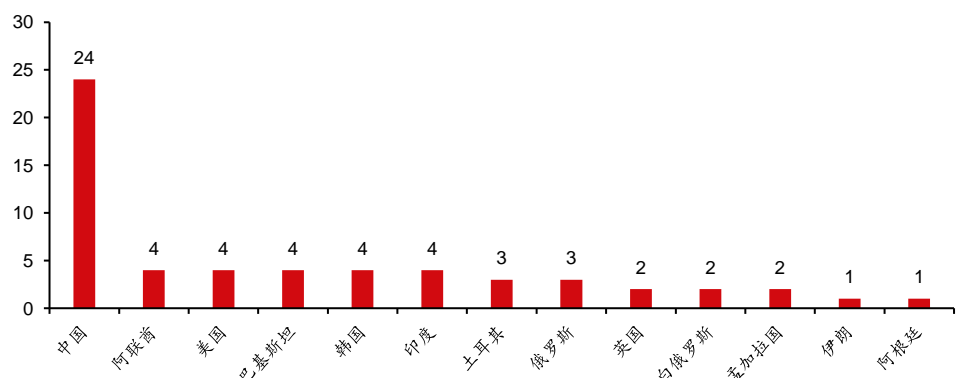
图表 155: 2020 年全球核电发电量占发电总量的 10%



来源: 中国电力网, 国联证券研究所

我国对于核电保有极大的建设意愿。据国际原子能机构统计, 福岛事件以后我国仍然开展了 24 个核电建设项目, 遥遥领先于世界其他国家。显示出我国对于自身核电技术的自信, 以及对未来前景的乐观态度。

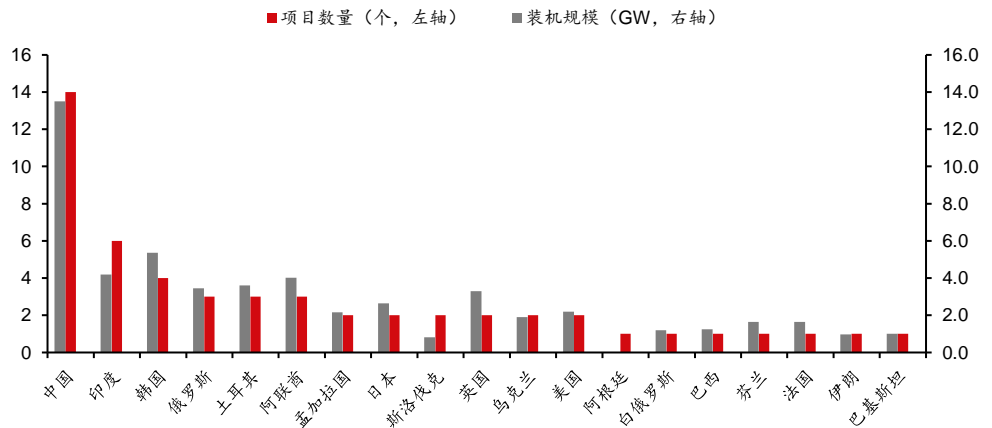
图表 156: 福岛事件之后各国核电项目建设数量



来源: 国际原子能机构, BNEF, 国联证券研究所

我国当前在建的核电项目，在项目数量和装机规模上均显著高于世界其他国家，是当前全球核电建设最为积极的国家。

图表 157：全球核电在建项目数量及装机规模



来源：国际原子能机构，BNEF，国联证券研究所

根据我国当前的核电建设情况及产能，结合中国核能行业协会的预测，我们预计“十四五”期间每年将安排 6-8 台核电机组开工建设，到 2025 年，我国商运核电机组将达到 64 台，总装机容量达到 68GW 以上。

图表 158：我国核电装机规模预测

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新增开工建设数量 (台)	4	6	7	7	7	7
新增开工建设规模 (GW)	4.22	6.96	8.12	8.12	8.12	8.12
新增投运机组数量 (台)	2	3	3	3	3	3
新增投运规模 (GW)	2.28	3.4	3.44	3.64	3.64	3.64
商运核电机组数量 (台)	49	52	55	58	61	64
商运核电装机规模 (GW)	51.03	54.43	57.87	61.51	65.15	68.79

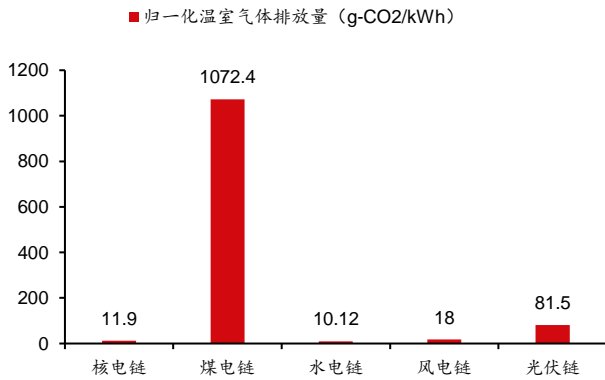
来源：中国核能行业协会，国联证券研究所

7.2 新型电力系统需要优质基荷能源支撑

在建立以清洁能源为主体的新型电力系统过程中，核电作为一种清洁、高效的基荷能源，其重要性不断提升。

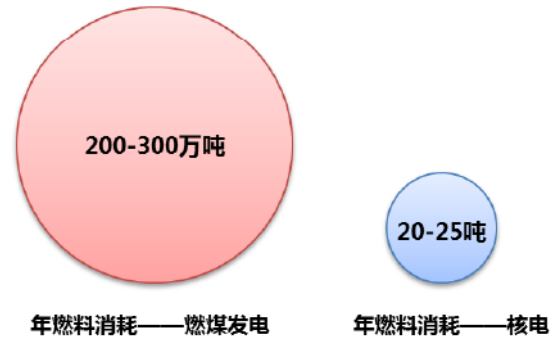
核电产业链的归一化温室气体排放量仅为 11.9g-CO₂/kWh，小于风电及光伏产业链，与水电相当。核电运行过程中不排放温室气体，也不排放 SO₂ 和 PM_{2.5} 等大气污染物，并且当前的核电站均配套完善的辐射保护系统。

图表 159: 核电产业链温室气体排放量低



来源: 中国核能行业协会, 国联证券研究所

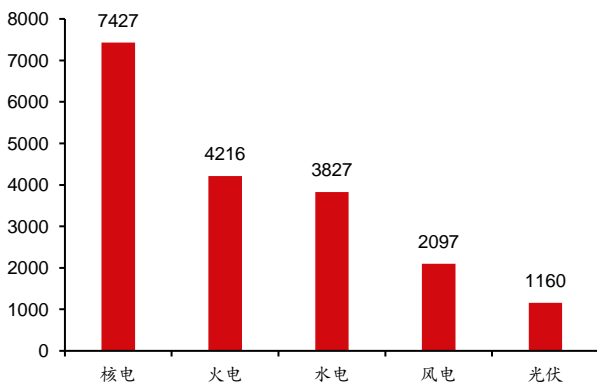
图表 160: 核能发电燃料消耗低



来源: 北极星核电网, 国联证券研究所

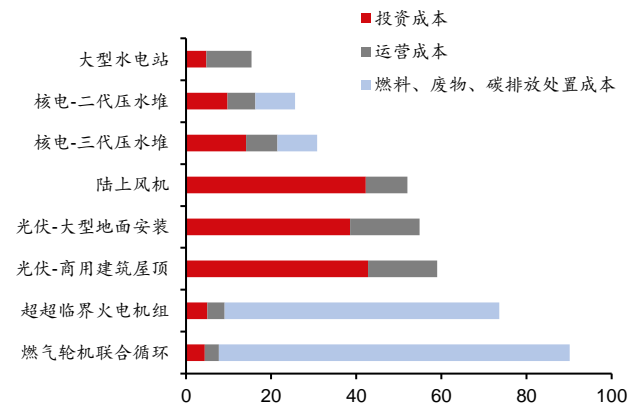
核能发电的年燃料消耗仅为燃煤发电的十万分之一左右;发电利用小时数远高于其他发电方式;度电成本低,是高效的经济性良好的发电方式。

图表 161: 核电发电利用小时数高



来源: 国家能源局, 国联证券研究所

图表 162: 核电度电成本低经济性好 (美元/MWh)

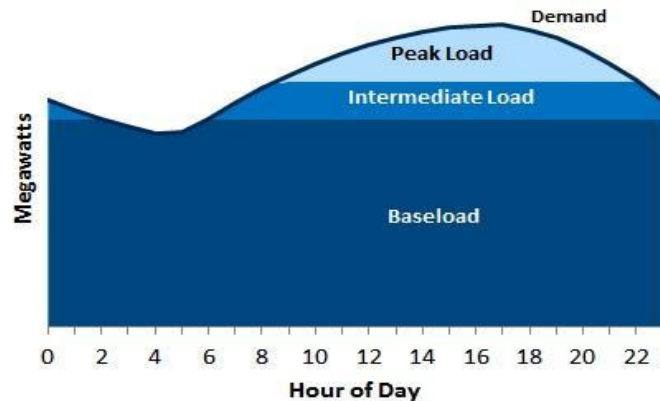


来源: 《Projected Cost of Generating Electricity》, IEA, 国联证券研究所

基荷电源是指能够提供连续、可靠电力供应的主力电源,是维持电力系统稳定运行的关键。煤电和核电等适合作为基荷电源,在此基础上以天然气、水电等灵活电源进行调峰。

然而,随着低成本的风电、光伏等间歇性可再生电源比例逐步增大,基荷受到蚕食,燃煤发电的清洁性问题难以解决,因此在发展新型电力系统的过程中,核电的重要地位日益凸显。

图表 163: 核电是新型电力系统中重要的基荷能源

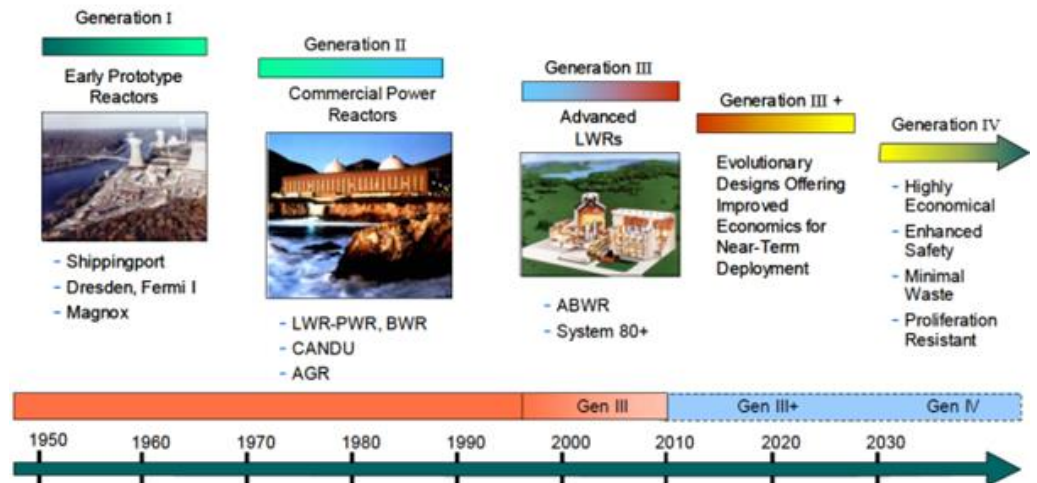


来源: NRDC, The Brattel Group, 国联证券研究所

7.3 三代核电成熟落地 各项性能显著提高

三代核电的陆续投产，标志着核电行业拐点的到来。2018年6月台山1号、三门1号机组先后实现首次并网，成为首台投入商业运行的三代EPR和AP1000机组，对核电行业发展具有拐点作用。2021年1月29日“华龙一号”首台机组福清5号实现商运，标志着我国自主国产化三代技术具备完整建设经验，可以实现批量化建设。未来所有新建核电机组均为安全性更高的三代或四代机组。

图表 164: 世界核能系统代际划分



来源: GIF, 中国核网, 国联证券研究所

第三代核电在安全性等方面较二代核电有显著的提高。其中堆芯损坏概率、大量放射性向外释放概率均相对二代核电的要求提高了一个数量级。电厂寿命的提升，以及建设周期、换料周期的缩短，也大大提高了核电的经济性。

图表 165: 第三代核电技术主要参数

参数	三代核电目标	相对二代核电改进
堆芯热工安全裕量	15%	维持较高安全裕量
堆芯损坏概率	$<10^{-5}$ / (堆·年)	相对二代核电 $<10^{-4}$ / (堆·年) 的要求提高了一个数量级
大量放射性向外释放概率	$<10^{-6}$ / (堆·年)	相对二代核电 $<10^{-5}$ / (堆·年) 的要求提高了一个数量级
机组额定功率	100 万~150 万 kWe (电功率)	单堆功率提升, 经济性提高
可利用因子	$>87\%$	相对二代核电 80% 可利用因子提高
换料周期	18~24 个月	相对二代核电 12 个月的换料周期大幅延长, 减少换料大修停机
电厂寿命	60 年	相对二代核电寿期 40 年大幅延长, 提高了核电经济性
建设周期	48~52 个月	应用模块化施工技术, 现场施工工期缩短, 减少投资

来源: 北极星核电网, 国联证券研究所

与此同时, 我国的第四代核电建设不断取得进展。第四代核电技术具有更高的安全系数、更高的转化效率和更丰富的核燃料储备, 为未来核电的更大规模应用提供了技术支持。

图表 166: 第四代核电技术及国内建设进展

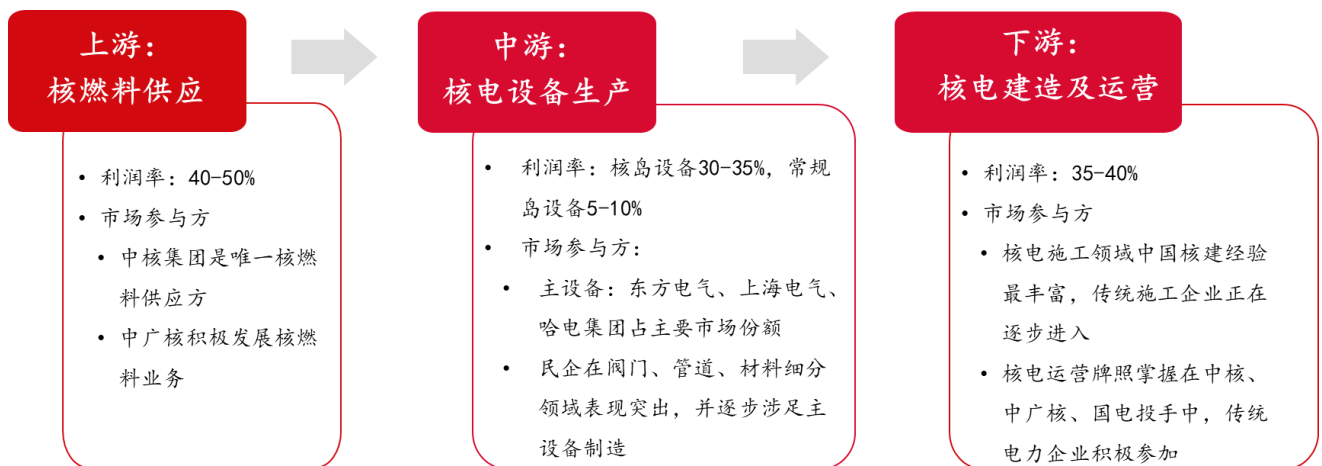
第四代核电技术	原理	国内第四代核电建设进展
气冷快堆 (Gas-cooled Fast Reactor, GFR)	快中子谱氦冷反应堆, 采用闭式燃料循环, 燃料可选择复合陶瓷燃料。它采用直接循环氦气轮机发电, 或采用其工艺热进行氢的热化学生产。	
铅合金液态金属冷却快堆 (Lead-cooled Fast Reactor, LFR)	快中子谱铅(铅/铋共晶)液态金属冷却堆, 采用闭式燃料循环, 以实现可转换铀的有效转化, 并控制铀系元素。燃料是含有可转换铀和超铀元素的金属或氮化物。	
熔盐反应堆 (Molten Salt Reactor, MSR)	超热中子谱堆, 燃料是钠、锆和氟化铀的循环液体混合物。熔盐燃料流过堆芯石墨通道, 产生超热中子谱。	
液态钠冷却快堆 (Sodium-cooled Fast Reactor, SFR)	快中子谱钠冷堆, 它采用可有效控制铀系元素及可转换铀的转化的闭式燃料循环。SFR 系统主要用于管理高放射性废弃物, 尤其在管理钚和其他铀系元素方面。	中国实验快堆(65MW)于2011年7月21日并网发电。 福建霞浦快堆核电示范工程(600MW)于2017年12月30日开始建设。
超高温气冷堆 (Very High Temperature Reactor, VHTR)	一次通过式铀燃料循环的石墨慢化氦冷堆。该反应堆堆芯可以是棱柱块状堆芯(如日本的高温工程试验反应器 HTTR), 也可以是球床堆芯(如中国的高温气冷试验堆 HTR-10)。VHTR 系统提供热量, 堆芯出口温度为 1000℃, 可为石油化工或其他行业生产氢或工艺热。该系统中也可加入发电设备, 以满足热电联供的需要。	清华大学核研院主持研发 10MW 高温气冷实验堆并与 2003 年并网发电。 山东石岛湾高温气冷堆核电站示范工程(2*200MW)于2012年12月9日开始建设。
超临界水冷堆 (Super-Critical Water-cooled Reactor, SCWR)	高温高压水冷堆, 在水的热力学临界点(374℃, 22.1 兆帕)以上运行。超临界水冷却剂能使热效率提高到轻水堆的约 1.3 倍。该系统的特点是, 冷却剂在反应堆中不改变状态, 直接与能量转换设备相连接, 因此可大大简化电厂配套设备。燃料为铀氧化物。	

来源: 北极星核电网, 国联证券研究所

7.4 产业链高产能叠加高国产化率

核电产业链可分为上游的核燃料供应，中游的核电设备生产，下游的核电建造及运营。当前我国可实现每年制造 8 套核电主设备的产能，并且可以同时进行 30 台核电机组的开工建设，设备产能及施工产能均位于世界领先水平。

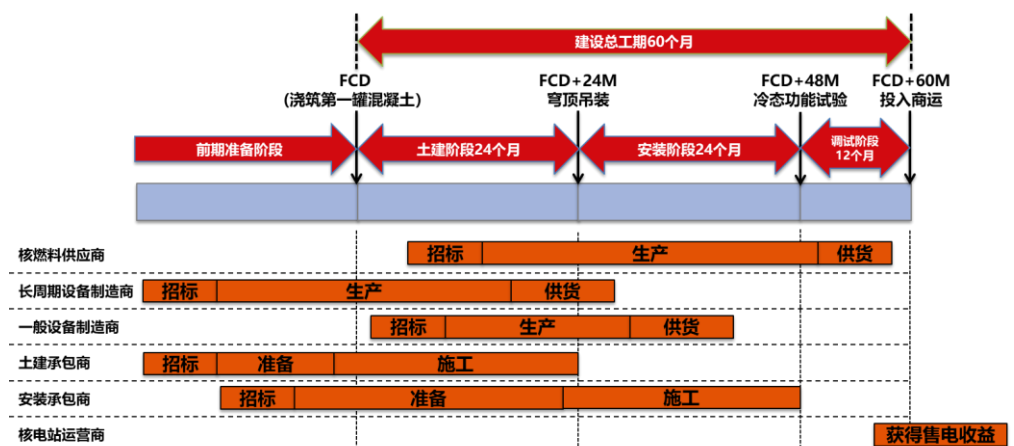
图表 167: 核电产业链示意图



来源：国联证券研究所整理

核电产业链上各环节的参与时点存在差别。核电项目建设总工期长达 60 个月左右，长周期主设备和土建施工合同在项目开工（FCD）前较长时间就已启动招标，因此在受益时序上最靠前；一般设备承包商位于中间；而核燃料供应商和核电站运营商的受益时序最靠后。

图表 168: 核电产业链各环节受益时序

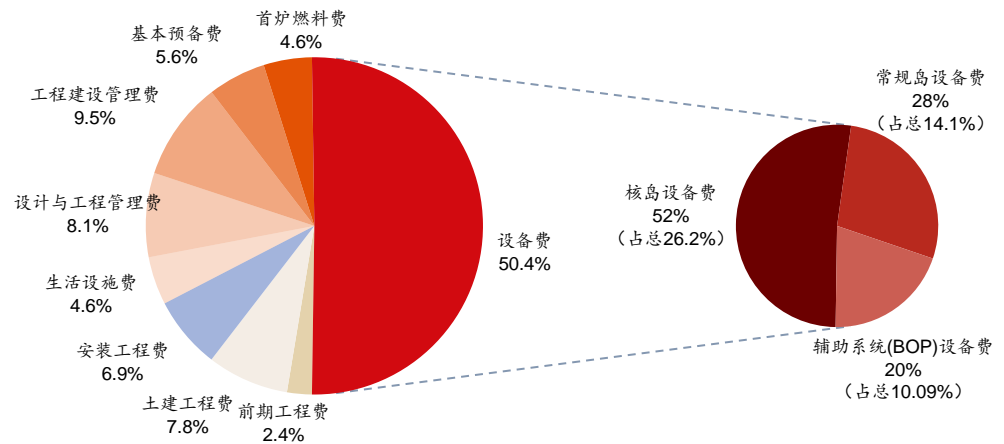


来源：国联证券研究所

核电投资费用结构中核电设备的价值量最高，建议关注国产化设备制造商。设备费可以占到总投资的 50%，而设备投资中约 52% 为核岛设备费。因此我们认为，核电新项目核准后，弹性最大、业绩上最先受益的是国产化核电设备制造商。并且由于核电业务的壁垒高、利润率高，因此新项目核准后对于设备制造商的利润增后效果较

为可观。

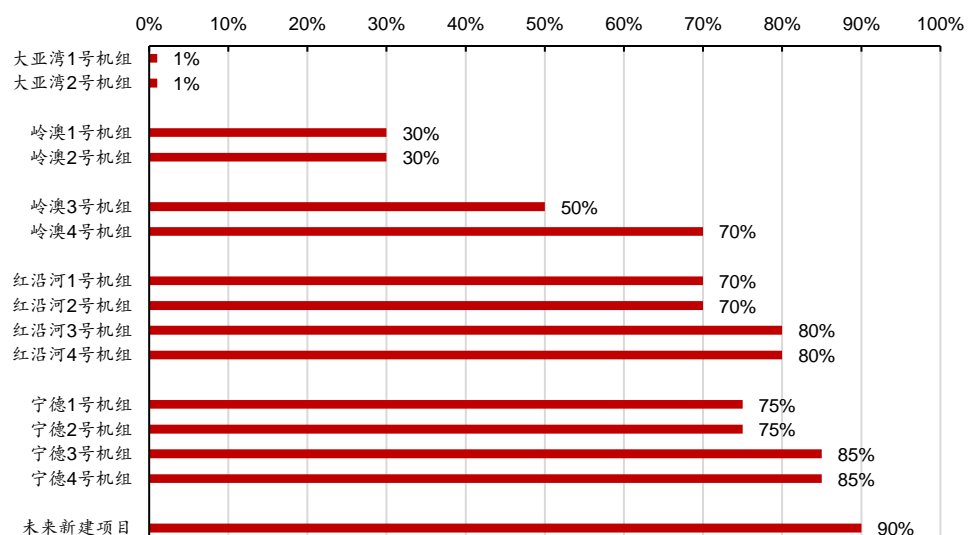
图表 169: 核电站投资费用结构中设备费占 50%



来源: 中国核电信息网, 国联证券研究所

目前我国新建核电项目设备国产化率可达到 90%。我国核电设备国产化率从大亚湾时 1%，已提高到宁德 4 号机组 85%，主泵、DCS、重要阀门等长期依赖进口的设备已逐步实现国产化，在建机组的国产化率可以达到 90%以上，自主化设备制造商的市场空间已经打开。

图表 170: 我国新建项目核电设备国产化率可达到 90%



来源: 中国核能行业协会, 国联证券研究所

7.5 投资建议：关注运营商及核心供货商

核电作为我国电力供应体系的基荷品种，具备绿电属性，在双碳政策推行背景下获得极大提升空间。预计十四五期间我国核电项目核准开工将达到每年 6-8 台的稳定水平，为行业提供持续增量发展机遇。

➤ 中国核电（601985）：国内核电龙头布局新能源

公司是国内第二大、世界第四大的核电公司，A 股稀缺的核电运营标的。核电运营环节具有极高的护城河效应，保障了较高的毛利率（2020 年为 45%）及净利率（2020 年为 21%）。

截至 2021 上半年，公司拥有核电装机 2251 万千瓦，约占全国核电总装机的 42.3%。目前中核集团是国内唯一具有铀矿开发、核燃料组件加工的资质与能力的企业，集团在核电全产业链的布局及地位将有力支持公司的核电业务发展。

2021 年 1 月，公司通过收购中核汇能（中核集团旗下新能源产业发展平台），获得集团的优质新能源资产注入，截至 2021 上半年拥有新能源装机 603.7 万千瓦。预计未来公司两大业务板块同步发展，新能源装机持续扩张。

➤ 应流股份（603308）：两机叶片+核电共同推进

公司在国内精密铸造行业的产能及技术均位于前列，对于航空发动机和燃气轮机叶片、核电主设备等领域均有供货。随着未来疫情的影响逐渐减弱，全球航空业迎来复苏，对于航发叶片的需求将迅速提升；而核电作为新型电力系统不可或缺的重要基荷能源，其景气度预计也将提升。

公司在核电领域的产品线呈现多元化特征，包括主泵泵壳、金属保温层、中子吸收材料、爆破阀在内的多种产品，单机组可供核电产品价值近 3 亿，并且在主流三代技术 AP1000 和“华龙一号”机组均有业绩。预计未来核电新项目建设加快将拉动订单增长，增厚公司业绩。

➤ 久立特材（002318）：核用等高端钢管打开新增长

公司聚焦于高端不锈钢管的进口替代，在石油领域站稳脚跟之后，公司切入了航空及核电等新领域，开启新增长极。

公司核电产品包括核电蒸发器用 U 形传热管、核电站用核级不锈钢无缝管及焊接管、ITER 装置用 TF/PF 导管等，这些产品的共同特点是制造难度大、单价高。尤其是蒸汽发生器用 U 形管，目前国内仅久立特材和宝银特钢实现国产化，U 形管价格在 100 万/吨左右，单台机组仅 U 形管价值可达 1 亿以上。公司已获“华龙一号”和 AP1000 690U 型传热管订单，说明公司产品已获市场认可。预计伴随核电国产化的加速推进，核电产品销售额将显著提升。

图表 171: 核电板块重点关注标的

代码	公司	收盘价 (2021.12.24)	EPS			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
601985.SH	中国核电	8.25	0.45	0.54	0.59	18	15	14
603308.SH	应流股份	22.90	0.39	0.56	0.76	59	41	30
002318.SZ	久立特材	16.72	0.86	0.99	1.14	19	17	15

来源: Wind, 国联证券研究所

注: 各公司盈利预测来自 Wind 一致预期

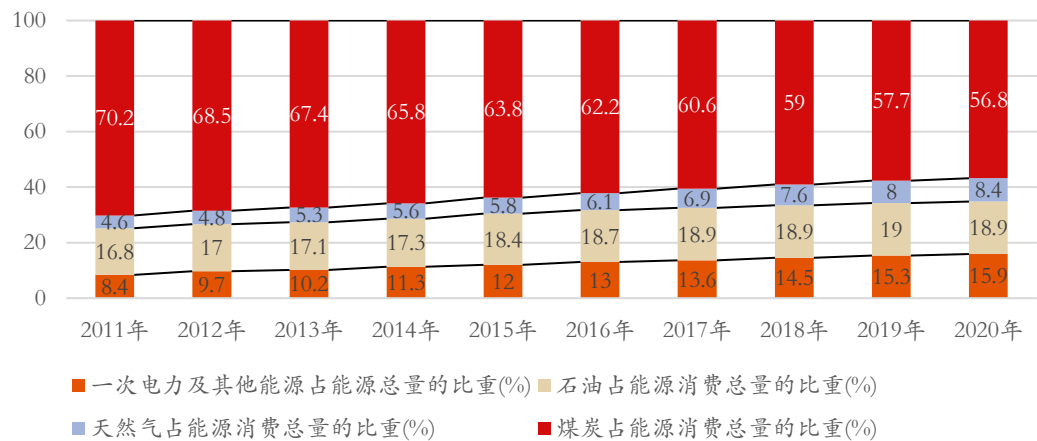
8 电网投资: 新能源赋能新电网 电能替代孕育新机遇

8.1 发用两端需求增长将带领电网投资增速形成反转

➤ 用电端: 电能替代大趋势提升电力消费在终端能源中的占比

根据国家统计局的数据, 我国一次电力在能源消费中的占比从 2011 年的 8.4% 持续攀升至 2020 年的 15.9%, 如期实现 2020 年非化石能源消费占比达到 15% 的承诺。我国提出, 到 2030 年一次电力消费占比力争达到 25% 左右。据国际可再生能源署预测, 到 2050 年, 一次电力在全球能源消费的比重中, 将从现在的 20% 提高到 45%, 一次电力在我国终端能源消费的比重将增长至 47%。

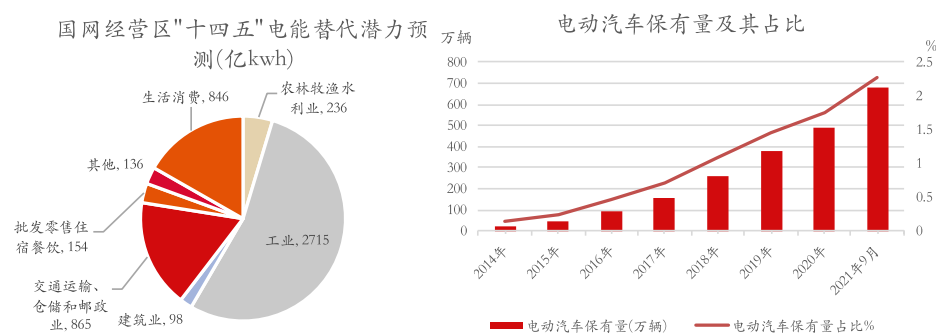
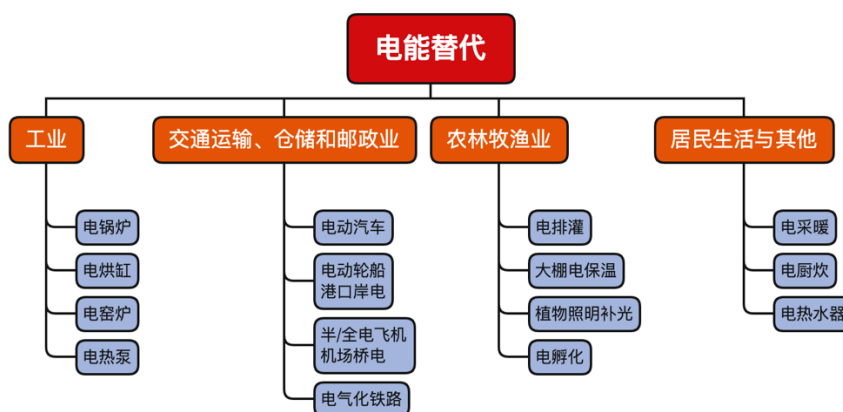
图表 172: 终端能源消费占比



来源: 国家统计局, 国联证券研究所

除了提升一次端清洁能源的使用效率, 为降低二次端化石能源的直接使用而进行大规模电能替代成为近几年及未来的发展趋势。“十三五”期间全国电能替代规模超过 8000 亿千瓦时, 占新增用电规模的 44%。根据《南方电网“十四五”电能替代发展规划》, 电能替代的目标值为 1800 亿千瓦时, 将大力推广电锅炉、电窑炉、农业电排灌等新型用能方式, 进一步提升铁路电气化率、电动汽车渗透率, 建设港口岸电、机场桥电等用电系统, 促进电能替代。

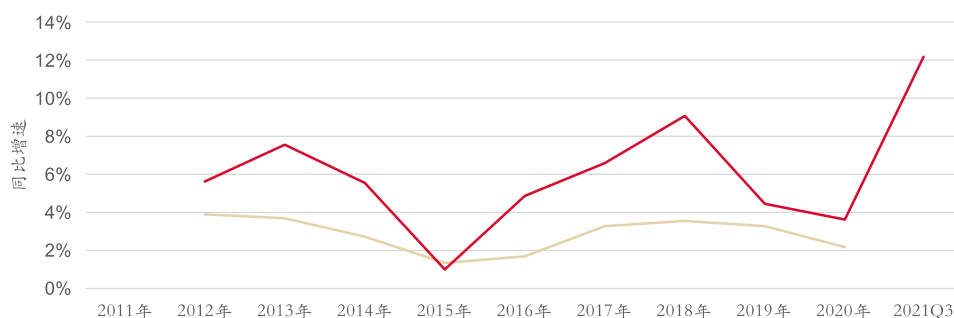
图表 173：电能替代潜力分析



来源：中国电力 Vol 54, No 7, 《基于细分行业用能结构特征的“十四五”电能替代电量规划》，iFinD, 国联证券研究所

根据国家统计局数据，我国能源消费总体增速稳定，平均增速为 2.84%，我国全社会用电量 2016 年至 2020 年平均增速约为 6%。根据上述数据，我们预期十四五期间，能源消费总体年均增速为 3%，电力消费总增速约为 6%。

图表 174：能源消费与社会用电增速对比



来源：国家能源局，国家统计局，国联证券研究所

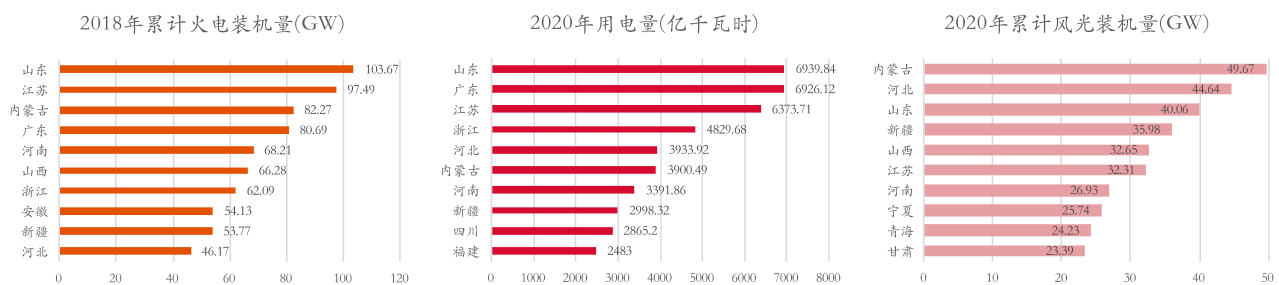
➤ 发电端：新能源大量装机将使电网物理拓扑结构改变

2021 年 10 月 8 日，国务院常务会议中提出，要加快推进沙漠戈壁荒漠地区大型风电、光伏基地建设。2021 年 10 月 12 日，在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上，习近平主席宣布第一期装机容量约 1 亿千瓦的大型风电光伏基地项目已于近期有序开工。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发

展报告 2020》，到 2025 年，预计可再生能源发电装机占我国发电总装机的 50% 以上。根据上述数据，我们可以测算得出，至 2025 年，全国发电设备总装机容量至少需达 25.94 亿千瓦，风光装机容量至少需新增 3.94 亿千瓦达到 9.27 亿千瓦；总装机容量年均增速至少为 3.35%，风光装机容量年均增速至少为 11.7%。

风光等新能源大量装机将造成电源拓扑重构，电源重构将导致电网也发生拓扑重构。我们可以从火电装机省份，新能源装机省份以及用电省份的排名中看出电源位置在宏观上的大幅变化：用电、火电大省大多不再是新能源装机大省，而宁夏、青海、甘肃等用电小省未来则将成为风光发电主力省份。

图表 175：全国火电、用电、风光省份排名

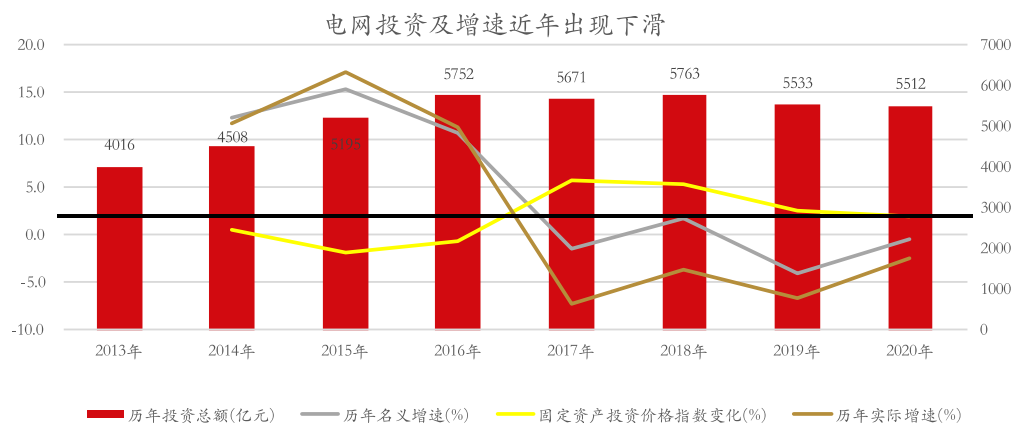


来源：各省能源局，国联证券研究所

➤ 输电端：电网投资增速已多年低迷 有望形成反转

通过梳理过去几年国家电网与南方电网的投资总额数据，我们发现，自 2016 年特高压主网建设高峰过后，电网投资总额增速呈断崖式下滑。我们用固定资产投资价格指数对历年名义投资额进行调整后发现，实际投资额增速从 2015 年的 17% 下滑至 2016 年的 11.3%，2017 年直接降低至 -7.2%，此后至 2020 年，实际增速已连续 4 年保持负数。

图表 176：2014 年-2020 年电网投资总额及增速变化



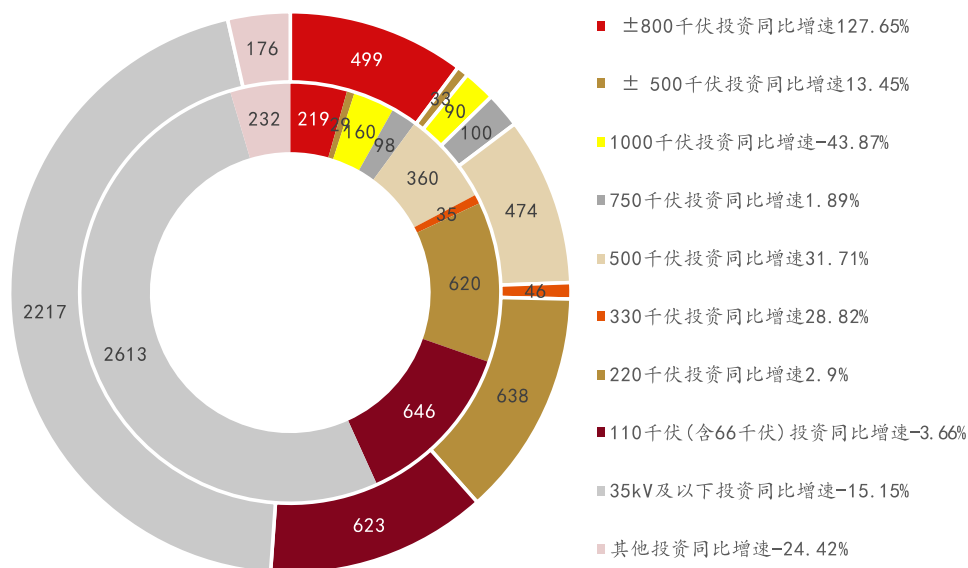
来源：国家统计局、国家电网、南方电网、国联证券研究所

我们对 2017 年以来电网投资增速低迷的原因进行了思考和总结，主要有以下几

点因素造成了这一结果：(1) 特高压主网架结构初步完善，部分通道尚未完全发挥效益，投资监管趋严；(2) 国家环保政策收紧，电网工程推进受阻，建设进度缓慢；(3) 国家电网严格控制电网投资，从追求规模转向规模与效益兼顾发展。

从 2020 年和 2019 年各电压等级投资数据可见，相对于 2019 年，2020 年的投资重点为特高压直流及配套的 500kV 工程。

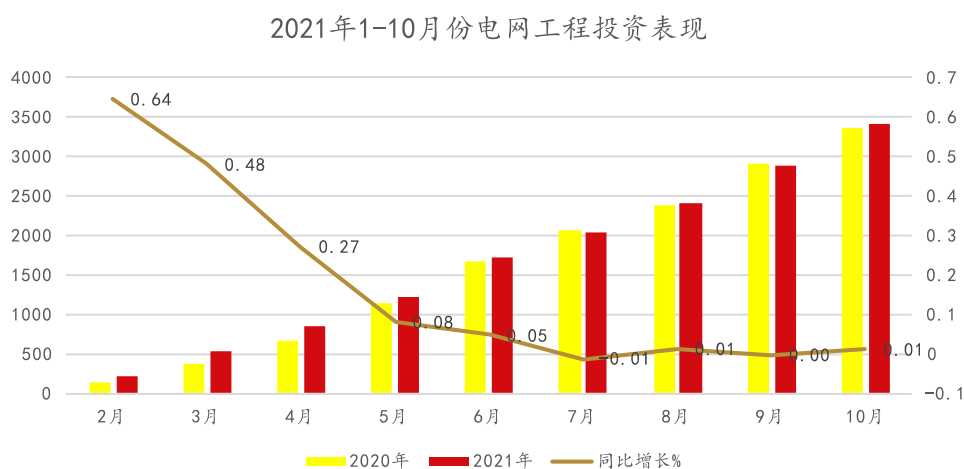
图表 177：2020 年与 2019 年各电压等级电网工程投资情况



来源：国家统计局、中国电力企业联合会、国联证券研究所

复盘 2021 年 1-10 月的表现，除了 1-4 月受到 2020 年年初疫情造成的低基数效应影响增速较高外，5 月份之后基本停止增长，电网工程尚未从低迷中恢复。

图表 178：2021 年电网工程投资表现

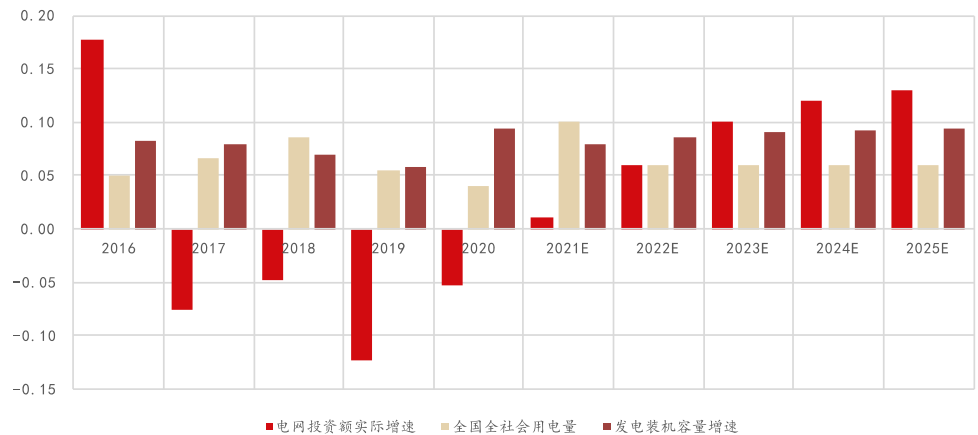


来源：国家统计局、中国电力企业联合会、国联证券研究所

对 2016 年至 2020 年发输用三端的增速进行了对比可以发现，进入 2017 年后，

输电端增速已连续落后发用两端，最终将影响电网运行安全、降低电网的消纳能力、损害电能质量或供电可靠性，这显然是不可持续的。在碳中和的背景下，新能源大量装机与电能替代的大趋势不可逆转，因此，我们预测，输电端在发用两端增长的背景下，增速将至少提升至匹配的水平，我们预期，2022-2025年电网实际投资增速将逐年攀升。

图表 179：发、输、用增速比较与预期

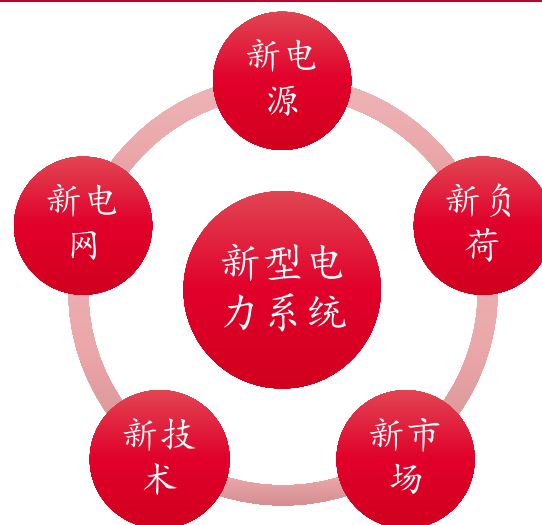


来源：国家能源局，国联证券研究所

建设新型电力系统：电网新一轮投资的根本任务

新型电力系统是以新能源为供给主体、以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展电力需求为首要目标，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。

图表 180：新型电力系统的基本要素



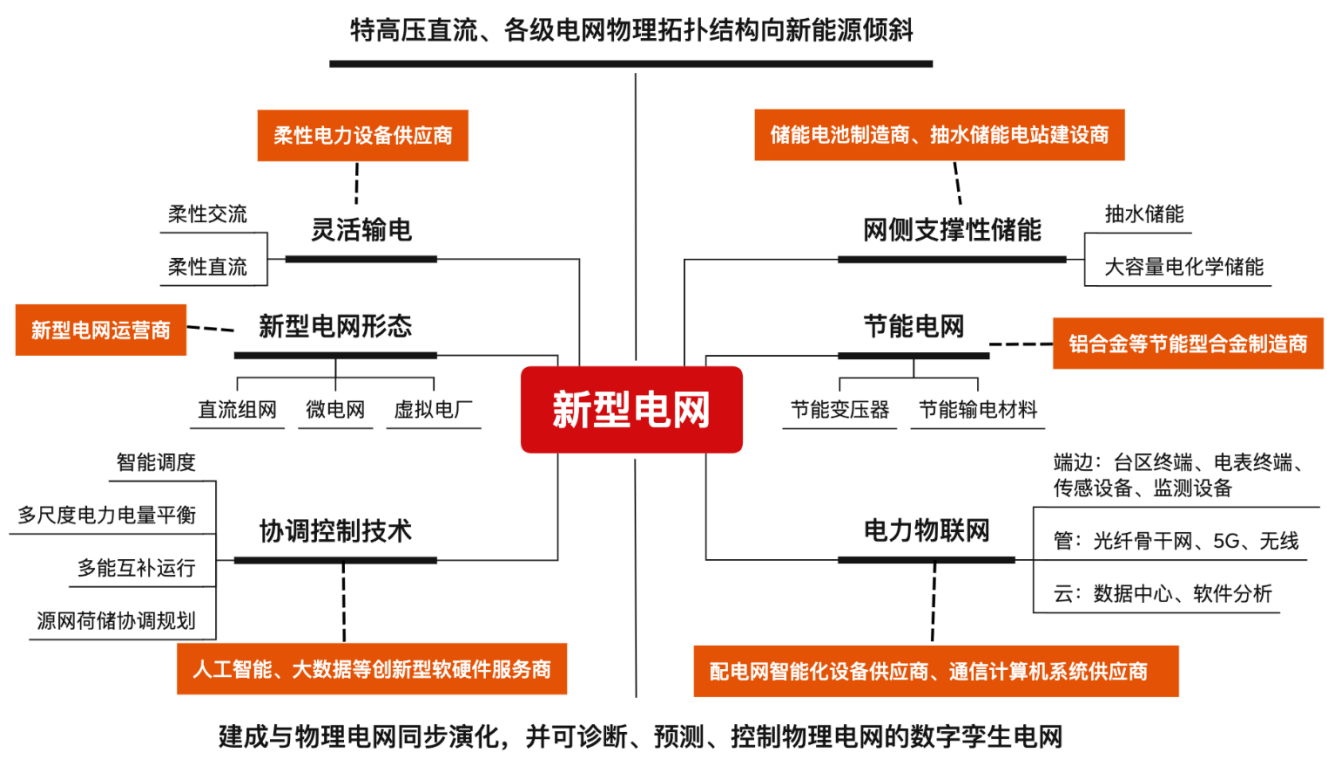
要素	描述
新电源	由传统的稳定可控强出力的火力发电，向具有不确定性、不可控性，但清洁可再生的风光发电转变

新负荷	由传统的刚性的、纯消费型负荷，向柔性的、产销型负荷转变
新电网	由传统的发散式的逐级输配式的交流电网，向环形的、交直流混合大电网、直流电网、微电网等多种形式并存的电网结构
新技术	由传统的旋转同步电机主导的发电技术，向以静止的电力电子装置和旋转同步电机共同主导的局面转变；由传统的经验型人工干预为主的调度运行方式，向以海量数据为基础的、源网荷协调配合的高度智能化运行调度决策系统转变；由传统的刚性开关主导的拓扑结构变化方式，向柔性可控连续变化的拓扑结构变化方式转变
新市场	由传统的电网公司为主体的统购统销式电力市场，向以跨区跨省和省内电力现货交易为主体的“统一市场、两级运作”电力市场体系

来源：国联证券研究所

新型电力系统的主要难点在于：(1) 西电东送需求持续攀升；(2) 新能源机组抗扰动能力差，对电网支撑能力不足，高比例电力电子装置引发宽频振荡等新的稳定性问题；(3) 新能源出力大范围随机波动，电力供需平衡面临挑战；(4) 新能源及新负荷布点更加分散，愈发深入低电压等级电网，且倾向于随机快速并脱网，需控制的元器件规模呈现指数级增长；(5) 电网及关联设备运行数据的采集、传感、分析、控制机制复杂化。为此，我们需根据新型电力系统的主要困难，梳理了新型电网有关技术方案和主要受益方向。

图表 181：新型电网主要技术内容梳理



来源：国联证券研究所

8.2 新型电网物理拓扑结构面临升级

➤ 特高压建设将迎来提速

特高压是指电压等级在交流 1000 千伏及以上和直流±800 千伏及以上的输电技

术，具有输送容量大、距离远、效率高和损耗低等技术优势。国家电网建成投运“十四交十二直”26项特高压工程，核准、在建“两交三直”5项特高压工程。目前，特高压直流通道中，除吉泉直流、锡泰直流、雁淮直流外，其余直流通道在高峰期均可实现满送。

图表 182：特高压现状

国家电网在运在建特高压交流通道	国家电网在运在建特高压直流通道
长南荆特高压：晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程	哈密南-郑州±800 千伏特高压直流输电线路工程
皖电东送：淮南—上海北环 1000 千伏特高压交流输电示范工程	复奉直流：向家坝（四川、云南交界）—上海±800 千伏特高压直流输电示范工程
皖电东送：淮南—上海南环 1000 千伏特高压交流输电示范工程	锦苏直流：锦屏（贵州）—苏南±800 千伏特高压直流输电工程
榆横—潍坊 1000 千伏特高压交流输电变电工程	天中直流：哈密南—郑州±800 千伏特高压直流输电工程
锡盟送山东 1000 千伏特高压交流工程	宾金直流：溪洛渡左岸—浙江金华±800 千伏特高压直流输电工程
浙北—福州 1000 千伏特高压交流输电变电工程	祁韶直流：±800 千伏祁韶（酒泉—湖南）特高压直流输电工程
蒙西—天津南 1000 千伏特高压交流输电变电工程	雁淮直流：±800 千伏晋北送电江苏特高压直流输电工程
张家口-雄安 1000 千伏特高压交流输电变电工程	锡泰直流：锡盟—泰州±800 千伏特高压直流输电工程
雄安-石家庄 1000 千伏特高压交流输电变电工程	昭沂直流：上海庙~山东（昭沂）±800 千伏特高压直流输电工程
潍坊-临沂-枣庄-菏泽-石家庄 1000 千伏特高压交流输电变电工程	鲁固直流：扎鲁特-青州±800 千伏特高压输电工程
蒙西-晋中 1000 千伏特高压交流输电变电工程	吉泉直流：昌吉-古泉±1100 千伏特高压直流输电工程
南阳-荆门-长沙 1000 千伏特高压交流输电变电工程	灵绍直流：灵武-绍兴±800 千伏特高压输电工程
南昌-长沙 1000 千伏特高压交流输电变电工程	青海-河南：海南州-郑州±800 千伏特高压输电工程
武汉-荆门 1000 千伏特高压交流输电变电工程	白鹤滩-江苏±800 千伏特高压输电工程
驻马店-武汉 1000 千伏特高压交流输电变电工程	雅中-江西±800 千伏特高压输电工程
武汉-南昌 1000 千伏特高压交流输电变电工程	陕北-湖北±800 千伏特高压输电工程



南方电网在运在建特高压直流通道	
±800 千伏云南送广东特高压直流示范工程	±800 千伏糯扎渡送广东特高压直流输电工程

±800 千伏滇西北送广东特高压直流工程

±800 千伏乌东德电站送电广东广西特高压多端直流示范工程

来源：国家电网，南方电网，国联证券研究所

西部“风光大基地”开发为特高压工程建设带来增量。位于甘肃、青海、宁夏、内蒙古西部“风光大基地”第一批 1 亿千瓦的装机量已经开工，我们根据甘肃电力 2020 年实际最大外送电力占社会最大负荷 52% 的数据进行估算，则第一批四省 1 亿千瓦高峰期需外送 5000 万千瓦，一条±800kV 特高压直流通道输送额定容量为 800 万千瓦，则第一批装机总计需新增约 6 条特高压直流通道。从特高压现状可以看出，目前甘肃、青海、宁夏、内蒙古西部仅各有 1 条特高压直流通道送往中东部地区，未来仍将产生较大的外送需求，使特高压直流规划提速。

图表 183：1 亿千瓦装机外送通道需求预测

外送比例	外送功率(万千瓦)	新增±800kV 直流通道数量	相对在运的 12 条直流增量
30%	3000	4	33%
40%	4000	5	42%
50%	5000	7	58%
60%	6000	8	67%
70%	7000	9	75%
80%	8000	10	83%

来源：国联证券研究所预测

➤ 地区主网结构亟待升级

过去几年由于特高压大力建设、环保管控加强、城镇规划扩大等原因，地区 500kV 及以下的电网建设难度加大，站线选址矛盾突出，民事纠纷增多，输电走廊资源日益减少，发展明显放缓。

根据中国电力企业联合会的数据，我国 2010 年-2020 年间，500kV 输电线路总长度从 12.71 万 km 增长至 20.15 万 km，年均增速仅 4.7%；220kV 输电线路总长度从 27.8 万 km 增长至 47.52 万 km，年均增速仅 5.5%；500kV 变电总容量适度受益于特高压建设，从 6.98 亿 kVA 增长至 15.15 亿 kVA，年均增速为 8%；220kV 变电总容量从 11.82 亿 kVA 增长至 22.81 亿 kVA，年均增速仅 6.8%。以上年均增速不仅跑输同期 GDP 年均增速 8.5%，同时大幅跑输同期特高压增速，且呈现出增速逐年降低的态势。

图表 184：110kV-500kV 交流输电线路和变电容量增速统计

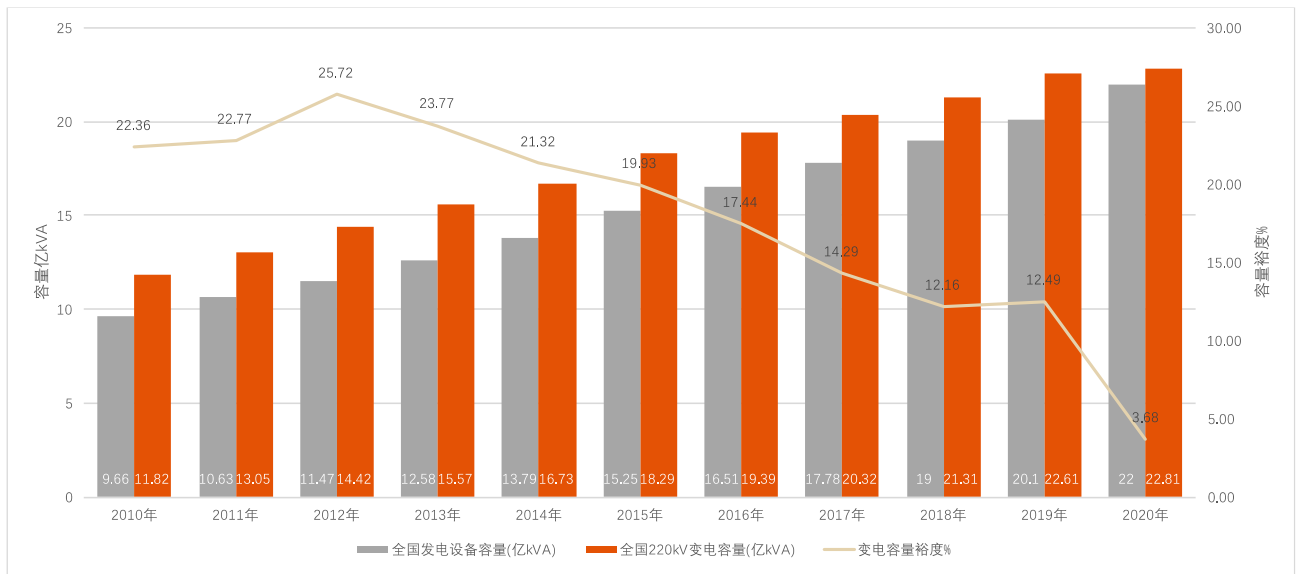


来源：中国电力企业联合会，国联证券研究所

由于绝大部分的用电设备额定电压均在 220kV 以下，因此我们可以用 220kV 变电容量与全国发电设备装机总容量的比值来衡量电网对全国电源的消纳能力。根据中国电力企业联合会的数据，我们可以发现，2010 年这一比值为 1.22，至 2020 年，这一比值已经连年减少至 1.037，接近于 1 倍，可见，地区电网已经成为制约电网消纳能力的瓶颈。

220kV-500kV 构成的地区性主干电网在电力系统中扮演着承上启下的角色，坚强灵活的地区电网结构，不仅有利于电网安全稳定运行，而且对新能源的消纳，电能替代的发展意义深远。我们预计，随着源荷两端的高速发展，地区性电网新建和改造总量将迎来上升。

图表 185: 220kV 变电容量与全国发电设备容量历年对比



来源：中国电力企业联合会，国联证券研究所

➤ 大型城市的能源动脉：地下高压电网

近年来，由于城市用电负荷持续快速增长、供电可靠性要求提高、城市规划和建设空间扩张、市容市貌美观需求提升等原因，城市架空输电线路逐渐进行入地改造。电缆线路虽然投资费用较高，但相对于城市空间，具有不占地面通道，空间断面输电容量大，不易受城市复杂环境影响，极少有人身安全事故等优点。所以，随着中国城镇化进程及城市经济的发展，越来越多的架空线路将会改造为电缆，且增量城市电网也将由电缆承担，未来我国主要城市的电缆化率可达 90% 以上。

十三五期间，10kV 及以下的中低压配电网入地整治工作已取得进展，城市配电网电缆化率进一步提升。随着电能替代愈发深入，为进一步满足城市用电需求和节约用地，高压与超高压地下电网的建设有望迎来快速发展时期，高压及超高压电缆的需求将得到提升。

➤ 传统输变电装备竞争格局优化 龙头地位加强

电网投资总量带动下，电网物理结构加强有望迎来新一轮景气周期，变电站、输电线路核心设备材料将均受益于这一趋势，产业链情况梳理如下：

图表 186: 变电一次设备梳理

变电一次设备	主要作用	代表企业与主体
交流变压器	交流输电升降电压的核心设备	特变电工、中国西电、保变电气、山东电工等
换流变、阀	直流输电变流核心设备	特变电工、国电南瑞、许继电气、荣信汇科等
断路器	分交直流断路器，可开断短路大电流	中国西电、平高电气、思源电气、长高集团、山东泰开、江苏如高高压电器、ABB、西门子、阿尔斯通、新东北电气等
负荷开关	能够开断负荷电流和过负荷电流	
熔断器	过载和短路故障的保护设备	
隔离开关	一般不带电或小电流操作，将设备可靠隔离	
电抗器	用途广泛，主要目的为补偿、限流或滤波	特变电工、保变电气、思源电气、中国能建等

电力电容器	用途广泛，主要目的为补偿或滤波	思源电气、白云电器、国电南瑞、合容电气等
电阻器	主要用于滤波，接地、直流系统等	中国西电、思源电气、上海久能、西安神电等
测量装置	交直流电压电流互感器等	国电南瑞、白云电器、特变电工、思源电气等
避雷器	保护电力设备免受高瞬态过电压危害	金冠电气、中国西电、平高电气、抚顺电瓷等
组合电器	GIS等，可将多数电力设备封闭在充满绝缘气体的接地金属外壳中	平高电气、中国西电、思源电气、山东泰开等
中性点设备	消弧线圈、接地变或成套装置	思源电气、许继电气、山东泰开、河北旭辉等
绝缘设备	悬式绝缘子、支柱绝缘子、穿墙套管等，用于支撑电气设备	平高电气、大连电瓷，传奇电气，ABB等
导体材料	母线、硬导体、软导线、电缆等，用于连接电气设备	特变电工、中天科技、汉缆股份、杭电股份等
开关柜	用于接收和分配电能	许继电气、国电南瑞、平高电气、山东泰开等

来源：国联证券研究所

图表 187：变电二次设备梳理

变电二次设备	主要作用	代表企业与主体
继电保护及自动控制装置	一次设备继电保护装置，并包括并列、同期、无功及备用设备自动投切、选相合闸、故障录波测距等自动装置	
在线监测装置	利用多种在线监测技术和传感器对设备进行在线状态监测、电能质量监测等	国电南瑞、国电南自、许继电气、四方股份、长园集团、思源电气、宏力达、杭州柯林、科陆电子、积成电子、东方电子、海兴电力、炬华科技、三晖电气、智光电气、友讯达、中元股份、西力科技、煜邦电力、迦南智能、金智科技、智洋创新等
安稳控制装置	包括减载、解列、消谐等装置	
计算机监控系统	实现数据采集处理、控制与操作、监视和报警、统计和分析、事故记录和追忆、智能决策等功能	
自动化系统设备	包括时间同步装置、远动终端设备、电能计量和采集系统、相量测量系统等许多自动化系统和设备	
电源系统	主要包括蓄电池等直流电源系统、交流不停电电源系统等	
站内通信	利用通信设备满足语音、视频、多媒体及数据传送需求	国网信通、国电南瑞、北京智芯微电子等

来源：国联证券研究所

图表 188：输电线路材料梳理

输电设备	主要作用	代表企业与主体
杆塔	主要用于架空输电线路	中国电建、风范股份、汇金通、中国能建、宏盛华源等
线缆	包括导地线、电缆、光缆等，实现电能传送和通信的基本功能	亨通光电、汉缆股份、通达股份、通光线缆、航天电子、杭电股份、中天科技、远东股份、特变电工、特发信息等
绝缘子	带电部分与接地部分的连接部件	大连电瓷、神马电力、创元科技等
线路金具	主要包括绝缘子金具串、线缆附件等	中国电建、中天科技、中国能建等

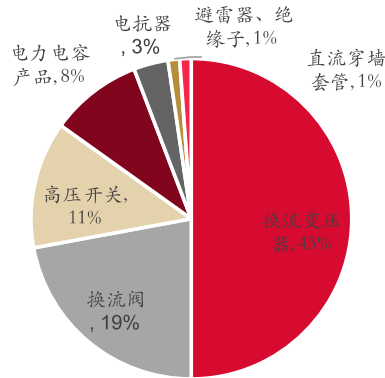
来源：国联证券研究所

其中，特高压直流工程将特别受益于新能源西电东送和清洁能源消纳比例提升，有望获得更高的成长速度。根据国家电网直流工程设备招标金额，设备购置费用中近

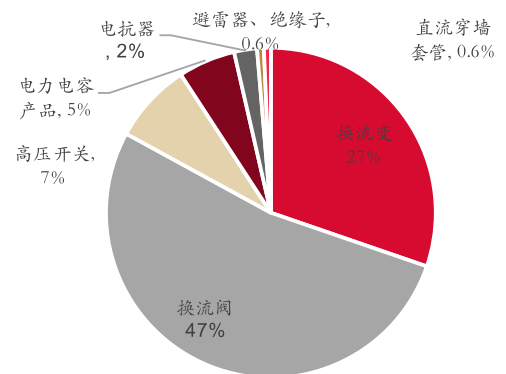
一半为变压器/换流变等，另外占比较高的还包括换流阀、高压开关等。

图表 189：特高压工程设备招标金额分析

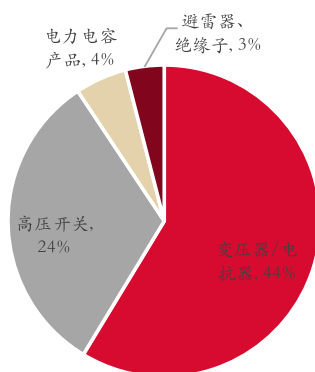
常规直流特高压工程设备费用占比(%)



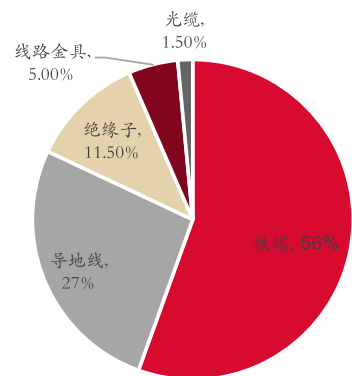
特高压柔性直流工程设备费用占比 (%)



特高压交流工程设备费用占比 (%)



特高压线路工程材料费用占比 (%)



来源：国家电网，国联证券研究所

变压器/换流器行业市场份额有望进一步集中

变压器/换流器作为电网运行的核心器件，将充分受益于电网投资提速。我国变压器行业总体呈现高端产能集中，低端产品较为分散竞争激烈的格局，第一梯队的龙头企业主要包括特变电工、保变电气、许继电气、三变科技、中国西电等。换流变/阀市场相对集中，主要有特变电工、国电南瑞、中国西电、许继电气、保变电气等。

GIS 成套开关设备在高电压等级市场将扩大应用

GIS 成套开关设备具有高可靠性、占地面积小、运行维护方便、无静电干扰和电晕干扰，噪声水平低等优点，随着我国东部地区土地资源紧张的格局进一步加剧，GIS 的应用有进一步加强的趋势。GIS 市场份额较为集中，龙头平高电气市场份额约占 40%，其他主要厂商还有中国西电、平高东芝等。

输电设备竞争较为充分，超高压电缆国产替代空间较大

架空输电设备主要包括铁塔和线材，两者合计投资占比超过 65%，国内产能总

体能够满足需求增长。在高电压大截面电缆领域，技术壁垒较高，国内具有研发创新能力的电缆制造企业主要有青岛汉缆、中天科技、东方电缆、远东电缆、宝胜股份等。

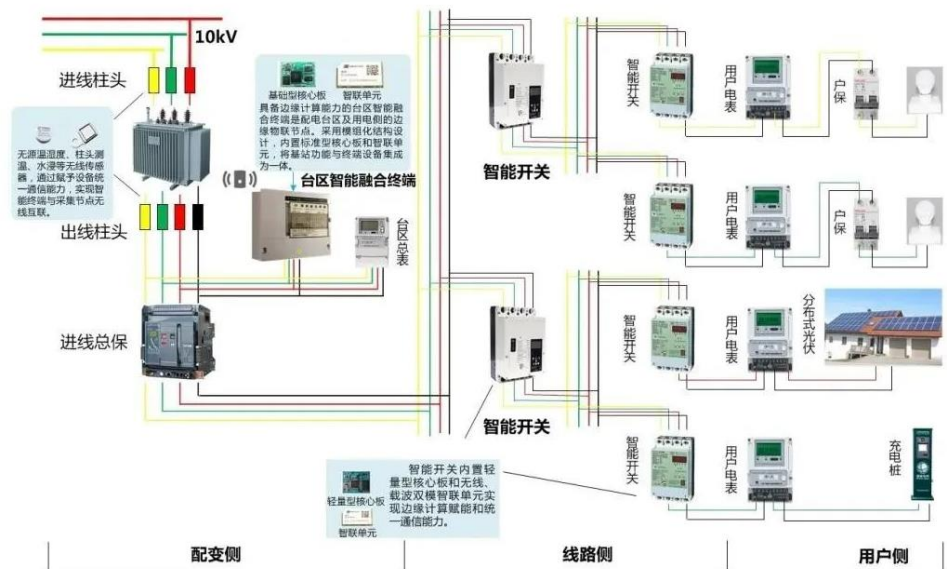
8.3 新型电网的新技术新设备催生新增长极

我国未来的新型电网是能源互联网。在实现新型电网的过程中，将会出现一批新技术新设备应用落地，为相关研发制造主体带来高额回报。目前看，我们认为电网方面可以较快受益的主要方向包括：电力物联网感知层建设、部分柔性/灵活输电设备放量、网侧储能尤其是抽水储能加速落地。

➤ 电力物联网进入建设周期

随着新能源大规模并网，电动汽车保有量持续增加，新型用能设施大量接入，电网将面临亿级终端接入，千万级并行连接和PB级数据实时处理。原有的终端配电设施（DTU、TTU、FTU等），虽然可实现基本电气参量采集与计算、故障识别、操作与通信功能，但还无法满足物联网对于“广泛互联、全面感知、即插即用”的需求，智能融合终端将以不断进化的形态，使电力物联网感知层的发展取得突破。主要代表为台区智能融合终端和新一代智能电表。

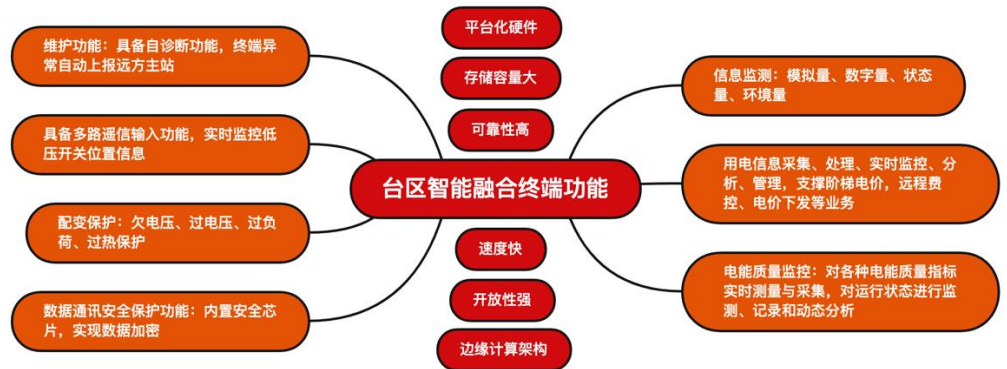
图表 190：台区智能融合终端应用架构



来源：北京智芯微电子科技有限公司微信公众号

台区智能融合终端允许多种通信协议接入，支撑新增设备和巨量存量设备接入，支持电气量和非电气量传感设备接入，实现配用电设备广泛互联，实现不同设备间数据交互共享。

图表 191：台区智能融合终端的功能和特点



来源：国联证券研究所

目前的智能电表具备准确计量、实时监测电能质量、远程数据上传、远程拉合闸、费率调控等功能，但还缺乏满足状态感知、协调控制负荷进行智慧用电、电力现货交易等能适应能源互联网基本要求的功能。2021年，是新一代智能电表入网应用元年，需要更换不符合IR46标准和新能源并网计量要求的（2009版、2013版）智能电表4.3亿只。按8年更换期，平均每年需要新一代智能电表5370万只。作为电力物联网的神经末梢，新一代智能电表应用有望加速。

图表 192：新一代智能电表的特点与外观

功能特点	描述
大容量存储	能够存储长达1年的分钟级电量，满足各项业务对电能表数据采集频度的差异化需求，支撑电力市场现货交易的灵活电价机制
多远高效通信	管理模组标配低功耗蓝牙，扩展模组标配HPLC通信，并可通过标准化的接口满足RS485、LoRa、M-Bus、NB-IoT、CAN等主流物联网通信方式的接入
智能化显示	采用点阵式液晶，能够方便地生成二维码供运维人员和用户扫描、查询信息，满足能源互联网人机交互的发展需求
宽范围精准计量	能够在20mA~100A的负载电流范围内准确计量，满足电动汽车等大功率、宽范围负载的计量需求，同时表计具备谐波电能计量及监测功能
异常感知监测	够实现多种电网异常、电表异常、用电异常事件的主动上报，满足故障定位、运维抢修等需求
操作系统应用	能够更高效地利用智能电能表硬件资源，更方便地管理功能性软件，更合理地实现功能的扩展应用
功能应用可扩展	采用标准化硬件接口来支持不同业务场景模组的选配，满足产品的快速迭代和升级需求
柔性负荷控制	可以控制负载电流，在满足用电基本需求后，为负荷响应电网，参与电力交易提供可能
可靠性提升	采用电池可更换式设计，并与表内新增的超级电容配合，有效保证时钟供电的可靠性



来源：国网能源互联网技术研究院，国联证券研究所

➤ **灵活/柔性输电设备有望放量 大功率电力电子器件需求上升**

灵活/柔性输电主要是利用大功率电力电子器件构成的新型电力设备，如电压源换流器、电力电子变压器、电力电子控制器、固态开关等，提高电能质量和新能源利用效率，实现电网的柔性可控运行。未来在新能源不可控、高波动的条件下，诸如 STATCOM、TCSC 等设备需求将得到极大提升。其上游材料大功率电力电子器件晶闸管、GTO、IGBT 等元器件供应商，如派瑞股份、时代电气、新洁能、斯达半导体等，未来收入弹性十足。

图表 193：灵活/柔性输电设备

设备大类	关键设备	主要用途	核心电力电子器件
变压器/换流器	电压源型换流器 VSC	用于柔性直流输电，能够控制有功功率和无功功率输出，可以工作在无源受端交流网	IGBT、IGCT
	电力电子变压器 PET/IUT	用于柔性交流输电，体积小重量轻无污染，对电压、电流和功率高度可控，无需变压器继电保护装置，	IGBT
并联型 控制器	静止无功补偿器 SVC	能够使无功输出连续变化，使电压保持在特定的范围，稳定电压	晶闸管、电容器、电抗器
	静止同步补偿器 STATCOM	利用逆变器产生无功功率，启动无冲击，调节范围大，响应速度快，损耗低	GTO、IGBT
串联型 控制器	可控串联补偿电容器 TCSC	可以灵活的控制系统潮流，抑制低频振荡	电容器，电抗器，晶闸管
	静止同步串联补偿器 SSSC	可进行电压补偿和电抗补偿，灵活地控制系统潮流，无须交流电容器电抗器，抗系统振荡	GTO
综合型 控制器	统一潮流控制器 UPFC	SSSC 和 STATCOM 的有机结合，能控制线路潮流，独立地分别控制线路有功与无功；提高系统的动态和暂态稳定性，提高输送能力；调节系统运行电压和无功平衡条件，提高系统电压稳定性；阻尼低频振荡和系统摇摆	IGBT、GTO
固态开关	固态转换开关 SSTS	可以在半个周波内完成开断转换，实现供电回路的无缝切换	晶闸管、IGBT
	固态断路器 SSCB	故障时，半个周波关断 GTO 支路，通过晶闸管和限流电抗器限制故障电流，最终完全切断	GTO、晶闸管、限流电抗器

来源：国联证券研究所

➤ **网侧储能：抽水储能加速发展 电化学储能技术快速进步**

为应对新能源大量接入对电网支撑不足的问题，网侧储能随同源荷储能同步发展，将主要在抽水储能和大容量电化学储能等方向加快推进，满足于电网调峰调频需求。

2021 年 5 月发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确提出以政府定价的方式核定容量电价，经营期定价法核定抽水蓄能容量电价，抽蓄电站按照 40 年经营期进行核算，经营期内资本金内部收益率按 6.5% 核定，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-

2035年)》，提出到2025年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右；到2035年，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业。

大容量电化学储能技术正在快速进步，目前储能级电池正朝着大容量、高循环等方向发展，对比于抽储电站，其具有建设地点无限制，响应速度快等优点，未来在成本显著降低后，有望迎来加速应用。

8.4 投资建议：新型电力系统产业链投资价值凸显

1) 建议关注以特高压直流为代表的电网物理拓扑结构升级带来的投资机会。国内输变电技术位于世界领先地位，国产率较高，未来电网基建将迎提速，建议关注在输变电一二次设备、线路材料等领域内生产制造能力强、市场份额较高的企业。

2) 新型电力系统背景下，多个电网新领域形成投资机会：以台区智能融合终端和新一代智能电表为代表的智能融合终端设备将以不断进化的形态，使电力物联网感知层获得“广泛互联、全面感知、即插即用”的目标特性；灵活/柔性输电设备有助于提升电能质量和电网可控性，部分设备有望放量，上游功率半导体元器件值得关注；抽水储能获得政策支持，迎来加速发展，有望与调节性火电燃气机组共同构成电网调峰调频的运行基础。

重点关注：国电南瑞，中国西电、林洋能源、长缆科技等。

1) 国电南瑞：国电南瑞是以能源电力智能化为核心的能源互联网整体解决方案提供商，是我国能源电力及工业控制领域卓越的IT企业和电力智能化领军企业。公司产品线涵盖发、输、变、配、用、调度、信息通信等各领域，具有突出竞争力的产品主要包括电力控制保护系统、直流输电、柔性交流输电、电力自动化信息化等物联网设备技术，并积极开展源网荷储协调控制、电力调度智能化等关键技术研发。未来几年，公司将深度受益于新型电力系统建设大潮。

2) 中国西电：公司始终专注于输配电装备的研发制造，致力于为全球用户提供完整的输配电设备系统解决方案及装备。主要提供变压器、电抗器、高压开关、中低压开关、电容器、互感器、避雷器、换流阀及电力电子产品、电线电缆、电力自动化集成及成套电力设备，产品覆盖全电压等级，是电网一次设备领域的龙头企业之一。

3) 林洋能源：公司产品涵盖智能、储能、新能源三大领域：包含智能电表、用电信息管理系统解决方案、智慧能效管理云平台及一站式综合能源服务；投资、建设、运营光伏电站，并提供行业领先的光伏发电及锂离子储能系统解决方案。公司积极布局在电力物联网场景下以新型智能终端为核心的智能配用电整体解决方案，紧抓能源互联网建设机遇，以智能配用电为核心，依托电力物联网智能终端和系统解决方案，夯实公司在智能配用电方面的核心竞争力，积极推进智能配用电业务向海外拓展。

4) 长缆科技：公司专注于电缆附件的研发和生产，目前已覆盖0-500kV交直流全系列电缆附件，是国内目前唯一生产500kV直流电缆附件的厂家。公司未来将通

过自主研发更高电压等级的电缆附件产品，逐步实现电缆附件领域的国产替代。公司产品毛利较高，500kV 超高压电缆附件毛利可达 80-90%，220kV 电缆附件毛利率可达 50%。未来公司有望受益于储能、分布式能源、新型电力系统建设等行业机遇，实现营收高速增长。

图表 194：电网投资板块重点关注标的

代码	公司	收盘价 (2021.12.24)	EPS			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
600406.SH	国电南瑞	44.70	1.08	1.26	1.44	41	35	31
601222.SH	林洋能源	12.85	0.60	0.79	0.98	21	16	13
002879.SZ	长缆科技	23.34	1.02	1.29	1.66	23	18	14

来源：Wind，国联证券研究所

注：各公司盈利预测来自 Wind 一致预期

9 风险提示

1) 锂电池相关安全性事故的发生。锂电池车或锂电池储能系统发生火灾等事故的情况偶有发生，未来若有重大安全事故的发生，可能降低市场的期望与信心。

2) 原材料成本下降不及预期。如果锂电及光伏产业上游新增产能的落地受阻，会影响我们当前对于供需格局的分析结果，中下游产商的盈利情况可能无法得到及时有效的修复。

3) 海外对中国光伏等产品的政策变化影响出口。近年来，海外部分国家对于中国光伏产品实行了加征关税等限制措施，影响了正常贸易活动的展开。需要注意相关国家的限制政策加码及扩大的风险。

4) 国内针对储能及氢能产业的政策落地不及预期。储能和氢能作为新兴产业，目前仍需要国家政策的补贴与支持，如果政策支持力度不及市场预期，可能影响相关标的市场表现。

5) 电能替代进展不及预期。电能替代是支持新型电力系统快速发展的重要因素之一，电能替代进展放缓可能会对电网投资的落实造成影响。

6) 疫情带来的不确定因素。疫情反复可能影响相关企业的开工进度，也可能对出口贸易造成巨大影响。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券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。

国联证券的销售人员、交易人员以及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。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、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。

特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及/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一参考依据。

版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

联系我们

无锡：江苏省无锡市太湖新城金融一街8号国联金融大厦9层

电话：0510-82833337

传真：0510-82833217

北京：北京市东城区安定门外大街208号中粮置地广场4层

电话：010-64285217

传真：010-64285805

上海：上海市浦东新区世纪大道1198号世纪汇广场1座37层

电话：021-38991500

传真：021-38571373

深圳：广东省深圳市福田区益田路6009号新世界中心29层

电话：0755-82775695