



新能源发电行业——

补贴影响趋弱 内生成长能力逐步显现

■ **成本下降与政策扶持带动新能源装机规模屡创新高，技术进步将继续推动行业发展。** 技术进步、规模化开发以及竞价上网的展开，驱动新能源发电成本大幅下降，叠加补贴政策，有效刺激了全球装机规模增长。目前国内风电光伏的产业扶持政策正逐步向市场化方向转变，单一补贴政策对行业规模的影响逐步趋弱。新能源发电行业将愈加依靠技术进步实现中长期大发展。

■ **风电：行业景气度提升，制造环节竞争格局较清晰。** 2019 年开始新增核准的集中式陆上和海上风电项目将全部通过竞争性配置方式决定电价，固定电价补贴模式逐步退出。集中式陆上风电部分项目已具备与传统火电电价竞争的能力；“十四五”初期有望实现整体平价。行业短期新增规模需要重点关注发电消纳及核准未见项目建设进度。目前消纳问题明显缓解，2018 年新增装机规模已重回增长，行业逐步走出低谷，短期来看，新增装机容量有望优于 2018 年水平，如果大量核准未建项目建设进度加速，装机规模将进一步提升。风电制造环节，技术基本成熟，过去两年毛利率持续下行主要是受下游建设放缓和上游原材料双重挤压，随着上游因素的改善，盈利能力有望逐步企稳。中长期来看，大规模风电场和海上风电是行业规模增长的重要支撑。

■ **光伏：短期国内外需求可能分化，制造业集中度持续提升。** 2019 年国内光伏市场补贴项目和无补贴项目都将存在，在补贴强度逐渐转向竞价决定的背景下，国内市场的新增装机规模可能会经历一定的调整。国内平价项目的大发展，既需要关注技术进步所带动的发电系统成本下降，也需要跟踪项目开发中土地、融资等非技术成本的优化情况。海外市场受低价产品刺激及新兴市场崛起，有望延续较高增速。中长期来看，基于强技术进步潜力，项目灵活性、储能与交易机制成熟，光伏有望成长为新能源产业主导力量。制造环节，我国企业基本主导全球供给，随着国内各大企业“大规模+低成本+高效率”新产能释放，核心环节市占率将继续提升。产能分化过程中，领先企业有望将盈利维持在合理水平。

■ **布局建议及核心风险点：**结合银行信贷投资特点，建议首选**电站运营**：1、电站收入来自发电上网和补贴，足够安全且收入及盈利能力相对稳定；2、部分项目如果资源、电价或造价具有优势，可实现较高收益率。筛选策略：1、具备资源或政策红利，注重效率管理的运营企业（大型发电集团）；2、扶贫、无补贴项目发电量、现金流更有保障，如有地方政府支持，可进一步提高收益率，推荐关注。制造环节建议布局龙头。风控角度，运营环节关注项目收益率及收入可靠性；制造环节关注产能投产进度、新技术产业化进程等。

龙云露

行业研究员

☎：0755-82904130

✉：longyunlu@cmbchina.com

李关政

行业研究员

☎：0755-83078085

✉：lgzh8202@cmbchina.com



目录

1. 政策支持及技术进步推动了新能源产业大发展	1
1.1 政策扶持刺激产业大发展，正向市场化方向转变	2
1.2 技术进步带动成本下降是行业持续发展的内生动力	8
1.3 新能源发电行业仍有中长期发展空间	12
2. 风电：行业景气度提升，制造环节竞争梯队清晰	14
2.1 国内风电新增装机规模有望延续稳健增长	14
2.2 运营环节盈利能力较强，制造环节竞争梯队清晰	15
3. 光伏：规模增长空间广阔，制造业集中度持续提升	18
3.1 光伏装机：增速短期内外分化，长期空间依然广阔	18
3.2 运营环节活力较强，制造产能主导全球	20
4. 业务布局建议及核心风险点	24
4.1 行业小结及布局建议	24
4.2 核心风险点	25

图目录

图 1: 我国电力产业整体结构.....	1
图 2: 风电、光伏产业链简介.....	2
图 3: 风电标杆电价变化曲线.....	3
图 4: 光伏标杆电价变化曲线.....	3
图 5: 中国风电、太阳能发电设备装机容量.....	3
图 6: 中国风电、太阳能合计发电量及占比.....	3
图 7: 中国风电装机规模（单位：GW）.....	4
图 8: 中国光伏装机规模（单位：GW）.....	4
图 9: 大全新能源收入及毛利率水平.....	4
图 10: 晶澳太阳能收入及毛利率.....	4
图 11: 五大发电集团旗下主要上市公司应收账款周转天数.....	5
图 12: 第三批领跑者项目中标电价与当地脱硫煤电价格对比.....	8
图 13: 全球风电、光伏度电成本降幅及预测（2010-020）.....	8
图 14: 全球可再生能源发电行业累计装机规模（单位：GW）及年均复合增速.....	9
图 15: 全球可再生能源装机及发电量占比.....	9
图 16: 中国企业电池片效率持续突破.....	10
图 17: 光伏产业链主要环节技术进步路径.....	10
图 18: 风电整机制造企业新增容量占比.....	11
图 19: 我国光伏制造主要环节产能全球市占率.....	11
图 20: 风电主机公开招标投标均价.....	11
图 21: 硅料、硅片价格持续下降.....	11
图 22: 电池片、组件价格持续下降.....	11
图 23: 风电光伏企业研发投入/毛利润中位数.....	12
图 24: 电力设备制造板块资产负债率对比.....	12
图 25: 全球能源项目投资总额展望.....	13
图 26: 我国各类电源装机容量占比预测.....	14
图 27: 弃风率统计.....	15
图 28: 2018 年主要省份弃风电量及弃风率情况.....	15
图 29: 五大央企新增、累计风电装机容量占比.....	16
图 30: 2014-2017 年风机市场集中度情况.....	17
图 31: 2017 全球整机商新增装机容量 TOP10.....	17
图 32: 风电产业链情况及盈利能力对比.....	18
图 33: 中国光伏组件出口量（单位：MW）.....	19
图 34: 2019 年预计 16 个国家需求可超 GW.....	19
图 35: 光伏产业链概况.....	20



图 36: 光伏制造产业资本支出	20
图 37: 单晶硅片与多晶硅片产能 (单位:MW)	22
图 38: 2018 年隆基中环产能市占率预测	22
图 39: PERC 电池结构	23
图 40: PERC 电池生产流程概述	23
图 41: 应用领跑者中标结果分析	23
图 42: PERC 产能预测 (单位 GW)	23

表目录

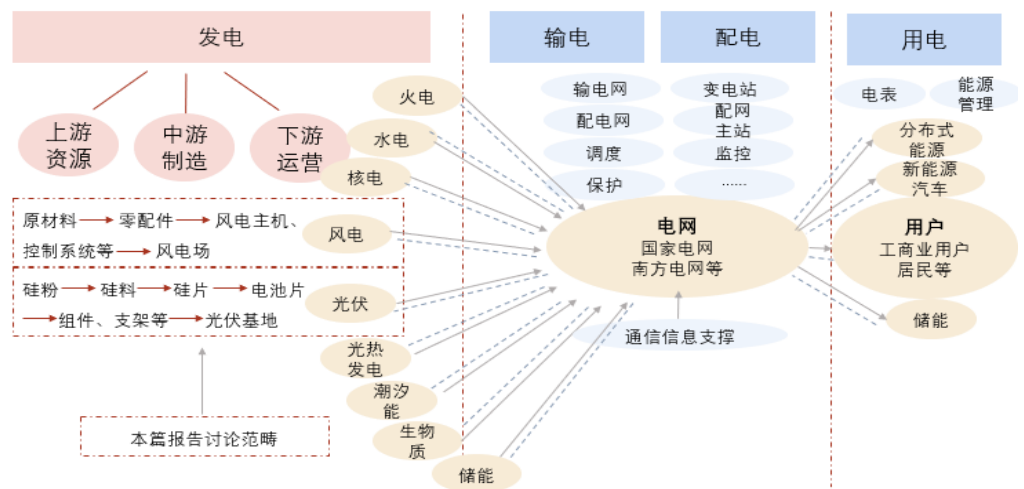
表 1: 2012-2017 年可再生能源附加收入、补贴支出及拖欠情况测算	5
表 2: 可再生能源 2018-2020 消纳目标	6
表 3: “五大四小”风电计划核准量及占比 (单位: GW)	16
表 4: 2018、2019 年低成本硅料产能	21
表 5: 全球组件出货量排名 TOP10 变化情况	24

新能源发电是指利用传统能源以外的各种能源形式，包括太阳能、风能、生物质能、地热能、潮汐能、生物质能源等实现发电的过程。其中风力发电、光伏发电在过去十几年的发展最为显著，产业投资十分活跃，新增装机规模屡创纪录；同时技术进步迅速，发电成本大幅下降，商业模式不断创新。本报告就将围绕风电光伏发电这两类形式展开讨论。

1. 政策支持及技术进步推动了新能源产业大发展

电力产业通常划分为：发电、输电、配电和售电四个环节，本报告讨论的是发电环节中风电、光伏两大新能源形式。发电环节的下游是电站运营，生产的产品是电力，在我国现有电力体系下，发电环节最主要的销售对象是电网，电网购电后进行输配调度，最终由各消费主体进行电力的应用。分布式电站，自备电厂等形式可以实现发电和用电环节直接对接，但是在我国现有电力体系中占比较小。

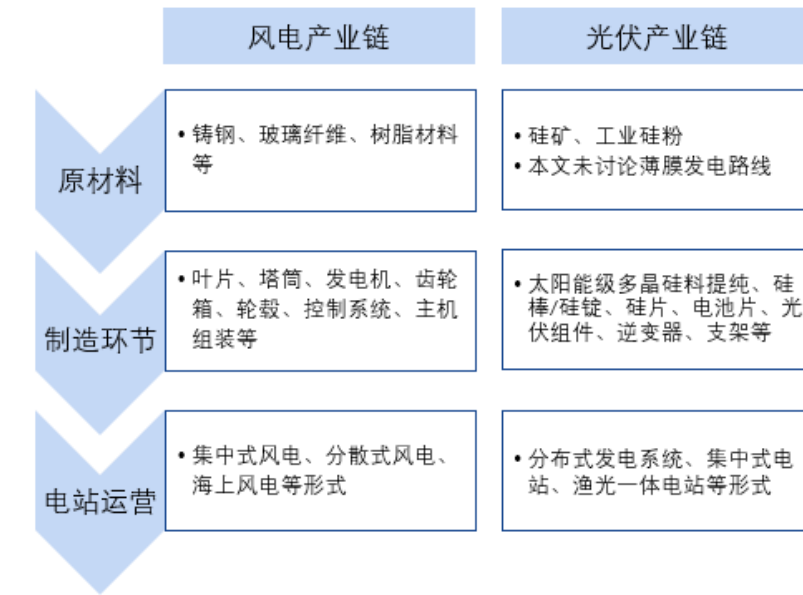
图 1：我国电力产业整体结构



资料来源：招商银行研究院整理

发电环节的中游是发电设备制造，风电设备制造产业链包括：风电主机、塔筒、叶片、发电机、变速箱、控制系统、轴承、结构件等。光伏设备制造中晶硅产业链是主流，包括：硅料、硅片、电池片、组件，以及各类辅材，例如光伏玻璃、胶膜、背板、支架等。

图 2：风电、光伏产业链简介



资料来源：招商银行研究院整理

1.1 政策扶持刺激产业大发展，正向市场化方向转变

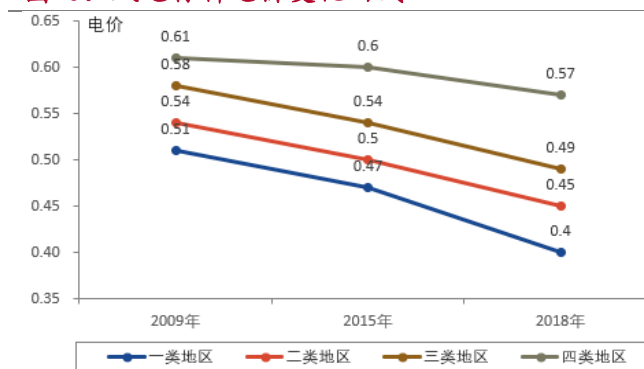
为了促进新能源产业的发展，各国均制定了系列化的产业扶持政策。我国一系列产业扶持政策包括新能源补贴、相关企业税收优惠以及即将展开的新能源配额制、平价上网试点、电力交易办法改革等。我国风电光伏此前的发展与补贴政策密不可分。

补贴政策刺激了风电光伏装机规模快速扩大

FIT (Feed-in-Tariff, 上网电价补贴/固定电价补贴) 制度，是一项广泛应用于可再生能源广泛的机制，操作办法通常是政府与使用可再生能源发电的个人或公司签订长期购电合约（一般 20 年），期间发电者每向公共电网输送一度电，除了获得原本的电价以外，还可以获取额外补贴。

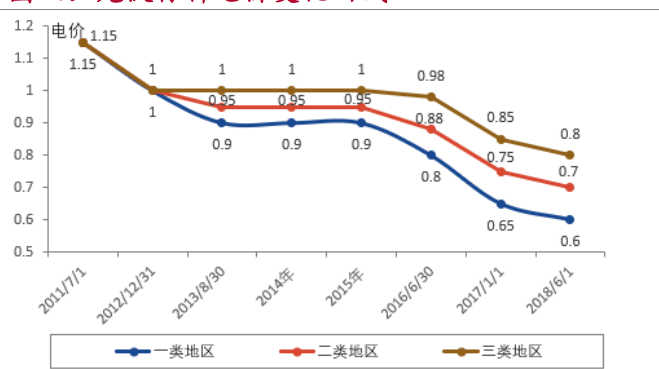
我国在 2005 年推出《可再生能源法》后确立了实行 FIT 模式支持新能源发展。政府制定的标杆电价即为新能源发电的上网价格。新能源标杆电价由“当地脱硫煤电价+可再生能源补贴”两部分构成，其中脱硫煤电价是从电网正常结算；补贴部分则需要集中上报，纳入目录后，由财政资金池统一安排支付，此外部分地区还有地方性补贴，能获得地方性补贴的项目，相应收益率会提升，地方补贴强度也是发电项目收益率的重要影响因素，但由于省市之间地补差异较大，不再进行详细分析。近年来随着风电光伏发电成本的大幅下降，标杆电价也多次下调，补贴强度较产业发展初期已有明显减弱。

图 3：风电标杆电价变化曲线



资料来源：发改委，招商银行研究院

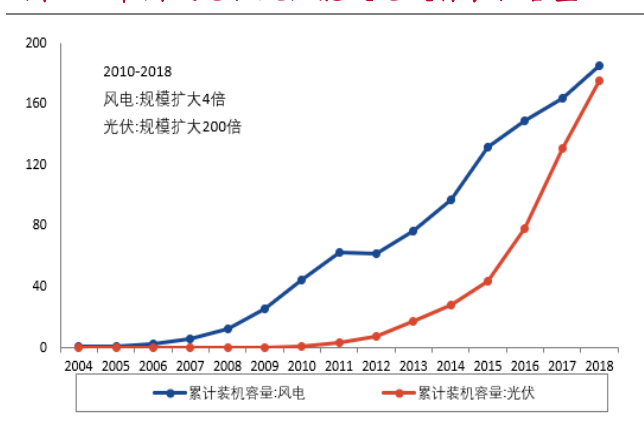
图 4：光伏标杆电价变化曲线



资料来源：发改委，招商银行研究院

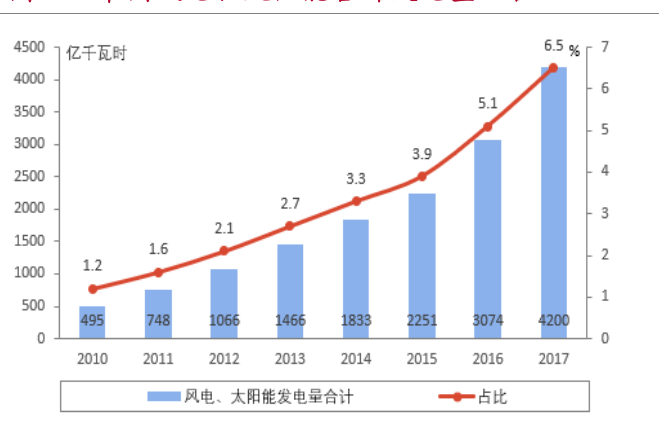
我国已经成长为全球新能源并网规模最大、发展最快的国家。2010 年以来，我国仅通过可再生能源附加费用所征收的资金规模超 4000 亿，全部用于支持新能源产业的发展。截至 2018 年，我国风电及光伏的累计装机规模分别达到 185GW、176GW，较 2010 年分别扩大了 4 倍和 200 倍。风电光伏发电量亦实现快速增长，2017 年的发电量合计达 4200 亿千瓦时，但是在全部发电量中的占比只有 6.5%，低于全球水平。

图 5：中国风电、太阳能发电设备装机容量



资料来源：中电联，招商银行研究院

图 6：中国风电、太阳能合计发电量及占比



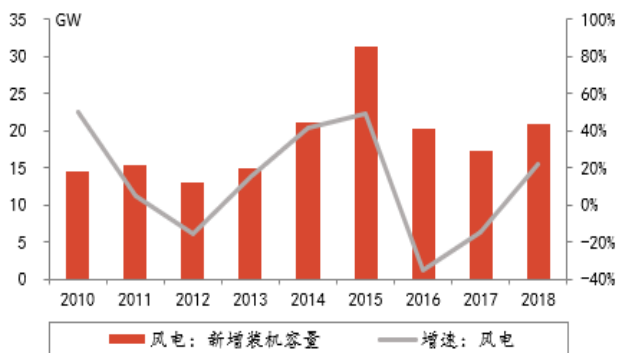
资料来源：中电联，招商银行研究院

补贴政策也加剧了规模增速及行业盈利的波动

FIT 容易加剧行业新增装机规模的波动。FIT 已在多国广泛应用，并且有效推动了产业高速增长，但实践来看，由于 FIT 主要由政府制定，具有一定行政调节特性，难以及时匹配市场和技术发展情况，容易加剧行业规模和建设进度的波动。如果政府制定的标杆电价过高或下调不及时，会导致项目经济性极好，投资热情高涨，新增规模则出现阶段性失控；为了控制这一趋势，政府只能将补贴政策收紧，又会导致新装机规模迅速萎缩，人为增大了行业波动。我

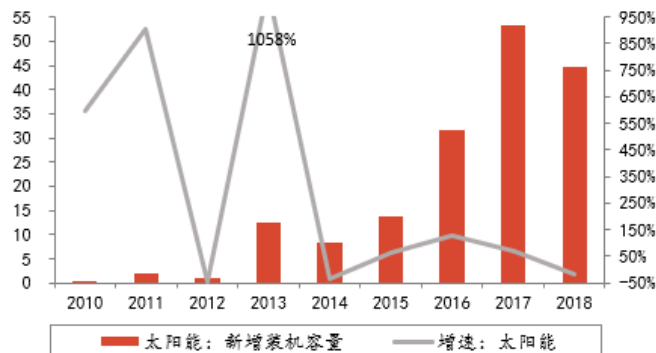
国风电行业 2013-2015 年、光伏行业 2015-2017 年的高速增长以及此后新增装机容量下滑皆有政策调整的影响。

图 7：中国风电装机规模（单位：GW）



资料来源：中电联，招商银行研究院

图 8：中国光伏装机规模（单位：GW）



资料来源：中电联，招商银行研究院

行业需求波动叠加技术与产能进步，制造环节盈利能力波动更为显著。财政补贴影响风电光伏的装机规模，传导到制造环节就体现为盈利能力的巨幅波动。以光伏制造行业的大全新能源（生产光伏硅料为主）和晶澳太阳能（生产单晶硅棒、硅片、高效太阳能电池及组件）为例，毛利率波动极为明显，甚至出现阶段性亏损。

图 9：大全新能源收入及毛利率水平



资料来源：wind，招商银行研究院

图 10：晶澳太阳能收入及毛利率



资料来源：wind，招商银行研究院

我国风电光伏行业当前瓶颈：补贴缺口及消纳问题

国内风电光伏的装机规模呈现几何级增长，但也补贴缺口也“滚雪球”式增长。尽管 FIT 对促进新能源规模的增长起到了重要作用，但高速发展中累积的问题也日益凸显。我国风电光伏发电的电价补贴来自于财政部管理的可再生能源发展基金，其资金池的来源主要是可再生能源发展专项资金和向电力用户征收的可再生能源电价附加。由于可再生能源附加欠缴以及财政拨款不足，风

电光伏行业随着发电装机规模扩大，补贴缺口也持续累积，2017 年底补贴缺口就已超千亿元。

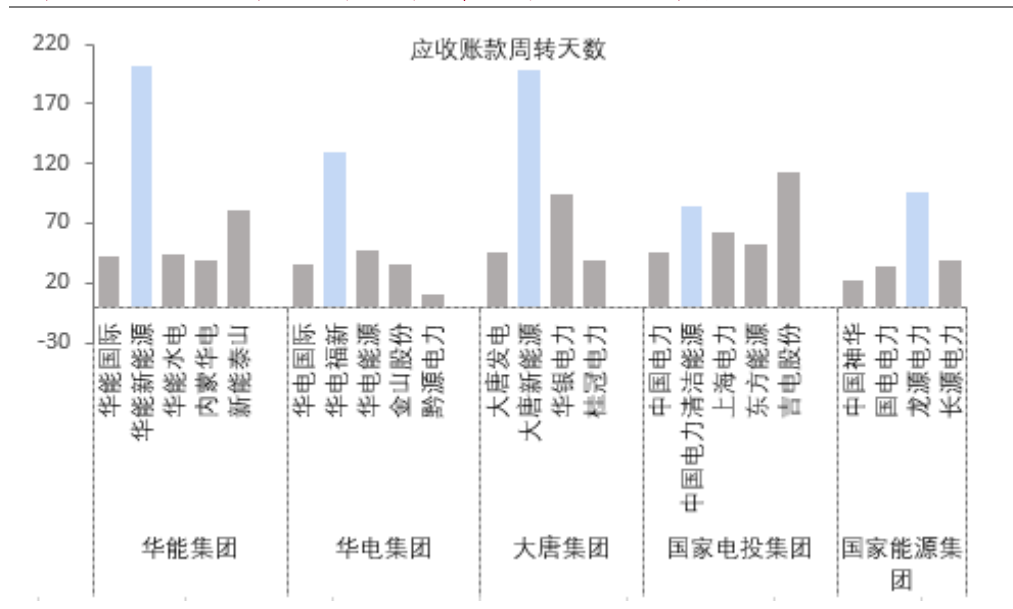
表 1：2012-2017 年可再生能源附加收入、补贴支出及拖欠情况测算

单位：亿元	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
可再生能源附加应收金额	339.4	447.1	709.3	708.1	951.3	1011.3
可再生能源附加实收金额	196.1	298.0	491.4	514.9	647.8	705.5
可再生能源补贴应付金额	322.0	455.3	558.0	743.4	797.1	921.4
可再生能源补贴实付金额	146.2	282.3	448.4	579.6	595.1	712.1
补贴当年拖欠金额	175.8	173.0	109.6	163.8	202.0	209.3
补贴累计拖欠金额	175.8	348.8	458.4	622.2	824.2	1033.5

资料来源：财政部，能源局，招商银行研究院测算

电站运营受补贴拖欠影响，现金流弱于传统发电企业。新能源发电项目受累于补贴拖欠，应收账款周转显著低于传统发电企业。能源项目投资强度较大，发电运营企业资产负债率普遍在 65%以上，对比五大集团旗下资产分布、规模及运营能力均具有代表性的上市公司，可以发现以新能源装机为主的企业，ROA、ROE、ROIC 等收益率指标均高于传统能源企业，但受累于补贴拖欠，应收账款周转天数往往是火电企业的 3-5 倍，由于补贴缺口无法短期内解决，新能源运营企业也仍需面临这一问题。

图 11：五大发电集团旗下主要上市公司应收账款周转天数



资料来源：wind，招商银行研究院（蓝色柱图表示该公司新能源电站资产较多）

消纳问题不仅影响存量资产的利用率，也是电力结构转型的一大瓶颈。风力光照资源较好的西北、东北、华北北部（“三北”地区）还存在新能源发电

项目利用率不足的问题（即新能源消纳中的“弃风弃光”现象）。造成消纳问题的原因是多方面的，包括新能源发电不稳定、规模扩张过快、资源与负荷地域分配不均、区域利益冲突、配套通道不完善等。2018年在电源侧、电网侧以及政府部门的共同努力下，消纳问题有所缓解，以风电消纳为例，重点监测的省份中，甘肃、吉林、黑龙江的弃风情况都大幅改善，大部分省份完成了承诺目标，仅新疆全年弃风率仍在20%以上。按照能源局发布的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》，要求到2020年基本解决清洁能源消纳问题，届时光伏、水能利用率需达到95%以上，风电利用率力争达到95%。

表 2：可再生能源 2018-2020 消纳目标

	2018 年	2019 年	2020 年
风电	确保平均利用率高于 88%	确保平均利用率高于 90%	确保达到国际先进水平
	力争达到 90% 以上	力争达到 92% 左右	力争达到 95% 左右
光伏	利用率高于 95%	利用率高于 95%	利用率高于 95%
水能	利用率 95% 以上	利用率 95% 以上	利用率 95% 以上

资料来源：能源局，招商银行研究院

配额制及竞价上网正在成为新的政策框架

配额制试图通过市场化办法来解决新能源发电的电力消纳问题，以及部分解决新能源补贴问题。可再生能源配额制（RPS）是指政府要求配额主体保证一定比例的电力必须来源于可再生能源发电，配额制仅针对电量进行要求，电价则交由市场决定。被考核的主体可以是地方政府、发电企业、电网企业以及终端消费者（我国目前推出的征求意见稿中被考核主体包括电网公司、地方电网、配售电企业、独立售电企业、有自备电厂企业及电力直接交易用户 6 类）。如果被考核主体由于资源禀赋或其他原因无法完成配额义务的主体可以通过交易可再生能源证书（REC，即绿证）来达到配额要求。配额制的优势在于通过市场，自发将可再生能源的开发价格和生产数量调节至均衡水平；同时政府只是规则的制定者与监管者，不用投入大量补贴基金。

从海外经验来看，配额制实施成效各有差异。成功的案例至少具备了以下几个特点：1、有较为合理的配额制目标；2、有明确的配额权责主体；3、有明确交易细则和惩罚或激励机制；4、有明确的过程监管主体。

我国早在 2009 年就提出了配额制，但由于配额制涉及电力发、输、配、售等多个环节，如何确定配额义务的主体就颇具难度；同时地方与中央、电网企业与地方政府之间均存在着利益交织，导致政策多年都难以落地。2018 年 3

月，能源局公布了《可再生能源电力配额及考核办法(征求意见稿)》明确了2018年和2020年各省的可再生能源电力总量配额指标、非水电可再生能源配额指标以及考核监督办法。截至2018年末，配额制办法已推出了第三版征求意见稿。目前最新版征求意见稿中已基本明确了六类考核主体，并就执行办法提出了更具可操作性的指引。配额考核自2019年1月1日起正式实施。

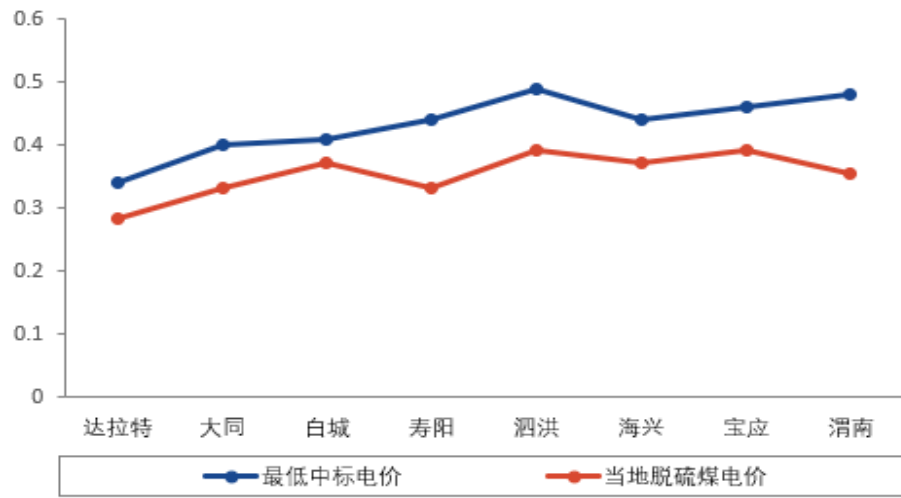
2019年1月，能源局、发改委还联合印发了《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，其中也鼓励平价项目通过绿证获取收益，随着电网消纳能力与电价机制的梳理，消纳和补贴将在项目运行之前解决，而非矛盾持续累积。

竞价上网的模式将使得项目电价逐步由市场竞争决定，其中风电上网电价从2019年开始将由竞争性配置的方式决定，预计将有效降低项目度电水平。2018年5月18日，能源局印发了关于“风电项目竞争性配置的指导方案(试行)”，从2019年起，各省(自治区、直辖市)新增核准的**集中式陆上风电、海上风电项目全部通过竞争方式配置和确定上网电价，分散式风电项目可不参与竞争性配置**，逐步纳入分布式发电市场化交易范围。从竞争性配置的具体要求来看，投资企业评分将由“企业实力+设备先进性+技术方案+投标价格”四个方面共同决定，由于明确规定了“电价权重不得低于40%”，电价将是项目中标的核心，该项政策的直接目的就是逐步消除补贴，通过竞价逐步实现风电项目平价上网。

光伏项目推出“领跑者”计划，采取竞价机制，部分地区中标电价已接近传统能源价格。2015年开始，能源局决定实行对部分光伏项目的专项扶持计划，即“领跑者”计划。“领跑者”计划要求电站所采用的技术和使用组件都是行业绝对领先的水平，以此建设拥有先进技术的光伏发电示范基地、新技术应用示范工程。“领跑者”计划基于项目的示范定位，地方政府会在关键设备、财政资金、土地、消纳等方面予以支持，意味着项目“非技术成本”很低。

“领跑者”计划的入选评分标准为“投资能力+技术与产业先进性+技术方案+价格水准”，其中电价权重占比最高，因此中标电价屡创新低。2018年部分项目中标电价与当地燃煤电价差距已缩小到1毛以内，显现发电侧平价的希望。2019年如果大部分光伏项目通过市场竞争决定电价，预计新项目电价也将明显下降。

图 12：第三批领跑者项目中中标电价与当地脱硫煤电价格对比



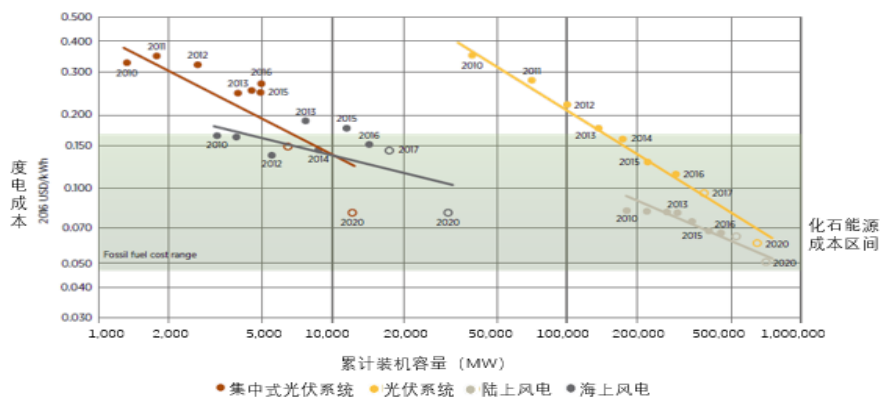
资料来源：网络信息，招商银行研究院

1.2 技术进步带动成本下降是行业持续发展的内生动力

成本下降已经带动新能源行业实现了产业化大发展

新能源发电成本实现了大幅下降，部分地区已处于传统化石能源成本区间。发电成本通常用平准化度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）指标来衡量，是指把项目生命周期内的全成本加上合理投资收益，再根据发电量进行平准化计算得到的度电成本。根据国际可再生能源机构（IRENA）的统计，2010 到 2017 年之间，各类新能源发电的 LCOE 均实现了大幅下降。其中陆上风电、海上风电、大型光伏地面电站 LCOE 分别降至 0.06、0.14、0.1 美元/kwh，降幅达到 25%、17%、72%；在一些风力、太阳能资源丰富的地区，风力光伏发电的成本已经进入化石能源发电成本的区间。

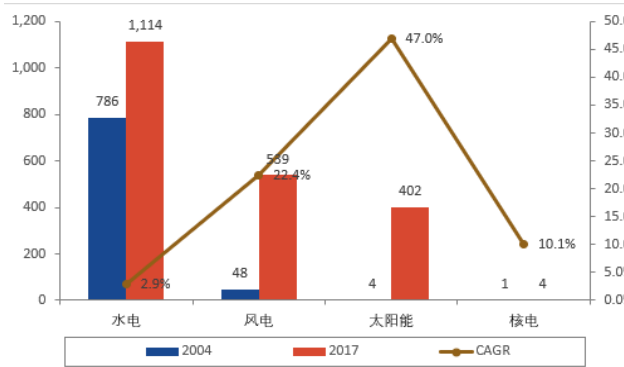
图 13：全球风电、光伏度电成本降幅及预测（2010-2020）



资料来源：IRENA，图中为实验室效率

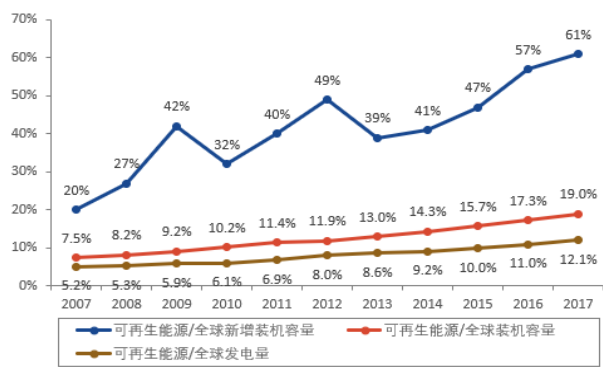
全球范围来看，陆上风电、光伏装机规模已经历了爆发式增长。不同阶段、不同国家，对新能源的产业扶持力度都会有所差异，全球来看，虽然阶段性的发展中心会有所转移，但随着技术进步及成本下降，风电光伏逐渐从昂贵示范阶段，走向了全面产业化大发展。全球风电及光伏的装机规模在 2004 年分别为 48GW、4GW，到 2017 年达到 539GW、402GW，分别实现了 10 倍和 100 倍的增长。2017 年全球新增电力装机中，可再生能源占比（含水电）约为 70%，但由于基数很低，总装机占比仍不足 20%；新能源发电量占比则更低，仅为 12%。

图 14：全球可再生能源发电行业累计装机规模（单位：GW）及年均复合增速



资料来源：Wind，招商银行研究院

图 15：全球可再生能源装机及发电量占比



资料来源：UNDP/BNEF，招商银行研究院

技术进步主要由各制造环节推动

回顾过去，新能源发电成本下降的三大主要因素是：技术进步、项目实现规模化开发、竞价上网逐步开展。其中技术进步作为内生因素最具持续性，是行业持续发展的内生动力。技术进步贯穿行业各环节，风电制造业中，风机大型化、叶片材料轻量化等进步有效降低了风力开发的度电成本。光伏环节的技术进步更为迅速，过去几年，新技术持续实现了产业化，例如硅料环节通过冷氢化有效降低了能耗。硅片环节金刚线切割降低了硅耗，切割效率也大幅提升。光伏电池片转换效率随着新技术路线的导入而持续提升。2016 年的主流常规单晶电池片转换效率约 19.8%，而近两年因为氧化铝钝化硅表面技术的革新，PERC（钝化发射极和背表面）电池片平均转换效率可提升至 21.5% 以上。组件环节叠瓦等封装形式也将提高组件的输出功率。

图 16：中国企业电池片效率持续突破



资料来源：CPIA，招商银行研究院，图中为实验室效率

图 17：光伏产业链主要环节技术进步路径



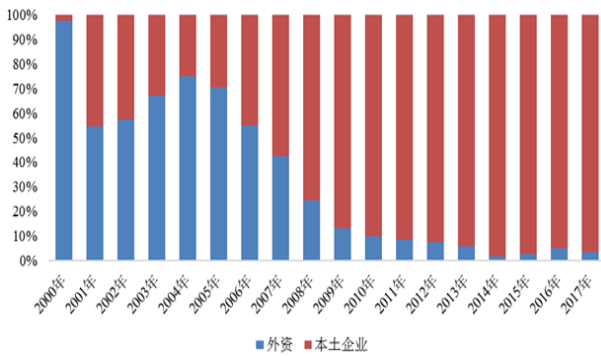
资料来源：CPIA，招商银行研究院

进口替代有效推动了产业链降本

我国制造企业在推动产业链降本的过程中发挥了重要作用。得益于成本优势、产业链完整性等优势，我国企业在各项技术的产业化导入和降本中起到了重要作用。过去几年，风力发电主机、光伏组件等产品虽然价格略有阶段性波动，但整体呈现明显下降趋势。以风机环节为例，2009 年之前，进口风机基本垄断了国内市场，风机设备价格在 6000 元/千瓦以上，2010 年以后，大批量国产机组投入市场，主流陆上风机价格已经降至 3000 元/千瓦左右。而光伏制造各主要环节（硅料-硅片-电池片-组件）不仅实现了国产化，还成为了全球的制造基地，各环节价格降幅更大。

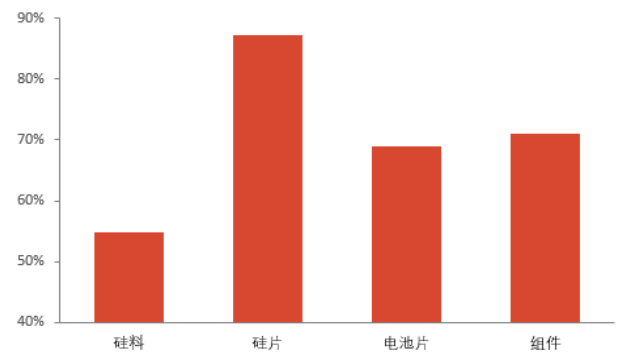


图 18: 风电整机制造企业新增容量占比



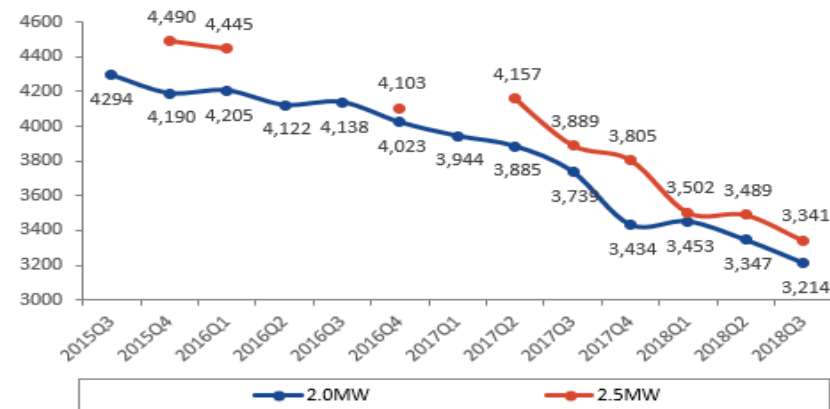
资料来源: 中国风能协会、招商银行研究院

图 19: 我国光伏制造主要环节产能全球市占率



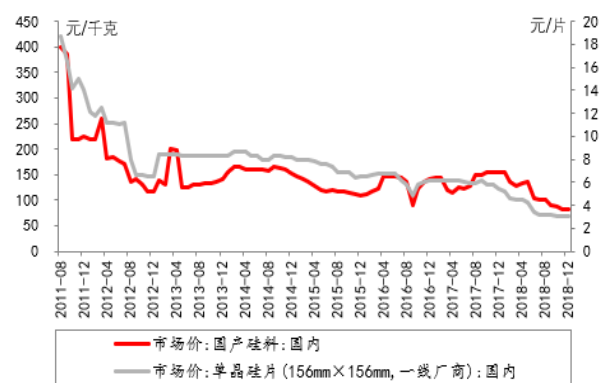
资料来源: Wind, 招商银行研究院

图 20: 风电主机公开招标投标均价



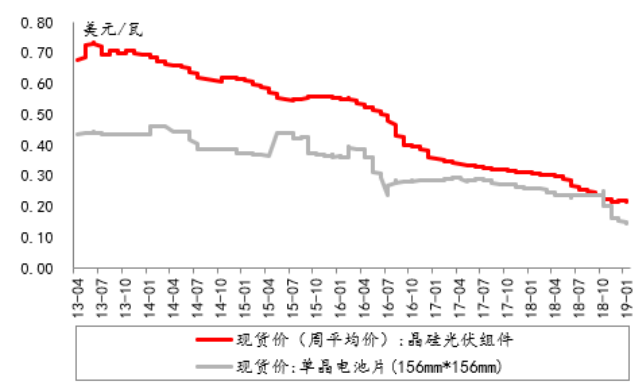
资料来源: 金风科技业绩展示, 招商银行研究院

图 21: 硅料、硅片价格持续下降



资料来源: Wind, 招商银行研究院

图 22: 电池片、组件价格持续下降



资料来源: Wind, 招商银行研究院

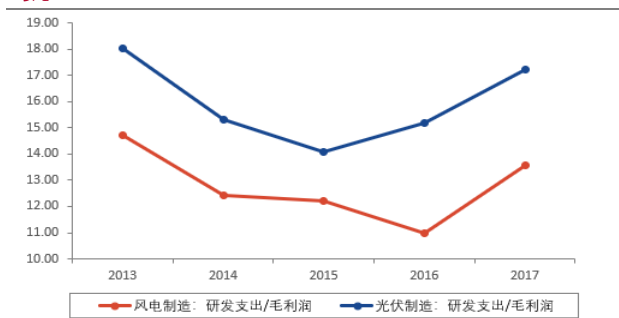
技术更迭也会造成制造业产能的淘汰

技术更迭往往成为产能发展的分水岭。对于制造环节, 技术进步与落后产能淘汰总是并行。目前风电行业技术进步的可能方向包括: 大型化、轻量化、

智能化、储能化。光伏行业则围绕电池转换效率，组件封装形式，BOS 优化等方面展开。风电光伏行业不乏制造巨头破产的事例，造成破产的原因，主要就是技术进步造成了产能分化、企业资本及现金流管控不当以及行业景气度下滑。

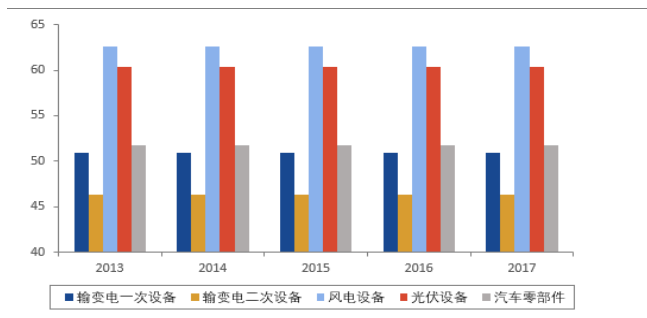
新能源制造企业为了提升效率、降低成本，不得不进行大量研发投入及更新或新建产线。以 A 股主要风电、光伏制造企业为例，过去五年的研发支出在当年毛利润中占比约为 20%，其中光伏制造投入占比更高，硅片龙头企业隆基股份、中环股份部分年度研发支出占毛利润比例超过 50%。进行大量的研发投入和产能升级是新能源行业中各制造企业竞争力提升的重要来源，但同时技术路线选择、产线折旧又潜藏危机。风电、光伏制造企业普遍负债率都在 60%左右，如果技术路线、市场判断、产能投放有所失误，企业可能短期内就要面临严峻的考验，基于技术进步特性，光伏制造企业面临的这一风险更大。

图 23：风电光伏企业研发投入/毛利润中位数



资料来源：wind，招商银行研究院

图 24：电力设备制造板块资产负债率对比



资料来源：wind，招商银行研究院

1.3 新能源发电行业仍有中长期发展空间

新能源行业具有中长期增长的潜力

展望中长期新能源行业的发展空间，决定因素主要是：下游电力需求以及与传统能源相比，新能源发电在经济性、适用场景等方面的竞争力。总体来看，风电光伏发电的中长期发展空间仍极为广阔，规模持续增长的潜力主要来自于：

1、电力需求会随着经济增长、城市化进程等因素继续增长。尽管驱动因素各不相同，但全球电气化趋势仍在延续，而化石能源的稀缺性和日益突出的环境问题都要求能源结构转变。当然，对我国而言这一过程必然是漫长且渐进的。

2、风电光伏发电的经济性在持续提升。在技术进步以及各国多年产业支持政策之下，风电光伏发电成本已经显著下降并趋近传统化石燃料，项目经济

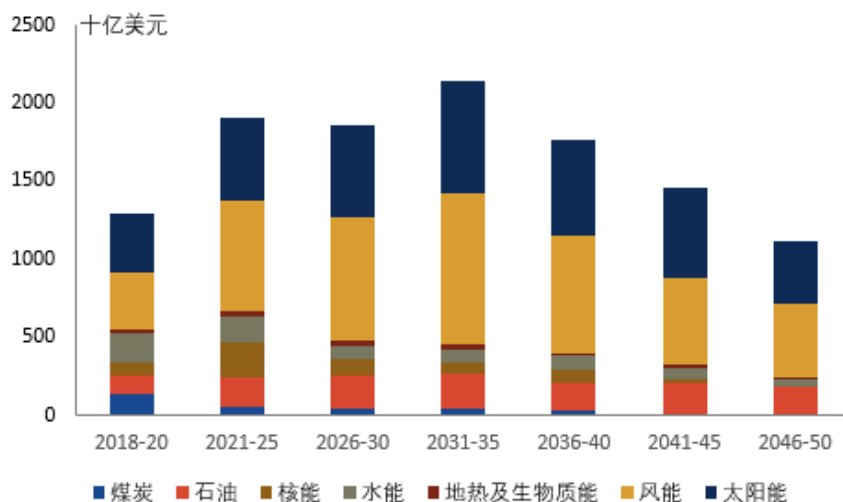
性提升。即使补贴退出，随着技术进步，风电光伏发电的价格竞争力可以持续增强。考虑电力系统的灵活性以及各类新增电力消费场景的出现，风电光伏发电形式可能在部分新的电力应用场景中具有天然优势（例如太阳能发电与电动车充电站的结合）。

3、**储能技术成熟将打破新能源发电瓶颈。**风电光伏相对于火电的一个重要重要缺陷就是电源波动性问题，会对并网及调度造成较大压力。储能可以有效解决这一问题，但是在储能成本较高的阶段，配套储能将进一步拉低项目经济性。近年来随着储能技术的进步，成本的下降，产业正处于大规模商业化应用前夕。我国投运的储能装机规模在 2017 年底约为 3000 万 kw，而国网能源研究院预测在 2050 年将达到 4.2 亿 kw。储能产业的发展和应用的成熟有望从根源上化解风电光伏的发电波动以及消纳问题。

全球及中国市场发展展望

全球范围，中长期仍有成倍的增长空间。基于不同的经济增速、用电量增速及新能源占比的假设，对于新能源装机规模的预测数据差异较大，但能源结构转型的趋势是一致的。参考 BNEF（彭博新能源财经）的预测，到 2050 年，2050 年，全球光伏装机量较 2017 年将增长 17 倍，风电装机量增长 6 倍（即累计装机容量分别约为 8000GW、3000GW）；光伏和风电发电量将约占全球总发电量的 50%。由此带动行业在 2018-2050 间累积投资金额超 8 万亿美元（年均投资规模超千亿美元）。

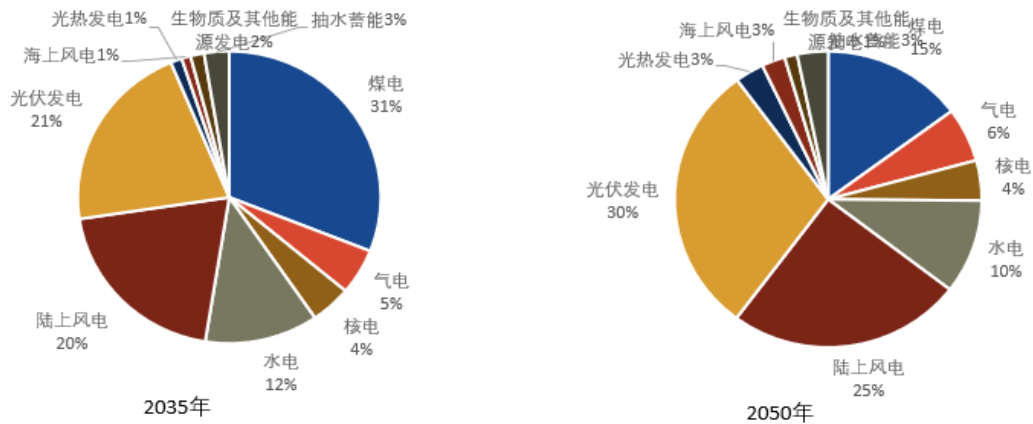
图 25：全球能源项目投资总额展望



资料来源：BNEF，招商银行研究院

我国风电光伏规模在未来三十年具有 10 倍发展空间。按照国网能源研究院预测，到 2035 年，我国火电设备装机容量占比将降至 30%左右，风电、光伏将在 2040 年前后成为主力非化石电源，到 2050 年，风电光伏装机容量占比将接近 60%。2017 年新能源发电量折合标准煤约 1.3 亿吨，而到 2050 年则每年至少需要由新能源提供折合 14 亿吨标准煤的发电量，即保守估计也有 10 倍空间。

图 26：我国各类电源装机容量占比预测



资料来源：国网能源研究院，招商银行研究院

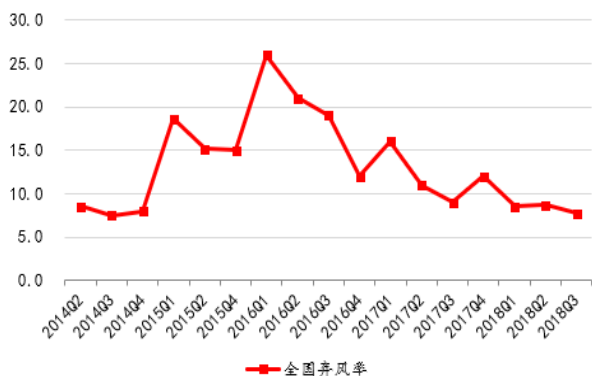
2. 风电：行业景气度提升，制造环节竞争梯队清晰

2.1 国内风电新增装机规模有望延续稳健增长

2015-2017 年风电行业新增装机规模出现了下滑。按照中电联并网口径的统计数据，2015 年我国风电行业新增装机规模达到 31GW，但 2016，2017 年新增装机规模连续两年分别下滑了 36%、15%。其原因主要是：三北地区出现了比较严重的消纳问题，新增项目建设进度放缓；中东部地区以及分散式风电项目的推进，又受环保等因素制约，进度同样不足，导致了新增装机规模下滑。

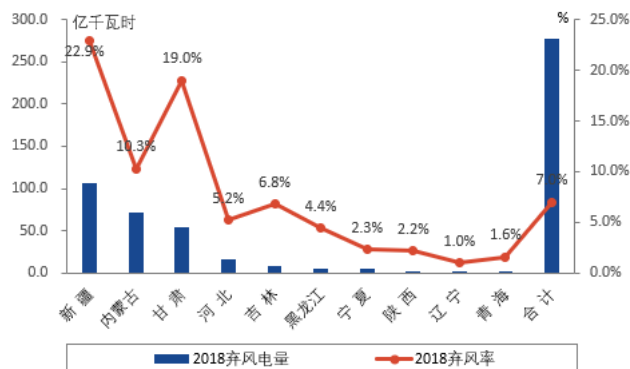
消纳问题正在缓解。消纳问题的缓解主要受益于电网消纳能力的提升，主要措施包括：提升调峰调频能力；进行全网统一调度；加强跨省区清洁能源交易；加强省内通道及输送线路建设等。根据能源局统计，2018 年弃风率明显下滑，重点监测的省份中，吉林、黑龙江的弃风率都降至 10%以内。

图 27：弃风率统计



资料来源：能源局，招商银行研究院

图 28：2018 年主要省份弃风电量及弃风率情况



资料来源：能源局，招商银行研究院

国内陆上风电在大规模开发中具有成本优势，大概率最先实现平价上网。

目前各类新能源形式中，陆上风电的度电投资成本最接近传统能源。从 2019 年开始，除了分散式风电项目保留固定电价补贴模式之外，其余的项目都采取竞争性配置模式，引导风电逐步实现平价上网。与光伏的灵活性优势不同，风电的核心优势在于规模化开发的成本优势。基于此，“三北”风资源优势地区建设情况，是陆上风电规模持续增长的重要支撑。

陆上风电短期建设进度有望加速。过去我国风电项目的电价锁定机制为开发商预留了较充裕的开工时间，导致国内出现了大量核准未建项目（这类项目总规模超 100GW，但可能有部分项目已不具备建设条件），在消纳问题有所缓解的背景下，如果风电项目电价锁定模式有所调整，核准未建项目，建设进度可能加速。因此 2019-2020 年，不论从政府统筹目标还是企业投资热情来看，风电项目新增建设规模都有望继续实现稳健的增长。

2.2 运营环节盈利能力较强，制造环节竞争梯队清晰

运营环节参与者正在增多，可能注入投资活力

运营环节，我国新能源发电投资运营以大型国企为主，但参与者正在增多。以华电、华能等为代表的大型发电集团（即“五大四小”发电集团）是我国新能源发电投资的主力，但近年新增装机容量中，五大集团占比整体呈下降趋势：2011 年，五大四小核准的风电项目在当年核准项目中占比高达 70%，到 2017 年，这一比例降至 50%以内，其他国企和民企参与度正在提升。2010 年以来，五大央企风电项目新增及累计装机容量占比整体也呈下降趋势（2017 年略有回升）。风电运营项目投资回报率具有吸引力，近年来运营环节中地方国企和

民企的参与度也在提升，并且存量项目较少的企业相应消纳问题也较少，短期可能投资活力更强。

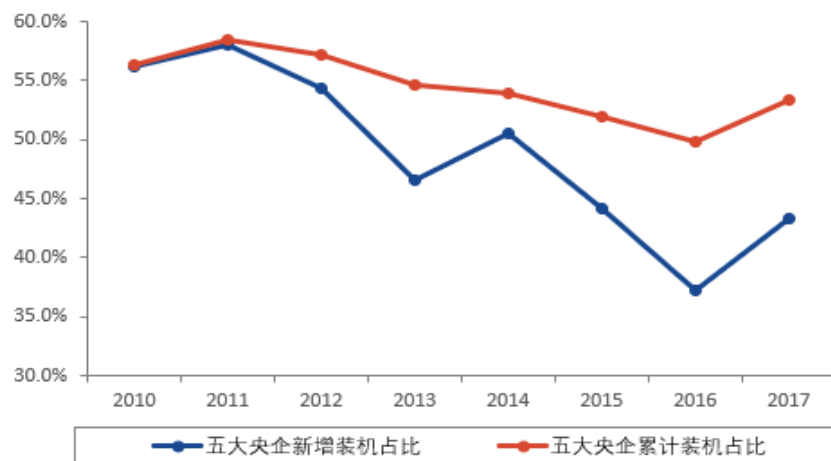
表 3：“五大四小”风电计划核准量及占比（单位：GW）

	2011	占比	2015	占比	2016	占比	2017	占比
合计	13.96	100.0%	33.97	100%	23.03	100%	30.40	100%
华电集团	0.94	6.7%	2.26	6.6%	1.52	6.6%	1.28	4.2%
华能集团	2.28	16.3%	2.80	8.2%	1.84	8.0%	1.20	3.9%
国电集团	2.64	18.9%	3.27	9.6%	1.63	7.1%	1.98	6.5%
大唐集团	1.41	10.1%	1.53	4.5%	0.76	3.3%	1.67	5.5%
国家电投	0.84	6.0%	3.63	10.7%	1.66	7.2%	3.21	10.6%
华润电力	0.62	4.4%	2.60	7.7%	2.74	11.9%	2.58	8.5%
国华电力	0.15	1.1%	0.93	2.7%	0.30	1.3%	0.30	1.0%
国投电力	0.10	0.7%	0.10	0.3%	0.10	0.4%	0.05	0.2%
中广核	0.80	5.7%	2.80	8.2%	1.58	6.9%	1.37	4.5%
五大合计	8.10	58.1%	13.48	39.7%	7.41	32.2%	9.34	30.7%
四小合计	1.66	11.9%	6.42	18.9%	4.73	20.5%	4.30	14.1%
五大四小合	9.77	70.0%	19.90	58.6%	12.13	52.7%	13.64	44.9%

资料来源：网络整理，招商银行研究院

注：11 年、15 年：国家统一安排；16 年及以后：各省公开数据整理，16-17 年部分省份未公布数据，比例更具参考意义

图 29：五大央企新增、累计风电装机容量占比



资料来源：CWEA，招商银行研究院

制造环节基本实现国产化，竞争格局清晰

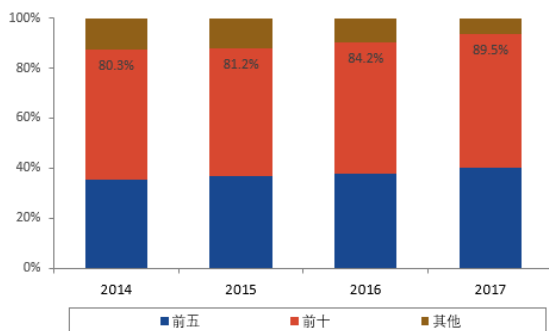
风机制造属于大型装备制造业，涉及到结构动力学、空气动力学、工艺材料、电气控制、电子工程等领域，整体流程复杂，风机企业一般采取整机总装、零部件专业化协作的方式展开生产。

在国家政策扶持下，风机产业链基本实现全国产化。2000 年之前，国内

风电设备市场几乎由外资企业垄断；2001-2005 年，国内企业开始崛起。2005 年，发改委和能源局联合发布了《关于风电建设管理有关要求的通知》，明确规定从 2006 年开始，风电设备国产化率要达到 70%以上，未满足国产化要求的风电场不许建设，进口设备要按章纳税。国产保护政策叠加下游补贴刺激，我国的风电设备制造产业出现了高速增长。比如成立于 2006 年的华锐风电，仅在三年之后就占据了当年全球新增装机规模的第三位。尽管此后行业经历了残酷洗牌，但整体来看，国内风机制造环节已经基本实现了国产化。2017 年，国内风电整机制造企业市场占有率为 96.6%，外企仅为 3.4%。

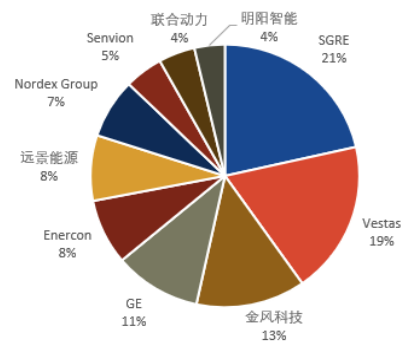
风机制造环节格局相对稳定，竞争梯队明显。在经历过 2011 年一轮较严酷的洗牌之后，主机产能集中度已经到了较高水平。2017 年前五名制造商集中度 67.1%，前十名制造商集中度 89.5%。由于近年来基本没有新增产能，行业整体竞争格局比较清晰，一线企业以金风科技、远景能源为代表；二线企业以明阳风电、运达风电等为代表，产能梯队较明显。

图 30：2014-2017 年风机市场集中度情况



资料来源：中国风能协会，招商银行研究院

图 31：2017 全球整机商新增装机容量 TOP10



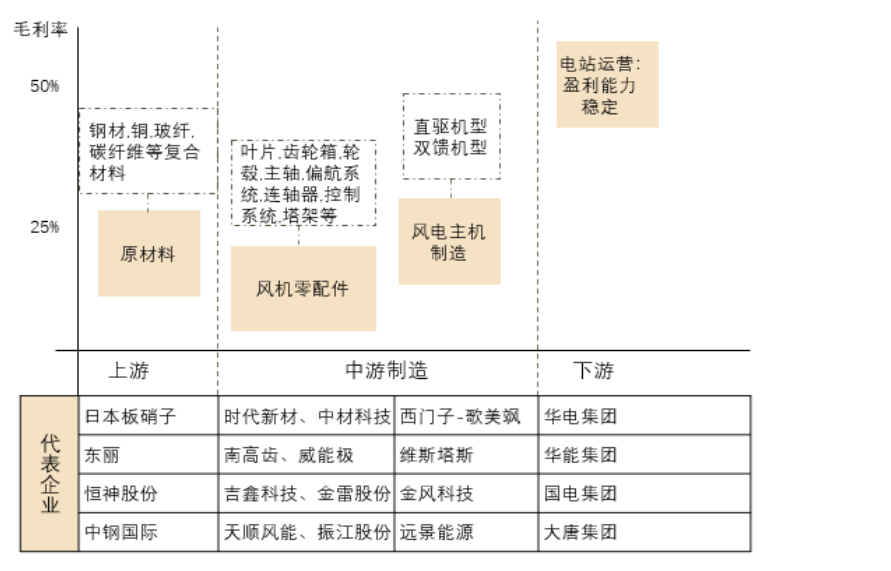
资料来源：MAKE，招商银行研究院

产业链盈利能力差异较大

产业链盈利能力有所差异，风电设备制造企业议价能力偏弱。由于资产类型具有差异，运营环节一直以来盈利能力较强，制造企业盈利及议价能力则偏弱，这与我国风机的供需关系以及风电开发运营商结构有关。一是风电运营商相对集中，以五大发电集团为代表的企业具有较强议价能力，项目电价压力可以一定程度转移至供应链。二是风电项目规模较大，有较长时间（可长达两三年）进行设备招投标，可以选择在价格较低的时候进行采购。三是产能和需求基本匹配，不会出现阶段性的严重紧缺。

风机各零部件环节盈利能力既受下游需求，还受更上游原材料波动的影响。零部件环节整体供给充裕，尤其在 2015 年抢装潮之后，生产厂家竞争充分，议价能力较弱，但其中叶片与齿轮箱由于具有一定技术壁垒，且供给格局较好，具有一定话语权。

图 32：风电产业链情况及盈利能力对比



资料来源：招商银行研究院

3. 光伏：规模增长空间广阔，制造业集中度持续提升

3.1 光伏装机：增速短期内外分化，长期空间依然广阔

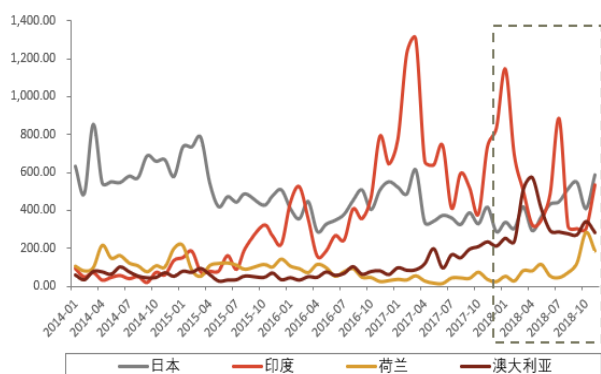
国内市场经历调整期，海外市场活力较强

国内新增装机规模短期难以重回高增长。2019 年国内光伏市场补贴项目和无补贴项目都将存在，由于补贴强度的调整，国内光伏市场的新增装机规模可能与 2018 年相当。在补贴强度逐渐转向竞价决定的背景下，如果 2019 年补贴总额控制在 30 亿，度电补贴强度减小到 5-7 分，对应可支撑的装机规模约为 35-45GW，与 2018 年新增规模基本持平，且项目投资回报率的吸引力较弱，国内市场的投资热情可能会经历一定的调整期。

海外新增装机动力强劲。海外光伏新增装机有望保持持续增长，主要由以下因素驱动：1) 国内装机速度下滑，导致了光伏设备价格全面下跌，有效刺激了海外光伏项目投资热情；2) 部分新兴市场也推出了较大规模的光伏发展建设计划。海外潜在的光伏规模爆发区域持续增加，除传统欧美、亚洲两大需

求中心外，拉美、澳洲、非洲、中东等地区均有亮点。从我国组件的出口数据来看，2018 年荷兰、澳大利亚等国出口量增长十分明显。预计 2019 年全球将产生更多 GW 级国家，单一中国市场的占比可能从 50%降低到 30-40%。由于部分海外装机已经是市场化行为驱动，因此对于其可持续性可以更为乐观。

图 33：中国光伏组件出口量（单位：MW）



资料来源：wind，招商银行研究院

图 34：2019 年预计 16 个国家需求可超 GW



资料来源：PV InfoLink，招商银行研究院

成本优化及分布式有望继续支持行业中长期发展

光伏发电仍有极强的成本优化潜力。如前所述，过去十几年间，光伏成本已经实现了约 80%的下降，根据 IRENA、BNEF 等多家权威机构预测，未来十年，光伏发电成本仍有望实现 50%以上的降幅，下降路径包括核心材料环节降本、组件效率提升，BOS 下降，运维优化以及融资环境、税收减免等政策的投资环节的改善。考虑国内政策的导向，不论是投资不依赖补贴的平价项目，还是适应补贴退坡的趋势，降低度电成本的重要性都更加凸显。极强的持续降本能力将是驱动光伏规模增长的最重要动力。根据 IEA 预测，2030 年全球光伏累计装机规模有望达到 1721GW，相当于较 2017 年的 403GW 增长近 4 倍，成为新能源的绝对主力。

分布式光伏项目具有独特的灵活性优势，且应用场景更为广泛。光伏发电的灵活性优势体现在两个方面：一是光照无处不在；二是发电系统规模可大可小，建设流程较简易且不存在噪音等问题，技术门槛低。灵活性优势使得光伏这一能源形式可以贴近用户侧展开，即为分布式发电模式。这一形式发展活力很强，未来的光伏增量市场中，约有 50%会来自于工商业及户用等分布式项目。更长远来看，如果配套储能技术成熟，分布式可能会催生出更多元的应用场景，因此即使以更长期的 20-30 年维度展望，全球光伏行业仍具有较强成长性，有望在当前基础上再实现 10 倍的规模增长。

3.2 运营环节活力较强，制造产能主导全球

电站类型多样，运营环节活力较强

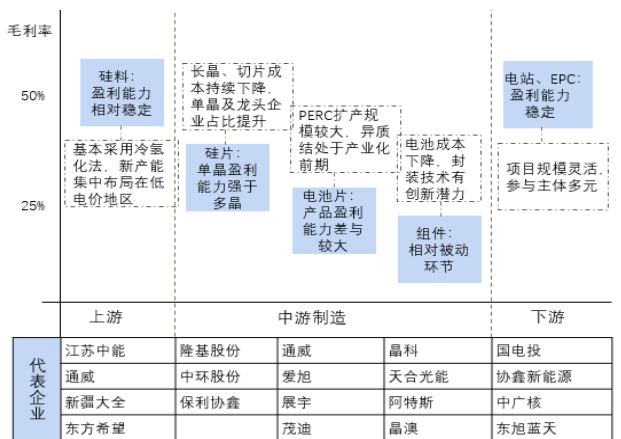
光伏发电可进行多样化投资，运营环节活力强。光伏发电系统的投资形式和投资强度较为多样化，这是因为光伏电站的装机规模范围分布很广，大至GW级的光伏基地，小至3KW，5KW的户用光伏系统均已出现，其投资强度有着显著差别；并且与风电、火电等项目相比，光伏发电项目建设周期、后期运维难度都相对较小。因此运营环节的代表企业既有国家电力投资集团这样的大型央企，也有力诺集团、正泰新能源这样的民企，参与者较多，工商业分布式光伏、户用光伏等电站类型在过去两年投资活跃度较高。

制造产能基本主导全球供给，且各大企业仍在扩产

我国光伏制造核心环节全球市占率均在50%以上，国际竞争力毋庸置疑。近年来，各主要产品市占率还在持续提升，硅片、电池片、组件中国产能（包含部分海外设厂的产能）均在70%以上，随着本轮硅料扩产，硅料市场份额也将持续提升。全球来看，国内光伏企业经历过多轮“双反”，即使考虑贸易摩擦，竞争力依旧处于全球领先水平。此外在东南亚、南亚、拉美、中东等新兴市场我国产能也已占据主导地位。

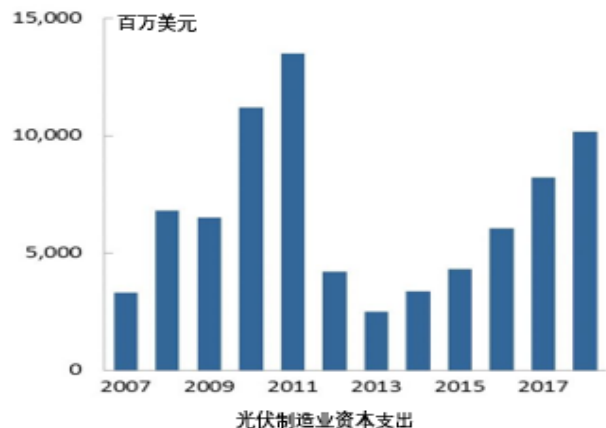
光伏各大企业正处在扩产周期之中。基于对需求较乐观的预期，以及产线投资成本的持续下降，光伏制造正处在一轮扩产周期中，大量企业于2017年-2018年上半年展开扩产，2019年各环节均有大规模低成本产能释放，且部分企业仍有进一步扩产潜力。由于国内装机需求的突然收缩，制造环节整体面临较严峻的竞争环境，尤其小规模产能生存空间进一步压缩。

图 35：光伏产业链概况



资料来源：CWEA，招商银行研究院

图 36：光伏制造产业资本支出



资料来源：PV-Tech，招商银行研究院

硅料：集中度正在提升

硅料环节的高成本低效产能面临淘汰压力。2017 年我国太阳能硅料国产化率已突破 50%，但这一比例在产业链中仍然较低，硅料环节技术路线基本成熟，产能之间竞争已经进入了成本控制与精益化管理阶段。硅料生产成本里面电价和折旧占比最高，所以硅料企业通过把工厂设在新疆、内蒙、四川等低电价地区来获得成本优势。2019 年本轮低成本产能集中释放，根据行业数据估算低电价地区产能将从 2018 年的 18.2 万吨提升至 29.6 万吨，上述产能在国内市场的市占率预计可提升至 70%以上。目前国内已有 10 家万吨级产量的多晶硅企业，2018 年在国内市场中，产量合计占比 82.5%，上述企业新增产能在今年将陆续达产，top10 占比将继续提升。除上述企业外，国内还有十几家产能规模较小，且生产成本高的企业，这类“高成本小规模”的落后产能在大企业产能扩张完成后，面临淘汰压力。

表 4：2018、2019 年低成本硅料产能

地区	企业	2018 产能(MT)	2019 产能(MT)
新疆	新特能源	36,000	72,000
	协鑫硅业	-	40,000
	东方希望	20,000	40,000
	大全新能源	20,000	32,000
	新疆合晶	1,500	1,500
内蒙	永祥	25,000	25,000
	东立光伏	6,000	12,000
	内蒙古盾安	10,000	10,000
	内蒙古鄂尔多斯	8,000	8,000
	国电内蒙古晶阳	5,000	5,000
	内蒙古神舟	5,000	5,000
四川	永祥	45,000	45,000
合计		181,500	295,500

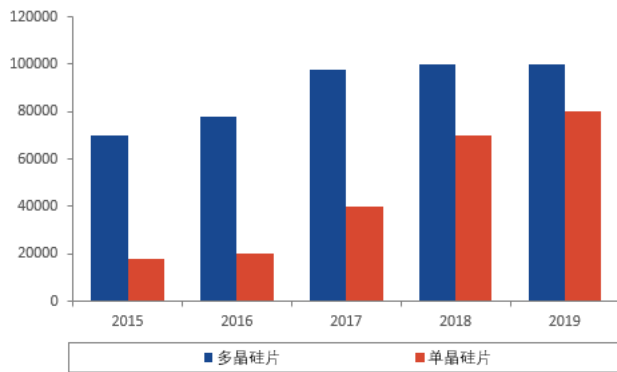
资料来源：PVInfoLink，招商银行研究院

硅片：单晶寡头格局显现

硅片环节单晶路线将成为主流，双寡头格局显现。硅片的技术路线分为单晶和多晶。单晶具有转换效率高特点，比多晶更能满足下游电池片技术进步的要求，但是成本偏高。随着 2017 年隆基所引领的金刚线切割技术逐步普及到单晶生产，单晶成本迅速下降，开始取代多晶。后续单晶硅片进一步降本的方向包括引入连续直拉技术、向低电价地区转移长晶设备（和硅料同理）、大硅片、薄片化、金刚线线径继续细化等。单晶硅片在 2017 年市占率约为 40%，

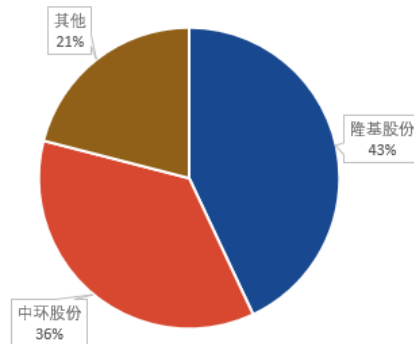
预计将在 2019 年超越多晶。由于下游电池片效率提升的要求，高品质的硅片可能也会阶段性的出现溢价。隆基、中环两大企业已基本主导了全球供应。

图 37：单晶硅片与多晶硅片产能（单位：MW）



资料来源：energytrendk，招商银行研究院

图 38：2018 年隆基中环产能市占率预测



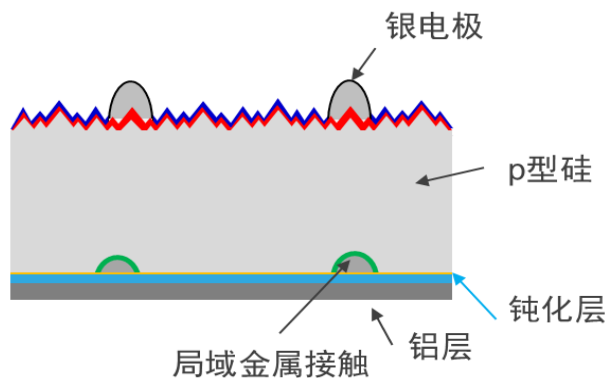
资料来源：公司公告，招商银行研究院

电池片：高效产品正在成为市场主流

电池片环节技术路线迭代较快，技术含量高，行业集中度有望提升。太阳能电池片是实现光电转换最为核心的环节，其基本构造是运用 P 型和 N 型半导体结合而成。电池片的技术路线包括常规电池以及以 PERC 电池和异质结电池为代表的高效电池等。近年来，由于国内厂商的崛起，台湾电池片生产商成本压力加大，生产逐年缩减，尤其 2018 年电池片价格迅速下跌，加剧了台湾产能的压力，停工消息频出。而国内以通威、爱旭等为代表的企业，正在大幅扩产，集中度有望提升。

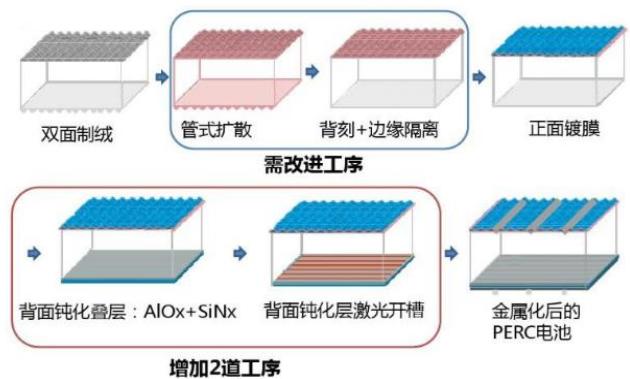
PERC 由于高效率、高性价比的优势，已经成为了国内领跑者项目标配，欧美、日本等价格敏感度较低的市场，也主要应用高效电池。常规 P 型电池是过去几年的主流产品，PERC 电池将在 2019 年占据主导地位。相对于常规电池片产品，PERC 电池具有两大核心优势：1) 内板反射增强，降低长波的光学损失，高效 PERC 电池较常规产品的转换效率提升至少 1.5-2 个百分点；2) 该技术仅需在现有全铝背场太阳能电池生产线上增加两道工艺即可，是目前常规 P 型电池提升效率的主要方法。全球 PERC 产能 2016 年底约 15GW，但 2017 年底就已迅速扩展到 34.81GW，拟建产能还有 32.98GW。据 PV InfoLink 预测，PERC 年产能在 2018-2021 年间将继续扩大至 55GW、77GW、91W 和 96GW。因此未来两三年单晶 PERC 将占据绝对主流。

图 39: PERC 电池结构



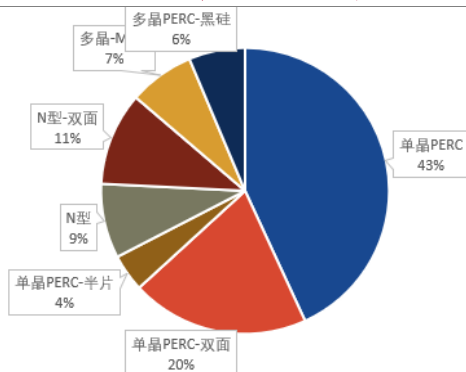
资料来源: 索比光伏网, 招商银行研究院

图 40: PERC 电池生产流程概述



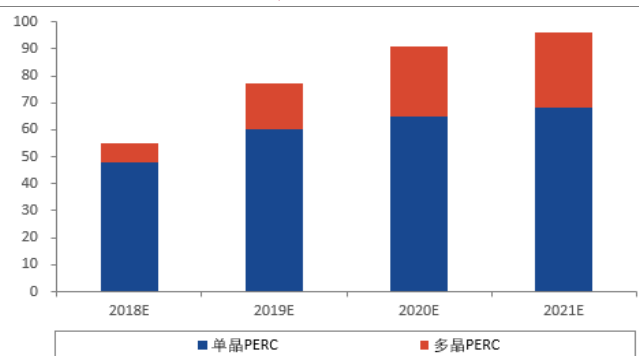
资料来源: 索比光伏网, 招商银行研究院

图 41: 应用领跑者中标结果分析



资料来源: PV InfoLink, 招商银行研究院

图 42: PERC 产能预测 (单位 GW)



资料来源: PV InfoLink, 招商银行研究院

异质结电池发电效率更高，双面性能更优，潜力也不容忽视。2017 年晋能集团的异质结电池出货量为 4MW 左右，但根据其产能规划，预计到 2020 年，位于山西晋中的超高效异质结电池及组件生产基地产能将突破 GW 级；另外福建钧石目前也拥有 600MW 产能，此外通威、中环等已上市企业也具备较强技术储备。海外日本松下、Kaneka、美国 Silevo 等研发实力强劲，且已有成熟产品。目前制约异质结电池大规模发展的最大障碍是成本高居不下，由于 PERC 自身的成本及效率优化，中短期来看，仍会占据主流。

组件：竞争格局变化较快

光伏组件是产业链中最为被动的环节，面临上下游挤压，盈利能力偏弱。过去，组件企业的渠道与品牌建设能力较为重要，但随着电池片价格的持续下降，组件环节技术的重要性也会逐步显现，目前组件环节需要关注的重要技术包括双面双玻、叠瓦、半片、MBB 等。竞争格局方面，组件环节变化较快，2011-2018 年间，出货量排名变化十分明显，曾经占据榜首的英利集团在 2018 年跌出前十，而晶科、隆基乐叶等为代表的企业，同期实现了快速发展。组件

企业的渠道与品牌建设能力也呈现出了差异化。

表 5：全球组件出货量排名 TOP10 变化情况

排名	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	无锡尚德	英利集团	英利集团	天合光能	天合光能	晶科能源	晶科能源	晶科能源
2	First Solar	First Solar	天合光能	英利集团	阿特斯	天合光能	天合光能	晶澳
3	英利集团	无锡尚德	阿特斯	阿特斯	晶科能源	晶澳	阿特斯	韩华
4	天合光能	天合光能	晶科能源	晶澳	晶澳	阿特斯	晶澳	天合光能
5	阿特斯	阿特斯	First Solar	晶科能源	韩华	韩华	韩华	隆基乐叶
6	夏普	晶澳	韩华	First Solar	英利集团	英利集团	协鑫集成	阿特斯
7	Sunpower	夏普	晶澳	韩华	First Solar	First Solar	隆基乐叶	东方日升
8	晶科能源	韩华	Sunpower	夏普	协鑫集成	协鑫集成	东方日升	协鑫集成
9	韩华	Sunpower	京瓷	Sunpower	东方日升	隆基乐叶	无锡尚德	无锡尚德
10	京瓷	晶科能源	Solar Frontier	京瓷	亿晶光电	中利腾辉	英利集团	正泰/中利腾辉

资料来源：pvinfoLink，网络资料，招商银行研究院

4. 业务布局建议及核心风险点

4.1 行业小结及布局建议

行业小结

电站运营环节收入及风险相对可控，制造环节创新活力和爆发潜力更强。

电站运营具有类似固收产品的属性，其收入及风险相对可控。从量价来看，目前在电站运行的 20 年内，电价相对固定；发电上网电量会受气候、消纳条件等影响，有所波动，但新能源电站项目收入仍会固定在一定区间以内，现金流则受补贴发放影响存在不确定性。制造环节收入及盈利波动较大，新能源行业持续推进的技术进步，会加速制造产能的升级与淘汰，企业之间以及同一企业在不同阶段，盈利能力均会出现明显差异。

国内风电行业短期景气度较高，光伏行业中长期空间更为广阔。1-2 年来看，国内风电市场新增装机规模可能延续稳健增长态势。中长期来看，基于低成本的优势，大规模的陆上和海上风电场是行业继续增长的重要支撑。风电制造环节整体基本实现了国产化，竞争格局较清晰。光伏行业，短期的新增装机规模来看，海外市场增速将快于中国市场，中长期来看，光伏发电在技术进步的带动下，成本下降潜力更大，如果结合储能系统，光伏发电能更好的适应各

类新兴的用电场景，将逐步发展为新能源中的主导力量。

布局建议

基于前述分析和银行信贷及风险控制特性，**电站运营较制造环节更加匹配投资要求：**

1、电站收入来自发电上网和国家补贴，相对稳定、安全且盈利能力、现金流相对稳定；2、部分项目如果资源、电价或造价具有优势，可以实现较高收益率。

筛选策略：1、具备资源或政策红利，注重效率管理的运营企业（大型发电集团）；2、扶贫、无补贴项目发电量、现金流更有保障，如有地方政府支持，可进一步提高收益率，推荐关注。

制造环节，分行业来看，风电行业短期景气度较好，主要环节技术更迭及竞争格局相对稳定。可以关注一线、二线风电主机企业以及盈利能力较好的零部件环节龙头。光伏行业尽管国内市场可能短期经历调整，但海外市场以及行业整体中长期发展空间较好。考虑行业较快的技术进步和较高的资本投入要求，建议谨慎筛选投资企业，可以关注硅料、硅片这样技术路线相对稳定环节中，市占率较高的企业。

4.2 核心风险点

运营环节

- (1) **消纳问题出现恶化**。如果新能源消纳无法延续向好的趋势，则可能建设进度再次放缓，并且影响现有企业已有电站资产的收益情况。
- (2) **补贴缺口及拖欠问题无法缓解**。补贴缺口和拖欠问题如果没有改善，运营企业现金流状况可能会出现恶化。
- (3) **补贴政策变动**。1-2 年区间，补贴的规模和强度会影响电站收益率，如果补贴强度迅速下滑，电站项目收益率也会相应受到影响。
- (4) **配额制、市场化交易等长效机制执行不及预期**。长效机制的建立涉及到电力体系的改革，较单一度电补贴更为复杂，如果政策执行不及预期，能源结构的转变进程将放缓，影响新能源行业中长期空间。
- (5) 其他风险，例如原材料价格上涨、出现极端气候等。

制造环节

(1) **行业技术进步遭遇瓶颈或出现颠覆性技术。**技术进步趋缓或主流技术路线被颠覆，现有产能则面临被淘汰风险。

(2) **产能过剩与内外部竞争。**光伏制造各环节产能正在分化，落后产能面临淘汰压力，但在技术的持续更迭之下，产能与技术路线风险尤其需要重视。尤其技术更迭与产能周期叠加，可能会进一步加大企业收益与风险的分化。

(3) **行业景气度下降，制造环节价格竞争加剧。**新能源行业的制造环节往往供给弹性较弱，如果行业新增投资趋弱，往往会导致产业链价格的迅速下降，影响企业收入及利润，部分企业甚至会有退出压力。

(4) **贸易摩擦。**全球光伏制造产能已基本由中国产能主导，各国之间也已出现过贸易摩擦、“双反”征税等，我国已形成完整产业集群，同时也是最大需求国，制造产能大范围转移的风险较小，但会阶段性的对企业产生影响。

免责声明

本报告仅供招商银行股份有限公司（以下简称“本公司”）及其关联机构的特定客户和其他专业人士使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经招商银行书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“招商银行研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

未经招商银行事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

招商银行版权所有，保留一切权利。

招商银行研究院

地址 深圳市福田区深南大道 7088 号招商银行大厦 16F（518040）

电话 0755-83195702

邮箱 zsyhyjy@cmbchina.com

传真 0755-83195085



更多资讯请关注招商银行研究微信公众号
或一事通信息总汇