



Research and  
Development Center

# 碳中和大势已定，光伏行业扬帆再起航

—新能源发电行业策略报告

2021年05月08日

武浩  
S1500520090001  
010-83326711  
wuhao@cindasc.com

陈磊  
S1500520090003  
010-83326713  
chenleia@cindasc.com

证券研究报告

行业研究

投资策略报告

电力设备及新能源行业

投资评级 看好

武浩

S1500520090001

010-83326711

wuhao@cindasc.com

陈磊

S1500520090003

010-83326706

chenleia@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编：100031

## 碳中和大势已定，光伏行业扬帆再起航

2021年05月08日

### 本期内容提要：

◆**碳中和大势已定，光伏需求空间剧增。**2020年，世界主要国家纷纷宣布碳中和目标，中国明确提出“2030年碳达峰，2060年碳中和”目标。为实现这一目标，光伏装机量将大幅增长。从短期看，我们预计2021年全球光伏新增装机量为150~170GW；从长期看，我们预计2050年全球光伏累计装机总量达到140000GW。由此，光伏产业链将充分发挥发电端中流砥柱的作用。

◆**成本下降，消纳提升，光伏发展进入新纪元。**2020年，光伏发电在全球多地实现平价，未来成本优势必将进一步加强；同时，我国基本实现新能源电力全额消纳，同时政策强力支持加之储能系统配套，消纳能力将继续提升。基于此，过去阻滞光伏行业发展的两大因素全部解除，光伏行业的发展将一马平川。

◆**能耗双控，需求推动，光伏产业链龙头独占鳌头。**在碳中和的背景下，我国将对高耗能产业进行强力控制，实质促成新一轮供给侧结构性改革，强者将更加强大，光伏产业链龙头有望穿越周期，砥砺前行，戮力前行，成功抵达彼岸，尽享行业发展红利。

◆**重点推荐：**隆基股份、晶澳科技、美畅股份、赛伍技术、奥特维、通威股份

◆**风险因素：**国际贸易战风险；技术路线变化风险；新冠病毒变异至疫情加剧风险

## 目 录

与市场不同之处	5
一、大势所趋，可再生能源长期空间巨大	6
1.1 全球应对气候变化，签署《巴黎协定》	6
1.2 主要国家宣布碳中和目标，碳中和大势已定	6
二、需求量大增，市场空间进一步打开	7
2.1 全球光伏市场前景广阔，2050 年达到 14000GW	7
2.2 中国光伏装机空间巨大，2030 年累计装机达到 982GW	8
三、平价时代到来，光伏发电经济性愈加显著	10
3.1 光伏中标电价持续下降，2020 年全球最低达 1.32 美分/KWh	10
3.2 碳交易有望增厚用户利润，降低成本波动敏感度	11
四、新能源消纳：政策到位、技术保障，效果显著、未来可期	13
4.1 以史为鉴，多因素导致弃风弃光	13
4.2 政策到位，技术保障，效果显著	14
4.3 继往开来，多措并举，未来可期	15
五、能耗双控，产业链龙头迎来发展新机遇	21
5.1 “能耗双控”预期继续推广，产业链龙头优势更显	21
5.2 多晶硅：需求推动，供应紧张，量价齐升，龙头盈利增厚	22
5.3 硅片：行业扩产加快，竞争预期加剧，锁定硅料者为王	23
5.4 电池片：异质结形势喜人，拭目以待	25
5.5 组件：短期内成本承压，长期看价格传导有望疏通，一体化龙头终将胜出	26
六、光伏扬帆再起航：全球趋势，中国国策，黄金赛道，龙头强劲	27
6.1 美畅股份：金刚石线绝对龙头，盈利水平力压群雄	27
6.2 赛伍技术：SET 业务逐步放量，打造中国“3M”	28
6.3 隆基股份：2021Q1 业绩超预期，产能扩大市占率持续提升	28
6.4 通威股份：硅料供需紧张价格维持高位，电池片静待盈利拐点	29
6.5 晶澳科技：海外高占比高盈利，垂直一体化布局抵御行业波动	29
6.6 奥特维：光伏技术迭代优势巩固，锂电半导体多点开花	30
七、风险因素	30

## 图表目录

图表 1: 实现 1.5°C 温升目标需要全球在 2050 年实现 CO <sub>2</sub> 净零排放	6
图表 2: 部分国家和地区碳中和目标	6
图表 3: 中国碳中和相关政策	7
图表 4: 2050 年 90% 电力由可再生能源发电供应	7
图表 5: 2050 全球光伏累计装机总量将达到 14000GW	8
图表 6: 2021 年全球新增光伏装机量为 150~170GW	8
图表 7: 2021~2050 光伏新增装机需求	8
图表 8: 2025 及 2023 年中国各类非化石能源发电量测算	9
图表 9: 2025 年光伏累计装机总量测算	9
图表 10: 2030 年光伏累计装机总量测算	10
图表 11: 光伏组件、电池片、硅片、硅料需求预测	10
图表 12: 2013~2020 全球光伏发电最低中标电价 (美分/KWh)	10
图表 13: 2019~2020 全球各地区光伏发电最低中标电价 (美分/KWh)	11
图表 14: 2010~2019 光伏发电全球平均安装成本、容量因数和 LCOE	11
图表 15: 中国碳排放权交易机制	12
图表 16: 全国各大碳市场 CCER 交易量占比 (内圈: 2019 年、外圈: 历年累计)	12
图表 17: 2019 年上海碳市场现货交易统计	12
图表 18: 2019 年上海碳市场现货交易走势图表	13
图表 19: 100MW 光伏发电项目投资收益测算核心假设	13
图表 20: 不同 CCER 价格下光伏发电项目全投资 IRR	13
图表 21: 2015 年全国弃风地区分布情况	14
图表 22: 2015 年全国弃光地区分布情况	14
图表 23: 国家电网公司碳达峰碳中和行动方案	16
图表 24: 截止 2021 年 4 月预计十四五期间投产的在建抽蓄项目	16
图表 25: 截止 2021 年 4 月预计十五五期间投产的在建抽蓄项目	16
图表 26: 电化学储能应用场景	17
图表 27: 2020 年光伏配储最低中标单价达到 1.06 元/Wh	18
图表 28: 部分地区对于新能源配置储能的政策	19

图表 29: 各储能配比情形下新增成本.....	19
图表 30: 截至 2020 年底各地区累计光伏发电装机(万千瓦)及占本地区总装机比重.....	19
图表 31: 2020 年全国各地区累计弃光电量(亿千瓦时)及弃光率.....	20
图表 32: 各储能配比情形下储能投资回收期测算.....	21
图表 33: 硅料是光伏产业中供应最为紧张的环节.....	22
图表 34: 2021 年全球多晶硅供应极限为 57~58 万吨.....	22
图表 35: 截至 2021 年 3 月单晶硅料价格.....	23
图表 36: 2021 年单晶硅片产能达到 310GW.....	24
图表 37: 硅片企业与多晶硅企业签订长单.....	24
图表 38: HJT 电池结构示意图.....	25
图表 39: 部分企业 HJT 产能情况.....	25
图表 40: 2021 年一季度多晶硅价格上涨约 49%.....	26
图表 41: 2021 年一季度单晶硅片价格上涨约 18%.....	26
图表 42: 2021Q1 单晶 PERC 电池片价格下降约 4%.....	26
图表 43: 2021Q1 单晶 PERC 单面组件价格上涨约 2%.....	26
图表 44: 100MW 光伏发电项目投资收益测算核心假设.....	26
图表 45: 组件价格变动对光伏发电项目 IRR 影响分析.....	26
图表 46: 2021 年发行的部分碳中和债券.....	27
图表 47: 2020 年部分组件生产企业毛利率情况.....	27

## 与市场不同之处

市场担忧在碳中和政策下，高耗能产业将被严控，导致光伏制造涉及的多晶硅、铝、银、钢、EVA 胶膜等价格上升，拉高光伏发电成本，阻碍光伏产业发展。

我们认为光伏制造涉及原材料价格上涨是短期的，是供需偏紧的事实及预期所致。中长期看，作为国家核心战略，原材料供应必将得到充分保障，价格也必将回归合理区间。另外，全国碳排放市场即将启动，光伏发电企业可以通过 CCER 交易提升利润，同时，碳中和债券等金融支持政策将降低融资成本，这些都将一定程度上平抑原材料涨价带来的压力。综上，长期看不会阻碍光伏产业发展；同时，产业链龙头具有技术研发优势和极强的成本控制能力，在这种形势下其优势将更加突显，我们预计将体现出更强的盈利能力。

市场担忧实现碳中和需要大量的光伏装机，我国曾出现过严重的弃风弃光问题，未来电网能否消纳巨大的光伏发电量，是否会阻碍光伏产业发展。

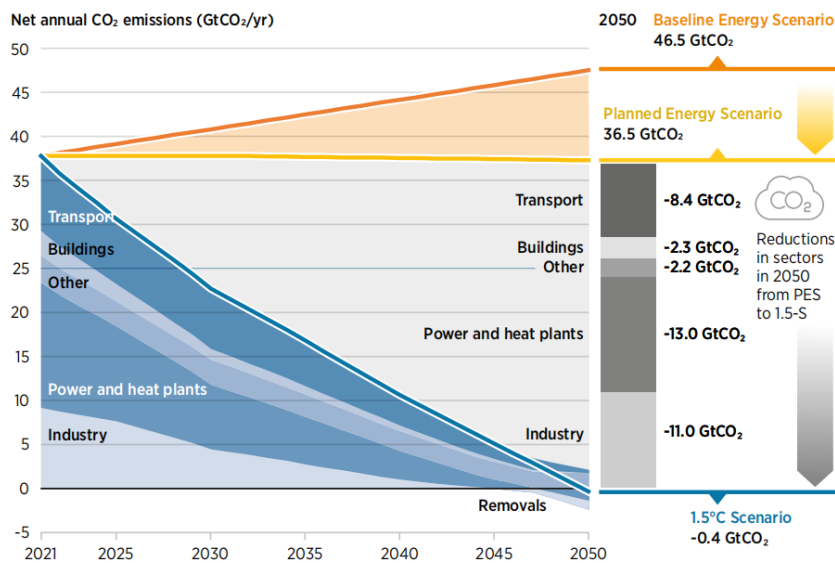
我们认为过去的弃风弃光现象出现有其特定的原因，近年来各方都在持续努力，消纳条件持续改善，目前已基本实现全额消纳。在中央强势推动下，相关政府部门和电网公司必将全力以赴，继续大力优化消纳条件，保障未来新能源的消纳。综上，消纳不会阻碍光伏产业的发展。

## 一、大势所趋，可再生能源长期空间巨大

### 1.1 全球应对气候变化，签署《巴黎协定》

为应对全球气候变化问题，2015年12月，《联合国气候变化框架公约》近200个缔约方在巴黎气候变化大会上达成《巴黎协定》。《巴黎协定》提出，各方将加强对气候变化威胁的全球应对，把全球平均气温较工业化前水平升高控制在2℃之内，并为把升温控制在1.5℃之内而努力。为了确定实现以上目标的路径，经过两年多的持续研究，联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）于2018年发布了《IPCC全球升温1.5℃特别报告》。报告指出，升温1.5℃带来的风险远低于升温2℃带来的风险，要实现升温控制在1.5℃以内目标，需要进行史无前例的大规模低碳转型，到21世纪中叶左右，必须实现全球净零排放。

图表 1：实现 1.5℃ 温升目标需要全球在 2050 年实现 CO<sub>2</sub> 净零排放



### 1.2 主要国家宣布碳中和目标，碳中和大势已定

截至2021年2月，目前，全球已有超过120个国家和地区提出了碳中和目标。其中，大部分计划在2050年左右实现。

图表 2：部分国家和地区碳中和目标

国家或地区	事件	目标
全球近 200 个国家	2016 年 11 月 4 日《巴黎协定》生效	21 世纪下半叶实现碳中和
美国	2021 年 2 月 19 日重返《巴黎协定》	
欧盟	2020 年 10 月 7 日，欧洲议会投票图表决通过《欧洲气候法》	到 2030 年碳排放量与 1990 年相比减少 60%，到 2050 年实现净零排放
英国	2019 年 6 月 27 日新修订的《气候变化法案》生效	到 2050 年实现净零碳排放的目标
日本	2020 年 10 月 25 日日本政府公布“绿色增长战略”	2050 年实现净零排放
韩国	2020 年 10 月 28 日韩国总统文在寅在国会发表演讲时宣布，韩国将在 2050 年前实现碳中和	2050 年前实现碳中和
加拿大	2019 年 10 月特鲁多总理连任，承诺净零排放目标	2050 年实现净零排放

资料来源：各国政府网站，信达证券研发中心

中国政府高度重视应对气候变化工作，积极主动承担国际责任，统筹国内经济社会发展和生态环境保护工作，提出了中国应对气候变化的方案。自2020年9月以来，国家主席习近平多次在重要会议上作出阐述，充分体现了中国实现碳中和目标的决心。

**图表 3：中国碳中和相关政策**

时间	会议	内容
2020.9.22	第七十五届联合国大会一般性辩论	二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。
2020.12.12	气候雄心峰会	到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。
2020.12.16~12.18	中央经济工作会议	将做好碳达峰、碳中和工作列为 2021 年八项重点任务之一
2021.3.11	十三届全国人大四次会议	十四五期间，单位国内生产总值能耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%和 18%。加快发展非化石能源，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右。
2021.3.15	中央财经委员会第九次会议	构建以新能源为主体的新型电力系统

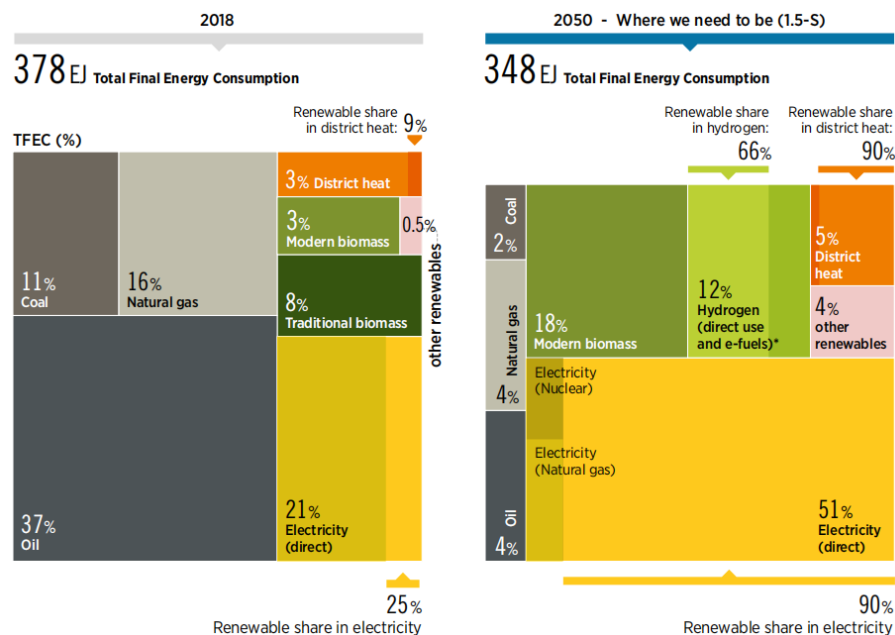
资料来源：新华网，信达证券研发中心

## 二、需求量大增，市场空间进一步打开

要实现碳达峰碳中和目标，核心是实现两个替代，即在能源消费端实现以电能替代化石能源，在能源生产端实现以可再生能源发电替代化石能源发电，我们预计在发电端，未来光伏装机需求将快速提升。

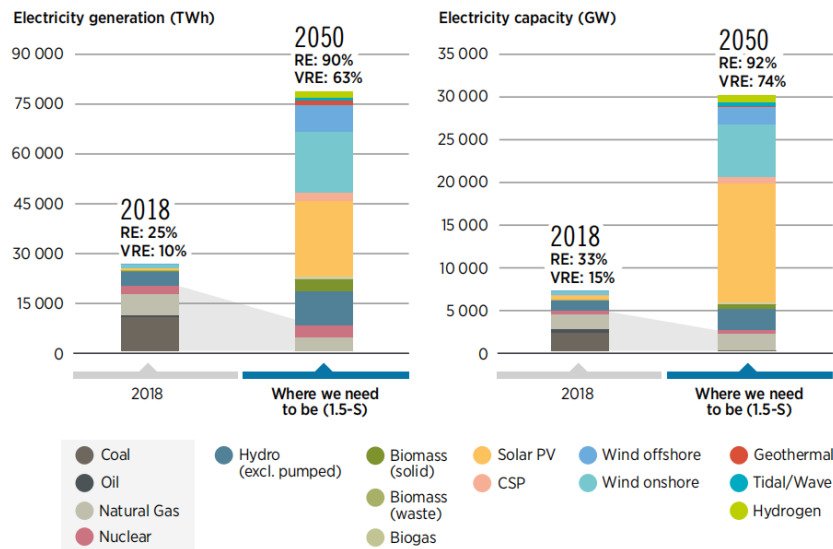
### 2.1 全球光伏市场前景广阔，2050 年达到 14000GW

从长期角度看，根据 IRENA 的最新研究，在全球 2050 年实现碳中和的背景下，到 2050 年电力将成为最主要的终端能源消费形式，占比达 51%。其中，90%的电力由可再生能源发电供应，63%的电力由风电和光伏发电供应。

**图表 4：2050 年 90%电力由可再生能源发电供应**


资料来源：IRENA，信达证券研发中心



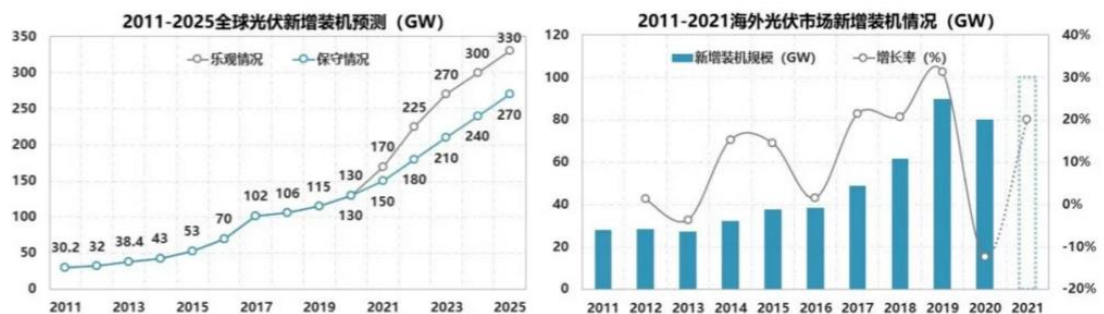
**图表 5：2050 全球光伏累计装机总量将达到 14000GW**


Note: 1.5-S = 1.5°C Scenario; CSP = concentrated solar power; GW/yr = gigawatts per year; PES = Planned Energy Scenario; PV = photovoltaic; RE = renewable energy; TWh/yr = terawatt hours per year; VRE = variable renewable energy.

资料来源：IRENA，信达证券研发中心

根据 IRENA 研究，2050 年全球光伏累计装机量将达到 14000GW。2020 年全球光伏累计装机量为 725GW，由此推算 2020~2050 三十年间年复合增长率为 10.4%，长期空间及成长确定性极高。从短期角度看，我们预计 2021 年全球新增光伏装机量为 150~170GW，海外光伏装机新增量约为 100GW。

按照 2021 年全球新增光伏装机量中位数 160GW，容配比为 1.2，单瓦硅耗为 2.9g/W，则对应全球组件、电池片、硅片、硅料需求如图表 6 所示。

**图表 6：2021 年全球新增光伏装机量为 150~170GW**


资料来源：CPIA，信达证券研发中心

**图表 7：2021~2050 光伏新增装机需求**

	装机新增容量 (GW)	组件新增容量 (GW)	电池片新增需求 (GW)	硅片新增需求 (GW)	硅料新增需求 (万吨)
2021	160	192	192	192	55.68
2021~2050	13275	15930	15930	15930	4619.7

资料来源：信达证券研发中心

## 2.2 中国光伏装机空间巨大，2030 年累计装机达到 982GW

根据目前官方公布的能源规划数据，可以初步测算 2025 及 2030 年中国光伏装机总量。



目前官方公布信息如下：

①气候雄心峰会：到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 1200GW 以上。

②关于国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要的决议：十四五期间，单位国内生产总值能耗降低 13.5%，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右。

假设我国 GDP 在“十四五”期间年均增速 5.5%，“十五五”期间年均增速 4.5%，“十五五”期间单位国内生产总值能耗降低 14%；2025 年核电累计装机总量为 70GW，2030 年为 90GW；2025 年常规水电和抽水蓄能累计装机分别达到 390GW 和 62GW，2030 年常规水电和抽水蓄能累计装机分别达到 440GW 和 120GW；2025 年生物质发电量为 299.4TWh，2030 年为 676.2TWh。根据以上信息，可以测算，2025 年风光发电量为 1445.7TWh，2030 年为 2033.3TWh。

**图表 8： 2025 及 2033 年中国各类非化石能源发电量测算**

	2017A	2018A	2019A	2020A	2025E	2030E
GDP (万亿)	-	-	-	101.6	132.8	165.5
单位 GDP 能耗 (吨标煤/万元)	-	-	-	0.490	0.424	0.365
能源消费总量 (亿 吨标煤)	45.6	47.2	48.7	49.8	56.3	60.3
非化石能源消费占 比 (%)	13.6	14.5	15.3	16	20	25
非化石能源消费量 (亿吨标准煤)	6.20	6.84	7.45	7.97	11.26	15.08
供电煤耗 (g/KWh)	309.4	307.6	306.4	305.5	300	295
测算非化石能源发 电量 (TWh)	2004.4	2225.0	2431.8	2608.2	3753.3	5113.4
官方非化石能源发 电量 (TWh)	1942.5	2163.4	2392.4	-	-	-
相对偏差 (%)	3.2	2.8	1.6	-	-	-
水电发电量 (TWh)	1193.1	1232.1	1302.1	1355.2	1492.6	1732.2
核电发电量 (TWh)	248.1	295.0	348.7	366.2	522.4	671.7
风电发电量 (TWh)	303.4	365.8	405.3	466.5	1439.0	2033.3
光伏发电量 (TWh)	116.6	176.9	223.7	261.1		
生物质发电量 (TWh)	81.3	93.6	112.6	159.2	299.4	676.2

资料来源：国家统计局，中电联，信达证券研发中心

考虑到风光出力特性具有一定互补性，按照不同发电量比例计算光伏发电量，同时，我国光伏 2017~2019 年三年平均利用小时数为 1242 小时，以此作为测算所用利用小时数，计算对应光伏装机量。

**图表 9： 2025 年光伏累计装机总量测算**

风光发电比例	光伏发电量 (TWh)	光伏装机量 (GW)
0.5:0.5	723	582
0.4:0.6	867	698
0.6:0.4	578	466

资料来源：信达证券研发中心

**图表 10：2030 年光伏累计装机总量测算**

风光发电比例	光伏发电量 (TWh)	光伏装机量 (GW)
0.5:0.5	1017	819
0.4:0.6	1220	982
0.6:0.4	813	655

资料来源：信达证券研发中心

2020 年，我国光伏装机总量为 253GW。按照保守情况，2025 年，我国光伏装机总量将达到 698GW，“十四五”新增 445GW，年均新增 89GW，五年年均复合增长率为 22.5%。2030 年我国光伏装机总量为 982GW，“十五五”新增 284GW，年均新增 57GW。假设容配比 1.2，单瓦硅耗为 2.9g/W，则对应组件、电池片、硅片、硅料需求如下图表所示。

**图表 11：光伏组件、电池片、硅片、硅料需求预测**

时间	装机新增容量 (GW)	组件新增容量 (GW)	电池片新增需求 (GW)	硅片新增需求 (亿千瓦)	硅料新增需求 (万吨)
2021~2025	445	534	534	534	154.86
2026~2030	284	341	341	341	98.83

资料来源：信达证券研发中心

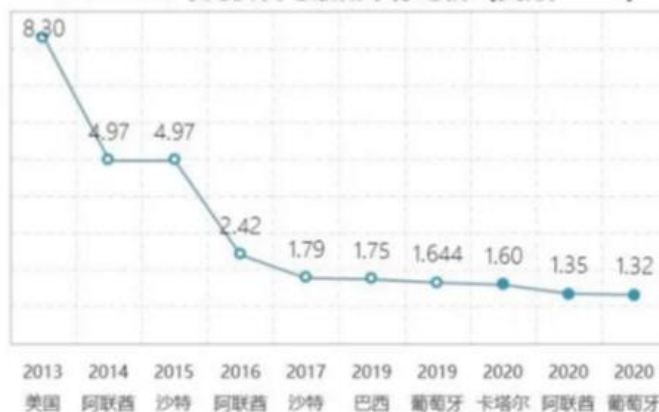
需求快速放量，光伏产业链的各环节均充分受益。其中，对于供应紧张而扩产速度低于需求增长的产业链环节，龙头企业凭借成本优势盈利更高，例如多晶硅料制造行业等；同时，在部分产业链环节存在供需周期错配的情况下，行业内的硅片/电池片/组件一体化龙头企业将扩大市占率，体现出更强的盈利能力。

### 三、平价时代到来，光伏发电经济性愈加显著

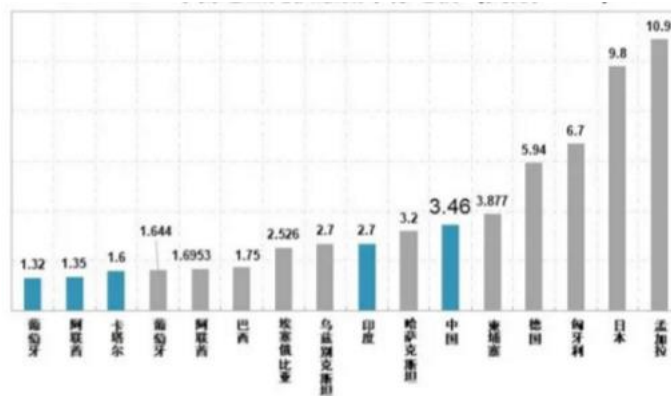
#### 3.1 光伏中标电价持续下降，2020 年全球最低达 1.32 美分/KWh

由于技术的不断进步，光伏中标电价持续下降，投资成本和发电成本逐年下降。2020 年，葡萄牙一个光伏项目中标电价达到约 1.32 美分/KWh，折合当时人民币价格约 0.091 元/KWh，比 2019 年最低中标电价降低了 0.324 美分/KWh，降幅约 20%。2020 年，我国光伏发电项目中标电价也继续下降，青海海南州一个光伏发电竞价项目中标电价为 0.2427 元/KWh (约 3.46 美分/KWh)，低于 2019 年达拉特旗光伏项目 0.26 元/KWh 的电价。除此之外，阿联酋、卡塔尔、印度等国光伏中标电价也打破了之前的最低纪录。光伏电价已经在全球越来越多的国家和地区低于火电。

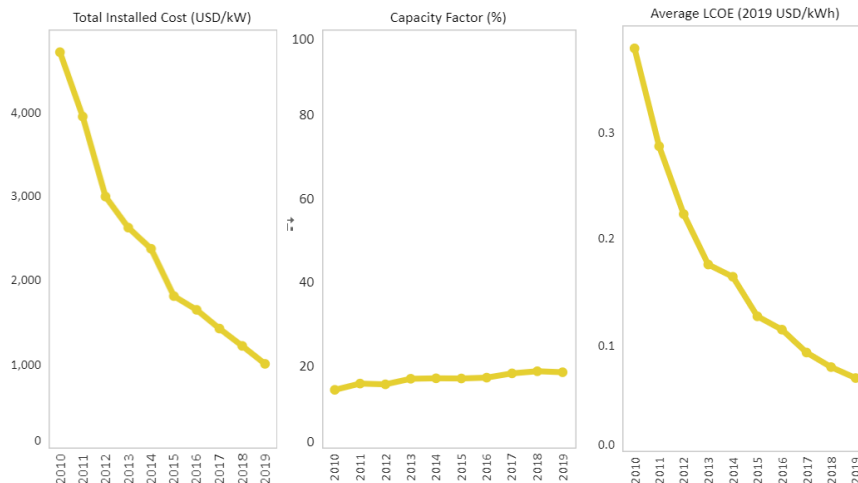
**图表 12：2013~2020 全球光伏发电最低中标电价 (美分/KWh)**



资料来源：CPIA，信达证券研发中心

**图表 13：2019~2020 全球各地区光伏发电最低中标电价（美分/KWh）**


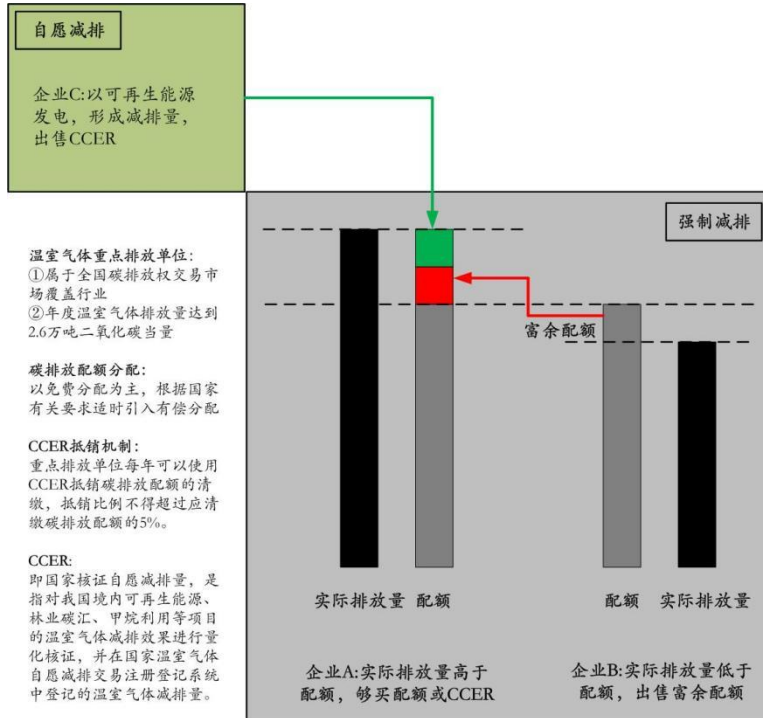
资料来源：CPIA，信达证券研发中心

**图表 14：2010~2019 光伏发电全球平均安装成本、容量因数和 LCOE**


资料来源：IRENA，信达证券研发中心

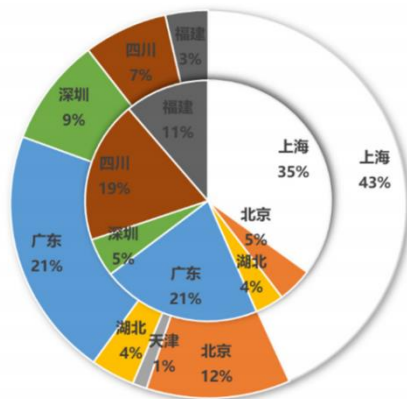
### 3.2 碳交易有望增厚用户利润，降低成本波动敏感度

2021 年 1 月 1 日起，全国碳市场首个履约周期正式启动。首个履约周期截止到 2021 年 12 月 31 日，涉及 2225 家发电行业的重点排放单位。2021 年 1 月，生态环境部公布了《碳排放权交易管理办法（试行）》，自 2021 年 2 月 1 日起正式实施。该文件明确 CCER（Chinese Certified Emission Reduction，即国家核证减排量）抵消机制成为碳排放权交易制度体系的重要组成部分。具体来讲，重点排放单位每年可以使用 CCER 抵销碳排放配额的清缴，抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%。这意味着，光伏和风电等减排项目可以将其产生的二氧化碳减排量在全国碳市场出售，获取经济收益。

**图表 15: 中国碳排放权交易机制**


资料来源:生态环境部,信达证券研发中心

光伏电站出售 CCER 的收益主要受 CCER 价格的影响。目前,我国已有碳交易试点地区中上海的 CCER 交易机制最为灵活,成交量最大,数据最为全面。根据上海环境能源交易所 2019 年市场报告,上海 CCER 协议转让均价为 3.6 元/吨,挂牌交易均价为 30.6 元/吨。

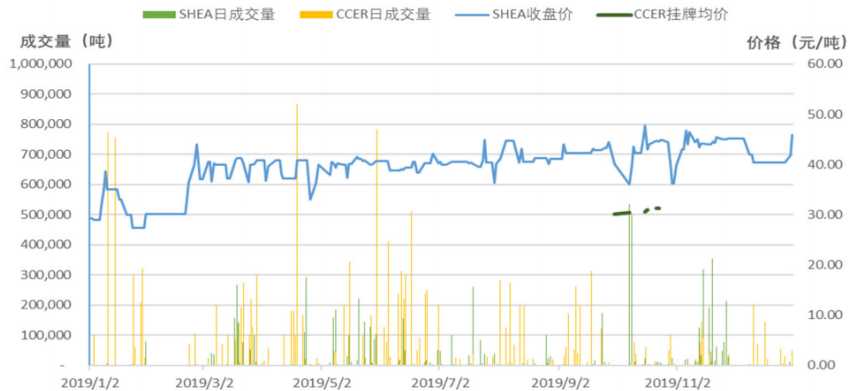
**图表 16: 全国各大碳市场 CCER 交易量占比 (内圈: 2019 年、外圈: 历年累计)**


资料来源:上海能源环境交易所,信达证券研发中心

**图表 17: 2019 年上海碳市场现货交易统计**

交易方式	交易产品					
	SHEA			CCER		
	交易量 (万 吨)	交易额 (万 元)	成交均价 (元 /吨)	交易量 (万 吨)	交易额 (万 元)	成交均价 (元/吨)
挂牌交易	273.85	11329.64	41.37	0.05	1.53	30.60
协议转让	408.96	11492.35	28.10	1512.47	5465.72	3.61
合计	682.81	22821.99	33.42	1512.52	5467.25	3.61

资料来源:上海能源环境交易所,信达证券研发中心

**图表 18: 2019 年上海碳市场现货交易走势图表**


资料来源: 上海能源环境交易所, 信达证券研发中心

当前, 我国碳排放交易尚处于起步阶段, 碳排放配额发放较为充足, 由此产生的减排压力并不足够大, 企业需求尚未完全释放。同时, 在我国积极推进碳中和政策的形势下, 碳交易将成为关键的政策执行手段, 为了推动重点排放企业大力减排, 预期国家将逐渐减少碳排放配额的发放, 同时, 将制定有效市场政策保障碳排放配额和 CCER 价格处于合理区间。因此, 预期未来 CCER 价格将逐渐上涨。

**初步测算, 乐观情况下通过交易 CCER 可使光伏发电项目 IRR 提升约 1pct。**这将一定程度上降低电站项目对组件等价格上涨的敏感度, 平抑上游原材料价格波动带来的不良影响。

**图表 19: 100MW 光伏发电项目投资收益测算核心假设**

核心假设	取值	核心假设	取值
上网电价 (元/KWh)	0.37	运维成本 (元/W)	0.046
设备利用小时数	1291	排放因子 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.76
初始全投资成本 (元/W)	3.99	组件首年衰减	3%
运营年限 (年)	25	组件第 2 年~第 25 年每年衰减	0.7%

资料来源: 中电联, CPIA, 公司公告, 生态环境部, 信达证券研发中心

**图表 20: 不同 CCER 价格下光伏发电项目全投资 IRR**

CCER 价格 (元/吨)	项目全投资 IRR
0	8.58%
3.6	8.68%
30.6	9.45%
60	10.27%

资料来源: 信达证券研发中心

## 四、新能源消纳: 政策到位、技术保障, 效果显著、未来可期

2015~2016 年我国弃风弃光率较高, 经过 5 年的努力, 目前我国弃风弃光率已大大下降, 基本实现全额消纳。当前, 中央高度重视碳中和工作, 规划大力发展新能源电力, 我们预计作为头部央企的电网公司将积极配合工作, 采取有力措施保障未来新能源并网消纳。

### 4.1 以史为鉴, 多因素导致弃风弃光

2015 年, 我国新能源发电量占比较低, 但弃用率较高。据中电联数据, 截至 2015 年底, 我国风电装机 131GW, 光伏发电装机 42.2GW。2015 年, 我国风电发电量 1856 亿 KWh, 占总发电量的 8.6%; 光伏发电量 395 亿 KWh, 占总发电量的 2.8%。

2015 年, 我国弃风限电形势严峻, 全国弃风电量 33.9TWh, 平均弃风率达到 15%。“三北”



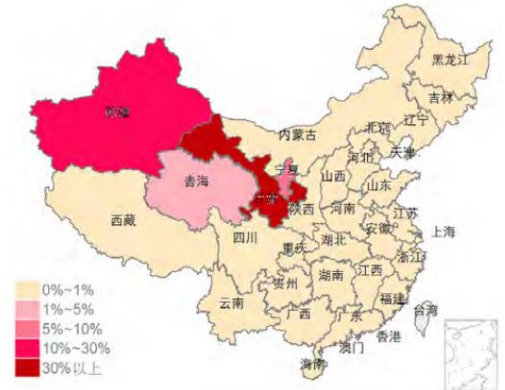
地区的弃风弃光问题最为严重，弃风量占总弃风量的 99.9%；西北地区弃光量占总弃光量的 95%。全国各地区弃风、弃光情况如图表 21 和 22 所示。

图表 21：2015 年全国弃风地区分布情况



资料来源：国家电网，中国知网，信达证券研发中心

图表 22：2015 年全国弃光地区分布情况



资料来源：国家电网，中国知网，信达证券研发中心

**2015 年，弃风弃光严重是多重因素综合影响导致的。**

①**新能源装机与负荷呈逆向分布。**“三北”地区负荷占全国总负荷的 36%，而其新能源装机占全国总量的 75%。其中，蒙东、甘肃、宁夏、新疆的新能源渗透率高于 100%，已经超过了丹麦、西班牙、葡萄牙等国家。

②**灵活调节电源占比低。**我国抽蓄等灵活调节电源装机占比较低，“三北”地区灵活调节电源仅为新能源装机的 18%。我国火电装机超过 1TW，调峰能力仅约 50%；在供暖季，“三北”地区的火电机组只有约 20%的调峰能力。

③**电网跨区外送能力较差。**截至 2015 年底，西北电网新能源装机 60GW，跨区电力外送能力仅 16.1GW。东北电网新能源装机 25.5GW，跨区外送能力仅 3GW。

总体来看，2015 年我国新能源消纳问题是区域负荷规模、电源调节性能、电网互联水平等多重因素综合作用导致。

## 4.2 政策到位，技术保障，效果显著

为了降低弃风弃光率，政府部门和电网公司做了大量工作，效果显著。

### 1) 政府部门：出台多项政策，目标直指提高消纳水平

2016 年 3 月，国家发改委正式印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》。办法规定，可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。

2017 年 11 月 13 日，国家发改委、国家能源局正式下发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，明确按年度实施可再生能源电力配额制，并在 2020 年全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。2019 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局联合发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重。

### 2) 电网公司：多措并举，提高跨区输电能力、就地消纳能力和系统调节能力

“十三五”期间，国家电网采取多种措施，积极提高新能源消纳水平。



①**加快电网建设**。投资约 2.4 万亿元，建设坚强智能电网，保障新能源及时并网和消纳。

②**加强输电通道建设**。跨省区输电能力达到 230GW，输送清洁能源电量比例 43%，实现全国范围资源优化配置。

③**加快抽水蓄能电站建设**。“十三五”以来累计开工抽水蓄能电站 21 座、装机容量 28.53GW，在运在建规模达到 62.36GW。

### 3) 消纳水平持续提高，2019 年弃风率 4%，弃光率 2%

在政府部门和电网公司的持续发力下，我国新能源电力消纳持续好转。2019 年，全国弃光率 2%，北方地区消纳情况明显改善。

截止 2019 年底，我国光伏发电装机 204GW。2019 年，光伏发电 224.3TWh，同比增长 26.3%。全国弃光电量 4.6TWh，弃光率 2%，同比下降 1 个百分点。光伏消纳问题主要出现在西北地区，其弃光电量占全国的 87%，弃光率降至 5.9%，同比下降 2.3 个百分点。

## 4.3 继往开来，多措并举，未来可期

在中央领导人明确提出“碳达峰碳中和”目标后，政府部门和电网公司积极响应，出台措施进一步提高新能源消纳能力，预计未来新能源消纳将继续保持高水平。

### 1) 政府部门：压实责任，力保消纳

2021 年 3 月 17 日，国家能源局近日印发了《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，决定在全国范围内组织开展清洁能源消纳情况综合监管。该次综合监管以促进清洁能源高效利用为目标，督促相关地区和企业严格落实国家清洁能源政策，优化清洁能源并网接入和调度运行，规范清洁能源参与市场化交易，及时发现清洁能源发展中存在的突出问题，确保清洁能源得到高效利用，进一步促进清洁能源行业高质量发展，助力实现“碳达峰、碳中和”。综合监管聚焦六个方面内容：一是清洁能源消纳主要目标完成和重点任务落实情况；二是落实可再生能源电力消纳责任权重情况；三是清洁能源发电项目并网接入情况；四是清洁能源优化调度情况；五是清洁能源跨省区交易消纳情况；六是清洁能源参与辅助服务市场情况。

### 2) 国家电网：进一步提高跨区输电能力、就地消纳能力和系统调节能力

国家电网积极响应中央战略，提高电网新能源消纳能力已成为核心工作，可以预期未来电网的光伏消纳能力将获得巨大提升，为光伏发电占比的提升打开空间。

2021 年 3 月 1 日国家电网公司发布公司“碳达峰碳中和”行动方案，从六个方面提出十八项行动措施，重点是提升电网跨区输送能力和调节能力，为可再生能源电力消纳作保障。

行动方案指出要推动电网向能源互联网升级，打造清洁能源优化配置平台。要加大跨区输送清洁能源力度。将持续提升已建输电通道利用效率，作为电网发展主要内容和重点任务。“十四五”期间，推动配套电源加快建设，完善送受端网架，推动建立跨省区输电长效机制，已建通道逐步实现满送，提升输电能力 35.27GW。优化送端配套电源结构，提高输送清洁能源比重。新增跨区输电通道以输送清洁能源为主，“十四五”规划建成 7 回特高压直流，新增输电能力 56GW。到 2025 年，公司经营区跨省跨区输电能力达到 300GW，输送清洁能源占比达到 50%。

行动方案还指出，要推动网源协调发展和调度交易机制优化，着力做好清洁能源并网消纳持续提升系统调节能力。要加快已开工的 41.63GW 抽水蓄能电站建设。“十四五”期间，加大抽水蓄能电站规划选点和前期工作，再安排开工建设一批项目，到 2025 年，公司经营区抽水蓄能装机超过 50GW。积极支持煤电灵活性改造，尽可能减少煤电发电量，推动电煤消费

尽快达峰。支持调峰气电建设和储能规模化应用。积极推动发展“光伏+储能”，提高分布式电源利用效率。

**图表 23: 国家电网公司碳达峰碳中和行动方案**

年份	跨省区输电能力		系统调节能力	就地消纳能力	总体成效			
	跨省区输电能力 (GW)	输送清洁能源比例	抽蓄机组容量 (GW)	分布式光伏装机容量 (GW)	风光装机占比	风光发电量 (TWh)	风光发电利用率	风光装机容量 (GW)
2020	230	43%	20.73	58 (2019)	26%	587.2	97.1%	450
2025	300	50%	>50	180				-
2030	-	-	-	-				>1000

资料来源: 国家电网, 信达证券研发中心

**图表 24: 截止 2021 年 4 月预计十四五期间投产的在建抽蓄项目**

项目名称	装机容量 (GW)	开工时间	投产时间
河北丰宁	3.60	2013 年 5 月	首台机组可在 2021 年 12 月底投产发电
湖南平江	1.40	2017 年 12 月	2025 年全部投产发电
内蒙古芝瑞	1.20	2017 年 12 月	2025 年全部投产发电
辽宁清原	5.75	2016 年 12 月	2024 年全部竣工投产
江苏句容			
福建厦门			
新疆阜康			
山东文登	1.80	2015 年 9 月	2022 年竣工
福建周宁	1.20	2016 年 12 月	2022 年全面竣工
广东阳江	2.40	2017 年 7 月	2023 年整个项目竣工
广东梅州 (五华)	2.40	2015 年 9 月	预计 2021 年底首台机组投产, 2022 年全部投产
陕西镇安	1.40	2016 年 8 月	2023 年竣工投产
河南天池	1.20	2017 年 1 月	2022 年全部完工
山东沂蒙	1.20	2015 年 6 月	2022 年竣工投产
安徽金寨	1.20	2015 年 6 月	2023 年全部投产
重庆蟠龙	1.20	2015 年 9 月	2022 年竣工投产
浙江长龙山	2.10	-	2021 年 6 月竣工投产
牡丹江荒沟	1.20	2015 年 5 月	预计 2023 年投产
吉林敦化	1.40	2013 年 7 月	2022 年 4 月全部投产
河北尚义	1.40	2019 年 9 月	2025 年投产
合计	32.05	-	-

资料来源: CNESA, 信达证券研发中心

**图表 25: 截止 2021 年 4 月预计十五五期间投产的在建抽蓄项目**

项目名称	装机容量 (GW)	开工时间	投产时间
山西垣曲	1.20	2020 年 2 月	2028 年全部投产发电
山西浑源	1.50	2020 年 12 月	2028 年竣工投产
浙江磐安	1.20	2020 年 12 月	2028 年竣工投产
山东泰安二期工程	1.80	2020 年 12 月	2029 年竣工投产
新疆哈密	6.00	2019 年 1 月	2027 年全部竣工投产
河北抚宁			
吉林蛟河			
浙江衢江			

山东潍坊			
河南洛宁	1.40		
河北易县	1.20		
浙江宁海	1.40	2017年12月	2026年竣工投产
浙江缙云	1.80		
河南五岳	1.00	2019年5月	2026年全部投产运行
合计	18.50	-	-

资料来源：CNESA，信达证券研发中心

#### 4) 煤电灵活性改造：潜力巨大，为新能源消纳腾出更多空间

“十三五”期间，煤电灵活性改造完成情况与目标差距较大，预计“十四五”期间，将出台政策给予煤电调峰合理补偿，激发煤电企业灵活性改造动力，为新能源消纳提供更多空间。

##### ①目前我国电力系统调节能力不足

2019年12月中电联发布《煤电机组灵活性运行政策研究》。研究指出，我国抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源装机占比不到6%。其中，“三北”地区风电、太阳能发电装机分别占全国的72%、61%，但该区域灵活调节电源占比不足3%。同时，欧美等国灵活电源占比较高，美国、西班牙和德国占比分别为49%、34%和18%。

##### ②短期内煤电灵活性改造是提高系统调节能力的有效手段

受多重因素限制，我国灵活调节电源建设远不及新能源发展速度。抽水蓄能电站受站址资源制约，且建设周期较长。气电受气源、气价约束，发展规模有限。电化学储能受制于经济性、安全性，目前尚不具备大规模商业化应用条件。

在此背景下，煤电机组灵活性改造成为短期内提升系统调节能力的主要手段。改造后的纯凝煤电机组最小技术出力可达到30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力可达到40%~50%额定容量。

##### ③预计“十四五”将出台合理的调峰补偿方案，激发煤电改造动力，提高新能源消纳空间

2020年，国家电网发布的《服务新能源发展报告2020》显示，截至2019年底，我国累计完成煤电灵活性改造约57.75GW，仅为220GW改造目标的25%左右。主要原因是没有设置合理的调峰电价补偿，煤电企业改造积极性不足。

当前，中央高度重视“碳中和”工作，提出构建以新能源为主体的新型电力系统。为提升电力系统新能源消纳能力，预计“十四五”期间将出台合理的调峰补偿方案，激发煤电灵活性改造动力。

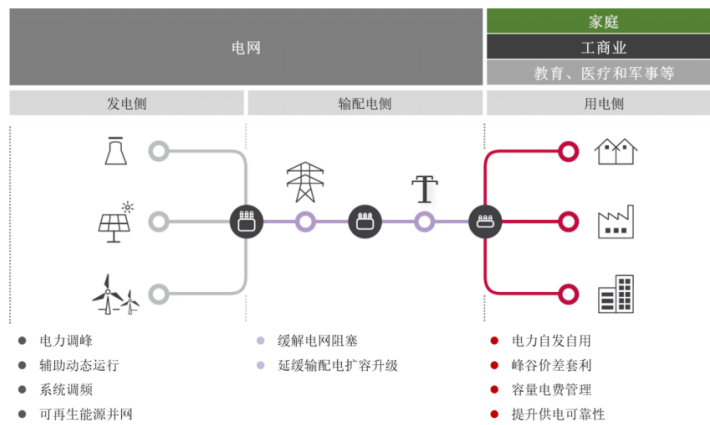
目前我国燃煤机组装机容量共约1100GW，若四分之一进行灵活性改造，初步测算将新增43GW的调峰容量，且改造周期短，单位成本更低。

#### 5) 电化学储能：政策支撑，经济性有望改善，预期未来大幅提高消纳能力

##### ①电化学储能发展潜力较大，目前因成本和收益等原因推广缓慢

相比于抽水蓄能，电化学储能受地理条件制约较小，建设周期较短，可以灵活运用于电力系统各环节。

图表 26: 电化学储能应用场景



资料来源：派能科技招股书，信达证券研发中心

当前，锂电池储能成本相对较高，是制约其大规模推广的核心因素。国家发展改革委、国家能源局在《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》中提到，到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 30GW 以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。2019 年电化学储能市场主流价格为 1.8~1.9 元/Wh，2020 年最低中标价格已达到 1.06 元/Wh。预期随着技术进步，储能投资成本将进一步下降。

图表 27： 2020 年光伏配储最低中标单价达到 1.06 元/Wh

时间	项目	储能规模	招标内容	最低中标单价（元/Wh）
2020.10	青海省 2020 年光伏竞价项目储能系统采购-海南州	65MW/130MWh	储能系统集装箱内的配套设施、项目安装、调试及相关技术服务	1.06
2020.10	青海省 2020 年光伏竞价项目储能系统采购-海西州	20MW/40MWh	储能系统集装箱内的配套设施、项目安装、调试及相关技术服务	1.1
2020.10	国网山东综合能源服务有限公司高唐光伏电站配套储能设备	4MW/8MWh	储能设备采购	1.291
2020.10	华能青海格尔木时代新能源光伏电站储能	2MW/2MWh	整套储能装置设备的涉及、运输、土建、安装、调试和试运行	1.269
2020.7	华能高力板“风光储”一体化治沙 100MW 光伏发电储能项目	5MW/5MWh	储能系统设备的研发设计、采购、生产装配、调试、现场指导安装等全过程	1.588
2020.4	华能新泰朝辉新能源有限公司 100MW 普通光伏电站竞价上网项目储能装置设备采购	5MW/10MWh	研发设计、原料采购、生产装配、出厂调试、运输至项目现场等供货全过程	1.54

资料来源：光伏们，信达证券研发中心

由于政策和电价等多重原因，近年来我国电力系统配置储能主要集中在新能源发电侧。2020 年已有多个省（自治区）出台了新能源配置储能的相关政策，要求配置储能容量为新能源装

机容量的 5%~20%。对于发电侧储能来说，目前储能新增收益仍不明朗，加装储能将使电站成本增加 5.3~10.6%，导致电站配置储能积极性较低，但随着设备成本持续下降，储能渗透率有望不断提升。

**图表 28：部分地区对于新能源配置储能的政策**

地区	政策文件	相关内容
贵州	《关于上报 2021 年光伏发电项目计划的通知》	在送出消纳受限区域，计划项目需配备 10%的储能设施。
河北	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》	支持风电光伏按 10%比例配套建设储能设施。
山西	《关于 2020 年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	建议新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备 15-20%的储能，落实消纳协议。
湖北	《关于开展 2020 年平价风电和平价光伏发电项目竞争配置工作的通知》	风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的 10%，且必须与风电项目同时建成投产，以满足储能要求。
新疆	《关于在全疆开展发电侧储能电站建设试点的通知》	储能电站原则上按照光伏电站装机容量 20%配置。
山东	《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	储能配置规模按项目装机规模 20%考虑，储能时间 2 小时，可以与项目本体同步分期建设。
内蒙古	《内蒙古自治区 2020 年光伏发电项目竞争配置工作方案》	明确优先支持光伏+储能建设。如果普通光伏电站配置储能系统，则应保证储能系统时长为 1 小时及以上，配置容量达到项目建设规模的 5%及以上，并提出储能配置对提高电网消纳能力的实施方案，承诺接受电网调度。

资料来源：各地政府网站，信达证券研发中心

**图表 29：各储能配比情形下新增成本**

	情形 1	情形 2	情形 3
光伏电站规模 (MW)	50	50	50
光伏电站建设单价(元/W)	3.99	3.99	3.99
光伏电站建设成本(万元)	19950	19950	19950
储能配比	10%	15%	20%
储能时长 (h)	2	2	2
储能系统单价 (元/wh)	1.06	1.06	1.06
储能配置成本 (万元)	1060	1590	2120
配置储能成本相对增加量	5.3%	8.0%	10.6%

资料来源：CPIA，信达证券研发中心

## ②青海率先出台储能补贴政策，有望起到示范引领作用，缓解配储成本压力

青海是我国新能源发电大省。截至 2020 年年底，青海电网总装机规模达到 40.30GW，其中新能源装机 24.45GW，占全网总装机的 60.7%。2020 年，青海新能源发电量达到 24.9TWh，占青海当年总发电量的 26%。

**图表 30：截至 2020 年底各地区累计光伏发电装机（万千瓦）及占本地区总装机比重**





资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

**青海新能源消纳问题比较明显。**2020年全国弃风电量 16.61TWh，弃风率 3.5%；弃光电量 5.26TWh，弃光率 2%。然而，由于新能源装机量和装机占比较高，青海新能源消纳问题依然比较明显。2020年，青海弃风率 4.7%，弃光率 8%，均高于全国平均水平。

图表 31：2020 年全国各地区累计弃光电量（亿千瓦时）及弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

**青海积极出台储能相关政策助力新能源消纳。**2021年1月18日，青海省发改委、科技厅、工信厅、能源局联合下发《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》，为全国首个针对新能源+储能项目补贴方案。该文件明确对“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中自发自储设施所发售的省内电网电量，给予每千瓦时 0.10 元运营补贴，如果经省工业和信息化厅认定使用本省产储能电池 60% 以上的项目，在上述补贴基础上，再增加每千瓦时 0.05 元补贴。补贴对象为 2021、2022 年投产的电化学储能项目，由电网企业每月按电量及时足额结算，补贴资金纳入电网企业第二监管周期输配电价降价预留资金统筹解决，补贴时限暂定为 2021 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。文件要求，新建新能源项目，储能容量原则上不低于新能源项目装机量的 10%，储能时长 2 小时以上。对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持；新建、新投运水电站同步配置新能源和储能系统，使新增水电与新能源、储能容量配比达到 1：2：0.2，实现就地平衡。此外，文件还明确优先保障消纳，电网企业要与储能电站企业签订并网调度协议和购售电合同，确保“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目和独立储能电站优先接入、优先调度、优先消纳、优先外送，保证储能设施利用小时数不低于 540 小时。



根据初步测算，配储可以降低弃光率 3%~6%，在不考虑运维成本的情况下，无补贴状态下收回储能初始投资成本需要约 7 年，按照青海当前的补贴政策，需要约 5 年的时间收回储能的初始投资。该政策可以一定程度上缓解新能源配置储能的经济压力，推动储能在电力系统中的渗透。在目前的政策形势下，预期政府部门将出台更有利于储能发展的政策文件，进一步推动储能发展。

图表 32: 各储能配比情形下储能投资回收期测算

	情形 1	情形 2	情形 3
光伏电站规模 (MW)	50	50	50
光伏电站建设单价(元/W)	3.99	3.99	3.99
光伏电站建设成本(万元)	19950	19950	19950
储能配比	10%	15%	20%
储能时长 (h)	2	2	2
储能系统单价 (元/wh)	1.06	1.06	1.06
储能配置成本 (万元)	1060	1590	2120
<b>配置储能成本相对增加量</b>	5.3%	8.0%	10.6%
放电深度	80%	80%	80%
循环寿命 (次)	6000	6000	6000
每日充放电次数	1.5	1.5	1.5
日历寿命(年)	11	11	11
日充放电量 (MWh)	12	18	24
每年减少弃光量 (MWh)	4380	6570	8760
发电设备利用小时数	2925	2925	2925
年发电量 (MWh)	146250	146250	146250
降低弃光率	3%	4.5%	6%
上网电价 (元/KWh)	0.35	0.35	0.35
补贴 (元/KWh)	0.15	0.15	0.15
无补贴情况储能所致新增收入 (万元/年)	153	230	307
无补贴情况收回初始投资所需年限 (年)	6.91	6.91	6.91
储能所致新增收入 (万元/年)	219	328.5	438
收回初始投资所需年限 (年)	4.84	4.84	4.84

资料来源: 信达证券研发中心

## 五、能耗双控，产业链龙头迎来发展新机遇

### 5.1 “能耗双控”预期继续推广，产业链龙头优势更显

2021 年 2 月 25 日，内蒙古发布《关于确保完成“十四五”能耗双控目标任务若干保障措施》的征求意见稿，确定 2021 年全区能耗双控目标为单位 GDP 能耗下降 3%，能耗增量控制在 500 万吨标准煤左右，能耗总量增速控制在 1.9% 左右，单位工业增加值能耗（等价值）下降 4% 以上。文件指出，要严格节能审查约束，全面实施用能预算管理，加快推进高耗能行业结构调整。从 2021 年起，不再审批无下游转化的多晶硅、单晶硅等新增产能项目，确有必要建设的须在区内实施产能和能耗减量置换。

随着“碳中和”政策的逐步推进，“能耗双控”预期将继续推广。作为我国煤炭能源供应大省，内蒙古具有能源优势，是硅料、硅片企业重点布局地区。2020 年至 2021 年 3 月，硅料供应持续紧张，硅料大厂纷纷加紧扩张产能。根据北极星太阳能光伏网统计，通威、天合、新疆大全、特变电工、保利协鑫等多家光伏企业共发布 76.9 万吨扩产计划。其中，57.5 万吨位于内蒙古地区，占总量的 75% 以上。内蒙古率先出台能耗双控相关措施，显示出地方政府落实“碳中和”政策的积极态度和强大执行力，预期未来其他省份将陆续出台相关政策。

因此，未来高耗能行业新增产能建设将面临更为严格的审核和管控，存量产能将面临提优化

能耗的压力，实质上促成新一轮的供给侧结构性调整。短期内行业生存压力显著提升，落后产能将加速出清，同时，凭借先发布局优势、生产技术优势、成本管控优势，龙头企业市占率将继续提升。

## 5.2 多晶硅：需求推动，供应紧张，量价齐升，龙头盈利增厚

### ①多晶硅行业特点：产业集中度高、重资产、化工生产特性明显

从行业竞争格局来讲，多晶硅行业的产业集中度较高。目前全球硅料龙头企业主要有保利协鑫、通威股份、韩国 OCI、德国 Wacker、新特能源、新疆大全、东方希望、亚洲硅业和内蒙古盾安等，全球大部分产能都在我国。2020 年，市场 CR5 达到 87.5%，我国产量 5 万吨级别以上的企业有四家。

多晶硅产业属于重资产型产业。产量 1 万吨的多晶硅产线投资需 10 亿元，一般的产线是 3 万吨的产量，因此，开发一条多晶硅产线需要约 30 亿元前期投入，是整个产业链中资金投入最大的环节。

从生产供应特性来讲，多晶硅生产为化工产品生产模式，具有投产时间长、产能弹性小、安全风险大的特点。

(1) 投产时间长：从项目开建到产能投产一般需要 12~18 个月，远高于下游环节的扩产周期。在市场需求发生较大变化的阶段，容易出现供需失衡的现象。

(2) 产能弹性小：在生产过程中，只有满负荷生产才能实现最优的经济性，因此产量较为稳定。

(3) 安全风险大：一旦出现安全事故，企业被迫停产，就会影响多晶硅供应量，造成阶段性的供应紧张。

### ②2021 年硅料行业新增产能有限，下游产能扩张迅速，供需紧张

2021 年硅料行业新增产能有限，供需紧张。据中国有色金属工业协会硅业分会测算，2021 年全球供应量极限为 57~58 万吨。2020 年全球光伏装机总量约为 130GW，2021 年全球装机总量有望提升至 150~170GW，按容配比 1:1.2 计算，对应硅片需求 180~204GW，对应多晶硅料需求 52.2~59.2 万吨。2021 年，硅料供需紧张。

图表 33：硅料是光伏产业中供应最为紧张的环节

	产能				产量			
	2018	2019	2020	2021E	2018	2019	2020	2021E
硅料（国内）	38.8	45.2	42	48.3	25.9	34.3	39.6	48
硅料（进口）	18.9	16.9	9.9	8.7	14.4	14.5	10	9.5
硅片	150	180	250	300+	113	135	160	205
单晶硅片	85	125	205	300+	60	90	135	195
多晶硅片	65	55	45	--	53	45	25	10
电池	128	170	220	300+	85	110	135	165
组件	130	170	220	300+	84.3	100	125	155

资料来源：中国有色金属工业协会硅业分会，信达证券研发中心

图表 34：2021 年全球多晶硅供应极限为 57~58 万吨

	企业名称	2020 年底	2020 年全年	2021 年新	2021 年产量	2022 新增产
		产能	开工率	增产能	预测	能
国内主要企业	保利协鑫	8.5	87%	2+0.5	2020 年产能	2+4
	永祥股份	9.0	96%		考虑正常检修	3.5+4

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 22

国内主要企业	新特能源	7.2	98%	1.3	释放产能在43万吨左右，2021年新增产能预计产量为5万吨。	4
	新疆大全	7.0	102%	1		
	东方希望	4.0	101%	3		
	亚洲硅业	2.0	110%			
	鄂尔多斯	1.2	72%			
	内蒙东立	1.2	76%			
	其他	1.85	74%	2.02		
	合计	41.95	94%	8.78		
国外主要企业	德国 Wacker	6.0	100%		预计总产量为9.5万吨	
	马来西亚 OCI	2.7	100%			
	合计	8.7				
总计	-	50.65	-	8.78	57.5	20.5

资料来源：中国有色金属工业协会硅业分会，信达证券研发中心

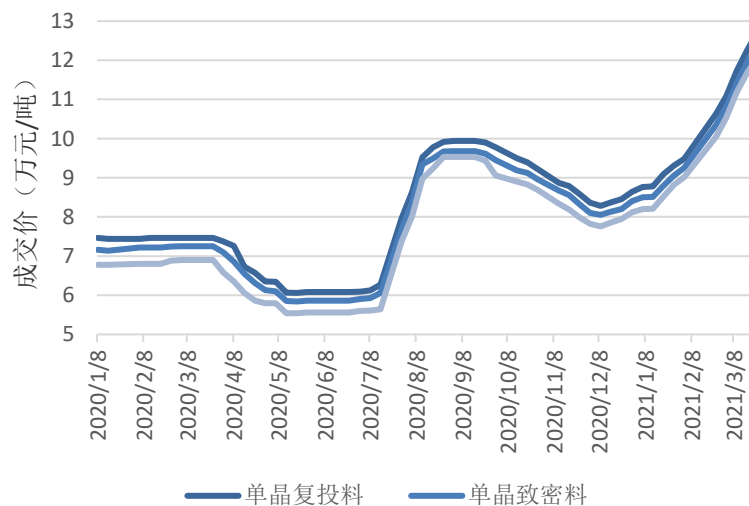
### ③ 硅料价格有望维持高位，产能被长单锁定，行业龙头盈利有望大幅增厚

2020年，多晶硅价格先抑后扬，Q2单晶硅料一度跌至6万/吨以下，Q3快速反弹至9万/吨以上，Q4硅料企业开工恢复，硅料短缺情况好转，价格小幅下滑，但依然维持高位。随着硅料库存消化叠加硅片企业陆续扩产，12月底硅料价格筑底企稳。2021年以来多晶硅价格持续上涨，截至4月21日单晶复投料平均成交价达到14.78万元/吨。多晶硅价格持续上涨的根本原因是多晶硅阶段性供不应求，短期看多晶硅价格有望维持高位。

由于硅料价格持续上涨，多晶硅企业产能多数被长单锁定。以通威为例，隆基、天合光能、晶科等均与公司签订长期采购协议，2021~2023年均采购数量约为18万吨，约占2021年通威实际产能9万吨的200%。

综合供需形势及价格走势，2021~2022多晶硅行业龙头企业盈利预计将大幅上涨。

图表 35: 截至 2021 年 3 月单晶硅料价格



资料来源：中国有色金属工业协会硅业分会，信达证券研发中心

## 5.3 硅片：行业扩产加快，竞争预期加剧，锁定硅料者为王

### ① 硅片扩产巨大，竞争预期加剧

硅片扩产加速，预期竞争将加剧。近年来，单晶硅片环节呈现隆基与中环双寡头格局，毛利率较高。由于看好光伏行业发展，各大企业加速产能扩张，同时，也吸引了京运通、上机数控等非硅片企业加入进来。根据中国有色金属工业协会硅业分会测算，截至2020年底，硅片企业产能为205GW，预计2021年将扩产至310GW，同比增长51%。由此，预期未来

硅片行业的竞争将加剧。

**图表 36: 2021 年单晶硅片产能达到 310GW**

企业名称	2018	2019	2020	2021	Q1	Q2	Q3	Q4	2022
隆基	28	42	80	100	80	90	100	100	120
中环	25	33	50	65	50	55	60	65	85
晶科	5	11	20	27	20	27	27	27	50
晶澳	3.5	11.5	18	30	20	20	25	30	45
阳光	1.3	3.6	7	15	7	10	10	15	15
京运通	0	3	8	23	8	13	18	23	42
上机数控	0	2	13	20	13	13	15	20	40
美科	0	1	3	15	3	3	10	15	15
通威				5				5	15
其他	7.2	7.2	6	10	6	6	10	10	10
合计	70.0	114.3	205.0	310.0	207.0	237.0	275.0	310.0	437.0

资料来源: 中国有色金属工业协会硅业分会, 信达证券研发中心

### ② 硅料供应不足, 锁定多晶硅料, 产能方可运转

2021 预计硅片产能达到 310GW, 如果按单瓦硅耗 2.9g 计算, 所需硅料为 89.9 万吨, 远超 2021 年硅料的有效产能 57.5 万吨。在这种情况下, 一部分产能将闲置, 只有锁定硅料长单的产能才能落地生产。

为避免硅料短缺, 硅片企业纷纷签订长单。根据统计, 自 2020 年下半年以来隆基、天合光能、晶科等企业纷纷与多晶硅企业签署了长单协议, 以保障产能平稳运行。

在众多下游企业中, 隆基长单锁定多晶硅最多, 同时, 隆基已与多晶硅龙头通威达成战略合作协议, 通威硅料将优先保障隆基订单。在市场硅片扩产加速的形势下, 这使得隆基能够始终维持其在原材料采购上的相对优势, 维持较高的产能利用率, 避免出现产能空置情况, 顺势提升市占率。

**图表 37: 硅片企业与多晶硅企业签订长单**

买方	卖方	公告时间	采购数量	履约期限
上机数控	新疆大全	2021.3.6	5.27	2021.7~2024.6
	新特	2021.1.22	7.035	2021.1~2025.12
	江苏中能	2020.9.1	1.67	2020.9~2021.12
	新疆协鑫			
晶澳科技	新疆大全	2020.8.25	2.16~3.2	2020.9~2022
	新疆大全	2020.12.23	3.24~4.32	2021.1~2023.12
	新特能源	2020.9.15	9.72	2020.10~2025.12
隆基	马来西亚 OCI	2021.2.9	7.77	2021.3~2024.2
	江苏中能	2021.2.3	9.14	2021.3~2023.12
	新特能源	2020.12.15	不少于 27	2021.1~2025.12
	亚洲硅业	2020.8.19	12.48	2020.9~2025.8
	通威股份	2020.9.26	> 10.18 万吨/年	
天合光能	通威股份	2020.11.17	7.2	2021.1~2023.12
美科硅能源	通威股份	2020.11.18	6.88	2021.1~2023.12
晶科能源	通威股份	2020.11.7	9.3	2020.11~2023.12
中环股份	新疆大全	2021.3.2	4.1	2021~2023

资料来源: 各上市公司公告, 信达证券研发中心

### ③ 依托硅料保障和成本管控优势, 隆基将在硅片大战中获胜

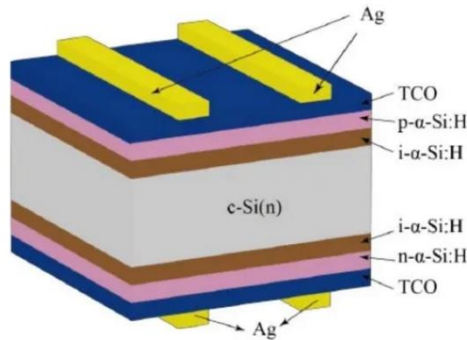
尽管从行业产能角度看, 未来硅片行业的玩家数量将变多, 行业竞争预期会加剧。然而, 考

考虑到硅料在未来两年均处于供应偏紧状态，隆基锁定长单，已拥有充足的原料保障；同时，隆基作为单晶硅片的技术引领者，长期以来一直致力于通过技术进步实现降本增效，在单晶硅片生产上具备出众的成本管控能力。因此，预期在未来的硅片竞争中，隆基将保持竞争优势。

#### 5.4 电池片：异质结形势喜人，拭目以待

目前，单晶 PERC 电池是光伏电池的主流产品，量产效率达到约 23%，逐步接近 24.5% 的效率极限。与单晶 PERC 电池相比，异质结电池（HJT）效率更高，工艺更简单，生产能耗更低，当前主要的缺点是成本较高。

图表 38：HJT 电池结构示意图



资料来源：摩尔光伏，信达证券研发中心

目前，成本较高是制约 HJT 技术推广的关键因素，其中，主要是制造设备成本和金属浆料成本较高。据 Solarzoom 数据，当前 HJT 电池成本相较 PERC 电池仍高约 30%。

国内企业处于中试阶段，产品效率较高，正在努力降低成本。晋能科技 M6 尺寸异质结电池量产平均效率已达到 24.3%，经第三方行业权威检测机构中国计量院认证，晋能科技 M6 尺寸异质结电池量产最高效率达 24.7%。目前，晋能科技异质结组件的成本是 PERC 组件的 138%，当前目标是努力将成本降至 PERC 的 108%。

2021 年 3 月 18 日，安徽华晟宣城 500MW 异质结电池组件项目正式开始流片。此后经近 1 周的调试、试产，3 月 25 日华晟电池事业部公开了第一周的试产结果：在已正式投产的 500MW 量产线上的 HJT 电池片平均转换效率达到 23.8%，最高效率达到 24.39%。同时，公司计划在该项目产能爬坡过程中使用最新的高精度串焊，导入银包铜浆料，以压缩异质结技术成本，HJT 电池单位银耗与 PERC 电池单位银耗之间的差距预计从 2020 年的 100% 左右急剧缩小到 20% 以内，后续仍有进一步下降空间，贴近甚至低于 PERC 银耗量，以实现 HJT 技术的低成本量产。公司计划在 4 月下旬将举办投产仪式，6 月份达产后，还将于下半年立即启动 2GW 规模的 HJT 电池+组件扩产，以向全球市场提供 GW 级更低成本、更高效率、更高每瓦发电量的 HJT 组件产品。

图表 39：部分企业 HJT 产能情况

公司	内容
安徽华晟	2021 年 3 月 500MW HJT 电池项目启动生产，目前正处于产能爬坡过程中，6 月达产后，将于下半年启动 2GW HJT 电池+组件扩产计划。
通威股份	2020 年 10 月在成都招标 1GW 产能配套设备；安徽合肥已投产 250MW 中试项目，转换效率达 24%
山煤国际	规划建设 10GW HJT 产能
中智电力	2020 年 3 月公告在江苏新建年产 1GW HJT 电池及组件产能，预计两年完成



金石能源 已建 600MW，待建 1GW，量产效率 24.1%  
 资料来源：公司公告，信达证券研发中心

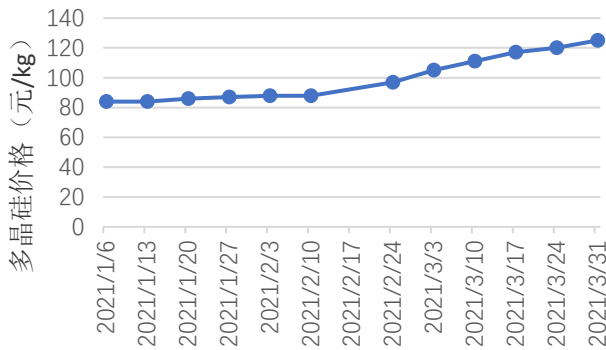
HJT 成本有望进一步下降，然而仍需量产验证，2021 年拭目以待。根据相关企业中试和扩产进度计划，预计 2021 年可能成为 HJT 量产元年。

## 5.5 组件：短期内成本承压，长期看价格传导有望疏通，一体化龙头终将胜出

### ① 短期内组件成本承压，长期看运营商对组价价格敏感度将下降

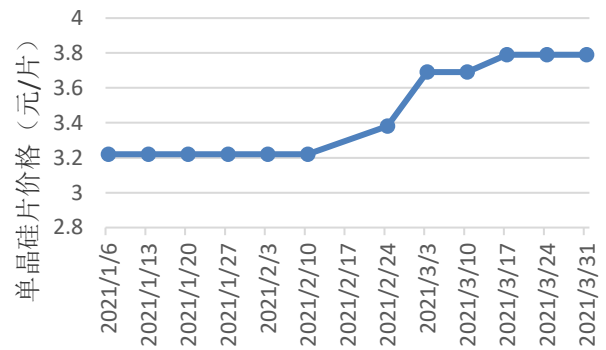
2020 年年底开始，因供需紧张，多晶硅料价格持续上涨。仅在 2021 年一季度就上涨了约 50%，而同期，组件价格几乎保持不变，仅上涨了 2%。上游原材料涨价无法向下游有效传导，原因主要是国内客户以国企为主，集中度高而且议价能力强。

图表 40：2021 年一季度多晶硅价格上涨约 49%



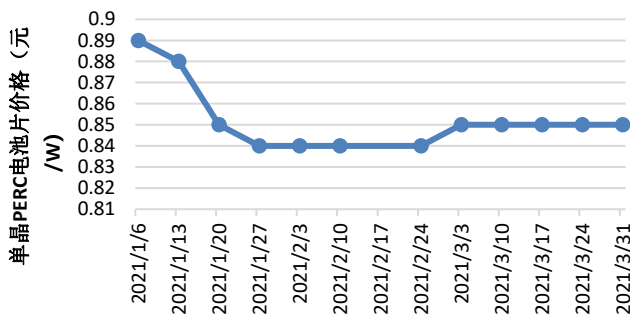
资料来源：PVinfolink，信达证券研发中心

图表 41：2021 年一季度单晶硅片价格上涨约 18%



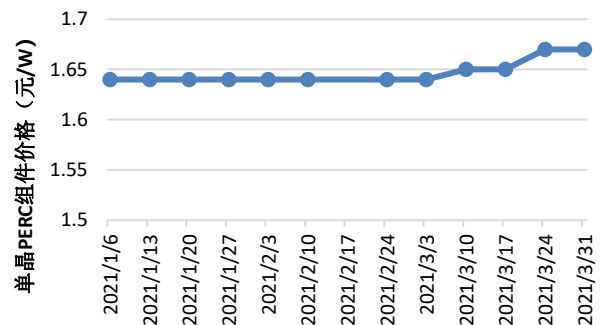
资料来源：PVinfolink，信达证券研发中心

图表 42：2021Q1 单晶 PERC 电池片价格下降约 4%



资料来源：PVinfolink，信达证券研发中心

图表 43：2021Q1 单晶 PERC 单面组件价格上涨约 2%



资料来源：PVinfolink，信达证券研发中心

目前，一线组件企业在招标中的报价约 1.7 元/W，初步测算，对应项目全投资 IRR 为 8.18%。过去，国企投资光伏电站项目要求 IRR 不低于 8%，但在当前国家大力推动碳中和政策的形势下，为完成装机指标，部分国企已将 IRR 要求降低，同时，随着碳中和债券等金融支持政策的发布，预计国企的融资成本将更低，对 IRR 的要求也会降低，对于组件价格上涨的敏感度将会下降。

图表 44：100MW 光伏发电项目投资收益测算核心假设

核心假设	取值	核心假设	取值
上网电价 (元/KWh)	0.37	运维成本 (元/W)	0.046
设备利用小时数	1291	组件首年衰减	3%
运营年限 (年)	25	组件第 2 年~第 25 年每年衰减	0.7%

资料来源：中电联，CPIA，公司公告，信达证券研发中心

图表 45：组件价格变动对光伏发电项目 IRR 影响分析



组件价格 (元/W)	初始全投资成本 (元/W)	全投资项目 IRR
1.57	3.99	8.58%
1.70	4.12	8.18%
1.80	4.22	7.89%
1.90	4.32	7.61%
2.00	4.42	7.34%
2.50	4.92	6.12%

资料来源：信达证券研发中心

**图表 46：2021 年发行的部分碳中和债券**

债券名称	金额 (亿元)	期限 (年)	票面利率
21 中电投 GN001	6	2	3.4%
21 华能 GN001	10	3	3.45%
GC 国能 01	50	3	3.45%
GC 华电 01	10	3	3.5%

资料来源：Wind，信达证券研发中心

## ②降维打击，一体化龙头终将胜出

预计多晶硅料价格短期内将缓慢上涨，在这种形势下，产业链一体化管控较好的组件企业可以较好地截留利润，同时，在硅片等环节顺势涨价，压缩其他企业利润。最终，一体化企业将赢得更高的市占率。

在众多组件企业中，产业链一体化做得比较好的有隆基股份和晶澳科技。隆基是硅片和组件两个环节的龙头，同时，隆基与多家硅料企业签订硅料长单，并与通威签订战略合作协议，明确通威所产硅料优先供应隆基。在硅料供应短缺且短期内无法大幅提升的背景下，这使得隆基具备了远超一般组件企业的竞争优势。晶澳凭借全球渠道及客户壁垒也有望快速发展。晶澳科技重点开拓定价、毛利率较高的海外市场，2020 年海外营收占比 69%，公司在海外拥有广阔销售渠道，通过多国产品认证，积累多个海外合作伙伴，树立坚固品牌及渠道壁垒。

**图表 47：2020 年部分组件生产企业毛利率情况**

企业名称	生产范围	组件毛利率
隆基股份	硅片+电池片+组件	23.21%
晶澳科技	硅片+电池片+组件	16.09%
天合光能	电池片+组件	14.90%

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

## 六、光伏扬帆再起航：全球趋势，中国国策，黄金赛道，龙头强劲

综合以上分析，在全球推进碳中和、装机量持续上升、我国电网消纳能力进一步提升的形势下，光伏行业及龙头公司的发展将一片向好。从上市公司角度看，我们重点推荐美畅股份、赛伍技术、隆基股份、晶澳科技、通威股份、奥特维；建议关注：福斯特、固德威。

### 6.1 美畅股份：金刚石线绝对龙头，盈利水平力压群雄

**金刚石线切割绝对龙头，优势地位明显。**公司是国内光伏硅片切割用金刚石线生产龙头企业，是隆基、晶科、晶澳、协鑫等硅片龙头金刚石线第一供应商。公司成立于 2015 年，之后通过国产替代，加速硅片切割领域金刚石线切割替代砂浆切割进程，并实现业务规模快速扩大，公司当前在金刚石线产品市场市占率超 50%，为行业绝对龙头。

**产能提效成果逐步显现，销量增长，龙头地位巩固。**公司金刚石线产能从 2019 年底的 2339 提升至 3500 万公里，推动销量实现 2484 万公里，同比增长 36%，其中 2020H2 实现销量 1436 万公里，环比增长 37%。公司 2020H2 完成生产线 50%能效提升研发，并于 2021Q1 全面完成产线改造升级提效。从成本来看，由于产能提效及一体化布局，2020 公司单位原材料及制造费用同比下降超 30%。

**公司掌握行业定价权，2021Q1 盈利有望改善。**通过近年来产品价格下降，一方面公司通过优化成本仍保持超过 50%的毛利率，同时同行业可比公司均已接近盈亏平衡甚至亏损，未来价格下降空间较小。2021Q1 公司产品售价维持稳定，在产能提升、规模效应增强背景下，盈利能力有望改善。公司通过主动策略性的定价方式，将持续淘汰金刚石线行业的落后产能，市场竞争程度将不断改善

**加速横向拓展突破行业天花板。**在巩固传统光伏硅片切割市场领先地位基础上，公司针对半导体、贵重石材、建材、陶瓷等材料切割推出单向切割技术与异形切割技术，并开发了相应切割设备，可实现性能更好基础上成本更优。目前公司已与下游客户签订相关产品销售合同，加速横向拓展突破行业天花板。

## 6.2 赛伍技术：SET 业务逐步放量，打造中国“3M”

**背板业务推进降本，毛利率降幅好于预期，开发差异化产品应对多样化需求。**2020 年背板销 1.32 亿平，市占率 30%。在双面渗透率提升、高价 KPK 背板淘汰、背板均价同比降 10% 的恶劣环境下，公司通过回收代工、全部采用独创“一步法”自产，保持了成本优势，毛利率降幅好于预期。同时拓宽产品线，开发出透明 KPF，针对绿色需求的 PPF、10 年寿命需求的低价 FPF 等差异化产品并批量销售。

**POE 产能迅速放量，支撑业绩高增长。**2020 年 POE 胶膜销量 0.67 亿平，同比+234%，毛利率 17.5%。公司吴江 POE 产能在 Q3-Q4 迅速放量，至年底产能已达 0.1 亿平/月，年底时点毛利率已超 20%；浙江浦江工厂新产能建设持续推进，预计今年 4-5 月达产，提升至 0.3 亿平/月。

**SET 业务加速放量，与 3C 业务一起将显著提升公司盈利能力。**公司当前产品已配套 CATL、BYD 以及上汽新能源，并间接配套特斯拉及大众，2021 年在已有产品销量持续提升基础上，规划将由当前 6 款产品提升至 20 款，单车价值量逐步提升至 2000（在售/在研）+2000（预演项目）元/台。

**赛伍技术定位具备创新能力、平台化发展的中国“3M”。**赛伍技术两手抓技术和需求。技术上，公司专注于以粘合剂为核心的薄膜高分子材料技术平台，拥有材料及工艺数据库，可迅速开发出不同特性的产品；需求上，公司主张市场和研发双轮连动，要求研发人员具备市场意识和访客意识，第一手甚至早于客户拿到需求。基于此创新开发全新产品，享受创业者利润。

## 6.3 隆基股份：2021Q1 业绩超预期，产能扩大市占率持续提升

**2021Q1 产能扩大、销量增长，实现业绩快速增长。**截至 2020 年底，公司形成单晶硅片、电池、组件产能 85、30 和 50GW。得益产能放量，Q1 公司实现硅片出货 32 亿片，组件 6.3GW，销量增长实现业绩快速增长。同时，公司规划 2021 年底单晶硅片、电池、组件产能分别 105、38 和 65GW；单晶硅片和组件出货 80GW 和 40GW（均含自用）。

**硅料涨价背景下，公司通过降本及涨价传导，维持硅片高盈利水平。**2020年公司非硅成本进一步下降，其中拉晶和切片环节平均单位非硅成本分别同比下降10%和11%。同时公司将硅料涨价压力向下游传导，4月初P型M10和M6硅片价格分别较Q1上涨25%和23%。综合以上使公司Q1硅片维持30%以上毛利率。

**玻璃保供+降价，盈利有望改善，市占率持续提升。**公司与德力光能签订未来5年合计2.5亿平光伏玻璃采购协议，通过长单保障玻璃材料稳定供应；同时近期玻璃价格出现较大幅度回调，叠加下游对高位组件价格接受度有所提升，公司在盈利能力保持稳定的同时，产销量有望快速增长，进一步提升在组件端市占率。

#### 6.4 通威股份：硅料供需紧张价格维持高位，电池片静待盈利拐点

**硅料成本优势明显，盈利有望持续改善。**公司2020年硅料销量8.7万吨，同比增长36%，2021Q1销售2.4万吨，行业供不应求维持满产状态。硅料自2020H2起进入涨价通道，公司2020H2和2021H1硅料含税均价分别在7万和9万元/吨左右，当前时点行业价格高点已达15万元/吨，公司硅料成本行业领先，现有产能加权生产成本在3.8万元/吨左右，近期行业硅料产能供不应求，价格有望维持高位，公司盈利有望持续提升。

**电池片产能扩张销量增长，静待盈利拐点，持续推进HJT产业化。**截至2020年底，公司拥有电池片产能27.5GW，2020年公司电池片出货约21GW，2021Q1出货6.4GW，2021年公司眉山、金堂大尺寸产能将陆续投放，至年底形成超55GW产能。2020年底公司单晶PERC电池非硅成本已低于0.2元/W。目前来看，电站终端已逐步接受组件高报价，同时玻璃等辅材降价一定程度也将缓解电池片价格压力，公司电池片业务有望逐步迎来盈利拐点。公司，目前HJT电池最高转换效率已达到25.18%。同时，公司将建设1GW HJT中试线，在研发产线基础上进一步完善设备选型、优化工艺技术、提升产品性价比。

**定增募资120亿元加速产能建设，保障行业龙头地位及硅片原材料供应。**其中，公司拟以26和30亿元分别投资于乐山二期和包头二期硅料项目，扩充硅料产能。29亿元用于15GW硅片项目。公司与天合光能合作的硅片项目已于2020年内相继启动，两期7.5GW将分别于2021年和2022年投产，进一步保障大尺寸硅片的供给。

#### 6.5 晶澳科技：海外高占比高盈利，垂直一体化布局抵御行业波动

**组件龙头地位稳固，海外出货高占比保证盈利能力。**公司2020年组件出货约16GW，同比增长55%左右，组件出货量持续维持全球TOP3水平。公司多年经营在全球拥有广阔的市场营销服务优势和品牌优势，2020年海外组件出货占比达68%，海外市场毛利率在18%左右，相较国内市场高5.3个百分点左右，保障良好盈利能力。

**垂直一体化布局抵御原材料涨价风险。**截至2020年底，公司组件产能23GW，硅片和电池配套比例在80%左右，预计2021年底公司组件产能将达40GW，上游配备目标维持80%左右。同时，公司加强与供应链伙伴的互动合作，通过供应商联合开发、集中采购、优化物流等措施，有效控制采购成本；通过与供应商签订长期采购协议，保证原材料供应安全。

**公司实控人恢复正常工作，经营利空出尽。**近期公司实控人靳保芳先生已恢复正常工作，推进公司及子公司稳健发展，去年Q4至今年Q1公司管理层经营稳健，实控人回归将进一步稳定产业链上下游供应商及客户信心。

## 6.6 奥特维：光伏技术迭代优势巩固，锂电半导体多点开花

**受益光伏工艺路线迭代，公司业绩高增长。**公司 Q1 实现营收 3.67 亿元，同比增长 177.66% 在 2020Q1 业绩超预期背景下，维持同比高增长。公司组件设备业务充分受益于光伏技术迭代，2020 年推出新型多主栅串焊机，产能达到 6400 片/小时，效率较上一代提升 1.8 倍，精度和不良率有效改善，可满足 156-230 的全尺寸兼容，同时实现全片、半片和多片的各类型需求，竞争力强劲。公司在手订单充沛，Q1 新签订单 7.8 亿，同增 44.87%，Q1 末在手订单 27.65 亿，同增 81.89%。公司作为组件设备龙头，技术领先，长期有望受益于光伏行业大赛道，以及工艺路线持续迭代，长期业绩有望保持高增。

**产品升级改善毛利，精细化管理显成效。**公司 Q1 毛利率 37.55%，同比增长 2.63 个百分点，主要与产品结构优化有关，公司核心产品串焊机改良换代，实现高质量升级，带动综合毛利率提升。公司继续加强精细化管理，经营效率持续提升，费用率保持逐年下降态势。

**研发高投入夯实竞争力，拓展新领域打造多增长点。**公司 2021Q1 研发费用率 8.48%，公司已形成平台式研发体系，立足于焊接和检测的核心技术向不同领域延伸，做到高效创新和研发。纵向上向光伏产业链上下游延伸，横向上拓展锂电设备和半导体设备，2020 年均取得关键进展。公司自主研发的半导体键合机于 2020 年完成内部验证，2021Q1 发往客户验证。2020 年研发成功圆柱电芯外观检测设备并获得 LG（中国）订单，具有示范性意义。

## 七、风险因素

国际贸易战风险；技术路线变化风险；新冠病毒变异至疫情加剧风险

## 研究团队简介

武浩：电力设备新能源行业分析师，中央财经大学金融硕士，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。

陈磊：电力设备新能源行业分析师，吉林大学硕士，2018年7月加入信达证券研发中心，从事新能源行业研究。

## 机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	<a href="mailto:hanqiuyue@cindasc.com">hanqiuyue@cindasc.com</a>
华北	卞双	13520816991	<a href="mailto:bianshuang@cindasc.com">bianshuang@cindasc.com</a>
华北	阙嘉程	18506960410	<a href="mailto:quejiacheng@cindasc.com">quejiacheng@cindasc.com</a>
华北	刘晨旭	13816799047	<a href="mailto:liuchenxu@cindasc.com">liuchenxu@cindasc.com</a>
华北	欧亚菲	18618428080	<a href="mailto:ouyafei@cindasc.com">ouyafei@cindasc.com</a>
华北	祁丽媛	13051504933	<a href="mailto:qiliyuan@cindasc.com">qiliyuan@cindasc.com</a>
华北	魏冲	18340820155	<a href="mailto:weichong@cindasc.com">weichong@cindasc.com</a>
华东副总监 (主持工作)	杨兴	13718803208	<a href="mailto:yangxing@cindasc.com">yangxing@cindasc.com</a>
华东	吴国	15800476582	<a href="mailto:wuguo@cindasc.com">wuguo@cindasc.com</a>
华东	国鹏程	15618358383	<a href="mailto:guopengcheng@cindasc.com">guopengcheng@cindasc.com</a>
华东	李若琳	13122616887	<a href="mailto:liruolin@cindasc.com">liruolin@cindasc.com</a>
华东	孙斯雅	18516562656	<a href="mailto:sunsiya@cindasc.com">sunsiya@cindasc.com</a>
华东	张琼玉	13023188237	<a href="mailto:zhangqiongyu@cindasc.com">zhangqiongyu@cindasc.com</a>
华南总监	王留阳	13530830620	<a href="mailto:wangliuyang@cindasc.com">wangliuyang@cindasc.com</a>
华南	陈晨	15986679987	<a href="mailto:chenchen3@cindasc.com">chenchen3@cindasc.com</a>
华南	王雨霏	17727821880	<a href="mailto:wangyufei@cindasc.com">wangyufei@cindasc.com</a>
华南	王之明	15999555916	<a href="mailto:wangzhiming@cindasc.com">wangzhiming@cindasc.com</a>
华南	闫娜	13229465369	<a href="mailto:yanna@cindasc.com">yanna@cindasc.com</a>
华南	焦扬	13032111629	<a href="mailto:jiaoyang@cindasc.com">jiaoyang@cindasc.com</a>
华南	江开雯	18927445300	<a href="mailto:jiangkaiwen@cindasc.com">jiangkaiwen@cindasc.com</a>
华南	曹曼茜	18693761361	<a href="mailto:caomanqian@cindasc.com">caomanqian@cindasc.com</a>



## 分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所图表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

## 免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史图表现不应作为日后图表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所图表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

## 评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）；  时间段：报告发布之日起 6 个月内。	<b>买入</b> ：股价相对强于基准 20% 以上；	<b>看好</b> ：行业指数超越基准；
	<b>增持</b> ：股价相对强于基准 5%~20%；	<b>中性</b> ：行业指数与基准基本持平；
	<b>持有</b> ：股价相对基准波动在±5% 之间；	<b>看淡</b> ：行业指数弱于基准。
	<b>卖出</b> ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

## 风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者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、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。