

# 光伏行业系列专题一

## 平价上网政策出台，助力行业稳步发展

分析师：陈子坤

分析师：华鹏伟

分析师：王理廷



SAC 执证号: S0260513080001



SAC 执证号: S0260517030001



SAC 执证号: S0260516040001



010-59136752



010-59136752



0755-82534784



chenzikun@gf.com.cn



huapengwei@gf.com.cn



wangliting@gf.com.cn

请注意，陈子坤、王理廷并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

### 核心观点：

#### ● 光伏平价上网政策颁布，平价项目获得明确政策支持

国家发改委、能源局近期发布《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》，从扩规模、降成本、增收益、提质量四方面对光伏平价及低价上网项目予以支持。2018年531政策的限规模和降补贴从“量”和“价”两方面引发市场对光伏行业的担忧，本次平价政策出台，明确了平价、低价项目规模不受限制，认可仅享受地方补贴的项目纳入平价范围，并提出多种措施降低项目成本、提升项目收益，从而部分解决了市场对光伏行业装机量的担忧。

#### ● 发电侧光伏电站已逼近平价，用户侧分布式有望接力光伏新增装机增长

我们通过 LCOE 和 IRR 两种方法对 38 个光伏区域项目的平价情况进行了测算和分析，结果显示：发电侧电价下，40%以上区域的地面电站 LCOE 已经逼近平价上网条件；地面电站 IRR 大于 4%的地区占比超过 1/3；用户侧电价下：按 LCOE 标准，已有 90%区域的分布式电站满足平价上网条件；全国一半区域分布式电站 IRR 在 7%以上。若电力市场化改革取得突破，分布式光伏有望为行业装机贡献显著增量。

#### ● 中长期平价上网装机潜力超 20GW，2019 年平价规模预计 5-10GW，带动国内新增装机规模 41.5~48GW

多因素助力打开光伏平价项目装机空间，例如领跑者项目的示范作用、光伏系统关键产品制造商的积极参与、光伏发电市场化交易的创新突破等。中长期光伏平价上网项目规模 20-30GW 左右，且随着成本下降，平价上网储备规模有望持续增加。我们预计 2019 年平价项目将贡献 5GW~10GW 新增装机，国内新增装机规模 41.5~48GW。

#### ● 系统成本 3.4 元/W 将迎发电侧光伏规模化平价，如要 2019 年平价装机放量，组件需降价 20%，主要由硅片-电池-组件的非硅成本承担

不考虑地方补贴、绿证出售等收益，光伏系统成本 3.4 元/W 时平价上网的区域比例将达 20%，如要 2019 年平价装机放量，组件价格需到 1.60 元/W，相比现在的 2 元/W 降低 20%。通过对硅料需求供给进行测算，预计 2019 年硅料均价 72.1 元/kg，与目前 75 元/kg 价格相比，硅料价格已到低点，继续下降空间有限。因此，组件降价将主要由硅片-电池-组件的非硅成本承担。非硅成本下降可通过 1) 提升产品转化效率；2) 龙头企业规模效应降低成本；3) 自动化生产、工艺改进实现降本等方式实现。

#### ● 投资建议：平价上网趋近，精选行业龙头

平价上网政策的出台，缓解了可再生能源补贴压力，为光伏装机量提供了有利支撑，该政策将惠及 2020 年前审核并开工的项目，保证了平价上网到来之前的行业装机。行业龙头在规模、自动化升级、工艺改造和高效产品提供方面优势明显，具有更大的成本下降潜力和下降速度，将充分受益平价上网过程，继续关注硅料龙头通威股份、单晶硅片龙头隆基股份、逆变器和 EPC 龙头阳光电源、胶膜龙头福斯特等。

#### ● 风险提示

实现平价上网过程中，光伏产品价格下降幅度超预期；项目收益不及预期，行业装机量不及预期等。

### 相关研究：

风电&amp;光伏行业 2019 年度策略:顺“周”而行，相“技”而动

2018-12-07

识别风险，发现价值

请务必阅读末页的免责声明

本报告联系人：李蒙 010-59136706 gflimeng@gf.com.cn

## 目录索引

一、平价上网政策出台，助力行业稳步发展.....	5
1.1 光伏风电平价上网政策颁布，平价项目获得明确政策支持 .....	5
1.2 基于 IRR 和 LCOE 的平价区域测算 .....	6
1.2.1 地面电站：40%以上地区的 LCOE 已逼近平价上网条件 .....	6
1.2.2 地面电站：IRR 大于 4%的地区占比超过 1/3.....	7
1.2.3 分布式电站：LCOE 标准下，90%区域满足平价上网条件 .....	8
1.2.4 分布式电站：全国一半区域电站的 IRR 大于 7%.....	9
二、中长期平价上网装机潜力超 20GW，项目规模有望持续增加 .....	10
三、系统成本 3.4 元/W 将迎发电侧光伏规模化平价，若要 2019 年平价装机放量，组件需降价 20% .....	12
四、上游硅料价格已至低点，后续下降空间有限 .....	13
4.1 测算 2019 年全球多晶硅需求量 40.7-48.2 万吨，国内 35.4-41.9 万吨 .....	13
4.2 测算 2019 年全球多晶硅产能超过 70 万吨，国内超过 50 万吨 .....	16
4.3 供需平衡：边际产能现金成本定价，2019 年硅料均价 72.1 元/KG .....	16
五、降低非硅成本是系统成本下降之关键 .....	17
5.1 增强转换效率，摊薄单 W 非硅成本 .....	17
5.2 头部企业规模优势明显，助力非硅成本下降 .....	19
5.3 工艺改进、自动化生产是实现降本的重要方式.....	20
六、投资建议：平价上网趋近，精选行业龙头 .....	22
七、风险提示 .....	23

## 图表索引

图 1: 光伏项目分为用户侧平价上网和发电侧平价上网 .....	6
图 2: 40%以上区域的地面电站 LCOE 逼近当地脱硫煤标杆电价 (单位: 元/kwh) .....	7
图 3: 各地区发电侧电价地面电站项目 IRR .....	7
图 4: 大工业用户侧平价上网情况 .....	8
图 5: 一般工商业用户侧平价上网情况 .....	8
图 6: 大工业配电电价项目 IRR .....	9
图 7: 一般工商业配电电价项目 IRR .....	9
图 8: 已有多个绿色区域项目 LCOE 逼近脱硫煤标杆电价 .....	11
图 9: 部分绿色区域项目可满足低风险资金收益率要求 .....	11
图 10: LCOE: 大工业配电侧电价光伏项目实现平价 .....	11
图 11: LCOE: 工商业配电侧电价光伏项目实现平价 .....	11
图 12: 部分绿色区域大工业配电电价光伏项目 IRR>7% .....	12
图 13: 绿色区域一般工商业配电电价光伏项目 IRR>7% .....	12
图 14: 2018 年光伏电站系统成本构成 .....	13
图 15: 预计 2019 年全球光伏新增装机在 109 到 129GW .....	14
图 16: 中性预期条件全球光伏新增装机构成 .....	14
图 17: 2019 年全球多晶硅需求预计 40.7 到 48.2 万吨 .....	14
图 18: 2019 年国内多晶硅需求预计 35.4 到 41.9 万吨 .....	14
图 19: 全球主要多晶硅企业产能 (横轴, 单位: 万吨) 及硅料价格判断 (纵轴, 元/kg) .....	17
图 20: 目前光伏组件材料构成情况 .....	18
图 21: 2018 年光伏组件成本占比 .....	18
图 22: 单晶 PERC 电池效率记录不断刷新 .....	19
图 23: 通威股份扩张电池产能, 巩固规模优势 .....	20
图 24: 隆基股份硅片产能持续扩张 .....	20
图 25: 单、多晶金刚线切片市场占比快速提升 .....	21
图 26: 硅片厚度不断降低 .....	21
图 27: 通威股份太阳能电池自动化生产车间 .....	22
图 28: 通威股份太阳能电池自动化生产线 .....	22
表 1: 国内 2.24GW 光伏平价 (低价) 项目概况统计 .....	10
表 2: 2019 年国内光伏新增装机细分 (单位: GW) .....	10
表 3: 光伏平价上网区域对系统成本及组件价格的敏感性分析 .....	13
表 4: 机构对 2019 年光伏新增装机预测 .....	14
表 5: 保守、中性、乐观情景条件下多晶硅需求测算表 .....	15

表 6: 硅料厂商产能及扩产计划 (单位: 万吨) .....	16
表 7: 组件功率提升趋势明显, 高效组件将成主流 .....	18
表 8: 量产品硅电池转化效率持续提升 .....	19
表 9: 主要企业电池片非硅成本情况 .....	20
表 10: 组件新技术对提升功率效果明显 .....	21

## 一、平价上网政策出台，助力行业稳步发展

### 1.1 光伏风电平价上网政策颁布，平价项目获得明确政策支持

国家发改委、国家能源局1月9日发布《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》，明确对风电、光伏平价上网项目的要求和支持措施。该政策是去年531后，光伏行业迎来的重要进展，有望推动光伏行业装机量实现突破，利好行业发展，政策要点如下：

- 1.不限规模。**平价及低价上网项目不受年度建设规模限制，并且项目审批权下放到省级政府能源主管部门，提升了项目开展的灵活性。
- 2.降低成本。**1)降低项目场址相关成本，协调落实项目建设和电力送出消纳条件，禁止收取任何形式的资源出让费等费用；2)不得增加捆绑条件，切实降低项目的非技术成本；3)地方电网负责投资项目升压站之外的接网等全部配套电网工程；
- 3.增加收益。**1)对于未在规定期限内开工并完成建设的风电、光伏发电项目，项目核准（备案）机关应及时予以清理和废止，为平价上网项目和低价上网项目让出市场空间；2)各地方可出台补贴政策，仅享受地补的项目仍视为平价上网项目；3)平价和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿；4)鼓励无补贴项目就近开展直接交易，交易电量仅执行项目接网及消纳所涉及电压等级的配电网输配电价，免交未涉及的上一电压等级的输电费。对纳入试点的就近直接交易可再生新能源电量，政策性交叉补贴予以减免。
- 4.保障配套与消纳。**1)电网企业应确保项目所发电量全额上网；2)如存在弃风弃光情况，将限发电量核定为可转让的优先发电计划，在全国范围内参加发电权交易（转让）；3)地方电网做好配套与衔接，保障项目及时并网运行；4)签订不少于20年的长期固定电价购售电合同，保障项目收益；5)提供金融支持，对发电项目等进行的债券融资，参考专项债券品种推进审核。

2018年5月31日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发了《关于2018年光伏发电有关事项的通知》，通知中指出：1)暂不安排2018年普通光伏电站建设规模(指标)；2)全年10GW分布式规模；3)新投运光伏电站即刻起电价下调5分，然取得普通地面光伏电站指标的项目还执行630政策。531政策的“限规模”和“降补贴”从“量”和“价”两方面引发了市场对光伏行业发展的担忧，光伏领域隆基股份、通威股份、阳光电源等龙头公司股价也出现明显调整。

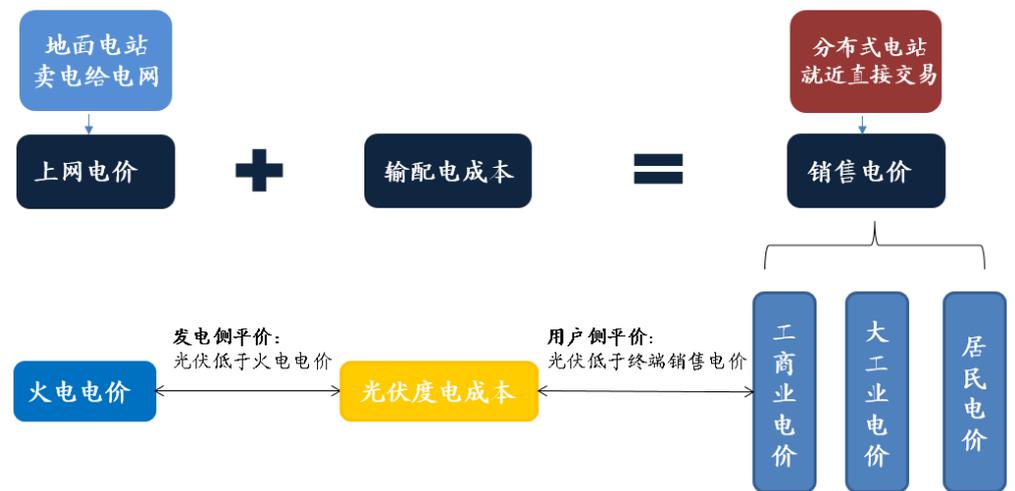
本次平价上网政策的出台，明确了光伏平价、低价项目规模不受限制，认可仅享受地方补贴的项目仍纳入平价项目范围，并提出多种降低项目成本、提升项目收益的具体措施，从而部分解决了市场对于光伏行业装机量的担忧。我们通过LCOE和IRR两种方法对国家可再生能源信息管理中心《光伏发电市场环境监测评价》所划分的38个光伏区域项目的平价情况进行了测算和分析，并进一步对平价项目装机潜力及行业发展趋势做出判断。

## 1.2 基于 IRR 和 LCOE 的平价区域测算

平价上网分为用户侧平价和发电侧平价。用户侧平价指与用户从电网适用的电价同价，其中包含输配电成本。发电侧平价指与火电上网电价平价，不含输配电成本。

本次《通知》中涉及的平价上网也包含两种，一是直接卖电给电网，对应发电侧平价，例如我国西部地区的地面电站，可按照项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价签约20年；另一种为就近开展直接交易的分布式电量，在东部地区具有较大潜力，可采用自发自用、余电上网，对应的是用户侧的配电电价。

图1：光伏项目分为用户侧平价上网和发电侧平价上网



数据来源：能源局、广发证券发展研究中心

我们分别用平准化度电成本（LCOE）以及内部收益率（IRR）对国家可再生能源信息中心《光伏发电市场环境监测评价》所划分的38个光伏区域项目的集中式电站和分布式电站的平价上网情况进行分析。

### 1.2.1 地面电站：40%以上地区的 LCOE 已逼近平价上网条件

平准化度电成本（LCOE）是指电站全生命周期内，平均每度电对应的成本情况，用电站初始投资、运维成本、利息成本、税费等全生命周期成本的现值除以发电量的现值得到，是比较不同类型发电项目经济性的重要参数，也是判断光伏电站能否实现平价上网的重要指标。

假设光伏系统成本4元/W，系统效率80%，首年光衰2%，后线性衰减0.7%，运营费用比例2%，年涨幅1%，项目全部使用自有资金，结合对全国不同地区光照资源的统计数据，计算得到38个光伏区域的平准化度电成本。测算结果显示，目前大部分区域的LCOE已经十分接近平价上网要求。

西藏中部、海南、青海西部地面电站的LCOE分别为0.366元/kwh、0.424元/kwh和0.324元/kwh，已低于当地脱硫煤标杆上网电价，实现了电站项目的盈亏平衡，从而达到平价上网的标准。吉林、黑龙江、蒙西等13个地区LCOE高出脱硫煤标杆电价不到5分钱，已接近实现平价；浙江、上海、福建以及蒙东、宁夏等18个地区的LCOE与脱硫煤标杆电价差异在1毛钱以内；湖南、四川、重庆、贵州4区域因为光照条件或弃光限电情况，对应较高的LCOE。



### 1.2.3 分布式电站: LCOE 标准下, 90%区域满足平价上网条件

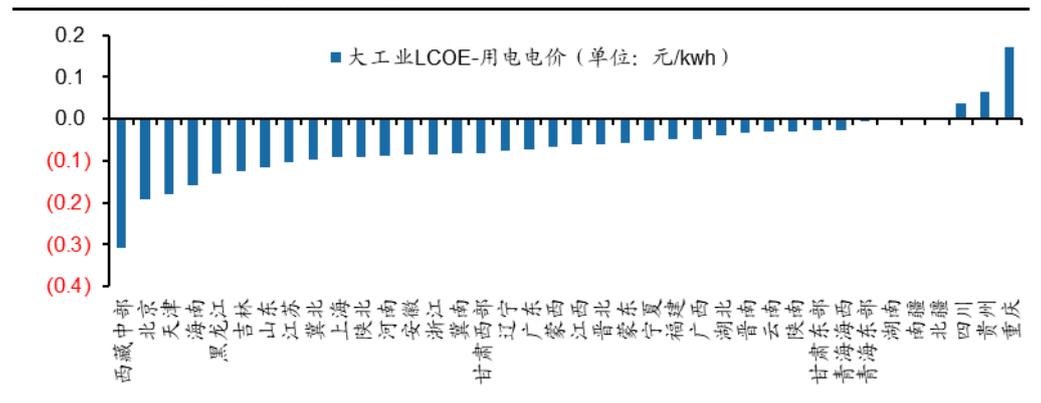
全额上网的分布式电站收益情况同集中式地面电站, 对应发电侧上网电价。

本次平价上网通知明确鼓励光伏项目所发电量就近开展直接交易, 理想情况下, 对应的是用户侧的配电电价。

假设光伏系统成本4元/W, 系统效率80%, 首年光衰2%, 后每年线性衰减0.7%, 运营费用比例2%, 年涨幅1%, 项目全部使用自有资金, 结合对全国不同地区光照资源的统计数据, 计算得到38个光伏区域的LCOE。平准化度电成本方法下, 34个区域满足平价上网条件, 平准化度电成本(LCOE)低于当地大工业用电价格, 占比接近90%。北疆、四川的LCOE高出用电价格5分钱以内, 贵州地区高出当地用电价格1毛钱以内。

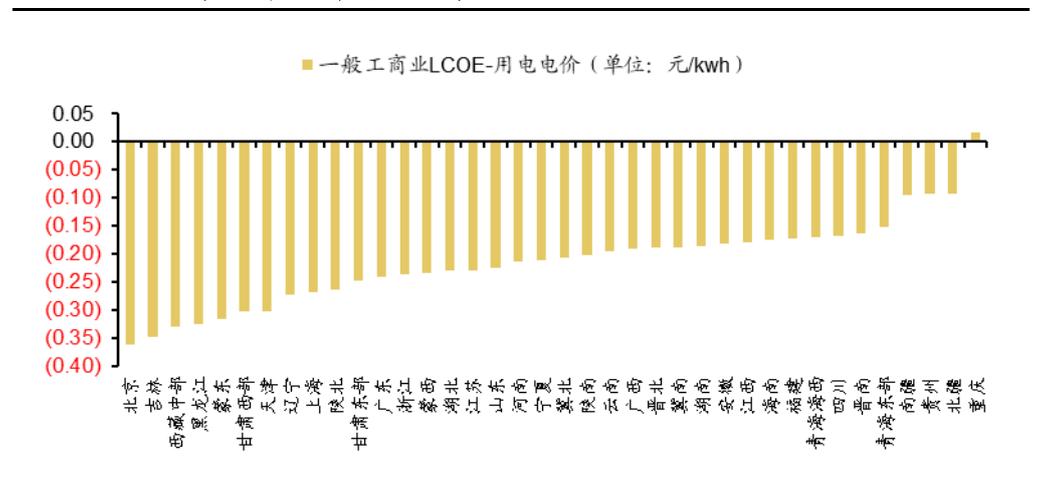
对于一般工商业企业, 用电价格高于大工业, LCOE计算结果显示, 除重庆外, 37个区域平准化度电成本均低于当地用电价格, 实现了用户侧的平价上网, 平价区域比例接近100%。重庆地区LCOE仅高出用户电价不到2分钱/kwh。

图4: 大工业用户侧平价上网情况



数据来源: 发改委、能源局、广发证券发展研究中心 注: 系统成本4元/W, 全部使用自有资金, 未考虑融资。所发电量全部自用; 运营费用比例2%, 年涨幅1%。

图5: 一般工商业用户侧平价上网情况



数据来源: 发改委、能源局、广发证券发展研究中心 注: 系统成本4元/W, 全部使用自有资金, 未考虑融资。所发电量全部自用; 运营费用比例2%, 年涨幅1%。

### 1.2.4 分布式电站：全国一半区域电站的 IRR 大于 7%

在大工业配电价格下，黑龙江、吉林、北京、天津等北部地区以及海南、山东等10个地区的光伏电站项目IRR超过8%，最高的西藏中部地区项目收益率超过19%，并且测算假设全部使用自有资金，若考虑杠杆，项目有望获得更高的收益率。江苏、河南、上海、安徽、浙江等8个地区项目收益率7%以上。38个区域中，18个可以满足用户侧平价上网条件，占比接近50%。可见，若电力市场化改革持续推进，分布式光伏将有望为行业装机贡献显著增量。

一般工商业用电电价高于大工业，此价格下，36个区域项目IRR高于8%，比例接近95%，可见光伏电站用户侧的平价上网已经实现，并且项目可以获得可观的投资收益。不考虑杠杆，北京、甘肃西部、西藏中部地区项目收益率已超过18%。

图6：大工业配电电价项目IRR

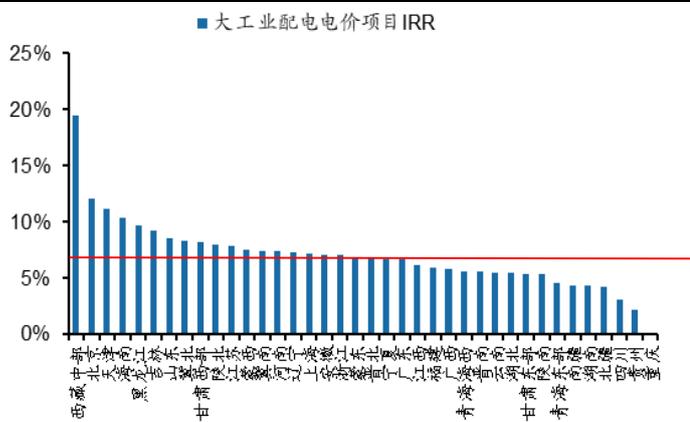
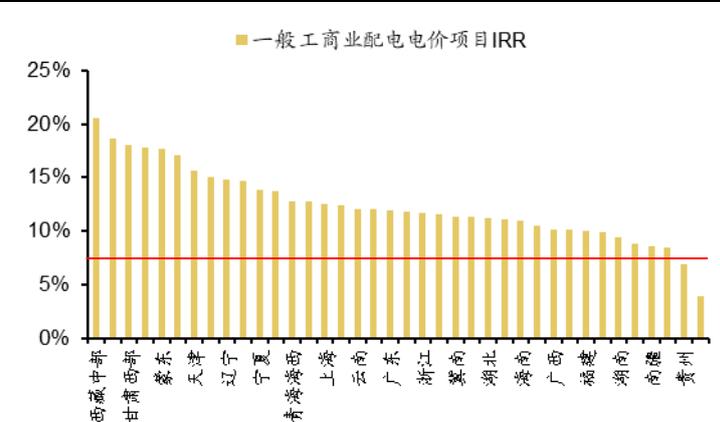


图7：一般工商业配电电价项目IRR



数据来源：发改委、能源局、广发证券发展研究中心

注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资；所发电量全部自用；运营费用比例2%，年涨幅1%。

数据来源：发改委、能源局、广发证券发展研究中心

注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资；所发电量全部自用；运营费用比例2%，年涨幅1%。

#### 小结：

(一) 从项目可行性角度，平准化度电成本 (LCOE) 评价方法下：

1.海南和青海海西、西藏中部的大型地面电站发电侧电价已经具备平价上网条件，另有13个地区LCOE已逼近当地脱硫煤上网电价。

2.对于用户侧电价的地面电站和全部自发自用的分布式电站，34个区域满足平价上网条件，平准化度电成本 (LCOE) 低于当地大工业用电价格，占比接近90%。对于一般工商业企业，37个区域平准化度电成本均低于当地用电价格，平价区域比例接近100%。

(二) 从项目盈利性角度，项目内部收益率 (IRR) 评价方法下：

1.对于用户侧电价的光伏电站，38个区域中，18个区域的大工业用电光伏电站项目可以满足用户侧平价上网条件，占比接近50%。对于一般工商业企业，37个区域平准化度电成本均低于当地用电价格，平价区域比例接近100%。可见，若电力市场化改革持续推进，分布式光伏将有望为行业装机贡献显著增量。

2.除西藏外，目前各地区的发电侧电站项目收益率尚未达到7%-8%的临界值水平，因此，平价上网政策出台后，地面电站还不具备大规模爆发的条件。但部分地

区的收益率已经十分接近临界值，有望吸引风险偏好较低的资金进入，获得较为稳定的投资收益。此外，未来组件价格下降，将直接推升光伏项目收益超过7%-8%的临界值，从而为行业装机打开广阔空间。

## 二、中长期平价上网装机潜力超 20GW，项目规模有望持续增加

根据本次平价上网通知，平价项目建设短期受光伏发电监测预警评价结果约束，红色和橙色区域受限较多，绿色区域是装机主要增量地区。国家可再生能源信息管理中心最新的监测结果显示，2018前三季度光伏红色地区4个，橙色地区19个，绿色地区17个。

结合对各区域LCOE和IRR的分析，环境监测评价结果为绿色的黑龙江、辽宁、广东、晋北、冀南、浙江、江苏、广西等多区域具有较好的平价项目发展潜力。并且通过梳理部分已公开数据的平价上网项目情况，多因素将助力打开光伏平价项目的装机空间，例如领跑者项目的示范作用、组件及光伏系统关键产品制造商的积极参与、光伏发电市场化交易的创新突破等。根据光伏們数据，目前全国开始筹备、进行土地规划和电网接入的光伏平价上网项目规模在20-30GW左右。并且未来随着成本下降，平价上网储备规模有望持续增加。我们预计平价上网项目对**2019年国内光伏装机的贡献约5GW~10GW，带动国内新增装机规模41.5~48GW**（其他包括：领跑者6.5~8GW、普通地面电站10GW、分布式与户用15GW、扶贫3GW、示范项目2GW）。

表1：国内2.24GW光伏平价（低价）项目概况统计

序号	项目名称	位置	规模 MW	进展情况	总投资 亿元	投资商	价格 元/W
1	中电国际与朝阳县合作建设光伏平价上网	辽宁朝阳县	500	签订协议	23	国家电投	4.6
2	中节能鄂托克旗光伏平价上网示范项目获备案	内蒙古鄂托克旗	200	备案	9	中节能	4.5
3	中国首个 500MW 平价上网光伏领跑者项目	青海格尔木	500	并网	21	三峡新能源、阳光电源	4.2
4	国内首个国家批复的光伏无补贴发电项目	山东东营	300	实施中	/	亨通光电	/
5	泰来县九洲立新 40MW 光伏平价上网发电项目	黑龙江泰来县	40	备案	2	九洲电气	5
6	灌云县政府与隆基清洁能源签订 700MW	陕西灌云县	700	签订协议	30	隆基清洁能源	4.29

数据来源：北极星太阳能光伏网、广发证券发展研究中心

表2：2019年国内光伏新增装机细分（单位：GW）

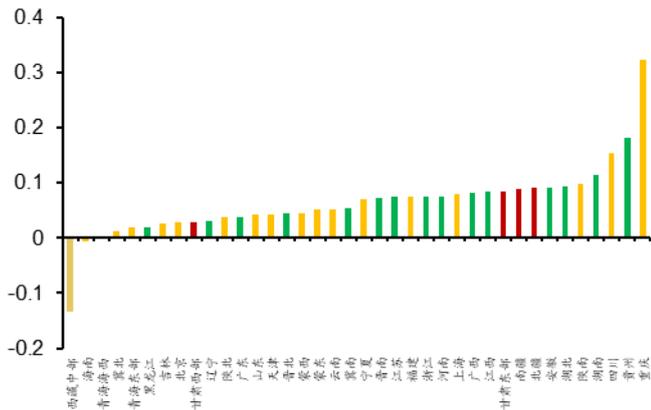
序号	类型	细分	国内规模 (GW)
1	领跑者	第四批领跑者	5
		第三批激励预留规模	0~1.5
		第三批技术领跑者	1.5

2	普通地面电站	2019年光伏电站新增建设规模	10
3	分布式与户用光伏电站	带补贴的分布式	10
		户用光伏电站	5
4	光伏扶贫	光伏扶贫电站	3
5	示范项目	各省市示范项目	2
6	无补贴指标	无补贴光伏电站项目	5~10
合计			41.5~48

数据来源：国家能源局、广发证券发展研究中心

图8：已有多个绿色区域项目LCOE逼近脱硫煤标杆电价

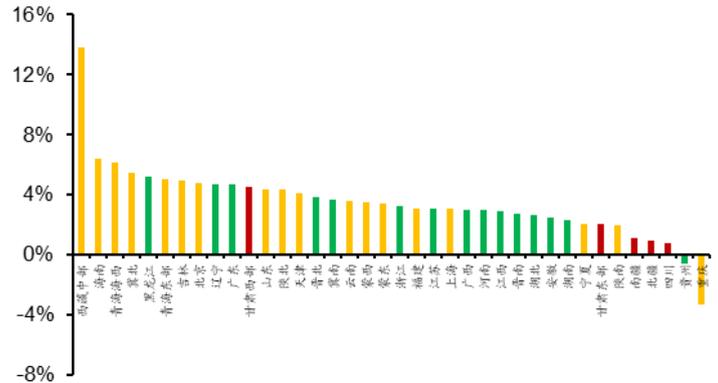
发电侧电价光伏项目 LCOE-当地脱硫煤标杆电价 (单位: 元/kwh)



数据来源：国家发改委、能源局、国家可再生能源信息中心、广发证券发展研究中心 注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资。运营费用比例2%，年涨幅1%。

图9：部分绿色区域项目可满足低风险资金收益率要求

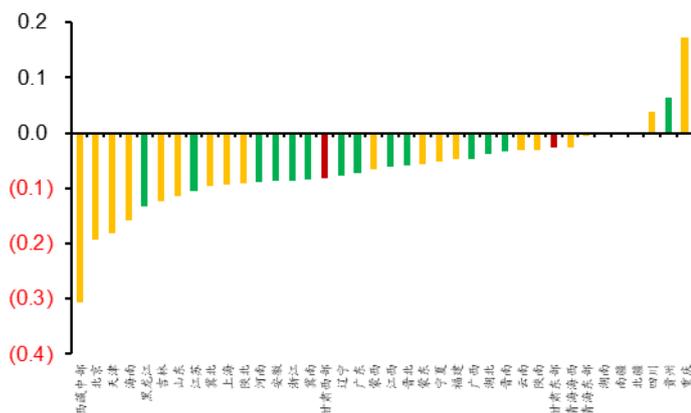
发电侧电价光伏平价项目 IRR



数据来源：发改委、能源局、国家可再生能源信息中心、广发证券发展研究中心 注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资。运营费用比例2%，年涨幅1%。

图10：LCOE：大工业配电侧电价光伏项目实现平价

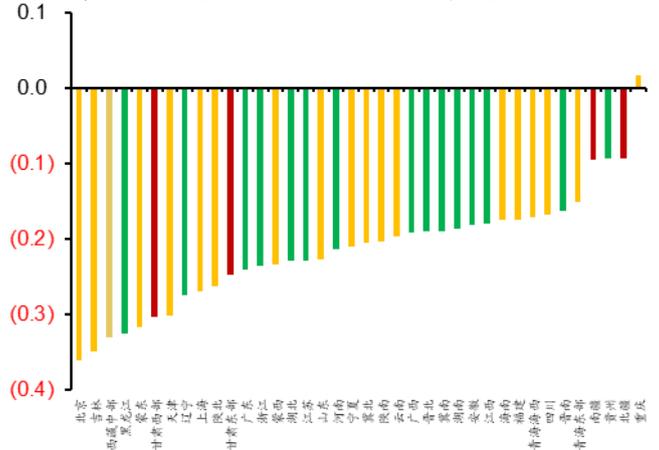
大工业配电侧电价光伏项目 LCOE-当地脱硫煤电价 (元/kwh)



数据来源：发改委、能源局、广发证券发展研究中心 注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资。所发电量全部自用；运营费用比例2%，年涨幅1%。

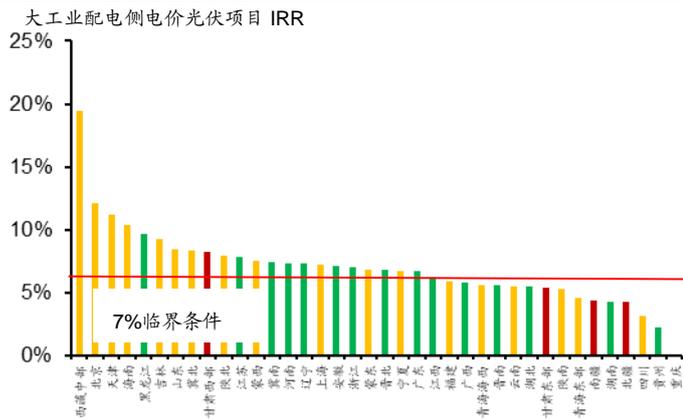
图11：LCOE：工商业配电侧电价光伏项目实现平价

工商业配电侧电价光伏项目 LCOE-当地脱硫煤电价 (元/kwh)



数据来源：广发证券发展研究中心 注：系统成本4元/W，全部使用自有资金，未考虑融资。所发电量全部自用；运营费用比例2%，年涨幅1%。

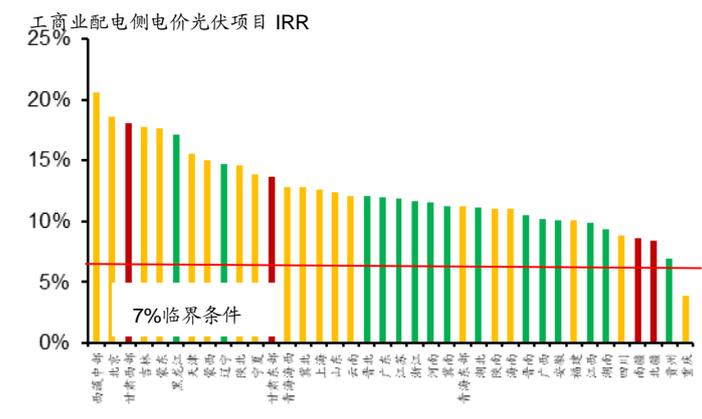
图12: 部分绿色区域大工业配电侧电价光伏项目IRR>7%



数据来源: 发改委、能源局、国家可再生能源信息管理中心、广发证券发展研究中心

注: 系统成本4元/W, 全部使用自有资金, 未考虑融资。所发电量全部自用; 运营费用比例2%, 年涨幅1%。

图13: 绿色区域一般工商业配电侧电价光伏项目IRR>7%



数据来源: 发改委、能源局、国家可再生能源信息管理中心、广发证券发展研究中心

注: 系统成本4元/W, 全部使用自有资金, 未考虑融资。所发电量全部自用; 运营费用比例2%, 年涨幅1%。

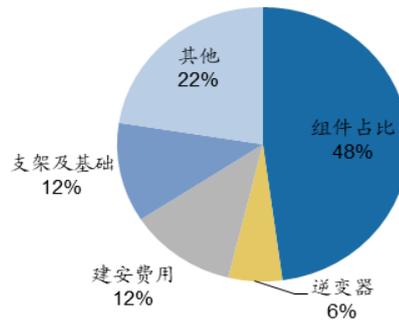
### 三、系统成本 3.4 元/W 将迎发电侧光伏规模化平价，若要 2019 年平价装机放量，组件需降价 20%

当收益率水平高于7%-8%的临界值时，平价上网项目将摆脱对补贴的依赖，在经济性上具有与火电同样的竞争力，激发光伏新增装机需求，光伏地面电站项目规模有望实现快速增长。

目前光伏系统成本约4元/W，发电侧电价地面电站的IRR尚未达到临界水平，实现平价上网的项目数量有限。在不考虑地方补贴、绿证出售等收益情形下，若假设系统效率80%，首年光衰2%，后每年线性衰减0.7%，运营费用比例2%，年涨幅1%，项目全部使用自有资金，结合对全国不同地区光照资源的统计数据，我们测算得到，当光伏系统成本下降到3.4元/W时，全国20%以上地区的发电侧电价光伏项目可实现7%以上的IRR；当系统成本降至2.85元/W时，IRR大于7%的区域占比将超过80%。

光伏系统成本由组件、逆变器、支架、施工及建设等成本构成，其中组件占比最高，目前约50%。技术进步、原料降价等因素推动组件具有更大的成本下降速度和下降空间。假设组件占系统成本比例由2019年的47%降至2025年的40%，如要2019年和2025年平价装机实现放量，平价区域比例分别达到20%和80%，则组件价格需要分别到1.60元/W和1.14元/W，相比现在2元/W的基础上分别下降20%和43%。

图14: 2018年光伏电站系统成本构成



数据来源: 光伏行业协会、广发证券发展研究中心

表3: 光伏平价上网区域对系统成本及组件价格的敏感性分析

年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
根据国家可再生能源信息中心《光伏发电市场环境监测评价》，全国划分为 38 个光伏区域							
实现平价上网地区数量	8	11	15	19	22	27	30
实现平价上网地区占比	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
光伏系统成本(元/W)	3.40	3.30	3.13	3.08	3.00	2.92	2.85
组件成本占比	47%	45%	44%	43%	42%	41%	40%
组件价格(元/W)	1.60	1.47	1.38	1.32	1.26	1.20	1.14

数据来源: 广发证券发展研究中心 注: 平价上网指 IRR≥7%。假设系统效率 80%，首年光衰 2%，后每年线性衰减 0.7%，运营费用比例 2%，年涨幅 1%，项目全部使用自有资金

## 四、上游硅料价格已至低点，后续下降空间有限

### 4.1 测算 2019 年全球多晶硅需求量 40.7-48.2 万吨，国内 35.4-41.9 万吨

结合 IHS、EnergyTrend、PV Info Link 等机构对 2019 年全球装机的预测，我们预计在保守、中性以及乐观情况下，2019 年全球光伏新增装机分别为 109GW、118GW 和 129GW，2020 年全球光伏新增装机为 124GW、134GW 和 147GW。其中，美洲地区由于 201 保护措施的力度与影响弱于之前预期，绝大部分项目开发商可在 2022 年美国投资税优惠政策实质下调前，保证稳定的供货来源，因而光伏装机仍会稳步上升。FIT 度电补贴政策和竞标机制预计会大力带动亚太地区光伏市场的增长。以法国和德国为代表的欧洲区域，竞标机制将继续带动大型地面电站建设规模，无补贴电站将逐步成为主要光伏项目模式。在中东和非洲地区，大规模、低上网电价光伏项目将会更多的出现，预计将会为全球装机贡献明显增量。

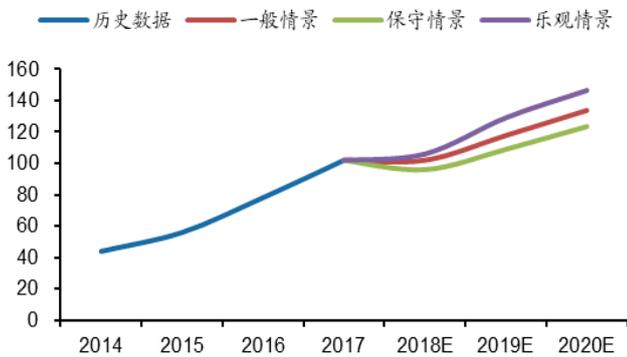
结合对单晶市场占有率、硅片厚度、切线母线直径、电池转化效率、CTM 损失等关键参数的假设，我们测算得到：在保守、中性、乐观三种装机规模假设情景下，2019 年全球多晶硅需求量分别为 40.7 万吨、44 万吨和 48.2 万吨；2020 年全球多晶硅需求量分别为 42.2 万吨、45.7 万吨和 50 万吨。

表4: 机构对2019年光伏新增装机预测

预测机构	预测 2019 年全球新增装机量	预测 2019 年中国新增装机量
IHS	123GW	41GW
PV Info Link	112GW	42.6GW
EnergyTend	111.3GW	42.3GW
赛迪	105GW	35-45GW
SolarWit	130GW	49.4GW

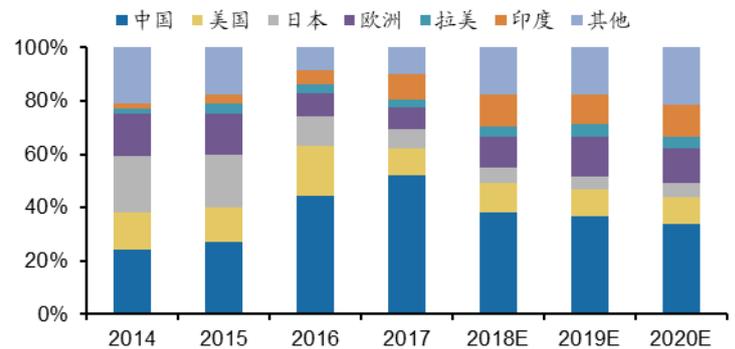
数据来源: Solarzoom、广发证券发展研究中心

图15: 预计2019年全球光伏新增装机在109到129GW



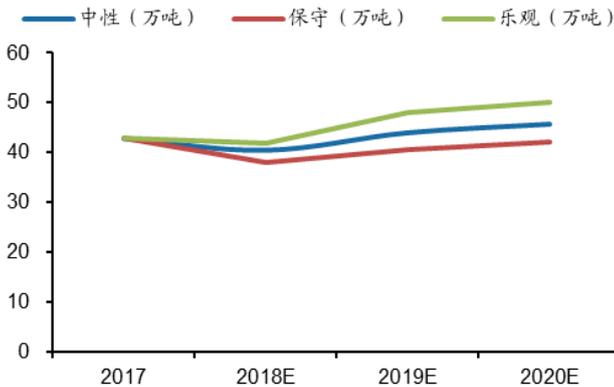
数据来源: solarzoom、EnergyTrend、广发证券发展研究中心

图16: 中性预期条件全球光伏新增装机构成



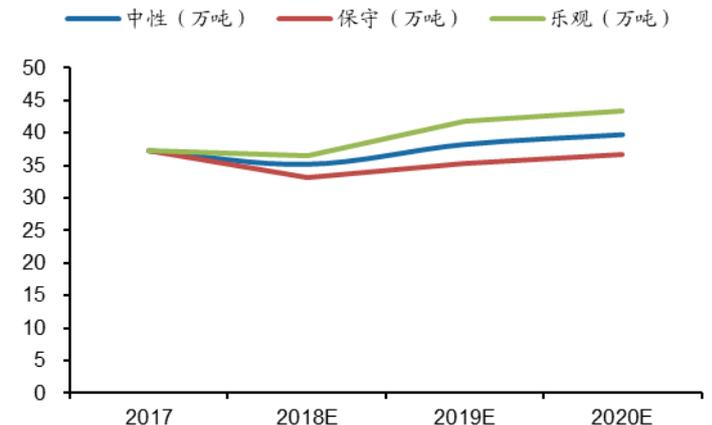
数据来源: solarzoom、EnergyTrend、广发证券发展研究中心

图17: 2019年全球多晶硅需求预计40.7到48.2万吨



数据来源: PVInfolink、BNEF、广发证券发展研究中心

图18: 2019年国内多晶硅需求预计35.4到41.9万吨



数据来源: PVInfolink、BNEF、广发证券发展研究中心

根据中国光伏行业协会数据, 2017年我国硅片产量91.7GW, 占全球比例超过87%。硅片作为硅料的下游环节, 可以用其占比近似我国多晶硅料的全球需求占比。若假设未来三年这一比例不变, 则预计三种假设情景下, 2019年我国多晶硅料需求量分别为35.4万吨、38.2万吨和41.9万吨, 2020年需求量分别为36.7万吨、39.7万吨和43.5万吨。

表5: 保守、中性、乐观情景条件下多晶硅需求测算表

		2017	2018E			2019E			2020E		
			保守	中性	乐观	保守	中性	乐观	保守	中性	乐观
单晶市占率	全球	27.0%	37.0%			47.0%			60.0%		
	国内	36.0%	47.0%			57.0%			70.0%		
全球新增装机 (GW)	单晶	27.5	35.5	37.7	39.2	51.2	55.4	60.7	74.1	80.3	87.9
	多晶	74.5	60.5	64.3	66.8	57.8	62.4	68.4	49.4	53.5	58.6
国内新增装机 (GW)	单晶	19.1	17.4	18.3	18.8	22.8	24.5	28.5	28	31.5	37.1
	多晶	34.0	19.6	20.7	21.2	17.2	18.5	21.5	12	13.5	15.9
硅片厚度 (μm)	单晶	180.0	180.0			170.0			160.0		
	多晶	186.0	180.0			175.0			170.0		
金刚线直径 (μm)	单晶	65.0	60.0			55.0			50.0		
	多晶	70.0	65.0			60.0			55.0		
单晶硅棒出片率 (片/kg)		60.0	62.0			64.0			68.0		
多晶硅锭出片率 (片/kg)		58.0	60.0			62.0			66.0		
切片损耗率		6.0%	6.0%			6.0%			6.0%		
硅片耗硅量 (g/片)	单晶	17.7	17.2			16.6			15.6		
	多晶	18.3	17.7			17.2			16.1		
电池片转化效率	单晶	20.3%	20.6%			21.0%			21.4%		
	多晶	18.7%	18.90%			19.2%			19.3%		
电池片功率 (156mm*156mm) (W/片)	单晶	4.9	5.0			5.1			5.2		
	多晶	4.6	4.6			4.7			4.7		
电池片损耗率		6.0%	6.0%			6.0%			6.0%		
电池片耗硅量 (g/W)	单晶	3.8	3.6			3.4			3.2		
	多晶	4.3	4.1			3.9			3.6		
CTM	单晶	97.5%	98.0%			98.0%			98.0%		
	多晶	99.2%	99.3%			99.3%			99.4%		
组件耗硅量 (g/W)	单晶	3.9	3.7			3.5			3.2		
	多晶	4.3	4.1			3.9			3.7		
全球多晶硅料需求量 (万吨)	单晶	10.7	13.1	14.0	14.5	18.0	19.5	21.3	24.1	26.1	28.6
	多晶	32.1	24.9	26.5	27.5	22.6	24.5	26.8	18.1	19.6	21.5
全球多晶硅需求合计 (万吨)		42.8	38.0	40.4	42.0	40.7	44.0	48.2	42.2	45.7	50.0
国内多晶硅需求占比 (万吨)		87.0%	87.0%			87.0%			87.0%		
国内多晶硅需求合计 (万吨)		37.2	33.1	35.2	36.6	35.4	38.2	41.9	36.7	39.7	43.5

数据来源: 工信部、CPIA、广发证券发展研究中心

#### 4.2 测算 2019 年全球多晶硅产能超过 70 万吨，国内超过 50 万吨

根据硅业分会统计，截止2018年底，国内多晶硅产能共计38.8万吨/年，相比年初大幅增加32%。2018年国内多晶硅产量约25.9万吨，同比增加7.9%，其中1-4季度的产量分别为7.18万吨、6.88万吨、5.28万吨、6.55万吨。根据主要企业扩产计划，2018年全球多晶硅新增产能14.82万吨（国内14.5万吨，海外0.32万吨），停产且暂无复产计划产能5.1万吨，2019年计划新增产能15.68万吨（国内14.68万吨，海外1万吨），预计到2019年底全球多晶硅产能76.38万吨，其中国内53.48万吨，海外22.9万吨。

表6：硅料厂商产能及扩产计划（单位：万吨）

企业	2018 年初产能	2018 年新增	暂无复产计划产能	2018 年底产能	2019 年计划新增	2019 年底产能
江苏中能	7.4		1.4	6		6
新疆协鑫		6		6		6
XT	3.6			3.6	3.6	7.2
四川永祥	2			2		2
内蒙通威		2.5		2.5		2.5
四川通威		2.5		2.5		2.5
新疆大全	2	1		3	3.5	6.5
洛阳中硅	2			2		2
亚洲硅业	1.5	0.5		2		2
东方希望	1.5	1.5		3	5	8
内蒙盾安	1			1	0.5	1.5
江苏康博	1			1		1
赛维 LDK	1		1	0		
其他	6.4	0.5	2.7	4.2	2.08	6.28
国内合计	29.4	14.5	5.1	38.8	14.68	53.48
马来西亚 OCI	1.38	0.32		1.7	1	2.7
韩国 OCI	5.2			5.2		5.2
Wacker	8			8		8
Hemlock	3.6			3.6		3.6
REC	2			2		2
HKS	1.4			1.4		1.4
国外合计	21.58	0.32		21.9	1	22.9
全球合计	51.0	14.82		60.7	15.68	76.38

数据来源：硅业分会、公司官网、广发证券发展研究中心

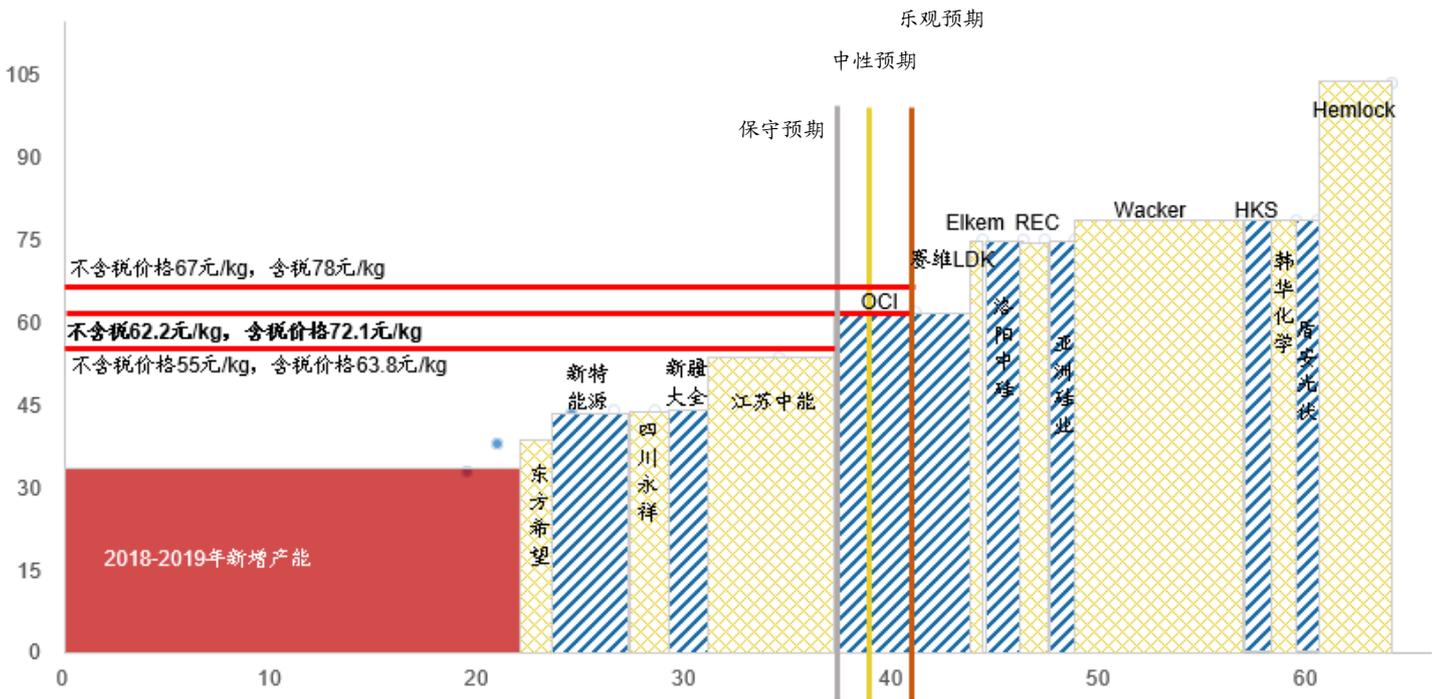
#### 4.3 供需平衡：边际产能现金成本定价，2019 年硅料均价 72.1 元/kg

2019年全球光伏新增装机在保守、中性、乐观预期下，多晶硅料需求分别为40.7万吨、44万吨和48.2万吨，国内需求分别为35.4万吨、38.2万吨和41.9万吨。2019年全球硅料产能超过70万吨，国内超过50万吨。供需格局较弱情况下，国内进口需求减少，硅料价格继续承压。通过对上一轮硅料行业洗牌时的硅料价格走势

进行复盘，行业产能出清阶段，价格将跌至边际过剩产能的现金成本附近。

统计目前多晶硅企业的成本，并假设新扩产产能更高效，成本更低，**边际产能现金成本定价**，预计在保守、中性和乐观装机需求下，**2019年国内硅料均价分别降至63.8元/kg、72.1元/kg和78元/kg**，对应不含税价格分别为**55元/kg、62.2元/kg和67元/kg**。根据EnergyTrend数据，最新硅料平均价格约75元/kg，中性预期下的价格已经接近低点，未来继续下降空间有限。

图19：全球主要多晶硅企业产能（横轴，单位：万吨）及硅料价格判断（纵轴，元/kg）



数据来源：公司公告、公司官网、硅业分会、广发证券发展研究中心

## 五、降低非硅成本是系统成本下降之关键

不考虑地补、绿证等收益，假设2019年全国20%左右的区域可实现发电侧电价项目平价上网，对应组件均价为1.60元/W，相比目前2元/W的价格下降20%。太阳能组件-电池片-硅片成本由硅成本和非硅成本构成，例如组件的非硅成本是指除了电池以外的其他成本，包括玻璃、EVA、背板、焊带、边框、接线盒等，非硅成本占组件成本比例约1/3。由于产业链上游的硅料价格已至低点，后续下降空间有限，降低非硅成本成为系统成本下降之关键。

非硅成本下降主要可以通过以下路径实现：1) 提升光伏产品（硅片-电池片-组件）转化效率。2) 龙头企业规模效应降低成本。3) 自动化生产、工艺改进等实现降本。

### 5.1 增强转换效率，摊薄单W非硅成本

光伏组件由电池片、玻璃、EVA、背板、边框、焊带等构成，其中玻璃、胶膜、背板等主要辅材的使用量取决于组件面积。对于尺寸相同的太阳能组件，输出功率越高，每瓦分摊的辅材成本就越低。建设相同规模的电站，组件输出功率越

高，使用土地、支架、人工越少，通过摊薄BOS成本实现系统单位投资的降低。根据光伏行业协会数据，2019年60片组件输出功率将提升5W-15W不等，主流组件功率范围向300+趋近，2025年高效组件功率有望达到355W。

图20: 目前光伏组件材料构成情况

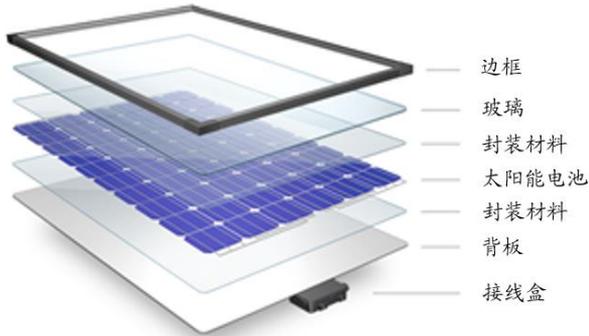
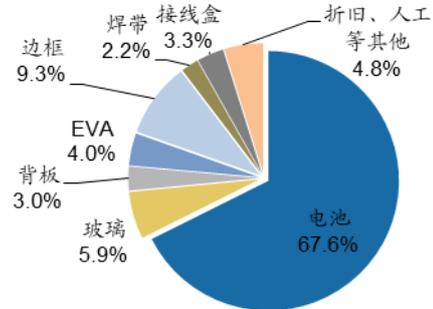


图21: 2018年光伏组件成本占比



数据来源: 中希电子官网、广发证券发展研究中心

数据来源: PV InfoLink、广发证券发展研究中心

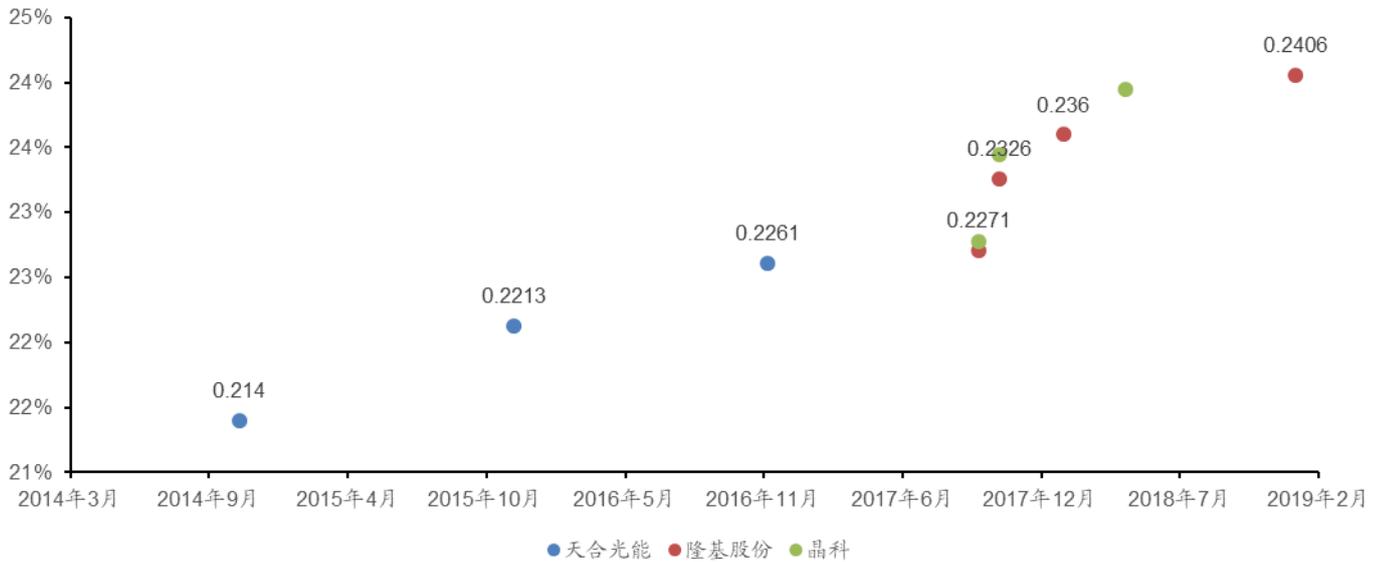
表7: 组件功率提升趋势明显，高效组件将成主流

60片组件功率 (W)	2017	2018	2019E	2020E	2022E	2025E
BSF-P 型多晶	270	275	280	285	290	295
BSF-P 型单晶	285	290	295	300	305	315
PERC-P 型单晶	297	305	310	315	325	335
黑硅多晶	275	280	285	290	300	310
黑硅+PERC-多晶	290	295	300	305	315	330
PERC-N 型单晶	300	305	315	320	335	345
HIT-N 型单晶	310	315	330	335	340	350
IBC-N 型单晶	315	320	335	340	345	355
MWT-多晶	285	290	295	300	305	310
MWT-单晶	300	305	310	315	320	325

数据来源: 中国光伏行业协会、广发证券发展研究中心

**电池片转化效率持续提升，摊薄单W输出功率的非硅成本。**天合光能、晶科能源单晶PERC电池转换效率不断提升，近日，隆基股份公布单晶双面PERC电池正面转化效率达到24.06%，打破了PERC电池24%的效率瓶颈，体现出电池效率继续提升的强大潜能。光伏行业协会数据显示，2019-2020年量产的光伏电池转换效率每年有望提升0.2%-0.5%，相当于每个季度效率约提升0.1%，带动单W非硅成本下降。

图22: 单晶PERC电池效率记录不断刷新



数据来源: 公司官网、公司公告、广发证券发展研究中心

表8: 量产晶硅电池转化效率持续提升

	2018	2019E	2020E	2021E	2023E	2025E
BSF P 型多晶黑硅电池平均转换效率	19.2%	19.4%	19.7%	19.9%	20.2%	20.5%
PERC P 型多晶黑硅电池平均转换效率	20.3%	20.5%	20.8%	21.1%	21.3%	21.6%
PERC P 型准单晶电池平均转换效率	21.6%	21.8%	22.2%	22.4%	22.6%	22.8%
PERC P 型单晶电池平均转换效率	21.8%	22.1%	22.4%	22.6%	22.8%	23.0%
N-PERT+TopCon 单晶电池平均转换效率 (正面效率)	21.5%	22.00%	22.5%	23.0%	23.5%	24.0%
硅基异质结 N 型单晶电池平均转换效率	22.5%	23.0%	23.5%	24.0%	24.5%	25.0%
背接触 N 型单晶电池平均转换效率	23.4%	23.6%	23.8%	24.3%	24.6%	25.0%

数据来源: 光伏行业协会、广发证券发展研究中心

## 5.2 头部企业规模优势明显, 助力非硅成本下降

硅片、电池片环节是重资产环节, 产能利用率对单W产品的折旧、摊销等非硅成本影响较大, 进而影响企业的盈利能力。龙头企业产能规模大, 供给稳定, 市场不利环境下仍可保持开工情况占优, 市场需求景气时产能利用率更是在行业高位, 可以为后续非硅成本降低打开空间。对比之下, 二三线厂商产能较少, 开工率受行情波动大, 导致成本难以下降, 毛利率和竞争力较低。

量产降本已成大厂面对电池等环节产品价格下降, 维持盈利的重要方法。例如2016年以来, 通威股份电池产能规模持续扩张, 2019年合肥二期高效晶硅电池项目投产后, 电池产能将超过12GW。公司2018年中报显示, 单、多晶电池非硅加工成本已进入0.2~0.3元/W区间并呈持续下降趋势, 非硅成本领先优势明显。根据公司发展规划, 2020年电池产能将达到30GW, 为成本继续下降创造空间。PV Infolink数据显示, 凭借规模化以及新产能的成本优势, 2018年通威股份电池片实

现了6.5GW以上的出货量，出货量全球第一。

表9: 主要企业电池片非硅成本情况

梯队区间	公司	电池片非硅成本 (元/瓦)
第一梯队	通威股份	0.3 元以下
	隆基股份泰州产线	0.3 元出头
第二梯队	晶科、晶澳、天合、阿特斯新电池生产线	0.35
	爱旭	
	展宇、平煤等新产线	
第三梯队	大全新能源等	0.4-0.45 元

数据来源: EnergyTrend、广发证券发展研究中心 注: 数据截至 2018 年 8 月

图23: 通威股份扩张电池产能, 巩固规模优势



数据来源: 公司公告、广发证券发展研究中心

图24: 隆基股份硅片产能持续扩张



数据来源: 公司公告、广发证券发展研究中心

### 5.3 工艺改进、自动化生产是实现降本的重要方式

光伏制造业技术迭代非常快, 围绕降本增效主题, 先进技术、先进设备不断出现, 对落后产能进行替代, 加速光伏走向平价上网的进程。切割技术进步带来的薄片化直接促使单位千克硅料出片量增加, 硅片价格随之降低。在领跑者的推动下, 电池片、组件封装环节新技术不断涌现, 例如PERC、SE、MBB、半片、叠瓦、双面等等, 高转化效率组件、电池技术将摊低光伏产品生产成本。

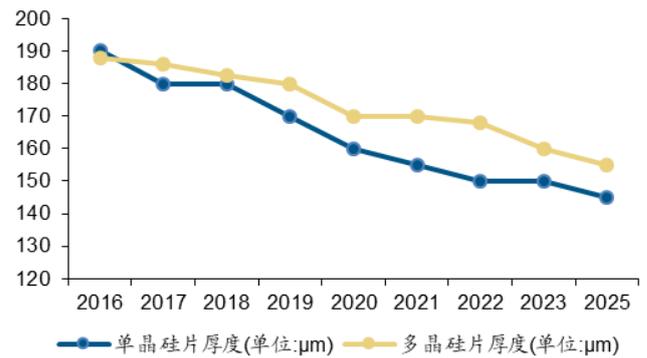
金刚线切割技术相对于传统砂浆切割, 具有切割速度快、单片损耗低、切割液更环保等优点, 2016年在单晶硅领域得到广泛应用, 2017年快速普及, 基本全面取代砂浆切片。受限于铸锭过程中形成的碳化硅硬质点和电池工艺的制绒技术问题, 多晶硅金刚线切片技术普及速度较慢, 2018年多晶硅片黑硅制绒工艺成熟, 并大量导出生产, 金刚线在多晶领域应用快速提升, 预计2019年将全面取代砂浆线。

产能提升、刀锋损失减少和薄硅片有利于降低硅耗和电池成本, 从而摊薄切片的折旧、电费和人工成本, 带来硅片非硅成本的快速下降。目前, 行业单晶硅片平均厚度在160-180 $\mu\text{m}$ 左右, 多晶硅片厚度在180-190 $\mu\text{m}$ 之间, 根据光伏业协会数据, 2019-2020年硅片平均厚度将继续下降, 助力成本降低。

图25: 单、多晶金刚线切片市场占比快速提升



图26: 硅片厚度不断降低



数据来源: CPIA、广发证券发展研究中心

数据来源: CPIA、广发证券发展研究中心

高效组件技术是指在既定的电池片效率前提下,在组件封装环节,通过不同工艺的应用来提升组件输出功率或者增加其全生命周期中单瓦发电量的技术方法。目前的高效组件技术主要包括:双面/双玻、半片、叠瓦、多主栅(MBB)等。

双面组件可吸收被环境反射的太阳光,从而对组件的光电流和效率产生贡献,双面技术已在第三批应用领跑者中获得重要应用,在八大基地38个项目招标中,投标企业共计54次申报双面技术,双面技术合计中标2.58GW,占比52%。双玻组件具有使用寿命长(一般30年),发电衰退率低(0.5%),抗腐蚀及其他恶劣环境,可接受更高电压并且透光率高的优点,可有效提高生命周期发电量。PV Infolink数据显示,半片、多主栅技术对功率提升效果在5W以上,叠瓦组件技术功率提升范围可以达到15W到25W。

表10: 组件新技术对提升功率效果明显

		半片	多主栅	叠瓦
瓦数提升		> 5W	> 5W	+ 15W~25W
优点		量产较易掌握	外观改动不大,客户较易接受	有效发电面积较大
		解决热斑问题	浆料用量减少	解决热斑问题
现况比较	技术难度	较易掌握	难度高(良率、细线)	有难度且有专利疑虑
	近期良率	高于 95%	约 90%-95%	低于 85%
	设备投资	设备投资较少	设备稍贵	设备投资略多
	组件面积	组件面积稍微变大	维持常规面积	组件面积稍微变大

数据来源: PV Infolink、广发证券发展研究中心

**生产自动化、智能化为降本增效进一步打开空间。**自动化设备能够部分代替人工操作,减少用工。机器比人工具有更高的精准度,自动化生产有利于提升产品良品率,降低损耗,从而实现成本的降低。智能化可以针对原材料、库存、运营和管理等多个环节的成本控制,实现成本节约和效率提升,增强企业盈利能力。

通威太阳能2017年9月投产“世界首条工业4.0高效电池生产线”,电池制造环节全部由高度智能化、自动化生产设备完成,实现了对订单效率、A品率、碎片率、车间湿度、温度、清洁度的全程监控。数据显示,该生产线比同等产能下用工减少40%,能源消耗降低30%,生产效率提升25%。

图27: 通威股份太阳能电池自动化生产车间



数据来源: SOLARZOOM、广发证券发展研究中心

图28: 通威股份太阳能电池自动化生产线



数据来源: SOLARZOOM、广发证券发展研究中心

## 六、投资建议: 平价上网趋近, 精选行业龙头

光伏平价上网政策出台, 从扩规模、降成本、增收益、提质量四个方面对光伏平价及低价上网项目予以支持。2018年531政策的“限规模”和“降补贴”从“量”和“价”两方面引发了市场对光伏行业发展的担忧, 本次平价上网政策的出台, 明确了光伏平价、低价项目规模不受限制, 认可仅享受地方补贴的项目仍纳入平价项目范围, 并提出多种降低项目成本、提升项目收益的具体措施, 从而部分解决了市场对于光伏行业装机量的担忧。

我们通过LCOE和IRR两种方法对38个光伏区域项目的平价情况进行了测算和分析, 结果显示: 发电侧电价下, 40%以上的区域的地面电站LCOE已经逼近平价上网条件; 地面电站IRR大于4%的地区占比超过1/3; 用户侧电价下: LCOE标准下, 已有90%区域的分布式电站满足平价上网条件; 全国一半区域分布式电站IRR在7%以上。

多因素将助力打开光伏平价项目的装机空间, 例如领跑者项目的示范作用、组件及光伏系统关键产品制造商的积极参与、光伏发电市场化交易的创新突破等。根据光伏們统计, 目前中长期的光伏平价上网项目规模在20-30GW左右, 并且随着成本下降, 平价上网储备规模有望持续增加。我们预计平价上网项目对2019年国内光伏装机的贡献约5GW~10GW, 带动全部国内新增装机规模41.5~48GW。

当收益率水平高于7%-8%的临界值时, 平价上网项目将摆脱对补贴的依赖, 在经济性上具有与火电同样的竞争力, 激发光伏新增装机需求, 光伏地面电站项目规模有望实现快速增长。

我们测算得到, 当光伏系统成本下降到3.4元/W时, 全国20%以上地区的发电侧电价光伏项目可实现7%以上的IRR; 当系统成本降至2.85元/W时, IRR大于7%的区域占比将超过80%。假设组件占系统成本比例由2019年的47%降至2025年的40%, 如要2019年和2025年平价装机实现放量, 平价区域比例分别达到20%和80%, 则组件价格需要分别到1.60元/W和1.14元/W, 相比现在2元/W的基础上分别下降20%和43%。

通过对硅料需求、产能供给进行分析，根据边际产能现金成本定价方法，预计2019年硅料均价为72.1元/kg，与目前75元/kg价格相比，**硅料价格已到低点，继续下降空间有限，降低非硅成本成为组件-系统成本下降之关键。**

非硅成本下降主要可以通过1)提升光伏产品(硅片-电池片-组件)转化效率;2)龙头企业规模效应降低成本;3)自动化生产、工艺改进实现降本等方式来实现。行业龙头在规模、自动化升级、工艺改造和高效产品提供方面优势明显，具有更大的成本下降空间和下降速度，将充分受益平价上网过程。

平价上网政策的出台，缓解了可再生能源补贴压力，为光伏装机量提供了有利支撑，该政策将惠及2020年前审核并开工的项目，保证了平价上网到来之前的行业装机，光伏行业龙头将显著受益，继续关注硅料龙头**通威股份**、单晶硅片龙头**隆基股份**、逆变器和EPC龙头**阳光电源**、胶膜龙头**福斯特**等。

## 七、风险提示

实现平价上网过程中，光伏产品价格下降幅度较大风险；光伏行业政策变化风险；国际贸易条件变化风险，项目收益不及预期，行业装机量不及预期等。

## 广发电力设备与新能源研究小组

陈子坤：首席分析师，10年相关产业协会和证券从业经验。2016年新财富电力设备新能源行业入围，2015年新财富环保行业第一名，2013年、2014年新财富有色金属行业第一名，2013年加入广发证券发展研究中心。

## 广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。  
持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。  
卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

## 广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。  
增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。  
持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。  
卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

## 联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区北路183号大都会广场5楼	深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦31层	北京市西城区月坛南街2号月坛大厦18层	上海市浦东新区世纪大道8号国金中心一期16楼	香港中环干诺道中111号永安中心14楼1401-1410室
邮政编码	510075	518026	100045	200120	
客服邮箱	gfyf@gf.com.cn				

## 法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

## 重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反

当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

## 权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去 12 个月内并没有任何投资银行业务的关系。

## 版权声明

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