



Research and
Development Center

双面双玻助力，光伏平价可期

——光伏行业专题系列报告之一

2019年03月28日

马步芳 能源行业分析师
郭荆璞 能源化工行业首席分析师
王 嵘 能源行业研究助理

证券研究报告

行业研究——专题研究

电力行业

马步芳 能源行业分析师

执业编号: S1500518100001

联系电话: +861083326842

邮箱: mabufang@cindasc.com

郭荆璞 能源化工行业首席分析师

执业编号: S1500510120013

联系电话: +861083326789

邮箱: guojingpu@cindasc.com

王嵘 研究助理

联系电话: +861083326792

邮箱: wangrong@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIESCO.,LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

双面双玻助力，光伏平价可期

行业专题研究

2019年03月28日

本期内容提要:

- ◆ **光伏电站平价上网的概念。**由于我国在现行电力体制下，发电厂与用户间尚未实现电力 100% 直接交易，电网企业依然存在统购统销，因此在整个电力上下游存在上网电价和销售电价两种价格。从海外来看，光伏平价上网评判标准主要基于 LCOE，但该指标在国内不受重视，企业在评判项目是仍关注 IRR，这主要是因为国内外税法的差异及国内电量的购销仍采用固定电价。因此我们可以将发电侧平价定义为：企业在投资光伏发电项目时，即使按照传统能源的上网电价收购(无补贴)也能实现项目要求回报率。用户侧平价的实现则要求光伏发电售价按照售电价格出售时能满足项目要求回报率，由于根据用户类型及其购电成本的不同，用户侧平价又可分为工商业、居民用户侧平价。因此，我们根据销售电价与煤电上网电价分别测算了用户侧与发电侧项目的 IRR 来分析光伏平价上网可行性，其代表的是在现行固定电价情况下企业投资能获得的收益率。
- ◆ **分布式电站可基本实现平价上网。**我们对用户侧分布式电站平价上网分析表明，在全投资 3.8 元/瓦，自发自用 80% 电量，电费折扣 20%，年运维费用为 0.075 元/瓦的情景下，一般工商业电价模式下共有 370 个地区 IRR 可以达到 8% 以上，大工业电价模式共有 271 个地区 IRR 可以达到 8% 以上，分别占我们测算总地区数的 81.7% 和 59.8%。如采用双面双玻组件，能实现平价上网的分布式电站范围有较大提升，对实现平价上网有促进作用，其中大工业用电模式和一般工商业用电模式下分别有 297 和 386 个地区能够实现平价上网，占比达到了 65.6% 和 85.2%，相比普通项目分别增加 26 和 16 个地区。
- ◆ **双面双玻组件有望推动集中式电站平价上网。**对于集中式电站，在全投资 3.8 元/瓦，土地年租金 200 元/亩，年运维费用为 0.06 元/瓦的情景下，如安装双面双玻组件后，项目投资收益率在 8% 以上的城市及地区将从安装普通组件时的 67 个扩大至 132 个地区，能够实现平价上网占比从 14.8% 提升到 29.1%，相比普通项目多了 65 个地区。
- ◆ **建议关注：**福莱特（601865.SH）、福耀玻璃（600660.SH）、信义光能（0968.HK）。
- ◆ **风险因素：**宏观经济增长不达预期，上网电价下调风险，销售电价下调风险环保政策风险，利率风险，发电量不达预期，成本上升风险。

目录

一、什么是平价上网？	2
二、用户侧销售电价高，分布式项目基本实现平价上网	4
三、非技术成本下降难，发电侧平价上网地区少	9
非技术成本下降困难，集中式电站平价上网需另寻出路	15
四、双面双玻是促进平价上网的助推器	17
五、建议关注	23
六、风险因素	23

表目录

表 1 分布式电站建设期假设表	4
表 2 分布式电站运营期假设表	5
表 3 分布式电站融资假设表	7
表 4 一般工商业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	9
表 5 大工业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	9
表 6 集中式电站建设期假设表	10
表 7 集中式电站运营期假设表	10
表 8 第三批应用领跑者政府承诺土地价格	11
表 9 四川丰水期光伏电价采用水电价格结算	11
表 10 集中式电站融资假设表	12
表 11 集中式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	13
表 12 吴忠光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析	14
表 13 吴忠光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析	14
表 14 保定光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析	14
表 15 保定光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析	14
表 16 盐城光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析	15
表 17 盐城光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析	15
表 18 不同土地价格及交费方式对项目度电成本的影响	16
表 19 民营上市企业融资利率偏高	16
表 20 不同的融资期限对项目度电成本的影响	16
表 21 双面发电量增益最高可达 29.7%	18
表 22 采用双面双玻组件的集中式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	20
表 23 采用双面双玻组件的一般工商业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	21
表 24 采用双面双玻组件的大工业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况	21

图目录

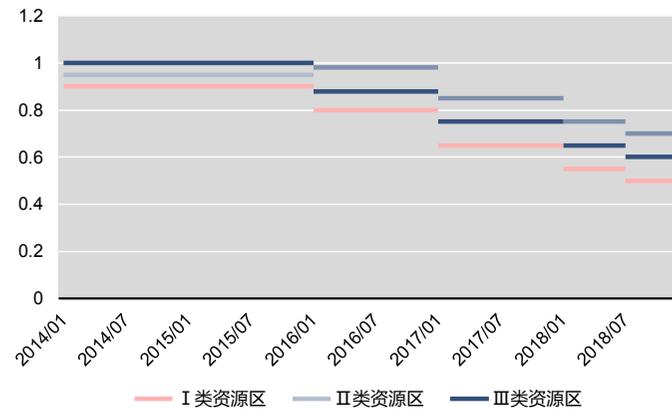
图 1 历年光伏标杆电价情况 (元/千瓦时)	2
图 2 多晶组件价格大幅下降(美元/瓦)	2
图 3 电价分类	3
图 4 全国光伏利用小时数情况	6
图 5 一般工商业加权电价 (10kV)	6
图 6 大工业加权电价 (10kV)	6
图 7 各地区一般工商业分布式项目 IRR	7
图 8 一般工商业分布式项目 IRR>8%地区	7
图 9 各地区大工业分布式项目 IRR	8
图 10 大工业分布式项目 IRR>8%地区	8
图 11 全国煤电标杆电价	12
图 12 集中式电站 IRR	13
图 13 IRR8%以上的城市有 67 个	13
图 14 平价上网只能依赖收入端	17
图 15 单面与双面组件发电量比较	18
图 16 双面双玻用于集中式电站 IRR 情况	19
图 17 双面双玻用于一般工商业分布式电站 IRR 情况	19
图 18 双面双玻用于大工业分布式电站 IRR 情况	19
图 19 单晶组件清洗前后衰减率情况	21
图 20 多晶组件清洗前后衰减率情况	21
图 21 不同运营商运维能力对组件衰减率也有影响	22

中国的光伏产业发展到今天，离不开政府的政策支持，这其中光伏补贴起了重要作用。但是任何一个行业都会经历从初生到成长再到成熟的阶段，我国的光伏新增装机规模在连年超预期之后，截至2018年，我国光伏累计装机达1.74亿千瓦，占总装机容量的9.2%。从装机占比的角度来说，我国的光伏行业已经进入了成长期，行业对于补贴的依赖性应该逐步降低，整个产业链转向提质增效，降低成本，以尽快实现平价上网。

2018年6月1日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布了《关于2018年光伏发电有关事项的通知》(发改能源〔2018〕823号，以下简称531新政)。531新政对2018年分布式光伏项目规模严格控制，同时统一下调光伏标杆上网电价，从规模及补贴强度两方面推动去补贴进程。531新政的出台一方面是倒逼行业优胜劣汰，加速产业升级，通过降本增效提高发展质量，另一方面也是有利于缓解国家财政补贴压力，避免补贴拖欠时间进一步延长。

从光伏组件的情况来看，随着技术升级及补贴逐步退坡，组件的价格也大幅下滑，从2014年1月的0.7美元/瓦下降到2019年3月0.22美元/瓦，降幅高达68.6%。另一方面，光伏的平价上网也依赖于项目总投资中非组件部分价格的下降，两者共同作用促进光伏的平价上网。因此，本文将项目总投资为锚，研究在补贴完全退坡的情景下，光伏平价上网的实现途径。

图1 历年光伏标杆电价情况(元/千瓦时)



资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

图2 多晶组件价格大幅下降(美元/瓦)



资料来源：Wind，信达证券研发中心

一、什么是平价上网？

光伏平价上网指的是光伏发电的度电成本与基准电价相等，而光伏发电的度电成本需要有一个明确的定义。国际上通常采用平准化成本（Levelized Cost of Energy, LCOE），尽管各机构公式不同，但总体上大同小异：

$$LCOE = \frac{I_0 + \frac{V_R}{(1+i)^N} + \sum_{n=1}^N \frac{A_n + T_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Y_n}{(1+i)^n}}$$

式中：i 为折现率；n 为系统运行年限（n=1,2,...,N）；N 为光伏系统运行期，一般取 N=25a；I₀ 为初始投资；V_R 为系统残值；A_n 为第 n 年的运营成本；T_n 为其他费用；Y_n 为第 n 年的发电量。采用 LCOE 的好处在于充分考虑资金的时间价值，同时，也考虑不同时间的发电量会带来不同的现金流，因此也对发电量进行折现。

而在我国，从实际情况来看，国内企业在投资项目时更关注项目 IRR，LCOE 在国内并不受到重视，这主要由于两个原因：1、国外 LCOE 公式采用的大多是税后价格，与我国实际情况相去甚远。由于我国除了所得税以外还包括增值税，且在开发项目时所得税能够获得三免三减半，增值税减半的税收优惠，前期项目开发所产生的增值税进项税还能进行抵扣，因此，项目实际现金流与直接采用国外公式得到的值有很大出入；2、国外采用 LCOE 的重要原因之一在于项目周期内的电价为不确定值，无法得出具体的收入，因此退而求其次只算成本，而国内由于采用固定电价的模式，20 年现金流基本稳定，在此条件下可以直接根据项目现金流求得项目 IRR，因此 LCOE 的重要性被削弱了。

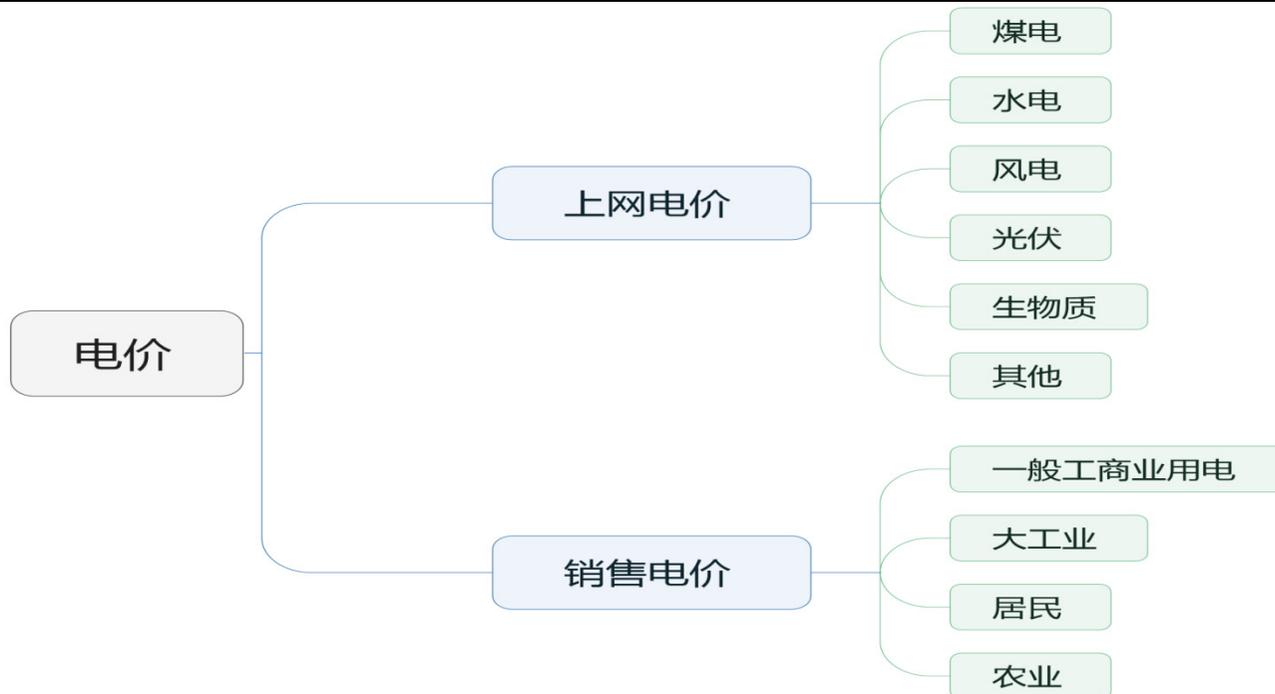
此外，由于全球各国主要发电电源存在差异，实际上各国的基准电价对应的是本国电力供应中最主要的能源所交易的电价，如美国的气电、丹麦的水电、法国的核电等。因此国际上的光伏平价上网指的是光伏项目在无补贴的情况下，其发出的电量在市场上的交易价格应与本国主要电源发出的电量在市场上的交易价格相等。

而我国在现行电力体制下，发电厂与用户间尚未实现电力 100% 直接交易，电网企业依然存在统购统销，因此在整个电力上下游存在两种价格：一是上网电价，即电网企业向上游发电企业购买的价格；二是销售电价，即电网企业向下游用户供电的价格。在发电端，平价上网中基准的价格应该为脱硫燃煤机组标杆上网电价（少数省份除外），而在用电端，平价上网中的基准应该是下游各类型客户所对应的销售电价，其中客户类型包括大工业用户、一般工商业用户、居民用户及农业用户等，相同用户类型用电的电压等级不同，其销售电价也不同，因此用户侧的平价上网可细分至不用用户，本研究主要测算大工业用户与一般工商业用户的平价上网。

由此，我们可以将发电侧平价定义为：企业在投资光伏发电项目时，即使按照传统能源的上网电价收购（无补贴）也能实现项目要求回报率。用户侧平价的实现则要求光伏发电售价按照售电价格出售时能满足项目要求回报率，根据用户类型及其购电成本的不同，用户侧平价又可分为工商业、居民用户侧平价。

基于上述原因，我们在本文中仅采用 IRR 来分析光伏平价上网可行性，其代表的是在现行固定电价情况下企业投资能获得的收益率。

图 3 电价分类



资料来源：信达证券研发中心

二、用户侧销售电价高，分布式项目基本实现平价上网

对用户侧项目而言，根据国家能源局《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（征求意见稿），项目装机容量不大于 6MW，实际建设过程中，单个项目的装机容量普遍较小，因此我们假设为 3MW。在项目投资方面，从三峡新能源关于青海省格尔木 500MW 光伏领跑者项目 EPC 的情况看，其中标价格最低为 3.7 元/瓦（不含升压站及送出），尽管集中式与分布式在建设成本上有较大差异，我们假设两者之间差异不大。同时对项目来说，组件价格只是影响总投资的一部分，进而间接影响项目收益率，IRR 的好坏实际上最终取决于项目总投资。因此，我们假设 320W 组件单价为 1.5 元/W，项目单瓦投资为 3.8 元/W，增值税进项税率为 11%。

表 1 分布式电站建设期假设表

项目	假设值
项目装机容量 (MW)	3.0
组件功率 (W)	320
组件单价 (元/W)	1.5

其他投资成本(万元)	690.0
送出线路投资成本(万元)	-
项目总投资(万元)	1,140.0
单位投资(元/瓦)	3.8
增值税综合进项税率	11.0%

资料来源: 信达证券研发中心

尽管分布式项目没有集中式电站那样的土地费用,但同样存在屋顶租金的情况,实际项目投资中大多以电费折扣换取免租金的模式。由于实际建设过程中业主普遍要求电费打折,因此我们假设电费折扣为 20%,即项目电价为销售电价 x80%,同时免屋顶租金。由于分布式项目运营期间自发自用和余电上网采用的结算电价不同,我们假设自发自用比例为 80%。项目每年单位运维成本为 0.75 元/瓦。我们假设资产折旧 20 年,残值率为 5%,增值税销项税率 13%,享受增值税减半,增值税附加为 12%,所得税率 25%。

表 2 分布式电站运营期假设表

项目	假设值	备注
系统效率	80.0%	
屋顶租金单价(元/平米/年)	-	
单瓦占地面积(平米/瓦)	0.010	
电费折扣	20.0%	
自发自用比例	80.0%	
弃光率	0.0%	
首年衰减率	2.5%	
次年起每年衰减率	0.7%	
线路补贴(元/KWh)	-	
折旧年限(年)	20	
残值率	5.0%	
单瓦运维成本(元/W)	0.075	
增值税销项税率	13.0%	增值税减半
增值税附加	12.0%	
所得税率	25.0%	三免三减半

资料来源: 信达证券研发中心

利用小时数方面,我们用 Meteonorm 对全国 453 个城市及地区(不含港、澳、台)进行光资源测算,得到 80%PR 下最佳倾角的首年等效利用小时数。

图 4 全国光伏利用小时数情况

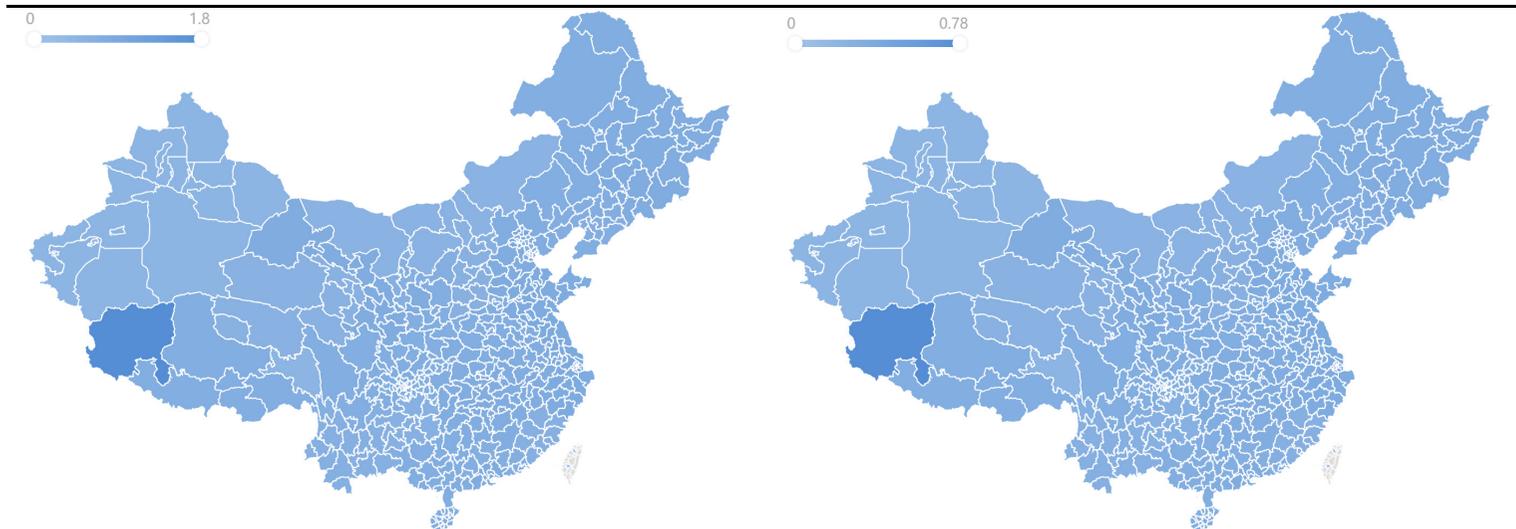


资料来源: Meeonorm, 信达证券研发中心 注: 数据不包含港、澳、台地区

电价方面由于用户侧电价类型较多, 我们仅以常见的 10kV 接入作为基准, 并根据一般工商业用电及大工业用电整理了全国各地区的电价, 由于光伏主要在白天发电, 而多数地区用户侧电价采用峰谷电价, 我们以 6:00-18:00 作为光伏发电运行时间, 根据峰谷时段计算出用户侧的加权电价作为自发自用的电价, 以此进行项目收益率及 LCOE 测算。

图 5 一般工商业加权电价 (10kV)

图 6 大工业加权电价 (10kV)



资料来源：各省政府网站，信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

资料来源：各省政府网站，信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区，西藏除昌都地区外、新疆、海南没有大工业电价

此外，我们假设项目自有资金占比为 25%，贷款利率为基准利率上浮 10%，由于分布式项目电费较高，我们假设还款期限为 10 年。

表 3 分布式电站融资假设表

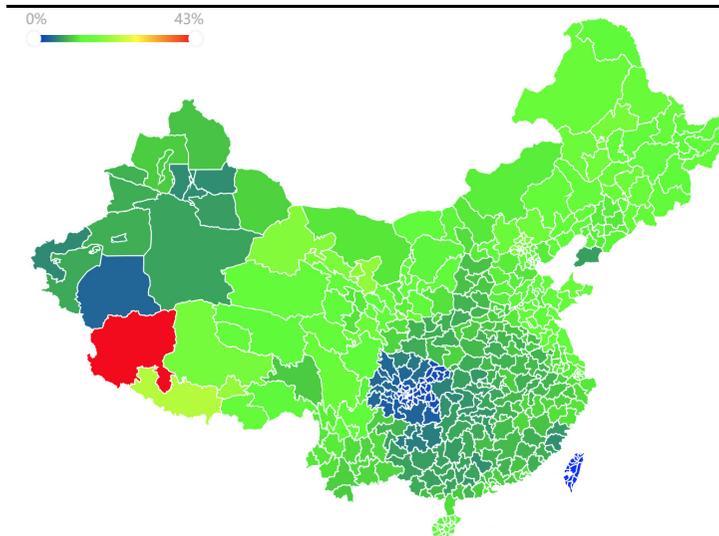
项目	假设值
自有资金占比	25.0%
五年期贷款利率	5.4%
还款期限(年)	10

资料来源：信达证券研发中心

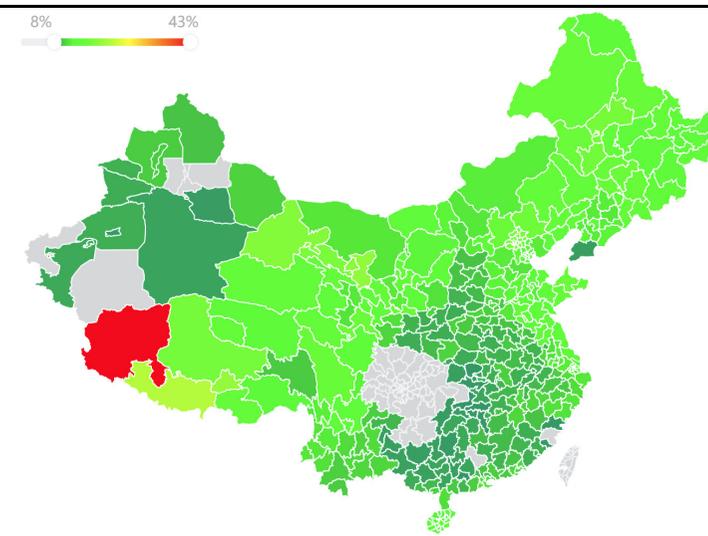
从结果来看，一般工商业电价模式下，共有 370 个地区 IRR 可以达到 8% 以上，而大工业电价模式下，共有 271 个地区 IRR 可以达到 8% 以上，分别占我们测算总地区数的 81.7% 和 59.8%。可以看出由于用户侧电价较高，能够很好地覆盖光伏建设及运行成本，因此我们认为在用户侧光伏在全国大部分地区均能实现平价上网。

图 7 各地区一般工商业分布式项目 IRR

图 8 一般工商业分布式项目 IRR>8%地区



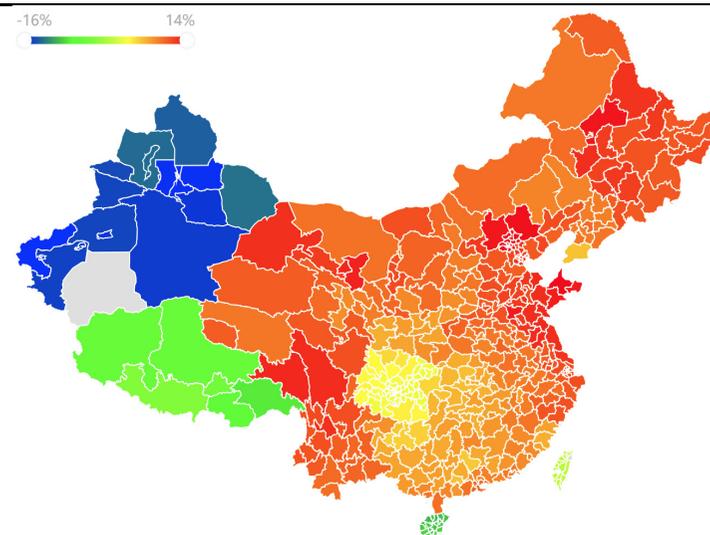
资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区



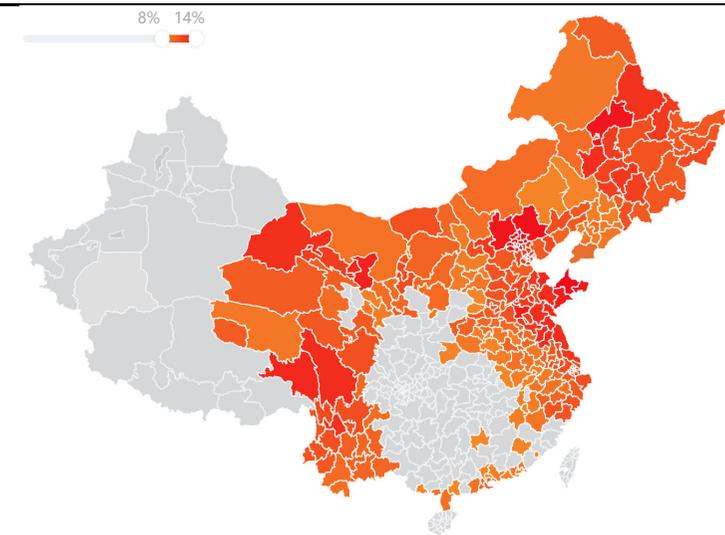
资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

图 9 各地区大工业分布式项目 IRR

图 10 大工业分布式项目 IRR>8%地区



资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区



资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

从地域划分的情况来看，一般工商业分布式电站中，华东地区 IRR>8%的区域最多，达到 94 个，而最少的是西南地区，只有 31 个，大工业分布式电站也呈现类似的情况，华东地区 IRR>8%的区域最多，达到 84 个，而最少的是华南地区，只有 15 个。从 IRR 的情况来看，一般工商业分布式电站中，IRR 最高的是西藏阿里的 43.0%，但是由于实际上在高原地区施工困难，实际成本要高于平原地区，因此不具有参考意义，如果将西藏排除，则 IRR 最高的是甘肃武威，达到了 19.5%，最低的在福建莆田。大工业分布式电站中，由于部分地区（西藏、海南等）没有大工业电价，因此没有 IRR。因此 IRR 最高的是山东烟台，达到 14.0%，最低的在青海海东地区。

表 4 一般工商业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况

	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	华中地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8%区域个数	36	68	94	52	40	49	31	370
最大 IRR	17.3%	18.0%	15.9%	14.0%	11.3%	19.5%	43.0%	43.0%
最小 IRR	12.1%	8.9%	8.0%	8.1%	8.0%	8.0%	8.3%	8.0%

资料来源：信达证券研发中心

表 5 大工业分布式电站不同地区 IRR>8%的区域情况

	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	华中地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8%区域个数	36	66	84	15	21	27	22	271
最大 IRR	13.4%	13.9%	14.0%	9.7%	10.5%	12.7%	12.4%	14.0%
最小 IRR	8.4%	8.0%	8.0%	8.1%	8.0%	8.0%	9.1%	8.0%

资料来源：信达证券研发中心

三、非技术成本下降难，发电侧平价上网地区少

我们同样从发电侧对光伏项目收益进行测算，由于在发电侧光伏作为新能源要与传统能源比较，因此光伏平价上网的基准为煤电上网标杆电价。对于集中式电站来说，土地成本、融资成本及送出费用是影响集中式电站平价上网的重要因素，而这几个因素都和光伏设备本身没有太大关系，因此也被称为非技术成本。由于存在较高的非技术成本，同时煤电上网标杆电价很低，我们在参数输入时做了极为乐观的假设。

在装机规模上，考虑到送出费用一般也被包含在总投资中，我们假设项目装机容量假设为 40MW。一般而言，接入工程的费用包括了接入审查及批复相关费用、送出线路建设成本、送出线路征地费用、汇集站升压站建设成本、对端改造扩容费用等，具体费用根据项目会有所差异。对于 50MW 以下的电站一般只要求建 35kV 升压站，对于 50~200MW 的电站则要求建设 110kV 升压站，200MW 以上的电站则要求建设 220kV 升压站。110kV 升压站大约在 2000 万元左右，因此对初始投资的影响在 0.1~0.4 元/瓦之间，而这部分成本主要由企业承担，只有送出线路部分由电网的线路补贴来回收，因此对于企业来说仍然是一笔不小的负担。

在建设期我们假设采用 320W 组件，单位价格为 1.5 元/W，同时项目的单位投资（不含土地费用）仅为 3.8 元/瓦。我们从行业标志性项目——领跑者基地中标情况来看，三峡新能源关于青海省格尔木 500MW 光伏领跑者项目 EPC 的中标价格最低为 3.7 元/瓦，但是不包含升压站以及 5 回 110kV 送出线路，且 EPC 价格不等于全投资价格，因此实际价格仍要高于 3.7 元/瓦，这从侧面反映了单位投资要降到 3.8 元/瓦的困难程度。

表 6 集中式电站建设期假设表

项目	假设值
项目装机容量 (MW)	40.0
组件功率(W)	320
组件单价 (元/W)	1.5
其他投资成本(万元)	8,900.0
送出线路投资成本(万元)	300.0
项目总投资(万元)	15,200.0
单位投资(元/瓦)	3.8
增值税综合进项税率	11.0%

资料来源：信达证券研发中心

表 7 集中式电站运营期假设表

项目	假设值	备注
系统效率	80.0%	
土地租金单价 (元/亩/年)	200.0	
单瓦占地面积 (平米/瓦)	0.023	
弃光率	0.0%	
首年衰减率	2.5%	
次年起每年衰减率	0.7%	
线路补贴(元/KWh)	-	
折旧年限(年)	25	
残值率	5.0%	
单瓦运维成本(元/W)	0.060	
增值税销项税率	13.0%	增值税减半
增值税附加	12.0%	
所得税率	25.0%	三免三减半

资料来源：信达证券研发中心

在运营期我们假设没有弃光，折旧年限为 25 年，每年单位运维成本为 0.06 元/瓦，所得税率 25%，享受三免三减半政策，建设期增

值税可抵扣，增值税销项税率 13%，且享受减半优惠。

作为非技术成本之一的土地费用是影响项目现金流的重要因素之一，我们假设租金仅为 200 元/亩，租期 26 年，且五年一付（首次六年一付）。而在实际项目建设过程中，绝大多数项目土地租金价格均达不到这么低的标准，同时有很多项目为十年一付甚至一次性付清。我们以第三批应用领跑者为例，尽管大部分基地的土地租金都控制在 200 元/亩/年之内，但是实际操作中，很多企业签署了两份土地租赁合同，一份是按照基地申报时承诺的土地价格，而另一份则是被冠以各种名目“变相”的土地租金，租金的实际价格无法达到这么低的要求。

表 8 第三批应用领跑者政府承诺土地价格

基地	土地性质	土地交付方式	价格标准	支付周期
格尔木	所有用地	无偿划拨		
	未利用地	流转	0 元/亩/年	20 年+5 年上浮
宝应	永久设施用地	出让	15 万元/亩	一次性支付
海兴	光伏阵列用地	租赁	195 元/亩/年	25 年
大同二期	所有用地	租赁	<200 元/亩/年	20 年
上饶	所有用地	租赁	200 元/亩/年	20 年+5 年上浮
长治	所有用地	流转	150 元/亩/年	20 年
		一次性费用	50 元/亩/年	20 年
铜川	一般农用地	流转	200 元/亩/年	5 年*5 次
	未利用地	流转	180 元/亩/年	5 年*5 次
白城	未利用地	流转	200 元/亩/年	25 年一次性支付
泗洪	国有建设/未利用地	流转	200 元/亩/年	20 年+5 年上浮

资料来源：光伏们，信达证券研发中心

电价方面我们以各地煤电标杆上网电价作为光伏上网电价进行计算。前文提到发电侧平价上网的定义是指光伏发电即使按照传统能源的上网电价收购(无补贴)也能实现合理利润，由于我国电源结构中煤电占 70%左右，因此一般情况下光伏对标的传统电源应该是煤电。但是，四川省从 2017 年开始对风电、光伏进行上网电价市场化，光伏在丰水期的上网电价以水电进行结算，因此光伏实际价格基准要低于煤电标杆上网电价。除四川以外，云南、青海目前在实际操作中也采用水电价格进行结算，也就是说在部分省份光伏发电的对标应该是水电而非煤电，但由于政府并未下发正式文件，我们在测算时仍以煤电标杆电价作为基准。

表 9 四川丰水期光伏电价采用水电价格结算

时间	文件名	文号	相关内容
2017/5/12	《2017 年度推进电力价格改革十项措施》	川发改价格〔2017〕237 号	四川电网风电和光伏丰水期发电量全部参与电力市场化交易。未参与市场化交易上网电量由电网企业按照四川电网丰水期市场交易价格进行结算。

2018/5/14	《关于推进 2018 年丰水期风电光伏发电市场化交易的通知》	川发改价格[2018]234 号	2018 年丰水期(6-10 月)四川电网除分布式风电、分布式光伏和光伏扶贫项目以外的风电、光伏上网电量,由国网四川省电力公司每月通过四川电力交易平台采取挂牌方式代居民用户优先采购。参与优先采购的风电和光伏发电企业,其全部上网电量按 0.21 元/千瓦时结算。
-----------	--------------------------------	------------------	--

资料来源: 四川省发改委, 信达证券研发中心

图 11 全国煤电标杆电价



资料来源: 各省政府网站, 信达证券研发中心注: 数据不包含港、澳、台地区, 四川丰水期采用水电价格进行加权

此外, 我们假设项目自有资金占比为 25%, 贷款利率为基准利率上浮 10%, 由于集中式项目电价较低, 我们假设还款期限为 15 年。

表 10 集中式电站融资假设表

项目	假设值
自有资金占比	25.0%
五年期贷款利率	5.4%
还款期限(年)	15

资料来源: 信达证券研发中心

根据我们的测算结果, 项目 IRR 在 8% 以上的城市及地区有 67 个, 占总数的 14.8%, 而这其中还包含了像西藏这样下游几乎没有负

荷的地区。总体上看，东北、西北是主要平价上网区域，此外，华北和南方少部分区域也能做到平价上网。

图 12 集中式电站 IRR

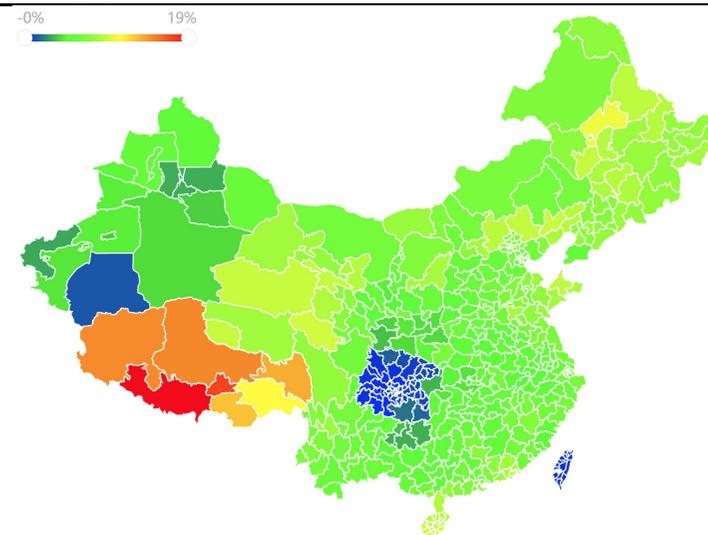
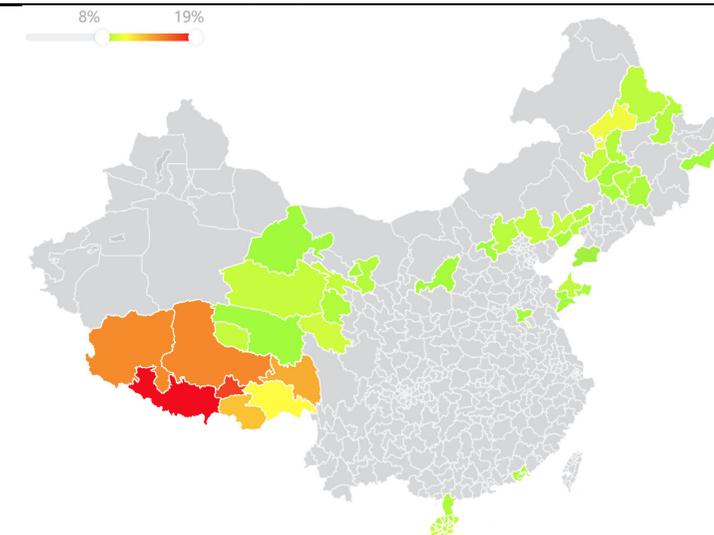


图 13 IRR8%以上的城市有 67 个



资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

表 11 集中式电站不同地区 IRR>8%的区域情况

	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8 区域个数	18	3	4	23	11	8	67
最大 IRR	10.5%	9.3%	9.1%	9.7%	10.7%	19.2%	19.2%
最小 IRR	8.0%	8.3%	8.3%	8.2%	8.2%	8.1%	8.0%

资料来源：信达证券研发中心

我们分别选取吴忠、保定和盐城作为光伏一、二、三类资源区代表，对其进行敏感性分析，从结果可以看出单位投资价格每增加 0.1 元，项目 IRR 下降 0.2~0.3ppt；首年发电利用小时数每增加 100 小时，对一类资源区 IRR 上升 0.8ppt，二类资源区上升 1.1%，三类资源区上升 1.2ppt；土地租金的增加对项目 IRR 的影响相对较小，每年每亩增加 80 元下降 0.1%；光伏非首年衰减率每下降 0.1ppt，IRR 上升 0.1ppt。

表 12 吴忠光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析

IRR	单瓦投资价格(元/瓦)									
	5.6%	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
首年发电利用小时数	1412	5.1%	4.9%	4.6%	4.4%	4.2%	4.0%	3.7%	3.5%	3.3%
	1512	5.9%	5.7%	5.4%	5.2%	4.9%	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%
	1612	6.7%	6.4%	6.2%	5.9%	5.6%	5.4%	5.2%	4.9%	4.7%
	1712	7.5%	7.2%	6.9%	6.6%	6.4%	6.1%	5.9%	5.6%	5.4%
	1812	8.3%	8.0%	7.6%	7.3%	7.1%	6.8%	6.5%	6.3%	6.0%

资料来源: 信达证券研发中心

表 13 吴忠光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析

IRR	土地租金(元/亩/年)									
	5.6%	160.0	200.0	240.0	280.0	320.0	360.0	400.0	440.0	480.0
非首年衰减率	0.5%	5.9%	5.9%	5.8%	5.7%	5.7%	5.6%	5.6%	5.5%	5.5%
	0.6%	5.8%	5.7%	5.7%	5.6%	5.6%	5.5%	5.5%	5.4%	5.4%
	0.7%	5.7%	5.6%	5.6%	5.5%	5.5%	5.4%	5.4%	5.3%	5.3%
	0.8%	5.6%	5.5%	5.5%	5.4%	5.4%	5.3%	5.3%	5.2%	5.1%
	0.9%	5.5%	5.4%	5.4%	5.3%	5.3%	5.2%	5.1%	5.1%	5.0%

资料来源: 信达证券研发中心

表 14 保定光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析

IRR	单瓦投资价格(元/瓦)									
	6.0%	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
首年发电利用小时数	988	4.9%	4.7%	4.4%	4.2%	4.0%	3.8%	3.5%	3.3%	3.1%
	1088	6.1%	5.8%	5.5%	5.3%	5.0%	4.8%	4.6%	4.4%	4.2%
	1188	7.2%	6.9%	6.6%	6.3%	6.0%	5.8%	5.6%	5.3%	5.1%
	1288	8.3%	7.9%	7.6%	7.3%	7.0%	6.8%	6.5%	6.3%	6.0%
	1388	9.3%	9.0%	8.6%	8.3%	8.0%	7.7%	7.4%	7.2%	6.9%

资料来源: 信达证券研发中心

表 15 保定光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析

IRR	土地租金(元/亩/年)									
	6.0%	160.0	200.0	240.0	280.0	320.0	360.0	400.0	440.0	480.0

非首年衰减率	0.5%	6.3%	6.3%	6.2%	6.2%	6.1%	6.0%	6.0%	5.9%	5.9%
	0.6%	6.2%	6.2%	6.1%	6.0%	6.0%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%
	0.7%	6.1%	6.0%	6.0%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.7%	5.7%
	0.8%	6.0%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.7%	5.7%	5.6%	5.6%
	0.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.7%	5.7%	5.6%	5.5%	5.5%	5.4%

资料来源：信达证券研发中心

表 16 盐城光伏项目单位投资及发电利用小时数敏感性分析

IRR	单瓦投资价格(元/瓦)									
	6.8%	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
首年发电利用小时数	977	5.6%	5.4%	5.1%	4.9%	4.6%	4.4%	4.2%	4.0%	3.8%
	1077	6.8%	6.5%	6.2%	6.0%	5.7%	5.5%	5.2%	5.0%	4.8%
	1177	8.0%	7.7%	7.4%	7.1%	6.8%	6.5%	6.3%	6.0%	5.8%
	1277	9.1%	8.8%	8.4%	8.1%	7.8%	7.5%	7.3%	7.0%	6.8%
	1377	10.2%	9.9%	9.5%	9.2%	8.9%	8.6%	8.3%	8.0%	7.7%

资料来源：信达证券研发中心

表 17 盐城光伏项目土地租金及衰减率敏感性分析

IRR	土地租金 (元/亩/年)									
	6.8%	160.0	200.0	240.0	280.0	320.0	360.0	400.0	440.0	480.0
非首年衰减率	0.5%	7.1%	7.0%	6.9%	6.9%	6.8%	6.8%	6.7%	6.7%	6.6%
	0.6%	7.0%	6.9%	6.8%	6.8%	6.7%	6.7%	6.6%	6.6%	6.5%
	0.7%	6.8%	6.8%	6.7%	6.7%	6.6%	6.6%	6.5%	6.5%	6.4%
	0.8%	6.7%	6.7%	6.6%	6.6%	6.5%	6.5%	6.4%	6.4%	6.3%
	0.9%	6.6%	6.6%	6.5%	6.5%	6.4%	6.3%	6.3%	6.2%	6.2%

资料来源：信达证券研发中心

非技术成本下降困难，集中式电站平价上网需另寻出路

根据前述内容，光伏的非技术成本一直是影响光伏平价上网的重要因素，因此我们也基于不同的假设条件，同样选取上述三市，分别测算土地租金交付周期、融资成本及融资期限对项目度电成本的影响。

我们首先根据土地一年一付、五年一付及一次性付清及土地租赁费用在 200 元/亩/年和 400 元/亩/年的情况下分别计算对项目度电成

本的影响，从结果看，五年一付和一年一付的情况下，土地租金增加一倍，对度电成本的影响在 0.05~0.07 分/千瓦时，而一次性付清的情况下则为多支出 0.08~0.12 分/千瓦时，而五年一付与年付之间，以 200 元/亩/年的租金费用计，两者几乎没有差异，而对五年一付与一次性付清之间，两者相差 0.04~0.06 分/千瓦时。

表 18 不同土地价格及交费方式对项目度电成本的影响

城市	00 元/亩土地租金 (年付)	400 元/亩土地租金 (年付)	度电成本成本增加	200 元/亩土地租金 (五年一付)	400 元/亩土地租金 (五年一付)	度电成本成本增加	200 元/亩土地租金 (一次性付清)	400 元/亩土地租金 (一次性付清)	度电成本成本增加	单位
吴忠	0.0317	0.0322	0.0005	0.0317	0.0322	0.0005	0.0321	0.0329	0.0008	元/千瓦时
保定	0.0433	0.0439	0.0007	0.0433	0.0440	0.0007	0.0438	0.0450	0.0012	元/千瓦时
盐城	0.0441	0.0447	0.0007	0.0441	0.0448	0.0007	0.0447	0.0459	0.0012	元/千瓦时

资料来源：信达证券研发中心

其次，融资成本也是影响现金流的重要因素之一，对于国企来说，贷款利率基准利率上浮 10% 是能够拿到贷款的，而对于民企来说，上市公司的融资利率一般要在 7% 以上，且实际项目融资的期限也较短，一般贷款年限仅为 8 年左右。因此导致项目前面几年的支出费用较高，收益变差。

表 19 民营上市企业融资利率偏高

公司	债券类型	利率	贷款期限
协鑫新能源	绿色债券	7.50%	3 年
熊猫绿能	公司债券	6.72~7%	3 年
爱康科技	公司债券	7.40%	3 年

资料来源：各公司 2017 年年报，信达证券研发中心

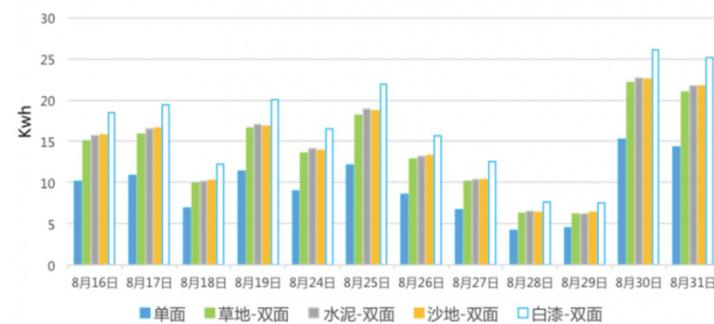
此外，针对不同的融资期限分别计算对项目度电成本的影响。从结果可以看出，融资期限从 15 年缩短到 8 年使得项目的度电成本增加 0.32~0.4 分/千瓦时，而融资利率在项目角度对现金流影响有限，主要是因为项目现金流计算时只计算项目层面现金流入及流出，融资对项目现金流的影响仅体现在财务费用对利润的改变从而导致所得税的变化。但是从股东层面来说，由于贷款利率增加，期限缩短，使得股东的回报率有所下降，同时增加了前几年的现金支出，对于项目所需流动资金要求也增加了，因此影响了企业的投资决策。

表 20 不同的融资期限对项目度电成本的影响

城市	贷款期限 8 年 (基准上浮 10%)	贷款期限 15 年 (基准上浮 10%)	度电成本成本增加	单位
吴忠	0.0317	0.0350	0.0032	元/千瓦时
保定	0.0433	0.0475	0.0042	元/千瓦时

(PerformanceRatio) 在 80%左右, 距离国际的 90%尚有不少距离, 通过提升 PR 值能使得光伏利用小时数提高。此外, 采用转化效率更高的组件或者衰减率更低的组件 (如 N 型单晶) 也能提升利用小时数, 以及采用跟踪式支架让组件始终保持在最佳倾角以获得更高的发电量。在这方面我们认为尽管跟踪式能提升发电量, 但由于会提升初始投资及运维成本, 实际效果并不理想, 而更好的选择是双面双玻组件, 由于双面双玻组件背面也能发电, 因此普通的固定支架也能使用, 在初始投资方面与普通项目相比基本只差组件价格, 而如果参考三峡新能源关于青海省格尔木 500MW 光伏领跑者项目与陕西渭南 100MW 光伏领跑者项目 EPC 的中标情况来看, 两者价差不超过 0.1 元/瓦。而根据 TÜVSÜD 海南户外实证基地数据, 同一时间地点, 双面与单面发电量对比中, 白漆条件下, N 型双面组件单瓦发电量增益高达 29.7%, 沙土与水泥条件下, 双面的发电增益均为 10.4%, 草地条件下也达到了 7.4%。

图 15 单面与双面组件发电量比较



资料来源: 索比光伏网, 信达证券研发中心

表 21 双面发电量增益最高可达 29.7%

	单面	双面-草地	双面-水泥	双面-沙地	双面-白漆
总发电量(kWh)	113.99	167.89	173.17	172.8	203.39
装机容量(kW)	2497.24	3425.1	3437.3	3429.5	3436.4
每 kW 发电量	45.65	49.02	50.38	50.39	59.19
双面发电量增益	-	7.40%	10.40%	10.40%	29.70%

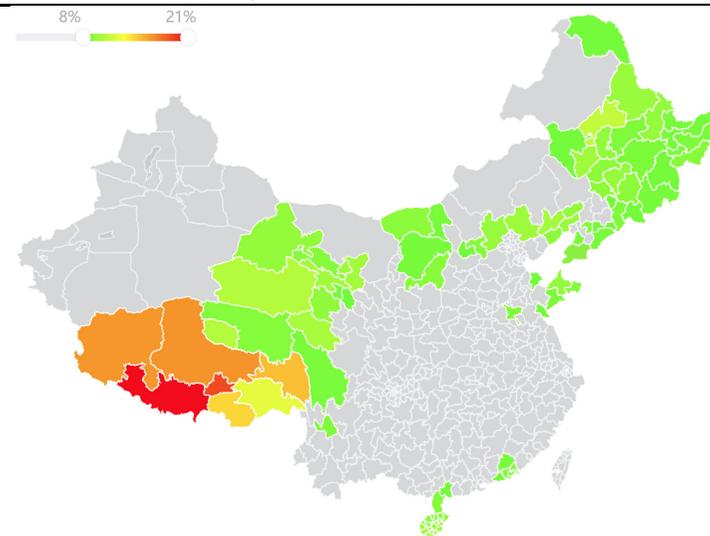
资料来源: 索比光伏网, 信达证券研发中心

从增益的角度来说, 我们认为双面双玻组件是扩大发电侧和用户侧光伏平价上网覆盖区域最好的技术。由于双面双玻组件可以大幅度提高光伏组件的抗腐蚀防磨损等性能, 大幅降低发生 PID 衰减的可能性, 同时针对 P 型和 N 型晶硅组件都能应用,

而成本方面从玻璃的角度来说，由于代替传统组件的背板，节省背板及铝框成本，实际成本是下降的，成本增加的部分主要来自于电池片由原本单面改造为双面，因此实际综合成本并没有上升太多。

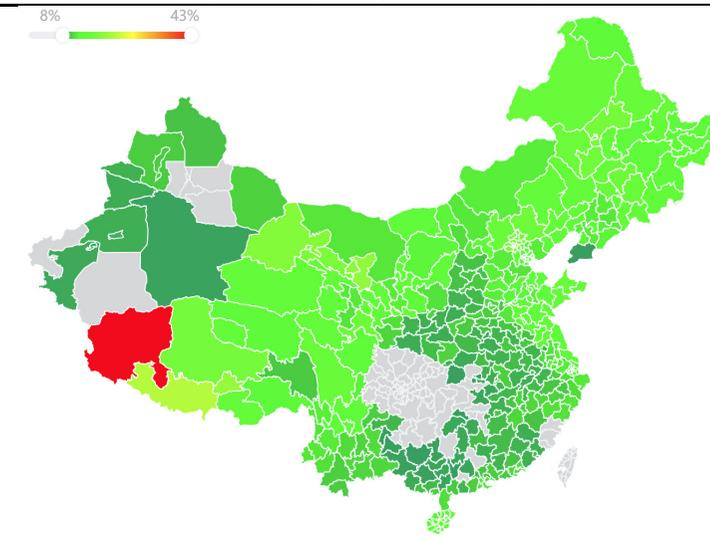
从三峡新能源招标项目来看，双面双玻+跟踪式的报价比普通固定式报价高 0.1 元左右。因此，我们假设采用双面双玻的项目初始单瓦投资增加 0.1 元，而整个项目运营期发电利用小时提升 10%，以此计算集中式和分布式的项目收益情况。从结果看，集中式电站在 132 个地区能够实现平价上网，占比达到了 29.1%，相比普通项目多了 65 个地区。而分布式电站方面，大工业用电模式下有 297 个地区能够实现平价上网，占比达到了 65.6%，相比普通项目多了 26 个地区，一般工商业用电模式下有 386 个地区能够实现平价上网，占比达到了 85.2%，相比普通项目多了 16 个地区。

图 16 双面双玻用于集中式电站 IRR 情况



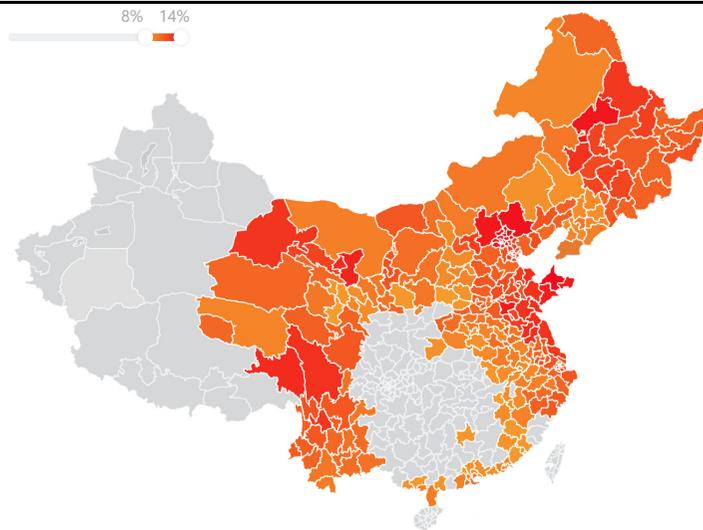
资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

图 17 双面双玻用于一般工商业分布式电站 IRR 情况



资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

图 18 双面双玻用于大工业分布式电站 IRR 情况



资料来源：信达证券研发中心注：数据不包含港、澳、台地区

我们同样针对全国的结果进行区域分析，对于集中式电站来说，虽然区域数量有所上升，但是不同区域数量呈现提升幅度不一致的现象，华北地区数量增加最多，而华南地区数量下降最多，我们认为这主要是由于不同区域光伏发电小时数及上网电价差异，及双玻组件成本带来的影响。以华东地区为例，上海地区由于利用小时数基数相对较低，即使增幅达到 10%，由于脱硫燃煤标杆电价价格低，增量收入无法覆盖初始投资成本，反而使得项目收益率有所下降。由于利用小时数增加部分无法抵消利用小时数下降和成本增加带来的负面影响，使得即使采用双玻组件也无法增加项目收益率。因此双面双玻组件在集中式电站的策略是布置高利用小时数地区从而提升项目收益率及扩大平价上网区域范围。

表 22 采用双面双玻组件的集中式电站不同地区 IRR>8%的区域情况

	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8 区域个数	36	26	13	32	15	10	132
最大 IRR	11.6%	10.3%	10.2%	10.8%	11.9%	21.0%	21.0%
最小 IRR	8.2%	8.0%	8.1%	8.0%	8.2%	8.1%	8.0%
比普通集中式数量增加	18	23	9	9	4	2	65
最大 IRR 增加	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.2%	1.7%	1.7%
最小 IRR 增加	0.2%	-0.3%	-0.2%	-0.2%	0.1%	0.0%	0.0%

资料来源：信达证券研发中心

从一般工商业来看，华东、华南地区即使光资源更差，由于电价更高，采用双玻组件带来的收入增加能够覆盖增加的成本，因此所有区域平价上网覆盖范围都有所增加，且最大 IRR 也同时增加，而最小 IRR 减小是因为原本 IRR 不到 8% 的区域由于采用了双面双玻组件而提升到了 8% 以上，而又与之前普通电站最小 IRR 区域相比更低。大工业分布式电站也呈现出类似的情况，因此对于分布式电站来说，只要采用了双面双玻组件，既能提升电站项目 IRR，又能增加实现平价上网的区域。

表 23 采用双面双玻组件的一般工商业分布式电站不同地区 IRR>8% 的区域情况

	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	华中地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8 区域个数	36	68	96	54	47	54	31	386
最大 IRR	18.9%	19.6%	17.4%	15.3%	12.6%	21.2%	46.5%	46.5%
最小 IRR	13.4%	10.0%	8.3%	8.4%	8.6%	8.1%	9.3%	8.1%
比普通集中式数量增加	0	0	2	2	7	5	0	16
最大 IRR 增加	1.6%	1.6%	1.5%	1.4%	1.2%	1.8%	3.5%	3.5%
最小 IRR 增加	1.3%	1.1%	0.4%	0.3%	0.6%	0.1%	1.0%	0.1%

资料来源：信达证券研发中心

表 24 采用双面双玻组件的大工业分布式电站不同地区 IRR>8% 的区域情况

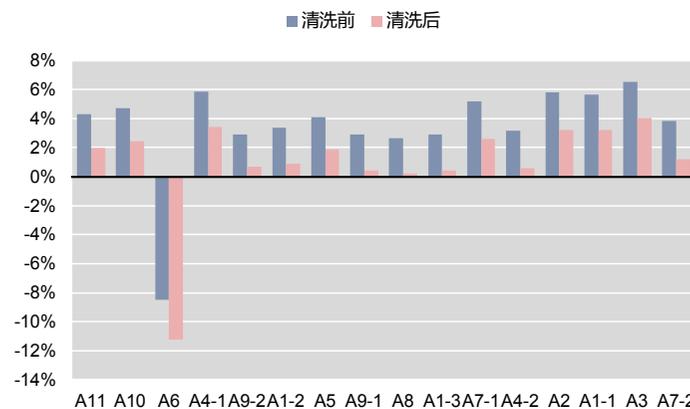
	东北地区	华北地区	华东地区	华南地区	华中地区	西北地区	西南地区	总计
IRR>8 区域个数	36	68	91	22	26	31	23	297
最大 IRR	14.8%	15.3%	15.4%	10.8%	11.6%	13.9%	13.7%	15.4%
最小 IRR	9.4%	8.5%	8.1%	8.0%	8.0%	8.1%	8.6%	8.0%
比普通集中式数量增加	0	2	7	7	5	4	1	26
最大 IRR 增加	1.3%	1.4%	1.4%	1.1%	1.2%	1.3%	1.3%	1.4%
最小 IRR 增加	1.0%	0.5%	0.1%	-0.2%	-0.1%	0.2%	-0.5%	0.0%

资料来源：信达证券研发中心

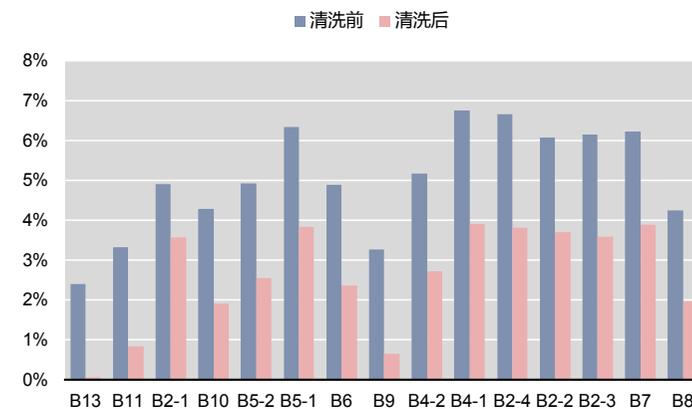
二是采用精细化运维模式，降低光伏衰减率，我们以 2019 年 1 月大同光伏领跑者监测数据为例，可以看出，同一组件在清洗前后名义衰减率能有较大的提升，对于单晶组件来说，清洗前后衰减率能下降 2.23~2.79ppt，平均下降 2.47ppt，对于多晶组件来说，清洗前后衰减率能下降 1.34~2.84ppt，平均下降 2.42ppt。可以看出，清洗组件以后能大幅降低组件的衰减率，从而提升光伏组件的发电效率。

图 19 单晶组件清洗前后衰减率情况

图 20 多晶组件清洗前后衰减率情况



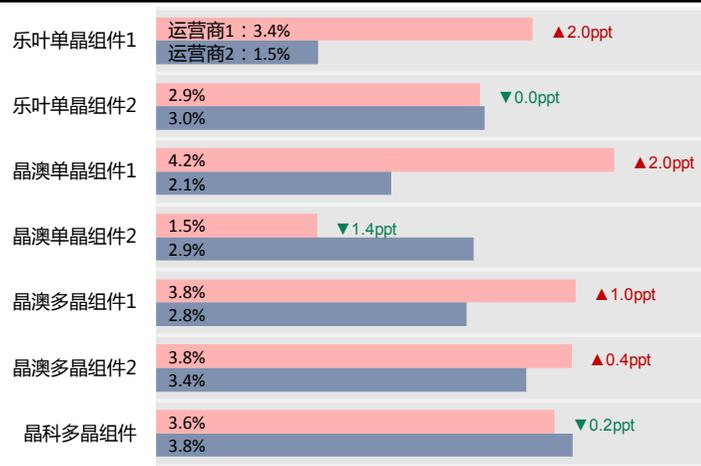
资料来源：大同市发改委，信达证券研发中心



资料来源：大同市发改委，信达证券研发中心

此外，对于同一型号的组件，不同的运营商也会呈现出不同的衰减率。从数据上可以看到针对同一个组件，不同运营商呈现的名义衰减率差异在 0.04~2.03ppt，平均为 1.0ppt。因此，我们认为运维对组件的衰减率有重要影响，但是运维同时也会增加企业成本，因此需要进行优化，寻求最优解。

图 21 不同运营商运维能力对组件衰减率也有影响



资料来源：大同市发改委，信达证券研发中心

因此，总体上来说，采用精细化运维模式，提高光伏系统的 PR，采用转化效率更高的组件或者衰减率更低的组件都能提升发电利用小时数，但是更细致的运维必定会带来成本的提升，这会抵消一部分收益，而光伏系统的 PR 涉及包括组件、逆变器等在内的各种设备及运维，其提升相对缓慢。我们认为上游设备升级带来的组件转化效率更高或者衰减率更低是实现平价上网更有效的选择，目前假设条件中采用的是 320W 组件，随着未来电池技术提升，以 N 型 PERT-IBC-TOPCON 的技术路线为例，组件正面功率有望达到 335W 以上，叠加双面双玻技术能够大幅提升发电量同时几乎不增加成本，因此技术升级是未来平价上网的关键。由于应用双玻技术增加的成本较少，而带来的发电量增益巨大，我们认为随着补贴退坡，全国实现平价上网的关键在于双面双玻组件的渗透率。此外，随着电改的推进，各省逐步放开电力市场化交易，目录电价将逐步被市场电价取代，在部分电力供需紧张的地区电价有望上涨进而促进光伏实现平价上网。

五、建议关注

我们建议关注福莱特（601865.SH）、福耀玻璃（600660.SH）、信义光能（0968.HK）。

六、风险因素

宏观经济增长不达预期，上网电价下调风险，销售电价下调风险环保政策风险，利率风险，发电量不达预期。

研究团队简介

信达证券能源化工研究团队（郭荆璞）为第十二届新财富石油化工行业最佳分析师第三名。研究领域覆盖能源政策、油气、煤炭、化工、电力、新能源和能源互联网等。
郭荆璞，能源化工行业首席分析师。毕业于北京大学物理学院、罗格斯大学物理和天文学系，学习理论物理，回国后就职于中国信达旗下信达证券，现任研究开发中心副总经理，首席分析师，覆盖能源化工方向，兼顾一级市场、量化策略。以经济周期模型研究油价和能源价格波动，根据产业周期波动寻找投资机会，熟悉石油、煤炭、天然气产业链，对化肥、农用化学品、纺织化学品、精细化工中间体，以及新能源、汽车轻量化、甲醇经济、碳排放有特别的研究。

马步芳，行业分析师，清华大学硕士，2016年7月加盟信达证券研发中心，目前从事能源行业研究。

王嵘，研究助理，北京大学本科、硕士，北大国家发展研究院经济学双学位，国家电网公司6年工作经验。2017年6月加盟信达证券研发中心。

机构销售联系人

区域	姓名	办公电话	手机	邮箱
华北	袁泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
华北	张华	010-83252088	13691304086	zhanghuac@cindasc.com
华北	巩婷婷	010-83252069	13811821399	gongtingting@cindasc.com
华东	王莉本	021-61678580	18121125183	wangliben@cindasc.com
华东	文襄琳	021-61678586	13681810356	wenxianglin@cindasc.com
华东	洪辰	021-61678568	13818525553	hongchen@cindasc.com
华南	袁泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
国际	唐蕾	010-83252046	18610350427	tanglei@cindasc.com

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表现不应作为日后表现的保证。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。	买入： 股价相对强于基准 20% 以上；	看好： 行业指数超越基准；
	增持： 股价相对强于基准 5% ~ 20%；	中性： 行业指数与基准基本持平；
	持有： 股价相对基准波动在±5%之间；	看淡： 行业指数弱于基准。
	卖出： 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。