

2017 新电价模式下 光伏项目投资收益变化及决策

北京计鹏信息咨询有限公司 ■ 高赞 赵娜*

摘要: 通过对 2016、2017 年光伏标杆电价的对比分析, 计算电价变化幅度, 从资源、成本、收益三维度建立财务分析模型, 在 6.0、6.5、7.0、7.5 元/W 4 个成本条件下, 测算对应新旧电价下的收益率, 以 8% 的全投资税前内部收益率倒推满足条件的各类电价区的 4 个成本所对应的满发小时数。同时, 基于上述测算的数据, 对影响收益的几个因素进行敏感性分析, 研究收益率与成本的关系, 最后给出 2017 年新电价下的投资建议。

关键词: 新电价; 收益率; 投资; 建议

0 引言

光伏产业是全球能源科技和产业的重要热门方向, 是目前最具有发展活力的清洁能源产业。自 2010 年以来, 光伏发电项目的投资成本下降显著, 从每瓦十几元到现在的 6、7 元, 通过成本的降低和效率的提高, 达到用户侧平价上网指日可待。国家的政策性补贴趋势是电价逐年降低, 光伏电站投资商保持合理收益率而不是超常收益率。2016 年 12 月 26 日, 《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2016]2729 号) 明确指出, 2017 年的光伏标杆电价继续下调, 同时今后光伏发电标杆上网电价每年调整一次。“6·30”抢装潮已影响到光伏发电主要设备的价格上扬, 对于 2016 年已经备案的项目, 抢装“6·30”如何影响项目收益、2017 新电价下各资源区的收益变化, 以及全投资税前内部收益率满 8% 的满发小时数; 电价变化后, 如何根据资源情况进

行投资决策。针对以上问题, 本文将从资源、成本、收益三维度建立财务分析模型, 在 6.0、6.5、7.0、7.5 元/W 4 个成本条件下, 测算 3 类电价区的收益和投资区间的变化, 为投资者提供新旧电价下优先开发区域的收益变化分析并给出建议。

1 现行光伏电价

1.1 现行标杆电价

根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2016]2729 号), 调整后全国光伏发电标杆上网电价见表 1。

光伏标杆电价中, 光伏发电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘电价)以内的部分, 由当地省级电网结算; 高出部分通过国家可再生能源发展基金予以补贴。实行招标等市场竞争方式确定的价格, 在当地燃煤机组标

收稿日期: 2017-04-27

通信作者: 赵娜(1982—), 女, 注册咨询师(投资)、经济师、硕士, 主要从事太阳能发电技术经济方面的研究。zhaona@ndrc-jp.cn

表 1 全国光伏发电标杆上网电价表

单位: 元 / kWh (含税)

资源区	2017 年新建光伏电站 标杆上网电价	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.65	宁夏, 青海海西, 甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌, 新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外的其他地区
II 类资源区	0.75	北京, 天津, 黑龙江, 吉林, 辽宁, 四川, 云南, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔, 河北承德、张家口、唐山、秦皇岛, 山西大同、朔州、忻州、阳泉, 陕西榆林、延安, 青海、甘肃、新疆除 I 类外的其他地区
III 类资源区	0.85	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区

杆上网电价 (含脱硫、脱硝、除尘电价) 以内的部分, 由当地省级电网结算; 高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。

1.2 如何执行 2017 年电价

2017 年备案的项目, 2017 年以前备案、但于 6 月 30 日前未投运的项目, 执行 2017 年标杆电价即本文称的新电价; 2017 年以前备案、于 6 月 30 日前投运的项目, 执行 2016 年标杆电价即本文称的旧电价。各类资源区新旧电价的变化情况见表 2, 其中 I 类资源区变化幅度最大, 为 -18.75%, 其次 II 类资源区为 -14.77%, 变化幅度最小的为 III 类资源区, 为 -13.27%。

表 2 2017 年执行电价表

资源区	2016 年 标杆电价 / 元 · kWh ⁻¹	2017 年 标杆电价 / 元 · kWh ⁻¹	电价变化 幅度 / %
I 类资源区	0.80	0.65	-18.75
II 类资源区	0.88	0.75	-14.77
III 类资源区	0.98	0.85	-13.27

2 光伏电站的经济性分析

2.1 3 类电价区的资源情况

3 类电价区的资源情况见表 3。由表 3 可知,

I 类电价区的资源区跨度较小, 年均满发小时数在 1240~1630 h 之间; II 类电价区资源区跨度较大, 年均满发小时数为 780~1560 h, 其中资源较好的区域与 I 类电价区某些区域相当; III 类电价区主要位于中国中东部地区, 资源区跨度大, 年均满发小时数为 710~1210 h, 其中资源较好的区域与 II 类电价区某些区域相当。

2.2 财务测算

2.2.1 财务的模型建立

考虑具体的不同电站建设形式, 每个电价区均按照 6.0~7.5 元 / W 区间分 4 档成本区间进行计算, 分别是 6.0、6.5、7.0、7.5 元 / W; 资本金 20%, 剩余 80% 采用银行贷款; 假设运行期为 25 年, 光伏组件 10 年衰减 10%、25 年衰减 20%; 发电量全部上网, 不考虑限电情况; 若存在限电情况, 可按同一区域内的较低发电量考虑; 容量为 30 MW; 流动资金按 50 元 / kW 估算; 折旧年限为 15 年, 残值为 5%; 运营期修理费为 0.2%~2%, 其中第 2~3 年取 0.2%, 第 4~10 年取 0.8%, 第 11~15 年取 1%, 第 16~21 年取 1.5%, 第 22~26 年取 2%; 材料费用暂定为 10 元 / kW; 其他费用暂定为 15 元 / kW; 城市维护

表 3 3 类电价区资源情况及发电小时数估算

电价区	纬度	倾斜面辐射量提高百分比 / %	峰值小时数 / h	首年满发小时数 / h	25 年平均满发小时数 / h
I 类区	35°~50°	15~25	1750~2300	1400~1840	1240~1630
II 类区	20°~55°	10~25	1100~2200	880~1760	780~1560
III 类区	3°~40°	0~20	1000~1700	800~1360	710~1210

表 6 III 类资源区全投资税前内部收益率对比表

单位成本 / 元·W ⁻¹	6.0		6.5		7.0		7.5	
	25 年均满发小时数 / h	710	1210	710	1210	710	1210	710
旧电价收益率 / %	7.07	16.85	5.96	15.26	4.97	13.86	4.08	12.62
新电价收益率 / %	4.98	13.93	3.96	12.51	3.05	11.26	2.22	10.15
收益率变化幅度 / %	-29.56	-17.33	-33.56	-18.02	-38.63	-18.76	-45.59	-19.57

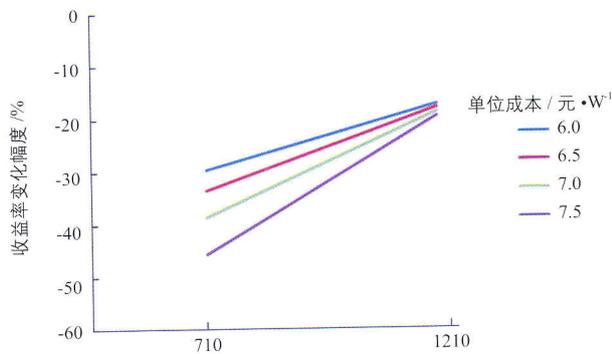
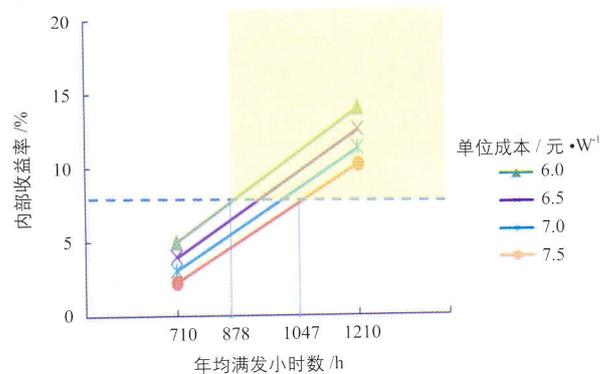


图 5 III 类资源区收益率变化幅度分析图



b. 2017 年光伏标杆电价（新电价）

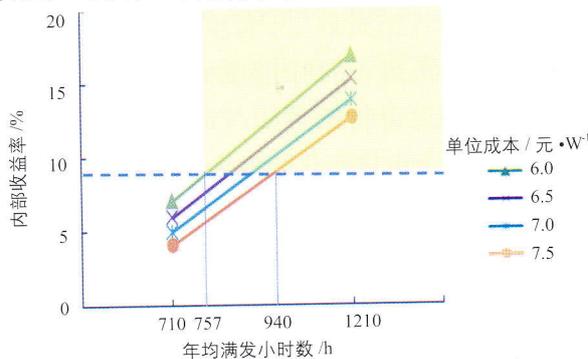
关系情况 (III 类资源区) 如图 6 所示。由图 6 可知, 投资 6.0 元 /W 时, 旧电价下年均满发小时数 ≥ 757 h、新电价下满发小时数 ≥ 878 h, 可达到 8% 收益, 二者相差 121 h; 投资 7.5 元 /W 时, 旧电价下满发小时数 ≥ 940 h、新电价下满发小时数 ≥ 1047 h, 可达到 8% 收益, 二者相差 107 h; 旧电价下, III 类资源区投资区域可选择: 年均满发小时数在 940 h 以上的区域全部; 年均满发小时数在 757 h 以内的区域基本不可行; 年均满发小时数在 757 ~ 940 h 内的资源区域看成本测算。新电价下, III 类资源区新电价下投资区域可选择: 满发小时数在 1047 h 以上的区域全部; 满发小时数在 878 h 以下的区域基本不可行; 满发小时数在 878 ~ 1047 h 内的资源区域属于待定区域, 在

图 6 III 类资源区新旧电价下投运电站收益与年均满发小时数关系情况

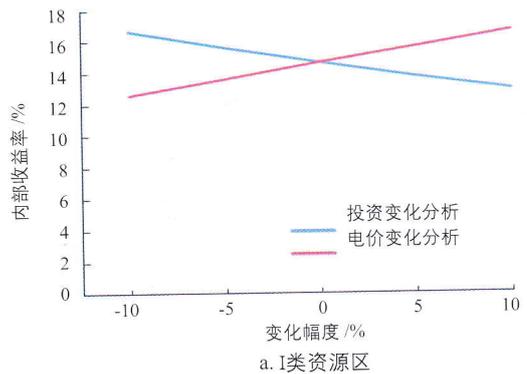
新电价下有可能 $< 8\%$, 需要结合成本水平重新测算再做决策。

4) 敏感性分析。以各资源区资源范围的最高临界值为基数, 分析投资变化和电价变化对项目全投资税前内部收益率的影响, 得出结论是: 电价变化斜率与投资变化斜率基本相同, 说明二者对收益率的影响基本相同, II 类资源区总体收益水平较高, 抗风险能力强, 仍是值得投资的最佳选择。

5) 收益率与成本的关系。结合表 4 ~ 表 6, 通过计算, I 类电价区收益率在新电价下变化范围在 $-4.49\% \sim -3.18\%$ 之间, 相当于如果成本



a. 2016 年光伏标杆电价（旧电价）



a. I 类资源区

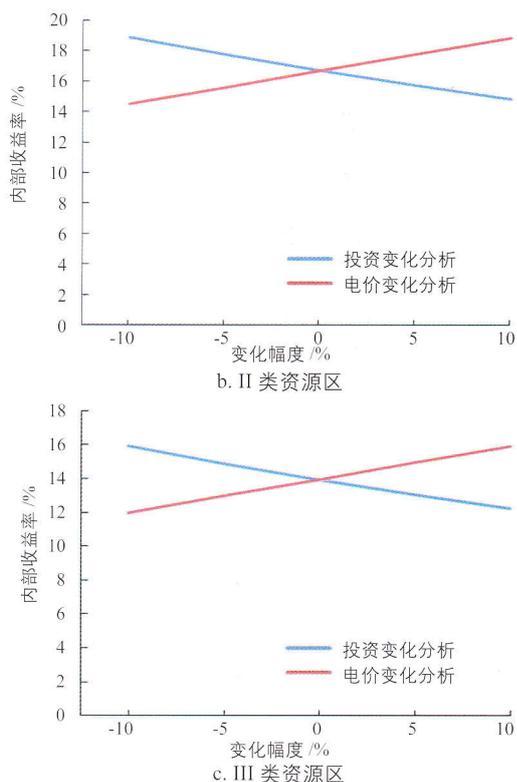


图 7 3 类资源区敏感性分析图

下降 0.12 ~ 0.17 元/W 则可弥补电价下降带来的收益率降低；II 类电价区变化范围在 -3.67% ~ -2.13%，相当于如果成本下降 0.077 ~ 0.13 元/W

(接第 36 页)

1000 V 提高到 1500 V。

3) 虽然 1500 V 光伏系统还存在一些问题和挑战，但 1500 V 直流系统还是成为光伏行业共识的一个未来发展方向。

关于如何看待当下国内火热的分布式光伏的发展，覃方慧表示，分布式光伏发电是国际先进国家开发利用太阳能的主要方式，在我国，对缓解可再生能源电力集中开发面临的“弃风”、“弃光”限电问题，减少集中式开发的补贴需求，特别是增加城市中的清洁能源供应具有重要意义。与传统的地面光伏电站相比，分布式光伏项目存在着多方面的优势。

首先，分布式光伏电站是利用闲置的屋顶资源开发光伏电站，不占用现有土地，可充分利用建筑物的闲置资源，节省了土地资源。

则可弥补电价下降带来的收益率降低；III 类电价区变化范围在 -2.98% ~ -1.92% 之间，相当于如果成本下降 0.076 ~ 0.12 元/W 则可以弥补电价下降带来的收益率降低。

3 结论建议

通过在最新标杆上网电价下，对光伏电站不同资源区项目收益情况的分析，获得主要结论如下：

1) 2017 年新电价下，原来投资区域的资源临界点发生变化需要着重关注，要重新进行收益测算。

2) 按新旧电价下收益差距程度判断，I、II、III 类电价区都要抢旧电价，I 类电价区全投资税前内部收益率降幅度最大，必须要抢旧电价；其次是 II 类资源区，最后为 III 类资源区。

3) 旧电价与成本下降存在一定的关系，如果不能抢装，也可通过降低成本实现提高收益。

4) II 类资源区资源较好区域收益高于 I 类区，仍是投资选择最佳地区。☀️

其次，分布式电站紧邻用电侧，发出的电力直接就地消纳，减少能量损耗及输送的建设成本。

近几年来，国家能源局多次调整了光伏发展战略，着力发展分布式光伏，现政策层面基本解决，应用领域的不断增多，政策措施的落实到位，融资方式的便利化，分布式发电系统具有非常巨大的发展潜力，已经掀起一个分布式光伏发电系统的建设热潮，可见我国在分布式光伏发电方面具有非常广阔的前景。

针对分布式光伏项目，台达提供了 2 ~ 1000 kW 完整系列的光伏并网逆变器，全系列均为 IP65 防护等级保护的产品，可直接在户外安装使用，无需集装箱房或占用室内空间的高可靠性产品，供用户选择。☀️