

平价上网是光伏产业的救世良方吗？



平价上网似乎是光伏产业的救世良方，逻辑在于行业的政策周期性将明显减弱，商业模式由看天吃饭的B2G向B2B、B2C转换，市场空间急剧扩大，估值中枢获得提升。我们认可这一逻辑，但认为这一美好前景的到来仍需要政府意志、电网配合、储能技术大面积应用等先决条件的逐步实现，在看到明确的数据支撑前应保持谨慎。

光伏发电的红与黑

从一个相对较长的时间轴来看，全球光伏装机的成长空间取决于光伏成本相对于传统能源的比较优势、并网障碍的消除、全球光资源储备等几个因素。

光伏发电大发展的背景在于全球变暖引起人们对可再生清洁能源的关注。补贴光伏发电的最终收益有且只有环境收益。

技术进步带来的外部性等因素在风电、半导体、先进制造等其他产业链也成立，不是光伏独有的。

根据清华大学和美国健康影响研究所《中国燃煤和其它主要空气污染源造成的疾病负担》的研究测算，中国每千瓦时燃煤发电的大气污染成本最多不超过5.4分，气候变化成本为每千瓦时6.9分。

两者相加，火电燃煤每千瓦时环境总成本在0.12元左右，远低于当前风电和光伏发电每千瓦时的补贴金额。

我国的光伏补贴本质是从全国人民电费里面收取的、支持发展新能源的“可再生能源基金”，是一种转移支付。

在全社会要求降税减负，海外强烈抵制中国的产业补贴政策，可再生能源基金缺口千亿以上的背景下，光伏补贴政策的松动可能较小。

9月13日，国家能源局发布《关于加快推进风电、光伏发电平价上网有关工作的通知》，虽然是征求意见稿，但已经对整体光伏无补贴项目的发展路线有所明示。

对于文件内容，可以精炼理解为：

- 不要国家补贴可以自己做；

- 地方愿意补贴可以继续补;
- 消纳需要自己落实;
- 以后别再请示;
- 需要中央财政补贴的项目(领跑者计划)管理模式照常。

总体符合我们对政策偏紧的预期。

平价上网是救世良方吗

同时，531光伏政策的影响已经开始显现。截止10月22日，以隆基股份为代表的单晶产业链一年降价十次，单晶硅片价格从2017年的5.4元/片降到3.05元/片，降幅43.5%;

多晶硅片从4.7元/片下滑至2.17元/片，降价2.53元，降幅53.8%。行业出清正在进行中。

当然，也有部分观点认为行业危中有机，产品价格削减带来的平价上网机会才是行业光明的明天。

可以看到的是，通过对531后大型光伏项目EPC施工中标价统计，平均下降1.1元/W，均价4.1元/W，降幅20%。

理论上工商业用户用电侧平价上网已具备一定实现可能性。同时在2017年11月的第三批领跑者计划投标电价来看，也是满足这一条件的。

然而，领跑者计划却是政策大力支持下降低各种非技术成本的产物，简单外推是不成立的。

以第三批“领跑者”基地优选方式为例，政策规定：

土地

基地所在市(县)政府应确认基地光伏阵列所占用地属于不征收城镇土地使用税和耕地占用税范围。

接入系统建设

基地所在地省级电网企业应负责投资建设基地的电力送出工程，至少应承诺投资建设基地配套的汇集站及以上输电线路，承诺投资建设基地各项目升压站之外全部电力送出工程的优先。

在基地所在地政府与电网企业约定在一定期限内由电网企业回购电力送出工程资产的前提下，地方政府可采取其他方式统一建设接网及汇集站等电力送出工程，但不得由基地内项目投资企业分摊工程费用。

电力市场消纳保障

基地所在地省级发展改革委(能源局)会同有关部门提出基地项目电力消纳范围、明确保障基地项目电力优先消纳的措施。

基地所在省级电网企业应提供基地项目发电全额消纳或达到国家规定的最低保障小时数(或限电比例不超过5%)的论证意见及承诺;

基地所在地市(县)政府应采取有效措施保障基地电力全额消纳，承担基地项目因限电达不到国家最低保障小时数相应欠发电量的经济补偿责任。

而对于非领跑者评价上网项目，非技术成本是“不能承受之重”。

有企业主指出，在近期做的一个光伏电站项目中，土地复合成本达到20元/平方米，可折算成0.5元/W;升压站大约在0.4元/W，平台建设费用为0.15元-0.2元/W。

甚至还有碰到在投资某些区域时，当地要求其提前支付20-25年租金的情况。

以上困难尚未考虑电网接入和消纳的问题。而我国的电网问题是树大根深，不易撼动的。

首先，经济角度，电网没动力配合光伏电力接入。

由于电网的自然垄断属性，各地的输配电网主要由当地电网公司独家投资建设并承担相应成本。

对于电网公司而言，新建输电线路，在经济上需核算成本收益；在建设上，需要经过规划、可行性研究、评估、立项、征地拆迁、施工等诸多流程和环节，历时2-3年。

尤为突出的是，太阳能资源丰富，并且光伏发电项目建设成本较低的地区，往往地处偏远且远离用电负荷中心，输电线路建设成本较高。这就在经济层面上导致电网公司在这些地区投资建设外送通道的意愿不强。

其次，省际壁垒阻隔电力外送消纳，电网制度的省本位制约着我国光伏平价上网后的实际市场空间。

在储能技术没有突破性进展、储能成本还相当昂贵的背景下，解决风电和光伏发电间歇不稳定的唯一办法是，通过电力调度调整电网内火电机组实时出力。

但对于区域电网而言，为保障电网的安全稳定运营，网内所能消纳的间歇不稳定电源发电占比有上限。

因此大规模的风电和光伏发电需要大电网、大市场来消纳。电网和电力市场交易半径越大，所能消纳的风电和光伏发电越多。

即便以风电和光伏发电发展成功著称的德国，如果离开欧洲大电网，也根本无从做到风电和光伏发电占国内总发电量20%的高比例。

而我国的电力体制，恰恰是存在严重的省本位思想的。

由于各省的发电上网电价和用电价格都是由国家发改委核定，其中价差收益由电网企业获得，而电网企业都是央企。

因此，从省级政府的角度，在发电计划的安排上，首先要确保的是本省发电企业的利益和发电小时数，至于是否从省外购买便宜电力，由于主要受影响的是电网企业利益，并不在其考量范围之内。

但由于发电权的分配牢牢控制在各省手中，以省为界、“画地为牢”的局面没有发生任何变化，电力跨省交易困难重重，客观上要求光伏发电立足省内市场进行消纳。

目前，光伏发电大省如甘肃省已经创下风电和光伏发电占全省发电量18.24%、可调电量20%的历史纪录。进一步大幅度提高省内风电和光伏发电占比，空间极其有限。

即使解决了这些问题，实现平价上网后的市场空间也应逐步验证。比如德国先后于2012、2014年实现家用电价用电侧平价上网和工业电价用电侧平价上网之后的光伏装机未能成功放量，2008年开始德国光伏系统成本大幅下降，此时FiT(Feed-in-Tariff, 固定价格收购政策)下调速度却滞后于系统成本，因此从2008年开始到2012年德国新增光伏装机规模大幅增加；而2012-2014年FiT还在快速下降时，系统成本降低空间非常小，装机规模大幅下降。2014年德国推行竞价上网制度，将最低中标价确定为项目的上网电价，且该电价保持若干年不变。德国2014年进行大型地面光伏电站项目的招标试点，2015年开始对100kw以上的项目实施招标制。

德国竞价上网中标价比FiT的上限有接近60%的下降，目前该上网电价已经在德国煤电上网电价区间内，实质上实现了平价上网。

整体看德国的思路被中国政府借鉴的可能性较大。德国光伏新政后新增装机容量的下降值得警惕。

平价上网，道阻且长

诚如中国光伏专委会特约观察员红炜所述，“当前的光伏产业处于产品结构性过剩带来产业整合不知何时完成、平价上网似是而非、发电补贴却已加速退坡、光伏发电趋近市场价格但电力市场却未形成，这样一个多重不确定变化的交汇时期。”

光伏发电的理论增量空间仍然值得期待。

根据国家能源局的统计数据显示，截至2018上半年，国内光伏装机总容量154.51GW，而全社会总电源装机容量1730.58GW，光伏占发电设备容量占比8.93%；

2018年上半年国内光伏发电量823.9亿kWh，占全社会用电量32291亿kWh的2.55%。光伏装机占比以及发电占比均处于较低比例。

参考2017年末意大利光伏发电占比9%，希腊光伏发电占比7%，德国光伏发展占比6.1%，国内新增装机还有1-2倍的增量空间。

但平价上网实现的可能性及实现后市场空间的大小需要逐步验证。政策取向的变化更可能是行业19年的催化剂。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/137668.html>