



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2019.12.30-2020.01.05

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	1
1、【2019 年 1-11 月太阳能发电 1796 万千瓦 比上年同期少投产 2026 万千瓦】	1
2、【2019 年中国光伏发电行业竞争格局分析】	7
3、【2019——2020，新能源全力冲刺“平价时代”】	10
4、【全球光伏建筑玻璃市场年复合增长率将达 13.1%】	16
5、【2020 年光伏市场三大趋势】	17
6、【华东理工大学钙钛矿太阳能电池研究获进展】	19
企业动态	20
1、【阿特斯太阳能任命新独立董事及战略顾问】	20
2、【晶科能源与上海空间电源研究所签订战略框架协议】	21
光伏政策	22
1、【省发展改革委关于下达 2017 年度全省普通地面光伏电站建设调整计划的通知】	22
2、【国家发展改革委关于做好 2020 年电力中长期合同签订工作的通知】	37

行业聚焦

1、【2019年1-11月太阳能发电1796万千瓦 比上年同期少投产2026万千瓦】

近日，1-11月份，全社会用电量同比增长，第三产业用电量保持较快增长；工业和制造业用电量保持平稳增长；除化工行业，其他高载能行业当月用电量均实现正增长；并网风电装机规模突破2亿千瓦；全国发电设备累计平均利用小时同比下降；全国跨区、跨省送出电量保持较快增长；全国基建新增装机仍保持较大规模；电源完成投资同比增长，其中风电完成投资增长较多。

一、全社会用电量同比增长，第三产业用电量保持较快增长

1-11月份，全国全社会用电量65144亿千瓦时，同比增长4.5%，增速比上年同期回落4.0个百分点。

分产业看，1-11月份，第一产业用电量708亿千瓦时，同比增长5.1%，占全社会用电量的比重为1.1%；第二产业用电量44127亿千瓦时，同比增长3.0%，增速比上年同期回落4.0个百分点，占全社会用电量的比重为67.7%，对全社会用电量增长的贡献率为46.9%；第三产业用电量10842亿千瓦时，同比增长9.4%，增速比上年同期回落3.3个百分点，占全社会用电量的比重为16.6%，对全社会用电量增长的贡献率为33.6%；城乡居民生活用电量9468亿千瓦时，同比增长5.7%，增速比上年同期回落4.9个百分点，占全社会用电量的比重为14.5%，对全社会用电量增长的贡献率为18.3%。

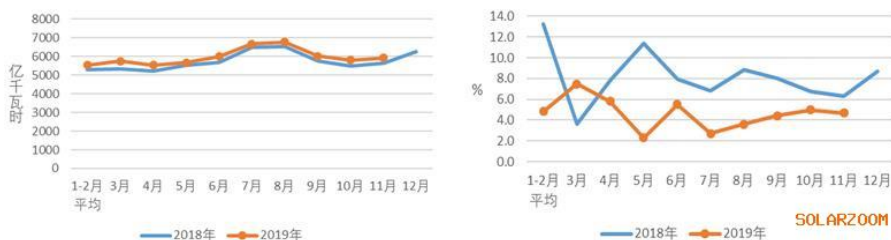


图1 2018、2019年分月全社会用电量及其增速

分省份看，1-11月份，除青海、河南、甘肃和上海外，全国各省份全社会用电量均实现正增长。其中，全社会用电量同比增长超过全国平均水平（4.5%）

的省份依次为：广西（12.8%）、西藏（11.3%）、内蒙古（9.2%）、海南（8.9%）、新疆（8.7%）、云南（8.5%）、江西（8.0%）、安徽（7.7%）、湖北（7.4%）、湖南（7.1%）、四川（7.1%）、广东（6.0%）、山西（4.9%）和陕西（4.6%）。

11月份，全国全社会用电量5912亿千瓦时，同比增长4.7%。分产业看，第一产业用电量60亿千瓦时，同比增长3.8%；第二产业用电量4256亿千瓦时，同比增长3.6%；第三产业用电量900亿千瓦时，同比增长10.7%；城乡居民生活用电量696亿千瓦时，同比增长4.1%。

分省份看，11月份，全社会用电量增速超过全国平均水平（4.7%）的省份有17个，其中增速超过10%的省份有：广西（13.5%）、陕西（13.2%）、安徽（10.5%）和新疆（10.4%）；全社会用电量增速为负的省份有6个，分别为福建（-0.1%）、西藏（-0.6%）、贵州（-2.0%）、青海（-3.1%）、河南（-3.8%）和宁夏（-5.8%）。

二、工业和制造业用电量保持平稳增长

1-11月份，全国工业用电量43325亿千瓦时，同比增长2.9%，增速比上年同期回落4.1个百分点，占全社会用电量的比重为66.5%，对全社会用电量增长的贡献率为43.3%。11月份，全国工业用电量4181亿千瓦时，同比增长3.5%，增速比上年同期回落2.3个百分点，占全社会用电量的比重为70.7%。

1-11月份，全国制造业用电量32717亿千瓦时，同比增长3.0%，增速比上年同期回落4.3个百分点。11月份，全国制造业用电量3109亿千瓦时，同比增长2.7%；制造业日均用电量103.6亿千瓦时/天，比上年同期和上月分别增加3.0亿千瓦时/天和8.5亿千瓦时/天。

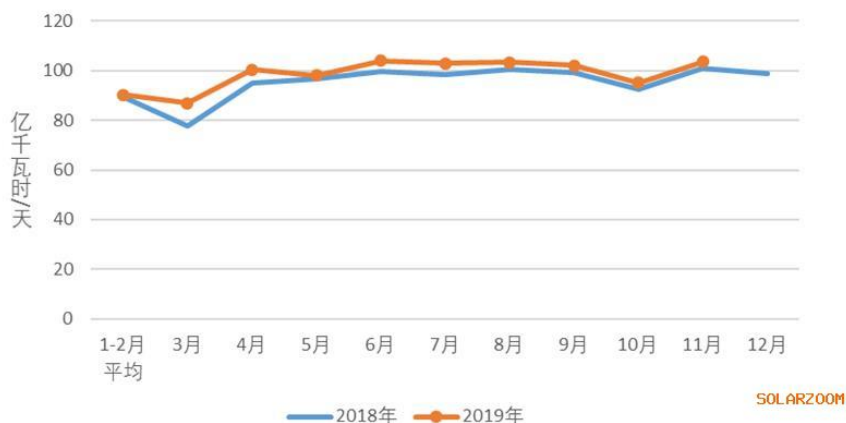


图2 2018、2019年分月制造业日均用电量

三、除化工行业，其他高载能行业当月用电量均实现正增长

1-11月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计17985亿千瓦时，同比增长2.1%，增速比上年同期回落4.0个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为27.6%，对全社会用电量增长的贡献率为13.2%。其中，化工行业用电量4064亿千瓦时，同比下降0.3%，增速比上年同期回落2.9个百分点；建材行业用电量3370亿千瓦时，同比增长5.0%，增速比上年同期回落0.8个百分点；黑色金属冶炼行业用电量5191亿千瓦时，同比增长4.9%，增速比上年同期回落5.4个百分点；有色金属冶炼行业5360亿千瓦时，同比下降0.5%，增速比上年同期回落5.6个百分点。

11月份，四大高载能行业用电量合计1695亿千瓦时，同比增长0.1%，增速比上年同期回落7.3个百分点，占全社会用电量的比重为28.7%。其中，化工行业用电量368亿千瓦时，同比下降5.0%，增速比上年同期回落6.6个百分点；建材行业用电量344亿千瓦时，同比增长4.7%，增速比上年同期回落1.2个百分点；黑色金属冶炼行业用电量488亿千瓦时，同比增长0.1%，增速比上年同期回落7.1个百分点；有色金属冶炼行业494亿千瓦时，同比增长1.0%，增速比上年同期回落13.0个百分点。



图3 2018、2019年重点行业分月用电量情况

四、并网风电装机规模突破2亿千瓦

截至11月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量18.7亿千瓦，同比增长5.6%，比上月增加509万千瓦，增速比上年同期提高0.3个百分点。水电3.1

亿千瓦，其中，常规水电 2.8 亿千瓦；火电 11.8 亿千瓦，其中，燃煤发电 10.3 亿千瓦、燃气发电 8928 万千瓦；核电 4874 万千瓦；并网风电 2.0 亿千瓦；并网太阳能发电 1.4 亿千瓦。1-11 月份，全国规模以上电厂发电量 64796 亿千瓦时，同比增长 3.4%，增速比上年同期回落 3.5 个百分点。

1-11 月份，全国规模以上电厂水电发电量 10826 亿千瓦时，同比增长 5.4%，增速比上年同期提高 1.0 个百分点。全国水电发电量前三位的省份为四川（2881 亿千瓦时）、云南（2500 亿千瓦时）和湖北（1257 亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的 61.3%，同比分别增长 4.1%、7.4%和-8.4%。

1-11 月份，全国规模以上电厂火电发电量 46522 亿千瓦时，同比增长 1.6%，增速比上年同期回落 4.6 个百分点。分省份看，全国共有 17 个省份火电发电量同比增加，其中，增速超过 20%的省份有西藏（150.2%）和广西（26.0%），增速超过 10%的省份有湖北（19.2%）、陕西（14.7%）和吉林（10.4%）；在 14 个火电发电量增速为负的省份中，青海（-14.1%）、河南（-7.9%）和山东（-5.8%）同比下降超 5%。

1-11 月份，全国核电发电量 3151 亿千瓦时，同比增长 18.8%，增速比上年同期提高 2.0 个百分点。

1-11 月份，全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 3638 亿千瓦时，同比增长 11.3%，增速比上年同期回落 8.5 个百分点。

五、全国发电设备累计平均利用小时同比有所下降

1-11 月份，全国发电设备累计平均利用小时 3469 小时，比上年同期降低 50 小时。

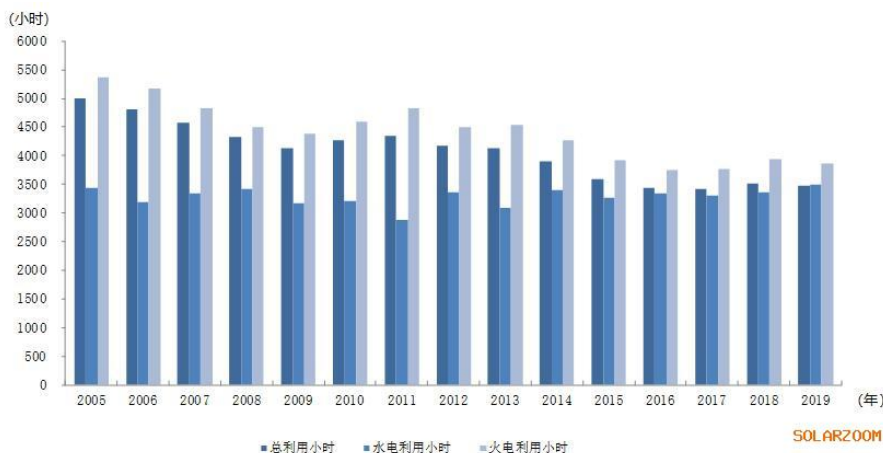


图4 2005年以来历年1-11月份利用小时情况

分类型看，1-11月份，全国水电设备平均利用小时为3499小时，比上年同期增加141小时。在水电装机容量排前10的省份中，除湖北和广西外，其他省份水电设备平均利用小时均同比增加，其中，福建、湖南、广东和浙江同比增加超过500小时，分别增加1009、685、538和517小时；全国火电设备平均利用小时为3856小时（其中，燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为3963和2368小时），比上年同期降低90小时。分省份看，全国共有14个省份火电设备利用小时超过全国平均水平，其中内蒙古和江西超过4500小时，分别为4898和4631小时，而云南和西藏仅为1439和266小时。与上年同期相比，共有18个省份火电利用小时同比降低，其中天津、青海、上海、河南、江苏和广东同比降低超过300小时，分别降低483、453、414、388、341和312小时，福建、山东、宁夏和河北降低也超过200小时，而广西、新疆、四川、湖北和内蒙古分别增加866、376、295、267和216小时，贵州和吉林同比增加也超过100小时；全国核电设备平均利用小时6710小时，比上年同期降低139小时；全国并网风电设备平均利用小时1882小时，比上年同期降低10小时；全国太阳能发电设备平均利用小时1204小时，比上年同期增加57小时。



图5 1-11月份风电装机较多省份风电装机容量和设备利用小时

六、全国跨区、跨省送出电量保持较快增长

1-11月份，全国跨区送电完成4941亿千瓦时，同比增长12.0%。其中，华

北送华中（特高压）34亿千瓦时，同比增长33.9%；华北送华东489亿千瓦时，同比增长37.0%；东北送华北418亿千瓦时，同比增长30.3%；华中送华东353亿千瓦时，同比下降1.0%；华中送南方213亿千瓦时，同比下降6.5%；西北送华北和华中合计1210亿千瓦时，同比增长16.7%；西南送华东974亿千瓦时，同比增长1.6%。

1-11月份，全国各省送出电量合计13239亿千瓦时，同比增长11.4%。其中，内蒙古送出电量1901亿千瓦时，同比增长15.2%；云南送出电量1583亿千瓦时，同比增长4.9%；四川送出电量1331亿千瓦时，同比下降0.4%；山西送出电量1121亿千瓦时，同比增长13.2%；宁夏送出电量824亿千瓦时，同比增长26.6%；湖北送出电量783亿千瓦时，同比下降4.8%；甘肃送出电量679亿千瓦时，同比增长22.5%；贵州送出电量668亿千瓦时，同比增长13.2%；安徽送出电量638亿千瓦时，同比增长11.1%；新疆送出电量601亿千瓦时，同比增长37.8%；陕西送出电量479亿千瓦时，同比增长24.1%；河北送出电量435亿千瓦时，同比增长12.0%。

11月份，全国跨区送电完成425亿千瓦时，同比增长3.9%。其中，华北送华东46亿千瓦时，同比增长6.2%；东北送华北40亿千瓦时，同比增长65.5%；华中送华东22亿千瓦时，同比增长4.0%；华中送南方22亿千瓦时，同比下降5.9%；西北送华北和华中合计97亿千瓦时，同比增长5.3%；西南送华东67亿千瓦时，同比下降20.5%。

11月份，全国各省送出电量合计1114亿千瓦时，同比增长2.8%。其中，内蒙古送出电量177亿千瓦时，同比增长7.9%；山西送出电量109亿千瓦时，同比增长9.5%；云南送出电量101亿千瓦时，同比下降12.2%；四川送出电量93亿千瓦时，同比下降19.9%；宁夏送出电量77亿千瓦时，同比增长6.7%；安徽送出电量71亿千瓦时，同比下降0.8%；新疆送出电量69亿千瓦时，同比增长22.6%；湖北送出电量61亿千瓦时，同比增长5.9%；甘肃送出电量50亿千瓦时，同比增长5.2%。

七、全国基建新增装机仍保持较大规模

1-11月份，全国基建新增发电生产能力7606万千瓦，比上年同期少投产2271万千瓦。其中，水电338万千瓦、火电3418万千瓦（其中燃煤2420万千瓦、

燃气 580 万千瓦)、核电 409 万千瓦、风电 1646 万千瓦、太阳能发电 1796 万千瓦。水电、核电、风电和太阳能发电比上年同期少投产 375、188、74 和 2026 万千瓦,火电比上年同期多投产 401 万千瓦。

八、电源完成投资同比增长,其中风电完成投资增长较多

1-11 月份,全国主要发电企业电源工程完成投资 2471 亿元,同比增长 9.2%。其中,水电 672 亿元,同比增长 18.1%;火电 529 亿元,同比下降 21.4%;核电 265 亿元,同比下降 29.8%;风电 892 亿元,同比增长 84.8%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 82.7%,比上年同期提高 7.5 个百分点。

1-11 月份,全国电网工程完成投资 4116 亿元,同比下降 8.8%。

(本文摘自《中电联》)

2、【2019 年中国光伏发电行业竞争格局分析】

历史行进的脚步,我国光伏发电行业在经历了 2013-2017 年的高歌猛进之后,在 2018 年经历了行业低谷,531 政策的急刹车使得国内市场快速下滑、产品价格快速下降、企业盈利能力持续位于低位,行业发展热度骤降。但是,受政策影响,行业逐步由过去的粗放式增长、追求规模向精细化发展、追求质量转变。

分布式市场份额稳步提升

我国光伏发电发展之初,各地大力发展光伏电站,2013 年,光伏电站累计装机容量占光伏发电装机容量的 84%,处于绝对领先地位。

不同于光伏电站,分布式光伏发电是指在用户所在场地或附近建设运行,以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施。近年来,国家对分布式光伏发电系统一直采取积极鼓励的态度,并出台了一系列扶持措施。2016 年底出台的《电力发展“十三五”规划》对分布式光伏设定了超常规发展目标:“2020 年,太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上,分布式光伏 6000 万千瓦以上”。随着各地分布式光伏发电建设的推进。我国光伏发电市场结构发生改变,尤其是 2016 年以来,我国分布式光伏市场份额已经由 13.3%提升至 30.9%。

图表1: 2013-2019年中国光伏发电市场结构变化情况(单位: %)



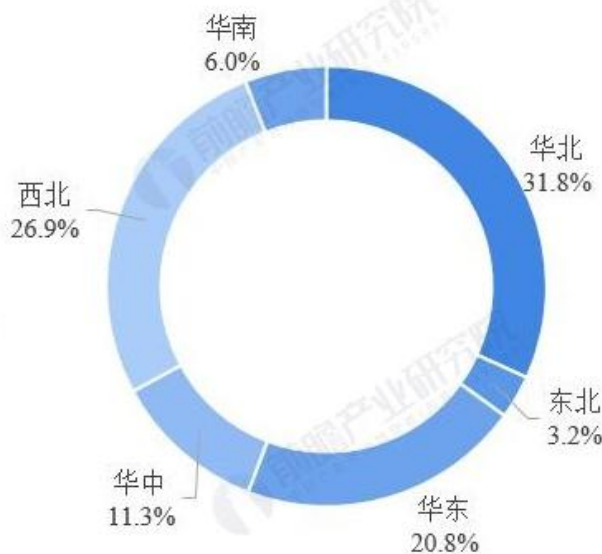
资料来源: 国家能源局 前瞻产业研究院整理

SOLARZOOM
@前瞻经济学人APP

光伏东移进程加速

从新增装机布局看,我国光伏发电由西向东的发展步伐稳步推进,2019年前三季度,华北地区新增装机508.6万千瓦,占全国的31.8%;东北地区新增装机51.2万千瓦,占全国的3.2%;华东地区新增装机332.2万千瓦,占全国的20.8%;华中地区新增装机180.9万千瓦,占全国的11.3%;西北地区新增装机430.8万千瓦,占全国的26.9%;华南地区新增装机95.5万千瓦,占全国的6%。

图表2: 2019年前三季度中国各地区新增装机容量结构图(单位: %)



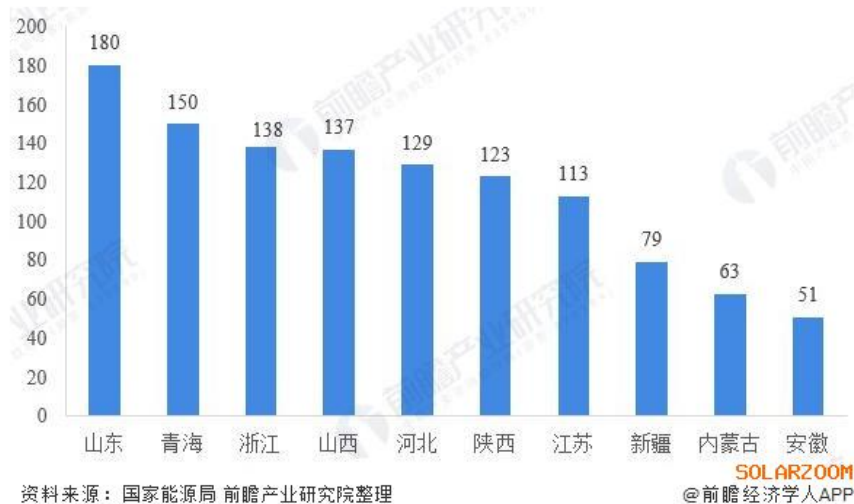
资料来源: 国家能源局 前瞻产业研究院整理

SOLARZOOM
@前瞻经济学人APP

具体到各个省份来看,2019年前三季度,山东省新增装机容量排名第一,

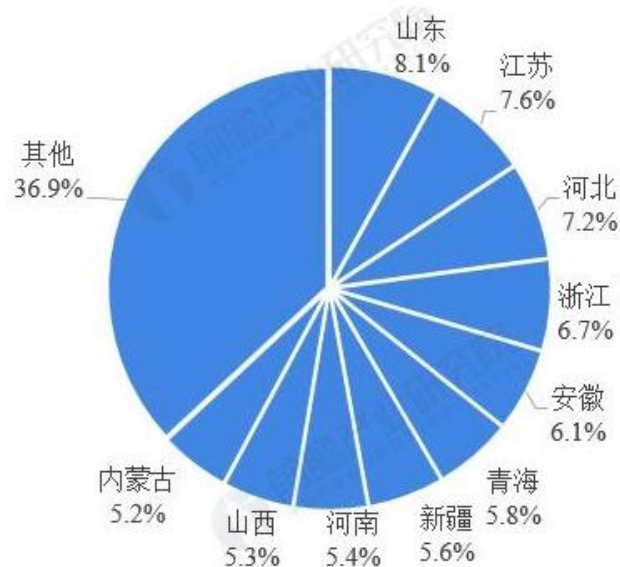
达到 180 万千瓦；青海和浙江紧随其后，新增装机容量分别为 150 万千瓦和 138 万千瓦。

图表3：2019年前三季度中国光伏发电新增装机容量TOP10(单位：万千瓦)



累计装机容量方面，截至 2019 年第三季度，我国共有 9 个地区光伏发电累计装机容量超过 1000 万千瓦。其中山东以 1541 万千瓦，排名第一，占全国总装机容量的 8.1%；江苏和河北紧随其后，分别以 1445 万千瓦和 1363 万千瓦占全国总装机容量的 7.6%及 7.2%。

图表4：中国光伏发电累计装机容量TOP10地区市场份额(单位：%)



协鑫新能源光伏运营地位稳固

随着 531 光伏新政的实施，光伏行业相关企业，尤其是光伏电站建设及运营企业发展受阻，部分民企开始通过出售资产方式以求“自救”，国内电站资产持有方亦开始逐渐转移向资金实力雄厚的国企。截至 2019 年上半年，协鑫新能源以 7.182GW 的装机规模排名第一；中节能和熊猫绿能紧随其后，装机规模分别为 4.69GW 和 2.247GW。



(本文摘自《前瞻产业研究院》)

3、【2019——2020，新能源全力冲刺“平价时代”】

2019年，无疑是以风电、光伏为代表的新能源冲刺平价之年。风电平价大基地开建、光伏平价项目陆续开工。陆上风电、集中式光伏正加速走完平价前的“最后一公里”。

与此同时，光热、储能、氢能等虽短期内仍不具备经济性，但也步入降本的车道。

放眼未来，平价之后，摆脱补贴依赖的新能源，不仅更清洁，而且更便宜。市场需求的自然释放将为其持续健康发展打开一扇全新的窗。

丢掉补贴“拐杖”，意味着电价政策调整带来的产业波动可以避免，“抢装”

从此成为历史。产业发展节奏更有预期，产业成长环境得以改善。

2020年实现风电、光伏平价上网目标近在咫尺。对于新能源而言，平价是起点，不是终点。

01

风电“抢装潮”来袭 产业链全面吃紧

受风电上网电价政策调整影响，“抢装”成了2019年风电行业的热词。

今年5月，国家发改委对风电上网电价政策进行调整，明确2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；自2021年1月1日起，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴，海上风电新核准风电指导价也有所下调。

为获得更高的上网电价，风电开发商开启了一轮风风火火的“抢装潮”，我国风电市场风向也随之发生转变。

经历了2016、2017年两年风电新增装机下滑的“低迷期”，风电整机价格在2018年下半年跌到了谷底，而“抢装潮”的来袭却让整机商业绩出现回暖。风电整机从买方市场迅速转变为卖方市场，风电整机价格触底反弹。2019年下半年风机招标均价超过3900元/千瓦，较2018年同期上涨近三成。

各大整机商积极保供交付，我国风电产业链也因此经受持续考验。风机叶片、轴承、铸件等核心零部件供不应求，价格“水涨船高”。巴沙木作为风机叶片主要原材料，一时间价格翻倍。

供应链紧张引发业内担忧，受限于零部件短缺、施工容量等因素，多省市大量已核准项目预计难以按期完成。如何在保证开发商电价收益的同时，保证风电产业高质量发展，将是未来关注的重点。

伴随补贴政策调整，陆上风电平价上网步入倒计时，我国风电产业是否能顺利摆脱补贴“拐杖”，形成产业发展的内生驱动力，我们拭目以待。

02

光伏装机现结构性调整 集中式分布式两极分化

回望2019年国内光伏的新增装机，有人形容是“断崖式”下跌，有人称其为腰斩。目前公布的统计数据显示，2019年前三季度，全国光伏发电新增装机1599万千瓦，同比大降53.7%。

诚然，迟到的管理政策难辞其咎。一轮轮意见征求，一层层申报评定，2019年7月11日，2019年光伏发电项目国家补贴竞价结果“千呼万唤始出来”，其中拟纳入国家竞价补贴范围的项目总装机近2300万千瓦。光伏电站建设周期虽不长，但项目建设涉及土地、电网消纳等诸多环节，加之秋冬天气对施工进度的影响，留给企业的时间已然不多。

年初的预期目标显然难以达到，但总体装机下滑的过程中，结构性变化却带给人们新的惊喜——2019年1-9月，全国集中式光伏电站新增装机规模为773万千瓦，占比48.32%；分布式光伏新增装机规模为826万千瓦，占比51.68%。这是近5年来，前三季度分布式光伏新增装机量首次超过集中式光伏电站。曾经，集中式发展的光伏电站，正顺势而变，走进寻常百姓家。中国光伏产业结构优化调整初见成效。

随着平价上网渐行渐近，光伏产业正在从“政策驱动”迈向“需求驱动”，稳定、及时的政策是保证产业健康发展的基石，而对绿色、清洁能源的需求和愿望实乃中国光伏长效发展的源动力。

03

光伏企业“出海”忙 拉动制造端逆势增长

在国内光伏新增装机同比大幅下降的情况下，2019年光伏制造端却出现逆势增长。这受益于光伏“出海”捷报频传。

潮平两岸阔——2019年上半年，全球光伏发电新增装机量达到约47吉瓦。其中，越南、乌克兰、墨西哥等新兴市场加速崛起，西班牙等传统光伏市场恢复性增长。

风正一帆悬——2019年1-9月，我国光伏产品出口总额达162.2亿美元，超2018年全年总额，同比增长32.8%，创历史新高。其中，组件出口额大幅增长41.8%，出口量超过53吉瓦，较2018年全年同比大增80%。

在海外市场爆发式崛起的背景下，我国光伏制造端“火力全开”：2019年1-9月，国内多晶硅、硅片、电池片、组件产量分别为24.2万吨、99.4吉瓦、82.2吉瓦和75吉瓦，同比增长32.1%、44.3%、48.6%、32%。放眼全球光伏市场，我国生产的多晶硅、硅片、电池片、组件、逆变器占比分别为58%、93%、74%、72%、62%，上述各环节产量排名世界前十的企业中，我国企业均占据一半以上席

位。“中国制造”走向全球，蹄疾步稳。

在国内光伏发电新增建设规模进行优化调整的过程中，传统海外市场的复苏以及新兴海外市场的不断涌现成为我国光伏制造业持续、稳定发展的及时雨。

利用海内海外两种资源，发力国内国际两个市场，中国光伏必将行稳致远。

04

“三北”风电开发回流 大基地建设再启航

规模化、基地式开发是风电降低全生命周期度电成本的重要途径。

2019年，风电大基地建设再次在“三北”地区扬帆起航。截至目前，内蒙古乌兰察布、青海海南州等多地区都在积极推进超百万千瓦风电开发项目，大规模风电基地正吹响风电平价上网的前奏。

数年前，风力资源条件优越的“三北”地区苦于“弃电”，多省市大规模开发风电项目几经搁置，随着建设“绿电”外送通道、可再生能源电力交易等措施的完善，“三北”地区风电大基地建设又一次成为热点。

2019年9月，国家电力投资集团有限公司宣布将投资约400亿元，在乌兰察布建设风电基地一期600万千瓦示范项目，这一项目也成为我国首个大规模可再生能源平价上网示范项目。同月，中广核宣布于乌兰察布建设200万千瓦风电平价基地项目。2019年，大型国有企业“大手笔”入局风电的例子不胜枚举，在规模效应的加持下，风电大基地项目度电成有望出现显著下降。

陆上风电大基地已让业内看到了“平价时代”的第一缕光。

05

新型光伏技术百家争艳 带动度电成本一降再降

科学技术是第一生产力。2019年，站在平价上网的关口，面向度电成本降低的需求，中国光伏的生产力革新正逢其时。

着眼电池端，2019年，8种类型的电池刷新了效率纪录。主流晶硅电池中，多晶硅PERC电池效率由22%提升至22.8%，单晶硅PERC电池效率由23.1%提升至24.03%。同时，企业纷纷布局薄膜电池、钙钛矿电池、异质结电池等新型电池技术。2019年，HIT电池效率由23.7%提升至24.85%，TOPCon电池效率由23.1%提升至24.58%，钙钛矿单结电池效率由23.32%提升至23.7%。不可否认，受制于成本、稳定性等因素，新一代电池技术离规模化应用仍有一段距离，相信时间

会给出最好的选择。在组件端，叠瓦和半片技术受到市场青睐，组件功率提升的背后，成本、良率等问题也面临新的挑战。

百花齐放，殊途同归。通过提升电池和组件效率以实现最低度电成本成为国内光伏企业的共同选择。光伏企业正在不断刷新电池端、组件端的功率、效率等性能输出，提升自身研发能力，传统扩产降本的竞争模式已转向技术致胜的博弈。

06

海上风机大型化趋势明朗 国产大风机“利刃出鞘”

2019 年，各大整机商纷纷下线 5 兆瓦以上的大风机，6 兆瓦、8 兆瓦、10 兆瓦……国产大机组不断创出容量新高。

从最早的千瓦级小风机到如今的兆瓦级大风机，我国风电技术水平和国外差距不断缩小，风电制造能力跃居世界前列。过去数年间，国内多家制造企业积极布局大兆瓦风电机组，同时，国家相关部门也多次发布政策，大力推进风电产业关键设备国产化进程。国产大兆瓦风机技术的突破，将助力我国海上风电逐步驶向深海、远海。

当前，我国海上风电产业已进入“竞价”阶段，2019 年多省市相继发布最新海上风电项目竞争配置结果，在大兆瓦机组的加持下，海上风电是否能够承受补贴退坡的压力甚至走向平价？

必须看到，我国海上风电产业仍处于起步期，不可避免的是，与大功率海上风机相匹配的齿轮箱、发电机、铸件、主轴承等核心零部件仍是行业掣肘因素。与陆上风电相比，海上风电运维成本高，在顺应大机组发展趋势的同时，如何降低海上风电平准化度电成本、提高海上风电场规模开发利用的整体经济性，将是行业未来持续关注的话题。

07

电化学储能“踩刹车” 商业模式仍待探寻

这是电化学储能踩下刹车的一年。

2019 年，我国电化学储能未能延续 2018 年的发展盛况。2019 年 1-9 月，我国新增投运电化学储能装机规模为 207.6 兆瓦，同比下降 37.4%。这与年初“今年我国电化学储能累计投运规模达到 1.92 吉瓦，年增速约为 89%”的预测相差甚远。

在各地储能政策层出不穷的情况下，储能市场需求却依旧疲软。“没有可行的商业模式”成为业内对今年市场发展的归纳总结。2018年，以国家电网为代表的大型央企注资储能示范项目，储能风头盛极一时。但在产业发展初期没有清晰的盈利模式下，想一直保持高速发展无疑是无源之水。

雪上加霜的是，2019年4月，国家发改委发布了《输配电定价成本监审办法（修订征求意见稿）》，明确充电桩、三产、售电、抽水蓄能、电储能设施乃至综合能源服务等与输配电业务无关的费用，不得计入输配电定价成本，这意味着此前市场期待的输配电价还不能成为储能行业新的可行商业模式。年底，国家电网一纸《关于进一步严格控制电网投资的通知》更是将电网侧电化学储能投资打入“严禁”之列。

困难中找方向，迷茫中谋出路。在可再生能源快速发展的背景下，储能的未来仍被业内看好。对于一个新兴产业而言，一味过热的市场反而不利于企业静心反思。被泼了一盆冷水也许更有助于企业苦练内功。毕竟，从产品上提升竞争力，谋求适合自己的商业模式才是王道。

08

光热发电示范项目陷困境 电价政策有待进一步明确

相对于风电、光伏等其他新能源，光热发电的平价之路更为遥远和艰辛。

截至目前，2019年仅有中电青海共和50兆瓦熔盐塔式光热发电项目成功并网。玉门鑫能50兆瓦熔盐塔式光热项目、乌拉特中旗中核龙腾100兆瓦槽式导热油光热项目等4个首批光热发电示范项目仍在建设中。

2016年，国家能源局批准建设第一批20个光热示范项目。3年来，并网投运的项目不足一半。资金成为光热发电示范项目发展的瓶颈。

由于我国光热发电项目起步较晚，远没有达到经济规模，项目成本较高。同时，光热发电项目都集中在西部地区，当地燃煤发电标杆上网电价较低，因此目前光热发电对电价补贴的依赖程度仍然较高。

据《国家发展改革委关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，2018年12月31日前全部建成投产的首批示范项目执行每千瓦时1.15元的标杆上网电价。首批示范项目建设期限可放宽至2020年12月31日，建立逾期投运项目电价退坡机制。若在2019年内并网投运，其电价将降低0.01元/千瓦时，且随

着并网时间的延迟，电价将进一步降低。

在未来上网电价尚不明确的情况下，企业无法计算收益率，因此有部分企业已经暂停了光热发电示范项目建设工作。在此情况下，如何盘活资金，寻找适应的融资方式成为光热发电示范项目建设的关键。

借助首批示范项目，积极探索新型技术、运营模式和融资方式，为后续项目提供重要借鉴和参考，才能走出适合光热发电自身特色的降本增效之路。

09

氢能产业持续大热 去虚夯实方能长远

2019年对于氢能产业而言是大热的一年。自2019年3月氢能首次被写进《政府工作报告》，要求“推进充电、加氢等设施建设”以来，各地政府相继出台政策规划，希望抢占产业风口，寻求经济增长新动能。

据粗略统计，氢能相关市场规模达万亿元。在这一巨大市场的引力之下，全国多地相继宣布打造氢都、氢谷、氢能小镇，与此同时，氢能概念股在资本市场大行其道。这也引来了氢能产业是否存在“虚火”的质疑。

热产业更需要冷思考。合理的质疑、审慎的态度对产业发展并非坏事。正如所有新兴产业一样，一拥而上是产业发展初期常常出现的状况。必须看到，氢能发展仍缺乏战略性顶层设计，相关标准制定不完善、技术短板仍需补齐。只有去虚夯实，产业发展才能持续、稳健。

（本文摘自《中国能源报》）

4、【全球光伏建筑玻璃市场年复合增长率将达 13.1%】

全球光伏建筑玻璃市场正经历一个显著的增长趋势，大部分企业专注于新产品策略，其次为产品开发及光伏建筑玻璃技术的能效。由于商用建筑、工业部门和民用住宅对光伏建筑玻璃需求上升，整体市场竞争可能加剧。过去几年里，全球光伏建筑玻璃市场一直是玻璃制造商与太阳能公司之间在合作。预计光伏建筑玻璃市场将继续与多家太阳能公司建立联盟，以扩大其收入。全球光伏建筑玻璃市场的主要企业包括 Nippon Sheet Glass Co.、Solaria Corporation、Compagnie de Saint-Gobain SA、Canadian Solar Inc.、Hanwha Chemical Corp、Trony Solar Holdings Co.Ltd. 及 E. I. DuPont de Nemours and Company。预计 2017 年至 2022

年期间，全球光伏建筑玻璃市场将随着其产品研发活动投资的增多及新技术引入的需求增加而提振需求。

全球光伏建筑玻璃市场估计在预测期内将以 13.1% 的强劲复合年增长率蓬勃发展。2017 年全球光伏建筑玻璃市场的估值为 17.8 亿美元，到 2022 年预计将激增至 33 亿美元。根据材料类型，全球光伏建筑玻璃市场细分为非晶硅、晶体硅、染料敏化太阳能电池 (DSSC) 和有机光伏电池 (OPV)。其中，晶体硅预计将在预测期内引领全球市场。按地区划分，全球光伏建筑玻璃市场分为北美、亚太、欧洲、中东和非洲。其中，欧洲预期将于 2017 年至 2022 年带动光伏建筑玻璃市场的需求。预计在预测期内，其复合年增长率将达到 14.8%。这一增长是支持采用环保建筑解决方案和可持续能源生产指导方针的结果。在此期间，北美和亚太地区 (不包括日本) 预计也将为现有的主要企业提供富有成效的增长机会。这一增长主要是由于对可再生能源及其优势的认识不断提高，以及强劲的工业化势头。这些因素均可能对全球光伏建筑玻璃市场产生正面影响。

全球光伏建筑玻璃市场的需求主要因碳排放减少的意识日益增强而增加。各地区的人口正在转向利用可再生能源和传统能源进行低成本发电。这反过来对光伏建筑玻璃市场产生了积极影响。绿色技术的迅速采用预计将带动各地区 (尤其是北美) 的光伏建筑玻璃市场需求激增。就领域而言，建筑领域的市场增长潜力巨大，并在全球光伏建筑玻璃市场中占有大部分份额。光伏建筑玻璃用于建筑，如教育，住宅，医院，零售和企业，这将带动光伏建筑玻璃市场的需求。由于研发投入增加，建筑领域预期亦将增长。

(本文摘自《中玻网》)

5、【2020 年光伏市场三大趋势】

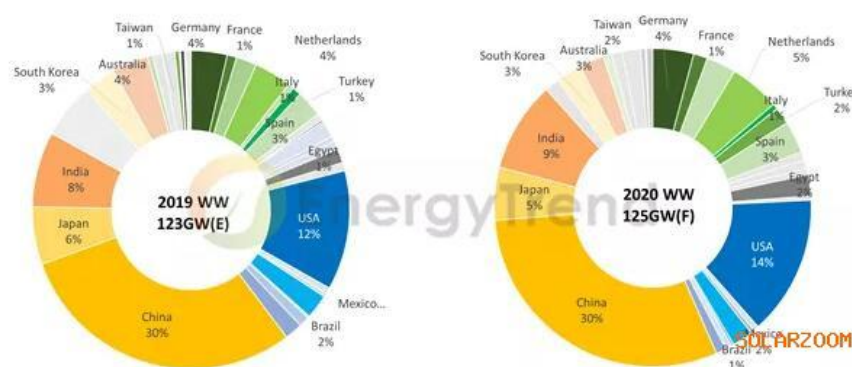
中电联统计数据显示，全球市场经历 2018 年的动荡后，自 2019 年开始趋于稳定。展望 2020 年，从集邦咨询旗下新能源研究中心集邦新能源网

(EnergyTrend) 评估的全球光伏市场三大趋势来看，市况持续好转，产业会在持续的变动当中逐渐稳定成熟。

趋势一：2019 年海外布局，2020 稳中求进

531 新政的震荡加速企业往海外布局，随着欧洲市场的复苏，东南亚新兴光

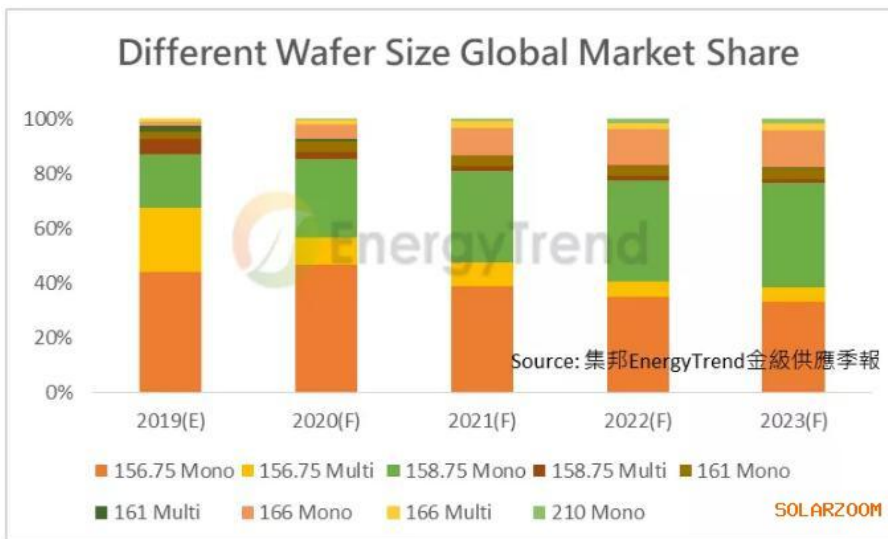
伏市场的崛起，将使全球市场更趋分散化，2020 年预估全球新增装机容量将达到 125GW，自 2020 年起到 2025 年，全球光伏市场将呈现微幅增长，每年增长幅度约在 7%。集邦新能源网 EnergyTrend 分析，2020 年全球前五大光伏市场依次为：中国、美国、印度、日本与荷兰。中国市场虽然在全球的比重上逐渐缩小，但仍持续蝉联全球第一大光伏市场。值得注意的是，虽然欧洲市场已复苏，但全球主要的市场落在亚太区域，占全球约六成比重，其中又以东南亚市场成为亚太区域市场的主要成长动能。



注：2019 年度预估数字为截止到 2019 年 10 月底数据

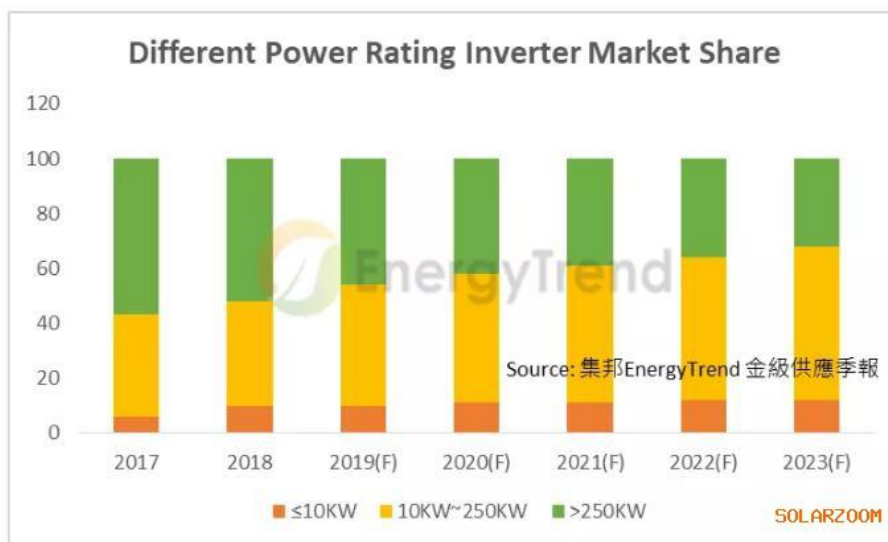
趋势二：硅片尺寸三强鼎立，组件技术百家争鸣

2019 年讨论度最高的就是大尺寸硅片的崛起，由于大尺寸硅片牵涉到下游电池片与组件制造商的全面改机(即更换设备)，多数电池厂产线 2019 年才刚完成 PERC 改造升级，2020 年暂无更新设备的计划。除大尺寸硅片生产厂商自行扩张下游组件产线自产自销外，展望 2020 年，硅片尺寸将会呈现三强鼎立状态：即 M2、G1 与 M6 并进。组件技术则呈现百家争鸣的状态：任何一个可以快速推升瓦数的技术即为好技术，9BB 与半片持续成为主流，72 片式的组件量产品持续朝 450W 迈进。



趋势三：组串式逆变器全球市场出货占比急速增加

随着由华为主导的组串式逆变器翻转了中大型项目 (C&I Projects) 对于集中式逆变器的偏好，中国其他主要组串式逆变器的领导厂商均加大了研发投入，并朝集中化的趋势发展，即三相机种往更大容量迈进。预估这波由中国引领的组串式逆变器风潮将会改变下游系统商的选择习惯，而组串逆变器在全球市场的占比将会逐步提高，预估 2021 年起全球的份额将会首次超越 50%。



(本文摘自《集邦新能源网》)

6、【华东理工大学钙钛矿太阳能电池研究获进展】

华东理工大学吴永真教授和朱为宏教授课题组在钙钛矿电池大面积空穴提

取层的制备方面取得新的进展。相关研究成果近日发表于《先进功能材料》。

钙钛矿太阳能电池是目前能源领域研究的前沿和热点课题之一，其实验室小面积器件的最高光电转化效率已经达到 25.2%。为实现商业化应用，还需要解决钙钛矿电池的稳定性和大面积制作问题。

为此，华东理工大学研究人员创新性地提出分子锚定共组装策略（ACA），设计合成含有吸附基团的空穴传输分子（HTM）TPA-PT-C6 和亲水性铵盐 CA-Br，协同共组装于 ITO 电极上，制备高浸润均匀的空穴传输单分子层。CA-Br 的引入不但能够调节空穴提取层表面能，增加钙钛矿前驱体的浸润性，改善钙钛矿膜的形貌和质量，还能有效钝化界面阳离子空位缺陷。基于该空穴传输层的 p-i-n 型的大面积钙钛矿电池 (1.02 cm²) 和模块电池 (36 cm²) 分别获得了 17.49% 和 12.67% 的光电转化效率。

据悉，该研究主要由华东理工大学博士研究生李二鹏在吴永真教授和朱为宏教授指导下完成。同时，上海交通大学韩礼元教授团队在模块电池制作等方面给予了帮助。该研究得到了中科院院士田禾的悉心指导，并得到国家自然科学基金、上海科技重大专项、上海科技国际合作以及上海高校特聘教授（东方学者）等项目的支持。

（本文摘选自《中国科学报》）

企业动态

1、【阿特斯太阳能任命新独立董事及战略顾问】

近日，阿特斯任命 Lauren C. Templeton 为独立董事，将公司的独立董事人数增至五人。此外，阿特斯还宣布 Karl E. Olsoni 为董事会战略顾问。

这两项任命均于 2020 年 1 月 1 日生效。

据悉，Templeton 是 Templeton & Phillips 资本管理公司创始人兼总裁，这是一家位于田纳西州查特努加 (Chattanooga) 的全球投资公司。

Olsoni 目前是 Quinbrook Infrastructure Partners 的运营合伙人，该公

司是基础设施基金管理公司，在美国、英国和澳大利亚投资清洁能源基础设施。同时，他还是 kRoad 集团的合伙人，该集团投资电池储能、废物转化和电子交通业务。Olsoni 拥有超过 30 年的国际能源行业经验。

（本文摘自《国际能源网》）

2、【晶科能源与上海空间电源研究所签订战略框架协议】

2020 年 1 月 7 日，中国上海 - 全球极具创新力的光伏企业晶科能源控股有限公司(下称“晶科能源”或“公司”)(纽交所代码: JKS) 今日宣布，公司与上海空间电源研究所签订战略框架协议，合作开发未来空间太阳能电站所用的电池技术。

无论是要实现移民火星，还是星球探索，能源是一切活动的基础和动力来源。为此晶科能源和上海空间电源研究所达成合作意向，致力于开发适用于空间太阳能电站、人造卫星、航天器上用的超高转换效率、超高功率密度，超高抗辐射强度、超低寿命衰减、超轻型、超耐温的太阳能电池技术。光伏作为一种稳定的清洁电力源，不会产生碳排放，也不会产生其他类似核废料等难以在外太空进行回收的废料。同时，地面上的太阳能电站，会受到季节、昼夜变化、天气和光照分布影响，在太空不存在这些问题，在地球同步轨道上，太阳能电站可以每天 24 小时发电。另外在空间中，太阳光的能量密度要比在地球上高得多，在地球同步轨道上的太阳光平均能量，大约是每平方米 1300 多瓦，而在地面上大概只有 1000 多瓦。

据了解，上海空间电源研究所是中国航天科技集团有限公司所属的空间电源专业研究所，主要承担“星、箭、弹、船、(探测)器”及其他特殊设备用电源系统及关键单机的研究、设计、制造和试验任务，以及光伏发电和储能电源的民用产业孵化工作。而晶科能源凭借全球领先的技术实力、可靠的产品质量以及全球化的营销服务团队，连续四年保持组件出货量第一。

本次合作的达成，将不仅为光伏发电技术在太空场景应用树立新的良好示范，更将进一步为中国光伏带来新的市场增长空间和国际化发展机会。

晶科能源研发副总裁金浩博士表示：“这次与上海空间电源研究所的战略合作意义非凡。未来，我们将不断开拓技术合作外延，继续以技术创新引领行业革

新，为全球客户提供更高效的组件和更广泛的选择。

（本文摘自《晶科》）

光伏政策

1、【省发展改革委关于下达 2017 年度全省普通地面光伏电站建设调整计划的通知】

浙发改能源〔2019〕533号

各市、县（市、区）发展改革委（局）：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于完善光伏发电规模管理和实行竞争方式配置项目的指导意见》（发改能源〔2016〕1163号）、《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能〔2017〕31号）、《关于开展2017年度及2018年度全省普通地面光伏电站建设规模竞争性分配的通知》（浙发改能源〔2017〕1005号）等文件要求，我省通过竞争性分配下达了2017年度及2018年度（部分）全省普通地面光伏电站计划。为规范我省光伏发电项目建设管理，根据各地项目推进情况，现对2017年度全省普通地面光伏电站建设计划进行调整，并下达2017年度全省普通地面光伏电站建设调整计划。具体内容通知如下：

一、2017年度普通地面光伏电站建设计划内项目以此次调整计划为准，调整计划内项目可享受国家和省电价补贴政策。

二、为进一步规范项目管理，利于国家电价补助申请，项目业主需按照2017年度调整计划内项目的名称和规模，对原项目进行备案调整。

三、计划调整项目电价按国家和省有关文件规定执行，其中并网时间以电力公司出具的项目并网验收意见为准。

四、2017年度调整计划内项目，其投资主体及股权比例、建设规模和建设场址等内容不得擅自变更，如需变更须按照发改能源〔2016〕1163号、浙发改能源〔2017〕1005号文件有关要求执行。

五、各地发展改革部门应加强项目建设和运行监管，特别是对光伏小康和消薄项目的监管，确保国家补贴政策落实到位和项目高质量运行。

- 附件：1. 2017年度全省普通地面光伏电站建设调整计划
2. 2017年度全省小型地面光伏电站建设调整计划

浙江省发展和改革委员会

2019年12月31日

附件 1

2017年度全省普通地面光伏电站建设 调 整 计 划

序号	项目名称	原建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	调整后规模 (兆瓦)	电价降幅 (元/度)
1	宁波镇海岚能新能源科技有限公司 110MWp 渔光互补光伏发电项目	110	宁波镇海	宁波镇海岚能新能源科技有限公司	租用镇海区岚山滩涂水库建设项目	110	0.02
2	衢州市衢江区“100MW 光伏小康工程”集中式地面电站项目	100	衢州衢江	衢州市衢江区禾和新能源科技有限公司	租用衢江区湖南镇白坞口村、朝书村等地一般农用地建设项目	95	0.02
3	宁波镇海凌光新能源科技有限公司 80MWp 渔光互补光伏发电项目	80	宁波镇海	宁波镇海凌光新能源科技有限公司	租用镇海区岚山滩涂水库建设项目	80	0.02
4	慈溪协能新能源科技有限公司 200MWp 渔光多能互补光伏发电项目	200	宁波慈溪	慈溪协能新能源科技有限公司	租用慈溪市龙山镇北部滩涂建设项目	110	0.02
5	浙江阿波溪仑光伏科技有限公司 埭溪 60MW 地面光伏电站项目	60	湖州吴兴	浙江阿波溪仑光伏科技有限公司	租用吴兴区埭溪镇上强村和东红村交界一般农用地建设项目	60	0.02

序号	项目名称	原建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	调整后规模 (兆瓦)	电价降幅 (元/度)
6	慈溪百益新能源科技有限公司 200MWp 渔光多能互补光伏发电项目	200	宁波慈溪	慈溪百益新能源科技有限公司	租用慈溪市龙山镇北部滩涂建设项目	110	0.02
7	浙江浙能台州第二发电有限责任公司 32.5MW 厂区光伏发电项目	32.5	台州三门	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	利用电厂场区空余建设用地建设项目	32.5	0.02
8	遂昌县“光伏小康工程” 33MW 云峰地面光伏电站	33	丽水遂昌	遂昌县晶禾新能源科技有限公司	租用遂昌县云峰街道一般农用地建设项目	32.13	0.02
9	象山县涂茨镇黄沙塘 25MW 渔光互补光伏发电项目	25	宁波象山	宁波诚鑫能源科技有限公司	租用象山县涂茨镇一般农用地、水面建设项目	25	0.02
10	湖州市南浔区和孚镇 25MWp 渔光互补光伏发电复合项目	25	湖州南浔	湖州南浔盛林新能源有限公司	租用南浔区和孚镇一般农用地建设项目	25	0.02
11	松阳 45MW 光伏小康地面电站工程	45	丽水松阳	浙江松阳浙源光伏发电有限公司	租用松阳县大东坝镇一般农用地建设项目	23.5	0.02
12	中广核太阳能(义乌)有限公司 12MWp 分布式光伏发电(华统)项目	12	金华义乌	中广核太阳能(义乌)有限公司	租用义乌市义亭镇、佛堂镇、赤岸镇等华统集团畜牧设施屋顶项目	9.6	0.01
13	缙云县振阳新能源科技有限公司 21MW 光伏小康项目	11	丽水缙云	缙云县振阳新能源科技有限公司	租用缙云县壶镇镇陇东村等地一般农用地建设项目	7.5	0.02
14	温州小于 1MW 光伏打包项目	2.7	腾蛟镇麻	平阳县腾蛟镇麻树	租用腾蛟镇麻树行政村	0.07	0.01

序号	项目名称	原建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	调整后规模 (兆瓦)	电价降幅 (元/度)
			树行政村等	村油树下股份经济合作社等单位	油树下自然村等地开展光伏项目		
15	湖州小于1MW光伏打包项目	24.6	南太湖高新区大港村等地	吴兴康强生猪养殖场、湖州咩咩羊牧业有限公司等单位	租用南太湖高新区大港村；吴兴区埭溪镇联山村等地开展光伏项目	0.212	0.01
16	衢州小于1MW光伏项目	0.8	开化县苏庄镇溪西村	开化县苏庄镇溪西村股份经济合作社	租用开化县苏庄镇溪西村建设光伏项目	0.3707	0.01
17	丽水小于1MW光伏打包项目	17.7	缙云县胡源乡蛟坑村等地	丽水市迅达农业发展有限公司等单位	租用丽水市缙云县胡源乡蛟坑村等地开展光伏项目	12.438	0.01
18	缙云县振阳新能源科技有限公司21MW光伏小康项目	10	丽水缙云	缙云县振阳新能源科技有限公司	租用缙云县壶镇镇陇东村等地一般农用地建设项目	7.5	0.02
19	青田倍安新能源科技有限公司30MWp农光互补光伏发电项目	30	丽水青田	青田倍安新能源科技有限公司	租用青田县方山乡周岙村、山口镇山口村一般农用地建设项目	30	0.02
20	缙云北太能源有限公司21MW光伏小康项目	21	丽水缙云	缙云北太能源有限公司	租用缙云县壶镇镇桃源村等地荒坡林地、一般农用地建设项目	21	0.02

序号	项目名称	原建设规模(兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	调整后规模(兆瓦)	电价降幅(元/度)
21	浙江大唐乌沙山发电公司厂区35.2MW光伏发电项目	35.2	宁波象山	浙江大唐国际新能源有限责任公司	利用电厂场区内空余建设用地建设项目	35.2	0.02
22	瑞安市华博新能源有限公司40MW光伏电站项目	40	温州瑞安	瑞安市华博新能源有限公司	租用瑞安市阁巷产业集聚区一般农用地及水域建设项目	40	0.01
23	开化县光伏小康工程34.356MW农光互补光伏项目	34.4	衢州开化	开化易事特新能源有限公司	租用开化县各村镇等地一般农用地建设项目	35.04	0.01
24	磐安县大盘镇北桥村6.05MW光伏发电项目	6.1	金华磐安	易事特新能源(磐安)有限公司	租用磐安县大盘镇北桥村坡田地块的山上用地建设项目	6	0.01
25	中核汇能象山鹤浦镇峙龙塘30MW农光互补光伏发电项目	20	宁波象山	宁波汇能能源有限公司	租用象山鹤浦镇峙龙塘一般农用地建设项目	20	0.01
26	青田索创贵岙乡黄山村30MW林农光互补光伏发电工程项目	30	丽水青田	青田索创林农光伏发电有限公司	租用青田贵岙乡黄山村一般农用地建设项目	30	0.02
27	常山县光伏小康一期工程(光伏小康项目)	0	东案乡前库、白马村	常山县农业发展投资有限责任公司	在常山县东案乡前库、白马村建设光伏小康项目	6	0.01
28	泰顺兴农30MWp农林光互补光伏小康项目(光伏小康项目)	0	泰顺县西旻镇	浙江宇丰水电集团有限公司	温州市泰顺县西旻镇建设光伏小康项目	8	0.01
29	磐安县万苍龙潭背11兆瓦光伏发电	0	金华磐安	易事特新能源	在金华市磐安县建设光	11.01	0.01

序号	项目名称	原建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	调整后规模 (兆瓦)	电价降幅 (元/度)
	电项目(光伏小康项目)			(磐安)有限公司	伏项目		
30	龙泉市安仁镇岩头村光伏小康工程项目(光伏小康项目)	0	丽水龙泉	浙江省龙泉市新农村建设发展公司	在龙泉市安仁镇岩头村建设光伏小康项目	13.76	0.01
31	丽水景宁县小于1MW项目(光伏小康或消薄项目)	0	丽水景宁	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司、渤海镇人民政府、东坑镇竹埠村委等	在丽水市景宁县建设光伏小康或消薄项目	3.09	0.01
32	云和中电12MW菌光互补田园综合体项目(消薄项目)	0	丽水云和	云和绿能新能源有限公司	在丽水市云和县建设光伏项目	12	0.01
	合计					1011.9207	

附件2

2017年度全省小型地面光伏电站建设 调整计划

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
温州小于1MW光伏打包项目，共1个项目，总容量0.07兆瓦						
1	温州小型光伏电站	0.07	界坑乡信岙村	界坑乡信岙村经济合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
湖州小于 1MW 光伏打包项目，共 2 个项目，总容量 0.212 兆瓦						
2	湖州小型光伏电站 1	0.113	南太湖高新区大港村	吴兴康强生猪养殖场	建设小型光伏电站	0.01
3	湖州小型光伏电站 2	0.099	南浔区练市镇凌家堰村	浙江大虹桥湖羊养殖有限公司	建设小型光伏电站	0.01
衢州小于 1MW 光伏打包项目，共计 1 个，总容量为 0.3707 兆瓦						
4	衢州小型光伏电站	0.3707	开化县苏庄镇溪西村	开化县苏庄镇溪西村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
丽水小于 1MW 光伏打包项目，共计 65 个，总容量 12.438 兆瓦						
5	景宁县雷一平居民光伏项目	0.0525	景宁县鹤溪街道周湖村	丽水市景宁县鹤溪街道周湖村合作社	建设小型光伏电站	0.01
6	景宁县张夏丹光伏项目	0.12	景宁县郑坑乡柳山村	丽水市景宁县郑坑乡柳山村合作社	建设小型光伏电站	0.01
7	莲都碧湖镇丁埠头 160kW 分布式农光互补发电项目	0.16	莲都区碧湖镇缸窑村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
8	莲都碧湖镇栋下 231.66kW 分布式农光互补发电项目	0.23166	莲都区碧湖镇缸窑村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
9	景宁县泉坑村光伏发电项目	0.045	景宁县大均乡泉坑村	丽水市景宁县大均乡泉坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
10	缙云县舒洪镇仁岸村光伏助困项目	0.06021	缙云县舒洪镇仁岸村	丽水市缙云县舒洪镇仁岸村合作社	建设小型光伏电站	0.01
11	缙云县溶江乡田洋村光伏助	0.0602	缙云县溶江乡田洋村	丽水市缙云县溶江乡田洋村合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	困项目					
12	缙云县溶江乡大黄村光伏助困项目	0.0602	缙云县溶江乡大黄村	丽水市缙云县溶江乡大黄村合作社	建设小型光伏电站	0.01
13	缙云县大洋镇西峰村光伏助村项目	0.06	缙云县大洋镇西峰村	丽水市缙云县大洋镇西峰村合作社	建设小型光伏电站	0.01
14	缙云县大洋镇前村村光伏助村项目	0.06	缙云县大洋镇前村村	丽水市缙云县大洋镇前村合作社	建设小型光伏电站	0.01
15	缙云县溶江乡大雅畈村光伏助村项目	0.06	缙云县溶江乡大雅畈村	丽水市缙云县溶江乡大雅畈村合作社	建设小型光伏电站	0.01
16	缙云县溶江乡新西坑村光伏助村项目	0.06	缙云县溶江乡新西坑村	丽水市缙云县溶江乡新西坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
17	缙云县大源镇稠门村光伏助村项目	0.06	缙云县大源镇稠门村	丽水市缙云县大源镇稠门村合作社	建设小型光伏电站	0.01
18	缙云县溶江乡岩门村光伏助困项目	0.0602	缙云县溶江乡岩门村	丽水市缙云县溶江乡岩门村合作社	建设小型光伏电站	0.01
19	缙云县溶江乡陈村村光伏助困项目	0.0602	缙云县溶江乡陈村村	丽水市缙云县溶江乡陈村合作社	建设小型光伏电站	0.01
20	缙云县溶江乡山坑村光伏助困项目	0.0602	缙云县溶江乡山坑村	丽水市缙云县溶江乡山坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
21	缙云县东方镇马石桥村光伏助困项目	0.06021	缙云县东方镇马石桥村	丽水市缙云县东方镇马石桥村合作社	建设小型光伏电站	0.01
22	缙云县五云街道五都村光伏助困项目	0.06156	缙云县五云街道五都村	丽水市缙云县五云街道五都村合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
23	缙云县胡源乡胡村村光伏助村项目	0.06	缙云县胡源乡胡村村	丽水市缙云县胡源乡胡村合作社	建设小型光伏电站	0.01
24	缙云县胡源乡蛟坑村光伏助村项目	0.06	缙云县胡源乡蛟坑村	丽水市缙云县胡源乡蛟坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
25	缙云县新建镇八都村光伏助村项目	0.06	缙云县新建镇八都村	丽水市缙云县新建镇八都村合作社	建设小型光伏电站	0.01
26	缙云县方溪乡八迭岭村光伏助村项目	0.06	缙云县方溪乡八迭岭村	丽水市缙云县方溪乡八迭岭村合作社	建设小型光伏电站	0.01
27	缙云县方溪乡深坑村光伏助村项目	0.06	缙云县方溪乡深坑村	丽水市缙云县方溪乡深坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
28	缙云县大洋镇仙谷村光伏助村项目	0.06	缙云县大洋镇仙谷村	丽水市缙云县大洋镇仙谷村合作社	建设小型光伏电站	0.01
29	缙云县壶镇镇旻村村光伏助村项目	0.06	缙云县壶镇镇旻村村	丽水市缙云县壶镇镇旻村村合作社	建设小型光伏电站	0.01
30	缙云县前路乡姓叶村光伏助困项目	0.0621	缙云县前路乡姓叶村	丽水市缙云县前路乡姓叶村合作社	建设小型光伏电站	0.01
31	缙云县壶镇镇白竹村光伏助困项目	0.0621	缙云县壶镇镇白竹村	丽水市缙云县壶镇镇白竹村合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
32	缙云县东方镇四方村光伏助困项目	0.06021	缙云县东方镇四方村	丽水市缙云县东方镇四方村合作社	建设小型光伏电站	0.01
33	缙云县东渡镇小仙都村光伏助困项目	0.0621	缙云县东渡镇小仙都村	丽水市缙云县东渡镇小仙都村合作社	建设小型光伏电站	0.01
34	缙云县新建镇和源村光伏助困项目	0.06156	缙云县新建镇和源村	丽水市缙云县新建镇和源村合作社	建设小型光伏电站	0.01
35	缙云县新建镇宏坦村光伏助困项目	0.06156	缙云县新建镇宏坦村	丽水市缙云县新建镇宏坦村合作社	建设小型光伏电站	0.01
36	缙云县东渡镇小仙都村光伏助村项目	0.06	缙云县东渡镇小仙都村	丽水市缙云县东渡镇小仙都村合作社	建设小型光伏电站	0.01
37	缙云县新建镇和源村光伏助村项目	0.06	缙云县新建镇和源村	丽水市缙云县新建镇和源村合作社	建设小型光伏电站	0.01
38	缙云县新建镇宏坦村光伏助村项目	0.06	缙云县新建镇宏坦村	丽水市缙云县新建镇宏坦村合作社	建设小型光伏电站	0.01
39	景宁东坑北山光伏发电项目	0.26	景宁县东坑镇北山村	丽水市景宁县东坑镇北山村合作社	建设小型光伏电站	0.01
40	缙云县五云街道双龙村光伏助村项目	0.06	缙云县五云街道双龙村	丽水市缙云县五云街道双龙村合作社	建设小型光伏电站	0.01
41	缙云县壶镇镇陇东村光伏助村项目	0.06	缙云县壶镇镇陇东村	丽水市缙云县壶镇镇陇东村合作社	建设小型光伏电站	0.01
42	缙云县壶镇镇旸村村光伏助村项目	0.06	缙云县壶镇镇旸村村	丽水市缙云县壶镇镇旸村村合作社	建设小型光伏电站	0.01
43	缙云县胡源乡茶源村光伏助	0.06	缙云县胡源乡茶源村	丽水市缙云县胡源乡茶源村合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	村项目					
44	缙云县石笕乡五莲村光伏助村项目	0.06	缙云县石笕乡五莲村	丽水市缙云县石笕乡五莲村合作社	建设小型光伏电站	0.01
45	缙云县壶镇镇八桥村光伏助困项目	0.0621	缙云县壶镇镇八桥村	丽水市缙云县壶镇镇八桥村合作社	建设小型光伏电站	0.01
46	缙云县舒洪镇岭口村光伏助困项目	0.06021	缙云县舒洪镇岭口村	丽水市缙云县舒洪镇岭口村合作社	建设小型光伏电站	0.01
47	景宁县大均乡畔灶农光互补项目	0.21	景宁县大均乡畔灶	丽水市景宁县大均乡合作社	建设小型光伏电站	0.01
48	景宁县景汇光伏发电项目	0.399	景宁县澄照乡朱坑村12号景汇养殖场	丽水市景宁县澄照乡朱坑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
49	景宁县梧桐乡林山村光伏复合项目	0.254	景宁县梧桐乡林山村	丽水市景宁县梧桐乡林山村合作社	建设小型光伏电站	0.01
50	丽水市丰收光伏科技有限公司温室大棚980kW光伏发电项目	0.98	莲都区碧湖镇缸窑村山根村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社、山根村合作社	建设小型光伏电站	0.01
51	丽水市迅达农业发展有限公司桥头温室大棚250kW分布式光伏发电项目	0.25	莲都区碧湖镇缸窑村林桥头	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
52	丽水市缸窑农业发展有限公司黄沙屿温室大棚250kW分布式光伏发电	0.25	莲都区碧湖镇缸窑村黄沙屿	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	项目					
53	丽水市家家旺光伏科技有限公司温室大棚980kW光伏发电项目	0.98	莲都区碧湖镇缸窑村山根村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社、山根村合作社	建设小型光伏电站	0.01
54	丽水市家家旺光伏科技有限公司山根玻璃大棚250kW分布式光伏项目	0.25	莲都区碧湖镇缸窑村山根村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社、山根村合作社	建设小型光伏电站	0.01
55	丽水市光良农业发展有限公司温室大棚980kW光伏发电项目	0.98	莲都区碧湖镇缸窑村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
56	丽水市华风农业发展有限公司温室大棚980kW光伏发电项目	0.98	莲都区碧湖镇缸窑村	丽水市莲都区碧湖镇缸窑村合作社	建设小型光伏电站	0.01
57	丽水市缙云县前路乡前路村	0.0621	缙云县前路乡前路村	丽水市缙云县前路乡前路村合作社	建设小型光伏电站	0.01
58	丽水市缙云县方溪乡八迭岭村	0.06021	缙云县方溪乡八迭岭村	丽水市缙云县方溪乡八迭岭村合作社	建设小型光伏电站	0.01
59	景宁县渤海镇鲍山头村驮坪头光伏复合项目	0.4	景宁县渤海镇鲍山头村驮坪头	丽水市景宁县渤海镇鲍山头村合作社	建设小型光伏电站	0.01
60	景宁黄源光伏	0.399	景宁县郑坑	丽水市景宁县郑坑乡	建设小型	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	项目		乡吴布村	吴布村合作社	光伏电站	
61	浙江景宁洁净钢管有限公司 720kVA	0.72	景宁县鹤溪街道石牛山88号	浙江景宁洁净钢管有限公司	建设小型光伏电站	0.01
62	金兰村委光伏项目	0.01	景宁畲族自治县梧桐乡金兰行政村金兰自然村	金兰村委	建设小型光伏电站	0.01
63	吴传平光伏项目	0.018	景宁畲族自治县景南乡上标垟行政村吴家洞自然村	吴传平	建设小型光伏电站	0.01
64	景宁景汇光伏电站 398kVA	0.398	景宁县澄照乡朱坑行政村朱坑自然村7号	景宁景汇光伏电站合伙企业(普通合伙)	建设小型光伏电站	0.01
65	浙江景宁畲族自治县瑞昱新能源有限公司	0.4	景宁畲族自治县梧桐林山	浙江景宁畲族自治县瑞昱新能源有限公司	建设小型光伏电站	0.01
66	景宁鑫盛光伏复合项目 398kVA	0.398	景宁县郑坑乡郑坑村	景宁鑫盛太阳能发电站(普通合伙)	建设小型光伏电站	0.01
67	景宁畲乡鑫建农业光伏电站 200kW	0.2	景宁县梧桐高演	景宁畲乡鑫建农业光伏电站(普通合伙)	建设小型光伏电站	0.01
68	景宁县郑坑乡	0.398	景宁县郑坑	浙江鼎家能源科技有	建设小型	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	张坑下村光伏复合项目 398kVA		乡张坑下村 岙门降垄	限责任公司	光伏电站	
69	景宁鸿日光伏电站 398kVA	0.398	景宁县郑坑乡郑坑行政村山羊自然村	景宁鸿日光伏电站	建设小型光伏电站	0.01
丽水景宁县小于 1MW 项目（光伏小康或消薄项目），共 21 个项目，总容量 3.09 兆瓦						
70	新村光伏项目	0.06	景宁县英川镇英川村	景宁畲族自治县英川镇新村村经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
71	秋兰光伏项目	0.047	景宁县梧桐乡梧桐村	景宁畲族自治县梧桐乡秋兰村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
72	鲍山头光伏项目	0.398	景宁县渤海镇鲍山头村	景宁畲族自治县博梅投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
73	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司朱排光伏电站	0.4	景宁县澄照乡朱排村	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
74	安亭村光伏项目	0.071	景宁县渤海镇	景宁畲族自治县博梅投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
75	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司本岱光伏电站	0.4	景宁县沙湾镇本岱村	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
76	景宁畲族自治	0.4	景宁县雁溪	景宁畲族自治县强村	建设小型	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	县强村投资发展有限公司梅坞光伏电站		乡梅坞村	投资发展有限公司	光伏电站	
77	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司林进光伏电站	0.4	景宁县梧桐乡林进村	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
78	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司坪坑光伏电站	0.39798	景宁县家地乡坪坑村	景宁畲族自治县强村投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
79	九龙乡大顺村等村屋顶光伏项目	0.006	景宁县九龙乡大顺村	景宁畲族自治县柏隆投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
80	九龙乡大顺村等村屋顶光伏项目	0.007	景宁县九龙乡大顺村	景宁畲族自治县柏隆投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
81	九龙乡大顺村等村屋顶光伏项目	0.028	景宁县九龙乡大顺村	景宁畲族自治县柏隆投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
82	九龙乡大顺村等村屋顶光伏项目	0.028	景宁县九龙乡大顺村	景宁畲族自治县柏隆投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
83	九龙乡大顺村等村屋顶光伏项目	0.016	景宁县九龙乡大顺村	景宁畲族自治县柏隆投资发展有限公司	建设小型光伏电站	0.01
84	九龙乡大顺村	0.012	景宁县九龙	景宁畲族自治县柏隆	建设小型	0.01

序号	项目名称	建设规模 (兆瓦)	项目地点	控股投资主体	主要建设内容	电价降幅 (元/度)
	等村屋顶光伏项目		乡大顺村	投资发展有限公司	光伏电站	
85	东坑镇吴山头村光伏项目	0.108	景宁县东坑镇吴山头村	景宁畲族自治县东坑镇北溪村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
86	郑坑乡吴布村、柳山村等二村农光互补小康扶贫项目	0.07	景宁县郑坑乡柳山村	景宁畲族自治县郑坑乡柳山村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
87	郑坑乡郑坑村、羊角岗村等二村农光互补小康扶贫项目	0.07	景宁县郑坑乡郑坑村	景宁畲族自治县郑坑乡郑坑村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
88	郑坑乡郑坑村、羊角岗村等二村农光互补小康扶贫项目	0.07	景宁县郑坑乡郑坑村	景宁畲族自治县郑坑乡郑坑村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
89	郑坑乡吴布村、柳山村等二村农光互补小康扶贫项目	0.07	景宁县郑坑乡吴布村	景宁畲族自治县郑坑乡吴布村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
90	鸬鹚乡徐崇村光伏发电项目	0.03	景宁县鸬鹚乡徐崇村	景宁畲族自治县鸬鹚乡徐崇村股份经济合作社	建设小型光伏电站	0.01
合 计		16.1807				

(本文摘自《浙江省发展和改革委员会》)

2、【国家发展改革委关于做好2020年电力中长期合同签订工作

的通知】

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，北京市城市管理委员会，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，认真落实中央经济工作会议决策部署，促进电力市场化交易，更好发挥中长期交易“压舱石”作用，保障电力市场整体高效有序运营，现对2020年电力中长期合同签订工作有关事项通知如下。

一、抓紧签订2020年电力中长期合同。各地主管部门要高度重视2020年电力中长期合同签订工作，做好省内和跨省跨区电力中长期交易（含优先发电）合同签订的组织协调。认真分析研究存在问题，组织市场主体开展协商洽谈和集中交易，明确合同细节，尽快在2019年末或2020年初完成签订工作。

二、推广应用电力中长期合同示范文本。鼓励市场主体在签订电力中长期合同时，按照国家规定的合同示范文本要求，参考应用《电力中长期交易合同示范文本（试行）》。各地可分发电类型、分用户行业细化研究制定并推广合同示范文本。

三、努力实现电力中长期合同高比例签约。考虑到各类市场主体的价格风险承受能力，要通过鼓励市场主体签订较高比例中长期合同、研究建立发电固定成本回收机制等方式，促进形成中长期和现货交易价格良性互动。起步阶段，应采取有效措施保证市场主体电力中长期合同电量不低于上一年用电量95%或近三年的平均用电量，签约达不到要求的不能成为现货市场交易主体，不足部分按照具体交易规则执行。

四、完善中长期市场带电力负荷曲线交易机制。鼓励签约各方自主约定电力负荷曲线或电力负荷曲线形成方式，并在交易合同中明确；探索直接带电力负荷曲线开展平台集中交易，确保发用双方电力负荷曲线一致，促进中长期交易的及时完整交割。

五、推荐典型电力负荷曲线供签约参考。为帮助做好签约工作，提供并推荐各省级电网2018年典型工作日、节假日电力负荷曲线（见附件）。鼓励各地电力主管部门在此基础上，提供更多行业或地区的电力负荷曲线，供市场主体签约时参考；鼓励企业自行提供电力负荷曲线，签订中长期合同；鼓励售电公司、电能服务机构等提供更细更精准电力负荷曲线，帮助市场主体更好参与市场交易。

六、建立中长期合同电力负荷曲线灵活调整机制。在合同方事先约定或委托的前提下，可在市场规则范围内对中长期合同电力负荷曲线进行灵活调整，为提升中长期交易比例提供高效的纠偏手段。

七、加快形成灵活浮动的市场价格机制。鼓励市场主体协商签订中长期合同时，充分借鉴上下游电价联动机制经验，采用灵活可浮动的价格机制，理顺和打通电力及其上下游行业的价格市场化形成机制。燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的，继续按现行市场化规则执行。

八、理顺电力中长期交易价格机制。各地应严格执行国家核定的输配电价，电力直接交易中电能量价格原则上采用顺价方式形成，即市场用户的用电价格由电能量价格、输配电价格、政府性基金及附加构成。暂不具备条件的地区应明确过渡期，尽快由价差方式转为顺价方式。

九、常态化开展合同交易。各地原则上要按月开展合同交易，具备条件的地区可根据需要建立更短周期定期开市的合同交易机制，月内滚动开展挂牌交易，为市场主体调整合同电量及电力负荷曲线提供市场化渠道。

十、鼓励开展清洁替代交易。落实国家能源清洁化发展战略和节能减排政策，鼓励水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电机组替代常规火电机组发电，由高效环保的火电机组替代低效高污染火电机组及关停发电机组发电。

十一、严格合同管理。对于未约定电力负荷曲线或电力负荷曲线形成方式、未明确电力负荷曲线提交责任方的合同，电力交易机构原则上不予合同备案、结算，电力调度机构不提供安全校核，或按照事先约定方式处理。

十二、明确未签足合同市场主体风险自担。对于未足额签订电力中长期合同，被限制参与现货交易的市场主体，其中长期合同电量与实际用电量的偏差，按市场规则进行偏差考核。未参与电力市场的用户由电网企业负责保底供电并执行目录价格。已参加市场交易又退出的非居民用户，在通过售电公司或再次参与市场

交易前，由电网企业承担保底供电责任，但兜底保供的非合同约定电量电价在缴纳输配电价的基础上，可按照政府核定的居民电价1.2—2倍执行。

十三、未签合同市场主体不享有电力现货交易权利。未签订年度合同且连续3个月无新增中长期交易成交电量的售电公司、市场化电力用户，暂停当年后续月份现货交易申报（含被动接受现货价格）资格。

十四、激励高比例签约市场主体。鼓励市场主体及时、高比例签约，相关签约信息定期对外披露，依法依规纳入信用监管。售电公司在上年度中长期交易结算电量比例以及本年度中长期交易签约电量比例达到规定比例以上的，可减免履约保函额度。

十五、加快推进跨省跨区优先发电计划放开。跨省跨区优先发电需按要求签订中长期合同，电力负荷曲线参考送受电省协议一致意见或受电省典型电力负荷曲线确定。相关地区、企业要积极支持并严格落实跨省跨区优先发电计划放开工作要求，原则上要求跨省跨区优先发电计划之外电量全部通过市场化方式落实，且逐年提升优先发电中“保量竞价”电量比例，不断提高电力交易市场化程度。鼓励大水电、大核电、高效清洁煤电等跨省跨区优先发电电源与受电省签订5年或10年以上的长期合同。

十六、跟踪合同签订进展。地方政府电力主管部门会同国家能源局派出机构，负责制定完善有关政策规则，并于2020年3月前向我委、国家能源局报送合同签订情况报告，及时反映有关问题。

十七、适时发布合同签订信息。各电力交易机构要按照有关政策要求，做好中长期市场运营组织工作，建立中长期交易跟踪机制，按月跟踪并向政府有关部门、监管机构报送各类市场主体中长期合同签订与履约情况，做好向市场主体的信息披露。

十八、保障合同执行。各电力调度机构要积极做好中长期交易安全校核、计划执行等工作，做好现货市场运营工作，促进中长期交易与现货交易有序衔接，为保证电力中长期合同履行做支撑。

国家发展改革委

2019年12月21日

（本文摘自《国家发展改革委》）