



光伏信息精选

(2021.07.19-2021.07.25)

嘉兴市光伏行业协会编

电话/传真：0573-82763426

邮箱：jxgfhyxh@163.com

网址：www.jxgfzxh.org

微信：嘉兴市光伏行业协会

地址：嘉兴市康和路1288号嘉兴光伏科创园6号楼207室

目 录

行业聚焦

1. 国家能源局发布 1-6 月份全国电力工业统计数据..... 1
2. 碳交易市场正式启动 光伏有望赋能绿色经济高质量发展..... 4
3. 整县推进分布式光伏的进与退..... 5
4. 工信部：新上光伏玻璃项目不再要求产能置换..... 10
5. 中国光伏行业协会：产业链已基本实现国产化 基本满足全球需要..... 11
6. 新方法制造太阳能电池，价格低廉、更轻便..... 12

企业动态

7. 晶科能源在印度 | 为亚洲最大停车场提供光伏发电解决方案..... 14
8. 阿特斯集团全资子公司 Recurrent Energy 成功出售美国德州 328 兆瓦 (DC, 直流) 光伏电站项目..... 15

政策信息

9. 关于浙江省第一批低碳试点县创建单位名单的公示..... 17
10. 关于加快推动新型储能发展的指导意见..... 18

国家能源局发布 1-6 月份全国电力工业统计数据

7月16日，国家能源局发布1-6月份全国电力工业统计数据。截至6月底，全国发电装机容量约为22.6亿千瓦，同比增长9.5%。其中，风电装机容量约为2.9亿千瓦，同比增长34.7%。太阳能发电装机容量约为2.7亿千瓦，同比增长23.7%。

1-6月份，全国发电设备累计平均利用1853小时，比上年同期增加119小时。其中，核电3805小时，比上年同期增加286小时；风电1212小时，比上年同期增加88小时。

1-6月份，全国主要发电企业电源工程完成投资1893亿元，同比增长8.9%。其中，核电226亿元，同比增长44.3%；水电475亿元，同比增长19.1%；太阳能发电165亿元，同比增长12.2%。电网工程完成投资1734亿元，同比增长4.7%。

全国电力工业统计数据一览表

| 指标名称 | 单位 | 6月 | 同比增长(%) | 1-6月累计 | 同比增长(%) |
|----------------|-------|------|---------|--------|---------|
| 全国全社会用电量 | 亿千瓦时 | 7033 | 9.8 | 39339 | 16.2 |
| 其中：第一产业用电量 | 亿千瓦时 | 88 | 16.3 | 451 | 20.6 |
| 第二产业用电量 | 亿千瓦时 | 4832 | 8.5 | 26610 | 16.6 |
| 工业用电量 | 亿千瓦时 | 4747 | 8.5 | 26127 | 16.5 |
| 第三产业用电量 | 亿千瓦时 | 1226 | 17.5 | 6710 | 25.8 |
| 城乡居民生活用电量 | 亿千瓦时 | 887 | 6.8 | 5568 | 4.5 |
| 全国发电装机容量 | 万千瓦 | - | - | 225660 | 9.5 |
| 其中：水电 | 万千瓦 | - | - | 37785 | 4.7 |
| 火电 | 万千瓦 | - | - | 126658 | 4.1 |
| 核电 | 万千瓦 | - | - | 5216 | 6.9 |
| 风电 | 万千瓦 | - | - | 29192 | 34.7 |
| 太阳能发电 | 万千瓦 | - | - | 26761 | 23.7 |
| 全国供电煤耗率 | 克/千瓦时 | - | - | 301.4 | -0.8* |
| 全国供热量 | 百万千焦 | - | - | 297462 | 6.6 |
| 全国供热耗用原煤 | 万吨 | - | - | 17860 | 9.1 |
| 全国供电量 | 亿千瓦时 | - | - | 34155 | 17.7 |
| 全国发电设备累计平均利用小时 | 小时 | - | - | 1853 | 119* |
| 其中：水电 | 小时 | - | - | 1496 | -33* |
| 火电 | 小时 | - | - | 2186 | 231* |
| 核电 | 小时 | - | - | 3805 | 286* |
| 风电 | 小时 | - | - | 1212 | 88* |

| | | | | | |
|--------------------|------|---|---|-------|-------|
| 太阳能发电 | 小时 | | | 660 | -3* |
| 全国发电累计厂用电率 | % | - | - | 4.5 | -0.1▲ |
| 其中：水电 | % | - | - | 0.3 | 0.01▲ |
| 火电 | % | - | - | 5.7 | -0.1▲ |
| 电源工程投资完成 | 亿元 | - | - | 1893 | 8.9 |
| 其中：水电 | 亿元 | - | - | 475 | 19.1 |
| 火电 | 亿元 | - | - | 202 | 10.3 |
| 核电 | 亿元 | - | - | 226 | 44.3 |
| 风电 | 亿元 | - | - | 826 | -3.2 |
| 太阳能发电 | 亿元 | - | - | 165 | 12.2 |
| 电网工程投资完成 | 亿元 | - | - | 1734 | 4.7 |
| 新增发电装机容量 | 万千瓦 | - | - | 5187 | 1492* |
| 其中：水电 | 万千瓦 | - | - | 812 | 400* |
| 火电 | 万千瓦 | - | - | 1757 | 125* |
| 核电 | 万千瓦 | - | - | 227 | 227* |
| 风电 | 万千瓦 | - | - | 1084 | 452* |
| 太阳能发电 | 万千瓦 | | | 1301 | 286* |
| 新增 220 千伏及以上变电设备容量 | 万千伏安 | - | - | 13733 | 2839* |
| 新增 220 千伏及以上输电线路长度 | 千米 | - | - | 19882 | 5317* |

注：1.全社会用电量为全口径数据，全国供电量为调度口径数据。2.“同比增长”列中，标*的指标为绝对量；标▲的指标为百分点。

（本文摘自国家能源局网站）

碳交易市场正式启动

光伏有望赋能绿色经济高质量发展

7月16日，全国碳排放权交易市场正式上线，这是我国运用市场化手段调控能源结构的重要决策。在碳排放政策收紧的初期阶段，重点排放行业或面临减产风险、交易履约带来的经济压力及技术升级或业务转型的内部压力等。对此，多位业内人士认为，企业要提早转型，解决如何与绿色低碳并道发展的问题，光伏则将在其中扮演重要角色。

中华环保联合会副主席兼秘书长谢玉红近期表示，“企业界要对标中国碳达峰碳中和目标，严格限制碳排放，合理利用碳能，充分发挥顶层设计作用，着力推动技术创新。”

在日前举行的“2021年国际能源变革对话”论坛上，晶科能源副总裁钱晶也提出建议，企业新建规划产能，在选址时就要充分考虑可再生能源存量，便于逐步接入绿色能源。初期可选择与新能源服务一体化企业合作，根据自身实际情况制定零碳规划路径与实施方案。此外还可投资绿色电站资产作为碳排放权存量，抵消企业排放指标。

钱晶预测，2025年以新能源为主体的新型电力系统建立后，宏观电网中的绿色电力比率将提高，通过“新能源发电+储能”并举的形式，形成电网友好型绿色电源，从根源处帮助全体企业完成能源结构转型。

具体到实际应用场景，以光伏为代表的清洁能源可有效助力高能耗企业完成减排目标。晋能科技杨立友总经理认为，拥有多余碳排放权的清洁能源企业，可将碳排放权出售给高能耗

企业，协助其完成减碳目标。最重要的是，光伏本身就是低碳电源，可为高能耗的企业提供低碳清洁的电力。随着光伏平价时代的到来，光伏可协助高耗能企业低成本高效率地完成减碳目标。

该观点与中国工程院原副院长杜祥琬院士的建议不谋而合。杜祥琬在“2021 碳达峰碳中和国际论坛”上表示，实现“双碳”目标需要通过调整产业结构和技术进一步降低能源强度、优化能源结构；构建以新能源为主体的新型电力系统，发展新型电气化，协调电力系统资源互补，提供优质电力输出。

另一方面，碳市场的建立有助提升传统电力企业及新能源运营企业增加新能源装机积极性。作为新能源行业的重要组成部分，光伏行业未来的空间不可估量。对如何把握新形势下的机遇与挑战，东方日升市场总监庄英宏认为，要坚定发展新能源的信心，持续在产品技术上获得更多突破，通过降低成本等为实现碳中和目标贡献力量。

（本文摘自中国证券网）

整县推进分布式光伏的进与退

整县推进分布式开发，最近在光伏圈备受热议，也引发了颇多争议。

2030 年实现“碳达峰”，2060 年实现“碳中和”。“双碳”目标提出后，有业内人士测算，若 2021-2025 年非化能源占比提升至 20%，则光伏/风电的年均装机量需要分别达到

100GW 和 30GW 以上;若 2026-2030 年非化能源占比提升至 25%，则光伏风电的年均装机量需要分别达到 190GW 和 45GW 以上。如此大的光伏装机量，单靠大型地面电站装机显然无法满足需求，更靠近用电侧的分布式光伏才是大势所趋。

为了更好地推进分布式光伏发展，6 月 20 日，国家能源局综合司发布《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》（以下简称《通知》）。《通知》指出，项目申报试点县（市、区）要具备丰富的屋顶资源、有较好的消纳能力，党政机关建筑屋顶总面积光伏可安装比例不低于 50%，学校、医院等不低于 40%，工商业分布式不低于 30%，农村居民屋顶不低于 20%。试点方案要服务于乡村振兴战略，于 7 月 15 日前报送国家能源局新能源司。

一份通知引发燎原之势

令人没想到的是，一份试点方案的通知，却一石激起千层浪，引来 20 多个省市纷纷跟进，整县推进光伏分布式的星星之火，开始迅速在全国范围内形成燎原之势。

“从行业角度来看，整县分布式政策绝对是利好的。”天合光能智慧分布式价值群助理副总裁张荣敏在接受媒体采访时表示，整县推进分布式开发，无疑将带来分布式光伏行业开发与商业模式的巨变。

不仅如此，中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎在关于《通知》的解析文章中还认为，借助整县开发分布式的契机，隔墙售电的窗口有可能被打开。

彭澎表示，本次《通知》明确提出，各地方按照 2017 的

分布式市场化交易试点文件来组织分布式的市场化交易，这是本次《通知》的核心之核心，一旦打开基本放开了隔墙售电，那么后面的增量配网业务也可以盘活了。

“分布式的 2 大难题：

1. 现金流的生产不稳定：用电量和电价跟着用电户的情况而波动；

2. 现金流的收缴不稳定：挨家挨户收电费实在是麻烦，且要钱不容易。”彭澎表示，2017 年的试点文件解决了这两个问题。试点内允许隔墙售电，更好的匹配屋顶和用电户，如果原用电户出现问题那么电可以卖给其他用户，解决了问题 1（有明确的过网费核算办法），允许在省级电力交易中心完成电力交易，解决了问题 2。但是由于 2017 年的文件对电网冲击太大，推行一直非常难。截止到 2020 年底，全国才有唯一一个试点项目落地，且卖电电价并没有峰平加权，是按照平时电价计算，部分其他试点的电网还要求业主完成偏差考核。具体未来各地过网费如何计算，需要看下一步电网的应对。

彭澎认为，此次通知，要求各地 7 月 15 号上报，肯定还是时间很紧，短期内其实见不到真实的项目落地，但是长期增长空间已经打开，接下来看电网如何支持分布式的发展了。

政策执行有待完善

不管是改变商业模式还是释放长期增长空间，甚或是单纯从宣传推广角度来说，《通知》的出台，对分布式光伏的发展来说都是好事，但凡事有利就有弊，《通知》中一县一企、央国企主导、商业模式等实操层面的问题，也引发了一些业内人

士的担心。

“每家企业对于分布式光伏的诉求是不一样的，有的企业会要求 EMC 多打折，有的会要求换个屋顶或者多少年之后把电站送给厂房业主，如果按照一县一企，那么这些各种各样的诉求，企业怎么去谈或者如何满足？其次，如果强制要求整县推进分布式，会带来额外成本的增加，厂房业主会提出各种各样的条件，要求投资企业必须满足，因为这是政治任务要求。”一位参与工商业分布式光伏领域多年的资深人士在接受媒体采访时，就表达了这样的担心。

“分布式光伏项目太分散，开发区和企业也没有动力去做。”另一位业内人士在接受采访时表示，这次整县推进一定要遵循顶层设计、做好试点、分步实施、整体见效的原则，切不可贪大求快，否则可能会重蹈 2013 年分布式光伏示范区的覆辙。

针对整县开发分布式，中国光伏行业协会也建议道：“地方政府要把重点放到整合屋顶资源、打通分布式光伏项目落地难的相关痛点上。至于项目业主，应该要用开放式、市场化的方式来选择，坚决不能搞‘一刀切’，更不能搞指定某一企业这种计划性行政式的命令。”

事实上，这些业内人士的担心并非多余。据了解，某光伏装机大省，就计划以三县对应三家国、央企的方式推动整县分布式光伏的试点。

还不仅如此，为了申报整县开发分布式项目，山东、河北、河南、江苏等多个身份的某些县、市，近期都出现了暂停现有

分布式项目备案与并网的情况。

细节问题统一答复

为了更好地解决落地执行中出现的问题，7月5日，国家能源局官网就“对分布式光伏电站整县推进政策的疑问”进行了统一答复。

问题1：您好：请问一个地区整县推进光伏电站政策实施后，其他新能源公司还可以开展业务吗？

问题2：关于整县推进各地存在曲解，会存在垄断式承包光伏安装大弊端，对于早期为光伏事业发展的小型安装承建商如何起到一个保护作用？对于开展碳中和碳达峰为目的发展，垄断式安装的弊端该如何避免？希望能源局帮忙解读一下。

国家能源局表示，整县（市、区）屋顶分布式光伏推进工作中，要把握好几个方面：

一是自愿不强制。各地是否开展试点以及开展多少个试点由各地根据自身实际情况自己决定，不搞行政命令。建筑屋顶是否开展建设，由屋顶产权单位综合考虑屋顶承重、安全等因素后自主决定。

二是试点不审批。我们鼓励有条件的地方认真编制试点方案，满足申报要求的，均可上报。对于报送的试点方案，我们不组织评审，也不审批。各地根据方案自行组织实施。

三是到位不越位。在试点工作中，有关方面应找准定位、各负其责、各司其职。地方政府的工作重点主要是协调落实屋顶资源，扩大屋顶光伏市场空间，引导本地开发建设屋顶光伏的积极性，为开发建设营造良好营商环境，具体开发建设由屋

顶产权单位按照市场化原则自主确定开发主体，政府不大包大揽。电网企业要落实电力体制改革相关要求，把工作重点放在加强配电网升级改造和接网服务等方面，切实保障试点地区分布式光伏的大规模接入需求，确保电力消纳。

四是竞争不垄断。试点工作应坚持市场主导和充分竞争的原则。各地屋顶分布式光伏开发市场应向所有符合条件的企业开放，企业可根据自身条件和优势，参与市场竞争，参加开发建设。

五是工作不暂停。各地应保持工作连续性，对于本地区正在开展备案和开发建设的光伏发电项目应当按照有关程序继续推进，不得以开展试点为由暂停、暂缓现有项目立项备案、电网接入等工作。

（本文摘选自世纪新能源网）

工信部：新上光伏玻璃项目不再要求产能置换

工业和信息化部 20 日印发了修订后的《水泥玻璃行业产能置换实施办法》（下称《办法》）。《办法》明确，提高水泥项目产能置换比例，保持平板玻璃产能置换比例不变，新上光伏压延玻璃项目不再要求产能置换，但要建立产能风险预警机制，《办法》自 2021 年 8 月 1 日起施行。

《办法》对置换比例和置换范围根据新形势做了调整。一是提高了水泥项目产能置换比例，大气污染防治重点区域水泥项目由 1.5:1 调整至 2:1，非大气污染防治重点区域由 1.25:1

调整至 1.5:1。二是加大低效产能压减力度，对产业结构调整目录限制类的水泥产能以及跨省置换水泥项目，产能置换比例一律不低于 2:1。三是鼓励固废综合利用，湖北、贵州等五省磷（钛、氟）石膏生产水泥项目产能可实施等量置换。四是保障光伏发展需要，新上光伏压延玻璃项目不再要求产能置换。

工业和信息化部在解读中表示，到 2025 年，光伏压延玻璃缺口较大，光伏玻璃产能的结构性短缺问题已经显现。因此，为有利于保障光伏新能源发展，促进我国能源结构调整，《办法》对光伏玻璃产能置换实行差别化政策，新上光伏玻璃项目不再要求产能置换，但要建立产能风险预警机制，新建项目由省级工业和信息化主管部门委托全国性的行业组织或中介机构召开听证会，论证项目建设的必要性、技术先进性、能耗水平、环保水平等，并公告项目信息，项目建成投产后企业履行承诺不生产建筑玻璃。

（本文摘自工信部）

中国光伏行业协会：产业链已基本实现国产化 基本满足全球需要

中国光伏行业协会理事长曹仁贤在 7 月 21 日召开的 2021 年光伏产业链供应论坛上表示，目前，我国在硅料生产、硅片加工、电池片生产、组件生产、环保处理净化工程以及相关的光伏设备检测模拟器等各类制造方面，绝大部分已实现国产化，部分产品如湿法清洗设备、单晶炉、多晶铸锭炉等已经基

本满足全球的需要。

（本文摘选自中国证券报）

新方法制造太阳能电池，价格低廉、更轻便

虽然世界上许多地方的太阳能发电成本，开始与化石燃料发电价格持平，但太阳能资源仍只占世界电力总量的一小部分。因此，将太阳光转换为电能或光伏电池，在全球太阳能发电方面拥有巨大潜力。但是，目前市场上的太阳能电池大多使用的是硅，与传统的电源相比，其制造成本更加高昂。

近日，冲绳科技大学研究人员开发了一种高效率的过氧化物，其不仅能够有效降低太阳能电池成本，而且能使电池更轻便、更灵活。

在金属卤化过氧化物中，有一种必要的结晶粉末，叫做 $FAPbI_3$ ，它可以形成金属卤化过氧化物的吸收层。之前，该吸收层需要通过结合 PbI_2 和 FAI 两种材料来制造，由此发生反应产生 $FAPbI_3$ 。但这种方法往往容易导致一种或两种原材料残留。在一定程度上，就会阻碍太阳能电池的效率。

针对这一短板，研究人员使用工程方法将粉末转化为结晶粉末。原材料 PbI_2 参与其中，但增加了将混合物加热到 90 摄氏度，仔细溶解并过滤掉所有残留物这一步骤。这可以使得所产生的粉末质量更高，结构更完美。

此外，这道步骤还能使过氧化物的稳定性在不同的温度下有所提高。当过氧化物的吸收层从原始反应中形成时，它可以

在高温下保持稳定。然而，在室温下，它就会从棕色变成黄色，这对于吸收光线来说并不理想。但增加了这一工序后，就算在室温下，其也是棕色的。

通常情况下，典型的硅基太阳能电池板效率集中在 20% 到 22% 区间。之前，研究人员创造过效率超过 25% 的过氧化物基太阳能电池，但是，要将这些新的太阳能电池移出实验室，是个挑战。

一般情况下，实验室规模的太阳能电池都很小，每个电池的尺寸大约只有 0.1 平方厘米。大多数研究人员专注于这些尺寸，因为它们更容易创建。但就应用层面而言，现实中所需要的太阳能模块体积要大得多。

另外，太阳能电池的寿命也是值得注意的方面。虽然之前的太阳能电池已经达到了 25% 的效率，但其寿命最多只有几千小时。在这之后，电池的效率就会下降。

该研究中使用的合成结晶的过氧化物粉末，在太阳能电池的制造中不但实现了超过 23% 的转换效率，而且寿命超过了 2000 小时。甚至当他们扩大到 5x5cm² 的太阳能模块，依然可以取得超过 14% 的效率。

总的来说，该研究创造了一种相对较新的材料——金属卤化过氧化物。当其处于太阳能电池的中心时，过氧化物的晶体结构能将光转换为电，且成本比硅低得多。此外，基于过氧化物的太阳能电池可以使用刚性和柔性基材来制造，除了价格更加低廉之外，它们还更轻便、更灵活。

（本文摘自澎湃新闻新闻）

晶科能源在印度 | 为亚洲最大停车场提供光伏发电解决方案

近日，晶科能源宣布其高效组件为位于印度北部的亚洲最大的停车场提供光伏电力，该项目装机量为 20MW，截止目前，是亚洲规模最大，设计的停车位最多的停车场项目，项目业主为印度最大的知名汽车制造商——印度国内市场的领导品牌。

整个汽车超级工厂占地 600 英亩地，所有从生产线全新出厂的汽车都会被停放在该停车场。项目目前已正式交付投入使用，年发电量可达 3000 万千瓦时。有助于汽车制造商利用可再生能源满足大部分汽车生产的电力需求，并在更高工业用电价格下节省大量电费支出。

对于印度这样高温低纬度国家，作为“大型车棚+屋顶”型式的分布式光伏项目，光伏车棚还能使车棚下的温度降低 15°C 左右。

光伏车棚，一种光伏与建筑相结合中最为简便易行的方式，近几年越来越受到青睐。光伏车棚吸热性好，安装便捷，成本低廉，既能充分利用原有场地，又能提供绿色环保的能源。在工厂园区、商业区、医院、学校等建设光伏车棚，可解决露天停车场夏日车内温度高的问题。

作为印度市场第一品牌的光伏组件，晶科能源产品高温下的杰出发电量表现是印度客户在选择其组件产品的关键驱动力，先后应用在多个类似的停车棚项目以及其他大型工商业电站。

依托当地丰富的光照资源，晶科组件在实际中有着上佳的表现，将发电收益最大化，成为电站投资者的可靠之选。

(本文摘自晶科能源 JinkoSolar)

阿特斯集团全资子公司 Recurrent Energy 成功出售美国德州 328 兆瓦(DC, 直流)光伏电站项目

阿特斯阳光电力集团 2021 年 7 月 21 日发布新闻，宣布其全资子公司 Recurrent Energy, LLC 成功将“Maplewood1 (红枫林 1 号)”和“Maplewood2 (红枫林 2 号)”光伏电站项目出售给一家美国领先的年金和寿险公司。这是公司在美国首次出售购电方是工商业用户的光伏电站项目。

这两个项目均位于得克萨斯州佩科斯县 (Pecos County)，靠近斯托克顿堡镇 (Fort Stockton) 和麦卡米镇 (Mc Camey)，装机量共计 328 兆瓦 (DC, 直流) 或 250 兆瓦 (AC, 交流)。项目现处于建设阶段，预计 2021 年第三季度结束前投入商业运营。

Maplewood1 (红枫林 1 号) 和 Maplewood2 (红枫林 2 号) 项目于 2020 年夏天开建。Recurrent Energy 公司从由北德意志州银行 (Norddeutsche Landesbank) 牵头的银团获得了 2.82 亿美金 (约合人民币 18.3 亿元) 的项目贷款，银团成员包括加拿大出口发展局 (EDC)，荷兰合作银行 (Rabobank)，加拿大国家银行 (National Bank of Canada) 和巴伐利亚银行 (Bayerische Landesbank)。

这两个电站项目完工后所发清洁电力，将分别出售给全球

最大的啤酒酿造公司 — 安海斯-布希公司 (Anheuser-Busch)，以及位于达拉斯的财富 100 强石油和天然气集输管道公司 — 能源传输公司 (Energy Transfer Partners)。

安海斯-布希公司将根据为期 15 年的购电协议，购买 222 兆瓦 (AC，交流) “Maplewood1 (红枫林 1 号)” 电站所发清洁电力，助力该公司提前 4 年完成其 2025 可再生能源发电的目标。能源传输公司将根据为期 15 年的购电协议，收购 28 兆瓦 (AC，交流) “Maplewood2 (红枫林 2 号)” 电站所发清洁电力。

这两座电站所发清洁太阳能电力相当于每年减少 518,000 吨二氧化碳排放，或减少 112,655 辆汽车的排放。

阿特斯阳光电力集团董事长兼首席执行官瞿晓铨博士表示：“这是 Recurrent Energy 首次出售电力购买方是工商业用户的项目。我们看到在全球范围内有越来越多的企业和公共部门直接购买可再生能源电站所发电力，以满足其自身用电需求。特别需要指出的是，这些公司和部门发现光伏电力不仅可以减少用电成本，同时还可以减少公司或部门运营中所产生的碳足迹。这在全球疫情背景下是一个富有意义的里程碑，也再次证明太阳能光伏发电已成为主流电力供应来源。”

(本文摘自阿特斯阳光电力集团)

关于浙江省第一批低碳试点县创建单位名单的公示

根据《关于组织开展第一批低碳试点县申报工作的通知》要求，近日，省碳达峰碳中和工作领导小组办公室组织开展全省第一批低碳试点县遴选评审工作。经地方自愿申报、专家部门联审、领导小组办公室审核，并经省碳达峰碳中和工作领导小组会议审议同意，确定4大类、共11家低碳试点县创建单位，现将具体名单公示如下：

产业低碳转型类：乐清市、绍兴市上虞区、台州市路桥区

低碳能源发展类：平湖市、舟山市普陀区

碳汇能力提升类：磐安县、龙泉市

综合类：杭州市临安区、余姚市、湖州市吴兴区、常山县

公示期：2021年7月21日至2021年7月26日。

如有意见请以书面形式通过传真反馈，单位反馈意见需盖单位公章，个人反馈意见需签字并注明单位、职务和联系方式。

联系人：刘敏；

联系电话：0571-87055084；

传真：0571-87056795。

浙江省碳达峰碳中和工作领导小组办公室

（浙江省发展和改革委员会）

（本文摘自浙江省发改委网站）

关于加快推动新型储能发展的指导意见

发改能源规〔2021〕1051号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

实现碳达峰碳中和，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。为推动新型储能快速发展，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。

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、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，以技术革新为内生动力，加快构建多轮驱动良好局面，推动储能高质量发展。

（二）基本原则。

统筹规划、多元发展。加强顶层设计，统筹储能发展各项工作，强化规划科学引领作用。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式。

创新引领、规模带动。以“揭榜挂帅”方式加强关键技术装备研发，推动储能技术进步和成本下降。建设产教融合等技术创新平台，加快成果转化，有效促进规模化应用，壮大产业体系。

政策驱动、市场主导。加快完善政策机制，加大政策支持力度，鼓励储能投资建设。明确储能市场主体地位，发挥市场引导作用。

规范管理、保障安全。完善优化储能项目管理程序，健全技术标准和检测认证体系，提升行业建设运行水平。推动建立安全技术标准及管理体系，强化消防安全管理，严守安全底线。

（三）主要目标。

到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

二、强化规划引导，鼓励储能多元发展

（一）统筹开展储能专项规划。研究编制新型储能规划，

进一步明确“十四五”及中长期新型储能发展目标及重点任务。省级能源主管部门应开展新型储能专项规划研究，提出各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接。相关规划成果应及时报送国家发展改革委、国家能源局。

（二）大力推进电源侧储能项目建设。结合系统实际需求，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。充分发挥大规模新型储能的作用，推动多能互补发展，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，提升外送通道利用率和通道可再生能源电量占比。探索利用退役火电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。

（三）积极推动电网侧储能合理化布局。通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。

（四）积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

三、推动技术进步，壮大储能产业体系

（五）提升科技创新能力。开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，以“揭榜挂帅”方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究。坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

（六）加强产学研用融合。完善储能技术学科专业建设，深化多学科人才交叉培养，打造一批储能技术产教融合创新平台。支持建设国家级储能重点实验室、工程研发中心等。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动商业模式创新。

（七）加快创新成果转化。鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范。加强对新型储能重大示范项目分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。

（八）增强储能产业竞争力。通过重大项目建设引导提升储能核心技术装备自主可控水平，重视上下游协同，依托具有自主知识产权和核心竞争力的骨干企业，积极推动从生产、建设、运营到回收的全产业链发展。支持中国新型储能技术和标准“走出去”。支持结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人

力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地。

四、完善政策机制，营造健康市场环境

（九）明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化电力辅助服务市场机制，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

（十）健全新型储能价格机制。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

（十一）健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

五、规范行业管理，提升建设运行水平

（十二）完善储能建设运行要求。以电力系统需求为导向，以发挥储能运行效益和功能为目标，建立健全各地方新建电力装机配套储能政策。电网企业应积极优化调度运行机制，研究制定各类型储能设施调度运行规程和调用标准，明确调度关系归属、功能定位和运行方式，充分发挥储能作为灵活性资源的功能和效益。

（十三）明确储能备案并网流程。明确地方政府相关部门新型储能行业管理职能，协调优化储能备案办理流程、出台管理细则。督促电网企业按照“简化手续、提高效率”的原则明确并网流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，提供并网调试及验收等服务，鼓励对用户侧储能提供“一站式”服务。

（十四）健全储能技术标准及管理体系。按照储能发展和安全运行需求，发挥储能标准化信息平台作用，统筹研究、完善储能标准体系建设的顶层设计，开展不同应用场景储能标准制修订，建立健全储能全产业链技术标准体系。加强现行能源电力系统相关标准与储能应用的统筹衔接。推动完善新型储能检测和认证体系。推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的安全标准及管理体系。

六、加强组织领导，强化监督保障工作

（十五）加强组织领导工作。国家发展改革委、国家能源局负责牵头构建储能高质量发展体制机制，协调有关部门共同解决重大问题，及时总结成功经验和有效做法；研究完善新型储能价格形成机制；按照“揭榜挂帅”等方式要求，推进国家储能技术产教融合创新平台建设，逐步实现产业技术由跟跑向并跑领跑转变；推动设立储能发展基金，支持主流新型储能技术产业化示范；有效利用现有中央预算内专项等资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。各地区相关部门要结合实际，制定落实方案和完善政策措施，科学有序推进各项任务。国家能源局各派出机构应加强事中事后监管，健

全完善新型储能参与市场交易、安全管理等监管机制。

（十六）落实主体发展责任。各省级能源主管部门应分解落实新型储能发展目标，在充分掌握电力系统实际情况、资源条件、建设能力等基础上，按年度编制新型储能发展方案。加大支持新型储能发展的财政、金融、税收、土地等政策力度。

（十七）鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

（十八）建立监管长效机制。逐步建立与新型储能发展阶段相适应的闭环监管机制，适时组织开展专项监管工作，引导产业健康发展。推动建设国家级储能大数据平台，建立常态化项目信息上报机制，探索重点项目信息数据接入，提升行业管理信息化水平。

（十九）加强安全风险防范。督促地方政府相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体，强化消防安全管理。明确新型储能并网运行标准，加强组件和系统运行状态在线监测，有效提升安全运行水平。

国家发展改革委

国家能源局

2021年7月15日