



# 光伏信息精选

(2021.10.11-2021.10.17)

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. 国家能源局副局长余兵：1-9 月份光伏投产超过 22GW..... 1
2. 李俊峰：能源转型需三步走..... 3
3. 尖峰时段延长，峰谷价差拉大 浙江优化分时电价影响几何..... 8
4. 解读：放开燃煤电价对新能源现货市场，影响最大..... 12
5. BNEF：全球户用市场前景广阔 需政策支持..... 16
6. 国家纳米中心在有机太阳能电池界面修饰研究方面取得新进展..... 19

## 企业动态

7. 晶科能源一年连刷四次 N 型电池效率世界记录..... 22
8. 吉林省汪清县政府考察团莅临芯能科技参观调研..... 22

## 政策信息

9. 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知..... 24
10. 整县推进政策或将引领内需再创高峰..... 27

## 国家能源局副局长余兵：1-9 月份光伏投产超过 22GW

国务院新闻办公室于 2021 年 10 月 13 日下午 3 时举行国务院政策例行吹风会，国家能源局副局长余兵答记者时表示：今冬明春确实面临比较大的电力、热力保供压力。我们坚决贯彻党中央、国务院的决策部署，经过前一阶段的工作，在各方努力下，10 月份以来，全国电力供需紧张形势已经有所缓解。10 月 11 日，全国日发电量 207 亿千瓦时，当月累计发电量 2285 亿千瓦时，同比增长 10.8%。截至目前，年累计发电量已经达到 62749 亿千瓦时，同比增长 13.1%。应该说，这个增长量还是比较大的。全国统调电煤库存 8199 万吨，目前可用天数是 15 天。10 月 11 日全国合计有序用电电力 4842 万千瓦，有序用电量已经比 9 月份最高峰有所下降。为了确保当前电力稳定供应，国家能源局采取了三个方面的措施：

**一是开展电力供应保障形势研判和问题会商。**近期，国家能源局多次召开专题会议，会商研判电力保供形势，加强电力运行监测，并且赴中国气象局、国家电网公司、国家能源集团等有关单位和企业开展调研、会商，科学研判今冬明春气象情况和电力煤炭保供情况，做好预案。会同有关方面全力以赴做好煤炭增产增供，优先保障发电供暖用煤。

**二是继续推动各类电源项目建设和投产工作。**推动具备条件的支撑性电源投产，缓解电力供应紧张。结合“十四五”可再生能源发展规划，会同有关方面加快推进大型风电、光伏基地建设，推动具备条件的应急储备电源和热电尽快投产。1-9

月份，风电投产超过 1400 万千瓦，光伏投产超过 2200 万千瓦，能够适当缓解电力供应紧张的局面。

**三是缓解煤电企业经营压力。**配合国家发改委做好燃煤发电上网电价市场化改革相关工作，从价格机制等方面推进电力安全稳定供应，缓解煤电企业压力。

下一步，国家能源局还将采取四个方面的措施确保今冬明春电力和热力供应。

**一是加强电力热力供应形势监测预警。**会同有关部门开展全国迎峰度冬气候趋势预测，研判对能源保供可能产生的影响，重点关注民生用电用热的保障，守住民生的底线。督促电力行业做好应对极端天气和自然灾害、突发事件的应急准备工作。

**二是全力做好迎峰度冬电力热力保供工作。**督促各地在建的具备条件的支撑性电源及时投产发挥作用，推动条件成熟的大型风电、光伏基地开工建设。指导有关企业加强设备维护、检修管理，保障机组稳定出力。督导重点城市制定电力保供应急方案，东北等地区要坚持“以热定电、以热为先”的原则，做好今冬明春电力热力的保障工作。

**三是强化北方地区清洁取暖工作。**我们印发了《关于做好 2021 年北方地区清洁取暖工作的通知》，多措并举保障清洁取暖用能，科学制定极端天气应急预案。

**四是继续加强能源监管工作。**督促各地将国家重大能源政策和各项调控保供措施落实到位，确保今冬明春能源稳定供应，确保居民用能安全。我们也有“12398”能源监管热线，

及时将群众反映的问题交相关单位协调解决，切实回应好人民群众用能诉求。谢谢。

（本文摘自国务院办公厅）

## 李俊峰：能源转型需三步走

在全球逐步实现碳中和的大背景下，构建以新能源为主体的新型电力系统成为电力行业转型的大势所趋、实现“双碳”目标的关键，不能奢望一蹴而就，要在保障能源安全的前提下，逐步减少煤炭消费，提升新能源占比。

2020年我国的二氧化碳排放量约100亿吨，其中煤炭燃烧排放的二氧化碳量约为80亿吨，石油和天然气的二氧化碳排放量占比分别只有15%和5%。要实现碳达峰，就必须煤炭率先达峰。今年3月15日，中央财经委员会第九次会议讲到我国能源转型的目标就是要控制化石能源的消费总量，用非化石能源来逐步取代化石能源。控制化石能源，首先就是要控制煤炭，煤炭要尽早达峰，并且要尽快下降。

煤炭，减多少？

按照各方面的研究预测，到2030年我国二氧化碳排放的峰值为100亿~105亿吨，与2020年相比增长5%左右。所以煤炭消费不仅不能增加，还需要显著下降，从而为天然气的发展留出一定空间。因为天然气相对而言是碳排放较少的能源，也是对环境比较友好的能源。按照一般估计，到2030年我国的煤炭消费要比2013年的峰值减少10%左右，总量控制在38

亿吨左右。

到 2035 年，二氧化碳排放要比 105 亿吨的峰值水平下降 10%，由于石油和天然气下降非常有限，因此总量的减少主要依赖减煤来实现，所以煤炭的消费总量可能要控制在 30 亿吨以下，也就是说要用 15 年时间从最高峰减掉 15 亿吨，相当于每年减 1 亿吨左右。

按照美国、欧盟、日本现在的承诺，到 2030 年他们的温室气体排放总量中煤炭消费量要比峰值水平减少 65% 左右。以同等水平来测算的话，到 2050 年我国温室气体排放总量也要比峰值水平减少 65% 以上，煤炭消费量要大体控制在 15 亿~20 亿吨。

到实现碳中和的时候保留多少煤炭，这既要取决于届时的能源结构，还要看碳汇、碳封存和碳捕集的技术能力——按照目前的预测，大体上能提供约 20 亿吨的二氧化碳当量，全都留给煤炭也不过 10 亿~15 亿吨。就全球范围来看，大部分国家的方案是在 2050 年左右煤炭清零，我们国家可能会延后一点，但清零也是一个大致的判断。

仅就电力行业而论，虽然大部分企业达到了国家大气污染物控制的排放标准，但是整个电力行业的大气污染物排放量，占全国大气污染物排放总量的 25% 以上，是排放量最大的单一部门，仍需要在减污方面花很大的力气。

根据我国煤炭和煤电消费与全球水平对比，从 1965 年至今，全球煤电发展虽有增长，但速度很缓慢，中国是主要的贡献国。2005 年，我国超过了“除中国之外的其他国家合计”，

此后一直占全球煤炭消费量的 52%左右，煤电的占比可能更多一些，所以全球都在关注我国煤炭和煤电消费。

2021 年 4 月 22 日，习近平主席在领导人气候峰会上表示，中国正在制定碳达峰行动计划，广泛深入开展碳达峰行动，支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先达峰。中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。9 月 21 日，在第 76 届联合国大会一般性辩论上，习近平主席再次强调，中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。

这不仅是对国际的承诺，也是对我国国内工作的具体要求和推进。

应该说，减煤是决定我国能源转型成败的关键之一。不能只是控制能源消费总量，还要保障经济增长和人民生活水平的提高不受影响，所以要尽快从控制能源消费总量向控制化石能源消费总量进行政策转变，推动非化石能源的增长。

不过，需要指出的是，要处理好转型和安全的关系，构建以新能源为主体的新型电力系统，一定要做到先立后破，发挥好煤电的托底作用，即使按照 2060 年碳中和思考，仍需要 2 万亿<sup>-</sup>3 万亿千瓦时的燃煤或燃气发电量，按照每年运行小时数 1500<sup>-</sup>2000 计算，也需要 15 亿千瓦左右的火力发电装机容量。因此对于燃煤燃气发电，“十四五”期间应增容少增量；“十五五”期间宜增容不增量，以后可减量不减容，以备不时之需。

新能源，如何增？

根据国家统计局发布的《2020 年国民经济和社会发展统计

公报》，2020年全国能源消费量约为49.8亿吨标准煤，实现了《能源发展“十三五”规划》中“2020年我国能源消费总量控制在50亿吨标准煤以内”的目标，清洁能源消费占比提高至24.3%，煤炭消费占比下降到56.8%，扣除天然气占比，2020年非化石能源占比提高至15.6%左右。自2013年以来，我国非化石能源占比平均每年提高0.7个百分点，这其中90%的非化石能源用于发电。

“双碳”目标下，减煤毋庸置疑，新能源产业发展也一片欣欣向荣，但大众仅看到了对风电、光伏行业的重大利好，却没有看到其重大责任和压力。

目前可再生能源占比还不到15%，根据规划要在2060年实现碳中和必须要让可再生能源在2050年实现60%以上的占比。也就是说，未来30年，可再生能源占比要增长45个百分点，平均算下来以后可再生能源占比每年要提高1.5个百分点。但过去若干年的时间里，我国可再生能源的占比平均增长只有0.3到0.8个百分点，一定要有年份高于1.5个百分点，后续才能实现目标，而且是一直持续下去的，这是一个非常伟大而又艰巨的任务。

因此，可再生能源行业要奋勇向前，努力开拓，把精力放在怎么把可再生能源更快、更健康、更稳定地发展起来。这个过程中需要协调哪些矛盾、解决哪些困难，把这些问题解决好，速度就不会成为大的问题了。如果很多问题都没有解决的时候，预设速度是没有意义的，试探目标也是没有意义的。

以风电为例，在2020年北京国际风能大会上发布的《风

《北京宣言》指出，我国每年应实现风电装机容量 5000 万千瓦。但风电装机容量并不是想做多少就做多少的，而是能做多少才能做多少。风电装机容量此前最多的年份不过 3000 万千瓦，历史上从来没有哪一年的风电装机容量达到过 5000 万千瓦。所以新能源不能操之过急，因为这不是百米跑的冲刺，而是一场长达 40 年的“马拉松”。

新型电力系统如何“维稳”？

随着碳达峰、碳中和目标的提出，构建以新能源为主体的新型电力系统已成为我国实现“双碳”目标的共识。未来，电能将逐步取代其他能源，成为推动社会经济发展的最终动力。其中，绿电即非化石能源发电将成为未来的主流发电方式。

非化石能源发电是新型电力系统的基本特征，虽然核电、水电、生物质发电都在同步发展中，但占比仍较小。目前非化石能源发电量占比增量部分基本上来自风电和光伏发电，风光发电占比约 10%，2050 年这一比例将达 50%，2060 年达 60% 才能实现相关的目标，但风光等非化石能源发电的稳定性是目前新型电力系统面临的重大隐患，因此，风光高比例装机的情况下，如何保障电网的安全可靠运行是当下的一大挑战。

首先，要加快煤电的转型步伐，大部分的燃煤发电要逐步改造成为灵活调度和深度调峰的电站，为高比例的可再生能源发电提供重要的技术支撑；其次要发挥电网企业枢纽型、平台型、共享型配置资源的作用，按照绿色调度、效率优先的原则，实现能源清洁化、低碳化和智能化的转型目标。

其次，加强能源供应安全和能源普遍服务。今年年初突如

其来的寒流，暴露了我国普遍服务，特别是电力普遍服务的短板，也暴露了我国能源供应不平衡和不充分的问题。我国农村、城乡接合部、电网末梢等能源基础设施建设还存在不足。这些问题应该在“十四五”期间得到妥善解决，能源和电力供应安全问题也要进行城乡统筹、东西部统筹、发达地区和欠发达地区统筹，实现能源普遍服务。

再次，提前部署一批碳中和的示范区域。按照中央提出的2060年碳中和目标，以及各地提出的各自碳中和目标，选择一些条件成熟地区，进行碳中和或者零碳电力系统的试点示范，比如在浙江舟山、福建平潭、广东南澳进行县级规模的碳中和试点试验，在青海、云南、海南进行省级碳中和的试点，进行技术、体制机制上的探索，为全国碳中和积累经验。

最后，能源转型过程中离不开价格机制的转变。过去十年，我国坚持用降低电价的方式来支持实体经济发展，但持续降低输配电价已经产生了很多问题，所以要改革现有的电价形成机制，并提高消费侧用户为绿色电力支付更高价格的意愿，形成绿色低碳生活的新时尚。

（本文摘自《能源评论·首席能源观》）

## 尖峰时段延长，峰谷价差拉大 浙江优化分时电价影响几何

日前，省发改委印发《关于进一步完善我省分时电价政策有关事项的通知》（下称《通知》），对分时电价政策进行调

整，并于 2021 年 10 月 15 日起正式执行。

从整体看，此次调整延长了用电尖峰时段，并拉大了峰谷分时电价的价差。浙江为何调整分时电价？此次调整对生产生活影响几何？为此，记者采访了省发改委相关负责人。

### **记者：浙江为何要完善分时电价政策？**

省发改委相关负责人：我省现执行的销售电价政策针对大工业、一般工商业、居民用电等设置峰谷分时电价，大工业必须执行，一般工商业、居民等可以选择执行。其中，工商业峰谷分时电价分为尖峰、高峰、低谷三类，共 6 个时间区间，其中尖峰 2 小时、高峰 10 小时、低谷 12 小时（尖峰时段 19:00-21:00，高峰时段 8:00-11:00、13:00-19:00、21:00-22:00，低谷时段：11:00-13:00、22:00-次日 8:00）；居民峰谷分时电价分为高峰、低谷两类，两个时间区间，其中高峰 14 小时、低谷 10 小时（高峰时段 8:00-22:00，低谷时段 22:00-次日 8:00）。

我省现行分时电价政策执行后，大部分用户按照分时电价信号调节了用电行为，特别是高耗能的大工业用户响应更加积极，对缓解电力供需矛盾、保障电力安全供应、提升电力系统运行效率等发挥了重要作用。但是，随着我省新能源装机规模不断扩大，电力消费结构加快变化，用电负荷呈现夏冬季“双峰”、全天上下午“双峰”、峰谷差持续扩大等特性，电力生产侧与消费侧双向大幅波动，保障电力安全经济运行面临更大挑战，原有分时电价政策存在与新形势、新情况不相匹配等问题，包括峰谷时段划分不够准确、峰谷价差激励作用不够明显、

引导用户削峰填谷的作用趋于弱化等，需要进一步完善。

**记者：此次浙江分时电价政策主要完善了哪些内容？**

省发改委相关负责人：此次我省优化调整的是大工业分时电价，调整范围为大工业电价用户（不包括国家有专门规定的电气化铁路牵引用电等）。一般工商业、居民、农业等电价政策本次不调整。

首先，我们对峰谷时段进行了调整。根据我省电力负荷特性、电力供需形势、新能源等发展趋势，考虑企业调整生产经营方式的可行性，此次将全年大工业电价尖峰时段由原 19:00-21:00 调整为 9:00-11:00、15:00-17:00，尖峰时段由原来的 2 个小时增加至 4 小时，高峰时段由原来的 10 小时减少至 8 小时，低谷时段仍为 12 小时。

同时，为做好迎峰度夏度冬期间电力保障工作，在每年夏季 7 月、8 月及冬季 1 月、12 月，增设 13:00-15:00 为尖峰时段，上述 4 个月内全天尖峰时段由原来的 2 个小时增加至 6 小时，高峰时段由原来的 10 小时减少至 6 小时，低谷时段仍为 12 小时。

在电价方面，我省系统峰谷差属于全国最高的省份之一，最大峰谷差率超 50%。因此，考虑我省系统峰谷差率大和大工业电价用户峰谷用电量比例等因素，此次分别提高大工业尖峰电价每千瓦时 5.6 分、高峰电价每千瓦时 6 分，降低低谷电价每千瓦时 6.38 分。通过拉大峰谷价差，将更好发挥分时电价引导削峰填谷作用，也有利于发挥储能在新电力系统中的关键支柱作用，增强后续新能源消纳能力。

**记者：**当下，能耗双控和电力保供是省委、省政府中心工作。完善后的分时电价政策，是否有助于浙江打赢这场硬仗？

省发改委相关负责人：进一步完善分时电价政策，无论对短期保障电力系统安全稳定经济运行，还是对中长期实现碳达峰、碳中和目标都具有积极意义。

短期看，进一步完善分时电价，特别是优化峰谷时段划分、拉大峰谷价差，有利于充分发挥电价信号作用，引导用户错峰用电，尽可能少地启动有序用电，保障电力系统安全稳定运行。同时，提高尖峰、高峰时段电价，可改变长期以来形成的粗放式用能方式，提高全社会能源利用效率，助力实现节能降耗和能源双控目标。

长期看，进一步完善分时电价，特别是合理拉大峰谷电价价差，有利于引导用户在电力系统低谷时段多用电，并为抽水蓄能、新型储能发展创造更大空间，这对促进风电、光伏发电等新能源加快发展、有效消纳，具有重要作用。

**记者：**此次调整主要针对大工业电价用户，调整后，对企业用电成本有何影响？

省发改委相关负责人：此次分时电价政策完善，以保持销售电价总水平基本稳定为原则，对社会总体用电成本影响较小。

具体看，由于合理拉大了峰谷电价价差，尖峰、高峰时段的电价会有所上涨，低谷时段的电价会有所下降，对不同大工业电价企业会带来差异化影响。能够错峰用电、在低谷时段多用电的企业用电成本会减少；在尖峰高峰时段用电多、缺乏调

节能能力的企业用电成本会有所增加，企业可通过加装储能设施及光伏、提高能源利用效率、优化用电行为等方式降低用电成本。

需要指出的是，分时电价政策的实施，可有效减少部分输配电、发电资源投入，提升电力系统运行效率和经济性，有利于从总体上降低全社会用电成本。

（本文摘选自《浙江日报》）

## **解读：放开燃煤电价对新能源现货市场，影响最大**

10月12日，国家发改委召开新闻发布会，介绍进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革有关情况。其发布了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》。此次改革明确，有序推动全部燃煤发电电量进入市场形成市场交易电价，将上下浮动的范围扩大为原则上均不超过20%，用电多的高耗能行业市场电价不受上浮20%限制，有利于更好地发挥市场机制作用，让电价更灵活反映电力供需形势和成本变化，在一定程度上缓解燃煤发电企业经营困难、激励企业增加电力供应，抑制不合理电力需求，改善电力供求状况，更好保障电力安全稳定供应。

上述新政对于光伏新能源电站的价格变动，会带来哪些影响？能源一号采访了一位不署名的国内著名电站业务负责人。请他详细解读下。

**问：怎么看这次火电调价政策？**

这次政府对燃煤电价的放开，主要是环节燃煤发电企业的经营困难，进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，“能跌能涨”的市场化电价机制被真正建立了，标志着电力市场化改革又迈出了重要一步。在发挥市场于电力资源配置中的作用，促进电力行业高质量发展、保障电力安全稳定供应等带来好处。

**问：对于新能源特别是新能源光伏等电站的价格变动，会有影响么？**

这个问题要从几个方面来谈。首先，新能源电价交易大致可分为三类。第一是政府长期协议，如跟政府签署的 PPA 等。第二部分是买卖双方所签订的中长期协议。比如说，你每个电站发的电之后，自己去找用电大客户。第三部分就是现货交易。原来最担心的是，第二和第三种交易方式中，电价都是比脱硫煤价要低的，因此电站方不太喜欢参与现货交易。因为一些市场化的交易是零元，报了这个数字才能拿到补贴。

第二种交易方式中（大客户的长协），我们与有的地方签 1 年或 3 年的购售电合同，是不会根据新政去调整的。就算签订了 1 年的协议并履行完毕后，它会寻求基准价给你签约，不会按照浮动价来签订。（发改委今天的通知指出，有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。）

未来的话，随着燃煤电价的放开及上涨，影响最好的可能

是第三种，即新能源的现货市场交易。现在最好的新能源现货市场价是广东地区，到过 1.7 元每千瓦时。山西也出现过不错的价格。但需要强调的是，对我们新能源电站的影响总体看是有限的：燃煤电价的放开、火电价格的上调，都不代表新能源电价整体会上调。

从发改委的角度看，新能源电价有两部分构成，第一是固定成本，第二是变动成本。火电调价是在解决它因为煤炭价格上涨而带来的变动成本。新能源签订购售电时，有关部门也会定死你的价格。所以谈及这部分，不会有很大影响。就像我前面说过的，新的（燃煤电价调整）政策是为了解决火电的变动成本，这种情况下电网不会给新能源电站让利的。

**问：所以，这次火电价格的改革，最大的影响在于市场化交易？**

是的。未来放开市场化交易的时候，必然会促使新能源的市场交易价格越来越高。

**问：那么，目前阶段市场化的新能源交易比例是多少？**

广东、浙江等，我记得是 10%，山西不超过 20%。但未来新能源会走向市场化交易阶段，比例可能会扩大。但有些省份如果把市场化交易的部分，让新能源即光伏等去与水电价竞争，新能源可能竞争不过后者的。

（中信证券的分析与上述专家所称的基本一致。其表示，虽然国内水/核/风光机组也有部分电量参与市场化交易，但其市场化电量规模和占自身整体电量比重相对较小。尽管非火电机组的盈利能力不受煤价波动影响，但是在火电市场化交易电

价出现明显上涨助推下，预计水/核/新能源市场化交易部分的电价也将呈现小幅上涨态势。综合考虑基准电价不动、非火电机组的市场电量偏小且市场电价上涨温和，我们预计水/核/新能源公司业绩的电价弹性有限，盈利扩张更依赖装机规模扩张和利用小时改善。除扩大电价浮动区间以保障电力供应外，国常会还提到加快大型风光基地建设，风光可再生能源消费在一定时间内不纳入能源消费总量，这为推动新能源装机快速增长和保障下游消纳提供保障。)

**问：现在的新能源长协交易，是否也会受到这次交易变动而变价。**

可能会。现在长协交易的话，也会随机浮动。但彼此要谈好细节，否则在电价的理解上会有不同。甲方跟电价出售方签长协的话，要比它（甲方）从电网购买便宜。

**问：您认为，市场化交易受益此次新政，那么未来市场化放开的速度会很快么？**

这个要看今后的变化情况。现在还不好说。大部分的下游电站，目前价格无法动。唯一影响的是，现货交易的部分收益更好。

**问：燃煤电价放开后，对产业链的影响有哪些？**

就以多晶硅为例。以前，我们可以根据供需关系测算出多晶硅的价格。比如说今年多晶硅的产能是 50 万吨（国内），明年 100 万吨。那么，我们可以根据这种产能的进程、下游的需求等综合情况，来判断它的价格走势。但随着燃煤电价的放开，电价对于多晶硅的整体成本影响变动在加大，稍微涨几分

钱，可能摊到多晶硅的总成本里会发生更多变化。因此除了供需之外的电价成本因素需要考虑进去，这让多晶硅价格的走势变得更加难以预测。

当然，也有专家认为，此次燃煤电价的调整动作，会对于现在的限电等有所缓解，因此部分产业链的原材料涨价、光伏材料涨价等会出现一定的趋缓。或许后续，光伏供求局势的剑拔弩张会有所降温。

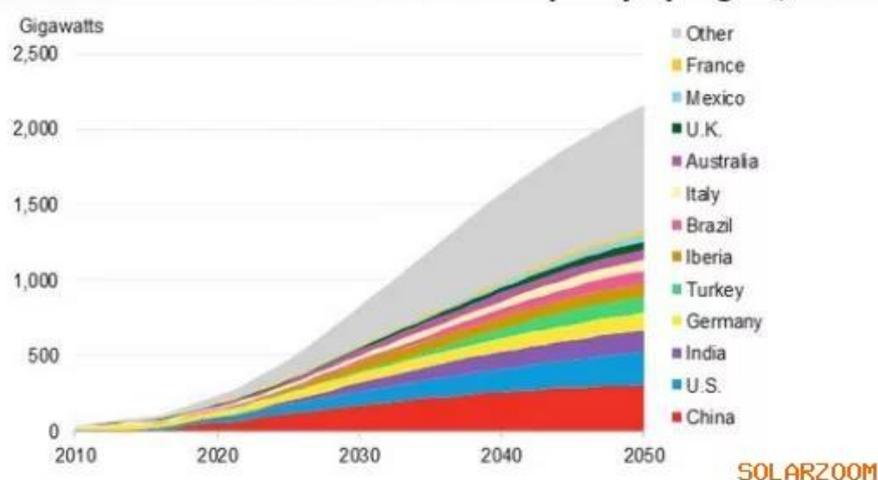
（本文摘选自《能源一号》）

## **BNEF：全球户用市场前景广阔 需政策支持**

根据彭博新能源财经 BNEF 和施耐德电气联合发布的一份调查报告，户用光伏市场将迎来重大的市场机遇。到 2050 年，全球预计将有 1.67 亿户家庭和 2300 万家企业拥有自己的清洁发电设施，将极大推动脱碳进程。而政策和费率设计对推动户用市场的发展至关重要。

该报告题为《开发用户侧光伏的潜力》，称光伏系统成本的迅速下降，已经使家庭和企业自发自用在某些国家变得实惠。例如，自 2013 年以来，澳大利亚家庭投资光伏，不到十年就能收回成本。这激发了人们投资光伏的热情，仅 2020 年就增加了 2.5GW 的户用光伏系统。

光伏系统可以为家庭和企业带来经济回报，并在减少碳排放、减少峰值负荷和提供就业机会方面带来更广泛的好处。

**Figure 1: Global cumulative customer-sited solar capacity by region, to 2050**

Source: BloombergNEF.

图：世界各地区 2050 年前用户侧光伏装机增长趋势（彭博新能源财经）

施耐德电气可持续发展研究所所长、施耐德电气全球战略展望与对外事务高级副总裁 Vincent Petit 说，“用户侧光伏市场机会巨大，但往往被完全忽视。由于成本下降和政策措施，用户侧光伏已经在一些市场迅速部署。大规模扩展光伏装机规模的可能性很大，这对于电力部门的脱碳至关重要，并为消费者带来巨大的利益。现在是接受这种转变的时候了。”

### 启动户用光伏市场

事实表明，在光伏能带来投资收益的情况下，例如具有更高的内部回报率 (IRR) 或较短的投资回收期，家庭和企业会更愿意采用光伏。在光伏投资收益有限的地区，政府会推出有针对性的激励措施，以创造有利的市场条件，促进光伏的开发。

法国就是这样的一个例子，现有的激励措施意味着户用光伏可以获得大约 18.5% 的内部回报率（或五年回收期），商业光伏实现 10.4% 的内部收益率（或九年回收期）。这刺激了市

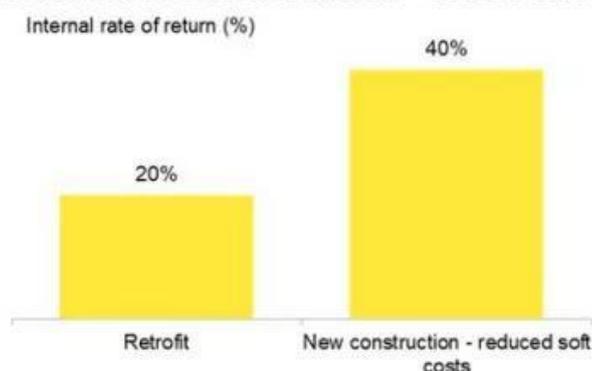
场的增长，到 2020 年的装机容量约为 500MW。

在市场发展初期的一个关键考虑因素是避免不可持续爆发式发展。政策设计应考虑到光伏成本将随着时间的推移持续下降的事实，并根据成本变化给予适度支持。

### 用于新建住宅和企业的光伏系统

在新建筑的建造过程中安装光伏有着充分的经济理由。光伏可以减少所谓的“软成本”，例如营销和销售成本，以及劳动力和建设成本，而收益保持不变。而在美国加利福尼亚州，在现有住宅安装户用光伏已经达到 20% 的内部回报率 (IRR)。而报告显示，在住宅施工时安装光伏系统，内部回报率 (IRR) 将达到 40%。在法国，在新建住宅期间安装户用光伏，内部回报率 (IRR) 可能会提高到 28%。

**Figure 2: Returns for residential solar in California – retrofit versus new construction**



Source: BloombergNEF. Note: Assumes 8 kilowatt PV system, 12,000kWh/year home. Federal ITC applied. Export rate = 100% retail rate. TOU rate: Peak: 4-9PM \$0.41/kWh, Off-peak: \$0.17/kWh. Retrofit capex = \$2.8/W, New construction capex = \$1.6/W. Additional assumptions in report.

图：美国加州已有住宅和新建住宅安装户用光伏的投资收益比较（彭博新能源财经）

### 引入储能系统、提高灵活性

随着光伏市场的发展和成熟，政策制定者和监管机构必须

逐渐将重点转向释放灵活性和鼓励储能部署。这是因为光伏装机的大量增加会导致白天产生过多的能源，同时也可能破坏电网的稳定。而储能系统则可以存储多余电力在晚上使用。

彭博新能源财经分布式能源负责人 Yayoi Sekine 表示：

“用户侧光伏的发展是为了增加一定灵活性，这将开启光伏更高的渗透率。电池储能具有最明显的灵活性，但储能将以多种形式出现，其中包括需求转移和使用电动汽车。”

鼓励储能安装的政策工具包括调整上网费率、分时电价（反映白天较低的光伏发电成本），为储能向电网提供服务进行支付（有时称为聚合支付），并实施按需收费（主要针对企业客户）。这些措施通常旨在使电价更能反映发电和电网成本，但对鼓励储能设备的安装可能也有促进作用。

例如美国加州将上网费率降低到销售电价的 35%，虽然这会损害光伏的整体经济性，但会将重点转移到光储系统上，这仍会产生 13% 的内部回报率 (IRR)。对于工商业项目来说，增加储能聚合支付将使内部回报率 (IRR) 提高到 22.8%，使光储成为比单独使用光伏更具吸引力的选择。

（本文摘自《索比光伏网》）

## 国家纳米中心在有机太阳能电池界面修饰研究方面取得新进展

近日，中国科学院国家纳米科学中心研究员周惠琼课题组与研究员裘晓辉、张勇课题组合作，在有机太阳能电池界面层

的纳米级表面能分布调控方面取得新进展。相关研究成果发表于 *Joule* 杂志 ( *Joule*, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.09.001> ) 。

在溶液法制备的有机太阳能电池中，表面能对体异质结薄膜形貌的形成起到关键作用。通过给体与受体的表面能差异可以预测有机本体异质结 (BHJ) 薄膜中两相的混溶性，而底部界面层的表面能可以调节体异质结的垂直分布和分子堆积取向。薄膜的表面能常采用 Owens-Wendt 模型通过测量接触角的方法得到，但这种测试方法无法反映纳米尺寸范围内的表面能分布，无法直接解释体异质结结构中纳米级的堆积和相分离变化。

周惠琼课题组长期致力于溶液法太阳能电池的界面研究，针对界面层表面能的调控开展了一系列的研究。通过引入氧化钨 ( $WO_x$ ) 纳米颗粒提高了聚 3, 4-乙烯二氧噻吩: 聚苯乙烯磺酸盐 (PEDOT: PSS) 空穴传输层的表面能，并在有机非富勒烯太阳能电池中实现了 80% 的填充因子。而后进一步深入探究了活性层堆积取向、界面层表面能与器件性能之间的关系，并将此界面修饰策略应用于反型器件电子传输层研究之中。此外，该策略也能应用于钙钛矿太阳能电池，采用生物聚合物肝素钠改善了电子传输层的表面能，钝化了界面缺陷，同时提高器件的效率和稳定性。

在前期工作的基础上，该研究团队利用基于原子力显微镜的峰值力定量纳米力学模式 (PFQNM) 技术，成功表征了有机太阳能电池空穴传输层表面的纳米级表面能分布。研究中发

现,掺杂不同横向尺寸的MoS<sub>2</sub>纳米片,可以有效调控PEDOT:PSS层的表面能微观分布,增强表面能分布的非均一性。这种非均一性的纳米级表面能分布可以进一步调控活性层的分子排列和结晶取向,调控活性层给体和受体间的相分离。由于表面能分布调控策略对活性层形貌的优化,太阳能电池器件的性能和稳定性均得到提升,并实现了18.27%的光电转换效率(经中国计量科学研究院认证的效率为17.80%)。当给受体之间表面能之差越大,该策略对其器件效率的提升率越高。

上述研究工作得到了其他合作者的支持,以及科技部、国家自然科学基金委和中科院相关项目等的资助。

(本文摘自国家纳米科学中心)

## 晶科能源一年连刷四次 N 型电池效率世界记录

近日，晶科能源研究院所研发的高效 N 型单晶硅单结电池技术取得重大突破，在权威第三方测试认证机构日本 JET 检测实验室标定全面积电池最高转化效率达到 25.4%，近一年来第四次创造新的大面积 N 型单晶钝化接触 (TOPCon) 电池转化效率世界纪录。

此次破纪录的太阳电池采用了自产的高品质直拉 N 型单晶硅片，通过超细栅线金属化技术、深度掺杂技术、低寄生吸收材料技术，以及自主开发的成套 HJT 高效电池工艺技术等多项创新及材料优化，实现了效率突破。

晶科能源股份有限公司 CTO 金浩：“我们的高效 N 型电池技术在一年内创下四次世界纪录，成为引领行业技术进步的标杆。我们对此感到很自豪。这将持续激励我们为客户提供大型项目所需的最具度电成本优势的产品。与此同时，这也是公司发展历程中重要的里程碑，通过研发实力的积累，我们致力于为所有人提供可负担可持续的清洁能源。全球客户认可我们的前沿技术和可靠的供应链，我们将继续引领行业，为他们提供创新产品和方案。”

（本文摘自晶科能源 JinkoSolar）

## 吉林省汪清县政府考察团莅临芯能科技参观调研

近日，吉林省汪清县政府考察团一行莅临芯能科技参观调研。我司负责人重点介绍了公司的业务布局、商业模式等，并

就考察团提出的问题作出详细解答。双方围绕分布式业务运营模式进行了热烈讨论和深入交流。

（本文摘选自芯能科技）

## 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快推进电价市场化改革，完善主要由市场决定电价的机制，保障电力安全稳定供应，现就进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革及有关事宜通知如下：

### 一、总体思路

按照电力体制改革“管住中间、放开两头”总体要求，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，推动工商业用户都进入市场，取消工商业目录销售电价，保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用、更好发挥政府作用，保障电力安全稳定供应，促进产业结构优化升级，推动构建新型电力系统，助力碳达峰、碳中和目标实现。

### 二、改革内容

（一）有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。

（二）扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。

（三）推动工商业用户都进入市场。各地要有序推动工商

业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。目前尚未进入市场的用户，10千伏及以上的用户要全部进入，其他用户也要尽快进入。对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电，代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成，首次向代理用户售电时，至少提前1个月通知用户。已参与市场交易、改为电网企业代理购电的用户，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的1.5倍执行。

鼓励地方对小微企业和个体工商户用电实行阶段性优惠政策。

（四）保持居民、农业用电价格稳定。居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。各地要优先将低价电源用于保障居民、农业用电。

### 三、保障措施

（一）全面推进电力市场建设。加强政策协同，适应工商业用户全部进入电力市场需要，进一步放开各类电源发电计划；健全电力市场体系，加快培育合格售电主体，丰富中长期交易品种，加快电力现货市场建设，加强辅助服务市场建设，探索建立市场化容量补偿机制。

（二）加强与分时电价政策衔接。各地要加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，引导用户错峰用电、削峰填谷。电力现货市场未运行的地方，要做好市场交易与分时电价政策的衔接，市场交易合同未申报用电曲线以及市场电价峰谷比例

低于当地分时电价政策要求的，结算时购电价格按当地分时电价峰谷时段及浮动比例执行。

（三）避免不合理行政干预。各地要严格按照国家相关政策要求推进电力市场建设、制定并不断完善市场交易规则，对电力用户和发电企业进入电力市场不得设置不合理门槛，不得组织开展电力专场交易，对市场交易电价在规定范围内的合理浮动不得进行干预，保障市场交易公平、公正、公开。国家发展改革委将会同相关部门进一步加强指导，对地方不合理行政干预行为，通过约谈、通报等方式及时督促整改。

（四）加强煤电市场监管。各地发展改革部门要密切关注煤炭、电力市场动态和价格变化，积极会同相关部门及时查处市场主体价格串通、哄抬价格、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为，电力企业、交易机构参与电力专场交易和结算电费等行为，以及地方政府滥用行政权力排除、限制市场竞争等行为，对典型案例公开曝光，维护良好市场秩序。指导发电企业特别是煤电联营企业统筹考虑上下游业务经营效益，合理参与电力市场报价，促进市场交易价格合理形成。

各地发展改革部门要充分认识当前形势下进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的重要意义，统一思想、明确责任，会同相关部门和电力企业精心做好组织实施工作；要加强政策宣传解读，及时回应社会关切，增进各方面理解和支持，确保改革平稳出台、落地见效。

本通知自 2021 年 10 月 15 日起实施，现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委

2021年10月11日

## 整县推进政策或将引领内需再创高峰

### 前言

2021年6月20日，中国国家能源局发布新公告“国家能源局综合司关于报送整县(市、区)屋顶分散式光伏开发试点方案的通知”，其中提出：

(1) 党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于50%；

(2) 学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于40%；

(3) 工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于30%；农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于20%。

希望各省能源局积极推动分散式光伏发电，组织开展整县屋顶分散式光伏试点的工作。

### 光伏市场导向

根据中国光伏协会(CPIA)资料，今年上半年中国光伏装机量为14.1GW，户用首次超过集中式光伏，占比达到42%，其中以山东、河北、河南为首，占据近80%户用装机量。但随着各省户用装机崛起，前三省户用装机占比也在逐步下降。

7月单月新增1.76GW的户用装机量，而1到7月间共新增7.7GW，同比增长160%。

中央与地方的积极政策布局将推动光伏装机量的增长，同时分散式光伏电站分布密度低，“整县推进”的政策能有效统合各省资源，由中央做出调配，达到最适的配置。在7月9日，国家能源局在答覆中提到中央政府不会批审地方政府提交的试点，不评断也不干预，这也将整县推动的主导权交在地方政府的手上。

大型地面电站的普遍常态为国营企业为开发主体，而分散式光伏市场则为小众民营开发商，但是在这次的整县推进政策发酵后，市场有了明显的改变，调研中确实看到更多的央企与地方政府签约布局，其中以国家电投和国家电网动作最为积极，已与多地方政府签署合约。一方面是央企拥有良好的融资渠道和利率，另一方面，地方政府希望大力支持中央推广光伏，但同时也希望自己管辖区域的光伏发电项目是稳定而安全的，而在与央企的合作能够有较多保障。尤其大量的项目还是以全额上网为主，对储能的要求也相对较高，央企能更好的整合光+储的系统配置。

目前看来，各省积极响应政府政策，在9月14日国家能源局公布了各地报送的试点名单，全国31省、市、自治区总计申报了676个试点县(市、区)，并且中央已将其全部列入开发试点，同时，在2023年前达到各类屋顶光伏发电占比的地区，将能成为示范县。这也确立整县推动政策将支撑未来几年中国内需市场中，户用光伏装机将持续强劲成长。

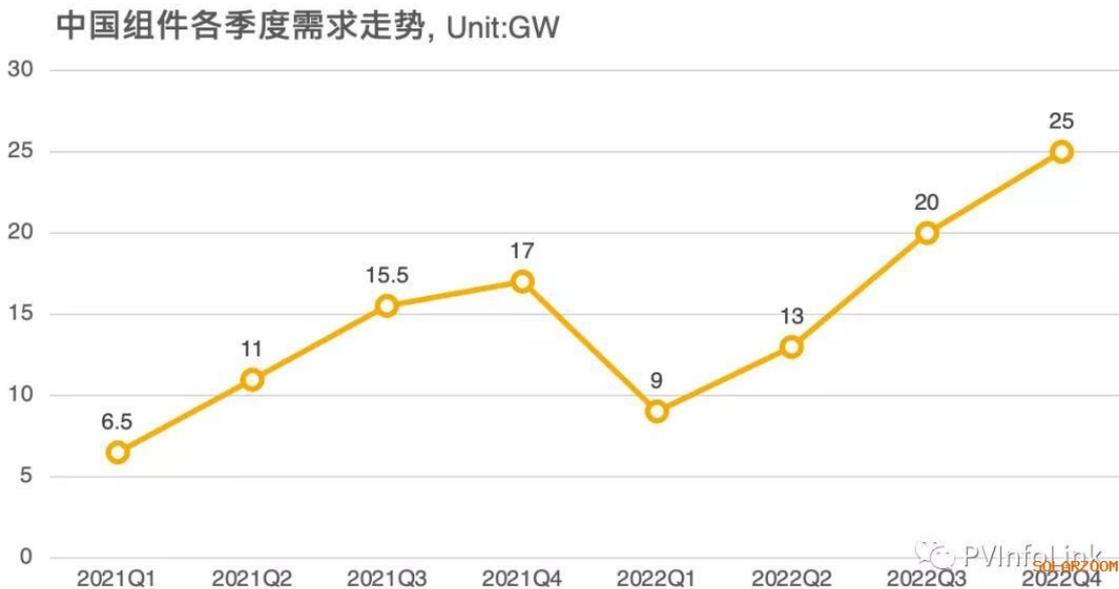
从上报情况来看，东部地区上报试点数量相对较多，这与国家在东部及中部地区大力推广分散式光伏的布局相符，但也

看到更多西部省份参与其中。不过尽管看似各界热烈响应，但目前中央及地方细节政策还未明确、具体落实的时程也不明朗，目前仅浙江省有提出具体时程如下：



Source: “浙江省整县（市、区）推进分散式光伏规模化开发试点工作方案”讨论稿，具体实施还待关注当地政府公告

### 中国供需现状



Source: PV InfoLink 供需数据库

供给方面，虽然供应链产能看似处于供过于求的情况，但硅料的短缺成为今年的产能瓶颈，全年抢料、抢硅片的趋势几乎没有停歇，加上近期上游厂家强势的议价能力、以及 EVA、玻璃、铝框等辅材料持续涨价，组件厂被迫得持续抬升报价，目前每瓦 1.8 元人民币甚至以上的高昂组件价格压缩了终端电站的 IRR，制造端与电站端仍在博弈。另外，在垂直整合的一线电池厂家狭带成本控管优势下，二线厂家订单萎靡，今年上半年 TOP10 全球厂家市占达到了 9 成。

需求方面，目前中国 2021 全年需求上看 50GW，约占全球市场近三分之一，相比去年上升了 12.4 个百分点。PV InfoLink 预期整县推进政策在年底、甚至明年更多细节与配套落地后才会开始有实质需求贡献，下半年需求仍会聚焦于大型地面电站与剩余的户用光伏。即便平价专案得以延迟到明年底并网，但多数项目预期还是会于今年开始动工，今年四季度逐渐迎来国内需求的高峰。

整县推进政策将进一步推升明年中国户用及工商式需求量，在明年没有中央补助的情况下，户用需求仍然看好。

在整县推进项目的产品选择上，大部分仍会使用目前市面上普及的 P 型组件，随着 N 型技术更加纯熟，拉近与 P 型的成本差距后，N 型组件与大尺寸组件才会更广泛应用于户用分布式光伏。

随着上半年户用光伏数量的成长，整县政策的推出后更是引起市场如火如荼的讨论。以长期来看，整县推进政策能统合各省分散式光伏资源并使各省份间更平均的推升安装量，在政

策的发酵下，预期明年有望推升户用光伏装机至 20GW 以上，且后续几需求将持续成长，推使中国光伏装机量往中央的 2025 年再生能源用电达整体 20% 目标更进一步。PV InfoLink 将持续关注此议题并提供后续更新。

（本文摘选自《PVInfoLink》）