



光伏信息精选

(2021.07.26-2021.08.01)

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. 海宁加快新能源建设布局..... 1
2. 新型储能怎么发展？一文读懂发改委指导意见..... 3
3. 国家能源局：不断完善配套支持政策，推动光伏产业高质量发展..... 8
4. 迎来发展“黄金期” 光伏发电未来呈四大特征..... 10
5. BNEF：脱碳、净零需每年新增 455GW 太阳能装机 2050 年装机量达 20TW13
6. 科学家发现新型锰化合物 可使太阳能电池更清洁..... 15

企业动态

7. 福莱特与晶澳科技建立战略合作..... 17
8. 晶科能源 | 获 TÜV 莱茵大中华区首张光伏组件 LCA 证书..... 17

政策信息

9. 国家发展改革委关于做好 2021 年能源迎峰度夏工作的通知..... 20
10. 国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知..... 28

海宁加快新能源建设布局

日前，“碳达峰碳中和”目标下城市能源互联网发展合作论坛在嘉兴海宁召开。论坛聚焦能源转型、新型电力系统理论研究等话题，深入探讨电网转型发展趋势与面临的挑战，推动城市能源互联网建设，推进数字化转型以促进“双碳”战略转型发展。

当前，海宁围绕尖山深入打造碳中和示范区，正在探索一条以新型电力系统助推“双碳”实现的先行先试之路。

政策主导引领打造“双碳高地”

“能源互联网的发展强调以电为中心。”清华大学能源互联网创新研究院副院长高峰认为，应当在“碳达峰、碳中和”目标引领下构建新型的电力生态，让各方共同参与、共建共享，从而推动实现“双碳”目标。这其中政府、企业、研究机构、用户等各种角色缺一不可。

今年3月，海宁市发布文件，倡导“新能源加储能”新模式；同月，全国首个“源网荷储一体化示范区”和全省首个“绿色低碳工业园建设示范区”在尖山新区挂牌成立；5月，浙江首个地方性电力需求侧响应补贴政策在尖山新区出台。

系列政策一出台，不少企业就跃跃欲试。5月24日，浙江首个用户侧“光伏+储能”项目——海宁尖山的和金电子“光伏+储能”项目正式通电投运。该项目安装光伏容量800千瓦，配置储能100千瓦/276千瓦时，投运至今总收益超过10万元，减排二氧化碳接近百吨。

用电效果如何？企业最有发言权。尖山芯能微电网技术有

限公司负责人邱华林告诉记者，随着公司正式接入光伏群调群控系统，电压波动明显比原先降低不少。“最直观的感受就是电压更稳定，电能质量明显提升。高质量的电能质量下，良品率提升了近5%。”

创新先行构建新能源产业链

在海宁尖山新区，从高空俯瞰四周，目之所及，大片工业集聚厂房平坦的屋顶之上，一排排蓝色的光伏板在阳光照射下熠熠生辉。

国网浙江海宁市供电公司相关负责人介绍，尖山新区是浙江分布式光伏等新能源起步最早、密度最高的区域之一。目前尖山新区工业年产值达到400多亿，年用电量16亿千瓦时，新能源发电每年5亿千瓦时，占比超过30%，基本做到了新能源100%消纳和安全稳定运行。

企业屋顶光伏只是亮点之一。作为全国首批城市能源互联网综合试点示范项目，该项目已在海宁尖山运作了三年有余，如今已成功构建了城市能源公共服务平台，提供清洁能源、建筑能效、绿色交通、智慧用能、供需互动等五种综合服务。

6月30日，海宁尖山源网荷储协调控制系统正式上线，标志着全国首个工业园区级“以新能源为主体的新型电力系统”县域雏形在海宁率先建成。

海宁市委书记曹国良介绍，新能源是海宁重点培育的产业，光伏发电和风电等零碳能源产业，为海宁高质量发展、为区域性的碳排放、碳中和工作打下了扎实基础。

根据统计数据，今年一季度，海宁光伏产业规模以上企业

18家，实现规上工业总产值74.92亿元。未来，海宁将以“3060”目标为引领，积极打造特色鲜明、产业完整、应用广泛的新能源产业生态链。

（本文摘自《杭州日报》）

新型储能怎么发展？一文读懂发改委指导意见

7月23日，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（以下简称《指导意见》）。《指导意见》提出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。

光大证券分析称，随着“双碳”战略的提出，可再生能源将大力发展，这需要大量储能平滑负荷曲线以保证电网稳定性，储能迎来发展机遇。

【试点】

试点应优先在风力和光伏资源比较充沛的地方开展

《指导意见》提出，统筹开展储能专项计划，一是要各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接；二是要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。三是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。

与此同时，《指导意见》认为要加强组织领导，强化监督保障工作，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。

北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为，“目前的能源以煤炭为主，发电也是以煤炭为主，未来降低碳排放，向清洁能源过度，储能系统可以将绿色清洁能源收集后利用，达到降低碳排放实现碳中和的目标。”

对于试点城市，张翔认为，一二线城市主要是用电城市，一般是储能后通过高压线路将电输送到一二线城市；偏远城市可以通过风能或者光能发电实现自给自足，先行试点可以在风力发电和光伏发电资源比较充沛的地方，当然城市里面也可以有一部分试点，但总体来讲城市里光照条件不好，不能大面积推广。

【技术】

坚持多元化路线

商业化规模或仍需国家政策支持

《指导意见》中表示要推动技术进步，壮大储能产业体系；第一是提升科技创新能力，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；同时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；将加快飞轮储能、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。

二是加强产学研用融合，三是加快创新成果转化，鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范；四是增强储能产业竞争。

中信证券认为，储能行业有望解决储能主体市场地位和配套政策缺失痛点，开启市场化新阶段，储能设备供应商和综合能源服务商率先受益。在张翔看来，目前储能电池主要是磷酸铁锂电池为主，它的成本相对较低，但其缺点就是能量密度低一点，如果大规模使用的话，成本有望进一步降低；至于实现商业化规模应用，他认为光伏发电或风力发电成本都相对火力发电高，想要实现商业化规模应用仍需要国家政策补贴的支持，不然可能很难发展。另外，风能和光伏产业需要加快发展，如果行业无法壮大的话储能电池产业的发展也会受到影响。

《指导意见》提出要加快推进钠离子电池等技术开展规模化试验。华创证券认为，钠离子电池与目前的锂离子电池工作原理类似，但优势突出，成本低、能量密度及性能更加，工作更长，充电速度更快；不过东北证券认为，目前阶段钠离子电池的能量密度明显低于锂离子电池，与新能源汽车电池需求匹配度低，钠暂不可能替代锂成为动力领域主流技术方向，站在

当前时间点来看，钠电池对锂电池的替代性实际上很微弱。但业内也存有共识，认为在锂离子电池很难同时支撑电动汽车和规模储能两个市场的情况下，钠离子电池在储能市场的前景则较为广阔。

【时间表】

2030 年实现新型储能全面市场化发展 与新能源汽车发展步调一致

《指导意见》也为新型储能的发展规划了时间点，到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，并表示新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

实际上可以发现，新型储能的发展时间点与新能源汽车的发展时间表基本相似。2020 年国务院办公厅发布的《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》提出到 2025 年新能源汽车的渗透率将达到 20%，到 2030 年新能源汽车的新车渗透率达到 40%。罗兰贝格预测 2025 年和 2030 年两个时间点上，中国新能源汽车的渗透率上会加速发展，预计 2025 年新能源汽车渗透率可能在 20%到 25%之间，2030 年或高于 40%。

据悉，截至 2020 年底中国已投运储能项目累计装机规模 35.6 吉瓦（1 吉瓦=100 万千瓦），这意味着未来 5 年新型储能将在现在基础上大幅增长，而且这些新增储能将主要集中在“光伏+储能”“风电+储能”“电化学能+储能”等新型储能方面。

而在储能产业链中，电池是成本占比最大、壁垒最高的环节；从数据来看，2030 年全球储能锂离子电池需求约 100GWh，

占锂电池总需求量的比例约 5%；而随着新能源汽车拉动电池产业规模化发展，锂电池的成本或将进一步降低，也能够加快储能产业链的发展。

【规模】

2025 年装机规模达 3000 万千瓦以上

业内预测未来五年年复合增长率或超 50%

《指导意见》进一步提出了十四五期间我国新型储能的发展规模目标，到 2025 年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。

按照《指导意见》明确的目标来看，我国新型储能具有巨大的市场空间。公开数据显示，截至 2020 年，我国新型储能装机容量为 3.81GW，根据此次政策制定的目标，未来五年的空白市场空间为 26.2GW，年复合增长率达 51%，发展潜力巨大。

实际上，储能行业的发展主要依赖电化学储能装机规模的持续提升，成本低、各项性能相对均衡的锂电池将是“十四五”期间主流的新型储能技术；公开数据显示，2020 年我国电化学储能累计装机规模达到 3.27GW，锂离子电池以 88.8% 的装

机占比占据绝对主导地位，电化学储能占整体储能装机规模比重也从 2018 年的 3.7% 提升到 2020 年的 7.5%；盖锡咨询预测，到 2025 年，我国电化学储能市场将会达到 27GW。

近来储能板块不断走强，业内认为一方面得益于政策面的支持，行业前景光明，另一方面是与新能源汽车锂电池产业链板块的走强有关。中信证券认为受益于政策呵护力度不断加强，新型电力系统的加强建设，电力交易体系的完善和成本的不断下降，储能行业在“十四五”期间将迎来快速发展期。中长期看，氢储能应用有望加速，绿氢成本有望下降，利好燃料电池等氢能利用设备。

（本文摘自《新京报》）

国家能源局：不断完善配套支持政策，推动光伏产业 高质量发展

2021 年 7 月 22 日，由中国光伏行业协会主办的“光伏行业 2021 年上半年发展回顾与下半年形势展望研讨会”在北京天泰宾馆隆重举行。国家能源局新能源司副处长孔涛出席会议并致辞。

孔涛在致辞中表示，“碳中和”已成为全球应对气候变化的共识，也是全社会热议的高频词汇，太阳能光伏行业作为绿色低碳能源的重要组成部分，在全球“碳中和”行动推动下，将进入新发展阶段，迎来发展的“黄金五十年”。在过去的 2020 年，面对突如其来的新冠肺炎疫情和国内外风险挑战明显上升

的复杂局面，我国光伏行业凭借着顽强的韧性，依然保持了稳中有进的发展态势。进入 2021 年，光伏市场需求继续保持稳定增长，除户用外，光伏发电已全面实现平价上网。

国家能源局新能源司为推动光伏产业在新阶段、新形势下有新发展，2021 上半年主要开展了以下几方面工作，可以概括为“四个一”，一是“一个规划”，即可再生能源“十四五”发展规划；二是“一部政策”，即《促进新时代新能源高质量发展的若干政策》；三是“一份通知”，即《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》及其配套的可再生能源电力消纳责任权重等一系列政策文件；四是“一项试点”，即“整县推进屋顶分布式光伏试点工作”。此外，还配合发改委、财政部和工信部等部委，进一步完善光伏发电市场环境。

孔涛指出，2021 年是“十四五”开局之年，也是光伏发电平价上网的第一年。习近平总书记明确提出二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和，到 2030 年非化石能源占一次能源消费的比重达到 25% 左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等目标，为我国能源革命和绿色低碳转型设立了新的航标，为光伏发电发展明确了新的任务。综合来看，“十四五”期间光伏发电发展将进入一个新阶段，这个新阶段呈现以下几个特征：

一是大规模发展。在“十三五”基础上，“十四五”期间光伏发电年均装机规模将有大幅度的提升，装机规模将进一步扩大。

二是高比例发展。光伏发电在能源消费中的占比将持续提

升。

三是市场化发展。从今年开始光伏发展将进入平价阶段，摆脱对财政补贴的依赖，实现市场化发展、竞争化发展。

四是高质量发展。“十四五”将通过加快构建以新能源为主体的新型电力系统提升光伏发电消纳和存储能力，既实现光伏发电大规模开发，也实现高水平的消纳利用，更加有力的保障电力可靠稳定供应，实现高质量跃升发展。

下一步，国家能源局新能源司将发挥规划引导和约束作用，优化光伏发电开发布局，促进高比例光伏发电消纳，不断完善配套支持政策，推动光伏产业高质量发展。

（本文摘自世纪新能源网）

迎来发展“黄金期” 光伏发电未来呈四大特征

今年上半年，尽管受到一些不利因素的挑战，但在“碳达峰、碳中和”和多种有利因素的作用下，我国光伏行业保持快速增长态势，成为市场关注的热点之一。光伏行业下一步怎么走？在近日召开的“光伏行业 2021 年上半年发展回顾与下半年形势展望研讨会”上，国家能源局、工业和信息化部等主管部门以及业内人士给出了最新预判。

光伏供应链价格走势受关注

数据显示，今年上半年，我国多晶硅、硅片、电池、组件产量分别达到 23.8 万吨、105GW、92.4GW、80.2GW，同比分别增长 16.1%、40%、56.6%、50.5%。同时，光伏市场需求继续保

持稳定增长，上半年新增光伏装机 1411 万千瓦，同比增长 22.7%。其中户用光伏装机 586 万千瓦，同比增长 280%。

工业和信息化部电子信息司副巡视员侯建仁表示，今年上半年，中国光伏产业克服重重困难，取得了优异成绩。他同时指出，我国光伏产业发展仍然面临内外诸多挑战。目前，我国光伏产业同质化竞争比较严重，技术研发需要提升，前瞻技术储备相对供应链协同亟待加强，发电消纳面临诸多挑战，国际贸易环境复杂。

“未来，光伏产业发展存在挑战，更充满了机遇。”侯建仁表示，工业和信息化部电子信息司未来将持续加强行业规划，发挥大国大产业、大市场的优势；持续引导产业智能升级，在现有政策基础上加快研究接续政策；持续做好行业规范管理，继续实施光伏制造行业规范条件；引导行业加强新兴技术储备；持续优化产业发展环境。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华认为，在后疫情时代，“绿色复苏”已经成为全球共识，光伏已经成为全球最具竞争力的电力产品。在“碳达峰、碳中和”的背景下，光伏行业进入大规模、高比例、高质量跃升发展的阶段。同时，今年上半年，外贸形势严峻复杂，人民币汇率波动和海运价格飙升为光伏行业的发展带来了新挑战，光伏供应链价格持续高位，价格压力贯穿上下游，未来需要多关注供应链价格走势。

未来光伏发电将呈现四大特征

“全球能源转型是大势所趋。在零碳路径上，可再生能源将成为主导能源。行业对未来光伏发展的预期也在不断上调。”

王勃华说。他预计，2021年全球光伏新增装机150GW-170GW，我国2021年光伏新增规模在55GW-65GW，“十四五”我国年均光伏新增规模70GW-90GW。

王勃华表示，随着整县推进等政策的支持、央企大力推进以及央企和民企的合作不断加强，分布式光伏发电市场将迎来新的发展机遇。同时，源网荷储一体化和“多能互补”将成为“十四五”期间的重头戏，光伏与储能融合发展也将成为新趋势。

目前，各行各业对待光伏发展的态度都发生了变化。国家能源局新能源和可再生能源司副处长孔涛认为，太阳能光伏行业作为绿色低碳能源的重要组成部分，在“碳中和”行动推动下，将进入新发展阶段，迎来发展的“黄金五十年”。

在孔涛看来，“十四五”期间，光伏发电将呈现出大规模、高比例、市场化、高质量发展的四大特征。在“十三五”基础上，“十四五”期间光伏发电年均装机规模将有大幅度的提升，光伏发电在能源消费中的占比将持续提升。“十四五”将通过加快构建以新能源为主体的新型电力系统提升光伏发电消纳和存储能力，既实现光伏发电大规模开发，也实现高水平的消纳利用，更加有力地保障电力可靠稳定供应，实现高质量跃升发展。

据孔涛透露，作为国家能源局“十四五”系列规划之一，可再生能源“十四五”规划目前已形成送审稿。

（本文摘自《中国经济时报》）

BNEF：脱碳、净零需每年新增 455GW 太阳能装机 2050 年装机量达 20TW

BloombergNEF (BNEF) 的新分析发现，为了在 2050 年达到净零目标，至这一十年年末，每年至少需要新增 455GW 太阳能光伏装机容量。

该研究咨询公司发布了 2021 年版《新能源展望》报告，该报告将全球向净零排放状态的过渡分为三种具体轨迹，分别为“绿色”、“红色”和“灰色”。

在绿色方案中，电力行业脱碳的重任大部分由太阳能光伏和风能混合项目承担，这需要在本十年年末将太阳能项目年开发率提升两倍。

未来十年会需要大量的太阳能以积极减少电力部门的排放

此外，BNEF 绿色方案下的太阳能光伏市场潜力表明，至 2050 年，太阳能装机容量或高达 20TW，相当于未来三十年每年平均开发 632GW 太阳能。

这类可再生能源项目要求大幅增加储能，至 2030 年，每年至少需要开发 245GWh 储能以推动可再生能源电力增长。

报告称，由于可再生能源是能源转型的“支柱”，因此需要大量的可再生能源发电。为了让可再生能源发电做出贡献，需要紧急加速太阳能光伏和风能的开发。

未来九年是全球市场走上正轨的关键时期，电力行业必须在这十年间取得重大进展。这十年所需的 75% 以上的总减排量必须来自电力部门，这一事实要求必须快速开发太阳能光伏和

风能。

能源行业碳排放总预算

与 2019 年的水平相比，BNEF 的分析显示，电力部门排放量必须在 2030 年之前下降 57%，在 2040 年之前下降 89%，以便为更难降低排放量的部门的电气化铺平道路。

能源部门的碳预算总额

正如 BNEF 的分析所示，能源转型需要大幅增加年度投资。BNEF 认为，基于不同的模型，为了实现净零排放所需的投资额介于 92-173 万亿美元，这要求目前的投资趋势至少翻一番，从 2020 年的 1.7 万亿美元上升到未来 30 年的每年 3.1-5.8 万亿美元。

这种投资不会白费。与缓解因无所作为而导致的气候灾害的成本相比，这些投资的确微不足道。BNEF 首席执行官 Jon Moore 表示：“实现净零排放所需的资本支出将为投资者、金融机构和私营部门创造巨大的机会。同时，也会在绿色经济领域创造许多新的就业机会。”

BNEF 的绿色方案并不是实现净零排放的唯一可行途径。其红色模型优先考虑绿氢和模块化核反应堆等新兴技术。根据红色模型，至 2050 年，核电将提供三分之二的一次能源总需求。BNEF 的灰色模型预设了碳捕获利用和封存技术的成熟，根据灰色模型，煤炭和天然气会继续得到开发，碳排放会被捕获。2050 年，风能和太阳能在全球能源中的占比仅为 26%。

相较之下，在 BNEF 的绿色方案中，太阳能和风能在一次能源使用中的份额将从 2020 年的 1.3% 飙升至 2030 年的 15% 和

2050 年的 70%。

（本文摘自《PV-Tech 每日光伏新闻》）

科学家发现新型锰化合物 可使太阳能电池更清洁

用于人工光合作用的智能手机屏幕和催化剂——例如从阳光中生产燃料——通常含有非常稀有的金属。例如，用于有机发光二极管（OLED）的铱比金或铂稀有。用于太阳能电池的钪也是最稀有的稳定元素之一。这些金属不仅由于稀缺而非常昂贵，而且在许多化合物中也有毒。

现在，由来自巴塞尔大学的 Oliver Wenger 教授和他的博士生 Patrick Herr 领导的团队首次成功地生产出发光的锰化合物，其暴露于光会引起与钪或铱化合物相同的反应。

与贵金属化合物相比，光能的吸收通常会导致由廉价金属制成的配合物发生更大的变形。结果，化合物开始振动并且大部分吸收的光能丢失。研究人员能够通过将特制的分子成分加入化合物中来抑制这些扭曲和振动，从而迫使锰进入刚性环境。这种设计原理还增加了所得化合物的稳定性及其对分解过程的抵抗力。

使用锰的优势在于，不仅毒性比铱更低，且锰在地壳中的含量是铱的 90 万倍，因此价格要便宜很多倍。

Wenger 说，到目前为止，还没有人成功地制造出含有锰的分子化合物，这种化合物可以在室温下在溶液中发光并具有这些特殊的反应特性。“Patrick Herr 和参与的博士后在这方

面确实取得了突破——开辟了贵金属领域以外的新机遇。” 在未来的研究项目中，Wenger 和他的团队希望提高新型锰配合物的发光性能，并将它们固定在适合用于太阳能电池的半导体材料上。其他可能的改进包括锰配合物的水溶性变体，它们可能在用于治疗癌症的光动力疗法中替代钆或铈化合物。

研究结果已发表在《自然化学》杂志上。

（本文摘选自前瞻网）

福莱特与晶澳科技建立战略合作

7月30日，福莱特玻璃集团股份有限公司与晶澳太阳能科技股份有限公司（以下简称“晶澳科技”）在上海签署战略合作协议。公司董事长阮洪良，晶澳科技董事、执行总裁牛新伟参加仪式并代表双方签约。

晶澳科技董事、执行总裁牛新伟在致辞中表示，晶澳始终坚持“互惠互利、合作共赢”的经营理念，致力于与供应商建立长期稳定的合作关系。希望双方继续开展更深入系统的合作，促进产业技术进步，共同为客户创造新价值。董事长阮洪良表示，此次战略合作，双方将合作共赢，共同为全球“碳中和”事业做出贡献。

晶澳科技是全球知名的高性能光伏产品制造企业，福莱特与晶澳科技合作已久，此次双方签署战略合作协议，将在光伏玻璃产品供应和服务等多方面开展合作。

未来福莱特将持续致力于为光伏行业提供领先的技术、产品、解决方案和服务。

（本文摘自福莱特集团）

晶科能源 | 获 TÜV 莱茵大中华区首张光伏组件 LCA 证书

近日，全球极具创新力的光伏企业晶科能源今日宣布公司获 TÜV 莱茵大中华区（“TÜV 莱茵”）首张光伏组件 LCA (Life

Cycle Assessment, 即生命周期评估) 证书, 并一次性顺利通过意大利 EPD 认证。

晶科能源本次获证产品为单晶主流组件产品, 共计 6 个系列, 43 个子型号, 是目前国内一次性通过意大利 EPD 光伏认证产品数量最多的项目。

TÜV 莱茵所签发的 LCA 证书, 是本次意大利 EPD 认证的重要基础, 其基于 ISO 14040/ISO 14044 的要求, 采用聚焦全球变暖潜势等的环境影响类型的生命周期评价方法, 从原材料开采到硅片、电池片、组件生产, 上下游运输, 乃至电站施工、运维至最后拆解报废处理, 全面地评估并展现了晶科能源光伏产品在其全生命周期内对环境方面的多项影响指标。

结合世界各国碳排放净零承诺及国内 30/60 碳达峰/碳中和的目标, 此认证能够帮助晶科能源通过产品低碳设计、优化能源管理体系、提高能源使用效率等方面, 履行其减少碳排放以及环境影响的社会责任, 实现节能减排目标。

在此认证的基础上, 晶科能源逐步完成 ISO 14025 及对应光伏组件 PCR EPD Italy 014 的要求, 顺利完成意大利 EPD 注册。

此注册的顺利完成, 标志着晶科能源的光伏组件满足意大利环境署于 2017 年 10 月所颁布的门槛环境标准法令要求, 同时也满足欧洲绿色公共采购行动计划的要求。

晶科能源 CEO 陈康平表示: “在 ‘碳中和’ 的全球趋势下, 光伏将迎来进一步的发展, 与此同时, 光伏产品碳足迹也得到越来越多的关注和重视, 很多国家将碳足迹引入考量。

晶科能源在光伏发电全生命周期的各个环节都十分注重对碳排放的把控，此次获得 TÜV 莱茵大中华区首张光伏组件 LCA 证书，并顺利完成意大利 EPD 注册认证，我们相信这将大大提高晶科能源产品的市场竞争力。晶科能源也将一如既往地坚守‘改变能源结构，承担未来责任’的企业使命，为实现全球‘碳达峰、碳中和’目标而努力。”

TÜV 莱茵大中华区太阳能服务副总裁邹驰骋：“我们对晶科能源此次获证表示祝贺。减少碳排放是全球大趋势，将持续影响各行各业的产品与技术研发、生产及供应链管理等。光伏清洁能源替代传统能源有利于实现国家节能减排的目标。

此次，晶科能源获得首张 LCA 证书，并于同期拿到意大利 EPD 光伏认证，体现了晶科能源的企业社会责任和实力，也将提高相应组件的市场竞争力。TÜV 莱茵的专业一站式服务将助力更多企业进入目标市场，助力世界绿色能源转型。”

（本文摘自晶科能源 JinkoSolar）

国家发展改革委关于做好 2021 年能源迎峰度夏工作的通知

发改运行〔2021〕1058 号

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，煤电油气运保障工作部际协调机制有关成员单位，中国电力企业联合会、中国煤炭工业协会，中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司、中国海洋石油集团有限公司、国家石油天然气管网集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、国家能源投资集团公司、国家开发投资公司、中国核工业集团公司、中国广核集团公司，中国中煤能源集团有限公司，中国远洋海运集团有限公司：

今年以来能源需求持续快速增长，迎峰度夏已经到来，局部地区高峰时段仍存在保障压力。为统筹做好 2021 年能源迎峰度夏保障供应工作，确保煤电油气运供需形势平稳有序，现就有关事项通知如下。

一、准确把握今年能源迎峰度夏总体工作要求

（一）总体要求。坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，统筹能源安全 and 高质量发展，完善能源产供储销体系，全力做好能源迎峰度夏各项工作。充分发挥煤电油气

运保障工作部际协调机制作用，保持能源稳产增产，努力增加能源供应，发挥能源储备作用，完善能源需求侧管理，实现能源迎峰度夏平稳有序，确保居民生活等重点用能需求，促进经济社会高质量发展。

（二）基本原则。坚持保障民生，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用能；坚持安全稳定，切实保障能源供应各环节稳定运行和安全可靠；坚持灵活调节，不断提高供给侧和需求侧系统调峰能力；坚持优化结构，全力促进清洁能源多发满发；坚持市场化，鼓励积极通过市场化方式做好能源供应保障各项工作。

（三）准确把握能源供需形势。今年以来，全国能源需求持续快速增长，随着迎峰度夏期间全国气温不断攀升和空调制冷负荷不断释放，局部地区高峰时段将出现供需偏紧，如遇大范围持续极端高温天气，形势将更趋严峻。各地要加强对本地煤电油气运供需形势的跟踪监测，密切关注市场需求变化和气温来水情况，加强产运需衔接和相关部门之间的配合，预判外部因素对煤电油气运供应的影响，及时协调解决出现的矛盾和问题，加大力度保供稳价，保持合理库存水平，妥善做好应对安排。

二、强化安全生产，全力保持能源稳产增产

（一）加快推进煤炭优质产能释放。各产煤地区要组织指导煤炭生产企业在确保安全的前提下科学组织生产，保障稳定生产；晋陕蒙等重点产煤地区要带头落实增产增供责任，加快释放优质产能；大型煤炭企业要发挥好表率作用，在确保安全

的前提下按最大能力组织生产。各地和有关中央企业要加快推动解决制约增加产量的主要因素，积极协调和组织具备条件的煤矿抓紧落实产能置换方案，加快优质产能煤矿建设进度和手续办理，有序实施技术改造和减量重组，尽快实现建设煤矿依法依规投产达产。鼓励赋存条件好、安全有保障、机械化水平高的生产煤矿，通过产能置换重新核定生产能力，持续增加有效供给。

（二）促进清洁能源多发满发。各地要严格落实优先发电制度，按照《国家发展改革委 国家能源局关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》（发改运行〔2019〕144号）要求，梳理本地优先发电适用范围，科学编制优先发电、优先购电计划；细化完善政策体系，完善“保量保价”和“保量竞价”相结合的价格形成机制和优先发电计划指标转让机制，推动优先发电制度落地见效。有关地方要组织电网企业、发电企业等相关方面，抓紧制定实施细则，尽快提升核电发电年利用小时数。大型水电企业要加强与受电省份和电网企业的沟通协调，研究水电消纳机制，有效缓解汛期弃水压力。

（三）提高石油天然气供应能力。各地要加强石油天然气供需形势监测分析，严格签订履行合同，加强资源组织，切实保障供应。中石油、中石化、中海油等主要供气企业要加快推进重点气田新建产能建设，同时，供气企业和管道企业要合理安排基础设施检修，共同保障夏季高峰发电合理天然气需求，确保天然气供应稳定。

（四）确保安全生产。各地、各企业要树牢安全发展理念，

严格落实安全生产责任制，防范化解重大安全风险，坚决守住安全生产底线。煤炭企业要加强“一通三防”工作，强化冲击地压、瓦斯、水害等隐患排查治理，坚决禁止不具备安全生产条件的煤矿复工复产，严防超能力、超强度、超定员、超层越界和非正规开采，坚决遏制重特大安全事故。电力企业要严格落实安全生产主体责任，着力提高技术防范水平，确保电力设备安全稳定运行。油气企业要加强管道巡护，加大管道占压清理、第三方施工等管控力度，切实做好管道安全生产和保护工作。

三、注重有效调节，提升能源供应保障能力

（一）切实提升煤炭供应保障能力。各地和大型煤炭企业要多措并举，建立健全煤炭供给体系，确保煤炭特别是电煤供应稳定可靠。有关方面要将电煤保障作为当前工作的重中之重，千方百计落实煤炭资源，及时帮助存煤偏低电厂协调落实煤源和运力，将电厂存煤天数提升到合理水平。要组织煤炭和电力企业再签订一批中长期合同，督促已签订中长期合同严格履约，月度履约率要提高到90%以上。

（二）切实提升电力供应保障能力。各地要提前摸清本地电煤、天然气等燃料资源落实情况，指导本地发电企业千方百计提升高峰时段发电供电能力；加大监管和惩处力度，避免出现煤价上涨导致临时检修和出力受阻的情况。供需形势偏紧的地区，要主动与送电省份政府部门和国家电网公司、南方电网公司衔接，加大跨省区送受电力度，通过市场化交易提高供应能力。电网企业要优化安排电力系统运行方式，确保全方式全

接线运行，增强省间余缺调剂能力，实现大范围资源优化配置；要加大配电网建设和改造力度，有效缓解“卡脖子”问题。发电企业要统筹考虑生产和经营的关系，加强设备运行维护和管理，努力减少机组出力受阻情况，确保机组稳发稳供。

（三）切实提升油气供应保障能力。中石油、中石化、中海油、国家管网等主要油气生产运输企业要加强与有关部门和地方沟通协调，合理组织生产，加强油气管网运行调度，确保资源安全稳定供应。要推动油气多元化进口，加强油气进口统筹协调，保障国内油气安全稳定供应。充分发挥“全国一张网”优势，加快推进主干管网建设和互联互通，提高油气互供互保能力。统筹加强电力天然气联调互保，保障重点地区发电用气合理需求，增加顶峰电力供应。

（四）切实提升运输保障能力。各地、各有关单位要深入贯彻落实党中央、国务院关于推进运输结构调整的决策部署，在确保煤炭、油品等重点物资运输保障的基础上大力推动“公转铁、公转水”，做好运输保障方案和应急运输方案，充分发挥各种运输方式的综合效能。铁路、港航企业要切实组织好车船调配和港口装卸，深入挖掘煤炭外运通道运输潜力，努力增加发往主要煤炭中转港口的铁路运力；突出重点急需，对存煤明显偏低的重点电厂，优先安排装车发运和港口接卸。

四、加强动态平衡，发挥能源储备作用

（一）加强储煤设施建设，提升电煤库存水平。煤炭企业要积极整合资源，完善储煤设施，落实最低最高库存制度，确保迎峰度夏发电用煤基本需求。鼓励有条件的地方和企业

炭生产地、消费地、铁路交通枢纽、主要中转港口建立煤炭产品储备，按照合理辐射半径，培育建设一批储煤基地。发电企业要认真履行保障供应主体责任，将保供任务责任细化落实到个人，主动加强与煤炭、运输企业沟通联系，扩大市场煤采购范围，落实所需资源和运力，提前做好电煤储备工作，避免出现缺煤停机情况。

（二）加强调峰能力建设，提高电力系统灵活性。各地要压实责任，加强应急备用和调峰电源能力建设，切实提高迎峰度夏期间的电力应急保障能力；要将拟淘汰退役但仍具备改造为应急备用电源条件的煤电机组予以保留；要加大力度推动抽水蓄能和新型储能加快发展，不断健全市场化运行机制，全力提升电源侧、电网侧、用户侧储能调峰能力。

（三）加快储气设施建设，补齐储气能力短板。各地要加强统筹规划，加快储气设施建设，推动列入规划范围的储气设施项目尽早建成投产。中石油、中石化、中海油、国家管网要加大储气设施建设投入力度，确保列入年度重大项目清单的储气设施项目全面开工建设，对已建成的储气设施抓紧安排投产运行，入冬前应储尽储，提前做好冬季调峰保供的资源储备。各省、区、市相关部门也要统筹加快“城燃企业5%、地方政府3天”储气能力建设，已投产储气设施入冬前应储尽储。

五、坚持底线思维，完善能源需求侧管理

（一）加强用煤需求侧管理。各地要认真对标对表碳达峰、碳中和目标，统筹减煤和保供，有序推进煤炭替代，把握工作力度，保障重点领域用煤需求。各地特别是煤炭供应保障难度

大的地区要摸清重点行业用煤情况，制定详实可操作的有序用煤预案，做好应急值守和及时响应，确保民生用煤不受影响。

（二）加强用电需求侧管理。各地要严格落实优先购电制度，供应紧张时精细化实施有序用电方案，优先保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电。要根据供需情况科学编制有序用电方案，细化完善电力可中断负荷清单，按照“一用一调整、一年两调整”的原则完善动态调整机制，实现本地区可调用电负荷达到最大用电负荷的15%以上。提升市场化需求侧调峰能力，充分发挥电能服务商、负荷集成商、售电公司等市场主体资源整合优势，引导和激励电力用户挖掘调峰资源，参与系统调峰，形成占年度最大用电负荷3%左右的需求响应能力。

（三）加强用气用油需求侧管理。各地和上游供气企业要按照“保民生、保公用、保重点”的要求，制订完善应急预案，加强应急演练，切实保障民生用气。要动态更新非居民可中断用户调峰清单，不断完善原油需求侧管理能力。各地要督促相关企业严格签订可中断供气合同，约定中断时间、气量以及相应补偿措施，确保压减预案科学，相关审批和启动程序规范。

（四）加强安全隐患排查。各地要充分利用新技术手段，对迎峰度夏期间能源供应的重点地区、关键环节、重要设施加强风险隐患排查，对发现的问题及早干预、及早处置，最大限度降低安全事故、重大突发事件和极端天气对能源供应的影响。各地要建立健全隐患排查挂牌督办机制，督促企业认真落实安全生产主体责任，对于发现的问题列出整改时间表和路线

图，对于不能按期整改的企业要按规定予以严肃处理。

六、加强组织实施，切实保障各项措施有效落实

（一）明确责任分工。各地要切实履行保障煤电油气运供应的责任，层层压实相关部门和企业的主体责任，研究制定迎峰度夏能源保障工作方案。要建立工作协调机制，加强部门间、企业间沟通联系，强化信息共享和工作协同，形成工作合力。

（二）加强舆情监测引导。各地和能源企业要加强舆情监测，及时有效引导和妥善应对相关舆情。要切实做好节约用能社会宣传工作，倡导公用事业办公场所、商业用户主动降低空调负荷，引导全社会科学用能、节约用能、错峰用能。

（三）建立健全通报制度。各地要加强能源迎峰度夏各项任务的细化和落实，完善监管手段，提升监管能力，确保各项保供措施落实到位。积极发挥第三方专业机构作用，对迎峰度夏保供应、实施方案预案等重点工作进行评估，并建立健全通报制度，对于工作推进成效明显的地区和企业给予通报表扬，对于工作推进不到位的进行通报批评。

国家发展改革委

2021年7月17日

（本文摘选自国家发改委网站）

国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知

发改价格〔2021〕1093号

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院关于深化电价改革、完善电价形成机制的决策部署，充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，现就进一步完善分时电价机制有关事项通知如下。

一、总体要求

适应新能源大规模发展、电力市场加快建设、电力系统峰谷特性变化等新形势新要求，持续深化电价市场化改革、充分发挥市场决定价格作用，形成有效的市场化分时电价信号。在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。

二、优化分时电价机制

（一）完善峰谷电价机制。

1. 科学划分峰谷时段。各地要统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段，引导用户节约用电、错峰避峰；将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，促进新能源消纳、引导用户调整负荷。可再生能源发电装机比重高的地方，要充分考虑新能源

发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。

2. 合理确定峰谷电价价差。各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。

（二）建立尖峰电价机制。各地要结合实际情况在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制。尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，可参照尖峰电价机制建立深谷电价机制。强化尖峰电价、深谷电价机制与电力需求侧管理政策的衔接协同，充分挖掘需求侧调节能力。

（三）健全季节性电价机制。日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；水电等可再生能源比重大的地方，要统筹考虑风光水多能互补因素，进一步建立健全丰枯电价机制，丰、枯时段应结合多年来水、风光出力特性等情况合理划分，电价浮动比例根据系统供需情况合理设置。鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策，通过适当拉长低谷时段、降低谷段电价等方式，推动进一步降低清洁取暖用电成本，有效保障居民冬季清洁取暖需

求。

三、强化分时电价机制执行

（一）明确分时电价机制执行范围。各地要加快将分时电价机制执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户；对部分不适宜错峰用电的一般工商业电力用户，可研究制定平均电价（执行分时电价用户的平均用电价格），由用户自行选择执行；不得自行暂停分时电价机制执行或缩小执行范围，严禁以完善分时电价机制为名变相实施优惠电价。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策，逐步拉大峰谷电价价差。

（二）建立分时电价动态调整机制。各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。电力现货市场运行的地方要完善市场交易规则，合理设定限价标准，促进市场形成有效的分时电价信号，为目录分时电价机制动态调整提供参考。

（三）完善市场化电力用户执行方式。电力现货市场尚未运行的地方，要完善中长期市场交易规则，指导市场主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷电价价差不低于目录分时电价的峰谷电价价差。市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。

四、加强分时电价机制实施保障

（一）精心组织实施。各地要充分认识进一步完善分时电价机制的重要性、紧迫性和复杂性，在充分听取各方面意见建议基础上，结合当地实际，研究制定进一步完善分时电价机制的具体措施，有关落实情况请于2021年12月底前报我委。

（二）做好执行评估。各地要密切跟踪当地电力系统峰谷特性变化，动态掌握分时电价机制执行情况，深入评估分时电价机制执行效果，发现问题及时按程序研究解决。电网企业要对分时电价收入情况单独归集、单独反映，产生的盈亏在下一监管周期省级电网输配电价核定时统筹考虑。

（三）强化宣传引导。各地要采取多种形式全面准确解读分时电价机制，宣传分时电价机制在保障电力安全供应、促进新能源消纳、提升系统运行效率等方面的重要作用，争取各方理解支持，加强舆情监测预警，及时回应社会关切，确保分时电价机制平稳实施。

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7月26日

（本文摘选自国家发改委网站）