

能量转换科技信息

广州能源研究所信息服务与编辑部 广东省新能源生产力促进中心
中国科学院可再生能源重点实验室 中国科学院天然气水合物重点实验室
广东省新能源和可再生能源研究开发与应用重点实验室

第 23 期 2020 年 12 月

目 录

总论	1
“能源结构有所改善，但还不够革命性”	1
清洁电力将成亚洲主导电源	2
构建产业新生态 拥抱“无补贴时代”	3
“碳中和”目标倒逼能源结构“清洁化”转型	4
云南重启新能源开发大幕	5
专家认为“十四五”期间，我国新能源年均新增规模将不低于“十三五”	7
全球可再生能源产业加速发展	8
全球能源结构转型进程不断加速 可再生能源产业加速发展	10
中国新能源“后补贴时期”发展分析	11
热能、动力工程	13
首个商业化运行独立储能电站投运	13
欧洲储能裹足不前	14
海南实现垃圾发电全岛全覆盖	15
多地齐陷能耗总量超标困局	16
城市碳达峰面临“多道坎”	18
聚焦虚拟电厂	19
引领“碳中和”，粤港澳大湾区能源转型需提速	22
“相变蓄热”打开高寒地区清洁供暖市场	23
“碳中和”目标下，构建农村清洁能源体系正当时	25
近期锂硫电池研究进展	27
美国研发全球首个熔盐核电池（MsNB）	31
日本开发出耐寒的全固态电池用电解质	31
电池的二次寿命：自给自足的电气化生态系统	32
全球首座液态空气储能系统投建	34
欧洲储能停滞不前	34
建设美丽城市要突出碳中和取向	35
南方供暖爆发！未来十年消费潜力逾 1200 亿元	37
马里兰大学开发可打印固态电解质薄膜 推动下一代锂离子电池发展	39
柔性直流并网技术助力海上风电迈向深水远海	39
哈工大在锂硫电池性能提升领域取得突破	41
长时储能技术如何在能源转型中发挥重要作用？	41
新南威尔士州计划到 2030 年部署 2GW 储能项目	44
高炉煤气脱硫技术路径及应用研究	45



《全球电池和电力储能技术创新专利分析》摘要	47
地热能	51
雄安新区地热资源可支撑供暖面积超 2 亿平	51
生物质能、环保工程	51
是时候跳离补贴依赖了	51
我国对生物质能源重视不够	52
中国工程院院士江亿：我国对生物质能源重视不够	53
城市污水处理厂脱水污泥的焚烧处置	54
中国固体废物管理现状及塑料污染治理成效	57
太阳能	60
英国政府已委托推进太空太阳能电站研究和落地	60
182 组件是降低光伏度电成本的最优解吗？	60
182、210 光伏技术路线之争：不管“白猫、黑猫”，抓住更多收益就是“好猫”	61
光伏 8 龙头联合倡议 210 技术“标准化”产业化进度已超预期？	64
光伏大尺寸组件激战：众光伏巨头结盟谁能胜出？	66
BIPV 缘何“外热内冷”？	67
“十四五”分布式光伏发展潜力巨大！发展模式需要再思考	69
天合光能推出高功率分布式组件	71
中国光伏：绝境中的逆袭	71
高效 PERC 单晶硅太阳能电池局部背表面场的工艺研究	75
海洋能、水能	82
大规模发展抽水蓄能是当务之急	82
国际水电协会：大规模发展抽水蓄能是当务之急	83
风能	84
“全民风电”考验英国电网	84
欧盟敲定未来 30 年海上风电目标	85
欧盟委员会宣布：2050 年海上风电装机容量达到 300GW	86
广东韶关南雄犁牛坪三期风电场首批风机并网发电	87
英国将海上风电视为绿色复苏核心	87
全球最大海上风电场启动在即！将安装 13MW 海上风机	88
氢能、燃料电池	89
日本计划利用氢能实现碳中和目标	89
氢能城市群建设提上日程	90
科技部：继续加强氢能与燃料电池技术攻关	91
氢能：过热还是过冷？	92
核能	92
华龙一号全球首堆并网	92
能源政策	93
财政部：所有合规风电、光伏项目均进入补贴清单	93
发改委：77 个项目纳入 2020 年生物质发电中央补贴规模	94



本快报是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本快报用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。联系方式：02087057486，zls@ms.giec.ac.cn。



总论

“能源结构有所改善，但还不够革命性”

“近年来，我国能源的快速增长支撑了经济的高速增长。能效虽有明显提高，但差距仍大；能源结构有所改善，但还不够革命性。产业偏重、能效偏低、结构高碳的粗放增长方式，导致环境问题日趋尖锐，只有从能源转型着手才是治本之策。”中国工程院院士杜祥琬在近日召开的“2020 中国能源研究会年会”上指出，能源行业面临着历史性的转型和创新重任。

首先要转变能源供给、消费观

多位专家提出，转型首先源自观念与思维的转变。

“谈及‘能源安全观’，通常理解为科学供给、保障合理需求。而现在，能源安全已不仅限于供需安全，还要注重环境安全、气候安全，确保大气、水环境等可持续，在应对气候变化中推动能源低碳转型。”杜祥琬说。

我国的“能源资源观”也要更新。杜祥琬表示，“富煤、贫油、少气”的传统认识，现已跟不上发展要求。“丰富的自然资源，加上技术能力、成本下降等因素，共同推动非水可再生能源快速增长，由最初的‘微不足道’发展为现在的‘举足轻重’。目前，风能和太阳能的已开发量远低于技术可开发量的1/10。这意味着，构建以非化石能源为主的低碳能源体系，资源基础丰厚。”

杜祥琬还称：“作为主要负荷区，我国中东部地区往往认为自己负荷重、资源缺。若能转变习惯，认识到自己身边的可再生能源并实现高比例自给，就可缓解西电东送、北煤南运等压力。”

除了供给，还有消费观念的转变。中国工程院院士江亿认为，在碳中和的新目标下，能源转型要从需求侧做起，节约能源、减少能源需求是基础所在。

“实现碳中和情景，主要依靠风电、光电、生物质能源等。这就要求化石能源需求尽可能最小，以降低二氧化碳捕集、封存以及碳汇等压力。尽可能减少末端对燃料的依赖，能源输送路径由过去‘燃料-热量-电力’转为直接使用电力或由电力到热量的方式。”江亿表示，降低终端能源需求，消费观念及模式的转变很关键。

“跳过油气时代”存争议

有了思路，具体如何实施？中国石油化工集团副总经理刘宏斌认为，对于我国而言，煤炭仍是一定时期内的能源消费主体，但中短期内，其消费将进入平台期并早于世界达峰，2025年后持续下降；近年来油气资源生产能力不断回升，但因天然气需求增幅较大，供应增长幅度仍难以跟上需求增长；新能源则进入规模发展阶段，2021-2025年均增量有望超过4000万吨标准煤。

结合能源安全形势，中国科学院院士邹才能进一步提出“洁煤、稳油、增气、强新”的路径。具体而言，第一步是2021-2035年，以天然气为桥梁，加大高碳能源清洁减量利用，加快清洁能源高效规模利用，“天然气+新能源”消费占比达到40%；第二步是2036-2050年，以绿电、绿氢为桥梁，力争到2050年一次能源自给率提高到95%，“天然气+新能源”消费占比升至50%以上。

但也有不同观点。“我国目前仍处于燃煤时代，到底是从煤到油气再到可再生能源时代，还是直接通过‘煤改可再生能源’实现低碳目标？”江亿表示，我国燃气资源相对不足、气源在外，且技术起步较晚、相对落后；风电、光电技术与国际领先同步，已形成从元器件、系统、控制等全套产业链，且成本不断降低。“改变以煤为主的能源系统，涉及能源生产、转换、输配、终端等全系统更新。若从‘改气’出发，对电力系统和各种终端用能方式的改造路径，与低碳未来差异巨大、方向不同。对此应发展可再生电力，直接向低碳目标迈进。”

国家发改委能源研究所所长王仲颖也称，若沿着西方国家走过的“老路”，形成煤炭、油气和非化石能源“三分天下”的结构，到2050年二氧化碳排放量仍将达到100亿吨左右。“建设现代能源体系，

必须跨越油气时代，直接进入清洁的可再生能源时代。”

机制体制创新面临挑战

记者还了解到，在能源转型过程中，种种挑战并存。“能源转型既包括能源结构的低碳转型，也包括空间格局的优化平衡，二者共同产生效果。其中，必然存在各种各样风险。”杜祥琬说。

杜祥琬表示，长期以来，业内习惯于大基地、大电网模式。但其实，风电、光伏、生物质等资源，均适合形成分布式的低碳能源网络，集中式与分布式相结合则更具发展潜力。例如，东部地区常常只用电、不产电。若能发展一系列低碳能源网络，让东部地区自发自用、寓电于民，由单一的“能源消费者”变成“能源生产型消费者”，有助于解决用能问题。“一大批中东部‘产消者’的出现，将创造中国电力系统新形态，但要经过较长时间的努力才能实现。高比例可再生能源逐步替代化石能源，不仅是能源结构的变革，也要求电力系统在体制、机制、管理运行等方面做出一系列革命性创新。对此，要警惕能源系统和技术落后带来的风险。”

江亿也称，能源转型离不开能源体制的革命。“现有的能源政策机制体系，与低碳转型要求严重不适应。比如，存在多重补贴、交叉补贴等问题，严重背离市场；不合理的电价机制，导致发电侧不能充分鼓励灵活电源调峰，用电侧不能充分鼓励需求侧响应模式等问题长期存在。恢复能源产品的市场本质，让能源领域回归市场，只有彻底改变定价机制才能实现能源转型。”

“目前，地方政府之间、企业之间仍存在壁垒，要打破利益集团等壁垒，体制机制创新必不可少。此外，如何通过政策引导全社会参与也是挑战，包括政府绿色低碳的带头作用、公民的自觉低碳行为等。”王仲颖表示。

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-11-16

清洁电力将成亚洲主导电源

近日，在 2020 全球能源互联网（亚洲）大会清洁发展与亚洲转型主题论坛上，与会专家一致认为，构建亚洲能源互联网，加快清洁能源大规模开发、大范围配置，将推动各国能源基础设施升级，激发经济增长新活力，带来巨大的社会、经济、环境等综合效益，有利于促进亚洲能源转型和绿色低碳发展，是亚洲实现可持续发展的必由之路。

立足本土充分发挥可再生能源潜力

印尼能矿部部长达斯里夫表示：“印尼致力于在 2025 年前将可再生能源在能源结构中的比例提升至 23%。为了实现这一目标，提升偏远地区电气化的水平，关键在于要充分发挥本地可再生能源发电的潜力。”

中国华能集团有限公司能源研究院院长赵勇对此表示赞同。据他介绍，华能在巴基斯坦投产的萨希瓦尔电站，填补了巴基斯坦全国电力缺口的 1/4。“只有立足本地资源、满足本地的电力需求，然后再逐步扩展到跨区联网、国际联网和全球联网。”

记者了解到，印尼政府已经发起了可再生能源为基础的工业和经济发展项目，目的就是要加快可再生能源在工业和经济领域的发展，同时支撑偏远地区发展。

“可再生能源资源富集的地区却不是高用电负荷地区，所以我们需要高度发达的技术将这些电力从源头输送到负荷中心。更重要的是，我们要加强和其他国家以及相关方的合作，以构建更加完善的互联电网，从而充分发挥可再生能源的潜力。”达斯里夫说。

构建适应性强的电力系统

当前，全球面临新冠肺炎疫情重大挑战，再次凸显出能源供应的安全性和可持续性。“构建适应性强的电力系统是各国共同的目标，要实现这一目标需要社会各界共同行动，需要推动区域性双边、多边合作。”达斯里夫强调。

“就新加坡而言，得益于全球能源互联网发展合作组织一直以来的倡议和支持，我国在 2019 年决定通过电网互联进口清洁能源，未来新加坡政府会加大力度向清洁发展转型，积极参与与区域互联

网合作。”新加坡胜科集团总裁黄锦贤表示，近 10 年来，科技的高速进步给清洁发展带来了希望和契机，有远见的经济体都抓紧机会转型，不论是制定外向型能源战略，还是推动天然气供给多元化、加快清洁能源发电，新加坡都是在用能源驱动经济社会发展。

世界银行能源与采掘业全球发展实践局副局长唐杰表示，未来 10 年，很多东南亚国家的煤炭消费量都还要保持高增长，为了在本世纪中叶之前实现净零排放，需要这些国家尽快扭转这一趋势。

“亚洲地区在应对气候变化方面处于第一线，我希望东南亚国家能够继续抓住跨境电力互联和可再生能源迅速增长的机会，让清洁能源能够成为新的主力电源，让这些国家从中受益。世界银行一直都在帮助亚洲各国向低碳能源过渡。同时，也在帮助全球实现这样的能源转型，我们的方法就是贷款和咨询服务。比如说现在做的项目就包括帮助中国开发电池储能；帮助印度发展屋顶太阳能光伏发电；还有支持越南和菲律宾开展电力部门的规划，清洁能源、能效以及能源转型等。”唐杰说。

有效管理清洁能源转型的落地成本

“电力行业是资本最密集型的行业之一。”电气与电子工程师学会电力与能源分会 2021-2022 年主席卞建华表示，“例如超级电网、需求响应、加强互联等等，能源互联之所以很难落地，就是因为成本过高。因此政策实施、工程落地等方面的关键点就在于降本。”

那么如何来改变适应未来？卞建华表示：“中期来讲，要做好基础设施建设，实现智能化的输配电网。同时需要大规模部署储能技术。长期来看，要提高效率，建立更为灵活的需求侧响应，才能给消费者提供阶梯式的服务。”

唐杰则表示：“世界银行致力于帮助和支持各国减少煤炭的使用，同时也在协助开发其他形式的清洁能源，重点是可再生能源，以及提高其可担负性。在适当可行的情况下，世界银行将支持各国获得气候融资，这样就可以有效管理好清洁能源转型的成本。”

本报记者 路郑 中国能源报 2020-11-16

构建产业新生态 拥抱“无补贴时代”

“5000 万千瓦年装机目标听起来十分庞大，但并非不可能。不论是高原还是远海，我国风能资源丰富，如果能够以新能源为基础构建新的产业业态，利用市场化机制推动新能源发展，就能够带动能源生产和消费的革命。”明阳智慧能源集团董事长张传卫日前接受记者采访时，对今年 10 月业内提出的《风能北京宣言》充满信心。

“碳中和”目标利好风电

一个多月前，我国已向全球宣布碳减排目标，承诺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。而在今年 10 月，在北京举行的国际风能大会上，数百家风电企业宣布将共同努力加快风电发展，并提出在“十四五”期间保证年均新增装机 5000 万千瓦以上，到 2060 年至少达到 30 亿千瓦风电装机。

“我国新能源产业已经开启了一个新时代。自 2005 年《可再生能源法》颁布以来，我国可再生能源经过了 15 年的高速发展，已经实现了从补充能源到替代能源的转型，即使从全球产业链来看，我国可再生能源也实现了从跟随到并行的跨越。”张传卫表示，“如今，中国风电和光伏新增装机已持续领跑全球，也已成为了点亮‘一带一路’和展示中国新能源创新创造、高端制造的一张靓丽名片。”

有数据显示，在当前现有的技术条件下，我国“三北”地区风能资源可开发量已超过 40 亿千瓦，通过本地消纳与跨区输送，电力成本竞争力已十分凸显，而在我国中东南部地区，风能资源可开发量也近 10 亿千瓦，另外，随着我国海上风电逐步向规模化、平价化发展，在“零碳”愿景中，其潜力不可小觑。

无补贴时代需创新产业思维

张传卫表示，针对中国风资源特点，经过 15 年发展，我国风电行业自主创新能力已得到了释放和激发，风电度电成本已大幅降低。尽管技术突破已经让风电建到了深山、高原甚至远海，但在未

来，风电行业创新更需要转换思路。

“面向未来，业内一直都在探讨没有补贴了行业应该怎么做。我认为，这是一个发展创新的时代，未来更需要通过创新让风电行业主动拥抱无补贴的新时代。”张传卫表示。

他表示，放眼未来，构建产业生态将是尤为重要的一环。“基于消纳新能源，未来应在当地构建有源的、坚强的、智慧的能源局域网，统筹协调各类电源开发、提高清洁能源利用效率、充分发挥负荷侧调节能力，进而提高效率、降低成本。同时，利用数字能源、智慧能源，新能源建设将进一步带动当地产业集群化、经济高质量发展和价值链延伸，助力国家新型城镇化建设，最终让普惠能源低成本地供应到千家万户。”张传卫说。

打好“能源经济”这张牌

对于业内提出的 5000 万千瓦乃至更高的风电新增装机目标，张传卫认为，利用新能源技术创新打造现代化的能源经济体系，是一条重要发展路径。

在内蒙古通辽市，明阳“火风光储制一体化”示范项目已于近日开工建设，该项目计划新建 170 万千瓦风电、30 万千瓦光伏，同步配套建设 32 万千瓦/96 万千瓦时储能，不仅可缓解通辽市缺电现状，而且成本低于火电上网标杆电价，实现了就地消纳。

在海上风电领域，张传卫则认为，结合海上渔业、海上牧场等形式，利用更深、更远海域的海上风电资源，将能够有效推动海上经济发展。张传卫表示：“海上风电正在成为可再生能源中最具规模化发展的领域之一，也是改善能源结构，应对环境问题最重要、最成熟的解决方案，让‘环海经济带’与‘环海能源带’重合叠加，将助力中国经济的绿色复苏和高质量发展。”

张传卫建议称，从长期来看，要完成低碳转型目标，国家应制定合理的阶段性目标和更稳定明确的产业政策。“当前清洁能源和可再生能源已是安全可靠的优质绿色能源，但还没有真正发挥出替代能源和主力能源的作用。在‘十四五’期间，有必要制定碳排放控制目标，建立有效的、刚性监督考核机制。同时，有关部门应进一步加强《可再生能源法》和相关政策法规的落实工作，推进配额制及碳交易中心市场机制的建设工作，以市场机制拉动清洁能源建设。”

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-16

“碳中和”目标倒逼能源结构“清洁化”转型

“2019 年全球碳排放 330 亿吨，我国占了 100 多亿吨，且还没有达峰，单位供电碳排放量也高于世界平均水平，实现我国提出的 2060 年‘碳中和’目标任务艰巨。”在近日召开的“新基建·绿色投资”论坛上，国家能源局原副局长史玉波坦言，依靠现有路径难以完成“碳中和”任务，亟需寻求新的路径、取得较大突破，才有可能实现目标。

生态环境部应对气候变化司司长李高同样表示，“碳中和”愿景不会轻而易举实现，能源产业加速向低碳转型，要付出艰苦努力。

任务艰巨

“应尽早谋划‘碳中和’场景下能源生产、消费转型升级的路径”

二氧化碳排放主要来自于化石燃料的燃烧，因此要实现“碳中和”目标，就必须加快推进能源结构调整，明确以绿色低碳为主要目标的能源发展方向。

“这是一项长期而艰巨的任务。”史玉波表示，虽然我国初步告别了粗放的生产方式和敞口的消费方式，但离能源高质量发展目标仍有较大差距，主要体现在四个方面：首先，化石能源占比仍然较大，实现煤电达峰仍需一段时间；其次，能源利用效率偏低，单位二氧化碳排放等指标高于发达国家；再次，电力系统灵活性亟待提升，需求侧调节能力受制于体制机制没有得到充分利用，一定程度上限制了可再生能源消纳；最后，在能源关键技术装备方面尚未完全独立自主，燃气轮机、DCS（分散控制系统）等一批“卡脖子”装备仍依赖于进口，风电、光伏行业零部件尚未全面国产化。

史玉波指出，要正确认识能源转型的挑战，尽早谋划“碳中和”场景下能源生产、消费转型升级的

路径，持续推动可再生能源高比例发展，统筹集中式和分布式开发利用方式，力促风光等可再生能源装机持续增长，着力减少化石能源开发利用。同时，要留有足够的政策调整空间和调整期，实现绿色低碳平稳转型。

提效降耗

“鼓励科技创新与技术进步，构建新形态的生产和消费模式”

“碳中和”目标的提出，也为我国能源高质量发展明确了时间表。

“分行业来看，电力行业碳排放量最多，占比达 41%；其次是建筑和工业，占比 31%；交通行业占比 28%。降碳的首要措施是提能效、降能耗，把上述领域的总能源消耗降下来，特别是要抑制不合理需求。”中国工程院原副院长杜祥琬强调，数字化技术、储能技术和调峰技术可以把非化石能源变成稳定输出的优质电源，将在实现能源替代、降低化石能源比例的过程中发挥重要作用。

基于技术的进步，通威集团副总裁胡荣柱对能源转型前景持乐观态度。“光伏发电成本已经降到和传统能源相竞争的区间，而且还在不断降低。”在他看来，如果政策给力，“碳中和”目标可以提前 10 年实现。

史玉波认为，能源转型和绿色低碳发展，离不开政策的驱动和市场的引导。在保障经济社会发展的同时，需坚持能源消费总量刚性约束，建立健全可再生能源电力消纳保障长效机制，推动可再生能源参与市场交易。他进一步表示，要鼓励科技创新与技术进步，着力破除体制机制壁垒，持续推动绿色低碳能源与其他产业深度融合，比如“低碳能源+交通”、“低碳能源+建筑”、“低碳能源+旅游”、“低碳能源+智能制造”等产业共同体，构建新形态的能源生产和消费模式。

拉动投资

“‘碳中和’目标对能源行业是挑战，更是机遇”

控总量、低能耗，能源转型是否会影响经济发展？在杜祥琬看来，“碳中和”目标对我国能源事业既是挑战更是机遇，能源行业的投资方向更加明确，将带来新产业、新增长点，实现经济与环境双赢。

原国务院参事石定寰在会上发布了由中国投资协会和落基山研究所共同编制的《零碳中国·绿色投资》蓝皮书，提出到 2050 年，再生资源利用、能效提升、终端消费电气化、零碳发电技术、储能、氢能和数字化七大领域的市场规模将达到近 15 万亿元，并为我国实现零碳排放贡献 80%的份额。此外，在能源转型过程中还将创造大量就业机会，仅零碳电力、再生资源利用、氢能等新兴行业将带来超过 3000 万个岗位。

与此同时，未来 30 年将有 70 万亿元左右的基础设施投资被直接或间接地撬动，包括光伏、风电装机、跨区输电通道、千万量级的 5G 基站建设、加氢站和充电桩的加速布局。

蓝皮书指出，在“碳中和”目标下，我国能源供给和消费方式将发生重大转变。2050 年我国绝大部分装机来自零碳电力能源，其中光伏和风电将占到总装机量的 70%，是 2016 年的 22 倍；电化学储能将由 2016 年的 189 兆瓦增长到 510 吉瓦，年均增长率达 26%；氢能将占到我国终端能源需求的 12%，年产氢量将从目前的 2500 万吨/年增加到 2050 年的 8100 万吨/年。

本报记者 卢奇秀 中国能源报 2020-11-16

云南重启新能源开发大幕

核心阅读

在全国新能源开发以“竞价”为主的当下，云南省此轮风、光项目开发迈过了“平价”“竞价”，直接进入“低价”阶段。不过，“低价”并非意味着亏钱投资。

按下“暂停键”长达 4 年之后，云南省新能源开发日前终于迎来重启。近日，云南省一次公布了昆明、曲靖、昭通、红河、文山、楚雄 6 个州市、合计 1090 万千瓦风电光伏项目清单。从刚刚公布的省级遴选企业结果看，中国华能、中国华电、中国大唐、国家能源投资集团、三峡集团、中国广核

集团等多家央企入围。

按照云南省要求，各州市能源主管部门要指导、督促项目业主在行政许可有效时限内完成项目设计、招投标、工程施工等工作，力争具备条件的项目在 11 月 25 日前完成前期工作，上报进行核准（备案）。

对于云南省重启新能源项目开发，业内难掩兴奋之情。不过，高兴之余，行业呼吁云南省尽快出台详细的配套政策，以便入围企业可以顺利按进度开工建设。

新能源开发需求显现

近年来，云南省风电、光伏开发一直停滞不前。尤其是光伏装机量不仅远低于太阳能资源相当的省份，甚至低于资源较差的三类区。数据显示，截至 2019 年底，云南累计光伏装机 375 万千瓦，全国排名第 18，仅高于四个直辖市和一些资源特别差的省份。

与此形成强烈反差的是，云南省风能及太阳能资源丰富，以规划内的区域为例，海拔较高的山脊及开阔坝区 90 米高多年平均风速在 5.5-9.0 米/秒之间，太阳辐照强度在每年 5500-6700 兆焦/平方米之间，具备较好的工程开发利用价值。

“其实，多年来，云南省工业用电需求并不强烈。去年才开始出现用电缺口。”中广核云南公司开发部经理李峻铭接受记者采访时表示，“按照云南省未来电力供需形势和经济社会发展要素配置需求，云南省电力供需结构矛盾将十分突出。此外，云南省需要促进清洁能源绿色高质量发展，所以此次重启新能源开发是省政府综合考量的结果。”

云南省发改委、云南省能源局前不久发布的《云南省在适宜地区适度开发利用新能源规划》（简称《规划》）也明确表示，根据在建电源投产时序测算，2022 年云南省电力供需基本平衡，2023 年云南省将出现阶段性电力缺口。

“上述 6 个新能源开发规划区域用电量占云南全省 67%，但发电装机却只占全省发电装机 38%。”一位知情人士表示，到 2025 年，规划区域用电量预计增加至 2067 亿千瓦时，用电缺口会进一步扩大。“为有效缓解用电矛盾，加快能源产业结构优化升级，云南省亟需适度开发新能源。”

直接进入“低价”开发阶段

特别值得注意的是，为了吸引企业参与，云南省在文件中承诺，建立风电“保障+市场”的阶梯电价机制，确定上网电价的电量，保障发电企业合理收益。光伏电站前 10 年发电量全部平价上网，全额收购；后 10 年项目业主可延续前 10 年量价消纳机制，也可自主选择参与市场化方式消纳。

受访的多家企业负责人均对记者表示，云南省风光资源禀赋好，虽然因为生态环保和水电电价结算等因素，此轮投资会比较谨慎，但是云南省能打开新能源开发这道门，企业还是很兴奋。

李峻铭表示，在全国新能源开发以“竞价”为主的当下，云南省此轮风、光项目开发迈过了“平价”“竞价”，直接进入“低价”阶段。与同期进行的四川“低价”竞争相比，云南省的承诺颇有诚意。“低价”并非意味着亏钱投资，云南省新能源开发虽是“低价”，但对企业而言，仍有盈利空间。

一位央企云南分公司相关负责人对记者直言，“此前计划以云南省企业开发为主，但本土企业难以‘蛇吞象’。按照规划要求，2020 年和 2021 年开工建设的新能源基地于 2022 年底前建成投产，在时间紧、任务重的情况下，央企执行力更强，反应更快速。所以，云南省发布的遴选企业结果中，华能、华电、大唐、国家电投、国家能源投资、三峡、中广核等央企纷纷入围。”

操作细节仍需明确

记者注意到，按照《规划》要求，严守生态环境保护底线、经严格评估，在云南省东部及东南部石漠化、喀斯特地形地貌为主的区域布局风电项目，在金沙江干热河谷区域，规划布局以水光互补建设模式为主的光伏发电项目。

“虽然云南省规划的风电、光伏发电项目选址已通过严格评估、严格论证筛选，但具体到项目开发的点，仍需要再次排查是否有压矿权、天然林地、文物古迹、湿地保护等生态保护红线和生态敏感区域。”李峻铭建议，云南省政府提前把工作做好，为开发企业营造较好的营商环境，不要让企业打擦边球、踩红线，或者反复折腾审批手续。

云南省发改委相关人士表示,为加快推进新能源项目建设,确保项目如期开工建设和投产发电,计划建立新能源开发利用联席会议工作机制,协同推动新能源开发利用工作,将新能源项目行政审批作为“一网通办”线上审批项目的“样板”,确保项目并联审批、最多跑一次。

本报记者 苏南 中国能源报 2020-11-16

专家认为“十四五”期间,我国新能源年均新增规模将不低于“十三五”

2020年11月15日,由国际能源网举办的第五届中国光伏产业论坛(CPIF)在北京希尔顿逸林酒店盛大召开。会上,国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧作了主题为《“十四五”新能源发展及消纳形势与展望》的报告分享,报告主要从“十四五”新能源发展面临的形势、“十四五”新能源消纳的关键问题、“十四五”新能源发展及消纳趋势等三方面进行了讲述。

国网能源研究院新能源与统计研究所所长 李琼慧

2020年9月,习总书记在第七十五届联合国大会上提出“中国将采取更加有力的政策和措施,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”。李琼慧表示,该目标的提出,给光伏行业和新能源行业发展定了一个调子。她认为,未来新能源发展不仅是规模做大,高质量发展才是最重要的,因此我们应该做好、走好“十四五”。

关于“十四五”新能源发展面临的形势,李琼慧表示,从全球发展趋势来看,IEA研究认为,2025年新能源累计装机容量将超过煤电和气电,2035年前后光伏发电装机容量将超过煤电和气电,成为第一大电源,彼时预计全球新能源发电量也就是风光的电量占比将超过20%。因此,李琼慧表示,风光电量占比达到30%实际上是一个很高的目标。

同时,她还表示,2030年前后,我国新能源累计装机容量有望超过煤电,发电量占比有望达到20%,目前风光装机加起来已超过水电,力争在2030年前后超过30%。

其次,从全球发展来看,过去十年新能源发电成本快速下降。根据IRENA的统计,2010-2019年,全球光伏发电、光热发电、陆上风电、海上风电的LCOE(平准化度电成本)分别下降了82%、47%、39%和29%。

“未来10年新能源发电成本仍然有比较大的下降空间,特别是光伏发电,未来10年还有58%的下降空间。同时,到2025年,除东三省和内蒙古外,其他省份光伏发电平均度电成本普遍低于本省陆上风电平均度电成本。”李琼慧如是说到。

虽然消纳形势持续好转,但“十四五”新能源消纳仍面临挑战。李琼慧指出,2019年,新能源利用率96.7%,提前一年实现新能源利用率95%以上。但是,我们也关注到,弃电问题在不同的国家都存在,因此,现在越来越多的国家开始关注新能源利用的系统成本,而不是简单的以平准化度电成本(LCOE)来论项目的收益率,所以大家更多的要关注现在提出的系统准化度电成本(System LCOE)概念,更强调新能源占比。

那么“十四五”新能源消纳面临的关键问题是什么?李琼慧指出六大关键性问题。

第一,平衡发展速度和发展质量。她表示,我们在新能源的发展过程中,一直在好与坏之间寻找平衡。而“十四五”期间,我们也希望更好的实现速度和质量的平衡。

第二,总体与局部的差异性。不同地区面临问题的差异性对政策制定带来挑战。李琼慧表示,目前,青海新能源发电量占比已经达到了31.4%,宁夏、甘肃、内蒙、新疆都已经超过了20%,所以有些地区的消纳,尤其是系统性的问题仍是存在的。

第三,集中与分散开发要并举。李琼慧指出,以前我们老在讲东中部分散式开发能否满足未来地区能源发展需要,而现在,从2030、2060的目标提出我们可以看到,新能源的发展空间是非常大的。她认为,集中能干就干,分散能干就干,不存在集中好、分散好这样的问题,而是各有所长解决不同的问题,都要共同发展。不能发展中东部,西部就不干了,也不能中东部有难度就不干了,而是都要寻找解决方案。

第四，就近与跨省区消纳要同步推进。三北地区资源开发会不会重蹈弃电覆辙？李琼慧表示，现在我们有了市场，“十四五”无论从技术上、经济上都会比较好的解决这个问题，因为行政干预更少一些。

第五，进市场与不进市场艰难抉择。国外现有市场后又新能源，市场机制设计必须适应新能源的发展与消纳，新能源要积极拥抱市场。

第六，本体发电成本与综合利用成本。李琼慧表示，高比例新能源消纳的系统成本是属于波动性的，当新能源的电量占比达到 40% 的时候，消纳成本和本体的成本基本相当。所以“十四五”消纳的成本，也就是现在进市场里面所谓的服务成本，而这些成本怎么很好的疏导出去，还需要寻找解决方案。

最后，在“十四五”新能源发展及消纳趋势方面，李琼慧表示，“十四五”期间，我国新能源仍需保持持续快速增长势头，新能源年均新增规模不低于 8000 万千瓦。其次，从评估发电成本到评估发电价值，更多的要关注新能源消纳成本和发电价值。另外，两个一体化。“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”共同来做新能源的消纳和外输。最后，市场化。加紧研究顺应政策与市场的衔接。除此之外，还需要将“十四五”新能源消纳问题转化为经济利用问题，市场在新能源开发及消纳中将发挥更重要的作用。所以我们不仅仅要关注规模，也要关注盈利水平。

国际能源网 2020-11-23

全球可再生能源产业加速发展

核心阅读

全球能源结构转型进程不断加速。随着应对气候变化的国际努力及能源低碳化越发成为共识，越来越多国家积极出台政策措施推动可再生能源产业发展，绿色能源产业发展前景可期。国际能源署近期发布的《2020 年世界能源展望》报告显示，在全球能源需求整体下滑的背景下，可再生能源开发利用表现出了更大弹性，预计 2020—2030 年，可再生能源电力需求将增长 2/3，约占全球电力需求增量的 80%。

国际能源署敦促更多国家积极制定行之有效的能源政策，加速推动能源结构转型，助推可再生能源产业持续增长。

可再生能源产业逆势增长

在《2020 年世界能源展望》报告中，国际能源署预测，全球能源需求至少要到 2023 年才能完全恢复到疫情前水平。根据报告，受疫情等因素影响，今年全球能源需求预计将下降 5%，其中石油需求将下降 8%，煤炭使用量将下降 7%，但可再生能源行业持续增长，有望在 2025 年取代煤炭成为主要发电方式。到 2030 年，可再生能源将提供全球近 40% 的电力供应。

英国石油公司发布的《世界能源统计评论》显示，在全球煤炭消费量持续下降的同时，全球可再生能源以创纪录的速度增长，占 2019 年一次能源增长的 40% 以上。

欧盟统计局 11 月最新出版的报告显示，2018 年欧盟范围内可再生能源生产总量同比上升了 2.8%。与 10 年前相比，2018 年化石能源比例呈持续下降趋势，可再生能源则呈上升态势，增长幅度达到 49.2%。

目前拉美地区 25% 的能源来自于可再生能源，近年来风电、光伏发电等增长显著。根据巴西太阳能协会的数据，2018 年至今，巴西太阳能发电装机容量增长了 5 倍多。巴西风能协会的最新数据显示，该国风力发电的装机容量自 2010 年以来增长 15 倍以上。

国际可再生能源署的数据显示，风电是目前拉美地区最受欢迎的可再生能源发电模式，去年累计吸收投资 89 亿美元，同比增长 87%。太阳能发电紧随其后，累计吸收投资 81 亿美元，同比增长 31%。

非洲地区的光伏产业发展也在不断提速。根据行业机构彭博新能源财经和 GreenCape 的市场研

报，南非太阳能租赁平台 SunExchange 预计，在 2019 年到 2024 年的 5 年时间内，撒哈拉以南非洲在工商业光伏领域的市场潜力可能超过 70 亿美元。

多国加大新能源开发力度

目前，越来越多国家重视开发利用新能源，并相应出台更多产业扶持政策及绿色复苏计划，加快推动能源结构向低碳转型。

韩国近日公布了一项可再生能源长期计划，加大可再生能源电力开发。根据该计划，到 2034 年，韩国所有燃煤电厂都将退役，可再生能源在韩国能源结构所占比例将从目前的 15.1% 提高到 40%。

法国政府公布的“2030 国家能源计划”称，将持续提高其电力供给领域中可再生能源发电的占比，特别是风电占比，以实现能源转型。到 2030 年法国电力供给中可再生能源发电占比将达到 40%，其中，风电占比预计达到 20%。德国则计划将可再生能源比例从目前的 18% 提升至 30%。

今年 7 月，欧委会推出了欧盟能源系统一体化发展战略，同时在清洁氢能源、电池等多个重点领域推动建立行业联盟，通过行业间协作促进相关领域发展并拉动投资。在“下一代欧盟”复兴计划长期预算中，欧盟要求成员国在推动经济复苏过程中，将至少 37% 的公共投资用于应对气候变化相关领域，并进一步放宽成员国投资可再生能源项目的财政限制条件。

智利政府今年 11 月正式推出绿色氢能战略，推动能源结构转型。去年 12 月，智利政府就宣布加快调整能源结构，计划于 2024 年之前将燃煤发电份额降至 20%，逐步提升水能、风能、太阳能和生物质能发电的比例，到 2030 年将可再生能源占该国能源总量的比例提高至 70%，到 2040 年所有煤电厂彻底关停。

巴西政府不断出台政策措施，为太阳能等产业相关基础设施和项目提供资金、政策支持，到 2035 年，巴西电力产业总投资规模将超过 300 亿美元，其中 70% 将用于太阳能光伏、风电、生物质能及海洋能等可再生能源技术。

未来产业发展前景可期

国际能源署执行主任法蒂赫·比罗尔博士表示，如果各国政府和投资者能够按照国际能源署设定的可持续发展构想，加大力度开发利用清洁能源，这对应对全球气候变化问题将是巨大鼓舞。国际能源署呼吁政府、能源公司、投资者和民众等多方积极参与，力推能源结构优化转型。

世界银行前首席经济学家尼古拉斯·斯特恩表示，从全球范围来看，石油、天然气等化石能源供给的不确定性不断增大，相比之下，可再生能源产业发展前景可期。斯特恩分析，随着气候变化问题日益受到重视，越来越多国家在政策导向上都在努力减少石油等化石能源造成的排放污染问题，与此同时，全球范围内可再生能源发展所需成本正不断下降，这为该产业增长提供了契机。从中长期看，投资发展可再生能源产业将越发受到重视，并已列入许多国家的发展战略。

比利时布吕格尔经济研究所能源问题专家本迈克·威廉姆斯认为，在政府加大公共投资的同时，能否有效吸引私人领域的投资也十分重要。各国政府一方面可通过政策引导调整市场预期，使投资者预见到投资低碳经济的前景；另一方面，应进一步加快内部能源市场一体化建设，加强国际间的政策协调，确保能源价格保持在稳定、合理的区间，从而吸引投资者对绿色能源产业的关注度。

“为实现可持续发展与《巴黎协定》气候目标，各成员国应该努力提高可再生能源结构占比，并确保获得普遍可靠的电力，积极打造包容、韧性、低碳的能源系统。”联合国亚太经社会执行秘书阿里·沙赫巴纳在 2020 全球能源互联网（亚洲）大会上表示。本届大会提出，要加快开发资源条件好、经济效益优的清洁能源基地，向洲内用能中心送电，打造洲内“西电东送、北电南供、多能互补、区域互联”的能源发展格局。在此基础上建设亚洲与欧洲、非洲、大洋洲电力互联通道，实现跨洲能源互济。

（本报里约热内卢、布鲁塞尔、东京、北京 11 月 22 日电）

李晓晓 郑彬 刘军国 沈小晓 人民日报 2020-11-23

全球能源结构转型进程不断加速 可再生能源产业加速发展

国际能源署近期发布的《2020 年世界能源展望》报告显示，在全球能源需求整体下滑的背景下，可再生能源开发利用表现出了更大弹性，预计 2020—2030 年，可再生能源电力需求将增长 2/3，约占全球电力需求增量的 80%。

国际能源署敦促更多国家积极制定行之有效的能源政策，加速推动能源结构转型，助推可再生能源产业持续增长。

可再生能源产业逆势增长

在《2020 年世界能源展望》报告中，国际能源署预测，全球能源需求至少要到 2023 年才能完全恢复到疫情前水平。根据报告，受疫情等因素影响，今年全球能源需求预计将下降 5%，其中石油需求将下降 8%，煤炭使用量将下降 7%，但可再生能源行业持续增长，有望在 2025 年取代煤炭成为主要发电方式。到 2030 年，可再生能源将提供全球近 40% 的电力供应。

英国石油公司发布的《世界能源统计评论》显示，在全球煤炭消费量持续下降的同时，全球可再生能源以创纪录的速度增长，占 2019 年一次能源增长的 40% 以上。

欧盟统计局 11 月最新出版的报告显示，2018 年欧盟范围内可再生能源生产总量同比上升了 2.8%。与 10 年前相比，2018 年化石能源比例呈持续下降趋势，可再生能源则呈上升态势，增长幅度达到 49.2%。

目前拉美地区 25% 的能源来自于可再生能源，近年来风电、光伏发电等增长显著。根据巴西太阳能协会的数据，2018 年至今，巴西太阳能发电装机容量增长了 5 倍多。巴西风能协会的最新数据显示，该国风力发电的装机容量自 2010 年以来增长 15 倍以上。

国际可再生能源署的数据显示，风电是目前拉美地区最受欢迎的可再生能源发电模式，去年累计吸收投资 89 亿美元，同比增长 87%。太阳能发电紧随其后，累计吸收投资 81 亿美元，同比增长 31%。

非洲地区的光伏产业发展也在不断提速。根据行业机构彭博新能源财经和 GreenCape 的市场研报，南非太阳能租赁平台 SunExchange 预计，在 2019 年到 2024 年的 5 年时间内，撒哈拉以南非洲在工商业光伏领域的市场潜力可能超过 70 亿美元。

多国加大新能源开发力度

目前，越来越多国家重视开发利用新能源，并相应出台更多产业扶持政策及绿色复苏计划，加快推动能源结构向低碳转型。

韩国近日公布了一项可再生能源长期计划，加大可再生能源电力开发。根据该计划，到 2034 年，韩国所有燃煤电厂都将退役，可再生能源在韩国能源结构所占比例将从目前的 15.1% 提高到 40%。

法国政府公布的“2030 国家能源计划”称，将持续提高其电力供给领域中可再生能源发电的占比，特别是风电占比，以实现能源转型。到 2030 年法国电力供给中可再生能源发电占比将达到 40%，其中，风电占比预计达到 20%。德国则计划将可再生能源比例从目前的 18% 提升至 30%。

今年 7 月，欧委会推出了欧盟能源系统一体化发展战略，同时在清洁氢能源、电池等多个重点领域推动建立行业联盟，通过行业间协作促进相关领域发展并拉动投资。在“下一代欧盟”复兴计划长期预算中，欧盟要求成员国在推动经济复苏过程中，将至少 37% 的公共投资用于应对气候变化相关领域，并进一步放宽成员国投资可再生能源项目的财政限制条件。

智利政府今年 11 月正式推出绿色氢能战略，推动能源结构转型。去年 12 月，智利政府就宣布加快调整能源结构，计划于 2024 年之前将燃煤发电份额降至 20%，逐步提升水能、风能、太阳能和生物质能发电的比例，到 2030 年将可再生能源占该国能源总量的比例提高至 70%，到 2040 年所有煤电厂彻底关停。

巴西政府不断出台政策措施，为太阳能等产业相关基础设施和项目提供资金、政策支持，到 2035 年，巴西电力产业总投资规模将超过 300 亿美元，其中 70% 将用于太阳能光伏、风电、生物质能及

海洋能等可再生能源技术。

未来产业发展前景可期

国际能源署执行主任法蒂赫·比罗尔博士表示，如果各国政府和投资者能够按照国际能源署设定的可持续发展构想，加大力度开发利用清洁能源，这对应对全球气候变化问题将是巨大鼓舞。国际能源署呼吁政府、能源公司、投资者和民众等多方积极参与，力推能源结构优化转型。

世界银行前首席经济学家尼古拉斯·斯特恩表示，从全球范围来看，石油、天然气等化石能源供给的不确定性不断增大，相比之下，可再生能源产业发展前景可期。斯特恩分析，随着气候变化问题日益受到重视，越来越多国家在政策导向上都在努力减少石油等化石能源造成的排放污染问题，与此同时，全球范围内可再生能源发展所需成本正不断下降，这为该产业增长提供了契机。从中长期看，投资发展可再生能源产业将越发受到重视，并已列入许多国家的发展战略。

比利时布吕格尔经济研究所能源问题专家本迈克·威廉姆斯认为，在政府加大公共投资的同时，能否有效吸引私人领域的投资也十分重要。各国政府一方面可通过政策引导调整市场预期，使投资者预见到投资低碳经济的前景；另一方面，应进一步加快内部能源市场一体化建设，加强国际间的政策协调，确保能源价格保持在稳定、合理的区间，从而吸引投资者对绿色能源产业的关注度。

“为实现可持续发展与《巴黎协定》气候目标，各成员国应该努力提高可再生能源结构占比，并确保获得普遍可靠的电力，积极打造包容、韧性、低碳的能源系统。”联合国亚太经社会执行秘书阿里·沙赫巴纳在 2020 全球能源互联网（亚洲）大会上表示。本届大会提出，要加快开发资源条件好、经济效益优的清洁能源基地，向洲内用能中心送电，打造洲内“西电东送、北电南供、多能互补、区域互联”的能源发展格局。在此基础上建设亚洲与欧洲、非洲、大洋洲电力互联通道，实现跨洲能源互济。

李晓晓 郑彬 刘军国 人民网—人民日报 2020-11-23

中国新能源“后补贴时期”发展分析

1 研究背景

在国家能源战略引领和政策驱动下，中国新能源发电从无到有、从小到大，装机规模、发电量均位居世界首位，在促进能源结构优化和推动绿色发展转型中发挥了重要作用。然而，由于过度依赖补贴，新能源发电补贴缺口正在持续扩大。截至 2017 年年底，中国可再生能源发电累计补贴缺口已达 1127 亿元。近年来，随着成本大幅下降，新能源发电市场竞争能力明显增强。国家近期也出台了一系列政策文件，以降低补贴强度、加快补贴退坡，鼓励建设不需要国家补贴的新能源发电项目，推动风电、光伏平价上网，新能源发展正逐步进入“后补贴时期”。

2 论文所解决的问题及意义

论文在展望中国未来新能源发展前景和未来新能源发电经济性趋势基础上，提出了新能源“后补贴时期”应重点关注的问题，重点从规划、运行、市场等维度，分析了提升电力系统承载力的综合措施，围绕科学引导发展节奏、推进电力市场建设、出台配套政策机制、提升系统灵活性等方面，提出了中国新能源未来发展的政策建议。

3 论文重点内容

新能源进入“后补贴时期”需重点关注高比例新能源并网发展的成本、政策和技术等方面问题。从电力系统角度来看，首先要持续推动新能源发电降低成本，提高项目整体经济性和竞争性，特别是注意非技术成本将逐渐成为影响新能源发电成本的主要因素。图 1、2 分别为 2009—2018 年全球风电、光伏发电度电成本。

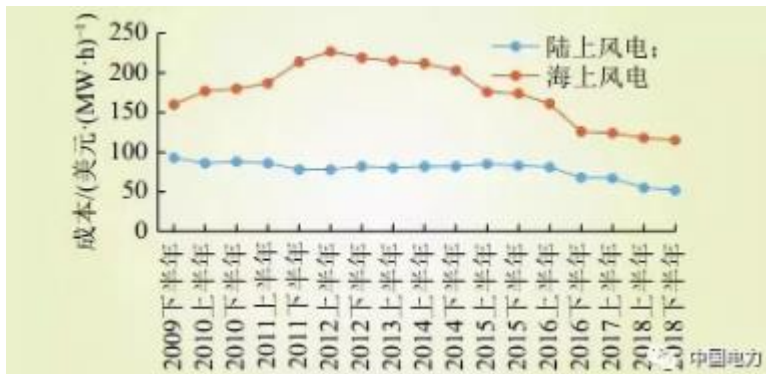


图 1 2009—2018 年全球风力发电电度电成本

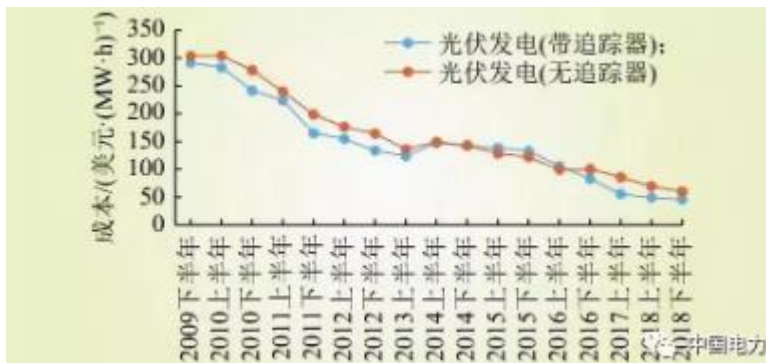


图 2 2009—2018 年全球光伏发电电度电成本

其次要补贴退坡过程中，针对存量与增量项目制订合理的差异化政策，新增项目应以不需要国家补贴为主，对于分布式光伏、光伏扶贫等政策支持性项目仍保持一定额度的补贴。再次制定中长期规划中，重点应对高比例新能源电力系统的电力平衡压力及额外成本问题，主要包括电力平衡成本和容量充裕性成本等。图 3、4 分别为中国光伏、风电造价构成。

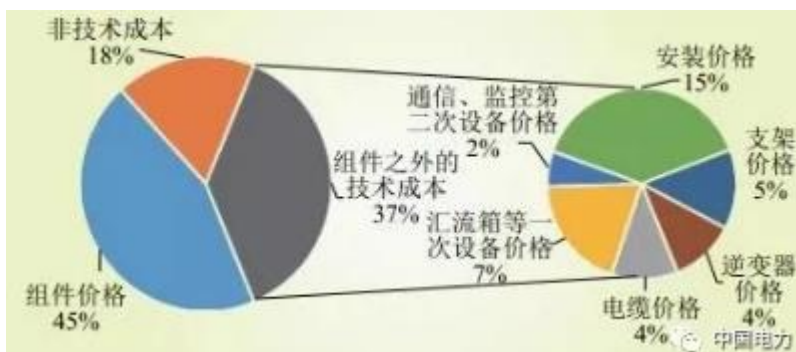


图 3 中国光伏造价构成



图 4 中国风电造价构成

大规模消纳新能源发电需要着力提升电力系统承载力。新能源装机增长速度远超负荷增长速度和系统调节能力增长速度，电力系统调节能力不足是影响和制约新能源高比例消纳的主要矛盾。与

此同时，国内电力市场正在建设之中，省间壁垒和机制障碍尚待进一步消除。破解新能源消纳难题迫切需要从规划、运行、政策等层面共同发力、综合施策，挖掘系统调节资源，提升系统新能源承载力。图 5 为提升电力系统新能源承载力的综合措施。具体来看，规划层面上促进电源结构优化，推动源网协调发展，提升系统灵活性；运行层面上实施统一调度，优化新能源运行；市场层面充分发挥市场配置作用，构建全国统一电力市场，多渠道、多方式消纳新能源。

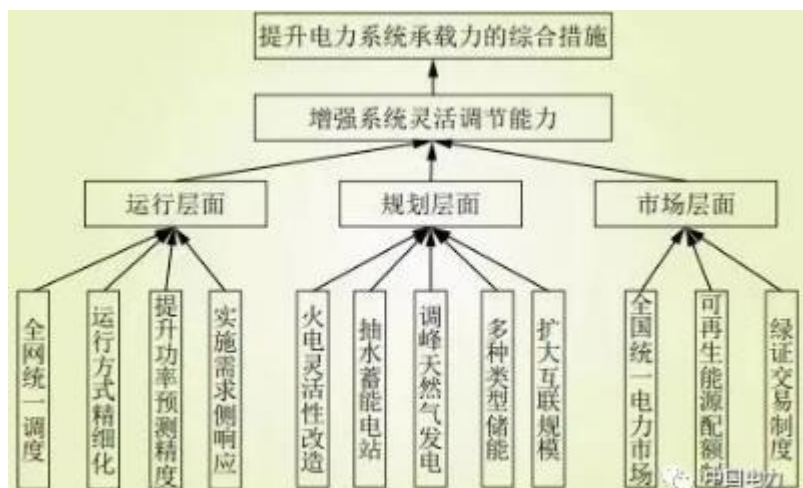


图 5 提升电力系统新能源承载力的综合措施

未来新能源发展的关键在于科学引导发展节奏、构建大范围消纳平台、出台配套政策机制以及提升系统灵活性等。一是科学引导发展节奏，促进新能源高效开发。能源战略上研究明确新能源发展在能源变革中的地位和角色，规划制定上合理确定新能源发电装机分阶段总量及结构布局，年度项目安排上继续加强对新能源行业的宏观调控，注意政策衔接与平稳过渡，防止行业大起大落。二是构建大范围消纳平台，推动全国统一电力市场建设。建立具有中国特色的市场化消纳机制，发挥大市场的资源配置作用，形成包含中长期交易、现货交易和辅助服务等交易模式、国家电力市场和省级电力市场相衔接的统一电力市场，提升可再生能源消纳利用水平。三是出台配套政策机制，形成新能源良好发展环境。及时出台可再生能源配额制度，制订科学合理的配额指标和实施方案，对执行情况加强动态监测、评估和考核，做好配额制政策与现有可再生能源政策及电力市场建设的衔接。四是提升系统灵活性，综合施策为新能源消纳创造条件。加大抽水蓄能、调峰气电等灵活电源建设力度，加快推进中国煤电机组深度调峰改造工作，推动供热机组实现热电解耦。

4 研究结论

随着“后补贴时期”到来，新能源发电经济性不断提升，实现平价上网正在成为事实，中国未来中远期新能源发展仍将处于重大机遇期，具有良好的发展前景。实现大规模高比例新能源高效消纳是一项系统性工程，需要国家层面高度重视，各级政府有效支持，电力企业共同努力，全社会积极关注，着力提升电力系统新能源承载力，确保新能源在更大范围内实现更高水平的消纳。

中国电力 2020-11-19

热能、动力工程

首个商业化运行独立储能电站投运

本报讯 11 月 5 日，国内首个商业化运行独立储能电站——格尔木美满闵行储能电站，在青海省海西蒙古族藏族自治州格尔木市 110 千伏白杨变电站建成并网运营。该项目的顺利投运，开创了电网侧储能电站市场化运营先河，同时为今后电网侧储能电站的大规模并网探索了全新的市场化运

营模式。

据了解，该项目于 2019 年 12 月落成奠基，建设规模为 16 兆瓦，容量 64 兆瓦时，是国内由独立市场主体投资建设并参与市场化运营的第一座共享储能电站。项目采用长循环寿命的磷酸铁锂储能电池，在系统全生命周期内度电成本最低，且安全性高，同时采用智能、高效的运维体系，可对电站实行实时、可靠、最优控制。

常秉玉 王震鹏 中国能源报 2020-11-16

欧洲储能裹足不前

能源咨询机构伍德麦肯兹发布最新研究指出，近年来，欧洲的储能部署正在放缓。特别是今年以来，受新冠肺炎疫情影响，欧洲的储能产业发展更是一度陷入停滞。

装机增速持续放缓

根据伍德麦肯兹的统计，2019 年，欧洲在全球储能市场的份额已经从 2014 年的 44%，降至 30%。伍德麦肯兹预计，到 2025 年，欧洲在全球储能市场的份额将下降到 20%；到 2030 年将进一步降至仅 13%。

与此同时，欧盟储能协会（EASE）联合市场研究机构 Delta-EE 发布的报告则指出，欧洲储能市场目前形势较为复杂，英国、德国等能源体系相对发达的国家大型储能装机已较为饱和，储能市场增长空间有限，因此增速大幅降低。

另外，今年以来，受新冠肺炎疫情影响，欧洲电力需求大幅下降，电价更是经常低得惊人。数据显示，今年前 9 个月，欧洲电价负值运行的时间较 2019 年增长了一倍多。伍德麦肯兹首席分析师 Rory McCarthy 直言，这表明欧洲电力系统缺乏灵活性，亟需部署相应容量的储能系统以平衡电网功率，稳定电价。

电力市场数据分析公司 EnAppSys 的业务分析师 Alena Nispel 也表示，大量部署储能将有助于欧洲解决负电价的问题。

政策支持力度不足

伍德麦肯兹的研究同时发现，尽管欧洲可再生能源电力发展良好，但欧洲的政策制定者似乎并未认识到储能技术对电网的重要性。

技术咨询和市场分析机构 Clean Horizon 市场分析主管 Corentin Baschet 以美国为例指出，在美国，受政策激励，公用事业公司可以对各自的系统进行自上而下的评估，进而购买最便宜、最实用的储能系统，这使得美国的储能项目部署迅速增长。

而在欧洲，Corentin Baschet 表示，电力购买协议主要是私人电力购买协议和差价合约。“换言之，在欧洲，储能设施被视为发电资产，不能归电网运营商所有，而是由各储能厂商部署，这虽然有利于降低终端消费者的电价，但是却导致储能项目建设缺乏统一规划，且推进缓慢。”

与此同时，Delta-EE 发布的报告还指出，近年来，欧洲多个国家电网侧储能市场竞争日趋激烈，竞标价格大幅下降，储能厂商收入也随之大幅降低，使得其对新建储能装机缺乏兴趣。

Rory McCarthy 表示，由于欧洲储能市场具有更高风险和更多融资壁垒，这在一定程度上阻碍了储能设施的安装。另外，欧洲各国政府为公司部署储能提供的经济回报太低，从而导致欧洲储能市场发展缺乏活力。他建议欧洲各国政府将可再生能源项目和储能设施“捆绑拍卖”，并同时关注包括电池、氢储能在内的其他储能方式。

机遇仍存

不过，众多业内人士仍认为，欧洲储能市场还有一定的发展机遇。

Delta-EE 指出，目前欧洲储能市场在规模上虽不足以满足能源转型的需求，但要实现欧洲 2050 年的“零碳目标”，储能仍是不可或缺的。

Rory McCarthy 则表示，欧盟委员会在清洁能源一揽子计划中提出，让储能更公平地参与电力辅

助服务市场，这为储能技术提供了立法支持，有利于储能“快速充分地发挥其潜力”。

与此同时，欧洲各国也在持续努力创造长期可行的储能部署机会。其中，意大利电网运营商 Terna 正在寻求购买 230 兆瓦的储能设备；在法国，大规模的储能试点项目正在进行；西班牙也宣布了 2030 年 2.5 吉瓦的储能目标；另有葡萄牙也举办了太阳能招标并把储能作为重要的附加选项。

另外，英国《卫报》撰文指出，由于大型储能项目通常需要获得规划许可、政府财政支持或采购招标才能推进，因此，对政策支持依赖较小的小型家用储能系统，仍有较大发展潜力。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-11-16

海南实现垃圾发电全岛全覆盖

本报讯 记者路郑报道：近日，海南省儋州市生活垃圾发电厂正式投产发电。至此，海南垃圾发电厂实现全岛全覆盖。据悉，该电厂全年可处理垃圾 36.5 万吨，年发电量可达 1.3 亿度。

据了解，海南省现有 8 座垃圾发电厂，分别分布在海口、三亚、儋州、琼海、文昌、澄迈、陵水等地，总装机容量为 17.4 万千瓦，占统调装机 1.9%。今年 1 至 10 月，垃圾发电量 4.8 亿度，发电量占比 1.83%，同比增长 22.7%。垃圾发电量占海南省清洁能源的 4.4%。

中华环保联合会废弃物发电专业委员会秘书长郭云高在接受记者采访时表示，根据《海南省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划（2018-2030）》，海南省要优化生活垃圾处理结构，逐步由“焚烧与卫生填埋相结合”过渡到“焚烧为主，填埋为辅”。“近期焚烧处理占比达到 90%，远期达到 100%，为此将会规划建设大量的垃圾焚烧处理设施，这是大势所趋。”

垃圾焚烧发电是在高温下燃烧生活垃圾，利用可燃废物燃烧后产生的热量发电，同时对期间产生的废气、飞灰进行无害化处理，具有“无害化、减量化、资源化”优点。

国家发改委今年 7 月发布的《城镇生活垃圾分类和处理设施补短板强弱项实施方案》指出，要全面推进焚烧处理能力建设，生活垃圾日清运量超过 300 吨的地区，要加快发展以焚烧为主的垃圾处理方式，适度超前建设与生活垃圾清运量相适应的焚烧处理设施，到 2023 年基本实现原生生活垃圾“零填埋”。

“垃圾发电属于清洁能源中的生物质能源，在保证电网安全的前提下，我们优先安排其上网，确保清洁能源全额消纳。”海南电网公司电力调度控制中心工作人员吴锋说。

为确保垃圾发电厂正式并网发电，海南电网公司开辟绿色通道受理客户申请，大幅缩短用户报装用电时间。8 月 28 日，儋州 110 千伏垃圾发电厂送出线路工程顺利投产，为儋州垃圾发电厂并网发电提供了有力保障。

海口垃圾发电厂发电部经理张为德表示，垃圾发电实现了全额上网，日上网电量最高可达 100 万千瓦时。

对于垃圾发电一天可处理的垃圾量，张为德介绍，这与垃圾焚烧炉的规格有关。“例如海口垃圾发电厂共四台垃圾炉，日处理垃圾量 2400 吨(4×600 吨/天)。同时，与传统发电不同，垃圾发电 24 小时相对均衡，调峰能力较弱。经过测算，每吨垃圾可焚烧发电 300 千瓦时，大约每 5 个人产生的生活垃圾，通过焚烧发电可满足 1 个人的日常用电需求。”

目前，全国各地正开展垃圾分类工作。垃圾分类后，送往焚烧发电厂的垃圾产生的热效率更高。“干湿分离”将湿垃圾从原本进入垃圾焚烧发电厂的干湿混合生活垃圾中分离，可以在降低垃圾含水率的同时提高入炉垃圾的热值，从而提升垃圾发电量，湿垃圾分离越彻底，垃圾发电量的提升也越显著。

“经过近 30 余年的发展，我国垃圾焚烧发电技术已相当成熟，达到世界先进水平。垃圾焚烧必然产生一定的污染物，但现代化的垃圾焚烧发电厂均配有完善的环保处理设施，对污染物的排放是可控的。”郭云高说。

今年 1 月，海南省生态环境厅发布了《海南省生活垃圾焚烧污染控制标准》，进一步收紧了污染

物的排放限值，对垃圾焚烧电厂的环保排放提出了更高要求。另外，除焚烧生活垃圾产生热能发电外，为做到对周边环境的零污染，儋州市生活垃圾发电项目还对垃圾回收程中产生的液体进行净化，未来将用于厂区绿化用水，焚烧后产生的残渣可制成环保砖，产生的烟气也将经过无害化处理达标后排放。

中国能源报 2020-11-16

多地齐陷能耗总量超标困局

“‘十三五’期间，陕西能耗‘双控’工作取得积极进展。但预计，今年单位 GDP 能耗呈上升趋势，能源消费总量将突破 1.4148 亿吨标准煤，无法顺利完成‘十三五’总体目标任务。”

“内蒙古经济总量仅占全国的 1.7%，却消耗了全国 5.2% 的能源。今年上半年，能源消费同比增长 6.3%、能耗强度同比上升 10.56%，‘十三五’目标完成形势十分严峻。”

“对于宁夏而言，能耗‘双控’是一个大问题，完成目标确实存在一定困难。我们经常跟相关主管部门协调此事，提升能源资源利用效率很难。”

……

这是近日记者在多个能源大省采访调研过程中，听到的关于能耗“双控”目标执行情况的反馈。

能耗“双控”的目标包括能源消费总量和能耗强度。国家统计局最新数据显示，今年前三季度，单位 GDP 能耗升幅比上半年回落 1.2 个百分点、比一季度回落 3.8 个百分点，能源结构持续优化、能耗升幅不断回落。但在整体向好的大背景下，上述省份却直言能耗“双控”“形势严峻”，原因何在？另据记者了解，目前全国已有逾 10 个省份明确提出难以完成“十三五”能耗总量指标。重压之下，如何破局？

“全国层面达标问题不大，但不同地区的形势差异显著”

能耗“双控”是节约能源资源的重大举措。根据《“十三五”节能减排综合工作方案》，到 2020 年，全国万元国内生产总值（GDP）能耗要比 2015 年下降 15%，能源消费总量要控制在 50 亿吨标准煤以内。以此为基础，国家发改委对各省市区下达了分解任务并定期考核。

“‘十三五’前四年，全国能源消费总量累计增长约 5.3 亿吨标准煤，约占‘十三五’能耗增量控制目标的 79.0%；全国能耗强度累计下降约 13.2%，完成‘十三五’下降 15% 总目标的 87.1%。二者均符合总体进度要求，全国层面达标问题不大，但不同地区的形势差异显著。”一位熟悉情况的业内人士告诉记者，“十三五”时间刚刚过半，内蒙古、宁夏的能耗增量就已突破 5 年控制目标，且能耗强度不降反升，浙江、广东也已提前用完第 4 年的能耗增量指标，辽宁更是连续两年未完成“双控”考核，实际进度堪忧。

记者了解到，直至目前，部分地区完成“双控”任务依然困难重重。例如，今年上半年，在全国和多数地区能源消费负增长的情况下，内蒙古能源消费同比增长 6.3%、能耗强度同比上升 10.56%，并因此被国家发改委约谈。国家发改委在约谈后发布的公开信息显示，2019 年，内蒙古能源消费总量高达“十三五”增量控制目标的 184%；非化石能源消费比重仅为 8.1%，远低于全国 15.3% 的平均水平，“能源结构调整缓慢，‘十三五’能耗双控目标完成形势十分严峻。”

陕西省发改委相关负责人告诉记者，按照目标，到 2020 年，陕西能源消费总量要控制在 1.3886 亿吨标准煤，万元 GDP 能耗较 2015 年下降 15%。“但按照经济形势整体预测和我省产业结构实际情况，预计全年单位 GDP 能耗将呈上升态势，能源消费总量将突破 1.4148 亿吨标准煤，无法顺利完成‘十三五’总体目标任务。”

“第二产业对宁夏的经济贡献占据主导，加上以化石能源为主的资源禀赋，导致能源转型压力较大。我们也在积极想办法，但完成能耗控制指标确实存在困难。几乎一到年终考核的时候，就要与相关主管部门重点协调、解决此事。”宁夏回族自治区发改委相关人士坦言。

“希望国家充分考虑西部地区发展现状，实行差别化管理”

据陕西省发改委人士透露，难以达标的原因主要有三个：一是新增能耗量较大的项目多，导致全社会新增能耗超出目标范围，进而影响能源消费总量控制；二是产业结构偏重、能源结构偏煤的状况改观不大，新兴产业短期难以接替；三是生活用能需求增长较快、占比不断扩大，大幅拉升能源消费刚性增长，给能耗强度下降带来不利影响。

“陕西是国家重要的综合能源保障基地，为保障能源安全供应作出了贡献。陕西经济增长对能源资源的依赖性较大，短期内能源化工产业仍是支柱。对此，陕西坚持汰劣扶优，为规划布局优质项目腾挪能耗指标空间。希望国家充分考虑西部地区发展现状，实行差别化管理。”该人士呼吁，一是建议完善能耗“双控”目标分配制度，充分考虑区域发展优势、产业发展基础、产业结构特征、重大项目布局等因素，实行增量存量差别化管理，避免单纯以项目设计能耗为基数分配目标数值；二是对国家规划的重大产业布局、重大项目实行能耗单列，其能耗指标不占用项目所在地能耗指标，不纳入地方“双控”考核范围。

“只要稍微大一点的项目，必然涉及能耗问题。像宁煤一家企业就占了全区很大一部分指标。根据实际情况，可否考虑适当调整？比如，同样用煤，煤炭作为原料和燃料是两个不同路径，能耗指标可否区分计算？所在地区大力发展新能源，能不能进行一些指标抵扣？”宁夏回族自治区发改委人士称。

“综合考虑资源禀赋、发展阶段、地区贡献等因素，化石能源聚集地的诉求有一定道理，但实际操作并非易事。”国务院发展研究中心资源与环境政策研究所副所长李佐军说，“哪些地区可以调整、如何调整，必须经过严格测算。但调整能耗指标实属不得已而为之，更重要的是如何优化能源结构、提高能源利用效率。”

上述业内人士进一步表示，在“双控”中，能耗强度是约束性指标，总量控制是预期性指标，前者必须完成，后者尽量做到。“实际上，二者相辅相成，平时的考核督察同时对强度、总量评价打分。一味停留在传统高耗能项目上做文章，不仅总量难以控制，对强度降低也没有好处。部分能源大省的共性问题，正是产业、能源结构不合理，而能耗控制的目的在于倒逼经济发展方式转变。如果为完成任务而调整目标，既无必要也无道理；但对于部分能耗强度达标而发展较快的地区，可考虑弹性控制总量。”

“‘双控’不是说不不要化石能源项目，而是说要以新理念、新方式予以发展”

结合实际，多位业内人士强调，降低能耗强度、控制能耗总量，有利于缓解我国经济增长对能源消耗增长的依赖程度。因此，能耗“双控”力度不可减轻。

“一个能源体系的好坏，首先就是看能效。近年来，我们将能耗强度、总量控制指标列入考核范围，近10年能源弹性系数逐步下降，意味着能耗强度持续降低，进步有目共睹。但同时，我国单位GDP能耗仍是世界平均水平的1.5倍。这样的发展方式不可持续，也给能源转型增加了困难。若能把1.5进一步降到1.0，每年至少可减少十几亿吨标准煤消耗。”中国工程院院士杜祥琬指出，节能提效是我国能源战略之首，是绿色低碳的第一能源；即便是在化石能源为主的能源结构下，节能提效也是减排主力。

中国工程院院士刘中民指出，我国能源资源禀赋和消费需求长期呈逆向分布格局，形成了西电东送、西气东输、北煤南运的能源格局和流向，保障能源安全的底线不可动摇。但新时期，能源革命安全新战略也要求，根据资源环境承载能力科学规划能源资源开发布局。“此前，部分能源大省一窝蜂上马高耗能项目，为可持续发展埋下隐患。在绿色低碳发展方向之下，这部分应该首先减掉，淘汰不合理的传统产业，才能为优化布局、降低能耗腾空间。”

刘中民说：“‘双控’不是说不不要化石能源项目，而是说要以新理念、新方式予以发展。尤其是在力争2030年前碳达峰、2060年前碳中和的新目标下，既要稳住化石能源的保底作用，也要带动可再生能源大力发展。化石能源富集区要统一算账，打破各能源种类相互独立分割的局面，通过多能互补让各种能源发挥特长。在发展经济的同时，尽量不增加能耗强度和能源消费总量。”

李佐军提醒，凡是见效相对较快的措施，大部分地区已经实施完毕。越到后期，“双控”难度越

大，越需要深层次、综合性的措施。“能耗‘双控’是一项系统工程，需要从技术进步、结构优化、管理改革等方面持续发力。”

本报记者 朱妍 于孟林 中国能源报 2020-11-23

城市碳达峰面临“多道坎”

“我国地域辽阔，各地方产业结构、资源禀赋不一样，低碳发展的路径及工作重点也不一样，以试点推动低碳发展是一个行之有效的办法。目前，有的城市提出具体达峰目标并形成落实方案，有的城市积极推动地方低碳发展立法工作，还有很多城市积极探索碳排放达峰指标体系。下一步要进行系统梳理，凝练可复制、可推广的经验和模式。”日前在接受记者采访时，生态环境部应对气候变化司司长李高指出“城市”对于碳达峰的重要作用。

记者了解到，自2010年开展低碳试点以来，全国确定了3批、87个试点城市，率先开展碳达峰路径及绿色发展新模式的探索。经过近10年实践，这些城市积累了哪些经验？目前还有什么突出难题？面对碳中和愿景，城市又该如何贡献力量？

达峰时间大多早于全国目标

城市是碳减排的基础所在。“不同省市的低碳路径及措施各有特点，但实现碳达峰是必须完成的共同目标和导向。”清华大学气候研究院学术委员会主任何建坤表示。

生态环境部气候变化事务特别顾问解振华称，目前，试点省市几乎均已提出自己的碳减排规划，其中大部分达峰时间早于全国目标。“这些试点积极探索符合本地实际的达峰路径，尤其是在提高能效、发展可再生能源等方面，基本走在全国前列。这也充分说明，建立一个有力度的达峰目标，非但不会阻碍城市发展，反而能培育经济增长新动能，增强城市发展的活力和后劲。”

例如，据国务院发展研究中心研究员林家彬介绍，北京于2012年被列入第二批试点，计划2020年左右达峰。“目前，北京碳峰值已基本实现并呈稳定下降趋势，成为最早实现碳达峰的城市之一。实践证明，产业、能源结构调整是单位GDP能耗下降的重要因素，而后者又是驱动碳减排的主要因子。”

作为山东首个国家低碳试点城市，青岛也做了大量工作。该市生态环境局总量控制处副处长刘赞表示，青岛碳排放强度逐年下降，力争今年左右实现碳达峰。“2013-2018年，对青岛碳减排贡献最大的是燃煤锅炉治理，其次是能源结构转型升级。青岛将在确保达峰的同时，重点控制碳排放总量稳定不增。”

能源结构调整面临不同挑战

经验有之，困惑同样存在。因多数试点定于2022-2025年实现达峰，全国将在两年后集中迎来一大批达峰省市。时间紧迫，不少地区面临现实难题。

对于已达峰城市，巩固成效是关键。“北京的工业比重已经很小，服务业比例达到83.1%，意味着能源消费服务型、都市型特征明显，点散面广、业态多元。而目前燃煤治理基本再无潜力，必须依靠由化石能源向非化石能源转型。”北京市应对气候变化研究中心研究员陈操操表示，“十四五”是北京稳定碳排放的关键期。

对于更多尚未达峰的地区，能源转型压力更大。中国科学院广州能源所研究员赵黛青举例称，粤港澳大湾区对高质量能源体系有着迫切需求。一方面，当地能源结构及能源强度已处全国领先水平，即便如此，化石能源占比仍超过70%，与世界先进湾区差距明显；另一方面，由于经济体量大、增长势头强劲，能源需求量和碳排放量仍有持续增长的势头。“若按现有政策，碳排放短期内难以达峰，这样的发展方式不可持续。”

赵黛青称，广东等地光伏、风电资源潜力大，但技术和应用尚存挑战。“比如被寄予厚望的海上风电，技术开发难度依然较大。广东本地可再生能源制造业的发展不如珠三角，成为支撑利用可再生能源规模化的又一挑战。”

长沙市生态环境局相关负责人坦言，能源消费带来的碳排放量，已占到全市排放总量的 90%以上，减排空间却越来越小。“长沙市内仅剩一座燃煤电厂，也不剩什么高耗能产业，工业减排余力很小。受制于资源禀赋，可再生能源比重又难大幅提高，能源结构调整空间有限，亟待解决眼前难题。”

算好直接与间接排放“两笔账”

尽管挑战重重，中国能源研究会常务副理事长周大地认为，半数以上省市仍应在“十四五”期间实现达峰。“达峰越晚、峰值越高，未来实现碳中和目标的难度也就越大，部分经济、技术发达及资金实力较强的地区更要提前。能源供应和消费系统的根本性转型，时间十分紧迫。”

周大地进一步称，很多城市还缺乏对气候变化负面影响的正确认识，也没有充分认识到碳减排的紧迫性。“尤其是到了地方一级，基本没有做气候变化影响风险分析。包括决策层在内，形成了争取更大排放空间的惯性思维。实际上，在碳达峰过程中，谁干得早谁就夺得先机。此外，建议国家建立能源低碳转型基金，补贴和鼓励化石能源产业和地区的低碳化转型，防止出现低碳转型贫困化等社会问题。”

何建坤也称，“十四五”期间，东部沿海比较发达的地区，及西南一些可再生能源资源富集区，应研究和规划率先达峰，这样才能为全国范围的达峰创作有利条件。“尤其是要全面统筹，重点推进钢铁、石化等高耗能产业率先达峰，严控高耗能产业扩张。”

在国家气候变化专家委员会主任刘燕华看来，城市达峰要同时算好“两笔账”，即化石能源的直接消耗和终端产品使用的间接排放。“目前在大部分地区，碳排放主要根据能源生产、交通建设等直接排放来核定，峰值核定也是如此。城市基础设施密集、建设需求量大，耗能产品的人均消费量同样很高。从某种意义上说，高耗能产品的消费者也要承担部分责任。该部分排放虽暂未被纳入核算，但迟早会上提上议程，低碳消费可能是达峰城市的下一个目标。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-11-23

聚焦虚拟电厂

编者按：近日，全国首套自动化虚拟电厂系统在深圳 110 千伏投控变电站投入试运行，将本就关注度极高的虚拟电厂再次送上“热搜”。本期，我们集纳了几位专家观点，籍此深入探讨虚拟电厂的“前世今生”。

虚拟电厂充分实现“以使用者为中心”

■乔奕炜 王冬容

虚拟电厂于本世纪初在欧洲国家兴起，并已拥有多个成熟的示范项目，其主要关注分布式能源的可靠并网，同时构筑电力市场中稳定的商业模式。同期北美地区推进相同内涵的“电力需求响应”，可调负荷占据主要地位。目前我国虚拟电厂发展处于起步阶段，同时采用以上两个概念，一般认为虚拟电厂的范畴包括需求响应，两者本质相同，是可同时存在的两个概念，最主要区别在于前者是对后者的补充与拓展。虚拟电厂不仅聚合了可调负荷，还可纳入近几年正大规模兴起的分布式电源及储能。

结合已有研究和目前实践情况，可将虚拟电厂定义为将不同空间的可调负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式电源等一种或多种可控资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。它既可作为“正电厂”向系统供电调峰，又可作为“负电厂”加大负荷消纳配合系统填谷；既可快速响应指令配合保障系统稳定并获得经济补偿，也可等同于电厂参与容量、电量、辅助服务等各类电力市场获得经济收益。

虚拟电厂并不需要改变现有资源与电网的连接方式，而是通过通信技术与智能计量技术，对可控资源进行“串联”，形成更加稳定、可控的“大电厂”，实现发电和用电自我调节，从而为电网提供源网荷储售一体化服务。这些可控资源不受电网运行调度中心的直接调度，而是通过资源聚合商参与其中。

近年来，我国电力峰谷差矛盾日益突出，各地年最高负荷 95%以上峰值负荷累计不足 50 小时。据国家电网测算，若通过建设煤电机组满足其经营区 5%的峰值负荷需求，需要电厂及配套电网投资约 4000 亿元；若建设虚拟电厂，建设、运维和激励的资金规模仅为 400-570 亿元。可见，相对于供应侧的电源建设成本，需求侧资源要廉价得多。合理利用需求侧资源，既可降低电力成本，还能提升供电可靠性。

我国可参与虚拟电厂运营的可控资源体量庞大，其中，可调负荷资源 5000 万千瓦以上，用户侧储能规模约 100 万千瓦，电动汽车接近 600 万辆（每辆按 5 千瓦计算，相当于 3000 万千瓦储能），分布式电源装机规模超 6000 万千瓦，这其中还未纳入现存于各地区小型水电站的装机容量，且这些资源规模都还处于快速上升期。若将这些分散资源有效聚合，相当于建设约 140 台百万千瓦级煤电机组，可有效满足电力负荷增长和削峰填谷需求。

虚拟电厂的可控资源在快速发展期时，其自身的发展空间也快速拓宽。但并不是有了资源，虚拟电厂就自然发展出来了，而是要有一系列必要的体制机制条件作为前提。依据外围条件的不同，我们把虚拟电厂的发展分为三个阶段。第一个阶段为邀约型阶段。是在没有电力市场的情况下，由政府部门或调度机构牵头组织，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程。第二个阶段是市场型阶段。这是在电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场建成后，虚拟电厂聚合商以类似于实体电厂的模式，分别参与这些市场获得收益。在第二阶段，也会同时存在邀约型模式，其邀约发出的主体是系统运行机构。第三个阶段是未来的虚拟电厂，可称之为跨空间自主调度型虚拟电厂。随着虚拟电厂聚合的资源种类越来越多、数量越来越大、空间越来越广，此时可称之为“虚拟电力系统”，其中既包含可调负荷、储能和分布式电源等基础资源，也包含由这些基础资源整合而成的微网、局域能源互联网。

从整个行业的发展来看，原来固有的大机组、超高压的供应侧资源已经发展到了顶峰，取而代之的将是大规模的需求侧资源，这部分资源潜力巨大，是实实在在的，未来在电力系统中，需求侧资源大概率将成为主角。同时，它们不会以零散的形式存在，聚合商的作用也因此会越来越强，它可将供给侧和需求侧分散式的资源全部聚合起来，最终成为整个行业和生态的主角。

从电力系统的控制和优化方式来看，当需求侧资源不断引入后，能源互联网概念中提出的“以使用者为中心”的目标将会实现得越来越充分，我国传统的自上而下的五级调度体系很可能不复存在。所有聚合商、配电系统运营商，都将成为同种性质的运营单位，他们聚合大量的需求侧资源，相当于一个共享服务平台，从而代理这些资源在配电网侧实现平衡后再与大电网发生关系。所以，聚合商最终将成为一种跨空间的、广域的源网荷储的集成商，系统控制和优化的方式可变为自下而上的一种组织形态。

发展虚拟电厂要在电改与能源转型中寻找“交切面”

■陈天 王鹏

随着包括分布式电源、储能装置、电动汽车、可调节负荷等在内的各类分布式能源的逐步规模化接入电网，在增强系统的运行经济性、灵活性与环保性的同时，各类分布式能源自身的波动性与不确定性也对系统的灵活运行提出了新要求。在此背景下，虚拟电厂无疑为高比例分布式能源大规模接入电网提供了一种崭新思路：通过区域性多能源聚合的方式，实现对大量分布式能源的灵活控制。虚拟电厂的出现打破了传统电力系统中物理概念上的发电厂之间、发电侧和用电侧之间的界限，可同时聚合区域内不同类型的分布式电源以及源荷侧的可控资源，使其能够以“集合体”的形式参与各类电力市场交易。

因此，虚拟电厂不应被狭义地定义为各类分布式资源的集合体，而是基于“通信”和“聚合”的思想，把分散的、与不同层级电网相连的各类分布式能源用户集合起来，通过能量管理系统的协调优化控制完成市场运营，在实现电能交易的同时优化资源利用、提高供电可靠性的一种综合体。按照对外体现的功能不同，虚拟电厂又可分为两种类型：商业型虚拟电厂和技术型虚拟电厂。

其中，商业型虚拟电厂的关注焦点在于最大化其内部各类分布式能源用户的综合收益，即主要

考虑商业收益，而一般不考虑配电网的影响。技术型虚拟电厂则一般由分布在同一地理位置的分布式资源组成，其关注的重点在于为系统运行提供服务，主要功能包括为配电系统运营商提供本地系统管理以及为输电系统运营商提供系统平衡和辅助服务。

由于虚拟电厂首先在国外特别是欧美国家得到应用与实践，有关虚拟电厂的基本结构与分类、运行控制及参与电力市场的过程主要也基于一些国外成功的虚拟电厂项目，比如欧洲的 FENIX 项目。

追本溯源，无论是国内还是国外，虚拟电厂这一概念的出现以及各国在实践中的探索，离不开供给侧各类分布式可再生能源发电的大量发展，需求侧各类可调负荷的大量出现，以及储能、电动汽车等的规模化发展。当前，电网向清洁低碳、源网荷储灵活互动转型，电网的供需平衡变化对系统的运行方式提出新要求，这是虚拟电厂在我国与欧美国家得以出现并逐步兴起的共同背景。而我国与欧美国家的不同之处在于：欧美国家的电力市场化改革，已在虚拟电厂提出前或同时期得到较完备的发展，而我国当前的电力市场化改革还面临诸多挑战，在我国电力体制改革的实际背景中发展与应用虚拟电厂，实际上也是在寻找一条协调我国电力市场化进程与能源转型的“中国特色道路”的一个交切面。但毋庸置疑，虚拟电厂作为一种能有效提高能源使用效率、优化可再生能源消纳、可靠接入与灵活控制大量分布式能源的有效市场手段，未来在我国能源清洁低碳高效转型与电力体制改革中，必将得到更多的理论发展与实践应用，给出更多“中国特色”的虚拟电厂成功案例。

推动虚拟电厂发展要从四个方面发力

■李可舒

“十三五”期间，我国分布式能源、储能迅速发展，为虚拟电厂、需求响应的发展提供了丰富资源。虚拟电厂将分散的灵活性能源资源聚合组成一个参与电力市场、提供辅助服务、协调控制的集合体，对于促进新能源消纳、维护电网平衡安全运行、合理配置电力资源，协调区域供应有着重要意义。

随着现货市场和辅助服务市场的发展，虚拟电厂和市场联系越来越紧密并逐渐参与商业化运营。国外虚拟电厂发展较早，尤其德国，美国等发达国家虚拟电厂的上中下游配套技术和设施已非常完善，我国虚拟电厂发展还处于探索阶段。根据国外虚拟电厂发展经验，建议：

一是优化激励补偿政策和完善市场化交易机制。出台更多激励补偿政策，开辟更多激励资金来源。在现货市场、备用容量市场和辅助服务市场的建设中，及时将虚拟电厂作为市场主体纳入，为构建虚拟电厂参与的全市场体系交易机制和商业模式打好基础。

二是加快推进相关“新基建”。推进新型基础设施建设，积极探索 5G、AI 和区块链等新技术与虚拟电厂的深度融合。推进负荷聚合商为平台综合服务商，为用户提供负荷削减、负荷管理等多种服务，使虚拟电厂有效聚合分布式能源，保证虚拟发电效果可监测和可验证。完善智能感知技术和传输技术，制定虚拟电厂传输协议，提高系统数据可靠性。

三是尽快出台虚拟电厂相关标准和指导意见。国际上有通用的虚拟电厂标准，但我国尚未明确相关标准，因此政府部门需尽快制定虚拟电厂指导意见，包括具有我国特色的虚拟电厂定义和范围，将虚拟电厂纳入“十四五”规划，为虚拟电厂发展指明道路。

四是谋划虚拟电厂发展分步走。首先，在电力现货市场、辅助服务市场到位之前，可大规模开展“邀约型”虚拟电厂。其次，在现货市场和辅助服务市场的建设过程中，同步将虚拟电厂作为市场主体纳入各个市场交易。再次，实现跨空间自主调度模式。当虚拟电厂发展前个两阶段已完备后，可探索实现跨空间自主调度，这时用户、分布式能源可自由选择调度主体，并实现跨空间地理交易和结算。

虚拟电厂“串联”起源网荷储售服，它的实施将使得电力能源行业从“笨重”走向轻巧灵动、从多层垂直走向少层扁平，贯通能源产业链，提高资源利用率和系统整体效率，实现多方互利共赢。

（乔奕炜、王冬容、李可舒供职于国家电投集团；陈天、王鹏供职于华北电力大学）

中国能源报 2020-11-23

引领“碳中和”，粤港澳大湾区能源转型需提速

作为中国开放程度最高、经济活力最强的区域之一，2019年，粤港澳大湾区GDP总量约达11.6万亿元，占全国GDP总量11.61%。

大湾区作为经济发展制高点，需要追求的目标是用较少的能源消耗创造更多财富。记者了解到，当前，尽管粤港澳大湾区能源结构和能源强度处于全国先进水平，但化石能源占比仍然超过60%，能源强度是东京湾区的2.3倍、旧金山湾区的1.4倍，节能降耗空间巨大。

针对此发展现状，2019年2月发布的《粤港澳大湾区发展规划纲要》已经提出要优化粤港澳大湾区能源结构和布局，建设清洁、低碳、安全、高效的能源供给体系，现如今“2030年碳达峰、2060年碳中和”目标的提出，更将加码大湾区能源转型需求。

打造湾区引领 有待突破“高碳锁定”

“中国已经确定了力争2060年前实现碳中和的目标，粤港澳大湾区作为我国现代化建设的先行示范区，要在脱碳理念引领、制度建设和科技创新方面率先探索，走在全国前列。”近日，在第三届粤港澳生态环境高端论坛上，中国科学院广州能源研究所能源战略与低碳发展研究中心主任、研究员赵黛青强调。

在中国能源资深研究专家许江风看来，大湾区作为经济制高点标志就是要以低碳绿色能源为主体能源。

在脱碳方面，香港已走在全国前列。相关数据显示，香港碳排放早在2014年就已达峰。据香港科技大学教授、首席发展战略家陆恭惠介绍，2020年，香港的能源消费结构中，煤炭、天然气、非化石燃料占比分别为25%、50%、25%，且随着煤炭占比持续下降，天然气和非化石能源占比仍在不断增加。“即便如此，香港要实现2060年实现国家提出的碳中和目标，依然有很多工作要做。”她说。

事实上，相较于其他国际湾区，粤港澳大湾区煤炭和煤电所占比例依旧很高，提高能效利用率发展潜力很大。以广东为例，截至2019年6月底，广东统调煤电机组装机占比仍高达49%。而东京湾区煤电占比仅为5%。

“因此，粤港澳大湾区需要陆海统筹、内外并举，坚定走低碳绿色能源发展之路，力争2035年粤港澳大湾区煤炭、煤电清零，成为中国能效与低碳绿色能源利用制高点。”许江风对记者说。

“粤港澳大湾区要构建清洁低碳、安全高效的能源体系，就需要走出一条突破‘高碳锁定’的发展道路。只有这样，才能力争能源消费总量在2030年前后达峰，碳排放总量在2025年达峰，早于国家目标。”赵黛青进一步指出。

能源消费刚性增长 转型脱碳持续承压

记者梳理材料发现，随着粤港澳大湾区经济体量、能源需求总量和碳排放总量持续增长，能源发展仍面临能源双控、减碳、环境治理等多重约束。

粤港澳大湾区属于典型的能源输入型地区，能源自给率低，所需化石能源和电力多依靠外购，本地一次电力与非化石能源消费中比重较低。

广东地区虽有丰富的海上风能可再生能源资源，但尚未得到充分开发利用，由于开发技术难度大、商业模式缺乏创新，加之本地可再生能源制造业发展偏弱，大湾区提高可再生能源利用比例并非易事。

有专家指出，虽然在电力方面，随着“弃煤择气”的工作推进，粤港澳大湾区化石能源占比不断降低，但交通方面油品需求的持续增长正成为大湾区化石能源退出的最大障碍。

以广东为例，根据近年相关趋势分析，该省能源消耗与经济发展呈现出相对脱钩态势。近4年广东省以年均3.16%的能源消费增速支撑了年均7.01%的经济增长。

但不可忽视的是，广东省能源消费总量增长仍为刚性需求，其中煤炭和油品仍为该省主要能源消费品种。广东省能源局数据显示，2019年全省能源消费总量3.41亿吨标准煤，同比增长2.44%，

其中煤炭、石油消费分别占比 34.7%、27.5%，合计超过六成。

“广东省生产方式仍相对粗放，产业结构偏重，能源结构倚煤，转型艰巨。伴随着人口增长与城镇化持续推进，若生产方式和生活方式不转变，广东资源能耗和碳排放均将持续增长，脱碳也将持续承压。”广东省生态环境厅总工程师蒋宏奇介绍说。

加强协同合作 低碳智慧现代能源体系有望 5 年建成

“大湾区对清洁能源需求旺盛，低碳发展大有作为。”赵黛青认为。

在她看来，大湾区应借力城市群的协同与合作，将港澳地区金融、科技与服务的巨大优势融入大湾区的绿色低碳区域能源体系建设中。

多位专家对此均表示认同，港澳地区除需从广东购买更多清洁电力外，还应在技术、投资等方面进行更多互动与合作。“依托香港、澳门、广州、深圳等中心城市的科研资源优势和高新技术产业基础，促进能源区域合作，将是大湾区低碳协同发展的主要方向。”赵黛青表示。

“如香港水域较窄，不适合发展海上风电，但广东海域广阔，深海浮式风电潜力巨大，‘海上风电领跑工程’已被列为广东省未来五年的‘重中之重’，这可为香港风电相关企业投资广东带来机会。”陆恭蕙举例说，在建筑节能方面，粤港澳大湾区各城市也可以加强互动沟通，相互取经，取长补短，共同促进成熟低碳节能技术进一步推广应用。

“在开放、协同发展下，到 2025 年，粤港澳大湾区有望初步建成绿色、低碳、安全、高效、智慧的现代能源体系，并面向碳中和目标，持续向非化石能源为主流的能源结构转型。”赵黛青表示。

本报实习记者 齐琛罔 中国能源报 2020-11-23

“相变蓄热”打开高寒地区清洁供暖市场

一进入冬季，各种便捷式取暖神器便会在市场上火热起来，其中一种叫“掰掰热”的暖手宝已在市场畅销很多年。这种暖手宝只需轻轻一掰即可均匀发热，冷却后变为固态，在热水里一泡又恢复为原来的液态，供重复使用。

谁曾想，这种基于“相变蓄热”的小小暖手宝同类技术理念竟已用在了更大的取暖舞台——相变蓄能电供暖（下称，电蓄热“热池”技术），为东北地区清洁取暖提供了新思路，也为促进新能源利用开辟了新路径。

于 2017 年投运的长春理工大学基础实验实训中心分布式蓄热供暖项目（下称，长春理工大学实训楼供热系统），作为迄今国内纬度最高、东北地区在案统计规模最大的相变蓄能电供暖项目，以及吉林省电供暖产业的重点示范项目，已经成功运行了 4 个供暖季。事实证明，其经受住了东北严寒地区的环境考验，成为高寒地区实施清洁取暖的有效可行方案。

发力谷电供暖 最大化提升电采暖经济成效

11 月的长春，温度已低至零下 9℃，寒意甚浓。作为典型的东北高寒地区城市，长春按统一规定已于 10 月 20 日正式启动冬季供暖。

11 月 13 日下午，在长春理工大学实训楼供热中心，办公区暖意融融。在与办公区仅一门之隔的机房，电锅炉正在带动整个供暖系统有序运转。耳边虽有机器轰鸣，却让记者感受到暖暖的安心。

据项目运行方——贺迈新能源科技（长春）有限公司（下称，长春贺迈新能源）副总经理关景伟向记者介绍，供热中心设备总投资 760 万元，配置 3 台 760kW 电锅炉，与 100 台 HM-059H500 型热池系统、相应控制系统，以及电力设施热力管网建设等。

供热中心所服务的长春理工大学实训楼总高 42.6 米，包含地上 10 层、地下局部一层，建筑面积近 3.9 万平方米，实际供暖面积超过 4.8 万平方米。项目于 2017 年供暖季投入运行，当年即通过吉林省能源局等五厅局联合审核，被列为吉林省电供暖产业的重点示范项目。四年来，该供热项目高效、经济保障了整栋建筑的冬季独立稳定用热。

“我们采用电蓄热‘热池’替代市政热源，以末端散热片或地暖进行供暖。白天峰电时段由热池给

建筑供热；夜间谷电时段，电锅炉在给建筑供暖的同时，也为热池充热。在紧急停电时，也可启动后备电源给系统和循环泵供电，由热池直接给建筑供暖。”关景伟说。

记者了解到，根据吉林省物价局发布的蓄热式电采暖价格政策，长春理工大学实训楼供热项目电价在平时段每度电为 0.54 元，峰电时段每度电为 0.78 元，谷电时段 0.28 元，在此基础上，作为大用户，通过市场化交易，每度电还能再降 5 分钱。

“长春市集中供热采暖费每平方米 31 元，作为示范项目，我们向学校按每平方米 29 元收取费用。除先期一次性获得每平方米 28 元、总计 108 万元的省级示范项目补贴外，我们最大化依靠采用谷电供暖，平抑电网的峰谷电价差，同时深度挖掘学校自身的行为节能，如在白天供暖 8 小时，寒假（48 天）及夜间只需维持保温运行，系统整体节能降耗成效明显。在清洁供暖领域创新求变的同时，实现了既定的校企共赢目标。”关景伟指出。

整体测算，按现行政策价格机制，项目 8 年内即可收回投资。4 年实践探索表明，未来如若服务同样的采暖面积，项目在设备与电力设施投资、系统优化运行、电价以及人工等方面还有进一步下降空间，即便供暖费标准上涨已成必然趋势，仍可望将投资回收期控制在 5 年左右。“我们对这项技术在清洁供暖领域的推广前景充满信心。”关景伟说。

“热池”电供暖脱颖而出 为东北地区清洁取暖辟新路

在我国北方地区全面强调清洁取暖的当下，解决方案是否高效、经济、稳定，直接影响居民冬季生活的质量。然而在东北地区，冬季漫长严寒，昼夜温差大，温度常常低至零下 30℃，可选清洁高效取暖技术路线非常有限。因此，当前东北地区不少小城镇还处在小煤炉供暖的阶段，农村地区清洁取暖更是基本空白。

气代煤作为北方地区推进清洁取暖工作的主流技术路线之一，因东北地区天然气普及率低，采暖成本过高、政府补贴不堪重负，工作推进非常缓慢。

以吉林省为例，有测算显示，且不提建设成本，该省“煤改气”锅炉供暖运行成本平均每平方米就超过 53 元，比本省当前居民供暖高出近一倍。仅就长春而言，如果大面积采用天然气采暖，每年仅补贴运行费用政府就要拿出 2—3 亿元。

在此背景下，电代煤成为东北地区开展清洁取暖替代工作的主要方向。记者了解到，比较成熟的技术路线有电直热、耐火美砖固体蓄热锅炉、空气源热泵（热风机），以及蓄热式电锅炉采暖等。

公开信息显示，截至目前，吉林、辽宁、黑龙江东北三省均已出台了电采暖的价格支持政策与补贴政策。

相比较之下，电直热是公认的效率最低、成本最高取暖方式；固体美砖蓄热锅炉所需储热温度高达 700—800℃，不仅安全性无法保证，且固体材料蓄热性能衰减很快；其他如热风机、空调等，在东北地区也极易“水土不服”，特别是在冬季极寒天气情况下，实际成效常常难以达成预期。

反观分布式电蓄热供暖技术，其规模大可到一栋楼宇，一个小区，甚至一片区域，小可至一户人家，最大特点就是热能就近利用。“由于可最大化使用低价谷电，经实践证明，‘热池’电供暖技术将成为经济可行的东北地区清洁取暖方式。”长春贺迈新能源经营策划经理马牧天对记者说。

不仅如此，据测算，相变储热投资仅为蓄电池的 20%。伴随虚拟电厂、源网荷储协调运行的深入发展，蓄热式电供暖技术在为用户暖冬的同时，其在电力辅助服务市场的价值还将进一步释放。

在马牧天看来，特别对于热需求比较大的东北地区而言，相变蓄热电供暖技术如果得以推广使用，对于发展提高清洁电利用比例，促进新能源发展，减少弃风弃光具有里程碑意义。

与此同时，结合东北农村地区已经建成的大量光伏扶贫项目，未来，如果能将“热池”技术与光伏扶贫电站相结合，也将有望填补东北地区农村清洁取暖市场空白，实现农民增收与生活改善双赢。

自主研发相变蓄热材料 创新多领域热利用解决方案

采访中记者了解到，长春理工大学实训楼供热系统所采用的“热池”电供暖技术由贺迈新能源科技（上海）有限公司自主开发。截至目前，相关发明专利已申请 20 余项。

“正如电池的充放电一样，‘热池’技术可实现热能的储存和可控的释放。”长春贺迈新能源总经理

靖继贤向记者介绍，“热池”相变材料可根据不同气候环境的需要，灵活设置材料组合配方，温度区间可根据不同场景需要设定在-112℃—1000℃之间，且能够突破 6500 次充放热循环，确保 20 年以上使用寿命。目前通过测试的材料组合配方已有 50 多种。

据介绍，长春理工大学实训楼供热系统采用的蓄热材料就将相变温度设定在 86℃，当热池温度低于 86℃时由电锅炉为热池充热，这时蓄热材料由固态转为液态；高于 86℃时，热池为采暖水加热供建筑用热，这时蓄热材料由液态转为固态。实践表明，该相变材料热转换率超过 96%。

从实际表现看，近年来，蓄热式电暖器、蓄热式电锅炉等产品已在全国多地获得广泛应用，技术可靠性在高寒高海拔的青海、西藏地区也已经得到验证。

“‘热池’技术在促进可再生能源消纳、余热回收以及大自然昼夜温差利用等方面，均可提供突破性节能减排解决方案。”靖继贤指出，清洁供暖领域之外，在工业领域蒸汽、烘干、冷链冷库、以及电力调峰、光电光热、航空航天等领域，该技术均有望开创全新时代。

本报记者 全晓波 中国能源报 2020-11-23

“碳中和”目标下，构建农村清洁能源体系正当时

农村能源是农村的重要基础设施，也是现代能源体系的重要组成部分。按照十九届五中全会精神和“力争于 2030 年前碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”的要求，“十四五”期间要以绿色低碳为目标，加快构建农村清洁能源体系，以适应应对气候变化和满足农民对美好生活的新期待。

农村清洁能源发展严重滞后

农村能源是指满足农业生产、农村工商业经营和农民生活的能源。近年来，随着燃煤量增加和用传统柴灶（能源效率不足 20%）取暖做饭，农村冬季面源污染严重，成为环境污染治理的重点和难点。目前，北方农村能源是被人遗忘的“角落”，处于“自生自灭”的无序发展状态，无论是农业农村部还是国家能源局，都对农村能源重视不够，或者用电、天然气、沼气应付，根本不能解决我国广大北方农村清洁能源问题。虽然我国农村已经实现电气化，但在北方农村冬季将电和天然气作为主体能源供暖和做饭，多数农民不具备经济条件，供给也存在问题。我国农村已经实现整体脱贫，但是城乡能源发展差距很大，能源相对贫困，特别是农村清洁能源发展严重滞后，与农民对美好生活的渴望还有很大差距。这些问题应在“十四五”期间得到基本解决，否则“柴火堆”连着灶坑、“柴火垛”围着屯子，实现美丽乡村就是一句“空话”，也难以按期实现我国碳减排和碳中和的目标。

近年来，电和天然气的普及改善了农民用能条件，但北方农村能源“短板”问题仍十分突出。当前，农村清洁能源发展还面临诸多问题：一是缺乏顶层设计，部门之间不协调，规划难落实；二是没有以碳排放为标准科学界定清洁能源，将高碳排放的天然气作为清洁能源，既增加成本，也抑制可再生能源低碳能源的发展；三是没有形成成熟可复制推广的技术路线。采暖锅炉和户用炉具技术发展滞后，设备技术标准不健全，产品质量“良莠不齐”，农户无从选择；四是没有形成可盈利的市场化推广模式，示范项目仅限于“示范”，难以可持续运行。自 2017 年国家启动了北方冬季清洁取暖试点以来，取得了一定成效，但“煤改气”或“煤改电”存在成本高（初装费、运行费高）、政府无法持续大量补贴、大面积“气荒”等问题；五是没有系统建立促进农村能源可持续发展的政策体系，“政出多门”，政策没有形成合力、效率低。即使做了清洁能源项目也是“零打碎敲”不配套、行业之间“互不通气”，难成气候，形不成可持续、市场化、可推广的模式。特别是农村环境综合整治“单一”，没有将秸秆、生活垃圾、粪污资源等资源化利用，只是将废弃物“搬家”，多数没有做到减量化、无害化处理；六是随着城镇化快速发展，现有城镇供暖管理体系没有延伸覆盖乡镇，乡镇供热网无序发展，重复城市供暖“诸侯割据”的弊端，导致供热成本偏高、供暖质量不稳定；七是燃煤小锅炉污染严重。2018 年，我国农村建筑用能达 3.1 亿吨标准煤，小锅炉和小煤炉燃烧效率低、污染严重，成为大气环境治理的难点和“死角”。

构建农村现代能源体系要坚持七大原则

“十四五”期间，以绿色低碳清洁为目标构建农村现代能源体系，是深化农村供给侧改革，促进农村一、二、三产业融合发展、改善人居环境的重要举措，对于我国优化能源结构、实现“碳减排”和“碳中和”具有十分重要的战略意义。

一是构建农村现代能源体系必须走绿色低碳之路。发挥生物质“零碳”和“负碳”，特别是减少甲烷排放的优势，在满足农村对清洁能源需求的同时，低成本促进“碳减排”和“碳中和”，否则我国将难以按期实现“碳减排”和“碳中和”目标。

二是构建农村现代能源体系必须与农村生态建设相结合。能源化利用是减量化、无害化处理农林废弃物、生活垃圾、畜禽粪污的主要途径，将废弃物转化为可再生能源用于居民生活和生产经营，形成以生物质能源为主，太阳能、电和天然气为辅的绿色低碳能源体系，促进生态建设和环境改善。

三是构建农村现代能源体系必须与解决农民需求紧密结合。坚持低碳环保、使用方便、经济耐用的原则为农民提供清洁能源产品，让农民“用得起、用得好、用得长远”，促进生态宜居新家园建设和乡村旅游，吸引年轻人返乡创业。

四是必须与巩固脱贫成果相结合。解决农村清洁能源发展不平衡、不充分的问题，消除农村能源相对“贫困”现象。

五是必须坚持创新驱动。借鉴国际经验开发适合我国农村的生物质能源加工技术和锅炉、户用炉具。虽然我国燃煤发电的大锅炉燃烧技术居世界前列，但在小锅炉和户用炉具方面与欧洲仍有不小差距。

六是必须坚持城乡互动、城乡互补。生物质能源在总量上具备替代现有散烧煤的能力。城市按照市场规则提供技术和资本支撑，以及能源产品市场；农村可为城市供暖和工商业用能提供生物质成型燃料等能源产品，满足城区清洁供暖、工商业对清洁能源的需求，并促进乡村产业振兴和农民就业。近年来，吉林省秸秆清洁供暖面积超过 2000 万平米，使用秸秆成型燃料烘干粮食获得成功，示范项目得到国家粮食局肯定。

七是必须创新政策体系，突出绿色、低碳的“政策系统集成”，形成政策“合力”。

因地制宜制定农村地区清洁能源发展规划

我国对世界做出的“碳减排”和“碳中和”承诺，为农村发展清洁能源提供了难得的历史机遇，也是必须担起的历史责任，需要突破制约农村能源发展的瓶颈。我国北方农村地域辽阔、气候寒冷、自然条件差异大，多数地区经济不发达，农民生活习惯各不相同，不具备“复制”京津冀农村清洁供暖的做法。因此，必须因地制宜，结合当地经济发展状况、资源条件、农民生活习惯制定清洁能源发展规划，为此提出以下建议：

一要加快制定“十四五”农村清洁能源发展规划。按照十九届五中全会要求，规划编制中既要做好顶层设计，又要接地气。要加快修订可再生能源法，厘清化石能源、可再生能源和清洁能源的概念和范畴，从促进“碳减排”和“碳中和”的战略高度，统筹规划、分步实施，制定落实规划的考核机制，加强监督考核。同时，要以“人”为中心，以农民接受不接受、满意不满意为“尺子”，以是否符合农村实际需要为准绳，衡量规划的科学性和可操作性。

二要依托丰富的生物质资源构建农村清洁能源体系。北方秋冬季秸秆产出量大，并与供暖季重叠，而且生物质能源在供暖的同时可以提供炊事功能。每天做饭取暖能用上便宜的清洁能源是每个农民的渴望，但也是每个农民自己解决不了的问题。对北方农民来说，冬季漫长，用能大头是取暖和做饭，电和天然气只是补充。农村有资源，农民有需求，关键是搭建起产业链条和市场利益链条将生物质资源转化为清洁能源。以试点示范为先导，因地制宜开展生物质低碳能源示范项目建设，探索适合农村能源的技术路线和发展模式。按照市场化为主、政策补贴为辅的原则开展试点示范，不“好高骛远”、量力而行，不“零打碎敲”“遍地开花”，而是选择具备条件的整屯、整村、整个乡镇，乃至整县推进示范项目建设，并与考核秸秆禁烧和综合利用挂钩。

三要系统规划农村能源技术路线。将处理农林废弃物、生活垃圾和粪污有机结合，建立高效、

低成本、低排放的清洁能源体系。生物质作为一次能源直接转化为热，转化路径短、转化效率高。首先建立农村清洁能源加工体系，按照市场化构建秸秆收储、加工的产业链条，为农民和城乡提供清洁能源产品。农民既是资源提供者，也是生产者，更是受益者。二是开发适应农村的秸秆成型燃料户用炉具，做到使用方便、经济耐用、清洁高效、污染物排放低。三是开发低排放、高效率的秸秆直燃锅炉，满足清洁供暖需求。四是具备条件的乡镇建设生物质热电联产项目，引导现有生物质发电厂改造为热电联产电厂。五是开发秸秆气化、生物炭和炭基肥项目，促进秸秆炭化还田。六是在条件适宜的农村，因地制宜建设太阳能、风能、生物质能多能互补的分布式低碳综合能源网络。

发挥生物质能源技术优势，对于农村垃圾要集中处理和分散处理相结合，对达到焚烧规模的可以建设发电项目并供热；对分散的垃圾要与粪污结合，采取发酵技术处理，沼气民用或发电，沼渣沼液做成有机肥。按照社会分工形成产业链条，尤其是北方大中型养殖场沼气工程产生的沼渣和沼液要与现代绿色有机农业相结合，用于种植高附加值的绿色农产品，才能反补沼气工程、维持可持续运行。

四要建立农村能源运营体系。解决农村能源问题是各级政府不能回避、也是绕不过去的责任，而且补齐农村能源短板可以促进农村生态建设和产业振兴。目前，解决农村清洁能源的技术虽然与发达国家有差距，但也基本够用，关键是把采用合理的技术与有效的管理机制和政策结合好，强化系统配套和集成，避免“重建轻管”。组织村屯推广清洁能源和炉具，为农民提供技术咨询服务。如户用沼气推广的难点是沼渣沼液难清理，可以建立户用沼气服务体系，走专业化道路，解决农户自己解决不了的改厕粪污和沼气池清理问题。由政府组织与市场化相结合，政府提供清污车等设备，并适当收费，解决农民发展沼气的后顾之忧。

五要构建乡镇清洁供暖管理体系。目前，北方大的乡镇集中供暖面积近百万平方米。为适应城镇化快速发展的需要，城镇供暖管理体系要延伸覆盖到乡镇，政府统筹建设、运营供暖管网和储热系统，按质论价组织供热企业有序上网，避免城市供暖管网“诸侯割据”的弊端，提高供暖质量、降低供热成本。将节能纳入农村能源管理体系，加强农村老旧房屋保温改造。

六要建立促进农村能源可持续发展的政策体系。要整合农村污染治理、生态环境保护、推进生态宜居的美丽乡村建设和促进低碳发展、绿色金融的相关政策，将发展农村清洁能源与生态环境治理紧密结合，与实现“碳减排”和“碳中和”有关政策紧密结合，形成支持发展农村清洁能源的政策体系，提高政策的使用效率。要科学谋划清洁能源示范项目，实事求是测算农户、村屯、乡镇系统运营成本，摸清应该哪些交给市场或农民承担，哪些是政府补贴环节和范围、补贴力度多大，在一个村屯或一个乡镇投入和可持续运营成本是多少。摸清底数，划清边界，便于决策，以便于吸引社会资本参与。在规模上“不贪大求多”，在资金投入上“不撒芝麻盐”，做到“建一个成一个、立得住、走得远”，在“十四五”期间久久为功、扎实推进，形成若干个适合我国南北方农村的清洁能源发展模式，并在此基础上逐步推广。

（作者系吉林省能源局新能源和可再生能源处原调研员，本文仅代表作者个人观点）

佟继良 中国能源报 2020-11-16

近期锂硫电池研究进展

1. Adv. Mater.: 新型高供体数锂硫电池电解液

在锂硫电池中，多硫化锂作为连接正极氧化态物种硫和还原态物种硫化锂的桥梁，起到了重要作用。由于在实用电池中电解液用量很小，多硫化锂溶解度有限，因此会造成硫利用率低等问题。近日，韩国首尔国立大学的 Kookheon Char 和 Jang Wook Choi 课题组使用酰胺类高供体溶剂为锂硫电池电解液，实现了贫液锂硫电池的高能量密度。

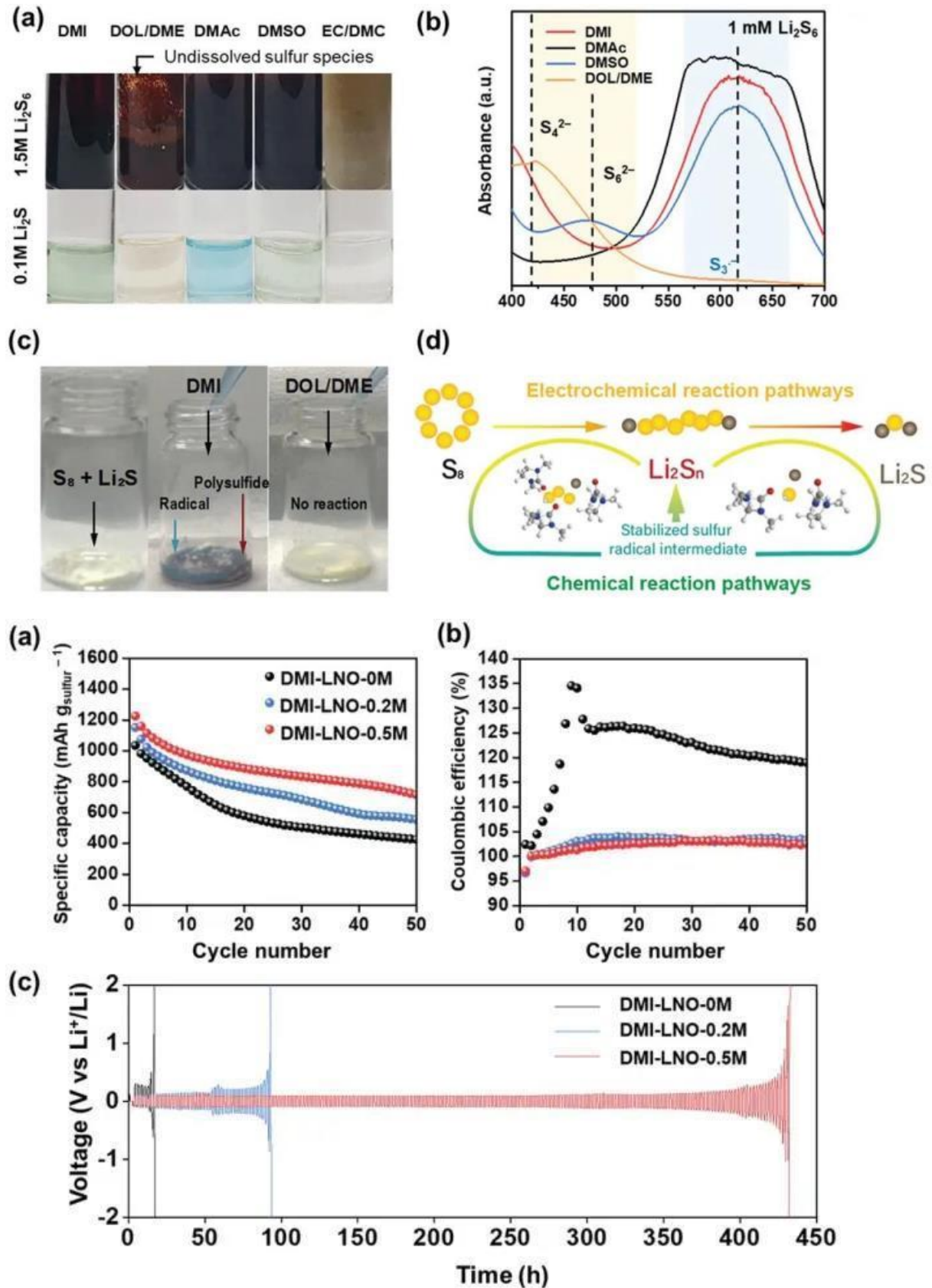
本文要点

- 1) 首次提出以 1,3-二甲基-2-咪唑啉酮（DMI）为锂硫电池溶剂。DMI 对多硫化锂溶解度高，

且二者不发生反应；

2) 作者使用 0.5 M LiNO_3 作为添加剂来稳定锂负极，以提升锂硫电池循环性能；

3) 在 $5 \mu\text{L}/\text{mg}(\text{s})$ 的液硫比，0.03 C 倍率条件下，电池展示出 $1595 \text{ mAh}/\text{g}$ 的比容量，80 周循环后容量保持率为 59.6 %。



参考文献:

M. Baek et al. New High Donor Electrolyte for Lithium–Sulfur Batteries, *Adv. Mater.*, 2020

DOI: 10.1002/adma.202005022

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/adma.202005022>

2. 刘忠范院士 AM: 用于 Li-S 电池的高效多硫化物固定剂和锂稳定剂 V8C7-VO2 双功能支架的三维打印

锂硫 (Li-S) 电池因其成本低、能量密度高而引起了人们的极大兴趣。然而, 严重的多硫化物的穿梭效应和锂枝晶不可控生长都极大地阻碍了 Li-S 电池的商业化进程。近年来, 用来同时调控多硫化物行为和抑制锂枝晶生长的合理方法得到了迅速发展。然而, 高性能锂硫电池的主要障碍仍然存在于有限的双功能材料候选材料, 以及缺乏有效可定制设备的先进技术。近年来, 3D 打印(3DP)技术的蓬勃发展, 极大地促进了储能和生物医学电子领域的设备创新。

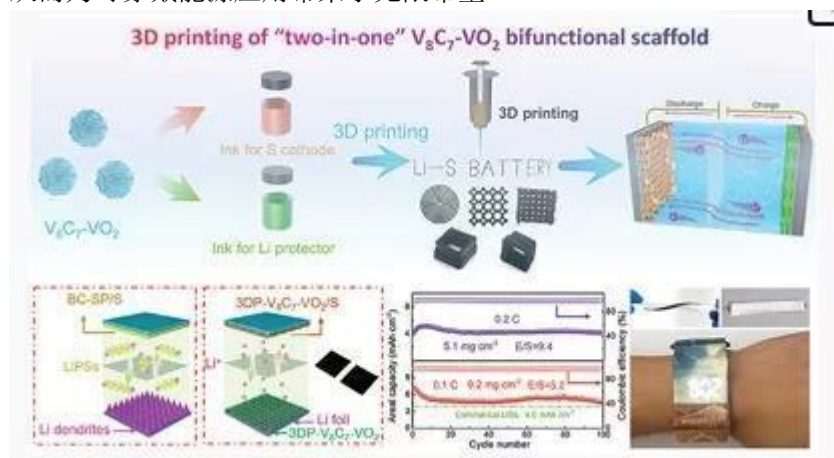
有鉴于此, 北京大学刘忠范院士, 苏州大学孙靖宇教授报道了一种“二合一”的策略, 通过 3DP 技术来制备 V8C7-VO2 异质结构支架, 作为高性能 Li-S 电池的双效多硫化物固定剂和锂枝晶抑制剂。

文章要点

1) 研究人员从 NH₄VO₃, 葡萄糖和尿素前体开始, 通过将简单的退火工艺与水热反应相结合, 成功生产出 V8C7-VO2 纳米花。所获得的材料作为关键的 3DP 油墨配方。接下来, 利用硫酸化学路线, 将硫纳米颗粒负载到 V8C7-VO2 上, 形成 V8C7-VO2/S。在整个基于挤压的 3DP 策略中, 可以以便捷, 可控制和可扩展的方式精确地构建各种形状的定制架构。

2) 基于该策略设计的 V8C7-VO2 极性和导电异质结构能够提供很强的捕获性和多硫化物的快速转化。此外, 这种具有亲锂性质的异质结构将诱导 Li 的均匀生长, 从而有效地降低成核过电势, 抑制枝晶的形成。

3) 得益于 3DP-V8C7-VO2 支架的大孔体积、高电导率和畅通的离子传输路径, 所研制的 3DP-V8C7-VO2/S 电极具有优异的倍率性能 (6.0 C 下的容量达到 643.5 mAh g⁻¹), 良好的循环稳定性 (4 C 下, 经过 900 次循环后, 每循环的容量损失仅为 0.061%)。令人激动的是, 与两个 3DP 主机集成的 Li-S 电池在高硫负荷下实现了高面积容量 (7.36 mAh cm⁻², 硫负荷为 9.2 mg cm⁻², CE 超过 99.7%)。此外, 将 3DP-V8C7-VO2/S||3DP-V8C7-VO2@Li 直接用作手环电池时, 可以成功为电子手表供电, 从而为可穿戴能源应用带来了无限希望。



Jingsheng Cai, et al, 3D Printing of a V8C7-VO2 Bifunctional Scaffold as an Effective Polysulfide Immobilizer and Lithium Stabilizer for Li–S Batteries, *Adv. Mater.* 2020

DOI: 10.1002/adma.202005967

<https://doi.org/10.1002/adma.202005967>

3. 河南大学 ACS Nano: 内建晶面自调节以选择性 S/Li₂S 转换用于高体积能量密度锂硫电池

重量、面积和体积容量对二次电池的市场占有率具有重要影响。尽管碳质材料在改善锂硫电池的重量和面容量方面处于领先地位。但其也存在一些固有的缺陷，如对多硫化锂（LiPS）的固定不充分，振实密度低，体积性能差以及循环性能差等。

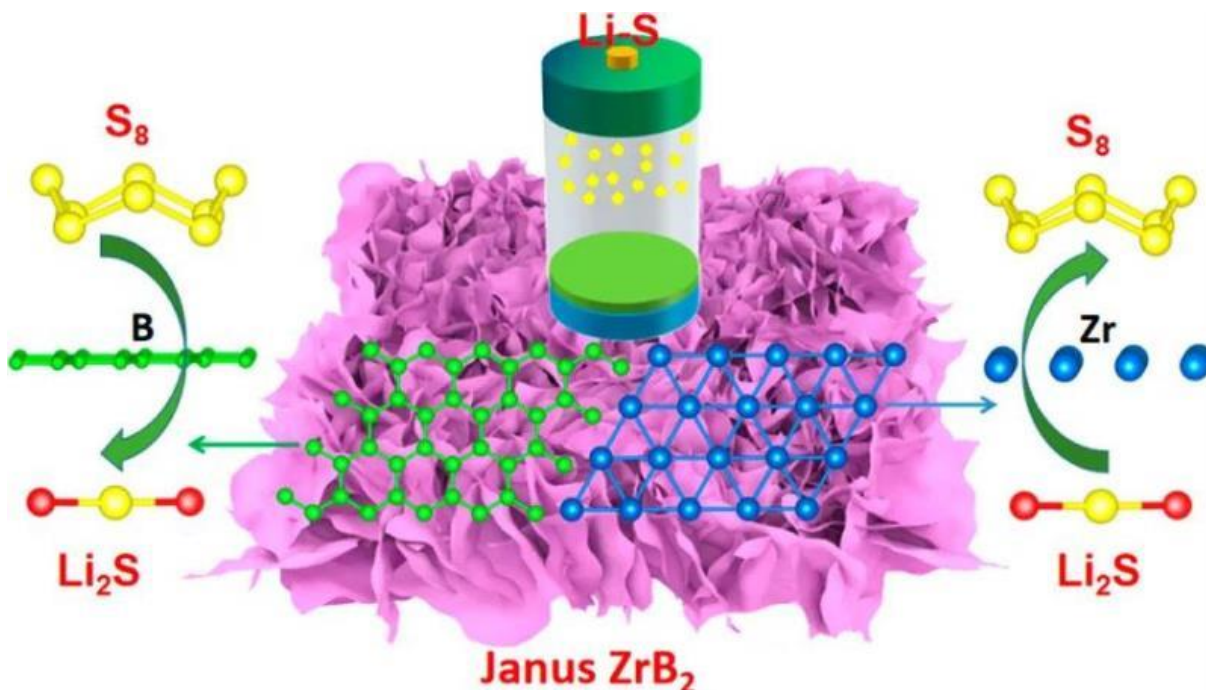
近日，河南大学肖助兵教授报道了一种共晶盐-佐剂固相合成方法，以在相对较低的温度下制备具有高振实密度的金属 ZrB₂ 纳米片。

文章要点

1) 结合第一性原理计算和光谱学研究，研究人员证实了在局部暴露的 B 和 Zr 位置上内置的 Li-S 电化学 Janus 晶体刻面自介导行为，其中带负电的 B 位置主要介导了放电过程，而带正电的 Zr 原子可在充电过程中将 LiPS 进一步氧化为最终产物 S，即使在高电流密度和高硫负荷下，也能实现高硫利用率。

2) 与先前通过非特异性介导行为捕获 LiPS 的策略不同，这种策略对 Li-S 电化学的选择性催化性能非常有效。结果显示，所制备的紧密堆积的 ZrB₂-S 电极可提供 8.5 mAh cm⁻² 的高面积容量和 533 Wh L⁻¹ 的电池级体积能量密度，以及 7.8 mg cm⁻² 的高硫负载量和超低电解质剂量。

这项工作提出了从电池级角度开发高性能 Li-S 电池的设计准则。



Tianli Wu, et al, Selective S/Li₂S Conversion via in-Built Crystal Facet Self-Mediation: Toward High Volumetric Energy Density Lithium-Sulfur Batteries, ACS Nano, 2020

DOI: 10.1021/acsnano.0c04933

<https://dx.doi.org/10.1021/acsnano.0c04933>

4.用 Co₉S₈@MoS₂ 核壳结构解开 MoS₂ 的能带结构提高锂硫电池的催化活性

在锂硫电池（LSBs）中引入双功能中间层可有效抑制“穿梭效应”和提高缓慢的硫转化动力学。其对金属硫化物的能带结构的调节则可以有效提高其催化活性，对于抑制多硫化锂（LiPS）在 LSBs 中的穿梭效应起到了重要作用。

有鉴于此，陕西科技大学许并社教授，杜高辉教授，苏庆梅副教授报道了一种 Co₉S₈@MoS₂ 核壳层异质结构，并将其固定在碳纳米纤维（Co₉S₈@MoS₂/CNF）上，作为抑制 LiPS 穿梭效应的中间层。所制备的复合异质结构是一种有效的替代材料，具有化学吸附和电化学催化之间的协同关系。

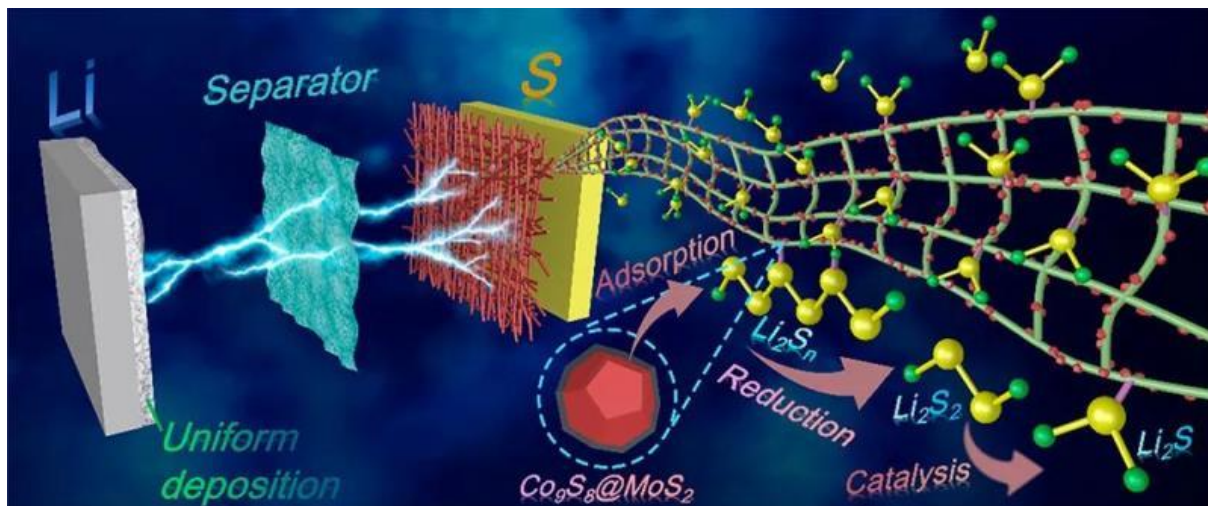
文章要点

1) 研究人员首先采用静电纺丝法制备了 Co@Mo/PAN。将 Co@Mo/PAN 在 260 °C 的空气中收

集并稳定 2 h, 然后在 600 °C 的硫气氛中反应 2 h, 得到 Co₉S₈@Mo/CNF。

2) 研究发现, Co₉S₈ 核可以有效地调节 MoS₂ 壳层的能带结构, Co₉S₈@MoS₂/CNF 能有效地捕获 LiPSs, 使 LiPSs 转化为 Li₂S₂, 进而从 Li₂S₂ 转化为 Li₂S。重要的是, 在高硫负载量分别为 6 和 10 mg cm⁻² 的情况下, 电池循环 50 次后仍能保持 1002 和 986 mA g⁻¹ 的高容量。

研究工作突出了原子级异质结构作为多功能中间层的设计, 具有吸附和催化双功能协同作用。最终有效地缓解了 LiPSs 的穿梭效应, 增强了 LiPSs 的电化学氧化还原反应, 极大促进了 LSB 的实际应用前景。



Boyu Li, et al, Tuning the Band Structure of MoS₂ via Co₉S₈@MoS₂ Core-Shell Structure to Boost Catalytic Activity for Lithium-Sulfur Batteries, ACS Nano, 2020

DOI: 10.1021/acsnano.0c07332

<https://dx.doi.org/10.1021/acsnano.0c07332>

中国储能网新闻中心 能源谷 2020-11-23

美国研发全球首个熔盐核电池 (MsNB)

2020 年 11 月 18 日, 美国爱达荷大学研究人员研制出一种新的测试装置, 可加速全球首个熔盐核电池 (MsNB) 的研发。这种电池是一个既能产热又能发电的熔盐反应堆。

测试装置使用欧姆加热, 通过电流均匀加热熔盐。它充当了反应堆的替代物, 模拟了反应堆内部通过裂变产生内热。在 MsNB 中, 在欧姆加热测试过程中释放的热量导致电池内的熔盐燃料在中央圆筒内上升。一旦到达顶部, 燃料就会移动到一个热交换器, 在那里它被冷却并落回内气缸和外气缸之间的空间。这种自然循环不需要阀门和泵, 提高了反应堆设计的可靠性和简便性。

MsNB 的使用寿命为 10 年, 将在工厂建造, 并被运输到偏远地区, 使电力和热力基础设施建设变得容易。电池用完后, 装置可以被运回工厂进行回收或处理。

中核智库 2020-11-23

日本开发出耐寒的全固态电池用电解质

日经中文网 23 日早间消息, 日本静冈大学讲师守谷诚与东京工业大学教授一杉太郎等人组成的研究小组, 开发出了可用作“全固态电池”电解质的有机分子结晶。

全固态电池是被期待应用于纯电动汽车 (EV) 等的新一代蓄电池。研究小组开发的分子结晶的特点是, 与以往的技术相比, 容易在低温下发挥作用。因此, 在冬季最低气温达到零度以下的寒冷

地区，应用于当地使用的汽车等将成为可能。

新开发的电解质在常温下传导率跟过去开发的分子结晶电解质的最高值相当，但在摄氏零下 20 度时，传导率达到原来 100 倍。在寒冷地区也能顺畅工作，因此可以期待成为纯电动汽车用全固态电池的材料。

界面新闻 2020-11-23

电池的二次寿命：自给自足的电气化生态系统

如果电气化普及成为现实，世界会呈现图中的样貌。

在新冠肺炎疫情蔓延之前和之后(时隔 2 个月)，所拍摄的意大利的卫星照片。活动量大大减少，使得污染排放量减少，天空更明净。



2017 年—2019 年的 3 月 25 日—4 月 25 日



2020 年 3 月 25 日—4 月 25 日

来源：NASA 科学可视化工作室

在全球继续应对造成巨大生命损失且导致世界经济严重停滞的新冠肺炎疫情之际，我们可以开始展望疫情过去后的世界会是什么样子。毫无疑问，我们彼此之间、与医疗健康行业以及服务人员之间互动的方式会发生变化，但新冠肺炎疫情会对环境产生间接和预期以外的影响，这一点我们很少加以讨论。

在疫情发生之后，全球开始了为期数月的居家隔离，以控制疫情加剧，此举也让人们看到了实现碳平衡的前景，或者说未来大幅减少碳排放的希望。随着疫情期间汽车、轮船和飞机使用频率降低，过去数十年来我们对环境造成的负面影响变得更加清晰可见。人们所拍摄的在居家隔离之前和之后真实环境状况的照片和视频引发了巨大轰动。因为对空气的污染减少，30 多年以来¹，印度旁遮普邦的居民首次在相隔 150 英里的地方看到了喜马拉雅山，而在威尼斯河道内，因为该区域船舶停运，对水的污染减少，人们又看到了多年未见的海洋生物²。在北京、纽约和巴黎，二氧化碳、一

氧化碳和一氧化二氮的排放量显著下降。

自然环境开始恢复，哪怕只是一瞬间。虽然以环境保护的名义无限期停滞交通运输和交通基础设施不是一个可行的解决方案，且此举肯定会削弱世界经济，但通过电气化来实现碳平衡却能两者兼得。

电动汽车是电气化的中心

“如果洛杉矶使用电动汽车和电动公共汽车，那么空气每天都会很干净。”

加州大学圣巴巴拉分校助理教授 Leah Stokes 博士。

对于全球致力于实现的更可持续的电气化未来，其核心就是电动汽车（EV）。根据世界经济论坛的数据，“到 2030 年，电动乘用车的保有量将达到 2.15 亿辆。这意味着从 2018 年到 2030 年，电动乘用车的销量将以每年 23% 的速度增长。”在未来十年，全球电动汽车的普及率预计按照这种速度快速增长，对配套技术的需求也将持续增加。全球几乎每个地区都推出了更新的电动汽车普及及激励措施，且所有大型 OEM 都在着手实现车系的电气化。全球都在加大对电气化的投入。现在正是推动加快采用电气化技术的时机，但这需要过程，并非一夕就能完成。在整个电气化生态系统中，仍然存在许多阻碍电动汽车普及的壁垒。

“到 2030 年，全球对电池的需求量将达到 2523 千兆瓦时（GWh），其中 2333 GWh 来自电动交通行业。”

世界经济论坛（WEF）

遗憾的是，如今的电网基础设施无法满足日益增加的电动汽车的用电需求。而且，电动汽车还没有在价格和性能上达到与内燃机汽车同等的水平，尚无法激发消费者的需求。此外，汽车制造商仍在寻找一种在车系中推广电气化技术的更有效、更经济的方式。另外，如今的电动汽车电池回收和再利用项目的成本和资源都不够经济有效，无法保证被广泛采用。如果不能对电动汽车电池进行再利用和回收，以进行梯次使用，那么许多电动汽车电池最终会被扔进垃圾填埋场。这有悖目前通过采用电气化来促进环保的初衷。

基础设施：电气化未来的基础

储能系统、电池化成和测试、电池化学成分

近年来，受电动汽车和其他电气化技术预期采用率的影响，储能已成为全球关注的焦点。随着全球越来越依赖电气化，现有电网承受的压力可能会非常大。储能系统（ESS）使得现代电网能够通过使用大型电池作为缓冲器来存储由可再生资源生成的非高峰期电能，并在用电高峰期随时向所有用户及所有应用（包括电动汽车充电）提供电能来保持电网稳定。储能系统可以利用多个放置在负载点附近的缓冲器，使得现有电网能够在不增加电线或发电厂的情况下提供更多电能，从而降低与基础设施升级相关的成本。

据彭博新能源财经（BNEF）称，到 2030 年，新增储能容量的 65% 会用于将各种可再生能源接入电网，并提供各种电网服务；30% 用于为住宅、商业和工业设施供电；余下 5% 用于支持电动汽车基础设施。

电池化成和测试是电动汽车电池制造过程中至关重要的一部分，因为这是判断电池是否满足关键性能和安全标准的环节。如果达不到这些标准，电池可能无法使用，或者在使用期间和梯次使用时对电池效率造成不利影响。电池化成和测试过程包括在 24 到 36 小时内对电流和电压实施极为精准的管理。速度太快或精度不高可能会破坏电芯内部的活性化学成分，从而大大降低电池的整体容量和使用寿命。

新兴的电池化学成分让本已困难的电池化成和测试变得更加困难，给设备和电池制造商带来了更进一步的挑战。新化学成分要求在最严格的生产条件下实现更高层次的电气测量精度，同时还需要控制成本支出。此外，要实现快速扩展，就需要制造商减小现有的化成和测试设备的尺寸大小。

约 40% 的电动汽车标价都与电池相关

展望未来，我们发现磷酸铁锂（LiFePO）等电池化学成分的重要性与日俱增。虽然钴基化学物质的能量密度可能比磷酸铁锂高出 10% 到 20%，但钴具有很强的生态毒性，且其开采方法饱受争议，

使其被列为冲突性材料（与侵犯人权相关）。按照目前的使用速度，全球的钴储量可能会在 2030 年耗尽。此外，磷酸铁锂成本低，在处理穿刺或热失控问题时安全性更高，且已在生产中得到充分证明（已在该行业使用超过 10 年），完全能够成为领先 OEM 首选的技术。

运作：加快电动汽车的普及

现今的电动汽车续航里程一般在 60 英里至 400 英里之间，所需的充电时间为 30 分钟至 12 小时，具体由车辆型号和汽车充电器的类型决定，非常适合能在家实现充电的短途或通勤使用。但是，对整个汽车市场来说，续航里程和充电时间是极为重要的因素。此外，未来十年，电动汽车市场预计将增长 10 倍，而为了给数以百万计的电动车辆提供动力，采用高效的电池管理系统（BMS）来监控、管理和维护高性能电池的需求也将日益增长。

OFweek 锂电网 - 产业新闻 2020-11-20

全球首座液态空气储能系统投建

日前，由英国企业 HighviewPower 与电力开发商 CarltonPower 共同投资建设的 CRYObattery 储能项目开工建设。

据清洁能源资讯网站 Recharge 报道，该项目位于英国曼彻斯特，是全球首座商业化运营的液态空气储能电站。英国政府为该项目提供了 1000 万英镑的补助，项目预计将于 2023 年投入使用。

据了解，该液态空气储能电站前期计划规模为 50 兆瓦/250 兆瓦时，未来运行过程中将进一步扩大储能空间。

液态空气电池作为储能领域的“新秀”，以其储能长久稳定、成本低廉等因素获得了投资者青睐。HighviewPower 公司表示，此次兴建的液态空气储能系统不仅成本低廉，同时该系统选址灵活，同时拥有大容量的优势，具有较好的应用前景。

李丽旻 中国能源报 2020-11-16

欧洲储能停滞不前

近年来，欧洲的储能部署正在放缓。特别是今年以来，受新冠肺炎疫情疫情影响，欧洲的储能产业发展更是一度陷入停滞。

能源咨询机构伍德麦肯兹发布最新研究指出，近年来，欧洲的储能部署正在放缓。特别是今年以来，受新冠肺炎疫情疫情影响，欧洲的储能产业发展更是一度陷入停滞。装机增速持续放缓 根据伍德麦肯兹的统计，2019 年，欧洲在全球储能市场的份额已经从 2014 年的 44%，降至 30%。伍德麦肯兹预计，到 2025 年，欧洲在全球储能市场的份额将下降到 20%；到 2030 年将进一步降至仅 13%。

与此同时，欧盟储能协会（EASE）联合市场研究机构 Delta-EE 发布的报告则指出，欧洲储能市场目前形势较为复杂，英国、德国等能源体系相对发达的国家大型储能装机已较为饱和，储能市场增长空间有限，因此增速大幅降低。另外，今年以来，受新冠肺炎疫情疫情影响，欧洲电力需求大幅下降，电价更是经常低得惊人。数据显示，今年前 9 个月，欧洲电价负值运行的时间较 2019 年增长了一倍多。伍德麦肯兹首席分析师 Rory McCarthy 直言，这表明欧洲电力系统缺乏灵活性，亟需部署相应容量的储能系统以平衡电网功率，稳定电价。

电力市场数据分析公司 EnAppSys 的业务分析师 Alena Nispel 也表示，大量部署储能将有助于欧洲解决负电价的问题。政策支持力度不足 伍德麦肯兹的研究同时发现，尽管欧洲可再生能源电力发展良好，但欧洲的政策制定者似乎并未认识到储能技术对电网的重要性。技术咨询和市场分析机构 Clean Horizon 市场分析主管 Corentin Baschet 以美国为例指出，在美国，受政策激励，公用事业公司可以对各自的系统进行自上而下的评估，进而购买最便宜、最实用的储能系统，这使得美国的储能项目部署迅速增长。

而在欧洲,Corentin Baschet 表示,电力购买协议主要是私人电力购买协议和差价合约。“换言之,在欧洲,储能设施被视为发电资产,不能归电网运营商所有,而是由各储能厂商部署,这虽然有利于降低终端消费者的电价,但是却导致储能项目建设缺乏统一规划,且推进缓慢。”

与此同时,Delta-EE 发布的报告还指出,近年来,欧洲多个国家电网侧储能市场竞争日趋激烈,竞标价格大幅下降,储能厂商收入也随之大幅降低,使得其对新建储能装机缺乏兴趣。

Rory McCarthy 表示,由于欧洲储能市场具有更高风险和更多融资壁垒,这在一定程度上阻碍了储能设施的安装。另外,欧洲各国政府为公司部署储能提供的经济回报太低,从而导致欧洲储能市场发展缺乏活力。他建议欧洲各国政府将可再生能源项目和储能设施“捆绑拍卖”,并同时关注包括电池、氢储能在内的其他储能方式。机遇仍存 不过,众多业内人士仍认为,欧洲储能市场还有一定的发展机遇。Delta-EE 指出,目前欧洲储能市场在规模上虽不足以满足能源转型的需求,但要实现欧洲 2050 年的“零碳目标”,储能仍是不可或缺的。

Rory McCarthy 则表示,欧盟委员会在清洁能源一揽子计划中提出,让储能更公平地参与电力辅助服务市场,这为储能技术提供了立法支持,有利于储能“快速充分地发挥其潜力”。

与此同时,欧洲各国也在持续努力创造长期可行的储能部署机会。其中,意大利电网运营商 Terna 正在寻求购买 230 兆瓦的储能设备;在法国,大规模的储能试点项目正在进行;西班牙也宣布了 2030 年 2.5 吉瓦的储能目标;另有葡萄牙也举办了太阳能招标并把储能做为重要的附加选项。另外,英国《卫报》撰文指出,由于大型储能项目通常需要获得规划许可、政府财政支持或采购招标才能推进,因此,对政策支持依赖较小的小型家用储能系统,仍有较大发展潜力。

国际能源参考 华夏能源网 2020-11-17

建设美丽城市要突出碳中和取向



《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》提出,广泛形成绿色生产生活方式,碳排放达峰后稳中有降,生态环境根本好转,美丽中国建设目标基本实现。在第七十五届联合国大会一般性辩论上,中国首次明确实现碳中和的时间点,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。美丽中国的一个关键测度是碳中和取向，这意味着，城市碳中和水平是美丽中国建设进程的核心指标。

实现碳中和任务艰巨

所谓碳中和，也就是净零排放，指人类经济社会活动所必需的碳排放，通过森林碳汇和其他人工技术或工程手段加以捕集利用或封存，而使排放到大气中的温室气体净增量为零。《巴黎协定》所规定的目标，是要求联合国气候变化框架公约的缔约方，立即明确国家自主贡献减缓气候变化，碳排放尽早达到峰值，在本世纪中叶，也就是 2050 年以后，碳排放净增量归零，以实现在本世纪末将全球地表温度相对于工业革命前上升的幅度控制在 2°C 以内。不仅如此，各缔约方还达成共识，争取实现 1.5°C 的温控目标。目前全球地表平均温度增幅已经达到 1°C，中国升温幅度则超过 1.1°C。这也就意味着，实现净零排放的时间表还要进一步提前。

保护全球气候，是保护人类未来的安全。人为温室气体排放引致的全球地表增温，导致冰川融化、海平面上升，海洋生态系统退化和生物多样性消失，从而危及地球生命系统的安全。也正是因为这样，多数发达国家在实现碳排放达峰后，明确了碳中和的时间表。例如芬兰确认在 2035 年，瑞典、奥地利、冰岛等国家在 2045 年实现净零排放；欧盟、英国、挪威、加拿大、日本等将碳中和的时间节点定在 2050 年。一些发展中国家如智利，也计划 2050 年实现碳中和。

2018 年中国的温室气体排放约占世界总量的 30%，人均排放也超过发达经济体欧盟的人均水平。中国采取行动积极应对气候变化，尽早达峰迈向近零碳，这不仅是国际责任担当，也是美丽中国建设的需要和保障。尽管中国经济体量位居世界第二，但人均收入仍比世界平均水平低五分之一，不足美国的六分之一，尚有 6 亿人口人均月可支配收入只有 1000 元人民币；而且高碳的煤炭在中国能源结构中占比高达 58%，几乎是一些发达国家的 3 倍。中国的责任担当要有勇气，也要符合实际国情。中国承诺在 2060 年前实现碳中和，比发达国家更具有雄心，其努力和艰难程度也远高于发达国家。

碳中和的重点难点在城市

2019 年我国城市化率达到 60.6%，2035 年有望达到 75%。美丽中国建设的重心、重点、焦点和难点已然转向城市，美丽城市的目标全面实现了，美丽中国也就基本建成了。2019 年，我国第一、二、三产业增加值占 GDP 的比重分别为 7.1%、39%和 53.9%，用电量占全社会总量的比重分别为 1%、68.3%和 16.5%，城乡居民用电占比 14.2%，主体也在城市。城市作为第二、三产业的空间载体和居民高度密集区，经济产出占比超过 90%，能源电力占比甚至逼近 95%。也正是因为产业、能耗和人口在城市空间的高度浓集，美丽城市建设成为美丽中国建设的重心和重点所在。

由于城市空间的环境容量相对有限，难以自然净化城市经济社会活动所排放的各种污染物，成为污染治理的重点和难点。2013 年国务院发布《大气污染防治行动计划》，开启大气污染防治攻坚战。经过六年的艰难治理，2019 年，在严格监测的 337 个地级及以上城市中，空气质量超标的城市占比仍然高达 53.4%。PM2.5 浓度达到一级即每立方米低于 15 微克的只占 4.5%，接近一半的城市低于二级标准，而世界卫生组织关于空气质量的指导值是 PM2.5 浓度每立方米 10 微克。

打赢污染防治攻坚战，是美丽城市建设的第一步。城市污水处理、生活垃圾清运焚烧、燃煤电厂除尘脱硫脱硝，需要能耗，而且是高能耗。这也就意味着，在污染攻坚中，如果借助化石燃料动能，在治污的同时要燃烧更多的化石能源，根据边际减排效应递减和成本递增原理，细微颗粒物排放不可完全排除。而且，燃油机动车的移动源排放，也是大气污染物的重要来源。如果碳中和，即使城市零排放难以实现，但近零排放也要求化石能源燃烧基本或接近于清零。非化石能源没有大气污染物的排放，无需除尘脱硫脱硝，清除了点源排放；纯电动汽车或氢能汽车杜绝了移动排放源。因而，碳中和取向的美丽城市建设，对于高碳能源结构下难以决胜的污染攻坚，也就无坚自摧了。

城市碳中和要有时间表路线图

发达国家的经历表明，温室气体排放随着工业化进程和经济社会发展而不断增加，至一定水平抵达峰值而后下降。《巴黎协定》所规定的目标，也是先达峰然后走向净零碳排放。之前我国向国际

社会承诺的气候行动目标，是到 2020 年单位 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 40%至 45%，2030 年下降 60%至 65%。但只要 GDP 增速快增量，仍然会有绝对量的增加。今年我国提出在 2030 年前达到峰值，2060 年前实现碳中和，是绝对量的管控，不仅不因经济增长而增加排放，反而要求经济增长碳排放逐步归零。

美丽城市建设，一是在城市经济社会发展的“十四五”规划中，要明确实现碳排放达峰，这是城市走向碳中和的第一步和关键一步。社会上有一种错觉，就是碳排放峰值越高，城市发展的空间越大。殊不知碳中和刚性表明，峰值越高，碳排放清零越困难。这是因为，碳排放具有锁定效应，即高碳能源和基础设施投入，经济回收期多在 30 年甚至更长时间。例如燃油汽车生产线投入，资本密集度高，投资额巨大，而碳中和目标要求在 2035 年前后，燃油汽车就可能被强制退出市场；投资燃煤电厂，即使是超超临界，碳中和要求煤电在 2050 年基本退出。相反，零碳能源、零碳消费品、资本品投入，则是具有市场竞争力的道义产品。英国宣布，将在 10 年内禁售汽油和柴油车，全球汽车巨头日产宣称计划在 2025 年后停售旗下燃油车型。从我国经济发展阶段看，高耗能的原材料产业和产品，例如钢铁、水泥、建材、化工，业已趋于饱和或过剩。城市大气污染防治攻坚战要求尽快弃煤减油，许多城市例如深圳，城市公共交通工具已经全部纯电动化。

二是城市更新、老城区改造和新基建，需要纳入碳约束，严防碳锁定，从根本上消除碳需求。产城一体、职住融合，避免的不仅是交通拥堵，减少的不仅是污染物排放和碳排放。步行距离或自行车可达，不需要机动车辆的交通，所实现的零碳，是发展范式的转型。城市汽车更新，不仅要淘汰燃油汽车，甚至燃气汽车也要加以碳排放的核算。对于小区屋顶和可以安装太阳能光伏发电设备的，要鼓励并利用自然的各种解决方案，提供能源服务，减少化石能源的燃烧和排放需求。新材料提升建筑节能水平，互联网高效调控城市低碳运行，以及居家办公、视频会议等，都是减碳的有效途径。城市绿地、建筑立体绿化，不仅提升城市韧性，而且吸收大气二氧化碳形成碳汇或生物质能，是碳中和的必要手段。

三是城市的新建、扩建或改建，也需以碳中和为取向。我国城市化进程尚未完成，目前的户籍人口城市化率比常住人口城市化率约低 15 个百分点，到 2035 年城市化率还要新增 15 个百分点。14 亿人口，30%转化为实实在在的城市居民，规模超过 4.2 亿。城市的新建、扩建或改建，也要以碳中和为取向。广大农村具有就地使用光伏、风能和生物质能的便利，而城市由于人和经济活动密集，在城市空间范围内实现碳中和几乎不可能。但是，碳中和取向的美丽城市建设，要求一切新建、改建严格避免高碳锁定，例如，避免高耗能的超高层塔楼而规划建设楼层适度的小高层建筑，利用城市绿地、湿地，滞洪净化生活污水，减少污水处理能耗。合理控制大城市规模，不能盲目“摊大饼”，要提升城市内部碳中和的能力，减少对外部零碳能源和负碳技术的需求。以北京、上海、广州为例，其辖区内碳中和是完全不可能的，这就要求空间协同，利用西南地区的水能、西北地区的风能光能和近陆海域的海上风电，为城市碳中和提供零碳能源保障。

美丽中国是美丽城市的聚合体，美丽城市建设的碳中和取向，需要制定明确的时间表、路线图。国民经济和社会发展“十四五”规划，需要碳达峰，而且宜早。城市要超越化石能源燃烧排放的污染控制，制定弃煤和减油规划，开启温室气体绝对量的减排进程。同时，借鉴发达国家 2050 年前碳中和的有效措施，制定 2060 年前城市碳中和的实施方案。

经济日报 2020-11-27

南方供暖爆发！未来十年消费潜力逾 1200 亿元

每到冬季，供暖问题就成为社会关注热点。现如今，“确保温暖过冬”不再只是北方专属“福利”，不少南方地区城市也已经摩拳擦掌，将供暖项目规划建设提上了重要议事日程。

据统计，2019 年，我国家用暖气片销量同比增长 430%，而销量增长的“主力军”正是上海、武汉、南京等南方城市。

根据中国人民大学应用经济学院、国家发展与战略研究院联合发布的《南方百城供暖市场：模式、潜力与影响》报告预计，2025年，我国南方地区将共有7006万户居民可享受到经济可承受的供暖服务，上海、武汉和南京分列前三位；到2030年，这一数字将会增加到9823万。届时，将可带动我国居民消费逾千亿元，发展潜力巨大。

一城一策

逾千亿元供暖市场待挖

当前，我国南方供暖尚属发展初期，作为新兴市场，后发优势明显。探索适宜的供暖模式、路线与行动方案，成为拓展南方地区拓展供暖市场的关键。

“不同于北方，南方供暖周期短、居民供暖需求差异明显，在供暖模式上，应采取‘一城一策’，各城市应根据经济水平、居民区集中度、资源禀赋等因素探索适宜的供暖模式。”中国人民大学应用经济学院副教授黄滢指出。

作为最早一批开展供暖市场的试点城市之一，武汉自2006年启动“冬暖夏凉”工程至今，已实现集中供暖的建筑面积达400多万平方米，受益人口约达15万人。“政府搭台，特许经营”的武汉供热模式现已成为南方供暖模式的典范。

武汉之外，合肥、贵阳、杭州等多地也都已形成了各具特色的供暖发展模式。如合肥采用市政工程推动区域供暖发展，通过工商业供热带动居民供暖；贵阳采用“央企主导、政府示范”供热模式，由央企提供多能互补供暖技术，实现节能减排与清洁供暖；杭州则发展天然气分户式供暖，实现供暖个性化、多样化服务。

中国人民大学应用经济学院教授魏楚对此表示：“如今，随着个性化供热模式全面拓展，南方供热市场也将进一步扩大。”上述报告预计，到2030年，我国南方地区分户供暖用户数量将达到6577万户，区域供暖用户数量将达到3246万，将分别带动我国居民消费330亿元、905亿元。

多管齐下

力争温暖过冬与降耗减排双赢

供暖用户激增、供暖市场快速扩大的同时，能源消耗无疑随之增加，环境治理也将进一步承压。

在能源消耗方面，相关数据显示，若长江沿岸城市住宅约40亿平方米面积实现供暖全覆盖，按每平方米5公斤标准煤计算，城市能耗总额就将增加2000万吨。

为进一步控制能耗，建筑节能协会电能供热专委会主任、哈尔滨工业大学教授张斌建议，南方供热应灵活性掌握。“分户采暖可根据用户自身需求控制开关时间，而集中式供暖可适当将室内设定标准供热温度——18摄氏度降低至14摄氏度。”

张斌同时指出，为防止热量流失，南方建筑还应不断加强房屋围护结构保温性，同时要提倡居民改变行为习惯，适当减少开窗通风等行为。

而在碳排放方面，上述报告预测，到2030年，分户供暖模式将排放2557万吨二氧化碳，区域供暖模式将排放4525万吨二氧化碳。

“假设每年5%的热源由可再生能源替代传统化石能源，那么南方供暖市场碳排放值将在2025年达峰。而如果供热能效进一步提高，那么碳排放值将会逐步降低。”黄滢指出，在发展绿色可再生能源区域供暖，提高可再生能源占比情况下，南方区域供暖市场对环境污染带来的影响会进一步缩小。

分步实施

将供暖纳入能源系统统一规划

“下一步，推广南方供暖市场需进一步明确投资的分类承担、分步实施问题。”全国人大常委会委员、华中师范大学教授周洪宇建议，南方城市供暖应采取分时点、分步走、逐步实施推广路线。

对此，黄滢补充说，“供暖市场潜力较大的上海、南京、苏州、无锡、杭州、合肥等城市应作为拓展供暖市场的第一步，而扬州、南通、绍兴、嘉兴、长沙等供暖市场潜力相对大的城市，则应为南方供暖市场拓展第二步，最后，实现其他地级市与重点县域的供暖覆盖。”

与明确推广路线同样重要的是确立南方供暖推广机制。

有业内人士指出，目前，南方地区因缺乏统一的国家级供暖或省级供暖机制，各地相关部门推进取暖工作的动力与依据仍显不足。

对此，国务院发展研究中心研究员周宏春表示：“供暖是人民生活的 basic 需求，南方供暖的推广机制也应按照人民的需求确立，要通过精准、科学、依法的扎实研究，确立南方各城市适宜的供暖技术路线。”

黄滢对此建议，住建部、发改委等部门积极主动牵头开展供暖市场调查，摸清南方百城供暖市场的基本信息，进而科学引导市场开展供暖项目建设。

“中央政府应将供热行业纳入政府监管体系以及能源系统进行统一整合，将区域供暖纳入城市规划进行整体优化。”中国建筑技术中心绿色建造中心副总工黄宁说。

与政府定位不同，地方政府则应遵循“一城一策”原则。黄滢指出，地方政府应依据当地能源结构经济结构、发展水平、城市功能定位，做好区域供暖规划；对开展区域供暖业务的热力企业进行科学、有效、灵活的监管；以降低南方供暖市场交易成本为目标，做好全局性、前瞻性统筹工作。

张金梦 中国能源报 2020-11-23

马里兰大学开发可打印固态电解质薄膜 推动下一代锂离子电池发展

锂离子电池被广泛应用于便携式电子设备、电动汽车和电网储能系统，但传统锂电池的电解液为有机液体，容易引发火灾和爆炸。相比之下，采用陶瓷固态电解质（SSE）薄膜，可以阻止锂枝晶生长，避免因热失控造成短路，从而提供可行性安全解决方案，同时提升能量密度，推动下一代锂离子电池发展。然而，由于材料质量差，目前使用的 SSE 薄膜的离子电导率较低，大约在 10⁻⁸ 到 10⁻⁵S/cm 之间。

据外媒报道，由马里兰大学 A.詹姆斯·克拉克工程学院（A. James Clark School of Engineering）的 Liangbing Hu 领导的研究小组，最近开发了一种打印和烧结各种 SSE 薄膜的新方法。该团队将这种方法命名为“打印和辐射加热”（PRH），其特点是一种基于溶液的可打印技术，并快速进行烧结。

在典型工艺中，前体悬浮液被打印在基板上，并且可以调节浓度和厚度。接着，在 1500°C 左右的环境下，经过大约 3 秒的快速高温烧结，可以获得性能和品质都很优异的 SSE 薄膜，从而使锂损耗达到最小化，并实现高结晶度。采用这种方法，不仅可以使 SSE 薄膜具有致密、均匀的微结构，而且能够实现良好的离子导电性。值得一提的是，只需大约 5 分钟，即可完成从先体到最终产品的制造过程，比传统方法快约 100 倍。

该团队在概念验证演示中展示一种基于石榴石的打印 SSE 薄膜，具有高达 1ms/cm 的高离子电导率和出色的循环稳定性。

这种方法还可以应用于其他多种设计，比如复杂的多层组装，避免在合成过程中发生交叉污染；此外，还可用于制备其他陶瓷薄膜，为开发高性能固态安全电池和其他基于薄膜的器件开辟新的机遇。

盖世汽车 2020-11-23

柔性直流并网技术助力海上风电迈向深水远海

大规模发展海上风电已成为我国深入推进能源转型、促进大气污染防治的重要手段之一。我国海上风电起步晚、发展快。据预测，2023 年我国海上风电累计装机容量将突破千万千瓦，市场发展前景巨大。如何实现大容量远海风电跨海输送和安全可靠并网，是电力行业亟待解决的关键技术难题。

目前，我国已核准的海上风电项目以离岸距离小于 50 千米、装机容量 20 万千瓦~40 万千瓦的近海项目为主。然而，受生态环境保护、交通航道占用等因素影响，近海风电项目的站址资源日趋

紧张。

相比之下，远海具有更广阔的海域资源和更庞大的风能储量，开发潜力巨大。随着远海风电并网技术的不断进步及高效利用风能资源的需求日益增长，海上风电远海化发展是必然趋势，远海风电将成为未来海上风电发展的主战场。

纵观全球，以英国、德国为代表的欧洲等国正在加快布局，推动远海风电发展。2019年，欧洲在建的海上风电项目平均离岸距离59千米，目前已开标的项目中，最远的离岸距离达220千米。

近年来，我国远海风电发展逐渐起步。统一优化远海海域资源连片开发、探索推动百万千瓦级远海风电集中送出成为引导我国海上风电高质量发展的新路径。未来我国海上风电平均离岸距离预计超过100千米，2050年我国远海风电装机规模有望达到4000万千瓦。

柔性直流：远海风电可靠并网的首选方案

海上风电并网的典型技术路线包括常规交流送出、低频交流送出和柔性直流送出等。

常规交流送出技术具有结构简单、成本较低、无需电能变换、工程经验丰富等特点，现阶段绝大多数近海风电并网均采用该技术路线。但在大容量远海风电并网的应用场景下，交流电缆电容效应会大大增加无功损耗，降低电缆的有效负荷能力。若采用常规交流送出方式则需在海底电缆中途增设中端补偿站，通过并联电抗器补偿。这会带来运维检修困难、整体经济性降低等问题。

低频交流送出技术可通过降低频率提高交流电缆的有效传输功率。但该技术尚面临大容量交流变频器研制、电气设备低频匹配性设计、变压器低频磁饱和抑制等难题，仍处于理论研究阶段。

和常规交流送出、低频交流送出技术相比，柔性直流送出技术采用直流电缆输电，避免了交流电缆充电功率造成的输送距离受限问题，同时具备有效隔离陆上交流电网与海上风电场的相互影响、可为海上风电场提供稳定的并网电压、系统运行方式调控灵活等技术优势，是远海风电可靠并网的首选技术方案，也是目前唯一具有工程实践经验的大规模远海风电并网方案。

和传统的陆上柔性直流输电工程不同，远海风电经柔性直流送出工程海上平台空间布局紧张、环境恶劣、运行维护工况复杂，对柔性直流换流站轻型化、紧凑化及防污性、可靠性的要求更高。柔性直流送出工程成套设计面临站内电气接线、设计布局、设备选型及源网协调控制等一系列问题。

要实现远海风电经柔性直流送出，亟须解决高电压大容量系统与紧凑化轻型化平台之间存在矛盾的问题，攻克直流海缆绝缘水平优化提升、海上风电输出能量波动大且对柔性直流系统故障穿越要求高、主设备适海性技术要求与试验方案无可借鉴经验等技术难关。

长期以来，远海风电经柔性直流送出技术掌握在欧洲少数国家手中，制约了我国远海风电规模化发展进程。只有加强对适海性柔性直流输电技术的研究储备，引领我国远海风电并网关键技术发展，才能确保我国远海风电“送得出、落得稳”。

为了打破远海风电经柔性直流送出技术被国外垄断的局面，2013年开始，国网经济技术研究院有限公司调配技术骨干开展远海风电经柔性直流传输和并网关键技术攻关。依托国家能源特高压直流输电工程成套设计研发（实验）中心优势，国网经研院研发了柔性直流输电设计核心工具软件和涵盖新能源发电的柔性直流实时仿真系统，掌握了一系列具有完全自主知识产权的创新成果。

技术应用：首个远海风电经直流送出工程落地实施

今年2月份，我国首个远海风电经直流送出项目——江苏如东海上风电柔性直流工程正式开工建设。我国海上风电向深水远海迈出坚实一步。

该工程连接江苏如东东部黄沙洋海域3个风电场，总装机规模1100万千瓦，额定直流电压±400千伏，通过约99千米海缆和9千米陆地电缆实现远海风电送出，计划于2021年投运。该工程是目前世界范围内在建的电压等级最高、输送容量最大的远海风电柔性直流工程。

该工程由国网经研院承担成套设计和系统调试工作。面对海上建设风电场、换流平台等对柔性直流输电系统设计带来的新挑战，国网经研院成立项目攻关团队，开展方案论证与仿真计算，提出远海风电经柔性直流送出工程的主接线典型范式、降低设备制造难度和工程投资水平的绝缘配合方案、风电场-柔性直流系统-耗能装置分级协调的故障穿越控制体系及柔性直流系统全套主设备适海

性技术规范，形成了满足接线紧凑化、设备轻型化、运维远程/无人化、高可靠性、适应极端恶劣环境等特殊要求的成套设计技术方案。

由该院牵头提出的系统调试方案考虑了海上平台空间承重受限、海洋工程基地试验电源不足、陆上接入变电站工期滞后、系统运行方式复杂多变等多重困难，使系列化创新型技术成果在远海风电经柔性直流送出工程中的落地成为可能，为推动远海风电高效开发与并网消纳提供了可行方案。

工程成套设计在工程安全和可靠设计的前提下聚焦设备国产化，其标准和规范的制订带动了我国直流装备制造业的发展。目前，我国已自主攻克具有国际领先水平的高绝缘大电流直流海缆、大容量直流耗能装置及高电压大电感接地电抗器等核心“卡脖子”设备的设计研发难题，提高了远海风电直流装备制造业的自主创新能力和国际竞争力。

江苏如东远海风电项目全面建成投运后，年上网电量可达 33 亿千瓦时，相当于 135 万户家庭一年的用电量。与同等规模的燃煤电厂相比，该项目每年可节约标准煤 100 万吨，减排二氧化碳约 250 万吨，节约淡水约 980 万立方米。

国网经研院将加大远海风电并网关键技术攻关力度，推动海上直流电网等面向未来远海风电发展需求的前沿技术创新，努力建成具有世界先进水平的远海风电柔性直流传输并网技术体系，为远海风电大规模集约开发与并网提供更可靠、更经济的解决方案。

乐波 赵峥 田园园（国网经济技术研究院有限公司） 中国储能网 2020-11-17

哈工大在锂硫电池性能提升领域取得突破

日前，哈尔滨工业大学材料学院黄小萧教授课题组在锂硫电池性能提升领域取得突破，相关学术论文“锂硫电池中氮氧与金属锰单原子对多硫化物的协同催化研究”（O-,N-Coordinated single Mn atoms accelerating polysulfides transformation in lithium-sulfur batteries）发表在国际学术期刊《能源存储材料》（Energy Storage Materials, 影响因子 16.28, Top 期刊）上。哈尔滨工业大学为第一单位，材料学院 2018 级博士生刘亚南为第一作者，黄小萧教授、卫增岩讲师和钟博教授为共同通讯作者。

金属单原子的吸附与催化作用在助力锂硫电池充放电过程中，会产生中间可溶性多硫化物。多硫化物引起的“穿梭效应”，是制约锂硫电池电化学性能提升的重要难题之一。目前解决策略主要有物理隔离/化学吸附、调控中间反应产物及催化效应 3 种方法，其中催化效应最有望解决电化学反应过程中多硫化物的“穿梭效应”。

为解决多硫化锂“穿梭效应”等问题，开发高性能锂硫电池，黄小萧教授带领科研团队，设计构建了中空多孔碳球上负载氮-氧协同作用的单原子金属锰材料。氮、氧协同锰原子对多硫化物具有较强的吸附能力，能有效催化充放电过程中多硫化物转化，有效抑制“穿梭效应”，使所制备的电池具有长循环稳定的特性。

哈尔滨工业大学 2020-11-22

长时储能技术如何在能源转型中发挥重要作用？

研究表明，长时储能实施是能源转型中至关重要的部分。

如今，很多行业用户越来越关注长时储能技术和应用，而加利福尼亚州正在计划部署更多的长时储能系统。

研究表明，长时储能实施是能源转型中至关重要的部分。长时储能清洁能源技术的宣传中一直占据着主要位置。事实证明，其带来的吸引力比能源区块链还要持久，并且与绿色氢能相比，长时储能实现商业化运营更加现实可行。

行业专家指出，长时储能技术可以替代燃煤发电和天然气峰值发电厂，并将间歇性可再生能源转化为全天候发电资源，并为无碳电网铺平道路。

但是，除了行业专家的预测之外，对于长时储能来说很难找到一个一致的定义。

这种情况现在开始改变。加利福尼亚州的一个社区选择聚合商联盟在 10 月 15 日发布了针对部署长时储能项目要求。并指出符合条件长时储能系统必须：

装机容量为 50MW 或更高。

持续放电时间为 8 小时或更长时间。

到 2026 年需要投入运营。

长时储能涵盖了一系列技术，其中包括抽水蓄能、重力储能、压缩空气储能、液流电池、绿色氢能，以及目前在市场领先的锂离子电池储能系统。

为什么要关心储能系统的持续放电时间？

风力发电和太阳能发电是全球增长最快的电力来源，但这些电力只在在特定时间产生，而储能系统可以使这些电力转移到其他时间段使用。

当今储能容量最大的储能资源是抽水蓄能设施，这一技术利用可再生能源产生的电力将水泵送到上游水库中，然后在需要时将水释放到下游发电。但是，由于地理位置和环保限制，抽水蓄能项目很难选址和建造。

近年来，锂离子电池储能系统主导了储能市场。但是很少能够提供超过 4 小时的持续放电时间，从技术上讲，电池储能系统可以配置更长的持续放电时间，但在当今市场动态下，其电池成本通常要高于带来的价值。

虽然“更长的持续放电时间”将重点放在储能容量上，但其存储技术和组件同样重要。长时储能技术必须以低廉的成本实现这一点，这意味着需要比锂离子电池更具成本效益。如果没有，那么采用的长时储能技术就没有多大的价值。

在当今的电力市场系统中，开发商很难找到可以获利和应用的低成本长时储能系统。分析人士认为，随着电力生产中间歇性可再生能源发电的比例更高，长时储能将变得更加重要。这就是加利福尼亚此次项目采购具有里程碑意义的原因：为部署长时储能系统提供市场机遇，然后将为其技术确立市场价值，并展示长时储能系统已经为可再生能源发展的黄金时期的到来做好了准备。

压缩空气储能厂商 Hydrostor 公司总裁 Jon Norman 说，“我们正在参与社区选择聚合商采购，并将这个招标项目表示强烈支持，因为我们认为，电力市场正在迅速转移到对于长时储能的需求，特别是在可再生能源普及率很高且化石燃料发电厂退役的地区。”

这个采购项目计划在 2026 年前完成，这为长时储能技术提供了一些发展成熟和技术进步的时间，即使更多的可再生能源加入了加州的电网。

水性锌电池初创厂商 Form Energy 公司联合创始人 Mateo Jaramillo 说，“在未来 6 年期间内，市场情况会有很大不同。”他表示，Form 公司正在了解加利福尼亚的项目招标要求，并计划作为开发商或技术供应商参与投标。

长时储能需要多长时间？

各种储能技术厂商都声称其储能技术是长时储能。一些初创公司将他们推出的 4 小时储能产品称之为长时储能系统，但通常是难以让人信服的宣传和营销措施。锂离子电池储能系统在 4 小时储能应用中与其他未经验证的储能替代方案相比更具成本效益。毫不奇怪，在这段时间内，试图挑战锂离子电池的科技初创公司往往会遭遇失败。

低温压缩空气储能厂商 Highview Power 公司首席执行官 Javier Cavada 以一种更具目标导向性的方式定义了长时储能。他指出，“存储可再生能源电力并且持续放电时间长达 24 小时以上的储能系统”才是真正意义上的长时储能。

另一方面，总部位于马萨诸塞州的初创厂商 Form Energy 公司与明尼苏达州公用事业 Great River Energy 公司达成了一项协议，计划在 2023 年前部署一个水基空气电池的长时系统。虽然该储能系统装机容量只有 1MW，但持续放电时间却长达 150 个小时。Form Energy 公司声称其电池储能系统比其竞争对手储能产品持续放电时间要长得多。

加利福尼亚州的项目采购计划规定了长时储能系统的最低持续放电时间为 8 个小时，但对于锂离子电池储能系统仍有机会。例如在纽约长岛和楠塔基特岛等地部署的锂离子电池储能系统的持续放电时间已经超过 8 小时。而在此次招标之前，锂离子电池储能系统的持续放电时间已经超过其他储能技术。投标者应该可以确定他们提供的长时储能技术能否满足招标要求。

Form Energy 公司的 Jaramillo 在今年早些时候的一封电子邮件中指出：“持续放电时间”是目前在行业中使用的一个非常不精确的术语，这个术语涵盖了从 6 小时到 1000 多小时的额定放电时间。现在不应该以持续放电时间作为衡量标准，而是开始根据其可以提供的功能来描述长时储能。

长时储能的应用

在加利福尼亚州，没有哪一个市场可以为现有发电资源支付采用长时储能系统的费用。长时储能系统需要满足实际的市场需求。

满足峰值电力需求是长时储能系统的一种具有发展前景的用途。目前，以天然气为燃料的峰值发电厂可以做到这一点。虽然 4 小时储能的电池储能系统在可再生能源发电设施发电不足时，可以满足峰值电力需求。但是当电力需求持续更长的时间时，就将成为一个难以解决的问题。

在提供长达数日的长时供电方面，电池储能系统现在还不能与天然气发电厂竞争。但是，具有成本效益的 24 小时持续放电时间储能系统可以满足时间更长峰值电力需求，而如果达到 48 小时，则可以完成更多工作。

纽约州已经开始陆续关闭污染严重的峰值发电厂，并提出了采用储能系统替代的计划。研究表明，电池储能系统只能替代峰值发电厂发电量的 6% 至 11%。根据 Form Energy 公司对长时储能技术的应用进行的研究，发现其新型电池长时储能系统与锂离子电池储能系统结合使用，可以经济高效地替代该州峰值发电厂 83% 的发电量，同时提供同样的可靠性。

随着可再生能源发电量的增长，电网将面临更大的压力，需要削减或丢弃一些电力。风力发电和太阳能发电设施的所有者可能会面临资金压力，因此需要部署长时储能系统存储，并在峰值电需求期间出售而获利。从电力系统的角度来看，这是对现有发电设施的更有效的利用。此外，许多地区的可再生能源发电量会有明显的季节变化，因此需要长时储能系统存储电力。

Norman 说，Hydrostor 公司正在开发长时储能系统，并将作为智利和澳大利亚输电升级的大规模替代方案。

Highview 公司的 Cavada 表示，该公司的低温压缩空气储能技术可以存储廉价的可再生能源电力，甚至提供诸如电网惯性之类的电网稳定服务。他指出，Highview 公司的低温压缩空气储能技术非常适用于加州发布的项目采购要求。

Highview Power 公司可以使用的电力以及油气供应链的各种设备，通过增加更多的低温罐就可以延长压缩空气储能系统的储能时间。

选择哪些长时储能技术？

长时储能行业难以蓬勃发展的一个难题是，让采用化石能源发电设施的客户相信，与电网目前使用的储能技术完全不同的长时储能技术如何保证其安全运营。

对长时储能系统进行实验和测试可以降低风险，但是没有什么长时储能的实际应用更能证明其可用性。这就是 Highview Power 公司与 Great River Energy 签订协议部署项目具有重要意义的原因。而非常成熟的长时储能技术是抽水蓄能，已被大规模使用了数十年。但抽水蓄能项目要解决的是高昂的投资和环境保护问题。

也有人长时储能技术进行质疑：“长时持续放电”是否只是一种慢速放电的电池储能系统的代名词？对于某些储能技术来说是这样。电池的物理特性限制其容量和持续放电时间的增长，而“长时储能”这一术语听起来更加让人印象深刻。

但是其他储能技术可以自定义储能系统的装机容量和储能容量的比值，这意味着它们可以在一定范围内提供所需的功率和持续放电所需的时间。例如，Highview Power 公司根据部署的可再生能源发电设施装机容量来增加相应数量的低温储罐，以获取所需的储能容量。如果需要更长的持续放

电时间，则可以增加更多的储罐。这种定制性使“长时间持续放电”问题得以解决。

最终，长时储能技术提供商需要找到一个更具意义的业务模式。更长的持续放电时间在解决现有电网技术无法解决的问题方面是有价值的。

电网是实时变化的，因此电力行业必须找出如何在问题出现之前预测和解决，并编制一份经过审查的问题清单。而加州社区选择聚合商希望其采购项目的长时储能系统可以在 2026 年完成部署，并能够解决遇到的各种问题。

刘伯洵 中国储能网 2020-11-19

新南威尔士州计划到 2030 年部署 2GW 储能项目

据外媒报道，澳大利亚新南威尔士州政府日前公布了一项投资 320 亿澳元建设新电力基础设施计划，将在风力发电、太阳能发电和储能项目上大力投资，以取代该州日益老化的煤炭发电设施，同时降低新南威尔士州的碳排放和消费者的用电成本。

根据新南威尔士州能源部长 Matt Kean 日前发布的“电力基础设施路线图”，作为澳大利亚最大电网的所在地，新南威尔士州的能源部署目标是到 2030 年在电力基础设施上新增 320 亿澳元的投资，其中包括 2030 年开发和部署装机容量为 12GW 可再生能源发电设施和装机容量为 2GW 储能项目。这些项目将得到电力基础设施投资计划的资助，通过项目招标活动，将签署部署长时储能和固定储能的长期能源服务协议。

根据长期能源服务协议，新南威尔士州政府将为根据政府基础设施计划开发的项目提供最低电价，确保向能源市场发出正确的投资信号，以便在适当的地方建设合适的项目，同时也致力于降低项目融资的风险和成本。

考虑到新南威尔士州拥有澳大利亚最大的电网，而且迄今为止还没有进行其他州常见的反向拍卖和招标，这是一个非常重要的里程碑。新南威尔士州计划在未来十年或二十年内关闭其大部分燃煤发电设施。

Kean 在一份声明中说：“新南威尔士州是拥有世界上最丰富的可再生能源资源的地区，该路线图旨在立即采取行动，以利用我们的资源优势。”



Additional entrants and exits in the Infrastructure Safeguard Scenario compared to the BAU Imperfect Foresight Scenario.

该计划得到了澳大利亚联邦政府的支持。此外还将拨付 5,000 万美元的拨款，以通过扩展现有的新兴能源计划来支持新的抽水蓄能项目的开发。

该计划预计将使新南威尔士州电力部门的排放量减少一半左右，到 2030 年相当于每年减少约 9000 万吨二氧化碳排放量，并使新南威尔士州成为发达国家成本最低的地区之一。

该计划已在即将出台的新南威尔士州预算之前公布，将详细说明新南威尔士州政府对当前经济衰退的下一阶段应对措施。预计到 2030 年，“电力基础设施路线图”将为澳大利亚创造 6,300 个建筑工作岗位，以及 2,800 个长期工作岗位提供支持，其中大部分将位于新南威尔士州。

新南威尔士州政府认为，清洁能源投资的持续收益将在该州经济发展得到体现，预计 2032 年至 2037 年期间将增加 23,600 个工作岗位。

新南威尔士州能源部长 Matt Kean 表示，除了采取重大经济刺激措施外，该计划大量投资风力发电和太阳能发电设施，将帮助该州在关闭煤电发电设施之后提供转向廉价电力。

新南威尔士州政府进行的建模表明，与不采取措施的情况相比，该计划将使零售电价降低约 8%，并将节省约 124 亿澳元电力成本。

Kean 说：“我们的工作重点是保持电网安全运营并降低电价，实施这一路线图，预计每年将为新南威尔士州每个家庭用户平均节省 130 澳元，为每家小企业平均节省 430 澳元电费。”

电力基础设施路线图预计将对当地农民带来巨大的收益，太阳能、风能和储能项目开发商将在 2042 年前为当地农民提供 15 亿美元土地使用费。

新南威尔士州副州长 John Barilaro 说：“部署可再生能源项目将为新南威尔士州社区提供 9000 多个工作岗位，当地农民和土地所有者将获得巨大的收益，预计到 2042 年将向这些土地所有者支付 15 亿美元租赁费。”

“电力基础设施路线图”是新南威尔士州政府发布的“输电基础设施战略”之后提出的。该战略指出，将在全州范围内建立三个新的可再生能源发电园区。这一路线图受到了环保组织和能源投资者的欢迎，他们表示，随着日益老化的燃煤发电设施的退役，该路线是对清洁能源投资的承诺。

Clean Energy Investment 公司总裁 Simon Corbell 表示：“这一路线图对私营部门投资者是一个令人兴奋的计划，它通过提供政策确定性和独特的市场信号，利用市场的力量来加快新南威尔士州实现其制定的可再生能源目标。其重点在于通过长期合同支持降低可再生能源项目的投资，这是使投资者帮助新南威尔士州以一种成本高效的方式实现清洁能源转型，同时保护消费者利益的关键。”

澳大利亚自然保护基金会气候变化项目经理 Gavan McFadzean 表示，该计划的一个关键方面是已经获得了新南威尔士州议会全面的支持。通过制定这一明确的长期计划，新南威尔士州将加快能源转型，而澳大利亚联邦政府可以从这一路线图中获得更多的借鉴。”

中国储能网 2020-11-19

高炉煤气脱硫技术路径及应用研究

摘要：高炉煤气是钢铁企业生产的副产品和重要能源，生产和使用量都较大，但是高炉煤气中存在大量的硫化物，这些硫化物不仅会腐蚀管道和设备，燃烧后还会产生二氧化硫污染环境，因此如何使高炉煤气脱硫成为了值得研究的问题。

高炉煤气是钢铁在制造过程中产生的副产品，也是钢铁企业重要的能源之一。高炉煤气中含有大量的硫化物，这些硫化物会对输送管道和设备造成腐蚀，对高炉煤气进行脱硫可以实现一定的经济效益和环保效益，本文将从如何对高炉煤气进行脱硫以及应用进行探究。

1 高炉煤气

高炉煤气是在高炉炼铁过程中产生的副产品，其典型成分如下表所示。

典型高炉煤气成分表

典型高炉煤气成分表

主要组分	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	CO ₂	硫化物
体积百分含量(%)	22.5	2.65	0.01	58.15	16.68	0.01

2 脱硫工艺

目前的脱硫工艺可分为燃烧前、燃烧中和燃烧后脱硫。目前生产中通常采用燃烧后脱硫工艺，即对高炉煤气燃烧后的烟气进行脱硫。随着钢厂节能减排和循环经济的大力发展，以及国家环保政策的不断加强，以前的那种末端治理方式越来越不适应新形势下的环保要求，钢厂必须从源头上进行治理，因此越来越多的企业要求设置高炉煤气燃烧前脱硫工艺。相较于燃烧后脱硫工艺，燃烧前脱硫工艺具有以下优势：（1）降低煤气中因硫化氢溶于煤气冷凝水后形成氢硫酸对管道的腐蚀作用，提高煤气输送的安全性；（2）可在前端工序一次性集中将硫脱去，便于全厂的二氧化硫排放管控；（3）采用前脱硫工艺，方便对后续对烟气进行脱硝，避免二氧化硫影响脱硝催化剂，并且可降低使用催化剂的成本。因此对于钢铁企业来说，高炉煤气脱硫不仅有利于全厂的二氧化硫排放控制，还可以减小煤气输送过程中对管道和设备的腐蚀，提高生产安全性，产生较好的经济效益。

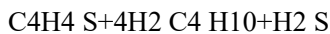
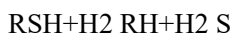
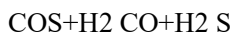
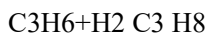
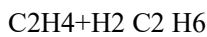
3 高炉煤气脱硫技术方案

根据高炉煤气中硫组分的情况，对高炉煤气脱硫主要是脱除其中的硫化氢和部分羰基硫及二硫化碳。硫化氢为无机硫，在常温下即可与碱性物质发生中和反应而脱除。而有机硫相对比较稳定，用常规方难以直接脱除，因此脱除高炉煤气的主要难点在于脱除其中的有机硫成分。根据目前的技术工艺，可以采用氢解或水解反应将有机硫转化为无机硫，然后脱除的技术方案。

3.1 有机硫转化工艺

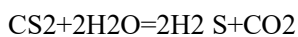
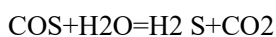
（1）氢解反应。氢解反应对高炉煤气中的羰基硫有比较好的转化效果，加氢处理需要用到催化剂，并且需要高温高压的条件，温度通常为 280℃—400℃，压力为 3.5—4.0MPa，在这种条件下可对羰基硫实现高精度、高效率转化。

加氢转化的反应如下所示：



氢化反应虽然处理羰基硫的效率较高，但是由于高温高压的反应条件会导致投资和运行成本较高，且不能转化高炉煤气中的二硫化碳，不适合工业应用。

（2）水解反应。相对加氢脱硫，水解脱硫工艺的条件相对较低，通常在中温或常温下即可进行，目前开发的催化剂一般在不超过 150℃时就有比较好的效果，可在高炉煤气自身的温度环境下进行反应，不需要额外加温加压。用水解工艺可对高炉煤气中主要的羰基硫、二硫化碳等进行转化，反应过程如下所示：



水解反应系统均为中低压系统，因此设备、管线等工艺装置的投资较低，容易实现工业化应用，目前在国内某钢厂已有试验性装置投入使用。

3.2 无机硫脱除工艺

目前无机硫的脱除技术方案比较成熟，有干法脱硫、湿法脱硫等多种流程。干法脱硫用到的脱硫剂主要有氧化铁、氧化锌、活性炭等。我国在采用干法脱硫工艺时通常采用氧化铁作为脱硫剂。

其中具体的方法分为箱式脱硫和塔式脱硫。采用箱式脱硫最大的优势就是节省成本，但是占地面积大、操作环境差；采用塔式脱硫虽然成本较高，但是操作环境好、占地面积小。二者虽然各有利弊，但是存在一个共同的问题，就是脱硫剂再生效果不好，废弃脱硫剂的处理难，容易对环境造成二次污染。

4 结语

高炉煤气是钢铁工业生产中的副产品，也是钢铁企业的主要能源之一。高炉煤气中含有一定量的硫化物，以有机硫为主，硫化物会对高炉煤气的输送管道造成一定的腐蚀，为了降低高炉煤气对输送管道的腐蚀，提高高炉煤气输送的安全性，对高炉煤气进行脱硫是十分必要的，基于现有的脱硫工艺，将有机硫水解转化+湿法脱硫工艺具有可靠的理论基础，并且工程在技术上具有可行性。

许怡 北极星大气网 2020-11-17

《全球电池和电力储能技术创新专利分析》摘要

近日，欧洲专利局（EPO）和国际能源署（IEA）联合发布《全球电池和电力储能技术创新专利分析》报告指出，电池和储能领域的专利申请在过去 10 年中大幅增长，年增长率为 14%，在储能领域中电池专利占据高达 90% 的份额，创新主要集中在可充电锂离子电池、电子设备和电动汽车领域。

电动汽车的发展推动了新型锂离子电池技术的创新，以提高功率输出、耐久性、充放电速度和可回收性。将风能和太阳能等可再生能源整合到电网中的需求也推动了储能技术的进步。报告关键点如下：

一、电池与电力储能在能源转型中的作用

(1) 全球储能技术发展低迷。可持续发展情景下，全球碳排放将从 2018 年的 330 亿吨降至 2050 年的不足 100 亿吨，在 2070 年实现净零排放。2020 年储能技术发展无法满足可持续发展情景要求，电网级储能发展十年来首次减缓。电动汽车技术发展正步入正轨，未来十年预计持续呈指数增长，2040 年充电桩数量将达到目前的 100 倍。

(2) 可持续发展情景下电池和储能技术的部署将急剧扩张。当前，能源转型相关电池和其他储能技术的总需求已接近 200 吉瓦时/年，其中电动汽车领域占总需求的 75% 以上。可持续发展情景下，到 2040 年所有终端应用部门对电池和其他储能设备的需求接近 10 000 吉瓦时。

(3) 电动汽车电池创新有利于储能技术发展。储能未来发展的一个关键因素是：电动汽车技术发展能在多大程度上影响电网规模储能电池。鉴于电动汽车电池的市场规模已经是电网规模电池的 10 倍，创新和降低电动汽车成本的间接影响可能会带来显著的推动作用。目前，约 60% 的电网规模电池采用了镍钴锰酸锂（NMC）混合材料，这是受电动汽车的新兴技术发展推动的。因此，随着供应链向一种性能更高的混合材料或技术迈进，对电动汽车吸引力下降的技术可能在电网上以较低的成本进行部署。下一代锂离子电池技术将在未来 5-10 年内进入市场，采用镍含量较低的正极材料如镍钴铝酸锂（NMC，镍含量低于 10%）或 NMC 811。虽然能量密度大大提高，但受城市实际交通情况影响，有些电动汽车不一定要达到最高的能量密度，但此类高能量密度材料更有可能满足电力部门的要求。2019 年，由于中国政府提高了电动汽车电池的能量密度要求，导致能量密度相对较低的磷酸铁锂（LFP）电池产能过剩，转而用于电网规模储能。

(4) 电池和其他技术在储能领域的应用迅速扩大。全球储能总装机容量接近 200 吉瓦时，其中 90% 以上为抽水蓄能，而电池占比不到 3%。尽管如此，抽水蓄能和压缩空气储能的进一步应用受到选址的限制。固定式储能对电池的应用正呈现指数级增长。锂离子电池已迅速成为电池主导技术，2018 年其占到除抽水蓄能以外的新型储能技术新增装机容量的 93%。2019 年，大多数储能技术用于住宅、商业和工业部门。根据可持续发展情景，电池储能总装机容量将从 2019 年的 6 吉瓦增至 2040 年的 550 吉瓦。

二、电力储能专利申请主要趋势分析

储能相关技术主要包括四类：电化学储能（即电池）、电磁储能（例如超级电容器）、机械储能（例如抽水蓄能、飞轮储能）和热储能（仅限于储热和回收电能的技术）。本报告中的专利分析是基于国际专利家族概念，每个专利家族都代表一项独特的发明，包括在至少两个国家/经济体提交和公开的同族专利申请。

（1）过去十年电力储能技术相关专利申请活动迅速增长。2000-2018年，全球电力储能技术专利族申请量超过6.5万项，呈指数级增长。2005年以后电力储能相关专利族申请量年均增长14%，远超所有技术领域专利申请年均增长率（3.5%）。2012年之前，电力储能相关专利族数量呈指数级增长，随后几年趋于稳定。2018年再次显著增长，增长率达到16.6%。总体而言，2018年电力储能相关专利族年申请量相较2000年增至7倍，同期所有专利族年申请量仅翻了一番。

（2）电池技术主导电力储能创新。电力储能创新主要由电化学技术（即电池）主导，2018年电力储能相关专利80%以上是电池技术。电磁储能技术居第二，2018年占有所有电力储能相关专利族数量的7%，机械储能和热储能分别仅占3%和2%。不同技术的研究基础不同，但2012年前所有电力储能技术专利申请增长强劲，与2000年相比，电化学（电池）技术专利申请增长超过400%，机械储能增长超过1000%。但2012年以后，除电池外，其他技术都停滞不前甚至下降。

（3）过去十年里电池创新相关专利申请活跃。2000年以来，电池技术主要由电池单元创新推动。2018年专利族数量同比增长14.9%，占有所有电池相关技术专利近3/4。2005年以来，锂离子技术一直主导电池技术创新，尤其是便携式电子产品和电动汽车领域。2018年，锂离子电池专利占电池相关专利总数的45%。2009年以后，电池组技术在汽车应用领域发展活跃。尽管汽车领域在过去十年里占据电池应用主导，但其他领域也从中受益，22%的汽车电池组相关专利也可用于其他两个应用领域。

三、电池技术专利申请人分析

（1）亚洲企业在电池技术创新中占领先地位。电池技术创新主要来自亚洲，全球前10名申请机构中亚洲企业占9个，前25名中亚洲企业占2/3。三星几乎在所有电池技术领域都名列前茅；松下拥有更加多样化和平衡的投资组合，在锂离子和其他电池领域都拥有相对较强的地位（专利族数量占比平均为7.1%）；中国台湾富士康虽然在电池领域没有很强的影响力，但在电池组终端应用方面显示出强大的技术专长。

（2）电池技术创新主要集中在大型企业。过去五年，排名靠前企业的电池技术创新活力略有下降。电池技术创新仍主要集中在大型企业，2000-2018年，这些公司在所有电池相关专利中保持约80%的份额。2000-2018年，约70%的专利申请来自成立20年以上的企业。过去十年，成立10-20年的企业提交专利数量占比几乎翻番，2018年已上升至18%。

四、电池技术创新区域分析

（1）全球电池技术创新区域分布。2000-2018年，日本在电化学储能和电磁储能领域的专利申请最为活跃，占比分别达到40.9%和47.1%，超过排名第二和第三地区的总和。在机械储能和热储能领域，欧洲处于优势地位。2000年以后，日本的电池专利申请全球领先，但并未转化为市场动力，其仅占有全球2%的电动汽车市场。过去十年，中国电池技术创新显著增长，2018年专利申请数量已超越美国。欧洲电池技术创新主要由德国主导，其电池技术专利申请数量占据欧洲的一半以上。

（2）日本在电池创新技术中占据绝对优势。韩国和日本在电池创新的专业化方面处于世界领先地位，而美国、中国和欧洲则相对较弱。在欧洲，德国是明显的领跑者。过去五年，虽然欧洲和美国在电池创新的相对贡献有所下降，但它们参与国际合作的比例却有所上升（欧洲从8.3%上升到8.5%，美国从11.8%上升到12.4%）。相比之下，中国在电池创新领域的迅速崛起伴随着中国涉外合作专利数量急剧下降（13.2%降至6.6%）。日本和韩国的电池创新主要由大企业主导，美国主要以中小企业和大学/科研机构为主。

五、锂离子电池技术进展

(1) 锂离子电池电极材料技术进展情况。自 2000 年以来，锂离子电极材料相关专利申请数量一直稳定增长。2010-2013 年间，从 355 件增加到近 900 件。到 2018 年，约 40% 电极专利均涉及锂离子技术。锂离子电池正极材料一直是发明竞争的焦点，因为它是决定电池的体积能量密度、质量能量密度等性能和降低成本的限制因素。体积能源密度对于便携式设备至关重要；体积能量密度和质量能量密度均对电动汽车极为重要，必须确保与内燃机汽车的性能和成本相当，同时保持车辆重量。具体技术进展如表 1 所示。

表1 锂离子电池电极材料技术进展

正极材料	主要特点	目前主要应用领域
锂钴氧化物 (LCO)	优异的能量密度和高循环稳定性；高输出电压；由于钴的供应有限，成本高	便携式电子产品
锂镍钴氧化锰 (NMC)	高能量密度和高容量；高输出电压；镍可以提高容量，但化学稳定性低；钴改善了充放电动力学，但价格昂贵，供不应求；锰提高了化学稳定性；从 NMC 811 到 NMC 111，在降低放电能力的同时，获得了更好的热稳定性和容量保留	电动汽车；便携式电子产品
锂镍钴氧化铝 (NCA)	与 NMC 相比能量密度更高；阴极材料含镍量相近，容量大；安全性低于 NMC	电动汽车；便携式电子产品
氧化锂锰尖晶石 (LMO)	容量适中，能量密度适中，安全性好；寿命短	电动工具；医疗器械
磷酸铁锂 (LFP)	比 NMC 具有更高的热稳定性和化学稳定性，输出电压恒定，循环寿命长，价格便宜，无毒；能量密度和容量低于 NMC	固定式发电；电动汽车；电动工具

负极材料	主要特点	目前主要应用领域
氧化钛酸锂 (LTO)	安全性高、使用寿命长、充放电高、循环周期长、无毒；低能量密度、低容量、低输出电压	固定式发电；小型电动汽车
碳/石墨/软碳/硬碳	高压输出，高容量，高能量密度，良好的稳定性，低成本；有限的低温快速充电性能	高能量锂离子电池
锂金属	高能量密度，高容量，高输出电压；由于热失控和枝晶生长引起安全问题；制备昂贵，需要惰性气体	未用于二次锂电池
硅	高容量；由于在循环过程中体积膨胀导致循环稳定性差	与碳基负极少量结合

(2) 锂离子电池正极材料和负极材料专利申请趋势。目前，锂离子电池技术挑战重点已从提高体积能量密度和稳定性转向提高质量能量密度、耐用性、功率输出、充放电速度和可回收性等，正极材料也逐渐转向 NMC 和 LFP。2005 年 LCO 专利申请数量是 NMC 的两倍，但在 2011 年被 NMC 超越，NMC 的专利申请数在 2009-2018 年间增加了 400%。锂离子负极材料专利在过去十年增长了 200%。石墨作为一般性活性材料广泛用于便携式锂离子电池负极。然而，石墨负极也有其局限性，如锂的嵌入能力差。锂合金是目前第二大最常用的负极材料，在 2011-2018 年期间专利数增长了四倍。

(3) 锂离子电池相关专利申请机构所占份额差异明显。2014-2018 年，锂离子电池前 15 位申请机构中，电极材料和固态电池相关专利数占比略低于一般锂离子技术。不同领域申请机构所占份额差异很大（尤其是正极材料），前 15 位机构在主要材料如 NMC（50.6%）和 LMO（44.5%）的专利累计占比很高，而新兴材料如 NCA（27.9%）和 LFP（29%）专利占比相对较小。锂离子技术中 78% 的专利来自于大企业，但中小企业、大学和公共研究机构在新兴技术领域中也扮演着重要角色，如大学和公共研究机构在锂及其合金负极（23%）和 LFP（21%）领域具有优势，中小企业对 NCA（20%）技术拥有一定优势。

六、其他新兴技术进展

(1) 氧化还原液流电池技术发展情况。氧化还原液流电池的创新最近几年才出现，该领域专利申请数量在 2012 年几乎翻了一番，到 2018 年已达到 166 项。2000-2018 年，中小企业、大学和公共研究机构在氧化还原液流电池技术发展中扮演着重要的角色，占该领域所有申请专利的近一半。排名前五的机构在该领域专利总占比为 18%，明显低于一般电池领域（28%）。美国在氧化还原液流电池领域占主导地位，2000-2018 年占该领域专利份额的 1/3，其次是欧洲（23.7%）和日本（19.2%）。

(2) 超级电容器技术发展情况。2000 年以来超级电容器有了重大发展，2017 年专利申请量增至 500 多项。早期发展主要集中在静电超级电容器以及混合型、赝电容型和电化学超级电容器。2006 年以来，纳米管和石墨烯电极是一个不断增长的创新领域。除静电超级电容器（大型企业专利占比达 81.2%），超级电容器的大部分创新来自中小企业和公共研究机构。从超级电容器创新区域来看，

日本是明显的领先者。2000-2018 年间，所有专利数量中日本几乎占了 50%，美国以 18.2% 的市场份额排名第二。

原标题: EPO 和 IEA 发布《全球电池和电力储能技术专利分析》报告

本文来源: 微信公众号先进能源科技战略情报研究中心 ID: CASEnergy

北极星储能网 2020-11-17

地热能

雄安新区地热资源可支撑供暖面积超 2 亿平

近日，自然资源部中国地质调查局发布雄安新区综合地质调查系列成果，目前，已初步建成雄安新区自然资源环境综合监测网，实现监测数据的在线集成和信息化服务。

雄安新区地热资源丰富，技术、经济、环境可行条件下适宜规模化开发利用。调查成果显示，雄安新区浅层地热能广泛分布于地下 0—200 米，可利用资源量折合标准煤 400 万吨/年，能满足约 1 亿平方米建筑物供暖、制冷需要。中深层地热主要是地下热水，热储层温度 60—130 摄氏度，在采灌均衡条件下地下热水可利用资源量为 4 亿立方米/年，折合标准煤 346 万吨/年，可支撑供暖面积超过 1 亿平方米。

雄安新区土壤环境质量总体优良，调查成果可为新区永久基本农田划定、建设用地规划调整提供科学依据。

记者 常钦 人民日报 2020-11-24

生物质能、环保工程

是时候跳离补贴依赖了

“最高 82500 小时”“最长 15 年”——农林生物质发电项目新补贴政策出台后，业界一片哗然，质疑声此起彼伏，与光伏发电、风电等可再生能源同行对于补贴新政的平淡反应形成鲜明对比。

农林生物质发电项目过去长期享受 0.75 元/千瓦时这一“国内最高电价”礼遇，却仍“不满意”；如今获得 82500 小时这一“国内最高补贴小时数”优待，却依旧抱怨补贴时间太短。是相关企业等靠要思想作祟，还是政策确实有失公允？这需要从此次补贴政策的变化之处说起。

根据最新补贴政策，生物质发电项目包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，最高补贴小时数均为 82500 小时。这是国家层面首次设定可再生能源发电的补贴小时数上限。补贴新政同时提出，自并网之日起满 15 年后，项目不再享受中央财政补贴资金。考虑到中央补贴资金长期紧张的现实，主管部门采用“两限”锁定补贴资金支出额度，确有其合理之处。

而农林生物质发电企业对于新政策的不满，也直指“两限”。一方面，农林生物质发电企业认为 82500 小时太少，按 15 年补贴年限算，年均仅为 5500 小时。风电、光伏发电受资源特性的限制，发电小时数本身就不会太高，新政为这两个行业设置的相应数值，接近现实情况，但生物质发电在稳定性方面远胜风电、光伏发电，在掌控秸秆等燃料来源的情况下，其年发电利用小时数可高达七八千小时，远高于 5500 小时，“能力受限”问题突出。另一方面，同为可再生能源，风电、光伏发电补贴年限长达 20 年，为何农林生物质发电却只有 15 年？面对这一“不公平待遇”，农林生物质发电行业认为，补贴时限没有理由搞差别对待，理应一视同仁，“不患寡而患不均”。如此看来，农林生物质发电项目的诉求，同样有其道理。

但必须清醒认识到，可再生能源补贴支出长期存在的“僧多粥少”问题，才是病灶所在。切分有限的补贴资金，很容易顾此失彼、按下葫芦浮起瓢。作为处理秸秆焚烧污染问题的优先选择，农林生物质发电项目仍将保持增长态势。行政命令式“切蛋糕”的固有补贴思路，已经无法解决实际问题，亟需另辟蹊径。

农林生物质发电企业收入，大幅依赖发电收入和财政补贴，新政下二者已无法覆盖其成本，直接引发了行业企业的强烈抵触情绪。但在风电、光伏发电平价窗口洞开的当下，生物质发电企业对于补贴的期待值也应该有所下调，开辟新的收入渠道，或许才是根本解决之道。

事实上，消化利用秸秆等资源是农林生物质发电项目的最大亮点，具有促进农民增收、践行环境保护等综合价值，获得相应经济效益理所应当。在此背景下，我国也已做了大量探索，例如建立绿证交易、碳交易等方式，但实际运行效果并不理想，包括农林生物质发电在内的所有可再生能源项目，并未获得充分回报。这一问题始终是可再生能源行业高质量发展所面临的短板，也是行业长期想解决而没有解决的难题。

所当乘者势也，不可失者时也。“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”承诺的提出，给可再生能源带来了新的巨大发展空间，也为低碳能源综合价值的“货币化体现”创造了历史性机遇。相关主管部门尽快构建完备的二氧化碳减排体系，让农林生物质发电项目等可再生能源项目获得碳减排收益，或许才是标本兼治，摆脱可再生能源补贴资金“入不敷出”困境、打破多种清洁能源“争抢有限补贴”困局的良策。

本报评论员 中国能源报 2020-11-16

我国对生物质能源重视不够

“生物质能源是唯一的零碳燃料，将在未来低碳能源结构中发挥重大作用。”中国工程院院士、清华大学教授江亿在日前召开的全国新能源产业技术发展专家创新大讲堂上说。另外，有专家表示，随着“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”目标的设定，发展生物质能源已成为减碳的最佳选择。

但江亿同时也指出：“欧洲国家把生物质能源作为低碳能源的重要内容，而我国在这方面相对不足。”那么，我国在生物质能源开发利用方面还存在哪些瓶颈？应如何提高生物质能源利用率呢？

非电利用发展空间巨大

农业农村部规划设计研究院研究员田宜水在接受记者采访时说：“从资源和发展潜力的角度来讲，我国生物质能源发展存在三方面主要问题：一是认识不到位，社会各界尚未将农业生物质能源发展作为国家能源战略的重要部分；二是专业化市场化程度低，农村沼气和生物质成型燃料大型企业主体较少，市场体系不完善；三是政策不完善，尚未建立生物质能源产品优先利用机制，缺乏对生物天然气和成型燃料的终端补贴政策支持。”

一位不愿透露姓名的业内人士告诉记者：“利用好农业废弃物资源，能减碳减排，同时还涉及农业环境的治理以及我国能源的安全。”

记者了解到，天然气是能源安全的核心内容，涉及国际合作。中国天然气对外依存度过高，如果把国内草本类有机废弃物利用起来，就会有巨大的生物天然气资源潜力。

上述业内人士补充道：“国内的生物质能源利用之路其实走得有些碎片化。当前，国内对生物质能源的利用主要以发电为主，但发电的利用牵扯到能源效率并且依靠电价补贴，未来生物质能源要有更大发展，可能更多体现在非电利用方面。希望国家出台相关政策，通过机制和体制的创新，支持生物质能源非电类的利用。”

顶层设计不可或缺

据了解，目前我国生物质材料的能源化利用率不到 20%，很多地方甚至还在焚烧生物质材料，能源化利用率亟需提升。

田宜水建议：“国家可以通过顶层设计以及 PPP 模式等引导社会资本进入生物天然气领域，并出台生物天然气入网、沼肥、沼气产品补贴等政策；推进农村、林场低碳或零碳能源与碳减排和碳交易结合，通过碳交易增加农民收入。”

上述业内人士表示：“体制和机制创建需要一个部门牵头，同时诸多相关部门应当积极参与，形成一个很好的顶层设计，非常关键。如果农业、能源、环境等部门各有各的考虑，就永远形不成合力。”

“还要研究和改善市场和体制环境，认真做好相应产品的收购和销售工作，为生物质电力、沼气和生物质液体燃料的大规模使用打好基础。”田宜水认为，要加大资金投入力度，“各级地方政府应按照《可再生能源法》和有关政策的要求，安排必要的专项资金用于生物质能资源培育和开发利用，并发挥好政府投资的引导作用，调动企业的积极性。创造良好的投资环境，吸引各方面资金支持。”

产业发展应该走循环之路

江亿还建议：“北方农村开展的‘清洁取暖’工程应以‘煤改生物质’为主。同时，要建立城镇餐厨垃圾收集和处理系统，制备生物质燃气。”

田宜水对此也表达了类似看法：“要完善生物质成型燃料从原料收集、储存、预处理到成型燃料生产、配送和应用的整个产业链；结合城市大气环境治理，大力推动城市燃煤锅炉改造为生物质成型燃料锅炉，减少城市燃煤量，扩大规模化的生物质成型燃料市场；在人口居住分散、不宜铺设燃气管网的农村地区，推广户用生物质成型燃料，解决户用炊事及采暖用能。”

另据记者了解，生物质燃气从废弃物处理角度来讲，成本有所增加，原料和产肥都不具备价格优势。

“与常规天然气竞争，生物天然气不占优势。因此，要把沼渣、沼液的附加值利用起来，作为有机肥还田等，形成一个闭合的循环，这个非常关键。”上述业内人士说，“生物质能产业的发展还是要走农业、环境、能源的循环之路，不是单靠某个产品，更多是解决环境问题，改善我国农业生态结构。”

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2020-11-23

中国工程院院士江亿：我国对生物质能源重视不够

“生物质能源是唯一的零碳燃料，将在未来低碳能源结构中发挥重大作用。”中国工程院院士、清华大学教授江亿在日前召开的全国新能源产业技术发展专家创新大讲堂上说。另外，有专家表示，随着“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”目标的设定，发展生物质能源已成为减碳的最佳选择。

但江亿同时也指出：“欧洲国家把生物质能源作为低碳能源的重要内容，而我国在这方面相对不足。”那么，我国在生物质能源开发利用方面还存在哪些瓶颈？应如何提高生物质能源利用率呢？

非电利用发展空间巨大

农业农村部规划设计研究院研究员田宜水在接受记者采访时说：“从资源和发展潜力的角度来讲，我国生物质能源发展存在三方面主要问题：一是认识不到位，社会各界尚未将农业生物质能源发展作为国家能源战略的重要部分；二是专业化市场化程度低，农村沼气和生物质成型燃料大型企业主体较少，市场体系不完善；三是政策不完善，尚未建立生物质能源产品优先利用机制，缺乏对生物天然气和成型燃料的终端补贴政策支持。”

一位不愿透露姓名的业内人士告诉记者：“利用好农业废弃物资源，能减碳减排，同时还涉及农业环境的治理以及我国能源的安全。”

记者了解到，天然气是能源安全的核心内容，涉及国际合作。中国天然气对外依存度过高，如果把国内草本类有机废弃物利用起来，就会有巨大的生物天然气资源潜力。

上述业内人士补充道：“国内的生物质能源利用之路其实走得有些碎片化。当前，国内对生物质

能源的利用主要以发电为主，但发电的利用牵扯到能源效率并且依靠电价补贴，未来生物质能源要有更大发展，可能更多体现在非电利用方面。希望国家出台相关政策，通过机制和体制的创新，支持生物质能源非电类的利用。”

顶层设计不可或缺

据了解，目前我国生物质材料的能源化利用率不到 20%，很多地方甚至还在焚烧生物质材料，能源化利用率亟需提升。

田宜水建议：“国家可以通过顶层设计以及 PPP 模式等引导社会资本进入生物天然气领域，并出台生物天然气入网、沼肥、沼气产品补贴等政策；推进农村、林场低碳或零碳能源与碳减排和碳交易结合，通过碳交易增加农民收入。”

上述业内人士表示：“体制和机制创建需要一个部门牵头，同时诸多相关部门应当积极参与，形成一个很好的顶层设计，非常关键。如果农业、能源、环境等部门各有各的考虑，就永远形不成合力。”

“还要研究和改善市场和体制环境，认真做好相应产品的收购和销售工作，为生物质电力、沼气和生物质液体燃料的大规模使用打好基础。”田宜水认为，要加大资金投入力度，“各级地方政府应按照《可再生能源法》和有关政策的要求，安排必要的专项资金用于生物质能资源培育和开发利用，并发挥好政府投资的引导作用，调动企业的积极性。创造良好的投资环境，吸引各方面资金支持。”

产业发展应该走循环之路

江亿还建议：“北方农村开展的‘清洁取暖’工程应以‘煤改生物质’为主。同时，要建立城镇餐厨垃圾收集和处理系统，制备生物质燃气。”

田宜水对此也表达了类似看法：“要完善生物质成型燃料从原料收集、储存、预处理到成型燃料生产、配送和应用的整个产业链；结合城市大气环境治理，大力推动城市燃煤锅炉改造为生物质成型燃料锅炉，减少城市燃煤量，扩大规模化的生物质成型燃料市场；在人口居住分散、不宜铺设燃气管网的农村地区，推广户用生物质成型燃料，解决户用炊事及采暖用能。”

另据记者了解，生物质燃气从废弃物处理角度来讲，成本有所增加，原料和产肥都不具备价格优势。

“与常规天然气竞争，生物天然气不占优势。因此，要把沼渣、沼液的附加值利用起来，作为有机肥还田等，形成一个闭合的循环，这个非常关键。”上述业内人士说，“生物质能产业的发展还是要走农业、环境、能源的循环之路，不是单靠某个产品，更多是解决环境问题，改善我国农业生态结构。”

人民网版权所有，未经授权禁止使用

姚美娇 中国能源报 2020-11-25

城市污水处理厂脱水污泥的焚烧处置

摘要：如今，我国污水排放量依旧处于较高的状态，而污水处理厂在污水处理过后将产生大量污泥，脱水处理，然后对其进行焚烧是处理污泥一种较为常用的方式。为此，本文简要分析了脱水污泥焚烧处置的价值，并分析污泥脱水前后特性改变情况，并详细介绍了一种污泥干化焚烧一体化技术，以期为城市污水厂处理脱水污泥及其焚烧工作提供一定的参考与帮助。基于我国社会以及经济的高速发展，我国污水排放量数值较高且处于不断增长的状态。而城市污水处理厂在完成污水的处理以及排放之后，将形成大规模的污泥，也成为污水处理厂所必须考虑的内容。若按照传统方式将污泥全部送往填埋场进行填埋，不仅需要占用大规模土地面积，且会对附近大气环境以及地下水产生二次污染。目前，我国土地资源匮乏，城市对环境保护的也愈发关注，如何正确、合理且环保地完成污泥处理，便成为使许多城市污水处理厂关注的问题。脱水污泥焚烧处理是目前一种较为常用的污泥处理方式，通过脱水、焚烧两道关键工序，基本可以实现无害化、资源化以及减量化的目的，相较于传统污泥处理方式，该技术不管在经济方面，还是环保方面都具有明显优势，也为

城市污水处理厂处置污泥提供参考。

1 脱水污泥焚烧处置的作用

1.1 符合经济入炉焚烧含水率需要

城市污水处理厂之中形成的污泥，若其中含水率过高，将其直接排放，可能对附近环境形成较为严重的二次污染。故而，借助脱水工艺以及焚烧处理，可以最大程度减少污泥之中的含水率，并令其可以更为科学地满足经济入炉焚烧率的需要。从某种程度而言，该种污泥处理方式，大幅缩减了企业投入的能耗，提高了企业经济效益。

1.2 达到污泥无害化与减量化目标

城市污水处理厂借助污泥脱水以及焚烧工艺的合理应用，能够实现将污泥无害化处理的目标，并令污泥的含水率大幅减少。而通过该工艺进行加工之后，污泥的体积也会随着水分蒸发而产生明显变化。如此，便可通过合理且有效的方式解决环境污染的问题，同时也最大程度减少了土地的占用面积。

1.3 避免可燃物与灰分流失

城市污水处理厂在针对污泥进行脱水与焚烧处理之前，可以先对污泥成分与结构进行分析，之后将污泥之中的固体以及水分完全分离，以便令可燃物以及灰分的流失度降至最低。不仅如此，合理的药剂调节也不会对污泥的成分形成过于明显的影响。

1.4 具备优秀的环保价值

城市污水处理厂灵活运用该项技术，能够处理大规模城市生活所产生的污泥数量，不仅可以缩减城市污水处理厂在污泥处理方面投入的成本，也合理处理了污泥二次污染的问题，本身具备优秀的环境保护价值与意义。

2 污泥脱水前后特性变化情况

脱水污泥焚烧处置之前，需先对污泥脱水前后特性变化有一定的了解。本文简要介绍了一种通过初步浓缩所形成的湿污泥开展调查之后借助机械设备压滤予以深度脱水处理的方法，并针对该污泥脱水前后，样本成分变化予以详细分析。具体如下表情况所示。

表 1 污泥脱水前后特性成分变化情况

	分析基名称	湿污泥	脱水污泥一 号样品	脱水污泥二 号样品
工业分 析结果	收到基水分 $M_{ar}/\%$	76.01	44.81	49.41
	收到基灰分 $A_{ar}/\%$	10.42	27.75	25.62
	收到基挥发份 $V_{ar}/\%$	12.52	24.25	23.78
	收到基固定碳 $FC_{ar}/\%$	1.06	3.16	1.21
元素分 析结果	收到基碳 $C_{ar}/\%$	6.17	12.57	11.05
	收到基氢 $H_{ar}/\%$	0.72	1.44	1.35
	收到基氮 $N_{ar}/\%$	0.36	0.32	0.67
	收到基硫 $S_{ar}/\%$	0.04	0.08	0.03
	空干基低位发热量 $Q_{ad.net}/MJ \cdot kg^{-1}$	6.68	6.74	6.47

结合污泥经过深度脱水处理前后收到基工业分析以及元素分析结果显示，原本湿污泥含水量处于 75%至 80%之内，污泥经过脱水处理之后含水率处于 45%至 50%之内，污泥含水率有了明显降低。而污泥在经过脱水处理之后，污泥空气干燥基热度值稳定，未发生明显变化。收到基灰分、收到基碳以及收到基氢含量数值则大幅增加，甚至翻倍，证明污泥在经过脱水处理之后，水分大量脱

离，但是其中的可燃物、灰分在脱水期间并没有明显流失，含水率的大幅降低以及可燃物与灰分流失率较低都为后续焚烧处理奠定良好的基础，也令后续污泥入炉焚烧的经济性得到满足。

而对比污泥脱水前后形状可以发现，脱水之后的污泥整体呈现块状，由于长时间限制而没有自由水析出，若处于自然通风环境之下，污泥之中的含水量将进一步下降，也为后续污泥的处理更为方便与轻松。而经过脱水处理的污泥饼在经过碾压破碎之后，整体呈现一种分散的颗粒状态，经过堆压之后将不继续形成饼状，大幅减少了后续污泥储存、运输堵塞的问题。具体情况表现在如下两个方面：

第一，从化学成分角度而言，脱水处理之后含水量大幅降低，水分明显的流失，但其他固体物质并没有发生明显改变。

第二，从物理形状角度而言，污泥脱水之前表现为糊状，而脱水之后则表现为分散状态的颗粒状，或是成块状，外形从流体转变为固体。

第三，毒害性方面。污泥本身含有一定的微生物，较大概率出现变质的问题。但经过脱水处理之后，不会有明显的恶臭味道，也不容易出现变质现象，整体毒害性有所降低。

3 脱水污泥焚烧处理方案

3.1 污水破碎输送系统

污泥未脱水情况下，其含水率为 80%左右，经过脱水处理之后，可以降低至 45%至 50%之间，而脱水之后污泥自重也将减少 60%至 65%左右，相较于满湿污泥直接填埋而言，脱水污泥填埋所占用的土地面积以及造成的环境污染都有明显降低，但依旧会对周围环境造成无法根治的二次污染。因为国内污泥处理工作起步相对较晚。如今较为常用的扩大范围、持续性且没有二次污染的污泥处理技术即为针对脱水污泥予以焚烧处置。而污泥破碎输送系统即为其中的首要施工流程。经过脱水处理的泥饼通过环锤式破碎设备予以破碎处理，然后储存于干污泥库之中。工作人员借助抓斗桥式起重设备将破碎合格且已经完全干化的污泥输送至收料斗之中，然后经过振动输送设备以及皮带输送设备予以中转，借由链斗输送设备将材料升高至锅炉之前，使其落在炉前水平皮带输送设备之上，通过水平皮带输送设备运输至炉前，然后借由电动犁式卸料设备将所有干化物输送至炉前污泥缓冲部分，然后借由无轴螺旋给料设备放入锅炉炉膛之中。

3.2 污泥焚烧系统

污泥焚烧系统属于焚烧处置的关键工序，循环流化床锅炉是焚烧处置主要使用的设备，其具备热容量高、燃烧稳定等优势，且如果仅采用中低温燃烧方式，则所形成的污染物总量相对较少的特征。所以适合对脱水污泥这种热值相对较低且水分相对较高的污染物。故而，污泥焚烧处置一般是应用循环流化床锅炉开展处理。而脱水污泥在进入锅炉炉膛之中，同灼热的床料以及燃煤混合在一起，自身热度也将明显增加，并开始燃烧，直至完全燃烧殆尽。而燃烧过后若依旧存在未完全燃烧的大颗粒污泥，工作人员可以借助锅炉之中含有的分离设备，将未完全燃烧的颗粒再次送回至锅炉炉膛之中加以燃烧。不仅如此，城市污水处理厂焚烧炉还可尝试借助炉子喷洒石灰石粉固定部分燃料硫，以此降低燃烧处置期间所产生的二氧化硫。

3.3 焚烧灰渣收集系统以及烟气净化系统

污泥经过充分焚烧处置之后，将有可能形成颗粒直径较大的炉渣，直接从炉底部的排渣口排放，通过水冷出渣设备降低热量之后，再由输送设备将其运送至灰库。脱水污泥经过燃烧之后所形成的灰渣可以运送至水泥厂或是砖瓦厂予以再次运用，彻底规避了出现二次污染的可能。而脱水污泥在焚烧处置期间，将形成大规模烟尘，若不加以控制，将对周围环境造成严重的污染。脱水污泥在燃烧期间所形成的污染物主要表现为烟尘、二氧化氮以及二氧化硫等为主。故而，城市污水加工厂需要通过合理方式对烟气进行适当的净化，建议城市污水处理厂可以采用半干法烟气净化设备针对锅炉排放的烟气予以脱硫以及除尘处理，借助半干法塔内熟石灰以及活性炭于反应塔之中数次循环，使得烟气之中的酸性气体能够同吸收剂之间实现接触，进而大幅提高污染物脱出的效率。半干法反应塔出口位置排放的烟气借助布袋除尘设备，可以有效清理烟气之中存在的烟尘或是脱硫副产物，

而经过多层净化的烟气可以借助高烟囱排放至大气之中。灰渣综合运用以及尾部烟气净化能够最大程度避免污泥焚烧所形成的二次污染。

焚烧锅炉所形成的蒸汽将被输送至汽轮之中，以供发电机组进行发电，汽轮机所排放的蒸汽借助分气缸以及场区供热管实现对外部的供热，进而达到产电联产的效果。经过脱水污泥焚烧处置之后，污泥这一原本对环境造成严重危害的物质反而得到最大程度的利用，促进了热电联产的实现，从而达到了生态环境、节省能源以及循环经济的目标。而该处置方式的技术经济指标基本如下所示。

表 2 部分工艺技术经济指标

名称	数值
污泥脱水前含水率/%	80
脱水污泥含水率/%	45-50
焚烧处理后污泥体积减量/%	90
吨湿污泥深度脱水电耗/kWh	10
吨湿污泥脱水成本/元	40
吨湿污泥废水处理成本/元	9
吨湿污泥焚烧成本/元	15

4 结束语

我国目前城市生活污水总量庞大，而污水处理之后的污泥数量也不断增加，成为污水处理厂难以处理的内容。污水处理厂应明确污泥之中依旧有许多可利用的资源尚未得到充分挖掘。故而，污水处理厂针对污泥应尝试采用脱水以及焚烧的方式，不仅避免直接填埋对环境造成二次污染，保证环境的安全，同时也实现变废为宝，提高污泥利用的经济效益。

原标题:城市污水处理厂脱水污泥的焚烧处置

王平 北极星环保网 2020-11-17

中国固体废物管理现状及塑料污染治理成效

中国是人口大国、农业大国，又处于工业化后期和新型城镇化深入推进期，每年来自工业源、农业源和生活源的各类固体废物总量近百亿吨。中国政府高度重视固体废物管理，20世纪70年代就将“废渣”治理作为环境治理的重点，不断通过完善法规制度标准，深入推进固体废物减量化、资源化和无害化。

近年来，特别是党的十八大以来，国家通过优化完善依法治理体系，大力推进相关领域深化改革，部署实施了禁止洋垃圾入境推进固体废物进口管理制度改革、普遍推行垃圾分类制度、“无废城市”建设试点等重点工作，固体废物治理体系和治理能力得到显著提升。与此同时，针对全球关注的塑料污染治理问题，中国政府率先垂范、勇于探索，为其他国家和地区提供了有益的借鉴。

建章立制，固体废物污染防治的法规制度体系日臻完善

中国自1995年就制定了《固体废物污染环境防治法》(以下简称《固废法》)，建立了固体废物申报登记制度、危险废物经营许可证制度等核心制度，为防治固体废物污染环境、保障公众健康提供了法律依据。随着管理的需要，《固废法》2004年第一次修订，2013年、2015年、2016年分别对特定条款进行了修正，2020年再次进行修订，并经十三届全国人大常委会第十七次会议审议通过。新修订的《固废法》坚持以习近平生态文明思想为指导，突出问题导向，强化政府及有关部门监督管理责任，进一步夯实企业主体责任，大幅提高处罚力度，将逐步实现固体废物零进口、实施生活垃圾分类、工业固体废物排污许可、危险废物分级分类监管、重大疫情医疗废物应急处置等重要制度写入法律，为新时代全面加强固体废物污染防治，推进中央改革措施落地和打赢打好污染防治攻坚战提供了坚强法律保障。

与此同时，以《固废法》为龙头，以法规标准为补充的治理体系日趋完善。国务院制定（修订）了危险废物经营许可、医疗废物管理、畜禽规模养殖污染防治、城市市容和环境卫生管理、废弃电器电子产品回收处理、报废汽车回收管理等行政法规。相关部门按照职责分工，制定了一系列部门规章、标准规范和技术指南，固体废物管理制度体系逐步完善。在危险废物方面，建立了危险废物鉴别、申报登记和转移联单等 8 项制度，涵盖了危险废物产生、贮存、转运、利用处置的全过程；在电子废物方面，明确了名录、规划和基金补贴等 4 项制度，制定了基于生产者责任延伸制度的电子废物管理办法；在生活垃圾方面，发布了生活垃圾收集、运输、处理等相关管理规章和标准规范 100 余项；在工业固体废物和农业废弃物方面，出台了促进资源综合利用和无害化处置的相关管理办法和技术文件。

深化改革，不断提升固体废物综合治理效能

一是普遍推行垃圾分类和资源化利用制度。2017 年 3 月，国务院办公厅转发《生活垃圾分类制度实施方案》，明确要求在直辖市、省会城市、计划单列市以及第一批生活垃圾分类示范城市的城区范围内先行实施生活垃圾强制分类。2019 年，住房城乡建设部会同有关部门印发《关于在全国地级及以上城市全面开展生活垃圾分类工作的通知》，决定在全国地级及以上城市全面启动生活垃圾分类工作。2020 年 9 月 1 日，中央全面深化改革委员会第十五次会议审议通过《关于进一步推进生活垃圾分类工作的若干意见》，要求从落实城市主体责任、推动群众习惯养成、加快分类设施建设、完善配套支持政策等方面入手，加快构建以法治为基础、政府推动、全民参与、城乡统筹、因地制宜的垃圾分类长效机制，树立科学理念，分类指导，加强全链条管理。目前，绝大部分地级及以上城市已经启动生活垃圾分类工作，生活垃圾分类成为新时尚，再生资源回收比例和质量稳步提升。

二是危险废物（含医疗废物）处理处置领域补短板强弱项成效显著。2019 年，生态环境部印发《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》，推动地方提升危险废物利用处置能力。2020 年，国家发展改革委牵头印发《医疗废物集中处置设施能力建设实施方案》，加快推进医疗废物处置能力建设，补齐医疗废物处置短板。截至 2019 年底，全国危险废物利用处置能力接近 1.1 亿吨/年，相比 2012 年（3238.7 万吨/年）增长 2.4 倍。新冠肺炎疫情暴发后，生态环境部紧紧围绕“两个 100%”，即全国所有医疗机构及设施环境监管与服务 100%全覆盖，医疗废物、医疗污水及时有效收集和处理处置 100%全落实，指导督促各地抓紧抓实抓细有关工作，坚决打好疫情医疗废物防控阻击战。目前，国家各有关部门正在组织实施医疗机构废弃物综合治理，进一步提高医疗废物等废弃物的规范化管理水平。

三是开展“无废城市”建设试点，推进城市固体废物管理综合改革。“无废城市”是以创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念为引领，通过推动形成绿色发展方式和生活方式，持续推进固体废物源头减量和资源化利用，最大限度减少填埋量，将固体废物环境影响降至最低的城市发展模式。自 2019 年以来，广东省深圳市等“11+5”个城市和地区编制印发试点建设实施方案，建立试点工作推进体制机制，将推进试点工作与城市经济社会发展相融合、相促进，着力推动制度、技术、市场监管体系建设，初步形成一批可复制、可推广的示范模式。

聚焦难点，持续深化塑料污染综合治理工作

治理塑料污染已经成为国际社会的普遍共识，在联合国环境大会、二十国集团（G20）领导人峰会等国际多边场合，均提出全球共同应对塑料污染的相关倡议。塑料污染防治涉及生产、流通、消费、国际贸易、回收处置等多个环节、多个部门，治理难度非常大。中国是发展中大国，在全球共同应对塑料污染问题上，始终积极发挥负责任大国作用，把倡议变成行动，把理念转为实践，为全球共同应对塑料污染贡献中国智慧和方案。

一是以限制塑料购物袋为抓手，减少塑料制品使用。早在 2007 年 12 月 31 日，国务院办公厅就发布了《关于限制生产销售使用塑料购物袋的通知》（以下称“限塑令”）。“限塑令”实施后，2015 年全国主要商品零售场所塑料购物袋年使用量较 2010 年减少 2/3。这对于节约能源资源、保护生态环境、积极应对全球气候变化发挥了重要作用。

二是强化全链条管理、多部门合作，推动建立形成治理塑料污染的长效机制。为更有效解决“白色污染”这一老百姓身边的突出环境问题，2020年1月，经国务院同意，国家发展改革委和生态环境部联合印发实施《关于进一步加强塑料污染治理的意见》。各部门各地方迅速行动，相继作出部署安排。生态环境部牵头配合全国人大有关机构修订《固体废物污染环境防治法》，自9月1日正式实施，加强了塑料污染防治相关要求，对农用薄膜、包装物、一次性塑料制品的污染防治作出明确规定，同时明确了相关违法行为的法律责任，大幅提高了法律威慑力，为塑料污染治理提供了法治保障。发展改革委、生态环境部等9部委联合印发《关于扎实推进塑料污染治理工作的通知》。市场监管总局将超薄塑料购物袋等淘汰类产品纳入年度执法稽查工作重点，牵头完善可降解塑料产品、快递绿色包装、限制商品过度包装等关键领域标准。农业农村部等部门出台《农用薄膜管理办法》，细化了农膜生产、销售、使用、回收等环节管理要求。商务部积极出台商品零售、电子商务等领域推进塑料污染治理的细化措施。国家邮政局印发《邮件快件绿色包装规范》，推动出台《邮件快件包装管理办法》。

同时，地方也在加快行动。截至目前，已有29个省份出台了省级实施方案。北京市结合实施生活垃圾分类，于今年5月起组织开展塑料袋专项整治行动。河南省成立塑料污染治理工作专班，定期由省政府负责同志主持召开专题会议，统筹部署各项重点工作。青海省加大市场执法力度，落实市场经营主体责任。海南省持续推进全省试点，搭建塑料污染治理信息化管理平台。福建省、浙江省将治理塑料污染作为深化生态文明试点示范的重要内容。随着各项措施逐步落实到位，尤其是生活垃圾清运和无害化处置能力大幅提升（2019年，城市生活垃圾无害化处置率达到99%以上，且生活垃圾焚烧占比约50%），我国塑料垃圾对河流、海洋等的影响日益减小。华东师范大学海洋塑料研究中心主任李道季等人的研究表明，2020年中国塑料垃圾入海量估值为25.71万-35.31万吨。国际学者由于没有充分了解我国相关废物管理政策措施，在进行塑料垃圾入海量估算时参数选择不合适，估算值普遍偏高，从而导致国际社会认知不准确。

三是全面禁止废塑料进口，为发展中国家做出表率。长期以来，部分发达国家打着国家贸易的幌子，将废塑料披上再生资源的外衣，向发展中国家大量倾销废塑料，给当地带来了严重的环境污染，影响了工人和当地群众的身体健康。为保护生态环境和人体健康，中国自2017年开始实施禁止洋垃圾入境推进固体废物进口管理制度改革，大幅度削减固体废物进口种类和数量，明确提出到2020年年底基本实现固体废物零进口的目标。针对废塑料，中国自2019年起已全面禁止废塑料进口。中国禁止废塑料进口的举措，促使发展中国家逐步觉醒。泰国、印度等东南亚国家先后效仿我国收紧固体废物进口政策。泰国拟于2021年起完全禁止可回收废塑料进口。印度于2019年修订相关条例全面禁止进口废塑料。

四是积极参与和推动国际社会共同应对塑料污染问题。2019年3月，第四届联合国环境大会通过了“海洋塑料垃圾和微塑料”“治理一次性塑料制品污染”两项决议。作为专门管控废物的国际公约，国际社会高度关注《巴塞尔公约》在防治塑料废物污染方面发挥的作用。2019年5月4日-10日，在《巴塞尔公约》缔约方会议第十四次会议上，我国代表团积极参与有关加强塑料废物越境转移管控议题的谈判，推动大会审议通过塑料废物修正案。

通过这次附件修正，发展中国家首次获得对进入本国的塑料废物相关信息的知情权，并有权拒绝这些塑料废物的进口，标志着国际社会在源头减少塑料废物产生、管控塑料废物越境转移等方面迈出了实质性一步。同时，大会审议通过《在巴塞尔公约下进一步采取行动应对塑料废物》，从全生命周期的角度对塑料废物提出了全球性的管理方案，包括塑料制品绿色设计和绿色生产、塑料废物越境转移控制和环境无害化管理等各方面。《巴塞尔公约》的相关决议使全球塑料废物管控进入了实操阶段，全球防治塑料废物污染框架基本建立。

中国环境报 2020-11-16

太阳能

英国政府已委托推进太空太阳能电站研究和落地

英国政府近日宣布向多家航空公司提交委托,进一步推进太空太阳能电站(SBSP)的相关研究。该系统就是在太空中收集太阳能,并利用高频无线电波将其传送到地球上的接收器,随后地面站将其并入到现有电网中。

英国政府表示,这个创意最初是由科幻作家艾萨克·阿西莫夫(Isaac Asimov)在1941年首次提出的。而英国政府主导的本次研究主要寻求克服工程障碍和经济障碍的方法。它认为,利用商业航天发射系统向太空发射系统将具有成本效益,但能否在轨道上组装这些巨大的卫星还有待观察。

英国航天局首席执行官格雷厄姆·特诺克(Graham Turnock)博士表示

太阳在太空中永远不会落下,所以无论是白天还是黑夜;无论是晴天还是雨天,太空太阳能发电系统可以向地球上任何地方提供可再生能源。这是一个已经存在了几十年的想法,但总感觉离我们还有几十年的时间。英国作为全球太空参与者的地位正在不断提高,我们有大胆的计划在未来几年发射小型卫星。太空太阳能可能是我们的另一根弦,这项研究将有助于确定它是否适合英国。

国际太阳能光伏网 2020-11-16

182 组件是降低光伏度电成本的最优解吗?

日前,由晶澳科技、晶科能源、隆基绿能联合举办的182组件与系统技术论坛在上海召开。在光伏组件尺寸“百花齐放”的当下,快速迭代的大尺寸组件将如何推动全产业链降本?

182 组件受青睐

在光伏产业走向平价之际,大尺寸硅片已成为当前光伏组件市场最为热门的话题,在业内人士看来,大尺寸硅片能够大幅提升组件可用的发电面积,面积的提升则意味着太阳能电池功率增加,进而显著提高组件功率等级。

眼下,182组件、210组件是最受行业青睐的两大规格。此次论坛的与会人士认为,比较而言,182组件已成为了当前市场环境中“光伏度电成本的最优解”。

在论坛上,隆基乐叶高级产品经理李绍唐表示:“行业早在2018年就考虑过增加组件尺寸提高功率的思路,但组件尺寸与功率却并非越大越好,需要综合考虑生产制造、组件运输、可靠性以及人工安装等各种边界条件。”

李绍唐指出,相较210组件,182组件能够匹配现有产业链规格及电学系统,拥有更低的系统成本以及更优的发电能力与可靠性。对于平坦地形的大型地面电站来说,182组件已是最优的组件选择。

晶科能源全球产品高级经理于瀚博则认为,降低线损以及内部损耗是当前光伏降本一大途径,182组件在这方面表现不俗。“相比于55P版型的210组件,182组件能够降低0.21%的线损和2%的内部损耗,同时也能够有效降低BOS成本。”

产业链适配性引关注

即将进入全面平价时代,为进一步推动行业降本,各大光伏组件厂商陆续推出不同路线的大尺寸组件。光伏组件尺寸快速迭代的同时,新推出组件在产业链中适配性也引发了行业关注。

德国TUV莱茵副总裁邹驰骋指出:“组件尺寸增加需要考虑诸多影响因素,如,组件电路设计、零部件配套设计、可靠性、系统设计以及后期运维等。光伏企业应在尺寸与安全之间寻求一个最优解。”

华为全球解决方案总监甘斌斌指出:“大功率组件确实带来了逆变器与组件匹配的问题,除此之

外，隐裂、热斑、二极管可靠性风险也有所增大。”

阳光新能源副总裁张彦虎则表示，组件电流增加将增加低压直流线缆线径，从而推高线缆成本。同时，组件电流变化过大也将影响组串逆变器及汇流箱的适用性。

不过，华为与阳光新能源均表示，已有相关逆变器产品能够全面匹配 182 组件。另外，在支架方面，也有匹配 182 组件的相应跟踪支架产品，且产品可靠性得到了验证。

推进大尺寸组件仍需谨慎

据了解，目前 182 组件产品已经逐步进入量产阶段。到 2021 年，隆基绿能、晶澳科技以及晶科能源三家组件企业的 182 组件产能合计将达到 54GW，在业内人士看来，大规模供应充足也提振了 182 组件的市场信心。

值得注意的是，由天合光能、阿特斯等光伏制造企业力推的另一行业热门 210 组件也于近日迎来了扩产。

在高功率、大尺寸组件席卷市场的情况下，多位与会人士也提醒称，盲目推出大尺寸组件可能为行业带来混乱，渐变式调整光伏组件尺寸将更加有利于行业健康发展。

北京鉴衡认证中心副主任纪振双指出，高功率组件的应用将有益于提高系统的能量密度，降低系统成本，但尤为重要，要守住安全和可靠性底线。“对于大尺寸光伏组件，上游配套及下游设计要跟上，行业仍需谨防单一环节过渡超前、辅材跟不上导致的批量性质量问题。另外，尺寸增大固然将带来组件功率的提升，但同时也要注意产业链配套与系统安全性匹配的问题。从便于应用和有利于行业健康发展的角度来看，序列化、标准化，才是行业发展正道。”纪振双表示。

同时，张彦虎也呼吁，希望光伏行业尽可能推动尺寸统一，并提高系统的兼容性，在光伏平价时代来临之时，进一步提高电池、组件效率。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-23

182、210 光伏技术路线之争：不管“白猫、黑猫”，抓住更多收益就是“好猫”

让技术的归技术、让市场的归市场，方是正确、理性的做法！

2019 年，单晶一举超过多晶，成为了光伏市场的主流。随之，在单晶硅片领域，光伏巨头企业掀起了一场大硅片的创新浪潮。其中，182mm 和 210mm 尺寸最具代表性。

大硅片本身为大势所趋，也是光伏产业发展向前的必然。随着基于 182 尺寸的“M10 联盟”和基于 210 尺寸的“600W+联盟”相继成立，两个技术路线之间的争论开始升级，并走向白热化。

目前，关于两者孰优孰劣的讨论仍在继续。但老话说的好，“不管白猫黑猫，能抓到老鼠就是好猫”，市场和用户对于光伏产品的选择，最终将归结于成本与收益之上。哪个技术路线的产品让业主有更多收益，谁就是未来的赢家！

电站成本：谁的更低？

一般来讲，行业将光伏发电总成本划分为组件成本和除组件之外的 bos 成本。组件成本和 bos 成本比例接近，分别占据着 50%左右的总成本份额。在组件成本相对稳定的基础上，bos 成本的变化，对于一个光伏发电项目的成本，有着重大影响。

因此，在实际项目中，182 组件和 210 组件对于 bos 成本的影响大小，具有真实的参考价值。在竞价及平价项目中，哪怕 1 分钱的度电成本，也对投资者的回报产生着巨大的影响。

山东电力工程咨询院有限公司针对目前市面上主流的组件类型(166 型 445Wp 组件、182 型 535Wp 组件、210 型 545Wp 组件)，以及不同纬度(北纬 24.8°广州连城、北纬 31.8°河南商城、北纬 39.5°内蒙乌兰木伦)的资源环境条件，做了详细的工程量计算和成本分析。

	166 系列 445Wp 组件			182 系列 535Wp 组件			210 系列 545Wp 组件		
典型功率	445	445	445	535	535	535	545	545	545
地区	连州	商城	乌兰木伦	连州	商城	乌兰木伦	连州	商城	乌兰木伦
纬度 (°N)	24.78	31.8	39.5	24.78	31.8	39.5	24.78	31.8	39.5
纬度	低	中	高	低	中	高	低	中	高
总容量 MWp	100.125	100.303	100.0805	100.3125	100.366	100.152	100.4435	100.062	100.062
组件 (块,W)	225000	225400	224900	187500	187600	187200	184300	183600	183600
组件串联数量	30	28	26	30	28	26	38	36	34
倾角	19	26	39	19	26	39	19	26	39
前后中心间距 m	6.3	7.7	11.2	6.7	8.2	12	7	8.6	12.6
支架排布	竖向 2*15	竖向 2*14	竖向 2*13	竖向 2*15	竖向 2*14	竖向 2*13	竖向 2*19	竖向 2*18	竖向 2*17
组件尺寸 mm	2102*1040*35	2102*1040*35	2102*1040*35	2256*1133*35	2256*1133*35	2256*1133*35	2384*1096*35	2384*1096*35	2384*1096*35
组件重量 kg	24	24	24	28	28	28	28.6	28.6	28.6
逆变单元组串数	300	322	346	250	268	288	194	204	216
支架总数 (套)	7500	8050	8650	6250	6700	7200	4850	5100	5400
离地高度 m	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
土地 (亩)	1656	1962	2718	1602	1908	2646	1591.2	1890	2592

从表中可以明显看出，位于高、中、低三个纬度的同规模光伏项目中，采用 166、182 和 210 三种硅片，在支架、基础桩和土地有着较为明显的工程量差距。

支架成本是光伏项目 bos 成本的大头，一般占比在 10%左右。从图表数据中可以看出，同一地区、同一装机总规模下，166 组件所需要的支架总套数最多，其次为 182，最少的为 210 尺寸。以乌

兰木伦地区为例，相比 166，210 支架需求减少了 3250，成本下降了 37.5%;相比 182，210 支架需求减少了 1800 套，成本下降了 25%!

这样一来，210 组件因为尺寸和功率优势，可以将传统 bos 成本降低 30-40%;相比 182，也是有着 25%的成本优势。核算到度电成本上，最多可以降低 0.1 元/w!

另外，210 组件和 182 组件在前后中心间距上相比 166 组件要更大。这也代表着在相同装机规模下，间距越大所需求的桩根数就越少。并且，在渔光互补等项目中，桩高从一般的 3-5 米区间，上升到了 10-12 米，甚至更高。这样一来，项目所需求桩数的下降，将带来更显著的降本作用。这方面，210 组件做的最好。

土地成本也是光伏项目的一个大头。从表中数据可以看到，同一地区的同等规模项目中，166 需要的土地面积最大，182 次之，210 需要的土地面积最小。在土地单价相对较低的西北地区，土地面积较小的差异可以忽略;但在中东部地区，土地成本较高，210 在节省用地上的优势会放大。

支架、桩数和土地面积等需求的减少，又会降低光伏项目的整体安装施工周期和成本。通过上述数据对比，我们不难发现，210 组件在实际项目中的降本成效，要优于 166 和 182。

投资收益：谁的更高?

“不管黑猫还是白猫，能抓到老鼠就是好猫”的道理，在光伏行业同样适用。在即将到来的平价上网时代，成本控制是王道。光伏市场上组件规格众多，决定投资价值的还是收益如何。

从山东电力工程咨询院有限公司所做的三地、三种规格硅片项目整体造价表中可以看出，得益于更大功率的实现，使用 210 组件的项目整体造价要低于 182 和 166 项目。

组件	166 系列	182 系列	210 系列
选点	445Wp	535WP	545Wp
广州连城 (N24.78)	3.76	3.66	3.63
河南商城 (N31.8)	3.80	3.74	3.69
乌兰木伦 (N39.5)	3.89	3.80	3.76

注：计算结果解释权归山东电力工程咨询院有限公司所有

在平价上网时代，新的光伏发电项目将彻底告别补贴。因此，每一分、一厘的度电成本降低，都将带给项目更大的收益。上述对比也还停留在 500w 功率的组件上，在 210 组件普遍进入到 600w 时代之后，未来光伏项目的造价将会进一步降低。

值得注意的是，光伏项目的发电周期，一般在 25 年以上。这样一来，在全生命周期里，运维费用也会增加光伏项目总投入成本。使用更少支架、桩柱以及更少线路的 210 组件项目，可以降低运维难度和成本，使项目的持续投入在一个较低水平。这样一来，也会保障光伏项目的后期收益更高。

综上所述，高功率的大组件在实际应用中，有着更为出色的性价比表现。其显著降低着项目 bos 成本的可变部分，并且在后期运维中占据投资回报优势。这一切，都顺应着平价上网对发电成本极致控制的要求。目前来说，迭代而来的 210 组件，在投资回报上更具优势。

因此，对于 182 和 210 这两个技术路线的争论，是时候降低声音、回归市场了。项目投资收益已经给了这场争论一个答案，并且，两者均代表着大硅片、高功率方向，在当下和未来的光伏产业发展中，都将获取到属于自己的那部分市场份额。让技术的归技术、让市场的归市场，方是正确、理性的做法!

能见 2020-11-16

光伏 8 龙头联合倡议 210 技术“标准化” 产业化进度已超预期？

11 月 27 日，天合光能、东方日升、通威股份、中环股份等 8 家光伏巨头联合发布了光伏 210 标准化倡议，在业界引发了巨震。

2019 年末，中环股份一则量产 210 大尺寸硅片技术的消息直接将 210 技术推热，后者逐步被业界公认为未来重要趋势——随着硅片尺寸的增加，单片硅片产出的电池功率由原先的 6.2W 提升至 10W；封装组件的功率也由原来的 400W 提升至 600W+；在系统端可减少支架、逆变器、电缆等成本。

由此业内巨头纷纷入场，这一趋势在今年愈演愈烈。谁也想不到，这项被称“面向未来的技术”，竟来得如此之快。

规范

11 月 27 日，国内光伏组件龙头天合光能发布了一则关于推进光伏行业 210mm 硅片及组件尺寸标准化的联合倡议，联名企业包含东方日升、阿特斯、通威股份、中环股份、上机数控等 7 大光伏巨头，阵容堪称“重量级”，迅速在业内引发了强烈关注。

该则倡议提到，当前产业链上下游企业均看到 210 尺寸发展的巨大空间和机遇。通过硅片 210 尺寸以及硅片、组件尺寸等的标准化，产业链可以实现最好的规模化效应，由此针对 210 硅片及组件尺寸提出了统一技术标准。

光伏大佬们为何如此重视 210 技术？

光伏行业资深人士向《科创板日报》记者介绍，“光伏行业技术变革较快，210 这个概念实际上是去年新提出的，到了今年有愈发火热之势。与主流 166 硅片相比，210 的长、宽增长量仅相当于一个鸡蛋，但发电效率大幅提升，到系统层面 BOS 每瓦可节省约 1 毛多，已被公认为未来技术。”

由此，作为光伏未来趋势，产业上下游巨头，包括做硅片的上机数控和中环股份，做组件的东方日升和天合光能，做电池片的通威股份在内，纷纷布局于其中。

天合光能内部人士接受《科创板日报》记者采访时谈到，公司发起该项联合倡议，实际上系与此前联手通威股份巨投 150 亿生产 210 系列相关光伏产品一脉相承。

“行业规范以后有利于降本增效。”该人士指出。

（详情参见《科创板日报》11 月 19 报道《巨投 150 亿！天合光能联手通威股份“押注”的这一光伏新系列产品火翻天？》）

据其透露，业内布局光伏 210 产业链已将近一年，联名的数家同业已纷纷实现供货，规范化倡议应时而生。

“210 尺寸如标准化，获得行业公认后将加速相关生产。”该人士认为，“不过标准化只是时间的问题，倡议或将促使提速。”

圈地

2019 年，中环股份在 8 月率先发布了对行业颠覆性影响的 12 英寸超大光伏硅片“夸父”产品（210 硅片）和系列标准，使从晶体、晶 14 片到电池片、组件通量型生产环节效率大幅提升，制造成本大幅下降，单块组件效率大幅提升，随之公司开始推进 210 硅片生产。

下游的 210 电池片、组件厂商也快速跟进。

公开信息显示，2019 年电池片厂商通威股份在规划新启动建设的眉山一期项目时，便设计了投产生产线可兼容 210 尺寸规格。

组件领域，天合光能也在 2019 年开始着手进行对 210 组件的论证和研发，并于今年 2 月发布了“210 至尊系列超高功率组件”，3 月该组件中试线便正式量产并出货。

《科创板日报》记者从天合光能进一步获悉，目前公司 210 系列已发布 405W、500W、55GW、600W 四大系列。其中 500W 和 550W 已经量产发货，600W 组件预计在在明年二季度量产。

东方日升全球市场总监庄英宏告诉《科创板日报》记者，公司 TITAN 500W 组件已经实现供货，

马来西亚、波兰等市场的一些项目都已经开始使用 210 组件。

“光伏行业的技术变化很快，一旦跟进落后，很可能就会掉队，甚至调出前 10。210 是目前最先进、优势的产能，可以说是兵家必占。”前述资深行业人士认为，“事实上 125mm、156.75mm、166mm、182mm 的迭代历程也是这样。”

一家头部光伏企业内部人士还向介绍了 210 的发展现状，“从目前来看，包括本次倡议，210 本身的优势及竞争力、产业链各个环节对 210 的认可度以及上下游的跟进速度，都是超预期的。”

据他透露，从对产业的观察连同目前的订单情况也能反映出，今年年底到明年 210 的需求非常旺盛。“尤其是明年会有非常大的需求。”该人士强调。

扩产

据《科创板日报》记者了解，目前业内新上马的产能，几乎都是兼容 210 的。

“对 210 龙头已经颇有 all in 的态度，布局更不是仅有一星半点，几乎是在极限内去做扩产。”前述光伏行业资深人士介绍。

同时《科创板日报》记者注意到，头部玩家正在顺势加码 210 产能。

硅片方面，据业内透露，中环股份原本对 210 硅片的产能规划是今年 19GW，明年在 20-30GW 之间，但目前产能进度已上调。由于下游超预期，今年扩产的速度将会加快，预计到年底将达到 22GW 以上水平，明年至少将在 30GW 以上。

组件方面，据悉目前天合光能 210 组件产能已达到 10GW，明年年底的产能规划已上调至 40+GW。今年 6 月版招股书中对 210 的规划是：公司 210 组件 2020 年底的计划产能达到约 10GW，2021 年底约 21GW，2022 年底达到约 31GW。

天合光能相关人士向《科创板日报》记者确认，“210 组件的产能目标确实比我们招股说明书公布的更大一些，我们的布局更快了，在这个过程中也在就 210 推广加速培养供应链，使 210 产业链迅速成熟并壮大。”

具体动作上，今年 11 月 3 日天合光能出手囤货，与上机数控签订了光伏行业首个百亿 210 尺寸硅片长单，11 月 19 日又公告拟于明年向中环股份下属公司采购 65.52 亿元 210 尺寸单晶硅片，合计数量不少于 12 亿片。

东方日升方面也明确表示，在 2021 年将会有大规模产能扩增，总产能在 20-30GW。

电池片方面，通威股份今年已陆续公开将投资 27 亿 30GW 高效太阳能电池及配套项目，据了解在产品尺寸方面将适应产品大尺寸的趋势，规格将全面兼容 210 及以下尺寸。另外还将投资 24 亿元年产 7.5GW 高效晶硅太阳能电池智能工厂项目，并拟采用 210 大尺寸 PERC 电池技术路线。

博弈

无疑，截至目前 210 的扩产规模已超预期。

不过也有光伏产投人士向《科创板日报》记者分析称，“210 大家都认可是趋势，可以说业内或多或少都有在布局，但企业多少也有‘摸着石头过河’的心态，‘走’一步‘看’一步，一下子还不敢上太大规模。长期他们还要观察。”

另外，各家企业上马 210 系列产品的进度，实际上主要取决于其现有设备状况。

以隆基股份为例，据介绍其在 2018 年下半年已订购了众多 166 适配设备，2019 年才刚交付。

“210 对各个环节的产效都是最高的。但企业如果设备刚买，也不可能扔掉，从会计上来讲也不合理，因此暂时无法新增其他先进产能。而 166 设备在极限条件下也仅能生产 182 产品。”该人士透露，“这也是为什么会有 182 技术路线和 210 之争。”

除此之外，业内还有部分企业系在 2019 年初或年终刚引入原产能设备，短期内更是无法大力加持 210。

相反，购买了新设备的企业，则更倾向于推进 210 生产。也有部分企业采取“折中”策略，新设备做 210，老设备则继续生产 166 系列产品。据悉，如设备本身支持，还可以通过设备改造甚至参数调试，即可使其支持 210 生产。

当然，未来 210 能否真正能成为主流，仍需交予与市场检验。

莫馨箴 《科创板日报》 2020-11-29

光伏大尺寸组件激战：众光伏巨头结盟谁能胜出？

“尺寸之争，只是当前各大组件龙头现阶段选择的结果。”业内人士认为，在如今资本实力大增的加持下，龙头企业不可能只押注在一种尺寸或技术上。

光伏大尺寸组件竞争的火药味近期渐浓。

继 11 月中旬三大组件巨头企业隆基股份、晶科能源、晶澳科技齐办论坛、力推 182 组件后，210 组件的代表企业之一天合光能更是接连抛出重磅合作——11 月 20 日，该公司与中环股份签订 210 尺寸单晶硅片采购合同，预估总金额超过 65 亿元；两天前，天合光能与通威股份宣布拟投资 150 亿元用于光伏产业链投资合作，而天合光能对于此次合作则明确表示，“本次双方合资项目将主要生产 210 系列相关光伏产品。”

组件尺寸之争已经鲜明地演变成“182 组件”与“210 组件”的对垒。182 和 210 指的是硅片尺寸。其中，隆基股份、晶科能源、晶澳科技等七家光伏企业在今年 6 月份成立“M10 联盟”，倡导建立 182mm 的硅片标准；而在 7 月份，由天合光能、东方日升、中环股份等倡导 210mm 硅片为主的 39 家光伏企业组建了“600W+光伏开放创新生态”，希望协同产业链的优势资源，打通研发、制造及应用等核心环节。

尽管两大联盟彼时有意淡化外界对其尺寸之争的迹象，但随后的动作表明，“182 组件”与“210 组件”必有一战。

兵马未动，粮草先行

尺寸之争的背后，是各大组件巨头提前释放抢占明年组件市场份额的信号。值得一提的是，各大组件巨头在临近年底的这一时间点上旗帜鲜明地表达组件尺寸的选择立场，预示着明年大尺寸组件之争的正面交锋或将异常激烈。

“目前市场主流尺寸还是 158.75mm、166mm 等尺寸，但今年下半年，光伏产业链相继出现的涨价潮使得主流尺寸组件成本上升，更大尺寸的组件成本与主流尺寸组件成本差相对缩小了些，182mm、210mm 尺寸组件就出现了提前推广的可能性。”一位新能源行业资深分析师告诉 21 世纪经济报道记者。

不过，无论是 182 组件还是 210 组件，今年下半年出现的光伏产业链供需失衡现象给组件企业带来材料端的保供问题。这也意味着，无论是哪种尺寸组件，其推广的前提必须是保证“粮草”供应充足。

在 11 月中旬举办的“182 组件与系统技术论坛”，隆基股份、晶科能源和晶澳科技共同宣布，182 组件明年的产能将达到 54GW。这其中，隆基股份 2021 年一半的组件产能为 182 组件；晶科能源的比例更高，为三分之二；晶澳科技 182 组件产能或达到 20GW。

但巨大产能落地的前提，则是眼下光伏材料供应链紧张的情况能否得到缓解。晶澳科技高级副总裁黄新明在接受 21 世纪经济报道记者采访时表示，该公司会积极消化供应链紧张所带来的负面影响，今年的出货量和业绩目标有望完成。“供应链紧俏只是短期问题，可以得到解决。”隆基全球营销高级副总裁余海峰则认为，以目前最短缺的光伏玻璃为例，不少非光伏玻璃的制造商正在进入行业，未来玻璃短缺的情况应不会长期存在。

事实上，三家力推 182 组件的龙头企业已经在着手储备光伏材料。以隆基股份为例，该公司今年下半年先后宣布斥资百亿元，锁定未来五年多晶硅料和光伏玻璃的供应。

而在 210 组件阵营中，主力军天合光能更是气势凶猛。

11 月 20 日，该公司公告称与中环股份下属公司环欧国际达成采购合作框架协议，拟于明年 1 月至 12 月采购 210 尺寸单晶硅片，合计数量不少于 12 亿片，预计合同总金额为 65.52 亿元。针对此

次采购，天合光能表示，“确保公司供应链的长期稳定，为公司 210 尺寸光伏电池和组件的产能规划落地和市场拓展提供有力保障。”

根据 21 世纪经济报道记者计算，天合光能仅在 11 月份公布的有关 210 组件的材料采购、投资计划金额累计超过 300 亿元。

11 月 3 日，天合光能与上机数控签订重大采购合同，拟在 2021 年至 2025 年，累计采购不少于 20GW 单晶硅片，对应 210 尺寸的单晶硅片 20 亿片，合同总金额预计 102.40 亿元。

而在数日前，该公司与通威股份形成“通天”同盟，计划合作成立项目公司并共同投资年产 4 万吨高纯晶硅项目、年产 15GW 拉棒项目、年产 15GW 切片项目、年产 15GW 高效晶硅电池项目等，总投资金额预估 150 亿元。

“到今年年底，公司组件总产能为 22GW，其中 210 组件产能达到 10GW。”天合光能内部人士告诉 21 世纪经济报道记者，到 2021 年底，天合光能组件总产能预计超过 50GW，而 210 组件产能将超过 40GW。

两虎相争，难解难分

业内习惯将 182 组件和 210 组件之争称为保守派与创新派的对战。这是由于，182 组件的技改可在现有产线上进行升级，而 210 组件的产能则需要全新投入。

但在前述新能源行业资深分析师看来，眼下的大尺寸组件之争并非像过去行业所出现的如单晶替代多晶那样的技术革新。21 世纪经济报道记者注意到，大尺寸组件带来的降本已经被行业所认可。但 182 组件和 210 组件谁更胜出，已经是“公说公有理、婆说婆有理”。

晶科能源全球产品高级经理于瀚博认为，“通过降低线损和内部损耗来提高电站发电量是降本的方式之一，182 组件较 55P 版型的 210 组件来说，可以降低 0.21% 的线损和 2% 的内部损耗，而这部分成本可能要用超过 0.1 元/瓦的 EPC 成本去弥补。在 BOS 成本方面，182 较 210 组件可带来约 2.6 分/瓦左右的节省。”

而前述天合光能内部人士表示，210 组件产品落脚到光伏系统层面，可以有效地降低整个光伏系统的总成本，尤其在支架逆变器和缆线层面确实可以实现比较大的降幅，每瓦降低约 0.1 元。

“目前，各大龙头企业都有足够的资本实力去选择哪种组件尺寸的升级。”前述分析师认为，“未来肯定会形成 182 组件和 210 组件两虎相争的局面，并交由市场需求来选择。”

该分析师还指出，通过尺寸标准形成同盟去“卡”住另一种竞争尺寸的阵营是国内光伏行业长久以来存在的现象，但这种同盟如今都是可能动态变化的。

21 世纪经济报道记者发现，目前，国内光伏企业宣布投建的新产能基本都以尺寸兼容至 210mm 为主，这为未来更大尺寸做了准备。以 182 组件阵营的晶澳科技为例，该公司今年 10 月底正式投产的义乌“10GW 高效电池+10GW 高效组件”项目产线便是兼容 210mm 以下。

没有永远的朋友，只有永远的利益。通威股份的“变阵”同样说明了这一点。

在近期宣布与天合光能合作投资 150 亿元光伏产业链项目之前，通威股份曾与隆基股份早在 2017 年便达成战略合作。

“尺寸之争，只是当前各大组件龙头现阶段选择的结果。”前述分析师认为，在如今资本实力大增的加持下，龙头企业不可能只押注在一种尺寸或技术上。

21 世纪经济报道 21 世纪经济报道 2020-11-24

BIPV 缘何“外热内冷”？

“都说 BIPV（光伏建筑一体化）拥有‘万亿级’蓝海，为何安装 BIPV 的建筑面积仅占我国既有建筑总面积的 1% 左右？”“虽然国家或地方一直在鼓励，为何市场却不温不火？”“新的 BIPV 时代，何时能真正来临？”11 月 15 日，在 2020 年第五届中国光伏产业论坛“BIPV 专题论坛”上，一位业内人士连发三问，引起了与会专家、学者和企业家的热议。

记者了解到，BIPV 作为一种极具前景的新兴光伏应用模式，在实践过程中面临诸多瓶颈，如建筑业主缺乏需求动力、安装分散资本难于形成规模、发电产权界限不清晰、前期电价补贴一直低于地面电站、光伏行业和建筑行业存在着严重壁垒等，导致推广遇阻。

政策力挺，市场遇冷

所谓 BIPV，是一种将光伏发电产品集成到建筑上的技术，即将光伏组件直接用作厂房屋顶、幕墙等建筑材料，将太阳能引入建筑行业，从而实现建筑节能。

BIPV 概念于 2006 年被提出，历经近 15 年才迎来发展“风口”。记者了解到，我国政府高度重视 BIPV，特别自 2009 年以来，相继出台了一系列推进 BIPV 发展的支持政策。

近年来，随着光伏组件成本快速下降以及建筑节能呼声日益高涨，以 BIPV 为代表的“光伏+”模式越来越流行。

但实际上，记者在采访中了解到，BIPV 和地面光伏电站相比，在保温、防火、采光等方面约束较多，加之其主要应用在单栋建筑上，难以形成规模效应，从而导致资本投资积极性普遍不高。

有行业研究机构测算，我国“十三五”期间每年完成 8.4GW 的建筑安装，但仍主要以 BAPV（在现有建筑上安装光伏发电系统）为主，BIPV 在其中占比不足 6%。“粗略估算，当前，BIPV 所覆盖建筑面积仅占我国既有建筑总面积的 1%左右。”中国建筑科学研究院教授级高工何涛告诉记者。

政策标准体系不健全致 BIPV 难以形成合力

BIPV 本应是朝阳行业，为何市场遇冷？

记者采访中了解到，其根本原因还在于在我国 BIPV 对政策依赖性较强。虽然政府对 BIPV 一直持积极支持态度，但政策体系整体建设还存在很多不完善之处。

国务院原参事石定寰前不久就曾指出，现阶段我国 BIPV 支持政策导向更趋于宏观性、号召性，缺少具体操作指南。

加之当前我国 BIPV 标准体系建设严重缺失，“因缺乏统一的产品标准、安装标准、验收标准，导致 BIPV 在实用性、安全性等方面往往难以获得市场认可。”江苏中信博新能源科技股份有限公司副总裁周石俊亦指出。

此外，由于 BIPV 横跨建筑、光伏两个行业，行业融合度对其发展至关重要。全国工商联新能源商会常务副理事长史利民指出，因光伏行业和建筑行业缺少合作机制和沟通平台，二者很难达成共识，一定程度上阻碍了 BIPV 的推广和发展。

中国建筑设计研究院有限公司太阳能建筑技术研究所所长鞠晓磊亦曾公开表示，BIPV 在实际建设过程中，光伏企业介入往往滞后，因与建筑设计方缺乏必要的沟通，在设计阶段就需要频繁返工，“不少光伏企业为了满足最后的设计效果，往往需要反复修改 20—30 次”，从而大大增加了项目施工难度，也给光伏构建企业带来很大困扰。

需借政策东风 以需求为导向、探索多方协同

虽然 BIPV 面临多重挑战，但业内仍普遍看好其发展前景。

BIPV 是解决近零能耗建筑用电用能需求的关键技术，契合了绿色建筑的发展潮流，代表了城市和建筑能源发展的未来趋势。

记者了解到，对中国 BIPV 产业来说，工商业屋顶是主战场。根据市场机构统计数据，全国现有工商业（含公共建筑）屋顶可安装光伏总面积约 60 亿平方米，立面约 16 亿平方米，合计近 80 亿平方米，如果全部建设成 BIPV，共计可安装 1100GW，相当于 5.5 万亿元的潜在市场。

特别近两年来，为积极推动 BIPV 发展，从中央到地方更是频传政策利好，为 BIPV 发展持续注入新动力。

如 2018 年 8 月，我国开始实施《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》，从制度上定义了 BIPV 的安全指标及操作规程，开启了 BIPV 的规范化发展之路；2019 年 9 月，国家推出《近零能耗建筑技术标准》，打开了 BIPV 新窗口。同年 11 月，国家发改委公布《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，在新能源大类中，BIPV 组件设计与制造被列入了第一类鼓励类别中。

据透露，目前，致力于有效提高建筑光伏幕墙的安全应用及设计合理性的《光伏幕墙应用指南》也正在加快编制中。

以北京为例，就在 11 月 18 日，该市三部门联合下发《关于进一步支持光伏发电系统推广应用的通知》，将 BIPV 建筑给出了明确的补贴标准。

那么，BIPV 如何借力政策“东风”，实现真正腾飞？多位业内人士一致认为，在完善标准体系建设基础上，国家还应大力推动 BIPV 示范项目建设，以此探索推动有效打破光伏行业与建筑行业壁垒，使二者实现有机融合，高效协同推进 BIPV 发展。

与此同时，在住建部中国建筑金属结构协会光电建筑应用委员会副主任章放看来，国家应该致力于发挥碳排放权交易、绿色电力证书交易、可再生能源消纳配额等相关政策的积极引导作用，推动 BIPV 发展从政策依赖向需求导向转变。

而对光伏企业而言，“拥有全生命周期、多场景应用、一站式解决方案的高性价比产品，才是占领市场的关键。”在周石俊看来，企业必须想方设法通过提升产品核心竞争力，来获得市场，并引领市场，以此促进 BIPV 行业蓬勃发展。

本报记者 张胜杰 中国能源报 2020-11-23

“十四五”分布式光伏发展潜力巨大！发展模式需要再思考

从萌芽到成长，再到发展壮大，“分布式光伏”在靠近聚光灯、在被认可的道路上走的很不容易、走的很艰辛！好在，一路走来，一大批光伏企业、光伏从业者，乃至行业研究者们仍然非常看好分布式光伏的前景和未来！

11 月 26 日，在第四届分布式光伏嘉年华会议上，国际能源网记者发现，很多参会企业代表、演讲嘉宾们将关注点放在了分布式光伏增长空间、市场预期以及未来发展模式等问题的探讨上。以往几百人的大会上，大家会把交流分布式光伏发展的掣肘问题作为一个重点，并加以对行业的一些呼吁，此次则不同，大家更多的在探讨分布式光伏发展与继续壮大的问题。

这说明什么？说明分布式光伏已经逐步走向成熟，已经得到了社会的广泛认可。与此同时，大家都相信它有广阔的发展空间。正如中国光伏行业协会副秘书长王世江所说，在“碳中和”大目标的引领下，分布式光伏将成为其中不可或缺的重要组成部分。

“十四五”分布式光伏发展潜力巨大

在光伏行业积蓄多年的规模发展和技术突破的作用下，“十四五”期间，我国光伏将正式迈入“平价”时代，伴随着无补贴时代到来，分布式光伏将迎来怎么样发展前景？

最近几年，我国分布式发展成效非常显著，主要体现在两个方面：一是分布式光伏是所有分布式电源中市场发展显现度最高的，目前累计装机将近 70000 万千瓦；二是分布式光伏在国内光伏市场份额也在不断增加，从今年前 9 个月的数据来看，新增装机占比达到了 46%，分布式在全部光伏发电量中占比 20%。

今时不同往日，分布式光伏的装机量和发电量在光伏总市场中已经占有一席之地，已经不再是光伏发电形式里的配角。最近，“碳达峰、碳中和”目标的提出是非常重要的顶层设计，对整个能源的发展都有着深刻意义，在这一目标实现的过程中，可再生能源将发挥至关重要的作用。

国家发改委能源研究所可再生能源中心研究员时璟丽强调：“在宏观大局势下，分布式光伏市场前景广阔”。她对分布式光伏发电的成本及下降的潜力进行了测算，到今年二季度，光伏电站系统成本就已经差不多可以达到 3.5 元/瓦左右的水平，已经在大部分的地区可以实现平价。

“如果剔除市场供需的短期影响，分布式光伏的系统成本未来还有比较大的下降空间”，此外，随着储能成本的快速下降，就分布式光伏而言，分布式+储能在终端侧的应用已经具备经济性和可能性，尤其是最近储能的价格下降很快，分布式光伏和储能也正在通过自身的优势、通过优势商业模式解决现行消纳和用电的问题。

从资源条件的角度，国网能源研究院新能源与统计研究所高级工程师冯凯辉称，2025 年我国分布式光伏技术可开发潜力为 12.9 亿千瓦，2030 年我国分布式光伏技术可开发潜力可达到 15 亿千瓦。

毋庸置疑，“十四五”将是分布式光伏发展的又一个转折点，分布式光伏将在“十四五”期间真正迎来爆发。行业专家王淑娟老师做出预测，“十四五”期间分布式光伏总装机预期达到 100GW 以上，相对于十三五有 40%以上的增长。

下一步：

分布式光伏发展模式深层次探索与思考

“我们现有的能源系统在‘碳中和’的时代背景下，未来以光伏为代表的清洁能源将逐渐替代化石能源，成为社会发展的主力能源”，江苏固德威电源科技股份有限公司董事长黄敏如是说到。

光伏清洁能源发展大势所趋，分布式市场潜力巨大。然其背后，我们不得不深刻思考，当补贴逐渐消退，B 端的经销商、集成商和安装商们如何持续发展，逐渐燃起希望的 C 端普通用户如何继续信赖分布式光伏，头部光伏企业们该以何种方式继续拓展市场并保持领先性？

时璟丽抛出了一个这样的判断：分布式光伏平价以后，扩展应用场景是扩大市场规模的关键点。“十二五”期间我们一提分布式仅仅想到的是建在屋顶上，现在分布式光伏发电可扩展的应用领域更大，像火车站、机场、铁塔、基站都已经有了相应的应用。

单单长三角三省市（上海、江苏、浙江）分布式光伏发电的应用潜力就超过了 2 亿千瓦。因此，时璟丽认为，提升和完善商业模式是平价光伏时代分布式光伏发展的重点。

上个月世界银行支持的“三网融合”项目刚刚启动，要融合能源网、信息化和公路网，希望在高速公路的两侧服务站应用分布式可再生能源的系统，时璟丽的团队测算，如果高速公路 20%能够得到应用的话，分布式光伏的应用潜力至少在 7000 万千瓦以上，并且这样的电力还具有消纳空间，可以就地消纳，也可以直接进行终端售电，进而实现非常好的经济效益。

除此之外，在对经销商、集成商和安装商们的一系列调研中，我们发现，他们中有三分之一也已经开始思考下一步业务发展模式的问题。在发展模式这个问题上，从行业内来看，正泰新能源的模式和思路是比较清晰且成效显著的。

浙江正泰新能源开发有限公司总裁陆川表示，“正泰在户用业务上是通过向居民销售系统和向居民租赁系统两种模式的创新，使得我们帮助百姓享用了光伏的红利”。截止到目前，正泰户用光伏装机累计超过 30 万户。

在会上的诸多演讲中，国际能源网记者发现，不仅思考户用光伏的发展模式，很多企业也在并行考虑工商业分布式的市场。

陆川分析，今年前三季度全国总装机工商业分布式才累计 3.4GW 的主要原因是：1.隔墙售电和绿证市场未完全放开；2.受疫情影响企业的经营出现不确定性；3.国家政策倾向进一步降低工商业电价，导致存量收益受影响；4.2020 年工商业分布式光伏竞价补贴上限为每千瓦时 0.05 元，较 2019 年下调 50%，影响增量项目投资积极性。

即便如此，展望未来，不论是户用还是工商业，分布式光伏依然依然发展潜力较大，在“十四五”期间具备很大成长空间，与此同时，新业态下的新发展模式，确实是行业探索的又一重点。

时代的车轮滚滚向前，分布式光伏发展的道路上挑战与机遇并行。日前，北京市发展改革委与市财政局、市住房城乡建设委联合印发了《关于进一步支持光伏发电系统推广应用的通知》，明确鼓励全社会积极应用光伏发电，重点在民生、工商业、乡村、基础设施、公共机构等领域实施六大阳光工程，其中度电补贴最高 0.4 元/千瓦时，补五年。

这是在国家补贴逐渐褪去，地方政府支持分布式光伏的开端。与此同时，分布式光伏的系统成本逐年降低，这也让“十四五”期间分布式光伏发展有了更多想象空间。

国际能源网 2020-11-28

天合光能推出高功率分布式组件

本报讯 实习记者董梓童报道：日前，天合光能发布了针对分布式市场的高功率组件新品“至尊小金刚”。该产品选用了 210 毫米尺寸电池，功率超 400 瓦，在相同屋顶下发电量可提升 10%—23%。同时，相比其他组件，“至尊小金刚”更加环保，由于采用了木质和纸箱包装，可实现完全回收。

根据计划，天合光能“至尊小金刚”预计将于明年 1 月正式量产出货；2021—2032 年，该产品产能将突破 5 吉瓦、10 吉瓦和 15 吉瓦大关。

仲新源 中国能源报 2020-11-16

中国光伏：绝境中的逆袭

十年前，一场“盛世泡沫”让光伏产业“饿殍遍野”。近十年来，它痛定思痛，如今再次登上了世界的顶峰。很少有一个产业经历过像它这样过山车一般的发展轨迹。今天，当我们面对世界诸多不确定性的时候，当国家提出双循环经济发展新格局的时候，有人说，中国的光伏产业就是双循环发展最典型的范例。

光伏产业突破“三头在外”短板的“四大攻坚战”：扩大内需，优化供给，突破装备，拓展海外。

有人说，世界上有三张闪亮的名片来自中国，这三张名片都属于中国的光伏领域：中国光伏制造业世界第一；中国光伏发电装机量世界第一；中国光伏发电量世界第一。

时至今日，隆基、通威、天合和阳光电源都已成为行业龙头。

现在，四家光伏企业市值总和接近 5000 亿。

同时，中国所有光伏上市企业的总市值接近 19000 亿。

从“三头在外”，到“三个世界第一”，短短十年间中国光伏产业经历了怎样的“过山车”？从扩大内需到优化供给，中国光伏企业如何实现了“凤凰涅槃”？11 月 21 日 21:30CCTV2《对话》为我们带来答案！且听四位光伏大佬分享那些年一起追过的光伏事业。

央视《对话》栏目嘉宾阵容：

刘汉元 通威集团董事局主席

高纪凡 天合光能董事长

钟宝申 隆基股份董事长

曹仁贤 阳光电源董事长

李俊峰 国家气候战略中心学术委员会主任

王勃华 中国光伏行业协会副理事长兼秘书长

徐洪才 中国政策科学研究会经济政策委员会副主任

嘉宾发言摘录：

通威集团董事局主席刘汉元：

老的行业是解决我们吃的绿色能源，新的行业是解决我们用的绿色能源，从这个角度来讲，这个行业有巨大的空间，值得我们大家去投资、去努力。

从这一种产业链的支撑来讲，光伏发电输出的等效的这种电力能源，如果用在我们的电动汽车，我们知道汽车占能源当中的消耗占我们石油消耗量的 70%以上，如果我们以电动汽车的能源消耗的成本和内燃汽车烧汽油烧柴油的这种成本相比的话，我们现在实际上电动汽车的能源消耗成本只有用油的 1/3 到 1/4。如果从这个角度去看，事实上中国光伏发电等效的这种能源使用成本大约只相当 10 元钱不到的一桶(石油)美元的这种油价。如果我们在有条件的地方，利用我们的国土面积来输出清洁能源，事实上我们可以大部分节约石油的这种进口，减少石油的消耗，节约外汇的支出，同时实现能源的清洁转型。

十年前，很多关键原材料在外，关键设备在外，90%以上的市场在外。十年后的今天，中国的高纯晶硅产量成全球第一，占全球大概65%以上的产量，电池组件占全球70%以上的产量。麦肯锡的研究报告把中国和美国在全球有领先、有竞争力的各项产业进行了比较，做了个圆饼图。中国的光伏行业、光伏产品是麦肯锡认为中美之间中国绝对领先的产业，是中美之间唯一一个顶满饼图外框的产业。所以整个行业的同仁们，真正回想十年前的状况和现在今天中国光伏行业所取得的地位的话，大家心里面会有一种特别的自豪感。

2008-2010年，欧美日韩对整个中国实行技术封锁，工艺包、数据、专利等等，对此进行严格的保护。在这样一个过程中，整个产业受核心原材料的制约极其明显。

设备这个环节，2010年以前，我们拿电池环节来举例，90%以上的设备是日本的、德国的、意大利的、美国的为主。我们国内的设备基本上是零零星星，零头不到10%。如果我们现在去看，还存在着2010年前后建成的电池生产线90%以上都是国外的设备。现在如果我们要去看，国内的设备接近占了百分之百，成本只有进口设备的三分之一不到。产品的提升、技术服务改进的速度比它们快。所以到现在为止，就是德国的设备、意大利的设备同样价格的时候，我们国内的生产线，都愿意选择国产的设备。

2010年前后，欧洲大部分进口中国的组件，2011年、2012年它们开始“双反”，中国出口的组件大幅下降。可是反了六年、七年以后，欧盟总体总结，并没有保护起欧洲的生产产能，反而影响了欧盟的低碳化、清洁化转型的进程，所以欧盟委员会在2018年9月3号宣布取消对中国产品的“双反”，很多中国产品以质优、价廉、规模大、产品质量也高，然后价格全球领先，重新又进入欧洲市场，这一点对我们进一步拓展国际市场应该有很大的一种底气和支撑。

我们总书记2020年9月22日在联大会议上表态和承诺以后，10月份日本宣布2050年实现碳中和，随后三天韩国宣布2050年实现碳中和，所以全世界几乎190多个签约国之间大多形成共识，这对国际上的这种能源转型的推动，对中国发展过程当中如何实现可持续发展，对人类的生态发展、环境保护作出更大的贡献。道义上、经济上、产业发展上、内循环、外循环上，可以说都是很多很多的加分项。总书记这次表态，又一次向全世界发布这种冲锋令，全人类齐步跨进可再生能源、清洁发展、可持续发展、生态发展的新时期。

过去的两年到三年，我们每年非化石能源增加1到1.5个百分点，“十四五”期间如果我们稍微积极一点的态度，很有可能每年会增长1.5到2个百分点的这样一种可再生能源比例。如果从这样一个发展曲线去看，十年、二十年、三十年做到碳中和，它还在加速，应该有可能按期实现，或者是提前实现，因此不仅仅前瞻性上占道义上的国际制高点，经济上完全有产业的这种物质基础作为支撑和保障，是值得我们大家共同为之努力的。

隆基股份董事长钟宝申：

光伏在过去这一年、两年得到全社会的关注，得到资本市场的关注。更重要的是，一方面是对中国经济发展的一个看好，另一方面是对我们光伏产业发展的看好。

在过去我们跟海外的一些供应商在合作，相对来讲，大家交流一次，都要几个月的时间，但是中国企业之间，上下游完全打通之后，相互之间的交流，只需要一周或者两周。所以这个循环，一下子就加快了。所以中国在产业的领先不是偶然的。

在进入光伏领域之前，我就是做装备的。所以进入光伏领域之后，我们确实看到了中国光伏产业，整个光伏制造从硅料、硅棒、硅片到最后电池组件全盘进口设备。就拿切片来讲，中国是从2009年开始会做切方机，这个我也是参与者，因为在2006年，我就牵头成立了大连连城数控，就是看到了这种太阳能光伏的蓬勃发展。我们装备全部依靠海外的一个现实，我们希望取得突破。所以当时就找了一些大连做机床的专家在一起，我来牵头出资来做，先从最简单的开方机做起，但是开方机当时也是从海外进口，那么从2006年-2009年开发出来。接下来我们开始攻克切片机。切片机当时在中国完全没有任何认知，它就像一个很粗的玻璃棒，我们要把它切得和纸一样薄的这样的硅片。但是大家如果没见过这个设备，都觉得这个根本想不出来加工办法，它其实就是一种我们叫线切割

的设备，那就是瑞士和日本在做。这时候连城数控开始进入，也有其他家进入。从 2006 年一直到 2012 年开始出设备，这时候主要还是处于跟随、模仿、创新阶段。到了 2015 年，已经可以并驾齐驱了。这时候中国的产品已经体现出来了相同的能力，但是更快的服务、更低的成本。到 2015 年之后，随着技术的升级，那么进入到金刚线的切割时代，这时候中国的企业和瑞士，和日本的企业已经是同台竞技了。等到产品出来的时候，到了 2017 年、2018 年这个产品完全在市场扩展的时候，海外的设备已经完全消失了。所以中国已经全面领先了。

中国光伏应该说最早它的起步，就是从海外市场起步的，所以这不同于其他产业，它有一个非常好的基础。刚开始我们就对应了全球的高质量、高标准。从海外市场开拓来讲，我认为有两点非常重要，第一点就是做好自己的事，就让它感觉到用你的产品，它得到的好处最多，如果不用它就吃亏了，我认为这是你拓展海外的时候最根本的一点，第二点就是本地化，那就是说，我们在给海外市场服务的时候，能够更加贴近它的市场，大家能够有更多的共鸣。

全球的光伏竞争是非常激烈的，即使像中东的沙特、土耳其、俄罗斯，它们都有支持本地制造的政策，给予本地制造一个更好的价格和一个更好的保护政策。但目前的现状，中国的光伏产业仍然一枝独秀，中国形成了完整的产业链，实际上中国光伏产业的领先优势正在快速扩大。

阳光电源董事长曹仁贤：

对于“扩大内需”，我这个体会比较深的是，实际上扩大内需是两方面的，一方面我们要培育市场，另外一方面我们的制造业，我们的创新能力，我们的技术研发能力必须跟得上，否则国家给你做好了顶层设计，你自己做不出来，那也没有用。所以这是一个相互守望的、相互耦合的一个过程。这十年深刻吸取了我们“三头在外”的教训，当“三头在外”的时候，我们是什么都是受制于别人。所以在这个产业演化的过程当中，我们企业界还有我们国家政府部门都做了大量的思考，如何来推动我们国内的市场，如何来推动我们企业自主创新、替代进口，实现真正自主知识产权的这个过程，首先是国内市场大的激发，取决于我们顶层的制度设计，加上企业努力两方面得来的。

国家从各个方面的政策给予引导，给予刺激。特别是我们在可再生能源领域我们国家给予的一些电价的补贴，这些补贴从今天来看，看上去它是扩大内需，本质上它是让我们快速降低成本。内需的扩大，使我们的企业一方面有了市场，另外一方面还是由于我们中国企业真正的低成本创新的能力，这种能力使得我们能够满足已经扩大的了的内需的市场的需要，使我们能够这几年逐步把我们的化石能源的比例降下去。内需的扩大，实际上就是我们企业创新、自主能力提升一个交错的过程。

天合光能董事长高纪凡：

实际上光伏产业作为在二十一世纪一个既是低碳产业，也是一个未来能源的方向，全世界也包括美国、欧洲、日本这些发达国家，都在争抢这个产业发展的主导权，在这个过程中，两件事情可以说明，第一件事情，实际上早期是它们发展得好，当然后来我们通过科技创新、成本下降，我们的竞争力起来了。在这种情况下，这些国家为了阻止像天合光能这样的中国企业竞争它们占领的市场领先地位，就采取了一次又一次的贸易保护，不管是一次双反、二次双反，实际上目标就是要阻止我们在它们市场争夺它们的市场主导权，以及和它们产业竞争。扩大国内市场和成本下降以及技术创新，实际上是三位一体的，相互协同关系。

2060 碳中和，简单来讲，就是那个时候，整个我们中国的碳排放是零。现在的煤、天然气、石油将全部被淘汰，全要靠以太阳能为主的可再生能源作为未来能源的整个的主力。在这个里面可以说，既有巨大的前景未来四十年，但是更需要通过技术创新，怎么让光伏这样一个能源能够最后成为这个行业的主力，实际上包括储能、氢能等技术都要起来。这个里面又给我们这些创新的企业带来了一种新的兴奋。

中国光伏行业协会副理事长兼秘书长王勃华：

实际上这三个世界第一的内涵是十分丰富的，中国的新增装机市场，已经连续七年世界第一了，而且没有往下走的态势，中国的累计装机量，已经连续五年世界第一了，还会继续走下去。中国的光伏电池组件的产量，连续十三年世界第一。

有人说“光伏产业的世界第一名不副实”，我认为这个完全没有道理，因为这是我们中国的光伏产业拼搏出来的，而不是人家让出来的。为什么这么说？事实摆在那儿，因为这些产业都是人家先干的，而且都是发达国家先干的，15年前我们的电池组件的产量只是日本的1/5，我们的产量排在日本、美国，排在欧洲后头，但是后来我们一步一步地大家拼搏奋斗，最后战胜它们，把市场从它们那里拿过来了，我们变成了世界第一。

“双反”的结果是怎样的？2011年，我们光伏产品的出口额225亿美元，至今为止这是我们最高的一个点；到了2012年，我们一下子降到127亿美元，近乎腰斩，这个打击是相当沉重的。所以使得很多企业就做不下去了，所以当时有很多企业破产，对行业带来非常沉重的打击。这个教训是非常沉痛的。那么反思一下，第一点是我们的基础，因为我们这“三头在外”有两头是要进口的，一头是设备，一头是原料，这两块都是基础，一个产业如果没有基础，那是无本之木，无源之水。我们那个时候就是没有基础，我们的产业链不完整，所以我们得到的反思就是，我们一定要把基础抓在自己手里，所以我们通过企业各方面的共同努力，我们终于攻克了多晶硅料等，包括一些设备的难关，这样我们光伏的成本才快速下降。

在内需这个市场，这个舞台搭好之后，在优化供给这方面最主要最突出的就是中国的光伏产业，就是我们的技术创新。而且中国的光伏产业的技术创新有一个特点，它是全产业链的创新。所以我的体会就是中国的技术创新，光伏产业的技术创新越来越活跃了，是历史上最活跃的几年，特别是最近的两年，基本上这几年，我们每年的光伏产品的转换效率都以0.3-0.5个百分点来提升。我们现在主流的企业电池转换效率已经在22.4%-22.5%，领先企业已经接近了23%。这个发展非常快，以前在美国国家可再生能源实验室的最高转换效率纪录里边见不到中国企业的身影，但是这几年不一样了，我们现在已经有19项纪录了，而且我们有4项至今还在保持着。而且这19项里边有14项就是最近这两年之内出来的，所以这几年的创新非常活跃，真正地做到了扩大内需、优化供给。所以我们的潜力和我们实际做的工作都体现在这里面了。这样下来以后，一个我们转换效率提升了，再一个成本也下来了，更有利于我们扩大内需了。

我们的海外市场跟以前没法类比了，以前我们说的90%也好，95%也好以上出口，那个时候是一个什么情景呢？集中度非常高。我们出口的方向大部分是欧洲，欧洲的大部分是德国，所以一个国家一“打喷嚏”，我们跟着就“感冒”了，就是这样一个情况。现在不一样了，现在集中度在迅速地下降。我们统计了一下，现在全世界GW级以上这样大的市场的国家和地区已经超过16个，所以不是过去那种非常集中的现象，这个实际上对于国际市场的稳定度得到了大大的提升。所以我们在海外市场应对也相对比以前稍好，压力小一些，有一种东方不亮西方亮，此起彼伏的这样一个感觉。

国家气候战略中心学术委员会主任李俊峰：

当2008年金融危机来的时候，许多国家对光伏的支持减缓了，中国可以这样说，从疫情这个角度也可以看得出来，它是个韧性很强的一个经济体，为什么这么说？当金融界放弃的时候，地方政府在支持，中央政府在支持，企业家在努力。很多光伏企业都坚定不移地走过来了，熬过了那一段至暗时刻。

大家都看到了光伏，我们技术的进步，有我们努力的部分，但是所有的光伏行业应该看到这一点，由于我们光伏产业的蓬勃兴起，全世界的光伏创新的团队都为中国产业在服务。所有的人、所有的技术都给你提供。比方说隆基，我需要什么技术，不光是隆基的团队在研发，全球的团队知道隆基需求这样的技术，我给你做这样的研发，我给你提供那样的服务，这是一个很好的局面，我们要利用好这个局面。没有哪一个说我先进的光伏技术，我不想给隆基，不想给天合，不想给中国的光伏企业，那它就没有用武之地。就是你自己强大了，你是真正这个市场的主宰，如果你不是这个市场主宰的时候，你就没有这种机会。

光伏行业的发展，虽然吹的是冲锋号，但是它不是一个百米赛跑。它是一个马拉松，达峰要十年，碳中和要四十年，所以大家应该锲而不舍地去努力！

中国政策科学研究会经济政策委员会副主任徐洪才：

中国是一个制造业大国，经历了一个艰辛的发展过程。咱们中国的改革开放之初的时候，制造业发展起点是非常低的，主要是来料加工，两头在外，搞这种代工、贴牌，所以赚的是一点辛苦费、血汗工资，是低端位置。所以讲的我们这个所谓“三头在外”起点很低，其实最核心的一个就是技术在外，你没有技术，你有原料，有市场，有设备，你没有可持续的竞争力。所以在技术创新这一块，各行各业特别是制造业，我们大家付出了很多的辛劳。在这个发展的过程当中，我们也通过学习、模仿、借鉴，最终走向了自主创造、创新。在这个过程中有很多行业，其实表现也是不错的，比如说像汽车行业，支撑“铁公机”领域的是这个机械工程的制造业。光伏产业实际上是其中的一个代表，而且应该说给咱们中国人长脸了，也是为我们未来的制造业的发展树立了一个榜样。

(中国能源网根据网络及视频整理)

中国能源网 2020-11-23

高效 PERC 单晶硅太阳能电池局部背表面场的工艺研究

目前，钝化发射极和背面电池(Passivated Emitter and Rear Cell, PERC) 技术已成为光伏行业中提升晶硅太阳能电池转换效率的主流高效技术。PERC 技术是通过在硅片的背面增加一层钝化层(氧化铝或氧化硅)，对硅片起到钝化的作用，可有效提升少子寿命。为了防止钝化层被破坏，影响钝化效果，还会在钝化层外面再镀一层氮化硅层[1-3]。PERC 技术中引入的背面钝化可将电池背表面载流子的复合速率降至 50 cm/s 以下[4]，表面悬挂键降至 $10^{11} \text{ eV} \cdot \text{cm}^2$ 以下[5]，因而可改善电池背面复合，提升电池的少子寿命。此外，PERC 单晶硅太阳能电池的背面叠层钝化膜起到了背反射器的作用，可将更多的长波长的光反射回电池，从而提升电池的长波响应。但是由于 PERC 单晶硅太阳能电池的背钝化层为绝缘层，无法与铝背场形成电极通路，因而，需要通过激光在硅片背面开槽，形成 PERC 单晶硅太阳能电池的局部背表面场(local back surface field, LBSF)[6]。

现阶段激光开槽通常选用波长为 532 nm 的激光器，可将背面表层的一部分氮化硅层消融(这个过程也称为激光开槽过程)，之后在硅片的背面完成浆料印刷，并进行高温烧结。由于在激光开槽区域无氮化硅层的阻挡，铝浆可直接穿透钝化层和硅接触，并在高温烧结条件下，与硅基体形成铝硅合金，从而降低串联电阻，顺利导出电流。

背面激光开槽区域的面积(即钝化层被破坏的面积)对 PERC 太阳能电池的钝化效果有着决定性的影响，从理论上讲，激光开槽区域的面积越小，对钝化层的破坏就越小，少子寿命就越高，开路电压也就越高。但同时激光开槽区域的面积又不能过小，若开槽区域的面积太小，在高温烧结的过程中，铝浆无法完全渗透激光开槽区域，即无法将开槽区域填满，会形成所谓的空洞，那么空洞区域就无法形成良好的铝硅接触，会影响串联电阻和填充因子，继而影响电池的转换效率。

目前，行业内对 PERC 单晶硅太阳能电池背面激光图形的研究已有较多报道。黎剑骑等[7] 发明了电池背面采用直线开槽区和线段开槽区共存且直线开槽区和线段开槽区间断排列的激光开槽图形方式。郁东旺等[8-9] 发明了线段开槽与点孔开槽方式结合的图形，包括点孔与间断线段对应排列和错位排列的方式。这些图形均是为了保留更多的钝化膜区域面积，减少对背钝化层的破坏作用；同时，又能够改善因线段开槽所引起的铝硅接触电阻大的问题，从而提高了 PERC 单晶硅太阳能电池的开路电压和短路电流，进而最终提升了电池的转换效率。

本文对目前已有的激光图形进行实验验证对比，探索可使 PERC 单晶硅太阳能电池获得最佳电性能的激光参数设置和激光图形，并结合电性能的变化进行分析。

1 实验介绍

本文实验的原材料采用太阳能级掺硼 p 型金刚线切割单晶硅片作为衬底，尺寸为 $156 \text{ mm} \times 156 \text{ mm}$ ，厚度为 $180 \sim 200 \mu\text{m}$ ，电阻率范围为 $1 \sim 3 \Omega \cdot \text{cm}$ 。

共设计了激光速度和激光实线比的正交实验、不同激光开槽间距对比实验、电池的背电极激光镂空与激光填满对比实验 3 个实验。PERC 单晶硅太阳能电池的背面激光图形如图 1 所示。其中，d1

为相邻 2 条激光开槽线的间距； d_2 为激光扫描距离； d_3 为 1 个激光扫描周期距离。

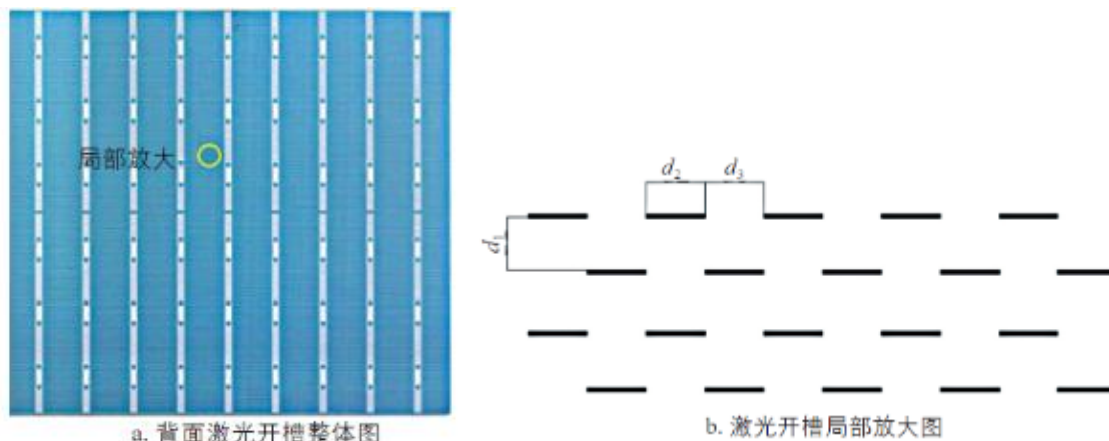


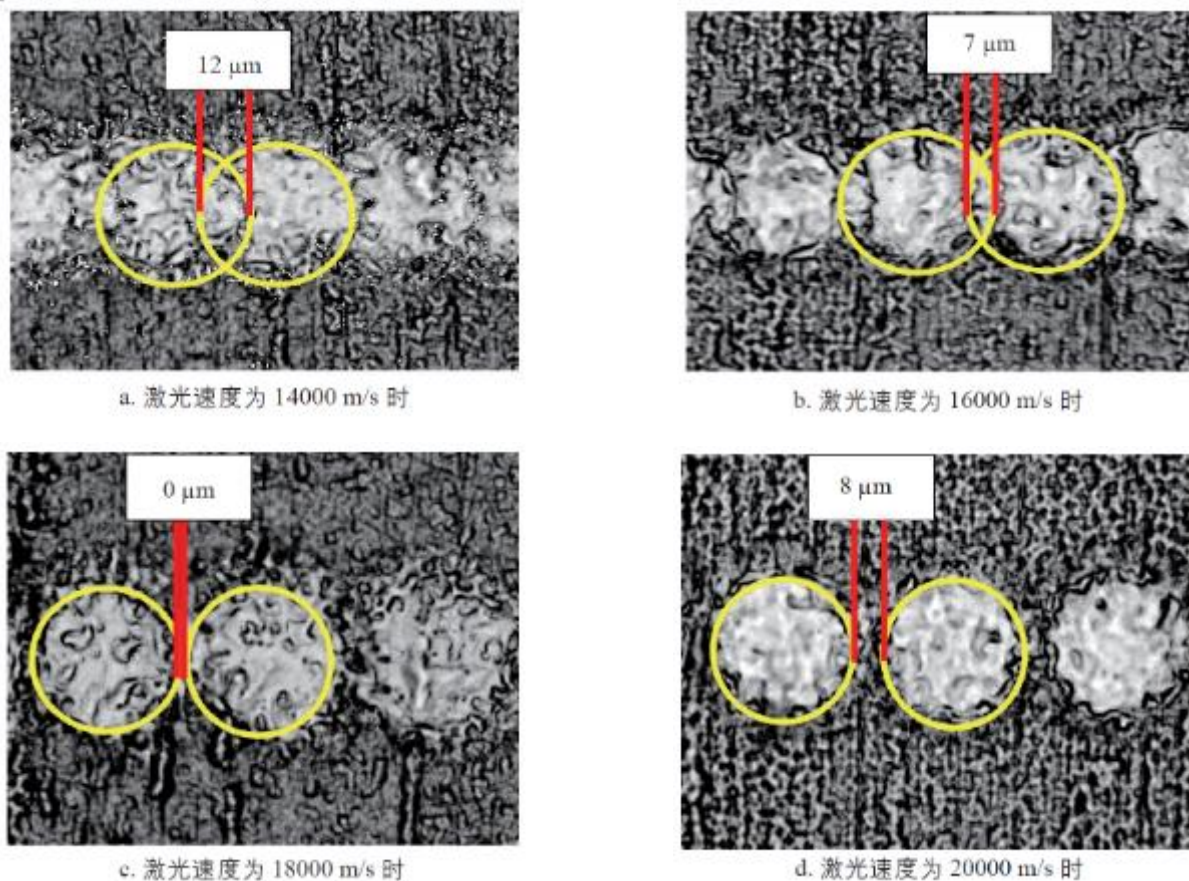
图 1 PERC 单晶硅太阳能电池的背面激光图形

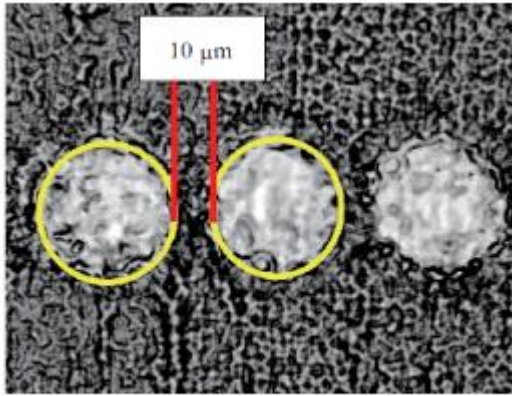
实验均采用德国 Halm 测试仪来表征电池的电学性能，采用奥林巴斯显微镜来观察硅片表面的激光光斑扫描形貌和电池的背面铝浆填充率变化情况。

2 实验结果与讨论

2.1 激光速度和激光实线比的正交实验

PERC 单晶硅太阳能电池的背面激光开槽位置的铝浆填充率会直接影响电池的转换效率，而电池的背面铝浆填充率由激光速度和激光光斑在电池背面扫描的实线比(下文简称“激光实线比”)这 2 个参数共同控制。激光实线比即图 1 中 d_2 与 d_3 的比值。激光速度会引起激光扫描光斑的间距发生变化，因而，激光速度的差异会造成激光光斑之间出现相交、相切和相离的状态。因激光速度变化产生的激光光斑位置变化如图 2 所示。激光光斑的位置差异对浆料印刷的填充会造成一定影响。





e. 激光速度为 22000 m/s 时

图 2 不同激光速度对应的激光光斑之间的位置变化形貌图

张金花等[10] 研究了不同激光速度产生的激光光斑位置关系与铝浆的延展腐蚀性能之间的匹配关系，结果表明：当铝浆的延展腐蚀性强时，对应的激光光斑位置为相离；当铝浆的延展腐蚀性弱时，对应的激光光斑位置为相交；当铝浆的延展腐蚀性适中时，对应的激光光斑位置为相切。激光速度与激光实线比直接共同影响了铝浆与硅基体的接触比例，从而影响了 PERC 单晶硅太阳能电池的接触电阻。

激光速度和激光实线比共同影响了铝浆和硅基体的接触比例，本文采用正交实验得出不同激光速度和不同激光实线比情况下电池背面的铝浆填充率的变化情况。

2.1.1 实验设计

激光开槽设备选用波长为 532 nm 的纳秒脉冲激光器，且激光扫描选用直径为 35 μm 的圆形光斑。如前文所述，激光的速度会影响激光光斑之间的距离，因速度差异可能出现光斑相交、相切和相离 3 种状态。因此，本实验中激光速度分别选择 14000、16000、18000、20000 和 22000m/s，激光光斑在电池背面扫描的实线比分别选择 10%、30%、50%、70% 和 90%。

对激光速度和激光实线比这 2 个参数进行正交实验，共计 25 个实验，其中每个实验选择 100 片实验电池。激光开槽后的 PERC 单晶硅太阳能电池经过丝网印刷和烧结工序后，再对烧结后的电池背面的激光孔洞铝浆填充率进行统计。通过正交实验的统计结果，可得出不同激光速度和不同实线比条件下电池背面的铝浆填充率。

背面铝浆填充率直接影响了电池的欧姆接触，从而影响了电池的填充因子和短路电流。铝浆填充率的计算方式为背面激光位置经过印刷烧结后，在激光位置处填满铝浆的激光光斑的数量与激光光斑总数量的比值。

然后再根据正交实验结果，选择背面铝浆填充率分别为 15%、25%、35%、45% 和 55% 时的激光条件设置，即对应的激光速度和激光实线比进行对比实验，每组实验选择 1000 片实验电池，共 5000 片实验电池。

本实验除电池背面的铝浆填充率不同外，其余各道工序的实验条件和控制标准均相同。

2.1.2 激光速度和激光实线比对电池电性能的影响

从图 2 的不同激光速度引起的激光光斑位置的差异可以看出，当激光速度在 18000 m/s 以下时，激光光斑处于相交的状态；当激光速度为 18000 m/s 时，激光光斑处于相切的状态；当激光速度大于 18000 m/s 时，激光光斑处于相离的状态。不同激光速度和不同激光实线比进行正交实验得到的背面铝浆填充率如表 1 所示，表中横向为激光实线比变化，纵向为激光速度变化。正交实验的结果是基于目前的产线和所使用的浆料水平这一前提下得出的。

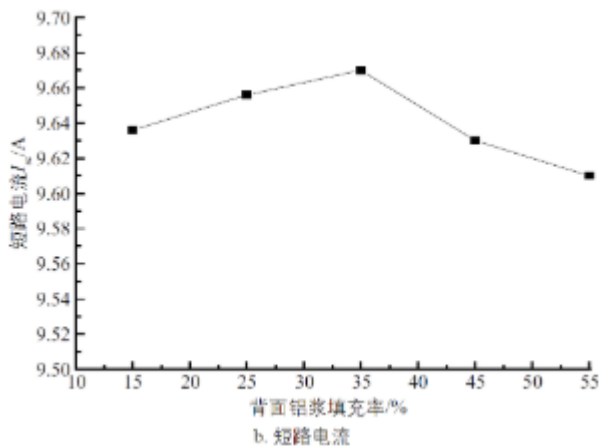
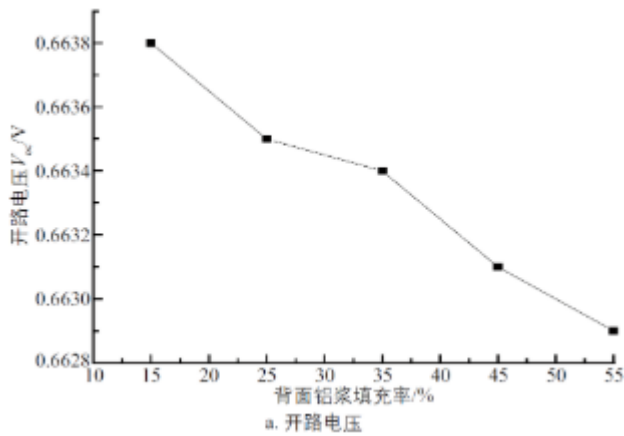
表 1 不同激光速度和不同激光实线比正交实验得到的背面铝浆填充率

Table 1 Filling ratios of back aluminum paste obtained by orthogonal experiments with different laser velocities and different laser solid line ratios

背面铝浆填充率 / % 激光速度 / m·s ⁻¹	激光实线比 / % 10	30	50	70	90
14000	16.67	28.67	47.39	63.81	68.50
16000	8.30	27.79	35.89	56.35	74.25
18000	5.56	25.66	32.40	58.76	63.75
20000	3.05	24.50	30.59	54.33	62.69
22000	1.58	23.61	30.00	46.20	60.37

从表 1 中可以看出，在激光速度确定的情况下，随着激光实线比的逐渐增加，背面铝浆填充率也在逐渐增加；在激光实线比确定的情况下，随着激光速度的增加，背面铝浆填充率逐渐降低。

根据表 1 中背面铝浆填充率的实验结果，选择 15%、25%、35%、45% 和 55% 这 5 组不同的背面铝浆填充率对应的激光速度和激光实线比进行实验电池的电性能对比实验。PERC 单晶硅太阳能电池在不同背面铝浆填充率情况下对应的电性能变化趋势如图 3 所示。



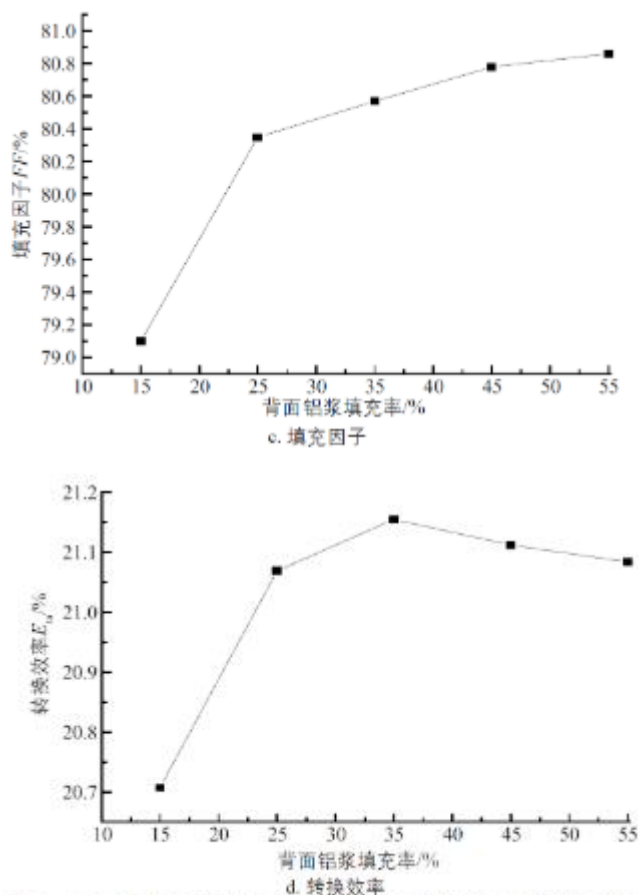


图 3 在不同背面铝浆填充率下，实验电池的电性能变化趋势

从图 3 可以看出，随着背面铝浆填充率的增大，电池的开路电压逐渐降低，填充因子逐渐增大，短路电流的变化幅度较小，电池转换效率呈现先增大后减小的趋势；当背面铝浆填充率较低时，填充因子和电池转换效率较小。经过分析发现，在电池各项电性能数据中，当背面铝浆填充率较低时，电池的填充因子明显较低，导致电池的转换效率较低。这是由于背面铝浆填充率的减小直接影响了铝浆和硅基体的欧姆接触，从而影响了电池的串联电阻，进而导致填充因子降低；当背面铝浆填充率增加时，相应的激光开槽的量增加，从而增加了电池背面的缺陷复合中心数量，引起了开路电压和短路电流的降低，尤其是开路电压的降低更明显。因此，要综合考虑开路电压和填充因子的变化，选择更有利于提高电池转换效率的背面铝浆填充率。

分析图中数据可知，当背面铝浆填充率为 35% 时，电池的转换效率较高；再根据表 1 中不同激光速度和不同激光实线比的正交实验结果，得到最佳激光设置组合为：激光速度选择 16000m/s、激光实线比选择 50%。

2.2 不同激光开槽间距对比实验

2.2.1 实验设计

在设置激光速度为 16000 m/s 和激光实线比为 50% 基础上，对激光开槽线之间的不同间距进行对比实验。实验以相邻 2 条激光开槽线之间的间距 d_1 (下文简称“激光开槽间距”) 为变量，将其分别设置为 975、1075、1175、1275 和 1375 μm ，研究不同激光开槽间距对电池电性能的影响，并确定最佳的激光开槽间距。实验选用 5000 片背钝化后的硅片进行对比实验，共分成 5 组，每组 1000 片。本实验除激光开槽间距不同外，其余实验条件和控制标准均相同。

2.2.2 激光开槽间距对电池电性能的影响

不同激光开槽间距对应的电池电性能变化趋势如图 4 所示。

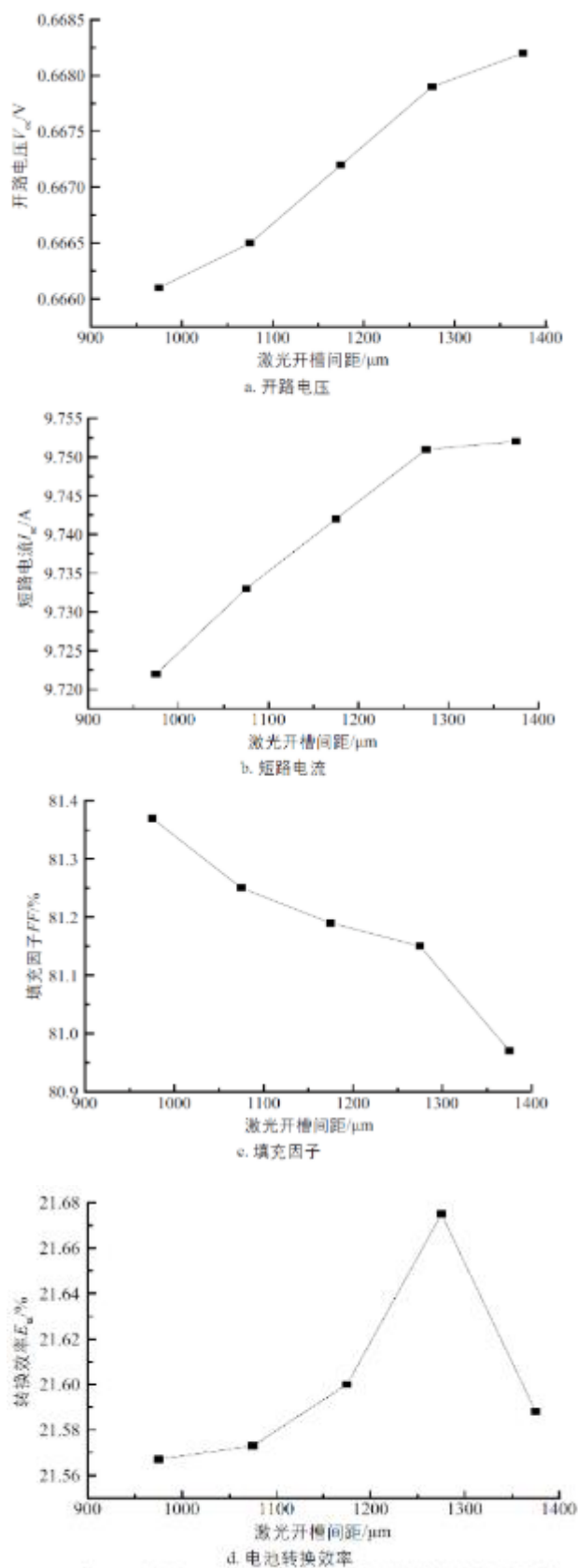


图 4 在不同激光开槽间距下，电池电性能的变化趋势

从图 4 可以看出，随着激光开槽间距的增大，开路电压逐渐增加，短路电流也逐渐增加，填充因子则不断降低。经过分析发现，开路电压和短路电流随激光开槽间距的增大而增大，这是由于当

激光开槽间距逐渐增大时, 电池背面的激光消融面积逐渐减少, 则电池背面的钝化面积相对地逐渐增加, 因而电池背面的缺陷复合中心逐渐减少, 从而导致开路电压和短路电流逐渐增加。当激光开槽间距不断增大时, 填充因子逐渐降低, 这是由于当激光开槽间距逐渐增大时, 电池背面铝浆与硅基体的接触面积逐渐减少, 从而导致串联电阻逐渐增加, 进而引起填充因子逐渐下降。因此经过综合考虑, 当激光开槽间距为 1275 μm 时, 电池的转换效率最佳。

2.3 电池的背电极激光镂空与激光填满对比实验

PERC 单晶硅太阳能电池背面激光开槽比例综合影响了电池背面的缺陷复合中心和电池背面欧姆接触, 因此为降低电池背面的缺陷复合中心, 需在不影响电池背面欧姆接触的情况下, 尽可能的降低电池背面的激光开槽比例。

2.3.1 实验设计

针对背电极是否被激光开槽覆盖设计了 2 组实验, A 组实验为背电极激光填满设计, 背电极被激光开槽覆盖, 即在背电极位置进行与其他位置相同的激光开槽设计; B 组实验为背电极激光镂空图形设计, 即在背电极位置未进行激光开槽, 未被激光开槽覆盖, 处于镂空状态。每组实验选择 5000 片硅片, 2 组实验除背电极位置激光开槽设计存在差异外, 其余实验条件和控制标准均相同。

2.3.2 电池背电极激光镂空与激光填满对电池电性能的影响

背电极激光填满和镂空时, 电池电性能的变化情况如表 2 所示。

表 2 背电极激光填满和镂空时, 电池电性能的变化
Table 2 Changes of solar cell electrical properties under the back electrode laser filling and hollowing out

参数 实验组	V_{oc}/V	I_{sc}/A	$FF/\%$	$F_{sc}/\%$
实验 A	0.663	9.636	80.81	21.13
实验 B	0.663	9.656	80.80	21.19

从表 2 中可以看出, 当电池的背电极为激光镂空图形设计时, 相比于电池背电极为激光填满设计时, 短路电流有所增加, 但是填充因子会略微降低。这是由于银浆烧结穿透钝化膜的能力强于铝浆对背面钝化膜的穿透能力, 当电池背面背电极为激光镂空图形设计(即在背电极位置未进行激光开槽)时, 相对于背

电极激光填满设计, 背表面的缺陷复合中心相对减少, 进而短路电流增加, 但是背电极位置的欧姆接触几乎不受影响。因此电池背电极采用激光镂空图形设计更有利于提高电池的转换效率, 转换效率的提升约为 0.06%。

3 结论

PERC 单晶硅太阳能电池背面激光开槽区域的面积(即钝化层被破坏的面积)对 PERC 单晶硅太阳能电池的钝化效果有着决定性的影响, 从而影响电池转换效率。本文通过对比不同激光速度、激光实线比和背面激光图形对电池电性能的影响, 探索出更有利于提高电池转换效率的激光工艺。根据实验结果, 电池背面铝浆填充率为 35%时, 可得到较高的电池转换效率; 同时, 根据正交实验反推, 激光速度最优选 16000 m/s, 激光实线比最优选 50%; 根据激光开槽间距的实验结果, 激光开槽间距为 1275 μm 时, 电池转换效率最佳; 根据背电极是否采用激光镂空的实验结果, 在电池背面背电极采用激光镂空图形设计的条件下, 电池的转换效率最佳。综合分析原因, 当激光开槽区域的面积越小时, 对钝化层的破坏就越小, 则缺陷复合中心就越少, 相应的少子寿命就越高, 因而开路电压也就越高。若激光开槽面积过小, 在高温烧结的过程中, 铝浆就无法完全渗透激光开槽区域, 会形成空洞, 而空洞比例的增加会导致无法形成良好的欧姆接触, 从而影响串联电阻, 导致填充因子降低, 继而影响电池的转换效率。因此, 要综合考虑各项电性能参数的变化情况, 选择最佳激光速度、激光实线比和激光开槽间距等参数设置背面激光图形。

需要说明的是, 该实验是基于目前的设备和浆料水平得到的实验结果, 随着铝浆烧结穿透能力的提升, 激光参数设置和激光图形可能会随之发生变化。

原标题:高效 PERC 单晶硅太阳能电池局部背表面场的工艺研究

太阳能杂志 2020-11-20

海洋能、水能

大规模发展抽水蓄能是当务之急

抽水蓄能领域需要解决三方面的问题：改善开发政策以及市场框架、制定环境评估标准、提升抽水蓄能项目价值。

近日，国际水电协会在其举办的行业论坛上指出，在全球储能需求日渐扩大的情况下，作为“老牌”储能主力的抽水蓄能电池系统应发挥更大作用。未来，该协会将联合社会各界共同推动抽水蓄能项目发展。在此次论坛上，总计 11 个国家的政府代表以及超过 60 家相关行业组织宣布，将在 2050 年前将全球抽水蓄能装机容量扩大一倍以上，为这一“历史悠久”的储能技术加速。

抽蓄装机增长缓慢

据了解，国际水电协会作为全球性的非盈利能源行业组织，目前有超过 80 个成员国以及超过 100 个行业合作公司及机构。该协会首席执行官 Eddie Rich 指出，抽水蓄能技术能够与风电、光伏技术有效结合，但由于缺乏政策支持以及资金投入，近年来，全球抽水蓄能装机增长十分缓慢。

事实上，抽水蓄能作为一种安全可靠的大容量储能手段，在过去的数十年里，始终是大型储能项目的主流选择。有数据显示，目前全球范围内抽水蓄能装机占总体储能的 94% 以上，是市场份额最为庞大的储能技术。

然而，也正因为其规模庞大，抽水蓄能项目近年来一直被初始成本高昂、建造时间长以及选址困难等发展瓶颈所困扰。在如今的储能市场，面对锂电池的强力攻势，抽水蓄能项目对投资的吸引力更是大不如前。

在此次论坛上，与会各界纷纷表示，为打破当前抽水蓄能行业面临的困境，将“提高对这一领域的支持力度、促进技术市场的技术交流”，进而共同推动抽水蓄能行业发展。

新建项目经济性待考

根据世界银行统计的数据，在全球范围内，抽水蓄能电站的平均成本预计在每千瓦时 106-200 美元，而锂电池储能的成本目前维持在 393-581 美元/千瓦时。因此，从单位储能成本上来看，抽水蓄水具有较大的优势。然而，在业内人士看来，这一成本优势对于投资商来说吸引力仍显不足。

能源资讯网站 GTM 援引美国能源部水电与海洋能主管 Alejandro Moreno 的话称：“如今建设新的抽水蓄能设施已经不是件容易的事了。”繁琐的项目审批流程、高昂的初始投资成本，都导致抽水蓄能项目的推进比较缓慢。

另外，有分析认为，抽水蓄能新增储能容量减缓的另一因素则是商业模式创新较少。以瑞士为例，此前，瑞士抽水蓄能电站通常在夜晚用电低谷时储存来自法国的核电，白天用电高峰时期再将电力出售给包括德国在内的周边国家，储能电站能够利用电价峰谷差实现盈利。然而，近几年来，德国电网中大量接入风电以及光伏发电，电力供应充足，瑞士储能电站提供的水电已不再是一个具有竞争力的选项。

最具成本优势的传统储能技术

作为“老牌”储能技术，抽水蓄能领域不仅需要解决“内部问题”，其“外部竞争”也不容小觑。从当前储能技术发展现状来看，近年来包括液态空气储能系统、熔融盐储能电池等新兴技术已吸引了各大投资商的眼球，这些技术也有望成为下一代大型长时间储能系统“主力”，甚至对抽水蓄能实现一定的替代。

面临诸多新兴技术的竞争，抽水蓄能要如何保住市场空间？

在国际水电协会的论坛上，专家普遍认为，抽水蓄能领域主要需要解决三方面的问题：改善抽水蓄能开发政策以及市场框架、制定环境评估标准、提升抽水蓄能项目价值。

Alejandro Morena 指出，抽水蓄能是目前最具有成本优势的大型长期储能技术，对于维持电力系

统可靠性以及稳定性有重要作用，尤其在大量风电以及光伏电力接入电网后，这一技术将变得更加重要。“抽水蓄能电站对于电网的重要性已经越来越明显了。尽管我们仍需要探寻新的储能技术，但不可否认的是，抽水蓄能仍是当前最经济可行的储能解决方案。”Alejandro Morena 表示。

Eddie Rich 则援引此前国际可再生能源署发布的预测称，要实现全球气候目标，到 2050 年，全球抽水蓄能装机总量需要在当前基础上翻倍。“对于抽水蓄能行业来说，好消息在于，全球预计有超过 60 万个潜在的河流抽水蓄能电站选址，这一技术仍有一定的应用空间。”

世界银行南亚地区经理 Demetrios Papathanasiou 也在论坛上表示，世界银行将继续寻求新的机会，为抽水蓄能项目提供合适的资金支持。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-23

国际水电协会:大规模发展抽水蓄能是当务之急

抽水蓄能领域需要解决三方面的问题：改善开发政策以及市场框架、制定环境评估标准、提升抽水蓄能项目价值。

近日，国际水电协会在其举办的行业论坛上指出，在全球储能需求日渐扩大的情况下，作为“老牌”储能主力的抽水蓄能电池系统应发挥更大作用。未来，该协会将联合社会各界共同推动抽水蓄能项目发展。在此次论坛上，总计 11 个国家的政府代表以及超过 60 家相关行业组织宣布，将在 2050 年前将全球抽水蓄能装机容量扩大一倍以上，为这一“历史悠久”的储能技术加速。

抽蓄装机增长缓慢

据了解，国际水电协会作为全球性的非盈利能源行业组织，目前有超过 80 个成员国以及超过 100 个行业合作公司及机构。该协会首席执行官 EddieRich 指出，抽水蓄能技术能够与风电、光伏技术有效结合，但由于缺乏政策支持以及资金投入，近年来，全球抽水蓄能装机增长十分缓慢。

事实上，抽水蓄能作为一种安全可靠的大容量储能手段，在过去的数十年里，始终是大型储能项目的主流选择。有数据显示，目前全球范围内抽水蓄能装机占总体储能的 94%以上，是市场份额最为庞大的储能技术。

然而，也正因为其规模庞大，抽水蓄能项目近年来一直被初始成本高昂、建造时间长以及选址困难等发展瓶颈所困扰。在如今的储能市场，面对锂电池的强力攻势，抽水蓄能项目对投资的吸引力更是大不如前。

在此次论坛上，与会各界纷纷表示，为打破当前抽水蓄能行业面临的困境，将“提高对这一领域的支持力度、促进技术市场的技术交流”，进而共同推动抽水蓄能行业发展。

新建项目经济性待考

根据世界银行统计的数据，在全球范围内，抽水蓄能电站的平均成本预计在每千瓦时 106-200 美元，而锂电池储能的成本目前维持在 393-581 美元/千瓦时。因此，从单位储能成本上来看，抽水蓄水具有较大的优势。然而，在业内人士看来，这一成本优势对于投资商来说吸引力仍显不足。

能源资讯网站 GTM 援引美国能源部水电与海洋能主管 AlejandroMoreno 的话称：“如今建设新的抽水蓄能设施已经不是件容易的事了。”繁琐的项目审批流程、高昂的初始投资成本，都导致抽水蓄能项目的推进比较缓慢。

另外，有分析认为，抽水蓄能新增储能容量减缓的另一因素则是商业模式创新较少。以瑞士为例，此前，瑞士抽水蓄能电站通常在夜晚用电低谷时储存来自法国的核电，白天用电高峰时期再将电力出售给包括德国在内的周边国家，储能电站能够利用电价峰谷差实现盈利。然而，近几年来，德国电网中大量接入风电以及光伏发电，电力供应充足，瑞士储能电站提供的水电已不再是一个具有竞争力的选项。

最具成本优势的传统储能技术

作为“老牌”储能技术，抽水蓄能领域不仅需要解决“内部问题”，其“外部竞争”也不容小觑。从当

前储能技术发展现状来看，近年来包括液态空气储能系统、熔融盐储能电池等新兴技术已吸引了各大投资商的眼球，这些技术也有望成为下一代大型长时间储能系统“主力”，甚至对抽水蓄能实现一定的替代。

面临诸多新兴技术的竞争，抽水蓄能要如何保住市场空间？

在国际水电协会的论坛上，专家普遍认为，抽水蓄能领域主要需要解决三方面的问题：改善抽水蓄能开发政策以及市场框架、制定环境评估标准、提升抽水蓄能项目价值。

AlejandroMorena 指出，抽水蓄能是目前最具有成本优势的大型长期储能技术，对于维持电力系统可靠性以及稳定性有重要作用，尤其在大量风电以及光伏电力接入电网后，这一技术将变得更加重要。“抽水蓄能电站对于电网的重要性已经越来越明显了。尽管我们仍需要探寻新的储能技术，但不可否认的是，抽水蓄能仍是当前最经济可行的储能解决方案。”AlejandroMorena 表示。

EddieRich 则援引此前国际可再生能源署发布的预测称，要实现全球气候目标，到 2050 年，全球抽水蓄能装机总量需要在当前基础上翻倍。“对于抽水蓄能行业来说，好消息在于，全球预计有超过 60 万个潜在的河流抽水蓄能电站选址，这一技术仍有一定的应用空间。”

世界银行南亚地区经理 DemetriosPapathanasiou 也在论坛上表示，世界银行将继续寻求新的机会，为抽水蓄能项目提供合适的资金支持。 人民网版权所有，未经书面授权禁止使用

李丽旻 中国能源报 2020-11-25

风能

“全民风电”考验英国电网

日前，英国国家电网公司发布警告称，由于近日来天气平和，英国海上风力发电量下降，电力供应出现紧张。而就在 10 月，英国才刚刚提出了“全民风电”目标，计划 2030 年用海上风电为全英所有家庭供电。业界普遍担忧，随着大量风电并网，英国电网将面临着前所未有的考验。

风力不足催生供电隐忧

英国国家电网公司在其公告中表示，受天气影响，近期海上风力发电量低于预期，在英国国家电网的电力供应系统中，额外储备的电力容量预计将大幅降低。

公告同时警告称，如果不考虑到任何需求侧响应的情况，很可能触发电网的最大发电机制，使各发电系统进入紧急状态。英国国家电网已经向各大外部互联的系统运营商发出通知，要求他们如果有任何额外发电量需要告知电网方。

数据显示，英国时间 11 月 3 日至 4 日早上，英国风力发电量从 8 吉瓦骤然降至 5.2 吉瓦。雪上加霜的是，在此期间，英国多个天然气电厂以及核电设备均处于检修状态，煤电设备也已退役停止工作，英国电网的电力供应一时吃紧。

英国电力交易商 Hartree Solutions 指出，从天气预报来看，近期英国海域的风力并没有太大变化，因此海上风力发电量可能都相对较低，电网的电力储备紧张将会持续。

不过，英国国家电网公司同时表示，此次通知只是电网公司与电力使用方的正常沟通，并不意味着会出现间歇性停电。

储能呼声愈加强烈

此次因天气变化而导致的英国供电危机，引发了业内广泛讨论。近两年来，“绿色电力”在欧洲盛行，英国也不例外。2019 年，英国率先宣布将在 2050 年实现“零碳排放”，成为欧洲最早承诺净零排放的主要经济体之一。今年 10 月初，英国又公布了“2030 年全民风电”目标，表示英国将在海上风电领域持续发力，确保到 2030 年，英国每家每户都能够用上清洁低碳的风电。

但是，在可再生能源电力大量并网的情况下保证电力稳定供给并不容易。对此，福布斯杂志撰文称，为保证电力供应的稳定性，储能设施必不可少。“在目前的技术背景下，大量依赖可再生能源电力很可能增加大范围停电的风险。因此，需要大幅改进电池技术，以便储存更多的电力以备不时之需。从英国电网的运营现状来看，如果不能快速提高可再生能源与储能技术，能源转型将很难有效推进。”

事实上，今年10月中旬，英国国家电网公司就曾经因电力供应紧张发布过警告。当时，英国电网公司公布的原因是，英国多地天然气、煤炭、生物质发电厂停工检修，而风电方面因风速较低难以更多发电以弥补电力缺口。

市场研究机构伍德麦肯兹也曾在行业报告中指出，相较于北美以及亚太地区，目前欧洲地区的储能产业发展相对迟缓。其中，英国和德国储能需求相对更大。

伍德麦肯兹高级分析师 Le Xu 指出，储能对于可再生能源电力的快速增长来说十分重要，但目前的问题仍在于是否能够找到长期的盈利机制。

业内呼吁加快电网改造

与此同时，近年来事故频频发生的英国电网也多次招致业内批评。英国《每日电讯报》近日撰文称，英国海上风电与陆上电网之间的连接基础设施普遍建于可再生能源实现规模化发展之前，随着电力行业快速变革，电网也需要有所更新。

今年1月，英国的海上电缆就曾出现故障，导致海上风电场所发电量无法送出，部分地区出现电力供应紧张。英国国家电网公司为此赔付了3000万英镑。

英国电网公司表示，该公司正在研究上述问题的解决措施，保证接入足够多的发电以增加电力供应量，并将尽快完成电网基础设施的更新。

据了解，英国作为全球最早开发海上风电的国家之一，目前海上风电占比已达到10%左右，预计到2030年，这一比例将有更大提升。

对于大量可再生能源接入电网的现状，德国能源企业 RWE 英国地区主管 Tom Glover 在接受《卫报》采访时则表示，英国电网投资正面临着因审批慢而放缓的问题，风电并网相关规定相对“老旧”。随着海上风电大规模并网，英国应加快电网改造速度。“英国政府已经明确表示将加大海上风电装机量，因此其电网必须加快改造，如果不能升级更新，英国将很难完成海上风电装机目标。”他说。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-16

欧盟敲定未来30年海上风电目标

日前，据英国《卫报》等多家外媒报道，为达到2050年“净零排放”目标，欧盟委员会将出台政策草案，设定未来30年内的海上风电目标。根据该目标，未来30年里，欧盟海上风电装机将增加25倍，累计达到300吉瓦的水平。对此，多家行业机构认为，这一指导目标将“塑造”欧盟海上风电未来。

大力发展“海上可再生能源”

据欧洲媒体 Euractiv 报道，此次披露的政策草案显示，到2030年，可再生能源在欧盟能源消费总量中的占比将在当前基础上翻番，达到38%-40%的水平。其中，发展“海上可再生能源”将是重点。到2050年，欧盟计划将海上风电装机总量提升至300吉瓦，同时潮汐能、波浪能的应用也将有所扩大，届时，波浪能等海洋能源应用规模将达到60吉瓦。

该政策草案还显示，海上风电领域的快速增长预计需要增加7890亿欧元的投资，同时也将在这一领域创造约6.2万个工作岗位。不论是传统的固定式海上风电还是新型浮式海上风电机组，都将获得欧盟政策青睐。

此外，欧盟还将对海上风电全产业链建设作出支持，不仅将推动零部件生产制造工业，同时也将推动岸上港口基础设施的建设。

据悉，欧盟此次设定新的海上风电目标主要由德国推动。近日，德国已率先提高了本国海上风电装机的目标，计划到 2030 年，德国海上风电装机达到 20 吉瓦；到 2040 年，完成 40 吉瓦的海上风电装机。

欧盟在政策草案中强调，要进一步推动欧洲海上风电市场发展，并将加强国际合作，同时还将进一步促进行业内确立相关规则标准。

积极推动区域内跨国合作

《卫报》指出，欧盟地区海上风电资源丰富，波罗的海、北海、地中海以及黑海区域的海上风电潜力都十分巨大。目前，包括英国在内，欧洲地区各国海上风电装机总计为 23 吉瓦左右，风电场分布于 12 个国家，共有 5047 座并网的海上风机。其中，英国仍是欧洲最大的海上风电市场，同时，德国、丹麦、比利时以及荷兰的海上风电现有装机容量也相对较多。

在此背景下，欧盟看准了更大规模的“跨国”风电市场。

根据政策草案，欧盟委员会预计将提出一个正式法律框架，使欧盟国家常见的“国家内部较小规模的”海上风电场逐步转化为“完全融合的”海上能源系统以及电网基础设施”。

对于欧盟委员会此举，欧洲风电行业机构 WindEurope 表示欢迎，并称将进一步向行业发出呼吁，从而推动“解锁”更多跨国海上能源应用项目。

据了解，截至目前，欧盟范围内仅有一个跨国界的海上风电项目。该风电场名为 Kriegers Flak，位于德国与丹麦之间，能够为两国提供清洁电力。然而，由于欧盟缺乏针对跨国界海上风电项目的相关法律规定，德国与丹麦目前仍是以“过渡条款”为框架共同运营这一风电场。

从目前披露的消息来看，欧盟还计划进一步打造海上风电招标市场，从而保证海上风电能够顺利整合进入欧盟电力市场。

业界期盼稳定政策

据了解，未来欧盟海上风电领域的投资将来自于多个渠道，其中包括欧盟各国疫情后的经济复苏刺激计划以及公共募资等。另外，欧盟对于各国能源项目的援助指南计划将于明年修订完成，这一援助资金也可为欧盟各国的海上风电项目提供更多融资渠道。

然而，也有业内人士认为，由于涉及到边界问题，跨国界的海上风电项目实际操作中很可能存在各方协商不顺、初始投资难以敲定等问题，这也为欧盟跨国界的海上风电场建设带来隐忧。

WindEurope 的公共事务主管 Ivan Pineda 认为，尽管欧盟已表示将积极推动海上风电并入欧盟电力市场，但这尚不能解决“混合”项目面临的投资难题，在缺乏明确监管政策的情况下，此类海上风电项目在金融市场上的吸引力十分有限。

“我们需要确定一个政策框架来进行投资、运营以及合作，共同推动‘混合海上风电项目’的发展，而这些都是需要在 2021 年前完成。”Ivan Pineda 指出，“欧盟已经有不少类似的项目正在等待相关法规的出台。根据当前欧盟地区的相关规定，与常规海上风电项目相比，‘混合’海上能源项目仍存在一定的劣势。”

而在浮式风电领域，也有行业内人士呼吁，要推动浮式风电度电成本下降首先需要实现规模化发展，而在当前，浮式海上风电仍处于发展的初级阶段，需要更多的政策和资金扶持。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-23

欧盟委员会宣布：2050 年海上风电装机容量达到 300GW

近日，欧盟委员会正式宣布了到 2050 年将欧盟海上风能提高 25 倍的计划。为实现这一目标，欧盟新的海上可再生能源战略指出，欧盟预计将投资 7890 亿欧元。

目前，英国水域拥有欧洲 23GW 海上风电装机容量的近一半。但是，委员会的计划将使欧盟的海上风电装机容量(不包括英国)从今天的 12GW 增长到 2030 年的 60GW，到 2050 年达到 300GW。2030 年以后，欧盟每年 3GW 的海上风电装机容量需要达到 7GW。承认将具有挑战性。

联邦海上风电场运营商协会(BWO)的董事总经理 Stefan Thimm 将所需的部署描述为“一项艰巨的任务”。

对于 Thimm, 跨界项目的成本和收益划分需要更好地解决。他认为, 要想更好地将海洋空间规划与现有海域的共同利用联系起来, 还需要做大量工作, 因为目前规划工作过于复杂。为此, 在推进试点项目并“协调海上风电项目融资框架条件”的同时, 加强区域合作至关重要。

欧盟目前对其能源计划的分析表明, 海上风能最早可能在 2040 年成为欧洲最重要的能源。国际能源署电力部门建模的世界前景能源分析师布伦特·万纳(Brent Wanner)表示欧盟是否要实现净零排放目标, 风能“必不可少”。

德国海上风能基金会常务理事安德烈亚斯·瓦格纳(Andreas Wagner)也对这一消息表示欢迎, 认为这是“绿色复苏的重要支柱”。他说: “现在需要的是快速确定哪些领域适合跨境项目, 以便以此为基础厘清投资框架并启动第一个跨境试点项目。”

欧盟的新战略还为扩大大西洋, 地中海和黑海的海上浮动风能制定了蓝图。它希望到 2022 年部署 300 兆瓦的浮动风能, 到 2030 年达到 7 吉瓦。

关于浮动风能, 迪克森说: “投资新技术和创新非常重要。到 2050 年, 海上浮动能力将占有海上风电的三分之一。”

能源界 2020-11-21

广东韶关南雄犁牛坪三期风电场首批风机并网发电

中国储能网讯: 11 月 17 日 10 点 38 分, 中国能建韶关南雄犁牛坪三期风电场项目首批风机并网发电。 该项目位于广东省韶关南雄市东北侧油山镇、乌迳镇, 总装机容量 50 兆瓦, 安装 20 台风力发电机组, 新建 110 千伏升压站一座。项目由中国能建投资公司投资建设, 广东院总承包, 中南院监理, 安徽电建二公司、广电工程局和科技发展公司共同参建, 充分发挥了中国能建全产业链优势, 有效实现了“投资拉动、协同经营”效应。

作为韶关市重点建设项目, 自年初开工以来, 中国能建投资公司精心组织, 周密部署, 团结带领参建各方全力克服风电建设抢装潮、新冠疫情等诸多困难, 提前谋划、科学部署、高效配合, 在建设过程中加强安全质量管理、施工力量组织和设备供货协调, 确保了项目安全有序复工复产, 实现了项目建设稳步推进。

预计年底项目全容量并网后, 每年可提供 1 亿千瓦时清洁电量, 年节约标准煤 3 万吨、减排二氧化硫 700 吨、减排氮氧化物约 1000 吨、减排二氧化碳 8 万吨, 等同于植树造林 300 公顷, 将形成巨大的绿色、环保、可持续发展效益。

中国储能网新闻中心 中国能建集团 2020-11-20

英国将海上风电视为绿色复苏核心

根据最新的公告, 英国首相鲍里斯·约翰逊推出了一项经济复苏计划, 即“Build Back Greener”, 旨在创造就业机会, 削减碳排放量并促进出口。鲍里斯表示, 政府将提供大约 1.6 亿英镑用于升级港口和基础设施, 苏格兰和威尔士将大大提高海上风电装机容量。

新投资将把港口和基础设施转变为可再生能源制造中心, 将创造大约 2000 个建筑工作岗位, 并直接或间接支持高达 6 万个工作岗位, 特别是通过制造下一代海上风力涡轮机。

风电在英国稳步发展

英国拥有全球最大的海上风电装机容量, 其沿海地区大约有 10 吉瓦的风电在运行。自 2010 年初以来, 英国一直在稳步发展其风电行业。2015 年, 可再生能源义务证书(ROC)政策转向差价合约(CFD)系统, 该系统主要为海上风电发展提供便利。

英国海上风电的成功还取决于该行业在 2020 年之前实现的成本迅速降低。2018~2020 年间，英国的风力发电达到了新的高度，该国风电场提供的电力超过了英国八个核电站的总和，风能提供了英国 50% 的电力。

鲍里斯打算在这一立场上继续前进，并指出：“我相信，十年后，海上风能将为我们每个家庭供电，我们的目标是提高到 40 吉瓦。”

行业对此反应积极

为了加快实现到 2050 年净零排放的目标，约翰逊还致力于为浮动海上风能制定新的目标，到 2030 年提供 1 吉瓦的能源。英国关于“绿色工业革命”的十点计划的其余部分将在今年晚些时候全面提出。

行业对此的反应是积极的，很明显，风电行业期望英国政府采取迅速而可衡量的行动来支持其所作的承诺。西门子歌美飒公司负责人表示：“英国政府采取的措施是对业界多年来为降低成本、增加产能和加快部署所做的辛勤工作的可喜反应，这给予了业界一个明确的信号。”

“作为东北、约克郡和林肯郡北部的电力网络运营商，我们为当地提供了 2700 个就业岗位，并建立了广阔的供应链。当我们为业务的未来做计划时，我们将清洁能源看作是一次发展机会。”英国北部电网政策和市场总监 Patrick Erwin 表示。

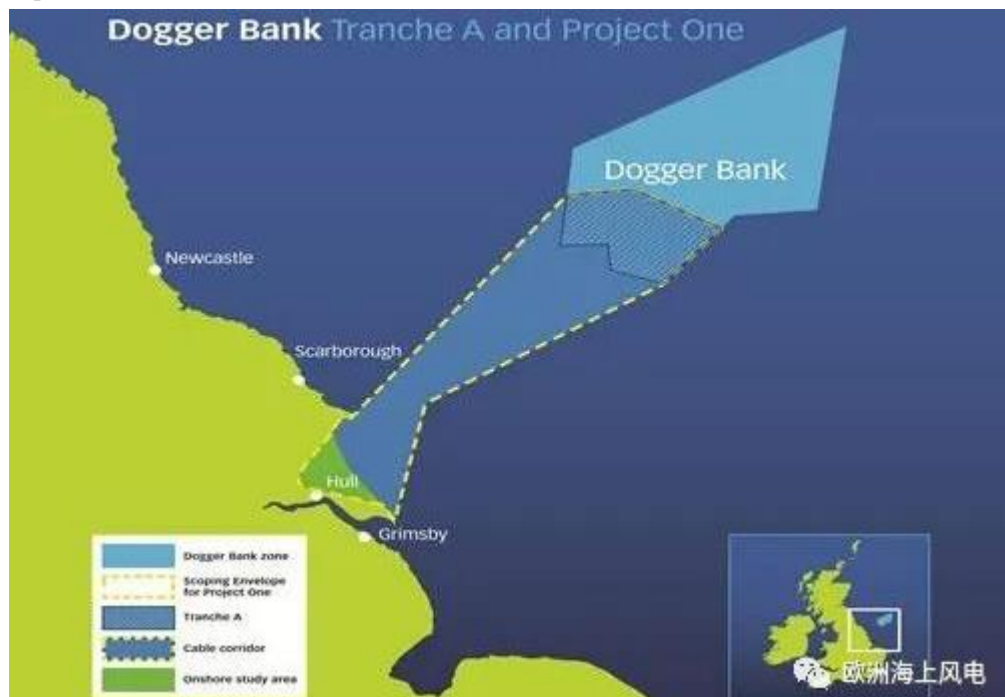
新冠肺炎疫情和历史性低油价的双重冲击，触发了英国的“绿色重建”计划，海上风电无疑成为该国疫情后恢复经济、实现绿色增长的关键一环。

国家能源报道 2020-11-16

全球最大海上风电场启动在即！将安装 13MW 海上风机

英国海上风电开发商 SSE 宣布，正在开发中的全球最大海上风电场 Dogger Bank 即将融资关闭。

Dogger Bank 位于英国北海，装机容量 3.6GW，离岸 130km，水深 20~35m。SSE 和 Equinor 在上一轮 CfD 竞标中获胜，赢得了补贴。SSE 主要负责开发建设阶段，包括筹集 90 亿英镑的资金，Equinor 主要负责运行阶段。建成后，将向 450 万户英国民众提供可再生能源电力。



今年 9 月，两家开发商对外宣布，三阶段共 3.6GW 的项目都将使用 GE Haliade-X 13MW 风机，GE 喜获史上最大风机订单。

GE RENEWABLE ENERGY

Meet the Haliade-X 13 MW:

The Haliade-X 12 MW prototype in Rotterdam raised the bar for wind energy. It set a world record for generating enough energy in one day to power 30,000 Dutch households. Now GE received the first commercial order for 190 of the machines. They will power the first two phases of the Dogger Bank wind farm in the North Sea — expected to be the world's largest when completed. The prototype is performing so well that the machines will be rated even higher — at 13 MW. Here's how the Haliade-X is making waves.



该项目也是英国“绿色工业革命计划”的核心项目之一，整个计划将为英国带来 25 万个工作岗位。按计划，Dogger Bank 将于 2023 年开工，2026 年投运。

近一年，SSE 在海上风电行业异常活跃——

公司正与油气巨头道达尔合作开发 1.1GW 的 Seagreen 项目；

将与日本丸红株式会社和丹麦哥本哈根基础设施合作伙伴基金合作参与即将举行的苏格兰海上风电招标；

还计划与 ScottishPower 和 Equinor 合作，建设一条 440km 长的海底直流电缆，用于将苏格兰的海上风电输送到人口更稠密的英格兰地区；

SSE 还是第二十六届联合国气候大会的合作伙伴之一，该会议原计划今年 11 月在英国格拉斯哥举行，现因疫情推迟到明年。

根据 SSE 的计划，从 2025 年起，公司每年将新增 1GW 可再生能源项目。

原标题:全球最大海上风电场融资关闭，启动在即！

逐风 欧洲海上风电 2020-11-24

氢能、燃料电池

日本计划利用氢能实现碳中和目标

本报讯 据彭博社报道，日本正计划通过用氢能代替化石燃料，以期达成到 2050 年实现碳中和的承诺。

据悉，日本目前唯一的氢能开发商川崎重工目前正在全球建立氢能供应链，包括在澳大利亚用褐煤生产氢气，制造船舶、储氢罐以及氢燃料发电设施等。

据彭博社估计，到 2050 年，氢能预计可以满足全球近 1/4 的能源需求，但亚洲气候变化投资组织投资人 Shin Furuno 指出，日本如果希望 40% 的能源需求由氢能满足，将需要多达 4250 亿美元的投资。

川崎重工制氢项目开发中心负责人 Motohiko Nishimura 也坦言：“为了在 2050 年实现碳中和，日本需总共进口 3600 万吨液化氢。”

仲蕊 中国能源报 2020-11-16

氢能城市群建设提上日程

“要实现碳中和，必须大力发展氢能。”中国工程院院士衣宝廉近日在接受记者采访时指出。近年来，氢能发展的利好政策不断，据不完全统计，今年上半年，中央及各级地方政府出台了 37 项氢经济扶持政策，仅山东就出台了 6 项相关配套政策。业内普遍认为，碳中和目标的提出，将为氢能提供更大发展空间。

稍早前，财政部、工信部、科技部、国家发改委、国家能源局联合下发的《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》（以下简称“《通知》”）明确提出，在四年示范期内，采取“以奖代补”方式，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予支持，正式拉开建设氢燃料电池示范城市群的序幕。在碳中和目标下，氢能城市群建设将发挥怎样作用？

碳中和为氢能发展按下快进键

根据氢云链发布的统计数据，2020 年 1 至 7 月，中国氢能产业名义总投资金额超过 1300 亿元；截至目前，中国累计推广氢燃料电池汽车超过 7000 辆，建成加氢站 70 余座。对此，北京能研管理咨询有限公司技术总监焦敬平指出：“在政策支持下，氢能燃料电池发展较快，主要应用集中于公共交通领域，在工业和供暖领域使用较少。碳中和目标的提出，给氢能提供了更多发展机遇。”

在中国国际经济交流中心信息部副部长景春梅看来，碳中和目标使氢能在能源体系中重要性增强的同时，也为氢能发展提出了新要求：“氢从哪里来是发展氢能首先需要考虑的，碳中和目标下，绿氢应成为主导方向。这意味着制氢源头应尽量使用清洁能源，采用化石能源制氢的，需考虑碳排放问题。”

“2060 年实现碳中和，意味着能源必须逐步过渡到以可再生能源为主，加快可再生能源发展，逐步降低可再生能源成本。”衣宝廉认为，为减轻电网压力提高电网稳定性，应大力发展氢储能，即电解水制氢。

衣宝廉指出，可再生能源电解水制氢可消除可再生能源发展的天花板。“将西南、西北和东北电解水制取的氢气，送入天然气管网，既可减少天然气进口，又可减少二氧化碳排放；在需要氢气的内地，可用管网中的天然气制氢，为燃料电池车提供廉价氢源；未来，消耗化石燃料产生的二氧化碳，也可用可再生能源电解制氢的氢气转化为可用燃料（如甲醇）或原料（如烯烃）。”他强调，一方面，需降低电解槽等关键材料和部件成本，实现批量生产，进而降低电解水制氢成本；另一方面，要尽快使电解水制氢的氢气成本接近天然气进口价。同时，还要发展安全可靠、廉价的氢气传感器，在可能有氢泄漏地方加上氢传感器，并与风机联动，把氢浓度控制在千分之五以下。

城市群联动互补降低成本

“一个城市很难穷尽产业链所有环节，实现资源的最优配置，这也促使氢能城市群建设提上日程。”景春梅指出，构建氢能城市群有助于氢能在更大空间形成一个完整的产业链和产业循环，对终端能源替代起到更好的推动作用。

焦敬平也对记者表示：“氢能城市群建设非常必要。一方面可以实现产业集群，不同城市氢能上中下游产业链实现互补，形成联动；另一方面可以增加应用场景和应用范围，降低基础设施建设投

资单位成本。”

值得注意的是，氢能城市群建设并不适合在全国铺开。焦敬平认为，东部有经济支撑实力和具备消费能力人群的省市，才是真正适合作为示范试点铺开的区域。景春梅也表示，应避免以某个城市作为单位来申报，否则每个城市都形成一个小而全的产业链，全国就会形成若干小而全小而弱的产业链，导致低水平重复建设和恶性竞争。

景春梅指出，这些城市群应能够基本形成完整的产业链，同时在产业链上形成互补。此外，焦敬平还认为，作为氢能示范城市群应具备的条件包括：“要有足够的经济支撑能力，能对产业链进行财政补贴和政策支持；区域内应具备较为廉价的制氢能力，而且能形成一定规模；同时，城市中心区间距离应相对较近，基础设施投资成本和物流成本相对较低；人口也应较为密集，尤其是潜在消费人群应较大；此外，还应具有较强研究实力的企业、科研院所和高等院校，能够为上中下游提供配套的人才来源。”

要避免急于推广终端应用

《通知》下发后，符合条件的城市争相申报。以山东省为例，该省确定济南牵头，与青岛、潍坊、淄博、济宁等组队创建氢燃料电池汽车示范城市群。业内人士分析指出，山东发展氢能城市群有较好基础，但短板也较明显：研发领军人才及专业化团队紧缺、关键技术处于攻关期、关键材料成本较高、基础设施建设薄弱、城市间政策联动差、氢能企业缺乏集群协作效应……

“碳中和目标的提出，进一步明确了产业发展方向，对化石能源制氢提出了更高要求，山东省将面临如何实现绿色低碳发展的挑战。”景春梅对记者表示。

山东省的情况并非个例，目前，全国氢能城市群建设同样面临不少问题。焦敬平直言：“很多城市一拥而上，大部分城市不具备相应的条件。有的城市有制氢能力，但没有消费需求或消费需求在政策支持外无可持续性；有的城市上中下游产业没有联动，很难形成产业集群，发挥自身优势；有的城市人才吸引能力不强；有的城市地处内陆，产业落地后进口材料、设备物流成本高等。”

此外，景春梅表示，为避免重复建设，《通知》提出了建设城市群发展方向，但在实际操作过程中将面临谁来当“群主”的难题，如何很好衔接协调各地方政府和企业，还有待摸索。她强调，由于目前核心关键技术还没有掌握，很多设备、材料、零部件需要从国外进口，在这种情况下大规模打开终端市场，对国内创新能力是毁灭性打击。“一定要尽量避免急于推广终端应用的倾向。终端市场的推广应该和前端核心技术自主化进度要相互匹配，在技术自主可控的前提下才可大规模推广，技术没有突破时适合小范围示范，不断改进，逐步提升技术水平。”

本报记者 武晓娟 中国能源报 2020-11-16

科技部：继续加强氢能与燃料电池技术攻关

本报讯 日前，科技部官网公布对十三届全国人大三次会议第 6592 号建议的答复。针对这份《关于加快推动燃料电池商用车发展的建议》，答复文件明确，科技部将结合国家中长期科技发展规划研究和“十四五”国家重点研发计划重点专项凝练等工作，继续加强氢能与燃料电池技术攻关，加快关键核心技术取得实质性突破，提升燃料电池技术成熟度，为燃料电池商用车技术进步和产业发展提供强有力技术支撑。

经过四个五年国家科技计划的组织实施，我国燃料电池从电堆、系统到关键部件技术研发均取得一系列关键突破，形成了涵盖制氢、储氢、氢安全及燃料电池及整车应用等技术的产学研用研发体系，培育了一批从事燃料电池及关键零部件研发生产的企业，以分布式能源领域、移动通信基站以及城市客运、物流等商用车型为先导开展了规模化示范运行，并以资本为纽带，带动广东、江苏、湖北等多地初步形成了产业集群，开展一定规模的示范应用。

目前，财政部正联合科技部等部门，共同推动燃料电池汽车示范推广工作，通过“以奖代补”的方式，重点在积极性高、经济条件和政策基础好、具备氢能和燃料电池汽车产业基础、有市场需求的

地区进行燃料电池汽车示范推广。科技部将积极配合财政部做好相关工作，为燃料电池汽车示范推广做好科技支撑和技术保障。

辛明 中国能源报 2020-11-16

氢能：过热还是过冷？

近年来，氢能一度成为能源领域“宠儿”，各地投资如雨后春笋，项目产值动辄过千亿，着实是大热的产业。然而，从产出看，氢能的热度似乎又有些“名不副实”，尤其是“碳中和”目标的提出，给制氢划上了“硬杠杠”；氢能的重要应用场景——氢燃料电池汽车今年的销量也“低到谷底”。氢能产业似乎陷入了“过热”与“过冷”并存的怪圈。

中国工程院院士衣宝廉：氢供应能力的提升会促进燃料电池，特别是燃料电池汽车的快速增长。为实现低碳减排、提高能源安全，我国要大力发展可再生能源，利用风能、太阳能和水力发电，选择氢做能源载体，电解水制氢，消除可再生能源发展的天花板。

中国工程院院士彭苏萍：当前，制约供氢产业发展的问題仍然突出，主要表现为：一是氢供应设施数量与性能相对落后；二是关键技术与成本亟待突破；三是产业管理与安全监管体系尚未构建；四是商业模式与持续路径亟待探索。建议加强顶层设计，加快布局国家氢能产业发展战略，关注氢能发展新增长点，预先谋划国家氢能与燃料电池发展路线图，推动“大氢能”产业均衡发展；同时，尽快明确国家氢能主管机构，明确国家能源局为主管机构，并成立全国性以及氢能协会。

中国工业经济联合会会长李毅中：灰氢不可取、蓝氢方可用、废氢可回收、绿氢是方向。如何破解氢源问题值得关注。

中国科学院院士郭烈锦：当前我们发展氢能和燃料电池不是“过热”，是“无序”“混乱”。整个规划不好，整体没有做好战略规划，所以各地都做了很多重复的事，多数没有抓到点上。而且，就没真正“热”过。关键核心技术还没布局，热炒的都是不懂行的，抓不到点子上，“热”有啥用？我们在燃料电池汽车的核心技术方面其实是落后的。

加拿大国家工程院院士叶思宇：到目前为止，氢能和燃料电池产业的发展还是相当理性的。稍早一点可能有资本加持，但今年没有2019年迎着风头的现象，这本身是一个很理性的表现。既不要盲目跟随资本，也不要把这个火完全熄灭，完全熄灭也不见得好。所以，以奖代补这个政策发布得很及时。从燃料电池本身来说，现在不能说有没有虚火，也不敢说行业里没有“南郭先生”，但我们不是在对自已的强项和优势充分把握的情况下做产业更值得关注。

中国石油化工集团董事长张玉卓：中国石化目前正大规模布局氢能、加氢站。近期首先要充分利用炼油厂的资源，之后再进一步导入可再生能源制氢。中国石化有全世界最大的加油网络，3万多家加油站，我们的目标是将来要把很多加油站改造成为加氢站，可以加油、加氢、加LNG等。

微信网友“草木禅心”：有一句话说得挺好：“科学家还在苦苦探索，骗子已经准备割韭菜”。虽然氢能在产业政策、企业方面的利好消息接连不断，但直至今年，顶层设计仍然尚未出台，目前需要解决的技术问题还很多，要真正利用氢能的“风口”其实离我们还很遥远。

沙特能源部长：我们正在全面关注氢能；沙特的目标是成为世界主要的氢出口国。

中国能源报 2020-11-23

核能

华龙一号全球首堆并网

过去五年多，华龙一号不仅创造了世界三代核电首堆最短建造工期，而且形成了一套完整、自

主的型号标准体系，所有核心零部件均已实现国产，国产化率达到 85%以上，具备了批量化建设的能力。

本报讯 记者朱学蕊报道： 11 月 27 日 00 时 41 分，华龙一号全球首堆——福建福清核电 5 号机组首次并网成功。经现场确认，该机组各项技术指标均符合设计要求，机组状态良好，为后续机组投入商运奠定坚实基础，并创造了全球第三代核电首堆最短建造工期。据中核集团介绍，此次并网标志着我国打破了国外核电技术垄断，正式进入核电技术先进国家行列，对我国实现由核电大国向核电强国的跨越具有重要意义，同时也进一步增强了“一带一路”沿线国家对华龙一号的信心。

据悉，福清核电 5 号机组并网后，还将进行各功率平台的各项试验和满功率示范运行考核。

华龙一号是中核集团在三十余年核电科研、设计、制造、建设和运行经验的基础上，研发设计的具有完全自主知识产权的三代压水堆核电创新成果。该机型设计寿命为 60 年，反应堆采用 177 堆芯设计，堆芯采用 18 个月换料，电厂可利用率高达 90%，采用“能动和非能动”相结合的安全系统和双层安全壳等技术，在安全性上满足国际最高安全标准要求。

中核集团表示，作为我国核电走向世界的“国家名片”，华龙一号是当前核电市场上接受度最高的三代核电机型之一，也是我国核电创新发展的重大标志性成果。目前，华龙一号已进入批量化建设阶段，其中中核集团海内外共有 6 台华龙一号核电机组在建，建设工程安全和质量处于良好受控状态。

从 2015 年 5 月 7 日开工建设至今，华龙一号全球首堆工程各项节点稳步推进，安全质量可控。据了解，过去五年多，在其建造过程中，形成了一套完整、自主的型号标准体系，所有核心零部件均已实现国产，国产化率达到 85%以上，具备了批量化建设的能力。同时，中核集团联合 58 家国有企业，联动 140 余家民营企业，带动上下游产业链 5000 多家企业，共同突破了 411 台核心装备的国产化，形成 700 余件专利、120 余项软件著作权、1 项国际核电标准，涵盖核电厂前期、设计、设备、建设、调试等全生命周期，有力支撑华龙一号批量化建设和“走出去”。

业内专家表示，华龙一号全球首堆并网发电将大幅提升中国核电行业的竞争力，同时对优化能源结构、推动绿色低碳发展，以及助力国内国际双循环新发展格局的建成具有重要意义。

中国能源报 2020-11-30

能源政策

财政部：所有合规风电、光伏项目均进入补贴清单

本报讯 日前，为推进补贴清单审核工作，财政部印发《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》。根据《通知》，要抓紧审核存量项目，分批纳入补贴清单，值得注意的是，文件中明确 2006 年及以后年度按规定完成核准（备案）手续并且完成全容量并网的所有项目均可申报进入补贴清单。

与该《通知》同步下发的还有《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》。根据文件，项目执行全容量并网时间的上网电价——由地方能监部门与电网公司认定，分批次并网的应按每批次全容量并网的实际时间分别确认上网电价。

地方能监部门与电网公司无法认定的，暂按上述《办法》进行认定。根据该《办法》，可再生能源补贴项目申请补贴清单时，应提交全容量并网时间承诺，并提交相关核验资料。

国家发改委能源研究所可再生能源中心副主任陶冶认为，该政策明确了补贴清单申报中“全容量并网”的认定方式，有效规范风光项目恶意长期拖延建设工期的行为，同时放开了 2006 年及以后合规以及全容量并网的所有项目的申报权，对行业是利好。

陈政 中国能源报 2020-11-30

发改委：77个项目纳入2020年生物质发电中央补贴规模

近日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布了2020年生物质发电中央补贴项目申报结果的通知，通知指出，经委托国家可再生能源信息管理中心对各省（区、市）通过审核、公示无异议的项目进行复核、汇总排序，拟将河北、山西等20个省（区、市）的77个项目纳入2020年生物质发电中央补贴规模，总装机容量171.4万千瓦，纳入补贴范围的项目所需补贴总额已达到2020年中央新增补贴资金额度15亿元。

具体来看，农林生物质发电项目18个、装机容量53万千瓦，垃圾焚烧发电项目46个、装机容量116.3万千瓦，沼气发电项目13个，装机2.1万千瓦。

通知指出，按照《实施方案》有关要求，新增项目补贴额度累计达到中央补贴资金总额后，地方当年不再新核准需中央补贴的项目，企业据此合理安排项目建设时序。

通知指出，请各省（区、市）按照“谁审批、谁负责”的原则，加强对纳入2020年生物质发电中央补贴规模项目的监督管理；组织符合2020年补贴条件但未纳入今年补贴规模的项目做好后续补贴申报准备；按照《实施方案》监测要求，及时组织在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统填报核准、在建、新开工项目信息。

通知指出，请电网企业按照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）、《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）有关要求，做好纳入2020年生物质发电中央补贴规模项目后续清单发布相关工作。

据了解，此次补贴项目的申报和公布，主要以今年9月发布的《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》（以下简称《方案》）为依据，《方案》要求合理安排2020年中央新增生物质发电补贴资金。

《方案》对申报补贴的项目资格进行了严格规定：须纳入生物质发电国家、省级专项规划；须为2020年1月20日（含）以后全部机组并网的当年新增项目。此外还规定，自2021年起，新纳入补贴范围的项目补贴资金由中央地方共同承担。

同时，申报补贴的总额也有明确限制。申报项目按其全部机组并网时间先后次序排序，并网时间早者优先，根据《方案》中的补贴额度测算规则对入选项目所需补贴额度进行测算并累加，直至入选项目所需补贴总额达到今年15亿元额度为止。未能纳入2020年中央补贴规模的2020年并网项目，结转至次年依序纳入。

中国发展网 2020-11-27