

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 15 期 2020 年 8 月

目 录

总论	1
“十四五”时期，新能源将超水电成中国第二大电源	1
中国积极推动可再生能源国际合作	2
全球能源治理将向何处去	3
建设我国能源互联网 推进绿色低碳转型（上）	6
水电总院发布《中国可再生能源发展报告 2019》	10
法国大力发展可再生能源	11
热能、动力工程	12
科学家研发生物光电化学电池	12
“能源魔方”开创工业园区节能“范式”	12
100 兆瓦压缩空气储能膨胀机完成集成测试	14
1500 吨/日！陕西咸阳生活垃圾焚烧发电厂并网发电	14
2025 年 全球飞轮储能市场规模可达 4.793 亿美元	16
5.96 亿吨：全球甲烷水平飙至历史新高	17
俄德合作开发钠电池	17
中国碳排放 10 年间减少 35%	18
从造纸原材料到阴性电极 碳气凝胶走出空气电池新路径	18
共享储能市场仍需“摸着石头过河”	20
大气中甲烷浓度再创新高	21
工业固废处置“低端化”问题突出	22
天津市首个零能耗智慧建筑来了！“0+小屋”为零能耗建筑发展探路	23
新材料有助制成安全大容量全固态电池	25
强配储能陷阱	25
废旧轮胎变身“黑色黄金”	34
新生代电池崛起 全无机钙钛矿太阳能电池有望缓解能源危机	35
电燃料储能系统：让充电像加油一样简单	36
石墨烯将为全球储能领域带来新的发展机遇	38
美国最大规模电池储能项目投运 加州储能发展进入下一阶段	39
超锂离子电池能否成为未来能源存储的新动力	40
锂离子电池领域中国实力几何？	41
青海首试“共享储能”告捷	47
阿德莱德：这样打造全球首个碳中和城市	48
高耗能企业艰难释放节能潜力	50
地热能	52



全球地热能产业发展正提速	52
冰岛的地热“进击”	53
大动作！院士组队，向摸清长三角地热“家底”进发	55
山西省进一步推进地热能供热技术应用：开展地热能供热应用试点	56
成都 17 个建筑用上了“地热空调”	58
生物质能、环保工程	59
2020 年中国生物天然气行业市场现状及发展前景分析 2030 年年产量将突破 200 亿立方米	59
乙醇汽油为何推广不力	62
黑龙江通河秸秆综合利用率达 85%以上	64
太阳能	64
7.6GW 布局异质结 海外光伏企业加速扩张	64
亚太地区单体最大光伏项目建成投运	66
光伏组件跨入“600W+时代”	67
太阳能电池光电转换效率突破 10%	68
利用光合作用提供新能源以德合作研发生物光电化学电池	68
国外专家研究：生产太阳能电池的新途径	69
李俊峰：“十四五”期间光伏年均装机 50GW 是较为理智的选择	70
科学家研发太阳能液流电池：转换效率达 20%	71
海洋能、水能	71
首台 500 千瓦波浪能发电装置“舟山号”交付	71
风能	72
“百万千瓦级”海上风电基地乘风而来	72
世界首台电压源型风电机组成功并网	72
亚洲单机容量最大海上风电机组并网发电	73
广西发改委核准了总装机 290 兆瓦的 4 个风电项目	74
日本未来 10 年拟新建 30 个海上风电场	74
福建海上风电加速发展 迈向“清洁能源大省”	75
氢能、燃料电池	76
佛山氢能和燃料电池“逆生长”背后	76
全球最大绿色制氢工厂落户沙特	78
氢能发展现状与前景展望	79
成本仅 0.15 元/度，光伏制氢能否成为能源结构调整手段？	82
氢能政策优势如何转为产业优势	84
氢能正迎来快速发展战略机遇期	86
氢能风起 此风与彼风有何不同	87
甲醇是氢能源完美载体	88
美国能源部公布 18 个氢能研究资助项目	88
能源央企纷纷入局十万亿级氢能产业，它们都想好如何发展了吗？	89
英国启动全球首个海风制氢供热项目	91
英国成立氢能咨询委员会 并拨款 1.39 亿英镑支持天然气向氢能过渡	91
谁才是制氢路线的优选项	92
顾大钊院士：加快氢能核心技术攻关 国企尤其央企要加大介入	93
能源政策	93
国家能源局：推进光伏发电等新兴领域率先新型标准体系建设	93



专家：将清洁能源发展专项资金用到实处	96
河北省发布三年氢能行动计划 到 2022 年氢能产业链年产值将达 150 亿元	97
陕西推动光伏等新能源发电交易	101
河北风电光伏资源规划发布	101

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

“十四五”时期，新能源将超水电成中国第二大电源

“十四五”期间，新能源电源将成为国内第二大电源。

7月30日，电力规划设计总院(下称电规总院)举办了2019年中国能源发展及电力发展报告线上发布会，对未来能源转型发展趋势进行了研判。

电规总院规划部主任刘世宇表示，“十四五”期间，全国新能源装机规模将超过8亿千瓦，装机容量占比达29%;年发电量达1.5万亿千瓦时，将超过水电。非化石能源消费占比提高至18.4%。

据电规总院副院长徐小东介绍，2019年煤炭消费量占国内能源消费总量的比重为57.7%，非化石能源消费比重为15.3%，均已提前完成“十三五”规划目标。

根据国网能源研究院有限公司此前发布的数据，截至2019年底，中国新能源发电装机容量为4.1亿千瓦，占全国总装机容量的比重为20.6%;2019年全国新能源发电量6302亿千瓦时，同比增长16%，占全国总发电量的8.6%。

以此计算，“十四五”期间，中国新能源发电装机容量将实现翻番。

根据目前经济运行总体态势及国家下半年宏观调控政策，电规总院初步研判，今年全社会用电量增速在0%-0.28%左右;未来三年，全国电力需求将逐步恢复至中速增长，全国用电量增速水平将在4%-5%区间。

电规总院预计，2025年全社会用电量将达到9.1万亿-9.5万亿千瓦时。

2019年，全社会用电量约7.23万亿千瓦时，同比增长4.5%。

对于新能源发展趋势，刘世宇表示，未来三年，以风电和光伏发电为代表的新能源发电装机，将逐步进入全面平价的关键时期。

电规总院公布的数据显示，市场消纳将成为“后补贴时代”新能源发展的关键环节。未来三年，全国新能源新增消纳空间约2.1亿千瓦。

其中，“三北”地区的新能源发展仍有较大潜力。

未来三年，国内将新增乌东德-广东广西、青海-河南、陕北-武汉、雅中-江西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江、蒙西-晋中等特高压输电通道，预计投产新增跨省区输电通道5100万千瓦。

刘世宇称，现有跨省跨区输电通道新能源输送比例有较大的提升空间，预计未来“三北”地区新能源新增消纳空间约8700万千瓦。

去年，全国西电东送总规模达2.5亿千瓦，同比增长2%，实现省间电力交易电量1.25亿千瓦时，同比增长10.1%。

刘世宇认为，为提供新能源比例，还需进一步提升跨省跨区输电通道新能源利用效率，并进一步提升存量通道可再生能源输送比例。

对于目前建设正酣的海上风电，刘世宇表示，海上风电送出后是否能够消纳，是影响其发展的重要因素。

他指出，未来三年，部分沿海省份将面临大规模集中接入并网压力，需对海上风电开发时序、并网之后的消纳条件以及方案进行充分研究，避免发生大规模海上风电集中并网引起的消纳问题。

对于煤电发展趋势，电规院认为，未来五年国内煤电仍需适当布局和发展，布局重点应为西部和北部地区，以支撑新能源发展的煤电风光储一体化综合能源开发外送基地。

刘世宇还表示，“十四五”期间，电力发展将从过去的主要考虑供应保障，转向更加注重电力产销综合保障体系建设，需要将重点调动电源侧、电网侧和负荷侧，建立电力综合安全保障体系。

席菁华 界面新闻 2020-07-31

中国积极推动可再生能源国际合作

近日，2020年联合国可持续发展高级别政治论坛发布政策建议报告，呼吁各国将推动清洁能源发展和电力互联互通纳入经济复苏计划，在联合国层面建立全球能源互联网工作机制，以清洁和绿色方式满足全球电力需求。亚洲开发银行能源部主任翟永平认为，“在能源转型尤其是电力转型方面，中国有丰富的理论和实践经验，并且在电力工程领域具有优势。中国积极推动可再生能源国际合作，有利于实现联合国2030年可持续发展目标”。各方携手同走绿色发展之路，实现可持续发展，将为共同建设美丽地球家园贡献一份力量。

“为非洲清洁能源发展提供了极大帮助”

中非共和国电力资源严重短缺，全国供电覆盖率仅8%，往往是天一黑，整个城市便陷入黑暗。2019年3月，由非洲开发银行出资、中国能建葛洲坝集团承建的博阿利水电站2号电站修复及厂房扩建项目开工，预计建成后新增发电能力10兆瓦，总发电量将提升50%。

为了尽快让更多中非民众用上电，中国和中非两国建设者一直坚守岗位。今年春节后，他们抓紧雨季前建设的最佳时机，日夜奋战在姆巴利河畔。一边积极应对新冠肺炎疫情，一边加紧施工进度。项目监理莱昂纳尔表示，目前项目部人员无一人感染，工程已完成近80%。来自中非水利交通部的瓦伦丁·贝克斯表示：“我们对这个项目很满意，希望工程并网发电早日到来。”

从塞拉利昂的坡特洛科镇到赞比亚的西瓦安度，数十个类似博阿利水电站这样的中小规模水电站，已经取代了昂贵且高污染的化石能源发电项目，正助力非洲逐步实现清洁电力互联，实现区域经济和社会协调发展。

据统计，非洲的电力普及率仅为52%，超过一半非洲国家电力普及率不及50%，有6亿人口用不上电，占世界无电人口的一半以上。非盟基础设施与能源部主任阿代夫指出，非洲大陆水资源丰富，水电潜力大，“如果将发电侧和非洲南部、西部以及东部的负荷中心相连接，可以缓解非洲目前用电紧张和电价高昂的问题。非洲积极推动区域内和区域外能源开发合作，也可解决自身建设能力和资金不足困难”。

2018年，中非合作论坛北京峰会上提出中非合作“八大行动”，能源领域合作是中非合作重点之一。几内亚能源部部长西拉认为，实现可持续发展下电力的互联互通，使非洲自然资源、能源增值，是非洲国家需要紧抓的机遇。“在这个方面，中国为非洲清洁能源发展提供了极大帮助。”非洲电力公用事业协会秘书长泰拉表示，中国在金融、技术方面提供支持，并有效提高人力资本的利用效率，帮助本地工业得到进一步发展。

“在区域可再生能源发展中持续发挥引领作用”

遥望广袤的旁遮普平原，将吉拉姆河丰富的水能资源转变为清洁电能，是巴基斯坦人多年的梦想。

作为中巴经济走廊优先实施项目、丝路基金的首个投资项目，卡洛特水电站承载了巴基斯坦人民对用电便利和社会发展的期待。今年3月，卡洛特水电站建设工程完成进水塔全面封目标，为项目防洪度汛及下闸蓄水打下了坚实基础。预计明年12月底投入商业运营后，该电站每年能为巴基斯坦提供约32亿度的清洁电能，满足500万人用电需求，优化巴基斯坦能源结构。

2015年，中巴确定了以中巴经济走廊为中心，以瓜达尔港、能源、交通基础设施、产业合作为重点的“1+4”合作布局。如今，随着中企参与的中巴经济走廊光伏发电、风电和水电等可再生能源项目一一建成并网发电，巴基斯坦百姓已经过上了很少停电的日子。

“可再生能源特别是水电资源得到了充分的利用，也降低了区域内的供电成本。”翟永平表示，“中国在区域可再生能源发展中持续发挥引领作用，有效改善当地能源结构。”

“欧中合作是促进双方清洁能源转型的共赢之举”

走进位于巴黎中央商务区拉德芳斯的中广核欧洲能源公司全球远程监控及数据分析中心，两块巨幅液晶显示屏上，闪动着公司在欧洲各地16个项目的实时运行数据。工作人员正聚精会神，通过

电脑远程监控并进行数据分析。

这是近年来中欧共促清洁能源发展、推进能源转型之路的一个缩影。中广核在法国投资的大容量漂浮式海上风机、三峡集团投资的德国梅尔海上风电项目等中国企业投资项目，已助力欧盟实现2020年可再生能源占总能源消费20%的目标，中欧企业还在非洲等第三方市场开展了卓有成效的清洁能源合作。

中欧合作另一亮点体现在新能源汽车市场的互补共赢。近年来，中国发展形成全球先进和完善的新能源汽车供应链，正成为欧洲新能源汽车建设的重要参与者。欧洲是仅次于中国的全球第二大新能源汽车市场，“欧洲绿色协议”制定的减排目标将进一步刺激新能源汽车市场增长。

法国巴黎第八大学地缘政治研究院主任弗里德里克·杜泽表示，欧盟和中国都坚定支持应对气候变化《巴黎协定》，是良好的合作伙伴。“中国在发展可再生能源领域具有自然条件、技术创新、资金支持等优势，欧中共促清洁能源开发和利用，顺应本国能源转型的要求，也对全球可持续发展有积极意义。”

2019年，中欧能源合作平台项目正式启动，中欧双方在清洁能源技术产业化、市场准入、电网并网、可再生能源使用等方面合作取得更多实质性成果。欧盟委员会能源总司能源政策司前司长梅根·理查兹撰文指出，欧盟与中国的能源合作重点是支持双方的清洁能源转型，为民众提供清洁、可持续的能源。“欧中能源合作平台将进一步支持双方能源合作、鼓励能源行业监管改革，欧中合作是促进双方清洁能源转型的共赢之举。”

颜欢 万宇 刘玲玲 孙广勇 人民日报 2020-07-26

全球能源治理将向何处去

建立一个真正全球性的能源治理协调机构、进一步国际能源应急管理、保证合理的能源价格和加快形成天然气全球治理制度应成为下一步全球能源治理改革的重点。

近年来，全球能源治理日益成为全球治理领域的热点和焦点议题。除了IEA和OPEC等传统国际能源机构外，ECT（全球能源宪章）、IEF（国际能源论坛）、IPCC等国际能源协调机制也积极发出声音，甚至以全球治理目的而成立的二十国集团（G20）目前也成为全球能源对话的一个重要平台。

但是，由于部分能源治理机构自身的局限性，缺少对外部变化的响应和改革进程缓慢等原因所致，全球能源治理的部分功能缺失，影响力有所下降，新冠疫情的爆发和油价下跌更加剧了这一局面。因此，建立一个真正全球性的能源治理协调机构、进一步国际能源应急管理、保证合理的能源价格和加快形成天然气全球治理制度应成为下一步全球能源治理改革的重点。

全球能源治理的历史沿革及现状

（一）全球能源治理沿革

全球能源治理架构主要是从解决20世纪70年代石油危机所引发的石油安全问题演变而来。1960年，石油输出国组织（OPEC）成立，随后就发生了两次石油危机，这在很大程度上刺激了全球能源治理向更大范围和更深程度发展。1974年，在经合组织（OECD）框架下建立了国际能源署（IEA），由此形成了石油消费国联盟与生产国联盟相对应的治理格局。1991年，国际能源论坛（IEF）的成立在一定程度上改善了能源生产国和消费国的沟通渠道。

90年代以来，在应对气候变化、促进技术转移、加强区域合作等多元化治理目标的驱动下，联合国气候变化框架公约秘书处（UNFCCC，1994年生效）、能源宪章条约（ECT，1998年成立）清洁能源部长级会议机制（CEM，2009年成立）、国际可再生能源机构（IRENA，2009年成立）等多个国际能源治理机构和平台相继成立。

（二）全球能源治理的局限性

现有全球能源治理机制由多个国际组织构成。国际能源署（IEA）和石油输出国组织（OPEC）分别代表石油消费国和供给国的利益；国际能源论坛（IEF）是石油生产国与消费国共同参加的组织，

但缺少法律约束力；能源宪章条约（ECT）具有较强的法律约束性；二十国集团（G20）、国际贸易组织（WTO）等以全球经济治理为主要目标的国际组织也涉及能源治理问题，但影响力有限。

此外还有国际原子能机构（IAEA）、清洁能源部长级会议（CEM）专业性较强的国际组织，在本领域中的影响较大，但这两类能源在全球一次能源消费结构中的占比较小。

虽然现有全球能源治理机制层次多，管理范围广，但局限性较为明显。

一是治理成效总体不大。尚未形成类似联合国、国际贸易组织和国际货币基金组织的全球性治理机构，在能源治理的广度和深度上，没有完成从“局部”治理向“全球”治理的跨越。

二是治理规则的约束力逐渐减弱。传统治理手段有效性进一步弱化，关键是执行力明显不足，无论是 OPEC 限产保价，还是 IEA 释放产能，作用越来越小，生产国和消费国之间的合作仍有障碍。

三是现有治理架构由美国和其他发达国家主导，没有包括也无法代表新兴国家和发展中国家。发达国家认为自身担负了维护全球市场安全义务中较大的部分，认为新兴国家没有承担起与快速增长的能源需求相适应的义务，尤其是在应对供应危机、气候变化和消除能源贫困领域；而新兴国家在能源开发、技术转移等方面缺乏平等的权利，相对而言，只能在政治动荡、偏远、高成本的地方进行能源开发，也在期待更大的话语权。

四是缺乏针对气候变化和低碳政策的国际治理，虽然有联合国气候变化框架公约等国际公约，但是没有任何一个国际机构真正在切实推动低碳政策的发展与落实。

全球能源治理所面临的外部变化

（一）全球能源市场逐渐进入低油价时代

进入 2020 年以来，国际原油价格持续下跌，跌幅已达 60%左右，这一轮的国际油价下跌主要是供需失衡和产油国激烈争夺市场份额的结果。

首先，就需求层面而言，新冠疫情在很大程度上导致世界经济和能源消费的“急性下挫”，石油需求迅速下滑自然会导致油价断崖式下跌。

其次，就供应层面而言，目前全球石油供应充足而且过剩。原本 2016 年底以来形成的“OPEC+”的减产机制使油价维持在一个相对合理的区间，但沙特与俄罗斯为争夺市场份额而导致减产谈判破裂引发了世界范围的“价格战”，石油供给的增加导致油价进一步下跌。

更为重要的是自 1973 年以来，美国首次于 2018 年超过俄罗斯和沙特阿拉伯成为全球最大的产油国，“页岩气革命”所推动的美国“能源独立”改写了国际能源地缘政治格局。

根据多个国际研究机构的预测，受世界经济增速放缓、全球石油消费已过峰值高点并进入下行区间、全球能源转型加速推进、可再生能源已具备相当竞争能力等多重因素影响，低油价时代已经来临。

（二）全球能源供应格局深受地缘政治影响，IEA 和 OPEC 地位遭到弱化

面对国际石油市场的动荡，尽管 IEA 与 OPEC 建立了旨在加强磋商与政策协调，以共同维护国际石油市场稳定的对话机制，但显然尚未制度化，实质性作用发挥有限。就 IEA 而言，由于其主要由石油消费国组成，缺乏应对油价暴跌的应急手段，仅仅是针对疫情影响对全球油品需求的预测进行了调整——发布了最新的 2020 展望报告，但是并未采取促进市场稳定的措施。

就 OPEC 而言，近几年中其国际地位以及世界影响力始终处于波动变化之中。尽管 OPEC 通过联合俄罗斯等石油生产国，以减产为手段在提振油价方面曾发挥了重要作用，但 3 月份减产谈判的失败表明，OPEC 还远未达到真正意义上全球治理的制度化程度。

（三）全球能源供需结构发生变化

从能源需求的角度看，最大的变化体现在发展中国家的能源需求增长将占据主要部分，特别是新兴经济体的能源需求大增，发达国家的能源需求已出现结构性减少趋势。从能源供应的角度看，当前美国大力追求能源独立的目标使得现有的全球能源格局和地缘政治受到冲击。特别是世界油气生产中心呈现出“东降西升”的趋势，美国页岩油气革命的冲击使得 OPEC 的能源生产权力逐步衰落，并且在全球原油市场中地位逐渐下降。

美、俄、沙特共同主导全球石油生产和供应格局，由此形成了复杂而微妙的三角博弈关系。此外，传统化石能源利用所带来的环境外部性问题也愈发突出，随着可再生能源技术的快速发展以及生产成本的不断降低，我们看到太阳能光伏发电的平准化成本(LCOE)已经降至 0.04-0.08 美元/KWH，对传统化石能源的威胁也越来越大，可再生能源正逐步成为国际经济新的增长热点。

(四) 气候变化问题成为全球能源治理中最为关注的焦点之一

自 1960 年主要石油生产国成立 OPEC、1974 年 OECD 国家成立 IEA 以后，全球能源治理基本围绕发达石油消费国和石油生产国之间在供给安全、价格安全和通道安全方面进行的博弈展开。进入 21 世纪以来，始于 1995 年的国际气候谈判影响力日益增加。目前已经有超过 90% 的联合国成员国和 3000 多家国际组织参与到国际气候谈判之中。

虽然发达国家与发展中国家、大国与小国之间由于立场差异巨大，自《京都议定书》之后的多次谈判均未达成任何具有操作性的协议，但这并不妨碍气候变化问题越来越成为全球能源治理中最为关注的焦点。出于环境环保、可持续发展考虑，签署《巴黎协定》的国家也已经达成共识，减少使用化石能源并提高清洁能源在全球各国能源消费结构中的比重。

全球能源治理机制正加快改革步伐

应该说，在面临诸多问题和矛盾的情况下，各能源治理的国际组织也开始加大改革力度。主要措施包括：

一是采取灵活多样方式，扩大参与国范围。IEA 提出“联盟国”倡议，中国、印尼和泰国于 2015 年 11 月成为 IEA 联盟国。2014 年 ECT 启动“全球能源宪章”谈判，签署国将成为 ECT 观察员国，不必履行成员国义务。

二是扩大治理范围。除传统原油安全问题外，IEA 开始逐渐关注电力、清洁能源、技术进步、气候变化和碳捕获与储存等领域，力求多管齐下，扩大实际影响力。

三是加大宣传力度。如 IEF 通过发布研究报告、与石油公司合作、积极参与 G20、IEA、OPEC 等国际会议的形式，提升自身交流平台的影响力。

全球能源治理未来深刻变革的领域

但是不难看出，各个能源治理国际组织进行的改革，仍然呈现出治理内容空泛、约束性不强、对现实问题缺乏解决方案的特征。笔者认为，要想提升全球能源治理水平和影响力，应重点在以下四个方面尝试进一步的改革。

(一) 建立一个真正全球性的能源治理协调机构

目前，全球能源治理分散在众多能够影响能源治理的机构与国际规则中，仅在某些方面发挥着治理功能，缺少足够的权威性。这种制度体系特征，可以说是全球能源治理在当下环境中的功能缺失的主要原因。

建议在对现有机构进行再设计的基础上，形成全新的全球能源治理机构。

方案一是推动 G20 作为一个有权威性、平等而且广为接受的全球能源治理平台。长期以来，G20 通过召开能源部长级会议等方式已经将能源问题作为其治理功能的重要内容。未来 G20 可通过进一步的组织机构改革，增强其能源治理约束力及对其它国际能源治理机构的协调性，提升可再生能源的议题设置，帮助可再生能源行业应对危机并为其创造快速发展的政策、技术等条件。

方案二是可以考虑建立 G7+BRIC+6 个国际机构的组合。这六个国际机构分别是 IEA、OPEC、UNFCCC、WTO、IMF、AIIB。这些机构分别代表了全球能源治理中战略石油储备、生产国联盟、气候变化、能源市场、价格和金融监管、能源贫困与能源公平等方面的治理权威性。而 G7 则代表了全球 47% 的经济，BRIC 代表全球 19% 的经济，两者代表了主要的发达国家和新兴经济体。应该说，这样的机构设置有助于解决统一的市场和隔离的监管所造成的缺陷。

(二) 更新、升级现有全球能源应急响应机制应成为全球能源治理能力建设的重要内容

能源安全是全球能源治理的核心，更新、升级现有全球能源应急响应机制对于保障能源安全至关重要。目前的应急响应机制由美国主导，但随着美国能源供给日渐独立，25 年以后或许不再需要

进口油气，届时世界能源格局将产生何种变化并不明朗。石油危机、液化天然气（LNG）贸易的增加等都应在全球能源治理的考虑范围内。

因此，建议在 IEA、OPEC 等国际组织的石油安全保障机制的基础上扩充应急响应机制的功能，甚至设计更多的机制，从而不仅能够应对供应中断，也具备规避石油及其它能源价格波动风险的能力。

此外，鉴于近几年全球天然气产业的迅猛发展和消费量的激增，天然气市场正在逐步由三大区域市场向全球性市场迈进，因此，有必要将天然气的应急管理也纳入到现有的能源治理机制中。

还有就是要避免能源价格的剧烈波动，完善价格形成机制。适度的价格波动是市场实现其功能的必要组成部分，全球能源价格治理的目标是避免由于金融炒作、缺乏市场透明度、投资不足及地缘政治因素所引起的价格剧烈波动。

目前，国际能源价格的主要问题是决定价格水平的几个物理量基准价格没有发挥有效作用。美国 WTI 价格与全球石油市场严重脱节，布伦特基准原油交易量较小且在下降，这两个基准价格也都没有在中东交易。而阿曼、迪拜原油评级主要适用于西方市场，而非需求巨大的亚洲。更有效的基准价格亟待建立，来反映主要国际市场的价格变动。但是新的定价基准同样需要注意是否能够避免现存的有效性问题的。

（三）有必要加快形成天然气全球治理制度并发挥其关键作用

俄罗斯曾长期推动建立类似于 OPEC 的天然气输出国联盟，但至今未有成效。当前，随着天然气在全球能源结构占比的增加，以及天然气国际贸易快速增长，北美、欧洲、东亚三大市场出现联动趋势，全球性天然气市场逐步形成。无论是从供应国、消费国利益角度，还是从国际市场稳定的角度看，均有发展天然气全球治理制度的必要性。

因此，建议利用现有的国际燃气联盟（IGU）的作用，充分发挥其拥有 170 多个成员，包括天然气生产国、消费国在内，覆盖全球 97% 以上的市场及整个天然气产业链的优势，积极参与全球天然气治理机制的构建，特别是在提升天然气可及性、加快天然气管网设施互联互通、提升天然气数字化水平等方面发挥重要作用。

能源杂志 2020-07-17

建设我国能源互联网 推进绿色低碳转型（上）

新世纪以来，化石能源资源和气候环境约束日益趋紧，以绿色低碳为方向的新一轮能源革命正在全球蓬勃兴起。习近平总书记深刻洞察世界能源发展大势，提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，在 2015 年 9 月联合国发展峰会上倡议“构建全球能源互联网，推动以清洁和绿色方式满足全球电力需求”。总书记关于全球能源互联网的重要讲话，明确满足电力需求总体目标，突出清洁和绿色发展方式，为我们深刻把握能源互联网的本质内涵提供了根本遵循。能源互联网不是现有各类能源系统的组合，而是能源系统发展演进的高级形态。随着化石能源退出历史舞台，以太阳能、风能、水能为代表的清洁能源将成为主导。清洁能源资源丰富，且在时间和空间分布上存在天然不均衡性、随机性、波动性，必须转化为电能，依托互联电力系统大范围配置，才能实现高效开发利用。因此，能源互联网是清洁主导、电为中心、互联互通的现代新型能源体系，是清洁能源大规模开发、大范围配置、高效利用的基础平台，实质就是“智能电网+特高压电网+清洁能源”。

我国能源互联网是全球能源互联网的重要组成，是推动我国能源转型的根本途径。当前，新冠疫情在全球蔓延，国际环境发生深刻变化。面对经济下行压力和复杂国际形势，能源电力行业要在保安全、促发展等方面发挥重要作用。关键要以新发展理念和能源安全新战略为指引，加快我国能源变革转型，推动经济复苏和高质量发展，于危机中育新机、于变局中开新局。“十四五”是我国能源转型的关键期和窗口期，加快建设我国能源互联网，将根本扭转化石能源增长势头，全面促进清洁发展，保障能源安全，对我国转变经济发展方式，增强内生发展动能，应对复杂国际形势将发挥重

要作用，是利在当下、惠及长远、一举多得战略性举措。

一、绿色低碳转型是世界能源发展大势

当今世界，气候变化、环境污染、资源匮乏、贫困健康等问题日益严峻，严重威胁人类生存与发展。问题的根源，是长期以来人类对化石能源的过度消耗和依赖，加快绿色低碳转型是世界能源发展大势所趋。

这是能源系统升级的发展方向。从薪柴到煤炭、石油、天然气，再到太阳能、风能、水能等清洁能源，能源碳含量逐渐下降，对环境的影响逐渐减小，能源系统总体从高碳向低碳发展。面对全球性挑战，能源将朝着更清洁、更友好、更高品质、可持续的方向不断升级。

这是能源技术进步的必然结果。技术进步是能源转型的关键驱动力。蒸汽机、发电机、内燃机、电动机，每一次技术革命都开创了能源发展新的时代，带来能源利用形式的重大变革和效率的大幅提升。随着特高压、智能电网、清洁能源技术的快速发展和广泛应用，将推动人类进入清洁能源时代。

这是破解资源匮乏困局的必由之路。化石能源占全球一次能源消费比重超过 80%，按目前开发强度，已探明煤炭和油气储量只能分别开采 100 多年和 50 多年。全球清洁能源资源丰富，太阳能、风能、水能理论蕴藏量超过 100 万亿千瓦，仅开发万分之五就能满足世界各国能源需求。清洁能源将成为解决资源匮乏问题、实现能源永续供应的“巨大宝库”。

这是应对气候环境危机的治本之策。气候变化和环境污染形势很严峻。目前全球地表平均温度已比工业革命前升高 1.1℃，按此趋势，到本世纪中叶左右，全球温升将超过 2℃安全阈值，导致不可逆转的巨大灾难。工业革命以来，化石能源产生的二氧化碳累计达 2.2 万亿吨，占温室气体总量的 70% 以上。必须从源头减少化石能源消费，加快清洁发展，实现能源系统全面“脱碳”，根本解决全球气候环境危机。

这是实现能源经济高效发展的重要途径。技术进步和规模化发展推动清洁能源发电成本快速下降，沙特、阿联酋、智利、葡萄牙等国光伏项目，墨西哥等国风电项目国际中标上网电价已低于 0.14 元/千瓦时，而煤电等化石能源受资源与环境因素制约，发电成本将持续升高。预计 2025 年前，光伏和陆上风电竞争力将全面超过化石能源。推动全球清洁能源大规模开发、大范围配置，将发挥清洁能源互补性强、经济性好的优势，为各国提供充足经济的绿色能源。

总之，从历史规律、技术创新、现实需求等方面看，清洁能源取代化石能源是世界的潮流、时代的呼唤，是不以人的意志为转移的必然趋势。近年来，全球许多国家出台清洁发展和去煤控油政策，加快清洁能源项目投资建设，能源绿色低碳转型呈加速发展态势。比利时、瑞典等 10 多个国家煤电已全部退出，26 个欧盟成员国承诺 2020 年以后不再新建燃煤电站，荷兰、挪威、英国、法国等国已宣布禁售燃油车时间表。2019 年，全球可再生能源装机达到 25.3 亿千瓦，占总装机比重 34.7%，新增装机 1.8 亿千瓦，占全球新增发电容量的 72%；可再生能源投资达到 2800 亿美元，连续 5 年超过 2500 亿美元，是化石能源发电投资的 3 倍。当前，受疫情影响，化石能源产业遭受严重冲击，这也为能源转型提供了契机。发展清洁能源将成为“后疫情时期”最具效益的绿色投资，为促进各国加快经济转型升级，实现更高质量复苏发挥重要作用。

二、破解我国能源发展困局亟需加快变革转型

新世纪以来，我国能源需求持续攀升，已成为世界最大的能源生产国、消费国和碳排放国，能源结构以化石能源为主，资源环境约束趋紧，供需矛盾突显，能源安全、可持续发展面临严峻挑战。

油气受制于人。我国石油、天然气占一次能源消费比重约 27%，受资源条件限制，生产与消费缺口持续扩大，对外依存度分别达 72%、43%，保障油气安全压力巨大。特别当前逆全球化抬头、油价巨幅震荡、中美摩擦加剧，油气对外依存度过高将对国家安全带来重大挑战。

煤电问题突出。我国煤炭占一次能源消费比重约 58%，一半以上用于发电，探明储量只能开采 50 年。煤电装机超过 10.4 亿千瓦，占全球的一半，机组平均利用小时数仅 4400 小时，远低于韩国的 6200 小时，按 5500 小时的设计标准，相当于 2 亿千瓦装机是无效投资，产能明显过剩。2019 年

以来，我国新投产和在建煤电约 1.2 亿千瓦，接近欧盟国家现有煤电总和（1.4 亿千瓦）。在全球 30 多个国家都在加快退煤的情况下，我国煤电装机不降反升，面临的压力越来越大。

清洁发展受限。我国清洁能源丰富，但资源与需求逆向分布，发展大容量、远距离、低损耗特高压输电是加快清洁能源开发和大范围配置的必然选择。目前，我国特高压电网建设总体滞后，资源配置能力不足，严重制约清洁能源发展。如清洁能源富集的“三北”地区（东北、西北、华北），外送能力仅 6500 万千瓦，不到清洁能源装机容量的 32%，远不能满足送出需要。

碳减排形势严峻。2019 年我国碳排放占全球总量的 28%，人均排放比世界平均水平高 46%，兑现 2030 年减排承诺任务非常艰巨。延续当前路径，我国不仅无法实现减排目标，还将面临煤电等基础设施先建后拆、资产搁浅的巨大损失。研究表明，当前每增加 1 亿千瓦煤电装机，未来将挤压 3 亿千瓦清洁能源发展空间，到 2050 年累计增加碳排放 150 亿吨，相当于 2019 年我国碳排放的 1.5 倍，而且煤电机组被迫提前退役还将造成超过 3000 亿元的资产损失。

总体看，化石能源为主的发展方式是导致我国能源安全和碳排放问题的根源。破解困局，关键要贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，以统揽全局的思维和勇于变革的魄力，突破传统能源发展路径束缚，深入推进“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现能源体系的根本改变。

三、建设我国能源互联网是推动能源变革转型的根本途径

建设我国能源互联网是落实总书记关于推进能源安全新战略、构建国内和全球能源互联网等有关要求的重要举措，是新发展理念在能源领域的创新实践，将从能源生产、消费、市场等环节协同发力，转变以煤、油、气为主体的能源格局，打造清洁主导、电为中心、互联互通的新型能源体系，开辟绿色、低碳、可持续的能源发展新道路。

生产环节，以清洁主导转变能源生产方式。我国太阳能、风能、水能技术可开发量分别超过 100 亿、35 亿、6 亿千瓦，完全能够满足我国未来能源需求。发挥清洁能源资源优势，加快清洁替代，推动以水、风、光等清洁能源替代化石能源，是实现能源供给革命的必然要求。重点要大力开发西部太阳能发电、“三北”风电、西南水电等大型清洁能源基地，因地制宜发展分布式能源和海上风电，安全高效发展核电，配套建设抽水蓄能和电化学等储能系统，以风光水储协同保障能源供应，打造高质量发展的“绿色引擎”。煤电要严控总量、优化布局、调整定位，加快转型。压减东中部低效煤电，新增全部布局到西部和北部地区，煤电装机在 2025 年前达峰（11 亿千瓦），并逐步压减和退出。煤电功能定位由主体电源逐步转变为调节电源，更好促进清洁能源发展。

消费环节，以电为中心转变能源消费方式。电能是优质高效的二次能源，经济价值相当于等当量煤炭的 17.3 倍、石油的 3.2 倍，电能消费占终端能源消费比重每提高一个百分点，能源强度下降 3.7%。加快电能替代，推动以电代煤、以电代油、以电代气、以电代柴，形成电能为主的能源消费格局，将大幅提高我国能效水平，降低油气进口依赖度，是实现能源消费革命的根本途径。应在工业、交通、商业、农业、生活等各用能领域全面实施电能替代，提高能源消费品质和效率，让煤油气等资源回归工业原材料属性，创造更大价值。同时，依托充足经济的清洁能源发电，推动电制氢气、甲烷等燃料和原材料，培育绿色循环新型产业，为经济高质量发展提供有力支撑。2035 年前，电制燃料和原材料产业实现规模化发展；到 2050 年，电解水制氢年产量达到 6500 万吨，电制甲烷年产量达到 500 亿立方米。

市场环节，以大电网大市场实现能源大范围优化配置。电网既是能源输送的高效载体，也是市场配置的重要平台。基于完全具有自主知识产权的特高压技术创新，我国正在建设世界上电压等级最高、配置能力最强的特高压交直流混合电网，为保障能源安全、推动清洁发展发挥了关键作用。面对更大规模“西电东送、北电南供”需要，亟需加快建设以智能电网为基础、特高压电网为骨干网架的全国能源优化配置平台，形成西部为送端、东部为受端的两大同步电网，全面提高配置能力和安全水平，满足清洁能源大规模接入、输送和消纳需要，根本解决弃水、弃风、弃光和“窝电”等问题。同时，依托大电网加快建设全国统一电力市场，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好促进能源跨区跨省交易和经济高效配置。在主要立足国内前提下，加强国际能源合作，积极推动

我国与俄罗斯、蒙古、哈萨克斯坦、缅甸、老挝等周边国家电力互联，利用国际资源，丰富能源供应体系，实现开放条件下能源安全。

建设我国能源互联网将大幅提升能源自主保障能力，根本解决能源安全问题，总体分三步走。第一步增量替代。2025年前，煤电装机规模达峰，总量控制在11亿千瓦，新增能源需求主要由清洁能源提供，基本扭化石能源增长势头。第二步存量替代。2035年前，煤电逐步退出，降到9亿千瓦以下；油、气年消费量达峰并稳步降低，减少进口达到1亿吨、500亿立方米；清洁能源和电能比重加快提升，达到47%、41%；能源自给率达到88%。第三步全面转型。2050年前，我国能源互联网全面建成，能源发展方式实现根本转变。届时，煤电将降到4亿千瓦以下，每年减少油、气进口4亿吨、1500亿立方米，清洁能源占一次能源比重从目前的22%提高到74%，能源自给率从目前的80%提高到95%，单位GDP能耗和碳排放比目前分别降低60%、68%，跨区跨省资源配置能力超过7.4亿千瓦，为我国全面建设社会主义现代化强国提供安全、清洁、高效、可持续的能源保障。

四、建设我国能源互联网价值巨大、意义深远

我国能源互联网涉及领域广、带动力强，为我国应对当前风险挑战提供了破局之策。能够推动重大前沿技术突破，培育和壮大一批高科技企业，既有利于稳定经济基本盘，又将有力促进我国高质量发展，是振兴经济、留住青山、赢得未来的重要举措。

推动产业升级和投资就业。能源互联网聚集了新能源、新材料、特高压、储能、电动汽车、5G、大数据等“新基建”重点领域和关键技术，是世界科技竞争的前沿阵地。建设我国能源互联网将有力推动这些领域技术创新和高端装备制造，促进产业链升级、价值链提升，打造经济发展新模式、新业态、新动能，在扩大有效投资，促进经济持久稳定增长中发挥“火车头”作用。预计“十四五”期间，我国能源互联网投资可达9万亿元，其中电源、电网投资分别为7万亿、2万亿元，增加就业岗位900万个，带动相关市场主体发展，稳企业、稳投资、保就业作用显著。

降低全社会用能成本。我国已逐步进入光伏、风电平价上网时代，预计2025年西部和北部地区清洁能源发电成本将低于0.3元/千瓦时，通过特高压送至东中部地区经济性显著。依托能源互联网，统筹利用资源差、时间差、价格差，推动清洁能源规模化开发和经济高效配置，到2035年、2050年将使全社会平均度电价格降低0.06元、0.12元，每年减少用能成本7000亿、1.7万亿元，让企业和千家万户用上清洁电、便宜电，让全体人民共享能源变革的红利。

大幅减少碳排放。建设我国能源互联网，加快清洁替代和电能替代，将推动能源系统与碳脱钩、经济发展与碳排放脱钩，根本解决发展与减排的矛盾，以较低成本、较小代价、更快速度实现减排目标。2025年，我国碳排放达峰（97亿吨），2035年、2050年减少到67亿、30亿吨，较峰值下降30%、70%，兑现减排承诺，在全球气候治理中占据主动。

改善生态环境与健康。我国能源互联网是建设美丽中国的助推器，在减少环境污染、节约水资源等方面将发挥重要作用。到2035年、2050年，每年可减少大气污染物排放1500万、2700万吨；节约淡水700亿、1400亿吨。我国生态环境的根本改善，将显著降低自然灾害风险，减少污染引发的各种疾病，提高人民健康水平和幸福感。

促进区域协同发展。通过加快西部、北部清洁能源集约化开发和大规模外送，变资源优势为经济优势，将有力带动西部大开发和东北全面振兴，扩大投资就业，促进边远和贫困地区脱贫致富，缩小地区发展差距，实现共同富裕目标。目前，西部地区每年通过特高压电网外送电力约3000亿千瓦时，仅售电收入就超过850亿元，对于带动当地经济发展作用显著。

助力人类命运共同体建设。全球能源互联网本质是全球能源命运共同体，是人类命运共同体建设的重要内容。历史上煤炭革命、油气革命、电气革命，都是西方发起和主导，相关国家由此成为世界强国。新的历史条件下，以建设我国能源互联网为契机，引领全球能源互联网发展，在世界上举起绿色低碳发展的中国旗帜，将彰显我国责任担当，显著提升国际影响力和话语权，有力促进“一带一路”和人类命运共同体建设。

（作者系全球能源互联网发展合作组织主席，中国电力企业联合会理事长，瑞典皇家工程科学

水电总院发布《中国可再生能源发展报告 2019》

2020年7月22日，水电水利规划设计总院在北京组织召开《中国可再生能源发展报告 2019》线上发布会。来自生态环境部、国家能源局等约30家单位共70余位代表参加现场发布，同时有超过7000名代表参加线上发布会议。发布会由水电总院有限公司总经理彭程主持。

中国电力建设集团副总经理刘源在致辞中表示，党的十八大以来，我国持续贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，践行“绿水青山就是金山银山”的理念，大力推进能源生产和消费革命，推动中国能源向清洁化、低碳化、智能化高质量的发展。

刘源还指出，在新时代背景下，中国可再生能源被赋予了新的使命。我国有先进的生产能力和优质产能、相对充盈的资本和潜在市场，可再生能源前景广阔。经过多年不懈努力，清洁能源已经成为拉动国民经济增长的新引擎，可再生能源跨越式发展成为能源领域的新亮点。中国继续保持着“可再生能源第一大国”的地位，这张名片更加的亮眼。通过大家的努力，可再生能源在中国取得了长足的发展，收获了不俗的业绩。当前我国能源正在向高效、清洁、低碳、多元化为特征的方向转型和变革，为可再生能源的发展提供难得的机遇。为了抓住机遇，有效促进发展，做好年度可再生能源发展成果研究，总结发展经验、剖析热点问题、研判当前形势、提出政策建议、展望发展方向，对于深入贯彻落实党的十九大精神，推动新时代能源高质量发展具有重要的意义。

国家能源局副司长李创军在开幕式致辞中表示，《中国可再生能源发展报告 2019》以能源安全新战略为指导，立足于当前能源改革新形势、新要求，对我国可再生能源发展状况进行了系统梳理和归纳分析，对可再生能源行业全生命周期各环节发展状况进行了全面分析，并关注国家重要政策和行业关切热点，分析发展问题，研判重点行业发展趋势，为社会各界全面了解可再生能源行业发展情况，把握行业发展态势提供了重要参考。

水电总院院长郑声安在致欢迎辞时表示，2019年中国可再生能源继续快速发展。可再生能源在非化石能源中占比超过85%，支撑非化石能源消费比重提前一年达标；风电、光伏发电首次“双双”突破2亿千瓦；可再生能源年发电量超过2万亿千瓦时。可再生能源利用水平和质量稳步提升，水能利用率同比提高4个百分点，达到96%，弃风率、弃光率降至4%和2%，分别下降3个百分点和1个百分点。应用场景得到扩展，户用分布式光伏持续提速，“光伏+”产业模式加速发展，地热供暖成为解决南方供暖问题的有效途径。同时，装备及工程技术水平不断提升，陆上5MW、海上10MW国产风电机组陆续下线。近期量产、规模化生产的单晶电池平均转换效率22.3%。同时，从我国可再生能源发展现状来看，非水可再生能源在我国能源消费中的占比远低于全球平均水平。另外，平价和电力现货市场趋势下，新能源面临着更大的竞争压力。从长远发展来看，影响可再生能源发展的因素更加复杂，如国土空间、生态红线、环境保护等要求不断提高。能源转型不是一蹴而就的，转型的进程一定程度取决于社会各界的共同努力。《中国可再生能源发展报告 2019》也对2020年及中远期行业发展进行了趋势展望，提出了发展建议，希望能为政府决策、企业生产经营和社会发展提供有益的参考。

水电总院副院长易跃春在发布报告时指出，2019年，可再生能源生产和消费实现了快速增长，可再生能源装机和发电量稳步增长，有力推动清洁低碳高效能源体系的构建。2019年度，我国常规水电新增投产384万千瓦，大中型常规水电站核准开工规模约239万千瓦；抽水蓄能核准开工688万千瓦，新增投产30万千瓦；风电新增并网装机2574万千瓦，其中海上风电新增并网装机198万千瓦；太阳能发电新增装机3031万千瓦，其中光热发电新增装机20万千瓦；生物质发电新增并网装机容量325万千瓦。截至2019年底，我国常规水电装机达到3.26亿千瓦，年发电量1.3万亿千瓦时，在建规模约5400万千瓦；抽水蓄能装机3029万千瓦，在建规模5063万千瓦；风电装机2.1亿千瓦，年发

电量 4057 亿千瓦时;太阳能发电装机 2.05 亿千瓦,年发电量 2243 亿千瓦时;生物质装机 2369 万千瓦,年发电量 1111 亿千瓦时。水电、风电、太阳能发电、生物质发电可再生能源装机容量连续居世界第一。

2019 年,水电在能源转型中基石作用明显,水电基地建设稳步有序,在脱贫攻坚中发挥了重要作用,西南弃水明显缓解,水电利用率显著提升;抽水蓄能电站作为电力系统的稳定器、调节器、平衡器和储能器,高效保障了电力系统的安全、稳定、经济运行,电站开工建设平稳增长;依托智慧技术的发展,分散式风电、光伏得到积极布局,集中式与分散式的综合利用模式不断优化,同时多元化开发利用程度持续加深;生物质天然气、供热等综合利用能力有所提高;地热能开发利用充分体现了多元化方向和规模化趋势。

2020 年及未来,我国可再生能源呈现以下发展趋势。一是在生态优先前提下积极推进大型水电基地建设,未来水电开发潜力主要在西藏,伴随着新能源的大规模开发,水风光一体化发展将成为推动能源转型发展的重要路径。二是抽水蓄能发展需求持续增加,“十四五”期间投产规模有望提速,功能定位也将呈现多样化。三是风电发电成本和上网电价仍将持续下降,部分平价风电基地有序推动。四是光伏发电将成为上网电价最低、规模最大的可再生能源,“光伏+”将成为重要的发展方式。五是生物质将进入高质量发展阶段,实现产业化发展,其中非电利用、分布式开发是未来的重点发展路径之一。六是地热能开发利用前景广阔,重点体现在浅层地热供暖(供冷)的分布式大型化发展、中深层地热供暖的商业化开发模式推广、以及“地热能+”的广泛应用等。

《中国可再生能源发展报告》由水电水利规划设计总院编著,按年度发布,至今已经连续发布 4 年。报告分常规水电、抽水蓄能、风电、太阳能发电、生物质能、地热能等能源品种,对可再生能源行业全生命周期各环节发展状况进行了系统整理、综合归纳和研究分析,涵盖发展现状、投资建设、运行管理、发展特点、趋势展望及发展建议等,并高度关注和研究国家重要政策和行业关切热点,努力做到凝聚焦点、突出重点,帮助大家更好地认识和把握可再生能源发展的脉络、规律以及趋势动态,为政府决策、企业生产经营和社会发展提供有益的参考。

新华网 2020-07-24

法国大力发展可再生能源

位于法国东部阿尔萨斯地区的费斯内姆核电站二号反应堆近日关闭,这座法国最古老的核电站至此正式停止运营。该核电站的关闭是法国能源转型的缩影。近年来,法国大力发展可再生能源,以推进能源转型。

费斯内姆核电站于 1977 年投入运营,是法国使用时间最长的核设施之一。法国政府今年 2 月发布公报,宣布将在 6 月底前彻底关闭费斯内姆核电站,并在 2040 年前拆除其基础设施。“这是法国在重新平衡核电和可再生能源发电战略上迈出的第一步。”时任总理菲利普表示。作为全球核电大国,法国现有 58 座核反应堆在营,国内用电量的 71.6%来自核电。

今年 4 月,法国政府推出能源转型行动时间表 2019—2028 年《多年能源计划》,计划在 2035 年以前关闭 14 座核反应堆,并将核电占法国发电总量的比例降至 50%;到 2028 年底,可再生能源发电装机容量将较当前水平翻四番,新增装机主要来自风电和太阳能。根据法国可再生能源工会等机构今年 2 月共同发布的报告,2019 年水力、风能、太阳能等可再生能源发电量在法国总发电量中占比 23%,较去年有所增加,不过距 50%的目标仍有不小距离。此外,《计划》还提出到 2028 年实现开发 10—100 个电改气试点项目、绿色氢占工业氢比重达 20%—40%、拥有 300 万辆电动汽车、180 万辆插电式混合动力车、50 万辆电动或混合动力车等目标。

为了推进《计划》,法国政府推出了提供研发补贴、调整风电价格和税收政策等一系列激励政策。法国企业也积极参与。近日,法国风力发电生产商 Boralex 宣布和法国电信运营商 Orange 公司达成一项企业可再生能源购买协议,将为其每年提供 67 千兆瓦时的可再生电力。不过,受新冠肺炎疫情

影响，法国此前宣布的很多可再生能源项目至今未完成发布和招标，现有项目也不同程度的推迟。

法国环境与能源管理署主任阿诺·勒鲁瓦指出，法国在发展可再生能源领域具有自然条件优越、技术创新等优势。随着能源转型进一步推进，可再生能源领域也将提供更多就业机会。法国应进一步加强可再生能源项目间合作以及与欧洲其他国家的合作，最终实现能源转型，为应对全球气候变化作出贡献。

刘玲玲 人民日报 2020-07-16

热能、动力工程

科学家研发生物光电化学电池

以色列理工学院和德国波鸿大学的两个研究小组表示，他们正在研究将光合聚光复合物的光吸收能力与光系统II的电化学能力相结合，以此获取可再生清洁能源，即利用光合作用为未来开发可再生清洁能源。

在自然界，细菌、藻类和植物经过演化后，其类囊体膜中存在着光系统II（PSII），是自然光合作用的产物，能够有效地通过光合作用将太阳能转化为化学能。研究人员表示，他们试图利用植物膜水分子获取电子释放的能来产生清洁燃料源，这也是人们所说的生物光电化学电池（BIOcells）。

以色列理工大学在声明中说，人们正力图用清洁能源替代化石燃料，丰富和无污染的太阳能被视为极具特别价值的能源。生物光电化学电池属于可再生能源领域的创新概念，旨在半自然、半人为地利用自然过程来开发清洁、负担得起的高效能源。

研究人员在发表于《材料化学 A》杂志上的论文中称，他们的新发现有望成为人类在制造太阳能生物光电化学电池方面的重要进步，而这种电池将是未来主要的清洁能源。

为了在人工环境下实现生物光电化学电池的光生电过程，两个团队开发了一种由两种成分组成的生物电极，其中包括将 PBS（一种聚光蛋白）和 PSII多蛋白复合物功能性相连接，有些是跨物种结合。这种连接的工作难度相当高，但研究人员利用交联剂成功实现了连接。这种交联剂具有两个或多个反应端，能够以化学方式附着蛋白质。

研究人员表示，PBS-PSII相连后与其他物质组成的电极提高了光电转换效率，与 PBS 单独作为电极物质相比，两者相连的绿光间隙单色光子电子转换效率（IPCE）最高达到了 10.9%。分离 PBS 和 PSII的技术分别由德国和以色列的研究小组完成，他们共同将两者整合到生物光电化学电池研究中。

以色列理工大学表示，他们研究中所涉及的蛋白质连接和组装能力代表了开发生物太阳能电池的重大突破。这意味着人们可以将不同物种的蛋白质复合物进行功能性组合，以建立集不同物种所长的半人工系统。

毛黎 科技日报 2020-07-16

“能源魔盒”开创工业园区节能“范式”

停车场顶棚能为电动汽车充电，汽车退役电池“摇身一变”成工业园区储能设备……近日，一个集“风、光、储、充、控”为一体的“能源魔盒”在上海市闵行区工业园区正式亮相，为工业园区用能节能降耗提供了创新方案。

该“能源魔盒”是由国网上海市电力公司与上海电气集团股份有限公司联手打造的智慧能源项目，项目主要包含 2.2MW 晶硅屋顶光伏和 CIGS 薄膜车棚光伏发电系统、10kW 风力发电系统、4.02MW/12.6MWh 的集装箱储能系统和一套 70kW/307kWh 梯次利用储能系统。项目一期已于今年

7月投产运行。

“目前看来，‘能源魔盒’可在优化企业用能结构、降低企业用电成本方面发挥巨大作用。”国网上海综合能源服务有限公司技术总监窦真兰向记者表示，项目被认为是实现园区多能协同互补、能源综合梯级利用的重要抓手，也是上海工业园区综合能源服务的典型示范。

风、光、储、充、控多元合一 “能源魔盒”成效初显

走进上海闵行工业区，一排排湛蓝色“光伏停车场棚”格外引人注目。“这是由薄膜光伏所覆盖的停车场顶棚，既能遮阳避雨、方便停车，又可为新能源车充电，大大节约了工业区的电耗。”国网上海综合能源服务有限公司营销总监张宇说。

记者进一步了解到，该工业园区内的厂房屋顶基本都安装了光伏设备，装机容量总计达到2.2MW，加上10kW的风电装机，预计运营期内风光系统年平均发电量为215.2万千瓦时，发自自用之外，还能实现余电上网，较原先年平均发电量预计高出8.2%。

“光伏停车场棚、园内屋顶光伏系统就是‘能源魔盒’的子系统。”窦真兰指出，“能源魔盒”其实就是风力发电系统、光伏发电系统、储能系统、梯次利用电池系统与充电桩设施的整合，其可通过智慧能源管理平台，对园区内的能源系统进行统一管控。

“梯次利用储能电池系统”也是“能源魔盒”应用的一大亮点。

“一般电动汽车的动力电池使用年限在5—8年，其容量随着充电次数增加而衰减。当电池容量衰减到额定容量的80%，这些电池就不再适用于电动汽车。但是，退役的电池经过检测、维护和重组，可以在储能领域进行梯次利用。我们采用了梯次利用储能电池系统利用退役动力电池，目的就是要将园区内多余风电、光伏储存起来，为园区提供备用应急电源，确保用电安全可靠。”张宇表示。

据了解，截至7月23日，“能源魔盒”风光共计发电约13.6万千瓦时，储能系统参与能源调配、吸收新能源电量约1.45万千瓦时，放出电量约1.208万千瓦时（园区总储能系统参与能源调配、吸收新能源电量约100.7万千瓦时，放出电量约88.4万千瓦时），成效显著。

“魔盒大脑”全面协调源网荷储用 大幅降低园区用能成本

光伏、风电、储能设备的接入，离不开能源管理系统的统一协调调度。记者了解到，区别于传统工业园区接入的单一新能源发电系统，上海闵行工业园区智慧能源项目可通过能源管理系统实现对发电侧、配电侧及用电侧的统一管控，通过运行数据实时跟踪、逻辑优化等手段，实现园区源—网—荷—储—用的全面协调。

能源管理系统的统一调度，在保证园区供电稳定、绿色、高效的同时，亦提升了园区运行效率，降低了设备运维成本，破解了原先园区用电能耗高、用电结构不合理、充电桩等设备接入成本及运维费用高等问题。

“能源管理系统好比‘能源魔盒’的‘大脑’，通过实时监测‘能源魔盒’系统内新能源发电侧功率、储能电池容量及各用电负荷，结合本地峰谷平电价时段，合理安排各系统最优化的运行路线，保证项目收益的同时，还能最大化新能源消纳水平。这也是上海闵行工业园区智慧能源项目最大的亮点。”窦真兰表示。

记者了解到，在“魔盒大脑”的统一调度下，上海闵行工业园的智慧能源项目可实现光伏发电的高峰时段刚好可与用电负荷峰值时段完美对应，从而大大降低了园区用电的峰值，削减了变压器投资；而储能系统也能充分利用现有峰谷平电价结构、峰谷电差价套利等方式降低企业用能成本，同时，峰电阶段的储能放电行为，也将进一步降低变压器投资。

园区成城市节能主力 综合智慧能源服务是必由之路

记者从国网上海市电力公司和国网上海综合能源有限公司了解到，该公司正计划将“能源魔盒”进一步推广复制至上海其他工业园区，项目暂设计为由光伏系统、储能系统和充电桩构建的智慧能源系统，进一步助力闵行工业基地实现智慧低碳绿色发展。

相关数据显示，工业园区是能源消耗聚集区，占全国总能耗接近70%，节能减排任务艰巨。“对

于城市工业园区而言，以‘能源魔方’为代表的综合智慧能源服务不失为一项节能降耗的有效举措。”
窦真兰表示。

据张宇介绍，上海闵行工业园区目前投产的“能源魔方”项目一期预计年平均发电量可达 215.2 万千瓦时，年节约标煤约 665 吨，减少二氧化碳排放约 1760 吨，减少有害气体排放约 1.8 吨。

在窦真兰看来，参考上海闵行工业园区“能源魔方”实践经验，充分利用当地能源资源禀赋做好综合智慧能源管理，是工业园区未来发展的必由之路。而融入 5G 基站、数据中心等“新基建”重点技术的园区综合能源服务手段，也将是未来工业园区节能降耗、实现绿色低碳转型的重要实施方向。

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-07-27

100 兆瓦压缩空气储能膨胀机完成集成测试

本报讯日前，中国科学院工程热物理所在压缩空气储能系统研发方面取得重大进展，完成了国际首台 100 兆瓦先进压缩空气储能系统膨胀机的集成测试。

压缩空气储能具有规模大、成本低、效率高、环境友好等优点，是最具发展潜力的大规模储能技术之一。中科院工程热物理所是国内最早开展压缩空气储能研究的机构，通过 15 年的努力，建立了具有完全自主知识产权的研发体系，先后突破了系统全工况设计与控制、多级高负荷压缩机和膨胀机、高效超临界蓄热换热等关键技术。并分别于 2013 年和 2016 年建成了国际首个 1.5MW 级和 10MW 级先进压缩空气储能系统。从 2017 年起，在国际上率先开展了 100MW 级先进压缩空气储能系统研发工作。

膨胀机是压缩空气储能系统的关键核心部件，具有负荷高、流量大、流动传热耦合复杂、变工况调控难度大等技术难点。经过多年的不懈努力，研发团队先后攻克了多级膨胀机全三维设计、复杂轴系结构、变工况调节与控制等关键技术，研制出国际首台 100MW 级先进压缩空气储能系统多级高负荷膨胀机。该膨胀机具有集成度高、效率高及寿命长等优点。

6 月 30 日，中国科学院工程热物理所储能研发中心完成了该膨胀机的加工、集成与性能测试，各项测试结果全部合格，达到或超过设计指标。该 100MW 膨胀机的成功研制，是我国压缩空气储能领域的重要里程碑，推动了我国先进压缩空气储能技术迈向新的台阶。

陈海滨 中国能源报 2020-07-22

1500 吨/日！陕西咸阳生活垃圾焚烧发电厂并网发电

7 月 18 日，位于礼泉县烟霞镇下韩村的咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目正式并网发电，这也标志着咸阳生活垃圾实现“全量焚烧”迈出关键一步。

当日上午，咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目并网发电活动在位于礼泉县的咸阳海创环境能源有限责任公司内举行

活动现场，咸阳市委书记岳亮、省住建厅副巡视员魏龙和中国海螺创业控股有限公司总经理纪勤应共同按下并网发电启动球，标志着该项目正式并网发电。

咸阳市常委、副市长王飞说，咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目是咸阳践行垃圾分类新时尚，实现生活垃圾减量化、资源化、无害化处置的一项重要举措，对于咸阳转变生活垃圾处理方式、推动绿色循环经济发展、提升生态环境保护水平都具有重要意义。

随着咸阳的快速发展，城区每天产生大量生活垃圾，且城区垃圾填埋场已使用 10 年，不能满足需要，城区垃圾填埋场封场在即。

咸阳市作为全国第一批生活垃圾分类示范城市，积极践行“无废城市”发展理念，从源头减少生活垃圾产生量，减轻末端处理压力。垃圾分类后的资源化，垃圾末端处置是形成垃圾循环利用“闭环”的关键。

咸阳市联合礼泉海螺水泥有限责任公司实施建设了项目一期总投资 8 亿元的咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目，并由中国海螺创业控股有限公司注册成立的咸阳海创环境能源有限责任公司(下称海创能源)投资建设。

该项目位于礼泉县烟霞镇下韩村海螺水泥厂内，项目配置 750td 垃圾焚烧线 2 条，35MW 汽轮机、40MW 发电机各 1 台，配套建设垃圾接收系统、工业水系统、灰渣处理系统、渗滤液处理系统等辅助设施，日处理垃圾能力 1500 吨，相当于 1.6 个标准游泳池体积。设计年处理生活垃圾 54.75 万吨，减少垃圾填埋库容 100 万立方米。据不完全统计，非满负荷运转，海创能源保守估计年发电量 1.8 亿度。

同时，该项目的并网发电，也意味着咸阳市将彻底结束生活垃圾填埋的处理方式。在活动中，咸阳市城管执法局局长卓鹏飞说，咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目，是我省“十三五”生物质发电规划重点项目之一，也是市委、市政府确定的一项重大惠民便民实事工程。

该项目建成投运后，咸阳城区全部生活垃圾最终将焚烧处理。通过该项目的运行，能够实现生活垃圾资源化利用和无害化、全量化处理。

要做到车间现代化，企业生态化。这是岳亮对海创能源的要求。如何做到？

记者在该项目主厂区三楼展示厅，可以通过重点设备的监控画面实时了解厂区动态，同时在 LED 显示屏上面可以看到汽轮发电机组发电负荷、蒸汽温度、压力等实时数据，以及焚烧垃圾量的统计。

在主厂房内配有咖啡厅、参观通道，通过教育展示、宣传培训等功能，让群众充分了解技术工艺和先进的管理理念；海创能源建成后的项目除达到国家的有关标准要求外，还将积极申请成为工业旅游点和环保教育基地。

生活垃圾变废为宝要经过哪些步骤？记者在该项目工作人员王博带领下，参观了已投运的垃圾焚烧发电厂，了解垃圾焚烧技术。

在卸料平台展示窗口，王博介绍说，窗口共设有 5 个卸料门，市政垃圾车经过地磅计重后就会进入卸料大厅进行卸料，垃圾坑配备有先进的除臭设备，处于负压状态，能吸收臭味，防止臭气外溢。

正是由于垃圾处理采用了“负压”技术，走在焚烧发电厂，记者几乎闻不到异味。

“垃圾卸入垃圾坑后经过简单均化、发酵，贮存 5-7 天后就能投入焚烧炉内焚烧，且无需分拣和破碎。”王博说。

在烟气净化方面，通过自动控制技术确保炉膛温度高于 1000 度，并采用先进的烟气净化工艺，脱硫脱硝，使烟气排放指标优于国家排放标准，部分指标达到欧盟标准。

垃圾渗滤液中的 COD 和 BOD 都非常高，处理难度较大，而项目采用先进工艺，处理后的废水作为项目工业循环水使用，做到了废水零外排。“这些废水处理，又回用于工业循环水使用，因此实现了废水零外排。”王博说。

此外，垃圾焚烧后会产生灰渣，约占初始量的 20%-30%，且飞灰中含有少量二噁英和重金属，常规的做法是添加固化剂二次填埋，但咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目利用水泥窑的先天优势，灰渣作为了水泥生产的原材料，被彻底无害化处理和资源化利用，做到了灰渣零排放，不仅节省了大量土地，还减少了二次污染。

咸阳绿色循环经济发展如何做到极致的，咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目做出了生动的诠释。

卓鹏飞说，该项目在利用生活垃圾焚烧产生可持续利用资源的同时，对其生产过程中产生的飞灰、炉渣均利用水泥窑无害化处置，全部代为水泥原料循环利用，真正实现了垃圾处置的“吃干榨净”。

正是通过以上生产工艺过程和环保措施，使整个焚烧发电厂真正实现城市生活垃圾处理的“无害化、减量化、资源化”。

王博说，咸阳城乡垃圾焚烧发电项目的垃圾坑存储量为 3 万吨，日处理垃圾可达 1500 吨，而目前咸阳主城区每天产生的生活垃圾只有 800 吨，因此该项目目前面临着“吃不饱”的境地。下一步，

我们将联系礼泉县以及周边县市，也为他们解决城乡生活垃圾处置难题。”

咸阳身边事 2020-07-21

2025 年 全球飞轮储能市场规模可达 4.793 亿美元

Grand View Research 最新报告指出：在储能及汽车行业发展的推动下，到 2025 年全球飞轮储能市场规模预计将达到 4.793 亿美元，复合年增长率可达 8.9%。



Flywheel Energy Storage Market

在没有稳定电源的情况下，飞轮储能系统可以提供持续的电力输出。飞轮储能系统通过飞轮旋转可以产生电能，持续性供电使其成为一种理想的储能方式，与太阳能光伏电池或者风力发电相比，飞轮储能具有更好的稳定性。

基于现实应用的需求，市场被细分为 UPS、分布式能源发电、运输、数据中心等。数据中心是最大的应用场景之一，因为要杜绝电源中断带来的风险，储能的需求日益增长。2018 年飞轮储能占据了全球市场份额的 44.0% 左右，预计在未来 5 年间将显著增长。

由于具有高功率、长寿命、不受时间的约束的特性，这使飞轮储能在汽车行业被广泛认可，在未来的 5 年里，不断增长的电动汽车和运输行业将推动这一市场。运输领域的年复合增长率将达到 10.6%。

终端行业对不间断电源(UPS)需求的增长也将对市场增长产生积极影响。许多小型和大型的生厂商将市场紧密联合起来，这些参与者采取兼并、收购、扩张、创新以及合资等战略来增加其市场份额。

·主要国家

·在未来五年内美国的复合增长率将达到 9.6%。美国是市场上能源最大的消费者之一，电力能源的终端波动导致整个国家对 UPS 系统与日俱增

·预计到 2025 年，德国飞轮储能的收入预计将增长 2050 万美元以上，这种增长可归因于汽车工业需求的增长

·预计到 2025 年，日本将达到 204 万美元，这是由于运输和储能的需求不断增长。

·在全球飞轮储能市场上主要参与者公司有：Rotonix，Calnetix，VYCON，Powerthru，AmberKinetics，Active Power，Beacon，Piller Group GmbH，Power Tree，Temporal Power，Pentadyne Power Corporation。

北极星电力网 2020-07-31

5.96 亿吨：全球甲烷水平飙至历史新高

过去 20 年,全球甲烷排放量增加了近 10%,这种强大的温室气体在大气中的浓度达到了创纪录的高水平。追踪温室气体变化的全球碳项目科学家称,2017 年是有全面数据可查的最近一年,全球年碳排放量达 5.96 亿吨。

科学家在 7 月 14 日发表的两篇关于全球甲烷预算的论文中指出,与 2000—2006 年的平均水平相比,甲烷年排放量增加了约 5000 万吨,这主要由农业和天然气工业推动所致。现在大气中甲烷的浓度是工业化前水平的 2.5 倍多。

甲烷是一种无味气体,来自大自然和人为排放。由于它能将热量封存在大气中,因此甲烷是全球变暖的一个重要因素。此外,甲烷还参与地面臭氧的形成,而臭氧是一种空气污染物,对人体健康有害。

温室气体排放。图片来源于网络甲烷作为一种温室气体,其单位温室效应是 CO₂ 的 20 多倍。根据政府间气候变化专门委员会的说法,这意味着在 20 年的时间里,大气中 1 吨甲烷对全球变暖的潜在影响与大约 85 吨 CO₂ 的影响相当。从 100 年的影响来看,1 吨甲烷的作用相当于 28 吨 CO₂。

全球大约 1/3 的甲烷排放来自天然湿地中的细菌,它们在分解有机物时产生甲烷,而农业和化石燃料分别占全球甲烷排放量的 20%~25%。

与 2000—2006 年的平均水平相比,科学家没有发现湿地或其他自然来源的甲烷排放量大幅增加的证据。但由于世界部分地区红肉消费的增长,农业来源的甲烷排在 2017 年增长了近 12%,达 2.27 亿吨。2017 年,包括天然气田和泄漏管道在内的化石燃料共排放 1.08 亿吨甲烷,同比增长 17%。

全球碳项目主席、美国斯坦福大学地球系统研究人员 Robert Jackson 表示,畜牧业和石油天然气生产显然是推动甲烷排放上升的两个引擎。“值得注意的是,奶牛和其他反刍动物所释放的甲烷量与石油天然气工业一样多。”Jackson 说。

论文还指出,大多数地区的甲烷排放量都在增加。欧洲是近年来唯一一个甲烷排放量似乎有所下降的地区,这要归功于政府在减少牲畜数量、垃圾填埋和粪肥排放方面的努力。(来源:中国科学报)

中国科学报 2020-07-19

俄德合作开发钠电池

俄罗斯国立研究型技术大学莫斯科国立钢铁合金学院、俄罗斯科学院生物化学物理研究所和德国亥姆霍兹德累斯顿罗森多夫研究中心的科研人员共同合作,日前研发出可以替代锂离子电池的钠电池。由于钠电池材料价格低廉,或可成为广泛用于智能手机的新一代电池。相关研究成果发表在《纳米能源》杂志上。

锂离子电池是目前人们日常生活中非常熟悉的一种电池,它广泛用于智能手机、笔记本电脑等便携式电子产品中,在电动汽车和宇航工业等领域也有着很好地运用。但锂是一种非常昂贵的金属,并且在自然界中储存量有限。

钠储量丰富,价格低廉,多年来,全球科研人员一直致力于研发一种以钠材料为基础的电容量更高、价格又低廉的电池,以替代目前的锂离子电池,电容量高的钠电池要比锂离子电池更具有商业优势。

俄德科研人员在实验中发现,如果将钠原子用一种特殊的方式“包裹”起来,比如,像三明治那样,将钠原子放置在两层石墨烯之间,就可以大大提高这种钠原子结构的电容量,进而开发出高性能的钠电池。

莫斯科国立钢铁合金学院研究员伊利亚·切普卡索夫表示,具备锂离子和石墨烯三层结构的锂电池,每克电容量为 828 毫安时,是传统石墨阳极锂电池(每克 372 毫安时)的两倍以上。他称,目前研究人员开出三层结构钠电池样品,并正在实验室进行测试,初步测试结果表明,新的三层结构钠离子电池的每克电容量与传统石墨阳极锂离子电池相当,约为每克 335 毫安时。

总编辑圈点

在当今电池界，锂电池还是当之无愧的主流。但锂电池的最大问题是锂在自然界中的储量有限。总有一天，人类需要用到替代品。钠和锂的化学性质相似，但钠在地球上的储量非常高，这种优势使得其脱颖而出。不过，现实问题是，单位质量的钠电池储能要比锂电池少，所以，科研人员正在提高钠电池储能上下功夫。目前，钠电池的产业化还处于初级阶段，多是高校和研究所在进行。但厚积薄发，做好技术储备，等到需要替代之时，也是它大显身手之日。（来源：科技日报）

科技日报 2020-07-21

中国碳排放 10 年间减少 35%

日本海洋研究开发机构一个研究团队近日在欧洲专业杂志发表论文称，观测发现从 2009 年开始，10 年间中国碳排放减少了 35%，认为中国防治大气污染对策取得积极进展，该研究成果将对高精度准确预测地球变暖问题发挥重要作用。

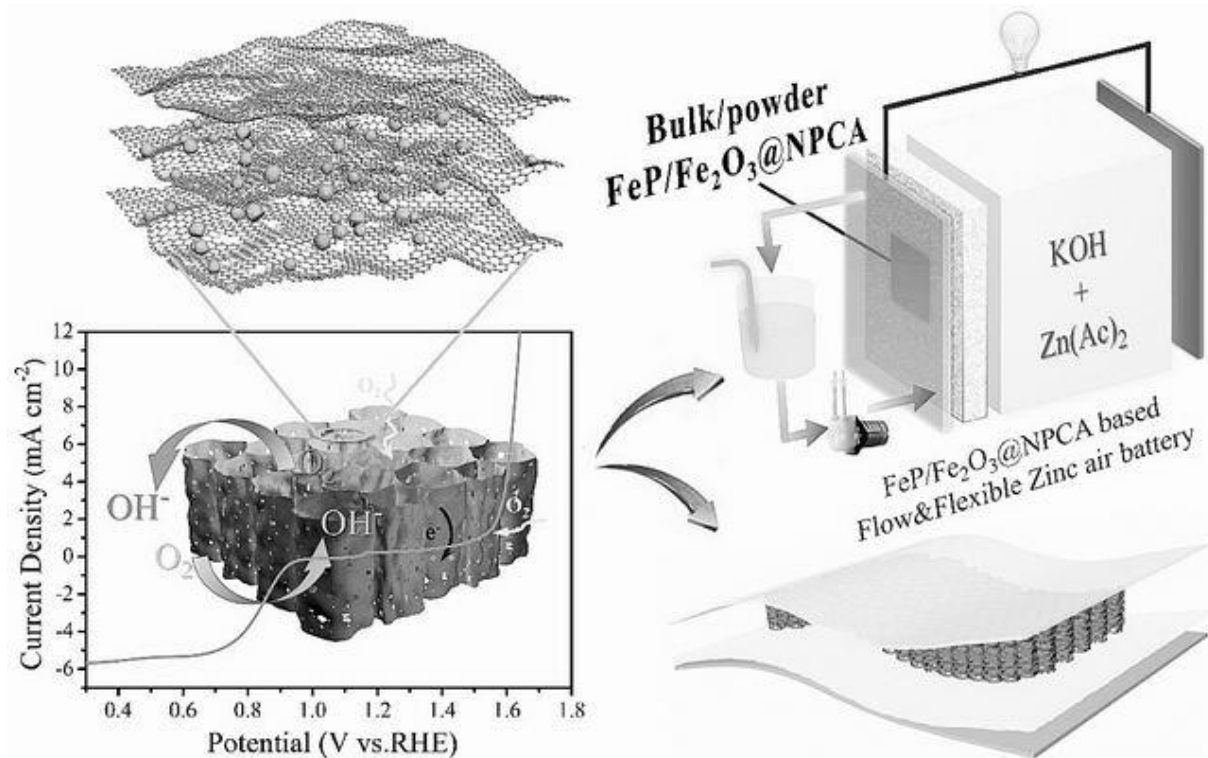
科学研究发现，化石燃料若未经充分燃烧就排入大自然，将吸收阳光热量造成地球环境变暖。迄今，各国均依据燃料消费总量计算碳排放量，但由于燃烧效率和环保措施不同，计算的精确度明显不足。

日本课题组自 2009 年开始在长崎县福江岛观测大气中煤烟浓度。当地受偏西风影响，捕捉到了中国飘来的大气污染物。该课题组以当年观测为基数，发现 10 年来中国碳排放量减少了 35%。

联合国气候变化政府专家组计划在 2021 年公布新环境报告。日本海洋研究开发机构这项研究成果将改变相关观点。日本课题组成员、大气环境物质科学专家、海洋机构高级研究员金谷有刚称：“可以认为中国碳排放下降是中国政府治理大气环境政策的有效体现。”（来源：经济日报）

经济日报 2020-07-24

从造纸原材料到阴性电极 碳气凝胶走出空气电池新路径



研究者首次制备出 3D 蜂窝状结构的碳气凝胶。 图片来源：华南理工大学彭新文课题组

在华南理工大学制浆造纸工程国家重点实验室，研究人员正小心翼翼地从小透明塑料壳中取出一块黑乎乎的材料。它的质地看起来像一块烤焦的蛋糕，但每立方厘米的质量只有几毫克。当人走过，切“蛋糕”时产生的小碎屑会在空气中飘浮一会儿，再缓缓降落。

这黑乎乎的“蛋糕”其实是实验室成员、华南理工大学轻工科学与工程学院教授彭新文团队新制备出的碳气凝胶。将其应用在锌空气电池中，每立方厘米 20 毫安的大电流密度下，电池比容量可达 648 毫安时/克。相关成果近日已发表于《先进材料》。

彭新文告诉《中国科学报》，这种碳气凝胶的骨架源自纸张中的纤维。在微观层面，研究者对用于造纸的木质纤维进行结构设计和调变，为这种古老的生物质找到了一片新天地。

缘起生物质 碳气凝胶跨界电池应用

彭新文课题组的研究方向是高性能生物质材料与纸基材料。纸基材料即木材、秸秆等生物质，它们的主要成分是纤维素和木质素，将纤维直径控制在纳米层级，就可以得到柔性、长径比、机械性能俱佳的纳米纤维素，与石墨烯、一维碳纳米管等一道，被研究者用作基础构件材料。

在本月发表的研究中，彭新文课题组开发出的碳气凝胶就是以纳米纤维素为骨架。论文第一作者、课题组已毕业硕士生吴坤泽告诉《中国科学报》，因其柔软多孔的特性，碳气凝胶又被称为碳泡沫。当碳泡沫与石墨烯材料相复合，就表现出优越的基础力学性能。“机械强度很高，又有很好水分散性。”

实际上，该课题组专注碳气凝胶研究已有数年。起初，彭新文等人用这种材料制备出柔性压力传感器，搭载于可穿戴设备的电子器件上，可灵敏监测电化学信号。在制备过程中，研究团队发现，掺杂氮和金属等物质后，碳气凝胶就有了催化活性，可作为氧还原和氧析出双功能催化剂。

“这实际上是燃料电池的工作原理。”彭新文说，结合先前在燃料电池领域的研究背景，她与课题组其他成员开始思考，如何设计将碳气凝胶用作空气电池的阴性电极。

“具有孔道结构的碳气凝胶，本身就有良好的导电性和机械稳定性，对其进行调控，给它一些催化活性，就能让这种材料既充当催化剂，同时又发挥出导电载体的作用。”吴坤泽表示。

自 2013 年以来，该领域内的许多研究团队都在着手碳气凝胶的研发，这种热稳定性和导电性俱佳的材料孔隙率可达 80%~99%。具有波浪片层结构、仿生结构的碳气凝胶在此期间相继问世，其制备方法和性能也在不断改善。

但在此之前，并未有将纤维素碳气凝胶用于空气电极的研究报告。若想实现这一目标，意味着碳气凝胶既要维持高孔隙率、强机械性能，还要发挥稳定、高效的电催化性能。

一石三鸟 冷冻浇铸让材料“听话”

过去，制备碳气凝胶的方法包括水热法、化学气相沉积法、模板法等，但它们往往无法在可控性和低成本之间取得平衡。为此，研究者盯上了陶瓷制造领域的老方法——冷冻浇铸法。

“碳气凝胶要有丰富的孔隙结构，冷冻浇铸法可以保证这一点。而且它的经济性很好，纳米纤维素等生物质材料也能和冷冻条件相配合。”吴坤泽介绍。

实验中，研究组以纳米纤维素和石墨烯为碳骨架，通过控制冷冻过程中的温度梯度，让作为衬底的水溶液按固定方向凝为冰晶。形成的冰晶衬底和骨架仿佛千层饼般相互交叠，此时进行冻干处理，冰晶升华消失，再对材料进行碳化处理，最终有层间距、呈堆积结构的碳气凝胶就诞生了。

高孔隙率和机械性能有了保证，碳气凝胶的催化性能从何而来？前期准备时，研究者会在前驱液中添加氯化铁和植酸的耦合物，同时添加氨基葡萄糖作为小分子氮源，从而实现铁金属的负载和氮磷的掺杂修饰，确保碳气凝胶具备催化性能。

“掺杂了氮、磷、铁后，碳气凝胶制成的电极可以自行完成氧析出和氧还原的催化回路，形成电子通路。在与合作者进行大量的实验尝试与验证后，他们发现这其实是很好的电催化剂。”彭新文告诉记者。

迄今为止，燃料电池中，由贵金属铂、钌等制成的催化剂大多被研磨成粉末，再添加到碳布、

不锈钢网等导电载体上。“这个过程中有一个问题，如果粉末堆叠得太多，导电载体粘不住，催化剂会在反应过程中脱落，引起电池死火，催化剂也不再起作用。”彭新文解释，如此一来对电池的工作效率影响非常大。

但碳气凝胶打破了这一既有套路，实现了“一石三鸟”——自身集纳了电极、导电载体和催化剂三种功能，内部的金属和碳形成了稳定化学键，既能让催化剂在自己的工作岗位上稳定发挥作用，又不会让电极层裂开。

彭新文表示，驾驭这种材料其实并不难。“掌握了一定性能调控技术的话，它还是很‘乖’的。”

找对发力点 进入寻常百姓家

“这种材料具有 3D 垂直、管壁孔道互通的蜂窝状结构，有利于气体扩散、电解液浸润，而且有良好的柔性和优异的电化学储能性能。”大连工业大学教授、纤维素与可再生资源材料领域最高奖“安塞姆佩恩奖”获得者孙润仓在点评时提到，未来这项工作有望为柔性电子器件提供高性能电极材料，且为生物质转化为碳材料、电化学储能应用提供新方法。

在彭新文看来，为电车、发电机等大型设备供电，并非所有电池的最终归宿。基于成本低、环境友好等特点，由生物质材料制成的电池可以在柔性电子器件中绽放异彩，融入日常生活中的各种细节。

“未来，我们还会继续把材料厚度降低，用于可充放电的手表等可穿戴设备。”彭新文指出，由于此类设备对续航能力没有苛刻要求，“只要性价比合适，就可以去开发它”。未来，可更换的、廉价的生物质碳材料制成的电极，最终会走向工业化应用。

轻、薄、软，基于纳米纤维素制成的碳气凝胶，看似温和、存在感“低”，却被研究者赋予了多种可能。未来，纳米纤维素不仅会在功能造纸领域发挥所长，由其制成的薄膜、粒子也可在能源、生物医学、分子影像等领域派上用场。

就像小块的碳气凝胶，即便先在空中飘起，最终仍会落地。在彭新文看来，做科研也是一样，“不能高高飘在云端，最终还是要落地、要应用，这是我们做研究的初衷”。

相关论文信息：<https://doi.org/10.1002/adma.202002292>

任芳言 中国科学报 2020-07-24

共享储能市场仍需“摸着石头过河”

近日，在中关村储能产业技术联盟（CNESA）举办的“储能百家讲堂”线上交流会上，华北电力大学电气与电子工程学院郑华预测，大规模储能将在西北地区率先“爆发”。而共享储能模式将有望消除传统 1 对 1 独享储能模式所带来的初始投资高、利用率不足等弊病。

西北共享储能破冰

地处西北的青海，拥有丰富的锂矿资源，当地政府有意借助资源优势推动储能产业发展。2018 年，青海曾发布《关于促进青海省锂电产业可持续发展的指导意见》，明确鼓励储能应用。

“青海主打的就是新能源这张牌，将新能源作为一个支柱产业。同时，将区块链融入到了电力市场交易中，让共享储能变为可能。”一位业内资深专家表示。

2017 年底，针对青海格尔木地区“弃光”特性、AGC 控制模式、交易结算机制等问题，有关方面提出了共享储能理念及解决方案。经过两年多的摸索，基本形成了青海储能参与新能源调峰辅助服务等配套规则。

郑华认为，未来我国新能源发展仍将以大规模、集中式电源基地开发及外送为主，西北地区仍将是我国的新能源外送基地。但是，随着新能源占比的逐年提升，西北地区普遍存在区内消纳能力不足、灵活性调节资源有限等问题，且逐渐呈现出“电力紧张、电量富裕”等特性，在部分缺少常规机组支撑的新能源资源富集地区，高比例新能源并网系统还面临备用容量缺乏、调频能力不足等一系列问题。虽然，储能技术可以很好地解决这类问题，但是，一直以来，无论是风电+储能，还是光伏

+储能，均为独享模式，往往造成初始投资高、利用率不足、回收期长、IRR 过低等问题。

中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬认为，西北辅助服务市场改革将独立储能主体参与市场纳入考量，这给共享储能模式带来了市场机会。同时，也可以借助共享模式解决过去单个电站配置储能存在的利用率低、收益差等问题。

仍需打破机制束缚

近年来，青海“弃风”“弃光”问题突出。随着青海两个千万千瓦级可再生能源基地建设的全面推进，对输送通道和电网调峰能力提出了更高要求，这激发了对储能的需求。

岳芬表示，共享储能借鉴了“共享经济”的概念，它的交易特征是 1 对 N，而电是同一技术属性的商品，“共享”首先要明确交易中存储电量的来源主体，这需要相应的技术手段和商业模式。更深层次的问题是，需要突破体制和机制束缚，如结算机制、输配电价核算机制等，这需要一个过程。

郑华认为，共享储能是储能单元的虚拟化，可涵盖现有的多种场景与模式，服务对象既可以是发电企业、负荷用户，也可以是电网企业。共享储能的控制策略、计量、结算等方面的要求更为复杂，虽然在交易机制、结算流程、输配电价等方面与现行规则有一定的差异，但可以充分利用现有制度框架，实现大规模共享储能的落地实施。比如在输配电价方面，青海是以网损费用代替共享储能与新能源企业充电交易过程的输配电费，而新疆则采用新能源汇集站方式，避免了储能与新能源企业充电交易过程的输配电费问题。因此，共享储能作为一种新型商业模式，需要各环节共同努力，实现多方共赢。

不过，也有业内专家认为，当前，共享储能缺乏完善的落地方案，无法分辨储能单元中的电是谁发出来的，又输送给了谁。

“另外，如何收费也是一大问题，电力系统是一个‘大池子’，不同类型的电源都在里面，很难去分清是谁用了这度电，又该收费多少。”上述专家表示。

暂不具备全国推广条件

在业内看来，想在全国范围内推广共享储能，还需一个认知的过程。在政策制定中，需要利益各方广泛参与，建立良好的协同机制，让资本在政策的引导下，真正成为推动储能行业发展的利器。

“未来，大规模共享储能将会有两个发展方向，一是将更多的分散式储能纳入共享范围，包括移动储能车、电动汽车等；二是基于共享储能云，结合用户用能数据、气象数据等实现更多应用，例如，为一个客户，甚至是多个客户提供削峰填谷等多样化服务。”岳芬说。

郑华表示：“从‘十四五’规划来看，大规模共享储能电站将主要布局在西北，包括新疆、青海、甘肃、内蒙古、宁夏等新能源外送地区。对于外送大省来说，共享储能模式不仅可提升区内新能源消纳水平，还可以有效提升外送直流的新能源占比。另外，目前，江苏、浙江等地也在结合海上风电、需求响应等领域探索共享储能的可行性，但由于中东部地区主要是用能市场，未来大规模共享储能布局相对少一些。”

不过，上述专家认为，就目前来说，电源侧、电网侧和用户侧如何共同走到共享这一步，就是一个难题。“如果推进共享储能模式，仍需要一个‘摸着石头过河’的过程。”

韩逸飞 中国能源报 2020-07-27

大气中甲烷浓度再创新高

本报讯 环保组织全球碳项目(Global Carbon Project)近日发布的最新研究显示，大气中甲烷的浓度再次达到有记录以来的最高值。

根据该组织的研究，截至 2019 年底，全球大气中的甲烷平均浓度已经比工业化前的水平高出 2.5 倍。过去十年中，甲烷的排放持续增多。其中，来自农业、废弃物处理和化石能源行业的甲烷排放推动了全球总量的增长。全球各国采取的气候政策尚未改变甲烷的排放轨迹。在全球除了欧洲以外的区域，甲烷排放都在上升。

研究报告的主要作者、斯坦福大学的 Rob Jackson 说：“天然气的使用在全球范围内都在快速增加。用天然气发电也许能抵消一部分煤电的碳排放，但天然气开采和运输过程中却会泄露大量的甲烷，这仍会推高温室效应。”

据了解，甲烷是仅次于二氧化碳的第二大因人类活动而排放的温室气体，它在大气中的存续时间相对较短，排放量也比二氧化碳少，但因为吸收热红外辐射的效率更高，因而温室气体效应更强。

全球碳项目组织指出，在 100 年内，甲烷的温室气体效应比二氧化碳高 28 倍。甲烷的主要来源包括农业、废物处理、化石能源使用和开采中的人为排放，以及湿地、淡水系统和地质来源中的自然排放。在 2000 年到 2017 年间，大气中甲烷浓度的增长趋势很可能意味着，全球平均气温将在本世纪末比工业革命前上升 3—4 摄氏度。

美国国家航空航天局戈达德太空飞行中心的 Ben Boulter 表示：“在化石能源和农业领域存在众多能快速减少甲烷排放的措施。因为甲烷在大气中的生存周期短，我们可以在实现二氧化碳净零排放的同时看到甲烷减排的气候益处。我们正密切观察当气候变化造成气温升高和频繁的热浪时，自然湿地是否会排放更多的甲烷。尤其是在高纬度地区，冻土融化时会释放大量的温室气体。”

穆紫 中国能源报 2020-07-20

工业固废处置“低端化”问题突出

日前，国家工信部发布《京津冀及周边地区工业资源综合利用产业协同转型提升计划（2020-2022 年）》（下称《计划》）聚焦工业固废处置，提出形成大宗聚集、绿色高值、协调高效的资源循环利用产业发展新格局。到 2022 年，要求区域年综合利用工业固废量 8 亿吨，主要再生资源回收利用量达到 1.5 亿吨，产业总值突破 9000 亿元。

记者了解到，《计划》所指区域涵盖京津冀及山西、内蒙古、山东、河南七地。由于重化工产业集聚，这些地区工业固废产生量大，但与之匹配的处置能力却长期不足，工业固废的产生与堆存已成为制约可持续发展的一大难题。由低效处置走向高值化利用成为现实之需。

固废处置能力不足

我国煤电、化工等产业快速发展，由此产生的工业固废种类多、存量巨大，环境压力随之加大。生态环境部公布的《2019 年全国大、中城市固体废物污染环境防治年报》显示，全国 200 个大、中城市一般工业固废产生量达到 15.5 亿吨，其中综合利用量占处置总量的 41.7%。也就是说，每年仍有半数以上的工业固废采取贮存、填埋等方式。

工信部节能与综合利用司相关人士表示，京津冀及周边地区煤电、化工等重化工业集聚，工业固废和废旧物资产生量大。2017 年，该区域一般工业固废产生量约为 13.7 亿吨，占全国工业固废产生量的 41%，近三年累计利用量约为 22 亿吨。因其综合利用潜力大、产业互补性强，协同处置成为提升资源利用效率的重要手段。

“当前，京津冀及周边地区正处于实现工业绿色发展的攻坚阶段，资源综合利用产业面临着重要历史机遇。但产业发展不平衡、区域协同不充分，产业集中度有待进一步提高，综合利用项目同质化等问题仍普遍存在。”上述人士称。

E20 环境平台固废产业研究中心负责人潘功告诉记者，因处置能力受限，多地还普遍面临存量压力。一个地区的处置能力，理论上说应与当地工业结构相吻合，但实际却存在供需不匹配、处置效率低、利用低值化等突出问题。“按照生产者责任制，谁污染、谁治理，最理想的方式是由生产企业自行处置。然而，出于成本、技术等因素，产废企业处理手段单一，仅靠自身往往难以高效处置。选择先整合再处置，通过区域协同、产业协同，资源回用效率更高、价值更大。”

低效、低值的处置方式亟待扭转

根据产业特性，《计划》列出推进大宗冶金与煤电固废协同利用，推动钢铁、煤电、化工等产业耦合共生；以山西、内蒙古等地为重点，开展粉煤灰、煤矸石制备新型建材等高值化产品；加快退

役动力电池回收利用，统筹推进区域回收利用体系建设等重点任务。而这些既是资源化利用重点，也是固废处置难点所在。

以粉煤灰为例，这是燃煤电厂产出的主要固废之一，因处置能力远不及产生、堆积速度，我国粉煤灰总堆存量已超过 20 亿吨。传统填埋方式占用土地，还带来扬尘污染等环境问题；制备建筑材料、改良土壤等回用渠道，利用率不高、附加值偏低。在山西、内蒙古等煤电富集区域，消纳难题尤为突出。

山西省工信厅相关负责人向记者坦言，现有处置方式多属于大宗低端应用，利润较薄，销路、运输等因素也是限制。“下游有需求，资源化利用才有市场。有了市场，如何实现经济长距离外运？一边化解存量、一边不断产生，目前经济效益并不高。”

类似问题也存在于动力电池回收领域。《计划》指出，京津冀及周边地区是我国新能源汽车推广应用规模最大的区域，充分发挥骨干企业、科研机构、行业平台及第三方机构等方面优势，加强区域互补，统筹推进区域回收利用体系建设。

“动力电池回收的核心在于尽可能延长全生命周期，提升再生价值。回收本身并不难，重要的是后处理技术。”一位业内人士表示，由于退役电池类型、规格、工艺等各不相同，应用车型、使用时间及工况也存多样性，拆解回用复杂性高。虽有不少企业已涉足其中，但仍缺乏规模效应，经济性欠佳，回收体系的覆盖率也有待提升。

合并同类项，聚集优势资源要素

为实现高值化利用，《计划》提出以集聚化、产业化、市场化、生态化为导向，在京津冀及周边地区加快建设工业固废综合利用基地，促进优势资源要素集聚，并推动生产系统协同处理，提高固废对工业生产原（燃）料的补充和替代作用。

“相比危险废弃物，一般工业固废具备转运、整合的先天条件。以产业基础和园区为载体，推动煤电、化工等典型产业废弃物综合利用，不失为一种提高处置效率的好办法。特别是在一些产业链不完善的地区，与周边区域形成协同模式，资源共享可改变原本分散、低值的处置局面。”潘功称。

另有多位业内人士表示，工业固废种类繁多，管理涉及环保、住建、工信等不同部门，分散的管理状态难以形成合力。有的存在监管盲区，各自形成“孤岛”，没有理顺产业链条；有的被动处于“末端处置”状态，达不到源头减量等要求；还有的重复建设处置设施，缺乏系统规划、制约效率提升。协同处置的方式，既可发挥集约化效应，还能探索建立税收减免互认、设施共享、政策体系协同等新模式，以机制创新推动产业升级。

生态环境部环境规划院环保产业研究室主任高级工程师赵云皓认为，“协同”涵盖相同属性的固体废物协同处置、上下游协同利用、区域内及区域之间协同消纳、处置设施间的协同共生等多个方面。“例如，构建、延伸综合利用产业链，实现原产业与综合利用产业的跨产业协同。打破市域限制，探索处置的技术协同、互为应急的互惠共赢机制，以及在自身处置能力富余的条件下，接收处置同类型企业产生的废弃物等方式。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-07-27

天津市首个零能耗智慧建筑来了！“0+小屋”为零能耗建筑发展探路

垃圾桶也能向小屋传输电能、路灯无需外接电源就可自动开启、室内空调能够自动感知体温……在天津，一座主要依靠太阳能作为能源供给，利用先进智能控制技术实现“零能耗”“恒温”“恒湿”的“0+小屋”正走进人们的视野。

“0+小屋”中的“0”即代表零能耗，小屋建筑面积仅为 135 平方米。虽然小，但却是天津市首个零能耗智慧建筑。

“0+小屋”所需能源全部实现 100%绿色能源自给，并通过智能控制实现了建筑运行的“零能耗”，也因此成为中新天津生态城（惠风溪）智慧能源小镇示范项目之一。“0+小屋”的零能耗是如何实现

的？其中又蕴藏着哪些“黑科技”？



位于中新天津生态城科技园区内的“0+小屋”

100%绿色能源自给自足

走进中新天津生态城科技园区，一座屋顶布满太阳能光伏板的白色小屋格外引人注目。道路两旁，闪闪发光的光伏地砖、矗立的光伏路灯杆以及造型别致的光伏垃圾桶无不体现着绿色与建筑的完美结合。

“0+小屋”内部共设置“调蓄空间”“绿色氧吧”“零能耗概念空间”“智慧家居体验空间”和“智慧商务体验空间”五个部分，室内热水器、洗衣机等各类家用电器配备齐全，小屋用能设备目前维持正常运行，可随时向参观者展示。

“为最大限度利用屋顶、路面等可用空间，我们铺设了60块光伏板，总装机容量为20.7千瓦。在光照条件较好情况下，每日可发电60度，完全可满足小屋本身20度左右的用能需求。”国网天津市电力公司滨海供电分公司营销部客户经理贺瑞对记者说。

据了解，“0+小屋”自今年4月运行以来，总发电量已达到3800度，是其用电的两倍。

采访中记者了解到，“0+小屋”建筑内用热、用电完全自给自足，多余电量还可并网。小屋同时配备了40千瓦时的储能设施，可将多余电能存储起来，在夜间和光照不足情况下为建筑内用电设备供电，实现综合能源控制。

“智慧+”实现建筑能源高效管控

光伏+建筑的一体化设计为“0+小屋”带来了源源不断的绿色能源，而“0+小屋”的“大脑”——零能耗建筑运行系统管理平台，则为建筑内的有限能源提供了高效管控的节能方案。

“零能耗建筑运行系统管理平台，可以清晰记录光伏发电量、储能充电量、负荷用电量等信息，以及温度、湿度等环境状况，通过系统分析后，可自动调节居家、办公等不同区域的用能设备，以满足不同用户的用能需求。”贺瑞说。

值得一提的是，系统管理平台中的“家庭能量路由器”还可对电网、光伏、储能以及家用电器之间的能量传输进行智能控制，将室内用能模式自动切换为智能、节能、舒适和个性等不同场景，以实现“0+小屋”零能耗运行目标。

此外，该系统还采用了交直流微网和新一代智能电表，可实现能量转换效率超95%，同时还能实时查看家中每个电器的实时能耗、用电分析等数据信息，为用户提供用能“管家式”服务。

成零能耗“样板”

据了解,为进一步降低建筑的能源损耗,“0+小屋”同步推行了“被动房”建筑节能技术,“全身”采用“绿色保温”材料,阻断内外热交换,使建筑能耗水平较国家标准降低 85%以上。

除此之外,“0+小屋”内建有的“调蓄空间”和“绿色氧吧”在实现建筑节能降耗方面也是功不可没。

“‘调蓄空间’可有效减少因人员进出、空气交换产生的能量损耗,而‘绿色氧吧’则可为室内带来更多湿润清新的氧气。”贺瑞说。

“0+小屋”项目不仅是高效电能转换装置、智慧能源调配系统以及直流节电设备综合应用的探索,其对于天津乃至我国发展绿色节能建筑也具有重要示范意义。

中新天津生态城管理委员会上述负责人指出:“‘0+小屋’的建设推广为中新天津生态城推进节能减排发挥了重要作用,也为智慧+绿色建筑发展提供了‘样板’。”

“下一步,生态城计划以办公用房为试点进行改造,加装储电设备及能源监测系统,将其改造为近零能耗或零能耗建筑,进一步推广‘0+小屋’模式。”中新天津生态城建设局配套科副科长王立曾表示。

“未来,我们将继续深入推进跨专业技术、跨业态模式、跨传统体制,协同创新,让绿色建筑与智慧能源能够更有效结合。”贺瑞亦表示。

张金梦 中国城市能源周刊 2020-07-16

新材料有助制成安全大容量全固态电池

日本名古屋工业大学研究生院工学研究科的谷端直人助教等人组成的研究小组,采用高成型性氯化物固体电解质材料制作了高能量密度锂金属电极,并实现了稳定的充放电循环。

研究团队成功地在惰性气体和常温常压环境下合成了以前需要在有毒气体和高温下处理的氯化物材料。另外,仅利用压缩粉末这种简单且环境负荷低的工艺,就抑制了锂金属负极存在的短路问题。

提高全固态电池能量密度的关键在于固体中传导锂离子的固体电解质。此次研究开发的氯化物材料还具有较高的抗氧化性,研究小组计划今后通过采用高电位材料作为锂金属电极对应的正极,实现新的高能量密度全固态电池。

(稿件来源:日本科学技术振兴机构 整编 科技日报驻日本记者陈超)

科技日报 2020-07-24

强配储能陷阱

储能是能源版图的要塞,储能兴,电力市场则兴。然,在当前的制度设计、技术经济条件下,新能源强配储能并不合时宜。

新能源配储能“由暗到明”

在政策约束下,新能源储能项目被储能业视为新贵,殊不知新能源发电企业正陷入进退两难之境。

在电网侧、用户侧储能示弱的格局下,新能源发电侧储能在政策约束下,进入新能源企业投资决策的视野。电网企业视储能为缓解调峰压力、降低输变电损耗、保证电网安全的工具,资源省份也将储能作为撬动投资的载体,储能技术服务商嗅到了迟到的商业机会。唯独对于新能源发电企业,却陷入进退两难境地。

自 2019 年开始,部分地方便将储能纳入新能源并网方案。今年以来,青海、新疆、内蒙古、辽宁、吉林、山东、湖南等十余省将储能写入新能源竞价、平价项目配置方案,原本秘而不宣的商业规则“由暗到明”。

政策约束，储能成标配

新能源配储能并不是新鲜事物。早在 2017 年，青海省发改委便在《2017 年度风电开发建设方案》中提出，列入青海省 2017 年度风电开发建设方案的 43 个项目按照建设规模的 10% 配套建设储电装置，储电设施总规模 0.33GW。2019 年，新疆、山东、西藏、江苏等省(区)也陆续出台政策，鼓励或要求新能源项目配备储能设施。(见表 1)

表1: 2017-2019年部分省(区)陆续出台新能源储能政策

省(区)	发布方	发布时间	文件名称	要求
青海	发改委	2017.6.13	《青海省2017年度风电开发建设方案》	各项目按照建设规模的10%配套建设储电装置，储电设施总规模33万千瓦。
合肥	市政府	2018.9	《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见》	对政策发布后并网运行的光伏储能系统，其项目组件、储能电池、逆变器采用工信部相关行业规范条件公告企业产品或《合肥市推荐应用光伏产品导向目录》推荐产品的，自项目并网次月起给予储能系统充电量1元/千瓦时补贴，同一项目年度最高补贴100万元。
新疆	发改委	2019.2	《关于在全疆开展发电侧储能电站建设试点的通知》	储能电站原则上按照光伏电站装机容量的20%进行配置。
	发改委	2019.6.28	《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》	在喀什、和田、克州、阿克苏南疆四地州布局不超过350MW光伏储能联合运行试点项目，储能系统原则上按照不低于光伏电站装机容量15%，且额定功率下的储能时长不低于2小时配置。
山东	能源局	2019.8.1	《关于做好我省平价上网项目电网接入工作的通知》	鼓励较大规模的集中式光伏电站自主配备适当比例的储能设施，减少弃光风险。
西藏	能源局	2019.8.14	《关于申报我区首批光伏储能示范项目的通知》	优先支持拉萨、日喀则、昌都已建成光伏电站侧建设储能系统，规模不超过200MW/1GWh。鼓励在阿里地区建设20MW光伏+120MWh储能项目。
江苏	能监办	2019.12.5	《关于促进新能源并网消纳有关意见的通知》	鼓励新能源企业配置一定比例的电源侧储能设施，支持储能项目参与电力辅助服务市场，进一步推动储能系统与新能源协调运行，提升系统调节能力。
		2019.12.9	《江苏省分布式发电市场化交易规则(试行)》	分布式发电项目采取安装储能设施等手段，提升供电灵活性和稳定性。

2020 年以来，国家层面鼓励推动电储能建设，以促进清洁能源高质量发展。5 月 19 日，国家能源局《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见(征求意见稿)》，明确鼓励建设以电为中心的综合能源系统，实现电源侧风光水火多能互补，需求侧电热冷气多元负荷互动，电网侧源网荷储协调控制;鼓励送端地区全网优化水电、风电、光伏、火电、储能等电源配置。

6 月 18 日国家发改委、国家能源局印发《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》，要求提高电力系统调节能力，推动储能技术应用，鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用，鼓励多元化的社会资源投资储能建设。

国家层面政策在于引导和鼓励储能参与新能源并网消纳，但各省政策却将储能作为新能源项目的标配。

从地方层面看，仅今年上半年，全国范围内就有新疆、内蒙古、江西、安徽、湖南、湖北、河南、吉林、辽宁、山西、山东、青海等 12 个省(区)发布相关政策，力促储能在新能源发电侧应用。(见表 2)

表2: 今年以来, 各省(区)密集出台新能源储能政策

省(区)	发布方	发布时间	文件名称	要求
江西	工信厅	2020.1.13	《江西省新能源产业高质量发展行动方案(2020—2023年)》	支持锂电池、铅酸蓄电池等二次电池在光伏、风力等新能源发电配建储能。
安徽	领导小组办公室	2020.1.15	《安徽省实施长江三角洲区域一体化发展规划纲要行动计划》	建设长三角绿色储能基地, 开展风光储一体化等新能源电网技术攻关。
湖北	能源局	2020.6.8	《湖北省2020年度平价风电项目竞争配置工作方案》	风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的10%, 且必须与风电项目同时建成投产, 以满足储能要求。在项目配置中, 对接入同一变电站的风储与光伏发电项目, 优先配置风储项目。
湖南	国网湖南	2020.3.23	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	26家企业承诺建设新能源储能项目, 总计388.6MW/777.2MWh, 与风电项目同步投产, 配置比例为20%。
新疆	能源局	2020.5.6	《关于做好2020年风电、光伏发电项目建设和有关工作的通知》	鼓励推进光储、风储、风光储一体化和新能源汇集站集中式储能试点项目的建设。
	发改委	2020.5.26	《新疆电网发电侧储能管理暂行规定》	鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等企业投资建设储能设施, 要求充电功率在1万千瓦及以上、持续充电时间2小时以上, 储能设施根据电力调度指令进入充电状态的, 对其充电量进行补偿, 标准为0.55元/千瓦时。
内蒙古	能源局	2020.3.26	《2020年光伏发电项目竞争配置方案》	优先支持光伏+储能项目建设, 光伏电站储能容量不低于5%, 储能时长在1小时以上。
河南	发改委	2020.4.7	《关于组织开展2020年风电、光伏发电项目建设的通知》	优先支持配置储能的新增平价风电项目。
	国网河南	2020.4.21	《关于2020年平价风电和光伏发电项目电网消纳能力的报告》	“十四五”新能源消纳能力已达到极限, 建议以新增入网开发方案的风电、光伏项目配置足够的储能设施提高消纳能力。
	国网山西	2020.6.3	《关于2020年拟新建光伏发电项目的请示意见》	新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目, 配置15%—20%储能, 落实消纳协议。
吉林	能源局	2020.4.27	《吉林省2020年风电和光伏发电项目申报指导意见》	大力支持为落户吉林建链、补链等战略性新兴产业及装备制造等行业带动作用的项目。
辽宁	发改委	2020.5.14	《辽宁省风电项目建设方案》	优先考虑附带储能设施、有利于调峰的项目。
贵州	省政府	2020.5.22	《关于加快推动5G产业发展的实施意见》	更多使用新能源储能电力。
山东	国网山东	2020.6.5	《关于2020年平价竞价光伏项目意见的函》	储能配置规模按项目装机规模20%考虑, 储能时间2小时, 可以与项目本体同步分期建设。

从上各省政策看, 部分省(区)对储能配置的装机规模、储能时长等因素提出明确要求。例如, 内蒙古要求光伏电站储能容量不低于 5%、储能时长在 1 小时以上;湖北要求风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的 10%, 且必须与风电项目同时建成投产;山东明确储能配置规模按项目装机规模 20%考虑, 储能时间 2 小时, 可以与项目本体同步分期建设。

部分省(区)明确优先支持的新能源储能项目类型。例如, 内蒙古提出, 优先支持光伏+储能项目建设;湖北优先支持风储一体化、风光互补项目, 对接入同一变电站的风储与光伏发电项目, 优先配置风储项目;河南优先支持配置储能的新增平价风电项目;辽宁优先考虑附带储能设施、有利于调峰的风电项目。

储能成规定动作, 招标规模放量

在上述政策引导下, “新能源+储能”招标规模大增。今年上半年, 已有三峡新能源等 13 家发电集团发布了 32 项光储、风储或风光储项目招标, 新能源配置储能规模超过 373MW, 其中大部分项目为 2020 年新增平价、竞价项目, 需在 2020 年完成并网。从装机规模看, 2020 年仅上半年招标的新能源配储能项目规模, 就已达到 2019 年新增电化学储能投运规模(636.9MW)的 58.6%。

国内新能源配储能已有技术示范案例。早在 2011 年 12 月 25 日, 我国首个风光储输示范工程就已在河北省张北县建成投产。该项目综合运用了磷酸铁锂、液流、钛酸锂、阀控铅酸等多种技术路线, 每年可以提升 200 小时的利用小时数, 但经济性不佳。

2018 年 6 月 26 日, 我国首个光伏发电储能项目——共和实证基地 20MW 光伏储能项目并网。该项目采用了磷酸铁锂、三元锂、锌溴液流和全钒液流电池, 建设 16 个分散式储能系统和 6 个集中

式储能系统。

2019年，我国首个风光储多能互补型电站——青海共和、乌兰 55MW/110MWh 风电配套储能项目，以及首个真正意义上的“风电+储能”项目——鲁能海西州多能互补集成优化示范工程 50MW/100MWh 的磷酸铁锂电池储能项目相继投运。

其中，青海项目由黄河上游水电开发有限责任公司投资建设，采用阳光电源一体化储能系统解决方案、高度集成的储能变流器和锂电池系统，且配置了高能量密度锂电池，循环寿命长、深度充放电性能优越，能够满足电站调频需求，进一步提升电网友好性。同时，整套储能系统极大提高了机组的 AGC 调节性能指标与 AGC 补偿收益，减小考核成本，增加电站的收入。

图：国内光储项目累计装机规模逐年增长



数据来源：CNESA全球储能项目库

近两年，国内光储项目发展迅速，年增长率高达 40%。根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)全球储能项目库的不完全统计，截至 2019 年底，中国已投运光伏配置储能项目累计装机规模达到 380.1MW，占中国电化学储能投运项目总规模的 22.6%，年增长率为 46.4%。

储能产业链长，入局者众

储能产业链长、相对复杂，活跃于其中的企业也是一个庞大的群体。仅在储能电池、系统集成、PCS(储能变流器)等产业链细分领域，便各自活跃着数十家“玩家”，其中不乏储能龙头企业。

其中，储能电池领域的主要参与者包括宁德时代、比亚迪、国轩高科、亿纬锂能、远景 AESC、蜂巢能源、天能集团、超威电力、圣阳股份等；系统集成领域的主要参与者包括阳光电源、比亚迪、北控清洁能源、科陆、中天科技、南都电源、上电国轩(上海电气旗下)、南瑞继保、许继电气、平高电气等；PCS(储能变流器)领域的主要参与者包括阳光电源、科华恒盛、盛弘股份、南瑞科技、南瑞继保、许继电气、科陆、上能电气、易事特、科士达、北京能高等。此外，在空调、BMS(电池管理系统)、热失控预警及消防、线束及连接器、集装箱等领域也分别有少则三四个、多则七八个活跃的“玩家”。

其中，部分“玩家”在储能领域布局良久、先发优势明显。以全球光伏逆变器+EPC 龙头阳光电源为例，早在 2015 年，阳光电源便携手韩国三星 SDI 成立了三星阳光储能电池和阳光三星储能电源两家合资公司，开展储能装备的研制和生产，共同拓展新能源储能市场。目前可提供单机功率 5-2500kW 的储能逆变器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备，拥有全球领先的储能系统集成能力。

近年来，阳光电源实现了从光伏逆变器向储能 PCS 供应商，再向储能系统集成商的转变，并开启磷酸铁锂储能系统、三元锂储能系统的双发展。2019 年，阳光电源储能业务实现营业收入 5.4 亿

元，同比增长 41.8%，产品覆盖 0.5C 到 4C 的能量型、功率型等各类储能应用场景需求。截至 2019 年底，阳光电源参与的全球重大储能系统项目超过 900 个，北美工商业储能市场份额超过 15%，澳洲户用光储系统市占率超 10%。

根据相关机构预测，到 2025 年，“新能源+储能”的市场将迈入千亿级。随着行业走入快速发展通道，行业竞争也日益激烈。如何在激烈的市场竞争中立于不败之地，是每一家企业都面临的重大课题。对于老牌铅酸企业南都电源来说，这意味着储能电池路线的转换，甚至发展战略的转型。

南都电源是一家成立于 1994 年的老牌铅酸企业，也是我国电池行业第一家上市企业。早在 2008 年就开始涉及储能电池及系统集成技术研发，储能业务模式主要为设备产销+EPC。2015 年电力市场化改革正式拉开帷幕，南都电源积极谋求转型，推出铅炭电池，在用户侧储能领域开启“投资+运营”商业模式，通过峰谷套利实现经济性，从而一举登顶储能，在 2017、2018 年连续两年名列中国新增投运的电化学储能项目中，功率规模排名第一的储能系统集成商。

而在锂电池一统天下、铅炭电池逐渐丧失竞争性的当下，南都电源再次进行转型，从铅蓄电池转向锂电池、从用户侧储能转向发电侧储能、从“投资+运营”商业化模式转向销售与共建等模式。

新能源配储能“达摩克利斯之剑”

新能源发电侧储能成为 2020 年储能行业的新翘板，但低价竞标乱象，风光储经济性、安全性问题若“达摩克利斯之剑”般高悬。

2018 年电网侧储能呈现放量，此后因输配电价政策调整而放缓；2019 年储能在电网侧和用户侧双双遇冷，行业发展几乎陷入冰点。新能源发电侧储能成为 2020 年储能行业的新翘板，各方摩拳擦掌。与此同时，低价竞标乱象，风光储经济性、安全性问题若“达摩克利斯之剑”般高悬。

疑惑与争议

今年上半年，湖北、湖南、新疆、内蒙古、山西、山东等省(区)相继发布政策，优先支持或要求新建风电和光伏项目配备储能，储能配置比例在 5%~20%之间，储能时长为 1-2 小时。

上述政策下发后，争议不断。《能源》记者了解，业内人士疑惑的是，储能配置参数的测算依据何在，电网企业是否有权要求新能源企业配套储能，按新能源装机容量比例配置储能的强制性做法是否可行，配套储能的成本是否要由新能源开发企业承担。

中关村储能产业技术联盟常务副理事长俞振华认为：“尽管电网企业不应该强制要求新能源企业配储能，但有理由对新能源并网质量提出要求，即使不一定非要通过储能技术来解决。而在没有配套的政策和市场机制，以及盈利模式的情况下，简单地由发电企业来承担储能投资的成本显然不合理。”

对于配置参数的测算依据，俞振华认为，近十几年可再生能源并网研究曾多次提到，风电配置 5%-20%的储能能够有效改善可再生能源并网的友好性；储能配置时长取决于储能参与的电力服务类型，或者是电网企业的技术。如果电网企业尚未提出明确需求，强制可再生能源侧配置储能会造成投资浪费，这种行为并不可取。但基于市场行为的投资值得支持，这需要给予投资方明确的支持，如何有效使用并支付储能费用。

“储能是未来电力系统的必要组成部分，核心问题是新能源企业与电网企业能否一起设计储能参与电力市场的方式及盈利模式，否则新能源和储能都不存在可持续发展的机会。”俞振华对《能源》记者说道。

对于“一刀切”做法，天能集团智慧能源事业部副总裁刘晓露认为，从下发文件来看，各省并未强制要求新增新能源发电项目必须配置储能，但如果新能源开发企业想要提高竞争力，配置储能将是优先开发的重要条件。

近年来，以风电、光伏发电为主的新能源发电成本快速下降，装机容量及能源占比不断上升。新能源发电的波动性及其对电网稳定的影响仍然是新能源进一步健康发展的制约因素。

从技术角度讲，配套储能是提高新能源消纳比例的有效手段。利用储能技术快速响应、双向调节、能量缓冲的特性，可以极大提高新能源系统的调节能力和上网友好性。

“至于储能投资该由谁来买单的问题，从市场化角度看，谁投资获益谁来买单。但如果从储能的社会效益、国家能源战略角度看，由利益相关方共同承担较为合理。”刘晓露说。

南都电源副总裁、南都能源互联网董事长吴贤章则表示，从国家层面或者能源结构调整角度看，加大新能源的配比、降低碳排放是大势所趋，以风电和光伏为代表的新能源发展至今，已经达到平价上网条件，现在是加大力度推动新能源平价上网的好时机。然而，新能源具有随机性和不确定性，接入电网时，调控、消纳矛盾比较突出，“虽然新能源配储能并未强制实施，但国家的态度也非常明朗了”。

低价竞标与安全隐忧

2020年初以来，新能源配储能项目开标价格逐渐走低，从年初的2.65元/Wh下降至1.65元/Wh左右。与此同时，无视项目成本一味低价竞标的现象在储能招投标中愈演愈烈。5月中旬，三峡新能源青海风储项目开标，1.699元/Wh的EPC价格刷新了行业底线。业界普遍认为，该价格已经低于储能成本价。

对于低价竞标现象，业内人士表示由于政策限制，电网侧储能被迫“急刹车”，电网公司转而将储能成本转嫁给新能源开发企业，面对强势的电网公司，新能源开发企业为了拿到优先并网的“入场券”，只得“捏着鼻子上储能”，成本成为核心因素，为了降本以牺牲质量为代价。而从储能企业的角度看，发电侧市场刚刚启动，很多储能企业把入场业绩看得比较重。

目前，很多新能源配储能项目对投标企业都有业绩上的要求。例如，安徽省电网和华润电力首个风电储能项目——华润电力濉溪孙疃风电场50MW工程配套10MW/10MWh储能系统PC工程进行公开招标时，要求投标人自2015年1月1日起至投标截止日有1个及以上的10MW/10MWh及以上容量电化学储能电站已完工程业绩或累计30MW及以上容量电化学储能电站已完工业绩；三峡新能源青海省锡铁山流沙坪二期风电场100MW储能项目EPC招标，要求投标人必须具有近3年内具有至少2个单体容量为10MWh及以上在建或已投运的储能电站设计或EPC或储能系统集成业绩。

“如此，也就难怪有些储能企业宁愿‘赔本赚吆喝’也要尽力中标了。”上述业内人士表示。

当然，基于电池技术的提升与创新、规模经济发展、市场价格竞争以及制造商经验的提升，促使储能项目开标价格不断降低。然而，如果恶意报低价中标，将诱发“劣币驱逐良币”现象，阻碍行业健康持续发展。

据了解，一些储能企业为了降低成本，偷工减料使用劣质的电池和PCS，或者在系统容量上做手脚。然而，这一举措的危害性极大，“轻则引发电网调度事故，重则引发火灾等安全事故”。

近期，国内外电化学储能事故频发。2017年以来，韩国已经发生29起储能电站起火事故，我国也出现储能项目起火事件，致使储能的安全性问题引起广泛关注。业内专家认为，安全性是储能行业快速发展的根本，质量和成本是储能行业能否快速发展的关键因素，为了降成本而降低质量，一旦酿成安全事故，将对产业发展造成致命打击。

储能经济性难题

经济性是行业发展的关键。2019年7月23日，新疆发改委发布《新疆第一批发电侧光伏储能联合运行试点项目清单》，确定了首批36个发电侧光储联合运行试点项目，总规模221MW/446MWh，并明确“所在光伏电站于2020年起每年增加100小时优先发电电量，持续五年”。然而，当年12月4日，新疆发改委便叫停了其中31个新能源发电侧储能项目，其中一个重要原因就是经济性问题。

根据《能源》记者调研，当时的问题出在对“100小时优先发电量”的理解上。如果这100小时是计划发电量，100MW的光伏电站每年将增加300-500万元收入；如果是保障收购小时数，则只能使光伏电站每年增加几十万元收益，差距颇大。

当前，风电、光伏行业将全面迎来平价上网，项目经济收益对成本愈加敏感，新能源配套储能是否还有经济性，是产业链各方仔细分析研究的问题。

以山东省为例，2020年山东申报竞价光伏项目共976MW，国网山东电力公司要求储能配置规模按项目装机规模20%，储能时间2小时。根据集邦新能源网的测算，100MW竞价光伏电站将配置

40MWh, 以当前储能系统 1.7 元/Wh(不含施工)的价格计算, 光伏度电成本增加近 0.09 元。

北京领航智库测算, 按照山东 0.3949 元/千瓦时的燃煤标杆电价测算, 平价光伏电站按照 20% 配比投资储能电站, 工程造价将增加 0.68 元/W, 工程造价增加 15% 以上。在不考虑储能参与调峰补偿等商业模式前提下, 项目内部收益率也将低于 8%。

刘晓露认为, 新能源平价上网趋势下, 储能可持续发展取决于电力体制改革的最终进程, 关键在于储能输出价值的交易结算与储能成本的分摊疏导。单纯依靠市场情况下, 配套储能的经济性目前还较难保证。特别在电网调峰资源没有改善的情况下, 平价上网项目本质上是挤占了其他新能源的发电空间, 随着新能源发电全面平价上网的到来, 电网调峰和全额收购的压力进一步提升。

随着储能市场规模的扩大, 成本逐年下降, 电改红利不断释放, 储能独立主体地位得到明确, 可直接参与电网级调峰、电力市场调频等辅助服务市场、备电及需求侧响应服务及电力现货市场交易, 把储能的应用价值直接充分地交易结算出来, 新能源配套储能的前景是光明的。

“配置储能固会增加电厂投资, 但如果不配置储能, 每年电量损失可能达到 20%。储能合适的应用场景, 随着技术的进步和成本的降低, 节省电能的成本预计很快能抵消储能设备的成本。”刘晓露说。

俞振华认为, 在具体储能项目上, 仅仅依靠减少弃风、弃光电量收益还很难支撑行业发展, 简单捆绑新能源并不能真正体现储能价值。

目前, 国外电力市场成熟, 新能源侧的储能超过 50% 的收益源于参与电力市场交易、辅助服务等收入, 新能源侧的储能发展更具备条件。中国电力市场改革还是一个进行时, 储能参与各类电力服务的公允价值缺失, 储能“按效果付费”参与电力市场的实施细则更加缺乏。在这种环境下, 收益体现不了投入, 引发恶性竞争, 劣币驱除良币的现象将在所难免。

补贴政策与标准缺失

截至目前, 国家及省级主管部门均尚未出台储能的补贴政策, 仅有安徽省合肥市以及江苏省苏州市出台了地方性的补贴政策。

2018 年 9 月 17 日, 合肥市政府发布《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见》, 对光伏储能系统按实际充电量给予 1 元/kWh 补贴, 同一项目年度最高补贴 100 万元。2019 年 3 月 24 日, 江苏苏州工业园区管委会印发《苏州工业园区绿色发展专项引导资金管理办法》, 针对在园区备案实施、且已经并网投运的储能项目, 自项目投运后按发电量(放电量)补贴业主单位 0.3 元/kWh, 共补贴 3 年。

“这些政策都具有地方特殊背景, 还不能作为代表性政策来看待。”俞振华点评道。

我国从 2010 年开始制定电力储能相关的标准, 归口管理单位是中电联。截至目前, 电储能相关的国家和行业标准已达 31 项, 其中已发布或报批 27 项; 团体标准约 47 项, 其中已发布或报批 29 项。其中, 针对电化学储能的国家标准有 7 项、行业标准有 2 项, 目前均已发布。

截至目前, 中关村储能产业技术联盟共发布四项电化学储能团体标准:

T/CNESA1000-2019《电化学储能系统评价规范》、T/CNESA1001-2019《电力储能用直流动力连接器通用技术要求》、T/CNESA1002-2019《电化学储能系统用电池管理系统技术规范》、T/CNESA1003-2020《电化学储能系统用电池管理系统技术规范》。目前联盟围绕电化学储能安全等方向, 正在推进相关标准制修订工作。

“问题在于, 现在是有标准, 有手段, 但如何去推广执行。”中国电科院电池储能技术检测部主任官亦标向《能源》记者指出, 新能源项目开发企业在配备储能这件事上存在的普遍问题是对电池储能特性及其标准理解不到位, 对电池储能系统的质量和安全没有足够的认识, 如果不严格有效地遵循技术标准和管理规范, 将导致乱象丛生。

此外, 由于没有全环节严格执行标准、严格监管, 造成供应商有机会钻空子, 是低价恶性竞争的根源所在, 现阶段电池及其应用技术水平条件下, 低价带来的直接恶果就是质量和安全难以保障。据《能源》记者了解, 在项目招采环节, 就已经暴露出未严格遵循标准的问题。在新能源配电网电池储

能项目中，普遍存在供应商是依据自行设定的储能电池容量标称值计算储能系统容量(包括功率和能量)并承诺满足招标要求，而不是依据储能电池型式试验报告认定的容量额定值来核算储能系统容量，造成系统容量虚标虚报的现象。

官亦标表示，储能电池是一种特殊的能量体，内部是复杂的电化学体系，不能视为简单的物理器件，其各项性能受内外部因素影响复杂多变，这些因素包括电压、电流、功率、温度、充放电深度等等，对于系统运行来说，关键控制参数的改变会直接影响电池系统的实际可用容量、安全与寿命。如果不是专业从事电池检测评价工作，很难去全面理解电池的特殊性和复杂性，发电企业和用户可能因此出现投资失误。

“好在，部分电源侧储能项目已经开始全环节执行技术标准，比如将储能电池等核心部件的到货抽检、系统并网检测以及运行考核检测等关键约束手段纳入事中事后技术监督检验流程。这意味着，部分用户和总包方已经认识到了质量与安全的重要性。”官亦标表示。

在电池储能质量控制方面，国外主要关注储能系统层级的性能并结合定期考核及商业罚则条款来间接保障整体质量，对储能电池等核心部件在储能领域应用适用性方面的评测和标准研究较少。

“相较于国外，我国在电池储能标准体系、测试评价技术等方面是领先的。”官亦标指出，我国的电池储能标准特点是关注从电池的单体、模块、簇到系统的各个层级，每个层级都有严格要求，并以更接近实际运行条件的方法来进行测评，注重追本溯源，从核心部件层级关注其在储能领域应用的适用性，并建立核心部件到系统之间工作参数及性能的关联和有效传递，有效规避技术层面的漏洞，拒绝投机取巧，通过对核心部件分别设定技术要求结合全环节的技术监督检查从理论上保障储能系统能够达到质量与安全的期望。

其优势在于，能够从源头以及更加科学合理的测评体系保障项目的质量和安全。否则，“一旦频繁出现安全和质量事故，先不说损失，电池储能这条路可能就走不通了。”

探路新能源配储能商业模式

新能源配储能的投资可行性取决于商业模式的搭建，以及储能系统技术进步和成本下降。

新能源配储能是未来的产业形态，投资可行性与否取决于两点，一是商业模式的搭建，二是储能系统技术进步和成本下降。

从现有的商业模式看，新能源配储能项目价值创造的路径包括，参与调峰、调频获得辅助服务补偿，减少弃风弃光电量增加电费收入，参与电力市场交易获得电价收益，削峰填谷获得峰谷价差。

从储能投资下降的空间看，储能系统成本已经由年初 2 元/Wh 以上下降至 1.7 元/Wh 以下。随着技术创新的发展，“十四五”储能系统成本有望降低至 0.5 元/Wh。

亟需技术进步驱动成本下降

过去十余年，储能投资成本不断下降。CNESA 数据显示，储能电池成本每年以 20%到 30%的幅度下降。目前，锂电池的系统成本(不含 PCS)已降至 1000-1500 元/kWh，进入应用盈亏平衡点;锂电池储能系统度电成本在 0.6-0.8 元/Wh。

今年以来，我国新能源储能项目中标价不断下降。招投标信息显示，我国主要风储项目中标价从年初的 2.15 元/Wh 降至 1.699 元/Wh。4 月 24 日，华能新泰光储项目开标，中标价 1.54 元/Wh，平均报价远低于 2019 年市场主流价格 1.8 元-1.9 元/Wh。

表3: 2020年以来主要风储项目招标价大幅降低

时间	项目	业主	储能规模	中标人	中标总价(万元)	中标单价(元/Wh)
2020.1	华润肇庆孙堆风电场50MW工程配套10MW(10MWh)储能系统PC工程	华润电力	10MW/10MWh	许继电气	2153.956763	2.15
2020.5.6	华能安徽蒙城县内陆平原风电场风储系统EPC项目	华能国际	40MW/40MWh	南瑞继保	(标段1) 5279.4970 (标段2) 1979.477500	1.8
2020.5.13	三峡新能源青海省格尔木山晓沙坪二期风电场100MW储能项目EPC总承包工程	三峡新能源	12.6MW/11.64MWh	上海勘测设计院	1977.9557	1.69

从储能技术路线上看,2019年底新增投运的108.5MW集中式可再生能源并网项目全部应用了锂离子电池,其中磷酸铁锂电池项目占比最大,达到79.7%。而从今年以来新能源配储能项目的招投标情况来看,绝大部分项目以磷酸铁锂电池为主,其次为全钒液流电池。

中关村储能产业技术联盟常务副理事长俞振华指出,“储能技术需要从满足电力系统长寿命、高安全、大容量等指标着手,提高储能技术对电力系统的适用度和生命周期内的经济性。”

同时,出台新能源侧储能调用、电池衰减容量相关的标准,提升储能行业门槛,一方面可以避免新能源企业以一次性的沉没成本去投资建设储能设施,另一方面也可降低储能系统的度电成本。

在我国风电和光伏产业的发展过程中,均出现了连年新增GW级装机规模,通过规模化带动技术创新、降低成本的现象。对于新能源储能来说,也可以借鉴风电和光伏的发展经验,以规模化降低成本,同时继续深化电力体制改革,将行业导向市场化。

探路储能商业模式

随着电力体制改革的深入推进,新能源配储能商业模式空间正在打开,但需要政策给予配套。

其一,通过减少弃风弃光电量获利。由于目前电化学储能成本相较抽水蓄能仍然较高,该商业模式适用于弃风、弃光率较高地区。

以青海格尔木直流侧光伏电站储能项目为例,该电站装机规模180MW,2018年1月投运,上网电价1元/kWh。由于弃光问题,项目通过接入1.5MW/3.5MWh储能系统改造为光储电站。根据测算,储能可以增加发电量约150MWh/年,增加收益约15万元,项目投资回收期约6.96年。

其二,参与电网调峰调频辅助服务。受政策限制,该模式需要辅助服务机制给以保障。2019年6月3日,国家能源局西北监管局发布《青海电力辅助服务市场运营规则(试行)》,明确在电网需要调峰资源的情况下,储能调峰价格暂定0.7元/千瓦时,优先消纳风电、太阳能发电。2020年5月26日,新疆发改委印发《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》,对根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施所充电的电量进行补偿,补偿标准为0.55元/千瓦时。

其三,参与风光水火储多能互补。该商业模式适用于有多能互补需求的地区,储能收益来源于平抑波动等辅助服务。今年以来,国家能源集团、大唐等能源央企均在山西、甘肃、辽宁等省建设风光储多能互补项目。

除此外,国内部分地区为新能源侧储能提供了补贴。目前,我国仅有安徽省合肥市和江苏省苏州市出台了地方性补贴政策,前者对光伏储能系统按实际充电量给予1元/kWh补贴,后者按发电量(发电量)补贴业主单位0.3元/kWh。

专家表示,如果存一度电只能放0.5度电出来,那说明储能系统不行;如果存一度电可以放0.9度电出来,说明系统效率很高,“从储能系统效率来讲,按照发电量进行补贴更为合理。”然而,考虑到日益缩紧的国家财政情况,新能源侧储能得到补贴的可能性不高。

从国际经验来看,英国电力市场比较成熟,该国的独立储能电站既能参与政府的储能采购计划,还有峰谷价差和TRIAD等收益,有些电站的多重收益甚至能有十三四种。英国甚至出现过170多元人民币一度的尖峰电价。由于电池储能系统能迅速响应,有电力企业每年都能拿到这个尖峰需求。

美国推动建立了储能系统的投资税收抵免政策(Investment Tax Credits),同时购买和安装储能系统与太阳能发电设施的项目业主可以获得30%的投资税收抵免。该协议将延续至2022年,并逐步减少至淘汰(2020年减至26%,2021年减至22%,2022年减至10%)。

韩国从2015年起,开始为配套储能系统的风电给予额外的可再生能源证书奖励,配套储能的风电场权重分最高达到5.5分;2017年起,安装储能系统的光伏电站也可以获得额外奖励,权重为5,“这使得配套储能的风电光伏电站在可再生能源证书计算中的权重远远高于其他不配套储能的电站。”

王佳丽 能源杂志 2020-07-21

废旧轮胎变身“黑色黄金”

我国废旧轮胎综合利用现状如何，存在哪些问题？如何才能更好地推进行业绿色健康发展？

据统计，2019年我国废旧轮胎产生量约为3.3亿条，折合重量超过1000万吨，且每年报废产生的废旧轮胎量还在以6%至8%的速度持续增长。

为推动废旧轮胎综合利用、引导行业持续健康发展，日前工信部印发《废旧轮胎综合利用行业规范条件（2020年本）》，从技术装备和工艺、生态环境保护、产品质量管控以及安全管理等多方面提出了规范要求。

将废旧轮胎“吃干榨净”，回收利用率逐年提升

不久前，山东邹平市的开元润丰废轮胎裂解基地一片繁忙景象。

一辆辆卡车满载废旧轮胎驶入厂区，卸下的废旧轮胎随即被叉车运送到上料区，经过破碎和清洗等预处理后，再被“投喂”进自动裂解设备，反应生成的裂解油、炭黑进入销售和再加工工序，可燃气体则循环回炉作为燃料再利用。

将废旧轮胎“吃干榨净”，这样的场景源自连续化和自动化生产装备的应用以及工艺流程的创新。“自动化进料、全密闭生产过程，连续产出全程无人工干预，以这样的方式热裂解，几乎实现了废旧轮胎100%再利用。”山东开元润丰环保科技有限公司董事长孟祥东说。

孟祥东口中的“热裂解”（即将废旧轮胎粉碎后置于密闭容器，在高温高压下使其分解回收），是废旧轮胎综合利用的主要方式之一。据介绍，目前行业内对全钢胎、天然橡胶的废旧卡客车轮胎，大多采取翻新、生产再生橡胶和橡胶粉的方式加工处理。其中，再生橡胶粉按照颗粒度，一部分被用于生产制造再生橡胶，另一部分被用于生产改性沥青或防水卷材等产品。而半钢胎、合成橡胶的废旧乘用车轮胎，则普遍采用热裂解方式处置。

“过去，废旧轮胎‘土法炼油’作坊横行，裂解过程中废气废物直接排放，给环境造成了严重破坏。”中国轮胎循环利用协会会长朱军表示，近年来，随着关键技术不断攻关、环保治理力度加大，昔日散、小、污、乱的行业格局逐渐改变，新型的热裂解技术成为废旧轮胎综合利用的重要方向之一。

从热裂解的转型管窥行业全貌，自2012年工信部发布废旧轮胎综合利用行业准入条件以来，截至目前，已公告6批80家符合准入条件的企业名单。“这些准入企业规模集中度、技术装备水平较高，代表了行业先进水平，在废旧轮胎绿色循环利用方面起到了引领作用。”朱军说。

废旧轮胎非法扔弃或存放不当，易成为害虫的筑巢区和蚊子的滋生地，还可能传播疾病。

此外，废旧轮胎容易起火，释放大量烟雾，其中含有一氧化碳、二氧化硫等有毒气体和少量多环芳烃，对公众健康和环境安全构成威胁。

加快废旧轮胎综合利用，不仅有助于减少污染、有效治理环境，还是节约资源的重要渠道。我国是橡胶消费大国，如果能将废旧轮胎资源化利用，可有效提高资源利用效率。

在循环经济政策引领下，近年来，我国废旧轮胎综合利用行业快速发展，废旧轮胎回收利用率逐年提升。2019年，综合利用企业约1500家，资源化回收利用废旧轮胎约2亿条，回收利用率约60%。其中，轮胎翻新量约500万标准折算条，再生橡胶产量约300万吨，橡胶粉产量约100万吨，热裂解处理量约100万吨。

缺乏强制性翻新标准，轮胎翻新率相对偏低

“从目前的再利用形式看，再生橡胶和橡胶粉是废旧轮胎处理的主力军，占每年全部处理量的50%以上，连续化和自动化热裂解占比较低，而轮胎翻新率仅为5%。”朱军说。

事实上，轮胎翻新是轮胎资源循环利用的首选方式。朱军解释，以原轮胎35%的原材料、40%左右的能源消耗和50%以下的价格，就可以翻新一条轮胎，且可跑里程能达到新轮胎的90%以上。

性能优越、性价比高，为何我国轮胎翻新使用率偏低？经营轮胎翻新业务多年的北京吉通轮胎翻修利用有限公司董事长矫恒绘道出原因：目前国产轮胎缺乏强制性翻新标准，载重车存在“一驶到废”的情况，轮胎磨损至报废才考虑更换新胎，这就使得替换下来的轮胎胎体无法满足翻新要求，致

使轮胎翻新生产面临“无米下锅”的状况。

矫恒绘建议，尽早出台相关标准及轮胎生产者责任延伸制度，要求企业对产品的循环利用负责。

另一方面，人们对轮胎翻新的观念亦有待改变。“目前我国翻新轮胎在乘用车领域的使用几乎为零。”业内人士分析，现在不少乘用车主仍然对翻新轮胎的质量存疑，轮胎受损后大多选择进行简单修补或更换新胎，这也导致此类废旧轮胎不能被合理利用。

行业发展前景广阔，应在保护环境基础上开发更多再生资源

在河南汝南县，通过攻关十几项关键性技术难题，双星伊克斯达废旧橡胶绿色裂解智能工厂实现了对废旧轮胎处理的“零污染、零残留、零排放、全利用”。业内人士认为：“这将有助于今后热裂解项目的产业化在当地的推广和复制。”

作为战略性新兴产业，尽管难题待解，但调查中，受访企业普遍看好废旧轮胎综合利用产业的市场前景。事实上，伴随着国家环保政策不断加码和行业秩序的持续规范，废旧轮胎正由过去的“黑色污染”变身为“黑色黄金”。

孟祥东给记者算了一笔账：以开元润丰工厂年处理废旧轮胎 6 万吨计算，可得到 2.4 万吨裂解油、2.2 万吨炭黑、0.72 万吨钢丝和少量可燃气，这些产品的年销售额预计可达 8000 万元左右。

由此计算，如果全国每年产生的千万吨废旧轮胎规范化加工处理，或可形成年产值超百亿元的产业链。

我国汽车保有量大且还在持续增长，为废旧轮胎市场提供了充足的市场基础。旺盛的需求之外，还有政策支持。此前，国家发改委发布指导目录，明确将废旧轮胎综合利用确定为战略性新兴产业，使其成为利国利民的朝阳行业。

前景向好，机遇已来。如何实现废旧轮胎综合利用行业绿色可持续发展？

“要在保护生态环境的前提下，尽可能得到更多的再生资源。”在朱军看来，未来行业发展的总基调是，以生态环境保护为根基，以实现循环发展为驱动力，以节能减排为路径，以获取再生资源为目标，积极探索适合我国国情、世界轮胎循环利用事业发展可借鉴、对人类生态环境保护有贡献的中国方案。

具体来说，业内人士建议，轮胎翻新行业下一步不妨大力进军物流运输市场，瞄准目标客户，联合相关行业组织搭建资源平台，一手抓运输企业，获取废旧轮胎资源；一手抓规范，提供优质产品服务。再生橡胶及橡胶粉行业可继续提升工艺技术水平，研发和采用节能环保高效的新技术、新工艺和新装备。

而对热裂解而言，要坚决取缔“土法炼油”生产，鼓励引导企业迈向连续化、自动化和智能化生产，实现清洁化、低能耗、高效率。

韩鑫 人民日报 2020-07-27

新生代电池崛起 全无机钙钛矿太阳能电池有望缓解能源危机

二十一世纪以来，全球经济增长所引发的能源消耗达到了空前的程度，再加上环境污染日益严重，世界各国的科研人员都致力于开发新的绿色能源和可再生资源，以保证能源正常供应又能减低对环境的破坏。如今，硅基太阳能电池虽已发展了 50 年，应用也日趋广泛，但生产却因为原材料昂贵而走到了瓶颈期。所幸期间也涌现出不少新技术，包括有机-无机复合的钙钛矿太阳能电池(organic-inorganic hybrid perovskite solar cells)与全无机钙钛矿太阳能电池(all-inorganic perovskite solar cells)。当中，虽然有机-无机复合钙钛矿电池在光电转换效率上更胜一筹，但当温度达摄氏 85 度时，它的有机部分就会分解。相反，全无机钙钛矿虽然光电转换效率较差，却在高温下有较佳的热稳定性(thermal stability)，甚至可适用于沙漠这样较为极端的环境。

因此，香港城市大学的研究团队近年来一直在积极探研提高全无机钙钛矿光电转换效率的方法。全无机钙钛矿电池光电转换效率不高的主因，是制备钙钛矿时涉及快速结晶的过程，表面或晶界有

时会出现一些缺陷，而这些缺陷会令电荷无法自由流动，阻碍电流形成，造成开路电压(open-circuit voltage)严重流失。于是他们在制备钙钛矿的过程中，添加了特制的小分子 6T1C-4F，以减少表面或晶界的缺陷。研究发现，开路电压从 1.10V 显著提高到 1.16V，且填充因子(Fill Factor，即电子有否被有效收集)及短路电流(Short circuit current)在添加 6T1C-4F 作钝化后都有所改善。研究结果还显示，在连续照射 350 小时后，电池的能量转化效率只下降了约 15%。这说明添加 6T1C-4F 以钝化钙钛矿的表面，不仅能保护钙钛矿的表面免受湿气、氧气和光线的侵蚀，而且结晶的颗粒增大了，能有效减少晶界缺陷及电流流失，使得全无机钙钛矿电池的光电转换效率和稳定性均能有所提高。

据悉，香港城大上述新研发的全无机钙钛矿电池的光电转换效率为 16.1%，而获中国计量科学研究院认证的效率亦高达 15.6%。

这次研究由香港城大学务副校长兼化学及材料科学讲座教授任广禹教授领导，他在在钙钛矿研究领域领先，其相关论文广被引用。他指出，这次研究成果的突破在于找出了简单方法，便可制成光电转换效率与稳定性兼具的全无机钙钛矿电池。他相信，全无机钙钛矿电池的光电转换效率还有进一步提升的潜力。

他又指出，他们这款全无机钙钛矿电池的结构设计是“倒装式”，适合制成叠层式太阳能电池(tandem solar cells)。叠层式太阳能电池的特色是，能同时吸收不同光谱的太阳光，因此科研界预料，其光电能量转换率未来可超过 30%。

任教授还表示，科研人员对钙钛矿电池展开研究虽然只有约十年时间，但钙钛矿太阳能电池的能量转换效率已由最初的 3.8%急增至超过 25%，直逼我们现时常用的硅基太阳能电池。加上钙钛矿以溶液制成，不仅制作简单易大量生产，制造所需的能源更只是硅基太阳能电池所需的十分之一，应用潜力极大。倘若商业化，必定对解决现时的能源危机大有裨益。(来源：财讯网)

财讯网 2020-07-27

电燃料储能系统：让充电像加油一样简单



电燃料储能系统商业运转示意图 徐建波供图

给新能源车充电，有没有可能像加油一样简单？电燃料储能系统或许可以变理想为现实。

此前，中国科学院院士、香港科技大学机械与航空航天工程系教授赵天寿提出了电燃料储能(e-fuel)的概念，使用者可以将事先在充电站充好电的载电液体直接灌入电燃料电池中，用于放电和后续使用。

由于车上电燃料电池的电极专用于放电，因此性能更高、寿命更长。而且，该系统没有贵金属元素催化剂，还可以极大地降低系统的投资成本。

近日，香港理工大学机械工程系副教授安亮团队在《细胞报告—物理科学》发表论文，报道了一种电燃料电池，使用高反应活性电燃料以及不依赖催化剂的石墨毡电极，显著提高了液体电燃料电池的功率密度和能量效率。这也证明了电燃料储能思路的可行性。

液体也能充电

氢氧燃料电池被认为是未来新能源车的潜在供能方式。然而，这种燃料电池却存在诸多弊端，不仅产氢、用氢都需要贵金属催化剂，氢气要想实现大规模储运还存在安全性和成本的限制。

对此，赵天寿冒出一个想法——能不能设计一种以可循环充放电液体为介质的储能系统呢？

“早在 2016 年，我就开始构想一种燃料电池，可以让液体充上电。”赵天寿对记者说，“以金属离子电燃料为例，充电前是高价态，通入电流之后的电子变为低价态，就实现了电燃料的充电。同理，有机分子电燃料或者悬浮颗粒电燃料也可以通过得失电子进行充放电。”

香港科技大学机械与航天工程系助理教授徐建波介绍，这样一套液体电燃料储能系统包含电燃料、电燃料充电器和电燃料电池三部分。

赵天寿表示，与传统液流电池既要能充电又要能放电不同的是，在液体电燃料系统中，充电和放电单元是相互独立的。充电过程在专门的电站中实现，放电过程则发生在分散的放电设备上，只需输送液体电燃料就可完成能量在时间和空间上的转移。

“这不仅实现了充电与放电的电极解耦，还破解了以往电池因充放电共用电极导致氧化和还原反应相互制约的难题。各部分可以设计专门的氧化或还原电极，提高了电燃料储能系统性能，降低了成本。”徐建波说。

他同时指出，电燃料储能系统由于稳定性高，理论寿命长达 20 年。从环保的角度看，电燃料充电装置和电燃料电池中不使用有害贵金属，电燃料可回收并重复利用，克服了锂离子电池、铅酸电池等不可回收的缺陷。

服务大储能 消解风光电

除了作为一种汽车动力电源，新型电燃料储能系统还能服务于大型固定式储能设施。

“过去十几年，光伏和风电的成本降低了 80% 之多，但从全球来看，光伏和风电的应用比例还不到 6%。”赵天寿说，“主要原因就是风、光电供应不稳定，且地理分布分散。”

抽水蓄能、压缩空气储能等多种储能设施为解决风、光电的上述问题提供了一种解决方案。然而，抽水蓄能电站需要有山有水、压缩空气储能依赖储气洞穴，都对地理条件提出了很高的要求。

徐建波介绍，新型电燃料储能系统可以通过电燃料充电器存贮风能或太阳能，将电能储存为电燃料的化学能，再通过电燃料电池实现离网或并网供电。

“这类系统的储能循环效率高于 80%。”赵天寿告诉记者，“单算充电，效率可达 90% 以上，高效地将光、风电存储到电燃料中；而在放电过程中，除了实现高效率，还达到了高功率密度。”

徐建波强调，“电燃料电池峰值功率密度是传统氢氧燃料电池的 2 倍。”

不仅如此，电燃料储能系统的容量是没有限制的，是由电燃料的体积多少来决定。电燃料充电站就像炼油厂一样源源不断地将可再生能源转化为电燃料，电燃料电池又可随时随地、高效高功率地为用户提供清洁能源。

清洁环保 使用灵活

“从广义上说，石油也是一种液体能量载体，在数百万、数千万年的过程中将太阳能储存在石油中。”赵天寿说。

作为一种液体载能介质，石油用起来很方便，但却存在两大问题。首先，石油虽燃烧很快，但储能过程太过缓慢，石油再生的速度远远赶不上消耗的速度；其次，使用化石燃料还会带来碳排放及环境污染等问题。

电燃料储能如果同风、光、水等清洁能源结合，刚好避免了石油这两大缺陷。

一方面，电燃料充电器储存的能量来自可再生能源，清洁环保。另一方面，这类储能系统充电过程很快，可再生能源可以高效快速地充进电燃料，然后被灵活方便地运输、使用。

可以说，可再生能源清洁、环保的优势以及电燃料自身灵活、方便的使用方式，奠定了电燃料储能系统广阔的应用前景。

据赵天寿介绍，他们正在加快研发，促进电燃料储能系统在汽车动力和大型固定式储能设施等方面的落地应用。对于车用动力电源，他们将着眼能量密度和功率密度，尽可能让电燃料电池体积更加紧凑，使得加一次电燃料可行驶更长距离。

而在固定式储能方面，赵天寿团队已经在试验千瓦级储能设施。

“针对大型固定式储能，目前我们可以实现比现有液流电池更好的稳定性和更低的成本，但成本需要进一步降低才有市场竞争力。因此，我们计划开发价格更低、更稳定的核心材料来进一步降低系统成本。”徐建波说，不久的将来，电燃料储能系统有望实现广泛应用，在绿色出行、节能减排方面扮演重要角色。

相关论文信息:<https://doi.org/10.1016/j.scib.2019.01.014>

<https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100102>

池涵 中国科学报 2020-07-30

石墨烯将为全球储能领域带来新的发展机遇

由于传统能源的总量有限，人们对于更加清洁绿色的新能源替代品拥有巨大的需求。现在，石墨烯的出现正在释放其在能源领域应用的可能性，可以创造更加绿色、高效、可持续发展的未来。“石墨烯旗舰计划”创新副主管 Francesco Bonaccorso 在这里解释了其研究人员如何通过制定一系列举措，将石墨烯从实验室带入商业市场中。

自 2004 年被首次分离以来，石墨烯就成为了 21 世纪新材料的研究热点。石墨烯目前已被多个行业采用，其中最显著的领域就是医疗保健和关键材料应用。而且目前，石墨烯技术正在应用于可再生能源。

世界上首个石墨烯太阳能农场

根据英国《金融时报》2019 年的一份报告，预计到 2040 年，煤炭、石油和天然气仍将占据世界一次能源供应的约 85%，而如今这一比例为 90%。这些数据强调了人们应减少对不可再生能源依赖的必要性。另一份报告同时也指出，在未来 5 年内，由于太阳能领域的逐渐复苏和成熟，全球可再生电力供应量可能会增长 50%。

在“石墨烯旗舰计划”的先锋项目中，与可再生能源相关的一项重要举措就是建立太阳能农场。该项目的目标是希腊克里特岛创建了世界上第一个应用石墨烯的太阳能农场，由“石墨烯旗舰计划”的合作伙伴罗马大学牵头完成，该校是一所位于意大利罗马的公立研究型大学。目前这一项目主要探索了石墨烯太阳能电池的生产，这款太阳能电池可推动欧盟减少对化石燃料的依赖。

实际上，太阳能农场项目在开发太阳能组件方面已经取得了巨大的、可持续性的进步。这其中涉及到了大面积石墨烯钙钛矿太阳能电池的生产；由连接在一起的太阳能电池组装而成的单个光伏面板，旨在提高太阳能效率并降低太阳能成本。研究人员已经通过这项技术实现了功率转换效率，这一数字是一项了不起的成就。

下一步，研究人员致力于继续提高 15.3% 的功率转化效率，为将来开发基于石墨烯的钙钛矿型太阳能电池铺平道路。在与基于硅的太阳能电池串联配置中，可以预见的是，功率转换效率将超过目前的记录。

电池将创造未来更好的世界

减少对非可再生能源的依赖是一件重要的事情，但是储能领域的可持续发展将如何实现呢？根据电池创新联盟(CBI)的数据，到 2025 年，全球对电池储能的需求将大大增加，石墨烯和其他一些相

关材料将在应对这一增长过程中发挥至关重要的作用。

考虑到这一点，“石墨烯旗舰计划”的另一个能源先锋项目——“大规模生产硅基石墨烯锂离子电池技术”，旨在提高锂离子电池的电极质量。该项目促进了将硅基石墨烯复合材料集成到锂离子电池中，用于高能量存储等大功率的应用。

由于石墨烯的表面积大、导电率高、重量轻、化学稳定性高和机械柔韧性好，可有效提高锂离子电池的容量、充电速率和稳定性。实际上，石墨烯在电池中的应用，将大大改善在电动汽车、移动电话、笔记本电脑等电子产品中电池的寿命和充电时间，使用体验大大改善。

这些创新项目可以为最新研究和产品设计新领域打开大门。为此，硅基石墨烯锂离子电池设计量产以及世界上首个应用石墨烯的农场，只是石墨烯旗舰计划正在致力于的以可持续发展为重点目标所布置的项目中几个。

虽然石墨烯对能源行业影响力还有待观察，不过它的旅程才刚刚开始，并且已经可以为未来储能和能源转化应用创造发展机遇。石墨烯和其他相关二维材料可能正是工程师们找到的传统材料的绿色可再生替代品，这些材料也是开发新一代能源设备和产品所需要的。

中国航空新闻网 2020-07-24

美国最大规模电池储能项目投运 加州储能发展进入下一阶段

据外媒 7 月 14 日报道，加州独立系统运营商(CAISO)宣布称，美国最大电池储能项目已于 6 月与其电网相连，使得 CAISO 管辖电网范围内的储能容量新增 62.5 MW。

这个名为 Gateway 的储能项目是由 LS Power Group 开发，位于圣地亚哥，储能容量共计 250MW，此次投运的是该项目的一期。全部项目计划于 8 月投入使用，届时该项目将成为全球最大的在运电池储能项目。

CAISO 总裁兼首席执行官 Steve Berberich 在一份新闻稿中表示，该项目一期 62.5MW 储能系统的联网，标志着 CAISO 电网范围内电池储能系统的一个重要转折点。他们预计其它大型的电池储能项目，例如 Vistra Energy 开发的 300MW Moss Landing 储能项目也将在未来几年内上线。

目前，美国大约有 170 个装机规模在 1MW 以上的在运电池储能项目，此次投运的 Gateway 一期项目已经是全美境内规模最大的电池储能项目。

美国自然资源保护委员会(Natural Resources Defense Council)气候与清洁能源项目的资深科学家 Mohit Chhabra 表示，储能资源的竞争越来越激烈，但是实际上，这些项目的部署是由设定的减排与清洁能源目标所驱动的。所以在那些政策力度强的州，比如加州，就会看到大量储能项目的部署。

目前，CAISO 电网有超过 216MW 的正在运行的商业化储能项目，CAISO 预计，今年年底如果所有规划项目都能如期完工，那么这一数字将上升到 923MW，是 2020 年年初在运项目规模的 6 倍。根据 Berberich 的说法，要想在 2045 年前实现加州无碳电网的目标，就需要部署 15GW 的电池储能系统。此外，他还表示，随着一些大规模项目的上线，2020 年将是电池储能在整合未来可再生能源方面发挥关键作用的一个过渡年。

加州储能联盟(California Energy Storage Alliance)政策经理 Jin Noh 表示，未来两到三年内，加州将有大约 1GW 的储能投入使用，这标志着“加州储能市场增长进入了下一阶段”。许多即将上线的项目已经签订了合同，例如，PG&E 最近宣布了一项 423MW 的储能采购计划，SCE 也宣布了一项 770MW 的储能采购计划。Noh 还补充道，许多已经开始排队的项目正在为未来的储能采购需求做准备，因为这些项目通常需要五到六年的准备时间。

根据 Noh，许多即将上线的项目已经签订了合同；如，美国太平洋天然气与电力公司(Pacific Gas & Electric)最近宣布了一项 423MW 的采购计划，其中就包括 Gateway 项目；南加州爱迪生公司(Southern California Edison)也宣布了一项 770MW 的储能项目。但他也补充说，许多已经开始排队的项目正在为未来的储能采购需求做准备，因为这些项目通常需要五到六年的准备时间。

加州长时储能协会(Long Duration Energy storage Association)执行董事 Julia Prochnik 在一份电子邮件声明中表示, Gateway 一期项目的投运是确保加州所需储能容量的“重大一步”。投资包括短时和长时储能技术在内的多种储能解决方案, 将是实现加州清洁能源目标的关键。这也将是帮助加州人重返工作岗位以及为未来建设一个更可靠的电网的一个重要途径。

ESA 政策副主席 Jason Burwen 在一份声明中表示, 这也反映了储能将会不断地进入到电力系统的运营中。此外, 值得注意的是, 这是一个独立式的电池储能项目。虽然直接将储能与发电机组联合作为一种‘混合资源’是大有益处的, 但 CAISO 中的 LS Power 开发的独立式储能系统也提醒人们, 要实现电网的有效运营就应将储能的灵活性作为一种独立资产加以利用。

中关村储能产业技术联盟 2020-07-17

超锂离子电池能否成为未来能源存储的新动力

近日, 来自澳大利亚研究人员声称, 超锂离子电池可以开发出适用于高级储能的新型阴极。

如今, 对清洁、廉价、能够应对现代挑战的新型能源存储解决方案的需求比以往任何时候都高。我们需要它来帮助管理可再生能源在电网中所占比例不断上升的难题, 使非电网社区远离柴油和化石燃料, 并将那些目前无法获得电力的社区连接起来。

悉尼科技大学(UTS)的研究人员声称, 他们已经开发出一种通过将氢与纳米镁等固体材料结合起来储存氢的系统。Aguey-Zinsou 教授的新技术可以提供低至 2 美分每千瓦时的能源, 并有望在几周内获得专利,

一种新型阴极的研究

虽然锂离子电池(LIB)有许多优点和应用, 但也有如钠、锌、钾和铝等其他丰富的金属元素可用。

这些元素与锂具有相似的化学性质, 已被广泛研究。最近使用它们的创新例子有钠离子电池(SIB)、钾离子电池(ZIB)和铝离子电池(AIB)。

然而, 尽管在氧化还原电位、能量密度和电池的潜在应用方面具有前景, 但由于缺乏合适的电极材料, 这些 LIB 替代品(所谓的“超 LIB”)的发展受到了阻碍。

UTS 清洁能源技术中心主任王教授介绍: “超锂离子电池在高能量密度、低成本和大规模储能应用方面很有前途。然而, 主要的挑战在于开发合适的电极材料。”

超锂离子电池是一个很有前途的研究领域, 低成本, 大规模的能量存储。

表面应变工程

该团队的一项新研究描述了在 2D 石墨烯纳米材料中使用表面应变工程的策略, 它可以产生一种新型阴极。应变工程是通过改变材料的机械或结构属性来微调材料性能的过程。

王教授:“通过二维多层 vop04 -石墨烯异质结构的表面应变工程, 此项研究展示了一种新型零应变阴极, 用于跨锂离子(Na^+ , K^+ , Zn^{2+} , Al^{3+})的可逆插层。”

据研究人员介绍, 在 K^+ 离子电池中作为阴极时, 它们实现了 160mahg - 1d 的高比容量和~570whkg⁻¹ 的大能量密度。他们表示, 这是迄今为止最好的性能。此外, 所制备的二维多层异质结构还可扩展为高性能 SIB、ZIB 和 AIB 的阴极。

解决能源储存的最大挑战

由于开发高级储能解决方案所面临的最大挑战之一是缺乏合适的阴极材料, 因此该团队的研究可能被证明是一种很有前途的项目, 将二维材料的应变工程用于高级储能应用。

它也可以应用于许多其他纳米材料, 比如锂离子化学以外的电极材料的合理设计。

中国储能网 2020-07-24

锂离子电池领域中国实力几何？

2019年，诺贝尔化学奖授予了三位锂离子电池领域的先驱者：美国德克萨斯大学奥斯汀分校的约翰·古迪纳夫(John Goodenough)教授、美国纽约州立大学宾汉姆顿分校的斯坦利·惠廷厄姆(Stanley Whittingham)教授以及日本旭化成公司的吉野彰(Akira Yoshino)先生。

经过几十年的发展，锂离子电池能量密度的提升速度已明显放缓，并逐渐接近理论极限。与此同时，固态电池、钠离子电池、锂硫电池、燃料电池等新型储电和发电体系快速发展，开始为各种应用场景提供更多选项。

在此次由《国家科学评论》(National Science Review, NSR)编委会明主持的论坛中，几位电池领域的专家充分探讨了锂离子电池面临的瓶颈和发展方向，分析和畅想了下一代电池的前景与应用，并对我国电池研究与产业的现状进行了梳理。

锂离子电池：极限未至

成会明：有观点认为，锂离子电池的发展已接近极限，大家认同这种说法吗？

李泓：我个人不认同这种看法。锂离子电池的性能包括多个方面：质量能量密度、体积能量密度、循环性、充放电速率、高低温适应性、安全性等。在这些性能中，只有质量能量密度和体积能量密度存在可以定量的理论极限。

仅以这两个指标而论，我认为也至少还需要十年的研究，才有可能达到极限。具体来说，锂离子电池的正极材料目前主要有四大类：钴酸锂(LiCoO₂)、三元材料(Li(NiCoMn)O₂)、磷酸铁锂(LiFePO₄)和锰酸锂(LiMn₂O₄)。

其中磷酸铁锂和锰酸锂的实际能量密度已经接近理论极限，而钴酸锂和三元材料还有发展空间。

钴酸锂和三元材料的理论容量极限是274 mAh/g，而目前已经达到的最高水平分别在205 mAh/g和210 mAh/g左右。通过优化，比如开发高镍、低钴或者无钴的三元材料，还可以进一步提升性能、降低成本。

在这四大类之外，还有富锂锰基正极材料，如xLiMO₂-(1-x)Li₂MnO₃等。它的理论容量极限更高，在x=0时可以达到480 mAh/g。北京大学夏定国团队的研究结果已达到400 mAh/g，在工业上则可以做到300 mAh/g，都还可以进一步提升。

负极也同样还有发展空间。目前常用的是石墨负极，此外还有硅负极、纳米硅碳负极等。众所周知，硅负极的理论容量很高，可以达到4200 mAh/g，但它存在一个主要问题，就是体积膨胀较大。如果能适度控制体积膨胀，硅负极将进一步发展并获得更多的实际应用。

此外，如果开发出含锂的负极，那么正极就可以不含锂，正极材料的选择范围就会更宽，又可以创造出新的发展空间。

对于锂离子电池的其他指标，如循环性、充放电动力学性质、高低温适应性、安全性等，我们或者还不知道极限在哪里，或者现有水平距离极限还十分遥远，所以更不能说已经接近极限。

总之，锂离子电池是一个开放可拓展的体系，我们可以不断探索和优化新的材料、电极设计和加工工艺，从而不断提升它的能量密度和其它各项性能。这其中需要解决的问题还有很多，仍需要创造性的深入细致的研究。

陈军：锂离子电池是一个相对复杂的体系，主要由正极、负极、电解液、隔膜构成。其中部分商业化的正负极活性材料，如钴酸锂正极、石墨负极等在容量、倍率性能等方面都已接近发展极限。但随着新型电极材料的开发和发展，材料的更新换代将为锂离子电池提供更大的发展空间。

目前，锂离子电池发展的主要方向是正极、负极材料容量的提升和电池综合性能的提高。其中，决定电池容量等性能的高容量正极是核心，与之相匹配的负极、电解液及电池制备工艺技术是关键。

综合来看，近期的具体目标应该是：能量密度达到300~350 Wh/kg、较快速的充放电、满足-30~60°C的使用要求、常温循环寿命超过1500次、成本0.6元/Wh(Pack)。

孙世刚：多年以来，钴酸锂、三元材料等体系不断发展，已经相当成熟。但是应该注意到，在这

些体系逐渐接近极限的过程中，其性能提高的速度其实是越来越慢的，也就是说，我们遇到的问题是越来越难的。

要解决目前面临的问题，我们或许应该回过头来，重新对这些体系中的基本科学问题和科学规律进行梳理和研究。如果能够更好地用数学、物理模型来描述电池的运行机制，将有助于我们解决这些问题，进一步接近极限。

同时在工业上，电池是一个系统性的产品。有了更好的基本理论，就可以更好地预测能量密度的提升会对整个系统，包括电池的其他性能以及电池的成本，带来怎样的影响。

成会明：我也同意锂离子电池还有很多发展和完善的空间。进一步的发展可以从三个层面来展开：首先，不断改进已有的材料；其次，不断发现新的材料；第三，还可以开发新的体系，从传统的液态电池，逐渐向半固态、固态，甚至其他的电池体系发展。

锂离子电池：问题与方向

成会明：实验室中的研究成果常常无法在工业上顺利实现，所以从工业应用的角度来看，锂离子电池的发展空间还会更大一些。

张宏立：确实如此。从工业生产角度看，现有体系中还有很多需要解决的实际问题。

首先，是刚才李泓老师提到的硅基负极的膨胀问题。硅基负极在循环过程中的膨胀会导致在电池的生命周期中，模组的预紧力会越来越大，如果预紧力最终突破了模组的设计强度，将会给产品带来灾难性的后果，这是电动汽车厂商和电池企业所不希望看到的。

第二，是高镍三元体系的安全性问题。高镍材料具有很高的能量密度和综合性能，但是它不如磷酸铁锂或低镍三元材料稳定，其安全性是急需解决的重大挑战。

第三，是磷酸铁锂技术的进一步突破。过去，很多人都认为磷酸铁锂的性能不够高，但是作为一种无钴的正极材料，磷酸铁锂具有低成本、高安全性、长寿命等优点，而且其发展尚未达到极限，所以最近它重新得到了整个产业链的关注。我所在的国轩高科也从 2006 年创立之初就布局磷酸铁锂，目前已经突破了铁锂单体电芯 200 Wh/kg 的技术水平，并仍在进一步探索提升。

第四，我们希望宽温层电解液能够有所突破。在实际工作中，很多客户要求电池能够在广阔的地域中使用，即要求电池在从-40°C到 80°C的区间内都具有优异的性能，而不是只能适用于低温或者高温。从电解液添加剂到溶剂体系都还有很大的进步空间。

最后，电池的辅助材料仍需优化。除正极、负极、电解液、隔膜四大主材之外，集流体、导电剂、粘结剂等附属材料技术同样对电池整体性能的突破非常重要。

李泓：张院长提到的几个问题都非常关键。首先是硅负极的体积膨胀问题。插入锂离子之后，硅原子的本征体积膨胀是 320%，这一点是无法改变的。所以要控制体积膨胀，通常只能在颗粒层面和电极层面去调整。

其次是三元材料的安全性。我认为从本质上讲，安全问题的发生是由于液态电解质与正、负极材料发生化学反应，进而导致热失控的结果。所以，要解决安全性问题，关键在于电解质的升级换代，逐渐向固态电解质发展。

当然，对于液态电解质的电池，也可以通过调控添加剂和电解质组分，或者对电极材料进行表面包覆，来使电极表面更加稳定。

此外我认为，对于三元材料，我们还需要进行更系统的机理研究，需要在分子、颗粒、电极、电芯等各个层面上，将热、电、体积变化等因素耦合在一起，做出更清晰的解释。

此外，张院长还提到磷酸铁锂正极。近年来磷酸铁锂电池技术的发展很好，已经可以在某些方面与三元材料相匹敌。

下一步的发展，我想一方面是材料的调整，比如向磷酸铁锰锂发展，另一方面也要对其中的科学问题，比如铁锰比例对离子输运和动力学的影响做进一步的阐明。

预锂化、新负极材料、固态电解质的应用也会进一步提升磷酸铁锂电池的电化学性能、安全性和单体的最大容量。

最后是辅助材料。其中，粘结剂对于电池的循环性能有很大影响。电池中粘结剂的用量较少，所以要对它进行定量的表征分析比较困难，要在真实体系中研究粘结剂与活性材料、导电添加剂、集流体、隔膜等的相互作用也很困难。

随着下一代新型电池的发展，粘结剂的形式也可能发生改变。目前对它的理论和实验研究都还相对较少。

黄云辉：在实际应用中，需要对各种性能进行综合考虑和协同提升。这其中，安全性以及相关的热量管理和电池管理系统都非常重要，但在基础研究中还没有得到足够的重视。

关于电池的热量管理，除了材料本身，还可以通过辅助手段，借助热量管理系统和循环系统，来调节材料所处的实际温度环境，由此来拓展电池整体的温度适用范围。

孙世刚：电池研究一定要考虑实际应用场景，以满足实际需求为目标开展。黄老师刚刚讲到的，通过辅助系统来拓展电池的温度极限就是这样一个例子，只有充分考虑不限于电池本身的各方面要素，才能让电池在深空、深海等极端环境中有效工作。

科学研究和产业实践的考虑常常是不一样的。我们做研究，主要目标就是不断提升能量密度，但是做产业应用的人需要考虑更多方面，追求综合性能。所以，我们在基础研究中，也应该更多地考虑需求。

陈军：电池的实验室研究和产业应用在研究方法和关注维度等方面都存在很大差异。另外，我国高校科研经费大部分来源于政府资金资助，极少部分来源于工业企业，有些工业企业虽然有自身的研发机构，但还亟待完善。将高校的优势和企业的优势进行有机结合，也是将来要重视的工作。

成会明：研究的思路和产业化的思路确实有很大不同。我想请张院长讲一讲，产业界对电池技术的期望是怎样的？

张宏立：对于新的电池技术方案，产业界的期望主要有三点，高性能、易制造，以及面向全生命周期的设计。

首先是高性能，具体来讲，要有优异的电化学性能、出色的安全性能、好的机械性能，以及优秀的热学性能。在工业界，我们评价产品不是只看单一指标，而是围绕综合的雷达图，来追求综合维度上的最优解。

其次是易制造。首先，无论一种材料多么优秀，它必须要在工艺上易实现才能真正用于工业生产。第二，要成本可接受，除了航天航空等特殊领域，我们的产品一定要追求物美价廉，尽量降低成本。

第三，我们希望新的技术最好可以兼容现有的工艺设备体系，让已有投资尽量不浪费。第四，生产效率要高，要能够在合适的时间尺度上实现大规模制造。

此外，一定要面向全生命周期进行新产品的设计，要从设计之初就考虑到未来的梯次利用、资源回收利用等问题。

新型电池：安静生长

成会明：有哪些有潜力的新型电池？

陈军：在传统锂离子电池基础上，从长远来看，开发有机正极材料是一个可能带来突破的方向。有机正极材料容量高、成本低、绿色环保，可通过丰富的系统性分子设计来构筑电极材料，还有含锂、无锂化合物的灵活组合。

当然，目前有机正极材料还存在一定的挑战，比如电导率较差、功率密度不高、在有机电解液中有一定的溶解性等。目前基于有机正极材料的锂离子电池尚处于实验室阶段，但潜力十足。

此外，有潜力的新型充电电池有钠离子电池、水系电池、锂硫电池、金属-空气电池，其中钠离子电池、水系电池在大规模储能领域有应用前景；在电动汽车领域，需要高能量密度的电池，固态化技术是一个重要方向。另外，作为发电技术的燃料电池已有较长的历史，机遇与挑战并存。

李泓：我不确定负极含锂的电池是否还属于锂离子电池，但是不管怎样界定，将电解质从液态换成固态都是一个很有希望的方向。

其次，钠离子电池很有潜力。它的材料成本很低，各方面性能也都不错，在家庭储能、规模储能、通讯基站、低速电动车等应用场景中，有望部分替代铅酸电池和锂离子电池。

当然，还有铝、镁等其他金属的离子电池。但是铝、镁离子电池的循环性和动力学性能很差，很难做成可以多次充电的可逆电池，因此我个人不太看好。

此外，目前还在发展中的新型电池还有锂硫电池。如果它的循环性可以继续提高，有望应用于无人机，或者其他重视质量能量密度，但不特别强调体积能量密度的场景中。

另外还有锂空气电池，它的研究更难一些，可以说是集中了燃料电池、锂离子电池和金属锂电池的难点，相关的基础研究依然处于初步阶段，还需要比较长的时间来发展。

黄云辉：钠离子电池确实很有希望，但在走向产业化之前，它也面临很多问题。

首先，我们还没有真正了解哪些正、负极材料可以产业化。其次，虽然它的资源成本很低，但在产业化之前，钠离子电池的整体成本并不低。

尤其是在目前锂离子电池的成本已经相当低的情况下，钠离子电池如何降低成本到足以部分替代锂离子电池的程度，还是一个很大的挑战。

锂硫电池也是一样，相关研究很多，在合适的场景中也有很好的应用前景，但是对于它所固有的缺陷，我们还必须想办法改进。比如，如何降低它的电解液用量以减小体积、如何提高安全性等。

孙世刚：这些新型电池主要是两类，一类是离子电池，包括钠离子电池、镁离子电池等。第二类是金属电池，包括锂硫电池、锂空气电池等。

其中金属电池的挑战性更大，在具备高能量密度的同时也面临很多问题，比如安全性和循环性不够好。而我认为，由于我们对其中的基础过程理解不到位，所以很多目前的研究思路都不是根本性的思路。

举例来讲，对于锂金属表面长枝晶的问题，我们现在常用人工保护膜等物理方法来改善。但是我认为，枝晶生长的本质是一个溶解和结晶的电化学过程，去控制成核生长过程才是最根本的方法。

当然，要控制锂金属的结晶难度很大，还需要进一步研究锂金属负极在不同电解液中的溶解和结晶规律，从根本上找到解决方法。

所以我还是强调，在开发新体系的过程中，基础研究非常重要。

张宏立：对于各种新型电池体系，我们产业界也非常关心。当然，大多数新技术距离产业化还有比较远的距离，其中进展相对较快的可能还是半固态电池，我们希望能在这方面有所突破，之后再逐渐实现全固态。

我很认同我们公司董事长的一个提法，他认为，电池技术的进步 50%依赖于材料科学的进步，30%依赖于电池制造技术的进步，另外 20%依赖于产品系统设计的进步。

这其中最重要的是材料技术的突破。在这方面，我们公司投入了非常多的精力，并与全球的高校和科研机构积极合作。如果在实验室中出现了基础性的重大突破，我们希望能尽快将其转化为颠覆性的电池产品。

电池的制造技术包括电芯、模组和电池包的制造。目前，我们的制造技术还不能完全满足主机厂的要求，还需要进一步降低成本、提高安全性，并更好地与整车系统相匹配。

最后是产品系统的设计，比如最近业界频繁提到的无模组技术，是否能够真正地将整个汽车底盘做成一体化的大电池，也是努力的方向。

成会明：我很赞同大家的观点。首先，下一代电池能否取得突破，很大程度上取决于基本科学问题能否取得突破。大家刚才提到的几种新型电池，都已经比较明确的科学问题，可以针对这些问题进行研究。

其次，我们的研究应该更明确地针对应用场景来开展。区分不同的应用场景，选择合适的电池体系进行针对性的研究，可以加快下一代电池的发展和应用。

天马行空，超越电化学

成会明：对于下一代电池，我们可能还缺少一点天马行空、发散性的思维。我们需要用创新性

思维，来想象一下未来可能出现的全新的电池、全新的储能形式。

孙世刚：现有的各种储能模式，主要都是通过化学能和电能之间的转换实现的。

具体来讲有两种方式，一种是电容器，将能量储存在界面上，另一种是包括锂离子电池在内的各种电化学电池，用氧化还原反应实现能量的存储和释放。

除了化学能，我们或许可以将生物能、物理能、光能、机械能、热能等各种形式的能量转化为电能，并储存在电池中，从而获得突破传统电化学储能的新的储能方式。

陈军：储能的目的是突破含能载体的时空限制，在需要的时候以特定形式释放能量，例如以清洁、便捷的电能形式进行释放。而从能量来源的角度看，解决人类能源危机的终极方案还应该是太阳能。

目前的太阳能电池已经有了很好的基础和积累，可能的突破点是仿生太阳能电池，比如模仿光合作用的电池，不需要消耗低丰度、分布不均的锂、钴等资源，直接将光能和二氧化碳、水结合生成含碳、氢的材料，同时释放电能。

另外，对一些高能化学反应，通过合理设计实现对反应产生能量的控制和利用，也有可能产生新的储能形式。

李泓：现有的储能方式是将能量以电、热、氢等形式储存起来。但不管是哪一种形式，只要是一个封闭的体系，体系的能量密度就是有限的，总有用尽的时候。

最近提出了一种新的思路，我们或许可以借鉴生命体，开发出有“新陈代谢”特征的、开放的储能装置。比如，电鳗可以通过饮食来获取能量，并将其转化为电能，只要它还活着、还能摄食，电能就可以持续产生和释放。

我们也可以开发类似特征的装置，从外界自主吸收各种能量源，并源源不断地转化为电能，这一类装置可以称为活体电池（live battery）。例如燃料电池与逆向燃料电池（reverse fuel cell）的组合，可以依赖外界燃料的持续供给或者借助于太阳能发电而一直运行下去。

类似活体电池的研究目前还不多，但已有一些原型性的工作，包括利用有机反应来存储能量，以及纳米能源系统方面的一些工作，也就是对环境中的机械能进行收集和存储。这样一个动态开放的体系，可以不被传统电池能量密度极限所制约，实现长时间持续自主供电。

孙世刚：这是很好的想法。要将生物、物理等各种方式融合进来，也一定伴随着材料方面的重大变革，需要将生物材料等各种材料形式融合进来。另外，我们刚才没有着重讨论的燃料电池也确实是一种非常重要的新型电池，而且它本身就是一个开放的体系。

黄云辉：对于电动汽车，燃料电池和锂电池是两大方向，而且二者各有优缺点。这二者之间也需要融合发展。

事实上，储能技术是一个非常交叉的学科，涉及到材料、化学、电气、智能化制造、信息、机械甚至生物等各个领域。最近，教育部、发改委和能源局联合提出设立储能技术专业，也是希望能够促进学科融合，培养储能领域的新型人才，从而推动该领域的发展。

期待“中国标签”

成会明：大家如何评价我国的电池研究与产业水平？

张宏立：我们做过国产电池与日、韩电池的对标分析，结果发现，就单体电池而言，国产单体与日韩单体的差异不大，在某些指标上，国产的甚至更领先一些。但是，在制造层面上，国产电池成品的一致性、良品率显著低于日韩电池。

这些差距来源于设备、人员、控制体系、管理规范等诸多方面的差距，是我们必须承认的客观事实。

在设备方面，我们希望我国自主研发的优质核心设备能进一步提高控制精度、稳定性和稼动率，由此提升电池的整体制造工艺水平。

当然，中国也有自己的优势。我们拥有资源优势，而且产业链非常齐备，四大主材以及各种辅材的生产规模都十分可观，除满足国内需求，还可以出口海外。我相信，如果我们能够充分利用这

些优势，一定可以实现从电池大国到电池强国的演进。

成会明：您能否具体谈谈我国四大主材的水平？

张宏立：首先是正极材料。在磷酸铁锂材料上，中国有自己的特色，在大规模生产、制造和应用上，我们都是世界首位，但要注意，核心专利并不在我们手上。三元正极材料方面，我们与优秀外企相比还有一定的差距，材料的一致性、杂质控制水平等都还有待提高。

在负极材料方面，我们的生产和大规模应用都是世界领先的，几家头部企业占据了非常大的全球市场份额。不过，在高性能硅碳负极制造和应用技术上，我们还落后于日本的公司。

电解液方面，国内的产量很大，但是核心的电解液配方和添加剂专利大都掌握在欧美或日本人手中。这其中存在潜在风险，是一个需要重点关注的问题。

隔膜的情况也类似，我们在产量上是绝对世界第一，占据了 50% 以上的全球份额，但是同样，我们不掌握原始核心专利。

所以整体来讲，我们的电池产业链非常齐备，产量很大，也有具有国际影响力的龙头企业，但在核心专利方面还有欠缺。

李泓：我国的专利情况确实不容乐观，以硫化物固态电池为例，60% 的专利都掌握在日本企业手中。

但是另一方面，下一代的电池需要下一代的专利，所以在下一代电池渐进式发展的过程中，我们是有机会改善现有状况的。

过去十几年中，我国的多家企业研究院都积极进行新材料的开发，专利数量也在不断增长。高校和研究所也非常活跃，申请了大量有价值的基于新技术的专利。

孙世刚：

在基础研究方面，我国的工作很多，也有不少工作在国际上有影响力。但是，除了吴锋院士团队提出的多电子理论等少数成果之外，很少有能贴上“中国标签”的重要原创性成果。

过去一些年中，我国论文导向的评价体系带来了一些不利的影 响。今后我们应该想办法回归科研本身，允许有能力、有想法的研究团队十年磨一剑，真正去解决重要的科学问题，做出原创性的成果。

成会明：没错，我国的论文量很大，但是采用计算与理性设计进行的研究比较少，多数研究既不针对应用需求，又没有针对科学问题，只是炒菜式地去合成一个材料，或者将一种材料与另外一种材料混合，然后测一测它的电化学性能，就写成一篇文章。这个问题是比较严重的。

另外，我们的多数研究都是着眼于电极材料，而不太关注辅材和整个系统的优化与设计。这也是在今后的基础研究中需要注意的问题。

李泓：在电池领域，中国发表的论文数量占全世界的 60%，是绝对的世界第一。

但是要注意，研究中所使用的高通量计算方法、原位在线表征方法、数字模拟仿真方法等都是由西方国家发明和主导的方法。也就是说，到目前为止，还有很多研究工作是我们不能做、只有国外科学家才能做的。

另外，提到研究工作中的理性设计，我还想引出一个问题，就是我们能不能进行材料的理性设计？目前，研究者提出了材料基因组方法，希望将高通量计算、高通量制备、高通量表 征、大数据分析等结合在一起，来进行材料的理性设计。

但是实际上，这种理性设计的难度很大，能够胜任相关工作的研究团队在国内也不多。而且就计算而言，它虽然能够计算一些材料的带隙，但还远远无法真正从头预测电极性能，特别是动力学性能，并实现理性设计。

如何集合各学科的力量，加强更基础的科学研究，最终实现电池材料的理性设计，这是需要进一步探讨的问题。

陈军：我们需要增加投入、全面布局，并加强产学研深度合作。要有一批人静心科研，专注基础研究和源头创新，也要有一批人钻研技术，聚焦制备工艺和工匠精神。

只有这样不断加强积累、克服急功近利，才会在电池领域出现更多的中国标签。

成会明：感谢大家的精彩讨论！我和大家一样，相信电池研究和产业还会不断发展、不断突破，为人类社会提供强有力的能源支撑。

中国储能网 2020-07-24

青海初试“共享储能”告捷

近年来，新能源发电装机容量迅猛攀升，对电网调峰能力提升要求也愈发迫切。由此推动了我国储能行业爆发式增长。据中关村储能产业技术联盟（CNESA）《储能产业研究白皮书 2019》预计，到 2020 年底，中国储能市场的累计投运容量将达到 45.16GW，增幅约达 28%。

然而事实上，成本偏高导致项目缺乏经济性，仍然是当前储能行业发展的重要掣肘。如何深挖储能电站调峰潜力，以实现效益最大化，更好发挥新能源消纳能力，已成为时下重要课题。

记者注意到，青海省就突破性提出并成功实践了“共享储能”模式，为全国推进“共享储能”提供了有益参考。

服务对象从单一转向全网 储能电站利用率达 85%

“所谓‘共享储能’，其实就是单一实体储能电站通过市场化交易在同一时刻为两个及两个以上发电企业、电网企业或电力用户提供储能服务的商业模式，其可充分利用多个发电企业、电网企业或电力用户的发用电时空互补性，提升储能电站的利用率，提升电力系统灵活性，实现储能降本增效。”华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华说。

也就是说，与传统储能电站不同，共享储能服务的不再是单一个体，有可能是一个或多个不同类型个体。

对于光伏重地青海而言，其发电集中在午间，而在早晚用电高峰时段，新能源出力低，常规电源备用不足时，则会出现电力失衡问题。

“传统的‘新能源+储能独享模式’存在单站弃电功率不均匀且不稳定、光伏电站与站内储能的结算周期不固定与资金到位有延期等‘短板’，在一定程度上会影响储能电站的调峰能力和收益。”郑华表示。

为深挖储能电站调峰潜力，2018 年，国网青海公司首次创新提出了“共享”理念。2019 年 4 月，国网青海电力新能源建设重点项目——鲁能海西州多能互补集成优化示范工程储能电站进行了共享储能交易试运营，拉开了共享储能模式应用的序幕。

相关数据显示，截至去年 11 月，青海省共享储能电站已累计实现增发新能源电量 1400 余万千瓦时，相当于节约标煤 5600 吨，减少二氧化碳排放 13958 吨，储能电站利用率高达 85%，较之前储能利用率提升约 5%。

“青海的实践表明，共享储能模式既可为电源、用户自身提供服务，也可以灵活调整运营模式实现全网共享储能，从而为新能源消纳、电力电量平衡和电网运行安全提供强有力保障。”国网青海省电力调度控制中心相关负责人说。

电力辅助服务提供支撑 共享储能商业价值初显

“共享储能并不是简单概念，由于服务对象供需兼有，这就注定收益核算也是一个系统性的复杂工程。”在郑华看来，“如果共享储能电站只是为用户一对一服务，或者只面对所有发电企业，计量方式和节能效益分摊均是明确的，但如果其服务对象中是 2 个及其以上的发电企业或用户，就会变得复杂化。”

郑华进一步表示，共享储能商业化发展的关键在于构建独立储能企业和新能源发电企业或用户之间的市场化交易机制。

记者了解到，2018 年 4 月，青海共享储能调峰辅助服务市场试点启动，同年 9 月制定实施了《青海电力调峰辅助服务市场运营规则》，这为推动共享储能市场化奠定了基础。2019 年 6 月，国家能源

局西北监管局发布的《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》，也为“共享储能”市场化交易提供了有力支撑。

据介绍，青海共享储能试点交易启动 10 天，累计充电电量达到 80.36 万千瓦时，累计放电电量达到 65.8 万千瓦时，实现光伏电站增发电量 65.8 万千瓦时，新能源发电企业和储能企业享受到的直接经济效益达到 75 万元。

记者获悉，目前，国内首个市场化运营电网侧共享储能电站——“美满共享储能”电站也已于去年年底在青海省海西州开工建设，该项目首期 6.4 万千瓦时储能电站将于今年 8 月底完成并网。

探路“区块链+共享储能” 促进快速交易

郑华进一步指出，随着辅助服务市场的不断完善，“共享模式”将为储能创造更多盈利空间。

记者了解到，为更好实现电力供需联动，青海还正同时探索“区块链+共享储能”，助力“共享储能”发展。作为国网青海省电力新能源建设的重点项目，鲁能海西州多能互补集成优化示范工程即是“区块链+共享储能”的范例。

“利用区块链技术可追踪的特性，融通电力调度控制系统的新型平台，可实现监管每一笔参与交易的能量流，形成一套完整、可追溯的发—储—配—用体系，进而促进共享储能快速交易和清分结算。”国网青海省电力公司负责人介绍。

相关数据显示，今年 4 月，通过利用区块链技术，青海开展共享储能市场化交易 306 笔，区块链交易存证数据超过两万条，增发新能源电量 505.26 万千瓦时，成效显著。

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-07-27

阿德莱德:这样打造全球首个碳中和城市

作为澳大利亚最环保的城市，阿德莱德（Adelaide）早在 2015 年就提出要打造全球首个“零碳”城市。

今年 7 月 1 日开始实施的《阿德莱德 2020—2024 年战略计划》又将目标进一步明确：到 2025 年建成碳中和城市。

阿德莱德所在的南澳大利亚州拥有澳洲最大的陆上石油和天然气田。坐拥丰富便捷的化石能源资源，阿德莱德的“碳中和”之路如何走，其探索经验又可为其他城市提供怎样的借鉴？

实现温室气体排放与经济增长脱钩

所谓碳中和，是指企业、团体或个人测算在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量，通过植树造林、节能减排等形式，以抵消自身产生的二氧化碳排放量，实现二氧化碳“零排放”。

作为南澳大利亚州的首府，阿德莱德是全州人口最集中、经济最发达的城市，全州 75% 的人口居住在这里，贡献了全州 20% 的经济。阿德莱德是澳洲第五大城市，作为旅游胜地，却没有悉尼和墨尔本的繁华和喧嚣，城市阿德莱德四周被翠绿园林所环抱，几乎不存在交通堵塞和城市污染等问题。

这和当地卓有成效的低碳行动分不开。在应对气候变化成效方面，南澳大利亚州在澳洲居于领先地位，目标是 2050 年前实现减排 60%。而阿德莱德的目标则是到 2025 年的净碳排放量为零，并成为全球首个碳中和的城市。

据阿德莱德大学建筑学与建筑环境学院教授左剑介绍，为了清晰而有步骤地行动，阿德莱德市制定了《2015—2025 碳中和战略》，随后出台的《2016—2021 年碳中和阿德莱德行动计划》进一步明确了阿德莱德市碳中和的实现路径。

当地官方 2019 年 7 月发布的《阿德莱德碳中和状况报告》（下称《报告》）显示，阿德莱德市内 2018 财政年度与 2007 财政年度相比，碳排放量减少了 15%。同时，地区生产总值增长了 33%。“这表明城市的温室气体排放与经济增长脱钩。”左剑表示。

城市能源力推太阳能

“《2016—2021年碳中和阿德莱德行动计划》列出了实现碳中和的五种途径：节能的建筑形式、零排放运输、实现100%的可再生能源、减少废物和水的排放、抵消碳排放。”左剑介绍。

左剑表示，这五种途径中，推动投资以提高建筑物和基础设施的能源效率是迈向碳中和的重要战略。

在提高建筑能效上，阿德莱德选择了将太阳能作为主要的城市能源。为推动市内建筑安装普及太阳能屋顶，阿德莱德专门设立了补贴计划，对学校、中心市场、汽车站、会议中心、博物馆、议会、图书馆等地安装太阳能屋顶给予财政支持。此外，阿德莱德在市中心以东建设了一座太阳能示范村，所有住宅屋顶都安装了太阳能光伏和太阳能热水器。

据了解，当地金融机构提供一种新的金融产品——建筑物升级融资（BUF），建筑所有方可以从金融机构获得贷款以实施建筑能效提升改造工程，并通过缴纳市政费偿还。光伏发电同时实现了实时能源监控，从而利于居民降低用电成本。

根据《报告》，截至2019年7月，该市已累计安装8.3兆瓦太阳能光伏系统。“从7月1日起，阿德莱德市公共运营的基础设施都将使用可再生能源电力。”阿德莱德市市长桑迪·韦斯乔（SandyVerschoor）近日表示。据介绍，每年由可再生能源提供的电力相当于为3800多个家庭供电，减少排放量超过1.1万吨，或相当于减少3500辆汽车的行驶里程。

《报告》显示，2017年阿德莱德来自电力和燃气行业的碳排放量比十年前下降了35%。左剑介绍，目前在阿德莱德市，来自煤炭石油等化石燃料的碳排放几乎已清零，绝大部分电力来自于天然气发电、风能发电和太阳能发电。南澳风能和太阳能发电量占总发电量的51.2%。

用储能为可再生能源“铺路”

左剑表示，不管是普通住宅还是商业住宅，为高效地利用太阳能，该市绝大多数安装太阳能屋顶的居民建筑都安装了储能设备。

根据公开报道，南澳大利亚州政府实施的“家庭电池计划”已经部署或计划部署的住宅电池储能系统达到5500个，并通过“虚拟电厂”技术整合大量的储能资源。符合条件的南澳大利亚州住宅用户部署电池储能系统可获得每千瓦时500美元的补贴。

与家庭屋顶分布式光伏相比，集中式可再生能源的占比增加，对储能也有了更高的需求。

为进一步促进新能源消纳，保障当地和南澳大利亚能源供应安全，大型储能项目不断上马。

2017年12月，特斯拉在阿德莱德北部的霍恩斯代尔（NeoenHornsedale）风电场正式启用了全球最大的锂离子蓄电池系统，这一100兆瓦的电池阵列在完全充满电后可为30万家庭供电一小时。“该储能设施将彻底改变可再生能源存储现状，将能够稳定南澳州电网。”南澳州州长杰伊·韦瑟里尔对此评价。

2019年，位于阿德莱德附近一项名为“CrystalBrook 能源公园”的可再生能源项目获得南澳大利亚州政府的批准。该项目包括150MW太阳能发电厂、125MW风力发电厂，以及一个130MW/400MWh的锂离子储能设施。

发力交通电气化

《报告》显示，交通运输业碳排放量占阿德莱德市排放总量的25%，改变交通系统对减少碳排放有着重大影响。

和全球许多城市一样，阿德莱德在交通减排方面也面临挑战。相关数据显示，2007—2018年间，当地的交通排放量增加了27%。

交通电气化是阿德莱德力推的重要举措。截至目前，除了引入电动公交外，该市还建设了49座电动汽车充电站，可基本满足当地电动汽车充电需求，并且大多数充电站是22kW三相交流充电桩，适应澳大利亚市场的最新电动汽车需求。

完善的充电基础设施建好之后，当地还通过费用优惠吸引居民选择电动交通工具。“车主在停车场为电动汽车充电可享受免费停车服务，这样一来，费用就与在家充电一样，非常便宜，从而吸引

了越来越多的人选择电动汽车。”左剑说。

值得一提的是，阿德莱德机场已经宣布计划最早在明年引入全电动公交车队，这在全澳大利亚尚属首例。阿德莱德还是世界上拥有第一辆太阳能公共汽车的城市。

此外，氢燃料电池汽车也已进入官方议程。继首批氢燃料电池汽车 2016 年在阿德莱德的道路上试验性行驶后，2017 年，南澳大利亚政府宣布了“南澳大利亚氢气路线图”，第一阶段提供 820 万美元的资金，用于建设加氢基础设施。

目前，澳大利亚天然气基础设施集团(AGIG)正在阿德莱德一座园区内建设一座大型绿色制氢厂，该厂预计今年年底建成，届时可将为阿德莱德的三个加氢站供应氢气，并将氢气引入该市的天然气网。

齐琛 中国能源报-中国能源网 2020-07-16

高耗能企业艰难释放节能潜力

近日，工信部公布国家重大工业专项节能监察结果：四年来，全国累计监察高耗能企业超过 2 万家，主要高耗能行业基本实现全覆盖。其中，阶梯电价专项监察共查出违规企业 200 余家，已执行惩罚性电费 1.7 亿元，运用价格手段倒逼企业实施节能改造。

以山东为例，目前，电解铝、水泥、钢铁企业阶梯电价二档、三档加价标准，在现行基础上每千瓦时分别再提高 0.02 元、0.05 元。除国家发改委规定的三个行业外，山东将冶炼、焦化行业纳入阶梯电价实施范围。高污染、高耗能、高耗水的“三高”企业需承受高成本。

近几年，全国各地省（市）相继发文落实高耗能产业的阶梯电价，即使在新冠肺炎疫情期间，高耗能企业阶梯电价力度不减，被排除在阶段性支持性电价政策之外。有业内人士认为，需要改变对“高耗能行业”的偏见，准确甄别真正的高耗能企业，完善相关标准，促进全行业节能减排高质量发展。

倒逼“三高”企业降耗

2018 年，国家发改委发布的《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》指出，全面清理取消对高耗能行业的优待类电价以及其他各种不合理价格优惠政策，严格落实 7 个行业的差别电价政策，对淘汰类和限制类企业用电（含市场化交易电量）实行更高价格。

对高耗能企业而言，电价是生产成本的“大头”，占普通钢材价格的 1/10 左右，电解铝行业的电价成本更是占到了生产成本的 30%—40%。电价是工商企业最为敏感的生产要素之一，全面取消优惠电价政策，牵动着众多高耗能企业的神经。

从阶梯电价政策的实施效果看，对促进行业技术进步和清洁发展发挥着重要作用。数据显示，以水泥行业为例，在阶梯电价政策实施之前，约 20% 产能的能耗标准达不到国家标准，实行这项政策后，达不到要求的生产线的企业，要么被淘汰，要么通过改造升级达到国家标准。

工信部上述监察结果显示，2016 年至 2019 年，规模以上企业单位工业增加值能耗累计下降超过 15%，相当于节能 4.8 亿吨标准煤，节约能源成本约 4000 亿元，实现了经济效益和环境效益双赢。

阶梯电价在高耗能产业节能减排的过程中发挥了多少作用？北京先见能源咨询有限公司联合总裁尹明表示：“绝大多数制造行业已完全市场化，竞争激烈，高耗能制造企业的电能成本直接决定其产品价格和市场竞争能力，与企业营收与生死紧密相关。市场的力量和生存的本能驱动很多企业提高能效管理，进而不断改善行业的能耗水平。”

高耗能企业分类引争议

今年 2 月，国家发改委发布《关于阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知》，阶段性支持性电价政策中并不包括高耗能企业，国家电网、南方电网公司先后公布了具体举措，非高耗能以外的大工业企业、一般工商业企业电费水平降低 5% 和实施支持性两部制电价政策等，总计优惠额度超 590 亿元。

随即引起相关“高耗能”企业联名申请享受电价优惠。“很多经过技改的高耗能企业能耗水平显著降低，这类高耗能企业就像‘披着狼皮的羊’，带着‘高耗能’的帽子，但排放可能比世界标准还低。不能谈高耗能就色变，也不能对高耗能企业有偏见，更不能一刀切，不加甄别。”山西省某化肥厂相关工作人员告诉记者。

那么，究竟哪些企业属于高耗能企业？据中电联发布的 2019 年全社会用电量情况显示，“第二产业”分类及年用电量占比分别是：农、林、牧、渔业（1.84%），工业（67.09%），建筑业（1.37%）等。其中“工业”又包括三项：采矿业（3.60%），制造业（50.25%），电力、热力、燃气及水生产和供应业（13.24%），“高耗能行业”包含在“第二产业”的“工业”类中。

从用电量占比情况来看，电力、热力生产和供应业雄踞各行业年耗电量“榜首”，消耗电量近 8800 亿千瓦时，相当于 2019 年 1.3 个广东、4 个山西、9 个黑龙江、10 个天津、11 个吉林的用电量，电力节能降耗潜力很大。

尹明表示：“行业管理、经济管理更加关注能源利用效率，不能仅仅因为某个行业能耗高，就对其有偏见。‘吃得多、干得多’也是好的。高耗能行业是一个社会经济概念，一个开放的概念，随着时代不同、随着地方不同，高耗能行业的内容在变化。”

国家发改委近日补充印发的《关于明确阶段性降低用电成本政策落实相关事项的函》进一步明确高耗能行业范围。除石油、煤炭及其他燃料加工业，电力、热力生产和供应业等六大行业外，其他工业用户及全部商业用户均可享受优惠。

向精细化管理转变

尹明表示：“近些年，我国经济进入高质量发展阶段，‘三高一低’行业发展受到越来越多约束。‘高耗能行业’成了行政审批、行业监管的‘重点对象’，负面色彩日益浓厚。在很多地方和文件中，‘高耗能行业’与‘限制’‘禁止’这类词成了‘固定搭配’。”

今年全国两会期间，全国人大代表、铜陵有色金属集团控股有限公司副总经理丁士启就表示，有色金属行业高耗能、高污染的“头衔”被长期固有标签化。“尤其是有色金属冶炼和加工业，在一些标准中被简单划分为高耗能行业，这从长期来看，一定会影响到行业的高质量发展。”

在尹明看来，“高耗能行业”可以采用国内、国外的对标进行评价。“国内的高耗能行业已达到国际先进水平，更不宜限制、禁止。对于国内同一行业中的众多企业，可以通过能耗对标进行评价。近些年，出台和实施的能效标准和能效标识政策、能效‘领跑者’计划、重点行业单位产品能耗限额标准等，都发挥了很好的引导、推动效果。”

丁士启建议：“国家相关部委和地区能细化高耗能行业划分范围，精准到企业，并完善相关污染物排放标准，在快速向绿色发展的路径中，及时修订规范，为企业、行业提供更好的发展空间和标准准则。”

一位不愿具名的业内人士告诉记者：“高耗能企业，究竟应该以什么划分，行业还是能耗。应结合不同企业的实际情况，尽快告别粗放式管理的现状。只有建立起一个完整、有效的管理体系和制度，企业才能运用能源管理体系标准提高和完善管理水平，实现节能降耗、提高能源利用效率。”

此外，在尹明看来，电力行业的“线损”就是容易被忽视的潜在高耗能区域。据测算，2018 年，电网企业超额获得了 585.8 亿千瓦时的线损电量，河南与贵州两省电网企业亏损 151.0 亿千瓦时线损电量，占两省总用电量的 3.08%。“供电本身就是消耗电能的，但物理规律不应该成为阻碍行业持续降耗提效的借口。影响供电能耗的因素很多，包括电力设备性能、网络拓扑合理性、检修维护水平等。特别是当前，我国还有很多用户侧配电网、转供电区域未真正纳入电力规范化管理体系中，用电‘高耗能’问题应该重视。”尹明说。

本报实习记者 赵紫原 中国能源报 2020-07-20

地热能

全球地热能产业发展正提速

日前，法国市场调查公司 ReportLinker 发布最新报告称，未来 7 年，全球地热能市场有望从“预热”进入“火热”阶段，而中国将成为引领这一趋势的关键国家之一。

未来 7 年保持高速增长

ReportLinker 指出，今年，全球地热能市场规模约为 47 亿美元，预计到 2027 年将达到 89 亿美元，其间的年均复合增长率可达 9.6%。中国、德国等将引领地热能在供热和供电方面的应用。

数据显示，2020 至 2027 年间，中国的地热能市场将以 9% 的年均复合增长率增长，到 2027 年将达到 15 亿美元的规模；德国则将继续担当欧洲地区的“领头羊”，年均复合增长率为 7.8%；另有日本和加拿大这期间的年均复合增长率将分别为 8.8% 和 7.8%。

目前，全球主要的地热能发电模式包括适用于高温热田的干蒸汽发电系统、适用于中高温热田的扩容式蒸汽发电系统、适用于中低温热田的双循环发电系统等。ReportLinker 预计，2020 至 2027 年间，干蒸汽发电系统的年均复合增长率约为 8.4%，到 2027 年，市场规模将达到 24 亿美元；双循环地热发电系统的年均复合增长率约为 8.8%，目前其在全球地热能发电市场的占比约为 14.2%。

而目前占据全球地热能发电市场 56.9% 份额的扩容式蒸汽发电系统，未来 7 年仍将是地热能发电的“主力军”。2020 至 2027 年间，这一发电模式的年均复合增长率将达到 10.6%。

值得一提的是，中国将是扩容式蒸汽发电增长最快的国家之一。ReportLinker 预计，在中国、澳大利亚、韩国等国家的带领下，到 2027 年亚太地区扩容式蒸汽发电市场规模将达到 10 亿美元。

中国进入发展“快车道”

ReportLinker 的报告指出，中国近年来在地热能领域发展迅速，并出台了相关政策。其中，在《地热能开发利用“十三五”规划》中明确了有关地热能的发展目标、重点工程以及实施路径。

根据该规划，今年，地热供暖（制冷）面积累计达到 16 亿平方米，地热发电装机容量约 530 兆瓦，地热能年利用量 7000 万吨标煤，地热能供暖年利用量 4000 万吨标煤。

有专家指出，中国地热资源丰富，市场潜力巨大，加快开发利用地热能不仅对调整能源结构、节能减排、改善环境具有重要意义，而且对培育新兴产业、促进新型城镇化建设、增加就业均具有显著的拉动效应。

截至目前，浙江、陕西、山东、江苏、河北等省份陆续出台相关政策措施，推动地热能对工业建筑和民用建筑进行集中供暖（制冷）。

据了解，中国在高温地热发电技术领域最成熟、成本最低，中低温地热发电技术的成熟度和经济性有待提高，干热岩发电系统则处于研发阶段。

有分析师建议，中国快速推进地热能技术布局，一方面应尽快出台相关扶持政策，解决管理和发展不协调等问题，另一方面要考虑因地制宜、配合发展，可以将地热能与成熟的“风光”发电相结合，旨在最大化释放地热能“价值”，将其打造成清洁能源技术的另一个投资增长点。

技术和成本仍是挑战

不过，尽管地热资源遍布全球，但目前只有 20 多个国家利用地热供热供电，全球地热发电利用率不足 15%。有专家指出，地热能有效利用仍然面临两个关键挑战，其一是如何短期内实现成本效益，其二是如何解决安全问题。

油价网撰文称，地热能优势凸显，但高成本和安全性则是行业亟待突破的难题。此外，全球各地都有地热，但地壳分布并不均匀，选择一个最佳位置并完成有效测绘并进行合理钻取，也是一项艰巨任务。

德国联邦经济和能源部指出，利用地热发电是一个漫长而密集的过程，十分昂贵，深入的地质

和地震研究以及勘探钻探活动需要庞大的资金支持。以德国为例，该国目前最新的地热能供热和发电厂的造价高达 4000 万欧元。

另外，大规模开发地热资源的安全性也是业界担忧的重点之一。韩国政府去年的一份调研显示，2017 年的浦项大地震并非自然地震，而是由于当地地热发电厂的开采活动引发，这是韩国自记录以来威力第二大、破坏力最大的地震。

开发地热能的另一个威胁是可能污染饮用水。以德国首都柏林为例，其拥有巨大的地热潜力，但整个饮用水库都位于城市正下方，从而引发了水源污染方面的担忧。

瑞士地震服务学教授、瑞士地震局局长 Stefan Wiemer 指出：“尽管行业拥有设备、钻井等相关专业知识和技术，但地热能要实现与太阳能、风电等可再生能源比肩的程度，还有很长的路要走。此外，为了让地热能应用更安全，有必要进一步推进地质学新技术的研发。当前还没有防止发生事故的‘灵丹妙药’，最好的方法就是做好风险管控，如地震监测等。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-07-27

冰岛的地热“进击”

在欧洲最西北角的大洋深处，有一个建立在海岛之上的国家——冰岛。这个四面环海的北欧岛国，总人口仅为 34 万人，极高的纬度使国土面积的 1/8 都被巨大的冰川覆盖。

虽然以冰为特色，但在冰岛依然到处可感受到火般的“温暖”：全岛分布着大大小小的火山与温泉，地下也蕴藏着丰富的地热，是名副其实的“冰火之岛”。

2016 年，冰岛约 85% 的一次能源使用来自本地可再生能源。其中，地热能约占一次能源的 65%，水电占 20%，地热利用率为全球最高。

在 20 世纪的发展进程中，冰岛从欧洲最贫穷的国家之一转变为高生活水平的国家。在这几十年中，冰岛从最初依靠泥炭和进口煤炭获取能源，到逐渐取“热”于地下，将地热能变成了驱动国家不断前行的动力，成为欧洲使用清洁能源占比最高的国家。

地热为 90% 家庭提供采暖并贡献 27% 电力

冰岛是世界上最具活力的火山地区之一。这里横跨大西洋中脊，分散的构造板块活动使热量和岩浆更接近地球表面，因此岛内地热资源丰富，温泉广布。

虽地处北极圈附近，但冰岛冬季却并非想象中那么冷，在冰岛首都雷克雅未克，全国近 2/3 人口居住于此，平均冬季温度约在 2°C 左右，夏季气温也在 7°C—12°C 之间。然而由于以前传统化石能源资源均需依赖进口，如果没有地热，当地人也许根本无法度过寒冷、黑暗、潮湿的冬季。

在冰岛，地热能的主要用途是供热，热量通过分布广泛的区域供热管网进行输配。和很多欧洲国家类似，冰岛的区域供热系统并没有固定的供暖期限，如果有需要，一年四季都可有“暖”可供，也可随时提供生活热水。冰岛国家能源局的数据显示，采暖约占冰岛地热直接利用的 77%，冰岛有约 90% 的家庭在使用地热能供暖。根据规划，未来将实现 100% 地热供暖。

据了解，仅地热供暖每年就可为冰岛节省约 1000 亿冰岛克朗（约合 50 亿元人民币）的能源进口费用。

发电是地热能利用的另外一种主要方式。有数据显示，2015 年，冰岛的总用电量为 18798GWh，其中约 27% 来自地热能发电，73% 来自水力发电，即可再生能源提供了近 100% 的电力生产。冰岛是世界上人均最大的电力生产国，人均每年电力产量约 5.5 万 kWh。相比之下，欧盟平均水平不到 6000kWh。

由于丰富的地热和水力资源，冰岛的发电成本相对低，较低的电价带动了铝冶炼等能源密集型产业的扩张，也吸引了国外公司将数据中心落户冰岛，推动了当地经济的发展。

此外，地热资源还用于温泉和游泳池，温室种植、渔业养殖、街道融雪等。

政府力推 地热升级成能源转型主力

冰岛对当地可再生能源利用的探索，从化石能源到可再生能源的过渡也经历了漫长过程。

最早利用地热能作为房屋供暖的历史可以追溯到 1908 年，当时雷克雅未克的一个农民率先将温泉水通过管道引入自家进行房屋供暖。之后市政府在此基础上，对地热资源进行了更系统的勘探。通过借鉴石油工业的钻探技术使钻探更深，从而获得更多的热水，为更多房屋供暖。1930 年，雷克雅未克修建了一条 3 公里长的供暖管道；1943 年，一条 18 公里的供热管道投入使用；到 1945 年底，供热管网已连接 2850 所房屋。

1973 年和 1979 年的石油危机致使冰岛改变了能源政策，减少了进口能源的依赖，转向发展国内能源，尤其是地热和水力发电。这种能源转型，使化石能源消费比重迅速下降，并逐步退出电力和供热领域。

从地热田到城镇，传输管道往往长达数十公里，大量供暖基础设施建设成本较高。为筹措更多的资金发展地热供暖，冰岛政府集中力量组织私人机构和公共机构，最终发展成为如今的雷克雅未克能源公司。如今，首都雷克雅未克拥有世界上最大、最复杂的地热集中供热系统。

比建设供热管网花费更大、更具风险的，是地热井的开采。为了鼓励企业进行地热开发，1960 年代后期，冰岛政府将前电力基金和地热基金合并，成立了能源基金，以进一步促进该国地热资源的开发。在过去的几十年中，该基金已向地热勘探和钻探公司提供了大量贷款。如果钻探未能产生预期成效，贷款则可转换为赠款。

这种“政府买单”式举措一定程度上降低了企业顾虑，从而加快了地热开发过程。政府“力挺”之下，冰岛地热开采规模不断扩大，相应的地热供暖价格也逐步在降低。

规范管理与科学研究 确保可持续发展

冰岛的地热开发路线以水热型地热井为主，即将深层地下水抽取上来以利用其中的热量。对地热的利用，其中一个重要的技术要求是地热水的同层回灌。

不同于浅表水体，其水位下降可通过降雨等形式补给，但深层地下水在抽取之后，很难完成自然补给。为了维持地热水的可持续使用，需要保证地热井水位维持在相对稳定的水平，因此抽取出的水和补进来的水量要一致。这样不仅能保证地热井使用的高效性和经济性，也防止地下水位下降可能造成的岩层水体空缺、对地质的破坏，以及海水侵入地下水岩层，造成地下水污染等。

值得关注的是，冰岛的土地分为私人土地和公共土地，如何保证私人土地的地热开发规范有序？

为此，冰岛制定了完整而严格的法律体系，最为重要的两部法律是《土地资源勘察和利用法》和《电力法》。基于这两项法律，尽管土地所有权决定了资源所有权，但地热资源的开发利用依然需要工业能源和旅游部的许可。

此外，冰岛还先后出台了一系列相关法律，包括《自然保护法》《环境影响评估法》及《能源法》等。重要的项目工程需按照《环境影响评估法》接受评估。如规定地热开采量超过 25MW 的项目必须提交详细的环境影响评估报告。

特别在同层回灌监管等方面，冰岛国家能源局专门负责监测矿产勘探或开采区经营公司的合规性。如果许可证持有者有违规行为，冰岛国家能源局将发出书面警告并提供纠正期限，甚至将给予吊销许可证的惩罚。

除了遵守严格的政策框架，为了保证地热开采可持续，冰岛公司探索深层地热能的开发技术时，还往往在前期花费大量时间进行详细勘探和分析研究。

2000 年，冰岛三家能源公司和冰岛国家能源局共同发起“冰岛深度钻孔计划（IDDP）”，旨在探索利用超临界地热流体是否可以改善地热田发电的经济性。包括在 Hengill 地区钻探 35 口高温生产井、15 口回灌井。钻井深度超过 5000 米，是常规中深层地热井的两倍左右。

该计划与 2001 年成立国际咨询小组进行工程规划，2003 年完成了地球科学研究选址、评估。在长达两年的谨慎研究之后，项目才开始实施，并最终取得了成功，即建设的地热发电厂，单井发电规模可达 5 万千瓦，是目前普通地热井发电能力的约 10 倍。

总结经验来看，一是政府给予了资金方面的大力支持；二是科技研发在地热开采过程中起到了

十分重要的作用。

本报实习记者 齐琛罔 中国能源报 2020-07-27

大动作！院士组队，向摸清长三角地热“家底”进发

7月28日上午，中国科学院学部咨询评议项目“长三角地区地热资源及其综合利用研究”启动会在中国科学院地质与地球物理研究所举办。

中国科学院院士、“长三角地区地热资源及其综合利用研究”项目负责人汪集暘主持会议，项目执行负责人、中国科学院地质与地球物理研究所研究员庞忠和汇报了项目实施方案。第十届全国人大常委、中国科学院原副院长杨伯龄，中国工程院院士曹耀峰、中国科学院院士刘嘉麒，中国科学院院士、中国地质大学(武汉)校长王焰新等专家出席启动会并进行评议讨论，多家参与单位负责人以线上形式参加会议。

“长江三角洲地区是中国经济发展最活跃、开放程度最高、创新能力最强的区域之一，具有‘两多’（地热多、水多）的特点，沿海风能等可再生能源较丰富，加上近年来该地区居民供暖需求日益迫切，这些都是开发地热的有利条件。因此，在长三角地区系统厘清地热资源家底、开发利用现状与需求，梳理存在的问题，探索长三角地区地热开发利用道路，提出战略与对策，可为长三角一体化发展提供有效支撑。”汪集暘指出。

根据《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》，长江三角洲包括上海市、江苏省、浙江省、安徽省，区域面积35.8万平方公里。

据庞忠和介绍，在资源分布方面，长三角地区有丰富的浅层地下水，具有良好的浅层地热能赋存条件，蕴藏着丰富的浅层地热能资源。而且长三角地区河流湖泊众多，地表水广泛分布，水资源丰富，可作为水源热泵的重要热源。

然而事实上，虽“坐拥”丰富的浅层地热能资源，长三角的地热开发利用却还未形成较大规模。

“从目前存在的问题来看，一是地热资源勘查程度处于较低水平，资源分布及资源量尚未准确摸清；二是地热资源开发利用整体规划尚未编制，影响地热资源的可持续利用；三是地热资源开发利用形式较为单一，综合利用程度尚待提高；四是地热资源开发利用保障措施不到位，财税价格扶持政策不足，不利于社会资本投入。”庞忠和分析指出。

对此，“长三角地区地热资源及其综合利用研究”项目提出了五个研究目标：一是摸清目前长三角地区的地热资源分布特征；二是查明地热开发利用现状与存在问题；三是选比地热能勘查评价和开发利用技术；四是创新地热能利用技术理念，探索高效的产业模式；五是破解地热开发利用中急需解决的关键问题，并提出对策。

“尤其是针对长三角‘一体化’和‘高质量’的发展理念，分析研究地热能产业的战略定位、发展路径和关键方向，提出具有全局性、系统性、针对性和可操作性的建议。”庞忠和强调。

他进一步介绍，“长三角地区地热资源及其综合利用研究”包括六大课题，分别为地热资源分布特征与开发潜力评估、地热资源开发利用现状与需求预测、资源勘查创新技术、开发利用创新技术、产业发展创新模式、产业发展战略建议。

该研究项目预期成果包括完成《长三角地区地热资源及其综合利用研究报告》、形成具有可操作性的咨询建议并提交地学部常委会和长三角地区政府机构、总结长三角地区地热资源开发利用及管理成果形成学术论文和行业标准、培养相关行业人才等。

组织管理方面，该研究项目成立以汪集暘院士为项目负责人的咨询顾问组，以庞忠和研究员为组长的项目工作组以及课题负责人研究团队。参与单位包括中国科学院地质与地球物理研究所、上海市地矿工程勘察院、沪苏浙皖四省市的地质调查研究院等18个单位，共60余人，研究成果预计2021年底完成。

据了解，自20世纪70年代以来，中国科学院地质与地球物理研究所长期开展地热地球科学研

究工作，最早开展全国大地热流质量研究地热资源形成分布特征以及全国地热资源潜力评估工作，为地热资源勘探开发奠定了基础。近年来，该所地热团队重点开展了地热清洁取暖规模化研究，并且通过产学研结合，在雄安新区试验区示范基地建成了“雄县模式”，产生了显著的社会经济效益与环境效益。

齐琛同 中国城市能源周刊 2020-07-30

山西省进一步推进地热能供热技术应用：开展地热能供热应用试点

日前山西住建厅发布《关于进一步推进地热能供热技术应用的通知(第97号)》，称优先在热电联产覆盖不到的区域或具备条件的公共建筑、绿色建筑中推广地热能供热技术应用，有序推进新建建筑地热能分布式供热，逐步提升地热能建筑供热中的应用比例，加快推动地热能供热系统与城市热网融合。

关于进一步推进地热能供热技术应用的通知(第97号)

晋建科字〔2020〕97号

各市住房和城乡建设局、城市(乡)管理局、发展和改革委员会、财政局、能源局，各有关单位：为深入贯彻落实中央和省关于能源革命综合改革试点的工作要求，加快推进地热能供热技术应用，促进地热能供热高质量健康发展，现就有关事项通知如下。

一、充分认识推进地热能供热的重要意义

地热能供热是一种绿色低碳、清洁高效的供热方式，与传统热电联供、燃煤、燃气锅炉供热相比，运行费用低、维护简单、无排放，对改善大气环境质量、持续优化能源结构，引领能源转型具有重要意义，是我省能源革命综合改革试点工作的一项重要内容。各级、各部门要进一步提高认识，把推进地热能供热技术应用作为贯彻落实习近平总书记视察山西重要讲话指示精神和生态文明思想的重要举措，实施节能减排、治污减霾的有效途径，积极有序推进地热能供热技术应用，加大对地热能供热的支持和保障。

二、进一步强化地热能供热的统筹指导

(一)科学规划项目布局

各市应将地热能供热项目建设列为发展可再生能源的重要任务和城镇基础设施建设的有机组成部分，结合本行政区域地热资源、清洁取暖规划和地热能供热发展规划，科学合理布局地热能供热项目。优先在热电联产覆盖不到的区域或具备条件的公共建筑、绿色建筑中推广地热能供热技术应用，有序推进新建建筑地热能分布式供热，逐步提升地热能建筑供热中的应用比例，加快推动地热能供热系统与城市热网融合。

(二)因地制宜推进技术应用

1、积极推进水热型(中深层)地热供热技术应用。按照“取热不取水”原则，采用“采灌均衡、间接换热”或“井下换热”技术，重点在山西综改示范区等地热资源较好地区，积极推进水热型中深层地热供热技术应用。以集中式与分散式相结合的方式推进中深层地热能供热，结合热泵技术，实现中深层地热能梯级利用，同时做好尾水回灌工作，实现资源可持续良性循环。

2、因地制宜开展其它地热能供热技术应用。在做好环境保护的前提下，促进浅层地热能应用。在资源条件优越和地质条件适宜的地区，不断提高浅层地热能建筑用能中的比例。积极发展再生水源热泵(含污水、工业废水等)、地源(土壤源)热泵集中供热项目的开发建设，在城市污水厂或污水管道周边，优先实施污水源热泵供热。

(三)开展地热能供热应用试点

以山西综改示范区潇河产业园区和科技创新城为核心，率先开展地热能集中供热项目试点，应用自主研发具有国际国内领先水平的地热综合利用专利技术，实现清洁地热集中供热。逐步推进忻州、临汾和大同等地热资源相对富集区的地热能供热技术应用。通过项目试点，探索有利于地热能

开发利用的新型能源管理技术和市场运营模式，促进地热能供热技术升级和成本下降，增强地热能供热的市场竞争力。

(四)加强供热项目建设管理

选择采用地热能供热的新建建筑，要将地热能应用纳入工程初步设计方案，进行地热能利用的资源勘探评估、技术论证。具备条件的，要根据地块的资源、环境生态保护及经济性等指标，优化技术方案，与建筑工程机电等系统同步论证、同步设计、同步施工。各级住房城乡建设管理部门要做好地热能建筑供热系统建设和运行的监督管理。

三、进一步优化地热能供热发展环境

(五)创新管理服务体制

地热能供热具有公益、环保的特征，且企业一次性投资较大，资金回收周期较长，鼓励试点项目区域在地热能供热政策、发展模式、技术等方面先行先试、率先突破，不断完善政策保障体系，降低地热能供热建设成本。鼓励符合条件的地热能供热项目积极争取中央专项资金支持。

(六)完善地热能供热技术标准体系

研究分析不同技术类型地热能供热在新建建筑和既有建筑供热改造中的应用条件、成本、建设模式，进一步健全和完善地热能供热建筑应用的设计、施工、运行等相关标准，明确地热能热泵系统的能效、回灌、运行管理等相关要求，逐步形成具有我省特色、自主知识产权和核心竞争力的地热能技术应用标准体系。

(七)创新价格与市场化机制

探索市场化原则确定区域地热能供热价格。地热能集中供热价格，原则上由当地价格主管部门按照供热实际成本，在考虑合理收益的基础上，科学合理确定供热价格。在具备条件的地区，可按照市场化原则确定区域地热能供热价格，由企业按照合理成本加收益的原则，在居民(用热单位)可承受能力范围内参照其它清洁供暖价格，协商制定地热能供热价格。

(八)推动各项既有政策落实

落地热能供热电价政策。供热工程执行居民电价，供热用电试行峰谷时段计价、用电量计价、平段电价计价等多种用电价格政策。落实城市基础设施配套费使用政策。各地结合实际，可适当向应用地热能等清洁能源或新能源的市政公用设施予以倾斜。地热能供暖管网建设同时享受当地政府清洁取暖或新能源应用相关支持政策。

(九)培育地热能相关产业发展

大力发展地热能供热相关新兴产业，积极培育集地热勘察、设备制造、开发利用、运行服务等产业能力为一体的地热能开发、应用龙头企业。鼓励龙头企业对全省已有地热资源开发、应用项目进行重组，实现有序开发和高效利用。鼓励地热企业加快技术、人才、资金等要素准备，提高地热能供热市场化实施能力，进一步提升地热能供热的专业化发展水平。

(十)加大地热能技术创新支持。

鼓励地热能供热企业单独或与科研院所共同设立研发机构，积极推进地热资源评价、高效换热、热泵、钻井、经济回灌等技术攻关，实现产学研用相结合，加快编制完善地热能供热系列工程技术标准。鼓励地热能供热相关技术研发申报各级科学技术奖和山西省建设科技成果登记，优先推荐申报能源领域重大科技创新项目，申请能源科技创新专项资金。

山西省住房和城乡建设厅

山西省发展和改革委员会

山西省财政厅

山西省能源局

2020年6月24日

山西省住建厅 2020-07-21

成都 17 个建筑用上了“地热空调”

除了太阳能、风能、水能这些已被熟知的可再生能源，在成都，还有一种可再生能源——浅层地温能，正在走进越来越多的建筑中。

作为一种绿色清洁能源，浅层地温能是指蕴藏在地表下一定岩土体、地下水和地表水等地质体中具有开发利用价值的热能。2017 年，国家发展改革委制定《地热能开发利用“十三五”规划》，明确其间四川省新增浅层地温能供暖(制冷)面积目标为 3000 万平方米。

记者从成都市发展改革委了解到，目前成都已有 17 个示范建筑项目配备了地源热泵系统，每年可开发利用浅层地温能折合标煤约 10000 吨，减少二氧化碳排放约 8600 吨。

浅层地温能的开发利用原理是什么?在成都推广情况如何?近日，记者走进浅层地温能项目探访。探访 “地热空调”带来恒温环境

在人来人往的成都东站，为确保温度常年保持在人体舒适状态，2011 年建成投用了土壤源地源热泵系统。

负责这套系统维护的成都铁路科创有限责任公司人员万昌正，解释了浅层地温能的利用原理：土壤和地下水源的温度四季相对恒定。以土壤为例，其温度常年保持在 15°C-25°C，依靠地源热泵系统，冬天从地源(浅层水体或岩土体)取热，向建筑物供暖，相当于锅炉;夏天向地源(浅层水体或岩土体)排热，给建筑物制冷，相当于中央空调，这套系统可替换原来的锅炉加空调两套装置或系统。

万昌正说，传统空调是将热量排放到大气中，从而形成热岛效应。而使用地源热泵系统，热量被输送到了地下，没有废物排放，能有效避免热岛效应。“业内把这个系统叫做‘地热空调’。”

这套“空调”节能效果如何?万昌正说，我们将 1700 多根高强度塑料管埋到地下 100 米深的位置，让水在管中循环流动与土地换热。在理想状态下，成都东客站地源热泵整个冬季平均开机 100 天，每天运行 12 小时，消耗总电量大约为 200 万度，但却能输出约 900 万度电量的热能。而若使用电锅炉，则需要消耗 1000 万度电。两相比较，成都东客站的地源热泵系统在冬季大约可节约 800 万度电。

成都高新区朗诗·熙华府，同样利用了地源热泵系统，为 1300 多住户统一供热制冷，使全年室温控制在 20°C-26°C。每月住户除日常的物管费外，还需缴纳 3.5 元/平方米的系统运行费。“我们家 150 平方米，一年的系统使用费是 6000 多元;如果使用传统空调、地暖设备，要达到同样效果，电费支出并不比这少，还不包括购买设备的花费。”今年 4 月入住的住户何玉华，已习惯使用地源热泵系统。

追问 初期成本较高等制约推广应用

成都对浅层地温能的开发利用，始于本世纪初。目前成都已有 17 个示范建筑项目配备了地源热泵系统，建筑面积约 130 万平方米，包括成都东站、环球中心、成都水文队办公楼、都江堰市医疗中心等。其中公共建筑项目多，民用住宅项目偏少。“十一五”“十二五”期间建设项目多，“十三五”期间新上项目较少。

这跟国家政策有一定关联。四川省建筑科学研究院有限公司高级工程师乔振勇解释，“十一五”“十二五”时期，国家有关部委对于可再生能源建筑应用出台了针对示范项目、示范市(县)的补贴政策。“到了‘十三五’时期，国家补贴政策基本结束。”由于地源热泵技术初期成本相对较高，一定程度上阻碍了它的推广利用。据了解，成都东站的地源热泵系统建设成本约为 1.3 亿元，如采用传统的制热制冷系统，费用在 8000 万元左右。

制约因素还不止这些。去年四川省建筑科学研究院有限公司完成的《成都市民用建筑浅层地温能项目调研报告》还提到，地下水源热泵系统项目很多投用后对地下水的抽水量、回灌量及水质的定期监测不到位，有些虽监测了但没有分析，导致难以判断项目使用对地下环境的影响程度，“没有大量数据做支撑，来判断项目对环境的影响，就很难大胆放手推动更多项目上马。”

期待 探明“家底”为开发打好基础

为破解制约因素，2019 年 4 月，成都市发展改革委、成都市规划和自然资源局、成都市生态环

境局联合印发了《成都市浅层地温能开发利用试点工作方案》，成都将根据地质条件、开发利用现状和发展规划，选择不同区域、不同利用方式及规模的代表性项目，探索建立覆盖地下水源热泵水质、水温、水位和地理管地源热泵土温、土质等指标的在线动态监测体系，加强数据跟踪收集分析，为科学有序开发浅层地温能提供数据支撑。

有序开发，还需要一张清楚明了的“资源图”。“理论上所有地下都有浅层地热资源，但是地下岩土体具体结构、地下水分布等都会影响到开发。此外，还要综合考虑地下空间开发、市政基础设施等因素。”乔振勇说。

目前，成都已启动对全市地热资源“家底”的新一轮摸排工作，“预计 2020 年形成重点区域阶段性勘查成果，2021 年底前全面完成浅层地温能资源勘查评价，形成全市开发利用适宜性区划图等成果，为成都市浅层地温能开发利用打下基础。”成都市发展改革委资源节约和环境保护处副处长赵森说。

考虑到初期的投资成本问题，成都市还提出，综合运用财政、投资、税收、土地、价格等政策手段，加大对浅层地温能开发利用试点示范项目的支持。

对于成本问题，乔振勇持相对乐观的态度，“项目不断推广会推动技术创新和成本降低。相比应用初期，现在的建设成本已有明显下降。”

蒋君芳 四川日报 2020-07-22

生物质能、环保工程

2020 年中国生物天然气行业市场现状及发展前景分析 2030 年年产量将突破 200 亿立方米

2030 年中国生物天然气产量突破 200 亿立方米

2019 年 12 月 4 日，据国家能源局官网，近日，国家发展改革委、国家能源局、农业农村部、财政部、生态环境部、自然资源部、住房城乡建设部、应急管理部、人民银行、税务总局联合印发了《关于促进生物天然气产业化发展的指导意见》，到 2025 年年产量超过 100 亿立方米，到 2030 年超过 200 亿立方米。

1、生物天然气原材料以秸秆为主

我国生物天然气是以农作物秸秆、畜禽粪污、餐厨垃圾、农副产品加工废水等各类城乡有机废弃物为原料，经厌氧发酵和净化提纯产生的绿色低碳清洁可再生的天然气，同时厌氧发酵过程中产生的沼渣沼液可生产有机肥。

发展生物天然气，规模化处理有机废弃物，能有效解决粪污、秸秆露天焚烧等引起的环境污染问题，保护城乡生态环境。中国农业大学教授程序算了一笔账：假设 200 亿立方米生物天然气完全由大型沼气—生物天然气项目生产，意味着能够对约 3 亿吨秸秆和 2 亿吨畜禽粪便作无害化处理和资源化利用。

即从数据模型来看，生物天然气是秸秆和畜禽粪污按照 3:2 比例进行配比产生，由此生物天然气的原材料主要以秸秆为主，畜禽粪污为辅。

生物天然气原材料来源分析情况



资料来源：前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

2、粮食大丰收 秸秆产量增加

根据国家统计局的数据显示，2011-2019 年我国粮食产量整体呈现波动的态势，2015 年后粮食产量变化波动浮动不大。2019 年我国粮食产量达到 66384.34 万吨，同比增加 0.9%。

2011-2019年中国粮食产量统计及增长情况



资料来源：国家统计局、前瞻产业研究院整理

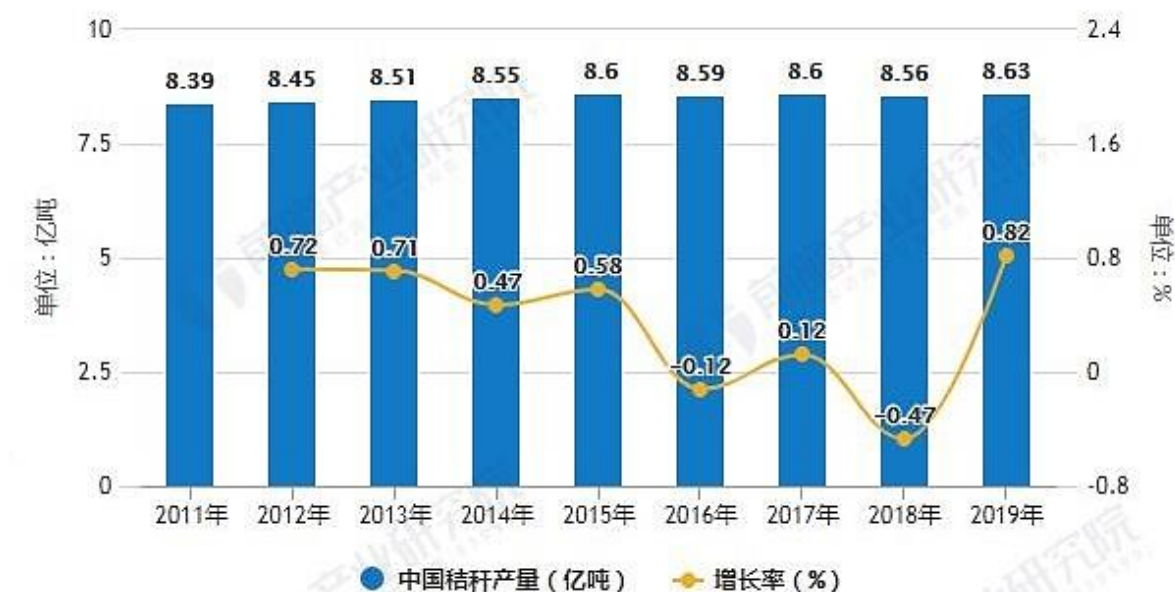
@前瞻经济学人APP

注：2013、2015 年产量增速为 3%、3.3%。

农谚说“斤粮斤草”，生产 1 斤粮食的同时要产出 1 斤多秸秆，我国秸秆产量和粮食产量呈现正向的相关关系。数据显示，2011-2018 年我国秸秆总量整体呈上升趋势，但上升幅度较为微弱，这主要与农作物播种面积较为恒定，不可能出现大的波动有关。

2011 年我国秸秆产量为 8.39 亿吨，前瞻根据秸秆产量的历史数据并结合 2019 年粮食产量数据，初步估算 2019 年我国的秸秆产量约为 8.63 亿吨。

2011-2019年中国秸秆产量统计及增长情况预测



资料来源：农业部、前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

3、秸秆供应区域分布在北方平原地区

我国现有秸秆供应量最大的省份是山东省、黑龙江、河南省、安徽省等。由下图可知，秸秆收集难度最小的是黑龙江、内蒙、河南、安徽等。

2018年中国现有秸秆供应量区域分布情况



资料来源：前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

2018年中国秸秆规模化供应量区域分布情况



资料来源：前瞻产业研究院整理

@前瞻经济学人APP

4、秸秆生产生物天然气的生产模型分析

生物天然气通过对种植、养殖所产生的有机废弃物资源进行处理，变废为宝地生产出能够为农业项目带来更多经济效益的能源资源产品和有机肥料。

与沼气类似，生物天然气的副产物可以加工成为高品质的生物有机肥，一方面进一步对发酵产生的沼渣沼液进行利用，减少了项目对农村生态环境产生二次污染;另一方面高品质的生物有机肥能够提高农产品的口感、品相，是发展高端农业的主要肥料。

生物天然气是在传统沼气发展的基础上的提档升级，改变了传统沼气项目自产自销式的利用局限性，将沼气进一步提纯获得生物天然气，可以最大程度的提升应用渠道和场景。

一方面，可以利用生物天然气进行热电联产，获得高品阶的电力能源，并且可以将热电联产过程中的热能供给大棚种植中的保温系统，实现了能源资源的梯级化利用。

另一方面，因为生物天然气组成成分、热值等指标与传统天然气类似，也可以将生产的生物天然气通过并入燃气网、罐装出售等模式，用于城乡生活燃气、车船用气等，大大提高了消纳能力。

利用生物处理技术以农作物秸秆为主要原料进行生产，可通过 4~5 公斤青质秸秆发酵获得约 1 立方米的沼气，再通过提纯和净化使其成份、热值与常规天然气成份接近，最终获得 0.5 立方米的生物天然气产品，同时副产 3 公斤左右的有机肥原料。

若按照我国当前天然气市场价格 2.5 元/立方、有机肥 500 元/吨的平均价格来计算，则每处理 5 公斤秸秆，生物天然气项目可以增加 2.75 元的收益。



资料来源：前瞻产业研究院整理

©前瞻经济学人APP

前瞻产业研究院 2020-07-21

乙醇汽油为何推广不力

日前，广西壮族自治区乙醇汽油扩大使用工作取得重要进展，成功实现百色、崇左等四市乙醇汽油封闭销售，距离完成全区封闭使用乙醇汽油更近一步。

事实上，国家发改委等十五部门曾在 2017 年出台的《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油实施方案》中提出，到 2020 年实现乙醇汽油全国基本覆盖。基于此，自 2019 年开始，山西、河北、山东、江苏等地相继发布乙醇汽油推广方案。

但据记者了解，上述各地乙醇汽油推广工作目前均有所滞后，此外，国家发改委、国家能源局也于去年底召开会议，将此前全国覆盖的推广计划调整为“鼓励但不强制”。在此背景下，乙醇汽油推广工作接下来该怎么干？

推广速度放缓，全国覆盖不到一半

由于乙醇汽油较为清洁，且可消化陈化粮库存，因此推广燃料乙醇是我国战略性举措，不但有利于优化能源结构、改善生态环境、调控粮食市场，而且有利于促进农业农村和区域经济发展。

2018 年，国务院常务会议确定生物燃料乙醇产业总体布局，决定有序扩大车用乙醇汽油推广使用，除黑龙江、吉林、辽宁等 11 个试点省份外，进一步在北京、天津、河北等 15 个省份推广，推广省份将增加至 26 个。

此后，多个省份相继发布乙醇汽油推广方案，燃料乙醇项目也不断增加。来自中宇资讯的数据显示，仅 2019 年我国新增的燃料乙醇产能就达 400 多万吨，其中包括已通过环评、在建和闲置产能

的改造。

但据记者了解，当前我国乙醇汽油推广并不顺利。截至目前，仅东三省、安徽、河南、天津等6个省市实现乙醇汽油封闭销售，2019年发布乙醇汽油推广方案的多个省市推广进度也均有所滞后。2019年底，国家发改委、国家能源局召开会议，将全国覆盖的推广计划调整为“鼓励但不强制”。

“去年国家发改委对乙醇推广计划作了一些调整，目前暂未动工建设的燃料乙醇厂基本已经停下来了，暂时还未推广的省市则根据自身情况适时作出调整，推广速度暂时放缓。全国覆盖不到一半。”国家车用乙醇推广工作领导小组特约顾问乔映宾对记者表示。

原料不足成主要限制因素

多位受访者对记者表示，原料不足是乙醇汽油推广放缓的主要原因。

数据显示，当前我国燃料乙醇产量中，87%原料来源是玉米，11%是木薯、甘蔗，2%是纤维素。玉米生产燃料乙醇工艺，包括陈化水稻、小麦等作物，由于可消化“问题粮”“陈化粮”，原料来源稳定、生产技术成熟，且可副产玉米油、酒糟蛋白饲料等，整体效益好，是生产燃料乙醇的最佳原料。

“根据原来的思路，新增的生物燃料乙醇产能主要是以消化陈化粮为主，但前期上了几个项目后，带动了玉米的工业消费需求增长，同时饲用消费需求仍保持在较高水平，因此玉米库存下降的幅度超出预想。”中国石油规划总院市场营销所高级工程师张哲表示，“玉米是我国重要的大宗消费品，需要保持一定库存水平，比例在年需求量20%左右较为合理。这种情况下，我国全面推广乙醇汽油尚不能将玉米作为燃料乙醇生产的主要原料。长远来看，扩大生物燃料乙醇产能还是应基于‘不与人争粮，不与粮争地’的原则。”

乔映宾也对记者直言：“发改委把整个推广步伐放缓，是根据目前我国原料的实际情况决定的。之前玉米、稻谷库存比较多，但因为上了很多项目，从去年开始，库存不像想象的那么多了。如果全国都推广，每年需要1000多万吨的乙醇，全部都用粮食作原料的话，就需要3000多万吨粮食，而且是每年不停地消耗，所以国家实事求是地把进度放缓了一些。”

尽快实现非粮乙醇技术商业化

事实上，除了以玉米为原料的燃料乙醇生产工艺外，当前还有以木薯、甘蔗、纤维素、甜高粱等原料生产燃料乙醇的技术。多位专家对记者表示，若要实现乙醇汽油的大范围推广，首先应加快非粮乙醇技术的研发升级，尽快实现非粮乙醇技术的商业化。

据介绍，当前木薯、甘蔗生产燃料乙醇技术虽已具备较成熟工艺，但种植面积小，仅在广西、广东、海南等地有一些，并不适宜大规模推广。

纤维素制乙醇技术由于原料来源广泛，可充分利用作物秸秆，实现废物利用，是当前业内较为看好的燃料乙醇生产路线。但目前在技术上并不成熟，商业化过程成本极高，大规模生产在经济上缺乏可行性。

“目前纤维素制乙醇成本较高，如果能够提高技术，把成本真正降下来，那我国乙醇汽油发展基础就比较牢固了。”乔映宾表示。

此外，还有以甜高粱为原料制乙醇技术。据介绍，由于甜高粱秆里蔗糖成分较高，可直接固体发酵制乙醇，成本相较于玉米更低，并且高粱耐盐碱、耐干旱，种植高粱可以把边际土地利用上。

“我国有8000万亩的盐碱耕地，还有1.2亿亩的千亩以上成片连方的盐碱荒地，都可以用来种植甜高粱。”清华大学核研院新能源研究所教授李十中告诉记者，“国家搞燃料乙醇的初衷，是解决农产品市场出路的问题，可以从农产品的调整升级到农业种植结构的调整。这就取决于技术进步和国家战略把握。”

“燃料乙醇推广是系统工程，涉及上中下游全产业链，我国乙醇产业发展不尽人意，就是因为只盯着乙醇生产。要首先保证上游，让农民有积极性去种植，再保证下游市场，这得从整体去抓，单靠某个企业是不行的。”李十中说。

本报记者 李玲 中国能源报 2020-07-20

黑龙江通河秸秆综合利用率达 85%以上

在规划面积 6 平方公里的黑龙江省级经济技术开发区——木兰工业园区，生活垃圾、秸秆稻壳经处理后可变成生物天然气和电能热能，现代化的发酵工艺制成腐熟菌剂继续还田，能增加土壤有机质保护黑土层。一系列循环高效的生态经济新产业，让黑龙江省通河县秸秆综合利用率达到 85% 以上，农民年均增收 2000 元。

走进水发龙能资源再生利用有限公司(以下简称龙能公司)，日处理 600 吨生活垃圾的二期工程正在进行锅炉主钢架安装。据公司副总经理韩佳磊介绍，龙能公司投资建设的通河县龙能生物质气、热、电联产项目一期工程于 2016 年建成投产，每年可利用秸秆 3 万吨、生活垃圾 4 万吨。生活垃圾、农作物秸秆经过沼化及焚烧处理后，年生产生物天然气 350 万立方米，年发电 2500 万千瓦时，可为通河工业园区集中供热，同时为园区企业提供 20 蒸吨/小时的供汽服务。

谈起变废为宝的效益账，韩佳磊说，项目二期工程完工后，将实现年销售收入 4380 万元，年利润总额 2200 余万元。如果按照国家生物天然气示范项目补贴标准，企业将在 3 年内完成项目投资回收。

韩佳磊介绍，龙能公司在完善主城区生活垃圾处理的同时，按村收集、乡转运、厂处理的方式，在通河县域内的几个乡镇建设了 7 座垃圾中转站，实现了对通河县境内生活垃圾收集处理全覆盖。二期项目年底建成后，生活垃圾收集处理将辐射方正、木兰、依兰等县域。

在哈尔滨谷润生态科技发展有限公司，生产车间里现代化的发酵工艺设备正制备秸秆腐熟菌剂。公司负责人介绍，公司引进美国先进技术，采用液体深层发酵工艺制备腐熟菌剂，目前已建成 4 条生产线，年产量为 2000 吨。腐熟菌剂可以直接喷洒，腐熟后实现秸秆还田，一方面可改善农业生态环境，避免因焚烧导致土地焦化和大气污染;另一方面也可增加土壤中的有机质含量。预计今年这一方法将会推广到 100 万亩。

为探寻稻壳的利用之策，通河县工业园区还引进了壳氏环保科技有限公司的壳氏纤维产品加工项目，专注研发和生产天然稻壳纤维新材料，目前，产品已通过欧盟标准检测，总产值可达 1000 万元。

据了解，为助力绿色低碳产业发展，通河县在全县 8 个乡镇建设秸秆收储运中心点，通过制造生物质有机肥、生物质颗粒、有机碳等，实施秸秆收储、稻壳发电、稻草板材、秸秆燃气、燃油、秸秆有机肥等循环经济项目，彰显了循环利用、低碳环保、变废为宝的绿色发展综合功能。目前，全县秸秆综合利用可达 85% 以上，总产值实现 9 亿元，年均增加农民收入 2000 元。

李明哲 中国环境报 2020-07-27

太阳能

7.6GW 布局异质结 海外光伏企业加速扩张

2020 年上半年，就在国内光伏企业大举扩产的时候，海外企业也在进行新的光伏产能扩张和布局。

据不完全统计，2020 年上半年，海外光伏市场有 6 家光伏企业宣布了约 8.2GW 的组件扩产或新建项目的计划(如下表)。

日期	企业	项目地点	投产项目	规划产能	计划投产日期
2020年3月4日	Ecosolifer	匈牙利	HJT	300MW	商业化生产中
2020年3月6日	Hevel	俄罗斯	HJT	340MW	2020年第三季度
2020年5月14日	REC Group	法国	HJT	200	评估中
2020年5月17日	Valoe Oyji	立陶宛	IBC	120MW	2020年第三季度
2020年5月22日	Solarwelt GmbH	德国	166nm单晶 电池组件	400MW	2021年初
2020年6月22日	MeyerBurger	德国	HJT电池组件	5GW	2020年产能将达到400 MW，然后计划进一步扩展至5 GW。

从海外企业扩产布局来看，整体呈现两大行业特点：一、计划投产及扩产项目中，异质结(HJT)占据主流，引领扩产潮流。二、海外光伏企业抢占“新赛道”，加高技术防护壁垒。

异质结引领扩产潮流

在上半年计划扩产或规划产能中，4家企业选择了异质结技术，1家企业选择IBC技术，1家企业选择166单晶组件。其中，异质结电池布局产能约7.6GW，占到总计划产能的92.6%，引领海外扩产潮流。

作为依靠技术驱动成本下降的光伏行业来说，在PERC已经成为当前的主流技术后，行业纷纷开始关注下一代的技术发展。其中，异质结是呼声最高的技术之一，被行业内公认为是继PERC时代后，下一代光伏电池技术的接棒者，吸引资本市场投资热情，纷纷加码布局。

企业异质结电池产能			
公司	国家	产能(MW)	状态
松下	日本	1040	可量产
REC	新加坡	600	可量产
松下/特斯拉	美国	300	可量产
Hevel	俄罗斯	250	可量产
Sunprime	美国	200	可量产
中智电力	中国	160	可量产
晋能科技	中国	100	可量产
Kaneka	日本	30	可量产
钧石能源	中国	600	可量产
共计		3280	
汉能薄膜发电	中国	600	试验
通成股份	中国	450	试验
江苏某公司	中国	200	试验
3 Sun	意大利	200	试验
EKoRE	土耳其	200	试验
共计		1650	

据不完全统计，截止至2019年，全球可量产的异质结产能约3280MW，另有1650MW的产能尚处于试验阶段，异质结产业路线图开始清晰。2020年异质结可量产产能排名前四的企业中，REC、HEVE纷纷宣布扩产，加速产能扩张。从企业规划产能时间节点来看，2021年异质结将有大规模产能落地，2022年产量将得到大幅提升。

海外光伏企业另寻“新赛道”

对于变革节奏较快的光伏行业，在技术迭代大洗牌中，竞争能力下降的老牌光伏企业，不得不另寻“新赛道”开辟新的业务增长点，这点在此次扩张的企业中表现尤为明显。

深陷债务危机的美国多晶硅企业REC，在业务陷入停滞，转而投身于异质结“新赛道”。2019年10月其宣布位于新加坡的600MW异质结电池产线开始量产，这是全球第一个0.5GW以上的量产HJT项目。此次量产的成功，大大提振了REC大幅加速发展HJT电池的信心，希望依靠异质结

产线能带来新的业务增长。

无独有偶，宣布进军异质结组件的海外龙头光伏设备制造商梅耶博格，随着其在钝化发射极和背面电池(PERC)设备领域竞争能力不断下降，也宣布退出设备竞争，转身投入具有一定技术领先优势的 HJT 电池和组件生产，依托新技术重新抢占市场高地。

光伏技术行业壁垒增高

值得注意的是，为保持技术优势，梅耶博格宣布不再向第三方共享其异质结电池(HJT)设备未来的改进成果，计划实施“专属”业务模型，独家采用其领先技术，以技术手段加固企业护城河。而根据世界著名的 Fraunhofer ISE 研究所专家证明，Meyer Burger 的异质结/ SmartWire 技术至少已在全球占据了三年的技术领先地位。

而 REC 设备选择和梅耶博格合作，并且为降低梅耶博格的收入风险，REC 提供生产要素，同时作为回报，可获得梅耶博格特定 HJT 和 SmartWire Connection 技术的保护，使其相比市面上其他商品更有竞争力。

由于异质结电池对设备及工艺专业性的要求非常高，并且目前异质结工艺技术和设备技术均存在较大的差异，这在未来行业发展过程中，可能会体现在价格、技术、效率等方面的差距，这也是异质结技术未来的核心竞争力和技术门槛。

异质结技术正在加速到来，从光伏行业发展历史来看，每一轮技术的变革，带给行业的变化都是颠覆式的，异质结技术或将成为下一个拐点，带领光伏行业进入全新的竞争格局。

北极星电力网 2020-07-31

亚太地区单体最大光伏项目建成投运

2020 年 5 月 27 日，由中国电建贵阳院 EPC 总承包的越南虹峰 1A&1B 光伏发电场升压站成功带电，各光伏方阵将陆续并入发电。该项目从开工到投运仅用不到 7 个月的时间，创造了越南新能源开发的新记录。

项目为装机 325 兆瓦的巨型光伏发电场，占地 6000 亩，由 50 个光伏方阵、近百万块光伏电板组成，是亚太地区单体最大的光伏项目。其中，光伏板由约 16 万根钢筋混凝土预制桩支撑、约 2200 公里的集电线路连接。

项目负责人介绍，项目建成后，每年可为当地电网提供 5.2 亿度清洁能源，节约标煤 17.5 万吨，减少二氧化碳排放 43.9 万吨，将有效缓解当地发电项目小而散、清洁能源占比低的局面，加快优化当地能源结构、促进当地经济社会快速发展。

能源合作是“一带一路”建设的重点。随着“一带一路”倡议的深入推进，中国电建贵阳院全力推进企业国际化进程，“走出去”的步伐越发强劲。凭借技术、工程总承包、运行服务等在内的全产业链能力，中国电建贵阳院坚持“精细勘测、精品设计”，将中国理念、中国模式、中国技术落户当地，一座座新能源地标拔地而起。

2018 年，随着阿根廷 Helios 风电 EPC 合同的签订，中国电建贵阳院实现了国际风电 EPC 项目零的突破，项目群含 5 个风电场，总装机为 354.6 兆瓦。中国电建贵阳院充分发挥技术优势，大力推进项目建设，2020 年 2 月 8 日已实现 51.2 兆瓦装机并网发电，预计 10 月实现新增 98.6 兆瓦并网，年底实现剩余全部装机并网发电。

加快步伐“走出去”。中国电建贵阳院以“高端切入、规划先行”战略为引领，积极参与《东盟 10 国可再生能源管理体系研究》《中非电力合作规划》等科研课题，开展越南、刚果(金)、阿根廷、沙特等重点国别市场研究，由“盯项目”转变为“盯需求”，由“借船出海”拓展到“造船出海”，发挥设计院优势，从规划入手，前瞻性策划项目，加强与金融机构、平台公司合作，引领、培育勘测设计及 EPC 业务。

“走出去”的过程中，中国电建贵阳院聚焦越南、刚果(金)、坦桑尼亚、沙特、阿根廷等重点国别，

以“总部统筹+区域靠前+专业支撑”为发展架构，靠前经营，参与了中国电力建设集团公司越南、刚果(金)等多个国别的联合营销工作;加强国际项目 QHSE、工期、成本管控能力，加强属地化建设，打造适应国际商务、标准和惯例的人才队伍。2020 年 3 月，中国电建贵阳院新签越南 18NX 光伏发电 EPC 项目，项目已于 4 月 15 日开工建设;6 月，又新签阿根廷 Neuss 光伏发电项目。

坚定不移地“走出去”，中国电建贵阳院国际业务提前一年实现了“十三五”末合同额及营业收入占比达到三分之一的目标，基本形成了国际业务水电水利、新能源和装配式建筑 3 个业务板块格局，形成了差异化竞争优势，国际业务逐步迈上快速稳定发展阶段。(来源：贵州日报)

贵州日报 2020-07-24

光伏组件跨入“600W+时代”

日前，39 家涉及光伏产业链上、下游的硅片、电池、组件等各环节企业组成 600W+光伏开放创新生态联盟。联盟刚刚成立几天，7 月 16 日，在江苏常州，联盟牵头企业之一天合光能即正式推出 600W+至尊组件，宣告光伏行业步入“600W+时代”。

为何选择 210mm 尺寸硅片

从今年初开始，光伏行业飞跃式进入“500W+时代”，而平价时代的全面到来对产品也提出更高的要求。仅仅时隔几个月，光伏行业便站到了“600W+”的门槛。

据天合光能产品战略及价值管理负责人张映斌介绍，600W+至尊组件采用 210mm 尺寸硅片、高密度封装、MBB 多主栅等多项最具前瞻性创新型技术，组件光电转换效率最高可达 21.4%。具有更广阔的 BOS 降本空间。

600W+至尊组件选择 210mm 尺寸硅片，而不是 182 mm 尺寸硅片，这更增添了人们关于“600W+联盟”对抗“M10”阵营的遐想。

在张映斌看来，210mm 的硅片作为目前市场上可量产的最大尺寸硅片，其功能稳定。“就目前的技术而言，我个人认为行业会在 210mm 硅片上停留相当长的一段时间，直到半导体和电池设备突破，硅片尺寸才有可能更进一步。”

产业链支撑有待增强

据了解，天合发布的至尊电池组件，是由 5 列、3 分片封装组成的，但是，行业认为，最优封装方式必是偶数列，奇数的封装方式需增加一条“跳线”以凑成回路，这一条“跳线”会增加成本，同时会使得玻璃、EVA、背板整体增宽 1.2cm,并且额外多消耗一条总长 2 米的汇流条。行业分析师认为，这将导致组件最终成本上升，从而影响其市场竞争力。

针对外界担忧的成本增加问题，张映斌回应称，一旦硅片变大，通量就会节省，上游产业链价格就会整体下降。“既然敢发布 600W+新品，说明其中的关键问题已经解决。业内担心的所有短板问题，都已经不是问题。”

“未来发展过程中，600W+联盟很可能会找到一个来自买方和卖方的平衡点，这样才能把产业链做大。”张映斌毫不迟疑地表示，“600W+联盟在推荐新产能的同时，会促使整个产业链走向成熟，挖掘每一家企业的降本空间，让每一位参与者都可以盈利。”

在张映斌看来，600W+联盟最需要担心的不是产业链能否支撑的问题，而是支撑到何种程度的问题。“目前来看，一年 10 吉瓦的产能是不够的，需要扩张到 30-50 吉瓦。”

“除了产业链支撑度外，我认为 600W+组件所有的短板都已经补齐了。”张映斌嘴角露出一抹微笑。

以降低度电成本为终极目标

“虽然业界对 600W+有各种各样的议论，对联盟有无数种猜想，但是我相信通过产业链各环节的通力合作，基于全新技术平台的 600W+至尊组件产品将在应用端进一步降低新能源发电的度电成本，实现客户价值的最大化。而受益于低电压、大电流，今后，组件可以突破 700W+，甚至 800W+。”

张映斌在发布会上神态轻松地说。

天合光能副总经理、常务副总裁曹博表示：“打造一款好的组件产品，需要经过产业链各个环节的周密考量，从而以综合竞争力取胜，同时，以客户价值最大化作为组件功率及系统发电量提升的终极目标。作为 600W+光伏开放创新生态联盟成员之一，天合光能将与行业同仁携手共创，一同促进光伏产业的可持续发展。”

据透露，预计今年第四季度，天合至尊组件整体产能将达到 10 吉瓦，2021 年和 2022 年可分别达到 21 吉瓦和 31 吉瓦。

韩逸飞 中国能源报 2020-07-20

太阳能电池光电转换效率突破 10%

记者 26 日从中国科学技术大学获悉，该校陈涛教授、朱长飞教授团队与合作者合作，发展了水热沉积法制备硒硫化铟半导体薄膜材料，并将其应用到太阳能电池中，实现了光电转换效率 10% 的突破。这一成果日前发表在《自然能源》上。

硒硫化铟是近年来在光伏领域应用的一种新兴光伏材料，其带隙在 1.1—1.7 电子伏特范围内可调，满足最佳的太阳光谱匹配。同时，硒硫化铟具有较高的吸收系数，500 纳米左右厚度的薄膜即能达到最佳吸收。因此，在超轻、便携式发电器件方面也具有潜在的应用。

鉴于硒硫化铟具有良好的稳定性和丰富元素储量，光电转换效率的进一步提升有望推进应用。这一研究成果所发展的水热沉积法在超临界的状态下水热沉积可以生成致密、平整且横向元素分布均匀的光吸收薄膜，从而有利于载流子的传输，结合光吸收、阴阳离子比例的调控以及点缺陷的控制，最终实现了光电转换效率的突破。从材料制备的角度来看，这项研究发展的水热沉积法是一种简便、低成本的薄膜制备方法。

《自然能源》审稿人给予该工作高度评价，认为这是一个里程碑式的效率，为硒硫化铟太阳能电池的发展带来新的曙光。

吴长锋 科技日报 2020-07-27

利用光合作用提供新能源以德合作研发生物光电化学电池

以色列理工学院和德国波鸿大学的两个研究小组表示，他们正在研究将光合聚光复合物的光吸收能力与光系统II的电化学能力相结合，以此获取可再生清洁能源，即利用光合作用为未来开发可再生清洁能源。

在自然界，细菌、藻类和植物经过演化后，其类囊体膜中存在着光系统II（PSII），是自然光合作用的产物，能够有效地通过光合作用将太阳能转化为化学能。研究人员表示，他们试图利用植物膜水分子获取电子释放的能来产生清洁燃料源，这也是人们所说的生物光电化学电池（BIOcells）。

以色列理工大学在声明中说，人们正力图用清洁能源替代化石燃料，丰富和无污染的太阳能被视为极具特别价值的能源。生物光电化学电池属于可再生能源领域的创新概念，旨在半自然、半人为地利用自然过程来开发清洁、负担得起的高效能源。

研究人员在发表于《材料化学 A》杂志上的论文中称，他们的新发现有望成为人类在制造太阳能生物光电化学电池方面的重要进步，而这种电池将是未来主要的清洁能源。

为了在人工环境下实现生物光电化学电池的光生电过程，两个团队开发了一种由两种成分组成的生物电极，其中包括将 PBS（一种聚光蛋白）和 PSII 多蛋白复合物功能性相连接，有些是跨物种结合。这种连接的工作难度相当高，但研究人员利用交联剂成功实现了连接。这种交联剂具有两个或多个反应端，能够以化学方式附着蛋白质。

研究人员表示，PBS-PSII 相连后与其他物质组成的电极提高了光电转换效率，与 PBS 单独作为

电极物质相比，两者相连的绿光间隙单色光子电子转换效率（IPCE）最高达到了 10.9%。分离 PBS 和 PSII 的技术分别由德国和以色列的研究小组完成，他们共同将两者整合到生物光电化学电池研究中。

以色列理工大学表示，他们研究中所涉及的蛋白质连接和组装能力代表了开发生物太阳能电池的重大突破。这意味着人们可以将不同物种的蛋白质复合物进行功能性组合，以建立集不同物种所长的半人工系统。

总编辑圈点

利用生物光合作用产生可再生能源，理论上讲大有可为——有机体参与到光合作用过程中，其产生的能量完全可以为光伏板供电，而且生物生长迅速，往往只需要极少的阳光和水即可，甚至有科学家认为，这项技术有望在未来与硅基太阳能板相媲美。现在科学家突破性的进行了不同物种蛋白质的连接和组装，或打开了生物光电巨大前景的一扇窗。未来或可看到藻类苔藓的生物光电走入实际应用，点亮你我桌前的一盏灯。

科技日报 2020-07-16

国外专家研究：生产太阳能电池的新途径

卢森堡大学的物理学家与国际科学家一起研究了太阳能电池材料的氧化过程，其结果可能会改变目前生产太阳能电池的方式。该研究已于 2020 年 7 月发表在著名的《Nature Communications》杂志上。

相界是材料性能的关键点。研究团队刚刚发现，当用于太阳能电池的材料靠近相界时，氧化过程中产生的破坏远不止是氧化。

该论文的发表是物理与材料科学系(DPhyMS)内由 Phillip Dale 教授领导的能源材料实验室(LEM)和 Susanne Siebentritt 教授领导的光伏实验室(LPV)之间为期四年的研究项目和富有成效的合作成果。该项目由 Diego Colombara 和 Hossam Elanzeery 成功实施，他们当时分别是卢森堡大学的博士后研究员和博士研究员。

什么是太阳能电池材料的相界？

"当冰融化并变成水时，它会跨越一个相界。在这种情况下，是温度使材料跨越了相界。在化合物半导体中，如太阳能电池中使用的硒化铜铟，是成分使材料跨越了相界。在理想的晶体中，Cu 和 In 一样多，当 Cu 比 In 多时，材料的相位与 Cu 比 In 少时的相位不同。"

如何控制这种变化？

"我们可以通过沉积工艺来控制。很久以来，我们就知道，当材料氧化时，比如我们在空气中放置时间过长，就会形成氧化铟。现在我们发现的是：当富含 Cu 的材料氧化时，不仅会形成氧化铟，而且会变得过于富含 Cu。所以，Cu 必须离开材料。而在这样做的过程中，它就会带走硒，形成新的缺陷，即硒空位。而这些对太阳能电池是不利的。这一见解不仅对我们制造太阳能电池的方式很重要。硒化材料在数据存储、发光和通信方面也有其他应用。这些发现也将与那些其他呈现类似相界的硒化物或硫化物有关。"

如何打造更好的太阳能电池？

"我们现在已经知道了太阳能电池中出现这些破坏性缺陷的根本机制，并且已经发现，一旦这些缺陷形成，通过从外部强行注入过量的硒，就有可能部分叫停这些缺陷。在此知识基础上，我们将设计出能完全防止缺陷形成的制造方法，作为我们更高效的太阳能转换路线图的一部分。"

论文标题为《Chemical instability at chalcogenide surfaces impacts chalcopyrite devices well beyond the surface》。

科技报告与资讯 2020-07-24

李俊峰：“十四五”期间光伏年均装机 50GW 是较为理智的选择

2004 年开始，光伏发电成为全球增长最快的发电电源，增速一直维持两位数的增长。2019 年累计装机接近 7 亿千瓦，当年新增 1.2 亿千瓦，是新冠肺炎受冲击最小的发电电源，一季度中国煤电同比下降 8%，光伏发电同比增加了 25%。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心首任主任李俊峰 7 月 22 日在光伏行业 2020 年上半年发展与下半年形势展望研讨会上针对“十四五”能源规划进行了深入的探讨，他指出，从历史的发展经验看，“十四五”期间，能源增量 5 亿吨标煤是大概率事件，即 2025 年能源总需求大约在 53 亿吨标煤以内，18%的非化石能源占比，光伏只有每年 25GW 的发展空间，20%非化石能源占比的条件下光伏的发展空间也只是 55GW，因此必须力保非化石能源占比不低于 20%。

同时，李俊峰强调，要慎提新增部分全部由非化石能源来承担。从发展前景看，水电、核电和生物质发电基本定型，每年不会超过 800 亿千瓦时，其余的任务几乎全部由风电和光伏发电来承担，地热、太阳能热利用和沼气等热利用还微乎其微，光伏发电在“十四五”期间年均装机争取在 50GW 左右是比较理智的选择。

“十四五”的时代背景

党的十九大为我国现代化进程划分了三个阶段，全面建设小康、现代化国家初步建成和现代化国家全面建成，“十四五”是我国全面建成小康社会之后，迈向新时代的开篇，能源发展需要满足三个方面的要求：高质量发展的要求、生态环境全面改善的要求和应对气候变化的要求，以及国家能源供应安全的要求，为构建清洁低碳安全高效能源体系奠定基础。

自 2013 年打响污染发展攻坚战 7 年来，我国的环境治理有了大幅度的改善。PM2.5 从 2013 年的平均 70 微克，下降到 2019 年 40 微克，蓝天白云不再稀缺。但是环境污染深层次的锚段没有解决，环境质量改善还不稳定，臭氧等富贵病凸显。“十四五”开始打响生态环境质量全面改善的攻坚战，控制化石能源消费，提高清洁能源比重是环境保护对能源的要求。

根据我国向联合国提交的自主贡献的额承诺，2030 年左右二氧化碳排放达峰并尽早实现，非化石能源占比提高 20%以上，GDP 的碳强度比 2005 年提高 60-65%。

2020 年世界各国要向联合国提交面向本世纪中叶的国家低排放发展战略。目前全球已经有 125 个国家向联合国提交了国家战略，其中有 70 多个国家提出了碳中和深度脱碳为目标的国家低排放战略，欧盟 2050 年温室气体排放将比 1990 年减排 85%以上，日本比 2011 年减少 85%以上，美国比 2005 年减少 85%以上，墨西哥 2050 年深度脱碳，2075 年碳中和，我国也在编写自己的国家低排放战略，至少是到 2050 年左右也深度脱碳。

习近平同志 2014 年倡导中国能源革命，逐步摆脱对化石能源的依赖，特别是对煤炭的依赖。2019 年中国煤炭占比从 2013 年的 68%下降到 2019 年 57%，煤电占比从 2013 年的 72%下降到 2019 年的 62%。2020 年习近平同志对能源革命提出了更高的目标，能源低碳发展关乎人类未来，把能源转型与人类的未来联系起来。

“十四五”能源发展规划的关键问题的思考

我国自 1952 年开始每五年做一次五年国民经济发展纲要，能源是规划的重中之重，第一个五年计划规划了 156 个大项目，其中能源占了 50 个，接近 1/3。过去的能源规划都是“巧妇难为无米之炊”，经过 40 多年的改革开放，能源供需平衡度过比较宽松的阶段，能源发展将从有水快流，走向平衡发展，“十四五”是我国全面建成小康社会，开启现代化新征程的开篇之年，能源如何适应高质量发展转型是新形势下能源规划的重点。

“十五”、“十一五”、“十二五”时期和“十三五”前四年我国能源消费的增量分别是 11.4、9.7、7.4、5.6 亿吨标煤，即平均每一个规划期能源消费增量下降 1.7 亿吨。同期，我国亿吨标煤能源增量的 GDP 产出来看问题，分别是 0.8、2.3、3.7 和 5.4 万亿元人民币，平均每五年提高 1.5 万亿人民币。

“十一五”开始的经济质量转型和可再生能源法的实施推动了能源的转型。“十五”、“十一五、

"十二五"时期和"十三五"前四年,电力在我国能源消费的增量中电量的占比逐步提高,分别是 35%、45%、63%和 85%。煤炭对能源增量的贡献力不断下降,分别是 55%、43%、22%和 9%,煤电对社会用电量增量的贡献不断下降,分别是:80%、74%、50%和 35%。

2005 年以前我国的非化石能源总量占比还有发电量占比都基本止步不前,停留在 8%左右的水平上。2010 年以后发生了根本性的改变,非化石能源发电量从 19.2%提高到 2019 年的 31%,非化石能源比重也从 9%左右提高到 15.3%。2016 年国家提出了 2030 和 2050 非化石能源占比分别提高到 20%和 50%左右的目标,2050 年近零排放或深度脱碳也进入讨论的视野。

李俊峰指出,“十四五”能源转型的步伐应该加快,发展总基调是高质量发展转型,能源也需要高质量发展。能源高质量的发展的叁个要素分别是,总量和增量要与历史比较,增量不要超过 5 亿吨标煤;非化石能源占比要不断提高,可能预期提前实现 20%的目标;可再生能源,特别是风电和太阳能发电要担当主力,风电平均每年新增 2500- 3000 万千瓦,光伏发电 5000-6000 万千瓦,甚至可以再高一点。

索比光伏网 2020-07-24

科学家研发太阳能液流电池:转换效率达 20%

虽然太阳能作为一种可再生能源可谓是取之不尽,但整套设备下来并不便宜,并且转换效率降低。现在,科学家研发了一种全新的太阳能电池,有望改变这一局面。

7 月 14 日,据外媒报道,由美国威斯康星大学麦迪逊分校领导的一个国际研究小组已经研发出一种耐用的太阳能液流电池,其造价更便宜,并且转换效率也更高。

研究小组使用理论建模方法来确定哪些化学物质可以在理想电压下工作,从而最大限度地提高效率。通过结合了几种现有技术,研究人员发现一种基于硅和钙钛矿串联太阳能电池与液流电池搭配使用。这种电池不仅是高效的,而且应该是便宜和简单的,可以扩大到家庭使用。

研究人员发现全新的太阳能液流电池的转换效率高达 20%,而普通的钙钛矿电池光电转换效率只有 18%左右。此外,该装置能够在数百小时和充放电周期内保持高效率 and 大部分容量,这使它比其他流动电池的寿命长得多。

下一步,研究人员将进一步研究太阳能液流电池,以带来转换效率更高、更廉价以及能够大规模使用的液流电池。

快科技 2020-07-16

海洋能、水能

首台 500 千瓦波浪能发电装置“舟山号”交付

本报讯 自然资源部支持的“南海兆瓦级波浪能示范工程建设”项目首台 500 千瓦鹰式波浪能发电装置“舟山号”近日正式交付中国科学院广州能源研究所。

“舟山号”由中科院广州能源所研发设计,招商局重工(深圳)有限公司建造,是我国目前单台装机功率最大的波浪能发电装置。

据介绍,为解决海洋开发供电难题,培育海洋战略性新兴产业,自然资源部设立海洋可再生能源项目“南海兆瓦级波浪能示范工程建设”,在珠海市大万山岛开展兆瓦级波浪能示范场的建设。本次交付的 500 千瓦波浪能发电装置是该波浪能场的首台进场装置,拥有中、美、英、澳四国发明专利,设计图纸获法国船级社认证。

中科院广州能源所相关负责人表示,后续将联合中国南方电网有限责任公司、招商局工业集团

有限公司等相关单位，开展波浪能发电技术的工程化、实用化和规模化研发工作，积累波浪能装备并网运维经验。

荆淮侨 中国能源报 2020-07-20

风能

“百万千瓦级”海上风电基地乘风而来

近日，在离岸 50 公里以上的如东东部黄沙洋海域，随着直径 5.5 米、长 71.5 米，重达 666 吨的 37 号单桩基础稳稳“嵌入”大海，三峡新能源如东 800MW 海上风电项目主体工程正式进入全面开工阶段，也预示着三峡集团在江苏地区建成“百万千瓦级”海上风电基地的进程又向前迈出了一大步。

“6 月 8 日，江苏海力风电设备科技有限公司制作的 15 号单桩也已从该公司配套码头发出，如果海况好，这两日便能完成沉桩施工。”三峡新能源如东有限公司副总经理刘宇告诉记者，15 号单桩长 73 米，重 681 吨，这将是该项目在海上“扎下”的第 15 根单桩。据了解，自 2 月份三峡新能源如东 H6(400 兆瓦)、H10(400 兆瓦)海上风电项目在小洋口陆上换流站举行开工动员仪式以来，该项目两个海上风电项目主体工程已顺利完成 14 根单桩基础施工，累计完成 18 根单桩制作，另有 28 台单桩基础正在同步制作中。与此同时，项目团队通过积极对接当地政府主管部门、协调各参建单位，于 5 月底顺利取得海事主管部门水上水下活动许可证，为项目主体工程顺利开工创造了良好条件。

作为国内单体容量最大的海上风电项目之一，三峡新能源如东 800MW 海上风电项目规划建设 H6、H10 两座风电场，计划安装 200 台 4 兆瓦风机。“两座风电场离岸距离分别为 50 千米、63 千米，由于项目所处海域地质条件复杂，海况环境恶劣，离岸距离较远，可作业窗口期短，使得施工推进有难度。”刘宇告诉记者，为克服不利影响，项目工程建设团队深入研究水文、气象、地质等因素对沉桩的影响，合理选择和锁定基础施工船机设备，组织各参建单位制定基础施工专项方案及多项辅助措施和应急预案，施工前现场组织召开预备会，针对机位点地质情况制定相应“防溜桩”预案及垂直度控制措施，确保单桩基础施工顺利进行。

据了解，三峡如东项目是国内首个 400 千伏柔性直流输电海上风电项目，直流海缆输电距离超 100 公里，是目前国内电压等级最高、输送距离最长的柔性直流输电海缆。该项目全面建成投运后，年上网电量可达 24 亿千瓦时，能够满足约 99 万户家庭年用电量，具有重要经济效益、社会效益和生态效益，也将为如东打造千亿级绿色能源产业、实现海上风电全产业链发展作出积极贡献。

能源界 2020-07-20

世界首台电压源型风电机组成功并网

7 月 9 日至 11 日，世界首台电压源型风电机组在国家能源大型风电并网系统研发（实验）中心张北试验基地完成并网调试。经过一周多的考验，截至 7 月 16 日，电压源型风电机组平稳度过测试期，在国际上首次实现稳定运行。

风电并网从“跟随式”到“形成式”

我国是新能源装机最多、发展最快的国家，如何构建以新能源发电为主力电源的新型电力系统已成为能源领域面临的重大科学与工程问题。

“2019 年全国风电新增并网装机 2574 万千瓦，累计装机 2.1 亿千瓦。风电已成为多个省网区域内的第二大电源，正经历由补充性能源向替代性能源的角色转变。”中国电科院新能源中心副主任秦世耀在接受记者采访时表示，随着风电渗透率不断提高以及特高压输电项目的逐步投运，电力系统的网源结构与运行方式正发生着深刻变化，高比例风电接入电力系统增大了系统调压、调频压力，

风电大规模集中接入地区电网运行风险加大，安全裕度降低，提升大规模风电的“电网友好型”控制水平已迫在眉睫。

为满足大规模风电接入后电网的安全稳定运行需求，围绕高渗透率风电电力系统高度电力电子化伴生的系统频率和电压稳定等的核心问题，中国电科院依托国家重点研发计划项目“大容量风电机组电网友好型控制技术”，联合整机制造企业运达风电、风电变流器制造企业阳光电源、合肥工业大学等形成产学研联合攻关团队，开发了电压源型风电机组，摆脱了传统电流源型风电机组“跟随式”的控制思维束缚，开拓了电压源型风电机组“形成式”的新格局。

为百分之百新能源电力系统提供支撑

“电压源型风电机组的成功研发，突破了传统控制模式下电网的风电极限装机容量限制，拓展了风电的市场容量和应用前景，为实现百分之百新能源电力系统提供了重要的装备与技术支持，对构建我国清洁低碳、安全高效的现代能源体系意义重大。”秦世耀强调。

“不同于跟随式并网控制，电压源型风电机组通过模拟同步发电机组转子运动方程，直接控制其输出电压幅值和相位，具有自同步电网特性，属于‘形成式’并网控制。”秦世耀介绍，其能够主动支撑电网频率/电压稳定，并对系统提供惯量/阻尼支撑，对外呈现电压源控制特性，特别适用于新能源占比较高的弱电网环境，甚至是独立组网运行。

此外，据中国电科院新能源中心相关负责人解释，一直以来，风电等新能源发电通过快速控制的电力电子变流装置并网，属于电网“跟随式”控制，其不主动响应系统频率/电压变化，缺乏主动支撑能力，仅适用于以同步机为主导的电网环境。随着风电的进一步发展，系统的常规同步发电机组被风电机组大量替代，高比例风电系统稳定水平持续下降，在大功率缺失或系统故障情况下，极易引发系统解列与崩溃事故。而在以新能源发电为主导电源的新型电力系统中，风电若要取代常规同步发电机组的主导地位，就将必须承担起建立系统电压和维持系统实时能量平衡的义务。

使风电具备组网和调节电网能力

“电压源型控制改变了原有的风电机组控制逻辑，需要从变流、主控电控系统以及机械载荷优化等角度开展全面攻关。”秦世耀告诉记者，在电压源型风电机组的研发过程中，项目团队攻克了多个技术难关。

针对如何化解电压源型风电机组输出有功功率的稳态和动态特性的调节矛盾，秦世耀表示，项目团队召开了多次技术研讨，部署了从“机理研究—数字仿真—半实物试验”研究路线，最终通过优化控制环节，加快功率响应，补偿系统阻尼，增加动态调节自由度，实现了风电机组有功输出动态和稳态特性的解耦。又比如，电流源和电压源无缝切换问题，频率大扰动下的功率超限问题等，项目团队都逐一突破，并积累了丰富经验。

“此次研发的电压源型风电机组顺利并网，标志着世界首台电压源型风电机组横空出世，我国具有完全自主知识产权的风电装备已引领世界科技前沿。”秦世耀坦言，电压源型风电机组是面向高比例风电电力系统设计的主力装备，具有自主支撑电网频率、电压的天然优势，在未来以新能源为主力电源的电力系统中将承担组网及调节任务，此外，在微电网领域也有广阔的应用前景。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-07-27

亚洲单机容量最大海上风电机组并网发电

本报讯 7月12日，由中国东方电气集团和中国三峡集团联合开发的我国首台10MW海上风电机组在福建兴化湾二期海上风电场成功并网发电，这是目前我国自主研发并投入运行的单机容量亚洲地区最大、全球第二大的海上风电机组，刷新了我国海上风电机组单机容量新纪录。它的成功并网标志着我国已完全具备10兆瓦级大容量海上风电机组自主研发、制造、安装能力，实现历史性跨越，跻身世界第一方阵，是实现海上重大装备国产化，打造海上风电大国重器的重要成果。

该10MW风电机组是具有完全自主知识产权的最新一代大容量海上风电机组，采用水平轴、三

叶片、上风向、变速变桨双驱调节、中压电气系统、外转子永磁同步发电机、全功率变流的总体方案，针对福建、广东等海域 I 类风区设计，机组的环境适应性、设备可靠性、风能利用率得到极大提高，具备超强抗台风能力。

机组轮毂中心高度距海平面约 115 米，近 40 层居民楼的高度，叶轮直径 185 米，相当于 3 台波音 747 并排的宽度，风轮扫风面积相当于 3.7 个标准化足球场。在年平均 10 米/秒的风速条件下，单台机组每年可以输送出 4000 万度清洁电能，可满足 20000 个三口之家 1 年的家庭正常用电，可以减少燃煤消耗 13000 吨，二氧化碳排放 35000 吨。

10MW 机组的研发、生产和投入使用，可大幅降低基础、征海、安装、海缆及后期运维成本，促进海上风电度电成本降低，也有利于减少风电场用海面积，提高海洋利用率，促进海上风电高质量发展。

该机组在兴化湾二期项目通过试验验证后将进行批量化生产，并逐步在福建百万千瓦级风电场以及国内外更大范围的海上风电场中推广应用，以助推国家能源变革，实现绿色发展。

陈雯 中国能源报 2020-07-20

广西发改委核准了总装机 290 兆瓦的 4 个风电项目

近日，广西发改委处发布消息称，已核准了总装机 290 兆瓦的 4 个风电项目，分别为：

1. 钦北区古道岭风电场一期工程项目。风电场位于钦州市钦北区小董、平吉、板城、青塘等乡镇，项目单位为钦州古道岭风能有限公司。项目总投资为 44000 万元，风电场一期工程建设容量为 50 兆瓦。

2. 钦北区百浪岭风电场二期工程项目。风电场位于钦州市钦北区大寺、大直、那蒙、大垌等乡镇，项目单位为广西钦州金源新能源开发有限公司。项目总投资为 71000 万元，风电场二期工程建设容量为 80 兆瓦。

3. 贵港市高传风力发电项目。风电场位于贵港市覃塘区三里、五里等乡镇，项目单位为贵港市高传风力发电有限责任公司。项目总投资为 50000 万元，风电场工程建设容量为 60 兆瓦。

4. 合浦石湾风电场工程项目。风电场位于北海市合浦县石湾等乡镇，项目单位为远景能源有限公司。项目总投资为 77542 万元，风电场工程建设容量为 100 兆瓦。

广西发改委在批复中强调，所有 4 个风电场项目自核准决定发布之日起 2 年内未开工建设，需要延期开工建设的，项目单位须在 2 年期限届满的 30 个工作日内，向广西发改委申请延期开工建设。开工建设只能延期一次，期限最长不超过 1 年。在 2 年期限内未开工建设也未按照规定向广西发改委申请延期，核准文件自动失效。

电缆网 2020-07-24

日本未来 10 年拟新建 30 个海上风电场

据《日本经济新闻》网站报道，日本经济产业省日前宣布，因低碳转型的压力日益加大，计划在未来 10 年内建设 30 个海上风力发电场。

日本经济产业省表示，从 2021 财年开始到 2030/2031 财年，每年将批准总装机量为 1 吉瓦的 3—4 个海上风电项目，总共将批准 30 个，累计装机量为 10 吉瓦。

据了解，日本目前只有 4 个海上风力发电项目，总装机量为 20 兆瓦。业内人士曾指出，作为一个四面环海的岛国，日本风力发电的潜力十分可观，然而此前，日本却过于依赖化石燃料发电。去年，日本实施了一项名为《海上风力发电促进法》的法案，以促进海上风电市场的发展。日本政府的目标是到 2030 年，可再生能源占总发电量的 22% 至 24%。

据悉，目前，上述规划中已有一个项目开始公开招标，另有 3 个将于今年秋季招标。

此外，日本经济产业省还计划修改电力上网规则，取消对绿色电力的限制，以增加可再生能源发电。有消息人士透露，新的上网规则或将于 2021 年开始实行。据了解，此前，为了确保电网稳定，日本允许控制输电网的大型公用事业公司在必要时限制可再生能源电力上网。

仲蕊 中国能源报-中国能源网 2020-07-22

福建海上风电加速发展 迈向“清洁能源大省”

在福建省平潭综合实验区的平原镇上攀村，一座座风车错落有致，高高耸立，在空中舞动，与碧海、蓝天、白云组成了一幅童话般的美丽画卷。

平潭综合实验区位于福建东部沿海。当地有“一年一场风，从春刮到冬”的说法，每年 7 级以上天数有 200 多天，8 级以上有 100 多天。近年来，这源源不断的大风成了当地最宝贵的资源。

正是看中平潭独特的气候条件，平潭青峰风电场 2011 年底开工建设，2013 年初开始投产发电。与火力发电厂不同，风力发电不需要消耗化石能源，只通过自然风带动风机的叶片转动，就能产生电能。

如今，沿着福建海岸线从北到南遍布发电风车，一条绿色能源链跃然成型，成为助推福建发展的强劲动力源。

7 月 12 日，中国首台 10 兆瓦海上风电机组在福建福清兴化湾二期海上风电场成功并网发电，这是目前中国自主研发的单机容量在亚太地区最大、全球第二大的海上风电机组，刷新了中国海上风电单机容量新纪录。

近年来，随着福建迎来“21 世纪海上丝绸之路”核心区、自由贸易试验区等建设的机遇，很多大项目入闽布局，能源形势趋紧。由于能源相对贫乏、水资源开发已接近饱和，风能清洁能源成为福建优化能源结构和电源布局的发力点。

受台湾海峡狭管效应影响，福建风能资源非常丰富。经初步探明，福建省陆地风能资源总储量 4131 万千瓦，居全国前列，技术可开发利用装机容量 773 万千瓦，海上技术可开发容量 575 万千瓦。

丰富的风能资源，吸引境内外企业纷纷闻“风”而动。2015 年，三峡集团与福建省签署合作协议，将海上风电资源禀赋优异的福建作为集中连片规模开发海上风电的重点实践区域。

福建省工业和信息化厅厅长翁玉耀指出，引进国内外顶尖的海上风电装备制造企业入驻三峡海上风电国际产业园，开展大功率海上风电机组的研发制造，建设国家级海上风电研发、检测及认证中心，将产业园打造成世界级先进的海上风电装备研发、生产、出口、检测、运维和人才培养基地。

三峡集团党组副书记、总经理王琳说，该集团把福建作为海上风电装备制造实现产业化、大型化、高端化的集中突破区域，组织各方积极探索自主创新、协同创新模式，推动海上风电装备制造全产业链布局，力争把海上风电技术及其关联产业培育成带动中国清洁能源转型升级的新增长点。

福建海上风电产业发展正不断提速。由福建省发展和改革委员会发布的 2020 年度省重点项目名单中，海上风电项目多达 17 个，海上风电产业园 1 个，其中包括福清华坛海峡海上风电场项目、三峡福建漳浦六鳌海上风电场 D 区项目、福清兴化湾海上风电场项目等。

福建省船舶工业集团有限公司表示，将抓住海上风电“抢装潮”带来市场暴发式增长的有利机遇。今年前 5 个月，该集团海上风电钢构及安装业务承接订单超 35 亿元人民币，其中风电板块以 135% 的完成率提前超额完成经营接单年度目标。

按照规划，到 2020 年底与 2030 年底，福建省海上风电装机规模将分别超过 200 万千瓦、500 万千瓦，成为中国海上风电并网装机前三名省份。国家电网福建电力有限公司相关负责人表示，海上风电加速发展，将替代部分燃煤发电，节省大量煤炭，减少“三废”排放，推动福建迈向“清洁能源大省”。

中国新闻网 2020-07-17

氢能、燃料电池

佛山氢能和燃料电池“逆生长”背后

佛山氢能和燃料电池发展呈“逆生长”态势。近日，在一次氢能产业发展论坛上，佛山市副市长许国如是表示。

据其介绍，佛山氢能发展真正始于 2014 年底，当时发展的基础可以说是一张白纸，不但缺核心技术，也缺氢气来源，人才更为缺乏，但经过 5 年多的发展，现已取得“五个最”成效：

首先，佛山最早引进了加拿大巴拉德公司 9SSL 生产线。通过引进消化吸收商用车技术，形成了佛山氢能产业的核心技术的很重要的路径。

二是佛山最早出台并实施专门的氢能产业扶持优惠政策的地级市和区域。

三是佛山全国拥有最多加氢站的地级市，到现在，可以正式投入运营的有 16 座加氢站。

四是佛山是目前中国最具权威性的中国氢能产业创新标准基地。2018 年 3 月，佛山经过国家市场监督管理总局的技术标准委员会的批准，正式成为中国的唯一的氢能产业标准创新基地，今年下半年，其还将争取中国市场监管总局的验收通过。

五是佛山是中国最多的氢能产业商用车的示范运营城市，目前佛山已有 1500 多台商用车在大街小巷上穿梭运营。佛山正在申请中国氢能产业的示范城市。

佛山在氢能产业的发展上，已经取得一定成绩。成绩背后有怎样的推动力？

许国认为，发展像氢能这样的新产业、推广使用新技术、发展新经济，解放思想最重要，“中国氢能产业的初始阶段，一定要克服三种思维障碍”：

第一种思维障碍是“谈氢色变”。这种思维代表了一种极端保守的行为，甚至认为氢能产业是一种高危险性的产业，甚至和氢弹爆炸联系在一起，所以就“谈氢色变”，根本不敢推进这个产业。

第二个思维障碍是“大鸡不啄小米”。也就是对氢能产业的重要性认识非常不够。实际上从这几年推进工作中越来越证明氢能产业是没有“天花板”的产业，可以说对中国生态环境改造，推动新形势下颠覆性产业取得突破性飞跃作用巨大，用许国常讲的话概括来说就是：“人，没有氧活不了，没有氢活不好”。氢能产业在某种程度上与未来的社会经济生活高质量发展水平密切相关。

第三个思维障碍是“叶公好龙”。实事求是评价中国地方政府这几年在推进氢能产业中，呈现“六多”：首先是口号多、目标多；其次是思路多、规划多；最后是展览多、论坛多。应该说这些都有必要，但过多就会危害这产业的发展，这应该是“叶公好龙”的重要表现。

实际上，佛山在 2014 年底开始推进氢能产业，是真正做到大刀阔斧、真抓实干。

首先是敢于花大价钱引进人才，舍得花功夫力气引进有真才实学的氢能人才；

第二是敢于用“轻资产”模式引进成熟实用氢能技术推动产业示范运营；

第三是敢于率先区域示范，打造本地的运营市场。比如，佛山率先在全国打造 1000 台氢能公交车的市场，率先建设 6.7 公里的氢能现代有轨电车的示范线，打造了实实在在示范运营市场推动了产业发展；

第四是敢于超前推动氢能基础设施，尤其是加氢站包括输氢管网的规划建设。

“我们认为发展氢能产业最为重要的是要不断打破这些‘叶公好龙’思想，真正做到这‘四个敢于’。”许国表示。

许国还认为，判断新形势下中国氢能产业推进历程，时间上有个窗口平台期，即从 2015 年到 2020 年这五年，解决从无到有的问题；技术上有个成熟过渡期，即从技术的研发示范到运营推广，解决从有到多、从有到优的问题。佛山已经抓住机遇走过窗口期，进入了运营推广阶段。

佛山在氢能产业的窗口期突破了前面讲的三种思维障碍。现在进入运营推广期后要，许国认为要突出树立三种新的观念：

第一，打破“巧妇难为无米之炊”困局。

佛山氢能产业到 2018 年开始进入正式运营阶段以后，氢气的制备和加注成为了佛山最大的一个瓶颈，其实这也是氢能产业阶段性递进的一个重要标志。

作为氢能产业先行先试地区，对于紧跟的兄弟城市，许国有三个方面的建议：

首先是要突破加氢站行政审批的空白。加氢站的行政审批有四个关键性的许可：一是消防审批许可、第二是特种设备充装许可、三是氢气销售经营许可、第四是氢气化工园区生产许可。

其次，要突破单一加氢建设经营模式，充分做到以油补氢，用油氢电混合加氢站的模式推进建设。据悉，佛山率先在全国做通了中石化、中石油的工作，尤其是中石化，用传统的加油站的改造，建成了中国最早的油氢合建站，而且取得了很好的经济效益。

再次，用“制氢-加氢”一体化站建设，突破化工园区制氢限制。“佛山没有副产氢，可再生能源制氢比较昂贵，外运距离远造成氢气价格偏高，达到 80 元每公斤左右。现实逼迫我们解决氢源问题，一定要突破化工园区这个限制，用“制氢-加氢”一体化模式把氢气价格降下来。”许国表示。

此外，佛山这两年还做了“三步走”的关键性探讨：

首先，是技术上接受应急部门合理化建议，采取天然气重整制氢方式，在加氢站内实行天然气重整制氢，这样做的意义在于用制氢工艺突破了化工园区制氢限制。

第二，采取氢能车经营企业和加氢站建设一体化经营模式，采取“自制自用”方式规避化工园区的生产许可。

第三，采取“子母站”的方式进行制备氢气，突破长距离运输导致氢气价格偏高问题，佛山 16 座加氢站，规划建有 5 座天然气重整制氢的母站，配备 11 座天然气子站，用子母站模式通过三步走协调解决了佛山目前氢气昂贵的问题，达到了 40 元/kg 的平衡点。

第二，要做到“会当凌绝顶、一览众山小”。

许国表示，目前我在政府分工里面，除分管市场监管以外，还重点分管教育。管教育当中，我一直在思考教育最大的成就体现在哪里？从目的上衡量，我认为体现主要是超越，学生一定要超越老师，子女一定要超越父母，部下一定超越上级，这三种超越才能推动人类的进步。

所以，从氢能产业发展角度来看，一定要追求卓越、不断超越、没有最好只有更好。一定要追求最顶级的技术。在技术研发方面，伤其十指不如断其一指，不求面面俱到、四面出击，而是选择一个专门方向形成特色和优势。

“实事求是地说，我们在中国氢能产业技术路径选择方面，我们比较适合中国环境和市场特色，偏向实用技术的运用。”许国说。

佛山很早就选择了巴拉德公司石墨双极板的技术，并把双极板技术推到极致，选择超薄石墨板成为佛山未来氢能发展的一个独特路径，成为技术方面一种极致的追求，当然并不排斥金属板技术。

现在从技术的布局方面，力求做到原型机研究在(外国)，系统集成在内(佛山)，通过做大产品品牌，推动佛山全域、广东全域乃至全国南北全域的示范推广，超薄石墨板电堆和系统集成成为佛山未来氢能产业技术发展的一种极致追求，用这种不断超越精神形成佛山未来氢能产业最大特色。

当然在氢气制备方面，有很多面对市场的最佳技术选择，都要体现出一种“会当凌绝顶，一览众山小”极致追求理念。

第三，倡导“独行快、众行远”。

推动氢能产业，推动氢能产业肯定是弄潮儿做的事，这要有十分的冒险和担当的精神，更要讲究策略和方法，还要有战略上的谋划，更要有政治家办氢的考量，这对政府如此，对企业要求更是如此。

企业在市场竞争中，有对手是难免的，但是如何看待对手，需要有政治家的权衡，借用外交语言来说，就是“没有永远的朋友，只有永远的利益”。对于氢能产业企业来说，头脑中要清醒知道“没有永远的对对手，只有永远的技术”。

在处理这种对手企业当中，要有正确的看待，你的朋友是对你的支持，但你的对手是对你的促

进，你的对手在某种程度上是你的老师，对你是一种推动作用。你的对手的成功与失败都对你来说是种借鉴、对你来说也是种鞭策。

在未来的发展当中，一定要形成一种理念，大家抱团一起行走，不仅逆境中可抱团，顺境中更要能抱团，互相支撑、行稳致远，中国氢能产业才能推动走得更远。所以佛山都是习惯于把自己的经验做法毫无保留地推荐给兄弟城市，把佛山的最好的技术也是毫无保留的介绍支援给兄弟城市。

未来的发展，佛山也需要兄弟城市互相支持、互相促进，不断实现超越，“独行快、众行远”，和各兄弟城市一道团结一致，不断把这新产业推上新台阶，真正使这种氢能产业、氢能车辆成为中国高铁之外的另外一张名片。

比尔盖茨曾经说过：人们总是高估未来 2 年的变化，低估未来 10 年的变革。这句话非常适合于我们评估中国纯电动和燃料电池汽车的发展路径。

许国表示：“我坚信中国人一定能用自己的努力推动人类氢能时代的尽早到来。”

高工氢燃料电池 2020-07-28

全球最大绿色制氢工厂落户沙特

沙特日前和美国空气产品公司（Air Products）达成了“投建巨型绿色制氢工厂”的合作，预计总投资达 70 亿美元。该工厂配有装机 4 吉瓦的太阳能、风能和储能发电系统，2025 年投产后有望实现 650 吨/日的氢产量。为了便于运输和出口，该厂还将应用“氢氨转换技术”，届时还能生产 120 万吨/年的氨。

按照上述规模，这将是迄今为止全球最大的绿色制氢项目，尽管业内普遍质疑其经济可行性，但对于正在推进去石油化转型的沙特而言，这不失为发展可持续经济的一个新契机。

刷新绿色制氢项目规模纪录

沙特国际电力和水务公司（ACWA Power）和沙特智慧城市倡议 NEOM 与 Air Products 达成了此次合作，三方将共同耗资 50 亿美元在沙特西北部工商业新城 NEOM，打造这个由可再生能源供电的绿色制氢工厂，Air Products 还将另外投资 20 亿美元建设氢分销基础设施。

根据协议，三方将平分这座工厂的股权，Air Products 独自拥有并运营氢分销基础设施。预计 2025 年投产后，这座工厂生产的氢将主要用于出口，只有 650 吨的日产量投向沙特本土市场，足以供 2 万辆氢燃料公共汽车使用。

“我们的出口目的地包括欧洲、日本和美国，但这座工厂也服务于沙特，预计最大产量的 5% 会投向本土。”NEOM 能源、水和食品部门负责人 Peter Terium 说，“这座工厂不会进行分阶段投产，而是一次性建成。”

值得关注的是，无论是电力装机还是产氢规模，这座即将落户沙特的绿色制氢工厂，都是迄今全球在运和拟议中规模最大的同类工厂。

Air Products 在一份声明中表示，期待利用成熟技术帮助沙特乃至全球加速实现 100% 绿色能源的梦想。“全球有 2.6 亿辆商用车，如果其中 1% 转化为氢燃料汽车，大概需要 50 座此类工厂。”Air Products 董事长、总裁兼首席执行官强调，“我们为了这个项目研究和讨论了 4 年，目标就是打造全球首个巨型氢生产项目。”

ACWA Power 董事长 Mohammad Abunayyan 指出，ACWA Power 在利用开拓性可再生技术以最低成本提供无碳电力方面拥有良好记录，有信心通过此次合作为沙特绿色制氢贡献力量。

NEOM 首席执行官 Nadhmi Al Nasr 坦言，这将为 NEOM 成为全球氢能应用市场的主要参与者奠定基础。“NEOM 作为沙特经济改革‘2030 愿景’的重要一环，参与打造这个绿色制氢工厂可谓 NEOM 成长的关键项目之一，将为沙特清洁能源和循环经济做出贡献。”

氢氨转换便于运输出口

阿拉伯新闻网指出，这个绿色制氢项目将充分利用沙特充足的太阳光照和风能，每年有望帮助

减少超过 300 万吨的二氧化碳排放量，相当于消除 70 万辆汽车产生的烟雾排放和其它污染物。

值得一提的是，“氢氨转换”也是该项目的一大特色，生产出来的氢将以氨的形式运往全球各个终端市场，之后再重新转化为氢，此举旨在让运输过程更安全、更容易。

据了解，在此项目中，装机 4 吉瓦的可再生能源发电系统为德国蒂森克虏伯公司提供的电解槽供电，之后将水转化为氧气和氢气。Air Products 利用技术从空气中提取氮气，然后通过丹麦托普索的技术将这些氢与氮气结合，最终合成氨用于出口，预计每年有望生产 120 万吨此类氨。Air Products 将是这些绿色氨的独家承购商，负责分销、运输和出口。

蒂森克虏伯化学与工艺技术业务部首席执行官 Sami Pelkonen 指出，全球多国正加速推进氢能经济，水电解成为建立可持续、灵活的能源系统和无碳产业的关键技术，“这为我们开辟了新的市场”。

鉴于全球低碳运输燃料竞争日益激烈，沙特和 Air Products 均有信心在没有补贴的情况下推进并完成这个绿色制氢项目。Air Products 更是强调，政府层面的任何支持都是“锦上添花”。

经济可行性仍待评估

不过，业内普遍对这个“全球最大绿色制氢项目”的经济可行性持怀疑态度。因为相较于灰色制氢，绿色制氢在成本方面的优势并不明显，既需要较低的电价还需要较高的电解槽利用率。

“这个项目存在很大不确定性。投资和规模太大，而且氢氨转换成本效益不高，经济可行性有待评估。”咨询公司伍德麦肯兹高级分析师 Ben Gallagher 表示，“更重要的是，沙特本土可再生能源发电规划后劲不足，政策扶持方面也不到位。”

对此，沙特方面则认为，NEOM 的独特地位将使其能够以具有竞争力的价格为全球生产和供应绿色氢气。其拥有靠近苏伊士运河海上贸易航线的优越地理位置，并以完全依靠新能源供电为最终目标。

法国液化空气集团中东和印度负责人 Olivier Randet 也表示，氢在降低沙特和整个中东碳排放方面具有巨大潜力。“受益于优越的可再生能源条件，沙特是未来低碳氢气生产和出口的理想候选国。”他说，“氢已成为沙特的一种重要资源，除石油精炼外，氢在石化、多晶硅和玻璃等行业的作用也不容小觑。”

此外，Air Products 透露，蒂森克虏伯的高效电解槽也能帮助提高这个项目的效率，其电解能力已达到千兆瓦级别。蒂森克虏伯储能与氢事业部主管 Christoph Noeres 介绍称，全球对能够以低成本生产绿色氢的工业电解需求正在加速上升，千兆瓦级规模的水电解能力十分有必要。“我们提供的电解槽采用预制橇装模块，一个模块每小时可以产生 4000 立方米的氢气，这些单元易于运输和安装，可以组合成数百兆瓦或千兆瓦的项目，反应速度快且操作灵活，系统效率高达 80%。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-07-20

氢能发展现状与前景展望

近期，氢能作为推动全球能源转型的一种可行技术路线，逐渐成为世界能源领域的热点话题，从欧美政府到国际能源署等重要国际组织，都对氢能经济寄予厚望。我国也在今年国民经济和社会发展计划的主要任务中，首次提出要制定国家氢能产业发展战略规划。

全球氢能产业处于快速发展前期，预计随着技术研发和产业资本的持续投入，未来 10~20 年全球氢能产业将迎来快速发展的重大机遇期。

氢能发展潜力再获国际关注

20 世纪 70 年代以来，受石油价格冲击，各国开始关注氢能研发与应用。21 世纪初以来，受全球气候变化和环境问题影响，节能减排和能源清洁化步伐加快，氢能在能源转型中的潜力再次获得人们关注。氢能是理想的清洁二次能源，用可再生能源制氢，用储氢材料储氢，用氢燃料电池发电，将构成“净零排放”可持续利用的氢能系统，成为可再生能源之外实现“深度脱碳”的重要路径。

氢能发展潜力越来越被国际认可，欧美日韩等地区和国家积极制定支持氢能投资政策。截至目

前，占世界 GDP70%的 18 个国家制定了氢能发展战略，全球直接支持氢能源部署的政策总计约 50 项。美国自 2010 年以来，每年对氢能和燃料电池的资助达 1 亿~2.8 亿美元。欧洲燃料电池和氢能联合组织于 2019 年 2 月发布《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》研究报告，提出了欧盟面向 2030 年、2050 年的氢能发展路线图；欧盟委员会于 2020 年 3 月 10 日宣布成立“清洁氢能联盟”；日本将“氢能社会”纳入国家发展战略，2014 年以来先后制定《第四次能源基本计划》《氢能基本战略》《第五次能源基本计划》《氢能与燃料电池路线图》，计划到 2025 年，燃料电池汽车数量达到 20 万辆，到 2030 年达到 80 万辆，燃料补给网络包括 900 个加氢站，是目前的 9 倍左右。

欧美日韩等地区和国家在积极推动氢能发展的同时，相互之间的合作意愿强烈，在 2019 年 G20(大阪)峰会召开期间，美日欧三方签署《关于未来氢能和燃料电池技术合作的联合声明》，致力于未来氢能及燃料电池技术全面合作，引导能源体系向氢能过渡。近日，加拿大正在制定国家氢能战略，以加速推进能源产业清洁转型；而德国则联合法国、荷兰、奥地利、比利时与卢森堡等国，呼吁欧盟尽快就氢能源技术进行立法并增加资金支持。

虽然氢能在能源转型中的潜力再受关注，但全球制氢的最主要原料是化石能源。目前，全球氢气年产量约为 7000 万吨，其中 76%以天然气为原料，剩余部分(23%)几乎都以煤炭为原料，电解法制氢仅占 1%。每年氢气生产共消耗天然气约 2050 亿立方米(占全球天然气总消耗量 6%)，煤炭 1.07 亿吨(占全球煤炭总消耗量的 2%)。尽管化石能源制氢技术相对成熟，但存在碳排放问题，加装碳捕捉与封存装置(CCS)是缓解碳排放的一个措施。随着近年来可再生能源发电成本快速下降，直接利用可再生电力电解水制氢成为关注焦点。

当前，越来越多的国家和机构投入到大型可再生能源制氢的研究与项目开发中。近日，由欧洲氢能组织、沙漠计划、非洲氢能伙伴计划、乌克兰氢能委员会等机构联合发布的《绿色制氢：欧洲 2×4000 万千瓦倡议》提出，在北非和欧洲地区分别建设 4000 万千瓦清洁光伏/风电电解制氢设备和互联互通管道设施，并预计到 2025 年制氢成本可降至 1.62~2.16 美元/千克。全球正在推进中的可再生能源制氢项目规模迅速扩大，从 2019 年 10 月份的 320 万千瓦提高到 2020 年 3 月底的 820 万千瓦，近期新增在建项目的单个容量都在 10 万千瓦及以上，主要分布在澳大利亚、法国、德国、葡萄牙、英国、美国、荷兰、巴拉圭。

面临五大挑战

近年来，氢能作为潜在新兴能源，逐步进入中央和地方政府中长期规划视野。在《中国制造 2025》《能源技术革命创新行动计划(2016-2030 年)》《新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年)》《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》等多个国家规划中，明确提出将“氢能与燃料电池”作为战略重点，《能源法(征求意见稿)》中首次将氢能列入能源范畴。2019 年、2020 年，氢能均写入国务院政府工作报告。在地方政府层面，仅在 2019 年，山东等多个省市就出台了 70 多条氢能和燃料电池汽车激励政策。

事实上，我国已经是世界上最大的氢能生产国和消费国。全球投入运营的煤气化厂达 130 座，其中 80%位于我国。国家能源集团拥有煤气化炉 80 座，年产氢气总量达 800 万吨，约占全球氢气总产量的 12%。2017 年以来，我国氢能及燃料电池汽车产业快速发展，截至 2019 年年底，在建和已建的加氢站有 130 多座，其中 61 座已经建成，投入运营的加氢站有 52 座。目前，我国已形成京津冀、长三角、珠三角、华中、西北、西南、东北 7 个氢能产业集群，相关的产业配套和商业化应用体系也在逐渐探索和完善，在示范运营区域运行的各类汽车近 4000 辆，燃料电池商用车产销和商业示范应用的规模位居国际前列。

尽管我国氢能产业发展已经具备一定基础，但是要破解我国能源发展难题，发挥氢能在我国能源转型中的巨大潜力，还有不少现实问题和挑战亟待解决。

第一是公众认知问题。氢气的化学性质活泼，长期以来，我国一直将氢气作为危化品进行管理，应用领域局限在化学品，未将氢能作为能源管理，公众认知水平较低。事实上，各种实验数据表明，氢气的危险系数低于油气。只要具备较强的技术支撑和安全运行管理能力，按照规范操作和使用，

氢的安全性是可控的。

第二是顶层设计问题。不论是从氢能的生产、储运，还是技术要求等环节，目前国家对于氢能的支持仅出现于新能源发展等政策中，还没有专门的氢能政策，尚未制定专门的氢能产业发展规划，也没有出台能够提振市场预期的发展路线图，上下游产业不协调问题较为突出，氢能产业长期可持续发展将受到严重制约。

第三是技术装备问题。燃料电池等氢能装备关键零部件较多、系统较复杂，用材特殊、制作工艺繁琐，但我国相关核心技术和设备自主化程度不足，核心零部件和关键材料尚依赖进口。氢由化学品转为能源，在生产、储运、终端设施以及应用领域产品开发等全产业链上都需要有创新型技术作为长期支撑和引领。

第四是基础设施问题。氢能基础设施尤其是加氢站的建设布局，在很大程度上限制了氢能经济的规模化，制约了氢能汽车的市场发展。截至目前，我国加氢站仅有寥寥数十座，分布到有关省市更是屈指可数，加氢站建设主体众多，缺乏国家统筹和政策配套措施。加氢站及相关基础设施的布局能否快速启动，其实又取决于氢成本的下降速度以及加氢站运营过程中政府的补贴力度。

第五是发展成本问题。氢气需要二次制取，运氢、储氢、加氢各环节成本较高，引发人们对氢能经济性的质疑。现阶段氢能成本高，是技术原因，更是应用规模有限所致，国际能源署、国际氢能委员会、彭博新能源财经等机构的研究均表明，产业规模化是降低氢能成本的关键。当前，可再生能源制氢成本高达 3~7.5 美元/千克，但随着可再生能源成本的下降和氢气产量扩大，到 2030 年利用可再生能源制氢的成本可以在目前的基础上下降 30%。目前车用氢燃料电池的成本为 230 美元/千瓦，预计近期可以降到 180 美元/千瓦，远期下降到 50~75 美元/千瓦，届时高里程氢燃料电池汽车的经济性将超过电动汽车。

需多方协同发力

从世界范围看，氢能发展已经越来越受到各国政府、能源生产企业、装备制造企业和研究机构的关注。国际氢能委员会预测，到 2050 年全球氢能占能源比重约为 18%，氢能产业链产值将超过 2.5 万亿美元。全球氢能产业已处于快速发展前期，预计随着技术研发和产业资本的持续投入，未来 10~20 年全球氢能产业将迎来快速发展的重大机遇期。我国是世界第一大能源生产国和消费国，能源生产和消费结构均以化石能源为主，应对气候变化、保护生态环境面临巨大压力和挑战，氢能巨大发展潜力为破解我国能源发展难题提供了新的可能性。鉴于氢能技术要求高、产业链复杂、投资需求大，需要政府、企业和行业组织等多方协同发力，抢占未来氢能经济发展先机。

首先，规划先行。加快顶层设计，尽快制定出台国家氢能产业发展战略规划，明确氢能在我国能源体系中的定位，根据我国不同区域的资源、市场、产业等特点，整体规划氢能产业重点发展区域，提出氢能产业发展路线图，整体规划氢能产生、运输、储存、利用等全环节发展路径。绿色氢能经济规模亟须扩大。总体看，在氢能市场发展初期，继续发展低成本工业副产制氢，结合清洁能源基地建设探索开展可再生能源电解制氢项目示范；发展中期，可在煤制氢基础上配置碳捕捉与封存设施，推动可再生能源电解水制氢产业化；发展远期，随着我国能源结构转向可再生能源为主的多元格局，可再生能源电解水制氢将成为制氢主流方案，煤制氢配合碳捕捉与封存技术、生物制氢等技术成为有效补充，实现整体绿色规模经济。

其次，技术引领。氢能发展离不开全产业链技术创新和突破。依托大型能源企业成立国家级联合研发和推广应用平台，有效整合社会资源，推动全社会相关领域科研力量的广泛参与和协同攻关，聚焦核心技术，加快突破薄弱环节，同时也为新技术新产品的推广应用提供成熟的产业依托和试用平台，健全产业标准体系。

最后，政策支持。政策主要解决氢能产业“鸡生蛋、蛋生鸡”的问题。众所周知，依靠强有力政策扶持，丹麦成为世界风电的先行者，丹麦也据此催生了全球领先的风电产业链，培育了当今世界最大的风机制造商和最大海上风电开发商。我国应借鉴对新能源发展初期的政策支持经验，从基础研发投入、财政补贴、扶持重点企业以及标准规范、开展示范项目等方面，制定出台支持氢能产业持

续、稳定发展的金融财税优惠政策，鼓励市场主体积极投资和参与氢能产业，实现政策支持-规模扩大-成本降低-投资聚集的良性循环。

能源评论 2020-07-20

成本仅 0.15 元/度，光伏制氢能否成为能源结构调整手段？

氢作为传统化石燃料的一种可行的绿色替代品，甚至作为商业融合的潜在解决方案得到了广泛关注，通常被称为清洁能源的圣杯。然而，尽管它引起了很多轰动，但并不是所有种类的氢都是真正的绿色选择。

唯一的问题是，我们还没有找到一种经济上可行的方法来生产“绿色氢”，而不需要使用大量资金或数吨能源投入，但目前我们已快接近这个门槛。

十年前，国内光伏产业开始萌芽，随后如雨后春笋般遍布在各个地区。十年后，氢能产业以星星之火点燃全球，特别是在中国，在相关政策和社会资本的引导下，已然呈现出一片燎原之势。

这两个新能源代表产业的结合—光伏制氢，已被视为未来新能源最具潜力的发展方向之一。

1、何为光伏制氢？

光伏制氢其实也是太阳能制氢，它的基本原理就是先使用太阳能光伏发电，然后将水电解得到氢气和氧气。而太阳能光伏发电制氢储能技术的核心思想是当太阳能充足但无法上网、需要弃光时，利用光电将水电解制成氢气(和氧气)，将氢气储存起来;当需要电能时，将储存的氢气通过不同方式(内燃机、燃料电池或其他方式)转换为电能输送上网。

2、光伏制氢技术路线

光伏发电制氢主要利用光伏发电系统所发直流电直接供应制氢站制氢用电。光伏直流发电系统相比传统电站减少了逆变和升压的过程，主要设备设施包括光伏组件、汇流箱、支架、基础、接地装置等，光伏组件可根据制氢站输入电压和电流要求进行串、并连配置，从而提高系统效率。电解水制氢目前技术成熟、设备简单，运行和管理较为方便，制取氢气纯度较高，无污染，主要有碱性电解槽制氢、聚合物薄膜电解槽(PEM Electrolyzer)制氢、固体氧化物电解槽(Solid Oxide Electrolyzer)制氢 3 种技术路线。

3、光伏制氢优势

光伏制氢最大的优势就是储能，而氢气作为一种理想的能量载体，优势也是十分明显的，例如：氢气能以极高的转换效率(50%-90%)转化为电能或者其他燃料;氢气可以作为太阳能、风能等可再生能源波动性和不稳定性的补偿;氢气能以气态、液态甚至固态形式存储;氢气可以长距离通过管道或气罐进行运输;氢气是一种高能量重量比的燃料(142MJ/kg)，远高于化石燃料;氢气燃烧的最终产物只有水，使用中不会有污染物的排放等等，都是它的优势。

4、国内光伏制氢产业发展

在我国，目前氢能产业主要以燃料电池为关联的氢工业应用为主，促进着新能源汽车、分布式供能等新兴产业的发展。

2019 年，随着“十城千辆”的氢燃料电池汽车推广计划的风声渐起，包含北京、上海、成都、苏州、张家口等在内的十个城市将率先推广氢燃料电池汽车，以氢燃料电池汽车为切入点，我国“氢都”四起。

2020 年，国家能源局将氢纳入能源体系，财政部发出开展燃料电池汽车示范推广意见稿，国家发改委推进研究制定氢能支持政策的文件的相继发布，让氢能产业插上了快速腾飞的翅膀。

而基于目前氢云产业来看，氢云链认为，将绿色氢推向市场的最大障碍是资本成本的降低;阳光电源董事长曹仁贤曾表示“10MW 光伏每小时可制造 10 立方的氢气，25 平方公里的光伏发电列阵，可以做一个小型的制氢城，一年可以产 100 万吨的氢气，100 万吨的氢气完全够我们未来几年用。初步计算，在光照好的地方，制氢的光伏发电成本大概在 1 毛 5 分钱一度电，是大幅度低于现在制氢

的电力成本。”

据氢云链统计，目前，我国稳步推进的光伏制氢项目已有近 10 项。

序号	项目名称	项目简介
1	利用太阳能规模制氢的基础研究	此项目由6个课题组成，牵头单位为西安交通大学，中国科学院大连化物所、兰州化物所、中科院工程热物理所、半导体所、上海交通大学、哈尔滨工业大学、北京工业大学、郑州大学北京太阳能研究所等也共同参与该项目的研究。 2004年2月27日，该项目实施会在西安交通大学召开。由西安交大“长江学者”特聘教授郭烈锦任首席科学家主持，此后五年内将获得总额为2200万元的专项资金资助，也是2003年度国家重点基础研究发展规划（973计划）批准立项的25个项目之一。
2	阳光电源、榆社县政府300MW光伏和50MW制氢综合示范项目	2019年7月22日，榆社县政府与合肥阳光新能源科技有限公司举行了300MW光伏和50MW制氢综合示范项目签约仪式。 此次签约是榆社县加强新能源开发建设，促进能源结构、工业经济转型发展的一件大事，该项目对榆社县进一步减少环境污染、提升未利用土地价值、缓解节能减排指标压力、促进全县可再生能源产业和氢能产业发展具有重要的意义。
3	阳光电源、山西省电铝区500MW光伏制氢项目	2019年9月25日，电铝区在吾元镇举行200MW光伏发电项目（一期）开工暨二期500MW光伏制氢项目签约仪式。据悉，200兆瓦（一期）光伏发电项目总投资约8.2亿元，利用张店、吾元2个西部乡镇8400亩荒山荒坡建设光伏电站进行发电。经测算，电站建成后，年平均发电量为2.6亿千瓦时，首年有效利用小时数1260小时，每年可缴纳税收4866万元。
4	兰州“液态太阳能燃料合成—二氧化碳加氢合成甲醇技术开发”项目	2019年12月27日，由中国科学院李灿院士团队主导的国内首个太阳能燃料生产示范工程在兰州新区精细化工园区落地。该项目占地289亩，将建设年产1440吨甲醇的制备装置，总投资14100万元。项目由光伏发电、电解水制氢、二氧化碳加氢合成甲醇三大系统单元组成，通过装机规模为10MW的光伏发电单元向2台功率为1000立方米/小时的电解槽供电实现电解水制氢，制取的氢气与汽化后的二氧化碳在催化剂作用下反应合成甲醇。
5	风电/光伏耦合制氢及综合利用工程实验室建设项目	2020年3月31日，河北发改委印发了《河北省2020年氢能产业重点项目清单（第一批）》。此次列入清单的重点项目共43个，涵盖了制氢、氢能装备、加氢站、燃料电池、整车生产、应用示范、技术研究的氢能全产业链条，总投资约87亿元。其中，“风电/光伏耦合制氢及综合利用工程实验室建设项目”由河北科技大学等承担建设。目前，该项目完成了批复的各项建设内容，达到了省工程实验室建设的总体要求，同意通过验收。
6	宝丰能源一体化太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目	2020年4月，宝丰能源开工建设全球最大规模一体化太阳能电解水制氢储能及综合应用示范项目。据悉，该项目是目前全球规模第一的一体化可再生能源制氢储能项目。项目主要包括新建20,000标方/小时电解水制氢装置及配套公辅设施和200MWp复合型光伏电站、1座宁东能源中心示范站（含2000公斤/日加氢、10000标立/日加气、10000吨/年加油、8个充电桩），1座银川1000公斤/日加氢站，并将企业现有的两座油气共建站改造成油、气、氢共建示范站。
7	深圳专 2019N027 光伏电解制氢加氢系统关键技术研发与应用示范	2020年1月2日，深圳市科技创新委员会发布2020年可持续发展科技专项项目申请指南的通知，其中，光伏电解制氢加氢系统关键技术研发与应用示范在列，相关技术要求如下：1. 完成光伏电解制氢加氢系统设计技术，提出系统整体分析模型和方法，搭建全过程仿真模拟平台1套； 2. 系统正常运行，实现系统的综合效率≥80%，制氢纯度≥99.999%，储氢压力≥45MPa； 3. 示范项目1项，光伏阵列规模≥2MW，制氢规模≥120kg/d。
8	乾安县200MW“光伏+储能+制氢”渔光互补扶贫项目	2020年6月15日吉林能源局印发《关于下达2020年度风电、光伏发电项目建设计划的通知》，在吉林省2020年风电、光伏项目清单中包含吉电镇赛架其100MW风电储能平价发电项目、天威（大安）新能源有限公司的大安市舍力镇风光制氢储能《源网荷储综合能源》示范项目-舍力风电场三期项目、中国电建集团西北勘测设计设计研究有限公司的乾安县200MW“光伏+储能+制氢”渔光互补扶贫项目。
9	潍坊滨海光伏10万千瓦发电制氢项目	2020年7月，华电潍坊发电有限公司与深圳市凯豪达集团举行氢能战略合作签约仪式。据悉，潍坊公司拟与深圳凯豪达氢能源有限公司共同投资建设潍坊滨海光伏10万千瓦发电制氢项目，为潍坊首座制氢基地项目。

制表：氢云链 | 因为专注，所以专业

来源：氢云链整理

表 1 国内光伏制氢项目

5、国外光伏制氢发展

而在国际市场上，日本、德国、荷兰、澳大利亚、加拿大等国家均已开展大型光伏制氢项目的研究或投入。

由日本经济省下属的 NEDO、东芝、东北电力公司和岩谷产业公司建设了太阳能制氢工厂-福岛氢能研究基地，据悉，该基地占地总面积为 22 万公顷，其中 18 万公顷为太阳能发电区域，4 万公顷为制氢车间，是目前全世界最大规模的制氢工厂。

澳大利亚 BOC 制氢项目是澳政府与英国 BOC 公司合作，利用太阳能电解法制氢。

德国与摩洛哥签署了氢能研究和投资合作协议，支持摩洛哥建立绿色氢能研究平台，在太阳能等新能源领域对摩洛哥进行知识产权转让和氢方面的合作。

空气产品公司与 ACWA Power 和 NEOM 宣布签署了一项协议，他们将共同投资 50 亿美元，建造一个使用可再生能源的世界级绿色氢基氨工厂。

6、总结

光伏发电目前已经作为国家重点鼓励发展的绿色清洁能源，不过，光伏发电具有随机性、波动性、阶段性供电等问题，增加了电网调度难度；而随着装机规模不断增大，光伏发电在储能方面的劣势就凸显出来，而此时太阳能制氢，光伏制氢是可以有效地消纳光伏发电，可以实现两种重要新能源之间的有效结合应用。

因此，氢云链认为，随着光伏发电和电解水制氢技术的不断发展，成本的逐渐降低，太阳能制氢将能逐渐满足商业化的要求，成为我国能源安全和能源结构调整的又一生力军。（来源：氢云链）

氢云链 2020-07-17

氢能政策优势如何转为产业优势

核心阅读

氢燃料电池刚刚步入产业化初期，在快速降本、探索经济可持续氢源保障、开发满足多元化市场需求产品、搭建科学有效的法规及政策体系等方面仍存在较大挑战。

作为支撑可再生能源大规模应用的重要途径，氢能将在未来能源结构变革中的重要地位和作用已逐步为各国所重视。2016 年至今，我国相继发布多项与氢能相关产业激励政策，推动氢能研究、示范和应用。

在日前由荷兰创新网络公司、UNPD 联合举办的氢能线上研讨会上，与会专家认为，把政策优势加快转化为产业优势，才能应对我国氢燃料电池产业面临的种种挑战。

将政策机遇变为发展优势

与会专家表示，发展新能源汽车是中国控制交通领域排放的重要手段。据统计，2010-2020 年 4 月中国新能源汽车累计推广超过 440 万辆，2015 年中国新能源汽车渗透率首次突破 1%，2020 年已达 3.6%。

按照《节能与新能源汽车技术路线图》，到 2030 年，中国将实现 100 万辆氢燃料电池汽车的商业化应用。数据显示，目前国内已建成加氢站 61 座，预计到 2020 年底将达到 100 座。与此同时，截至 2019 年底，我国已经实现累计推广 6400 辆氢燃料电池汽车，成为世界上运行燃料电池商用车最多的国家。

对此，北京亿华通科技股份有限公司常务副总经理于民认为，燃料电池汽车是中国新能源汽车“三纵三横”发展路线的重要组成部分，目前来看，到 2020 年底推广应用 10000 辆的目标完全能够实现。

今年 4 月，四部委发布《2020 年关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，将选取有基础、有积极性、有特色的城市或区域开展氢燃料电池汽车示范推广，并按“以奖代补”方式对示范

城市给予奖励。于民表示：“这一政策将促使中国的氢燃料电池汽车有序、可持续发展，同时将极大刺激企业端投资的积极性。”

与会专家表示，自政策颁布后，为争取入围示范城市，各地纷纷出台相关规划及利好政策，为中国氢燃料电池汽车发展营造了良好的政策环境。据不完全统计，截至 2020 年 5 月，全国共有 30 多个地区发布氢能相关规划及政策。

利用“冬奥”契机推广积累经验

于民表示：“中国氢燃料电池汽车经历了 2008 年奥运会、UNPD 等重大示范项目的考验，已开始步入商业化运营初期。”

在于民看来，从长期推广规划看，燃料电池产业发展分为三个阶段。第一阶段为 2020 年前的导入期，主要推广适用于公交车、团体客车和城市物流车的发动机；2020-2025 年为商业化提升期，拓展推广适用于载重量大、长距离的中重卡、城际旅游客运及中大型物流车等车型的大功率发动机；2025 年后，随着技术的不断提升，成本的降低以及加氢网络的不断完善，进入快速发展期，届时，将推广适用于乘用车、长途客运、牵引车等车型的发动机，形成氢能应用的全面覆盖。

于民表示，目前由于社会参与度提高，在氢能产业中已实现了小范围的市场竞争，成本也有较大幅度下降。

此外，2022 年的“绿色冬奥”也将为氢燃料电池汽车的发展创造契机，届时将有数千辆氢燃料电池汽车投放到京张地区。“氢燃料电池汽车在 2022 年冬奥会及残奥会期间的规模化示范，将为中国氢燃料汽车规模化集中运营积累宝贵经验，同时企业端也已做好相应的技术准备。”于民补充称。

中国汽车技术研究中心项目总监于丹表示：“在燃料电池汽车开启示范推广的同时，氢能配套设施相关管理规定标准正在逐步完善，佛山、武汉、上海等地已制定或出台了明确的加氢站管理办法，加氢站建设进度明显加快，为保障氢燃料电池汽车运营奠定了基础。”

于丹强调，经过近 20 年的努力，中国燃料电池技术逐步走向成熟，车用氢燃料电池系统已实现从实验室小批量供应到商业化运营的转变，已经掌握了动力系统发动机、电堆、膜电极的核心技术，目前正在进行质子交换膜、碳纤维等基础材料技术的攻关，这为燃料电池汽车示范推广及可持续发展提供了有力支撑。

氢能网络及政策规范有待完善

与会专家表示，氢燃料电池刚刚步入产业化初期，在快速降本、探索经济可持续氢源保障、开发满足多元化市场需求产品、搭建科学有效的法规及政策体系等方面仍存在较大挑战。

于民坦言：“目前，氢燃料电池产业尚未形成规模，产品有待进一步优化，产业链成本较高，深度依赖政府的扶持政策。”

此外，“加氢站网络建设刚开始，氢气供应的便利性无法满足应用需要，氢燃料电池汽车规模及应用范围的扩大依赖加氢站网络的完善，如何科学有序推动加氢站建设，将是产业研究的重点之一。”

专家强调，充足且经济的氢气，是支撑产业发展的基石，各地需因地制宜，提前布局能满足区域需求的经济氢源。

“未来面对长续航、重载长途旅游客车以及中重型卡车等多元应用场景，产品性能和质量还需进一步提升。”于民表示，商用车应用场景复杂多变，对燃料电池耐久性、可靠性、动力性和经济性等均有较高要求，如何以市场需求为中心，开发满足市场需求的产品是氢燃料电池汽车及相关零部件企业面临的另一挑战。

氢燃料电池产业的健康持续发展离不开相关法规及政策的引导。“例如，加氢站建设规划及流程，以及长途重载车型对氢气卸载量的要求规范都需要尽快完善。由于产业仍处于摸索尝试阶段，标准和规范体系需要在实际应用及反复验证中才能不断优化。”于民进一步表示。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-07-20

氢能正迎来快速发展战略机遇期

2019年，氢能首次写入政府工作报告。作为二次能源，氢能具有来源多样、终端零排、用途广泛等多重优势，在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。24日，在中国石化举行的氢能发展战略研讨会上，八位特邀院士、专家围绕氢能技术、氢能经济、氢能产业链等问题发表自己的观点，他们普遍认为，随着技术日趋成熟、成本大幅下降，氢能正迎来快速发展的战略机遇期。

中国工程院院士、中国石化董事长张玉卓指出，我国作为世界最大的化石能源消费国，大力发展氢能是我国在第四次工业革命、第三次能源革命浪潮中勇立潮头的战略选项、现实选项。当今氢能被时代推向人类社会能源变革的最前沿。氢能作为二次能源，具有来源多样、终端零排、用途广泛等多重优势，在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。中国石化提出要打造世界领先洁净能源化工公司的发展愿景、构建“一基两翼三新”的发展格局，氢能在其中占据重要的地位。

中国工程院院士、中国工程院能源与矿业工程学部主任苏义脑表示，我国氢能产业发展目前还处于培育阶段，重点是要做好示范推进，这需要有实力的大型企业来承担相关示范任务。

中国工程院院士、中国工程院原副院长干勇认为，我国在氢能产业核心材料、零部件、装备重大工程等方面仍有很大发展空间。中国应该开创氢能的“重卡时代”。钢铁行业可以发展氢循环经济。固态储氢已经有一定商业模式，经济可行性高，技术路线也已经出现。

中国工程院院士、中科院大连化物所研究员衣宝廉提出迎接电解水制氢储能高潮，可以利用西南、西北、东北丰富的水电与风电、太阳能来电解水制氢，利用天然气管网把氢和天然气一起运到全国各地。他建议国家尽快明确用天然气管网输送氢气的标准规范。

中国工程院院士、中国矿业大学教授彭苏萍就化石能源制氢解决清洁化问题发表了看法，认为化石能源做氢能是最得心应手的，石化企业可以发挥制氢优势、终端布局优势、管网优势，真正把氢能源和化石能源结合在一起。

中国工程院院士、中国工程院能源与矿业工程学部副主任，国家能源集团科技委常务副主任顾大钊提出，推动氢能产业高质量发展要加快核心技术攻关，稳妥推进工程示范；实现低成本低碳制氢；围绕产业链部署创新链，围绕创新链布局产业链，推动我国氢能产业迈上全球价值链的中高端。

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高分析了氢能燃料电池汽车发展机遇与挑战，呼吁聚焦绿氢，认为燃料电池汽车合理性取决于氢能，氢能的合理性取决于可再生能源转型中大规模能量储存与多元化利用需求。他同时表示，氢能燃料电池全链条技术经济性仍是挑战，出路在于新一轮的技术突破和降本。

山东重工集团党委书记、董事长，潍柴集团董事长谭旭光，长城汽车未势能源科技有限公司总裁陈雪松，国家电投氢能公司首席技术官柴茂荣等行业专家分别结合自身企业实际，在氢能重卡生产、氢能产业研发及布局、电堆研发及生产等方面，为氢能产业发展建言献策。

张玉卓介绍，近年来，着眼打造氢能产业链，中国石化加大布局力度，积极夯实产业基础。目前，中国石化每年氢气的产量超过300万吨，占全国氢气产量14%左右，有着丰富的氢气生产和利用经验；建立了全球第二大交通能源基础设施网络，拥有3万多座加油站，目前已建成若干油氢合建示范站，有着布局加氢站网络的天然优势和实际运营经验。他称，中国石化与法液空加强氢能领域合作，加快氢能公司组建，有着打造氢能产业链和经济生态圈的坚定行动。

“氢能发展前景十分光明，但氢能产业的发展方向如何选择、发展路径如何优化、发展时机如何把握，需要深入研究和探索实践。”张玉卓表示，此次论坛通过各位院士、专家建言献策，必将帮助中国石化进一步加深对氢能产业的认识和理解，进一步找准方向、理清路径、明确举措。

人民网 2020-07-27

氢能风起 此风与彼风有何不同

眼看着“氢风”劲吹，风力越来越大，有人发出“过热了”的担忧之声，认为氢燃料电池汽车有重现纯电动汽车眼下窘境之虞。应该说，这种担忧是有道理的，因为无论是企业、行业还是地方政府，资源禀赋是有差别的，不可能都笑到最后。

目前，已有 30 多个省级和地市级的政府亮出了氢能经济规划，大多涉及氢燃料电池和氢燃料电池汽车。至于 GDP 过万亿元的省市那就更不用说了，大多立下了三五年之后技术国内先进、国际一流、打造完整氢产业链的宏愿。与其他观察人士一样，笔者相信树下此宏愿的地方政府还会有不少。

中央政府的排兵布阵也远未结束。仅就今年上半年来看，为更好地发展氢能经济和氢燃料电池汽车，各部委至少发布了 15 份文件。比如，4 月 10 日，国家能源局印发《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》，将氢能列入能源范畴；4 月 23 日，工信部等四部委发布《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》，将氢燃料电池汽车补贴方式调整为“以奖代补”；6 月 4 日，交通运输部印发《内河航运发展纲要》，提出要探索发展燃料电池等动力船舶，研究推进氢能的应用；6 月 22 日，国家能源局印发《2020 年能源工作指导意见》，提出要制定实施氢能产业发展规划。

资本市场自然也在盯着燃料电池行业的进展，砸下重金者越来越多，金额也越来越大，目前已有上百家上市公司注资氢能和氢燃料电池产业链。在资本市场大力改革的政策背景之下，可以预见，氢能产业的上市公司将会显著增加。

在“氢风”吹拂之下，“氢谷”、“氢都”、“氢能走廊”像蘑菇一样一个接着一个冒了出来，的确有“村村点火、户户冒烟”、“大干快上”的特征。不过，与四五年前“电动汽车风”比起来，甚至与 1990~2010 年的传统汽车“合资风”比起来，“氢风”有很大不同，积极面更得人心。

能源是人类社会和经济生活的一个底座。经济结构要转型升级，“底座”也需要转型升级。我国是抑制全球气候变暖的《巴黎协定》的缔约国，承诺到 2030 年左右碳排放达到峰值，时间已然不多。从全球看，能源去碳化已成为各大经济体新的经济主攻方向。从眼前来看，摆脱新冠肺炎疫情之后重启经济，同时促进经济转型升级，氢能是一大抓手。所以，以氢燃料电池汽车为标志的氢能经济是一项涉及整个社会的宏大工程，远不是汽车尾气排放有害物降至零的简单问题，而是一个能源去碳化的大问题。其中，把氢气转化为电能的氢燃料电池是氢能经济的核心产品和关键环节，汽车只是氢燃料电池的应用场景之一。于是，我们看到，能源、交通、化工等行业的巨头参与进来了，形形色色的资本也涌了进来，这意味着未来燃料电池产业谁主沉浮、谁执牛耳，并非汽车企业专属。

“氢风”不像传统汽车“合资风”，只是汽车行业自己的事情；它有点像“电动汽车风”，涉及其他行业，汽车的“心脏”不再由车企完全掌控。笔者认为，如果把“氢风”比作季风的话，“电动汽车风”好比是谷风，虽然都是风，但影响范围不在一个层次上，影响力也不可同日而语。所以说，“氢风”的背景很宏大，涉及的行业很多，参与者五花八门。

“氢风”的另一个积极面和特征是合作比较密集，好于“合资风”和“电动汽车风”。当然，与发达国家比起来，与企业与地方政府之间的合作比起来，活性还不够。若论车企合作，不得不提一汽、东风、长安三大央企日前再次携手，与业外两家企业合建中汽创智科技有限公司，氢燃料电池技术是主攻方向之一。显然，是深重的危机感把三大央企逼到了一起。无论是燃料电池的技术水平，还是氢燃料电池汽车示范运行数量，三大央企的成绩都不与他们的地位和声望相称。过去，中国大车企素有自视甚高的毛病，往往“鸡犬之声相闻、老死不相往来”，如今已开始相互走动，虽然可能彼此还有提防心，但毕竟迈开了步子，值得赞赏。笔者相信，全国人民都希望他们的合作之树能够茁壮成长，及早开花结果。若论中外合作，最惹人眼球的是 6 月 5 日丰田与 5 家中国企业合资成立研发燃料电池汽车公司这条新闻，媒体也对此高度关注。若论地方政府合作，6 月 4 日，津陕两地的陕鼓集团、荣程集团、西安瀚海氢能、中建西北设计院四家企业在两地政府见证下签订了战略合作协议，致力于共建西部氢都，带了好头。

在笔者看来，合纵连横的模式还应该再丰富一些，让生产力要素得到最佳组合。7 月 6 日，韩国

现代汽车推出全球首款量产氢燃料电池重卡 XCIENT，首批 10 辆车装船运往瑞士。美国的尼古拉公司近日名声很大，一个月前上市时的市值高达 1143 亿元人民币，早就传出要量产氢燃料电池重卡的消息，如今现代汽车悄悄地跑到了前面。不过，尼古拉公司创造的全生命周期打包租赁的商业模式倒是值得漂浮在“氢风”风口的中国企业借鉴。尼古拉公司向用户承诺，氢燃料电池重卡的总拥有成本会降至与柴油车相当的水平，此举让该公司在前年年底就赢得了 1.4 万辆订单。在国内，也有用户投资研发公司的例子，与此有异曲同工之妙。

秦淑文 中国汽车报 2020-07-16

甲醇是氢能源完美载体

发展新能源主要是为了解决石油危机与环境污染问题，氢能则起到了一石二鸟的作用。

那么，当前，约束氢能发展的主要因素有哪些？

第一，氢能是体积能量密度最小的能源，且极易泄漏，在密闭空间里很容易因为聚集而发生爆炸；第二，氢气制造成本虽然不高，但储运成本却很高，加氢站建设成本则更高。

由此可见，氢能虽然前景很好，但气态并不是最好的能源载体，各种液态形式才是最佳选择。液态形式有着能量密度高、可大规模运输、易实现低成本跨海输送等优点。另外，高压气氢燃料电池汽车不适宜地下停车场等封闭空间场景，甲醇重整制氢燃料电池汽车则可以解决这一难题。

一升甲醇和水反应可以释放 143 克氢。我国的甲醇大多是通过煤炭来制取。由于我国煤炭资源丰富，所以甲醇取之不尽。

此外，采用甲醇制氢的路线，投入重资建设的加油站、加气站等基础设施就可以很好地利用起来，而不需要重新投资建设加氢站。所以，大有前途的氢能首先要选对技术路线。

电解水制氢并不是新技术、新事物，但是至今为止还没有任何一家炼油厂使用电解水路线来制氢，因为天然气和煤制氢成本更加低廉。如果电解水制氢技术成本低于天然气制氢、煤制氢，那么这些炼油厂、化肥厂马上就会更换电解水制氢工艺。

因此，经济性决定一切。很多人建议用风电、光伏发电来制氢，但即使风电、光伏的电价为零，由于电解水设备昂贵，经济上仍然不可行。当然，如果全球统一规定不能再使用化石能源，那就另当别论了。

不过，中国目前煤制甲醇也存在诸多缺点，因为只有优质煤才能制甲醇，但中国大部分煤炭为劣质煤，优质煤炭不仅价格高且资源有限。

所以，本人建议可以把劣质煤中大量的矿物质在燃烧前将其分离出来，做成有机肥进行土壤改良。因此，用劣质煤进行甲醇制氢，无论从技术上还是经济性上是完全可行的。

综上所述，甲醇是天然气、煤炭和氢能源的完美载体。甲醇与气态氢相比，能量密度更高、储运更安全。甲醇与氢能结合的路线是解决中国石油短缺和环境问题的重要路线之一。

(作者系南方科技大学清洁能源研究院院长，本报记者李惠钰根据其在“2020 长三角国际氢能产业人才峰会”上的发言整理)

刘科 中国科学报 2020-07-23

美国能源部公布 18 个氢能研究资助项目

当地时间 7 月 20 日，美国能源部宣布，卡特彼勒、康明斯、尼古拉、Plug Power 和 3M 等公司将获得约 6400 万美元的美国政府氢研究项目资金。这些资金将分配给 18 个不同的项目，以支持能源部的 H2@Scale 倡议，该倡议的目标是研发可负担得起的氢气生产、储存、分配和使用。

H2@Scale 是美国能源部牵头的氢能研究与开发项目的提案，旨在通过投资与美国能源部国家实验室的合作研究开发协议(CRADA)项目来增加工业界和利益相关者的参与。根据美国国家可再生能

源实验室(NREL)的建议, 能源部氢能和燃料电池技术办公室提出以下两个重要优先领域: 推进中型和重型燃料电池汽车加氢技术;解决天然气掺氢的技术障碍。

此前, 美国能源部宣布拟在五年内向“H2@Scale”计划框架下投入 1 亿美元支持两个由美国能源部国家实验室牵头建立的联盟。

据悉, 此次获得资助的 18 个项目涵盖储氢、燃料电池、电解槽等多个氢能重点领域, 并将促进港口、数据中心、炼钢厂等工业领域开展氢能利用示范。

美国能源部长 Dan Brouillette 表示, 这些项目将有助于美国进一步挖掘氢能潜力, 打造一个更加灵活、可靠、负担得起的能源系统。

能源界 2020-07-23

能源央企纷纷入局十万亿级氢能产业, 它们都想好如何发展了吗?

预计未来氢能在中国终端能源体系中的占比, 将达到 10%-15%。

作为最洁净的“未来能源”, 氢能自 2018 年起在国内迎来产业发展热潮, 这股势头还在持续。

7 月 24 日, 在中石化北京举办的氢能发展战略研讨会上, 多位行业专家、院士围绕氢能技术的发展、经济性和产业前景进行了探讨。

当前, 已有多家能源央企布局了氢能业务, 多地政府提出了氢能发展规划。但该产业发展仍面临诸多难题需要解决, 例如成本高、关键技术受限、配套设施不完善等。

央企跨界氢能

据界面新闻不完全统计, 截至目前, 工业能源领域已有 12 家央企涉及氢能业务布局, 包括中石化、中石油、中化集团、宝武集团、国家电网、国家能源集团、华能集团、国家电投集团、三峡集团、东方电气集团、中核集团、中广核集团等。

其中, 中石化发展力度较大。中石化董事长、党组书记张玉卓在上述会上表示, 中石化提出要打造世界领先洁净能源化工公司的发展愿景、构建“一基两翼三新”的发展格局, 氢能在其中占据重要地位。

张玉卓表示, 中石化每年氢能的产能超过 300 万吨, 约占全国氢气产量的 14%;中石化拥有加油站超过 3 万座, 目前已建成多座油氢合建示范站, 在布局加氢站网络方面有着天然优势和实际运营经验。

国家电投集团和国家能源集团前几年已开始氢能业务布局。

2017 年 5 月, 国家电投集团成立了氢能领域专业化的二级单位——国家电投集团氢能科技发展有限公司, 将氢能作为重要发展业务。

“国家电投在氢能产业的布局, 主要集中在利用集团可再生能源制氢, 以及燃料电池全产业链的研发两方面。”国家电投集团氢能首席专家柴茂荣在上述会上表示, 国家电投的目标打通氢能产业中卡脖子的关键材料和加工技术, 实现燃料电池全产业链的完全自主化。

2018 年 2 月 11 日, 由国家能源集团牵头、国家电网公司等多家央企参与的国家级产业联盟——中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟在北京宣告成立, 预示着中国氢能及燃料电池产业进入规范与加速发展新时期。

中国工程院院士、国家能源集团科技委常务副主任顾大钊在上述会上称, 国家能源集团年产超过 400 万吨氢气, 具备供应 4000 万辆燃料电池乘用车使用氢的能力。

顾大钊表示, 国家能源集团风电和光伏发电装机规模超过 3800 万千瓦, 水电装机超过 1800 万千瓦, 拥有很好的可再生能源制氢基础。

中石油也在氢能产业进行了尝试。

2019 年 4 月, 中石油北京销售分公司与北京一家氢能科技公司签署合作协议, 双方将联手在北京地区建设加氢、加油合建站, 同时建设附属氢能应用示范展示中心, 促进北京市氢能与燃料电池

汽车产业发展。

除央企外，地方政府也在加码氢能产业。截至目前，河南、江苏、山东等地都已出台氢能产业相关的省级发展规划；苏州、佛山、宁波、茂名等城市也出台了氢能产业或氢燃料电池相关的发展规划或指导意见，各地“氢谷”和“氢能小镇”也涌现。

这些氢能动作，都基于氢能源的未来前景。作为二次能源，氢能具有来源多样、终端零排、用途广泛等多重优势，在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。

2019年3月的两会期间，中国首次将“推动加氢等设施建设”写入《政府工作报告》。

中国工程院院士、中国工程院原副院长干勇预计，未来氢能在中国终端能源体系中的占比将达到10%-15%。

干勇称，氢能将成为中国能源战略的重要组成部分，与电力协同互补，共同作为终端能源体系的消费主体，并带动形成十万亿级的新兴产业。

产业仍处于萌芽阶段

尽管企业及地方参与的积极性很高，但国内氢能产业发展仍处于初步阶段。

据干勇介绍，当前国内氢能产业共形成了六个产业集群，包括氢能源的利用、燃料电池、汽车示范线等；截至今年2月，中国加氢站数量仅为64座。

“在全球氢能竞争中，中国仍未占据优势，在能源体系定位、顶层设计和法律法规等方面仍不完善。”干勇说。

燃料电池汽车的销量有了长足进步，但相较于传统汽车和新能源汽车仍有很大差距。尤其是今年上半年，由于疫情影响，燃料电池汽车的发展情况更不乐观。

公开数据显示，截至2019年底，国内氢燃料电池汽车保有量为6175量，是2015年的273.7倍。

中汽协最新发布的数据显示，今年上半年全国燃料电池汽车产销分别为390辆和403辆，同比分别下降66.5%和63.4%。

同期，全国汽车产销分别完成232.5万辆和230万辆。其中，纯电动汽车产销分别为30.1万辆和30.4万辆，分别同比下降40.3%和39.2%。

干勇还指出，氢气运输仍是困扰行业发展的重要问题。国内加氢机和氢气压缩机、膜电极喷涂设备、循环泵、空压机以及系统检测等方面，都与国外水平存在较大差距。

膜电极是燃料电池中最昂贵的部分，约占燃料电池生产成本的六到七成。干勇表示，目前国内已制定支持中长期膜电极发展的计划，但整体投入不足，大型企业的介入仍不够。

国家能源集团科技委常务副主任顾大钊认为，国内氢能产业还处于萌芽阶段，要稳妥推进氢能项目发展，避免低水平重复建设及其他系统性风险。

“按照此前业内预测，到2050年，氢能在国内能源终端消费中的比例将达到10%。现在看，距离该目标还有很长的一段路要走。”顾大钊说。

中国工程院院士、中国工程院能源与矿业工程学部主任苏义脑也认为，中国氢能产业仍处于培育阶段，重点要做好示范推进，这需要有实力的大型企业承担相关示范任务。

苏义脑称，国内氢能产业的核心技术能力、燃料电池和关键零部件以及设备安全体系建设等方面，都有待加强。

张玉卓也指出，氢能规模化利用、商业化发展迟迟难以实现，主要制约因素是氢能产业的相关技术不成熟、制氢用氢成本太高、产业链和配套设施不完善等。

“氢能产业的发展，要有长远眼光。”张玉卓说，行业的高质量发展需要制定中长期发展战略，在当前阶段就想实现可观的经济效益并不现实。

张玉卓表示，氢能及燃料电池产业的链条很长，涉及面很广，各环节都有较高的技术壁垒，更要避免氢能产业一哄而上的热潮。

重卡是行业发展重要方向

多位参会者在上述会议上指出，重卡将是氢能产业的重点发展方向。

干勇表示，柴油车约占总体汽车保有量的 9.4%，但氮氧化物排放量占排放总量 68.3%，颗粒排放量占排放总量的 99%以上。因此，优先发展氢能源商用物流车是产业发展的重中之重，要开创氢能产业的“重卡时代”。

“氢燃料车适合长距离、重载运输。在物流密集的港口地区，适合建立柴改氢示范区。”干勇表示，港口地区大型钢铁企业及联产焦化企业较多，副产氢的来源更有保障，可以保障氢能供应的经济效益。

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高指出，氢燃料电池动力系统更适用于长途、大型、重载的交通工具，氢燃料电池车已开始往重卡方向发展。

山东重工集团董事长、潍柴集团董事长谭旭光认为，在城市小型乘用车上使用燃料电池，并不具备可行性，重型汽车、重卡和大型的公交车才是氢燃料电池的发展方向。

欧阳明高表示，当前行业急需能源央企在氢燃料基础设施建设等方面进行支撑，以降低氢能的终端消费价格，让氢燃料电池重卡在与柴油重卡的竞争中占据优势。（来源：界面新闻）

彭强 界面新闻 2020-07-27

英国启动全球首个海风制氢供热项目

欧洲海上风电消息称，近日，英国天然气网络运营商 SGN 启动了世界上第一个直接从海上风电制造绿色氢能供热的项目。

据介绍，这次试验依托的依然是英国海上可再生能源孵化中心所属的苏格兰 Levenmouth 海上风电试验项目，该风场通过为制氢工厂供电，所产生的氢气为苏格兰法夫郡的 300 户家庭供热。

该项目为 Hydrogen 100 (H100) 一部分，Wood 公司提供初步工程设计服务。参与该项目的还有 Maianish 空军基地商业园区，该园区被认为是英国氢气生产，存储和运输的三个最佳场所之一。

SGN 指出，海上风力发电可提供大规模清洁能源，为氢气的可持续增长解决了关键难题。绿色（可再生能源）制氢是在应对气候变化的同时提供供暖的最有效方式，而且这是一种清洁能源，有望使苏格兰和英国在 2045 年和 2050 年实现零排放目标。（来源：中国煤炭资源网）

中国煤炭资源网 2020-07-17

英国成立氢能咨询委员会 并拨款 1.39 亿英镑支持天然气向氢能过渡

7月22日，英国首相鲍里斯·约翰逊宣布，将提供 3.5 亿英镑用于减少英国重工业的排放并推动后新冠疫情时期的经济复苏，该笔资金将用于推动重工业，建筑，航空和运输业的脱碳化。

鲍里斯宣布的资金中的 1.39 亿英镑将用于支持从天然气到清洁氢能的转换以及扩大碳捕集与封存(CCS)技术的规模来减少重工业的排放，这可以通过将碳永久存储在地下阻止超过 90%的排放从工厂释放进入空气。

同日，英国政府还公告成立了新的氢能咨询委员会，旨在为英国提供氢气作为战略脱碳能源载体的发展信息，并为英国制定氢能和脱碳战略而努力。

英国政府和工业界将共同努力，通过氢能咨询委员会确定并促进采取必要的具体行动，实现低碳氢的大规模供应，以供整个英国能源系统使用，应对短期挑战，并为英国企业创造商机。

该委员会将是英国商业、能源和工业战略部(BEIS)部长级参与氢能部门代表的主要平台。委员会将考虑氢气生产与最终用途之间的关系，包括在何处以及何时部署氢气的战略考虑，以及潜在需求量和成本影响的协调。委员会及其工作组将与现有行业和政府领导的小组合作，以确保其工作对接顺利。（来源：英国政府公告）

车用氢能产业蓝皮书 2020-07-24

谁才是制氢路线的优选项

在日前举办的“2020 长三角国际氢能产业人才峰会暨张家港氢谷人才计划发布会”上，有专家指出，目前中国有大量的煤炭，也拥有非常成熟的煤制甲醇技术，由此带来取之不尽的甲醇重整制氢，甲醇是目前最好的制氢材料。

这一观点在业内引起不小争议。持不同观点的专家认为，甲醇制氢归根结底是煤化思维，而非绿色能源发展方向，从长远来看，甲醇制氢并不具备可持续发展条件。

甲醇制氢具有一定合理性

澳大利亚国家工程院外籍院士、南方科技大学清洁能源研究院院长刘科此前表示，氢能大有发展前景，但气体并不是人类理想的能源载体，相较而言，能量密度高、可以管路输送，且适用于远洋跨海输送的液体能源更适合成为能源载体。

刘科指出，高压氢罐有一定的市场空间，但氢气的安全隐患不容忽视。氢气在出租车、公共汽车等露天应用相对安全，但如果在地下车库或密闭空间发生泄漏爆炸，可能导致严重后果。“氢气通过隧道都有相应的安全规程，也正是出于安全考虑，要求加氢站占地面积足够大，致使其成本居高不下，建设流程繁琐。”

“目前，单位甲醇的储氢量是最好的，车载一升甲醇，相当于两升的液氢，只需要在线转化装置，就可实现即用即制，同时，还可以解决氢气冷凝带来的高能耗问题，这意味着甲醇可以把燃料电池的高效性和液体燃料的优势结合起来。”刘科称。

未来能源控股清能链能源科技有限公司首席信息官邓姗姗认为：“在可再生能源制氢成本问题还未完全解决的背景下，煤制甲醇重整制氢技术路径的优势在于，甲醇的运输存储比氢气更具便利性和经济性。”

可再生能源制氢胜在环境价值

尽管甲醇制氢目前来看有一定合理性，但在一些专家看来，甲醇制氢并不是一个好故事。

清华大学车辆学院教授杨福源表示：“煤制甲醇再由甲醇制氢，和直接煤制氢差别不大，如果为了在车用场景下应用更方便，甲醇可直接用作内燃机燃料，不用再经过制氢环节，两者都无法解决碳排放问题。”

杨福源认为，甲醇制氢在技术上可行，但并不适用于商业化发展。“讨论制氢，必须首先明确要不要考虑碳排放问题。如果不考虑碳排放，那么不管哪种方式制氢都没有意义。氢是低碳排放下的选择，也正因此，可再生能源发电和电解水制氢才是正确的发展方向，如果是化石能源制氢，一定要增加碳捕集和碳储存技术。”

在刘科看来，中国有丰富的煤炭资源，煤制甲醇是非常成熟的技术，甲醇取之不尽，利用甲醇和水重整产生的氢气直接通过电堆发电，对氢燃料电池的规模化应用发展有推进作用。

对此，邓姗姗认为，煤炭虽是中国基础性能源，却因排放问题饱受争议。“我国的风、光、水等资源非常丰富，在现代新能源技术支撑下取之不尽、用之不竭，能量总量远超煤炭资源，从未来 3-5 年来看，绿色可再生能源制氢成本与环境价值将远优于煤基甲醇制氢。”

“绿氢”经济性将超越煤基甲醇制氢

“甲醇经济对未来能源意义不大，甲醇制氢归根结底是煤化思维，而非绿色能源方向，但不可否认，现阶段，甲醇重整制氢对当下基础较为薄弱的氢能产业来说，具有一定的支撑作用。”邓姗姗称。

邓姗姗表示，甲醇作为液体燃料，应用场景极佳，而且作为重整制氢，在当下具有一定经济竞争力，但从环保角度来看，甲醇无论怎样应用还是碳基能源，对环境的负面影响无法避免。“从可再生能源技术快速发展角度来说，长远来看，煤基甲醇未必比可再生能源制氢更具经济优势。例如，澳大利亚与沙特的部分可再生能源发电成本已经低于人民币 0.15 元/千瓦时，可再生能源制氢成本优势已初步显现。”

“在需要快速满足氢能应用示范需求的经济发达区域，采用甲醇制氢保障加氢站供应可作为过渡

性选择，但甲醇制氢并非最好的氢能保障供给方式，在清洁能源制氢成本持续降低的背景下，煤基甲醇制氢不具备可持续发展条件。”邓珊珊进一步补充说。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-07-27

顾大钊院士：加快氢能核心技术攻关 国企尤其央企要加大介入

7月24日，中国工程院院士、中国工程院能源与矿业工程学部副主任、国家能源集团科技委常务副主任顾大钊在氢能发展战略研讨会上表示，推动氢能高质量发展，要加快核心技术攻关，国有企业特别是央企要加大介入，完善技术创新链条。

顾大钊介绍，国家能源集团正在积极推进氢能产业发展，已确定了“氢能供应链”的发展定位和思路，产业布局在制氢、氢储运、加氢基础设施、燃料电池系统集成、终端利用等方面。

具体业务方面，国家能源集团目前已形成全国性的氢能项目布局，并于2019年11月在江苏如皋建成全国第一个全天候商业运营加氢站，这也是国内首个35MPa/70MPa国际标准的加氢站，此外还有多个项目在建或在规划。科技研发方面，该集团重点聚焦氢能供给侧，包括氢气纯化、氢气品质、加氢站等领域，已拥有30余项发明专利，也参与了多项国家或团体标准制订和可再生能源与氢能技术专项。

对于发展氢能方面优势，顾大钊表示，国家能源集团很多产业和氢能互补性非常强，可以实现协调发展，氢能可以说是国家能源集团耦合传统矿石能源清洁化和可再生能源规模化的一个重要媒介。他举例道，煤炭产业方面，煤可以制氢，氢可以为矿山机械提供动力。火电等发电业务负荷在低谷时候可以把电变成氢，当负荷到高峰时又可以把氢再变成电。而可再生能源发电的“三弃”方面，也可以先将风电、光伏、水电变成氢。

从具体量上来看，国家能源集团氢的来源比较广泛，成本和碳足迹都相对较低。顾大钊提到，集团目前煤制氢能力很强，年产超过400万吨氢气，已具备供应4000万辆燃料电池乘用车的制氢能力。同时，风电和光伏发电装机规模超过3800万千瓦，水电装机超过1800万千瓦，拥有良好的可再生能源制氢的基础。几年前，国家能源集团成功示范了30万吨的二氧化碳封存(CCS)项目，但成本还比较高，规模相对较小，不过随着规模增加和技术逐渐成熟，其成本一定会下降。

针对氢能产业高质量发展，顾大钊提出三点建议，一是加快核心技术攻关，国有企业特别是央企要加大介入，完善技术创新链条。同时要稳妥推进氢能项目的示范，避免低水平重复建设和系统性风险。二是要降成本。他提到，低成本低碳制氢是可持续发展的关键，现在看来可再生能源制氢是一条长远发展的路，很可能这条路会越来越宽。现在氢源如果能将成本降下来，后面很多事就好办得多。

三是要推动产业链与创新链协同攻关。要围绕产业链部署创新链，围绕创新链布局产业链，推动我国氢能产业迈上全球价值链的中高端，加强产学研用协同攻关，打通基础研究、关键技术、装备制造、工程示范创新链。组建央企国企创新联合体，上中下游产业链协同，围绕产业链布局科技攻关，形成创新合力。

澎湃新闻 2020-07-27

能源政策

国家能源局：推进光伏发电等新兴领域率先新型标准体系建设

近日，国家能源局印发《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见(征求意见稿)》公开征求意见的公告，在智慧能源、能源互联网、风电、太阳能发电、生物质能、储能、氢能等新兴领域，

率先推进新型标准体系建设，发挥示范带动作用。稳妥推进电力、煤炭、油气及电工装备等传统领域标准体系优化，做好现行标准体系及标准化管理机制与新型体系机制的衔接和过渡。

详情如下：

国家能源局综合司《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见(征求意见稿)》公开征求意见的公告

为进一步加强和完善能源标准化工作，支撑引领能源高质量发展，根据《中华人民共和国标准化法》《关于进一步加强行业标准管理的指导意见》(国标委发〔2020〕18号)，结合能源标准化工作实际，我局会同国家标准委组织编制了《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见(征求意见稿)》，现公开征求意见，请于8月30日前将书面意见反馈我局科技司。

感谢您的参与及对我们工作的支持。

联系人及电话：彭杨涵 010-68505825 邮箱：nb_standard@126.com

附件：关于能源领域新型标准体系建设的指导意见(征求意见稿)

国家能源局综合司

2020年7月24日

关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见(征求意见稿)

持续深化能源标准化工作改革，建立政府主导制定的标准与市场自主制定的标准协同发展、协调配套的新型标准体系，是推进能源高质量发展的重要举措。【新型标准体系的涵义，建设新型标准体系的目的及意义】近年来，能源领域新型标准体系建设取得显著进展，但依然存在着各级政府推荐性标准界限不清，行业标准聚焦支撑能源主管部门履行行政管理、提供公共服务的公益属性不够突出，团体标准的发展空间和活力有待进一步释放等问题。【新型标准体系建设工作中存在的突出问题】为落实国务院标准化协调推进部际联席会议精神和《关于进一步加强行业标准管理的指导意见》(国标委发〔2020〕18号)，加快能源领域新型标准体系建设，根据《中华人民共和国标准化法》等有关法规和能源标准化工作实际，提出如下意见。【制定意见的目的和依据】

一、明确目标导向，深化能源标准化工作改革

(一)能源领域新型标准体系建设及标准制修订要按照需求导向、先进适用、急用先行的原则，紧密围绕落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略和构建清洁低碳、安全高效能源体系的需要，系统梳理现有标准并科学谋划应有和预计制定标准的蓝图，加快健全能源新兴领域的标准，提升能源传统领域的标准，积极推进标准国际化，切实发挥标准在推动能源高质量发展中的支撑和引领作用。

【标准体系建设的原则和目的：标准化要围绕能源行业需求，支撑和引领能源高质量发展】

(二)深入贯彻标准化工作改革精神，找准政府与市场在能源标准化工作中的角色定位，厘清政府主导制定的标准与市场自主制定的标准范围。坚持目标导向、问题导向和结果导向，紧密结合电力、核电、煤炭、油气、新能源与可再生能源、电工装备等行业发展和标准化实际，因行施策、因业制宜，科学确定本领域新型标准体系的范围、边界及标准层级，持续推进标准体系优化。【标准体系建设的原则和导向：既要持续深化标准化工作改革，又要坚持因行施策、因业制宜】

二、厘清标准定位，科学谋划标准体系层级结构

(三)突出保安全、兜底限的定位，将能源行业执行的强制性标准严格限定在保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全和满足社会经济管理基本要求的范围之内，主要包括电力安全、石油产品和涉及能源的环保、能效、单位产品能耗限额、工程建设等标准。【强制性标准的定位，以及能源有关的强制性标准】

(四)突出推荐性标准的公益属性。推荐性国家标准主要制定跨能源和其它行业的术语、图形符号、分类编码等基础通用标准，与强制性标准相配套、满足强制性标准实施需要的测试方法、计量等标准，以及对各行业起引领作用的标准。没有国家标准而又需要在能源行业范围内统一的，涉及重要产品、工程技术、服务和行业管理需求的技术要求制定能源行业标准。【推荐性标准的定位，以及推荐性国家标准和行业标准的区分】

(五)坚持团体标准由市场自主制定、侧重于提高竞争力的属性定位，聚焦能源新技术、新产业、新业态和新模式，配合国家标准、行业标准的实施应用，培育发展团体标准。发挥团体标准快速反映市场和创新需要的优势，增加能源领域标准的有效供给。**【团体标准的属性定位和优势：自主制定，自我约束，活、新、快】**

(六)在厘清国家标准、行业标准、团体标准等各级标准定位的基础上，科学界定基础通用标准，以及产品、服务、工艺、管理等标准的层次，统筹兼顾标准国际交流合作需要，使标准体系层级适当、划分清楚。**【标准体系中标准的层次】**

三、强化标准管理，夯实标准体系基础

(七)严格规范电力安全、石油产品等强制性国家标准的项目提出、组织起草、征求意见、技术审查、复审修订等工作。积极支持有关部门制定涉及能源的环保、能效、单位产品能耗限额、工程建设等强制性标准。全面梳理能源行业执行的强制性标准，强化组织实施和监督。**【强化能源领域强制性标准管理】**

(八)坚持能源标准化与能源技术创新、工程示范一体化推进，夯实标准的技术基础，探索完善标准的终身维护机制，强化标准全生命周期管理和实施监督，切实提升能源领域标准的质量。提升单项能源行业标准的覆盖面，推进标准的系列化，控制新增能源行业标准的数量，为市场自主制定的标准留下空间。在电力、煤炭、油气及电工装备等行业持续推进推荐性国家标准与能源行业标准的统筹整合及优化。大力推进能源行业核电标准技术路线统一和实施应用，加快建设自主、统一、协调、先进的核电标准体系。**【强化能源行业标准管理：提升标准质量，压减标准数量，以及能源各专业领域标准化工作的侧重点】**

(九)在新能源和电力与电工装备新技术领域，以及互联网、大数据、人工智能、区块链等数字技术与能源融合发展领域，积极推动团体标准扩量提质。着力通过市场竞争实现团体标准的优胜劣汰。

【能源领域培育团体标准发展的重点方向、基本原则】研究建立实施效果良好且符合国家标准或行业标准制定要求的团体标准转化为国家标准或行业标准的机制。根据促进团体标准规范发展的需要，依法依规对团体标准进行必要的引导和监督。建立团体标准投诉和举报机制，鼓励国家能源局确立的能源领域行业标准化管理机构和有关系的全国、行业标准化技术委员会(以下简称“能源标准化技术组织”)作为第三方开展团体标准良好行为评价。**【强化能源领域团体标准管理：既要支持发展、培育壮大，又要强化监督、引导规范】**

四、坚持积极稳妥，树立标准体系权威

(十)在智慧能源、能源互联网、风电、太阳能发电、生物质能、储能、氢能等新兴领域，率先推进新型标准体系建设，发挥示范带动作用。稳妥推进电力、煤炭、油气及电工装备等传统领域标准体系优化，做好现行标准体系及标准化管理机制与新型体系机制的衔接和过渡。**【积极稳妥原则：新兴技术领域(增量)率先建设新型标准体系，传统领域(存量)稳妥推进】**

(十一)能源各领域标准化工作的开展应以本领域标准体系为指导，有关标准化技术委员会的建设及管理，标准制修订规划和计划的编制等工作原则上要以本领域的标准体系为依据。**【树立标准体系在标准化工作中的权威】**

五、明确主体责任，鼓励社会广泛参与

(十二)国家能源局、国家标准委负责组织推动能源领域新型标准体系建设。能源标准化技术组织按照职责范围负责本领域国家标准体系、行业标准体系建设及标准体系表的编制和维护。**【标准体系建设的主体责任，并明确能源标准化技术组织负责国家标准体系、行业标准体系建设——“留白”的就是团体标准的范围】**对能源领域标准体系建设工作中出现的范围交叉等矛盾，涉及不同标准化技术委员会的由行业标准化管理机构负责协调，涉及不同行业标准化管理机构由国家能源局、国家标准委负责协调。**【标准体系矛盾协调的主体责任】**

(十三)鼓励企业、社会团体、教育、科研机构等加强能源标准化人才培养、参与能源标准化工作，对能源领域新型标准体系的建设提出意见建议。**【鼓励社会广泛参与】**制定能源团体标准的社会团体，

应遵守有关规定，保证标准体系的协调统一，做好团体标准与本领域国家标准、行业标准的衔接。

【市场自主制定的团体标准亦应与国家标准体系、行业标准体系衔接】

六、强化动态维护，做好信息公开及服务

(十四)根据能源技术及行业发展情况，统筹继承与发展，在保持标准体系连续性、稳定性的基础上，能源标准化技术组织原则上要每年对本领域标准体系表进行论证及修订，并发布修订情况，具备公开条件的应予以公开;每 5 年组织专家进行一次集中研究论证及修订，并作为新版本发布。【标准体系动态维护的要求：纳入年度重点工作，每 5 年滚动“大修”】

(十五)坚持公开为常态、不公开为例外，持续推进能源领域推荐性国家标准、行业标准公开。能源标准化技术组织应根据工作需要将本领域标准体系表相关信息在本领域标准化信息平台及时公开，并组织开展宣贯服务。【强化标准体系表相关信息的公开】

国家能源局 2020-07-31

专家：将清洁能源发展专项资金用到实处

财政部近日印发《清洁能源发展专项资金管理暂行办法》(以下简称《办法》)，并下达清洁能源发展专项资金预算 42330 万元。如何将专项资金落到实处?“十四五”期间，如何加快清洁能源的发展?为此，记者采访了国务院发展研究中心企业研究所研究员周健奇。

将清洁能源发展专项资金用到实处

您如何看待新下发的《办法》?如何将清洁能源发展专项资金用到实处?

周健奇:《办法》可以用“四个更”来概括，即领域更聚焦、目标更精准、方式更市场、管理更规范。《办法》进一步提升了清洁能源发展专项资金管理的科学性。今后可以从两个方面实践探索。

一是将具有领先性和示范性的农村水电、非常规天然气技术作为奖励的一个侧重点，更好地落实《办法》中明确的专项资金支持事项之首，“清洁能源重点关键技术示范推广和产业化示范”。

二是设立鼓励清洁能源发展的国家级项目。比如，设立我国清洁能源公共平台建设和综合应用示范相结合的国家级项目，其中可包含有多种清洁能源综合利用，由专项资金给予奖励。

疫情期间清洁能源展现出四大优势

与传统能源相比，清洁能源在疫情期间展现出哪些优势?

周健奇:疫情期间，我国清洁能源行业发展相对较好。1-6 月，我国风电、太阳能发电、天然气、煤层气的产量累计同比增速分别为 6.80%、9.10%、10.30%和 6.40%。这四类典型清洁能源的产量增长水平明显高于火电和煤炭等能源。同期，我国火电、原煤的产量累计同比增速仅为-1.60%和 0.6%。1-6 月，我国水电累计同比增速受前期主要水电蓄能地区旱情影响仅为-7.3%。但随着我国多地进入雨季后连续大量降雨，水电发电量快速回升。6 月水电当月同比增速从 5 月的-16.5%升至 6.9%。

清洁能源在疫情中表现出来的发展韧性，主要源于其内在优势。一是清洁能源拥有成本优势。风能和太阳能正在成为很多国家和地区最便宜的发电类能源。二是我国清洁能源具备供应链优势。风能、太阳能可以随时通过发电系统发出电力，我国水电只要雨水充沛、蓄能好就可以发电。我国非常规天然气资源丰富，如果开采量高、利用效率高，相比对外依存度高的传统化石能源必然拥有国内供应链优势。三是一些新兴清洁能源突破了资源禀赋的限制。以风电和太阳能为例，这些新兴清洁能源属于技术驱动型能源，拥有更为多样化的生产和消费场景，在发展模式上同样具有竞争力。四是一些新兴清洁能源具有生产消费者优势，例如屋顶安装了太阳能发电系统的居民，即便在疫情期间赋闲在家，也可以获得稳定的太阳能发电收益。

构建完善的清洁能源供应体系

在“十四五”期间，您认为，我国应如何加快发展清洁能源?

周健奇:加快“十四五”期间我国清洁能源发展，可从构建相对完善的清洁能源供应体系方面着手。

一是构建相对完善的我国清洁能源技术创新体系。首先要实现清洁能源技术的世界先进性。其次我国加快清洁能源发展首先要建立起面向多类清洁能源、有利于突破产业技术短板、完善国内产业链的技术创新体系。

二是构建相对完善的我国清洁能源现代产业体系。培育具有全球竞争优势的清洁能源企业，实现产业龙头、产业隐形冠军、其他配套企业协同发展;优化配置生产要素，发挥我国的清洁能源市场规模优势和已有的能源产业基础优势，促进传统能源要素和新兴清洁能源要素的有机融合;深化专业化分工，做强生产制造、做精市场服务、深化专业分工，形成制造与服务相互促进、多细分领域相互依存的清洁能源生态，激发生态内生活力。

三是构建相对完善的我国清洁能源供应体系。首先，以消费市场为导向，布局国内关键的流通和生产制造环节，促进商流、物流、资金流、信息流服务，完善我国清洁能源的全球供应网络;其次，创新供应模式，面向新兴清洁能源特性，鼓励清洁能源领域的平台组织发展;再次，满足能源革命需求，突破治理瓶颈，改革我国清洁能源供应的体制机制。(来源：中国经济时报)

中国经济时报 2020-07-28

河北省发布三年氢能行动计划 到 2022 年氢能产业链年产值将达 150 亿元

河北省发改委近日印发《河北省氢能产业链集群化发展三年行动计划(2020-2022 年)》，针对产业规模、核心技术、应用领域三方面提出了发展目标。

产业规模方面，到 2020 年底，一批氢能重点项目顺利实施，氢能产业链年产值 50 亿元。到 2021 年，全省氢能产业形成覆盖制氢、氢能装备、加氢站、燃料电池、整车及应用的完整产业链，氢能产业链年产值达到 100 亿元。到 2022 年，氢能关键装备及其核心零部件基本实现自主化和批量化生产，氢能产业链年产值 150 亿元。

核心技术方面，到 2022 年，基本形成涵盖产业全链条的技术研发、检验检测体系。突破纯水电解制氢设备的集成设计及制造技术，燃料电池电堆和发动机技术取得实质进展。开发出 70 兆帕高压车载气瓶及储氢系统、30-50 兆帕氢气运输长管拖车、70 兆帕加氢站用高压储氢容器、加氢机等关键设备和技术。

应用领域方面，到 2022 年，全省燃料电池公交车、物流车等示范运行规模达到 4000 辆，其中张家口市不低于 2500 辆;燃料电池实现在大型应急电源、通信基站、分布式热电联供等领域的试点示范;开展氢气混入天然气管网、H-CNG 加气站等民生用气、调峰用气的应用示范。

《行动计划》提出，到 2022 年累计建成投运加氢站 30 座以上，累计加氢能力不低于 30000kg/天。

《行动计划》还提出，应充分发挥张家口可再生能源资源优势，建设张家口可再生能源制氢基地。推动河北建投沽源县风电制氢工程、海珀尔风电制氢工程、河北建投崇礼风光储互补制氢工程、中智天工风光电制氢工程等项目建设。到 2022 年累计建成投运加氢站 30 座以上，累计加氢能力不低于 30000kg/天。

全文如下：

各市(含定州、辛集市)人民政府，雄安新区管委会，省有关部门：

经省政府同意，现将《河北省氢能产业链集群化发展三年行动计划(2020-2022 年)》印发给你们，请认真贯彻落实。

河北省发展和改革委员会

2020 年 7 月 14 日

河北省氢能产业链集群化发展三年行动计划(2020-2022 年)

为高起点谋划、高质量发展氢能产业，促进我省能源结构清洁转型，加快新旧动能转换，依据《河北省推进氢能产业发展实施意见》，制定本行动计划(2020-2022 年)。

一、面临形势

有利形势：氢能是 21 世纪最有发展潜力的清洁能源之一，具有零排放、来源多、应用广等优点，主要发达国家均把发展氢能作为未来新能源技术创新的重大战略方向。2019 年，国务院首次将“推动充电(加氢)等基础设施建设”写入《政府工作报告》。2020 年全国两会把“保障能源安全，大力发展清洁能源和可再生能源，推动新能源高质量发展”摆在突出位置，为氢能产业高质量发展、维护我国能源韧性安全奠定了良好基础。我省也于 2019 年 8 月出台了《河北省推进氢能产业发展实施意见》。总体来讲，我省氢能产业处于国内领先地位，具备一定的产业发展基础，一是氢气资源优势明显。可再生能源丰富，风电制氢具有一定优势。我省是钢铁、煤炭、化工大省，工业副产氢产量较大。二是产业规模初步形成。我省拥有一批氢能领域知名企业，技术研发力量雄厚，在氢能“制取—储运—加注—应用”产业链布局上已具备一定基础。三是应用示范成效显著。张家口市抓住冬奥会和可再生能源示范区建设的有利时机，率先发展氢能产业，探索氢能审批制度改革，推广应用氢燃料电池公交车 174 辆，起到了良好示范作用。

存在问题：氢能产业发展总体处于起步阶段，核心技术与国外先进技术相比尚有差距，燃料电池发动机功率、寿命和续航里程有待提高。氢气的储存和运输技术存在瓶颈。基础设施不完善，市场培育有待加强。规模效益尚未形成，氢能利用成本较高，现阶段尚需政策补贴。技术标准不够完善，推广应用受到制约。尚未列入能源体系，管理职责不够明晰，项目建设制约较多。

二、总体要求

(一)指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和习近平总书记对河北的一系列重要批示指示精神，深入实施创新驱动发展战略，以培育壮大氢能产业为目标，加快构建“政策生态、产业生态、服务生态”三大氢能生态体系，率先将我省打造成为全国氢能产业创新发展高地，推动氢能产业链集群化发展，为全省经济高质量发展提供新的战略引擎。

(二)基本原则

政府引导、统筹规划。加强顶层设计，明确主攻方向，突破关键技术，强化终端应用，推动氢能产业高质量发展。

企业主导、产业延伸。发挥市场配置资源的决定性作用，围绕氢能“制取-储运-加注-应用”环节，加大研发力度，坚持从供需两侧发力，加速氢能产业规模化、商业化进程。

突出重点、做强优势。发挥比较优势，支持重点企业加强与国内外优势资源合作，构建有区域特色、产业集聚、行业领先的氢能产业发展体系。

政策支撑、注重实效。坚持创新驱动，建立完善政策保障体系，加快建设一批重大项目，打造氢能产业创新发展新高地。

(三)发展目标

产业规模显著提升。到 2020 年底，一批氢能重点项目顺利实施，氢能产业链年产值 50 亿元。到 2021 年，全省氢能产业形成覆盖制氢、氢能装备、加氢站、燃料电池、整车及应用的完整产业链，氢能产业链年产值达到 100 亿元。到 2022 年，氢能关键装备及其核心零部件基本实现自主化和批量化生产，氢能产业链年产值 150 亿元。

核心技术不断突破。到 2022 年，基本形成涵盖产业全链条的技术研发、检验检测体系。突破纯水电解制氢设备的集成设计及制造技术，制氢成本持续下降。燃料电池电堆和发动机技术取得实质进展，达到国内先进水平。开发出 70 兆帕高压车载气瓶及储氢系统、30-50 兆帕氢气运输长管拖车、70 兆帕加氢站用高压储氢容器、加氢机等关键设备和技术。

应用领域持续扩大。到 2020 年底，全省燃料电池公交车、物流车、重卡车等示范运行规模达到 350 辆。到 2021 年底，全省燃料电池公交车、物流车、重卡车等示范运行规模达到 1000 辆。到 2022 年，全省燃料电池公交车、物流车等示范运行规模达到 4000 辆，其中张家口市不低于 2500 辆；燃料电池实现在大型应急电源、通信基站、分布式热电联供等领域的试点示范；开展氢气混入天然气管网、

H-CNG 加气站等民生用气、调峰用气的应用示范。

三、主要任务

(一)发挥资源优势，加强氢能供给

借助冬奥会和可再生能源示范区建设有利时机，充分发挥张家口可再生能源资源优势，建设张家口可再生能源制氢基地。推动河北建投沽源县风电制氢工程一期、海珀尔风电制氢工程一期项目建设，2020 年底前投产，新增制氢能力 5700kg/天。推动河北建投崇礼风光储互补制氢工程一期、海珀尔风电制氢工程二期项目建设，2021 年建成投产，新增制氢能力 16850kg/天。推动中智天工风光电制氢工程、河北建投崇礼风光储互补制氢工程二期、河北建投沽源县风电制氢工程二期项目建设，2022 年建成投产，新增制氢能力 11400kg/天。

发挥工业副产氢资源优势，依托钢铁、化工等企业发展工业尾气高效低成本制氢。推动旭阳能源集团定州园区和邢台园区氢气提纯项目(制氢能力均为 1000kg/天)建设，分别于 2020 年和 2021 年建成投产。推动河钢集团邯郸焦炉煤气制氢联产 LNG 项目(制氢能力 3000kg/天)，2021 年建成投产。推动晋煤金石集团石家庄化工园区工业尾气制氢(制氢能力 1000kg/天)、河北华丰能源邯郸武安高纯氢能源基地项目(制氢能力 2600kg/天)，2022 年建成投产。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委)

(二)依托优势企业，提升装备水平

依托优势企业重点研发 70 兆帕高压车载储氢系统、大容量高压气态和低温液态氢的储运技术、液态有机物储氢技术、用于高压氢气领域的特种钢材及抗氢脆和渗透的输氢管道材料技术。推动保定长城汽车先进膜电极研发成果产业化项目，2020 年底前投产，年产 100 万片氢燃料电池膜电机组件。推动安瑞科石家庄、廊坊高压站用储氢装备、高压氢气运输装备、加氢装备、车载储氢瓶及供氢系统产品研发和生产线升级改造，2021 年建成投产。推动新兴能源装备高压储氢式容器制造项目、中国气谷·邯郸氢能装备产业园一期工程、邯郸 718 所关键设备研发生产项目和中铁电气化局城铁公司氢能源轨道交通装备技术研发项目，2022 年建成投产，打造全国一流氢能装备制造基地。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省工业和信息化厅、省科技厅)

(三)注重规划引领，强化基础设施

强化顶层设计，注重规划布局。鼓励引导有实力的企业，实行专业化投资、建设、运营各类氢能基础设施。在确保安全的前提下，发挥联合建站集约优势，支持利用城市现有场地和设施，探索油、气、氢、电综合供能服务站建设。2020 年全省计划新建成投运加氢站 10 座，总加氢能力 9000kg/天。2021 年再新建成投运加氢站 10 座，累计加氢能力达到 20000kg/天。2022 年再新建成投运加氢站 10 座，累计达到 30 座以上，累计加氢能力不低于 30000kg/天。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省住房城乡建设厅、省自然资源厅、省市场监管局、省应急管理厅)

(四)加大研发力度，提升电池技术

支持燃料电池电堆和发动机生产企业，加大研发力度，提升发动机功率，延长寿命，降低成本。推动亿华通公司年产 10000 台燃料电池发动机生产项目和张家口市氢能科技公司年产 4000 台风冷型氢燃料电池电堆项目建设，2020 年建成投产。推动张家口聚通科技公司年产 150 兆瓦高性能燃料电池电堆生产基地工程和氢电能源科技公司年产 1000 台新能源车用氢燃料电池项目，2021 年建成投产。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省科技厅)

(五)加快整车项目，完善产业链条

推动北汽福田汽车公司张家口宣化年产 1000 台燃料电池客车生产基地项目和长安客车公司定州年产 1000 台氢燃料电池整车生产项目建设，2020 年建成投产。推动张家口康盛股份公司年产 1500 台新能源专用车整车制造厂项目建设，2021 年建成投产。推动保定长城汽车氢能源乘用车研发项目建设，2022 年冬奥会前推出首台氢燃料电池乘用车样车。以整车为龙头，带动相关产业发展。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省工业和信息化厅、省科技厅)

(六)发挥示范作用，做好推广应用

加快张家口、保定、定州氢能应用示范城市建设。借助 2022 年冬奥会举办和张家口可再生能源

示范区建设的重大机遇，以服务冬奥会为主线，到 2022 年，在城市公交、物流、旅游及奥运专线等领域规模化商业运行。支持保定市依托长城汽车公司开展氢燃料电池汽车技术研发和制造，尽快形成集研发、装备制造、示范运营和配套服务为一体的产业集群。支持定州等市利用工业副产氢资源，及长安氢能客车本土生产优势，积极开展氢能应用示范。支持石家庄化工园区利用工业副产氢，开展产业升级及能源综合利用。

支持工业企业开展氢能应用示范。支持河钢集团、旭阳能源等工业企业，以“就近制取、就近使用”为原则，加强资源综合利用，加快布局建设工业副产气制氢项目，着力提高工业副产氢提纯技术。以职工通勤车、物流车和载重货车为切入点，配套建设制氢工厂和加氢站，大力推进燃料电池重载汽车示范，形成可复制的商业模式推广。(责任单位：有关市人民政府，省发展改革委、省工业和信息化厅、省科技厅)

(七)推动集聚发展，强化优势地位

引导氢能产业在空间布局上趋于集中，功能上趋向集聚，定位上互补发展，防止低水平重复建设。鼓励张家口、邯郸、保定、定州等市依托氢能产业基础和特色优势，培育壮大重点企业，围绕技术研发、产品设计、标准制定、核心部件制造、控制软件开发等关键环节，加快实施一批重点项目，打造国内一流的氢能产业链集群。(责任单位：有关市人民政府，省发展改革委、省科技厅)

(八)加强创新建设，引领行业发展

加快河北省氢能产业创新中心、张家口氢能与可再生能源研究院、保定长城汽车氢能技术中心、石家庄装备制造园区氢能装备基地、石家庄安瑞科高压氢气储运装备工程实验中心、邯郸 718 所氢能技术研究中心、邯郸新兴能源氢能储运装备工程研究中心，集中攻关一批亟待突破的氢能产业共性关键技术，实施一批产业化项目，确保我省氢能产业发展保持行业领先地位。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省科技厅)

四、保障措施

(一)加强组织领导，科学规划布局

成立由发改、工信、科技、财政、税务、自然资源、住建、应急管理、市场监管、生态环境、人社等部门组成的氢能产业发展领导小组，统筹推进规划布局、项目审批、财政支持、技术创新、生产应用、基础设施建设、用地保障、安全环保等工作。支持行业龙头企业、科研高校院所等共同组建国家级氢能与燃料电池产业公共服务平台，加强产业交流与合作，促进优势互补，形成协调有序、合作共赢的产业发展格局。(责任单位：各市人民政府，省直有关部门)

(二)优化发展环境，提高服务水平

认真贯彻落实《河北省推进氢能产业发展实施意见》要求，及时为企业办理各项手续。储氢、加氢站建设及装备制造项目，由属地备案机关进行备案管理。高速公路加氢站，统筹纳入高速公路基础设施建设改造规划。对于先进氢能产业项目，优先列入省、市重点项目计划，市、县政府负责落实耕地占补平衡和用地指标，予以优先保障。因受资源环境条件约束，项目所在城市或范围内保障能力不足，补充耕地确实难以及时、足额落实的，可在省级补充耕地指标库中申请调剂解决。对处于工业园区的氢能项目应编制环境影响报告表的，可简化为环境影响登记表依法备案登记，不再实施审批。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省自然资源厅、省生态环境厅)

(三)支持先行先试，积极稳妥发展

落实国家加快张家口可再生能源示范区建设的有关要求，支持张家口积极稳妥开展氢能、储能等清洁能源管理体制改革的改革试验，探索建设支撑产业创新发展的新机制、新政策，率先制定有利于氢能产业发展的管理办法和标准体系。鼓励各市结合当地氢气供给能力和市场需求，合理制定地方氢能能源发展规划，依托优势企业，充分发挥重点项目示范引领作用，在市场化运营的前提下，积极稳妥安全开展氢能应用。(责任单位：各市人民政府，省发展改革委、省市场监管局、省应急管理厅、省公安厅)

(四)加大财政支持，拓宽融资渠道

对生产首台(套)氢能装备企业列入《河北省重点领域首台(套)重大装备产品公告目录》的产品投保综合保险,经评审符合条件,省级财政给予保费补贴。对认定为国家级的氢能科技型中小企业,优先列入省级科技型中小企业支持计划,给予支持。落实国家新能源汽车推广应用财政补贴政策,对符合条件的氢燃料电池汽车购置和加氢站建设给予适当补贴。鼓励有条件的市(县、区)制定各类支持政策。加强银企对接合作,加大对氢能项目信贷支持,鼓励各类资本设立氢能产业基金及创新创业基金,吸引和撬动社会资金积极参与,提升市场主体活力和发展潜力。(责任单位:各市人民政府,省发展改革委、省科技厅、省财政厅、省税务局)

(五)强化人才支撑,扩大对外合作

吸引高层次的海内外氢能及燃料电池汽车领域高新技术专业队伍,建立和完善人才激励机制,营造人才脱颖而出的环境。支持高等院校与企业、科研院所加强合作,联合培养一批掌握前沿技术的科技人才,逐步形成多层次、多渠道的人才引进和培养体系,迅速壮大人才队伍,为我省氢能产业发展提供坚实的人才保障。支持氢能及燃料电池汽车核心技术的合资合作和技术引进,加快燃料电池零部件产业集群建设,鼓励企业通过海外并购获得核心技术,提升整体竞争力。鼓励企业建立健全研发体系,积极与国外龙头企业及研发机构开展技术交流与合作,通过开放合作,逐步形成与国际接轨、具有较强自主研发能力的氢能及燃料电池汽车技术创新体系。(责任单位:各市人民政府,省发展改革委、省人力资源和社会保障厅、省科技厅)

河北省发改委 2020-07-20

陕西推动光伏等新能源发电交易

本报讯日前,陕西省发展和改革委员会印发《陕西电力市场合同电量转让交易实施细则(试行)》的通知,明确提出:鼓励风电、光伏等新能源机组替代常规火电机组发电交易。在风电、光伏等新能源消纳受限地区,为减少弃风、弃光电量,新能源机组之间可以开展相互替代发电交易。

《细则》明确,发电企业之间的优先发电合同电量转让交易必须符合节能减排原则:火电机组可以转让给风电、光伏发电、水电等清洁能源机组,不得逆向转让;保证电网安全运行所需的发电量不得转让。

《细则》指出,鼓励风电、光伏等新能源机组,以及大容量、高参数、环保机组开展替代燃煤自备电厂机组发电交易。在风电、光伏等新能源消纳受限地区,为减少弃风、弃光电量,新能源机组之间可以开展相互替代发电交易。

刘斌 中国能源报 2020-07-29

河北风电光伏资源规划发布

本报讯日前,河北省发展和改革委员会发布《关于印发<河北省风电光伏发电资源规划>的通知》(冀发改能源〔2020〕932号)。至此,由河北省能源规划研究中心承担编制的《河北省风电光伏发电资源规划》(以下简称《规划》)完成最后收口工作,正式发布。

《规划》以促进河北省可再生能源科学规划和高质量发展为目标,合理统筹土地资源和电网接入条件,将风电光伏发电资源规划与国土空间规划、电网建设规划等有机结合,分期、分区域提出可利用资源,确保该省资源规范有序开发建设。规划成果为未来河北省风电光伏发电的开发建设提供指导依据。

后续,《规划》将持续进行滚动修编,助力河北能源高水平规划和高质量发展。

仝川 中国能源报 2020-07-29