能量转换科技信息

广州能源研究所学术期刊与文献中心　　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 6 期　2022 年 3 月

目　　录

总论 1
“能源安全”升至与“粮食安全”同等重要的战略高度 1
构建碳中和法制体系迫在眉睫 2
IEA：全球能源碳排放量再创新高 3
关于高度重视地质碳汇作用的提案 4
贯彻落实能源绿色低碳转型政策四大关键 5
端稳能源饭碗　铆劲绿色发展 7
两会丨这些能源热词看过来…… 8
舒印彪院士：加快建设“双碳”标准 10
全国人大代表刘汉元提出三方面建议推动可再生能源持续健康发展助力双碳落地 11
全球能源领域碳排放量再创新高 12
政府工作报告说了，能源今年这么干 13
中科院启动行动计划 科技支撑碳达峰碳中和 14
热能、动力工程 15
多管齐下保障储能全生命周期安全 15
储能产业乘风而起 车网“能量互动”大有可为 16
加快发展新型储能 为湖南构建高质量能源体系提供有力支撑 19
警惕！全球甲烷排放监控力度不足 20
李灿院士：用“液态阳光”减碳 21
尽快补齐碳市场建设短板 22
两会专访 | 全国人大代表揣小勇：让“数字电网”建设为“数字中国”提速增效 23
能源企业建议，碳市场短板这样补！ 26
民进中央：关于加快推动钢铁行业低碳转型发展的提案 27
青海：到 2025 年力争建成电化学等新型储能 600 万千瓦 28
清洁能源替代助力钢铁行业深度脱碳 29
全钒液流电池：大规模储能后起之秀 30
全国人大代表张雷：让零碳产业园成为绿色工业革命的重要载体 31
全国政协委员赵延庆：加快构建“源网荷储”互动的新型电力系统 32
全球首套千吨级二氧化碳加氢制汽油示范装置开车成功 33
山东泰安打造“储能之都” 34
实现“双碳”目标 减污降碳协同增效是重点 34
压缩空气储能将走入百姓寻常生活 35
英国启动低碳技术创新计划 36
生物质能、环保工程 36

“隔墙售电”可解生物质发电“燃眉之急”？ 36
太阳能 37
光热产业迎来发展新机遇 37
全国人大代表、通威集团董事局主席刘汉元：未来，光伏发电的成本还将进一步降低 38
新兴市场持续发力　全球光伏装机创新高 40
以甲醇为载体用好太阳能 41
海洋能、水能 42
抽水蓄能迎来跨越式发展 42
甘肃抽蓄电站建设进入快车道 43
风能 44
“叫停”5 年后“重启”，海南海上风电政策逆转 44
“两个倍增三个减半”，风电成为中国碳中和生力军 45
多省加码布局，海上风电母港大热 46
海南重启海上风电 47
海上风电场将有助于从大气中捕集二氧化碳 49
氢能、燃料电池 50
关于加强统筹氢能产业发展推动“碳达峰碳中和”的提案 50
电氢耦合，推动新型电力系统建设 51
氢风可别成“狂风” 53
氢能产业发展升档提速 54
全国人大代表张天任：关于大力发展氢能多场景应用“以用促进”推动产业高质量发展的建议 56
氢能探索多元化应用 58
脱碳倒计时开启 全球航空业能否“氢”装上阵 59
制氢加氢一体化取得突破 62
先立后破 鼓励创新 “氢”装上阵 63
核能 64
核电竞争力离不开产业合力 64
能源政策 65
国家能源局：大力推进“煤电+”耦合发电 65

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

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

总论

“能源安全”升至与“粮食安全”同等重要的战略高度

政府工作报告指出，要增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给。同时，在有序推进碳达峰碳中和工作的过程中，要立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源低碳转型。

从党的十九届六中全会通过的《中共中央关于党的百年奋斗重大成就和历史经验的决议》提出“保障能源资源安全”，到中央经济工作会议强调“确保能源供应”，再到今年政府工作报告明确提出“确保能源安全”，在我国进入全面建设社会主义现代化国家、向第二个百年奋斗目标进军的关键时刻，牢牢端稳能源的饭碗意义重大、影响深远。多位两会代表委员表示，能源安全关系国家命运，在碳达峰碳中和的时代大背景下，能源“兜底保供”事关重大。

（文丨本报记者 姚金楠）

强化国内资源生产

端稳端牢能源饭碗

得益于一系列扎实而有效的增储上产行动，我国煤炭、油气等能源生产和储备能力稳中有升。国家发改委运行局稍早前发布的数据显示， 2021 年全国原煤产量 40.7 亿吨，比上年增长 4.7%。随着湖北荆州、山东济宁、辽宁沈铁等一批大型储煤基地建设完成，区域和全国煤炭供应保障能力大幅提升，并已形成政府可调度煤炭储备能力 8000 万吨；原油产量 1.99 亿吨，比上年增长 2.4%，连续 3 年企稳回升；天然气产量 2053 亿立方米，比上年增长 8.2%，连续 5 年增产超百亿立方米。

在此基础上，2022 年，我国要如何切实“增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发”？

全国政协委员、中国矿业大学（北京）原副校长姜耀东表示，进一步强化我国煤炭安全生产能力，首要任务就是加大煤炭资源勘查力度。姜耀东建议，以晋陕蒙以及东北、华东、中南等矿区深部为重点，提高资源勘探精度，增加可采储量，为建设大型智能化煤矿提供物质基础。“同时，应着力建设一大批智能化煤矿和大型露天煤矿，继续淘汰落后产能，形成以大型智能化煤矿为主体的煤炭生产结构。”

全国人大代表，中国石化中科炼化执行董事、党委书记吴惜伟则认为，从国家能源安全角度着眼，急需在增大原油和成品油储量方面持续加大投入。“随着国际形势日趋复杂，原油价格持续动荡，增大原油储产量意义重大，特别是考虑到我国目前对进口原油依赖度较高，提升原油商储能力势在必行。”

“三改联动”科技攻关

煤炭清洁高效利用上台阶

在确保能源安全的基础上，政府工作报告提出，要有序推进碳达峰碳中和工作，并特别强调要“加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造”。

姜耀东表示，加强煤炭清洁高效低碳利用，需要加大关键技术攻关和成果转化力度，鼓励相关的基础理论与关键技术攻关，将碳捕捉、碳封存、碳循环利用等关键性技术攻关项目列入国家科技支撑计划、能源重点创新领域和重点创新方向。与此同时，推动煤炭清洁高效利用示范工程建设，加大科研投入力度，重点突破煤炭清洁高效低碳利用关键核心技术。“以燃煤发电、冶金焦化、水泥建材和散煤燃烧四大耗煤领域为重点，加大在产业政策和金融政策上的支持力度。”

碳达峰碳中和目标下，煤炭消费达峰和煤炭行业减量发展将成为必然趋势。对此，姜耀东表示，应大力推动煤炭从燃料向燃料和原料转变，促进行业转型。另外，需综合考虑环保、安全、市场等

因素，推进现代煤炭工业高质量发展，推进煤炭气化、煤炭液化（含煤油共炼）、煤制天然气、煤制烯烃等产业发展，延长煤化工产业链，促进煤基新材料技术进步。“同时发挥煤化工在高端精细化工、特殊性能产品、技术密集型产品和新材料等方面的优势，弥补我国产业链短板，研制‘卡脖子’产品。”

4.5 亿千瓦风光大基地蓄势待发

有力有序有效推进“双碳”工作

在逐步实现碳达峰碳中和目标的过程中，可再生能源是必不可少的新生力量。政府工作报告特别强调，要推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。

来自国家发改委的数据显示，截至 2021 年 12 月底，我国首批 9705 万千瓦风光大基地项目已开工约 7500 万千瓦，其余项目将在今年一季度开建，相关配套政策同步密集出台。

国家发改委主任何立峰 3 月 5 日在全国人大首场“部长通道”答记者问时介绍，目前我国在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设 4.5 亿千瓦的大型风电光伏基地，是我国迄今规模最大的可再生能源建设规划。“周边煤电企业要坚持先立后破，建设超超临界发电机组，有序改造供电煤耗 300 克/千瓦时以上的老旧机组，建设安全可靠的特高压输变电线路，这将构成能源供给和消纳的新体系。”

全国人大代表、天能控股集团董事长张天任指出，当前我国全社会用电量稳步、新能源发电量屡创新高，但新能源产业发展仍然存在部分地区消纳能力不足、各层级各专项规划无法有效衔接等问题。“新能源富集的大型能源基地，不同程度存在配套电网送出项目规划、核准相对滞后，跨省跨区通道能力不足等问题。建议大力加强储能体系建设，尽快出台储能专项规划，有序规范发展储能产业，充分增强电源侧、电网侧和用户侧调节能力。”

全国人大代表，国家电网公司东北分部党委书记、副主任石玉东也提出，要加快完善储能参与市场机制设计，深入研究储能参与电力调峰、调频、备用等辅助服务市场的价格形成机制和交易模式。通过建立市场机制，创新开展储能调峰辅助服务，参与新能源消纳市场化交易，进一步完善储能运行商业模式。

致力于碳达峰碳中和目标实现，何立峰强调，“我们不搞‘碳冲锋’，也不搞运动式‘减碳’。我们将贯彻落实好党中央、国务院部署，有力有序有效地推进‘双碳’工作，一定能够在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，我们对此充满信心。”

姚金楠　中国能源网　2022-03-06

构建碳中和法制体系迫在眉睫

本报讯　记者张胜杰报道：3 月 7 日，由清华大学社会科学学院能源转型与社会发展研究中心、国家能源互联网产业及技术创新联盟主办的“2022 年人大代表、清华专家建言能源转型”研讨会在线上举行。会上，多位专家呼吁制修订、完善降碳相关法律法规，为如期实现碳中和目标提供制度保障。

当前，全球已有不少国家和地区，通过气候变化立法或修法的形式，为实现碳中和提供法律保障，这给我国提供了很好的借鉴。

中国科学院科技战略咨询研究院副院长王毅强调，应加快构建碳中和法制体系。“整体来看，在实现‘双碳’目标的背景下，我们已经有了‘1+N’的政策体系，但尚缺乏顶层法律，已有的能源、节能等相关法律，既未考虑‘双碳’目标下的制度安排，也不能形成支撑‘双碳’战略的法律法规体系。在当前的全国人大常委会立法规划中，并不包括这些内容。”

由于能源领域碳排放占碳排放总量的 80%以上，因此，能源领域的法制建设与碳中和相关的法制建设息息相关。国家能源局原副局长吴吟指出：早在 2014 年 6 月 13 日召开的中央财经领导小组第六次会议上，能源领域法律法规立改废工作就已启动，但能源领域的立法进展比较慢。“如 2005 年就启动了《能源法》立法，如今已进入第 18 个年头，但目前仍处于部门工作阶段，还没到国务院审

议，更没到人大审议。此外，石油法、天然气法等法律缺失。能源监管方面，过去有《电力监管条例》，但电监会和国家能源局合并后，能源监管还没有相应法规。《电力法》《煤炭法》自 1996 年开始实施，至今已有 27 个年头，期间除了随其他法律出台作过个别条款修订外，没有进行过整体实质性修订。”

王毅表示，实现碳达峰碳中和，是经济社会各方面的绿色转型，涉及到国家各个部门，跨越近 40 年，是一项浩大系统工程。因此，需要制定一个上位法作为顶层设计，同时需要各个方面的法律法规配套，包括修订现有的涉及能源、循环经济、土地利用等方面的法律法规及标准。

“2021 年，全国人大环资委到国家发改委、国家能源局、生态环境部、国家电网等部门调研，听取各单位对‘双碳’领域立法的需求，包括针对《能源法》草案提出修改意见、建议。”王毅说，“近两年，全国两会的代表、委员提出了不少涉及‘双碳’的议案、提案。今年，我们也将继续开展‘双碳’立法的前期研究工作，为下届全国人大常委会的立法规划提供咨询报告和建议。”

对此，四川乐山太阳能研究院院长姜希猛建议，既要出台国家层面的法律法规，也要做好地方性的法律法规制定工作，以促进能源转型发展。“在‘双碳’工作推进过程中，起初可以落实以行政为主导的管理办法，但要在实践中不断创新完善，逐渐形成地方的法律法规。”

“除立法之外，还有一些法规，如《可再生能源法》，其条款落实得不够好。所以，还应该在这类法规的落实方面下功夫。”吴吟强调。

王毅表示，为如期实现“双碳”目标，过去一年，相关部门在顶层战略和政策制定方面取得了长足进步，但在具体的管理体制安排、重要制度的设计、法律责任的规范、治理体系的构建等方面还需要进一步研究确定。

中国能源报　2022-03-14

IEA：全球能源碳排放量再创新高

国际能源署（IEA）日前发布《全球能源回顾：2021 年二氧化碳排放》报告指出，2021 年，全球能源领域二氧化碳排放量达到 363 亿吨，同比上涨 6%，超过了新冠肺炎疫情暴发前的水平，创下历史最高纪录。IEA 认为，2021 年飙涨的天然气价让燃煤发电强势复苏，成为能源领域碳排放量“强劲反弹”的主要原因。

根据上述报告的数据，2021 年，全球能源领域的二氧化碳排放量较 2020 年上涨了 20 亿吨以上，增长幅度创下了历史新高的同时，也抵消了新冠肺炎疫情以来因经济活动减弱带来的碳排放下降。其中，电力和供热两大板块的碳排放量涨幅最为明显，均较 2020 年增长了 9 亿吨。此外，工业和建筑领域的碳排放量也已反弹至 2019 年的水平。

业界分析认为，2021 年，全球能源需求大幅回弹，叠加恶劣天气、能源市场震荡等，这些因素都推高了碳排放量，其中，各国燃煤发电量的反弹也是一个重要原因。

IEA 指出，过去的一年里，全球天然气价快速攀升，直接导致许多国家“回头”使用相对更具有经济性的煤电。统计数据显示，2021 年，全球范围内煤炭领域的二氧化碳排放量达到了 15.3 亿吨，较 2014 年的排放峰值高出了 2 亿吨。

IEA 的报告还发现，2021 年的大多数时间内，美国和欧洲很多国家的燃煤发电成本都显著低于天然气发电，天然气到煤炭发电的转变直接导致这些地区的碳排放量增加了 1 亿吨以上。其中，美国燃煤电厂的碳排放量在 2021 年里同比增长了 17%，欧盟燃煤电厂的碳排放量增幅也达到了 16%。

除发达国家外，2021 年，印度的碳排放量也出现了明显上涨，超过了 2019 年的水平。IEA 认为，其主要推因也是大规模使用煤电。报告数据显示，去年印度碳排放量同比涨幅达到 13%，同时，印度还面临清洁能源替代推进不力的挑战，去年可再生能源装机新增速度降至过去 5 年平均增速的 1/3 左右。

另外，IEA 统计指出，同期内天然气领域的二氧化碳排放量也出现了明显上升，总排放量达到

了 75 亿吨，同样超过了 2019 年水平。而在石油方面，由于全球交通、航空、物流活动水平尚未恢复至正常水平，2021 年该领域的二氧化碳排放量约为 107 亿吨，仍低于疫情前水平。

不过，IEA 的报告也显示，2021 年，全球可再生能源和核能发电量也都出现了一定的增长，整体上看，这些低碳电力在电力供给中的占比已经超过了燃煤发电。统计数据显示，2021 年，全球可再生能源发电量超过了 8000 太瓦时，较 2020 年上涨了 500 太瓦时，创下历史新高。其中，风力发电量同比增长了 270 太瓦时，光伏发电量则增长了 170 太瓦时。但受北美地区极端干旱天气影响，去年水力发电量却有所下降。

虽然低碳能源占比增长明显，但从各国经济增长数据来看，业界普遍认为，目前全球经济仍高度依赖化石燃料。数据显示，2021 年全球 GDP 同比涨幅约为 5.9%，基本与碳排放量涨幅持平，这也意味着，全球经济复苏与碳排放量紧密关联。

IEA 指出，疫情期间全球经济显然并未实现“可持续复苏”，现在全球应确保 2021 年全球碳排放量的反弹是暂时的，加快能源转型的步伐并保障能源安全在当下更凸显其必要性。

然而，根据美国能源信息署公布的数据，虽然 2021 年美国风电和光伏装机大增，但按照这一速度，即使到 2050 年也无法满足美国电力需求，届时美国将仍有 44%的电力供给来自于煤炭和天然气发电。与此同时，欧洲能源危机愈演愈烈，德国作为欧盟国家中最早实施弃煤政策的国家，近日也表示有意重启已经关停的燃煤发电设施。德国能源领域相关官员在日前召开的一场新闻发布会上表示：“如果德国要继续推进能源独立，将不得不重启煤电。”

李丽旻　中国能源网　2022-03-15

关于高度重视地质碳汇作用的提案

碳达峰、碳中和是习近平总书记作出的国家重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。增加碳汇和减少碳排是目前国际上公认的实现碳达峰、碳中和的有效途径。

在碳汇方面，地质碳汇主要包括二氧化碳地质封存（工程碳汇）、基性超基性岩化学风化（矿物碳汇）和碳酸盐岩溶蚀（岩溶碳汇）三种类型。据中国地质调查局近年来的调查研究，我国陆域及毗邻海域沉积盆地深部咸水层、枯竭油气藏及深部不可采煤层分布广泛，可为二氧化碳地质封存提供万亿吨级的巨大空间；基性-超基性岩分布广泛且类型多样，矿物碳汇潜力可达 13 万亿吨；全国岩溶面积占国土面积的三分之一，岩溶碳汇通量平均每年为 0.5 亿吨碳，相当于中国森林碳汇通量的 68%、草地碳汇通量的 7.3 倍。

在碳减排方面，据中国地质调查局初步评价，我国 336 个主要城市浅层地热能和全国水热型地热资源年可开采量折合标准煤分别为 7 亿吨和 19 亿吨，如果能够充分合理开发利用，每年可减排二氧化碳 17.5 亿吨和 47 亿吨，可有效支撑实现碳达峰目标。初步评估，地下 10 公里以浅的干热岩资源储量巨大，若能实现技术突破得以开发利用，将为碳减排目标做出更大贡献。

虽然我国地质碳汇潜力巨大，但与森林、草原等生态系统碳汇相比，其在双碳目标实现中的作用未能得到应有重视，推进地质碳汇调查研究与开发利用的政策法规体系尚未建立，工作程度和研究精度差距较大。我国地热资源虽然丰富，但受勘查开发技术、经济政策和地热矿业权等诸多因素的限制，资源探明率和开发利用程度较低。

为此，建议：

一是在国家碳达峰碳中和“1+N”政策体系中进一步突出地质碳汇作用。将地质碳汇相关内容纳入能源、工业、城乡建设等领域和石化化工、电力、石油天然气等重点行业实施方案，以及科技支撑、财政金融、碳汇能力、统计核算和督查考核等支撑政策。部署重大专项工程，开展全国地质碳汇本底调查、碳储量评估、潜力分析，建立地质碳汇监测体系，核算“地质作用-生态过程-人类活动”耦合系统碳收支量，探索建立地质碳汇核算和评估制度，逐步推动地质碳汇整体纳入全国碳排放权交易市场。

二是建设地热清洁能源勘查开发国家工程研究中心。积极支持建设地热清洁能源勘查开发国家工程研究中心，承担全国地热资源调查、监测、评价、区划、探采实验等任务，深入开展重点地区地热资源开发利用与地质环境效应监测评价，加快推进干热岩资源调查和开发示范，加强地热勘查开发关键技术攻关，为碳达峰、碳中和提供科技支撑和清洁能源保障。

三是将地质碳汇基础理论和增汇技术研究列入国家科技创新研究优先领域和重点方向。建议在国家科技重大专项、国家重点研发计划、国家自然科学基金、基地和人才计划中，加强地质碳汇科技战略部署。针对工程碳汇，加快推动二氧化碳地质封存规模、环境影响、经济性评价以及地下运移监控等关键技术研发；针对矿化碳汇，加大对基性-超基性岩与饱和二氧化碳水溶液在地下反应速率、控制因素及固化机理研究和快速矿化固碳关键技术研发支持力度；针对岩溶碳汇，重点部署微生物、碳酸苷酶、土地利用形式等人工干预对岩溶形成及碳汇的影响研究，以及“可测量、可报告、可核查”技术方法攻关。赋能地质碳汇开发利用，提高我国应对气候变化的能力，服务“双碳”战略目标。(农工界别小组拟提交全国政协十三届五次会议提案)

中国能源网　2022-03-08

贯彻落实能源绿色低碳转型政策四大关键

近日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号），以下简称《意见》。《意见》作为碳达峰碳中和“1+N”政策体系的重要保障方案之一，是《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030 年前碳达峰行动方案》在能源领域政策保障措施的具体化。

那么，《意见》将带来哪些影响？贯彻落实《意见》需要做好哪些工作？带着这些疑问，中能传媒记者专访了华北电力大学经济与管理学院教授袁家海。

记者：请您谈谈《意见》出台的目的及意义？将带来哪些影响？

袁家海：《意见》是碳达峰碳中和“1+N”政策体系的一个关键拼图，从体制机制完善创新的角度对“能耗双控、重点减碳、安全替代”工作的稳步推进提出了系统、清晰、明确的建设时序、步骤与重点，旨在构建绿色低碳能源体系的制度“底层构架”。《意见》聚焦能源电力产供储销、监管、投资等全过程，涉及终端能源消费、能源开发利用、跨部门协同、电力市场、电力保供等重要转型保障机制，多层次、多维度、全领域明确了能源电力低碳转型的“路线图”，对推动碳减排工作部署具有重要指导作用。

新的低碳发展需求会对既有的能源体制机制产生冲击，从而产生一些现实问题和负面影响，如部分行业节能减排进程缓慢、新能源消纳受阻、区域性短时电力供应不足等。为保障 2030 年碳达峰目标如期实现，《意见》提出了切实可行且全面的绿色低碳能源转型体制机制，结合后续将发布的重点行业碳达峰实施方案，引导全社会各行业的低碳发展。在强调绿色低碳转型之外，《意见》通篇隐含的关键词是“保供”，因为保障能源安全是能源绿色低碳转型的前提。通过加强能耗“双控”、终端部门用能清洁替代、新能源开发就地消纳、省间能源互济、供需双侧灵活性资源调配、深化煤电清洁高效转型、能源电力系统安全协同与应急储备等措施，提升我国能源自给度和可靠性，并降低用电需求过快增长和“黑天鹅”极端事件对供能安全的冲击。

记者：您重点关注《意见》中的哪些领域？这些领域提出的相关政策措施应如何贯彻落实？

袁家海：在终端能源利用方面，《意见》强调工业、建筑和交通三大终端用能部门的绿色能源消费，以降低能耗、推进电气化、能源多级利用、提升节能标准、推广清洁材料与燃料等方式来引导终端绿色消费，明确控制能耗强度优先于能耗总量控制，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。预计建筑和交通部门用能仍有较大的增量空间，2030 年之后方能实现碳达峰，而工业部门用能增量见顶且清洁能源替代加深，大概率与经济体整体同步实现碳达峰。需要警惕的是，在非化石能源尚未完全满足增量需求的情况下，过快的电气化发展速度会为煤电发展创造客观条件，

缓解终端部门碳排放增长但会增加电力部门的减排负担。因此，需要采取跨部门协同转型策略，在能源供需双侧以符合能效和经济原则的清洁能源综合替代方式推进全领域稳步碳达峰。

在能源开发利用方面，我国长期采用能源广域调配的自上而下平衡方式来满足用能需求，而随着对新能源需求的不断提升，分布式开发、就地消纳的利用方式将更具普适性。对此，《意见》提出“建设多能互补、就近平衡、以清洁低碳能源为主体的新型能源系统”“探索同一市场主体运营集供电、供热（供冷）、供气为一体的多能互补、多能联供区域综合能源系统”“大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设”等重要指导意见，以自上而下与自下而上交互的能源平衡方式来保障我国能源安全、推动绿色低碳能源转型。这样既可以实现本地能源清洁开发利用来满足部分增量需求，也能减少广域能源网的输送压力与用能成本、提升能源供应可靠性。可预见的是，分布式开发就地消纳的可再生能源利用将在“十四五”期间迅速发展，而限制其发展的体制机制藩篱必须一一识别、逐个打破。

能源供需的绿色低碳化本质上都是围绕着清洁电力展开的，《意见》从顶层设计、可再生能源分布式与集中式开发并举、全国统一电力市场体系、供需双侧灵活性资源建设等方面，进一步完善了新型电力系统的建设方针。其中，全国统一电力市场将有力强化区域间电力资源调配，在省间中长期和现货交易取得良好进展的基础上，需要进一步推进省间辅助服务市场的试点推广，实现送受两端协同发力消纳新能源，结合容量市场的电力资源充裕度保障机制，在保障地方电力基本平衡后，以市场发现价格方式提升区域间电力供应安全的互济保障能力。同时，分布式能源和需求响应的市场化机制有望发展突破，丰富市场交易品种和系统调节能力，扭合分散式交易与集中式交易来提升市场活力。

记者：《意见》的贯彻落实至关重要，您认为面临哪些困难？需要做哪些工作？

袁家海：第一，出台新型电力系统的专题规划，统筹各类资源的高效协同配置。我国是以电力总体规划为引领、配套不同电源的专题规划来构建未来五年内的电力发展路线图，虽然各配套规划之间存在一定的衔接性，但各电源品种简单叠加的“拼盘式”规划，无法充分实现各类资源的功能协同互补，难以适应以新能源为主体的新型电力系统对大规模灵活调节性资源的需求。“十四五”应立足综合资源规划理念，出台新型电力系统专题规划，从系统优化角度考虑边界条件约束，优化电力供应与消费模式，建立“需求场景+资源配置+市场机制+政策保障”模式，有序高效实施新型电力系统建设工作。

第二，完善煤电电量控制与电力潜力释放机制统筹减碳与保供。作为主力电源的煤电也是高碳电源，长期承担着基础保供的重任，也决定了我国电力部门碳达峰时间表。“双碳”目标的内在要求是控制煤电电量增长，电力安全供应强调的是电力供需的实时平衡。因此，二者共同要求下，需要通过终端用电需求的有效节能、非化石能源的快速发展来满足用电增量，控制煤电电量增长，近中期应以充分挖掘煤电灵活调节潜力为主要手段、以协同部署其他灵活性资源为重要补充，应对新能源渗透率提升和用电负荷尖峰化所带来的平衡挑战，实现电力减碳和安全供应的双重任务。

第三，提前布局煤电碳捕集技术创新与商业化验证。碳捕集技术是我国实现能源深度减排的必然选择，尤其是对工业生产环节、难以替代的化石燃料燃烧、中长期煤电缓解碳约束压力等将起到关键作用。我国存量常规煤电机组的集中建设期是 2006~2016 年，按照 30 年运行寿命计算，将在 2036~2046 年间有序退出，但可能会引发电力供应安全问题，而长期留存又会使得碳排放量居高不下。因此，对其中部分工况良好的机组进行碳捕集改造可以使其以低碳方式继续服役，平衡减碳与保供需求。在未来碳中和电力系统中，可控稳定的低碳发电资源依然不可或缺，因其不仅能够提供稳定可靠且可调节的电力输出，还可以显著降低深度脱碳的成本、应对突发极端天气事件，同时煤电掺烧生物质发电耦合碳捕集设施可以提供负排放，很可能成为保障整个能源系统安全脱碳的“压舱石”。因此，“十四五”期间有必要加快以煤电行业为重点的碳捕集技术研发与商业示范，这样才能为 2030 年后有序推进煤电 CCS 部署提供客观条件。

第四，因地制宜引导并尊重地方和各用能主体的转型意愿。能源绿色低碳转型顶层机制设计完

善后，具体工作的实施推进需要地方政府和社会用能主体的积极参与。我国不同区域的资源条件和经济承受能力、不同用能主体的消费模式和减排措施等存在差异，要以“稳发展”为前提因地制宜采取针对性的转型方式，利用市场激励和必要的财政手段来引导地方和用能主体有节奏地推进转型工作，引导有条件的地方和用能主体率先碳达峰碳中和，但须避免地方性、行业性的“一刀切”管理和违规操作。

张媛媛　中国能源新闻网　2022-03-12

端稳能源饭碗　铆劲绿色发展

最是一年春好处，砥砺奋进正当时。仲春时节，2022 年全国两会拉开帷幕。3 月 5 日，国务院总理李克强作政府工作报告， 报告将“稳字当头、稳中求进”总发展基调下的“能源安全”上升至与“粮食安全”同等重要的战略高度，并将其列入“着力稳定宏观经济大盘”任务之中，凸显出能源作为经济社会发展原动力的重要地位。

政府工作报告指出，要增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给。同时，在有序推进碳达峰碳中和工作的过程中，要立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源低碳转型。

从党的十九届六中全会通过的《中共中央关于党的百年奋斗重大成就和历史经验的决议》提出“保障能源资源安全”，到中央经济工作会议强调“确保能源供应”，再到今年政府工作报告明确提出“确保能源安全”，在我国进入全面建设社会主义现代化国家、向第二个百年奋斗目标进军的关键时刻，牢牢端稳能源的饭碗意义重大、影响深远。多位两会代表委员表示，能源安全关系国家命运，在碳达峰碳中和的时代大背景下，能源“兜底保供”事关重大。

强化国内资源生产

端稳端牢能源饭碗

得益于一系列扎实而有效的增储上产行动，我国煤炭、油气等能源生产和储备能力稳中有升。国家发改委运行局稍早前发布的数据显示， 2021 年全国原煤产量 40.7 亿吨，比上年增长 4.7%。随着湖北荆州、山东济宁、辽宁沈铁等一批大型储煤基地建设完成，区域和全国煤炭供应保障能力大幅提升，并已形成政府可调度煤炭储备能力 8000 万吨；原油产量 1.99 亿吨，比上年增长 2.4%，连续 3 年企稳回升；天然气产量 2053 亿立方米，比上年增长 8.2%，连续 5 年增产超百亿立方米。

在此基础上，2022 年，我国要如何切实“增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发”?

全国政协委员、中国矿业大学（北京）原副校长姜耀东表示，进一步强化我国煤炭安全生产能力，首要任务就是加大煤炭资源勘查力度。姜耀东建议，以晋陕蒙以及东北、华东、中南等矿区深部为重点，提高资源勘探精度，增加可采储量，为建设大型智能化煤矿提供物质基础。“同时，应着力建设一大批智能化煤矿和大型露天煤矿，继续淘汰落后产能，形成以大型智能化煤矿为主体的煤炭生产结构。”

全国人大代表，中国石化中科炼化执行董事、党委书记吴惜伟则认为，从国家能源安全角度着眼，急需在增大原油和成品油储量方面持续加大投入。“随着国际形势日趋复杂，原油价格持续动荡，增大原油储产量意义重大，特别是考虑到我国目前对进口原油依赖度较高，提升原油商储能力势在必行。”

“三改联动”科技攻关

煤炭清洁高效利用上台阶

在确保能源安全的基础上，政府工作报告提出，要有序推进碳达峰碳中和工作，并特别强调要“加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造”。

姜耀东表示，加强煤炭清洁高效低碳利用，需要加大关键技术攻关和成果转化力度，鼓励相关

的基础理论与关键技术攻关，将碳捕捉、碳封存、碳循环利用等关键性技术攻关项目列入国家科技支撑计划、能源重点创新领域和重点创新方向。与此同时，推动煤炭清洁高效利用示范工程建设，加大科研投入力度，重点突破煤炭清洁高效低碳利用关键核心技术。“以燃煤发电、冶金焦化、水泥建材和散煤燃烧四大耗煤领域为重点，加大在产业政策和金融政策上的支持力度。”

碳达峰碳中和目标下，煤炭消费达峰和煤炭行业减量发展将成为必然趋势。对此，姜耀东表示，应大力推动煤炭从燃料向燃料和原料转变，促进行业转型。另外，需综合考虑环保、安全、市场等因素，推进现代煤炭工业高质量发展，推进煤炭气化、煤炭液化（含煤油共炼）、煤制天然气、煤制烯烃等产业发展，延长煤化工产业链，促进煤基新材料技术进步。“同时发挥煤化工在高端精细化工、特殊性能产品、技术密集型产品和新材料等方面的优势，弥补我国产业链短板，研制‘卡脖子’产品。”

4.5 亿千瓦风光大基地蓄势待发

有力有序有效推进“双碳”工作

在逐步实现碳达峰碳中和目标的过程中，可再生能源是必不可少的新生力量。政府工作报告特别强调，要推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。

来自国家发改委的数据显示，截至 2021 年 12 月底，我国首批 9705 万千瓦风光大基地项目已开工约 7500 万千瓦，其余项目将在今年一季度开建，相关配套政策同步密集出台。

国家发改委主任何立峰 3 月 5 日在全国人大首场“部长通道”答记者问时介绍，目前我国在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设 4.5 亿千瓦的大型风电光伏基地，是我国迄今规模最大的可再生能源建设规划。“周边煤电企业要坚持先立后破，建设超超临界发电机组，有序改造供电煤耗 300 克/千瓦时以上的老旧机组，建设安全可靠的特高压输变电线路，这将构成能源供给和消纳的新体系。”

全国人大代表、天能控股集团董事长张天任指出，当前我国全社会用电量稳步增长、新能源发电量屡创新高，但新能源产业发展仍然存在部分地区消纳能力不足、各层级各专项规划无法有效衔接等问题。“新能源富集的大型能源基地，不同程度存在配套电网送出项目规划、核准相对滞后，跨省跨区通道能力不足等问题。建议大力加强储能体系建设，尽快出台储能专项规划，有序规范发展储能产业，充分增强电源侧、电网侧和用户侧调节能力。”

全国人大代表，国家电网公司东北分部党委书记、副主任石玉东也提出，要加快完善储能参与市场机制设计，深入研究储能参与电力调峰、调频、备用等辅助服务市场的价格形成机制和交易模式。通过建立市场机制，创新开展储能调峰辅助服务，参与新能源消纳市场化交易，进一步完善储能运行商业模式。

致力于碳达峰碳中和目标实现，何立峰强调，“我们不搞‘碳冲锋’，也不搞运动式‘减碳’。我们将贯彻落实好党中央、国务院部署，有力有序有效地推进‘双碳’工作，一定能够在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，我们对此充满信心。”

本报记者　姚金楠　中国能源报　2022-03-07

两会丨这些能源热词看过来……

今天下午，全国两会即将召开，代表委员再次聚首北京共商国是。

今年能源界代表委员关注哪些热点？又有什么“锦囊妙计”？本报记者收集了部分代表委员的议案和提案内容，提前给大家剧透来啦！

今年，《中国能源报》官网、微信公众号、新浪微博、快手、抖音、全国能源信息平台等全媒体平台矩阵，给您带来全方位的两会报道。

您关心的，就是我们关注的！请在文末留言告诉小编您关注的问题吧！

碳达峰、碳中和

今年两会，代表委员对碳达峰、碳中和领域问题最为关注。实现碳达峰、碳中和，是党中央统

筹国内国际两个大局作出的重大战略决策，是着力解决资源环境约束突出问题、实现中华民族永续发展的必然选择，是构建人类命运共同体的庄严承诺。

全国政协委员、中国科学院院士、中国地质大学（武汉）校长王焰新表示，制定高等学校校园碳达峰碳中和行动方案，鼓励高校将校园碳中和建设与人才培养密切结合，在资金和政策上给予充分支持，并建立校园碳中和评价体系，让高校师生成为“双碳”的践行者。

民革中央在拟向全国政协十三届五次会议提交的《关于推动我国制造业绿色低碳转型的提案》中建议，探索碳定价体系发展模式，深化绿色产业配套体系。完善碳定价领域的立法工作，完善本土碳交易市场，建立更加透明的碳排放管理制度。

民盟中央则在拟向全国政协十三届五次会议提交的《关于加快构建我国自主的全球碳监测评估体系的提案》中指出，“为贯彻落实 2030‘碳达峰’和 2060‘碳中和’目标，争夺我国参与全球气候治理的长期话语权，亟需加快构建具有中国自主知识产权和国际影响力的温室气体监测体系和碳监测、碳核查科学评估体系，实现温室气体多指标综合监测和碳排放自主定量评估，支撑全球治理和人类命运共同体建设。”

煤炭价格市场化机制

2 月 28 日，国家发改委召开电视电话会，对进一步完善煤炭市场价格形成机制工作进行全面部署安排。会议指出，进一步完善煤炭市场价格形成机制，引导煤炭价格在合理区间运行，促进煤、电价格通过市场化方式有效传导，有利于稳煤价、稳电价、稳企业用能成本，为保持经济平稳运行提供有力支撑。

全国政协委员、中国矿业大学(北京)原副校长姜耀东认为，加强中长期合同监管，强化三方履约兑现，提高合同约束力。完善煤炭市场监测及预警机制。加强煤炭市场动态监测和分析研判，健全煤炭价格异常波动预警机制与响应机制。建立煤炭应急保障储备体系，统筹政府、企业、社会储备资源，扩大储备规模，提高煤炭供给体系弹性。

他认为，应鼓励发展多种形式的煤电联营。鼓励煤炭和发电企业通过资本融合、相互参股、换股、兼并重组、资产联营和煤电一体化项目等多种形式发展煤电联营。优先安排实施跨区域煤电联营的煤矿项目直供联营电厂的燃料煤铁路运力；对参与煤电联营或已和电厂签订中长期合同的煤矿，在铁路运力配置中给予必要的优先支持；对参与煤电联营的电厂，在落实煤炭资源和运力方面给予优先协调。

氢能

“氢能产业发展规划”一直是两会代表关注的重点。近段时间以来，地方频繁发布促进氢能产业发展的文件。

全国人大代表、天能集团董事长张天任建议，国家尽快制订出台氢能产业发展规划，完善顶层设计，引导产业健康发展；进一步拓宽氢燃料电池示范应用的领域、行业和区域，提高工业副产氢利用率，多渠道拓宽氢源，以更大的力度鼓励企业开展技术创新，解决“卡脖子”难题，推动产业转化。

全国人大代表、宝泰隆董事长焦云建议，考虑到东北地区氢能产业现状，应当充分发挥当地氢源和氢能源汽车应用两大地域优势，通过加快氢能源汽车的推广、氢能中和二氧化碳、配合加氢站建设带动上游制氢、储氢、加氢环节产业链逐步构建，进而集聚相关产业链资源，推动东北地区氢能生态建设、产业转型升级和能源结构调整，进而促进地区产业清洁、高质量发展。

新型储能系统

近日，《“十四五”新型储能发展实施方案》落地，文件提出发展目标到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件。在能源结构转型加速的大背景下，新型储能相关政策逐步落地，产业发展逐步进入快车道。

全国人大代表，国家电网有限公司东北分部党委书记、副主任石玉东表示，一是加快完善储能参与市场机制设计，深入研究储能参与电力调峰、调频、备用等辅助服务市场的市场主体定位、价

格形成机制和交易模式。通过建立市场机制，创新开展储能调峰辅助服务，参与新能源消纳市场化交易，进一步完善储能运行商业模式。

全国人大代表、天能集团董事长张天任表示，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，安全始终是储能的生命底线。为了加快建立安全高效的新型储能设施，助力国家“双碳”目标实现，建议加快推进新型储能系统安全规范。

全国政协委员、宁德时代新能源科技股份有限公司董事长曾毓群表示，双碳目标下，新能源占比逐渐提高，新型储能和抽水蓄能是提升发电容量充裕度、保障新型电力系统安全稳定运行的重要支撑。他认为应破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，参照抽蓄建立适用新型储能特点的容量电价政策，形成稳定合理的收益空间，构建公平竞争的市场发展环境，促进各类储能的健康发展。

新型电力系统

今年，国家发改委、国家能源局印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》提出，要加强新型电力系统顶层设计，推动电力来源清洁化和终端能源消费电气化，适应新能源电力发展需要制定新型电力系统发展战略和总体规划，鼓励各类企业等主体积极参与新型电力系统建设。

全国政协委员，辽宁省政协副主席、省工商联主席赵延庆建议，在国家层面，从加强网源协同规划、拓展需求侧响应、电力市场化改革、抽蓄储能等电价疏导等方面入手，加强顶层政策机制设计，构建适应新能源快速发展，推动加快新型电力系统建设的市场机制和政策体系。

新能源汽车

我国新能源汽车产业发展已经进入了规模化快速发展的新阶段，虽然目前发展还面临一些困难挑战，但预计今年仍将保持高速增长的态势。

全国人大代表，上汽集团党委书记、董事长陈虹建议，加大对新能源车使用端的支持力度，持续完善充电桩等配套设施建设，提供充电电费优惠，进一步形成鼓励低碳产品消费的氛围。陈虹建议有关方面进一步加大对车企核心技术攻关的支持，鼓励引导企业向掌控核心软硬件研发能力方向发展。

关于完善新能源汽车补贴政策，全国人大代表、广汽集团董事长曾庆洪建议，延缓国家补贴一至两年、简化前期补贴领取手续、缓解企业资金压力，并由国家层面在新时期考虑对新能源汽车推广应用补贴政策进行战略方向调整，以达到“提振消费、鼓励建设”的目的。

闫志强　中国能源网　2022-03-04

舒印彪院士：加快建设“双碳”标准

“标准是经济活动和社会发展的技术支撑，是国家基础性制度的重要方面。”全国政协委员，国际电工委员会（IEC）第 36 届主席，中国华能集团有限公司党组书记、董事长舒印彪告诉记者，“加强碳达峰、碳中和标准建设，不仅有助于促进我国低碳技术及相关产业创新发展，推动形成科学高效的碳排放社会治理体系，也是提升我国产品国际竞争力的重要保障。”

舒印彪指出，当前我国产业技术发展与国际标准接轨有待加强，尚未形成以标准促进技术创新、以技术带动标准进步的“共生效应”。对此，他指出，我国碳排放核查核算体系需要加快研究建立，提升碳排放国际标准化话语权。2021 年 10 月，中共中央、国务院印发《国家标准化发展纲要》，已提出要建立健全碳达峰、碳中和标准。

基于此，舒印彪提出如下建议：

一是加快我国碳达峰、碳中和标准体系建设。国家有关部门牵头开展碳排放标准化发展战略研究，加快推进我国碳达峰、碳中和标准体系建设。尽快补齐碳排放核算、报告、核查、披露、认证和标识等关键环节短板，加强碳排放基础数据库建设，推动核算方法与国际接轨，完善核算标准与核查机制，建立低碳产品全生命周期碳足迹标准和标识制度。

二是积极参与国际能效、低碳等标准制修订。秉承开放合作的积极态度，融入国际能效、碳排放标准和规则体系，加强国际标准协调。积极参与相关领域国际标准制修订，在已有 TC 基础上，推动成立我国牵头的工作组；推动成立相关领域新 TC，并承担秘书处工作，制定更多由我国主导的碳排放国际标准。

三是打造碳排放标准国际认证龙头企业。加强与国际知名标准与认证机构合作，规范碳排放核查核算行业准入标准，细化工作流程，统一核查标准。积极融入国际认可互认体系，打造国内碳排放标准国际认证企业品牌，推动我国碳排放核查行业健康发展。建立与国际接轨的碳标准认证体系，加快培育一批具有国际竞争力的碳排放标准制定和认证检测服务中介机构。

为深刻把握当前全球科技发展和产业变革的新趋势，下一步，舒印彪将积极推动 IEC 启动未来十年战略规划工作，将中国提出的碳中和、能源转型、零碳电力系统等主题列入 IEC 战略规划等，致力于改善提升全球“环境、社会和公司治理”，向世界发展中国家中小型企业提供项目资助。

赵紫原　中国能源网　2022-03-07

全国人大代表刘汉元提出三方面建议推动可再生能源持续健康发展助力双碳落地

今年两会期间，全国人大代表、通威集团董事局主席刘汉元针对推动可再生能源持续健康发展，助力双碳目标有效落地方面提出了相关建议。

在实现碳达峰碳中和的进程中，以光伏、风能为代表的可再生能源无疑是其中的主力军。过去十多年来，光伏发电成本下降了 90%以上，成为全球最经济的发电方式。我国光伏发电成本已降到 0.3 元/千瓦时以内，预计“十四五”期间将降到 0.25 元/千瓦时以下，低于绝大部分煤电。如进一步考虑生态环境成本，光伏发电的优势将更加明显。

刘汉元代表表示，从消费端看，交通运输用油约占我国每年原油消费的 70%，而燃油汽车百公里油费约为电动汽车百公里电费的 4 到 5 倍，因此以输出的等效能量计算，消费端的电价为油价的 1/4 到 1/5。目前，世界原油价格接近 100 美元/桶，如按 2021 年平均价格 70 美元/桶计算，等效能量的电价成本约为 15 美元左右。当前光伏已实现平价上网，因此发电成本实际已降到了相当于 15 美元/桶原油的价格，且发电全过程零污染、零排放。

从减少碳排放看，目前我国已形成了 200GW 左右的光伏系统产能，其产品每年发出的电力，相当于 1 亿吨原油输出的等效能量，而消费 1 亿吨原油大约会产生 3.5 亿吨碳排放，生产 200GW 光伏系统大约会产生 1050 万吨碳排放。也就是说，制造光伏系统每产生 1 吨碳排放，其产品发电后每年将减少 33 吨碳排放。

从能源的投入产出看，生产 1kw 光伏发电系统全过程需耗电 300kwh 左右，而 1kw 系统每年可发电约 1500kwh，意味着制造光伏系统全过程的能耗，在电站建成后半年内即可全部收回，系统可以稳定运行 25 年以上，其整个生命周期回报的电力是投入的 50 倍以上，是典型的“小能源”换“大能源”产业。

从国家能源战略安全看，近年来，我国每年进口原油超过两千亿美元，外贸依存度超过 70%，2021 年进口量达 5.13 亿吨，外汇支出达 2573 亿美元，创历史新高！进口原油中有 80%需经过马六甲海峡。从维护能源和外汇安全的角度考虑，我国完全有条件用 10 到 20 年时间，实现能源增量的 70%、存量的 30%到 50%的可再生清洁化替代，一劳永逸地解决原油进口可能被“卡脖子”的问题。如果国家战略需要，还可以进一步加快发展速度，用 10 年左右的时间实现这一目标。

刘汉元代表认为，从上述多个角度考量，以光伏为代表的可再生能源已成为助力双碳目标实现的主力军。但产业的发展仍面临一些问题，一定程度上延缓了双碳目标落地。去年，受煤炭供给紧缺、价格上涨、用电需求增长等因素影响，全国多地出现缺电情况。2021 年 8 月 17 日，国家发改委印发了《2021 年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》的通知，通报了各地完成情况，多个省（区）被列入红色一级预警。随后，全国多地尤其是一级预警的省（区），为完成全年双控目标，

出现突击式拉闸限电、限产，进一步加剧了缺电局面，严重影响到企业正常生产经营。

刘汉元代表提到，针对各地出现的运动式、突击式减碳，中央果断进行了及时纠偏，并在中央经济工作会议上明确强调，“要正确认识和把握碳达峰碳中和，坚定不移推进，但不可能毕其功于一役”，“要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗‘双控’向碳排放总量和强度‘双控’转变。”中央的及时纠偏很大程度上遏制住了冒进式、突击式减碳，但由于各地理解的参差不齐，一些地方仍然存在配套措施不到位、相关政策没落地的问题。

为推动我国双碳目标有效落地，针对以上问题，刘汉元代表建议：

一是建议支持光伏等可再生能源产业发展，其原料及产业链各环节生产能耗不纳入能耗总量考核。2021 年全国出现的大面积电力短缺，根本原因在于化石能源不断退出，可再生能源发展速度未能跟上所致。因此，建议光伏产业不纳入能耗总量考核，进一步加快其发展速度，满足能源转型需求。

二是建议尽快完善相关规范标准，配套相应政策机制，加大扶持力度，引导电动汽车成为电网储能终端。目前，电动汽车充电一次平均可行驶大约 300 公里，充电 1000 次可行驶大约 30 万公里，基本覆盖了家用车使用期内的行驶里程。而电池的充放电寿命在 2000-3000 次，未来几年可达到 5000 次，存在大量的冗余次数。此外，家用车平均每天使用时长不超过 3 小时，存在大量的闲置时间。随着电动汽车数量大幅增长，如能有效利用闲置资源，将其作为分布式储能单元接入系统，除运行时间以外，大部分时间在线，成为电网储能、微网储能、小区储能、家用储能的一部分。电网负荷高时向电网反向售电，负荷低时存储电网过剩电量，在为电网做出贡献的同时，以市场化机制通过充放电的价差获得相应收益，从而降低购买整车或电池包的成本，真正实现电动车和电网的良性互动。这不仅能有效提升电网效率，减少供电损耗，大幅提高闲置资源使用率，还能进一步强化可再生能源使用场景，提升可再生能源利用率，助力双碳目标落地。此外，电网的智能化改造还将拉动相应投资。

三是建议提高光伏等可再生能源制造业零碳、低碳能源自给率。建议允许其自建光伏、风能电站，并配套完善相应体制机制、政策措施，优惠减免过网费，从而实现自发自用，既满足增量用能需求，又不增加碳排放，实现制造端全绿色生产。

仲新源　中国能源网　2022-03-04

全球能源领域碳排放量再创新高

本报讯 国际能源署（IEA）日前发布《全球能源回顾：2021 年二氧化碳排放》报告指出，2021 年，全球能源领域二氧化碳排放量达到 363 亿吨，同比上涨 6%，超过了新冠肺炎疫情暴发前的水平，创下历史最高纪录。IEA 认为，2021 年飙涨的天然气价让燃煤发电强势复苏，成为能源领域碳排放量“强劲反弹”的主要原因。

根据上述报告的数据，2021 年，全球能源领域的二氧化碳排放量较 2020 年上涨了 20 亿吨以上，增长幅度创下了历史新高的同时，也抵消了新冠肺炎疫情以来因经济活动减弱带来的碳排放下降。其中，电力和供热两大板块的碳排放量涨幅最为明显，均较 2020 年增长了 9 亿吨。此外，工业和建筑领域的碳排放量也已反弹至 2019 年的水平。

业界分析认为，2021 年，全球能源需求大幅回弹，叠加恶劣天气、能源市场震荡等，这些因素都推高了碳排放量，其中，各国燃煤发电量的反弹也是一个重要原因。

IEA 指出，过去的一年里，全球天然气价快速攀升，直接导致许多国家“回头”使用相对更具有经济性的煤电。统计数据显示，2021 年，全球范围内煤炭领域的二氧化碳排放量达到了 15.3 亿吨，较 2014 年的排放峰值高出了 2 亿吨。

IEA 的报告还发现，2021 年的大多数时间内，美国和欧洲很多国家的燃煤发电成本都显著低于天然气发电，天然气到煤炭发电的转变直接导致这些地区的碳排放量增加了 1 亿吨以上。其中，美

国燃煤电厂的碳排放量在 2021 年里同比增长了 17%，欧盟燃煤电厂的碳排放量增幅也达到了 16%。

除发达国家外，2021 年，印度的碳排放量也出现了明显上涨，超过了 2019 年的水平。IEA 认为，其主要推因也是大规模使用煤电。报告数据显示，去年印度碳排放量同比涨幅达到 13%，同时，印度还面临清洁能源替代推进不力的挑战，去年可再生能源装机新增速度降至过去 5 年平均增速的 1/3 左右。

另外，IEA 统计指出，同期内天然气领域的二氧化碳排放量也出现了明显上升，总排放量达到了 75 亿吨，同样超过了 2019 年水平。而在石油方面，由于全球交通、航空、物流活动水平尚未恢复至正常水平，2021 年该领域的二氧化碳排放量约为 107 亿吨，仍低于疫情前水平。

不过，IEA 的报告也显示，2021 年，全球可再生能源和核能发电量也都出现了一定的增长，整体上看，这些低碳电力在电力供给中的占比已经超过了燃煤发电。统计数据显示，2021 年，全球可再生能源发电量超过了 8000 太瓦时，较 2020 年上涨了 500 太瓦时，创下历史新高。其中，风力发电量同比增长了 270 太瓦时，光伏发电量则增长了 170 太瓦时。但受北美地区极端干旱天气影响，去年水力发电量却有所下降。

虽然低碳能源占比增长明显，但从各国经济增长数据来看，业界普遍认为，目前全球经济仍高度依赖化石燃料。数据显示，2021 年全球 GDP 同比涨幅约为 5.9%，基本与碳排放量涨幅持平，这也意味着，全球经济复苏与碳排放量紧密关联。

IEA 指出，疫情期间全球经济显然并未实现“可持续复苏”，现在全球应确保 2021 年全球碳排放量的反弹是暂时的，加快能源转型的步伐并保障能源安全在当下更凸显其必要性。

然而，根据美国能源信息署公布的数据，虽然 2021 年美国风电和光伏装机大增，但按照这一速度，即使到 2050 年也无法满足美国电力需求，届时美国将仍有 44%的电力供给来自于煤炭和天然气发电。与此同时，欧洲能源危机愈演愈烈，德国作为欧盟国家中最早实施弃煤政策的国家，近日也表示有意重启已经关停的燃煤发电设施。德国能源领域相关官员在日前召开的一场新闻发布会上表示：“如果德国要继续推进能源独立，将不得不重启煤电。”

李丽旻　中国能源报　2022-03-14

政府工作报告说了，能源今年这么干

3 月 5 日上午 9 时，第十三届全国人民代表大会第五次会议在人民大会堂举行开幕会。国务院总理李克强作政府工作报告。

今年的报告提及了碳达峰碳中和、生态环境保护、用能等能源相关内容，小编梳理了其中的能源要点：

要点一：关键核心技术攻关取得重要进展，载人航天、火星探测、资源勘探、能源工程等领域实现新突破。

要点二：生态文明建设持续推进。污染防治攻坚战深入开展，主要污染物排放量继续下降，地级及以上城市细颗粒物平均浓度下降 9.1%。第一批国家公园正式设立。生态环境质量明显改善。

要点三：加强大宗商品保供稳价，着力解决煤炭电力供应紧张问题。

要点四：去年新增减税降费超过 1 万亿元，还对制造业中小微企业、煤电和供热企业实施阶段性缓缴税费。

要点五：过去一年加强生态环境保护，促进可持续发展。巩固蓝天、碧水、净土保卫战成果。推动化肥农药减量增效和畜禽养殖废弃物资源化利用。持续推进生态保护修复重大工程，全面实施长江十年禁渔。可再生能源发电装机规模突破 10 亿千瓦。出台碳达峰行动方案。启动全国碳排放权交易市场。积极应对气候变化。

要点六：消费和投资恢复迟缓，稳出口难度增大，能源原材料供应仍然偏紧，中小微企业、个体工商户生产经营困难，稳就业任务更加艰巨。

要点七：今年发展主要预期目标是：生态环境质量持续改善，主要污染物排放量继续下降；能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。

要点八：确保粮食能源安全。保障粮食等重要农产品供应，保障民生和企业正常生产经营用电。实施全面节约战略。增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给。保持物价水平基本稳定。

要点九：重点支持制造业，全面解决制造业、科研和技术服务、生态环保、电力燃气、交通运输等行业留抵退税问题。

要点十：推进涉企信用信息共享，加快税务、海关、电力等单位与金融机构信息联通。

要点十一：清理转供电环节不合理加价，支持地方对特殊困难行业用电实行阶段性优惠政策。

要点十二：继续支持新能源汽车消费，鼓励地方开展绿色智能家电下乡和以旧换新。

要点十三：围绕国家重大战略部署和“十四五”规划，适度超前开展基础设施投资。建设重点水利工程、综合立体交通网、重要能源基地和设施，加快城市燃气管道等管网更新改造，完善防洪排涝设施，继续推进地下综合管廊建设。中央预算内投资安排 6400 亿元。政府投资更多向民生项目倾斜，加大社会民生领域补短板力度。深化投资审批制度改革，做好用地、用能等要素保障，对国家重大项目要实行能耗单列。

要点十四：推进京津冀协同发展、长江经济带发展、粤港澳大湾区建设、长三角一体化发展、黄河流域生态保护和高质量发展，高标准高质量建设雄安新区，支持北京城市副中心建设。

要点十五：持续改善生态环境，推动绿色低碳发展。加强污染治理和生态保护修复，处理好发展和减排关系，促进人与自然和谐共生。

要点十六：加强生态环境综合治理。深入打好污染防治攻坚战。强化大气多污染物协同控制和区域协同治理，加大重要河湖、海湾污染整治力度，持续推进土壤污染防治。加强固体废物和新污染物治理，推行垃圾分类和减量化、资源化。完善节能节水、废旧物资循环利用等环保产业支持政策。加强生态环境分区管控，科学开展国土绿化，统筹山水林田湖草沙系统治理，保护生物多样性，推进以国家公园为主体的自然保护地体系建设，要让我们生活的家园更绿更美。

要点十七：有序推进碳达峰碳中和工作。落实碳达峰行动方案。推动能源革命，确保能源供应，立足资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，推进能源低碳转型。加强煤炭清洁高效利用，有序减量替代，推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。推进绿色低碳技术研发和推广应用，建设绿色制造和服务体系，推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳。坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展。推动能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，完善减污降碳激励约束政策，加快形成绿色生产生活方式。

闫志强 李慧颖 / 整理　中国能源网　2022-03-05

中科院启动行动计划 科技支撑碳达峰碳中和

2 日，中国科学院在北京宣布启动“中国科学院科技支撑碳达峰碳中和战略行动计划”（以下简称“行动计划”）。“行动计划”力争到 2025 年，突破若干支撑碳达峰的关键技术；到 2030 年，支撑碳达峰的关键技术达到国际先进水平；到 2060 年，突破一批原创性、颠覆性技术并实现应用。

中国科学院副院长、党组成员张涛表示，为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和的重大决策部署，中科院强化顶层设计，充分发挥多学科建制化优势，组织院士专家经过近半年的研讨和凝练，形成了“行动计划”。

据中科院重大科技任务局局长丁赤飚院士介绍，“行动计划”以解决关键核心科技问题为抓手，系统布局了科技战略研究、基础前沿交叉创新、关键核心技术突破、新技术综合示范、人才支持培

育、国际合作支撑、创新体系能力提升、双碳科普等八大行动。面向双碳战略重大科技需求，以科技创新为核心任务，在能源、碳汇等领域从基础研究、关键核心技术突破到综合示范全链条布局，同时围绕科技创新任务，在人才队伍建设、国际合作、平台条件和科普与传播等方面全方位支撑保障，具体实施 18 项重点任务。

据悉，中科院前期已在“双碳”领域部署实施了“变革性洁净能源关键技术与示范”“应对气候变化的碳收支认证及相关问题”“美丽中国生态文明建设科技工程”等一批战略性先导科技专项，在能源转化基础理论、化石能源和可再生能源关键技术、污染防控与综合治理等方面取得了一批原创性重大成果。2021 年 10 月，中科院又专门部署了“煤炭清洁燃烧与低碳利用”先导专项，旨在通过突破燃煤发电灵活调峰等关键技术，保障我国能源和产业链安全，支撑能源强国战略。

“‘行动计划’是开放性的科技规划，坚持与时俱进，未来还会根据国际形势和国家战略需求进行调整和更新。”张涛说，“中科院将基于国家‘双碳’战略目标，加强统一领导，创新体制机制，统筹资源和优势力量，持续推进‘行动计划’，为国家实现碳达峰碳中和战略目标提供强有力的科技支撑。”

吴月辉　人民日报　2022-03-03

热能、动力工程

多管齐下保障储能全生命周期安全

作为提升能源电力系统调节能力的重要手段，以及新型电力系统建设的重要技术支撑，储能技术近年来不断成熟，成本快速下降，应用场景范围逐年扩大。但与此同时，储能电站建设运营不规范、安全管理机制不健全、安全预警和处理能力较弱、锂电池火灾处置难等问题也逐渐显现，近年来备受社会关注。

储能安全不仅关乎储能行业健康发展，更事关以新能源为主体的新型电力系统高质量建设和稳定运行。全国两会期间，多位代表委员呼吁加快制定出台储能系统安全规范，建议尽快出台储能电站建设运维安全指引标准，为储能产业规模化发展保驾护航。

安全问题制约储能规模化发展

当前，储能装机规模增长迅猛。根据中国能源研究会储能专委会、中关村储能产业技术联盟全球储能数据库的不完全统计，截至去年底，我国已投运储能项目累计装机达 4574 万千瓦，同比增长 29%。

与此同时，中关村储能产业技术联盟去年 4 月发布的《储能产业研究白皮书 2021》预测，2025 年中国储能市场规模保守场景下将达 3550 万千瓦，理想场景下将达 5590 万千瓦。这意味着，2022 年—2025 年，储能将保持年均 72%以上的复合增长率。

政策利好下，自去年以来，以国家电网、南方电网、国家电投为代表的央企等纷纷规划布局储能产业，储能市场加速升温。然而，近年来国内外储能电站爆炸事故频发，不仅制约了储能规模化发展，更加剧了社会公众对储能安全的质疑。

去年 4 月，北京大红门光储充一体化项目爆炸事故造成重大人员伤亡和财产损失，引发社会高度关注。国家发改委、国家能源局去年 8 月 24 日联合发布《电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）》，明确提出加强电化学储能电站安全管理，保障人民群众生命和财产安全，进一步推进我国储能产业健康有序发展。

安全漏洞源自多方面因素

业内普遍认为，目前储能设施不安全以及技术标准不完善，是导致储能频发各类事故的主要原因。

针对设施安全性问题，全国人大代表、天能控股集团董事长张天任表示，当前各地纷纷出台新

能源配套储能政策，部分储能技术操作、产品生产并不规范的企业受政策和补贴吸引进入储能行业，用户难以辨识各种储能技术和产品优劣，往往将价格作为选择储能系统的标准。缺乏安全保障，容易造成储能爆炸等事故，不利于储能产业良性发展。

有业内人士分析称，储能电站发生火灾等事故的过程，涉及储能电站设备选型、系统集成、安装调试、运行维护、设施报废等全寿命周期的每个环节，牵一发而动全身。对此，全国人大代表、乐山太阳能研究院院长姜希猛指出，若其中任何一个电芯出现安全问题，在没有严密安全防护措施的情况下，都可能引起系统的连锁反应，造成爆炸事故。“要保障储能设施安全，避免意外事故发生，就需做好储能电站建设、运行、运维等每个环节的把控。”

姜希猛还表示，国际上一些电化学储能应用较早的区域，已明确将储能电站电池热失控风险评估作为强制入网标准，但我国目前尚未出台针对储能电站电池系统的安全规范及技术标准要求，仅有部分团体标准提及储能集装箱安全间距和防火要求。

“目前储能电池、储能设备、储能系统集成等方面均缺乏可供依照的技术标准，无形中也加大了储能产业发展的安全风险。”张天任补充说。

储能安全规范和标准亟待制定

“进一步降低储能全生命周期的安全风险，需加快制定出台储能系统安全规范。”张天任表示，储能系统安全是系统工程，建议有关部门关注储能系统的全生命周期风险分析和较低风险的控制方法，加强系统设计安全研发。

在进一步推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的技术标准规范方面，姜希猛呼吁，应集中攻克电化学储能电池、储能设备、储能系统集成、检验及建造的标准体系，提高 EMS 能量管理系统的预警、监管、运维策略及机制。具体到储能系统设备的技术层面，他建议，储能系统制造商应具备从电芯、模块、电池簇到集装箱系统的多级安全保障设计，以确保为用户提供安全、可靠的储能产品整机方案。

记者了解到，当前电池本身的热失控以及电池模块和系统的热失控扩散，是导致储能系统发生起火、爆炸等事故的直接原因。针对电化学储能电池系统热失控问题，全国人大代表、格力电器董事长兼总裁董明珠建议，要提高动力电池安全监测标准，如将针刺实验（一种模拟热失控诱因的方法，极为严格有效）等严格的安全测试方法纳入国家强制性标准，并根据技术进步情况及时修改相关标准。

此外，姜希猛还建议，应建立健全储能系统权威、透明、统一的国家或省级安全管理实时监控平台，以信息化手段提升储能系统安全监管实效。“通过大数据、信息化手段对中、大规模的储能系统运行实时监控，实现全国各地区储能信息有效共享，提升储能安全检查及上网设备运行状态评估能力。”

本报记者　张金梦　张胜杰　中国能源报　2022-03-14

储能产业乘风而起 车网“能量互动”大有可为

从建设风力太阳能综合发电场，到创新“新能源车+储能”商业模式，随着新能源汽车加快普及，相关市场空间正进一步打开。有预测称，从 2021 年到 2025 年，全球储能市场规模复合增长率有望达到 50%，新能源相关企业将迎来更大舞台。 视觉中国供图

在全国人大代表、天能集团董事长张天任看来，“十四五”是贯彻落实国家“碳达峰、碳中和”目标的战略关键期，是我国能源清洁低碳转型、高质量发展的重要窗口期，也是储能技术和产业发展的难得机遇期。图为天能集团在浙江衢州灰坪乡大麦源村的 0.4 千伏储能电站项目。

作为首届实现“碳中和”的奥运会，2022 北京冬奥会为全世界留下了许多绿色足迹。其中，大展身手的新能源汽车让储能、风电、光伏、特高压等相关产业进入人们的视野。

据记者了解，在本次冬奥会赛事交通服务用车中，节能与清洁能源车辆在小客车中占比 100%，

在全部车辆中占比 85.84%，为历届冬奥会最高。其中，北京冬奥会期间共示范运行了超过 1000 辆氢能源汽车，并配备了 30 多个加氢站。这是氢燃料电池汽车在全球最大规模的集中示范运营。

随着新能源汽车加快普及，氢能源、风电等相关新能源产业逐渐成长，储能的市场空间会进一步打开。有数据显示，2020 年全球用电量约为 26.8 万亿度，平均每天用电量 734 亿度。假设全球每天有 20%用电量需要配套储能，则储能规模将达到 1.5 万 GWh。

通过对全球各个细分领域的储能市场规模测算，方正证券预测称，从 2021 年到 2025 年，全球储能市场规模复合增长率有望达到 50%，同时电池环节行业集中度逐渐提升，未来向高安全、长寿命、低成本发展，新能源相关企业将迎来更大舞台。

频迎利好政策，储能产业成风口

近日，国家电网有限公司党组书记、董事长辛保安在媒体发表署名文章《坚决扛牢电网责任 积极推进碳达峰碳中和》，明确国家电网未来将加大特高压和配套电网建设力度，大力推进新能源供给消纳体系建设。文章指出，推进能源革命、实现“双碳”目标，将带来电网发展格局和功能形态的深刻变革，这将是一个长期的动态演进过程。

针对提高电力系统调节能力对发展储能的现实要求，国家电网将大力加强技术成熟的抽水蓄能电站建设，积极支持新型储能规模化应用。到 2030 年，国家电网将力争使公司经营区抽蓄电站装机由目前 2630 万千瓦提高到 1 亿千瓦、电化学储能由 300 万千瓦提高到 1 亿千瓦。

此前，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《方案》），提出到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上。到 2030 年新型储能全面市场化发展，基本满足构建新型电力系统需求。

辛保安在署名文章中提出，力争通过“十四五”“十五五”时期的努力，将国家电网跨区跨省输电能力由目前 2.4 亿千瓦提高到 2030 年的 3.7 亿千瓦以上，全力服务好沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地建设，并为各类清洁能源发展提供坚强网架支撑。

此外，国家电网将针对“双碳”电力系统发展和安全运行面临的重大技术难题，深入实施科技创新行动计划，大力开展柔性直流输电、虚拟电厂、大电网安全稳定控制、特高压分接开关等重大技术攻关，强化基础研究和前沿技术布局，争取更多“从 0 到 1”的创新突破。

“国家电网方面的最新表态显然是对相关政策的积极响应。若能顺利推进，则将更加有力地推动我国新型电力系统建设。”有分析认为，新型储能发展是新型电力系统构建的重要基础，实现新型储能系统与新能源、常规电源协同优化运行，有助于增强电力系统的调节能力和容量支撑能力，促进风、光可再生能源电力消纳水平提升。

随着应用场景不断丰富和经济性逐渐显现，全球新型储能发展将迎来快速发展期。东吴证券认为，考虑到风电、光伏发电等新能源无法预测、不易调控的问题，发展储能、提高电力系统调节能力将是电网建设的主要发力点。

完善“新能源车+储能”链条尚需破除隐形壁垒

在全国政协委员、宁德时代董事长曾毓群看来，随着“碳达峰、碳中和”目标的明确，新能源占比会逐步提高，而新型储能和抽水蓄能是提升发电容量充裕度、保障新型电力系统安全稳定运行的重要支撑。值得注意的是，曾毓群已连续 4 年在政协委员提案中对中国储能产业发展建言献策。

他建议，参照抽水蓄能建立新型储能容量电价机制。“由于投资规模大、回收周期长，容量电价是促进储能产业健康发展、提升储能电站综合效益的重要措施和手段。”

据介绍，以电化学储能为主的新型储能技术具备毫秒级快速响应和双向调节的优势，不受地理条件限制且建设周期短，可提高电网事故快速恢复能力，减少负荷损失，在电力系统的源、网、荷侧都可根据需求灵活部署，随着技术的快速进步，被认为是最有发展前景的储能技术路线。

目前，针对抽水蓄能国家已经出台了容量电价机制，但对于发展空间更大的新型储能，却无法享受同等容量电价政策，发展速度和质量严重受限。“应破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，

参照抽水蓄能建立适用新型储能特点的容量电价政策，形成稳定合理的收益空间，构建公平竞争的市场发展环境，促进各类储能的健康发展。”曾毓群提醒说。

全国人大代表、天能集团董事长张天任表示，“十四五”是贯彻落实国家“碳达峰、碳中和”目标的战略关键期，是我国能源清洁低碳转型、高质量发展的重要窗口期，也是储能技术和产业发展的难得机遇期。

在《关于加快建立安全高效的新型储能设施 助力“双碳”目标实现的建议》中，张天任代表提醒说，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，安全始终是储能的生命底线。他经过调研发现，目前储能产业存在部分问题亟须解决。

“一是储能设施尚不够安全，二是技术标准还不够完善。”他告诉记者，目前储能电池、储能设备、储能系统集成等方面缺乏权威技术标准，无形中也增大了新型储能产业快速发展过程中的安全风险。

张天任代表建议说，为了加快建立安全高效的新型储能设施，助力国家“双碳”目标实现，应加快推进新型储能系统安全规范，同时鼓励发展多种技术路线的储能电池。

“储能系统安全是系统工程，建议有关部门关注储能系统的全生命周期风险分析和较低风险的控制方法，加强系统设计安全研发，集中攻克电化学储能电池、储能设备、储能系统集成、检验及建造的标准体系。”他表示，在综合考虑电池循环寿命、规模化、安全性、经济性和能效等指标的基础上，应鼓励发展多种技术路线的储能电池，打造更多安全、高效的储能电站。

事实上，《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》曾明确指出，要推动新能源汽车从单纯交通工具向移动智能终端、储能单元和数字空间转变。同时，要促进新能源汽车与可再生能源高效协同，鼓励“分布式光伏发电-储能系统-充放电”多功能综合一体站建设，加强新能源汽车与电网的能量互动。

尽管目前多数新能源汽车尚不具备与电网系统实现双向互动的功能，电动汽车与电网的融合也还没有统一的技术标准，用户的经济效益也还不是十分明确，但长期来看，“新能源车+储能”的模式仍有很大的探索空间。

记者注意到，有部分车企已经在新能源车与电网的能量互动领域进行了积极布局。例如，2020 年，蔚来就曾与国网电动汽车公司展开了深度合作，车网互动就是合作重点。按照蔚来的规划，公司会鼓励用户在用电低谷时段充电，并在用电高峰时段给电网放电调峰，实现削峰填谷，提升电网容量效率。

纠偏“运动式减碳”

作为世界上最大的发展中国家，中国将在短时间内完成全球最大的碳排放降幅，这无疑是巨大挑战。尤其是在能源结构“缺油少气”的条件下推动“碳达峰、碳中和”目标的实现，对于很多行业而言，这既是挑战也是机遇。

“随着能源结构调整、电池使用寿命以及储能网络建设等问题的逐步解决，新能源汽车推动‘碳达峰、碳中和’的潜力十分可观。”公众环境研究中心主任马军认为，目前国内可再生能源发电所占比重仍有较大提升空间，“可再生能源发电占比越大，越有利于电动汽车帮助实现碳中和。”

在他看来，电动汽车可以被视为某种储能工具，成为整个电网、能源网络的一部分，从而充分利用风力发电、光伏发电等原本不宜储存的可再生能源。他畅想说：“如果今后每一台电动汽车都可以变成电能储存器，那就能解决不少储能问题。”

国家能源局新能源和可再生能源司相关负责人此前曾表示，到“十四五”末，预计可再生能源在全社会用电量增量中的比重将达到三分之二左右，在一次能源消费增量中的比重将超过 50%。可再生能源将从原来能源电力消费的增量补充，变为能源电力消费增量的主体。

“十四五”期间，通过加快构建以新能源为主体的新型电力系统，提升新能源消纳和存储能力，既实现可再生能源大规模开发，也能实现高水平的消纳利用。

不容忽视的是，在“碳达峰、碳中和”相关工作的推进过程中，有些地方、行业和企业“抢头彩”心

切，设定的目标过高，发起不符合实际的“运动式减碳”；有些地方呈现出大上、快上、抢上、乱上“两高”项目的势头，把碳达峰当成“碳冲锋”；还有的机构蹭热度、追热点，热衷于贴标签，一时间“碳中和”帽子满天飞。

对此，中央政治局会议明确要求，要统筹有序做好“碳达峰、碳中和”工作，尽快出台 2030 年前碳达峰行动方案，坚持全国一盘棋，既要纠正运动式“减碳”，先立后破，也要坚决遏制“两高”项目盲目发展。

在推动“碳达峰、碳中和”目标的达成过程中，新能源储能市场正在蓄势待发，有望开启千亿级的市场空间。同时，由于新能源汽车市场渗透率在全球范围内的迅速提升，也将侧面推动电化学储能的放量发展。

许亚杰　中国青年报　2022-03-03

加快发展新型储能 为湖南构建高质量能源体系提供有力支撑

大力发展新型储能对于促进新能源发展、推动能源绿色转型具有决定性意义。近年来，湖南积极锚定总书记提出的“双碳”目标，充分利用装备制造和材料领域的基础优势，打造了拥有规模以上企业 110 多家、集群年产值 700 多亿元的储能材料产业链，为加快发展新型储能产业奠定了坚实基础。当前，湖南发展新型储能仍面临顶层设计不完备、科技创新能力有待提高、产业链存在薄弱环节等问题，迫切需要从战略层面超前布局、加快推动，努力抢占新型储能科技和产业高地，为湖南构建高质量能源体系提供有力支撑。

做优创新链

推动储能科技创新

储能领域的科技创新突破将成为带动全球能源格局革命性、颠覆性调整的重要引领技术。湖南在先进储能材料特别是电化学储能材料方面创新能力强，拥有一批国家级创新平台、一流科研院所和领军企业。当前，我省应切实推动储能新材料、新技术、新装备攻关联动，加快储能科技创新突破。

一方面，应努力强化从基础研究、应用研究到产业实现的完整创新链条。优化储能相关学科专业布局，形成涵盖本科、硕士、博士的储能创新人才培养体系，充分利用优质创新平台，大力培养储能行业领军人才、青年创新人才、工程技术人才等多层次复合型人才，形成保障湖南储能产业可持续高质量发展的人才梯队；积极打造一流储能学科专业，大力发展交叉学科，强化湖南储能技术原始创新能力；引导企业、高校及科研院所打破单位壁垒，组成科研联合体，将理论创新、技术创新、集成创新结合起来，瞄准关键材料、关键技术、系统集成的关键短板进行联合攻关，加快创新成果转化，解决好产学研转化不畅问题。

另一方面，应加强储能安全领域研究与创新。随着新型储能应用逐步向大型化、规模化方向发展，储能安全问题已经凸显出来。应着眼于储能系统全生命周期运行安全，贯通储能本体安全、设计安全、过程安全、消防安全创新链，重点支持高安全电化学储能材料、新型电池设计、储能电站整体安全性设计、故障诊断和预警技术与装备、清洁高效灭火及防复燃技术等攻关，推进储能接入电网的控制保护及安全技术与装备开发；超前布局其他高安全性创新储能技术。

做强产业链

打造储能产业高地

国家明确新型储能发展目标：到 2025 年步入规模化发展阶段，装机规模达 3000 万千瓦以上；到 2030 年，实现全面市场化发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。我省应在进一步做强储能材料优势产业的同时，补齐下游产业短板，打造国家储能产业高地。

一方面，应进一步巩固储能材料产业优势。筑强“原材料—电池材料—电芯—废旧电池回收再利用”的完整先进电化学储能材料产业链，打造多个具有国际影响力的先进储能材料产业集群和基地。

大力发展集装箱式、移动储能电源车、智慧储能充电站等电化学储能装备，补齐做强储能变流器、能量管理系统等环节，形成电化学储能材料产业体系优势。

另一方面，应积极培育多种新型储能，形成完整的储能供给。利用湖南装备产业优势，鼓励和吸引装备制造企业进入压缩空气储能、热(冷)储能、飞轮储能等储能装备生产，逐步引导向下游高附加值的储能产业应用、储能商业化运营方向发展，促进储能产业链深度融合，有效推动湖南新型储能全产业链发展。

做大价值链

发挥产业共创能力

今年 2 月，国家《“十四五”新型储能发展实施方案》正式出台，新型储能产业即将步入高速增长期。我省应加快新型储能产业内涵式发展，着力提升储能产业价值共创能力，将其培育成全省产业经济发展新引擎。

一方面，应提升新型储能产业整体经济效益。良好的经济效益是驱动产业持续发展的根本动力。在顶层设计层面，尽快出台湖南新型储能产业发展指导意见和中长期规划，切实引导相关企业全面了解湖南新型储能产业发展战略定位、目标、路径，精准识别市场机遇与市场风险，及时掌握市场脉搏和发展趋势，从而提升企业的投资成功率和营收能力；在产业布局层面，积极打造新型储能产业示范园区和产业集群，提升整个产业的生产效率和经济效益。

另一方面，应充分发挥新型储能产业的价值功能。一是发挥新型储能产业对于清洁低碳、安全高效能源体系的支撑作用，精准发展电源侧和电网侧新型储能，探索推广共享储能，推动新能源逐步成为新型电力系统的主体；二是发挥新型储能产业对周边产业和就业的带动力，利用新型储能产业链长、附加值高、科技含量高等特点，与我省其他重点产业成果共用、同频共振、发展共荣；三是满足人民群众对美好生活的需要，不断丰富新型储能的应用场景，既要满足覆盖电源侧、电网侧等工业需求，也要注重满足用户侧、居民侧以及社会化功能性储能设施等社会生活需求。比如加快发展新能源车补能体系、家用储能设备等，全面支持人们生活方式向智能和低碳方向发展。

??(来源：湖南日报作者分别系长沙理工大学能源与动力工程学院副院长，教授，博士生导师；长沙理工大学能源与动力工程学院副教授)

李传常 胡章茂　湖南日报　2022-03-01

警惕！全球甲烷排放监控力度不足

近日，国际能源署（IEA）发布《全球甲烷追踪》报告称，2021 年，原油、天然气、煤炭领域的温室气体排放量较 2020 年出现反弹。同时，各国能源行业的甲烷排放监测数据远低于实际数值，是甲烷减排行动中的重要漏洞。

对此，IEA 呼吁各国，应加强对甲烷排放的监测控制。“如果能逐个排查泄漏点，并将泄漏的甲烷收集起来进行销售，甚至可能成为油气运营商的‘新商机’。”

IEA 援引联合国官方数据称，目前，地球大气中甲烷浓度创下了过去 80 万年以来的新高。同时，2021 年，全球能源领域的甲烷排放量高达 1.35 亿吨，占全部人类活动甲烷排放总量的 40%左右，与 2020 年相比，2021 年能源行业的甲烷排放量同比增长 5%。

据了解，甲烷是一种比二氧化碳对大气影响更大的温室气体。从甲烷排放的源头来看，2021 年，煤炭行业的甲烷排放量占比最高，达到 4200 万吨，石油行业的甲烷排放量约为 4100 万吨，其中，开采、处理、运输天然气环节的甲烷排放量达 3900 万吨。另外，全球约有 900 万吨甲烷来自于生物能源的不充分燃烧。

根据 IEA 统计的数据，2021 年，在 15 个国家的油气设施中检测到了大量的甲烷排放，其中，美国主要油气生产地得州和中亚部分地区是甲烷排放最为严重的区域。以美国为例，根据美国政府统计的数据，美国甲烷排放量占全国温室气体排放量的 10%左右，而美国油气产业的甲烷排放量占

整体排放量的 30%以上，是甲烷泄漏的主要来源。

IEA 同时表示，虽然 2021 年甲烷排放水平高于 2020 年，但并没有回升至 2019 年的水平。

不过，IEA 援引行业专家的话称，目前，赤道地区、近海作业以及高纬度地区的甲烷排放测量数据仍然缺乏。

据了解，IEA 在 2021 年将各国煤矿和生物能源领域的甲烷排放情况纳入了监控范围，同时更加细化了针对油气领域的甲烷排放监控，最终发现，各国甲烷排放监测系统以及官方汇报数据可能存在一定缺漏。

IEA 指出，部分国家提交给联合国的温室气体清单“已经多年没有更新”，即使是及时更新温室气体排放情况的国家，其中也有许多条款不够准确。

根据 IEA 的统计，全球能源行业的甲烷实际排放量较各国官方记录报告的要高出 70%以上。为此，IEA 强调称，在温室气体排放控制方面，各国应提高甲烷排放透明度，提供更强力的政策措施。

业内测算认为，自工业革命以来，全球平均气温上升有 30%都要归因于大量的甲烷排放，要在短期内尽快遏制气候变暖趋势、提高全球空气质量水平，快速降低甲烷排放量尤为重要。

IEA 署长比罗尔提出：“在 2030 年到来前，将人类活动排放的甲烷总量降低 30%，与到 2050 年将整个交通行业实现零碳排放达成的对抗气候变化效果是一致的。”

对于控制甲烷排放的手段，比罗尔建议，如果化石能源行业能够找到生产、处理、运输过程中存在的甲烷泄漏口、并将泄漏的甲烷收集起来，很可能会让能源企业以“零成本”的方式降低甲烷排放量。

有测算数据显示，2021 年，化石燃料行业泄漏的甲烷量达到 1800 亿立方米，如果能够将这些甲烷气体利用起来，基本能够满足欧洲电力行业的全部需求。为此，IEA 在报告中指出，如果能够将泄漏的甲烷收集起来加以利用，不仅有望缓解天然气供应紧张的现状，甚至有望让能源企业依靠这一手段获利。

李丽旻　中国能源网　2022-03-04

李灿院士：用“液态阳光”减碳

“为实现碳达峰碳中和目标，到 2030 年，我国光伏发电、风电装机容量要达到 12 亿千瓦以上。多方数据显示，2030 年前就有可能超额完成这个任务。更大挑战在于，巨量的风、光发电如何实现有效上网？快速增长的可再生能源电力如何消纳？”在接受记者采访时，全国政协委员、中国科学院院士李灿提及他最关心的问题。

风、光发电的间歇性使其平稳上网困难，目前主要是靠火电深度调峰，抽水蓄能、化学电池储能等各类储能方式也在发展中。但受制于现实条件、技术等局限，这些方式又难以在短期内解决大规模储能难题。对此，李灿提出利用“液态阳光甲醇”规模转化消纳可再生能源的新思路。

所谓液态阳光，基本原理是利用太阳能、风能等可再生能源分解水制绿氢，再由绿氢加二氧化碳转化生产甲醇。换言之，以甲醇为载体实现太阳能等清洁能源的储存、运输及利用。“电难以储运，液态的甲醇却能轻易做到。相比传统煤制甲醇工艺，二者在化学反应上是一样的，但来源不同。前者由煤转化而来，按照传统工艺，生产 1 吨甲醇约排放 2-3 吨二氧化碳；液态阳光甲醇可利用间歇的风、光发电，经过分解水制绿氢，与二氧化碳进行反应合成，在规模消纳可再生能源的同时，还可以带动其他工业过程的减碳。”李灿解释。

上述思路不是只停留在研究阶段。李灿介绍，首套千吨级规模化示范工程已在兰州成功完成并通过鉴定，目前正在筹划上马 10 万吨级工业化生产项目。“生产 1 吨液态阳光甲醇可消纳 6000 多度电，一个规模在百万吨级的甲醇合成企业，相当于可存储 60 亿度电，储能潜力巨大。”

除了永久储存、便于运输，液体阳光甲醇还具备多重功能：作为理想的低碳清洁燃料，其可替代油气，有助于解决交通碳排放问题；作为中间体广泛应用于化学工业、材料合成等基础工业中，

可推动工业绿色制造；作为性能优异的储氢材料，使用甲醇储氢还能缓解氢能储运安全、成本等难题。

“氢能虽好，但因其体积密度低，通常需使用特殊的高压气瓶进行储运。哪怕是装着十几克氢的高压气瓶也重达几十公斤，运输距离超过 100 公里，运氢成本甚至可能翻一倍。利用甲醇作为运输介质，100 公斤甲醇经过水汽重整可释放 18.75 公斤的氢，运输 1 吨甲醇相当于可释放 187 公斤以上的氢，储氢量高，而且用普通车辆常压运输即可，安全性高、经济性好。从这个角度来看，液态阳光甲醇可在多方面助力二氧化碳减排。”李灿举例。

那么，哪些地区可发展液态阳光甲醇项目？用起来贵不贵？李灿告诉记者，许多煤化工产业集中的地区，诸如陕西榆林、宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯等，长期受到高碳排放困扰，这些恰恰也是风、光资源丰富的地区，适宜发展液态阳光甲醇合成项目，将不稳定的可再生能源转化为可储存的绿色甲醇，同时兼顾降碳与地方经济发展的双重任务。

“目前，我国甲醇年产能在 9000 万吨左右，若全部使用液体阳光甲醇替代，相应减排二氧化碳 1.2 亿吨以上。”李灿坦言，其项目成本主要取决于电解水制氢成本，受到当前可再生能源发电价格的影响，相比传统工业甲醇稍贵一些。“但是要看这个帐怎么算。一方面，煤制甲醇并未将碳减排成本考虑进去，随着节能降碳要求越来越高，这部分成本势必不断增加。另一方面，液态阳光甲醇成本已处在与其他能源日趋接近的交叉点上，新能源技术不断进步，带动可再生能源发电成本下降，电解水制氢成本持续下降。成本的一升一降，让液态阳光甲醇的减碳优势逐步突显。”

李灿建议，对于需要消纳可再生能源电力、解决二氧化碳排放的地区，在发展初期可给予电价等方面的支持。对于应用绿色甲醇作为燃料的车辆，也可给予税费减免等政策倾斜支持。对于工业刚性排放二氧化碳的领域，奖励可再生能源发电指标，以鼓励企业通过液态阳光甲醇路径实现节能降碳目标。

朱妍　中国能源网　2022-03-10

尽快补齐碳市场建设短板

“在逐步碳达峰碳中和的过程中，我们需要不断用绿色能源替代传统化石能源，那么 1 度绿色电力到底能实现多少碳减排？我国还缺乏相关的明确标准和计量方式，各排放主体也暂时没有对应的碳账户。”

“我国的碳排放监测核查体系还需完善，报告与核查制度建立时间短，也需要进一步落实。”

“现阶段，我国碳市场在市场影响力、政策衔接、法规建设等环节都需要进一步完善。”

全国两会期间，碳市场的建设与完善成为代表委员热议的焦点话题。作为利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的一项重大创新实践，我国碳市场建设及交易已经起步，全国碳市场首批碳交易去年正式开启，首个履约周期去年底结束。那么，经历数月运行，当前我国碳市场建设还存在哪些短板？代表委员又提出了哪些可行性建议？

基础数据核算仍待完善

“作为能源消费者，特别是高耗能企业，如果使用了绿色电力，到底可以实现多少碳减排？”全国政协委员、新疆金风科技股份有限公司董事长武钢指出，国家层面应当尽快出台相应的计算标准。

“以金风科技生产的风机产品为例，我们曾邀请专业人员按照相应的国际标准进行评估，在全生命周期中，风电的度电碳排放大约在 7 克左右，而火电的度电碳排放是 740 克-840 克。换言之，使用 1 度风电的碳减排至少在 700 克以上。”武钢表示，应尽早在各相关领域建立起类似的碳减排计量，“这是碳交易市场顺利推行的基础。”

全国政协委员，中国石化党组成员、副总经理李永林表示，要制定更加科学的核查和数据管理制度，加快构建和完善碳排放的监测报告核查体系，设定更加科学的实测值测算方法，强化对第三方核查机构的监管力度，增强对数据造假行为的惩罚力度，确保更加公平的数据统计环境。

在此基础上，全国人大代表、乐山太阳能研究院院长姜希猛强调，相应数据的及时、公开、透明尤为重要。“目前，我国适用于减排项目的区域电网基准线排放因子，最新版本仍为 2019 年版。近几年，各地区每年的电网碳排放因子都在发生明显变化，沿用 2019 年的电网排放因子数据将显著高估相关机构的温室气体排放量，不能反映中国电力系统转型的努力和成效，不利于减排工作高效推进。”

不仅如此，姜希猛还表示，随着碳减排持续推进，各相关方都希望获得电力脱碳程度的更详实信息，但目前，我国还缺乏获取最新电网排放因子数据的正式渠道。

多领域互认尚未打通

要让完善的基础数据在碳交易过程中真正发挥作用，还需打通哪些关联环节？

武钢建议，可以参照国民经济核算体系及地方已有的试点经验，推动企事业单位探索开展碳账户体系建设，形成碳排放统计核算体系，并打通绿色电力证书、国家核证自愿减排量（CCER）和碳减排之间的壁垒，实现绿色电力消费和碳减排数据统一科学管理。

“要尽快出台相关政策，明确绿电、绿证和碳交易之间的关系，实现相关数据的贯通，打通互认的关键环节。”李永林表示，“要明确企业使用绿电要在碳排放量核算中予以扣减，激发其购买绿电的积极性。”

对于 CCER 市场和碳排放权交易市场的接轨，全国政协常委、正泰集团董事长南存辉则表示，要促进两者进一步融合，推动地方碳普惠市场建设。“建议将企业用于配额清缴抵销的 CCER 抵销比例，从不超过 5%提至 10%，完善碳市场向新能源等产业的价格传导机制。”

全国政协常委，中国中化董事长、党组书记宁高宁坦言，产业转型升级和减碳过程中，确实需替代部分高排放、低产值产业，目前该过程比较缓慢。“要真正实施碳交易制度，通过透明的统计、估值、交易市场，使碳交易真正发挥作用，使新的、高产值、低排放产业能够替代相对落后的产业。”

交易规模还需扩大

多位代表委员进一步指出，要通过碳交易实现产业升级换代，对碳市场的要求自然也要逐步提升。

据了解，2021 年全国碳排放权交易市场共运行 114 个交易日，成交量 1.79 亿吨，成交额 76.61 亿元。

南存辉表示，当前全国碳市场参与主体和交易品种单一，仅纳入了发电行业重点排放单位，其交易目的同向、风险偏好相似且具有很强的行业同一性。“要有序扩大全国碳市场交易覆盖范围，丰富交易品种，将石化、钢铁、建材等高耗能行业纳入交易主体，以改善市场活跃度。”李永林也指出，要尽快明确其他行业纳入全国碳市场的时间及配额总量分配原则，提前预发免费配额，以便相关企业积极参与碳交易，提升碳市场活跃度。

李永林还强调，要扩大碳市场的交易规模、提升国际影响力，还要进一步开放机构及个人投资者进入全国碳市场，并降低入市门槛。同时，研究推出碳市场拍卖机制，以应对市场恶意炒作行为，调整短期市场供给，保持碳价相对稳定。南存辉则建议，通过金融创新盘活存量碳资产，适时增加碳期权、碳期货、碳债券等碳金融衍生品，逐步完善碳金融服务。

本报记者　姚金楠　中国能源报　2022-03-14

两会专访 | 全国人大代表揣小勇：让“数字电网”建设为“数字中国”提速增效

电力是经济的“晴雨表”，电网建设更是涉及万家灯火的重要基础性工程。在先天条件不足、电力发展基础薄弱的广西壮族自治区，如何让“数字电网”建设为“数字中国”提速增效？如何让“革命老区”“边疆民族地区”“石漠化连片区”在“数字电网”建设中紧跟步伐？在“双碳”目标下，如何畅通新能源并网发电“绿色通道”？如何进一步发挥市场“指挥棒”的作用？两会期间，记者专访了全国人大代表、南方电网广西电网公司董事长、党委书记揣小勇。

中国能源报：进入新时代，国家赋予了能源绿色低碳转型的“新使命”，数字化成为推动能源转型的重要战略支撑。早在 2019 年，南方电网公司就提出建设数字电网。请您介绍以万物互联、开放共享、数智驱动为基本技术特征的数字电网，目前都具备哪些能力？

揣小勇：数字电网以万物互联、开放共享、数智驱动为基本技术特征，是电网在数字经济发展时代呈现出的一种新形态，主要具备四大能力。

一、数字电网采用“微型传感+边缘计算+数据融合”等技术手段，实现“电力+算力”融合，推动传统电力系统数字化转型变革，构建新型电力系统关键载体服务“双碳”目标。

二、数字电网推动能源资产全生命周期运营管理数字化，有效提高资产使用效率和管理效益，能够提升能源企业管控力、决策力和协同力。

三、数字电网推动了“云大物移智链”与能源产业链深度融合，电网企业充当能源产业链中的“链主”，为产业链各方提供全方位服务和智能支持，能够推动全产业链协同转型，构建能源产业与数字经济融合的“核心纽带”。

四、数字电网在可以满足人民群众美好生活电力需要基础上，依托能源数据、通信系统、物联感知设备等融入数字乡村、城市、政府等渠道，成为全民畅享、政府治理流程优化的动力引擎。

中国能源报：电力是经济的“晴雨表”。为充分发挥数字电网在服务数字经济、数字政府、数字社会建设中的作用，更好服务数字中国战略实施，您认为将如何把数字电网建设作为“数字中国”建设重要行动项，具体有哪些建议？

揣小勇：建议将数字电网建设作为“数字中国”建设重要行动项。一是在国家层面相关政策文件中加强对数字电网建设的顶层设计和任务部署，建设数字电网国家级实验室，开展以数字电网推动新型电力系统构建的试点、示范，打造能源行业服务“双碳”目标的标杆。二是支持构建以数字电网为核心纽带的新型能源数字生态，考虑在国家层面成立数字电网创新和产业联合体，支持新型能源数字化基础设施建设纳入国家新基建规划布局，支持多能互济、综合能源等新型能源服务发展，推动形成能源发展数字经济新生态。三是支持数字电网与社会、政府政务深化对接，深化数字电网与数字社会、数字政府融合发展试点示范，培育电网公司“电力+算力”新型产品和服务与数字社会、数字政府的跨域融合应用新模式。四是推动完善能源行业大数据治理体系，以能源大数据中心为抓手，重点培育能源电力大数据赋能经济社会发展等示范项目，加快实现数据确权、数据定价、数据保护，推动能源大数据与社会数据共享。

中国能源报：民族要复兴，乡村必振兴。据了解，广西集革命老区、边疆民族地区、石漠化连片区于一体，基础条件发展不充分，电力发展整体水平不高。在您看来，广西在供电保障上还存在哪方面的差距？同时，还面临着哪些经营压力？

揣小勇：众所周知，电力是经济、社会发展的强力支撑，是工业发展的血液。从广西高质量发展来看，近年来，广西深入实施西部陆海新通道等国家赋予的一系列战略，预计“十四五”期间全社会用电量年均增长率 6.7%，高于全国平均值近 2 个百分比。但是从电源看，广西一次能源相对匮乏，水电基本开发完毕，风电、光伏等新能源资源禀赋一般，海上风电开发刚刚起步，能源消费对外依存度高，“十四五”期间广西电力供应面临压力。从电网看，广西主网架还有待完善。城市配电网亟待智能化升级，农村地区尤其是边境及民族自治地区，以及新上划南方电网管辖的广西新电力集团县域农村电网发展仍存在不平衡、不充分问题。从“双碳”目标下新型电力系统发展看，广西电网还存在底子薄、网架弱、智能化程度低等短板，电网调节能力不足，难以满足今后大规模新能源并网消纳需要。

除电力发展存在的现实差距外，广西电网也承担了较大经营压力，一方面广西电量基数较小，受投资电量挂钩约束，电网企业通过输配电价回收的投资非常有限（不到实际需求的 50%），投资消化难度大。另一方面广西现有产业结构对电价较为敏感，社会对价格波动承受能力弱，难以支撑新能源加速发展的趋势。

中国能源报：电力供应安全和电网设施坚强关系到国家战略安全，是关系民生福祉与经济发展、

民族团结、人民富裕的重要基础保障。鉴于广西的特殊情况，若要在推动边疆民族地区高质量发展上闯出新路子，您有哪些好建议？

揣小勇：结合广西实际，个人建议：

一是坚持先立后破、通盘谋划，建议支持广西建设综合能源基地，加快发展广西陆上新能源，大力开发海上风电，依托沿海煤炭码头，规划建设煤炭储备基地，建设一定容量清洁高效先进节能的煤电，安全发展核电，在条件合适的地方建设必要容量的气电。同时积极引入广西区外清洁电力，推动青海、甘肃等西北清洁能源基地送电广西等南方区域，并纳入国家规划，有力保障广西电力安全。

二是建议支持广西加快抽水蓄能电站规划建设，完善新型储能体制机制，多措并举提升电网调节能力，提升电网对新能源并网消纳能力，加快推动新型电力系统建设。

三是建议加大对广西电网建设的支持。广西属于后发展地区，电网底子薄，电网数字化和智能化程度低，追赶压力较大，因此建议加大对广西电网建设的政策和资金支持，支持广西电网及新型电力系统建设，为稳边、固边、强边与深入实施乡村振兴战略、助力共同富裕提供坚强电力保障。

中国能源报：最新数据显示，广西在新能源装机容量、新能源电量方面均实现了“双突破”。迈入“十四五”，也意味着广西新能源迎来大规模发展。那么，大规模增长的背后考验着电网规划建设、并网服务等各环节。对此，广西电网是否做好了充分的准备？如何应对这些挑战？

揣小勇：对此，我们公司采取远近结合、规范细节、科学研判等方式，持续破解这一难题，重点从三方面入手。

一是畅通新能源并网发电的“绿色通道”，陆续发布《集中式新能源并网服务指南》《分布式光伏接网技术原则》《新能源场站并网调度服务指南》等，为大规模新能源并网提供全流程“绿色通道”服务，推进新能源“应并尽并、能并快并”。

二是持续建设新能源输送消纳“高速公路”。承接落实政府相关规划，开展“十四五”新能源接入系统专题研究，详细研究新能源接入系统和网架完善方案，并纳入广西电网规划等相关规划系统推进，统筹做好新能源接入与消纳工作，全力满足“十四五”广西新能源发展需求，支撑构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统建设，为“绿电”保持充沛“续航能力”提供电网支撑。同时以点带面打造新能源发展接入与消纳试点，做好广西适应新能源接入和消纳示范区、南宁高可靠性城市配电网示范项目、现代化农村电网等 11 种类型共 24 个新型电力系统示范区建设。

三是深度挖掘“大数据潜力”。目前，依托广西电网气象综合信息系统、水调自动化高级应用决策支持系统和新能源调度综合管理平台，已实现广西全区 2000 多座雨量站监测，以及 200 多座大中型水电厂、风电场、光伏的可观、可测、可控，为新能源全额消纳提供强有力的数字化支撑。

中国能源报：若让“风光”等新能源为广西“担大任”，广西电网将如何进一步发挥市场“指挥棒”的作用？同时，又将如何在新技术应用上下功夫？

揣小勇：当前，广西不断丰富市场品种拓宽新能源消纳空间，积极引导风电等新能源参与市场。根据市场预测，目前具备市场准入资质的风电企业达 70 家以上，预计可参与交易的风电量约 30 亿千瓦时。同时推进电力市场与绿证市场、消纳量市场融合发展，探索“电-碳”联动的市场机制。我们公司将持续协助、指导用电户参加电力市场化交易，让电力体制改革红利普惠更广，持续组织广西电力调峰辅助服务电力市场交易、广西可再生能源电力消纳量交易以及绿色电力交易，引导绿色电力消费，加快新能源发展，助力广西落实“双碳”目标。

在新技术应用上，南方电网广西电网公司注重电力系统源、网、荷、储的互动协调，引导发展储能技术，促进新能源消纳，为低碳发展寻求解决方案。日前，由南方电网广西电网公司牵头实施的广西首个基于智能用电管理的需求侧分布式储能示范工程——面向冷链物流用户的分布式储能示范工程项目在广西南宁正式投运。未来，随着储能项目技术深入应用，还可以用于满足新能源发电项目大规模开发接入电网的需求，提高新能源利用效率。

张胜杰　中国能源网　2022-03-11

能源企业建议，碳市场短板这样补！

“在逐步碳达峰碳中和的过程中，我们需要不断用绿色能源替代传统化石能源，那么 1 度绿色电力到底能实现多少碳减排？我国还缺乏相关的明确标准和计量方式，各排放主体也暂时没有对应的碳账户。”

“我国的碳排放监测核查体系还需完善，报告与核查制度建立时间短，也需要进一步落实。”

“现阶段，我国碳市场在市场影响力、政策衔接、法规建设等环节都需要进一步完善。”

在刚刚结束的全国两会期间，碳市场的建设与完善成为代表委员热议的焦点话题。作为利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的一项重大创新实践，我国碳市场建设及交易已经起步，全国碳市场首批碳交易去年正式开启，首个履约周期去年底结束。那么，经历数月运行，当前我国碳市场建设还存在哪些短板？代表委员又提出了哪些可行性建议？

基础数据核算仍待完善

“作为能源消费者，特别是高耗能企业，如果使用了绿色电力，到底可以实现多少碳减排？”全国政协委员、新疆金风科技股份有限公司董事长武钢指出，国家层面应当尽快出台相应的计算标准。

“以金风科技生产的风机产品为例，我们曾邀请专业人员按照相应的国际标准进行评估，在全生命周期中，风电的度电碳排放大约在 7 克左右，而火电的度电碳排放是 740 克-840 克。换言之，使用 1 度风电的碳减排至少在 700 克以上。”武钢表示，应尽早在各相关领域建立起类似的碳减排计量，“这是碳交易市场顺利推行的基础。”

全国政协委员，中国石化党组成员、副总经理李永林表示，要制定更加科学的核查和数据管理制度，加快构建和完善碳排放的监测报告核查体系，设定更加科学的实测值测算方法，强化对第三方核查机构的监管力度，增强对数据造假行为的惩罚力度，确保更加公平的数据统计环境。

在此基础上，全国人大代表、乐山太阳能研究院院长姜希猛强调，相应数据的及时、公开、透明尤为重要。“目前，我国适用于减排项目的区域电网基准线排放因子，最新版本仍为 2019 年版。近几年，各地区每年的电网碳排放因子都在发生明显变化，沿用 2019 年的电网排放因子数据将显著高估相关机构的温室气体排放量，不能反映中国电力系统转型的努力和成效，不利于减排工作高效推进。”

不仅如此，姜希猛还表示，随着碳减排持续推进，各相关方都希望获得电力脱碳程度的更详实信息，但目前，我国还缺乏获取最新电网排放因子数据的正式渠道。

多领域互认尚未打通

要让完善的基础数据在碳交易过程中真正发挥作用，还需打通哪些关联环节？

武钢建议，可以参照国民经济核算体系及地方已有的试点经验，推动企事业单位探索开展碳账户体系建设，形成碳排放统计核算体系，并打通绿色电力证书、国家核证自愿减排量（CCER）和碳减排之间的壁垒，实现绿色电力消费和碳减排数据统一科学管理。

“要尽快出台相关政策，明确绿电、绿证和碳交易之间的关系，实现相关数据的贯通，打通互认的关键环节。”李永林表示，“要明确企业使用绿电要在碳排放量核算中予以扣减，激发其购买绿电的积极性。”

对于 CCER 市场和碳排放权交易市场的接轨，全国政协常委、正泰集团董事长南存辉则表示，要促进两者进一步融合，推动地方碳普惠市场建设。“建议将企业用于配额清缴抵销的 CCER 抵销比例，从不超过 5%提至 10%，完善碳市场向新能源等产业的价格传导机制。”

全国政协常委，中国中化董事长、党组书记宁高宁坦言，产业转型升级和减碳过程中，确实需替代部分高排放、低产值产业，目前该过程比较缓慢。“要真正实施碳交易制度，通过透明的统计、估值、交易市场，使碳交易真正发挥作用，使新的、高产值、低排放产业能够替代相对落后的产业。”

交易规模还需扩大

多位代表委员进一步指出，要通过碳交易实现产业升级换代，对碳市场的要求自然也要逐步提

升。

据了解，2021 年全国碳排放权交易市场共运行 114 个交易日，成交量 1.79 亿吨，成交额 76.61 亿元。

南存辉表示，当前全国碳市场参与主体和交易品种单一，仅纳入了发电行业重点排放单位，其交易目的同向、风险偏好相似且具有很强的行业同一性。“要有序扩大全国碳市场交易覆盖范围，丰富交易品种，将石化、钢铁、建材等高耗能行业纳入交易主体，以改善市场活跃度。”李永林也指出，要尽快明确其他行业纳入全国碳市场的时间及配额总量分配原则，提前预发免费配额，以便相关企业积极参与碳交易，提升碳市场活跃度。

李永林还强调，要扩大碳市场的交易规模、提升国际影响力，还要进一步开放机构及个人投资者进入全国碳市场，并降低入市门槛。同时，研究推出碳市场拍卖机制，以应对市场恶意炒作行为，调整短期市场供给，保持碳价相对稳定。南存辉则建议，通过金融创新盘活存量碳资产，适时增加碳期权、碳期货、碳债券等碳金融衍生品，逐步完善碳金融服务。

姚金楠　中国能源网　2022-03-14

民进中央：关于加快推动钢铁行业低碳转型发展的提案

我国是钢铁大国，钢铁产能长久保持世界第一，钢铁行业是典型的“高投入、高能耗、高排放”行业，巨大的化石能源消耗和高额的碳排放量制约钢铁行业发展，也给我国实现双碳目标带来巨大挑战。《2030 年前碳达峰行动方案》明确要求：推动钢铁行业碳达峰，深化钢铁行业供给侧结构性改革。目前，钢铁行业低碳转型还存在多重阻碍。一是现行钢铁冶炼工艺碳排放过高，炼钢工艺转变困难。目前国内钢铁企业绝大多数采用的是高炉—转炉长流程工艺，相较于长流程炼钢，电炉短流程炼钢的能耗和三废排放大大降低，但所需的废钢原料在国内供应量有限，废钢进口也存在障碍，原料供应的瓶颈导致电炉工艺炼钢产能占比难以进一步提高。二是我国钢铁产业大而不强，产业管理不够系统科学。近年来，我国对钢铁产品需求的激增促进了钢铁行业的发展，但从行业整体而言，仍存在产能过剩、产品附加值不高、关键材料需要进口、能源利用效率低、排放与环境承载容量矛盾突出、资源综合利用不足等问题。三是节能减排技术创新较弱，钢铁企业生态效能发挥不足。我国钢铁行业多年来注重规模扩张，节能减排技术更侧重于成本较低的技术引进，在钢铁循环技术方面与发达国家差距明显，炼钢过程中产生的炉渣和钢渣被再加工利用的比率不高。钢铁工艺流程能源使用率不高，冶炼余热利用率低，低温余热的利用方面尚无显著成效，大多数钢铁企业的余热余能回收率不足 50%。

为此，建议：

一是调整钢铁行业原料与能源结构。提高电炉工艺炼钢产能占比，增加短流程冶炼所占的比重，完善废钢标准体系，更好地同国际对接，畅通进口渠道。拓展铁矿石来源，加大投入开发新工艺，提高国产低品位杂矿使用量。紧跟国家电力能源结构转型，提高钢铁行业使用可再生电力能源的比重。开发新设备新工艺，实现杂矿多金属等资源的回收与冶炼渣资源化利用。

二是提升能源使用效率，实现资源综合利用。完善钢铁行业能源数据基础，制定科学合理的能耗指标体系，加强能源效率管理，淘汰落后产能与装备。加强钢铁冶炼各工序和公用辅助设施设备能效考核，加大节能技术创新，提高能源使用率。结合碳市场交易机制，鼓励钢铁企业实施技术可靠、成本合理的碳捕集、利用或封存等末端治理项目，在碳交易中做好清碳存量和增减量核算工作，以经济手段促进减排。

三是加强引导钢铁行业科技创新。鼓励钢铁企业引进先进技术，优化产品结构，提高产品附加值。政府加大节能环保方向资金投入，为保障钢铁行业低碳发展转型提供资金支持。鼓励钢铁企业自主创新，运用国家科研资金支持重点项目攻关，加强高效环保冶炼新工艺的研究和装备技术等方面的创新，推动电炉短流程炼钢、能源使用效率提升等领域的研究。通过国家科技立项与财政政策

支持，加大对钢铁行业流程优化功能转型及环保方面如烟气治理、固体废弃物综合利用、节能降耗等重点领域自主开发新技术新工艺的支持力度。鼓励钢铁企业拓展资金来源，加大环保研发投入，对生产过程中的污染物特性和危害加强研究，开发危废固废无害化资源化高值化处理利用的新技术。

四是在生态文明建设过程中推动钢铁行业的角色转变。钢铁企业配备的能源动力设施，其生产钢铁的过程也是其他元素富集的过程，应结合钢铁企业区域资源条件，实现转型发展：加强钢铁生产中产生的氢气、甲烷、一氧化碳收集和高价值利用；利用钢铁企业产生的余热，作为区域供热热源；利用钢铁企业大型制水和水处理设施，形成区域水处理利用中心；发挥钢铁企业冶炼优势，利用高温焚烧参与处理城市垃圾与危废，发挥其在稀释、回收和消纳危废重金属、有机有毒物质方面的优势，帮助提升城市固废危废处理能力。

民进中央　中国能源网　2022-03-04

青海：到 2025 年力争建成电化学等新型储能 600 万千瓦

近日，青海省人民政府办公厅发布了“十四五能源”规划，其中规划 2025 年光伏发电 4580 万千瓦，风电 1650 万千瓦。相比于 2020 年底分别新增光伏 3000 万千瓦、风电 807 万千瓦。同时到 2025 年，力争建成电化学等新型储能 600 万千瓦。

积极打造国家级光伏发电和风电基地。积极推进光伏发电和风电基地化规模化开发，形成以海南千万千瓦级多能互补 100％清洁能源基地、海西千万千瓦级“柴达木光伏走廊”清洁能源基地为依托，辐射海北、黄南州的新能源开发格局。以生态保护为前提，探索三江源地区新能源开发新模式。创新技术发展模式，示范推进光伏、与水电、光热、天然气一体化友好型融合电站，实现可再生能源基地的安全稳定运行。力争到 2025 年，海西、海南州新能源发电装机容量分别超过 3000 万千瓦和 2500 万千瓦。

加快推动分布式新能源发展。在环青海湖、三江源、河湟谷地等区域，因地制宜发展农光、牧光、林光、光伏治沙等多种形式的光伏应用，促进光伏应用与其他产业发展相融合。利用大型工业园区、矿山油田、经济开发区、公共设施、农业园区、居民住宅、高速公路等屋顶及空闲土地空间，整县推动分布式光伏发电应用，积极发展分散式风电，扩大分布式清洁能源就地开发、就地消纳。

扩大电力跨省外送通道。在实现青海省内清洁低碳发展的基础上,推进跨省电力外送通道布局和建设,积极扩大绿色电力跨省跨区外送规模,支撑清洁能源产业高地建设,服务全国碳达峰目标实现。建成投产青海至河南±800 千伏特高压直流工程二期配套电源,实现满负荷送电。立足“打造国家清洁能源产业高地”战略定位,重点围绕海西清洁能源基地开发,推进第二条特高压直流外送通道研究论证工作。另外，加强省际电网互联互通、加快构建省内坚强骨干电网、打造清洁低碳的新型配电系统、探索零碳电力系统建设等。

推动两个“一体化”工程建设。围绕构建新型电力系统试点示范,健全“多能互补一体化”“荷储网源一体化”智能高效协调运行体系,支撑高比例清洁电力的安全可靠运行。结合水电、光伏、风电、光热发电及各类储能技术特性和技术特点,优化各类电源规模配比,确保电源基地送电的可持续性。充分发挥负荷侧的调节能力,实现荷、储、网、源的深度协同,培育用户负荷管理能力,提高源网荷侧调峰积极性。

提升多能互补的储能调峰能力。积极发展优质调峰电源、加快推动黄河上游梯级储能电站建设、全面推进电化学等新型储能设施建设。积极开展电化学、压缩空气等各类新型储能应用。依托青海盐湖资源优势,积极推广“新能源＋储能”模式,开展压缩空气、飞轮等储能试点,探索建立共享储能运行模式,推动电源侧、电网侧和用户侧百万千瓦级化学储能示范建设,提高电力系统中短周期储能调节能力。到 2025 年,力争建成电化学等新型储能 600 万千瓦。

青海省人民政府　2022-03-13

清洁能源替代助力钢铁行业深度脱碳

近日，工业和信息化部、国家发改委和生态环境部联合印发《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》（下称《指导意见》），首次在国家政策层面明确了钢铁行业碳达峰的时间表：力争到 2025 年，80%以上钢铁产能完成超低排放改造，吨钢综合能耗降低 2%以上，确保 2030 年前碳达峰。

记者注意到，与 2020 年底工业和信息化部发布的《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见（征求意见稿）》（下称《征求意见稿》）不同，此次正式印发的《指导意见》将钢铁行业碳达峰时间由 2025 年调整至 2030 年，且取消了能源消耗总量和强度下降指标，新增吨钢综合能耗。业内专家表示，此举是为避免行业因急于实现碳达峰而“过度反应”。虽然我国钢铁行业降碳仍面临产量增速较快、碳排放总量持续升高等挑战，但钢铁行业仍需统筹兼顾发展与降碳，不可毕其功于一役，应确保科学、有序实现碳达峰目标。

以吨钢综合能耗指标倒逼行业节能

“此次出台的《指导意见》首次明确了钢铁行业碳达峰时间，与此前大部分研究得出的‘钢铁行业 2025 年实现碳达峰’结果相比，延迟了 5 年，表述方式也从‘力争’‘率先’变成了‘确保’。”国网英大碳资产高级研究员郑颖说，为避免出现“一刀切”及‘运动式减碳’等错误做法，《指导意见》更多强调钢铁行业绿色低碳发展指标和要求趋向“量力而行”。

除此之外，《指导意见》还取消了钢铁行业能源消耗总量和强度下降指标，新增吨钢综合能耗。记者注意到，《征求意见稿》中提到“力争到 2025 年，能源消耗总量和强度均下降 5%以上”，而此次发布的正式文件则将其调整为“吨钢综合能耗降低 2%以上”，与《“十四五”原材料工业发展规划》等文件中关于钢铁行业绿色发展的目标一致。

“将能源消耗总量和强度下降指标调整为吨钢综合能耗，一方面可以适当为钢铁行业‘松绑’，严防以能耗双控为由的不合理限电限产等严重危害经济发展的‘运动式减碳’行为，对钢铁行业产业链造成过大压力，确保行业在正常平稳生产中有序、安全降碳；另一方面，相比能耗双控指标，吨钢综合能耗指标对降低钢铁产量的直接推动力更强。”郑颖表示，吨钢综合能耗与钢铁企业能耗水平和生产力直接相关，要达到下降目标，就要动态调整能耗水平、压减产量，可以约束和倒逼企业降低生产能耗。

郑颖进一步表示，调整后的《指导意见》在碳达峰时间与具体目标的设定上，均为钢铁行业低碳发展留足了时间和空间，这是基于当前国家相关政策基调的审慎稳妥的选择。

“以氢代碳”“绿化”冶炼过程

“《指导意见》针对钢铁行业实现碳达峰的路径已很明确，但难在压缩粗钢产量和压低吨钢碳排放之后，如何抵消剩余的碳排放，实现钢铁行业深度降碳。”在冶金工业规划研究院低碳发展研究中心主任李冰看来，短期内，钢铁行业降碳将以宏观调控继续压减粗钢产量和降低吨钢碳排放为主，长远看，有望通过可再生能源替代方式，改变钢铁行业用能结构，从钢铁工业源头降低碳排放。

记者了解到，钢铁行业碳排放量约占我国碳排放总量的 18%，其二氧化碳排放主要源于钢铁冶炼过程中，碳和氧发生的还原反应。相关统计数据显示，2020 年，我国钢铁产量约为 10.53 亿吨，若按我国目前每生产一吨钢铁约产生 1.8 吨二氧化碳计算，2020 年全年，我国钢铁行业约产生 19 亿吨二氧化碳。“短时期内，钢铁行业碳排放量仍会持续上涨。”郑颖说。

以氢代替碳作为钢铁冶炼过程中的还原剂，可以大幅减少二氧化碳排放。郑颖介绍，目前，高炉富氢冶炼和富氢气基竖炉是我国氢冶金发展的两大主要方向。“长远来看，用氢气替代一氧化碳做还原剂，还原产物为水，没有二氧化碳排放，因此炼铁过程绿色无污染。若再加上钢铁行业源头全部使用可再生能源发电，预计到 2060 年，我国钢铁行业可减少 70%—80%的碳排放量。”

郑颖同时指出，当前制氢成本较高，按照每吨 60 元—70 元的价格计算，采用氢能炼铁工艺成本比传统高炉冶炼工艺至少高 5 倍以上，加上目前储氢技术还有待突破，未来钢铁行业要全面推广“以氢代碳”尚需时日。

纳入全国碳市场提上日程

除利用清洁能源替代等手段外，郑颖建议，下一步，还应鼓励将钢铁行业纳入碳排放交易市场，利用市场化手段加强钢铁行业碳排放约束力。

“全国碳市场的总量调控机制，可以助力降低钢铁行业排放总量，提升钢铁企业在碳排放数据管理、监测以及碳资产管理等方面的能力。”郑颖表示，碳市场将成为钢铁行业去产能的推手，通过发挥市场导向作用，可激励可再生能源利用和低碳技术创新，促进形成碳资产管理业务。“钢铁行业被纳入全国碳市场后，控排企业将获得配额碳资产，若配额在履约后仍有富余，企业可通过合理的碳资产保值增值操作，实现碳资产管理盈利。”

在郑颖看来，钢铁行业有望成为第二批纳入全国碳市场的行业。 此前，生态环境部应对气候变化司已向中国钢铁协会发出《关于委托中国钢铁工业协会开展钢铁行业碳排放权交易相关工作的函》，钢铁行业或将很快被纳入全国碳市场的重点行业。纳入全国碳市场后，钢铁行业还需建立全流程全方位的碳排放监测监控体系，摸清钢铁行业碳排放家底，进一步加强钢铁行业全生命周期碳管理能力建设，构建全过程碳排放数据管理体系。

除此之外，将钢铁行业纳入全国碳市场，也有助于推动该行业碳排放末端处理技术的进步。“通过碳市场约束，可鼓励技术基础较好的钢铁企业提升碳捕获利用与封存（CCUS）等低碳技术的研发投入，开发低碳创新技术，从而加快形成具有自主知识产权、在全球钢铁行业领先的关键核心技术。”郑颖说。

本报记者 张金梦 中国能源报 2022-03-14

全钒液流电池：大规模储能后起之秀

春和景明。距离大连融科储能技术发展有限公司电堆和电池材料开发实验室数十公里处，全球最大液流电池储能电站——大连 100 兆瓦/400 兆瓦时液流电池储能调峰电站熠熠生辉。这是国家能源局批复的首个 100 兆瓦级大型电化学储能国家示范项目，也是全球最大规模全钒液流电池储能电站，近日其刚刚完成主体工程建设，进入单体模块调试阶段，预计六月完成并网调试，应用的就是该公司研发的电池系统。

“电站建设规模远超其他项目容量，也是‘200 兆瓦/800 兆瓦时大连液流电池储能调峰电站国家示范项目’的一期项目，示范和推广意义重大。”大连化物所储能技术研究部（DNL17）李先锋研究员团队为该项目提供了自主研发的全钒液流电池储能技术。他表示，该项目建成后，可提高辽宁尤其是大连电网的调峰能力，改善电源结构，提高电网经济性和供电可靠性，加快新能源发展，同时，将会推进我国大规模储能在电力调峰及可再生能源并网中的应用，为能源革命和能源结构调整，实现碳达峰碳中和目标作出重要贡献。

满足新能源并网技术要求

先进大容量储能技术特指应用在电力系统中、容量在千瓦级以上、综合性能优越的储能技术。作为解决可再生能源大规模接入、传统电力系统削峰填谷、分布式区域能源系统负荷平衡的关键支撑技术，大容量储能技术已成为世界未来能源技术创新的制高点。

随着抽水蓄能、锂离子电池、铅蓄电池等目前主流储能技术越来越难以满足快速发展的大容量储能需求，全钒液流电池应用价值日益受到重视，成为大容量高效储能技术的首选之一。

据了解，全钒液流电池是一种电化学储能装置，通过电解液中活性物质——钒离子的价态变化，实现电能与化学能的转化，从而实现电能的存储与释放。与其他储能技术相比，全钒液流电池优势明显，具体而言，一是安全环保，储能介质为含有钒离子的稀硫酸水溶液，不易发生爆炸和燃烧，钒电解液可反复循环利用；二是循环寿命长，电池充放电循环次数在 15000 次以上，使用年数在 15 年—20 年；三是能量转换效率高，充放电特性良好，能量效率约 80%，响应速度快，可深度放电，适合大电流快速充放电；四是容量大，储能容量为数百千瓦时至数百兆瓦时，尤其适合大容量固定

储能场合。

慕悦　能源高质量发展　2022-03-08

全国人大代表张雷：让零碳产业园成为绿色工业革命的重要载体

“双碳转型”是今年两会热点，也成为代表委员热议的话题之一。

全国人大代表、远景科技集团 CEO 张雷表示，今年政府工作报告关于双碳转型的主要目标和思想就是“先立后破”，其中关键是“先立”。张雷认为，“先立”，要立得高效，立得充分，立得全面：

▲要用抓煤炭保供一样的力度，抓可再生能源的建设，是立得高效；

▲建设大规模风光基地，加强电网对可再生能源的消纳，是立得充分；

▲通过在西部大力发展零碳产业园，促进绿电本地消纳，培育新工业体系，实现区域平衡发展，是立得全面。

今年两会期间，张雷提交了《让零碳产业园成为绿色工业革命的重要载体，推动区域平衡发展和共同富裕》的建议，认为零碳产业园是“先立”的重要载体。

张雷在建议中提出，在西部地区打造零碳产业园，培育绿色新工业体系，可解决新能源生产与消纳的错位问题，促进区域平衡发展和共同富裕，还有利于降低整个国民经济的运行成本，减少对国际化石能源的依赖，并提高中国产品突破未来碳关税壁垒的绿色竞争力。

以下为张雷建议全文:

让零碳产业园成为绿色工业革命的重要载体，推动区域平衡发展和共同富裕

案 由

共同富裕，也是共同发展。只有在产业发展的基础之上实现分配环节的公平，才能实现更高水平的共同富裕。“创新、协调、绿色、开放、共享”发展理念的提出，为在高质量发展中促进共同富裕提供了方向。“3060 双碳目标”的承诺，则进一步坚定了中国走生态优先、绿色低碳发展道路的决心，不仅实现能源转型，也将引发一场绿色工业革命，只有绿色和共享的发展，才是可持续的发展。

绿色工业革命为区域平衡发展带来新的机遇，也为实现共同富裕开辟了新路。中国西部产业欠发达地区，以及东北和北方的一些老工业基地、高碳产业，近年来与东部和南部的发展差距拉大。这些地方有丰富的可再生能源的资源禀赋，可以围绕这一优势建立新能源相关产业，积极参与绿色工业革命，缩小与东部地区的差距。

零碳产业园是绿色工业革命的重要载体，有利于在西部地区培育新工业体系，带动当地产业发展和新增就业。双碳转型需要“先立后破”，“先立”是关键。减排不是减生产力，要在绿色转型中实现更大发展，零碳产业园有机集成了绿色能源的生产和消费，是新型零碳电力系统的载体，更是工业领域脱碳的重要途径和培育新工业体系的载体，是全面的“立”。通过零碳产业园，绿色能源的生产和使用有机结合在一起，有利于延伸可再生能源生产地区的产业链，提升价值链，避免经济转型和产业升级带来的失衡，对繁荣当地经济，创造新的就业岗位有重要意义。

案 据

在可再生能源丰富的西部地区，具备培育绿色工业革命的条件。中国幅员辽阔，可再生能源资源可提供数倍于中国经济之所需。特别是西部地区，拥有全国 80%的风能、90%的太阳能潜能，“十四五”规划纲要提出建设的 9 个大型清洁能源基地，其中 7 个在西部地区。以绿色工业为抓手在西部和北部地区打造新型基础设施，利用“新能源+”发展新工业体系，促进当地发展，在协调东西部共同发展和缩小东西部差距发挥重要作用。

以鄂尔多斯为例，利用当地广阔的戈壁高原，打造零碳产业园，通过风能、太阳能和储能组成智能电力供给系统，在园区发展动力和储能电池，电池材料、电动重卡、绿色制氢等上下游集成产业链，将创造千亿产值，减排数千万吨碳，还可新增上万个新型绿色岗位，成为内蒙古等地能源体系转型和重塑新工业体系的典范。

在西部地区落地绿色产业，打造零碳产业园，可解决新能源生产与消纳的错位问题。中国的经济和人口重心 80%在东部沿海和中部地区，大量的重工业也在这个区域，中东部若完全依靠分布式发电，难以满足全部新增电量和电力平衡需求。但西部是风光等绿色能源资源富裕地区，造成了空间分布上的不均衡和产能与用能的错位。尽管国家已经在规划实施大规模的可再生能源的西电东送的工程，但也应该同时重新谋划产业布局，就地发展绿色工业体系，在西部地区将可再生能源生产与可再生能源消费结合。

打造以零碳产业园为核心的绿色工业体系可进一步升级中国产业，为人民绿色生活创造条件。在西部基于绿色能源，构建绿色新工业体系，有助于解决中国东部与西部、南方与北方经济发展差距，避免西北区域在脱碳降碳和转型中掉队，还有利于降低整个国民经济的运行成本，减少对国际化石能源的依赖，在保障能源安全的同时，提高中国产品的绿色溢价和国际竞争力。三北地区的风光电成本已在 0.2 元/度以下，2023 年风电成本将实现 0.1 元/度。通过零碳的生产方式，可升级中国工业体系，提高整个国民经济的竞争力，为人民绿色生活和消费创造更多零碳产品。

建 议

第一，支持零碳产业园技术和模式发展，全面推动零碳产业园落地。零碳产业园是一项系统性工作，涉及地方产业体系整体布局、新能源开发规划、新型电力系统运营资质、产业园标准制定、能耗和排放优化等系统性工作和难题，需要政府部门发挥跨部门、跨区域的协调优势，快速解决过程中的系统性新课题，支持相关技术创新和零碳产业园模式落地。

第二，完善零碳产业园相关标准。目前国内外缺乏明确的零碳园区定义和实施指南，尚未建立碳计量、碳管理、零碳闭环的全局观，亟需制定和完善相关标准。

第三，加快把部分高能耗、高碳排放企业和产业向西部转移，用绿色电力支撑。中国拥有全球最大的工业体系，各地工业化水平和产业结构差别很大，低能效和高碳排放普遍存在，而能耗较高的重化产业在工业中的比重很大，对经济增长的拉动作用仍很重要，有关部门可充分考虑西部地区丰富的可再生能源和充裕的绿色电力，统筹全国资源环境和要素禀赋，加强引导全国范围内的产业转移和产业布局。

仲新源　中国能源网　2022-03-08

全国政协委员赵延庆：加快构建“源网荷储”互动的新型电力系统

全国政协委员、辽宁省政协副主席赵延庆围绕“加快构建'源网荷储'互动的新型电力系统”提出了建议。

赵延庆指出，电力系统供应安全面临新挑战。“双碳”目标提出后，为了提升能源利用效率、降低碳排放，很多行业都开展了电能替代，经济社会发展对电力的需求与日俱增。但新能源长期稳定提供电力保障的能力较差，且受气象数据滚动更新影响，新能源功率预测仍然与实际结果存在偏差。随着新能源装机占比不断提高，新能源发电出力波动对供需平衡的影响越来越严重，电量充裕而部分时段电力紧缺的态势愈发凸显，即使在目前电力电量较为充裕的地区，随着新能源超常规发展，也将面临此类问题，受端地区将更加严重，尖峰电力供应面临新的挑战。

电力系统安全稳定运行面临新课题。新能源机组对电力系统运行的支撑能力不如常规机组，随着新能源装机占比不断提升，电力系统“双高”“双峰”特征将日益凸显，电力系统“空心化”将引发的供需平衡、转动惯量、频率特性、电压稳定，乃至三道防线等问题愈发突出，电网抗扰动能力和事故恢复能力都将面临严峻考验，运行安全问题亟待破解。

系统调峰和新能源消纳面临新压力。“双碳”目标提出后，风光发展大幅提速，以辽宁为例，辽宁省提出了 2025 年风电、光伏装机合计达到 3700 万千瓦的新能源跨越式发展新目标，较 2020 年增长 168%；“十四五”新增装机 2300 万千瓦，是“十三五”新增装机的 3.2 倍。新能源大规模接入使既有常规电源和抽蓄调节能力消耗殆尽，“源随荷动”的平衡模式难以为继，系统平衡调节能力亟待提升。

赵延庆建议：

一.加强顶层设计，构建完善的市场机制和政策体系。在国家层面，从加强网源协同规划、拓展需求侧响应、电力市场化改革、抽蓄储能等电价疏导等方面入手，加强顶层政策机制设计，构建适应新能源快速发展，推动加快新型电力系统建设的市场机制和政策体系。电源侧，提升新能源长周期功率预测准确率，深化新能源纳入供需平衡研究，制定行业、国家标准和工作指导意见。负荷侧，拓展可控负荷类型和规模，加快相关市场激励机制建设，推动平衡模式由“源随荷动”向“源荷”互动的市场化模式转变。储能侧，推动完善新型储能、制氢储能及氢能发电电价疏导机制，鼓励风光场站装设储能装置，提升调节能力和涉网特性，促进新型储能产业科学发展。

二.进一步加大新型电力系统研究和建设投资力度。在新能源主动支撑、有源配电网建设改造、网源荷储协同互动、全电磁仿真建模等新型电力系统关键性、前瞻性问题领域进一步加大研究和投资力度，在国家科技项目、示范工程建设等方面给予支持。不断提升对新型电力系统的特性认知能力、运行控制能力与故障防御能力。加强新技术、新设备等科研成果转化应用，切实解决电力系统实际问题，保障电力系统安全稳定运行。

三.将新能源有关电网工程投资列为政策性投资。构建以新能源为主体的新型电力系统是党中央国务院作出的决策部署，但新能源单机容量小、数量多、布局分散，发电利用小时数较低，使得配套电网工程数量、规模和投资大幅增加，而输送电量和利用效率却又不如常规工程。因此，建议国家将新能源有关电网工程投资列为政策性投资，全额纳入输配电价核定（不考核输送电量和投资效率），保障电网投资能力和电力行业可持续发展。

中国能源网　2022-03-04

全球首套千吨级二氧化碳加氢制汽油示范装置开车成功

中国科学院大连化学物理研究所(以下简称“大连化物所”)3 月 4 日发布消息称，由大连化物所和珠海市福泄能源科技有限公司联合开发的全球首套 1000 吨/年二氧化碳加氢制汽油中试装置，近日在山东邹城工业园区开车成功，生产出符合国 VI 标准的清洁汽油产品。

二氧化碳加氢转化制液体燃料和化学品，不仅可实现温室气体二氧化碳的资源化利用，还有利于可再生能源的储运。但是二氧化碳的活化与选择性转化极具挑战，国内外技术路线多集中于合成低碳化合物，若能利用该过程选择性生产高附加值、高能量密度的烃类燃料，将为推进清洁低碳的能源革命提供全新路线。

3 月 4 日，该技术在上海通过了由中国石油和化学工业联合会组织的科技成果评价。评价专家组专家一致认为，该技术成果属世界首创，整体技术处于国际领先水平，同意通过科技成果评价。

2017 年，由大连化物所碳资源小分子与氢能利用创新特区研究组孙剑、葛庆杰、位健等人组成的研究团队开发了二氧化碳加氢制汽油技术，该研究成果发表在《自然-通讯》(Nature Communications)上，并被《自然》(Nature)杂志选为研究亮点。

大连化物所研究员孙剑介绍，该技术历经实验室小试、催化剂吨级放大制备等过程，于 2020 年在山东邹城工业园区建设完成了千吨级中试装置，装置累计完成各项投资四千余万元人民币，并陆续实现了投料试车、正式运行以及工业侧线数据优化，2021 年 10 月，正式通过了由中国石油和化学工业联合会组织的现场考核。

孙剑表示，该技术可实现二氧化碳和氢的转化率达到 95%，汽油在所有含碳产物中的选择性优于 85%，显著降低了原料氢和二氧化碳的单耗，整体工艺能耗较低，生成的汽油产品环保清洁，经第三方检测，辛烷值超过 90，馏程和组成均符合国 VI 标准。

目前，该技术已形成具有自主知识产权的二氧化碳加氢制汽油生产成套技术，这为后续万吨级工业装置的运行提供了有力支撑。

中国新闻网　2022-03-07

山东泰安打造“储能之都”

3 月 2 日，中国能建数科集团、中国能建华东建投与山东省泰安市政府正式签订战略合作框架协议，将共同推动国家首台（套）2 台 300 兆瓦级盐穴压缩空气储能项目落地。

据了解，该项目是世界现有最大单机容量、最大装机规模、国家首台（套）600 兆瓦（2 台 300 兆瓦）级盐穴压缩空气储能电站，采用中国能建自主研发的压缩空气储能核心技术，实现设备和系统的 100%国产化。同时，泰安计划大规模建设 300 兆瓦级压缩空气储能电站，形成以长时储能为中心的大型储能电站群，力争建成全球首个千万千瓦级储能基地，打造世界“储能之都”，成为山东的一张新名片。

压缩空气储能必将成为大规模储能领域的支柱产业

“压缩空气储能必将成为大规模储能领域的支柱产业。”中国工程院院士、中科院武汉岩土力学研究所研究员杨春和表示，在我国能源转型和实现碳达峰碳中和目标的大背景下，太阳能、风能飞速发展，但是由于与生俱来的不稳定性，对大规模储能的需求也越来越大。

杨春和认为，抽水蓄能、压气蓄能和电池储能是大规模发展储能技术的首选，各有优缺点。抽水蓄能技术相对成熟，例如泰安抽水蓄能电站已经建设到了第二期，但是，抽水蓄能需要有高低差的地势，而且建设周期长、投资大；电池储能未来可以利用淘汰的车载动力电池来建设，但是对环境的影响依然是挑战；压缩空气储能虽然起步较晚但是优势明显，在有盐穴的区域可以利用盐穴，没有盐穴的地方可以依靠人工造穴，地质限制小，具备大规模建设的基础，同时储能规模大、启动快，因此，必将成为大规模储能领域的支柱产业。

不仅如此，中国能建数科集团董事长万明忠也表示，目前行业已开展研究及应用的储能技术类型众多，技术特点及适用场景各异。按照能量的存储方式，储能技术主要分为电化学储能、物理储能、热储能、电磁储能等。目前全球发展最成熟、装机规模最大的是抽水蓄能，电化学储能紧随其后。储能技术发展将朝着低成本、高储能密度、高循环稳定性、长周期存储、高品质供能、储用协调、兼顾电网辅助服务和综合能源服务的方向发展。

“压缩空气储能作为储能技术的主要手段之一，具有规模大、效率高、成本低、环保等优点，可实现电力调峰、调频、调相、旋转备用、应急响应等储能服务，提升电力系统效率、稳定性、安全性。”万明忠表示。

韩逸飞　能源高质量发展　2022-03-08

实现“双碳”目标 减污降碳协同增效是重点

生态环境部综合司司长孙守亮近日表示，2022 年，生态环境部将扎实有序推动绿色低碳发展，做好全国碳排放权交易市场第二个履约周期管理，健全碳排放数据质量管理长效机制；深入打好污染防治攻坚战、持续强化生态保护监管、确保核与辐射安全、加快构建现代环境治理体系，强化生态环境领域科技支撑。

2022 年全国生态环境保护工作会议指出，“十四五”时期，我国进入以降碳为重点战略方向、推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型、实现生态环境质量改善由量变到质变的关键时期。

在“十四五”开局之年，我国在推动绿色低碳发展方面就取得新成效。孙守亮说，2021 年，通过推进“放管服”改革、重大项目和能源保供项目落地实施，助力释放合法煤炭产能 1.4 亿吨/年；遏制“两高”项目盲目发展，支持配合出台碳达峰、碳中和“1+N”政策体系，启动全国碳排放权交易市场上线交易，全国碳市场第一个履约周期顺利结束。

碳排放权交易市场被认为是推动绿色低碳发展的一项重大制度创新，是实现碳达峰碳中和的重要政策工具。

生态环境部提供的资料显示，2021 年，全国碳排放权交易市场第一个履约周期顺利收官，纳入发电行业重点排放单位 2162 家，碳排放配额累计成交 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元。同时，持续推进排污权有偿使用和交易试点工作，全国 14 个试点地区排污权有偿使用和交易总金额超 10 亿元。

减污降碳协同增效是我国“十四五”时期的重点工作。

生态环境部环境规划院副院长严刚说，我国生态环境问题，本质上是高碳能源结构和高能耗、高碳产业结构问题，污染物与二氧化碳排放呈现显著的同根同源性，即“碳污同源”，因此，我国生态文明建设面临协同推进生态环境根本好转和碳达峰碳中和的战略任务，需发挥后发优势，实施减污降碳协同治理，统筹推动生态环境保护和应对气候变化工作，实现环境效益、气候效益、经济效益多赢。比如水泥行业同时是减污和降碳的重点行业，通过水泥窑协同处置生活垃圾和工业固体废物，能有效激发行业技术变革和绿色低碳转型。

严刚说，推动减污降碳协同增效，还需强化源头防控协同，推动资源能源节约高效利用和低碳转型，加快形成有利于减污降碳的产业和能源结构、生产和生活方式。相关部门应加强措施优化协同，增强生态环境改善目标对能源和产业布局的引导约束，加大环境污染严重、生态环境敏感地区的结构调整和布局优化力度。同时，还应推进政策创新协同，建立健全统一推进减污降碳的管理制度、基础能力和市场机制，如在环境影响评价中开展碳排放评价，严把新上项目碳排放关等。

“为推进实现减污降碳协同增效，生态环境部组织开展了环境污染物与温室气体统计核算，在国家统计局批准实施的排放源统计调查制度中，已将二氧化碳等温室气体排放情况纳入其中。”生态环境部新闻发言人刘友宾说。

李禾　中国新闻网　2022-03-05

压缩空气储能将走入百姓寻常生活

在不远的将来，您所用的电能或许会来自于压缩空气储能。2 月 22 日，山东泰安 2×300MW 压缩空气储能创新示范项目可研评审会在济南召开，意味着我国在大规模压缩空气储能技术产业化方面取得了重要进展。

中国工程院院士、中科院武汉岩土力学研究所研究员杨春和认为，在我国能源转型、中央明确双碳目标的大背景下，我国太阳能、风能飞速发展，但是由于太阳能和风能的不稳定性，对大规模储能的需求也越来越大。国家电网“电网新技术前景研究”项目咨询组认为“抽水蓄能、压缩空气储能和电池储能是大规模发展储能技术的首选”， 其中，压缩空气储能是三种大规模储能技术之一。据电力规划设计总院高级顾问孙锐介绍，压缩空气储能具有装机容量大、站址布局灵活、建设周期短、环境友好、具有交流同步发电机特性等优势，是可以与抽水蓄能相媲美的新型储能技术。在新型电力系统中，压缩空气储能电站可以发挥调峰、调频、提供转动惯量和旋转备用的作用。因此，压缩空气储能对提高系统中风电和光伏发电的装机占比具有很好的协同促进作用。

据悉，本项目拟由中国能建数科集团、山东国惠集团旗下鲁银投资以及国网山东省电力公司共同推进，在山东泰安市开发建设世界现有最大单机容量、最大装机规模、国家首台（套）600MW（2×300MW）级盐穴压缩空气储能电站。该项目将采用中国能建自主研发的压缩空气储能核心技术，实现设备和系统的 100%国产化。

“压缩空气储能作为储能技术的主要手段之一，具有规模大、效率高、成本低、环保等优点，可实现电力调峰、调频、调相、旋转备用、应急响应等储能服务，提升电力系统效率、稳定性、安全性。山东泰安地区具有丰富的盐穴资源，通过建设盐穴压缩空气储能项目对废弃盐腔的再利用，也有利于国家的环境保护和资源节约。”中国能建数科集团董事长万明忠说。

经济日报　2022-03-01

英国启动低碳技术创新计划

本报讯 据世界能源网报道，英国净零技术中心日前表示，该中心启动了一项价值 1000 万英镑的创新计划，用于支持碳捕捉和封存（CCS）、氢能和储能等低碳创新技术。

据了解，该创新计划将包括两个阶段，第一阶段将专注于 CCS、氢气和清洁燃料、可再生能源和储能、零排放电力等项目，拨款约 700 万英镑，全球各地的企业均可进行申请，成功入选的单个项目最多可获得 100 万英镑的支持。第二阶段的 300 万英镑将用于数据、自动化和智能技术等项目。

仲蕊　中国能源报　2022-03-14

生物质能、环保工程

“隔墙售电”可解生物质发电“燃眉之急”？

“就目前掌握的情况而言，在全国范围内，还没有生物质发电参与‘隔墙售电’的案例。其实，不仅仅是生物质发电，自 2017 年国家开始部署‘隔墙售电’工作至今，各类电源的整体推进情况都比较缓慢。”近日，中国产业发展促进会副秘书长兼生物质能产业分会秘书长张大勇表示，在行业协会层面，很希望在近两年内可以推动成熟的农林生物质发电或垃圾发电项目参与到“隔墙售电”的试点当中。

生物质发电参与“隔墙售电”能够带来怎样的发展机遇？相关工作又该如何推进？

各地积极探索“隔墙售电”

据记者了解，2017 年，国家能源局开展分布式光伏发电市场化交易试点，首次允许在试点范围内开展“隔墙售电”试点，全国共确立 26 个试点项目。直至 2020 年 12 月 31 日，常州市天宁区郑陆工业园 5 兆瓦农光互补分布式发电市场化交易试点项目并网发电，才标志着国内首个“隔墙售电”试点项目正式建成投运。据江苏省常州市发改委消息，这一项目所发电量就近在 110 千伏武澄变电所供电区域内直接进行市场化交易。

“目前看来，在‘隔墙售电’方面，江苏省是走在国家前列的。”张大勇表示，行业内都在密切关注试点项目特别是其中已并网项目的运行情况，各地也在积极摸索，以便寻找合适的模式推进下一步工作。

以黑龙江省为例，哈尔滨九州集团董事长李寅表示，目前黑龙江省并没有推行“隔墙售电”的相关政策，也不在国家试点范围内，电网和相应能源主管部门的态度并不明朗。

“但随着电力市场化交易的推行，黑龙江也在积极探索绿电交易的各种方式，企业参与‘隔墙售电’的积极性是比较高的。”李寅介绍，2021 年，黑龙江省某平价光伏电站通过省电力交易中心向沃尔沃黑龙江生产基地出售了 5000 万千瓦时的绿色电力，成交价格为 0.422 元/千瓦时。“这个价格比黑龙江电网基准电价 0.374 元/千瓦时还高出了 0.048 元/千瓦时。虽然这笔交易并不属于‘隔墙售电’范畴，但绿电的价值已经显现出来，大家都跃跃欲试，希望能打开‘隔墙售电’的市场。”

生物质发电走出生存困境的关键

国家能源局发布的最新统计数据显示，2021 年，全国生物质发电累计装机达 3798 万千瓦，连续 3 年位居世界第一；发电量 1637 亿千瓦时，同比增长 23.6%。

“生物质发电在装机规模和发电量稳步增长的同时，行业电价补贴拖欠资金已超 265 亿元。”作为长期关注生物质能发展的专业人士，湖南启元律师事务所主任袁爱平指出，农林生物质发电是各类可再生能源发电中唯一需要付现购买燃料的电源类型，面临电价补贴拖欠和燃料成本高企的双重挤压，企业生存举步维艰。“在这一背景下，企业必须尽快通过市场化的方式，走出生存困境。而在隔墙售电、热电联产、碳交易、绿证交易等多种方式中，‘隔墙售电’是农林生物质发电市场化转型、

解决燃眉之急的关键所在。”

之所以称其为“关键”，袁爱平认为，“隔墙售电”可以增加发电企业的现金流收入，解决当前的生存困境，在提高自身竞争力的同时，降低对国家电价补贴的依赖。同时，行业可以通过市场竞争配置，形成良性循环。“不仅如此，‘隔墙售电’还能缩短电力输送距离、降低输配电成本、助力用户侧工商业企业降低整体用电成本。加之消费绿电可以不占用能耗指标，还能加快企业的绿色低碳转型，在总量上减少碳排放。”

“电网”掣肘仍待打破

虽然“好处多多”，但“隔墙售电”多年来推进缓慢，袁爱平直言，主要原因在于电网侧存阻力。“虽然政策已打破‘隔墙售电’限制，但实际上全国多地试点项目迟迟无法落地，其根本原因就在于‘隔墙售电’冲击了电网原有商业模式，损害了其核心利益，在具体实施过程中自然会面临阻力。比如电网会限定购电侧的工商业企业用户只能在售电公司和电网中二选一，用户基于电力持续供应的风险性考虑，大多只能选择从电网购电。”

袁爱平建议，要加快“隔墙售电”政策的落地实施，解决市场化购电推进难的“卡脖子”问题，就要在推行工商业用户市场化购电的同时，在政策层面明确电网需为工商业电力用户提供双电源保障，“不应强制限定‘二选一’”。

袁爱平强调，要尽快将生物质发电纳入“隔墙售电”试点范畴，完善分布式发电试点市场化交易细则。“选择优质稳定、可调节性强、多能互补的生物质发电项目作为试点，给予优先灵活的售电权限，支持其在有用电需求的工业园区开展隔墙售电、直供电等业务。”

涉及到“过网费”收取问题，袁爱平指出，由于农林生物质发电项目大多单体装机规模较小，且不存在间歇性、波动性等问题，供电相对稳定，在特定区域内对大网造成的冲击也相应较小。“建议在农林生物质发电转型发展的关键期适当降低过网费收取比例标准，切实推动‘隔墙售电’工作落地。”

本报记者 姚金楠　中国能源报　2022-03-14

太阳能

光热产业迎来发展新机遇

本报讯 记者苏南报道：近期，甘肃省明确提出光热发电装机量由 2020 年的 16 万千瓦增长至 2025 年的 100 万千瓦，年均增长 44.27%的目标。实际上，伴随一批风光热互补新能源项目陆续启动建设，我国光热行业迎来了新的发展机遇。

在受访人士看来，我国光热行业有市场、有需求、有技术、有装备，但“缺政策”，现有电价政策难以体现出光热项目的价值。为理顺光热发电电价机制，今年 2 月 10 日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，提出“完善支持太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制”。

长期以来，我国电源上网电价形成机制基本上是按照不同种类电源的投资基准收益率确定，这一机制的出发点是保障投资者的合理收益。“这种电价形成机制没有反映供求关系，也没有体现市场竞争。因此，对电源上网电价形成机制进行市场化改革是非常必要和迫切的。”电力规划设计总院高级顾问、中国电机工程学会太阳能热发电专委会副主任委员兼秘书长孙锐接受记者采访时表示。

记者梳理信息了解到，2020 年初，财政部、国家发改委、国家能源局联合发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确：2021 年 12 月 31 日以后新增的光热发电项目不再纳入中央财政补贴范围。国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》明确自 2021 年起，新核准的光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

孙锐表示，由于光热发电在我国起步较晚，整个产业处于初级发展阶段，边际成本较高，发电成本远高于当地的燃煤发电。另外，光热发电项目均位于我国西部地区，地方政府财力有限。“目前电网公司只支付当地燃煤发电基准电价部分，致使光热发电项目的发电成本无法向后端传导，投资方无法实现投资回报，制约了光热发电行业的发展。”

目前，我国在售电侧已经开展了市场化改革，大部分省份出台了峰谷分时电价，减少了电力负荷的峰谷差，提高了电力系统的设备利用率，降低了电力系统成本。“如果将这种定价模式向电源上网侧传导，使电源的上网电价与售电侧联动，具有灵活调节功能电源的价值可以在电价中得以体现，电源参与调峰的积极性也将提高，储热型光热发电项目将会得到合理的经济回报。”孙锐表示。

储热型光热电站内的系统配置对机组的年发电量和灵活调节功能会产生重大影响，也就是说，相同容量的光热发电机组由于系统配置不同，年发电量和灵活调节功能差别很大，工程投资和发电成本的差异也很大。“在组织光热发电项目开发商招标前，要对拟招标项目机组在电力系统中必须具备的功能进行深入研究，提出详细的技术要求。”孙锐直言，通过市场化确定的上网电价，应该列入长期购电合同中，并向后端进行传导。由于能源转型带来的用电成本上涨，地方政府可以根据电力用户的类别和自身的财力，对需要给予补贴的用户进行补贴，也可以申请国家的可再生能源资金给予部分支持。

业内人士认为，光热发电集发电和储能为一体，电力输出稳定可靠，是新型电力系统不可或缺的灵活调节电源。“十四五”期间需要保持光热产业足够的市场规模，为后续发展提供基本条件。在特高压外送、多能互补基地建设中，配置一定规模的光热发电项目，既可以利用光热发电的灵活调节功能，还能提高可再生能源电力的占比。

中电联标准化管理中心主任汪毅对记者表示：“塔式、槽氏光热项目前景广阔，可规模化、模块化建设，将有效降低成本。”在浙江可胜技术股份有限公司董事长兼总工程师金建祥看来，考虑到光热发电成本仍旧较高，建议在沙漠、戈壁、荒漠大型风光基地中持续安排一定容量的光热发电，平滑风电光伏发电出力，提供调峰服务，实现风电、光伏、光热、水电等多种可再生能源互补。

中国能源报　2022-03-14

全国人大代表、通威集团董事局主席刘汉元：未来，光伏发电的成本还将进一步降低

当前，碳中和已成全球共识，以光伏、风能为代表的可再生能源无疑是其中主力军。今年两会，多位千亿市值企业掌门人都向光伏、风能等新能源建言。全国人大代表、通威集团董事局主席刘汉元针对推动可再生能源持续健康发展，助力双碳目标有效落地方面提出了相关建议。记者专访了刘汉元，其向记者提及光伏产业链涨价、未来方向等诸多关注问题。

光的稳定性靠智能电网解决

今年全国两会，全国人大代表、通威集团董事局主席刘汉元的建言仍然是有关新能源和双碳。

“根据专业研究，碳中和将是未来最大的经济市场。这意味着工业革命以来建立的化石能源体系，在未来 30~40 年要实现全面转变，变成可持续发展的再生能源体系，用 20、30 年实现二三百年能源的升级换代，这既是全人类的进步，更是巨大的商机。”刘汉元告诉记者，目前看，能源转型为中国带来了最大的机会。风力、光伏发电的核心原材料、设备、制造、产业、品牌，几乎都在中国人的手里，中国光伏行业拥有了全球 70%以上的份额。

刘汉元毫不讳言光伏行业目前面临的挑战——光的不稳定性。

“这增加了电网调控、平衡的难度。整个电网要从原来的集中式的发、供模式，转变成分散发、用模式。这需要能自动匹配、调度、平衡的智慧电网和智能电网。在这个过程中，技术上没有太大问题，但观念上以及实际运行模式上，还有很大的挑战。”刘汉元说，过去几年的弃风弃光现象，很重要的原因之一是部分观念和体制机制的不匹配。行业“碳中和”路径确定后，政策与体制机制逐渐完善，虽然有挑战，但完全可以支撑未来 20~30 年内，建成比今天更稳定的电网。

“要依靠智慧电网，无论是局域、区域、微网，都能根据自我调节，自动平衡、愈合。所以，未来风光的不稳定性将不会成为问题，依靠电网系统完全能够解决。”刘汉元提出对智慧电网的理解，未来电网只需要在用电端编写能源消费的要求和原则、供应端输出匹配原则，电网的运行全部可以自动匹配、自动平衡。电网缺电时，会给出价格信号，空调、冰箱等电器将尽量减少用电；电动车等有电池的设备，也可以在电网缺电时，反向供电。

另外，刘汉元还提到电动汽车作为光伏储能的部分，并向记者详解了当中逻辑。

“电动车既是动力的来源，又是能源的储能，可以把它作为家庭储能和电网储能的一部分。车辆待机时，释放电量并入电网，电网电力富余时把电储存起来，并按市场机制来体现价值。”刘汉元说，未来，汽车和家庭能源可以组成一个微电网，用户之间的能源可以相互调剂，自动计算贡献和索取，并借助智能电网、智慧电网的治愈和自动组合能力，让能源利用变得更加安全、更加有保障。

实际上，这也是他看到“双碳”战略提出到现在，行业已出现的积极变化。

“能源智能化、电网互联化、碳中和的技术路径和实现方式基本上已经展现在我们面前。无论是电源端、输配电、储能、智能电网到负荷端，专业的公司、专业的产品、系统的集成，基本上提供了未来二三十年碳中和路径的初步原型。”刘汉元表示，无论中间哪个环节都有对应的产品支撑，中国制造业、产品具备了牢牢支撑全球能源转型的能力。

上游产能释放平衡需求

截止到 2021 年底，我国可再生能源装机规模突破 10 亿千瓦，风电、光伏发电装机均突破 3 亿千瓦。光伏产业高歌猛进的同时，多晶硅料、硅片、光伏玻璃等原料价格上涨，引发市场广泛关注。

“光伏行业正在经历这样一个时期，多晶硅环节成为全行业的最大瓶颈。无论是光伏还是动力电池，行业的共同特点是，市场当中一旦需求超过供给，它就用价格去约束需求，形成下一轮供应发展的投资动力。”刘汉元说，市场唯一不变的是永远在变，各个环节总是周期性波动。万变不离其宗，每一个投资环节自动会均衡。价格太低，会伤及投资者信心，减少新的投资；价格太高，一定会涌入新的投资，然后增加供应。

刘汉元还向记者描述当年硅料价格处于底部，通威选择逆周期扩张的动作。“行业可能认为，通威在多晶硅环节上抓住了一些机会，事实上这也是做好功课的结果。2020 年 2-3 月，全国受到疫情影响，多晶硅价格处于近 10 年的最低点。通威在当时作出了投资决定，成就了去年投产的两期工程。”

刘汉元表示，多晶硅投资强度、技术难度大，产品质量和管理水平要求高，同时建设周期长，投资回报偏低。2020 年以来，碳中和成为全球共识，光伏应用量上升，多晶硅出现短期供应不足，价格一路上涨的情况，本质上是市场自然规律的表现。供应和需求之间有了缺口，供不应求会导致价格上涨，也会促进产业发展，比如包括通威在内的企业都加大了投资，未来产能的上升、产量的增加，将重新平衡产业需求。“硅料长期目标是 30%及以上的市占率，我们具有成本和品质方面的核心竞争力。”刘汉元补充道。

面对硅料价格高企的状况，通威、大全等老牌硅料企业之外，一些新兵也在加入扩产大军。今年，上机数控抛 118 亿元硅料扩产计划，从中游环节向上有进军。从大的产业周期看，当下硅料环节无疑处于大规模资本开支阶段。

“产能增加，一定意味着价格的下降，需求进一步得到满足。在这个过程当中，此起彼伏。但总体趋势是，光伏行业规模越来越大，技术越来越提升，成本越来越低，在'碳中和'过程中，它可能成为最有竞争力的可再生能源。”刘汉元说，市场不断在变化，市场主体以各自的理解和对规律的把握，去预判市场、参与市场、把握市场，预判正确了就抓住了市场机会，预判错误了就会付出更多的代价。各行各业都面临这种周期性变化，这是市场条件下的常态，也是市场经济的魅力和后劲。

光伏发电未来仍然是降本增效

去年三季度以来，因为原料价格上涨导致下游装机需求不振。在刘汉元看来，去年四季度的光

伏装机需求会转移到今年来。

“需求有可能会转移到今年。新能源替代化石能源是大势所趋，所以行业空间足够大。对应到今年的需求，大型国企、央企有政策的压力，要达到‘3060’目标，这个压力还是非常大，很多项目是从2020年就开始积压了。对于民营企业来说，也要完成各自团队的考核，所以综合来看，今年需求将会比较旺盛。”刘汉元说。

在2022年开局，光伏价格并未下降，材料价格仍然在上涨。不仅是硅料，还包括硅片、电池片、组件等。

“成本的压力被向下传导至电池和组件制造。对此，我们也鼓励我们的团队把电池片这个环节不断研发，把产品性能、成本等方面做到极致，能够更好的对组件生产提供更好的产品服务。”刘汉元说。

即便光伏材料价格上涨，但刘汉元仍然认为未来的大趋势是降本增效。

“近年来，随着产业规模不断扩大，技术迭代升级不断加快，智能制造迅速推广，光伏发电成本下降了90%以上。与此同时，我国光伏发电成本也有了大幅降低，截至目前已降到0.3元/千瓦时以内。”刘汉元表示，“十四五”期间还将降到 0.25 元/千瓦时以下，届时光伏发电成本将低于绝大部分煤电。如进一步考虑生态环境成本，光伏发电的优势将更加明显。未来，光伏发电的成本还将进一步降低，而化石能源的环境成本、排放成本还会上升。

另外刘汉元还表示，通威一直倡导专业分工、相互协作的行业生态，并一直坚信相互尊重、相互成全、相互认同，然后互相能够互补在一起，产业上有利于形成合理的商业生态，推动光伏产业良性健康发展，“你中有我，你我做大了，也是你做大了，你做大了也是我做大了，而不是简单的这种重复和无差异化的竞争。”

胥帅　中国能源网　2022-03-09

新兴市场持续发力　全球光伏装机创新高

本报讯　日前，行业研究机构PV InfoLink发布最新分析报告称，受各项利好政策推动，2021年，全球光伏新增装机规模突破 1.7 亿千瓦，再创新高，新兴百万千瓦级市场不断涌现，预计 2022 年，全球光伏新增装机规模将超过2亿千瓦。

根据PV InfoLink的最新统计，2021年，全球光伏新增装机容量达1.726亿千瓦，同比增长23.1%。其中，中国仍然保持了光伏累计装机规模第一、新增装机规模第一的佳绩。而除中国以外的市场新增装机规模为1.246亿千瓦，同比也增长了30.1%。以色列、土耳其等新兴市场表现亮眼。

中国光伏行业协会名誉理事长王勃华指出，此前，全球七成以上的光伏市场集中在欧美，如今全球光伏市场呈现遍地开花、全面发展的态势，巴西、土耳其等新兴市场表现抢眼，百万千瓦级市场数量已提升至20个，较2018年的11个增加了9个。

据巴西光伏太阳能协会首席执行官Rodrigo Lopes Sauaia介绍，光伏发电价格在过去的8年至9年中下降了 70%，目前已经成为巴西最具竞争力的电力之一。在此背景下，巴西光伏发电累计装机规模从2012年的7000瓦，增长到2021年底的约1300万千瓦。“2021年，巴西光伏新增装机规模超过 400 万千瓦。截至目前，巴西已经成为全球第三大可再生能源市场，光伏发电也成为巴西第六大电力来源。”

新能源产业分析师栾栋也肯定了新兴光伏市场对全球光伏新增装机规模的提升作用。“南非、沙特、摩洛哥、阿尔及利亚等光伏市场新增需求明显，带动了该地区光伏产业的快速扩张。”

在栾栋看来，不同光伏市场需求爆发的推动力各不相同，但总体来看，受竞价等政策的影响较大。以南非为例，2021年，南非能源部启动了百万千瓦级可再生能源项目招标工作，其中，规模最大的光伏发电项目拿到的是可再生能源和传统能源混合发电项目的指标，另有 3 个独立的光伏发电项目。招标机制的推出在一定程度上激发了开发商的活力，促进了光伏发电竞争力的提升。

可再生能源项目招标已经成为各国实现降碳目标最直接的途径，带动了可再生能源装机规模的提升。截至目前，全球已经宣布的光伏发电项目招标规模达上亿千瓦，此外，包括所有能源种类在内的混合技术招标规模也不断增长，为未来全球光伏市场提供了较为稳定的装机增量。

同时，栾栋还强调了多国政府允许光伏发电企业与绿色电力购买方签订长期购电协议（PPA）产生的积极作用。“长期固定电价有利于提升发电企业开发、建设电站的意愿。欧洲在推行 PPA 政策后，签署 PPA 的光伏电站装机规模突破了 3000 万千瓦，拉动了欧洲光伏新增装机规模的增长。此外，越南等国家的表现也比较突出。”

行业媒体《光伏杂志》指出，为实现各自的降碳目标，各国政府对发展光伏发电项目的支持力度不断增加。根据中国光伏行业协会的数据，截至 2021 年 11 月，全球共有 177 个国家正考虑或已经公布净零排放目标，占比达 90%，这也促进了大型企业对光伏发电认可度的提升。《光伏杂志》援引第三方产业研究公司数据称，2021 年，67 家企业签署倡议，承诺 100%绿色用能，截至 2021 年底，全球已有 355 家公司作出上述承诺。

PV InfoLink 认为，在上述背景下，全球光伏市场需求将进一步增加。预计 2022 年，全球光伏新增装机规模将达到 2.14 亿千瓦，除中国以外的市场新增装机规模将达到 1.39 亿千瓦。

栾栋指出，预计 2022 年，中国及海外市场新增装机规模都将创造历史新高，助力全球光伏新增装机规模首次突破 2 亿千瓦。《光伏杂志》援引中国光伏企业固德威相关负责人的话称，海外市场，特别是新兴市场已经成为企业业绩增长的重要影响因素。“2022 年预计海外市场光伏新增装机规模涨幅将在 30%至 40%之间，同时中国市场也将保持较快的增长速度，这将带动全球新增装机规模突破 2 亿千瓦大关。”

王勃华预计，未来几年，全球光伏新增装机规模都将保持快速增长，2022 年-2025 年，年新增装机规模将达 2.32 亿千瓦-2.86 亿千瓦。

董梓童　中国能源报　2022-03-14

以甲醇为载体用好太阳能

“根据多方测算，为实现碳达峰碳中和目标，到 2030 年，我国‘风光’装机有望达到 12 亿千瓦以上。但更大的挑战在于，快速增长的可再生能源电力如何平稳消纳？”近日，在接受记者采访时，全国政协委员、中国科学院院士李灿说出了他最关心的问题。

基于综合分析对比现有储能技术路线，李灿提出了利用“液态阳光甲醇”规模消纳化可再生能源的新思路。

所谓液态阳光，就是利用“风光”等可再生能源电力分解水制绿氢，再通过二氧化碳加绿氢制取甲醇，即以甲醇为载体实现太阳能等清洁能源的储运及利用。

“不同于电，甲醇常温常压下为液体，储运非常方便灵活。”李灿介绍，生产 1 吨液态阳光甲醇可消纳 6000 多千瓦时的电，相当于一个生产规模在百万吨级的甲醇合成企业可存储 60 亿千瓦时电力，储能潜力巨大。“首套千吨级规模化示范工程已在兰州成功完成并通过鉴定，目前正在筹划 10 万吨级工业化生产项目。”

不仅如此，液态阳光甲醇在规模消纳可再生能源的同时，还可带动其他工业过程的减碳，如替代油气助力交通碳减排，广泛应用于化工、材料合成等基础工业推动工业绿色制造，以及作为性能优异的储氢材料破解氢能储运难题。

“氢能虽好，但其体积能量密度低，通常需要使用特殊的高压气瓶储运。哪怕是装十几克氢的高压气瓶也会重达几十公斤。运输距离超过 100 公里，运氢成本可能翻倍。而使用甲醇作为储运介质，100 公斤甲醇经过水汽重整即可释放 18.75 公斤的氢，运输 1 吨甲醇相当于可释放 187 公斤以上的氢，而且用普通车辆常压运输即可，安全性高、经济性好。”李灿强调。

那么，哪些地区适宜发展液态阳光甲醇？李灿告诉记者，许多煤化工产业集中的地区，如陕西

榆林、宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯等，长期受到高碳排放困扰，这些地区恰恰“风光”资源很丰富，非常适宜部署液态阳光甲醇合成项目，将不稳定的可再生能源转化为可储存的绿色甲醇，同时兼顾降碳与地方经济发展。

“目前，我国甲醇年产能约 9000 万吨，若全部用液体阳光甲醇替代，可相应减排二氧化碳 1.2 亿吨以上。”李灿同时坦言，受当前可再生能源发电价格制约，电解水制氢成本比传统煤制甲醇稍贵。“但随着节能降碳要求越来越高，煤制甲醇成本势必不断增加。而随着技术不断进步、电解水制氢成本持续下降，液态阳光甲醇的经济优势与减碳优势将逐步凸显。”

李灿建议，对于需要消纳可再生能源、解决二氧化碳排放的地区，发展初期可给予电价等方面的支持。对于应用绿色甲醇作为燃料的车辆，也可给予税费减免等政策倾斜支持。对于工业刚性排放二氧化碳的领域，可奖励可再生能源发电指标，以鼓励企业通过液态阳光甲醇路径实现节能降碳目标。

本报记者　朱妍　中国能源报　2022-03-14

海洋能、水能

抽水蓄能迎来跨越式发展

2 月 23 日出版的《人民日报》刊载了国家电网有限公司董事长、党组书记辛保安的署名文章《坚决扛牢电网责任积极推进碳达峰碳中和》。文章提出：“（国家电网）力争到 2030 年公司经营区抽蓄电站装机由目前 2630 万千瓦提高到 1 亿千瓦、电化学储能由 300 万千瓦提高到 1 亿千瓦。”

电能难以储存，在众多储能模式中，抽水蓄能电站被誉为超级“充电宝”——可利用电力系统负荷低谷时剩余电能从下水库抽水至上水库，将电能转化为水的势能储存起来；在用电高峰时，水从上水库通过管道直冲而下，将势能转化为电能，实现“放电”。

抽水蓄能具有调峰、填谷、调频、调相、事故备用等多种功能，是目前最成熟、最可靠、最安全、最具大规模开发潜力的储能技术，对于维护电网安全稳定运行、建设以新能源为主体的新型电力系统具有重要支撑作用。在全球应对气候变化与能源低碳转型压力不断增加，我国全力以赴实现碳达峰碳中和目标的背景下，抽水蓄能产业将迎来快速发展机遇期。

政策支持利好产业发展

2021 年 9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》（以下简称《规划》）。根据《规划》要求，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。面对 1.2 亿千瓦这样高的装机目标，国家能源局新能源司相关负责人在当月召开的媒体吹风会上指出，从设计、施工到相关装备制造，我国都有足够的产业能力支撑起庞大的新增装机需求。

招商证券认为，作为新型电力系统建设必不可少的环节，预计抽水蓄能这一细分储能品种的建设进度可能会超过预期。

中信建投证券测算，“十四五”期间，抽水蓄能年均新增装机量将达到约 600 万千瓦，“十五五”将进一步提升至 1200 万千瓦。从过往数据来看，抽水蓄能年均新增装机规模也仅为 200 万千瓦左右。按平均每千瓦 0.5 万元投资规模计算，“十四五”和“十五五”年均新增投资规模将分别达到 200 亿元和 500 亿元左右。

在中国水力发电工程学会副秘书长张博庭看来，《规划》中提及的“常规水电站的抽水蓄能改造”也非常重要。“由常规水电站改造的混合式抽水蓄能往往运行成本比较低，服务新能源消纳与新型电力系统建设优势明显，应该得到重视。”

抽水蓄能项目多点开花

在政策的大力支持下，抽水蓄能的工程项目也不断落地。开年以来，抽水蓄能项目签约、开工消息不断：1 月 30 日，投资逾 86 亿元、装机 120 万千瓦的乌海抽水蓄能电站项目获得内蒙古自治区能源局核准批复；2 月 10 日，总投资 70 亿元、120 万千瓦的晓峰河抽水蓄能电站项目在武汉签约，落户湖北夷陵；2 月 10 日，国投电力公司与山西省河津市人民政府签订了抽水蓄能电站项目投资合作协议，计划开发 120 万千瓦抽水蓄能项目；2 月 14 日，总装机 140 万千瓦的湖北平坦原抽水蓄能电站开工仪式在湖北罗田举行……

据不完全统计，2021 年至今，已有超过 1 亿千瓦抽水蓄能项目取得了重要进展。其中，国家电网公司、南方电网公司超过 2470 万千瓦，成为抽水蓄能项目建设的主力军。

当前，抽水蓄能成为两大电网公司“十四五”时期布局的重点领域之一。在我国已投运的抽水蓄能电站中，国家电网公司下属的国网新源和南方电网公司下属的南网调峰调频公司占据主要份额。

2021 年 10 月，南方电网公司董事长、党组书记孟振平在南方五省区抽水蓄能建设动员会上宣布，公司将加快推进抽水蓄能电站建设，未来 10 年建成投产 2100 万千瓦抽水蓄能，同时开工建设 1500 万千瓦“十六五”期间计划投产的抽水蓄能，总投资约 2000 亿元，可以满足 2030 年南方五省区约 2.5 亿千瓦新能源的接入与消纳。

积极描绘宏伟蓝图的同时，两大电网公司对旗下的抽水蓄能资产进行了重组。2021 年 11 月，国家电网公司将持有的国网新源控股有限公司 51.54%股权全部无偿划转至国网新源集团有限公司，并将旗下抽水蓄能资产做了整合。重组后，国网新源集团公司将成为国家电网抽水蓄能业务的平台公司。

2 月 15 日，主营水力发电的云南文山电力发布公告称，拟以资产置换及发行股份的方式购买中国南方电网有限责任公司所持有的南方电网调峰调频发电有限公司 100%股权。根据此前公告，文山电力将成为南方电网抽水蓄能业务的上市公司平台。

“抽水蓄能是目前全球公认最成熟、最可靠、最清洁、最经济的储能手段，同时还可为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行，是以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑，与现有其他调峰、储能措施相比，具有较大的综合优势。”水电总院总工程师彭才德指出。

“提高电网接纳新能源能力的最优方式，显然是建设抽水蓄能或者电化学储能。不过从技术层面看，目前电网中最经济、最有效的储能方式，还是抽水蓄能。这也是当前国际社会共识。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭向笔者表示。

姚美娇　能源高质量发展　2022-03-08

甘肃抽蓄电站建设进入快车道

本报讯　记者杨晓冉报道：记者近日从国网甘肃省电力公司（下称“国网甘肃”）获悉，甘肃省装机总量 1300 万千瓦的 11 个抽水蓄能电站列入国家“十四五”重点实施项目。2022 年，该公司将积极协调推动玉门昌马、张掖盘道山、肃南皇城等抽水蓄能电站项目核准开工。

记者梳理发现，全国已经有 22 个省份建成投产不同规模的抽水蓄能电站，目前 5513 万千瓦项目在建，但甘肃此前并无投产及在建抽水蓄能电站项目。

国网甘肃电力公司抽水蓄能团队专职成员张心国告诉记者，由于近年来甘肃省电力需求的不断增长及新能源的快速发展，对该省电网调峰能力提出了更高要求。“对风、光等新能源资源丰富的甘肃省而言，由于新能源高比例增长所带来的间歇性、不均衡性对电网一直是很大的挑战。除煤电作为主导性电源外，甘肃亟需调节性电源以保证电力的稳定持续输出。”

国网甘肃提供的数据显示，长期以来，甘肃电网所在的西北电网水火互济运行。截至 2021 年底，甘肃省发电装机容量共 6152 万千瓦，其中火电装机 2308 万千瓦、水电装机 967 万千瓦、风电装机 1724 万千瓦、太阳能装机 1145 万千瓦，风、光新能源装机占比达 48%，包括水电在内的可再生能源总装机占比更达到 62%。

抽水蓄能作为成熟的储能技术，具有超大容量、调节灵活、系统友好、经济可靠、生态环保等优势，是目前公认的保障高比例新能源电力系统安全稳定运行的有效途径。对于新能源占比较大的甘肃电网，配置一定规模的抽水蓄能电站，有利于优化电源结构，提高电网安全稳定运行保障水平，增强电网调峰能力，促进新能源消纳。

位于黄河流域上游的甘肃省，发展抽水蓄能有着得天独厚的资源禀赋优势。张心国向记者介绍，“十四五”期间甘肃省抽蓄项目建设将进入快车道，目前大多数项目已启动预可研工作。

其中，玉门昌马项目即将完成可研、核准开工；张掖盘道山、肃南皇城、永昌、武威黄羊、东乡、康乐、积石山、麦积黄龙 8 个项目也已启动预可研，并将于 2022 年全部完成预可研工作。“总体来看，上述地区抽蓄项目前期工作均取得实质性进展和阶段性成果，其余项目预可研工作开展顺利。”张心国说。

2021 年 9 月，国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，甘肃省共有 27 个站点纳入规划，总装机规模 3350 万千瓦。“除‘十四五’期间重点实施的 11 个项目外，‘十五五’期间也已布局了一个装机规模为 140 万千瓦的重点实施项目。未来，甘肃省还将布局中长期储备项目 15 项，装机规模达 1910 万千瓦。”张心国说。

中国能源报　2022-03-07

风能

“叫停”5 年后“重启”，海南海上风电政策逆转

记者日前获悉，海南省将于“十四五”期间加大海上风电开发力度。根据规划，临高西北部、儋州西北部、东方西部、乐东西部和万宁东南部海域共计 11 个场址将作为开发重点，总开发容量约为 1230 万千瓦。

早在 2017 年下半年，为加大生态环境和自然景观保护力度，海南省发改委一度停止海上风电项目的开发工作。从“叫停”到“重启”，海南省的海上风电发展将迎来哪些转变？

装机容量扩大

其实，2021 年 6 月，《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》（以下简称“规划”）的发布就已释放出鼓励海上风电发展的政策信号。《规划》明确，要稳步推进海上风能资源利用。加强全岛及周边海域风能资源勘查，科学有序推进海上风电开发，鼓励发展远海风电。在东方西部、文昌东北部、乐东西部、儋州西北部、临高西北部 50 米以浅海域优选 5 处海上风电开发示范项目场址，总装机容量 300 万千瓦，2025 年实现投产规模约 120 万千瓦。

据记者了解，海南省“十四五”期间海上风电的建设规划已于去年上报至国家能源局。目前，国家能源局的相关批复已经正式下达至海南省，整体规划规模约为 1230 万千瓦，总场址面积约 1902 平方公里，水深 11 米-90 米，离岸距离 10 公里-47 公里。

记者注意到，在 2014 年国家能源局批复的《海南省海上风电规划报告》中，海南省海上风电的远期规划总装机容量为 395 万千瓦，而当前批复的规划目标则达到彼时的近 3 倍。

在总体目标放大的背景下，各具体项目的规划也在同步增加。有在海南省从事风电开发企业的相关工作人员告诉记者，该公司在海南规划的风电项目自 2017 年底起就已暂停各项工作。当前，新项目的规划规模将超过 2017 年水平。“现在，公司正在等待相应的政策方案和细则正式下发，通过竞争性配置重新获取建设指标。”

据海南省可再生能源协会秘书长范益民透露，除部分新增开发投资外，在 2017 年前完成规划但并未实质开工的项目大部分都将参与到此次的竞争性配置中。同时，根据企业的自身意愿和海南省的统一规划，大部分单体项目的装机容量都有所扩大。

争取年内开工

按照相关要求，此番规划的项目分为示范项目和招商项目两大类。其中，示范项目共 3 个，装机容量共计 420 万千瓦，不参与招商（竞争性配置），其他项目共计 810 万千瓦规模资源将采用招商（竞争性配置）的方式分配到各开发企业。有知情人士透露，3 个示范项目的开发主体分别为上海申能和上海电气（联合）、中海油集团和明阳集团。

对于招商（竞争性配置）项目，相关工作方案提出，原则上单体项目的装机容量为 50 万千瓦-60 万千瓦，对应的总投资金额约为 75 亿-90 亿元。一方面，可以使项目达到一定的规模效应，使平价化后投资企业获取合理的收益率；另一方面，可有效控制投资规模和风险，使企业快速建成投产，保证海南省“十四五”能源项目并网目标顺利实现。

海南省发改委在 2 月 10 日发布的《关于海南省 2021 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2022 年国民经济和社会发展计划的报告》中就明确提出，海上风电项目力争年内开工。

避免政策“过山车”式变化

从全面叫停到大规模重启，多家受访的新能源企业指出，希望海南省此次能够稳定政策方向，避免“过山车”式的变化。

其实，在“十三五”初期，海南省对海上风电的开发还抱有积极态度。在 2017 年 4 月发布的《海南省能源发展“十三五”规划》中明确要求，要积极推进海上风电发展，至 2020 年，海南省争取投产东方近海风电装机共 35 万千瓦，并开展东方 2 号风电场、乐东、文昌、临高、儋州等近海风电前期研究，开展三沙及其他重要海岛风电利用研究。

上述知情人士表示，在后续发展中，海南省的决策层对海上风电的认知发生变化，以保护生态为由叫停了风电项目的开发。2018 年 3 月，海南省发改委在接受本报记者采访时也曾明确表示，为加大生态环境和自然景观保护力度，科学严谨、可持续发展海洋资源，权衡风电效益及影响，海南省停止了开发风电。

面对当前海南省重启海上风电的政策导向，有行业专家指出，在碳达峰碳中和的目标下，国家高度重视新能源的发展，海南省打破此前僵局，重启海上风电也有了强有力的政策依据。同时，经过近年来的实践，海上风电开发的整体成熟度正在逐步提升，相应的技术水平、装备能力等都比 5 年前大有进步，这无疑也会增加海南省对海上风电发展的信心。“相信海南省的海上风电乃至其他新能源开发都将迎来新的良好环境。”

姚金楠　中国能源网　2022-03-11

“两个倍增三个减半”，风电成为中国碳中和生力军

在“双碳”目标和能源转型驱动下，2021 年新能源行业共同努力交出完美答卷，我国新增风电和光伏装机规模达 1.01 亿千瓦，其中，风电新增 4757 万千瓦。2021 年是中国风电承上启下的一年，风电行业技术创新、制造工艺创新和商业模式创新层出不穷，这既意味着行业的高度繁荣，又意味着潜移默化的巨变，对全产业链的参与者提出新的使命与挑战。

过去的一年，风电行业可以简单总结为“两个倍增、三个减半”，即风机的单机容量和新增装机容量倍增，风机及 EPC 价格、风电度电成本、风机交付周期减半。

“两个倍增”：风机单机容量和年新增装机容量均实现倍增

单机容量倍增。中国陆上风机主流机型从 2015 年的 1.5MW 演进到 2020 年的 3.xMW 用了整整 5 年，而 2021 年陆上风机单机容量用一年的时间便完成了从 3.xMW 至 6.xMW 的跃升，1 年实现了过去 5 年的容量倍增。2021 年海上风机推陈出新更是军备竞赛，大兆瓦机组层出不穷，10MW 以上机型屡见不鲜，而 2020 年海上 5MW 机组才刚刚推出，2019 年之前海上主流风机一直以 4MW 为主。

新增装机倍增。根据彭博新能源财经数据，“十三五”期间，风电年平均新增装机 29.36GW，其

中 2020 年新增 57.8GW，如果不算 2020 年抢装期内的高速增长，“十三五”期间年新增装机维持在 20-25GW 左右。刚过去的 2021 年是中国陆上风电实现平价的第一年，新增 55.8GW 基本反应了行业的真实情况，因此我们判断，“十四五”期间甚至更长久的未来，中国风电年新增装机超过 50GW 是大概率事件。

三个减半：风机及 EPC 价格、风电度电成本、风机交付周期均大幅减半

亚当·斯密在《国富论》里表示：“利润降低不是商业衰退的结果，恰恰相反，这是商业繁荣的必然结果。”伴随着产业规模的扩大，风电行业利润水平创历史新低，风机及 EPC 价格、风电度电成本和风机交付周期均减半。

风机及 EPC 价格减半。陆上风机价格从“十三五”期间的 3000-4000 元/千瓦快速降至 2000 元/千瓦上下，EPC 价格从 7000-8000 元/千瓦降到了 4000 元/千瓦左右；海上风机从 6000 元/千瓦降到了 3000+元/千瓦，EPC 从 16000+元/千瓦降到了 10000 元/千瓦左右。随着上网电价的持续降低，未来一段时期，价格仍在下行空间。

度电成本减半。2021 年中国陆上风电直接跨过平价进入低价时代，“三北”地区全面进入 0.2 元/千瓦时电价；海上风电价格腰斩，从强补贴直接进入平价。电价下行倒逼风电度电成本快速下降，中国部分高风速地区的陆上度电成本已低至 0.1 元/千瓦时，建设条件较好的海上风电度电成本已低于标杆电价。

交付周期减半。陆上、海上风机交付时间从过去的平均 1.5-2 年缩短至 8-10 个月，今年招标的陆上风电集采项目以及山东等海上项目明确要求当年交付风机，当年并网发电。快速交付已经成为中国风电的趋势。

面对风电行业巨变，我们应该主动适应新形势、创造新价值、提供新服务

2022 年，我对新能源的理解更为深刻、信心更加坚定。风机利润下降并不意味着要以牺牲质量、降低研发投入和服务水平为代价。“价格低发电多质量好服务优”才是我们的产品准则。只有主动适应新形势、创造新价值、提供新服务的企业才能在激烈竞争中立于不败之地。

面临电力市场改革的新挑战，除了持续通过技术进步降低度电成本对冲未来电价的不确定性，远景能源还将积极适应市场变化，通过配置一定比例的储能、电力现货交易策略和碳管理系统，让每一台远景风机未来都能升级成为电力交易员、绿证交易员和碳交易员，额外赚取绿色收入。

未来，机遇和挑战会更多聚集在需求侧。“双碳”背景下，风电等新能源正加速与其他行业融合，新能源制氢、源网荷储、零碳产业园等新业态正带动新能源开发模式和商业模式的突破创新。风电+千行百业正成为政府和企业降本脱碳的重要手段，市场潜力巨大。

2021 年 10 月，鄂尔多斯政府与远景共同打造的全球首个“零碳产业园”落地内蒙，包含从绿电开发、绿电设备制造、绿电消纳到绿电应用管理等全产业链全场景，秉承“绿色制造，制造绿色”的经营理念，为全球零碳产业集群建设打造样板间。目前，远景的零碳产业园正在英国、西班牙等国家落地，催生出包括绿色制氢、绿色制氨、合成生物材料等新的产业体系。

作为全球零碳技术伙伴，远景致力于通过技术创新让风电和储能成为“新煤炭”，电池和氢能成为“新石油”，智能物联网成为“新电网”，零碳产业园成为“新基建”，同时加速培育绿色“新工业”体系。

2022，“零碳”未来可期！

田庆军　中国能源网　2022-03-15

多省加码布局，海上风电母港大热

近日，山东东营经济开发区宣布启动海上风电母港建设项目，以满足山东及邻近省份海上风电机组装运需求。记者注意到，继江苏省如东县 2020 年建成我国首个海上风电母港后，广东、福建、山东等多个沿海省份的港口城市陆续公布了海上风电母港建设计划，我国快速发展的海上风电行业“后勤保障”工作明显加码。

公开信息显示，山东东营经济开发区此次拟投资 8 亿元用于海上风电母港建设，一期将利用东营港广利港区现有通用泊位进行改造，二期将新建 2 个海上风电装备专用码头。据了解，山东东营经开区拥有距离山东省省会城市群最近的出海口广利港，现有 5000 吨级泊位 6 个，港口腹地规划建设了广利临港产业园，可用于风电装备大部件的安装和储运。

根据国家能源局最新发布的数据，2021 年我国海上风电全年新增装机高达 1690 万千瓦，是此前累计建成总规模的 1.8 倍。与此同时，今年以来海上风电步入平价时代，技术迭代创新加速海上风电快速进入去补贴模式。业界普遍预测，在沿海省份能源低碳转型的大背景下，海上风电新增装机潜力巨大。在业内看来，海上风电装机的快速增长将大幅推高风电行业对港口的“后勤保障”需求，各地海上风电母港规划由此加快布局。

“江苏省海上风电母港建成以来，有效解决了本地风电装备制造企业大型机组出海难的问题。风电母港为风电产业链中的各种物资、成品提供仓储、运输、运维服务，同时还可以为风电项目建设及运维单位的相关船舶提供停靠、补给服务，降低建设运营成本。风电母港建设还能有效带动产业集聚，提高本地供应链保障水平，产生综合效益。” 江苏省可再生能源行业协会常务副秘书长、风电专业委员会主任徐鹏告诉记者。

据了解，海上风电母港的概念最早在欧洲国家实践，曾为欧洲海上风电产业兴起发挥了重要作用。以丹麦 Esbjerg 海上风电母港为例，该港口建于 10 多年前，随后为 80%以上的欧洲海上风电新增装机提供了风机组装、船舶运输、运维等服务，2020 年该港口吞吐的海上风电装机容量高达 110 万千瓦。

据记者不完全统计，截至目前，山东、江苏、福建、广东、浙江、海南、广西等省区均发布了“十四五”期间海上风电建设规划。而在相关基础设施配套方面，除山东东营市外，广东阳江、福建漳州、山东烟台等多个地区都提出将新建海上风电专用港口。

徐鹏表示，国内已建成的海上风电母港可停靠船舶吨位都在 5000 吨左右，岸线长度均超过 1.5 公里，基本可以满足当下海上风电建设的需求。“实际上，地方政府推动本地风电母港建设的初衷都是希望产业集聚，期盼能以风电母港带动风电装备制造业投资。”

除推动我国海上风电产业发展外，在业内看来，海上风电母港建设也将有利于海上风机出口。

行业研究机构克拉克森研究（CRSL）最新发布的数据显示，今年全球海上风电投产规模仍将保持上涨态势，整体新增投产规模预计为 950 万千瓦，其中欧洲、亚洲、北美洲将是海上风电新增装机主力。今年初到 2025 年末，全球海上风电市场将产生超过 6500 台风机的吊装需求，离岸 40 公里以及更远海域的吊装需求也将出现增长。

一位交通运输领域专家也向记者表示，近年来沿海省市部分港口海上风电相关货物运输需求迅速增长，同时全球海上风电建设需求也在加速释放，中国风机产品具备一定竞争力，专业、成规模的港口装卸服务很可能进一步降低运输成本，在运输规模足够大的情况下，建设海上风电专用母港十分必要。

徐鹏也指出，风电母港建设可以降低风电机组出口成本，保障交付时间，对促进我国海上风电设备出口有一定的积极作用。(来源：中国能源网李丽旻 ）

李丽旻　中国能源网　2022-03-03

海南重启海上风电

记者日前获悉，海南省将于“十四五”期间加大海上风电开发力度。根据规划，临高西北部、儋州西北部、东方西部、乐东西部和万宁东南部海域共计 11 个场址将作为开发重点，总开发容量约为 1230 万千瓦。

早在 2017 年下半年，为加大生态环境和自然景观保护力度，海南省发改委一度停止海上风电项目的开发工作。从“叫停”到“重启”，海南省的海上风电发展将迎来哪些转变？

装机容量扩大

其实，2021 年 6 月，《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》（以下简称“规划”）的发布就已释放出鼓励海上风电发展的政策信号。《规划》明确，要稳步推进海上风能资源利用。加强全岛及周边海域风能资源勘查，科学有序推进海上风电开发，鼓励发展远海风电。在东方西部、文昌东北部、乐东西部、儋州西北部、临高西北部 50 米以浅海域优选 5 处海上风电开发示范项目场址，总装机容量 300 万千瓦，2025 年实现投产规模约 120 万千瓦。

据记者了解，海南省“十四五”期间海上风电的建设规划已于去年上报至国家能源局。目前，国家能源局的相关批复已经正式下达至海南省，整体规划规模约为 1230 万千瓦，总场址面积约 1902 平方公里，水深 11 米-90 米，离岸距离 10 公里-47 公里。

记者注意到，在 2014 年国家能源局批复的《海南省海上风电规划报告》中，海南省海上风电的远期规划总装机容量为 395 万千瓦，而当前批复的规划目标则达到彼时的近 3 倍。

在总体目标放大的背景下，各具体项目的规划也在同步增加。有在海南省从事风电开发企业的相关工作人员告诉记者，该公司在海南规划的风电项目自 2017 年底起就已暂停各项工作。当前，新项目的规划规模将超过 2017 年水平。“现在，公司正在等待相应的政策方案和细则正式下发，通过竞争性配置重新获取建设指标。”

据海南省可再生能源协会秘书长范益民透露，除部分新增开发投资外，在 2017 年前完成规划但并未实质开工的项目大部分都将参与到此次的竞争性配置中。同时，根据企业的自身意愿和海南省的统一规划，大部分单体项目的装机容量都有所扩大。

争取年内开工

按照相关要求，此番规划的项目分为示范项目和招商项目两大类。其中，示范项目共 3 个，装机容量共计 420 万千瓦，不参与招商（竞争性配置），其他项目共计 810 万千瓦规模资源将采用招商（竞争性配置）的方式分配到各开发企业。有知情人士透露，3 个示范项目的开发主体分别为上海申能和上海电气（联合）、中海油集团和明阳集团。

对于招商（竞争性配置）项目，相关工作方案提出，原则上单体项目的装机容量为 50 万千瓦-60 万千瓦，对应的总投资金额约为 75 亿-90 亿元。一方面，可以使项目达到一定的规模效应，使平价化后投资企业获取合理的收益率；另一方面，可有效控制投资规模和风险，使企业快速建成投产，保证海南省“十四五”能源项目并网目标顺利实现。

海南省发改委在 2 月 10 日发布的《关于海南省 2021 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2022 年国民经济和社会发展计划的报告》中就明确提出，海上风电项目力争年内开工。

避免政策“过山车”式变化

从全面叫停到大规模重启，多家受访的新能源企业指出，希望海南省此次能够稳定政策方向，避免“过山车”式的变化。

其实，在“十三五”初期，海南省对海上风电的开发还抱有积极态度。在 2017 年 4 月发布的《海南省能源发展“十三五”规划》中明确要求，要积极推进海上风电发展，至 2020 年，海南省争取投产东方近海风电装机共 35 万千瓦，并开展东方 2 号风电场、乐东、文昌、临高、儋州等近海风电前期研究，开展三沙及其他重要海岛风电利用研究。

上述知情人士表示，在后续发展中，海南省的决策层对海上风电的认知发生变化，以保护生态为由叫停了风电项目的开发。2018 年 3 月，海南省发改委在接受本报记者采访时也曾明确表示，为加大生态环境和自然景观保护力度，科学严谨、可持续发展海洋资源，权衡风电效益及影响，海南省停止了开发风电。

面对当前海南省重启海上风电的政策导向，有行业专家指出，在碳达峰碳中和的目标下，国家高度重视新能源的发展，海南省打破此前僵局，重启海上风电也有了强有力的政策依据。同时，经过近年来的实践，海上风电开发的整体成熟度正在逐步提升，相应的技术水平、装备能力等都比 5 年前大有进步，这无疑也会增加海南省对海上风电发展的信心。“相信海南省的海上风电乃至其他新能

源开发都将迎来新的良好环境。”

本报记者　姚金楠　中国能源报　2022-03-07

海上风电场将有助于从大气中捕集二氧化碳

近日，在美国马萨诸塞州和纽约州沿海，开发商正准备建造美国首批获得联邦政府批准的公用事业规模海上风力发电场，该风电场共 74 台涡轮机，可为 47 万户家庭供电。此外，美国东海岸还有 10 多个海上风电项目正在等待审批。

美国政府的目标是，到 2030 年海上风电装机容量将达到 30 吉瓦，足以为 1000 多万户家庭供电。

用风能等清洁能源取代化石燃料对阻止气候变化至关重要。但这种转变发生的速度还不够快，不足以阻止全球变暖。人类活动向大气中注入了大量二氧化碳，因此还必须从空气中捕集二氧化碳并永久封存。海上风电场具有独特的优势，既能做到这两点，又能省钱。

研究人员一直在探索将风力涡轮机与直接从空气中捕集二氧化碳并将其封存在海底天然储存库的技术相结合的可能性。这些技术的结合，可以降低碳捕集的能源成本，把对陆上管道的需求降至最低，从而减少对环境的影响。

几家研究团队和科技初创企业正在测试直接从大气中吸收二氧化碳的直接空气捕集装置。这些装置使用过滤器或溶液，从吹过的空气中捕集二氧化碳。过滤器一旦装满，就需要用电力和热来释放二氧化碳并重新开始捕集循环。这一过程要想实现净负排放，能源必须是零碳的。

目前，世界上最大的主动式直接空气捕集厂通过使用废热和可再生能源来捕集二氧化碳。该厂位于冰岛，能将从空气中捕集的二氧化碳注入地下的玄武岩中，在地下，二氧化碳与玄武岩发生反应并钙化，变成固体矿物。而类似的碳捕集过程也可以在海上风力涡轮机上实现。

如果把直接空气捕集系统与海上风力涡轮机结合起来，它们将直接从多余的风能获得清洁能源，并可将捕集的二氧化碳直接输送至海底储存，从而减少大规模管道系统建设成本。

研究人员正在研究直接空气捕集系统在海洋条件下如何运转。直接从空气中捕集二氧化碳的技术在陆地上的应用才刚刚开始，这项技术还需要进一步改进，以适应比陆地条件更加“恶劣”的海洋环境。但是现在就应该开始规划海上风电场碳捕集项目，以使风电场定位为碳封存的场所，并设计建设可共享平台、海底基础设施和电缆的网络。

风能是间歇式能源。人们对能源的需求也会发生变化。当风力发电能力大于需求时，生产就会减少，可以使用的电力就会流失。利用风力发电的多余电力来捕集空气中的二氧化碳并将其封存，提高了风能利用率。

例如，纽约州的目标是到 2035 年建成 9 吉瓦的海上风电装机容量，预计每年可提供 27.5 太瓦时的电力。根据美国此前的弃风率，要实现这一目标需要进一步扩建海上风力发电厂，预计到时每年将有 825 兆瓦时的电力盈余。假定直接从空气中捕集二氧化碳的效率继续提高并可以实现商业目标，这些多余的能源可用于每年捕集和封存超过 50 万吨二氧化碳。

仅仅使用多余的风能，就已能捕集超过 50 万吨二氧化碳，如果风电场碳捕集系统可以使用更多风能，其碳捕集和封存的潜力都会增大。

联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）预计，为把全球变暖幅度控制在比工业化前水平低 1.5 摄氏度以内，本世纪必须从大气中捕集 1000 亿~1 万亿吨二氧化碳。

研究人员估计，美国东海岸计划开发的海上风力发电项目附近的海底地质构造能够封存超过 5000 亿吨二氧化碳。玄武岩很可能也存在于该地区一连串被掩埋的盆地中，这可以进一步增强封存能力，使二氧化碳与玄武岩发生反应并随着时间的推移而固化，但地质勘探尚未对这些沉积物进行测试。同时规划发展风力发电和碳捕集，既能节约时间，又能降低成本。

新建具有直接空气捕集能力的海上风电场，既可向电网输送可再生能源，又可为碳捕集和封存

提供多余的电力，从而优化大规模海上风电项目投资，实现直接的气候效益。

但这需要在施工前很早就开始进行规划，启动风电与碳捕集并举的海洋地球物理调查、环境监测和审批流程，以节省建设时间、改善环境管理。

李维维　中国石化报　2022-03-04

氢能、燃料电池

关于加强统筹氢能产业发展推动“碳达峰碳中和”的提案

我国先后出台《国家创新驱动发展战略纲要》《能源技术革命创新行动计划（2016—2030 年）》《中国制造 2025》等国家级规划，明确了氢能产业的战略地位。然而，氢能产业虽具有广阔市场前景，但行业仍处于萌芽期，氢能产业发展面临缺乏国家氢能战略引导、政策规定不清、核心技术不强、基础配套不齐等问题，各地“一窝蜂”上马氢能项目可能造成恶性竞争，不利于行业整体发展，亟待加强顶层设计。

当前，氢能产业发展主要存在以下问题：

一是缺乏国家层面战略规划政策。目前国家层面尚未制定出台具体、明确的氢能战略规划，各方面政策散落在各个领域的相关文件中，给氢能统筹管理带来难度。部分地方氢能产业发展相对无序，存在着明显的方向趋同与同质化现象，跑马圈地、投资泡沫、恶性竞争初现端倪。

二是核心技术仍需突破。国内氢能产业发展起步晚，大多数企业仍未掌握产业核心技术，特别是关键零部件进口依赖度高，如燃料电池的关键材料包括催化剂、质子交换膜、碳纸碳纤维等材料都依靠进口材料，进一步加大了产业发展的风险。关键组件制备工艺亟需提升，膜电极、双极板、空压机、氢循环泵等和国外先进工艺相比，差距较大。高精度氢气品质检测和高灵敏度氢气泄漏等重要测试装备欠缺。

三是标准法规、管理制度尚需完善。氢气仍归口危化品管理，尚未纳入能源管理体系。同时，氢能产业的技术标准及检测、认证和监管体系不健全；标准法规尚需完善。我国氢能技术标准大多集中在氢能应用标准领域，超过 50％分布在燃料电池技术标准。氢能基础、输运、加氢站、安全、氢品质、储存、制备、加注设备和检测等方面的标准相对较少。加氢站建设运营管理制度体系未缺位，氢能加氢站建设运营等行政审批程序不畅通，暂未能实现完全商业化运营。

为此，建议：

一、加强顶层设计，引导氢能产业科学发展。从国际范围来看，发展氢能已经成为国际共识。建议研究美、日、德等发达国家能源发展战略，尽快制定出台国家氢能产业短、中、长期发展规划，明确氢能产业的发展目标定位与方向。强化对产业发展的引导，加强区域产业协同，充分立足各省、各区域资源优势，集中整合产业长项，科学合理布局区域产业，避免同质化竞争。建议在已有氢能产业园区中，建设一批富有代表性的国家级“氢能和燃料电池应用示范区”，加强宣传、贯彻和示范活动，提升氢能知晓度和社会接受度。

二、积极扶持技术研发和自主创新。统筹布局氢能关键技术装备创新和成果转化平台，政策精准扶持，由政府牵头组建企业创新联合体，围绕产业链进行科技攻关，依托大型能源企业成立国家级、区域级联合研发和推广应用平台，组织氢能产业重大科技专项，聚焦制氢、储氢、氢-电互联及智慧电网、分布式电站、热电联供等、燃料电池等核心技术，突破氢能卡脖子技术瓶颈，打破发达国家在氢能技术上的封锁与垄断。出台优惠政策，鼓励相关领域高校和中小微民营企业的科研力量参与协同攻关。

三、健全行业监管和标准体系。在国家能源转型蓝图中界定氢能的能源属性，明确氢能在我国能源体系中的定位，将氢能管理归口从工业原料划分入能源载体管理。同时，加强氢能安全研究，

建立健全安全监管制度，强化氢能技术体系的标准规划建设，加快研制氢能基础、输运、安全、氢品质、储存、制备、加注设备和检测等方面的发展路径以及国家标准，规范加氢站申请、审批程序，促进氢能基础设施建设，规范加氢站开放的标准，鼓励70MPa储氢瓶等关键技术的研发与推广应用。(农工界别小组拟提交全国政协十三届五次会议提案)

中国能源网　2022-03-08

电氢耦合，推动新型电力系统建设

随着碳达峰碳中和工作的推进，氢能作为清洁能源的载体，将在工业、交通等领域得到广泛应用。氢能与电力系统的耦合发展，将进一步推动新型电力系统建设，但目前受技术、经济性等因素影响，尚未具备大规模推广的条件。这需要从加强政策顶层设计和电氢协同、开展跨学科跨领域联合攻关、建设标准体系、打造典型示范工程等方面推动开展。

随着“双碳”工作推进，发展绿氢是未来重要趋势之一

氢能是氢在物理与化学变化过程中释放的能量，可用于发电，也可作为车辆和飞行器用燃料、家用燃料等。作为能源，氢具有以下特点：单位热值高，氢气的低位热值为120兆焦/千克，是同质量天然气、石油、煤炭等化石燃料热值的2.6～4倍；储量丰富，氢主要以化合物的形态贮存于水中，地球上丰富的水资源中蕴含着大量可供开发的氢能；清洁环保，氢本身无味、无毒，氢燃烧或发电后的产物是水，能够实现零排放。

根据生产来源，氢能可分为灰氢、蓝氢、绿氢。灰氢是通过化石燃料（如石油、天然气、煤炭等）燃烧产生的氢气，在生产过程中会有二氧化碳排放。蓝氢是在灰氢的基础上，将二氧化碳捕获、利用和封存，实现低排放生产。绿氢指的是主要通过使用风电、光伏发电等新能源发电制氢，实现零排放。目前，全球制氢手段仍主要是化石能源制氢。我国能源结构为“富煤少气”，制氢的主要方式是煤制氢和工业副产氢。

虽然化石能源制氢成本较低，但随着“双碳”工作的推进，发展绿氢是未来制氢的主要趋势。发展绿氢能够推动我国能源结构转型，保障能源安全。当前，我国能源结构仍以化石能源为主，碳减排任务艰巨，石油、天然气对外依存度较高，需要探寻新的能源来保障能源安全。绿氢作为清洁能源载体，将在清洁低碳、安全高效的能源体系中发挥作用。绿氢可以帮助交通、工业等难以减排的领域深度脱碳。例如，氢燃料电池可用于长途运输车辆和重载货车，氢也可以作为原料代替化石燃料，大幅降低钢铁、化工和水泥等高碳排放行业的碳排放，是工业领域实现减碳的重要手段。利用新能源制氢可以提升新能源消纳水平，促进新能源大规模发展，同时氢储能可实现电力电量长周期跨季节调节，满足电力系统多时间尺度调节需求，支撑电力系统安全可靠运行。

氢能将在制、用等环节和电力系统产生更多耦合关系

随着能源革命推进，氢能技术和产业近年来快速发展。截至2021年年底，已有近20个国家制定了氢能战略，其中大部分以绿氢为主要发展方向；同时加快电解槽的部署，推动氢能在交通运输、建筑与工业供热、新型工业原料和发电等领域的应用。根据国际能源署预测，在净零排放愿景下，到2030年、2050年，全球电解槽装机容量将从现在的30万千瓦分别增长至8.5亿千瓦、36亿千瓦，现有工业用氢占比将由现在的99%分别降至71%、17%，交通运输、建筑与工业供热、新型工业原料和发电领域的用氢需求将由现在的不到1%分别上升到29%、83%。

我国已出台多项促进氢能技术发展及产业创新的政策，并将氢能纳入能源范畴，作为前沿科技和新兴产业进行谋划布局，同时采用以奖代补形式开展氢燃料电池车应用示范城市建设。当前，我国氢能产业链初步实现商业化，区域产业集群效应初步显现，为氢能发展奠定了良好基础。截至2021年年底，已有29个省份出台了涉及氢能产业发展的政策。据中国氢能联盟预测，到2030年、2060年，我国氢气需求量将分别达3715万吨、13000万吨，在终端能源中占比分别为5%、20%左右，电解水制氢占制氢总量的比例分别为10%、70%。

氢能作为连接气、电、热等不同能源形式的桥梁，未来将在制、用等环节与电力系统产生更多的耦合关系。

氢能是促进新能源消纳的重要手段。未来，大规模新能源将快速发展，利用新能源制氢可提升新能源消纳水平。

氢能是实现电能跨季节长周期大规模存储的重要途径。氢储能具有储能容量大、储存时间长、清洁无污染等优点，能够在电化学储能不适用的场景中发挥优势。在大容量长周期调节的场景中，氢储能与电化学储能相比在经济性上更具有竞争力。

氢能是新型电力系统灵活调节的重要手段。先进的电解水制氢装备具有较宽的功率波动适应性，可实现输入功率秒级、毫秒级响应，为电网提供调峰调频等辅助服务，提高电力系统的安全性、可靠性、灵活性。

氢能是拓展电能利用、促进能源互联互通的重要路径。氢能作为灵活高效的二次能源，在能源消费侧可以利用电解槽和燃料电池，通过电氢转换实现电力、供热、燃料等多种能源网络的互联互补和协同优化，推动分布式能源发展，提升终端能源利用效率。

电氢耦合应示范先行、逐步推广、有序发展

新型电力系统对新能源消纳、电网灵活调节、系统安全稳定运行提出了更高要求。氢能未来将应用于其中的源、网、荷各环节。

在电源侧，新能源就地制氢、传统电源与氢能耦合等将促进新能源高效消纳利用，平衡新能源发电出力功率波动，提升新能源并网友好性，支撑大规模新能源电力外送。同时，传统煤电耦合新能源、氢能将提升煤电灵活性和清洁低碳水平，促进煤电绿色可持续发展。

在电网侧，在大规模新能源汇集、负荷密集接入、调峰调频困难等关键电网节点合理布局氢储能电站，可发挥调峰、调频、调压、爬坡等作用，提高电力系统安全性、可靠性、灵活性。

在负荷侧，氢能热电联产、分布式电制氢加氢站等可参与电网辅助服务，同时支撑分布式供能系统建设，发挥电、气、热、冷、氢等不同能源系统的耦合互补效应，推动综合能源服务发展，提升终端能源效率和综合供能可靠性。

受技术、经济性等因素的影响，氢能在新型电力系统中的应用仍面临诸多挑战：一是缺少电氢耦合的激励政策与电氢协同规划，二是氢能装备部分器件“卡脖子”问题和核心关键技术有待突破，三是绿氢生产成本较高，四是电氢耦合标准体系有待完善。同时，氢在制取、储运和使用过程中存在一定的安全隐患，因此安全性是氢能推广应用的重要前提。

当前，氢能在电力系统尚不具备大规模推广应用的条件，建议示范先行，随着技术进步与产业成熟逐步推广、有序发展。

强化顶层设计，推进电氢协同。建议氢能布局与新型电力系统建设相结合，明确氢能在新型电力系统应用发展的路线图，开展激励政策设计，进行应用引导和优化补贴。

加强产学研用协同，开展跨行业、跨学科联合攻关。建议培育电氢耦合联合科研创新团队，建设技术创新联合体，突破关键核心技术，开展电氢耦合全产业链技术成熟度分析，产学研用全方位入手推动电氢耦合产业发展。

建立健全标准体系，引领电氢产业高质量发展。建议围绕产业发展需求，积极推进团体、行业标准及国家标准的制定，开展标准验证，促进工程标准化建设和规范化管理。

打造典型示范工程，推动电氢产业规模化发展。建议围绕绿氢生产基地，建设国家级风光氢储试验检测基地和示范工程，开展氢能多类技术路线验证；在大规模新能源汇集等电网节点探索建设氢储能电站，参与电网灵活性调节；在国家氢燃料电池车示范城市，重点在重卡、物流车辆需求密集区，因地制宜建设分布式电制氢加氢站和充电站融合综合能源服务站，打造电氢耦合精品示范工程。

闫华光 韩笑 康建东　国家电网报　2022-03-15

氢风可别成“狂风”

从 2019 年首次写入政府工作报告，到《2020 年能源工作指导意见》点名推进，再到 2021 年正式纳入国家“十四五”规划，氢能产业持续火热，连年成为全国两会焦点话题。在刚刚结束的北京 2022 年冬奥会和冬残奥会上，以氢燃料电池汽车为代表的氢能应用大放异彩，进一步提振了氢能产业的发展信心。

如果说前几年的氢能产业尚处摸索阶段，能源行业着眼于怎么规划、如何布局，那么今年两会的讨论重点明显由发展方向转为发展质量。特别是在碳达峰碳中和目标下，氢能被视为最清洁的二次能源，肩负节能降碳重任，有业内专家因此将其定义为低碳时代的“新能源宠儿”。

聚光灯下的氢能产业发展现状如何？各地有何新思路？产业链目前面临什么难题？两会期间，代表委员们带来了不少新鲜想法和深入思考。

百余城市将氢能纳入“十四五”规划

“继写入国家‘十四五’规划后，氢能至少出现在 30 个省级行政区、150 多个城市的‘十四五’规划中，10 多个省区、50 多个城市陆续发布氢能产业专项规划。在长三角、珠三角、环渤海等地区，目前已初步形成氢能产业空间地理版图。”全国人大代表、湖北省人大常委会副主任周洪宇用一组数字，向记者直观描述了氢能产业之热。

一股“氢风”也吹进了两会现场。

全国人大代表、广东海洋大学副校长宁凌今年带来一份《关于支持建设湛江市氢能源产业国家示范基地的建议》，希望广东湛江的氢能产业发展吸引更多投资。“湛江已布局核能、光伏发电、风电、生物质发电等清洁能源产业项目，具备联动发展氢能的条件，尤其是大规模布局制氢储氢项目的基础厚实。湛江海运、陆运、空运等交通网络布局处于加快发展期，基础设施建设需投入大量低碳环保节能的清洁能源货运车辆，加上船舶、新能源汽车制造等项目，将为氢燃料电池商用车、乘用车，以及氢燃料电池船舶等提供广阔应用场景。”

除了湛江，还有城市打出了氢能发展的“组合牌”。

全国人大代表、重庆市九龙坡区委书记李春奎提出，将成渝两地纳入下一批氢燃料电池汽车示范应用城市群建设。“目前，全国氢燃料电池汽车示范城市群主要部署在京沪粤冀豫等地区，西部地区还是一片空白。成渝两地聚集了多家氢能行业龙头企业、高校、科研院所，形成了较完善的产业链。建议支持两地开展相关技术研发和应用开发，发挥其在西部地区的引领示范作用。”

“据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计，到 2025 年，我国氢能产业产值将达到 1 万亿元。”全国人大代表、天能控股集团董事长张天任进一步称，当前氢能发展已进入快车道。

谨防各自为战形成“产业孤岛”

肯定氢能产业发展热度的同时，代表委员们也保持着“冷思考”。记者注意到，氢能产业“整体和局部”的关系受到多方关注。

周洪宇告诉记者，其与中国人民大学教授魏楚团队调研发现，目前部分地区面临产业无序竞争、供应链不均衡等挑战。“氢能产业链长，不同环节呈现出明显的区域性特征。比如，山东在制氢能力上有优势，京津冀氢能下游发展动力强。但目前，氢能示范城市政策激励各地优先发展本地项目，对竞争城市的氢能企业严防死守，长此以往容易形成‘产业孤岛’。再如，我国东西部能源资源分布不均，导致上游氢能资源与下游应用市场的空间分布不匹配，需要大规模、长距离‘西氢东输’，但相关制度欠缺与管理体制不顺等问题，限制了氢能储运环节发展。”

宁凌证实，目前湛江与其他地区的互动合作尚未破局，制氢成本高等难题也待解决。“希望能有更多跨区域产业协作，引导湛江加快融入广东省乃至全国的氢能源供应体系建设。”

多位代表委员还提醒行业注意重复建设、产能过剩等隐患。“以氢燃料电池为例，近年来，受产业政策影响，资本纷涌进入，在推动产业快速成长的同时，也出现了低水平重复建设苗头。有些企业过分依赖资本而非技术驱动，产能利用率低，形成浪费；有些企业压根不注重技术和产品研发，

把精力用在拿订单、拿补贴。”张天任坦言。

周洪宇认为，上述问题背后是氢能产业发展协同性的缺失，表现在产业布局、市场、人才、金融等方面未形成共治共享、有效有序的生态体系。“各地出台相关政策，国家顶层设计却明显滞后，不明确的管理体系阻碍了跨地区、跨部门、跨产业协同发展。”

全国一盘棋避免同质化竞争

“产业发展不能只按一条路子走。”周洪宇建议，国家层面应深入评估各地氢能发展潜力，考虑区域资源分布和产业分工等差异，研究确定各地发展方向、行动方案，设立权责明晰、协同配合的氢能战略规划推进机制，推动区域间氢能产业实现供需衔接、优势互补、错位发展、互利共赢。“同时，鼓励下游应用场景多样化发展，并形成统一大市场，降低区域内企业间的同质化竞争，减少无效的技术路线开发和盲目投资。”

全国政协农工界别小组提出，目前涉及氢能产业的政策散落在各领域的相关文件中，给统筹管理带来难度，产业发展面临政策规定不清、核心技术不强、基础配套不齐等问题。“建议加强顶层设计，尽快制定出台国家氢能产业短、中、长期发展规划，明确氢能产业的发展目标定位与方向。同时，强化对产业发展的引导，加强区域产业协同，充分立足各省、各区域资源优势，集中整合产业长项，科学合理布局区域产业，避免同质化竞争。”

落实到具体工作中，全国人大代表、中国石化集团公司副总经济师吕亮功建议，制定完整的氢能产业政策体系和标准规范，统筹企业协作，打造高端产业链，构建产业链完整、分工协同、共同发展的新兴产业生态体系。由国家牵头联合攻关，解决氢能行业相关卡脖子技术问题，提升氢能装备国产化率；支持重大绿氢应用示范项目建设，纳入国家重大技术装备项目名单，并给予资金支持和技术指导。

“只有全面扩大氢能及燃料电池的应用范围，丰富应用场景，形成规模优势，才能降低制氢用氢成本。”张天任提出，下游也要形成合力，“以用促进”推动全产业链成熟，加速推进氢能产业高质量发展。

朱妍 仲蕊　中国能源网　2022-03-15

氢能产业发展升档提速

从 2019 年首次写入政府工作报告，到《2020 年能源工作指导意见》点名推进，再到 2021 年正式纳入国家“十四五”规划，氢能产业持续火热，连年成为全国两会焦点话题。在刚刚结束的北京 2022 年冬奥会和冬残奥会上，以氢燃料电池汽车为代表的氢能应用大放异彩，进一步提振了氢能产业的发展信心。

如果说前几年的氢能产业尚处摸索阶段，能源行业着眼于怎么规划、如何布局，那么今年两会的讨论重点明显由发展方向转为发展质量。特别是在碳达峰碳中和目标下，氢能被视为最清洁的二次能源，肩负节能降碳重任，有业内专家因此将其定义为低碳时代的“新能源宠儿”。

聚光灯下的氢能产业发展现状如何？各地有何新思路？产业链目前面临什么难题？两会期间，代表委员们带来了不少新鲜想法和深入思考。

百余城市将氢能纳入“十四五”规划

“继写入国家‘十四五’规划后，氢能至少出现在 30 个省级行政区、150 多个城市的‘十四五’规划中，10 多个省区、50 多个城市陆续发布氢能产业专项规划。在长三角、珠三角、环渤海等地区，目前已初步形成氢能产业空间地理版图。”全国人大代表、湖北省人大常委会副主任周洪宇用一组数字，向记者直观描述了氢能产业之热。

一股“氢风”也吹进了两会现场。

全国人大代表、广东海洋大学副校长宁凌今年带来一份《关于支持建设湛江市氢能源产业国家示范基地的建议》，希望广东湛江的氢能产业发展吸引更多投资。“湛江已布局核能、光伏发电、风

电、生物质发电等清洁能源产业项目，具备联动发展氢能的条件，尤其是大规模布局制氢储氢项目的基础厚实。湛江海运、陆运、空运等交通网络布局处于加快发展期，基础设施建设需投入大量低碳环保节能的清洁能源货运车辆，加上船舶、新能源汽车制造等项目，将为氢燃料电池商用车、乘用车，以及氢燃料电池船舶等提供广阔应用场景。”

除了湛江，还有城市打出了氢能发展的“组合牌”。

全国人大代表、重庆市九龙坡区委书记李春奎提出，将成渝两地纳入下一批氢燃料电池汽车示范应用城市群建设。“目前，全国氢燃料电池汽车示范城市群主要部署在京沪粤冀豫等地区，西部地区还是一片空白。成渝两地聚集了多家氢能行业龙头企业、高校、科研院所，形成了较完善的产业链。建议支持两地开展相关技术研发和应用开发，发挥其在西部地区的引领示范作用。”

“据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计，到 2025 年，我国氢能产业产值将达到 1 万亿元。”全国人大代表、天能控股集团董事长张天任进一步称，当前氢能发展已进入快车道。

谨防各自为战形成“产业孤岛”

肯定氢能产业发展热度的同时，代表委员们也保持着“冷思考”。记者注意到，氢能产业“整体和局部”的关系受到多方关注。

周洪宇告诉记者，其与中国人民大学教授魏楚团队调研发现，目前部分地区面临产业无序竞争、供应链不均衡等挑战。“氢能产业链长，不同环节呈现出明显的区域性特征。比如，山东在制氢能力上有优势，京津冀氢能下游发展动力强。但目前，氢能示范城市政策激励各地优先发展本地项目，对竞争城市的氢能企业严防死守，长此以往容易形成‘产业孤岛’。再如，我国东西部能源资源分布不均，导致上游氢能资源与下游应用市场的空间分布不匹配，需要大规模、长距离‘西氢东输’，但相关制度欠缺与管理体制不顺等问题，限制了氢能储运环节发展。”

宁凌证实，目前湛江与其他地区的互动合作尚未破局，制氢成本高等难题也待解决。“希望能有更多跨区域产业协作，引导湛江加快融入广东省乃至全国的氢能源供应体系建设。”

多位代表委员还提醒行业注意重复建设、产能过剩等隐患。“以氢燃料电池为例，近年来，受产业政策影响，资本纷涌进入，在推动产业快速成长的同时，也出现了低水平重复建设苗头。有些企业过分依赖资本而非技术驱动，产能利用率低，形成浪费；有些企业压根不注重技术和产品研发，把精力用在拿订单、拿补贴。”张天任坦言。

周洪宇认为，上述问题背后是氢能产业发展协同性的缺失，表现在产业布局、市场、人才、金融等方面未形成共治共享、有效有序的生态体系。“各地出台相关政策，国家顶层设计却明显滞后，不明确的管理体系阻碍了跨地区、跨部门、跨产业协同发展。”

全国一盘棋避免同质化竞争

“产业发展不能只按一条路子走。”周洪宇建议，国家层面应深入评估各地氢能发展潜力，考虑区域资源分布和产业分工等差异，研究确定各地发展方向、行动方案，设立权责明晰、协同配合的氢能战略规划推进机制，推动区域间氢能产业实现供需衔接、优势互补、错位发展、互利共赢。“同时，鼓励下游应用场景多样化发展，并形成统一大市场，降低区域内企业间的同质化竞争，减少无效的技术路线开发和盲目投资。”

全国政协农工界别小组提出，目前涉及氢能产业的政策散落在各领域的相关文件中，给统筹管理带来难度，产业发展面临政策规定不清、核心技术不强、基础配套不齐等问题。“建议加强顶层设计，尽快制定出台国家氢能产业短、中、长期发展规划，明确氢能产业的发展目标定位与方向。同时，强化对产业发展的引导，加强区域产业协同，充分立足各省、各区域资源优势，集中整合产业长项，科学合理布局区域产业，避免同质化竞争。”

落实到具体工作中，全国人大代表、中国石化集团公司副总经济师吕亮功建议，制定完整的氢能产业政策体系和标准规范，统筹企业协作，打造高端产业链，构建产业链完整、分工协同、共同发展的新兴产业生态体系。由国家牵头联合攻关，解决氢能行业相关卡脖子技术问题，提升氢能装备国产化率；支持重大绿氢应用示范项目建设，纳入国家重大技术装备项目名单，并给予资金支持

和技术指导。

“只有全面扩大氢能及燃料电池的应用范围，丰富应用场景，形成规模优势，才能降低制氢用氢成本。”张天任提出，下游也要形成合力，“以用促进”推动全产业链成熟，加速推进氢能产业高质量发展。

本报记者 朱妍 仲蕊 中国能源报 2022-03-14

全国人大代表张天任：关于大力发展氢能多场景应用“以用促进”推动产业高质量发展的建议

氢能是涉及能源及交通两个十万亿级别市场的战略性新兴大产业，被视为21世纪最具发展潜力的清洁能源。在减少碳排放、保障能源安全、促进经济增长等因素的驱动下，全球各国利用能源的方式正朝着“加氢脱碳”的方向发展。国际氢能委员会预测，到2050年，氢能将创造3000万个工作岗位，减少60亿吨二氧化碳排放，创造2.5万亿美元产值，在全球能源中所占比重有望达到18%。据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计，预计到2025年，我国氢能产业产值将达到1万亿元，2030年氢气需求量将达到3500万吨，在我国终端能源体系占5%（按热值计算）；2050年需求量将接近6000万吨，终端能源体系占比超过10%，产业链年产值达到12万亿元。

高质量发展氢能产业，对于保障我国的能源安全，建设生态文明，助力“双碳”目标，具有重大的战略意义。2021年10月，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰碳中和工作》的文件指出，要统筹推进氢能“制储输用”全链条发展；推动加氢站建设；推进高效率太阳能电池、可再生能源制氢、可控核聚变、零碳工业流程再造等低碳前沿技术攻关；加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用。2021年12月，工业和信息化部印发的《“十四五”工业绿色发展规划》也提出，加快氢能技术创新和基础设施建设，推动氢能多元利用。

在国家顶层政策的引导下，氢能产业尤其是氢燃料电池汽车产业获得了较快发展，从产业规模到成本成效都取得了显著提升，关键材料和装备技术更新和迭代将进一步提速，燃料电池汽车的产业链成本将随之大幅降低，产业即将进入发展快车道。

调研发现，氢能及氢燃料电池产业在高质量发展过程中，面临一些问题，主要如下：

一．氢燃料电池汽车产业化步伐较慢。截至2021年底，全国新能源汽车保有量达784万辆，而燃料电池汽车销量多年仅维持千辆水平，目前累计为8400辆。数据显示，2021年全国新增了1894辆燃料电池车（交强险上牌口径）。根据国家中长期规划，到2025年，燃料电池汽车保有量将达到5万辆，意味着未来每年要增加1万余辆，发展压力巨大。受限于制氢用氢成本偏高，加氢站等配套设施偏少，标准规范不够完善等因素影响，氢燃料汽车产业发展处于早期阶段，民用市场尚未完全打开，距离量产还有较大的进步空间；此外，在示范期竞争中，一些企业受政策和补贴吸引进入市场，但在技术研发投入以及原始技术积累方面不足，产品同质化现象严重，同时拥有技术及资源的企业数量不多。

二．关键核心技术存在“卡脖子”风险。相较于发达国家，目前国内的部分技术尚不完善，氢能和燃料电池关键技术装备发展相对滞后。尽管在国家示范群补贴政策的引导下，过去三年尤其是2021年上牌燃料电池车型系统功率水平出现显著提升，但燃料电池的核心设备及技术仍被国外“卡脖子”，尤其在产品全生命周期成本和核心零部件及材料国产化两方面痛点突出。目前，如加氢枪、阀门、压缩机、碳纸、质子交换膜等氢能核心设备材料仍以进口为主，虽然示范政策鼓励国产化替代，但技术的研发迭代还需要时间。

三．氢能的应用场景比较单一。目前，国家对氢燃料电池产业的支持政策主要集中在交通领域，如公交车辆和中重卡车，国内企业的研发重点也集中在车用氢燃料电池技术上，应用场景较为单一。交通领域的内河航运、铁路等，特别是工业领域的煤化工、石油化工、冶炼等，是碳排放“大户”，但氢能在这些产业的应用还不多，产业政策的支持还不到位，不利于“双碳”目标的实现。

在航运领域，民用船舶主要靠柴油发动机驱动，柴油发动机噪音大、污染严重，不能很好的满足越来越严格的环保要求。氢燃料电池具有零排放、噪音小、能效转换率高、可快速补给等优势，非常适合作为船舶动力使用。欧盟、德国、美国、挪威、日本等先进国家和地区在船用氢燃料电池领域处于领先地位，实现示范应用，进入推广阶段，我国尚属于起步阶段；在工业领域，化工、建材、钢铁和有色四大行业的能耗占全社会的比重为 30%，减少碳排放的压力和空间最大，这些行业仍以化石能源作为主要燃料，部分钢铁企业正在将氢气代替煤炭作为高炉的还原剂，进行“氢冶炼”等低碳冶炼，还没有进行全行业推广。

四．工业副产氢的利用率不高。我国是全球第一大产氢国，《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》显示，当前全球氢产量约为 7000 万吨，我国的氢气产能约为每年 4100 万吨，产量约 3342 万吨，占比将近一半。目前国内主要氢气来源是煤制氢（62%）、天然气和甲醇重整制氢（19%）、工业副产氢（18%）和电解水制氢（1%），其中，电解水制氢的氢气品质最好，但成本也最高。工业副产氢（灰氢）是产品生产过程的副产物，因副产氢纯度较低、成分复杂，加之受制于技术手段，在工程建设之初的工艺设计时未对其综合利用进行统筹考虑，目前通常只有燃烧等低效利用途径，甚至直接送到火炬排空。

如，2021 年全国烧碱产量约为 3900 万吨，每吨烧碱约副产 280 立方米（约合 0.025 吨）氢气，很多氯碱企业主要关注氯和碱产品，副产氢放空率高达 30%，这意味着 2021 年约有近 30 万吨氢气被白白放空。按每辆氢燃料电池车每天加注 5 公斤氢气，行驶里程 200 公里来算，仅这些副产氢经过纯化后，即可供约 16.4 万辆氢燃料电池车行驶。此外，煤化工行业也将富余的工业副产氢进行“点灯”“排空”处理，造成资源浪费。如将这类工业副产氢进行纯化，作为燃料电池的氢源，既有效降低氢气成本，也解决了大规模生产的难题，真正做到“变废为宝”。

五．资本纷纷涌入氢能行业，出现低水平重复建设苗头。氢燃料电池是技术密集型、资本密集型深度结合的产业，这两年，受国家产业政策影响，产业投资逐渐升温，资本纷涌进入，在推动产业快速成长的同时，也出现了低水平重复建设的苗头。有些创业型企业更多的是依托资本驱动，而非技术驱动，盲目投资，产能利用率低，形成浪费；更有甚者，有些企业不注重技术研发和产品开发，把精力用于拿政府订单，获国家补贴上，生产的氢能源电池车辆跑 3 万公里，拿到国家补贴后就会“趴窝”（3 万公里为国家财政补贴的门槛），这对全行业的技术进步缺少实质性的推动作用。

综上所述，只有全面扩大氢能及燃料电池的应用范围，丰富应用场景，完善基础设施，形成规模优势，才能有效降低制氢用氢成本，提高技术水平，“以用促进”建强产业链，推动全产业链的成熟。据此建议，国家尽快制订出台氢能产业发展规划，完善顶层设计，引导产业健康发展；进一步拓宽氢燃料电池示范应用的领域、行业和区域，提高工业副产氢利用率，多渠道拓宽氢源，以更大的力度鼓励企业开展技术创新，解决“卡脖子”难题，推动产业转化。具体如下：

1，细化产业政策，出台更强有力的扶持措施，鼓励氢燃料电池在更多类型的交通工具上开展示范应用。通过加大财政补贴，大力鼓励氢燃料电池在中重卡上的推广应用，尽快提高中重卡在新能源车的占比；在财力允许范围内，政府采购的专用车辆（如市政环卫车、物流车、冷藏车等），可优先购买或按一定配比购买燃料电池车型；鼓励电池企业研发船用氢燃料电池系统，在内河、内湖和近海的散货船、客船、游船、公务船、科考船上进行大力推广应用；鼓励开发氢燃料电池混合动力机车，在港口码头、地方铁路，以及大型工矿企业进行小运转作业。

2，在京津冀、上海、广东等 5 个示范省的基础上，进一步扩大示范城市群。鼓励具备资源禀赋的地区，以省为单位，组织省内产业链从业企业联合开展制氢、纯化、储运、加注等方面的示范运营，共同打造氢能在交通领域的示范应用，尽快形成氢能产业集群，通过氢燃料电池汽车的高水准示范，加速推进氢能产业的高质量发展。

3，鼓励煤化工、石油化工、冶金等高碳排放行业的“加氢脱碳”。在煤化工行业，建议加大技改补贴，鼓励企业优化工艺工序，减少煤制氢（灰氢）的权重，通过可再生能源制氢（绿氢）作为煤化工下游原辅材料的来源；在冶金行业，以氢气代替煤炭作为还原剂的氢冶金技术，是实现脱碳的最

佳途径，应进一步鼓励企业加强对氢能冶炼等低碳冶炼技术的研发应用力度，鼓励钢铁等冶炼企业推广“氢冶炼”。

4，因地制宜多渠道拓宽氢能来源。现阶段我国氢气来源相对单一，电解水制氢和可再生能源制氢尚未大规模推广利用，中短期来看，应重点提高工业副产氢的综合利用，建议因地制宜 ，鼓励副产氢企业开展技术攻关，进行工艺提纯，将副产氢转化为可高值利用的氢能源；重点鼓励副产氢企业布局加氢站，打通氢能运输通道，完善氢能供应链；同时应在风光资源禀赋富余的地区，特别是“弃风弃光”严重的区域，布局“风光储氢一体化”项目，发展可再生能源制氢，通过管道输送，调节和改善氢能布局不均衡的现象，为氢能市场的全面爆发做好资源保障；中长期来看，随着煤化工、石油化工等行业的低碳减排，工业副产氢产量减少，利用率提高，应重点发展可再生能源制氢、天然气制氢，替代煤化工制氢，即以绿氢、蓝氢替代灰氢。

5，鼓励引导企业加强技术创新，实现产业链安全可控。围绕材料、电堆、系统三方面梳理出“卡脖子”清单，通过“揭榜挂帅”方式，支持龙头企业，以及技术创新型企业开展攻关，引导行业、企业、科研院所合力攻关，共享技术资源，全面布局创新，突破关键共性技术；在实现产业链的安全可控的同时，也要防止资本驱动对产业的不利影响，引导资本关注龙头企业、标杆企业，同时疏通资金扶持通道，为掌握核心技术的创业型公司提供资金支持。

6，逐步建立全生命周期“碳足迹”评价。逐步在交通、工业等重要领域探索建立统一规范的碳排放统计核算体系（即“碳足迹”），为氢能全产业链碳排放量的核算提供重要依据，同时也为降低制氢过程的碳排量提供方向性的指导，条件成熟时可以进行“碳交易”，以市场化方式支持制氢用氢企业，助推氢能从制取、储运到应用全产业链技术提升和突破，尽快赶超国际先进水平。

张天任　中国能源网　2022-03-04

氢能探索多元化应用

本报讯 记者仲蕊报道：日前，深圳龙华区人民政府发文表示，国内首个氢能电动（美团）外卖车商业化应用示范场景预计年内建成引发行业关注。记者注意到，近年来，氢能除了在客车、物流车及重卡等场景受到高度重视外，在氢能自行车、燃料电池观光车/船、燃料电池无人机以及燃料电池叉车等中小型应用领域的尝试也越来越多。

受访专家认为，燃料电池在中小型产品上的应用有望率先实现商业化。“目前，政策引导更偏向大功率燃料电池应用，因为大功率更能发挥燃料电池的优势，且重卡车辆尾气排放量较大，亟需清洁化转型。”喜玛拉雅公司副总裁葛荣军表示，不过由于大功率氢能重卡属于资金技术密集型产业，包括加氢站、氢储运设备等在内的运营场景较难打造，因此不少相关企业开始将目光投向中小型氢能产品，探索多元化应用。

今年 2 月，佛山市攀业氢能源科技有限公司成功中标佛山仙湖氢谷特色小镇氢交通示范运营服务项目，服务内容包括 70 辆氢能自行车、2 艘氢能船舶、1 辆氢能环卫车和 1 套储加注一体化撬装装置及相关运营服务；2021 年 12 月，全国首个大规模氢能自行车在江苏常州市投运，规模达到 1000 辆，储氢 0.5 立方米续航 70 公里；在叉车领域，从 2021 年开始，燃料电池叉车以百辆级规模开始在天津、佛山、上海等地陆续试点示范。

除此以外，中小型燃料电池应用也陆续进入相关产业重大课题研究目录。2021 年 11 月，中国自行车协会印发《关于发布 2021 年度中国自行车电动自行车行业“十项重大技术研究课题”的公告》，由江苏省无锡市检验检测认证研究院主要承担的“燃料电池电动自行车的技术研究”入选年度十项重大技术研究课题。

中小型燃料电池车辆具有续航里程长、耐低温、燃料加注快等特点。受访专家认为，中小型燃料电池车辆由于应用场景较为固定，有望率先实现商业化发展。

“对于中小企业而言，一开始就投身于大功率重卡将面临资金短缺、技术实力欠缺等困境，在此

情况下，中小型氢能车辆应用可以成为中小企业的研发生产突破口。”葛荣军表示。

英飞腾（上海）氢能源发展有限公司总经理胡泉对记者表示，由于基础设施配套要求较低、集约化利用程度高、规模化速度快，在全球范围内，氢燃料电池叉车已成为率先实现商业化的氢能细分市场。

此外，上述专家还表示，自行车等轻量级燃料电池应用具有投入资金低、试错成本低、市场推广更容易等特点，在市场推广过程中更容易贴近大众，从而提高普通消费者对氢能车辆的接受度。

但受访专家也提醒称，相较大功率重卡、船舶等，中小型燃料电池产品的总体市场规模较小，如果不解决成本高、加氢不便利等固有难题，将难以与同等类型的电动产品相竞争。

“事实上，叉车等中小型燃料电池产品并没有难以克服的技术瓶颈。”浙江锋源氢能科技有限公司董事长王海峰表示，难点在于给客户一个整体的解决方案，比如帮助客户解决氢源问题，建设厂内加氢装置，提供车辆维护保养服务等。

中国能源报　2022-03-14

脱碳倒计时开启 全球航空业能否“氢”装上阵

2021 年，在新冠肺炎疫情冲击下，全球航空业经历了连续两年史无前例的重创，同时也在苦苦寻找新的发展方向。美欧作为航空业的两大“引擎”，都不约而同将航空业减排目标大幅提前：明确到 2050 年实现净零排放。由于航空业具有跨境属性，必然涉及国际协商，欧美在确立新目标后随即会着力向全球推广……

3 月 22 日至 23 日，首届国际清洁航空论坛将在比利时布鲁塞尔举行，论坛的主题是“清洁航空起飞”。如何能飞得更清洁，已经成为航空业发展的核心问题。

联合国将本世纪中叶实现全球净零排放作为当前全人类最为紧迫的使命。2018 年，一场名为“飞行耻辱”的运动自瑞典发起并很快席卷欧洲，越来越多的人开始选择更加绿色的出行方式。大势所趋，浩浩汤汤。航空业如果不能革新转型，迎来的将是淘汰降级，而由此引发的新一轮技术革命和全球竞争已然拉开序幕。

航空脱碳势在必行

2050 年前碳排放要比 2005 年减少 50%

联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）报告指出，要保持全球升温较工业化前水平控制在 1.5 摄氏度内，在 2050 年实现二氧化碳净零排放的目标至关重要。2015 年《巴黎协定》签署以来，尽快实现碳中和正在全球范围取得共识，主要行业在本世纪中叶实现净零排放已是大势所趋。作为全球经济活动重要组成和支撑的航空业，必然要积极变革，主动作为。

早有远虑的航空业自 2007 年就已经开始探索全行业减排，很多民航相关的国际机构和组织都制定了相应规划，其中最为重要的是国际民航组织（ICAO）在 2016 年通过的国际航空碳抵消和减排计划（CORSIA），由此形成了第一个全球性行业减排市场机制，航空业也由此成为世界上第一个由各国政府协定实施全球碳中和增长措施的行业。根据该计划，全球航空业 2050 年前碳排放要比 2005 年减少 50%。

2021 年，在新冠肺炎疫情冲击下，全球航空业经历了连续两年史无前例的重创，同时也在苦苦寻找新的发展方向。与此同时，欧盟和美国先后确定了 2050 年实现碳中和目标。欧盟委员会于 7 月提出“Fit for 55”法规以确保 2050 年实现碳中和。美国紧随其后，在 11 月发布《迈向 2050 年净零排放的长期战略》，公布了实现 2050 碳中和目标的时间节点与技术路径。美欧作为航空业的两大“引擎”，都不约而同将航空业减排目标大幅提前：明确到 2050 年实现净零排放。

由于航空业具有跨境属性，必然涉及国际协商，欧美在确立新目标后随即会着力向全球推广。

2021 年 10 月，代表全球航空运输业的航空运输行动小组（ATAG）敦促国际民航组织成员国根据行业承诺，支持在 2022 年第 41 届国际民航组织大会上通过一项长期的减排目标。

在 2021 年 11 月召开的第 26 届联合国气候变化大会（COP26）上，英、美、法等 23 个国家组成“国际航空气候雄心联盟”，签署《国际航空气候宣言》，旨在加强政府间合作，为国际航空排放设定具有雄心的长期目标。特别提出支持国际民航组织通过雄心勃勃的长期目标，敦促 ICAO 做出 2050 年实现净零排放的具体承诺。与此同时，成员包括 290 家航空公司的国际航空运输协会（IATA）对 2050 年净零碳排放飞行计划表示支持。

时间转入今年 2 月，在欧盟轮值主席国法国主持下，42 个发达国家于欧洲航空之都图卢兹签署《关于航空可持续发展和脱碳的图卢兹宣言》，呼吁全球采取措施，到 2050 年实现航空业脱碳目标，以遏制全球变暖。欧美等国希望通过这一不具约束力的倡议引发连锁反应，从而推动在第 41 届国际民航组织大会上通过全球航空运输脱碳承诺。该倡议同时得到空客、法荷航、达索等 146 家行业公司的支持。各方强调，在 ICAO 框架下开展国际合作对于保证全球公平竞争至关重要。

国际民航组织理事会主席萨尔瓦托雷·夏基塔诺出席了此次活动，他强调，尽管疫情及其影响仍在持续，但各国政府及航空业仍做出了雄心勃勃的决定，采取了实际行动以促进实现国际航空脱碳。

以上种种，最终都“剑指”国际民航组织即将在 9 月召开的大会。该组织正紧锣密鼓开展国际航空二氧化碳减排长期全球目标（LTAG）的研究和磋商。3 月底至 4 月初，该组织将就此召开全球航空对话，相关协商进展将提交 LTAG 高级别会议，最终将在 9 月大会上做出表决。2050 年实现航空业脱碳无疑将是一个极具雄心的目标，无论国际民航组织最终做出何种承诺和约束，航空业开展脱碳都已经箭在弦上。

航空技术酝酿巨变

要实现航空脱碳，技术上能否取得突破是关键

虽然航空业并非碳排放的超级大户，但绝对是碳减排的“困难户”，主要原因在于长途飞行还显著依赖于化石燃料，要实现航空脱碳，技术上能否取得突破是关键。

法国《回声报》认为，当前航空业即将迎来第三次航空革命。第一次航空革命是 20 世纪初莱特兄弟的第一架飞机成功试飞；第二次革命是上世纪 50 年代，涡轮式风扇发动机的问世宣告航空业进入黄金时代。那么第三次航空革命究竟是什么？

德国西门子电力飞行技术负责人弗兰克·安东博士对此毫不犹豫地给出他的答案：电。安东指出：“电力推进技术是航空业的发展方向，否则航空业将没有未来可言。”西门子团队已初步完成了油电混合推进系统的设计、研发与试飞工作。2015 年，西门子推出的电动飞机电机，重量仅为 50 公斤，但功率却高达 260 千瓦，实现了全球首架 250 千瓦级电动飞机的首飞。未来，通过电力系统的不断优化和电池技术的进步，西门子希望研发出满足 100 座的混合动力航空装置。

对于法国同行，该问题的答案同样是一个字：氢。法国民用航空研究委员会（Corac）今年 1 月发表了航空运输脱碳技术路线研究报告。该报告认为，未来需要通过不断提升氢能飞机所占比重来实现行业脱碳。在其规划的路线图中，法国可在 2030 年推出新一代中短途飞机，利用降低油耗和生物燃料实现碳中和；2035 年推出短途氢能飞机；2045 年推出中程氢能飞机；至 2050 年，氢技术可为航空业全部碳中和贡献 29%。在另外一项更为激进的欧洲联合研究报告则指出，用氢代替燃油可将航空运输对气候的影响降低 50%到 70%。

电和氢是目前两个主要的推进技术研发路线。

法国蒙田研究所报告对此指出，考虑到储电池和燃料电池的能量密度，纯电力推进的应用将主要是小型飞机。对于大型飞机，混合电动推进可作为实现完全电气化的过渡技术。混合电力推进可以通过将传统发动机与电力推进串联或并联组合。这一概念已在汽车行业长期应用。

根据目前的技术展望，100 座以上的全电动飞机难以在 2050 年前投入使用。19 座以下的小型飞机业务正在增长，但目前仅占全球航空总排放量的不到 1%。对于中远程大型飞机，更为现实的技术选择似乎只有氢气和可持续航空燃料（SAF）。这里的氢推进与依靠氢气发电的燃料电池不同，氢推进飞机是将氢气燃烧作为发动机燃料。

目前，欧美主要国家都将氢推进视为飞机脱碳的最佳候选者，也是 2035 年可实现的主要技术解

决方案之一。氢燃料的优势在于燃烧温度高，可以提高发动机的热效率，并且是零碳排放。从发动机制造商的角度来看，用氢代替燃油并不困难，主要是解决氢燃烧带来的材料耐高温问题。即使有必要进行调整，发动机的 90%都可能保持不变。选择氢的主要困难在于飞机上的存储问题，相同的机载量下，氢燃料的重量是传统燃油的三分之一，但所占体积是燃油的 4 倍，这需要对飞机结构做出调整。且液态氢需要在零下 253 摄氏度低温储存，储罐材料对隔热、抗振动和冲击、承重、密封有很高要求，需要专门开发一种能够在飞机应用要求下承受热循环和压力循环的液氢储罐。

根据法国蒙田研究所的预测，为了实现 2050 年脱碳目标，目前占全球航空排放约 3%—4%的区域航班（主要为 100 座以内小飞机）可以基于混合电力推进和氢燃料电池实现脱碳；占航空排放约 67%的中短途航班（主要为 100 至 250 个座位的中型客机）可以主要依靠氢推进技术；占航空排放约 30%的长途航班（主要为 250 座以上的大型客机）还需要依靠可持续航空燃料。

除了推进技术外，航空脱碳还需要在改善空气动力学，优化引擎性能，增加数字化等渐进性技术领域取得进展。

航空巨头纷纷入场

欧美航空企业加快研制氢能飞机

在欧洲，2020 年 9 月，空客推出了 ZEROe 零排放商用飞机项目，公布了三款混合氢能概念飞机，分别用涡轮螺旋桨、翼身融合和涡轮风扇三种类型的发动机，利用燃烧氢气作为燃料，暂定于 2025 年原型机试飞，2035 年投入使用。

今年 2 月，在公布氢能飞机项目 20 个月后，空客宣布与通用和赛峰的平股合资公司 CFM 国际公司强强联合，双方决定于 2025 年左右共同启动氢能飞机示范项目。该项目旨在对氢燃料发动机进行地面和飞行测试，为 2035 年推出第一款零排放飞机做好准备。该示范项目将使用 A380 测试飞机作为飞行测试平台，配备由空客在法国和德国的工厂准备的液氢罐。从 2026 年开始，空客将在 A380 巡航期间对氢燃料发动机进行测试。

在美国，今年 2 月，普惠公司被美国能源部高级能源研究计划署选中，为商业航空开发新型、高效的氢燃料推进技术。

普惠公司参与的“氢气蒸汽喷射、间冷涡轮发动机”项目将使用液态氢燃料，通过回收水蒸气大大减少飞机凝结尾迹，从而实现零温室气体排放飞行，并将氮氧化物的排放减少 80%。该项目采用的半封闭系统架构将比燃料电池具有更高的热效率，相比使用 “滴入式”的可持续航空燃料，总运营成本可能进一步降低。这是普惠公司和高级能源研究计划署之间的首次直接合作，以支持航空业在 2050 年实现飞机二氧化碳净零排放这一战略目标。

根据法国《回声报》报道，波音似乎仍然对 2035 年实现氢动力飞机的可行性持保留态度，波音更倾向于优先考虑使用替代燃料运行的传统机型。

在俄罗斯，俄罗斯国家技术集团（Rostec）2021 年 7 月宣布启动一项为航空和地面应用开发氢动力发动机的计划。俄罗斯联合发动机公司首席设计师尤里·什莫廷称：“为了减少航空业的碳足迹，氢燃料的使用是最有前途的发展领域之一。我们正在考虑两种主要技术：在改进的燃气轮机中直接燃烧氢燃料，以及使用氢燃料电池发电。”

对中国而言机遇和挑战并存

零碳飞机涉及新技术的开发，大家都在同一个起跑线上

法国《费加罗报》文章称，多位国际航空观察家认为，零碳排放飞机的竞赛对中国来说是一个最终打入商用航空市场的历史性机遇。全球咨询公司 AlixPartners 董事总经理尼古拉斯·博格兰和帕斯卡·法布尔相信：“零碳飞机涉及新技术的开发，长期投资的中国当然有牌可以打。”正如另一位专家总结的那样：“大家都在同一个起跑线上。”

中国旅法航协会长叶伟明博士在接受科技日报记者采访时表示：“在氢能飞机的研发方面，各国都在同一起跑线上。这对中国来说是一个重要的机会。”叶伟明称，中国航空业和能源工业必须抓住第三次航空革命的历史机遇，尽快起步。中国在经典航空发动机领域仍处于追赶阶段，建议中国航

空制造尽早向新能源技术方向跨越，大胆转型。

中国旅法航协副会长、空客研发工程师丁一对记者表示："空客零碳大飞机已经明确氢能技术路线。对于中国民机事业，氢燃料等新能源飞机架构和发动机，可能是弯道追赶的机遇，同时仍然是需要积累沉淀的长期挑战。零碳飞机这一新赛道的本质还是航空制造业，需要立足我国型号任务稳中求进，在设计理念、制造工艺和测试手段等方面努力缩小差距。"

半个多世纪以来，空客和波音通过技术进步不断取得领先，但在变革之下，曾经的"巨无霸"并不能保证在未来持续领先。对于是否选择氢能，空客和波音已经分道扬镳，一个满怀壮志，一个保守观望。航空业要在不到 30 年内实现脱碳，必须依赖颠覆传统的科技突破。未来航空业能否"氢"装上阵，取决于大胆创新，也取决于胆识和远见。

相关链接

氢燃料与交通运输

作为一种绿色、高效、可持续的二次能源，氢用于燃料由来已久。

当世界上第一台内燃机投入使用时，它所采用的燃料并非汽油或柴油，而是氢气。1804 年，法国、瑞士发明家艾萨克·德·里瓦兹在成功地设计了几辆以蒸汽为动力的汽车后，开始尝试使用具有爆燃特性的燃料来取代蒸汽。他的第一个试验就是研究发动机气缸内燃料爆燃膨胀后推动活塞运动的基本原理。当时，他使用氢气和氧气混合点火驱动内燃机运转，试验取得了初步成功。1807 年，他将试验原型发动机安装在一架四轮马车上，驱动马车行驶了一段距离，此举使这辆马车获得了"世界第一台由内燃机驱动的汽车"的殊荣。

在 20 世纪，汽车企业、大学、发明家和爱好者都在进一步测试由氢驱动内燃机的可行性。在 1970 年，发明家保罗·迪格斯为燃气动力内燃机的改进申请了专利，他的设计让汽油发动机可以依靠氢气运行。如今，氢燃料发动机已经被证明具有向从小轿车到公共汽车等各种车辆提供动力的能力。

几十年来，航天工业一直在使用液体氢作为氢氧火箭发动机的推进剂，为太空探索提供燃料。

氢作为飞机燃料的研究同样有相当长的历史。早在 1957 年，美国国家航空咨询委员会（NACA）利用氢作为燃料让马丁 B-57 轰炸机飞行了 20 分钟。1988 年，世界上第一架使用液态氢作为燃料的实验性商用飞机升空。这架由苏联研制的图-155 共进行了约 100 次试飞。30 多年后的今天，航空业再次将注意力转向氢燃料商用飞机。

李宏策　科技日报　2022-03-15

制氢加氢一体化取得突破

本报讯 记者仲蕊报道：近日，上海市发布《中国（上海）自由贸易试验区临港新片区条例》，鼓励可再生能源制氢加氢一体化建设。记者了解到，制氢加氢一体化被视为推动氢气利用降本、解决部分地区用氢荒问题的有效路径。近年来,我国在制氢加氢一体化的标准制定和实际落地方面均有突破。

"目前，加氢站所用氢源一般都是采用长管拖车运输。由于氢气密度小，导致其运输成本高，引发其终端售价高，这是发展氢燃料电池汽车产业的瓶颈之一。以氢气售价 40 元/千克为例，其中制氢成本约为 20 元/千克，运输成本约为 10 元/千克，加氢站约为 10 元/千克。如果将制氢加氢结合起来，将减少约 10 元/千克的运输成本，制氢成本也将减少约 5 元/千克，极大地解决了氢气储运带来的成本偏高的问题。"四川博能燃气股份有限公司总工程师彭雪峰表示，建设车用制氢加氢一体站，可以实现氢气自给自足，有效降低车用加氢站氢源成本，降低氢燃料电池汽车用氢价格。

燃料电池汽车等氢能应用领域大规模增长，大幅推动了用氢需求，制氢加氢一体化建设迎来更多机遇。彭雪峰表示，以四川省为例，根据该省氢能产业发展规划，到 2025 年燃料电池汽车应用规模将达 6000 辆，建成多种类型加氢站 60 座，按此规模氢气需求将达到 6 万千克/天，目前全省能直接应用于燃料电池车用氢气的产能为 5000 千克/天。

2016 年 3 月，国家发改委和国家能源局发布了《能源技术革命创新行动计划》（2016—2030 年），将制氢加氢一体化列为氢能与燃料电池领域技术创新的战略发展方向。全国多省区也陆续出台了相关政策鼓励制氢加氢一体化建设。

记者了解到，2021 年，广东省共有两座制氢加氢一体站投入运行，分别为佛山市南庄制氢加氢一体化站和韶关制氢加氢一体站，深圳也开始在妈湾电厂建设制氢加氢一体站。

在标准方面，2020 年 9 月，四川省经信厅印发《四川省氢能产业发展规划（2021—2025 年）》，明确提出探索加氢站商业模式示范工程，开展制氢加氢一体化综合能源站建设。2 月 28 日，广东省安全生产标准化技术委员会印发了关于征求《制氢加氢一体站安全技术规范》（征求意见稿），作为全国首份关于制氢加氢一体站安全技术规范的地方标准，或将在全国起到示范作用。

“广东省在制氢加氢站建设上走了一条‘先行先试’的道路，在政策审批上给予了极大的支持。”彭雪峰介绍称，四川省成都市郫都区正在建设的制氢加氢一体化综合能源示范站，也采取了“特事特办”的模式进行审批。他建议有关部门尽快明确车用制氢加氢一体化站属于“资源类和为其他行业配套的危险化学品建设项目”，不受“危险化学品生产项目进入化工园区”的限制，以便制氢加氢一体化更快落地实施。

中国能源报　2022-03-07

先立后破 鼓励创新 “氢”装上阵

发展氢能产业是实现“双碳”目标、推动能源改革的重要路径之一。今年全国两会期间，氢能布局、燃料电池及制氢技术等领域成为代表委员建言献策的热点之一。我国氢能产业现状如何？该如何布局和突破？多位代表委员结合基层实践提出深度思考和建议。

各地跃跃欲试 加速布局

科技部与山东省政府共同组织实施“氢进万家”科技示范工程、全国首个“氨氢产业联盟”获批落户宁夏、上汽红岩鄂尔多斯基地氢能汽车正式下线……两会期间，科技日报记者从多位代表委员处获悉，近年来，全国多地加速布局氢能产业相关项目，为行业发展和技术创新带来诸多革新和突破。

全国人大代表、宁夏电力投资集团有限公司信息中心业务主管方敏介绍，宁夏积极开展氨氢融合的前沿研究及实践工作。“目前，我们集团与厦门大学合作的氨氢燃料替代煤炭的火电碳中和示范项目已经立项；我们联合多家企业和科研院所组建的宁夏氨氢产业联盟也于年初正式获批。”

“近年来，氢能产业受到国家和地方政府的高度重视，产业政策及标准、法规体系逐步完善，技术创新成效显著，基础设施建设以及车辆推广初具规模。”全国人大代表、宝泰隆董事长焦云说，以东北地区为例，众多煤化工企业在生产过程中产出丰富的工业富产氢，当地优越的风、光资源也成为电解水制氢的最大优势，发展氢能产业不仅可发展新经济、培育新动能，还对实现东北老工业基地经济振兴和共同富裕都具有非常重要的现实意义。

先立后破 规划先行

开发利用氢能源的潜力显而易见，发展中的问题也不容忽视。全国人大代表、天能控股集团董事长张天任在调研中发现，目前我国氢能产业发展存在资本纷纷涌入出现低水平重复建设苗头、氢能的应用场景单一、工业副产氢的利用率不高等问题。

全国政协委员、全国工商联常委、河北省工商联主席刘劲松在接受科技日报记者采访时介绍：“近年来保定市谋划了氢能公交项目、氢能物流项目等 3 个氢能应用场景，这个过程中也遇到了一些亟待破解的难题，例如顶层设计不完善、企业自主研发压力大、运作模式不成熟、氢能产品质检能力低等方面的问题。”

“从全国看，一方面，我国氢气制备工业产能严重不足；另一方面，各地氢能规划和氢能产业园区建设已呈现过热苗头，存在盲目性、碎片化的问题，将导致氢能产业低水平重复和资源浪费，影响我国氢能产业健康发展。”全国政协委员、民盟宁夏区委会主委冀永强说。

针对上述情况，加强顶层设计、给予政策支撑是众多代表委员较为集中的呼声。张天任代表、冀永强委员都在今年两会中提出制定出台氢能产业发展规划、统筹氢气储运网络体系建设等相关建议。此外，刘劲松还建议，加快落实《中华人民共和国能源法》出台，支持保定等具备良好产业基础的地区先行试点，支持汽车企业建设液氢生产制造、道路运输、液氢加氢站项目，开展液氢民用领域应用探索。同时，减免氢能产业相关环节费用，放宽行政审批要求，简化审批程序，给予免检、免税等政策支持。

考虑到东北地区氢能产业现状，焦云提出对氢能产业发展实施差别化鼓励性政策的相关建议。“东北氢能产业发展具有优势基础，建议对东北地区优质煤炭清洁高效利用项目、氢能源基础设施项目等给予金融政策倾斜和特别补贴，加速上游制氢、储氢、加氢环节产业链构建。”

氢能产业高质量发展呼唤技术突破

此外，氢的制取、储存、运输、应用技术也成为备受关注的焦点。张天任表示，相较于发达国家，目前国内的部分技术尚不完善，氢能和燃料电池关键技术装备发展相对滞后。基于此，建议鼓励引导企业加强技术创新，具体而言，可围绕关键核心技术梳理清单，通过“揭榜挂帅”方式，支持龙头企业以及技术创新型企业开展攻关，引导行业、企业、科研院所合力攻关，共享技术资源，突破关键共性技术。

“从碳排放要求来看，电解水制氢纯度可高达 99%以上，且产生的杂质是水和氧气，符合我国清洁低碳、安全、高效的能源政策和战略方向。”冀永强认为，光伏、风电等可再生能源制氢应成为未来制氢的主攻方向，虽然它消耗的一次能源是电，但它能把间断性不稳定的风电、太阳能等直接转化为氢能。“西北地区太阳能和风能资源非常丰富，因此我建议支持部分有条件的西部地区开展关键领域技术攻关，探索可持续的、具有良好经济效益的商业运营模式，为全国绿氢应用提供可借鉴、可复制的成熟经验。”

此外，刘劲松认为，应加大氢燃料电池基础科研投入，同时筹备国家级氢能检测公共服务平台、国家级燃料电池检验检测中心等机构，在资质申报审批、科技项目支撑等方面给予引导和支持，开展氢能全产业链测试评价和地方标准体系建设。

符晓波 王迎霞　科技日报　2022-03-11

核能

核电竞争力离不开产业合力

近日在上海成立的“国和一号”产业链联盟，不禁让笔者想起了 10 年前在杭州参加“首届三代核电 AP/CAP 合格供应商年会”的场景。由衷感慨时光流逝间，中国核电产业链尤其是装备制造业 10 年来的艰辛与不易。

作为 16 个国家重大科技专项之一，“国和一号”大型先进压水堆承担着我国三代核电自主化攻坚的任务，是我国核能产业升级的里程碑式大项目、大工程。国家电投 2 月 28 日发布的信息显示，自 2008 年启动“国和一号”研发工作以来，600 余家单位、31000 余名技术人员参与研发、建设，历时 12 年科研攻关，“国和一号”整体国产化率超过 90%，产业链体系已具雏形，位于山东荣成的示范工程总体进展顺利。刚刚成立的“国和一号”产业链联盟也提出明确目标：2023 年全面实现 100%设备国产化能力，2025 年建成“技术上最先进最安全、装备上完全自主可控、经济上有显著竞争优势”的三代核电产业链。

回望 2011 年，彼时的国家核电与国内核电及相关产业的科研设计、设备制造、工程建设及运行服务单位开展技术分许可工作，旨在培育完整、配套的三代核电产业体系。2012 年 2 月 28 日，国家核电在杭州召开“首届三代核电 AP/CAP 合格供应商年会”，会场座无虚席，讨论热烈，而当台下专

家提出为何制造企业“样件做得好，一批量化就完蛋”的问题时，会场顿时安静下来。这是一个让在场的业主、行业机构和供应商难以绕过的现实话题——三代核电的材料、装备正处于从做展品到出产品的攻坚期，制造企业的技术和工艺还不过关，国产化非常艰难。

确实，当时包括三代核电主管道在内的很多关键设备刚刚开始技转工作，国产化刚刚起步，研发和制造中出现了造价不菲的“废品”，制造厂掏了不少“学费”。时任中国一重副总裁的王宝忠坦言，中国一重承担的 AP1000 自主化依托项目核电锻件制造中曾出现过不合格、废品率高等问题。另外，承担 AP1000 依托项目结构和设备模块生产的山东核电设备公司也表示现场曾遇到过模块组装不合格的情况。

之后的采访环节，包括中国一重、中国二重、上海电气、东方电气、哈尔滨电气等主力制造企业，以及久立特材，江苏银环、上上电缆、上海阿波罗等众多材料和设备供应商悉数到场。企业和媒体互动最热的话题，依然是如何加快设备国产化。

过去 10 年来，核电产业有起有伏，产业链一度面临项目少、订单少、业务少、人才流失等问题，但大部分企业选择了在困顿中保全核电产业设计研发、设备制造等能力，为当下和未来核能产业助力实现碳达峰碳中和目标稳住了“底盘”。

眼下，能源产业绿色低碳转型势不可挡，积极安全有序发展核电、提升竞争力、助力实现“双碳”目标，成为核能产业链的全新命题，产业链必须研发出更安全的技术、建造更经济的工程、打造最绿色的项目、实现最优化的“核能+”组合。而从发电到供热、供汽、制氢，从大堆集中供能到小堆分布式供能，核能综合利用产业的未来还需要打破企业之间各自为政、关起门来搞研发、优质资源无法统筹协调的诸多掣肘，真正抱团形成合力，强根基、补短板，通过融合协同健体升级、焕发活力。

朱学蕊　中国能源报　2022-03-07

能源政策

国家能源局：大力推进“煤电+”耦合发电

本报讯　近日，国家能源局在其发布的《关于政协第十三届全国委员会第四次会议第 1904 号（经济发展类 248 号）提案答复的函》中表示，高度重视“煤电+”固废耦合发电的科技创新和产业链优化升级，会同科技部拟将燃煤耦合生物质（包括农林废弃物、市政污泥、生活垃圾）发电技术列入《“十四五”能源领域科技创新规划》，作为煤电绿色低碳转型的一个技术方向。同时，支持并积极鼓励各地结合自身发展实际，研究出台补贴等地方性支持政策，推动当地耦合发电行业加快发展。

国家能源局指出，“十四五”期间将牵头会同相关部委，组织相关企业、科研机构、高校和国家能源研发平台，积极推动上述规划落地。科技部将会同有关部门部署开展包括煤与生物质耦合发电、煤与光热耦合发电等技术在内的煤炭耦合发电技术研究。

国家能源局表示，下一步将在落实好现行政策基础上，积极会同有关单位健全完善相关制度、政策和措施，进一步推动后续工作。

此外，工业和信息化部也将继续推动工业生产系统协同处理城市废弃物，加大煤电、水泥等工业窑炉协同处置城市废弃物力度，推动煤电、水泥等行业窑炉协同处置城市固体废物先进适用技术装备研发和推广应用。

仝晓波　中国能源报　2022-03-07