

能量转换科技信息

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

第 21 期 2020 年 11 月

目 录

总论	1
“30·60”碳目标提出后 可再生能源战略地位竟提的如此之高!	1
“炉子必须稳稳生在自己家中”	2
2016—2019 年我国可再生能源发电装机容量年均增长约 12%	6
国家发改委: 2016-2019 年单位 GDP 能耗降低 13.2%	8
国家级战略重任不应全由企业买单	9
热能、动力工程	10
2050 年二氧化碳减排目标任务艰巨	10
一栋建筑的“节能密码”	11
中国电科院官亦标: 电池储能并网测试评价的独立思考与探讨	12
中国电科院李官军: 中高压大容量储能技术研究	15
从“试验”到“示范”	18
从全球专利数据看电池和电力储能的创新	19
低碳院刘庆华: 液流电池储能低成本化关键路径探索	42
储能技术发展现状与趋势	45
储能的定位到底是什么	47
储能行业标准化建设迈出关键一步	49
全球碳减排注入强心剂, 东亚三国宣布温室气体净零排放时间表	50
全面解析发电侧储能的难点和支点	51
全钒液流电池迎来推广窗口期	54
净零排放离不开 CCUS 技术	55
到“十四五”末我国需建设 20GW 以上电化学储能电站	56
南京工业大学吴宇平: 高安全电化学储能体系的探索	58
商业化磷酸铁锂电池 PK 三元锂电池 谁更胜一筹?	60
大容量储能实用化水平需要提高	63
悉尼计划部署 50MW/75MWh 储能项目 将获得 1535 万美元资助	67
日本促进可再生能源发展的经验与消纳措施	68
浙能中科储能拟投资 6000 万元建 1MWh 水系锌储能电池中试产线	69
清华气候院: 2050 年二氧化碳减排目标任务艰巨	69
特变电工西安雒龙飞: 高压大容量储能 PCS 及一体机解决方案	71
用能侧加速电气化成脱碳重要途径	73
福建巨电刘泉: 大容量、半固态电池技术驱动储能发展	75
问道“碳中和”, 这份报告勾画出的路线很明确	76
首个电网退运电池储能电站投运	78



地热能	78
广东谋定未来五年地热能等新能源发展蓝图	78
全球地热能开发正当时	79
河南省地热能产业发展进入黄金期	80
生物质能、环保工程	83
生物质发电高成本难题有望缓解	83
西宁：一年 2000 余万度电来自垃圾场	84
太阳能	85
光伏技术迭代路在何方	85
日本开通运营目前规模最大的一个太阳能+储能项目	86
太阳能和储能系统共址部署需要哪些支持	87
美国燃煤发电站被太阳能加储能模式所替代	88
未来五年全球将开发近 10GW 新增漂浮光伏项目	89
海洋能、水能	90
山西浑源抽蓄电站获核准	90
澳大利亚计划启动顿格万抽水蓄能电站项目	90
风能	91
湘电风能推出全新海上 6.X-8.XMW 直驱永磁风力发电机组	91
金风科技发布新一代直驱永磁平台 GP21	92
金风科技发布新一代直驱永磁平台 GP21 及系列高性能旗舰产品	92
风电、储能度电成本 3 年内均可降至 0.1 元	93
氢能、燃料电池	94
“氢能+转子发动机”探出内燃机清洁能源应用“新路子”	94
中国城市燃气氢能发展创新联盟成立	95
亚欧引领全球“绿氢”发展	96
佛山氢能产业要避免“起大早赶晚集”	97
我国制氢技术短板待补	98
多国力推氢能产业发展	99
电解水制氢将成主流氢源？	100
电解水制氢经济性难题怎么解？	101
陕西：向国家级氢能大省进发	103
西班牙加入欧洲“氢能联盟”	104
西班牙政府发布国家氢能路线图	105
核能	106
高温气冷堆示范工程首堆冷试成功	106
核电站变身“热水房”	107
能源政策	108
三部委《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知	108



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

“30·60”碳目标提出后 可再生能源战略地位竟提的如此之高！

中国“30·60”碳排放目标提出后，政府部门在落实中央指示精神上进展迅速，以风电、光伏为代表的可再生能源爆发式增长的态势已然近在咫尺。

10月21日，中共中央政治局委员、国务院副总理刘鹤在“2020金融街论坛年会”开幕式上发表主旨演讲时指出，在改革开放的推动下，在新发展理念和供给侧结构性改革引领下，中国经济正在出现几个新趋势：第一，创新对发展的驱动作用加强；第二，更加重视围绕最终需求发展新产业；第三，更加重视绿色发展。

在提到绿色发展时，刘鹤表示疫情的重要启示就是要始终促进人类与自然的和谐相处。要推动绿色发展，构建绿色低碳、循环发展的经济体系，大力发展清洁能源、可再生能源和绿色环保产业，增强发展的可持续性。

在这个全文只有1568个字的讲话中，绿色发展就占到了172字，且是在看似毫不相关的金融街论坛上。

清洁能源、可再生能源作为中国经济发展新趋势之一，被单独提出，其战略地位已经提高到与创新驱动、围绕最终需求发展新产业同等战略地位。

可再生能源战略地位被提的如此之高，这在“30·60”碳目标提出之前是不可想象的。

而就在8天前，10月13日，中共中央政治局常委、国务院副总理韩正在生态环境部召开的座谈会上同样强调，要围绕落实我国新的二氧化碳达峰目标与碳中和愿景，组织编制“十四五”应对气候变化专项规划，制定二氧化碳排放达峰行动计划，加快推进全国碳市场建设，积极参与全球气候治理。

“30·60”相关碳目标已经成了最火的热词。

此前，中国能源战略一直以一次能源消费占比更高的化石能源为主。可再生能源作为新能源，占比较低，在尚未成长为主力能源之前，为了国家能源安全，中国能源结构不得不倚仗化石能源。

随着中国能源革命进程的不断推动，以及中国在《巴黎协定》的庄严承诺，可再生能源得以迅猛发展，占一次能源消费比重也越来越高，但是依然未提高到战略性高度，所遇到的阻力也越来越大。

直至最近，这一阻力终于被打破。9月22日，国家主席习近平在第75届联合国大会一般性辩论上提出，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

“30·60”碳目标是中国第一次在全球正式场合提出的碳中和计划时间表，同时也是为我国能源革命设定的总体时间表。

作为一个负责任的大国，中国提出的这个目标背后，不仅是对《巴黎协定》承诺的进一步践行，更是全球新冠疫情爆发启示之下的坚决行动。

习近平主席强调，人类不能再忽视大自然一次又一次的警告，沿着只讲索取不讲投入、只讲发展不讲保护、只讲利用不讲修复的老路走下去。各国要树立创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，抓住新一轮科技革命和产业变革的历史性机遇，推动疫情后世界经济“绿色复苏”。

而可再生能源作为“绿色复苏”的重要抓手，其重要性不言而喻。

在10月17日召开的“可再生能源行业落实碳中和目标座谈会”上，生态环境部赵英民副部长指出，未来的发展方向和总体目标已经明确，发展可再生能源有了更大的政治支持。未来国家将以更大的决心和力度加快能源结构向绿色低碳方向转型，提高可再生能源消费比例，大力发展风、光、

水、核等新能源。总书记 922 的重大宣示，带来的推动全球疫后经济可持续和韧性复苏提供了重要政治动能和市场动能，必将为全球可再生能源产业发展创造新的更大发展机遇和光明前景。

围绕清洁能源、可再生能源的顶层设计政策呼之欲出。

“30·60”碳目标提出后，下一步需要的是更具体的路线图来落实。目前，能源“十四五”规划正在紧锣密鼓的编制中，其中心思想必将围绕“30·60”碳目标来规划，大力推动可再生能源发展。

10 月 26 日至 29 日，中共十九届五中全会将在京召开。会上将研究制定关于“十四五”规划和 2035 年远景目标的建议，发布中央对“十四五”规划的建议稿，而能源相关内容也将初露峥嵘。

能源“十四五”规划出台之后，预计各部委、各省也将很快出台相应政策和规划，保障能源“十四五”规划的顺利落实，进而推动整个“30·60”碳目标路线图的进程。

大飞 能见 Eknewer 2020-10-27

“炉子必须稳稳生在自己家中”

面对不稳定性、不确定性显著增强的国际复杂局势，中央提出“六稳”“六保”，将保能源安全提到了更加重要、更加突出的位置。在辩证认识国际形势演变与“两个一百年”历史使命的基础上，在加快能源转型和构建现代能源体系的进程中，保能源安全必须要有新思路，必须抓住战略要点，防范化解重大风险，增强保能源安全的主动权，确保“炉子稳稳生在自己家中”。

保能源安全比以往更为迫切

能源是国家安全的基石、国民经济的命脉，保能源安全是国家治理现代化的重要课题之一。

改革开放前，我们秉持“自力更生、自给自足”方针实现了能源工业快速发展；十一届三中全会后，我们强调“因地制宜、多能互补、综合利用、讲求效益”提高能源供给能力，在“和平、发展”时代主题下，充分利用国际资源和国际市场，提高能源供应安全保障能力。新时代，党中央提出了构建现代能源体系的要求，通过理念创新、制度创新、科技创新、治理创新，在生产力维度上实现“源-网-荷-储-用”一体化有机互动，在生产关系维度上实现“产-运-销-储-服”高效协同，打造以安全高效、清洁低碳、智慧互动、良法善治为特征的现代能源体系。

当下，我国正处于“两个一百年”的重要历史阶段。未来人民生活水平的提高、思想观念的进步，对于能源的数量与质量必然提出更高要求。中国无法也不会复制金融-军事霸权支撑的产业空心化模式，不可能一进入高端产业即抛弃低端产业，不可能只要低耗能产业而赶走高耗能产业，必须努力保持世界工厂地位，保持产业完全覆盖、重心逐步上移的形态。这就决定了在“十四五”及较长时期内，“高耗能”产业效率必须提升，但“高耗能”产业不应盲目抑制，总的能源需求应该控制但仍会保持低速增长，应通过大力发展新能源来提高能源自给率，但一定规模资源与能源的进口不可避免。

在国际能源供需总体宽松形势下，能源依然是国际化的焦点议题，我国的能源安全正面临着前所未有的挑战。

应该看到，很多来自外部的压力与冲突，本质上只能通过中华民族伟大复兴来真正消解。但应对百年未有之大变局，正如强调粮食安全时讲“饭碗必须牢牢端在自己手里”，保能源安全应明确提出“炉子必须稳稳生在自己家中”，必须提高认识、更新观念、坚定信心、多措并举，增强保障能源供应安全的主动权，以适应“两个一百年”中华民族伟大复兴对于能源高质量支撑的要求。

保能源安全必须要有新思路

能源安全是国家总体安全在能源领域的落实，是政治、经济、外交、军事等国际环境安全问题的折射，只有把握能源安全主动权才能把握住发展主动权。确立新的能源安全观，必须发展“双循环”，重视“双并重”，确立“新双控”，强调“双作用”。

（一）在国内国际双循环新发展格局中保能源安全。

加快形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，是应对外部不确定性的必须之举。长期看，根本之策是进一步推进本土化、多元化的可再生能源发展，鼓励交通电气化

等油气消费替代、促进石油消费尽快达到峰值。近期看，仍必须千方百计做好能源国际合作，保证油气采购通道的安全；同时高度重视油气资源的战略储备体系建设，并保持必要规模的现代煤化工项目建设，以提高保能源安全的可靠性、先进性、可持续性。

中国粮食安全的保障，既有 18 亿亩耕地红线为基础，更有规模可观的粮储规模做支撑。反观能源领域，我国油气资源规模不足、品质不高，长期勉强扩产保产，不仅成本缺乏竞争力，更直接消耗本土的不可再生资源，埋下真正的能源安全隐患。

中国能源安全应高度重视油气资源的深度战略储备，一是储备产品，逢低吸纳直至 180 天乃至更长时间；二是储备资源，境内惜采限采缓采；三是储备产能，广泛勘探布局；四是储备技术，维持全产业链；五是储备人才，鼓励队伍走出去。

（二）在数量质量双并重、高质量发展前提下保能源安全。

要加快推动能源转型与升级，不走单纯依赖煤炭的老路，既要有数量保障，更要有质量提升。取之不尽用之不竭、不受外部干扰、不存在断供之忧的可再生能源，将有助于能源结构多元化、本土化、清洁化、低碳化的升级，是保能源安全的必由之路。

按照总书记提出的“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”的目标，势必需要进一步加快大规模、高比例可再生能源建设，并统筹电网和传统能源做好“软垫子”。要调动市场主体的积极性，继续推动集中式分布式风电、光伏的投产和并网；要强化电网企业责任、均衡发电主体责任，挖掘用户资源潜力，千方百计做好可再生能源的并网、送出和消纳工作。

与风电、光伏相比，水电兼具防洪、供水、航运等水资源治理与利用的综合效益，本身也是一种生态环保工程。过去，由于国家投资能力不足，商业化项目化运作算小账，造成我国水电“大机小库”流域库容远远低于径流的积弊。若能尽快转变观念，强化国家治水主体责任，加快水利基础设施建设，特别是在西部地区有意识地营建改建系列大库，不仅可根治千年水患，更可为电力系统多提供 10%-15%的优质可调节容量，为风电、光伏等大规模送出保驾护航。要增强战略定力，“以水利为战略目标，以水库为核心载体，以水电为超额补益”；以国家意志推进黄河流域化石能源走廊转变成绿色能源走廊；推进青藏高原东侧南侧季风带水资源隐患治理与利用。

（三）在能源消费强度和可再生能源消费比重新双控约束下保能源安全。

2019 年底，总书记在《求是》杂志上撰文指出：“能源消费总量和强度双控制度对节约能源资源、打好污染防治攻坚战、减少温室气体排放发挥了积极作用。但是，目前有 10 多个省份提出难以完成‘十三五’能耗总量指标。这个问题要认真研究，既要尽力而为，又要实事求是。对于能耗强度达标而发展较快的地区，能源消费总量控制要有适当弹性。”变能源消费总量和强度的“老双控”，为“可再生能源消费比重”“能源消费强度”“新双控”，将能源安全与能源高质量发展紧密结合起来，符合新时代发展的内在要求。

以“可再生能源消费比重”替代“能源消费总量”，一方面能源消费总量依然是分母，促进节能的宗旨一以贯之；另一方面以可再生能源作为分子，有利于明确发展方向、促进能源质量提升。通过这一个指标，促进各地做小分母、做大分子，起到一箭双雕的功效。能源消费强度指标在国家整体层面仍表现为“单位 GDP 能耗”，但在地方及行业分解中应进一步细化为“单位产品能耗”，避免产业空心化，鼓励真正的技术进步。

（四）在协同发挥市场和政府双作用中保能源安全。

能源领域资金密集，没有市场配置资源会导致系统运行效率低下，造成资源浪费；同时，能源领域网络特性强，与经济社会关联紧密，任由行业自由探索，可能造成行业发展供需忽松忽紧、价格大起大落。突如其来的新冠肺炎疫情凸显了有为政府的作用，扭转了理论界对自由市场的盲目崇拜。在驾驭能源转型、应对气候变化背景下考虑能源安全，必须协同发挥“有效市场”和“有为政府”双作用。

总之，保能源安全要有新思路，必须立足于国内国际双循环新发展格局，坚持数量和质量双并重，用好强度和可再生能源占比新双控手段，发挥好市场和政府双作用，提高认识，理清思路，狠

抓落实。这样，“炉子才能稳稳生在自己家中”，才能恒久“生在自己家中”。

保能源安全必须抓住战略要点

从当下到未来相当长的一段时间内，我们这样体量的能源大国，任何单一品类、单一路径、单一模式都无法满足经济社会发展需要，无法保能源安全。品类多样化、来源多路径、发展多模式不是源于被封锁、被断供的恐惧，而是超级经济体保能源安全的逻辑必然，也是中国能源发展与转型的基本遵循。当前形势下，我们必须依靠科技进步和制度创新，因地制宜、因情施策，明确保障“炉子必须稳稳生在自己家中”的战略举措。

（一）节能提效是保能源安全的战略基础。

节能是能源安全、环境安全和气候安全的要素，提升能源效率是全球经济有效和安全转型的关键。我国节能和提升能效潜力巨大，应进一步充分挖掘。譬如，在煤炭消费领域，按照专家王庆一的分析，煤电装机容量 10.1 亿千瓦，发电煤耗降至 289 克标准煤/千瓦时，可节煤 4.17 亿吨；钢铁、建材、化工单位产品煤耗达到国际先进水平，可节煤 4.2 亿吨；燃煤工业锅炉采用高效、低排放的煤粉炉，热效率可由 65% 提升至 90%，可节煤 1.4 亿吨；居民和服务业燃煤炉灶采用热效率 70% 以上的新型炉灶，可节煤 2.1 亿吨。除此之外，工业、建筑、交通领域也有巨大节能潜力。

抓好节能提效这一战略基础，一是要加大宣传，引导全社会牢固树立节能提效是“第一安全经济清洁低碳能源”的理念；在结构节能、技术节能、管理节能的基础上，强化“文化节能”，建立从内心注重节能的文化氛围；二是要转变发展方式和消费方式，从追求速度和体量转向追求质量和效率，坚决抑制不合理需求，杜绝浪费之风；三是将能源主管部门明确为国家节能主管部门，将节能与能源的生产、供应、消费等全环节统筹考虑、闭环管理。

节能和提高能效的关键手段是要完善并建立能源新双控制度，落实各地方和各部门的责任、严密考核。能效提升要高度注重区域、产业、行业间的协同，瞄准全局性的用能优化、挖掘整体性的节能潜力、提高总体能源利用效率，强调工业、建筑、交通和能源跨领域的深度耦合和系统优化。而单位 GDP 能耗强度目标，宜进一步细化为具体产业、具体产品的单位产出能耗指标，压减调结构的空间，规避产业空心化风险，激励真正的节能降耗技术进步。

（二）大力发展可再生能源是保能源安全的战略支撑。

截至 2019 年底，我国风电装机容量达 2.1 亿千瓦，提前一年完成“十三五”规划指标；太阳能发电装机容量达 2 亿千瓦，已翻番完成“十三五”规划指标。面对一个时期以来弃风弃光现象严重的局面，政府部门和电网调度机构通过严格控制弃风弃光严重地区的风电和光伏发电新增建设规模、优化可再生能源系统调度运行、落实可再生能源电力消纳监测评价制度等措施，使得可再生能源消纳问题得到较好解决。2019 年全国平均弃风率、弃光率分别为 4%、2%，在比 2016 年装机规模增长 40% 的情况下，分别下降 13 和 8 个百分点。通过在实践中不断摸索，我国在加快发展可再生能源、促进上网消纳方面积累了较为丰富的经验基础。

总书记提出力争 2030 年前二氧化碳排放达峰和 2060 年实现碳中和目标，势必为我国新能源发展提供更加强劲的动力。“十四五”期间，无论从资源、技术，还是经济性上，我们都具备更大力度发展风光能源的条件，充分发挥主观能动性，完全可以扭转能源安全被动局面。目前，分布式光伏和风电已经实现用户侧平价，集中式光伏度电成本已可以降到 0.2 元以内，陆上风电度电成本降到 0.25 元以内。特别是光伏，无论是光照资源、荒漠土地储备，还是原材料、制造业产能和技术进步等都已经几乎完全没有瓶颈。大力发展光伏，既可优化能源结构加快能源独立，又可拉动能源新基建，进一步强化我国光伏制造业优势。

推动可再生能源跨越式发展，需要统筹各类能源、各地能源、城乡能源协调发展。可再生能源是能源战略转型本土化、多元化、清洁化、低碳化的重要支撑，但其自身离不开电力系统可调节能力的支撑，如发展储能电池、燃气机组、抽水蓄能、大库水电、煤电灵活性、电网延伸、需求侧管理（响应）等，将传统能源和储能转变为“软垫子”，支撑可再生能源大规模高比例发展。要坚持西部集中式开发和东部分散式开发相结合，电从“身边来”和“远方来”相结合。促进城乡能源一体化发展，重

点要与解决困扰农村的秸秆、畜禽粪便、污泥污水等生物质资源能源化综合利用结合起来。因此，发展可再生能源，关键是做好系统性的战略规划，而绝不能仅仅盯在单一领域的投资或补贴竞争。

（三）科技创新是保能源安全的战略驱动。

科技是第一生产力。科技决定能源的未来，科技创造未来的能源。科技创新在能源革命中起决定性作用，必须摆在能源发展全局的核心位置。通过创新才能加快能源革命进程，加快能源低碳发展进程，加快由化石能源向可再生能源过渡进程，进而实现“炉子稳稳生在自己家中”。能源转型的物质基础是真实的技术进步与技术突破，支撑条件则是公共政策及其带动的资本市场。能源公共政策转型，需要从发展型政策体系转向技术型政策体系，从主抓规模和速度转向统筹政策资源、着力推进技术进步。国家应逐步压减存量补贴、提高技术门槛、引进市场竞争，同时发挥体制优势集中力量技术攻关、减少能源产业链上的卡脖子环节。

未来能源系统是充分利用“云、大、物、移、智、链”等新技术，促进能源生产和需求的有效匹配，实现横向多能互补、纵向“源网荷储”高效互动，保证可再生能源高占比的智慧能源系统。智慧能源系统能够使电力能源系统成为一个协同弹性的有机整体，新能源消纳能力更强、安全性更高。要抓紧建立智慧能源技术标准体系，开展一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；要基于电力与能源市场的多种智慧能源商业模式蓬勃发展，探索形成开放共享的智慧能源生态环境。

发展智慧能源的一个重要手段就是大力发展虚拟电厂，聚合分散在“源-网-荷-储-用”的灵活性资源，大大提升整个电力能源系统的弹性。当前，我国可供发展虚拟电厂的资源量非常雄厚。其中，可控负荷资源 5000 万千瓦以上，分布式电源规模超 6000 万千瓦，用户侧储能规模约 100 万千瓦，电动汽车接近 600 万辆（每辆按 5 千瓦计算，相当于 3000 万千瓦储能），且这些资源都还在快速增长之中。有效聚合现有的分散资源，相当于建设 140 台百万千瓦煤电机组，完全能够满足“十四五”电力负荷增长和削峰填谷需要。应尽快启动虚拟电厂顶层设计，明确能源主管部门牵头建设虚拟电厂，出台《虚拟电厂建设指导意见》，积极培育“聚合商”市场主体，建立虚拟电厂标准体系；加快完善激励政策和市场化交易机制，丰富虚拟电厂激励资金，加快完善虚拟电厂与现货市场、辅助服务市场、容量市场的衔接机制。

（四）体制机制创新是保能源安全的战略保障。

当前，我国保能源安全形势紧迫，任务艰巨。为应对百年未有之大变局，保能源安全、加快能源转型、实现“两个一百年”伟大目标，必须把能源提到与粮食、金融同等的战略高度，尽快建立健全与能源第一大国相符的能源治理体系和治理能力。我国目前能源管理职能高度分散、管理机构级别偏低的现状，重规模速度、轻技术进步的政策体系惯性，不能适应新形势、承担新使命。

解决这些问题，首先要靠体制改革。能源消费革命、供给革命和技术革命需假以时日，但体制改革属理念变则立竿见影、思想通则一通百通。当前能源发展改革头绪千万条，强化政府能源管理机构、压实部门管理责任是第一条，惟此才能纲举目张、事半功倍。总书记强调，“制度更加成熟更加定型是一个动态过程，治理能力现代化也是一个动态过程，不可能一蹴而就，也不可能一劳永逸。”

实现能源体制改革，关键是部门职能整合。优化能源管理体制，必须克服盲目自满、故步自封、再等等看的思想。要果断行动，改变能源管理权责交叉、叠床架屋、职能分散、九龙治水现状，整合散落在各部委涉及能源的权责，如能源投资、核准、政策、标准、体改、价格、安全、环保、科技创新、城乡能源统筹等，应尽快组建国家能源总局，适时改组为能源部。能源管理部门统筹能源供给与消费、国内与国际，对能源发展和改革负总责，落实保能源安全战略举措，确保“炉子稳稳生在自己家中”。

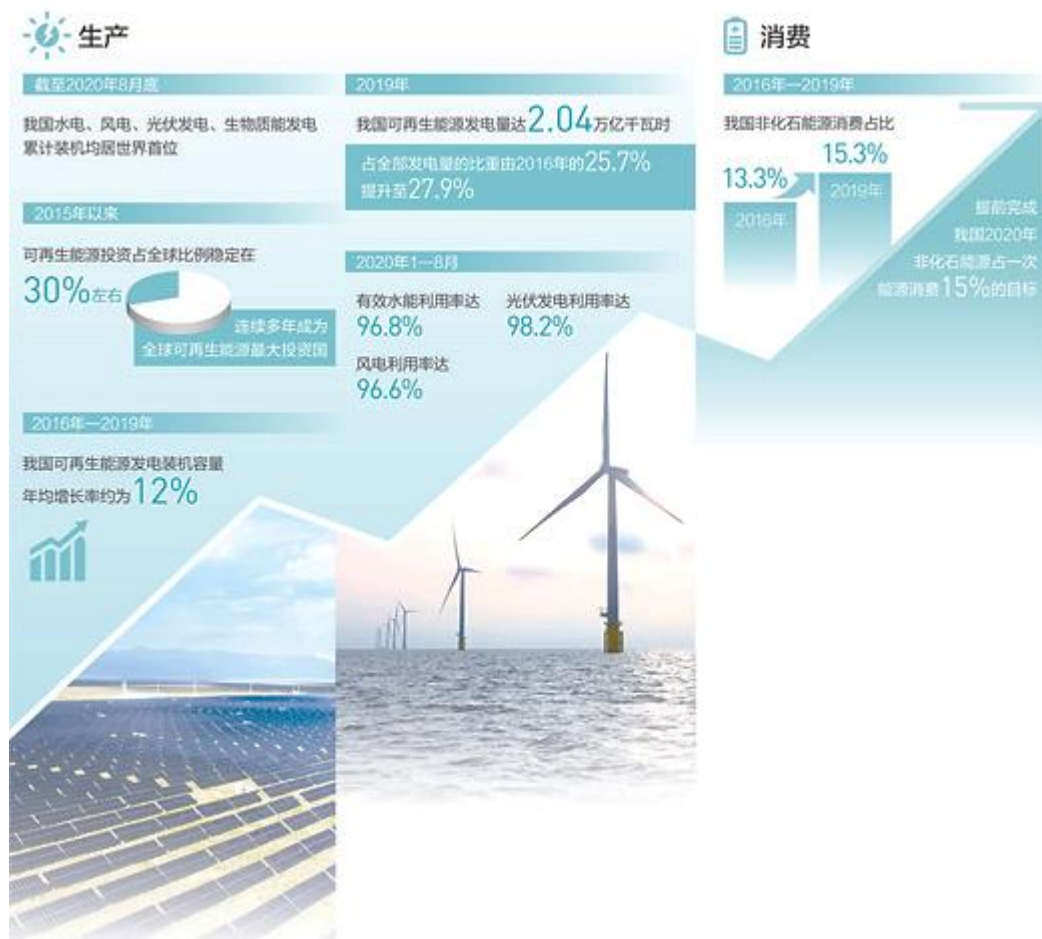
能源体制改革，要调动地方积极性。能源安全和能源转型的核心是要发展分布广泛、能量密度小的可再生能源，必须充分调动地方和广大企业积极性；必须打破传统的煤电油气单一“军种”、条块分割、各自为战的格局；必须挖掘数字经济潜力，大力发展新技术、新业态、新模式，建立起以用户为中心、统筹规划、协同优化的现代能源体系。中央政府部门连同中央企业，要步调一致地推动“放管服”改革；要整合园区供电、供热、供气的特许经营权为“综合特许经营权”，具备条件的可拓展

到供水、污水、垃圾处理等，支持地方经济发展上层次。

（吴吟系中国能源研究会副理事长，王鹏系华北电力大学教授，王冬容系国家电投集团高级经济师；浙江财经大学研究员李阳、人民大学教授吴疆对本文亦有贡献）

吴吟 王鹏 王冬容 中国能源报 2020-10-19

2016—2019 年我国可再生能源发电装机容量年均增长约 12%



川滇交界，河流奔腾而过，全球在建最大水电工程——白鹤滩水电站左岸地下厂房最后一仓混凝土浇筑完成，向明年首批机组投产发电的目标全力发起冲刺；

黄海之滨，叶片呼呼打转，国家电投江苏滨海南 H3 海上风电项目首台风机顺利并网，年内投产后，年发电量可达 9 亿千瓦时；

塞北大漠，日光持续照射，内蒙古达拉特旗光伏发电基地成片的“蓝板板”有序排列，板上发电、板间种植，成了百姓致富的“金罐罐”……

习近平总书记指出，能源低碳发展关乎人类未来。包括水能、风能、太阳能、生物质能等可再生能源在内的清洁能源是能源低碳发展的主力军。近年来我国清洁能源发展状况如何？将迎来怎样的发展空间？记者进行了采访。

清洁能源竞争力稳步提升

据预测，“十四五”时期，随着技术进步，陆上风电和光伏发电将实现全面平价

走进位于陕西西安市的隆基乐叶太阳能电池工厂，高标准洁净车间内，一片片边长 166 毫米、厚度仅 170 微米的银色单晶硅片，通过制绒、扩散、刻蚀、镀膜等工序后，成为墨蓝色的太阳能电池片。

“这个车间基本采用自动化设备，员工只需负责简单上下料，效率大幅提升，比如丝网印刷环节，过去一条线年产能只有 2.5 万片，现在能达到 15 万片甚至更多。”隆基股份总裁李振国介绍，项目的电池量产平均转换效率超过 23%，为行业领先。

对这些年光伏行业技术进步带来的成本下降，李振国感触很深：“和 10 年前比，硅片从每片 100 元左右降到 3 元左右；光伏组件从每瓦 30 多元降到 1.7 元左右。同时，光伏电池的转换效率也在不断提升，显著提高了开发利用的经济性。”

技术进步和成本降低，提升了清洁能源发电的竞争力，也拓宽了其可开发范围。

“一直以来，我国中东部地区以低风速风能资源为主。七八年前，行业普遍认为平均风速至少得达到 6 米/秒才具有开发条件，所以我国之前主要在三北地区建设风电场。这几年叶轮直径增大、单位千瓦扫风面积增加、高塔筒技术应用等技术提升，使得平原地区、低风速地区也具备了开发条件。”中国可再生能源学会风能专委会秘书长秦海岩介绍，在当前技术水平下，我国中东部风能资源储量达到近 10 亿千瓦，目前仅开发 11%，潜力巨大。

“低风速平原地区一般风速梯度较大，随着高度增加，风速提升很快。增加塔筒高度、叶片长度，风机获取更多风资源。”远景能源高级副总裁田庆军以河南汤阴县一处风电场举例说，120 米高的风机能让风速在原有基础上增加 0.4 至 0.6 米/秒，而 150 米高的风机能使风速再提升 0.4 至 0.6 米/秒，全生命周期电价可降至 0.3 元/千瓦时以下，低于河南省燃煤发电标杆上网电价。

根据相关研究机构测算，“十四五”时期，随着技术进步，陆上风电和光伏发电将实现全面平价（不需要国家补贴），部分地区将实现低价。2025 年，陆上风电上网电价有望降至 0.23 至 0.4 元/千瓦时，光伏发电上网电价有望降至 0.2 至 0.38 元/千瓦时。

与此同时，近年来我国清洁能源设备的产业化步伐也在加快。以光伏为例，2019 年，我国多晶硅、硅片、电池片和组件的产能在全球占比分别提升至 69%、93.7%、77.7%和 69.2%；各环节均有 5 家以上企业位居全球前十，产业化技术处于全球先进水平，前沿技术也开始加速布局。不仅如此，“光伏+制氢”“光伏+新能源汽车”“光伏+建筑”等等，光伏在各领域应用逐步拓宽。

开发规模领先世界

规模扩大、布局优化，我国可再生能源装机和发电量稳居全球第一

“屋顶装上光伏板，发出的电可以自用，剩下的卖给电网，每个月能带来五六百元收入！”山东沂源县的刘大爷，前几年还是建档立卡贫困户，如今有了光伏发电这一“阳光存折”，日子越过越好。

推进清洁能源持续健康发展，不仅能带动相关产业发展、助力脱贫攻坚，也有助于守护碧水蓝天、促进能源转型。

今年 7 月，我国自主研发的首台 10 兆瓦海上风电机组在福建福清市成功并网发电。这台目前单机容量亚洲最大、全球第二的海上风电机组，轮毂中心高度距海平面约 115 米，风轮扫风面积相当于 3.7 个标准足球场。据介绍，在年平均 10 米/秒的风速下，单台机组每年输送的清洁电能可满足 2 万个三口之家的用电需求，减少燃煤消耗 1.28 万吨、二氧化碳排放 3.35 万吨。

“十三五”期间，我国清洁能源持续快速发展，进入较高比例增量替代和区域性存量替代新阶段，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系发挥了重要作用。

开发规模不断扩大。2016 年至 2019 年，我国可再生能源发电装机容量年均增长约 12%，其中新增装机容量在全国电源新增装机容量中占比均超过 50%，领先化石能源新增装机容量，可再生能源已逐步成为新增电源装机主体。截至今年 8 月底，我国水电、风电、光伏发电、生物质能发电累计装机分别达 3.6 亿千瓦、2.2 亿千瓦、2.2 亿千瓦、2575 万千瓦，均居世界首位。过去多年，我国成为全球可再生能源最大投资国，可再生能源装机和发电量稳居全球第一。

发展布局持续优化。一方面，区域分布更广泛。今年二季度，我国中东部和南方地区新增风电并网 237 万千瓦，占全国的 55.4%，清洁能源有望在电力消纳条件较好的地区得到更好发展。另一方面，集中式与分布式并举的格局逐步形成。与传统的集中式发电方式相比，分布式发电具有电力损耗小、输电费用低、土地和空间资源占用少等优势。以光伏发电为例，截至 6 月底，我国分布式

光伏占光伏总装机的比重为 31.1%，同比提升 1.5 个百分点。

利用水平不断提升。2019 年，我国可再生能源发电量达 2.04 万亿千瓦时，占全部发电量的比重由 2016 年的 25.7% 提升至 27.9%。今年 1—8 月，有效水能利用率达 96.8%、风电利用率达 96.6%、光伏发电利用率达 98.2%。

推动清洁能源高质量发展

要进一步完善适应清洁能源多元化、市场化发展的产业政策、体制机制

日前，我国宣布将采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。“可再生能源已成为应对气候变化的主要抓手。为实现碳排放达峰和碳中和的目标，可再生能源将在未来成为我国能源增量的主体。”国家发改委能源研究所可再生能源发展中心主任陶冶认为。

那么，如何有效提高可再生能源比例，让清洁能源实现高质量发展？采访中，不少企业和专家呼吁，要进一步完善适应清洁能源多元化、市场化发展的产业政策、体制机制。

——打破清洁能源消纳“壁垒”。

“水电站只需几秒钟就能对光伏发电的变化作出反应，调节后的总发电量与调度发电计划吻合，再也不用担心光伏发电的稳定性。”在青海龙羊峡水光互补光伏电站，国家电投黄河公司工作人员说，他们通过自主开发的系统控制软件实时调节，有效解决了光伏发电的消纳问题。

长期以来，风电、光伏发电等受自然条件影响，存在较大波动性、间歇性，加上资源和需求分布不匹配，给可再生能源电力并网消纳带来一些障碍。国家能源局新能源司有关负责人表示，下一步要建立健全新一代电力系统，提升系统调节能力，同时要健全和落实保障机制，加强评价和考核，促进各类市场主体以更大力度开发利用可再生能源。

——推动非技术成本继续降低。

“在一些光照条件好的区域，单从技术发电成本来说，光伏发电已经能够做到每度电不到一毛钱，之所以现在还要两毛多、三毛多，主要是非技术成本占了较高比例。”李振国认为，虽然当前清洁能源自身技术成本持续下降，但土地、税收、融资等非技术成本和辅助服务、储能等技术附加成本还有进一步压缩的空间。国家能源局新能源司有关负责人表示，将推动完善相关财税价格体系，降低土地、税收、融资等非技术成本。

——加大产业协同、政策协同力度。

“当前，部分清洁能源装备以及技术仍然存在不足，要加大风电机组主轴轴承和控制系统核心元器件、适应高海拔地区高水头大容量水电机组等的补短板力度。”陶冶建议，通过技术创新打破资源限制，围绕先进光伏、海上风电、储能、氢能等新技术，加快关键技术攻关和示范，探索商业化路径，积极打造新的产业生态。

“随着可再生能源快速发展，我国水电开发进一步向上游推进，生态环境相对脆弱；风电和光伏发电开发重心向中东部和南方地区拓展，受生态环保和国土空间影响，项目落地难度加大。”陶冶认为，相关部门应当加强政策协同力度，实现可再生能源与自然资源、生态环境协调发展，汇聚起能源转型的强大合力。

丁怡婷 人民网—人民日报 2020-10-21

国家发改委：2016-2019 年单位 GDP 能耗降低 13.2%

本报讯 记者姚金楠报道：10 月 20 日，国家发改委通过网上方式举行 10 月份新闻发布会，国家发改委政策研究室副主任、新闻发言人孟玮介绍了落实应对气候变化国家自主贡献有关情况等。

孟玮表示，近年来，国家发改委会同有关部门大力推进节能提高能效、调整优化能源结构等工作，采取强有力措施积极应对全球气候变化挑战，推动了绿色低碳发展：

一是强化节能提高能效，从源头减少碳排放。坚持节约优先的能源发展战略，强化能源消费总

量和强度双控，不断完善节能法规标准体系，2016—2019年，全国单位GDP能耗累计降低13.2%，累计节能约6.5亿吨标准煤，相当于减少二氧化碳排放约14亿吨。

二是大力调整能源结构，构建清洁低碳能源体系。不断增加可再生、清洁能源供给，深入推进煤炭去产能工作，努力打造清洁低碳的能源体系。2019年，全国非化石能源消费比重升至15.3%，提前完成了2020年规划目标。

三是完善政策机制，推动绿色低碳发展。积极运用中央预算内投资，支持节能、煤炭消费减量替代、环境基础设施以及气象领域适应气候变化等项目建设。创新和完善促进绿色发展的价格机制，制定清洁取暖、“煤改电”、“煤改气”、燃煤电厂超低排放、可再生能源发电等价格政策。发布绿色产业指导目录，完善绿色债券发行等金融措施。

中国能源报 2020-10-26

国家级战略重任不应全由企业买单

作为保障我国能源安全的重要“战略储备技术”，煤制油、煤制气行业如今双双陷入全线亏损一事，必须引起行业、企业和能源主管部门的高度重视。

“富煤、贫油、少气”的资源禀赋，决定了我国以煤为主体的能源结构短期内难以改变。与此同时，近年来我国油气对外依存度持续攀高，其中2019年油、气对外依存度已分别升至72.6%和43%，给我国能源保供埋下巨大安全隐患。在此严峻形势下，依托丰富的煤炭资源发展煤制油、煤制气产业，既有利于摆脱对国外油气资源的过度依赖、保障国家能源安全，又有利于促进煤炭清洁高效转化、带动地方经济发展，具有重大战略和现实意义。

可喜的是，经过多年努力，我国煤制油、煤制气产业，无论是在工程示范方面，还是在产业化推广方面，均取得了积极进展，整体上已达到世界领先水平。

备豫不虞，为国常道。历史经验无数次地证明，战略储备能力的培养绝非一日之功，战略储备项目的建设不能到了危机时刻才临时抱佛脚，必须在平日就保持“战备状态”，唯有如此，才能有备无患，牢牢掌握主动权。

然而，令人担忧的是，迫于生存压力，现存煤制油、煤制气项目纷纷“转移阵地”——转产其他产品；新建项目也相继放慢建设节奏，甚至停止建设。凡此种种，无不让煤制油、煤制气的“战略储备”意义大打折扣。

眼下日子不好过，展望未来，行业前景同样渺茫。煤制油、煤制气是“低煤价、高油价、高气价”产业，但当前回暖乏力的国际经济环境和供过于求的全球油气供需形势，意味着国际油气价格大概率会长期维持低位。在此背景下，煤制油、煤制气在相当长一段时期内将陷入价格成本“倒挂”的逆境，势必会让本就连年亏损的示范项目更加举步维艰。

雪上加霜的是，产品结构不尽合理、同质化现象严重、技术创新仍存短板等自身问题，又进一步阻碍着煤制油、煤制气项目的竞争力提升。例如，目前国家能源集团、伊泰集团、潞安集团等煤制油项目均采用同一技术路线，项目产品类型雷同，同质化产品供应激增，导致产品价格持续走低；另外，煤制油、煤制气技术路线整体处于升级示范阶段，工艺系统优化、重大关键共性技术和装备攻关等，还有很大提升空间，产品成本仍有巨大下降潜力待挖。

企业长期亏损、生死难卜，行业的精进发展显然无从谈起。因此全线亏损问题必须予以尽快解决，否则不仅示范项目的巨额投资将“打水漂”，而且行业、企业多年来积累的有益经验、技术成果也将付诸东流，最终导致国家战略目标功亏一篑。

国家战略不应全由企业买单。煤制油、煤制气等战略储备技术事关重大、意义深远，远非某个或某几个企业一己之力所能承担，理应得到国家更多政策支持。

凡益之道，与时偕行。例如，在税收方面，有数据显示，煤基柴油、石脑油吨产品完全成本中，综合税负占比分别超过39%和58%，高税负已在严重制约煤制油的创新发展和示范项目的意义。主

管部门可否在此方面做点文章，实实在在给予“战略储备技术”应有的扶持。再如，可否回应行业呼声，参照页岩气等非常规天然气的补贴政策，给予煤制气项目相应气价补贴？这些问题，都值得进一步探索总结，研究解决。

河入峡谷，风过隘口。站在相关“十四五”规划正在制定的紧要时刻，连年亏损、负债累累的煤制油、煤制气“战略储备”项目，亟须主管部门给予更多战略考量和行动支持，避免国家战略虎头蛇尾。

本报评论员 中国能源报 2020-10-26

热能、动力工程

2050 年二氧化碳减排目标任务艰巨

日前，清华大学气候变化与可持续发展研究院（下称“清华气候院”）发布“中国长期低碳发展战略与转型路径研究”项目成果报告，这一研究成果揭示了我国在本世纪中叶实现碳中和目标的可能路径。该报告还针对“十四五”规划提出了多项建议，包括重点城市以及高能耗强度行业应制定十年达峰计划、严格控制煤电产能和煤炭消费总量反弹、完善全国碳市场建设等。

研究建议十年内碳排放达峰

据清华气候院学术委员会主任何建坤介绍，该研究由清华气候院组织、国内十几家主流研究单位共同参与，共设置了 18 个课题，研究论证了中国 2050 年实现与《巴黎协定》长期目标相契合的低碳发展目标和路径，同时为中国政府在 2020 年提交本世纪中叶低碳排放发展战略提供了技术支撑。

报告研究指出，随着经济发展、国内生态环境根本好转和国际影响力的提升，强化深度二氧化碳减排的目标导向将占据越来越重要的地位。

该报告提出了四种主要二氧化碳排放情景：一为政策情景，二氧化碳排放量预计将在 2030 年左右达峰，到 2050 年实现二氧化碳排放量降至 90 亿吨；二为强化政策情景，我国碳排放量将在 2030 年前实现达峰，到 2050 年碳排放量下降至约 62 亿吨；三为 2°C 温控目标情景，到 2025 年左右碳排放量实现达峰，在碳捕捉与封存技术（CCS）、生物质能源和碳捕捉与封存技术（BECCS）与农林业碳汇的支持下，届时人均碳排放量可控制在 1.5 吨左右；四为 1.5°C 温控目标情景，争取到 2050 年基本实现二氧化碳净零排放。

针对这一报告情景预测，何建坤指出，按照当前趋势以及强化政策构想，2050 年我国尚不能实现与全球 2°C 温升控制目标相契合的减排路径，考虑到能源与经济体系惯性，我国也难以迅速实现 2°C 与 1.5°C 情景的减排路径。对此，他建议，我国长期低碳排放路径选择应是从强化政策情景向 2°C 温控目标情景和 1.5°C 温控目标情景过渡，力争 2030 年前尽早实现二氧化碳排放达峰，其后加速向 2°C 目标和 1.5°C 目标减排路径过渡。

我国碳减排挑战仍然巨大

尽管减排目标明确，但要达到目标仍有多座“大山”需要翻过。生态环境部气候变化事务特别顾问、清华气候院院长解振华指出，我国的低碳发展转型还存在巨大的发展空间和发展潜力，同时也面临着巨大挑战。

解振华表示：“一是制造业在国际产业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤炭消费占比较高，目前占比仍超过 50%，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高约 30%，能源结构优化任务艰巨；三是单位 GDP 能耗依然较高，为世界平均水平的 1.5 倍、发达国家的 2-3 倍，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。”

根据报告情景分析的数据，实现长期低碳转型目标的投资需要包括能源和电力系统、终端节能和能源替代等领域基础设施建设，同时也包括既有设施改造以及化石能源搁浅资产的成本，如果要

实现 2°C 情景，总计投资需要达到 127.24 万亿元，而实现 1.5°C 情景总投资需求则高达 174.38 万亿元。

在清华气候院常务副院长李政看来，实现减碳目标、降低对煤炭等化石能源使用量，不仅是经济问题，更是社会价值导向的体现。“要降低煤电在电力结构中的占比，实际上是一种倒逼机制。当前能源转型也面临着基础设施转变周期长、可能引发社会不公平等问题，虽然转型障碍很多，但能源转型仍是为了照顾大多数人利益，目标应十分明确。”

技术支撑不可或缺

报告认为，要实现长期深度脱碳或碳中和目标，各个领域仍需要有突破性技术支撑：除需要进一步提高对需求侧管理和能效技术、新能源和可再生能源发电及热利用技术的关注外，还需要特别关注当前虽然尚不成熟但对深度脱碳可发挥关键作用的战略性技术。报告指出，大规模储能技术、智能电网技术、分布式可再生能源网络技术、能源互联网等技术都将是减排的重要推手。

另外，报告强调，CCS 技术和地球工程技术也是实现深度脱碳的重要备选技术，在深度减排目标下，CCS 技术可用于化石能源发电和煤化工及石油化工领域，实现化石能源利用的深度脱碳，同时 BECCS 技术则能在利用生物质燃料发电的基础上，实现二氧化碳捕集和埋存，进而做到二氧化碳负排放。

李政告诉记者，针对 CCS 技术，全球多国已经做了诸多研究，这一技术不论从理论、方法还是工程技术方面都已基本成熟。“CCS 技术本身包含三个环节，二氧化碳捕捉与运输方面技术已基本成熟，目前挑战主要是降低成本。同时，地质研究也在不断推动二氧化碳埋存技术发展，所以，CCS 前景可期。预期到 2030 年，第一代 CCS 将投入产业化使用，并开始第二代 CCS 技术示范，2035 年则有望将低能耗 CCS 技术投入使用。”

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-10-19

一栋建筑的“节能密码”

把室外阳光导入大楼，每天能有效提供 10 小时照明

“我们的节能特色不仅在于‘节流’，更在于‘开源’。”大厦管理人员秦伟然告诉记者，大厦利用高技术光导管系统，将室外阳光导入大楼，为大楼提供额外光源。

走进大厦地下一层，楼层天花板上的顶灯格外别致。“其实这不是灯，是阳光。”秦伟然介绍，大厦安装了 43 套日光导光筒，利用高反射的光导管，把阳光从室外送到地下楼层。

大厦的导光筒系统由采光装置、反射导光装置和漫射照明装置组成，采光装置安装在屋顶、地面，利用高反射的光导管过滤掉阳光中大部分有害紫红外线及放射性射线，把阳光从室外导入室内。

“采光罩材料内添加防紫外线材料，能有效隔绝紫外线。同时，该材料防火性能好，透光率高。”负责安装工程的中建四局四川分公司副总经理严伟说，阳光进入导光区，在光导管中层层往下反射，最后经过透光性强、防眩光的漫射器到达相应地点。

“从早到晚，不管是阴天还是雨天，这套系统导入室内的光线都十分充足。”参与这套光导系统设计的工程师董锋介绍，数据显示，在成都的日照条件下，这套系统每天能有效照明 10 小时左右。

秦伟然说，若按传统照明，大厦负一层每年照明用电将超过 16 万千瓦时，而如今每年仅需消耗不到 5000 千瓦时的辅助照明用电。“这套光导系统投资 181 万元，在免维护的情况下至少可以用 30 年。”秦伟然表示。

安装能量反馈器，电梯也能“发电”

如何在大厦的日常运行中降低成本、节约能源？秦伟然告诉记者，大厦包括 A、B 两座，A 座塔式超高层共 40 层、高 163 米，B 座共 24 层、高 86 米。这类大型写字楼，温度控制和电梯运行的能源消耗大，而这两方面也是大厦日常运行中的节能重点。

“保温隔热方面，我们外墙采用性能良好的钢化中空夹层玻璃，能兼顾高透光、低传热，实现

冬暖夏凉，节约空调能耗。”严伟告诉记者，成都夏季平均太阳辐射强度约 400 瓦每平方米，钢化中空夹层玻璃的太阳能透过率为 0.3 左右，比目前普遍采用的单层低辐射玻璃的太阳能透过率低得多，因此，该大厦的夏季室内辐射强度仅有 120 瓦每平方米，有效降低了室内温度。

大厦的内墙同样采用节能、保温材料修建：室内非承重墙体采用新型页岩空心砖，非钢筋混凝土的电梯井道和带水房间墙体采用新型页岩多孔砖。严伟介绍，“这两种砖的隔热保温效果很明显，我们施工时采用的混凝土、砌筑砂浆也采用预拌商品混凝土和干混砂浆等新工艺，最大限度节约能耗。”

这栋拥有两处超高建筑的大厦，内部 17 部电梯昼夜运行，消耗大量电力。“如果是普通电梯，仅在 40 层高的 A 座，一部电梯一天连续运行 10 小时就要耗电 300 多千瓦时。”秦伟然告诉记者，国际科技节能大厦的电梯安装有能量反馈器，使得电梯在高速运转情况下，尤其是空载上行和满载下行时，电梯的部分势能转化为电能。这样不仅能减少电梯运行用电，而且能将多余电量应用于物业照明、空调或电梯的运行。

“这种情况下，电梯就成了一部小型发电机。”严伟告诉记者，安装了电梯能量反馈器的电梯，与传统电梯相比可节约 1/5 至 1/4 的运行电量。

开源节流，有效借助风雨节约资源

来到大厦楼顶，160 多米高处，强劲的风力吹得屋顶四角安装的风力叶片不停转动。

“大厦顶层安装的 8 台微风力发电机，年总发电量约为 1.25 万千瓦时，供大厦办公区照明使用。”秦伟然告诉记者，除了风力发电，大厦屋顶还设置有太阳能智能追踪电池板，利用太阳能为大楼提供能源。

翻开微风力发电机装修设计图纸，大厦屋顶利用风力发电的思路便一清二楚：成都主导风向为东北偏北风，年平均基本风速为 1.1 米每秒，每年第二季度风速偏大，为 1.3—1.4 米每秒，但在 150 米以上高度的楼层，风速基本上全年超过 3 米每秒。在国际科技节能大厦 A 座 160 米高处迎风面，风速能达到 3.3—4.5 米每秒，在屋顶设置垂直式风力发电机，能有效将风能转化为电能。

除了风力，雨水也被大厦有效利用，变废为宝。“我们在建筑立面设立导水槽收集雨水，经导水管道系统导入室内。”严伟告诉记者，导入室内的雨水最多能储存 200 立方米，经过处理间内设备的过滤、消毒，可以用于小区绿化、道路浇洒，并满足日常园林浇灌需要。

“成都雨水资源丰富，导入室内的处理费用也很低。”秦伟然表示，大厦内部院落的水池等景观也会进行雨水收集，经处理装置后储存在备用水箱，以供冲洗便器、清洗车辆、绿化浇灌等。

据介绍，国际科技节能大厦的类似技术，将有望在成都推广。“在现代化建筑领域进行节能创新，是低碳节能的发展方向。”成都市楼宇绿色发展专业委员会主任彭艳表示。

张文 人民日报 2020-10-29

中国电科院官亦标：电池储能并网测试评价的独立思考与探讨

9 月 24—26 日，由中国化学与物理电源行业协会联合 200 余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领域的 1621 人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在 26 日上午的“储能电站并网与调度”专场，中国电力科学研究院有限公司储能与电工新技术研究所主任官亦标分享了主题报告《电池储能并网测试评价的独立思考与探讨》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

官亦标：各位上午好，时间很紧张了，大家都很辛苦。今天跟大家分享一下并网检测方面的事情，首先感谢协会和刘秘书长的盛情邀请，我们跟协会在一些国家的顶层设计方面已经在开始有深

入的合作，包括国家级储能标准信息化平台，我们要一起做这个事。后面借助协会的平台，我们在储能的标准化、规范化方面还有一些重要的动作，请大家后面能一起关注。

这个平台给大家提供了非常好的交流机会，这几天与储能的相关方探讨储能方面的事情，包括对参与储能的一些困惑，比如说怎么在现在这种低价低质的竞争环境下生存、怎么应对一些不合理的要求，比如说系统的循环寿命怎么考核、怎么验收，有很多困惑。所以我今天主要是针对一些问题跟大家来分享，不是来砸场子的，中国电科院作为国家电网公司的直属科研单位，我们也有责任直面这些问题，引领一些痛点问题的研究或者标准的完善或者提出一些解决方案，也是为了整个行业的健康发展。说到储能方面的问题，一天一夜也讲不完，今天时间有限，也是从一个角度给大家分享一些信息，希望能够给大家带来一些参考。

首先简要说以下问题，我们现在做电池储能做出了房地产的感觉，买了一个 100 平方米的房子，实际使用的可能根本不会达到 100 平方米，70%的得房率就是一个比较平均的水平。那么对于电池储能也是，你买了 100 兆瓦的容量真的能用 100 兆瓦吗？我们就扪心自问一下，你能用到多少？为什么说实际容量达不到承诺值，这个偏差非常大，大到什么程度？最差的是整个电站根本就趴下了，长期停运，一点都出不来了，好一点的能运行的也就是 80%、60%、50%等等。

为什么实际寿命达不到承诺值？与前面说的实际容量也是相关的，你投运的时候承诺 10 年保证 80%的容量，你投运的时候已经设定在了 80%以下，事实上的寿命已经到了，还如何能达到承诺值呢？能量效率方面也是，我们说的能量效率根据并网的标准要求能达到 90%以上吗？根本达不到的。我们说安全方面，大家都知道韩国的、美国的、英国的、国内的很多很多，隐患是非常大的。所以说都会承诺我是安全的，但是我想很多业主方是睡不着觉的，最怕晚上接到电话。如果说我们把这个东西标准化、规范化做下来以后，我相信业主方可以睡得更好。实际上现在核心的标准都有了，或者说技术门槛是有了，但是没有把这个技术门槛全面的树立起来。现在我们要把这个门槛树立起来，把正常的价格体系拉起来，而不是说做无畏的低价低质的竞争，这样我们整个行业才能健康发展。

如何通过并网测试评价帮助用户解决烦恼，我今天主要从以下角度进行小小的思考。我们做并网测试评价是有依据的，是依据 2018 年发布的两个接入电网技术的标准，我们有 13 大项测试项目，包括与电池直接相关的响应时间、转换时间、包括整个系统的容量和整个系统的效率。但是如果说仅仅是孤立的对系统进行并网测试能解决前面说的问题吗？答案是否定的，不能。为什么？实际上组成系统的单体也好、模块、簇也好，只有这些核心部件的安全和质量通过了储能标准的检验，我们一层一层的梳理清楚了，才能从理论上推导出储能系统的质量与安全。但是现在还做不到这一点，它的质量安全到底怎么样根本就说不清楚。

所以说，储能最关键的是电池问题，如果不关注电池的质量和完全，再好的系统设计也发挥不出效果。所以说电池储能是非常精细的活，我们从电池生产角度可以看到精细到什么程度，微米级的毛刺控制、洁净度、干燥度控制是非常精细的，人在里面打个喷嚏都接受不了。在储能运行控制方面也是非常精细的，毫秒级的、毫伏级的，多少温度控制到多少度，是非常精细的。但是在储能的测试评价方面往往大家忽略了，我们要让整个系统能够如预期的运转起来，如果不经测试评价你心里是没有底的，你是没有依据去说我这个东西就是好的，所以储能的测试评价也必须是精细的。

那么怎么精细，大家看到这张表就会晕倒，就这么精细。如果不做到这么精细，就会继续混乱，我可以这么说。我们怎么做并网测试评价？我们现在做的事情就是有前置条件的，我不是说把你这个系统当作普通的电力电子设备去做，这是没有意义的。首先我们要核查电池的工作参数以及性能的传递，像核心部件的出厂验收报告也好、型式试验报告也好、到货抽检报告也好，必须是完备的，并且我们要去核查这些报告是否真实、有效、合理，这是非常关键的前提条件。就像我前面说的，如果很多投运的项目核心部件的型式试验报告一点都没有，就根本没法说了。另外抽检报告现在也是极度缺乏的，有些业主正在做这件事。如果说你没有抽检报告，我是没有办法去评判你装到现场

的设备的质量和安​​全到底怎么样，没有依据，无法判断。

如果说没有办法判断，我是不敢去做整个系统的并网测试的，如果说在测试过程中出现问题，这个责任算谁的？如果说你测试过程中没有出现问题，你投运以后出现问题了，你看并网测试都通过了，我还是出问题，这个责任是谁的？是电池的问题、系统的问题、还是测试的问题，说得清楚吗？如果我们不把这些精细的东西搞清楚，你最后连什么问题都不知道。所以你看除了这些报告以外，我们要仔细的核查，首先你要主动提交整个系统的电池组成方案的说明，你所有的各个层级的涉及到电池的参数设计清单包括设计的参数，我们会根据你的清单去核查参数是不是一致的。在测试过程中必须要保持不变，而且在运行过程中也不应该去变，实际上这是用户的权利，不是设备厂家的权利。

为什么要做到如此精细？从一个角度给大家解释一下这个事情。确保承诺的系统质量与安全在理论上要做到有依据，能够站得住脚，不能说我是 100 兆瓦的就是 100 兆瓦的，不能说我安全就是安全的，你的依据在哪里？电池作为电力系统元件具有特殊性和复杂性，必须固定这些前置条件，这样我们的测评结果才是有根基的。任意更改电压、温度及其衍生的保护值将会损害用户权益，要么是性能缩水，要么是安全隐患增加。

我们就以电压作为一个例子，你的电压范围是额定的，在这个范围内是要满足标准要求的。对于用户承诺也应该按照这个正常的工作值运行，这是有型式试验报告依据的。但是实际上很多时候设备厂家自己会评估风险，在运行的时候会把电压范围缩小，从寿命和安全保证角度。但是你缩小范围看似是合理的，但是你缩小以后的电压范围对应的电池额定值是多少？没有依据。如果再从这个范围推到整个系统还有 100 兆瓦吗？根本就没有任何依据。还有是为了让这个系统容量看起来稍微大一点，扩大这个范围，一扩大以后安全能保证吗？寿命还能保证吗？也是没有依据。如果说你按照中间这个区域作为额定值做实验，为什么在运行的时候又改变了呢？为什么不按照实际运行的范围做实验呢？这就是问题的关键所在，当然还有一些温度的参数也是很重要的。这是举一个例子，大家可以想想这个问题的根源在哪里。

再说一下完整系统测试的必要性，我们现在做一些完整系统的测试实际上是非常有助于解决带着隐患投运的问题，我们的完整系统测试可以反映储能电池、电池管理系统、储能变流器等核心部件以及储能系统并网投运前存在的问题风险并提出整改或优化方案，避免将隐患带入实际投运造成更大的损失。我们实际遇到过很多这种案例，实际投运之后发现各个部件存在问题，这个时候再进行整改和调整非常费劲，而且成本很高。如果在投运之前把这些问题搞清楚了，到现场就会非常顺利。完整系统测试实际上是要检验最终投运的系统是否能够按照标准的方法在标准认定以及双方技术约定的电池工作参数条件下达到承诺值，这是最关键的，我们现在包括昨天有一个新闻说某某省多少兆瓦通过并网测试，我们从来不发这种新闻，从我们的角度来说现在没有一个电站敢说能够满足承诺值，如果有的话，我们可以免费给你测试，然后把你作为一个标杆帮你宣传。

这是我们最近升级的大容量移动式储能并网试验装置，这套装置是专门针对储能系统并网测试设计的，最高容量可以达到 6MW，满足相关国家标准以及研发、调试测试需求。这个装置实际上可以解决很多问题，不仅仅是现场的并网测试，如果说你的整个系统是一个定型的产品，也可以到你的生产现场帮助你做一些测试，帮助你提前把问题发现出来并解决掉，后面你就会做得非常顺利。

我们在完整系统测试过程中发现了很多问题，我们举几个例子跟大家分享一下。比如说在测试系统容量和效率的时候，像电压、温度等参数值的设定不合理，如正常工作值、告警值、保护值之间的逻辑关系很混乱，将动力电池的那套逻辑延伸到储能应用的时候一片混乱搞不清楚，为什么很多电站在正常工作中明明设定的范围是承诺的正常范围，频繁的报警、频繁的保护，为什么要侵犯用户的权利？你既然承诺了工作范围就不应该让用户受到任何干扰。所以说，正常的工作值是用户不受干扰的工作值，你的告警和保护给我全部甩到外面去，这是一个正常的逻辑，这跟标准没有关系，这是一个逻辑关系。

电池各个层级实际运行的工作参数设定值与型式试验报告以及双方技术约定中的参数值不一致，

这个我前面也提到了。除了电压还有温度的保护值，很多系统运行是按照整个系统的最大温差保护值来进行切断的，我们去翻它的技术约定，它是保证整个系统最大温差要低于 5 摄氏度，但是我们到现场一看它实际设计的最大温差保护值却高达 15 摄氏度。大家想一想这个差距有多大，为什么不按照约定的值去做。

另外最关键的，我们就看最终的结果，你的实测容量根本就达不到承诺值。大家都知道在测试的时候有时候会自己设一些限功率运行、限流运行，我们两种方法都可以测试，完全放开让你随便测试，即使这样也达不到承诺值。如果说严格按照型式试验的标准认定值去测试，差异就更大了，效率也是达不到承诺值。所以我们说容量效率承诺的时候，千万不要盲目的回应这个事，并网点的效率能达到 90%是不现实的。例如我们在做系统转换时间测试的时候就发现转换时间很长，最后通过查找分析发现 EMS 的指令在下发的时候，多台 PCS 之间的时间间隔高达 40 毫秒。实际上默认的是不会有这么大间隔的，但是如果你不做整个系统的测试是发现不了这个问题的。

再说一下调频测试，我们把五台并行在一起的 PCS 进行测试的时候，某一段会发生失调的问题，如果一台 PCS 测试是发现不了问题的，包括电压适应性测试，整个系统测试也会发现 PCS 之间的不同步，包括电压适应性、包括频率适应性，这都是我们整系统测试发现的一些问题。

所以说，我们在后面要推的一些东西就是要针对整个电池储能做等级评价，因为国家标准是一个门槛性的问题，只是解决一个准入的问题。怎样去评判整个储能系统的真实质量安全和技术水平，我们通过这种方式去做。目前我们已经做了单体模块簇这些电池层级的评价体系，而且得到了客户和用户的认可。这个证书有了以后就一目了然你能看到产品的技术水平哪方面好，哪方面还有差距。具体的分项技术指标，所有的电池参数我们都会在证书里体现，做到这个信息完全透明公开。

下一步我们要针对其他核心部件，包括整个电池系统甚至整个电站开展等级评价工作，更直观的去呈现系统级储能的技术水平，形成电池储能全链条的闭环评价体系。我们怎么评价整个系统、整个电站的等级，我们一定要跟电池这些核心部件的质量和安全的关联起来。实际上这可以为整个行业提供全新的技术评价和对标的公共服务平台，引导储能技术升级和转型的方向和目标，促进储能行业健康可持续发展。

这是我们实验室的公众号，我们会不定期的公布一些型式试验和等级评价的信息，我们的结果会全部进行公示，近期会公布一批，有兴趣的可以关注一下。我今天的分享就到这里，谢谢大家！

中国储能网 2020-10-21

中国电科院李官军：中高压大容量储能技术研究

9月24—26日，由中国化学与物理电源行业协会联合200余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领域的1621人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在25日下午的“储能电站建设与运维”专场，中国电力科学研究院有限公司主任助理李官军分享了主题报告《中高压大容量储能技术研究》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

李官军：大家下午好！我今天主要汇报一下，我们这个项目的课题也是基于国网的一个储能项目，但我们做出来可能也有一些不同的感受。

这是我们的一些业务方向，综合能源、关键装备研发、移动式储能及方舱，运维管控及综合评价技术、总部技术服务。右边是我们这几年，大概2008年到现在，做了一些案例，第一个就是我们做了首台2兆瓦，当时设计是4500米海拔一套电网装置，还有一套是电源的装置。另外一套是移动储能这一块，现在在江苏整个地市都在全面推这个产品。下面是包括我们做了大型的抽蓄，这也是

发展比较快的,当时在 2008 年到 2011 年一直在做这个大型抽蓄电站。最后就是我们今天要介绍的,从 2016 年到现在,研发是从 2019 到 2020 年,大概一年多,我们做了一个储能项目。

今天介绍的主要有五个方面:大容量规模化储能建设背景;低压、高压储能系统拓扑方案;中高压直挂式储能设计与控制技术;中压直挂式储能示范工程;中高压直挂储能技术展望。

总体整个储能都是基于高比例的销量和能源互联网的概念,储能是一个非常核心的技术,包括新基建,都可以看得出来,包括 5G、新能源、充电桩,还有大数据,这些领域以后用电都有极大的增长,包括对整个供电系统的可靠性,还有电力质量,都会有新的挑战和发展。在这中间我相信储能在这里面是一个至关重要的技术。

另外我们为什么要做高功率,大容量,从现在不管企业还是国家出台的政策,包括现在整个储能,大家看到那么多工程,功率容量越来越大,都是一个趋势。

另外从电网各个环节来看,不仅是从发电,发电都能看到储能的身影,包括配电、用电等都有各种各样的身影。从整体来看,以后随着新能源,大量的弱稳定性电源占比逐渐增大,随着时间推移,对整个电源结构都有很大的变化。面对电网的稳定性,首先新能源大规模的接入,会给我们带来极大的挑战,因此可以看出来,我们电网对储能的需求肯定越来越大,随着储能的加入,就会对电网的运行方式,会由实时的平衡转向电量的平衡,因为储能的大量接入,电网的可控性和稳定性会更强。

首先提到高功率大容量,首先就是现在的抽蓄平台,还有就是电化学储能。这是我们在年初做的项目,这是 2010 年投入的一个大型抽蓄电站的两个项目,这两个项目我都参加了。

今天重点谈一下并联的方式和串联的方式,串联的方式原来研究当时是按照 35 千伏的标准去做的,但是后来由于示范工程,落成了 10KV,整个技术路线都探索过的。

我们现在看到的是低压并联技术。我们认为低压发展,为什么现在发展得相对多,很多技术是源自对以前光伏积累的经验,整个结构,包括扩容性、控制,包括冗余度,低压都有很多的优势。但是低压也有缺点,从储能来说,储能是一充一放,所以效率就肯定是至关重要的东西。首先储能主要有几个环节,一个是电池本身的,包括串并联关系,另外就是转换装置,还有就是线路上,包括变压器,这几块的综合损耗。另外从电网的需求来看,我们储能希望越简单越好,能又快又好地响应我的曲线,这就带来大量的并联,就存在很多环节,在应急情况下,它的功率响应一致性,并联越来越多,响应一致性差一些,我们同样做中高压的大容量,一台设备做 10 兆甚至更大,相当于我们低压能做到接近 20 台的功率效果。所以对比低压并联汇集升压技术,中压直挂式储能技术对电网调度指令整体整体响应,调度指令响应速度快、响应一致性更好;由于黑启动过程中,低压侧多机并联技术难以保证信号的同时响应,容易出现功率震荡,甚至导致黑启动失败。

最右边就是直挂式储能的特点,我们以后最安全,达到对每个电池的信息监测,包括电压、温度等信息,包括电流,我们都做到全状态的监测,是最有利于后面做运维、安全预警等技术的储备。

总体上,我们直挂式储能,一个是效率的提升,效率的提升最后是很重要的,现在大家为了零点几要经过大量的优化,才能做到一小点的提升。另外对电网质量这一块,包括响应速度,另外单机,单机容量可达数 10MW,响应一致性较好。

我们在整个项目中,针对直挂式储能,我们做了以下问题的探讨和研究,第一个就是解决整个系统的绝缘问题,既要考虑电池系统绝缘,又要考虑空间利用率,目的还是减少占地,因为地的资源,现在很多在电网侧都越用越少,地都是很宝贵的资源。第二个是能量均衡,主要的目的就是提高整个系统的容量利用率,然后减少投资,这是一个非常关键的,在低压和中高压,不同的利用率,对整个系统的资产优化配置是一个很重要的因素。另外就是站在用户角度来说,怎么样提高系统的冗余功能,也是涉及到可用率、减少故障停机概率的重要因素。再就是冗余功能,如何实现子模块快速投切及在线运维技术,提升系统可用率、减小故障停机概率。第四就是热涉及时,如何实现电池簇的排布及温度场一致性设计,延长系统电池寿命、提高投资回报率。第五是还有全景分析。

储能电池选型,针对中压直挂式储能系统参与主动支撑电网频率响应场景的要求,结合当前储

能技术发展及应用水平，中压直挂式储能系统可选择的储能装置主要有以下四种：铅炭电池、超级电容器、锂离子超级电容器、铁锂电池。

这是 10kV/2MW 直挂式储能系统总体结构，它的整体设计的架构图，每个集装箱做了 13 列，整个 10530 节电池。

这是一个消防设计。

这是冗余功率模块设计，各相配置 1 个冗余模块作为直挂式储能系统冗余技术展示，冗余技术优势：可在线投切，提升直挂式储能系统功率模块故障耐受度，无需停机检修可继续运行；展示链节设计机械摇车及行程开关，实现功率模块安全可靠的退出高压环境，易于运维。

这是针对直挂式储能当时做了一套 EMS 系统，这是 EMS 的界面。

这是测试效果，因为我们直挂式储能的评价都是强调一致，我们不仅温度差一致，所有单体电芯一致，SOC 一致，都讲究一致，越一致，不仅是寿命，包括容量利用率都是非常关键的指标，包括温差、电流、SOC，都是一致性的评价。

这是我们当时做了一个设计或实验结果，对整个风化和热能的设计，下面是实际运行结果，标准集装箱，里面一个箱里面三千多节电池，它的温差大概在不到 10 度，温差控制在 3 度，整个系统的温度差控制在 3 度左右。这是簇间 SOC 一致性控制在 3% 以内，有效保证系统容量充分利用。

这是针对电网的负重做了一个曲线，当电网的电压或者频率变化的时候，PCS 怎么做支撑的功能。

这是冗余功能的展示，冗余也是做了两种方式，也是测试了，一种方式是整个速度 10 毫秒，故障的切除和系统的再起都是 10 毫秒完成。另外一种我们也做了，大概 90 毫秒左右，不同的场所用不同的方案配置。

这是循环效率的测试，整个系统按照系统效率大概 90% 以上。

我们对高压和低压也进行了比较，从转化效率、动态响应、电能质量，整个系统大概是高了两个点。动态响应差别就很大了，右边是统计到现在主流的效率，包括动态响应，去测了一下，这块在动态响应确实高很多。我觉得后面我们做到 1 毫秒以内都没有问题。

总结一下，整个系统项目在执行了三年多，第一个我们解决了高功率的直挂式储能电站的安全性：双重消防系统、安全通道柜式隔离、电池单元全状态检测；第二个是高可靠性：冗余链节设计、具备在线维护功能；第三是高转换效率：无升压变压器直连电网、小电流运行降低系统损耗，系统效率高 1.5-2%；第四快速动态响应：等效开关频率高、电能质量高，2ms 以内全功率转换；第五，主动支撑电网：频率动态支撑、电网动态支撑；最后一个是高容量利用率：三级能量在线均衡，系统容量利用率 90%，这个和电池倍率有关；为后期继续在标准体系建设、系统安全性、一致性评估、寿命预测、成本控制、运维技术、黑启动等方面的提升工作奠定坚实基础。中压直挂式储能技术路线具有广阔的应用前景。

最后一部分简单对直挂式路线的展望，刚才说了，一个是电压的边界，刚才也提到 35 千伏，到底还能做多高，另外的应用场景，结合现在的技术发展。

首先能做到多大容量，我们现在做了一下，因为我们现在做了 5 兆瓦、10 兆瓦，单体电芯按照 280 安时去做的。

另外就是关于电压，是否还能做更高等级，在 35kV 及其以上电压等级直挂式储能不宜采用标准化集装箱集成方案。

这是我们当时在江苏做了一个 35KV，采用标准的集装箱，大概做到低压的 40% 的样子，这是很大的问题。直挂式储能系统初期建设目标是为在青海等高海拔地区，提升新能源消纳能力，示范应用拟落在格尔木白杨 35kV 变电站。

最后简单展望一下，未来电网将是交直共存、多电压等级、多能源接入的源-网-荷-储的能源互联网；第二个，储能将会集中式和分布式相结合、多类型、多时间尺度的梯次配置在电网发-输-配-用各环节，使电网对弱稳定性电源的消纳能力更加强大、网架关键节点的稳定性更加可控，源、网、

荷的互动能力和手段得到极大提升；第三，中高压直挂式储能进一步强化高动态性能、高效率、高利用率、长寿命等技术特点，加强在安全评估、运维体系、标准建设方面不断完善、突破。在电网系统应用前景十分广阔。

中国储能网 2020-10-19

从“试验”到“示范”

山西朔州，雁门关外乌金翻滚的煤海，华北大地灯火辉煌的电城。10月1日，由中国能建华北院总承包、西南院设计、安徽电建一公司和山西电建参建、西北电力试研院调试的平朔2台66万千瓦低热值发电新建项目（以下简称“平朔项目”）2号机组完成168小时试运行，标志着目前世界单机容量最大、首座66万千瓦级商业化循环流化床电厂实现年内“双投”，完成了35万千瓦超临界循环流化床机组与66万千瓦超临界煤粉炉机组技术整合优化的“试验”到“示范”，开辟了“黑色”产业“绿色”发展的新路径。

实现“煤、电、水、汽、化”一体化利用

平朔项目位于朔州市平鲁区循环经济园区，紧邻中煤平朔集团井工三矿和大型洗煤厂，属于大型坑口煤矸石综合利用发电项目，是国家第一批煤电联营重点推进项目，也是国家大气污染防治行动计划“特高压电网四交四直工程”山西晋北-江苏南京±800千伏特高压直流输电工程配套的支撑电源点之一。

项目所在的矿区每年洗选煤炭都会产生大量煤矸石、洗中煤等劣质煤，如何合理处理一直是个难题。“循环流化床锅炉燃烧技术环保性能良好、燃料适应性广、燃烧效率高、负荷调节能力强，是目前商业化程度较好的劣质煤洁净燃烧发电技术，备受世界能源行业青睐。”据西南院平朔项目设计总工程师周明清介绍，项目可使劣质煤与中煤混合后达到煤矸石电厂的发电热量，就地高效转化为发电资源，每年消纳劣质煤510万吨，发电66亿千瓦时。

作为热电联产机组，平朔项目还是平鲁区集中供热的配套热源点，可在每小时提供320吨高温高压蒸汽的同时，提供700万平方米的冬季采暖负荷，年供热量达1000万吉焦。

为实现超低能耗及超低排放，平朔项目采用了低背压小机直排空冷岛、同轴汽动给水泵、双塔双循环脱硫、炉内选择性催化还原、预留选择性非催化还原、废水处理复用等技术，实现了夏季耗水0.090立方米/吉瓦秒和厂内工业废水零排放。

“平朔项目实现了煤、电、水、汽、化的一体化整合发展，充分体现了循环经济‘减量化、再利用、资源化’的原则，也促进了煤矸石、煤泥低热质燃料循环流化床机组向大型化、高参数方向发展。”周明清表示。

融入创新设计成果与精细化设计理念

多年来，西南院坚持产学研相结合，在国内外投产大型循环流化床锅炉发电机组49台，获得专利18项、专有技术9项、软件著作权1项等科技创新成果，长期保持着世界循环流化床锅炉发电机组勘察设计容量最大、投产台数最多的引领地位。此次，为将平朔项目建成低碳环保、技术领先、精干高效、世界一流的数字化循环流化床示范电站，该公司将创新设计成果和精细化设计理念融入现场服务、成本控制、系统优化的各个环节，实现了资源的优化配置和共享。

以往建设热电联产项目，一般会设置单独的供热首站系统，而平朔项目的供热首站设备却布置于汽机房内，既可以减少管材的消耗和土地的占用，又可以避免热量的损失。“本来，超临界机组的汽机系统管道布置就繁杂且紧凑，供热首站系统也具有管道管径大、系统复杂的特点，所以这是一项非常困难的设计。”周明清表示，通过多次优化研讨和设计方案比较，设计团队终于“梦想成真”。

同时，为减少公路运煤产生的污染，平朔项目所用的燃料全部通过输煤皮带，直接运输至电厂贮煤缓冲筒仓；为解决场地紧张问题，避免电气设备暴露，采用了主厂房内500千伏气体绝缘变电站；采用的“新型石灰石粉气力运输系统”等新专利技术节约了投资约70万元、年运行费约80万元，

采用的“一种无紧急补水箱的循环流化床锅炉紧急补水系统”发明专利，相较传统紧急补水箱单独设置系统节省投资 90 万元。

挑战大容量、高参数循环流化床电厂

较之中、小型循环流化床锅炉和常规煤粉炉，平朔项目的循环流化床锅炉容量大、参数高，设备结构、系统更为复杂，安装、调试都要摸索。

一方面，分布在锅炉左右两侧的旋风分离器和外置床尺寸大、管屏长度不一、布置紧凑，焊口多为高合金钢，安装时易产生误差，另一方面，为提高二次风穿透能力，炉膛下部采用分体炉膛，产生了两个等压风室的风量调衡问题。

据安徽电建一公司平朔项目常务副经理程军介绍，项目部成立了 QC 专项小组，探索出从炉两侧吊装、安装与吊装同步推进、两侧外置床管排逐台吊装等方法，提升了施工效率和质量，降低了成本，获得 2018 年安徽省工程建设质量管理小组成果二等奖。

平朔项目还建有国内最大、最高的空冷岛，顶标高达 64.5 米，空冷柱采用定型钢模板施工工艺，施工难度大、标准要求高。“主排汽管道又大又重，但因设备到货滞后，空冷设备和结构安装均已就位，管道吊装区变得十分狭小，于是我们快速重新编排了吊装计划，最终圆满赶上进度。”安徽电建一公司平朔项目总工覃素志回忆说。

挑战越大，成果越丰富。山西电建也在平朔项目建设期间大胆创新，谋求突破。针对机组外置式锅炉换热器结构安装要求高、检修难度大的特点，一改传统施工方案，采用固定数量分部进行焊接和检测，实现了施工质量与进度的“双领跑”，一揽子解决了机组投产进度与运行隐患等问题，“循环流化床锅炉外置式换热器施工技术”也获得全国电力建设科学技术进步奖三等奖、山西省省级工法。此外，应用的“提高预埋电缆管利用率”和“提高主厂房内墙抹灰一次合格率”两项 QC 成果获全国电力建设优秀质量管理三等奖，空冷岛电缆垂直敷设法等 32 项技术创新成果和优化施工方案，累计为项目节约成本及创造效益 400 余万元。

特约通讯员 李晶 徐毓婷 洪嘉伟 尚小丽 韦帅 中国能源报 2020-10-19

从全球专利数据看电池和电力储能创新

2020 年 9 月，由欧洲专利局与国际能源署联合撰写的《电池和电池储能的创新—基于专利数据的全球分析》报告正式对外发布，为电力储能的高价值发明专利趋势提供关键见解。

能源转型的步伐越来越快，储能技术作为能源系统重要的基础设施之一，对世界清洁转型至关重要。根据国际能源署的可持续发展设想，2040 年整个能源系统需要的储能规模为 10000GWh，而目前的需求仅为 200GWh。

就现在的储能部署和性能而言，目前还没有达到设想中的水平，走上实现可持续发展的轨道。但鉴于对电动交通日益增长的需求和日益依赖可再生能源供应来减缓气候变化，在寻找以可负担的价格电力储能的方法方面正在取得相当大的技术进展。

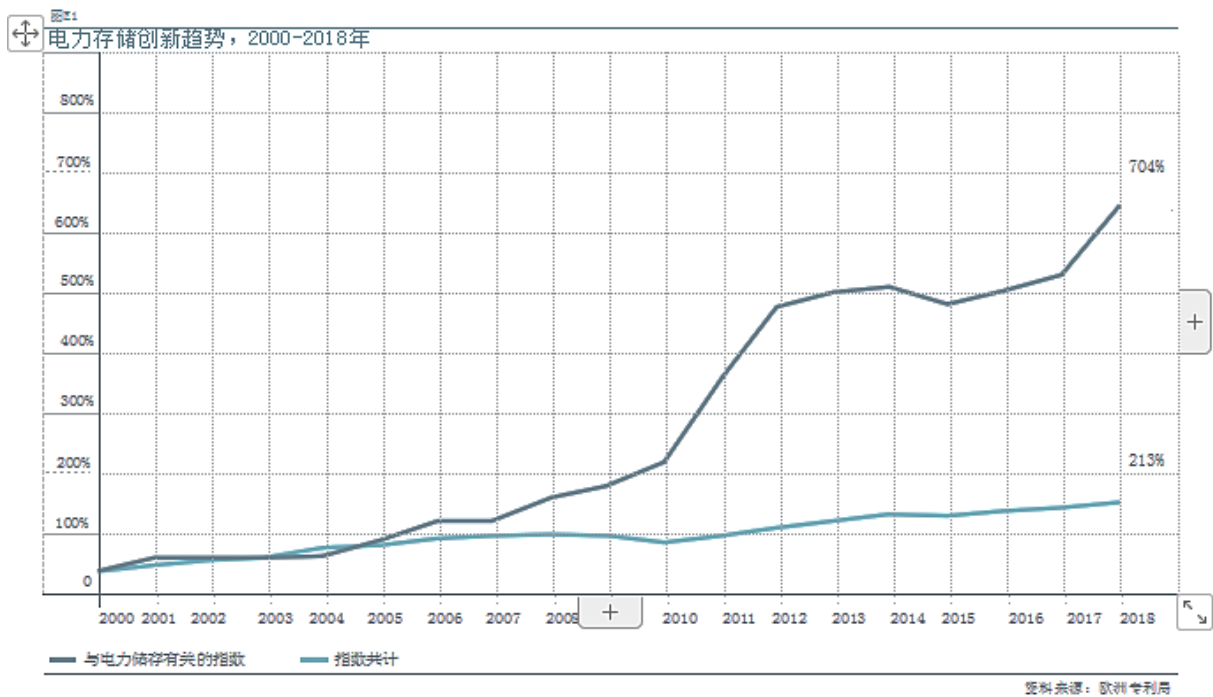
在这种情况下，专利信息被证明是一个重要的情报来源，可以预示哪些技术将在未来发挥突破性的作用。通过提供对新兴趋势的详细洞察，这些数据将帮助该领域的创新者走在技术曲线的前面。

本文摘自国际能源署的《电池和电池储能的创新—基于专利数据的全球分析》报告，编译时略有删减，供各位读者参考。

三大亮点

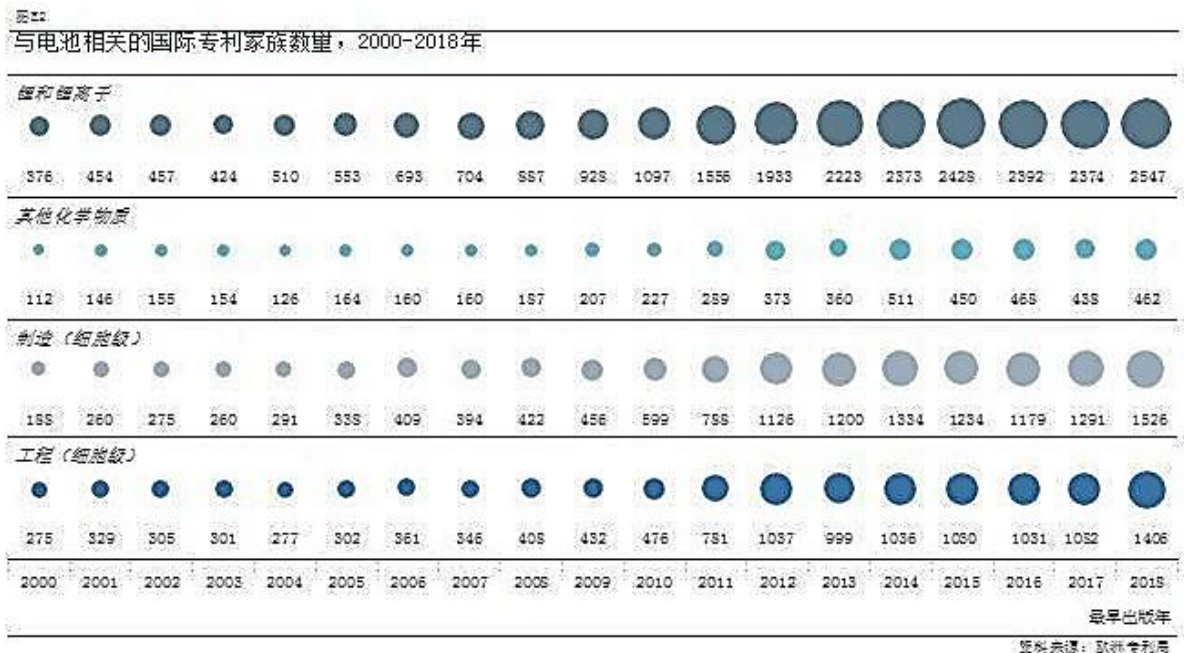
亮点一：过去十年来，电力储存方面的专利活动比一般的专利活动增长得快得多，这表明在这一领域出现了一系列创新，首先是锂离子电池，尤其是电动汽车。

报告指出，在过去十年里，全球范围内针对电池和电力储能正在进行一场疯狂的技术竞赛，该领域的专利申请在迅速飙升，年均增长率为 14%，而全球经济活动专利申请的数据为 3.5%。



电池占电力储存领域专利活动的 88%，远远超过电气(9%)、储热(5%)和机械(3%)解决方案。尽管所有这些领域在 2012 年之前都经历了快速增长，但从那时起，创新的增长只持续在电池技术上，因此突出了电池在最近的电力存储创新领域的主导地位。

自 2005 年以来，锂离子技术一直在推动电池技术的创新。锂离子电池目前是便携式电子产品和电动汽车的主导技术。2018 年，锂离子电池的创新占到与电池相关的专利活动的 45%，相比之下，基于其他化学物质的电池仅占 7.3%。大约 48%的发明与非特定化学的发明有关。



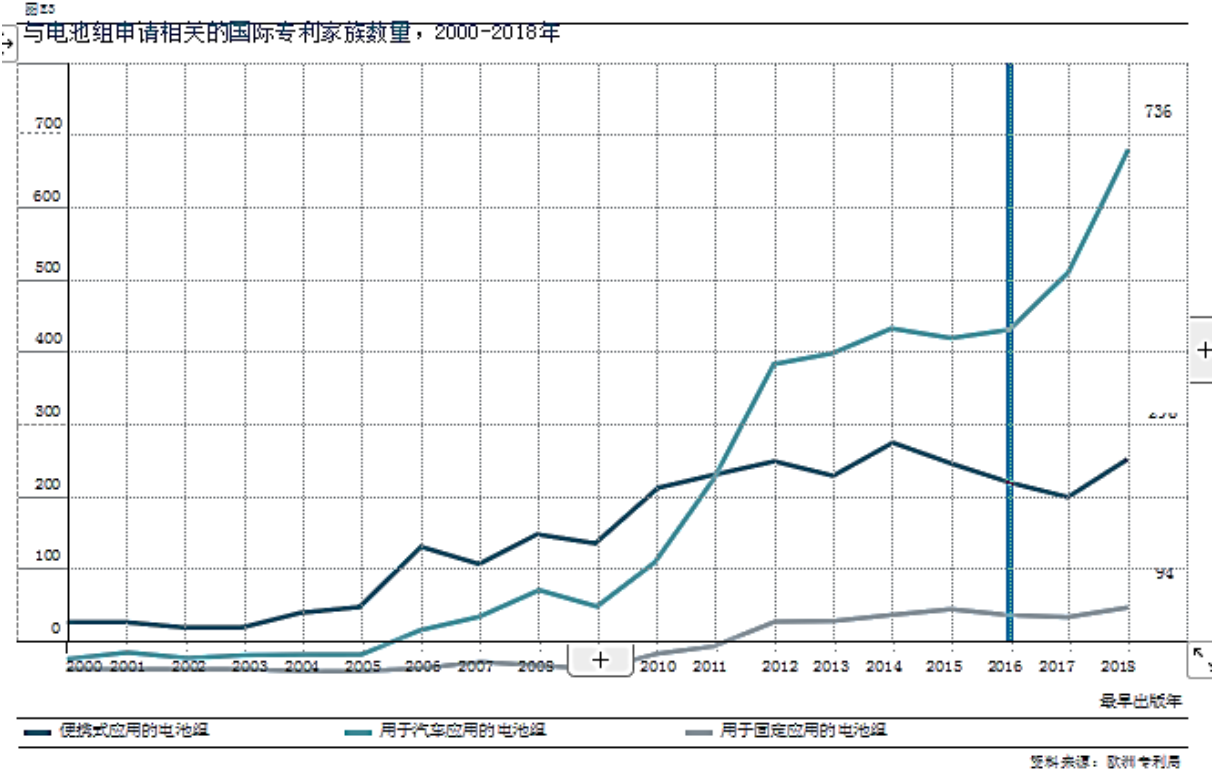
专利率的这些趋势与价格变动相吻合。自 1995 年以来，消费电子产品的锂离子电池价格下降了 90%以上。对于电动汽车，锂离子电池的价格自 2010 年以来下降了近 90%，而对于固定应用，包括电网管理，同期下降了约三分之二。这些成本的降低部分是由于新的化学成分，主要是调整电池负极的组成，以及制造业的规模经济。

然而，正如专利统计中清楚显示的那样，创新制造工艺也发挥了关键作用。在过去十年中，电

池制造和电池相关工程开发的专利活动增加了三倍。这两个领域在 2018 年与电池相关的所有专利活动中占近一半（47%），这清楚地表明了该行业的成熟和高效工业化对大规模生产的战略重要性。

电池通常被组装成电池组，这些电池组被配置为提供所需的电压、容量或电源以供最终使用。虽然不同的应用程序，如移动解决方案和智能手机，可以使用相同的单元格，但电池包有所不同。

因此，电池组的专利活动为创新者在这一领域的目标应用提供了见解。近年来，电池包的专利活动的增长速度快于电池。这表明技术的成熟程度，因为人们的注意力已从这项技术背后的基础科学转向如何优化其交付，以满足高要求的商业市场。



从 2000 年代中期到 2010 年，便携式应用程序（通常在消费电子产品中）是主要驱动因素。电动汽车的专利在 2011 年超过了消费电子产品，而便携式电子电池组设计的专利在这一次之后趋于平稳，电动汽车专利继续以更大的活力增长。

固定应用领域的创新增长更为缓慢，2010 年和 2011 年的增长仅有两年。然而，这仍然证明了锂离子技术的多功能性，并突出了这些不同应用之间的协同作用，对一个应用程序的改进可能对其他应用程序产生积极影响。

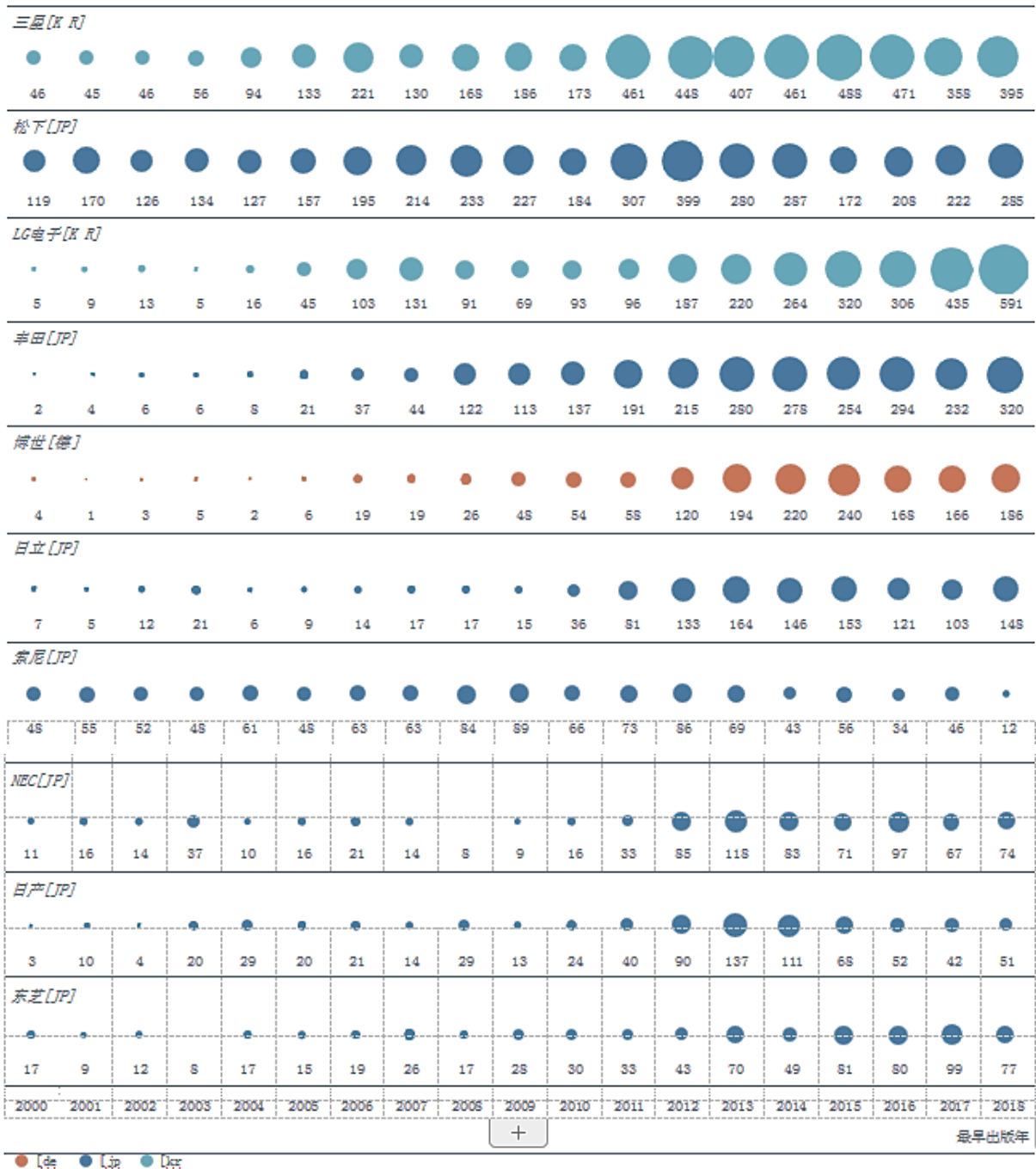
亮点二：日本和韩国正在引领全球电池技术竞赛，推动其他国家在电池价值链的特定部分发展竞争优势。

在与电池相关的 IPF 背后的十大全球申请者中，有九个位于亚洲。其中包括由松下和丰田领导的七家日本公司，以及两家韩国公司三星和 LG 电子。博世，一家德国公司，是唯一的非亚洲申请人的排名。从 2014 年到 2018 年，仅日本就拥有所有锂离子专利活动 41% 的发明者。

虽然松下(Panasonic)和索尼(Sony)等日本公司是这一领域的长期领导者，但在过去十年里，其他顶级申请者只增加了他们的创新活动，这与锂离子在车辆中的使用相关的专利活动增加相吻合。在此期间，LG 电子、丰田、日产和博世等公司迅速增加了电池领域的创新活动，重点是汽车应用。三星在汽车电池领域也占有重要地位，但其专利增长更多地集中在便携式电子产品上。

图 24

国际专利家庭数量由十大电池技术申请人组成，2000-2018年



对 IPFs 地理来源的更广泛分析证实了日本在电池技术方面的强大领导地位。日本在 2000 年代已经在世界范围内铺平了道路，但在过去十年中进一步加强了其领先地位。总部设在日本的公司和发明家在 2018 年创造了所有与电池相关的 IPF 的三分之一以上。

尽管落后于日本，但韩国、欧洲、美国和中国也为全球做出了重大贡献，这一增长在韩国最快，该国在 2010-2011 年超过了欧洲和美国，在 2018 年位居第二，仅次于日本。

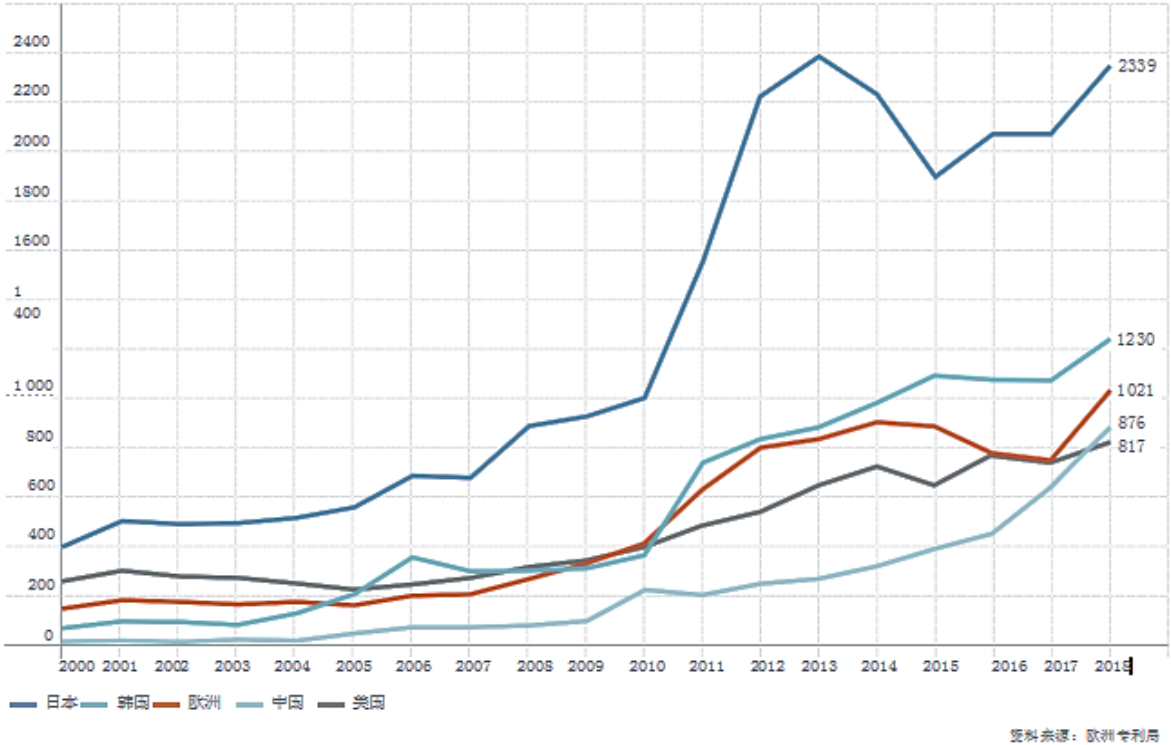
在欧洲，电力储存的创新主要由德国主导，仅德国就占源自欧洲的 IPF 的一半以上。与日本、韩国和中国不同，欧洲和美国的电池创新生态系统涉及较大比例的小公司和大学。

在过去的十年里，中国发明家对电力储能创新的显著增长负有责任。在电池领域，中国在 2018

年几乎赶上了欧洲，现在对美国做出了类似的贡献。这反映了中国近年来对电动汽车制造的贡献。2011年，中国销售了5,000辆电动汽车，占全球电动汽车市场的11%。2019年，中国汽车销量为110万辆，占全球市场的50%。

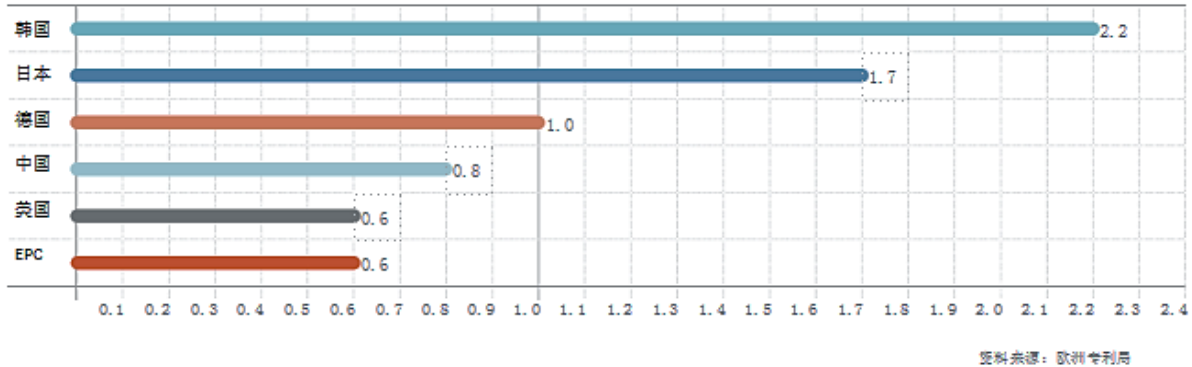
相比之下，日本在电池技术上的领先地位并没有转化为一个巨大的国内电动汽车市场，到2019年，日本仅占全球市场的2%，尽管一些非插电式混合动力汽车(如丰田普锐斯)提供了锂离子电池。韩国拥有类似的电动汽车市场，但在固定电池领域处于领先地位。固定电池可用于电网服务，并可用于建筑物的表后应用。

图 25 电池技术国际专利家族的地理起源，2000-2018年



对于2014-2018年，这一指标揭示了在电池技术创新竞赛中领先的区域之间的鲜明对比。韩国和日本在这一领域有着非常强大的专业化，而美国、中国和欧洲国家则不那么专业化。

图 26 与电池技术相关的全球创新中心的技术优势，2014-2018年



注：EPC国家是指欧洲专利公约的38个缔约国。德国因其对电池技术创新的重大贡献而单独报告。

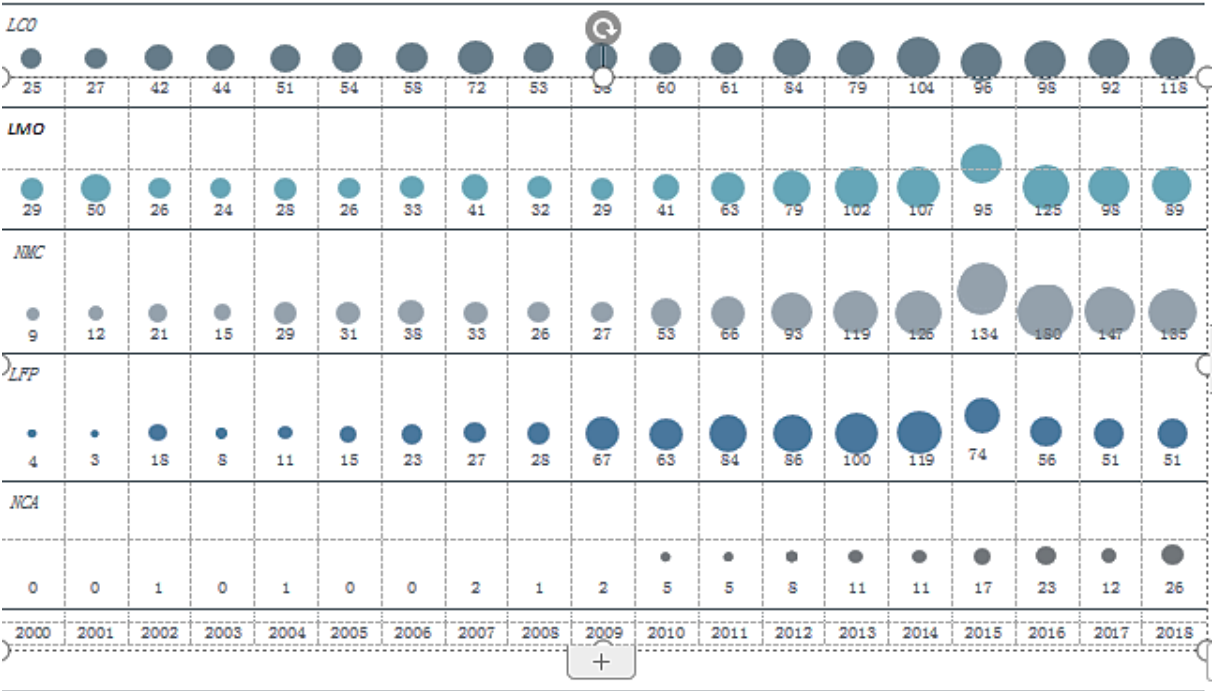
亮点三：NMC 负极化学自电动汽车推出以来，在锂离子电池方面取得了最具创新性的突破，但

潜在的破坏性竞争对手正在大公司之外出现，并且具有更多的区域差异。

在专利活动方面，锂离子目前是领先的电池技术，占 2010-2018 年所有电池相关 IPF 的 38%。与锂离子技术相关的高水平的发明活性，一方面是由于不同电池应用的性能标准不同，另一方面是由于目前缺乏对每个应用的主导电池设计。例如，智能手机、电动工具、电动汽车和实用规模的固定电池都有不同的要求能量和功率密度、耐久性、材料成本、灵敏度和稳定性的公差。虽然其中一些特点可以通过制造和工程方面的创新来改善，但创新主要通过电池负极、正极和电解质的改变，这些是电池中储存和传导电能的主要元素。

发明竞争主要集中在锂离子电池负极上，因为它们是决定能量密度和降低成本的限制因素。能量密度——每单位电池容量可储存的能量——对于便携式设备来说非常重要，例如，为了确保智能手机仍然只需要每天充电一次，尽管其应用的能源需求不断增加。然而，对于电动汽车来说，能量密度更为重要，它必须与内燃机汽车的性能和成本 PK。

锂离子负极材料中 IPFs 的数量，2000-2018 年



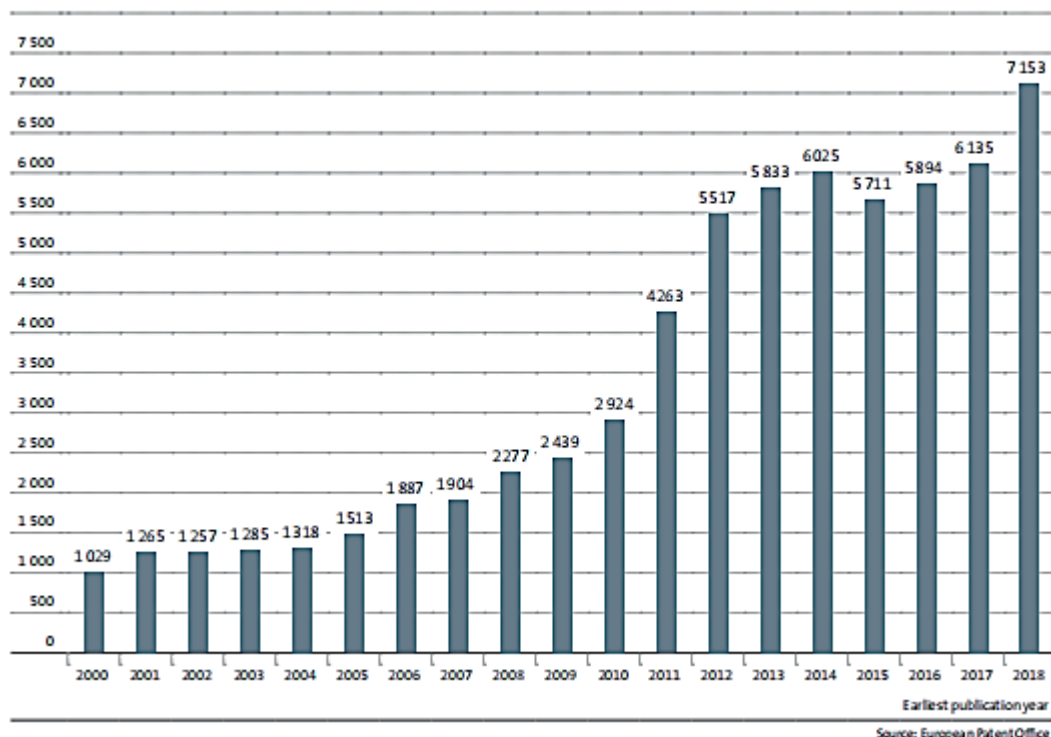
资料来源：欧洲专利局

10 多年前推出的第一款系列生产电动汽车使用了与控制消费电子领域相同的负极：锂钴氧化物 (LCO) 和锂锰氧化物 (LMO)。从那以后，焦点转移到其他化学物质，包括 NMC，磷酸铁锂 (LFP) 和最近的锂镍钴铝氧化物 (NCA)，由于技术挑战从最大限度地提高能量密度和稳定性转向提高比能量（单位质量能量）、耐久性、功率输出、充放电速度和可回收性。这一趋势可以从专利数据中看出，LCO 专利活动在 2005 年是 NMC 的两倍，但在 2011 年被 NMC 所取代，NMC 专利活动在 2009 年至 2018 年上升了 400。通过比较，同期 LCO 专利增长了 200%。今天，NMC 通常被认为在短期内具有最佳的电动汽车潜力，研究人员正在继续研究如何降低钴的比例，这在很大程度上决定了总体成本和可持续性。

电力储能的主要专利趋势

2000 年至 2018 年间，全球专利局申请了 65000 多份电力存储领域的 IPF。IPF 的年度数量几乎呈指数级增长，从 2000 年的 1000 个增加到 2013 年的 5800 多个。2005 年以后的年增长率为 14%，在所有技术领域，这一增长明显超过了 IPF 的年均增长率（3.5%）。

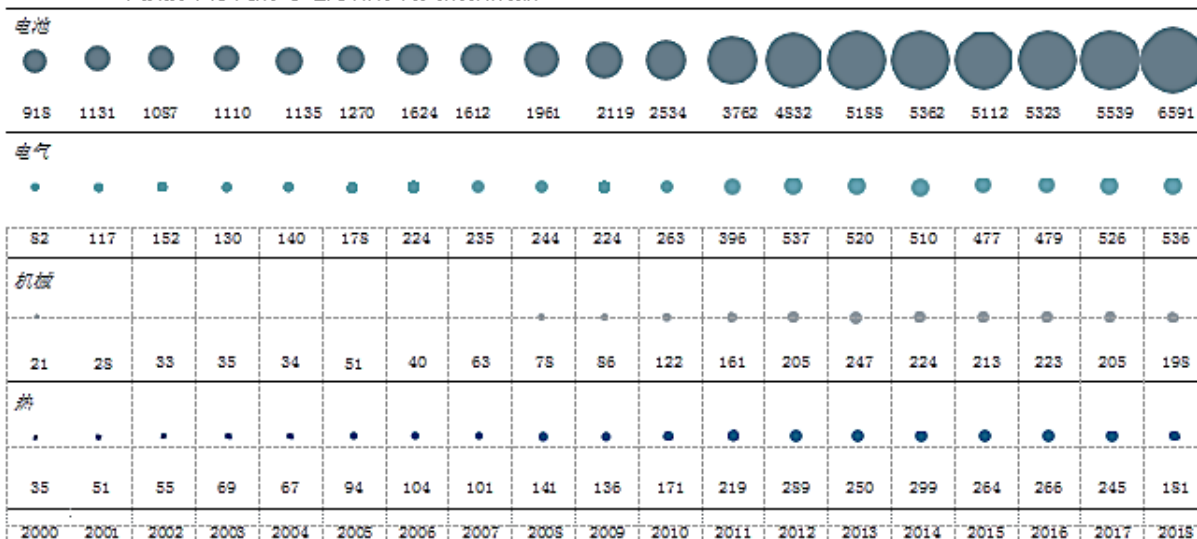
Figure 41
Number of IPFs related to electricity storage, 2000-2018



然而，增长率并不是一成不变的。电力存储中的 IPF 数量在 2012 年之前呈指数级增长，随后几年趋于稳定。2018 年可以观察到进一步的增长动力，增长 16.6%。总体而言，2000 年至 2018 年，与电力储存相关的 IPF 数量年增长了 7 倍，而同期所有部门的每年 IPF 数量仅翻了一番。

电能存储的创新在很大程度上由电化学技术即电池的进步所主导，在 2000 年至 2018 年期间，与电能存储相关的十分之九的 IPFS 都是电池。第二重要的类别，电气储能，在同一时期占所有电力储存 IPF 数量的另外 9%。这一类包括超导储能和超级电容器，它们的能量密度有限，但功率密度和效率比电池高，被用于电动汽车或电网管理的快速充放电应用。

2000-2018年按技术分列的与电力储存有关的指规数



资料来源：欧洲专利局

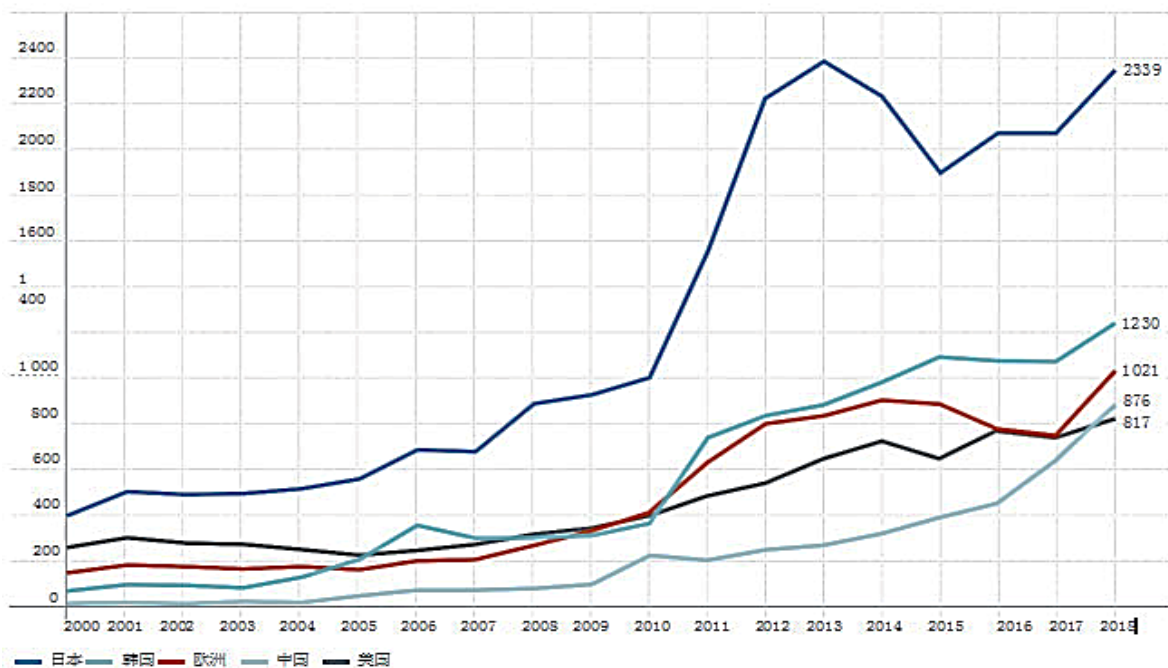
剩下的两类蓄电技术—热力蓄电和机械蓄电技术—分别只占与蓄电有关的所有 IPFS 的 5%和

3%。机械能存储结合了几种存储原理，如抽水蓄能，压缩空气，飞轮储能和蓄冷。机械存储和储热的主要原理众所周知，相对于电池和电存储解决方案，相应领域的技术相对成熟。因此，这些领域的技术进展主要是渐进式革新，这可以解释文件所记录的 IPF 数量相对较少的原因。

尽管大家的基础不同，所有领域都经历了每年 ipf 数量的强劲增长，从 2000 年到 2012 年左右，电池增长了 400%，机械储能增长了 1000%。然而，从那时起，除了电池以外的所有领域都停滞不前，甚至出现了下降，因此失去了相对的份额。只有电池储能技术领域在 2018 年再创新高，进一步巩固了其在储能创新领域的领先地位。

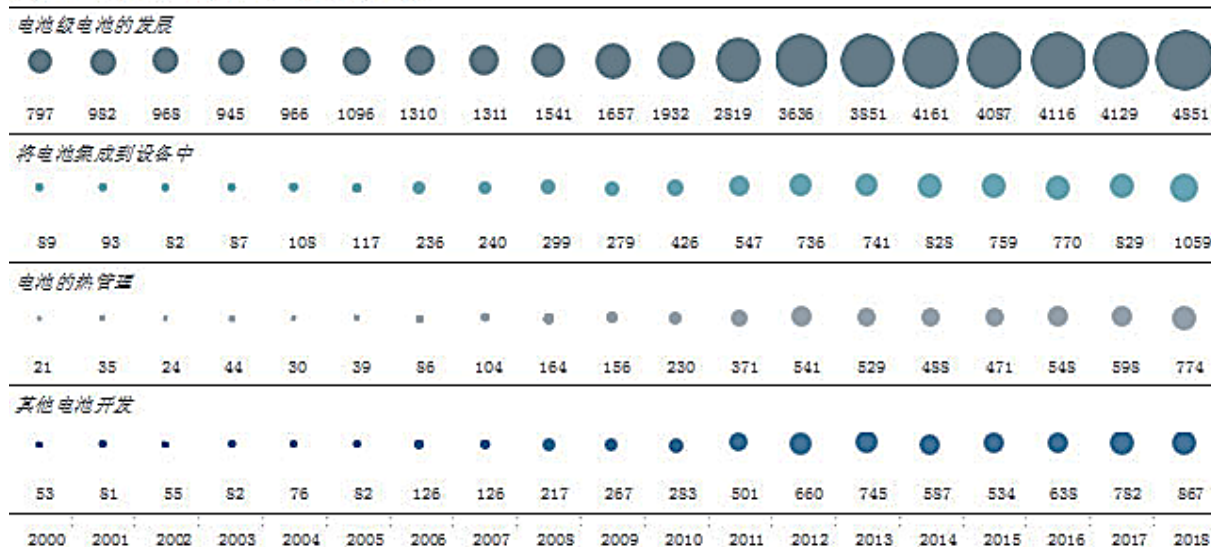
图 25

电池技术国际专利家族的地理起源，2000-2018年



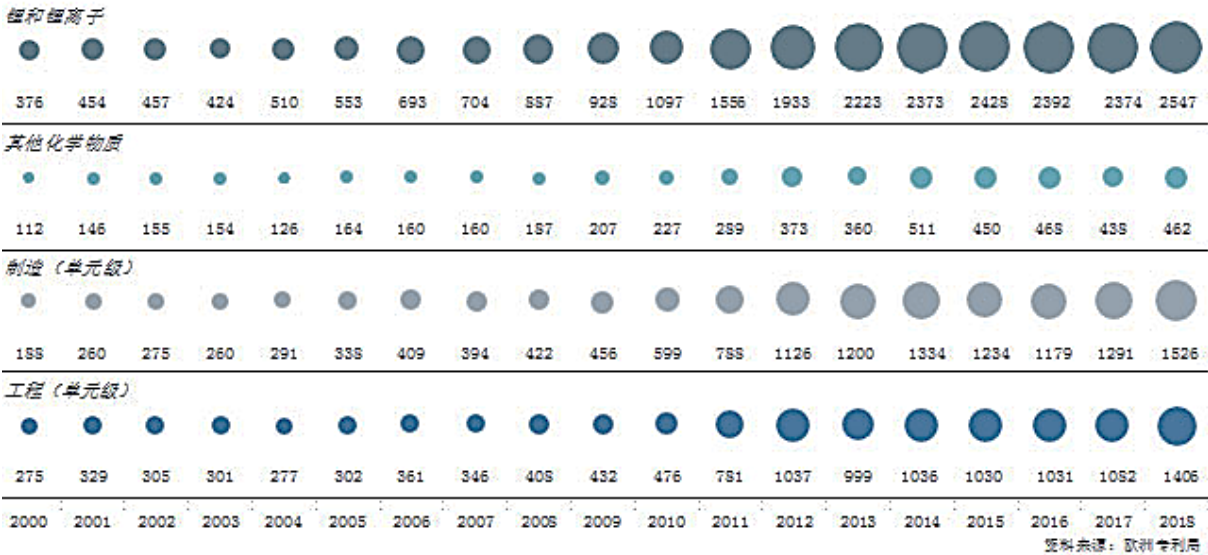
在电池技术领域，自 2000 年以来的技术发展主要得益于电池单元层面的创新。2014 年至 2017 年间，与电池相关的 IPF 数量停滞在每年约 4100 个，2018 年与电池相关的 IPF 数量增加到 4851 (+17.5%)，几乎占当年所有电池相关发展的四分之三。其他显著的发展包括自 2000 年以来在电池热管理和电池与设备集成方面取得的技术进步，这两项技术都是促进电池在新工业中使用的关键应用程序。

与电池技术有关的指规数，2000-2018年



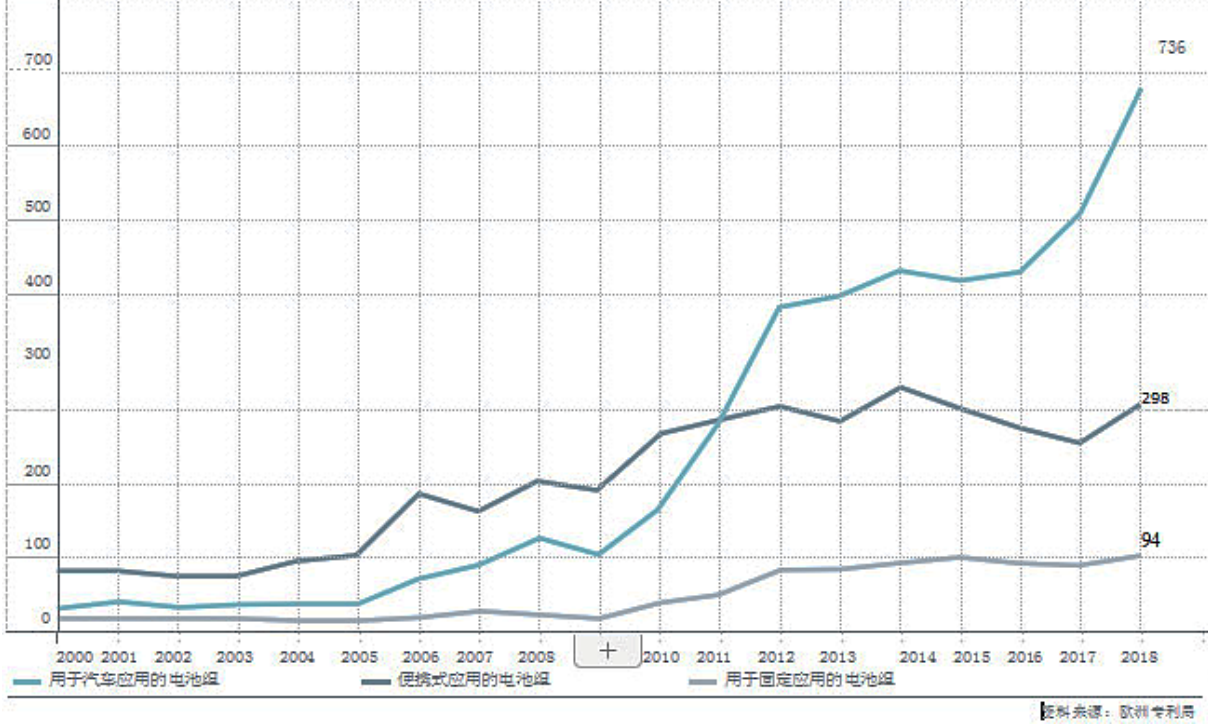
对与电池单元相关的 IPF 子集进行更深入的分析,可以提供更多信息,并揭示行业的关键动态。对于大多数关键的电池化学产品,包括铅酸、液流和镍电池,专利申请活动一直在上升。然而,自 2005 年以来,正是锂离子技术推动了电池技术的创新。锂离子是目前便携式电子产品和电动汽车的主导技术。2018 年,该领域的创新活动占电池专利活动的 45%,而基于其他化学物质的电池专利活动仅占 7.3%。剩下的 48%与非特定化学的发明有关。

与电池有关的指规数, 2000-2018年



数据表明,汽车行业落后于电池组相关发明活动的增长,特别是在 2009 年之后。2011 年,这一领域的发明活动超过了将电池集成到便携式应用的相关领域,而在这之前,便携式应用一直是领先的应用领域。2017-2018 年,与电动汽车相关的创新活动恢复增长,共记录了 736 个 IPF。固定应用方面的发展一直是三个应用领域中最小的,但在很大程度上停滞不前。

与电池组应用有关的指规数, 2000-2018年



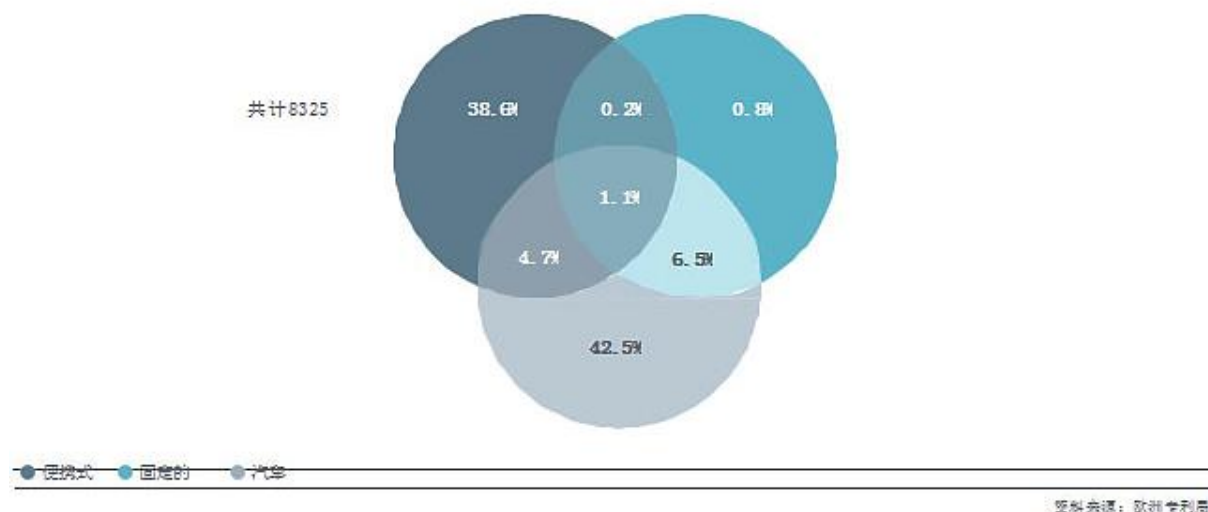
当便携式应用的锂离子技术的改进帮助电动车应用的电池价格和性能,随着电动汽车应用的工

业化，这种溢出效应现在可以在汽车应用和固定应用之间看到。

22%与汽车用电池组相关的 IPF 也可用于其他两个应用领域。虽然汽车和便携式应用之间的溢出相对较小，但在汽车和固定应用之间的溢出效应尤其强烈，与固定应用的电池组相关的近 90%的 IPF 也与汽车应用相关。

关于溢出效应的进一步研究可以利用引文数据来确定创新者在多大程度上建立在其他技术领域“巨人的肩膀上”。这具有政策含义，因为规避风险的政策制定者可能会选择用各种各样的应用来激励这些技术的发展。

电池组应用区域之间的重叠，2000-2018年



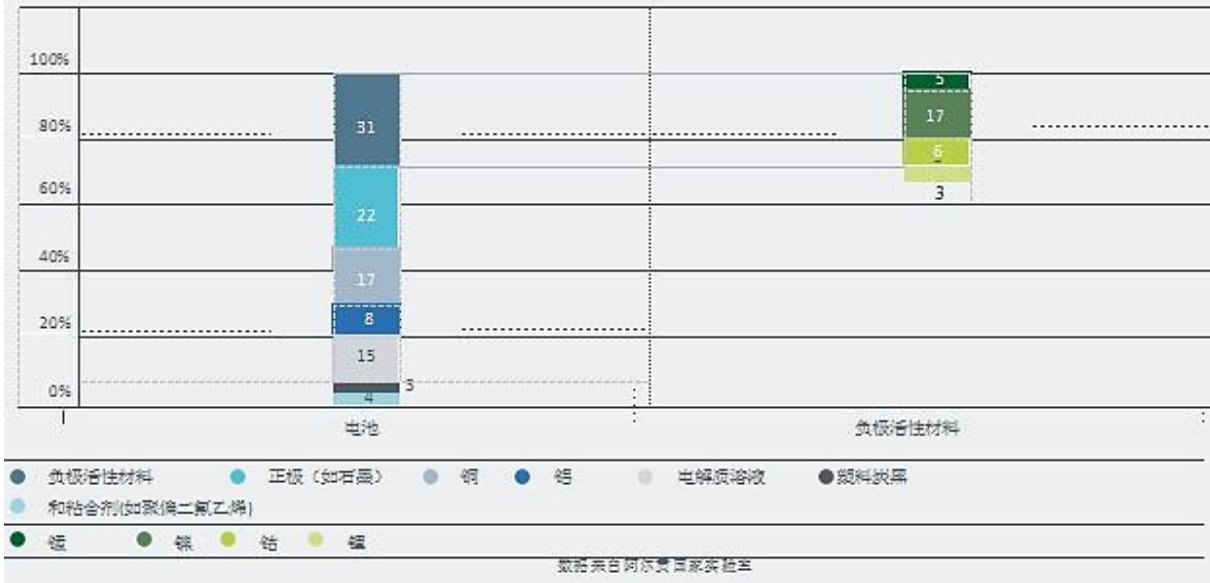
锂离子电池的设计和负极类型有很多种，材料成分不同，同一种负极类型的制造商的成分也可能不同。与对材料本身的主要需求一样，回收锂离子材料和组件的吸引力将取决于化学成分的组合，以及锂空气电池或固态电池等根本不同技术的出现。

锂离子电池也是一种相对紧凑、复杂的设备，其构造不可拆卸，而且通常不可回收。与其他电池不同的是，更大的电池组（如为电动车供电的电池组）可以包含数千个电池，以及传感器、安全装置、热管理和其他控制电池运行的电路，所有这些都进一步增加了复杂性。例如，铅酸电池很容易拆卸。铅约占电池重量的三分之二，易于分离和提取。在目前的系统中，几乎 100%的铅被回收利用。

目前有两种主流的回收策略。火法冶金（熔炼）设备使用高温工艺回收铜、镍和钴。有机化合物、塑料以及锂和铝是不可回收的。湿法冶金也被称为化学浸出法，其资金和能源消耗较少，能够回收锂，但在浸出过程中可依赖大量对环境有害的化学物质。

不使用浸出剂的直接回收方法不仅有助于提高回收利用率，而且有可能通过更快的途径将电池重新用于其他用途。这些方法各不相同，但通常依靠物理分离电池组件，例如通过粉碎电池和根据密度回收材料。从锂离子电池中分选、拆卸和回收贵重材料的自动化和机器人程序也有望提高效率。

锂离子电池和负极组件的重量分布，例如NMC622正极材料



目前使用火法冶金法和湿法冶金法的回收设施，与使用初级原材料制造的电池相比，可能会增加电动汽车电池的温室气体足迹(约为 10%)。为了减少回收过程中的温室气体足迹，还需要采取提高能源效率的措施、使用较少能源的回收过程，以及对需要回收利用或可直接重新利用的电池部件进行适当的分类和分离。

电池梯次利用是可持续发展的一个基本策略。尤其可以受益于不再适合汽车应用的电池的延长寿命，但这并不会妨碍电池在静止环境中发挥作用。

梯次电池的可用性和系统成本的进一步降低将进一步提高电池存储的竞争力。在充分利用二次使用的技术潜力的情况下，成本的降低将使电池在 2040 年比现在便宜 70%，并在 2040 年部署约 540GW 的电池存储。

然而，到目前为止，为电池再利用创造价值链的经验是稀缺的。新电池制造继续享受着强大的规模经济效益和整体效率的提高，这不利于对现有电池进行重新利用，而且价值链在技术上是复杂的。尽管如此，一个由原始设备制造商、电力公司和第三方组成的行业正在兴起，其中还包括一些规模较小的新兴公司。与电池回收相关的专利行为水平相对较低，2000 年至 2018 年期间总共只有 436 个 IPFs。

这一趋势与电池技术的发展密切相关。21 世纪初，IPFs 的数量大约为 10 个，到 2012 年增加到 40 多个，并在 2018 年之前一直保持在这个水平。

随着锂离子电池的数量持续增长，材料价格可能会上涨，变得更加不稳定，进一步提高环境性能的压力可能会成为现实。这可以使通过回收利用回收的材料更具竞争力，并挖掘技术上可回收的潜力，从而减少对原材料的需求、温室气体排放以及采矿和加工材料的影响。



各大电池企业的专利分析

顶级申请者在电池技术不同子领域的各自份额。三星、松下和 LG 电子几乎在所有领域都名列前茅。三星在单元级创新方面处于领先地位，占该领域所有 IPF 的 9.1%，在单元级制造中占 8.7%，在单元级工程中占 11.9。它在电池集成创新方面也非常活跃（8.7%），与其他化学物质相比，它在锂技术方面表现出很强的专业化。与三星一样，LG 电子主要专注于锂离子化学，在电池制造方面相对专业化（7.4%），并将其集成到电池组(7.2%)等设备中。松下有一个更多样化和平衡的投资组合，在锂离子和其他化学物质方面都有相对较强的地位（在这两种情况下均占指规数的 7.1）。

其他公司有更专门的专利组合。例如，博世的优势不是在电池层面的发展，而是在热管理和集成相关技术（电池组）方面。丰田在这些领域拥有类似的职位，但在电池制造方面也拥有强大的专利组合。日本公司 GS Yuasa 和 Sumitomo Electric Industries 都倾向于专门从事锂离子的替代化学产品。富士康，一家台湾公司，在电池电池电池领域没有很强的影响力，但在最终应用的电池组集成领域显示出强大的技术专长。

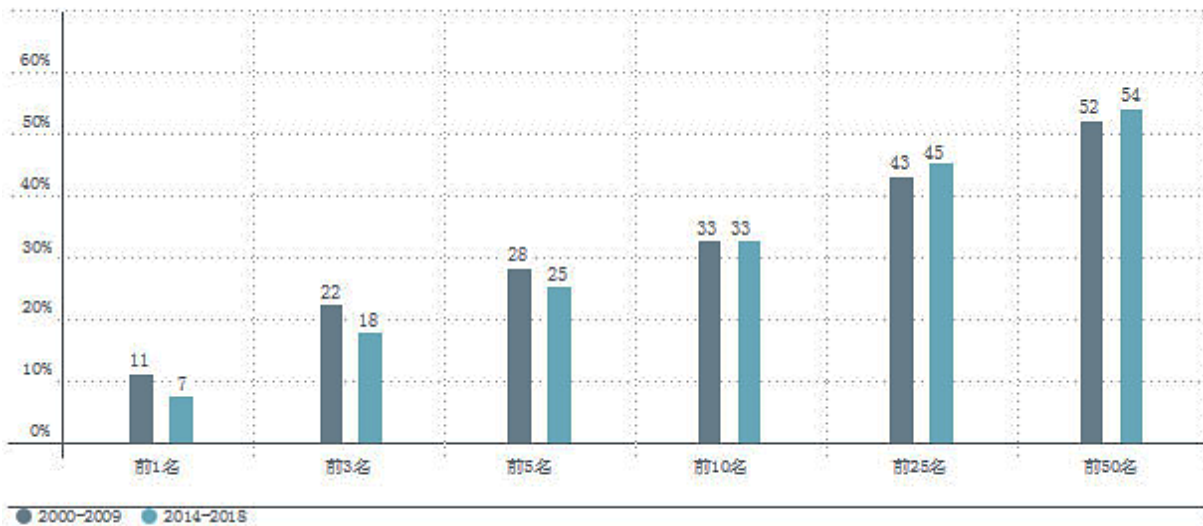
电池技术领域专业知识的多样性为不同公司之间、公司与大学之间、公司与公共研究机构之间的研发合作提供了机会。利用专利申请中包含的信息，有可能与共同申请者（包括外国公司）确定几个 IPF 的例子。例如，博世和三星共同提交了 600 多个 ipf 的申请。2008 年，SB-D 和 LiMotive 两个公司在开发混合动力汽车和混合动力汽车方面也有合作关系。例如，韩国汽车制造商起亚（KIA）和现代（Hyundai），日本松下（Panasonic）和丰田（Toyota），以及 GS Yuasa 和本田（Honda）之间都有合作关系。

电池技术前15名申请人的技术简介，2010-2018年

	与电池有关的IPF				与电芯有关的IPF			
	单元级层面的发展	热管理	集成应用	其他电池开发	锂和锂离子	其他化学物质	工程	制造
三星 [KR]	9.1%	5.9%	8.7%	5.1%	8.9%	2.9%	11.9%	8.7%
松下 [JP]	7.0%	6.1%	6.2%	8.0%	7.1%	7.1%	6.6%	7.5%
LG电子 [KR]	5.6%	6.9%	7.2%	3.0%	6.8%	1.0%	4.1%	7.4%
丰田 [JP]	4.3%	5.7%	3.7%	4.9%	4.7%	3.7%	3.1%	6.1%
博世 [德]	2.3%	5.2%	4.7%	3.9%	2.6%	0.9%	2.4%	2.0%
日立 [JP]	2.1%	1.7%	1.3%	3.1%	2.3%	1.6%	1.7%	1.8%
索尼 [JP]	2.0%	0.6%	1.7%	1.9%	2.8%	0.9%	1.1%	2.2%
NEC [JP]	1.4%	0.4%	0.9%	1.8%	2.0%	0.2%	0.8%	1.9%
日产 [JP]	1.4%	1.5%	1.4%	1.1%	1.7%	0.3%	1.0%	2.1%
东芝 [JP]	1.3%	1.0%	1.7%	1.7%	1.7%	0.3%	0.9%	0.9%
GS Yuasa [JP]	1.4%	1.0%	1.1%	1.0%	1.0%	2.7%	1.5%	1.3%
通用汽车 [我们]	0.7%	2.8%	1.0%	1.7%	0.9%	0.5%	0.4%	0.9%
住友艾尔，印度， [jp]	0.9%	0.8%	1.5%	1.1%	0.4%	3.0%	1.3%	0.6%
福特 [英国]	0.3%	3.8%	2.3%	1.2%	0.2%	0.1%	0.7%	0.2%
富士康 [TW]	0.3%	0.1%	3.2%	0.8%	0.3%	0.1%	0.2%	0.3%

值得注意的是，公司与大学或公共研究机构之间的合作努力。例如，富士康和清华大学在中国的合作申请，或丰田和日本国立先进工业科学技术研究所的联合申请，都证明了公共研究机构和企业之间的合作。在许多国家，鼓励公私合作的政策激励措施已经到位，值得进一步研究这种合作的好处。

电池技术申请人集中的趋势



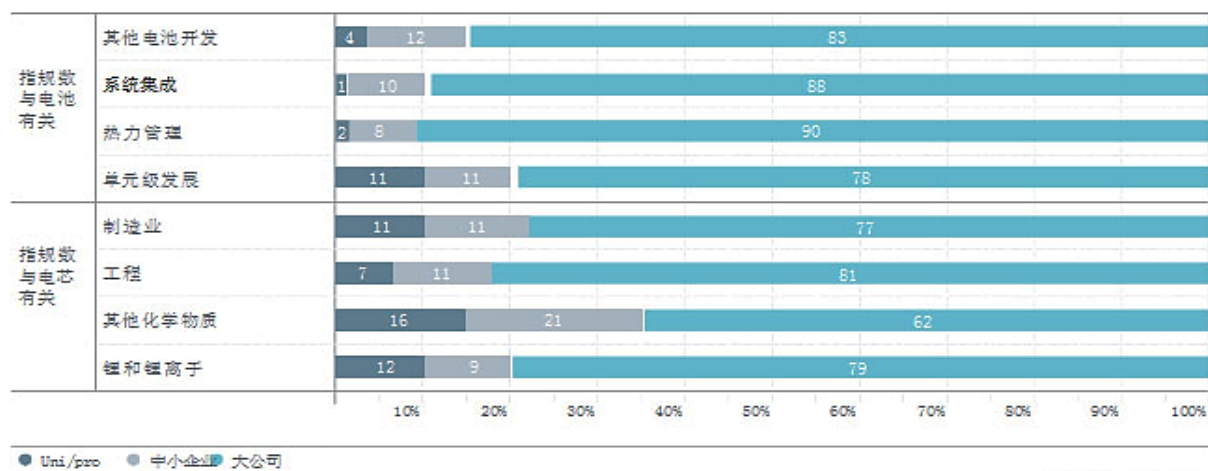
资料来源：欧洲专利局

自2000年以来，排名前25位的申请者在所有与电池相关的ipf中所占比例略低于一半(47%)。这一比例在过去五年中略有上升，而前十名申请者的累计份额也在类似程度上下降。这种创新活动集中度略有下降的趋势是老牌企业和新企业之间相互作用的直接结果：老牌创新者仍保持其重要地位，但在过去十年中，新兴企业（如LG电子、丰田和博世）的创新迅速增加改进电动汽车的电池。这也表明，电池市场仍在增长，行业尚未达到成熟时通常可以观察到的集中化趋势。

尽管有逐渐的多元化趋势，电池技术的创新仍然主要集中在有限的几家非常大的公司中，在2000年至2018年期间，这些公司在与电池相关的所有IPF中占据了约80%的稳定份额（图5.4）。剩下的份额几乎平均分配给中小企业、大学和公共研究机构。2000-2018年，CEA共有358个IPF，占大学

和公共研究机构提交的 IPF 的大多数，其次是四个亚洲研究机构，即清华大学（141 个 IPF）、工业技术研究院（Chinese Tapei, 125 个 IPF），韩国科学技术研究所（102 个 IPF）和日本国立研究所（93 IPF）。

电池技术申请人简介，2000-2018年



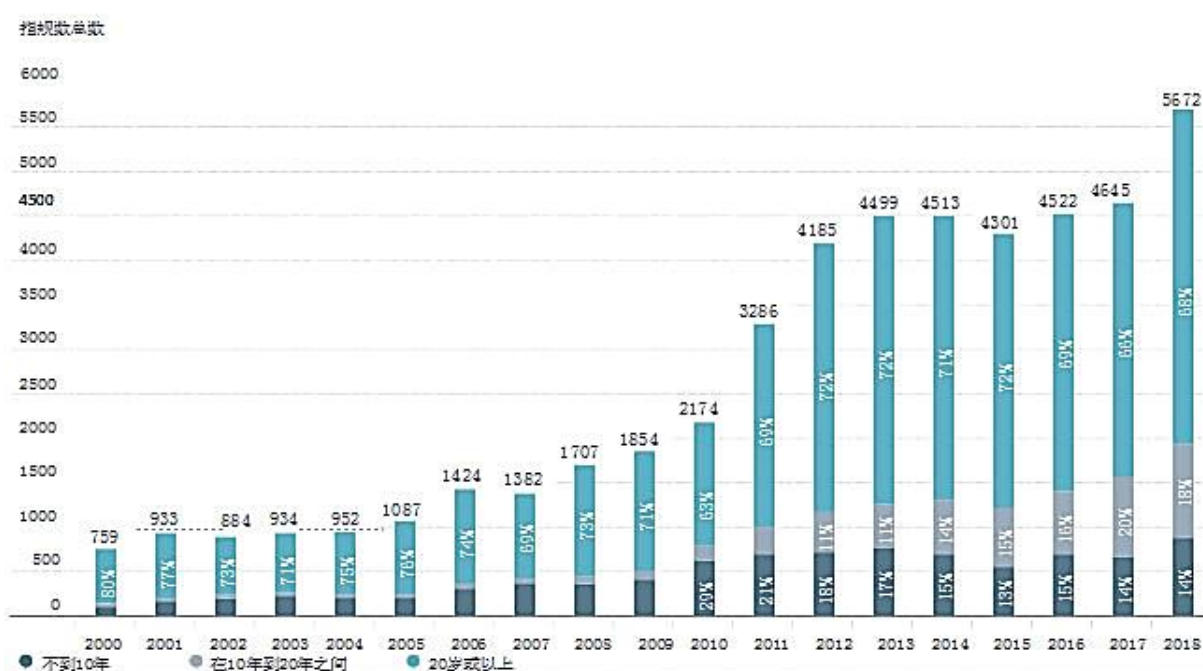
资料来源：欧洲专利局

申请人的简介在电池技术的各个子领域之间也有很大差异。中小企业和大学在与电池应用更密切相关的领域的比例要低得多，例如集成和热管理。相反，它们的贡献在源头创新方面更高，特别是在锂离子的替代化学物质方面。在这一领域，大学占知识产权框架的 21%，中小企业占 16%。

在公司中，2000-2018 年，70%的知识产权属于 IPF 发布之日 20 年以上的实体所有，这意味着，多达 30%的知识产权由 20 岁以下的公司备案，其中大部分在发布之日实际上不到 10 年。虽然过去十年，老公司持有的知识产权份额保持相对稳定，但 10 岁至 20 岁之间的公司份额几乎翻了一番，2018 年上升至 18%，非常年轻公司（不到 10 岁）的份额也有所下降。

考虑到公司动态（进入和退出）与突破性技术的产生之间的联系，这是一个值得进一步关注的领域。因此，进一步的工作可以更详细地探讨这些联系，以及专利在多大程度上根据组织特征（如申请人年龄和类型）而不同（例如，公司与大学/公共研究机构）。

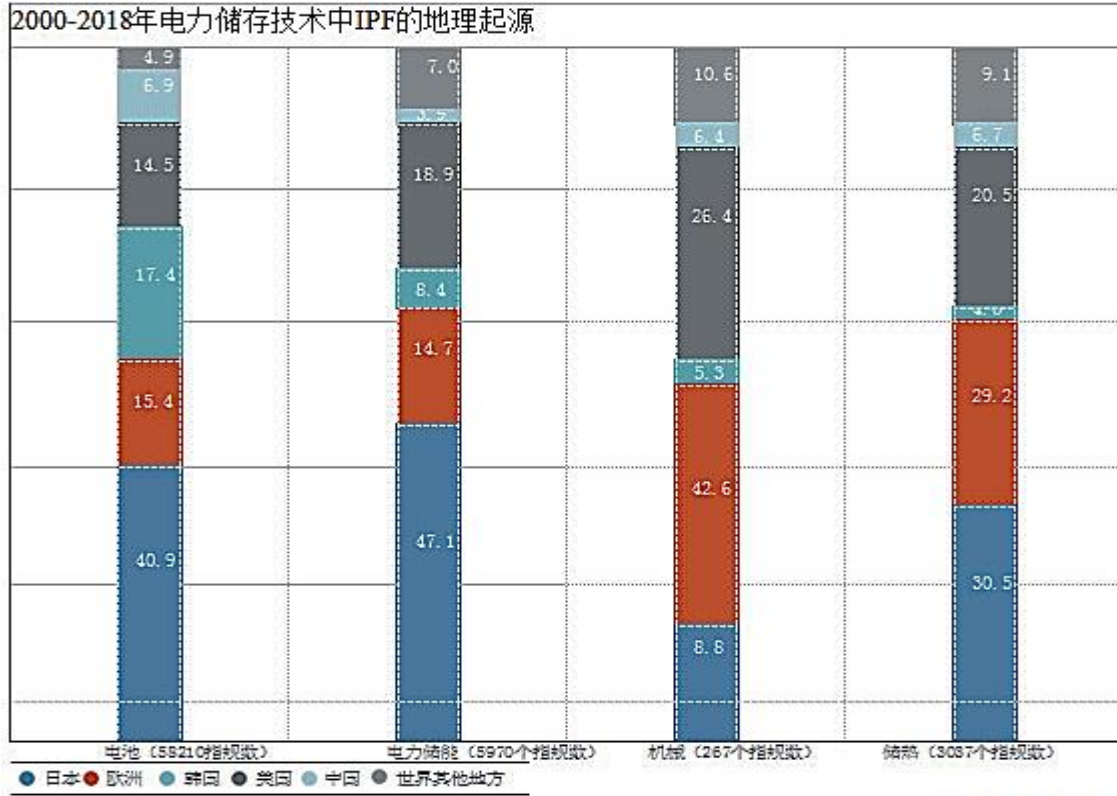
电池技术公司申请人的年龄分布，2000-2018年



资料来源：欧洲专利局

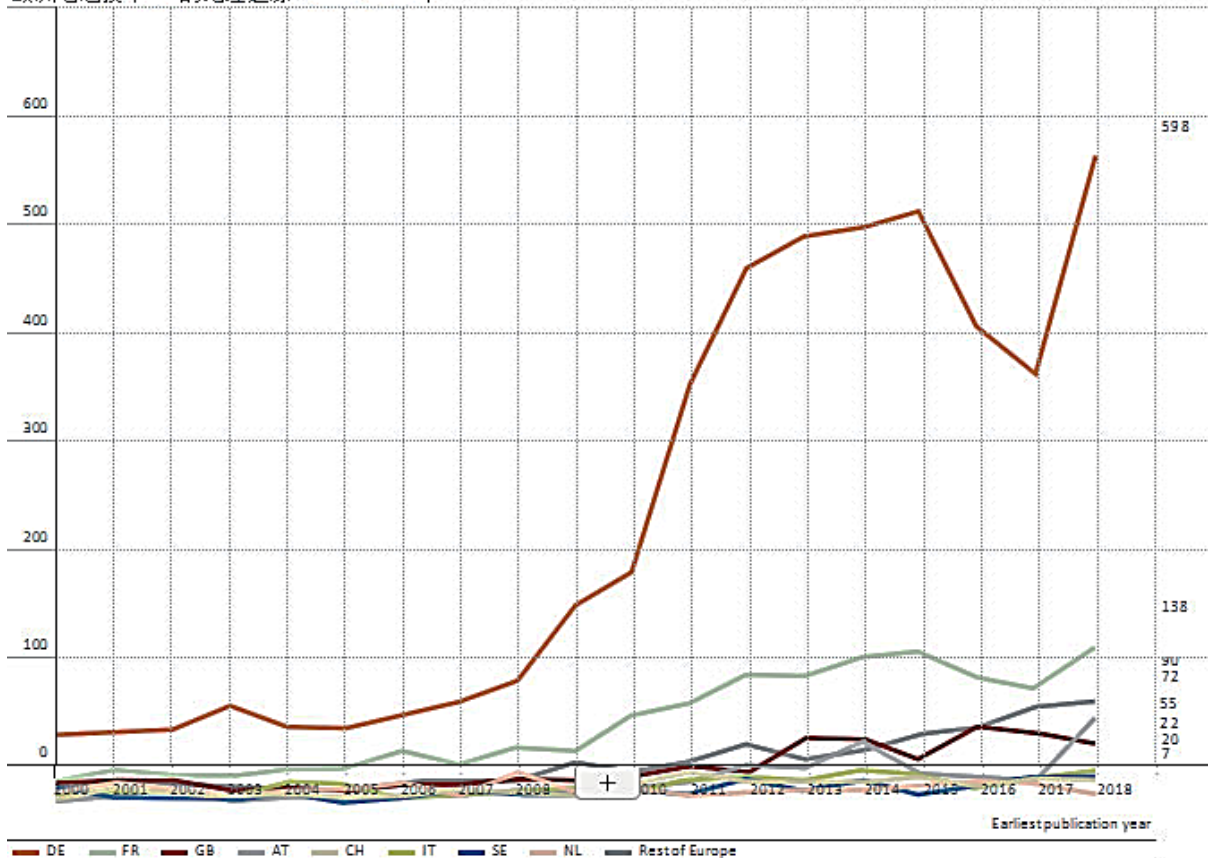
电池技术创新的地理起源

下图显示了 2000-2018 年电池发明者的地理分布与其他储能技术发明者的地理分布。日本在这两个最大、最具活力的领域遥遥领先，其与电池相关的 IPFs 份额(40.9%)和与电力储存相关的 IPFs 份额(47.1%)超过了第二大和第三大创新中心在这两个领域的总和。韩国、欧洲和美国在这两个领域的排名位居第二：它们在电池领域的 IPFs 份额大致相当，而美国和欧洲在电力储能领域领先于韩国。相比之下，在机械和储热领域，欧洲发明家占据着非常有利的地位。



在欧洲，电池技术创新主要由德国主导，在 2008-2012 年，德国大幅提高了其领先于其他欧洲国家的优势。在 2000 年至 2018 年期间，仅德国就占了来自欧洲的指规数的一半以上，在前 25 个电池申请企业中，5 个欧洲实体中有 4 个来自德国。法国是欧洲第二大最具创新能力的国家，2000-2018 年与电池相关的 IPFs 占不到 1%，前 25 名中只有一个实体(CEA)。

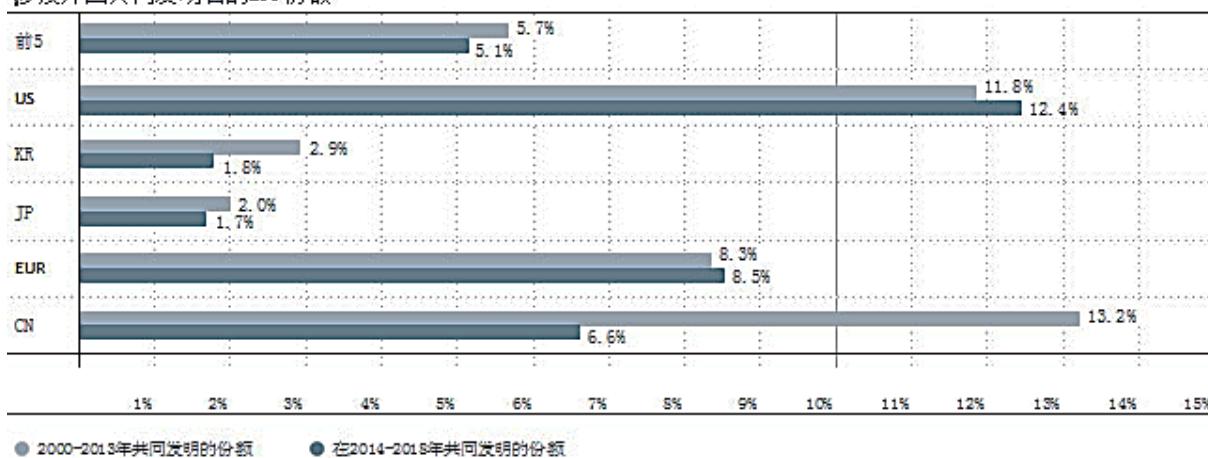
欧洲电池技术IPF的地理起源，2000-2018年



在过去五年中，欧洲和美国在电池创新方面的相对贡献有所下降，但它们在国际合作发明方面的参与却在同期上升(欧洲从 8.3%上升到 8.5%，美国从 11.8%上升到 12.4%)。此外，它们的大部分国际研究合作都是相互进行的:40%的欧洲合作发明和 55%的美国合作发明来自跨大西洋合作，亚洲的研究合作伙伴只发挥了很小的作用。由于国际研究合作是企业“进入”全球前沿的重要工具，深入研究这种合作与随后的创新活动之间的联系将提供有价值的见解。

相比之下，随着中国电池创新的迅速崛起，中国涉及外国共同发明者的 ipf 数量急剧下降(从 13.2%降至 6.6%)。这可能是由于中国的创新越来越少地依赖外国支持，以及中国越来越多的专业知识和对本土发明的依赖。同样韩国的外国共同发明人比例从 2.9%降至 1.8%，日本从 2.0%降至 1.7%。

涉及外国共同发明者的IPF份额

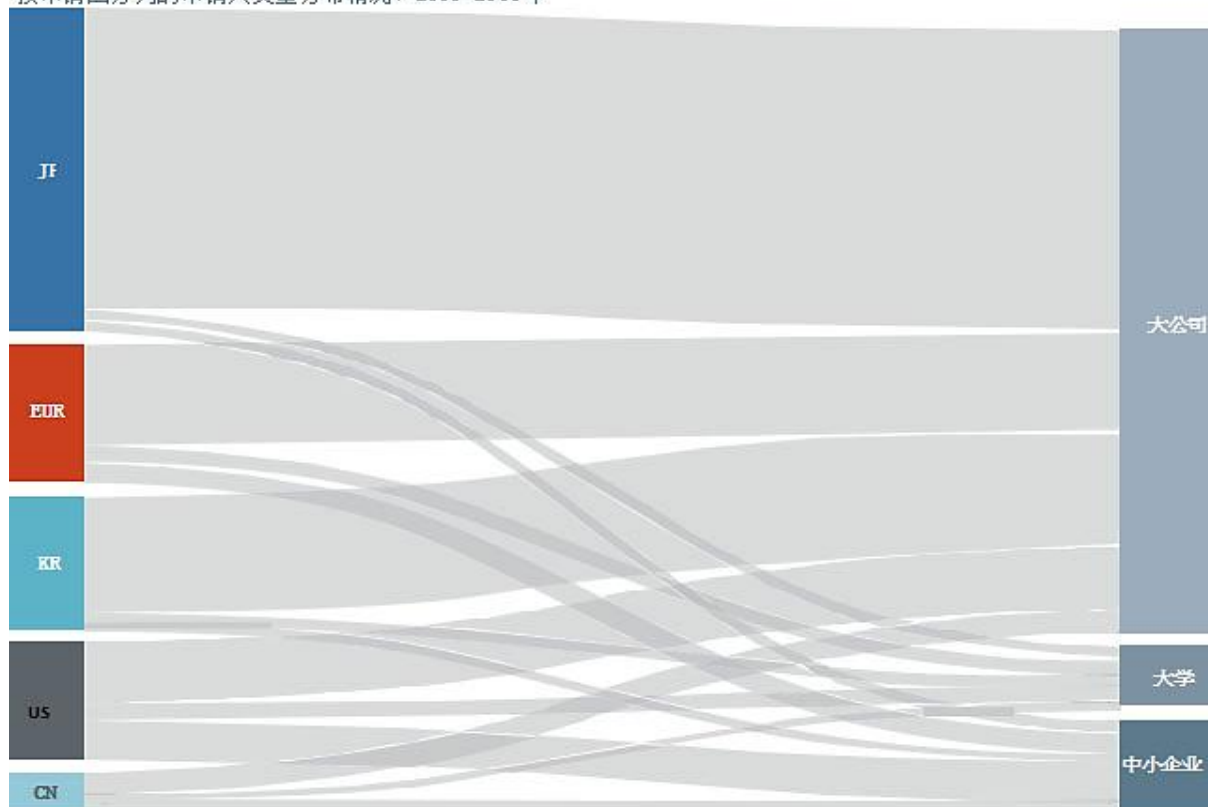


资料来源：欧洲专利局

对申请人特征的进一步分析也揭示了亚洲国家之间以及美国和欧洲之间的一些差异。日本和韩

国的创新活动主要由大公司或非常大的公司进行，小公司（日本为 3.4%，韩国为 4.6%）和大学或研究机构（日本为 3.5%，韩国为 9.0%）提供了相对较小的创新活动。相比之下，美国中小企业和大学的贡献要大得多（分别为 34.4%和 13.8%）。欧洲国家也是如此，尽管程度较低，中小企业占 15.9%，大学和公共研究机构占 12.7%。因此，欧洲国家是 SME 和大学的第二大 IPF 来源国，仅次于美国，尽管与电池相关的 IPF 数量仅排在第四位。

按申请国分列的申请人类型分布情况，2000-2018年



锂离子化学的最新进展

2000 年至 2018 年间，锂离子技术的高水平创新活动就占据了电池技术所有 IPF 的 40%，部分原因是不同电池应用的性能标准不同，而目前缺乏一种主导的电池组设计，适合各种应用场合。例如，智能手机、电动工具、电动汽车和公用事业规模的固定电池对能量和功率密度、耐久性、材料成本、灵敏度和稳定性有不同的要求。虽然这些特性中的一些可以通过制造业和工程领域的创新加以改进，但它们的理论极限是由存储和传导电能的核心部件——电池电极和电解液——所定义的。因此，本章侧重于这些核心要素的最新发展。



自 2000 年以来，与锂离子电池电极（正极和负极）材料有关的 IPFs 数量一直以几乎稳定的速度增加。2010 年至 2013 年期间出现了极快的增长期，期间指规数从 355 个增加到近 900 个。在 2018 年，大约 40% 的锂离子 IPF 与电极的创新有关。

锂离子电池的负极一直是最激烈的发明竞争的焦点，因为它是决定能量密度（每单位电池体积可储存的能量量）、比能量（每单位电池质量可储存的能量量）和成本降低的限制因素。能量密度对于便携式设备非常重要，例如，为了确保智能手机每天只需充电一次，尽管其应用程序的能源需求不断增加。然而，对于电动汽车来说，能量密度和比能量更为重要，它必须在控制车辆重量的同时，与内燃机车的性能和成本相匹配。

锂离子电极材料概述

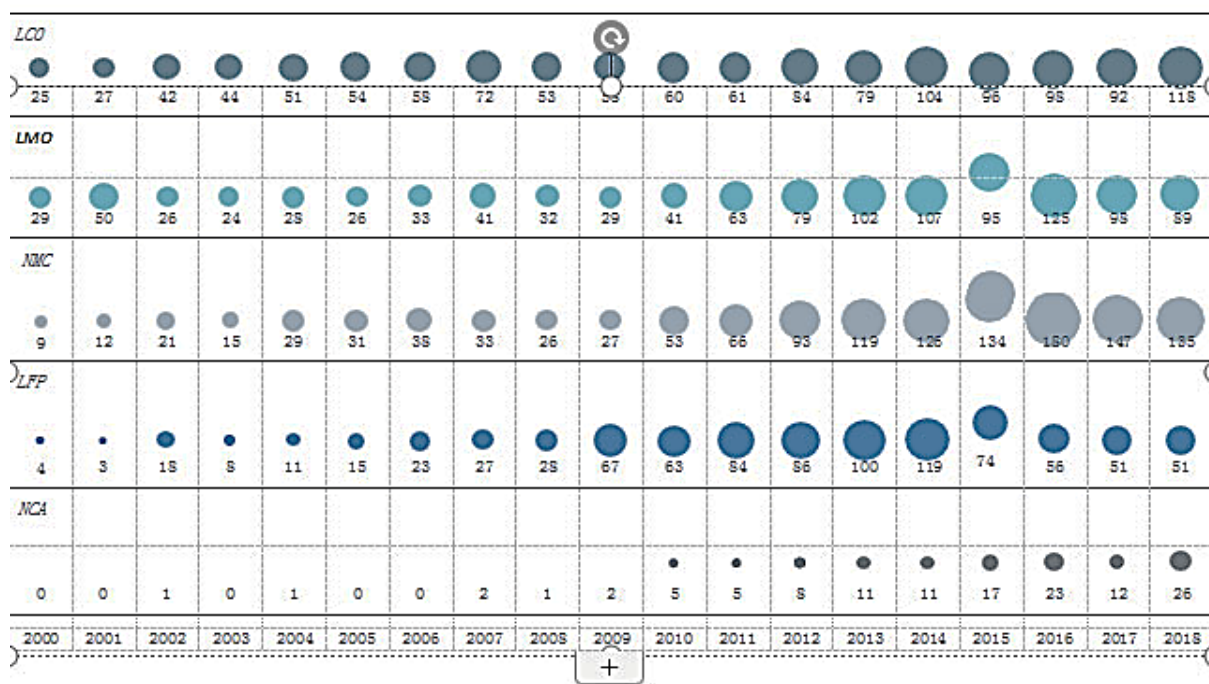
负极材料	主要特性	目前主要应用领域
锂钴氧化物 (LCO)	<ul style="list-style-type: none"> 优良的能量密度和高的循环稳定性 - 高输出电压 - 由于钴的供应有限，成本很高 	便携式电子设备
锂镍钴锰氧化物 (NMC)	<ul style="list-style-type: none"> - 能量密度高，容量大 - 高输出电压 - 镍提高了容量，但与低的热稳定性和化学稳定性有关 - 钴改善了充放电动力学，但价格昂贵，供应短缺 - 锰提高稳定性 - 从 NMC811 移动到 NMC111，在放电容量降低的同时，获得了更好的热稳定性和容量保持率 	电动汽车，便携式电子产品
锂镍钴铝氧化物 (NCA)	<ul style="list-style-type: none"> - 与 NMC 相比能量密度最高 - 镍含量相近，容量高的阴极材料 - 安全性低于 NMC 	电动汽车，便携式电子产品
锂锰氧化物尖晶石 (LMO)	<ul style="list-style-type: none"> - 容量适中，能量密度适中，安全性好 - 便宜的一生 	电动工具，医疗器械，电动汽车，电动工具
磷酸铁锂 (LFP)	<ul style="list-style-type: none"> - 比 NMC 更高的热稳定性和化学稳定性，恒定的输出电压，更长的循环性，廉价和无毒材料 - 能量密度低，容量低于 NMC 	
正极材料	主要特性	目前主要应用领域
钛酸锂氧化物 (LTO)	<ul style="list-style-type: none"> - 安全性高，寿命长，充放电速率高，循环性强，无有毒物质 - 能量密度低，容量低，输出电压低 	固定的，小型电动汽车
碳/石墨/软碳/硬碳	<ul style="list-style-type: none"> - 电压输出高，容量大，能量密度高，稳定性好，成本低 - 有限的快速充电性能在低温 	所有高能锂离子电池
硅	<ul style="list-style-type: none"> 高能量密度，高容量，高输出电压 - 热失控和树枝状生长引起的安全问题 - 昂贵的处理，需要惰性气氛 	在二次锂电池中没有应用
硅	<ul style="list-style-type: none"> 高容量 - 由于循环过程中体积膨胀大，循环稳定性差 	少量与碳基阳极结合

10 多年前推出的第一款系列生产电动汽车使用了与主要用于消费电子产品相同的负极：锂钴氧化物(LCO)和锂锰氧化物(LMO)。自那时以来，由于技术挑战从最大限度地提高能量密度和稳定性转向提高比能量（单位质量能量）、耐久性、功率输出、充放电速度和可回收性，重点转向了其他组合物，包括 NMC 和 LFP。

这一趋势可以从专利数据中看出：LCO 专利活动在 2005 年是 NMC 的两倍，但在 2011 年被 NMC 所取代，2009 年至 2018 年间 NMC 专利活动增加了 400%。相比之下，同期 LCO 专利仅增长了 200%。今天，NMC 通常被认为在短期内具有最佳的电动汽车潜力，研究人员正在继续研究如何降低钴的比例，这在很大程度上决定了总体成本和可持续性。

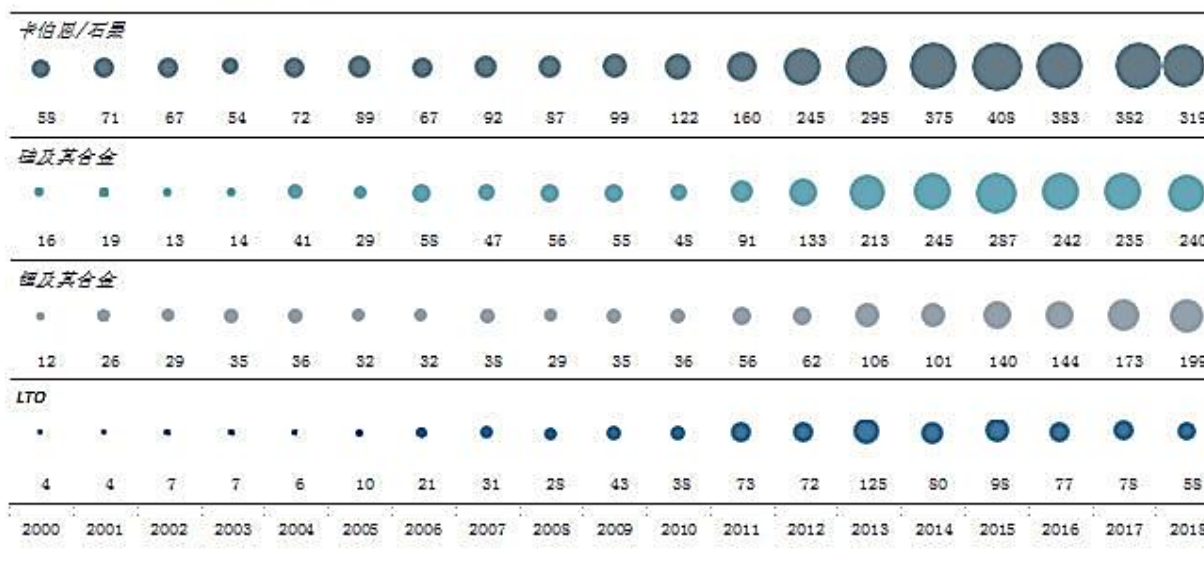
尽管 NMC 的领先设计在近几年取得了令人印象深刻的改进，根据现有应用量身定制电池性能，并根据成本改变金属的使用比例，但 NMC 本身有望在适当的时候被取代。特别是 NCA 作为一种有前途的替代方案日益受到关注。NCA 化学是基于 NMC 背后的相同化学原理，NCA 电池已经被松下和特斯拉用于电动汽车。其他领先的公司，如特斯拉和比亚迪将改进的 lfp 电池引入市场。该领域的专利活动水平仍然有限，但已从 2010 年之前的几乎为零增长到 2018 年更接近成熟负极化学的水平。

锂离子负极材料中 IPF₅ 的数量，2000-2018 年



锂离子正极的创新也在上升。在过去的十年中，碳材料产生的 IPF 最多，2010 年至 2015 年间创新增长了 200%。这种材料，特别是石墨，由于其成本低、易获得性好和良好的电化学性能，通常被用作商业锂离子电池(特别是便携式设备)的正极活性材料。然而，石墨正极也有其局限性，如锂的嵌入能力差，为替代正极材料的出现打开了大门。锂合金金属(如锂铝和锂硅)是目前第二大最常用的正极材料。

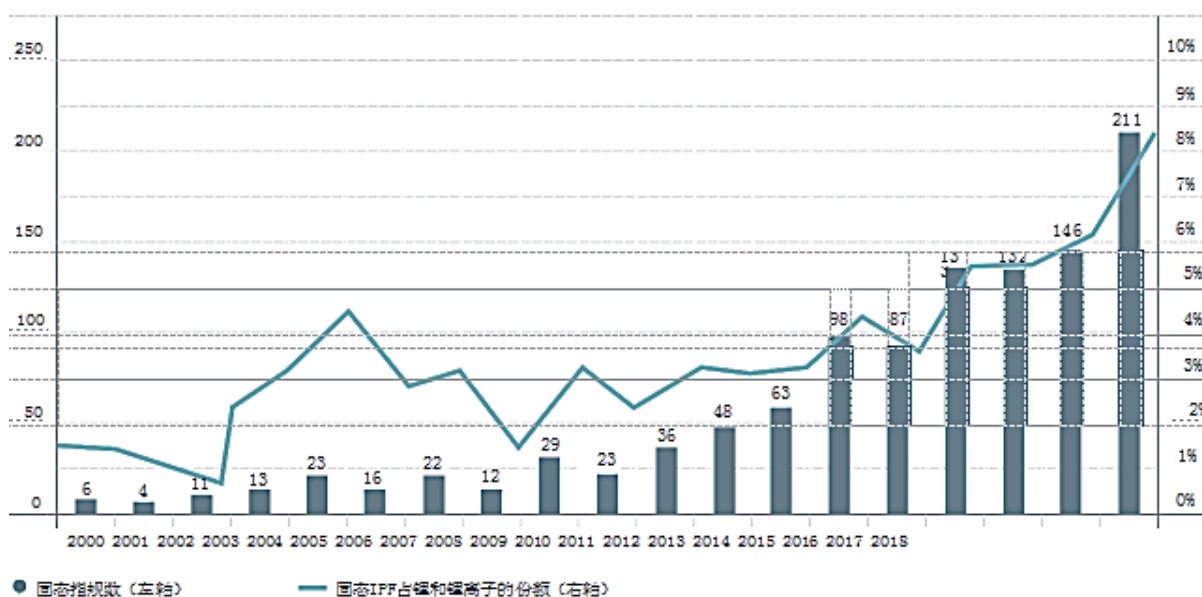
锂离子正极材料中 IPF₅ 的数量，2000-2018 年



固态电解质是专利活动的另一个主要领域，在这一领域，专利活动在不断增长，自 2010 年以来，专利活动平均每年增长 25%。2018 年，寻找下一代锂离子电池的新趋势占有所有专利活动的 8% 以上。电解质是锂离子技术发明的焦点，而 2010 年这一比例为 3%。目前，正在努力寻找替代品，以期找到替代品，以解决现有设备中现有锂离子电池（包括低锂离子电池）中使用的液体或聚合物凝胶电解质的一些缺点，这些缺点会带来易燃性风险。固态电导率高，在电解质/电解质上的接触电阻高，

具有较高的能量比和电极界面，但目前材料价格昂贵。预计未来十年，固态电解质将在电动汽车上得到商业应用，并可能产生溢出效应，这将有助于使这些电池在其他应用中具有竞争力。

图 23
与固态锂离子技术相关的IPF，2000-2018年



综上所述，2014-2018年锂离子电池领域前15名申请者在电极材料和固态电池相关IPFs中所占的份额略低于锂离子技术相关的总体份额(表7.2)。然而，各子领域申请者的份额差异较大，特别是阴极材料，主要化学领域如NMC(50.6%)和LMO(44.5%)中IPFs的累积份额较高，新兴领域如NCA(27.9%)和LFP(29%)中IPFs的累积份额相对较小。这种模式很常见，说明新兴领域更容易吸引新入者和新竞争。

尽管排名前两名的LG电子(LG Electronics)和三星(Samsung)在许多领域都占据强势地位，但它们在所有领域的活跃程度并不平等。LG电子和三星在与LCO相关的IPFs中都占有很高的份额，LCO是电子学领域建立已久的阴极化学。此外，三星在负极用NMC和NCA、正极用硅及其合金领域拥有强大的立足点。选择性专业化的趋势也可以在其他一些顶级申请者中看到，比如在固态电池创新方面做出巨大贡献的丰田(Toyota)，以及在正极的LTO和LMO方面拥有领先地位的东芝(Toshiba)。

锂离子电池顶级申请者的技术简介，2014-2018年

	所有的锂离子	阴极材料						阳极材料				
		电极材料	固态	LiO	NMC	LMO	LFP	NCA	伊托	锡和合金	石墨	硅和合金
排名前15的锂离子申请者	46.4%	41.1%	42.2%	39.3%	50.6%	44.5%	29.0%	27.9%	44.8%	34.8%	40.1%	44.3%
LG电子 [KR]	9.3%	8.4%	1.6%	12.4%	6.9%	7.4%	8.8%	2.2%	7.2%	10.4%	8.0%	6.6%
三星 [KR]	8.0%	8.3%	4.9%	12.8%	10.7%	7.0%	5.7%	15.7%	4.6%	7.8%	7.0%	11.3%
丰田 [JP]	5.3%	3.7%	15.4%	1.4%	4.8%	5.8%	3.1%	0.0%	1.8%	3.2%	3.6%	4.0%
松下 [JP]	4.2%	4.2%	4.2%	3.3%	6.4%	1.4%	0.3%	4.5%	3.3%	2.2%	4.8%	4.6%
博世 [德]	3.7%	2.5%	4.5%	0.4%	1.5%	0.4%	0.0%	2.2%	0.8%	6.2%	1.2%	3.4%
日立 [JP]	2.4%	1.8%	3.0%	0.8%	3.2%	3.1%	0.3%	0.0%	2.3%	1.1%	2.5%	2.0%
NEC [JP]	2.2%	2.6%	0.1%	0.8%	3.5%	3.9%	0.0%	0.0%	0.5%	0.4%	3.9%	2.2%
东芝 [JP]	1.9%	2.8%	0.8%	1.8%	3.5%	6.8%	2.0%	0.0%	21.0%	0.1%	1.3%	1.8%
日产 [JP]	1.8%	2.1%	0.1%	1.2%	5.4%	5.3%	0.0%	1.1%	0.0%	0.3%	2.2%	3.8%
住友化学 [JP]	1.4%	0.4%	0.1%	0.0%	1.4%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%
泽恩 [JP]	1.4%	0.5%	0.7%	0.4%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.8%	1.0%
村田制造 [JP]	1.3%	0.9%	3.2%	1.6%	0.8%	0.8%	2.8%	0.0%	1.5%	0.3%	0.9%	1.0%
TDK [JP]	1.2%	0.8%	2.8%	1.6%	1.1%	1.2%	1.7%	1.1%	0.3%	0.9%	0.6%	0.9%
GS Yuasa [JP]	1.2%	1.0%	0.0%	0.6%	1.0%	0.6%	2.3%	0.0%	0.0%	0.1%	1.9%	0.0%
CEA [fr]	1.1%	1.1%	0.8%	0.2%	0.1%	0.2%	2.0%	1.1%	1.5%	1.5%	1.0%	1.7%

已建立的电极材料中，IPF 的地理起源倾向于确认锂离子创新的全球排名。日本在 NMC(47%)、LMO(51%)和 LTO(50%)方面占主导地位，在 LCO 方面与韩国不相上下，占 IPFs 的 28%。与锂离子技术的全球地位相一致，韩国 LCO 排名第一(30%)，其他领域排名第二。美国紧随其后，在这些领域的表现优于锂离子创新的总体表现。与此相反，欧洲国家在所有类别中的地位都不大，甚至同它们在所有锂离子指规数中所占的份额相比也是如此。

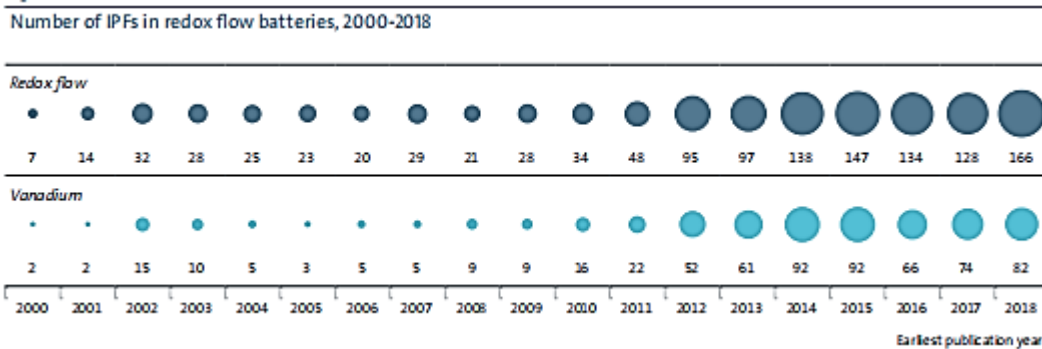
锂离子电池中IPF的地理分布，2014-2018年

		CN	KR	JP	US	欧洲	世界其他地方
阴极材料	所有的锂离子	9.0%	21.9%	41.6%	11.8%	12.3%	3.4%
	电极材料	8.1%	22.7%	39.6%	14.9%	10.6%	4.1%
	固态	1.6%	12.2%	54.3%	18.3%	12.3%	6.0%
	LCO	11.6%	30.4%	28.5%	20.5%	4.5%	4.5%
	NMC	6.0%	23.5%	47.3%	14.9%	4.8%	3.6%
	伊莫	6.7%	16.8%	51.1%	16.2%	5.4%	3.8%
	LFP	16.2%	17.7%	30.9%	16.4%	11.2%	7.6%
	NCA	9.4%	23.6%	16.2%	35.6%	11.1%	4.1%
阳极材料	伊托	11.9%	13.6%	49.9%	14.1%	6.9%	3.7%
	锡及其合金	5.1%	24.2%	18.4%	28.8%	18.1%	5.4%
	用于锂插入的石墨	6.8%	20.7%	47.5%	11.8%	9.2%	4.1%
	硅及其合金	6.5%	23.6%	36.9%	15.1%	13.6%	4.3%

两大新兴技术：液流电池与超级电容

当前有其它两种储能技术迅速出现。首先，液流电池可以为某些应用提供一种更安全、更耐用和更可扩展的锂离子电池替代方案。其次，超级电容器可以通过满足快速充放电等特定需求来补充锂离子电池。

虽然液流电池属于电化学存储技术的范畴，但它们与普通电池有几个不同之处。液流电池使用多孔电极代替固体或固定形式的电极，其中活性物质以含有氧化还原活性物质的正极和负极液体溶液的形式流动。这些溶液储存在两个容器中，每个容器循环到其中一个电极上。在放电过程中，离子通过离子交换膜从负极迁移到正极，电子从负极流向正极，然后通过外部电路(例如外部设备)到达正极，最终到达正极。



液流电池的创新直到最近才在专利申请中显现出来。2012年，这一领域的指规数几乎翻了一番，到2018年达到166个。液流电池可以有不同的化学成分，钒是最常用的氧化还原活性阳离子。这也可以在专利数据中看到。

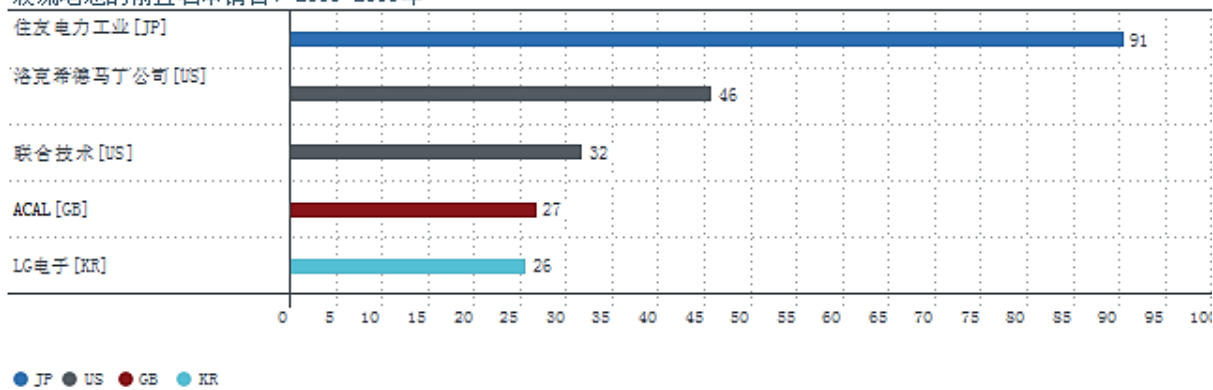
液流电池申请人简介，2000-2018年

	钒循环	钒
大公司	51.6%	51.8%
中小企业	25.0%	22.7%
Uni/pro	21.8%	23.6%

注：专利申请人在氧化还原钒循环和钒指规数中的份额分别为1.4%和1.9%。

中小企业、大学和公共研究机构在发展液流技术方面仍扮演重要角色。在2000年至2018年期间，它们占该领域所有IPF的近一半，这是一个动态和新兴技术领域的典型趋势。综合来看，前五名申请者在该领域的IPFs份额(18%)明显低于电池领域的整体份额(28%)。日本住友电气工业公司遥遥领先，紧随其后的是两家美国航空航天公司洛克希德·马丁公司和联合科技公司，以及一家只在该领域运营的较小的英国公司ACAL Energy。LG电子在榜单上排名第五，是唯一一家在所有电池技术领域进入前十的公司。

液流电池的前五名申请者，2000-2018年



在此背景下，与液流电池相关的IPFs的地理分布与锂离子相关IPFs的地理分布显著不同。美国是主导创新中心，2000-2018年，美国创新中心的IPFs数量占该领域创新中心总量的近三分之一，其次是欧洲，占23.7%。日本以19.2%的IPFs排名第三。

液流电池中IPF的地理分布，2000-2018年

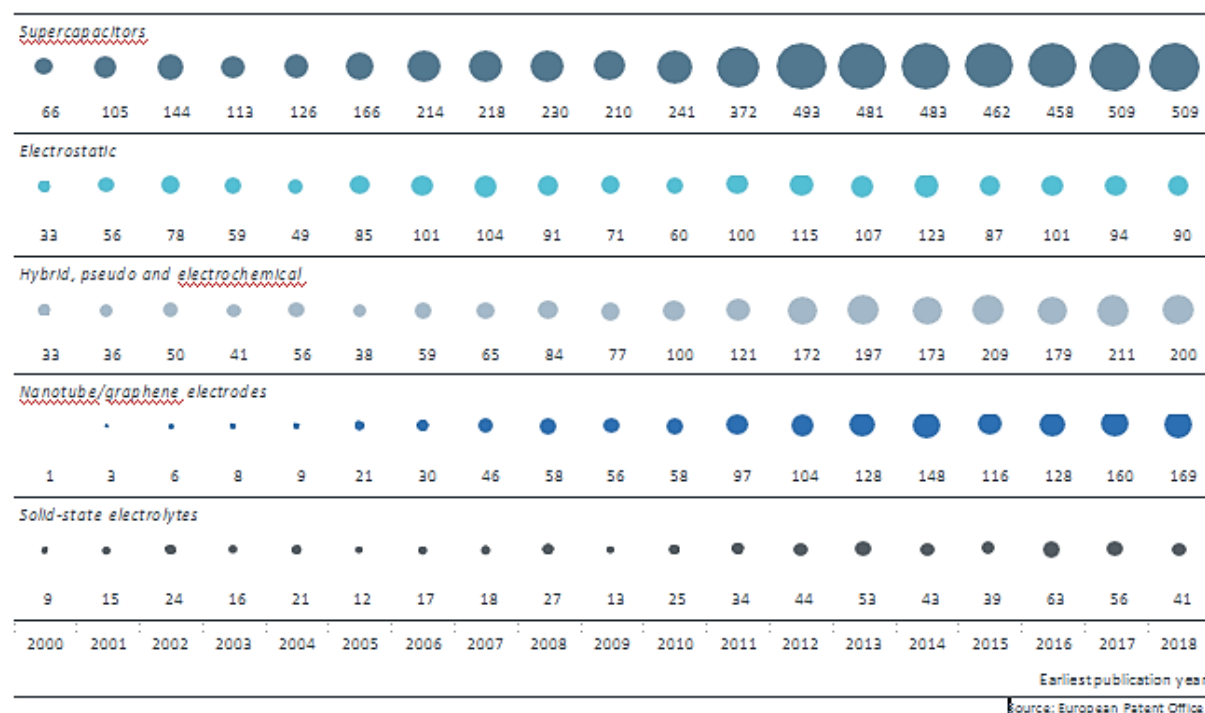
	再循环	铁
JP	19.2%	24.1%
KR	10.6%	12.4%
US	33.2%	28.4%
EUR	23.7%	19.5%
CN	4.6%	6.5%
IPF总计	1214	622

超级电容器，也被称为超级电容，属于储能类，因为它们通常不涉及化学反应。然而，近年来，一些混合溶液的电与电化学储存方法已经发展起来。电容器的一些关键优势是它们可以在几秒钟内充电和放电，而且不会随着时间的推移而失去存储能力。然而，它们不能像电池那样储存大量的电能。这使得超级电容器主要适合作为电池的补充，适用于重视能量爆发超过存储介质容量的应用。

大多数超级电容器目前用于汽车、工业能源和电子部门，因为它们的成本相对较高，而且在潜在用户中不太引人注目。超级电容器市场仍在增长，主要是由于电梯和混合动力电动汽车市场的再生制动系统销量增长，以及它们在风能、太阳能、火车和飞机上的应用。

21 世纪初，超级电容器的技术有了重大发展，每年产生约 100 个 IPFs，到 2017 年，这个数字已经增加到每年超过 500 个 IPFs。早期的开发主要集中在双层静电超级电容器，以及混合、伪和电化学超级电容器。意见的相对吸引力这些类型的超级电容器出现分化，然而，剩下的 ipf 静电超级电容器在停滞不前水平自 2006 年以来，技术的改进混合，赝电容器导致 ipf 的增加，2018 年达到每年 200。在超级电容器中使用纳米管和石墨烯电极是过去 20 年来该领域另一个不断增长的创新领域，记录的 ipf 数量从 21 世纪初的几乎为零上升到 2018 年的 169 个。与电池不同，用于超级电容器的固态电解质的研发并没有增加，自 2013 年以来 ipf 的数量一直徘徊在 50 个左右。

超级电容器中的IPF数量，2000-2018年



静电超级电容器是一个由大公司主导的类别，占有 IPF 的 81.2%，除此之外，超级电容器中相对较大的创新份额来自中小企业和公共研究机构。这证实了超级电容器是另一个充满活力的新兴领

域储藏室。差不多了在混合、赝电容器领域，25%的 IPF 由大学和公共研究机构产生，超级电容器用纳米管/石墨烯电极的比例升至 34.8%。

超级电容器申请人简介，2000-2018年

	Supercapacitors	Electrostatic	Hybrid, pseudo and electrochemical	Solid-state electrolytes	Nanotube/graphene electrodes
Large companies	68.0%	81.2%	57.8%	59.6%	47.8%
SMEs	13.2%	10.1%	16.6%	18.2%	16.6%
UNI/PRO	17.6%	7.5%	24.3%	20.5%	34.8%

The share of unidentified applicant types in supercapacitor IPFs was 1.2%.

前五名申请者仅占超级电容器相关 IPF 的 13.5%，突显出这一快速增长的技术领域创新集中度较低。在这些申请者中，有 4 家总部位于日本，1 家位于韩国，松下公司居首，三星和丰田紧随其后。丰田将其创新活动集中在静电超级电容器上，这是一个更为成熟的技术领域，而松下在混合动力、赝电容器和电化学超级电容器方面占据着强势地位。三星在采用纳米管和石墨烯电极的超级电容器领域处于领先地位。

2000-2018超级电容前5名申请者简介

	IPFs related to supercapacitors		Electrostatic	Hybrid, pseudo and electrochemical	Solid-state electrolyte	Nanotube/graphene electrodes
	Number of IPFs	Share of IPFs	Share of IPFs	Share of IPFs	Share of IPFs	Share of IPFs
PANASONIC [JP]	250	4.5%	6.4%	4.3%	6.7%	2.0%
SAMSUNG [KR]	176	3.1%	1.9%	1.4%	3.5%	4.2%
TOYOTA [JP]	140	2.5%	6.7%	0.7%	0.5%	0.6%
SEMICONDUCTOR ENERGY LABORATORY [JP]	97	1.7%	0.2%	1.4%	1.9%	1.9%
TDK [JP]	96	1.7%	1.9%	1.2%	1.0%	0.1%

其地理来源的分布与电池非常相似。日本是明显的领先者，在 2000 年至 2018 年公布的所有 IPF 中，日本几乎占了 50%。它的主导地位在于其在静电超级电容器领域的地位，在该领域，它产生了近三分之二的 ipf。美国以 18.2% 的市场份额排名第二，这得益于美国在混合、赝电、电化学超级电容器、固态电解质和纳米管/石墨烯电极超级电容器领域的强势地位。欧洲超级电容器市场份额为 13.6%，其中混合、赝电、电化学超级电容器市场份额最高。

2000-2018超级电容ipf的地理分布

	Supercapacitors	Electrostatic	Hybrid, pseudo and electrochemical	Solid-state electrolytes	Nanotube/graphene electrodes
JP	48.8%	66.2%	30.3%	40.7%	30.3%
KR	8.6%	6.7%	7.2%	6.8%	11.0%
US	17.6%	7.5%	24.3%	20.5%	34.8%
EPC	13.6%	10.6%	19.9%	14.6%	14.2%
CN	3.9%	1.2%	7.3%	2.5%	7.1%
Total	5 600	1 604	2 101	570	1 346

国际能源署 2020-10-19

低碳院刘庆华：液流电池储能低成本化关键路径探索

9月24—26日，由中国化学与物理电源行业协会联合200余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领

域的 1621 人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在 25 日下午的“新型储能技术及应用”专场，国家能源集团北京低碳清洁能源研究院储能技术部经理刘庆华分享了主题报告《液流电池储能低成本化关键路径探索》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

刘庆华：感谢主持人，我来自国家能源集团北京低碳清洁能源研究院，很高兴有机会跟大家探讨液流电池技术。今天重点探讨液流电池如何实现低成本化，这里包括前期的探索和思考。

主要包括以下两部分内容：液流电池发展现状和液流电池低成本化路径探索。

最近两天的会议上，大家一直在讨论储能的价值和定位。价值不仅仅体现在价格上，大家形成的共识，首先是从顶层设计角度来讲，储能技术推动整个世界能源的清洁化、电气化、高效化、智能化，破解能源、资源和环境约束，是实现全球能源转型升级的核心技术之一。它不仅仅是有利可图的市场成员，它已经上升到能源转型，成为关键的角色之一。

目前可再生能源、新能源在快速发展，这一过程中出现很多需要解决的问题和挑战。电网在升级，用户侧用能方式在不断发生变化。前期大家提出的概念是社会在经历再电气化的过程，交通领域也出现了再电气化的形态，储能不会缺席。从能源利用效率和破解弃风、弃光、弃水和低谷电消纳方面，实现能源供给的“安全、自主、可控”。储能是未来能源技术创新的主要引擎之一。“十四五”期间把储能行业打造成新经济增长点。这肯定是要再次爆发的。

相关政策，前面几位嘉宾做了很好的阐述。对于产业政策来讲，大家印象深刻的是 2017 年 1 号文，为储能发展提供了非常好的指引方向。重点看一下今年 8 月份国家发改委公布“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”，可以看出发电侧、用户侧和电网侧是联动的。储能衔接关键要素。文件为整个产业的发展确定了方向。储能创新相关规划，《中国制造 2025》也是把它作为重要领域。

截至 9 月中旬已有 16 个省份发布了支持储能的相关政策，主要亮点是“新能源+储能”。我们集团主要业务之一是新能源发电，目前是全球装机规模最大。新的新能源项目是被各个省市要求一定要配置储能。我们作为储能技术开发单位在紧密合作，推动项目的落地。

可以看出电化学储能共性特征包括三点：

- 一是现代储能系统具有精准控制、快速响应、灵活配置和灵活调节功率的特点；
- 二是储能单元容量达兆瓦级、全功率响应时间小于 100 毫秒。对于电池本身响应速度更快；
- 三是形式：大容量集中式储能电站和分散聚合式。

选择储能路线时，客户有自己的需求，我们重点关注几点：

第一，安全性。对人的安全性，一旦发生失控局面，经济损失非常大。

第二，低成本。目前大家比较关注一次性投资成本，我们要根据其效率和寿命进行折算，包括运维。全生命周期成本，如果考察全生命周期，不同的路线差别是很大的。

第三，资源可持续利用性。这一点常常被大家忽视，储能规模大，载体是化学物质，电池储能更是涉及多种元素。

第四，环境友好。

第五，综合性能指标、容量功率等。

对于以上五点，我们用 KANO 模型分析，想法比较前期。针对前面提出的五个评价指标，分别用不同颜色的线标明。红线是基本具备的特性，绿线是理想状态。

对于安全性来讲，人们始终追求绝对安全，很难达到。本体安全是一些储能技术路线的优势，这一块跟不同技术路线的关系是很大的。红线在工作状态一定是安全的，也就是表现安全。

低成本。大家都在谈论低成本，深刻感受到成本、价格大部分是同业者的竞争造成的，其指标在哪里？前期对标抽水蓄能的成本。目前有些技术路线或者非常优秀的厂商可以做到这个水平。下一步低成本在哪里？有人说接近火力发电的水平，那再下一步低成本在哪里？这是很多从业者在思考的问题。

资源可持续性：可获得、可接受、资源上限。可接受相对中性一点，实际上是可忍受。特殊应用场景价格高一点我也可以用，但最终有资源上线。

环境友好性，红线是合法依规的。黄线是全生命周期环境友好，现在国标、政策不要求全生命周期的友好。最理想的状态是储能有没有可能对环境进行正的影响，这可以达成。

最后是储能系统综合性能，对于客户来讲，对储能产品要求必备达到的性能，看其他的产品，手机或者汽车设备，客户把车开走可以跑起来，它会有其他的要求。比如汽车的设计很漂亮，满足客户心理上的需求。再高的指标是魅力需求，这需要大家进一步深入思考。

总结，对于安全性来讲绝对安全几乎无法达到；成本无下规格线；资源存在上限；环境友好存在下规格限；系统综合性能无上规格限。

抽水蓄能与电池储能技术路线对比。从规模、效率、场景以及其他方面进行比较。可以看到从兆瓦级，液流电池可以做到 GW 级，在规模上可以和抽水蓄能进行媲美。实测效率，一般储能整个电站的效率可以达到 80%左右。应用场景来讲，电化学储能和抽水蓄能完全可以覆盖。

建设周期，各种电池成本技术非常短，整个项目的周期以月计算，抽水蓄能从前期勘察、建设、运行大概 8-10 年时间。

全钒液流电池。这个电池是中间一个电池，外面是储块，放着电解液。二者解耦，可以按任意比例对其进行搭配。应用领域来讲，液流电池更适用于高安全，目前主要的液流电池都是水相的，不存在燃烧等危险。高可靠性、大规模、快速换电，电解液可以快速替换，可以不采用充电的形式对它进行再生。发电侧、电网侧、储能电站都应用场景都有。

据不完全统计，截止 2019 年底已建和在建液流电池示范项目超过 300 个。重点强调倒数第二列，液流电池项目最早投运时间是在 2000 年以前，液流电池本身是为储能而生，不是作为动力电池使用的。时间上和其他电池储能技术路径比较，应该是相对比较早的。配置规模，目前在建的项目有接近 GWh 的，包括国内外的。功能角度，可以看出用不同颜色标注的，蓝色是新能源和火电应用，红色是用户侧，黑色是其他的应用。包括数据基站调频、电能质量管理等。从功能角度，前期的项目基本覆盖全了。这个技术路线最早、最大、最全，问题在于目前没有更好的市场占有率，关键是成本。重点是发电侧的应用，这个技术路线更适合新能源抢占大规模的应用，第三个项目是我们集团前期做的项目，这个项目目前运转非常好。

第二部分重点探讨液流电池集成路径。我们从产业链上进行分析。今天重点讨论电解液、电极材料、双极板、隔膜和液流电池电堆。生产制造成本较其他路线是很低的，投资路线是比较经济的。

电解液，电解液的核心是各种价态的钒元素。99%以上集中在中国、俄罗斯、南非、澳大利亚，中国钒储量位居世界第一，约 950 万吨，占全球总储量近 50%。钒在全球的消费量为 10 万吨左右，当前消费量不大，市场相对较小。2019 年产量仅 10 万余吨，产能没有拉上来，主要原因是后面的市场太小了。全钒液流电池的需求量很大，1GWh 需要 2150 吨钒，和其他的应用领域相比较，这是非常大的规模。我们提出全钒液流电池储能产业发展和钒生产能力密不可分，二者共同促进，协同发展。

隔膜材料。目前是为数不多的国内、国外的公司可以提供高水平的产品。价格相对比较高，成本并不高。原材料成本低，占总成本的 15%多一点。未来几年随着新技术的涌现，规模化生产后，成本保守估计可以降低 70%左右。双极板的占比不高，其性能对电池性能发挥起到重要作用。重点是提升产能，未来提升产能有望降低 50%以上的成本。

电极材料主要是多孔碳纤维材料。现在出现替代技术，我们也在研究新型的碳纤维的技术。

有了所有低成本的材料并不意味着产品成本一定会低，这涉及产品材料用量，最重要的是高功率密度电堆技术。当你提高功率密度时，成本相应下降。NICE 高功率液流电池和常规液流电池的对比，仅供参考。成本下降 30%左右，电堆性能提升的同时，电解液的效率也在提升，成本和装量也会降低。这是我们已经开发出各种规模的样机，高功率密度、高效率、低成本。

总结，我们可以看出低成本化主要靠技术驱动，第一阶段成本下降至 2100 元/kWh，第二阶段主

要靠生产工具和规模驱动，有望下降到 1500 元，预期是 2026 年左右，跟很多从业者沟通后给出的曲线。其他机构也有发布这条曲线。第三阶段成本趋稳，可以降到 1000 元人民币/kWh。新一代液流电池技术的出现，将使得降本之路提前 3 年左右。

以上是我的汇报，谢谢各位。

中国储能网 2020-10-19

储能技术发展现状与趋势

近十几年来，随着能源转型的持续推进，作为推动可再生能源从替代能源走向主体能源的关键，储能技术受到了业界的高度关注。2019 年，全球储能增速放缓，呈理性回落态势，为储能未来发展留下了调整空间。储能产业在技术路线选择、商业应用与推广、产业格局等方面仍存在很多不确定性。

1、储能技术发展现状与趋势

储能涉及领域非常广泛，根据储能过程涉及的能的形式，可将储能技术分为物理储能和化学储能。物理储能是通过物理变化将能储存起来，可分为重力储能、弹力储能、动能储能、储冷储热、超导储能和超级电容器储能等几类。其中，超导储能是唯一直接储存电流的技术。化学储能是通过化学变化将能储存于物质中，包括二次电池储能、液流电池储能、氢储能、化合物储能、金属储能等，电化学储能则是电池类储能的总称（表 1）。

当可再生能源成为市场主流之后，能源保障成为新的挑战，无论是规模化后储能技术自身的安全性及能量密度，还是灾害发生后由储能配置引发次生灾害的可能性，目前已有的各项储能技术都还达不到承担超大规模能源战略储备的水平。从能量密度角度分析，未来最具可能性的超大规模储能技术方向是纯化学储能，如氢储能、甲醇储能、金属储能等。大型能源公司在开发超大规模储能技术方面具有一定资源优势，可借此承担大部分能源安全保障任务。

2、世界主要国家储能产业政策与发展情况

随着新能源产业的兴起，储能应用日益受到世界各国的重视，由于各国技术发展阶段不同，储能产业政策各具特色。储能产业初始阶段，政府多采用税收优惠或补贴政策，促进储能成本下降和规模应用；储能应用较广泛时，政府通常鼓励储能企业深入参与辅助服务市场，以实现多重价值。

2.1 北美以政策和补贴鼓励发展分布式储能

近年来，美国各州关注储能部署。美国能源和自然资源委员会推出的《更好的储能技术法案》（BEST）修订版由一系列储能法案构成，包括 2019 年《促进电网储能法案》《降低储能成本法案》《联合长时储能法案》等，采购储能系统流程、回收储能系统材料（例如锂、钴、镍和石墨）的激励机制，以及联邦能源管理委员会（FERC）制定的收回储能系统部署成本的规则与流程。

美国加利福尼亚州计划到 2030 年部署装机容量达 11~19GW 的电池储能系统，建议采用持续放电时间为 6~8 小时的锂离子电池；纽约州计划到 2030 年部署装机容量为 3GW 的储能系统；马萨诸塞州确定 2025 年实现装机容量达到 1GW 的储能目标；弗吉尼亚州明确目标，2035 年部署 3.1GW 储能系统，2050 年实现 100% 可再生能源，用户必须从第三方储能系统获得超过 1/3（35%）的储能容量；内华达州、新泽西州和俄勒冈州也制定了储能目标。各州还采取激励措施支持储能部署：俄勒冈州要求每家公用事业公司至少部署 10MW·h 的储能系统和 1% 的峰值负荷；加利福尼亚州将 2020 年部署装机容量 1325MW 的目标增加了 500MW，并向储能系统相关发电设施提供超 5 亿美元的资助，为可能受到火灾影响的区域部署户用储能系统提供 1000 美元/（kW·h）资助。

在美国储能市场处于领先地位的各州正在审查将储能设备连接到电网的可行性，将储能系统作为未来强大电网的关键组成部分，并对互联过程中储能系统部署有明确规定，以确保灵活性和响应性。马里兰州、内华达州、亚利桑那州和弗吉尼亚州都已采取措施，在互联标准制定中解决储能系统问题。明尼苏达州、密歇根州和伊利诺伊州等就此展开了调研和对话。

税收方面，美国政府为鼓励绿色能源投资，2016年出台了投资税收减免（Investment Tax Credit, ITC）政策，提出先进储能技术都可以申请投资税收减免，可以通过独立方式或并入微网和可再生能源发电系统等形式运行。补贴方面，自发电激励计划（SGIP）是美国历时最长且最成功的分布式发电激励政策之一，用于鼓励用户侧分布式发电。储能也被纳入SGIP的支持范围，储能系统可获得2美元/W的补贴支持。SGIP至今经历多次调整和修改，对促进分布式储能发展发挥了重要作用。

加拿大许多地区纬度偏高，四季冰寒，储能是其保障电力供应的有效措施之一，应用比较普遍。2018年4月，安大略省能源委员会（OEB）发布规划以促进包括储能项目在内的分布式能源开发。中立管理机构独立电力系统运营公司（IESO）建议投资者重点关注能够提供多重服务的细分领域，充分发挥储能潜力。阿尔伯塔省计划在2030年实现30%的电力由可再生能源供应。

2.2 欧洲主要国家储能部署已趋饱和，政策偏重引导新需求

欧洲电力市场的发展方向明确：更多的可再生能源、更便宜的储能系统、更少的基本负荷，热力和运输领域实现电气化。2019年，欧盟17个成员国成功实现电力网络互联。对部署天然气和柴油峰值发电设施的审查更加严格，储能系统部署备受青睐。

补贴和光伏是欧洲储能产业发展的最大推手。为了给可再生能源介入日益增高的欧洲电网做支撑，德国、荷兰、奥地利和瑞士等国开始尝试推动储能系统参与辅助服务市场，为区域电力市场提供高价值服务。随着分布式光伏的推广，欧洲许多国家以补贴手段扶持本地用户侧储能市场，意大利实施了补贴及减税政策。

欧盟制定了欧洲能源目标，旨在2050年实现“净零”温室气体排放，因此需要大量部署储能系统和其他灵活的可再生能源。到2040年，欧洲将拥有298GW的可变可再生能源发电能力，这需要装机容量为118GW的灵活性发电设施来平衡系统波动，储能将在其中起到重要作用。欧洲在储能部署上先行一步，并获得巨大成功，频率响应和其他电网服务已基本得到满足，当前欧洲储能市场接近饱和，储能发展放缓。

德国政府高度重视能源转型，近10年一直致力于推动本国能源系统转型变革。为推动储能市场发展，德国采取一系列措施，包括逐年下降上网电价补贴、高额零售电价、高比例可再生能源发电，以及德国复兴信贷银行提供的户用储能补贴等。2017年，为了鼓励新市场主体参与二次调频和分钟级备用市场，市场监管者简化了参与两个市场的申报程序，为电网级储能应用由一次调频转向上述二次调频和分钟级备用等两个市场做准备。

此外，德国政府部署了大量电化学储能、储热、制氢与燃料电池研发和应用示范项目，使储能技术的发展和成为能源转型的支柱之一。例如，位于柏林市区西南的欧瑞府零碳能源科技园区，占地面积 $5.5 \times 10^4 \text{m}^2$ ，共25幢建筑，建筑面积约 $16.5 \times 10^4 \text{m}^2$ ，园区80%~95%的能源从可再生能源中获得，采用了一系列先进的智能化能源管理，具体包括光伏、风电、地热、沼气热电联产、储热储冷及热泵等多能联供模式，无人驾驶公交车和清扫机器人、无线充电及智能充电等高新技术，获得LEED能源性能标准认证及铂金评级的低能耗绿色建筑，提供灵活性的储能电站和智能管理负荷的微电网等。整个园区成为集低碳城市理念展示、科技创新平台为一体的产学研一体化的新能源和低碳技术产业生态圈，智慧能源与零碳技术有机融合，2013年获“联合国全球城市更新最佳实践”奖，成为德国能源转型的创意灵感象征。

2016年以来，英国大幅推进储能相关政策及电力市场规则的修订工作。政府将储能定义为其工业战略的一个重要组成部分，制定了一系列推动储能发展的行动方案，明确储能资产的定义、属性、所有权及减少市场进入障碍等，为储能市场的大规模发展注入强心剂。英国政府提议，降低准入机制，取消装机容量50MW以上储能项目的政府审批程序，消除电网规模储能系统部署的重大障碍。另外取消了光伏发电补贴政策，客观上刺激了户用储能的发展。

2.3 亚洲主要国家储能分散部署为主，政策与补贴关注户用与交通储能

亚洲储能项目装机主要分布在中国、日本、印度和韩国。2016年4月，日本政府发布《能源环境技术创新战略2050》对储能做出部署，提出研究低成本、安全可靠的快速充放电先进电池技术，

使其能量密度达到现有锂离子电池的 7 倍，成本降至 1/10，应用于小型电动汽车使续航里程达到 700km 以上。日本政府除了对户用储能提供补贴，新能源市场的政策导向也十分积极。例如，要求公用事业太阳能独立发电厂装备一定比例的电池以稳定电力输出，要求电网公司在输电网上安装电池以稳定频率，对配电网或微电网使用电池进行奖励等。为鼓励新能源走进住户，又要缓解分布式太阳能大量涌入带来的电网管理挑战，日本政府采用激励措施鼓励住宅采用储能系统，对实施零能耗房屋改造的家庭提供一定补贴。

中国的储能产业虽然起步较晚，但近几年发展速度令人瞩目。据伍德麦肯兹（Wood Mackenzie）预测，到 2024 年，中国储能部署基数将增加 25 倍，储能功率和储电量分别达到 12.5GW 和 32.1GW·h，将成为亚太地区最大的储能市场。政府在储能领域的积极政策激励是促进行业快速发展的主要原因，也是储能部署的主要推动力。

印度 2022 年智能城市规划中，将可再生能源的装机目标增加到 175GW。为此，政府发布光储计划、电动汽车发展目标、无电地区的供电方案等。很多海外电池厂商在印度建厂，印度希望不断提升电池制造能力，陆续启动储能技术在电动汽车、柴油替代、可再生能源并网、无电地区供电等领域的应用。

韩国持续推动储能在大规模可再生能源领域的应用，政府主要通过激励措施，例如为商业和工业用户提供电费折扣优惠等方式，支持储能系统部署。

石油科技论坛杂志 2020-10-20

储能的定位到底是什么

日前，中国在联合国大会上承诺到 2060 年前实现碳中和，这一信号的释放，无疑会促使新能源产业迎来新一轮爆发。储能作为支撑新能源并网的关键技术，也因此备受关注。然而，由于各界对储能认识的不同，以及受人工智能、5G 等新技术的影响，储能发展之路仍有很多羁绊。对此，《中国科学报》推出“聚焦储能发展”系列报道，尝试厘清其中的关键科学问题。

今年年初，浙江德升新能源科技有限公司董事长孟炜预计，2020 年仍是储能行业的“小寒冬”，为此他正思考着应对之策。但令孟炜万万没有想到的是，这一行业很快迎来了大反弹。“公司今年的营收预计比去年至少要翻一番。”孟炜在接受《中国科学报》采访时说。

储能行业的再次爆发，让业界兴奋不已，但应该给予储能什么样的身份仍是备受争议的话题之一。众所周知，新能源发电的稳定性较差，可调、可控性较弱。新能源大规模并网及其高比例发展，必将引发电力系统对于储能长期持续的需求。

那么，是否可以把储能理解为仅为新能源提供服务？显然不是。

“要从全局衡量储能的价值，给予储能独立的主体地位。”水电水利规划设计总院总工程师彭才德认为，“在战略层面，要结合国家高比例新能源发展的需要，制定储能发展的路线图、行动计划；在应用层面，要统筹优化储能与新能源在电力系统中的布局。”

刚需：新能源需要储能

在今年举行的第 75 届联合国大会上，我国提出二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和，这一承诺引起各国的高度关注和肯定。

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

要达到碳中和这一目标，目前公认两种方法是使用可再生能源、减少碳排放。

近年来，我国可再生能源发展迅猛。截至 2019 年底，全国可再生能源发电装机达 7.94 亿千瓦，年发电量达 2.04 万亿千瓦时。这两项指标近五年的平均增速分别为 13.1% 和 11.2%。

国家电网冀北电力风光储公司副总经理兼总工程师刘汉民担心，如果这么多的新能源发电接入电网，会对电网造成多大的冲击以及如何吸纳？

这种担忧不无道理，其主要原因之一是新能源发电的间歇性特点，而这也导致新能源弃电现象的发生。据统计，2019年全国新能源弃电量约515亿千瓦时，比上年下降约395亿千瓦时。在国网能源研究院电网发展综合研究所研究员曹子健看来，“三弃”（弃风、弃光、弃水）现象虽有所好转，但依然相当于舍弃了超过1/2个三峡电站的发电量（2019年三峡电站发电量为968.8亿千瓦时），仍有相当大的提升空间。

发展储能是解决上述问题的重要措施之一。正如清华四川能源互联网研究院系统分析与混合仿真研究所所长张东辉所说，“因为电力系统消纳能力有限，风、光往哪个地方开发、开发哪种类型，必须要通过储能进行调节和优化”。

在诸多储能类型中，抽水蓄能仍是当前及今后一段时间主流的技术类型，但电化学储能显示出更大的发展潜能。就2019年而言，我国储能项目新增装机共计1228.4万千瓦。其中，电化学储能项目新增装机678.4万千瓦，占比高达54.5%；抽水蓄能和蓄热蓄冷新增装机分别占比24.4%和20.4%。

今年，部分省区要求或鼓励新上马的光伏和风电新能源项目配置储能。彭才德从当前新能源与储能的布局发现，光伏发电配置储能的效益要优于风电配置储能，新能源汇集区配置储能要优于各个新能源场站配置储能。

尴尬：只是调节作用

中国南方电网电力调度控制中心主管王皓怀参与了2011年、2012年深圳宝清储能电站和张北风光储示范工程的相关论证。“当时是以科技示范项目的形式，打造输配电系统，这是业界第一次认识到有储能电站这件事可以做。”

2013年至2015年储能电站建设成本过高，导致储能电站没有办法得到大规模应用，其价值也就无法体现。

降成本就成为首要工作。2015年，新能源汽车的出现带来了转机，其快速发展带动了动力电池成本迅速下降。直到2016年，发电侧、用户侧的成本下降趋势明显，业界也探索到一些运营模式，相继出现火储调频、用户侧储能峰谷电价套利，形成了现在有商业价值运营模式的第一波储能的发展。

之后，储能开始步入迅速发展阶段。与此同时，业界也开始思考是否可以在电力系统应用储能，即发展电网侧储能。2018年，我国储能应用市场最大的亮点就是电网侧储能市场的崛起。

这样一来，储能在电源侧、电网侧和用户侧都打开了局面。

直到2019年，随着电力体制改革的推进，电力市场化使得储能原有的商业模式不可为继，但储能产业的发展并没有就此停止。

根据《2020储能产业应用研究报告》，2019年我国新增投运的电化学储能项目中，集中式新能源+储能、电源侧辅助服务、电网侧储能、分布式及微网、用户侧储能装机规模占比依次是22.4%、44.5%、21.2%、0.8%、11.3%。

那么，现在储能到底有多大价值？“要回答这个问题，首先要搞清楚电力系统价值是如何计量的。”王皓怀介绍，电力系统价值分为辅助服务和电能量。据统计，99%的电力系统价值都计在电能量里。

“从目前技术水平来看，储能只能是电力系统调节能力的提供者。”王皓怀表示，调节能力分为调频、备用、调峰、黑启动，“最大的作用可能是调峰”。但王皓怀也提醒，对于调峰，除了储能之外，现有很多运行模式也能够提供这种能力。

按照电力系统的运行模式，“首先要确定身份问题。”王皓怀反问道，是该把储能核定为发电还是用电，抑或是输电环节？“好像都不行，这就带来核准难的问题，备案时不知找谁，接下来的计量就没法进行。没有计量，导致的后果就是没有结算。”

路径：规划引领市场

在张东辉看来，如果国家要进入高比例可再生能源系统，非抽水蓄能规划配置的组成在相当程度上决定了我国电力清洁能源开发的进度。

在我国，抽水蓄能已纳入能源规划，可在电网系统调度。但目前储能类型多、应用场景广，且

商业模式不确定，在技术发展较快的情况下，上述特点导致政策调整较快。“政策不清晰，储能规划研究滞后。”张东辉说。

事实上，国家和各地方也出台相关措施。但在王皓怀看来，这些文件大部分是从宏观层面鼓励储能发展，按照价值趋向来计量，最后发现执行效果不好。

《中国科学报》采访时也了解到，业界对政策变化比较敏感。如何保证一个灵活、稳定的政策性环境，是业界在构建储能商业模式时比较关心的问题。

王皓怀以分布式光伏发展为例介绍，当时国家出台了一个非常明确的指向性意见，就是规定分布式光伏的身份怎么界定，然后每度电怎么补贴、计量。解决了这两个问题后，分布式光伏才有了后来的飞跃式发展。

专家认为，如果对储能产业的发展不提前规划和研究，等到真正大爆发之时，从监管和调度运行层面来讲，可能会比较被动。

为此，张东辉建议，首先在新能源规划时将配套储能纳入考虑，否则消纳和计量完全是两个概念、两个结论。其次，可以在电网侧给储能一个身份，通过第三方主体，结合市场机制合理规划、合理回收。此外，在用户侧储能方面，可以根据政策趋势预测规模和策略，按照修改负荷特性角度纳入电网规划。

在规划中，标准是支持储能规模化发展的重要保障。“如何构成整个并网的流程体系，身份确定了之后去找谁，假设国家能源局审批，建设时找谁、并网时找谁，这些都需要明确。”王皓怀补充道。

作者：秦志伟 来源：中国科学报

秦志伟 中国科学报 2020-10-19

储能行业标准化建设迈出关键一步

储能行业正处于由研发示范向商业化过渡的关键时期，迫切需要技术标准化体系保驾护航。在今年年初国家能源局综合司、应急管理部办公厅、国家市场监督管理总局办公厅联合发布《关于加强储能标准化工作的实施方案》（简称“《方案》”）后，我国储能标准化建设驶入“快车道”。10月13日，储能标准化信息平台 and 微信公众号正式发布，标志着我国储能行业进入新的发展阶段。

储能行业迎来里程碑

在国家能源局科技司副司长刘亚芳看来，历经数月紧张建设的储能标准化信息平台，使我国储能行业迎来一个里程碑。储能标准化信息平台是国家能源局标准化管理平台的补充和延伸，将成为我国储能标准化领域覆盖范围最全面、参与主体最具代表性、运行机制最为开放的标准化信息发布平台，为储能标准化工作持续发挥重要作用。

“建设储能标准化信息平台不仅是政府主管部门对行业管理的需求，更是企业对储能标准信息的需求。这个平台信息比较全面，包括组织机构、政策文件、标准公开、标准化动态、产业动态、标准实施反馈等模块。”宁德时代新能源科技有限公司经理刘泮直言，“储能标准化信息平台开通后，将使得标准修订透明化。例如，我们的使用感受是平台互动性比较强，企业可以通过平台在储能标准化工作征求意见阶段提出意见和建议。”

储能系统标准体系基本成型

按照《方案》要求，到2021年，我国将建立起较为系统的储能标准体系，并建立储能标准化信息平台，共享储能标准化工作动态。记者采访获悉，中电联依托全国电力储能标准化技术委员会开展了储能领域标准编制工作：归口管理国家标准14项，能源行业标准18项，中电联团体标准50项，其中62项已发布或正在报批，20项正在编制。截至目前，储能标准体系涉及电化学储能、超级电容器储能、氢储能、飞轮储能等多种储能形式，储能标准体系涵盖基础通用、规划设计、施工及验收、运行维护、检修、设备及试验、安全环保、技术管理等储能电站全寿命周期。

“尤其是《电化学储能电站设计规范》《电力储能用锂离子电池》《电力储能用铅碳电池》《电化学储

能系统储能变流器技术规范》《储能变流器检测规程》《电化学储能系统接入电网技术规定》《电化学储能接入电网测试规范》7项核心技术标准的发布，有力支撑了我国储能系统的集成设计、产品制造、并网检测和交接试验、电化学储能电站的示范工程和商业化项目建设，引导了国产储能装备技术创新，促进了我国储能设备技术升级。”全国电力储能标准化技术委员会主任惠东在发布会上表示。

将加快细分领域标准化制定

“未来将紧密跟踪不同应用领域储能技术成熟度，加快技术成果转化为标准化应用，开展前期预研，提高标准制定效率。将布局具有系统性、协调性、前瞻性的储能标准体系，并根据储能技术的发展和新形势下的应用需求，滚动修订标准体系，指导储能领域标准制修订工作。”中电联专职副理事长王志轩表示，“未来将重点关注储能电站安全、梯次利用、预制舱式储能等标准的编制。将加快储能电站设计标准修订工作，完善储能并网测试类标准，逐步有序开展压缩空气储能、飞轮储能、氢储能等标准的制定工作。”

据介绍，储能标准化信息平台下一步将继续加强储能标准化信息的开放共享，加强各标准化机构、标委会和企业之间的沟通交流，保障平台的高效稳定运行，反映储能标准化领域行业诉求，为政府、行业、企业服务。

本报记者 苏南 中国能源报 2020-10-19

全球碳减排注入强心剂，东亚三国宣布温室气体净零排放时间表

9月下旬以来，东亚三大经济体——中国、日本、韩国相继宣布碳中和时间表，彰显了应对气候变化的决心。10月28日上午，韩国总统文在寅在国会发表演讲时宣布，韩国将在2050年前实现碳中和。“同国际社会一起，韩国政府将会积极应对气候变化，在2050年前实现碳中和。这意味着能源供应将从煤炭转向可再生能源，在转型过程中，政府也会创造新的市场机会、新的行业发展和就业机会。”文在寅说道。

早在2019年4月，韩国共同民主党就已将2050碳中和作为竞选战略的一部分，文在寅的此次演讲正式将其确立为政府的官方政策。韩国的经济体量在全球排名第12位，年度碳排放量为全球第7，这使其成为继中国、日本之后，第三个明确碳中和目标的亚洲国家。

目前，煤炭仍是韩国最重要的能源来源，韩国同时是全球第三大液化天然气进口国。根据韩国电力公司的统计，2019年韩国燃煤发电的占比为40.4%，而新能源和可再生能源（如太阳能、风能、垃圾填埋气、副产可燃气体）发电的份额仅为6.5%。

韩国现有的气候目标承诺在2030年将碳排放较1990年水平降低78%，被民间气候组织评论为令人失望、“十分欠缺”（highly insufficient）。由前联合国秘书长潘基文发起的一个气候倡议指出，若想与《巴黎协定》目标保持一致，包括韩国在内的发达国家需要在2030年前淘汰煤电。

韩国民众党议员李素永（Soyoung Lee）表示，韩国依然十分依赖于制造业和其他高碳排放的产业，承诺在2050年实现碳中和将会鼓励其他仍在考虑2050年目标的国家。“现在我们要做的是确定具体的路线图来实现碳中和，并且加强2030年的自主贡献目标。尽管2050年依然有些遥远，但是建筑规划和基础设施建设都需要立刻做出改变。我们需要制定法律和政策来有效促进这一巨大的社会转型。”“为了确保向净零排放稳步转型，韩国现在应当努力提升2030年的减排目标，并停止煤炭融资。”亚洲投资人团体气候变化委员会（Asia Investor Group on Climate Change）执行主任Rebecca Mikula-Wright称，东亚最大的三个经济体——中国、日本和韩国——均已明确承诺在本世纪中叶前后实现净零排放。这将会向市场释放一个强有力的信号，鼓励其它亚洲国家和贸易伙伴紧随其后。就在两天之前，日本首相菅义伟在临时国会上发表施政演说时宣布，日本将争取在2050年实现温室气体净零排放。他同时强调，应对气候变化已经不再是经济发展的制约因素，而是推动产业结构升级和更强劲增长的重要举措。这标志着作为全球第三大经济体和第五大碳排放国的日本在气候议题上的立场发生巨大转变。日本此前曾表示，将在本世纪后半叶尽快实现碳中和，而非制定一个明

确的时间表。日本的温室气体排放中有至少 80%来自能源领域。2017 年时，日本的能源供应中超过 87%为化石能源，并且化石能源多依靠进口。在日本，煤电目前仍是重要的电力来源。更早之前的 9 月 22 日，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时表示，应对气候变化《巴黎协定》代表了全球绿色低碳转型的大方向，是保护地球家园需要采取的最低限度行动，各国必须迈出决定性步伐。中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。这是中国首次明确提出碳中和目标，也是中国经济低碳转型的长期政策信号，引起国际社会广泛关注和高度评价。业内共识是，这是一个非常有力度、有挑战性和艰巨的任务，需要产业结构转型、突破性的技术、大量投资及强有力的政策措施支撑。有必要说明的是，要实现长期碳中和目标，所有国家都要做出巨大努力，发展中国家将面临更大挑战。清华大学原常务副校长、清华气候院学术委员会主任，国家气候变化专家委员会副主任何建坤在日前的一场碳中和研讨会上表示，“我国 2060 年实现碳中和，需比发达国家 2050 年碳中和付出更大努力。”这是因为，欧、美从碳达峰到碳中和，有 50-70 年过渡期，而中国只有 30 年。2030 年后中国年减排率平均达 8-10%，将远超发达国家减排的速度和力度。10 月 21 日，生态环境部副部长赵英民在国新办发布会上介绍，“十三五”期间中国应对气候变化工作取得显著成效。其中，全国单位 GDP 二氧化碳排放持续下降，基本扭转了二氧化碳排放总量快速增长的局面，截至去年底，碳排放强度比 2015 年下降 18.2%，提前完成了“十三五”约束性目标。碳强度比 2005 年降低 48.1%，非化石能源占能源消费比重达到 15.3%，都已经提前完成了中国向国际社会承诺的 2020 年目标。与新冠肺炎疫情相似，气候变化也是人类面临的重大而紧迫的全球性挑战。新冠肺炎疫情是突发的、紧迫的危机，影响人类的健康和生命，气候变化则是更为长期、深层次的挑战，威胁人类的生存和发展。碳中和也叫做净零排放。比如，二氧化碳排放可以逐渐减少，但不太可能完全成为零，通过植树造林等形式不断吸收二氧化碳，把碳固定在树木里面形成“碳汇”，碳排放与碳汇量相平衡，就意味着实现了碳中和，人类社会活动不再向大气当中排放温室气体，可以稳定大气中温室气体的浓度，防止气候进一步地变暖。2015 年，全球共 196 个国家和地区签署了应对气候变化《巴黎协定》，并于 2016 年 11 月 4 日正式生效。《巴黎协定》确立了全球应对气候变化的长期目标：到本世纪末将全球气温升幅控制在工业化前水平 2°C 以内，并努力将气温升幅控制工业化前水平在 1.5°C 以内；全球尽快实现温室气体排放达峰，并在本世纪下半叶实现温室气体净零排放。

澎湃新闻网 2020-10-29

全面解析发电侧储能的难点和支点

向新能源转型不仅是世界各国的能源发展趋势，更是我国的既定国策。习近平总书记在巴黎会议上庄严承诺，到 2030 年中国非化石能源在一次能源消费中的比重要达到 20%。根据国家发展改革委能源研究所发布的《中国新能源发展路线图 2050》，到 2050 年，太阳能发电量将达到 21000 亿千瓦时，也就是说，光伏发电量要在 2018 年的基础上提高近 11 倍。要实现这个目标，储能将是绕不开的话题。

两类储能各不同

发电侧储能并不是因为新能源发展而出现的新事物，是各种类型的发电厂用来促进电力系统安全平稳运行的配套设施。从累计装机容量来看，目前抽水蓄能方式份额最大，但电化学储能因为其响应速度快、布点灵活等优点，代表着未来的发展方向。根据中关村储能联盟数据，2019 年 5 月至 2020 年 7 月，全球新增发电侧电化学储能项目 113 个，中国新增发电侧电化学储能项目 59 个。目前，电化学储能已经成为发电侧储能应用领域的重要方式。

当前我国发电侧储能从用途上看主要有两类。

第一类是火电配储能。主要是保障发电厂具有一定的调频调峰能力，提高火电机组的运行效率

和电网稳定性。同时，在能源结构转型过程中深度挖掘火电的改造空间，拓宽火电的盈利方式。火电配电化学储能在我国已有广泛应用，山西、广东、河北都有发电侧火储联合调频项目。

第二类是新能源配储能。相比火电，风电和光伏的间歇性和波动性很大，为保证电力系统的整体平衡，往往造成部分地区“弃风弃光”现象。2019年，在新能源发电集中的西北地区，弃风率和弃光率仍然很高。例如，新疆的弃风率和弃光率分别是14%和7.4%。电化学储能作为新能源的“稳定器”，能够平抑波动，不仅可以提高能源在当地的消纳能力，也可以辅助新能源的异地消纳。

当下面临五大难点

尽管电化学储能在发电侧已经有很多示范项目，但在应用方面仍然有许多困难需要克服。在政策和运营层面，主要面临以下几方面的挑战：

一是传统电力市场给储能留下的空间不大。发电侧储能的收益直接来源于电力市场，因此电力市场的总体运行状况对储能的发展有着直接影响。

根据国家能源局的数据，截至2020年1月，我国电力装机总量在20亿千瓦左右，2020年1~6月全国总用电量为33547亿千瓦时。这说明我国存在电力生产过剩的情况。同时，我国还不断有用于调峰的火电（燃气机组）、新能源机组上马，装机总量不断上升，导致储能的作用难以体现。

相比欧美国家，我国的电力设施很多都是近些年修建的，基础设施更为“坚强”，具有相当的容纳能力。这就使得电网对储能所提供的辅助服务没有强烈需求。在美国，由于新建电厂的审批控制以及电网的老化，电力公司急需储能来平抑波动和满足扩容需求，在此基础上形成了对储能的大量需求。

二是储能作为辅助服务市场主体的资格不明确。

储能的价值主要体现在它提供的辅助服务上，因此辅助服务市场的规制对储能的收益有着决定作用。在发电侧，电化学储能是作为发电厂机组的辅助设备运行的。作为机组的附属设备，电化学储能没有辅助服务市场独立的经营资格，由此导致电化学储能的收益具有很高的不确定性。由于很多发电侧的发电和储能是分开管理的，当政策变化时，由于没有主体地位，储能运营商可能没有多少谈判的能力，收益可能会进一步降低。

因此，发电侧储能的主体地位是个亟待解决的问题。目前，某些地区已经开始了这方面的尝试。例如，福建晋江的独立储能电站就拿到了“发电业务许可证”，以此为切入点让独立的发电侧储能进入电力市场。但即使如此，储能市场中的身份和交易机制也不够健全。

根据2020年6月国家能源局福建监管办公室发布的《福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行）（2020年修订版）》规定，独立储能电站的充电可以“采取目录峰谷电价或者直接参与调峰交易购买低谷电量”，放电时则“作为分布式电源就近向电网出售，价格按有关规定执行”。这就导致在调峰方面，储能的调峰收益更多是由计划和磋商决定的，充放电价的不明确给储能的收益带来很大的不确定性。即使在青海、湖北这样将电储能交易纳入调峰市场的省份，也只规定了储能电站充电时的交易机制，关于放电依然是“按照相关规定执行”。

除了以上的困难之外，由于储能在调频方面具有极好的性能，因此，储能的主体资格还面临着来自辅助服务市场内部成员的阻力。

三是辅助服务市场机制不完善。由于储能本身并不创造电能，因此储能的收益只能来自提供辅助服务的收费，而我国的辅助服务市场机制尚无法满足储能商业化运行的要求。

我国目前的辅助服务机制要求发电侧“既出钱又出力”，也就是要求并网发电企业必须提供辅助服务，同时辅助服务补偿费用要在发电企业中分摊。通过从这些企业中收取一部分资金，加上一部分补贴，形成一个资金池。调度中心根据各辅助服务主体的绩效打分，来决定发电企业能从这个资金池中收回多少份额。

以2019年上半年为例，我国电力辅助服务总费用共130.31亿，占上网电费总额1.47%。其中发电机组分摊费用合计114.29亿，占87.71%。如此制度设计就决定了辅助服务市场基本是一个“零和博弈”，辅助服务的价值并没有得到很好的体现。

因此从发电厂的角度来看，如果大家都通过配套储能来提供辅助服务，那么会出现发电厂收益并无变化而成本却提高很多的问题，进而使发电厂缺乏安装储能设施的动力，这也是造成储能项目多是示范工程的原因。即使宏观政策支持发电侧储能的发展，这样的辅助服务机制也很难给发电侧提供正向激励。在辅助服务市场没有建立起来的情况下，储能的收入来源十分单一，很难达到商业运行的要求。

四是储能标准缺位。我国电化学储能行业近几年才初具规模，储能电池还没有国家层面的标准规范。在没有确定标准的情况下，储能电池的回收和梯级利用也难以有效实施。例如，部分地区在探索退役动力电池应用于储能领域，但储能电池的要求和动力电池有很大不同，错误的梯级利用不仅带来效率方面的问题，更严重的是存在安全隐患。而且，相关法规的确缺失，可能会导致储能电池出现像铅蓄电池一样的回收乱象。

五是运营问题。储能的运营问题主要在于储能的容量和成本。现有的发电侧储能项目容量一般在 10~200 兆瓦时之间，多数不超过 100 兆瓦时，考虑到未来新能源装机容量越来越大，这样的储能规模显然难以充分助力新能源消纳。现有的电化学储能可以通过技术手段轻松增加容量，当然，随之而来的安全问题也需要高度关注。

电化学储能的成本问题更是储能难以大规模投入的重要原因之一。以光伏发电为例，在西北等光伏资源丰富地区，虽然已经可以做到平价上网，然而配套储能设施如果没有相应的激励或者补贴政策，发电成本就会大大提高。再考虑到设备的衰减和老化问题，成本的回收会更加困难。

因此，目前在没有明确且足够的政策补贴时，电化学储能难以大规模地投入使用。

未来需要四大支点

尽管电化学储能有以上的种种限制，它的前景却是明朗的。随着我国能源转型以及电力市场改革的不断深化，电化学储能未来的定位会越来越清晰，应用的价值也会越来越得到体现。

第一，提高消纳能力。

未来新能源发电会占有越来越大的比例。与此共生的消纳市场给电化学储能带来了广阔的发展空间。一方面，新能源配储能可以帮助解决新能源在当地的消纳问题，储能能帮助风电和光电摆脱“垃圾电”的影响。更重要的是，由于我国的风、光资源主要集中在西北部，而需求负荷主要集中在沿海地区。如果未来要更多地依靠新能源，那么电力的跨地区转移就是一个必须解决的问题。这也是特高压进入我国“新基建”计划的一个原因。通过特高压，大量的新能源电力可以转移到沿海区域而中途没有过多的损失。

第二，扩大电力市场容量。

随着电力市场改革的不断深入，在价格机制的引导下，未来新电厂的建设会放缓。同时，用电需求仍然会不断上涨。考虑到电网的经济性，相比于建设新的电厂，未来更多的关注点会集中在电力系统的优化方面。例如通过合理的削峰填谷、需求响应来解决电力市场的扩容问题。

在这方面，电化学储能由于其快速的响应能力，在未来的电力容量市场中具有相当大的潜力。如果通过 EMS（能源管理系统）能让储能在容量市场充分发挥其作用，那么扩容问题能得到部分解决。

第三，促进市场价格机制形成。

本着“谁受益，谁承担”的原则，目前的辅助服务成本分配方式不尽合理。国家发展改革委、国家能源局在不久前发布的《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》中指出：“进一步完善调峰补偿机制，加快推进电力调峰等辅助服务市场化，探索推动用户侧承担辅助服务费用的相关机制，提高调峰积极性。推动储能技术应用，鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用，鼓励多元化的社会资源投资储能建设。”如此，让所有受益的市场主体，都来承担辅助服务成本，辅助服务的价值才能市场中得到较好的体现。发电侧储能将有更大的积极性在应用方面进行尝试和投入，电力用户也会根据市场价格进行需求的自我调整，从而提高电力系统的整体运行效率。

第四，对生态环境影响小。

在不同的储能方式之间，电化学储能在环境保护方面也有其优势。以抽水蓄能为例，一般需要在山地环境下建设上下水库、安装大型发电机组，电站建设运行可能会对周围的生态环境产生影响。而电化学储能在选址上没有抽水蓄能那么多的地理限制条件，且占地面积小很多。以晋江储能电站为例，总占地面积 10887 平方米，以围墙内面积计算，全站能量密度为 42.5 千瓦时/平方米。在电化学储能应用和回收技术不断进步的情况下，预计对于生态环境的影响会远小于抽水蓄能。 文章来源：能源评论

能源评论 2020-10-19

全钒液流电池迎来推广窗口期

“‘十四五’期间，我国全钒液流电池将迎来非常好的大规模推广时机。随着各地全钒液流电池储能示范项目落地并获得成功的技术验证，未来五年内预计将是液流电池从成熟走向推广的重要窗口期。”国家能源集团北京低碳清洁能源研究院（下称“低碳院”）储能技术负责人刘庆华近日在接受记者采访时表示。今年以来，全钒液流电池项目已相继在我国新疆、福建、辽宁等地区落地投运。液流电池作为大容量储能领域的“未来之星”，在储能市场不断扩张的当下，未来将如何在激烈竞争中赢得市场青睐？

技术迭代成本快速下降

近年来，我国储能装机规模始终处于快速增长阶段，在全球“绿色经济”大潮下，可再生能源配储的呼声也大力提振了储能市场。液流电池作为电化学储能中的一种，因其大容量、高安全性等优势而备受行业关注。其中，全钒液流电池因其良好电池性能更加受到研究者青睐。

据了解，全钒液流电池因其水基储能介质而拥有更高的安全性能，同时，全钒液流电池在循环次数寿命、全生命周期度电成本、资源可持续性以及资源可回收特性等关键性能指标方面具有明显竞争优势。多年以来，国内外研究人员始终在推动这一新兴电池技术降本路径。

而在刘庆华看来，高功率密度电池电堆设计创新是重要的降本突破口。记者了解到，低碳院最新研究成果显示，针对全钒液流电池电堆设计进行创新，能够有效提高电池功率密度。低碳院也凭借此次成果获得中国国际储能大会组委会“2020 年度中国储能产业最佳前沿储能技术创新奖”。刘庆华告诉记者：“低碳院最新研发的全钒液流电池，相较于常规全钒液流电池，其储能电堆功率密度和电池能量效率都有显著提升，此外成本也下降约 30% 左右，低碳院此技术有着明显的性价比优势。

在电池技术不断迭代更新、成本不断下降的情况下，业内专家普遍认为，全钒液流电池已经具备商业化开发条件。中国科学院金属研究所研究员、教授严川伟曾公开表示，目前全钒液流电池是最成熟的液流电池，考虑到液流电池本身优势，全钒液流电池是满足大规模储能产业化要求较为理想的技术，其技术性能与成本也已达可规模化发展的水平。

示范项目已“落户”多地

记者查阅公开资料了解到，全钒液流电池示范项目已在我国多地区落地。今年 9 月 23 日，新疆阿克苏全钒液流电池产业园项目开工奠基，该项目预计将形成 100 兆瓦全钒电池储能装备产能，对当地电网调峰起到重要作用。同月，我国唯一化学储能调峰电站大连液流电池储能调峰电站国家示范项目也启动了 220 千伏送出工程，该项目的推进也意味着液流电池在储能领域应用进入新阶段。

刘庆华告诉记者，从前期示范项目运行情况来看，全钒液流储能功能齐全，单体储能电站规模也具备优势，安全性以及可靠性已得到充分验证。有数据显示，截至 2019 年底，全球范围内全钒液流电池技术示范应用项目已超过 200 个，最早项目运行至今时间跨度也已超过 20 年。

业内人士普遍认为，在当前技术发展条件下，大容量、快速响应的全钒液流电池储能系统在多种未来储能应用场景中都能够拥有一定的市场空间，具体应用场景则可能包括可再生能源配储、电网侧储能、火电调频、城市储能电站应急保电等。

产业化瓶颈不复存在

相关数据显示，截至 2019 年底，在我国已投运的储能项目中，抽水蓄能装机占总体装机的 93% 上，包括锂离子电池、铅蓄电池、液流电池等技术路线的电化学储能装机占比约为 5%，而在电化学储能装机中，液流电池比例为 2% 左右。同时，锂离子电池装机占比超过 75% 以上，在储能行业内，锂离子电池仍处于“主导”地位。

天能电池集团股份有限公司智慧能源事业部副总裁刘晓露指出：“与其他电化学储能技术路线相比，锂离子电池更加容易实现标准化、模块化，同时也更加能够做到灵活部署。我国锂离子电池技术在全球范围内已处于领先地位，未来一段时间内锂离子电池很可能仍是储能行业的主流。”

在此情况下，液流电池将如何在众多电池技术路线扩大市场份额？

在刘庆华看来，随着高功率密度全钒液流电池电堆的开发成功，和新一代全钒液流电池技术的成熟，以及产业链上游更多企业的参与，全钒液流电池在初始投资成本和系统效率等方面的竞争力将不断提升。

严川伟也指出，近两三年内全钒液流电池技术突飞猛进，现在这一技术已经能够形成完整的研发体系，在产业化发展方面已不存在不可逾越的难关或瓶颈。

“高功率密度全钒液流电池电堆的出现为新一代低成本的全钒液流电池的发展提供了基础性技术支持，同时也为推动产业链整合提供了契机。技术革新将不断吸引较强价格竞争力的电解液开发商、高可靠性系统集成商以及大规模资本的进入，此后也为进一步降低储能系统成本提供了基础。”刘庆华说。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-10-26

净零排放离不开 CCUS 技术

本报讯 日前，国际能源署（IEA）在其最新发布的报告中表示，如果不广泛应用碳捕捉、利用和封存（CCUS）技术，各国的净零排放目标几乎都将无法实现，只有在全球范围内大规模部署 CCUS 设施，才能达到深度减排目标以缓解气候变化的不利影响。

报告称，多项研究和试点项目表明，CCUS 技术在帮助重工业和化石燃料行业的减排方面潜力巨大，同时可以通过多种方式促进向清洁能源的转型过渡。

“严峻的气候变化形势意味着我们需要在能源技术领域采取行动。”IEA 署长比罗尔表示，“如何安全可持续地向清洁能源过渡，CCUS 技术将在其中发挥着至关重要的作用。”

根据该报告，未来 5 年间，预计全球现有的燃煤电厂和工业工厂将排放约 6000 亿吨二氧化碳，而加装 CCUS 设备可以有效帮助这些工厂减少排放。

与此同时，CCUS 技术还能助力低碳氢的生产。报告显示，在化石燃料制氢过程中融入 CCUS 技术，也可帮助减少生产过程中的碳排放量。IEA 预测，到 2070 年，使用 CCUS 技术从化石燃料中生产的低碳氢将占全球氢产量的 40%。

此外，对于那些在经济性或技术上无法直接减少排放的领域，CCUS 技术还可以直接从大气中提取二氧化碳并将它们永久储存，从总量上帮助减少碳排放量。

不过，报告同时指出，由于成本及技术限制，CCUS 的大规模推广应用仍需数年时间。其中，IEA 表示，想要让 CCUS 技术在能源转型中发挥关键作用，未来 20—30 年间，全球各国政府及相关行业需投入数千亿美元。

相关分析人士坦言，为了让 CCUS 技术成为对抗气候变化的中坚力量，各国政府和相关行业仍需在政策支持、政府资助、企业投资、技术改进和成本削减方面付出更多努力。

能源咨询公司伍德麦肯兹的董事长兼首席分析师 Simon Flowers 表示，以英国为例，未来 30 年，需在 CCUS 上投资约 780 亿美元。

值得注意的是，IEA 的报告还显示，尽管此前各国政府已认识到 CCUS 技术对实现气候目标的重要性，但 CCUS 以往的年度投资体量远远不足，仅占全球清洁能源和技术总投资的 0.5%，且全球

范围内部署速度迟缓。

不过，IEA 同时指出，近年来，随着应对气候变化的需求和各国支持力度的提升，CCUS 技术已经迎来了新的发展动力。自 2017 年以来，全球已宣布部署了 30 多个新的 CCUS 综合设施；全球范围内，处于规划后期阶段的项目总投资估计超过 270 亿美元，几乎是 2010 年以来投入资金的两倍。

仲蕊 中国能源报 2020-10-26

到“十四五”末我国需建设 20GW 以上电化学储能电站

我国正在加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，显著的特点就是推动新能源装机快速发展。但随着新能源装机规模的不断增加，其出力的随机波动性给电力系统的功率平衡带来了巨大的调峰压力，也成为制约高比例新能源消纳的主要因素；同时，由于新能源等电力电子设备的弱支撑性，高比例新能源电力系统的安全稳定也面临巨大的挑战。

本文结合新能源并网分布特点及其快速增长带来的调节需求，提出了增强电力系统调节能力配置储能的分析原则；结合特高压电网安全运行需求，分析了储能提升特高压电网安全性方面的作用，在受端电网内配置 GW 级（数百万千瓦）的电化学储能电站，参与电网频率安全控制，能有效应对功率不平衡量的冲击、减少系统频率跌落的幅度、改善频率恢复特性、保障系统的频率稳定性。综合分析表明，推动 GW 级电化学储能应用，构建更加灵活高效的电力系统，既能有效促进新能源健康发展和高效利用，也可有力保障含高比例新能源和高比例电力电子设备的电力系统的安全稳定运行。电化学储能在电力系统中的试点应用取得了大量经验，为下一步大规模应用奠定了良好的基础。

大力发展新能源、优化能源结构、实现清洁低碳发展，是推动我国能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效能源体系的要求，也是我国经济社会转型发展的需要。但随着新能源装机规模不断增加，其波动性和间歇性增加了电源侧调峰、调频压力，加之直流等非同步电源占比不断提升，导致维持系统频率稳定的转动惯量不足，系统稳定水平明显下降。如何提升电力系统灵活性，保障新能源高效消纳和电力系统的安全稳定运行，已经成为政府和社会各界关注的焦点。电化学储能作为一种调节速度快、布置灵活、建设周期短的调节资源日益受到人们的关注和重视[]。推动 GW 级电化学储能建设应用，构建更加灵活高效的电力系统，是保障“十四五”以及未来新能源健康发展和电力系统稳定运行的必然要求[]。本文所研究的大规模储能指的是技术上的电化学储能，所提及的储能电站指的工程上的电化学储能电站。

1 新能源健康发展和高效利用对储能的需求

1.1 大规模新能源并网运行给电力系统运行带来的挑战

我国清洁能源资源与用电负荷呈逆向分布特点。我国西部、北部地区拥有 80%以上陆地风能、60%以上太阳能和 70%以上水能资源，而全国 70%的负荷集中在中、东部地区，必须借助大电网，构建大市场，在全国范围内消纳新能源。截至 2019 年底，风电装机仍主要集中在“三北”地区，累计装机容量 1.46 亿千瓦，占全国风电装机的 70%。河北、山西、内蒙古、江苏、山东、甘肃、宁夏、新疆等 8 个省区装机容量超过 1000 万千瓦。其中，内蒙古风电装机超过 3000 万千瓦，新疆、河北风电装机超过 1500 万千瓦。新能源在总装机中的占比约 21%，已成为我国第二大电源。在一些地区已成为第一大电源，如甘肃、青海等省。按照 2025 年非化石能源占一次能源消费比重达到 18%测算，2025 年末风电和太阳能发电装机规模要较目前还要增长一倍以上，日内新增功率波动最大超过 2 亿千瓦，电力系统电力电量在空间和时间上的平衡难度大幅增加。规模化储能可为系统提供强大的调峰手段以及灵活、可靠、快速的频率调节和惯量支撑手段，有效降低新能源弃电率和系统频率越限和失稳风险。因此，要保持新能源的高效消纳和电力系统的稳定运行，配置一定比例的储能势在必行。

1.2 储能配置需求分析

以提升系统调节能力为目标开展配置储能分析计算，应包括功率配置分析计算、能量配置分析

计算、安全稳定校核和经济性评价等环节。电力系统配置储能的功率应选取满足累积概率要求的新能源受阻功率和负荷限电功率最大值；配置储能的能量应选取满足新能源利用率和负荷平抑量要求所需消减的单次充/放电电量最大值。电力系统配置储能分析计算应结合电力系统运行特性，充分考虑系统中新能源资源特性及常规电源、已建储能、需求响应资源等系统调节资源的调节能力。电力系统配置储能分析计算所需数据应包括时序数据和非时序数据。时序数据应包括开机方式、负荷、新能源发电功率、径流式水电功率等，时间分辨率不应小于 60 min，数据长度不应小于 1 年；非时序数据应包括常规电源、已建储能、需求响应资源等系统调节资源的性能参数及规划的电源并网容量数据。考虑负荷适度增长，抽水蓄能和火电灵活性改造等因素，初步测算表明，到“十四五”末，需要建设 20 GW 以上电化学储能电站。

2 大电网安全稳定运行对储能的需求

2.1 特高压电网过渡期面临的问题

我国一次能源与负荷呈逆向分布的客观现状以及风电大规模集中开发的方式，客观上需要长距离大功率输送才能把西部绿色的新能源送到中东部的负荷中心，特高压直流输电为解决这一矛盾提供了一种有效手段。经过几年的建设，目前在运特高压直流 11 条，设计输电容量 9860 万千瓦，单回最大输送容量 1200 万千瓦，相当于吉林、甘肃全省的用电负荷。随着大容量直流、高比例新能源的发展，我国电源、电网格局都发生了重大变化。以低惯量、弱支撑为特征的新能源机组在电网中的比例不断增加，跨区输送的大容量直流替代了受端电网的部分常规电源，导致电网中传统的同步发电机组占比逐渐降低，同步电网的惯量支撑和一次调频能力不断下降，频率的支撑和调节能力难以应对大容量直流闭锁造成的功率不平衡量冲击，造成频率跌落深度增大，频率恢复困难，系统安全稳定受到威胁。在跨大区交直流混联电网中，跨区直流的闭锁还可能引发大区间交流联络线上的大规模潮流转移，造成跨区同步互联电网之间的失稳和解列事故。2015 年 9 月 19 日锦苏特高压直流发生双极闭锁，引起华东电网瞬时损失功率 490 万千瓦（设计容量 720 万千瓦），当日负荷水平 1.5 亿千瓦，网内开机容量 1.7 亿千瓦，由于其他电源一次调频能力不足，导致系统频率最低跌至 49.56 Hz，对电网运行带来严重影响。

2.2 储能提升特高压电网安全性方面的作用

电网络与电源结构的重大改变，使电网安全稳定特性不断恶化。新常态下电网安全防御，需要在数百毫秒内快速抑制数百万乃至上千万千瓦有功功率对系统的冲击，迫切需要在电力系统内增加更为灵活、可靠和快速的大规模有功调节资源。而大规模储能为解决这一问题提供了可能。电化学储能可在数百毫秒实现从满充到满放，以锂离子电池储能系统为例，满充至满放转换时间不超过 1 秒，可实现毫秒级的有功功率调节响应，是传统火电机组调节性能的 50 倍以上。初步研究表明，在受端电网内配置 GW 级（数百万千瓦）的电化学储能，并使其参与到电网频率安全控制系统（以下简称频控系统）中，可作为频控制系统中原有的切泵（抽水状态的抽蓄机组）、精准切负荷等频控措施的替代或互补解决方案，能有效减少功率不平衡量的冲击，保障系统频率安全；或使在受端配置的数百万千瓦电化学储能实现功率源的虚拟惯量控制与一次调频控制，在频率跌落和恢复期间迅速响应系统的频率变化率与偏差量，提供快速的有功功率支撑，也可以有效减少系统频率跌落的幅度、改善频率恢复特性、保障系统的频率稳定性。在功角暂态稳定问题比较突出的跨区交直流混联受端电网内，配置 GW 级（数百万千瓦）的储能，并使其参与到电网安全稳定控制系统中，立即响应大直流闭锁事件，快速放电进行紧急功率支撑，则可以等效替代切负荷安全稳定控制措施，释放跨区直流和交流联络线的输电能力。

3 GW 级储能电站建设条件基本成熟

3.1 具有一定的工程建设及运行经验

截至 2019 年底，我国新增电化学储能装机 63.69 万千瓦，累计装机规模达到 171 万千瓦，已广泛应用于电力系统发电、输电及用电各环节，成效明显。我国开展了大容量储能提升新能源并网友好性、储能机组二次调频、大容量储能电站调峰等多样性示范工程，包括：国家风光储输示范工程，

配置了 23 MW/89 MW·h 规模的储能电站，可提升了风光互补并网友好性；江苏储能电站，其规模为 101 MW/202 MW·h，可实现调峰、调频、调压、紧急功率支撑等电网侧应用功能；山西部分火电厂配置 9 MW 储能电站，可提升火电调频能力等。

3.2 电化学储能技术经济性快速提升

近几年，储能电池技术的快速发展大幅提升了电池安全性、循环寿命和能量密度等。与此同时，应用成本也得到明显下降。以锂电池为例，其能量密度比 5 年前提高了近 1 倍，循环寿命增长了 1 倍以上，应用成本更是降低了 70%。就锂电池与铅炭电池而言，无论在电池本体还是系统集成等方面，其核心技术已达或超过国际先进水平。

3.3 具有较为完善的电化学储能并网运行标准体系

我国已研究形成了涵盖基础通用、规划设计、设备及试验、施工及验收、并网及检测、运行及维护等 6 个方面的电化学标准体系，已制定发布 11 项国家标准，9 项行业标准和 15 项团体标准。

4 结论

(1) 在我国建设 GW 级电化学储能电站不仅是新能源发展和高效消纳的需要，也是保障未来大电网安全稳定运行的需要，具有必然性和可行性。对于践行我国绿色发展理念，带动储能产业发展，推进储能核心技术自主创新，落实“四个革命，一个合作”国家能源安全发展战略具有重要的现实意义和深远的历史意义。(2) 应结合新能源新增容量及布局特点，深入开展电化学储能配置容量研究，增强电力系统调节能力，保障新能源利用率保持在合理水平。同时，要结合特高压电网特点及电力系统动态支撑需要，合理布局大容量储能，保障电网安全运行。(3) 电化学储能已经在电力系统有多种应用，电池本体、集成技术、协调运行等方面取得了大量经验，并形成了标准体系，为下一步更大规模的应用奠定了坚实的基础。

引用本文：裴哲义,范高锋,秦晓辉.我国电力系统对大规模储能的需求分析[J].储能科学与技术,2020,09(05):1562-1565.

集邦新能源网 2020-10-16

南京工业大学吴宇平：高安全电化学储能体系的探索

9 月 24—26 日，由中国化学与物理电源行业协会联合 200 余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领域的 1621 人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在 25 日下午的“新型储能技术及应用”专场，南京工业大学教授吴宇平分享了主题报告《高安全电化学储能体系的探索》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

吴宇平：大家下午好。

这是我们实验室的愿景，我们希望知识可以解决能源和法律方面的问题，享受生活。我们南京工业大学工科比较强，希望能够为社会培养人才。

这是我们团队，目前我们团队有 5 个教授、4 个副教授和 6 个讲师。算是储能方面比较大的团队，我们也有机会跟企业交流合作，积极共同作一些事情。

大家对锂电池非常熟悉。但是为什么有锂电池？要了解为什么有锂电池的原因，就必须不仅知其然，更要知其所以然。

1800 年伏特发明了电池，拿破仑非常高兴，所以把伏特这个小老百姓一下变成贵族，这也是电化学史上第一个从平民到贵族。当时采用水溶液体系，就如同人类的起源一样，电池也是起源于水。

为了提高电池的能量密度，必须采用新的负极材料。二氧化锰等正极材料在水里非常稳定，但

是锂比较活泼，如同火一样，容易烧起来。二氧化锰在水里非常稳定。我们知道水火不相容，这种电池作不出来的。如果我们把水换成容易燃烧的有机电解液，有机电解液属于火的属性，这样就可以相容了，得到了高能量密度的锂电池。但是，电池就像人一样，火气旺的时候需要把火气的问题一步步解决。把锂电池火气旺的过程一步步解决，就得到了容量高的锂电池。

1994年我们在国内比较早地就开展了锂电池材料的研发，例如改性天然石墨是国内第一款循环寿命超过500次的天然石墨负极，我们也作了三元材料，并且避开了3M公司知识产权的保护。为了解决锂电池火气旺的问题，让它火气没那么旺，我们加入了阻燃剂，取得了良好的效果。

小电池的火气解决了，电池大了以后，同样有火气旺的问题，包括特斯拉也解决不了自然的问题。钛酸锂很安全，但还是会烧。最大的问题是为什么烧？我们可以从为什么有锂电池的过程找到答案。把电解液换成了易燃的东西，因此有了锂电池，正是因为这个易燃的有机电解质，才有了安全的问题。前面嘉宾提到加入磷酸锰铁锂也可以提高安全性，核心安全是什么？易燃的隔膜和电解液。日本丰田研究所的研究结果表明，如果液体锂电池产生的能量是100%，固态锂电池则只有20-30%ALIB，甚至降低到16%。说明核心的安全问题来自于电解液。锂电池的市场很大，怎么办？为了进一步提高安全，能否把电解液跟隔膜连接在一起。结果表明，凝胶隔膜是个有效的解决方案。2003年开始凝胶隔膜的研发，包括制备方法、孔隙率的控制、复合材料。例如与玻璃纤维毡、无纺布和纤维素的复合，我们均是世界上最先报道的。

凝胶隔膜的锂离子导电率与液体电解液在传统隔膜中差不多。组装成锂电池后，具有良好的安全性能和电化学性能。例如采用3G凝胶隔膜在2C的充放电性能与2G陶瓷隔膜不相上下，但是在安全方面具有良好的优越性，满充是4.4V，在高温短路、针刺和跌落测试方面，均明显优于2G的陶瓷隔膜。对于手机电池而言，尽管比较小，但是没有作好它就是个炸弹，在跌落和高温短路测试时就发生了爆炸。

当然，随着锂电池能量密度的不断提高，火气更旺了，也就必须不断把火气旺的问题予以解决。我们有了1G拉伸隔膜、2G陶瓷隔膜、3G凝胶隔膜以后，4G、5G等隔膜也必须研发。希望在大家的共同努力下，保持我们隔膜的世界领先性。

前面谈到锂电池，我们不断将锂电池的安全性进行提高，能否换种思路把锂电池的安全性也提高？因此，我们开展水锂电方面的工作。水锂电的英文术语ARLB是我们在国际上第一个定义的，得到了国内外的学者的高度认可。

水锂电的故事是加拿大科学家首先发明的，我们国内学者也要实事求是。我们是国内第一个开展水锂电研究的。2007年发表第1篇文章以来，我们就坚定地认为，锂电池“跑”到水里面，不是“可能”，而是“肯定”是一条思路。科技是第一生产力，科学在前面，技术在后面，从科学探索到最后的产物，成功的概率本身就不到1%，这也是许多科研成果只能搁在书架上的客观规律。

在中国创新并不容易的事情，我们通过四年的努力，终于获得了国家自然科学基金委第一个有关水锂电的科研项目，后来又获得了国家自然科学基金委第一个有关水锂电的重点项目。

我们在第一代水锂电方面，将正极材料的倍率性能、容量和循环性能得到了明显的改善，并构筑了新的第一代水锂电体系，首次提出了“充电可以象加油一样快”的概念。当然，从概念的提出到实现可能有很长的路要走。

在此基础上，我们结合我国的五行学，采用水-木相容、木-火相容的原理，构筑了高能量密度的第二代水锂电。

为了进一步提高能量密度，我们能否回归到经典。伏特最先有关的电池，就是简单的氧化还原反应，不采用氧化还原反应+嵌入反应。根据此原理，我们采用LiBr水溶液，构筑了更高能量密度的第三代水锂电。后来，国外学者借鉴我们的理念，制备了无贵金属的Li-BrCl电池体系，这也是特斯拉说的无钴电池中的非常重要的一种，这三种元素均可以从海水中回收，因此特斯拉宣称，今后电池材料就直接来源于海水，其主要原因就来源于此。

汽车有很多种，有QQ、桑塔纳、帕萨特、奔驰、宝马，三元电池起来后，其他电池就没有市场

了吗？LiFePO₄ 照样有它的市场。当然，水锂电除了第一代、第二代、第三代外，能否研制出能量密度更高的第四代？答案是肯定的。

谢谢大家！

中国储能网 2020-10-19

商业化磷酸铁锂电池 PK 三元锂电池 谁更胜一筹？

目前国内的主流动力电池，根据正极材料的不同，分为磷酸铁锂电池和三元电池两种。正是由于正极材料的不同，造成了这两种电池在性能上存在较大的差别。

磷酸铁锂材料结构稳定，热稳定性好，其循环性能和安全性优于三元材料；三元材料能量密度高，但由于充放电过程中材料结构不稳定，易发生相转变，因此其循环性能比磷酸铁锂差；三元材料的热稳定性较差，因此三元电池安全隐患高于磷酸铁锂，国内外关于电动汽车燃烧、爆炸的事故报道中，三元电池所引发的安全事故量显著高于磷酸铁锂电池。

一、实验过程

本文根据 GB/T 31484-2015《电动汽车用动力蓄电池循环寿命要求及试验方法》和 GB/T 31486-2015《电动汽车用动力蓄电池电性能要求及试验方法》的相关测试规程，对 75Ah 磷酸铁锂和三元 NCM622 电池的单体循环寿命、室温放电容量，以及模块(5 支单体串联)的室温放电容量、室温倍率性能进行了测试。电池单体和模块照片如图 1 所示。磷酸铁锂电池单体质量 1.81kg，模块质量 9.05kg；三元电池单体质量 1.34kg，模块质量 6.70kg。

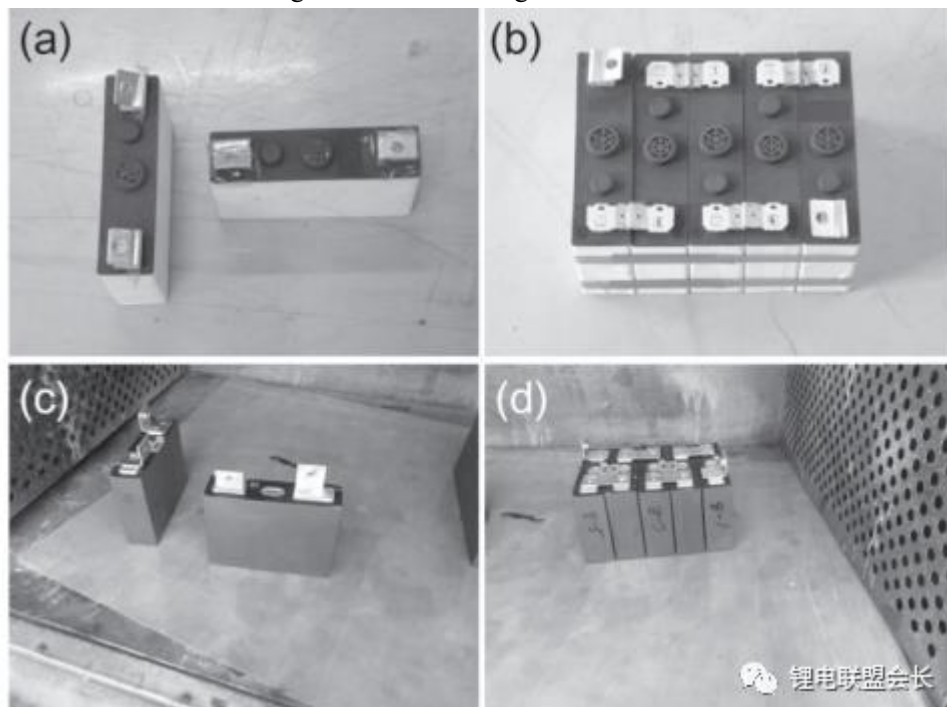


图 1 商业化磷酸铁锂电池(a)单体和(b)模块；商业化三元电池(a)单体和(b)模块

1.1 电池单体性能测试

磷酸铁锂电池单体充电电压上限为 3.8V，放电终止电压为 2V；磷酸铁锂电池模块充电电压上限为 19V。三元电池单体充电电压上限为 4.2V，放电终止电压为 3.0V；三元电池模块充电电压上限为 21.5V。

1.1.1 单体循环寿命测试

a)以 1I1(I1=75A)放电至终止电压；b)搁置 30 分钟；c)以 1I1 电流恒流充电至电压上限转恒压充电，至充电电流降至 0.05I1 时停止充电；d)搁置 30 分钟；e)以 1I1 放电至放电终止条件，记录放电

容量；f)按照 b)~e)连续循环 500 次。

1.1.2 单体室温放电容量测试

a)1I1 电流恒流充电至电压上限转恒压充电，至充电电流降至 0.05I1 时停止充电，搁置 1h；b)室温下，蓄电池以 1I1 电流放电，直到放电至终止电压；c)计量放电容量，记录放电比能量；d)重复步骤 a)~c)5 次，当连续 3 次试验结果的极差小于额定容量的 3%，可提前结束试验，取最后 3 次试验结果平均值。

1.2 电池模块性能测试

1.2.1 模块室温放电容量测试

a)电池模块(5 支单体串联)以 1I1 充电至电压上限转恒压充电，至充电电流降至 0.05I1 时停止充电，若充电过程中有单体电池电压超过终止电压 0.1V 时停止充电，充电后搁置 1h；b)室温下，蓄电池以 1I1 电流放电，直至任意一个单体电压达到放电终止电压；c)计量放电容量和放电比能量；d)重复步骤 a)~c)5 次，当连续 3 次试验结果的极差小于额定容量的 3%，可提前结束试验，取最后 3 次试验结果平均值。

1.2.2 模块室温倍率放电性能测试

a)电池模块以 1I1 充电至电压上限转恒压充电，至充电电流降至 0.05I1 时停止充电，若充电过程中有单体电池电压超过终止电压 0.1V 时停止充电，充电后搁置 1h；b)室温下,蓄电池模块以 3I1 电流放电，直至任意一个单体电压达到放电终止电压；c)计量放电容量。

二、结果与讨论

商业化磷酸铁锂电池和三元电池单体的循环寿命测试结果如图 2 所示。磷酸铁锂电池的首周放电容量为 77.80Ah(质量比容量 42.98Ah/kg)，500 周循环后放电容量为 72.01Ah(质量比容量 39.78Ah/kg)，容量保持率为 92.56%。三元电池的首周放电容量为 77.82Ah(质量比容量 58.07Ah/kg)，500 周循环后放电容量为 70.69Ah(质量比容量 52.75Ah/kg)，容量保持率为 90.84%。

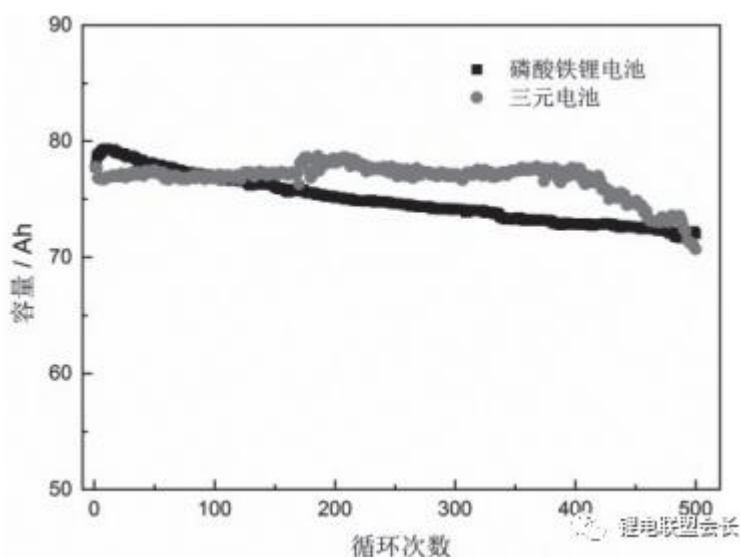


图 2 商业化磷酸铁锂电池和三元电池单体的循环寿命测试结果

由此可见，磷酸铁锂电池的循环稳定性高于三元电池，而三元电池在比容量方面更有优势，而其额定电压也高于磷酸铁锂。因而可以预见，三元电池的能量密度高于磷酸铁锂电池，后续的放电容量测试将对此进行具体的验证。

商业化磷酸铁锂电池和三元电池单体的放电容量测试所得放电容量曲线如图 3 所示。磷酸铁锂电池 3 次循环的放电容量分别为 78.56、78.73 和 78.79Ah(比容量分别为 43.40、43.50、43.53Ah/kg)，根据标准规定，取其平均值 78.69Ah(比容量 43.48Ah/kg)作为放电容量。三元电池 3 次循环的放电容量分别为 76.98、77.78 和 77.89Ah(比容量分别为 57.38、58.04、58.13Ah/kg)，取其平均值 77.55Ah(比

容量 57.87Ah/kg)作为放电容量。

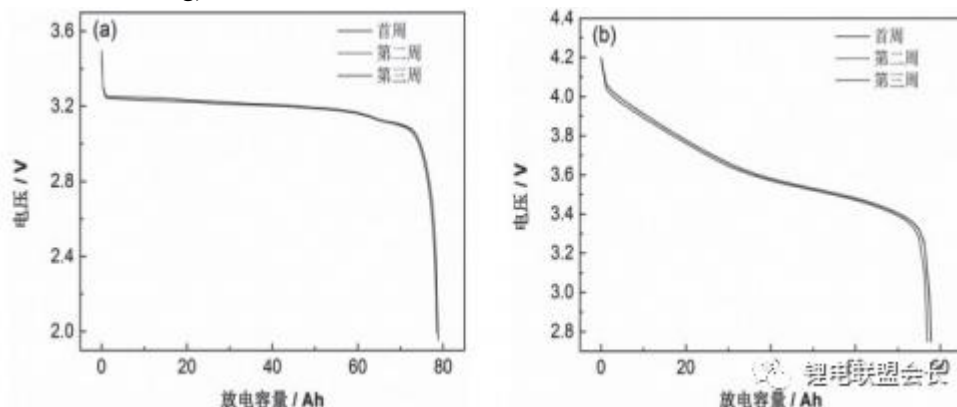


图 3 商业化磷酸铁锂电池和三元电池单体的放电曲线

图 3(a)和图 3(b)所示分别为磷酸铁锂和三元电池的 3 次放电容量曲线, 磷酸铁锂电池在 3.25~3.15V 间有平缓的放电电压平台, 而三元电池的放电平台 4.05~3.35V, 电压平台较宽。记录磷酸铁锂的 3 次放电能量分别为 248.90Wh(比能量 137.51Wh/kg)、248.15Wh(比能量 137.10Wh/kg)、247.31Wh(比能量 136.64Wh/kg), 平均比能量为 137.08Wh/kg; 而三元电池的三次放电能量分别为 278.78Wh(比能量 208.04Wh/kg)、282.36Wh(比能量 210.72Wh/kg)、282.88Wh(比能量 211.10Wh/kg), 平均比能量为 209.95Wh/kg。由此可见, 由于三元电池的比容量和电压平台均高与磷酸铁锂电池, 因而商业化三元电池的比能量高于磷酸铁锂电池。

对商业化磷酸铁锂电池和三元电池模块(均为 5 支单体串联)的放电容量测试, 所得放电容量曲线如图 4 所示。磷酸铁锂电池模块 3 次循环的放电容量分别为 76.91Ah、77.72Ah 和 77.88Ah, 根据标准规定, 取其平均值 77.47Ah 作为放电容量; 而三元电池模块 3 次循环的放电容量分别为 80.80Ah、80.97Ah 和 81.02Ah, 取其平均值 80.93Ah 作为所测放电容量。

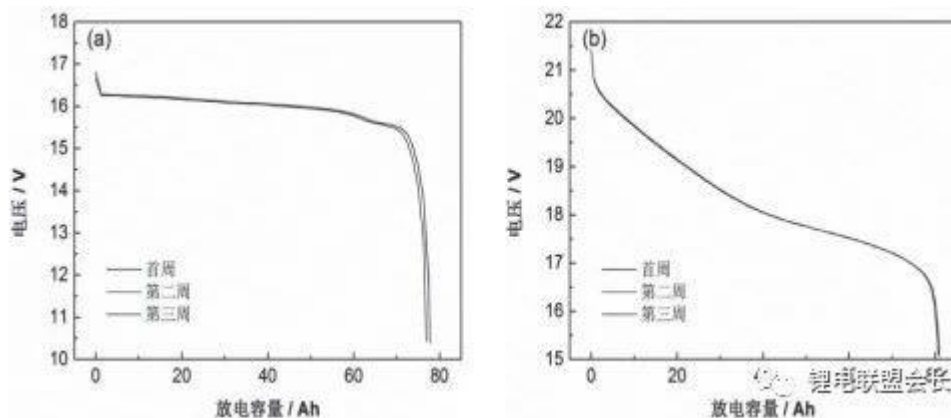


图 4 商业化磷酸铁锂电池和三元电池模块的放电曲线

图 4(a)和图 4(b)所示分别为磷酸铁锂和三元电池模块的 3 次放电容量曲线, 磷酸铁锂电池模块在约 16.25~15.50V 间有平缓的放电电压平台, 而三元电池模块的放电平台范围较宽, 约在 20.75~17V 间, 这与单体的放电曲线相对应的。记录磷酸铁锂的 3 次放电能量分别为 1220.53Wh(比能量 134.86Wh/kg)、1235.08Wh(比能量 136.47Wh/kg)、1236.24Wh(比能量 136.60Wh/kg), 平均比能量为 135.97Wh/kg; 而三元电池的三次放电能量分别为 1477.82Wh(比能量 220.57Wh/kg)、1481.72Wh(比能量 221.15Wh/kg)、1482.85Wh(比能量 221.32Wh/kg), 平均比能量为 221.01Wh/kg。电池模块测试的比能量与单体测试结果相近。

商业化磷酸铁锂电池和三元电池模块的倍率放电曲线如图 5 所示, 为充满电的电池模块在 3C 倍率(225A)下放电的曲线。磷酸铁锂电池模块的放电容量为 76.19Ah, 为初始容量(模块放电容量测试

结果)的 98.3%；三元电池的放电容量为 80.14Ah，是初始容量的 99.2%，这说明商业化磷酸铁锂和三元电池在 3C 高倍率下的放电能力与 1C 倍率(111 电流)下无显著差别。

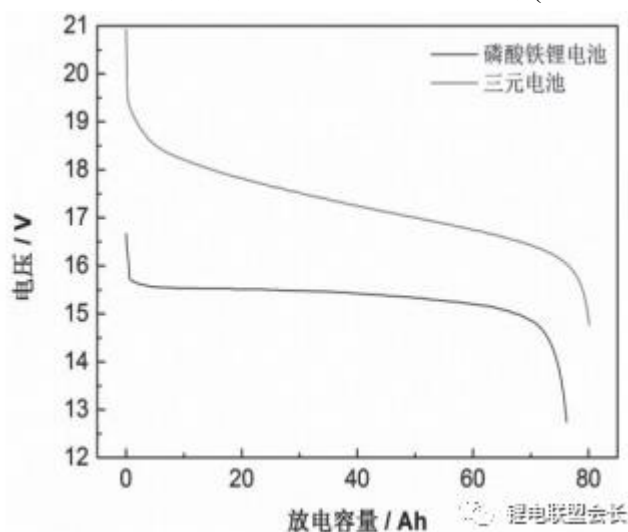


图 5 商业化磷酸铁锂电池和三元电池模块的倍率放电曲线

磷酸铁锂电池模块的放电电压平台约为 15.75~15V，三元电池模块的放电电压平台约为 19.5V~16.5V，对比 1C 倍率下的放电曲线发现，3C 倍率下的放电电压平台有所下降，这是因为在高倍率下极化现象加剧的原因所造成的。

三、结论

商业化动力磷酸铁锂电池的循环稳定性优于三元电池，其耐久性更为优异。商业化三元电池放电电压平台高，比容量高，三元电池单体和模块的能量密度超过 200Wh/kg，高于磷酸铁锂电池(约 136Wh/kg)，因而可以为电动汽车提供较长的续航里程。磷酸铁锂电池和三元电池高倍率下都有较为优异的放电能力。电动汽车生产商基本是根据汽车的指标参数进行电池体系选型；而对于电动汽车买家而言，首先应了解电动汽车所用电池的体系是磷酸铁锂电池还是三元电池，从而根据按自己的实际需求进行车型选择。

参考：张跃强等《商业化磷酸铁锂与三元动力锂离子电池性能对比分析》

集邦新能源网 2020-10-20

大容量储能实用化水平需要提高

10 月 16 日，中国华能集团有限公司董事长舒印彪在电力系统发展方向暨学术方向研讨会上表示，大容量储能实用化水平需要提高，低成本、高安全、高效率电化学储能技术亟待突破和大规模应用。储热、储氢等新型储能技术距离商业化应用还有较大差距。

舒印彪在电力系统发展方向暨学术方向研讨会上的讲话

尊敬的各位院士、各位老师、各位专家，大家上午好！

金秋十月，我们相聚在美丽的西子湖畔，共同交流研讨电力系统发展方向和学术方向的重大问题。我代表会议主办方中国电机工程学会，向各位嘉宾、各位代表的到来表示热烈欢迎！向大家长期以来给予中国电机工程学会的支持和帮助表示衷心感谢！相信本次研讨会对于我们更好认识中国能源转型面临的挑战、推动电力系统科学发展将发挥重要作用，对于我国未来相当长时期电力系统发展将产生深远影响。下面，结合会议主题，我向大家汇报几点认识和体会，请大家批评指正。

01、我国能源转型取得显著成效

中国是能源消费大国。为满足经济社会发展的需要，能源消费需求保持快速增长。在能源资源禀赋以煤为主的国情下，需要进行大规模能源结构调整，构建清洁低碳，安全高效的能源体系。近

年来，中国积极开发利用清洁能源，持续优化能源消费结构，能源转型取得显著成效。

一是新能源快速发展。近3年，我国新能源投资约占世界的70%。截至2019年底，风电、太阳能发电装机分别达到2.1和2.05亿千瓦，均居世界首位，2009年以来年均分别增长28%和46%。新能源装机占比达到21.7%，已成为第二大电源，2019年发电量6295亿千瓦时，利用率达到96.8%。

二是水能核能大规模开发利用。水电装机达到3.56亿千瓦，位居世界第一。建成世界上装机容量最大的三峡水电站（2240万千瓦）和单机容量最大的向家坝水电站（单机容量80万千瓦）。核电装机达到4874万千瓦，在建规模1476万千瓦、居世界第一，百万千瓦级压水堆核电站自主设计和建造能力显著提升。以高温气冷堆示范工程为依托，关键技术研发加快推进。

三是建成清洁高效煤电供应体系。煤电装机10.4亿千瓦，年发电量4.56万亿千瓦时、占总发电量62%，对保障能源安全发挥了重要作用。煤电机组以大容量、高参数、节能环保型为主，60万、100万千瓦机组数量超过四分之三。2019年全国供电煤耗307克/千瓦时，比2009年下降33克/千瓦时，百万千瓦机组最低煤耗达到253克/千瓦时。86%的煤电机组完成超低排放改造。

四是积极推进“以电代煤、以电代油”。2016年以来，在电采暖、电窑炉、港口岸电、机场桥载电源等领域，累计替代电量5962亿千瓦时。积极服务电动汽车的发展，建成世界上最大的覆盖全国主要高速公路的城际快充网络，电动汽车保有量突破310万辆。利用数字技术，建成智慧车联网平台，注册用户389万个、接入充电桩75万台，为实现有序、互动、便捷和安全高效充电提供了平台。

五是能源科技创新成果丰硕。特高压输电技术全面突破并实现大规模应用。自主研制全套21类、100多种特高压设备，大幅提升了电工装备制造能力。发挥特高压远距离、大容量、低损耗技术经济优势，实现大规模“西电东送”。建成投运11回交流、14回直流特高压工程，2019年输送电量4650亿千瓦时，其中清洁能源占比超过70%，实现了能源资源大范围优化配置，成为解决东中部用电需求、减少东中部发电用煤，缓解大气污染的战略技术。建成世界规模最大的风光储输一体化示范项目，实现风光储智能优化、互补运行，输出电力可调可控，有效解决新能源出力波动和消纳问题。虚拟电厂、合同能源管理、智慧电厂、主动配电网、综合能源服务等技术得到快速应用和示范，有效提高系统能效和灵活性。

经过一系列的创新实践，过去十年，我国的非化石能源消费比重从8.5%提高到15.3%，电能终端消费比重从19.6%提高到26%，增幅分别是世界同期平均水平的4.4倍和2.7倍。

02、随着能源转型深入推进，电力系统将面临四个方面重大挑战

9月22日，在第75届联合国大会上，习近平主席宣布，中国将采取更加有力的政策和措施，力争二氧化碳排放于2030年前达到峰值，2060年前实现碳中和。电力在能源转型中承担着重要任务、发挥着重要作用。随着中国能源转型步伐进一步加快，电源、电网和负荷格局将发生深刻变化。风能、太阳能大规模快速发展，直流、大容量FACTS等新型输电设备大量应用，需求侧响应、分布式电源等用电侧形式多样化，电力系统特征日趋复杂，发展面临重大挑战。

（一）电力系统基础理论体系有待完善，认知能力亟需提升

“双高”电力系统机理亟需进一步明晰。电力系统技术体系如何适应高比例新能源和高比例电力电子装备发展的问题将逐步显现，对以交流技术为基础的传统电力系统基础性理论提出了新的挑战。

电力系统特性分析手段需要提升。接入高比例新能源和高比例电力电子装置电力系统的特性描述与分析方法尚不完善，传统建模仿真方法的分析能力和计算精度难以满足要求，对电力系统稳定特性演变规律的认知能力提出了挑战。

新型电力系统评价体系亟待建立。电力系统源荷随机性、波动性不断增大，运行环境多变，缺乏把握运行状态的合理依据，科学的评价指标体系和标准体系有待建立和完善。

（二）电网结构性风险仍然存在，未来发展路径尚不清晰

大范围资源配置能力有待提高。特高压交流与直流、电源与电网规划需要统筹，跨区输电通道与送端配套电源和送受端配套电网建设需要加强。

超高比例新能源对电网规划提出新挑战。新能源消纳比例持续增加、海上风电基地建设、分布

式发电容量增长、电网能量流分布大幅改变，实现新能源电力电量实时平衡成为一个难题。

未来电力系统发展路径尚不明确。未来电力系统将具有大量可再生能源接入、冷热电气多源协同、源荷多时空差异等特征，传统电力系统如何向能源互联网过渡，还需要加强理论支撑和实践探索。

（三）电力系统运行控制难度增大，安全运行面临巨大风险

电力系统平衡能力亟待增强。我国电源结构以火电为主，灵活调节电源相对不足，高比例新能源接入对系统平衡能力和运行灵活性带来巨大挑战。

系统调节控制能力有待提升。新能源和直流大量替代常规电源，电网频率和电压动态调节能力严重不足。由于新能源发电的波动性和随机性，以及大量分布式发电的“弱调度”或“无调度”特点，电力系统协调运行控制难度持续增大。

安全运行风险需要加强防控。电网互联规模不断增大，耦合日趋紧密，电力系统一体化特征明显。电力电子型电源群、直流群密集接入，事故发展过程复杂，故障行为更加难以预测，连锁反应风险加剧，防御体系亟待加强。

（四）电力设备与系统发展缺乏协调，装备技术亟需革新

发电装备支撑调节能力需要加强。未来较长一段时期，仅靠传统电源仍无法满足高比例新能源调峰调频需求。同时，新能源耐受扰动能力低，尚不具备与传统电源相当的安全稳定支撑能力。

输变电装备技术水平需要持续提升。柔性输电设备性能和运行可靠性有待提高。随着短路电流水平提高，大容量高速开关装备技术亟待突破。

大容量储能实用化水平需要提高。低成本、高安全、高效率电化学储能技术亟待突破和大规模应用。储热、储氢等新型储能技术距离商业化应用还有较大差距。

03、未来电力系统发展应以推动能源清洁化、电气化、数字化、标准化转型为目标

（一）清洁化

在西部北部建设多能互补大型清洁能源基地。我国 80%的风光资源集中在西部北部地区，太阳能、50 米高度风能资源潜在开发量分别为 45 亿和 19.6 亿千瓦。当地地广人稀，具备大规模开发建设条件。预计 2035 年，西部北部新能源装机达到 10 亿千瓦。按照“建设大基地、融入大市场”的思路，利用特高压等先进输电技术，实现规模化开发、智能化运维、集约化经营，显著降低开发成本，提高利用效率。目前，西部地区 200 万千瓦以上风电上网电价已经达到 0.25 元/千瓦时以下，具有较强的市场竞争力。

促进东中部分布式新能源发展。加快分散式风电建设，因地制宜发展分布式光伏。初步测算，东中部分布式新能源潜在开发量超过 20 亿千瓦。目前，新能源装机中集中式与分布式之比为 88%:12%，预计未来 10 年达到 65%:35%，东中部分布式新能源发展还有很大上升空间。

大力发展海上风电。我国海上风电装机 640 万千瓦、占全球 22%。东部可利用海域面积 300 多万平方公里，可开发量 5 亿千瓦以上。建立全方位立体化开发格局，加快布局近海深水，逐渐向远海方向发展。推动“一基地一主体”开发，实施“投资建设运维”一体化，促进产业链建立和完善。

安全高效发展核电。目前，我国核电装机占总装机比例 2.4%，距离 5.4%的世界平均水平还有较大差距。加快华龙一号等国产化三代压水堆技术推广，以四代高温气冷堆示范工程为依托，提高设备安全性和经济性。推动核能综合利用，在供汽供热、工业制氢、海水淡化等领域实现综合利用。

积极开发水电。我国水能资源技术可开发量 6.9 亿千瓦，80%待开发水电分布在西南地区。预计 2035 年，水电装机达到 5 亿千瓦。加强雅砻江、金沙江、澜沧江、怒江、雅鲁藏布江等流域统筹规划，形成较为完善的流域开发格局和对水资源的调控能力。以水电为先导，通过“水风光”互补开发，形成流域大型清洁能源开发新格局，打造“西电东送”接续能源基地。

推进煤炭清洁高效发电。提升煤电利用效率，合理控制新增煤电规模，推动电力碳排放总量与强度下降。提高煤电机组灵活性，加快向“调节服务”转变。积极实施生物质、城市固体废弃物、污泥耦合发电项目。发展 650°C、700°C 超超临界关键技术，探索燃料电池发电（IGFC）、超临界 CO₂ 循

环等技术。加快推进碳捕集和利用、新一代 IGCC、大型高参数循环流化床机组、多污染物一体化近零排放、水污染控制等技术创新与工程应用。

健全促进清洁能源发展长效机制。加快建立全国统一、灵活高效的电力市场，完善电力现货市场建设，逐步向“中长期市场+现货市场”过渡。消除省间壁垒，促进清洁能源灵活参与市场交易。推进新能源配额制度，健全绿证认购体系，完善峰谷、分时、阶梯、可中断等电价政策，发挥市场决定作用，促进新能源与常规电源协调发展、源-网-荷-储高效协同。

（二）电气化

提供动力、热力的能源都是潜在的电能替代对象。迄今，我国仍有约 70 万台工业小锅炉以及各种窑炉等。工业领域，重点推进高效电锅炉、电窑炉，推行节能和工业余热余压回收，发展综合能源服务，形成互补互济的新型用能方式。使电气化率由当前的 30% 提高到 2050 年的 60%。建筑领域，重点推行电蓄热锅炉、高效热泵技术，建筑屋顶、墙壁发展分布式能源和储能系统，实现与外部能源系统双向互动。使电气化率由当前的 25% 提高到 2050 年的 75%。交通领域，加强充电基础设施建设，促进电动汽车产业升级，积极发展轨道交通、港口岸电等，形成交通综合能源系统。使公路、铁路的电气化率由当前的 1% 和 60%，分别提高到 2050 年的 40% 和 95%。

（三）数字化

加强能源基础设施数字化建设。建立统一开放共享的能源数据平台，消除数据壁垒，打通流通渠道，充分释放数据价值，实现数字赋能，提升能源生产消费数字化水平，加快能源产业、装备和服务的智能升级。

发展新一代电力系统。充分利用“大云物移智链”等现代技术，积极构建“广泛互联、智能互动、灵活柔性、安全可控、开放共享”的新一代电力系统。发电侧推进智慧电厂建设，实现电源自动采集、智能分析与灵活控制，促进清洁能源智能发电与友好并网。电网侧构建合理网络结构，发展特高压、柔性输电、直流电网、新一代调控系统，提升电网支撑新能源能力、资源优化配置能力和安全稳定控制能力。用户侧推广智慧用能管理，发展“互联网+”智慧能源系统，为智慧城市、智慧社会建设提供解决方案。

（四）标准化

国际标准是国际合作的技术基础和技术创新的“催化剂”。世界三大国际标准化组织（IEC、ISO、ITU）都以推动技术革命、消除技术壁垒、促进成果共享、提高生产效率为宗旨。国际标准和产品合格评定影响全球 80% 的贸易和投资。IEC 成立于 1906 年，成员已涵盖 173 个国家，累计制定发布国际标准 7976 项，建立 4 个合格评定国际互认体系。

提升国际标准化综合能力。建立国际标准化研究机构，举办国际标准化高端论坛，整合区内标准化资源，打造政府、企业、研究院所等利益相关方的国际标准化平台。推进能源电力标准国际化，构建标准+检测服务体系，提升与国际接轨互认互通能力，聚焦海上风电、光伏、电动汽车充电、信息技术等新兴领域的国际标准化工作，助力能源电力装备、产品、服务质量提升和产业升级。深化与国际标准化组织合作，加大与国际标准的对接和互认力度，实现技术共享和标准互联互通，有效提升科技资源利用效率，共同促进技术进步、国际贸易发展和全球经济复苏。

04、充分发挥中国电机工程学会的作用

学会作为联系广大电力科技工作者的学术团体，将充分发挥桥梁、纽带和平台作用，把握好电力系统发展和学术研究辩证关系两个方面，推动产学研用协同。

一是以电力系统发展实践推动学术研究。电力系统的发展实践是学术研究的根本动力。要准确把握能源转型的趋势，认识清洁化、电气化、数字化、标准化的演进方向，以电力系统发展促进能源转型，推动学术研究取得更多创新成果，不断提升我国在能源电力领域的科技实力。

二是以学术研究支撑电力系统发展。学术研究和突破为电力系统发展提供必要的技术支撑，并引领电力系统科学发展。要打破学科界限，加快突破能源电力基础理论和关键技术。深化电网未来格局和形态研究，研究未来电网演化路径，不断优化同步电网络局，推动建设适应分布式、微网

等发展的智能配电网。深化电力系统基础理论研究，重点开展“双高”电力系统安全稳定基础理论、复杂大电网仿真方法与特性认知等研究。深化电力系统运行控制技术研究，重点开展新能源虚拟同步、源网荷储协调运行、交直流大电网安全稳定综合防御体系等研究。深化电力重大关键技术研究，重点攻关海上风电、柔性交直流输电、大规模储能、大容量高速开关等关键技术，推动向更清洁、更可靠、更灵活方向发展。

各位院士、各位老师、各位专家，破解能源转型面临的重大难题、推动电力系统向更高水平的发展具有重要的现实意义和深远的历史意义。让我们以本次研讨会为契机，凝聚共识、共同努力，推动我国电力行业发展再上新台阶，为构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系作出新的更大贡献！

舒印彪 中国电机工程学报 2020-10-16

悉尼计划部署 50MW/75MWh 储能项目 将获得 1535 万美元资助

据外媒报道，澳大利亚联邦政府和新南威尔士州政府日前表示，将为计划在悉尼部署的一个 50MW/75MWh 电池储能试点项目提供 2150 万澳元（1535 万美元）资助，而部署该项目的总成本为 6190 万澳元。

当地输电系统运营商 TransGrid 公司表示，将运营电池储能系统提供有助于保持其电网稳定的服务，即快速的频率响应和合成惯性。而随着越来越多的可再生能源发电设施接入电网，这一点变得越来越重要。（注：“合成惯性”是模拟传统发电设施惯性反应的技术。）

这个大型锂离子电池储能系统将部署在 TransGrid 公司在新南威尔士州悉尼西部运营的一个名为 Wallgrove 变电站中，其占地面积约 4600 平方米。TransGrid 公司战略、创新和技术执行经理 Eva Hanly 表示，该项目将成为首个将“合成惯性”项目作为新南威尔士州电网服务试点的电池储能系统。

计划在 Wallgrove 变电站部署的项目将采用特斯拉的 Megapack 电池储能系统渲染图

澳大利亚联邦政府将通过澳大利亚可再生能源署（ARENA）推出的“推进可再生能源计划”提供高达 1150 万澳元的资助，而新南威尔士州政府将通过其“新兴能源计划”提供高达 1000 万澳元的资金。

澳大利亚联邦能源与减排部长 Angus Taylor 日前在一份声明中强调，储能技术是该国技术投资路线图中的优先技术之一，但要使电池储能系统发挥作用，必须降低能源消耗和成本。

该项目旨在确定电池储能系统是否像预期的那样成为控制电网频率的成本低得多的解决方案，而电网频率必须保持在严格的范围内以保持电力系统稳定性。

在 Wallgrove 变电站部署的这个电池储能项目还将用于提供说明电池储能系统需要多长时间调用一次来提供这些服务，在不断变化的条件下可以储存和调度多少电力，以及日常运营等技术信息。

TransGrid 公司表示，该项目详细的设计工作将从 2020 年 11 月至 2021 年 2 月进行，并计划于 2021 年 2 月开始部署，将在 2021 年 10 月实现商业运营，并从 2021 年第四季度到 2023 年最后一个季度进行为期两年的测试。

经济模型表明电池储能项目的收益应该远远超过成本

TransGrid 公司的 Eva Hanly 说：“对于新南威尔士州电网和澳大利亚电力市场而言，这是向前迈进的重要一步。这个项目将有助于加速电力行业向低碳能源系统转型，并为客户降低电力费用。”

TransGrid 公司在一份声明中表示，“合成惯性”服务目前是通过传统发电资产提供给电网，其中包括燃煤发电厂、天然气发电厂以及水力发电设施，但是随着燃煤发电厂的退役以及越来越多的可再生能源发电设施连接到电网，需要寻找替代的惯性发电资产。

经济咨询机构 HoustonKemp 公司估计，该试点项目将为新南威尔士州的用户带来 9300 万到 1.35 亿澳元直接收益，而 TransGrid 则表示，电池储能系统在电网频率稳定服务方面的成本只有传统发电设施的几分之一。该公司表示，在进行试点运营之后，由于输电系统运营商可以更好地了解其相关成本和效益，因此还将能够更好地评估第三方供应商在电力系统上采用电池储能系统的情况。

与澳大利亚迄今为止运营的规模最大的霍恩斯代尔电池储能系统一样，Wallgrove 电池储能项目将采用特斯拉公司的电池储能系统建造。而霍恩斯代尔电池储能系统的第一阶段运行的报告表明，该系统在帮助平衡当地电网方面取得了很大的成功，同时也获得了经济效益。此外，在几个月前发布的一份调查报告表明，在澳大利亚维多利亚州运营的两个大型电池储能系统运营的前 12 个月中都达到了预期效果。

该电池储能系统将由可再生能源开发商和资产运营商 Infigen Energy 公司在澳大利亚能源套利市场以及频率控制辅助服务（FCAS）市场中运营。TransGrid 公司表示，Infigen Energy 公司将运营这个电池储能系统以提供至关重要的电网服务，这意味着可以获得大量的收入流，为降低消费者的成本提供了更多机会。

中国储能网 2020-10-26

日本促进可再生能源发展的经验与消纳措施

日本可再生能源发展以太阳能为主，将成为未来主力电源。由于国土面积及近海水域使用等方面的约束，日本可再生能源发展以太阳能为主。截至 2019 年底，日本太阳能发电装机达到 6184 万千瓦，风电装机为 379 万千瓦（海上风电约为 6.5 万千瓦）。2019 年可再生能源发电量约占总发电量的 17.1%，其中太阳能发电量占 7.2%、风电发电量占 0.9%。根据日本政府 2018 年 7 月公布的《第 5 次能源基本计划》，2030 年可再生能源发电量占比目标为 22%~24%，将利用闲置土地、工厂、学校、住宅屋顶发展太阳能光伏，扩大海上风力发电。

降电价的政策

日本调整电价政策，以市场竞价促电价下降。日本政府于 2009 年 11 月启动了太阳能发电富余电量收购制度，以促进太阳能发电及其制造业发展。在 2011 年前，由于成本高、出力波动、电网接纳意愿不足等方面原因，发展规模较小。2011 年之后，为解决能源自给率大幅下降问题，日本开始积极发展可再生能源，并于 2012 年 7 月 1 日开始实施固定电价收购政策（FIT）。

FIT 政策有效的刺激了日本可再生能源投资与装机增长。自 FIT 政策启动到 2018 年底，日本可再生能源装机增长了 4600 万千瓦，其中居民光伏增长了 583 万千瓦、非居民光伏增长了 3722 万千瓦、风电增长了 111 万千瓦。在 FIT 政策下，电力公司被允许通过征收附加费的方式将购买可再生能源发电的高成本转嫁给电力用户。为了降低太阳能发电的收购价格，日本于 2017 年开始对 2 兆瓦及以上容量的太阳能发电启动竞价制度。通过竞价，中标价从 2017 年 11 月的 17.2~21.0 日元/千瓦时下降到 2019 年 9 月的 10.5~13.99 日元/千瓦时。2019 财年的附加费水平为 2.95 日元/千瓦时（日本全国为 2.4287 万亿日元）。

FIT 政策的实施，促进了可再生能源发展，也暴露出一些问题：可再生能源附加费不断增长、电网消纳可再生能源的难度不断加大。日本政府决定在 2020 财年末对 FIT 政策进行彻底改革以促进可再生能源以经济可持续方式成为电源结构中的核心组成部分。

多措并举促消纳

日本利用市场，再加上源-网-荷多措并举促进可再生能源消纳。

加强电力改革与市场建设。日本于 2013 年 4 月启动电力改革。改革进程分为三个阶段。第一阶段，2015 年建立输电运营商跨区协调组织（OCCTO）。第二阶段，2016 年建立完全自由的电力市场、放开零售和发电。第三阶段，到 2020 年正式拆分垂直一体化公司的输配电业务，消除管制的零售价格。

可再生能源发电出力控制管理。在 FIT 政策的激励下，一些地区的光伏装机容量已超过当地电网可接纳能力。如九州电力公司经营区可接纳能力为 820 万千瓦，而 2018 年 8 月的并网容量已达 810 万千瓦。2018 年 10 月后，在春秋季电力负荷较低的节假日期间，在采取了限制火电出力、利用跨区联络线、利用抽水蓄能电站等措施后，对风光出力进行控制。

加强跨区联合规划。OCCTO 的主要职责是作为控制中心，管理跨区域的电力供应和需求发展规划、促进跨区域电力互济、确保电力供应安全，升级日本全国范围内的跨区电力联网系统。OCCTO 对英国使用的“连接与管理”联络线运行模型进行优化调整，主要有三大机制：基于实际运行情况来估计电源可用容量；“N-1 内部消纳计划”，即系统发生 N-1 故障时，立即限制出力以确保输电容量稳定；第三，“无固定接入”，即在电源输出被限制、而其他电源正常运行情况下，允许新的接入使用跨区联络线。

加强跨区联络线能力。近年来大规模分布式可再生能源并网给输电设施优化布局带来挑战。OCCTO 正在制定增强跨区联络线的规划。已经确定将 Tokyo-Chubu 联络线的变压器容量在 2020 财年提升到 900 万千瓦，Tokyo-Tohoku 联络线容量在 2027 财年提升到 460 万千瓦等。

利用数字信息技术挖掘系统调节能力。为满足具有间歇性、波动性的风电和光伏发电大规模并网，目前主要依靠火电和抽水蓄能电站提供灵活调节能力。未来，将利用电池存储提升系统灵活能力，并积极探索发展利用数字信息技术的虚拟电厂（VPP）和需求侧响应（DR），以及人工智能技术（AI）和区块链技术应用等。

国家能源报道 2020-10-31

浙能中科储能拟投资 6000 万元建 1MWh 水系锌储能电池中试产线

浙江浙能中科储能科技有限公司拟投资 6000 万元建设 1MWh 产能的水系锌储能电池中试产线，目前正在进行环境影响评价受理情况公示。据介绍该电池在成本、安全、稳定性、系统集成方面具有显著优势，适用于工业电力储能应用领域。产品以 30Ah 电芯为核心组件，电池的充放电总容量可分别达到 40.01Ah 和 36.524Ah，效率 91.29%。

据了解，该项目中的水系锌储能电池是一款新型的绿色高安全性储能电池，与目前市面上的锂离子电池的最大不同点在于电解液采用水溶液，不含有机溶剂，因此本质上没有燃烧、起火、爆炸的风险，是一款高安全的电池。该储能电池系统常温运行，充放电效率高且无需复杂电池管理系统，容易实现模块化与规模化，原材料安全、环保，在成本、安全、稳定性、系统集成方面具有显著优势，适用于工业电力储能应用领域。而该储能电池研制主要难度为水溶液中高稳定性的电极材料及电解质体系开发，以及高稳定的电池产品结构设计与制备技术等。

环评公示资料显示，浙江浙能中科储能科技有限公司拟投资 6000 万元购置相关设备，租用浙江浙能电力股份有限公司萧山发电厂的现有厂房 3330m²，拟建设 1MWh 产能的小规模中试线，开展水系锌储能电池中试试验。项目研制的电池产品以 30Ah 电芯为核心组件，其中有两种正极设计，一种是 1-3mm 厚电极，一种是 100-500 μ m 薄电极。本项目在大容量电池的研制方面主要采用了厚度较大的压片式电极经过测试，基于正极的电池比容量可达 160mAh g⁻¹，电池的充放电总容量可分别达到 40.01Ah 和 36.524Ah，效率 91.29%。

北极星储能网 2020-10-26

清华气候院：2050 年二氧化碳减排目标任务艰巨

日前，清华大学气候变化与可持续发展研究院（下称“清华气候院”）发布“中国长期低碳发展战略与转型路径研究”项目成果报告，这一研究成果揭示了我国在本世纪中叶实现碳中和目标的可能路径。该报告还针对“十四五”规划提出了多项建议，包括重点城市以及高能耗强度行业应制定十年达峰计划、严格控制煤电产能和煤炭消费总量反弹、完善全国碳市场建设等。

研究建议十年内碳排放达峰

据清华气候院学术委员会主任何建坤介绍，该研究由清华气候院组织、国内十几家主流研究单位共同参与，共设置了 18 个课题，研究论证了中国 2050 年实现与《巴黎协定》长期目标相契合的

低碳发展目标和路径，同时为中国政府在 2020 年提交本世纪中叶低碳排放发展战略提供了技术支撑。

报告研究指出，随着经济发展、国内生态环境根本好转和国际影响力的提升，强化深度二氧化碳减排的目标导向将占据越来越重要的地位。

该报告提出了四种主要二氧化碳排放情景：一为政策情景，二氧化碳排放量预计将在 2030 年左右达峰，到 2050 年实现二氧化碳排放量降至 90 亿吨；二为强化政策情景，我国碳排放量将在 2030 年前实现达峰，到 2050 年碳排放量下降至约 62 亿吨；三为 2°C 温控目标情景，到 2025 年左右碳排放量实现达峰，在碳捕捉与封存技术（CCS）、生物质能和碳捕捉与封存技术（BECCS）与农林业碳汇的支持下，届时人均碳排放量可控制在 1.5 吨左右；四为 1.5°C 温控目标情景，争取到 2050 年基本实现二氧化碳净零排放。

针对这一报告情景预测，何建坤指出，按照当前趋势以及强化政策构想，2050 年我国尚不能实现与全球 2°C 温升控制目标相契合的减排路径，考虑到能源与经济体系惯性，我国也难以迅速实现 2°C 与 1.5°C 情景的减排路径。对此，他建议，我国长期低碳排放路径选择应是从强化政策情景向 2°C 温控目标情景和 1.5°C 温控目标情景过渡，力争 2030 年前尽早实现二氧化碳排放达峰，其后加速向 2°C 目标和 1.5°C 目标减排路径过渡。

我国碳减排挑战仍然巨大

尽管减排目标明确，但要达到目标仍有多座“大山”需要翻过。生态环境部气候变化事务特别顾问、清华气候院院长解振华指出，我国的低碳发展转型还存在巨大的发展空间和发展潜力，同时也面临着巨大挑战。

解振华表示：“一是制造业在国际产业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤炭消费占比较高，目前占比仍超过 50%，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高约 30%，能源结构优化任务艰巨；三是单位 GDP 能耗依然较高，为世界平均水平的 1.5 倍、发达国家的 2-3 倍，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。”

根据报告情景分析的数据，实现长期低碳转型目标的投资需要包括能源和电力系统、终端节能和能源替代等领域基础设施建设，同时也包括既有设施改造以及化石能源搁浅资产的成本，如果要实现 2°C 情景，总计投资需要达到 127.24 万亿元，而实现 1.5°C 情景总投资需求则高达 174.38 万亿元。

在清华气候院常务副院长李政看来，实现减碳目标、降低对煤炭等化石能源使用量，不仅是经济问题，更是社会价值导向的体现。“要降低煤电在电力结构中的占比，实际上是一种倒逼机制。当前能源转型也面临着基础设施转变周期长、可能引发社会不公平等问题，虽然转型障碍很多，但能源转型仍是为了照顾大多数人利益，目标应十分明确。”

技术支撑不可或缺

报告认为，要实现长期深度脱碳或碳中和目标，各个领域仍需要有突破性技术支撑：除需要进一步提高对需求侧管理和能效技术、新能源和可再生能源发电及热利用技术的关注外，还需要特别关注当前虽然尚不成熟但对深度脱碳可发挥关键作用的战略性技术。报告指出，大规模储能技术、智能电网技术、分布式可再生能源网络技术、能源互联网等技术都将是减排的重要推手。

另外，报告强调，CCS 技术和地球工程技术也是实现深度脱碳的重要备选技术，在深度减排目标下，CCS 技术可用于化石能源发电和煤化工及石油化工领域，实现化石能源利用的深度脱碳，同时 BECCS 技术则能在利用生物质燃料发电的基础上，实现二氧化碳捕集和埋存，进而做到二氧化碳负排放。

李政告诉记者，针对 CCS 技术，全球多国已经做了诸多研究，这一技术不论从理论、方法还是工程技术方面都已基本成熟。“CCS 技术本身包含三个环节，二氧化碳捕捉与运输方面技术已基本成熟，目前挑战主要是降低成本。同时，地质研究也在不断推动二氧化碳埋存技术发展，所以，CCS 前景可期。预期到 2030 年，第一代 CCS 将投入产业化使用，并开始第二代 CCS 技术示范，2035 年则

有望将低能耗 CCS 技术投入使用。”

李丽旻 中国能源报 2020-10-21

特变电工西安雏龙飞：高压大容量储能 PCS 及一体机解决方案

9月24—26日，由中国化学与物理电源行业协会联合200余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领域的1621人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在25日下午的“新型储能技术及应用”专场，特变电工西安电气科技有限公司微网解决方案专家雏龙飞分享了主题报告《高压大容量储能 PCS 及一体机解决方案》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

雏龙飞：各位领导、同仁：

非常荣幸能够跟大家针对“高压大容量储能 PCS 及一体机解决方案”进行一个交流和汇报，我来自特变电工西安电气科技有限公司，叫雏龙飞。

首先，在储能的发展背景方面，给各位领导和同仁进行简要的介绍。我们比较清楚一点，新能源大规模并网通常会给电力系统带来很大的压力和挑战。新能源通常会呈现出强随机性、高的波动性和低惯性。针对于这个问题，我们通常采用电力系统储能的方式来调节源荷平衡。站在电力系统角度考虑问题，我们可以从发电侧、电网侧、用户侧实现储能系统的可靠接入。在发电侧方面，储能可以解决 AGC、一次调频、减少弃电、平滑波动、跟踪计划、备用容量等问题。在电网侧方面，储能可以实现调频辅助服务、缓解断面阻塞、延缓扩容、应急供电、安全稳定控制。在用户侧方面，储能可满足削峰填谷、需求响应、减少基本容量等应用需求。因而，电力系统储能的本质是以更经济的方式从不同时空尺度促进源荷平衡

从技术形态来讲，储能技术可以分为电储能和热储能的方式。电储能包含物理形式和化学形式。例如，铅酸电池、锂离子电池属于化学形式的储能。在技术成熟度层面，纵观电网侧、发电侧和用户侧而言，锂离子储能技术应用更加的广泛，特别是锂离子储能技术在发电侧的使用具备电网的惯量支撑、平滑新能源发电处理，调频调峰的功能。

2020年国家能源局相关部委相继出台一些政策，直接或者间接要求新建的光伏电站、风电厂增加一定比例的储能装置。目前有10个省份出台政策，超过12个省份出台储能参与辅助服务市场政策。据可靠统计和预测，2035年时，电源装机容量将达到3500GW以上，其中风电占有量是700GW，光伏装机7为30GW。如果我们针对风电厂来说，按照1C的配置，光伏按照0.5C储能配置，2035年时储能的规模将达到213GW和286GWh。

储能系统的应用必然要体现很重要的价值，具体价值表现在哪些方面？核心是三点：

- 第一，满足一定的指标要求。
- 第二，获取相应的补偿。
- 第三，参与市场服务。

细分来说，储能系统可减少弃风/弃光，即限电时段储能充电，非限电时段储能放电；可实现一次调频，辅助风电机组或光伏电站调整有功出力，减少频率偏差，满足考核要求；能配合电源调峰，辅助光伏、风电机组进行出力调整，满足考核要求并获取深度调峰补贴；也可实现风电、光伏发电功率预测、AGC和AVC等功能，通过满足相应的指标获取相应的补偿或者达到考核要求。

特变电工及储能系统解决方案。特变电工新能源的愿景是成为全球卓越的绿色智慧能源服务商。特变电工新疆新能源股份有限公司创立于2000年，业务遍及全球20余个国家和地区。公司专注于光伏、风电、储能、电力电子、能源互联网等领域，为客户提供清洁能源项目开发、投（融）资、设

计、建设、智能设备、调试、智能运维整体解决方案，在光伏、风电 EPC，逆变器等领域占据全球领先地位。

目前在光伏风电建设数量方面超过 5000 多座，光伏 EPC 连续三年全球第一。光伏、风电设计总量达到 13GW，建设总量达到 16GW。目前光伏逆变器全球出货量是 30GW，TSVG 全球出货量 8GVar，用于国内生产基地 10 个，海外办事处 20 个

特变电工西安电气科技有限公司属于新能源公司的产业公司，成立于 2010 年。专注于光伏发电、电能质量治理和智能微电网与储能等核心装备研制及提供核心技术解决方案的高新技术企业。主要产品有光伏逆变器、高压静止无功发生器、电能路由器与储能 PCS 产品及智慧能源管理平台。并以电力电子技术为支撑，致力于清洁能源发电、智能配电、灵活用电全生态链的能源互联网技术探索。加快引领能源行业技术进步，驱动能源技术革新。

对公司业务内容进行全面梳理，我们的核心业务包含发电、输电、配电、智慧管理的全生态链能源互联网解决方案。

科研实力方面，我们积极参与了国家 863 计划、十三五重大专项课题研究，特别是《光伏微电网双向变流器研制及关键技术研究》以及《交直流混合的分布式可再生能源关键技术、核心装备和工程示范研究》为储能在新能源领域的应用奠定了坚实基础。我们拥有西北区最大的电力电子研发测试实验室。成立于 2000 年 6 月，累计投资 2.3 亿元，现占地 6800 平米。在 2010 年被发改委授予国家地方授予国家地方联合工程实验室。2013 年被美国 UL 授予见证测试程序证书（WTDP）。2017 年通过中国合格评定国家认可委员会认可，具备国际领先的电力电子等产品的技术开发及全性能测试能力。

接下来汇报一下特变电工的储能系统解决方案。我们看到的这张图主要表现了我们在中压交流侧耦合的解决方案，目前，针对不同应用工况，我们有基于双绕组变压器中压接入的 PCS 多机并联方案、基于双分裂变压器中压交流侧耦合接入的大功率 PCS 并联解决方案，对比这两种方案，基于双分裂的方式，由于变压器支持单边储能运行，可靠性相对更高。对这两种方案进行集总概况，特变电工储能系统是具备虚拟同步器核心控制技术、AGC、AVC、自主有功调频技术等。

针对不同的电池配置和容量。我们有两种储能系统设计方案，第一种是针对电池容量配置比较大的工况，电池部分采用独立标准的集装箱设计，PCS 系统采用变流升压一体机的方式，系统容量为 3MW，电池系统可以配置到 4MWh 以上。我们针对配置容量比较小的情况，采用 PCS 与电池集成在同一集装箱的设计方案，外部采用变压器独立升压放置。

特变电工储能系列产品。我们前不久推出了行业单机容量超大的单机 1.5MW, 1500V 储能 PCS，与 3 台 500kW 的设备相比较，从占地来说肯定是单机占地更省资源。在充分考虑，单机容量、输出电压、功率密度等基础上，我们得到以下数据，相对于 1000V 系统，1.5MW, 1500V PCS 单瓦成本可以降低 10%，由于采用了新一代的 IGBT 和相应的调试策略，使得我们效率高达 99%，可以提升 0.4%。我们搭载虚拟同步机技术，可以实现一次调频调压，惯量支撑，包含二次调频调压和调峰等功能。电网友好性方面，采用交流侧双电流采样，引入虚拟阻抗控制算法，实现柔性并网，并网 THD 降低 0.5%。

具体而言，在低成本方面，以 1000V, 630kW PCS 对比分析，传统 1000V 系统采用两电平拓扑结构，在既定电压下，系统容量有限，1500V 系统采用三电平拓扑结构，在同等电流容量下，可表现出跟高的系统容量，因而，功率密度高，体积小，此外，在结构、电气、散热等设计方面都有所改变，总的而言，这些改变带来了单瓦 10% 的成本降低，同时也带来了功率密度 25%、系统容量 100% 的提升，带来了并网 THD 0.5% 的降低。此外，我们以 10MW/10MWh 的储能系统配置为例，分别对比了 1000V 系统和 1500V 系统的建设投资成本，以 1500V PCS 构建的储能系统，在建安成本方面可降低 6.5%，在电池成本方面降低 0.5%，在功率设备成本方面降低 2.8%，在系统效率方面提升 1%，在系统 LCOE 方面降低 3.24%。

在高效率方面，具体而言可分为两点，一是变频调制策略。本身的损耗有所降低，我们调制策

略是把 DPWM 和 CPWM 进行融合，使得调制策略上获得效率的提升，平均效率提升 0.3%；二是由于 1500V 输出电压较高，如果功率容量相同的时候，交流侧电压比较高的话，电流是比较小的，从设备本体、外部接入等考虑，效率上都会有所提升，这部分带来了 0.1% 的效率提升。

接下来我们对虚拟阻抗环的介绍。虚拟阻抗是在变流器引入了虚拟阻抗，实现 PCS 端口阻抗的调节。在储能系统适配容量比较大的情况下，我们往往会采用单机容量比较大的设备进行多机并联。并联后必然有环流存在，针对这个问题，虚拟阻抗算法可实现 PCS 端口阻抗调节，让环流最低，降低 THD，提高电网适应性。

虚拟同步机的内容。我们在有功或者无功这一环引入转动功率和阻尼系数，使得 PCS 具备传统同步发电机的特性，其核心本质是实现调频和惯量支撑及频调压功能，抑制系统频率和电压的快速变化，提高系统频率的稳定性

在多功能方面，首先是无功补偿功能。国标对 PCS 有相应的规定，要求 PCS 在发有功时仍然具备 33% 的无功输出能力。这样的要求，我们从这个点上看出了一些契机。储能系统本身所有的 PCS 具备无功能力，我们在此基础上配置一定的 PCS 设备，综合实现储能和 SVG 的功能。目前按照 50MW 风电站配置 20% 储能系统，大概是 10MW。1.1 配容量运行时，可替代 4.5MVar 无功，可节省 45% 的 SVG 成本。

光储一体化接入。基于 1500V 系统，本质上不管是 1000V 系统还是 1500V 系统，电池直流侧电压是有变化的，1500V 的系统要接入分布式光伏的话，中间需要有 DC/DC，按照控制模式适配电压的变化，可以支持光储接入，实现分布式光伏与储能系统联合控制的模式。

接下来是升压一体机介绍，升压一体机的容量配置是 3MW，本质是内部具备 1 两台并联的 1500V，1.5MW PCS 系统，形成一体化设计。采用标准的 20ft 集装箱，目的是降低施工量，实现模块化、可插拔的维护。

在电池配置方面，针对 3MW 一体机有相应的电池容量配置：3.226MWh、4.3MWh 和 5.017MWh 的配置。

3.226MWh 电池配置采用了一并 360 电芯串联的连接方式形成一个电池簇，采用 10 个电池簇并联实现，直流额定电压为 1152V，额定功率 3MW，重量约 35T；4.3MWh 是采用一并 400 电芯串联，12 簇并联实现，直流额定电压是 1280V，重量约为 46T，5.017MWh 采用一并 400 电芯串联，14 簇并联实现，重约 52T。

综合考虑升压一体机设备、储能接入系统的配置，同时考虑高可靠性、虚拟同步机、高效率 and 云平台等特点，基于升压一体机接入的储能系统 LCOE 可以降低 3%。

最后，针对我们的全套储能 PCS 进行一个总结介绍，首先是我们的 3MW 升压一体机，这个是我们新一代的一体机系统，具体特征不在赘述，其次是我们的单机设备，包含 1000V 系统的 500kW、630kW PCS 及 1500V 系统的 1.5MW PCS，产品种类基本覆盖了行业应用需求，再次是我们的 10kV/35kV 中压储能直挂设备，这个是我们目前正在预研的新产品。

我的汇报就到这里，谢谢大家！

中国储能网 2020-10-19

用能侧加速电气化成脱碳重要途径

“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”——中国近期首次明确提出的碳中和目标，引起了国内外社会广泛关注与讨论。

清华大学等 18 家研究机构近日联合发布的一份题为《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》（下称《报告》）提出，为达成减排目标，我国应努力争取二氧化碳排放在 2025 年后进入峰值平台期，到 2050 年基本实现二氧化碳净零排放，全部温室气体减排约 90%。2050 年后还要进一步加强非二氧化碳温室气体减排以及增加碳汇和采用负排放措施，尽快实现全部温室气体净零排放，达到

碳中和目标。

多位业内人士接受记者采访时表达了共识：节能与提高电力在工业、建筑、交通等终端能源消费中的比重，将有效减少化石能源消费和二氧化碳排放。

工业、建筑、交通要唱重头戏

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

相关数据显示，目前，我国每年碳排放已接近 100 亿吨，居世界第一。要在 2060 年实现碳中和，挑战空前。

“作为全球最大的发展中国家和碳排放大国，在未来 40 年内完成从达峰到净零排放的转型，面临着巨大挑战。”清华大学气候变化与可持续发展研究院院长解振华坦言，一是制造业在国际产业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤炭消费占比较高，当前仍超过 50%，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高约 30%，能源结构优化任务艰巨；三是单位 GDP 能耗仍然较高，为世界平均水平的 1.4 倍、发达国家的 2—3 倍，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。

研究表明，2030 年达峰前，提高能源使用效率是主要的节能减排途径之一。相关材料显示，当前，工业、建筑、交通是主要的终端能耗部门，三者总能耗合计比重超过 90%。

其中，工业能源消费占全国总终端能耗的 65%，是最主要的能源消费和二氧化碳排放部门；建筑能耗占总终端能耗的约 20%，且随着建筑总量的增加和人民生活水平的提高，能耗水平正呈现增长态势；交通能源消费约占全国总终端能耗的 10%，随着国内汽车保有量快速增加，交通能源消耗亦呈现出较快增长趋势，从而使得碳减排整体面临巨大挑战。

电气化将成主要路径

那么，未来，上述三大“能耗”部门应如何应对严峻的碳减排形势，需采取何种措施大幅降低各自能耗水平？《报告》提出，“提高电力在终端能源消费中的比重”将可发挥重要作用。

具体而言，工业部门应在制造业生产环节加快对化石能源直接利用的替代，建筑部门采用分布式可再生能源系统并拓展电力在供暖中的应用，交通部门大力发展电动汽车，限制和逐渐淘汰燃油车。

多位受访专家告诉记者，用能终端电气化水平不断提高是能源转型的大方向。

在全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰看来，从新能源汽车到热泵采暖，电能替代在交通领域和建筑取暖中潜力巨大。

华北电力大学教授袁家海亦认为，提高用能终端的电气化水平对于实现碳中和有非常重要的意义，应尤其着重强化配电网的建设，满足电能替代不断增长的用电需求。

《报告》认为，电力将成为工业领域主导能源品种。预计到 2050 年，在当前政策情景下，工业电气化率将达到 31%，而在温升控制在 1.5°C 以内目标情形下，更将达到 69.5%。这意味着，顺应碳减排大势，未来工业电气化进程要明显加快。

对建筑领域而言，低碳化转型要求一方面要“再全面电气化”，一方面要“柔性用电”，通过发展分布式、智能化可再生能源网络，实现热、电、气协同。

《报告》指出，通过推动合理规划和控制建筑总规模、强化建筑物节能标准、改进北方建筑供暖方式、现有建筑节能改造等措施，在温升 2°C 目标情景下，到 2050 年建筑总能耗可下降至 7.13 亿吨标煤，电气化率可由目前的 28% 提升到 60% 以上。

电动化和氢燃料是公认的交通部门通往碳中和之路的有效途径。“促进资源集约高效利用、提高运输效率之外，新能源汽车对交通行业的减排贡献巨大，在低碳转型中要加大新能源车推广力度。”清华大学副教授欧训民特别强调。

《报告》显示，在温升 2°C 目标情景下，交通部门电气化率可由 2015 年的 3.5% 提升到 2050 年的 25%，二氧化碳排放可在 2030 年前后达峰，2050 年可比峰值年份下降 50% 以上。

需以市场化推动脱碳“百花齐放”

如前述，终端部门节能提效，重点在工业。“工业部门最难减排的是钢铁、水泥、石化、化工行业，这些部门要脱碳必须经历革命性的过程。”清华大学气候变化与可持续发展研究院学术委员会主任何建坤特别强调。

比如，无论是电力，还是氢，或者大数据技术，其在工业部门的脱碳进程中要发挥作用还存在经济性掣肘，尚待技术突破与革新，也离不开体制投机的保障。交通部门亦如此

投资巨大，技术革新非一蹴而就。何建坤表示，实现 2060 年碳中和目标需要制定完善投融资机制和资金保障措施。

“工业、建筑、交通领域的脱碳技术真正落地，离不开关键要素——市场化。”中国通用机械工程有限公司原副总经理、高级专务经理牟国超亦指出，政府政策和资金投入就像“种子”和“推手”，没有市场化，很难持续发展，壮大更是无从谈起。“以工业节能为例，政府要把规则制定好，同时做好监管，并引入权威第三方做好市场化的节能评估服务保障。如此一来，社会资本参与其中的积极性将有望大幅提升，最终以‘百花齐放’之势深度推动脱碳进程。”

本报实习记者 齐琛 中国能源报 2020-10-26

福建巨电刘泉：大容量、半固态电池技术驱动储能发展

9月24—26日，由中国化学与物理电源行业协会联合 200 余家机构共同支持的第十届中国国际储能大会在深圳鹏瑞莱佛士酒店召开。此次大会主题是“共建储能生态链，开启应用新时代”。来自行业主管机构、国内外驻华机构、科研单位、电网企业、发电企业、系统集成商、金融机构等不同领域的 1621 人参加了本届大会。本次大会由中国化学与物理电源行业协会储能应用分会、中国科学院电工研究所储能技术组和中国储能网联合承办。

在 25 日下午的“储能电站建设与运维”专场，福建巨电新能源股份有限公司市场总监刘泉分享了主题报告《大容量、半固态电池技术驱动储能发展》。会务组对发言人的演讲速记做了梳理，方便大家会后交流、学习，以下是速记全文：

刘泉：今天很荣幸由我代表福建巨电给各位汇报福建巨电半固态电池的发展方向。在汇报半固态电池之前，先给各位展示一下储能发展的情况。

截至到 2020 年，整个全球电化学储能和蓄水储能加起来有 191GW 的规模，其中电化学储能所占比例比较低。在应该方向来看，调频储能占比 55%，发电侧储能占 13%，我们一直认为的应用面比较广的用户侧储能只占 11%。从这些表格中来看，功能性的储能应用占比较大，商业性的应用占比较少，这里面有几个重要的因素，其中最重大的因素就是成本，我们储能系统中，电池成本占比 60%，PCS 加集装箱加 EMS 占比 40%。从 2010 到 2020 年锂离子电池价格下降近 90%，行业内最新的报价已经做到 700 元/kwh，我们认为不管是三元还是磷酸铁锂，不管是动力电池还是储能电池，电池价格已经基本逼近天花板了。

再往下看，这里面是我们跟电网和用户侧做方案的时候，发现真正商业化应用还是有很多的难点，我们以一个 10MW 的集装箱储能产品为例，电池加集装箱等系统集成总成本保守计算在 1200 万元，成本回收机制以削峰填谷电价差来回收，参照深圳的峰谷平电价及时段来计算，按 80%DOD 测算，一天最大电价差为 11360 元，全年最大回收成本 398 万元，按照 6%融资利息测算，至少需要 4 年才能回本。从商业投资角度来看，4 年以上投资回本的项目，很难受到资本的青睐。

推动电化学储能发展的两大核心要素：成本和安全。前面亿纬锂能和比亚迪的同事都提到过韩国近期发生过 21 起燃烧起火事故，关于安全我们发现有一条比较直接的路线就是做固态电池，所以巨电从企业成立之初就坚持走固态电池路线。固态电池有两个比较明显的特点：高能量密度、高安全。高能量密度我们通过电解质、正极材料的优化来实现，例如我们巨电现在做的半固态电池，用磷酸铁锂做正极材料能量密度可以做到 200wh/kg，实验室开发的半固态电池能量密度可以做到

350wh/kg。我们认为锂电池的发展方向是：锂离子电池液态结构到半固态电池到全固态电池，乃至未来的钠硫、锂硫、锂空气电池等，这些也是属于全固态电池范畴。

前面给大家探讨了电池的发展方向，现在给大家介绍一下我们福建巨电的产品研究方向和企业情况。福建巨电是隶属于福建省国资委的二级子公司，是福建省招标采购集团的全资子公司，是一家国企。得到了国资委和发改委的大力支持，才成立了固态电池研究院。每年都投入非常巨大的研发成本，我们拥有由 100 多位博士、硕士组成的研发团队，我们由材料开发、电芯研发、生产到模组 PACK、系统组成，都是由自己来进行。截至到现在，我们获得了很多的荣誉，包括福建省独角兽企业、中国航天钱学森实践基地、中国航天军民融合示范企业等。2019 年由发改委牵头，我们福建巨电联合一流大学、上下游供应链还有我们的客户，一起成立了固态电池研究院，专门来研究固态电池的方向。每年我们国资委还有招标集团、福建巨电、固态电池研究院投入上亿元用于固态电池研发，目前已经成功开发出 500ah 大容量半固态电池并实现量产，已布置于多个储能应用领域。

这是我们公司自主研发并具有核心知识产权的成果：电解质，区别于传统的电解液，我们是在外面形成电解质，通过叠片方法，加入到电池中去，这是我们的一个核心技术。现在我们的 500ah 电芯已经推出来，具备几大核心竞争力，第一：大容量，可以大幅减少电池串联数量，减少 BMS 投入，且更安全可靠，在 300kwh-500kwh 系统应用中，我们只需要一并就可以满足要求，对我们电池管理和安全性都比较有保障。第二：电芯寿命长，在储能应用中，可以达到 8000 次以上的循环寿命，另外我们 PACK 是采用插片式结构，在售后维护上比较方便快捷。第三：高安全，没有液态电解液，电池在极端情况下更安全。

福建巨电是从电芯到系统都可以开发和生产的，所以我们可以提供电网侧、发电侧、用户侧一揽子的解决方案，可以直接提供交钥匙方案。目前我们的合作伙伴比较多，比如跟华润电力在发电侧、跟南方电网、国网在电网侧，跟许继电气、中国航天在用户侧都有合作应用案例，其中比较有代表性的就是在深圳已经布下 65 兆瓦时级别的分布式移动储能，后续大家有需要的可以跟我联系，带大家去看一下。我的分享比较简单，主要是关于半固态电池在储能中的应用，谢谢大家的聆听。

中国储能网 2020-10-19

问道“碳中和”，这份报告勾画出的路线很明确

“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”——中国近期首次明确提出的碳中和目标，引起了国内外社会广泛关注与讨论。

清华大学等 18 家研究机构近日联合发布的一份题为《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》（下称《报告》）提出，为达成减排目标，我国应努力争取二氧化碳排放在 2025 年后进入峰值平台期，到 2050 年基本实现二氧化碳净零排放，全部温室气体减排约 90%。2050 年后还要进一步加强非二氧化碳温室气体减排以及增加碳汇和采用负排放措施，尽快实现全部温室气体净零排放，达到碳中和目标。

多位业内人士接受记者采访时表达了共识：节能与提高电力在工业、建筑、交通等终端能源消费中的比重，将有效减少化石能源消费和二氧化碳排放。

工业、建筑、交通要唱重头戏

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

相关数据显示，目前，我国每年碳排放已接近 100 亿吨，居世界第一。要在 2060 年实现碳中和，挑战空前。

“作为全球最大的发展中国家和碳排放大国，在未来 40 年内完成从达峰到净零排放的转型，面临着巨大挑战。”清华大学气候变化与可持续发展研究院院长解振华坦言，一是制造业在国际产业价值链中仍处于中低端，产品能耗物耗高，增加值率低，经济结构调整和产业升级任务艰巨；二是煤

炭消费占比较高，当前仍超过 50%，单位能源的二氧化碳排放强度比世界平均水平高约 30%，能源结构优化任务艰巨；三是单位 GDP 能耗仍然较高，为世界平均水平的 1.4 倍、发达国家的 2—3 倍，建立绿色低碳的经济体系任务艰巨。

研究表明，2030 年达峰前，提高能源使用效率是主要的节能减排途径之一。相关材料显示，当前，工业、建筑、交通是主要的终端能耗部门，三者总能耗合计比重超过 90%。

其中，工业能源消费占全国总终端能耗的 65%，是最主要的能源消费和二氧化碳排放部门；建筑能耗占总终端能耗的约 20%，且随着建筑总量的增加和人民生活水平的提高，能耗水平正呈现增长态势；交通能源消费约占全国总终端能耗的 10%，随着国内汽车保有量快速增加，交通能源消耗亦呈现出较快增长趋势，从而使得碳减排整体面临巨大挑战。

电气化将成主要路径

那么，未来，上述三大“能耗”部门应如何应对严峻的碳减排形势，需采取何种措施大幅降低各自能耗水平？《报告》提出，“提高电力在终端能源消费中的比重”将可发挥重要作用。

具体而言，工业部门应在制造业生产环节加快对化石能源直接利用的替代，建筑部门采用分布式可再生能源系统并拓展电力在供暖中的应用，交通部门大力发展电动汽车，限制和逐渐淘汰燃油车。

多位受访专家告诉记者，用能终端电气化水平不断提高是能源转型的大方向。

在全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰看来，从新能源汽车到热泵采暖，电能替代在交通领域和建筑取暖中潜力巨大。

华北电力大学教授袁家海亦认为，提高用能终端的电气化水平对于实现碳中和有非常重要的意义，应尤其着重强化配电网的建设，满足电能替代不断增长的用电需求。

《报告》认为，电力将成为工业领域主导能源品种。预计到 2050 年，在当前政策情景下，工业电气化率将达到 31%，而在温升控制在 1.5°C 以内目标情形下，更将达到 69.5%。这意味着，顺应碳减排大势，未来工业电气化进程要明显加快。

对建筑领域而言，低碳化转型要求一方面要“再全面电气化”，一方面要“柔性用电”，通过发展分布式、智能化可再生能源网络，实现热、电、气协同。

《报告》指出，通过推动合理规划和控制建筑总规模、强化建筑物节能标准、改进北方建筑供暖方式、现有建筑节能改造等措施，在温升 2°C 目标情景下，到 2050 年建筑总能耗可下降至 7.13 亿吨标煤，电气化率可由目前的 28% 提升到 60% 以上。

电动化和氢燃料是公认的交通部门通往碳中和之路的有效途径。“促进资源集约高效利用、提高运输效率之外，新能源汽车对交通行业的减排贡献巨大，在低碳转型中要加大新能源车推广力度。”清华大学副教授欧训民特别强调。

《报告》显示，在温升 2°C 目标情景下，交通部门电气化率可由 2015 年的 3.5% 提升到 2050 年的 25%，二氧化碳排放可在 2030 年前后达峰，2050 年可比峰值年份下降 50% 以上。

需以市场化推动脱碳“百花齐放”

如前述，终端部门节能提效，重点在工业。“工业部门最难减排的是钢铁、水泥、石化、化工行业，这些部门要脱碳必须经历革命性的过程。”清华大学气候变化与可持续发展研究院学术委员会主任何建坤特别强调。

比如，无论是电力，还是氢，或者大数据技术，其在工业部门的脱碳进程中要发挥作用还存在经济性掣肘，尚待技术突破与革新，也离不开体制投机的保障。交通部门亦如此

投资巨大，技术革新非一蹴而就。何建坤表示，实现 2060 年碳中和目标需要制定完善投融资机制和资金保障措施。

“工业、建筑、交通领域的脱碳技术真正落地，离不开关键要素——市场化。”中国通用机械工程有限公司原副总经理、高级专务经理牟国超亦指出，政府政策和资金投入就像“种子”和“推手”，没有市场化，很难持续发展，壮大更是无从谈起。“以工业节能为例，政府要把规则制定好，同时做好监

管，并引入权威第三方做好市场化的节能评估服务保障。如此一来，社会资本参与其中的积极性将有望大幅提升，最终以‘百花齐放’之势深度推动脱碳进程。”

齐琛罔 中国能源报 2020-10-26

首个电网退运电池储能电站投运

本报讯 近日，山东首个电化学储能电站、全国首个利用电网退运电池建成的储能电站——山东省济南市莱芜区口镇综能储能电站并网投运。这标志着由国网山东省电力公司主导，以莱芜供电公司研究主体的“新能源+智慧储能”新模式取得突破性进展，不仅为电网退运电池找到新家，注入了二次生命，实现“化废为利、变害为宝”的目的，还降低了储能电站建设成本。

山东作为能源生产和消费大省，随着新能源蓬勃发展，电网调峰形势日趋严峻，迫切需要配套储能产业来支撑。同时，电网企业的变电站、通信机房、实验室等场所的电池主要是作为突发应急情况下不间断供电的电源使用，每年都要进行充放电试验，很多长期处于休眠状态，电池利用率没有达到最大化，为安全起见，到达使用年限后被统一回收，报废拆解，电池质量比社会上的电池要好很多。通过技术修复后可以将退运电池电容量恢复到原容量的95%以上，延长3年左右的使用周期；每安时的修复费用不足0.15元，只占新购电池费用的1/10，能大幅节约投资成本，用电网退运电池建设储能电站前景广阔。

莱芜供电公司联合山东希格斯新能源公司探索退运电池修复技术，利用“复合谐振脉冲触发稀土纳米碳修复技术”将退运电池进行复活后重新利用，建成了山东首个电化学储能电站、全国首个电网退运电池独立储能电站，为“新能源+智慧储能”提供了样板。

项目从源头上减少铅酸蓄电池拆解费用和再生铅循环，有效降低铅、酸等对环境造成的污染。对此，山东省能源局局长栾健表示，退运电池储能电站也将推动山东储能产业发展，引导和带动储能技术创新突破，破解电力发展瓶颈。

10月13日，口镇综能储能电站正式对外供电，当天向网上供电1120千万时，充放电切换速度能达到毫秒级。据介绍，该储能电站相当于为城市安装了一个庞大的“充电宝”，在电网谷时段蓄电，在峰时段放电，可以快速参与电网调峰调压，实现电力削峰填谷，有效降低电网峰值负荷，不仅有利于电网安全运行，还有利于合理转移用电负荷，提高系统设备容量的利用效率，节约能源，降低企业生产和用电成本。该站目前最大放电功率达1600千瓦，对外放电容量为3200千瓦时，按居民日平均用电5千瓦时计算，可为600户居民持续供电24小时。

除削峰填谷外，该储能电站还可以有效减少大规模风光发电对电网的影响，提高新能源发电利用效率。

王宪才 中国能源报 2020-10-26

地热能

广东谋定未来五年地热能等新能源发展蓝图

近日，广东省发展改革委、广东省能源局、广东省科学技术厅、广东省工业和信息化厅、广东省自然资源厅、广东省生态环境厅联合印发了《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021—2025年）的通知》（以下简称“行动计划”），包括总体情况、工作目标、重点任务、重点工程和保障措施。

按照计划目标，广东省将会大力发展核能、风能、天然气及其水合物、太阳能、氢能、生物质能、地热能、海洋能、智能电网、储能等10大领域的新能源战略性新兴产业，到2025年，全省非

化石能源消费约占全省能源消费总量的 30%，形成国内领先、世界一流的新能源产业集群。

行动计划明确，重点任务包括有序推动新能源开发应用、着力加强关键技术攻关、加快建设产业创新平台、大力推动产业集聚发展、加快能源新基建等五大方面。其中在推动新能源开发应用领域提出，推广地热能与集中供热、制冷、燃机发电等方面的应用，示范开发海洋能；在加强关键技术攻关领域提出，推动河源黄村地热能综合利用示范，加快前沿技术产业化进程。

行动计划提出，未来五年，广东省要加强中高温地热资源(水热、干热)勘查技术及梯级综合利用技术的攻关，支持地球物理探查技术、地热钻探技术、地热发电、地热制冷、供暖烘干等装备的研发。

记者梳理发现，此次行动计划在“重点建设产业支撑平台”里，中国科学院广州能源研究所位列其中。根据通知安排，中国科学院广州能源研究所开展生物质能、波浪能和地热能的应用基础研究与技术开发。开展天然气水合物成藏理论研究、开采技术及资源、环境影响评价研究等。

据记者了解，广州能源所的前身是广东省地热研究室，是国内最早从事地热能利用技术研究的单位之一，在中低温发电、高温热泵和中低温制冷等技术研发方面具有国内领先优势。“十三五”以来，广州能源所在地热能研究领域不断向探索多学科交叉的前沿方向深入迈进，培育了储能式地热供暖、地热防垢除垢、中深层地热单井换热等技术领域，目前有些技术已取得了阶段性成果。

广东省人民政府 广东省人民政府 2020-10-20

全球地热能开发正当时

日前，挪威能源研究机构雷斯塔能源发布报告称，受“绿色经济”政策刺激及相关技术的发展完善，全球能源企业正加快布局地热能开发，预计未来 5 年内，全球地热能市场将快速增长。

市场前景可期

根据雷斯塔能源的统计数据，2019 年，全球地热井数量为 223 座。与此同时，2010 年至 2020 年期间，全球新增地热能投资总量已达 400 亿美元。雷斯塔能源预计，今年全球地热能发电装机容量将达到 16 吉瓦，到 2025 年，这一数值将上涨至 24 吉瓦，涨幅达到 50%以上。而未来 5 年，全球地热能领域将有望迎来超过 250 亿美元新增投资，地热井数量将达到 380 座。

从现有的地热能开发项目来看，全球地热装机总量排名前 5 的国家分别是美国、印尼、菲律宾、土耳其以及意大利。同时，全球地热能项目装机总量排名前 10 的国家包揽了全球 90%的地热装机市场份额。

报告认为，从历史角度来看，地热领域投资支出中，约有 35%—40%来自于项目成本，同时约有 60%—65%的成本为地表基础设施建设开支。其中，钻井成本很大程度上取决于钻井深度以及所用技术水平。从资源角度来看，当前全球地热项目大多在拥有丰富活火山资源的国家。自然形成的火山系统热区为产生地热能创造了有利的环境，例如冰岛、意大利和土耳其等的地热能开发潜力都十分可观。不过，报告同时表示，即使在不具备大量活火山资源的国家，钻井达到一定深度也能够获取有效温差，进而实现地热发电或发热。

减排压力倒逼行业发展

分析指出，随着全球各国相继提出减排目标，地热能也将迎来全新的发展契机。“目前，地热能已经逐渐开始与其他可再生能源进行同台竞争，很多地热能项目已经进入规划阶段。”雷斯塔能源能源服务研究主管 Audun Martinsen 表示，“但是，与风电、光伏不同的是，同等发电量的地热能电厂建设用地面积要小得多，这将是地热能的一大优势。”

雷斯塔能源预测称，除了当前已经在地热能领域“有所作为”的国家，未来将有越来越多的国家进入地热能市场，许多欧洲国家都将发力。

报告统计称，截止目前，匈牙利、克罗地亚、比利时、英国以及德国等均有在役的地热能电厂。其中，德国拥有 37 座地热能发电设施，并计划在未来数年里新增 16 座地热能发电以及供热设施，

同时，每年还将新增地热钻井 20 座，垂直钻井深度将达到 600 米。

根据今年 9 月欧盟发布的最新减碳目标，欧盟将进一步提高碳减排量。有数据显示，欧盟供热体系中，有超过 80% 的热能来自于化石能源，同时供热也占据欧盟能源消耗总量的一半左右。对此，欧盟地热能源委员会（EGEC）发布声明称，对于欧盟来说，供热体系去碳化尤为重要。EGEC 呼吁供热行业加入到欧盟碳价体系中。预测认为，一旦欧盟将供热制冷领域纳入碳价体系，以地热能为主的可再生能源供热技术将获得更多优先发展机会。

“新玩家”不断涌入

报告称，目前地热领域规模最大的开发商少有跨界，大多为专注于这一领域的专业化企业，不过这一现状正在逐渐发生改变。此前，油气公司雪佛龙曾在菲律宾以及印尼等国开发地热设施，总计地热装机超过 1 吉瓦，但在 2017 年，雪佛龙以 300 亿的价格售出这一资产。然而，考虑到化石能源前景，雷斯塔能源称，未来将会有更多跨国油气企业进入到这一领域，利用其现有技术手段开发地热，进而获得新的市场增长机会。

今年 9 月，参与英国页岩气项目开采的油气企业 IGas Energy 就曾表示，正采取行动，使其投资组合更加多元化，并与英国深海地热项目开发商 GT Energy 达成了合作协议。据 IGas Energy 公司透露，该公司正在将可再生能源技术加入其重点开发领域，其中就包括地热相关技术。

此外，油服巨头斯伦贝谢也于今年 9 月和地热企业“热能合作伙伴”(TEP)组建了地热企业 GeoFrame，计划在油气资源丰富的美国德克萨斯州开发地热资源。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-10-19

河南省地热产业发展进入黄金期

“近几年，河南省地热产业将进入发展的黄金期。一方面，因为生态环境建设和大气污染防治工作的层层倒逼，能源结构调整进入关键时期；另一方面，一部分高耗能企业的向外转移和关停，为新型能源产业的发展提供了空间。”河南省发展改革委党组书记、主任何雄在河南省第二次地热供暖现场推进会上说。

今年是打赢蓝天保卫战的收官之年，如何保障北方人民群众温暖过冬的同时，头顶上能有一片湛湛蓝天，是政府尤为关心的一项民生问题。为切实解决这一问题，2017 年 12 月，国家发展改革委等十部委联合印发了《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，大力推进北方地区冬季清洁取暖工作。在此背景下，地热作为一种清洁环保能源，正在凭借其独特的优势在供暖领域展现出强大的生命力，加快地热开发利用是大势所趋。

近年来，河南省内 10 个城市相继被纳入国家清洁取暖试点城市名单，河南省委省政府高度重视冬季清洁取暖工作，牢固树立新发展理念，积极践行生态文明建设思想，着力提高地热供暖综合开发利用水平，取得了一定成绩，获得了广泛认可。而今，河南省的地热产业发展到了哪一阶段？面临着哪些问题？未来的发展前景和方向又将如何呢？记者从日前召开的“河南省第二次地热供暖现场推进会”上了解到了最新消息。

资源勘探稳步推进 行业发展空间巨大

地热资源具有清洁、经济、可再生等特点，是国家大力倡导的新能源。开发利用地热是深入贯彻生态文明思想，落实新发展理念，建设美丽河南的重要举措。那么，河南省的地热资源蕴藏量究竟如何，又开发利用到了什么程度呢？

据河南省自然资源厅二级巡视员冯进城介绍，地热资源包含：浅层地热能、深层水热型地热能、干热岩等类型。河南省地热资源类型主要以浅层地热能和中深层水热型地热资源为主。目前，河南省浅层地热能开发利用适宜区总面积逾 75000km²，主要城市浅层地热能开发利用适宜区的总面积为 7013km²，河南省中深层水热型地热资源热储面积约占全省热储总面积的 25%。根据计算，河南省中深层地热资源可开采热水量为 55 万 m³/年，热能折合标准煤为 374 万吨/年。

关于热干岩资源蕴藏情况，冯进城表示，目前河南省热干岩资源尚处于调查评价阶段。根据河南省自然资源厅开展的河南省干热岩调研评价项目，已在伏牛山北坡等4个区域，逐步圈定了24处干热岩有力勘查靶区。另外，在洛阳龙门和济源龙湖地区，有望在4000-5000米深度找到150-200℃的干热岩资源。

有关浅层地热能开发利用的情况，冯进城表示，河南省18个省直辖市及郑州航空港经济综合实验区均有浅层地热能开发利用工程。目前，河南省采用浅层地热能来实现供暖职能的建筑面积达到了3000万m²，占全省供暖总面积的12%，减少二氧化碳排放量达到了186.5万吨/年。

“截止2019年底，全省地热供暖面积已经达到8900万平方米，今年有望达到1.17亿平方米，实现国家《地热能开发利用“十三五”规划》提出的规划目标。”河南省发展改革委副主任、河南省能源规划建设局局长高义告诉记者。

职能部门协调联动 热能供暖成效显著

河南是能源消费大省，发展地热能对加快能源结构调整，打赢蓝天保卫战，提升人民生活品质具有重要意义。今年，面对突如其来的新冠肺炎疫情和复杂多变的国内外环境，河南全省上下按照省委省政府安排部署，统筹推进疫情防控和经济社会发展，地方政府积极推动，职能部门协调联动，行业协同配合，全省地热能供暖工作取得明显成效。

冯进城表示，近年来，河南省自然资源厅持续推进地热资源调查评价基本类工作，完成了对河南省内18个主要城市浅层地热能的调查评价工作，查明了浅层地热能储存条件和分布规律，计算了浅层地热能资源量，开展了开发适宜性的评价，为浅层地热能的开发利用规律和布局提供了有力支撑；充分发挥矿产资源规划的引导作用，将地热能作为清洁能源矿产，列为优先勘查与开发的矿种，提出加大地热资源的调查与勘查力度，挑选有利区域建设地热资源开发利用综合实验区，推广先进适用的地热资源开发利用技术和装备，推动全省地热资源开发利用迈上新台阶；不断加大地热能综合利用研究，不断加强产学研相结合的技术创新体系建设，加大地热能综合利用和标准体系建设的科研力度，为完善地热能调查评价、开发利用等标准体系建设，提供了科学依据。

河南省财政厅二级巡视员孙翠芬表示，推进地热能开发利用，既有助于河南省能源结构优化，而且在打好大气污染防治攻坚战，实现绿色发展，保障人民群众生产生活等方面都将发挥积极作用。河南省财政厅地热能开发利用工作高度重视，近两年来不断加大政策和资金支持力度，支持开展地热资源的勘查利用；积极推进试点工作，充分发挥示范引领作用；持续加强调查研究，积极探索推动地热资源开发利用，实现规模化、产业化。

河南省生态环境厅二级巡视员许兵表示，地热能供暖产业的发展有利于从源头解决供暖大气污染问题，有利于优化能源结构，实现二氧化硫减排，对优化能源结构，实现清洁取暖，改善生态环境具有重大意义。河南省生态环境厅将按照国家 and 省政府有关要求，指导各地开辟环评绿色通道，在确保地下水安全的前提下，对符合生态保护红线、主体功能区划、环境功能区划、国家重点生态功能区产业水库清单要求的地热能供暖项目，加快环评审批，推动地热能供暖项目早建设、早投产、早受益。

河南省住房与城乡建设厅二级巡视员张瑛表示，为了进一步推进地热能资源的开发利用，河南省住房与城乡建设厅从加强政策引领、加强资金支持、编制应用规划、建立标准体系、创新运行模式、加强宣传培训、探索建立适用区等七个方面开展了大量工作。

河南省水利厅副巡视员杜晓琳也表示，河南省水利厅自负责地热取水取暖管理工作以来，一是积极推进地热能开发项目取水取暖审批工作，将清洁取暖项目取水审批时间由最早的30个工作日，缩减为当前的10个工作日。2019年以来，共审批地热能取水许可项目19个；二是加强地热供暖规划水资源论证工作。2019年以来，省水利厅陆续审批了4个地热规划水资源的报告，对水资源开发利用情况、供热取水方案、回灌方案等进行了深刻的科学论证，有力地促进了全省地热供暖规划工作；三是探索开展水资源管理区划工作。省水利厅委托技术单位编制了《河南省水源热供系统建设水资源管理区划》，目前项目已初步提出了水资源管理区划方案，并征求了各相关单位的意见，正在

修改完善过程中。

“地热供暖是河南省能源工作的一项重要内容。”高义表示，近年来，河南省发展改革委认真贯彻落实总书记关于冬季清洁取暖的重要讲话精神，把抓好地热供暖作为推进能源结构升级优化、打赢大气污染防治攻坚战的重要抓手，会同有关部门克服困难，全力推进，取得了较好成效，全省地热供暖产业体系初步构建，供暖技术不断提高，一批龙头企业技术水平达到国内先进水平。在具体的工作方面，一是强化顶层设计，注重规划引领；二是开展试点工作，注重示范带动；三是健全监测机制，注重生态平衡；四是加强战略合作，注重互利共赢。

河南省发展改革委党组书记、主任何雄对地热能取暖工作取得的成效表示充分肯定。他指出，自2019年“河南省地热能供暖及储气设施建设现场推进会”召开以来，各部门积极行动，试点建设扎实推进，产业合作不断深化，节能减排效果显著，全省地热能供暖工作取得明显成效。一方面，克服疫情带来的影响，坚守民生供暖不受影响的底线，千方百计保障建成项目正常运行稳定供暖，经受住了疫情考验，另一方面，疫情形势好转后及时复工复产，加快项目建设，实现投资27亿元，形成可再生能源经济新增长点，为“稳投资”交上了一份满意的答卷。全省地热能供暖面积从“十二五”末的3500万平方米增加到目前的近1亿平方米，有力推动地热能供暖由传统供暖方式的上升为能源转型和清洁取暖的重要抓手。

不同环节问题尚存 未来发展前景可期

随着地热能资源开发利用程度的不断提高，在一定程度上推动了河南省的经济发展，缓解了河南省能源紧张的局面，对实现节能减排目标起到了积极的推动作用，也取得了一定的经济效益和环境效益。从整体上来看，河南省对地热能资源的开发利用仍处于不断探索阶段，各种问题依然存在，亟待解决。

对此，各部门领导也就地热能资源掌控程度不够、相关部门服务方式与产业发展不太适应、法律法规不够精准、配套政策不够完善、部门之间缺乏统筹等问题提出了合理化建议，并在各自职能领域范围内提出了未来的工作计划。

对于下一步发展的整体部署，何雄指出，要不折不扣贯彻落实中央和省委省政府关于下半年经济工作安排部署，扎实做好“六稳”工作、全面落实“六保”任务，切实有效推动地热能供暖工作。一是思想认识到位，要把保证人民群众温暖过冬作为重点民生实事，按照台账扎实推进地热供暖项目建设。二是做好规划编制，要将地热能开发利用作为能源发展和转型的重点领域积极谋划，深入研究，实现有序健康发展。三是开展沿黄地区高质量发展试点，建设千万平米地热供暖连片示范区，实现地热能开发与装备制造协同发展、促进资源开发与生态保护融合发展。四是提升地热能产业发展水平，利用已形成的集群优势探索全产业链发展，积极推进“地热+”，通过上下游协同发展做大做强地热供暖产业。五是推动地热供暖合作向纵深发展，持续拓展深化豫芬地热领域合作，吸引高水平研发机构及装备制造业在豫落地，积极鼓励省内优势企业走出去。六是用足用好支持政策，各地要切实将已有政策落实到位，保护市场主体积极性，鼓励各地结合实际出台个性化地热供暖支持措施。

行业的健康可持续发展离不开顶层设计、政策支持、技术创新等多重因素，更离不开科学的监测。十八大以来，总书记明确指出，决不能牺牲生态环境为代价换取经济的一时发展。所以，在地热能产业发展的黄金期，科学有效的做好监测工作是重中之重。

对此，何雄指出，下一步要加大监测力度，坚守“取热不取水、采灌平衡、以灌定采”原则，统筹规划有序开发，要加强回灌监管，严厉打击非法开采。近期要高度重视全省地热供暖动态监测平台建设，配合做好设备安装、数据接入、功能测试，保障平台及早投入使用。

陈斌 焦自宣 中宏网河南 2020-10-30

生物质能、环保工程

生物质发电高成本难题有望缓解

核心阅读

《可再生能源法》实施过程中，生物质发电项目分布分散，且与传统火电相比单体项目体量小，导致其发电上网难度大。这次修订《电力法》，强化《可再生能源法》有关规定，将对生物质发电上网难问题起到一定缓解作用。

近日，国家发改委报送至司法部的《电力法（修订草案送审稿）》（以下简称《电力法》送审稿）开始公开征求意见。据了解，其将与《可再生能源法》保障性收购制度相衔接，以促进可再生能源发展。

我国可再生能源资源丰富，其中生物质能源开发利用潜力较大。作为构筑稳定、经济、清洁、安全能源供应体系和突破经济社会发展资源环境制约的重要途径，生物质发电优势明显，并将成为我国新能源产业发展的一大重点。那么，本次修订的《电力法》送审稿将对生物质发电产业产生哪些影响？

降低生物质固废处理成本

生物质发电产业链前端原料主要包括生活垃圾、秸秆等废弃物，受制于收运运距等因素，原料入厂的量和质均不稳定，造成发电企业运营稳定性、可持续性较弱，影响发电效率及稳定性，发电成本高企。同时，也有业内人士表示，当前我国大多数生物质发电技术尚于初级阶段，核心技术领域缺少自主知识产权，生物质能源技术产业化和商业化转化程度低，缺乏持续发展动力，都是产业发展急需解决的问题。

针对《电力法》中明确的“电网企业应当在保证电网安全运行的前提下，依照规划落实可再生能源发电及时接入电网和并网运行，提供无歧视、无障碍上网服务。”业内人士指出，这是《电力法》送审稿与《可再生能源法》等法律法规衔接的重要体现，对生物质发电产业而言，这也是最积极的信号。

中国社会科学院工业经济研究所能源经济室主任、副研究员朱彤表示，《电力法》送审稿与《可再生能源法》衔接，将使有关法规更加严谨。“不过，后续如何有效落实是一个关键点。”

与其他可再生能源不同，生物质发电的初衷是处理生活垃圾、农林废弃物等固体废物，具有极强的市政公用属性，体现了固体废物的资源化利用属性及生态价值，尤其可以降低生物质固体废物整体处理成本。

E20 研究院固废产业研究中心高级行业分析师李少甫告诉记者，对生物质发电产业而言，《电力法》送审稿与《可再生能源法》的保障性收购制度相衔接，能大幅降低生物质发电的需求风险，有效稳定生物质发电产业回报，吸引社会资本持续参与生物质发电并提高服务水平，从而进一步降低政府相关部门处理固体废物的成本，并提高处理效率。

发电成本分摊制度待细化

《电力法》送审稿明确提出，国家推动建立统一开放、竞争有序的电力市场体系，规范电力交易市场行为，完善电力市场监督管理。对此，业内专家向记者表示：“这条新规确立了市场配置资源的法律原则，为构建生物质发电等电力市场和生物质发电等电力交易法律制度提供了指导，将推动中国生物质发电产业迅速发展。”

李少甫告诉记者，《可再生能源法》实施过程中，生物质发电项目分布分散，且与传统火电相比单体项目体量小，导致其发电上网难度大。“这次修订《电力法》，强化《可再生能源法》有关规定，将对生物质发电上网困难起到一定缓解作用。”

“统筹管理生物质发电企业和其他电力生产企业，体现了国家对优化能源结构的高度重视，有利

于生物质发电行业持续稳定发展和发电价格市场化持续深入推进。”李少甫进一步解释。

据记者了解，今年以来，火电、可再生能源（风电和光伏）价格实现市场化以后，国家发改委、财政部等部委对生物质发电补贴制度进行了一定调整。比如，从2021年起，生物质发电项目全部通过竞争方式配置并确定上网电价。

对此，李少甫建议，国家有关部门应继续加大电价市场化机制建设和相关政策研究的力度，尽快建成有效的电价机制。“尤其对市政公用属性极强的生物质发电而言，要充分考虑其在市政公用事业中的积极作用，稳定社会资本预期，持续推进相关行业市场化进程，不断提高生物质电力生产效率。”

朱彤认为，过去，有关法规对生物质发电等可再生能源上网的一些规定比较粗糙，比如上网线路、配套设施、成本分摊等规定不够细化。“法规必须注重细节，对生物质发电等可再生能源上网的成本分摊制度最好进行特别详细的描述。目前看，《电力法》送审稿相关规定不够详细。”

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2020-10-19

西宁：一年 2000 余万度电来自垃圾场

这是一组让人振奋的数据：西宁4座垃圾场利用沼气发电，平均每天发电量为5.7万度，平均一年发电2000余万度，可供1万户普通家庭使用一年，按每度电0.495元计算，一年可实现经济价值1000余万元，减排二氧化碳11余万吨……也就是说，你家每天用的电，有一部分是来自西宁垃圾场的沼气发电。

垃圾变废为宝，废气循环利用，西宁在更高水平建设绿色发展样板城市 and 新时代幸福西宁的道路上蹄疾步稳。10月15日，在张家湾水槽沟生活垃圾无害化填埋场内记者看到，垃圾清运车不时进场，填埋处理环节秩序井然。站在垃圾场内没有闻到刺鼻的臭味，据西宁市垃圾处理公司负责人介绍，垃圾场“除臭”的奥秘是无数根深埋在垃圾场内的特殊管道。“通过这些相互连接的管道，将垃圾发酵产生的废气进行统一收集、净化、除水、稳压等处理后，再送入内燃发电机组就可以实现沼气燃烧发电。”2019年10月，张家湾水槽沟生活垃圾无害化填埋场填埋气综合利用发电项目正式开建，今年9月16日，一期完成3×500千瓦发电机组建设并正式并网运行，二期工程预计于2021年3月完成建设并投入运营。据了解，该项目是目前我省规模最大的沼气生物质发电项目。据初步测算，该项目建成后每年可收集利用垃圾填埋气(沼气)约1825万立方米，利用填埋气发电2000万度，前景可期。

沈家沟生活垃圾无害化填埋场库容饱和封场3年后，截至目前依然在向全市贡献每天2万度的发电量。此外尹家沟生活垃圾无害化填埋场2015年并网发电后，截至今年9月30日，五年累计发电4000多万度。位于大通的大通县生活垃圾填埋场填埋气发电项目今年5月试运行，目前每日发电量为0.7万度，累计发电量已达56万度。

据西宁市城市管理局相关负责人介绍，近年来，我市积极探索生活垃圾填埋气发电项目资源利用，不仅有效减少了甲烷的排放，有效改善了垃圾场对周边环境的影响，更是实现了废气的资源化利用，对实现城市垃圾卫生填埋资源利用最大化、环境污染最小化，推进经济与环境的协调发展，促进人与自然的和谐，起到了较好的示范作用，具有较高的环境效益、社会效益、经济效益。垃圾场沼气发电让城市更宜居、山更青、水更绿。

严进芳 西宁晚报 2020-10-20

太阳能

光伏技术迭代路在何方

我国光伏行业高速发展的背后是企业不断的“降本增效”，尤其是近几年，降价成为国内光伏市场的主题。为此，不少光伏企业把提高光电转换效率作为抢占先机的“法宝”。在受访业内人士看来，虽然目前光伏电池转换率临近天花板，但随着技术的不断迭代，提高转换效率仍将是光伏上下游产业链的主攻方向。

超高功率市场崛起

回顾光伏行业发展趋势，技术进步驱动转换效率不断提升。自中环股份 2019 年发布 210mm 大尺寸硅片以来，短短一年，超高功率光伏生态链日渐完善，保利协鑫、爱旭、通威等电池制造商纷纷入场，适配 210 产品的支架、接线盒等相关配件均已做好匹配，目前天合光能、东方日升等 210 组件企业更可以量产超高功率电池。

“更大硅片、更高功率组件市场颇为乐观。随着超高功率产业化的推动，技术不断创新超越，24%+ 高效电池的大规模量产将超过预期，预计明年超高功率电池将迎来爆发期。”天合光能中国区组件销售创团总裁曾义判断。

东方日升新能源股份有限公司副总裁黄强接受记者采访时也表示，光伏超高功率市场前景光明。东方日升通过“210+异质结”，引领了行业在组件高功率和电池高效率上的进展。作为首批实现 158.75mm 9BB 异质结电池量产的厂家，最高量产效率高达 24.2%，成为业内首批实现 9BB 异质结半片低温焊接封装工艺的供应商。2020 年 6 月，首个重大客户 35MW 订单顺利并网发电。

PERC 电池转换效率接近天花板

在受访的业内人士看来，P 型单晶 PERC 电池产品是现阶段市场的主流，其量产效率已经超过 23%，正在向 24% 进发。“我们认为，P 型 PERC 电池效率在未来两三年内还有提升空间，也是目前量产性价比最高的技术。”隆基股份品牌总经理王英歌对记者表示。

东方日升全球市场总监庄英宏接受记者采访时称，目前，公司单晶电池片的转换效率突破 23.5%，类单晶电池片的转换效率突破 23%，硅片 N 型单晶电池片的转换效率突破 24.2%，单晶组件转换效率突破 21.4%，半片异质结组件转换效率突破 21.9%。

集邦咨询旗下新能源研究机构 EnergyTrend 分析认为，2020 年全球光伏市场 P 型 PERC 电池产能达到 199.7GW，约占电池片环节产能 78%。其中，市场上销售的单晶 PERC 电池片转化效率集中在 21.8%-23%，2020 年新建成的产线效率普遍在 22.5% 以上，实验室单晶 PERC 效率在 24% 左右，可见 PERC 电池量产效率已接近实验室效率，该技术发展已进入成熟阶段。

记者采访了解到，由于 TOPCon 技术与主流 PERC 电池产线大部分工艺兼容，目前该技术在投资成本、配套设备成熟度上更有优势。TOPCon 电池实验室研发效率可达 24.8%，量产效率能够达到 23.2%-23.8%。包括 LG、REC、中来、天合、林洋、阿特斯、晶科、国电投等多家企业均拥有 TOPCon 电池技术储备，并实现了较高的研发或量产转换效率，预计 2020 年 TOPCon 电池片产能达到 5.4GW。

盈亚证券研究认为，电池是光伏产业链技术发展最快的环节，目前 PERC 转换效率已接近天花板，行业正探索并布局新的技术。PERC+、TOPCON、HJT 等多种新兴技术有望推动产业持续进步，并推动产业进入新一轮的降本增效浪潮。

“从短期看，TOPCon 成本优势较强，与现有 PERC 产线兼容性高，但从中长期看，HJT 量产潜力更大。”EnergyTrend 分析表示，目前各企业中长期规划均以 HJT+IBC(HBC)、TOPCon+IBC(TBC) 等技术叠加方式进行电池片研发。

晋能科技总经理杨立友对记者表示，看好异质结技术在提高转换效率上的前景。该技术具有工艺流程少、转换效率高、超低衰减、超低温度系数、高双面率、弱光响应性能优异等优势。公司在探

索异质结技术量产与降本的同时，还在探索异质结技术与钙钛矿等前沿技术结合，以期待不断的提高转换效率、降低光伏发电度电成本。

技术迭代谋求效率突破

纵观近几年光伏电池发展趋势，其发电成本持续下降，电池转换率快速提升。数据显示，2007年至2020年上半年，组件成本下降24倍，系统成本下降15倍。而在光伏电池效率方面，多晶、单晶PERC、TOPCon、IBC、异质结等技术路线效率不断打破纪录。仅天合光能一家公司的高效P型单晶PERC太阳能电池光电转换效率就累计15次打破电池和组件效率世界纪录。

今年，基于硅片大尺寸化趋势，从光伏产业链主流组件企业的量产水平来看，切片、多主栅、焊带改进、高密度封装等技术从组件环节优化光伏效率，主流企业在建的大尺寸组件产线基本都采用了多种组件技术叠加，将组件效率推升至20%以上，功率可达600W。

记者采访了解到，目前PERC电池技术量产效率提升主要搭配各环节先进工艺升级为“PERC+”，其工艺电池升级路线主要包括PERC+SE、PERC+MWT、双面PERC、SiNx优化等。天合、晶澳、正泰等主流企业PERC电池量产平均效率在22.8%以上，从电池片生产企业研发预期来看，“PERC+”电池转化效率有望进一步达到24.5%左右。

在王英歌看来，光伏技术迭代，前提是可靠性，在可靠性保障下，一方面看转化效率；另一方面看光伏与不同应用场景、不同能源的融合技术发展，比如光伏+储能、光伏+氢能、光伏+建筑一体化、光伏+电动汽车充电桩、光伏+数据中心，光伏+5G基站等。

EnergyTrend表示，处于量产导入期的TOPCon与HJT电池技术，需要产业链各环节内设备、辅材等企业及产品端协同优化产线，随着产品通过终端电站应用测试验证，才有望进入市场推广阶段。

晶科能源相关负责人接受记者采访时表示，光伏技术的转化效率提高有相对清晰的技术进步路径，各项技术的开展都围绕着：衬底材料提升、钝化结构优化、金属化性能提升、光学路径优化等几个主流的研究方向上。从目前技术来看，N型电池的TOPCon技术代表的高效、低成本电池，将是技术发展的主流，在此基础上会有很多新兴附属技术形成一代产品。此外，还应关注新型光伏基底材料，如钙钛矿、碳化硅、三代半导体材料等。针对结构性提效技术，叠层电池技术、光子转换技术等都能够成为提效利器。

国家发改委能源研究所一位不愿具名专家对记者表示，光伏转换效率虽然临近天花板，但目前效率已可以实现与煤电成本相当，且未来仍有效率提升空间。“此外，一些新兴技术，如目前较为成熟的异质结、处于技术前沿的钙钛矿，如能突破规模与经济性，成本可以降至更低水平。”

本报记者 苏南 实习记者 董梓童 中国能源报 2020-10-19

日本开通运营目前规模最大的一个太阳能+储能项目

据外媒报道，日本跨国企业软银集团的子公司B Energy公司日前表示，在北海道岛开通运营了一个装机容量为102.3MW太阳能发电园区，并配套部署了27MWh锂离子电池储能系统。该园区建在北海道岛八云町镇附近的132公顷土地上，是日本目前运营规模最大的一个太阳能+储能项目。

这个名为软银八云町太阳能园区由北海道八云町太阳能园区有限责任公司拥有和运营，该公司是SB Energy公司与和日本银行控股的三菱日联融资租赁有限公司合资成立的子公司。

根据协议，该设施产生的所有电力将出售给当地公用事业厂商北海道电力公司，预计每年将为大约27,965户家庭用户提供电力。该项目是根据日本的太阳能上网电价计划开发的，但并没有透露该项目中使用的太阳能发电设施和储能系统的详细信息。

此外，房地产开发商Tokyu Land公司正在北海道岛部署另一个大型太阳能+储能项目。其中包括部署一个装机容量为92MW太阳能发电场，以及配套部署的储能容量为25.3MWh锂离子电池储能系统。

为太阳发电设施中配套部署电池储能系统的目的是减轻北海道岛电网的电力波动，该岛正在开

发和建设大量可再生能源项目，但其电网容量有限。

中国储能网 2020-10-31

太阳能和储能系统共址部署需要哪些支持

研究表明，在未来五年内，美国将会出现装机容量高达数千兆瓦的可再生能源和储能系统共址部署的能源市场，然而直流耦合的不确定性、成本高昂、对电网连接的需求，以及过时的监管框架都有可能阻碍其市场的增长。

这是日前在储能虚拟峰会上专家小组讨论得出的结果，该峰会由 Solar Media 公司组织，可再生能源和储能领域的行业专家参加此次会议，其会议主题为“共址部署的太阳能与储能系统”。

彭博社新能源财经公司的 Jenny Chase 在之前进行的一项调查发现，76%的受访者认为美国不到五年的时间内将会出现在一个数千兆瓦的可再生能源和储能系统共址部署的能源市场，这表明业界对这种混合部署项目在短期内是经济可行有着充足的信心。

Habitat Energy 公司联合创始人 Ben Irons 对此表示认同，他说太阳能和储能或位于同一地点部署的太阳能+储能项目不再需要获得补贴，与其相反，可以通过市场设计充分激励这些项目部署。

美国被大通银行称之为共址部署项目的主要市场，其计划部署的项目装机容量将达到 8.9GW 以上，在通过投资税收抵免政策激励太阳能+储能项目的部署方面也具有独特优势。只要所连接的太阳能发电设施为电池储能系统充电，投资税收抵免就可应用于其项目中的太阳能发电设施和储能系统，从而为购买的设备提供退税优惠。

调研机构 Clean Horizon 咨询公司市场分析主管 Corentin Baschet 表示，这对在美国开展共址部署项目的部署起到了极大的激励作用，因为这显著节省了项目的投资成本。

与此同时，共址部署的项目在其他市场上或多或少有一些优势。Baschet 认为，由于非洲地区电网供电能力相对缺乏，具有储能功能的可再生能源资产发展呈现另一个情况，如果电网没有部署某种形式的储能设施，大型太阳能发电场实际上难以连接到电网。

但是，尽管专家小组成员和与会者都对共址部署项目的市场潜力充满信心，但其组件价格（尤其是储能系统价格）进一步下跌之前，人们对其经济可行性仍持怀疑态度。

对与会者进行的一项调查发现，一半的受访者认为，在目前开发的共址部署的项目中，只有不到 60%的项目能够在 30 年内获得预期的回报，而不到 19%的受访者认为，绝大多数（90%）的项目将达到或低于收入预期。

受访者表示，共址部署的项目面临的一个特殊障碍是电网连接，它经常被描述为当今能源生产项目中最有价值的部分。Vattenfall 公司的 Jake Dunn 表示，英国的电网连接成本继续上升，欧洲其他国家也是如此。

此外，能源开发商不确定太阳能发电设施和储能系统元件的直流耦合技术是否能够使用同一逆变器。当然，直流耦合将大幅减少项目的资本支出。

Irons 继续指出，共址部署项目的三个主要挑战在于系统设计、相关站点的详细信息（更具体地说是电网连接的可用性），以及优化。与运营太阳能发电设施或其他可再生发电资产这一相对简单的问题相比，从电池储能系统中获得收益仍然是一项复杂流程。

市场的发展和演变

储能设施仍然能够从不同的收入流中产生和累积收入，但是这些不断变化的因素需要谨慎管理。Irons 以英国市场为例，在频率响应（FFR）市场中，一些储能开发商在价格较高的情况下急于完成项目的部署，但在进入到充满竞争市场的两个月内，其价格大幅下降。

电网辅助服务收入仍然很受欢迎，但在大多数市场上并不特别有吸引力。由于可能只需要一定数量的备用电源，全球大多数市场仍处于低迷状态。这导致许多运营商和聚合商纷纷进入平衡机制和其他市场，但由于监管框架过时且发展缓慢，这些因素继续低估了电池储能资产的价值。

Irons 根据其在英国市场的经验指出，虽然电池储能系统可以在几秒钟内对市场信号作出反应，但英国的监管范围仍然只允许半小时结算期，并且按这半小时的市场价格为项目支付费用。相比之下，澳大利亚的市场每五分钟结算一次，这对电池储能系统等灵活性资产来说是很好因素。

英国的电力系统运营商 National Grid ESO 公司正在努力改变这些市场不平衡状况。

但是，发生的疫情确实为共址部署的项目带来了许多变化因素，最显著的原因是电力系统和灵活性市场的价格波动。Irons 在疫情发生的最初几个月中将资产经营状况描述为“过山车”，许多负定价实例都对发电设施不利，但对于能够在此期间充电并随后放电的电池储能资产而言则是有利的。Irons 表示，大多数运营商可能将疫情的影响描述为对收入有“某种程度的中性或略有负面”的影响，由此带来不确定性说明了建立稳健商业模式的必要性。

刘伯洵 中国储能网 2020-10-23

美国燃煤发电站被太阳能加储能模式所替代

这家公用事业公司计划用 650 兆瓦的太阳能发电加 300 兆瓦/1200 兆瓦时的配套储能系统，来替代 San Juan 燃煤发电站的 847 兆瓦发电量。

围绕 847 兆瓦的 San Juan 燃煤发电站在 2022 年 6 月关闭后，将如何补偿这部分失去的发电产能的争论终于尘埃落定——新墨西哥州公共服务公司(PNM)选择推进四个太阳能+储能项目来作为替代方案。

这一消息的宣布并不完全出人意料，因为州监管机构在今年夏天稍早时候曾下命 PNM 从公用事业级可再生能源中进行采购，用以代替 San Juan 生产的煤电。

计划取代发电站的这四个光伏项目都将位于新墨西哥州的 Farmington，与发电站位于同座城镇。这四个项目将由 650 兆瓦的太阳能发电装置和 300 兆瓦/1200 兆瓦时的配套储能系统组成，其中两个项目已经取得了州监管机构的批准：Arroyo 太阳能项目的发电容量为 300 兆瓦，储能容量为 150 兆瓦/600 兆瓦时；Jicarilla 太阳能一期项目的发电容量为 50 兆瓦，储能容量为 20 兆瓦/80 兆瓦时。

PNM 正大力促成另外两个项目在 12 月 4 日前取得监管机构批准，即 San Juan 太阳能一期项目(200 兆瓦的发电容量和 100 兆瓦/400 兆瓦时的储能容量)和 201LC 8m 项目(100 兆瓦的发电容量和 30 兆瓦/120 兆瓦时的储能容量)，从而能在 1 月份动工建设，继而在 2022 年 6 月时正式投产。

预计这些项目还将在 20 年交易期限内产生高达 7470 万美元的财产税收入，并在项目建设期间每月带来约 500 个工作岗位。

碳捕获

PNM 购电计划得到批准，标志着 Farmington 城的民选官员和 Enchant Energy 公司正在推动的一项长期碳捕获改造提案遭遇了最后的致命一击。值得一提的是，该市政府持有 San Juan 公司 5% 的股份。

此前这一碳捕获提案曾遭到能源专家和可再生能源倡导者的抨击，其中包括 IEEFA 分析师 Karl Cates。

“这项改造方案提出的商业计划本就漏洞百出，它忽略了一个如此复杂而高价的项目将由谁来购买电力、如何传输电力、谁来融资等基本问题。”Cates 认为。

替代方案的价格点以及该州的《能源过渡法案》都是 PNM 计划获得批准的关键决定因素。该法案要求到全州一半电力在 2030 年来自可再生能源，到 2040 年时更将这一比例提高到 80%。

在能源批发价格方面，Arroyo 项目的电价为每兆瓦时 18.65 美元，Jicarilla 项目电价为 19.73 美元，San Juan 太阳能一期和 Jicarilla 太阳能一期的价格分别为 26.65 美元和 27.35 美元。相比之下，燃煤发电站每兆瓦时成本则为 66 美元至 112 美元，联合循环燃气发电每兆瓦时也需要 44 美元至 64 美元。这两个估计范围均以 Lazard 最新的能源成本年度评估为基础。

按 Cates 的说法，碳捕获提案从一开始就几乎没有胜算，因为州监管机构和 PNM 都一直着重倾

向于太阳能替代燃煤发电。从那时起，大家关注的问题就已变成哪些项目，而不是哪类资源将被纳入考虑。

长远图景 Cates 认为，尽管这一计划对新墨西哥州的能源转型是重要一步，但它向本地区的其他地方释放出一个强烈的信号。

“当这种规模的公用事业公司做出类似承诺时，其他公用事业单位都会给予关注并做出相应的反应，”Cates 告诉《光伏》杂志，“有些反应是政策驱动的，毕竟我们有《能源过渡法案》，但我不得不认为大部分反应的驱动力依然是市场。这些交易的电价范围在每兆瓦时 18 至 25 美分——都很便宜，因此同企业领域一样，考虑是出于商业决定。即便是受监管的公用事业机构，也必须对其价格基础做出反应，这是达到目的的一种方式。”

美国西南部适合发展太阳能的潜力几乎无与伦比。这个地区的许多公用事业公司都已相应地调整了他们的长期综合资源计划，以便适当利用来自太阳能的廉价可靠的电力。

pv-magazine 2020-10-20

未来五年全球将开发近 10GW 新增漂浮光伏项目

Fitch Solutions 公司的一份报告称，由于投资者的兴趣愈发浓厚、项目不断发展壮大，未来几年，公用事业漂浮光伏项目将在全球起飞。

这家咨询公司预计，未来五年，全球将开发近 10GW 新增漂浮光伏项目。中国、韩国、印度、泰国和越南等亚洲市场国家有望胜出。

报告指出，虽然漂浮光伏已经有十多年历史，但在环境影响和法规等方面仍缺乏知识和标准，这令项目面临着相对较高的风险。据悉，这一技术仍有待充分利用。至 2019 年年底，全球漂浮光伏装机容量不足 3GW，不及全球太阳能装机容量的 1%。

然而，成本的下降、一系列成功的试点项目以及对其效益更深入的理解让人们这一技术的兴趣与日俱增，这项技术也得到了越来越多的应用。

Fitch 重点指出，当安装在水库上时，漂浮光伏具有减少水分蒸发、限制藻类生长的潜力。同时，水可以对电池组件产生冷却作用，提高部分项目的发电量。同时，漂浮光伏和水电项目共址意味着输配电基础设施已经就位，降低了与并网相关的部分建设成本。

报告显示，由于地形不合适，一些亚洲国家的地面太阳能项目受到土地限制，但沿海地区或湄公河等大型水体可用于开发漂浮光伏项目。

Fitch 的漂浮光伏电站数据库逾 50MW，包括了 16 个总计逾 11GW 的新增太阳能项目。这些项目或处于规划阶段，或正在建设当中。亚洲主导了漂浮光伏项目建设，在 16 个项目中，亚洲占了 14 个。

亚洲是目前全球最大的漂浮光伏项目——中国慈溪 320MW 电站的所在地，韩国的 2.1GW 项目正在建设之中。印度的活动也在回升，电力公司 Damodar Valley Corporation 和 NTPC 都致力于开发一系列漂浮光伏组合项目。

在亚洲之外，Fitch 指出，巴西、突尼斯、法国和美国等国家这一技术的兴趣日益浓厚，但由于许多项目低于 50MW 阈值，所以未被纳入 Fitch 数据库。

据悉，美国拥有可用于地面电站太阳能项目的大片土地，但采用漂浮光伏项目的速度相对缓慢。美国的项目规模相对较小，最大的项目是 2019 年在新泽西州建设的一个 4.4MW 电站。虽然如此，这一技术在美国具备了很大的发展潜力，Fitch 预计，美国会继续保持对这一技术的兴趣。

集邦新能源网 2020-10-19

海洋能、水能

山西浑源抽蓄电站获核准

本报讯 近日，山西省能源局转发山西省能源局关于山西浑源抽水蓄能电站项目核准的批复结果，透露该项目已列入国家“十三五”抽水蓄能电站重点开工项目。同时，为解决山西电网日益严重的调峰问题，改善电网运行条件，促进新能源和地方经济发展，依据相关法律法规，同意建设山西浑源抽水蓄能电站项目。

浑源抽水蓄能电站位于大同市浑源县，规划装机容量 150 万千瓦，采用 4 台 37.5 万千瓦的立轴单级定速混流可逆式水泵水轮发电机组，电站额定水头 649 米。设计年发电量 19.22 亿千瓦时，总投资 892341 万元。项目股东构成及出资比例为：国网新能源控股有限公司占 55%，黄河小浪底水资源投资有限公司占比 35%，国网山西省电力公司占 10%。

公开信息显示，浑源抽水蓄能电站的建设可充分发挥大同地区风力发电、光伏发电等新能源项目建成和在建优势，承担大同地区电网的调峰填谷、调频调相及事故备用等任务，减少弃风、弃光，促进企业经济效益的提高。同时，搞项目兼备黑启动功能，可缓解供电紧张、优化电网电源结构、改善电网的运行条件等问题。

晋讯 中国能源报 2020-10-19

澳大利亚计划启动顿格万抽水蓄能电站项目

通用电气（GE）可再生能源公司与能源开发商沃尔查（Walcha）能源公司签署了一份协议，共同开发澳大利亚新南威尔士州新英格兰可再生能源区（REZ）的顿格万（Dungowan）抽水蓄能电站项目。

根据协议，GE 将为沃尔查公司提供水电可再生能源业务的技术和商务支持，加快顿格万抽水蓄能电站的开发。该电站装机容量为 500 MW，将在新南威尔士州和澳大利亚的能源转型过程发挥关键作用。沃尔查能源公司可再生能源项目的潜在发电容量超过 4 GW。通过顿格万抽水蓄能电站项目的实施，该公司可实现对可再生能源的进一步开发，并确保风能和太阳能等可再生能源发电能够安全可靠地并入电网。

可再生能源发电一般具有间歇性，很难根据电网运行需求进行发电量调节。而水力发电的运行具有一定灵活性，可通过调节发电量，实现对电网调频的响应。同时，水力发电也是唯一可增强电网惯性的可再生能源。顿格万抽水蓄能电站有助于推动风能和太阳能发电项目的开发，在澳大利亚国家电力市场转型发展的关键时期，为电网提供稳定电量。

顿格万抽水蓄能电站坝址水头高且紧邻已有水库，地理条件优越。项目位于 REZ 地区中心战略位置，南部有逐步退出运行期的煤炭厂，东、西、北部有正处于发展期的风能和太阳能等新兴清洁能源产业。REZ 是澳大利亚最大的可再生能源区，也是新南威尔士州战略发展的重点区域。沃尔查公司能够满足该州约 15% 的能源需求，其中，顿格万电站发电量约占 2%，可为约 12.5 万户居民供电。（编译自 www.power-eng.com）

水利水电快报 2020-10-26

风能

湘电风能推出全新海上 6.X-8.XMW 直驱永磁风力发电机组

创新引领，厚积薄发。湘电风能推出全新概念海上风力发电机组 6.X-8.XMW 平台级直驱永磁风电机组。

新产品在外形上进行了创新设计，改变了传统湘电直驱风电机组的型式，机舱侧面隆起的造型线条呈现让人出目不忘的 X 造型，与湘电风能 XEMC 的首字母遥相呼应，整体外观风格灵动现代、富有视觉张力，X 的内涵语义丰富，蕴含力量，充满无限可能，同时又预示着湘电风能挑战极限，追求卓越的进取精神。

新机型新平台新布局 XTREME 平台型机型功率覆盖 6000kW-8000kW，叶轮从 174 米-194 米。继承了湘电直驱海上风电机组一贯的高效、可靠优势，同时，又大幅提升了机组的平台级跨越能力及可维护性。174 米风轮系列为一款真正的抗超强台风机组 TROPICAL 型、185 米风轮系统适应于中级风速台风海域、194 米风轮系列是为低风速又不受超强台风影响的海域量身打造。

新平台几大技术亮点

1、高效、高可靠 3000V 中压功率机组采用已充分验证的高效、高可靠 3000V 中压功率链设计，保证关键核心电气部件低位布置，确保 25 年运行期的高可靠性。整个功率链中发电机、电缆、变频器、变压器效率更高、损耗更低，低风速段及高风速段发电优势均非常明显。湘电风能作为我国直驱中压海上技术的引领者，带领国内变流领域核心企业经多年卧薪尝胆，已经全面完成了中压高端变流器的国产化研发。

2、新一代 SMART YAW 技

采用更为智能的一拖一智能偏航 SMART YAW 技术，从控制硬件及软件均全面升级，最大程度地降低大风偏航载荷，保证超大风轮机组在任何情况下的平稳运行，提高机组异常风况下生存能力。机组所采用的高智能一拖一变频偏航系统可以轻松完成各偏航驱动齿轮箱齿隙补偿，保证齿轮齿盘轻柔啮合，使机组在不同风况、海况情况下进入不同偏航控制模式，保证任何工况下系统动态负载均衡，同时，大幅提升了偏航制动系统的寿命，使制动系统摩擦片在机组全寿命周期不再是易损件。

3、更加先进可靠的直驱永磁单支撑传动链技术

单主轴支撑系统是湘电风能经过十多年恶劣环境完好运行所充分验证的行业内最可靠主轴支撑系统。搭载湘潭电机七十年军工技术经验积累所匠心打造的全新一代多功率等级超高效、轻量化新型电机平台，将为中国海上大功率风电机组序列提供超高可靠性的完美支撑。

4、新一代 Darwind@VII 智能控制平台

机组采用全新一代 Darwind@VII 智能控制平台，平台基于多种先进传感技术，完美实现自感知-自识别-自学习-自适应过程，使每一台机组在全生命周期与环境条件完美融合，始终运行在最优状态。绿色、环保、高效是当前我国乃至国际的主旋律，机组还具有智能低能耗模块，保证机组在任何工况运行时，整机自耗电均处于最低。 5

智能柔性暴风生存

新一代 XTREME 系列海上机组又重磅推出了加持智能化、模块化的柔性暴风环境生存方案。湘电风能是国内第一个采用智能柔性暴风生存方案的风电机组厂商，十多年台风及暴风环境完美生存的经验，再加入模块化、智能化因素，使机组自动识别暴风状况并进入到不同的柔性生存模块，呈现出更加完美的极端环境生存能力。

湘电风能将持续聚焦全球海上风电技术风向标，以高端装备制造业发展为己任，承担海上风电高效、高可靠、低成本技术进步责任，助推我国海上风电大时代的繁荣发展。

湘电风能 中国能源报微信 2020-10-16

金风科技发布新一代直驱永磁平台 GP21

本报讯 新疆金风科技股份有限公司(以下简称“金风科技”)日前推出新一代直驱永磁平台 GP21 及系列高性能旗舰产品,包括面向中低风速市场的 GW165-3.6MW 与 GW165-4.0MW 直驱永磁风电机组及面向中高风速市场的 GW165-5.XMW 直驱永磁风电机组。

GP21 是金风科技第三代直驱永磁平台,通过结合金风科技成熟的平台研发理念与 37000 台机组应用经验,兼具传统优势与创新技术。该平台基于金风科技 2S 与 3S 平台的轴系取长补短,大幅提升轴系承载能力,平台产品适应性更优。同时充分借鉴金风科技 2S 平台低风速高发电量设计理念,全面发挥金风科技 3S 和 4S 平台优秀的适应性与并网友好性。

中国能源报 2020-10-26

金风科技发布新一代直驱永磁平台 GP21 及系列高性能旗舰产品

伴随着以科技迭代、模式演变、应用场景延伸为代表的新风电时代的到来,高质量和规模化发展已经成为中国风电产业面向“十四五”乃至 2030 年的主旋律和新要求。作为全球清洁能源和节能环保解决方案的行业领跑者,新疆金风科技股份有限公司(以下简称“金风科技”)在 2020 北京国际风能大会暨展览会上,重磅推出新一代直驱永磁平台 GP21 及系列高性能旗舰产品,包括面向中低风速市场的 GW165-3.6MW 与 GW165-4.0MW(以下合并简称“GW165-3.6/4.0MW”)直驱永磁风电机组及面向中高风速市场的 GW165-5.XMW 直驱永磁风电机组。新一代直驱永磁平台 GP21 创新采用系统工程及平台化、模块化开发理念,是实现开发质量更高与度电成本更优的平价风电项目解决方案。

平价价值的驱动

GP21 平台中的 GW165-3.6/4.0MW 机型是面向新风电时代中低风速区域的旗舰产品,拥有 3MW 至 4MW 级的最大风轮直径,可在大幅提升发电能力的同时有效降低项目投资,突破机位点限制。经测算,上述产品可使平原地区平均风速 5m/s 的平价项目实现可开发投资收益;使我国更广泛的市场区域,具备平价风电项目开发价值。

作为金风科技面向新风电时代整体解决方案的核心组成部分,GP21 平台因具备平价项目高收益应用价值,一经推出便展现出对风电开发“高质量+规模化”发展的驱动力,受到开发企业的强烈关注。在 2020 北京国际风能大会暨展览会上,多家国内外风电开发企业与金风科技就 GP21 平台产品达成战略合作意向,签署预采购协议总量高达 520 万千瓦。

继往开来的脉动

GP21 是金风科技第三代直驱永磁平台,通过结合金风科技成熟的平台研发理念与 37,000 台机组应用经验,兼具传统优势与创新技术。该平台基于金风科技 2S 与 3S 平台的轴系取长补短,大幅提升轴系承载能力,平台产品适应性更优。同时充分借鉴金风科技 2S 平台低风速高发电量设计理念,全面发挥金风科技 3S 和 4S 平台优秀的适应性与并网友好性。

GP21 平台产品可针对不同风资源环境和多元应用场景,对单机容量、叶片长度、轮毂高度、塔架形式、主机寿命、功能模块等提供灵活且多维的定制化设计。例如,针对 5.XMW 机型,可进行 165m 至 17Xm 等不同长度叶轮直径配置,采用 100m 至 165m 不同的轮毂高度,选择钢塔、柔塔、混塔、构架式钢塔等不同形式塔架,应用 20 年至 30 年不同运行期的主机寿命,针对项目实际需求采用降噪、增功、安全不同的功能模块等。

智能仿生的灵动

金风科技基于物联网、大数据、人工智能及多年产品开发与项目实践,结合智能风机 2.0 技术平台,为 GP21 平台产品构建“产能增效、环境友好、并网友好、安全控制、用户友好”五大智能模块,赋以仿生大脑,打造全面智能化机组。

例如，GW165-3.6/4.0MW 机型通过搭载单机与场级自学习寻优算法，可实现偏航、桨距角、控制增益自寻优等智能矫正，结合预判协同、尾流控制、能耗优化控制等场级运行优化，达到风电场收益最优。

并且，其还可通过前馈控制、极端阵风穿越控制、不平衡载荷控制、净空控制等智能化技术手段，大幅降低极端环境对安全的影响，全面提升机组环境适应能力。

革新硬件的舞动

GP21 平台的产品硬件配置获得了全面升级。其叶片采用高升力翼型，实现更优的气动翼型设计，载荷更低。主轴系和变桨系统也具备更强的扩展性。紧凑、流畅的机舱集成设计减少尾流对发电量影响，并节省安装时间 10%。

GP21 平台系列产品全面搭载 900V 低电压标准三电平变流器，相比传统两电平电能转换效率可提升 1%，同等功率的额定电流缩小约 25%，在相同功率密度下发电机及变流器功率可实现进一步扩展，在有效控制成本同时提升效率。

同时，金风科技借助半实物仿真平台 RTDS 和数十个国家与地区的并网运行经验，对“电网”理解更加深入，使 GP21 平台产品充分适应各类复杂电网接入条件，实现零电压穿越和一次调频，已获得中国电科院认证并通过美国低穿测试，从而保障发出的每一度电都能够顺利流入电网。

未来，风电行业将全面迈入新时代。作为中国可再生能源事业蓬勃发展的亲历者和推动者，金风科技将继续走在新时代前沿，笃定不移地走高质量和规模化发展之路。GP21 平台高性能旗舰产品的推出，只是坚持创新驱动发展理念的一个缩影。金风科技不仅在打造高性能旗舰产品方面创新突破，同时也在多维度数字化能力、深度源网融合能力和全生态资产增值能力等方面深耕细作，通过对高覆盖开发、高质量建设和高效益运维的严格把控，赋能用户全生命周期度电成本最优和资产价值最优，携手领航新风电时代。

金风科技微平台 中国能源网 2020-10-16

风电、储能度电成本 3 年内均可降至 0.1 元

到 2023 年，通过远景的技术可将“三北”高风速地区风电度电成本降至 0.1 元/度，发电侧储能度电成本也可实现 0.1 元/度——2020 北京国际风能大会前夕，远景科技集团 CEO 张雷在接受记者采访时作出以上预测。

“整个三北区域数百亿千瓦的风资源储备，就像一个能源大粮仓，数倍于中国实现零碳电力的需求。我们在 2016 年就预测 2020 年实现风电度电成本 2 毛钱，目前远景的最新技术在三北地区的风电成本已经达到 0.16 元左右”，张雷表示，再用 3 年时间，通过数字孪生等智能化技术、材料创新与供应链优化等举措，将进一步降本增效。

两个“0.1 元”是什么概念？截至去年底，行业平均三北地区风电度电成本约为 0.2 元，中东南部约为 0.3-0.35 元，发电侧储能度电成本在 0.2-0.3 元。三北地区“风电+储能”的成本若能降到 0.2 元/度，即便加上输配电价落地中东南部，也低于当地燃煤发电标杆上网电价，“风加储”的稳定组合将较火电具备绝对的竞争力。

是什么让远景具备这样的信心和实力？基于 EnOSTM 物联操作平台的“伽利略系统”是实现风电度电成本下降的关键所在。

远景能源副总裁兼首席技术官王晓宇表示，依托该系统，远景的超感知技术让每一台风机均可根据特定工况，做到最优的协同载荷分配。齿轮箱、发电机、轴承、叶片等，每个部件均拥有能够自进化的数据孪生模型，让设备能够更可靠、更长运行周期的稳定运行。未来，风机寿命将突破目前的 20 年时限，甚至超越 30 年、在更长运行生命周期内，实现发电效率最优，持续推低度电成本。

王晓宇进一步介绍，去年 10 月，远景首次对外发布“超感知风机”，标志着远景数字孪生技术全面成熟并批量部署。“近 1 年来，我们跟踪、透视了几千台风机的运行工况、状态与趋势，由此建立

机群的洞察与协作，实现风险预防与度电必争。以此为基础，全方位验证降低度电成本的先进技术与方法，通过不断升级风机与风场运行数字孪生模型，提升对产品运行的感知力，风机的智能水平与时俱进，进而打造‘永不过时’的风电场。这也证明，远景的数字孪生技术可以实现大规模应用，用空间换时间，加速各项风机关键部件技术的数字化，网络化，加速进化，可以预见一毛时代的加速到来。”

王晓宇表示，数字孪生技术看似一套软件系统，背后实则是整个关键部件系统，风机系统，风场系统的物理模型的数字化技术，覆盖机端、站端、云端，形成网络智能的进化生态循环。

值得一提的是，远景的 EnOSTM 智能物联操作平台和伽利略系统，同样可以使能储能领域。

区别于其它所有纯粹提供设备、电芯等硬件的储能厂商，远景“使得储能设备具有自己的灵魂。”王晓宇解释说：“储能设备不是简单的充放电过程，而是通过伽利略平台，结合领先的风功率预测技术与风场的气象条件、风机瞬态特征、电网时刻接入的状态以及电力市场的中短期需求进行整体融合，构成更为智能的、收益更高的电站整体资产。”

远景去年完成收购了日产汽车旗下电池子公司 AESC，掌握了锂电池全流程生产能力，由其自主研发和建设的储能电池和动力电池产线，今明两年将投产并逐步放量。而在储能系统中，电池成本占据 60%-70%，正是降本的核心。远景表示，电池充放电循环次数 3 年后有望从目前的 5000-6000 次加至 1 万次以上，成本得以大幅度降低。

远景作为业界唯一全栈布局智慧风光储完整能力的一体化解决方案供应商，目前已投运包括发电侧和需求侧在内的 100 多个储能项目。

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-10-19

氢能、燃料电池

“氢能+转子发动机” 探出内燃机清洁能源应用“新路子”

当前，我国明确提出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。为有效减少化石能源消费和控制二氧化碳排放，在实现碳中和的发展进程中，工业生产和基础设施建设等领域，正不断向非碳氢能源制备电力发展，向实现电气化方向靠拢。作为交通运输领域的移动动力——内燃机，亦在加快推动清洁能源应用，迈出绿色低碳转型坚实步伐。

“将氢能作为内燃机燃料，开拓出了内燃机节能减排新的技术途径。”25 日，在通过氢驱动力科技有限公司和北京工业大学联合研发的氢能转子发动机项目技术论证会上，中国内燃机学会副秘书长魏安利指出，氢能转子发动机技术的提出和研制，为内燃机清洁能源应用探索了一条新的途径，对加快推进内燃机工业节能减排具有重要意义。

“特别是在当下我国能源领域‘氢歌艳舞、百花齐放’之势下，内燃机将氢作为燃料，可以使现有内燃机工业社会资源得到充分利用，延长生产装备生命期；能够有效支撑内燃机产品的排放控制，拓展产品应用范围；有效减少商品燃油的消耗，降低石油能源对外依存度，保障能源安全。”魏安利进一步指出。

据介绍，氢能转子发动机结构简单、体积小、功率重量比大，工作平稳。与燃料电池比，其对氢气纯度要求不高，适用范围更宽。“氢能转子发动机能够实现全转速范围的高效进气和高功率输出、可靠点火及快速燃烧，实现燃料分层、消除燃烧室尾端的未燃区，使燃料更完全燃烧，最终提高转子发动机的热效率。”通过氢驱动力科技研究院院长纪常伟介绍。

“未来，该技术在航空航天、船舶、特种装备和汽车等领域均具有非常广阔的应用前景。”中国汽车工程学会原副秘书长葛松林认为。

目前，氢能产业发展仍处于初级阶段。被广为看好的氢作燃料电池应用，规模化推广目前还存

在诸多瓶颈。与会专家一致认为，致力于将氢作为内燃机燃料的氢能转子发动机，符合国家能源战略方向，将为内燃机领域的应用开拓全新、可行视角和路径。

记者从会上获悉，目前氢能转子发动机已进入样机试制阶段。天津大学内燃机燃烧学国家重点实验室教授姚春德对此建议，未来要不断加强氢能转子发动机关键技术的研发投入，继续开展相关技术攻关，为其工程化建设完成基础准备。

张金梦 中国能源网 2020-10-26

中国城市燃气氢能发展创新联盟成立

10月16日，中国城市燃气氢能发展创新联盟成立大会暨第一届氢能学术会议在广东省佛山市隆重召开。

氢能作为解决未来人类能源危机的终极方案已在全球范围内达成共识，氢能产业更是被誉为“没有天花板”的产业。自2019年全国两会以来，氢能已成为诸多全国政协委员、全国人大代表提案、议案中的关键词，被写入政府工作报告，对正在重构的能源工业体系产生深远的影响。燃气企业为拓展经营领域，积极投身于氢能热潮中，力求通过多种合作模式开展氢能技术研发，充分利用自身天然气站场资源与运营经验开展氢气生产、运输与加注等氢能业务，对实现企业战略发展目标具有重大意义。共同探索燃气与氢能行业创新发展之路，实现能源互联互通，已是当下城燃企业高质量发展的重中之重。

在此背景下，中国土木工程学会燃气分会作为指导单位，佛燃能源集团股份有限公司与中国市政工程华北设计研究总院有限公司联合相关政府部门、研究机构、社团和行业组织、知名企业等四十余家单位共同发起“中国城市燃气氢能发展创新联盟”（简称“中国城燃氢盟”），旨在坚定我国能源改革方向，谋划城燃行业转型路径，在氢能产业发展热潮背景下共创未来，致力于打造成为中国政产学研用资多赢的品牌创新平台。

中国土木工程学会燃气分会执行理事长李建勋在致辞中表示，氢能正迎来快速发展的战略机遇期。希望中国城燃氢盟未来能够进一步为燃气领域氢能发展提供优质资源，积极助力城燃行业的转型升级与创新发展，提升产业核心竞争力。新华社中国经济信息社广东经济研究中心主任张猛认为，佛燃能源集团联合其他机构共同发起成立联盟对佛山氢能产业的发展将具有重要的积极意义，将进一步推动佛山在氢能领域的创新和发展，为佛山市在双循环相互促进的新发展格局中做出重要贡献。

随后，中国城燃氢盟举行了隆重发起仪式，41家联盟联合发起单位上台触发屏幕。“佛山市作为全国氢能领域的引领者之一，拥有完善的政策体系和领先全球的产业规模，佛燃能源在能源转型背景下由于内在升级需求，正积极探索氢能新兴产业的发展思路。”联盟理事长尹祥说道，“中国城燃氢盟将致力为联盟成员打造面向氢能产业发展的技术创新服务平台，促进行业人才水平与能力的提升，实现城市燃气行业企业在氢能领域的高质量发展。”

战略指导委员会委员聘书颁发仪式循序进行，中国城燃氢盟理事长尹祥为中国工程院院士、中国矿业大学教授彭苏萍，澳大利亚国家工程院外籍院士、南方科技大学教授刘科，中国国际经济交流中心信息部副部长（主持工作）景春梅，北京大学能源研究院副院长杨雷，西南化工研究院有限公司教授级高工郜豫川，中国土木工程学会燃气分会秘书长李颜强，广东省能源研究会秘书长于文益颁发聘书。中国工程院院士、清华大学教授岳光溪和佛山市人民政府副市长许国两位委员因故未到会议现场，以线上视频致辞的方式对祝贺大会召开。

会上，中国城燃氢盟理事长尹祥、佛燃能源总裁熊少强、新华社中国经济信息社广东经济研究中心主任张猛联合发布了《城市燃气行业转型升级路径研究》报告。据中国经济导报记者了解，该报告深入剖析城燃行业转型布局氢能产业面临的机遇与挑战，并重点围绕氢能供应、氢能装备制造以及终端推广应用三大领域开展路径研究，同时为城燃行业企业规划布局SOFC提出了路径建议。

会议最后，彭苏萍院士和刘科院士分别作了题为“中国氢能源与燃料电池发展战略研究”、“氢能

与甲醇经济-中国清洁能源战略的再思考”的主题演讲。

联盟成立大会仪式结束后，第一届氢能学术会议于 16 日下午隆重举行。佛燃能源总裁黄一村，佛山环境与能源研究院院长赵吉诗，中国国际经济交流中心信息部副部长（主持工作）景春梅，中国土木工程学会燃气分会秘书长李颜强，潮州三环集团深圳研究院院长陈烁烁，佛山市人民政府副市长许国等多位重量级嘉宾分别从不同视角深刻阐述、解读了新发展形势下燃气与氢能行业的发展趋势和重点方向，并建言献策，给参会人员带来更广阔的视野和更前瞻的思考。

冯涛牧 吕沁兰 记者刘宝 中国经济导报、中国发展网 2020-10-20

亚欧引领全球“绿氢”发展

日前，挪威独立能源研究机构雷斯塔能源（Rystad Energy）发布报告称，欧洲和亚洲正在全球发展绿色氢能的过程中发挥着举足轻重的作用。数据显示，目前全球在建的绿色制氢项目装机超过 60 吉瓦，欧洲和亚洲地区贡献最大，虽然这两个地区制氢和用氢的开发路线、发展速度以及政策解决方案均不相同，但在整体推动氢能产业发展方面却是全球最积极的。

■吉瓦级制氢项目“不在少数”

根据雷斯塔能源的报告，目前 1 兆瓦以上的绿色制氢装机超过 60 吉瓦，其中 87%是“吉瓦级”项目，这意味着商业化大规模可再生能源制氢正在加速普及。

据了解，全球大多数绿色制氢项目都是以太阳能和陆上风电为供电基础，目前只有 5 个规划中的项目是由海上风电提供电力，包括壳牌牵头在荷兰投建的装机 10 吉瓦的 North2、丹麦沃旭能源和法国电力牵头在德国开发的装机 600 兆瓦的 Westküste100。

对重工业、航空业等减排难度特别大的排放密集型产业来说，利用可再生能源制氢的绿氢技术可谓实现减排的一剂良方。不过，相较于化石燃料制氢的灰氢技术，绿氢技术因为使用的设备造价贵、耗电大而拉高了整体制氢成本。据悉，目前绿氢的生产成本平均是灰氢的 5—10 倍。

“尽管绿氢项目数量不断增长，但预计到 2035 年只有 30 吉瓦的装机能够投入运营。”雷斯塔能源可再生能源负责人 Gero Farruggio 表示，“其中，最大的制约因素是高企的生产成本。政府扶持并配合相关支持政策，可以更快地推进项目落地，特别是那些由成本较高的海上风能为供电的制氢项目。”

伍德麦肯兹汇编数据显示，绿氢仅占今年全球氢气产量的 0.1%。国际能源署（IEA）指出，目前全球氢气产量约为 7000 万吨/年，其中大部分都是化石燃料制氢，生产这些灰氢每年相当于产生 8.3 亿吨二氧化碳。

■欧洲青睐“海风制氢”

可再生能源成本投入下降，对于降低制氢成本至关重要。不过，发电成本颇高的海上风电，却是欧洲在制氢领域最受欢迎的电力来源。

除了上述 5 个规划中的海上风电制氢项目，今年 10 月，英国又启动了全球首个海上风电制氢供热项目，旨在依托苏格兰 Levenmouth 海上风电场为制氢工厂供电，产生的氢气可以为 300 户家庭供热。英国广播公司新闻网指出，这是欧洲最新一个“海风制氢”项目，标志着该地区海上风电平价时代正在到来，从而可以进一步让海上风电在氢经济打造方面发挥关键作用。

截至目前，荷兰、德国、英国、比利时和法国都已经布局“海风制氢”。根据欧盟 7 月发布的《欧盟氢能战略》，欧洲已经将利用“风光电力”生产绿色氢气视为首要任务，并期待通过支持氢能发展在本世纪中叶创造 100 多万就业岗位，实现 40 吉瓦绿色制氢装机，并生产多达 1000 万吨的绿氢。

有分析认为，在制氢方面，海上风电可以提供更高水平的产能，但比太阳能和陆上风电的成本要高，只有尽快降本提效，才能让“海风制氢”实现效益最大化。

雷斯塔能源指出，海上风电的成本几乎是太阳能发电的 4 倍、陆上风电的 2 倍以上，这在一定程度上让“海风制氢”的经济性大打折扣。

不过,对于海上风电发展迅猛的欧洲国家而言,利用海上风电大规模制氢具备一定的资源基础,只是仍需要依靠政府的政策支持和相关财政补贴。据了解,壳牌主导的 North2 项目在初始阶段就得到了欧盟和荷兰的资助。

■亚洲“因地制宜”发展氢能

与欧洲力推海上风电制氢不同,亚洲地区的氢能发展则主要依托需求推动,并注重“因地制宜”选择制氢的可再生能源种类。

例如,在中国,由北京京能电力股份有限公司在内蒙打造的装机 5 吉瓦的风、光、氢、储一体化项目,就综合利用光伏、风力发电产生的电力来实现绿色制氢。

日本和韩国则主要通过进口氢来发展氢能产业,尤其是在运输方面。10 月初,日本从沙特进口了 40 吨高等级的“蓝氨”用于制氢和发电,这成为日本氢能应用的一个关键节点。

韩国则于去年初公布了“氢能经济发展路线图”,明确了氢燃料电池汽车的广泛普及和应用,还将为配套的加氢站提供补贴,放宽管制等措施以积极吸引私营资本。10 月中旬,韩国又引入了“氢发展义务制度”,要求电力市场实行购买一定氢燃料电池电力,并计划通过拍卖的方式购买氢燃料电池电力。

英国能源学会亚太区董事总经理 Peter Godfrey 表示,氢能在亚洲地区能源结构中扮演越来越重要的角色。标普全球普氏政策和技术分析部门主管 Roman Kramarchuk 则坦言:“对亚洲而言,氢能的发展机会普遍存在于交通运输、工业供暖、天然气输送等各个领域。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-10-26

佛山氢能产业要避免“起大早赶晚集”

广东佛山是国内最早布局和发展氢能产业的地区之一,可谓“十年磨一剑,砺得梅花香”。2011 年前后,佛山南海燃料电池及氢能技术国家工程中心华南中心建立,标志着佛山氢能产业起步;2014 年前后,以佛山全面对口帮扶云浮为标志,佛山氢能迈入跨越式发展阶段;2018 年前后,以粤港澳大湾区建设为标志,佛山氢能进入全面发展阶段。

日前,在 2020 年中国城市燃气氢能发展创新联盟成立大会暨第一届氢能学术会议上,佛山市人民政府副市长许国表示,经过近 10 年的探索和努力,终于把最初的“氢能产业农村根据地”建设成为“全国氢能产业创新发展高地”,形成了“五个有”发展特色,构建起“佛山氢能智造”体系,也终于具备了争创国家氢能产业示范区的先发优势。

以“不疯魔不成活”的决心 形成产业先发优势

经过 10 余年的发展,佛山氢能产业形成了四大核心竞争力:具备成立氢能示范区的影响力、拥有氢能示范区的产业基础、建设起氢能示范区的组织人才保障和运用氢能示范区的协调互补优势。许国对记者表示,10 年前的佛山是广州的后厂房,现在的佛山正在谱写全国氢能产业的新篇章。

京剧业内有一句行话:“不疯魔不成活”,意为只有痴迷投入才能终成大器,完成大业。在许国看来,发展氢能产业同样需要这样的职业精神和境界。“特别是要有工匠精神,达到忘我境界,才能把佛山的氢能产业做成。”

“佛山从一张白纸起步,到氢能智造享誉国内,没有对氢能产业的坚守走不到今天。”许国说。

扭转“谈氢色变”观念 打破“叶公好龙”思想

随着氢能写入政府工作报告,目前,中国氢能产业已基本解决了“从无到有”的问题,亟须推动进入“从有到优”的阶段,这迫切需要地方先行先试,为全国氢能产业高质量发展提供借鉴与模板。

作为先行者的佛山,在推动氢能产业发展过程中,遇到过哪些难题,又形成了哪些经验?

许国表示,最难的是,转变大众对氢的固有观念。“国外的加氢站已经实现了无人值守,而在我国‘谈氢色变’仍是真实写照。发展初期,甚至一些地方领导都认为加氢站危险,不敢进工业区,不敢进加氢站。佛山的氢能发展历程表明,氢虽然是危险气体,但是只要科学开发、合理使用,其安全

性不比传统燃料差。”

据许国介绍，在产业发展过程中，佛山逐步摆脱了对氢能的狭隘认知，不是简单地从新能源汽车或是传统动力变革的角度看待氢能，而是立足未来氢能社会，从国家能源战略与安全、能源生产与消费革命的宏观历史视野来深刻认识和全面定位氢能。

在许国看来，氢能是践行生态文明，促进中国经济“国内大循环”的战略级抓手，将在推动中国实现“碳中和”目标中起到关键作用。“因此，在产业发展过程中，要时刻提醒企业，不要觉得氢能产业太小而放弃，不要有‘叶公好龙’的思想，要真抓实干、做实事做实业。”

根植“创新”基因 谋划下一个 10 年

经过 10 年发展，佛山已经在国内率先构建起覆盖“人才引进-技术研发-工业生产-市场应用-社会配套”的氢能生产消费体系。当前，佛山站在万亿元 GDP 新起点上，谋划下一个 10 年的产业布局，举全市之力争创国家氢能产业示范区。

对于佛山的未来产业规划，许国认为，目前全国氢能产业已经迎来风口，佛山可能会被其他城市赶超，要从打造“国之重器”的高度，及早抢占战略制高点，早谋划早布局，避免出现“起大早赶晚集”的现象。为此，佛山提出将“1135”战略升级为“1111”战略，以保持先发优势。

所谓“1111”战略，就是要打造一个国家级氢能产业标准化创新研发平台，创建一个具有国际领先水平的氢能产业核心技术研发平台，设立一个中国氢能产业大会品牌，成为一个 1000 台以上氢能商用车的运营城市。

许国认为，佛山氢能产业发展根植着“创新”基因，从一开始产业发展立足智造的开端，关键核心技术从开放创新走向自主创新，到发展过程中高端人才引进、产业化生产、投融资支持、政策扶持体系、质量标准体系，再到社会基础配套、供氢保障体系建设、示范应用场景拓展、有效商业运营模式探索，在推动产业发展向前的每一步，都留下了深刻的创新印记，实现了自主技术的突破。

“推动氢能产业发展要有较强的紧迫感，行业发展一定要沉下心，瞄准世界先进水平，让氢能成为我国除高铁之外的另一张国家名片。”许国说。

本报实习记者 韩逸飞 中国能源报 2020-10-26

我国制氢技术短板待补

10 月 19 日—22 日，2020 联合国开发计划署氢能产业大会在广东佛山举行。与会专家表示，我国氢能产业虽初步形成产业链和实现小范围产业化示范，但仍处于探索期。

未来，尽快突破制氢技术“短板”则是氢能规模化推广应用的基础。

“绿氢”占比较低

中国科学技术协会主席万钢认为，氢能作为众多一次能源转换、传输和融合交互的纽带，将在我国能源体系中发挥越来越重要的作用。当前，全球氢能产业链关键核心技术趋于成熟，产业发展前景可观。

中国政府欧洲事务特别代表吴红波认为，当前我国氢气年产量世界第一、金属储氢材料年产量世界第一，同时，已经形成了京津冀、华东、华南及华中四个区域产业集群。“我国在氢能和燃料电池两大技术攻关领域，坚持战略引领和创新驱动，加快产业布局，坚持市场导向，扩大国际合作，推进氢能和燃料电池产业高质量发展。”

吴红波指出，虽然氢气产量世界第一，但当前我国制氢原料 70%为煤炭和天然气，“绿氢”占比低。化石燃料生产的氢能是以碳排放和空气污染为代价，并非真正的清洁能源。“光伏发电成本已经比 10 年前降低了 80%以上，氢能要在可再生能源的竞争中胜出需要进一步提升经济性，制氢则是突破口。”

制氢突破是前提

在原国务院参事徐锭明看来，未来氢能发展想要发展，几大问题要想透彻：“氢是什么，氢从哪

里来，用什么样的氢，怎么样才能用好氢，如何打造氢能产业链？”同时，还要做好氢能的质量、计量工作、解决绿色、安全等相关问题。

“氢能，被冠以未来能源和清洁能源的美誉，发展氢能是人类能源结构调整和产业结构转型的必经之路，世界各国已经开始启动对氢能的研究和尝试，目前氢能的利用技术逐渐趋于成熟，氢燃料电池已经开始商用化，氢能汽车和氢能汽轮机等一些绿色产品已开始投入市场。我国是第一产氢大国，具有丰富的氢源基础，氢能和燃料电池已经提升到战略性能源技术高度。”欧洲科学院院士余家国表示，“未来，氢能规模化应用将提高对制氢技术的要求。高效、低成本、大规模制氢技术的开发将成为氢能时代的迫切需求。”

鼓励制氢技术创新

制氢一直以来是我国氢能发展的“卡脖子”难题，如何高效制取相对环保的“蓝氢”和“绿氢”，如何开拓思路、攻克技术瓶颈，自然成为了行业专家的研究重点。

中国科学院院士郭烈锦介绍了“煤炭超临界水制氢”的技术。该技术“以水为基、水煤直接接触”，让二氧化碳自然富集，清洁高效制氢。“这一技术实现了煤的高效洁净低碳转化，同时能有效解决环境污染问题。”

澳大利亚国家工程院外籍院士刘科则展示了另一种技术路径，甲醇在线制氢系统。据介绍，甲醇是非常好的液体储氢、运氢载体，氢能汽车通过车载甲醇制氢与燃料电池系统集成，可实现氢气即产即用、即时制氢发电。而且该系统在效率与成本上均具备优势。在刘科看来，基于甲醇的氢燃料发电，还将是未来 5G 电源供应和分布式能源的发展方向。

而应用更为广泛的则是“光催化制氢”，欧洲科学院院士余家国表示，“光催化制氢利用太阳光催化分解制备氢气，光催化材料和技术在解决能源和环境问题方面有着非常广阔的应用前景。目前，美国、欧洲、日本、韩国都在重点开展光催化分解水制氢的研究。”

本报实习记者 韩逸飞 中国能源报 2020-10-26

多国力推氢能产业发展

氢能日益受到重视

法德两国领导人和经济界等人士近日举行视频会议，商讨通过有针对性的措施和适当监管框架来支持与氢能源相关的产业科技发展，增强欧洲企业在氢能源领域的竞争力。法德已计划在今年年底前正式启动与氢能源相关的“欧洲共同利益重大项目”。

截至目前，全球主要经济体都推出了氢能源发展战略，不断加大扶持力度推动氢燃料电池汽车产业发展。数据显示，占世界经济总量 70% 的 18 个经济体已制定氢能源发展战略。

欧盟 7 月发布《欧盟氢能源战略》，并成立“欧洲清洁氢联盟”，计划到 2030 年拥有 40 吉瓦生产能力，生产 1000 万吨氢气；到 2050 年将氢能在能源结构中的占比提高到 12% 至 14%，以实现碳中和目标。不久前，欧洲燃料电池和氢能源事业联合组织发布了《欧洲氢能源路线图》，提出欧洲氢能源未来 30 年的发展规划，并得到欧洲 17 家氢能源公司和组织的支持。

韩国、日本等经济体也纷纷加快布局氢能产业发展。韩国政府去年正式公布《氢能经济发展路线图》，将“引领全球氢燃料电池汽车和燃料电池市场发展”作为目标。根据规划，到 2025 年，韩国将打造氢燃料电池汽车年产量 10 万辆的生产体系；到 2040 年，氢燃料电池汽车累计产量将增至 620 万辆，氢燃料电池公交车力争达到 4 万辆，氢燃料电池汽车充电站增至 1200 个。韩国政府认为，如果有关氢能产业政策能够顺利得到落实，到 2040 年可创造 43 万亿韩元（1 美元约合 1134 韩元）的年附加值和 42 万个工作岗位。

日本政府早在 2014 年就制定了“氢燃料电池战略路线图”，此后进行了两次修改。日本政府计划到 2025 年前后，把氢燃料电池汽车与混合动力车的价格差距缩小到 70 万日元（1 美元约合 105 日元）。日本政府把东京奥运会作为推动实现氢能社会的重要契机。东京奥运会除了把氢气作为火炬台

和火炬燃料之外，还在奥运村周围设立加氢站，奥运会期间 24 小时为相关车辆提供加氢服务。东京奥运会赞助商丰田汽车公司计划提供约 500 辆氢燃料电池汽车作为官方用车。

发展步伐不断加快

在政策的带动和刺激下，多国氢能产业站上风口。截至 2019 年底，全球在运行的加氢站共有 470 个，同比增长 20% 以上。日本以 113 个加氢站位列第一，其次分别是德国、美国和中国。报告指出，2019 年底，全球氢燃料电池汽车的保有量为 25210 辆。当年销售量达 12350 辆，比 2018 年的 5800 辆增加了 1 倍多。尤其在亚洲市场，销售额大幅增长。

德国最近宣布再投资 90 亿欧元，其中 20 亿欧元用于与国际伙伴建立联合制氢工厂等。德国目前拥有 84 个加氢站，并在欧洲氢燃料电池领域提交了最多的专利，拥有 17238 件工业产权注册。德国政府表示，计划到 2020 年底将加氢站增加到 100 个。法国已有 160 个氢能源项目，波城、欧塞尔等城市已开通氢能源公交线路，巴黎的氢能源出租车今年底将超过 600 辆。

截至今年 8 月底，日本已有 133 处加氢站开业，3800 辆氢燃料电池汽车上市。韩国产业通商资源部发布的数据显示，今年 1 月至 6 月，韩国的环保车出口同比大增，其中氢燃料电池汽车上半年出口同比增加 67.7%，6 月的出口更是同比增加 4 倍以上。

另据最新统计数据，2020 年 1 至 7 月，中国氢能产业名义总投资金额超过 1300 亿元，较 2019 年同比增长超 30%。截至目前，中国累计推广氢燃料电池汽车超过 7000 辆，建成加氢站 70 余座，国内氢能产业逐步形成了完整产业链。

仍存诸多瓶颈问题

分析指出，目前氢能产业发展前景被普遍看好，但囿于开发成本高、技术瓶颈大、资金短缺等因素，相关产业大规模商业化仍有很长的路要走。

国际能源署报告显示，“绿氢”（电解氢）价格昂贵，目前为每公斤 3.5 至 5 欧元，远高于通过化石燃料制成的高碳“灰氢”（1.5 欧元/公斤）。未来一段时间，“绿氢”市场竞争力较弱，需要长期投资扶持。据保守估算，全球氢能行业如要实现有效扩张，到 2050 年实现氢能供给全球 24% 的能源需求，针对这一行业的投资需要约 11 万亿美元。

法国《世界报》经济专栏作家菲利普·埃斯康德认为，目前氢燃料电池汽车的生产成本要远高于纯电动新能源汽车。法德等欧盟国家仍未制定统一标准，这将进一步放缓相关项目的推进进程。“氢能源技术至少需要 10 年才能成熟起来，因此对参与企业来说还是存在风险的，尤其是中小企业参与度会较低。”埃斯康德说。

韩国《中央日报》认为，氢燃料电池汽车产业发展面临充气站不足等许多制约因素，需要建设大量的生产、储存设备等基础设施。韩国氢及新能源学会名誉会长安国荣表示，政府在大力普及氢能源汽车的同时，还应制定方案对其安全性进行普及，从而提高民众对氢燃料的接受程度。

“各国对发展清洁能源都非常重视。氢气作为一种绿色能源，是低碳经济重要发展方向。”法国国民议会议员米歇尔·德尔彭十分看好氢能源的发展潜力，“无论是大幅度降低成本还是核心技术的突破，都要求更大力度的政策支持及国家间合作。”（本报巴黎、首尔、东京 10 月 29 日电）

刘玲玲 马菲 刘军国 人民日报 2020-10-30

电解水制氢将成主流氢源？

2018 年我国的氢气产量约为 2100 万吨，其中煤制氢占比 62%，天然气制氢占 19%，而电解水制氢仅占 1%——这是记者在日前举办的定州氢能产业发展论坛上获得的一组数据，可以看出，目前我国氢气制备仍以化石原料为主，电解水制氢所占比例极低。但记者在现场发现，与会专家普遍看好电解水制氢，并将其视为未来发展的主要方向之一。原因何在？

“根本原因在于现有的成熟制氢技术会造成大量的碳排放。”中国三峡集团科学技术研究院氢能组负责人谢宁宁表示：“现有制氢方式包括化石燃料制氢、工业副产氢、电解水制氢等，但化石燃料

制氢过程中会产生大量二氧化碳及少量二氧化硫，会对环境造成很大污染。”

中国船舶集团有限公司第七一八研究所制氢工程部副总工薛贺来也表示：“对氯碱行业的气体进行提纯得到的副产氢，虽对废气进行了有效利用，但制取出的氢气有杂质，如直接用于氢燃料电池将对其寿命有一定伤害。电解水制氢相较于其他制氢方法，产气量虽然较小，但气体纯度相对较高，并且可以随开随停，具有优秀的调节功能。”

据悉，电力成本高是电解水制氢目前面临的最关键问题。对此，谢宁宁直言：“电解水制氢未来在降成本还有规模化的提升方面，需要与可再生能源结合。因为随着可再生能源尤其是太阳能和风能成本的走低，可再生能源电解水制氢的成本有望大幅下降。”

薛贺来也表示：“电解槽非常适合氢气的集中式生产，同时电解水制氢尤其适合与光伏、风能等可再生能源联合使用，当电价低于每千瓦时 0.3 元时，零碳排放的可再生能源制氢将与煤制氢成本相当。”

据中国投资协会能源投资专委会专家主席石定寰介绍：“由于持续的技术创新和进步，我国可再生能源产业近年来得到大力发展，太阳能、风电都已实现平价上网，比脱硫煤电的价格还低。”换言之，未来随着可再生能源电价的持续下降，用其电解水制氢的经济性问题将迎刃而解。

另据了解，除了经济性，当前电解水制氢在设备技术方面也面临调整。

据与会专家介绍，目前电解水制氢技术主要有碱性电解水、质子交换膜(PEM)电解水和固体氧化物电解水三类。其中，碱性电解水技术已经实现工业规模化产氢，商业化较为成熟；PEM 电解水处于产业化发展初期，而固体氧化物电解水还处在实验室开发阶段。

“PEM 制出的氢气纯度很高，可以直接用于燃料电池，并能满足不同用户需求。”薛贺来指出，“同时 PEM 制氢设备具有灵活性和反应性好等优点，能在短时间内按高于额定负荷的标准运行，能够适应波动性变化，因此更适合与可再生能源发电配合。”

但值得关注的是，PEM 水电解设备成本很高。“这里面的关键技术是膜电极的组件，需要使用贵金属催化剂，国内电解堆大多使用的是进口的质子交换膜，进一步抬高了设备成本，因此技术的不成熟以及国产化进程慢等问题阻碍了国内 PEM 电解的发展。”薛贺来说，“此外，为了使得电解水整体设备进一步适应可再生能源制氢，可以将多台套碱性电解水技术和 PEM 电解水技术组合在一起，实现整套系统宽频的调节范围，但这都需要进一步的研发。”

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-10-19

电解水制氢经济性难题怎么解？

当前，氢能发展备受瞩目。因“跨界耦合”的特性，其被公认为清洁能源体系建设的助推器。传统制氢方式包括天然气制氢、煤制氢等，但仍难摆脱对化石能源的依赖。近两年，可再生能源电解水制氢技术发展势头渐显，其工艺简单、无污染，被视为制氢最佳路线。

据中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》预计，到 2050 年，氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢能需求量接近 6000 万吨，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体。

资料显示，氢气制备方法中天然气制氢占比最高，达 48%；其次是石油气化制氢，占比 30%；煤制氢第三，占比 18%；而被各界寄予厚望的电解水制氢却仅占 4%。原因何在？

尚处起步阶段 造价高削弱电力富余优势

“当前，我国新能源装机量逐年增长，已远超电网承载能力，新能源消纳矛盾突出。弃风、弃光、弃水电量呈逐年增加趋势，这在一定程度上为可再生能源电解水制氢提供了有利条件。”康明斯公司战略部氢能项目负责人杨小珂说。

据国家能源局发布的数据显示，2018 年，我国弃风弃光电量 554 亿千瓦时。若按照每立方米氢气耗电 5 千瓦时计算，全国弃风电量即可生产 110.8 亿立方米高纯度氢气；水电方面，2018 年，我

国全年弃水量达 691 亿千瓦时，大量水电富余。

“采用电解水制氢可有效缓解水电弃水难题。通过利用富余水电制氢，将弃水‘变废为宝’，在产氢的同时，也提升了水电项目的综合经济效益。”中氢新技术有限公司董事长周明强同时指出，富余水电、光电、风电制氢在技术上完全可行，但其尚无法形成规模化发展的主要症结在于制氢成本过高。

记者多方获悉，我国煤制氢技术路线成本在 0.8—1.2 元/标准立方米氢气之间，天然气制氢成本受原料价格影响较大，综合成本略高于煤制氢，为 0.8—1.5 元/标准立方米氢气，而对电解水制氢而言，按目前生产每立方米氢气需要消耗大约 5—5.5 千瓦时电能计算，即使采用低谷电制氢(电价取 0.25 元/千瓦时)，加上电费以外的固定投资，制氢综合成本高于 1.7 元/立方米。

“从电解水设备来讲，其造价比其他制氢方式都要高。”周明强说，同等规模的制氢系统，电解水制氢的造价约为天然气制氢的 1.5 倍、煤制氢的 3 倍，相较于其他制氢方式，可再生能源电解水制氢方式不具价格优势。

“针对可再生能源电解水制氢实践的数量和体量近年来快速增长，来自各行各业的热情正在升温，但规模和探索尚处起步阶段。”杨小珂说。

生产与储运成本 制约规模化发展

采访中，多位业内人士指出，可再生能源电解水制氢成本主要集中在电价和氢能运输两方面。

据业内人士透露，当到户电价在 0.25 元/千瓦时左右时，可再生能源电解水制氢的成本才会与传统化石能源制氢相当，而对于电价较高的上海、北京等地而言，仅电解水的电价成本，就足以让可再生能源电解水制氢企业“望而却步”。

“我国西北、西南地区可再生资源丰富，电价偏低，其用电价格普遍在全国平均线以下，对发展可再生能源电解水制氢较为有利，制氢成本可以明显降低。在一定规模下，甚至能够与化石能源制氢持平。”杨小珂说。

对此，周明强表示，风电富裕地区虽可满足可再生能源电解水制氢对电价的成本要求，但对于可再生能源丰富的地区，如新疆、甘肃、内蒙古、四川、云南等地，氢能消纳能力却相对有限，因此，制得的氢气需运输至其他氢能应用规模较大的地市。

“氢的运输成本高、效率低。”周明强说，当前国内最普遍的运氢方式为高压储氢罐拖车运输，但其运输效率极低，仅为 1—2%。

记者了解到，一台高压储氢罐拖车的成本约为 160 万元，其运输百公里储运成本为 8.66 元/kg，随着距离的增加，其运输成本受人工费和油费推动仍会显著上升；若采用液氢槽车运输氢气，虽运输效率有明显提高，但一台液氢槽车的投资为 400 万元，液氢槽车运输百公里储运成本为 13.57 元/kg，若距离增加至 500 千米，成本则为 14.01 元/kg。

“氢气的运输成本占终端氢气售价的一大部分，这极大阻碍了可再生能源电解水制氢的规模化发展。”周明强说。

甲醇储氢项目落地 有望打开新局面

对于氢储存运输成本高、运输难问题，中国科学院院士、中科院大连化学物理研究所研究员李灿日前表示，目前，兰州新区液态太阳燃料项目已开发出采用二氧化碳加氢制甲醇储存方式，为氢运输提供了全新途径。其可解决高压运输、储存成本与安全问题，还可实现二氧化碳回收和全流程清洁目标。

记者了解到，兰州新区液态太阳燃料项目于 2018 年启动，该项目采用 10MW 光伏电解水制氢，制得的氢再与企业排放的二氧化碳合成甲醇。“兰州新区液态太阳燃料项目将制得的氢气合成甲醇，省去了运输氢气的高昂费用，亦使得效率提高至 80%以上。目前，该项目也已在张家港等地进行示范。”周明强说。

对此，中科院大连化学物理研究所副研究员王集杰认为，该项目技术路线对缓解我国能源安全问题乃至全球生态文明建设具有重大意义：一方面其探索了中国西部地区丰富的太阳能等可再生能

源的优化利用模式，将太阳能等可再生能源转化为液体燃料甲醇，提供了一条特高压输电之外的有效利用可再生能源的路径；另一方面，液体燃料甲醇又是绿氢载体，有助于解决氢能储存和运输的安全难题。

对于电解水制氢未来发展，杨小珂表示，近年来，无论项目数量还是项目规模，可再生能源电解水制氢发展都在加速增长。

“长期来看，经济性是未来可再生能源电解水制氢市场可持续性发展的关键。要想实现经济性，除了政府要加大政策支持外，可再生能源电解水制氢企业也应不断探索氢能发展全产业链商业模式，找准终端应用氢能场景，电解水制氢实现规模化、产业化将指日可待。”杨小珂说。

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-10-26

陕西：向国家级氢能大省进发

本报讯 为促进西部地区产业结构调整和特色优势产业发展，国家发改委会同有关部门日前就《西部地区鼓励类产业目录（2020年本）》进行征求意见。相比2014年版本，该目录新增多项新兴产业，其中时下热门的氢能成为重点。以能源大省陕西为例，目录鼓励其发展氢能及相关装备制造产业，及氢能等新能源产业运营服务。

“《陕西省‘十四五’氢能产业发展规划》正在编制中，预计年底定稿，可为氢能产业发展提供政策支撑。我们将充分发挥基础优势，做大做强氢气资源开发，力争成为全国氢能大省。”陕西省发改委相关负责人对此表示。

打造“全国氢能大省”，陕西有何底气？上述负责人介绍，首先是资源优势。例如，去年全省新增光伏发电装机223万千瓦，位居全国第五，大容量装机项目主要集中在陕北毛乌素沙漠产煤地带。以此为基础，利用弃光（风）电解煤矿疏干水制氢，具备成本和环保双重优势。再如，榆林已开工建设的中石油80万吨乙烷裂解制乙烯项目，副产氢气约8亿方/年。年产化工项目副产氢20万吨以上，5000万吨兰炭尾气含氢量130万吨以上，这些尾气均可产生成本低廉的高纯氢气。

得益于新能源汽车产业布局，陕西拥有氢能产业优势。该负责人称，陕西具备完善的纯电驱动技术，清洁燃料发动机、新能源汽车控制系统、动力电池及整车制造产业配套，同时正在积极争取成为全国第九个碳排放权试点省份，获批后将提升氢能技术示范经济效益、带动市场主体参与提供良好助力。

该负责人称，由省工信厅牵头，联合相关研发机构、企业及地市成立的陕西省氢能及氢燃料电池汽车产业技术联盟，将进一步聚集省内技术、市场等资源，为关键技术突破和应用落地提供保障。“陕西是全国科教大省，可为氢能技术攻关和产业发展提供强大人力保障。依托科创优势，将着力突破高压储氢技术、氢气压缩技术、燃料电池核心零配件等卡脖子技术，建立储氢和燃料电池发动机产业链，培育3-5家具备技术领先优势的硬科技企业。”

“除省级层面，多个地市已在氢能产业方面取得进展。”该负责人举例，以打造国家级氢能示范城市为目标，榆林率先编制氢能产业发展规划，推动化工副产氢利用示范项目落地，致力于将氢能产业作为榆林高端能化基地的重要增长极；“西部氢都”项目落户韩城，旨在打造覆盖秦晋豫三省、辐射大西北的国家级氢能源开发与供应基地、氢能源应用技术研发基地和国际国内氢能源技术交流与合作中心；恒泰氢能示范园项目落户渭南，预计每年产氢7400万立方米，成为关中地区最大的氢气生产基地。

陕西氢能产业迎来发展黄金期，也为企业带来更多机遇。陕西西安瀚海氢能源科技有限公司董事长奚军介绍，围绕制氢、储氢、用氢等环节，近两年选择西安、榆林、韩城等地区进行布局，参与打造西安氢能产业应用工程技术研究中心、西部氢都（榆林）瀚淋氢能产业园、西部氢都（韩城）氢能产业园等项目。

“下一步，我们将加强产业创新体系建设，持续推进氢能应用新领域研究。以关键技术创新为牵

引，优化发展环境，形成互融共生、协同发展的新型产业形态；打造氢能应用示范工程，加快核心技术转化；推进多站合一布局，形成综合能源供给站。”奚军称。

聂经 中国能源报 2020-10-19

西班牙加入欧洲“氢能联盟”

日前，西班牙政府宣布，将在 2030 年建成 4 吉瓦可再生能源制氢产能，这一提案已于近日获得西班牙内阁通过。这令西班牙成为继法国、德国后，又一宣布氢能路线图的欧盟国家，也意味着欧洲国家的能源转型又进了一步。

未来 10 年投资超百亿美元

根据西班牙政府发布的氢能路线图，未来 10 年里，西班牙将向氢能领域投入 89 亿欧元，约合 105 亿美元。西班牙计划将其中 25% 的绿氢用于工业领域，包括推动氢燃料公交车、轻型及重型交通工具发展，同时也将开发两条商业用途的氢燃料火车线路、在该国本土前五大机场以及交通枢纽安装氢动力机械，并将建设至少 100 座加氢站。

西班牙能源部部长 Sara Aagesen 在接受媒体采访时表示，可再生能源制氢的市场竞争已经变得越来越激烈。西班牙拥有足够的潜力，可以利用低廉的可再生能源制氢，进而成为绿氢市场中的重要参与者。

据 Sara Aagesen 透露，目前西班牙政府尚未确认将如何筹集所承诺的 89 亿欧元投资，不过，预计其中部分将通过公共募资获得。

另据彭博社报道，根据西班牙政府公布的计划，西班牙将出台 60 项氢能发展相关措施，以推动建设该国氢能全产业链。据了解，目前，西班牙已经开始针对不同能源制氢成本进行测算，并将每 3 年进行一次评估。

Sara Aagesen 指出，西班牙政府希望将所有新建电解水制氢设备都布置在此前关停的各行业工厂原址，以确保符合欧盟提出的相关转型政策，从而有助于获得欧盟绿色经济复苏基金的支持。

业内人士普遍认为，扩大绿氢产能的关键仍在于电解槽的应用。目前，西班牙电解水制氢的总装机量约为 2.7 兆瓦，按照西班牙政府规划，西班牙最终将建成单机装机高达 100 兆瓦的大型电解槽。

力求成为欧洲“绿氢库”

彭博社撰文指出，西班牙作为欧盟成员国，此次出台氢能相关路线图，正是为了响应欧盟此前提出的气候目标。

一直以来，氢能始终都是欧盟未来降低碳排放的主要发力领域之一。根据欧盟最新发布的碳减排目标，到 2030 年，欧盟的碳减排量将在 1990 年的基础上降低 55% 以上，同时也将在 2050 年实现碳中和。

西班牙能源部在一份声明中强调，到 2030 年，西班牙生产绿氢的装机量将达到 4 吉瓦，而欧盟同年的氢能目标为建成装机 40 吉瓦的绿氢生产工厂，西班牙的氢能目标已达到了欧盟目标产能的 1/10。此外，西班牙还将在 2024 年前建成 300—600 兆瓦装机的氢能生产基地。

据悉，目前西班牙油气巨头雷普索已公布计划称，将利用绿氢作为原料，在其位于西班牙北部的炼油厂开启化工合成项目。

根据西班牙政府规划，中短期内，西班牙将专注于本土工业交通领域的减碳工作；而从长远来看，西班牙则力争成为欧盟主要的绿氢出口国。

据了解，西班牙可再生能源禀赋丰厚，目前风电、光伏、生物质发电以及水电等可再生能源装机总量已达到 61.2 吉瓦，西班牙计划到 2030 年将可再生能源装机总量在此基础上翻倍。欧洲媒体 Euractiv 撰文称，西班牙发展良好的天然气储存和运输系统，加上充足的阳光和多风的山坡使其具备了绝佳的可再生能源制氢优势。

在彭博新能源财经（BNEF）能源转型政策分析师 Emma Champion 看来，根据各国发布的氢能路线图，到 2050 年，西班牙将有望出口绿色氢气至德国等多个市场。

欧盟发展氢能队伍逐渐壮大

西班牙公布氢能路线图令欧盟发展氢能的队伍再次壮大。此前，法国已经发布氢能路线图，计划未来 10 年投入 70 亿欧元，完成 6.5 吉瓦可再生能源制氢装机；德国也发布目标称，将于 2030 年完成 5 吉瓦绿氢装机，并承诺在未来 20 年里向氢能领域投入 90 亿欧元。

Emma Champion 认为，如果欧盟诸国都能够完成各自的规划，欧洲将大有希望实现其在氢能领域的发展目标。从欧盟层面来看，欧盟委员会尽管已经宣布将推动可再生能源制氢发展，但考虑到短期内的可行性和成本因素，欧盟委员会也表示，将对使用低碳手段从化石能源中制氢这一方式表示支持。

根据 BNEF 发布的数据，一旦绿氢完全替代了化石能源，到本世纪中叶，钢铁、水泥等高耗能行业的碳排放量预计将降低 30% 以上。然而，从目前的情况看，这一设想如果没有各国政府部门的支持将难以实现。如果全球氢能行业要实现有效扩张，到 2030 年，这一行业所需的补贴规模将达到 1500 亿美元；而到 2050 年，如果要想实现氢能供给全球 24% 的能源需求，针对这一行业的投资额则需达到 11 万亿美元。

Sara Aagesen 表示：“氢能产业的发展前路仍旧十分漫长，希望各国的刺激政策能够提供有效助力。我们认为，全球各国不会放缓出台氢能战略，因为如果没有可再生能源制氢，很多行业很可能将难以完成减碳目标。”

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-10-19

西班牙政府发布国家氢能路线图

日前，西班牙政府发布国家氢能路线图，并宣布将在 2030 年建成 4 吉瓦可再生能源制氢产能，正式加入欧洲发展氢能产业的联盟。

未来 10 年投资超百亿美元

根据西班牙政府发布的氢能路线图，未来 10 年里，西班牙将向氢能领域投入 89 亿欧元，约合 105 亿美元。西班牙计划将其中 25% 的绿氢用于工业领域，包括推动氢燃料公交车、轻型及重型交通工具发展，同时也将开发两条商业用途的氢燃料火车线路、在该国本土前五大机场以及交通枢纽安装氢动力机械，并将建设至少 100 座加氢站。

西班牙能源部部长 Sara Aagesen 在接受媒体采访时表示，可再生能源制氢的市场竞争已经变得越来越激烈。西班牙拥有足够的潜力，可以利用低廉的可再生能源制氢，进而成为绿氢市场中的重要参与者。

据 Sara Aagesen 透露，目前西班牙政府尚未确认将如何筹集所承诺的 89 亿欧元投资，不过，预计其中部分将通过公共募资获得。

另据彭博社报道，根据西班牙政府公布的计划，西班牙将出台 60 项氢能发展相关措施，以推动建设该国氢能全产业链。据了解，目前，西班牙已经开始针对不同能源制氢成本进行测算，并将每 3 年进行一次评估。

Sara Aagesen 指出，西班牙政府希望将所有新建电解水制氢设备都布置在此前关停的各行业工厂原址，以确保符合欧盟提出的相关转型政策，从而有助于获得欧盟绿色经济复苏基金的支持。

业内人士普遍认为，扩大绿氢产能的关键仍在于电解槽的应用。目前，西班牙电解水制氢的总装机量约为 2.7 兆瓦，按照西班牙政府规划，西班牙最终将建成单机装机高达 100 兆瓦的大型电解槽。

力求成为欧洲“绿氢库”

彭博社撰文指出，西班牙作为欧盟成员国，此次出台氢能相关路线图，正是为了响应欧盟此前

提出的气候目标。

一直以来，氢能始终都是欧盟未来降低碳排放的主要发力领域之一。根据欧盟最新发布的碳减排目标，到 2030 年，欧盟的碳减排量将在 1990 年的基础上降低 55%以上，同时也将在 2050 年实现碳中和。

西班牙能源部在一份声明中强调，到 2030 年，西班牙生产绿氢的装机量将达到 4 吉瓦，而欧盟同年的氢能目标为建成装机 40 吉瓦的绿氢生产工厂，西班牙的氢能目标已达到了欧盟目标产能的 1/10。此外，西班牙还将在 2024 年前建成 300—600 兆瓦装机的氢能生产基地。

据悉，目前西班牙油气巨头雷普索尔已公布计划称，将利用绿氢作为原料，在其位于西班牙北部的炼油厂开启化工合成项目。

根据西班牙政府规划，中短期内，西班牙将专注于本土工业交通领域的减碳工作；而从长远来看，西班牙则力争成为欧盟主要的绿氢出口国。

据了解，西班牙可再生能源禀赋丰厚，目前风电、光伏、生物质发电以及水电等可再生能源装机总量已达到 61.2 吉瓦，西班牙计划到 2030 年将可再生能源装机总量在此基础上翻倍。欧洲媒体 Euractiv 撰文称，西班牙发展良好的天然气储存和运输系统，加上充足的阳光和多风的山坡使其具备了绝佳的可再生能源制氢优势。

在彭博新能源财经能源转型政策分析师 Emma Champion 看来，根据各国发布的氢能路线图，到 2050 年，西班牙将有望出口绿色氢气至德国等多个市场。

欧盟发展氢能队伍逐渐壮大

西班牙公布氢能路线图令欧盟发展氢能的队伍再次壮大。此前，法国已经发布氢能路线图，计划未来 10 年投入 70 亿欧元，完成 6.5 吉瓦可再生能源制氢装机；德国也发布目标称，将于 2030 年完成 5 吉瓦绿氢装机，并承诺在未来 20 年里向氢能领域投入 90 亿欧元。

Emma Champion 认为，如果欧盟诸国都能够完成各自的规划，欧洲将大有希望实现其在氢能领域的发展目标。从欧盟层面来看，欧盟委员会尽管已经宣布将推动可再生能源制氢发展，但考虑到短期内的可行性和成本因素，欧盟委员会也表示，将对使用低碳手段从化石能源中制氢这一方式表示支持。

根据 BNEF 发布的数据，一旦绿氢完全替代了化石能源，到本世纪中叶，钢铁、水泥等高耗能行业的碳排放量预计将降低 30%以上。然而，从目前的情况看，这一设想如果没有各国政府部门的支持将难以实现。如果全球氢能行业要实现有效扩张，到 2030 年，这一行业所需的补贴规模将达到 1500 亿美元；而到 2050 年，如果要想实现氢能供给全球 24%的能源需求，针对这一行业的投资额则需达到 11 万亿美元。

Sara Aagesen 表示：“氢能产业的发展前路仍旧十分漫长，希望各国的刺激政策能够提供有效助力。我们认为，全球各国不会放缓出台氢能战略，因为如果没有可再生能源制氢，很多行业很可能将难以完成减碳目标。”

中国能源网 2020-10-20

核能

高温气冷堆示范工程首堆冷试成功

本报讯 10 月 19 日 17 时 42 分，华能石岛湾高温气冷堆示范工程首台反应堆冷态功能试验一次成功（以下简称“冷试”），这是该工程全面进入调试阶段以来首个重大节点胜利，标志着反应堆性能顺利通过首次全面考验，对工程商运投产具有里程碑意义。

作为国家科技重大专项，华能石岛湾高温气冷堆示范工程于今年 7 月 25 日全面进入调试阶段，

10月6日启动首堆冷试，共历时14天，主要验证反应堆一回路系统和设备及其辅助管道在高于设计压力下的强度及严密性。

据了解，在没有经验可借鉴的情况下，以压缩空气和少量氦气作为试验介质，华能牵头开展了脆性转变温度、升降压速率、超压保护、温度控制、泄漏检查、容器位移检查、压力容器支承结构目视检查等方面的研究，完成了一系列技术创新与攻关。

冷试期间，首台反应堆分阶段经过了10个压力平台的工序测试，压力最高峰值达8.9兆帕（89个大气压），开创了国内工程领域超大容积、超高气压系统试验的先例。首堆冷试的成功有效检验了示范工程核岛设备制造和安装质量的可靠性。

华能介绍，目前示范工程第二台反应堆冷试已经启动，两台反应堆冷试目标的实现将为后续热态功能试验和装料奠定基础。

刘权甲 中国能源报 2020-10-26

核电站变身“热水房”

“根据《山东省水资源综合利用中长期规划》，2030年胶东半岛三市的平水年缺水量为0.6亿立方米，枯水年缺水量为4.6亿立方米；若要满足2030年平水年需水量，就需要提升总供水能力19.95亿立方米。”在日前召开的中国（烟台）核能安全暨核电产业链高峰论坛核能综合利用分论坛上，国核电力规划设计研究院核能技术分公司设总张受卫指出，淡水资源缺乏，已成为经济可持续发展不可忽视的瓶颈。

记者了解到，作为我国三代核电自主化依托项目，山东海阳核电继2019-2020供暖季实现核能供热示范运行后，又将目光移向了海水淡化。多位与会专家指出，以核电站为基础，随着技术政策和政策支持的落地，核能综合利用领域市场空间广阔。

“核电+长输”供热模式可期

核电站供热在原理上与燃煤热电联产机组相似，都是通过换热装置将电厂蒸汽的热量传导并输送至用户。而核电站往往远离市区，较长的距离会造成热量在传输过程中的损失。“一般供暖技术的经济半径在20公里左右，超过20公里的需要采用长距离输送技术。”中广核山东分公司工程设计高级主管刘国亮表示，长距离输送是商业核电厂供热的可行路径。

长距离输送供热对于材料密封、保温、造价等都提出了一定要求，在常规煤电供热领域，太原古交长距离输送示范工程已于2016年11月启动运行。“该项目供热距离长达38公里，其中有十余公里需要穿过山体，额外增加了投资。但即便如此，综合测算下来的成本也比新建燃煤锅炉供热更低，经济性更好。”清华大学教授付林指出，长距离输送供热目前在经济性和技术可行性上都已经得到验证，“淮河以北15个省区市中，已有8个省会城市选择长输供热来替代燃煤锅炉进行供热，规划中的工程最远输送距离接近100公里。”

输送问题得到解决后，核电高能量密度、高参数的优势也得以体现。国核电力规划设计研究院核能分公司设总魏承君指出：“海阳核电机组和国内同容量120万千瓦火电机组对比显示，主蒸汽流量和高压缸排气量，前者都是后者的2倍以上。”

但一位不愿具名的与会专家表示，在实际推动中，核电供热也面临现实阻力。“北方省份用于供热的大量燃煤小锅炉、小机组，常常与地方利益紧密捆绑，地方上由于看重短期利益或对技术经济性认识不足，缺乏推动核电长输供热的积极性，还需要政策持续引导。”

核电“造水”开始起步

今年上半年，海阳核电完成日产30万吨大型海水淡化项目的可行性研究工作，并已通过专家审查。据了解，该项目计划分两期实施，一期工程10万吨/天，二期工程20万吨/天。

实际上，国内此前已有多个核电站配套建设了海水淡化项目，但主要用于解决核电厂内部淡水供应问题。据张受卫介绍，包括海阳核电在内，辽宁红沿河核电厂、福建宁德核电厂、浙江三门核

电厂等均配套建设海水淡化项目，但总规模不足 6 万吨/天。而目前国内海水淡化项目规模最大的是天津北疆煤电厂，其海水淡化规模达到 20 万吨/天。

有与会专家指出，海阳核电发力海水淡化的重要原因之一，是山东淡水资源严重匮乏。“山东省人均水资源占有量 334 立方米，不足全国人均占有量的 1/6，仅为世界人均占有量的 4%，位居全国各省、市、自治区倒数第三位。”张受卫表示，“这一数值远远小于国际公认的维持地区经济社会发展必需的临界值（1000 立方米）。”

而对于核能参与海水淡化是否会造成放射性安全问题，张受卫解释称：“以海阳海水淡化项目为例，一期工程水源不与厂内可能存在放射性的系统接触；二期工程用水虽然与二回路介质进行热交换，但二回路蒸汽侧为负压，即使凝汽器发生泄漏，也是海水进入二回路，不会向海水泄漏。所以不存在造成放射性安全问题的可能性。”

本报记者 卢彬 中国能源报 2020-10-26

能源政策

三部委《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知

为促进可再生能源高质量发展，2020 年 10 月 20 日，财政部、发展改革委、国家能源局印发了关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知。

根据《补充通知》，对风电、光伏和生物质项目分别确定了全生命周期合理利用小时数，对于所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

根据《补充通知》，按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

详情如下：

关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知

财建〔2020〕426 号

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司，中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源高质量发展，2020 年 1 月，财政部、发展改革委、国家能源局印发了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号，以下简称 4 号文），明确了可再生能源电价附加补助资金（以下简称补贴资金）结算规则。为进一步明确相关政策，稳定行业预期，现将补贴资金有关事项补充通知如下：

一、项目合理利用小时数

4 号文明确，按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。为确保存量项目合理收益，基于核定电价时全生命周期发电小时数等因素，现确定各类项目全生命周期合理利用小时数如下：

（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48000 小时、44000 小时、40000 小时和 36000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52000 小时。

（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32000 小时、26000 小时和 22000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。

（三）生物质发电项目，包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，全生命周期合理利用小时数为 82500 小时。

二、项目补贴电量

项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。

三、补贴标准

按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号，以下简称5号文）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=(可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

四、加强项目核查

发展改革委、国家能源局、财政部将组织对补贴项目有关情况进行核查。其中，价格主管部门负责核查电价确定和执行等情况；电网企业负责核查项目核准（备案）和容量等情况，能源主管部门负责制定相关核查标准；财政主管部门负责核查补贴发放等情况。

电网企业应建立信息化数据平台，对接入的可再生能源发电项目装机、发电量、利用小时数等运行情况进行连续监测，对电费和补贴结算进行追踪分析，确保项目信息真实有效，符合国家制定的价格、项目和补贴管理办法。

（一）项目纳入可再生能源发电补贴清单时，项目业主应对项目实际容量进行申报。如在核查中发现申报容量与实际容量不符的，将按不符容量的2倍核减补贴资金。

（二）电网企业应按确定的项目补贴电量和补贴标准兑付补贴资金。如在核查中发现超标准拨付的情况，由电网企业自行承担。

特此通知。

财政部 发展改革委 国家能源局

2020年9月29日

北极星电力网 2020-10-20