

2024
两会特刊

聚焦提案议案

全国政协委员,中国海油党组书记、董事长 汪东进:

加大海底二氧化碳封存政策支持

党的二十大提出要“积极稳妥推进碳达峰碳中和,协同推进降碳、减污、扩绿、增长”。二氧化碳捕集封存(CCS)是化石能源近零排放的关键技术选择,也是建材、钢铁、化工等难减排行业深度脱碳的可行技术方案,将为我国碳中和目标实现提供托底性支撑。沿海地区是我国工业集聚区域,也是二氧化碳集中排放区域,相比陆上封存,实施海底封存可实现更好的源汇匹配,且安全性更高,已是全球CCUS的重点发展方向。

当前,国内海底二氧化碳封存尚处于产业发展初期,关键环节技术成熟度较低,项目投资及运营成本较高,制约产业规模化发展。国外在产业早期阶段通过政策激励、资金资助并衔接碳市场等方式协同推进产业发展。我国目前政策以鼓励和引导为主,亟待统筹规划并系统性研究制定产业培育及商业化发展的政策措施。

全球CCS产业已进入快速发展阶段,目前在运、在建及规划的大型CCS项目近400个,相对2015年增长8倍,且单体项目规模迅速提升,商业模式不断创新。为适应区域性、社会化减排需求,开源式的集群和枢纽模式成为主流,即在碳排放源密集的工业区内构建捕集集群和二氧化碳输送汇集枢纽,统一运输至封存场址实施地质埋存。沿海地区工业密集、碳排放集中,因就近陆地封存受人口密集带来的二氧化碳泄漏安全隐患影响,离岸实施海底封存成为主流趋势。

我国沿海地区高排放工业及电力企业密集,沿海八省二市(未包含海南省、台湾省)碳排放总量高达50亿吨以上,约占全国碳排放总量一半,未来减碳需求量大。我国近海盆地发育良好,海域二氧化碳地质封存潜力达到2.58万亿吨,封存潜力巨大。另外,海上枯竭油气藏也可提供理想的碳封存场所。相比陆地封存,海底封存安全风险更低、减碳潜力更大,且具有较好的源汇匹配性,未来将是助力我国沿海地区

碳中和目标实现的重要措施。

此外,在应对气候变化的大背景下,一些国家已将CCS纳入国家减排战略并颁布支持政策,包括提供专项资金支持、国家财政投资基础设施、实施税收减免、二氧化碳封存获得的核证减排量纳入碳市场交易等方式。我国海底二氧化碳封存尚处于产业发展初期,关键环节技术成熟度较低,项目投资及运营成本较高,目前政策以鼓励引导为主,亟待可操作性政策出台。

基于上述考虑,提出以下建议:

一是将海底二氧化碳封存作为碳中和目标实现的重要战略举措,系统性开展工程示范和产业化发展的顶层设计。研究设立海底二氧化碳封存科技重大专项,为产业化发展提供技术支撑;优选源汇匹配较好的区域开展百万吨级以上的全流程工程示范;依托工程示范建立健全封存确权、项目监管、碳减排核证及碳市场抵扣等相关制度。

二是根据海底二氧化碳封存发展的不同阶段,有针对性地出台激励政策。2030年前以鼓励技术攻关和开展工程示范为主要目标。加大科研资金支持力度,设立重大专项持续开展技术研发和成果转化;支持企业开展工程示范,研究建立项目资金补贴、绿色金融、税费优惠及衔接碳市场机制等一揽子政策,促进产业良性发展。

三是充分考虑海上油气开发与海底二氧化碳封存产业化发展的协同作用,发挥油气企业对地质构造、工程建设、钻井等方面具有的专业优势,以及海上油气开发废弃油气藏和设备设施利旧降本作用,打造产业链链长单位。

四是尽快启动海底二氧化碳封存示范项目作为落实中美“阳光之乡”声明的重点项目,在渤海湾、珠江口、长三角地区等海底封存高适宜海域推动实施百万吨级以上规模的全产业链海底二氧化碳封存项目示范,为我国CCS产业化发展提供有益借鉴。(吴莉/整理)

全国人大代表、天能控股集团董事长 张天任:

加快推进氢能规模化应用进程

2022年3月发布的《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》是我国首个氢能产业中长期规划,作为国家级规划,其进一步明确了氢能在我国未来能源结构中的战略定位,并制定了氢能产业阶段性发展目标——到2025年,氢燃料车辆保有量约5万辆,可再生能源制氢量达到10万—20万吨/年。

目前,我国已基本构建较完善的制氢、储运、加注和应用的氢能产业链,并已成为全球最大制氢国。2022年,我国氢气年产量超3500万吨,已规划建设超300个可再生能源制氢项目,72个在建、建成的项目总产能超20万吨/年,在氢能供给上具有巨大潜力。

氢能产业正呈现集群化发展态势,京津冀、长三角和粤港澳大湾区汇集全产业链规模以上工业企业超过300家,苏州、佛山、武汉、成都等地汇集多家氢能企业及研发机构,形成了领先的氢能产业集群。但当前,示范区域的代表性和产业推广助力不够强,地方性氢能产业规划及政策尚未完全落地、氢能行业标准的制订存在较大的滞后性等因素,制约氢能发展。

首先,目前五大示范城市群氢能示范应用指标完成情况一般,相关区域在氢气资源禀赋及运营场景需求上存在一定短板。相反,在一些拥有氢气资源及应用场景需求的区域,却因为缺乏相关补贴,高昂的购置费用导致在非示范城市群难以形成规模化的示范应用。

其次,随着国家氢能中长期发展规划的公布,各地陆续出台相关的氢能产业规划及

扶持政策。然而纵观全国,氢能产业规划及补贴政策尚未完全落地实行。尤其在应用端,受制于氢气消费与生产逆向分布的现状,绝大多数地方的氢能应用规划及政策的落实也存在一定滞后性。

第三,氢能技术标准不完善,涉及氢气品质、储运、制加氢站和安全等内容技术标准较少,导致在示范应用项目推进中,相关工作缺少技术标准支持。

为加快推进氢能规模化应用进程,提出以下建议:

推动示范城市群扩容。在已有五大示范城市群的基础上,推动示范城市群扩容,加快推进第三批示范城市群申报及审批相关工作。尤其在拥有资源禀赋、运营场景以及产业链上下游发展基础的区域应加大力度,推动国家“以奖代补”落地,从而进一步加快氢能规模化应用的进程。

全力保障补贴政策落地。在已有明确规划及补贴政策的区域(包含示范城市群及其他已有地方政策的非示范区域),按照已有规划与政策,全力推进氢能各场景的应用,并全力保障相关补贴能够及时落地,为企业的发展提供支撑和保障,减轻企业研发负担。

加快氢能行业相关标准制定。国家层面应围绕整条产业链加快推动各类国家标准的制订和发布,这是许多地方谈氢色变的主要原因之一。建议组织行业头部企业的有关专家组成相应的联盟及标委会,积极制定及发布行业标准,以此保障氢能行业的健康发展,加速推动氢能行业的发展。(渠沛然/整理)

全国政协委员,国网福建电力董事长、党委书记 阮前途:

新形势下推进新型电力系统高质量发展

新型电力系统是建设新型能源体系、服务碳达峰碳中和的重要载体。实现2035年新型电力系统基本建成的目标,需要应对一些新情况:

首先,新能源消纳压力剧增。一是项目建设缺乏统筹规划。新能源项目建设周期远远短于其他电源和电网项目,如果不能做到电网和电源同步规划、同步投产,以及利用市场机制同步消纳,容易出现弃风弃光;二是局部电网承载能力不足。分布式光伏呈井喷式增长,部分地区分布式光伏无新增接入空间。以福建为例,预计2025年分布式光伏将超过1500万千瓦,远超“十四五”规划800万千瓦上限;且在2023年底开展的分布式光伏接入电网承载力评估中,10个试点县中有4个县新增可开放容量为0。

其次,电力保供难度加大。一是高峰时段新能源有效发电能力不足。新能源已成为新增发电装机主体,但电量季节分布不均、关键时刻顶峰能力不强。以福建为例,2022年最大负荷日,全省风电装机容量超700万千瓦,但高峰负荷时风电出力仅为装机容量容量的2.7%;二是电力系统抗灾能力亟需提升。当前暴雨、洪涝、台风、冰雪等自然灾害趋多趋强,不仅导致新能源无法出力,而且严重危害电网和设备安全,增大了事故风险。

第三,新能源使用成本持续上升。新能源平价上网不等于平价利用,为平衡新能源出力波动和保障电量消纳,需要额外增加电源调节、电网补强等方面成本。据测算,到2025年,为满足新能源发展,额外增加的电网补强等成本将达到0.2元/千瓦时,新能源终端利用成本将达到0.54元/千瓦时,超出燃煤标杆电价约0.14元/千瓦时。

为加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统,服务美丽中国建设,提出以下建议:

加快新型电力系统省级示范区建设。一是强化省级层面统筹协调力度。支持有条件的省份将新型电力系统建设上升为省级战略,成立省领导

牵头的领导小组,细化明确相关成员单位、单位工作职责和任务,加快形成政府引导、市场主导、全社会共同参与的工作格局。二是支持打造数字化坚强电网。打造数字化坚强电网是“双碳”目标下推动新型电力系统建设的必由之路。建议科学制定数字化坚强电网建设行动方案,并纳入各省能源规划和信息化规划,做好能源电力基础设施和信息基础设施的统筹建设,推进大电网、配电网、微电网等多种形态有机衔接,提高电网快速响应、防灾抗灾、自治自愈自修复能力。三是支持开发优质抽水蓄能项目。将福建宁德黄田抽蓄、南平太平抽蓄等优质大型抽蓄站点纳入国家重点实施项目,提高地区电网调节能力,加快破解电力电量供需不平衡、分布式新能源消纳等难题。

完善评价体系及技术标准。一是构建新型电力系统建设评价体系。聚焦清洁低碳、安全稳定、效率效益三个维度,分类开展受端型、送端型、自平衡型新型电力系统建设成效评价体系构建,指导各地有序推进新型电力系统建设;二是完善新型电力系统技术标准。明确新型配电网设计标准和技术导则,推动智能配电网标准化发展。开展电力系统防范各类自然灾害机理研究,支持灾害频发地区因地制宜提高电网防风、防雷、防涝等方面的设计标准。

健全可持续发展的市场机制。一是进一步理顺价格机制。统筹衔接一、二次能源价格政策,研究建立能源转型成本合理疏导机制,加快推动新能源进入电力市场;二是完善适应新型主体互动需要的市场机制。针对储能、电动汽车、虚拟电厂、负荷聚合商、数据中心等新型主体,结合其物理特性和经济特性,持续完善市场准入、市场品种和交易组织,激励市场主体参与系统调节;三是做好绿电交易与绿证、碳市场的衔接。完善绿色电力供给消费体系,加快推动绿证核发全覆盖、绿色消费核算与认证、电碳市场协同运行等工作,持续扩大绿电交易规模,充分反映新能源绿色环境价值。(刘澄彦/整理)

全国人大代表、国网四川电力高级专家 蒙媛:

解决现实紧迫问题 修改可再生能源法

《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称《可再生能源法》)作为可再生能源领域的国家法律,首次发布施行于2006年1月,2010年4月1日经修正后施行。该法律的制定实施为我国可再生能源实现跨越式发展发挥了重要作用。

“十三五”以来,我国可再生能源装机规模、利用水平、技术装备、产业竞争力迈上新台阶,取得举世瞩目的成就。当前及今后一段时期是能源转型的关键期,我国将坚决落实“双碳”目标任务,大力推进能源革命向纵深发展。但现行《可再生能源法》已不能很好适应可再生能源发展需求,迫切需要解决实施中暴露出的一些突出问题:

一是可再生能源发电全额保障性收购制度实施的基础条件发生根本变化。《可再生能源法》第14条规定,国家实行符合条件的可再生能源发电全额保障性收购制度。该制度对推动和促进可再生能源的持续快速发展发挥了重要作用。但从当前发展实际看,该制度已经完成历史任务。电力体制改革的推进,使电量消纳由电网企业统购统销转为市场化交易。尤其是2021年后,按照国家有关政策要求,各地要有序推动工商业用户全部进入电力市场(目前已超过70%),从根本上打破了《可再生能源法》制定时“电网企业全额保障性收购—电网企业与发电企业结算—国家补贴电网企业”的基本逻辑,由电网企业承担可再生能源发电全额保障性收购责任已不具备条件。

二是现行法律对新能源规划执行约束力不够、源网规划建设不同步。《可再生能源法》第8条、第9条对可再生能源开发利用规划作出规定,要求地方规划依据全国规划。但从实际情况来看,一方面,各类、各级规划衔接不够。国家整体规划和专项规划不协调。在国家可再生能源规划之外,国家有关部门还发布了大基地布局规划、三批大基地项目清单、整县分布式光伏计划、各类新能源示范基地和示范项目等专项规划,各类规划之间的关系不明确。国家与地方规划不衔接,地方规划实际项目规模总和远大于国

家规划。另一方面,新能源项目建设周期短,电网送出工程建设周期长,两者相差半年甚至1年。地方政府在发布新能源规划时,往往只强调发展规模,没有考虑建设时序、配套电网规划等方面。例如,新能源单方面快速发展,一些地区可能重蹈弃风弃光现象。

三是新型电力系统建设需要对提升新能源出力预测技术水平、加强监视和控制手段等作出法律设计。《可再生能源法》第13条规定,国家鼓励和支持可再生能源并网发电。目前新能源场站端预测精度偏低,风电约80%,光伏低于85%,随着新能源装机规模持续增长,预测精度不足带来的偏差将对电网安全、电力电量平衡等带来更大的影响,亟需进一步提升预测精度。新能源大规模快速发展与现有电网监视手段、调度平衡技术及控制手段等存在不适应性,要求构建全网监视、全频段分析、全局优化、协同控制的调度技术支持系统,提升新能源可观可测可控能力。

对于修改《可再生能源法》,提出以下建议:

一是《可再生能源法》在修改中,推动有效市场与有为政府更好结合,发挥好政府在新能源规划审批、建设用地、调度运行、并网消纳等方面引导与规划作用;不断健全市场机制,推动新能源参与市场,完善市场化定价机制,以市场化方式合理疏导电力系统转型成本。

二是《可再生能源法》在修改中,坚持市场化方向,按照“全网统筹、保量稳率”原则,统筹好源网荷储各环节,推动新能源、电网和配套调节能力协调发展,加强规划刚性执行,统筹安排各类新能源项目建设规模和节奏,确保国家和地方规划有序衔接、各专项规划有效协调,提高新能源利用水平。

三是《可再生能源法》在修改中,推动建立健全新能源发展长效机制,更好平衡传统能源与新能源之间、主体能源与调节能源之间、不同社会主体之间的发展利益,引导全社会共同承担新能源供给和消纳责任。(渠沛然/整理)