

# “问路碳中和——2023 汽车碳中和峰会” 新闻发布会在京举行

■本报记者 姚美娇



图为发布会现场。

在国家“双碳”目标的指引下,汽车产业正在经历历史性的转型,也承担着非凡的使命。8月18日,由广州市人民政府指导,广州市工业和信息化局支持,中国能源汽车传播集团主办,中国汽车报社承办的“问路碳中和——2023 汽车碳中和峰会新闻发布会”在北京隆重举行。

广州市人民政府副秘书长马曙(图中左三),中国能源汽车传播集团党委书记、董事长、总编辑兼中国能源报总编辑谢戎彬(图中右二),中国汽车工业协会总工程师叶盛基(图中左二),中国能源研究会能源政策研究室主任林卫斌(图中右一)等政府、媒体负责人和行业专家出席了本次发布会。会议由中国汽车报社社长辛宁(图中左一)主持。

广州作为中国汽车生产重镇,近年来正加速迈向万亿级“智车之城”,以自主创新打造智能汽车的“大脑、骨骼和四肢”为己任,致力于推动中国智能网联新能源汽车的高质量发展。马曙在发表致辞时表示:“今年正值中国汽车工业发展70周年,广州将与中国能源汽车传播集团等国家级平台强强联合,举办‘问路碳中和——2023 汽车碳中和峰会’‘2023 全球新能源与智能汽车供应链创新大会’‘广州汽车产业发展大会’‘广州汽车电子创新周’等集‘展、会、赛’于一体的系列活动。”他指出,广州市政府将持续支持举办高规格、高水平的汽车行业活动,希望集聚行业专家、学者、企业家为广州汽车产业发展把脉问诊、出谋划策,培育广州城市汽车文化,助力产业高质量发展,同时力争打造成为宣传展示中国汽车产业的高质量品牌活动。

碳达峰碳中和,是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策,事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。发布会现场,谢戎彬表示:“碳中和已成为全球共同关注话题,落实‘双碳’战略,推进绿色低碳发展,是汽车强国的应有之义,是产业高质量发展和转型升级的必然要求。”他强调,汽车产业实现碳中和目标绝非一己之力可得,需要政产学研企全产业链高效协同推进,也需要来自社会各界的关注和助力。为此,中国能源汽车传播集团联合广州市人民政府,全力打造首届汽车碳中和峰

会,致力于通过全面剖析国际国内形势,深入探讨最新行业动态,融汇各界在推动汽车产业践行“双碳”战略过程中的智慧,共谋中国汽车产业科学、高效的减碳路径。在答记者问时,马曙表示,一直以来,广州都紧扣汽车的电动化、网联化、智能化、共享化转型趋势来落实碳达峰碳中和战略。具体举措包括:优化产能布局,推动整车企业向低碳化、智能化转型;完善创新体系,激发汽车产业链创新活力;推进跨界融合,构建新型产业生态。汽车产业在实现碳中和目标方面应该

发挥什么作用?谢戎彬认为,中国汽车产业要全面推动技术变革、质量提升、制造升级,统筹全产业链协同降碳,发挥“领头羊”的产业引领作用;中国汽车产业要当好绿色发展战略的践行者和先行者,推动能源结构的转型升级和交通领域的低碳发展;中国汽车产业要推进国际国内协作交流,在一定范围内输出中国经验、中国标准和方案。对于汽车企业来说,低碳转型是个长期过程,需要统筹协调短期效益和长期发展。就此,叶盛基建议,“汽车应当致力于实

现能源转型、原材料供应、产品实现全过程、产品使用和回收再利用等五个环节的全面低碳化,以此来推动全产业链和全生命周期低碳减碳目标的实现。”叶盛基表示,自“双碳”战略目标发布以来,汽车产业链上下游积极行动,在研究和推动汽车业“双碳”目标实施的技术路径和实施方案方面,开展了许多探索和实践,相信在产业链各方以及行业上下共同努力下,汽车行业“双碳”目标的实施一定会科学有序推进,达到预期目的,取得预期成效。

当前,我国氢能产业进入加速发展期,氢燃料电池也成为新能源汽车产业的新增长点。在谈到氢能产业化发展问题时,林卫斌认为,为进一步推进氢能的产业化发展,首先要持续降低氢能的生产成本,尤其是可再生能源电解水制氢;其次则要加快突破氢能存储、运输和加注等领域瓶颈,加强关键技术、材料和装备的研发、示范和推广,加强基础设施建设;第三,要稳步推进氢能多元化应用,拓展氢能在交通、化工、钢铁、电力和储能等领域的应用,推动规模化发展。

随着万物与盛夏告别,一切美好向金秋进发。9月19-20日,“问路碳中和——2023 汽车碳中和峰会”将在广州白云国际会议中心举办。峰会将通过1个主论坛+7个分论坛,围绕全产业链降碳协同、产业短期与中长期发展统筹、传统汽车转型、新能源汽车高质量发展、氢能和储能产业化发展、智能网联及新能源产业投资等行业热点话题展开深度讨论。届时,来自汽车行业和政府部门的大咖将云集羊城,为碳中和提供更多实践经验和创新思路,为我国汽车产业的绿色未来助力。

## 燃气行业安全整治「重拳」出击

■本报记者 李玲

近日,国务院安全生产委员会发布《全国城镇燃气安全专项整治工作方案》(下称《方案》)指出,为深刻汲取近年来城镇燃气安全重特大事故教训,全面加强城镇燃气安全风险隐患排查治理,将用3个月左右时间开展集中攻坚,全面排查整治城镇燃气安全链条风险隐患,再用半年左右时间巩固提升集中攻坚成效,到2025年底前,基本建立燃气安全管理长效机制。

在业内人士看来,近年来,我国燃气行业安全事故频发,保障燃气安全任务艰巨。在此背景下,国务院安全生产委员会发布《方案》,部署全国燃气安全专项整治工作,意义重大。

### ●安全整治任务艰巨

中国城市燃气协会安全管理工作委员会近日发布的《全国燃气事故分析报告》(下称《报告》)显示,2023年上半年共收集到媒体报道的国内(不含港澳台)燃气事故294起,造成57人死亡,190人受伤。其中,特别重大事故1起,较大事故3起。事故分布在全国29个省份、141个城市。

按照事故气源种类统计,其中天然气事故118起,死亡6人,受伤39人;液化石油气事故156起,死亡45人,受伤113人;气源待核实事故20起。事故原因主要包括燃气连接软管老化破损、脱落,动物咬噬引发燃气泄漏,用户违规操作等。

基于当前我国燃气安全管理的现状,国务院安全生产委员会在《方案》中部署,在2023年8月至11月三个月内进行集中攻坚,对城镇燃气安全链条风险隐患深挖细查,对深层次矛盾问题“大起底”,做到全覆盖、无死角,坚决消除风险隐患。2023年12月至2024年6月进行全面巩固提升,基本建立燃气风险管控和隐患排查治理双重预防机制;2024年7月起,推动城镇燃气安全治理模式向事前预防转型,基本建立燃气安全管理长效机制。

“《方案》按照指导思想和工作原则提出了3个工作目标,指出了5个深入排查整治重点、开展深入集中攻坚的方向,并要求从6方面进行综合施策,提升本质安全水平。在燃气管理和安全监管方面对经营许可审批、充装许可审批、燃气具强制认证、修订法律法规、增设燃气安全监管专岗等方面进行了调整部署安排。”应急管理部燃气专家组专家王冰指出,“专项整治工作分为集中攻坚、全面整治提升、建立长效机制三个阶段。各燃气经营企业应该按照《方案》要求深入排查整治问题气、问题瓶、问题阀、问题软管、问题灶、问题管网等突出隐患。”

### ●更加注重用户端管理

事实上,近年来国家相关部门在燃气安全管理工作上下了不少功夫。

2021年3月,住房和城乡建设部等部门发布《关于加强瓶装液化石油气安全管理的指导意见》,对瓶装液化石油气安全管理进行了较为全

面的规定;2021年11月,国务院安全生产委员会印发《全国城镇燃气安全排查整治工作方案》,部署在全国范围内开展为期一年的燃气安全隐患排查整治;2022年7月,国务院安全生产委员会部署开展城镇燃气安全整治“百日行动”,围绕燃气经营、输送配送、燃气使用和燃气具生产销售等环节各方面的典型问题开展“清单式”排查整治。

在一系列强力整治行动下,我国燃气行业安全管理水平得到一定程度的提升。《报告》显示,2023年上半年我国燃气事故数量和伤亡人数比2022年上半年的457起、伤亡309人分别下降36%、20.1%。燃气事故总体呈下降趋势。

不过,即便如此,今年仍发生宁夏银川富洋烧烤店“6·21”特别重大燃气爆炸事故。对此,李冰指出:“这说明上述两份文件及‘百日行动’在各地的贯彻落实效果存在一定差距,在个别地区没有落实到位,燃气安全隐患没有得到及时辨识,甚至一些重大安全隐患没有及时辨识出来,以致重大安全隐患长期存在,最终造成特别重大事故。从另一方面也可以看出,在燃气专项监管和检查过程中,过多地偏重于对燃气企业的监管和检查,而对燃气使用端的关注度不够。使用端是燃气能源转换成能量的一个重要转换点,也就是风险产生的关键点,应该得到更多的管控、关注。”

中国城市燃气协会安全管理委员会安全专家刘晓东也对《中国能源报》记者表示:“这次《方案》提的最多的是问题气、问题瓶、问题阀、问题软管等,最主要还是用户端存在问题。近两年监管方向开始逐渐转向用户端,这次《方案》也是关注用户端用的东西是不是安全。”

### ●建立安全长效机制是根本

多位专家指出,燃气安全管理工作需要久久为功,最终需要建立长效安全管理机制,提升本质安全水平。

《方案》也明确,最终要通过深入剖析城镇燃气安全隐患产生的深层次原因,认真总结推广专项整治行之有效的经验做法,加快完善相关法规和标准规范,建立严进、严管、重罚的城镇燃气市场监管机制,持续提升城镇燃气本质安全水平。

“各地应按照文件要求,统筹安排,分清不同部门的职责,并将《方案》逐步细化,把相关要求落实到具体工作中去,有针对性地进行落实、解决。”刘晓东表示,“需要认识到,这个工作不是简简单单一段时间就能够完全做完的,要通过在不断的排查整治过程中,理顺思路,形成当地指导性的管理手册,最终结果是要建立一个长效管理机制。”

李冰表示:“安全隐患排查治理工作,更像治病救人,病来如山倒,病去如抽丝,很难做到一日之功、药到病除,很多慢性病不仅需要对症施治,更需要坚定信心、长期服药,尤其是像液化石油气领域这种因长期失控积累形成的问题,更不能简单地用运动式、一刀切的思维去应对。”

## 山西:

# 首开跨省区外送电力辅助服务费用分摊先河

■本报记者 卢奇秀

日前,国家能源局山西监管办公室发布《关于明确跨省区外送电量辅助服务费用分摊有关事项的通知》,明确跨省区外送电量辅助服务费用的分摊范围和分摊方式。这意味着,山西成为全国首个开展跨省区交易电量辅助服务费用分摊的省份。

“费用分摊更加公平合理。山西此举开创了辅助服务费向跨省用户侧分摊的先河,将对辅助服务费向用户侧疏导政策的落实起到积极推动作用。”国家发展改革委价格成本调查中心处长赵宏向《中国能源报》记者指出,建立电力辅助服务费用分摊机制,对于电力调度机构获取充分的灵活调节资源至关重要,将对建立新型电力系统和实现“双碳”目标发挥积极作用。

### 提供先行范例

电力辅助服务是指为维护电力系统安全稳定运行,保障电能质量、促进新能源消纳,由市场运营机构统一组织采购调用的调峰、调频、备用等系统调节服务。截至2022年底,我国电力辅助服务实现了6大区域、33个省区电网的全覆盖,统一的辅助服务规则体系基本形成。

据记者了解,以往电力辅助服务费用主要在省内分摊,并且大多数省份只在发电电源侧分摊,只有个别省份向省内用户侧分摊且主要集中在工商业用户,但电力辅助服务作为一项公共产品,所有系统主体均是受益者,受益电量是其提供辅助服务区域范围内传输的全部电量,既包括本地用电量,也包括跨区域“网对网”外送电量。

山西是我国电力外送大省,近一半的外送电量为省调机组“网对网”外送电量,而相应的辅助服务费实际由省调机组和省内用户承担,亟需建立公平合理的价格分摊机制。

根据2021年12月国家能源局发布的《电力辅助服务管理办法》,按照“谁受益、谁承担”原则,进一步完善辅助服务考核补偿机制,明确跨省跨区发电机组参与辅助服务的责任义务、参与方式和补偿分摊原则,建立用户参与的分担共享机制,山西率先落地。

“山西将辅助服务成本扩展到省间分摊,保障了辅助服务资金的来源,把电力辅助服务责任落实到不同地区的相关市场主体,使市场主体能够获得或承担与辅助服务相关的费用,可降低省内用户的用电成

本。”华北电力大学教授袁家海告诉《中国能源报》记者,山西明确跨省区外送电力辅助服务费用分摊,能够有力推动跨省区辅助服务分摊共享机制的建立,并为全国统一电力市场体系和能源绿色低碳转型提供先行范例。

### 有待扩展至区域范围

电力辅助服务市场是全国统一电力市场的重要组成部分,是推动能源低碳转型的重要抓手。

赵宏指出,受新能源高比例接入、极端天气增多、经济社会发展用电量增加导致电力负荷峰谷差拉大,信息化电气化对电能质量要求提高等因素影响,电力辅助服务的不确定性加剧,电力调度机构对灵活调节资源需求大大增加。同时,新能源的波动性、间歇性和随机性,使得电能输送过程中也需要大量辅助服务用于平衡负荷、稳定频率电压保证电能质量,以及系统备用和黑启动等应急事故处理。电力辅助服务可为电力系统所有参与者提供安全保障,费用分摊符合客观经济规律,才能调动灵活调节资源的投资建设热情,为能源绿色低碳转型保驾护航。

那么,山西建立跨省区交易电量分摊辅助服务费用的做法是否可在全国范围内复制推广?

赵宏指出,山西建立跨省区交易电量分摊辅助服务费用的做法符合电力辅助服务的系统性、垄断性、不确定性特点和公共品经济学属性,对灵活调节资源健康可持续发展具有重要推动作用,值得各地借鉴。但目前电网系统的调度多以区域为单位进行安全调节,极个别以省为单位。因此,辅助服务费总量有待进一步扩展到区域范围,总费用由所调节区域输送的总电量来共同分摊,包括区域内部用电量和区域间“网对网”输送电量。

袁家海认为,山西明确了分摊范围、分摊方式、结算流程及执行时间,可为其它地区跨省区辅助服务分摊共享机制的建立提供一定参考,但还不足以在全国范围内复制推广。原因在于,一方面是在市场利益协调问题,我国各地区资源禀赋不同,电价差异明显,用户的电价承受能力也有所不同,辅助服务费用分摊会影响各省市市场主体利益,因此需要根据各地实际情况,建立科学合理的省间利益协调机制,保障区域间的市场交

易;另一方面,辅助服务成本分摊比例有待厘清,在部分区域或省份,辅助服务成本由发电侧并网主体和市场化电力用户共同承担,具体分摊比例还需进一步商榷。

### 辅助服务市场建设力度待加强

在国家能源局日前召开的三季度例行新闻发布会上,国家能源局市场监管司副司长刘刚介绍,截至6月底,全国发电装机容量约27.1亿千瓦,其中参与电力辅助服务的装机约20亿千瓦。今年上半年,全国电力辅助服务费用共278亿元,占上网电费的1.9%,其中调峰补偿占比60.0%,调频补偿占比19.4%,备用补偿占比16.2%。

“目前,我国辅助服务市场建设仍存在价格机制不尽合理、品种不够丰富、主体较为单一等问题。”袁家海进一步表示,我国已初步明确了辅助服务费用由多主体分摊的机制,当前面临的核心问题是不同市场主体间的责任与利益分配问题,核心要义是在“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则的基础上,考虑多种辅助服务类型及不同地区电力市场发展的实际情况,进行差异化费用分摊。未来需进一步加大电力辅助服务市场建设力度,完善市场化的辅助服务价格机制,调动多方主体参与市场的积极性,释放辅助服务市场的交易需求,并充分挖掘灵活性资源调节潜力,形成多元化辅助服务市场主体的新格局。

国家层面已明确启动编制电力辅助服务市场基本规则。赵宏建议,基本规则中应重点明确服务主体、共享分摊机制、成本补偿核算等内容,电力辅助服务费用要在其服务区域内的所有电力用户间共同分摊,提供电力辅助服务的主体是电力调度机构及其调用的灵活调节资源,包括灵活性煤电、水电、气电、储能,传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充换电设施等可调节负荷,负荷聚合商、虚拟电厂等。灵活调节资源参与电力辅助服务所获得补偿标准应以其成本为基础,并综合考虑合理收益来确定。电力辅助服务市场如采用“固定补偿+市场化补偿”价格管理形式,固定补偿标准上限应参考电力辅助服务容量成本制定;市场化补偿标准不应低于灵活调节资源参与电力辅助服务的能量损耗成本。灵活调节资源参与电力辅助服务时,应由电网提供,电价应执行电网代理购电价格,不再收取作为发电电源或电力用户的其他各项费用。