

技术重热源轻用户 实际效果大打折扣 农村清洁供热应尽快告别“水土不服”

■本报记者 梁沛然

“我国北方地区清洁供热面积 179 亿平方米,农村供热面积 71 亿平方米,清洁供热率较去年提升至 75%,新增 13 亿平方米。全国涉及清洁供热企业 8300 家,产业总产值 9150 亿元。”在日前召开的第四届中国清洁供热产业峰会上,清洁供热产业委员会执行副主任周春用一组数据介绍了我国清洁供热规模不断扩大、产业发展频获进展、新“万亿产业”孕育形成的发展态势。

同期发布的《中国清洁供热产业发展报告 2023》(以下简称《报告》)指出,农村是我国清洁供热产业发展的重点和难点。对此,清华大学建筑学院副院长杨旭东表示,发展农村清洁供热,节能和零碳技术应用是必然趋势和要求,现阶段无论是建筑节能还是低碳转型都面临诸多问题。

◆产业目标达成但仍待挖潜

《报告》指出,截至 2022 年底,我国北方地区清洁供热完成既定的清洁取暖率 70% 目标,替代散煤 1.5 亿吨,对北方地区秋冬季空气质量改善的贡献率达 30% 以上,但在政策支撑及落实、农村清洁取暖、长效机制、能源保障、安全监管等方面仍存在一些问题。例如,不论是燃煤热电联产、燃煤锅炉供暖,可再生资源供暖还是工业余热供暖,政策支持力度都不足,政府补贴、开发管理和财税金融政策体系也有待完善。

此外,智能供热推进还面临老旧管网改造升级难度大、智能供热标准亟需出台、

热定价机制有待完善等问题。“三北地区供热老旧管网占比较高,受企业经营困难、改造投资大等影响,老旧管网改造升级无法一蹴而就,供热系统运行安全隐患问题长期存在。”《报告》指出。

《中国能源报》记者从会上了解到,目前多地已开展智能供热项目,并实施供热设施系统信息化升级,但面临多平台、多协议、多标准、重展示轻应用等问题,亟待出台全国性统一标准,以充分发挥信息化和智慧供热的节能潜力。

“要克服困难,鼓励各地结合当地资源,因地制宜选择合适的清洁供热方式,构建‘安全地毯’和清洁高效的新型智慧供热系统,加快推动传统供热行业向现代供热方式转变。”周春指出。

◆农村“插花”开发难奏效

2022 年底,我国北方地区农村供热面积占总供热面积的 30%,农村清洁供热关乎绿色低碳供热大局。《报告》数据表明,京津冀农村家庭仅有 60% 冬季采暖平均温度可达到 18 摄氏度,超过一半农户反馈清洁能源改造后取暖效果不理想,主要原因是运行成本太高,供气不足,设计不合理等。对此,一位来自自建系统的供热专家坦言,这是由于部分农村地区清洁供热方案制定没有高度重视可持续原则,更没有考虑经济方面的长期可承担性。

据《中国能源报》记者了解,目前农村

清洁取暖技术路径缺乏统一科学专业指导,而且基础设施薄弱,燃气管网条件普遍较差,配电网网架依然较弱,无法保障电供热设施安全稳定用电,造成清洁供热分散式供暖选型不合适、设备利用率不高,从而出现农村“改而不用”“资产闲置”问题。同时,农村缺少专业人员维护,后期维护负担较重。

周春也表示,目前清洁供热技术路线重热源侧轻用户侧,农村地区甚至出现“插花”实施、盲目推广等一系列问题,清洁供热效果大打折扣。多位业内人士指出,上述问题的症结主要在于,绿色低碳经验与农村实际情况不匹配,技术路径容易遭遇“水土不服”。受地域、环境等条件限制,照搬城市或其他地区成功模式不能完全实现因地制宜,技术产品在应用层面落地困难,提高农村清洁供热技术水平难度较大。

既要好用还要省钱,也是农村地区清洁供热面临的难题之一。“若单纯依靠财政补贴维持,一旦补贴退坡或取消可能出现‘返煤’现象,并导致前期大量资金投入的浪费甚至前功尽弃。”《报告》建议,未来补贴政策要精准化,建议改变补贴按照行政级别支付定额补助的方式,应根据改造地区具体户数、适宜采取的技术路径成本差异等优化补贴定额。

◆告别无序向“绿”发展

未来农村因地制宜推动清洁供热到底

应该重复城市路径还是另辟蹊径?

在杨旭东看来,农村是巨大的产能基地,切实发挥巨大产能潜力还面临很多挑战。“这需要优先考虑就地消纳、发展分布式电力系统,从而带动农村地区全面电气化,助力农村从零碳能源消费者成为零碳能源供应者,实现清洁供和节约用。”

“当前,农村清洁供能还围绕低碳考虑,节能和零碳技术发展是必然趋势和要求,而现阶段无论是建筑节能还是低碳转型,面临的问题还非常突出。”杨旭东指出,“太阳能和生物质能在农村有广阔发展空间,如何挖掘二者发展潜力是农村实现碳中和的重要抓手。”

“可以持续推进零碳村镇概念,使用低碳甚至零碳能源和技术路径。减碳的同时,还要注重节能和降污。”杨旭东强调,“用的好还要省钱,经济性十分关键。”

杨旭东建议,要建设以本地消纳为特点的农村分布式电力系统。分布式电力的发、储、用,可以实现就地就近消纳,增加用能灵活性。“农村 100 平方米人字形屋顶可安装 32 平方米光伏板,每平方米光伏板年发电量 256 千瓦时,全年发电总量 8192 千瓦时。同时,建立以自然村为单元的直流微网,解决农村建筑、交通、农机等用电,全面实现农村电气化。如果先在村内解决自用问题,在微网基础上再与电网联动,可同时解决农村产能和用能问题。”

应用领域多样 企业布局加快 氢能应用蓄势待发

■本报记者 李玲

氢能应用再获重大突破。

日前,全国首例大型煤机组大比例掺氢燃烧工程示范在皖能铜陵公司取得成功,标志着我国燃煤机组大比例掺氢清洁高效燃烧技术率先进入工业应用阶段,为煤电企业节能减排、绿色发展提供了一条新路径。

作为一种较易储运的储氢载体,氢主要由氢气和空气合成制取,又可经催化分解制取氢气,被业内认为是破解氢大规模储运难题的有效手段。另外,氨可以作为能源直接燃烧,且燃烧产物只有氮气和水,可用于热电锅炉以及船舶发动机等领域。因此,氨被视为氢能以外的另一种清洁低碳能源,是助力“双碳”目标的新路径之一。

◆破解氢储运难题◆

近年来,我国氢能产业迎来大规模发展,诸多企业纷纷布局。但目前,氢能主要以长管拖车等公路运输方式为主,长距离管道输氢技术仍处于项目示范阶段,运输成本高且效率低,严重制约产业进一步发展。

“氨最大的优势是储运远比氢安全、方便,而且体系成熟,可以实现大规模储运。”厦门大学能源学院教授王兆林在接受《中国能源报》记者采访时表示,“从物理化学性质上讲,氨的沸点高,在-33 摄氏度温度条件下就可以液化,比天然气液化还容易。相反,氢需要在-253 摄氏度的超低温条件下才能液化,所以氨在储运方面比氢的成本低得多,这一点决定了用氨储氢运氢,比高压氢直接储运成本低。”

“从安全性上讲,氨不像氢那么易燃,也意味着不容易爆炸,因此氨更安全。另外,氨分子比氢分子大得多,不容易泄漏,而氢比较容易泄漏,所以其密封相对麻烦。这些决定了氨比氢更容易大规模应用,也更易在商业化上走在前列。”王兆林补充道。

除了上述优势,液氨的体积能量密度也远大于液氢,同样体积液氨的储氢密度比液氢高 60%。

曾长期从事氨领域研究工作的韩国元也告诉《中国能源报》记者:“氨能的提出主要是想解决氢的储运问题,因为氢储运目前还存在难题,如果转成氨,能规避一定的技术瓶颈。我国氨产业规模很大,不管从技术上还是配套设施上,都比较成熟且经验丰富,可大幅降低氢储运成本。”

◆已有多个应用实践◆

据《中国能源报》记者了解,此前氨主要用作化肥和化工品。近年来,随着“双碳”目标提出,氨作为一种绿色清洁能源逐渐走入大众视野。

“中国是全世界最大的合成氨使用国,如果发展氨能源,一定比其他国家有优势。”王兆林表示。

中国石油集团安全环保技术研究院副院长雍雅生等撰文指出,氨的能源属性和储能属性使其在动力燃料、清洁电力和储氢载体等新市场方面具有极大发展潜力。一方面,氨可以直接用于供能。氨被认为在发电和重型交通运输领域具有脱碳应用潜力。氨直接燃烧或与常规燃料混燃用于发电,有利于构建清洁电力系统;氨用于发动



机燃料,有利于解决交通运输领域的碳排放问题。另一方面,氨可以间接供能使用。氨作为储氢介质,利用催化技术能够实现氨-氢转化,可打破传统的氢储运方式,为发展“氨-氢”绿色能源产业奠定基础。

“目前,氨作为能源应用主要有两个方向,一是‘氨-氢’转化,解决氢的储运问题;二是氨直接燃烧,替代燃煤发电、船舶用油等。”韩国元表示。

据了解,目前西方国家已开始开始在船上使用氨作为燃料,我国的氨能应用也有多个实践。

2022 年,中国石化与福州大学合作的全国首座氨现场制氢加氢一体站示范项目启动。项目以氨作为氢气的储能载体,实现氨在线制氢、分离纯化、升压加注等功能,解决了高密度储运氢气的安全性问题,为零碳氨氢能源利用打造一个闭环。

在水泥窑炉和热电锅炉上,氨能也已开始商业化应用。公开信息显示,皖能集团和合肥能源研究院实现 100MW—300MW 负荷下煤机组掺氨比例 10%—35% 多种工况的锅炉安全平稳运行,氨燃尽率达 99.99%。

◆绿氨投资建设提速◆

值得注意的是,虽然氨能利用领域多样,但目前,我国合成氨还未实现绿色生产。

●关注

一季度核电累计发电量同比增 4.39%

本报讯 中国核能行业协会 5 月 9 日发布的全国核电运行情况(2023 年 1—3 月)显示,截至 3 月 31 日,我国运行核电机组共 55 台(不含台湾地区),装机容量为 56993.34MWe(额定装机容量)。一季度,全国运行核电机组累计发电量 1033.24 亿千瓦时,比 2022 年同期上升 4.39%,占全国累计发电量的 4.99%;累计上网电量 970.14 亿千瓦时,比 2022 年同期上升 4.43%。与燃煤发电相比,一季度核电发电量相当于减少燃烧标准煤 2821.16 万吨,减少排放二氧化碳 7391.44 万吨、二氧化硫 23.98 万吨、氮氧化物 20.88 万吨。

运行业绩与安全方面,一季度,全国运行核电设备利用小时数 1861.65 小时,平均机组能力因子为 90.72%。运行核电厂严格控制机组运行风险,燃料元件包壳完整性、一回路压力边界完整性、安全壳完整性均满足技术规范要求;未发生国际核事件分级(INES)1 级及以上的运行事件;未发生一般及以上辐射事故;未发生较大及以上生产安全事故;未发生一般及以上突发环境事件;未发生职业病危害事故及职业性超剂量照射。

此外,1—3 月放射性流出物排放统计结果表明,我国运行核电厂放射性流出物的排放量均低于国家核安全局批准限值。辐射环境监测数据表明,一季度各运行核电基地外围监督性监测自动站测出的环境空气吸收剂量率在当量本底辐射水平正常范围内,未监测到因核电厂运行引起的异常。(安宇)

皖浙签署迎峰度夏电力置换互济协议

本报讯 近日,安徽省发改委、安徽省电力公司与浙江省发改委、浙江省电力公司进行多轮衔接,签署皖浙 2023 年迎峰度夏电力置换互济协议。双方约定,将根据两省用电负荷特性开展电力置换互济,支持两省迎峰度夏能源保供。

电力置换互济是根据两地用电负荷特性不同,特别是两地用电负荷高峰时段的差异,由两地能源局和电网公司分别签订协议,约定在某个时段,用电负荷不在最高峰的省份向用电负荷高峰省份送电,并在另一时段反向送电,以优化配置电力资源,支持双方电力保供。

用电负荷高峰的时间差是双方合作的基础。据了解,浙江、安徽两省的产业结构、用电负荷高峰时段存在差异,为双方开展电力置换互济提供了可能。

“我们加强对电力供需形势的研究,根据我省与浙江省日内用电负荷紧张时段不同的特点,按照两省电力供需形势和迎峰度夏电力供需曲线,科学测算省间电力置换时段及规模。”安徽省能源局相关负责人表示。

据了解,浙江全社会用电负荷高峰一般在上午时段和下午时段,晚间用电负荷逐渐回落,而安徽全社会用电负荷在 20 时迎来一个高峰。

根据协议,2023 年迎峰度夏期间 16 时至 18 时,浙江供电形势相对紧张,安徽将向浙江送电;20 时至 22 时,安徽出现晚间用电高峰,供电形势相对紧张,浙江将向安徽送电。双方协议按“基量+增量”方式明确置换规模,月度基量规模为 50 万千瓦。两省电力公司将衔接做好调度安排,确保协议得到有效执行。两省能源局约定建立定期协商机制,沟通交流电力置换互济等工作情况。

灵活的电力置换互济,得益于电力市场化改革的推进。如今,省间市场化交易已成为许多省份保障电力可靠供应的重要手段。以安徽为例,2022 年,该省省间电力中长期交易规模首次突破 300 亿千瓦时,达 348 亿千瓦时,创历史新高,较 2021 年增长 24.7%。

其中,在迎峰度夏期间,安徽省组织签订《2022 年“皖电东送”支援安徽合作协议(上海、浙江)》《安徽省、新疆维吾尔自治区 2022 年迎峰度夏电力增供安徽框架协议》《安徽省、浙江省 2022 年迎峰度夏电力置换互济协议》等临时增购、置换协议,累计完成增购交易 38 亿千瓦时。

安徽省发改委相关负责人表示,下一步,将建立定期协商机制,确保省间置换电力有效执行落实,全力保障迎峰度夏期间全省电力可靠供应,为全省经济社会发展提供更加坚强的能源保障。(王弘毅)



国内装机规模最大高原风电基地投运

图片新闻

5 月 8 日,位于云南省曲靖市的国家电投云南国际富源西风电项目全容量并网发电,标志着国内装机规模最大高原风电基地成功投运。富源西风电项目总装机规模 800 兆瓦,是云南省级重点工程,安装 135 台风机,分 3 期建成。项目预计年上网电量 20.6 亿千瓦时,每年可节约标煤 64.1 万吨,减排二氧化碳 173.2 万吨、二氧化硫 1171.8 吨,环境效益显著。图为富源西风电项目。国家电投/图