

多地能源主管部门发文部署有序用电,业内预计:

# 今年大概率不会再现短时限电

**本报讯** 记者苏南报道:“去年用电高峰的拉闸限电现象今年不会出现”“2022年全国电力供需形势总体平衡”“部分地区会出现供需偏紧”,近日记者采访中,业内人士普遍表示,今年大概率不会出现短时限电,也不会再现“电突然不够用”的供需乱象。

未雨绸缪,近日,广东、云南、河北、山东、蒙西、贵州等多地能源主管部门发布通知部署有序用电。

如广东中山市近日明确,相关电力用户按照当期计划实施错峰、避峰用电,超计划用电的将实施用户侧强制限电措施;云南省和宁夏回族自治区均要求,有序用电原则上按照先错峰、后避峰、再限电、最后拉闸的顺序,做到限电不拉闸,限电不限民用;蒙西地区明确,按电力缺口等级分批次开展有序用电。在全网电力缺口1000万千瓦以上时,启动执行蒙西地区轮停方案;河北省明确,超出需求响

应压减能力时,其余供应缺口首先限制“两高”企业用电。在“两高”企业已限制到位,仍不能达到平衡时,再对其他用户实施有序用电。

内蒙古电力集团相关负责人接受记者采访时坦言,部署2022年有序用电方案的初衷是,在电力供应紧张时,通过实施有序用电,切实保障民生等重要负荷的用电安全,同时合理控制限制类、淘汰类等高耗能企业用电,确保电网在电力供需紧张时安全稳定运行。

“有序用电工作的实施很有必要且意义重大。”国网顺平县供电公司营销部副主任刘亚男也向记者强调,在电力紧平衡和供应缺口出现时,通过需求侧响应和有序用电两种手段,优化配置电力资源,才能维护正常供电秩序,保障居民生活、公共服务和重要用户电力可靠供应。

多位业内人士表示,预计2022年全国用电量及最高用电负荷仍将较快增长,今年迎峰度夏期间,电力供需总体平

衡,高峰时段部分地区电力供需偏紧。

如湖南省发改委近日明确,迎峰度夏电力供需总体呈“紧平衡”状态;河北省发改委表示,2022年河北南网预计夏季最大缺口为270万千瓦,冬季最大缺口为300万千瓦。如遇极端天气、网间联络线故障等情况,缺口可能进一步扩大。

中电联预计,2022年我国全社会用电量将同比增长5%-6%。其中,华东、华中、南方区域电力供需偏紧。

有企业人士同时指出,受疫情影响,许多企业停产,目前来看能源保供形势并不严峻。

在华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇看来,由于疫情催生的外贸“出口红利”已经消耗殆尽,广东和江苏等沿海经济发达省份的电力负荷现已出现下滑。“目前看,电力供需紧张的反而是内陆省份。”

为打好迎峰度夏“有准备之仗”,多位受访人士向记者表示,要创新需求响

应手段,挖掘优质可调节负荷资源,扩大需求侧参与市场和保供运行规模。

“按照自治区主管部门要求,我们已完成《内蒙古电网需求侧响应实施方案(讨论稿)》的编写,同时完成可调节资源库用户的统计并上报自治区能源局。下一步将根据要求筹建需求侧响应中心,搭建需求侧响应平台,细化各项规章制度及流程,进一步完善需求侧响应市场规则,并对可调节资源库用户可调节负荷进行梳理,配合企业安装负荷控制装置。”内蒙古电力集团上述负责人对记者说。

陈皓勇指出,现阶段,除了深挖需求侧响应资源外,还需要站在全局思考问题。“迎峰度夏已不只是电力行业的事,去年的电力供需剧烈波动就反映出系统性问题。在碳达峰碳中和背景下,高比例可再生能源并网对系统的灵活性要求很高,但要提高整个电力系统的灵活性和可靠性,就需要耦合煤炭、油气、新能源、电网等,不可能一蹴而就。”

## 发改委: 煤价预期引导和调控监管闭环机制形成

**本报讯** 近日,国家发改委价格司召开专题会议,研究加强煤炭价格调控监管工作。会议指出,今年2月印发的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》提出了煤炭中长期交易价格合理区间;4月底印发的《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行为的公告》提出煤炭领域哄抬价格行为的具体认定标准,实质上明确了煤炭现货价格合理区间,两份文件构建了煤炭价格预期引导和调控监管的闭环机制。

国家发改委表示将密切关注煤炭市场供需形势和价格变化,加强煤炭中长期合同履约监管,采取有力有效措施保障煤炭价格运行在合理区间。(关媛)

## 应急管理部: “十四五”加快安全生产重要标准制修订

**本报讯** 应急管理部近日出台《“十四五”应急管理标准化发展计划》。其中提出,“十四五”期间,加快推进安全生产等急需短缺和重要标准制修订。

如在矿山安全方面,以矿山重大灾害防治、矿山智能化开采、矿山集约高效绿色发展、矿山安全监管监察为重点,开展煤矿和非煤矿山安全生产标准制修订;在危险化学品安全方面,进一步优化危险化学品安全标准体系,修订、废止、整合相关标准,着力解决相关标准缺失、滞后等问题;在石油天然气开采安全方面,加快制修订海洋石油天然气开采安全、陆上石油天然气开采安全、高风险井控安全等方面的标准。(宗和)

## 水利部: 2030年底前水利工程全面实现标准化管理

**本报讯** 日前,水利部印发《关于推进水利工程标准化管理的指导意见》《水利工程标准化管理评价办法》及其评价标准的通知。通知明确,2022年底前,省级水行政主管部门和流域管理机构建立起相关标准体系,全面启动标准化管理工作;2025年底前,除尚未实施除险加固的病险工程外,大中型水库全面实现标准化管理,大中型水闸、泵站、灌区、调水工程和3级以上堤防等基本实现标准化管理;2030年底前,大中小型水利工程全面实现标准化管理。(关媛)

## 北京全力保障疫情期间市民安全稳定用气



图片新闻

根据近期北京市疫情防控需要,北京燃气集团积极构建疫情防控时期的燃气供应保障体系,确保安全生产、服务保障、应急抢修等各项工作有序运行,以及北京辖区内燃气安全稳定供应。图为5月6日,北京燃气集团职工在西沙屯门站进行安全检查。北京燃气集团/供图

### 上接1版

值得关注的是,氢能已经开始为部分传统能源企业贡献业绩。以能源化工为主营业务的嘉化能源2021年年报显示,除主营业务业绩稳定增长外,2021年该公司氢气业务实现营收5040.06万元,同比增长45.55%,毛利率达66.88%。

业内人士认为,基于效益释放效应,对很多企业而言,提前布局氢能,不仅可以率先进行技术积累,抢占市场先机,还有望进一步增厚企业整体业绩。

### 因地制宜 理性布局

上述专家进一步提醒,氢能产业链较长,“制储运加用”环环相扣,企业需要在充分了解自身优势和局限性的基础上,理性统筹布局相关业务。对此,彭雪峰表示,企业应聚焦最契合自身资源禀赋和产业基础的氢能产业链环节,充分发挥已有资源、管理和人才优势。“比如,可再生能源企业应着力降低制氢成本,传统油气企业应利用现有管道、加气站、加油站等,推动氢能基础设施建设。”

王子缘也指出,跨界布局氢能一方面要围绕主业,根据实际情况延伸业务增值链;另一方面,要加强氢能自主核心技术储备,构建稳定、韧性供应链。

“企业跨界布局氢能的同时,不能单打独斗,需要与其他优势企业资源互补。既要合作意识,又要掌握正确的合作方式,与合作伙伴形成战略联盟,持续完善产业生态,为用户提供清洁、安全、经济的氢能源。”液化空气(中国)投资有限公司董事会主席席跃兵表示。

“氢能安全问题不容忽视。”北京环宇京辉京城气体科技有限公司副总经理张岩指出,强化氢能安全建设是“必修课”,当前氢能产业吸引了众多企业入局,将有效助力燃料电池汽车示范城市群建设和既有规划任务顺利完成,但若不能确保安全,行业发展反受其累。

大型能源企业接连跨界布局,氢能“赛道”上的传统民营企业该如何应对?张岩认为,随着碳交易体系不断完善,碳排放占比并不低的灰氢与蓝氢将逐渐失去优势,绿氢将是氢能产业的最终发展方向。“作为我国规模最大的民营氢能企业,环宇京辉将错峰发展,专注小而美、小而精,致力于推广可再生能源制氢,不断提高氢能应用中的绿氢占比。”

政策送暖,一季度,全国煤层气产量达23亿立方米,同比增长约20.8%——

# 煤层气开发有望打开新局面

■本报记者 渠沛然

日前,国家能源局召开二季度网上新闻发布会。会议介绍了今年一季度煤层气开发情况,并对如何继续推动煤层气产业高质量发展进行部署。

会议指出,未来将继续加大煤层气勘查区块竞争性出让,鼓励社会资本进入煤层气领域,通过综合勘查、合资合作等方式加快推进煤系地层多气综合勘探开发;推广煤矿区煤层气地面预抽和“三区联动”井上下联合抽采,完善矿区瓦斯输送利用设施,拓展瓦斯利用途径,建设更高层次的瓦斯抽采规模化矿区。

从2017年开始,就有不少企业积极参与煤层气勘查区块竞争性出让。“但煤层气发展仅靠市场化还不够,还需针对技术和补贴这两个‘痛点’对症下药。只有矿权、技术、资金掣肘均有突破,煤层气产业发展才会更进一步。”有不愿具名的煤层气勘探开发资深从业者向记者表示。

### 开发规模快速增长

据国家能源局煤炭司副司长刘涛介绍,在产业发展资源基础不断夯实、政策体系持续完善和改革创新纵深推进等利好因素推动下,煤层气开发规模快速增长,成为天然气供应的重要区域性补充气源。

数据显示,一季度,全国煤层气产量达23亿立方米,同比增长约20.8%,约占天然气国内供应的4.1%。2021年—2022年取暖季,煤层气日均供应量达2360万立方米。山西省作为国内煤层气主产区之一,煤层气已成为该省主要气源,并外输河北、河南等地。

产量不断增长的同时,煤层气勘探在新领域新层系也取得了重要突破。相关资料显示,鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县、石楼西、临兴等区块综合探明煤系地层多种气源,新疆准噶尔东南缘、内蒙古二连、海拉尔等新区勘探发现若干千亿立方米资源量的大型有利区带。经过多轮资源评价,全国煤

层气预测资源量约26万亿立方米,其中,已累计探明地质储量8039亿立方米。

据刘涛介绍,新领域新层系的突破离不开技术攻关。“依托煤层气相关科技计划,已实施一批研究项目和示范工程,煤层气成藏规律、渗流机理等基础理论研究不断深化。以企业为主导,产学研用结合的技术创新体系不断完善。”

此外,政策体系也正逐渐完善。目前,煤层气矿业权登记权限已下放至省级部门。伴随着能源革命综合改革试点扎实推进,煤层气勘探开发区块竞争性出让和探采合一制度全面实施,以及退出约束机制不断完善,煤层气产业发展的政策红利持续释放。

### 仍待理论和技术创新支撑

记者了解到,资源赋存条件复杂、开发技术难度大、项目经济效益欠佳是当前煤层气产业发展面临的主要瓶颈。

“全国煤层气产量主要分布在山西沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘地区,虽然煤层气产业发展一直没有停止技术攻关的脚步,但目前资源量占比更大的低煤阶和深部煤层气开采技术尚未突破,亟待相关理论和技术创新支撑。现有开发项目普遍处于微利甚至亏损状态,部分企业扩大投资意愿不强,行业良性发展难以为继。”上述煤层气开发资深从业者进一步指出。

当前,煤层气产业仍处于“爬坡阶段”,政策支持和激励至关重要。

“未来,我国将重点完善煤层气开发扶持政策,持续加大煤层气开发财政政策支持力度,对符合条件的煤层气项目安排中央预算内投资支持。”刘涛指出,“十四五”时期,我国将煤层气等非常规天然气技术创新攻关纳入国家科技计划总体布局统筹考虑,加强对煤层气理论研究和科技攻关的支持。

### 推动开发模式创新

除了技术方面需要攻坚克难外,目前,我国煤矿瓦斯利用项目需要土地、环境评价、电价等一系列手续和多部门协调配合,从而导致审批周期长、程序复杂、效率低等问题,极大影响项目进度,造成大量瓦斯气体无法得到及时利用。

与此同时,因煤层气下游市场不健全、煤层气利用企业竞争力弱、用气企业价格承受能力弱,大量煤层气只能通过管道输送至邻近省份低价出售,从而制约了煤层气产业发展。

刘涛介绍,下一步将指导协调地方各级有关部门为煤层气项目用地、环评、争议协调等提供良好服务;引导金融机构积极运用煤炭清洁高效利用再贷款工具,加大煤层气项目融资支持,并落实好煤层气市场定价机制。督促有关地方和电网企业落实完善瓦斯发电价格政策,发展煤层气分布式利用和消费替代。

“煤层气产业发展离不开模式创新。”刘涛强调,“多气合采”“煤气共采”可有效提升煤层气开发项目经济性,已成为煤层气开发利用新的增长点。“下一步,将推广煤层气地面预抽和‘三区联动’井上下联合抽采,继续加大煤层气勘查区块竞争性出让,鼓励社会资本进入煤层气领域。同时,拓展瓦斯利用途径,建设更高层次的瓦斯抽采规模化矿区。”

“区块出让对规范煤层气招标有一定示范和促进作用。应制定合理的区块出让规划,有序组织油气探矿权竞争性出让。”上述煤层气开发资深从业者补充说。

多位业内人士同时建议加大出让前期地质调查及资料公开力度,建立开放的资料收集、流转和共享体系,确保信息对称,以便企业合理评估区块风险和开发价值,选择合适的参与方式。