

风光无限好 绿电照京畿

——来自冀北新型电力系统建设一线的报道

□ 本报记者 李宏伟 文/摄

“坝上一年一场风，年始到年终。”河北省张家口市是风的故乡、光的海洋，风能、太阳能资源可开发量分别达4000万千瓦和3000万千瓦以上，是全国首个也是目前唯一一个国家级可再生能源示范区。

1918年，北菜园老槐树下点亮了张家口的第一盏电灯，当时发电机组装机容量为98千瓦，仅限于城市照明，只能带动6000盏灯泡。而如今，张北的风已点亮北京的灯、照亮雄安的夜，张家口可再生资源从“制”到“输”、从“储”到“用”，源源不断的“绿电”送进了京畿千家万户。

实现“双碳”目标，能源是主战场，电力是主力军，新型电力系统则是其中的关键载体。日前，中国行业报协会组织中央媒体、行业媒体走进国家风光储输示范基地、丰宁抽水蓄能电站、承德塞罕坝机械林场等新型电力系统建设一线，深入采访报道国家电网有限公司加快构建新型电力系统、促进能源清洁低碳转型的生动实践。

摘得中国工业“奥斯卡”

夏秋之交，张北坝上草原风光无限，远处的白色大型风机叶片随风旋转，阳光下一排排光伏板熠熠生辉，与蓝天、白云、绿草构成一幅美丽的图景。上车，启动，出发。在前往张北县国家风光储输示范基地的路上，大巴车内静得很、车外美得很，同行的媒体记者们纷纷透过车窗凝望着远方，时不时传出“咔嚓咔嚓”的快门声，试图用镜头“捕风捉影”“追光”，定格最美瞬间。说到“捕风”“追光”，国网冀北张家口风光储输新能源有限公司的检修中心主任刁嘉早已练就过硬的本领。他告诉记者，今年是他到风光储输公司的第10个年头。透过他那黝黑的皮肤、坚定的眼神，看得出来他已成为能独当一面的业务骨干。



2022年12月27日，是刁嘉参加工作以来最难忘也是记忆犹新的一天。那天晚上，他像往常一样穿好工装，戴上安全帽，走向国家风光储输示范基地的调相机厂房。当天23时23分，国家风光储输示范基地2×50兆乏调相机系统首台机组实现一次并网成功，滚滚风光电能经220千伏智能变电站调节后，沿着更高品质“绿电高速”通道源源不断进入张雄特高压主网运行。

2×50兆乏调相机系统首台机组的并网成功，使国家风光储输示范基地成为全国首家实现“新能源+储能+调相机”模式的新能源场站。

“这次并网的2×50兆乏调相机系统首台机组等于给新能源电网安上了‘稳压器’，能够抵御更多的电流波动攻击，使电网电压更稳定，同时能让绿电并网量增加约10%，在服务张雄特高压安全稳定和源端输送方面起到了重要作用。”国网冀北张家口风光储输新能源有限公司生产技术部副主任赵洲告诉记者。

除国家风光储输示范基地之外，还不得不提张北柔性直流电网试验示范工程（以下简称“张北柔直工程”）。据介绍，张北柔直工程是世界首个柔性直流电网工程，也是世界上电压等级最高、输送容量最大的柔性直流工程，创造了12项世界第一。今年3月，该工程荣获第七届中国工业大奖，该奖项被誉为中国工业领域的“奥斯卡”。

风光出张北，绿电送京畿。“张北柔直工程拥有680万千瓦的可再生能源汇集能力，是世界首个输送大规模风能、太阳能、抽水蓄能等多种形态能源的四端柔性直流电网。经由它，张北的‘无限风光’顺利进京。”国网冀北超高压公司±500千伏中都换流站运行值长杨杰告诉记者，通过张北柔直工程，每年140亿千瓦时清洁电能输入北京地区，约占北京市年用电量的1/10，相当于减少标准煤燃烧490万



工作人员在塞罕坝区域御道口500千伏变电站开展巡检

吨、减排二氧化碳1280万吨。

被誉为世界最大“天然充电宝”

从张北出发一路向东200多公里，记者一行来到承德市丰宁抽水蓄能电站。经过3个多小时的车程，记者们略显疲惫。不过，在乘车前往丰宁抽水蓄能电站上水库的途中，看见四周苍茫逶迤、群峰环抱，滔滔滦河、波光荡漾，记者们瞬间来了兴致，一扫疲惫，纷纷表示“开工、开工”。

上世纪90年代，当地在滦河干流拦河筑坝，建设水库，蓄水发电。如今，在该水库上方的山谷中央，又建起一个上水库。上下两个水库落差400多米，电站的水道系统和地下厂房藏身于上下库之间的山体内部，并且以4回500千伏线路并入张北柔性直流电网和华北电网。

置身长400多米、宽25米、内高50多米的地下厂房中央，一排白色圆顶形机组一字排开，连接地下输水系统，这正是整座抽水蓄能电站的关键——12台30万千瓦可逆式水水泵

轮机发电机组。

“当电网的电富余时，电力驱动抽蓄机组反转进行抽水，在电网用电高峰时，高处的水流下推动抽蓄机组正转进行发电，每台机组兼具抽水 and 发电功能。机组可在3分半内由停机转变为满负荷发电。”对于这些朝夕相处的“庞然大物”，国网新源河北丰宁抽水蓄能有限公司副总经理吴培枝讲起来头头是道。他介绍说，丰宁抽水蓄能电站以水为介，向上“巨龙吸水”抽水蓄能，向下“喷涌而出”放水发电，一次蓄满可储存新能源电量近4000万千瓦时，被誉为世界最大的“天然充电宝”。

需要特别指出的是，2022年北京冬奥会期间，丰宁抽水蓄能电站两台投运机组累计发电量8342.73万千瓦时，为冬奥场馆100%绿色电力供应。

据统计，丰宁抽水蓄能电站建成后，每年可节约标准煤48.08万吨，减少二氧化碳排放120万吨，是助力蓝天下碧水净土保卫战的新实践。

下一步，国家电网公司将加快抽水蓄能电站建设，力争2025年、2030年公司经营区抽水蓄能装机分别达到5000万千瓦、1亿千瓦。

“国网绿”守护“生态绿”

8月的塞罕坝，满眼绿意。

大巴车行驶在国家一号风景大道上，道路两旁整齐有序的樟子松、落叶松树随风摇曳。旋转的风机、静立的铁塔、连綿的银线与满眼翠绿交相辉映，很难想象，这里曾“黄沙遮天日、飞鸟无栖树”。

作为塞罕坝精神的发源地，塞罕坝机械林场是我国绿色生态文明建设的典范，是实现碳达峰碳中和目标的重要承载力。

目前，塞罕坝区域御道口500千伏输电工程汇集新能源装机容量已达到316.8万千瓦。2022年12月至今，陆续投产6台分布式调相机，使御道口工程送出能力提升比例超过30%，加快推动塞罕坝生态能源和谐共赢示范区建设。

光热发电进入规模化发展新阶段

□ 吴昊

国家发展改革委、国家能源局等10部门近日联合发布通知，印发《绿色低碳先进技术示范工程实施方案》，并同步启动2023年首批示范项目申报工作。其中，大容量、低成本太阳能热发电示范被纳入“非化石能源先进示范项目”范围，为今年以来日趋火热的光热发电提供了新的政策助力。

作为能够提供稳定的高品质绿色电力和辅助调频调峰服务，并且不受回收问题和安全风险困扰的光热发电，对于构建新型电力系统，无疑是理想的选项。电力规划设计总院高级顾问孙锐指出，光热发电在新能源基地中将发挥长时储能和灵活调节的技术优势，对新能源基地起到重要的支撑作用。

解决发展“死循环”

受新能源装机快速增长影响，今年以来，储能行业持续火热，截至6月底，全国已投运电力储能项目累计装机规模70.2吉瓦，同比增长44%。作为具有新能源发电和热能存储功能的光热发电，今年受到较多政策青睐。今年3月，国家能源局发布《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》（以下简称《通知》），给光热发电带来规模化发展机遇。

《通知》明确，力争“十四五”期间，

全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。《通知》的发布对行业发展有着非常重要的意义，在政策的激励下，产业链内的相关企业都会愿意加大投入。”在浙江可胜技术股份有限公司董事长兼首席科学家金建祥看来，“这一政策将是光热发电行业发展进入‘良性循环’的推手。”

金建祥进一步解释说，过去，光热发电因为应用规模太小，所以价格始终降不下来，导致应用推广受到限制。而《通知》的发布，让行业看到了前景，使得企业愿意加大研发力度，甚至愿意做一些前期的亏本投入，从而推动技术进步和成本下降，推动行业进入“良性循环”。

对此，常州龙腾光热科技股份有限公司总经理俞科表示，《通知》在很大程度上解决了一直以来光热行业“先有鸡还是先有蛋”的问题，即“光热降本需要市场规模的支撑，而规模化的市场推广需要光热降本”的死循环，率先从国家政策层面确立了光热市场规模，形成明确的市场预期。从长远来看，必将带动光热行业发展的一波新高潮，通过市场规模的建立逐步带动光热全产业链降本增效。

在国家政策出台的引导下，地方政府也逐漸青睐光热发电产业。例如，青海省能源局近期发布了《推动“十四五”光热发电项目规模化发展的

通知》。俞科认为，青海以光热配比、镜储配置、调峰调频、技术性能、光热业绩等为主要条件，竞争性配置光热一体化项目，这是新能源一体化项目的正确发展方向，在新型电力系统中，新能源要从单纯满足“量”的要求，逐步过渡到“质”“量”并举的要求。

此外，不久前，绿色电力证书实现对可再生能源发电的“全覆盖”，将为光热发电带来更多收益。金建祥指出，绿证制度对于光热发电经济性的改善，将作出重大贡献。尤其是在多能互补的模式下，有了绿证的支持，风电、光伏就能有更多收益来补贴光热，有助于提高多能互补项目中光热的配比，改善电网调峰调频的性能。

3年有望拥有成本竞争力

对于电力系统而言，光热发电的优势十分明显。孙锐认为，新能源基地中，若没有生物质发电，光热发电就是唯一可以连续稳定24小时发电的电源，能发挥调峰、调频、提供转动惯量和旋转备用的功能。同时，在极端气象条件下，如果出现风电和光伏发电受阻、储能电站无能可储的情况，光热发电机组可利用天然气发电，保证有一定功率的电力输出，与建设天然气发电机组相比，仅需要在光热电站中增设天然气加热熔盐系统，备用成本低。

因此，光热发电在多能互补的新

能源项目中，受到较多青睐。据金建祥介绍，从去年下半年开始，光热与风电、光伏协同发展的模式得到快速推广。在这种模式下，风电和光伏的价格优势可以弥补光热成本高的缺陷，实现低于煤电价格上网，而光热则可以解决风电、光伏的波动性问题，促进其并网消纳。

“如果当前的发展势头保持下去，同时推动新的技术逐步走向应用，光热发电成本的快速下降将指日可待。”金建祥表示，未来，光热发电的单机规模将快速扩大到20万千瓦~30万千瓦。随着单机规模和总装机规模的扩大，以及技术的进步，预计经过3年左右时间，光热发电成本将降到0.6元以内，考虑到其自带储能特性，这一成本将拥有竞争力。未来，在多能互补项目中，风电、光伏、光热配比将达到1：1：1，从而使光热的调峰性能得到保障，使得电力系统更加稳定。

俞科指出，从碳中和目标以及新型电力系统的规划来看，未来光热发展的空间广阔。“未来，光热对标的是调峰火电。”他表示，根据光热的技术特性，它具备长时储能、调峰、调度、支撑电网的特点，与燃煤火力机组的发电特性相近。随着电力系统中光伏占比不断提高，需要同步增加电力系统的调节能力，以应对日落后晚高峰时段的电力缺口。

在俞科看来，虽然目前有多种储能调节技术，但对于能够完全覆盖晚高峰时段且经济可行的长时储能技术选项并不多。他强调，作为与火电发电特性相近的光热，除了个别极端天气情况外，光热完全可以替代调峰火电作为调峰电源。未来，调峰火电的装机需求完全可以由光热进行替代，真正形成用清洁能源调节清洁能源的新型电力供给体系。

建立“电价传导机制”

现阶段，解决经济性问题，仍是光热发电行业发展的重要目标。金建祥指出，迄今为止，光热的价值已经得到了广泛认可，但是由于尚未形成规模效应，且没有经历过长时间的补贴激励，目前成本仍然较高。“由于现阶段光热成本较高，光热在多能互补项目中装机占比较小。”他表示，目前光伏和光热的配比在6：1到9：1之间，并不能完全满足储能的需求。

金建祥强调，光热发电成本的降低，一方面要靠规模的扩大，包括单机规模的增长，也包括总装机规模的扩大；另一方面，技术的创新尤为重要。持续的降本需要新技术的研发，需要把技术创新提到一个新高度，希望行业同行能够更多地关注技术创新。

在俞科看来，解决成本问题，可以从“内因”和“外因”两方面着手。内因

是指光热技术本身的降本增效，提高技术自身的价格竞争力，比如通过市场装机容量的规模化预期，落实到全产业链的规模化效应，保证产业链的连续稳定生产，使平摊到单个单元或设备的生产成本达到最优；通过引入新理念、研发新技术，在相同或相近成本的前提下，提高系统转换效率，使光热技术在性价比上达到最优。

而在外因方面，俞科表示，可以通过电力市场化改革，推动合理电价传导机制建立，使电力价格能够正确反映市场供求关系，即在供过于求的下午和凌晨时段电力价格降低，在供不应求的早晚高峰时段电力价格上升。这样电力商品能够从原本单一的以“量”定价，变为以“质”和“量”共同定价，才能使光热以及各种调节电源的储能和调峰价值得到真正体现。

基于光热发电与生俱来的优势，业内普遍期待“电价传导机制”的建立。“建立光热发电上网电价的传导机制是解决光热发电高质量发展的当务之急，也是构建新型电力系统不可或缺的政策措施。”孙锐指出，将峰谷分时销售电价模式向上传导至电源上网侧，可有效激励电源参与系统调峰，是电源上网电价反映供求关系的最佳模式。

能源发展编辑部
主任：张宇
编辑：张海莺
新闻热线：(010)81129157
电邮：ceeq66@sina.com
网址：www.nationalee.com