

吉利远程新能源商用车集团醇氢电动专用车在大庆工厂正式下线

远程醇氢电动再下一城

■本报记者 梁沛然



吉利远程醇氢电动产品。远程/供图

8月28日，吉利远程新能源商用车集团(下称“吉利远程”)醇氢电动专用车在醇氢生态大庆工厂正式下线，并与当地企业达成一系列战略合作及订单签约，未来远程将与中国石油黑龙江销售分公司共同完善甲醇加注体系建设，加速推动醇氢电动商用车在北方地区的推广应用。

当天，远程新能源商用车醇氢产品品鉴之旅大庆站成功举办，远程醇氢电动商用车产品矩阵亮相，将全方位满足用户的用车需求，通过多重技术及优惠加持，让用户实现“买的比油车低、还的比油车少、用的比油车省、赚的比油车多”。后续，也将在能源保障、醇氢价、车辆销售和租赁、金融保险、售后保障等方面推出一系列措施，保障客户权益。

醇氢电动突围

随着应用场景的不断拓展和深入，在新能源汽车发展过程中，纯电动续航里程衰减、补能效率低，氢燃料储运和使用成本高企等问题开始逐步凸显。除纯电动和氢燃料这两条技术路线，是否有更符合商用车行业发展实际、可快速实现市场化的技术路线？

作为商用车新势力，吉利远程经过不断探索和实践，创新打造出醇氢电动特色战略技术路线，有效弥补了纯电动和氢燃料应用短板，综合优势明显。醇氢电动在电动化基础上，把甲醇作为液态的氢直接替代传统的氢燃料电池系统用于发电供

电，实现了纯电动车辆充电补能方式更加便捷更经济实用的升级发展。在我国北方地区，醇氢电动技术有效解决了纯电动汽车续航里程衰减问题，成为寒区新能源技术最优解。

此外，对比纯电动，醇氢电动无需高度依赖充电桩、降低整车成本，而且有效解决了续航焦虑及电池自重问题。对比氢燃料，醇氢电动是氢燃料可以不依赖补贴的商业化技术应用，是更可持续的新能源技术路线。

降本增效显著

商用车具有高能耗、高排放的“双高”特点，虽然保有量少，却消耗了超过一半的

车用汽柴油，排放了全部汽车56%的二氧化碳，全部汽车PM污染物的80%。1辆传统柴油重卡的污染物排放量相当于306辆乘用车。甲醇相比柴油能直接减少二氧化碳排放，并有效降低氮氧化物及颗粒物等污染物，是清洁干净的绿色能源。

醇氢电动技术应用于商用车绿色转型的最佳选择，不仅经济性突出，还能给用户带来更好的TCO表现。据悉，吉利远程醇氢电动产品不仅买得省，用得省，能耗成本相比柴油产品大幅降低。

据宁波至昆明实际运营场景测算，远程醇氢电动牵引车在往返满载条件下，60%山区高速单边运行里程2430公里，较柴油车每公里节省0.99元。远程星智H8M吉冷鲜相比燃油车型，燃料每公里节省0.6元，按每天300公里运营里程计算，全年最多可节省约6.57万元；吉利星际醇氢电动客车每公里较燃油车成本节省1.39元，按公交车8年生命周期计算，一台车可节省66.6万元。不论是干线运输、城配物流还是城市公交领域，远程醇氢电动产品在多场景下均显示出显著的经济性，为商用车用户提供更优的新能源解决方案。

从制备来看，甲醇来源广泛，是生产原料最为丰富的燃料产品之一，可充分利用当地优势资源，开辟新的能源产业。由吉利参与建设的全球首个十万吨级绿色甲醇工厂已在安阳投产，是我国首套、全球规模最大的二氧化碳加氢制绿色甲醇工厂，每生产1吨绿色甲醇可消耗1.375吨二氧化碳。

设施方面，吉利远程围绕用户运营场景采用灵活建站模式，为实现补能无忧、续航无忧，满足商用车全场景覆盖，已建成超300家甲醇加注站，计划到2024年底建设

加注站点400座以上。

获得政策认可

国家发展改革委、财政部近期印发《关于加力支持大规模设备更新和消费品以旧换新的若干措施》的通知，统筹安排3000亿元左右超长期特别国债资金，加力支持大规模设备更新和消费品以旧换新，力度之大，前所未有；其中特别提到了支持老旧营运货车报废更新措施，对于有计划置换新能源商用车的用户来说无疑是重大利好。

8月11日，《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》发布，甲醇加注正式纳入绿色交通基础设施建设规划。

此外，吉利远程多款醇氢电动商用车进入最新发布的《享受车船税减免优惠的节约能源使用新能源汽车车型目录(第六十四批)》和《减免车辆购置税的新能源汽车车型目录(第八批)》，产品覆盖重卡、轻卡、客车等主要产品。这标志着在政策优惠、补贴、路权等各个层面，远程醇氢电动产品正式享受与纯电动、氢燃料电池商用车同等待遇。

作为独有的新能源商用车特色技术路线，吉利远程新能源商用车打造的醇氢电动技术已获国家层面认可，更经济、更高效的醇氢电动车型已经被纳入新能源汽车行列，享受绿牌路权。

综合来看，在经过市场不断验证之后，远程醇氢电动商用车在技术先进性、经济性和适用性方面已经得到广泛认可。此次获得国家层面认可，将会直接加速这一创新技术在国内外新能源商用车市场的推广应用，为交通运输领域的碳中和与绿色高质量发展，提供新的解决方案。

西藏开启省级电网规模化构网型储能技术应用新篇章

本报讯 8月21日，随着国网西藏电力调控中心指令下达，华电拉顶50兆瓦“牧光互补”光伏发电站站长李飞在电脑终端按下投入构网模式按钮，将储能电站由跟网型转为构网型运行模式，为西藏电网晚高峰电力供应提供支撑。

据了解，近期随着华电拉顶50兆瓦“牧光互补”光伏发电站等首批4座构网型储能电站，共计5万千瓦/23万千瓦时构网型储能容量陆续转为构网控制模式电网运行方式，标志着西藏电网在全国范围内率先拉开了省级电网构网型储能技术规模化应用的新篇章。

构网型储能技术在西藏电网具有十分广阔的应用前景，但这一技术目前在全国仍处于探索研究阶段，在西藏电网首次应用中更无相关经验可循，据国网西藏电力有限公司调控中心系统运行处处长巴贵介绍：“构网型储能技术应用能够给电网提供转动惯量，有效提升光伏电站利用率，同时还可以提供电压及频率支撑，助力电力保供，在西藏电网新能源大规模并网情况下为电网安全、新能源消纳、电力保供提供有力支撑。”

华电拉顶50兆瓦“牧光互补”光伏发电站位于拉萨市林周县江热夏乡拉顶村，装机容量50兆瓦，配置10兆瓦/50兆瓦时构网型储能装置。据该站现场负责人袁业介绍，构网型储能技术的应用能够提升该站光伏消纳率20%—30%，相当于增

发清洁电量9300万度，节约标煤约2.8万吨，减少二氧化碳排放约8.7万吨。

巴贵表示，首批构网型储能电站的投运，不仅检验了构网型储能系统的实际性能，积累了宝贵的实践数据，更为后续构网型储能技术在西藏电网的更大范围推广运用奠定了有力基础。

近年来，西藏电网建设持续加快，西藏(藏中)电网新型电力系统构建深入推进，助力全区经济社会高质量发展。但随着新能源加速建设、迅猛发展，长链式弱电网特征下西藏电源单一结构性矛盾日益凸显，电力保供和清洁能源消纳等方面面临新的挑战。与此同时，电网末端新能源场站短路比低、宽频振荡等新形态稳定问题凸显，亟需通过新技术研究应用缓解风险难题。

为确保构网型储能技术稳步推广，国网西藏电力有限公司紧密结合西藏电网保供、清洁能源消纳等实际情况，提前统筹谋划，与国调中心、国网西南分部、中国电科院、设备厂家等单位联合成立构网型储能工作专班，历时近一年开展构网型储能并网测试、仿真建模和参数优化等工作，研究论证西藏电网大规模应用效果，编制形成了西藏电网构网型储能并网技术要求，为西藏电网大规模构网型储能并网提供了有力技术保障。同时，该公司还依据西藏今冬明春电力保供技术方案，结合构网型储能建设进度和启动调试工

作，自2024年初起就在西藏新能源场站全面开展了构网型储能电站现场并网检测及仿真验证工作，进一步推动构网型储能在西藏电网规模化应用及实践。

据巴贵介绍，2024年下半年构网型储能技术在西藏电网的应用渗透率将快速提高，预计还将投入32座共计55.8万千瓦/229.2万千瓦时的构网型储能电站，年底新能源装机将达到525万千瓦，占全网装机的62.4%，储能容量达到126.7万千瓦/520.24万千瓦时，新能源将成为西藏第一大电源。同时，预计到2025年底，西藏清洁能源已建和在装机将突破3000万千瓦，将成为全国清洁能源装机占比最高的省级电网。特别是近两年全区无常规电源投运的具体情况下，构网型储能技术应用将有效改善西藏电网安全稳定运行水平，有利于提升西藏电网薄弱地区供电能力及新能源接纳能力，是持续提升西藏电力安全可靠供应能力的重要手段，也是构建西藏(藏中)新型电力系统的又一重要探索。

“下一步，西藏电网将充分依托国家电网公司集团优势，联合发电企业和设备厂商，持续加强对构网型储能技术特性认知研究和安全运行经验总结，进一步检验其安全稳定特性、涉网参数适应性和相关技术标准规范，积极推动相关领域标准、政策出台，为全国新型电力系统建设提供西藏样板。”巴贵说。(索明多吉 李东淮)

本报讯 “报告值长，1号换流变压器油温接近报警值1。”8月27日中午，烈日暴晒，热浪滚滚，国网四川直中心所辖±500千伏德阳换流站环境温度不断升高，同时，换流变压器在大负荷运行下，温度逐渐升高。“开启辅助降温喷淋系统！”随着值长一声令下，运维人员打开变压器辅助降温喷淋水管，随后顶着高温进入换流变隔音墙内检查喷水降温情况，成功抑制住了变压器温升趋势。

近日，四川连续遭遇高温天气，电网负荷屡创新高，最高达6797万千瓦。为应对这一情况，国家电网有限公司国家电力调度控制中心以“全国一盘棋”调度，德宝直流(±500千伏德阳—宝鸡直流输电工程)暂停南北互供的日内潮流反转，调整为全天候宝鸡送德阳，满足四川电力需求。德阳换流站迅速响应，积极行动，全力保障外电入川。

8月22日10时，德阳换流站以宝鸡送德阳的功率方向启动换流器，德宝直流功率从0快速攀升至220万千瓦。得益于6月投运的成都构网型静止无功发生器(SVG)，德阳换流站在丰水期的受电能力从120万千瓦提升至220万千瓦。截至8月28日，德宝直流已连续7天持续以220万千瓦大功率输电，累计接收电量超3亿千瓦时，有效缓解了四川用电压力。

期间，国网四川直中心运维人员依托“重点巡视+跟踪监督”的运维模式，结合“监控+现场”巡视手段，对重载设备进行密切状态监测。同时，运维人员与消防人员紧密合作，开展多项应急演练，包括模拟极Ⅱ平抗着火和站外供水中断等场景，进一步提升了换流站的应急响应能力，确保高温大负荷期间电网安全稳定运行。(郑自豪)

德宝直流持续大功率输电全力保障四川电力供应

云南最大规模新能源集群项目建成投产

本报讯 8月28日，随着云南楚雄彝族自治州永仁县独立共享储能站投入运行，正式接入南方电网500千伏光辉变电站，标志着云南规模最大的新能源集群项目建成投产。

作为云南规模最大的“电源+电网+负荷+储能”一体化新能源集群项目，该项目投资近200亿元，是云南加快构建新型电力系统、推动实现“碳达峰、碳中和”目标的重要工程。该项目通过将楚雄片区光伏

工程、相关用户和永仁致信独立共享储能示范项目作为一整体进行规划和建设，实现了电能的智能化管理和高效利用，确保清洁能源的最大化吸收和最优化配置，解决了可再生能源波动性、间歇性和随机性给电网稳定运行带来的挑战，提高了新能源的消纳能力及区域电网的安全运行水平。

该项目电源端接入楚雄永仁、大姚、元谋三县宜光光伏、物茂光伏等12个新能源场站的300万千瓦新能源，电网端通过500千伏光辉变电站并网送出，同时，配套新建一座功率为300兆瓦，储能容量600兆瓦

时的磷酸铁锂电池储能电站作为支撑电源接入500千伏光辉变电站。

其中，南方电网云南电网公司投资建设的500千伏光辉变电站位于楚雄永仁县，作为西电东送主通道，紧连昆柳龙、永富两大直送及滇西电力东送八大交流电力大动脉，呈现出“风光水储荷及交直流融合”的复杂电力结构特性，是全国最具代表性的规模化风光新能源送端工程之一，也是云南首座“百万千瓦级”新能源汇集站。永仁致信300兆瓦/600兆瓦时独立共享储能示范项目配套179台储能电池舱，配建

220千伏储能升压站1座。储能电站采取“削峰填谷”运行方式，当中午光伏出力充足时段，储能电站进入充电模式，吸纳500千伏光辉变电站富余的光伏发电量；当用电高峰全网负荷高的时段，光伏出力急速下降趋于0，储能电站进入放电模式，接入500千伏光辉变电站，解决高峰时段出力不足的问题。储能电站的这种充放电模式，让它具备了“电源、负荷”两种身份，对电网的实时电力电量平衡起到了有效的调节作用，该储能电站预计年平均放电量1.8亿千瓦时，将为楚雄片区新能源项目提供容

量租赁服务，利用其灵活的储能能力，对电网负荷进行智能调节，提升电力系统的灵活性和稳定性。

该新能源集群项目建成投产后，预计年度可输送14亿千瓦时清洁能源，可以满足380万户居民一年的用电需要(按家庭人均300千瓦时计算)，相当于节约标煤43.9万吨，减少二氧化碳排放96.7万吨，为云南加快建设国家级新型电力系统示范区，实现“双碳”目标注入强劲的“绿色电能”。(马莎 陈波)

