

电力行业电能质量管理典型案例 汇编

国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心 编制

2025 年 11 月

目 录

（一）电能质量管理基础

广东广州城市电网与电力用户电能质量兼容的管理实践.....	1
上海城市电网新质生产力用户电能质量管理、服务与保障案例.....	7
云南昆明高新技术产业园区电能质量提升应用实践.....	20
山东烟台基于供电企业统筹规划的网荷双侧电能质量综合治理案例.....	30
广东东莞电能质量管理提升的实践举措.....	45
山东泰安基于“七研三治”的低压客户供电电压质量精益管理案例.....	55

（二）发电电能质量管理

山东临清电化学储能、电极锅炉联合机组快速调频调峰实践.....	63
山东滨州超级电容+磷酸铁锂混合储能在火电厂调频中的应用.....	75
山西忻州低热值煤发电项目次同步谐振主动抑制装置.....	83
浙江海上风电电能质量管理探索与实践.....	98
江苏海上风电柔性直流并网高频谐波抑制方法实践.....	106
内蒙古新一代电网友好绿色电站改善电能质量典型案例.....	116
青海海南分布式调相机用于改善新能源场站电能质量的实践.....	127
江苏金坛盐穴压缩空气储能项目电网友好型技术应用实践案例.....	136

（三）输变电电能质量管理

广东广州从化山区乡村电网电能质量治理实践.....	144
福建厦门城中村电能质量综合治理探索与实践.....	152

四川内江柔性直流技术在低电压治理中的应用实践.....	163
贵州低压柔性直流技术在提升贵州山区电压质量的实践.....	174
山东威海构网型 SVG 装置在电压越限台区中的应用.....	183
江苏泰州基于 AVC 分时段优化策略的电压质量提升实践.....	191
浙江金华基于站-线-变三级优化的电压质量提升实践.....	198
广东深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设案例.....	207
北京地铁扶梯电压暂降耐受能力试验及治理.....	222
 (四) 供电电能质量管理	
湖北黄石高新制造企业“零投入”电压暂降治理实践.....	234
浙江宁波梅山大型自动化港口电能质量治理实践.....	251
广东深圳面向高新技术产业发展的高品质供电管理与技术实践.....	258
山东电能质量干扰源集中接入地区责任划分与综合治理管理实践.....	273
江苏连云港光伏高渗透台区电压越限管控实践.....	281
江苏南京蟹塘养殖区域季节性电压问题管控.....	288

广东广州城市电网与电力用户电能质量兼容的管理实践

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：广东电网有限责任公司

团队成员：罗林欢 骆洁艺 熊俊 潘威 彭发东
顾衍璋 沈超 崔晓飞 洪海程 童锐
许中 谢坚伟 林国成 曹苾玥 刘禹
郭挺 蔡蒂 曲大鹏 马智远 周凯

一、基本情况

（一）单位简介

广东电网有限责任公司是中国南方电网有限责任公司的全资子公司。公司拥有变电站 2981 座（其中 500 kV 变电站 75 座），变电容量 6.34 亿 kVA，输电线路总长度 10.5885 万 km，资产总额 5163.93 亿元，是全国规模最大的省级电网公司之一。负责投资、建设和经营管理广东省 20 个地级市（不含深圳市）的电网，供电面积 17 万 km²，供电客户 5168.9394 万户，供电人口超过 1 亿人，并为香港、澳门提供电力供应。

（二）案例背景

广州是国家级中心城市、国际商贸中心，总部经济、金融和科技等高端产业集聚，拥有 1.3 万家高新技术企业，对电能质量极为敏感。同时拥有 272 个城中村、居住人口超 700 万人，占全市约 40%，每到夏季用电高峰，人口高度密集的城中村给超大城市供电带来严峻挑战。在快速城市化进程中，广州高端产业的高

电能质量需求与城中村居民的高供电可靠性需求共存，高品质电力供应需求持续攀升。

二、主要做法与实践

（一）工作思路

广州供电局坚持“多方协同、标准引领、全面保障、开放共享”理念，以全社会经济成本最优、效率最高为原则，以“有组织、有标准、有抓手、扩影响”为路径，通过搭平台、建生态、促融合，加大电网侧保障力度，加强用户侧技术监督和服务，探索形成城市电网与电力用户电能质量兼容管理“广州样本”。



图1 广州电能质量管理体系

（二）工作举措

一是电能质量责任主体多、链条长，多方协同是最优解。

近年来，广州供电局协同政府、电力用户、发电企业等共同落实主体责任，实现电能质量管理内畅外联，管理机制日趋完善。强化制度设计牵引。落实国家《电能质量管理办法》，联合广州

市政府起草全国首个地方承接政策性文件，促成政府印发《关于加强电力用户电能质量管理工作的函》，督促 44 家谐波超标用户、295 家电压暂降敏感用户开展问题排查治理，推动各方参与电能质量管理。**建立问题联合处置机制。**在国内率先成立由政府、供电企业、电力用户和第三方专家组成的联合工作组，开展电能质量事件调查与分析，提出电压暂降系统性解决方案。**成立电力行政执法支队。**最早成立全国唯一有执法权的电力行政执法支队，依法查处危害电力设施和扰乱供用电秩序的违法行为，累计处置案件 366 起，扭转了多年来电力违法处置难的被动局面。

二是电压暂降主动防御、精准治理难，标准引领是指挥棒。

广州供电局瞄准标准引领、提质升级，构建完备的技术体系，打通产业上下游生态，攻克了耐受特性“测不准”、主动防御“缺方法”、治理设备“性能差”三大难题，构建了电能质量测试评估与治理技术体系。**创新免疫度测试方法。**制定低压设备耐受特性、电压暂降免疫时间测试方法，可精准辨识薄弱环节，提出兼顾负荷耐受与治理成本的治理方法。以某汽车冲压线为例，压机单元工作时冲击电流大，若整条线进行电压暂降保护，治理费用高达 400 万元。应用测试方法找到了产线中最薄弱、影响最大的自动化控制系统进行保护，最终治理费用仅需 30 万元。**创新电网侧主动防御方法。**挖掘电网结构属性对电压暂降传播的影响规律，提出配电网联合规划方法，发明电力电子柔性开关接入规划、并网逆变器电流预测方法，搭建硬件在环仿真方法和系统，从规

划阶段考虑电压暂降防御。牵头编制《电压暂降严重程度评估方法》，提出考虑电压暂降严重度的运维方法，支撑开展差异化运维，实现电压暂降发生频次下降 30%。**加速治理装备产品化、产业化。**形成 2 项治理产品行业标准，推动治理设备性能要求逐渐清晰，解决缺乏标准约束的问题，促进国产化设备性能和市占率的提升。建成电能质量产品中试验证平台，并与实验平台二者联合，形成“问题-攻关-仿真-验证-反馈”的良性循环。

三是电能质量、供电可靠性要求高，全面保障是登高梯。

广州供电局扛牢电力保供首要任务，打造全时空感知、全环节监督、全流程管控的高电能质量保障体系。**打造电能质量全时空大数据应用。**监测点覆盖变电站 342 座、台区 5 万余个、居民用户 330 余万户，全面感知电能质量指标。针对高端产业，建成开展用户侧监测且接入用户数据的电能质量大数据平台，集成 GIS、雷电监测、设备状态监测等多源数据，实现风险告警、在线辅助决策等。针对城中村场景，打造配网生产运行支持系统，可实现台区停电、分路停电，甚至单户停电的主动感知。**建立全环节技术服务体系。**基于重要敏感用户需求，制定规划建设、业扩报装、运行维护、客户服务等环节 7 个方面、18 项举措。分级分批开展 626 户重要敏感用户走访，主动沟通电压暂降、谐波等影响情况及治理需求，为用户提供技术咨询、编制治理方案等服务。**打通低压用电全流程数字化管控。**搭建城中村驾驶舱，对接市政数局、住房城乡建设局、外部企业等，引入气象、监控视

频、人口流动等数据开展负荷预测，支撑城中村用电数字化治理。健全供电质量问题“监测-预警-入库-治理-后评价”全流程闭环管控机制，落实台区重过载、低电压等 2016 项问题整改闭环，后评价通过率超 95%。



图2 低电压全流程数字化管控

三、成效与创新

一是内畅外联多方协同机制高效运转。制定电能质量及无功电压管理业务指导书，在规划建设、业扩报装环节，规范接入审查和电能质量预测评估，明确监测治理装置安装要求，提出抗干扰措施建议。

二是服务安全生产和电力保供成效突出。加强电网柔性互联、配网自愈及防雷改造，有效改善短路故障引起电压暂降的扰动问题。2024 年户平均停电时间降至 10 分钟以内，电压暂降次数连续 3 年下降。

三是优化用电营商环境服务经济高质量发展。依托我国广东

与新加坡双边合作机制，高标准打造中新知识城高可靠示范区，连续 10 年户均停电时间小于 2 分钟，可转供电率、综合电压合格率等 6 个关键指标实现 100%。

四是产品服务生态链产业链作用凸显。研制了电能质量监测与治理装置 4 大类 8 项产品，已为 40 余家电能质量敏感用户提供服务，低电压治理产品远销广东东莞、清远以及云南昆明等地。

五是社会经济效益广泛好评。组建技术服务先锋队，每年组织 70 余次技术监督。技术和服务推广至半导体、汽车制造等行业，每年为用户避免损失约 2 亿元。

四、总结与建议

广州供电局深耕电能质量领域十余载，建立了“政府部门-电网企业-电力用户”协同机制，形成了面向市场的治理和服务市场，完善的产品和服务体系，创造了低电压“监测-预警-诊断-治理-后评价”全流程数字化管控，对城市电网电能质量协同高效管理具有示范引领作用。

一是政-企-户协同是根本。通过政策引导、机制创新、内畅外联，有利于协调各方落实责任，提升电能质量管理水平，相关经验成果可供借鉴。

二是技术攻关是关键。电压暂降是全世界共同面临的难题，广州供电局构建的电压暂降综合治理关键技术，可为国内外先进制造业等提供免疫度测试、严重度评估和精准治理的系统性方案。

三是产品服务是保障。构建覆盖诊断、评估、治理、设备检验等方面的电能质量标准体系并经应用，暂降治理设备的性能要求逐渐清晰，有力提升了国产化产品的性能和市场占有率。

上海城市电网新质生产力用户电能质量管理、 服务与保障案例

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网上海市电力公司

团队成员： 顾 皓 纪坤华 沈 冰 周 健 涂 琦
 王卓欣 张 鹏 万嘉琳 秦 玥 顾春锋
 唐伟杰 俞旭峰 王 晋 耿 超 许 强
 陈 冉 周冰成 赵震宇 曹伟斌 邹晓峰

一、基本情况

（一）公司基本情况

国网上海市电力公司（以下简称“国网上海电力”）是国家电网有限公司的全资子公司，以规划、建设、运营上海电网和服务上海经济社会发展为核心业务。上海公司运行电压等级最高的输变电设备，运维多电压等级的直流系统，设备覆盖 0.4 kV 至 1000 kV 各电压等级。截至 2024 年底，上海电网共有 35 kV 及以上变电站 1366 座，主要换流站 4 座，35 kV 及以上输电线路长度 3.2 万 km，10 kV 配电线路长度 9.4 万 km，10 kV 配变 13.7 万台，为 1220 万户用户提供优质、可靠的电能服务。

（二）案例背景

一是新质生产力产业发展需求紧迫。

长期以来，上海市重点培育战略性新兴产业和高新技术产业，截至 2024 年底，全市集成电路、生物医药、人工智能三大先导产业规模已达 1.8 万亿元，在张江、临港等地形成了多个国

家级高端产业集群。因其工艺特性及用电特点，新质生产力用户对电能质量有特殊要求，易受电压暂降等问题影响而发生用电异常，造成产品损坏和经济损失，对企业生产经营和产业高质量发展造成不利影响。2019 年以来，上海地区新质生产力用户多次反映电能质量问题，涉及中芯国际、华虹宏力等多家重点企业，引起各级政府部门高度重视。随着国际竞争形势加剧，服务和保障新质生产力用户高品质用电面临更紧迫需求，且具有重要战略意义。



图 1 上海产业布局及相关用户电能质量诉求

二是高压大用户对电能质量影响显著。

上海地区负荷高度密集、高压大用户众多。截至 2024 年底，上海电网共有 10 kV 及以上高压用户近 4 万户，其中 110 kV 及以上电压等级用户近 200 户。高压大用户在用户侧发生的故障会对周边其他用户的正常用电造成显著影响。2022 年上海张江地区某 220 kV 用户站曾发生设备故障，引起附近多家芯片企业用

电异常。根据调查，高压大用户在用电安全和电能质量方面存在共性隐患，对于公用电网电能质量的影响不容忽视。

三是城市电网电能质量管理形势严峻。

一方面，上海电网电气紧凑、联系紧密，电压暂降等暂态电能质量扰动传播影响范围大。据统计，主网故障引起的电压暂降通常能够波及一半以上的区域和用户，对全市多个行政区的敏感产业集群造成影响，引发群体性的用电异常事件。由于电压暂降过程短暂、影响迅速，事件发生后供电服务部门往往难以及时掌握事件影响情况并作出有效应对，致使舆情发酵、影响扩大。另一方面，上海电网面临着负荷低谷期间无功显著倒送威胁电网安全稳定问题。上海作为特大型城市，网架电缆化率高、负荷峰谷差大，加上电力电子设备在负荷侧的广泛使用改变了负荷特性，使负荷低谷期间系统的无功流向整体呈低电压等级向高电压等级层层倒送状态，传统的无功补偿设备以电容器为主，难以满足感性无功补偿需求。春节、国庆等假期期间，上海局部地区 500 kV 母线电压最高时超 521 kV、220 kV 母线电压最高时超 240 kV，电压质量及电网稳定面临严峻挑战。

（三）案例概要

面对新质生产力用户日益突出的电能质量需求，国网上海电力按照“政府主导、电力主动、用户主责”的原则开展了系列专项工作，提升电能质量管理与服务水平，助力新质生产力用户高

品质用电、支撑高端产业高质量发展。

二、主要做法与实践

面对严峻挑战，国网上海电力以“三个协同”提升电能质量管理服务质效。

（一）加强内部组织协同，助力服务提速增效

针对新质生产力用户保障工作，多部门协同提升服务质效：

一是成立多部门联合专项工作组。新质生产力用户电能质量服务与保障工作涉及营销、调度、设备、配网多个部门，常规“一对多”服务模式效率低下、应对被动，难以满足用户需求。为此，国网上海电力主动制定了《新质生产力用户服务能力提升工作方案》，成立了多部门联合专项工作组，明确各部门分工界面与协同模式，形成营销“一口对外”服务机制，打造面向新质生产力用户的高效、高质量服务窗口，切实改善用户体验。



图2 国网上海市电力公司关于提升新质生产力用户服务能力工作方案

二是建立多层级联动应急响应机制。针对电压暂降事件偶发、后果发酵迅速、用户需求迫切的问题，国网上海电力依托数

字化手段建立了多层次联动的应急响应机制。首先，以电能质量在线监测为基础，依托实时感知、在线研判等功能，实现电压暂降影响范围及受影响用户信息 5 分钟内推送至一线人员。其次，一线营销经理在收到电能质量事件及影响情况后，会立即启动应急响应工作，主动对接可能受影响用户，帮助用户查明事件原因、区分内外部故障，第一时间消弭故障影响、恢复生产。最后，针对大范围影响事件，营销部门牵头编制事件快报，联动多部门系统复盘事件原因与影响，推进重大隐患治理与风险防控。



图 3 面向新质生产力用户营销服务的电压暂降实时感知与推送

三是落实多维度差异化运维措施。为降低设备受外破等影响引发的用电异常风险，国网上海电力面向部分关键新质生产力用户的供电设备开展差异化运维：事件监测方面，对关键用户供电线路实施电能质量在线监测全覆盖；设备本体方面，完善输电电缆设备本体运行状态和可视化等在线监测装置应用；巡视维护方面，缩短巡视周期、提高可视化设备抓拍频率；站房环境方面，加装遥视摄像头、增设反外损围栏；应急抢修方面，制定“一线

一案”应急预案，加强抢修效率。通过落实多维度差异化运维措施，全面提升相关设备的运维管理水平，降低因供电设备故障引发电能质量事件的风险。

（二）加强多方专业协同，支撑用电隐患防治

针对用户侧典型隐患和重点问题，多方协同开展专业支持：

一是依托政府主管部门搭建专业交流平台。由政府主管部门牵头建立“电能质量敏感用户群”，为供用电双方及时沟通电能质量问题提供即时交流平台。行业协会定期召开专题交流会议，由电力公司专家宣贯和普及电能质量专业知识、标准规范、防治技术及装备相关内容，由用户代表分享电能质量防治先进经验，共同提升新质生产力用户专业认知和防治水平，促进形成专业共识，推动营造电能质量职责共担、电能质量问题共治的良好氛围。



图4 面向电能质量敏感用户的交流群

二是对照典型问题开展全面专业督查。针对前文所述张江某220 kV 用户站故障引发重大电压暂降事件等典型问题，国网上海电力基于电网设备专业管理实践，总结梳理了典型问题排查清

单，并经集成电路行业协会开展全面调研摸底。在此基础上，市经信委组织成立了专家团队，对全市 18 座高电压等级用户变电站开展了覆盖建设、运维、检修全过程的二次设备隐患排查工作，发现问题并指导整改，切实改善用户侧电能质量，消除用电安全隐患。

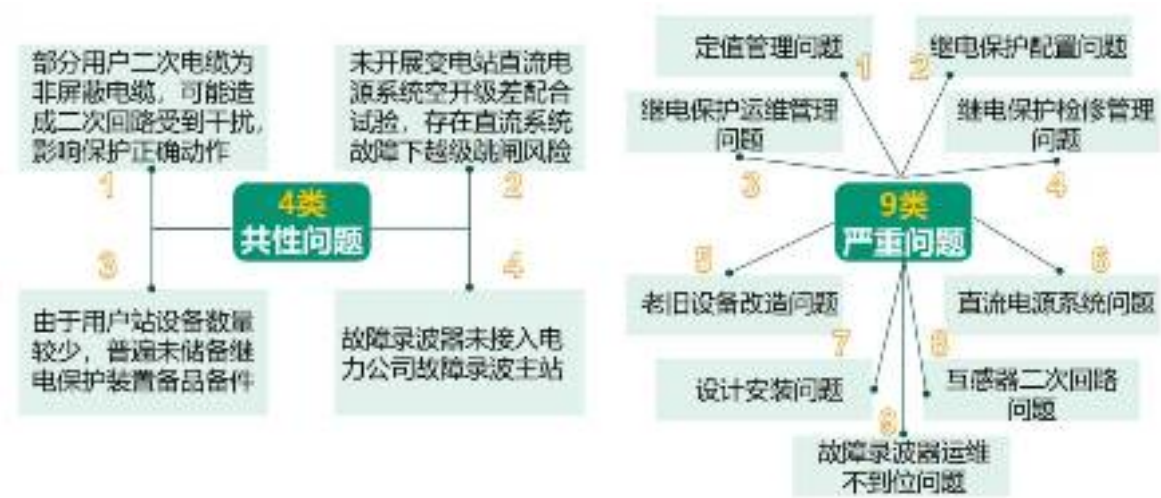


图 5 高电压等级用户变电站检查发现 4 类共性问题、9 类严重问题

三是针对重点问题开展上门专业指导。2024 年底，张江某 220 kV 芯片用户因内部电缆故障发生用电异常，造成了严重的经济损失。对此，国网上海电力紧急组建了专项专家团队开展上门指导。团队深入用户厂区开展现场调研和会议研讨 10 余次，审核资料 259 份，对设备和在运电缆开展现场评估 63 人次，发现用户内部 20 kV 电缆三拼两端接地等重大隐患，并指导进行针对性改善，推动用户用电安全隐患的精准高效治理。

（三）加强荷侧资源协同，探索创新共治模式

针对无功倒送严重、调节资源不足的问题，试行“无功需求

响应”新机制，探索负荷侧资源协同开展电能质量治理的新模式。

一是制定调用用户侧无功资源的组织机制。在市经信委指导下，国网上海电力制定发布了《用户侧无功补偿设备应急管理指导意见（试行）》。文件明确了无功需求响应相关工作的职责分工、无功设备管理、计量设备安装、应急调用条件、应急调用流程、运行和结算管理等方面要求。在文件指导下，相关基层单位与意愿用户签订了“无功需求响应合作协议”，并安装了专用内部计量装置，为后续补偿结算提供依据。

二是设计用户侧资源参与治理的激励机制。综合考虑无功考核奖罚变动、电能损耗、无功补偿容量、额外激励等多方面因素，建立调用用户侧无功设备成本计算模型，在国内首次形成了无功需求响应电价激励机制，利用价格杠杆引导用户动态响应电网无功调节需求，平衡用户权益、提升参与意愿。

三是通过仿真计算消除用户电能质量顾虑。在推进无功需求响应相关工作时，多家用户对于大容量电抗器投切可能引起的电压波动问题表示密切关注。对此，国网上海电力对临港地区 15 家意向用户电抗器投入的暂态过程进行了逐一仿真验算，确认电抗器投入引起的电压波动幅度在安全范围以内，不会对用户正常生产造成影响，并将结果告知用户，消除了用户顾虑、增强了用户参与无功需求响应的信心。

三、成效与创新

面对新质生产力用户特殊电能质量需求，国网上海电力“跨

前服务、主动作为”的转变获得用户认可，专业指导、举措创新的探索取得显著成效。

一是营商服务质效得到显著提升。多部门协同服务机制高效有序运转，在电能质量在线监测应用的支持下，暂降事件感知及影响分析时长从小时级缩短至分钟级，首次实现一线营销人员在用户反映问题之前了解事件影响情况，及时启动应急响应机制、有效答复用户问询，支撑服务模式由“被动应对”向“主动关怀”转变。重点用户差异化运维管理措施得到有效落实，完善设备线缆状态监测、缩短巡视周期、加装遥视监控等运维保障措施 10 余项，显著改善供电设备故障引起的暂降风险，营商服务质效显著提升。

二是专业指导工作取得切实成效。在高电压等级用户变电站检查中，共发现继保定值配置不当、互感器二次回路接线错误等严重问题共 83 项；在重点问题上门服务中，共发现设备类问题和短板共 62 类 1333 处。针对以上发现的问题，国网上海电力专家团队给出了针对性的整改建议，指导用户切实改善用电侧风险隐患。此外，依托常态化沟通平台加强电能质量专业沟通和交流，宣贯防治典型案例，上海地区新质生产力用户对于电能质量问题的认识及防治水平得到有效提升，因认知不足、权责不明引发的供用电投诉事件数量得到显著改善。

三是新举措探索取得瞩目突破。调用用户侧电抗器参与无功需求响应相关工作获得了政府和用户的大力支持和肯定，上海市

经信委于 2024 年 11 月进行了专项批复，临港地区已有 8 家 110 kV 及以上用户表示响应和支持。2025 年元旦假期期间，全国首次无功需求响应在上海临港成功实施，邀请的上海天岳半导体材料有限公司等 3 家用户顺利参与了本次需求响应，累计为区域电网注入超 400 万度感性无功电量，减少剩余充电无功功率 46MW，区域电网负荷低谷时段 220 kV 系统电压降低了 0.4 kV 至 0.7 kV，降低了电压越上限风险，显著提升了区域电网电能质量和安全运行水平。

目前，上海地区无功需求响应机制运转有序，签约用户已扩大至 7 家。2025 年元旦、春节、“五一”假期期间累计响应无功电量超 2900 万度，累计参与用户 15 户次，220 kV 电压最大降低幅度达 1.2 kV，起到了明显的改善效果。目前，国网上海电力正在持续推进扩展用户侧资源池，无功需求响应工作今后将为区域电网电能质量提升和安全稳定运行发挥更大作用。

四、总结与建议

新质生产力用户的电能质量问题正在引发普遍关注，《电能质量管理办法（暂行）》也鼓励各方为有特殊需求的用户提供支撑和服务。基于国际科创中心建设目标，上海集聚了集成电路等产业近半的行业创新资源，拥有超 1200 家行业重点用户，在上海开展相关探索具有较强典型性。

目前围绕新质生产力用户的各项电能质量管理和服务措施正在持续开展，已取得了初步成效。主要有以下启示：

一是充分发挥第三方主体的平台作用。由于专业认知差异和权责界面分歧，电能质量问题的解决仅依靠供用电双方交流往往难以达到预期。前期工作中，国网上海电力充分依托政府主管部门、行业协会，通过搭建交流论坛、发放调研问卷、组织现场走访等形式，加强与用户的沟通，有效推动了各项工作的顺利开展。

二是充分发挥技术创新的支撑作用。技术创新是推动电能质量管理提升的重要力量，前期工作中，国网上海电力围绕电能质量监测数据应用、设备差异化运维保障等方面开展了多项创新成果应用，取得了良好效果，为提升营商服务质效提供了有力支撑。

三是充分发挥机制设计的保障作用。一方面，“新质生产力用户服务能力提升工作小组”的组织机制是相关工作有序、高效落实的重要保障；另一方面，合理的激励机制设计有效平衡了用户利用电抗器资源开展需求响应时的权益，在调动用户参与意愿方面发挥了重要作用，保障相关电能质量改善措施能够顺利落实。

对于相关工作的进一步开展有如下建议：

一是关注对于“电能质量管理办法”落实的指导。《电能质量管理办法（暂行）》对电能质量管理提升提出了系统性要求，但是相关要求的落实还需要细则进行指导。此外，不同地区的电能质量问题和需求有显著差异，在制定细则和落实要求时，应当充分考虑当地实际，有所侧重和调整。

二是关注技术标准体系的更新和完善。电能质量技术标准是

电能质量管理工作的依据，目前 GB/T 14549 等核心电能质量标准发布距今较久，是否适应当前的供用电环境有待考量。同时管理办法中提出的一些新的要求也需要相关标准规范的支撑。需要开展电能质量技术标准体系的更新和完善，从而能够更好地支撑新形势下的电能质量管理工作。

三是关注电力系统新兴要素的管理。随着新型电力系统的建设发展，涌现了分布式电源、充电负荷等新兴要素，其影响不容忽视，如何有效开展相关电能质量管理值得关注。

云南昆明高新技术产业园区电能质量提升应用 实践

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：云南电网有限责任公司

团队成员：王燕祥 唐 斌 曾 成 王 优 胡浩卿
杨雅西 张智俊 张运龙 何 觅 向映宇
刘贤泽 杨光龙 张 锐 王廷廷 陈德生
马彦伟 扶 剑 郭亚琼

一、基本情况

（一）单位简介

昆明供电局是中国南方电网有限责任公司云南电网公司下属的大型供电企业，负责昆明市及周边地区的电网规划、建设、运行和维护，承担电力销售、客户服务及应急保障工作。服务范围覆盖昆明市约 2.1 万 km²，服务人口超 800 万，管理变电站超 200 座，输电线路总长超 1 万 km。昆明供电局设立电能质量技术小组，由生产技术部牵头，联合调度、规划、营销等部门协同运作，在电能质量管理体系建设方面紧跟国家及行业标准，推动昆明区域性国际中心城市的高电能质量建设。

（二）案例背景

昆明高新技术产业园区作为云南省首个国家级高新技术产业开发区，始建于 1992 年，经国务院批准设立。2012 年 4 月被科学技术部列为首批“建设国家创新型特色园区”试点园区，下

辖昆明主城区西北的建成区和呈贡区马金铺街道的新城高新技术产业基地。呈贡区马金铺街道的新城高新技术产业基地，即昆明高新技术产业园区（东区）（以下简称示范区），辖区面积86.88 km²，聚集了众多 IT、生物医药、新材料及先进装备制造领域的高新技术企业。这些企业对电能质量有较高敏感性，特别是电压暂降问题可能对其生产运营造成严重影响。其中：中国医学科学院医学生物研究所、闻泰科技股份有限公司等机构对电压暂降最为敏感，极端情况下，可能导致其核心生产设备非计划停机、重启或运行精度误差，进而引发设备损坏、原材料报废等一系列连锁反应，造成重大经济损失。

（三）案例概要

昆明供电局创新构建电能质量全周期管理体系，形成“监测-分析-治理-评估”四位一体的全流程闭环管控机制，通过完善监测预警、优化运行管理、加强技术投入等方式开展电能质量全过程专项提升，显著降低了电压暂降、谐波等典型电能质量问题发生频次，有效防范了用户敏感设备损坏风险，形成了一套可借鉴的电能质量治理经验，助力昆明经济社会高质量发展。

二、主要做法与实践

（一）建设思路

昆明供电局深入践行以人民为中心的发展思想，切实把满足人民追求美好生活的电力需要作为工作出发点和落脚点，按照“聚焦供电方和用电方需求之间的有效兼容，打造客户优质体

验”的思路，以减少电压越限，解决谐波、电压暂降等电能质量问题为抓手，围绕内外联动、全面监测、精准治理、效能提升四项重点举措，推动区域供电质量持续提升。



图 1 昆明高新技术产业园区电能治理建设思路架构图

（二）工作举措

举措 1：聚焦“内外联动”，健全高电能质量管理体系

完善电能质量内部管理及组织体系。一是完善电能质量管理体系。在国家标准、行业规定的基础上，昆明供电局编制印发电能质量管理业务指导书及工作手册，总结电压问题分析、治理经验，形成昆明“4383”电能质量治理体系。二是组建电

能质量服务专家团队。成立昆明电能质量技术小组，针对电能质量问题从接收问题、组织分析、主动服务、出具解决方案、跟踪闭环五个方面，为电能质量管理提供技术保障。



图 2 昆明供电局电能质量治理“4383”体系示意图

强化外部政企联动支撑。昆明供电局与昆明市政府、区县政府全面签订《战略合作框架协议》，成立两级电力高质量发展指挥部，组建“高新区水电气网要素保障联席办公室”，常态化开展政企交流走访。

举措 2：聚焦“站线变户”，全面开展电能质量数据监测

按照“站-线-变-户”关系负荷特性，园区内打通了站内母线、配电自动化开关、配变终端、智能电表四类设备的数据监测首末端链路，电压波动监测实现分钟级精准感知。

完善“站、线”电能质量监测。完成园区内1座220 kV变电站、2座110 kV变电站调控一体化，42条10 kV线路实现配电自动化100%全覆盖，变电站各电压等级母线、4条电能质量敏感用户所在线路均实现电能质量在线监测全覆盖，5家电能质量敏感客户加装电压暂降监测仪，实时监测客户线路发生的暂降事件。

健全“变、户”智能化改造升级。完成园区 109 个公用台区、34000 余户低压用户智能化改造，实现低压台区“设备状态（电压问题、三相不平衡、负载率等）、运行环境、作业风险、用户用电”全感知，可快速研判、分析台区客户侧电压质量问题，为解决客户诉求提供数字化支持。

举措 3：聚焦“三类问题”，精准靶向开展电能质量问题治理

昆明供电局聚焦“电压越限”“谐波”“电压暂降”三类电能质量问题开展治理。

以指标为牵引，系统部署，强化电压越限日常管控。一是以 10 kV 母线电压合格为基准，差异化制定 AVC 调压策略。结合 10 kV 及以下配电网及客户侧电压情况，对 10 kV 母线采用分时调压策略，早、中、晚根据不同限值开展精细化调压。二是以配变电压合格为保障，通过加装低压动态补偿装置，解决 96 户用户低电压问题；运用三相不平衡调节装置技术，解

决用户寒潮期间负荷突增引起的电压越下限问题，保障约 1200 户居民正常用电。三是以用户电压合格为目标，全力攻坚高电压问题。动态开展配电变压器调档、配电室电容投切，有效治理园区居民端高电压用户近 2 万户，实现园区内居民端电压合格率 99.999%。

化被动为主动，防治结合解决电网谐波问题。一是建立入网前电能质量评估审查机制。严格按照云南电网有限责任公司《分布式光伏发电并网接入典型设计技术原则（2022 年版）》对光伏并网进行入网电能质量评估审查。二是强化非线性负荷用户谐波监测分析。2024 年完成园区内 96 个电动汽车充电设施负荷接入点电能质量测试，对谐波电流超标的 3 户用户送达隐患整改通知书。三是差异化开展电能质量普测。按照三年一轮的频次对所有谐波干扰源线路和各电压等级变电站开展测试，督促谐波源用户开展治理。

举措 4：多专业协同治理，有效减少电压暂降事件

政企协作优化网架，降低电压暂降影响范围。为解决 110 kV 马金铺变电站公、专线在同一段母线，公线短路引起母线电压暂降问题，在园区内建设 110 kV 兆雨变电站，将 110 kV 马金铺变电站敏感客户集中的供电线路调整至 110 kV 兆雨变供电，易引发故障的 10 kV 架空线路集中由原 110 kV 马金铺变电站供电，降低短路故障引起电压暂降的概率。

多措并举降故障，有效降低电压暂降频次。2024年，昆明供电局对园区内23条公用10 kV线路设置“外委+主业”双设备主人，开展各项降故障措施，2024年完成12条架空线路防雷设施升级改造、防外力破坏治理工程，开展36个区段林木缺陷处置。针对20条客户专线，昆明供电局设置“站长+客户经理”双设备主人，开展防客户故障专项治理。园区电压暂降次数同比下降超80%。

高品质服务，为用户提供技术支撑保障。依托昆明供电局电能质量技术小组，为闻泰科技、云南白药集团量身定做电压暂降治理项目方案书，为20余家高新产业客户现场开展电能质量知识科普，同时编制《高新企业电能质量服务手册》，向客户提供服务指引，提高客户解决电能质量问题主动性。

举措 5：聚焦“新质生产力”发展，提升电能质量治理效能

助力电压越限问题治理效能提升。为解决迎峰度冬痛点问题，在园区中卫1号变低压线路安装“配电网储能型电能质量治理装置”，根据负荷特性设置充放电策略，实时感知接入点电压并自主执行电压补偿策略，设备投运后，台区末端用户侧电压由186V提升到216V、配变最大负载率由94%降低至63%。

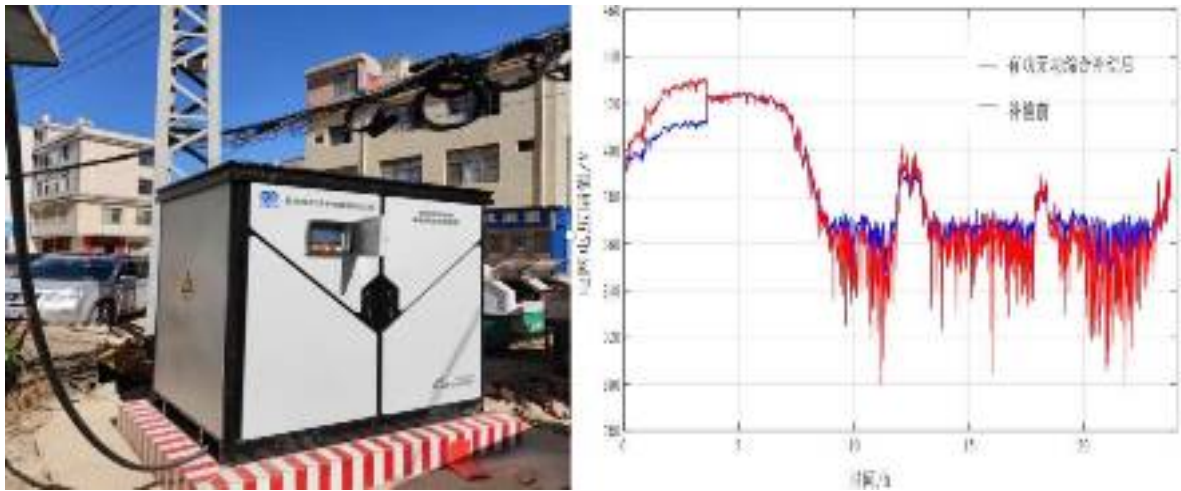


图3 示范区配电网储能型电能质量治理装置试点及成效分析

助力电压暂降问题治理效能提升。在园区高故障线路 10 kV 山花 II 回设置行波精准定位装置 5 套，在瞬时故障较多的 10 kV 新型社区 I 回等 6 条线路设置录波型故障指示器 20 套，实现瞬时故障快速定位 30 余次，精准消除问题 35 个。

科技创新助力问题治理效能提升。昆明供电局为深化示范区电压暂降综合治理，创新开展“工业园区电力敏感用户电能质量监测溯源与治理技术研究及应用”科技项目，对电压暂降的传播特性进行理论研究，成功研制出具备电压暂降源辨识功能的电压暂降监测仪，对测试点上下游发生的电压暂降进行方向溯源，设备研制成功后，安装在敏感客户云南锆业客户侧，持续跟踪和记录客户侧电压暂降数据，助力找准问题及治理成效验证。

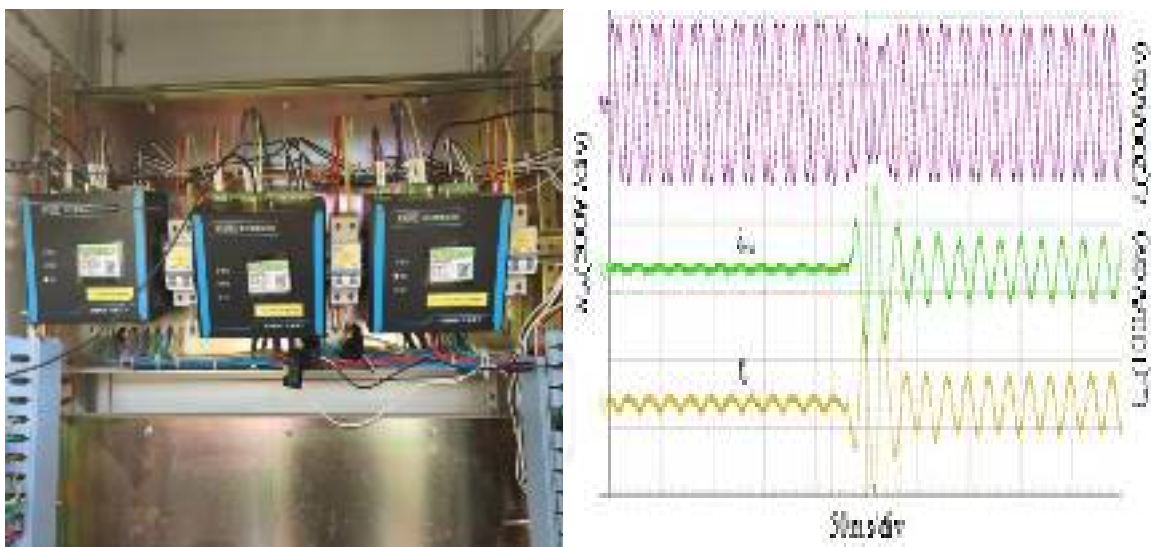


图4 示范区科技项目便携式电压暂降监测仪及监测数据分析

三、成效与创新

一是电压越限问题治理成效突出。园区内电压合格率从2021年的99.2%上升至2024年的99.99%，昆明供电局综合电压合格率从2021年的99.1%上升至2024年的99.98%，2024年已累计消除663个低电压台区，新增问题台区数逐年减少。

二是电压暂降问题精准解决。通过提升客户侧电能质量技术支持及服务水平，为云南白药、闻泰科技等10余家高新产业企业提供治理建议，精准解决敏感用户电压暂降问题。2022—2024年减少客户因电能质量问题造成的经济损失近5000万元。

三是电网谐波问题有效治理。积极开展谐波源整治工作，做好监测、统计分析、制定防范治理措施和整改验收确认，开展超标变电站、谐波源用户、新能源场站逐一制定、落实治理措施，2022—2024年组织完成谐波治理6户，有效降低能源消耗，降低设备故障率，减少维修和更换成本。

四、总结与建议

昆明高新技术产业园区高电能质量示范建设是新型电力系统下配电网的电能质量精益化管理实践，构建了供电企业全过程电能质量管理工作体系，实现电能质量全过程管理；完成了涵盖变电站、10 kV线路、台区和用户电压监测全覆盖，电压波动监测实现分钟级精准感知；形成了电压越限、谐波、电压暂降三类问题治理经验；探索了先进技术应用对电能质量问题治理的效能提升，可广泛适用于电网企业的配电网电能质量管理。

山东烟台基于供电企业统筹规划的网荷双侧电能质量综合治理案例

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网山东省电力公司烟台供电公司

团队成员： 郭富胜 宋光辉 廖烽然 杨 柳 苏永智
吕志远 白 皓 王永清 周伟晗 马世忠
杨锡宝 赵科学 王峙腾 王志鸿

一、基本情况

（一）单位简介

国网烟台供电公司是国网山东省电力公司直属供电企业，下属14个管理部门、15个业务机构和10个县级分公司。网内现有35 kV及以上变电站315座，变电总容量3225.03万kVA；35 kV及以上输电线路702回，总长度9434.21 km；10 kV配网线路2356条，总长度26407 km。公司先后荣获“全国五一劳动奖状”“全国文明单位”“全国一流供电企业”“全国供电可靠性A级金牌企业”“烟台经济发展功勋单位”等称号。

（二）案例背景

某轿车配件股份有限公司长期从事汽车制动盘和刹车片的加工制造，其电加热设备主要为中频炉，属于典型的非线性、冲击性负荷。该用户生产过程中，除了向电网吸收大量无功功率外，还向周边电网注入大量11、13等次谐波。受长期谐波

超标干扰和负荷变化剧烈的影响，为该用户供电的某110 kV变电站内10 kV母线电压波动较大，多次出现电容器组内电抗器和电容器损坏故障，典型故障现场如图1所示。



图 1 电容器组内电抗器损坏现场

（三）案例概要

鉴于长期谐波超标会导致电网无功补偿设备受到不同程度损伤的客观事实，坚持“预防为主、防治结合”和“谁干扰、谁治理”原则，秉承过程动态管控和网荷双侧统筹规划的总体思路，建立“共同参与、统一协调、技术支撑、政企联动”电网谐波超标治理的管理新模式。以谐波超标治理成效和设备可靠性提升为首要目标，通过主动上门提供技术服务，积极引导、协助用户开展谐波超标治理，同步开展变电站内电容器综

合改造和用户侧非线性负荷就地谐波超标治理，打破现有干扰源用户谐波治理“效果差、推进难”的工作局面，实现电能质量专业管理规范、系统化。

市县公司运检部、营销部对110 kV某变电站长期谐波超标和站内电容器多次、频繁损坏等一系列问题开展跟踪监测和督促治理工作，包括电能质量现场测试、整改通知书下达、电能质量在线监测装置加装，精细化无功补偿改造试点和用户谐波治理试点，并与电科院联合开展技术研究攻关，形成电压波动与谐波环境下电能质量综合治理技术及成套智能化装置、高可靠性无功补偿智能同步分相控制技术、谐波准确测量及溯源技术等现场实用型科技成果。

二、主要做法与实践

（一）政企联动，多方协同配合，电网企业统筹规划

根据公共电网谐波水平的监测和溯源情况，确定电网设备故障的原因是用户谐波超标导致，精准锁定谐波源，供电公司统筹谐波治理整体方案制定。

一是运检和营销专业协同配合，分别对电网侧和用户侧进行技术排查，明确职责分工和主体责任。二是加强与发改局对口管理部门和用户沟通，推动谐波治理多方参与工作的有序开展。三是积极争取省公司、电科院的支持，联合高校开展技术

革新和应用研究，并将研究成果在实际工程中示范应用。四是针对治理成效进行省市县三级联合验收，并将谐波治理典型经验在市县公司范围内推广应用。

（二）电网侧技术改造，提升设备耐受能力

根据用户谐波特性、变电站内设备实际情况和系统配合设计，采用分相精准控制技术，通过主动限压、阻尼振荡消除过剩能量来防止重燃，进行低冲击投切电容器改造，以及配合可控滤波装置进行抗谐波能力改造：

1.分相精准控制开关技术

分相精准控制开关通过实时跟踪电压电流相位变化，实现电压过零点附近精准投、电流过零点附近精准切，将暂态操作过电压降低到 1.5 倍以下，冲击电流限制在 1.3 倍以内，整个过程不大于 2 个周波，控制原理如图 2 所示。

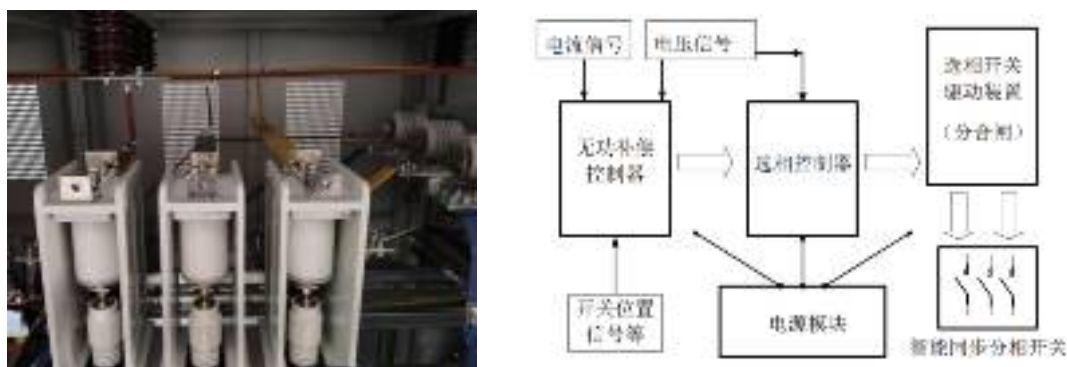


图 2 智能同步分相开关及控制原理图

2.主动限压技术

加装由阻容避雷器和限压避雷器组成的主动限压装置，进一步抑制阻尼回路过电压。阻容避雷器用于阻尼真空开关分合闸时

的串抗振荡过电压；限压避雷器用于抑制电容器组中性点对地过电压，提高补偿设备对地绝缘性能。

3.抗御谐波技术

基于谐波测试数据，优化组内电容器和电抗器间参数配合，加装中性点阻尼支路，在确保设备可靠性和限压、限流的基础上，提升无功补偿装置抗御谐波能力。

以 10kV #4 母线侧的电容器组进行改造为例，配置容量为 9000 kvar 的装置 1 套，按照 1500、3000 和 4500 kvar 共 3 分组的方式自动投切设计，能满足不同情况下的精准无功补偿。成套高可靠性并联补偿装置原理图，如图 5 所示。

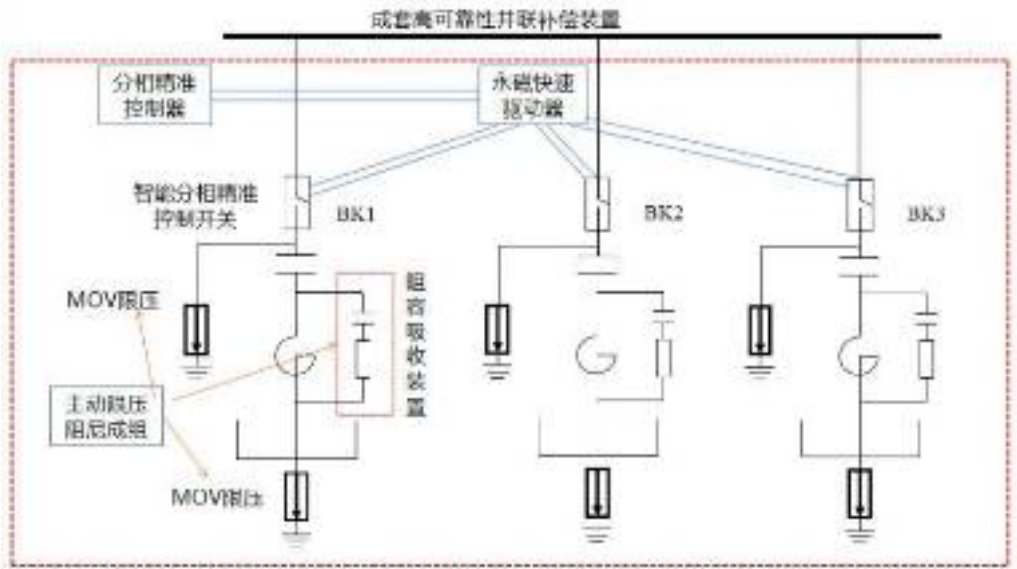


图 3 成套高可靠性并联补偿装置原理图

一是动态无功与谐波综合治理。

在公共连接点配置静止同步补偿装置以快速补偿无功功率，同时配置有源电力滤波装置消除以 11、13 次为主的特征谐波；

对稳定主导频段增设单/双调谐的被动滤波支路，并辅以高通/阻尼型支路形成混合式滤波。

该措施的作用机理是通过快速注入等值反向的无功电流与谐波电流，使公共连接点处的网侧电流近似正弦且功率因数稳定，显著降低注入电网的谐波驱动与无功波动幅度，从源头削弱谐振激励与补偿装置的电热应力，避免谐波在站内被“吸入”电容器组放大。

二是系统频率特性治理。

对 10 kV 母线开展频率扫描与灵敏度分析，结合现状与规划负荷调整补偿容量分布、分段运行方式与支路参数，必要时增设阻尼环节或改变接线以移开并联/串联谐振点并提升系统阻尼。

该措施的作用机理是通过改变系统等效电感/电容比例与拓扑，将并联谐振频点与 11、13 次及其邻域拉开充分间隔，并以有意引入的阻尼降低品质因数，使谐波能量难以被放大、易于耗散，从而稳定母线谐波电压水平。

三是暂态冲击抑制与同步投切。

在电容器投切回路实施分相点波合闸与过零分闸，设置残压检测与受控放电通道；在断口与端子处配置阻容吸收器与金属氧化物避雷器形成“吸收+钳位”组合；对投切频繁的回路采用晶闸管投切电容器或混合式无功补偿装置。

该措施的作用机理是通过阻容吸收器将高频振荡快速转化为热能，避雷器对尖峰过电压强制钳位，晶闸管投切避免机械触头的不确定性。上述配合能有效限制背靠背涌流、抑制预击穿/重燃，降低电容器与电抗器遭受的重复暂态冲击。

成套高可靠性并联补偿装置改造投运后，对其投切过程中进行现场测试，合闸时开关合闸动作分散性最大偏差不超过 $\pm 1\text{ ms}$ ；投切过程中均未出现明显的暂态过电压、过电流，未出现明显过渡过程，如图 6 所示。现场测试结果表明，智能分相开关“过零”对投切电容器暂态冲击抑制效果明显，能有效避免开关投切过程大冲击电流与操作过电压，可提高无功补偿设备及真空开关本体电气寿命。

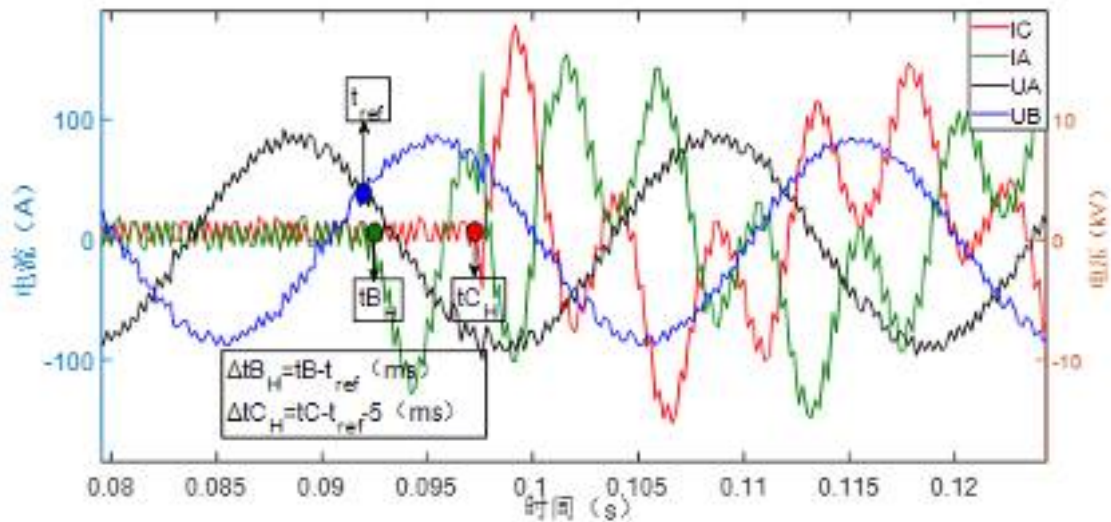


图 4 过零合闸时的电压、电流波形及时间

（三）用户侧有源滤波，降低谐波超标危害

加装高压直挂链式 APF 装置，该设备滤波器由指令电流运

算电路和补偿电流发生电路两个主要部分组成，如图 7 所示。指令电流运算电路实时检测线路中的电流，并将模拟电流信号转换为数字信号，送入高速数字信号处理器对信号进行处理，将谐波与基波分离，并以脉宽调制信号形式向补偿电流发生电路送出驱动脉冲，驱动功率单元模块，生成与谐波电流幅值相等、极性相反的补偿电流注入电网，对谐波电流进行补偿或抵消，主动消除电力谐波，从而实现对电力谐波的动态、快速、彻底治理。

网荷双侧电能质量综合治理融合了网荷双侧电能质量优化与技术降损目标，通过电网侧设备技术改造，降低电网损耗，提高设备抗谐波能力和运行可靠性；通过用户侧谐波治理，降低谐波对供电设备产生的损坏和电能损耗，提高设备运行寿命和供电电能质量，以电力系统和供用电双方为出发点，统筹规划谐波综合治理方案，在提高供电服务质量的同时，响应了国网公司对节能降耗的号召。

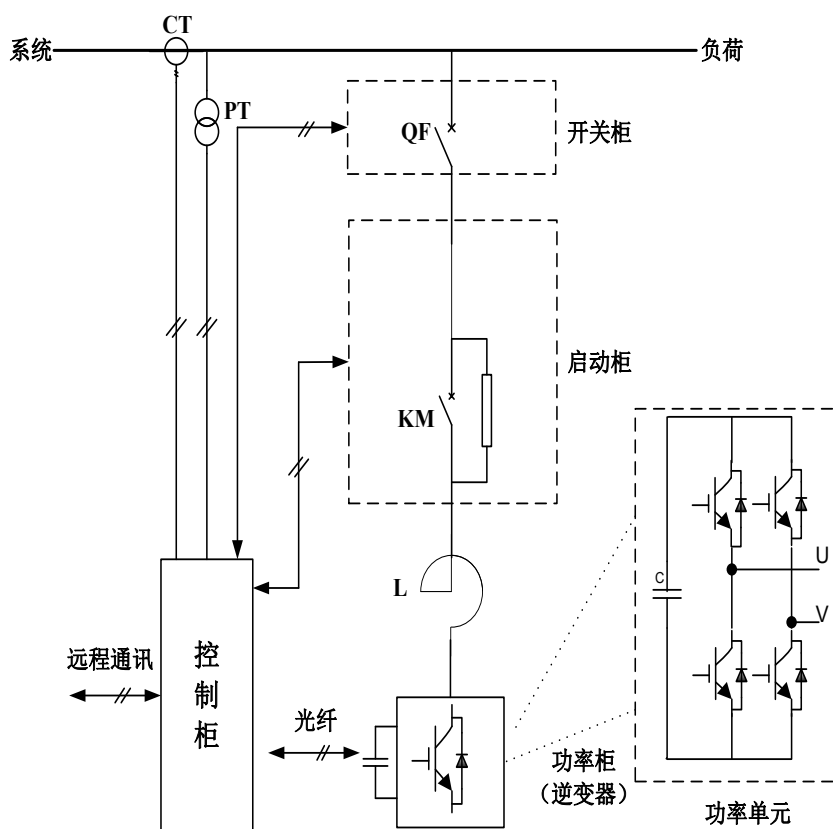


图 5 高压直挂链式 APF 成套装置结构图

三、成效与创新

网荷双侧同步电能质量综合治理于 2021 年 3 月开始实施,5 月份,电网侧完成成套高可靠性并联补偿装置安装调试;9 月份,用户侧完成高压直挂链式 APF 安装调试,现场装置如图 8、9 所示。电能质量综合治理后,在电网侧公共连接点进行现场测试,原先超标的 10 kV 达热 II 线 5 次、11 次、13 次、23 次和 25 次谐波电流均符合国家标准,如图 10 所示。



图 6 电网侧成套高可靠性并联补偿装置



图 7 用户侧高压直挂链式有源滤波装置 APF

参数	治理前			治理后			国标 允许值
	A	B	C	A	B	C	
总电流(A)	290.701	293.787	290.869	289.758		290.926	
总谐波(A)	19.816	19.994	19.786	6.567	-	6.667	
基波(A)	290.135	293.301	290.31	289.698	-	290.905	
2	2.871	2.843	2.84	3.043	-	3.087	8.99
3	1.389	1.871	1.59	1.612	-	1.883	2.64
4	0.663	0.691	0.654	0.802	-	0.811	4.49
5	2.624	3.481	3.381	0.457	-	0.499	3.16
6	1.623	1.621	1.631	1.283	-	1.334	2.94
7	1.649	1.65	1.689	0.779	-	0.86	3.13
8	1.365	1.394	1.364	1.088	-	1.143	2.21
9	1.317	1.215	1.191	1.339	-	1.181	2.35
10	0.487	0.518	0.5	0.651	-	0.623	1.76
11	15.599	15.241	15.323	2.023	-	2.046	2.82
12	0.468	0.491	0.469	0.494	-	0.488	1.49
13	10.591	11.126	10.736	1.627	-	1.665	2.57
14	0.373	0.373	0.378	0.416	-	0.411	1.28
15	0.71	0.47	0.493	0.858	-	0.587	1.42
16	0.339	0.347	0.359	0.34	-	0.351	1.11
17	0.387	0.589	0.429	0.573	-	0.607	2.07
18	0.3	0.285	0.288	0.342	-	0.335	0.97
19	0.453	0.562	0.343	0.447	-	0.372	1.87
20	0.172	0.213	0.18	0.229	-	0.228	0.9
21	0.326	0.242	0.244	0.379	-	0.326	1
22	0.192	0.172	0.178	0.213	-	0.219	0.79
23	2.722	2.596	2.628	0.939	-	0.947	1.56
24	0.179	0.187	0.181	0.194	-	0.195	0.73
25	2.092	2.242	2.133	0.802	-	0.849	1.42

图 8 治理前后电能质量测试数据对比

通过在电网侧进行高可靠性无功补偿装置综合改造,采用分相精准控制技术、主动限压技术和抗御谐波技术,在提升变电站无功补偿精度的基础上,提高无功补偿装置可靠性和抗谐波能力。假设计算期网架、负荷不变,无功补偿装置年发出无功电量计算公式如下:

$$\Delta A = A_p \times (tg\varphi - tg\varphi') \quad (1)$$

式中,

ΔA —— 精细化自动调节无功补偿改造后的节电量,(万kWh);

A_p —— 变电站年供电量，（万kWh）；

$tg\varphi$ —— 改造前变电站平均功率因数角正切值；

$tg\varphi'$ —— 改造后变电站平均功率因数角正切值；

无功补偿节电量计算公式如下：

$$\Delta(\Delta A) = \Delta A \times (K - tg\delta) \quad (2)$$

式中，

K —— 无功经济当量；

$tg\delta$ —— 电容器组介质损耗角正切值。

根据式（1）和（2），可得变电站两台主变的无功补偿节电量计算公式如下：

$$\Delta(\Delta A) = [A_{p1} \times (tg\varphi_1 - tg\varphi_1') + A_{p2} \times (tg\varphi_2 - tg\varphi_2')] (K - tg\delta) \quad (3)$$

根据变电站年度功率情况统计，无功补偿装置改造投运后，#1 主变平均功率因数由 0.923 提升至 0.962、#2 主变平均功率因数由 0.931 提升至 0.965。2020 年#1 主变年供电量 A_{p1} 为 24000 万 kWh，改造前平均功率因数角正切值 $tg\varphi_1$ 为 0.417，改造后 $tg\varphi_1'$ 为 0.273；#2 主变年供电量 A_{p2} 为 22286 万 kWh，改造前平均功率因数角正切值 $tg\varphi_2$ 为 0.392，改造后 $tg\varphi_2'$ 为 0.272。无功经济当量 K 取 0.03，电容器介损常数 $tg\delta$ 取 0.0008。改造后，该变电站年节电量约 179.01 万 kWh。

在用户侧中频炉配变附近，加装高压直挂链式有源滤波装置，消除中频炉生产过程中的谐波。网荷双侧同步电能质量综合

治理后，原先超标的 10 kV 达热 II 线 5 次、11 次、13 次、23 次和 25 次谐波电流均已符合国家标准，电网电压波动平稳。

成套高可靠性并联补偿装置投运后，设备运行稳定可靠，无功补偿精准，降损成果显著；高压直挂链式 APF 谐波治理技术成熟、效果明显，二者在配合治理谐波超标和主变功率因数低等方面效果良好，适用于变电站无功补偿装置老旧、主变功率因数低和非线性负荷用户负荷波动剧烈、谐波电流超标等问题并存的情况。

四、总结与建议

（一）持续强化供电企业统筹规划和技术服务

一是运检、营销专业协同配合，当地政府发改部门深度参与。中，重点加强政企之间的联动，将电网谐波治理、技术降损和提高供电服务质量等工作融为一体，响应国家节能降耗号召。二是同步统筹规划电网侧和用户侧综合治理技术方案，积极推广成套高可靠性并联补偿装置和高压直挂链式 APF，提高电力系统设备抗御谐波损害和谐波抑制能力。三是坚持“谁干扰、谁治理”原则不变，用户开展负荷侧谐波超标分析和治理工作，供电公司提供上门技术指导和治理方案审查服务，定期沟通，协助用户顺利推进谐波治理工作。

（二）坚持问题导向和科技创新及成果转化

以问题为导向、系统为对象、效果为目的，充分吸收高校及科研院所技术优势，一举多得，能最大程度确保电能质量治理成

效。一是进一步加强谐波准确测量及溯源技术等创新研究，采用具备谐波测量功能的电容式电压互感器和 CVT 电容电流法、实现对谐波的准确测量。创新源网荷强耦合复杂系统性问题定责分析技术，提出标准化溯源分析流程与方法。二是构建电能质量监测网络，统筹利用智能物联电能表、动态记录装置(故障录波器)、电能质量监测装置等多源数据，推动电网公共连接点电能质量区分层监测，常态开展供电质量分析评价。三是依托科技项目成果转化和高校技术优势，继续推动不同电压等级系统的谐波治理技术创新应用，以及主配网谐波、电压畸变(过电压)等复杂运行工况对输变电装备致损机理，不断提升电力系统装备性能提升。

(三) 相关建议

《电能质量管理办法(暂行)》(国家发展改革委 8 号令)已于 2024 年 4 月 1 日起施行，明确要求要综合采用技术、经济、行政等手段，使电力系统电能质量限制在国家标准规定范围内，以保证发电、供电和用电三方的正常运行和合法权益。

获得电力和提高供电服务质量要求开展电网谐波超标治理。一是电网谐波超标现象普遍，随着新旧动能转换综合试验区建设的不断推进和高新产业的快速发展，用户电能质量需求越来越高，高电能质量需求用户也越来越多，导致电能质量投诉事件频发。二是机械铸造、化工冶炼等典型谐波干扰源用户多为各地政府支柱产业，引进时间较早并且未采取相应的谐波抑制措施，长

期谐波超标导致电网损耗增大和站内设备寿命不同程度降低，甚至设备损坏。

按照电网安全、稳定、经济运行要求开展电网谐波超标治理。**一是**国家有关法律法规及国网公司相关制度标准要求，要按照“谁干扰、谁治理”原则，加强电网谐波超标治理。**二是**自“先接入、后改造”政策落地实施以来，大量干扰源用户接入后谐波超标治理不落实不到位，急需对供电接入前期不符合要求的干扰源用户，开展后期电网谐波超标治理。

广东东莞电能质量管理提升的实践举措

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：广东电网有限责任公司

团队成员：黄志威 万四维 曾 强 叶堂柱 陈世昌
梁伟豪 董亚文 张伟平 吴钟飞 张广伟
王花蕊 吴洁婷 陈庆虹 李世亨 杨志华
谢培成 袁 淼 刘伟坤 徐淑珍 卢梓峰

一、基本情况

（一）公司基本情况

东莞市位于广州与深圳的经济走廊中间，全市面积 2460 km²，常住人口约 1046.6 万人，2021 年迈上“双万”新起点—地区生产总值过万亿元、人口超千万，2023 年，进出口总值超 1.28 万亿元，2022 年、2023 年成为供电可靠性高于 99.99% 的主要城市之一。东莞供电局供电客户约 313 万户，2023 年全社会用电量和供电量双双突破千亿 kWh，2024 年最高负荷首次突破 2000 万 kWh，连续 14 年在全市公共服务行业客户满意度、行风评议中名列第一，连续 22 年被市委市政府评为“中央和省驻莞机关先进单位”。

（二）案例背景

近年来，东莞供电局认真贯彻《电能质量管理办法（暂行）》《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》新要求，贯彻执行《中国南方电网有限责任公司电能质量与无功电压管理细则》，承接执行《广东电网有限责任公司电能质量及无功电压管理业务指导书》的相关工作要求，以提高东莞电网和用户电能

质量水平，确保电网运行的安全性和稳定性为目标，积极探索东莞供电局电能质量提升的新思路、新方法、新路径。

二、主要做法与实践

（一）夯实电能质量管理基础，建立电能质量多方协同机制

承接南网电能质量及无功电压管理细则，编制东莞供电局电能质量及无功电压管理细则及其配套业务指导书，明晰各自的职责与工作界面，强化各单位电能质量管理责任落实，保证电能质量方面各阶段工作“事事有人管”；针对新建或改扩建用户项目，编写电能质量技术管理工作指引，明确规定规划可研、工程设计、工程实施、生产运行四个阶段的管理要求；为有效解决东莞电网用户反馈和运行中发现的电能质量问题，发布《东莞供电局用户电能质量问题联动处理工作指引》，明确生产技术部、市场营销部、系统运行部、试验研究所、区供电局等多方部门在协同处理电能质量问题时的关键岗位与职责。依托管理细则、业务指导书、工作指引等文件，对电能质量相关工作岗位赋能，明确生产职责与权限，保障电能质量制度有效运转，标准规范刚性落地，避免出现“管理真空”。

（二）注重人员素质提升，组建高水平电能质量管理团队

夯实人员电能质量理论基础，提升人员分析治理电能质量问题的能力。东莞供电局常态化开展电能质量相关标准、电能质量

测试实操等电能质量专题培训；开展东莞供电局试验研究所电能质量测试技能竞赛比武，坚持“以赛促学、以赛促培”原则，把竞赛中积累的典型经验、创新技术总结交流宣传推广好，强化竞赛结果分析运用，以技能竞赛的形式促进电能质量的交流学习，提升人员的技能水平。选拔技能扎实的青年骨干，组建东莞供电局电能质量管理团队，从事主配网现场电能质量测试、现场电能质量监测终端和电压监测终端运维、电能质量设备实验室检定等工作。团队践行“战火中成长”理念，组织团队攻坚克难，总结提升技术技能水平，健全培训评价体系，将团队建设成广东电网标杆性电能质量工作团队。

（三）推进电能质量管理数字化转型，提升电能质量监测水平

打造东莞供电局电能质量监测系统，包括电能质量现场监测点以及系统在线监测。为提升电能质量装置在线监测水平，目前东莞供电局通过将电能质量监测装置的监测数据上传至广东电网公司生产指挥中心系统进行在线监测，监测内容包括各监测点台账信息，在线情况以及各项电能质量指标历史统计数据及实时数据；监测指标包括电压、电流、频率、功率、三相不平衡度、谐波、电压波动、闪变等稳态电能质量指标，以及电压暂升、电压暂降、中断等暂态电能质量指标，通过多源电能质量数据感知，

实现风险告警及辅助决策功能。

（四）建立重要敏感用户清单，提供优质电能质量服务

电能质量关系到用户的供电质量和电力企业经济效益。随着电力市场的建立，电力企业与电力消费者之间的关系发生了变化，电能已转化为由电力部门向电力用户提供电力供应及辅助服务的特殊商品。新形势下，为更好地为用户提供优质的电能质量服务。东莞供电局建立重要敏感用户清单，为大客户提供“一对一”服务。根据用户的负荷类型、所属行业进行梳理分类，对于重要敏感用户建立清单名册，作为电能质量重点服务对象，试研所将上门为其进行电能质量检测、诊断服务，并根据采集的电能质量数据进行分析，定制提供精准化的治理方案。举办电能质量宣传活动，为客户提供全方位技术咨询服务。通过动画模拟、案例分析等形式向用户普及电压暂降、谐波等电能质量问题对企业生产、电力系统带来的伤害。定期调研收集客户需要释疑的问题并及时做好解答。包括做好客户入网评估、运行中的电能质量监测、敏感负荷及新能源入网仿真测试、用户侧电能质量事故投诉等方面的技术服务业务。

（五）营造科研创新氛围，打造电能质量领域拳头产品

东莞供电局锚定电能质量研发大方向，打造电能质量领域拳头产品。紧跟时代前沿技术，聚焦热点电能质量问题，基于生产

痛点难点问题，找准电能质量创新发力大方向，如电能质量自动检测研究方向、电能质量扰动准确检测分析和辨识技术研究方向、电压暂降综合防治研究方向、电网谐波消除设备研究方向、电压暂降抵御设备研究等，打造电能质量领域拳头产品，如电能质量扰动准确检测分析和辨识装置等。营造科研创新氛围，激发团队成员创新热情，依托电能质量实验室平台，持续挖掘电能质量领域科技项目，抓好项目立项、实施、转化、推广等过程实施，持续开展。

三、成效与创新

（一）人才培养成效显著、电能质量管理团队高效运转

常态化开展电能质量培训和电能质量技能竞赛，不断提升团队成员技术技能水平。东莞供电局电能质量管理团队践行“战火中成长”理念，结合日常生产工作的难点痛点，组织团队攻坚克难，总结提升技术技能水平。积极编写《东莞供电局用户电能质量问题联动处理工作指引》《东莞供电局电能质量（电压）监测系统消缺流程及说明》以及《东莞供电局电能质量管理提升方案》。

（二）在线感知成效突出、电能质量监测水平大幅提高

编制《电压与电能质量监测系统在线巡视要求与指引》，与生产指挥中心完成电压与电能质量监测系统在线巡查工作交接；对存量的电能质量监测终端进行台账收集、软件升级、终端更换，

通过以上手段提高电压与电能质量监测系统在线率，通过多源数据感知，实现电能质量风险告警及辅助决策功能。

（三）优质电能质量服务助力经济高质量发展

推进城中村供电能力提升。结合广东“百千万高质量发展工程”和落实国家“城中村改造”要求，按照整线成片工作模式，联动各方协同发力，2024 年完成不少于 30 个城中村的供用电问题整治改造工作，完成供电能力不足、安全隐患突出的城中村供用电问题治理工作。

建立重要敏感用户清单，提供“一对一”优质电能质量服务。东莞供电局电能质量管理团队主动上门为电能质量问题客户提供电能质量检测、诊断服务，定制提供精准化的治理方案。

1. 东莞市生态环境监测站用电异常问题案例

为排查东莞市生态环境监测站实验室设备短路烧毁或断电的原因，对 110 kV 西平站 10 kV 雅园线 10 kV 东莞市荣兴装饰有限公司胜安大厦专用配电站#1 变 0.4 kV 侧、东莞生态环境监测站 3 层商业用电 3 AL1 和 3AL20.38 kV 线路进行电能质量测试。经分析，东莞市环保局生态环境监测站 3 层商业用电两条 0.38 kV 线路谐波电压、谐波电流、三相电压不平衡度、电压波动与闪变、频率指标合格。但电压偏差较大，最大电压偏差超过国标限值规定的标称电压的+7%，造成实验室设备投入使用时可能会出现部分设备短路烧毁或断电现象。

3 层商业用电由 10 kV 东莞市荣兴装饰有限公司胜安大厦专

用配电站#1 变压器供电，变压器设备型号 SCB11-1000 KVA，10 $\pm 2 \times 2.5\%$ /0.4 kV， $U_k=6\%$ Dyn11 带 IP30 外壳。#1 变压器接入电网 110 kV 西平站 10 kV 雅园线。目前#1 变压器档位在中档，建议环保局将#1 变压器档位从中档调至高档，增大变压器变比来降低输出电压。调整后实验室用电问题解决。

2. 东莞市桥头镇线束加工厂生产设备异常停转问题案例

深入配网用户协助排查分析客诉电能质量问题，成功分析桥头镇李屋村某用户生产设备出现停运问题原因并给出处理措施，目前桥头供电服务中心已处理该问题。

电压监测方面，根据在线监测系统线上巡查发现 220 kV 巨正源站 110 kV 掌泥望源线等电压监测仪存在无数据上传的情况，主动上门为巨正源科技公司用户服务，通过排检测试监测仪的关键参数，成功让电压监测仪恢复在线，避免用户因电压质量异常而影响生产业务的正常运转，确保用户电压质量。

（四）电能质量领域科研工作稳步推进，成果丰富

发挥科技创新在防控电能质量污染方面的引领作用，以零威胁为目标，迎接电能质量技术挑战，近年来就交直流混合输电、分布式储能集群调控、电压暂降大数据监测优化及谐波源定位技术等难题开展了技术攻关研发，相关成果在松山湖等地区得到推广应用。其中，交直流混合的分布式可再生能源技术是国内首个

基于四端口多功能电力电子变压器集群的交直流混合配用电系统。提出基于电力电子变压器集群的配用电双级交直流混联系统结构：设置 10 kV 交流、10 kV 直流、380V 交流及 $\pm 375\text{V}$ 直流四个电压等级，大容量分布式电源、负荷可接入 10 kV 交流/10 kV 直流配电级，小容量电源、负荷可接入 380V 交流/ $\pm 375\text{V}$ 直流用电级，有效解决分布式光伏发电等分散、分布的交直流“源-荷-储”高效灵活接入问题，提高系统可靠性。

分布式储能集群调控技术聚合了分布式储能资源，通过构建虚拟电厂，形成配变级、主变级、区域级协同优化，实现储能集群调控应用。解决现有储能机组的适应性较差、支撑能力不足，且与新能源机组缺乏协调的问题，保证配电台区的电压质量。

城市电网电压暂降大数据深度分析及应用研究通过开发“多类型大数据融合电压暂降分析平台”，为系统或用户提供电压暂降防治补偿设备的优化配置方案。工业谐波源预警定位技术及监控装置研究通过开发谐波源预警定位装置及监测装置，量化馈线谐波污染责任，准确定位谐波源，进行谐波分析治理。



图 1 交直流混合的分布式可再生能源技术（左）与分布式储能集群调控技术（右）

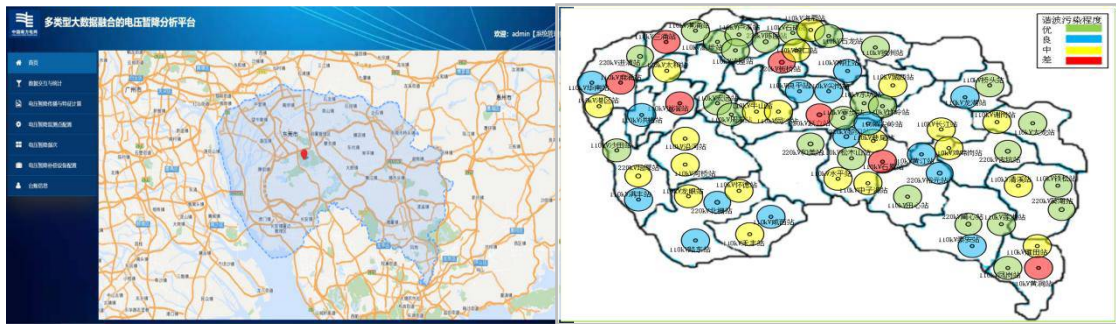


图 2 城市电网电压暂降大数据深度分析技术（左）与工业谐波源预警定位技术（右）

四、总结与建议

东莞供电局在提升电能质量管理水平的过程中，主要有以下几点经验：一是夯实电能质量管理基础，建立健全电能质量工作体系，通过体系机制的创新，内畅外联，落实职责，提升管理效率。二是注重人员素质提升，通过常态化的培训与技能竞赛，选拔人才，组建高水平电能质量管理团队。三是聚焦热点电能质量问题与时代前沿技术，基于生产痛点难点问题，找准电能质量创新发力大方向，以高水平创新赋能实际工作，不断提升电能质量监测、分析、治理能力，进而更好地为用户提供优质的电能质量服务，为东莞电网的安全、稳定运行提供有力支撑，擦亮东莞电能质量品牌，助力东莞高质量发展。

电力系统新兴要素管理方面，随着新型电力系统的建设发展，涌现了分布式电源、充电负荷等新兴要素。对于“快充站”“充换电站”等新兴的负荷形式，缺少科学、统一的评估方法，电能质量评估工作难以有效开展。对于“车-桩”系统等电力系统新要素的电能质量技术要求，建议进一步细化和完善，从而支撑开展电能质量管理工作。

在电能质量问题源头治理方面，建议构建新型负荷管理体系和电能质量市场化治理模式，针对非线性负荷等谐波源用户，加大电能质量管理制度的宣传力度，推广加装用户侧电能质量监测装置，督促用户及时开展电能质量主动防治，从根源上解决用户谐波电流侵入电网影响安全运行的问题，进一步深化电能质量问题源头治理，以更好地满足新型电力系统下电能质量管理要求。

山东泰安基于“七研三治”的低压客户供电电压质量精益管理案例

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网山东省电力公司泰安供电公司

团队成员： 谢雨濛 慈文斌 黄振宁 苏永智 张博颐
刘兴华 孙庆森 刘焕聚 徐东生 武同宝
张林峰 李雅文 李红新 李 婷 张 卓
王海腾 穆锦铭 梁晓宇 孙浩然

一、基本情况

（一）单位简介

泰安因五岳之首泰山而得名，是中国优秀旅游城市、国家历史文化名城，每年接待全国各地游客超 800 万人次，保障高品质的供电质量直接关乎国家电网品牌形象。国网泰安供电公司管辖变电站 168 座，10 kV 线路 1456 条，台区 2.4 万台，低压用户 300 余万户，低压分布式光伏接入台区 1.5 万台，并网用户 6.7 万户，总装机容量达 270 万 kW，担负着泰山区、岱岳区和东平、宁阳两县以及肥城、新泰两个县级市的供电任务。先后获得全国文明单位、全国电力行业“用户满意服务”单位等荣誉称号。

（二）案例背景

长期以来，低压客户（即居民客户及小工商业客户）供电电压管理存在数据离散度高、缺少智能分析算法、无法评估治理成效等问题，导致电压越限原因难分析、网格经理干不精、项目落地欠精准，严重制约公司电压合格率提升。国网泰安供电公司践

行民生供电保障和新型电力系统建设，加快数字化配电网转型升级，创新实施电压越限七维研判算法，有力支撑供电电压精益管理。

（三）案例概要

为精准开展电压越限治理，国网泰安供电公司(以下简称“公司”)创新实施基于“七研三治”的低压客户供电电压精益管理，“七研”指通过数字化手段精准研判七类越限原因，“三治”指分别按照运维手段、项目手段、多元协同区域自治三类措施开展针对性治理，从而最大限度提高供电电能质量。

二、主要做法与实践

（一）创新七维智能分析算法，越限原因自动研判

依托数据中台及用电信息采集系统，创新基于电参数的电压越限原因计算方法，科学计算低压客户 24 点电压，根据最大最小电压数值、压差、断点区间等因素，以台区为单位精准研判动力户缺零、零星用户问题、配变档位不合理、配变三相不平衡、分布式光伏影响、供电半径过长、线路老旧 7 类越限原因。

1.针对三相四线供电户缺少零线导致的电压不稳问题，计算用电负荷高峰时刻三相电用户相间电压差值，若某用户电压差值大于 15V，判断台区下存在动力户缺零问题。

2.针对下户线、表前线等虚接导致的低电压问题，查询台区下用户电压分布，同时段从 165V-220V 每 5V 为一个区间查询用户个数，如果其中一个区间内用户为 0，判断台区下存在零星用

户问题。

3.针对配变档位不合理导致的电压问题，计算台区下最高电压大于 235V 且最低电压大于 210V 且 10 天内发生 7 天的用户，判断配变档位仍存在下调余地，判断台区存在配变档位不合理问题。

4.针对三相不平衡导致的低电压问题，计算台区下至少 2 个动力户电压差值大于 15V（即动力户缺零）且配变三相不平衡率大于等于 20%，判断台区存在配变三相不平衡问题。

5.针对分布式光伏导致的过电压问题，台区下最高电压大于 250V 时，即超过主网配网两级调压上限，则判断台区下存在分布式光伏影响问题。

6.针对台区低过电压共存问题，按照每个台区查询用户数据，计算 19 时至凌晨 6 时（光伏不发电时间）同一时刻台区内用户最大电压极值以及用户最小电压极值，如果极值大于等于 25 且该台区平均负载率大于等于 8%，判断该台区存在供电半径过长问题。

7.针对台区低过电压共存问题，按照每个台区查询用户数据，计算 19 时至凌晨 6 时（光伏不发电时间）同一时刻台区内用户最大电压极值以及用户最小电压极值，如果极值大于等于 25 且该台区平均负载率小于 8%，判断该台区存在线路老旧问题。

（二）创新三项措施精准治理，电压质量显著提升

1.将动力户缺零、零星用户问题、配变档位不合理、配变三

相不平衡归类为可以通过运维手段快速治理，生成主动运检工单并派发至网格经理，督促网格经理及时开展消缺治理。设置七天验证逻辑，核查最近七天内是否发生同类越限问题，同一台区、同一原因连续七天不发生方可验证为治理完毕。

案例一：某台区下辖低压用户 321 户，系统监测 5 月 29 日台区下用户最高电压 248V，最低电压 219V，且 4 户电压与其他用户差距 8V 以上，系统判定该台区存在档位不合理、零星用户问题。班所运维人员现场核实该台区运行档位为 3 档，将台区档位下调至 1 档。同时，发现 4 户用户处于同一电表箱，下户线接头氧化虚接，重新压接后该台区电压恢复正常。



图 1-1 现场治理（档位调整）



图 1-2 现场治理（压接下户线）

表 1 案例一台区治理前后数据对比

台区情况	变压器档位	最高电压 (V)	最低电压 (V)	与其他用户压差 5V 以上用户数 (户)	台区电压合格率
治理前	3	248	219	4	65.4%
治理后	1	237	208	0	100%

2.将供电半径过长、线路老旧归类为需要通过项目手段进行

治理的问题，考虑项目落地需要时间周期，后续在制定措施、项目储备、项目下达、完成治理 4 个节点反馈治理进度，实现项目管理的“可视化监督”。

案例二：某某台区下辖低压用户 229 户，系统监测 5 月 30 日同时段电压差超过 26.8 V，台区负载率 17.26%，经研判确定为供电半径过长。现场核实变压器供电半径 600 m，储备新增布点项目，新增 200 kVA 配变一台，实施后供电半径缩短为 300 m，台区电压恢复正常。

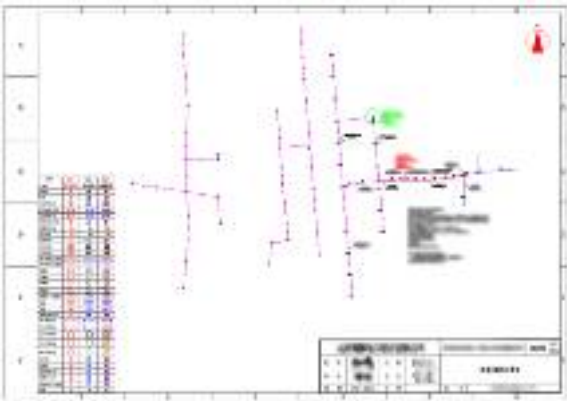


图 2-1 台区新增布点设计图



图 2-2 新增布点施工图

表 2 案例二台区治理前后数据对比

台区情况	供电半径 (m)	携带用户数	同时段电压差 (V)	台区平均负载率	台区电压合格率
治理前	600	229	26.8	17.26%	76.8%
治理后	300	128	14.8	9.35%	100%

3.将分布式光伏影响归类为需要通过调节光伏逆变器出力进行治理的问题。由于传统调控措施对客户收益影响较大，在“电压区域自治”思路充分拓展开，深度挖掘电网侧、客户侧设

备资源和潜力，融合有载调压配变、智能无功补偿装置、光伏逆变器 3 大核心设备，通过无功、有功柔性调节等手段，兼顾光伏用户发电收益与电压压降效率，建成分布式光伏台区多元协同“区域自治”模式。



图 3-1 某台区低压无功补偿装置

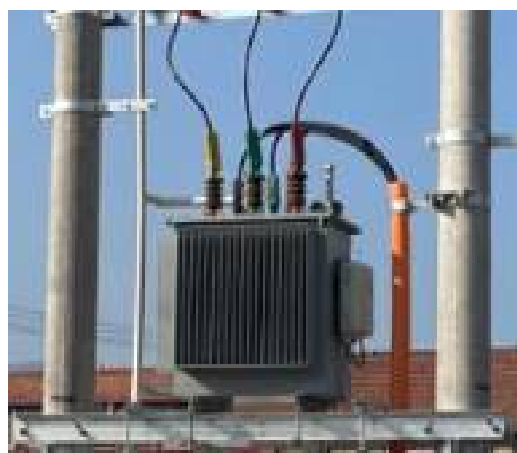


图 3-2 某台区有载调压变压器



图 3-3 区域自治调控结果

案例三：某某台区分布式光伏并网182.81 kW，光伏大发时段，无法完成就地消纳，系统监测该台区低压用户最高电压达252V，判定存在光伏问题。在该台区部署多元协同“区域自治”调控策略，**第一步**执行台区下源-网两级无功柔性调

控，先调节光伏逆变器吸收无功功率（调整上限为90%），实现局部电压压降，再通过智能电容器投切，补齐因逆变器吸收无功造成的台区侧无功缺额，保障台区无功平衡。**第二步**执行变压器有载调档，根据无功柔控后的台区整体电压，执行峰时降档策略，在保证不出现低电压的前提下控降整体电压水平。**第三步**执行光伏逆变器有功柔性调节策略，按照2%步长控制光伏逆变器有功压降，定点清除过电压发生源。部署“区域自治”调控策略之后，该台区将11点-15点之间最高电压水平控制在240V以下，实现了光伏过电压治理。

表 3 案例三台区调整前后数据对比

台区情况	参与调节 用户数	用户容量逆 变器吸收无 功（kvar）	台区智能电 容器补偿无 功（kvar）	台区关口功 率因数	光伏大发时段 变压器档位	台区电压 合格率
调整前	0	0	0	0.97	2	69.6%
调整后	4	123	120	0.99	1	100%

三、案例成效成果

（一）低压客户电能质量显著提升

自实施以来，共研判问题台区数量 7619 台，指导供电班所完成 3872 台次配变档位调整，整改老旧下户线 146 km，精准储备 580 个台区改造项目，有效辅助运维班所研判分析电压异常。通过闭环管控，在全网供电负荷攀升且光伏出力增加的前提下，泰安公司供电电压质量出现明显提升。

（二）电压精益管理获社会好评

通过创新供电电压精益管理体系，实时把控现场落实、制定措施、项目储备、完成治理各环节进度，支撑公司科学开展配电网规划、设备精益运维及一线台区经理队伍管理。自应用以来，公司电压类工单数量同比下降 30.56%，12398、95598 电压质量“零投诉”，获得社会好评，彰显央企责任担当。

四、总结与建议

通过实施基于“七研三治”的低压客户供电电压质量精益管理，解决了分布式光伏无序接入导致的电压越限问题，有效保障了居民客户的电压质量与用电可靠性，消除了电压越限给居民客户带来的安全隐患。为实现低压客户电压可观、可调、可控提供了可行的技术方案。

整体策略充分考虑“投资-产出”效益，充分挖掘现有设备资源，通过合理设备自动化控制策略，在不新增设备投资的前提下，完成高效治理。管理思路适用于全国各地区，同时面向居民安全用电、全社会新能源发展及供电企业电网安全，以及供电所、网格经理等基层人员，做到客户服务和电网安全双赢。

山东临清电化化学储能、电极锅炉联合机组快速 调频调峰实践

推荐单位： 中国大唐集团有限公司

案例单位： 大唐临清热电有限公司

团队成员： 张元生 党向东 李继强 刘金标 陈允允
翟庆章 唐军周

一、基本情况

（一）单位简介

大唐临清热电有限公司成立于 2011 年，公司现役 2 台 35 万千瓦超临界燃煤供热机组，总装机容量为 70 万千瓦，两台机组分别于 2016 年 12 月 30 日和 2017 年 1 月 23 日投入商业运营。临清公司是临清市工业用汽的唯一热源，机组工业抽汽为旋转隔板调整抽汽，每台机组最大抽汽能力为 350 t/h，企业年均供汽量为 300 t/h。2021 年开始承担临清市区的居民采暖，目前采暖面积已达到 680 万平方米。多年来，大唐临清公司认真履行能源央企责任，主动服务“双碳”目标，紧紧围绕新旧动能转换目标要求，全力以赴推动绿色低碳转型发展。

（二）案例背景

随着国家“2023 年前碳达峰、2060 年前碳中和”目标的提出，将新能源定位为能源转型的核心载体，截至目前非化石能源消费占比达 20%左右，对火电机组的快速调频、调峰功能，提出了更高的要求。大唐临清公司因常年接带大流量工业供汽，加之

冬季居民采暖抽汽，两台机组深调能力、调频品质问题受到严重影响。2号机于2020年进行协调优化后取得AGC-R模式资格，在不超过150 t/h工业供汽的情况下能够参与调频，但综合性能指标太低无法中标。1号机因调频性能指标不合格，不具备调频能力。2020年两台机组调频净收入为-587万元。

在新能源装机不断增加的背景下，尤其是光伏发电的快速增长，火电机组负荷曲线逐渐呈明显的“峡谷曲线”特征，即中间极低的深谷状曲线，且持续时间逐渐拉长，高负荷段主要集中在7-9时与17-21时，深调负荷段主要集中在11-14时，其余时间负荷较为平缓。2022年，1号机深度调峰累计1769小时，2号机累计1896小时；2023年，1号机深度调峰累计1720小时，2号机累计1828小时。在风光大发火电机组深调期间，市场出清电价最低可至-0.1元/度，给火电企业经济效益带来极大的影响。若在低电价时进行机组启停操作，将面临无法满足工业供汽的需求，需要新增20 MW左右的机组降出力，且频繁的启停也会带来更多的安全风险，故实现机组的热电解耦迫在眉睫。

（三）案例概要

大唐临清公司为快速适应当前电力市场的需求，破解当前因机组常年接带大流量工业供汽，调频、调峰能力不足的困局，实现两台机组具备快速调频、调峰的能力。通过多方调研论证，最

终确定了机组联合化学储能、电极锅炉提升调频、调峰性能的技术路线。

项目分为两部分，一是机组联合化学储能调频部分，通过借助化学储能快速充放电负荷，解决机组因接带大流量工业供汽调节性能差的问题，使带供汽机组具备快速响应电网负荷指令的能力，从而解决大唐临清公司在辅助服务市场板块，连年亏损的困境；二是机组联合电锅炉灵活调峰部分，在新能源风光大发时段，通过投运电锅炉产生工业蒸汽供给工业用户，减少机组接带供汽量，在保证供汽需求的前提下，从而增加了机组的深调能力，减发电力市场低价电，增加了公司整体的盈利能力。

二、主要做法与实践

（一）化学储能调频部分

大唐临清公司 9 MW/9 MWh 调频储能项目于 2021 年 6 月被山东省能源局评为第一批储能示范项目，2021 年 10 月 28 日开工建设，同年底建成完工，于 2022 年 3 月份完成与山东省调的联调测试，2022 年 4 月 1 日正式投入运营。项目用地约 1000 m²，采用磷酸铁锂电池，成组布置 12 个标准集装箱。同步配套布置水消防、气体消防、消防报警控制系统，电站采用无人值守方式，控制系统与消防报警均送至主厂房集控室，实现远程控制和报警远传。

建成后极大改善了两台机组的调频能力和调频品质，在双机运行带350 t/h工业供汽工况下，双机K_p值均达到了3.68，均为山东省内火电机组调频储能指标最优。项目投产后大唐临清公司成立科技攻关小组，通过科技攻关解决了双机投调频和单机带全部供汽的问题，同时公司安排专业人员维护，极大提高了设备稳定性，投产至今运行稳定。

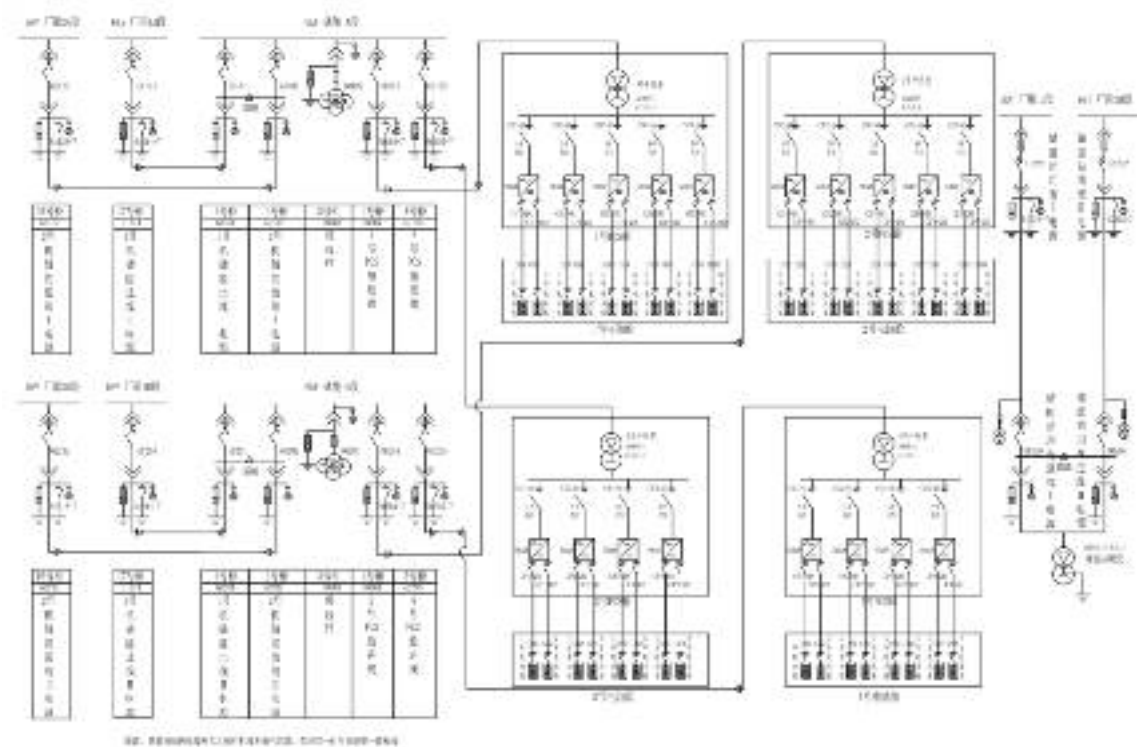


图 1 临清公司化学储能系统电气接线图

化学储能调频项目接入系统方式：储能系统分为#1、#2 两个子系统，分别对应容量 5 MW/5 MWh，4 MW/4 MWh，分别接入 1 号、2 号机组高厂变 6kV 母线 A 段和 B 段备用间隔，可分别辅助两台机组同时参与调频，亦可单独辅助单机参与调频。

（二）电锅炉灵活调峰部分

大唐临清公司建设 60 MW+6MW 容量的电极锅炉项目，调峰用电引自 220 kV 升压站母线，配备 1 台额定容量为 160 MVA，额定电压为 220/10 kV 的分裂绕组电锅炉变压器，预留 2 期电锅炉用电容量。该项目于 2023 年 4 月 1 日开工建设，2024 年 9 月 6 日正式转入商业运行。项目投产后机组可增加全厂 85 MW 深调能力，且能够提供 95 t/h 工业供汽能力。

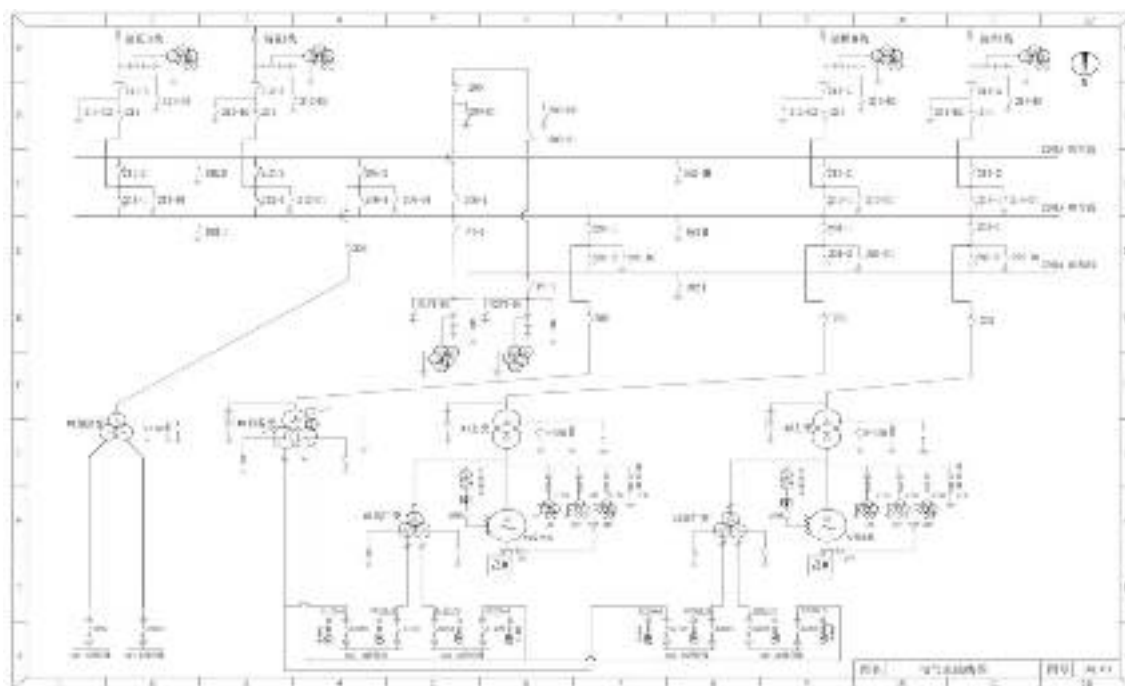


图 2 临清公司电锅炉电气接线图

按照临清热电现有深调能力，电锅炉投产后，实现联合深度调峰达到额定容量的 25%，即深调至 90 MW。该项目具有长时间持续参与深度调峰的优势，在满足电网深度调峰的同时，产生的过热蒸汽并入厂用辅助蒸汽系统，兼顾机组启动用汽、居民采

暖用汽，真正实现机组的热电解耦。

电锅炉调峰项目接入系统方式：电锅炉加热变通过 206-1 和 206-2 刀闸分别从 220kV I、II 母线取电，经变压器变为 10kV，再变为 690V、380V 供不同设备用电。

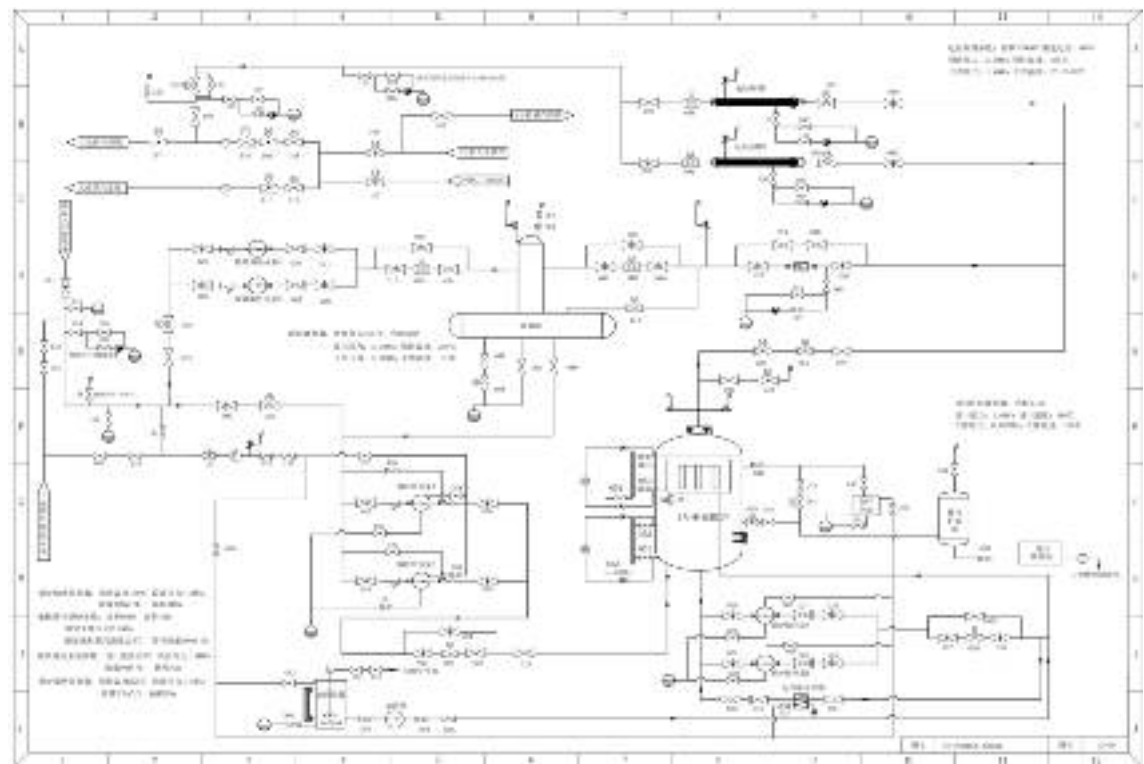


图 3 临清公司电锅炉机务系统图

电锅炉给水来自双机除氧器，压缩空气取自主厂房，机封冷却水取自工业供汽减温水，并配备锅炉给水泵 2 台，锅炉循环泵 2 台，加药装置 1 套。锅炉循环泵用于调整内筒液位，配合加入的磷酸三钠调节炉水的电导，共同调整锅炉负荷。在双机全停情况下可作为启动锅炉使用，通过工业供汽西线返送蒸汽至辅汽联箱，此工况下可提供温度为 350℃、流量 35 t/h 的启动蒸汽。

三、成效与创新

（一）实现调频、调峰、供热多方面提升

1.安全、环保性提升方面

电锅炉的产汽可以根据过热器的功率进行动态调节，通过管道的优化布置，不仅可以并入工业供汽，也可以作为应急启动锅炉使用，减少了因启动锅炉点火运行产生的污染物排放量，而且产汽速率更快、更稳定。

在非采暖季电锅炉产生的过热蒸汽直接供给工业用户，减少机组供汽量提升深调能力，在采暖季的极端情况下，电锅炉的产汽可以返送至采暖抽汽管道，可提供 250 GJ/h 的供热量，可以在极端情况下保证居民供热的安全可靠性。同时在保证机组调频指标的前提下，适当降低机组的负荷变化速率，机组的主汽压力、主汽温度、再热汽温度等各项指标波动幅度，均较改造前降低明显，大大提升了机组各主要设备的安全性。

2.机组调频指标提升方面

临清公司两台机组由于接带大流量工业供汽，在未实施化学储能、电锅炉联合机组项目改造前，机组调频各项指标均值：调节速率 K:11；调节精度 K2:1.09；响应时间 K3:1.76；综合性能指标 Kp 值：2.08，调频里程 3500 MW。其中 1 号机组由于调频指标不合格，被取消调频资格。改造项目实施后，目前机组调频各项指标均值：调节速率 K:3；调节精度 K2:1.61；响应时间

K3:1.78: 综合性能指标 Kp 值: 3.68, 调频里程 11000 MW。连续多月综合性能指标排名位列山东省前五名,从改造前的调频指标不达标,被迫取消调频资格,到机组调频指标名列省内前茅,机组调频性能有了质的提升。

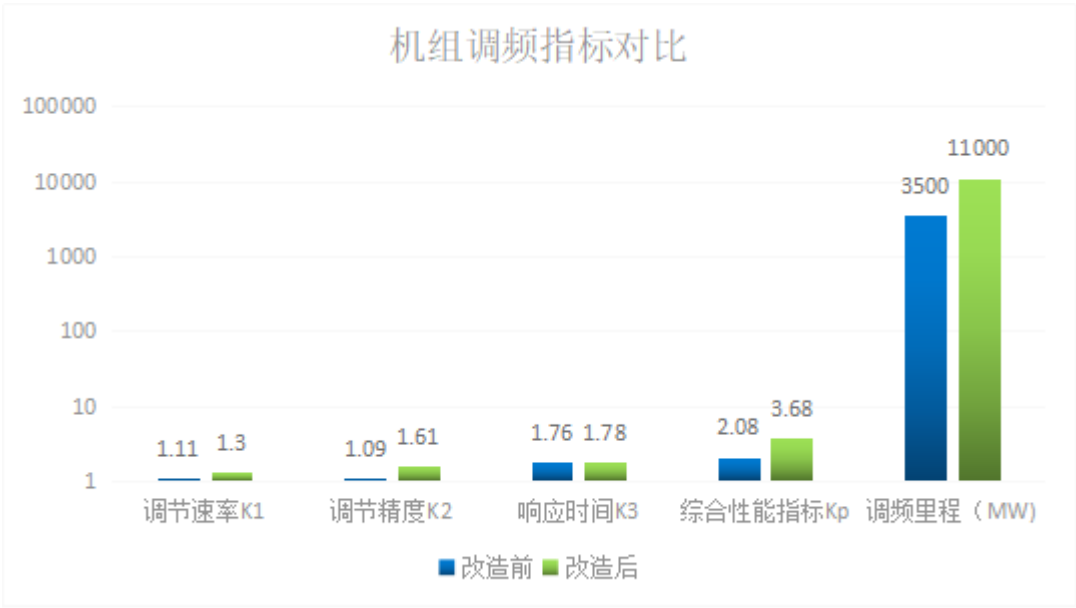


图4 机组调频指标对比

机组调峰性能提升方面：在未实施化学储能、电锅炉联合机组项目改造前，居民供热季双机运行方式下，全厂的调峰负荷区间：620—350 MW；居民供热季单机运行方式下，全厂的调峰负荷区间：250—230 MW，且不满足山东省“三改联动”存量供热机组最小技术出力不高于 40%额定出力的要求。项目改造实施后，居民供热季双机运行方式下，全厂的调峰负荷区间：620—265 MW；居民供热季单机运行方式下，全厂的调峰负荷区间：250—140 MW。

改造后全厂单、双机运行方式下，调峰深度分别增加了 90 MW、85 MW，同时达到了山东省“三改联动”存量供热机组最小技术出力不高于 40%额定出力的要求。

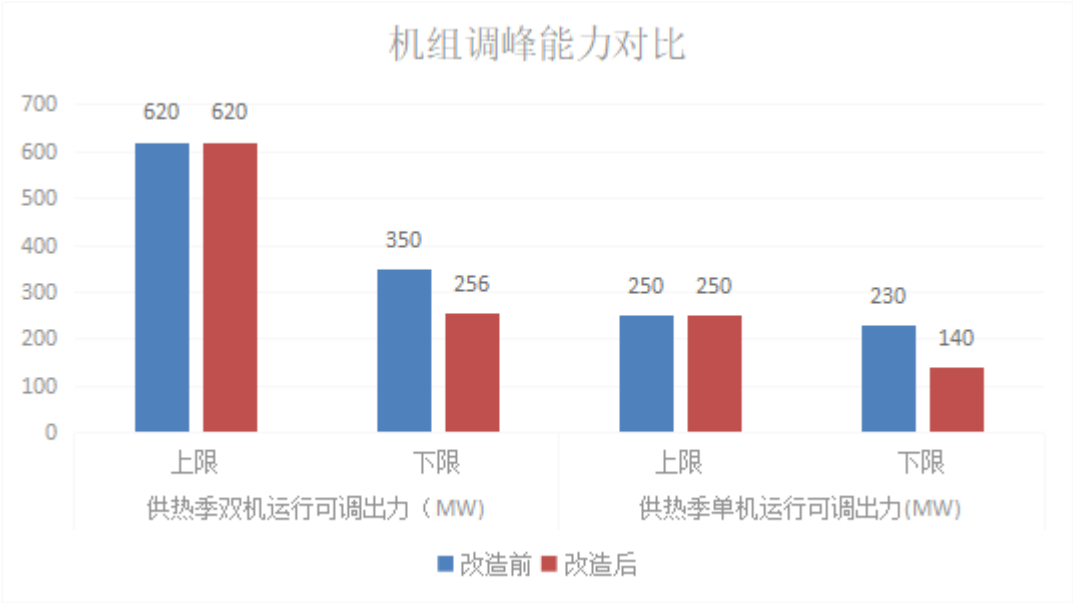


图5 机组调峰能力对比

（二）经济效益显著

1.项目投资情况

大唐临清公司 60 MW+6MW 容量电锅炉调峰供热灵活性改造项目一期投资 4900 万元，9 MW/9 MWh 电化学调频储能项目投资 2989 万元，设计使用寿命 30 年；化学储能、电锅炉联合机组快速调频、调峰项目总投资 7889 万元，磷酸铁锂蓄电池 SOC 值不低于 80%，设计使用寿命 2.5 年。

2.项目整体收益情况

电锅炉调峰收益：结合山东省电力市场 2024 年运行数据情

况，2024 年日前出清价格低于 112.35 元/MWh 累计 1325 小时，出清电价均值为-34.65 元/MWh。按照现货市场日前出清价格低于 112.35 元/MWh 投运电锅炉，综合考虑电锅炉爬坡速率及备用投运情况，预计年利用小时数约 950 小时，按照发电变动成本 333.10 元/MWh 测算，电锅炉项目全年收益 1081 万元。

电化学储能调频收益情况：结合近三年山东省调频辅助市场收益及分摊情况，临清公司两台 350 MW 机组若不参与调频服务市场，月均参与调频分摊 95 万元。参照 2024 年临清公司参与调频市场的收益情况，两台机组月均调频收益 485 万元。综合计算电化学储能调频项目投入后，调频辅助服务收益月均增加 580 万元，项目全年收益 6960 万元。

化学储能、电锅炉联合机组快速调频、调峰项目整体年收益达 8000 万元以上，综合测算投产 1 年便可收回全部投资成本，对公司的经济效益提升明显。

（三）示范效应

电化学储能调频项目采用 1C 倍率电池，储能辅助调频系统的投运，还可以降低机组在 AGC-R 模式运行下机组寿命的损耗度，如：减少汽机 DEH 系统阀门调节的频次，降低其发生故障几率；还可以减少锅炉燃烧系统的扰动，平缓主汽压力温度的变化；稳定燃烧系统，降低脱硝反应器入口氮氧化物的突变，减少

其调整频次和喷氨量。同时储能系统能够承担更多的调节负荷，减轻机组负荷调节压力，获得更高调节性能指标。系统灵活性实现单机运行时带全部供汽投入调频，双机运行时双投调频，综合性能指标 K_p 值可达 3.68，实现单机带 50%容量电池投调频运行，实现机组在现有低热值煤种情况调频运行的控制策略优化。

电锅炉储能项目在负荷低谷时段投入运行，增加全厂 66 MW 的深调能力，同时可产出 95 t/h 的工业供汽，替代机组部分工业抽汽，机组本身负荷可进一步降低，综合计算全厂可提升 85 MW 左右的深调能力。相对于其他储能形式，电锅炉储能项目可实现连续调峰的功能，项目优势明显。设置电锅炉供汽引入供热首站系统，在极寒天气还可提升 250 GJ/h 的居民供热能力。在提升全厂调峰能力的同时，增加了供热企业的供汽、供热能力，进一步提高了企业保暖保供的安全性。

四、总结与建议

随着电力市场改革的不断深化，以及风电、光伏等新能源装机的不断提升，传统火力发电企业“压舱石”作用不断凸显，同时对传统火力发电企业的快速调频、深度调峰性能要求会越来越高。化学储能、电锅炉联合机组项目的实施，不仅满足电网快速调频需要，还可满足深度调峰的需求，同时提升了火力发电企业的工业供汽、供热能力，在保证企业保暖保供安全的基础上，进

一步提升了企业的经济效益水平。

化学储能、电锅炉联合机组快速调频、调峰项目的实施，在解决热电解耦、机组快速调频、深度调峰等方面有较大优势，能够提升火电机组调频、调峰能力，改善煤电厂的经济性。缓解电网能源结构的压力，提升电网安全性，满足电网新形势的要求。将带动全省储能应用的发展，提高电网新能源的消纳能力，推动国家“双碳”目标的实现。

山东滨州超级电容+磷酸铁锂混合储能在火电厂调频中的应用

推荐单位： 中国大唐集团有限公司

案例单位： 大唐鲁北发电有限责任公司

团队成员： 赵 丹 曹世兴 周文超 王常超

一、基本情况

（一）单位介绍

大唐鲁北发电有限责任公司是中国大唐集团公司的三级单位，隶属于大唐山东发电有限公司，公司运营两台 330 MW 燃煤热电联产机组，分别于 2009 年 9 月和 12 月投产，承担滨州地区供电供热任务。鲁北公司调频储能电站于 2024 年 4 月投产，采用超级电容加磷酸铁锂混合储能调频方式，磷酸铁锂电池容量为 5 MW/5 MWh，超级电容配置为 4 MW/30S，总功率为 9 MW。

虽储能总功率（9 MW）相较于机组（330 MW）容量较小，但超级电容可精准应对电网高频次、小幅度功率波动，锂电池补充持续调节能力，二者与机组协同后，可使机组调频性能指标完全满足山东电网对 330 MW 机组的调频要求，是基于调频场景的“小容量高性价比”精准配置。

（二）案例背景

近年来，我国新能源装机容量呈现出持续扩大的态势，到 2024 年底，中国的新能源发电装机容量已达 14.5 亿千瓦，首次

超越了火电的装机容量。新能源发电具有间歇性、波动性和随机性的特点，这使得新能源发电难以稳定地向电网输送电能，易导致电网毫秒级功率波动，进而影响电能质量。

大规模新能源接入电网后，电网的功率波动加剧，给电网的频率稳定和电压调节带来巨大挑战。传统火电、水电调频存在响应速度慢、调节精度低等问题，且频繁调频会损害机组寿命，突破“高安全、高效率、高收益”的调频技术迫在眉睫。基于此，调频储能电站应运而生，其可快速响应频率变化，维持电网稳定，提升电网应对突发事件的灵活性，是能源转型、技术进步、政策支持等多重因素共同推动的结果。

（三）案例概要

本项目是在辅助服务市场化趋势下的提前布局，对电厂进行调频性能升级改造，引入电储能技术与机组联合参与调频辅助服务，对山东电网的 AGC 调频运行产生很好的示范作用。对改善电网运行的可靠安全性，改善电网接纳可再生能源的能力，构建智能电网具有重要意义。

本项目把超级电容储能系统引入电力系统，是“MW 级双电层超级电容+锂电池”混合储能首次应用于火储联合调频中，填补了国内此类应用的空白。其中，双电层超级电容作为超级电容器的主流产品类型，正负极均采用碳电极，依靠双电层机理储能，

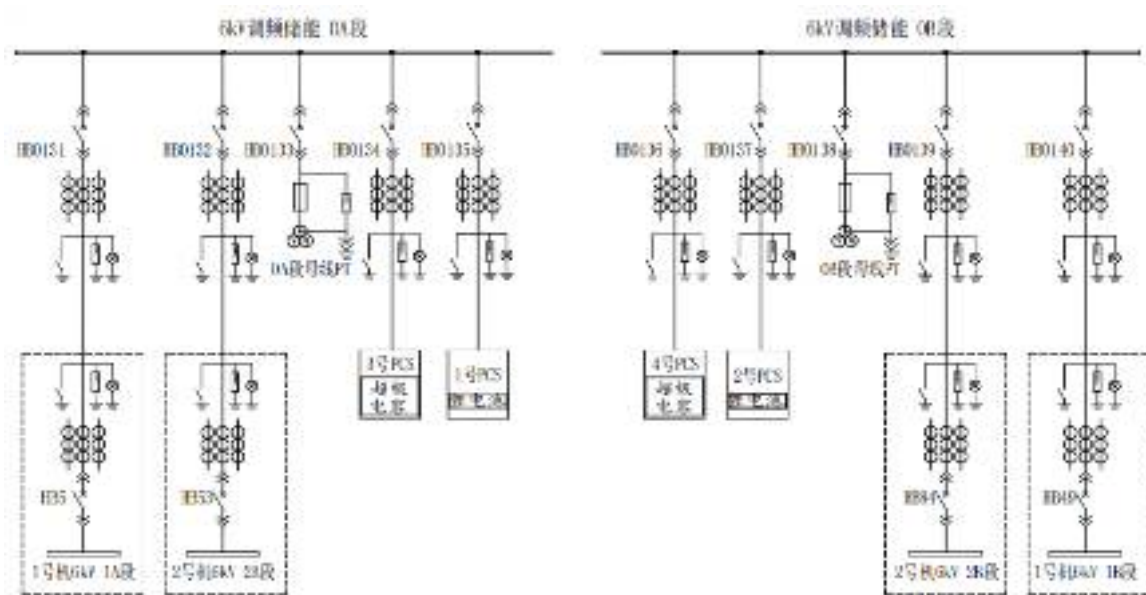
核心优势包括:响应时间 $\leq 20\text{ ms}$ (远快于锂电池的 $50\text{—}100\text{ ms}$)、功率密度 $500\text{—}1000\text{ W/kg}$ (锂电池仅 $100\text{--}300\text{ W/kg}$)、循环寿命超100万次(锂电池仅 $5000\text{—}6000$ 次)、工作温度范围 $-40^{\circ}\text{C}\text{—}60^{\circ}\text{C}$;锂电池则具备能量密度高($100\text{—}150\text{ Wh/kg}$)、持续放电能力强的特点,二者形成“毫秒级响应+持续能量补给”的协同互补模式,可快速平抑电网高频波动、稳定机组出力,精准匹配火储调频“高安全、长寿命、大功率、快响应”的技术要求。

二、主要做法与实践

为攻克新能源并网下电网毫秒级高频调频技术空白,本项目聚焦“双电层超级电容-锂电池”混合储能与火电深度融合的核心挑战,将混合调频储能电站成功应用到火电厂二次调频中。

(一) 接入电力系统方式

由于储能 6 kV 段需要接入2台机组的 6 kV 厂用段上,储能 6 kV 段不宜分段过多,造成 6 kV 开关接线和控制复杂。储能系统接入机组厂用电原理接线图如下:



图一 鲁北电厂储能系统原理图

(二) AGC 控制流程

考虑调节速率、调节精度与响应时间三个因素的综合指标，在联合调频模式下，AGC 辅助调频策略如下，各阶段均体现双电层超级电容与锂电池的协同作用及对电能质量的提升：

1.第一阶段：跃出调节死区阶段

根据 AGC 指令与当前机组功率差值，优先由超级电容（响应时间 $\leq 20\text{ ms}$ ）快速出力，保证联合功率以 2.31MW 的阶跃跳出动作死区，避免机组因机械响应滞后（ $> 100\text{ ms}$ ）导致的电网频率短暂偏差，将频率波动控制在 $\pm 0.03\text{ Hz}$ 内，保障频率稳定性。

2.第二阶段：响应输出阶段

跳出动作死区后，超级电容维持 $1\text{-}2\text{ MW}$ 基础功率输出，锂

电池按定值斜率（0.5 MW/s）逐步提升出力，二者协同使联合功率持续向 AGC 指令值逼近，直至 AGC 指令值与联合功率值的差值减少到 1 MW 之内。此过程可避免单一储能出力不足导致的调节滞后，进一步将频率偏差压缩至 ± 0.025 Hz。

3.第三阶段：精度维持阶段

AGC 指令值与联合功率值的差值减少到 1 MW 之内后的 5 s 内，由超级电容实时跟踪二者差值（补偿精度 ± 0.1 MW），做反向补偿以抵消机组机械惯性带来的功率波动，使电网频率偏差稳定在 ± 0.02 Hz 内；5 s 后，储能有功控制到 0 MW，避免储能冗余运行。

在 AGC 调频的任意阶段，若 AGC 切出信号触发，则停止 AGC 功率输出，直至 AGC 切入信号触发。

三、成效与创新

本项目利用超级电容+电化学储能混合储能方式，尤其是混合储能“毫秒级响应+持续调节”的协同特点，配合火电机组做 AGC 调频，可有效缓解由于频繁 AGC 调节造成的火电机组设备疲劳和磨损，能够稳定机组出力。本项目主要基于混合储能调频储能以下优点：

（一）安全性

双电层超级电容通过碳基材料表面形成的物理电荷分离实

现,相较于锂电池的化学氧化还原反应,其工作过程无剧烈放热,因此具备本征安全特性和优异的热稳定性。

另外混合储能算法优先使用超级电容储能,从而减少了恶劣工况对锂电池的冲击,减少了锂电池热失控的概率,从而提升了整体系统的安全性和减少了维护成本。

(二) 优化储能电站的使用寿命

由于大量的小容量频繁调频任务和对锂电池有害的恶劣工况优先由 100 万次循环寿命的超级电容承担,更加合理地延长了电池寿命,4 MW 超级电容+5 MW 锂电池方案更是提升整体储能系统的寿命一倍左右。

小容量是指不大于超容储能配置功率(4 MW)的小脉冲指令,这些小容量指令可能会加剧锂电池枝晶产生而影响电池储能系统寿命。简而言之就是优先使用超级电容来承担调频指令响应,出力不足才用电池或机组跟上,而且要综合考虑调频性能、收益和电池储能系统寿命。能量管理模块会根据历史 AGC 数据并结合机组指标,电池系统参数,超容系统参数等信息,设定一个超容系统和电池系统的最佳能量水平。在实际调频运行过程中,储能系统的充电、放电活动会让实际的能量水平偏离最佳能量水平。能量管理模块会协调机组和储能系统,进行小功率的充电、放电活动,以减小能量偏移,尽量维持储能系统在最佳的能

量水平。

传统电池电芯在 5000 ~ 6000 次循环，储能系统约 4000 ~ 5000 次循环，按照每天约 5 次循环一年约 1500 ~ 1800 次，则 3 年需更换电池，4 MW 超级电容+5 MW 锂电池方案可提升整体储能使用寿命延长至 6 年左右。

（三）经济效益显著

鉴于技术的发展和国内产业链的成熟，超级电容储能逐步变得经济可行。本项目对比纯电池方案，4 MW 超级电容加 5 MW 锂电池方案，按换电池费用算，使用寿命提升 100%相当于节约 1600 万（以模组和附件 1.6 元/Wh 算），再加上 Kp 值、中标率、里程的提升可提高整体的火储联调项目的投资收益率。相同供热量下，混合储能投入后，Kp 值从 2.64 提升至 3.52，效果显著。2024 年 4 月前，鲁北电厂 AGC 补偿收益月均 356 万元，投入调频储能电站后，月均 AGC 补偿收益 594 万元，月均增收 238 万元。

四、总结与建议

山东火储联调项目已经如火如荼开展，本次采用“双电层超级电容+锂电池”混合储能既有技术领先性，又具备安全可靠、寿命长、效益高的优势，既能满足当下调频需求，又能为未来留足应对空间。随着新能源占比的提升，二次调频的需求日益增多。

超级电容的高功率特性是应对二次调频的极佳手段，纯电池储能已经难以满足；同时，未来储能参与二次调频的比例增加后，电网大幅提升调频考核值也是有可能的，混合储能极高的调频性能也为未来提升考核预留了充足的空间。

山西忻州低热值煤发电项目次同步谐振主动抑制装置

推荐单位： 润电能源科学技术有限公司

案例单位： 华润电力（宁武）有限公司

团队成员： 石 光 厉志波 胡肖飞 高军杰 朱建华
 陆学敏 刘 东 宿云山 李林林 马忠利
 张杰锋

一、基本情况

（一）案例单位基本情况

华润电力（宁武）有限公司（以下简称“华润宁武”）是华润集团旗下华润电力的子公司，位于山西省忻州市宁武县凤凰镇马家湾村北侧恢河东岸，场址东临北同蒲铁路，自然标高 1332 m，地形开阔、平坦，交通十分便利。华润宁武电厂装机规模为 2×350 MW 超临界直接空冷发电机组，配置 2×1195 t/h 循环流化床锅炉，同步建设脱硫、脱硝装置，两台机组分别于 2022 年 9 月 23 日、2023 年 3 月 2 日正式投产运行。

（二）案例背景

我国能源资源与电力负荷呈现明显的逆向分布特征，超过 70% 的煤炭资源集中在北部和西北部地区，而用电负荷主要分布在东部和中部经济发达区域。这种能源供需的空间错位，决定了我国必须发展远距离、大容量的电力输送体系。随着国民经济和社会的飞速发展，为满足日益增长的电能需求，一方面，通过建

设超/特高压交直流输电线路，提升远距离输电能力；另一方面，通过应用串联补偿技术，也可以显著提高输电通道的输送容量。

（三）案例概要

华润宁武 2×350 MW 低热值煤发电项目位于山西省宁武县，电厂近区还包括大同煤矿朔南 2×350 MW 低热值煤发电项目、大唐国际神头 2×500 MW 火力发电项目。根据国家“十三五”电力主网架规划和国网山西省电力公司《关于华润宁武 2×350 MW 低热值煤发电项目接入系统复核方案的批复》，宁武电厂、朔南电厂、神头二电厂以“点对网”方式打捆外送至京津冀北网。如图 1 所示，华润宁武电厂通过单回 500 kV 线路连接至朔南电厂母线，朔南电厂通过双回 500 kV 线路连接至神头二厂（简称神二）母线，神二电厂通过双回 500 kV 串联补偿线路连接至保北站。

然而交流串联补偿输电系统可能导致次同步谐振问题，会危及华润宁武电厂火电机组的安全运行；严重时，将导致汽轮发电机组轴系扭振损坏，同时影响送端电网的安全稳定运行，一旦送端电网安全稳定出现问题，必然影响到负荷中心的安全生产。

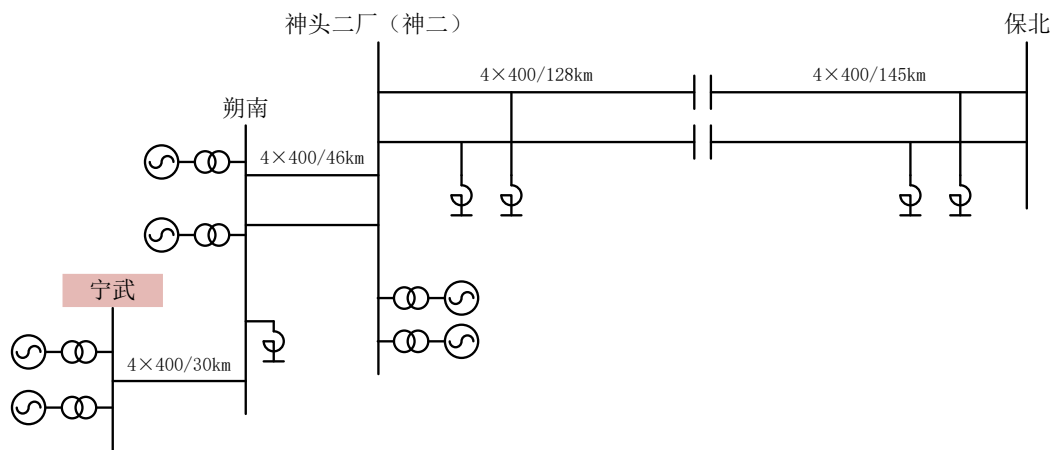


图 1 华润宁武电厂送出系统示意图

上级电力部门于 2020 年 11 月 1 日发布的《关于印发华润宁武 2×350 MW 低热值煤发电项目次同步谐振专题研究报告评审意见的通知》（电规规划〔2020〕363 号）中提出，华润宁武电厂面临较严重的次同步谐振及一定的暂态扭矩放大问题，可能危及电厂机组及电网安全运行，建议华润宁武电厂开展次同步谐振抑制措施研究。

二、主要做法和实践

根据评审意见及研究需求，华润宁武电厂组织开展了基于 SEDC（附加励磁阻尼控制）与 GTSDC（机端次同步阻尼控制器）的次同步谐振抑制措施研究，并最终采用了单台机组通过高厂变低压侧接入 $6 \text{ Mvar} + 6 \text{ Mvar}$ 容量 GTSDC 的抑制方案，如图 2 所示。

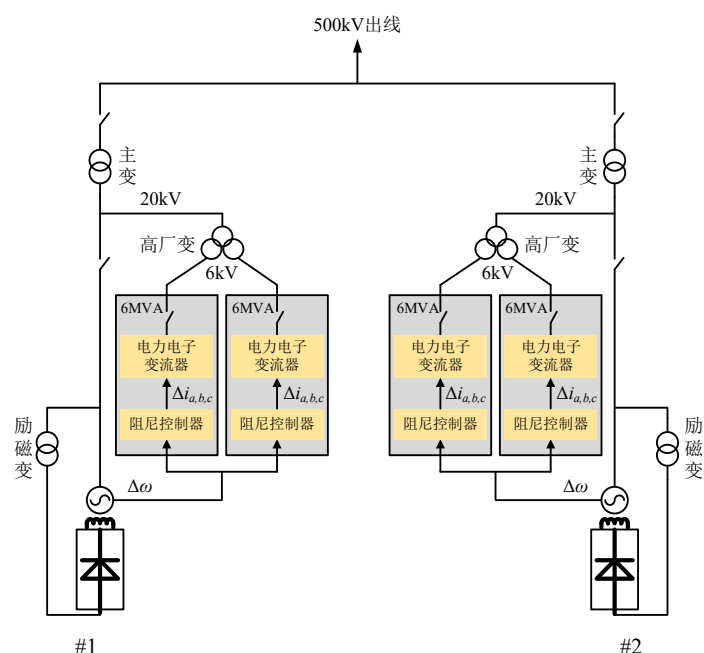


图 2 高厂变低压侧 2×6 MVA GTSDC 控制方案

该方案采用 2 台 6 MVA GTSDC 通过原有高厂变接入发电机机端，高厂变与机端的接入方式不变，每台 GTSDC 由真空断路器柜+启动柜+连接电抗器+链式逆变器柜串接组成，高厂变 6.3 kV 侧需要预留一面开关柜，此开关柜通过电缆与 GTSDC 配置的真空断路器柜连接，真空断路器柜与电抗器之间及电抗器与链式逆变器柜之间采用高压电缆，每台机组两台 6 MVA GTSDC 设备采用高厂变低压侧两个分支母线同时抑制的方式，需要在高厂变低压侧 6.3 kV 侧预留两面开关柜，分别接 1 台 6 MVA GTSDC，如图 3 所示。

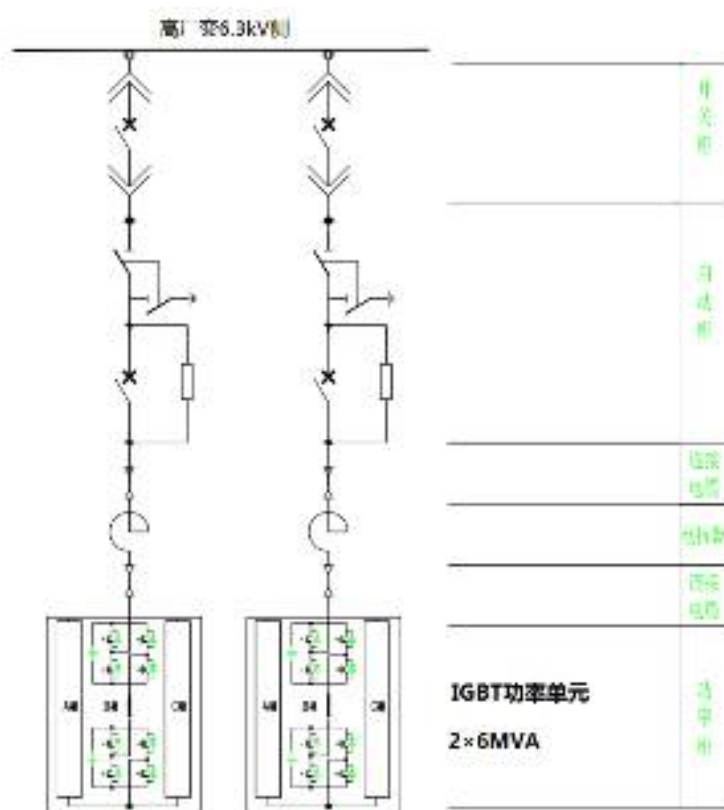


图3 一次系统接线图

此外次同步谐振是电力系统的一种运行状态，在这种状态下，电气系统与汽轮发电机组以低于同步频率的某个或多个网机（电网或电机）联合系统的自然振荡频率交换能量。由次同步谐振导致的感应发电机效应，可能出现负阻尼使次同步电气振荡不衰减或发散。当次同步电气振荡频率与机组轴系某阶扭振固有频率互相耦合将产生次同步机电谐振。

为防止发电机断轴毁机事故的发生，必须对运行中的机组实施有效的监测和保护。华润宁武电厂配置了 PCS-987、CSC-812 汽轮发电机组轴系扭矩保护装置（以下简称 TSR）对运行中的机组提供了监测与保护功能。

TSR 工作原理如图 4 所示，装置通过实时监测汽轮机/发电机转速信号，从中解调出轴系扭振模态转速，经特征识别，判断振荡趋势，同时基于振荡幅值动态，计算轴系疲劳累积值，采用发散判断与疲劳累积判断综合确定振荡严重性，决定是否切机。

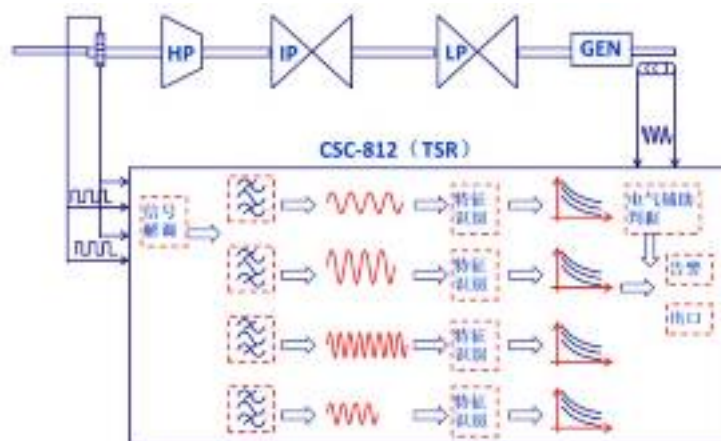


图 4 TSR 工作原理

当电力系统出现扰动时，可以根据计算出的轴系扭振响应，依据机组的扭应力—寿命（S—N 曲线）估算出轴系的疲劳损耗百分数。若总损耗达到 100%，意味着该机组轴系的预期寿命已经损耗，存在着出现断裂的可能性，此时停机对各联轴器螺栓进行保护就很有必要。

现场装置安装如图 5 所示。



图 5 现场装置安装

通过多次短时激励扭振抑制试验，确定上位控制器的移相角度和 GTSDC 控制增益，达到抑制效果。

1. 模态 1 (22.4 Hz)

模态 1 各次激励试验，激励量为 6%，持续 10 s，不同移相

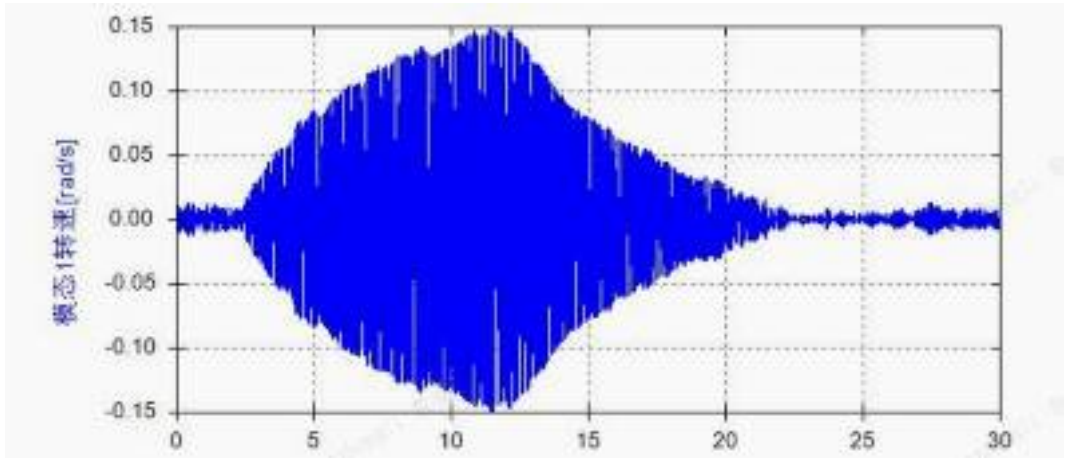
角度参数时的扭振激发和抑制结果如表 1 所示。

表 1 不同移相角度参数时的扭振激发和抑制结果

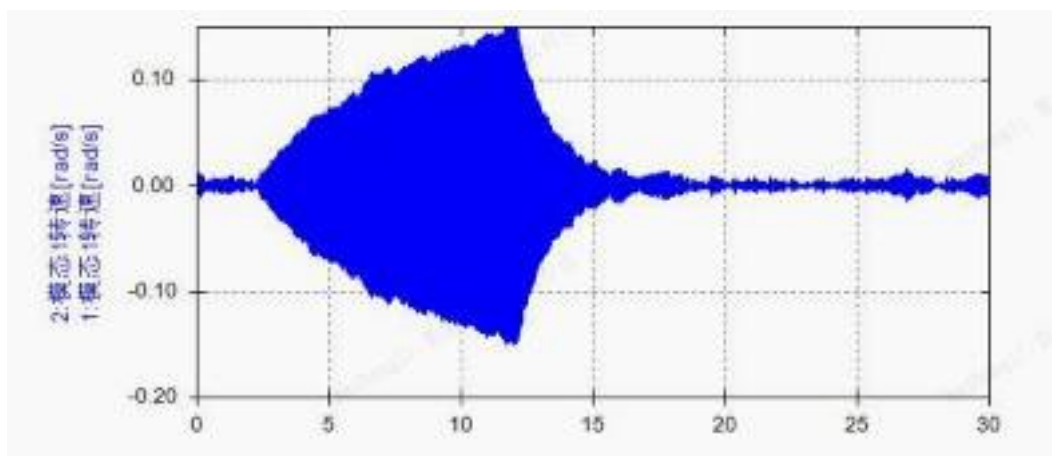
序号	相位 β (°)	衰减至 0.05rad/s 时长
1		5.353
2	36+0	1.611
3	36-15	1.789
4	36+15	1.752

从表 1 中阻尼衰减时间常数可以看出，与只激励不抑制情况相比，在不同移相角度参数下，都可以加快扭振的收敛。

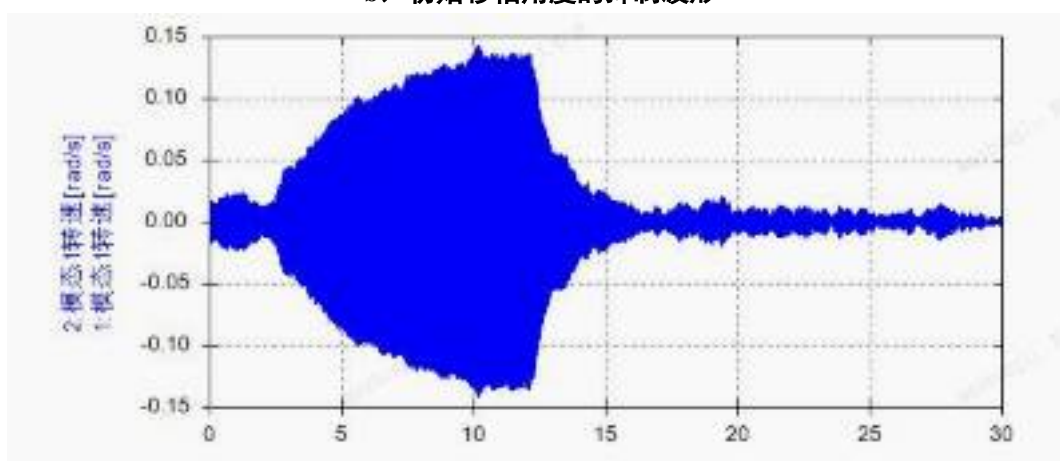
图 6 中各图分别对应上表不同移相角度时的试验波形，为实测模态转速的时域变化波形。通过包络线拟合衰减曲线并计算出阻尼衰减时间常数，最小阻尼衰减时间常数对应角度为移相参数。



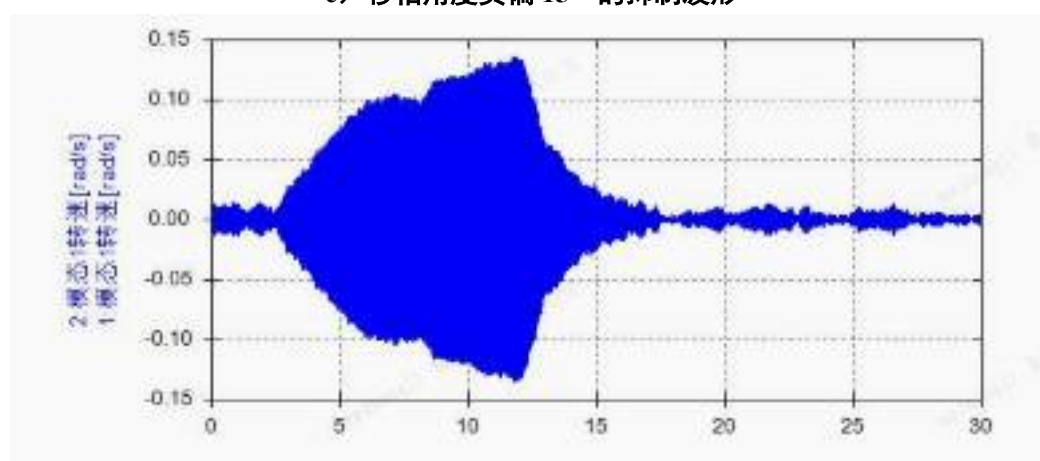
a) 只激励不抑制时的波形



b) 初始移相角度的抑制波形



c) 移相角度负偏 15° 的抑制波形



d) 移相角度正偏 15° 的抑制波形

图 6 不同移相角度时的试验波形

2. 模态 2 (28.08 Hz)

模态 2 各次激励试验，激励量为 6%，持续 10 s，不同移相

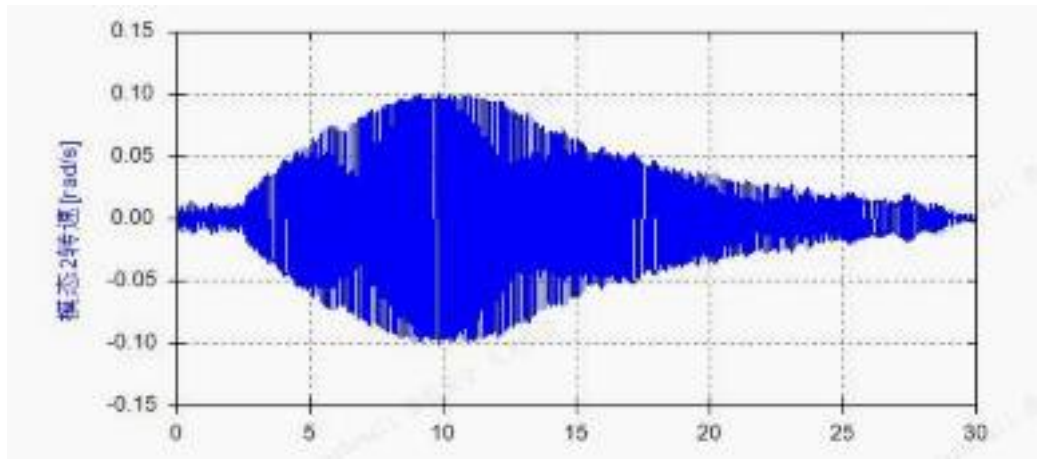
角度参数时的扭振激发和抑制结果如表 2 所示。

表 2 不同移相角度参数时的扭振激发和抑制结果

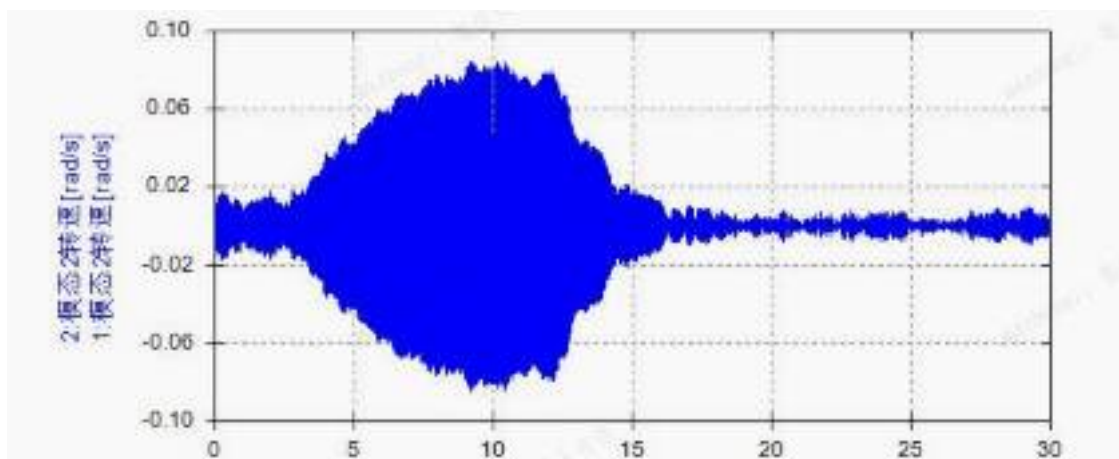
序号	相位 β ($^{\circ}$)	衰减至 0.05rad/s 时长
1		
2	-121	1.193
3	-121+15	1.079
4	-121+30	1.725

从表 2 中阻尼衰减时间常数可以看出，与只激励不抑制情况相比，在不同移相角度参数下，都可以明显加快扭振的收敛。

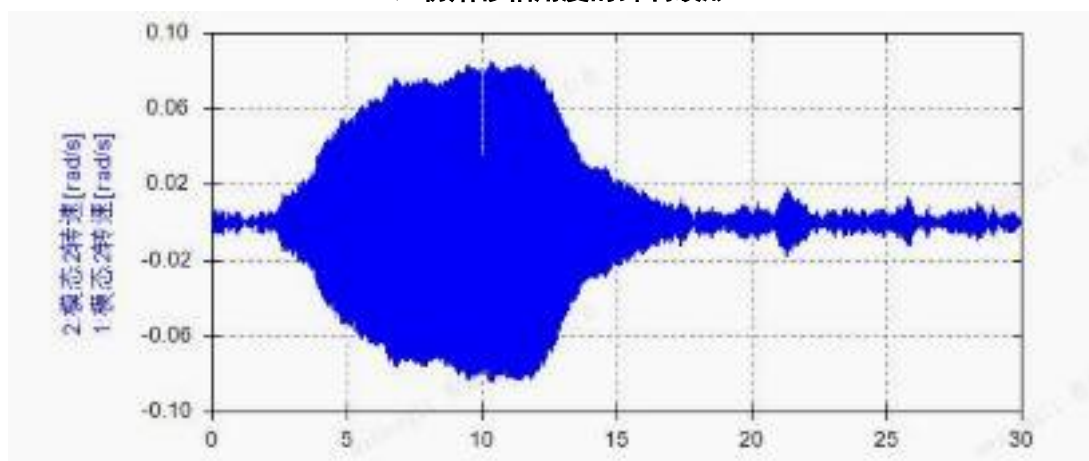
图 7 中各图分别对应上表不同移相角度时的试验波形，为实测模态转速的时域变化波形。通过包络线拟合衰减曲线并计算出阻尼衰减时间常数，最小阻尼衰减时间常数对应角度为移相参数。



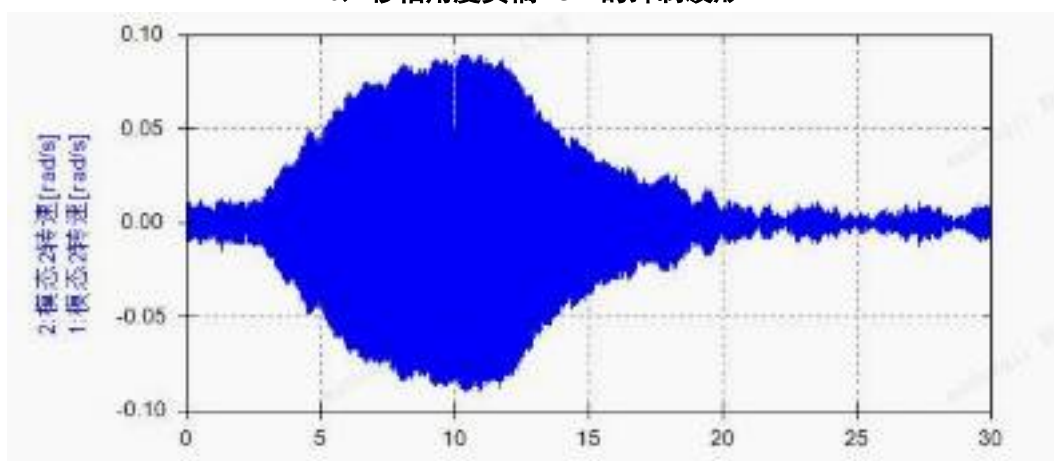
a) 只激励不抑制时的波形



b) 初始移相角度的抑制波形



c) 移相角度负偏 15° 的抑制波形



d) 移相角度正偏 15° 的抑制波形

图 7 不同移相角度时的试验波形

通过多次短时激励扭振后抑制试验，得到上位控制器的移相参数。同时试验结果也表明，GTSDC 系统能够明显加快机组扭

振的收敛。

三、创新与成效

华润宁武 2×350 MW 低热值煤发电项目在应对电网次同步谐振风险上采用了创新性的抑制方案，即单台机组通过高厂变低压侧接入 6 Mvar+6Mvar 容量的 GTSDC，并且为两台机组分别配备了 TSR 保护装置，与传统方案（如阻塞滤波器、静态无功补偿器）相比，在以下 3 个方面取得了良好的成效。

（一）抑制效果显著提升

通过高厂变低压侧接入 6 Mvar+6Mvar 容量的 GTSDC，实现次同步谐振的精准靶向抑制。GTSDC 基于全控型电力电子器件，响应速度达微秒级（静态无功补偿器为毫秒级），可实时跟踪机组轴系扭振频率并注入反向阻尼电流。配合 TSR 保护装置的全频段监测，使次同步谐振抑制率从传统方案的 70%~80% 提升至 95% 以上，且故障切除时间缩短 60%，彻底避免因谐振导致的轴系损坏风险。

（二）运行可靠性全面增强

传统方案中，单点故障（如静态无功补偿器失控或阻塞滤波器击穿）易引发机组连锁跳闸。而本方案构建“单机自治”体系：每台机组独立配置 GTSDC 和 TSR 保护，故障时仅隔离本机，确保非故障机组持续运行。

（三）经济性优势突出

方案中采用低压侧分布式接入，省去传统高压设备（如静态无功补偿器的高压开关柜、阻塞滤波器的绝缘防护）的复杂配套，降低造价约 30%。此外，GTSDC 寿命周期长达 15 年，较阻塞滤波器（约 10 年）大幅延长。

四、总结与建议

（一）总结

华润宁武 2×350 MW 低热值煤发电项目在应对电网次同步谐振问题上充分考虑了机组特性与电网环境，巧妙地将 GTSDC 的动态无功补偿功能和次同步谐振抑制功能有机结合起来，借助精确的控制策略以及合理的参数整定，实现了对次同步谐振的精准且有效的抑制。同时，TSR 保护装置作为一道可靠的安全防线，进一步全方位保障了系统的安全性。

从推广前景来看，该项目的次同步谐振抑制方案在多个方面展现出了显著优势。

经济性	1.相比传统方案或电网改造措施，成本低廉且能精准高效治理机组次同步谐振问题。 2.抑制装置可靠性与稳定性高，降低日常运维与故障维修成本。
典型性	1.华润宁武项目是华润低热值煤发电领域重要工程，具有突出典型性。 2.所遇到的次同步谐振问题及抑制方案代表此类项目接入电网的共性挑战与应对策略。

代表性	1.随着电网规模扩大与新能源接入比例攀升，次同步谐振现象不限于火电领域，该项目基于 GTSDC 和 TSR 保护装置的综合抑制方案原理与技术手段具有通用性。 2.可为不同类型电源接入电网（如大型风电场集中接入地区、电网跨区域互联枢纽变电站）的次同步谐振抑制问题提供借鉴，构建防控体系，对提升电力系统整体稳定性意义重大。
-----	---

（二）建议

1.深化智能化控制算法应用，提升动态响应精度

可基于现有 GTSDC 的精确控制策略，引入自适应模糊控制或深度强化学习算法，构建机组-电网动态耦合模型。通过实时采集次同步频率分量、机组转速振荡及无功波动等多维度数据，动态调整 GTSDC 的补偿参数与控制指令。例如，利用 LSTM 神经网络预测谐振风险趋势，提前触发阻尼注入策略，将被动抑制转为主动预防。

2.构建多机组协同阻尼系统，优化全站谐振抑制效能

在现有单机组独立配置 GTSDC+TSR 的基础上，开发跨机组协同控制平台。通过光纤通信网络同步两台机组的 GTSDC 出力状态与 TSR 监测数据，采用博弈论或分布式一致性算法协调多台装置动作时序。同时，建立 TSR 保护装置的分级联动机制，优先通过 GTSDC 动态调节消纳低频振荡，仅在谐振超阈值时启动 TSR 跳闸保护，从而减少非必要停机损失，实现安全性与经

济性的双重提升。

浙江海上风电电能质量管理探索与实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院

团队成员： 黄晓明 潘 星 王 松 徐群伟 李 培
朱非白 马智泉

一、基本情况

（一）单位简介

国网浙江省电力有限公司电力科学研究院（以下简称国网浙江电科院），成立于 1960 年，承担浙江电力技术创新、技术服务、技术监督、技术智库等职责，拥有科技类实验室 13 个，包括国家能源研发创新平台 1 个、国网实验室 2 个、浙江省重点实验室 1 个、浙江省工程研究中心 1 个。针对浙江省海上风电快速发展态势，国网浙江电科院强化电能质量技术监督，深入开展海上风电谐波谐振问题分析，探索实践电能质量超标防治措施。

（二）案例背景

随着新型电力系统建设的快速推进，海上风电快速发展，已成为风电发展的重要方向。在海上风电提供绿色电能的同时，其电力电子设备和海底电缆带来的谐波、谐振问题对电力设备和电网安全运行的影响逐渐显现。2023 年底，浙江省已投运的 12 座海上风电场中有 10 座存在谐波超标情况，**超标率 83%**，引起周边电网谐波水平抬升，对区域范围内其他用户的正常用电带来不

利影响，成为影响“十四五”期间浙江海上风电大规模接入的重要技术障碍。本案例通过管理协同和技术创新，旨在探索和构建适用于海上风电的电能质量管理体系。

（三）案例概要

本案例聚焦海上风电快速发展带来的电能质量问题，以《电能质量管理办法（暂行）》为指引，从管理、技术两个角度全面分析海上风电全过程电能质量管控难题，疏通专业壁垒，打造“专业协同-监管协同”的横向协同机制，剖析规划、建设、运行等不同阶段谐振问题防治的痛点、难点，首创面向海上风电的高压有源谐振抑制技术，构建试验论证体系，完成“理论研究-装备研制-仿真测试-工程示范”的全链条探索实践，技术成果全面应用于浙江 10 余座海上风电场的谐振防治工作。

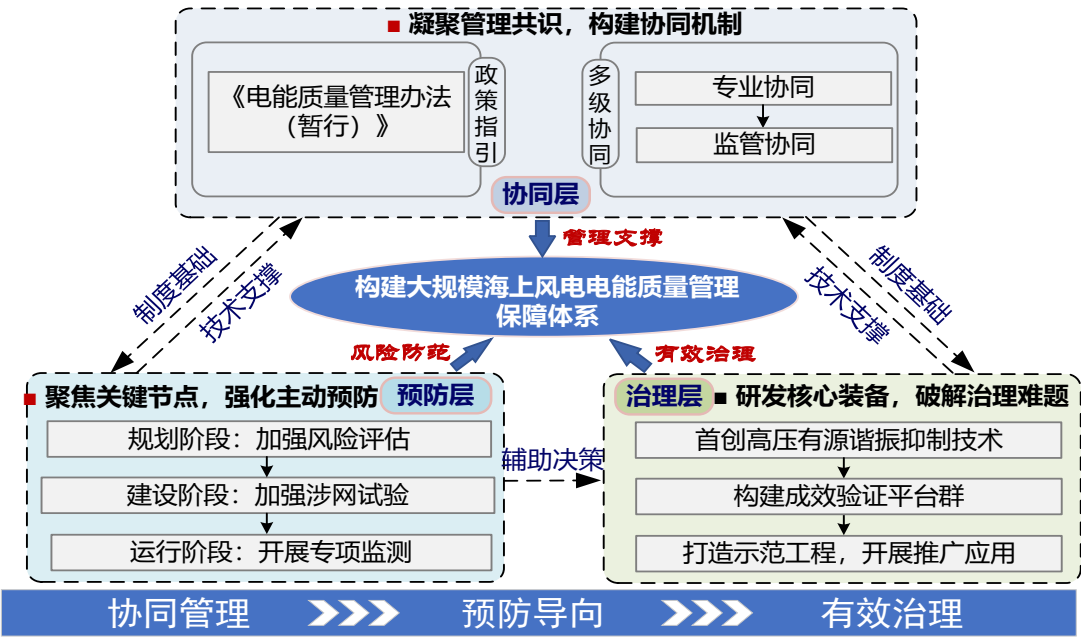


图 1 海上风电电能质量管理整体思路

截至 2024 年 12 月底，浙江省内 10 座谐波超标海上风电场已有 4 座完成治理，**超标率降至 50%**，区域电网安全稳定运行水平显著改善。本案例内容已纳入国家能源局 2024 年度“**关键小事**”调研攻关活动，为推动国内海上风电的健康发展做出了有益探索。

二、主要做法与实践

（一）凝聚管理共识，构建协同机制

将海上风电引发的电能质量问题对各专业的困扰转化为各专业共同应对的动力，通过打开组织边界、破除专业壁垒、深化多方协同，为有效解决海上风电电能质量问题提供管理保障。一是**加强跨专业协同**。海上风电项目接入系统涉及的专业面广、技术要求高，通过协同设备、调控、规划等多个专业，明晰不同部门在海上风电项目规划设计、并网验收、生产运行等各阶段的管控内容，使得海上风电电能质量管理有据可依、有序推进。二是**加强监管协同**。通过技术监督强化海上风电电能质量运行质态分析，及时反映海上风电电能质量问题现状、特征与应对措施，向能源监管部门作专题汇报，监管联动，构建“自下而上反馈问题、自上而下监管指导”的良好生态。

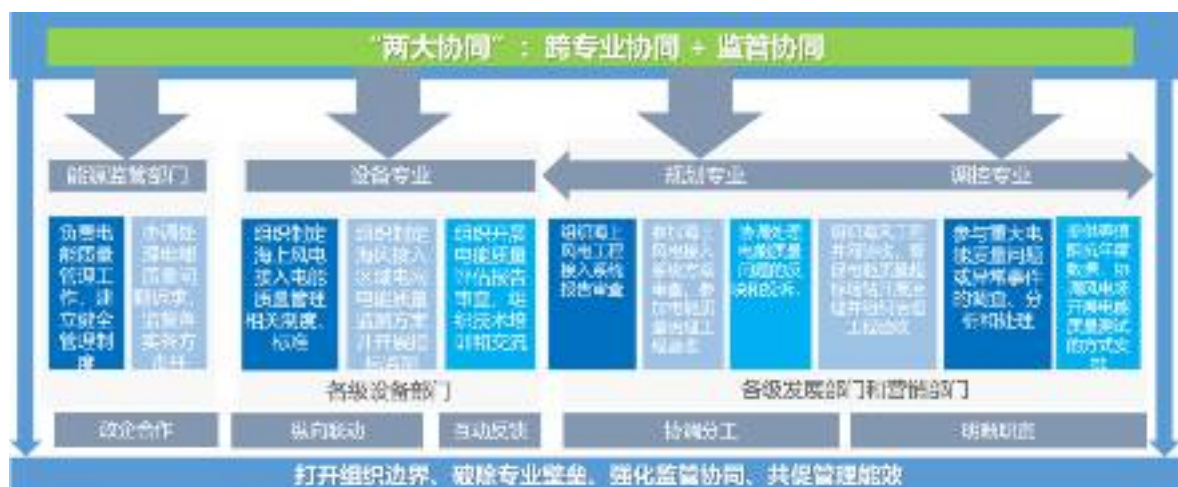


图2 海上风电电能质量协同管理机制

（二）聚焦关键节点，强化主动预防

贯彻落实《电能质量管理办法（暂行）》主动防治理念，聚焦海上风电工程的关键节点，做好三方面“预防”工作，强调源头防范海上风电电能质量问题。一是**规划阶段加强风险评估**。厘清海上风电谐振问题的内在机理，提出开展海上风电谐振风险评估方法，对于评估结论为谐振风险较高的场站，督促落实治理设备“四同步”要求，指导设计选型工作，避免项目投运后对电网背景谐波造成影响。二是**建设阶段加强涉网试验**。通过设计治理设备稳态治理试验、动态响应试验、满容量输出试验等涉网试验内容，探索出一套适用于新型治理装备的试验方法体系，推动治理设备核心参数优化，保障投运后的防治效果。三是**运行阶段开展专项监测**。实时监测海上风电电能质量治理装置的运行状态、治理效果以及并网点的各项电能质量指标，及时发布超标预警，规避运行风险。

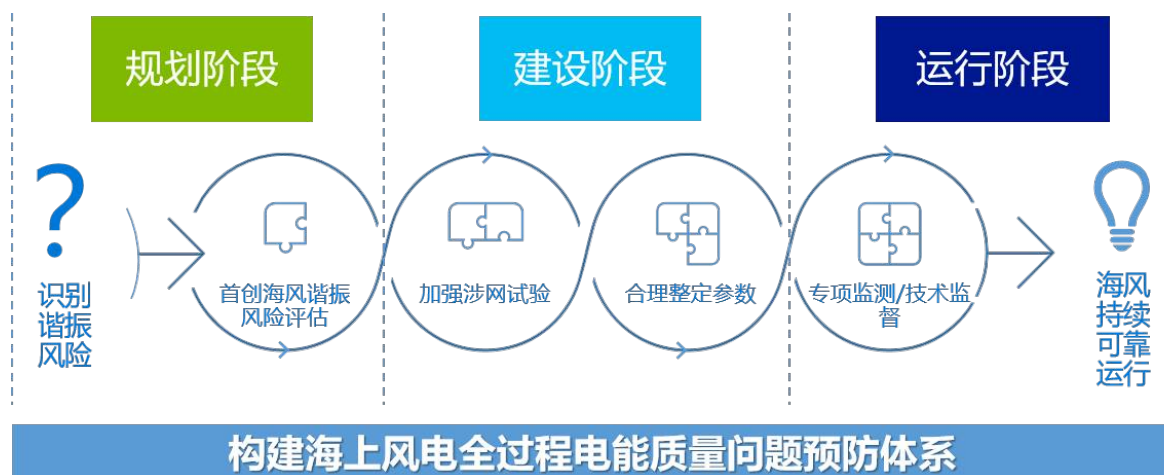


图3 海上风电全过程电能质量管理的三大“预防”导向

（三）攻关核心技术，破解治理难题

聚焦海上风电的电能质量问题特点，在破解谐振方面开展自主创新，探索出适合海上风电谐振治理的关键技术和装备，成功解决海上风电电能质量问题。一是**首创面向海上风电的高压有源谐振抑制技术**。以抑制海上风电谐振效应为目标，改变传统有源治理技术的“滤波”思路，制定谐波阻抗重塑的技术路线，成功研制首套 220 kV 海上风电高压有源谐振治理装置。二是**构建成效验证体系**。谐振抑制技术与生俱来的灵活性，必须匹配成效验证机制，以保障工程安全和风险可控。通过搭建 RTDS 半实物仿真测试平台，全方位测试治理装置的稳态治理性能、暂态过程适应性和电网变化适应性等设备关键特性，确保工程应用的可靠性。

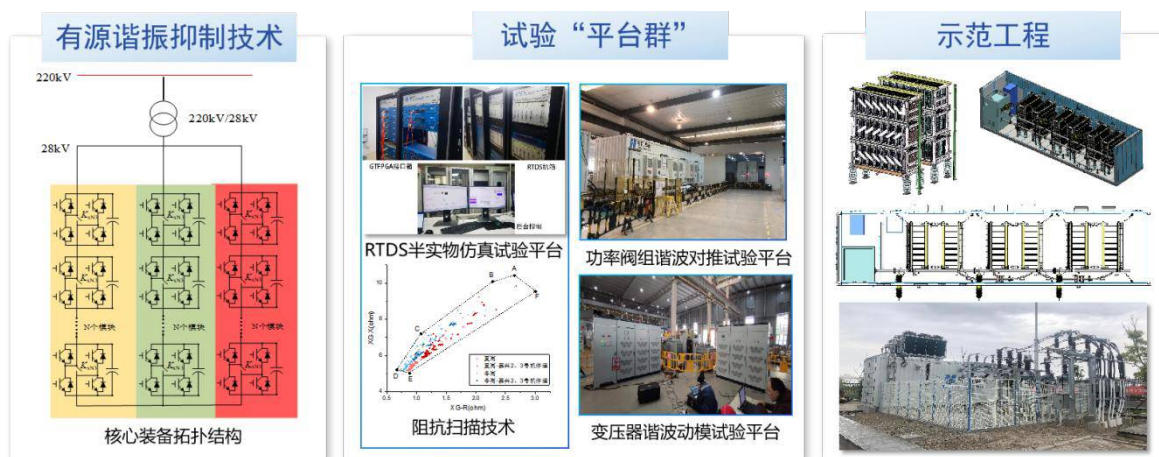


图 4 创新探索海上风电治理新技术

三、成效与创新

（一）治理效果初步显现

本案例提出的谐振风险评估、谐振治理技术已全面用于浙江海上风电场的谐波谐振防治工作。其中，谐振风险评估已在 10 座海上风电场得到应用，有效指导了海上风电场的规划接入和风险防范。2023 年 6 月，嘉兴禾海风电电能质量管控示范工程投运，海上风电电能质量全链条管理贯通。一年多来，省内 10 座谐波超标海上风电场陆续有 4 座完成治理，截至 2024 年 12 月，全省海上风电接入电能质量超标率降低至 50%，逐步形成海上风电电能质量“可控在控”的良好局面。

（二）社会责任勇于担当

一是厚植降碳根基，改善能源环境。以绿色低碳为导向，有效提升了新型电力系统的谐振防治能力，保障海上风电高品质发电。已累计保障海上风电送出高品质绿电 28 亿度以上，折合标

准煤 94 万吨，减少碳排放 8.9 万吨，为实现“双碳”目标做出了实际贡献。**二是提升全社会对于海上风电友好消纳问题的认知水平**，推动电能质量技术迭代与发展革新。通过开展行业交流、主题培训、学术宣讲等多种形式，促进海上风电电能质量管理认识提升，相应成果可拓展用于服务新能源场站、电网公司、工业用户等谐振防治，降低各行各业因谐振问题带来的损失，同时引导设备制造商改进治理装备，创造新型优质供电增值服务。

四、总结与建议

本案例主要围绕管理机制、分析方法、防治措施三个方面，在管理、技术层面开展了一系列探索，案例成果经过了多个海上风电项目的实践检验，有两方面经验启示。**一是有效管控海上风电电能质量需要多方力量共同参与**。在海上风电项目规划、设计、建设、运行的全过程需要贯彻主动防治的理念。风电业主、电网企业各司其职，加强电能质量监测、分析、调控。政府部门应加强监督管理，协调处理海上风电电能质量问题诉求，监督各方落实主体责任，构建有效的监管协同机制。**二是解决方案不能照抄照搬，需结合实际工程科学设计、全面论证**。海上风电的谐振特性与风电场内部结构、区域电网运行方式等息息相关，要合理设计装置容量、控制策略，并充分论证，确保装置运行可靠性和治理效果。

我国海上风电正在逐步迈入“深蓝时代”，为深化海上风电电能质量管理，推动海上风电高质量发展，提出三条建议。

一是加强海上风电涉网安全管理。海上风电机组、治理装备的性能、参数直接影响接入电网的安全运行，发电企业、电网企业要切实提高思想认识，严格落实各方责任，严格执行海上风电场涉网安全政策法规和标准规范，确保涉网安全管理不留死角。

二是加快推动相关技术标准编制。目前高电压、大容量有源治理装备的技术标准体系尚未完善，导致不同设计单位、设备供应商缺乏统一、规范的执行标准，建议进一步完善谐振风险评估、海上风电谐振治理等领域的设计和试验方法，以更好地指导后续治理工程应用。

三是加强海上风电电能质量技术监督。海上风电电能质量受到风电场、电网运行方式等多重因素影响，谐振特性可能发生变化，需要强化电能质量技术监督，动态掌握其电能质量水平，确保海上风电电能质量“可观可测、可调可控”。

江苏海上风电柔性直流并网高频谐波抑制 方法实践

推荐单位：中国长江三峡集团有限公司

案例单位：三峡新能源海上风电运维江苏有限公司

团队成员：单晓晖 李学良 程 龙 季洋阳 吴武进
王 辉 漆召兵 周 彬 张兴生 张新成
陈亚峰 陈 晨 李明锋

一、基本情况

（一）单位简介

三峡新能源海上风电运维江苏有限公司（以下简称：江苏运维公司）于2017年10月在江苏盐城注册成立，集中、统一负责三峡集团海上风电运维管理工作，承载着三峡集团引领海上风电专业化运维的重要使命。

江苏运维公司积极践行“海上风电引领者”战略目标，主要负责海上风电相关系统研发、专用设备修理、工程和技术研究和试验发展、设备冲刷防治等各类海上风电场站运行维护工作；建设有船舶智慧调度管理系统和国内独有的海上风电运维数据分析管理系统；拥有油品化验检测、电力承修、承试、水下海缆检测等各类资质证书齐全，是海上风电运维行业国内首家同时具备“防腐蚀施工资质证书”和“水下工程检测资质”的公司。

（二）案例背景

近年来，海上风电产业发展迅速，且呈现出向深远海、

大容量方向发展的趋势。传统的交流输电方式在远距离、大容量输电时存在诸多技术瓶颈，如线路充电功率大、无功补偿困难、稳定性问题突出等。而柔性直流输电技术能够很好地适应海上风电的特点，可实现风电场的高效、稳定接入与输电，满足海上风电大规模开发和并网的需求。

三峡如东柔直工程在 2021 年 10 月 16 日 23 时黄沙洋换流站换流器支路 1、支路 2 进行解锁时，高分量快速保护跳闸动作，跳开绿谷站 5003 开关及黄沙洋站 5001、5002 开关。2021 年 11 月 21 日 23 时，黄沙洋站在风机逐步并网升功率过程中，在风机出力达到 110MW 时发生了高频保护跳闸，跳开 5003 开关。

（三）案例概要

三峡如东柔直工程在并网调试过程中发生谐波振荡问题，导致高频保护动作，影响柔直系统稳定运行。江苏运维公司积极组织相关单位开展研讨，采取相关措施抑制 2000Hz 特征谐波、抑制 320Hz 处阻抗特性偏移和抑制风场侧 5、7 次谐波，有效解决了高频谐波保护跳闸问题，大幅度提高了柔直系统稳定性和经济效益。

二、主要做法与实践

（一）案例分析

1.历史数据调查

2021 年 10 月至 11 月共发生高频分量快速保护动作跳闸

2 次，整理如下表：

表 1 跳闸情况统计

时间	工况	条件	振荡频率	谐波次数	谐波幅值
10 月 16 日	带支路解锁	开环	2000Hz	40	1kv
10 月 16 日	带支路解锁	闭环	2000Hz	40	200kv
11 月 21 日	110MW	开环转闭环	320Hz	5、7	33kV

2.现状剖析

（1）黄沙洋站换流器带两台联变开环控制下出现 2000Hz 高频谐波

黄沙洋站换流器带 1 号联变及 2 号联变开环情况下进行 1 秒的短时解锁，网侧电压及阀侧电压均较好，直流电压稳定在 800kV 附近。

对黄沙洋站换流器带 1 号联变及 2 号联变开环情况下进行 1 秒的短时解锁波形进行谐波分析时，发现阀侧电压 UVC 在 2000Hz 左右的谐波含量明显超过其他频率的谐波，谐波幅值达到 1kV 左右，谐波含量达到 1.4%左右，谐波分析如图 1 所示。

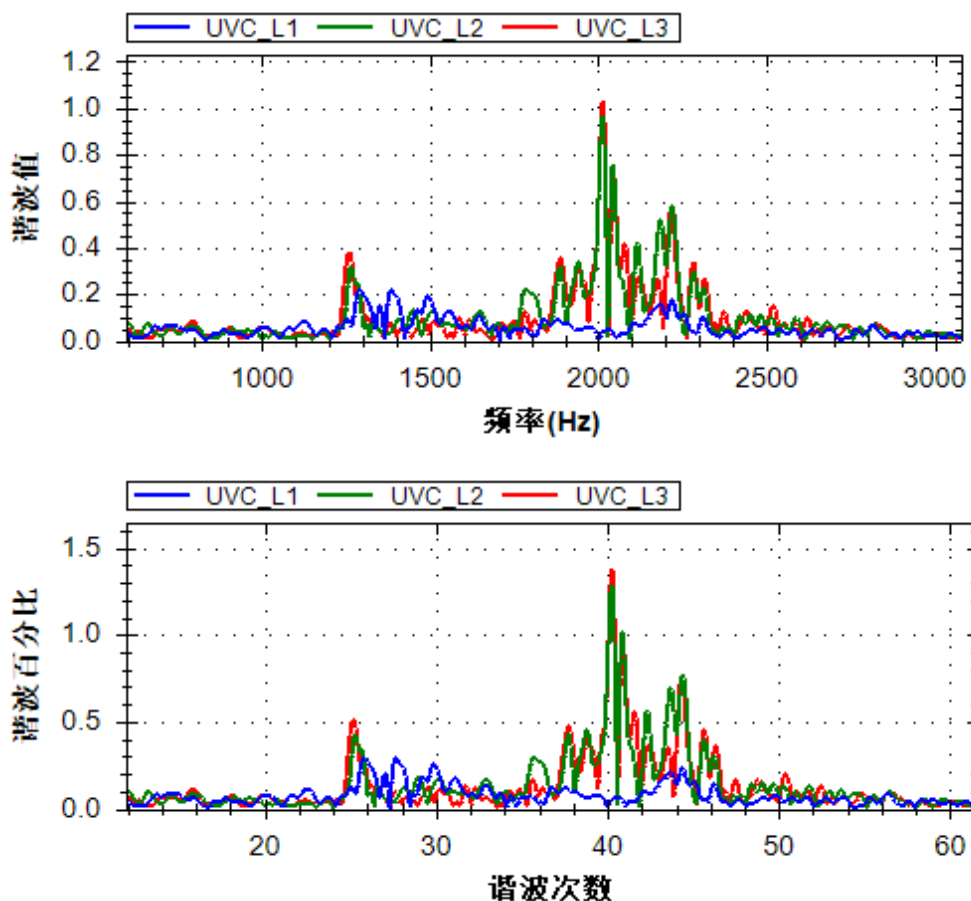


图 1 换流器带 2 号联变短时解锁的谐波分析

(2) 黄沙洋站换流器带两台联结变闭环控制下短时解锁波形分析

为了减小励磁涌流和谐波影响，解锁瞬间交流电压从 0.15pu 开始升压，电压上升频率为 0.1pu/100ms，解锁时长设置为 50ms。解锁 35ms 后电压高频分量保护动作，对应波形的谐波分析如图 2 所示。

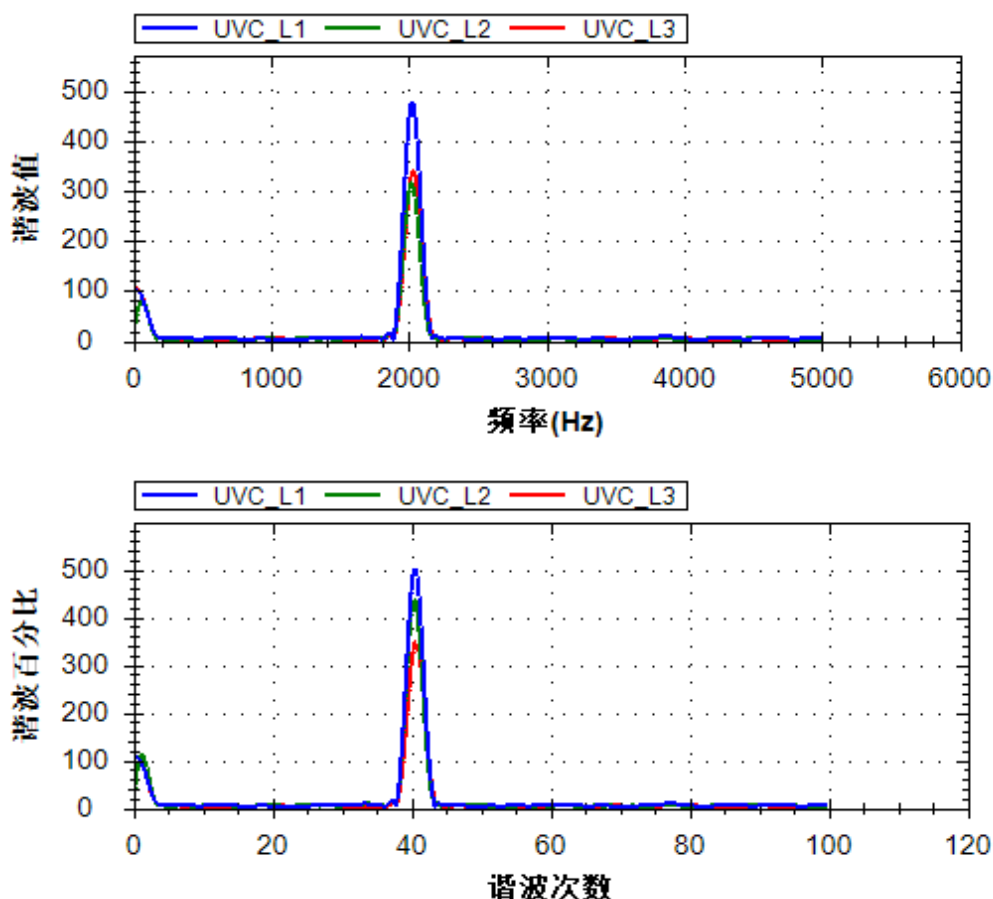


图2 换流器带1号联变及2号联变闭环短时解锁谐波分析（50ms）

从波形中可以看到，电压调制波总含有明显谐波分量，阀侧电压和网侧电压均有非常大的高频谐波并呈现发散趋势，2000Hz左右谐波幅值和占比均已经超过基波。跳闸时网侧谐波电压峰值超过200kV，阀侧谐波电压峰值达到约600kV。

经过充分讨论分析，认为黄沙洋站柔直与系统整体在2000Hz段为系统谐振点，此频率下系统阻抗较弱。而柔直换流阀子模块投切激励是激励源导致负阻特性放大，负阻特性又进一步影响了柔直整个控制特性，从而造成负阻进一步放大，2000Hz特征谐波的虚拟阻尼不足。

(3) 风机出力达到 110MW 时极控制高频保护跳闸波形分析

11 月 21 日，风电场有功出力达到 66MW,柔直由开环运行自动转为闭环运行，转为闭环方式后系统运行稳定；随着风场有功出力升高，黄沙洋站网侧电压、电流上均出现明显的 320Hz 的谐波分量并逐步发散,23 时 07 分 27 秒黄沙洋站高频分量快速保护动作跳闸。对应波形的谐波分析如图 3 所示。

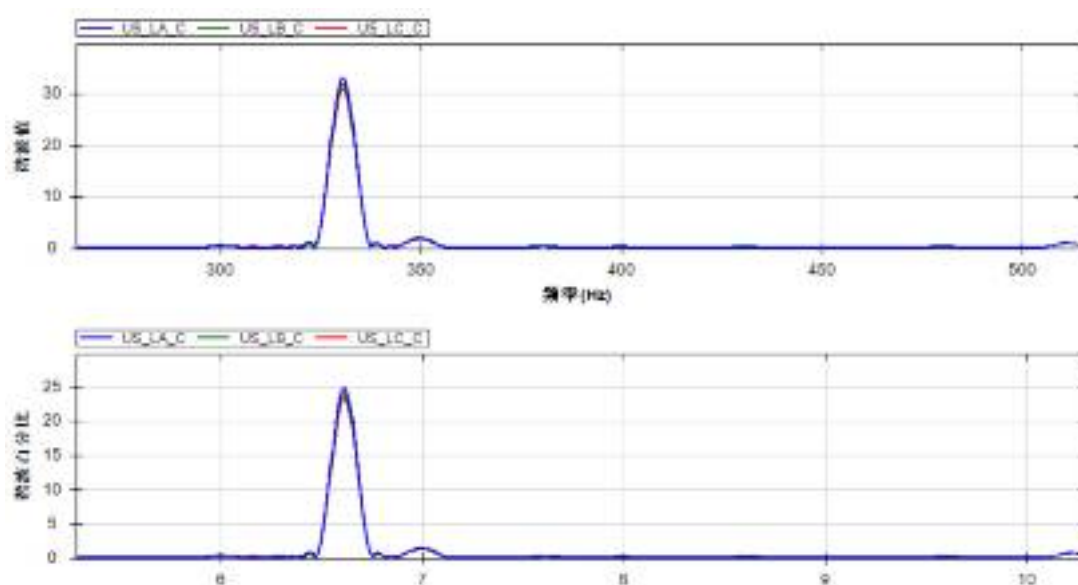


图 3 风机出力达到 110MW 时极控制高频保护跳闸波形分析

闭环稳定运行后，随着风机继续投入并开始放开功率限制，风电场整体并网功率升高，风机自带的 5 次和 7 次软滤波器未投入，风电场阻抗特性偏移，可能导致风机变流器整体呈现负阻状态，系统发生 320Hz 振荡跳闸。

3.产生柔直系统高频谐波原因分析

一是 2000Hz 特征谐波的虚拟阻尼不足

通过波形分析可知，黄沙洋站换流器带 1 号联变及 2 号

联变运行方式下，在 2000Hz 附近存在负阻尼，直流系统启动过程中产生的 2000Hz 谐波激发了该频段高频谐波振荡并发散，导致谐波分量过大跳闸。

二是 320Hz 处柔直系统和风场阻抗阻抗特性偏移

通过波形分析可知，风机出力达到 110MW 时阻抗特性偏移，可能导致风机变流器整体呈现负阻状态，系统产生 320Hz 谐波激发了该频段高频谐波振荡并发散，导致谐波分量过大跳闸。

三是风场侧 5、7 次谐波含量过高

通过波形分析可知，风机出力达到 110MW 时 5 次和 7 次软滤波器未投入，风电场侧 5、7 次谐波含量较高。

（二）抑制 2000Hz 特征谐波

为了抑制该阻抗振荡，拟采用开环控制模式，柔直不采用反馈的谐振电流确保柔直不响应系统的谐振，保证柔直自身不产生负阻特性，然后通过一次回路自身的阻抗特性逐步减少该频率下激励，系统稳定运行后再转为闭环控制。

在黄沙洋站阀控增加 2000Hz 特征谐波的虚拟阻尼附加控制策略，并将 110MW 开闭环转换点策略改进，采用开环升负荷时进入 110MW 后继续升至 220MW 后转为闭环，闭环降负荷时进入 220MW 后继续降至 110MW 后转为开环。

（三）抑制 320Hz 处阻抗特性偏移

对于经典的双环控制的 MMC，考虑链路延时环节后的

简化控制模型如下图：

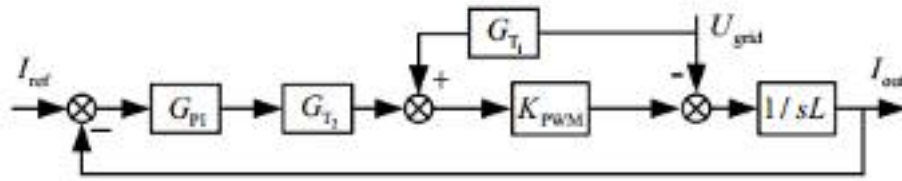


图 4 简化控制模型

其中 I_{ref} 为外环控制器输出值， L 为 MMC 等值电感， G_{pi} 为内环控制器， G_{T2} 为电流测量延时模拟环节， G_{T1} 为电压前馈控制延时模拟环节。在柔直侧控制系统中加入滤波机制，即在进入柔直系统控制器之前将 320Hz 谐波进行滤波，控制器不响应对应谐波，避免柔直系统与外部风电场在此谐振点形成正向振荡。引入对应滤波器后，柔直的阻抗对比图如下：

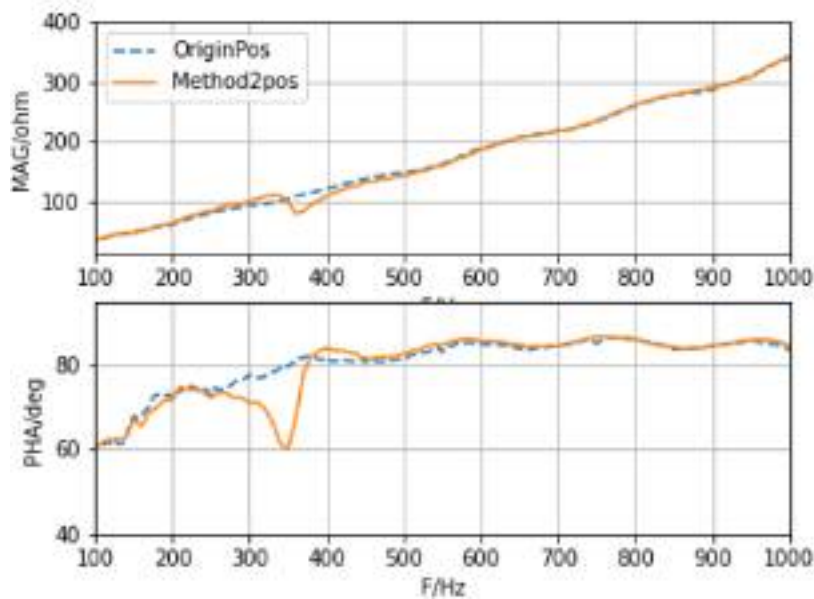


图 5 阻抗对比图

其中蓝色为不采取措施的阻抗，橙色为采取滤波措施的阻抗。可见，通过柔直控制器本身可增大系统在谐振点处的相位裕度，提高系统的稳定性。

（四）抑制风场侧 5、7 次谐波

投入风机侧 5 次和 7 次软滤波器。

三、成效与创新

一是提高电能质量。截至 2021 年 11 月底，完成了柔性直流换流阀控制策略升级改造，并对高频保护跳闸动作情况、开闭环策略执行情况进行了长期跟踪，换流阀功率转换各工况下各侧波形良好，未发生高频保护跳闸动作情况。有效抑制了谐波分量，使输出的电能更加纯净，减少谐波对电网中其他设备的干扰，降低设备损耗，延长设备使用寿命，为电力用户提供高质量的电力供应。

二是增强系统稳定性。高频谐波的存在可能会引发系统振荡，影响系统的稳定运行。有效的谐波控制方法可以降低系统因谐波问题而产生振荡的风险，提高柔性直流输电系统在不同工况下的稳定性和可靠性，确保海上风电等新能源能够稳定地接入电网。

三是经济效益预估。结合历史发电情况，高频保护跳闸动作后平均每日损失电量约 600 万 kWh，约 500 万元/日，策略升级后，未发生因高频谐波保护跳闸动作导致的系统停运问题，极大地提高了经济效益。

四是社会效益明显。避免因高频谐波保护跳闸动作导致的系统停运隐患，提高了系统运行稳定性，也为同类海上风电柔性直流工程设计提供可参考的思路与方法。

四、总结与建议

海上柔直系统高频谐波控制质量的提升，将为海上风电产业带来广阔前景。一方面，优质的谐波控制可显著提高电能质量，减少对电气设备的损害，降低设备维护成本，延长使用寿命，从而提升整个海上风电场的经济效益。另一方面，稳定的电力输出有助于海上风电更可靠地接入电网，增强电网对新能源的消纳能力，推动能源结构向绿色低碳加速转型。

内蒙古新一代电网友好绿色电站改善电能 质量典型案例

推荐单位： 中国三峡集团

案例单位： 三峡陆上新能源总部

团队成员： 呼和 高东星 贾少荣 李占龙 王越
苏婷婷 王文强 庞利民 刘双召

一、基本情况

（一）公司基本情况

三峡陆上新能源总部（以下简称三峡陆上能源）作为三峡集团内蒙古自治区新能源业务的战略实施主体，承载着三峡集团内蒙古发展新能源的历史使命。三峡新能源四子王旗有限公司是三峡陆上能源的子公司。

新一代电网友好绿色电站（以下简称示范项目）由三峡新能源四子王旗有限公司负责建设，是国内首个储能配置规模达到千兆瓦时的新能源项目，对于助力“双碳”目标实现和推进新型电力系统构建具有重大意义。示范项目位于内蒙古乌兰察布四子王旗境内，场址范围约 950km²，总装机容量为 200 万千瓦，包括风电 170 万 kW、光伏发电 30 万 kW，配套储能 55 万 kW × 2h，共分为 4 个风光储单元，配套建设 4 座升压储能一体化站、1 座智慧联合集控中心，其储能类型主要为磷酸铁锂电池，包含常规储能系统、数字储能系统、STATCOM 储能系统三种系统，是当期最大规模的风光储一体化电站。

（二）案例背景

当前，电能质量发展已进入“主动防御+精准治理”阶段，技术重心向高频谐波抑制、多能互补协同和数字化深度应用倾斜。未来，随着新型电力系统建设加速，电能质量将从“单一参数达标”转向“全场景可靠性保障”，成为能源转型的核心支撑领域。

新一代电网友好绿色电站项目通过整合风电、光伏和储能系统，依托一体化智慧集控系统，构建了“源-网-荷-储”全链条低碳模式，该模式能够显著提升可再生能源消纳能力与供电稳定性，是推动“双碳”目标实现的重要抓手。

（三）案例概要

新一代电网友好绿色电站从储能的“规模配置”和“科学使用”两个方面双管齐下、同时发力。在“规模配置”方面，建设了占风光总装机 27.5% 的储能系统；在“科学使用”方面，通过“需求场景+技术突破+首台首套”的链条式攻关模式，创新研发了风光储一体化协调控制的智慧联合集控系统。实现了支持超 2000 台风、光、储、SVG 等设备的接入；支持纵深至储能电芯状态超 350 万点实时全景监控数据的处理；支持毫秒级（一次调频、虚拟惯量）、秒级（SCADA）、分钟级（控制指令）多时间尺度应用数据的交互迭代，形成了“可测、可控、可调、可支撑”四个维度的优势和能力。

二、主要做法与实践

示范项目通过配置高比例储能，采用风光储一体化协调控制的智慧化调控，从可测、可控、可调、可支撑 4 个层面实现“新能源+规模化储能”场站层和站群层的有机协调，开发统一标准的一体化集控平台，通过“4 个核心技术+1 个集控平台”的“4+1”模式，实现项目电站的“全面可观、精确可测、高度可控”。

示范项目所采用的一体化智慧联合协调控制技术，是由中心协调控制器一场站协调控制器两级控制架构组成，由调度下发总指令，经过中心协调控制器优化计算，将其分解为 4 个指令分别下发至 4 个风光储一体化场站，各场站会根据接收到的指令，调配站内的风/光/储发电单元协同出力，可实现毫秒级一体化协调控制。

示范项目通过集控数据模型标准化技术研究、大数据及人工智能平台关键技术研究、基于中台技术的业务平台架构研究、高级应用的敏捷构建技术研究以及集控平台系统安全研究，实现了自主、安全、标准、智能、开放的一体化应用，构建了统一标准的一体化集控平台，实现了指令跟踪、顶峰供电、系统调峰、最大化消纳、功率平滑、一次调频/虚拟惯量六大电网友好功能，各项指标均已达到设计水平并超过现行标准。

（一）可测

在可测方面采用“数值天气预报双层修正+时空耦合预

测+云团运动多时空尺度监测”技术，大幅度提升多时间尺度预测能力和预测精度，解决了数值天气预报时间空间分辨率不足、现有“一场一测”模式限制区域场群功率预测精度、局地气象环境与云团生消形变影响下的光伏发电功率短时快速剧烈波动等问题。

(二) 可控

可控采用风光储场站协同优化控制与保护技术如图 1，在自动发电控制（AGC）方面提出风光储场站有功实时控制方法，指令跟踪稳态偏差小于 $\pm 2\%$ 额定功率，场站分钟级有功功率变化最大幅度由 10%降低至 5%，最大限度保证功率平滑。在自动电压控制（AVC）方面提出风光储场站自动电压控制方法，实现无功协调快速控制，调节时间由 120s 降低到 60s 以内，保障电网电压质量合格；另研制了新能源汇集场站保护装置，保护动作时间由 500ms 降低至 40ms 以内。



图 1 风光储场站协同优化控制与保护技术

(三) 可调

可调采用风光储场群“网-源”协调关键机制如图 2，在

时间维度方面，按照“多级集控，逐级细化，多站协调”调控思路，建立了风光储场站群多时间尺度协同优化调控模型，将新能源电站调度运行模式由单一拓展为多元，时间尺度由常规实时控制拓展为日前计划-日内滚动-实时协调。空间维度方面设计了含离线学习与在线决策的风光储场站群优化调控快速求解算法，求解时间由分钟级降低到秒级，实现了风光储场站群有功/无功功率指令的快速精准分配与优化计算，在空间上实现风光储场站之间协同。

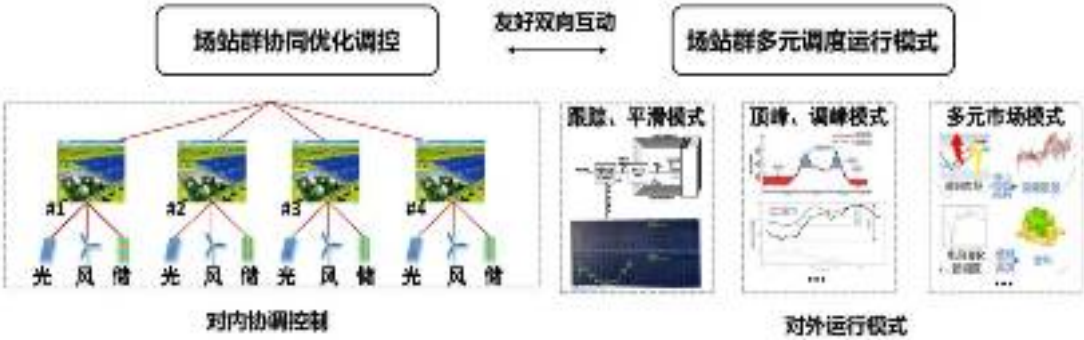


图2 “网-源”协调关键机制示意图

（四）可支撑

可支撑采用新能源快速一次调频和虚拟惯量支撑技术，在电气量测量方面，提出了基于二次拟合的短时延频率测量方法，将相量计算转化为频域提取问题。在频率主动支撑控制方面，构建了考虑通讯延时与控制精度的优化模型，将一次调频响应时间由 1s 降低到 300ms，实现了对频率支撑功率的精细化控制。在频率主动支撑能力在线评估方面，设计了基于能量视角的场站等效调频参数估计方法，等效惯量及等效调差率在线估计误差均小于 5%。调频辅助服务主要是通过场站控制器内置的快速调频算法实现，算法由一次调频和

虚拟惯量两个独立的控制模块组成，具备一次调频系数、惯性时间常数、频率调节死区和调节限幅等个性化参数定制功能，能够根据需求提供定制化的调频服务。

同时针对场站群提出了兼顾支撑能力慢饱和与快响应的场站频率支撑参数鲁棒分配策略。最大化风光储场站群频率支撑能力，相较于各场站频率支撑参数恒定场景，场站群扰动过程有功增发电量提升 5%，扰动后频率最低点提升了 2.5%如图 3。

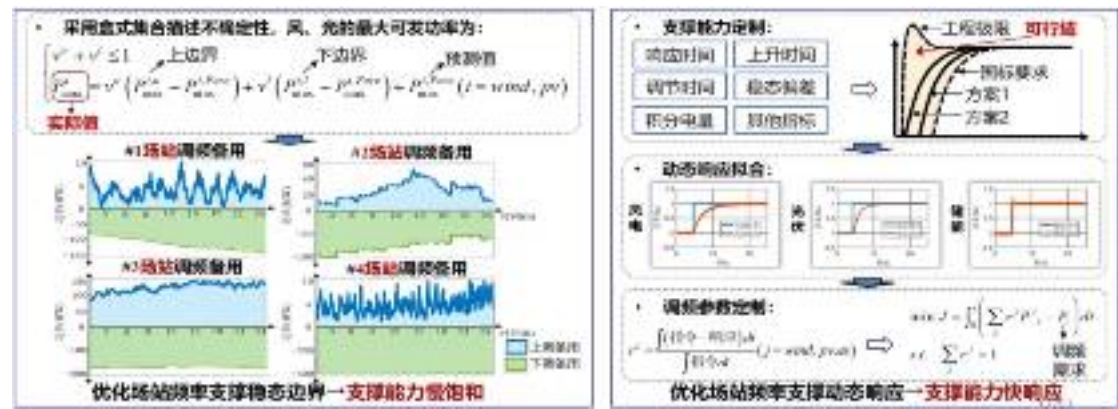


图 3 场站群频率支撑示意图

整个调频流程分为前端测量、指令生成、链路传输、风光储响应等步骤，通过 PMU 等精细化测量设备和实体通讯链路最大化地保证整个过程的快速性和可靠性。

三、成效与创新

一是储能协调控制。储能协调控制从电网、场群、场站三个层面开展储能的协同调控技术研究。在区域电网层面，研发新型储能调度监控平台实现储能资源统一监视与灵活调控；在场群与场站层面，研发规模化储能智能协同控制平台实现场站层和站群层的有机协调和电站的“全面可观与高度可控”。

规模化储能集群智能协同控制平台集成了监控平台软件和协调控制装置硬件等研究成果，已在示范工程投运，共接入 30 个 35kV 接入点储能系统，总储能装机容量 $550\text{MW} \times 2\text{h}$ 。取得具有 CMA、CNAS 认证的独立第三方检测实验室检测报告，满足储能集群功率控制误差小于 1%，储能集群控制指令响应时间小于 3s，紧急功率控制响应时间不大于 150ms 考核指标如图 4 所示。



图 4 储能集群控制和调度控制界面

储能系统有功分配:考虑储能 SOC 一致性以及全站的线路损耗、有功变化率、最大可充可发功率等约束，将功率指令合理可靠地分配给各储能 PCS，保证各储能单元的目标指令与其调节能力相适应。

储能系统无功分配:根据储能系统实际运行数据和汇集线电压、功率信息，根据实测值和指令值之间的偏差进行协调控制，通过优化分析计算使得电压稳定，无功偏差和损耗最小的各储能 PCS 无功指令值。

紧急功率控制:实时监测母线电压、频率及其的变化率，当电力系统由于有功缺额引起频率下降时，根据频率降低值向储能执行终端下发控制指令，利用储能执行终端的毫秒级响应能力，快速实现系统的电源与负荷重新平衡。

二是一次调频/虚拟惯量。当电网发生调频故障时，由于有功功率与有功负荷不平衡导致频率迅速下跌，当频率跌幅超过一次调频死区时，相关测量装置会检测频率变化率作为频率变化趋势的表征，通过快速调频支撑算法计算，在频率事故发生的前期阶段增加机组出力，从而有效抬升频率最低点，减小低频减载事故发生的可能性，最大程度地提升风光储场站的调频能力。风光储电站等效惯性时间常数一般设置为 8-12s，典型等效惯性时间常数可有效响应的最大频率变化率；惯量响应的死区可根据电网实际情况确定，一般设定为 $\pm(0.03\sim0.1)\text{Hz}$ ；有功功率变化量 ΔP 最大值不低于 $10\%P_N$ ， ΔP 响应时间不大于 1s，允许偏差不 $\pm 2\%P_N$ 。如下图 5 是一次调频/虚拟惯量的动作情况。

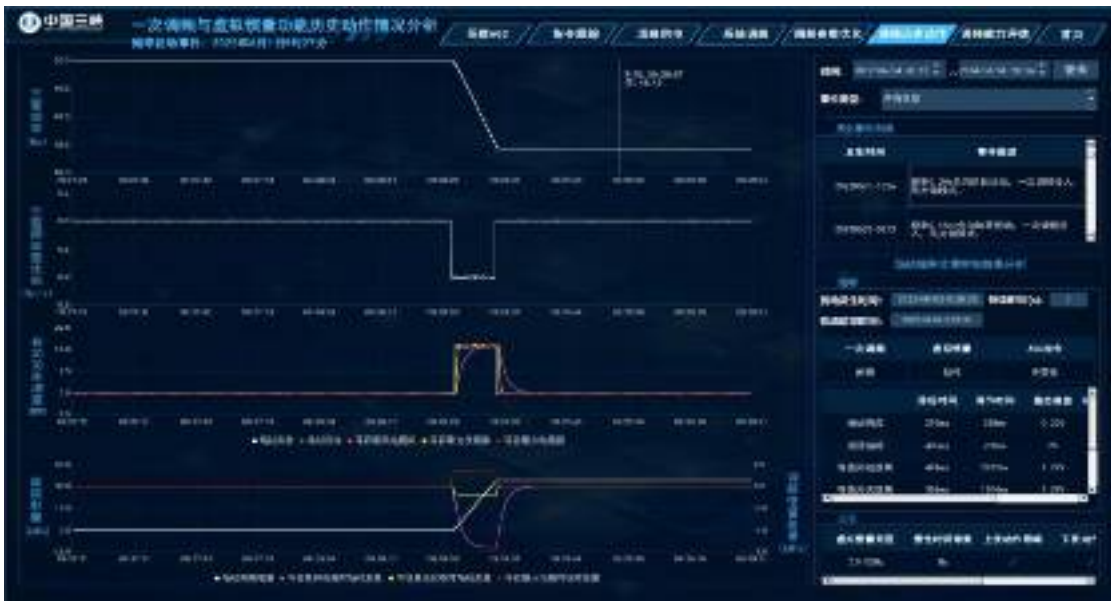


图 5 一次调频与虚拟惯量的动作情况

三是顶峰供电。示范项目依托电站配置的大规模储能，通过创新网源协调互动运行模式，实现间歇性新能源提供地区高峰供电保障。电站在负荷高峰时段，保证一定时长可靠

电力供应的顶峰供电和旋转备用功能，缓解地区供电压力，以此来替代传统火电电源承担系统尖峰负荷电源的功能，在顶峰能力方面，示范项目约等效于一台 60 万 kW 级火电机组连续提供 2h 可靠供电，具备“类火电”功能。如图 6 所示，2024 年 7 月 27 日，为支撑系统早高峰用电需求，电站一体化智慧集控系统根据电网调度指令控制储能系统于 6:02-7:50 进行首次顶峰放电，持续时间约 2h，放电量 19.96 万 kWh；9:05-14:51 期间集控系统控制储能利用光伏大发时段，择机进行充电，持续约 6h，充电电量 53.59 万 kWh；19:19-23:28 系统晚高峰时段，集控系统根据电网调度指令，控制储能进行第二次顶峰放电，放电持续时间约 4h，放电量 28.41 万 kWh。

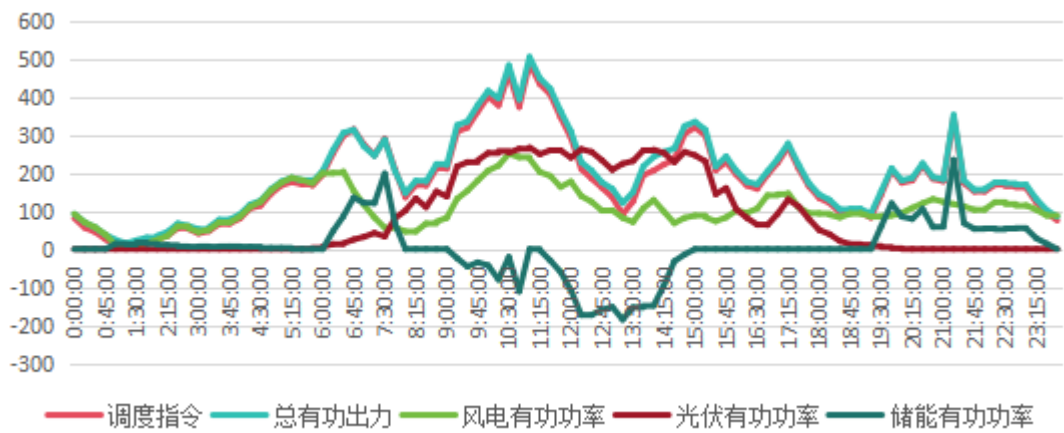


图 6 电站当日全天风光储运行情况

四、总结与建议

（一）经验总结及推广前景

三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目通过了长周期、全场景的实际运行工况的考验。其具备的六大电网友好功能得到验证，基本实现了示范项目规划目标。

示范项目创新研发了风光储一体化智慧联合集控系统，突破了电网调度主站直控的方式，由蒙西电网下达总指令至风光储一体化智慧联合集控系统，然后由该系统自行分配，实现风、光、储各发电单元一体化协调互补优化运行。示范项目突破传统调度方式，实现风光储一体化调度运行，掌握了百万千瓦级风光储一体化电站可测、可调、可控、可支撑的核心技术，同时，“新能源+规模化储能”的一体化建设运营，探索构建新型电力系统新模式。

风光储一体化建设运营经验也可推广至后续的风光火储、风光水火储等大型能源基地项目，助力建设适合我司千万千瓦级内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地的风光火储一体化协调控制系统，支撑基地项目实现经济高效运行、安全稳定送出。

三峡集团将以数字化、绿色化“两化转型”促进新型电力系统和新型能源体系“两型建设”为重点，强化战略引领，聚焦战略主题，进一步探索提升发电侧电能质量的途径、方法和举措，通过科技和管理创新，推动资源整合，不断完善电能质量顶层设计，为系统性解决电能质量问题注入发展动力。

（二）相关建议

新能源发电侧配置储能，不仅仅是简单的削峰填谷、平滑发电、参与调频等的单一功能，应推动其参与多应用组合。

如与先进的功率预测算法结合，新能源电站可从“不可控电源”转变为“可调度电站”，提升其在电力市场中的等级，获得更高的上网电价或补偿。

随着系统中风、光等新能源发电形式的大量接入，系统等效惯性时间常数不断下降，扰动事件下频率变化程度增加。同时，随着新能源占比的不断增加，系统中惯量分布不均的现象更加突出，系统频率响应时空分布特性日益明显。

现有的惯量评估方法主要存在的问题包括：一是研究对象以同步发电机构成的交流电网为主，无法准确刻画新能源高占比电网中新能源和负荷提供的惯量；二是评估指标通常为全网或区域电网惯量水平，无法准确刻画惯量的空间分布特性；三是算法计算量大、需要大扰动数据等，且大多尚未在实际电力系统中验证有效性。建议国家层面尽快研究出台相关标准，明确以新能源为主的电力系统惯量评估的重要性，积极发展虚拟惯量技术，提高惯量监测能力，配置高效的惯性装置。

目前“系统友好”相关性能指标尚缺乏统一标准，不利于系统友好新能源项目的进一步推广。建议国家层面尽快研究出台相关标准，明确新能源电站系统友好性能指标。

由于系统友好电站既不同于常规火电机组，又不同于普通新能源电站，建议结合电网实际情况，研究完善相关调度运行机制和市场交易机制。

青海海南分布式调相机用于改善新能源场 站电能质量的实践

推荐单位： 国家电力投资集团有限公司
案例单位： 国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司海南分公司
团队成员： 何振中 杨永福 黄延晖 何晋军 杨 磊
董海生 杨 迪 宦兴胜 赵 奎 陈 浩
罗红伟 李成翔 付 雷 柴经纬 郭世文
王佳斌 张 颢 司发成 高洪成 赵明珍

一、基本情况

（一）公司基本情况

黄河公司海南分公司（以下简称“海南分公司”）成立于 2022 年 6 月，注册地在青海省海南州共和县恰卜恰镇，是黄河公司设立的九大区域分公司之一，主要负责统筹协调海南州光伏新能源项目发展和生产运营。目前公司运维管理 25 座光伏电站，容量 7151MW；负责运维管理 21 台 50Mvar 分布式调相机、10 座 330kV 汇集站、1 座 110kV 汇集站、7 条 330kV 线路。

（二）案例背景

目前，国内新能源呈现出大规模、基地化、园区化统一开发的特点，青豫直流项目是世界首条专为清洁能源外送而建设的特高压通道，对消纳青海发电能力、推进海南州能源结构调整具有重要意义。青豫直流工程已于 2020 年投运，特高压直流送端大规模新能源代替常规配套电源，送端

330kV 汇集站电压支撑薄弱。特高压直流发生换相失败时，大量无功功率注入交流系统，导致交流系统出现暂态过电压。青豫直流送端暂态过电压问题突出，严重制约了海南州地区新能源发电和直流输电能力。《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）3.5.6 条中指出，电力系统应具备基本的惯量和短路容量支撑能力，在新能源并网发电比重较高的地区，新能源场站应提供必要惯量和短路容量支撑，即通过建设一批调相机组提高电网安全稳定水平。

同时，青海省海南地区也呈现新能源装机规模大、占比高，常规电源装机规模较小、电压支撑能力相对薄弱的现状，电网的安全稳定运行存在较大隐患，同时造成整个青海海南区域新能源电力送出受限。青海-河南 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电工程（青豫直流）最大输送容量 800 万千瓦，是一条专为清洁能源外送建设的特高压送出通道，2020 年 12 月 30 日建成投产。项目投产后，受直流故障后暂态过电压限制，青豫直流送出功率远未达到线路设计输送容量。

（三）案例概要

根据电力规划设计总院评审通过的分布式调相机配置方案研究专题报告以及相关接入系统报告，在新能源电站布置分布式调相机对调节新能源电站侧电压波动效果明显，2021 年初黄河公司牵头在青豫直流近区送端新能源汇集站一期建设投运了 21 台 50 兆乏分布式调相机。

二、主要做法与实践

考虑青海区域面积广、各新能源电站分布较散的现状，重新构建电网结构成本较大且时效性慢，短期内无法完成优化。其次，加装电能质量治理设备也存在成本大、无法大面积覆盖的缺陷。所以在 2021 年初，黄河公司与国家电力调度控制中心、国网西北分部、国网青海电力、有关科研院所等有关部门研究、科学论证：在青海海南地区青豫直流电网区域分布加装大型无功补偿装置，并确定使用分布式调相机设备。相较于传统建在主网侧的大型调相机，新能源分布式调相机具有集成度高、系统简单、建设周期短、调节性能好等优点，既能大容量补偿动态无功，又能为新能源电站提供暂态过程电压支撑。由调相机作为无功功率补偿装置，向电力系统提供或者吸收无功功率，确保电网安全稳定运行的前提下，大幅提升送出的新能源电能质量。并最终于 2021 年 11 月，由黄河公司牵头在本公司所属的旭明、夏阳、岱阳、昕阳、珠玉 5 个新能源电站安装 21 台分布式调相机并投入运行。

21 台调相机通过升压变接入旭明变、夏阳变、昕阳变、岱阳变、珠玉变 35kV 系统，在网内主要承担稳态调压、故障后无功支撑两项功能。改造完成后，按年度开展相应送出线路电能质量测试工作，测试内容主要包括背景谐波、背景间谐波、长时闪变、三相电压不平衡以及不同功率区间段谐

波、间谐波、长时闪变、三相电压不平衡等。通过近两年电站电能质量测试结果对比分析，分布式调相机投运后，电站电能质量得到明显改善。

海南地区分布式调相机配置情况表

序号	变电站	光伏装机容量 (万 KW)	调相机数量	调相机出口 电压等级	型号	基本参数
1	330kV 旭明变	120	5	10kV	QFT-50-2	容量：50Mvar；绝缘等级：F；冷却方式：空气冷却 励磁方式：自并励静止励磁 励磁系统额定电压：158V 励磁系统额定电流：1436A 强励电压：553V 强励电流：3590A
2	330kV 昕阳变	130	2	10kV	TT50-6	容量：50Mvar；绝缘等级：F；冷却方式：空气冷却 励磁方式：自并励静止励磁 励磁系统额定电压：158V 励磁系统额定电流：1436A 强励电压：553V 强励电流：3590A
3	330kV 珠玉光伏电站	100	4	10kV	QFT-50-2	容量：50Mvar；绝缘等级：F；冷却方式：空气冷却 励磁方式：自并励静止励磁 励磁系统额定电压：158V 励磁系统额定电流：1436A 强励电压：553V

						强励电流：3590A
4	330kV 夏阳 变	130	5	10kV	TT50-6	容量：50Mvar；绝缘等级：F；冷却方式：空气冷却 励磁方式：自并励静止励磁 励磁系统额定电压：158V 励磁系统额定电流：1436A 强励电压：553V 强励电流：3590A
5	330kV 岱阳 变	130	5	10kV	TT-50-2	容量：50Mvar；绝缘等级：F；冷却方式：空气冷却 励磁方式：自并励静止励磁 励磁系统额定电压：158V 励磁系统额定电流：1436A 强励电压：553V 强励电流：3590A

三、成效与创新

一是区域电能质量显著改善

2021 年黄河公司会同青海电网在青豫直流近区 330kV 系统开展了三次人工短路试验，三次试验故障后旭明变 330kV 母线电压（C 相）分别跌落至 12.9kV、13.4kV、16.4kV，调相机全投运工况下比无调相机投运工况下提升了 3.5kV(提升 0.0184p.u.)，跌落量减小 1.88%，故障消失后，最高电压由 234.4kV 降低至 216.4kV（降低 0.0945p.u.）；旭明变#1 调相机升压变 35kV 母线电压（C 相）分别跌落至 13.4kV、14.6kV、15.2kV，调相机全投运工况下比无调相机投运工况下提升了 1.8kV(提升 0.0891p.u.)，跌落量减小 22.22%，故障消失后，最高电压由 24.9 kV 降低至 23.1kV（降低 0.0891p.u.）；旭明站#3 调相机在第三次故障瞬间，机端电流在短短 7 毫秒间由 173A 升至 12404A（4.5p.u.），无功出力由 1.70Mvar 升至 79.59Mvar（1.6p.u.）以上，为短路瞬间提供了充足支撑。

二是电网负荷裕度明显提高

21 台分布式调相机投运后，在 2021 年 11 月 16 日、17 日，青海电网新能源发电出力连续两日突破千万 kW，达到 1045 万千瓦和 1061 万 kW，较历史峰值 994 万千瓦分别提升了 5.1%和 6.7%。这两日间，光伏发电大发时段青海全网用电负荷在 980

万千瓦至 1010 万 kW，新能源出力持续超全网用电负荷，新能源日发电量最高达到 1.07 亿 kW 时，占全省全天用电量的 43.1%。通过 2021 年前 11 个月电量与 2020 年同期对比，青海电网新能源总发电量达到 313 亿 kW 时，同比增长 37.9%。提高青海海南地区新能源送出能力 350 万 kW，年均增发新能源电量 70.2 亿 kW 时，相当于节约标准煤 318.9 万吨，减排二氧化碳 574.2 万吨。

四、总结与建议

青海海南区域调相机至今已投运三年，运行期间调相机设备运行稳定，通过电网运行数据显示，分布式调相机具备优异的暂态稳态特性和无功调节能力，对维持电力系统电压稳定起到重要作用，同时可提高系统短路容量和短路比，从而支撑了新能源电力大规模外送的目标。由调相机作为无功功率补偿装置，向电力系统提供或者吸收无功功率，在确保电网安全稳定运行的前提下，大幅提升送出的新能源电能质量。

所以针对国内新能源电站分布特点：“新能源并网点与换流站间电气距离较远，且大容量调相机通常安装在换流站及其近区，不足以抑制新能源机端的暂态过电压。”而分布式调相机可以分层分散配置，在防止新能源过电压脱网和提高新能源送出能力上具有良好效果。分布式调相机在工作原理上与大容量调相机

相同，在设计制造上通常采用纯空冷方案，相比于大容量调相机，分布式调相机的相关设计参数均实现了一定优化，具有更好的动态特性，其故障下瞬时强励能力可达 3.5 倍以上，并具有与额定容量相等的进相运行能力。

江苏金坛盐穴压缩空气储能项目电网友好型技术应用实践案例

推荐单位：中国华能集团有限公司

案例单位：华能江苏能源开发有限公司

团队成员：曹庆伟 秦朝晖 蔺 通 郑 枫 杨立华
潘赫男 刘煜东 庞里波 贾红金 林迎虎
陈 辉 董 铭 刘 磊 周家根 韩克刚
陈俊彦 邓建军 袁尔聪 左 祥 董祥龙

一、基本情况

（一）项目概况

金坛盐穴压缩空气储能国家试验示范项目是我国压缩空气储能领域唯一的国家试验示范项目和首个投产的商业化电站。由中国华能集团有限公司、中国盐业集团有限公司和清华大学三方出资共同建设。华能江苏能源开发有限公司负责建设、运行、维护和经营。

项目采用高温绝热压缩非补燃式压缩空气储能技术路线，建设 1 套 $60\text{MW} \times 5\text{h}$ 非补燃压缩空气储能系统，压缩过程 8h，膨胀发电时间 5h。于 2020 年 8 月 18 日正式开工，2022 年 5 月 15 日完成连续满负荷试运，2022 年 5 月 26 日正式商运投产，2023 年 1 月完成项目整体性能试验。

其技术原理如图 1 所示。在用电低谷时段，利用多余的电能驱动压缩机压缩空气，将其送往地下盐穴中储存；在用电高峰期到来时，盐穴中的高压空气经过换热器加热，送至膨胀机内膨胀

做功，驱动发电机发电。

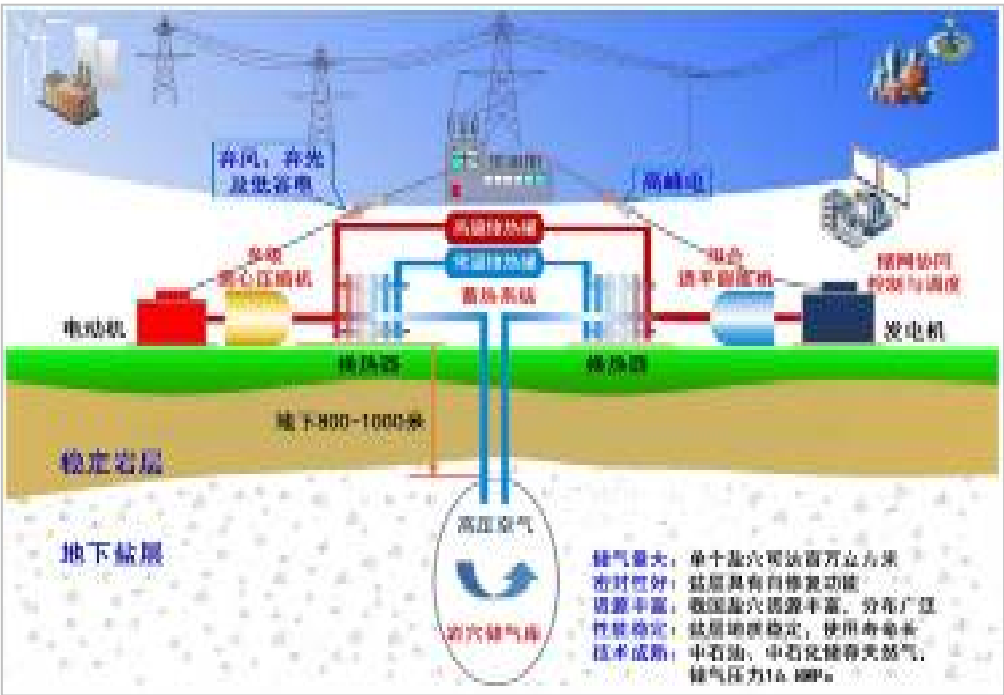


图 1 压缩空气储能技术原理

项目装设一套容量 60MW 级压缩空气储能发电机组，其中包括 1 台额定功率 62.12MW 膨胀发电机，3 台共计 66.5MW 压气蓄能空气压缩机。机组经过整套启动试运考验，各项技术指标良好，机组运行稳定可靠，24h 内储能 8h，发电运行 5h，机组各项指标处于行业领先水平，为江苏电网安全调峰做出了突出贡献。

（二）案例背景

江苏省近年来新能源装机比例迅速增加，截至 2024 年底，全省发电装机容量 20409 万 kW，其中新能源装机容量 8808 万 kW，占总装机容量的 43.2% 以上。另一方面，江苏电网作为全国峰谷差最大的电网之一，日最大峰谷超过 3000 万 kW，占火

电装机的 30%，火电深度调峰能力已接近极限。因此，江苏电源结构以及负荷特性的发展趋势决定了大容量储能电站将成为保障江苏电网安全运行的必要支撑。

江苏省大部分处于平原地带，抽水蓄能资源已开发殆尽。相比之下，江苏省拥有丰富的盐穴资源，主要分布于金坛和淮阴。仅中盐金坛公司目前拥有的闲置盐穴就达 650 万 m^3 ，理论上可以建设 4000MW 压缩空气储能电站。

相比于电池储能，压缩空气储能具有容量大、寿命长（电池的 3 倍）、安全性高、全生命周期单位容量投资低（电池的 1/3）的优势，且没有后续处理的环保问题。

二、主要做法与实践

项目投产后经历了不同的环境工况，均实现了可靠运行。通过合理调控发电、充电运行工况，对电力系统运行起到削峰填谷的作用，有效缓解地区电网潮流大幅波动。在电网高峰负荷时段，发电工况对电网起到了频率和电压支撑作用。作为世界首台投入商业运营的空气储能项目，为确保项目投产后能有效提升电网安全和电能质量，从设计、建设到调试运营阶段均进行了开拓性工作，创建了空气储能领域的标准体系，填补了我国压缩空气储能领域技术和标准的空白。

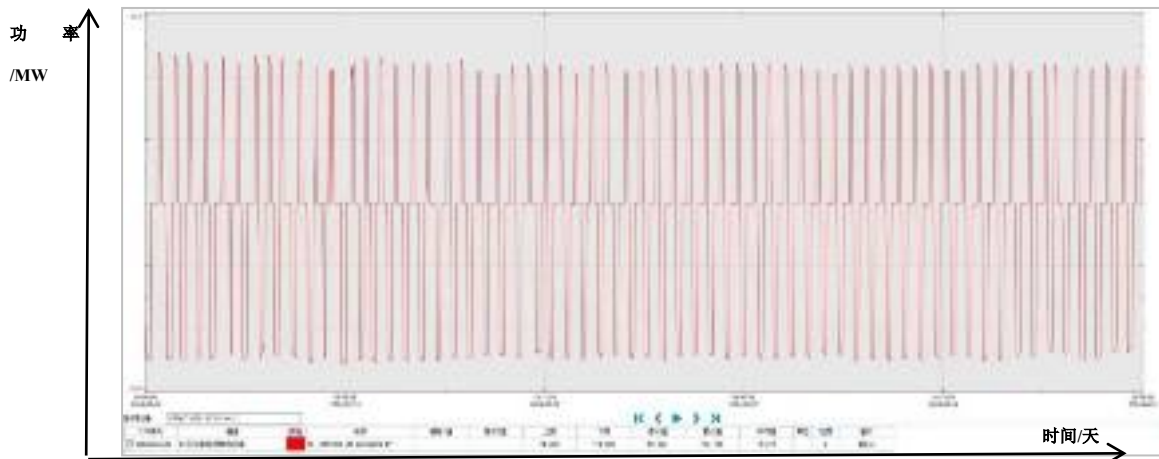


图 2 2024 年迎峰度夏期间 62 天调峰曲线

当前电站采用“日前计划模式”调用，截至 2025 年 4 月 30 日，已实现连续安全生产超过 1070 天，按调度要求储能/发电模式累计运行 600 余次，实现调峰电量 4.2 亿 kWh。在 2024 年迎峰度夏期间响应电网要求，克服了高温带来的系统余热过多困难，在迎峰度夏期间连续 62 天进行全时段调峰，有效缓解了电网调峰压力。

（一）设计方面

首先，在选择机组功率和时长时，参考了所在地常州市电网的未来负荷缺口和高峰低谷时长，采用了 60MW 容量和“储 8 发 5”的模式，投产后成功实现了设计调峰任务。其次，机组压缩机采用变频启动，电机采用同步电机，有效避免了大型电机启动过程中对电网电压的冲击，同时运行中可向电网提供无功支持。

（二）基建调试方面

一是完成世界首个大型非补燃压缩空气储能涉网试验工作。

投产前，经与电网公司协商一致，邀请独立第三方机构按照调峰燃机标准进行了涉网试验，机组调节性能符合电网要求，调节性能超过调峰燃机标准，特性和结果如下：

表 1 机组涉网性能表

装机容量（MW）	60MW
调峰范围	-60MW 至+60MW
AGC 调节范围	+24MW 至+60MW
AGC 调节平均速率	23.8%(14.28MW/min)
一次调频响应时间	<1s
AVC 调节	符合电网要求
励磁系统静差及调差率	符合规程要求
发电机效率和温升	符合规程要求

二是提出世界首个空气储能满负荷试验标准。在压缩空气储能领域，如何判断储能电站作为并网发电主体满负荷试运行是否成功，其技术标准尚属空白，为此项目提出参考《火力发电建设工程启动试运及验收规程》中 300MW 以下连续满负荷运行 96h 的标准，通过连续完成满负荷“4 充 4 放”验证机组安全可靠性的技术标准，经过充分准备后储能电站一次性顺利通过测试。技术人员总结试运经验，编制了盐穴压缩空气储能技术总结等文件，为后续压缩空气储能行业提供了借鉴。

三是推进空气储能行业的入网规范和交易模式。为规范并网流程，商业运行前，与江苏电网公司签署了首个压缩空气储能电站并网调度协议和购售电合同，规范了压缩空气储能行业的入网

标准。

（三）运行维护方面

作为世界首台（套）投入商业运行的大型非补燃式盐穴压缩空气储能电站，因缺乏成熟经验和标准，设备运维方面也遇到诸多困难。为确保机组调峰的及时性和可靠性，技术人员发扬“逢山开路，遇水搭桥”的创新精神，不断探索，对系统不断进行优化和改造，主要解决了三个方面的问题：

一是缩短调峰响应时间，完善启动方式

发明了“三段式压缩机操作法”并固化为自动化程序，启动到注汽的时间由 1h 缩短为 20min。机组带初始负荷的时长仅需 10min，与江苏电网对新型储能对电网调峰升负荷速率（10%/min 升速率）完全吻合，避免了蓄电池储能集中调峰时速率过快导致电网频率大幅波动的问题。



图 3 电站启动操作画面

二是提高调峰质量，消除环境温度影响

通过改造，平抑了环境温度对空气储能对调峰能力的影响，

在高温季节实现了“储8发5”的设计工况，更好地满足了电网调峰需求。



图4 发卡式油-空气换热器

三是调峰可靠性大幅提升，关键部件国产化

发明了囊式碳环密封。实际运行证明设备可靠性明显提高，更换周期由原来的设备启停50次左右，提升至300次以上。同时造价仅为进口设备的三分之一，制造周期由3个月缩短为3天，体现了国产关键设备的优势。电站的调峰可靠性明显提升，同时促进了相关产业链发展完善。



图 5 压缩机厂房

三、成效与创新

依托电站基建和运维实践经验，华能集团公司主导发布了我国首个压缩空气储能国家标准《GB/T 43687-2024 电力储能用压缩空气储能系统技术要求》；发布了行业标准《DL/T 2619—2023 压缩空气储能电站运行维护规程》；发布了团体标准《TCES 061-2021 压缩空气储能电站标识系统（KKS）编码导则》。同时主导发布了团体标准《T/CES 078—2021 压缩空气储能电站接入电网技术规范》，提出了包括压缩空气系统技术规范、发电与控制系统技术规范以及网源协调技术规范。为后续压缩空气储能在涉网调节和电能质量等方面提供了标准和依据。

四、总结及建议

金坛盐穴压缩空气储能电站的成功投运为江苏电网安全调峰、新能源消纳做出了特殊贡献，圆满完成了国家能源局批复要求的“验证基于盐穴压缩空气储能技术在电网应用的有效性”，

为我国未来压缩空气储能发展提供了坚定的信心和坚实的技术基础。项目非稳态压缩、低焓损换热及宽工况透平等技术成果应用于沈鼓集团、东方电气、哈尔滨电气等国内领军企业，解决了设备研发中的关键技术瓶颈。电站在取得了合理的电价政策后取得了良好的经济效益。

实践证明压缩空气储能电站具有安全可靠、寿命长、容量大、零排放的优点，使其应用前景广泛。建议尽快推广，助力我国构建新型电力系统，尽早实现“双碳”目标。



图 7 江苏金坛盐穴压缩空气储能国家示范电站

广东广州从化山区乡村电网电能质量治理实践

推荐单位：国家能源局南方监管局

案例单位：广东电网有限责任公司广州供电局

团队成员：邵 栋 蔡 飞 雷才嘉 潘 威 何治安
王智晖 梅 琳 苏善南 刘建辉 郑凯轩
伍栩京 何 悦 彭 章 汪 帆 易启淋
曹苾玥

一、基本情况

（一）基本情况

国家能源局南方监管局（以下简称“南方能源监管局”）是国家能源局派驻南方区域的监管机构，依法履行监督广东、广西、海南三省（区）电力普遍服务政策落实的职责。

广州从化供电局（以下简称“从化供电局”）隶属于广东电网有限责任公司广州供电局，主要负责从化地区的电力供应、电网建设和运维管理等工作。从化电网 10kV 公用线路总长 3732km，公用配电变压器 3506 台，供电用户 40.17 万户。

（二）案例背景

为适应新形势新要求，探索新的监管方式方法，形成典型经验、长效机制，改善城乡用电营商环境，推进城乡供电服务均等化，助力城乡融合高质量发展，南方能源监管局在从化试点开展“获得电力”全过程监管，推动从化供电服务水平全面提升，山区乡村电网电能质量水平持续提高。

（三）案例概要

从化区农村面积广、森林覆盖率高，从化电网是全国典型县

级山区乡村电网之一。山区乡村电网电能质量提升工作面临两大难题，一是中压供电半径过长导致压降过大，从化电网中压配电线路供电半径超 30km 的共 33 回，超 50km 共 12 回，平均供电半径长。二是分布式电源过多导致波动过大，从化电网小水电站、光伏等分布式新能源占比高，大幅度波动给电能质量管理带来巨大挑战。

按照“全过程管理提升效率，全要素方案解决问题”思路，通过“源头管控、主动感知、快速立项、全景示范”四步走工作步骤，强化负荷源头管控能力，主动感知电能质量问题，快速推动立项实施，建成“源网荷储”治理方案全景示范。

二、主要做法与实践

（一）强化负荷源头管控能力

完善负荷源头管控机制。一是提前预判因负荷接入引发重过载、三相不平衡等问题。根据台区历史运行数据，综合考虑负荷自然增长、潜在用电报装、人员流动等因素，及时传递拟接入台区负载、线路三相负荷、推荐电源点等信息，反馈增量负荷接入信息。二是优化超容用电协同处置工作机制。针对重过载台区，梳理超容用电台区清单和用户清单，加强监控和处置，由营销敦促用户整改，引导用户办理用电增容等相关业务，由规划及时立项解决容量不足问题，由运行落实临时运维措施。完善负荷源头管控机制对重过载、低电压台区治理情况显著，2024 年越限台区 69 个，同比下降 41%，有效提升了台区运行健康水平。

（二）主动感知电能质量问题

利用数字化手段实现低压问题可观、可测。一是充分利用数字化手段，进一步拓展低压态势感知应用场景和应用成效，在从化试点开发低压态势感知反推中压故障功能。截至目前，该功能已发现 500 多起故障。二是增加营配 2.0 覆盖率，完成低压跳闸和低压分路过负荷等问题主动监测，目前从化区智能台区（营配 2.0）覆盖率达到 55%，问题台区智能化覆盖率 93%，实现了低压故障主动感知与主动服务。三是推进智能电表直采直送，实现用户端低电压透明。

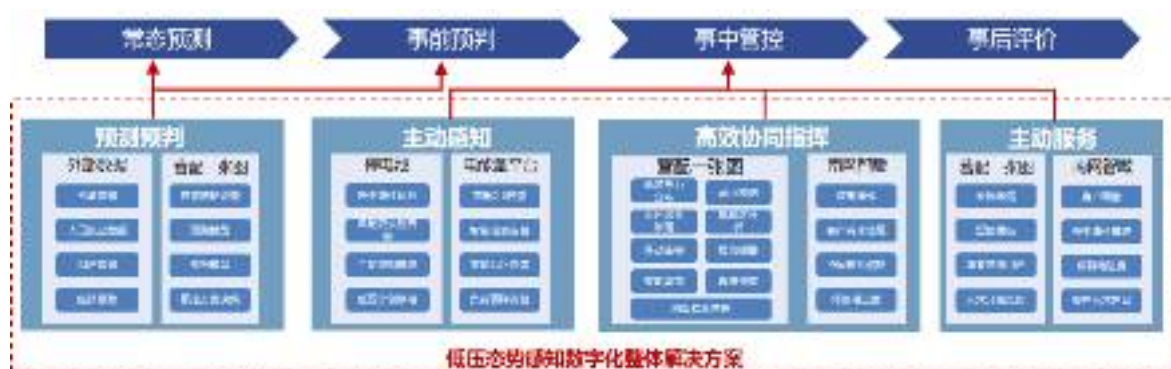


图 1 低压态势感知数字化整体解决方案

（三）快速推动立项实施

建立“运规建合一”机制。一是成立“规划+工程+运行+自动化专业”的规划柔性团队，畅通“问题传递-措施制定-投资安排-项目投产-效果评价”的业务协同衔接，按照“限时、量化、定责”的原则高效解决电能质量问题。二是统筹规划、运行、营销、自动化专业，建立多专业统一问题库，引入“部门+供电所”联合把关、“系统取数+人工复核”方式，将问题全量导入、分

类分级出库，实现统一管理、动态管控，使问题收集、解决更全面。2024 年规划问题库电能质量问题数量同比增长 85%，问题解决率达到 100%。

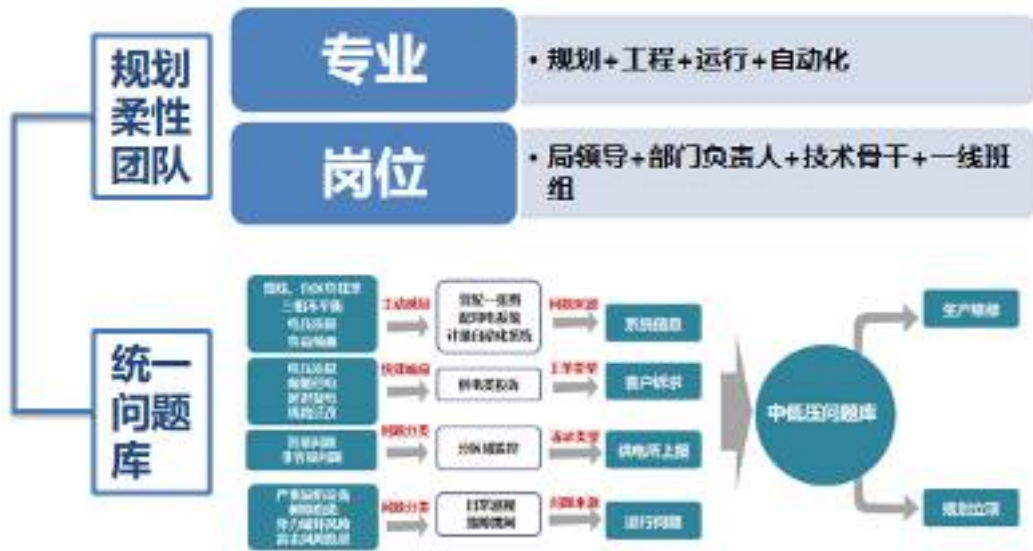


图 2 运规建合一工作机制

（四）建立“源网荷储”治理方案全景示范

在电源侧、电网侧、负荷侧和储能侧打造电能质量治理示范，实现电压实时控制和调节。在分布式电源侧，建立“一馈线一策略”的开关运行模式和定值动态调整机制，通过在小水电的发电量即将超出电网承受临界点时切断小水电，解决小水电电压不稳定导致用户电器烧坏问题，做好电能质量治理的“源头”治理。在中压电网侧，研究应用中压调压技术精准控制电网电压，解决供电半径超长、负荷重及电压合格率偏低问题，做好电能质量治理的“路径”治理。研究应用有载调压调容技术动态控制配变输出电压和容量，满足不同负荷条件下的用电需求，解决时变性或

波动性负荷及非线性负荷导致的低电压问题，做好电能质量治理的“中转站”治理工作。在低压负荷侧，研究应用动态电压恢复技术在线监测、调整输出电压，改善负荷侧电压不平衡度，抑制电压跌落，确保用户设备在电压波动时能够正常运行，做好电能质量治理的“最后一公里”治理。在储能侧，在线路末端接入中压构网型储能系统，在主干线故障、分支线路分段开关分闸后实现分支线范围自治运行。在公变台区接入低压构网型储能，解决低电压问题，实现持续供电。在不同馈线台区建立低压柔直互济，实现无功支撑，提高台区电能质量，做好电能质量治理的“末端”治理。

表 1 “电源-电网-负荷”治理方案全景示范中的技术对比

序号	名称	应用场景	技术特点	实施效果
1	开关定值动态调整机制	分布式电源侧	响应灵敏	小水电造成的电压不稳定情况极大缓解
2	中压调压技术	电网侧，供电半径超长、负荷随昼夜、季节变化大	调整电压范围广、调整速度快	不合格的最低电压提升10%以上，达到国标要求
3	有载调压(调容)技术	电网侧，含有时变性或波动性负荷、含有大量非线性负荷	调整电压(容量)范围广	电压合格率提升10倍
4	动态电压恢复技术	负荷侧，供电半径长、负荷重	响应速度快、调节精度高、适应性强	平均电压合格率提升至99.5%，波动减小
5	储能+低压柔直互联	储能侧，分布式电源上网需求大	响应快，稳定性高	分布式电源上网导致的末端电压偏高问题解决

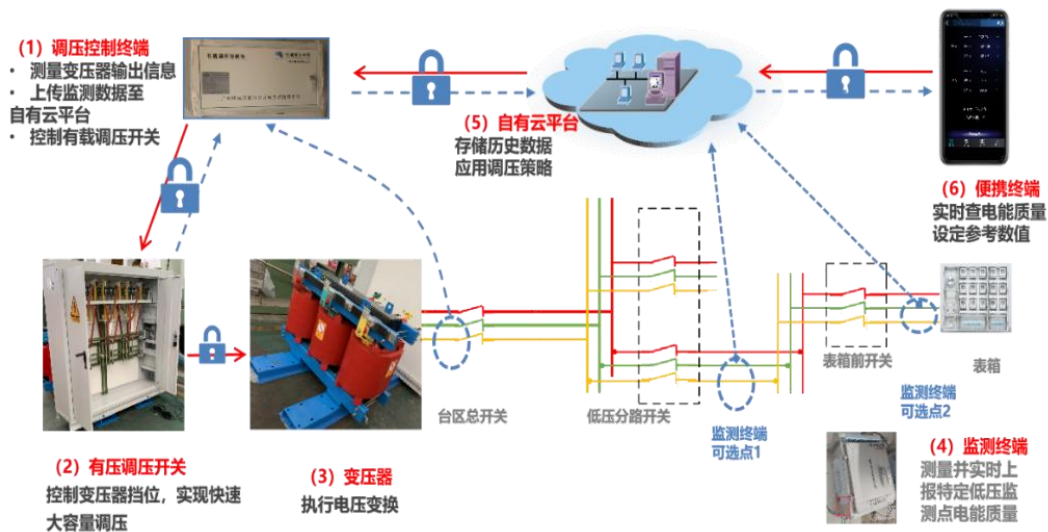


图 3 有载调压系统整体组成逻辑

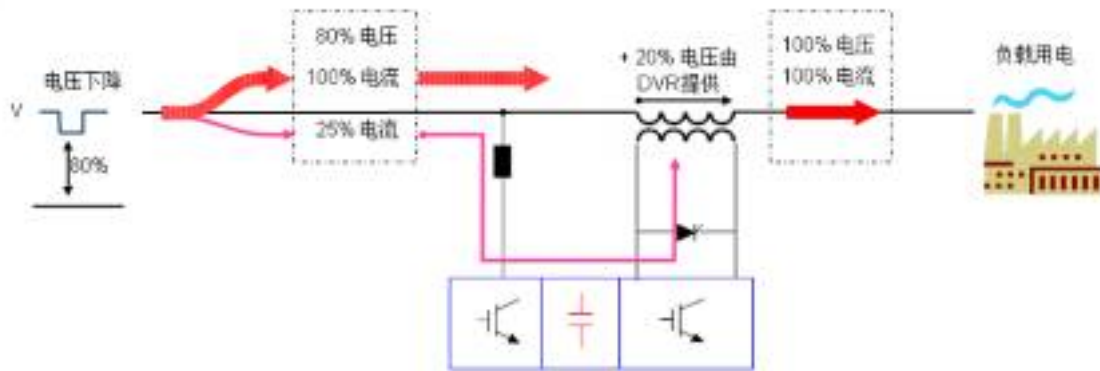


图 4 动态调压器原理图

三、成效与创新

一是民生为本，供电服务提质效

从化供电局重过载、低电压台区数量同比下降了 41%，彻底解决群众供电的“最后一公里”问题，电能质量相关投诉率大幅下降。

二是攻坚赋能，乡村振兴电先行

支撑从化在新时代乡村供电可靠性方面取得显著成效，客户年平均停电时间低于 15min，为从化区创建全国绿色发展示范区

贡献力量。

四、总结与建议

一是模式创新树标杆

电能质量提升工作是配电网高质量发展的重要抓手。在配电网高质量发展过程中，南方能源监管局积极落实乡村振兴战略，在从化进行先行先试，强化负荷供应能力，主动感知电能质量问题，快速推动立项实施，建成“电源-电网-负荷”治理方案全景示范，率先构建一套山区电网电能质量治理新模式，助推山区电网高质量发展。

二是发展痛点待突破

伴随着分布式新能源的快速发展，山区电网呈现谐波污染加剧、电压波动频发等新症候群，传统治理模式遭遇边际效益递减困境，亟须构建“经济性+适应性”双优的解决方案体系。希望建立国家级乡村电网技术创新平台，重点攻关新型电力电子调控、数字孪生仿真等前沿技术，在新技术应用和创新方面提供更多的指导和支持。

福建厦门城中村电能质量综合治理探索与实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网厦门供电公司

团队成员： 李聚聪 王连辉 邓开清 谢佩熹 洪启进
 罗 斌 郝媚美 张 衍 陈勇志 陈超锋
 李 英 黄 杰 詹建荣 许铭拓 黄佳佳
 林继滨 陈春生 谢 德 陈 晶 林智敏

一、基本情况

（一）单位简介

国网厦门供电公司（以下简称“公司”）成立于 1979 年，是国家电网公司辖区内唯一服务经济特区的大型重点供电企业。2024 年厦门全市常住人口 532.7 万人，城镇化率 90.81%，高城镇化率带来“五高一限”电网特征（高负荷密度、高负荷波动性、高电能质量需求、高缆化率、高电力电子化负荷水平及土地资源受限），对电网企业电能质量管理提出新的挑战。

（二）案例背景

在城市化快速发展进程中，部分农村坐落在城市建成区域范围内，仍然实行村民自治和农村集体所有制，发展步伐滞后、游离于现代城市管理之外，形成“城中村”。由于历史原因，城中村与城区发展不同步、不协调问题日益突出，长期以来成为供电及民生保障的薄弱环节，一定程度上影响城市高质量发展。目前，

厦门全市共 774 个城中村，占地面积 39.82km²，居住人口 227 万人，仅全市 2.34%的面积却容纳着近 42.6%的人口，在供电能力、用电安全、服务保障等方面的问题愈发凸显。

（三）案例概要

公司坚持高标准推进国际领先城市配电网建设，始终秉承人民电业为人民企业宗旨，践行电力“双满意”（让客户满意、让党和政府满意），积极响应民生诉求，大力创新政企协同模式，于 2022 年 6 月与湖里区政府一起，结合厦门市政府规划“一村一策”统筹推进整村电网改造，在全市率先启动城中村改造，实施“厦门湖里区城中村电力提升改造工程”，探索出一系列可复制的模式经验，取得显著改造成效，打造城中村电力改造“厦门样本”，让群众实现从“住有所居”到“住有宜居”，从“用上电”到“用好电”的用电感受转变，持续提升人民群众电力获得感、幸福感，真正实现“电靓城中村、天空无线美”。

二、主要做法与实践

以厦门市湖里区后浦社城中村为例，其占地面积约 0.075km²，用电负荷 4.753MW，负荷密度 63MW/km²，属于超高负荷密度区¹。村内房屋 237 栋，0.4kV 注册用户数 422 户，常住人口 1.2 万人，平均每户对应实际用电人数近 30 人。村内出

¹ 注：30MW/km² 以上即为 A+级供电区域。

租户负荷占比超 90%，其余负荷主要为包括伴随租户而来的餐饮、小型商超、学校、小型印刷等，用电高峰负荷是低谷负荷的 3 倍，负荷日潮汐特征显著，居民用户对电能质量要求越来越高，服务意见工单多，但建筑密集、巷道狭窄导致供电设施改造落地难，严重制约电网发展，影响民生用电质量与可靠性。

（一）改造面临的主要难点

厦门寸土寸金且人口密度高，城中村电网改造主要面临 6 大电能质量难点问题。一是**配电线路电压偏低**，城市区域主干电源通常采用单环网、双环式接线，但城中村存在较多放射性大分支接线，如后浦社存在 2 条 10kV 放射性架空线路末端大分支线，村内配变高压侧电压偏低。二是**低压供电半径长**，因配变布置无法深入负荷中心，导致台区供电半径不达标，如后浦社低压线路最长达 350m，低压用户双向越限情况严重。三是**无功补偿容量不足**，老旧配变无功补偿配置容量不足，后浦社台区平均功率因数 92.26%，台区平均线损率高达 10.8%。四是**低压线路负载率高**，改造落地难导致配电线路负载率居高不下，后浦社供电台区低压馈线平均负载率 68%，日负荷高峰时段高达 85%，供电电压日波动性大。五是**户均容量不足**，城中村出租公寓人口数量多，平均一只电表服务用电人数约 30 人，远超城区 3-5 人平均水平，此类台区户均容量远小于地区电网平均水平，以后浦社为例，村

内供电容量 6790kVA，人均供电容量 0.56kW，配变负载率长期处于 70%左右，无法满足日益增长的用电需求。六是三相不平衡严重，出租屋单相负荷占比高,负荷大，线路改接困难，村内台区三相不平衡极其严重，以后浦社为例，重载台区 5 个，潜在重载台区 7 个，严重过电压 14 户，低电压 31 户。电力改造前 1 年，该村提报电压质量意见工单 12 份（见图 1）。



图 1 后浦社城中村改造前电能质量指标

（二）实践有效的典型做法

公司推动政府将城中村“涉电”改造纳入城中村现代化治理重要范畴，与“市、区、街道”三级联动、高效协同，通过市“城中村现代化治理领导小组”、区“城中村改造指挥部”和街道“工作专班”，政府主导、企业主动，“一揽子”采取拆除两违、危房解危、点状征收、杆变落地、专变改公变、旧设备点位迁移重

组等治理工程，攻坚克难推动大容量台区落地，提高台区供电容量、优化台区布点、缩短供电半径、平衡三相负荷，有效提升村内电能质量。主要采取技术路线如下。

1.升级配网网架，提升供电质量

一是升级补强各村网架接线。明确所在区域网格规划目标，按照“存量逐步改造、增量一次建成、一二次同步建设”原则，推进标准型双环网建设。主干网架方面，结合城市开发差异化建设坚强清晰 10kV 标准网架，逐步消除无效联络和过度联络，优化站间线间联络。以后浦社为例，将原有 10kV 放射性架空支路接线升级为电缆单环网，同时融入区域双环网目标网架，着力解决重过载、不满足 N-1 等电网问题。二是优化新增台区布点。在负荷密集区新增大容量箱式变、配电站房，将配变延伸至负荷中心，低压供电半径尽量缩短至 150m 以下，重点解决配变重过载、低电压等供电问题，适度超前建设新的台区布点。三是**差异配置低压电容器**。后浦社改造 6 台高耗能配变，台区线损率比降 6.25%，助力配网经济运行。

2.优化设备选型，提高供电能力

一是**提升线路载流量**。城中村原主干架空线路全部缆化，小巷内无法缆化低压架空线路重新架设大截面绝缘铜导线，增大线路截面积，降低线路负载率。二是**优化设备选型**。城中村通道狭

小、建设空间受限、沿海环境潮湿，采用体积小、容量大户外箱变，配套大容量配电站房建设，提高台区增容落地可行性和增容效率，有效提高配变容载比，每台变压器负载率按 40%-50%控制，后浦社户均供电容量比升 70.9%、配变负载率降至 45%以下。

3.重新分配负载，平衡三相负荷

一是全面普查用电客户基础信息和实际容量需求，通过大数据分析用户近 5 年最高用电负荷、预测未来 10 年空间负荷增长，进一步合理分配三相负荷。二是每台变压器低压馈出不少于 2 回，每路低压馈线按 50%负载控制，确保三相负荷平衡分配。三是在表箱密集区通过动力箱分散控制负荷，杜绝单户故障影响其他用户正常用电。四是开展用户侧治理，通过台区普查、入户对接，梳理各户实际用电容量需求，重新绘制表箱定位图，按“一户（栋）一表箱”严格规整，新表箱按实际用电容量需求配置，解决用户表后线私拉乱接、超容用电现象。

4.规范设备验收，精益运维管理

一是强化验收，严格做好隐蔽工程现场跟踪、把关，严格落实中间验收和竣工验收，强化闭环管理，确保施工安全及质量可控在控。二是“先算后调”，建立台区 10kV 侧电压、低压供电半径、负荷大小等数据模型，科学指导配变投运档位。三是按月开展低压电容器等设备专家巡视，确保设备应投尽投，投且可用。

四是多方面培训巩固，编制《湖里区城中村(强电)施工口袋书》，发放并组织施工队伍学习，明确现场施工作业要点；组织参建单位学习《配电网工程标准施工工艺图册》，开展施工技能比武和优质工艺学习交流，提高参建单位施工工艺水平；深化青年员工培养，结合城中村改造验收、运维工作，开展配电设备运维人员技能培训，提高整体验收水平。



图 2 后浦社城中村改造技术路线

三、成效与创新

2022 年 6 月以来，厦门公司持续攻坚落实“计划、资金、物资、力量”四要素保障，集中投入超千名技术人员，“一村一策”，每村打造个性化电力特色，有力改善 48 个重点改造村供电保障能力，有力支撑地区高质量发展。思明区黄厝社区创新推广电力电子新技术，应用低压柔性直流互联装置等新型电力系统

装备，提升社区供电可靠性，实现近零排放和客户“零停电”感知，彻底解决该区域热门景点各时段用电负荷起伏不定用电难题；思明区塔头村加装 20 台配变智能融合终端，台区各级分路安装智能开关监控配变到用户各关键环节，异常情况第一时间发送预警，风险隐患精准研判，抢修质效比提升 39%；海沧区新垵村、湖里区殿前社等采用个性化“共享站房”模式（一楼为垃圾中转站、公共厕所、戏台等，二楼为配电站房），助力将城中村打造成宜居、宜业、智慧、和谐的现代化社区。

通过构建整村改造模式，结合政府规划制定改造方案，打造一批以后埔社为示范引领的城中村现代化治理样板，实现管理成效和社会成效“双跃升”。一是台区电能质量优化，严重过电压、低电压用户、意见工单均清零。二是供电能力提高，12 台配变改造为高能效配变，台区总容量增加 4820kVA，变压器、线路平均负载率控制 45%以内。三是可靠性提升，坚强网架结构支撑 10 线路电压质量稳定性，供电可靠率由 99.983%提升至 99.992%。四是电网损耗降低，平均功率因数由 92.256%提升至 96.872%，分线线损由 7.4%降至 1.43%，台区线损率由 8.81%降至 1.15%。五是供电安全筑牢，各类火灾隐患（45 处）、触电隐患、老旧设备隐患（92 处）、故障隐患（22 处）和漫天“蜘蛛网”全部消除。六是人居环境美化，杆变落地变箱变，箱体彩绘让“灰头

土脸”变压器穿上“新衣”，村中“无杆”村民“有感”供电设施与周边环境更和谐。

迄今为止，厦门市 6 个行政区启动 101 个城中村电力改造(48 个村改造完成、53 个村在建中)，累计新增供电容量 22 万 kVA，计划 2025 年全量完成改造。城中村改造推广以来重载配变数逐年比降 63.2%(2022 年 196 台、2023 年 142 台、2024 年 72 台)。湖里区 2024 年率先实现城中村台区零重载，区域供电可靠率达到城市 A 类水平，惠及 60 多万常住人口(见图 3)。



图 3 城中村改造治理成效

四、总结与建议

（一）经验启示

一是党旗引领，政企协同建机制。厦门市委、市政府深入推进城中村现代化治理，区委及公司领导挂帅改造指挥部，各层面加强工作统筹和资源调配，从提交专家论证会纪要、带角点坐标的用地红线图、方案文本至自规局备案，到街道组织建设、财政以奖代补，为城中村现代化治理注入强劲动力，多方联动按下城中村电力提升改造“快捷键”。二是新模式破解变压器落地难题。后浦社首创城中村“共享站房”模式，高效集约集体用地，让原先分散在各处电力、通信、市政等设备“住”进一个家里，站房一楼配电房，新增供电容量 3750kVA，有效满足后浦社西南片区远期负荷发展需求，消除设备低电压隐患，二楼兼顾智慧网格、办公场所、应急广播等需求，在“寸土寸金”城中村中腾挪出“智慧大脑”，共享村内各房屋用电人口动态信息、用电需求增长信息、用户规范用电情况等，供电网格人员与社区网格人员协同联动，实时掌握用电负荷信息、设备运行环境情况、用电增长需求，有利于村内电压质量常态性综合管理，提高运维效率和服务需求响应效率。

（二）成果总结

面子“靓”、里子“实”，厦门市城中村改造后显著全面提

升电能质量，全市综合电压合格率整体达到 A+类供电区域标准，通过进一步融入网格片区高能级配电网建设，绽放供电“无线美”，助力打造厦门特色高颜值城市社区（见图 4）。



图 4 城中村改造个性化特色

四川内江柔性直流技术在低电压治理中的应用

实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网四川省电力有限公司

团队成员： 宋曦昉 苏小平 沈 澜 朱 锐 李 磊
徐 琳 郭也畅 郑理科 张瑞宇 孙志超
王倩斓 刘圆丹 陈 刚 郑立宇 简静思
汪小姗

一、基本情况

（一）公司基本情况

国网内江供电公司隶属于国网四川省电力公司，担负内江辖区内 5 个区县的供电任务，供电面积 4845km²，营业户数 168.67 万户。内江电网经过多年发展建设，现管辖 35 kV 及以上变电站 86 座，35 kV 及以上输电线路 194 条，10kV 配网线路 531 台，城农网配变 16405 台。

（二）案例背景

随着乡村振兴战略的深入实施，农村电网在安全可靠供电、电能质量提升等方面面临更高要求。当前农村低压配电网普遍存在基础网架薄弱、供电半径过长、低电压问题突出等结构性矛盾。与此同时，农网台区低压越限、电压波动等供电质量问题频发。叠加“双碳”目标下新型源荷规模化接入趋势，农网台区供电品质问题已成为制约农村经济发展与能源转型

的关键瓶颈。

以四川省内江市东兴区“中棚村 4#公变”台区为例，该台区覆盖 97 户居民及 1 个家禽养殖场，因台区低压供电半径过大，配电线路长达 1.20km，线型为 AC1kV-JKLYK-50，线径为 50mm²，用电高峰时段，供电能力下降，致使该台区末端到户电压出现明显下降，从 218V 骤降至 170V 以下，导致电饭煲、空调、磨面机等设备无法正常运行，严重影响居民生活与农业生产。

（三）典型经验举措

面对该用户低电压的顽疾，公司深入基层调研，创新应用柔性直流调压技术，在出线及用户侧安装 FVR 主从机装置，通过动态补偿电压波动、精准调节无功功率，彻底解决低电压问题。

一是深入一线，分析成因

经现场勘察和系统数据查询，“中棚村 4#公变”台区变压器容量为 200kVA，变压器出口侧电压（台区考核表电压）为 220~235V，末端用户距离变压器的配电距离约为 1.20km，线制为三相四线，配电线径为 50mm²铝线，按照高峰时段末端负载 50kW、变压器输出电压 220V 计算，末端用户电压将下降约 50V。由模拟计算分析可知，该台区末端低电压主要因为配

电距离长、线路压降大导致。

二是深挖技术，采用柔直

针对山区农网长线路输电导致的台区电压越限问题，公司遵循“稳定、可靠、绿色、智能”的核心理念，细致分析“中棚村 4#公变”电压偏低的根源，并对柔性直流调压方案进行系统的调查研究。该方案采用交直流混合的配电方式，在变压器端安装整流设备将 380V 交流转为 $\pm 375\text{V}$ 直流输电，低电压区域范围中心安装逆变设备，将 $\pm 375\text{V}$ 直流电转为 380/220V 交流电，解决范围性长线路低电压问题。

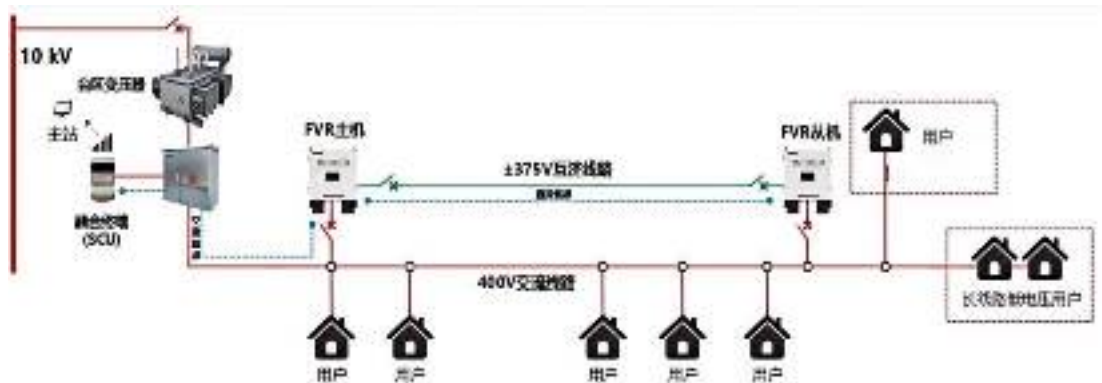


图 1 柔性直流调压原理图

三是严谨施工，确保成效

在变压器侧 3#杆整流升压，将 380V 交流转为 $\pm 375\text{V}$ 直流输电，中间加设两条 650m 的 70mm^2 绝缘线进行直流输电，在靠近末端低电压用户的 11#杆逆变稳压，将 $\pm 375\text{V}$ 直流电转为 380V 交流电输出电压合格的三相交流电并联到末端主线路路上。

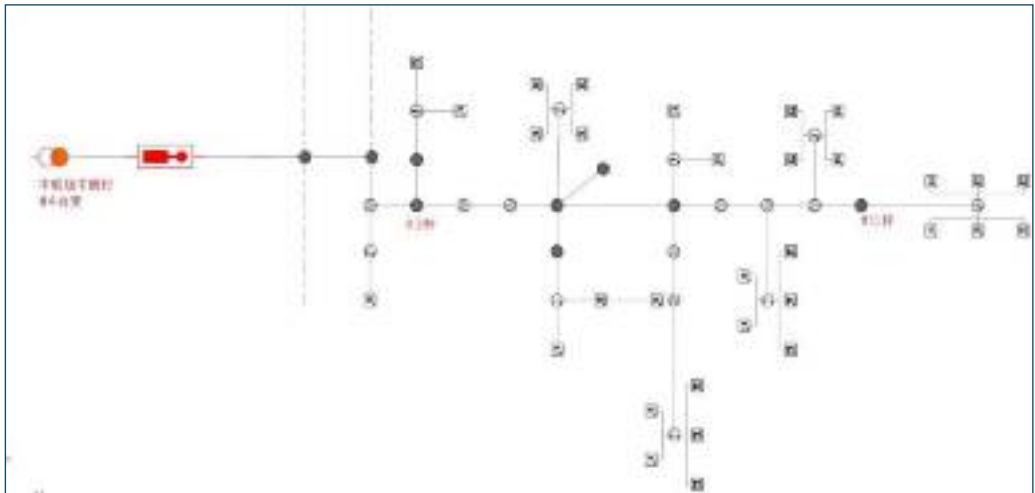


图 2 台区拓扑图

设备安装就绪后，监测数据显示，最末端用户的电压长期维持在 198V 以上，低电压问题已得到有效缓解，显著提升了客户用电体验。



图 3 现场施工图

二、主要做法与实践

（一）案例成果

四川省内江市东兴区“中棚村 4#公变”台区大约 1 天完成



图 5 用户 1 治理前后电压对比图（现场实测）

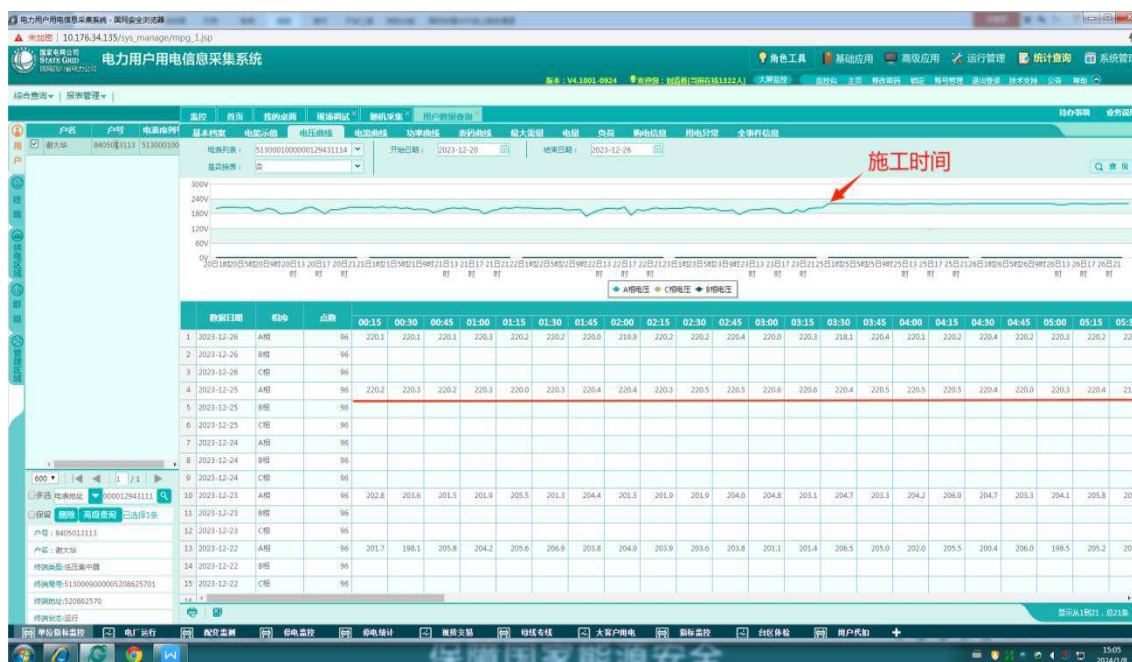


图 6 用户 2 治理前后电压对比图（系统查询）



图 7 用户 2 治理前后电压对比图（现场实测）

（二）综合效益

1.经济效益分析

类别	物资明细	投资金额（万元）
传统台区改造	1. 油浸式变压器及辅材。 2. 10kV架空线路。 3. 低压架空线。 4. 工程施工用料。	18.4
柔性直流综合调压改造	1. 柔性直流综合调压装置。 2. 低压架空线及含辅材。	11.5

该方案可在不改变原有网架结构的情况下，运用柔性直流综合调压系统，提升了输电功率和输电距离，且施工成本相对较低，给电网建设带来可观的经济效益。在农村山区台区低电压改造治理方案过程中，相较于新增布点，柔性直流综合调压

系统合计投资金额为传统投资方案的 60%左右，周期仅需要 1.0 天即可完成，极大降低了公司的建设成本。

2.社会效益分析

该方案解决台区用户侧电能质量不佳，供电能力不足等用电难题，改善民生，提升人民生活幸福感，为国家乡村振兴提供坚强有力的技术保障。同时，可提高新型电力系统对新能源的接纳度，有效助力国家光伏扶贫的建设任务。

三、成效与创新

遵循“投资最省、方案最优、建设最快、成效最好”的原则，柔性直流技术能够有效应对当前低压台区面临的低电压问题，切实提升低压台区供电品质，降低配电网建设投资。

一是一改多效，高低电压同步治理

通过控制逆变模块的输出电流的大小以及方向来调节整条线路的电压。能量可进行双向流动，可实现对山区低压配电网网架薄弱、供电线路长造成的低电压及高比例新能源接入造成的过电压进行治理。

二是并联安装，成片治理

装置通过并联入网，不影响线路本身可靠性，可带电施工，不会拉低前端电压，并且逆变接入点前后范围内低电压均可治理。负荷轻载时可采用休眠模式降低自身损耗。

三是直流配电，降低损耗

交直流混合配电，降低线路损耗。采用 $\pm 375\text{V}$ 直流输电，相比于 220V 交流电，电压提高 3 倍，电流降为 $1/3$ ，线路损耗降为 $1/9$ 。同时，直流线路允许压降超过 150V ，为交流的 7 倍，相同功率下，供电半径可提高 20 倍以上。

四、总结与建议

（一）典型应用场景

本案例所采用的柔性直流技术尤其适用于以下典型场景：

山区及偏远农村长线路供电：针对供电半径超过常规标准、线路阻抗大、传统改造方式成本高的台区，可通过直流输电有效延长供电距离，解决末端低电压问题。

分布式光伏高渗透接入区域：在光伏安装比例较高的农村地区，柔性直流系统能够双向快速调节电压，有效抑制因光伏反送电引起的过电压问题，同时解决传统负荷时期的低电压问题。

传统网架改造困难区域：在通道受限、地理环境复杂、投资有限的区域，该技术可作为传统台区新建或改造的有效替代和补充方案。

对供电质量要求较高的敏感负荷用户：如养殖场、农产品加工点等，柔性直流技术可提供更稳定、合格的电压，保障生

产设备的可靠运行。

（二）技术局限性分析

尽管柔性直流技术在上述场景中优势明显，但也存在一定的局限性：

初始设备投资相对较高：核心电力电子变流设备成本目前仍高于常规交流配电设备。

对运维技术能力要求高：系统的稳定运行依赖于成熟的控制保护策略，对运维人员的专业技能提出了更高要求。

适用规模的经济性：在当前成本下，更适用于特定疑难台区的治理，在大范围全域改造中与传统方式相比，经济性优势需根据具体条件详细评估。

（三）总结与展望

综上所述，柔性直流技术是解决特定配电网疑难电能质量问题的一种高效、创新的技术手段。它在长线路、高阻抗、新能源渗透率高以及网架改造受限的典型场景下，展现出传统方案所不具备的技术独特性和经济性。随着电力电子技术成本的进一步下降和设备可靠性的持续提升，电压综合治理能力符合新型配电系统的发展方向。

建议以四川内江等典型地区为试点，由国家能源局统筹设立“柔性直流技术应用示范基地”，支持跨区域技术交流与成

果转化，加速技术落地。将其作为传统交流配电的有益补充，在适合的场景中精准推广，并持续开展“柔直+光伏”“柔直+储能”等融合应用的探索，全面促进柔性直流技术的创新和应用，为构建高弹性、智能化、高品质的现代配电网提供更多解决方案。

贵州低压柔性直流技术在提升贵州山区电压质量的实践

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：贵州电网有限责任公司

团队成员：	蔡永翔	徐玉韬	王扬	安小波	熊楠
	贺红艳	窦陈	吴鹏	李星锴	贯昌宝
	朱清海	付宇	李跃	来传剑	徐常
	贺墨琳	孟亚园	陈隆	濮远峰	钱东生
	张恒荣				

一、基本情况

（一）公司基本情况

贵州电网有限责任公司（以下简称“贵州电网公司”）是中国南方电网有限责任公司的全资子公司，负责贵州电网的统一规划、建设、管理和调度，经营中央在黔国有电网资产，承担着贵州省内电力供应和西电东送双重任务，供电面积17余万 km^2 ，供电户数1980余万户，主要从事电力生产、传输和配送业务。作为贵州省的主要电力企业，贵州电网公司的定位是提供可靠、高效的电力服务，促进区域经济社会的发展。近年来，贵州电网公司致力于推动清洁能源发展，提高电力输配效率，改善用电环境，助力贵州电力行业的可持续发展。

（二）案例背景

随着“双碳”目标的推进，我国可再生能源产业规模持续扩大。为优化农村能源结构，国家能源局实施“千家万户沐光行动”，统筹推进农村电网升级与分布式光伏协同发展。在此背景下，分布式光伏装机容量激增，但农村配电网面临多重技术瓶颈：中低压配电线路普遍存在网架薄弱、供电半径长、负

荷覆盖分散等问题，由此引发的电压波动、三相电流不平衡等现象，已成为制约电网安全运行与民生用电质量的关键痛点。

更为严峻的是，分布式光伏大量并网进一步加剧了配电网运行复杂性。传统改造方案依赖大规模架设新线路及增设台区（单台区扩容成本超 20 万元），存在建设周期长（平均 18 个月）、资源利用率低等问题。对此，贵州电网公司首创基于低压柔性直流网络和低压交直流一体化装置，实现配网潮流的实时优化。经试点验证，该方案可使电压合格率提升至 100%，同时减少 78% 的新增改造投入，为分布式能源高渗透场景下的山区电网升级提供了创新范式。

（三）案例概要

为解决大量分布式光伏并网后产生的电能质量问题，贵州电网公司在全省广泛调研的基础上，选取了电压越限、三相不平衡、潮流返送问题较为突出的光伏区域—贵州省六盘水市羊场乡纳木村为试点，在山区采用直流嵌入式网架与低压交直流混合装置，嵌入直流网络实现交流直流同通道架设，实现示范区过电压和电流三相不平衡合格率均达 100%，分布式光伏消纳能力提升 66.84%，可额外接入 43kWp 屋顶光伏。



图 1 羊场示范区鸟瞰图

二、主要做法与实践

羊场示范区包括以居民负荷为主的关庄新村台区，台区变压器容量 315kVA，用电居民 72 户（光伏用户 68 户），用户光伏装机容量 278 千瓦峰值，光伏同期渗透率最高达到 550%；以农村小作坊和加工厂负荷为主的桥孔 1 号台区，台区变压器容量 50kVA，用电居民 18 户（光伏用户 10 户），用户光伏装机容量 30kW 峰值，光伏同期渗透率最高达到 230%。

羊场示范区的建设包含低压柔性直流网络和低压交直流一体化装置。

一是打造山区低压柔直网络，确保潮流灵活可调

低压柔性直流网络是在羊场示范区原有交流网架中新增直流线路并新增关庄新村与桥孔 1 号台区功率互济装置（Voltage Source Converter, VSC）（VSC1 和 VSC2）、关庄新村台区首末端功率补偿装置（VSC3 和 VSC4），共 2 套。

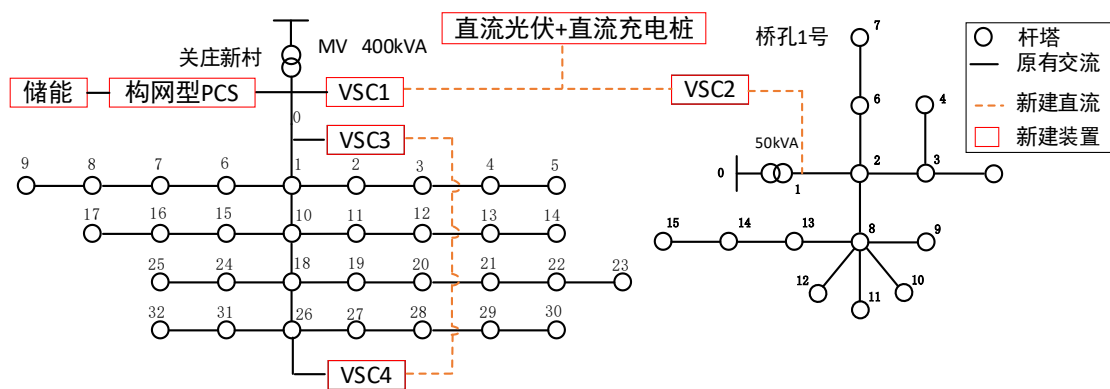


图2 羊场示范区的建设结构示意图

在保留现有交流网架结构和用电形式不变的情况下，将直流网络嵌入现有交流台区的首末两端，实现交流直流的同通道架设，同时在不新增低压配电通道的情况下，对现有交流通道进行扩容，首尾两端的换流装置可以同步参与交直流电网潮流的优化与调节。

二是研发低压柔直装置，治理山区用电质量问题

贵州电网公司自主研发低压交直流一体化新装置，交流潮流通过VSC3和VSC4有功无功协调的电压就地控制方法及直流线路传输实现电压控制、三相不平衡调节及网损优化的功能。此外，将两交流台区通过交直流装置进行互联，当桥孔1号台区出现重过载问题时，可以将关庄新村台区的一部分功率转移到桥孔1号台区，通过跨台区的功率调度解决两个台区的问题，从而平衡不同台区的变压器负载率，进而优化台区运行条件，提高设备的利用率。

三、成效与创新

一是山区用电质量改善显著

示范区交直流网架结构有效提升了低压台区对分布式光伏的消纳能力，提高台区内部潮流调节能力，有效缓解台区过电压问题。运用台区内柔直设备可将台区电压合格率从28%提

升到 100%，桥孔 1 号台区不再出现配变重过载情况。此外，有效解决了长线路台区低电压问题（治理最长台区半径达 2.5km）。此外，关庄新村台区三相电流平衡时间由 14.78%提升至 100%。

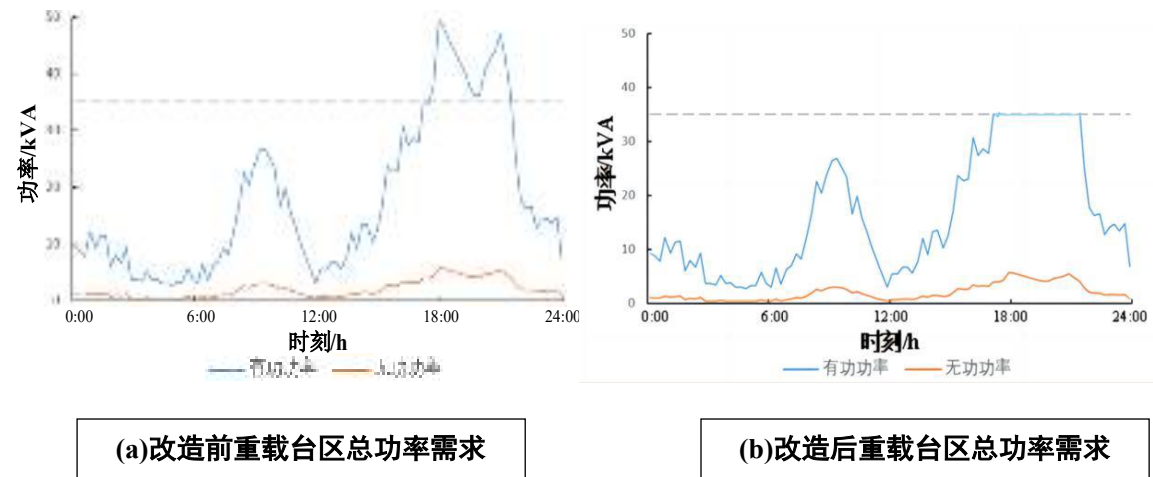


图 3 台区互联治理重载效果对比图

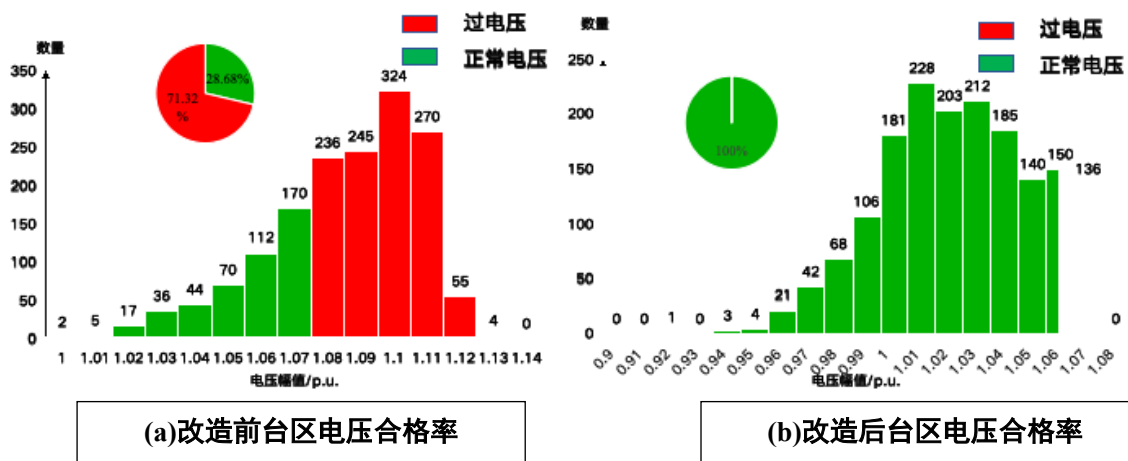


图 4 改造前后台区电压合格率对比图



图 5 台区三相不平衡改善效果

二是山区实地运用成效显著

示范区以山区直流嵌入式网架与低压交直流混合装置，实现交流直流同通道架设，助力新能源台区绿电供应、潮流优化。目前，贵州电网公司已累计推广应用达 332 个台区，完成 9 个地市供电局全覆盖，有效解决末端用户低电压超 1000 户，用户生产生活（如养殖、烤烟、电器）电压质量得到较大提升。

例如，安顺紫云白杨树公变末端最低电压 182V，装置投运后电压提升到 218V，末端用户空调、电磁炉、打米机等电器设备均可正常使用；遵义湄潭 10kV 兴凤线新桥公变 14 个末端用户非用电高峰期电压 168V，开启 3.5kW 的电磁炉后电压降至 198V 以下，装置投运后电压提升到 213V；铜仁思南柏家坳公变末端用户非用电高峰期开启一台 2.5kW 电磁炉，用户电压 171V，装置投运后电压提升到 229V；都匀贵定 10kV 岩摆线打锡山公变台区 21 个低电压用户位于线路末端，用户电压低至 158V，装置投运后电压提升至 214V，电器设备均可正常使用。



图 6 安顺紫云白杨树公变电压治理前后情况



图 7 铜仁思南柏家坳公变电压治理前后情况



图 8 遵义湄潭 10 千伏兴凤线新桥公变电压治理前后情况



图 9 都匀贵定 10 千伏岩摆线打锡山公变电压治理前后情况

三是降本增效成果显著

针对农网台区低电压问题，传统的台区改造方案基本以缩短供电路径为主，通过在低电压用户负荷中心组立电杆、新装变压器等方式，接入原有低压台区。在农村山区，每个台区合计投资约 30 万元，周期在 1 至 2 年。而低压交直流混合一体化装置只需新装整流主机、逆变从机以及同杆增设 2 根直流线

路，投资约 6.5 万元，约为传统新增布点方案的三分之一，其施工周期约 1 至 3 天，可极大地节约投资成本和缩减项目周期，具有较高的效益，是低压配电网架结构的有效替代、补充方案。根据贵州电网公司《中低压配电网统一问题库（低电压台区）》统计，全省存在末端低电压台区 7455 个，从调研结果分析，其中约 40%的配电台区末端低电压问题可利用低压交直流混合一体化装置方案解决，采用本方案总体减少投资约 6 亿元。

表 1 中低压交流改造和低压交直流混合一体化装置方案对比分析

方案	传统中低压交流改造	低压交直流混合一体化装置改造
内容	现场勘查、设计方案设备费用（线杆、线缆、变压器、开关、防雷、绝缘子等）施工费用（不同的现场存在差距）	装备：AC-DC 柜，DC-AC 柜 施工：380V 侧安装 AC-DC 柜、用户侧安装 DC-AC 柜；架设直流母线：沿用原交流线路（串联），沿原通道同杆架设直流母线（并联）
费用	20-30（万元）	6.5（万元）
项目周期	1-2 年	1-7 天
管理效益	较长的项目周期不能快速适配市场用户端电压质量需求侧，在空窗期容易引发投诉和经济纠纷等社会问题。	降低用户投诉：改善末端低电压，减少因低电压等问题引起的用户投诉、索赔等问题。 提高客户满意度：全面提升供电公司的服务能力，构建和谐供用电关系，提高客户满意度，提升公司形象。 降低潜在经济损失：保证电网供电质量，避免因低电压引起居民、企业停产而带来的经济损失。

针对新增布点投资成本高（>20 万元）或改造周期长（3 个月以上）的电压超限台区，建议使用低压交直流混合一体化装置来降低成本，高效率地解决电压超限问题。

四、总结与建议

（一）经验总结

贵州电网公司通过羊场示范区项目，创新性地采用低压柔性直流网络和低压交直流一体化装置，成功解决了山区高比例光伏并网导致的电压波动、三相不平衡及低电压问题。该方案

通过嵌入直流网络实现交直流同通道架设，显著提升了电压合格率（从 28%提升至 100%）、缩短了改造周期（传统方案 1—2 年，本方案 1—7 天），并降低投资成本（仅为传统方案的 1/3）。目前已在贵州全省推广至 332 个台区，覆盖 9 个地级市，有效解决末端低电压用户超 1000 户，减少投诉 300 余单，社会经济效益显著。

（二）工作建议

优化政策与标准支持。推动将低压交直流混合技术纳入农村电网升级改造的推荐方案。制定相关技术标准，规范设备选型、施工流程及运维要求，确保技术应用的可靠性与安全性。

山东威海构网型 SVG 装置在电压越限台区中的应用

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网山东省电力公司威海供电公司

团队成员： 孙晓鹏 程波涛 郝 杰 慈文斌 苏永智
 马建生 孙源文 洪 福 刘 静 韩军平
 王 健 李 放 孔德怀 张晓军 单金灿

一、基本情况

（一）单位简介

国网山东省电力公司威海供电公司（以下简称“威海公司”）成立于 1990 年，是国网山东省电力公司直属供电企业，担负着威海市环翠区、文登区、荣成市、乳山市 4 个区县的供电任务，服务客户 206.95 万户。威海电网是山东电网的重要组成部分，已全面形成以 500kV 昆嵛站为枢纽，500kV 国核示范、华能电厂为主要电源支撑，220kV 环形网络为骨干，110kV、35kV 电网深入负荷中心的网架结构。现管辖 35kV 及以上公用变电站 144 座，总容量 1283.6 万 kVA；10kV 及以上公用输配电线路 1658 条，总长度 1.614 万 km。

（二）案例背景

随着“双碳”政策的落地以及新型电力系统的建设，分布式光伏进入迅猛发展阶段，在促进能源结构向多元化、清洁化、低

碳化发展的同时，配电网运行承载力面临极大挑战，其中供电电压作为公司服务经济发展、满足用电需求的重要指标，已不同程度受到光伏影响。主要存在两方面问题：

一是农村地区电压高波动问题逐步凸显。威海县域台区光伏接入容量占全市的 92.2%，配网相对薄弱的农村地区接入大量分布式光伏，造成多个台区存在白天光伏大发过电压、夜间用电负荷重低电压的“双向越限”问题，部分台区用户电压差达 60V 以上。同时，部分台区供电半径长、线路老旧，当末端存在大容量设备启动或用电时，极易引发台区电压瞬时跌落，导致台区其他用户用电设备异常，引发供电质量服务风险。

二是光伏电压问题缺乏高效的治理手段。分布式光伏并网点电压与光伏出力大小、接入位置、台区线径等因素相关，常规模式下，解决光伏电压越限问题主要从电网改造（如建设专用汇流线路、老旧线路改造等）、限制光伏出力两方面进行治理，但电网改造治理周期相对较长，且受投资限制，无法短时间大面积进行改造，而限制光伏出力又影响用户切身利益，极易造成纠纷。

（三）案例概要

威海公司深入分析台区电压越限成因，积极探索无功及构网型技术在台区电压治理中的应用。通过仿真分析及现场验证，在台区合适位置安装构网型 SVG，利用其无功快速精准调节能力、

电压主动支撑及组网能力，有效缓解了台区电压高波动及越限问题，提高台区电能质量和运行稳定性，为新形势下的台区电压越限问题提供了新的技术治理方案。

二、主要做法与实践

（一）工作原理

构网型 SVG 与传统 SVG 一样具有相同的电气拓扑，主要由电力电子器件（如 IGBT、IGCT 等）组成的逆变器、直流电容、控制单元等部分组成。考虑到构网型 SVG 在电网发生电压瞬时跌落时，需要提供一定的电压支撑能力，相比传统 SVG 具有更大的过载能力及更宽范围的电压适应性。

构网型 SVG 与传统 SVG 在控制策略上区别较大，传统 SVG 是以无功补偿功率或补偿电流为控制目标，通过输出无功功率达到功率因数自理或无功调节的目的。通常采用跟网型控制方法，即采用“功率外环+电流内环”的双闭环控制方式。构网型 SVG 以其并网点电压为控制目标，通过构建“电压外环+电流内环”的双闭环控制方式，实现构网型 SVG 接入点近区电压重塑，相当于重新构建 SVG 接入近区的电压。尤其对于配网末端，由于台区电源点距离末端可能较远，电源点对末端电压的约束变弱，末端电压特性较软，一旦有大负荷接入或光伏较大功率的返送，就会引起电压较大波动。构网型 SVG 正是利用其电压重塑能力，

改善台区末端供电网络的电压特性。

（二）主要功能

一是无功补偿调节电压。构网型 SVG 可以通过调节输出的无功功率，改变电网中的无功潮流分布，从而调节电网电压。当台区电压升高时，构网型 SVG 通过电压外环，快速感知节点电压变化，并快速计算出需要发出的感性无功功率，吸收电网中的多余无功，降低电压；当台区电压降低时，构网型 SVG 发出容性无功功率，向电网注入无功，提高电压。

二是快速动态电压支撑。当台区存在分布式光伏大发或大负荷用电时，构网型 SVG 能够快速响应，通过快速调节无功功率，抵消分布式光伏出力变化和大负荷用电引起的电压波动，提供动态电压支撑，维持台区电压稳定。

三是无功潮流分布优化。构网型 SVG 可以根据台区的实际情况，优化无功潮流分布，减少无功功率在电网中的传输损耗，提高电网的运行效率。通过合理调节无功功率，SVG 可以使台区内的无功功率达到平衡，降低电压降，提高电压质量。

（三）主要特点

响应速度快：构网型 SVG 能够在几毫秒内响应电网的电压变化调节需求，实现电压的实时调整。**连续调节：**可以实现连续、平滑地调节电压，不会产生阶跃变化。**双向补偿：**既可以发出无

功功率，也可以吸收无功功率，适应不同的电网运行工况。**占地面积小：**与传统的无功补偿装置相比，构网型 SVG 占地面积小，安装方便。**可靠性高：**采用先进的电力电子技术，具有较高的可靠性和稳定性。

（四）现场应用

2024 年 8 月 26 日在威海乳山市完成了首台装置试点应用，试点台区变压器容量 400kVA，共有低压用户 203 户，供电半径 642m，线径主要为 70 导线，共有 9 户光伏用户，并网容量 247.65kW，末端存在 1 户大负荷用户（水产养殖、40kW）。

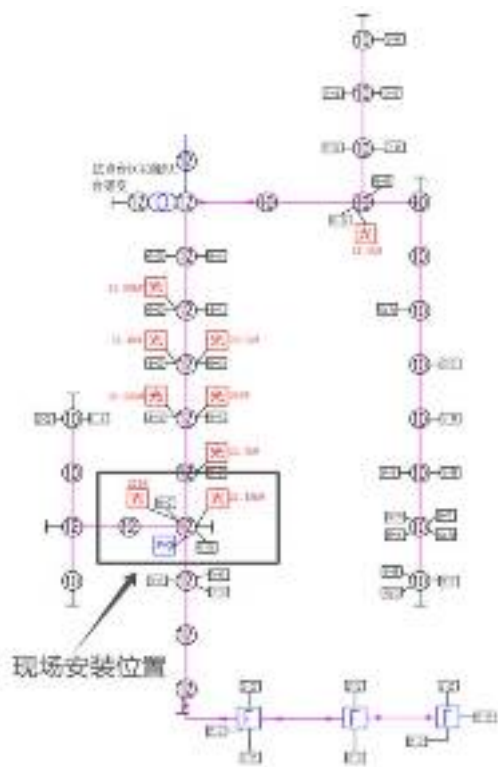


图 1 试点台区低压拓扑图



图 2 现场安装图

该台区供电半径较长、线径较细且同时存在光伏和大负荷，

造成台区电压越上限、越下限并存，全天高低电压差在 56V 左右，且当夏季夜间负荷高峰期末端大用户启动用电时，台区部分用户存在照明不稳、空调无法正常运转的情况。经现场勘察及仿真分析，选择在台区中段位置安装构网型 SVG 装置 1 台。

安装前，台区越上限、越下限并存，台区电压波动明显；安装后，越限户数及越限时长均大幅下降，越上限全面消除，越下限得到有效改善，台区电压稳定性更强，用户照明不稳和空调无法正常运转的情况得到消除。

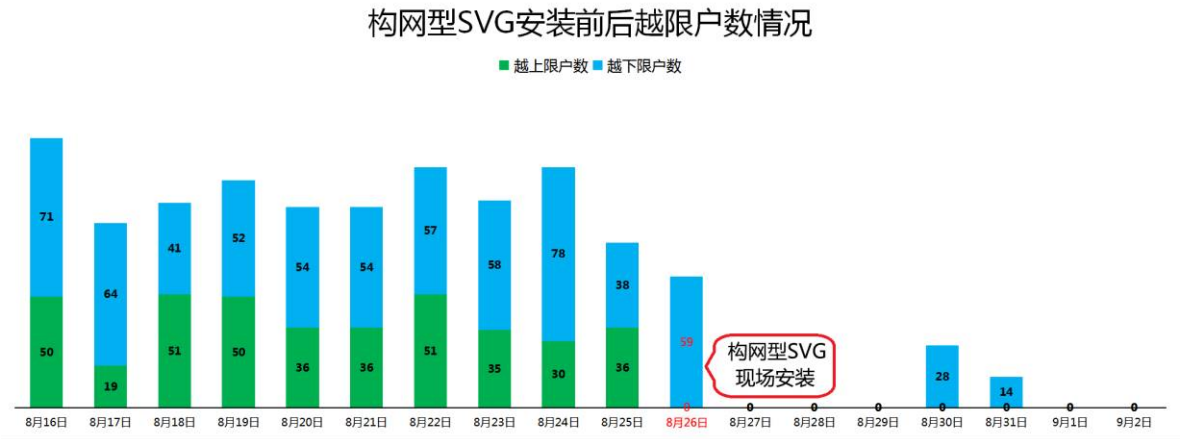


图 3 构网型 SVG 安装前后越限户数

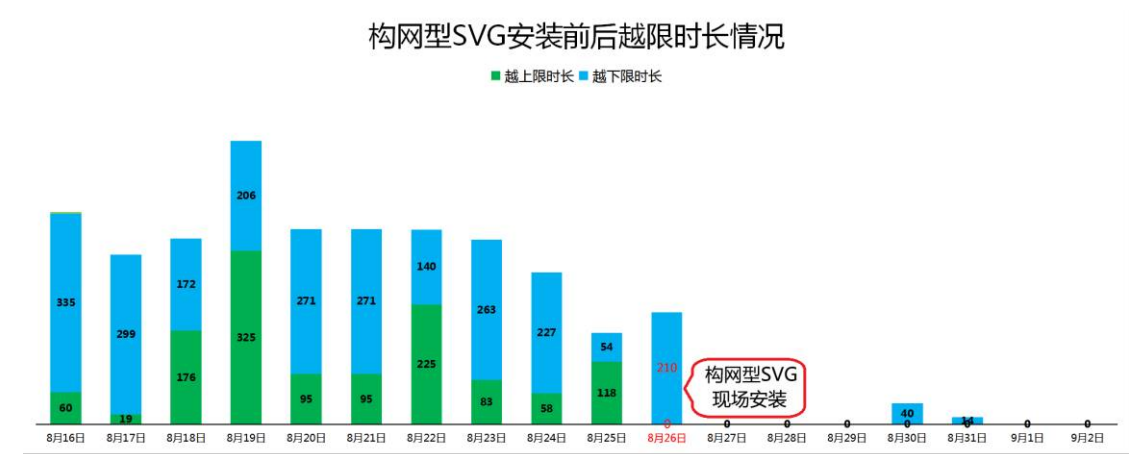


图 4 构网型 SVG 安装前后越限时长

三、成效与创新

一是填补传统技术空缺。探索将构网型技术引入配电台区电压治理，突破传统补偿装置被动跟网的局限性，实现电压主动支撑与电压特性重塑。对比传统 SVG 以无功补偿功率为控制目标，构网型 SVG 首创“电压外环+电流内环”双闭环控制策略，直接以并网点电压为控制目标，通过动态重塑接入点近区电压，解决配网末端电压“特性软、波动大”的难题。

二是适用治理范围广泛。台区安装构网型 SVG 后，电压高波动和越限问题明显改善，光伏大发和高峰用电时的台区电压支撑能力明显增强，台区电压差下降 18V 左右、电压指数提升 4.47 个百分点。同时，由于构网型 SVG 支持双向无功功率的“毫秒级感知-秒级调节”，因此，电压越上限、越下限及“双向越限”问题均可适用，支持广泛的电压越限问题治理。

三是助力光伏全量消纳。构网型 SVG 基于无功调节，不限制光伏有功出力，用户发电量可保持全量消纳，相较传统限功率方案，每年助力发电量增加 30% 左右，同时，可有效避免因限制有功出力产生的纠纷，提升优质服务水平。

四是降低改造治理成本。常规光伏治理一般采取低压线路改造、负荷中心迁移、加装光伏汇流线等措施，相较于传统方案，该方案不需民事协调工作，总投资约为传统方案的 1/3，同时，

安装更加简单，1 台装置 1 个小时左右即可完成，缩短停电时长，提升供电可靠性。

四、总结与建议

一是加强技术创新，构建多维技术支撑体系。面对新型源荷元素不断涌入的复杂形势，传统电压治理模式在治理时效性、治理效果方面的不足已逐渐凸显，需要研究好新形势下电压问题成因，加强技术创新，构建多维技术支撑体系，满足电压越限治理提升需求。

二是深化数智赋能，打造智能管控新模式。当前，数字化及人工智能进入快速发展阶段，建议不断完善数字化手段，建立更加完善的电压监测管控支撑平台，通过人工智能等方式对全量电压大数据进行分析，辅助分析电压问题，提供电压问题治理分析建议，方便基层单位更加高效地查找异常及问题治理，提高电压治理质效。

江苏泰州基于 AVC 分时段优化策略的电压质量提升实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网江苏省电力有限公司泰州供电分公司

团队成员： 程 阳 李双伟 付 慧 印吉景 卜 荣
 时维俊 鲁 浩 沈烨钧 钱 涛 沈 翔

一、基本情况

（一）单位基本情况

国网江苏省电力有限公司（以下简称“国网江苏电力”）是国家电网有限公司的全资子公司，承担着建设、运营、发展江苏电网的任务，为江苏地方经济社会发展提供安全持续可靠的电力保障。江苏电网拥有 35kV 及以上变电站 3354 座、输电线路 11.28 万 km，安全运行±800kV 锦苏、雁淮、锡泰、建苏直流和 1000kV 淮南-上海交流工程，形成了“一交四直”特高压混联、“七纵七横”500kV 输电网的坚强网架。

国网江苏省电力有限公司泰州供电分公司（以下简称“国网泰州公司”），隶属于国网江苏省电力有限公司，负责江苏省泰州市的电力供应、电网建设和运维服务，在智能配电网、无人机、智慧物联等工程领域保持行业技术领先优势。

（二）案例背景

变电站母线电压是保障电压质量的基础，变电站母线电压波

动会导致所辖配变关口电压、用户电压大范围波动甚至越限。针对越限台区数量较多的变电站母线，根据日负荷及电压波动情况，形成“一站一策”，差异化实施母线电压 AVC 分时段优化调控策略，高效解决电压成片越限问题，减轻配变停电调档压力，保障供电可靠性的同时提升用户电压质量。

（三）案例概要

国网泰州公司 110kV XP 变共 2 台主变、10 条 10kV 线路、公变 307 台、低压用户 24263 户。以 2024 年 12 月 1 日为例，XP 变所辖 307 个台区中 179 个台区存在越上限的情况，占比 58.31%，越上限时间集中在 8:00-12:00，母线电压偏高时段的越限台区数量较偏低时段大幅增加，由此判断电压成片越限问题因母线电压在合格范围内偏上限运行造成。

二、主要做法与实践

一是统筹兼顾，确定电压越限特征

根据负荷水平、负荷曲线变化趋势以及调压装置的运动次数统计，并通过分析 XP 变 10kV 母线、用户电压运行变化情况，确定用户越限时间段，合理优化 AVC 调控策略，通过逆调压改为综合时间段及电压上下限等参数进行调压，有效降低所辖台区越限时间，提高用户用电质量。

二是多措并举，核查母线电压控制策略

经核查，调整前 110kV XP 变母线 AVC 控制范围为全天 10.25-10.65kV，未合理分时段设置电压限值。以 12 月 1 日电压运行情况为例，10kV I 段母线电压范围 10.28-10.64kV，10kV IV 段母线电压范围 10.25-10.64kV，下图为 2 条母线（不同主变所带母线）电压曲线。



图 1 XP 变 10kV I 段、IV 段母线电压曲线（12 月 1 日策略调整前）

三是精准定位，分时段制定优化策略

经统计，12 月 1 日 XP 变下配变关口电压均高于 225V，越限用户数量达 8188 户，用户最高电压为 257V，最低电压为 205V，4287 户用户最高电压均处 235.5-239.4V，6 户用户最低电压处 205-210V，无用户越下限问题。基于当前母线 AVC 控制策略，考虑将母线电压限值降低 0.1-0.25kV，可减少 50%以上越限用户数量，且台区、用户均无低电压风险。调整变电站 AVC 策略后，

当母线电压达到设定限值时，变电站端无功补偿装置自动投切或有载调压主变自动调节变压器档位，将母线电压控制在设定限值范围内，从而保障下级台区及用户电压质量。**XP** 变母线 **AVC** 分时段优化调控策略详情见表 1。

表 1 110kV XP 变母线 AVC 调整策略

变 电 站	时 间	电 压 范 围
110kV XP 变	00:00:00-05:00:00	10.15-10.45kV
	05:00:00-08:00:00	10.15-10.45kV
	08:00:00-11:00:00	10.10-10.40kV
	11:00:00-17:00:00	10.10-10.40kV
	17:00:00-22:00:00	10.15-10.45kV
	17:00:00-24:00:00	10.15-10.45kV

三、成效与创新

一是母线电压调控成效

XP 变母线 AVC 控制策略调整后，所辖台区及用户电压越限数量、时间均大幅降低。以 2024 年 12 月 5 日为例，越限台区数量由 179 个降至 53 个，越限用户数量由 8188 户降至 1096 户，用户越限时间由日均累计 5.4 万 h 降至 0.6 万 h，整体治理成效显著。



图 2 110kVXP 变 10kV I 段、IV 段母线电压曲线图（12 月 5 日策略调整后）

二是台区电压治理成效

以所辖临城大王 1#变和沈伦镇沈家 2#变为例，AVC 控制策略调整前，临城大王 1#变和沈伦镇沈家 2#变用户日累计越限时间分别为 2111h、3441h，台区电压曲线如图 3 所示，AVC 控制策略调整后，临城大王 1#变和沈伦镇沈家 2#变用户日累计越限时间分别为 0、1441h，越限时间下降比例分别达 100%、58%，台区电压曲线如图 4 所示。



图 3 临城大王 1#变台区和沈伦镇沈家 2#变台区电压曲线（12 月 1 日策略调整前）



图 4 临城大王 1#变台区和沈伦镇沈家 2#变台区电压曲线（12 月 5 日策略调整后）

三是用户治理成效

以张 G 余（5103677132）、刘 Y 前（5719003268）、王 C 良（5719008781）、邵 Z 银（5723007514）、奚 Q 桂（5723005534）、高 C 进（5730007764）6 个用户为例，AVC 控制策略调整前，6 个用户日累计越限时间均超过 200min，张桂余和刘义前 2 个用户累计越限时间超过 1000 分钟。AVC 控制策略调整后，6 个用户日累计越限时间降低 80%以上，张桂余和刘义前 2 个用户越限时间由调整策略前的 1000min 以上降低到 15min，王朝良由 765min 降低到 0，用户越限统计见表 2。

表 2 调整策略前后用户越限情况统计

测点名称	台区名称	调整前越限时间 min	调整后越限时间 min
临城孔家 4#变-张 G 余	临城孔家 4#变	1185	15
临城刘陆 9#变-刘 Y 前	临城刘陆 9#变	1080	15
临城陈里 2#变-王 C 良	临城陈里 2#变	765	0
沈伦镇集镇 1#变-邵 Z 银	沈伦镇集镇 1#变	555	90
沈伦镇华谈 3#变-奚 Q 桂	沈伦镇华谈 3#变	450	30
陈堡镇蔡四 3#变-高 C 进	陈堡镇蔡四 3#变	225	15

四是总体成效

除 110kV XP 变外，对国网泰州公司 AF 变、DD 变等 22 个变电站母线电压 AVC 分时段策略优化，累计越限台区减少 356 台、越限时间减少 89167h，进一步提升电网优质供电能力及用户用电体验。

四、总结与建议

（一）经验总结

通过精准分析站-线-变-户电压变化趋势，分时段优化变电站母线电压 AVC 调控策略，可在配变不停电情况下，大幅减少台区电压越限时长、用户越限数量，有效提升供电电压质量。综合来看，母线电压 AVC 分时段优化调控技术具有运用简单易行、投入成本低等亮点，助力电压成片越限问题规模化高效治理。

（二）工作建议

根据负荷曲线、新能源出力（如光伏午间大发、风电夜间高峰）及天气变化（如阴雨天气光伏骤降），需要动态调整时段划分，避免固定时段导致的控制滞后。例如，夏季午间光伏高发时段可单独设为“新能源调压时段”，优先利用逆变器无功支撑。分时段优化母线电压需以“预测精准化、控制协同化、资源多样化”为核心，结合技术升级与管理优化，逐步实现从“被动响应”到“主动预防”的转变。

浙江金华基于站-线-变三级优化的电压质量提升实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网浙江省电力有限公司金华供电公司

团队成员： 李春春 沈津铭 李一鸣 程 川 卢俊锋

一、基本情况

（一）单位简介

金华地处“浙江之心”，区位优势突出，是浙江省重点打造的第三大城市群、第四大都市区，也是长三角一体化发展中心城市、沪杭金发展带和 G60 科创廊道的重要节点城市。国网金华供电公司的前身是浙西供电局，自 1962 年成立以来，始终致力于为金华全地区提供稳定可靠的电力供应，目前服务的电力用户已达 327 万户。

（二）案例背景

金华地区以山地丘陵地形为主，“七山二水一分田”的地貌造就了丰富的小水电、光伏资源。然而，这种地理和能源特征也给当地电网运营带来了一系列挑战：一是由于山区配网长线路较多，首末端压差大，难以通过简单的电压调控手段实现全域精准管理。二是由于区域内径流、阳光资源丰富，光伏、水电装机容量大，同时区域电网容载比不高，迎峰度夏、度冬等负荷高峰

时期主变、线路重载问题明显，部分区域容易出现电压双向越限。**三是**区域内用电呈现显著季节性、片区性特征（如清明前后农户炒茶等），为防控末端低电压，采取负荷切割、抬高首端电压等措施后又造成大量首端用户出现高电压。这些问题相互交织，导致金华地区电压波动问题时有发生，影响了用户的用电体验。

（三）案例概要

国网金华供电公司依托用户电压质量提升管理专项工作、高水光区域电压质量提升课题等相关工作，采取以下三方面举措，提升用户电压质量。**一是**基于设备可靠性和负荷特性，制定 AVC 分时控制策略，总体缓解供电区域内的电压越限问题；**二是**基于馈线结构及负荷特征，开展电压调节和无功优化工作，逐步解决供需不匹配、网架失衡等问题；**三是**综合供电可靠性和频繁停电等民生关切，推动全量配变档位优化，进一步提升用户电压质量。三级优化模式兼顾主配网，并从三个层面规范电压管理，相互促进，一体联动，有效提升地区电压质量水平。

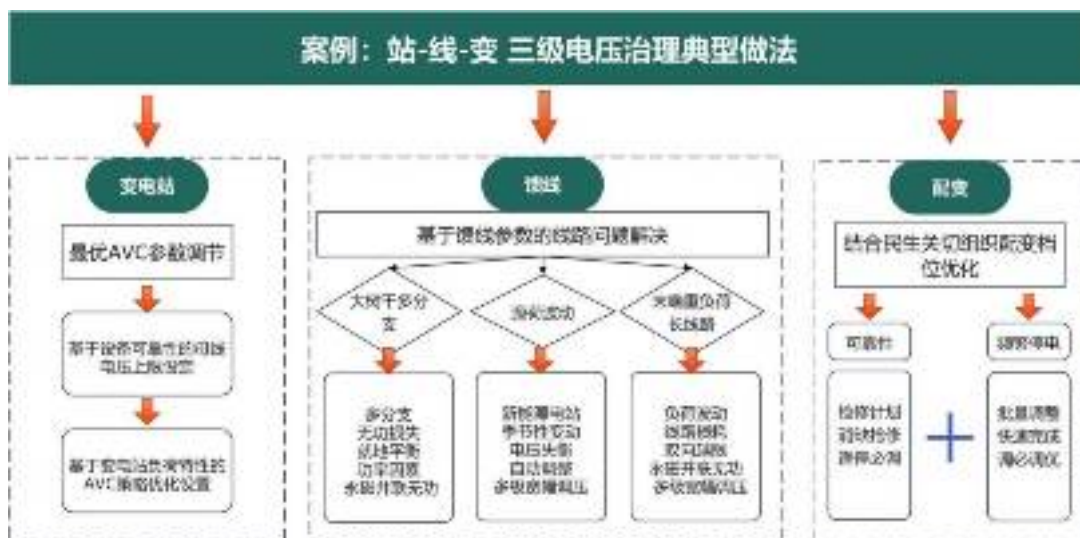


图1 典型做法体系架构图

二、主要做法与实践

为进一步满足金华地区人民“用好电”的需求，国网金华供电公司持续发力，提升区域内电压质量。在管理上，建立电压“三全”管理机制，通过组建柔性团队、修编电压管理实施细则，实现全员参与、全专业介入、全过程管控，将电压管理工作渗透进运维检修、技术改造、客户服务等全业务流程，并通过深化“两单”流转，实现管理穿透，确保各项管理举措能落细落实。同时，在技术上精益求精，对电压管控各环节精雕细琢，采取了以下三方面举措：

一是综合设备可靠性和负荷特性，探索最优 AVC 控制策略

根据金华区域实际情况，电压越上限是影响电压质量的最大因素。压降 10kV 母线电压，能有效降低电压越限的时长，但大批量、大幅度调低 AVC 上限，会造成电容器及主变有载开关频

繁动作，加大设备故障风险，因此须综合设备可靠性及电压质量，探索制定每个变电站最优 AVC 控制策略。金华公司综合专业管理经验及现场实际数据，寻求 AVC 控制区间与设备可靠性间平衡，在保证大电网安全运行的前提下，稳步提升用户电压质量。

以 110kV 横店变为例，表 1 为横店变 2023 年 4—6 月份调整数据，当 AVC 控制区间调整为[10.05kV，10.40kV]时，电容器开关最多动作 142 次/月，平均 41 次/月，有载开关动作次数 20 次/月；进一步压缩 AVC 控制区间为[10.05kV，10.35kV]，电容器和有载开关月平均动作次数分别为 47 和 27 次，但继续压缩至[10.05kV，10.30kV]，有载开关动作次数大幅提升，其间若灭弧失败极易引发主变故障。因此，110kV 横店变 AVC 控制区间最终设置为[10.05kV,10.35kV]。

表 1 AVC 动作区间与开关动作关系

AVC 区间 (以横店变为例)	电容器开关	有载开关
	月动作次数(平均/最多)	月动作次数
[10.05kV，10.40kV]	41/142	20
[10.05kV，10.35kV]	47/150	27
[10.05kV，10.30kV]	65/180	39

同时，考虑到设备状况、负荷水平（涉及工业/居民比例、光照强度、降水量、蓄水率等）、运维情况的差异，不同变电站 AVC 控制区间不同，但同条母线的历史电压波动曲线重合度较

高。根据这个特点，开展 AVC 分时调节策略，进一步优化电压调节能力。图 2 为 110kV 横店变电压合格率波动及 AVC 限值曲线，夜间用电负荷低，导致母线电压升高，但负荷曲线平稳，故进一步降低 AVC 上限至 10.25kV，提升电压合格率水平。白天 6:00-8:00 是负荷上升时段，为防止负荷上升过快，导致母线电压越下限，提前将 AVC 控制区间下限设为 10.15kV，同时上限调整成 10.40kV，防止电容器开关频繁动作风险。

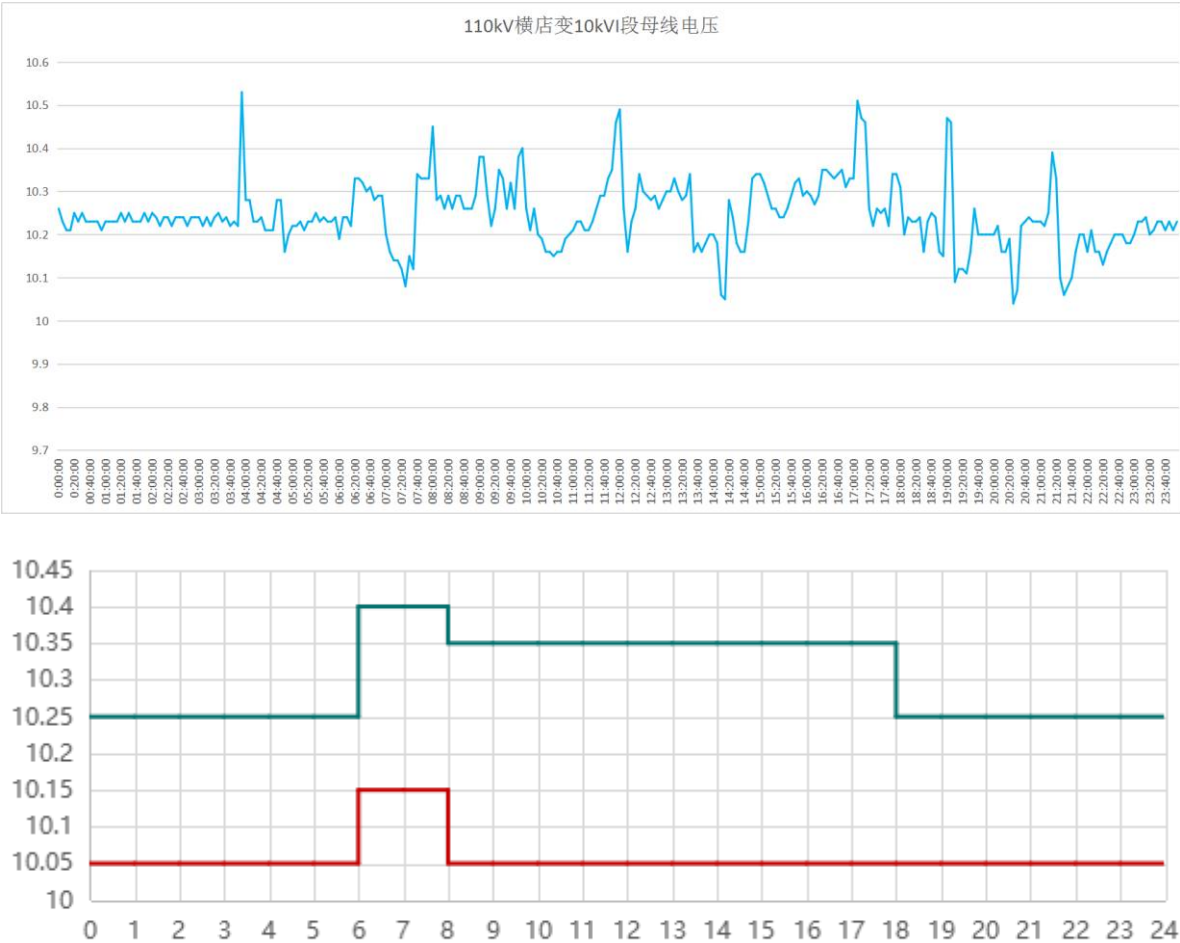


图 2 110kV 横店变电压合格率及 AVC 限值曲线

基于设备可靠性的变电站 AVC 控制区间确定+基于负荷特

性的 AVC 分时控制策略，能迅速改善区域大批量电压越限问题。

二是基于馈线特征，制定个性化的技术优化措施

金华地区存在电压问题的馈线主要有三类，一是大树干多分支的线路，此类线路供电长，电抗大，导致无功损耗较多。故采用加装永磁并联无功装置进行多点分布式补偿，就地平衡，降低线路无功传输容量，提高末端电压。二是“源荷”波动较大的线路，此类线路新能源接入多，电压随“源荷”波动明显，电站发电时高电压，不发电时末端重负荷低电压。故在线路中加装多级宽幅调压器，持续跟踪线路电压，维持电压基本稳定。三是末端重负荷的长线路，此类线路后端负荷较重，线路电压损失大，造成末端用户电压偏低，无法通过加装无功补偿装置或线路调压器等单一手段解决。故采用 10kV 线路调压器与无功补偿装置相结合的方案，从电压和线损两方面综合考虑末端用户电压治理，提升区域电压质量。

以金华三单 D593 线治理为例，线路位于金华三单乡，线路供电半径为 18km，加上分支线路长达 51.9km，且分支导线为截面为 95mm²、70mm² 的裸导线，线路阻抗大，输送负荷小。本线路“低电压”主要发生在春节及炒茶时段，春节前后外出务工人员大批返乡，家电、取暖设施集中使用，负荷突增，2023 年春节期间负荷高峰时期三单 D593 线首段电压 10.25kV，而 140#

杆关口电压仅 9.28kV，电压严重越下限。夏季丰水期时，下辖高石溪、鱼井下三级电站，装机容量达 3120kW，电站并网电压超过 10.7kV，邻近的华孙、底吉、阁溪等 44 个台区配变关口电压超过 260V，电压严重越上限。经分析，造成 10kV 线路中后段季节性双向越限的原因主要是供电半径过长，功率因素低，供需不平衡造成。为确保达到最佳的供电质量，在线路靠近末端位置配置一台 4000kVA 调压器，实时调节线路电压。同时在线路不同位置共安装三套 200kvar 永磁并联无功补偿装置，减小因无功不足导致的线路电压损失。方案实施后，三单线供电用户电压质量得到大幅提升。

三是综合供电可靠性和频繁停电等民生关切，推动全量配变档位优化

根据配变台区供电用户电压波动曲线，测算配变合理档位，并统筹近期停电情况，制定调档计划，明确调档时序、规模，有序推进配变档位调整。一是明确调档时序，综合配变台区供电用户电压水平、用户数量，按照问题轻重缓急、影响用户规模排定配变调档次序。二是统一部署调档工作，结合供电可靠性以及线路检修计划、消缺抢修等工作，落实“逢停必调、应调尽调”。调档工作在每年 6 月前完成，且台区关口电压控制在 220-230V，避免负荷变化引起电压下降后出现低电压问题，给用户造成不良

用电体验。三是加强调档应急管理，为有序处理调档过程中出现的喷油、卡涩、短路等异常，提前制定应急预案，包括负荷分流、发电车进驻、用户告知等工作，提高用电服务质量，提升用户用电体验。

三、成效与创新

金华公司构建了站-线-变三级治理体系，对用户开展电压质量精益化提升实践，实现用户电压质量联动管理。变电站侧提出了一套基于设备可靠性和负荷特性的 AVC 控制策略优化方法，“一站一方案，一时一策略”，解决电压批量越限问题；线路侧提出了三类可能存在电压问题的典型馈线应对措施，解决尖宅、三单等馈线电压越限问题；配变侧开展了兼顾供电可靠性和电压质量的全量配变有序调档工作实践，解决配变档位与负荷不匹配导致的电压质量问题。

截至目前，金华公司对超过 156 个变电站、172 条馈线、1.5 万个台区实施电压质量提升实践，区域内用户电压质量、用户用电体验显著改善。电压质量改善后有效拉长电网建设周期，平缓资产墙规模曲线，减轻电网投资压力，实现电网企业提质增效；同时有效降低分布式电源因电压越限导致的停机风险，清洁能源送出率进一步提升，更大限度地提高了小水电和光伏发电企业经济效益。

四、总结与建议

当前，我国加快构建新型电力系统，南方山区配电网普遍呈现“清洁能源接入比例高、配电网基础薄弱”的特征（“一高一弱”），存在着电压越限且线损高、清洁能源功率输送受限、无新增清洁能源并网条件、电压无功调节能力不足等系列问题。因分布式新能源并网电压普遍高于网供电压，导致并网点附近用户电压易出现越上限，影响用户用电体验。为持续提升“一高一弱”配电网的电压质量，建议将分布式新能源纳入各级调度管辖，并制定相关管理办法，明确分布式新能源参与配电网无功电压控制要求，确保配电网电压稳定且处于合理区间，保障用户用电体验。

广东深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区 建设案例

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：深圳供电局有限公司

团队成员：史帅彬 王 松 马 彬 范伟松 黄 冠
张成巍 刘永礼 张 繁 肖 宁 徐启源
方力谦 张坤鹏 陈 龙 王振华 李雅倩
秦全平 邹洪林 郭清苗 李龙飞 谭建国
王宝雄 王 铠 黄加祺 赖丹辉 廖 威
张 林 曹 宁

一、基本情况

（一）单位基本情况

深圳坪山供电局是深圳供电局有限公司直属区局之一，供电服务坪山区，区域面积 164.94km²，供电总客户 16.46 万户。坪山区位于深圳市东北部，被市委、市政府定位为深圳东部中心、深圳高新区核心园区以及深圳未来产业试验区，拥有国家生物产业基地、国家新能源汽车产业基地、国家新型工业化产业示范基地、深圳综合保税区四块“金字招牌”。坪山区以产业立区、以制造业强区，构建起“创新药、智能车、中国芯”为代表的三大高端制造业集群，共有国家高新技术企业近 555 家，拥有四大国家级产业片区，多项经济运行指标增幅排全市第一，在全市“20+8”产业集群中承接“9+2”战略性新兴产业和未来产业集群发展，深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区就在该局管辖范围。

深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区 PT 示范园区目前

一、二期已建成，三期正在规划建设中。深圳供电局有限公司配建 220kV 变电站、110kV 变电站均已投产运行，目前园区共涉及 10kV 公用馈线 38 回、公用环网柜 38 台、专用环网柜 98 台、专用变压器 104 台，总容量为 228MVA。其用电设备部分正在调试阶段，负荷暂未完全释放，都为轻载运行状态，满机运行预计负载率在 50%左右。园区前期还未对敏感生产设备开展电能质量治理装置建设，仅对 64 台变压器低压侧配备 150A 有源电力滤波柜，配置 56MW 应急发电机建设计划。

深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区 ZC 示范园区配套有 1 座 110kV 专用变电站，2 台 110kV 变压器，总容量为 113MVA。用户站内 10kV 馈线 16 回，专用变压器 76 台，总容量为 191MVA，用电负荷稳定，无重过载情况。园区前期仅针对部分重要敏感机台串联 26 台 UPS（容量 15600kVA），配置有 13 台 23.4MW 中压柴油发电机，以及在专用输电线加装了 2 台 PQN（电能品质监测仪）。

（二）案例背景

1.先进芯片制造企业执行 SEMI F47 标准《半导体加工设备电压暂降抗扰度规范》，对电能质量要求极高

2024 年 4 月 1 日国家发展和改革委员会正式发布施行《电能质量管理办法（暂行）》（以下简称《办法》），为落实《办法》要求以及电网公司工作部署，公司印发了《深圳社会主义先行示范区高电能质量治理行动方案（2024—2025 年）》，并开

展高电能质量示范园区建设，高效服务深圳“20+8”产业集群高品质用电需求，树立电能质量管理深圳标杆。深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区位于坪山区“20+8”的高新南先进制造业园区，同为国家战略性新兴产业的先进芯片制造企业，生产线均为敏感设备，执行 SEMI F47 标准，对电能质量要求极高。突发性的停电或电压暂降都会影响到其生产设备运行，导致设备宕机和产品损坏，给企业造成重大经济损失。据统计，2022 年以来，深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区供用电网络发生多起电能质量事件，对企业生产经营造成巨大的经济损失，急需多方合力打造高电能质量治理先行示范园区，探索电能质量治理策略，满足用户多元化高品质用电需求。为此，深圳供电局有限公司在 2024 年年初确定在深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区供电区域率先建设高电能质量示范园区。

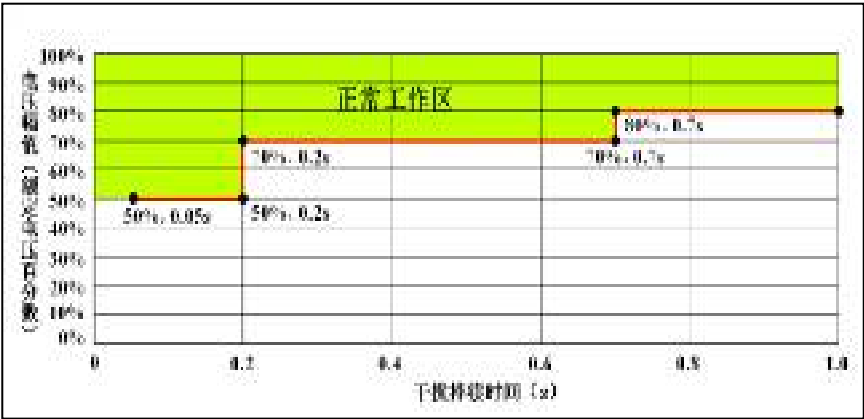


图 1 国际半导体设备材料产业协会 SEMI F47 曲线

2.电网侧、用户侧等各方面问题突出

输电方面。深圳属于雷电活动最强烈的 D2、E 等级强雷区，历年来深圳市雷电活动一直较为强烈。园区上级电源 110kV

PBIII线、XQIII线等线路部分未加装避雷器装置。园区上级电源110kV PBIII线、XQIII线等线路通道存在基本农田、山区墓园及地铁施工范围，存在较大外飘物、鸟害、外力施工破坏等故障风险。**变电方面。**相关园区部分变电站开关柜设备老化，亟待维护保养或更新换代。如110kV PB站10kV开关柜及母线因负荷重存在欠维护，110kV PW站10kV开关柜为老旧CT19固定式开关柜等问题。**配电方面。**10kV电缆为同一变电站出来通过同一电缆沟路径进到园区配电房，每段电缆沟均接近满沟敷设，且为普通电缆沟，周边大型施工较多，存在较大的运维及外力施工破坏风险。**PT示范园区一期**仅有2个公用开关房，28台环网柜布置在一个电房内，存在较大的运维压力及火灾风险。**示范园区侧面方面。**ZC示范园区用户110kV ZCI线、ZCII线由其自行运维，运维到位缺失。ZC示范园区用户端未配置足够的电压暂降治理装置，且配置的部分UPS存在老化不可靠因素，不能解决电压暂降问题。PT示范园区刚建成投运，还未配置电压暂降治理装置，规划设计阶段暂未充分考虑电压暂降因素，没有提前做好系统性治理的规划，给治理增加难度。

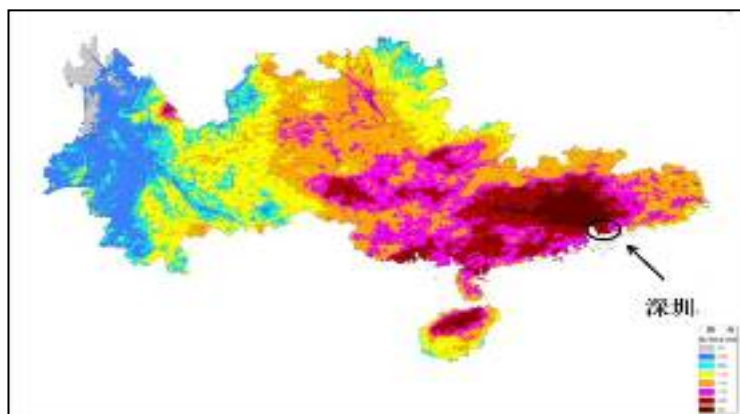


图2 南方电网地闪密度分布图

（三）案例概要

近年来，深圳坪山中心片区发生过 4 次输电线路故障，据 ZC 园区用户记录，共发生电压暂降 20 余次，对生产影响巨大，损失严重。深圳供电局有限公司记录的原因是 110kV PBIII 线受雷击，110kV XQIII 线受大棚薄膜外飘物引起。ZC 园区发生电压暂降事件的直接原因是上级电网故障波动的影响，间接原因是园区用户侧未加装 DVR 系统等后备措施。

二、主要做法与实践

（一）政企联动建立联防联控体系

积极联系坪山区工信局成立政府专班，联合印发政府侧《深圳 PC 南项目高电能质量示范园区建设方案》，全面推进高电能质量示范园区治理水平的提升。

坪山区政府牵头召开防外力破坏专项督导启动会，积极联系坪山区发展和改革局成立电力管线专项督导小组，编制印发《坪山区重要及大电力用户电力线路保护“四个一”机制》，采用电力动土令，杜绝外力破坏事件发生。

（二）发布建设方案，落实工作计划

召开深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设启动会，成立专门的建设团队。联系深圳电气科学研究院电能质量研究所多次深入园区现场进行走访调研，由深圳电气科学院邀请相关领域权威专家有针对性地对《深圳 PC 南项目高电能质量示范园区治理方案》进行诊断指导，专家对坪山区供电电网网架、园区情况进行全方位地评估，并根据 SEMI F47 标准对近年来坪山区电压暂降事件，逐单剖析电网波动影响存在的问题及后续可采取的措施。

深圳供电局有限公司统一组织了国家能源局、中国电力企业联合会、深圳市发展和改革委员会等相关单位的专家开展了评审工作，坪山供电局作为代表对深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设情况进行了汇报。评审专家一致认为，坪山供电局针对“20+8”战略性新兴产业高电能质量需求，通过深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设，构建政府、供电企业、用户多方协同的机制，提出了电网侧配置 10kV 构网型 SVG、用户侧配置 DVR 等技术举措，综合治理方案科学、合理。

深圳供电局有限公司审查通过并印发《深圳 PC 南项目高电能质量示范园区建设方案》，形成 42 项具体的工作任务。坪山供电局全力推进项目建设，确保按期保质完成各项工作任务。

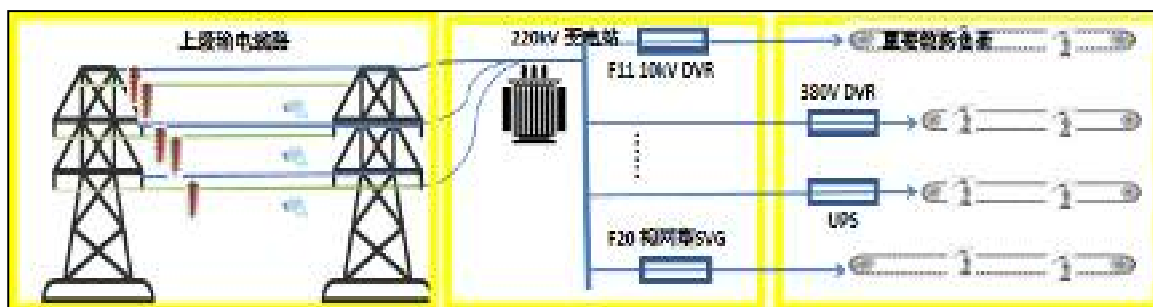


图3 深圳坪山PC南项目高电能质量治理全流程

（三）按照“3+2”配置原则加装避雷器

按照“3+2”配置原则（同塔双回线路，一回3相安装避雷器，一回2相安装避雷器），110kV PBIII线、XQIII线等7回线路铁塔（共计157支）避雷器已全部加装完成，持续提升线路耐雷水平。改造NQ甲乙线2基旧杆塔为引雷塔，保护高电能质量示范园区重要用户用电。

（四）数字化运维在高电能示范园区的全面深化应用

利用视频监测系统、机巡云巢、配网自动化智能运维、配网故障精准监测平台，并结合引入智慧水务系统、市政应急无人机、市政视频系统，形成24小时在线监测、发生隐患提前预警、智能分析缺陷原因、精准定位缺陷地点等“四位一体”的中枢平台，让“立体巡检”和“集中监控”有机结合，在运维人员高效快速对线路进行密切巡视的同时，也能及时排查隐患，让设备运行更加安全可靠。

深化输电视频场景应用，实施输电设备本体AI巡视。完成110kV PBIII线等7回线路共23套视频设备的安装与运行。将巡视对象按照设备本体、通道环境及附属设施分为三类，通过为输

电设备本体配置视频预置位，建立巡视对象、预置位及算法的关联关系，实施设备本体的 AI 巡视，从而实现对输电线路通道的实时监测预警，全面提升通道环境的监测能力。

全面实现输配电线路设备本体的远程巡视。在坪山供电局生产基地、500kV ML 变电站、220kV BJ 变电站等五个生产场所，完成了固定式机巢的布置。根据测点数据绘制完成了线路巡视航线图，实现全线无人机的自主飞行巡视工作。

为推动高电能质量示范园区地下电缆外破视频轮巡、智慧配电房建设，公司生产指挥中心牵头，与坪山区相关单位签订战略框架协议，成功接入市政监控系统、智慧水务系统、市政视频系统及市政应急无人机，获取了相关道路、河道及边坡的视频。通过 AI 算法，对高电能质量示范园区的地下电缆、地上配电设施进行施工围挡、水浸、大型机械施工等轮巡工作。

采用南网智能配电 V3.0 高级配置，完成 PT 示范园区智能配电房的建设，实现了配电房环境和设备状态的全感知、全透明。同时，对园区智慧电缆沟进行改造，引进电缆沟巡视机器人、人体红外探测器声光报警、水位水平监测、光纤测温等装置，有力支撑了智慧运维及减员增效。



图 4 数字化巡视现场图

在高电能示范园区建设的 10kV 开关柜均为自动化柜，这为全面应用配网自动化数字运维体系及配网故障精准监测平台奠定了基础。基于该体系，实现了对园区开关柜的周期性无人化全操全控。运维功能包括十类异常信号站端巡检、蓄电池在线监测、光纤运维巡检等。结合配电自动化运维 APP、配网故障精准监测平台，全面实现了开关柜终端的智能化运维及故障的快速精准定位。目前，示范园区自动化节点三遥覆盖率达 100%，配自终端在线率达 100%、遥控成功率达 100%，精准支撑了园区供电可靠性。

（五）建立电能质量监测系统

投运电能质量监测系统。在 220kV PX 变电站母线配套加装了 2 组 SVG 设备（无功调节总容量 20Mvar），并将安装监测点接入电能质量检测系统，基于监测数据，绘制电压暂降凹陷地图。

将电能质量在线监测系统嵌入生产指挥系统，实现了生产指挥系统智能分析、智能定位等模块数据的互联互通互动。

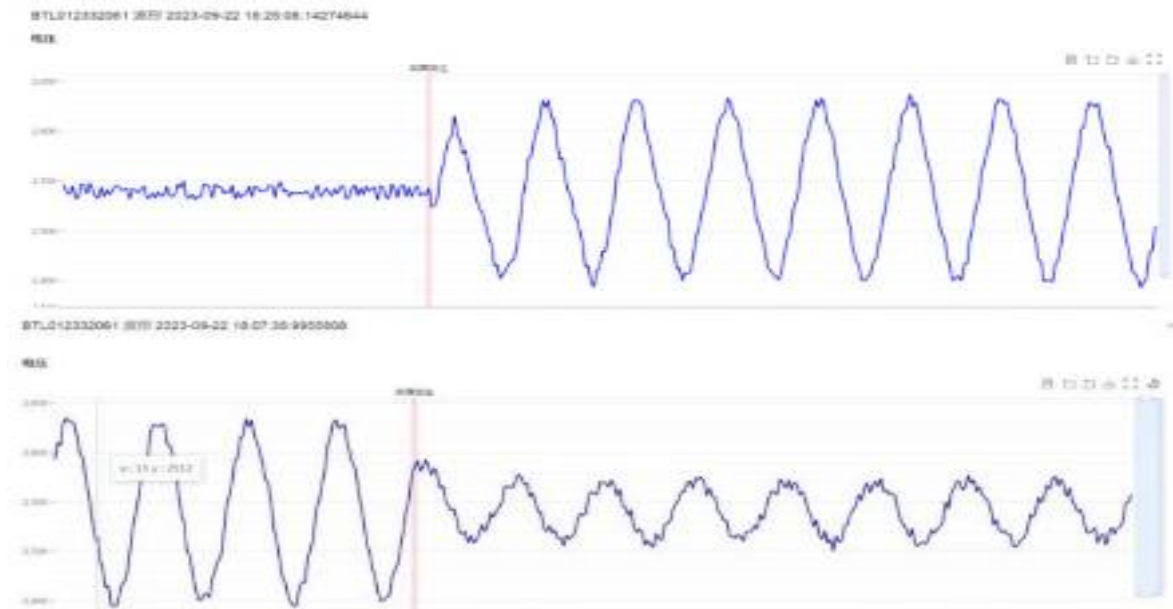


图 5 电能质量监测波形图

引进国家重点研发计划“储能与智能电网技术”重点专项 6.3“高比例可再生能源配用电系统电能质量智能感知与协同控制技术”(以下简称国重 6.3 项目)，在 220kV PX 站重要 10kV 供电线路侧敏感、干扰源及可调资源接入点位配置安装了轻量化电能质量监测终端。

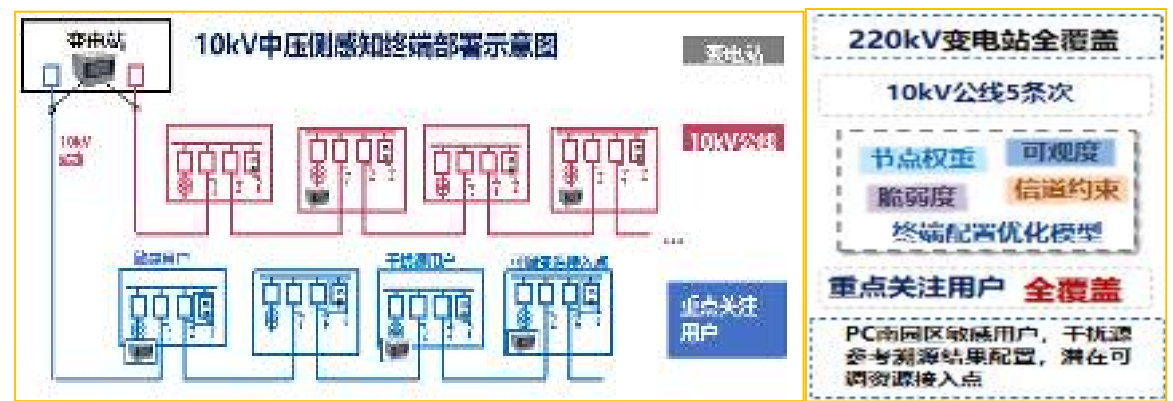


图 6 轻量化电能质量监测终端部署示意图

（六）试点建设电能治理系统

在 PT 示范园区选用两条 10kV 馈线作为试点，在试点线路上分别增加 10kV 电网取能型中压 DVR 及构网储能型 SVG 来治理电压暂降（额定容量：5MW）。根据 SEMI F47—0706 标准的规定，半导体加工设备必须能够在规定的电压暂降深度和持续时间内无间断地运行。例如，在 50Hz 频率下，电压降至 50%标称值时需持续 10 个周期，在 70%标称值时需持续 25 个周期，在 80%标称值时需持续 50 个周期。而电压暂降问题治理研究示范性工程分别选取两条 10kV 线路加装（DVR/构网型 SVG）不同原理的治理装置，就是为了深入研究提升电能质量治理，最终实实在在达到半导体行业电压暂降治理目标。

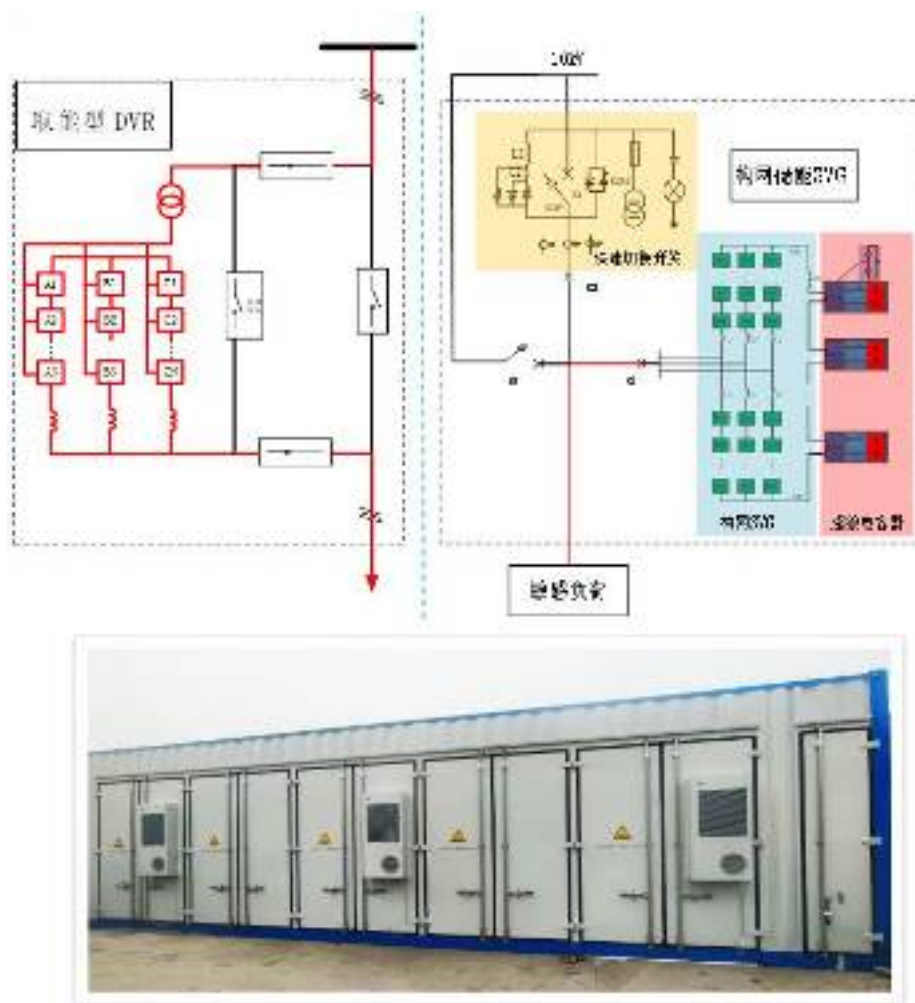


图 7 试点建设电能治理系统示意图

(七)供电局和示范园区双方协同开展高电能质量示范园区建设

坪山供电局和示范园区双方签订《高电能质量示范园区建设合作协议》，共同提升园区电能质量水平。推动完成 110kV ZCI 线、ZCII 线由 ZC 园区自行运维移交坪山供电局代维工作。推动完成示范园区敏感设备专用治理系统 DVR 措施配置。园区用户参照 SEMI F47 标准，强化电压暂降问题的末端防治，加快配置 DVR/AVC、UPS 等相关电能质量治理装置，按照目标要求，对

其生产线敏感机台应配尽配，提高自身设备对电压暂降的耐受度。

ZC 园区当年新加装 20 台共计 8000kV ADVR 装置，目前共计配置电能质量治理装置（含 DVR 及 UPS）44 台，累计容量 23600kVA，对重要敏感生产设备基本有覆盖。PT 园区当年共计配置电能质量治理装置（含 DVR 及 UPS）159 台，累计容量 71600kVA，全覆盖敏感生产设备。ZC、PT 两个园区后续还将根据生产情况加大建设投入电能质量治理装置。

三、成效与创新

（一）综合成效

通过深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设案例，打通了从政府、用户、供电局三方的联系道路，拉近了三方之间的沟通距离，建立了常态化政企沟通协调机制，这对未来在共建供电服务先进社区、精准了解产业集群用电需求、促进光储充发展等创造了非常利好的条件。

深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设是数字化运维全面深化应用的实践，如输电视频巡视、输配电无人机巡视、电缆外破视频轮巡、智慧配电房巡视及配网自动化的应用等，全面解放运维技术人员的双手，初步评估核算，相关高电能质量示范园区运维可以减少人工 5000 人次/年。且通过数字化手段大大提升巡视频度、精准度，提高缺陷检出率，提早发现缺陷，早预警早消缺，从根本上降低后续故障可能引起的电压暂降等事件造成

的重大损失。

(二) 社会成效

电压暂降治理仍属于世界性难题，受雷电等自然因素影响，客观上是无法完全避免的，深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区的建设完成，实现了电网侧技术路线，突破了管理模式，强化了用户侧电能治理防范，并形成了依法有据、协同规划、群防联治的电能质量综合防控治理体系。

全国同类国家高新技术企业近 40 万家，都在一定程度上承受着电压暂降带来的影响，而深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区的建设模式为其提供了较好的样板，将给全社会带来不可估量的社会效益。

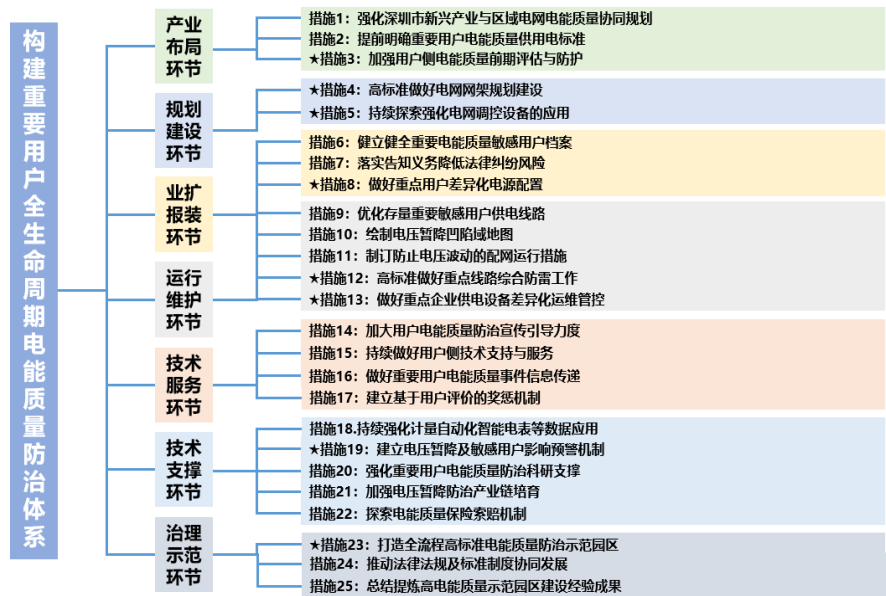


图 8 重要用户全生命周期电能质量防治体系

(三) 应用成效及创新实践

深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区建设中，政企联动

的模式、数字化运维的深化应用、国重 6.3 项目的引进、电压暂降问题的治理研究等示范性工程，构建了高电能需求用户全生命周期电能质量防治体系，为本次高电能质量示范园区建设的创新实践，大大节约了人力成本，实实在在地解决了电压暂降的根本问题。

四、总结与建议

深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区的建设实践，不仅体现了企业对于新思路、新装备的关注和投入，也为企业提高电力安全供应、降低运营成本提供了新的解决方案。同时，也符合用电企业改革的发展方向，有助于企业在激烈的市场竞争中保持领先地位。随着用电企业的不断发展和技术的不断进步，深圳坪山 PC 南项目高电能质量示范园区的建设前景将更加广阔。

建议加大电力系统改革力度，加快建设新型电力系统，对有 SEMI F47 标准电能质量需求的高新企业，可参考使用优电优质政策，设计一套高电能质量供电建设规范标准，在园区用户用电需求报装用电时，将其高电能质量建设纳入统一规划建设及运维工作，一站式解决高新企业用户的用电需求。

北京地铁扶梯电压暂降耐受能力试验及治理

推荐单位： 国家电网有限公司
案例单位： 国网北京市电力公司电力科学研究院
团队成员： 杨 博 吴宇桐 王 辰 王大为 闫春江
戴罕奇 王 朴 王彦卿 谭 磊 李 洋
刘若溪 马光耀 桂 媛 赵 斌 许冲冲

一、基本情况

（一）单位简介

国网北京市电力公司是国家电网有限公司的子公司，公司作为首都最大的公用事业单位，负责北京地区 1.64 万 km² 范围内的电网规划建设、运行管理、电力销售和供电服务工作。先后圆满完成了中华人民共和国 70 周年庆祝活动、2022 年北京冬季奥运会、中国共产党第二十次全国代表大会等重大活动的保电任务。近年来，公司坚决贯彻落实国家电网有限公司的战略部署，积极践行“努力超越，追求卓越”的企业精神和“以客户为中心、专业专注、持续改善”的核心价值观，以首善标准担当社会责任，奋力在服务党和国家工作大局中彰显价值，积极服务北京国际一流的和谐宜居之都建设，加快建设“国际领先”的能源互联网企业。

（二）案例背景

北京地铁作为首都重要的公共交通基础设施，承担着巨大的客运压力，其运行的稳定性和可靠性至关重要。自动扶梯作为地铁交通系统中不可或缺的组成部分，在提升乘客通行效率、保障

运营秩序方面发挥着关键作用。然而，据北京地铁反映，自 2023 年 1—8 月，北京地铁发生 157 起扶梯停运事件，涉及北京站、珠市口、良乡大学城、清河等多个站点的地铁扶梯，扶梯涉及西子、富士达、通力等 10 个厂家。同时在“一带一路”倡议前夕，由于宋家庄地铁站 10kV 同母线用户内部发生多次短路，造成 10kV 母线电压暂降。原地铁扶梯上口均装有一套 ATS 双转换装置，但动作切换时间 $>1.5\text{s}$ ，无法满足扶梯电压暂降耐受要求，从而导致该站点扶梯短时间内数次停运，引发了社会舆论的关注。

（三）案例概要

因电压暂降致使扶梯短时间内多次停运引发社会关注，北京地铁遂向国网北京市电力公司寻求协助。国网北京市电力公司电力科学研究院通过深入研究发现，自动扶梯的控制柜和曳引电机等关键元件对电压暂降极为敏感，电压暂降本身，依据国家标准 GB/T 30137—2013，是电压有效值降至参考电压的 90%—10%并持续 10ms—1min 的暂降现象。这一现象会导致控制柜内变频器、接触器等器件无法正常工作，进而引发扶梯停运。为此，系统调研国内现有提升方案，对比基于后备电源的全保护与半保护方案后，结合北京地铁双 10kV 供电且扶梯多为双路低压配电馈线供电的特点，创新设计基于低压磁控备投装置的解决方案。采用磁控型双电源快速切换开关，其具备磁控快速切换机构，两路电源转换时间 12ms—15ms，切换容量不小于 250A，带载切换寿命不

小于 2000 次，同时集成电压电流采集、录波记录、远程通信等功能，可实现快速切换与智能管理。在马连道华睦亲子生活广场日立牌扶梯、东坝北站康力牌扶梯开展试验验证，模拟多种电压暂降工况，确定扶梯停运阈值，并拆除原双电源转换开关换装磁控型双电源快速切换开关。现场试验证明，在原导致扶梯停运的电压暂降工况下，磁控快切开关动作后扶梯均正常运行。该案例不仅成功解决了北京地铁扶梯因电压暂降停运的问题，还创新研发了磁控型双电源快速切换开关，推动新建扶梯统一抗干扰标准，对提升低压配电网运行安全及供电可靠性具有重要意义，其经验可广泛应用于其他存在电压暂降问题的敏感负荷场景。

二、主要做法与实践

（一）深入剖析电压敏感因素

要解决北京地铁扶梯因电压暂降导致停运的问题，精准剖析扶梯的电压敏感因素是关键突破口。自动扶梯作为复杂的机电一体化设备，其核心结构由控制柜、曳引电机以及扶梯框架主体构成，而控制柜与曳引电机成为抵御电压暂降冲击的核心防线。

从结构功能来看，控制柜堪称扶梯的“大脑”，统筹着主供电回路、安全检测回路、抱闸回路和照明回路等多个重要系统，直接决定扶梯能否安全稳定运行。控制柜内部，变频器、一体化控制板、接触器、相序继电器等器件各司其职却又紧密关联。其中，变频器负责调节电梯变频运行，对电压稳定性要求极高，电压暂降会打乱其正常的变频控制逻辑，导致电机运行异常；一体化控

制板集成电梯各类检测控制功能，一旦电压出现波动，其信号采集与处理功能可能受到干扰，进而影响扶梯整体控制；接触器则接收控制板信号开断电机运行主回路，电压暂降时若无法正常工作，会直接切断电机电源致使扶梯停运；相序继电器用于检测供电回路缺相或错相，电压暂降可能引发其误判，增加电机烧毁或扶梯运行逻辑错乱的风险。

电压暂降这种瞬间的电压波动，看似短暂，却足以对上述扶梯关键元件造成严重影响，成为引发扶梯停运的“罪魁祸首”。深入探究这些电压敏感因素，为后续针对性地设计治理方案、保障地铁扶梯稳定运行奠定了坚实的理论基础。电梯控制柜内结构如图 1 所示。



图 1 电梯控制柜内结构

（二）全面调研现有提升方案

为有效解决北京地铁扶梯电压暂降的停运问题，全面梳理和分析国内现有提升方案是不可或缺的重要环节。国内现有扶梯电压暂降保护方案主要分为两类，一类为整台扶梯供电回路全部监测与补偿的全保护方案，另一类为针对敏感性元件集中的控制回

路进行监测和补偿的半保护方案。

基于后备电源的扶梯抗电压暂降全保护方案,是在每个扶梯的进线处安装 AVC 电压自动控制装置。该装置采用超级电容作为储能元件,相比传统 UPS,具有体积小的显著优势,如 50kW 的 AVC 仅需 1m×1m 的空间即可放置,且切换时间短至 2ms—5ms,超级电容可支撑 3s。这一方案能够有效应对大多数电压暂降的情况,为扶梯提供全面的电力保障,解决因电压暂降导致的停运问题。然而,其成本较高,50kW 补偿装置成本约 10 万元—15 万元,且占地面积较大,在实际应用中可能面临安装空间受限和成本预算压力过大等问题。

另一类基于后备电源的扶梯抗电压暂降半保护方案,则是在每个扶梯的控制回路中串联 GRT—VDC 电压暂降保护装置。该装置通过实时监测电压波形,及时识别和预判电压暂降,在市电发生电压暂降期间提供短时电源支撑,助力电扶梯平稳过渡至市电恢复,且在市电恢复后自动退出运行,避免增加设备故障节点。此方案适用于单电源供电的扶梯,能够精准保障控制回路在电压暂降时正常工作。但对于已具备双电源供电的扶梯,在应对电源侧供电中断、扶梯重载时电压暂降等复杂情况时,该方案因难以满足实际需求而并非最优选。

通过对这两类现有提升方案的全面调研,清晰认识到不同方案的特点与局限,为结合北京地铁扶梯实际供电情况,研发更具针对性和适用性的电压暂降耐受提升方案指明了方向。

（三）创新设计备投方案

在深入剖析电压敏感因素并全面调研现有提升方案后，针对北京地铁扶梯供电的实际情况，突破传统思路，创新设计的基于低压磁控备投装置的扶梯电压暂降耐受提升方案，为解决地铁扶梯因电压暂降停运问题提供了全新的技术路径。

北京地铁采用双 10kV 供电模式，且扶梯大多配备两路低压配电馈线，通过自动转换开关实现电源切换。团队对 76 次两条地铁供电线路同时发生电压暂降的情况展开细致分析，发现两条线路发生电压暂降的时间存在差异，最小相差 0.325s，先发生电压暂降的线路持续时间最短为 0.081s；最大相差 53.760s，先发生电压暂降的线路持续时间最短为 0.073s。这一数据表明，利用双电源快速切换机制，能够有效应对电压暂降问题，保证扶梯持续供电。

基于上述调研结论，团队采用磁控型双电源快速切换开关作为核心治理装置。该开关采用磁控快速机构，具备卓越的性能优势。其两路电源转换时间为 12ms—15ms，相较于传统双电源切换开关，极大地缩短了切换时间，可在电压暂降瞬间迅速完成电源切换，保障扶梯供电连续性；切换容量不小于 250A，能够满足扶梯运行的功率需求；带载切换寿命不小于 2000 次，确保长期稳定运行，减少设备维护成本和频率。

在功能集成方面，磁控型双电源快速切换开关集成双侧电压采集、实时电流采集功能，可实时监测电源状态，为精准控制和

故障诊断提供数据支持；支持转换动作周期内断面录波记录，便于分析电压暂降过程中的电气参数变化，为后续优化和改进提供依据；支持多种切换策略，能够满足不同品牌扶梯自身的电压暂降耐受需求，提升方案的通用性和适配性；同时可与后台管理系统实时通信，主动上报任务异常信息和事件，便于管理人员远程监控和统一调度，实现智能化管理。

在安装实施上，该方案具备良好的工程适配性。对于存量扶梯改造，可直接替换原双电源转换开关，并摘除原配套的分立式检测、采集仪表仪器，简化设备结构，降低改造成本；对于新量扶梯建设时，可直接将该装置应用于配电箱内，并对原方案柜内进行简化设计，提高施工效率，确保新设备从源头具备更强的电压暂降耐受能力。扶梯动力柜改造方案如图 2 所示：

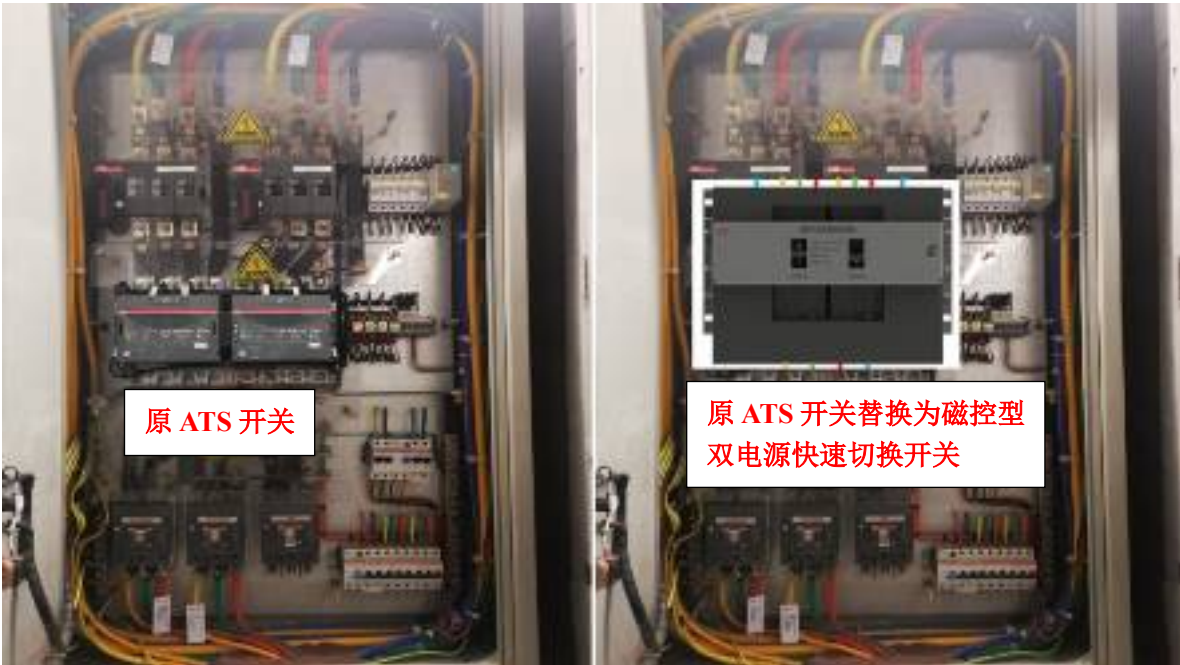


图 2 扶梯动力柜改造示意图

（四）严格开展试验验证工作

创新设计的基于低压磁控备投装置的扶梯电压暂降耐受提升方案能否切实解决北京地铁扶梯的停运问题，需通过严谨、科学的试验来验证。为此，精心策划并严格开展的试验验证工作，力求以准确的数据和可靠的结果，为方案的有效性提供坚实的支撑。

在试验对象的选取上，综合考虑不同品牌扶梯的技术特点与市场占比，选定马连道华睦亲子生活广场日立牌扶梯、东坝北站康力牌扶梯作为试验对象。这两个品牌的扶梯在结构设计、控制逻辑等方面存在差异，具有较强的代表性，能够全面检验方案在不同类型扶梯上的适用性。

在试验过程中，国家电网中国电力科学研究院有限公司利用自研的便携式电压暂降模拟设备，有效解决了传统电压源重量过大，难以在现场开展试验的问题，同时设备性能得到进一步提升，其单相输出能力为——电压 0—300Vrms，电流 0—50Arms，功率 0—15kVA，且具备高动态、高带宽交流电压波形反演能力。自研装备可模拟多种复杂电网电压暂降工况。涵盖 ABC 三相同同时暂降、AB/BC/AC 两相电压暂降以及 A/B/C 单相电压暂降等情况，通过逐步调整电压暂降幅值与持续时间，精确探寻造成扶梯停运的电压暂降阈值。其中，在马连道华睦亲子生活广场日立牌扶梯的试验中，发现 ABC 三相同同时发生暂降时，残余电压为 70%、暂降时间为 100ms，或残余电压为 60%、暂降时间为 50ms，

抑或是残余电压为 10%、暂降时间为 30ms 等工况下，扶梯会出现停运现象，且在不同相角发生暂降时，扶梯的耐受程度也均有不同；在两相及单相电压暂降模拟中，也明确了相应的停运阈值条件。东坝北站康力牌扶梯试验同样遵循严谨流程，细致测定出不同电压暂降工况下的停运阈值，为后续对比分析提供了丰富数据。

关键的验证环节，将原扶梯动力柜中的双电源转换开关拆除，替换为磁控型双电源快速切换开关。在已确定的会导致扶梯停运的电压暂降工况下，再次进行测试。结果显示，磁控快切开关迅速响应并动作，有效避免了扶梯停运，成功保障扶梯持续稳定运行。每一次试验，团队都对关键数据进行详细记录，包括电压暂降的具体参数、扶梯运行状态变化、磁控型双电源快速切换开关的动作时间与响应情况等，并形成完整的测试报告，确保试验结果的真实性与可追溯性。

严格开展的试验验证工作，以科学的方法、严谨的态度和翔实的数据，充分证明了磁控型双电源快速切换开关在治理电压暂降问题上的显著效果，为该方案在实际工程中的应用提供了强有力的实践依据，也为解决北京地铁扶梯因电压暂降停运难题奠定了坚实基础。

三、成效与创新

北京地铁扶梯电压暂降耐受能力试验及治理项目在实践中取得了显著成效，并实现了多维度的创新突破，为地铁供电可靠

性提升和电能质量管理提供了新的范例。

在成效方面，首要成果是切实解决了长期困扰北京地铁的扶梯因电压暂降导致停运的问题。通过创新研发的磁控型双电源快速切换开关，有效保障了扶梯在电压暂降情况下的稳定运行。经实际试验验证，在原本会导致扶梯停运的各类电压暂降的工况下，该装置均能快速响应，确保了扶梯持续运转，极大地提升了地铁运营的稳定性和可靠性，减少了因扶梯停运对乘客出行造成的不便，维护了首都公共交通系统的良好形象。

同时，项目推动了新建与尚未投运的扶梯抗干扰能力标准的统一。明确要求其满足《电梯、自动扶梯和自动人行道的电磁兼容 抗扰度》（GB/T 24808—2022）中电压暂降为 $0\%U_n$ 、时间为 20ms 的基础抗干扰能力，并建议一级负荷站配套采用双电源快切装置，从源头提升了地铁扶梯应对电压暂降的能力，为后续地铁建设和设备更新提供了规范依据。

在创新层面，技术创新是项目的一大亮点。在敏感负荷电压暂降耐受测试装备方面，研发了便携式可编程电压源，有效解决了传统电压源重量过大，难以在现场开展试验的问题，且具备高动态、高带宽交流电压波形反演能力；磁控型双电源快速切换开关解决了传统双电源切换开关存在机械式易磨损、切换速度慢、无法远程控制和智能管理等缺陷，实现了快速切换、远程控制与智能管理的有机结合。其 12ms—15ms 的切换时间，相比传统开关大幅缩短，有效保障供电连续可靠；集成的双侧电压采集、实

时电流采集、断面录波记录等功能，以及与后台管理系统的实时通信能力，实现了设备运行状态的精准监测和智能化管理，填补了传统技术的空白。

此外，项目在方案设计上也实现了创新突破。充分结合北京地铁双电源供电的实际情况，通过对供电线路电压暂降数据的深入分析，针对性地提出基于低压磁控备投装置的解决方案，改变了以往“一刀切”的治理模式，为解决同类供电系统中敏感负荷的电压暂降问题提供了新思路和新方法，对提升整个低压配电网运行安全及供电可靠性具有重要的示范意义。

四、总结与建议

北京地铁扶梯电压暂降耐受能力试验及治理项目，是电力行业针对城市轨道交通电能质量问题开展的一次成功实践，在解决实际问题的同时，也为后续相关工作积累了宝贵经验。

此次项目通过深入剖析电压敏感因素、全面调研现有提升方案、创新设计磁控备投方案并严格开展试验验证，成功攻克了北京地铁扶梯因电压暂降频繁停运的难题。创新研发的磁控型双电源快速切换开关，凭借磁控快速机构与先进通讯技术，实现快速切换、远程控制与智能管理，有效保障了扶梯在电压暂降工况下的稳定运行。同时，推动新建扶梯统一抗干扰标准，为地铁设备安全运行筑牢基础。这一成果不仅提升了北京地铁运营的可靠性，也为城市轨道交通领域应对电能质量问题提供了可借鉴的范例。

基于项目实践经验，为进一步提升电力系统对敏感负荷的保障能力，提出以下建议：

（一）大力推进敏感负荷电压暂降测试及负荷耐受特性库的建立。针对大型交通枢纽、医院、精密制造工厂等场所的敏感负荷，开展全面的电压暂降模拟检测工作。通过系统性测试，积累不同类型负荷在各种电压暂降工况下的运行数据，构建详细的负荷耐受特性库，并建立共享机制，为电力规划、设计和运行提供数据支撑，使电力系统能够更精准地满足敏感负荷的供电需求。

（二）加快建立电压暂降敏感用户“增值服务”机制。建立市场化敏感用户增值服务体系，推动敏感用户负荷电压暂降耐受现场测试增值服务，根据不同测试结果，提供差异化解决方案，引导下游电能质量治理产品企业装备升级迭代，达到敏感用户降本增效，用电企业服务增值，制造企业精准制造的目标导向。

湖北黄石高新制造企业“零投入”电压暂降治理实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院

团队成员： 李 伟 梅 欣 钱一民 刘 涛 谢宗喜
张侃君 胡丹晖 丁 凯 李佳豪 吴 松
闫秉科 罗建宇 黎恒烜 舒 欣 郑 剑
叶庞琪 修连成 胡 壮 滕 捷 陈 乔

一、基本情况

（一）单位简介

国网湖北省电力有限公司电力科学研究院（以下简称国网湖北电科院）是全国最早成立的电力试验院（所）之一。在电能质量相关领域深耕 70 余年，从事电能质量监督及试验、技术研究、设备研制等工作，牵头创制了我国首项电压暂降领域 IEEE 标准《敏感工业用户电压暂降经济损失评估技术导则》（IEEE 2938—2023）以及 IEC 标准《电能质量管理 电能质量问题对电气设备和电力系统的影响》（IEC TR 63222—100:2023）。

（二）案例背景

黄石某电子材料科技有限公司（以下简称 H 公司）成立于 2018 年，是全球少数具备大规模量产电子级玻璃纤维布的制造厂商之一。H 公司主要产线于 2021 年 6 月投产，产线采用了大量进口变频器、调速器、加热炉等高精尖工业控制设备，这些设备在电压暂降发生时极易宕机，造成产线停产，最终导致废品率

上升。仅 2021 年 7 月—12 月，H 公司就因电压暂降问题造成了 13 起产线停产事故，直接经济损失高达 520 万元，企业饱受电压暂降带来的损失困扰。如果采用常规的并联型 DVR 或 UPS 电压暂降治理设备，经过测算投资金额约 1000 万元，高昂的治理成本让企业难以承受，企业陷入“低概率—高损失—高成本”的治理困境。

（三）案例概要

H 公司电压暂降治理项目于 2022 年启动。国网湖北电科院自主研制了兆瓦级优质供电成套设备，并于 2023 年 10 月投产。该设备以锂电储能型动态电压恢复器为核心，不仅实现了电压暂降事件的 100%治理，而且用电企业可通过设备充放电获取电价差收益，快速回收投资并实现盈利。此外，还首创了“零投入”商业模式，即采购费用从治理设备运行后的收益中定期支付，用电企业无需再额外投资。

二、主要做法与实践

面对高新制造企业的电压暂降治理困境，国网湖北电科院通过“治理+储能”多功能复用技术创新和“零投入”商业模式创新，满足用电企业电压暂降治理和节能降费的多元用电需求，助力高新制造企业走出电压暂降治理困境。

（一）精准评估，锁定电压暂降治理重点对象

通过对 H 公司各类敏感负荷的电压暂降耐受能力实施精确量化评估，并综合考虑以上敏感负荷对企业效益及安全生产的作

用，最终锁定了熔炉、车间废气处理设备以及高架水塔循环系统等关键设备，作为电压暂降治理的重点对象（见图 1）。根据以上关键敏感负荷功率测算，需要配置 2MVA/1MWh 容量的治理设备。

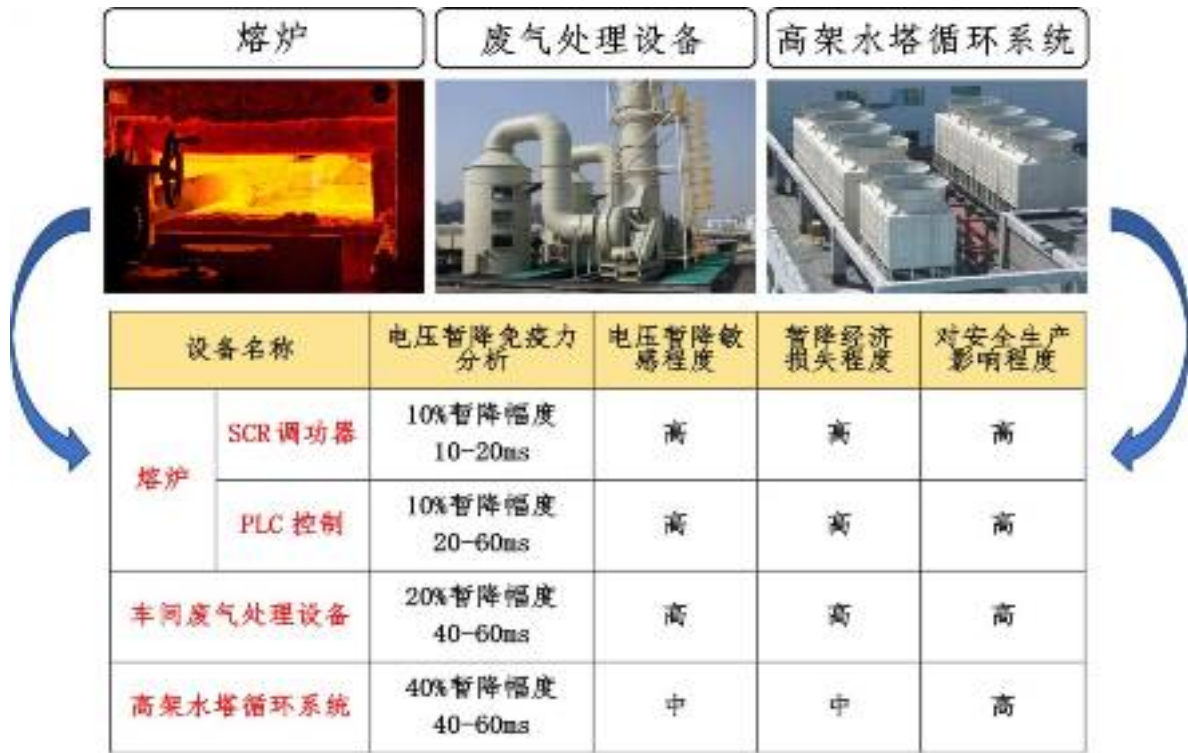


图 1 H 公司主要敏感负荷

（二）功能复用，满足暂降治理多元需求

结合熔炉、车间废气处理设备、高架水塔循环系统等敏感负荷特点，优质供电成套设备通过装设在控制单元中的高速电力电子开关，当供电电压跌落至额定电压的 90%时，在 3ms 内实现外部供电电源和储能电源（单元）间的快速切换（见图 2、图 3），远小于敏感负荷的电压暂降耐受时间要求（见图 1、表 1），实现电压暂降事件的 100%治理。与此同时，所配置的储能单元调

节性能灵活，可在不同时段充电和放电来赚取电价差收益，从而满足用电企业多元需求。

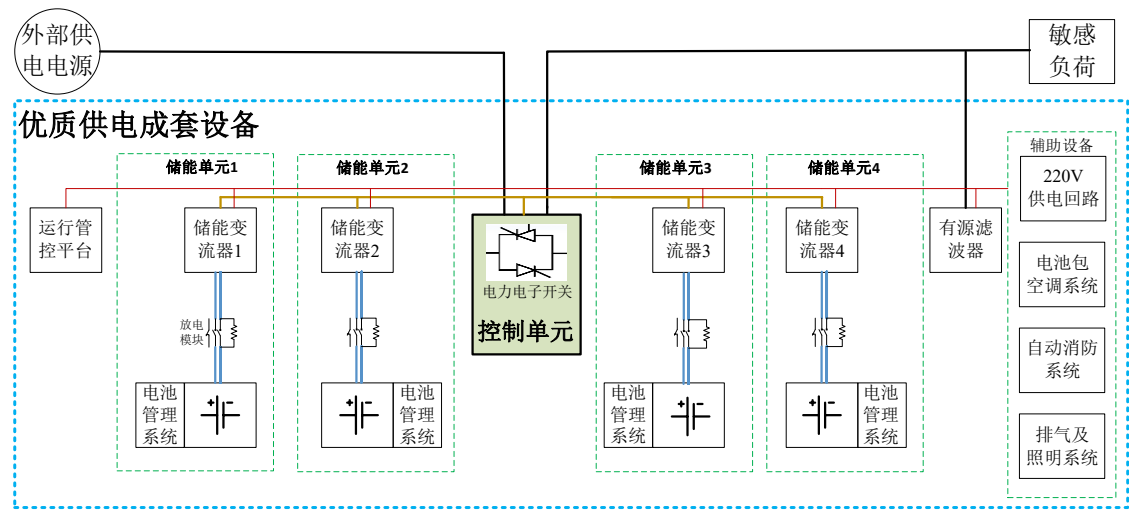


图 2 兆瓦级优质供电成套设备拓扑图



图 3 兆瓦级优质供电成套设备

表 1 半导体加工类敏感负荷耐受时间

电压幅值%（实际电压/额定电压）	可耐受时间（ms）
50%	200
70%	500
80%	1000

注：表 1 数据来源于《电能质量 电压暂升、电压暂降与短时中断》（GB/T 30137—2024）

（三）智慧引领，搭建全天候运行管控平台

为实现治理工作的智能化与精细化，打造了优质供电互动平台。平台具备对控制单元、储能单元的运行状态监视、健康情况评估以及电能质量分析等功能；可根据最新电价规则确定充放电最优时区，并自动控制储能单元完成充放电。实现治理过程自动化、收益最大化，为企业生产运营注入源源不断的智慧动力。

（四）长效回报，首创“零投入”治理商业模式

首创了电压暂降治理“收益分期反哺投资”的“零投入”商业模式。用电企业通过治理设备充放电赚取的峰谷电价差收益，分期支付设备款，无需额外投资。测算表明，年收益约 45 万元，约 9.7 年可抵付设备费用；设备寿命达 15 年，覆盖成本后仍可获直接收益 225 万元。若计入避免电压暂降所带来的损失挽回，约半年即可回本，从而显著增强企业盈利能力和市场竞争力。

三、成效与创新

（一）精准治理同时带来持续收益

自主研发的 2MVA/1MWh 优质供电成套设备，在电压的补偿精度、切换速度、暂降支撑时间、治理类型等四项关键指标明显优于国内外同类产品（见图 4），其核心技术参数达到国际领先水平，实现了电压暂降事件的 100%治理，构建了供电电压“防火墙”。自 2023 年 10 月投产以来，为企业抵御电压暂降 46 次，挽回经济损失超千万元，由充放电赚取的直接收益超 67 万元。



图 4 兆瓦级优质供电成套设备的技术优势

（二）“零投入”新模式解决治理困境

“零投入”商业模式将传统治理模式中一次性高成本投入转变为“收益分期反哺投资”方式。经测算，通过充放电收益仅用 9.7 年即可收回投资，无需额外投资。该模式解决了企业因投资成本高昂导致的对电压暂降治理“望而却步”的难题，为企业带来了长期收益，并可推广应用。

（三）“技术+模式”创新实现供需双赢

“技术+模式”创新解决了高新制造企业电压暂降治理的迫切需求，为企业运营提供了“量体裁衣”的电力保障。与此同时，还激发了用电企业参与电力市场的热情，用电企业不再是电力电量调节的被动接受者，而是通过主动调节充放电周期，成为电力系统运行调节的主动参与者。实现了供电企业“供得好”与用电企业“花得少”的双赢局面，优化了供电营商环境，助力高新制造业健康快速发展。在相关举措的推动下，2024 年当地新增高新技术企业 124 家，高新制造业产值同比增长 16.6%，售电量同

比增长 7.6%，实现全年 95598 零投诉。

（四）提升新能源消纳水平，落实“双碳”政策

在有效治理电压暂降的同时，治理设备还可实现“削峰填谷”作用。即在新能源大发时段充电，在负荷高峰时段放电，助力电力系统电力电量平衡的同时，减少了弃风弃光，促进了新能源消纳，实现了节能降碳。经测算，年消纳新能源电力 657MWh，相当于节约标准煤 236.5t，促进 CO₂ 减排 655t。

四、总结与建议

国网湖北电科院在湖北黄石开展了高新制造企业“零投入”电压暂降治理实践，通过采用自主研发的兆瓦级优质供电成套设备，结合首创的“零投入”商业模式，满足了用电企业多元需求，为电能质量管理树立了标杆。

一是通过“多功能复用”技术创新+“零投入”商业模式创新，在实现电压暂降问题的 100%治理的同时，彻底解决了用电企业“低概率—高损失—高成本”电压暂降问题的治理困境。

二是通过治理设备双向调节能力，使用电企业由电力电量调节的被动接受者转变为电力市场主动参与者，实现了供电企业“供得好”与用电企业“花得少”的双赢局面，优化了供电营商环境。

三是通过制定治理设备的最优充放电周期，促进新能源消纳，减少了弃风弃光，践行了国家“双碳”目标。

四是通过技术创新推动行业进步，并将案例技术纳入到国际

标准中，贡献了敏感负荷用电治理的“中国方案”。

随着分布式“风—光—储”设备的大量接入电网，以高新制造企业为代表的用电敏感负荷迅猛增长，电能质量问题将愈发突出。基于此建议如下：**一是**将优质供电成套设备体系化，进一步提升设备对各类高新制造企业多类型用电敏感负荷的适应能力。**二是**建立政府—供电企业—用电企业三方协同机制，提升对电能质量有特殊要求的用电企业有偿服务水平。**三是**细化落实用户侧储能资源参与电力市场的相关政策，进一步提升用电企业参与电力市场的热情。

广东广州服务高端产业转型升级“电网—用户—设备”协同优化实践案例

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：广东电网有限责任公司

团队成员：洪海程 熊俊 潘威 许中 谢坚伟
沈超 顾衍璋 崔晓飞 杨帆 曹苾玥
宁一荣 黄智康 黄成巧 廖辰川 芮庆涛
马智远 徐硕 周凯 王睿 刘常

一、基本情况

（一）单位简介

广东电网有限责任公司是中国南方电网有限责任公司的全资子公司。公司拥有变电站 2981 座（其中 500kV 变电站 75 座），变电容量 6.34 亿 kVA，输电线路总长度 10.5885 万 km，资产总额 5163.93 亿元，是全国规模最大的省级电网公司之一。负责投资、建设和经营管理广东省 20 个地级市（不含深圳市）的电网，供电面积达 17 万 km²，供电客户 5168.9394 万户，供电人口超过 1 亿人，并为香港、澳门提供电力供应。

（二）案例背景

当前，新一轮科技革命和产业变革深入发展，广州高端制造业、现代服务业日新月异，有着 626 家电能质量敏感用电客户，是国内对电能质量需求最强烈的城市之一。一些像半导体、汽车制造的“高精尖”企业，对电压波动非常敏感，毫秒级的电压暂降就会造成连续生产中断，导致设备损坏或产品报废，严重影响产业升级转型。而电压暂降发生原因和影响很复杂，难以主动防御；

用户设备耐受特性不明确，难以精准治理；治理设备经济性差，难以满足用户需求。如何满足高端产业用户对优质供电的需求，是对超大城市电能质量管理的重大挑战。

广州供电局电力科学研究院（以下简称电科院）以问题为导向，构建**电网—用户—设备协同优化**高端产业电压暂降综合防治体系，聚焦关键技术、核心产品、协作服务，持续提升标准引领能力、国产设备性能、获得电力水平，争树新质生产力创新实践标杆。

经过十余年深耕细作，电科院开展了多项在国内具有引领性、示范性的工作。发起成立全国电压暂降工作组，牵头编制 3 项电压暂降国家标准、2 项电压暂降治理产品行业标准，成功立项中国首部电压暂降领域 IEC 国际标准，构建了覆盖诊断、评估、治理、设备检验等多方面的电能质量标准体系；在全国率先成立由政府、供电企业、电力用户和第三方专家组成的联合工作组，提出电压暂降问题系统性解决方案；构建了电能质量“平台+生态”的产业体系，建成集研发—检测—验证全链条的电能质量设备试验平台，研制电能质量监测与治理装置 4 大类、8 项产品，已为 40 余家电能质量敏感用户提供服务。



图 1 高端产业电压暂降综合防治体系

二、主要做法与实践

（一）工作思路

电网—用户—设备协同优化，本质上就是兼容的思路。整个过程，既然是兼容，就要考虑社会经济性，因此需要电网与用户各司其职、通力协作，即最大限度降低扰动水平，提高用电设备的耐受能力，最后这两者中间无法兼容的部分，则通过因地制宜加装电压暂降治理装置解决。

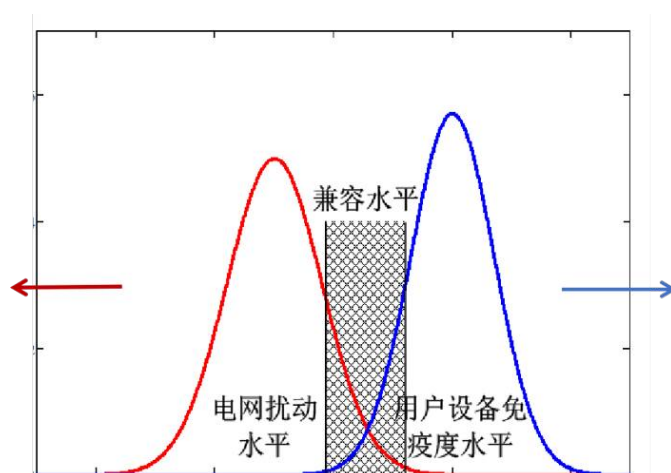


图 2 电压暂降治理的兼容思路

（二）工作举措

1.打好“主动仗”，加大电网保障力度，最大限度降低扰动水平

电科院提出电网侧电压暂降主动防御方法，推动电能质量感知、联合规划和差异化运维等技术方法实用化，并得到了普及应用。

一是减少扰动发生次数。构建“两道防线、一个闭环”机制，第一道防线通过技术监督、用电检查和政企联动，第二道防线通过智能监控、人防与巡检，最后加强扰动风险的闭环管理，实现扰动管控从被动响应向主动防御转变。

二是多源数据监测与融合。建成电压暂降大数据分析平台，集成电网 GIS、雷电监测预警等多源数据，主网谐波和电压暂降监测点 1229 个，配网电压监测点 340 余万个，可全面感知电能质量指标。

三是开展联合规划、主动防御。建立电网故障模型、联合规划模型，揭示电压暂降成因及传播机理，得到柔性开关和储能设备在配电网中的目标位置和目标容量，从规划阶段考虑电压暂降主动防御。加强电网柔性互联、自愈及防雷改造等，建成世界首个多直流馈入负荷中心粤中柔直背靠背互联工程、世界首套 500kV/90kA 限流器示范工程、全国最大规模的自愈配电网，最大限度减少扰动次数、减弱扰动程度。

四是基于严重度评估开展差异化运维。考虑电压暂降类型、

二是精准识别敏感设备薄弱环节。针对不同用电设备构成的生产过程，从生产过程参数与用电设备耐受程度之间的关系出发，提出了生产过程“设备—参数”组合的电压暂降免疫力评估方法，实现快速、准确地辨识生产过程中的薄弱环节和设备，为精准治理提供了标准指导和技术支撑。

三是打造可复制的优质供电服务模式。专门组建一支电能质量技术服务团队，包含前台客户经理、后台技术专家和商务服务伙伴，为高端产业用户诊断电能质量问题，并提供完备的系统解决方案，年均开展 20 余场电能质量技术服务。促成广州市工信局印发《关于加强电力用户电能质量管理工作的函》，督促电能质量敏感用户开展问题排查治理，推动各方参与电能质量管理。



图 4 自主研发电能质量监测治理系列产品

3.打好“组合拳”，定制电力，实现多场景电压暂降兼容治理
基于用户和行业需求，电科院开展了电压暂降综合防治关键

技术研究、装置研发及工程应用，实现了关键核心技术突破，并推动行业进步和产业发展。

一是构建面向多场景的治理装备体系。开展快速检测、切换、补偿等共性技术研究，面向中低压交流配电环节，提出并联变流器辅助供电回路快速切换的方法和基于多频段矢量控制的快速补偿的方法，面向变频器等支持直流供电负荷，提出直流母线压差自感应补偿的方法，突破了国产系列装备技术瓶颈。

二是创新分层分级系统治理。针对园区不同电压等级协调治理问题，提出了基于 10kV、380V 补偿装置工作特性的协同治理方法；针对用户差异化需求的问题，提出了基于用户期望的电压暂降治理优化配置方法；针对设备耐受特性多样化的问题，提出了考虑补偿设备性能与设备耐受特性匹配的优化治理方法，有效降低用户侧治理成本 50%以上。

三是产学研用结合推进成果转化。发挥中国电机工程电能质量和电磁兼容学组组长单位作用，牵头搭建了敏感设备耐受特性行业数据库，共汇集各高校、电网企业超过 2 万条数据。系列标准经推广应用，设备性能要求逐渐清晰，解决了暂降治理设备缺乏国家或行业标准约束的问题，助力国产设备性能和市占率提升。

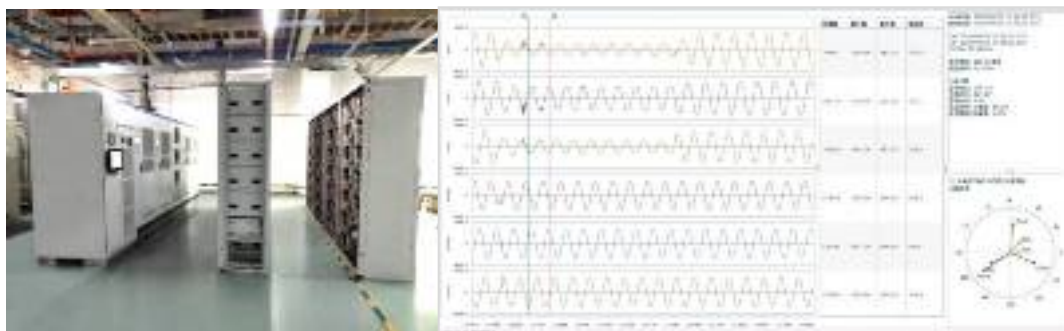


图 5 自有技术产品在用户侧推广应用，发生电压暂降时 5ms 内实现快速补偿

三、成效与创新

一是提升获得电力服务水平。组建生产运营、规划建设、客户服务等跨专业的专业队伍，通过技术讲座、参观交流、上门服务等方式开展用户培训，累计开展培训 600 多人次，提高社会对电能质量问题的认知度。建立“发现需求—形成方案—响应需求”的服务体系，及时响应高端产业用户的需求，定制电力技术和服 务先后在汽车制造、半导体、化工等行业应用，年避免用户电压暂降经济损失约 3000 万元。

二是提升国产设备性能和市占率。电压暂降产品和服务已实现成果转化，并在粤芯半导体、广州白云国际机场 T2 航站楼等开展园区级综合治理示范，成功抵御多次电压暂降影响。在解决问题的同时，也打破了国内市场以国外产品主导的局面，国产监测治理设备市场占有率近 5 年由 20%提升到 90%。

三是创新成果达国际领先水平。面向中低压交流配电环节，研制并联型治理装置，全响应时间小于 5ms，附加损耗小于 1%；面向变频器等支持直流供电的负荷，研制的直流型治理设备，具有零切换时间、零附加损耗。

四、总结与建议

电压暂降防治是个系统工程，依托电网—用户—设备协同优化机制，电科院加快培育具有市场竞争力、自我造血能力、可持续发展的电能质量产业链和技术生态体系，实现社会利益、用户利益、企业利益的多方共赢。

一是发展所需，便是使命所系。加强技术研发和管理创新，突破电压暂降起因传播和影响机理、预防和治理关键技术研究，形成具有自主知识产权的监测诊断治理技术和产品，相关成果可复制、可推广。

二是创新驱动，是最大的助力。针对电压暂降对高端制造业和服务业造成的损失严重、治理需求迫切等问题，从电网、用户、设备三个层次构建了电压暂降综合防治体系，成果已实现产业化，有力推动了电能质量装备产业发展。

三是开放合作，是最好的生态。通过学组整合国内高校、电网企业电科院技术资源，开展电压暂降行业基础知识库的共建共享工作，并邀请国内外知名专家、学者、研究人员通过项目合作、学术交流等多种形式参与电能质量管理与技术研究，推动行业技术进步。

浙江宁波梅山大型自动化港口电能质量治理 实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网浙江省电力有限公司宁波供电公司

宁波舟山港集团有限公司

宁波梅东码头集装箱有限公司

国电南瑞科技股份有限公司

团队成员：	葛凯梁	王 谊	张 旭	王辉东	颜明东
	冯华龙	周良平	周朝丰	彭 捷	邹国栋
	贺 宁	陈子豪	张建赞	石科明	齐 雄
	许 达	朱 丹	孙祖勇	侯 凯	石 磊

一、基本情况

（一）港口简介

宁波梅山港拥有 10 个集装箱专用泊位，岸线总长 3950m，前沿水深 17.1m 以上，是国际化深水良港。主营集装箱航线 59 条，覆盖全世界 5 大洲、6 大洋。港区目前配有桥吊 50 台（其中远控自动化桥吊 36 台）、龙门吊 175 台（其中远控龙门吊 116 台）、集卡 419 台（其中无人驾驶智能集卡 102 台），形成“36+116+102”的全球最大规模自动化作业设备集群。

（二）案例背景

1.大型自动化港口电力系统复杂

宁波梅山港电气化程度高，港口桥吊、龙门吊等大型设备电气化占比达到 88%，岸电、无人驾驶智能集卡等 100%依靠电力

运行；**自动化程度高**，桥吊、龙门吊等由人员远程操控作业，智能集卡采用全自动无人作业，均大量采用四象限电力电子变频器驱动；**内部潮流复杂**，港口内部有 31.25MW 风电、1.78MW 光伏、1MW/2MWh 储能，50 台桥吊设备还配有每台最多 1.6MW 的重力势能回收装置，整体电力潮流不可预测。

2.港口电能质量事件原因多样

宁波梅山港目前由 20kV 双电源供电，通过电力录波分析，2023 年梅山港电压暂降比例大于 7%的事件共有 15 起，其中 6 起电力跌落比例大于 18%，持续时间均为 70ms—100ms，使得港口设备跳机，影响港口运行。经供电变电站录波数据与梅山港内部录波数据比对得知：3 起电压暂降主要原因是供电变电站同母线其他线路故障引起；另 3 起为梅山港内部电网潮流快速变化，短时出现感性与容性耦合引起的电压谐振。

3.不同电压暂降对于港口用电的影响

宁波梅山港电压暂降问题可分为三种情况：

1) **严重电压暂降**，电压暂降幅度超过 15%，电压暂降时间大于 60ms，会引起设备跳闸；

2) **中等电压暂降**，电压暂降幅度 5%—15%，电压暂降时间不超过 60ms，存在跳闸隐患；

3) **常态电压波动**，电压幅值波动在 5%以内，波动时间跟随负荷波动，基本不影响用电。

电压暂降会造成电网侧和用户侧同时出现短时失压和过流，

可能导致港口用电设备脱网停机，降低电力系统的稳定性。电压波动频繁会影响港口安全生产和用电设备寿命。

（三）案例概要

宁波梅山港码头已对变频器等设备的欠压整定值进行了调整，降低了欠压启动电压，延长了欠压保护启动时间，基本可以躲过**中等电压暂降**。但电压暂降一旦发生，仍会造成短时低电压和高电流，一定程度上减少了设备运行寿命，增加了安全隐患。

为此，国网浙江省电力有限公司宁波供电公司、宁波舟山港集团有限公司、宁波梅东码头集装箱有限公司、国电南瑞科技股份有限公司共 4 家单位联合针对宁波梅山港码头的电压暂降等电能质量问题，进行多方技术研讨，在综合考虑经济性、有效性、可实施性等因素的情况下，最终决定采用在码头 10kV 侧并联电压补偿装置进行治理。

二、主要做法与实践

并联电压补偿装置采用**全控型电力电子器件组成的四象限变流器加储能元件的结构**，具备虚拟阻尼控制，实现**电压波动补偿及电压振荡抑制**。主要特点是：**快速准确检测**。基于双序锁相环的三相不平衡电压暂降的双 dq 变换检测方法，实现快速准确地检测电压暂降；**高效控制策略**。采用类似针对 LCL 高频谐振的虚拟电阻法，在控制中引入电压暂降及电网振荡的虚拟电阻，增大电压阻尼来抑制电网电压暂降及电网振荡；**快速功率响应**。直流侧储能系统采用**超级电容器**，其快速充放电响应性和高充放

电倍率的特性，可以满足区域性供电系统的响应特性及功率输出需求。

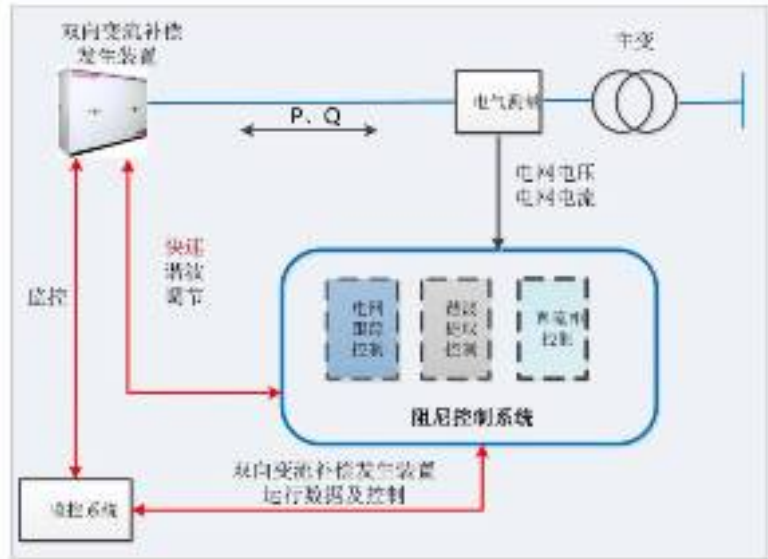


图 1 并联电压补偿装置基本原理

宁波梅山港现场供电系统有多个 10kV 配电子站，用电负荷相对分散。相比于 20kV 集中治理方式，在 10kV 供电子系统侧进行区域治理更加灵活。**从操作性考虑**，在设备安装维护时只需要进行局部的断电操作，不影响正常作业和现有安装设备，可操作性更强；**从治理效果考虑**，该方式的体积小、移动灵活、响应速度快，可以抑制不同程度的电压波动及振荡。

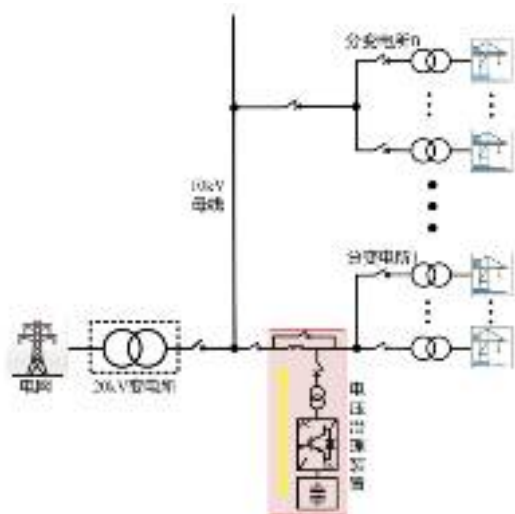


图 2 并联电压补偿治理装置接入方案拓扑图

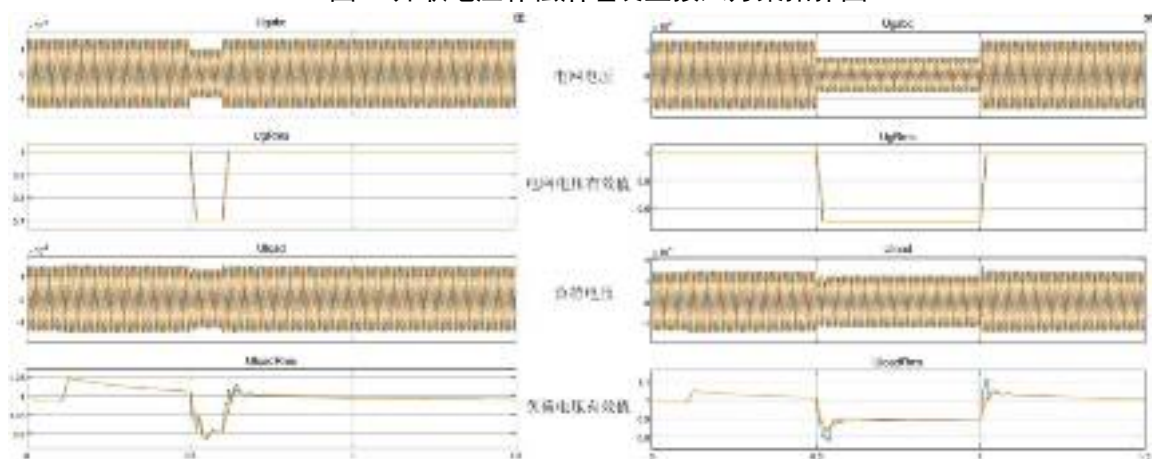


图 3 投入装置治理效果

三、成效与创新

(一) 实施效果

经现场验证，对于常发生的电压暂降，并联电压补偿治理装置方案的补偿能力满足现场需求，装置能够快速检测到电压暂降，并在 10ms 内给出补偿，同时将负荷端电压补偿至 90% 以上，大大降低了设备跳闸与脱网停机的风险，保障了港口的安全生产。在治理电压振荡问题的基础上，同时具备宽频振荡抑制能力，

提升了港口带载能力，负载设备稳定运行时长大大提升。投入并联电压补偿装置后，严重或中等电压暂降通过补偿装置补偿为常态电压波动，满足了港口的正常运营需求。

（二）经验启示

在实现“双碳”目标和构建新型电力系统的大背景下，电力电子技术的发展和用户供电要求逐步提高，用户侧负荷逐步呈现出电力电子化的发展趋势，这种趋势增强了用户侧负荷的可控性、灵活性。但由于其跟网型控制结构导致电力系统惯量下降，已引起了许多局部振荡事件与电能质量问题。因此，电能质量管理一体化解决方案是今后发展的重点方向，对于电能质量管理应该是全局的、完整的、系统的，可以支撑企业内部电网实现智能、稳定、安全地运行。

四、总结与建议

本案例对电压暂降问题的解决具有指导性意义，主要有三个特点：**一是经济性**，本次改造方案采用并联电压补偿装置，设备安装对于原有配电系统几乎不涉及改造，极大减少了设备改造成本。**二是可操作性**，由于原有配电系统改造不大，不需要长时间停电，可以在不影响港口总体运行的情况下，完成设备安装、调试和维护。同时考虑港口码头的扩建需求，新增治理设备可以独立增装。**三是低可靠性要求**，由于治理设备采用的是并联方式，即便治理设备故障，也不会直接引起港口用电受影响，有足够的时间完成设备的检修和维护。

电能质量管理是一个复杂的系统工程，它涉及电力系统、电力电子、自动控制等多个方面。应在基础理论研究、发展用户电力技术、采用其他领域的新技术耦合等多个维度为电能质量控制带来新的活力。具体可从两个方面建设一体化解决方案。

（一）实现系统层面调控

建立企业级或园区级的能源调控系统，协调源、网、荷、储的安全、经济运行。优化全厂的安全、经济调度，能源潮流分布。完善区域安全稳定控制、精准切负荷等功能的部署，在经济合理的成本下实现对用户端的全部配电用电系统设施的管理控制，降低运营成本。

（二）推动设备级自动化治理

由于电压暂降问题不可避免，企业或园区应根据自身负荷需求，配置必要的电压补偿装置、储能或 **UPS** 以及抗干扰开关等，满足企业级或园区级的 **100%** 超高可靠性供电需求。

广东深圳面向高新技术产业发展的高品质供电 管理与技术实践

推荐单位：中国南方电网有限责任公司

案例单位：深圳供电局有限公司

团队成员： 蒋远东 雷一勇 张华赢 戴 昊 汪 清
 史帅彬 汪桢子 邓 浩 阳 浩 张宏钊
 陈学琨 何劲峰 汪 鹏 刘永礼 余 鹏
 王欣源 程 卓 张 茜 廖 威 郭清苗

一、基本情况

（一）单位简介

深圳是我国最年轻的超大城市，是全球领先的重要的先进制造业中心和具有全球重要影响力的科技创新中心、消费中心、物流中心、金融中心，孕育出华为、比亚迪、大疆、招商银行等一大批具有国际竞争力的行业领军企业，拥有 11 家世界 500 强企业，境内外上市公司 561 家。2024 年，深圳市 GDP 达 3.68 万亿元，位居全国大中城市第 3、跻身全球城市前 10，同比增长 5.8%。深圳新能源汽车等产业领跑全球，拥有一批电化学储能领域龙头企业，计划打造世界一流新型储能产业中心、建设世界一流“超充之城”。

中国南方电网深圳供电局有限公司（以下简称深圳电网）供电面积达 2421km²，供电客户 405 万户。深圳电网是全国供电负荷密度最大、供电可靠性领先的超大型城市电网，全国第五个最高负荷突破 2000 万 kW 及供用电量双双突破 1000 亿 kWh 的城

市电网；2024 年深圳电网最高负荷 2340 万 kW；全社会用电量 1214 亿 kWh；负荷密度 1.16 万 kW/ km²，位居全国大中城市首位。客户停电时间连续两年小于 10min，2024 年仅 7.5min，保持全国领先，优于纽约、伦敦等国际先进城市，建成 10 个高品质供电引领区，实现区域用户平均停电时间小于 2.5min，电压合格率 100%。

（二）案例背景

2023 年 12 月以来，国家发展和改革委员会、国家能源局等部委陆续发布《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027 年）》《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》《办法》等重要文件，提出要发展高质量配网，持续提升电能质量。在国家打造新质生产力、建设新型电力系统和新型能源体系的背景下，电能质量得到国家层面的高度重视，重要性空前提高。国家能源局何洋副局长曾指示：“高精尖企业对电能质量要求很高，深圳作为可靠性先发城市，希望积极创新创先，贡献经验。”

随着深圳以半导体、精密加工、芯片研发制造等为代表的高端“20+8”产业快速发展，围绕现有的先进制造产业，打造新一代电子信息、智能制造、新能源、生命科学、物联网+、绿色低碳等多个未来产业创新集群，集群用户含有大量的变频器、PLC 等对电能质量敏感的设备，用户对电能质量提出更高要求。

二、主要做法与实践

深圳电网多年以来秉持“以电能质量科技创新支撑新质生产

力高质量发展”的思路，依托重大项目实施，形成了 10 余种智能感知和防治相结合的电能质量治理装备，多项技术为用户解决了电压暂降等多种电能质量治理难题，建成了以深圳市龙岗区某偏光片高新技术产业园区、某多产业混合园区和盐田区某近零碳园区为代表的多个高电能质量示范园区，并结合国重 6.3 项目智能监控平台建设，形成了依托政府、供电企业、重要用户的电能质量多方联动机制。

（一）高新技术产业园区的电压暂降与稳态电能质量防治

某偏光片产业园区位于深圳市龙岗区坪地街道，主要产业为某光电科技公司，该公司是国家级高新技术企业，2017 年在深交所上市，主业为偏光片的研发、生产和销售，产品广泛应用于电视、显示器、笔记本电脑、手机、偏光太阳眼镜等领域。

1. 园区电能质量问题

该园区是典型的高新技术产业园区，生产用电负荷为各类变频器设备，对电压暂降较为敏感。同时在生产厂房、办公大楼中含有大量单相、非线性设备，谐波电流含量较大，且存在三相不平衡问题。

2. 防治方案

基于某偏光片产业园区的用电负荷特点及电能质量需求，深圳电网依托相关科研成果，经系统解决方案优化设计，实施如下防治方案。

一是基于真空开关的电压暂降快速切换装置。该装置融合了

涡流驱动技术和高频强制过零技术，实现了中压 5ms 以内的快速切换。投运以来，偏光片产业园区用户因电压暂降引起的生产中断次数大幅度减少。与固态切换开关相比，运行损耗降低 80% 以上，装置成本仅为其四分之一。

二是基于容错纠错技术和零序凹陷特征识别技术，在 10kV 母线安装配电网主动干预型智能接地消弧系统，解决内网因单相短路故障引起的供电可靠性问题。

三是应用基于新型 SiC 功率器件的电能质量综合治理装置，解决低压系统稳态电能质量干扰问题。

四是在低压系统各关键监测点安装 17 台配备 5G 模块、具有数据自辨识和自修复能力的电能质量监测终端，对偏光片产业园区内电能质量数据进行监测。

（二）混合型工业园区的电能质量互扰防治

某生物、电子等多产业混合型园区位于深圳市坪山区龙田街道，园区内有生物、电子、服装、投资等多类型企业 20 余家，产业结构复杂，既有电能质量干扰源，又有电能质量敏感负荷，是个典型的混合型工业园区。

1. 园区电能质量问题

园区内存在多种电能质量问题，且随生产工作时间呈现规律性变化，在生产高峰期电能质量明显恶化甚至超标，例如材料加工等工业生产企业内部大型设备的启动和变频器引起谐波问题，服装加工类企业电动机等工业设备频繁启停导致电压不稳定问题，

而这些电能质量问题会对园区内生物、电子等电能质量敏感产业用户造成影响。



图 1 电能质量治理装置接入园区配电系统架构

2.防治方案

一是开发在线协同控制算法和边缘控制终端，通过在园区内合理配置规划电能质量治理设备，实现园区配电网内供电品质自适应优化提升，形成集“监测—评估—分析—优化—控制”为一体的智能配电网供电品质综合优化平台，实现了园区内电能质量的全面感知、薄弱环节的精准分析和优化方案的科学制定。

二是通过应用项目中的多节点电压质量全局治理方案，解决区域内多家企业、多条馈线的谐波电压超标问题。选取 6 个关键节点安装多功能电能质量治理装置，并接入智能配电网供电品质优化平台，基于多类型多功能电能质量治理设备方案及其性能提升方案，实现电能质量的综合优化。



图 2 在园区配电房安装电能质量综合治理设备

（三）近零碳“双高”园区的电能质量治理

某近零碳园区位于深圳市盐田区，是深圳市第一批建筑节能及绿色建筑示范项目。园区应用多项绿色低碳技术，入选生态环境部 2022 年绿色低碳典型案例。在电源方面，园区安装了约 8000m² 的光伏板，年发电量约 72 万 kWh，配合储能可满足园区约 85% 用电需求，总体绿电比例达 85%。园区配电网含有高比例可再生能源和电力电子设备，是一个典型的近零碳园区。

1. 园区电能质量问题

园区主要用电负荷为单相和三相混合的办公楼用电负荷，且用电设备多为电力电子设备，存在谐波和三相不平衡问题，同时具有一定的无功补偿需求。机房等敏感设备区需要保证供电的连续性和可靠性，需将两路不同市电冗余使用，提供更可靠的电源保护。同时，部分关键设备（如乙二醇泵变频器）对电能质量提出了更高的要求，在出现电压暂降或短时中断时，需有效保证变

频器的安全稳定运行。

2.防治方案

在上述分析基础上提出了针对性的治理方案：

一是在谐波和三相不平衡治理方面，由于#1、#2 专用变压器的额定容量为 630kVA，同时配置有 200kvar 的电容器补偿装置实现无功功率补偿，按照配电变压器额定电流的 20%进行计算，同时考虑一定的补偿裕量，选择安装额定补偿电流 200A 的稳态电能质量综合治理装置。

二是在保证敏感设备区供电的连续性和可靠性方面，选用 SSTs 固态切换开关，两路输入电缆分别连接至#1 变压器低压供电母线和#2 变压器低压供电母线。当工作电源进线发生故障或外部电网发生电压暂降或中断时，静态切换开关及时起动，在 5ms 内跳开进线开关，快速合上备用开关，实现母线所带负荷的连续供电。

三是在关键设备供电保障方面，为乙二醇泵变频器加装 1 套电能质量治理系统，变频器控制电源改为 UPS 供电，并对变频器直流侧回路加装直流保护电源，实现电压暂降或短时中断出现时，保证变频器的安全稳定运行。

（四）基于智能监控平台的电能质量多方联动机制

深圳电网依托国重 6.3 项目建设和基于全域物联网的云—边—端一体化电能质量智能监控平台。完成扰动溯源与反演、预测预警分析和协同治理三大高级应用开发，具备电能质量监测数据

收集、数据分析、指标管理、台账管理、报表报告等功能，支持电能质量专业全过程管理业务开展，指导电能质量监督管理和辅助决策，为实现多方联动的电能质量协同治理、保障深圳电网电能质量水平提供有力支撑。

一是开发多尺度溯源与动态预警智能分析功能，基于多源量测数据的区—线—点多尺度溯源与扰动传播路径辨识方法，厘清电能质量治理权责界限，并借助云—边—端平台的海量算力和全景数据资源，实现日前—日内源/荷出力预测，解决电能质量跨域、跨尺度预测推演和动态预警难题。

二是开发电压暂降凹陷域地图技术模块，建立多方联动的电压暂降预警机制。基于电网拓扑结构的数字孪生模型，通过凹陷域方法分析特定扰动下电压暂降影响范围、传播规律并进行可视化展示。基于电能质量实时监测数据，实现电压暂降预警。获得用户许可后，可将电压暂降预警信息以短信形式发送给用户，用户可根据预警信息调整生产计划，降低因电压暂降造成的产线损失风险。



图 3 电能质量智能监控平台



图 4 扰动反演—影响分析功能



图 5 凹陷域反演功能

三、成效与创新

（一）应用成效

某偏光片产业园区、某多产业混合园区、某近零碳园区分别代表了深圳市内高新技术产业基地、混合型工业园区和近零碳园区等 3 类典型场景，通过对 3 个示范点开展深入的调研分析，分别提出了针对性的电能质量改善治理方案，并对改善治理前后的电能质量监测数据进行了对比分析。结果显示，各园区电能质量监测数据均呈现了显著的改善提升，达到了预期的治理效果。

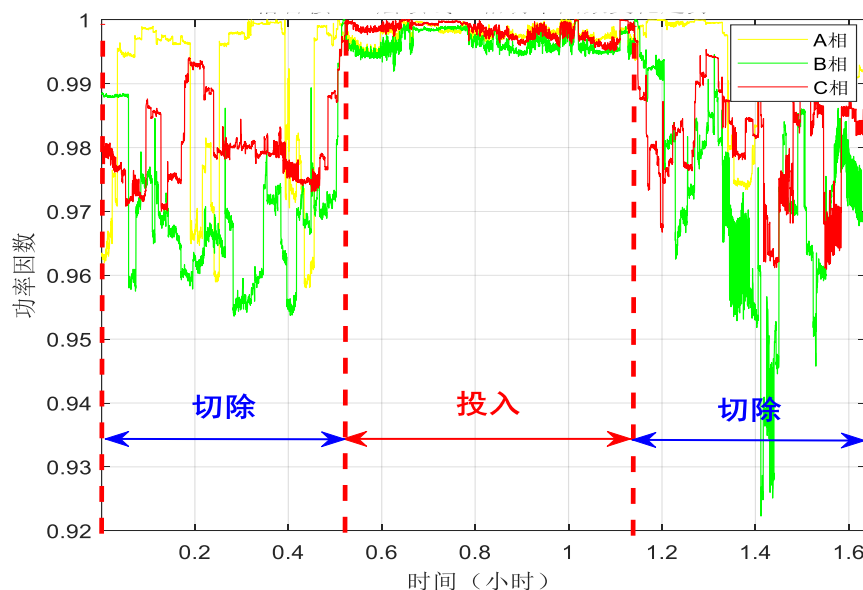


图 6 某偏光片产业园区治理前后功率因数变化情况

1.某偏光片产业园区治理成效

谐波治理方面：谐波电流含量的 95%概率值由 18.37A 降低到 1.57A，改善率达 91.44%，改善后畸变率小于 5%。

功率因数治理方面：基波功率因数平均值由治理前的 0.92 提升至 1.00。

三相不平衡治理方面：负序电流含量改善率达到 93.84%，零序电流改善率达到 95.25%，改善后整体不平衡度小于 2%。

2.某多产业混合园区治理成效

谐波治理方面：谐波电流含量的 95%概率值由 12.47A 降低到 2.82A，改善率达到 77.37%，改善后畸变率小于 5%。

功率因数治理方面：基波功率因数平均值由治理前的 0.687 提升至 0.960。

三相不平衡治理方面：负序电流含量改善率达到 79.52%，

零序电流善率达到 81.43%，改善后整体不平衡度小于 2%。

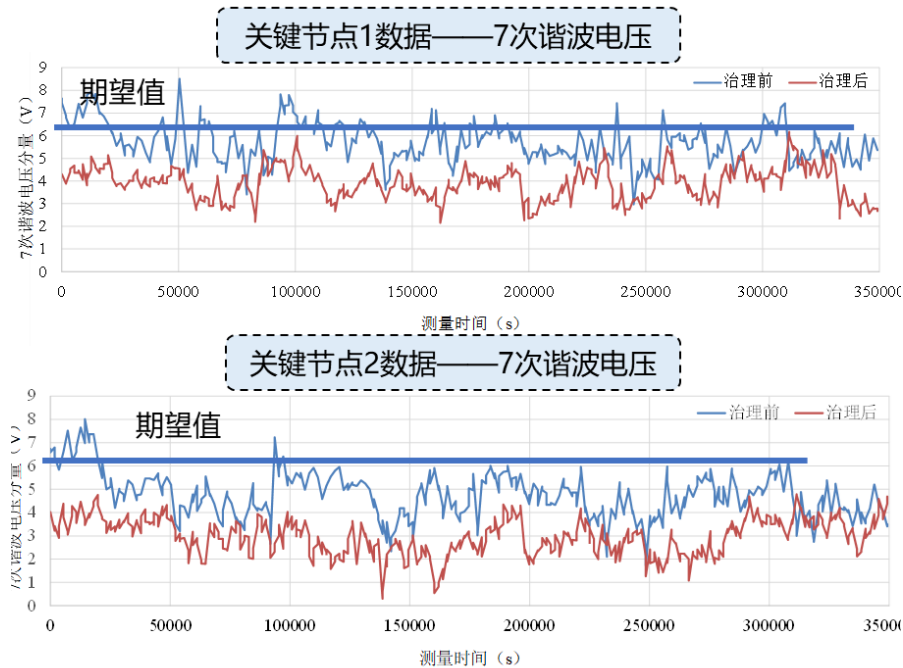


图 7 某多产业混合园区经治理后谐波情况得到有效改善

电压暂降治理方面：以治理后的一次电压暂降过程为例，设备在一个电网周期内迅速完成了模态切换，切换过程中负载侧电压与频率没有出现波动，电流连续无冲击，保证了配电网中重要负荷不断电。当上级电网恢复后，并网过程平滑无冲击。

3.某近零碳园区治理成效

谐波治理方面：谐波电流含量的 95%概率值由 10.5A 降低到 1.21A，改善率达 88.47%，改善后畸变率小于 5%。

功率因数治理方面：基波功率因数平均值由治理前的 0.93 提升至 1.00。

三相不平衡治理方面：负序电流含量改善率达到 95.4%，零序电流改善率达到 96.62%，改善后整体不平衡度小于 1%。

电压暂降治理方面：机房、电梯、变频器等部署了多层级暂态扰动防治技术和相关装备系统的敏感设备，该近零碳园区大楼一年间有效抵御电压暂降问题 30 余次。

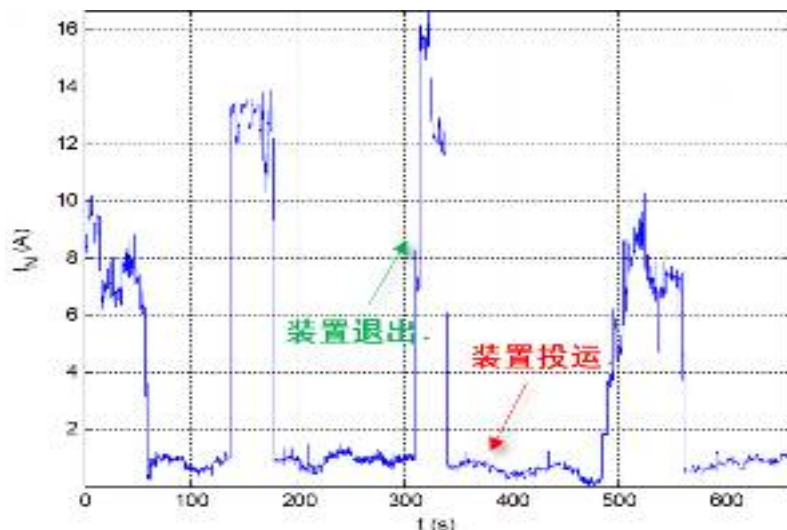


图 8 某近零碳园区治理前后三相不平衡电流对比

（二）综合效益

1.经济效益

以某偏光片产业园区为例，每年因谐波问题将产生额外电力损耗并影响生产质量，若在每个配电柜安装谐波监测装置或 PMU，将额外增加约 80 万元的投入。通过谐波源准确定位并针对性开展治理工作，系统的监测装置数量需求降低一半，节约成本至少 40 万元。此外，某偏光片产业园区每年发生电压暂降造成 3—4 次损失，每次损失约 70 万元，则每年因电压暂降造成的经济损失约 210 万—280 万元。经电压暂降治理，系统 1 年运行效益评估至少节约成本至少达到 210 万元。为用户提供高品质供电服务后，在服务期 10 年内，用户年均净收益为 101 万元，设

备商年均净收益为 36.8 万元。

2.间接经济效益

1) 提高电能质量监测数据质量，节约人工成本，且有助于推动电能质量监测数据的高级应用与价值挖掘。

2) 探索潜在增值业务，强化电网公司在高品质供电方面的支撑和服务能力，为电力用户提供多样化的治理服务方案，减少用户的一次性投资成本。

3) 提高电能质量，避免用户因停电造成的产能损失，提升用户产品的成品率，增强企业的市场竞争力和经济效益。

（三）经验启示

在我国当前产业升级和城镇化迅猛推进的关键时期，电力供应的稳定、优质是支撑各行各业和社会整体跃升的基础条件，特别是在深圳这样的前沿产业高度聚集的超大城市，电力用户面临着来自复杂多变的扰动源和不断提升的供电品质要求的严峻考验。同时，“双碳”目标下，建立新型电力系统是我国深化能源结构改革的重大战略方针。新型城市配电网扰动来源日益多元复杂，电网中扰动现象的多点散发引起电能质量治理“打地鼠”现象，增加了电能质量改进的难度。

1.高新技术产业基地

我国制造业持续转型升级，更多高端制造和精密设备将投入运行，对供电品质的要求将进一步提升。本案例以某偏光片产业园区为例所展示的多层级暂态扰动防治技术和多节点稳态电能

质量协同治理方案，将在全国乃至全球范围内的各类产业园区得到广泛应用，有效防范供电故障，保障高精尖产业的高效稳定生产，降低因电力问题引发的经济损失，有力推动产业技术创新和高质量发展。

2.混合型工业园区

随着城镇老旧厂房、小区改造的深入推进，本案例以某多产业混合园区为例，提供的电能质量优化方案将在全国各地的混合型工业园区改造项目中发挥关键作用，提升区域供电可靠性和电能质量，解决密集单相负荷引起的电压偏低、不平衡度越限等问题，全面改善电能质量，为推进新型城镇化进程注入强劲动力。

3.近零碳园区与智慧城市综合体

随着城市化进程的加速，近零碳园区和大型商业综合体将成为主流。本案例以某近零碳园区为例，针对此类场景提供的稳定、高效供电保障技术，确保关键设施如电梯、消防系统等安全稳定运行，助力智慧城市的建设和运维，提升城市生活用电品质。

综上所述，案例展现了在多领域的强大适用性和优异效果，预示着其在未来的城市电网建设、产业转型升级、新能源发展等诸多方面具有广阔的应用前景，有助于我国电力行业的持续健康发展，为全社会创造更加可靠、优质的电力环境。

四、总结与建议

（一）建议完善电能质量责任主体，建立依法依规的治理体系与风险疏导机制

一是组织研究制定电能质量监管相关法规或指导意见，明确电网侧及用户侧治理责任主体及要求。二是研究电能质量指标影响程度综合评价方法，制定符合当前需求的高端产业敏感设备的电能质量标准，形成科学的、联防联治的、于法有据的电能质量综合治理体系。三是建立健全电能质量保险等风险疏导机制。

（二）建议加强宣传引导，降低电能质量治理成本

一是多渠道开展电能质量治理专题科普宣传，提升社会各界，特别是电能质量敏感用户的自主治理意识。二是国家有关部门多方面推动开展电能质量治理技术创新攻关，加快推动电能质量治理产业链的发展，提升国内电能质量治理技术经济水平，降低综合治理成本。三是管理上探索研究政府补贴对电能质量敏感企业开展电能质量治理的支持政策。四是各级电力管理部门根据需要，组织开展优质电力园区建设，鼓励受益用户以适当方式分摊成本。

山东电能质量干扰源集中接入地区责任划分与 综合治理管理实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网山东省电力公司电力科学研究院

团队成员： 于丹文 苏永智 张 岩 王庆玉 王华佳
 慈文斌 黄振宁 张博颐 段福凯 李付存
 张青青 曹文君 武传健 张高峰 刘国栋

一、基本情况

（一）单位简介

国网山东省电力公司电力科学研究院（以下简称国网山东电科院）作为山东省政府唯一授权的全省电力技术监督机构、国网山东省电力公司的业务技术支撑单位，主要承担全省电力技术监督、技术服务、技术研发、设备状态检测评估、调度控制运行技术支持及物资质量检测等职能。国网山东电科院电网技术中心电能质量技术研究室依托电能质量与技术线损监控技术实验室，攻关谐波智能溯源、协同治理、关键装备研制等核心技术，支撑国家电网有限公司、国网山东省电力公司开展电能质量专业管理体系建设。

（二）案例背景

某铸造产业园临近区域多次出现在铸造企业集中生产期间，同线路低压居民用户家用电器频繁烧毁、意外停电等用电异常问题，严重影响该区域内居民用户正常生产生活。受技术能力限制，

当地供电公司难以定位铸造产业园的主要干扰源。问题初期，通过关停产业园内的工业用户解决居民用电异常问题，造成工业用户生产停滞。来自两方面的舆情风险叠加，严重影响当地用电营商环境，亟须彻查故障原因，快速制定综合治理优化方案，第一时间恢复当地用电秩序。

（三）案例概要

按照“分层级管控、多专业协同”的管理思路，国网山东电科院协助当地供电公司分别从明确责任主体、提出用户迁改建议、制定综合治理方案、强化科普宣传四方面开展用电电能质量管理，确定开展问题溯源分析，明确责任主体，制定用户迁改计划，提出综合治理方案，推动落实治理设备、监测装置，加强宣传引导，普及电能质量相关知识，分享预防治理、技术创新等经验做法，快速、有效恢复当地用电秩序。

二、主要做法与实践

为尽快解决当地群众急难愁盼的用电问题，本案例结合现场测试、仿真验证、跟踪监测等手段，形成集电能质量问题测试、评估、治理、预防各环节的电能质量问题分析治理管理链条。

（一）快定位，明确责任主体

10kV 某二线供电用户混合了工业用户和居民用户，首先根据现场测试结果分析，35kV 某变电站 10kV 母线长闪变及 10kV 某二线 5、7 次谐波电流已严重超标，谐波电流超标次数与中频炉电源特征谐波次数吻合。此外，由于产业园内负荷类型单一且

受当地电费政策影响，用户生产时段比较集中。因此，可初步将干扰源锁定在铸造产业园内部。

经现场实地查看,该产业园内共有工业用户 22 家,主要生产负荷均为中频炉,工业用户专用变压器容量分别为 250kVA(10 台, 10kV/400V)及 500kVA(12 台, 10kV/1000V),由 35kV 某变电站的 10kV 某二线经工业用户专用变压器降压后给中频炉供电。在现场收资的基础上,建立台区仿真模型,依据基于连续谐波状态估计的配电网谐波贡献计算方法开展谐波贡献度分析,进一步确定出某炉具厂、某机械厂等几个谐波贡献度较大的用户。仿真分析结果与前期初步分析结论高度吻合,二者相互印证,为后期与用户沟通制定综合快速治理方案提供了有力技术依据。

谐波贡献度分析计算流程及仿真分析结果如图 1 所示。

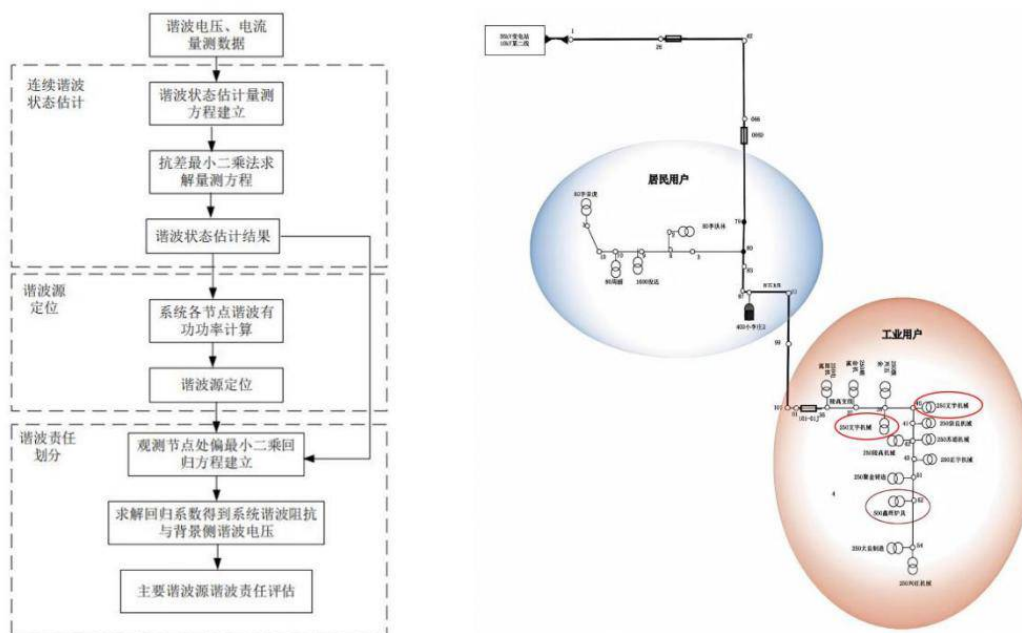


图 1 谐波贡献度分析计算流程及仿真分析结果

（二）保民生，提出用户迁改建议

由于该产业园用户开展电能质量治理的周期较长，为保障周边居民的正常用电，提出尽快对受影响居民用户的进线电源进行迁改的技术方案。国网山东电科院协调组织多专业参与打通协同管理治理渠道，结合当地供电公司营销部调取的工业用户信息、区域电网拓扑图、线损历史数据等资料，经过与当地供电公司调度中心、运检部开展讨论，发现临近 110kV 某站 10kV 某十线平均负载率 13.6%、线损率 3.31%，供电范围内无电能质量干扰源用户，具备接纳能力，提出将受影响的居民用户迁移至 10kV 某十线的用户迁改建议方案。

（三）抓实效，制定综合治理方案

为改善该产业园设备用电引起的电能质量问题，按照“谁污染，谁治理”的原则进行就地综合整改治理，国网山东电科院联合当地供电公司积极沟通园区内各炼钢、机械加工的用户，鼓励用户专用变压器低压侧加装滤波装置，同时兼顾无功补偿需求，综合评估治理效果及投资规模，提出有源—无源混合补偿滤波治理方案建议，实现综合快速治理。

（四）重预防，强化科普宣传

国网山东电科院电能质量技术人员与当地供电公司运检部门、营销部门结对，走进该产业园区、营业厅及附近居民区，利用座谈交流、印发宣传册、播放宣传动画等方式，开展电能质量技术交流及防治宣传，普及兼具电能质量治理及节能降损效果的

新技术、新方法，协助用户对电能质量治理及自行防治的必要性加强认知，降低舆情风险。

三、成效与创新

应用本案例所提出的管理及技术措施后，居民用户、电网公共连接点以及工业用户自身电能质量指标均得到改善。

此前受影响的居民用户未再发生类似投诉事件，避免因设备损坏、意外停电等造成的各类损失。铸造园区上级 35kV 某变电站 10kV 母线电压波动由 7.61% 降至 4.95%，电压总谐波畸变率由 1.788% 降至 0.655%，如图 2 所示。三相电压不平衡度由 0.974% 降至 0.277%，各项指标均得到显著改善。

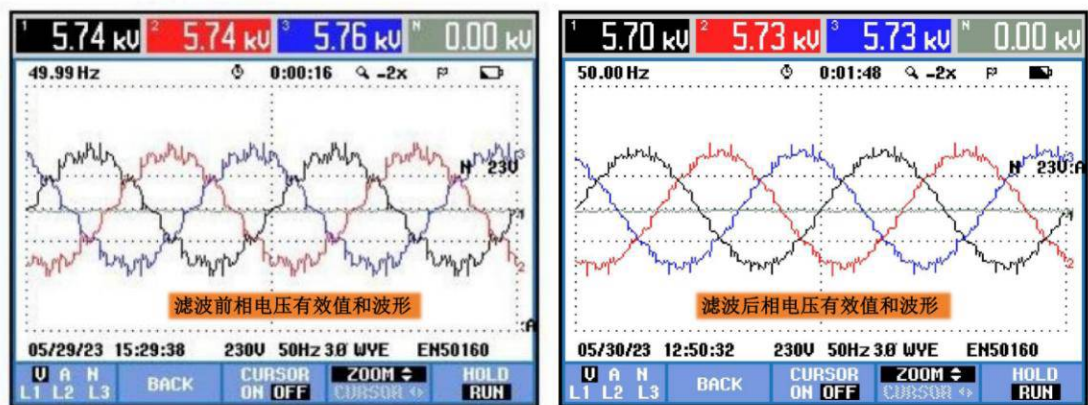


图 2 10kV 母线滤波前后相电压对比图

随着功率因数的改善，工业用户侧技术降损效果也十分显著，生产效率得到显著提升。某炉具厂用户 10kV 进线平均功率因数从 0.7 提升到 0.98，中频炉冶炼效率明显提高，电量每月平均减少 13.71%，冶炼效率提升 10%，预计每年可节约用电成本 13.6 万元。对某机械厂 250kVA 专用变压器低压侧（380V）的连

续三个生产周期进行测试，谐波电压、电流均得到明显改善。

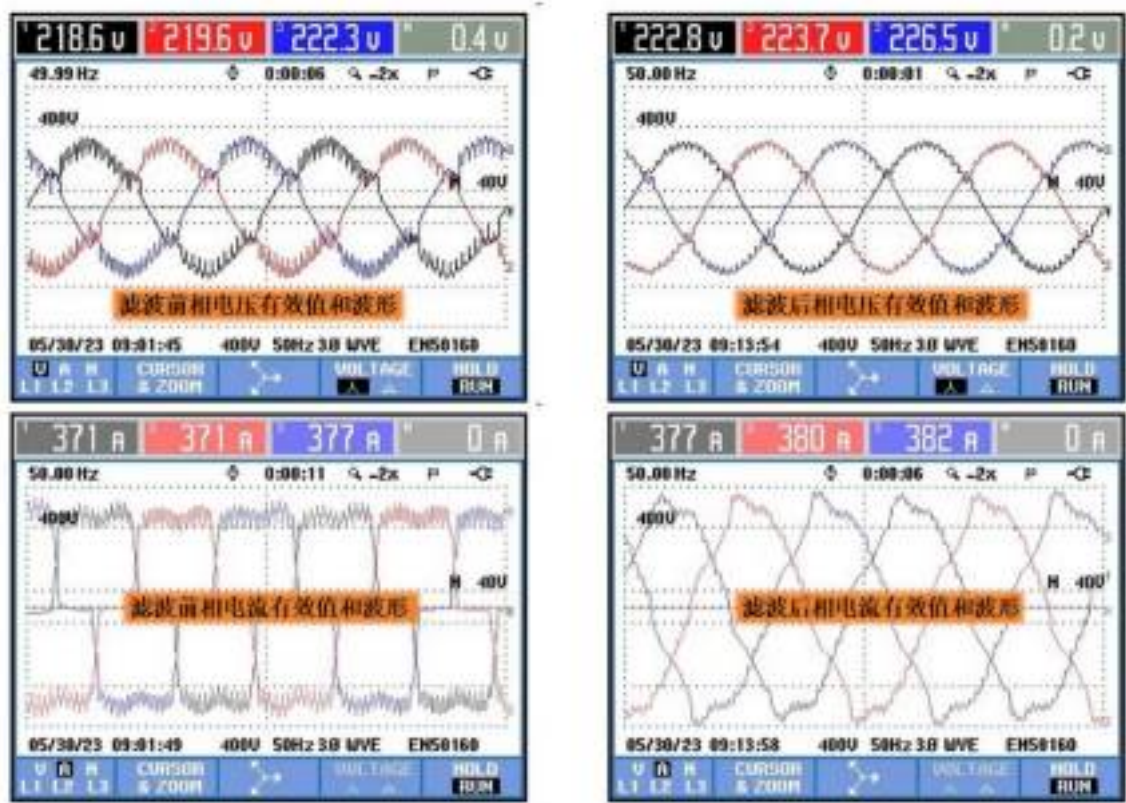


图 3 工业用户 250kVA 专用变压器低压侧滤波前后相电压、相电流对比

四、总结与建议

（一）经验启示

本案例面向用电电能质量管理，主要解决了干扰源定位、现场测试及综合快速治理三个管理阶段的痛点问题。

一是干扰源定位阶段。案例发展初期，由于未能有效定位主要责任人，关停产业园内的工业用户，导致工业用户与居民用户矛盾激化。传统谐波贡献度计算高度依赖实测数据，未知谐波源极易被归因为背景谐波，本案例应用了量测不足条件下的谐波源

定位及责任划分实用方法，针对存量用户形成了有可行性的谐波溯源管理方法。

二是现场测试阶段。为准确获取现场数据，需要针对居民用户受电点、同线路工业用户受电点、上级供电变电站母线等处进行同步现场测试，涉及面广，技术需求高，管理协调难度大。测试过程充分发挥了省公司、电科院、市公司、县公司等多层级管控手段，协调发展、营销、调控等多个专业，实现多点同步测试，为有效指导后续数据分析及措施制定奠定了高质量的数据基础。

三是综合快速治理阶段。通过开展用户走访，深入调研用户电能质量特性和需求，发现该产业园工业用户对新增电能质量治理设备投资的抵触情绪明显。本案例平衡治理效果与投资规模，确保技术的有效实施和效能最大化，结合管理政策宣讲，给出专业化服务建议，在优化营商环境、托举社会责任方面取得显著社会效益。

（二）相关建议

一是抓好《办法》贯彻落实，积极参与产供需多方协同共同治理的机制建设，主动明确自身责任，坚持以用户为中心，实施供电电压、电能质量等主动管理，更好服务民生供电保障和新型电力系统建设，推动形成有章可循、权责清晰、多方参与、政府监督的电能质量管理新局面。

二是提升电能质量问题事前主动防治水平，进一步完善新（改、扩）建新能源场站、增量干扰性用户入网评估要求，规范

推进各类潜在干扰源入网管理，做好海上风电、特高压换流站等谐波源与谐振源共同作用的系统性问题防范。加强特殊需求用户识别和风险提示，采取主动防治措施，推动治理模式从“事后应对”向“主动防治”转变。

江苏连云港光伏高渗透台区电压越限管控实践

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网江苏连云港供电公司

团队成员： 伏祥运 钱苗旺 王伟华 王 华 张建华
 段 江 安在旭 宋厚明 陈 鹃 陈 晨
 韩欣彤 朱孟友 吴文博 刘芯汝 王浩伟

一、基本情况

（一）单位简介

国网江苏连云港供电公司（以下简称国网连云港公司）主要负责经营、管理、建设连云港地区电网，为连云港经济社会发展和人民生活提供电力保障。现有 35kV 及以上变电站 163 座、总容量 2981.58 万 kVA，其中 500kV 变电站 4 座；输电线路 487 条、总长度 7282km，其中±800kV 线路 1 条（±800kV 锡盟至泰州过境线路）；配变 3.9 万台，总容量 1642.72 万 kVA；配电线路 1965 条，总长度 21570.96km。2024 年，连云港全社会用电量 351.6 亿 kWh，同比增长 10.1%；全网最高用电负荷三创历史新高，最高达到 613.9 万 kW，较 2023 年夏季增长 16%。

（二）案例背景

1.分布式光伏产业呈现蓬勃发展态势。2021 年 6 月，国家能源局正式颁布《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》，明确将整县（市、区）屋顶分布式光伏的开发利用提升至国家能源发展战略的高度，此举不仅是响应“碳达峰、碳中和”目标的关键举措，也是推动乡村振兴、促进绿色能源普

及的重要途径。至 2024 年年底，连云港地区分布式光伏装机容量实现显著增长，总装机规模达到 361 万 kW，与年初相比，新增装机容量约 143.4 万 kW，展现出强劲的增长势头，平均每月新增装机约 12 万 kW，为区域能源结构优化与可持续发展注入了强劲动力。

2.光伏台区电压波动风险显著加剧。随着分布式光伏产业的迅猛扩张，光伏接入规模与台区负荷消纳能力之间的不匹配问题日益凸显，直接导致台区电压波动风险显著增大。以连云港地区某典型台区为例，该台区光伏装机渗透率已高达 90%以上，在光伏大发时段，台区用户电压显著抬升，而阴雨天气下，用户电压则普遍维持在合格范围内，电压波动现象尤为突出，对电网稳定运行构成一定挑战。

（三）案例概要

针对分布式光伏高渗透台区电压波动加剧的问题，国网连云港公司积极应对，深入现场开展专项研究与技术革新。通过为试点台区内的光伏用户部署“即插即用”型测控终端，并创新实施就地柔性调控策略，精准调节光伏逆变器的无功输出，成功缓解了光伏高渗透率下配电台区用户面临的用电质量挑战，为分布式光伏与电网的和谐共生提供了有效解决方案。

二、主要做法与实践

（一）问题深度剖析

针对连云港地区某光伏台区，进行了详尽的电压质量分析工

作。该台区服务用户总数为 74 户，其中光伏用户 6 户，总装机容量高达 218kW，而配变容量则为 200kVA，光伏装机渗透率已突破 90%。在光伏大发时段，台区出口侧与用户侧的电压普遍呈现上升趋势，用户电压波动范围介于 222.1V 至 250V 之间，电压稳定性面临挑战。

当本地负荷无法有效消纳分布式光伏所发电量时，潮流反向输送现象频发，导致负荷电压反超台区关口电压，进而触发用户电压越限问题。考虑线路阻抗的影响，线路流过的功率越大、线路阻抗越大（线径小、线路长），电压偏差越大。为全面评估分布式光伏对台区电压分布的具体影响，以该台区为实例，综合考量不同供电半径、功率因数等多重因素。如图 1 所示，设定系统传输阻抗为 $Z_s=R_s+jX_s$ ，电源与负荷母线电压分别标记为 U_s 和 U_L ，负荷功率则由 $P_L + jQ_L$ 构成。在此基础上，深入分析由功率传输引发的电压变化情况，为后续优化策略的制定提供了数据支撑与理论依据。

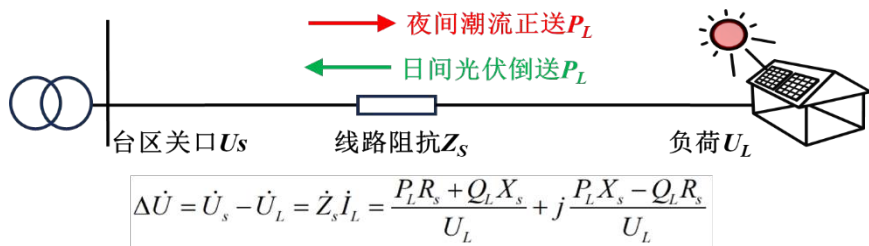


图 1 系统功率传输图和矢量图

（二）技术方案制定

根据国家标准规定，光伏逆变器需在既定范围内实现有功与无功控制模式相互解耦控制，具备连续可调的容性与感性无功输

出能力。通过精细调控光伏逆变器的并网电流与相角，可有效调整其无功功率输出幅值及相位，进而实现对并网电压（ U_L ）的精准调控，优化光伏用户及其周边用户的电压质量，确保电力供应的稳定与高效。

鉴于当前市场上光伏逆变器通信接口标准不一的现状，国网连云港公司携手科研机构，创新研发出兼容多厂家、多型号通信物理接口的柔性调控装置。该装置内置“本地电压调节”功能模块，直接对光伏用户并网点电压进行调节，实现了对分布式光伏逆变器控制与调节的全面覆盖与精准实施，为推动光伏产业的健康发展与智能电网的构建奠定了坚实基础。

（三）现场安装调试

针对试点台区内的 6 户光伏用户，深入开展逆变器现状调研工作，全面收集各逆变器的品牌、具体型号、装机容量以及精确的安装位置等关键信息。具体信息详见表 1。

表 1 光伏用户逆变器信息

序号	用户名	品牌	逆变器型号	逆变器额定功率（kW）
1	A	爱仕维	ASW30KC-LT-G2	30
2	B	天合富家	TS-SN40KT13E-T3	40
3	C	阳光	SG25RT-20/SG17T-CN	42
4	D	固德威	GW36K-MT	36
5	E	阳光	SG25RT-20	50
6	F	天合富家	TS-SN20KTL3F-T2	20

针对 6 户光伏用户，部署“即插即用”式电压柔性调控装置，

旨在通过就地实施柔性调节策略，精准调控光伏逆变器的无功输出，实现对并网点电压的有效控制，显著改善光伏台区用户的电压质量。

三、成效与创新

本案例的成功实施，在确保光伏用户有功出力稳定的基础上，实现了用户电压越限时间的显著缩短，确保所有用户电压均维持在合格区间内运行。此举不仅彰显了在提升光伏高渗透台区用户电压质量方面的卓越成效，更体现了技术创新在赋能绿色能源发展、助力新型电力系统建设、增强用户体验方面的关键作用。

（一）优化用户电能质量调控体系，赋能绿色能源战略实施

在光伏逆变器侧部署智能调控装置后，构建了**用户侧电压动态优化系统**。通过实施“即插即用”型智能调控装置安装工程，实现对台区用户电压质量的精准管控。经治理后，68 户非光伏用户电压波动范围稳定在国标（+7~-10%）要求区间内。**电压越限指标实现“双清零”**（越限时间清零、越限用户清零），台区越限时长由 3 万余 min 降至 0min，台区越限用户由 75 户降至 0 户。用户电压幅值明显降低，台区电压最大值由 245.5V 降至 234.8V，降幅达 10.7V。同步建成“光伏友好型”供电服务体系，实现用户电压合格率 100%，赋能绿色能源战略实施。

表 2 试点台区电压调控前后对比

对比类	对比项	10月2日	11月23日	变化幅度
电压超限（+7~10%）	用户时长	3万余分钟	0分钟	100%
	用户数量	74户	0户	100%
	电压最大值	245.5V	234.8V	4.36%

（二）构建电力系统调节资源池，助力新型电力系统建设

依托光伏逆变器柔性调控技术，构建动态无功资源唤醒体系。通过优化逆变器无功出力控制算法，实现台区 30kvar 分布式感性无功资源的快速响应调用。如图 3 所示，经系统优化后，配变关口侧电压降幅达 13.2V。建成“光伏逆变器无功资源池”示范工程，为新型电力系统构建提供可扩展的动态无功资源解决方案。



图 2 试点台区无功功率曲线和光伏用户电压曲线对比

四、总结与建议

（一）经验总结

技术要突出“效”，应用要立足“广”。针对光伏高渗透配

台区用户电压越上限典型场景，通过创新部署“即插即用”调压装置，实现台区电压越限时间显著压降与用户电压质量本质提升，为破解分布式光伏规模化接入带来的电压治理难题提供了典型示范。该技术方案精准聚焦电压双向越限痛点，通过灵活调节、快速响应的技术特性，有效实现光伏发电“可观、可测、可控、可调”的管控目标，展现了电力科技赋能新型电力系统建设的创新实践。

在本次技术应用中，项目团队立足县域配网实际需求，构建了经济高效的电压治理新模式。通过模块化设计实现设备“即插即用”，依托双向调节能力破解电压波动难题，以低成本投入获取高质量治理成效。特别是在解决光伏用户电压严重越上限及双向越限问题上，为构建适应高比例新能源接入的智能配电网提供了重要技术支撑。

（二）工作建议

建议后续重点推进三方面工作：一是深化技术标准化建设，形成涵盖设备选型、安装调试、运行维护的全流程规范体系；二是拓展县域应用场景，优先在分布式光伏渗透率超 80% 的台区开展规模化应用；三是强化数字赋能，推动调压装置与配电自动化系统深度融合，构建“光伏逆变器无功资源池”的电压治理新格局，为服务“双碳”目标实现贡献电网智慧。

江苏南京蟹塘养殖区域季节性电压问题管控

推荐单位： 国家电网有限公司

案例单位： 国网江苏省电力有限公司

团队成员： 付 慧 李双伟 张 伟 王 赫 张 灿

王徐延 陆 舆 李 响 夏伟栋 吴冠儒

朱 睿

一、基本情况

（一）单位简介

国网南京供电公司是国家电网有限公司下属的大型供电企业，负责向南京市 11 个区的 530 万余户电力客户提供安全、经济、清洁、可持续的能源供应服务。公司本部设 15 个职能部室和 17 个业务支撑与实施机构，下辖江北新区、江宁区、溧水区、高淳区 4 个县级供电公司，在主城六区和六合区设立了 5 个区域供电服务中心。2024 年，南京全社会用电量 803.2 亿 kWh，全网用电负荷四创历史新高，最高达到 1595.7 万 kW。

（二）案例背景

江苏南京高淳国家现代农业产业园（第三批）作为南京市高淳区核心民生工程，依托 30.57 万亩规模化水产养殖基地构建特色产业体系，其中高密度螃蟹养殖对电能质量提出严苛要求。伴随养殖技术升级，夏季高温期全域同步启动微孔增氧系统引发无功负荷瞬时激增，线路和台区的无功调节压力巨大，导致配网末端电压越限及三相不平衡问题凸显。

迎峰度夏期间，现代产业园附近（砖墙、阳江）台区越限用

户占比在高淳圩区中处于最高，对用户最低电压发生时间进行分析，发现打水负荷呈现显著波动性，凌晨 3 时至 6 时蟹塘增氧泵集中启动，推断高淳典型时段用户电压越下限的主要原因为大量蟹塘增氧泵等电机类负荷集中启动引发无功负荷叠加，导致台区末端电压降低影响农户正常用电。受水产养殖产业分布影响，砖墙、阳江及淳溪等台区低电压情况最为严重，亟需对电压问题开展治理。

（三）案例概要

针对高淳现代农业产业园蟹塘养殖用户电压越下限日益突出、三相不平衡时段性恶化等问题，通过在相关配电台区线路末端或分支节点处部署智能电容器、电能质量综合治理装置（如统一电能质量调节器，UPQC）、低压柔性直流治理装置进行电能质量综合治理，破解季节性负荷冲击带来的供电瓶颈，有效解决现代产业园蟹塘养殖用户用电质量问题。

二、主要做法与实践

（一）深化数据分析，精准定位问题根源

综合分析台区水产养殖负荷和电网网架结构，挖掘数据特征，依据台区不同节点电压运行水平，划分三类电压质量治理场景。

1.场景一：用户端电压越下限小于 20%的台区，用户电压偏低主要由打氧泵运行期间功率因数偏低导致，可考虑通过无功补偿手段抬升台区电压水平。

2.场景二：用户端电压越下限大于 20%且小于 30%的台区，用户端电压越下限主要为负荷运行期间无功缺额较大且受蟹塘养殖区域影响，打氧泵用电点与用户供电点距离较远，此种情况对无功补偿容量要求较高，同时伴随存在三相不平衡问题，考虑采用新型治理装置综合解决电能质量问题。

3.场景三：用户端电压越下限大于 30%的严重低电压用户，因特殊用电需求用户的并网点位于台区分支线路末端且采用单相线路供电，导致用电电压严重越下限。传统治理手段无法彻底解决电压越限问题，考虑采取“点对点”针对性治理措施。

（二）坚持因地制宜，创新制定综合治理策略

为确保治理手段充分契合台区用电和负荷特征，南京公司充分组织现场摸排工作。根据现场调研，蟹塘供电区域受低电压困扰的台区主要包括阳江钱家#3、砖墙葛家西村、阳江南宕中村#2等 7 个台区，总计 156 户农户，其中三相用户 139 户，单相用户 17 户。对照前期理论分析结果，将出现低电压的 7 个台区分为三类典型场景，并差异化定制电能质量提升方案。



图 1 电能质量提升方案示意图

1.针对场景一，可通过在分支线路部署智能电容器，在电机类负荷运行过程中按照单相/三相无功缺额动态投切分组电容，通过对供电支路容性无功的跟踪补偿，实现供电点电压的支撑调节和功率因数优化。。

技术原理：在分支线路部署智能电容器，在电机类负荷运行过程中按照单相/三相无功缺额动态投切分组电容，通过对供电支路容性无功的跟踪补偿，实现供电点电压的支撑调节和功率因数优化，提升台区电压质量和损耗水平。智能电容器拓扑如图 2 所示。

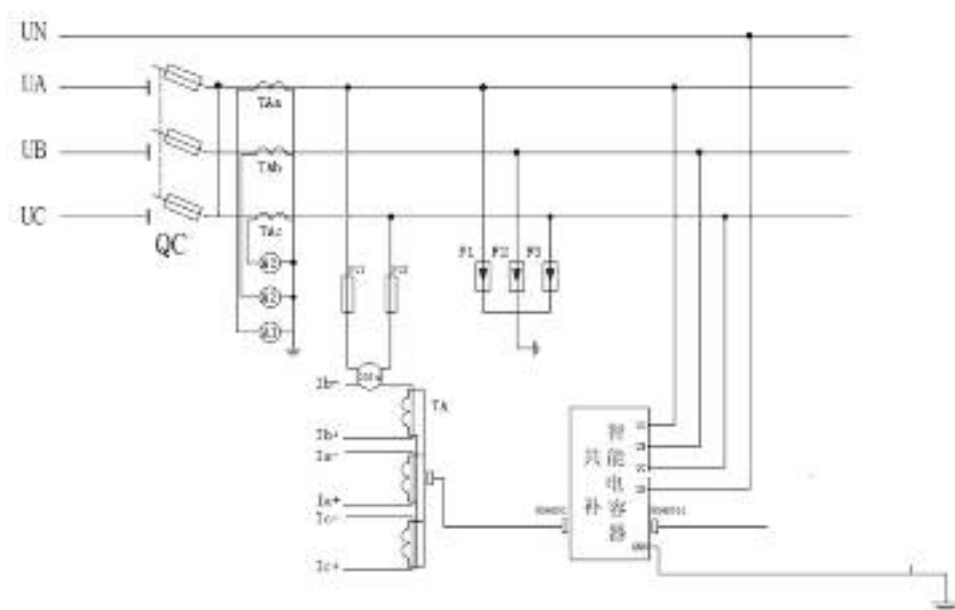


图 2 智能电容器装置原理图

2.针对场景二：可通过在用户并网分支线路上部署串联式调压装置（如 UPQC），于凌晨打氧泵集中工作、电压越下限期间自动投入抬升线路电压，提升电压合格率，待打氧泵运行结束后自动旁路。

技术原理：UPQC 主要由串联侧模块、串联耦合变压器和并联侧模块等组成。串联侧逆变器通过调节隔离变压器的副边电压来实现负载侧电压的调节与闭环控制，主要用于保证负载侧电压稳定在设定值上，除了解决电压波动较大之外，同时串联侧还可用于消除负载供电侧的其他电压质量问题：电压谐波、电压三相不平衡等。并联侧逆变器主要用于解决负载侧电流的电能质量问题，包括三相不平衡、无功补偿和低次谐波等。UPQC 拓扑如图 3 所示：

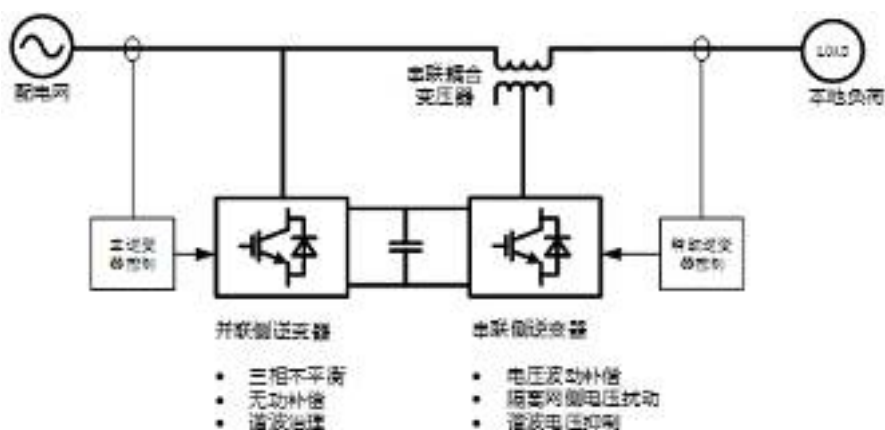


图 3 UPQC 原理图

3.针对场景三，可通过在用户并网分支和台区关口间部署低压柔性直流治理装置，实现严重低电压用户“一对一”定点治理。

技术原理：低压柔性直流治理装置由两台 VSC 柔性变换器和直流线缆组成，面向低压严重越下限节点开展一对一治理，通过在台区关口并联一台 VSC 汲取功率，通过直流线缆传输到用户接入点部署的另一台柔性 VSC，通过交直流变换环节为用户提供定制化的电力供应，提升优质用电水平。装置拓扑如图 4 所示：

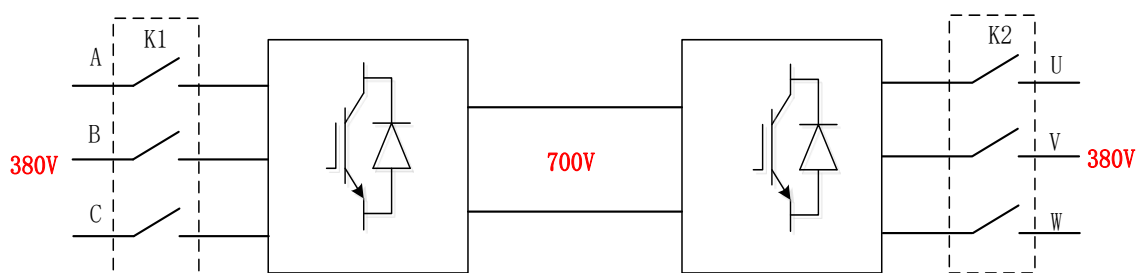


图 4 低压柔性直流治理装置原理图

方案制定后，南京公司快速部署，15 天内完成全部治理装置安装调试工作，现场累计部署智能电容器 10 套、串联式调压装置 25 套，低压柔性直流治理装置 2 套，推动实现台区电压全

面治理。

三、成效与创新

通过本项目的实施，三类电能质量治理装置在调节优化接入点用户侧和台区侧电压质量的同时，通过相互间协同运行，有效提升台区用户整体电压质量水平，实现台区用户电压合格率全域达标，有效解决季节性负荷引起的电压波动问题。

（一）用户侧低电压治理成效

台区内共有用户 156 户，治理前台区蟹塘用户增氧泵运行期间用户线电压降低幅值较大，超出正常电压允许波动范围。通过综合部署三类治理装置，用户线电压无明显降低，台区首端电压未受增氧泵负荷运行影响。

比对治理装置投运前后一周用户电压曲线，可以看出在设备投运前（9 月 20 日至 26 日），台区用户电压曲线遵循养殖户给氧规律，每天凌晨 1 时后随着台区整体负荷增大而降低，在凌晨 3 时至 6 时会低于正常电压下限值 198V。其他时间段用户电压跟随着台区供电电压波动。设备投运后（9 月 27 日至 10 月 8 日），用户电压曲线稳定在合格供电电压范围内未出现明显波动。投运前后用户电压趋势曲线如图 5 所示。



图 5 受电户 9 月电压曲线（投运前后对比）

（二）用户三相不平衡治理成效

在设备投运前，通过数据分析发现该台区存在三相电流不平衡现象，10月4日05:45时刻负载侧三相电流不平衡率为65%。加装UPQC进行电流补偿后，设备前端（电网侧）的三相电流不平衡率降到12%。图6为安装点电流曲线图。



图6 安装点电网侧线电流和负载侧线曲线图

通过电网侧和负载侧N相电流数据对比（图7），治理效果显著。



图7 电网侧和负载侧N相电流数据对比

表1 电网侧和负载侧N相电流数据对比

负载侧电流（治理前）					电网侧电流（治理后）				
A(A)	B(A)	C(A)	N线(A)	不平衡度	A(A)	B(A)	C(A)	N线(A)	不平衡度
37.2	13	34.1	24.1	65%	30.9	27	29.5	4.3	12%

（三）台区用户整体治理成效

三类电能质量治理装置在不影响网侧电压的前提下，对安装点位后端用户电压进行治理。下图是安装点前端的用户 9 月 20 日至 10 月 8 日的电压曲线图。在 9 月 27 日设备投运后，用户侧电压随线路电压规律波动，系统运行全程未出现电压超限波动情况。



图 8 安装点前端用户电压曲线

治理装置投运前，台区存在大量用户电压最低值小于 198V；装置投运后，所有用户电压全天均大于 198V 且各用户电压波动得到明显抑制。统计示范台区所有低压用户在治理装置投运前后用户电压运行水平如下图所示：

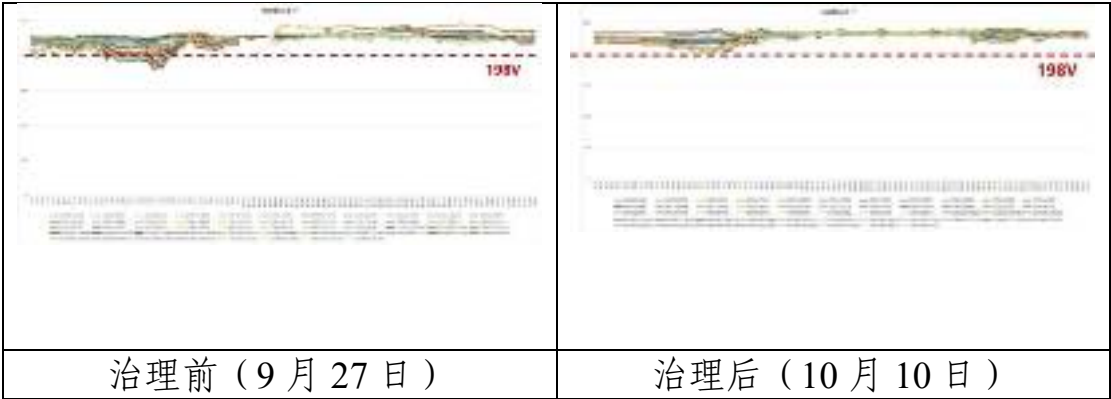


图 9 治理装置投运前后用户电压运行水平对比

四、总结与建议

（一）经验总结

近年来，南京公司针对蟹塘养殖区实施圩区电能质量“再”

提升工程，从配网网架优化、配变布点、低压线路改造及新技术应用等多维度发力，全面提升圩区供电质量。但由于蟹塘负荷随季节变化显著，同时在日内具有波动性特征，通过优化低压负荷分布、缩短供电半径等传统措施，虽能有效解决低电压问题，在非养殖期间经济效益不高。本案例充分分析用电负荷特征，综合考虑电压波动范围、用户负荷的时空特性等因素，创新采用UPQC等新型电压治理手段，同时能够有效解决传统新增布点等项目实施周期长等问题，在短时间内实现养殖区电能质量提升，达到经济效益与治理成效最优解。

（二）工作建议

该典型案例实现了经济性治理与能效提升的充分协同，可精准解决春灌秋收、烤茶制烟、鱼塘供氧等随季节变化显著，在日内具有波动性特征的负荷所引起的用户电压问题，提升密集型动力负荷接入台区的电压质量，实现用户电压规模化治理，确保电网建设与地方经济发展需求相匹配，实现供电服务与产业发展的深度融合。