

输配电系统优化与电力经营管理策略研究

铁 宇

呼和浩特供电公司 内蒙古 呼和浩特 010070

摘 要：本文探讨了输配电系统的可靠性影响因素及评估方法，分析了当前输配电系统存在的问题和电力经营管理的挑战。针对这些问题，提出了网架结构优化、无功补偿与降损措施、智能化升级技术等系统优化技术措施，以及成本精细化管理、市场化运营机制构建、客户服务体系完善等电力经营管理优化策略。通过华能省电力有限公司的案例分析，展示了实施这些措施后的显著成效，为电力行业的高质量发展提供了借鉴。

关键词：输配电系统；系统优化；电力经营；管理策略

引言：输配电系统作为电力输送的核心载体，是保障电力安全稳定供应、衔接电源与用户的关键枢纽，其运行效率与可靠性直接关系到社会经济发展与民生福祉。在此背景下，开展输配电系统优化与电力经营管理策略研究，探索科学有效的技术措施与管理路径，对破解行业发展困境、推动电力行业高质量发展具有重要的现实意义。

1 输配电系统可靠性分析

1.1 可靠性影响因素

输配电系统的可靠性受到多种因素的影响，主要包括设备故障、自然灾害、人为因素和外部干扰等。设备故障是电力系统中最常见的可靠性影响因素之一，电力系统中的设备如发电机、变压器、开关等，在长时间运行过程中，由于老化、磨损、过载等原因，都可能出现故障，导致电力系统中断供电、电压波动、频率偏移等问题。自然灾害如地震、台风、洪水等，可能对电力系统造成严重破坏，影响系统的正常运行。

1.2 可靠性评估方法

为了准确评估输配电系统的可靠性，常用的评估方法包括故障树分析法、蒙特卡洛模拟法和解析法等。故障树分析法通过构建故障树，分析系统故障的原因和路径，从而评估系统的可靠性。这种方法能够直观地展示系统故障的传播过程，帮助运维人员快速定位故障原因。蒙特卡洛模拟法通过随机模拟系统运行过程中的各种情况，评估系统的可靠性。这种方法能够模拟复杂的系统行为和不确定性因素，因此具有较高的准确性^[1]。解析法基于数学模型和公式，对系统可靠性进行解析计算。这种方法适用于简单系统或某些特殊情况的评估，计算过程相对简单，但对于复杂系统的评估能力有限。

2 输配电系统现状与电力经营管理问题分析

2.1 输配电系统现存问题

2.1.1 网架结构不合理

部分地区输配电线路存在“卡脖子”现象，如负荷中心与电源点距离过远，导致输电线路过载运行，某工业园区110kV线路最大负载率长期维持在90%以上，远超70%的安全阈值。配电网中，老旧线路占比高，导线截面偏小，无法满足新增负荷的供电需求，2023年某省配电网改造中发现，10kV及以下线路中运行超过20年的占比达35%，线径不足50mm²的线路覆盖约20%的用户。

2.1.2 电能损耗偏高

输配电环节的电能损耗主要包括线路损耗和变压器损耗。由于网架规划滞后，部分线路迂回供电，如某县城10kV线路平均供电半径达15km，远超5km的合理范围，导致线损率比标准值高3个百分点。变压器负载率失衡也是重要因素，农村地区配电变压器“大马拉小车”现象普遍，负载率不足30%的变压器占比达40%，造成空载损耗过高。

2.1.3 智能化水平不足

输配电系统的监测与调控仍以人工为主，数据采集周期长、精度低，难以实现实时状态感知。配电网自动化覆盖率不足，某地级市城区配电网自动化覆盖率仅为60%，农村地区不足20%，故障定位与隔离时间平均达2小时，远超国家标准的30分钟。此外，新能源并网缺乏智能化调度机制，分布式光伏、风电的弃电率在用电低谷期可达15%。

2.2 电力经营管理现存问题

2.2.1 成本管控粗放

输配电成本核算缺乏精细化手段，线路运维、设备检修等费用分摊模糊，某电力公司2023年配电网运维成本中，30%的费用无法精准对应具体线路或设备。成本预算编制基于历史数据，未与系统运行状态联动，导致检修过度或不足，某区域变压器检修费用年波动幅度达

25%。

2.2.2 市场响应机制滞后

电力销售仍以传统模式为主，对用户多元化需求的响应不足。分时电价机制执行不到位，峰谷电价差仅为3:1，未能有效引导用户错峰用电，导致峰期供电压力大，需投入额外成本启动备用电源。增量配电网改革推进缓慢，社会资本参与度低，市场竞争活力不足^[2]。

2.2.3 客户服务质量待提升

客户报修渠道单一，故障处理流程繁琐，用户满意度调查显示，仅65%的用户对故障抢修效率表示满意。电费回收存在风险，某县级电力公司居民欠费户数占比达8%，企业欠费金额占应收电费的5%，影响资金周转效率。

3 输配电系统优化技术措施

3.1 网架结构优化

3.1.1 输电网络规划

基于负荷预测数据，采用GIS系统构建负荷密度分布图，合理规划输电线路路径。对过载线路实施增容改造，如将某工业园区110kV线路导线截面从240mm²更换为400mm²，负载率降至60%以下。新增输电通道优先采用同塔双回、多回线路，提高单位走廊输电容量，某输电工程通过同塔双回设计，节省线路走廊用地40%。

3.1.2 配电网重构

运用遗传算法对配电网进行重构，优化网络拓扑结构，减少迂回供电。某县域配电网重构后，10kV线路平均供电半径缩短至8km，线损率下降1.2个百分点。针对农村地区，推广“小容量、密布点、短半径”的配变布局模式，将单台配变供电范围控制在0.5km以内，负载率提升至50%-70%的经济区间。

3.1.3 新能源并网适配

在新能源集中区域建设汇集站，采用SVG（静止无功发生器）改善电压稳定性，某风电场通过加装SVG，并网线路电压波动幅度从±5%降至±2%。构建源网荷储协同系统，在配电网侧配置储能装置，如某工商业园区配套2MW/4MWh储能系统，实现光伏发电消纳率从85%提升至98%。

3.2 无功补偿与降损措施

3.2.1 无功补偿配置

采用“集中补偿与分散补偿相结合”的方式，在变电站10kV母线上安装并联电容器组，容量按主变容量的15%-20%配置；在10kV线路末端和配电变压器低压侧安装无功补偿装置，如某村配变低压侧加装40kvar电容器，功率因数从0.82提升至0.95，线损率下降0.8个百分点。

3.2.2 变压器经济运行

建立变压器负荷监测系统，动态调整运行方式，对多台并列运行的变压器，根据负载率自动投切，某变电站通过该方式使变压器总损耗降低15%。推广非晶合金变压器，其空载损耗比传统硅钢片变压器低70%，某农村台区更换非晶合金变压器后，年节电达1.2万kWh。

3.3 智能化升级技术

3.3.1 配电自动化系统建设

采用“三遥”（遥测、遥信、遥控）终端覆盖所有配电线路和开关，构建配电自动化主站系统，实现故障自动定位、隔离与恢复。某地级市城区配电自动化改造后，故障处理时间缩短至15分钟，年减少停电损失500万元。

3.3.2 高级量测体系（AMI）应用

推广智能电表全覆盖，实现用电信息实时采集、远程费控和负荷预测。某省智能电表覆盖率达100%，用电数据采集成功率99.8%，线损分析精度从月级提升至日级，线损异常检出率提高60%。

3.3.3 数字孪生技术应用

构建输配电系统数字孪生模型，模拟不同负荷、天气条件下的系统运行状态，优化调度方案。某电网公司通过数字孪生系统，对迎峰度夏期间的负荷分布进行模拟，提前调整3条重载线路的运行方式，避免了线路过载跳闸^[3]。

4 电力经营管理优化策略

4.1 成本精细化管控

成本精细化管控需贯穿设备全生命周期并实现预算动态调整。建立设备全生命周期成本数据库，涵盖购置、安装、运维、退役等各阶段费用，采用ABC成本法（作业成本法）将运维费用按线路巡检、设备检修等作业活动分摊，某电力公司实施后，配电网成本核算精度提升40%；同时基于设备状态监测数据推行预知性检修，某区域变压器检修费用降低20%，故障发生率下降30%。构建成本预算与系统运行指标的联动模型，如线损率每降低0.1个百分点，相应调减运维预算1%，并建立季度滚动预算调整机制，根据实际负荷变化和设备状态实时优化预算分配，某公司通过该机制使预算执行偏差率控制在5%以内。

4.2 市场化运营机制构建

市场化运营机制的核心在于优化电价体系与推进增量配电网改革。电价机制优化方面，扩大峰谷电价差至4:1-5:1，增设尖峰电价时段（如夏季14:00-16:00）以引导高耗能用户错峰用电；对新能源用户推行“绿电”溢价

机制,某地区分布式光伏上网电价在标杆电价基础上上浮0.1元/kWh,激发用户安装积极性;试点可中断负荷电价,与工业用户签订可中断负荷协议并给予0.05元/kWh的电价优惠,提升电网调峰能力。增量配电网市场化改革方面,简化项目审批流程,建立社会资本参与的公平竞争机制,某经济开发区增量配电网项目通过PPP模式引入社会资本,配电成本降低15%,供电可靠性提升至99.99%;同时培育多元化市场主体,支持售电公司开展套餐定制、节能咨询等增值服务,某售电公司为商业用户提供“用电诊断+节能改造”套餐,用户电费支出减少8%。

4.3 客户服务体系完善

客户服务体系完善需构建多元化渠道并实施差异化策略。多元化服务渠道建设中,整合线上APP、微信公众号、线下营业厅等渠道实现业务“一网通办”,开发智能客服系统采用自然语言处理技术,自动响应80%的常规咨询,人工客服响应时间缩短至30秒,某电力公司线上业务办理率提升至70%,用户平均办理时间从1小时缩短至10分钟。差异化服务策略方面,针对高价值客户(如大型工业企业)提供专属客户经理服务并建立24小时应急供电保障机制;对居民用户推行“网格化”服务,每个网格配备1名网格员负责电费催缴、故障报修等工作,某区域居民欠户数占比降至3%;通过开展用户用电行为分析,为用户推送个性化节能建议,某公司试点后,参与用户的平均用电量下降5%。

5 案例分析

5.1 案例概况

华能省电力有限公司,作为华东地区电力供应的中坚力量,其服务范围广泛,输配电网络发达,服务用户众多。然而,2022年该公司遭遇了系统运行与经营管理的双重挑战。全年线损率高达7.5%,较全省平均水平高出0.8个百分点,导致年额外损耗电量巨大;配电网运维成本超支,特别是线路检修费用大幅超出预算;用户满意度调查结果显示,供电可靠性和故障抢修效率成为用户不满的主要焦点,且远低于行业平均水平。分布式光伏弃电率高,新能源消纳面临严峻挑战。为应对这些困境,华能省电力有限公司于2023年全面启动了输配电系统优化与经营管理改革专项行动^[4]。

5.2 实施措施

针对长期过载输电线路,实施精准改造,如换大截面导线、优化路径,提升输送能力。配电网重构中,采用遗传算法规划拓扑,拆除迂回线段、新增分支线路,缩短供电半径,解决老旧城区线路“卡脖子”难题。智

能化升级上,公司投资安装大量配电自动化“三遥”终端,构建自动化主站系统,实现故障快速上传定位;还更换高效节能变压器、配置无功补偿装置,提升电网稳定性与经济性。

管理优化推行“全生命周期+作业成本”双轨制成本管控,健全生命周期数据库,精准核算运维成本并动态调预算。市场化改革调整峰谷电价差,增设尖峰时段、加大浮动幅度;对分布式光伏用户给绿电补贴;与工业企业签可中断负荷协议。客户服务构建“线上+线下”体系,开发“华能电服”APP,划分网格化管理,配备客户经理,还建24小时应急抢修队,提升服务质量与响应速度。

5.3 实施效果

经过一年的改革实施,华能省电力有限公司取得了显著成效。线损率大幅降低,年节电量折合标准煤和减少的碳排放量十分可观,为节能减排做出积极贡献。配电网运维成本得到有效控制,变压器检修费用和线路巡检成本均大幅下降。用户满意度大幅提升,故障抢修时间显著缩短,线上业务办理率大幅提高,用户体验得到了显著改善。同时,新能源消纳能力得到提升,分布式光伏并网点和总容量大幅增加,弃电率显著降低;工业用户错峰用电成效明显,减少备用电源启动成本。该案例的成功经验被国家能源局列为电力体制改革示范项目,并在华东地区广泛推广,为电力行业的高质量发展树立典范。

结束语

综上所述,输配电系统优化与电力经营管理策略的研究对于提升电力系统可靠性、降低成本、提高服务质量和促进新能源消纳具有重要意义。随着技术的不断进步和市场机制的日益完善,电力行业将迎来更多发展机遇。未来,应持续关注技术创新和市场需求变化,不断优化系统结构和经营策略,推动电力行业实现可持续发展。

参考文献

- [1]李祺.浅谈输配电价对电力企业经营影响[J].引文版:工程技术,2021(02):290-293.
- [2]李慧娟,张战强,张佩,等.论输配电价政策趋势及对电力企业经营的影响[J].中国总会计师,2020(10):124-127.
- [3]吕守国.输配电系统电力设计优化与智能电网技术应用研究[J].张江科技评论,2025,(02):45-47.
- [4]张华,李强.能源输配电系统优化策略研究[J].电力系统自动化,2020,44(1):52-60.