

苏州城市配电网建设改造与管理提升实施方案

吴 健¹, 董晓峰¹, 刘崇茹², 陈 会¹, 顾晓文¹

(1.苏州供电公司, 江苏 苏州 215000;

2. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘 要: 配电网是电网的重要组成部分, 配电网的发展滞后于社会需求, 与国际先进水平存在一定差距。苏州供电公司 2012 年总售电量为 41.8GWh, 占江苏省总售电量 26.33%, 在地级市中全国第一, 中压线路总长 13304.7 km, 缆化率 62.4%。2013 年至 2015 年, 苏州供电公司选择苏州工业园区等核心 CBD 地区进行城市配电网改造与管理提升实施方案试点, 采用网架完善、设备改造、技术手段和管理措施等多种管理方案和技术手段, 实现区域内“N-1”率、配电自动化覆盖率、配网状态检修覆盖率达 100%, 用户故障平均停电时间降至 5 分钟以内, 供电可靠率达到 99.999%以上。

关键词: 配电网; 网架完善; 供电可靠性

0 引言

配电网是电网的重要组成部分, 直接面向电力用户, 是改善民生的重要基础设施。随着经济社会发展和人民生活水平的提高, 社会对电力的依赖度越来越高, 长期以来受“重输轻配”影响, 配电网的发展滞后于社会需求, 与国际先进水平存在一定差距^[1]。

配网调控、运维管理方式不统一, 调度、运维、营销、农电等管理界面交叉, 专业化管理未能有效贯彻; 配网基础管理仍需加强, PMS、GIS 等系统数据质量和准确性亟待提高, 配电、营销、调度等数据未能实现融合贯通; 配网设备质量问题较为突出, 型式繁杂, 制造质量良莠不齐, 缺少有效试验检测与在线监测技术手段, 难以及时获取和掌握设备的实时运行状况, 影响配网安全运行; 恶劣天气对配网运行带来考验, 配网故障抢修任务繁重, 应急抢修故障信息研判、抢修队伍协同管理能力有待提升; 运维检修策略单一, 未能实现资源的优化配置。2012 年, 苏州核心区内供电可靠性 (RS3) 为 99.9943%, 用户平均停电时间为 0.4993 h/户, 用户平均停电次数为 0.21 次/户, 用户平均故障停电时间为 13.44min。

苏州城市配电网建设改造与管理提升实施方案针对以上问题, 采用网架完善、设备改造、技术手段和管理措施等多种管理方案和技术手段, 实现区域内“N-1”率、配电自动化覆盖率、配网状态检修

覆盖率达 100%, 用户故障平均停电时间降至 5min 以内, 供电可靠率达到 99.999%以上。

1 建设改造区域配电网现状分析

1.1 建设改造区域配电网基本情况

2013 年建设改造和管理提升区域选在现代化程度及政治地位最高的环金鸡湖区域, 面积约 23km², 如图 1 中红色区域所示, 2012 年该区域最高负荷为 38.56 万kW, 同比 2011 年增长 1.26%, 负荷密度为 2.41 万kW/km²。同时完成核心区域外围线路的改造准备工作, 为后续工作的开展打下良好的基础, 如图 1 中黄色和淡黄色区域所示。

在 2013 年核心区域及其外围线路改造提升的基础上, 2014 年将重心继续向西延伸, 覆盖苏州环城河以内区域, 面积约 14 km², 如图 1 中蓝色区域所示。环城河区域内有桃坞变、干将变、齐门变、竹辉变、石路变五座变电站, 共计 113 条 10kV线路, 涉及线路 602.64km, 配电室 369 座, 环网柜 226 座, 柱上开关 589 台。2012 年该区域最高负荷为 30.46 万kW, 同比 2011 年增长 1.78%, 负荷密度为 2.17 万kW/km²。

在 2014 年环城河以内区域开展项目的基础上, 计划在 2015 年, 完成整个姑苏区的建设改造与管理提升工作, 如图 1 中粉色区域所示, 姑苏区总面积约 86km²。姑苏区现有 110kV变电站 13 座, 除去环城河以内区域, 有 110kV变电站 8 座, 另有区外向该区域供电的 110kV变电所 1 座、

220kV变电站 1 座。110kV主变共计 31 台，总计变电容量 136.3 万kVA，220kV主变 2 台 18 万kVA，直降 10kV变电容量按每台 6 万kVA 计算，姑苏区总计主变 33 台，10kV降压容量合计 148.3 万kVA，2012 年苏州市最大负荷时刻姑苏区 10kV负荷 68.773 万kW，平均主变负载率为 46.37，容载比为 2.16。15 座变电站在负荷高峰时都能满足主变N-1 的转供要求，其中 8 座变电站主变N-1 时只要站内转移就满足负荷转供，另 7 座变电站在主变 1.3 倍额定容量超载运行的 2 h 内都能通过中压配网转移负荷，满足N-1 转供要求。

核心区（图 1 中红色区域）接地系统变压器均为 Y/Y-12 接线方式，变压器中性点安装有一个 20Ω 的电阻器。核心区域内主要涉及线路共计 64 回，保护配置为相间过流保护（I、II 段）和零序过流保护（I、II 段），其中相间过流保护（I、II 段）动作的时间配置为 0s 和 1s，零序过流保护（I、II 段）动作的时间配置为 0.3s 和 0.6s。姑苏区共有 10kV 配电线路 253 回，其中环城河以内区域配电线路 113 回，其他区域 140 回。设备主要有开关站、配电室及配电变压器、环网室、户外环网柜及箱变，所有设备运行年限都没有超过 20 年，绝大部分都在 10 年以下，总体设备运行情况良好。

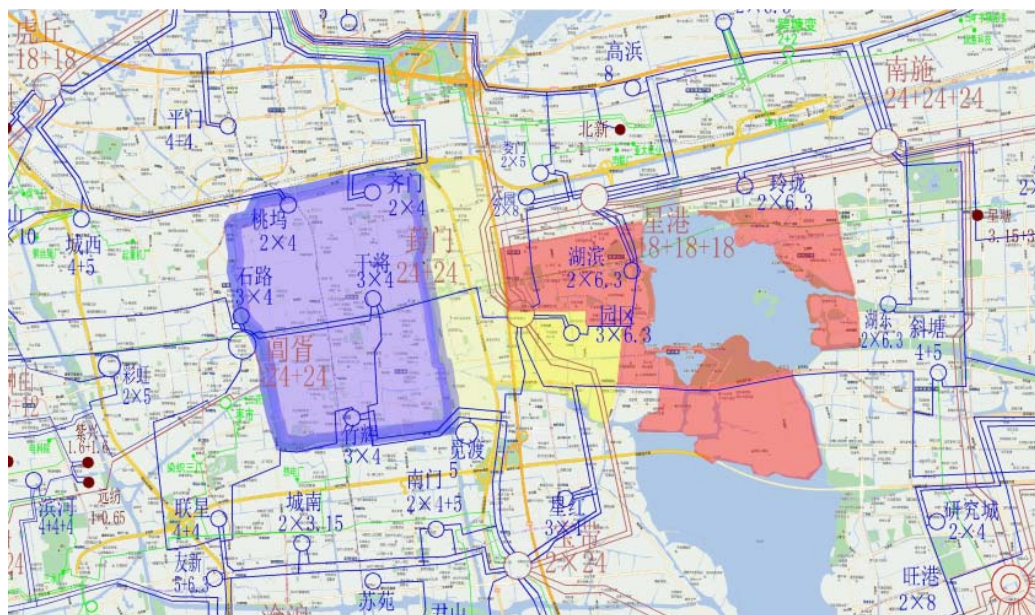


图 1 2013-2015 年建设改造与管理提升项目区域区位图

1.2 核心区域中压配电网分析

核心区域涉及的 6 座变电站中，110kV 湖滨变、园区变、公园变、玲珑变及湖东变均为全户内布置，220kV 星港变采用主变户外常规布置。110kV 园区变和 220kV 星港变已配置 3 台主变，110kV 湖滨变、公园变、玲珑变和湖东变已配置 2 台主变，110kV 主变总台数 11 台，总变电容量 72.7 万 kVA。220kV 星港变主变台数 3 台，变电容量 54 万 kVA，其中供 20kV 的主变容量为 27 万 kVA。6 座变电站主变远期规模均为 3 台。核心区域 6 座变电站建成 20kV 出线间隔总数为 122 个，平均每座变电站 20kV 出线间隔数为 20.3 个；其中已使用 103 个，利用率为 84.43%。

1.2.1 核心区网架结构

表1 核心区20kV网架结构汇总 (单位:回)

区域	变电站	供电线路	单联络	多联络	站内联络		站间
					同一 母线间	不同 母线间	联络
核心区	园区变	22	8	14	0	19	15
	湖滨变	14	3	11	2	10	13
	星港变	9	1	8	4	8	9
	公园变	3	0	3	0	2	3
	湖东变	9	0	9	0	8	9
	玲珑变	7	0	7	0	5	7
	桃坞变	15	2	13	0	15	6
	干将变	27	5	22	0	27	12
	齐门变	19	7	12	0	19	8
	竹辉变	24	6	18	0	24	14
	石路变	28	9	19	0	28	14
	总计	177	41	136	6	165	110

核心区内 20kV 线路均实现了联络，联络比例 100%。其中，单联络线路 12 回（占比 19%），多联络线路 52 回（占比 81%），少部分线路联络过

多，4 条线路有 5 条及以上不同的联络线路，网架结构复杂；站内同一母线间联络 6 回，不同母线间联络 52 回，站间联络 56 回。核心区域内 20kV 网架结构汇总如表 1 所示。

1.2.2 核心区供电半径

20kV 线路供电半径对线路挂接配变容量、末端用户供电质量以及供电可靠性都有一定的影响。通过统计分析，核心区域 20kV 线路平均供电半径为 3.21km，供电半径分布如图 2 所示。

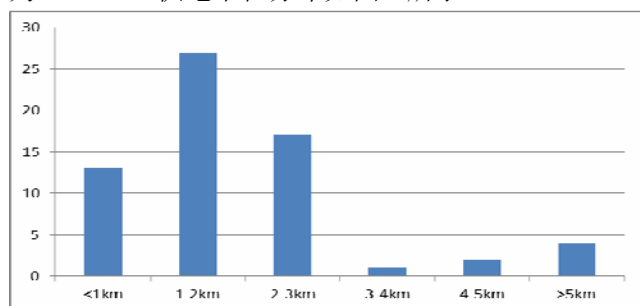


图 2 核心区域 20kV 线路供电半径分布柱形图

核心区域供电半径在 2.5 km 以内的 20 kV 线路有 51 回，2.5~5 km 的线路有 9 回，还有 4 回线路供电半径较长，超过 5km。供电半径在 2.5km 以内的 10kV 线路有 111 回，2.5~5km 的线路有 2 回。

1.2.3 核心区导线截面

核心区域 20kV 线路主干线截面以铜芯电缆 400mm² 为主，部分出口端电缆为铜芯 500mm²，只有狮王 1#线、2#线 2 回线路还有部分主干线路采用的铜芯 240mm²。

1.2.4 核心区线路负载率

核心区内 64 回 20 kV 线路最大负载率都在 70% 以内，最大负载率在 30% 以内的线路共计 29 条，核心区域 20 kV 线路负载率分布情况如图 3 所示。

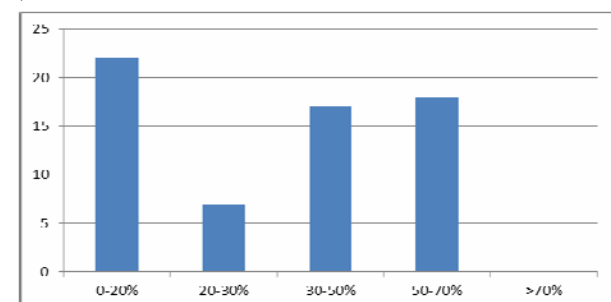


图 3 核心区域 20kV 线路负载率分布柱形图

1.2.5 核心区线路“N-1”水平

根据线路联络、最大负荷电流、最大允许电流等参数，对核心区内 64 回 20kV 公用线路进行“N-1”校验。结果如表 2 所示。

表 2 核心区域 20kV 线路“N-1”校验结果表

供电分区	校验线路	“N-1”校验	
		通过	未通过
图 1 红色区域	44	44	0
图 1 黄色区域	20	17	3
合计	64	61	3

结果显示，64 回 20kV 线路中，通过最大负荷方式下的“N-1”校验线路有 61 回，占比为 95.31%；未通过的有 3 回，占比为 4.69%，具体如表 7 所示。

表 3 核心区域未通过“N-1”校验的 20kV 线路

线路名称	变电站	最大负荷/kW	联络线路	所属变电站	最大负荷/kW	可转供负荷/kW
233 百佳 2#线	园区变	9100	215 朗庭线	湖滨变	9800	5667
217 紫藤 1#线	园区变	6200	227 紫藤 2#线	园区变	7500	5663
227 紫藤 2#线	园区变	7500	217 紫藤 1#线	园区变	6200	6963

未通过“N-1”校验的 3 回线路都在 110kV 园区变，都是单联络线路。其中，217 紫藤 1#线、227 紫藤 2#线互为联络，由于变电站出口 CT 为 400/5，线路额定电流被限制为 400A，导致两条线路相互不能满足“N-1”要求；另外一条 233 百佳 2#线是所有线路中负载最重的线路（69.13%），其联络线路湖滨变 215 朗庭线负载也较重（63.36%），导致负荷转供裕度不够，不能通过“N-1”校验。

1.2.6 核心区负荷转供能力分析

对核心区内变电站主变按照“N-1”方式进行校核，即 1 台较大容量主变发生故障或检修时，能够通过站内相邻主变即刻恢复全部负荷（注：转入负荷的主变，允许 2 h 内超载 20% 运行，2 h 后，超载部分负荷通过配网进行转移）。

核心区内 220kV 星港变 20kV 侧最大负荷 8.7 万 kW，110kV 园区变最大负荷 10.08 万 kW，以上两个变电站均为 3 台主变；110kV 湖滨变、公园变、玲珑变及湖东变均为两台主变，最大负荷分别为 7.43、0.98、4.73、5.2 万 kW。通过校核，6 座变电站均能满足“N-1”要求。

1.3 核心区域用户平均故障停电时间分析

2012 年，核心区内供电可靠性（RS3）为 99.9943%，用户平均停电时间为 0.4993 小时/户，用户平均停电次数为 0.21 次/户，用户平均故障停电时间为 13.44min。

核心区域内的供电可靠性存在以下问题：

（1）电缆故障查找难度较大。由于该区域内目前为全电缆供电，采用中性点小电阻接地系统，因此电缆发生单相接地即可直接导致变电站出线开关跳闸，电缆故障点探测及修复的时间也较长，对该区域的供电可靠性影响较大。

（2）该区域自 90 年代中期投运以来，至今已有近二十年，部分主设备进入故障高发期，特别是电缆，对电网的稳定运行造成较大风险。

（3）预安排停电影响时户数偏高。苏州城市正处于建设快速发展时期，在用户平均停电时间这项指标中，预安排停电时间占据比重过高，说明相关单位对停电范围未进行最小化的控制，没有使停电范围控制在最小的合理范围之内。主要原因是停电计划制定时没能进行充分的考虑，对施工方案和作业技术要求没有进行优化，从而使平均预安排停电时户数偏高。

1.4 配电自动化系统

配电自动化系统建设面向整个苏州城区范围，2012 年实现工业园区环金鸡湖区域配电自动化建设，完成 149 条线路共计 451 个站所终端改造及 DTU 安装工作，敷设光纤 300 余公里，建立配电自动化主站系统一套，同时扩展相关智能化应用功能，初步达到智能配电调控一体化的要求，提高供电能力，建设成为一个具有先进性、完备性、创新性的自动化配电网。具体包括：

新建配电自动化主站系统，实现遥信、遥测和遥控，配电线路、设备数据的采集和监测，并实现完整的配电 SCADA 功能和集中型馈线自动化功能。

实现故障快速处理。采用配电自动化技术迅速判断出故障区域、将故障隔离在最小范围内并最大限度地恢复受故障影响的健全区域供电，缩短停电时间、减小停电面积，提高供电可靠性。

实现配网优化运行：利用配电自动化系统监测配电网的负荷分布，对配电网进行分析和优化计算，并通过一定的控制策略实现配电网重构实现配网优化运行。

实现相关系统集成：建设遵循 IEC61968/IEC61970 标准的信息交互总线^[2]，采取规范的接口方式，实现与调度自动化、生产管理、营销管理等系统的互联，提高配电自动化系统运行管理的智能化水平，为其他系统提供必要的数据支撑和服务。

系统采用开放分布式体系结构，系统功能分布配置，主要设备采用冗余配置，包括 HP6600 小机 4 台，HP8600 小机 2 台，数据库通过 HA 双机部署，实现热备，截止 2012 年底数据容量 20G，每年递增约 120G。

2 建设改造区域实施方案

2.1 网架完善

中压配电网电缆网架结构宜简洁，并尽量减少结构种类，以利于配电网自动化的实施^[3]。各类供电区域中压配电网主干网目标网络推荐接线方式如表 4 所示。按照网络接线要求，本次建设改造区域内计划对 16 回线路和 1 座配电室进行改造。

表 4 分区 20kV 配电网网架结构

供电区域	现状结构	规划结构
图 1 红色区域	电缆双环网、主备接线加环间联络（类似架空线路的网格型接线）	电缆双环网、主备接线
图 1 黄色区域	电缆单环网为主，部分环间有联络（类似架空线路的网格型接线）	电缆单环网、主备接线

中压电缆区域根据负荷密度、供电可靠性要求、采用单环（图 4、图 5）为主，远景逐步过渡到双环网接线模式（图 6）的模式供电。

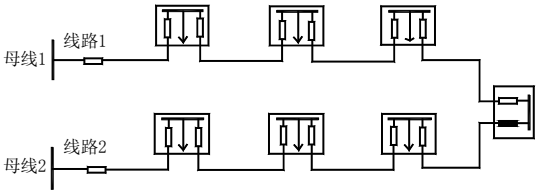


图 4 电缆单环模式一

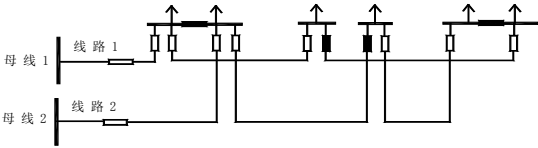


图 5 电缆单环模式二

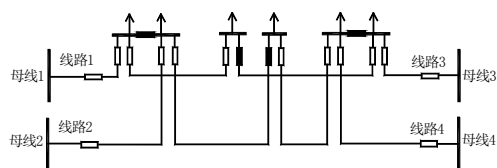


图6 双环网接线模式（电缆）

中压架空线区域应首先实现双电源单联络（手拉手）接线（图7），根据区域内供电可靠性以及负荷发展的要求，最终向网格式（四电源井字网架）（图8）或N供一备（图9）方式过渡。

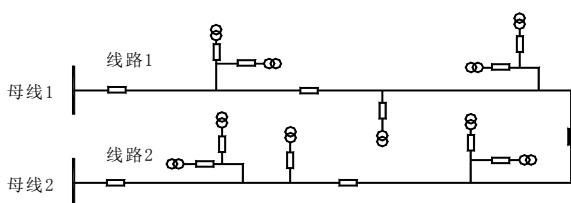


图7 双电源单联络接线结构

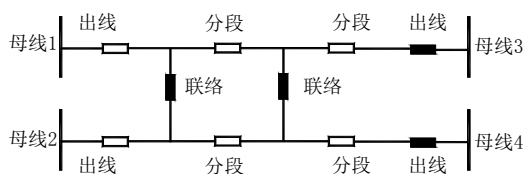


图8 网格式（四电源#字型）

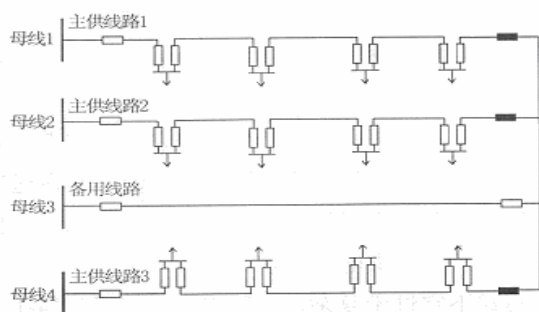


图9 N供一备模式中三供一备供电网络

2.2 设备改造

核心区内部分中压设备投运年限较长，其中经发环网室等 19 台环网负荷开关柜，设备陈旧，园区变出线 CT 为 400/5，影响线路供电能力，都华苑配电室 2 台 630kVA 主变重载，计划进行更换改造。

2.3 技术手段

2.3.1 完善配网状态检修工作技术手段

苏州供电公司于 2012 年选取了 477 条线路开展状态检修工作，完成了共计 12425 个设备单元的信息收集工作，在此基础上，完成了状态评价和检修计划的编制工作，形成了规范的评价报告和综合报告，同时与日常运检工作充分结合，共组织巡视线路 1752 条次，红外测温 867 处，配变测负荷 758 台，接地电阻测量 477 处。从三季度开始，与省电科院合作通过电缆在线局放、振荡波检测、介损测试等手段，推进了状态监测技术的深化应用，完成电缆检测 257 条段。

本次将在核心区内全面开展超声波、地电波、红外测温、OWTS 电缆局放试验等状态监测工作，有效提高了设备的健康运行水平，并充分利用配网状态检修辅助决策系统，开展配网设备的状态评价、检修策略制定、检修计划编制工作，将试点区域内配网状态检修覆盖率由 70% 提高到 100%，明显提升设备运行状况的管控水平。期间试点开展基于手持终端的巡视、操作、检测等运维工作的移动作业。在此基础上，完成配网设备状态检修全覆盖和动态、定期评价，全面检验并提升配网状态检修工作的信息化应用水平。

2.3.2 持续开展不停电作业项目应用

制定不停电作业工作方案、现场标准化作业流程，和不停电作业月度指标。按照工作方案和技术方案，完善不停电作业现场标准化作业影像信息资料库，强化作业方案的制定、审查和实施管理。增加架空线路和电缆线路不停电作业的项目和数量，全面开展第三、四类架空线路不停电作业项目，并将不停电作业次数和不停电作业化率纳入绩效考核。应用现阶段的不停电作业试点成果，安装插拔式快速终端和直通中间接头，实现现场任意延长或减短临时旁路供电电缆线路。配合 T 型中间接头可调节旁路电缆连接支路用户数量，以保证各支路用户正常用电。综合不停电作业法更换箱式变电站、环网柜、配变等 4 个试点项目，积累经验，培养技术骨干，为今后的推广工作奠定基础。

苏州供电公司经过十五年来不断的发展，目前已能开展 10kV 不停电作业项目 16 项，截至 2012 年底，本单位所辖 10kV 城市配网开展不停电作业共计 3877，减少停电时户数 20929 时·户；增加供电量 289.994 万 kW·h，不停电作业化率 100%。

2.3.3 持续推进配电自动化建设

继续完善自动化规划,为后续实施做好准备。一是在总结核心区配电自动化建设运行的经验的基础上,继续细化和完善配电自动化规划工作,明确今后配电自动化建设的目标和方向。二是研究制定一系列设备建设标准,在将建设配网自动化的区域对一次设备、通道、通信等进行统筹考虑,明确标准,避免自动化改造时通道建设、设备重复改造等造成的资源浪费和对外停电。三是扩大配电自动化区域,实现规模化效益。

2013 年-2014 年,苏州配电自动化二期项目计划完成古城区护城河内片区范围,总面积月 14km^2 ,其中有桃坞变、干将变、齐门变、竹辉变、石路变五座变电站,届时对下辖的 113 条配电线路进行一次设备改造,区域内有配电室 369 座,环网柜 200 座,柱上开关 589 台,该区域内所有配电线路均属于 A 类区域,采用全三遥的方案进行建设。

该区域的线路设备采用全“三遥”的配电自动化建设模式,所有配电所、柱上开关都进行“三遥”改造,根据地理条件合理采用光纤、载波及无线等多种通信方式。“三遥”改造具体内容包括:所有开关需要增加电动操作机构、遥信辅助接点,改造二次小室;同时加装 PT、CT 以及配电终端设备(含备用电源等)。

2015 年计划完成姑苏区内其他区域的自动化建设,总面积约 72km^2 ,区域内有平门变、城西变、彩虹变、胥门变、葑门变、觅渡变、联星变,以及区域外的石路变,共计 8 座变电站,其中城西变、彩虹变、胥门变、葑门变、觅渡变、石路变属于 A 类区域,平门变、联星变属于 B 类区域,配电线路共计 140 条,采用两遥结合三遥方案进行建设,A 类区域线路采用全三遥方式改造,B 类区域采用两遥方式改造。

2.4 管理措施

制定《配电网 2013-2015 年发展目标指导意见》、《配电网关键指标对标管理办法》、《配网应急抢修指挥平台实用化管理规定》、《低压用户供电可靠性统计应用管理试行办法》等 14 项制度规定,将配电网关键指标纳入精益管控,实现配电网规划、立项、设计、建设、验收、运检、保电、抢修、资料等环节全方位管理。

持续提高设备隐患评价水平。根据配电线路及设备有关规定建立隐患排查信息库,滚动排查隐患台账,结合运行工况、季节特点、设备本体、外破通道等情况,对特别重要线路、重要线路、特殊区段、特殊时段重点开展隐患排查和治理,及时消除设备和通道隐患,全力做好重大隐患管控和治理工作。

3 经济与社会效益综合分析

3.1 经济效益

配电网建设改造与管理提升项目的实施,通过对配电网的综合管理水平的提升,最终使供电可靠性得到一定提升,使计划停电时间和范围得到进一步缩小,依靠区域内线路全网格供电,开环运行的运行方式,在正常预安排工作中通过合解环操作,可以将停电范围控制在一个较小的范围之内,联络电缆上的工作基本能做到对外不停电,而在线路发生故障时,通过配电自动化系统的馈线故障处理,可以迅速定位故障点,隔离非故障区域,从而有效控制故障范围和停电时间。此外,通过核心区内网架的进一步优化,同时结合配电自动化实用化,对电网供电电压进行实时监控,及时调整运行方式,保证用户电压在合格范围之内,减少电压不合格时间,提高供电质量,使核心区内的理论线损可以得到进一步降低^[4]。

3.1.1 提高供电可靠性带来效益

通过网架优化及改造项目,在提高配网供电能力的同时,也在显著提高供电可靠性和电能质量。一方面通过售电可以为供电企业带来直接效益,同时也为改善投资环境和工作生活环境做出了积极的贡献。

3.1.2 降低网损带来经济效益

通过优化核心区域内网络结构、缩短供电半径、合理安排线路及配变运行方式,可以有效降低配电网电能损耗。此外,通过配电自动化在线理论线损的自动计算,再辅以通过信息交换总线与用户集抄、需求侧管理、营销等系统进行相关信息交互,可以快速分析出线损率偏高的线路及原因,从而采取有针对性的具体措施。

3.1.3 因减少运行人员现场操作和巡视工作而节省的支出

随着配电自动化的实施,实现对配电网的实时

监控以及设备运行状况的监视，一般运行方式变化可通过遥控操作直接执行，大大减少运行人员的巡视次数等工作量，节约运行成本。

3.2 社会效益

树立良好行业风格，全面提升苏州供电公司社会形象。通过配电网建设改造与管理提升项目的实施，将进一步提升用户服务质量，极大满足居民生活用电需求，提高客户满意度，提高电力企业的社会形象。保障地区经济建设快速发展，为地方经济保驾护航。提高供电可靠性，改善电能质量，缓解电力需求矛盾是构筑和谐社会的重要内容之一，通过配电网建设改造与管理提升工程的系统建设，可以减少电量损失，减少设备损坏，减少维修费用，节约国家紧缺资源。

电力资源紧张是近期我国经济建设过程中重要的需求矛盾之一，提高供电可靠性，缓解电力需求矛盾是构筑和谐社会的重要内容之一，通过配电网建设改造与管理提升项目的实施，实现分布式电源的接入和微网运行，可以减少电量损失，减少设备损坏，减少维修费用，节约国家紧缺资源。

4 结论

苏州配网有 10kV、20kV 独立网架结构，也有两种电压的混合区域，外资企业、政府和核心商贸区对供电可靠性、供电质量要求均比较高。本文在分析苏州核心区域网架结构的基础上，提出了针对苏州配网的改造方案，于 2013 年全年完成了核心区域的改造工程。通过开展城市配电网建设改造与管理提升工作，全面提升城市配电网供电可靠性水

平和服务质量，增强区域内配网线路负荷转供能力，强化设备基础管理，提升配网运检管理水平，并建立完善的配电网全过程管理制度标准体系。实现区域内“N-1”率、配电自动化覆盖率、配网状态检修覆盖率达 100%。用户故障平均停电时间降至 5min 以内，供电可靠率达到 99.999%以上。

参考文献：

- [1] 国家电网公司. 城市电力规划设计导则[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [2] 傅书颢. 中国智能电网发展建议[J]. 电力系统自动化, 2009,33(20): 23-26.
- [3] 肖峻,崔艳妍,王建民,等. 配电网规划的综合评价指标体系与方法[J]. 电力系统自动化, 2008,32(15): 36-40.
- [4] 张伟,冷永杰,闫剑锋,等. 基于改进雷达图的配电网综合状态评估实用方法[J]. 电力系统保护与控制, 2013,41(12): 117-122.

作者简介：

吴 健 (1974—)，男，山东青岛人，高级工程师，从事配网运检工作；

董晓峰 (1984—)，男，江苏苏州人，工程师，从事配网运检工作；

刘崇茹 (1977—)，女，博士，副教授，主要研究方向交直流混合系统分析与仿真、运行与控制；

陈 会 (1981—)，男，江苏淮安人，工程师，从事配网运检工作；

顾晓文 (1985—)，男，江苏太仓人，工程师，从事配网运检工作。