

海油变切割改造安全经济性探讨

陆 杰 (中海石油宁波大榭石化有限公司机械动力部, 浙江 宁波 315812)

摘要: 本文主要就大榭石化建成 220kV 海化变以后, 如何重新定位已运行 110kV 海油变, 解除原位于国家电网冷岙变的 π 接, 改造海油变接入海化变, 使其成为由我公司自行管理的变电站。既提高海油变与太平变的运行可靠性, 同时也减少与国家电网的接入点, 减轻运行压力并提高运行的经济性。

关键词: 大榭石化; 变电站; 可靠性; 经济性; 改造

0 引言

2022 年 6 月 23 日, 大榭石化新建 220kV 海化变顺利投运, 大榭石化成功跻身 220kV 进户供电俱乐部。此前大榭石化分别于 2008 为二期常减压装置配套建设一座 110kV 总降变电站(海油变)、于 2016 年为三期馏分油综合利用项目配套建设一座 110kV 总降变电站(太平变)。受制于大榭化工园区外部供电大环境因素, 两座变电站电源由国家电网冷岙变 110kV 母线 π 接供电, 海油变外线为架空与电缆混合线路, 太平变距离冷岙变较近, 外线路依托园区公用电缆通道为电缆线路。 π 接供电加上存在跨山架空, 使得我公司供电可靠性大大降低。新建海化变投运后, 公司实际供电计量关口变为三个, 工厂供电系统复杂, 运行方式调整繁琐, 如何利用新建海化变以改造海油变接入方式, 被提上了议程。

本文主要分析海化变投运以后, 原进户变电站的改造, 特别是海油变的改造方案安全经济可行性进行分析, 方案供决策用。

1 大榭石化电力系统概述

1.1 上级电力系统概况

海油变关联的区域变电所主要包括园区内的国家电网公司所属冷岙变及协丰变以及大榭石化于 2022 年 6 月建成投产的海化变(一期 $2 \times 180\text{MVA}$)。其中冷岙变由春晓变和厚墩变各引两回进线、协丰变由春晓变引两回进线、冷岙变与协丰变通过两回联络线互为供电。

1.2 海油变与太平变及下辖电力系统概况

大榭石化除新投运 220kV 海化变以外, 原有两座 110kV 进户总降变电站, 分别为海油变和太平变, 两座变电站相距直线距离约 3km, 共用国家电网冷岙变两回出线间隔, 在冷岙变一侧 π 接供电。海油变 110kV 线路架空敷设, 总长约 5km; 太平变的 110kV 进线为电缆线路, 长度约为 1.4km。

海油变及下辖变电所电压等级: 110kV, 10kV, 0.4kV; 下辖 10kV 变电所 10 座; 0.4kV 变(配)电室 5 座。太平变及下辖变电所电压等级: 110kV, 35kV, 10kV, 0.4kV; 下辖 35kV 变电所 5 座; 10kV 变电所 4 座, 0.4kV 变(配)电室 2 座。

2 进户总降变的变迁历史

大榭石化由上级多进户供电的现状是由大榭工业园区特殊的外部供电环境决定的, 同时也是企业自身多次规划发展的必然因素。2002 年, 园区内仅有一座 220kV 变电站暨冷岙变。

2002 年, 大榭石化的前身暨利万石化, 建厂之初装置规模小, 用电需求少, 仅设置一座 10kV 变电站, 站内设计 4 台 1600kVA 变压器, 电源引自冷岙变下辖国家电网 35kV 长墩变。

2008 年, 大榭石化新建二期项目, 为统筹原有装置及新建项目, 新建海油变及下辖装置变电所, 同期借一常装置检修机会, 切割一常变由海油变 10kV 母线供电。其时, 电气专业考虑厂区预留地块用电需求, 选择海油变主变容量为 $2 \times 50\text{MVA}$ 。实际投产后, 全厂用电高峰负荷约 10MW。仅为主变容量 20%。

2014 年, 大榭石化三期馏分油综合利用该项目开建, 项目规划主要地块挪至太平厂区, 老厂区预留地块作为三期项目配套公用工程与储运设施。考虑用电量增加有限, 而预留老区地块用完。电气专业考虑仅主变容量费用, 固定支出 1920 万/a, 与国家电网沟通同意后, 提报公司级技术改造, 将海油变主变进行降容改造, 实际未改造本体, 仅改造散热片的方式降低主变容量由原来的 $2 \times 50\text{MVA}$ 降为 $2 \times 25\text{MVA}$ 。降容后节省成本 960 万元/a。

2016 年, 因三期馏分油综合利用项目建在新地块太平厂区, 太平厂区新建一座进户变电站暨太平变。太平变主变装机 $2 \times 90\text{MVA}$, 供新厂各联合装置用电。而受制于冷岙变无多余间隔的特殊原因, 国家电网公

司最终落实太平变由冷岙变原供海油变的两个间隔通过 π 接形式供太平变电源。太平变距离冷岙变较近, 采用电缆进户方案。

2022年6月底, 大榭石化新建220kV海化变投运, 其电源引自国家电网2021年新建并投运的220kV协丰变, 同时, 协丰变与冷岙变通过双回架空实现互供电。上级电网可靠性提高, 海化变为220kV进户, 110kV与35kV两级出线电压, 具备自主分合母联权限, 供电可靠性亦大大提高。

3 存在的问题与计划

三个进户变对接国家电网, 进户变电站的运行方式受国家电网管辖, 常受区域电网波动影响; 海油变与太平变为110kV进线 π 接, 而至海油变外线为架空线路, 途经雷区, 受雷雨天气干扰较大, 电网稳定性堪忧; 因为 π 接的原因, 架空线路遭雷击同样影响太平变运行稳定性; π 接的原因导致新老区运行方式需同步调整, 相互受制约。为此, 大榭石化计划改造海油变进户方式, 切割自海化变供电。

4 改造的条件

海化变可供110kV与35kV安全负荷540MVA。新投运的海化变进户为220kV双母线架构, 下设110kV双母双分 and 35kV单母分段, 本期220主变为 2×180 MVA, 远景计划2024年建成 4×180 MVA, 远景全站可供安全负荷540MVA(按照主变三备一计算); 站内设置110/35kV变压器, 一期 2×120 MVA, 远景 6×120 MVA。35kV规划最大可供360MVA安全负荷(按照变压器一备一计算); 据以上数据, 110kV母线可供安全负荷180MVA。

可预知海油变远景供电负荷不超20MVA。海油变主变110/10kV, 主变容量 2×25 MVA。110kV与10kV均为单母线分段架构。下辖各级变电所由海油变10kV母线提供电源。历年海油变平均负荷不超10MVA, 最大负荷约13MVA。考虑海油变所辖老厂区几无项目用地, 最大考虑一期常减压装置拆除新建, 加之今后项目配套各类技改可能。海油变远景供电负荷不超20MVA。

太平变最大可供负荷不超80MVA。太平变主变110/35kV, 主变容量 2×90 MVA。110kV与35kV均为单母线分段架构。以线路变压器组合方案向各装置变电所供电, 装置变的主变压器35/10kV。

5 方案与介绍

改造海油变接入系统接入海化变无论从安全和运

行经济性考虑, 有百利而无一害。海化变建成投产, 为海油变接入系统改造提供了上级条件。外线路如何改接, 海油变需做何改造是本文的重点所在。

5.1 方案一

维持海油变进户电压不变。解除冷岙变一侧海油变与太平变 π 接, 新建海油变至协丰变电缆线路, 将海油变接入协丰变运行。

海油变距离国家电网新建协丰变较近, 且从路径上考虑, 具备上改下条件, 沿着环岛北路建设电缆管沟可直接贯通。接入协丰变, 海油变与太平变及海化变的供电相对独立, 改用电缆输电大大降低雷击概率, 增加系统可靠性。

改接入协丰变, 需国家电网设计审批, 耗费时间较长; 采用电缆布线, 增加了改造成本; 改接入协丰变, 海油变仍维持进户变性质, 需要每年支付装机容量费用。

仅仅从概率上提高了可靠性, 而需投入的改造成本和所需花费的时间精力非常的大, 况且改造以后运营成本没有一点降低。故而不推荐该方案, 也不就本方案的具体工作及经济性进行阐述。

5.2 方案二

维持海油变进户电压不变。解除冷岙变一侧海油变与太平变 π 接, 新建海油变至海化变电缆通道, 将海油变接入海化变运行。

改接入海化变, 一来减少了一个进户变电站, 减少收费装机容量50MVA, 约可节省电费开支960万/a。但因海油变至海化变距离较长, 沿途地形复杂, 政府层面未有打通电缆隧道的计划等因素, 加上长途电缆的采购与施工成本较高, 施工周期较长, 涉及到与属地农民的交涉等工作, 也是极难实现。故而不推荐该方案。

5.3 方案三

维持海油变进户电压不变。仅解除冷岙变一侧海油变与太平变 π 接, 在冷岙变与海油变架空线路上选取合适铁塔位置转接入海化变。

海油变至冷岙变架空线路为大榭石化所有产权, 海油变从国家电网冷岙变切除仅需改造前申报、改造过程停电、改造完成后向国家电网提报降容备案, 手续简单, 操作便捷。

海油变自2008年建成, 距今近15年, 期间出现过16#塔暨海油变一侧终端塔处, 架空与电缆搭接处因电缆终端头老旧原因炸毁的停电故障。电缆运行最

大的隐患在于电缆终端质量故障。即使维持 110kV 供电现状,亦需检修更换电缆及电缆终端。

要将海油变切割接入海化变,需在海化变东侧山坡(就近原则)选取合适铁塔,且核实地形与安全距离,新建一基终端塔接引,而后采用电缆布线方案从新建终端塔引入海化变。

海化变建设终端 11# 塔至站内约 400m 为电缆布线,海油变切割后电缆布线可沿海化变进户通道布置。维持采用 110kV 的方案,主回路需要 6 排管布置,通道有关土建施工存在一定工作量。

方案三实施所需工程量主要为 110kV 电缆约 3000m、110kV 电缆终端 24 套、终端塔 1 基、终端塔至海化变电缆沟与排管施工、海化变内新增 110kV 间隔 2 回、新购两侧差动保护装置。

5.4 方案四

降压将海油变改造为 35kV 变电站。除解除冷乔变一侧海油变与太平变 π 接外,新购 35kV 变压器替换海油变现有主变,取消海油变原有 110kV GIS 间隔,海油变改为 35kV 变电站,由海化变 35kV 间隔供电,采用线变组供电方案。利用原有外线路架空方案接引电源。

原有 110kV 架空线路考虑了新增容量的可能,架空导线按照 100MVA 供电负荷设计,降压为 35kV 供电,其最大负载可以简单按照原负荷的 1/3 折算,大于 35kV 常规最大单台主变容量 31.5MVA。该容量已大于现有主变 25MVA 容量,故而实际改造降压方案可以最大限度利用原有架空线路不做改动。

降电压改造海油变简单来讲,涉及到:废除海油变现有 5 间隔 110kV GIS、废除海油变现有两台主变。新购置两台 35kV 主变,利用原基础安装。从海化变 35kV 间隔引电源接入新装 35kV 变压器。

海油变降低受电电压改为 35kV 变电站所需工程量主要为 35kV 电缆 1000m、35kV 电缆终端 8 套、终端塔 1 基、终端塔至海化变电缆沟与排管施工、海化变内新增 35kV 间隔 2 回、新购两侧差动保护装置(海油变侧差动装置设柜或装入 10kV 进线柜)。

6 方案安全经济性比较

6.1 安全上推荐方案四

比较方案三与四,首先从安全性进行分析。方案四降为 35kV 受电,架空线路遭受雷击仅影响到海化变 35kV 两段母线,对 110kV 母线带来的波动可以忽略。不影响大部分装置的生产运行。

而方案三维持 110kV 供电,雷击影响海化变 110kV 母线,即影响海化变及下辖所有装置,对装置生产带来的影响面极大。

按照方案四,采用三芯电缆,而且降低了电缆电压,终端头的质量与寿命优于方案三;线路降压后,不改造避雷线,相对避雷覆盖率更高,降低外线路遭受雷击概率。

6.2 经济性推荐方案四

海油变主变压器为 2008 年西门子 S10 产品,投运近 15 年,目前变压器能效已经做到 S14 型;2016 年改造降容,仅改造散热片,实际更是降低了变压器性能。理论 50MVA 变压器负载损耗超 200kW,实际运行变压器的空载损耗与负载损耗上升。改用 35kV 变压器,容量 31.5MVA 可降低运行成本,理论负载损耗不超 150kW。加上目前变压器制造技术的更加成熟,实际损耗更低。折算按照最小差值 50kW、按照两台变压器每年平均运行 8600h 计算。方案四可减少损耗电费超 50 万/a。两台 35kV 变压器采购成本约 150 万元。三年节省电费支出足够采购两台新变压器。

方案四所需电缆、电缆终端、铁塔成本较方案三显然更少;而采用方案四,靠海化变一侧电缆沟土建施工已在海化变本期考虑大部,施工成本大大降低;两台 35kV 较 110kV 间隔要节省成本近百万元;故而方案四在施工成本上较方案三更少。

降为 35kV 以后,海油变可等同装置变,交予维保单位,节省的人力正好用于海化变运行用,降低人力成本开支。

降为 35kV 以后,减少了海油变 GIS 设备,降低日常检维修及大修成本。

更有取消 GIS 以后,海化变腾挪空间可经过改造增加 10kV 盘柜间隔,在现阶段配套项目技改增加老区 10kV 负荷较多的情况下,极好的解决了新增盘柜需要新建变电所的问题,节省公司土建和用地成本。

7 结论

综上所述,建议改造海油变降压为 35kV 变电站,改造海油变外线路接入海化变 35kV 母线。

参考文献:

- [1] 陈卫,吕国森.渤海海域边际油田试采外输方案比选研究[J].中国造船,2016,57(A01):408-414.
- [2] 孙宇翔,蔺建武,王涛,等.油田二次开发经济评价方法研究[J].石化技术,2022,29(1):157-158.