

电驱压气站的变配电系统配置方案探讨

杨 焜 何丽梅 刘家李 周 晖

中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司, 四川 成都 610041

摘 要:天然气长输管道中,电驱压气站通常配置 2 台最大容量为 63 000 kVA 的 110/10 kV 变压器,但随着用电负荷的增加,常规设计已无法满足要求,需要寻求其他的解决方案。通过分析电驱压气站的负荷特性,结合压缩机组的运行工况,提出增加变压器台数或增大单台变压器容量两种比选方案,采用综合能效费用法计算,确定增加变压器台数为较优配置方案;同时对变压器的经济运行方式进行研究,结合工艺可靠性分析提出运行方式的调整意见。类似方法可供其他规模电驱压气站借鉴参考。最后提出了研究 110 kV 隔离移相变压器的建议。

关键词:变压器;配置;运行;电驱压气站

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.05.020

0 前言

压缩机组作为天然气长输管道中的关键动力设备,可有效提高输气压力、增加管道输量。大型电动机驱动压缩机具有输出效率高、转速调节范围宽、响应时间短、维护工作量小、环境污染小等优势,已逐渐替代传统燃气轮机驱动方式,成为天然气长输管道中的主流驱动方案。

目前,西气东输一、二线及陕京一、二、三线已建电驱压气站共 24 座;另有西气东输三线、中卫—贵阳、中缅等管道多座电驱压气站正在建设中。随着我国电网架构及供电能力的不断完善提高,电驱压气站将在天然气长输管道中得到更广泛地应用。

电驱压气站的负荷主要来自 2~4 套 10 MW 及以上电驱压缩机组,特点是单台压缩机电功率较大,配套驱动系统电压需采用 10 kV 等级。一般电驱压气站总计算负荷在 50 MW 以下,负荷等级为一级,按经济输送容量、可靠性要求,应采用双重 110 kV 电源供电,站内须设置 110 kV 变电站 1 座。考虑计算负荷大小和近期发展预留,主接线通常配置 2 台最大容量为 63 000 kVA 的 110/10 kV 变压器,110 kV 及 10 kV 侧均采用单母线分段接线型式;同时根据一级负荷可靠性要求,推荐运行

方式为 2 台变压器分列运行、互为热备用,1 台变压器故障时,另 1 台变压器带全站负荷。

随着天然气需求的迅速增加,以及管道建设水平的提高,对电驱压气站的设计提出了更高要求,在不增大管径的基础上,进一步提高压缩机组压缩比、增加输量,充分发挥管道输送潜能,满足逐年增加的社会需求。由此,不可避免地将增加电驱压气站的用电负荷,甚至可能超过 63 000 kVA 的常规标准配置的变压器容量,无法满足在 1 台变压器退出运行、另 1 台变压器带全站负荷的要求,需要采取新的供电方案以满足特殊要求。

本文以某电驱压气站为例,在分析负荷特点及运行方式的基础上,提出两种比选技术方案,采用综合能效费用法计算,确定变压器的合理配置方案。同时,在工艺分析的基础上,对两种比选方案的综合能耗及经济运行方式进一步探讨研究,为 110 kV 变压器实际运行方案提供理论支持和参考。

1 技术方案

某电驱压气站为压气首站,受上游输量、下游用户需求、天气状况及沿线压气站投产时间等因素影响,投产负荷逐年增大,用电负荷预测见表 1。

收稿日期:2015-03-03

作者简介:杨 焜(1982-),男,重庆人,国家注册电气(供配电)工程师,硕士,主要从事油气行业电力系统设计工作。

表 1 用电负荷预测

年份	机组配置 / 套	用电负荷 / kW	用电容量 / kVA
2015	1 + 3	15 923	17 692
2016	2 + 2	22 195	24 661
2017	2 + 2	22 478	24 975
2018	2 + 2	36 608	40 675
2019	3 + 1	46 125	51 250
2020	3 + 1	52 173	57 970
2021	3 + 1	64 402	71 557

注:机组配置为运行套数 + 备用套数。

该站预测 2021 年达到最大计算负荷约 64 402 kW / 71 557 kVA,超出常规设计变压器容量 63 000 kVA。考虑解决方案时,变压器的设置既要满足最大负荷需求,同时应兼顾负荷逐年增加的实际情况,保持变压器的合理经济运行。

1.1 增加变压器台数(方案一)

方案一为增加变压器台数,根据逐年负荷分布情况,2015~2018 年可配置 2 台 50 000 kVA 变压器,2 台变压器分列运行、互为热备用,可满足 2018 年 36 608 kW 最大用电负荷需求;2019 年投入第 3 台 50 000 kVA 变压器,3 台变压器中 2 台分列运行,第 3 台作为任一台的热备用,可满足 64 402 kW 最大用电负荷需求,且单台变压器可满足同时投入 2 套压缩机组在任一母线段的用电需求。

110 kV 侧采用单母线分段接线型式,3 回 110 kV 出线;10 kV 侧设置 3 段母线,其中 I、II 段母线作为主供电母线,III 段母线为联络母线,采用 π 接型式分别与左、右母线间设置联络开关。方案一接线示意图见图 1,1A、1B 和 1C 分别为 3 台变压器。

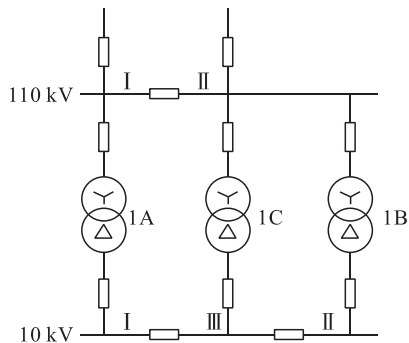


图 1 方案一接线示意图

方案一增加了 1 台变压器,运行方式更灵活且对可变工况的适应性好,但操作较复杂。

1.2 增大变压器容量(方案二)

方案二为增大变压器容量,沿用常规设计思路,仅

增大变压器容量以满足最大用电负荷需求,投产时设置 2 台 75 000 kVA 变压器,2 台变压器分列运行、互为热备用。

110 kV 及 10 kV 侧均采用单母线分段接线型式,2 回 110 kV 出线。方案二接线示意图见图 2,2 A、2 B 分别为 2 台变压器。

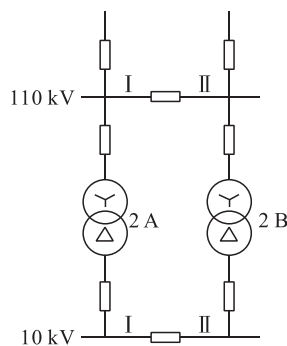


图 2 方案二接线示意图

方案二接线及操作相对简单,但变压器容量增大,10 kV 需采用额定电流 5 000 A 的配电装置,可能造成一次投资总费用增加。

2 参数选择

进行两种方案的技术经济分析,需首先确定技术参数。变压器相关参数主要包括设备参数、经济参数及运行参数。

2.1 设备参数

变压器主要设备参数包括容量、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路电压等,相关数据引自 GB/T 6451-2008《油浸式电力变压器技术参数和要求》^[1] 及 GB 24790-2009《电力变压器能效限定值及能效等级》^[2]。研究过程中变压器尚未实际采购,因此同等容量变压器的设备参数视为一致。变压器设备参数见表 2。

表 2 变压器设备参数

设备参数	方案一			方案二	
	1 A	1 B	1 C	2 A	2 B
额定容量 S_N /kVA	50 000	50 000	50 000	75 000	75 000
空载损耗 P_0 /kW	44	44	44	59	59
负载损耗 P_k /kW	194	194	194	278	278
空载电流 I_0 /%	0.52	0.52	0.52	0.42	0.42
短路电压 U_k /%	10.5	10.5	10.5	12	12

2.2 经济参数

变压器经济参数主要包括一次投资费用及年运行费用,并受到使用年限及贴现率等因素影响。变压器经济参数见表 3。

1) 初始费用包括变压器及上、下游配电装置的一次投资,相关数据来自初步询价结果。

2) 做技术经济分析评价时,变压器的经济使用期一般为 20 年^[3];但方案一中第 3 台变压器 1 C 投运时间晚 4 年,因此经济使用期为 16 年。

3) 央行 2015 年 2 月的 5 年以上贷款基准利率为 6.15%,年贴现率通常高于贷款利率,因此取值为 7%。

4) 用电负荷在投产后 6 年达到最大值,年增长率在 1%~60% 的较大范围内波动,因此假设变压器经济使用期内负载无变化。

5) 基本电费和电度电费均引自当地收费标准。

表 3 变压器经济参数

经济参数	方案一			方案二	
	1 A	1 B	1 C	2 A	2 B
初始费用 CI /万元	1 840			2 380	
使用年限 n/a	20	20	16	20	20
贴现率 $i/(%)$	7	7	7	7	7
负荷增长率 $g/(%)$	0	0	0	0	0
基本电费 $E_e/$ (元·kVA ⁻¹)	24	24	24	24	24
基本电费 $E_d/$ (元·kW ⁻¹)	31	31	31	31	31
电度电费 $E_c/$ (元·kW ⁻¹)	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42

注:1)方案一的 110 kV/50 000 kVA 变压器为 280 万元/台;2)方案二的 110 kV/75 000 kVA 变压器为 420 万元/台;3)110 kV GIS 为 100 万元/间隔,方案一为 6 间隔,方案二为 5 间隔;4)12 kV/4 000 A 开关柜为 20 万元/面,方案一为 20 面;5)12 kV/5 000 A 开关柜为 65 万元/面,方案二为 16 面。

2.3 运行参数

变压器运行参数主要包括负载率、年运行时间及功率因数等。变压器运行参数见表 4。

表 4 变压器运行参数

运行参数	方案一			方案二	
	1 A	1 B	1 C	2 A	2 B
初始负载率 β_0	0.95	0.48	0	0.64	0.32
功率因数 $\cos\varphi$	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
年带电小时 H_{py}/h	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760
年最大利用小时 T_{max}/h	5 000	5 000	0	5 000	5 000
年最大损耗小时 τ/h	3 400	3 400	0	3 400	3 400

1) 初始负载率均按照最大用电负载情况下考虑。最大负载情况下压缩机组为 3 用 1 备方式,因此 2 台变压器的用电负载分别为 2 台机组或 1 台机组的。

2) 功率因数按不低于 0.9 考虑。

3) 变压器为分列运行,年带电小时数 8 760 h。

4) 压缩机最大负载主要集中在冬季用气高峰,因此年最大利用小时数和年最大损耗小时数分别取 5 000 h 和 3 400 h。

5) 方案一中 1 C 为备用变压器,虽然接入电网,但正常情况下不带负载,因此初始负载率、年最大利用小时数及年最大损耗小时数均为 0。

3 分析计算

3.1 变压器合理配置

对变压器合理配置进行技术经济评价,参照 DL/T 985-2012《配电变压器能效技术经济评价导则》^[3]中的综合能效费用法(Total Owning Cost),通过计算变压器在整个经济使用期内的所有投资及运行费用,选择最优方案。

按照最大需量计取基本电费时:

$$TOC = CI + AP_o + BP_k \quad (1)$$

按照视在容量计取基本电费时:

$$TOC = CI + AP_o + BP_k + 12k_{pv}E_cS_N \quad (2)$$

$$k_{pv} = \frac{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}{i} \quad (3)$$

式中: CI 为初始费用,万元; P_o 为变压器额定空载损耗,kW; P_k 为变压器额定负载损耗,kW; A 为变压器空载损耗等效初始费用系数,万元/kW; B 为变压器负载损耗等效初始费用系数,万元/kW; k_{pv} 为贴现率为 i 的连续 n 年费用现值系数; E_c 为按视在容量计取的基本电费,元/kVA; S_N 为变压器额定容量,kVA; i 为年贴现率,%; n 为经济使用年限,a。

变压器空载损耗等效初始费用系数 A 主要与电价有关,变压器负载损耗等效初始费用系数 B 除与电价有关外,还与负载特征有关。

按照最大需量计取基本电费时:

$$A = k_{pv} \times (E_e \times H_{py} + E_d \times 12) \quad (4)$$

$$B = PL^2 \times (E_e \times \tau + E_d \times 12) \quad (5)$$

按照视在容量计取基本电费时:

$$A = k_{pv} \times E_e \times H_{py} \quad (6)$$

$$B = PL^2 \times E_e \times \tau \quad (7)$$

$$PL^2 = k_{pv} \times \beta_0^2 \quad (8)$$

式中: E_e 为电度电费,元/kW; E_d 为按最大需量计取的基本电费,元/kW; H_{py} 为年带电小时数,h; PL^2 为变压器经济使用期的年负荷等效系数; β_0 为初始负载率; τ 为年最大负载损耗小时数,h。

按照式(1)~(8),可分别计算出每台变压器的现值系数 k_{pv} 、负荷系数 PL^2 、损耗等效费用系数 A 和 B ,以及

两种比选方案的综合能效费用。综合能效费用计算结论见表 5, 表 5 中分子为按照最大需量计取基本电费的结论, 分母为按照视在容量计取基本电费的结论。

表 5 综合能效费用计算结论

项目	方案一			方案二	
	1 A	1 B	1 C	2 A	2 B
费用现值系数 k_{pv}	10.60	10.60	9.45	10.60	10.60
负荷等效系数 PL^2	9.57	2.44	0	4.34	1.09
空载等效费用 $A /$ (万元 $\cdot$ kW $^{-1}$)	$\frac{4.30}{3.90}$	$\frac{4.30}{3.90}$	$\frac{3.83}{3.48}$	$\frac{4.30}{3.90}$	$\frac{4.30}{3.90}$
负载等效费用 $B /$ (万元 $\cdot$ kW $^{-1}$)	$\frac{1.72}{1.37}$	$\frac{0.44}{0.35}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0.78}{0.62}$	$\frac{0.20}{0.16}$
综合能效费用 TOC / 万元	$\frac{2\ 805.96}{46\ 805}$			$\frac{3\ 159.84}{48\ 848}$	

根据表 5 的计算结论, 方案二增大变压器容量后, 低压侧电流增大造成 10 kV 配电装置初始费用增加; 方案一中 1C 变压器投运时间较晚, 基本电费投入相对较低。因此不论基本电费的计取方式如何, 2 台大容量变压器方案的综合能效费用均大于 3 台小容量变压器方案。

综上所述, 方案一的综合能效费用低于方案二, 因此 3 台小容量变压器的配置方案较 2 台大容量变压器更合理。

3.2 变压器经济运行

方案一中 3 台小容量变压器分列运行, 其中 1 C 变压器为热备用; 方案二中 2 台大容量变压器也为分列运行, 互为备用。通过进一步分析 3.1 变压器合理配置中的综合能效费用计算结论, 在不考虑初始费用与基本电费的情况下, 2 台大容量变压器方案的运行损耗实际上低于 3 台小容量变压器方案。采用 GB/T 13462-2008《电力变压器经济运行》^[4] 进行综合功率损耗的动态计算也印证了这一结论。

$$\Delta P_z = \Delta P + K_Q \Delta Q \quad (9)$$

$$\Delta P = P_o + K_T \beta^2 P_k \quad (10)$$

$$\Delta Q = Q_o + K_T \beta^2 Q_k \quad (11)$$

$$Q_o = I_o \% S_N \times 10^{-2} \quad (12)$$

$$Q_k = U_k \% S_N \times 10^{-2} \quad (13)$$

式中: ΔP_z 为综合功率损耗, kW; ΔP 为变压器有功功率损耗, kW; ΔQ 为变压器无功功率损耗, kvar; P_o 为变压器额定空载损耗, kW; P_k 为变压器额定负载损耗, kW; Q_o 为变压器额定空载励磁功率, kvar; Q_k 为变压器额定负载漏磁功率, kvar; β 为平均负载率, 取初始负载率; K_T 为负载波动损耗系数, 取 2; K_Q 为无功经济当量系数, kW/kvar, 取 0.04; S_N 为变压器额定容量, kVA; I_o 为空载电流百分比, %; U_k 为短路电压百分比, %。

按照式(9)~(13), 可计算出每台变压器的有功损耗、无功损耗及综合损耗。两种比选方案功率损耗计算见表 6。

表 6 功率损耗计算

功率损耗	方案一	方案二
总有功功率损耗 / kW	571.57	402.66
总无功功率损耗 / kvar	12 675.45	9 846.00
综合功率损耗 / kW	1 078.59	796.5

按照相关统计数据, 发供电过程中变压器的电能损耗约占整个电力系统损耗的 30 %, 因此变压器经济运行是电力系统经济运行的重要环节^[5-6]。

通过运行方式的调整, 使变压器经济运行, 是降低电力系统损耗的重要措施。工艺失效分析为运行方式调整提供了理论支持。就整个系统而言, 长输管道本身具有一定的储气能力, 且全线设有多座压气站。2015 年仅首站即本站投运, 2 台变压器互为热备用是必要的, 当 1 台变压器故障退出运行时, 其负荷应迅速转入另 1 台变压器, 满足工艺运行要求; 2018 年起, 下游各压气站逐渐投运, 可有效缓解首站压力, 即使本站 1 台变压器故障退出运行造成部分压缩机停机, 也可通过下游压气站压力调节或站间备用在一定时间内维持输量。

因此, 在满足输气工艺可靠性要求的前提下, 考虑方案一和方案二中均停用 1 台变压器, 改为冷备用, 并可根据需要投入。方案一备用变压器停用, 2 台变压器分列运行, 互为热备用; 方案二停用 1 台变压器, 改为单台运行方式。

在此情况下, 方案一的综合功率损耗 1 024.19 kW, 优于方案二的综合功率损耗 1 223.19 kW。

调整运行方式后, 方案一的损耗减少, 方案二的损耗却增大, 说明变压器运行台数的减少并不一定会相应降低损耗^[7-9], 当基本电费按照变压器视在容量计取时, 这样的调整更有实际意义。实际运行过程中, 尚应进一步开展综合分析, 以确定经济运行方式, 减少电驱压气站运行费用, 实现节约用电^[10-11]。

4 结论

1) 随着电驱压气站用电负荷的增加, 特别是当 110 kV 变压器最大容量超过 63 000 kVA 的标准配置容量时, 通过综合能效费用法进行计算分析, 采用增加变压器台数并降低变压器容量的方案优于直接增大变压器容量方案。同时, 电驱压气站用电负荷通常逐年递增, 多台变压器方案对可变工况的适应性也较好, 虽然操作更复杂, 但运行方式却更灵活。

2) 在管道全线工艺系统分析的基础上, 通过分析综

合损耗及调整运行方式,为后续实际运行工作的节能降耗提供了可行的操作建议。

3) 尽管本文的相关分析及结论是基于具有多台大容量机组的电驱压气站,但在其他规模的电驱压气站中,也可采用类似方法对 110 kV 变压器配置及运行方式进行分析,以进一步提高电驱压气站变压器的应用水平。

4) 从减少变压器台数和进一步优化配置的角度出发,可考虑将电驱压气站现有的 110 kV 变压器、10 kV 站用变压器及 10 kV 隔离变压器整合,设置与压缩机组数量相等的 110 kV 隔离移相变压器。既提供变频调速系统的输入电压,又利用预励磁绕组提供低压辅助用电,并根据压缩机组运行情况相应投入或退出。整合设置不仅减少变压器数量,而且与压缩机组的工况完全匹配,更有利于电驱压气站的经济运行。因此,建议设计院及产品供应商尽快开展相关研究,以进一步促进电驱压气站变压器的优化配置与应用,同时也将推动国内电力变压器制造行业技术水平的提升。

参考文献:

- [1] GB/T 6451 - 2008, 油浸式电力变压器技术参数和要求 [S].
GB/T 6451 - 2008, Specification and Technical Requirements for Oil-immersed Power Transformers [S].
- [2] GB 24790 - 2009, 电力变压器能效限定值及能效等级 [S].
GB 24790 - 2009, Minimum Allowable Values of Energy Efficiency and the Energy Efficiency Grades for Power Transformers [S].
- [3] DL/T 985 - 2012, 配电变压器能效技术经济评价导则 [S].
DL/T 985 - 2012, Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers [S].
- [4] GB/T 13462 - 2008, 电力变压器经济运行 [S].
GB/T 13462 - 2008, Economical Operation for Power Transformer [S].
- [5] 许建中, 史 军. 变压器的经济运行方式 [J]. 电力学报, 2004, 19(4): 336 - 338.
Xu Jianzhong, Shi Jun. Economic Operation Modes of Transformers [J]. Journal of Electric Power, 2004, 19(4): 336 - 338.
- [6] 邵 斌, 黄梅生. 变压器的经济运行与降损节能 [J]. 电力学报, 2001, 16(3): 217 - 219.
Shao Bin, Huang Meisheng. Economical Running and Energy Saving with Loss Reduction of Transformers [J]. Journal of Electric Power, 2001, 16(3): 217 - 219.
- [7] 胡景生. 变压器经济运行 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1999.
Hu Jingsheng. Economical Operation for Power Transformer [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1999.
- [8] 夏春燕. 变压器经济运行分析与应用 [J]. 变压器, 2007, 44(12): 28 - 32.
Xia Chunyan. Analysis and Application of Transformer Economic Operation [J]. Transformer, 2007, 44(12): 28 - 32.
- [9] 郑世同, 王天禄. 新(扩)建变电所的主变压器设计 [J]. 天然气与石油, 2000, 18(1): 33 - 38.
Zheng Shitong, Wang Tianlu. Main Transformer Design for New or Expanded Substations [J]. Natural Gas and Oil, 2000, 18(1): 33 - 38.
- [10] 杨宝珠. 变压器经济运行方式分析与应用 [J]. 有色冶金节能, 2008, 24(5): 33 - 40.
Yang Baozhu. Analysis and Application of Transformer Economic Operation Mode [J]. Energy Saving of Non-ferrous Metallurgy, 2008, 24(5): 33 - 40.
- [11] 李建民, 张 伟. 城市轨道交通供电系统变压器运行方式分析研究 [J]. 变压器, 2007, 44(8): 20 - 24.
Li Jianmin, Zhang Wei. Analysis and Research on Transformer Operation Modes in Urban Rail-Traffic Power Supply System [J]. Transformer, 2007, 44(8): 20 - 24.