

油气终端厂的用电计费模式改革实践

贾俊松（中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津 300452）

摘要：在石油企业中，动力电费在油气处理消耗成本里占据颇高比例。中海油某分公司所辖的两个油气终端厂，每年光电费支出就高达两千余万元。该公司从降本增效角度出发，提出在不影响生产的前提下，依据有关部门所颁布的电价政策，深入研究对比了基本电价的两种计费模式，并在此基础上，合理择取基本电价计费方式，成功实现了电费支出的显著降低。

关键词：基本电价；容量电价；需量电价

Abstract: In oil companies, power electricity accounts for a relatively high proportion of the consumption cost of oil and gas processing. The two oil and gas terminal plants under the jurisdiction of a certain subsidiary of CNOOC have an annual photovoltaic expenditure of over 20 million yuan. From the perspective of cost reduction and efficiency improvement, the company proposed to conduct in-depth research and comparison of two billing models for basic electricity prices based on the electricity pricing policies issued by relevant departments, without affecting production. Based on this, the company reasonably selected the basic electricity pricing billing method and successfully achieved a significant reduction in electricity expenses.

Keywords: basic electricity price; Capacity based electricity pricing; Demand electricity price

0 引言

在石油企业中，动力电费在油气处理消耗成本里占据颇高比例。关于如何削减电费支出这一问题，一方面，企业需积极改良生产工艺，将精力投放于节能降耗领域。具体而言，可通过引入先进的生产技术和设备，优化生产流程，减少不必要的能源损耗，从而实现降低动力成本的目标。另一方面，强化企业的用电管理亦至关重要。企业应依据有关部门所颁布的电价政策，推行大工业电价（即两部制电价），并在此基础上，合理择取电价计费方式。通过对用电时段、用电量等因素的科学规划和精准控制，实现电费支出的有效节省，进而达成降低企业整体运营成本的目的。

1 两部制电价

2005年，国家发改委印发的《销售电价管理暂行办法》中规定：工商业及其它用户中受电变压器容量在100千伏安或用电设备装接容量100千瓦及以上的用户，实行两部制电价，即基本电价和电度电价。

其中，基本电价只与用户受电变压器容量总和（凡有不通过专用变压器接用的高压电动机时，其最大需量应包括该高压电动机容量）有关，而与耗电量无关，是售电成本的固定费用部分；电度电价与耗电量有关，而与用户受电变压器容量总和无关，以供电部门安装的电能计量表电度数为准，计算用户所用电费，是售

电成本的变动费用部分。

基本电价有两种计费方式：一种是按变压器容量计算；另一种是按最大需量计算。具体采用哪种计费方式可由用电户自行选择，但一旦选定，应在一年之内保持不变。

2 基本电价的计费方式

2.1 按变压器容量计算基本电价

根据用户受电计量点的装机容量，即运行（包括热备用）的变压器和高压电动机容量（电动机的千瓦数视同千伏安数）乘以基本电费容量电价（根据国网辽宁省电力有限公司相关规定，按照报装容量计费的基本电价为22元/kW），则为用户每月的基本电费。

即：基本电价（月）= 变压器容量（包括高压电动机）（kVA）× 容量电价（元/kVA）

2.2 按最大需量计算基本电价

最大需量以用户申请、电力企业核准数为准，超过核准数的部分，加倍收费，小于核准数时，按实际抄表千瓦数计算；用户申请最大需量低于变压器与高压电动机容量总和的40%时，则按总容量的40%核定最大需量；但如果电网负荷紧张时，供电企业限制用户最大需量低于容量40%时，可按低于40%的容量核定。

最大需量的计算是以大工业用户的15分钟内平

均最大负荷(kW)为依据的,电力计量装置(多功能电子式电能表)能自动记录每次发生的平均最大负荷。供电部门根据申请需量计费用电用户当月最大需量表中平均最大负荷记录值,作为该用户当月最大需量计费值。此当月最大需量计费值乘以基本电费需量电价(根据国网辽宁省电力有限公司相关规定,按照最大需量计费的基本电价为33元/kW),则是用户每月的基本电价。

即:基本电价(月)=当月最大需量计费值(kW)×需量电价(元/kW)

3 终端厂设备负荷情况及电费支出分析

据了解,1号和2号两个终端厂的基本电价一直都是按变压器容量计费的,而在实际生产中变压器负荷率远未达到经济运行水平。故此,能否通过改变基本电价计费模式来为终端厂电费降本就成了我们的研究方向。

经查,辽宁省峰谷电价时段如下:高峰时段为8:00-11:00,17:00-22:00,电价上浮50%,时间占比33.3%;低谷时段为22:00-次日5:00,电价下浮50%,时间占比29.2%;其余为平时段,电价不变,时间占比37.5%。

3.1 1号油气终端厂

该厂没有不通过专用变压器接用的高压电动机,其变压器总容量为19430kVA。

故,基本电价(月)=19430(kVA)×22(元/kVA)=427460元

通过对厂里2015年全年的电能消耗及电费支出清单整理后,基本电价费用占总电费比重在22%~35%之间,比重偏大。

同时,厂里年度用电情况还有一个明显的特点,即冬季用电比较高。根据现场工艺分析,该负荷主要为工艺流程所需的电加热、电伴热设备。这类负载的用电需求具有季节性和波动小的特点,故而可以假定负载运行比较均衡。将每个月的峰、谷、平时段用电量按照天数计算后,每月的全厂平均功率整体平均在2000kW~4100kW之间波动(电动机的千瓦数视同千伏安数),远低于基本容量19430kVA。

3.2 2号油气终端厂

该厂除了有2台1250kVA的供电变压器外,还有2台不通过专用变压器接用的560kW丙烷制冷机组(一用一备)。

故,基本容量=1250(kVA)×2+560(kW)

×2=3620kVA(电动机的千瓦数视同千伏安数)

基本电价(月)=3620(kVA)×22(元/kVA)=79640元。

对厂里2015年全年的电能消耗及电费支出整理后,基本电费容量占总电费比重在20%左右,同样比重较大。

由于生产波动较小,故而可以假定负载运行比较均衡,按照天数计算后,每月的全厂平均功率整体平均在780kW~920kW之间波动(电动机的千瓦数视同千伏安数),远低于基本容量的3620kVA。

由此可见,该两所油气终端厂均可通过将基本电费计费方式按变压器容量计费改为按最大需量计费,实现降低用电费用目标。

4 改变计费模式的必要性

4.1 合理降本的重要举措

2016年以来,国际油价持续低位震荡,低油价成为一段时期的新常态,公司面临异常严峻的生产经营压力,把“质量效益年”活动推到了新的高潮。中海石油(中国)有限公司某分公司所辖的两个油气终端厂,每年光电费支出就高达两千余万元。公司从降本增效角度出发,提出在不影响生产的前提下,要合理降低这两个厂的用电费用支出。

4.2 打破员工固有思维模式的契机

在油气终端厂设计中,设计人员出于用电安全及将来生产规模扩大留足裕量考虑,变压器容量选择上“宁选大,不选小”,导致实际生产中负荷率远未到70%的变压器经济负荷率。另外,油气终端厂的电费都是通过水电公司进行代缴,本厂职工参与度较低,故少数代缴工作人员面对的是大多数与自身利益不相干的电力用户,对于用电计费方面不会给出任何建设性意见。这就造成了长期以来,虽然厂里在节能减排方面开展了高耗能电机淘汰、节能灯具改造、太阳能热水器等项目,但对于用电计费模式鲜少有人问津。

5 具体实施方案

由于两个终端厂上游变电所内计量电表均具有最大需量计费功能,故无需做任何改造。因此,在更改电费计费模式降低用电费用的方案实施过程中,确定终端厂最大需量是最重要的环节。如果最大需量确定偏小,则较大负荷波动会超出申报的最大需量,产生罚款,最终可能得不偿失;如果最大需量确定偏大,同样达不到最大限度降低电费支出的目标。

终端厂主要用电负荷为电动机和电伴热,电伴热

负荷可准确计算,但电动机存在启动冲击过程,有可能造成较大负荷波动。为了确定高压电机启动电流对最大需量值的影响,技术人员先是查阅2号终端厂的抄表记录(以2015年4月10日为例),全天的功率波动曲线相对平稳(如图1所示),丙烷制冷机组的运行未对终端厂功耗造成大的影响。

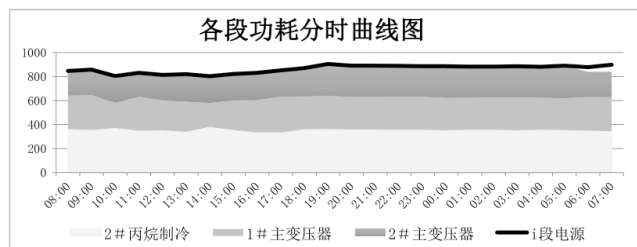


图1 1号油气终端厂2015年某天平均功率曲线

随后,技术人员又多次与国网绥中供电分公司高压监察部、营销部及国网葫芦岛供电公司营销部、继电所等相关部门进行了沟通,并先后两次前往绥中供电公司进行协调,多方努力后最终制定了两个油气终端厂的最大需量:

根据1号油气终端厂冬季电伴热投入运行后主变的抄表数据,电伴热负荷约为1300kW,再考虑10%~20%裕量,故设定该厂单条电源申请的最大需量值为4857kVA,双条电源线路申请的总最大需量值为9714kVA,约占报装容量(19430kVA)的50%;

结合2号油气终端厂表计显示最大需量值为1080kVA,冬季电伴热负荷约为400kVA,再考虑10%~20%的裕量,故设定该厂申请的最大需量值为1810kVA,约占报装容量(3620kVA)的50%。

6 两种计费模式的费用对比

根据国网辽宁省电力有限公司相关规定,按照报装容量进行计费,容量电价为22元/kVA;按照最大需量计费,需量电价为33元/kVA。基本电价计费方式变更完成后,预计两个油气终端厂每月基本电价如下:

1号油气终端厂基本电价(月): $9714(\text{kVA}) \times 33(\text{元/kVA}) = 320562 \text{元}$;

2号油气终端厂基本电价(月): $1810(\text{kVA}) \times 33(\text{元/kVA}) = 59730 \text{元}$ 。

对比之前按照报装容量的计费模式,改为按最大需量计费后,预计两个油气终端厂每年可节省费用为:

1号油气终端厂: $427460 - 320562 = 106898 \text{元/月}$
 $= 128.2776 \text{万元/年}$;

2号油气终端厂: $79640 - 59730 = 19910 \text{元/月}$
 $= 23.892 \text{万元/年}$ 。

即,两个处理厂基本电费均可下降25%,仅此一项每年预计降低电费支出152万余元。

2017年,通过对这两所油气终端厂实施基本电费优化管理,与2016年相比,全年实际节省电费达201.9万元,效果显著且为持续降本项目,超出预期。

7 结束语

油气终端厂用电计费改革的成功实践,突破了在传统的降本增效思路中,企业依赖对现有设备进行升级改造,以期通过提高设备的能效来减少电力消耗的模式。以往的那种节能方法往往需要投入大量的资金和时间进行设备的采购、安装和调试,短期内难以见效。此外,设备改造过程中可能会对生产造成一定的影响,导致生产效率下降,甚至出现停产的风险。这种方式虽然能够在一定程度上实现能耗的降低,但其成本和风险也不容忽视。

此次油气终端厂节能降费改革则采取了全新的策略,避免了上述问题。通过对电力使用的精细化管理和智能化控制,成功实现了电费支出的显著降低。这一创新性实践表明,通过优化电力使用方式和管理模式,同样能够达到降本增效的目标,而不必依赖于昂贵且复杂的设备改造。

此次,不仅在降低电费支出方面取得了显著成效,还成功实现了“零生产影响”和“零成本支出”。装备管理部终端厂电费优化团队在制定和实施用电优化方案时,充分考虑到了生产的连续性和稳定性,确保所有优化措施都不会对正常生产造成干扰。其次,通过合理利用现有资源和技术手段,避免了额外的资金投入,实现了零成本支出。这种高效、低成本的改革模式,为其他类似企业提供了宝贵的经验和参考。

参考文献:

- [1] 刘福林,曾春风,谭道德.山区分散工厂供电网从运行管理方面节约电费开支方法的探讨[J].电工技术,2022(06):52-55.
- [2] 卜迪纯.优化用电方式减少电费开支——对两家工业企业用电价格高的剖析[J].大众用电,2022(04):16-17.
- [3] 吴文娟.帮助客户加强用电管理合理减少企业电费开支[J].大众用电,2023(11):20.
- [4] 毛天怡,潘纪康,张冬玲.关于降低水厂电费开支的探讨[J].城镇供水,2023(04):94-95.
- [5] 苏宜强,李杨.基于分时电价的企业负荷转移优化控制模型及其应用[J].供用电,2022(04):43-46.