

海上油气田电力输送方案的规划研究

高璇, 李雪, 刘国锋

(中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 结合海上油气田群负荷规模、离岸距离和海缆路径等因素, 对海上油气田群电力传输技术进行了比选分析。以具体工程案例分析为高压交流输电系统和柔性直流输电系统的安全性、可靠性和经济性评估提供了技术支撑, 阐述了柔性直流输电技术在海上油气田长距离输电中的应用可行性。

关键词: 海上油气田电力系统, 高压交流输电, 柔性直流输电

Planning and research on power transmission schemes in offshore oil and gas field

GAO Xuan, LI Xue, LIU Guofeng

(China National Offshore Oil Corporation Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: Based on electrical load, offshore distance and subsea cable path in offshore oil and gas field, several power transmission technology are analyzed and made comparison with each other. One engineering case is given to provide technical support for safety, reliability and economical efficiency evaluation of high voltage alternating current transmission system and flexible high voltage direct current transmission system. The application feasibility of flexible high voltage direct current transmission technology in long-distance transmission of offshore oil and gas fields is demonstrated.

Key words: offshore oil and gas field power system; high voltage alternating current transmission; flexible high voltage direct current transmission

0 引言

海上平台电力系统规划设计中, 电力输送方式的选择是一个比较复杂的综合技术和经济问题。随着海上油田群开发规模的增大, 油田群电负荷规模也呈逐步增长态势, 并且形成了许多由多个电站和负荷平台组成的各自独立的区域电网。无论是区域电网的互联, 还是近年来对利用陆地电网为海上油田群供电思路的探讨, 首先都需要对电力输送方案进行比选研究。

1 电力输送技术

1.1 海上常规交流输电

目前我国海上油气田电力系统主要采用4.35 kV、

6.3 kV、10.5 kV以及35 kV交流输电来实现各海上平台之间的电力传输, 输电距离最远接近40 km, 输送容量最大约30 MW。该技术方案无须海上升压站, 无功补偿要求较低, 且运行维护方便, 不仅实现了中心平台上的电站为井口平台供电, 还实现了多个电站平台的联网运行。

1.2 高压交流输电

当油田生产规模较大, 负荷达到数十甚至近百兆瓦功率时, 需要进一步提高电压等级以输送更大容量电力。对于常规的油气田规模, 目前已是成熟技术的66 kV、110 kV或220 kV海底电缆便能满足电力输送需求。110 kV和220 kV交流海底

电缆常被用于离岸距离10~70 km的风电并网工程项目中,一般来说其最大长度为70 km^[1]。

交流输电电网结构简单,相比来说投资较少,但是高压交流海底电缆容升效应明显,存在过电压、海缆供电功率较大的问题。交流海底电缆的电容电流随电缆长度增加而增大,输电过程中会产生大量无功功率,从而引起线路中间和末端电压过高。为提高海缆传输电流、减少线路无功功率,同时抑制海缆中间和末端电压升高过多,需要考虑在海底电缆送受端或中间装置可投切的并联电抗器组进行补偿^[2]。

1.3 高压直流输电

相比于交流海底电缆,直流海底电缆不仅无须考虑无功补偿问题,而且更易调节线路电流和功率,从而实现相同频率或不同频率交流系统的非同步连接。从电缆本身来看,在相同的电缆类型、导体截面积和敷设安装条件下,直流电缆比交流电缆的载流量和输电容量更大,运行损耗更低,允许的线路长度更长。因此,高压直流输电适合于负荷规模较大且离岸距离较远的工程项目中。但是,直流输电关键设备换流器价格昂贵,损耗较大。在经济效益不允许时,其发展在一定程度上会受到限制。随着电力电子技术发展,直流输电技术也会随着换流器件成本高等缺点的逐步克服而有望在更多工程中得到应用。

直流输电技术有常规直流输电和柔性直流输电之分,区别在于换流元件,前者为晶闸管,后者为绝缘栅双极晶体管(IGBT)。常规直流输电适用于电网与电网之间的输电,由于其只能工作在有源逆变状态,故不适用于直接为终端用户供电,如陆上电网为海上平台供电。柔性直流输电技术则因其灵活方便的控制方式、增加系统动态无功储备以及提高系统稳定性等技术优势而适用于海上油气田。

2 输电方案设计方法

海上油气田采用何种输送方式不仅涉及到供电可靠性、用电安全和电力系统设计方案等一系

列问题,也影响平台面积、层高,进而影响到海上平台总图、结构等专业的设计;另外,也是经济性的比选分析。在选定方案的决策过程中,应结合系统的现状与发展规划进行技术经济比较,全面考虑使系统具有更佳的技术经济指标。

在工程实际中,采用何种输电方式需要根据离岸距离、负荷规模和输电路径等,再结合环境影响、电源接入点、平台型式、供电可靠性及稳定性等具体情况,综合设备投资、输电容量、线路损耗、地价和维护费用等进行详细的比选分析,以便选择最合适的输电方式。海上油气田输电方案流程图如图1所示。

3 应用案例分析

3.1 方案设计

某油田区域规划负荷约200 MW,海缆离岸路径长度约80 km。考虑使用陆地电网为海上平台供电,电力输送是该电力系统的关键环节。由于油田规模较大,其供电可靠性和经济性要求较高。设计方案时按照两套系统考虑,每套系统可持续为重要负荷供电。

若采用柔性直流输电方案,综合海底电缆的截面积和绝缘要求,选择 ± 100 kV为较合适的输电电压等级^[3],输送能力为180 MW,参考某厂家样本单回路需要采用两根截面积为800 mm²的直流海底电缆进行输电。采用柔性直流输电方案如下:在保证岸电可靠、安全的供电前提下,采用双回路分别引自陆地变电站的两个220 kV独立进线电源;两路电源各经过架空线路送至陆地终端换流站,再分别经过终端换流站内两台220 kV/100 kV、210 MV·A联络变压器和两个相对独立的180 MW换流阀后,通过两回 ± 100 kV直流海底电缆送电至海上降压变电站平台,经过平台上两个180 MW换流阀和两台100 kV/35 kV、210 MV·A联络变压器后,再经过35 kV交流海底电缆送电至各油田平台。正常时,两路电源分列运行,各带50%负荷;当任一电源故障时,另一电源能够保证85%以上的供电率。其供电示意图如图2所示。

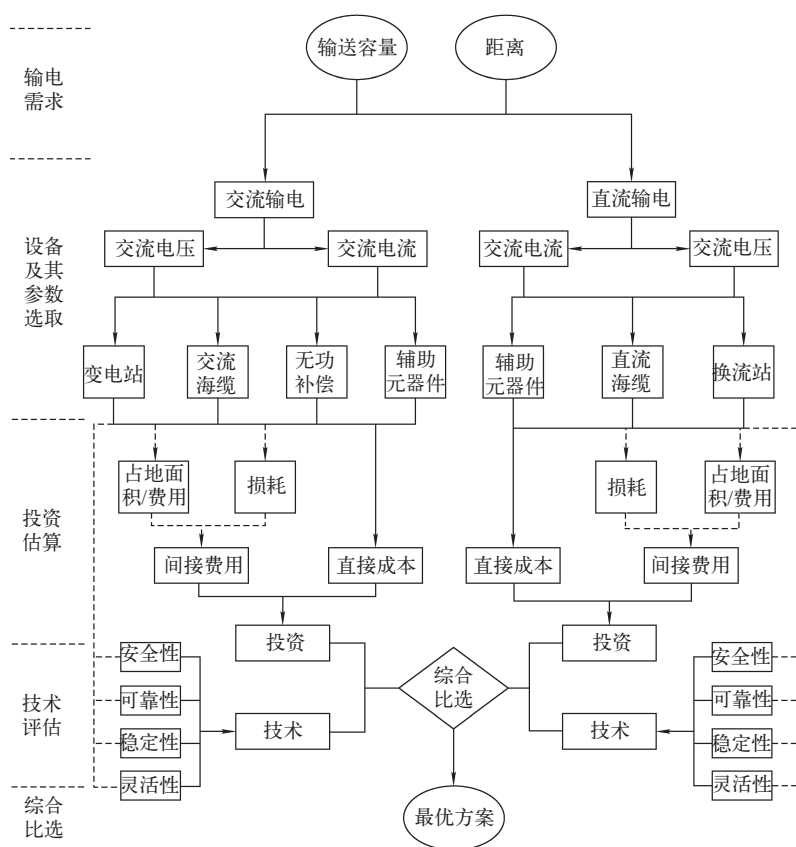


图1 海上油气田输电方案设计流程

Fig.1 Design flow chart of power transmission in offshore oil and gas field

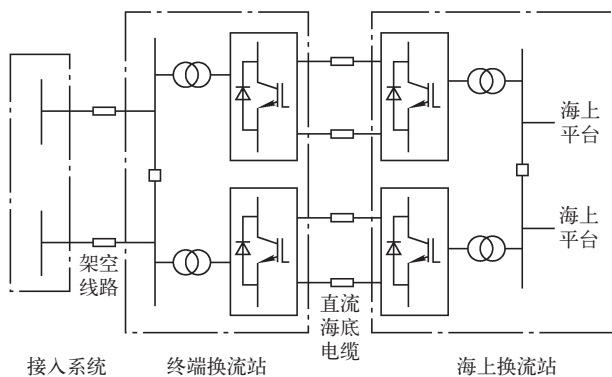


图2 陆地电网采用柔性直流输电技术为海上油气田供电示意图

Fig.2 Schematic diagram of shore power supply for offshore oil and gas field using flexible high voltage direct current transmission technology

若采用高压交流输电技术，根据油田负荷规模，结合输电经济性及对电源接入点变电站影响，考虑采用220 kV交流输电系统。参考某厂家样本，单回路需要三根220 kV、 $3 \times 400 \text{ mm}^2$ 的单芯交流海底电缆。同时，配置高压电抗器进行无功补偿。

其供电示意图如图3所示。

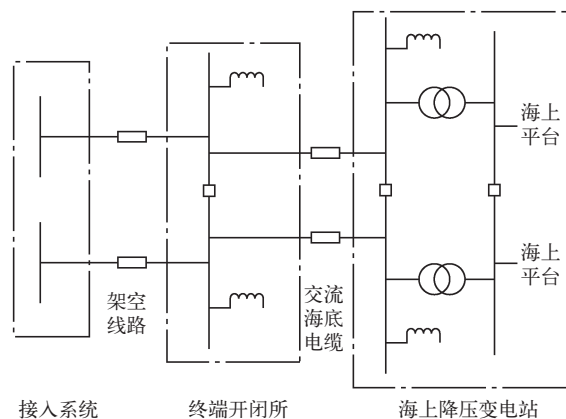


图3 陆地电网采用高压交流输电技术为海上油气田供电示意图

Fig.3 Schematic diagram of shore power supply for offshore oil and gas field using high voltage alternating current transmission technology

3.2 对比分析

从技术角度分析，采用长距离交流海缆输电，由于海底电缆对地并联电纳值较高，80 km的

海底电缆充电功率达到约299 Mvar, 海底电缆过电压水平较高, 在考虑海底电缆两侧进行高压电抗器补偿的情况下, 海底电缆中部工频过电压水平仍可能超限, 且现有220 kV海底电缆制造水平难以满足上述情况的绝缘要求。

从经济角度分析, 本案例所需220 kV交流海底电缆造价高于 ± 100 kV直流海底电缆。虽然柔性直流输电方案中换流站投资高于高压交流输电方案的开闭所和变电站投资, 但是综合来看, 本案例中高压交流输电方案的投资仍高于柔性直流输电方案。

此外, 通过参考相关设备参数, 陆上电网变电站、陆上架空线路、交流变电站和直流换流站可靠度分别约为99.99%、100%、99.99%和98.5%; 通过查阅相关论文, 交流海缆和直流海缆故障率分别为0.322次/(年·百公里)和0.278 3次/(年·百公里)。通过建模计算, 本案例采用柔性直流输电方案可靠度约为96.99%, 仅略低于采用高压交流输电方案(可靠度约为98.22%)。

综上所述, 本案例采用柔性直流输电方案。

3.3 柔性直流输电技术应用优势

本案例柔性直流输电系统中的电力电子器件是IGBT, 换流阀每桥臂由多个子模块串联构成, 阀桥臂中的各模块可独立控制, 运行期间故障模块可以被高速旁路开关隔离。换流阀按照冗余原则设计, 具备故障容许能力。其运行可靠性较高, 系统反应速度快, 运行方式灵活, 可控性较好; 无须无功补偿和滤波装置。

4 结束语

海上油气田电力输送方案的规划需要综合考虑技术和经济等多方面因素的比选分析。随着海上油气田开发规模的增大, 在以往常规的35 kV及以下电压等级交流输电方案的基础上, 尝试高压

交流输电技术和柔性直流输电技术是电力系统方案设计的一个新思路。柔性直流输电技术因其无须无功补偿及控制灵活等优势而适用于类似本文案例的长距离高电压大容量海上输电工程中。

参考文献

- [1] 应启良. 我国发展直流海底电力电缆的前景[J]. 电线电缆, 2012(3): 1-7, 10.
YING Qiliang. The prospect of development of DC submarine cables in China[J]. Electric Wire & Cable, 2012(3): 1-7, 10.
- [2] 程斌杰, 徐政, 宣耀伟, 等. 海底交直流电缆输电系统经济性比较[J]. 电力建设, 2014, 35(12): 131-136.
CHENG Binjie, XU Zheng, XUAN Yaowei, et al. Economic comparison of AC/DC power transmission system for submarine cables[J]. Power Construction, 2014, 35(12): 131-136.
- [3] 李雪, 高璇, 魏澈. 海上石油平台引入岸电的应用探讨[J]. 自动化应用, 2018(2): 125-126.
LI Xue, GAO Xuan, WEI Che. Discussion on application of shore power used in offshore oil platform[J]. Automation Application, 2018(2): 125-126.

作者简介



高璇

高璇(1987—), 女, 工程师(硕士), 现从事海上油气田电力系统研究与分析。

(收稿日期: 2019-01-08) **EA**