

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.04.011

# 考虑本地气电和柔直联网的海岛供电方案研究

袁康龙<sup>1</sup>, 许峰<sup>1</sup>, 李俊杰<sup>2</sup>

(1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663; 2. 南方电网科学研究院有限责任公司, 广州 510080)

**摘要:** [目的]保障电力供应的安全性、可靠性和经济性是海岛电力系统规划设计工作的重要任务。[方法]以国内某海岛作为案例,在建立和求解气电机组配置的整数规划模型的基础上,进行了发展本地气电和采用柔性直流联网两种方案在技术可行性、供电可靠性、投资经济性及上网电价等方面的综合比较。[结果]研究表明:为满足海岛电力需求,兼顾远景负荷增长的不确定性,在技术条件可行的情况下,推荐采用发展本地气电和联网混合供电方案。[结论]该研究方法和成果可为同类型的海岛电力规划设计提供参考。

**关键词:** 海岛; 气电; 柔直联网; 供电方案

中图分类号: TM721

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2018)04-0073-05

## Research on Local Natural Gas Power Development and Flexible HVDC Connection with Mainland for Islands

YUAN Kanglong<sup>1</sup>, XU Feng<sup>1</sup>, LI Junjie<sup>2</sup>

(1. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China;  
2. Electric Power Research Institute Co., Ltd., CSG, Guangzhou 510080, China)

**Abstract:** [Introduction] Safety, reliability and economy of island power supply is an important task in power system planning and design. [Method] According to an example of power supply planning on the island in the south of China, a comprehensive comparison about feasibility, reliability, investment and price between local gas power development and flexible HVDC connection was introduced based on setting up and solving the integer programming model of the configuration of the gas turbine group. [Results] The results show that: in order to satisfy the island power demand and take into account the uncertainty of long-term load growth, it is recommended to adopt the hybrid power supply scheme of local gas power and interconnection under feasible technical conditions. [Conclusion] These methods and results provide a reference for the power system planning and design of other similar islands.

**Key words:** islands; natural gas power; flexible HVDC connection; power supply schemes

我国岛屿众多,合理开发海岛是发展海洋经济的重要途径。电力供应是海岛建设的基础条件之一,保障海岛电力供应的安全性、可靠性和经济性是电力规划设计工作的重要任务。海岛可分为大、中型海岛和小型离岛,供电模式可包括联网型和离网型。对于中、大型群岛而言,有一定规模的常住人口,主要经济以旅游业为主,电力需求相对较

高,且对环保要求严格。大、中型海岛供电方案设计可延续传统的内陆电力系统规划设计原则和方法,但同时也具有岛内负荷分散、与内陆联网相对困难和电网稳定性问题突出等特点<sup>[1]</sup>。

目前国内已对部分大中型海岛开展了详细的供电方案规划设计工作。其中文献[2]提出了海岛供电方案的原则,在技术和经济比较的基础上推荐“风柴蓄互补”的独立供电方案解决珠海万山群岛供电问题。文献[3]对舟山电网和存在的问题进行深入分析,从功率交换、电网稳定与新能源并网等角度阐述了与大陆电网联网的必要性,提出应用多端柔性直流输电技术对大量风电进行并网的设想。文

收稿日期: 2018-02-06 修回日期: 2018-05-11

基金项目: 中国能建广东院科技项目“柔性直流输电控制与保护设备技术研究”(ER03391W)

献[4]梳理了柔性直流输电技术的基本原理、技术特点及应用前景。文献[5]用柔直联网技术在海岛供电方案上进行了应用和分析。文献[6]介绍了南方电网南澳岛多端柔性直流输电示范工程中接线方式、运行方式和工程参数选型等内容。文献[7]结合岛屿上新能源发展条件,进行了考虑可再生能源多能互补的电源规划设计。

本文以国内某大中型海岛作为案例,根据岛内电力需求预测、环境资源条件和供电方案技术可行性,对发展本地气电和与内陆联网的两种供电方案进行比较分析。

## 1 电力系统现状及需求预测

本文研究对象为某生态旅游岛,距离大陆约60 km。随着旅游业的发展,岛内用电需求不断加大。目前岛上用电主要依靠燃气自备电厂供应,电厂通过升压变压器接入岛内10 kV电网。

“十三五”期间岛内负荷增长较快,预测至2020年岛内最大负荷为45 MW。根据岛内控制性详细规划中给出的用地规划图,参考其它发展程度相近的海岛典型用地负荷密度指标,预测至2025年和远景2030年岛内最大负荷分别约95 MW和145 MW。为满足“十三五”期间负荷快速发展需求,已规划新增47.5 MW的气电装机规模。本文将基于2020年的规划情况,以远景2030年作为水平年,进行供电方案研究。

## 2 供电方案可行性分析

### 2.1 发展本地电源

大、中型海岛以旅游业作为支柱产业,对环保要求较高,煤炭运输成本高、污染排放大,因此不考虑发展煤电。为充分利用周边的油气资源,降低发电成本,综合运输成本及环保要求等因素,在自建电源方案中,推荐天然气电厂作为本地的主力电源。

天然气分布式能源站可实现能源梯级利用,具有效率高、污染少等优点,可满足岛内用电、冷、热水等需求<sup>[8]</sup>。目前气电三联供系统中主要应用的发电机包括燃气轮机、燃气内燃机和微燃机等<sup>[9-10]</sup>。根据天然气电厂占地面积、经济性、调峰能力等因素,本文以技术成熟、应用广泛的6B、LM2 500和J920三种容量不同的机型<sup>[6]</sup>为例,对

岛内建设天然气电厂方案进行分析比较。参考国内已投产的项目情况,上述各类机组单机容量和平均造价如表1所示。

表1 各类机组单机容量和平均造价  
Tab. 1 Unit capacity and average cost of all types of units

机组类型	单机容量/ MW	单位兆瓦造价/ (万元·MW <sup>-1</sup> )	每台造价/ 万元
J920 型天然气内燃机	9.5	700	6 650
LM2 500 型天然气	23	650	14 950
6B 型燃气轮机	42	620	26 040

### 2.2 与内陆联网

通过海底电缆与内陆联网是解决海岛供电的措施之一。孤岛的电力系统具有规模容量小、电网较为薄弱、电压波动大的特点。通过海底电缆联网,由内陆主网向海岛供电,有助于解决孤岛电能质量和系统稳定性,而且具有占地面积小、基本实现零排放和主网电价成本低等优点。

与内陆联网主要包括交流输电和柔性直流输电两种方式。由于海岛与内陆距离约60 km,采用海底交流电缆联网输电方案的主要问题包括:

1) 交流电缆的传输功率损耗较大,远距离输电的造价和运维成本较高。

2) 由于电缆的电容效应,交流情况下无功充电功率大,将影响交流电缆的有功功率的输送极限和送电距离。

3) 长距离海缆联网线路故障率相对较高,在交流海缆联网形式下,发生单相短路或三相短路等故障时,容易引发岛内机组功角失稳和电压失稳等问题,严重影响电力系统稳定性和供电可靠性。

因此,从技术可行性和投资经济性角度考虑,本文研究中暂不考虑采用交流联网方式。

与传统大型直流输电技术截然不同,柔性直流输电技术是一种新型的直流输电技术,在保持传统直流可长距离输电、可地下或水下敷设等特点的基础上,让高压直流输电的经济功率降低至几十兆瓦,并可向低短路容量甚至无源负荷的局部电网供电,有占地面积小、对环境友好、可控性强、不需要配置大容量滤波器和无功补偿设备等优点,适合中小容量、远距离输送的供电方式。柔性直流联网可实现无源换流,相对于交流联网而言,具有控制方式灵活、稳态运行时不需要交流系统提供无功、

交流系统故障时能够提供紧急有功支援和动态无功支撑,可大大提高联网系统的功角稳定和电压稳定。

参考目前已投运的柔性直流工程项目,一般可考虑的直流联网电压等级包括 $\pm 80$  kV和 $\pm 160$  kV。根据厂家提供的资料,截面为 $240 \sim 630$  mm<sup>2</sup>的 $\pm 80$  kV海缆参考载流量为 $586 \sim 898$  A,每回海缆输送容量为 $94 \sim 144$  MVA。

### 2.3 风、光等可再生能源

本岛光照资源条件一般,且岛内土地资源主要围绕旅游和居住而建设开发,电力工程建设用地较为紧张,不适宜大规模发展传统集中式光伏。受土地及限高等影响,岛内风电机组选址较困难,不适宜大规模发展风电。因此,本文中暂不对发展风、光等可再生能源进行讨论。

## 3 供电方案拟定及比较

本文供电方案拟定及推荐方案考虑的原则主要包括:

1)以远景2030年作为水平年,基于岛内电厂协议供电约 $8$  MW和“十三五”内新增 $47.5$  MW的规划气电,进行建设本地气电和柔直联网的供电方案研究。

2)拟定的供电方案必须满足海岛电力负荷需求,并留有一定备用,备用容量按岛内最大一台机组单机容量或柔直单极输送容量考虑。

3)首先筛选出发展本地电源和与内陆联网中的技术和经济性最优的方案,综合供电可靠性、投资经济性和上网电价等方面综合比较得到远景的推荐方案。

4)从提高气电机组利用小时数角度出发,优先安排小容量气电机组投运。

5)岛内天然气电厂用气价格按 $3$ 元/m<sup>3</sup>考虑,内陆电网对岛内的输电价按 $0.6$ 元/kWh考虑,柔直联网工程上网电价成本按“ $0.6 +$ 附加电价”计算。

### 3.1 供电方案研究

#### 3.1.1 纯天然气发电方案

针对远景新增负荷需求,若考虑全部采用建设本地天然气发电满足负荷需求,则由上述介绍的3种不同天然气发电中机组类型组合较多。以下主要从投资经济性的角度出发,筛选出最优的组合方案作为远景本地天然气建设方案代表。在满足远景最

大负荷需求 $145$  MW及单台机组备用容量情况下,从投资费用 $F$ 最低出发,建立整数规划模型如下:

$$\text{Min } F = Ax + By + Cz$$

$$\text{s. t. } Ix + Jy + Kz + L \geq P + R \quad (1)$$

式中:假设6B型燃气轮机、LM2 500型天然气内燃机和J920型天然气内燃机计划建设台数分别为 $x$ 、 $y$ 和 $z$ , $x$ 、 $y$ 、 $z$ 均为非负整数;单台机组造价分别为 $A$ 、 $B$ 和 $C$ (万元/台);单机容量分别为 $I$ 、 $J$ 和 $K$ (MW);岛内电厂供电能力和“十三五”内新增气电容量之和为 $L$ (MW);远景最大负荷为 $P$ (MW);岛内备用容量为 $R$ (MW)。

经求解式(1)可得,建设1台J920机组、3台6B型机组方案,总装机容量为 $135.5$  MW,总投资最低。

#### 3.1.2 纯柔直联网方案

为满足岛内中远期约 $110$  MW的新增负荷,在纯柔直联网方案中总输送容量可按 $120$  MW考虑。从海缆检修和运行可靠性角度出发,联网柔直海缆需考虑3根线路敷设,其中预留1根海缆作为检修备用,海缆截面按 $300$  mm<sup>2</sup>选取。对于柔直联网方案中的造价主要分为联网海底电缆投资和换流站投资,其海底电缆线路造价主要受线路根数、长度、电压等级和导线截面等方面影响。由于纯柔直方案中敷设3根海缆,对总体投资有所增加。

#### 3.1.3 混合供电方案

根据2.1小节机组的造价分析,在建设天然气发电方面,平均造价约为 $0.068$ 亿元/MW。因此,岛内建设天然气电厂投资 $F$ (亿元)与建设容量 $S$ (MW)的近似关系为:

$$F = 0.068S \quad (2)$$

在混合供电方案中,推荐采用电压等级较低,容量较小的柔直方案。参考海缆厂家相关资料, $60$  km的 $80$  kV电压等级柔直海底电缆总投资约 $3.8$ 亿元。根据 $\pm 80$  kV电压等级柔直工程经验,考虑换流站造价与容量成正比,单边换流站一般造价约为 $95$ 万元/MW,双边换流站造价约为 $190$ 万元/MW,即 $0.019$ 亿元。综合考虑,采用柔直联网工程投资 $F$ (亿元)与建设容量 $H$ (MW)的近似关系为:

$$F = 3.8 + 0.019H \quad (3)$$

联合求解式(2)和式(3),当建设容量在 $77.55$  MW以下时,建设天然气发电投资低于柔直联网,

建设容量在 77.55 MW 以上时,建设柔直联网投资低于天然气发电。根据上述分析,从投资经济性的角度出发,建议柔直建设规模不低于 80 MW。

根据 M1 运行要求,即在岛内任一电源供应设备发生故障或检修情况下仍能满足最高负荷需求,因此,在考虑建设容量时需计入最大一台机组容量或单极容量。若采用柔直联网方式,需考虑本地机组电源作为柔直单极闭锁的备用;另一方面,岛内中远期电力需求发展有较大不确定性,在混合供电方案中若选较大的柔直联网规模,容易导致柔直设备利用率低,而且降低了本地气电利用小时数,投资回报率相对较低。综合考虑,在混合供电方案中不推荐采用过大的柔直联网容量,因此在以下供电方案研究中按柔直总输送容量 80 MW 规模考虑。

在满足远景新增 110 MW 负荷需求及单台机组或柔直单极的备用容量情况下,从投资费用  $F$  最低的角度出发,建立考虑 1 回 80 MW 容量的柔直和天然气供电方案的整数规划模型如下:

$$\text{Min } F = Ax + By + Cz$$

$$\text{s. t. } W + Ix + Jy + Kz + L \geq P + R \quad (4)$$

式中:设柔直联网输送容量为  $W$ (80 MW)。

经求解式(4)可以得出,推荐采用建设 2 台 LM2 500 机组、1 台 J920 机组方案,总装机容量为 55.5 MW,总投资最低。

### 3.1.4 方案拟定及投产时序分析

结合负荷增长情况,至 2025 年负荷为 95 MW,考虑岛内最大一台单机容量或直流单极容量的备用容量后,总需求为 135 MW(备用柔直单极 40 MW)、137 MW(备用单台气电 42 MW)、155 MW(备用柔直单极 60 MW);至远景 2030 年负荷为 145 MW,考虑备用容量后,总需求分别为 185 MW(备用柔直单极 40 MW)、187 MW(备用单台气电 42 MW)和 205 MW(备用柔直单极 60 MW)。根据上述需求分析,拟定方案及投产时序如下:

方案 1(纯天然气发电方案):计划于“十四五”期间投产 1 台 9.5 MW 的 J920 机组和 2 台 42 MW 的 6B 型机组,至 2025 年总供电容量为 149 MW;于“十五五”期间投产 1 台 42 MW 的 6B 型机组,至 2030 年总供电容量为 191 MW。

方案 2(纯柔直联网方案):计划于“十四五”期间投产 1 回  $\pm 80$  kV 的 120 MW 容量柔直联网工程,敷设 3 根海缆,其中预留 1 根海缆作为检修备用,

至 2025 年总供电容量为 175.5 MW。

方案 3(混合供电方案):计划于“十四五”期间投产 1 台 9.5 MW 的 J920 机组和 2 台 23 MW 的 LM2 500 机组,至 2025 年总供电容量为 111 MW;于“十五五”初期投产 1 回  $\pm 80$  kV 的 80 MW 容量柔直联网工程,至 2030 年总供电容量为 191 MW。

上述方案 1、方案 2 和方案 3 新增容量分别为 135.5 MW、120 MW 和 135.5 MW。按岛内最大一台单机或单极柔直输送容量考虑电源备用,各方案电源  $N-1$  情况下供电能力对比如表 2 所示。

表 2 各方案  $N-1$  故障情况下供电能力对比  
Tab. 2 Comparison of power supply capability under  $N-1$  contingency

方案	总容量/MW	故障元件	剩余供电能力/MW
方案 1	191.0	一台 6B 型机组	149.0
方案 2	175.5	柔直单极	115.5
方案 3	191.0	柔直单极	151.0

由结果可知,在供电可靠性方面,方案 2 在单极故障或电缆线路故障时需考虑停电检修,调用备用相海缆,可靠性较差,其它方案可完全满足  $N-1$  情况下远景最大负荷需求。

根据国家发改委及建设部发改投资[2006]1 325号文件(2006-07-03)颁发的《建设项目经济评价方法与参数(第三版)》、国家能源局 2009 年发布的《输变电工程经济评价导则》,采用电力规划设计总院“输变电工程经济评价软件”对各方案的岛内落地电价进行测算,运行年限按 25 年,内部收益率按 8% 考虑。各方案总投资、电源单位容量投资和落地电价明细如表 3 所示。

表 3 各方案投资及上网电价对比  
Tab. 3 Comparison of project investment and electricity price

方案	折算后总投资/ /亿元	单位发电容量投资/ (万元·MW <sup>-1</sup> )	上网电价/ (元·kWh <sup>-1</sup> )
方案 1	6.836 3	358	1.3
方案 2	8.000 0	456	1.1
方案 3	6.927 2	363	1.0

在总投资方面,由于方案 1 和方案 3 分步实施,后续投产项目统一按 7% 贴现率折算到 2021 年。方案 1 总投资为 6.836 3 亿元,单位容量投资为 358 万元/MW,但天然气气价等发电成本较高,

导致综合电价约 1.3 元/kWh 较高;方案 2 柔直联网一次建成,总投资约 8 亿元,单位容量投资为 456 万元/MW,综合电价约 1.1 元/kWh;方案 3 总投资为 6.927 2 亿元,单位容量投资为 363 万元/MW 较高,由于内陆主网上网成本电价相对较低,方案 3 的上网电价较低。先考虑投产本地气电,后建设柔直联网,提高了气电机组发电量,充分降低了气电电价,因此电价最低,约为 1 元/kWh。

方案 1 仅发展本地气电,单位发电容量投资较低,但岛内电网仅能采用孤网运行方式,可靠性和灵活性比柔直联网较差,且受气电电价影响大,上网电价较高。方案 2 通过 1 回 120 MW 容量柔直联网线路与主网联系,单位容量投资最高,且在单极故障或单回线路故障时需停电检修,可靠性较差。方案 3 采用联网和燃气电厂综合供电,系统稳定性好,运行灵活性更优,对远景负荷发展的适应性最好,且电价最低。从可靠性和电价成本等角度出发,且为适应未来负荷发展的不确定性,推荐方案 3,即在“十四五”期间优先考虑投产 1 台 9.5 MW 的 J920 机组和 2 台 23 MW 的 LM2 500 机组,再考虑“十五五”初期建设 1 回  $\pm 80$  kV 的 80 MW 容量柔直联网工程。

## 4 结论

本文分析了大、中型海岛发展本地电源和与内陆联网的供电方案特点,结合已投产的工程经验和造价,以国内某大、中型海岛作为案例,通过技术可行性、投资经济性和电价等方面对发展本地气电和与内陆联网等供电方案进行比较分析。研究成果表明:为满足海岛电力需求,兼顾远景负荷增长的不确定性,在技术条件可行的情况下,推荐采用发展本地气电和柔直联网混合供电方案,考虑小容量的气电机组优先投产,根据负荷发展规模适时建设柔直联网工程。

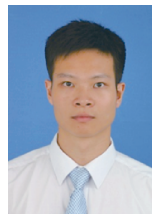
### 参考文献:

- [1] 李懿,马振会. 浅谈柔性直流技术在海岛输电中的推广应用[J]. 浙江电力, 2011, 30(7): 26-29.
- LI Y, MA Z H. Promotion and application of flexible DC technology for power transmission in island areas [J]. Zhejiang Electric Power, 2011, 30(7): 26-29.
- [2] 曹毅. 珠海万山群岛供电方案研究[J]. 电气应用, 2012, 31(13): 80-84.

CAO Y. Study on power supply scheme of Zhuhai Wanshan Islands [J]. Electric Power and Electric, 2012, 31(13): 80-84.

- [3] 李程,李剑,崔芳芳. 舟山海岛电网规划方案探讨[J]. 浙江电力, 2011, 30(6): 4-8.
- LI C, LI J, CUI F F. Exploration on power grid planning of Zhoushan islands [J]. Zhejiang Electric Power, 2011, 30(6): 4-8.
- [4] 郝为瀚. 柔性直流输电技术在海岛供电领域的应用方案[J]. 南方能源建设, 2015, 2(增刊1): 46-49.
- HAO W H. Application of VSC-HVDC technology in the field of islands power supply [J]. Southern Energy Construction, 2015, 2(Supp. 1): 46-49.
- [5] 钟杰峰,陈丽萍,袁康龙,等. 多端柔性直流输电技术的现状及应用前景分析[J]. 南方能源建设, 2015, 2(增刊1): 38-45.
- [6] 陈一诚,王志新. 适用于海岛的独立供电电源规划设计[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(4): 78-84.
- CHEN Y C, WANG Z X. Design of an independent power supply applied to the isolated island [J]. Power System and Clean Energy, 2013, 29(4): 78-84.
- [7] 杨柳,黎小林,许树楷,等. 南澳多端柔性直流输电示范工程系统集成设计方案[J]. 南方电网技术, 2015, 9(1): 63-67.
- YANG L, LI X L, XU S K, et al. The integrated system design scheme of Nan'ao VSC-MTDC demonstration project [J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(1): 63-67.
- [8] 庞越侠,何永秀. 分布式天然气发电现状及价格体系的政策研究[J]. 南方能源建设, 2016, 3(4): 13-17.
- PANG Y X, HE Y X. Price policy research and situation of distributed natural gas system [J]. Southern Energy Construction, 2016, 3(4): 13-17.
- [9] 曾勇,曾颖. 燃气热电联产机组选型、调峰能力及电价机制分析[J]. 南方能源建设, 2015, 2(1): 66-70.
- [10] 刘利平,陈泽韩,王路,等. 天然气分布式电源的用户运行分析和环境研究[J]. 南方能源建设, 2015, 2(2): 57-61.

### 作者简介:



YUAN K L

袁康龙(通信作者)

1988-,男,广东阳江人,工程师,电力系统及其自动化专业硕士,主要从事电力系统规划设计研究(e-mail) yuankanglong@gedi.com.cn。