**5风机设备选型、布置及发电量估算**

## 5.1 机组选型

5.1.1 风电机组选型因素

风电场的风机机型选择是综合考虑风电场风能资源、气候条件、工程建设等因素后为风电场选择最为合适的机型，在满足设备安全、施工可行等基本原则的基础上，充分利用风能资源，实现效益最大化。风电机组选型直接决定风电场的发电量以及项目在整个运行期的经济效益。

1）风况条件及风机性能

目前，各测风塔的测风数据经过代表年订正后，1623#测风塔90m高度年平均风速为5.9m/s,风功率密度为196W/m²。1623#测风塔80m高度年平均风速为5.74m/s,风功率密度为182W/m²。1623#测风塔60m高度年平均风速为5.49m/s,风功率密度为158W/m²。1623#测风塔40m高度年平均风速为5.16m/s,风功率密度为134W/m²。1623#测风塔10m高度年平均风速为4.19m/s,风功率密度为83W/m²。0064#测风塔90m高度年平均风速为6.14m/s,风功率密度为205W/m²。0064#测风塔80m高度年平均风速为6.05m/s,风功率密度为198W/m²。0064#测风塔60m高度年平均风速为5.82m/s,风功率密度为172W/m²。0064#测风塔40m高度年平均风速为5.6m/s,风功率密度为155W/m²。0064#测风塔10m高度年平均风速为4.86m/s,风功率密度为108W/m²。

本次以测风塔100m形成Tim文件为输入，进行WT风资源综合计算。

本风电场主导风向相对比较集中，1623#测风塔90m测层风向S；主风能风向S。1623#测风塔80m测层风向S；主风能风向S。1623#测风塔60m测层风向S；主风能风向S。1623#测风塔40m测层风向S；主风能风向S。1623#测风塔10m测层风向S；主风能风向S。0064#测风塔90m测层风向S,EEN；主风能风向S,EEN。0064#测风塔80m测层风向S,EEN；主风能风向S,EEN。0064#测风塔60m测层风向S,EEN；主风能风向S,EEN。0064#测风塔40m测层风向S,EEN；主风能风向S,EEN。0064#测风塔10m测层风向S,EEN；主风能风向S,EEN。

本风电场绝大部分机位轮毂高度附近的50年一遇10min平均小于37.5m/s，本阶段依照IEC IIIB级（第三版）及以上的风机考虑，且已有数据显示本厂址湍流强度较高，建议厂家进行湍流复核。

本风电场适合选用叶片直径长、轮毂高度较高的低风速型风机，以获得更好的发电效益。

2）当前风电机组的制造水平、技术成熟程度和价格

在风电机组选型过程当中，要全面考虑不同机型的制造水平、技术成熟程度和价格等因素。目前2MW机型已经广泛应用，2.5MW、3.0MW机型也已批量生产。风电机组的产能日渐增多，势必引导生产厂商向技术更先进、单机容量更大、型式更多样及低风速区性能更好的机组发展。

3）风电场地形地质条件、设备运输及安装条件

本风电场为山地风电场，风电场的运输条件复杂，不同地形地质条件、不同风况特征适合安装不同的风电机组，且不同风电机组对安装和运输的要求也不同，所以在选择风力发电机组时，应该综合考虑这些因素。对于本风电场来说，叶片的运输条件是风电机组选型时考虑的一个很重要的因素。

4）风电场建成后运行维护的方便性

风电场运行年限为二十年，必须将风电场建成后运行维护的方便性作为一个重要的因素考虑。

5）风力发电机组必须具备低电压穿越能力

当电力系统中风电装机容量比例较大时，电力系统故障导致电压跌落后，风电场切出会严重影响系统运行的稳定性，这就要求风电机组具有低电压穿越（Low Voltage Ride Through，LVRT）能力，保证系统发生故障后风电机组不间断并网运行。本风电场应选用具备低电压穿越能力的风力发电机组。

6）机型选择时还应综合考虑项目业主、相关主管部门的意见，最终以招标结果为准。

5.1.2 本工程风电机组选型

1）机组安全等级选择

根据国际电工协会IEC61400-1（第三版）标准，同时考虑本风电场平均风况条件，本风电场初拟选择能安全承受50年一遇10min平均最大风速为37.5m/s的IEC IIIB以上风力发电机组。

2）风电机组类型选择

目前成熟的并网型风力发电机组均为上风向、三叶片风力发电机组。从对风能的转换方式可以分为直驱型及带齿轮箱型。直驱型即为直接风能驱动风轮后带动同步发电机发电，全功率变频上网，而带齿轮箱型风力发电机组则先通过齿轮箱提高转速，带动双馈异步发电机，变频上网。由这两种机型衍生出的Multi-brid机型则通过单级变速后驱动同步发电机并网，兼有两者的特点，Multi-brid风机在欧洲及海上有应用。作为陆上风机，直驱型及带齿轮箱型风机的应用均十分广泛稳定，目前均推出适合于低风速高剪切的风力发电机型，均可作为本阶段的必选机型。

选择的机型应根据国家能源主管部门及国家电力监管委员会要求，具备如下性能：

①具备低电压穿越能力、有功、无功功率调节能力、对电网的适应性能力等，各种特性满足国家标准委批准发布的《风电场接入电力系统技术规定》。

②应通过有关部门的电能质量测试，电能质量满足电网要求。

③参选机型为实现批量生产、通过权威机构监测与认证的机型。

④参选机型满足国家对风电信息管理的要求，并取得相关认证。

3）单机容量初选

综上所述，场区风速较低，极端风速破坏性小、湍流强度中等。因此，从充分利用资源角度出发，考虑了风电场面积、地形和交通运输条件、施工等因素后，本次设计选择了4种技术较为成熟、有一定运行业绩的低风速风电机组进行装机规模及发电量的初步测算，对其技术参数、基本性能、发电量进行全面比较，选择技术指标最优的风电机组。

5.1.3 备选机型参数比较

综合考虑风电场的风能资源、气候条件以及工程建设条件，本阶段暂时选用目前市场上技术、经济性能较先进的典型常用机型作为比选对象。

表5- 1 比选机型参数表

|  | | 单位 | 比选机型 | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| En2.5-141 | MY2.5-145 |
| 功率 | | kW | 2500 | 2500 |
| 转轮叶轮 | 叶片数 | 3 | 3 | 3 |
| 风轮直径 | M | 141.0 | 144.73 |
| 扫风面积 | m2 | 15615.0 | 16505.0 |
| 轮毂高度 | M | 90/100/125/140 | 90/100 |
| 功率调节 |  | 变桨变速 | 变桨变速 |
| 切入风速 | m/s | 3.0 | 3.0 |
| 切出风速 | m/s | 20.0 | 20.0 |
| 额定风速 | m/s | 9.0 | 8.2 |
| 发电机 | 发电机型式 |  | 双馈异步 | 半直驱 |
| 额定功率 | kW | 2600.0 | 2650.0 |
| 电压 | V | 690.0 | 690.0 |
| 刹车系统 | 主制动系统 |  | 全顺桨 | 全顺桨 |
| 第二制动 |  | 液压刹车 | 机械制动 |
| 安全风速 | 3秒最大值 | m/s | 52.5 | 52.5 |

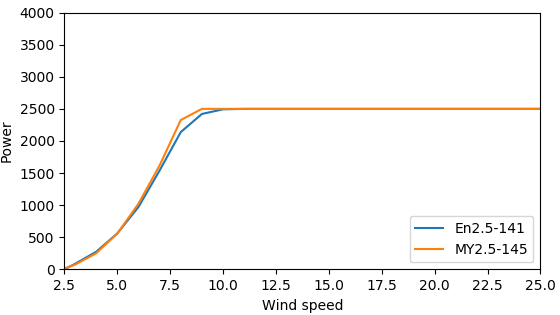


图5- 1 比选风机功率曲线

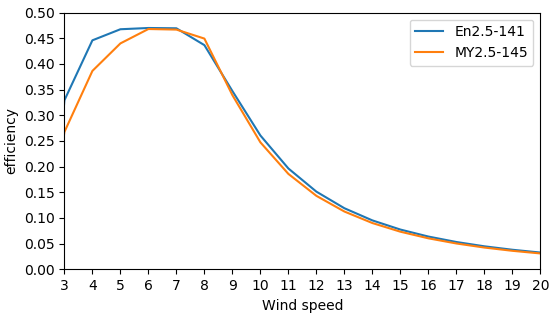


图5- 2 比选风机推力系数

比选机型的50年一遇10min平均最大风速均能达到37.5m/s，对应50年一遇3s极大风速达到52.5m/s，风机的比选兼顾双馈型及直驱型风机。比选风机的低风速效率均较高。

## 5.2 风电机组布置

5.2.1 布置原则

本项目地形主要为山地，风电场场址内海拔高程在510~680之间。区域总面积约150km2。

本项目区域内存在部分限制性因素，主要为基本农田的分布，风机布置时需重点对基本农田区域进行排查，此外，进行机位布置时还需要对生态红线，压覆矿等限制性因素进行排查。

1）最优风资源位置

本针对本风电场的特点，采用基于CFD方程的WT5.3.2.8版本软件对风电场进行风资源模拟计算。

首先建立地形、地貌数学模型，本阶段使用SRTM数据地形图相结合作为设计高程输入，将1623#/1623#/1623#/1623#/0064#/0064#/0064#/0064#/0064#/1623#测风塔轮毂高度附近长年代测风数据作为输入条件，初步模拟场区轮毂高度附近风资源分布，模拟结果详见图5-3。由平均风速分布图可见，风电场范围内离地100m高平均风速介于5.2~6.4m/s之间。风资源随山脊走向分布不均，布置时尽量布置于山顶高处，从而获得最优的发电量。

图5- 3 风电场轮毂高度附近风资源分布图

2）合理间距

根据《风力发电场设计技术规范》DL/T 5383-2007的规定，“风力发电机组按照矩阵布置，行必须垂直风能主导方向，同行风力发电机组之间距离不小于3D，行与行之间距离不小于5D，各列风力发电机组之间交错布置”。

备选风机涉及144.73 共1种叶轮直径，本阶段按列距400m（2.8D~3.0D），行距700m（约5D）的原则进行风机布置。

3）安全运行

本风电场为山地风电场，风资源受地貌及离地高度影响较大，风机选型则应考虑能安全承受本地区叠加了尾流之后的有效湍流强度。避免过大尾流引起的风机振动，从而获得较大的发电量。

4）其他指标

a.综合考虑风机的经济指标及安全指标，风机主要布置在风资源较好的位置。

b.减少尾流影响的同时充分利用土地资源。

c.使道路、电缆长度较短，减小项目投资。

d.不能过于分散，便于管理，减少电量的线损。

e.保持与民用设施和军用设施的距离，使该风电项目不妨碍当地的生产和生活。

f.同时考虑风机安装所需要的平台宽度及道路长度等条件。

g.不占矿区。

5.2.2 布置方案

本风电场为山地风电场，综合考虑风资源条件、安全运行条件、土建、电气及其他条件，['40', '40']台风机的布置如图5-4所述。

现阶段排布方案仅依据WT计算软件计算得出。

图5-4 风电场风机布置图

## 5.3 机型比选

各比选方案技术经济参数如表5-2所示。经比较最终选定方案为方案2。

表5-2 各比选风机的风电场发电效益比选

|  |  |
| --- | --- |
| 方案 | 方案 |
| 方案1 | 方案2 |
| 风机类型 | WTG1 | WTG2 |
| 风机台数 | 40 | 40 |
| 单机容量（kW） | 2500 | 2500 |
| 装机容量（MW） | 100.0 | 100.0 |
| 叶轮直径（m） | 144.73 | 144.73 |
| 轮毂高度(m) | 100 | 100 |
| 上网电量（MWh/yr） | 205450.76 | 205450.76 |
| 尾流衰减（%） | 3.15 | 3.15 |
| 满发小时（h） | 2054.5 | 2054.5 |
| 塔筒重量（t） | 252.125 | 252.125 |
| 风机kw投资（元） | 3500.0 | 3500.0 |
| 塔筒投资（万元）E1 | 11765.83 | 11765.83 |
| 风机设备投资（万元）E2 | 35000.0 | 35000.0 |
| 基础投资（万元）E3 | 3240.0 | 3240.0 |
| 道路投资（万元）E4 | 30.0 | 0.0 |
| 吊装费用（万元）E5 | 1720.0 | 1720.0 |
| 箱变投资（万元）E6 | 1120.0 | 1120.0 |
| 集电线路（万元）E7 | 1800.0 | 0.0 |
| 发电部分投资E=E1+E2+E3+E4+E5+E6+E7 | 54675.83 | 52845.83 |
| 单位度电投资 | 2.661 | 2.572 |

说明：

1、本阶段投资E仅考虑风机设备投资、塔筒投资、箱变、风机基础投资、道路投资及吊装费用。

2、单位度电投资为投资E与年上网电量的比值。

从单位度电投资，装机容量方面考虑，本阶段暂推荐方案2，最终采用机型以后续招标结果为准，最终推荐的布置方案如图5-5所示。

图5-5 风电场推荐方案风机布置图

## 5.4 发电量估算

5.4.1 上网电量折减因素

本阶段暂选用['40', '40']台单机容量为['2500', '2500']kW的WTG1风力发电机组，装机容量为50MW，使用WT5.3.2.8版本软件测算风电场理论发电量。本风电场轮毂高度附近空气密度为1.096kg/m3，针对不同空气密度，不同厂家的风机控制策略不同，因此由于空气密度小于标准空气密度所引起的功率曲线的折减率也不同。本阶段空气密度的修正依据IEC61400-12提出的方法进行修正，理论发电量已经考虑此项修正。

尾流损失指风电机组由于相互影响而降低的发电量，反映了风电场风电机组的排布效率。本风电场的尾流损失系数为-1.15%，尾流损失修正系数为-0.1499999999999999%，理论发电量已经考虑此项修正。

考虑了空气密度及尾流修正后的理论发电量为29540.03MWh/yr。

根据国家发改委《关于对中国风电发电量折减问题的说明》，结合实际风电场工程的设计经验，本阶段拟提出如下折减方案：

1）控制和湍流折减修正：当风速风向发生变化时，风电机组的状态也要随着转变，但实际运行中机组控制总是落后于风的变化，因此在计算电量时要考虑控制折减。本风电场工程场址为山地风电场，湍流强度较大。因此，本阶段控制和湍流折减修正系数取95%。

2）叶片污损、老化折减：叶片表层污染使叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降，叶片污染折减修正系数取98%。

3）风电机组可利用率：风电机组因故障、检修以及电网停电等原因停止运行，考虑目前风电机组的制造水平及风电场运行、管理以及维修经验，国产风电机组的取保守的可利用率为95%。

4）风电机组功率曲线保证率：指由于风电机组实际功率曲线与设计值有偏差，从而降低的发电量。风电机组厂商提供的功率曲线保证率一般为95%。

5）场用电、线损等能量损耗：初步估算厂用电和输电线路、箱式变压器损耗等约占总发电量的5%。本风电场上网电量计算中损耗折减修正系数取为97%。

6）气候影响停机：本风电场的气候灾害主要为冰冻和雷暴，雷暴及冰冻等极端气象因素可能引起停机。本风电场可能受到气候影响较小，气候影响停机折减修正系数取为97%。

7）变电站、电网的故障和检修，导致风电机组停机而使发电量降低。本阶

段变电站与电网影响停机折减修正系数取为98%；

8）其他折减：考虑到项目发电量计算中可能存在数据处理、地形偏差、软件模型偏差、变电站与电网的故障及检修等一些不确定性因素，导致风电机组发电量存在一定的不确定度。本阶段不确定性因素折减修正系数取为96%；

综上，以上八项修正系数后总折减修正系数约为71%，A1-A7，A17机位采用62-65%。

5.4.2 各风机发电量参数

根据上述修正条件，本风电场年上网电量为20973.42MWh/yr，年满发小时为2655.64h，容量系数为27.44％。各风机发电性能参数详见表5-3。

**表5-3 各风机上网电量计算成果表**

| **编号** | **X** | **Y** | **Z** | **尾流后风速** | **最大入流角** | **理论发电量** | **尾流损失** | **满发小时** | **上网电量** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| TTB-01 | 37482557 | 2539699 | 714.6 | 6.69 | 4.2 | 10822.0 | 0.0 | 3072.62 | 7681.55 |
| TTB-02 | 37481880 | 2539780 | 658.2 | 5.9 | 4.2 | 9019.67 | -1.0 | 2112.25 | 6336.76 |
| TTB-03 | 37481220 | 2539686 | 699.8 | 6.26 | 3.4 | 10042.54 | -2.5 | 2782.04 | 6955.11 |
| 平均 |  |  | 600.87 | 6.28 |  | 9961.4 | -1.15 | 2655.64 | 6991.14 |
| 总计 |  |  |  |  |  | 29884.21 |  |  | 20973.42 |