



高效、高可靠性运行。风电运维与信息技术的深入融合包括建立包含风电场群运行数据、气象数据、电网信息、风电设备运行信息的物联网大数据平台,通过多风电场群协同控制和综合分析,加强风电机组智能控制和发电功率的优化。

(3) 故障智能诊断和预警。当前风电机组的运维主要采用定期检修和故障后维修的“被动”维修方式,需要改变风电机组运行维护方式,充分利用风电状态监控,开展预警相关研究,变风电机组“被动”维修为“主动”维修,提高风电运维效率,增加风电开发收益。当前在役风电场均配有监控与数据采集系统(SCADA),具备多年运行积累的历史数据;2010年以来,为监测风电机组振动状态,新增风电机组一半配有振动状态监测系统(CMS),基于大数据技术开展风电状态监控及智能预警研究已具备开展条件。结合风电机组主控制系统、SCADA数据和CMS数据,开展风电机组状态预测与故障诊断方法研究,开展振动信号检测与分析研究,对风电机组关键部件故障进行特征提取与精确定位,并结合疲劳载荷分析和智能控制技术,对风电机组进行健康状态监测、故障诊断、寿命评估及自动化处置已经成为各个厂商都在积极投入的技术方向。

7. 配电网友好型技术

我国风电机组的接入形式正从单一的集中接入远距离输送向多元化方式发展,分散式接入和微网应用正成为日益发展的趋势。在全新的应用场景下,风电将更为直接地面对用户需求,而用户对于风电的电品质也将提出更高的标准。欧美国家在风电的分散式应用方面发展较我国成熟,但接入标准根据市场发展情况也在不断完善中,以美国为例,UL1741标准在2016年年底对分散式接入电源的故障穿越、频率支持和孤岛保护等方面提出了一系列的新要求,其技术方向和适用性非常值得我国参考。未来风电电源和传统电源、储能、负荷、其他新能源、充电桩和智能配电保护系统等都会产生更多元和深入的互动,在运行控制、信息交互和安全方面必将有广阔的发展空间。

8. 新材料新工艺技术

在低碳环保可持续发展理念下,风电机组技术未来也会发展出一些全新的理念,新材料和新工艺也将不断被利用到风电机组中,使我们能更高效、更灵活、更低成本地获取风能,较为典型的如采用碳化硅(SiC)器件的变流技术、叶片编织成型技术和多叶轮结构等。截至2017年年底,我国已有超过10万台风电机组并网运行,按使用寿命20年计算,到2037年,我国就将每年面临近万台风电机组的退役问题。尽管良好的故障监控技术与运维技术可以有效增长风电机组使用寿命,但退役的风电设备如何安置处理,已经是一个不可忽视的问题。目前国内该领域研究关注度不高,且多处于探索阶段,如叶片及永磁材料的分解回收方法等,但技术和商业可行性仍有待验证。

4.6 风电机组设备选型

风电机组是风电场的主要设备,其投资占风电场总投资的60%~80%。风电机



组选型对风电场的年发电量和经济指标具有重要的意义。从国内外风电场建设的基本经验看,单机制造容量有不断增大的趋势,在条件允许的情况下,采用较大容量的风电机组,能够更好地利用当地风能资源,取得更大的经济效益。但是,并不是风电机组装机容量越大越好,现阶段一些风电项目不管拟建场址区的风能资源情况如何,风电设备选型上都以兆瓦级风电机组为目标,以 1.5MW 风电机组选型为最多,而 1.5MW 级单机的额定风速多以 14m/s 左右为主,一个二级风能资源的风电场其年平均风速 70m 轮毂高度的实测风速还不到 6.6m/s,则会影响风电机组的正常发电。

评估一个风电场风能资源开发利用价值的高低,主要依据该风电场风的统计特性和风电机组设备选型的最优匹配。

在弄清风电场址区的风速分布情况后,根据平均风速值、湍流计算值和极大风速推算值等,以及风电机组分级的相关规定,来选择符合该区域风况的风电机组及主要部件。

不同类别的风能资源,表现在风的统计特性上将有很大的差异,良好的风能统计特性是更好地进行风能开发利用的首要前提。

风能开发利用是否能得到良好的效益,不只是风能资源自身的好坏,还与风电机组布置、结构型式、型号参数等很多因素有关。经验表明,在同一风电场中,尽管风能资源大体相同,但对不同运行特性的风电机组,其可能获得的开发利用效益则大有区别。在风电场的优化设计中,风电场选址与风电机组机型选择的关键是提高风电机组的容量系数,通常通过以下途径实现最佳匹配:

(1) 根据风电机组安装受到空间约束以及电网电能需求约束,在给定风电机组型号中,实现风电机组与风能资源最佳匹配。

(2) 从风力发电系统承载峰荷能力的角度,合理选择风电机组参数与安装处风能资源实现匹配,使风电场承载峰荷能力达到最佳效果。

(3) 根据风速概率分布计算风电场容量系数,由此选择与安装处风能资源最佳匹配的风电机组。

4.6.1 风力发电设备选型原则

4.6.1.1 风力发电设备认证体系

选型中最重要的一个方面是质量认证,这是保证风电场风电机组正常运行及维护最根本的保障体系。风电机组制造都必须具备 ISO 9001 系列的质量保证体系的认证。国际上开展认证的部门有 DNV、Lloyd 等,参与或得到授权进行审批和认证的试验机构有丹麦 Risø 国家试验室、德国风能研究所 (DEWI)、德国 Wind Test、荷兰 ECN 等。

风力发电设备认证体系包含以下内容:

(1) 认证范围。风电机组及重要零部件(叶轮、齿轮箱、发电机、塔架、控制系统、偏航机构等部件)技术特性:风力发电设备涉及空气动力学、材料力学、振动、疲劳及电子、机械、材料等多学科多专业的高技术含量的产品。



- (2) 认证依据。相关国际标准、设计/认证指南。
- (3) 机构设置。以国家目前批准的可以开展可再生能源产品认证的机构为基础。
- (4) 认证模式。风力发电设备的质量认证模式包含两部分，如图 4-21 所示。

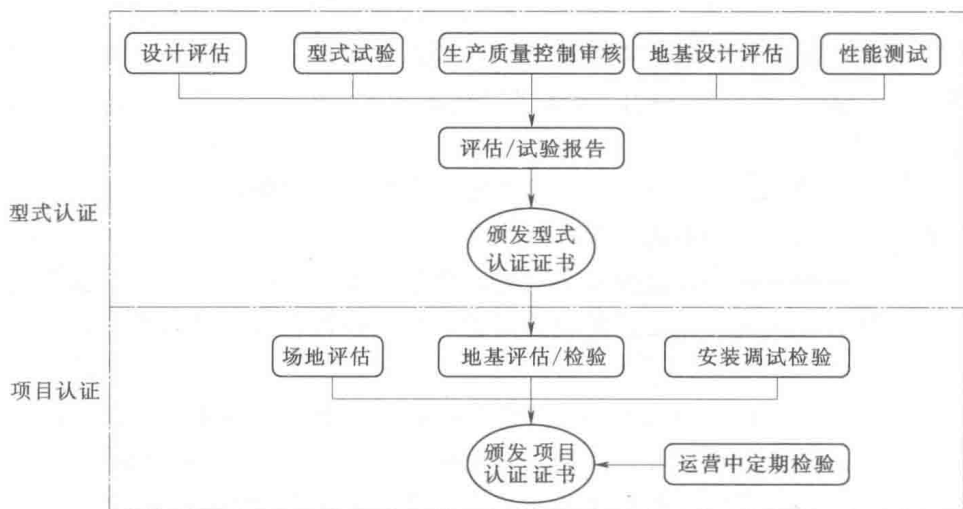


图 4-21 风力发电设备的质量认证模式

第一部分是型式认证。型式认证是通过设计评估、型式试验、生产质量控制审核等工作，就新型号的风力发电设备对规范、标准的符合性进行评价。型式认证的目的是确认定型风电机组是按设计条件、指定标准和其他技术要求进行设计、验证和制造的，证明风电机组是可以按照设计文件的要求进行安装、运行和维护的。型式认证将应用于一系列相同设计和制造的风电机组，在满足有关技术要求的条件下颁发型式认证证书。

第二部分是项目认证。项目认证的目的是评估已通过型式认证的风电机组和对应的塔基设计是否能与外界条件、可适用的构造物和电力参数相适应，以及是否满足与指定场地有关的其他要求。认证机构应评估场地的风资源条件、其他环境条件、电网条件以及土壤特性是否和定型风电机组设计文件和塔基设计文件中确定的参数相一致。项目认证证书保持有效的条件是要对已通过认证的设备进行营运中的定期检验，并且检验结果应满足有关技术要求。

4.6.1.2 对制造厂家业绩考察

业绩是评判一个风力发电制造企业水平的重要指标之一。主要以其销售的风电机组数量来评价一个企业的业绩好坏，人们还常常以风力发电制造公司所建立的年限来说明该厂家生产的经验，并作为评判该企业业绩的重要指标之一。当今世界上主要的几家风电机组制造厂的主要机型产品产量都已超过几百台甚至几千台，但各厂家都在不断开发更大容量的机型，如多兆瓦级风电机组。新机型在采用了大量新技术的同时充分吸收了过去几种机型在运行中成功与失败的经验，应该说新机型在技术上更趋成熟，但从业绩上来看，生产产量很有限。新机型的发电特性好坏及可



利用率（即反映出该机型的故障情况）还无法在较短的时间内充分表现出来，因此业绩的考察是风电机组选型中重要的指标之一。

4.6.1.3 对功率曲线的要求

功率曲线是风电机组发电功率输出与风速的关系曲线，是反映风电机组发电输出性能好坏的最主要的曲线之一。

厂家一般提供给用户两条功率曲线：一条是理论（设计）功率曲线；另一条是实测功率曲线，通常是由公正的第三方即风力发电测试机构测得。

不同的功率曲线对于相同的风况条件下，年发电量（AEP）就会不同。一般说来，失速型风力发电机在叶片失速后，功率很快下降之后还会再上升，而变距型风力发电机在额定功率之后，基本在一个稳定功率上波动。对于某一风场的测风数据，可以按 bin 分区的方法（按 IEC 61400-12-1-2017 规定 bin 宽度为 0.5m/s），求得某地风速分布的频率（即风频），根据风频曲线和风电机组的功率曲线，就可以计算出这台风电机组在这一风场中的理论发电量（假设风电机组的可利用率为 100%，同时忽略对风损失、风速在整个风轮扫风面上矢量变化），即

$$E_{AEP} = 8760 \sum_{i=1}^n [F(v_i) P_i] \quad (4-31)$$

式中： v_i 为 bin 中的平均风速，m/s； $F(v_i)$ 为 bin 中平均风速出现的概率； P_i 为 bin 中平均风速对应的平均功率，W。

在实际中如果有了某风场的风频曲线，就可以根据风电机组的标准功率曲线计算出该机组在这一风场中的理论年发电量。在一般情况下，可能并不知道风场的风能数据，也可以采用风速的 Rayleigh 等分布曲线来计算不同年平均风速下某台风电机组的年发电量，Rayleigh 分布的函数式为

$$F(v) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \right] \quad (4-32)$$

式中： $F(v)$ 为风速的 Rayleigh 分布函数； v 为风速，m/s； $\bar{v}$ 为年平均风速，m/s。

这里的计算是根据单台风电机组功率曲线和风频分布曲线进行的简便年发电量计算，仅用于对机组的基本计算，不是针对风力发电场的。实际风力发电场各台风电机组年发电量计算将根据专用的软件如 WAsP 来计算，年发电量将受可利用率、风电机组安装地点风资源情况、地形、障碍物、尾流等多因素影响，理论计算仅是理想状态下的年发电量估算。

4.6.1.4 对特定条件的要求

1. 低温要求

在我国北方地区，冬季气温很低，一些风场极端（短时）最低气温达到 -40°C 以下，而风电机组的设计最低运行气温在 -20°C 以上，个别低温型风电机组最低可达到 -30°C 。如果长时间在低温下运行，将损坏风电机组中的部件，如叶片等。叶片复合材料在低温下其机械特性会发生变化，即变脆，这样很容易在风电机组正常振动条件下出现裂纹而产生破坏。其他部件如齿轮箱和发电机以及机舱、传感器都应采取措施。齿轮箱需加温是因为当风速较长时间很低或停风时，齿轮油会因气温



太低而变得很稠，尤其是采取飞溅润滑部位的方式，部件无法得到充分的润滑，导致齿轮或轴承缺乏润滑而损坏。另外，当冬季低温运行时还会有其他一些问题，比如雾凇、结冰等，如果发生在叶片上，将会改变叶片气动外形，影响叶片上气流流动而产生畸变，影响失速特性，使输出难以达到相应风速时的功率而造成停机，甚至造成机械振动而停机。如果机舱温度也很低，那么管路中润滑油也会发生流动不畅的问题，这样当齿轮箱油不能通过管路到达散热器时，齿轮箱油温会不断上升直至停机。除冬季在叶片上挂霜或结冰之外，有时传感器（如风速计）也会发生结冰现象。

综上所述，在我国北方冬季寒冷地区，风电机组运行应考虑：①应对齿轮箱油加热；②应对机舱内部加热；③传感器（如风速计）应采取加热措施；④叶片应采用低温型的；⑤控制柜内应加热；⑥所有润滑油脂应考虑其低温特性。

我国北方地区冬季寒冷，但此期间风速很大，是一年四季中风速最高的时候，一般最寒冷季节是 1 月， -20°C 以下气温的累计时间达 1~3 个月， -30°C 以下气温累计日数可达几天到几十天。因此，在风电机组选型以及机组厂家供货时，应充分考虑上述几个方面的问题。

2. 适应风速特性要求

在风电机组初步设计时，首先就要研究风资源的情况，并确定风电机组的额定风速、额定功率及安全等级、所适用的风区等参数；其次才能确定风电机组所受的载荷，最后才确定初步的总体设计及零部件设计。

在风电场风电机组选型时，首先要按照风电场的 50 年一遇的最大风速，年平均风速和湍流强度，确定风电机组的安全等级。风电机组等级与风速特性见表 4-4。

表 4-4 风电机组等级与风速特性

风电机组等级	I	II	III	IV	S
参考风速 $v_{ref}/(\text{m/s})$	50	42.5	37.5	30	由设计者确定
平均风速 $v_{ave}/(\text{m/s})$	10	8.5	7.5	6	
$I_{15}(-)$	0.18 (A 条件下)				
$I_{15}(-)$	0.16 (B 条件下)				
$I_{15}(-)$	0.12 (C 条件下)				

表 4-5 中的数值是指风电机组轮毂高度处的值，其中 v_{ref} 为 50 年一遇的 10min 参考平均风速， v_{ave} 为一年 10min 平均风速值，A、B、C 分别对应较高、中度和较低湍流强度范围，而 I_{15} 为在风速为 15m/s 时的湍流强度期望值。

3. 防雷要求

由于风电机组安装在野外，安装高度高，因此对雷电应采取防范措施，以便对风电机组加以保护。我国风电场特别是东南沿海风电场，经常遭受暴风雨及台风袭击，雷电日从几天到几十天不等。雷击放电电压高达几百千伏甚至到上亿伏，产生的电流从几十千安到几百千安。雷电主要划分为直击雷和感应雷。雷电主要会造成风电机组系统如电气、控制、通信系统及叶片的损坏。雷电直击会造成叶片开裂和



开孔,通信及控制系统芯片烧损。目前,国内外各风电机组厂家及部件生产厂,都在其产品上增加了雷电保护系统,如叶尖预埋导体网(铜),至少 50mm^2 铜导体向下传导。通过机舱上高出测风仪的铜棒,起到避雷针的作用,保护测风仪不受雷击,通过机舱到塔架良好的导电性,雷电从叶片、轮毂到机舱塔架导入大地,避免其他机械设备如齿轮箱、轴承等的损坏。在基础施工中,沿地基安装铜导体,沿地基周围(放射 10m) 1m 地下埋设,以降低接地电阻或者采用多点铜棒垂直打入深层地下的做法减少接地电阻,满足接地电阻小于 10Ω 的标准。此外还可采用降阻剂的方法,也可以有效降低接地电阻。应每年对接地电阻进行检测;采用屏蔽系统以及光电转换系统对通信远传系统进行保护;电源采用隔离型,并在变压器周围同样采取防雷接地网及过电压保护。

4. 适应电网条件要求

我国风电场多数处于大电网的末端,接入到 35kV 或 110kV 线路。若三相电压不平衡、电压过高或过低都会影响风电机组运行。风电机组厂家一般要求电网的三相不平衡误差不大于 5% ,电压上限 $+10\%$,下限不超过 -15% (有的厂家为 $-10\%\sim-6\%$),否则经一定时间后,风电机组将停止运行。

5. 防腐要求

我国东南沿海风电场大多位于海滨或海岛上,海上的盐雾腐蚀相当严重,因此防腐十分重要。主要是电化学反应造成的腐蚀,这些部位包括法兰、螺栓、塔筒等。这些部件应采用热镀锌或喷锌等办法保证金属表面不被腐蚀。

4.6.1.5 注意的问题

(1) 对于同一厂址的风资源条件,不同机型和不同的轮毂高度,理论利用小时数差别很大。在总装机容量相同的情况下,风电场选择不同机型,理论年发电量差别很大。

(2) 在当前技术成熟条件下,采用双馈感应型风电机组较失速调节型风电机组具有更大的发电效率。

(3) 从风资源分布看,高度越高风速越高,但根据风电场内的实际地质条件、地理环境,随风电机组轮毂安装高度的增加,会大大增加其吊装难度、施工量以及工程费用。因此,应根据施工难度决定风电机组轮毂的安装高度。

(4) 风电机组的理论利用小时数与其扫风面积呈线性关系,风电机组的发电量随扫风面积增加而增加。对于中低风速区,应选用启动和达到额定功率的风速相对较低、叶片较长的机型;对高风速区,可选用启动和达到额定功率的风速相对较高的机型。同时还需考虑安全风速的限制。

(5) 对风电场风电机组同一高度发电效益与投资变化还需进行经济比较分析。同一机型不同安装高度投资变化的主要影响因素为塔架费用、基础桩基费用和吊装费用。不同机型同一高度的发电效益主要受风电机组价格、发电量、施工安装费及运输等因素影响。

4.6.1.6 技术服务与保障要求

风力发电设备供应商向客户(风电场或个人购买者),除提供设备之外,还应



提供技术服务、技术培训和技術保障。

1. 保修期

在双方签订技术合同和商务合同之中应明确保修期的开始之日与结束之日，一般保修期应为两年以上。在这两年内厂家应提供以下技术服务和保障项目。

(1) 两年5次的维护(免费)，即每半年一次。

(2) 如果部件或整机在保修期内损坏(由于厂家质量问题)，由厂家免费提供新的部件(包括整机)。

(3) 如果由于厂家质量事故造成风电机組用户发电量的损失，由厂家负责赔偿。

(4) 如果厂家给出的功率曲线是所谓保证功率曲线，实际运行未能达到，用户有权向厂家提出发电量索赔要求。

(5) 保修期厂家应免费向用户提供技术帮助，解答运行人员遇到的问题。

(6) 保修期内维护时如果要补充风电场的备品备件及消耗品(如润滑油、脂)，厂家应及时补上。

2. 技术服务与培训

在风电机組到达风力发电场后，厂家应派人负责开箱检查，派有经验的工程监理人员免费负责塔筒的加工监理、安装指导监理、调试和验收。应保证在10年内用户仍能从厂家获得优惠价格和条件的备件。用户应得到充分翔实的技术资料如机械、电气的安装、运行、验收维护手册等。应向用户提供两周以上的由风电场技术人员参加的关于风电机組运行维护的技术培训(如是国外进口风电机組，应在国外培训)，并在现场风电机組安装调试时进行培训。

4.6.2 风电机組设备选型依据

4.6.2.1 结构型式选择

1. 水平轴风电机組

(1) 水平轴风电机組有以下性能和特点：

1) 水平轴风电机組优点包括：①风轮架设高，风能利用率高，发电量高；②功率调节可采用变桨距或失速调节；③风轮叶片的翼型符合空气动力原理，风能利用效率高，发电成本低；④启动风速低，可自启动。

2) 水平轴风电机組的缺点包括：①主要机械部件在高空中安装，拆卸大型部件时不方便；②叶型设计及风轮制造较为复杂；③需要对风装置即调向装置；④质量大，材料消耗多，造价较高。

(2) 上风向与下风向风电机組的特点如下：

1) 上风向风电机組：风先通过风轮，然后再到达塔架，塔架对气流影响小，但必须安装对风装置(如尾翼、尾轮、偏航系统)，且测风点的布置比较困难，一般布置在机舱的后面。

2) 下风向风电机組：由于塔影效应，叶片受周期性的载荷变化影响，风轮被动自由对风而产生的陀螺力矩，此外，由于每个叶片在塔架处通过时产生气流扰



动,从而引起噪声。

(3) 传动系统支撑的特点如下:

1) 低速轴支撑包括:①前后轴承结构;②主轴—齿轮箱一体式结构;③后轴承置于齿轮箱内的结构;④直驱式风电机组的低速轴结构有低速轴连接叶轮轮毂和发电机转子,采用中空结构,被机舱底板的伸出部分悬臂支撑。

2) 高速轴及发电机支撑。发电机通常安置在齿轮箱后部、机舱底板的延伸段上,通过高速轴及弹性联轴器与齿轮箱输出轴相连;发电机轴线通常偏离低速轴轴线。

(4) 主轴、齿轮箱和发电机的相对位置的特点如下:

1) 紧凑型。风轮轴与齿轮箱低速轴同轴,节省材料和相应的费用,但在齿轮箱损坏拆下时,需将风轮、发电机都拆下来,拆卸麻烦。

2) 长轴布置型。风轮轴与齿轮箱低速轴连接,减少了齿轮箱低速轴受到的复杂力矩,齿轮箱可采用标准结构,降低了费用,不易受损;刹车安装在高速轴上,减少了由于低速轴刹车造成齿轮箱的损害。

(5) 叶片数的选择的特点如下:

1) 少叶片风电机组的特点。叶片数少的风电机组在高尖速比运行时具有较高的风能利用系数,可提高风轮转速,可减小齿轮箱变速比,减小齿轮箱的费用,叶片费用也有所降低,但采用1~2个叶片时,动态特性降低,产生振动;而且当转速很高时,会产生很大的噪声。

2) 三叶片和两叶片的比较:①三叶片比两叶片风电机组的叶片弦长增加50%或转速增加22.5%;②在相同叶尖速比时,两叶片的风能利用系数约是三叶片的1/3;③两者的最大风能利用系数接近,但两叶片发生在较大尖速比时;④两叶片提高转速后增加了噪声;⑤三叶片转动的视觉效果好于两叶片;⑥三叶片的风电机组运行和功率输出较平稳,两叶片的可降低成本;⑦水平轴风电机组一般为3个叶片。

2. 垂直轴风电机组

(1) 垂直轴风电机组的优点有:①可以接收来自任何方向的风,因而当风向改变时无需对风,因此不需要调向装置,使它们的结构设计简化;②齿轮箱和发电机可以安装在地面上,检修维护方便。

(2) 垂直轴风电机组的缺点有:风能利用率低于水平轴的;无法自启动,需要电动启动;而且风轮离地面近,气流受地面影响大。

垂直轴风电机组在大型风电场选用较少,因此,本书不详细介绍。

4.6.2.2 功率控制方式选择

风电机组的功率控制方式主要有被动失速控制和变桨距控制等两种方式。

1. 被动失速控制

(1) 被动失速控制的优点是控制简单,多应用于百千瓦级风电机组。

(2) 被动失速控制的缺点包括:

1) 功率曲线由叶片的失速特性决定,功率输出不稳定,甚至不确定。



- 2) 阻尼较低, 振动幅度较大, 易疲劳损坏。
- 3) 高风速时, 气动载荷较大, 叶片及塔架等受载较大。
- 4) 在安装点需要试运行, 优化安装角。
- 5) 低风速段, 叶轮转速较低时的功率输出较高。

2. 变桨距控制

变桨距风电机组在高风速时, 通过转动整个或部分叶片减小攻角, 进而减小升力系数, 达到限制功率的目的。

(1) 变桨距控制的主要优点如下:

- 1) 获取更多风能。
- 2) 提供气动刹车。
- 3) 减少作用在风电机组上的极限载荷。

(2) 桨距角的变化。

1) 桨距角的变化速率为 $5^\circ/\text{s}$ 或更高。

2) 桨距角的变化范围: 运行时 $0^\circ \sim 35^\circ$; 刹车时 $0^\circ \sim 90^\circ$; 0° 时, 叶尖弦线位于转动平面内。

(3) 变桨距控制的主要缺点是增加一套或三套变桨距系统 (电动或液压驱动)。

3. 主动失速控制

(1) 主动失速控制的主要优点如下:

- 1) 采用失速叶片, 保证功率调节, 简单可靠。
- 2) 利用桨距调节在中、低风速区优化功率输出, 高风速区维持额定功率输出。
- 3) 在临界失速点, 通过桨距调节跨越失速不稳定区。

(2) 主动失速控制的技术特点。与传统失速功率调节相比, 主动失速控制技术具有以下特点:

- 1) 可以补偿空气密度、叶片粗糙度、翼型变化对功率输出的影响。
- 2) 额定点之后可维持额定功率输出。
- 3) 叶片可顺桨, 刹车平稳, 冲击小, 极限载荷小, 与变桨距功率调节技术相似。
- 4) 受阵风、湍流影响较小, 功率输出平稳, 无须特殊的发电机。
- 5) 桨距仅需微调, 磨损少, 疲劳载荷小。

4.6.2.3 定速与变速运行方式选择

1. 定速运行

做定速运行的风电机组尽管控制简单, 但是不能最大限度地获得风能。定速运行风电机组主要存在两个问题。

(1) 定桨距风电机组在低风速运行时的效率较低。具体原因如下:

- 1) 由于风电机组转速恒定, 而风速经常变化 (如运行风速范围为 $3 \sim 25 \text{m/s}$)。
- 2) 如果设计低风速时效率过高, 叶片会过早失速。

(2) 发电机本身在低负荷时的效率较低。具体如下:

- 1) 当 $P > 30\%$ 的额定功率时, 效率大于 90% 。



2) 但 $P < 25\%$ 的额定功率时, 效率将急剧下降。

解决办法有双速运行或变速运行。

2. 双速运行

将发电机分别设计成 4 极和 6 极, 可使叶轮和发电机在低风速段的效率提高; 与变桨距风电机组在额定功率前的功率曲线差别缩小。一般 6 极发电机的额定功率设计成 4 极发电机的 $1/5 \sim 1/4$ 。如对于 600kW 风电机组, 6 极时为 150kW, 4 极时为 600kW; 对于 1.3MW 风电机组, 6 极时为 250kW, 4 极时为 1300kW。

3. 变速运行

(1) 变速运行的优点主要有以下方面:

1) 在低风速段, 改变叶轮转速保持最佳尖速比。

2) 叶轮的低速运行降低了噪声。

3) 叶轮像飞轮一样, 调节气动扭矩的波动, 使之平稳地传给传动系统。

4) 通过变流器与电网相连, 电能闪烁降低, 品质提高。

(2) 变速运行的方式包括:

1) 宽幅变速: 叶轮转速从零到额定转速, 发电机定子通过变流器与电网连接。

2) 窄幅变速: 叶轮转速从 $30\% \sim 50\%$ 电机同步转速到额定转速, 发电机定子直接连接电网, 转子通过滑环和变流器与电网连接。

4.6.2.4 部件选择

在选择风电机组部件时, 应充分考虑部件生产厂家、产地、质量等级、售后服务等要求, 为将来如果部件出现损坏时的维修提供方便。

1. 风轮叶片

叶片是风电机组最关键的部件。叶片一般采用非金属材料(如玻璃钢、木材等)。风电机组中的叶片不像汽轮机叶片是在密封的壳体中, 它的外界运行条件十分恶劣。它要承受高温、暴风雨(雪)、雷电、盐雾、阵(飓风)风、严寒、沙尘暴等的袭击。由于处于高空(水平轴), 在旋转过程中, 叶片要受重力变化的影响以及由于地形变化引起的气流扰动的影响, 因此叶片上的受力变化十分复杂。这种动态部件结构材料的疲劳特性, 在风力发电机选择时要格外慎重考虑。当风力达到风电机组设计的额定风速时, 在风轮上就要采取措施以保证风电机组的输出功率不会超过允许值。

(1) 变桨距叶片。变桨距叶片一般叶宽小, 叶片轻, 机头质量比失速机组小, 不需很大的刹车, 启动性能好。在低空气密度地区仍可达到额定功率, 在额定风速之后, 输出功率可保持相对稳定, 保证较高的发电量。但由于增加了一套变桨距机构, 增加了故障发生的概率, 且处理变距机构中叶片轴承故障难度大。变桨距叶片适于额定风速以上风速较多的地区, 这样可显著提高发电量。

(2) 定桨距(带叶尖刹车)。定桨距失速式风电机组的优点、缺点如下:

1) 优点: 轮毂和叶根部件没有结构运动部件, 费用低。因此控制系统不必设置一套程序来判断控制变桨距过程, 在失速的过程中功率的波动小。

2) 缺点: 定桨距失速叶宽大, 风电机组动态载荷增加, 要求一套叶尖刹车,



在空气密度变化大的地区,季节不同时输出功率变化很大。

在风电场风电机组选择时,应充分考虑不同风电机组的特点以及当地风资源情况,以保证安装的风电机组达到最佳的输出效果。

2. 齿轮箱

齿轮箱是风电机组中最贵的和最重的部件之一,设计不完善的齿轮箱是风电机组运行问题的主要根源,通常要由专业厂商进行专门设计制造。

风力发电机的齿轮箱的运行条件与其他齿轮箱的运行条件差异较大,主要体现在重量轻、效率高(尤其对大型风电机组)、承载能力大、噪声小、启动力矩小等方面。

风电机组齿轮箱的结构主要有平行轴式和行星式两种类型,为了提高增速比,多采用斜齿轮组合结构。

(1) 二级斜齿。这是常用的齿轮箱结构之一,结构简单,可采用通用先进的齿轮箱。

(2) 斜齿加行星轮组合结构。这种形式结构紧凑,比相同变速比的斜齿价格稍低,效率略高,但结构较复杂,一般不为标准件。

1) 升速比:升速比一般在50~75变化。

2) 润滑方式及各部件的监测:润滑系统应保持良好状态,否则会损坏齿面或轴承;冷却系统应能有效地将齿轮动力传输过程中发出的热量散发到空气中去。应监视轴承的温度,一旦轴承的温度超过设定值,就应该及时报警停机,以避免更大的损坏。在冬季如果天气长期处于 0°C 以下时,应考虑给齿轮箱的润滑油加热保证良好润滑。

3. 发电机

(1) 风力发电机选型中主要有同步发电机和感应发电机。

1) 同步发电机:较感应发电机的效率高,无功电流可控,同时同步发电机能以任意功率因数运行,定速风电机组较少采用。

2) 感应发电机:感应发电机与电网的连接可以认为是一个缓冲器,它有一定的滑差,对电网冲击小。但感应发电机是根据有功输出来吸收无功功率,易产生过电压等现象,且启动电流大。

(2) 定速机组较多采用异步电机,电机相当于一个扭转阻尼,可以抑制传动系统可能发生的扭振。发电机的选择应考虑:

1) 在高效率、高性能的同时,应充分考虑结构简单和高可靠性。

2) 在选型时应充分考虑质量、性能、品牌,还要考虑价格,以便减少在发电机损坏时修理。

3) 由于机械和热力学的原因,小气隙的大电机是难以制造的,因此,直驱式风电机组使用同步电机,永磁激励或励磁绕组激励。

4) 直驱式风电机组使用同步电机,在电机接入电网前,需要增加一个频率固定的逆变器,因此可以变速运行。

4. 电容补偿装置

电容补偿装置提供异步机并网所需无功,一般电容器组由若干个几十千乏的电



容器组成，并分成几个等级，根据风电机组容量大小来设计每级补偿电容量。根据发电机发电功率的多少来切入和切出每级补偿电容量，以使功率因数趋近 1。

5. 塔架

从获取风能上讲，塔架越高越好，但受到成本的约束。通常塔架的高度为 1~1.5 倍叶轮直径，但不宜低于 24m（风速、湍流因素）。

塔架的选型还应充分考虑外形美观、刚性好、维护方便、冬季登塔条件好等特点。水平轴机组常用 3 种塔架。

(1) 桁架式。早期多用，20 世纪 80 年代后较少采用。

(2) 拉索式。大、中型机很少用。

(3) 圆筒形。目前为主流。

桁架式塔架在早期风电机组中大量使用，目前主要用于中、小型风电机组上，其主要优点为制造简单、成本低、运输方便，但其主要缺点为不美观，通向塔顶的上下梯子不好安排，上下时安全性差，会使下风向风电机组的叶片产生很大的紊流等。

圆筒形塔架在当前风电机组中大量采用，其优点是美观大方，上下塔架机舱安全可靠，无须定期拧紧结点螺栓，对风的阻力较小，特别是对于下风向风电机组，产生紊流的影响要比桁架式塔架小，视觉较好。塔架材料多用钢材，通常要做防腐处理。

4.6.2.5 经济性比选方法

风电机组的正确选择，对风电场能否发挥较大经济效益至关重要，因为不同型号的风电机组，其启动风速、设计风速、停机风速等气动参数都不一样。尤其是风电机组的启动风速和设计风速，是决定风电机组对不同类别风能资源利用效益的两个关键因素，即风能资源的统计特性和风电机组运行特性之间存在着最佳的匹配关系，只有当两者较好地匹配时才能更好地开发利用风能资源，获得更大开发利用效益。

在风电场机型优化选择中，通常根据风电机组安装受到空间约束以及电网电能需求约束，在给定风电机组型号中合理选择机组参数，实现风电机组与风能资源最佳匹配。比较常用的方法是前面所介绍的求单机发电量的方法，即采用拟定风力发电场风速频率曲线分别与预选的若干种不同风电机组的功率曲线图组成几种方案，分别计算每种方案。

1. 容量系数法

容量系数 C_f 是指风电场的年发电量与这段时间内额定发电量的比值，也是风电机组年平均输出功率与额定功率比值，可以表示为

$$C_f = \frac{W_{out}}{8760 P_n} \times 100\% \quad (4-33)$$

$$C_f = \frac{\overline{P}_w}{P_n} \times 100\% \quad (4-34)$$

其中

$$\overline{P}_w = \int_{v_c}^{v_o} P(v) f(v) dv \quad (4-35)$$



式中： W_{out} 为年理论实际发电量； P_n 为风电机组的额定功率； $\overline{P_w}$ 为年平均输出功率； $P(v)$ 为风电机组的功率特性； $f(v)$ 为风速概率密度分布。

由此可以看出，容量系数越大，说明风电机组在该风场可靠性越高，输出功率越大，发电量越多，选用该机型是合适的。容量系数大于 0.3 的风场说明风资源情况较好，风电机组可靠性较高，风电机组选型较合适。该分析方法基于技术角度出发，分析风电机组的产能和风电机组选型的合理可行性。

2. 特定单位电量成本分析法

特定单位电量成本计算为

特定单位电量成本 = 特定总投资 / 年发电量 (4-36)

对风力发电而言，在相同的风资源、相同风电机组容量的情况下，风电机组的特性、保证率不同，风电机组的发电量也会有较大偏差，从而单位电量成本不同。在初选风电机组机型时，可以不考虑道路、集电线路、变电站、送出等与风电机组选型无关的工程费用，仅仅考虑由风电机组选型不同而出现投资偏差的投资部分。这里的特定总投资包括了风电机组主机、塔筒、箱变等设备价格，风电机组基础造价以及风电机组的吊装费用。这几项投资与风电机组的选型密切相关，风电机组选型不同，这几项偏差较大。特定总投资除以年发电量，得出单位电量成本，这里的单位电量成本与常规意义的单位电量成本有差别，称之为特定单位电量成本，利用特定千瓦时成本法在风电机组选型阶段进行优化分析，简单有效，方便快捷。

例如，某风电场设计中采用特定单位电量成本法的风电机组选型对比结果见表 4-5。

表 4-5 采用特定单位电量成本法的某风电场风电机组选型

项 目		机型 1	机型 2	机型 3	机型 4	机型 5	机型 6
序号	风电机组供应商	GE	Suzlon	Vestas	华锐风电科技有限公司	湘电风能有限公司	新疆金风科技股份有限公司
1	单机装机容量/kW	1500	1250	2000	1500	2000	1500
2	台数	27	27	20	27	20	27
3	累计装机容量/MW	40.5	33.75	40	40.5	40	40.5
4	计算年发电量/(GW·h)	122.229	100.797	119.062	118.512	116.835	123.936
5	10 年发电量现值/(GW·h)	784.424	646.881	764.099	760.569	749.807	795.379
6	主机单位装机容量（不含塔架）价格/(元/kW)	8500	7500	9500	6386	6927	6400
	主机投资（不含塔架）/万元	34425	25313	38000	25864	27709	5920
7	轮毂高度/m	64.7	74.5	67	64.7	65	64.5
	单机塔架重量/t	102	101	0	100	100	94
	塔架设资/万元	3580	3554	0	3510	2600	3298
8	单机基础费用/万元	45	45	51	45	48	45
	基础总费用/万元	1215	1215	1020	1215	960	1215



续表

项 目		机型 1	机型 2	机型 3	机型 4	机型 5	机型 6
序号	风电机组供应商	GE	Suzlon	Vestas	华锐风电科 技有限公司	湘电风能 有限公司	新疆金风 科技股份有 限公司
9	箱变单价/万元	25	25	0	25	30	25
	箱变投资/万元	675	675	0	675	600	675
10	单台风电机组安装费/万元	18	18	22	18	20	18
	全部风电机组安装费/万元	486	486	440	486	400	486
11	场区道路长度/km	16.75	16.75	13.3	16.75	13.3	16.75
	道路费用/万元	418.75	418.75	332.5	418.75	332.5	418.75
12	单机征地面积/m ²	506	400	625	506	529	400
	道路征地面积/m ²	83750	83750	66500	83750	66500	83750
	征地费用/万元	876.77	850.95	711.00	876.77	693.72	850.95
13	配套工程造价小计/万元	7252	7200	2504	7182	5586	6944
14	初投资/万元	41677	32512	40504	33045	33296	32864
15	10 年运行维护费用现值/万元	4200	3472	4110	3516	3288	3520
16	单位电量成本/[元/(kW·h)]	0.5848	0.5563	0.5839	0.4807	0.4879	0.4574
17	排名	6	4	5	2	3	1

3. 单位电量投资分析法

单位电量投资= $\frac{\text{总投资}}{\text{年上网电量}}$ (4-37)

其中总投资分为动态总投资和静态总投资，动态总投资是静态总投资和建设期利息的和。静态总投资一般包含五个部分费用，分别是：施工辅助工程费用、设备及安装工程费用、建筑工程费用、其他费用和基本预备费。

随着风电建设朝着大规模风电基地、海上风电方向发展，风电场规模越来越大，占地面积越来越广，同一个风电场地质条件差异性增大。在海上风电场中，同一个风电场，由于海床地质条件不同，会使用多种风电机组基础，每种基础的投资区别较大。此外，随着近些年来风电机组厂商的创新发展，目前可选用的机型越来越多，不同容量的机组全场机组数量也不相同，因此在进行风电机组机型比选的时候，需要考虑风电机组配套的塔筒、基础、集电线路等部分的投资费用。相比于特定总投资，风电场总投资计算的时候更精确，可以比较不同容量机组之间的经济性，更有利于选出经济性最佳的风电机组，但是计算过程较复杂，某些计算需要专门技术经济人员进行完成。项目经验较多的设计单位，基础投资、集电线路投资、道路投资等部分的费用可以参考已建成项目的实际投资。目前单位电量投资分析法已经得到了广泛运用，实际工程存在“单位电度投资”“单位度电投资”等叫法，实际上都表达相同的意义。表 4-6 是某海上风电项目采用单位电量投资分析法进行



风电机组经济性比选的结果。

表 4-6 采用单位电量投资分析法进行风电机组经济性比选的结果

项 目	WTG-1	WTG-2	WTG-3	WTG-4	WTG-5
单机容量/MW	3	3.6	4	4.5	5
台数/台	100	84	75	67	60
总装机容量/MW	300	302	300	301.5	300
轮毂高度/m	85	90	90	90	100
理论发电量/(万 kW·h)	108310.2	99645.4	103818.7	99549.5	102739.4
理论利用小时/h	3610	3295	3461	3302	3425
尾流影响率/%	9.88	9.51	8.95	8.89	8.49
其他折减率/%	22	22	22	22	22
年上网电量/(万 kW·h)	76135	70332	73731	70746	73333
装机利用小时/h	2538	2326	2458	2346	2444
容量系数	0.290	0.266	0.281	0.268	0.279
风力发电机组设备总费用/万元	201000	202608	225000	195975	210000
设备单价/(元/kW)	6700	6700	7500	6500	7000
塔筒总费用/万元	24240	21268.8	20160	20341.2	20160
塔筒重量/t	202	211	224	253	280
吊装总费用/万元	50000	45360	40500	42210	45000
场内电缆/万元	33400	32600	31900	31600	31450
风力发电机组基础费用/万元	145000	126000	120000	137350	132000
比较投资合计/万元	453640	427837	437560	427476	438610
单位千瓦投资/(元/kW)	15121	14148	14585	14178	14620
单位电量投资/[元/(kW·h)]	5.96	6.08	5.93	6.04	5.98
排序	2	5	1	4	3

由表 4-6 可知，WTG3 机组单位电量投资最小，经济性最好。此外，选择最合适机组，还要从以下几个方面考虑：

(1) 工程用地（海）比较。由于海上风电机组机型单机容量相差较大，安装台数及占用海域的区域相差较大。本工程场址范围主要考虑的因素有航道、工程施工要求等，因此在满足风电场容量的要求下，尽量减少风电场的工程用海范围。采用单机容量较大机型，可以减少风电机组台数，减少风电机组基础占用海域面积，但单机容量较大的机型其风电机组的风轮直径较大，为了减少尾流损失，需尽量拉大距离，从而增大了风电场的海域使用范围。从实际情况看，本风电场的海域使用范围基本明确，选择单机容量较大的机型可以减少工程用海的面积。因此从节约工程用海考虑，宜选择单机容量较大的 4MW、4.5MW 和 5MW 机型。

(2) 风电机组的运行经验。考虑到海上风电场风电机组建成后的运行维护费用较高，应该考虑其运行的可靠性，包括其电能质量、对电网的要求、对运行环境适



应及可用率保证等方面。目前国内厂家海上风电机组大多数处于样机阶段，国外厂家风电机组具有一定的装机规模，本次推荐选择在海上已有大规模装机运行的4MW风电机组。

(3) 施工条件比较。从风电场施工条件考虑，3MW风电机组的机舱、叶片重量相对较轻，经过东海大桥风电场100MW示范工程的施工建设，国内已开发出一些海上施工设备并积累了海上施工的丰富经验。东海大桥风电场100MW示范工程采用的海上施工设备，其起吊能力较大，单机容量3.0~5.0MW的机型的重量均满足起吊要求。但单机容量5.0MW的机型机舱、叶片重量相对较重，施工方法上不确定因素影响较大，施工的投入也较大；3.6MW、4MW风电机组因其重量和轮毂高度与3.0MW风电机组相近，施工方法上和施工成本控制有一定优势。

综合上述各方面比选，本阶段选择单机容量为4MW的机型。其单机容量较适宜，经济指标较好，在现阶段技术经验的基础上，推荐WTG-3机型进行设计。