

基于数据融合分析的风电机组功率曲线优化治理的研究

王磊

国华(哈密)新能源有限公司

[摘要]随着近些年全国风电装机规模快速增长,我国“十三五”时期推进“四个革命,一个合作”能源发展战略,2020年习近平总书记提出“碳中和”目标,新能源产业迎来倍增的黄金时代,推动能源结构转型升级,促进风电产业持续健康发展,风电从补充能源进入到替代能源的发展阶段。目前风电技术日趋成熟,成本不断下降,成为目前应用规模最大的新能源发电方式,风电机组的机型也逐渐多起来,金风等主流机型占比较大,而风电机组功率曲线是考核机组性能的一项重要指标,在标准空气密度($\rho=1.225\text{kg/m}^3$)的条件下,是由风速作为自变量(X),有功功率作为因变量(Y),用一条拟合曲线拟合风速与有功功率的散点图,最终得到能够反映风速与有功功率关系的特性曲线。

[关键词]风电场;风电机组;功率曲线;桨距角;机械对零

【DOI】10.12252/j.issn.2096-6288.2021.12.1369

引言

金风1.5MW直驱型风电机组,该机型机组切入风速为2.5m/s,额定风速11m/s。运行中将检测每台风机的功率曲线(由风场控制系统利用机舱风速仪测得的数据),以确定该机组是否达到合同保证的功率曲线。根据功率曲线能够计算风电机组在不同风速段下的风能利用系数,通过近两年对全场风电机组控制系统、吸能转换、部件安装精度等方面数据情况分析,发现约30%的机组功率曲线在风速6-10m/s风速区间功率曲线不达标情况较多。风电场成立了精灵风轮QC小组,开展机组功率曲线的优化治理工作,利用系统生成的功率曲线与就地测量、统计分析的方法,对功率曲线进行修正,以提高功率曲线的精确度。

由尺度参数(A)(单位:米/秒)和形状参数(K)描述的Weibull分布从而计算出指定风力发电机组的AEP测定值和AEP推算值,并确定与上述计算相关的测量误差u值(该计算以测量标准所规定的综合标准误差为基础);根据测量得出的年发电量理论推算值(AEP-推算值)将大于或等于技术规范中所说明或根据技术规范确定的AEP理论值乘以(100%-u)的结果,其中u是测量标准所规定的综合标准误差。

AEP推算值 \geq AEP承诺值 \times (100%-u)

AEP推算值:是采用测量标准中所述的方法将风廓线(通过采用本合同所说明的Weibull参数的方式)应用于测量功率曲线从而确定的年发电量;

AEP承诺值:是采用测量标准中所述的方法将风廓线(通

过采用本合同所说明的Weibull参数的方式)应用于承诺功率曲线从而确定的年发电量;

u:是测量标准规定的综合标准误差。

1 功率曲线情况

攻关小组针对风电场风电机组功率曲线不达标进行数据分析可行性研究,先从影响风能转换率的叶片开桨角度、叶轮对风角度误差等因素去探索,再到控制系统参数修正及控制策略优化研究,通过对达标机组与30%不达标机组的排查分析,并结合现场环境和设备工况,排除空气密度、地貌及尾流等不可控的外界因素后,最终确定从叶片机械零度角、风向标对风角、测风系统回路精度、叶片最小桨距角参数等方面来治理并验证风电机组功率曲线达标率。

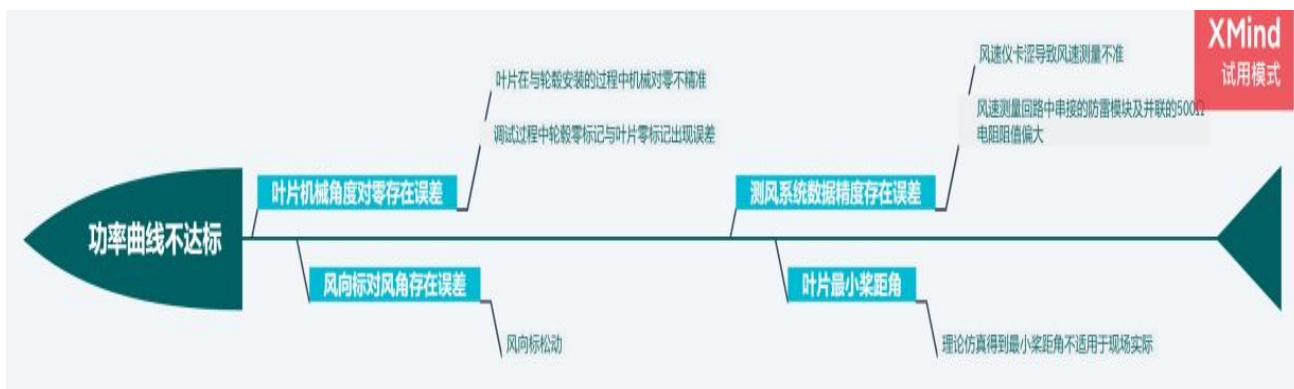
2 原因分析及诊断

2.1 原因分析

第一年风机半年定期维护期间,对叶片机械零度角、风向标对风角、测风系统数据精度进行分工排查,最后汇总排查结果为叶片机械对零存在误差的机组占比30.4%为最多,对排查出的机组数据结果进行统计、归类和分析。如下表:

因素	叶片机械对零	风向标对风角	测风系统测量精度	叶片最小桨距角
占比	30.4%	19.3%	12%	7.5%

叶片机械对零及风向标对风角存在误差是机组功率曲线不达标的关键影响因素,测风系统数据精度误差、叶片最小桨距角是次要影响因素。对影响风机功率曲线的原因进行分析,发现与主要和次要因素有关联的末端因素共7条。



2.2 末端因素诊断

(1) 叶片对零角度出现较大偏差会造成叶轮吸收风能后机械转化率降低,机组功率曲线在对应风速下发电功率低,分析叶片的角度偏差大有两种可能的情况:一是叶片在与轮毂安装的过程中机械对零不精准;二是机组调试过程中轮毂

零标记与叶片零标记出现误差。

(2) 风机风向标对风角校正有偏差(或风向标松动),会导致机组叶轮对风不准影响叶轮对风能最大化的利用,从而影响风机功率曲线。

(3) 测风系统中风速仪测量的数据出现异常波动时,风

机的实际功率会出现相应的漂移，导致功率曲线低于标准曲线，且出现不平滑的拐点。此情况一般存在两种原因：一是风速仪卡涩导致风速测量不准，出现输出信号漂移，实际功率曲线与标准曲线比较出现偏离；二是风速测量回路中串联的防雷模块及并联的500 Ω 电阻值偏大，直接影响机组实际测量输出信号的风速值。

(4) 风机原模型仿真得到最小桨距角-0.5° 是理论最优桨距角，但在实际应用过程中，受叶片制造、现场安装工艺、空气密度等因素影响，导致控制系统中调节叶轮捕风面不能达到最佳。

3 分析处理措施

(1) 第一年下半年，按照《叶片机械对零作业指导书》，使用专用折叠对零工装检查机组轮毂的安装机械零刻度标记线与叶片的零度标线，要求两条标线重叠对齐。使的叶片安装的左右偏差最大不超过±0.3°，超出此范围叶片要进行重新对零调整，并以叶片的零度标线的零度为准。同时核对风机监控软件中显示的实际叶片角度，角度偏差不超过0.3°，最终完成机组叶片机械对零角度修正和机组叶片机械对零角度校验工作。(见图1)

(2) 第一年下半年，完成风向标对风角度修正工作，使

用便携式手持风速风向仪进行比对，同时检查风向仪标刻线与机头指向标线安装一致性；对存在误差的风向标先拧松安装座的固定螺栓，拧紧碗形底座上风向标螺栓，调整风向标使其标刻线箭头正对机组叶轮标刻线，同时查看风机控制参数中风向角度是否在180度，若在180度，则固定碗形底座；若不在180度，调整旋转碗形底座角度，使得控制参数中度数与标刻线位置达到180度后进行固定。(见图2)

(3) 第二年上半年，完成功率曲线不合格机组主控程序升级，优化部分机组最小桨距角，由-0.5° 修改为0.2°，优化前抽取全场10%的风机进行挂机测试，验证结果良好后完成全部优化。

(4) 第二年上半年，完成功率曲线不合格机组测风系统电气回路的并联电阻及防雷模块全面排查，对电阻值大小在500±0.5 Ω 范围外的及时进行替换确保测风数据的准确性。(见图3)

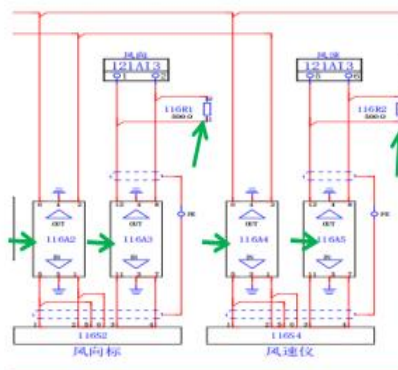
(5) 第二年下半年，完成功率曲线不合格机组变流控制程序优化，该机组在功率的增益过渡区未到达额定风速和额定功率的情况下，但已经达到额定转速，在此区间通过电磁扭矩提升，适当提高额定转速，最终达到推力系数对应功率。



如图1 叶片机械对零位置



如图2 风向标对风角度修正



如图3测风系统电气回路并联电阻及防雷模块替换位置

4 结论和建议

4.1 结论

风电机组功率曲线优化治理并验证风电机组功率曲线达标率，此项成果最终可针对风电机组做到“一机一案”，不断优化提升风电机组功率曲线。

通过叶片机械对零角度修正、叶片机械对零角度调整、风向标对风角度修正、测风系统电气回路精度优化及变流系统功率的转矩增益优化的措施，机组功率曲线不达标率由30%降至2%，全场功率曲线合格率达到98%以上。在不受限电因素的影响，平均每天提高发电量约4万度，年累计发电量提高约1200万度。

4.2 巩固措施

(1) 持续跟踪对比分析风电机组功率曲线数据，确保机组功率曲线长期保持优化治理后的效果。

(2) 风机定期维护工作中将重点关注风机叶片的机械零度、测风系统电气回路中500 Ω 高精度电阻校准，确保机组风能吸收最大化。

(3) 大风期间继续加强风机输出功率的监控，对偶然

出现不满发的机组及时统计记录并及时对其功率曲线进行优化。

(4) 开展风机雷达感知系统的探索，通过最新的高预测性、准确性感知系统的应用，进一步提升风机发电效能。

5 结束语

功率曲线不是一个单一随着风速而变化的变量，风电机组的各个部分出现状况，势必会引起功率曲线的波动。理论功率曲线和实测功率曲线会尽量将风电机组其他状况带来的影响消除，但是运行期的功率曲线是不能忽视功率曲线的波动风场内流场环境复杂，风环境在各个点位均不相同，因此在建成的风电场内每一台风电机组的实测功率曲线应均不相同，因此对应的控制策略也不同。因此在场区十分复杂的情况下，有可能会得到与风电场建成后不同的结果，如把实测功率曲线、标准功率曲线和机组运行生成功率曲线的形成条件和用途彼此混淆，失去了功率曲线所应有的作用。

参考文献

[1] 杨茂，代博社. 基于比恩法的风电场风速-功率曲线建模误差分析. 电力自动化设备. 2020, 40 (12)