

第 1 章 风电场运行与维护概述

1.1 风电场的构成

1. 风电场的概念

风电场是在风能资源良好的地域范围内，统一经营管理的由所有风力发电机组及配套的输变电设备、建筑设施和运行维护人员等共同组成的集合体，是将多台风力发电机组按照一定的规则排成阵列，组成风力发电机组群，将捕获的风能转化成电能，并通过输电线路送入电网的场所。

自 20 世纪 70 年代以来，随着世界性能源危机和环境污染日趋严重，风电的大规模发展便指日可待，德国、丹麦、西班牙、英国、荷兰等国在风力发电技术研究和应用上投入了大规模的人力及资金，研制出了高效、可靠的风力发电机。风电场是大规模利用风能的有效方式，20 世纪 80 年代初兴起于美国的加利福尼亚州，如今在世界范围内得到蓬勃发展。

2015 年，世界风能协会在上海发布了全球风电发展报告。该报告详细阐述了 2014 年的风电发展情况，并预测了未来 5 年内的全球风电发展。截至 2014 年年底，全球风电新增装机容量达 52.52GW，全球风电机组累计装机容量达 371.34GW。全球风电年发电量达到 7500 亿 kW·h/a，风电占全球电力需求比例为 3.4%。风电利用比例高的国家有丹麦、西班牙、葡萄牙、爱尔兰、德国、乌拉圭。

表 1-1 为全球风电装机在各地区的分布，在中国的引领下，亚洲的新增风电装机容量连续多年超过欧洲和北美洲。到 2014 年年底，亚洲的累计风电装机容量也首次超过了欧洲，位居世界第一位。这说明全球风电产业的重心已经从欧洲移到了亚洲。

表 1-1 全球风电装机在各地区的分布

地 区	截至 2013 年年底累计 装机容量 /MW	2014 年新增 装机容量 /MW	截至 2014 年年底累计 装机容量 /MW
亚洲	115968	26161	142119
欧洲	121573	12820	133969
北美洲	70792	7247	77953
南美和加勒比海	4777	3749	8526
非洲加中东	1612	934	2545
大洋洲	3874	567	4441
全球总计	318596	51477	369553



截至 2014 年年底，风电累计装机容量排行前 10 位的国家的累计装机容量都超过了 500 万 kW，其装机容量占全球累计总装机容量的 85.8%。全球累计装机容量排名前 10 的国家见表 1-2。

表 1-2 全球累计装机容量排名前 10 的国家

序号	国家	装机容量/万 kW	占全球比例/%
1	中国	11460.9	31
2	美国	6587.9	17.74
3	德国	3916.5	10.55
4	西班牙	2298.7	6.2
5	印度	2246.5	6.1
6	英国	1244.0	3.4
7	加拿大	969.4	2.6
8	法国	928.5	2.5
9	意大利	866.3	2.3
10	巴西	593.9	1.6
全球		37133.5	100

目前，风电场分布遍及全球，最大规模的风电场可达千万千瓦级，如我国甘肃酒泉的特大型风电项目，酒泉千万千瓦级风电场如图 1-1 所示。



图 1-1 酒泉千万千瓦级风电场

近年来，近海风能资源的开发进一步加快了大容量风力发电机组的发展。世界上已运行的最大风力发电机组单机容量已达到 5MW，而 6MW 风力发电机组也已研制成功。发展大功率、大容量风力发电机组是今后的一个发展趋势。



早在 1991 年，丹麦便建成了世界上第一个商业化运行的海上风电场。2002 年年末，世界上第一个大型海上风电场 HornsRev 在丹麦北海日德兰半岛建成，安装了 80 台 VestasV80/2000 风力发电机组，总装机容量为 16 万 kW。丹麦海上风电场如图 1-2 所示。我国第一座大型海上风电场东海大桥风电场处于 2009 年 10 月实现并网。我国东海大桥风电场如图 1-3 所示。

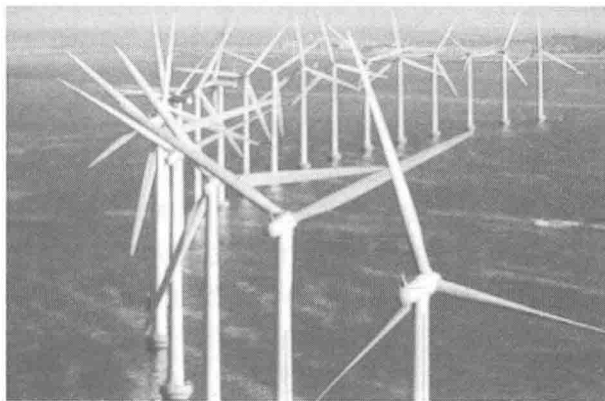


图 1-2 丹麦海上风电场



图 1-3 东海大桥风电场

我国海上风电建设有序推进，上海、江苏、山东、河北、浙江、广东等省（直辖市）的海上风电规划已经完成，辽宁、福建、广西、海南等省（自治区）的海上风电规划正在完善和制订。在完成的规划中，初步确定了 43GW 的海上风能资源开发潜力，目前已有 38 个项目、共有 16.5GW 在开展各项前期工作。到 2011 年年底，全国海上风电共完成吊装容量 242.5MW。2015 年，中国海上风电新增装机 100 台，容量达到 360.5MW，同比增长 58.4%。其中，潮间带装机 58 台，容量 181.5MW，占海上风电新增装机总量的 50.35%；其余 49.65% 为近海项目，装机 42 台，容量 179MW。截至 2015 年年底，中国已建成的海上风电项目装机容量共计 1014.68MW。其中，潮间带累计风电装机容量达到 611.98MW，占海上装机容量的 60.31%，近海风电装机容量 402.7MW，占海上装机容量



量的 39.69%。

2. 风电场的特点

风电场因其特殊的发电特性，具有以下特点：

(1) 风力资源具有丰富性。风电场的电能资源来自于风能的转换。大气的流动形成了风，风资源取之不尽用之不竭。

(2) 风力发电具有环保性。风力发电是朝阳产业、绿色能源，风力发电在减少常规能源消耗的同时，较其他形式发电向大气排放的污染物为零，对保护大气环境有积极作用。

(3) 风电场选址具有特殊性。为达到较好的经济效益，应选择风资源丰富的场址。要求场址所在地年平均风速大于 6.0~7.0m/s，风速年变化相对较小，30m 高度处的年有效风力时数在 6000h 以上，风功率密度达到 250W/m² 以上。

(4) 风电场选址具有分散性。由于风力发电机组单机容量小，每一个风电场的风力发电机组数目都很多，所以，风电场的电能生产方式比较分散。若要建一个千万千瓦级规模的风电场，大致需要上千台 1.5MW 的风力发电机组，分布在方圆几十千米的范围内。

(5) 风力发电机组类型具有多样性。风力发电机组的类型很多，同步发电机和异步发电机都在其中有应用。随着风电技术的发展，新增很多特殊设计的机型，如双馈式风力发电机组、直驱式永磁风力发电机组等。

(6) 风电场输出功率具有不稳定性。风能具有很强的波动性和随机性，风力发电机组的输出功率也具有这种特点。为提高机组的功率因数以及提高输出功率的稳定性，风电设备应进行必要的励磁和无功补偿，增加了风力发电的复杂性。

(7) 风力发电机组并网具有复杂性。风力发电机组单机容量低，输出电压等级相对低，一般为 690V 或 400V，常需要利用变压器换至更高的电压等级。通常要通过电子交流设备对输出电流进行整流和逆变，以达到满足电网的频率和电压相位，才能并入电网。

3. 风电场的构成

风电场一般由风电场电气部分、风电场建筑设施和风电场组织机构三部分构成。其中，风电场电气部分由电气一次系统和电气二次系统组成。风电场电气一次系统由风力发电机组、集电系统（包括无功补偿装置）、升压变电站及场内用电系统组成，主要用于能量生产、变换、分配、传输和消耗；风电场电气二次系统由电气二次设备如熔断器、控制开关、继电器、控制电缆等组成，主要对一次设备如发电机、变压器、电动机、开关等进行监测、控制、调节和保护。风电场建筑设施包括场内各种土建工程项目，如管理、运行与维护人员办公、生活建筑及道路等。风电场组织机构是风电场运行与维护的管理部门。

4. 风电场的分类

风电场按其所处位置可分为陆地风电场、海上风电场和空中风电场三种类型。其中，陆地风电场和海上风电场发电技术日趋成熟，商业化运营效果显著。

(1) 陆地风电场。陆地风电场一般设在风资源良好的丘陵、山脊或者海边。陆地风电场的发电技术较成熟，也是本书要介绍的重点部分。

(2) 海上风电场。海上风电场位于海洋中。海上的平均风速相对较高，风力发电机组的风能利用率远远高于陆地风电场。因此，海上风电场大多采用兆瓦级风力发电机组，但



在海上风电场的安装及维护费用要比陆地风电场高。陆地风电场与海上风电场最根本的区别就是基础结构，我国的海洋风能资源丰富，具有开发利用风电的良好市场条件和巨大资源潜力，其发展速度较为迅速。

(3) 空中风电场。大约在 4500m 以上的高空中存在一种稳定的高速气流，若能用风力发电机组加以利用会获得很高的风功率。高空风力发电机即气囊式发电装置的外观像飞机机翼下的涡轮发动机，发电机的外层是圆筒状的气囊，其中充满了比空气轻很多的氦气，这样它就可以悬浮在空中，因此也被称为气囊式发电机。

气囊式发电机的发电部件和地面风力发电机一样，主要是一个装有数个叶片是涡轮。当高空狂风推着涡轮转动时，就能产生电能。有一根细长的电线与发电机相连，电能顺着电线传输到地面。与固定在地面的风力发电机组相比，这种设计令高空风力发电机能够移动，拽着电线的一头，就像收风筝那样，便可轻松地把发电机拉到地面上。然后放掉气囊中的氦气，把气囊折叠起来，发电机就可以很方便地被运送到其他急需的地方。可见，空中气囊式发电装置具有便捷、稳定、环保等特点。

在空中风电场这一领域仍面临着很多的障碍和挑战，对于空中风电场的技术研发还是处于初级阶段，有待深入探索。

1.2 风电场运行与维护的主要内容

风电场运行主要包括两个部分：一是风电场电气系统的运行及风力发电机组的运行和场区内升压变电站及相关输变电设施的运行；二是对风电场运行的管理，包括风电场安全运行保障制度的建立、对风电场电力系统运行的常规检测、风电场异常运行和事故的处理。

风电场的维护主要是对风力发电机组和场区内输变电设备的维护。维护形式包括常规巡检和故障处理、常规维护检修及非常规维护检修等。风电场的常规维护包括日常维护和定期维护两种。

风电场的日常维护是指风电场运行人员每日进行的电气设备的检查、调整、注油、清理及临时发生故障的检查、分析和处理。在日常运行维护检修的工作中，维护人员应根据风电场运行维护规程的有关要求并结合风电场运行的实际状况，有针对性地进行巡检工作。为便于工作和管理，应把日常巡检工作内容、巡检标准等项目制成表格，工作内容叙述简单明了、目的明确，以便于指导维护人员的现场巡视工作。通过巡检工作力争及时发现故障隐患，防患于未然，有效地提高设备运行的可靠性。

风电场的定期维护是风电场电气设备安全可靠运行的关键，是风电场达到或提高发电量、实现预期经济效益的重要保证。风电场应坚持“预防为主，计划检修”的维护原则，根据电气设备定期例行维护内容并结合设备运行的实际情况，制定出切实可行的定期维护计划，并严格按照计划工作。做到定期维护、检修到位，使设备处于正常的运行状态。

1.2.1 风力发电机组运行与维护

风力发电机组的运行过程就是把风能转换为电能的过程。风以一定的速度和攻角作用



在桨叶上,使桨叶产生旋转力矩而转动,并通过传动装置带动发电机旋转发电,进而将风能转变成为电能,将风力发电机组发出的电能送入电网,即实现了风力发电机组的并网运行。

机组维护检修工作一般包括日常维护检修、定期维护检修和临时维护检修三种形式。

1. 日常维护检修

风力发电机组的日常维护检修工作主要包括正常运行巡查时对机组进行巡视、检查、清理、调整、注油及临时故障的排除等。

(1) 通过风力发电机组监控计算机实时监视并分析风力发电机组各项参数的变化情况,发现异常应通过计算机对该机组进行连续监视,并根据变化情况作出必要处理,并在运行日志上写明原因,进行故障记录与统计。

(2) 对风力发电机组进行巡回检查,发现缺陷及时处理,并登记在缺陷簿上。

(3) 检查风力发电机组在运行中有无异常响声,叶片运行状态,变桨距系统、偏航系统动作是否正常,电缆有无绞缠情况。

(4) 检查风力发电机组各执行机构的液压系统是否渗油、漏油,齿轮箱润滑油、冷却油是否渗漏,并及时补充;检查液压站的压力表显示是否正常。

(5) 检查各紧固部件是否松动以及各转动部件、轴承的润滑状况,查看其有无磨损。

(6) 对有刷励磁交流发电机的集电环和电刷进行清洗或更换电刷。

(7) 检查记录水冷系统运行时的温度范围、发电机及变频器的最高进水温度和最高压力。

当气候异常、机组非正常运行或新设备投入运行时,需要增加巡回检查的内容及次数。

2. 定期维护检修

风力发电机组的定期维护检修是指在确定的时间内,对机组易磨、易损零件的小修和维护,一般分一个月、半年、一年不等,主要根据维护项目而定。

风力发电机组的定期维护内容应按照厂家的要求对维护项目进行全面检查维护,包括更换需定期更换的部件。定期维护检修应严格遵守维护检修计划,不得擅自更改维护周期和内容。

3. 临时维护检修

风力发电机组的临时维护检修是指在突发的故障或灾害损害后,对机组进行的维护检修活动。

风力发电机组的运行环境要求重视临时维护工作。如极端的低温会造成风力发电机组轴承润滑脂凝固;长时间的大风恶劣气候可能会动摇塔架,导致地基受损及相关附件松动;恶劣气候还可能造成传输电缆、充电控制器以及相关熔断器和开关的损坏等,如果发现设备出现以上故障,则应及时维修并做全面保养。

风力发电机组的临时维护除了机组突发故障及恶劣天气对机组的损害之外,也包括机组部件的某些功能试验,如超速试验、叶片顺桨、正常停机、安全停机和紧急停机等对机组的损害。



1.2.2 变电站电气设备运行与维护

变电站电气设备的运行与维护主要包括变压器、开关设备、电抗器和电容器、互感器和绝缘油的运行与维护。

1.2.2.1 变压器运行与维护

变压器是利用电磁感应现象实现一个电压等级的交流电能转换到另一个电压等级的交流电能，是改变交流电压的装置。变压器的核心构件是铁芯和绕组，其中铁芯用于提供磁路，缠绕于铁芯上的绕组构成电路。此外还有调压装置即分接开关、油箱及冷却装置、保护装置，包括储油柜、安全气道、吸湿器、气体继电器、净油器和测温装置及绝缘套筒等。

变压器投运时，全电压冲击合闸，有高压侧投入，且中性点直接接地。变压器应进行5次空载全电压冲击合闸，均无异常的情况下方可投运。变压器第一次受电后持续时间不应少于10min，励磁电流不应引起保护装置的误动。变压器的投运和停运应使用断路器进行控制，严禁使用隔离开关拉合变压器。

1.2.2.2 开关设备运行与维护

开关设备主要用于风电场电力系统的控制和保护，既可以根据电网运行需要将一部分电力设备或线路投入或退出运行，也可以在电力设备或线路发生故障时将故障部分从电网快速切除，从而保证电网中无故障部分的正常运行及设备、运行维修人员的安全。因此，开关设备是非常重要的输配电设备，其安全、可靠运行对电力系统的安全、有效运行具有十分重要的意义。

1. 断路器的维护检修

(1) 每1~2年检查维护一次的项目。

1) 外观检查。检查并清扫瓷管套、外壳和接线端子，紧固松动螺栓；检查SF₆气体的压力。

2) 液压机构检查维护项目。

a. 检查液压机构模块对接处有无渗漏油、元器件有无损坏，根据不同情况分别进行擦拭、拧紧、更换密封圈或修理。

b. 检查并紧固压力表及各密封部位。

c. 检查操动机构，在传动及摩擦部位加润滑油，紧固螺栓。

d. 油箱油位应符合规定，如果油量低于运行时的最低油位，应补充液压油。

e. 检查储压器预压力。

f. 检查清理辅助开关触点。

g. 检查紧固电气控制电路的端子。

h. 检查油泵启动、停止油压值，分闸、合闸闭锁油压值，安全阀开启、关闭油压值。

3) 电气试验。检查电气控制部分动作是否正常；检查分闸、合闸操作油压降；测量主电路电阻。电气试验项目和标准按相关内容执行。

(2) 每5年检查维护一次的项目。

1) 电气试验参照(1)中项目，并按相关要求进行。



2) 检查指针式密度控制器的动作值, 取下指针式密度控制器罩, 把密度控制器从多通体上取下 (多通体上带自封接头), 进行充气、放气来检查其第一报警值及第二报警值。如指针式密度控制器有问题, 应更换新品。

3) 将液压油全部放出, 拆下油箱进行清理。液压系统处于零表压时, 历时 24h 应无渗漏现象; 油压为 26MPa 时, 液压系统分别处于分闸和合闸位置 12h, 压力下降不应大于 1.0MPa。测此压力降时应考虑温度的影响。由于存在温度变化、渗漏和安全阀泄压的可能, 系统工作时每天补压 3~5 次是正常的。

4) 在额定 SF₆ 气体压力、额定油压、额定操作电压下进行 20 次单分、单合操作和 2 次 0.3s 合、分操作, 每次操作之间要有 1~1.5min 的时间间隔。

5) 测量断路器动作时间, 同期性及分闸、合闸速度, 结果应符合技术参数要求。

6) 对弧触头的烧损程度进行测量: 用 300mm 长的钢板尺在机构内连接座中断路器的分闸位置上的一个测量基准点, 使断路器慢合至刚合点 (利用万用表的欧姆挡接至灭弧室进出线端, 刚合时, 万用表的表针动作), 量出基准点与刚合点位置处测量点之间的距离, 计算出超程, 判断弧触头的烧损程度。弧触头允许烧去 10mm, 即超程不小于 30mm。如果弧触头烧损严重, 应对灭弧室进行大修。

2. 隔离开关的维护与检修

(1) 隔离开关验收及投运前的检查项目。

1) 操动机构、辅助触点及闭锁装置安装牢固, 动作灵活可靠。

2) 相间距离及分闸时触头分开角度或距离符合规定。

3) 触头应接触紧密良好。

4) 瓷绝缘子清洁, 完好无裂纹。

5) 电动操作动作正常。

(2) 隔离开关的巡视检查项目。

1) 瓷绝缘子是否清洁。

2) 隔离开关接触良好, 动触头应完全进入静触头, 并接触紧密, 触头无发热现象。

3) 引线无松动或摆动, 无断股或烧股现象。

4) 辅助触点接触良好, 连动机构完好, 外罩密封性好。

5) 操动机构连杆及其他机构各部分无变形、锈蚀。

6) 处于断开位置的隔离开关、触头分开角度符合厂家规定, 防误闭锁机构良好。

1.2.2.3 电抗器和电容器运行与维护

1. 电抗器

电抗器在电路中具有限流、稳流、无功补偿及移相等功能。电力网中所采用的电抗器实际上是一个无导磁材料的空心线圈, 它可以根据需要布置为垂直、水平和品字形三种装配形式。

(1) 干式电抗器的正常巡视检查项目。

1) 电抗器接头良好, 无松动、发热现象。

2) 绝缘子清洁、完整, 无裂纹及放电现象。

3) 线圈绝缘无损坏、流胶。



4) 接地良好、无松动。

5) 对于故障电抗器，在切断故障后，应检查电抗器接头有无发热及损坏，外壳有无变形及其他异常情况。

(2) 电抗器的常见故障及判断。在通常情况下，电抗器除了与变压器具有相同的绝缘问题外，还存在振动和局部过热的问题。电抗器事故及故障情况基本上可以分为以下几类：

1) 油色谱分析异常。通过对电抗器进行油色谱分析，可以发现许多早期故障及事故隐患，对预防电抗器事故起重要作用。

2) 振动噪声异常。引起振动的主要原因是磁回路有故障、制造时铁芯未压紧或夹件松动。此外，器件固定不好、安装质量不高等均可造成振动和噪声异常。

3) 电抗器烧坏。电抗器匝间短路，导致电抗器烧毁。

4) 过热性故障。电抗器绝缘层材质老化；内部导线电流密度超标。

5) 磁回路故障引起内部放电。磁回路出现故障的原因是多方面的，如漏磁通过于集中引起局部过热；铁芯接地引起环流及铁芯与夹件之间的绝缘破坏；接地片松动与熔断导致悬浮放电及地脚绝缘故障等。

2. 电容器

电容器是储存电能的装置，是电子、电气领域中不可缺少的电子元件，主要用于电源滤波、信号滤波、信号耦合、谐振、隔直流等电路中。电容器具有充电快、容量大等优点。

电力电容器的维护项目如下：

(1) 外观检查。电容器套筒表面、外壳、铁架子要保持清洁，如发现箱壳膨胀应停止使用，以免故障发生。

(2) 负荷检查。用无功电能表检查电容器组每相的负荷。

(3) 温度检查。电容器投入时本身温度不得低于 -40°C ，运行时环境上限温度（A类 40°C ，B类 45°C ），24h平均温度不得超过规定值（A类 30°C ，B类 35°C ），一年平均温度不得超过规定值（A类 20°C ，B类 25°C ），如超过时，应采用人工冷却或将电容器与网络断开。安装地点和电容器外壳上最热点的温度检查可以通过水银温度计等进行，需做好温度记录（特别是在夏季）。

(4) 电压检查。电容器允许在不超过1.1倍额定电压下运行，在1.15倍额定电压下每昼夜运行不超过30min，电容器允许在由于电压升高而引起的不超过1.3倍额定电流下长期运行。接上电容器后将引起网络电压的升高，当电容器端子间电压超过1.1倍额定电压时，应将部分电容器或全部电容器从网络断开。

(5) 电气连接检查。检查接有电容器组的电气线路上所有接触处的接触可靠性；检查连接螺母的紧固度。

(6) 电容和熔断器的检查。对电容器电容和熔断器的检查，每个月1次，在一年内要测3次电容器的损耗角正切值，目的是检查电容器的可靠情况，这些测量都在额定值下或近似额定值的条件下进行。

(7) 耐压试验。电容器在运行一段时间后，需要进行耐压试验。



1.2.2.4 互感器运行与维护

互感器是按比例变换电压或电流的设备，其作用就是将交流电压和大电流按比例降到可以用仪表直接测量的数值，便于仪表直接测量，同时为继电保护和自动装置提供电源。

1. 互感器运行注意事项

(1) 运行中的电压互感器二次侧不得短路，电流互感器二次侧不得开路。

(2) 电压互感器允许高于 1.1 倍额定电压连续运行，电流互感器允许高于 1.1 倍额定电流连续运行。

2. 电压互感器投入前及运行中的检查项目

(1) 油浸式电压互感器套管瓷绝缘子整洁无破裂，无放电痕迹。

(2) 油位计的油位在标志线内，油色透明，无渗油、漏油现象。

(3) 一次接线完整，外壳接地良好，无异常响声，引线接头紧固无过热现象。

(4) 一次、二次熔断器（快速开关）完好，击穿熔断器无损坏。

(5) 电容式互感器电容及下部的电磁装置无放电现象。

3. 电流互感器投运前及运行中的检查项目

(1) 外壳清洁，套管无裂纹、放电痕迹，油位正常，无渗油、漏油现象。

(2) 一次引线接触良好，无过热现象，二次接线不开路。

(3) 外壳接地良好，内部无异常声响。

1.2.2.5 绝缘油维护与处理

绝缘油通常由深度精制的润滑油基础油加入抗氧化剂调制而成。它主要用作变压器、油开关、电容器、互感器和电缆设备的电介质。

1. 绝缘油的检修维护

运行设备中的绝缘油，每隔 6 个月应化验一次。当绝缘油化验不合格时，应将设备立即退出运行，同时根据化验结果决定是否对绝缘油进行更换处理。

2. 绝缘油的更换及处理

准备一个干净的空油罐、真空滤油机及相关管路，按要求连接；启动滤油机，打开设备排油阀，将设备中的绝缘油抽到空油罐中；待油全部抽完后，关闭排油阀；等待 30min 后打开排油阀，排尽设备中的残油，再次关闭排油阀；将滤油机进油管与油罐连接，出油管连接设备，使绝缘油从油罐注入设备。如此循环，直到油质合格。

1.2.3 继电保护系统运行与维护

1. 保护装置投运前的检查项目

(1) 投入直流电源，检查电源指示灯、信号指示灯指示是否正常。

(2) 新投运或运行中的微机保护装置直流电源恢复后，应校对时钟。

(3) 将打印机与保护装置连接好，合上打印机电源，检查打印机的电源开关是否投至“ON”位置。

(4) 各保护压板应投入。

(5) 检查装置电源、电压、控制断路器是否在合好位置。



2. 运行中的继电保护和自动装置的巡视检查项目

- (1) 继电保护及自动装置各继电器外壳是否清洁完整，继电器铅封是否完好。
- (2) 各保护装置运行是否正常，有无破损、异常噪声、冒烟、脱轴及振动现象，各端子有无过热、变色现象。
- (3) 继电保护或自动装置压板及转换开关位置与运行要求是否一致，是否在应投位置。
- (4) 各类运行监视灯、液晶显示内容是否正常，有无告警灯亮，有无告警信息发生。
- (5) 各保护装置电源是否工作正常；直流系统双电源供电是否正常，蓄电池是否处于浮充状态。
- (6) 控制、信号、电源断路器位置是否符合运行要求。
- (7) 检查保护装置、故障录波器显示时间是否与 GPS 时间一致。
- (8) 电压切换灯与实际隔离开关位置是否相符。
- (9) 打印机工作是否正常，打印纸是否足够，打印机的打印色带应及时更换。

3. 事故情况下的检查项目

- (1) 检查负荷分配情况，是否过负荷。
- (2) 检查电流、电压情况。
- (3) 检查光字牌、信号灯、保护装置动作情况。
- (4) 检查信号动作和开关跳闸情况。
- (5) 检查继电器、保护装置有无异常情况。

1.2.4 无功补偿的运行与维护

一般来说，风电场的无功功率需求来自于风力发电机组与变压器。单是风力异步发电机，其在运行时需要吸收的无功功率就为额定功率的 20%~30%。根据感性电机的基础知识，当风速较小时，电机的转差率会增大，模拟负载的阻值就会减小，定子绕组的电流也会增加，功率因数也会相应减小。大型的风电场一般都是有几十台这样的发电机存在，当所有发电机全部均处于并网状态时，该风电场从电网吸收的无功功率需要几兆乏，如此大的无功吸取，如不进行无功功率补偿，势必造成电网电压的大幅度下降。变压器的无功损耗又分为正常运行时的绕组损耗和空载运行时的铁芯损耗。无论是否运行，只要变压器与主网连接，铁芯的励磁无功损耗总是存在。因此，必须加入无功补偿装置，以维持系统接入点的电压水平，提高风电场的稳定性。

根据风力发电系统的特点，风电场一般需要加装无功补偿装置。根据风电场的特点及《国家电网公司风电场接入电网技术规定》，风电场对其无功补偿装置的具体需求如下：

- (1) 补偿风电系统无功功率，高压侧功率因数能够达到 0.95 左右。
- (2) 补偿装置的无功输出具有动态平滑调节能力，调节速度快，满足风电系统启动、停机、风速变化时的动态无功补偿能力。
- (3) 补偿装置具有电能质量的调节能力，能够抑制电压波动和闪变。
- (4) 补偿装置具有风电场电压的稳态调节支撑能力，能够保证风电场在额定电压偏差下的正常运行。



(5) 补偿装置具有风电场电压的暂态调节支撑能力, 能够满足风电场的低压维持能力。

风电场的无功损耗应计算箱式变压器、集电线路和升压站升压变压器的损耗, 风电场升压站无功补偿容量应为箱式变压器、集电线路和升压站升压变压器的无功损耗减去风力发电机组本身可发的无功容量。风电送出线路的无功损耗是否需要补偿应具体情况具体分析, 需要根据计算得出。

1.3 风电场运行与维护现状

我国近年来风电建设快速发展, 已经成为世界第一大风电大国。早在 20 世纪末 21 世纪初, 在我国风电起步阶段, 国家经济贸易委员会为了对风电场安全生产、运行维护及检修进行规范, 在吸收国外风力发电安全运行及维修经验的基础上, 制定发布了风电场安全、运行及检修规程, 这就是被称为风电场三大规程的 DL/T 796—2012《风力发电厂安全规程》、DL/T 666—2012《风力发电厂运行规程》、DL/T 797—2012《风力发电厂检修规程》。这三大规程颁布后, 对全国各地风电场的安全运行、生产和检修工作的规范化有很大的促进作用, 使风电场安全、运行、检修有标准可依。全国各地风电场均以这三大规程为纲, 制定各自风电场具体的规程, 从而我国风电场的安全、运行和检修走上了规范、稳定及快速发展的道路。

1.3.1 风电场安全规程

1.3.1.1 范围

DL/T 796—2012 规定了风力发电人员、环境、安全作业的基本要求, 风力发电机组安装、调试、检修和维护的安全要求, 以及风力发电机组应急处理的相关安全要求。

DL/T 796—2012 适用于陆上并网型风电场。

1.3.1.2 术语和定义

(1) 风电场输变电设备: 风电场升压站电气设备、集电线路、风力发电机组升压变等。

(2) 坠落悬挂安全带: 高处作业或登高人员发生坠落时, 将坠落人员安全悬挂的安全带。

(3) 飞车: 风力发电机组制动系统失效, 风轮转速超过允许或额定转速, 且机组处于失控状态。

(4) 安全链: 由风力发电机组重要保护元件串联形成, 并独立于机组逻辑控制的硬件保护回路。

1.3.1.3 总则

(1) 风电场安全工作必须坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针, 加强人员安全培训, 完善安全生产条件, 严格执行安全技术要求, 确保人身和设备安全。

(2) 风电场应根据现场实际情况编制自然灾害类、事故灾难类、公共卫生事件类和社会安全事件类等各类突发事件应急预案, 并定期进行演练。



1.3.1.4 基本要求

1. 人员基本要求

(1) 风电场工作人员应没有妨碍工作的病症，患有高血压、恐高症、癫痫、晕厥、心脏病、梅尼埃病、四肢骨关节及运动功能障碍等病症的人员，不应从事风电场的高处作业。

(2) 风电场工作人员应具备必要的机械、电气、安装知识，熟悉风电场输变电设备、风力发电机组的工作原理和基本结构，掌握判断一般故障的产生原因及处理方法，掌握监控系统的使用方法。

(3) 风电场工作人员应掌握坠落悬挂安全带（以下简称“安全带”）防坠器、安全帽、防护服和工作鞋等个人防护设备的正确使用方法，具备高处作业、高空逃生及高空救援相关知识和技能，特殊作业应取得相应特殊作业操作证。

(4) 风电场工作人员应熟练掌握触点、窒息急救法，熟悉有关烧伤、烫伤、外伤、气体中毒等急救常识，学会正确使用消防器材、安全工器具和检修工器具。

(5) 外单位工作人员应持有相应的职业资格证书，了解和掌握工作范围内的危险因素和防范措施，并经过考试合格方可开展工作。

(6) 临时用工人员应进行现场安全教育和培训，应被告知其作业现场和工作岗位存在的危险因素、防范措施及事故紧急处理后，方可参加指定工作。

2. 作业现场基本要求

(1) 风电场配置的安全设施、安全工器具和检修工器具等应检验合格且符合国家或行业标准的规定；风电场安全标志标识应符合 GB 2894—2008《安全标志及其使用导则》的规定。

(2) 风力发电机组底部应设置“未经允许、禁止靠近”标示牌；基础附近应增设“请勿靠近，当心落物”“雷雨天气，禁止靠近”警示牌；塔架爬梯旁应设置“必须系安全带”“必须戴安全帽”“必须穿防护鞋”指令标识；36V及以上带电设备应在醒目位置设置“当心触电”标识。

(3) 风力发电机组内无防护罩的旋转部件应粘贴“禁止踩踏”标识；机组内易发生机械卷入、轧压、碾压、剪切等机械伤害的作业地点应设置“当心机械伤人”标识；机组内安全绳固定点、高空应急逃生定位点、机舱和部件起吊点应清晰标明，塔架平台、机舱的顶部和机舱的底部壳体、导流罩等作业人员工作时站立的承台等应标明最大承受重量。

(4) 风电场场区各主要路口及危险路段内应设立相应的交通安全标志和防护设施。

(5) 塔架内照明设施应满足现场工作需要，照明灯具选用应符合 GB 7000.1—2007《灯具 第1部分：一般要求与试验》的规定，灯具的安装应符合 GB 50016—2014《建筑设计防火规范（附条文说明）》的要求。

(6) 机舱和塔架底部平台应配置灭火器，灭火器配置应符合 GB 50140—2005《建筑灭火器配置设计规范（附条文说明）》的规定。

(7) 风电场现场作业使用交通运输工具上应配备急救箱、应急灯、缓降器等应急用品，并定期检查、补充或更换。

(8) 机组内所有可能被触碰的 220V 及以上低压配电回路电源，应装设满足要求的剩



余电流动作保护器。

3. 安全作业基本要求

(1) 风电场作业应进行安全风险分析,对雷电、冰冻、大风、气温、龙卷风、台风、流沙、雪崩、泥石流、野生动物、昆虫等可能造成的危险进行识别,做好防范措施。作业时,应遵守设备相关安全警示或提示。

(2) 风电场升压站和风力发电机组升压变安全工作应遵循 GB 26860—2011《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》的规定。风电场集电线路安全工作应遵循 GB 26859—2011《电力安全工作规程 电力线路部分》的规定。

(3) 进入工作现场必须戴安全帽,登塔作业必须系安全带、穿防护鞋、戴防滑手套、使用防坠落保护装置,登塔人员体重及负重之和不宜超过 100kg。身体不适、情绪不稳定时,不应登塔作业。

(4) 安全工器具和个人安全防护装置应按照 GB 26859—2011 规定的周期进行检查和测试;坠落悬挂安全带测试应按照 GB/T 6096—2009《安全带测试方法》的规定执行;禁止使用破损及未经检验合格的安全工器具和个人防护用品。

(5) 风速超过 25m/s 及以上时,禁止人员户外作业;攀爬风力发电机组时,风速不应高于该机型允许登塔风速;风速超过 18m/s 时,禁止任何人员攀爬机组。

(6) 雷雨天气不应安装、检修、维护和巡检机组,发生雷雨天气后 1h 内禁止靠近风力发电机组;叶片有结冰现象且有掉落危险时,禁止人员靠近,并应在风电场各入口处设置安全警示牌;塔架爬梯有冰雪覆盖时,应确定无高处落物风险并将覆盖的冰雪清除后方可攀爬。

(7) 攀爬机组前,应将机组置于停机状态,禁止两人在同一段塔架内同时攀爬;上下攀爬机组时,通过塔架平台盖板后,应立即随手关闭;随身携带工具的人员应后上塔、先下塔;到达顶架顶部平台或工作位置后,应先挂好安全绳,后解防坠器;在塔架爬梯上作业时,应系好安全绳和定位绳,安全绳严禁低挂高用。

(8) 出舱工作必须使用安全带,系两根安全绳;在机舱顶部作业时,应站在防滑表面;安全绳应挂在安全绳定位点或牢固构件上,使用机舱顶部栏杆作为安全绳挂钩定位点时,每个栏杆最多悬挂两个。

(9) 高处作业时,使用的工器具和其他物品应放入专用工具袋中,不应随身携带;工作中所需零部件、工器具必须手手传递,不能空中抛接;工器具使用后应及时放回工具袋或箱中,工作结束后应清点。

(10) 现场作业时,必须保持可靠通信,随时保持各作业点、监控中心之间的联络,禁止人员在机组内单独作业;车辆应停泊在机组上风向并与塔架保持 20m 及以上的安全距离;作业前应切断机组的远程控制或切换到就地控制;有人员在机舱内、塔架平台或塔架爬梯上时,禁止将机组启动并网运行。

(11) 机组内作业需接引工作电源时,应装设满足要求的剩余电流动作保护器,工作前应检查电缆绝缘良好,剩余电流动作保护器动作可靠。

(12) 使用机组升降机从塔底运送物件到机舱时,应使吊链和起吊物件与周围带电设备保持足够的安全距离,应将机舱偏航至与带电设备最大安全距离后方可起吊作业;物品



起吊后，禁止人员在起吊物品下方逗留。

(13) 严禁在机组内吸烟和燃烧废弃物，工作中产生的废弃物应统一收集和处理。

1.3.1.5 调试、检修和维护

1. 一般规定

(1) 风力发电机组调试、检修和维护工作均应参照 GB 26860—2011 的规定执行工作票制度、工作监护制度和 work 许可制度、工作间断转移和终结制度，动火作业必须开动火工作票。

(2) 风速超过 12m/s 时，不应打开机舱盖（含天窗）；风速超过 14m/s 时，应关闭机舱盖；风速超过 12m/s 时，不应在机舱外和轮毂内工作；风速超过 18m/s 时，不应在机舱内工作。

(3) 测量机组网侧电压和相序时必须佩戴绝缘手套，并站在干燥的绝缘台或绝缘垫上；启动并网前，应确保电气柜柜门关闭，外壳可靠接地；检查和更换电容器前，应将电容器充分放电。

(4) 检修液压系统时，应先将液压系统泄压；拆卸液压站部件时，应戴防护手套和护目眼镜；拆除制动装置时，应先切断液压、机械与电气的连接；安装制动装置时，应最后连接液压、机械与电气装置。

(5) 机组测试工作结束后，应核对机组各项保护参数，恢复正常设置；超速试验时，试验人员应在塔架底部控制柜进行操作，人员不应滞留在机舱塔架爬梯上，并应设专人监护。

(6) 机组高速轴和刹车系统防护罩未就位时，禁止启动机组。

(7) 进入轮毂或在叶轮上工作，首先必须将叶轮可靠锁定，锁定叶轮时，风速不应高于机组规定的最高允许风速；进入变桨机组轮毂内工作，必须将变桨机构可靠锁定。

(8) 严禁在叶轮转动的情况下插入锁定销，禁止锁定销未完全退出插孔前松开制动器。

(9) 检修和维护时使用的吊篮应符合 GB 19155—2003《高处作业吊篮》的技术要求。工作温度低于 -20°C 时禁止使用吊篮，当工作处阵风风速大于 8.3m/s 时，不应在吊篮上工作。

(10) 需要停电的工作，在一经合闸即送电到作业点的开关操作把手上应挂“禁止合闸，有人工作”警示牌。

2. 调试安全

(1) 机组调试期间，应在控制盘、远程控制系统处挂“禁止操作”标示牌。

(2) 独立变桨的机组调试变桨系统时，严禁同时调试多支叶片。

(3) 机组其他测试项目未完成前，禁止进行超速试验。

(4) 新安装机组在启动前应具备以下条件：

1) 各电缆连接正确，接触良好。

2) 设备绝缘良好。

3) 校核相序正确，电压值和电压平衡性符合要求。

4) 检测所有螺栓力矩达到标准力矩值。

5) 正常停机试验及安全停机、事故停机试验无异常。
 6) 完成安全链回路所有元件检测和试验,并正确动作。
 7) 完成液压系统、变桨系统、变频系统、偏航系统、刹车系统、测风装置性能测试,达到启动要求。

8) 核对保护定值设置无误。

9) 填写调试报告。

3. 检修和维护安全

(1) 每半年至少对机组的变桨系统、液压系统、刹车机构、安全链等重要安全保护装置进行检测试验一次。

(2) 机组添加油品时必须与原油品型号相一致。更换替代油品时应通过试验,满足技术要求。

(3) 维护和检修发电机前必须停电并验明三相确无电压。

(4) 拆除能够造成叶轮失去制动的部件前,应首先锁定叶轮。

(5) 禁止使用车辆作为缆绳支点和起吊动力器械;严禁用铲车、装载机作为高处作业的攀爬设施。

(6) 每半年对塔架内安全钢丝绳、爬梯、工作平台、门防风挂钩检查一次;每年对机组加热装置、冷却装置检测一次;每年在雷雨季节前对避雷系统检测一次,至少每3个月对变桨系统的后备电源、充电电池组进行充放电试验一次。

(7) 清理润滑油脂必须戴防护手套,避免接触到皮肤或者衣服;打开齿轮箱盖及液压站油箱时,应防止吸入热蒸气,进行清理滑环、更换炭刷、维修打磨叶片等粉尘环境的作业时,应佩戴防毒防尘面具。

(8) 使用弹簧阻尼偏航系统卡钳固定螺栓扭矩和功率消耗应每半年检查一次。采用滑动轴承的偏航系统固定螺栓力矩值应每半年检查一次。

1.3.2 风电场运行规程

1.3.2.1 范围

DL/T 666—2012 规定了风电场运行的基本技术要求。

DL/T 666—2012 适用于并网型陆上风电场。

1.3.2.2 总则

(1) 风电场运行应坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的原则,监测设备的运行,及时发现和消除设备缺陷,预防运行过程中不安全现象和设备故障发生,杜绝人身、电网和设备事故。

(2) 风电场的运行人员应当经过培训,取得相应的资质,熟悉掌握风电场的设备运行条件及性能参数。

(3) 风电场应根据风电场所在地区和风资源变化特点,结合实际设备状况,合理确定风电场的运行方式,调节运行参数,确保风电场安全运行,提高风电场的经济效益。

(4) 风电场应制定相应的运行规程,并随设备变更及时修订。



1.3.2.3 对运行人员的基本要求

(1) 应经过安全培训并考试合格, 熟练掌握触电现场急救及高空救援方法, 掌握安全工器具、消防器材的使用方法。

(2) 应经过岗前培训、考核合格, 且健康状况符合上岗条件, 方可正式上岗, 新聘员工应经过至少 3 个月的实习期, 实习期内不得独立工作。

(3) 掌握风电场数据采集与监控等系统的使用方法。

(4) 掌握生产设备的工作原理、基本结构和运行操作。

(5) 熟练掌握生产设备各种状态信息、故障信号和故障类型, 掌握判断一般故障原因和处理的方法。

(6) 熟悉操作票、工作票的填写。

(7) 能够完成风电场各项运行指标的统计、计算。

(8) 熟悉所在风电企业各项规章制度, 了解其他有关标准、规程。

1.3.2.4 风电场运行

1. 一般规定

(1) 风电场运行工作如下:

1) 风电场系统运行状态的监视、调节、巡视检查。

2) 风电场生产设备操作、参数调整。

3) 风电场生产运行记录。

4) 风电场运行数据备份、统计、分析和上报。

5) 工作票、操作票、交接班、巡视检查、设备定期试验与轮换制度的执行。

6) 风电场内生产设备的原始记录、图纸及资料管理。

7) 风电场内房屋建筑、生活辅助设施的检查、维护和管理。

8) 开展关于风电场安全运行的事故预想, 并制定对策。

(2) 应根据风电场安全运行需要, 制定风电场各类突发事件的应急预案。

(3) 生产设备在运行过程中发生异常或故障时, 属于电网调度管辖范围内的设备, 运行人员应立即报告电网调度; 属于自身调度管辖范围的设备, 运行人员根据风电场的规定执行。

2. 系统运行

(1) 风电场变电站中属于电网直接调度管辖的设备, 运行人员按照调度指令操作; 属于电网调度许可范围内的设备, 应提前向所属电网调度部门申请, 得到同意后进行操作。

(2) 通过数据采集与监控系统监视风力发电机组、输电线路、升压变电站设备的各项参数变化情况, 并做好相关运行记录。

(3) 分析生产设备各项参数变化情况, 发现异常后应加强该设备监视, 并根据变化情况作出必要处理。

(4) 对数据采集与监控系统、风电场功率预测系统的运行状况进行监视, 发现异常后作出必要处理。

(5) 定期对生产设备进行巡视, 发现缺陷及时处理。

(6) 进行电压和无功功率的监视、检查和调整, 以防风电场母线电压或吸收的电网无