

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2012年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2012〕5号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,编制本标准。

本标准的主要技术内容是:总则,术语,基本规定,站址选择,风能、太阳能资源与电网特性分析,联合发电系统,联合发电功率预测系统,站区布置,电气,建筑与结构,给水排水、暖通与空调,环境保护与水土保持,职业安全,消防。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由上海电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送上海电力设计院有限公司(地址:上海市重庆南路310号,邮编:200025)。

本标准主编单位:上海电力设计院有限公司

本标准参编单位:中国电力科学研究院有限公司

国网电力科学研究院有限公司

冀北电网公司

中国电子工程设计院

中国能源建设集团新疆电力设计院有限公司

国网经济技术研究院有限公司

上海艾能电力工程有限公司

诺斯曼能源科技(北京)股份有限公司

比亚迪股份有限公司

复旦大学

北京乾华科技发展有限公司

本标准主要起草人员:郭家宝 刘 波 于金辉 吕平洋
惠 东 叶 军 袁智强 龚春景
徐永邦 何 仲 李相俊 张子峰
孙耀杰 刘汉民 杜 彪 吴春秋
张静舫 李 琰 陈 斌 谈 红
陈文升 张 赫 冯 炜 林海涛
杨 慧 李超群 张学庆 贾学翠
徐利忠 李瑞林 毛建勤 朱柯丁
朱 涛 曹慧花 徐晓丽 鲁 倩
朱亚平 赵 霞 邬振武 金 强
冯春祥 马步云 魏林君 杨红英
隋文正 叶诚明 赵 霞

本标准主要审查人员:许松林 汪 毅 张树森 秦初升
尹显俊 蒋 贲 郭 鹏 李爱武
汪 洋 张 峰 王芝茗 伍 科
张纯岗 赵春刚 戴松元 苏建徽
张军军 雷金勇 陈 豪 张 宇
尤 毅 董开升 苏 适 陆 海
胡 娟 于 辉 陈志磊 张盛忠
陈发英 张显立 刘云峰 魏 丹

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(5)
4	站址选择	(6)
5	风能、太阳能资源与电网特性分析	(8)
5.1	一般规定	(8)
5.2	风能资源分析	(8)
5.3	太阳能资源分析	(9)
5.4	风能资源和太阳能资源互补特性分析	(9)
5.5	电网特性分析	(10)
6	联合发电系统	(11)
6.1	一般规定	(11)
6.2	联合发电系统配比	(11)
6.3	主要设备选择	(12)
6.4	风力发电系统	(12)
6.5	光伏发电系统	(13)
6.6	储能系统	(13)
6.7	联合发电站发电量计算	(13)
6.8	接入系统	(14)
7	联合发电功率预测系统	(19)
7.1	一般规定	(19)
7.2	硬件要求	(19)
7.3	软件要求	(20)
7.4	性能指标	(21)

8	站区布置	(22)
8.1	一般规定	(22)
8.2	建(构)筑物的布置	(23)
8.3	辅助生产配套设施布置	(23)
8.4	竖向布置	(24)
8.5	风力发电机布置	(25)
8.6	光伏方阵布置	(25)
8.7	储能系统布置	(26)
8.8	站区安全防护设施	(26)
9	电 气	(28)
9.1	一般规定	(28)
9.2	主变压器	(28)
9.3	电气主接线	(29)
9.4	站用电系统	(29)
9.5	直流系统及 UPS	(30)
9.6	配电装置	(31)
9.7	无功补偿装置	(31)
9.8	电气二次	(32)
9.9	过电压保护和接地	(35)
9.10	电缆选择与敷设	(36)
9.11	集电线路	(36)
10	建筑与结构	(37)
10.1	一般规定	(37)
10.2	联合发电站建筑	(37)
10.3	联合发电站结构	(38)
11	给水排水、暖通与空调	(40)
11.1	一般规定	(40)
11.2	给水排水	(40)
11.3	暖通与空调	(41)

12 环境保护与水土保持	(43)
12.1 一般规定	(43)
12.2 环境保护	(43)
12.3 水土保持	(44)
13 职业安全	(45)
14 消 防	(47)
本标准用词说明	(48)
引用标准名录	(49)

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(5)
4	Site selection	(6)
5	Wind/ solar resource and grid characteristics analysis	(8)
5.1	General requirements	(8)
5.2	Wind resource analysis	(8)
5.3	Solar Resource analysis	(9)
5.4	Wind and solar resource complementary characteristics analysis	(9)
5.5	Grid Characteristics analysis	(10)
6	Combined generation system	(11)
6.1	General requirements	(11)
6.2	Matching of combined generation system	(11)
6.3	Main equipment selection	(12)
6.4	Wind generation system	(12)
6.5	PV generation system	(13)
6.6	Energy storage system	(13)
6.7	Calculation of generated energy by the combined generation system	(13)
6.8	Grid interconnection	(14)
7	Power forecast system of combined power station	(19)
7.1	General requirements	(19)

7.2	Hardware requirements	(19)
7.3	Software requirements	(20)
7.4	Performance indexes	(21)
8	Combined power station layout	(22)
8.1	General requirements	(22)
8.2	Building layout	(23)
8.3	Producing auxiliary facilities layout	(23)
8.4	Vertical layout	(24)
8.5	Wind turbine layout	(25)
8.6	PV array layout	(25)
8.7	Energy storage layout	(26)
8.8	Security facilities layout	(26)
9	Electric System	(28)
9.1	General requirements	(28)
9.2	Main transformer	(28)
9.3	Main electric scheme	(29)
9.4	Auxiliary power system	(29)
9.5	D. C. system and UPS	(30)
9.6	Equipment for power distribution	(31)
9.7	Equipment for reactive power compensation	(31)
9.8	Secondary electric system	(32)
9.9	Overvoltage protection and grounding	(35)
9.10	Selecting and laying of wires and cables	(36)
9.11	Collective power lines	(36)
10	Building and structure	(37)
10.1	General requirements	(37)
10.2	Buildings for combined power station	(37)
10.3	Architecture structure for combined power station	(38)

11	Water supply and drainage, heating, ventilation and air conditioning	(40)
11.1	General requirements	(40)
11.2	Water supply and drainage	(40)
11.3	Heating, ventilation and air conditioning	(41)
12	Environmental protection, soil and water conservation	(43)
12.1	General requirements	(43)
12.2	Environmental protection	(43)
12.3	Soil and water conservation	(44)
13	Occupational safety and health	(45)
14	Fire protection and prevention	(47)
	Explanation of wording in this standard	(48)
	List of quoted standards	(49)

1 总 则

1.0.1 为规范风光储联合发电站设计,促进可再生能源综合利用,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于发电装机容量为 10MW 及以上的并网新建、改建和扩建的下列联合发电站设计:

- 1 风力发电、光伏发电、电化学储能联合发电站;
- 2 风力发电、电化学储能联合发电站;
- 3 光伏发电、电化学储能联合发电站。

1.0.3 风光储联合发电站的设计应以风能资源、太阳能资源条件以及电网接入条件等为设计依据。

1.0.4 风光储联合发电站设计除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 风光储联合发电站 wind/PV/storage power plant

由风力发电、光伏发电和电化学储能组合形成的联合发电站，分为风力发电、光伏发电、电化学储能联合发电站，风力发电、电化学储能联合发电站，光伏发电、电化学储能联合发电站。

2.0.2 风力发电机组 wind turbine generator system(WTGS)

将风的动能转换为电能的系统。

2.0.3 风电场 wind farm; wind power plant

由一批风电机组或风电机组群、机组单元变压器、汇集线路、主升压变压器及其他设备组成的发电站。

2.0.4 光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的、最小不可分割的太阳能电池组合装置，又称太阳能电池组件。

2.0.5 光伏组件串 photovoltaic(PV)modules string

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流电输出的电路单元。

2.0.6 光伏发电单元 photovoltaic(PV) power unit

光伏电站中，以一定数量的光伏组件串通过直流汇流箱汇集，经逆变器逆变与隔离升压变压器升压成满足电网频率和电压要求的电源，又称单元发电模块。

2.0.7 光伏方阵 photovoltaic(PV) array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定支撑结构的直流发电单元，又称光伏阵列。

2.0.8 光伏发电系统 photovoltaic(PV) power generation system

利用太阳能电池的光生伏特效应,将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.0.9 光伏电站 photovoltaic(PV) power station

以光伏发电系统为主,包含建(构)筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。

2.0.10 平滑功率输出 smooth the output fluctuation of wind/photovoltaic

通过储能系统的调节,使并网输出的有功功率满足在给定的时间段内波动率小于设定值。

2.0.11 跟踪计划出力 track scheduled output

通过储能系统的调节,满足跟踪电网调度部门下达的风光储联合发电站出力曲线的要求。

2.0.12 削峰填谷 peak load shifting

通过储能系统的调节,在负荷低谷时段充电,在负荷高峰时段放电,进而实现对负荷的时空平移。

2.0.13 集电线路 collector line

分为光伏电站集电线路和风电场集电线路。光伏电站的集电线路是指在分散逆变、集中并网的光伏发电系统中,将各个发电单元逆变升压后的交流电能汇集输送至变电站的输电线路;风电场集电线路是指将每个风电机组升压后的电能汇集输送到变电站的输电线路。

2.0.14 公共连接点 point of common coupling(PCC)

电网中一个以上用户的连接处。

2.0.15 并网点 point of coupling(POC)

对于有变电站的风光储联合发电站,指变电站高压侧母线或节点;对于无变电站的风光储联合发电站,指风光储联合发电站的输出汇总点。

2.0.16 低电压穿越 low voltage ride through

当电力系统故障或扰动引起风光储联合发电站并网点电压跌

落时,在一定的电压跌落范围和时间间隔内,风光储联合发电站保证不脱网连续运行。

2.0.17 高电压穿越 high voltage ride through

当电网事故或扰动引起风光储联合发电站并网点电压升高时,在规定的电压升高范围和时间间隔内,风光储联合发电站能够保证不脱网连续运行。

2.0.18 最大功率点跟踪 maximum power point tracking (MPPT)

对光伏方阵输出的电压与电流变化跟踪控制,使光伏方阵直流输出功率保持在最大功率点附近,使光伏组件发挥最佳性能的自动调整功能。

2.0.19 真太阳时 solar time

以太阳时角作标准的计时系统,真太阳时以日面中心在该地的上中天的时刻为零时。

2.0.20 电化学储能电站 electrochemical energy storage station

采用电化学电池作为储能元件,存储、转换及释放的电站。

2.0.21 储能单元 energy storage unit

电池组、电池管理系统及与其相连的功率变换系统组成的最小储能系统。

2.0.22 储能换流器额定功率 rated power of converter

换流器在额定电压电流及环境工况下持续稳定输出的最大功率,视为换流器额定功率,即储能系统额定功率。

2.0.23 联合发电站监控系统 coordination monitoring and control system

对风光储联合发电站站内风电、光伏、储能分系统及变电站进行协调控制的监控系统。

3 基本规定

3.0.1 风光储联合发电站应依据地区总体规划、风能资源、太阳能资源以及土地资源、电力系统条件、安装和运输等因素进行设计,满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装和维护的要求。

3.0.2 风光储联合发电站设计在满足安全性和可靠性的同时,宜采用新技术、新工艺、新设备和新材料。

3.0.3 风光储联合发电站设计应坚持节约资源、综合考虑社会效益的原则,从全局出发,统筹兼顾,近远期结合。

3.0.4 风光储联合发电站设计时,应勘探和调查站址及其周围区域工程地质情况,查明站址地形地貌特征、结构和主要地层分布及物理力学性质、地下水条件等。

3.0.5 风光储联合发电站建设前期,应获得拟选站址现场一年以上风能资源和太阳能资源同期连续观测数据。

3.0.6 风光储联合发电站系统配置应有效抑制电力输出的波动性,电能质量应符合现行国家标准《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的规定。

4 站址选择

4.0.1 站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地方经济发展规划、地区自然条件、风能资源、太阳能资源、交通运输、接入电网及其他设施等因素确定。

4.0.2 在选址工作中,应从全局出发,并应根据相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业条件,结合城市规划、国防设施和人民生活需求综合确定。

4.0.3 站址选择应根据电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护等要求和出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件,经技术经济性比较后确定。

4.0.4 风光储联合发电站防洪设计应符合国家现行标准《风力发电场设计规范》GB 51096、《光伏电站设计规范》GB 50797、《电化学储能电站设计规范》GB 51048 和《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056 的规定。

4.0.5 站址选择应避免危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段和发震断裂地带等地质灾害易发区。

4.0.6 当采用风力发电、光伏发电混合布置时,站址应避免采空区;当风力发电、光伏发电分开布置时,风力发电机、储能站和变电站不应布置在采空区。当光伏方阵布置在采空区时,应进行地质灾害危险性评估,并应采取相应的防范措施。

4.0.7 站址应选择在地质结构相对稳定地区,并与活动性断裂保持安全距离。站址所在地的抗震设防烈度应在 9 度及以下。

4.0.8 站址选择时,光伏方阵区域应避免空气经常受悬浮物严重污染的地区,风力发电区域选址应避免与周边已有风电场之间的

相互影响。

4.0.9 站址应避让重点保护的文化遗址,不应设在有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上。站址地下深层压有文物、矿藏时,应对文物和矿藏开挖后站址的安全性进行评估。

4.0.10 站址选择宜利用荒地、劣地,并应做好植被保护,减少土石方开挖量,节约用地,减少房屋拆迁和人口迁移,不得破坏原有水系。

4.0.11 站址选择应结合联合发电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊确定。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

5 风能、太阳能资源与电网特性分析

5.1 一般规定

5.1.1 风光储联合发电站设计应分析站址区域风能和太阳能资源及其自然互补特性,并应对相关的地理条件和气候特征进行适应性分析。

5.1.2 风光储联合发电站进行风能、太阳能资源分析时,参考气象站应选择站址附近有风能、太阳能资源长期观测记录的气象站。

5.1.3 在收集风能和太阳能资料时,针对风储联合发电站,应收集风能资料;针对光储联合发电站,应收集太阳能资料;针对风光储联合发电站,应收集风能和太阳能同时段资料,进行互补性分析。

5.1.4 电站建设前期应在现场建立风能和太阳能资源测量站,测量站宜统一设置。

5.2 风能资源分析

5.2.1 电站测风塔的选址、测风塔仪器安装、测量与数据收集应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 和《风电场风能资源测量方法》GB/T 18709 的规定,不应影响风光储联合发电站内光伏阵列区域的布置要求。

5.2.2 基于风电场测风塔进行风能资源分析,测风塔应实测不少于一年的风速、风向及气压、温度数据,并应有效合理。

5.2.3 气象站、测风塔数据资料的采集、检验、修正应符合现行国家标准《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710 的规定。

5.2.4 风资源数据的分析、评价应符合现行国家标准《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710 的规定。

5.3 太阳能资源分析

5.3.1 参考气象站、太阳能辐射现场观测站设置、数据采集、数据验证与分析均应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定,并应满足风光资源互补特性分析要求。

5.3.2 当利用参考气象站数据进行太阳能资源分析时,数据校验宜采用太阳能辐射现场观测站或拟建电站附近的光伏电站太阳能地面观测站数据。

5.3.3 电站太阳能资源实时监测的站址要求、测量要素、测量设备的性能要求、仪器校验、安装要求和测量数据传输等技术要求,应符合国家现行标准《光伏电站太阳能资源实时监测技术要求》GB/T 30153 和《光伏电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T 32012 的规定。

5.3.4 电站内总辐射表的要求与安装维护、测量数据的采集及数据整理应符合现行国家标准《太阳能资源测量 总辐射》GB/T 31156 的规定。

5.4 风能资源和太阳能资源互补特性分析

5.4.1 风光储联合发电站应进行风能资源和太阳能资源互补特性分析。

5.4.2 联合发电站出力计算时,时间尺度选择可分为分钟级、小时级或日级。当联合发电站按平滑功率出力模式工作时,风光资源互补特性研究的时间尺度宜为分钟级;按跟踪计划出力模式工作时,时间尺度宜为分钟级和小时级;按负荷削峰填谷模式工作时,时间尺度宜为小时级和日级。

5.4.3 风光资源互补特性研究时,应选取现场典型日风电场出力曲线、典型日光伏电站出力曲线和典型日风光复合出力曲线进行,典型日应逐月选择与现场区域气象状况相对应的有代表性的气象日,典型日选取应满足下式要求:

D_j, j 满足：

$$\min \left[\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{ij} - \bar{X})^2}, j=1, 2, \dots, M \right] \quad (5.4.3)$$

式中： D_j ——典型日，为标准差最小的那一天；

N ——一个月中每一天风力发电或光伏发电或风力发电和光伏发电共选取的出力数据点数；

X_{ij} ——一个月中第 j 天第 i 个时段风力发电或光伏发电或风力发电和光伏发电叠加出力值；

\bar{X} ——一个月中各个时间段风力发电或光伏发电或风力发电和光伏发电叠加出力的平均值；

M ——一个月中的总天数。

5.5 电网特性分析

5.5.1 电站设计应对站址所在地周边电网消纳电站的能力进行分析。

5.5.2 电网消纳电站能力应结合电力系统负荷特性、电源结构和调峰能力等因素进行分析。

5.5.3 风光储配比设计时应应对电网的负荷特性，风电、光伏发电的出力特性进行综合分析，联合发电站功率调节能力应满足电网运行要求。

6 联合发电系统

6.1 一般规定

6.1.1 风光储联合发电系统组合配比应根据风能、太阳能资源条件、场地条件和功能要求确定。

6.1.2 风光储联合发电系统宜采用高压交流集电系统,不同类型的发电形式应采用相对独立的系统,不同发电类型应根据配比要求合理组合。

6.1.3 风光储联合发电系统集电电压等级应经技术经济比较后选择,风力发电系统、光伏发电系统、储能系统的集电电压宜保持一致。

6.2 联合发电系统配比

6.2.1 联合发电系统容量配比应根据电网运行要求,研究各月典型日风光储联合系统的输出特性确定。

6.2.2 风光储联合发电系统容量配比应根据平滑功率输出、跟踪计划出力、电力系统削峰填谷等电网调控模式,经技术经济比较后确定,并应符合下列规定:

1 采用平滑功率输出模式时,储能系统配置的额定功率不宜小于风力发电、光伏发电安装总功率的 10%,在额定功率下持续放电时间不宜小于 0.5h;

2 采用跟踪计划出力模式时,储能系统配置的额定功率不宜小于风力发电、光伏发电安装总功率的 30%,在额定功率下持续放电时间不宜小于 1h;

3 采用系统调频、削峰填谷模式时,储能系统应根据电网要求,经过优化分析后确定。

6.3 主要设备选择

6.3.1 风力发电主要设备应符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963 的规定,光伏电站主要设备应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的规定,储能电站主要设备应符合现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的规定。

6.3.2 风力发电机组配置应符合风力发电场区域地理环境、风能资源、安全等级、安装运输和运行检修等条件,并应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

6.3.3 光伏发电组件类型应根据太阳能资源、工作温度等使用环境条件,经技术经济比较后选择,组件设备性能参数应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

6.3.4 光伏发电系统逆变器选择应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定;对光伏场地起伏较大、光伏阵列易受遮光影响时,应选择具备多路 MPPT 功能的逆变器或具备类似功能的其他设备。

6.3.5 储能系统电池选型、电池管理系统选型、功率变换系统选型应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

6.4 风力发电系统

6.4.1 风力发电系统的配置应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

6.4.2 风力发电系统宜采用一台风力发电机组对应一台箱变升压的接线方式。

6.4.3 风力发电机组升压后,宜采用逐台顺序相连的接线方式;场内集电线路应按分组接线接入汇集站,集电线路回路数应经技术经济比较后确定。

6.5 光伏发电系统

6.5.1 光伏发电系统宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网的方式；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数应经技术经济比较后确定。

6.5.2 光伏发电系统宜由光伏方阵、汇流箱、逆变器、就地升压变压器等组成，系统配置应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的规定。

6.5.3 当光伏发电系统采用具有多路 MPPT 功能的逆变器或具备类似功能的其他设备时，同一个 MPPT 支路上接入的光伏组件串电压、方阵朝向、安装倾角、遮光影响宜一致。

6.6 储能系统

6.6.1 储能系统设计与功能配置应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

6.6.2 储能系统技术条件应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558 的规定。

6.7 联合发电站发电量计算

6.7.1 风光储联合发电站上网电量应包括风力发电量、光伏发电量及储能交换电量，上网发电量计算应满足下式要求：

$$E_p = E_w + E_s - E_b \frac{1-\phi}{\phi} - E_{ls} \quad (6.7.1)$$

式中： E_p ——风光储联合发电站的上网电量(kW·h)；

E_w ——风力发电量(kW·h)；

E_s ——光伏发电量(kW·h)；

E_b ——储能装置交换电量，即储能系统进行充放电循环时的放电量(kW·h)；

ϕ ——储能装置效率，即储能系统充放电循环时，放电量

与充电量的比值；

E_l ——变电站或开关站并网损耗电量(kW·h)。

6.7.2 光伏发电系统发电量计算应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

6.7.3 风力发电系统发电量计算应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定,采用风力发电场评估软件进行模拟计算。计算风电场发电量时,应分析光伏方阵对地面粗糙度的影响。

6.7.4 储能装置效率应根据电池效率、功率变换系统效率、电力线路效率、变压器效率等因素按下式计算:

$$\phi = \phi_1 \cdot \phi_2 \cdot \phi_3 \cdot \phi_4 \quad (6.7.4)$$

式中: ϕ_1 ——电池效率,储能电池完成充放电循环的效率,即电池本体放出电量与充入电量的比值;

ϕ_2 ——功率变换系统效率,包括整流效率和逆变效率;

ϕ_3 ——电力线路效率,考虑交直流电缆双向输电损耗后的效率;

ϕ_4 ——变压器效率,考虑变压器双向变压损耗后的效率。

6.8 接入系统

I 一般规定

6.8.1 联合发电站的变电站主变压器宜采用有载调压变压器。

6.8.2 联合发电站调节能力应符合现行国家标准《电网运行准则》GB/T 31464 的规定。

6.8.3 联合发电站应具备有功功率控制、无功功率控制、频率支撑、电压控制、故障穿越等能力,应符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 和《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的规定。

II 并网要求

6.8.4 联合发电站应配置有功功率控制系统,具备有功功率调节能力,应能够接收并自动执行电力系统调度机构下达的有功功率及有功功率变化和频率支撑的控制指令。

6.8.5 联合发电站应配置无功电压控制系统,具备无功功率调节及电压控制能力。根据电力系统调度机构指令,联合发电站应能自动调节发出或吸收的无功功率,实现对联合发电站并网点电压的控制,调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

6.8.6 对于直接接入公共电网的联合发电站,配置的容性无功容量应能够补偿联合发电站满发时站内汇集线路、主变压器的感性无功及联合发电站送出线路的一半感性无功之和,配置的感性无功容量应能够补偿联合发电站自身的容性充电无功功率及联合发电站送出线路的一半充电无功功率。

6.8.7 对于通过 220kV(或 330kV)汇集系统升压至 500kV(或 750kV)电压等级接入公共电网的联合发电站,配置的容性无功容量应能够补偿联合发电站满发时站内汇集线路、主变压器的感性无功及联合发电站送出线路的全部感性无功之和,配置的感性无功容量应能够补偿联合发电站自身的容性充电无功功率及联合发电站送出线路的全部充电无功功率。

6.8.8 联合发电站并网点电压正、负偏差绝对值之和不应超过标称电压的 10%,正常运行方式下,电压偏差应在标称电压的 $-3\% \sim +7\%$ 范围内。

6.8.9 联合发电站接入公共连接点的闪变干扰值应符合现行国家标准《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的规定,其中联合发电站引起的长时间闪变值的限值应按照联合发电站装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配。

6.8.10 联合发电站接入公共连接点的谐波注入电流应符合现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 的规定,其中联合发电站向电力系统注入的谐波电流允许值应按照联合发电站

装机容量与公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配。

6.8.11 联合发电站并网点应配置电能质量监测设备,以实时监测联合发电站电能质量指标是否满足要求;不满足要求时,联合发电站应安装电能质量治理设备。

Ⅲ 系统保护

6.8.12 联合发电站的送出线路宜配置纵联电流差动保护,应按现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285的规定配置线路保护。

6.8.13 联合发电站的变电站应配备故障录波设备,应具有足够的记录通道并能够记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况,并应配备至电力系统调度机构的数据传输通道。

Ⅳ 自动化

6.8.14 联合发电站应配备计算机监控系统、电能量远方终端设备、二次系统安全防护设备、调度数据网络接入设备等,并应满足电力二次系统设备技术管理规范要求。

6.8.15 联合发电站调度管辖设备供电电源应采用不间断电源装置(UPS)或站内直流电源系统供电,在交流供电电源消失后,不间断电源装置带负荷运行时间应大于 40min。

6.8.16 接入 220kV 及以上电压等级的联合发电站应配置相量测量装置(PMU)。

6.8.17 联合发电站调度自动化系统远动信息接入量应符合电网调度自动化能量管理系统(EMS)远动信息接入规定。

6.8.18 通信方式、传输通道和信息传输应由电力系统调度机构做出规定,并应包括提供遥测信号、遥信信号、遥控信号、遥调信号以及其他安全自动装置的信号,提供信号的方式和实时性要求等。

6.8.19 联合发电站向电力系统调度机构提供的信号至少应包括下列内容:

1 联合发电站内风力发电机组、光伏发电单元、储能单元运

行状态；

2 联合发电站内风力发电机组、光伏发电单元、储能单元实际运行机组/单元的数量和型号；

3 联合发电站并网点电压；

4 联合发电站高压侧出线的有功功率、无功功率、电流；

5 风力发电、光伏发电和储能单元的各自有功功率、无功功率、电流；

6 高压断路器和隔离开关的位置；

7 联合发电站测风塔的实时风速和风向，气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度等信息。

6.8.20 联合发电站自动控制系统应配置自动发电控制系统(AGC)和自动电压控制系统(AVC)。

6.8.21 自动发电控制系统功能要求应符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 和《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的规定。

6.8.22 自动发电控制系统应适应下列发电运行方式：

1 风电场单独发电运行；

2 光伏电站单独发电运行；

3 储能电站单独发电运行；

4 风电场和光伏电站联合发电运行；

5 风电场和储能电站联合发电运行；

6 光伏电站和储能电站联合发电运行；

7 风电场、光伏电站和储能系统联合发电运行。

6.8.23 自动发电控制系统应具备下列电网调控模式：

1 平滑功率输出模式；

2 跟踪计划出力模式；

3 系统削峰填谷模式；

4 参与系统调频模式。

6.8.24 自动电压控制系统应控制下列设备运行状态：

- 1 风力发电机组；
- 2 光伏逆变器；
- 3 储能功率变换系统；
- 4 无功补偿装置；
- 5 主变压器有载调压。

V 通 信

6.8.25 联合发电站应具备两条路由通道，应至少有一条光缆通道。

6.8.26 联合发电站与电力系统直接连接的系统通信设备应与系统接入端设备一致。联合发电站内的通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信系统设计内容深度规定》DL/T 5447 的规定。

VI 电 能 计 量

6.8.27 电能计量点应根据风电场、光伏发电、储能分别设立，还应在联合发电站与电网的产权分界处设立关口电能计量点，电能计量装置应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 和《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 的规定。

6.8.28 联合发电站应配置电能计量系统，应包括电能量采集装置和电能表。

7 联合发电功率预测系统

7.1 一般规定

7.1.1 30MW 及以上风光储联合发电站应设置联合发电功率预测系统。

7.1.2 风电场、光伏电站功率预测应根据站址位置、气候特征和历史数据确定。最优预测策略宜根据预测时间尺度和实际需求,采用多种方法及模型确定。

7.1.3 电站功率预测系统应考虑检修、故障等不确定因素对电站输出功率的影响。

7.1.4 电站功率预测时间尺度分为短期和超短期,短期功率预测应能预测次日零时起 72h 的输出功率,时间分辨率应为 15min;超短期功率预测应能预测未来 0.25h~4h 的输出功率,时间分辨率不应大于 15min。

7.1.5 风电场、光伏电站功率预测系统应分别符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963 和《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的规定。

7.2 硬件要求

7.2.1 功率预测系统硬件应包括功率预测服务器、数值天气预报下载服务器、功率预测工作站、物理隔离装置等,可根据需要选用数据库服务器、网络交换设备、硬件防火墙等。

7.2.2 服务器宜支持双路独立电源输入,采用机架式安装,宜采用冗余配置。

7.2.3 工作站宜采用图形工作站,并应具有良好的可靠性和可扩展性。

7.2.4 系统部署方案应满足电力二次系统安全防护规定的要求。

7.3 软件要求

7.3.1 功率预测系统软件应包括数值天气预报处理模块、实时气象信息处理模块、短期预测模块、超短期预测模块、统计查询、系统管理等。

7.3.2 系统应具备对风电、光伏发电单独预测和联合预测的能力。

7.3.3 短期功率预测应符合下列规定：

- 1 应能够设置每日预测的启动时间及次数；
- 2 应支持自动启动预测和手动启动预测；
- 3 输入数据应包括数值天气预报、历史功率数据等；
- 4 预测模型应具有多样性，应分析风电场和光伏电站装机容量对发电的影响，支持改扩建中的风电场和光伏电站的功率预测；
- 5 当风力发电机组与光伏方阵混合布置时，预测模型中应对风力发电与光伏发电之间的相互影响进行分析。

7.3.4 超短期功率预测应符合下列规定：

- 1 预测模型的输入应包括实测功率数据、实测气象数据及设备状态数据等；
- 2 功率预测应每 15min 自动预测一次，自动滚动执行。

7.3.5 功率预测的误差统计应符合下列规定：

- 1 应能对任意时间区间的预测结果进行误差统计；
- 2 应能对多个预测结果分别进行误差统计；
- 3 误差统计指标至少应包括均方根误差、平均绝对误差、相关性系数、最大预测误差等，各指标应按下列公式计算：

均方根误差(RMSE)：

$$RMSE = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi})^2}}{Cap \cdot \sqrt{n}} \quad (7.3.5-1)$$

平均绝对误差(MAE):

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |P_{Mi} - P_{Pi}|}{Cap \cdot n} \quad (7.3.5-2)$$

相关性系数(r):

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(P_{Mi} - \bar{P}_M) \cdot (P_{Pi} - \bar{P}_P)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - \bar{P}_M)^2 \cdot \sum_{i=1}^n (P_{Pi} - \bar{P}_P)^2}} \quad (7.3.5-3)$$

最大预测误差(δ_{\max}):

$$\delta_{\max} = \max(|P_{Mi} - P_{Pi}|) \quad (7.3.5-4)$$

式中: n ——所有样本个数;

P_{Mi} —— i 时刻的实际功率;

P_{Pi} —— i 时刻的预测功率;

Cap ——单个风电场/光伏电站的开机容量;

\bar{P}_M ——所有样本实际功率的平均值;

\bar{P}_P ——所有预测功率样本的平均值。

7.4 性能指标

7.4.1 功率预测单次计算时间应小于 5min。

7.4.2 风电场、光伏电站短期预测月均方根误差应小于 20%，超短期预测第 4h 预测值月均方根误差应小于 15%；短期预测月合格率应大于 80%，超短期预测月合格率应大于 85%，限电时段不参与统计。

7.4.3 系统服务器平均无故障时间(MTBF)不应小于 50000h。

7.4.4 系统月可用率应大于 99%。

8 站区布置

8.1 一般规定

8.1.1 风光储联合发电站总体布置设计应满足电力规划、城乡规划、土地利用规划方面的要求,综合考虑交通运输、接入系统方案、环境保护与水土保持、军事设施、矿产资源、文物保护等方面的因素。

8.1.2 站区布置应符合国家现行标准《光伏发电站设计规范》GB 50797、《风力发电场设计规范》GB 51096、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218 和《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056 的规定,并应符合下列规定:

1 风力发电、光伏发电不同场时,应各自满足相应类型的电站设计规范要求;

2 风力发电、光伏发电同场时,除各自满足相应类型电站的设计规范要求外,还应分析风力发电机组与光伏组件的互相影响。

8.1.3 站区总平面设计应包含风力发电场区布置、光伏阵列区布置、储能系统区布置、升压配电区布置、公共生活区布置和辅助生产配套设施布置设计。

8.1.4 电站总体布置应符合下列规定:

1 电站规模化开发应充分利用风能资源、太阳能资源和土地资源;

2 应合理利用地形、地质条件,减少土石方量;

3 应降低工程造价和运行成本,提高经济效益;

4 应满足环境保护、劳动安全和工业卫生的要求。

8.2 建(构)筑物的布置

8.2.1 建(构)筑物布置应根据总体布置要求、站址地质条件、设备型号、电源进线方向、对外交通以及有利于站房施工、设备安装与检修和工程管理等条件,经技术经济比较确定。

8.2.2 建筑物平面、空间组合应根据工艺要求,充分利用自然地形,紧凑合理。建筑布局应根据地域气候特征,防止和抵御寒冷、暑热、疾风、暴雨、积雪和沙尘等灾害侵袭。建筑单体应采取防洪、防涝、防震、防滑坡等安全及防灾措施。

8.2.3 辅助和附属建筑布置应根据工艺要求和使用功能统一规划,宜采用联合建筑和多层建筑。

8.2.4 配电装置布置应使通向升压变电站的线路在入口处的交叉和转角的数量最少,场内道路和低压电力、控制电缆的长度最短,以及各配电装置和主变压器之间连接的长度最短。

8.2.5 电站监控室宜能观察到进出变电站及储能区域的主要出入口。

8.3 辅助生产配套设施布置

8.3.1 道路设计应符合电站总体规划,满足运行、检修、消防和大件设备运输和吊装等要求,综合考虑道路状况、自然条件等因素。应坚持节约用地原则,宜利用已有道路或路基,不占或少占耕地,便利农田排灌,重视水土保持和环境保护,因地制宜、就地取材,降低工程造价。

8.3.2 进站道路和站内道路设计,应符合国家现行标准《光伏发电站设计规范》GB 50797、《风力发电场设计规范》GB 51096、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056 和《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定。

8.3.3 施工道路和检修道路应采用环形布置;成环有困难时,应具备回车条件。

8.3.4 施工道路宜与检修道路相结合。施工道路路基宽度应根据施工吊装设备通行宽度的要求适当加宽。

8.3.5 主要进站道路应与通向城镇的现有公路相连接,连接宜短捷且方便行车,宜避免与铁路线交叉。

8.3.6 场地排水方式应根据站区地形、降雨量、土质类别、竖向布置及道路布置确定,宜采用地面自然散流排渗,雨水明沟、暗沟(管)或混合排水方式。

8.4 竖向布置

8.4.1 电站的公共生活区、升压配电区、储能系统区竖向布置应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等因素确定,并应符合下列规定:

1 应利用地形减少场地平整土石方量,降低场地平整的费用,并应避免施工区场地表土层的大面积破坏,防止水土流失,应使挖方量与填方量接近,在填、挖方量无法达到平衡时,应落实取土或弃土地点;

2 站区场地的最小坡度宜为 0.5%~2%,应与建筑物、道路及场地的雨水管井、雨水口的设置相适应,并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定;

3 地处山坡地区光伏电站的竖向布置,应在满足工艺要求的前提下合理利用地形,节省土石方量并确保边坡稳定;

4 场地整体应坡向布置生活、消防水池等水源供给点以及一体化污水处理装置、化粪池等污水排放点,供水点宜布置在海拔较高处,污水排放点宜布置在海拔较低处。

8.4.2 建(构)筑物及道路等标高的确定应满足生产使用方便的要求。地上、地下设施中的基础、管线、管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置应统一安排、合理交叉、便于维护、排水畅通。

8.4.3 场地排水系统设计应根据地形、工程地质、地下水位等因素确定,并应符合下列规定:

1 场地排水系统设计应按规划容量确定,并应使每期工程排水畅通;

2 当室外沟道高于设计地坪标高时,应有过水措施,或在沟道的两侧设排水设施;

3 山区或丘陵地区联合发电站,在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。

8.4.4 公共生活区自然地形坡度在 5%~8%时,竖向布置宜采用阶梯式布置。

8.4.5 场地设计坡度应根据设备布置、土质条件、排水方式确定。

8.4.6 主要生产建筑物的底层设计标高应高出室外地坪 0.3m 及以上,其他建筑物底层设计标高应高出室外地坪 0.15m 及以上。

8.5 风力发电机布置

8.5.1 风力发电机布置应分析风力发电机组与光伏电站间的相互影响。

8.5.2 风力发电场区与光伏阵列区分区布置时,风力发电场区宜位于光伏方阵区北侧。

8.5.3 当风力发电机组与光伏阵列同场布置时,应在满足风力发电机组布置要求的前提下,分析场址光照条件,计算阴影遮挡范围,宜避免风力发电机组、风电场内电气设备、场内集电线路等对光伏组件的阴影遮挡。

8.6 光伏方阵布置

8.6.1 光伏方阵应综合站区地形、风力发电机组等设备、施工条件、接入条件、线路敷设等因素合理布置。

8.6.2 光伏方阵布置宜保证每天 9:00~15:00(当地真太阳时)时段内风力发电机组、就地升压配电设备和集电线路等设备及建(构)筑物对其不造成遮挡。方阵中各排、列的布置间距应符合现

行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

8.6.3 光伏方阵区电缆的敷设路径应根据站内道路、管沟、集电线路、基础构造及施工、检修等因素确定。

8.7 储能系统布置

8.7.1 储能系统布置应遵循安全、可靠、适用的原则,便于安装、操作、检修和调试,预留分期扩建条件。

8.7.2 储能系统的布置形式应根据安装地点的环境条件、设备性能要求和当地实际情况确定。

8.7.3 户外储能系统和集成在集装箱内的储能系统,设备的防污、防盐雾、防风沙、防湿热、防水、防严寒等性能应与当地的环境条件相适应。

8.7.4 储能系统宜与变电站合并布置,储能系统宜与变电站分区布置。

8.7.5 对环境要求差异较大的设备宜分隔布置。

8.8 站区安全防护设施

8.8.1 站区安全防护系统的防护级别应与被防护对象的风险等级相适应,根据使用功能、管理要求和建设投资等因素,进行综合设计、同步施工和独立验收。

8.8.2 安全防护设施应包括入侵报警系统和视频监控系统,各系统应能独立运行,其设计应符合现行国家标准《安全防范工程技术标准》GB 50348、《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394 和《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395 的规定。

8.8.3 站区应根据总体纵深防护和局部纵深防护的原则,分别或综合设置建筑物(群)和构筑物(群)周界防护、建(构)筑物内(外)区域或空间防护、重点实物目标防护系统。

8.8.4 防护系统的前端应安装入侵探测设备,构成点、线、面、空

间或其组合的综合防护系统,应按时间、区域、部位任意编程设防和撤防,并应与视频安防监控、入侵报警、火灾报警等系统联动控制。防护级别不应低于三级防护。

8.8.5 防护系统应对设备运行状态和信号传输线路进行检验,对故障应及时报警,并应具有防破坏报警功能。

8.8.6 防护系统供电应安全、可靠,宜由监控中心统一供电,应设置备用电源。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

9 电 气

9.1 一般规定

9.1.1 电气设计应符合国家现行标准《光伏发电站设计规范》GB 50797、《风力发电场设计规范》GB 51096、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059 和《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218 的规定。

9.1.2 电气主接线应根据风光储联合发电站在电网中的地位、出线回路数、设备特点及负荷特性等条件确定,并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资等要求。

9.1.3 变电站主变压器的数量和容量应根据联合发电站的规模、电力系统送出条件和运行方式等综合考虑确定。主变压器容量应根据风力发电与光伏发电额定容量,经技术经济论证后确定。

9.2 主 变 压 器

9.2.1 变压器的选择宜符合现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228、《三相配电变压器能效限定值及能效等级》GB 20052、《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的规定,宜选择标准容量。

9.2.2 风力发电机组升压变压器容量应与机组容量匹配,宜选用无励磁调压、空载损耗低的节能型变压器,且宜采用箱式变电站形式。

9.2.3 光伏方阵内的就地升压变压器容量应与光伏方阵单元模块最大输出功率匹配,宜选用无励磁调压、空载损耗低的节能型变压器,且宜采用箱式变电站形式。

9.2.4 储能电站内的变压器容量应与各储能单元模块最大充放电功率匹配,宜选用无励磁调压、空载损耗低的节能型变压器。

9.3 电气主接线

9.3.1 风光储联合发电站中,风力发电机组、光伏发电单元、储能单元模块与变电站汇流母线的连接方式应根据运行可靠性、灵活性、经济性和维修方便等条件综合比较确定。同种发电类型宜采用辐射式或“T”接式接线。

9.3.2 变电站汇流母线宜采用单母线或单母线分段接线。风力发电、光伏发电、储能系统宜根据配比需要分别接于同一或不同汇流母线上。

9.3.3 当变电站装有两台及以上主变压器时,低压侧汇流母线宜采用单母线分段接线,分段方式宜考虑当其中一台主变压器停运时,有利于其他主变压器的载荷分配。

9.3.4 当变电站送出线为一回时,高压侧应根据升压变压器数量采用线路变压器组接线或单母线接线;当变电站送出线为两回时,高压侧宜采用单母线分段接线或双母线接线。

9.3.5 变电站中性点接地方式应根据电力系统的要求确定。

9.3.6 风力发电机组升压变高压侧宜设置断路器或负荷开关,低压侧宜设置断路器。

9.3.7 光伏电站逆变器数量和升压变容量应根据光伏发电单元容量和布局、光伏组件类型、逆变器技术参数,经技术经济比较确定,宜按光伏发电单元采用逆变器-就地升压变单元接线方式。

9.3.8 光伏发电单元高压侧宜设置断路器或负荷开关,低压侧宜设置断路器。

9.4 站用电系统

9.4.1 风光储联合发电站的变电站,当有两台及以上主变压器时,宜装设两台容量相同可互为备用的站用变压器,每台站用变压

器容量应按全站计算负荷选择。两台站用变压器可分别接自主变压器低压侧不同段母线,也可从变电站外引入一个可靠的低压备用电源,并装设一台站用变压器。

9.4.2 风力发电机组自用电应由箱式变电站低压侧引接,应配置小型降压变压器。变压器宜采用低损耗干式变压器。

9.4.3 光伏发电单元就地逆变升压室的自用电,可由逆变器交流出线侧引接。自用电系统宜设置备用电源,可由临近的光伏方阵单元引接或设置 UPS。

9.4.4 储能系统站用变压器宜单独配置,且宜装设两台容量相同可互为备用的站用变压器,站用变压器可由联合发电站变电站的低压侧母线引接。

9.4.5 站用电接线及供电方式应符合下列规定:

1 站用电低压配电宜采用中性点直接接地的 TN 系统,动力和照明共用的供电方式,额定电压应为 380V/220V;

2 站用电低压母线宜采用单母线分段接线,每台站用变压器各接一段母线;

3 站用电重要负荷宜采用双回路供电方式。

9.4.6 风光储联合发电站宜设置固定检修电源,并应设置漏电保护装置。

9.5 直流系统及 UPS

9.5.1 控制直流母线宜采用单母线或单母线分段接线。采用单母线分段时,蓄电池应切换至任意一段母线。

9.5.2 操作电源宜采用两组 110V 或 220V 蓄电池。蓄电池组应采用性能可靠、维护量少的蓄电池,当冲击负荷较大时,可采用高倍率蓄电池。

9.5.3 充电装置宜采用高频开关充电装置,配置两套充电装置。

9.5.4 蓄电池组的容量应符合下列规定:

1 有人值班时应为全站事故停电 1h 的放电容量;

- 2 无人值班时应全站事故停电 2h 的放电容量；
 - 3 事故放电末期最大冲击负荷容量。
- 9.5.5 通信设备的直流电源宜独立设置专用蓄电池直供，容量应满足事故期间维持供电 2h~3h 的放电容量。
- 9.5.6 交流不停电电源系统(UPS)宜采用主机冗余配置方式，也可采用模块化 N+1 冗余配置，容量应满足全站 UPS 负荷供电的要求。UPS 宜采用站内直流系统作为后备电源。UPS 的负荷供电宜采用辐射方式。
- 9.5.7 直流系统及 UPS 中当储能电站具备应急供电功能时，宜将变电站直流系统与储能电站共用一套。

9.6 配电装置

- 9.6.1 电站配电装置的设计应符合现行国家标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060 和现行行业标准《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 的规定。
- 9.6.2 110kV 及以上电压等级配电装置宜采用 GIS 设备或户外中型配电装置，35kV 及以下电压等级宜采用户内配电装置开关柜设备。
- 9.6.3 风力发电机组升压后的配电装置可采用开关柜设备，与变压器组成箱式变电站形式，也可采用户外中型配电装置。
- 9.6.4 光伏发电单元升压后的配电装置宜采用开关柜设备，与变压器组成箱式变电站形式。
- 9.6.5 储能电站的配电装置宜采用户内配电装置开关柜设备。

9.7 无功补偿装置

- 9.7.1 变电站无功功率补偿装置形式和容量应按无功功率的分布情况、无功功率的大小、无功功率的波动幅度和波动频率、谐波电流的发生量和所接入电网的背景谐波值等因素综合分析。
- 9.7.2 10kV~66kV 并联电容器组或滤波装置布置形式应根据

环境条件、设备性能和当地经验综合分析。

9.7.3 10kV~66kV 静止无功补偿装置的相控电抗器和滤波支路宜采用屋外或半露天布置方式。采用半露天布置时,应选用屋外型设备。当布置单相空芯电抗器时,电抗器与周围建(构)筑物中铁磁材料的空间距离应满足电抗器技术要求。

9.8 电气二次

9.8.1 电站应按电力系统安全运行需要装设下列保护及自动装置:

- 1 按出线配置线路保护;
- 2 按母线接线形式配置母线保护(失灵保护);
- 3 按现行国家标准《电力系统安全稳定导则》GB 38755 的规定装设安全自动控制装置;
- 4 主变压器保护;
- 5 无功装置保护、站用变压器保护;
- 6 光伏电站继电保护及安全自动装置;
- 7 风力发电机组及风电场继电保护及安全自动装置;
- 8 储能系统继电保护及安全自动装置;
- 9 故障录波装置。

9.8.2 继电保护和安全自动装置的设计,应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285、《光伏电站设计规范》GB 50797、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《风力发电场设计规范》GB 51096、《电力系统安全自动装置设计规范》GB/T 50703 的规定。

9.8.3 电站均应采用微机型继电保护和安全自动装置,继电保护应满足“可靠性、选择性、速动性、灵敏性”的要求,需要双重化配置的保护应保证每套保护装置功能独立完备、安全可靠。

9.8.4 电站应配置一套公用的时钟同步系统,主时钟应双重化配置,支持北斗系统和 GPS 标准授时信号,时钟同步精度和守时精

度应满足站内设备的对时精度要求。

9.8.5 电站应设置辅助控制系统,设备配置应根据电站规模确定。

9.8.6 辅助控制系统应实现全站图像监视及安全警卫、火灾报警、消防、照明、采暖通风、环境监测等系统的智能联动控制。辅助控制系统不宜配置独立后台系统。

9.8.7 辅助控制系统通信标准宜符合现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 的规定。

9.8.8 辅助控制系统设计应符合现行国家标准《安全防范工程技术标准》GB 50348 的规定。

9.8.9 主控制室、继电器室等二次设备室应根据联合发电站的运行管理模式、光伏电站、风电场、储能电站和变电站的地理位置及布置特点确定。联合发电站不宜设独立的通信机房。当按无人值班运行管理模式建设时,不宜设独立的主控制室。

9.8.10 主控制室的位置选择应满足便于巡视和观察屋外主要设备、节省控制电缆、噪声干扰小和有较好的朝向等要求。

9.8.11 风光储联合发电站控制室宜统一设置,主控制室宜按规划建设规模一次建成。电气二次设备布置在继电器室,继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护要求,屏位应按电站规划容量一次建成,并留有余地。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。

9.8.12 主控制室、继电器室的设计和布置应满足监控系统、继电保护设备的抗电磁干扰能力要求,当设备不满足相应的抗干扰试验等级要求时应采取抗干扰措施。

9.8.13 电气设备的控制、测量和信号应符合国家现行标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136、《光伏电站设计规范》GB 50797、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

9.8.14 控制电缆选择及敷设应符合国家现行标准《电力工程电

缆设计标准》GB 50217 和《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的规定。

9.8.15 光缆的选择应根据传输性能、使用环境确定。

9.8.16 联合发电站监控系统应包括风电场计算机监控系统、光伏电站计算机监控系统、储能电站计算机监控系统、变电站计算机监控系统。联合发电站监控中心应具备联合发电站监控系统、自动发电控制系统(AGC)和自动电压控制系统(AVC)(图 9.8.16)。

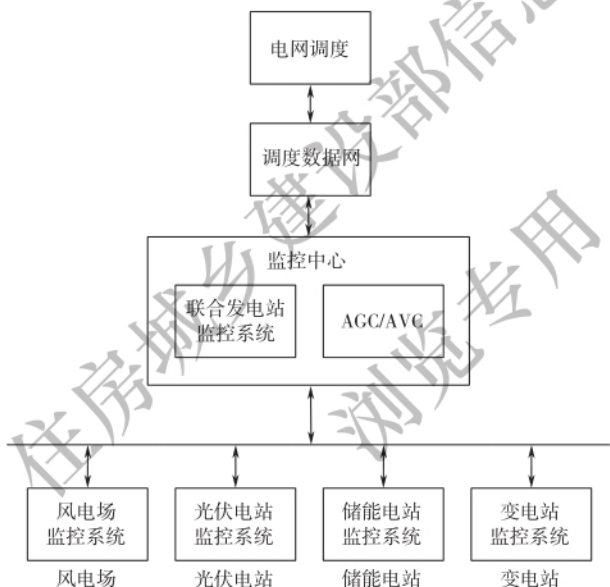


图 9.8.16 联合发电站监控系统逻辑关系图

9.8.17 电站宜采用有人值班或无人值班的控制方式。风电场、光伏电站、储能电站和变电站应采用计算机监控,并应接入风光储联合发电站监控系统。

9.8.18 电站监控系统宜采用兼容的软硬件,构成统一的监控平台。不同监控系统应避免软件及功能交叉与重复。

9.8.19 联合发电站监控系统设计应采取安全防范措施。

9.8.20 风电场、光伏电站和储能电站计算机监控系统应具有自动控制、测量和信号功能,并应符合下列规定:

1 就地监控系统应就地监控单台风力发电机组、光伏逆变器、储能变换器状况;

2 风电场计算机监控系统应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定;

3 光伏电站计算机监控系统应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定;

4 储能电站计算机监控系统应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

9.8.21 变电站计算机监控系统应符合现行国家标准《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059 和现行行业标准《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218 的规定。

9.9 过电压保护和接地

9.9.1 系统过电压保护设计应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的规定。

9.9.2 系统交流电气装置接地设计应符合现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的规定。

9.9.3 建筑物的过电压保护和接地除应满足上述要求外,尚应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。

9.9.4 风力发电场过电压保护和接地设计应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

9.9.5 光伏发电站过电压保护和接地设计应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的规定。

9.9.6 变电站和储能电站的接地系统应统一设计。

9.9.7 风力发电系统和光伏发电系统的接地可采用独立接地系统,接地电阻不满足要求时,应采取降阻措施,宜采用与其他系统互联的方案。风光同场时接地应统一设计。

9.10 电缆选择与敷设

9.10.1 电缆选择与敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

9.10.2 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用阻燃电缆。

9.10.3 动力电缆宜与控制电缆和通信电缆分开排列、敷设。

9.10.4 当蓄电池直流引出线为电缆时,正负极引出线应采用单芯电缆。

9.11 集电线路

9.11.1 集电线路应根据电站规模、集电电压等级、风机及光伏阵列分布情况,对风力发电机和光伏发电单元进行分组,每组应共用一回集电线路接入汇集站,且风力发电与光伏发电宜采用不同集电回路。

9.11.2 风电场集电线路宜采用架空线路形式,光伏电站集电线路敷设方式应经技术经济比较后确定。重覆冰、走廊限制、基础施工困难等不利于架空线路施工维护或有景观要求的地区,应采用电缆形式。集电线路跨(钻)地上附着物可采用架空与电缆相结合的方式。

9.11.3 集电线路走廊应满足电站总体设计要求,综合分析机位及光伏阵列分布、地形、地貌、运行、施工、交通条件及路径长度等因素确定,风力发电和光伏发电集电线路宜布置在同一走廊内,对位于同一路径走廊的架空线路宜采用同塔(杆)多回路。

9.11.4 当集电线路采用架空线路时,应符合现行国家标准《66kV及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 的规定,风电场架空线路还应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

9.11.5 风电场、光伏电站内的光纤通信电缆宜与集电线路一同敷设。

9.11.6 架空线路的杆塔应避免对光伏组件造成阴影遮挡。

10 建筑与结构

10.1 一般规定

10.1.1 建(构)筑物设置应根据工艺资料、总体布置要求,并结合安全可靠、经济适用、环境协调及有利施工、安装、检修等条件确定。

10.1.2 建筑设计除应满足电气设备运行要求外,还应满足城市规划要求和环境、噪声、景观、节能要求。

10.1.3 结构设计安全标准应符合现行国家标准《工程结构可靠性设计统一标准》GB 50153 的规定。

10.1.4 建(构)筑物设计应留有扩建的可能性。主控通信楼或配电装置楼等生产建筑物宜按规划要求一次建成。

10.2 联合发电站建筑

10.2.1 建筑物设计应符合下列规定:

- 1 应满足设备布置、安装、运行、检修、办公及生活的要求;
- 2 应满足内外交通运输的要求;
- 3 应满足站房结构布置的要求;
- 4 应满足站房内采暖、通风和采光的要求;
- 5 应满足防火、防潮、防尘、防噪声的要求;
- 6 应满足电力工程项目建设用地指标的要求;
- 7 按建筑物的功能要求,应合理采用联合布置。

10.2.2 建筑设计应采取建筑节能措施,节能设计应满足建筑功能和使用质量的要求,并应符合下列规定:

- 1 应满足建筑围护结构的基本热工性能;
- 2 宜利用自然采光。

10.2.3 建筑物门窗应根据建筑物通风、采暖和采光要求布置,对有空调装置、严寒和寒冷地区的房间宜采用高效节能门窗。

10.2.4 建筑物屋面保温隔热层可根据当地气候条件和站房内通风、采暖要求设置。

10.2.5 建筑物应预留设备搬入口,设备搬入口可结合门窗洞或非承重墙设置。

10.2.6 电池室设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

10.2.7 建筑防火分区应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229、《风力发电场设计规范》GB 51096、《建筑设计防火规范》GB 50016 及《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

10.2.8 屋面防水等级应根据建筑物的性质、重要程度、使用功能要求确定,屋面排水宜采用有组织排水。采用内排水时,控制室和电气设备室不宜设置内排雨水管。

10.2.9 高度超过 6m 的建筑物应在室外设置通向屋面的爬梯。

10.2.10 屋外构筑物应采用有效的防腐措施。钢结构应采用热浸镀锌、喷锌或其他防腐措施;对处于严重锈蚀地区的钢构件、易积水和难以维修的部位,宜采取加强防腐措施。

10.2.11 架构、设备支架等构筑物应根据电压等级、规模、施工及运行条件、制作水平、运输条件及当地的气候条件确定,外形应相互协调。

10.3 联合发电站结构

10.3.1 结构安全等级应为二级,设计使用年限应为 50 年。

10.3.2 结构形式、地基处理方案应综合分析地基土质、站房结构特性、施工条件和运行要求等因素,经技术经济比较后确定。

10.3.3 建(构)筑物地基与基础设计应符合国家现行标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007、《建筑桩基技术规范》JGJ 94 和《建

筑地基处理技术规范》JGJ 79 的规定。

10.3.4 建(构)筑物抗震设防烈度应按国家相关规定确定。抗震设防烈度为 6 度及以上的建(构)筑物地震设防要求,应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 和《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的规定。

10.3.5 建(构)筑物结构构件应根据承载力极限状态计算及正常使用极限状态验算,结构应满足承载力、稳定、变形、抗裂、抗震的要求,并应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》GB 50010、《钢结构设计标准》GB 50017 和《砌体结构设计规范》GB 50003 的规定。

10.3.6 建筑结构体系可采用钢筋混凝土结构、钢结构或砌体结构,并按建筑特性、自然条件综合比较确定。

10.3.7 结构设计应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797、《风力发电场设计规范》GB 51096 和《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

10.3.8 变电站结构设计应符合国家现行标准《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059 和《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218 的规定。

11 给水排水、暖通与空调

11.1 一般规定

11.1.1 给水排水系统、暖通与空调系统应按照联合发电站规划容量统一规划,分期建设。对于扩建工程,应充分发挥原有设施的效能。

11.1.2 变电站、储能区、生活区的给水排水系统宜统一考虑、集中设置。

11.2 给水排水

11.2.1 给水排水应满足生产、生活用水要求,且应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015 和《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

11.2.2 给水排水设计应合理利用水资源和保护水体,排水设计应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定。

11.2.3 给水设计应优先选用市政水源。市政水源不能满足要求时,可选用地表水或地下水(深井水)。消防用水应符合现行国家标准《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974 的规定,生活用水水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的规定。

11.2.4 当场外生活供水管网压力不满足要求时,宜采用气压供水或变频调速供水方式。生活给水管应采用钢塑复合管或无规共聚聚丙烯管(PPR)。

11.2.5 当设有高水位水箱时,高度应按最不利处的配水点所需水压计算。严寒和寒冷地区的水箱应有防冻措施。

11.2.6 排水系统设计应符合下列规定:

- 1 站区雨水、生活排水、生产废水宜采用分流制；
- 2 雨水排水方式应根据地形及降水量确定，场地周围有市政管网时宜采用有组织排水，场地周围无市政管网时宜采用无组织排水；
- 3 处理达标后的生活污水、废水及雨水收集，宜作为绿化及冲洗道路用水；
- 4 在湿陷性黄土区域或膨胀土区域，排水必须引到地基基础影响范围以外；
- 5 室内排水宜采用硬质聚氯乙烯管(U-PVC)，集控站区室外排水宜采用埋地塑料管。

11.2.7 液流电池储液罐应布置在酸液流槽内。当设有酸液事故储存池时，酸液流槽容积宜按最大一组电池组正负极两罐酸液容量的 20% 设计；当未设有酸液事故储存池时，酸液流槽容积宜按最大一组电池组正负极两罐酸液容量的 100% 设计。酸液事故储存池容积宜按最大一组电池组正负极两罐酸液容量的 100% 设计。

11.2.8 液流电池室排水管道应采用耐酸材料。

11.3 暖通与空调

11.3.1 采暖通风设计应符合下列规定：

- 1 应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 和《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定；
- 2 严寒和寒冷地区建筑物宜采用电采暖形式；
- 3 控制室、继保室、通信机房和监控机房等应设置空气调节装置；
- 4 电采暖系统应设置温控装置。

11.3.2 建筑物采暖通风及空调应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB 51096 的规定。

11.3.3 位于严寒和寒冷地区的联合发电站应设置供暖设施，其

他地区可根据工艺与设备需要确定。电池室内不应采用明火取暖。铅酸电池、液流电池等有氢气析出的电池室,采用电采暖时应采用防爆型设备。

11.3.4 电池室内设计温度参数应符合表 11.3.4 的规定。

表 11.3.4 电池室内设计温度参数(℃)

储能电池类型	运行环境温度
铅酸电池	20~25
锂电池	20~30
液流电池	0~40

11.3.5 电池室内通风量应按空气中的最大含氢量不超过 0.7% 计算,且不应小于 3 次/h。铅酸电池、液流电池等有氢气析出的电池室,通风空调设备应采用防爆型设备。

11.3.6 电气设备房间内不应布置有压的水管、蒸气管道。

12 环境保护与水土保持

12.1 一般规定

12.1.1 环境保护和水土保持设计应符合当地环境保护和水土保持规划。

12.1.2 环境保护和水土保持设计应满足国家产业政策、发展循环经济及防治水土流失的要求,采用清洁生产工艺、环保材料和水保设施,建设、运行和生活过程产生的污染物及生态环境影响应采取防治措施和水保措施。

12.1.3 环境保护与水土保持设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

12.2 环境保护

12.2.1 电站的电磁辐射对周围环境的影响应符合现行国家标准《电磁环境控制限值》GB 8702 的规定。

12.2.2 工程设计中应选用低电磁辐射水平和低噪声的设备。

12.2.3 电站噪声对周围环境的影响应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 和《声环境质量标准》GB 3096 的规定。

12.2.4 电站的污水和废水应分类收集、输送和处理,有条件的应接入城镇排水管网,无条件的可在站内收集处理、回收利用或达标排放。对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定。

12.2.5 污水排放口的设置应满足地方环境保护部门的要求。

12.3 水土保持

12.3.1 水土保持设计应符合现行国家标准《生产建设项目水土保持技术标准》GB 50433 的规定。

12.3.2 工程设计方案应控制和减少对原地貌、地表植被、水系的扰动和损毁,保护原地表植被、表土及结皮层,减少水土资源占用,提高利用效率。

12.3.3 在施工期电站的水土保持防治措施宜分阶段进行,并针对边坡防护、土地整治、防洪导排、降水蓄渗、临时防护、植被种植、防风固沙等相关的工程进行方案设计。

12.3.4 开挖、填筑的场地宜采取拦挡、护坡、截排水及其他整治措施。

12.3.5 临时施工用地在施工结束后应进行土地整治,采取水土保持措施,恢复原有利用功能。

13 职业安全

13.0.1 联合发电站设计应符合国家现行的职业安全与职业病危害防治相关标准的规定,并应贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针。

13.0.2 职业安全与职业病危害防护设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

13.0.3 储能电池室、配电间、逆变器室、变压器室、综合楼、库房、车库、作业场所等的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道设计均应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222、《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229、《光伏发电站设计规范》GB 50797 和《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的规定。

13.0.4 防爆设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058、《电力工程电缆设计标准》GB 50217 和《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的规定。

13.0.5 电气设备布置应满足带电设备安全防护距离的要求,并应采取隔离防护措施和防止误操作的措施,且应符合国家现行标准《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 和《电气设备安全设计导则》GB/T 25295 的规定。

13.0.6 联合发电站应设置防直击雷设施,并应采取安全接地等措施,且应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的规定。

13.0.7 防电灼伤设计应符合现行国家标准《电气设备安全设计导则》GB/T 25295 和《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气

部分》GB 26860 的规定。

13.0.8 防坠落伤害设计应符合现行国家标准《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求》GB/T 8196 和《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083 的规定。

13.0.9 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家职业卫生标准《工业企业设计卫生标准》和现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的规定。

13.0.10 防非电离辐射和电离辐射设计应符合现行国家职业卫生标准《工业企业设计卫生标准》和《工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分:物理因素》的规定。

14 消 防

14.0.1 消防设计应贯彻“预防为主、防消结合”的原则，防止或减少火灾损失，保障人身和财产安全。

14.0.2 消防设计应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797、《风力发电场设计规范》GB 51096、《电化学储能电站设计规范》GB 51048、《建筑设计防火规范》GB 50016 和《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

14.0.3 消防给水设计应符合现行国家标准《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974 的规定。

14.0.4 储能系统建筑物宜与其他生产、生活建筑物分区布置。

14.0.5 建筑物的灭火器设置应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的规定。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《砌体结构设计规范》GB 50003
《建筑地基基础设计规范》GB 50007
《混凝土结构设计规范》GB 50010
《建筑抗震设计规范》GB 50011
《建筑给水排水设计标准》GB 50015
《建筑设计防火规范》GB 50016
《钢结构设计标准》GB 50017
《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
《厂矿道路设计规范》GBJ 22
《建筑物防雷设计规范》GB 50057
《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059
《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T
50064
《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
《工程结构可靠性设计统一标准》GB 50153
《构筑物抗震设计规范》GB 50191
《电力工程电缆设计标准》GB 50217
《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229
《安全防范工程技术标准》GB 50348

《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394
《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395
《生产建设项目水土保持技术标准》GB 50433
《电力系统安全自动装置设计规范》GB/T 50703
《光伏电站设计规范》GB 50797
《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974
《电化学储能电站设计规范》GB 51048
《风力发电场设计规范》GB 51096
《声环境质量标准》GB 3096
《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083
《生活饮用水卫生标准》GB 5749
《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求》GB/T 8196
《电磁环境控制限值》GB 8702
《污水综合排放标准》GB 8978
《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228
《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325
《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326
《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
《风电场风能资源测量方法》GB/T 18709
《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710
《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963
《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
《三相配电变压器能效限定值及能效等级》GB 20052
《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790

《电气设备安全设计导则》GB/T 25295
《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》GB 26860
《光伏发电站太阳能资源实时监测技术要求》GB/T 30153
《太阳能资源测量 总辐射》GB/T 31156
《电网运行准则》GB/T 31464
《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547
《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558
《电力系统安全稳定导则》GB 38755
《工业企业设计卫生标准》
《工作场所有害因素职业接触限值 第2部分:物理因素》
《光伏发电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T 32012
《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
《变电站通信网络和系统》DL/T 860
《变电站总布置设计技术规程》DL/T 5056
《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136
《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137
《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218
《高压配电装置设计规范》DL/T 5352
《电力系统通信系统设计内容深度规定》DL/T 5447
《建筑地基处理技术规范》JGJ 79
《建筑桩基技术规范》JGJ 94