



中华人民共和国国家标准

GB/T XXXXX—XXXX

可再生能源水电解制氢系统技术要求

Technical requirements for renewable energy water electrolysis system

(点击此处添加与国际标准一致性程度的标识)

草案版次选择

(本草案完成时间：)

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX – XX – XX 发布

XXXX – XX – XX 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前 言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 基本规定 3

5 水电解制氢 3

 5.1 一般要求 3

 5.2 水电解槽 3

 5.3 气液处理器 4

 5.4 氢气纯化装置 4

 5.5 辅助装置 4

6 储氢 5

 6.1 一般要求 5

 6.2 氢气储存设施 5

 6.3 氢气压缩机 5

7 供配电 5

 7.1 一般要求 6

 7.2 整流变压器 6

 7.3 制氢电源 6

 7.4 载流导体 6

8 智能化控制 6

 8.1 一般要求 7

 8.2 一体化管控平台 7

 8.3 控制系统 8

 8.4 仪表与控制设备 8

9 安全 8

 9.1 一般要求 8

 9.2 工艺系统安全设施 9

 9.3 安全仪表系统 9

 9.4 报警装置 10

10 调试和运行 10

11 系统性能测试 10

12 检查和维护 10

13 交付资料 11

| | |
|----------|----|
| 附录 | 11 |
|----------|----|

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由××××提出。

本文件由××××归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

可再生能源水电解制氢系统技术要求

1 范围

本文件规定了可再生能源水电解制氢系统的技术要求，包括水电解制氢、储氢、供配电、智能化控制、安全、调试和运行、系统性能测试、检查和维护、交付资料等内容。

本文件适用于以风力发电、光伏发电为主要电力来源的可再生能源水电解制氢系统。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 150（所有部分） 压力容器
- GBZ 158 工作场所职业病危害警示标识
- GB 2893 安全色
- GB 2894 安全色和安全标志
- GB/T 3836.1 爆炸性环境 第1部分：设备 通用要求
- GB 3836.15 爆炸性环境 第15部分：电气装置设计、选型、安装规范
- GB 3836.16 爆炸性环境 第16部分：电气装置检查与维护规范
- GB/T 3859（所有部分） 半导体变流器
- GB/T 4208 外壳防护等级（IP代码）
- GB/T 4732（所有部分） 压力容器分析设计
- GB 4962 氢气使用安全技术规程
- GB/T 5585.1 电工用铜、铝及其合金母线 第1部分：铜和铜合金母线
- GB/T 10236 半导体变流器与供电系统的兼容及干扰防护导则
- GB/T 12241 安全阀 一般要求
- GB/T 15576 低压成套无功功率补偿装置
- GB/T 17950 半导体变流器
- GB/T 18494.1 变流变压器 第1部分：工业用变流变压器
- GB/T 19774 水电解制氢系统技术要求
- GB/T 21109 过程工业领域安全仪表系统的功能安全
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 22240 信息安全技术 网络安全等级保护定级指南
- GB/T 29729 氢系统安全的基本要求
- GB 30871 危险化学品企业特殊作业安全规范
- GB 32311 水电解制氢系统能效限定值及能效等级
- GB/T 34542.1 氢气储存输送系统 第1部分：通用要求
- GB/T 34584 加氢站安全技术规范
- GB/T 37562 压力型水电解制氢系统技术条件

GB/T 37563 压力型水电解制氢系统安全要求
 GB/T 41261 过程工业报警系统管理
 GB/T 45541 PEM电解槽性能测试方法
 GB/T 46104 电解水制氢系统功率波动适应性测试方法
 GB 50016 建筑设计防火规范
 GB 50030 氧气站设计规范
 GB 50052 供配电系统设计规范
 GB 50054 低压配电设计规范
 GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
 GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
 GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
 GB 50177 氢气站设计规范
 GB 50217 电力工程电缆设计标准
 GB 50227 并联电容器装置设计规范
 GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火标准
 GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准
 GB/T 50770 石油化工安全仪表系统设计规范
 GB 50974 消防给水及消火栓系统技术规范
 GB 55036 消防设施通用规范
 GB 55037 建筑防火通用规范
 TSG D7002 压力管道元件型式试验规则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

并网型可再生能源水电解制氢系统 grid-connected renewable energy water electrolysis hydrogen production system

以风力发电、光伏发电为主要电力来源，与公共电网相连并可进行电量交换，由公共电网提供电压和频率支撑的可再生能源水电解制氢系统。

3.2

离网型可再生能源水电解制氢系统 off-grid renewable energy water electrolysis hydrogen production system

以风力发电、光伏发电为主要电力来源，不与公共电网相连，并于公共电网形成清晰物理隔离，自行维持项目局域电力网稳定性的可再生能源水电解制氢系统。

3.3

一体化管控 integrated management and control

通过将风力发电、光伏发电、电化学储能、水电解制氢、储氢等各个独立单元的数据集成，并采用大数据、云计算、人工智能等智能化手段，将各单元的监视、控制和运营整合在一起，实现全链条智能化管理和控制。

3.4

质子交换膜 proton exchange membrane; PEM

以质子为导电电荷的聚合物电解质膜。

[来源：GB/T 45539—2025，3.2]

4 基本规定

- 4.1 可再生能源水电解制氢系统应采用安全可靠、性能稳定、实现工业化的先进技术。
- 4.2 并网型可再生能源水电解制氢系统宜采用可再生能源发电系统与水电解制氢系统直连方式，可与公共电网发生电量交互；离网型可再生能源水电解制氢系统应采取维持项目局域电力网稳定的措施。
- 4.3 可再生能源水电解制氢系统应根据项目生产模式拟定运行控制逻辑，宜采用成熟的计算方法进行整体配置优化计算，确定风力发电、光伏发电、水电解制氢、储氢、电化学储能等主要子系统的规模，整体配置优化应依据下列因素：
- a) 一个自然年内风力发电、光伏发电出力特性，时间步长不应大于1小时；
 - b) 用氢需求，包括用氢量和用氢稳定性要求；
 - c) 水电解槽负荷调节能力和调节范围；
 - d) 主要子系统的单位投资、运行维护费用等；
 - e) 与公共电网交换电量的要求和费用；
 - f) 项目可再生能源利用率和碳排放的要求。
- 4.4 可再生能源水电解制氢系统运行宜采用一体化管控模式，在水电解制氢系统设备负荷调节范围内，其负荷宜跟随可再生能源发电出力变化动态调整，并结合用氢稳定性要求设置储氢或其他调节措施。
- 4.5 可再生能源水电解制氢系统应能适应可再生能源电源波动引起的频繁运行负荷调整及开停机，设备材料选型应满足波动工况运行的要求，其中压力容器应符合GB/T 150和GB/T 4732的规定。
- 4.6 可再生能源水电解制氢系统除满足本文件要求外，尚应满足GB/T 19774的要求。压力型水电解制氢系统还应满足GB/T 37562的要求。

5 水电解制氢

5.1 一般要求

- 5.1.1 水电解制氢系统能效宜不低于GB 32311中的2级能效要求。
- 5.1.2 氢气产量、氢气纯度检测应符合GB/T 37562的规定，氢气产量宜采用容积法或流量计计量。
- 5.1.3 水电解制氢系统宜采取相应措施，使其具备短期停运时的保温和保压功能。
- 5.1.4 水电解制氢系统的水电解槽和气液处理器宜室内布置，当采用室外布置时，应根据现场情况采取可靠的防水、防尘、防腐和防冻等措施。
- 5.1.5 水电解制氢系统工艺设备采用撬装结构时，撬内设备布置应在满足工艺要求的前提下，预留检修通道、操作空间及设备拆装空间，方便日常巡检、操作及故障维修。
- 5.1.6 水电解制氢系统内的氢气管道材质应满足GB 50177的要求，氧气管道材质应满足GB 50030的要求。

5.2 水电解槽

- 5.2.1 水电解槽应能够适应可再生能源波动电源供电运行，碱性水电解槽可运行负荷下限应不大于额定负荷的50%，质子交换膜（以下简称“PEM”）水电解槽可运行负荷下限应不大于额定负荷的20%，在所有可运行负荷工况下均应保证氧中氢浓度不大于1.5%、氢中氧浓度不大于0.3%，变负荷速率应不大于

额定负荷的10%/s，且宜不小于额定负荷的1%/s，大修年限内平均每8000h直流电耗增加值宜不大于额定直流电耗的1%。

5.2.2 水电解槽与气液处理器可采用单元制或母管制的连接形式。当采用母管制时，宜在每台水电解槽的氧气碱液出口设置氧中氢在线分析装置。

5.2.3 水电解槽的性能应满足GB/T 19774的要求，密封性能应满足波动电源供电情况下的运行要求，在长期变负荷运行状态下应不发生泄漏。密封载荷应具备现场调节功能。

5.2.4 水电解槽宜配置在线监测分析及安全预警系统，用于电解槽绝缘失效、小室内短路、气液通道堵塞等异常状态的分析和预警，其中小室电压检测精度应高于 ± 1 mV。

5.3 气液处理器

5.3.1 气液处理器电解液循环流量调节范围、控制阀门调节精度与速率应与系统负荷调节范围、速率匹配。气液处理器内的电解液循环泵规格及数量应与气液处理器变工况运行要求相适应，并宜设置至少1台备用泵，电解液循环泵应具备自启动功能并宜配置变频器。

5.3.2 均压型水电解制氢系统气液处理器的氧侧应设置压力调节装置，并维持其出口氢气与氧气之间的压力差值宜小于0.5 kPa。差压型水电解制氢系统气液处理器的氢侧、氧侧均应设置压力调节装置。

5.3.3 每台气液处理器的氢气出口支管与氢气母管之间、氧气出口支管与氧气母管之间，应设放空管、关断阀和取样分析阀。

5.3.4 经气液处理器处理后的气体应满足以下要求：

- a) 氢气体积纯度 $\geq 99.7\%$ ；
- b) 氢气中氧气体积含量 $\leq 0.3\%$ ；
- c) 氧气体积纯度 $\geq 98.5\%$ ；
- d) 氧气中氢气体积含量 $\leq 1.5\%$ ；
- e) 温度 ≤ 40 °C；
- f) 含水量 ≤ 4 g/Nm³；
- g) 含碱量 ≤ 1 mg/Nm³（碱性水电解制氢系统）。

5.3.5 气液处理器不同部件的材质应满足其工作介质、工作温度和工作压力的要求，其中氢分离器和氧分离器材质宜采用Q345R镀镍，其余部件材质宜采用S30408不锈钢。

5.4 氢气纯化装置

5.4.1 氢气纯化装置负荷调节范围、控制阀门调节精度与速率应与系统负荷调节范围、速率匹配。

5.4.2 氢气纯化装置宜采用催化法去除氧气杂质，采用变温吸附法去除水分，脱氧塔及干燥塔的配置应满足下游氢气用户对氧气含量和露点温度的要求。

5.4.3 氢气纯化装置不同部件的材质应满足其工作介质、工作温度和工作压力的要求，主要材质宜采用S30408不锈钢。

5.5 辅助装置

5.5.1 原料水补充装置应满足下列要求：

- a) 原料水补充水箱的容积宜不低于水电解制氢系统1h最大用水量；
- b) 原料水补充水泵不宜少于2台，并应有1台备用，供水压力应大于水电解制氢系统工作压力，原料水供水管道与气液处理器之间应设置止回阀；
- c) 原料水补充水箱、原料水补充水泵过流部分宜采用S30408不锈钢材质；
- d) 原料水的品质应符合GB/T 37562的规定。

5.5.2 采用碱性水电解制氢工艺时，碱液配制、回收装置应满足下列要求：

- a) 碱液箱容积应至少满足制氢量最大的单台水电解槽的退碱要求；
 - b) 碱液泵的流量应满足碱液注入时间要求，采用在线补充碱液方案时，碱液泵的压力应大于水电解制氢系统工作压力；
 - c) 水电解槽入口端应设过滤器；
 - d) 碱液箱、碱液泵过流部分应采用耐碱性水电解制氢系统电解液腐蚀的材质，宜采用S30408不锈钢材质。
- 5.5.3 冷却水系统容量应满足电解槽大修年限内直流电耗增加引起的冷却水量增加要求。

6 储氢

6.1 一般要求

- 6.1.1 储氢系统采用的技术、储存容量和储存压力应同时适应水电解制氢系统的制氢能力和下游氢气用户的用氢需求。
- 6.1.2 储氢系统应具备以下功能：
- a) 在储氢模式、放氢模式等运行模式间平稳切换；
 - b) 宜支持多储罐分区/分级管理，实现压力梯度利用与能耗优化；
 - c) 具备安全联锁与紧急泄压功能。

6.2 氢气储存设施

- 6.2.1 气态储氢压力容器的型式应满足储存容量和压力等级要求，可采用球形储罐、筒形储罐或气瓶瓶组。
- 6.2.2 气态储氢压力容器的有效储存容量 V_u 按式（1）计算：

$$V_u = 10 \times (P_{max} - P_{min}) \times V \times \frac{273.15}{T} \quad (1)$$

式中：

V_u ——有效储存容量，Nm³；
 P_{max} ——最大工作压力，MPa；
 P_{min} ——最小工作压力，MPa；
 V ——容积，m³；
 T ——工作温度，K。

- 6.2.3 不同设计压力的氢气储存设施互相联通时，应采取压力控制措施，防止高压氢气窜至较低设计压力的氢气储存设施导致超压。

6.3 氢气压缩机

- 6.3.1 氢气压缩机的型式、参数及数量应满足下游氢气用量、压力、纯度和设备运行方式等的要求，并符合GB 50177的有关规定。
- 6.3.2 连续运行的往复式氢气压缩机应设置备用，波动运行的压缩机应设置变容或变频等调节装置。
- 6.3.3 氢气压缩机的进气管与排气管之间应设置旁通循环管。
- 6.3.4 氢气压缩机前应设氢气缓冲罐。
- 6.3.5 氢气压缩机安全保护装置的设置应符合GB 50177的有关规定。

7 供配电

7.1 一般要求

- 7.1.1 供配电系统应具备安全保护及通信等功能，确保与水电解制氢系统协同工作，满足不同工况下的制氢需求。
- 7.1.2 供配电系统应符合GB 50052、GB 50054和GB 50177的有关规定，并使系统电能质量满足接入电力系统的要求。
- 7.1.3 可再生能源水电解制氢系统负荷等级应根据下游用户对氢气稳定性的要求和电源条件等综合确定，当中断供氢不会造成较大损失时宜为三级负荷。
- 7.1.4 无功补偿装置应符合GB/T 15576和GB 50227的有关规定。
- 7.1.5 爆炸性气体环境中电气设备的选择、安装应符合GB 50058、GB/T 3836.1和GB 3836.15的规定，不应低于氢气爆炸混合物的级别、组别(II CT1)。电气设备的防护等级应符合GB/T 4208规定。
- 7.1.6 水电解槽与供电系统之间应实施电气隔离措施，可采用变压器隔离或具备隔离功能的制氢电源。

7.2 整流变压器

- 7.2.1 整流变压器应符合GB/T 3859.3和GB/T 18494.1的有关规定。
- 7.2.2 为制氢电源供电的变压器应选择整流专用变压器。为晶闸管制氢电源供电的整流变压器，宜采用有载调压变压器，整流变压器绕组的一侧，应按三角形(△)接线。为IGBT制氢电源供电的整流变压器可采用电力变压器。
- 7.2.3 整流变压器根据其容量、布置位置、散热要求等选择油浸式或干式。
- 7.2.4 整流变压器额定容量应满足电解槽运行期内最大直流功率的要求，并具备10%~20%的短时过载能力。
- 7.2.5 整流变压器应满足工艺系统频繁启停、变负荷调节要求，且在额定负荷时效率不低于99%。
- 7.2.6 整流变压器的有载调压开关动作应接受制氢电源发出的控制指令。

7.3 制氢电源

- 7.3.1 制氢电源应符合GB/T 3859.1、GB/T 3859.2、GB/T 3859.4、GB/T 10236和GB/T 17950的有关规定。
- 7.3.2 每台水电解槽应采用单独的制氢电源供电。
- 7.3.3 制氢电源的型式应与水电解槽的型式和系统运行控制策略相适应。
- 7.3.4 制氢电源应设有调压功能，并具备自动稳流功能。
- 7.3.5 制氢电源额定直流电压应大于水电解槽的最大工作电压，并应满足水电解槽运行期内性能衰减带来的电压升高的供电要求。
- 7.3.6 制氢电源额定直流电流应大于水电解槽的最大工作电流，宜不小于水电解槽额定电流的1.1倍。
- 7.3.7 制氢电源应能接受一体化管控平台的调度指令，可实现功率的远程控制。

7.4 载流导体

- 7.4.1 制氢系统载流导体应符合GB/T 5585.1、GB 50177和GB 50217的有关规定。
- 7.4.2 载流导体可选择铜排、浇筑型母线、管型母线或电缆。
- 7.4.3 直流载流导体应采用铜导体，宜敷设在较低处或地沟内。当采用裸导体时，应有防止产生火花的措施。

8 智能化控制

8.1 一般要求

8.1.1 可再生能源水电解制氢控制系统应满足系统规模，安全、经济、环保运行以及启停控制的要求。

8.1.2 可再生能源水电解制氢系统宜设置一体化管控平台，一体化管控平台应具备可靠性、安全性、开放性、可扩展性。

8.1.3 平台各层级网络安全防护体系及各控制系统应满足GB/T 22239、GB/T 22240以及其它信息安全相关标准要求。

8.2 一体化管控平台

8.2.1 一体化管控平台宜包括以下功能：

a) 生产监控。对可再生能源发电系统、水电解制氢、储氢、储能等子系统实时运行信息的监视。

b) 预测分析。具备可再生能源发电功率预测、制氢储氢负荷预测、供氢负荷预测、电网送电/用电负荷预测等预测分析功能，并利用大数据、人工智能等先进技术制定未来超短期、短期、中长期生产计划。

c) 智能调控。基于实时数据和预测模型，应用智能控制算法，向各子系统发送调控策略指令，各子系统根据平台发送的调控策略进行自动调节控制，实现系统的智能调度和控制。并网型系统平台应具备接收电网调度功能。

d) 运维管理。包括主要设备的状态监测（在线监视、健康评估、故障评判、分析列表）、系统运行状态分析（能效分析、成本分析）、生产运维管理（交接班、运行日志管理、运行考评）、智慧检修管理等功能。

e) 经营管理。包括关键经济指标统计分析、市场交易信息统计分析与辅助决策支持等功能。

8.2.2 一体化管控平台网络架构宜分为数据采集层、数据通信层、数据服务层及应用展示层。

8.2.3 一体化管控平台系统物理架构宜分为智能监控系统（生产控制大区）、智慧管理系统（管理信息大区）两部分。两个网络物理层之间应进行物理隔离。

8.2.4 各站点间应通过专用高速网络互联，实现快速数据同步。

8.2.5 硬件应满足下列要求：

a) 平台硬件宜配置数据库服务器、应用服务器、磁盘阵列、操作员站、工程师站、网络设备、卫星对时设备等；

b) 平台硬件宜遵循冗余及容错配置原则，采用双重化网络结构。承担重要功能的服务器宜采用双机/多机热备或集群等方式；

c) 平台应选用符合国家现行标准的、通用的、先进可靠的硬件设备，所选设备应功能完善、性能稳定、维护方便，具有良好的开放性、兼容性、可扩展性；

d) 平台宜采用云计算等先进技术，通过虚拟化平台管理计算、存储、网络等基础设施资源。

e) 执行电力调度功能的服务器等设备硬件配置应满足电力调度相关标准要求；

f) 监控中心宜由机房、监控大屏幕、操作员站、工程师站以及调度电话等关键集中监控设施构成。

8.2.5 软件应满足下列要求：

a) 平台软件由数据库软件、系统软件、应用软件等部分组成；

b) 平台软件部署宜遵循微服务化、结构化、模块化的原则；

c) 平台应基于统一的软件支撑平台，支持应用功能按需建设，并可根据需要逐步扩充；

d) 平台软件应提供统一开放的数据接口，各类软件接口应符合有关标准，应能监视通信通道故障，并具有故障切换、恢复通信和告警的功能。

8.2.6 平台接口的配置应满足不同系统间数据交换的需求，并应实施相应的安全措施，确保所连接系统之间的安全，同时不降低任何一方系统的安全防护水平。

8.2.7 平台各接口应明确遵循的标准或协议所规定的网络通信层级，并应明确与所采用标准或协议相关的其他网络层级的配置。

8.2.8 平台应根据需求配置以下四种类型的接口：

- a) 并网型可再生能源水电解制氢系统平台与电网侧的数据接口；
- b) 平台生产控制大区与可再生能源发电控制、水电解制氢系统控制装置通讯接口。通讯协议应采用稳定可靠，并满足网络监控要求的协议；
- c) 平台管理大区与可再生发电控制、水电解制氢系统控制装置通讯接口；
- d) 平台与上层信息网的通讯接口。

8.2.9 一体化管控平台应有完善的系统安全体系，应当涵盖系统本身的可靠性配置，具有防御网络攻击、侵入、干扰、破坏和非法使用的网络安全措施。

8.2.10 一体化管控平台的生产控制大区与管理信息大区之间，应设置物理隔离装置，隔离装置应具有国家相关机构认证。

8.2.11 根据不同的保护级别，一体化管控平台的信息安全措施应包含有信息安全态势感知（异常行为检测）、关键设备保护、边界安全防护、安全审计等功能。

8.3 控制系统

8.3.1 水电解制氢系统及储氢系统应设置自动控制系统，包含多台电解槽的可再生能源水电解制氢系统宜采用分散控制系统（DCS）。若采用可编程控制器（PLC），应预留与DCS的通讯和硬接线接口。

8.3.2 控制系统中央处理器（CPU）应采用冗余配置。

8.3.3 控制系统电源应采用冗余配置，至少一路电源来自不间断电源系统（UPS）。

8.3.4 控制系统应能对水电解制氢系统及储氢系统工艺过程进行监测、报警、联锁、控制，对生产进行集中操作、数据采集、过程监测、过程控制和信息处理等，对重要工艺参数进行趋势记录和超限报警等。

8.3.5 控制系统应具备多台电解槽集群控制功能，能够实现制氢系统功率给定控制、电流给定控制、产氢量给定控制。

8.3.6 控制系统应接收一体化管控平台的调度指令，并将运行状态数据发送至一体化管控平台。

8.4 仪表与控制设备

8.4.1 仪表、控制设备选型应根据工艺要求的操作条件、设计条件、精确度等级、工艺介质特性、检测点环境、配管材料等级规定及安全环保要求等因素确定，并满足工程项目的总体技术水平要求。

8.4.2 各控制系统和同类型仪表、控制设备的选型宜统一。随主辅设备本体成套供货的仪表、控制设备应满足系统运行、自动化系统的功能及接口要求。

8.4.3 爆炸危险环境的仪表与控制设备选型，不应低于氢气爆炸混合物的级别、组别（IICT1），且符合GB 50058的有关规定。

8.4.4 可再生能源水电解制氢系统的压力、温度、液位、流量、气体含量等测点应符合GB 50177的规定。采用母管制时，尚应根据项目运行方式增设必需的测点，满足系统波动运行监控要求。

9 安全

9.1 一般要求

9.1.1 可再生能源水电解制氢系统应符合国家现行相关标准GB 4962、GB/T 19774、GB/T 29729、GB/T 37563、GB 50177及安全生产法规的规定。

- 9.1.2 水电解制氢系统和储氢系统的消防设计应符合GB 50016、GB 50140、GB 50177、GB 50974、GB 50229、GB 55036、GB 55037的规定。
- 9.1.3 爆炸危险区域的等级划分应符合GB 50058、GB 50177的规定，防爆设计应符合GB/T 3836.1、GB 50016、GB 50058、GB 50177、GB 50217、GB 55037的规定。
- 9.1.4 水电解制氢系统和储氢系统的风险控制应符合GB/T 29729的规定，应根据风险评估结果设置多级安全防护措施，并制定系统安全操作规程和事故应急预案。
- 9.1.5 制氢系统操作区域应设置明显的安全警示标识和应急处置指引，其设置应符合GB 2893、GB 2894和GBZ 158的有关规定。

9.2 工艺系统安全设施

- 9.2.1 氢气不合格气、安全阀放空管与仪表放空管应单独设置，并引接至室外排放或火炬系统。
- 9.2.2 水电解制氢系统设备、管道内的冷凝水排放应满足GB 50177的有关要求。
- 9.2.3 氢气放空管管口高度应满足GB 4962的要求，并设有防止空气倒流、雨雪侵入和外来异物堵塞的措施，管口处应设置阻火器或采用惰性气体连续吹扫的防止回火措施。当采用阻火器时，阻火器应按照TSG D7002的要求通过压力管道特种元件型式试验。
- 9.2.4 水电解制氢系统和储氢系统设备、管道上应设置超压泄放用安全阀，安全阀应符合GB/T 12241的规定。
- 9.2.5 水电解制氢系统和储氢系统的主要工艺设备、管道均应设置分析取样接口和吹扫置换接口，所有氮气吹扫置换接口前应配置切断阀、止回阀。吹扫氮气纯度不应小于99.5%，且含氧量不应大于0.5%。
- 9.2.6 布置在爆炸危险的房间的管道应为金属管道，并设置导除静电的接地装置。

9.3 安全仪表系统

- 9.3.1 可再生能源水电解制氢系统应根据工艺系统的特点及危险与可操作性分析（HAZOP）和安全完整性等级（SIL）定级报告确定安全等级要求，配置具有相应SIL认证的安全仪表系统（SIS），并满足GB/T 21109和GB/T 50770等相关标准要求。
- 9.3.2 可再生能源水电解制氢系统SIS应独立设置，并应独立完成安全仪表功能，不应与控制系统共用。SIS不应介入或取代基本过程控制系统的工作。
- 9.3.3 可再生能源水电解制氢系统重要的安全联锁保护、紧急停车系统及关键设备联锁保护应纳入SIS。
- 9.3.4 对于SIS的电源以及需接入SIS测控的仪表与执行机构，其独立、冗余设置要求应根据安全完整性定级结果决定。
- 9.3.5 可再生能源水电解制氢系统的SIS应采用故障安全型，当SIS内部故障时，按预定方式将过程转入安全状态。
- 9.3.6 可再生能源水电解制氢系统的SIS宜与控制系统、气体检测系统（GDS）的时钟保持一致。
- 9.3.7 用于逻辑控制器的可编程电子系统应取得国家权威机构功能安全认证。中央处理单元负荷不应超过50%，内部通信负荷不超过50%。采用以太网的通信负荷不超过超过20%。
- 9.3.8 可再生能源水电解制氢系统SIS的交流供电宜采用双路不间断电源的供电方式。
- 9.3.9 定级为SIL2及以上安全仪表功能（SIF）回路的测量仪表及取样点应独立设置。
- 9.3.10 除基本过程控制系统外，SIS与其他系统之间不应设置通讯接口；除旁路信号和复位信号外，基本过程控制系统不应采用通信方式向安全仪表系统发送指令。
- 9.3.11 紧急停车按钮、开关、信号报警器及信号灯等，应安装在SIS的辅助操作台。紧急停车按钮、开关、信号报警器等与SIS连接，并采用硬接线方式。

9.4 报警装置

9.4.1 水电解制氢系统和储氢系统应根据系统运行监测要求设置氢气纯度、氧气纯度、超温、超压等异常工况报警装置。

9.4.2 报警装置应满足下列要求：

- a) 电源应采用交流不间断UPS电源；
- b) 明确报警来源、可能的危害及可设置的工作状态；
- c) 清晰地标注每个按钮对应功能；
- d) 系统人机交互界面、维护与测试方法应符合GB/T 41261的有关规定。

9.4.3 水电解槽、氢气储罐、压缩机、管道阀门等易泄漏区域应安装氢气探测器。氢气探测器的运行状态信息，应传输到消防控制室的图形显示装置或火灾报警主盘控制器，并应能显示报警位置和级别。

9.4.4 氢气探测器报警装置应符合GB 4962、GB/T 29729、GB/T 34584、GB 50116、GB 50177、GB/T 50493的规定。

9.4.5 氢气探测器报警应符合下列规定：

- a) 一级报警为氢气爆炸下限的10%（即0.4%体积浓度），此时应自动启动防爆风机；
- b) 二级报警为氢气爆炸下限的25%（即1%体积浓度），此时应自动切断水电解槽直流电源。

9.4.6 氢气探测器和报警器应符合Ex dIIC T1及以上防爆等级，现场应配置声光报警器。

10 调试和运行

10.1 可再生能源水电解制氢系统投入运行前应分阶段开展调试工作，先进行单体调试，后开展联合调试，联合调试成功后方可投入运行。

10.2 调试工作开展前应制定调试方案。

10.3 水电解制氢系统调试前应按GB/T 37562和GB/T 45541的要求完成各项测试。

10.4 水电解制氢系统及储氢系统的调试和运行应符合GB 4962、GB/T 34542.1和GB/T 37563中的有关规定。

10.5 水电解制氢系统及储氢系统的运行操作要求、火灾和爆炸风险控制、突发事件处理和救援方式应符合GB/T 29729中的有关规定。

11 系统性能测试

11.1 系统性能测试应包括额定工况稳态性能测试、多工况稳态性能测试、冷启动测试、热启动测试、变功率动态性能测试、停机测试等测试类型。额定工况稳态性能测试、多工况稳态性能测试、变功率动态性能测试的测试对象为电解槽、电源转换单元及系统，冷启动测试、热启动测试、停机测试的测试对象为电解槽及系统。测试指标及测试方法等应符合GB/T 46104中的有关规定。

11.2 在现场条件允许时，产氢量测量宜采用容积法。

12 检查和维护

12.1 可再生能源水电解制氢系统应定期开展检查和维护工作，确保各系统设备运行正常。

12.2 水电解制氢系统和储氢系统的检查和维护应符合GB/T 19774、GB/T 29729、GB 30871、GB/T 34542.1和GB/T 37563中的有关规定。

12.3 氢泄漏检测、氢火焰检测应满足GB/T 29729的要求。

12.4 防爆电气设备的检查与维护应符合GB 3836.16的有关规定。

12.5 电解槽渗漏经紧固无效或直流电耗增加大于设计值10%时应进行大修，大修时应更换损坏的隔膜或膜电极、密封垫片和腐蚀损坏不能修复的极板。

12.6 氢气纯化装置的电加热管为易损件，当发现损坏时应及时更换；当氢气纯化装置加热温度、排污系统正常，氢气体露点不合格时应更换干燥剂；微氧不合格时应更换脱氧催化剂；氢气纯化装置气体过滤器阻力过大时应进行清理或更换滤芯。

12.7 水电解制氢系统和储氢系统在维修或更换前需用高纯氮气进行置换，置换后氢气含量低于0.4%（体积分数）后才能进行维修或更换；维修或更换后需用高纯氮气试压和置换，置换后含氧量低于0.5%（体积分数）为合格。

12.8 压力容器修理、定期检验和安全附件的定期检验，应符合TSG 21的规定。

12.9 在线分析仪表应定期进行标定，其他仪表应定期校验。

13 交付资料

13.1 交付资料应包括设备资料、设计资料、调试报告、性能测试报告等内容。

13.2 设备资料应包括下列内容：

- a) 产品合格证书、材料质量证明、出厂试验/测试合格证明；
- b) 系统说明及图纸、设备安装图纸及说明；
- c) 操作手册（包含单机调试、投料试车、紧急启停、正常运行等）及培训资料
- d) 安装维护手册；
- e) 设备及专用工具、配件清单；
- f) 压力容器、压力管道出厂强度试验和密封试验合格证明；
- g) 安全阀、阻火器等安全附件安装检验记录；

13.3 设计资料应包括下列内容：

- a) 竣工图纸，包含总平面布置图、工艺说明书、工艺流程图、工艺管道及仪表流程图、设备装置布置图及安装图、管道布置图及安装图、电气图及控制图等；
- b) 设备采购技术规格书及技术协议。
- c) HAZOP报告；
- d) 工程联络单、设计变更单及技术交底记录等；

13.4 调试报告应包括调试记录、问题处理记录等。

13.5 水电解制氢系统性能测试报告应符合GB/T 46104中的有关规定。

附录