

ICS

P

备案号：

中华人民共和国能源行业标准

P

NB/T XXXXX-20XX

风光生物质制绿色氢氨醇系统 规划设计导则

Guidelines for Planning and Design of
Wind-Solar-Biomass based Green Hydrogen,
Ammonia and Methanol Production Systems

（征求意见稿）

20XX—XX—XX 发布

20XX—XX—XX 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国能源行业标准

风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计导则

Guidelines for Planning and Design of Wind-Solar-Biomass
based Green Hydrogen, Ammonia and Methanol Production
Systems

NB/T xxxxx-20xx

主编部门： 电力规划总院有限公司
批准部门： 国 家 能 源 局
20xx 年 xx 月 xx 日
实施日期：

中国计划出版社
20xx 北 京

国家能源局

公告

20xx 年 第 x 号

根据《中华人民共和国标准化法》《能源标准化管理办法》，
国家能源局批准.....。

- 附件：1. 行业标准目录
2. 行业标准外文版目录
3. 行业标准修改通知单

国家能源局

20xx 年 xx 月 xx 日

前 言

根据《关于下达 2025 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技〔2025〕137 号）的要求，标准编制组经广泛调查研究，总结我国风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计实践经验及应用成果，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准的主要技术内容有：总则、术语、基本规定、资源要素评估、需求预测、系统容量配置优化、运行控制系统设计、建设方案、效果评估、投资估算与财务评价、环境影响与社会效益评估等。

本标准由国家能源局负责管理，由电力规划总院有限公司提出，由电力规划设计总院专家组技术委员会负责日常管理，由电力规划总院有限公司负责解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送电力规划设计标准化管理中心（地址：北京市西城区安德路 65 号，邮编：100120，邮箱：bz_zhongxin@eppei.com）。

本标准主编单位： 电力规划总院有限公司

本标准参编单位： 电投能创（江苏）信息科技有限公司、
国网甘肃省电力公司经济技术研究院、
国网福建省电力有限公司经济技术研
究院、中国电力工程顾问集团有限公司、
清华大学、定州旭阳氢能有限公司、中
国天楹股份有限公司

本标准主要起草人员： 饶建业、王 宁、龙望成、吴 茜、

周梦月、邱春苗、王 洛、张晓磊、
夏 懿、杨昌海、刘永成、杨国山、
李益楠、施鹏佳、郑 楠、陈立涵、
黄晶晶、黄修淞、林 今、许立强、
陈 昊、罗宁川、张芳华、韩丹、
刘德峰、李要建、刘桂兵

主 要 审 查 人 员：

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	资源禀赋	6
4.1	风光资源评估	6
4.2	生物质资源评估	6
4.3	电力市场与电网条件评估	7
4.4	其他要素资源评估	7
4.5	选址与规模优化评估	8
5	需求预测	9
5.1	绿色氢氨醇负荷需求预测	9
5.2	绿色氢氨醇负荷特性分析	9
5.3	绿色氢氨醇负荷可靠性要求	10
6	系统容量配置优化	11
6.1	一般规定	11
6.2	容量配置	11
6.3	接入系统方案	12
7	运行控制系统设计	13
7.1	目标与原则	13
7.2	整体架构	13
7.3	集成融合调度	14
7.4	多能耦合自动控制	14

7.5	平台建设	15
7.6	数据接口、信息安全与运维管理	16
8	建设方案	17
8.1	一般规定	17
8.2	场址规划	17
8.3	公用工程供应及规格	18
8.4	总平面布置	19
9	效果评估	21
10	投资估算与财务评价	22
10.1	投资估算	22
10.2	财务评价	22
11	环境影响与社会效益评估	23
	引用标准名录	25
	附：条文说明	26

Contents

1	General Provisions.....	1
2	Terms.....	2
3	Basic Provisions.....	4
4	Resource Elements Assessment.....	6
4.1	Wind and Solar Resource Assessment	6
4.2	Biomass Energy Resource Assessment.....	6
4.3	Power Market and Grid Condition Assessment.....	7
4.4	Assessment of Other Resource Factors	7
4.5	Site Selection and Scale Optimization Assessment	8
5	Demand Forecasting.....	9
5.1	Load Demand Forecasting for Green Hydrogen, Ammonia, and Methanol	9
5.2	Load Characteristic Analysis for Green Hydrogen, Ammonia, and Methanol	9
5.3	Load Reliability Requirements for Green Hydrogen, Ammonia, and Methanol.....	10
6	System Capacity Configuration and Optimization.....	11
6.1	General Provisions.....	11
6.2	Capacity Configuration.....	11
6.3	Grid Integration Scheme.....	12
7	Operation and Control System Design.....	13
7.1	Objectives and Principles.....	13
7.2	Overall Architecture.....	13

7.3	Integrated and Coordinated Dispatch.....	13
7.4	Automatic Control for Multi-Energy Coupling.....	14
7.5	Platform Construction.....	15
7.6	Data Interfaces, Information Security, and O&M Management	16
8	Construction Plan	17
8.1	General Provisions.....	17
8.2	Site Planning.....	17
8.3	Utility Supply and Specifications.....	18
8.4	General Layout.....	19
9	Overall Effectiveness Assessment Evaluation	21
10	Investment Estimation and Financial Evaluation	22
10.1	Investment Estimation	22
10.2	Financial Evaluation.....	22
11	Environmental Impact and Social Benefit Assessment	23
	List of quoted standards.....	25
	Addition: Explanation of provisions	26

1 总则

1.0.1 为规范和指导风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计工作，统一技术原则和计算方法，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于并网型及离网型风电光伏耦合制氢，以及风电或光伏与生物质耦合制备绿色甲醇、绿氨等多形式风光生物质制绿色氢氨醇系统的规划设计工作。

1.0.3 风光生物质制绿色氢氨醇系统应遵循技术可行、经济合理、安全可靠、绿色环保的原则。

1.0.4 风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计，除应执行本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语

2.0.1 风光生物质 Wind-Solar-Biomass

风能、太阳能和生物质能的统称。在综合能源系统中，指将风力发电、光伏发电与生物质能（如生物质发电、气化、供热等）进行多能互补与协同利用的能源组合形式。

2.0.2 绿色氢氨醇 Green Hydrogen, Ammonia, and Methanol

利用可再生能源电力电解水和生物质气化制取的氢气，以及以该氢气为主要原料进一步生产的合成氨和甲醇等绿色化工产品的统称。

2.0.3 绿电占比 Share of Green Power

在系统生产过程中的总用电量中，来自新能源的绿色电力或购买绿证对应的电力占系统总用电量的比例。

$$\varepsilon = \frac{E_{act} + E_{cert}}{E_{total}} \times 100\%$$

其中， ε 代表绿电占比，单位为%；

E_{act} 代表统计周期内新能源电站所发电量中实际被本系统消纳的电量，单位为千瓦时；

E_{cert} 代表统计周期内购买绿电或绿证所对应的绿电总量，单位为千瓦时；

E_{total} 代表统计周期内系统总用电量，单位为千瓦时。

2.0.4 新能源发电利用率 New Energy Generation Utilization Rate

在一定统计周期内，新能源电站实际被消纳的电量占其理论可发电量的百分比。

$$\sigma = \frac{E_{act}}{E_{pot}} \times 100\%$$

其中， σ 代表新能源发电利用率，单位为%；

E_{act} 代表统计周期内新能源电站所发电量中实际被本系统消纳的电量，单位为千瓦时；

E_{pot} 代表统计周期内新能源电站理论可发电量，单位为千瓦时（kWh）。

2.0.5 电解水制氢 Hydrogen Production by Water Electrolysis

利用电能将水分解为氢气和氧气的电化学反应过程。

2.0.6 并网型项目 Grid-connected Project

风光生物质制绿色氢氨醇项目的一种类型。项目与大电网无电气连接，电力完全自发自用，作为一个独立电力系统运行。

2.0.7 离网型项目 Off-grid Project

风光生物质制绿色氢氨醇项目的一种类型。项目与大电网无电气连接，电力完全自发自用，作为一个独立电力系统运行。

3 基本规定

3.0.1 系统选址布局应统筹风光资源禀赋、生物质原料收集半径、土地利用规划、化工园区分布、生态保护红线、地质条件、水资源保障、电网接入条件、运输条件等因素，优化场址比选。

3.0.2 系统应具备自平衡能力，宜通过储能、储氢、电解制氢装置柔性运行、合成氨和甲醇生产负荷联动调控等方式，平抑新能源出力波动。

3.0.3 系统规划应坚持源荷匹配原则，强化负荷侧就地消纳统筹布局，优先配套就近绿氨、绿醇、工业用氢及下游衍生产业负荷，合理匹配绿色电力产出与化工生产用能需求，提升绿电就地消纳水平，降低外送压力与新能源弃电风险。

3.0.4 系统规划设计应明确规划期绿电占比、新能源利用率等约束性控制指标，指标设置应符合项目所在地新能源消纳要求。

3.0.5 系统应统一规划、同步配套建设运行控制系统，实现全系统数字化、智能化协同管控。

3.0.6 项目宜结合风光资源开发节奏、生物质原料供给能力、电网规划、产品市场消纳条件及配套基础设施建设情况，科学论证、合理安排建设规模时序。

3.0.7 系统应开展多维度建设方案比选，对不同风光装机配比、储能与储氢配置容量、电解及合成装置配置组合、并网与离网运行模式等方案进行综合论证，择优确定推荐规划建设方案。

3.0.8 规划设计应兼顾长远发展需求，在总平面布置、用地预留、电网接入通道、设备基础接口、工艺管路接驳等方面，预留后期扩容

扩建条件，满足风光装机、储能储氢及绿色氢氨醇产能远期规模化提升的要求。

3.0.9 系统应同步规划构建应急处置体系，保障人员安全、设备设施及系统运行可控可靠。

4 资源要素评估

4.1 风光资源评估

4.1.1 风光资源分析应符合《风电场工程规划报告编制规程》NB/T31098、《海上风电场工程规划报告编制规程》NB/T31108 和《光伏发电工程规划报告编制规程》NB/T32046 的规定，分析下列内容：

- 1 风光资源特点。
- 2 风光资源分布状况，包括风光资源在区域内的空间分布密度，风资源与光资源的时空互补特性，风光资源与负荷中心、接入点、生物质资源区的空间匹配关系。
- 3 风光资源理论蕴藏量、可开发量、技术可开发量。
- 4 风光资源主要指标。

4.1.2 规划应简要说明风能、太阳能的分析工具和方法，提出风能、太阳能资源分析成果。

4.2 生物质资源评估

4.2.1 生物质资源绿色属性与可持续性评估，可参照 RB/T 175《生物质能可持续性认证要求》及其他国家相关政策与标准要求。

4.2.2 生物质资源供应量与成本分析，应考虑区域内各类生物质资源的可获得量、空间分布密度及不同收集半径下的分级成本供应曲线。

4.2.3 生物质资源品质分析，应考虑含水率、热值、灰分等关键品质指标。

4.2.4 生物质资源综合利用约束分析，应考虑资源利用的生态、环境及政策约束条件，并评估其作为可调度燃料为风光制氢系统提供灵活调节与备用支撑的潜力。

4.3 电力成本与电网条件评估

4.3.1 制氢用电成本分析，应根据供电方式，结合项目所在地电力市场情况，评估输配电价、系统运行费、政府性基金及附加等成本构成，并考虑电解槽平均负荷率、年利用小时数等运行参数对综合用电成本的影响。

4.3.2 电网接入与系统支撑能力分析，应考虑区域电网结构、新能源消纳空间与潮流交互条件，评估接入点电压等级、主变剩余容量、间隔资源等影响电解槽稳定接入的关键约束。

4.4 其他要素资源评估

4.4.1 水资源分析应符合《可再生能源电力制氢工程可行性研究报告编制规程》NB/T11896 的规定，包括下列内容：

- 1 场（厂）址的供水水源及水质，工业与生活用水需水量，提出水源总资源量、可供水量和剩余可供水量。
- 2 拟采用供水水源的合理性。
- 3 水源可供水量能否满足项目用水保证率要求，并分析现状及规划条件下设计保证率枯水年份用水的可靠性。

4.4.2 二氧化碳来源约束，应分析项目所用二氧化碳的来源类型，明确生物质副产气、直接空气捕获等非化石来源的可用性。

4.5 选址与规模优化评估

4.5.1 水土资源耦合分析，应考虑单位制氢量的水耗、能耗与土地占用指标，结合国土空间规划、用地性质、交通管网条件、化工园区布局、环保政策及碳排放要求，评估负荷土地利用可行性及场址适宜性。

4.5.2 资源—市场协同分析，应考虑风光出力特性、生物质成本曲线及电价信号，以系统平准化产品成本最低为目标，对风光装机、生物质用量、电解槽及合成工段容量进行协同优化。

5 需求预测

5.1 绿色氢氨醇需求预测

5.1.1 绿色氢氨醇负荷需求预测宜分析目标市场绿色氢氨醇消费总量、消费产品质量要求、储运形式、消纳途径、季节性消费现状与市场价格现状，提出绿色氢氨醇市场需求特征。

5.1.2 绿色氢氨醇中长期需求预测应基于可靠的基础数据，采用科学的预测方法，并说明预测边界条件。

5.1.3 绿色氢氨醇中长期需求预测应以表格形式列出规划基准年、规划水平年及远景展望年高、中、低需求总量，预测时间节点宜与国民经济和社会发展规划的基准年和年限相一致。

5.1.4 绿色氢氨醇中长期价格预测，应根据目标市场绿色氢氨醇的市场价格现状，结合中长期需求趋势进行预测。

5.1.5 绿色氢氨醇一体化项目产能规模确定，应以满足产品绿色认证要求与一体化项目全寿命周期成本最低为目标进行优化。绿色氢氨醇产量宜考虑新能源发电的季节性出力特性，因地制宜设置等效满负荷利用小时数。

5.2 绿色氢氨醇负荷特性分析

5.2.1 绿色氢氨醇负荷调节特性分析，应考虑电解水制氢设备、合成氨主体工艺与甲醇合成主体工艺的安全运行区间、升降速率及冷热态启停时间等关键负荷调节技术参数，宜考虑化工工艺稳定运行的相关要求。

5.2.2 应分析绿色氢氨醇主体工艺可中断的负荷潜力，明确系统最大可中断的负荷容量与相应最大中断时间。

5.2.3 应分析绿色氢氨醇辅助与公用工程负荷安全运行区间，并提出其用电需求。

5.2.4 应分析绿色氢氨醇一体化项目中一级负荷、二级负荷的关键设备用电需求，并结合项目电力供应特点，明确其安全承载边界。

5.3 绿色氢氨醇负荷可靠性要求

5.3.1 绿色氢氨醇一体化项目的生产装置用电负荷等级划分和电源设置要求应按《石油化工装置电力设计规范》SH/T 3038 执行。

5.3.2 绿色氢氨醇一体化项目应重点考虑电源供应的分级适配、冗余可靠和协同联动，离网型绿色氢氨醇一体化项目应具备黑启动能力。

6 系统容量配置优化

6.1 一般规定

6.1.1 系统电网运行模式应划分分离网独立运行模式、并网运行模式两类典型工况，不同模式下应明确电力电量平衡控制策略、运行调度规则及安全兜底保障要求。

6.1.2 项目生产用电应优先消纳场内风电、光伏及生物质发电，并网型项目电量缺口可依规购网电。

6.1.3 风光生物质制绿色氢氨醇系统规划应开展多方案比选论证，宜通过电力电量平衡分析、技术经济性对比及社会效益、碳排放效益综合评价，择优提出容量配置与电网接入推荐方案。

6.1.4 并网型项目应开展接入系统整体论证。

6.1.5 系统规划设计应开展电力系统与化工系统协同性分析。

6.2 容量配置

6.2.1 设备选型应匹配系统规划负荷规模、用电时序特性及工艺调节特性，宜采用标准化、模块化、集成化装备，兼顾分期建设、灵活扩容与长期运维保障需求。

6.2.2 系统装机规模与装置布局应结合产能近远期规划，合理统筹分期分区建设时序。应综合考虑区域产业政策、风光资源出力规律、生物质供给规模、电网接入条件、土地及消纳约束、负荷规模等因素。

6.2.3 离网型系统应配套规划储能、储氢等调节设施，作为独立电力系统稳定运行的必要保障。并网型项目宜规划储能、储氢等调节设

施，以提升系统调节能力和运行灵活性。储能设施的配置应明确额定功率、额定容量、运行控制策略、循环寿命等关键参数。宜采用电力系统仿真分析计算，开展新能源发电与制氢、制氨、制醇全局容量匹配优化。

6.2.4 生物质利用系统应统筹原料收储运、预处理、转化制备及绿色甲醇合成全流程设施容量匹配，应根据生物质原料禀赋、产品工艺路线优选适宜的技术路径。

6.3 接入系统方案

6.3.1 并网型项目应编制接入系统方案。

6.3.2 项目应根据规划装机规模、负荷特性、供电可靠性要求及电网布局规划等因素，综合论证接入电压等级及接入点。

6.3.3 接入系统设计宜拟定两个及以上可行备选接入方案，参照《可再生能源电力制氢工程规划报告编制规程》NB/T 11810 执行。接入系统方案应完整包含系统一次接入方案与系统二次配套配置内容，并明确项目作为整体接受电网统一调度的运行方式。

6.3.4 项目分期建设、新能源分批并网或化工装置分阶段投产时，应开展过渡期接入系统专项方案研究，明确过渡期供电方式、运行控制策略及继电保护适配方案。

7 运行控制系统设计

7.1 目标与原则

7.1.1 运行控制系统应覆盖风电、光伏、生物质转化、储能、制氢、合成氨、合成甲醇、公用工程及电网接入等全部业务场景。

7.1.2 运行控制系统应由集成融合调度端、系统级协调控制功能、数据与通信接口、场站端及各子系统本地控制系统接口组成。

7.1.3 运行控制系统应符合《电力监控系统网络安全防护导则》GB/T 36572、《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》GB/T 22239、《工业控制系统信息安全》GB/T 30976.1/2、《信息安全技术 工业控制系统安全控制应用指南》GB/T 32919、《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109.1 等现行国家标准和行业标准的有关要求。

7.1.4 运行控制系统应统一规划、分期实施，应与主体工程同步设计、同步建设、同步投运。

7.2 整体架构

7.2.1 运行控制系统应采用开放式、分布式、模块化、冗余化架构，进行分层设计，各层之间应边界清晰、职责明确、接口规范。

7.2.2 关键服务器、数据库、核心网络设备及通信链路应具备必要的冗余配置或故障切换能力。对生产连续性和安全性有重要影响的业务，应具备异常监测、故障隔离、降级运行和恢复机制。

7.2.3 运行控制系统应支持分期建设与远期扩容，规划设计阶段应预留新增容量、规模及外部接口所需的数据、通信、计算和存储裕度。

7.3 集成融合调度

7.3.1 集成融合调度系统应采用分层耦合、分级协同、全域互联的总体架构。

7.3.2 系统应统一配置时间同步装置。调度端、场站端、服务器、数据库、通信网关、计量装置、事件记录装置及关键子系统应纳入统一对时体系。

7.3.3 集成融合调度端应根据风光生物质制绿色氢氨醇系统生产运行需求实现以下功能：计算机通信、数据采集及监控、多能流耦合分析、新能源预测、工艺负荷预测、能源耦合运行优化、生产调度计划、电力调度自动化、状态评估。

7.3.4 集成融合调度系统应与电网调度机构建立符合要求的通信和数据交互关系。并网项目应满足调度自动化、功率控制、电能计量、电能质量、继电保护、安全自动装置、调度通信和网络安全要求；离网或弱并网项目应重点满足微电网功率平衡、频率电压稳定、保安负荷保障和黑启动或恢复运行要求。

7.3.5 集成融合调度系统硬件配置应满足工业级可靠性要求。关键设备应具备性能余量、接口余量和扩容能力，并满足连续运行、环境适应和运维保障要求。

7.3.6 使用的操作系统、数据库等软件宜采用商业化稳定运行的版本。应用软件应提供标准化接口，支持后期功能扩展、算法迭代、模型更新和系统升级。

7.4 多能耦合自动控制

7.4.1 多能耦合自动控制系统应明确与各子系统本地控制系统之间

的控制边界。其控制对象宜为系统级运行目标、协调策略、功率分配、负荷计划、能源平衡、产品产量、储能储氢状态、绿电消纳指标和经济运行目标。

7.4.2 应描述多能耦合自动控制目标。

7.4.3 多能耦合自动控制应根据项目运行条件设置典型运行模式，并明确各模式下的系统协同策略。

7.4.4 多能耦合自动控制应建立系统级多能流耦合模型，用于描述各能源和物料之间的转换、存储、消耗和约束关系。

7.4.5 多能耦合自动控制系统与各子系统之间应采用标准化接口进行数据和指令交互。

7.4.6 多能耦合自动控制应以系统安全边界为前提。控制策略应充分考虑电网安全、储能安全、氢系统安全、氨醇化工安全、生物质气化安全、公用工程保障和环保约束。

7.4.7 本地控制系统故障、通信中断或拒绝执行上层指令时，多能耦合自动控制系统应自动识别并切换至相应降级运行策略。各子系统应能够在失去上层优化控制的情况下维持本单元安全运行。

7.5 平台建设

7.5.1 应描述运行控制系统平台组成。

7.5.2 平台应建设统一模型库和算法库。

7.5.3 平台宜根据项目规模和管控需求，配置相应的智能应用功能模块。

7.5.4 平台应具备多维度的可视化展示能力，应具备开放的标准化接口，支持数据交互功能。

7.5.5 平台建设应根据项目规模、网络安全要求和运维条件等，合理选择集中部署、分布式部署、边缘协同部署或混合部署方式。

7.5.6 平台机房及基础设施的设计与建设，应符合《计算机场地通用规范》GB/T 2887 及《建筑设计防火规范》GB 50016 等国家现行相关标准的规定。

7.6 数据接口、信息安全与运维管理

7.6.1 运行控制系统应建立统一数据接口标准。各类接口应统一规划，避免重复采集、重复建设及数据不一致。

7.6.2 信息安全和网络安全设计应符合《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》GB/T 22239、《信息安全技术 网络安全等级保护安全设计技术要求》GB/T 25070、《电力监控系统网络安全防护导则》GB/T 36572 和《信息安全技术 工业控制系统安全管理基本要求》GB/T 36323 等规定。

7.6.3 系统应建立数据备份与灾难恢复机制，关键业务数据宜实现本地备份与异地备份。系统恢复时间目标和恢复点目标应根据生产安全、调度控制及经营管理要求确定。

7.6.4 系统应建立全生命周期运维管理体系。

8 建设方案

8.1 一般规定

8.1.1 建设方案应结合新能源富集区域规模化开发、化工园区绿色化改造、港口及航运枢纽绿能补给、偏远无电/弱电网区域供电及资源利用等不同应用场景，描述可再生能源发电、绿色氢氨醇系统与已有周边设施的方案统筹。

8.1.2 建设方案应描述系统构成、产品方案、工艺路线及各子系统之间的衔接关系和全厂工艺流程。

8.1.3 建设方案应描述制储输氢氨醇系统、公用系统的主设备选型，以及本系统与公共电网、交通运输、供水、天然气及其他能源基础设施的衔接关系。

8.1.4 建设方案应满足安全生产、环境保护、节能降碳、资源综合利用等有关要求。

8.2 场址规划

8.2.1 选址应根据风光生物质制绿色氢氨醇系统工程任务和要求，以及区域可再生能源资源分布状况和特点，提出可再生能源电力、制氢工程、生物质气化工程、合成氨工程、合成甲醇工程总体布局。

8.2.2 风光生物质制绿色氢氨醇系统工程选址，应符合下列要求：

- 1 符合既有管理政策，且与相关发展规划相协调，包括国民经济发展规划、国土空间规划、能源发展规划等，满足环境保护、资源综合利用、林业、用海用空、军事设施用地、文物保护、

危险化学品管理、消防等专项规定与要求。

2 工程安全要求，注意避让敏感对象，主要包括居民区、厂矿设施、机场、铁路、港口、公路、电力走廊等。

3 水资源条件。

4 生物质供应条件。

5 电源接入、氢气、氧气、氨、甲醇消纳市场的条件及需求。

6 宜避免不良地质区域、运输或施工困难地域。

8.2.3 应通过综合比较资源条件、建设条件、土地属性、用地成本等因素，推荐可再生能源电源工程选址，并应符合《风电场工程场址选择技术规范》NB/T 10639、《光伏发电站设计标准》GB 50797、《秸秆发电厂设计规范》GB 50762 等标准。

8.2.4 应通过综合比较区域政策、市场需求、建设条件、用地成本等因素，推荐风光生物质制绿色氢氨醇系统工程选址。涉及非化工园区制氢（氨、醇）的，应核实与当地政策法规的符合性。

8.2.5 应提出可再生能源电力、制氢工程选址规划范围，并绘制可再生能源发电、制氢、生物质气化、合成氨、合成甲醇、输配电线路以及周边铁路、港口码头、陆路运输管网、接入变电站等现有或规划位置的工程地理位置图。

8.3 公用工程供应及规格

8.3.1 公用工程包括供电、供水、供气、供热、排水与消防等环节。

8.3.2 供电工程应满足可再生能源发电、电网供电、应急电源、厂区配电等配置要求。

8.3.3 供水工程应满足生产相关要求。

8.3.4 供气工程应满足氮气、二氧化碳、氧气等供气（汽）和处理要求。

8.3.5 供热工程应满足采暖供热、供热管网等参数设计要求。

8.4 总平面布置

8.4.1 总平面布置应包括生产装置区、公用和辅助工程设施区、储运设施区，对各区域提出核心布置原则、分类型布置、安全防护等要求。

8.4.2 装置布局应考虑新能源富集区域、化工园区、港口等不同场景差异。

8.4.3 生产装置包括生物质气化装置、电解水制氢装置、合成气净化装置、甲醇/氨合成装置等，应按上下游关系依次布局。应按照工艺流程顺序和物料流向进行装置排列，减少物料输送距离和能耗。

8.4.4 公用工程设施包括变电站、脱盐水处理站、循环水处理站、空分制氮站、锅炉房、消防泵站等，宜集中布置或就近服务于主要用户，缩短公用工程管线距离。

8.4.5 辅助工程设施包括综合管理区、分析化验、维修仓储、消防气防站等，宜集中或分区布置，并应根据爆炸危险区域划分结果合理确定位置，爆炸危险区域的划分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 的有关规定，并应远离危险化学品生产装置及储罐区。

8.4.6 储运设施区包括氢储存区、甲醇储罐区、液氨储罐区、生物质原料储存区等，应相对独立布置，安全间距应符合现行国家标准《氢气站设计规范》GB 50177、《石油化工企业设计防火标准》GB 50160

的有关规定。可能散发可燃气体、有毒有害气体的储运设施宜布置在厂区全年最小频率风向的上风侧。应在储运设施区设置可燃气体/有毒气体检测报警系统、火焰探测系统和火灾自动报警系统，各储运区应配备足够的消防器材和应急物资。

9 效果评估

9.0.1 方案应评估新能源利用率水平，统计场内风电、光伏、生物质发电总量、弃风弃光电量，计算系统新能源发电利用率，研判可再生能源电力消纳利用成效。

9.0.2 方案应统计绿色电力消费比例，区分场内自发自用绿电、外购绿色电力及绿色证书抵扣电量，核算生产全流程绿电消费量占总用电量的比值。

9.0.3 方案应评估生物质资源收集利用率，依据区域可开发生物质资源总量、实际进厂原料量、有效转化利用量，评价生物质原料保障与资源化利用能力。

9.0.4 系统宜建立全生命周期、全流程碳足迹核算体系，覆盖绿氢、绿氨、绿醇产品从能源生产、原料收集、转化加工到成品输出的全链条碳排放溯源与量化统计。

9.0.5 碳足迹核算宜遵循 ISO 14067、国家温室气体核算指南，并参照欧盟产品环境足迹（PEF）体系及适用于具体产品的相关法规。

9.0.6 应描述方案碳减排量，量化项目年度累计二氧化碳减排量。

9.0.7 项目可开展绿色产品认证。

10 投资估算与财务评价

10.1 投资估算

10.1.1 总投资应根据系统建设条件和规划方案，估算自前期工作开始至项目全部建成投产所需要投入的全部费用。

10.1.2 投资估算应包括工程费用、工程建设其他费用和预备费。其中，工程费用按项目功能划分为发电工程和化工工程。

10.2 财务评价

10.2.1 财务分析部分应说明项目财务分析执行的主要标准，计算采用的基础参数及依据。

10.2.2 财务分析应按一体化项目进行整体分析，内容应包括项目全生命周期、项目盈利能力分析、项目偿债能力分析、项目财务生存能力分析，判断项目的财务可接受性。

10.2.3 盈利能力分析的主要指标应包括财务内部收益率（FIRR）、财务净现值（FNPV）、项目投资回收期、总投资收益率（ROI）、项目资本金净利润率（ROE）。

10.2.4 财务分析部分应给出综合财务分析的结论意见。

10.2.5 对电价、生物质价格、市场进行敏感性分析。

11 环境影响与社会效益评估

11.0.1 环境影响分析应考虑节能和环保效益，包括主要污染物排放强度、新能源利用率、绿电占比等指标。

11.0.2 社会效益初步分析应主要对规划项目建成后对社会的作用、贡献等方面进行初步评价分析。

本导则用词说明

1 为便于在执行本导则条文时区别对待，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

- 《风电场工程规划报告编制规程》NB/T31098
- 《海上风电场工程规划报告编制规程》NB/T31108
- 《光伏发电工程规划报告编制规程》NB/T32046
- 《生物质能可持续性认证要求》RB/T 175
- 《可再生能源电力制氢工程可行性研究报告编制规程》NB/T 11896
- 《石油化工装置电力设计规范》SH/T 3038
- 《可再生能源电力制氢工程规划报告编制规程》NB/T 11810
- 《工业控制系统信息安全》GB/T 30976.1/2
- 《信息安全技术 工业控制系统安全控制应用指南》GB/T 32919
- 《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109.1
- 《计算机场地通用规范》GB/T 2887
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》GB/T 22239
- 《信息安全技术 网络安全等级保护安全设计技术要求》GB/T 25070
- 《电力监控系统网络安全防护导则》GB/T 36572
- 《信息安全技术 工业控制系统安全管理基本要求》GB/T 36323
- 《风电场工程场址选择技术规范》NB/T 10639
- 《光伏发电站设计标准》GB 50797
- 《秸秆发电厂设计规范》GB 50762
- 《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《氢气站设计规范》GB 50177
- 《石油化工企业设计防火标准》GB 50160

中华人民共和国能源行业标准

风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计导则

NB/T xxxxx-20xx

条文说明

制定说明

《风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计导则》（NB/T XXXX-20XX），经国家能源局 20XX 年 XX 月 XX 日以第 XX 号公告批准发布。

本标准制定过程中，编制组进行了广泛深入的调查研究，总结了风光生物质制绿色氢氨醇系统方面的工作经验，参考了相关国内外标准，结合对绿色氢氨醇发展趋势的分析，对风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计方法做出规定。

为便于广大设计、运行、科研等单位有关人员在使用本标准时能理解和执行条文规定，《风光生物质制绿色氢氨醇系统规划设计导则》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

4	资源禀赋	29
4.5	选址与规模优化评估	29
5	需求预测	30
5.1	绿色氢氨醇需求预测	30
5.2	绿色氢氨醇负荷特性分析	30
5.3	绿色氢氨醇负荷可靠性要求	30
6	系统容量配置优化	31
6.1	一般规定	31
6.3	接入系统方案	31
7	运行控制系统设计	32
7.3	集成融合调度	32
7.4	多能耦合自动控制	32
7.5	平台建设	33
9	效果评估	34

4 资源禀赋

4.5 选址与规模优化评估

4.5.2 风光制氢系统涉及风电、光伏、生物质、电解槽、合成工段等多个子系统，各子系统的容量配置相互耦合、相互制约，单纯对各子系统分别优化无法实现系统整体经济性最优。

5 需求预测

5.1 绿色氢氨醇需求预测

5.1.2 绿色氢氨醇中长期需求预测宜采用时间序列分析法或系统动力学法，当基础数据不足时，可采用专家预测法。

5.1.4 绿色氢氨醇价格预测宜采用双序列法预测模型、灰色预测模型或组合预测模型。当绿色氢氨醇的市场价格数据偏少时，宜采用组合预测模型。

5.2 绿色氢氨醇负荷特性分析

5.2.1 碱性电解水制氢设备负荷安全运行区间可采用 30%~110%、负荷调节速率可采用 20%/min，PEM 电解水制氢设备负荷安全运行区间可采用 10%~110%、负荷调节速率可采用 10%/s，氨合成工艺负荷安全运行区间可采用 30%~110%（低温低压合成工艺可采用 10%~110%），负荷调节速率可采用 3%/min。费托合成甲醇工艺负荷安全运行区间可采用 50%~110%，二氧化碳加氢合成甲醇工艺负荷安全运行区间可采用 10%~110%。

5.3 绿色氢氨醇负荷可靠性要求

5.3.1 绿氢/绿氨/绿醇一体化项目供电可靠性应重点分析一级负荷以及一级负荷中特别重要的负荷，确保化工装置安全停车，避免引起爆炸、火灾、中毒、人员伤亡和关键设备损坏，避免重大经济损失。

6 系统容量配置优化

6.1 一般规定

6.1.4 接入系统方案设计应统筹考虑项目所在区域近期及远期电力供需平衡格局、绿色电力就地消纳与外送消纳条件，结合项目总建设容量、用电负荷特性、周边电网网架结构及现有可利用变电站布点、线路通道资源。

6.1.5 系统应统筹考虑新能源发电波动性、间歇性特性与电解制氢负荷、合成氨/甲醇连续稳定生产负荷的时序匹配关系。

6.3 接入系统方案

6.3.2 接入系统设计应开展论证，结合工程投资、线路走廊条件、后期扩容适应性等因素进行技术经济综合比选，择优确定推荐接入方案。

7 运行控制系统设计

7.3 集成融合调度

7.3.4 并网项目应满足调度自动化、功率控制、电能计量、电能质量、继电保护、安全自动装置、调度通信和网络安全要求。离网或弱并网项目应重点满足微电网功率平衡、频率电压稳定、保安负荷保障和黑启动或恢复运行要求。

7.4 多能耦合自动控制

7.4.2 多能耦合自动控制目标宜包括下列内容：

- 1 提高新能源就地消纳率和绿电占比。
- 2 维持系统电力电量平衡和并网点功率稳定。
- 3 平抑风光出力波动对制氢和氨醇生产的影响。
- 4 协调电解制氢负荷与氨醇合成连续生产需求。
- 5 优化储能、储氢、生物质备用和网电补充的协同关系。
- 6 满足产品产量、产品品质、单位能耗和绿色认证要求。
- 7 降低弃风弃光、电耗、气耗、水耗和综合运行成本。
- 8 满足电网调度、功率控制、电能质量和安全运行要求。

7.4.4 系统级多能流耦合模型应重点用于系统级能源平衡、物料平衡、负荷匹配、储能储氢优化、生产计划优化、绿电占比核算、碳排放核算和运行风险评估，不应替代工艺包内部的专用过程模型和设备级控制模型。

7.4.5 多能耦合自动控制应重点协调下列系统间关系：

1 风光发电与储能系统之间，应协调新能源出力波动、储能充放电功率、并网点功率控制和弃电控制。

2 风光发电与电解制氢系统之间，应协调电解槽负荷、绿电消纳、制氢计划和电力波动适应能力。

3 储能系统与制氢系统之间，应利用储能平抑短时功率波动，减少电解制氢负荷频繁大幅波动。

4 储氢系统与氨醇合成系统之间，应协调氢气产量、储氢压力、合成装置耗氢需求和连续生产稳定性。

5 生物质转化系统与氨醇合成系统之间，应协调合成气供应、二氧化碳来源、氢碳比、氢氮比及合成负荷需求。

6 电网与全厂负荷系统之间，应协调并网功率、网电补充、负荷削减、无功支撑和电网调度指令执行。

7 公用工程与主生产系统之间，应协调供水、供热、供汽、压缩空气、氮气、冷却、消防及环保系统对主工艺负荷变化的支撑能力。

7.5 平台建设

7.5.1 运行控制系统平台中涉及生产控制的核心业务与非生产业务应采取有效的隔离措施，保障生产运行安全。

9 效果评估

9.0.6 碳减排量核算采用基准线情景碳排放量与项目情景碳排放量作差得到。项目情景碳排放量即风光生物质制绿色氢氨醇全生命周期各环节的温室气体排放总和。基准线情景碳排放量指生产同等数量氢/氨/醇的传统工艺路线所产生的碳排放量。计算方法参照《基于项目的温室气体减排量评估技术规范通用要求》。

10 投资估算与财务评价

10.2.2 当项目绿色氢氨醇等产品价格已确定时，财务分析一般采用设定价计算内部收益率的方法；当项目绿色氢氨醇等产品价格未确定时，财务分析一般采用设定内部收益率测算氢等产品价格的方法。