

ICS: 29.240.30

K51

备案号:

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T xxxx-202x

电力系统新型储能电站规划设计技术导则

**Technical guidelines for planning and design of power system new energy
storage station**

(征求意见稿)

202x-xx-xx 发布

202x-xx-xx 实施

国家能源局

发布

前 言

根据国家能源局《关于下达 2022 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》（能源 20220263 号）的要求，标准编制组经深入调查研究，系统总结实践经验，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、容量分析、设备选型、布局选址与接入系统、生产模拟和电气计算、电力系统二次、技术经济分析。

本标准由国家能源局负责管理，由电力规划设计总院提出，由能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会负责日常管理，由电力规划总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：中能智新科技产业发展有限公司

国网经济技术研究院有限公司

南方电网能源发展研究院有限责任公司

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司

中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

中国能源建设集团山西省电力勘测设计院有限公司

本标准主要起草人员：杜忠明、刘世宇、刘强、王雅婷、郭津瑞、王一珺、郭慧倩、曹敏健、杨俊、韩平、魏昕、刘涛、白宇、崔凯、蒙文川、孙思扬、杨再敏、孙沛、李富春、赵娟、陈雷、许琴、黄康任、宗柳、王海勇、何梦雪、万军、张友民、陈三波。

本标准主要审查人员：

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	3
4	容量分析	4
4.1	一般规定	4
4.2	电源侧储能	4
4.3	电网侧储能	4
4.4	用户侧储能	5
5	设备选型	6
5.1	一般规定	6
5.2	电化学储能	6
5.3	压缩空气储能	6
5.4	其他储能	6
6	布局选址与接入系统	7
6.1	一般规定	7
6.2	布局原则	7
6.3	选址原则	7
6.4	接入原则	7
7	电气计算	8
7.1	生产模拟计算	8
7.2	潮流计算	8
7.3	短路计算	8
7.4	稳定计算	8
8	电力系统二次	9
8.1	继电保护与安全自动装置	9
8.2	调度自动化	9
8.3	通信	9
9	技术经济分析	10
9.1	方案技术经济比较	10
9.2	财务分析	10
	本标准用词说明	11
	引用标准名录	12
	条文说明	13
	编制说明	14
2	术 语	15
4	容量分析	16
4.1	一般规定	16
4.2	电源侧储能	16
4.3	电网侧储能	16
4.4	用户侧储能	16
5	设备选型	17
5.2	电化学储能	17
6	布局选址与接入系统	18
6.2	布局原则	18

7	电气计算.....	19
	7.1 生产模拟计算.....	19
8	电力系统二次.....	20
	8.3 通信.....	20
9	技术经济分析.....	21
	9.1 方案技术经济比较.....	21

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Basic Requirements	3
4	Capacity Analysis	4
4.1	General Requirements	4
4.2	Power Side Energy Storage	4
4.3	Grid Side Energy Storage	4
4.4	Load Side Energy Storage	4
5	Equipment Selection	6
5.1	General Requirements	6
5.2	Electrochemical Energy Storage	6
5.3	Compressed-air Energy Storage	6
5.4	Other Energy Storage	6
6	Layout, Site Selection and Access System	7
6.1	General Requirements	7
6.2	Layout Principles	7
6.3	Site Selection Principles	7
6.4	Access System Principles	7
7	Electrical Calculations	8
7.1	Production Simulation Calculation	8
7.2	Power Flow Calculation	8
7.3	Short Circuit Calculation	8
7.4	Stability Calculation	9
8	Secondary Part of Power System	10
8.1	Relay Protection and Automatic Safety Device	10
8.2	Dispatching Automation	10
8.3	Telecommunication	10
9	Technical and Economic Analysis	11
9.1	Scheme of Technical And Economic Analysis	11
9.2	Financial Analysis	11
	Explanation of Wording in This Standard	12
	List of Referenced Standards	13
	Explanation of Provisions	14
	Preparation Description	15
2	Terms	16
4	Capacity Analysis	17
4.1	General Requirements	17
4.2	Power Side Energy Storage	17
4.3	Grid Side Energy Storage	17
4.4	Load Side Energy Storage	17
5	Equipment Selection	18
5.2	Electrochemical Energy Storage	18
6	Layout, Site Selection and Access System	19
6.2	Layout Principles	19

7	Electrical Calculations.....	20
7.1	Production Simulation Calculation.....	20
8	Secondary Part of Power System	21
8.3	Telecommunication	21
9	Technical and Economic Analysis.....	22
9.1	Scheme of Technical And Economic Analysis	22

1 总 则

1.0.1 为适应和支撑清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统构建，规范新型储能电站规划设计工作，指导新型储能电站建设运行，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于省级及以上电力系统配置新型储能电站的规划设计，提出新型储能电站规划设计技术要求和原则方法。

1.0.3 电力系统新型储能电站规划设计应与国家级（省级）能源、电力规划及相关专项规划相衔接和协调。

1.0.4 电力系统新型储能电站规划设计应充分考虑新型储能电站对于终端用能成本的影响，提升规划方案经济性。

1.0.5 电力系统新型储能电站规划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 新型储能 new-type energy storage

除抽水蓄能外以能量存储、转换并释放电力为主要形式，并对外提供服务的储能技术。包括但不限于电化学储能、压缩空气储能等。

2.0.2 新型储能电站 new-type energy storage station

指采用新型储能技术进行能量存储、转换及电力释放的电站，可由新型储能系统以及变配电系统、监控系统和辅助设备设施组成。

2.0.3 电源侧储能 power side energy storage

配置在电源侧，接入电网并网点以内，与风电、光伏发电、火电、核电等电源联合运行，重点服务电源自身运行需要的储能。

2.0.4 电网侧储能 grid side energy storage

配置在电网侧，介于发电厂和用户与电网结算的计量关口之间，直接接入公用电网，接受调度机构统一调度，服务电力系统运行，发挥保障系统安全等全局效益的储能。

2.0.5 用户侧储能 load side energy storage

配置在用户侧，在用户所在场地建设，位于用户与电网结算的计量关口表后，接入用户或用户内部电网，具备服务用户侧新能源就地消纳利用、降低用户用能成本或提升用户供电可靠性等功能的储能。

2.0.6 电化学储能 electrochemical energy storage

以电化学电池为储能载体，通过电能转换进行电能存储、释放的储能形式。

2.0.7 压缩空气储能 compressed-air energy storage

通过压缩空气、释放压缩空气来储存和释放能量，进行电能存储、转换及释放的储能。

2.0.8 储能电站装机容量 installed capacity of energy storage station

用以标识储能电站充放电能力的参数，包括额定充电功率/额定充电能量、额定放电功率/额定放电能量。额定充电能量为额定充电功率和标称充电时间的乘积，额定放电能量为额定放电功率和标称放电时间的乘积。当额定充电功率等于额定放电功率时，可用额定功率表示；当额定充电能量等于额定放电能量时，可用额定能量表示。单位为 kW/kWh 或 MW/MWh。

2.0.9 储能电站额定充/放电功率 rated charging/discharging power of energy storage station

储能电站全寿命周期内均能满足的，可持续稳定从电力系统吸收/输出的有功功率保证值。

2.0.10 储能电站标称充/放电时间 nominal charging/discharging duration of energy storage station

储能电站全寿命周期内均能满足的，以额定充/放电功率可稳定运行的持续充电时间。

2.0.11 调峰 peak shaving

储能电站在用电高峰时段释放电能、在用电低谷时段存储电能的一种运行模式。

2.0.12 调频 frequency regulation

储能电站在电力系统频率偏离目标频率时，通过调整有功功率减少频率偏差的一种运行模式。

2.0.13 电压控制 voltage control

储能电站根据并网点的电压偏差，通过调整无功功率，维持电压在正常范围内的一种运行模式。

2.0.14 并网点 point of interconnection

储能电站与电网的连接点。对于有升压变压器的储能系统，指升压变压器高压侧母线或节点；对于无升压变压器的储能系统，指储能系统的输出汇总点。

2.0.15 用户级源网荷储一体化 user-level source-network-load-storage integrated system

指在城市商业区、工业园区，依托电力用户自有的风电、光伏发电、光热电站等电源装机、新型储能等各类灵活调节资源，调动电力用户负荷侧调节响应能力，在用户内部实现源网荷储多向互动、电力动态平衡的一体化运行模式。该模式可有效提升系统运行效率和电源开发综合效益。

2.0.16 融合通信 unified communication

融合计算机网络与传统通信网络在一个网络平台上，将语音、数据、视频、集群、应急、广播呼叫等多种通信业务融合至同一个网络平台上。

3 基本规定

3.0.1 新型储能规划年限应与电力规划、电源规划、电网规划年限一致。

3.0.2 新型储能规划应以电力系统需求为导向，应统筹兼顾电源侧、电网侧、用户侧的应用需求，遵循技术可行、安全可靠、经济合理、绿色环保的原则，从国民经济最优角度进行技术经济比选分析。

3.0.3 新型储能规划应合理确定配置规模、技术选型、建设布局、规划选址、接入系统、建设时序。

3.0.4 基于新型储能在电力系统中接入位置及发挥的功能，宜划分为电源侧储能、电网侧储能、用户侧储能三类。

3.0.5 新型储能信息应纳入国家新型储能信息化管理平台，新型储能电站应制定定期维护和安全评估机制，做好应急预案。

4 容量分析

4.1 一般规定

4.1.1 新型储能容量配置规模应以需求为导向，统筹考虑电力系统现状及规划期内电源电网建设、负荷需求、各类调节资源等，合理确定新型储能装机容量。

4.1.2 新型储能规划容量配置宜分为电源侧、电网侧、用户侧进行场景分析。电源侧、用户侧新型储能配置主要用于满足自身的调节需求，电网侧新型储能配置应充分考虑电源侧和用户侧的新型储能配置情况，重点满足电力系统整体调节需求。

4.1.3 电源侧、电网侧、用户侧新型储能容量配置应分别考虑多场景应用需求，通过技术经济比选科学合理确定。

4.2 电源侧储能

4.2.1 电源侧储能应与配套电源联合运行，主要发挥提升新能源并网友好性、支撑新能源基地送电、提升新能源容量替代水平等功能。

4.2.2 电源侧储能提升新能源并网友好性，宜按以下原则开展装机容量分析：

1 平滑输出功率波动。新能源场站宜根据现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电》GB/T 19963、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 规定的有功功率变化最大限值要求、有功功率变化速率限值要求等，确定新型储能装机容量。

2 跟踪计划出力曲线。宜根据发电计划偏差考核限值要求，确定新型储能电站装机容量。

3 辅助频率调节。对于新能源场站，宜根据现行国家标准《并网电源一次调频技术规定及试验导则》GB/T 40595 对一次调频限幅、调差率和动态性能的要求，确定新型储能装机容量。

4 电压支撑。新能源场站宜根据现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电》GB/T 19963、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 对电压控制能力的要求，确定新型储能装机容量。

4.2.3 电源侧储能支撑新能源基地送电应优先考虑新能源基地调峰和送出通道可靠送电需要。通过配套电源与新型储能的一体化运行，满足输电通道可再生能源电量比例、新能源利用率、通道年利用小时数等要求，且不宜增加送端电网调峰压力。宜根据现行行业标准《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》NB/T 11194 规定确定新型储能装机容量。

4.2.4 电源侧储能提升新能源容量替代水平，宜结合地区新能源出力特性、地区电力缺口情况等，通过电力系统生产模拟分析计算，确定新型储能装机容量。

4.3 电网侧储能

4.3.1 电网侧储能应考虑与抽水蓄能、需求侧响应等其他调节资源的协同优化配置，主要发挥支撑电力保供、提升系统调节能力、提升电网安全稳定性、延缓和替代输配电设施投资、提升系统应急保障能力等功能。

4.3.2 电网侧储能支撑电力保供，宜根据系统电力平衡情况，通过电力系统生产模拟统筹优化各类电源和负荷的支撑调节能力，确定新型储能装机容量。

4.3.3 电网侧储能提升系统调节能力宜通过电力系统生产模拟计算，统筹新能源利用率要求和其他调节资源技术经济性，确定新型储能装机容量。

4.3.4 电网侧储能提升电网安全稳定性主要适用于频率支撑，宜统筹考虑系统调频需求和常规机组调频能力，确定新型储能额定充/放电功率，标称充/放电时间不宜低于 1 小时。

4.3.5 电网侧储能延缓和替代输配电设施投资主要适用于城市密集负荷中心及电网末端或薄弱地区，宜统筹考虑输变电设备重过载情况及持续时间、综合比较新型储能与电网建设的技术经济性，确定新型储能装机容量。

4.3.6 电网侧储能提升系统应急保障能力主要适用于重要负荷中心应急保障和风险防御，宜根据重要负荷应急供电需求确定装机容量。

4.4 用户侧储能

4.4.1 用户侧储能应主要发挥保障重要电力用户保安负荷安全可靠供电、满足偏远地区离网电力用户供电需求、促进电力用户自发自用新能源消纳、提升电力用户电能质量、降低电力用户用电成本或提升电力用户额外收益等功能。

4.4.2 规划阶段定量分析以保障重要电力用户保安负荷安全可靠供电、满足偏远地区离网电力用户供电需求、促进电力用户自发自用新能源消纳等场景为主，其他场景可根据用户侧储能的历史数据和实际需要，并结合政策环境、用户意愿、产业配套等，进行趋势分析和容量预测。

4.4.3 用户侧储能保障重要电力用户保安负荷安全可靠供电，应根据现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/T 29328 规定确定新型储能装机容量。

4.4.4 用户侧储能满足偏远地区离网电力用户供电需求，宜按以下原则开展新型储能容量分析：

1 对于农牧居民、边防哨所等涉及国计民生的离网用户，除极端天气外，新型储能应联合其他电源共同满足其基本生产生活需要。

2 对于其他离网用户，宜充分考虑用电负荷需求及其他电源的供电能力，通过电力系统生产模拟分析计算，经技术经济比较综合确定新型储能装机容量。

4.4.5 用户侧储能促进电力用户自发自用新能源消纳，主要适用于用户级源网荷储一体化和其他小规模用户自发自用新能源项目，宜根据新能源利用率和 not 增加系统调峰压力等要求，统筹用户侧调节资源，通过电力系统生产模拟确定新型储能装机容量。

4.4.6 用户侧储能提升电力用户电能质量，宜根据用户并网点及内部供电系统电能质量治理需求，确定新型储能装机容量。

4.4.7 用户侧储能发挥降低电力用户用电成本或提升电力用户额外收益等作用，宜按以下原则开展新型储能容量分析：

1 新型储能额定充/放电功率不大于电力用户年平均最大负荷；

2 结合用户所在地区电价相关政策，综合新型储能度电成本与峰谷差套利、专项补贴、辅助服务等收益，确定新型储能装机容量。

5 设备选型

5.1 一般规定

5.1.1 电力系统新型储能电站设备选型应考虑系统对新型储能电站的需求、新型储能电站的建设条件和技术经济条件等因素。

5.1.2 应结合国家政策、技术发展、调度运行、应用场景等因素，因地制宜多元化发展，优先考虑电化学储能、压缩空气储能等新型储能。

5.1.3 宜根据系统需求采用混合储能技术，综合发挥多种类型储能的优势，协同参与系统优化运行。

5.2 电化学储能

5.2.1 系统储能时长需求不大于 4 小时的新型储能电站，宜采用电化学储能。

5.2.2 系统储能时长需求为 4 至 8 小时，且对建设进度等要求较高的新型储能电站，宜采用电化学储能。

5.2.3 应综合考虑电力系统对储能功率、储能时长、充放电速度、充放电倍率、充放电次数、响应速率、调节精度、经济性等需求，选择不同类型的电化学储能电池。储能电池的选择应满足现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的要求。

5.3 压缩空气储能

5.3.1 系统储能时长需求为 4 至 8 小时，对建设进度不敏感且经济性具备优势的新型储能电站，宜采用压缩空气储能。

5.3.2 系统具有转动惯量需求或稳定支撑需求时，宜采用压缩空气储能。

5.3.3 应综合考虑储能容量、地质地理条件、技术经济性等因素，选择不同类型的压缩空气储能。

5.4 其他储能

5.4.1 应密切关注其他类型新型储能技术经济发展趋势，支持不同新型储能产业发展，推动其试点示范应用。

6 布局选址与接入系统

6.1 一般规定

6.1.1 新型储能电站应统筹考虑其应用场景、站址条件、功能作用、容量配置、设备选型，结合地区规划和电网运行需求规划布局选址与接入系统，宜就近就地布局满足电力系统需求。

6.1.2 新型储能电站的布局、选址、接入原则可分别为新型储能的布局区域、具体站址选择和接入方式提供指导。

6.2 布局原则

6.2.1 电源侧新型储能布局可采用分散式或集中式布局方式。新能源基地送电配置新型储能宜按照集约化、规模化、单元化的模式开发布局，具体可参照现行行业标准《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》NB/T 11194 有关规定执行。

6.2.2 电网侧新型储能宜结合系统实际运行需求进行布局：

1 为解决重过载、低电压等供电能力不足问题和微电网孤立供电问题，电网侧储能宜布局在城市密集负荷中心及电网末端或薄弱地区。

2 为提升系统调节能力，满足就地平衡原则，电网侧储能宜布局在大规模新能源汇集且存在消纳困难或大容量直流馈入等地区。

6.2.3 用户侧新型储能宜结合用户的用电负荷分布、用户负荷性质等因素进行科学合理布局。

6.3 选址原则

6.3.1 新型储能电站站址选择应满足国土空间规划、土地利用总体规划、城乡规划和相关标准的要求。

6.3.2 新型储能电站应结合储能类型、建设规模、建设条件、线路走廊、周边电网情况等确定可选站址。

6.4 接入原则

6.4.1 新型储能电站接入系统方案应统筹考虑电网接入条件、选址布置等因素，接线结构简单清晰，运行安全可靠灵活。

6.4.2 新型储能电站接入系统应进行多方案比选，通过电气计算、经济技术比较及综合评价，提出推荐方案。

6.4.3 新型储能电站接入电网的电压等级应综合考虑新型储能的类别、在电网中的作用、额定功率、接入点电网结构等因素确定。

6.4.4 新型储能电站接入系统方案应结合新能源出力特性、系统运行需要等因素，统筹优化主变容量和导线截面选择，提高设备利用效率。

7 电气计算

7.1 一般规定

7.1.1 开展新型储能规划，应结合新型储能在系统中发挥的作用，按需开展生产模拟计算、潮流计算、短路计算、稳定计算，以支撑新型储能装机容量的确定、校核新型储能接入方案的合理性、指导新型储能电站合理布局。

7.2 生产模拟计算

7.2.1 开展新型储能规划，应重点对用于以下场景的新型储能开展电力系统生产模拟计算，经多方案技术经济比选确定新型储能装机容量，分析新型储能的作用与效果：

- 1 支撑新能源基地送电、提升新能源容量替代水平的电源侧储能。
- 2 支撑电力保供、提升系统调节能力的电网侧储能。
- 3 满足偏远地区离网电力用户供电需求、促进电力用户自发自用新能源消纳的用户侧储能。

7.2.2 在生产模拟计算中，新型储能运行策略应符合储能的类型、定位与作用。

7.2.3 电力系统生产模拟计算宜考虑以下方面：风电场机组出力特性；光伏电站出力特性；水力发电厂出力特性及调节能力，安排检修计划；核能发电厂出力特性，安排检修计划；火力发电厂供热期与非供热期的最大出力、最小出力，安排检修计划；光热电站的功率、容量及调节能力；地热、潮汐等新能源电站出力特性；电力负荷的负荷特性及调节能力；抽水蓄能电站装机容量；新型储能装机容量；如有需要，应考虑电网网架对潮流的约束。

7.2.4 开展新型储能规划，应对规划水平年全年开展生产模拟计算，模拟计算时间尺度单位宜采用 1 小时。

7.3 潮流计算

7.3.1 潮流计算应针对规划水平年典型运行方式、检修方式以及事故方式开展，重点校核新型储能电站接入点主变容量限制、近区线路承载力，对出现过载问题的区域提出改进电网结构的具体措施。

7.3.2 宜通过潮流计算分析新型储能接入方案对网络损耗的影响。

7.4 短路计算

7.4.1 新型储能电站接入区域短路电流水平不应超断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力，超出时应提出限制短路电流的相关措施。

7.4.2 在新能源富集区域应进行短路比计算，分析衡量新型储能接入区域直流或者新能源场站所连接的交流系统的强弱。

7.5 稳定计算

7.5.1 对以提供频率支撑为主的新型储能电站，应通过频率稳定计算确定新型储能装机容量，校验频率支撑能力。

7.5.2 电力系统中经较弱联系向受端系统供电或受端系统无功电源不足时，应进行电压稳定校验。

7.5.3 系统有可能出现大功率不平衡或者系统解列成为孤岛系统出现大的功率不平衡时，应进行频率稳定分析。

8 电力系统二次

8.1 继电保护与安全自动装置

8.1.1 新型储能电站的继电保护应以电力系统规划的一次网架和设备为基础，按照现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的要求配置继电保护。

8.1.2 新型储能电站应满足电力系统安全稳定运行需求，按照现行国家标准《电力系统安全稳定导则》GB38755 和《电力系统安全稳定计算规范》GB/T 40581 的要求配置安全自动装置。

8.1.3 新型储能电站应配置独立的防孤岛保护，具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力。

8.2 调度自动化

8.2.1 新型储能电站应具备接受调度机构统一调度的能力，其调度方式应根据所处地区、安装容量、接入电网电压等级等确定。

8.2.2 新型储能电站的调度自动化应满足现行行业标准《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003 的要求。

8.2.3 新型储能电站应配置有功功率控制和无功电压控制系统，具备接收并自动执行调度机构下达的控制指令的能力。

8.2.4 新型储能电站的电能计量应符合现行行业标准《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202 及《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 的要求。

8.2.5 新型储能电站电力监控系统安全防护设计应满足《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令 2014 年第 14 号）及《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全[2015]36 号）的相关规定。

8.2.6 新型储能电站宜配置电能质量监测装置。

8.2.7 新型储能电站宜配置同步相量测量装置，满足对新型储能电站次同步振荡、宽频振荡的监测要求。

8.3 通信

8.3.1 新型储能电站至直接调度机构之间应有可靠的通信通道，并符合电力二次系统安全防护的相关规定。

8.3.2 新型储能电站的通信系统应满足继电保护、安全自动装置、调度自动化、调度电话、精准负荷控制及生产管理等业务对传输通道及通信速率的要求。

8.3.3 新型储能电站的通信系统建设方案，应根据储能电站的调度关系、接入电网电压等级以及相关通信网络现状确定。

8.3.4 新型储能电站的一次网络规划，应同步考虑通信网络规划，并预留相应通道，实现电网与通信网的协同。

8.3.5 新型储能电站应具备两个相互独立的通信通道接入电力通信网。

8.3.6 新型储能电站应依据调度关系配置相应调度电话，当新型储能电站为有人值班时，宜配置智能调度台。新型储能电站宜配置 1 门公网电话作为备用调度电话。

8.3.7 新型储能电站宜配置采用融合通信方式的站内通信系统，需具备录音功能。

9 技术经济分析

9.1 方案技术经济比较

9.1.1 方案技术经济性比较目的是综合评估新型储能规划方案技术可行性、经济合理性，为规划设计方案优选提供依据。

9.1.2 方案技术比较应结合电源侧、电网侧和用户侧新型储能的需求，从系统定位、容量配置、设备选型、布局选址、系统接入等多个角度综合评价新型储能电站规划设计方案的技术可行性及合理性。

9.1.3 方案经济性分析应综合考虑投资费用、运营成本、直接效益和间接效益，从资产全寿命角度进行分析。宜采用效益比选法、费用比选法和最低年费用等方法分析新型储能的综合效益，当存在多个规划方案时，应进行比选分析，在技术可行基础上，选择综合效益最优的方案。

9.1.4 投资费用应根据当地实际的设备价格和同类工程造价水平等情况进行估算，充分考虑新型储能原材料价格、技术发展进步对投资造价的影响，对新型储能规划方案进行总体投资估算。运营成本宜参考同类工程项目平均成本进行估算。

9.1.5 电源侧储能综合效益宜考虑减少弃电收益、辅助服务收益、容量收益、减少考核成本收益等效益。

9.1.6 电网侧储能综合效益宜考虑电能量收益、辅助服务收益、容量收益、延缓电网升级扩容收益等效益。

9.1.7 用户侧储能综合效益宜考虑峰谷套利、减少容量费用等效益。

9.2 财务分析

9.2.1 电力系统新型储能规划宜对推荐方案进行财务评价。

9.2.2 财务分析应根据储能的收益模式和投资收益率要求、合理的折旧率、贷款利息等参数，计算内部收益率、投资回收期等财务评价指标。

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

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 19963 风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电
- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- NB/T 11194 新能源基地送电配置新型储能规划技术导则
- GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则
- GB/T 29328 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范
- GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 40581 电力系统安全稳定计算规范
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计规程
- DL/T 5202 电能量计量系统设计规程
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- 国家发展和改革委员会令 2014 年第 14 号电力监控系统安全防护规定
- 国能安全[2015]36 号 电力监控系统安全防护总体方案

中华人民共和国电力行业标准

电力系统新型储能电站规划设计技术导则

条文说明

编制说明

本次主要编制内容及相关说明如下：

编制工作按照国家住房和城乡建设部《工程建设标准编写规定》（建标[2008]182号）的要求进行。

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，《电力系统新型储能电站规划设计技术导则》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。

2 术 语

2.0.3 电源侧储能强调与配套风电、光伏发电、火电、核电等电源联合运行，重点服务电源自身运行需要。因此，支撑新能源基地送电的储能属于电源侧储能，此场景不受术语中“接入电网并网点以内”的约束。

4 容量分析

4.1 一般规定

4.1.2 国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》将新型储能规模化发展分为电源侧、电网侧和用户侧进行论述。为清晰指导省级及以上电力系统配置新型储能电站规划，充分结合新型储能在电力系统中的定位开展容量分析，本标准推荐在新型储能规划容量配置时分电源侧、电网侧、用户侧进行场景分析。

4.1.3 新型储能在电力系统中可以同时承担多种功能，在容量分析时宜以其承担的主要功能开展分析，对于省级及以上新型储能的总规模应充分考虑多场景新型储能的复用综合确定。

4.2 电源侧储能

4.2.2 新能源场站或常规电源场站为获得调频辅助服务市场收益而配置新型储能，属于市场行为，可不在省级及以上电力系统配置新型储能电站规划阶段对此类场景进行容量分析。

4.3 电网侧储能

4.3.5 用于延缓和替代输配电设施投资的电网侧储能，额定充/放电功率可按照不小于输变电设备电力曲线最高值与输送能力的差值确定；标称充/放电时间可按照大于一个放电周期内，额定放电功率与输变电设备电力曲线超过输送能力持续的时间确定。

4.4 用户侧储能

4.4.7 新型储能功率不大于电力用户年平均最大负荷，保证用户侧储能在充电或放电工况下均能满足电力用户并网点不向公用电网反送电力的要求，以免用户侧储能盈余电力上网对电力系统造成不必要的冲击与调峰压力。

5 设备选型

5.2 电化学储能

5.2.2 系统储能时长需求为 4 至 8 小时的电化学储能电站，宜采用液流电池或其他具备规模化、商业化应用条件的新型长时储能型式。

5.2.3 电化学储能电池类型可分为铅酸电池、钠硫电池、液流电池、锂离子电池和混合型电化学储能等。

6 布局选址与接入系统

6.2 布局原则

6.2.1 分散式布局指在各新能源场站或常规电源场站内布置新型储能，有利于提升源、储联合运行水平，且便于电源业主管理及维护。

6.2.2 电网侧新型储能可发挥支撑电力保供、提升系统调节能力、提升电网安全性、延缓和替代输配电设施投资、提升系统应急保障能力等功能，宜根据其发挥的主要功能进行布局。

6.4 接入原则

6.4.3 电化学储能电站接入电网电压等级可参考现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 规定。

7 电气计算

7.2 生产模拟计算

7.2.3 风电场、光伏电站出力特性宜优先使用近区在运新能源场站实际运行数据或利用实测资源数据进行估算，若无也可利用相关气象、卫星等中尺度数据进行估算。火力发电厂包含燃煤发电厂、燃气发电厂、余热发电厂、垃圾发电厂等。

8 电力系统二次

8.3 通信

8.3.3 由于各区域通信传输网络现状及存在的问题不同，新型储能电站接入通信网络之前，需先了解所在区域的通信系统现状和存在的问题，再确定新型储能电站的通信系统建设方案。

8.3.5 由省级及以上调度的新型储能电站按两个独立通道考虑，其他由地市及以下调度的电站需根据当地实际要求执行。

8.3.7 新型储能电站语音类业务需具备录音功能。

9 技术经济分析

9.1 方案技术经济比较

9.1.5 方案经济性分析宜根据新型储能的系统功能定位分类评估，新型储能综合效益应根据政策环境、市场机制的完善，计算规划方案收益渠道。其中容量收益主要包含容量租赁收益、容量市场收益、容量电价收益等。