



中华人民共和国国家标准

GB/T 44134—2024

电力系统配置电化学储能电站规划导则

Planning guide for electrochemical energy storage station in power system

2024-05-28 发布

2024-12-01 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	1
4 总体要求	1
5 系统需求分析	2
6 电源侧配置电化学储能电站	3
7 电网侧配置电化学储能电站	4
8 用户侧配置电化学储能电站	5
附录 A（资料性） 电化学储能电站应用场景和综合效益	6

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。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电力储能标准化技术委员会（SAC/TC 550）归口。

本文件起草单位：国网经济技术研究院有限公司、国家电网有限公司、国网江苏省电力有限公司、国网湖南省电力有限公司、国网河北省电力有限公司、国网山东省电力公司、清华四川能源互联网研究院、衢州鹏辉能源科技有限公司、中国电力科学研究院有限公司、国网能源研究院有限公司。

本文件主要起草人：李敬如、孙充勃、宋毅、罗金山、张甲雷、刘国静、周雨桦、王林峰、孙东磊、贡晓旭、原凯、王旭阳、万志伟、黄碧斌、李相俊、王艳双、程亮、肖帅、齐晓光、刘晓明、王玉琢、桑丙玉、丁羽頔、韩璟琳、王旭、汪惟源、秦正斌、徐田丰、陈博、胡静、林俊、马会萌、彭方正、朱寰、李克成、唐远富、葛毅。



电力系统配置电化学储能电站规划导则

1 范围

本文件规定了电力系统配置电化学储能电站的系统需求分析，以及电化学储能电站在电源侧、电网侧、用户侧的配置原则和方法。

本文件适用于接入 10（6）kV 及以上电压等级电力系统的电化学储能电站的规划配置。

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 38755 电力系统安全稳定导则

DL/T 2528 电力储能基本术语

3 术语和定义

DL/T 2528 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电化学储能电站 **electrochemical energy storage station**

电能存储采用电化学储能介质的储能电站，电化学储能介质主要包括：锂离子电池、铅酸/铅炭电池、液流电池、钠离子电池、钠硫电池、燃料电池等。按照电化学储能电站的接入点位置，分为电源侧、电网侧、用户侧三大类。

3.2

调峰 **peak shaving**

储能电站在用电高峰时释放电能、在用电低谷时存储电能的一种运行模式。

3.3

调频 **frequency regulation**

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

3.4

黑启动 **black-start**

当某一电力系统因故障等原因全部停运后，通过该系统中具有自启动能力机组的启动，或通过外来电源供给，带动系统内其他机组，逐步恢复全系统运行的过程。

4 总体要求

4.1 电力系统配置电化学储能电站规划应与能源电力规划、国土空间规划相衔接，应与国民经济和社会发展相协调。

4.2 电力系统配置电化学储能电站规划应满足新型电力系统清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的要求，应与储能产业政策、市场模式相协调。

4.3 电力系统配置电化学储能电站的规划水平年应与能源电力规划水平年保持一致，分为近期、中远期。近期规划宜为3年~5年，应结合技术经济分析，确定电化学储能电站规划规模、建设布局以及建设时序；中远期规划应与近期规划衔接，应结合能源电力中远期规划，满足空间上的优化布局和时间上的合理过渡，开展储能需求预测研究。

4.4 电力系统配置电化学储能电站规划应兼顾系统调节需求和电源侧、电网侧、用户侧的应用场景，统筹各类型储能、灵活性调节资源、需求侧响应能力，结合储能项目建设条件和建设周期等因素确定。

4.5 电化学储能电站规划实施与预期有较大差异或能源电力规划有重大调整时，应进行规划评估和滚动调整。

5 系统需求分析

5.1 一般要求

5.1.1 电力系统电化学储能电站的需求分析应根据系统调峰、调频、黑启动等需求确定，宜结合电网结构分层分区开展。

5.1.2 需求分析的规划水平年应与规划水平年一致，分为近期、中远期。近期需求分析应列出逐年分析结果。

5.1.3 电力系统电化学储能电站的需求分析应基于电力系统现状和系统电力、电量、调节平衡结果，结合规划水平年电源规划、电网规划、已有及规划新增和退运的灵活调节资源等情况开展。

5.1.4 电力系统电化学储能电站的需求分析应满足GB 38755相关要求。

5.2 基础数据收集

5.2.1 电力系统配置电化学储能电站需求分析应收集所在地区的现状数据及规划数据。

5.2.2 现状数据应包括电网、电源、负荷、电化学储能电站以及其他类型储能等数据，并应满足如下要求：

- a) 电网数据包括网架结构、潮流分布以及线路、变压器、无功补偿装置等设备参数；
- b) 电源数据包括电源类型、电源结构、装机规模、布局情况、出力特性、调峰调频特性、黑启动能力、发电量、年利用小时、检修停运时间等；
- c) 负荷数据包括负荷类型、最大负荷、最小负荷、负荷特性、用电量、年均增长率等；
- d) 电化学储能电站数据包括储能电池类型、额定充电功率、额定放电功率、额定充电能量、额定放电能量、调节性能、并网点、技术经济参数等；
- e) 其他类型储能数据包括技术类型、装机容量、调节性能、并网点、技术经济参数等。

5.2.3 规划数据应包括负荷预测数据、电源规划方案、电网规划方案、在建和已纳入规划的储能项目等。

5.3 系统调峰储能需求分析

5.3.1 系统调峰储能需求应根据各规划水平年电力、电量、调峰平衡分析确定，宜按以下方式确定：

- a) 根据电源（含抽水蓄能电站）出力特性、互联系统联络线送电曲线和负荷特性，计算系统调峰需求，扣减已有和规划期新增、退运的系统调峰能力，确定电化学储能电站的功率需求；
- b) 按照年度、季度、月度计算各水平年典型方式下的系统亏缺、盈余平衡电量，确定电化学储能电站的能量需求。

5.3.2 系统调峰储能需求分析应采用生产运行模拟法计算，确定电化学储能电站的功率和能量配置规模。

5.3.3 用于系统调峰的电化学储能电站宜结合储能利用率和经济效益，与规划区内火电机组灵活性改

造、抽水蓄能机组建设等各类灵活性调节资源进行技术经济比较，确定功率与能量配置规模。

5.4 系统调频储能需求分析

5.4.1 系统调频储能需求应根据频率波动分析确定，宜按以下方式确定：

- a) 根据不可控电源出力和负荷的变化特性，计算系统调频需求，扣减已有和规划期新增、退运的系统调频能力，确定电化学储能电站的功率需求；
- b) 根据单次连续调频电量的最大值，计算电化学储能电站的能量需求。

5.4.2 用于系统调频的电化学储能电站宜结合市场需求、储能利用率和经济效益，经技术经济比较确定功率与能量配置规模。

5.5 系统黑启动储能需求分析

5.5.1 系统黑启动储能需求应根据电力系统全停后的恢复要求确定，宜按以下方式确定：

- a) 根据电力系统的电源特点和电网结构，确定应具备黑启动能力的机组，扣减已有和规划期新增、退运的黑启动电源，确定需配置储能的待启动机组；
- b) 根据待启动机组的厂用电负荷规模，结合最大容量辅机启动时额定电流的冲击、恢复初期空载输电线路充电功率等因素，确定电化学储能电站的功率需求；
- c) 根据黑启动过程持续运行时间要求，计算电化学储能电站的能量需求。

5.5.2 用于系统黑启动的电化学储能电站宜与其他黑启动措施进行技术经济比较，确定功率与能量配置规模。

5.6 系统配置需求分析

5.6.1 系统配置需求宜按以下原则确定：

- a) 对于可通过电化学储能运行方式优化、分时复用满足的不同需求，取规划水平年不同需求的最大值，并预留一定裕度；
- b) 对于无法通过电化学储能运行方式优化、分时复用满足的需求，在配置需求分析中单独叠加计算，并预留一定裕度。

5.6.2 电化学储能电站的布局位置应根据其满足的场景需求，结合电源、电网规划布局、未来负荷增长和分布情况、区域供电可靠性特性、综合效益等因素，采用就近部署原则，重点选择在负荷供电紧张、新电源汇集、大容量直流馈入、电压支撑能力不足等关键电网节点或其近区节点规划布局，并应分析储能充放电功率对周边电网电能质量、电压调节以及主变、线路负载的影响。电化学储能电站应用场景和综合效益参见附录 A。

6 电源侧配置电化学储能电站

6.1 配置原则

电源侧配置电化学储能电站规划方案应与电源发展规划相协调，根据电源建设时序、空间布局和接入电网条件，综合多场景需求，确定电化学储能电站规划规模、建设时序和空间布局。参与电力市场的电源侧储能应满足接受电网调度的要求。

6.2 风电场、光伏电站配置电化学储能电站

6.2.1 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的规划方案应根据储能的多应用场景利用能力和综合经济效益确定。

6.2.2 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的额定功率和额定能量应在分析风电、光伏出力特性的基

基础上，结合跟踪计划出力曲线、送出能力提升、辅助频率调节、提供电网调峰能力等应用场景，按以下方式确定：

- a) 针对跟踪计划出力曲线场景，宜根据发电计划偏差考核限值要求确定；
- b) 针对送出能力提升场景，宜根据风电场、光伏电站最大出力超出线路输送能力的功率大小和时长，以及降低场站出力峰谷差需求确定；
- c) 针对辅助频率调节场景，宜根据电网调度运行对风电场、光伏电站一次调频限幅、调差率和动态性能的要求确定；
- d) 针对提供电网调峰能力场景，宜根据电网调度运行对场站调峰能力的要求确定。

6.2.3 同一区域内风电场、光伏电站采用多场站汇集方式接入电网，电化学储能电站的规划方案应结合汇集站的综合出力特性确定。

6.2.4 不同区域风电场、光伏电站协同配置电化学储能电站，电化学储能电站的规划方案应结合各场站出力叠加后的综合出力特性确定。

6.2.5 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的建设时序应结合风电场、光伏电站分批次建设情况，以及场站及其汇集站送出线路的输送能力确定。

6.3 常规电源配置电化学储能电站

6.3.1 常规电源配置电化学储能电站规划方案应综合储能建设成本及回收模式、常规电源与储能整体经济性，经技术经济分析确定。

6.3.2 在提升常规电源调峰能力需求下，可根据电网调度运行对调峰能力的要求，或调峰辅助服务市场收益水平，从满足电源最小技术出力 and 电源调节速度的角度确定电化学储能电站的额定功率和额定能量。

6.3.3 常规电源配置电化学储能电站宜兼顾调峰、调频、黑启动等目标的综合实现。

6.3.4 在提升常规电源调频能力需求下，可根据电网调度运行对一次调频限幅或动态性能的要求，或调频辅助服务市场收益水平，确定电化学储能电站的额定功率和额定能量。

6.3.5 针对应具有黑启动能力的常规电源，可根据系统黑启动储能需求，确定电化学储能电站的额定功率和额定能量。

7 电网侧配置电化学储能电站

7.1 电网侧配置电化学储能电站规划方案宜结合系统调峰、调频、黑启动和缓解输配电网阻塞、电压越限等应用场景确定，并按以下方式确定额定功率和额定能量。

- a) 针对系统调峰、调频、功率支撑、黑启动等应用场景，应在规划水平年总体需求基础上，统筹规划期内新增的具备系统支撑能力的电源侧、用户侧电化学储能电站可用规模后确定。具备系统支撑能力的电源侧、用户侧电化学储能电站应满足纳入电网统一调度体系或通过储能聚合商接受电网统一调度等要求。
- b) 针对缓解输配电网阻塞或电压越限场景，宜结合规划水平年电网发展、负荷预测等情况，根据输配电设备重过载情况、电压越限范围及持续时间确定，并与电网输配电工程建设等方案进行技术经济对比后确定。

7.2 电网侧电化学储能电站应具备接受电网调度的技术条件，建设时序应根据负荷逐年预测结果、电源与电网项目规划建设时序确定，满足电力系统对电化学储能电站的逐年规划配置需求。

8 用户侧配置电化学储能电站

8.1 用户侧配置电化学储能电站规划应结合电价机制、储能运营模式，根据用户侧储能的现状数据和实际需求，以及政策环境、用户意愿、产业配套等因素，确定电化学储能电站的规模。

8.2 用户侧配置电化学储能电站的额定功率和额定能量应根据储能的多应用场景利用能力和综合经济效益，结合电网接入条件，经技术经济比较确定。

8.3 用户侧配置电化学储能电站应在分析规划水平年用户负荷特性基础上，结合分时电价收益、需量电费降低、应急供电保障、电能质量提升、参与需求响应等应用场景确定，并按以下方式确定额定功率和额定能量：

- a) 针对分时电价收益场景，宜根据用户用电特性、户用分布式电源发电特性、变（配）电设施容量、电价信息等因素确定；
- b) 针对需量电费降低场景，宜根据规划水平年用户变（配）电设施容量、尖峰负荷功率确定；
- c) 针对应急供电保障场景，宜根据重要负荷供电可靠性要求、电网转供能力和已有应急电源情况确定；
- d) 针对电能质量提升场景，宜根据用户并网点及内部供电系统的电能质量治理需求确定；
- e) 针对参与需求响应场景，可结合响应补偿机制确定。

附录 A

(资料性)

电化学储能电站应用场景和综合效益

电化学储能电站的应用场景和综合效益分析情况见表 A.1。

表 A.1 电化学储能电站应用场景和综合效益参照表

部署位置	应用场景	综合效益分析
风电场、光伏电站	跟踪计划出力曲线	包括平滑功率波动、减少发电计划考核费用、提升消纳能力、调峰调频辅助服务收益、电压支撑等效益
	送出能力提升	
	辅助频率调节	
	提供电网调峰能力	
常规电源	提升电源调峰能力	包括调峰、调频辅助服务等收益
	提升电源调频能力	
	黑启动	
电网	系统调峰	包括调峰调频辅助服务收益、缓解输电阻塞、无功电压支持、快速爬坡支持、紧急功率支撑、减少系统损耗、提高供电可靠性等效益
	系统调频	
	系统黑启动	
	缓解输配电网阻塞、电压越限	
用户	分时电价收益	包括降低购电费用、无功电压支撑、参与电网需求响应、减缓配电投资、减少系统损耗、提升供电保障能力和电能质量、需求响应等效益
	需量电费降低	
	应急供电保障	
	电能质量提升	
	参与需求响应	

