

[分布式储能]

支持整县屋顶分布式光伏发展的储能配置方案研究

文/徐超叶婷

国网江苏省电力有限公司无锡供电分公司

基于对国内外分布式光伏配置储能的政策和技术的调研，提出分布式储能的配置需求和布局方案。报告结合电网实际，重点开展了分布式储能建设方案、调控方案和投资模式研究，并从多方共赢、持续发展的角度提出配套政策建议，为推动分布式储能工作提供决策建议。

推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发利用是国家作出的重大能源发展部署。随着大规模屋顶分布式光伏并网接入，电力系统调节能力不足，电网运行效率下降，配电网电能质量降低等问题将凸显，给电网安全运行和高质量供电带来较大挑战。分布式储能布局灵活，与分布式光伏共同构成光储联合供电系统，是解决整县屋顶分布式光伏并网问题、促进分布式光伏加快发展的重要技术手段。

分布式光伏储能配置需求

1. 配置必要性

（1）储能是缓解电网调峰的必然选择

随着光伏发电规模化接入，春秋季存在净负荷低谷向午间转移，增加电网调峰压力，电网负荷将呈现明显的“鸭形曲线”。通过配置分布式储能系统，可进行削峰填谷，缓解供需紧张、调峰能力不足等问题，从而保证全网的供电安全。

（2）储能是改善电网调频特性的必要举措

分布式光伏无调度或弱调度的特点加大了配电网运行控制难度，进而威胁到主网运行。整县分布式光伏规模化接入后严重侵蚀低频减载实际控制的负荷量，当其低频减载选定馈线接入的分布式光伏发电功率超过实际负荷时，低频减载的实际控制效

果是在切除电源后，导致系统频率进一步恶化。通过配置分布式储能系统，提升可再生能源对频率调节的响应能力，改善低惯量系统的调频特性，可进一步提升电网的稳定性。

（3）储能是促进新能源高效消纳的关键环节

分布式光伏高密度、就近无序接入，可能导致盈余功率在各级电网返送和潮流无序流动并造成极大的网络损耗。根据国家能源局要求，因分布式电源导致220 kV及以上电网反送电的区域，在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入。

通过配置分布式储能，将低谷盈余电量存储，避免向220 kV及其以上电压等级返送，可有效提升新能源并网规模，支撑分布式电源发展，助力“双碳”目标落地，实现全社会能效最优。

（4）储能是光伏发展下优质供电的重要手段

分布式光伏的随机性、间歇性和波动性进一步加剧了源荷双侧的不确定性，随着光伏渗透率升高，局部配电网将出现电压越限、谐波及三相不平衡等电能质量指标超标问题，受源荷多重因素交叉耦合影响，电能质量问题机理更加复杂。

储能变流器具备无功补偿、谐波消除及电压调节的能力，储能凭借其快速功率调节以及兼具供蓄

能力的特征，在平滑间歇式能源功率波动、削峰填谷、缓解电网电压暂降以及提供备用电源等方面可发挥重要作用。

2. 配置原则

(1) 面向大电网的储能配置原则

从调峰缺口看，江苏“十四五”末全网最大调峰缺口为843万 kW，占新增新能源装机容量的13.4%；从调频需求看，为提高电力系统整体调频能力及低频减载的适用性，可在分布式光伏附近地区建设分布式储能系统；从系统整体运行经济性看，系统配置10%~20%的储能，电力系统整体运行经济性处于较优水平。综上，建议根据国家能源局关于自建或购买调峰能力的政策要求并结合江苏实际，为满足电网调峰调频和系统经济运行要求，按照光伏装机容量10%~20%进行分布式储能配置。

(2) 面向中压配电网的储能配置原则

按照《分布式电源接入电网承载力评估导则》的要求，因分布式电源导致220 kV及以上电网反送电的区域，评估等级为红色。结合分布式储能对于促进光伏就地消纳的作用分析，分布式储能系统按照光伏装机的15%配置时，就地消纳率提升处于较优水平。结合分布式光伏对就地消纳率的作用分析，建议重点针对220 kV反送电力的地区，配置分布式储能不低于区域内分布式光伏装机的10%，提升新能源并网规模。

(3) 面向局部配电网及台区的储能配置原则

按照局部配电网或台区的电能质量控制要求，结合屋顶分布式光伏本体的接网方案，同步论证储能配置需求。建议重点针对用户内部不具备建设条件的地区，在局部配电网及配电台区，根据实际场地、运行要求，因地、因网制宜建设分布式储能系统。局部配电网或台区的分布式储能系统容量，宜按照减少电网改造的原则和配电网或台区建设分布式储能系统的布置条件，反推确定功率容量规模，但配置总量宜达到配电网或台区内光伏装机容量的10%~20%。

(4) 面向各类用户的储能配置原则

各类用户的分布式储能配置，应根据各类用户的电价水平、用电特性，按照市场化的原则，确定各类用户的分布式储能功率容量，同时要兼顾满足

大电网、220 kV供区、局部配电网或台区的整体配置要求，用户配置分布式储能的比例不低于分布式光伏装机容量的10%。

分布式储能布置方式

分布式储能布置方式可分为分散布置和汇集布置两种。

分散布置是指根据屋顶分布式光伏布置位置，与分布式光伏一并按入用户内部，分散就地配置的形式。汇集布置是指针对区域屋顶分布式光伏总量，在分布式光伏公共连接点附近的公共电网（可选地点包括变电站、环网柜、配电房及馈线等）汇集后统一布置的形式。

分散布置的分布式储能布置位置灵活，对接入位置的环境、自然条件限制较少，减少了汇集布置的线路损耗和投资压力。但由于分散布置方式储能靠近用户及居民，可控性相对较弱，对于安全性的要求更高，现场维护、巡检等日常运维水平不一，运维难度更大。汇集布置的储能系统多安装在变电站、开闭所等地点，可控性强，易于统一运维管理，聚合效果更好，但线路损耗会相对较大。

在具体工程中，应综合安全、管理等多种因素，通过经济技术比较，因地制宜选择布置方式。

分布式储能建设方案

1. 建设形式及电池选型

综合考虑技术性能、建设条件等因素，整县光伏配置储能将主要采用电池储能技术。主流电池储能技术优缺点对比见表1。

表1 主流电池储能技术优缺点对比

电池类型	优点	缺点
锂离子电池（磷酸铁锂为主）	能量效率高、功率和时间配置灵活	考虑安全性因素一般布置在户外
铅炭电池	价格相对较低	循环寿命相对较短
全钒液流电池	寿命较长，具备超负荷工作能力	能量密度低，响应速度相应较慢

建议根据不同布置位置和布置形式选择磷酸铁锂电池或铅炭电池，对线距较远、分散单点布置的用户，从经济性角度考虑，也可选用梯次电池。配建分布式储能系统，可按照不同的整县分布式光伏配置和接入形式进行配建。分布式储能推荐建设方

案见表2。

表2 分布式储能推荐建设方案

光伏安装位置	电池选型建议	电池布置方案
工商业屋顶、大工业厂房等区域以380 V、10 kV电压等级并网的工商业分布式光伏	铅炭电池	汇集布置在配电房或开闭所内,不具备条件的可使用方舱或集装箱布置在配电房或开闭所外侧
连片安装在农村屋顶统一逆变升压后接入10 kV电网的分布式光伏	铅炭电池	汇集配建在光伏电站房内,使用屏柜组装布置
线距较近的屋顶分布式光伏单户	磷酸铁锂电池	汇集配建布置在低压台区,使用方舱或集装箱布置
线距较远的分散屋顶分布式光伏单户	梯次电池	分散配建在电线杆上或用户户内,使用一体化机柜布置

2. 安全性要求

基于消防安全、检修运维等方面考虑,分布式储能宜采用标准预制式方舱形式(含电芯、电池控制系统、消防及PCS转换系统等)。

分布式储能建设应综合考量配置形式、消防、载荷及选址等要求。

(1) 消防

应采用监测预警、火灾防护及消防措施等手段协同完成储能安全消防。与配电站房融合的储能消防还需保证:

1) 站房中电池储存间与电气控制间宜独立设置,不能独立设置时应采用耐火极限小于2 h的材料分隔。

2) 站房电池储存区域应设置防爆型事故应急自然通风装置,通风面积应不小于建筑面积。

3) 站房内应根据GB 50140《建筑灭火器配置设计规范》的规定,按照严重危险级配置灭火器,宜选用洁净气体灭火器并设置独立的消防电源。

(2) 载荷

安装储能电池的场地,应按蓄电池的负载设计,并考虑未来拓展空间,参考GB 50174《计算机机房设计标准》,电池室承重活荷载不低于16 kN/m²。

目前民用建筑上屋顶建设标准为2 kN/m²,其他建筑建设标准为4~5 kN/m²。如果按预制舱来进行布置,则在建筑结构方面要进行补强。如果以目前结构强度来布置储能,建议屋顶储能容量不超过

8 kW·h/m²,其余不超过16 kW·h/m²。

(3) 选址

1) 分布式储能与周边建筑应保有一定距离,不宜选在城市干道的交叉路口和交通繁忙路段附近,参考小型电化学储能电站设置标准:距周边建筑距离不少于10 m,距重要公共建筑距离不少于25 m。

2) 选址不应靠近有潜在火灾或爆炸危险的地方。

3) 小型电化学储能电站场地设计标高应高于频率为2%的洪水位或历史最高内涝水位,当场地设计标高无法满足要求时,应设置可靠的挡水设施,或是主要设备底座和生产建筑物室内地坪标高高于的要求。

4) 小型电化学储能电站宜设置在市政消防管网覆盖区域。

3. 典型方案

(1) 接入方案

考虑分布式储能的容量较小,建议采用10 kV或380(220) V电压等级并网。结合分布式光伏接入系统典型设计,可有8种分布式储能接入系统典型方案,见表3。

表3 分布式储能接入系统典型方案

序号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数
1	10 kV	接入公共电网	专线接入公共电网变电站10 kV母线	1回
2			接入公共电网10 kV开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1回
3			T接公共电网10 kV线路	1回
4	380 V	接入用户内部	接入用户10 kV母线	1回
5		接入公共电网	公共电网配电箱/线路	1回
6			公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1回
7		接入用户内部	用户配电箱/线路	1回
8			用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1回

注:表中送出回路数仅为参考值,具体工程设计中可根据分布式储能装机容量进行适当调整。

(2) 建设方案

经研究,分布式光伏配套储能可采用以下9种典型建设方案,见表4。

表4 整县屋顶分布式光伏配置储能典型方案

用户类型	布置形式	储能配置地点
居民小区	分散布置	小区配电房或建筑物屋顶
	汇集布置	小区周边电网设施旁的独立方舱内
	汇集布置	小区周边设置的集装箱内
农村居民	分散布置	居民建筑内或屋顶
大工业及一般工商业用户	分散布置	用户地块内或厂房屋顶
	汇集布置	用户地块内、厂房屋顶或独立方舱内
	汇集布置	用户地块内或集装箱内
电网侧	分散布置	变电站内、外公共空间
	集中布置	变电站内、外公共空间

在电网侧建设分布式储能的场景主要有与变电站相融合、与配电站房相融合以及利用配电设施周边区域三种方式。

1) 配电站房内部。部分配电站房会相应配置3 m×3 m的工器具间,可用于配置分布式储能。应按照规定同步配置站房内消防设施、暖通设施等,并须校核地基载荷,载荷不足时,应进行重新加固。

2) 利用配电设施周边区域。利用配电设施周边区域建设分布式储能,主要以预制舱形式为主。须特别甄选相关配电设备选址,远离交通繁忙区段和人流、建筑密集区,不可选择地势低洼区域。

3) 利用配电房屋顶。在部分小区配电房为独立布置,其屋顶布置储能时主要以380 V储能预制舱形式存在,若地基载荷不足时,应进行重新加固。同时还应做好相应的环评和稳评工作。

分布式调控方案

1. 储能参与调峰调频策略

(1) 调峰策略

根据电网负荷特点,通常要求储能具备1~2 h以上的满功率充放电运行能力。储能电池运行在调峰模式时,需要根据调度指令设置储能系统的充放电时段。08:00~12:00、17:00~21:00电网负荷较高,可设置储能系统放电;0:00~5:00电网负荷较低,可设置储能系统充电。根据光伏发电在区域电网中占比的不同,储能系统的充放电时段设置,除考虑负荷变化规律外,还要考虑光照强度的变化规律。若光伏发电在区域电网中占比较高,11:00~14:00光照强度较强,光伏发电超出电网消纳能力时,可根据电网负荷设置储能系统在合适时段充电;若光伏发电在区域电网中占比较低,可设

置储能系统放电。

(2) 调频策略

调度主站系统以光伏电站并网点频率为一次调频控制对象,光伏电站和储能系统可联合参与一次调频。按照电网新能源场站一次调频技术规范要求,光伏电站调频死区为±0.05 Hz,调差系数设置为5%,一次调频最大限幅为6%光伏额定负荷。正常运行时分布式光伏处于自由发电模式,当并网点频率下降超出调频死区时,此时光伏电站无增负荷能力,储能系统可快速释放有功满足电网增负荷需求。当并网点频率上升超出调频死区时,可通过储能系统吸收有功满足电网减负荷需求,避免降低光伏出力带来的弃电问题。光伏联合储能参与电网调频,可平滑电网频率、提高电网运行效率和安全稳定水平。此外,为防止电网频率波动造成的分布式光伏及储能功率频繁调节,可在调频策略中设置自主控制调频及统一调度调频两种模式。自主控制调频用于频率较为稳定阶段,由传统机组参与电网调频,用户自行设置调频策略参与调频辅助服务市场;统一调度调频为电网频率紧急阶段,出现较大功率缺口,此时从供电安全角度统筹调度。

2. 储能运行策略

分布式储能系统既可通过单点控制对局部电网进行调节支援,实现对电网运行的精准优化,也可通过光伏储能联合互动、“源网荷储”响应和接受电网调控互动等多种运行方式对电网调节进行辅助优化。

1) 单点控制。一是利用价格激励措施,发挥储能的削峰填谷、需求响应作用,降低电网峰谷差,缓解供需紧张、调峰能力不足等问题,提高电网灵活调节能力;二是通过电力电子器件的控制,利用储能冗余容量治理生产过程中出现的功率因数低、电压不平衡、电压波动及谐波等电能质量问题,提高电能质量;三是配电网故障情况下用作备用电源,为终端用户提供短时电力供应,保障重要负荷不间断供电。

2) 光伏储能联合互动。储能系统通过自动调整充放电工作模式和输出功率控制平缓光伏发电功率波动,兼顾实现抑制电压波动和三相不平衡功能,补偿负序电流和谐波等功能。

3) “源网荷储”响应。一是以台区为聚合单元实现源网荷储互动,利用储能快速地抑制功率波动,发挥储能、分布式电源和负荷在时间尺度上的

协调互补特性,提升分布式电源就地消纳水平和利用率;二是通过多台区聚合,以共享储能方式参与区域源荷储响应,精细化调节源网荷储互动。

4) 接受电网调控互动。储能系统通过智能融合终端接入区域配电网自动化子站或主站系统,通过区域系统的优化调控,实现各个台区之间的协调控制,同时实现区域的优化管控和供需平衡。

投资模式分析

分布式光伏配置储能的投资主体,一般分为用户、第三方及电网。按照储能的安装位置和方式进行投资模式分析。

(1) 分散式投资分析

1) 居民、农业生产用户分散式储能。居民、农业生产用户投资分布式光伏储能。根据经济性分析,该类用户因电价、峰谷电价差较低,当单独投资分布式光伏时,内部投资收益率为7.48%;当光伏配置储能时,内部投资收益率进一步降低。因此用户投资热情不高,需要进一步的补贴政策激励。

2) 一般工商业用户分散式储能。一般工商业用户无峰谷电价差,投资分散式储能无法通过峰谷电价差套利实现投资回收。但其在投资分布式光伏时,内部收益率往往能达到10.39%,若光伏配置10%分散式储能,内部投资收益率仍能达到8.48%,通过光伏投资“让利”储能投资,具有一定的项目可行性。

3) 大工业用户分散式储能。大工业用户建设光伏发电往往采用“自发自用,余电上网”模式,其配置的储能装置与光伏一并接入用户内部,作为用户侧储能享受峰谷价差。根据《江苏省发展改革委关于江苏电网2020—2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》(苏发改价格发〔2020〕1183号),江苏大工业用电、100 kV·A(kW)及以上普通工业用电峰谷价差超过0.7元/kW时,达到储能盈亏平衡点,用户储能可实现投资回收。

(2) 汇集式投资分析

1) 第三方投资汇集式储能。分布式光伏整体开发企业、综合能源服务公司等成为第三方投资主体,开展汇集式储能的投资和运营管理,电网公司可以提供接入和运维服务,政府提供免费土地使用以及税收等优惠政策。该类储能系统一般建设在变电站、变压器及台区附近,汇集分散于不同地点的分布式电源,以共享模式投资,聚合模式运行,开

展调峰调频等辅助服务、售卖电量给用电用户及分享储能优化降低网损收益等方式获取收益。

2) 电网投资汇集式储能。电网作为主体投资汇集式储能,减少输配电网投资,提高配电网电能质量,提升分布式新能源的消纳。将储能设施建设投资纳入输配电成本,进行容量电价和调节电价结算。通过对电网的运行分析,可以考虑在电网的关键节点配置一定比例的分布式储能电站,采用固定式和移动式结合的建设方式,开展县域级源网荷储运行,保障电网经济安全稳定运行,进一步提供电网抗击极端灾害的能力。

结束语

分布式储能是促进分布式光伏就地消纳、改善电能质量、减轻调度运维难度及提高系统运行效率的重要手段。本文研究分析了整县屋顶分布式光伏发展的储能配置方案、建设方案、调控方案和投资模式,为推动分布式储能工作提供了决策建议。EA

(收稿日期:2022-04-19)

参考文献

- [1] 李浩成,马锋,梁自维,等.分布式储能系统典型应用模式分析[J].现代信息科技,2020,4(2):159-161.
- [2] 李建林,袁晓冬,郁正纲,等.利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J].电力系统自动化,2019,43(8):15-24.
- [3] 王秋源.电池储能电站及其在风电并网中应用[D].武汉:华中科技大学,2015.
- [4] 李建林,马会萌,惠东.储能技术融合分布式可再生能源的现状与发展趋势[J].电工技术学报,2016,31(14):1-10,20.
- [5] 杨玉青,牛利勇,田立亭,等.考虑负荷优化控制的区域配电网储能配置[J].电网技术,2015,39(4):1019-1025.
- [6] 陈丽娟,姜宇轩,汪春.改善电厂调频性能的储能策略研究和容量配置[J].电力自动化设备,2017,37(8):52-59.
- [7] 林立乾,米增强,贾雨龙,等.面向电力市场的分布式储能聚合参与电网调峰[J].储能科学与技术,2019,8(2):276-283.