

江西省配网侧分布式储能发展需求探讨

戚沁雅¹,戴奇奇²,刘发胜³,梁一⁴,安义¹

(1. 国网江西省电力有限公司电力科学研究院,江西 南昌 330096;2. 国网江西省电力有限公司经济技术研究院,江西 南昌 330096;3. 国网江西省电力有限公司,江西 南昌 330077;4. 国网抚州供电公司,江西 抚州 344000)

摘要:近年来,分布式光伏的快速发展对新能源消纳工作及电网安全稳定运行带来诸多挑战。为适应高比例新能源的接入,促进新型电力系统发展过程中分布式光伏和配电网和谐共生、协调统一,文中对当前江西省因分布式光伏大规模接入引发的消纳、电压问题进行分析,研究了分布式储能配电网承载力提升过程中的有益性,利用实际运行数据,模拟测算了建设储能对配电网一系列消纳问题的改善效果,估算了分布式储能投资的经济性,并提出分布式储能发展相关需求建议。

关键词:光伏;储能;消纳;高电压;经济性

中图分类号:TM 615 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2025)01-0013-06

0 引言

随着新型电力系统的加快构建,分布式光伏等新能源占比不断提高,受分布式光伏建设的政策引导及报装限制,配电网成为分布式光伏大规模发展的主战场。截至2024年底,江西省10 kV及以下分布式光伏接入1 194.4万kW,2023年分布式光伏增长比例超过100%,六成的分布式光伏通过公变0.4 kV低压并网,全年有5233个高渗透光伏台区的年最大反向负载率超过80%,在夏季光伏大发期间的高渗透台区月线损率较全省均值偏高27%,光伏用户中电压越上限比例达到80%。由于电网承载力限制,2024年分布式光伏增速暂时放缓,但投资开发热度仍然居高不下,全年发生光伏受限问题71件。

整体来看,分布式光伏超规划开发、超预期增长对电网保安全、促消纳等方面产生深远影响。从现行可用的消纳提升手段来说,推进配网侧分布式储能发展建设是促进新能源友好、有序发展的重要举措。目前,已有一些研究对分布式储能的配置方向进行了讨论,文献[1]提出了一种基于电压灵敏度修正的分布式储能选址定容建模方法,并应用算例进行验证;文

献[2]提出了以电压、损耗、负荷为约束的集中式储能选址定容方法;文献[3]提出基于改进K-means聚类算法的分布式储能集群划分方法,并通过IEEE33算例进行验证;文献[4]提出计及配电网时序承载力的多点分布式储能协调控制方法,对储能系统充放电策略灵活调整;文献[5]提出考虑光伏容量、投资和储能运行成本、消纳能力的双层光储联合优化配置模型,并进行仿真验证。这些研究成果从理论角度分析了储能的配置目标和选址定容策略,但结合实际运行数据、政策背景的分析较少,且主要应用IEEE33算例对模型进行验证,对预期储能配置成效的预估较为简单。

针对上述问题,文中以江西省分布式光伏发展现状为背景,基于实际的电压、消纳问题,对储能发展配置需求进行了分析测算,并评估了不同场景下阶梯式储能配置策略的有益效果,综合考虑了我省消纳需求、配网运行问题及投资成本,以实现分布式光伏、储能开发与配电网运行水平提升的协调一致发展。

1 分布式储能发展相关政策要求

目前,国内储能已经进入了规模化发展阶段,但

收稿日期:2025-02-05

基金项目:江西省重点研发计划(含高比例分布式电源的有源配电网智能管控与故障自愈技术研究,20223BBE51013)。

作者简介:戚沁雅(1994),女,硕士,工程师,从事新型配电系统数字化技术。

储能产业发展并未完全发挥预设的定位作用。存量储能主要来源于集中式新能源强制配储,由于诸多原因,已建成的大量新型储能暂时没有并网,未发挥储能对电力系统的调节作用。据《2023年度电化学储能电站行业统计数据》显示,当年电化学储能平均运行系数为0.13,日均运行3.12 h,接网电压等级为6~20 kV、220 V/380 V的电站平均运行情况相对较好,日均运行h分别为10 h、8 h;从场景化看,新能源配储(集中式)日均运行2.18 h,工商业配储日均运行14.25 h^[6]。整体而言,电源侧新能源配储的经济性和实用性远低于靠近末端用户的分布式储能。

“十四五”期间,国家能源主管部门出台了《“十四五”新型储能发展实施方案》、《关于加快推动新型储能发展的指导意见》等多项政策文件,从技术发展、市场定位、运行管理等方面,引导新型储能的下一步发展方向^[7-8]。在中部地区,随着集中式新能源消纳能力趋向饱和,越来越多的新能源投资企业把目光转向分布式新能源,配电网对于新能源的承载与消纳压力已经逐步凸显。

在此背景下,国家发改委、国家能源局发布了《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》,建设新型能源体系要求配电网具备更强的承载力、实现更加智慧灵活的调节能力,引导分布式新能源根据自身运行需要合理布局配建储能,通过电网末端关键节点的灵活调控推进新能源发电就地消纳,是新型电力系统转型的重要方向^[9]。江西省能源局发布了《江西省新型储能发展规划(2024-2030年)》,提到“新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备,并从电源侧、电网侧、用户侧统筹优化新型储能布局,全方位促进储能健康有序发展”^[10]。

此前,山东、浙江、湖北、湖南等省份提出了分布式光伏配建储能的相关政策要求,配储容量要求为装机容量的8%-30%(15%占比最高)、时长一般不低于2 h(2 h占比最高),以自建、共建或租赁为主要配置方式。2025年,国家发改委、国家能源局发布了《关于深化新能源上网电价市场化改革,促进新能源高质量发展的通知》,提出“新能源上网电价全面由市场形成,要求不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”^[11]。江西省内具体落实方案还未出台,但结合各类政策及发展需求来看,当前分布式储能的建设投资方向主要有两类,一是分布式

电源承载力受限区域,在储能技术经济比选较好的情况下可用于改善分布式电源接入能力;二是由强制配储、依赖补贴等形式向市场化方向转变。

2 分布式储能发展需求及有益性分析

2.1 提升系统消纳能力

江西省分布式光伏的安装位置主要安装在工业园区及各类党政机关、工商业、居民屋顶两大类,按照用户类型来分,非自然人报装容量占比45%,自然人报装容量占比55%。工业园区及部分建筑屋顶分布式光伏并网方式以自发自用、余电上网为主,接入点通常为10 kV线路或专变低压侧,接入容量占比40%,这类光伏发电在工作日部分用于给用户自身生产运行供电,少部分余电供给电网。在节假日期间,由于社会生产工作暂停,全部光伏发电倒送给电网,造成致消纳问题进一步突出,江西省在国庆、春节等特殊时段已对集中式新能源实施了应急调度。

“四可”建设完成后,对于分布式光伏初步具备调度能力,但分布式光伏发电用户数量大、现场安装情况复杂、用户接受程度不一,开展省级调度对设备运维、通信链路、系统保障、舆情管理等方面提出了较高要求。通过发展分布式储能,主要从两个方面提升电力系统消纳能力。一是减少非必要时段的弃光,减缓集中式光伏和分布式光伏调节压力,提高光伏利用率;二是就地发挥储能的能量时空搬移特性,提升分布式资源灵活调节能力,改善发电与用电需求不匹配带来的负荷强随机性、波动性问题。

从实际光伏报装情况来看,江西光伏投资需求旺盛、消纳矛盾突出,因此可优先根据电网承载力评级,引导分布式储能投资建设。目前电网承载力评估主要依据《江西省能源局关于进一步推进屋顶分布式光伏健康有序发展的通知》、《分布式电源接入电网承载力评估导则》开展,按各级电网设备反向负载率不超过80%、不因分布式光伏导致向220 kV及以上电网反送电的原则,逐级开展电网承载力测算^[12-14]。反向负载率计算方法如式(1)所示。

$$\lambda = \frac{P_g - P_l}{S_n} \times 100\% \quad (1)$$

式中: λ 为承载力评估中计算的反向负载率; P_g 为分布式

电源出力; P_i 为同时刻等效用电负荷,计算时需剔除集中式新能源等其他电源出力; S_n 为设备实际运行限值。

选取春秋季节(非节假日)午间典型时刻开展反向负载率测算,或选取评估周期内反向负载率 λ 的最大值 $\lambda_{\max}$ 作为评估指标,对220 kV及以下电网分层分区确定承载力评估等级,如表1所示。

表1 电网承载力评估等级划分

评估等级	原则	建议
绿色	反向负载率 $\lambda_{\max} \leq 0$	鼓励分布式储能建设
黄色	反向负载率 $0 < \lambda_{\max} \leq 80\%$	鼓励分布式储能建设
红色	反向负载率 $\lambda_{\max} > 80\%$,或因分布式电源导致向220 kV及以上电网反送电	新增负荷、建设储能等方式可用于提升消纳能力、改善承载力

针对评估结果划分为绿色和黄色的区域,根据公式(2)计算可开放容量。

$$P_m = (1 - \lambda_{\max}) \times S_n \times k_w \quad (2)$$

式中: P_m 为评估区域的分布式光伏(电源)可开放容量; k_w 为设备运行裕度系数,一般取0.8^[13]。

对于新增报装容量不超过可开放容量 P_m 的分布式光伏项目,可分析配建储能的投资效益,根据用户意愿支持储能建设;对于新增报装容量超过可开放容量 P_m 的项目,超出部分应按照红色区域开展消纳提升需求测算,红色区域以不加刷消纳矛盾为边界时,新增消纳需求可以参照以下条件测算。

对于发电功率需上网的分布式光伏项目,可根据消纳需求选择式(3)或式(4)计算对消纳能力的影响。

$$P_c \geq \frac{k_m \times P'_m - k_h \times P_h}{k_c} \quad (3)$$

$$P_c \geq \frac{k_m \times P'_m - k_h \times P_h + S_n \times (|\lambda_m| - 80\%)}{k_c} \quad (4)$$

式中: P_c 为预计需要提升的消纳需求,可通过配置储能实现; k_m 为新增分布式光伏项目的午间预计出力系数,通常选0.85~1; P'_m 为新增分布式光伏项目报装容量; k_h 为用户新增报装用电容量的午间预计功率系数,可根据同类型用户用电负荷曲线估算; P_h 为用户新增用电报装容量,同一红色区域涉及多户时可计算区域内累计新增用电报装容量,用户未新增报装、但用户负荷明显增长的,可计算负荷增长部分; k_c 为运行裕度系数,如配置储能则表示储能午间功率系数。

2.2 优化配电网电能质量

分布式光伏大规模并网产生的倒送潮流对末端电压抬升效应明显,光伏线路、台区在晴天午间时段,

整体运行电压严重升高^[15~16]。江西省10月典型晴天与阴天日期来算,晴天和阴天电压超过235.4 V的用户数之比为1.25,电压超过253 V的用户数相差3倍,电压超过275 V的用户数相差12倍,可以看出光伏发电是引起用户严重高电压的主要因素之一。天气对高电压的影响如图1所示。



图1 光伏用户高电压与天气变化相关性

据统计,江西省约60%分布式光伏通过公变低压侧并网,这类光伏台区主要分布在农村地区,配变户均容量较小、台区低压网架条件差,多数用户用电为季节性负荷,只需保证在极端天气、春节等特殊时期不发生低电压问题,多数台区通过调档等运维手段抬升运行电压,使得台区出口电压本身偏高。光伏接入后,日发电时间长、倒送功率大,同等运行和网架条件下引起的高电压问题远远高于低电压。不同低压线径和距离下引起的电压抬升可根据公式(5)、(6)估算。

$$\Delta U = \frac{P_l R + Q_l X}{U_l} \quad (5)$$

$$\delta U = \frac{P_l R - Q_l X}{U_l} \quad (6)$$

式中: ΔU 为功率倒送时本节点对上一节点的电压差纵分量; P_l 为本节点向电网倒送的有功功率; R 为线路电阻; Q_l 为本节点向电网倒送的无功功率,功率因数较高时可忽略; X 为线路电抗; U_l 为上一节点电压; δU 为功率倒送时本节点对上一节点的电压差横分量,工程计算时可简化,仅考虑纵分量。

由于现场低压网架极为复杂,在不具备实际低压拓扑的条件下,将农村D类地区光伏台区出口与末端聚合节点之间的网架等效为导线的长度、阻抗等参数,可形成电压差简易查询表,如表2所示。

通过建设分布式储能,在光伏大发时,给储能充电,吸收光伏发电功率,减少末端向上倒送功率引起

的电压抬升,优化配电网末端电能质量。

表2 典型低压架空铝芯绝缘导线运行电压差查询表

线径(mm ²)	每百米阻抗值(Ω)	不同电流值对应电压差(V)			
		10 A	20 A	30 A	40 A
10	0.308 0	3.080	6.160	9.240	12.320
16	0.191 0	1.910	3.820	5.730	7.640
35	0.086 8	0.868	1.736	2.604	3.472
70	0.044 3	0.443	0.886	1.329	1.772
120	0.025 3	0.253	0.506	0.759	1.012
240	0.012 5	0.125	0.250	0.375	0.500

3 分布式储能需求比例时长测算

3.1 提高电网承载力需求测算

为改善电网承载力红色区域的消纳问题,以配电台区为单元,测算分布式储能效益。

选取 2024 年 4 季度 5 个光照较强的典型日数据,按照光伏并网节点附近建设储能的典型场景,通过对午间实际负荷,叠加储能预计吸收功率,模拟计算储能建设对反向负载率的影响。考虑本节评估的分布式储能接入需求为解决光伏引起的消纳问题,测算储能功率为台区已接入的分布式光伏容量乘以设定的储能建设比例,时长为 2 h、4 h、6 h,如表 3、表 4、表 5 所示。

表3 配置2 h储能时反向台区数量测算

配储比例	反向重载	反向过载	长时反向过载	严重反向过载
0	603	221	91	20
10%	395	121	58	15
20%	381	120	43	15
30%	381	119	42	15
50%	381	119	41	15

注:反向重载为 $80\% < \lambda < 100\%$,持续 1 h;反向过载为 $\lambda > 100\%$,持续 1 h;长时反向过载为 $\lambda > 120\%$,持续 2 h;严重反向过载为 $\lambda > 150\%$,持续 2 h

表4 配置4 h储能时反向台区数量测算

配储比例	反向重载	反向过载	长时反向过载	严重反向过载
0	603	221	91	20
10%	257	74	36	13
20%	136	35	19	7
30%	119	30	10	5
50%	111	28	8	5

表5 配置6h储能反向台区数量测算

配储比例	反向重载	反向过载	长时反向过载	严重反向过载
0	603	221	91	20
10%	252	74	33	12
20%	84	22	13	5
30%	22	11	7	6
50%	13	5	4	2

通过表 3 可以看出,针对出现较严重倒送问题的光伏台区,建设储能后均能有效改善消纳问题。按 2 h 配置时,储能建设比例由 0 提高至 10% 时的消纳改善最明显,反向重载台区减少 34.5%,反向过载台区减少 45.2%,但进一步提高储能建设比例时,对消纳能力的提升效应明显减弱,因为光伏出力高峰期(4 h 以上)高于储能系统充电时长(2 h),此时需要增加储能充电时长。

通过表4可以看出,按4 h配置储能时,储能建设比例为10%和20%时,均能对消纳提升起到明显作用。同样地,在表5中,按6 h配置储能时,储能建设比例达到30%~50%时,基本可以解决反向重载问题。

根据储能建设的比例和时长两个关键参数测算结果,在配置短时(2 h以内)储能时,10%储能建设比例能够对配网消纳提升起到一定作用;储能充电时长增加至4 h时,20%储能建设比例能够明显改善配电网消纳问题;进一步将储能充电时长增加至6 h时,30%储能建设比例基本可以解决配电网反向重过载问题。因此,从配电网设备承载力的方面考虑,分布式储能建设技术经济比最优的组合分别为10%·2 h、20%·4 h、30%·6 h。

3.2 改善倒送高电压问题需求测算

光伏倒送引起用户严重高电压问题主要发生在末端,系统电压、中低压网架、天气等因素共同对末端用户电压产生影响,部分用户甚至发生白天高电压、晚上低电压问题,通过计算用户与台区出口的电压差可表征光伏引起的电压抬升效应。经测算,选取我省10月典型阴天与晴天日期,光伏用户对台区出口电压抬升10%的比例为1:7.5,天气对光伏用户电压的影响如图2所示。

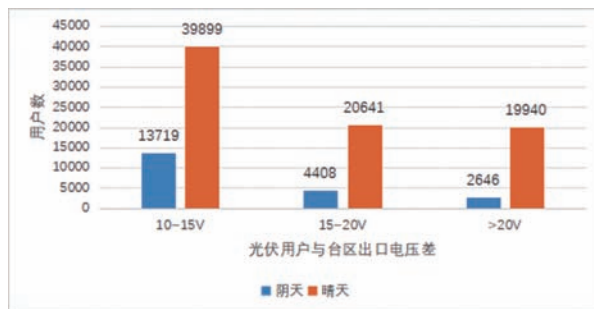


图2 天气对光伏用户电压抬升的影响

在阴天、光照条件一般时,光伏发电功率未达到上限,电压随光伏出力阶梯式升高。晴天、光照条件

好时,光伏满容量发电,从发电用户逐级向 10 kV 线路倒送,各节点电压均会升高,低压用户的电压分布主要取决于光伏并网点和网架。图 3 为典型严重倒送光伏台区,可以看出该全台区倒送时所有光伏用户电压均高于台区出口,此时用户电压从台区出口向末端阶梯式升高。

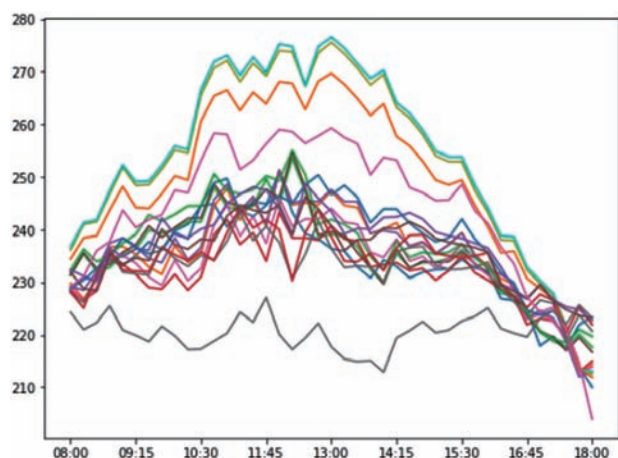


图3 右源圩02号公变光伏用户和台区(灰色)电压

在低压网架较差的情况下,往往出现午间高压、负荷高峰期用户低电压,难以满足白天发电、晚间用电需求,如图4所示。该台区在末端光伏并网点附近有6个用户,午间受光伏倒送影响,末端电压峰值超过 260 V,晚间用电高峰期电压谷值低于 185 V,难以满足发用电需求。

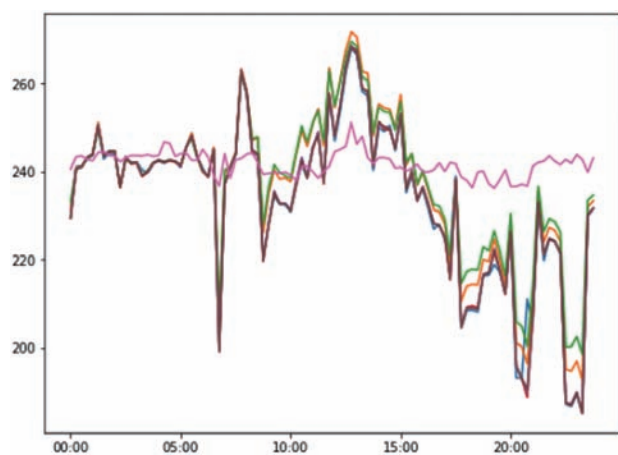


图4 高兴山峰2号台区部分用户和台区(粉色)电压曲线

根据表2测算,按照D类区域规划设计标准,假设台区出口对光伏并网点等效为供电半径 500 m、线径 70 mm²的导线,光伏上网功率超过 66 kW 时,引起的电压抬升约为 10%(22 V)。考虑光伏发电效率不能达到 100%,同时末端分支线、下户线线径小于 70,

将上网功率和装机容量 1:1 换算,即农村地区台区光伏装机容量超过 66 kW,光伏用户电压抬升达到 10%。据统计,江西省低压光伏装机容量 66 kW 以上的台区约 4 万个,若全部通过低压改造解决,将形成大量重复投资建设,且电力建设进度与当前社会经济发展需求并不匹配。

采用分布式储能方式解决高电压问题,取数原则与 3.1 章节相同。根据式(6),倒送功率和在线路上引起的电压抬升成正比,可通过计算建设储能后预计倒送功率,推导出新的用户-台区出口电压差,进一步模拟计算储能对用户高电压的影响。

表6 配置2 h储能时高电压光伏用户数量测算

配储比例	242 V、1 h	253 V、1 h	264 V、1 h	275 V、1 h
0	222 114	100 782	222 26	242 9
10%	220 307	925 76	182 65	171 4
20%	218 823	868 67	163 02	155 1
30%	217 515	838 00	155 77	151 8
50%	215 923	818 29	152 63	151 3

表7 配置4 h储能时高电压光伏用户数量测算

配储比例	242 V、1 h	253 V、1 h	264 V、1 h	275 V、1 h
0	222 114	100 782	222 26	242 9
10%	219 075	873 81	158 63	126 9
20%	215 910	758 16	116 20	871
30%	212 648	668 58	941 4	763
50%	207 244	587 45	826 2	732

表8 配置6 h储能时高电压光伏用户数量测算

配储比例	242 V、1 h	253 V、1 h	264 V、1 h	275 V、1 h
0	222 114	100 782	222 26	242 9
10%	218 592	861 77	152 32	111 3
20%	214 472	720 10	973 3	557
30%	209 181	582 73	632 5	376
50%	196 046	384 34	383 3	301

通过表6—表8可以看出,配置 0~50%、2~6 h 储能模式对光伏用户电压越限(10%)的改善有限,原因是随着配电网末端有源化,光伏和小水电倒送使得 10 kV 线路整体运行电压偏高,通过储能配置削弱光伏对末端电压的抬升效应,但对于整体电压偏高的线路,储能建设比例达到 50% 时,光伏并非 100% 就地消纳,仍存在功率倒送,储能仅能起到缓解作用。

对于电压越上限 15%、20%、25% 的严重高电压问题,分别计算储能运行不同时长后高电压光伏用户的数量,可以看到 4~6 h 储能随着充电功率的增加,高电压问题阶梯性减少。对于光伏用户电压达到 264 V 或 275 V 的最严重情况,在台区合理配置 20%·4 h 储能时,可以压降约 50% 的问题;配置 50%·6 h 可以压降 83% 的问题。这反映提高台区分布式储能建设比例

和时长对解决严重高电压的效果较显著。

3.3 分布式光伏配储收益测算

光伏及储能电站全寿命周期成本主要由初始建设投资以及后期运行维护费用构成。由于当前阶段分布式储能市场化模式暂未明朗,文中通过与省内现有集中式储能经济效益对比,从改善新能源消纳能力及引起的高电压问题出发,对分布式储能投资经济性进行测算。

1) 光伏建设成本:集中式光伏、分布式光伏建设成本按 2024 年全年 EPC 均价,分别为 3.38 元/W、3.32 元/W。

2) 储能建设成本:根据2024年储能市场EPC均价,2 h储能均价按1.31元/kWh考虑。

3) 运维成本:文中按初始投资1%/年考虑。

4) 售电收入:分布式光伏上网售电部分的收入,按江西省保障性收购价格(0.4143 元/kWh)测算。

5) 节支费用: 主要为用户以分布式光伏自发自用形式抵消自身大网购电费用, 以江西省 1~10 kV 两部制电价中工商业用户平段用电费用为标准, 约 0.7 元/kWh。

根据表9的测算结果,采用“光伏+储能”的建设模式,按照储能建设比例为20%·2h的标准,分布式光伏若全额上网,经济效益与集中式光伏基本相当;分布式光伏若全额自用,投资回收期约7年,内部收益率(IRR)达到17.18%,由于自发自用节支成本高于售电收入,此模式下分布式光伏经济效益远高于集中式光伏。

表9 不同光伏项目经济性评价

类型	单位	集中式光伏(配储20%·2h)	分布式光伏(配储20%·2h)	分布式光伏(配储20%·2h)
上网模式	/	全额上网	全额上网	全额自用
电价	元/kWh	0.414 3	0.414 3	0.7
单位容量光伏(含储能)全投资成本	元	3.905	3.845	3.845
15年IRR	/	7.12	8.76	17.18
投资回收期	年	12.18	11.08	6.71

在全额自用或部分自用模式下,分布式光伏经济效益显著提升。当前,省内分布式光伏余电上网模式的上网电量占总发电量的30%左右,测算在此模式下,若通过建设储能提升红区承载力,按照50%·2 h比例建设的投资回收期约为10.7年,基本与此前建设的集中式光伏项目收益持平。由于同等容量下,4 h储能成本更低(例如25%·4 h价格低于50%·2 h),因此综合考虑消纳、电压需求及技术经济比,建议红区采用储能提升

承载力时,比例时长不低于 20%·4 h,推荐按 50%·6 h 配置,且需要满足式(3)、式(4)的要求,考虑新增分布式光伏的影响;绿区(含黄区)以配电线路、台区为单元解决电压问题,推荐按 20%·4 h 配置,根据高电压严重程度可提升比例及时长。

4 结语

为减缓分布式光伏爆发式增长对配电网发展的冲击,文中从分布式储能发展背景及需求出发,研究了从消纳能力提升、电压问题治理等角度的储能配置边界条件。基于江西省配电网大规模接入分布式光伏后的实际运行数据,模拟测算不同储能建设比例时长下的反向重过载、高电压缓解情况。计算结果表明,在台区范围内配置20%·4 h储能,对于解决当前光伏消纳及高电压问题的技术经济性最好。通过对分布式储能投资预估收益测算分析,提出考虑区域承载力等级和光伏发电上网模式的储能发展需求及建议配置策略,为推进江西省分布式光伏、储能与配电网协同有序发展提供了一定的理论、数据基础。后续,将进一步依据各个区域分布式储能配置需求,开展线路、台区级选址定容及调控策略研究,做好配网侧储能落地应用的技术储备。

参考文献:

- [1] 许佳佳, 严标, 是晨光, 等. 基于灵敏度修正的分布式储能电网接入选址与定容[J]. 自动化与仪器仪表, 2025(1): 258-263.
- [2] 陈滇斐, 马程, 葛磊蛟, 等. 分布式光伏接入下智能配电网的集中式混合储能选址定容优化方法[J/OL]. 电网技术, 1-16[2025-02-12].
- [3] 刘春雨. 基于改进 K-means 聚类算法的分布式储能集群划分方法[J]. 东北电力技术, 2025, 46(1): 1-5.
- [4] 周文俊, 徐艺敏, 曹毅, 等. 基于多点分布式储能协调控制的配电网时序承载力优化仿真研究[J/OL]. 自动化技术与应用, 1-6[2025-02-12].
- [5] 段晓磊, 王宇飞, 魏云峰, 等. 考虑新能源消纳的配电网中分布式光伏及储能联合优化配置[J/OL]. 现代电力, 1-14 [2025-02-12].
- [6] 中国电力企业联合会, 国家电化学储能电站安全监测信息平台. 2023年度电化学储能电站行业统计数据[R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2024. (下转第 27 页)

5 结语

随着近年来分布式光伏的爆发式增长,其对电力系统的安全稳定运行也将带来巨大冲击,这也对分布式光伏系统的控制优化以及涉网性能等提出了更高的要求。现阶段,分布式光伏主要存在的问题是发展迅猛与管理手段滞后的不匹配,出现“有人建、没人管”的问题,涉网性能参差不齐。当电网发生频率异常或故障时,存在分布式光伏大面积脱网引发二次事故的风险。为规范行业发展,《光伏发电系统接入配电网技术规定(GB/T 29319—2024)》已于2024年3月15日正式实施。该标准明确规定了分布式光伏发电系统电压/频率适应性、高/低电压穿越、有功/无功功率控制能力等方面的要求,为光伏发电系统的安全可靠运行提供重要保障。建议在后续的分布式光伏管理中,加强管理人员技术培训,按照光伏并网性能标准严格把控入网关,并利用智能化手段实行并网运行监督。

参考文献:

- [1] 张守国. 新能源发电发展的影响因素分析及前景展望[J]. *Engineering Management & Technology Discussion*, 2024, 6(21).
- [2] 许晓艳, 黄越辉, 刘纯, 等. 分布式光伏发电对配电网电压的影响及电压越限的解决方案[J]. *电网技术*, 2010, 34(10): 140-146.
- [3] 裴哲义, 丁杰, 李晨, 等. 分布式光伏并网问题分析与建议[J]. *中国电力*, 2018, 51(10): 80-87.
- [4] 崔红芬, 汪春, 叶季蕾, 等. 多接入点分布式光伏发电系统与配电网交互影响研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(10): 91-97.
- [5] 雷一, 赵争鸣. 大容量光伏发电关键技术及与并网影响综述

- [J]. *电力电子*, 2010, 9(3): 16-23.
- [6] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(1): 1-14.
- [7] 陈炜, 艾欣, 吴涛, 等. 光伏并网发电系统对电网的影响研究综述[J]. *电力自动化设备*, 2013, 33(2): 26-32, 39.
- [8] 韩雪, 任东明, 胡润青. 中国分布式可再生能源发电发展现状与挑战[J]. *中国能源*, 2019, 41(6): 32-36, 47.
- [9] 邵汉桥, 张籍, 张维. 分布式光伏发电经济性 & 政策分析[J]. *电力建设*, 2014, 35(7): 51-57.
- [10] 丁芸, 林韵. 我国分布式光伏发电的困境分析与发展对策研究[J]. *资源与产业*, 2015, 17(3): 51-55.
- [11] 陈仕彬, 梁福波, 李养俊, 等. 光伏电站无功电源优化方法研究[J]. *电工电气*, 2017(2): 27-31.
- [12] 葛晓慧, 赵波. 光伏电源接入对配电网电压稳定的影响研究[J]. *浙江电力*, 2011, 30(10): 6-8, 13.
- [13] 喻恒凝, 黄力, 张思东, 等. 分布式光伏和电动汽车接入对配电网网损和电压偏移影响的分析研究[J]. *智慧电力*, 2020, 48(1): 28-34.
- [14] 许晓艳, 黄越辉, 刘纯, 等. 分布式光伏发电对配电网电压的影响及电压越限的解决方案[J]. *电网技术*, 2010, 34(10): 140-146.
- [15] 李清然, 张建成. 含分布式光伏电源的配电网电压越限解决方案[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(22): 117-123.
- [16] 刘全, 王飞, 严星, 等. 含分布式光伏电源的配电网故障分析与研究[J]. *智慧电力*, 2018, 46(8): 79-83.
- [17] 刘健, 林涛, 李龙, 等. 分布式光伏接入情况下配电自动化系统的适应性[J]. *电力系统保护与控制*, 2014, 42(20): 7-12.
- [18] 张勇. 分布式发电对电网继电保护的影响综述[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2010, 22(2): 145-151.
- [19] 国家市场监督管理总局. 光伏发电系统接入配电网技术规定: GB/T 29319—2024 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2024.
- [20] 国家市场监督管理总局. 光伏电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2024 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2024.

(上接第18页)

- [7] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知(发改能源[2022]209号)[Z]. 2022.
- [8] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见(发改能源规[2021]1051号)[Z]. 2021.
- [9] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于新形势下配电网高质量发展的指导意见(发改能源[2024]187号)[Z]. 2024.
- [10] 江西省能源局. 关于印发《江西省新型储能发展规划(2024-2030年)》的通知(赣能电力字[2024]2号)[Z]. 2024.
- [11] 国家发展改革委, 国家能源局. 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知(发改价格

[2025]136号)[Z]. 2025.

- [12] 江西省能源局. 关于进一步推进屋顶分布式光伏健康有序发展的通知(赣能新能字[2023]142号)[Z]. 2023.
- [13] 中国电力企业联合会. 分布式电源接入电网承载力评估导则: DL/T 2041—2019 [S]. 北京: 中国电力出版社, 2019.
- [14] 于雨彤, 王灿, 李勇, 等. 高比例光伏接入的配电网多层级反向重过载风险评估[J]. *高电压技术*, 2024, 50(10): 4540-4549.
- [15] 杨宇, 文福拴, 周星龙, 等. 高光伏渗透率配电系统电压协同控制研究综述[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(10): 48-58.
- [16] 孙文文, 何国庆, 刘纯, 等. 含高渗透率分布式光伏的配电网电压越限解决方法研究综述[J]. *现代电力*, 2024, 41(2): 302-309.