

江西主网无功电压分析及措施研究

吴展飞,杨超,曹林锋

(国网江西省电力有限公司经济技术研究院,江西 南昌 330096)

摘要:无功平衡原则是分层分区、就地平衡。电力系统通过合理安排和配置必要的无功补偿设备,以确保电网的稳定运行和电压稳定。为有效应对无功电压“控制难”问题,通过梳理江西电网无功电压现状,分析江西电网电压偏高原因,研究典型区域无功补偿配置方案,最后提出江西电网无功电压治理措施和建议。

关键词:江西电网;电压偏高;无功电压;电网安全稳定

中图分类号:TM 761 **文献标志码:**B **文章编号:**1006-348X(2025)06-0001-05

0 引言

经过“十四五”的快速发展,江西电网逐步形成特高压交直流混联电网,电网规模和输电容量不断增大,新能源装机规模进一步扩大^[1-2]。但是,随着特高压交、直流工程投运以及新能源产业快速发展,江西电网500 kV及220 kV电压偏高问题连续显现,特别是小负荷时段、春节期间,部分场站出现运行电压“控制难”问题,给电网安全稳定运行造成不利影响^[3-5]。

1 江西电网电压运行现状

日常情况下,江西电网电压运行平稳,但在春节等小负荷时段,江西电网电压偏高问题较为突出,需采取“退出低容投入低抗、机组进相、拉停空载运行线路”等调压措施,将电网电压控制在合理范围内。

1.1 1000 kV电压运行现状

某1000 kV变电站1000 kV电压整体呈现1-3月偏高,7-9月偏低,每日凌晨及中午时段电压高、上下午工作时段电压低的趋势。其中,1000 kV母线电压在1055~1075 kV之间波动。该变电站根据网调下发电压控制范围,自行投退无功设备,但因1000 kV网架潮流较轻,故电压普遍较高,正常情况下投入2-3组电抗器(站内共4组),而在节假日、春秋季节等用

电低谷期,需投入全部4组电抗器调节母线电压。

1.2 500 kV电压运行现状

近五年来,江西电网500 kV电压整体在521~545 kV之间波动,未超出电压运行控制限制,但小负荷期间运行电压仍偏高。其中,东部片区处于电网末端,线路充电功率大、光伏装机规模较大,南部片区汛期小水电向主网倒送无功、风电装机规模较大等原因在小负荷时也会抬升系统运行电压,造成网内电压高于其他片区,西部片区最低。

1.3 220 kV电压运行现状

近五年来,全网220 kV电压整体在220~238 kV之间波动,未超出电压运行控制限制,但小负荷电压偏高问题较为突出。其中,南昌地区电网因城市电缆化率较高,造成电压最大值在小负荷时段大于其他地市,且南昌电压最大值呈逐年上升趋势,新余地区最低。

1.4 春节期间电压运行情况

近五年春节期间,江西电网500 kV和220 kV高电压运行场站增多,最高运行电压呈上升趋势,向电压运行上限逼近,详见图1、图2。

500 kV变电站超540 kV运行场站个数由4个上升至7个,最高运行电压由541.8 kV升高至542.4 kV,提高0.6 kV,超540 kV运行持续时间变化不大,约为5 h;220 kV变电站超235 kV运行场站个数由8个上升至34个,最高运行电压由235.3 kV上升至236.8 kV,提高1.5 kV,超235 kV运行持续时间由5.5 h延长至17 h。

收稿日期:2025-07-06

作者简介:吴展飞(1993),女,本科,工程师,主要从事电网规划、新能源技术研究方面工作。

电压偏高时段由凌晨转移至午间时段,这表明电压偏高逐渐由原来的负荷轻为主导,转向负荷轻和分布式电源出力共同主导。

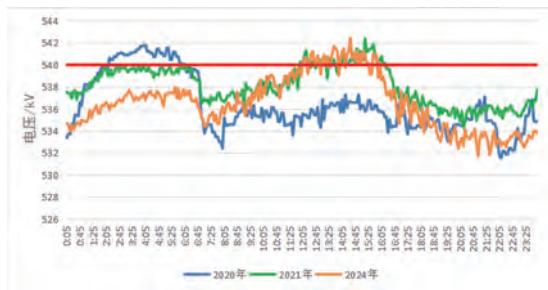


图1 场站典型日 500 kV 电压运行曲线

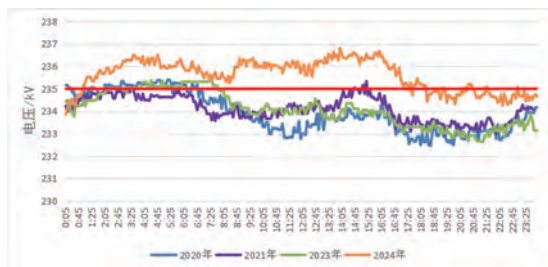


图2 场站典型日 220 kV 电压运行曲线

2 江西电网电压偏高原因分析

“十四五”以来,随着特高压交、直流工程投运以及新能源建设快速发展,江西电网 500/220 kV 高电压的问题连续显现,给电网安全稳定运行造成不利影响。江西主网电压偏高的主要原因是小负荷时 500 kV 和 220 kV 电网无功大量剩余,但系统无功调节能力相对缺乏,具体原因分析如下:

1) 新能源迅猛发展,小负荷时段常规机组开机减少,且新能源场站 SVG 调节能力未充分发挥,导致电网无功调节能力不足,带来电压偏高问题。

截至 2024 年底,江西省新能源装机容量达 3 344 万 kW,新增新能源装机容量 1 978 万 kW,其中分布式光伏新增约 886 万 kW。随着新能源和分布式电源的迅猛发展,110 kV 及以下配电网由原来的无源负荷特征向有源负荷特征转变。春秋季节尤其节假日期间,整体用电负荷处于较低水平,叠加新能源大发,潮流由低电压等级向高电压等级输送,致使 500 kV 和 220 kV 网络潮流轻、线路充电功率大,进一步造成电网运行电压偏高。一般来说,若系统无功功率过剩导致电压升高影响系统正常运行时,则可将发电机调整到进相运行状态,吸收

系统过剩的无功功率。但在小负荷尤其春节小负荷期间,新能源大发,常规机组开机相应减少,发电机组无法进相运行大量吸收电网剩余无功,导致电压偏高。

目前我省新能源场站 SVG 执行定电压控制模式,接入 220 kV 电压等级的新能源场站由省调下发电压运行曲线,各新能源场站 SVG 跟随电压运行曲线进行响应;接入 110 kV 电压等级的新能源场站由地调下发电压运行控制范围,不下发电压运行曲线,各新能源场站自行调节 SVG 控制运行电压不超范围运行。从 110 kV 电压等级的新能源电站 SVG 响应情况来看,存在电网电压较高时,相关新能源场站反而发出无功的情况,造成电网电压进一步升高,AVC 未形成有效闭环,导致新能源场站 SVG 调节能力未能充分发挥。

2) 随着地区网架的不断加强和城市电缆化率的逐年上升,线路充电功率明显增加,感性补偿度不足问题凸显。

截至 2024 年底,500 kV 线路充电功率为 7 410 Mvar,高抗、低抗总容量 8 130 Mvar,感性无功补偿度为 1.1,可以实现全部补偿。但 500 kV 电压仍有高电压问题出现,一是局部地区 500 kV 变电站感性无功补偿度仍有不足,如豫章变为 0.38、广丰变为 0.58、抚州变为 0.69,导致小负荷时高电压问题较为突出;二是 500 kV 变电站内低抗补偿了一部分 220 kV 线路的充电功率,导致 500 kV 运行电压偏高。以 2024 年春节小负荷典型时刻(2 月 12 日 14:30)为例,33 座 500 kV 变电站通过中压侧倒送无功的有 29 座,倒送无功超过 100 Mvar 的有 9 座。220 kV 及以下电网约有 2 500 Mvar 无功送至临近 500 kV 变电站的 35 kV 侧平衡;220 kV 电网吸纳约 350 Mvar 500 kV 系统无功。

220 kV 线路充电功率 3 852 Mvar,低抗容量 2 092 Mvar,感性无功补偿度为 0.54,无法实现全部补偿。随着 220 kV 及以下电缆线路占比增多,部分地区 220 kV 感性无功补偿不足问题将更为突出。以南昌东、北部等地区为例,因电缆线路多、充电功率大,导致春节小负荷期间 220 kV 母线电压偏高,局部感性补偿度不足问题凸显。

3) 工程可研设计阶段的无功平衡计算深度不够。

新建电网输变电工程的无功平衡计算一般局限于本工程,在分析时仅按照本工程送出线路的一半补偿线路充电功率,未考虑对侧站点实际无功配置情况,而对

侧站点若无新建工程或场地稀缺,无法增设无功补偿设备,将导致区域无功不平衡。当前江西220 kV输变电工程无功补偿装置一般按照“三容一抗”(3组8 Mvar电容器+1组10 Mvar电抗器)进行配置,500 kV输变电工程一般按照“两容两抗”(2组60 Mvar电容器+2组60 Mvar电抗器)进行配置,但感性无功补偿不足问题仍较为突出,一方面是受限于变电站内间隔资源约束,另一方面是原有电网工程在建设时实际感性无功需求不迫切。随着电网建设和新能源发展,原有的感性无功补偿设备无法满足现有运行需求,又无专项资金单独立项改造,导致无功补偿配置不足。

3 典型区域分析

针对江西春节小负荷期间电压偏高问题,选取典型区域进行电压偏高分析,选取原则:一是低电压等级向高电压等级倒送无功典型区域分析(南昌东片区电网);二是220 kV及以下电网可基本维持分层分区就地平衡,500 kV层级原因导致电压偏高典型区域分析(上饶南部片区电网)。

3.1 220 kV及以下电网无功倒送500 kV系统情况

以2024年2月12日14:30为例,南昌东部、上饶南部220 kV及以下电网整体约有507 Mvar无功倒送至临近500 kV变电站的35 kV侧平衡。

南昌东部电网大量无功倒送,豫章变倒送127 Mvar、南昌变倒送213 Mvar,220 kV充电无功基本倒送至500 kV变电站平衡;上饶南部广丰变、饶州变中压侧无功基本平衡。

广丰变、豫章变感性补偿度低,分别为0.58和0.38,500 kV母线电压偏高,需着重提升感性补偿度,详见表1。

表1 500 kV变电站典型时刻无功倒送及电压情况
(中压侧倒送为正)

变电站	典型时刻中压侧倒送无功(Mvar)	典型时刻电压(kV)	春节期间最高电压(kV)	感性补偿度
上饶广丰变	-15	542.4	542.4	0.58
南部饶州变	-18	540.6	541.3	1.0
南昌豫章变	127	535.0	540.1	0.38
东部南昌变	213	530.8	536.7	3.83

3.2 110 kV及以下电网无功倒送220 kV系统情况

南昌东片区220 kV系统向500 kV系统倒送无功340 Mvar,其中110 kV系统向220 kV系统倒送76 Mvar。

可知110 kV、220 kV及500 kV系统无功均从低压等级向高压等级倒送。南昌东区域220 kV系统因电缆多充电无功大、无常规水火电机组、感性补偿度低等原因,220 kV高电压问题较为突出,详见表2。

上饶南部地区220 kV系统向500 kV系统吸收无功33 Mvar,其中110 kV系统向220 kV系统倒送55 Mvar。可知110 kV、220 kV系统无功可基本维持分层分区就地平衡。500 kV电压偏高原因为上饶地处江西电网末端,500 kV输电线路较长、充电功率较大,而广丰变、饶州变500 kV层级未配置母线高抗或线路高抗,导致春节小负荷期间高电压问题较为突出,详见表3。

表2 南昌东片区电压与无功倒送情况(中压侧倒送为正)

电压等级	变电站	220 kV侧最高电压(kV)	500 kV变电站主变220 kV侧无功(Mvar)	220 kV变电站主变110 kV侧无功(Mvar)
500 kV	豫章变	236.3	127	
	南昌变	235.06	213	
	昌东变	236.4		16
	观田变	236.1		-4
220 kV	青云谱变	236.2		40
	顺外变	236.0		11
	麻丘变	236.3		13
	合计		340	76

表3 上饶南片区电压与无功倒送情况(中压侧倒送为正)

电压等级	变电站	220 kV侧最高电压(kV)	500 kV变电站主变220 kV侧无功(Mvar)	220 kV变电站主变110 kV侧无功(Mvar)
500 kV	广丰变	233.86	-15	
	饶州变	231.26	-18	
	万花变	233.69		2
	玉山变	234.02		5
	竹航山变	234.56		7
	茅家岭变	233.14		7
220 kV	官上变	234.22		6
	前山变	234.6		2
	上饶变	234.92		12
	天佑变	235.22		17
	霞峰变	234.41		-3
	合计		-33	55

从南昌东部、上饶南部各电压层级电压水平和无功分布情况可知,南昌东部110 kV、220 kV及500 kV系统无功均从低压等级向高压等级倒送,导致系统电压偏高;上饶南部110 kV、220 kV系统无功可基本维持分层分区就地平衡。500 kV电压偏高原因为上饶地处江西电网末端,线路充电功率大造成电压偏高。

4 典型地区电网无功补偿配置方案

针对前述南昌东部、上饶南部两个典型地区开展无功补偿配置方案研究,详见表4、表5。

1) 南昌东部区域无功配置方案

南昌东片区主要考虑豫章 500 kV 变电站和昌东、观田、青云谱、顺外、麻丘 220 kV 变电站无功配置情况。目前,豫章变低压侧配置 2 组 60 Mvar 电抗器,合计 120 Mvar;昌东变配置 3 组 10 Mvar 电抗器,合计 30 Mvar;青云谱变配置 6 组 10 Mvar 电抗器,合计 60 Mvar;顺外变已配置 2 组 6 Mvar 电抗器,合计 12 Mvar;麻丘变配置 2 组 10 Mvar 电抗器,合计 20 Mvar。初步考虑以下感性无功补偿配置方案:

一是在豫章 500 kV 变电站 35 kV 侧开展“容改抗”。目前,豫章变主变容量 2×1000 MVA,低压侧装设 2 台 60 Mvar 电抗器,4 台 60 Mvar 电容器。根据变电站感性无功补偿缺额情况、电压偏高程度、站内可实施性等因素,开展“两容改两抗”工作。

二是在 220 kV 观田变主变压器低压侧开展“容改抗”或变电站配置 SVG 试点。目前,观田变主变容量 2×180 MVA,低压侧装设 6 台 12 Mvar 电容器、无低压电抗器。可根据变电站感性无功补偿缺额情况、电压偏高程度、站内可实施性等因素,开展“容改抗”或变电站配置 SVG 试点。

三是根据南昌东片区 110 kV 变电站无功平衡分析,配置低压电抗器。从前述分析可知,南昌东片区春节小负荷期间 110 kV 系统倒送无功至 220 kV 系统,影响 220 kV 电压。为应对该地区 220 kV 高电压问题,根据电网结构和运行需要,经过技术和经济比较,可在相应 110 kV 主变压器低压侧装设感性无功补偿装置。

表 4 南昌东片区感性无功补偿配置情况分析

电压等级	变电站	500 kV 侧电压(kV)	220 kV 侧电压(kV)	充电功率(Mvar)	感性无功配置(Mvar)	补偿度
500 kV	广丰变	540.17	236.3	319	120	0.38
	昌东变	/	236.7	45	30	0.66
	观田变	/	236.1	67	0	0.00
220 kV	青云谱变	/	236.2	73	60	0.83
	顺外变	/	236.0	4	12	3.24
	麻丘变	/	236.3	2	20	9.87
220 kV 合计				191	122	0.64

2) 上饶南部区域无功配置方案

上饶南片区主要考虑广丰、饶州 500 kV 变电站和万花、霞峰、玉山、官上、上饶、天佑、前山、茅家岭、竹航山 220 kV 变电站无功配置情况。目前,广丰变一台主变运行,主变低压侧配置 1 组 60 Mvar 电抗器;天佑、万花变各配置 2 组 10 Mvar 电抗器,合计 40Mvar;霞峰、玉山、官上、上饶、茅家岭、竹航山变各配置 1 组 10 Mvar 电抗器,合计 60 Mvar。

由表 5 初步考虑以下感性无功补偿配置方案:

一是在广丰变 500 kV 母线上装设母线并网电抗器。目前,广丰变共计 2 回 500 kV 出线,分别为潭广线(94 km)、信广线(82 km),出线均为短线路(一般对于超过 100 km 线路配置线路高抗),未配置线路高抗。可根据现有电网网架结构,考虑在广丰变 500 kV 侧母线配置母线高抗,限制广丰变 500 kV 母线高电压。

二是在 220 kV 前山变主变压器低压侧装设两组 10 Mvar 的感性无功补偿装置。上饶南部片区 220 kV 系统整体感性无功补偿度足够,未出现电压越上限问题。为应对个别 220 kV 变电站高电压问题,根据电网结构和运行需要,可在 220 kV 前山变主变压器低压侧装设两组 10 Mvar 的感性无功补偿装置。

表 5 上饶南片区感性无功补偿配置情况分析

电压等级	变电站	500 kV 侧电压(kV)	220 kV 侧电压(kV)	充电功率(Mvar)	感性无功配置(Mvar)	补偿度
500 kV	广丰变	542.4	233.86	104	60	0.58
	饶州变	541.3	233.34	60	60	1.00
	万花变	/	233.69	9	20	2.18
	霞峰变	/	234.41	14	10	0.72
	玉山变	/	234.02	11	10	0.90
	竹航山变	/	234.56	13	10	0.76
220 kV	茅家岭变	/	233.14	7	10	1.47
	天佑变	/	235.22	12	20	1.70
	官上变	/	234.22	6	10	1.57
	前山变	/	234.6	10	0	0.00
	上饶变	/	234.92	4	10	2.60
	220 kV 合计			86	100	1.16

5 结语

为抑制江西主网无功过剩、电压逐年攀升的趋势,从新建工程可研设计、已投工程主变扩建或技改、电网运行、设备运维等方面,提出应对电网电压偏高的相关建议:

1) 对于新建输变电工程,提高无功电压分析深度,满足系统运行需求。

(1) 在输变电工程设计时,要重视无功补偿设备的合理搭配,特别是末端轻载变电站和存在大量电缆出线的变电站,要考虑电抗器的配置需求,加强无功电压专题分析,合理配置无功补偿装置,增加电网调压手段。

(2) 推动无功补偿装置差异化配置,开展变电站配置 SVG 试点。针对 220 kV、110 kV 母线所接待原冶金、制铜等具有冲击性质负荷,导致电压波动幅度

较大,可在变电站内配置SVG,灵活调节电压,保证电压处于合格波动范围。

(3) 考虑到电抗器实际补偿度可能小于理论补偿度,建议加装电抗器容量时,考虑一定裕度。实际运行中,变电站投入电抗器后,35 kV或10 kV母线电压达不到额定电压,而电抗器吸收无功与运行电压的平方成正比,电抗器吸收的无功功率也无法达到额定值,因此,实际补偿度可能远小于理论补偿度,则在进行无功平衡需求分析时,需考虑一定电抗器容量的裕度。

2) 对于已建输变电工程,通过主变扩建或技改等方式提升感性无功补偿度。

已建变电站若有扩建场地,通过主变扩建或技改等方式装设电抗器;若没有扩建场地位置,站内遴选出长年不动作或一年内动作次数少的电容器,在充分分析容性无功满足要求的前提下,开展电容器改电抗器工作。

3) 在电网调度运行环节,在优化火电机组开机方式、发挥新能源厂站无功调节能力、优化AVC控制策略等方面持续发力。

(1) 加强电网方式优化,合理安排火电开机方式,加强火电机组进相管理。小负荷新能源大发火电机组进相运行的进相深度需在合理范围内,使发电机组保持合适的功率因数,以保证发电机组运行的稳定性。

(2) 新能源场站积极参与调压工作。目前,风电场和光伏电站均配置SVG动态无功补偿装置,各级调度要将新能源厂站纳入AVC系统,加强新能源厂站的无功设备和无功电压调整的管理和考核,充分发挥其无功电压调节能力,满足电压调整需求。

(3) 完善AVC控制策略,强化运行人员调压意识,做到无功设备“应投尽投”。按照调度管理规程规范,加强对无功设备的运行管理,同一站点的同类型补偿设备在AVC控制策略中设定为轮流投切工作模式,减少长期闲置的无功补偿设备数量,做到用时能投、可投。

4) 在设备运维管理方面,加强无功补偿装置运维,提升无功补偿装置设备健康度。

(1) 全面清理无功补偿设备故障情况,结合电网运行需求明确轻重缓急,持续推进无功补偿设备故障消缺工作。将无功补偿设备按照主设备同等要求纳入消缺闭环管理,加强无功补偿设备台账管理、日常运维消缺机制,推进无功补偿设备及时消缺。

(2) 依托技改等方式,尽快完成变电站内电抗器消缺工作。利用变电站检修时段,通过技改完成缺陷电抗器更换。同时,争取技改项目倾斜,有序推进并联电抗器增补计划。

参考文献:

- [1] 董欢欢.2024年春节期间江西电网电压运行情况分析[R].南昌:国网江西省电力有限公司,2024.
- [2] 国家电网公司.电力系统无功补偿技术导则:Q/GDW10212—2019[S].北京:中国电力出版社,2019.
- [3] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.电力系统电压和无功电力技术导则:GB/T40427—2021[S].北京:中国标准出版社,2022.
- [4] 李铭,陆文升,梁建斌,等.地区电网无功补偿与电压无功控制[J].光源与照明,2023(01):207-209.
- [5] 孙冠群,王涛,万黎,等.湖北电网枯水期小方式典型日电压无功分析[J].湖北电力,2022,46(03):50-56.