

# 国家能源局浙江监管办公室 浙江省能源局文件

浙监能安全〔2025〕9号

---

## 浙江能源监管办 浙江省能源局 关于进一步提升浙江省新能源和新型并网 主体涉网安全能力的通知

各市、县（市、区）发展改革委（局），国网浙江省电力有限公司、浙江省电力调控中心，各有关电力企业：

根据《国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力 服务新型电力系统高质量发展的通知》（国能发安全〔2024〕79号），为认真做好浙江省新能源和新型并网主体涉网安全管理各项工作。现将有关事项通知如下：

### 一、准确把握涉网安全管理工作的总体要求

（一）高度重视涉网安全管理工作。各有关部门、电力企业要

紧扣新形势下能源转型和电力保供目标，充分认识新能源和新型并网主体涉网安全的重要性，以高度的责任感和使命感，创新安全管理模式，有效管控安全风险，坚决防范并网安全事故发生。

（二）明确涉网安全管理范围。国网浙江省电力有限公司应按照分级管理的原则，将全部新能源和新型并网主体纳入涉网安全管理体系，根据并网类型、容量规模、接入电压等级、系统运行特性等分类提出相应涉网管理具体要求，把必须管住的管到位。

（三）压实各方涉网安全责任。电力调度机构要加强对新能源和新型并网主体的统一调度管理，依据有关法律法规和标准规范，做好涉网二次系统和监控系统技术监督工作。电网企业要加强电网安全风险管控，为新能源和新型并网主体安全并网提供保障。新能源和新型并网主体的业主单位要严格履行安全主体责任，接受电力调度机构统一调度，严格执行涉网安全管理的各项规章制度，满足系统安全稳定运行需求。

## 二、切实提升涉网安全性能

（四）优化涉网管理服务。电力调度机构参与新能源和新型并网主体接入系统的设计审查，并可根据新能源和新型并网主体需求参加其站内设计的相关研讨或审查，及时指导新能源和新型并网主体解决遇到的涉网技术问题。并网前，电力调度机构要严格审核新能源和新型并网主体提供的涉网性能型式试验报告，报告应由具备CNAS/CMA资质（中国合格评定国家认可委员会认可或中国计量认证）或同等资质能力第三方机构出具，审核同意后方可并网。并



网后，电力调度机构要强化运行过程中的涉网性能评估，及时提出改进要求，确保涉网性能稳定。国网浙江省电力有限公司应制定完善新能源并网服务指南，明确新能源并网接入的流程和技术参数等，报浙江能源监管办和省能源局后实施。

（五）推动新能源和新型并网主体友好并网。新能源和新型并网主体应满足《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）、《电网运行准则》（GB/T 31464）、《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594）、《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964）、《风电场接入电力系统技术规定》（GB/T 19963）、《电化学储能电站接入电网技术规定》（GB/T 36547）、《分布式电源并网技术要求》（GB/T 33593）、《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T 29319）等相关的国家标准及行业标准。110kV 及以上风电场、10(6)kV 及以上光伏和 10(6)kV 及以上电化学储能应具备紧急控制、一次调频、有功控制、无功控制、高电压穿越、低电压穿越功能且满足相应的电压适应性、频率适应性要求，110kV 及以上风电场、35kV 及以上且交流侧装机 10MW 及以上光伏、10(6)kV 及以上电网侧储能应具备 AGC、AVC 功能，10kV 及以上电压等级电化学储能应同时具备惯量响应功能。通过 380/220V 电压等级并网的光伏发电系统应能执行有功控制、无功控制指令，具备低电压穿越、高电压穿越功能且满足相应的电压适应性、频率适应性要求。新能源和新型并网主体组织实施工程项目建设，保证继电保护、安全稳定控制装置、通信设备等二次系统配置符合要求。远端汇集（大基地等）的集中

式新能源应具备快速调压、抑制宽频振荡等支撑能力，防止大规模脱网。

（六）推进技术创新与涉网技术标准制修订。积极开展新能源和新型并网主体涉网技术的研究验证及推广应用，提升其安全替代能力。推进新技术、新设备的并网标准制修订工作，逐步构建与新型电力系统发展相适应的涉网安全性能。

### 三、加强新能源和新型并网主体涉网参数管理

（七）规范涉网参数管理流程。电力调度机构要加强对新能源和新型并网主体涉网参数的统一管理。新能源和新型并网主体涉网安全相关设备的控制逻辑和参数、涉网保护定值等不得擅自调整，关键技术参数的升级或改造相关方案应经充分论证并提交电力调度机构审核同意后实施。控制逻辑或参数发生变化后，应在规定时间内开展涉网性能复核测试，确保满足涉网性能要求。

（八）强化建模及参数实测管理。电力调度机构要基于新能源和新型并网主体实测建模，对高比例电力电子设备接入电网开展电磁暂态仿真或机电-电磁混合仿真校核。新能源和新型并网主体要根据电力系统稳定计算分析要求，开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测，并网前新能源和新型并网主体应向电力调度机构提供并网发电设备相应型号的电磁暂态和机电暂态模型。380/220V 分布式新能源和新型并网主体，可由设备厂家代为提供。

（九）落实涉网参数复测要求。新能源和新型并网主体的 AGC、AVC、SVG、一次调频、高压谐振抑制及滤波装置等涉网



参数应定期开展复测，复测周期为 5 年，检测应由具备 CNAS/CMA 资质或同等资质能力第三方机构开展，试验方案、试验结果和试验报告应经电力调度机构审核确认。

#### 四、优化并网接入管理

（十）加强接入电网安全风险评估。电网企业要深入研究分析分布式新能源接入安全风险，配合做好分布式新能源接入电网承载力评估工作，引导分布式新能源科学布局、安全接入、高效消纳。地方能源管理部门在开展分布式新能源接入电网承载力评估工作时，应充分考虑分布式新能源接入对电网安全运行的影响。

（十一）执行并网调度协议管理。电力调度机构要坚持统一调度、分级管理，组织全部新能源和新型并网主体签订并网调度协议。对于新增新能源和新型并网主体，未签订并网调度协议的不予并网。对于未签订并网调度协议的存量新能源和新型并网主体，要按容量、电压等级分批次推进并网调度协议/购售电合同签订或更新工作。对未在规定时间内签订并网调度协议的新能源和新型并网主体，由电力调度机构报浙江能源监管办和省能源局同意后解除并网。电力调度机构在与虚拟电厂签订并网调度协议时，可根据聚合可调节资源所在电网物理电气分区不同，将聚合可调节资源划分为一个或多个虚拟电厂单元。虚拟电厂内部接入的电源，要按照并网电源要求进行涉网安全管理，虚拟电厂整体执行运行管理要求，不涉及涉网参数和性能管理。

（十二）强化并网接入过程管控。新能源和新型并网主体应组

组织开展并网验收工作,确保一、二次设备及各类系统满足并网要求。电网企业及其电力调度机构应参与并网验收,做好新能源和新型并网主体涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作,并及时出具验收意见,条件不满足、验收不合格的不得并网。并网后,各新能源和新型并网主体应完成全部涉网试验,在规定时间内将合格的试验结果提交电力调度机构。

## 五、强化并网运行管理

(十三) 加强容量变更管理。电网企业要完善新能源和新型并网主体停运、检修管理流程,新能源和新型并网主体要严格执行能源主管部门建立的容量(包括交流侧及直流侧)变更申请、审核、测试等管理流程规定,严禁私自变更容量。

(十四) 加强调控能力和信息采集能力建设。新能源和新型并网主体应具备接收和执行电力调度机构控制和调节指令的能力,满足电网运行“可调可控”要求。新能源和新型并网主体应按照电网运行“可观可测”要求,实时上传主要设备运行信息,包括但不限于有功功率、无功功率、电压、电流等遥测量和主要设备位置、重要保护信号等遥信量,以及并网调度协议要求的其他信息。通过 10kV 及以上电压等级并网的分布式电源,上传信息至少应包括并网点的开关状态、频率、电压、电流、有功、无功和发电量,实现分钟级采集。通过 380/220V 电压等级并网的分布式电源,上传信息至少应包括电压、电流和发电量,预留上传并网开关状态的能力,实现不大于 15 分钟级采集。电化学储能新能源和新型并网主体还应上



送可充/可放电量信息。发生影响电网稳定、设备安全、电能质量的电力系统异常情况时,新能源和新型并网主体应积极配合电力调度机构开展控制和调节。

(十五) 强化虚拟电厂运行管理。接受电力调度机构直接调度的虚拟电厂按月向电力调度机构提交可调节资源清单和变更申请,月内原则上不得随意变换可调节资源及其容量,确需调整的,应在调整前向电力调度机构提交变更申请。接受电力负荷管理中心管理的虚拟电厂按要求上送虚拟电厂整体及其聚合用户的调节能力曲线、分路资源实时负荷曲线等数据,由电力负荷管理中心汇总后提交电力调度机构。虚拟电厂开展实时运行监测,实时掌握聚合可调节资源的运行状态,自动接收、严格执行参与市场的出清结果,并及时向市场运营机构自动报送执行情况,严禁私自篡改各类数据。

(十六) 强化网络安全管理。新能源和新型并网主体要严格执行网络安全相关法律法规、国家标准及行业标准要求,优化电力监控系统网络安全防护体系,强化供应链安全管控,禁止擅自设置或预留任何外部控制接口。采用云平台等互联网技术进行监测的新能源和新型并网主体,应当按照法规、标准,安装网络安全监测、隔离装置等网络安全设施,并向相应调度机构备案。虚拟电厂的技术支撑系统(或平台)的涉控功能的网络安全防护应当严格落实《电力监控系统安全防护规定》(国家发展和改革委员会 2024 年第 27 号令)要求。

(十七) 强化通信运行管理。接入电力通信网的新能源和新型并网主体通信设备的运行条件应符合电力通信网运行要求,并由专人维护,通信设备应纳入电力通信网管系统统一管理,并严格执行通信调度运行检修管理要求。上送至电力调度机构的信息应完整、齐全、准确,通讯链路应可靠稳定。集中式新能源和电网侧储能应具备至少两条独立光缆通信通道,站内应满足光传输设备、通信电源(含通信专用电源及一体化电源)双重化配置要求。一站多址(含海陆分址、站内多址)站址间联络线纳入电力调度管辖范围的,各站址均应具备至少两条独立光缆通信通道。通过 10kV 及以上电压等级并网的分布式新能源电源,应具备光缆通信通道,站内应配置通信设备。

## 六、开展存量新能源和新型并网主体涉网性能改造

(十八) 制定存量改造计划。新能源和新型并网主体应按照国家有关规定,制定涉网性能改造计划,提升涉网安全能力。不满足涉网安全要求的存量集中式新能源和新型并网主体应按照《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964)、《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963)、《电化学储能电站接入电网技术规定》(GB/T 36547)开展改造,2025 年底前完成。不满足涉网安全管理要求的存量分布式新能源和新型并网主体应按照《光伏发电系统接入配电网技术规定》(GB/T 29319)、《分布式电源并网技术要求》(GB/T33593)、《光伏发电并网逆变器技术要求》(GB/T 37408)开展改造,2027 年底前完成。国网浙江省电力有限公司牵头开展



存量低压并网分布式光伏项目的“四可”改造，相关发电企业及用户应做好配合工作。2025 年 5 月 31 日前投产的新能源和新型并网主体视为存量项目，2010 年及以前投产的风电场、大型火电站内光伏电站可视情况开展相关工作。

（十九）强化改造过程管控。未按期完成涉网性能改造的新能源和新型并网主体，电力调度机构必要时可对其进行考核、优先安排其参与电网调峰或履行电网解列程序，解列或参与调峰期间未发电量纳入特殊原因受限电量统计。电力调度机构应密切跟踪新能源和新型并网主体涉网性能改造情况，按季度向浙江能源监管办和省能源局汇报进展情况。

## 七、营造安全发展环境

（二十）健全监督管理机制。浙江能源监管办、省能源局可组织对电网企业及其电力调度机构、新能源和新型并网主体的监督检查。各市县能源主管部门要按照《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7 号）要求，按职责做好分布式光伏发电运行管理相关工作。电力调度机构应加强新能源和新型并网主体涉网安全管理，在发生涉网安全事件时，指导新能源和新型并网主体开展事件分析，对存在安全隐患的新能源和新型并网主体下达限期整改告警单，对于新能源和新型并网主体为规避电力调度机构调控而采取破坏通信设备设施等的行为，要严肃调度纪律并按照规定进行考核，必要时按照规定履行电网解列程序，并将情况报告浙江能源监管办和省能源局。

（二十一）加强宣传引导。各市县能源主管部门要结合项目审批、备案等工作，加强对新能源和新型并网主体涉网安全性能提升有关政策的宣传和解读。各级电网企业、电力调度机构要切实提升服务意识，把新能源和新型并网主体涉网安全要求解释到位、传达到位，推动全行业强化安全共治意识，凝聚安全发展共识，营造有利于并网主体发展的安全环境。



---

抄送：国家能源局电力安全监管司。

---

国家能源局浙江监管办公室综合处

2025年5月29日印发

