

自治区发展改革委 国网新疆电力有限公司 关于做好源网荷储一体化项目建设 有关工作的通知

各地、州、市发展改革委，供电企业：

为落实《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）《国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知》（发改能源规〔2020〕816号）《国家能源局关于印发电网公平开放监管办法的通知》（国能发监管规〔2021〕49号）等文件要求，发挥电网基础设施保障作用，支持新能源项目送出及负荷项目用电需求，支撑我区相关产业高质量发展，现就做好源网荷储一体化项目（以下简称“一体化”项目）建设有关工作通知如下：

一、充分认识“一体化”项目重要意义

源网荷储一体化强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘项目内部灵活性调节能力和需求侧资源，有利于提升系统运行效率和电源开发综合效益，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是构建新能源供给消纳体系的现实举措，对于促进自治区能源转型和经济社会发展具有重要意义。电网企业、各投资主体要

充分认识源网荷储一体化项目建设的必要性、特殊性，准确把握“一体化”项目性质特点，积极探索形成符合新疆实际的“一体化”项目发展路径。

二、明确“一体化”项目建设并网要求

（一）坚持一体化原则。“一体化”项目实行一体化申报、一体化评估、一体化纳入清单、一体化建设与运营。电源、接网线路、负荷、储能设施原则上由一个投资主体建设，分属不同投资主体的应成立合资公司。纳入清单的“一体化”项目不得拆分。

（二）清晰界定接入界面。“一体化”项目依托具备可调节特性的增量负荷，通过合理配置储能和电网设施，优化调度运行方式，实现新能源电量就地就近自我消纳。“一体化”项目电网接入点为承担新能源汇集和负荷供电任务的自建变电站或开关站，与大电网间形成清晰物理界面。

（三）规范开展电网接入工作。参照国家关于微电网、增量配电网接入电网的相关标准规范，结合源网荷储一体化项目特点，制定我区“一体化”项目并网技术规范（简称《技术规范》，详见附件）。“一体化”项目投资主体应对照《技术规范》优化项目系统设计、保障设备运行质量。“一体化”项目作为整体统一开展电网接入、验收等工作。电网企业应按照《技术规范》及时对“一体化”项目提出的并网申请出具书面答复意见，办理时限参照《电网公平开放监管办法》相关要求执行。电网企业对基本建成的“一体化”项目要进一步压减并网办理时限。

三、明确“一体化”项目运营管理相关事项

(一) 公平承担社会责任。“一体化”项目自发自用电量应按规定缴纳政府性基金、农网还贷资金以及政策性交叉补贴。在国家相关政策出台前，系统备用费暂参照余热、余压、余气机组，按自治区燃煤自备电厂备用费有关标准的 50% 执行，2023 年底前免予收取。

(二) 支持参与市场交易。“一体化”项目作为独立市场主体，按照新疆维吾尔自治区相关电力市场规则要求参与市场交易。

“一体化”项目在充分自我消纳新能源电量基础上，可进一步通过大电网购入新源电量。

(三) 电价执行原则。“一体化”项目用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。执行两部制电价的“一体化”项目单位可选择合约最大需量、实际最大需量、变压器容量方式之一计算基本电费。电网企业按照协商确定的容(需)量安排接入空间，对超出协商容(需)量部分的免于承担供电责任。

以上政策自发布之日起实施，有效期至 2025 年 12 月 31 日，由自治区发展改革委同相关部门负责解释。如遇国家政策调整，与国家政策不一致的，按照国家政策执行。

附件：源网荷储一体化项目并网技术规范（试行）

自治区发展改革委

国网新疆电力有限公司

2023年5月15日

附件

源网荷储一体化项目并网技术规范

(试行)

为规范源网荷储一体化项目(以下简称“一体化”项目)并网、运行等管理,确保电力系统安全稳定运行,构建清洁低碳、安全高效的新型电力系统,根据国家、自治区有关政策要求,遵循“试点先行,逐步推广”原则,制定“一体化”项目并网技术规范。

一、依据

1.国家发展改革委 国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》(发改能源规〔2021〕280号)

2.国家能源局关于印发《电网公平开放监管办法》的通知(国能发监管规〔2021〕49号)

3.国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知(国能发监管规〔2021〕60号)

4.自治区发展改革委 自然资源厅 生态环境厅 林业和草原局 国网新疆电力有限公司《关于建立新能源开发管理工作机制的通知》(新发改规〔2022〕10号)

5.国家能源局西北监管局《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》(西北监能市场〔2018〕66号)

二、术语和定义

以下术语和定义仅适用于本文件。

2.1“一体化”项目

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。现阶段重点发展园区（居民区）级“一体化”项目，本规范所称“一体化”项目如无特殊说明均指园区（居民区）级“一体化”项目。《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）》中以新增负荷消纳路径建设的“一体化”项目按照本标准执行。

2.2 接入点

“一体化”项目与电力系统的连接处，指“一体化”项目与电力系统的功率交换母线或节点。

2.3 调节能力（资源）

电力系统调节能力包括调峰能力以及电源、电网、储能等提供的转动惯量、一二次调频、暂稳态调压、爬坡响应等系统性能。“一体化”项目调峰能力主要考虑储能调峰能力、可调节（可中断）负荷调峰能力（即项目申报负荷与可压减至最低稳定运行负荷的差值）。

三、一般要求

3.1“一体化”项目接入电力系统应遵守国家相关法律法规，满足国家、自治区或行业等相关技术标准，符合国民经济和社会发展的要求。

3.2“一体化”项目与电力系统物理界面与调控关系清晰，与大电网间应有明确的产权分界点。“一体化”项目强化自主调峰、自我消纳，原则上不向大电网反送电，根据调度需要，在确保安全的前提下服从电力调度机构的统一调度。“一体化”项目自行上网电量，电网企业不予结算。

3.3“一体化”项目接入电力系统不应影响电力系统的安全稳定运行及电能质量，其电力监控系统及其网络安全措施应符合国家网络安全有关要求。

3.4“一体化”项目的接入电压等级应根据项目的电网条件、用电负荷、用电设备容量，经过技术经济比选后确定。

3.5“一体化”项目对应负荷必须为新增负荷，对于电网企业已供电（非临时供电）或已正式同意用电报装的项目，不作为新增负荷。新增负荷原则上自身应具备调节能力，对于临时中断供电可能造成人员伤亡或重大社会影响的负荷不应作为“一体化”项目配套负荷申报。

3.6“一体化”项目应与电网企业协商确定备用容量，电网企业按照备用容量提供相应的供电服务。“一体化”项目负荷应优先参与电网调峰。

3.7“一体化”项目电源应与新增负荷、调节资源（储能）同步规划、同步建设、同步投产。采用分批投运模式的“一体化”项目，应在项目申请等阶段明确分批建设方案，合理配置各批次电源、负荷、储能装机规模，自治区主管部门同意分期建设后，分期办理并网手续。

3.8“一体化”项目调节资源应与新能源项目全寿命周期匹配，新增负荷需求周期、储能等调节资源的运行周期不低于新能源的全寿命周期。运行期内若用电负荷减少或中断，项目需重新引进用电负荷；调节资源能力降低或停运，需新增调节资源，确保实施效果不低于项目申报水平。无法完成上述要求的项目，配套新能源应同步实施爬坡运行。

3.9“一体化”项目配套新能源、接网线路、负荷、储能设施应属于一个投资主体，若不属于一个投资主体应成立合资公司。

3.10 按照《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》关于“一体化”项目实现就地就近、灵活坚强发展的要求，“一体化”项目配套的新能源和负荷距离原则上不超过 50 千米，确需超过 50 千米的，“一体化”项目内部供电线路的路径要符合国土空间规划，不占用国家、自治区电力规划已确定的公共输电线路所需廊道资源。

3.11“一体化”项目如包含按照国家 and 自治区有关文件可向大电网送电的新能源项目，应区分是否向大电网送电分别设立变电站，保证依托新增负荷消纳路径建设的新能源项目与电网有独立接入点，实现独立运营、监测、计量等功能，并满足本规范对于“一体化”项目的相关要求。

四、调节资源配置及相关技术要求

“一体化”项目应按照“自主调峰、自我消纳”原则，结合自身消纳能力合理配置新能源，根据《电力并网运行管理规定》和“一体化”项目自身特点，具备调峰、调频、调压、惯量响应、爬坡

响应等调节能力，配置储能、静止无功发生器（SVG）、调相机、可调节（可中断）负荷等调节资源，具备合理的短路比水平，具体技术要求如下：

4.1“一体化”项目新能源装机建设规模应符合国家和自治区有关文件要求。为避免向大电网反送电，与新增负荷配建的风电、光伏发电规模，各时段最大发电量不得高于新增负荷最大使用电量与储能规模瞬时吸纳电量之和。综合考虑负荷的可调节、可中断特性和配置储能的功率、时长，“一体化”项目调峰能力应不低于用电侧负荷的 15%（即新能源装机规模的 10%）、持续时间不低于 2 小时。负荷的可调节、可中断特性由“一体化”项目单位自行声明。

4.2“一体化”项目应满足一次调频能力要求，用于限制新能源周期较短（秒级）、幅度较小的变动引起的频率偏移，保证项目主体的有功功率动态平衡。“一体化”项目内部配套储能、风电、光伏应分别按照《GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定》、《GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分-陆上风电》、《GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定》、《GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则》满足一次调频响应要求。

4.3.“一体化”项目应满足二次调频要求，用于周期更长（分钟级）、幅度更大的调频任务，将联络线的交换功率控制在给定范围内。“一体化”项目内部配套储能、风电、光伏应分别按照《GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定》、《GB/T

19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》、《GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定》满足二次调频响应要求。

4.4.“一体化”项目应满足动态电压调节要求，具备维持接入点电压在给定范围的能力，同时应具备一定的抗电压扰动能力，抑制并网点长周期、涉及面大的电压波动，包括由冲击性故障或间歇性负荷引起的小范围电压波动。“一体化”项目配套 SVG 或调相机应按照《DL/T 2114 电力网无功补偿配置技术导则》满足无功响应要求。

4.5“一体化”项目应满足惯量响应基本要求，抑制暂态过程中项目主体频率波动，提升抗扰动能力。“一体化”项目内部配套储能、风电、光伏、调相机等设备应分别按照《DL/T 2246.7 电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第7部分：惯量支撑与阻尼控制》、《GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》、《GB/T40594-2021 电力系统网源协调技术导则》、《DL/T 2024 大型调相机型式试验导则》满足惯量响应要求。

4.6“一体化”项目应具备一定的爬坡响应能力，有功功率变化应满足《GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》、《GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定》关于正常运行情况下的有功功率变化要求。

4.7“一体化”项目新能源应满足多场站短路比要求，根据《GB/T 40581 电力系统安全稳定计算规范》要求，新能源发电

单元升变低压侧的多场站短路比应不小于 1.5，且新能源并网点的多场站短路比应不小于 2.0、宜大于 3.0。

4.8“一体化”项目配套储能、新能源、SVG 等涉网设备应按照《GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定》、《GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分-陆上风电》、《GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定》、《GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变》、《GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡》、《GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求》满足相应的频率、电压（高低电压穿越）耐受能力及电能质量要求，及相关标准规定的其它技术要求。

4.9 根据《DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范》、《GB/T 40594 电力系统网源协调技术导则》等标准要求，“一体化”项目在正式运行前，应由取得相应等级承试类承装（修、试）电力设施许可证的第三方试验单位完成“一体化”项目涉网设备涉网性能试验及项目整体技术指标测试，确保各项试验合格，且调峰、调频、调压、惯量响应等各技术指标满足要求。

五、并网运行监测相关技术要求

“一体化”项目应按照《电力并网运行管理规定》和有关标准规范要求，根据“一体化”项目特点，配置继电保护和自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、电能质量在线监测装置、新能源功率预测系统、负荷预测系统、网络安全防护装置，具体技术要求如下：

5.1“一体化”项目应按照《GB/T 14285 继电保护和自动

装置技术规程》要求配置继电保护和安全自动装置，按照《GB/T26399电力系统安全稳定控制技术导则》、《GB/T19963.1风电场接入电力系统技术规定第1部分-陆上风电》、《GB/T19964光伏发电站接入电力系统技术规定》等要求，具备安全稳定控制系统及失步解列功能、故障情况切机及切负荷功能，与电网失步运行时具备解列功能，满足接入新疆维吾尔自治区调稳控管理主站要求。

5.2“一体化”项目应按照《DL/T 544 电力通信运行管理规程》、《DL/T 598 电力系统自动交换电话网技术规范》要求配置调度通信设备，其选择、配置、技术性能和参数应达到国家及行业有关规定和安全性评价要求。

5.3“一体化”项目应按照“应采尽采”原则，满足调度信息监控要求，将项目联络线及内部新能源机组、储能及负荷电压、电流、功率等基础信息（包含模型信息、运行信息、计量、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）等）实时、完整、准确上送至省地两级电网调度机构监视。

5.4.根据《GB/T 31464 电网运行准则》要求，“一体化”项目具备有功功率调节能力，必须配置有功功率控制系统（AGC），接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率控制信号，确保联络性实时有功功率值不超过电力调度机构的给定范围。

5.5.根据《GB/T 31464 电网运行准则》要求，“一体化”项目具备无功功率调节能力，必须配置无功电压控制系统（AVC），根据电力调度机构指令，通过其自身无功电压控制系统自动调节项目各场站发出（或吸收）的无功功率，按照调度机构要求实现

对并网点电压的控制。

5.6“一体化”项目应按照《DL/T 5003 电力系统调度自动化设计规程》要求配置调度自动化设备，可满足电力系统调度控制与运行管理，其选择、配置、技术性能和参数应达到国家及行业有关规定和安全性评价要求。

5.7“一体化”项目应按照《GB/T 17626.30 电磁兼容 试验和测量技术 电能质量测量方法》要求具备电能质量在线监测功能，对电压偏差、频率偏差、谐波、电压波动和闪变、三相不平衡等指标进行连续跟踪监测，根据电能质量相关标准进行统计计算分析，确保按照《GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差》、《GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差》、《GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波》、《GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变》等规定，满足电压偏差、频率偏差、谐波、电压波动和闪变等电能质量要求。

5.8“一体化”项目应按照《GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分—陆上风电》、《GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定》等要求具备功率预测功能，将区域内风速、光照强度、温度等资源数据和功率预测结果上传至调度端。

5.9“一体化”项目按应按照《GB/T 31464 电网运行准则》和《DL/T 1711 电网短期和超短期负荷预测技术规范》要求及“统一管理、分级负责”的原则，对用电负荷配备相应的负荷预测系统。

5.10“一体化”项目应按照《GB/T 36572 电力监控系统网络

安全防护导则》要求具备电力监控系统网络安全防护功能，采取边界防护措施，防护策略细化至 IP、端口级，传输数据采取认证加密措施，物理、网络、操作系统、应用系统及数据库无网络安全漏洞。

5.11“一体化”项目应按照《DL/T 2251 次同步振荡监测与控制系统技术规范》要求部署次同步振荡监测与控制系统，实现次同步振荡的监测、告警，并对次同步振荡数据进行记录、存储、分析、展示，实现次同步振荡的准确识别和控制。