

## 编制说明

为进一步落实《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国发办〔2026〕4号）等文件要求，推动川渝藏区域电力市场建设，提升调度运行环节的区域电力资源优化配置能力，支撑电力保供、可再生能源消纳和电力系统经济运行，华中能源监管局组织起草了《川渝藏省间电力互济交易实施细则（征求意见稿）》（以下简称“细则”）。有关情况如下：

### 一、细则制订背景

当前我国电力市场化改革持续深化，全国统一电力市场体系多层次架构日趋完善，市场交易体量稳步攀升，电力市场在能源保供、绿色转型、电价平稳运行等方面的作用日益凸显。为深入落实党中央、国务院关于新时代西部大开发、成渝地区双城经济圈建设等重大区域战略部署，立足川渝藏地处长江上游、西南腹地与边疆枢纽的独特区位，加快建设川渝藏省间电力市场体系，强化区域内各地资源互补和余缺互济，推动电力资源跨省优化配置与高效共享，助力川渝藏区域能源协同发展与安全保供。

### 二、细则制订依据

依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关配套文件、《国务院

办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国发办〔2026〕4号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令第20号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）等文件和有关法律法规制订本细则。

### 三、细则制订思路

依托全国统一电力市场体系顶层设计，紧扣川渝藏区域电力协同高质量发展目标，统筹兼顾现有电网调度运行机制与省间、省内市场交易规则，充分依托区域电网平台优势，以市场化路径推动川渝藏区域电力资源统筹配置与高效利用。

**一是贴合川渝藏电网实际运行特征。**针对区域内各省（区、市）电力供应保障压力、清洁能源消纳空间受限、跨省现货交易后仍存在电力电量缺口等实际运行状况，通过市场化手段开展川渝藏省间余缺互济，切实提升区域电力保供能力与清洁能源消纳水平。

**二是强化市场化资源配置核心功能。**聚焦当前跨省跨区交易与省内市场未能完全覆盖的调节需求，构建面向保供支撑、清洁能源消纳的川渝藏省间互济交易体系，为电网实时平衡与调度运行提供灵活高效的市场化调节手段。

**三是打造多元主体协同参与的交易平台。**健全川渝藏区

域源网荷储协同互动的跨省交易机制，充分调动火电、水电、新能源、抽水蓄能、售电公司、电力用户及各类新型经营主体参与市场积极性。其中新型经营主体涵盖单一技术类主体（分布式新能源、储能等）与资源聚合类主体（虚拟电厂等），引导各类经营主体和富余资源跨省级区域提供灵活调节能力。

**四是健全区域市场价格形成与发现机制。**推动供需两侧多元经营主体集中竞价交易，允许新能源主体采用报量报价或被动接受价格方式参与川渝藏省间互济交易，优化申报、出清规则设计，科学设置价格约束，提升川渝藏区域市场价格发现效率。

**五是实现与现有市场体系有序衔接。**结合现货市场运行实际，明确川渝藏省间互济交易在多层次电力市场中的功能定位，推动其与省间中长期、省间现货、省间辅助服务、省内现货市场有机衔接、协同运转。

#### **四、主要内容**

本细则共十二章九十七条，包括：总则、市场成员管理、交易组织、日前互济交易、日内互济交易、交易执行与偏差处理、计量与结算、市场风险防控、信息披露、合同管理、法律责任、附则等。

**（一）确立区域省间电力互济交易运作模式。**川渝藏省间电力互济交易，需在全面落实省间电力中长期交易、省间电力现货交易相关要求的基础上，依托区域内省间输电通道的剩余输送能力开展，交易时段聚焦日前、日内两个关键环节。其

核心目的是有效承接川渝藏各省（区、市）在完成省间现货市场交易后，仍未得到满足的跨省电力交易需求，电力互济交易由区域电力调度机构牵头组织实施。

（二）丰富交易主体类型、拓宽市场参与范围。允许火电、水电、新能源发电、抽水蓄能、售电公司、电力用户及各类新型经营主体参与川渝藏省间电力互济交易，充分激发各类主体参与活力。新型经营主体主要包括单一技术类主体（分布式新能源、储能等）与资源聚合类主体（虚拟电厂等），条件成熟后，也会将直流配套的“水风光”大基地等经营主体纳入。

（三）明确省间保供电互济交易范围。省间保供电互济交易的购电方为正备用资源不足省的电力用户，市场运行初期暂由电网企业代理参与市场交易；售电方为正备用资源富余省的燃煤火电机组、抽水蓄能机组（发电方式）、调度调用新型储能（放电方式）。其中，抽水蓄能机组、调度调用新型储能仅参与日前交易。省间保供电互济交易形成的跨省交易电量视为购电省份外购电量。

（四）划定川渝藏省间电力互济交易参与主体边界。川渝藏省间电力互济交易中，购电主体涵盖电网企业、售电公司、电力用户、发电企业及新型经营主体；售电主体为发电企业与新型经营主体。其中，抽水蓄能机组、新型经营主体所属储能及虚拟电厂，仅可参与日前市场交易。

（五）构建“自主双向、灵活选择”的交易运行机制。川渝藏省间互济交易不强制约束交易节点内经营主体的购售

方向统一，各经营主体可结合自身发用电特性及经营策略，自主确定参与角色，既可作为售电方参与市场出清，亦可作为购电方开展电力互济交易，实现交易方向自主决策、交易行为灵活适配。

（六）构建“双边与单边”协同运作的出清机制。川渝藏省间电力互济交易执行“集中竞价、统一边际电价出清”机制，采用分次序两轮出清方式。首先开展双边模式出清，由购售双方通过集中竞价形成统一边际电价；在满足电网安全和电力电量平衡约束的条件下，若购售电双方仍有交易需求，以单边模式继续开展第二次出清。以购电方申报的电量、价格信息为依据，售电方作为价格接受者参与余量匹配，最大程度保障省间电力互济需求落地。

（七）明确各类经营主体申报管理规范。川渝藏省间电力互济交易中，燃煤火电机组以购电方或售电方身份，分档申报价格及交易需求。新能源场站与水电机组作为购电方时，须申报电量电价曲线；作为售电方时，可自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与交易，其中选择报量报价的售电方可自主决定是否以价格接受者身份参与第二轮出清。抽水蓄能机组以发电工况参与售电、抽水工况参与购电，按单机满发或满抽容量的整数倍申报各时段电价，不实行分档申报。储能电站与虚拟电厂以放电工况参与售电、充电工况参与购电，申报各时段售购电价；其中储能电站不实行分档申报。

（八）明确日前及日内交易组织流程。日前交易以完整运行日为交易周期，每15分钟划分为一个交易时段。购售双方

在日前交易组织阶段，可同步申报日前及日内交易信息。日内交易采用30分钟固定交易周期，全天共设置48个周期。市场建设初期，可集中提前组织多个固定周期交易。购售双方在日内交易环节，可对前期已申报的日内交易信息进行修正调整。日内固定周期出清结果发布后，如仍存在新增交易需求，可灵活组织开展临时交易，进一步满足经营主体交易需要。

（九）规范交易结果执行管理。电力调度机构依据经营主体中标结果，组织实施电力互济交易出清结果的执行工作。互济交易结果纳入省间联络线运行计划，并作为省内电力市场运行边界，原则上不随经营主体实际发用电情况调整。省内发电机组实际出力发生偏差时，缺发电量按照省内现货市场价格向省内其他发电企业购买，或依据相关规则实施偏差考核。电网直调机组出力出现偏差时，优先由直调发电企业内部机组予以弥补；若内部无法平衡，则由相关省份发电企业或其他直调机组补足，确保省间联络线计划保持稳定不变。

（十）明确电力互济交易费用结算机制。川渝藏省间电力互济交易实行日清日结、月度汇总的结算模式，结算工作与月度电费结算同步开展，不改变既有电费结算关系。电力调度机构负责向电力交易机构推送相关交易信息，由电力交易机构统一出具结算凭证，最终由电网企业提供相关结算服务。

（十一）规范市场监管与风险处置行为。遵循“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的工作原则，由电力调度机构依法依规落实各项风险防控举措，承担市场运行监测、分析管控等相关职责；同时对市场干预情形、风险处置方式、市场中止条

件、中止处置措施及市场恢复流程等事项予以明确。

（十二）统一交易信息披露标准。明确市场运营机构相关交易信息的发布方式，界定了交易日、月度及年度信息披露内容，并规范经营主体对信息提出异议与核对的时限要求。