

川渝藏省间电力互济交易实施细则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为助力全国统一电力市场体系建设，保障电力供需平衡和促进清洁能源消纳，提升四川、重庆、西藏三省（市、区）（下文简称“川渝藏”）电力资源优化配置效率和电网运行调节能力，依据《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2024年第20号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217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）等有关政策文件，制定本细则。

第二条 本细则所称川渝藏省间电力互济交易（下文简称“互济交易”），是指在省间电力中长期交易和省间电力现货交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，进一步挖掘川渝藏省间电力保供和清洁能源消纳能力，在川渝藏之间开展的日前、日内电能量余缺互济交易，待条件成熟后适时纳入直流配套“水风光”大基地等经营主体参与省间互济交易。

第三条 区域电力调度机构负责互济交易的运营管理，区域电力交易机构、省级电力调度机构和省级电力交易机构按职责

分工配合工作。互济交易的所有市场成员，须遵守本细则。

第二章 市场成员管理

第一节 市场成员

第四条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括已在电力交易机构完成市场注册手续的各类型发电企业（含抽水蓄能电站）、售电公司、电力用户、新型经营主体。新型经营主体包括单一技术类和资源聚合类，如单一技术类包括分布式新能源、储能等，资源聚合类包括虚拟电厂等。市场运营机构包括区域电力调度机构、省级电力调度机构和区域电力交易机构、省级电力交易机构。参与省间电力现货市场的售电公司和电力用户可参与互济交易。加快健全相关配套政策机制，推动符合准入条件的售电公司、电力用户参与互济交易，优先鼓励有绿色电力需求的用户与新能源发电企业参与互济交易。

第二节 经营主体的权利和义务

第五条 发电企业的权利和义务：

（一）按照本细则自愿参与互济交易，签订和履行互济交易合同。

（二）公平获得输电服务和电网接入服务。

（三）公平获得市场运营相关信息。

（四）按规定披露和提供信息。

（五）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务。

(六) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第六条 售电公司的权利和义务:

(一) 按照本细则自愿参与互济交易, 签订和履行互济交易合同。

(二) 公平获得输配电服务, 拥有配电网的售电公司应向其他经营主体提供公平的配电服务。

(三) 公平获得市场运营相关信息。

(四) 按规定披露和提供信息。

(五) 具备参与互济交易所需的计量条件。

(六) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第七条 电力用户的权利和义务:

(一) 按照本细则自愿参与互济交易, 签订和履行互济交易合同。

(二) 公平获得输配电服务和电网接入服务。

(三) 公平获得市场运营相关信息。

(四) 按规定披露和提供信息。

(五) 具备参与互济交易所需的计量条件。

(六) 服从电力调度机构的统一调度, 在系统特殊运行状况下(如事故等), 按电力调度机构要求安排用电。

(七) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第八条 新型经营主体的权利和义务:

(一) 按照本规则自愿参与互济交易, 签订和履行互济交易合同。

(二) 资源聚合类新型经营主体负责将互济交易结果下发至被聚合资源并组织执行，按要求与被聚合资源协商确定有关权利义务，签订代理服务合同，并将代理服务合同在电力交易机构备案，按照代理服务合同分享互济交易收益。

(三) 公平获得输配电服务和电网接入服务。

(四) 公平获得市场运营相关信息。

(五) 按规定披露和提供信息。资源聚合类新型经营主体应提供自身及被聚合资源的相关信息。

(六) 执行负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

(七) 具备参与互济交易所需的计量条件。

(八) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第三节 电网企业职责

第九条 电网企业的职责：

(一) 保障电网设施的安全稳定运行。

(二) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务。

(三) 代理暂未直接参与互济交易的电力用户以报量报价方式参与互济交易；在售电公司和电力用户直接参与互济交易之前，代理全部电力用户参与互济交易。

(四) 为经营主体提供计量、抄表、收付费等各类市场服务。

(五) 负责互济交易电费结算，按规定收取输配电费，代收政府性基金及附加等。

(六) 按规定披露和提供市场信息，承担保密义务和责任。

(七) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

第四节 市场运营机构职责

第十条 区域电力调度机构的职责：

(一) 按照本细则组织互济交易，负责建设、运行、维护和管理互济交易技术支持系统主站。

(二) 负责按调管范围开展安全校核，负责组织省级电力调度机构开展安全校核。

(三) 负责向省级电力调度机构下发直调系统发输电预计划。直调机组参与所在省省内电力现货交易的，其发电预计划由市场形成。

(四) 按规定披露互济交易相关信息，将披露信息推送至电力交易信息平台。

(五) 负责依据本细则组织互济交易出清，并向相关调度机构下发出清结果。

(六) 根据互济交易出清结果，编制并下发直调系统发输电计划。直调机组参与所在省省内电力现货交易的，其发电计划由市场形成。

(七) 负责向区域电力交易机构提供互济交易出清结果、执行情况等信息。

(八) 法律法规所规定的其他权利和义务。

第十一条 省级电力调度机构的职责：

(一) 按照本细则配合区域电力调度机构组织互济交易，负责建设、运行、维护和管理本省侧互济交易配套技术支持系统终

端，负责向主站报送开展互济交易的相关信息，负责接收省级电力交易机构发送的经营主体申报数据，并将申报数据转发至区域电力调度机构。

（二）负责按调管范围开展安全校核。

（三）负责组织省内电力现货市场预出清或预计划。

（四）按规定披露和提供输变电设备检修、机组检修、省内重要断面可用输电容量参考值等信息。

（五）负责组织省内经营主体参与互济交易。

（六）负责向所在省的电力交易机构提供互济交易出清结果、执行情况等信息。

（七）法律法规所规定的其他权利和义务。

第十二条 区域电力交易机构的职责：

（一）负责经营主体的注册管理、信息变更和退出等相关服务。

（二）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和报送信息。

（三）负责向市场成员出具互济交易结算依据，提供相关服务。

（四）法律法规所规定的其他权利和义务。

第十三条 省级电力交易机构的职责：

（一）负责经营主体的注册管理、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责省内经营主体的交易申报及信息发布，负责将经

营主体申报的相关交易数据发送至省级电力调度机构。

(三) 配合区域电力交易机构开展信息披露有关工作。

(四) 配合区域电力交易机构开展互济交易结算有关工作。

(五) 法律法规所规定的其他权利和义务。

第三章 交易组织

第一节 交易模式

第十四条 互济交易为电能量交易，购电方为电网企业、售电公司、电力用户、发电企业和新型经营主体，售电方为发电企业、新型经营主体。

第十五条 互济交易根据开展时间分为日前交易和日内交易，日内交易为日前交易的增量交易。

第十六条 互济交易中涉及电力的量纲为兆瓦，保留整数；电量的量纲为兆瓦时，保留三位小数；电价的量纲为元/兆瓦时，保留三位小数。运行日从 00:15 至 24:00，每 15 分钟设为一个交易时段，运行日共分 96 个交易时段。

第二节 交易路径

第十七条 在互济交易中，一般情况下 1 个省为 1 个交易节点。当省内出现严重阻塞，且该阻塞相对频繁发生时，可按多个交易节点组织交易。原则上，区域电力调度机构直调省内消纳机组纳入所在省交易节点。区域电力调度机构直调直流配套“水风光”大基地配套机组作为独立的交易节点，可以与其他交易节点开展互济交易。节点内以及同一省内不同节点间不开展互济交易。

第十八条 交易网络由交易节点、省间交流联络通道和省内重要输电通道共同组成。

第十九条 交易路径由售电方节点和购电方节点之间通过省间交流联络通道和省内重要输电通道顺序链接形成。

(一) 同一交易路径不重复经过同一交易节点。

(二) 任意一对售电方、购电方节点间可选择多条交易路径开展交易。

第三节 输电价格和线损

第二十条 输电价格是顺序链接形成交易路径的各省间交流联络通道和各省内相关输电通道的输电价格之和。

第二十一条 互济交易输电线损由顺序链接形成交易路径的各省间交流联络通道和各省内相关输电通道的输电线损叠加形成。线损率按政府主管部门核定标准执行。输电价格已包含线损的，不再另行收取。

第四节 交易申报

第二十二条 购售电双方按照 96 个交易日进行交易申报，售电方申报上网侧电力和价格，购电方申报落地侧电力和价格。日前交易组织环节，购售电双方可同时进行日前及日内交易量价数据申报；日内交易组织环节，购售电双方可对日前上报的日内交易申报量价数据进行调整。

第二十三条 省级电力调度机构根据电力电量平衡预测和电网安全约束情况，向区域电力调度机构报送相关边界参数，包括但不限于：

（一）省内预平衡/市场预出清机组组合与发电预计划、省间电力现货出清结果。

（二）运行日各交易时段省网水电及新能源富余电力、电力供应缺口、交易节点可受入/送出电力。

第二十四条 燃煤火电机组的交易申报要求：

（一）燃煤火电机组可同时参与日前及日内互济交易的购售电。预出清（预计划）中未安排开机的机组不得申报电力。

（二）售电报价：申报每一交易时段的售电量价曲线，按照非递减原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内售电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价；第一段出力区间起点为零，最后一段出力区间终点为机组的最大发电能力。机组的最大发电能力不得高于其额定装机容量。

（三）购电报价：申报每一交易时段的出力意愿下限及购电量价曲线，按照非递增原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内购电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价；第一段出力区间起点为机组的最大发电能力。

（四）未参与省内现货市场时，机组需单独申报其最大发电能力。机组省内日前预计划（日内最新计划）叠加省间现货市场日前（日内）出清结果后，按机组申报价格从首段起依次匹配对

应电量，形成机组日前（日内）互济交易购售电分时“电力-价格”曲线。在日前（日内）互济交易中，机组售出电力上限为其申报的最大发电能力减去省内日前预计划（日内最新计划）、省间现货市场日前（日内）出清结果。

（五）参与省内现货市场时，机组最大发电能力和最小技术出力沿用其在省内现货市场申报参数。机组省内现货日前预出清结果（日内最新出清结果）叠加省间现货市场日前（日内）出清结果后，按机组申报价格从首段起依次匹配对应电量，形成机组日前（日内）互济交易购售电分时“电力-价格”曲线。在日前（日内）互济交易中，机组售出电力上限为其在省内现货市场申报的最大发电能力减去省内现货市场日前预出清结果（日内最新出清结果）、省间现货市场日前（日内）出清结果。

第二十五条 新能源场站、水电机组的交易申报要求：

（一）新能源场站、水电机组可同时参与日前及日内互济交易的购售电。

（二）新能源场站、水电机组参与互济交易购电的报价要求：申报每一交易时段的出力意愿下限及购电量价曲线，按照非递增原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内购电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。

（三）新能源场站、水电机组可根据自身交易意愿，自主选择“报量报价”或“报量不报价”参与互济交易售电，其中“报量报

价”的售电方可自愿选择是否作为价格接受者参与第二次出清。

（四）选择“报量报价”的售电方，申报每一交易时段的售电需求及“售电电力-价格”曲线，按照非递减原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内售电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价；第一段出力区间起点为零，最后一段出力区间终点为互济交易售电需求。

（五）选择“报量不报价”的售电方，仅申报售电需求。

（六）未按时进行交易申报的售电方，可按照其意愿缺省申报售电需求。

第二十六条 抽水蓄能机组的交易申报要求：

（一）抽水蓄能机组仅参与日前互济交易，以发电工况参与互济交易售电，以抽水工况参与互济交易购电。

（二）售（购）电报价：按照单机满发（满抽）容量的整数倍申报每一交易时段售（购）电价格，不分档。（振动区的问题）

（三）基础参数申报：包括但不限于运行日抽水和发电基准曲线、发电/抽水能力、连续可发电/可抽水电量、可参与交易时段、15分钟内最大可启/停机组台数等。

（四）未参与省内现货市场时，运行日抽水和发电基准曲线为机组省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。机组申报的发电（抽水）能力不得超过其最大发电（抽水）容量。

（五）参与省内现货市场时，运行日抽水和发电基准曲线为机组省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结

果。机组申报的发电（抽水）能力不得超过其在省内现货市场申报的最大发电（抽水）能力。

第二十七条 新型经营主体中储能的交易申报要求：

（一）储能电站仅参与日前互济交易，以放电工况参与互济交易售电，以充电工况参与互济交易购电。

（二）售（购）电报价：申报每一交易时段的售（购）电价格，不分档。

（三）基础参数申报：包括但不限于运行日充放电基准曲线、放电/充电能力、连续可放电/充电电量、可参与交易时段等。

（四）未参与省内现货市场时，运行日充放电基准曲线为电站省内日前调度预计划叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的放电（充电）能力不得超过其最大放电（充电）容量。

（五）参与省内现货市场时，运行日充放电基准曲线为电站省内现货市场日前预出清结果叠加省间现货市场日前出清结果。电站申报的放电（充电）能力不得超过其在省内现货市场申报的最大放电（充电）能力。

第二十八条 新型经营主体中分布式新能源可聚合或直接参与互济交易，交易申报要求同新能源场站的申报要求。

第二十九条 新型经营主体中虚拟电厂的交易申报要求：

（一）虚拟电厂仅参与日前互济交易，以发电工况参与互济交易售电，以用电工况参与互济交易购电。

（二）虚拟电厂还需申报其基础参数：包括但不限于向上、向下调节能力、额定装机容量、可提供的最大用电电力。

(三) 售电报价：申报每一交易时段的售电量价曲线，按照非递减原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内售电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。

(四) 购电报价：申报每一交易时段的出力意愿下限及购电量价曲线，按照非递增原则逐段申报，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间的日前及日内购电价格；每个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的结束出力点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。

第三十条 电网企业、售电公司、电力用户的交易申报要求：

(一) 申报每一交易时段的最大购电需求及“购电电力-价格”曲线，按照非递增原则逐段申报，每段需申报负荷区间起点、负荷区间终点以及该区间的日前及日内购电价格；每个报价段的起始负荷点必须等于上一个报价段的结束负荷点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价；第一段负荷区间起点为零，最后一段负荷区间终点为最大购电需求。

(二) 电网企业、售电公司、电力用户购电申报电力不得超过其所代理用户或自身用电负荷的最大值扣除省间现货交易已成交部分。

第三十一条 互济交易购售电双方申报及出清及出清价格下限为 0 元/兆瓦时，购售电双方申报及出清价格上限为 1500 元/兆瓦时，后期根据市场运营和评估情况进行调整。

第三十二条 交易申报数据管理：

（一）经营主体申报数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交。

（二）省级电力调度机构在互济交易申报数据上报前对相关经营主体申报量进行预校核，保证交易节点内部互济交易申报量可送出或受入。

（三）区域电力调度机构对区域内各交易节点进行预校核，保证区域内互济交易申报量可执行。

（四）预校核不通过的交易申请，依次按照“价格优先、清洁能源消纳优先”的原则调减。当以上条件均相同时，按照申报电力等比例调减，直到通过预校核。

第五节 交易限制条件

第三十三条 同一交易时段，经营主体是否可以购入或售出电能，需根据以下情况进行界定：

（一）同一经营主体在同一交易时段不可同时作为购电方、售电方参与互济交易。

（二）交易节点内部平衡紧张时，节点内部售电方经营主体不得在互济交易中售出电能，购电方发电企业及发电型新型经营主体不得在互济交易中购入电能。

（三）交易节点内部水电及新能源富余时，节点内部购电方经营主体不得在互济交易中购入电能。

第四章 日前互济交易

第一节 组织周期

第三十四条 日前互济交易以运行日（D）为一个交易周期组织开展。运行日（D）为执行日前交易计划的自然日。竞价日（D-1）为运行日前一日。经营主体在竞价日进行交易申报，并通过日前互济交易出清形成运行日的交易结果。可视节假日等情况，提前集中组织多日的交易。

第二节 交易准备

第三十五条 区域电力调度机构 D-2 日根据省间中长期电力交易曲线，编制并下发 D 日 96 个交易日直调系统发输电预计划。直调机组参与所在省省内电力现货交易的，其发电预计划由市场形成。

第三十六条 省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的直调系统发输电预计划，开展 D 日 96 个交易日省内预出清或预计划工作。

第三十七条 区域电力调度机构会同省级电力调度机构将本交易周期互济交易所需相关信息发送至省级电力交易机构并同步在交易平台中发布，省级电力交易机构通过省级电力交易平台向省内经营主体发布交易前信息公告。

第三十八条 省内经营主体(含区域电力调度机构直调机组)通过省级电力交易平台进行互济交易申报，省级电力交易机构将经营主体申报的相关交易数据发送至省级电力调度机构，省级电力调度机构接收交易申报数据并转发至区域电力调度机构。

第三节 交易出清

第三十九条 区域电力调度机构依托互济交易技术支持系统组织日前互济交易出清。

第四十条 日前互济交易采用“集中竞价、统一边际电价出清”机制，分两次顺序开展出清。第一次出清采用双边模式，由购售电双方集中竞价，根据购售电双方申报的“电力-价格”曲线进行匹配，直到出清电力满足购售电双方交易需求、或出清电力达到相关交易节点可受入/送出电力上限、或输电通道功率达到安全限额约束。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，按照自愿原则，继续开展第二次出清。第二次出清的售电方包括“报量不报价”的经营主体、第一次出清未成交且仍有交易意愿的经营主体、缺省申报的经营主体。第二次出清采用单边模式，沿用购电方申报的量价数据，售电方作为价格接受者，最大限度满足互济交易需求。具体出清过程如下：

（一）第一次出清过程：

1. 将购电方在所在交易节点申报的“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格和输电线损后，逐一折算到售电方交易节点。将购电方折算至售电方的报价从高到低排序，售电方报价从低到高排序。

2. 按照购售电双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至交易对价差小于零、或出清电力达到相关交易节点可受入/送出电力上限、或输电通道功率达到安全限额约束。存在多个价差相同的交易对时，相关交易对按照其待成交电力的比例进行中标。

3. 购售电双方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的递补继续进行集中竞价出清。

4. 每成交一笔，更新对应输电通道可用能力以及购售电双方对应的申报量。

5. 输电通道可用能力不足，且存在多个价差相同的交易对时，按该输电通道可用能力与上述价差相同交易对待成交电力之和的比值，等比例在相关价差相同交易对上分配中标电力。

6. 购电方交易节点最后成交的交易对中，购电方折算至售电方的申报价格与售电方申报价格的平均值作为售电省份双边模式交易出清价格。售电省份双边模式交易出清价格加计相关输电价格（含输电线损折价）作为对应路径购电省份双边模式交易出清价格。

（二）第二次出清过程：

1. 第一次出清后，购售电双方仍有交易需求，且输电通道可用能力仍有富余时，继续开展第二次出清。

2. 根据第一次出清结果调整购售电双方交易申报数据，将已成交部分剔除，形成开展第二次出清的购售电双方剩余交易需求。购电方沿用第一次出清未成交的量价数据，售电方沿用“报量不报价”的经营主体、第一次出清未成交且仍有交易意愿的经营主体、缺省申报的经营主体申报的售电需求。

3. 购电方按照报价由高到低的顺序依次出清并更新剩余交易需求，售电方作为价格接受者，直至出清电力满足售电方剩余售电需求、或出清电力达到相关交易节点可受入/送出电力上限、

或输电通道功率达到安全限额约束。

4. 购电方因电网安全约束不能成交的，报价排序在后的递补继续进行集中竞价出清。

5. 售电方“报量不报价”的经营主体优先中标，按其总售电需求进行出清。当售电方“报量不报价”的经营主体总售电需求大于购电需求时，按其售电需求的比例分配中标电力。当售电方“报量不报价”的经营主体总售电需求小于购电需求时，剩余购电需求由第一次出清未成交且仍有交易意愿的经营主体、缺省申报的经营主体按其售电需求的比例分配。

6. 售电方因电网安全约束不能成交的，调减相应中标电力，调减部分由相关售电方按比例分配。

7. 最后中标的购电方，其申报折算价格作为售电省份在单边模式下的交易出清价格。售电省份在单边模式下的交易出清价格加计输电价格（含输电线损折价）作为对应路径购电省份在单边模式下的交易出清价格。

8. 当多个购电方申报价格等于边际出清价格时，相关购电方按该价格下的剩余购电需求比例分配中标电力。

9. 量价曲线扣减至价格为零即结束，即出清售电方最低价为零。

（三）交易出清价格超过限价的按限价执行。

（四）为满足数据精度设置要求，对交易出清电力进行取整（直接舍弃小数位）。

第四节 出清结果管理

第四十一条 省内现货市场运行时，日前互济交易售电方成交结果作为送端关口负荷增量参与省内现货市场出清结算，购电方成交结果作为受端关口电源参与省内现货市场出清结算。未参与省内现货市场的经营主体，根据成交结果相应调整其发用电计划。

第四十二条 省内现货市场未运行时，售出电能量的经营主体按成交结果增加发电份额，购入电能量的抽水蓄能机组、新型经营主体按成交结果增加用电份额，购入电能量的发电企业按照成交结果扣减发电份额，购入电能量的电网企业、售电公司和电力用户相应扣除其省内购电需求。

第五节 组织流程

第四十三条 竞价日（D-1）11:00前，省内现货市场未运行时，省级电力调度机构开展省内调度预计划编制；省内现货市场运行时，省级电力调度机构开展省内现货市场日前预出清。省级电力调度机构根据预出清或预计划结果将机组预计划、负荷预测等七大类数据上报至区域电力调度机构。

第四十四条 竞价日（D-1）13:00前，经营主体完成互济市场交易申报。

第四十五条 省间现货结果发布后，竞价日（D-1）14:30前，完成互济交易出清。

第四十六条 省内现货市场未运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日前互济交易出清结果及跨省联络线计划、直调机组相关计划曲线，更新省内相关经营主体次日计划

曲线，经安全校核后发布执行；省内现货市场运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日前交易出清结果及跨省联络线计划，完成省内现货市场日前出清，经安全校核后发布执行。

第五章 日内互济交易

第一节 组织周期

第四十七条 日内互济交易以 30 分钟为一个固定交易周期组织，日内第一个交易周期为 00:15-00:45，最后一个交易周期为 23:30-24:00，全天合计 48 个固定交易周期。市场建设初期，可提前集中组织多个固定交易周期的交易，具体以交易公告为准。

第四十八条 固定交易周期的日内互济交易出清结果发布后，若在本交易周期内仍有新增交易需求，可继续组织日内临时交易。日内临时交易的组织需保证 $T - 30$ 分钟（交易起始时刻为 T ，如 00:15-00:30、00:15-01:00 交易周期的交易起始时刻均为 00:00，下同）前将出清结果下发至省级电力调度机构。每个交易时段只能组织一次日内交易。

第二节 交易准备

第四十九条 区域电力调度机构会同省级电力调度机构将本交易周期互济交易所需相关信息发送至省级电力交易机构并同步在交易平台中发布，省级电力交易机构通过省级电力交易平台向省内经营主体发布交易前信息公告。

第五十条 省内经营主体（含区域电力调度机构直调机组）

通过省级电力交易平台更新互济交易申报数据，省级电力交易机构将经营主体申报的相关交易数据发送至省级电力调度机构，省级电力调度机构接收交易申报数据并转发至区域电力调度机构。

第五十一条 购售电双方未按时更新日内交易申报数据的，其日内互济交易申报价格沿用日前上报数据，日内互济交易需求沿用日前上报交易需求，并在此基础上剔除日前互济交易出清结果、省间现货市场日内出清结果。

第三节 交易出清

第五十二条 根据购售电双方的日内增量交易需求，区域电力调度机构依托互济交易技术支持系统组织日内互济交易出清。

第五十三条 日内互济交易采取与日前互济交易相同的出清机制。优先采用双边模式开展出清，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。

第四节 出清结果管理

第五十四条 省内现货市场运行时，日内互济交易售电方成交结果作为送端关口负荷增量参与省内现货市场出清结算，购电方成交结果作为受端关口电源参与省内现货市场出清结算，购入电能量的发电企业按照交易结果从高到低扣减发电能力后参与省内现货市场。

第五十五条 省内现货市场未运行时，售出电能量的经营主体按成交结果增加发电份额，购入电能量的发电企业按照成交结果扣减发电份额，购入电能量的电网企业、售电公司和电力用户

相应扣除其省内购电需求。

第五节 组织流程

第五十六条 运行日（D）T-60 分钟前，发布交易前信息公告，向省内经营主体发布本交易周期互济交易所需相关信息。

第五十七条 运行日（D）T-45 分钟前，经营主体完成日内互济交易申报数据更新，省级电力调度机构将经营主体申报的数据发送至区域电力调度机构，电力调度机构通过互济交易技术支持系统对申报数据进行审核管理。根据交易限制条件确定节点买入或卖出电力。

第五十八条 运行日（D）T-30 分钟前，区域电力调度机构完成互济交易出清，形成考虑电网安全和电力电量平衡约束的出清结果，调整跨省发输电日内调度计划，在交易平台及互济交易技术支持系统中发布出清结果。

第五十九条 运行日（D）T-15 分钟前，省内现货市场未运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日内互济交易出清结果及跨省联络线计划、直调机组相关计划曲线，更新省内相关经营主体日内计划曲线，经安全校核后发布执行；省内现货市场运行时，省级电力调度机构根据区域电力调度机构下发的日内互济交易出清结果及跨省联络线计划，完成省内现货及辅助服务市场实时出清，经安全校核后发布执行。

第六章 交易执行与偏差处理

第一节 交易执行

第六十条 电力调度机构依据经营主体中标结果，安排互济交易出清结果的执行。

第六十一条 互济交易结果纳入省间联络线计划，作为省内市场的运行边界，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

第六十二条 交易出清结果通过交易平台下发至相关经营主体及省级电力调度机构。

第二节 偏差处理

第六十三条 省内电力现货市场运行时，省内发电企业实际发电出力低于互济交易的电力时，互济交易的电力不变，少发电能按照省内电力现货市场价格向省内其他发电企业购买。省内电力现货市场未运行时，发电企业电量按照相关规则进行偏差考核。

第六十四条 网调未参与省内现货的直调机组实际发电能力下降导致与互济交易结果出现偏差时，采用如下方式进行偏差调整：少发电能优先通过调增直调发电企业内部机组进行补足；如直调发电企业内部无法补足，由相关省份发电企业或相同调管范围内其余直调机组调增出力进行补足，保持省间联络线计划不变；调增后对相关省产生的影响，由直调发电企业按照省内电力现货市场规则对其进行补偿。对于未开展省内电力现货市场的省份，直调发电企业按照省内中长期交易平均价格对相关省份发电企业进行补偿，或按照省内相关规则进行偏差考核。

第六十五条 当省间联络线因电网故障、设备异常、自然灾害、外力破坏及其他原因导致输电能力下降时，电力调度机构依据调度规程，按照“安全第一”的原则，及时调减或取消日内互

济交易。省间交流联络线输电功率波动、输电线损误差等因素造成实际执行值与所有交易的偏差，按照相关规则处理。

第七章 计量与结算

第一节 交易计量

第六十六条 电网企业与经营主体的结算关口计量点应设在产权分界点，由电网企业与相关经营主体在有关合同中约定确定。若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。对于已参与省间中长期交易的经营主体，互济交易计量装置与省间中长期交易规定的计量装置设置保持一致。

第六十七条 计量装置由产权所有单位按照相关规定负责安装、维护。对于计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第六十八条 电网企业负责计量数据的统一管理。电网企业应按照交易结算要求，定期抄录经营主体、网间关口电能计量点计量装置等记录的电量数据，并将电量数据传输至电力交易机构，作为结算基础数据。经营主体应积极配合并确保数据采集完整、准确。

第二节 结算原则

第六十九条 互济交易结算采用日清月结方式，与月度电费结算同步完成。

第七十条 电力调度机构负责将交易出清与执行结果等信息

提供给电力交易机构，包括互济交易周期、电量、电价；区域电力交易机构会同省级电力交易机构按照结算关系出具结算依据；电网企业受经营主体委托提供相关结算服务。

第七十一条 区域电力调度机构、省级电力调度机构应按日向相关电力交易机构提供市场出清类和调度执行类数据。相关电力交易机构依据电力调度机构提供的互济交易数据发布日清分结果。

第七十二条 电力交易机构在每月第5个工作日前完成上月交易数据核算，统一出具上月结算依据（核对版），并向经营主体、相关电网企业发布。结算依据（核对版）经双方确认一致后，电力交易机构应于每月第8个工作日前向经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。电网企业根据正式结算依据开展相关互济交易费用结算。

第七十三条 互济交易由购电方承担交易相关输电费、线损。电网输电通道的输电价格按国家核定的标准执行。线损在交易电量结算环节按跨省交易有关规定处理。

第三节 结算方法

第七十四条 互济交易费用计算如下：售电方经营主体参与互济交易的总收入，包括日前和日内两部分，其中日前部分为互济交易中售电方日前成交的电量与日前出清边际价格的乘积，日内部分为互济交易中售电方日内成交的电量与日内出清边际价格的乘积。

第七十五条 购电方经营主体参与互济交易的总支出，包括

日前和日内两部分，其中日前部分为互济交易中售电方日前成交的电量与日前出清边际价格、输电价格（含税、含线损）之和的乘积，日内部分为互济交易中售电方日内成交的电量与日内出清边际价格、输电价格（含税、含线损）之和的乘积。

第八章 市场风险防控

第一节 风险防控

第七十六条 电力调度机构应按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析。

第七十七条 区域电力调度机构应于每月 8 日前将上月互济交易月度分析报告报送国家能源局华中监管局。月度交易分析报告内容包括但不限于交易报价和运行情况、交易执行情况、经营主体份额占比等市场结构化指标情况、非正常报价等市场异常事件、市场风险防控措施和风险评估情况、交易细则修订建议等。

第二节 风险干预

第七十八条 为保障电网安全稳定运行，运行过程中发生下列情形之一的，市场运营机构应按照安全第一的原则对市场进行干预，并尽快报告国家能源局华中监管局及有关部门：

（一）出现电网故障、系统频率或电压超过正常范围、设备超过稳定限额等情况。

（二）因突发性社会事件、异常天气和自然灾害等，威胁电网安全运行或电力可靠供应。

(三) 新能源预测出现重大偏差, 影响市场正常运行。

(四) 相关技术支持系统(调度技术支持系统、交易技术支持系统、数据通信系统等)故障, 影响市场正常运行。

(五) 落实政府部门的特殊管控要求。

(六) 其它必要情况。

第七十九条 风险干预的主要方式包括:

(一) 调整市场交易范围, 暂停指定范围内的电力市场交易。

(二) 调整市场交易时间, 暂缓组织市场交易。

(三) 取消一定时段的日前交易或日内交易。

(四) 重新进行日前或日内出清计算。

(五) 其它措施。

第八十条 采取风险干预措施后, 市场运营机构应通知相关对象风险干预的原因和范围等信息。

风险干预期间, 市场运营机构应记录干预时间、干预操作、干预原因等内容。

市场运营机构确定市场风险已消除, 市场具备恢复正常运行条件时, 结束风险干预, 事后报国家能源局华中监管局备案。

第三节 市场中止

第八十一条 当无法保证电网安全稳定运行、电力可靠供应或市场秩序受到严重扰乱时, 市场运营机构可中止市场交易, 电力调度机构按照安全第一的原则及时进行处置。

第八十二条 当出现以下情况时, 市场运营机构可中止互济

交易：

（一）因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，电力供应出现严重不足或电网运行出现较大风险。

（二）发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行。

（三）相关技术支持系统（调度技术支持系统、交易技术支持系统、数据通信系统等）发生故障，导致短期内无法正常组织市场交易。

（四）其它严重异常情况。

第八十三条 当出现上述情况时，可采用如下处理措施：

互济交易中止期间，各级电力调度机构依据调度规程，以保障电网安全运行、电力有序供应为原则，及时进行相关处置，调整电网运行方式。

第八十四条 市场中止由市场运营机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止的原因、范围和开始时间。

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的起因、起止时间等内容，同时按照相关规定通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，事后报国家能源局华中监管局备案。

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，通知各市场成员恢复市场交易。

第九章 信息披露

第一节 信息披露管理

第八十五条 电力交易机构负责互济交易信息披露的实施，电力调度机构通过信息披露平台发布信息。

第二节 信息发布内容

第八十六条 市场相关信息发布分为日信息发布、月信息发布和年信息发布。

第八十七条 日信息应在运行日后的2个工作日内发布。各经营主体如对发布的交易信息有异议，应在信息发布后的3个工作日内向市场运营机构提出核对要求。日信息包括：

- (一) 输电通道输电能力。
- (二) 经营主体交易申报情况。
- (三) 交易出清情况，包括且不限于中标的经营主体、中标时段、中标交易量、交易出清价格等信息。
- (四) 交易执行情况。

第八十八条 月信息应在次月第10个工作日前发布。经营主体如对发布的交易信息有异议，应在信息发布后的3个工作日内向市场运营机构提出核对要求。月信息包括：

- (一) 月度市场运营情况。市场运营情况包含且不限于交易执行情况、经营主体参与情况、平均中标价格、交易成交量、违反交易细则的有关情况。
- (二) 月度市场结算信息。结算信息内容应体现所有经营主体的交易执行情况，包括且不限于经营主体、结算时段、交易执行量、交易出清价格、输电通道、输电价格等信息。

第八十九条 年信息应在次年1月15日前发布。年信息包括：

- (一) 年度市场总体运营情况。
- (二) 年度交易成交量。
- (三) 年度成交均价。
- (四) 年度经营主体参与情况。

第十章 合同管理

第九十条 互济交易合同包括电子承诺书和包含交易结果的电子交易单，不再签订纸质合同。经营主体在报价前，阅知《电力互济交易风险提示书》，并签订电子承诺书。

第九十一条 电子交易单内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电价格、交易计量等交易信息。

第九十二条 电力调度机构将经过经营主体确认的电子承诺书和电子交易单提供给电力交易机构，作为交易结算的依据。

第十一章 法律责任

第九十三条 不可抗力和情势变更相关条款：

(一) 因不可抗力导致交易结果不能正常执行的，相关方可免除或延迟履行其义务。

(二) 因国家政策、法律法规变更或电力市场发生较大变化，导致购电方或售电方不能完成合同义务，各方应本着公平合理的原则尽快协商解决。

(三) 因电网安全约束、电网和外送经营主体出现重大设备

事故造成的少送、少受、少输电量，免除违约责任。

第九十四条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第九十五条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十二章 附 则

第九十六条 本细则由国家能源局华中监管局负责解释。

第九十七条 本细则自 X 年 X 月 X 日起施行，有效期 3 年。

电子交易承诺书

为保障川渝藏省间电力互济交易顺利开展，规范市场成员行为，维护市场秩序，在遵守国家相关法律法规的基础上，由参与川渝藏省间电力互济交易的经营主体签订本承诺书，并同意作出如下承诺：

一、交易资格

（一）本公司为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本承诺书。签署和履行参与交易所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得许可和营业执照等）均已办妥并合法有效。

（二）已在电力交易机构注册，满足并遵守《川渝藏省间电力互济交易实施细则》相关要求。

（三）发电企业已与电网企业签订《购售电合同》，单个交易时段内 15 分钟最小负荷不小于 1 兆瓦。

（四）参与交易时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对参与交易产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

（五）同意通过技术支持系统参与交易，并按照相应交易事项执行。

二、交易合同

(一) 本公司同意交易采用“电子合同”形式。电子合同由本承诺书+交易单共同组成。交易结果发布后形成交易单，电子合同即成立生效，对本公司具有法律约束力。

1. 同意在交易过程中使用电子签名、数据电文的形式。使用本公司交易账号和交易密码在技术支持系统中的各种操作，包括但不限于申报电力、电量、电价及对申报数据的补充、修改和对交易结果的核实、确认等，均为基于本公司的交易意愿产生的交易行为。本公司自行承担因自身故意或过失导致交易账号和交易密码管理不善带来的风险和损失。

2. 同意所参与的互济交易的方式、电力、电量、价格等，以技术支持系统发布的信息公告、交易结果为准。认可由交易结果产生的购售输电关系，并对交易结果中电量、电价等各项内容全面、适当履行。

(二) 本公司同意电子合同作为《购售电合同》的有效补充，与《购售电合同》具有相同法律效力。电子合同中未明确的，按照《购售电合同》执行。《购售电合同》相关条款与电子合同相关内容出现不一致时，按照电子合同约定的内容执行。

三、其他

本公司为签署承诺书所需的内部授权程序均已完成，本承诺书为书面文件时，签署承诺书的是本公司法定代表人或授权代理人，承诺书自法定代表人或授权代理人签署之日起生效。采用电子文本时，通过本公司账号、密码，在技术支持系统参与互济交易之前，点击“同意”即为签署生效。本承诺书生效后即对本公司

具有法律约束力。

互济交易风险提示书

各经营主体:

在进行川渝藏省间电力互济交易时，由于收益与风险共存，为了使各经营主体了解其中的风险，根据相关的法律法规和交易细则，现将可能存在的风险提示如下，请您认真仔细阅读：

（一）宏观系统风险：由于我国宏观经济形势变化、地区宏观经济环境和电力交易市场的变化、电力供需形势变化，可能会引起互济交易价格波动。

（二）政策风险：因国家宏观政策、相关法律法规和交易细则发生变化以及监管部门监管政策的调整，可能引起互济交易价格波动。

（三）不可抗力风险：由于自然灾害、战争等不可抗力因素的出现，将严重影响互济交易的正常运行。对于由不可抗力风险所导致的任何损失，由经营主体自行承担。

（四）网络风险：因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足用户要求，交易平台不承担任何责任。网络环境存在诸多不可预知因素，交易平台未主动或故意泄露用户隐私资料，平台不承担任何相关责任。如用户使用交易平台时被第三方抓取甚

至泄露信息，由用户自行承担风险。

（五）安全风险：由于经营主体密码失密、操作不当、决策失误、公告查阅不及时等原因可能会使经营主体发生亏损；交易平台上操作完毕后未及时保存，致使未申报成功而造成的损失；交易平台上操作完毕后未及时退出，被他人利用进行恶意操作而造成的损失；上述损失都将由经营主体自行承担。在经营主体进行互济交易时，委托他人代理进行交易，长期不关注账户变化有可能造成损失，他人给予经营主体的保证获利或不会发生亏损的任何承诺都是没有根据的，类似的承诺不会减少经营主体发生亏损的可能。

本风险提示书无法穷尽从事互济交易的全部风险情形，请务必全面了解《川渝藏省间电力互济交易实施细则》及相关规定。