

四川省发展和改革委员会 四川省能源局文件 国家能源局四川监管办公室

川发改能源〔2024〕667号

四川省发展和改革委员会 四川省能源局 国家能源局四川监管办公室关于印发《四川省 2025年省内电力市场交易总体方案》的通知

各市（州）发展改革委（能源局、办）、经济和信息化局，国家电网公司西南分部、国网四川省电力公司、四川电力交易中心，省能源投资集团公司、有关地方电网企业，有关发电企业、售电公司、电力用户：

为全面贯彻党的二十届三中全会和习近平总书记关于构建新型电力系统的系列重要指示精神，深入推进能源革命，建设高

标准市场体系，认真落实《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）决策部署，按照省委、省政府关于推进电力市场建设的要求，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）和《国家发展改革委 国家能源局关于做好2025年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752号），与《四川电力中长期交易规则（2024年修订版）》（川监能市场〔2024〕145号）的基本要求保持一致，立足四川电力资源禀赋，加快推动适应四川能源转型发展和结构优化调整的市场机制建设，全力保障电力安全供应，促进清洁能源高质量利用和绿色电力生产消费，支持经济社会高质量发展，省发展改革委、省能源局牵头制定了《四川省2025年省内电力市场交易总体方案》。现予以印发，请贯彻落实。

四川省发展和改革委员会



四川省能源局



国家能源局四川监管办公室

2024年12月31日



四川省 2025 年省内电力市场交易总体方案

为全面贯彻党的二十届三中全会和习近平总书记关于构建新型电力系统的系列重要指示精神，深入推进能源革命，根据《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）《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889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）《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）《国家发展改革委 国家能源局关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752号）《四川电力中长期交易规则（2024 年修订版）》（川监能市场〔2024〕145号）等，立足四川电力资源禀赋，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，推动完善适应四川经济发展及能源结构的机制，确保电力安全稳定可靠供应，促进绿色电力生产消费和清洁能源高效利用，有力支撑经济社会高质量发展，制定本总体方案。

一、市场成员基本条件

（一）电力用户

1.四川省工商业电力用户原则上直接从电力市场购电（指直接向发电企业或售电公司购电，下同），暂未直接从电力市场购电的工商业电力用户由电网企业代理购电。本方案中，直接从电力市场购电的工商业电力用户统称为市场化工商业用户，暂由电网企业代理购电的工商业电力用户统称为代理工商业用户。

2.直接从电力市场购电的用户应具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求，并在四川电力交易中心完成市场注册。

（二）发电企业

完成市场注册的省调直调水电、燃煤、风电、光伏（扶贫光伏项目除外，下同）等发电企业及西南网调直调发电企业，应直接参与市场交易。

（三）新型储能

1.具备独立分时计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，且完成市场注册的独立新型储能电站。

2.完成业扩报装流程、具备独立分时计量技术条件，且完成市场注册的用户侧新型储能项目。

（四）虚拟电厂

1.具备独立分时计量、控制等技术条件，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，且完成市场注册。

2.具备完善的技术支持系统，能够聚合可调节负荷以及分布

式电源、新型储能等资源，并对聚合资源进行调节或控制，且聚合资源符合市场成员基本条件。

（五）电动汽车充电设施

1.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

2.有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

（六）售电公司

在四川电力交易中心完成注册，或者由其他电力交易中心推送且满足四川电力市场注册条件的售电公司。

（七）电网企业

开展代理购电业务的电网企业，须在四川电力交易中心完成市场注册。

二、电力批发交易

电力批发交易品种包括：常规直购、弃水电量消纳、绿色电力交易、新型储能交易、车网互动试点示范项目、虚拟电厂交易、电网代理购电市场化交易，合同电量转让交易、拍卖交易。

（一）常规直购

1.参与范围

（1）电力用户

所有符合市场成员基本条件的电力用户。

（2）发电企业

符合市场成员基本条件的省调直调水电、燃煤、风电、光伏等发电企业及西南网调直调发电企业。

2.交易电量

电力用户可全电量参与常规直购交易，也可在参与其他符合条件的交易后，剩余用电量参与常规直购交易。

3.交易组织

（1）年度交易方式

年度开展电能量（增量）交易、合同电量转让交易，采用双边协商和集中交易方式。双边协商时，对于电能量（增量）交易，发用双方结合负荷特性分月约定分时段（指四川省分时电价政策明确的高峰（含早高峰、晚高峰）、平段、低谷时段，下同）交易电量和电价；对于合同电量转让交易，按分时段组织。集中交易时，按全天均分典型曲线组织，电能量（增量）交易采用复式撮合方式（且固定发电侧为卖方、用电侧为买方）、合同电量转让交易采用滚动撮合方式。

（2）月度、月内交易方式

月度交易在上月最后一周组织，交易标的为全月分时段电量。月内交易原则上从上月倒数第2天至当月倒数第3天按工作日连续开市（若当月倒数第3天为节假日仍正常开市），以交易日为D日，交易标的为D+2日至月底的分时段电量。月度、月内开展电能量（增量）交易（仅集中交易方式）、电能量（减量）交易、合同电量转让交易，采用双边协商和集中交易方式。双边

协商时，对于电能量（减量）交易，发用双方约定分时段交易电量和电价；对于合同电量转让交易，按分时段组织。集中交易时，按全天均分典型曲线组织，采用复式撮合方式，将电能量（增量）交易、电能量（减量）交易、合同电量转让交易合并组织。

4.交易电价

为规范市场竞争，根据四川电力特性和供需实际，结合原水电标杆电价设置电能量交易价格上下限。

（二）弃水电量消纳

1.参与范围

（1）电力用户

甘孜州、攀枝花市、雅安市、乐山市、凉山州、阿坝州、自贡市 7 市（州）符合相关条件的电力用户。

（2）发电企业

甘孜州、攀枝花市、雅安市、乐山市、凉山州、阿坝州符合相关条件的西南网调、省调直调水电企业。

2.交易电量

交易标的为 5—10 月分时段电量。电力用户弃水电量消纳交易电量外的其余用电量，应参与其他符合条件的交易。相关市（州）应确定本地可参与弃水电量消纳交易的电力用户（户号）名单，并明确对应用户号的分月可申报消纳弃水电量。以各市（州）预测的可交易弃水电量和各市（州）确定的具体用户可申报消纳弃水电量为交易规模上限，发用双方优先在各市（州）内

开展交易，仍有未成交的弃水电量可跨市（州）进行交易。弃水电量消纳交易以合同为限，不分市（州）、合并结算。

3.交易组织

在年度、月度、月内均采用双边协商方式，年度开展电能量（增量）交易、合同电量转让交易，月度、月内可开展电能量（增量）交易、电能量（减量）交易、合同电量转让交易。交易方式与常规直购双边协商交易一致。

（三）绿色电力交易

1.参与范围

（1）电力用户

符合市场成员基本条件的电力用户，鼓励相关出口型高科技RE100 链条企业参与绿色电力交易获取绿证。

（2）发电企业

在国家绿证核发交易系统注册账户的风电、光伏等发电企业。

2.交易电量

（1）上述风电、光伏等发电企业优先电量以外的部分，可自愿参与绿色电力交易，绿色电力交易外的剩余电量可参与其余符合条件的交易。

（2）电力用户绿色电力交易电量外的其余用电量，应参与其他符合条件的交易。

3.交易组织

年度、月度、月内采用双边协商、集中交易方式，现阶段以双边协商为主，年度仅开展电能量（增量）交易，月度、月内可开展电能量（增量）交易，交易方式与常规直购双边协商交易一致。合同电量调整等交易按照国家绿色电力交易规则、实施细则等文件要求执行。

4.交易电价

绿色电力交易价格由电能量价格与绿证价格组成。

（四）新型储能交易

1.独立新型储能电站

（1）参与范围

符合市场成员基本条件的独立新型储能电站，以及符合市场成员基本条件的发电企业和售电公司。

（2）交易组织

1) 电能量交易

独立新型储能电站在充、放电时，分别视同用电侧经营主体、发电侧经营主体参与市场交易，但不能同时以发电侧和用电侧经营主体身份互相交易。

独立新型储能电站充电时，其充电电量应参加常规直购交易。独立新型储能电站放电时，其放电电量参照省内燃煤火电方式参与市场交易。

2) 储能容量租赁交易

储能容量租赁交易在独立新型储能电站（示范项目）和符合

条件的新能源发电企业之间开展，由四川电力交易中心按月组织。储能容量租赁时长最短为 3 年、最长 10 年。储能容量租赁交易规模以独立新型储能电站满足并网调用条件的容量为限，原则上在电能量市场年度交易开始后的每月底组织交易。储能容量租赁交易采用双边协商、挂牌交易的方式组织开展。

采用双边协商交易时，新能源企业与独立新型储能电站经自主协商一致后，由独立新型储能电站在规定的交易起止时间内登录交易平台，填报租赁的周期、容量、价格等，经新能源企业确认后达成交易。

采用挂牌交易时，新能源企业将拟承租容量及其对应价格，独立新型储能电站将拟出租容量及其对应价格，形成承租（出租）需求包并在交易平台发布邀约信息，由摘牌方确认该邀约。独立新型储能电站挂、摘牌容量以相应周期内剩余储能容量为上限，新能源企业挂、摘牌容量以相应周期内未达到储能容量配置要求的部分为上限。

储能容量租赁交易的参考范围为 200—400 元/千瓦·年（按储能时长 2 小时计，储能时长超过 2 小时的新型储能电站容量可按比例折算后租赁）。储能容量租赁交易合同不得转让，交易结果可作为单独开发风电、集中式光伏等新建项目配建储能的凭证。

2. 用户侧新型储能项目

（1）参与范围

符合市场成员基本条件的拥有用户侧新型储能项目的电力用户，以及符合市场成员基本条件的发电企业和售电公司。

(2) 交易组织

用户侧新型储能项目，其下网电量应参加常规直购交易，若选择由售电公司代理，则该用户所有电量均由同一家售电公司代理；其放电电量参照省内燃煤火电机组电能量价格形成机制执行。电力用户与其储能项目的投资运营主体，可约定储能放电补偿费用及充放电形成的峰谷浮动收益的分成比例。

(五) 车网互动试点示范项目

1. 参与范围

纳入国家车网互动试点示范范围的项目。

2. 交易组织

相关组织方式另行制定。

(六) 虚拟电厂交易

1. 参与范围

符合市场成员基本条件的虚拟电厂。

2. 交易组织

相关组织方式另行制定。

(七) 电网代理购电市场化交易

1. 参与范围

电网企业、售电公司，以及符合常规直购交易参与范围的发电企业、电力用户。

2.交易电量

保障居民、农业用电后的剩余优先发电量、新投机组调试电量、省间外购电量作为电网代理购电来源，余缺电量由电网企业通过市场化增减持予以平衡。

对于代理购电电量来源大于代理购电实际用户用电量且减持交易未成交而产生的偏差电量部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价结算（若当月未开展月度和月内集中交易，则该价格采用年度集中交易当月电能量均价，下同）；电网企业代理购电产生的其他偏差，按规定进行偏差结算，偏差费用由电网企业代理购电用户承担。

3.交易组织

在年度、月度、月内开展，采用挂牌交易方式，由电网企业以报量不报价的方式分时段申报电网代理购电市场化增（减）持电量，经营主体（含发电企业、售电公司、批发用户）在月度、月内交易以自身对应可交易规模为限摘牌（其中，经营主体减持电量不超过自身常规直购交易合同），出清后形成常规直购交易合同。

（八）合同电量转让交易

1.参与范围

符合市场成员基本条件的发电企业、电力用户和售电公司。

2.交易电量

发电侧可开展合同电量转让交易的包括优先计划合同、跨省

跨区交易合同、常规直购交易合同、弃水电量消纳交易合同、留存电量合同。用电侧可开展合同电量转让交易的包括常规直购交易合同、弃水电量消纳交易合同、留存电量合同。

3.交易组织

在年度、月度、月内开展，参照电能量交易方式，双边协商交易分时段组织，集中交易按全天均分典型曲线组织。

发电侧：水电、风电、光伏发电优先计划合同以及跨省跨区交易合同只能在同类型发电企业（风电、光伏视为同一类型）之间通过双边协商方式转让；水电、风电、光伏跨省跨区交易合同（除绿色电力交易外）可在符合跨省跨区交易参与范围的水电、风电、光伏之间通过双边协商方式转让；常规直购交易合同可在符合常规直购交易参与范围的发电企业之间通过双边协商、集中交易方式转让；弃水电量消纳交易合同仅可在试点市（州）水电企业之间通过双边协商方式转让；留存电量合同仅可在本州水电企业之间通过双边协商方式转让。

用电侧：常规直购交易合同可在售电公司、批发用户之间通过双边协商、集中交易方式转让；弃水电量消纳交易合同仅可在对应交易类型的售电公司、批发用户之间通过双边协商方式转让；留存电量合同仅可在本州留存电量电力用户间通过双边协商方式转让，其中零售电力用户留存电量合同转让，应由代理其购电的售电公司发起或承接，并经由该零售用户同意后实施。

4.交易电价

合同电量转让时，仅双边协商方式可选择按原价转让，其他在市场限价范围内转让。

（九）拍卖交易

1.参与范围

符合市场成员基本条件的发电企业、电力用户和售电公司。

2.交易电量

拍卖交易分为发电侧同侧拍卖交易、用电侧同侧拍卖交易、发用两侧拍卖交易。发电侧同侧拍卖交易原则上在发电企业签约电量未通过分月发电能力校核，且合同转让后仍未能满足校核要求时组织实施，拍卖标的为分月超额电量。用电侧同侧拍卖交易原则上在售电公司在批发市场签约的分月电量超过其在零售市场签约的对应类型分月电量，或批发用户签约电量超过其合同容量全月满功率运行时电量，且合同转让后仍未能满足校核要求时组织实施，拍卖标的为分月超额电量。发用两侧拍卖原则上在年度合同转让、同侧拍卖后，发电侧、用电侧仍未满足高比例签约要求时组织实施，拍卖标的为未满足高比例签约的缺额电量。

发电侧同侧拍卖交易、用电侧同侧拍卖交易按照常规直购交易合同、弃水电量消纳交易合同的顺序进行；发用两侧拍卖交易仅开展常规直购交易合同拍卖。

3.交易组织

拍卖交易在年度开展，其中，发电侧、用电侧的发用两侧拍卖同时开展。拍卖交易分时段组织，由市场成员自行选择分时段

电量参与拍卖，或按自身已成交合同分时段比例形成分时段电量参与拍卖。

三、电力零售交易

电力零售交易品种包括：常规直购、弃水电量消纳、绿色电力交易、留存电量。

（一）参与范围

符合市场成员基本条件的电力用户和售电公司。

（二）交易电量

零售用户应根据其可参与的交易类型，按户号以真实用电规模与售电公司签约，零售合同分月交易电量原则上应大于该用户上一年分月实际结算电量（或用电量）的 85%（新投零售用户应大于该用户合同容量¹×24 小时×当月天数的 85%），且小于零售用户上一年分月实际结算电量（或用电量）×1.2（新投零售用户及上一年当月实际结算电量（或用电量）为零的零售用户，应小于该用户合同容量×24 小时×当月天数）；零售用户提交市（州）主管部门盖章材料后，其签约电量可不受 85%和 1.2 倍的限制。月度交易中，新投零售用户可根据实际用电情况对年度零售合同分月交易电量进行调整，不受上述 85%的限制。

选择由售电公司代理留存电量的电力用户户号，其全部电量须由售电公司代理；未选择由售电公司代理留存电量的电力用户

1.电力用户与电网企业签订的《供用电合同》中的合同容量。

户号，其留存电量之外的电量可直接向发电企业购电或由电网企业代理购电。

（三）交易组织

在年度、月度开展，零售交易方式分为挂牌交易、邀约交易、双边协商交易。售电公司与零售用户选定交易方式、确定零售套餐类型及参数后，按当年发布的合同模板签订《四川省售电公司与电力用户购售电合同》，选择纸质版合同签约方式的须将合同提交至四川电力交易中心备案，选择实人认证电子合同签约方式的无需提交合同。零售套餐具体见当年发布的《四川省电力零售套餐指南》。

售电公司与零售用户原则上每月可以按双边协商的方式调整一次当月分类型交易电量，选择纸质版合同签约方式的须将合同提交至四川电力交易中心备案，选择实人认证电子合同签约方式的无需提交合同。

（四）交易电价

零售用户可以选择按照阶梯价格、价格联动、固定代理费、比例分成等电力零售套餐，与售电公司约定市场交易电价。

四、价格及结算机制

（一）价格形成机制

1.发电侧价格构成。发电侧价格由电能量价格、容量电价和辅助服务费用等构成。

2.用户侧价格构成。工商业用户用电价格由上网电价、输配

电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。其中，上网电价含用户市场交易电价，以及政府授权合约电价、燃气发电上网电价、省间外购电价分别与市场价格（月度和月内集中交易电能量均价）间的价差费用分摊。留存电量、弃水电量消纳等对应的电量，其上网电价为用户市场交易电价。

3.发电侧电能量价格、用户市场交易电价通过购售双边协商、集中交易方式形成。

（二）批发市场限价

对除绿色电力交易外的电能量交易价格设置市场限价。丰水期上限按原水电标杆电价按水期浮动后的价格确定，市场限价为0—211.43元/兆瓦时；平水期上限按原水电标杆电价上浮20%的价格确定，市场限价为0—333.84元/兆瓦时；枯水期上限按原水电标杆电价按水期浮动后再上浮20%的价格确定，市场限价为0—415.63元/兆瓦时。

（三）政府授权合约价格机制

对燃煤火电市场交易电量（原则上中长期合同覆盖的上网电量）实行政府授权合约。燃煤火电的政府授权合约电价由省级价格主管部门结合一次能源成本波动、容量电价确定。

各燃煤火电机组当月电能量价格=各燃煤火电机组当月中长期交易合同均价+燃煤火电的政府授权合约电价-MAX（年度集中交易当月电能量均价，当月月度和月内集中交易电能量均价，各燃煤机组当月中长期交易合同均价）。其中，各燃煤火电机组

当月中长期交易合同包括年度、月度、月内市场交易合同。实行政府授权合约后，燃煤火电机组电能量价格高于其当月中长期交易合同均价的部分，按月向工商业用户分摊。

（四）绿色电力交易价格机制

绿色电力交易价格由电能量价格与绿证价格组成。双边交易由购售双方自行协商确定绿色电力交易整体价格，并分别明确其中的电能量价格与绿证价格，电能量价格不设限价，绿证价格上限为上一结算周期北京电力交易中心绿证市场成交均价。集中交易由购售双方申报绿色电力交易整体价格，其中绿证价格为上一结算周期北京电力交易中心绿证市场成交均价。

（五）代理购电价格机制

代理购电购入（或售出）的燃气发电、省间外购电量，按当月月度和月内集中交易电能量均价执行，其实际购电价格高于（低于）月度和月内集中交易电能量均价的部分，按月向工商业用户分摊（分享）。代理购电市场化交易电量，其交易电价按当月月度和月内集中交易电能量均价确定。

（六）合同转让交易电价

采取双边协商方式开展合同电量转让时，可选择按原价转让，或者在批发市场限价范围内协商转让价格；采取集中交易方式开展合同电量转让时，转让价格限价与批发市场限价一致。

（七）零售市场价格机制

零售市场中，用户与售电公司应按照当年发布的《四川省电

力零售套餐指南》中明确的阶梯价格、价格联动、固定代理费、比例分成等签订标准电力零售套餐合同。

年度交易中，选择阶梯价格套餐类型的，售电公司与零售用户约定的基础电量及基础电量以外电量的交易电价，交易电价限价与批发市场限价相同。选择价格联动、固定代理费、比例分成等套餐类型的，若交易结算价格超出批发市场限价，按限价结算。

月度交易中，选择阶梯价格套餐类型的，调增时，增量部分的基础电量交易电价上限，为调整前基础电量以外电量的交易电价；调减时，调减后全电量按原基础电量交易电价执行。选择其他套餐类型的，不能调整价格。

（八）电费结算机制

批发市场交易结算依据交易合同，按照“照付不议、偏差结算”的原则执行，现货市场结算试运行期间同步开展偏差分时结算。零售市场按零售套餐结算。电力用户按绿色电力交易、留存电量、保障性小水电电量、弃水电量消纳、常规直购的顺序进行结算。结算细则另行制定。

五、市场成员要求

（一）市场运营机构要求

1. 电力交易机构

四川电力交易中心应按要求开展合规校核、交易组织、信用评价、电量溯源等工作，保障电力市场交易的有序进行。

（1）合规校核

开展各类经营主体的交易合规性校核，对经营主体市场注册、市场申报、履约保障凭证等进行校核，及时公布交易合规性校核结果。

（2）交易组织

按省内市场相关文件要求组织好各类市场交易，年度交易应提前至少 5 个工作日发布交易公告，如因特殊原因对交易时间进行调整、增加临时交易等，应报政府相关部门同意并及时告知经营主体。

（3）信用评价

在政府主管部门的指导下，开展信用体系建设工作，健全经营主体自律和社会监督机制，完善电力市场信用评价体系，开展经营主体信用评价工作，推动分级分类监管，实现经营主体信用信息共享，健全守信激励和失信惩戒机制，构建以信用为基础的新型监管机制。

（4）电量溯源

依据四川省内电力市场化交易规则及电能量溯源实施细则，开展电力用户电能量溯源工作。

（5）市场监测

跟踪电力市场运营情况，监测经营主体异常行为及市场规则适应性问题，提出提升市场运营效率和促进市场公平、保证充分竞争的相关建议。

2.电力调度机构

西南网调、省调应按要求开展安全校核，组织现货交易，负责各类市场化交易结果的调度执行，保障电力生产稳定，实现节能调度。

（1）安全校核

西南网调、省调负责开展发电能力校核和电网阻塞校核；负责独立新型储能电站容量租赁交易的安全校核。

1) 发电能力校核

水电、燃煤、风电、光伏发电能力校核由电力交易平台前置，年度、月度、月内外送交易结束后，四川电力交易中心汇总各类外送交易的预成交结果，与省内年度、月度、月内已通过校核的交易结果一并提交电力调度机构，电力调度机构据此开展发电能力补充校核。发电能力补充校核未通过电量不纳入发电安排。相关电厂应根据发电能力补充校核结果开展减持（转出）交易，其中阻塞断面内电厂不得向同一断面内相关电厂转出合同电量。

在年度、月度、月内交易开市前，西南网调、省调向四川电力交易中心提供水电、燃煤、风电、光伏发电能力并报省能源局备案。在年度交易期间投产的，西南网调、省调须在转商运后2个工作日内提供并备案。

①水电站发电能力校核

水电站的年度分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划、水工建筑物及库区或下游河道相关施工计划、综合用水需求、蓄水保供期的蓄水（消落）计划等情况后，按下列原则确定。

水电站枯水期 i 月发电能力 = MIN (可用机组容量 $\times 24 \times$ 运行天数 $\times$ 系统控制系数, 水电站报送的 i 月发电能力, $1.1 \times$ 近五年 i 月最大上网电量);

水电站丰平水期 j 月发电能力 = MIN (可用机组容量 $\times 24 \times$ 运行天数 $\times$ 系统控制系数, 水电站报送的 j 月发电能力)。

其中: $i=1-4, 12$ 月; $j=5-11$ 月; 丰平期水电站上报 j 月发电能力原则上不得超过近 5 年同期上网电量与弃水电量之和的最大值。

近五年内新投水电站可按设计的分月发电能力(无分月发电能力的, 按照分水期平均发电能力折算)与近五年月度最大上网电量取大值参与计算。

②风电、光伏电站发电能力校核

风电、光伏电站的年度分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划等情况后, 按下列原则确定:

风电、光伏电站 i 月发电能力 = MIN (可用容量 $\times 24 \times$ 运行天数 $\times$ 系统控制系数, 风电、光伏电站报送的 i 月发电能力, $1.1 \times$ 近五年 i 月最大上网电量)

近五年内新投风电、光伏电站可按设计的分月发电能力与近五年月度最大上网电量取大值参与计算, 已建电站扩容容量参照已投运容量发电能力修正。

③燃煤机组发电能力校核

考虑主辅设备检修计划后, 燃煤机组的年度、月度分月发电

能力按下列原则确定：

燃煤机组发电能力=可用机组容量×24×运行天数×系统控制系数；

水电站、风电、光伏电站可根据历史发电、资源能力预测等实际情况；燃煤机组可根据存煤情况、电网需求等实际情况；在月内对发电能力提出调整申请，由西南网调、省调商四川电力交易中心在2个工作日内共同确定后，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第2个工作日在交易平台调整。

月度交易时，发电侧售电（增持合同）可交易规模上限=月度发电能力-当月已成交合同电量（含省内市场合同电量、优先计划合同电量、省间市场合同电量等，下同）；用电侧购电（增持合同）可交易规模上限=合同容量×月度天数×24小时-当月已成交合同电量。

月内交易时，发电侧售电（增持合同）可交易规模上限=MIN（当月发电能力-当月已成交合同电量，当月剩余天数×可用容量×24小时×系统控制系数）。用电侧购电（增持合同）可交易规模上限=MIN（合同容量×当月天数×24小时-当月已成交合同电量，合同容量×当月剩余天数×24小时）。

2）阻塞校核

①电力调度机构根据电网结构变化、机组检修、负荷增长、机组组合等情况，开展电网阻塞校核。

月度交易前，对年度分月交易结果开展电网阻塞校核。当断面内相关电厂合同电量总量超过消纳空间时，电力调度机构优先保障可拓展断面消纳空间的外送合同，优先、留存合同（不含合同电量转让交易转入的优先、留存合同，下同）以及绿电交易合同的输电通道，其余市场化交易合同按照等比例的原则进行校核；若消纳空间不足以满足优先、留存合同以及绿电交易合同需求，按照等比例原则校核。电网阻塞校核未通过时，电力交易机构对省内市场化交易合同进行削减，涉及优先、留存、绿电、省间外送合同被校核的部分不纳入发电安排，相关电厂应在后续交易中减持或向断面外转出合同。

月度、月内交易结束后，按照上述原则分别对月度和月内交易结果开展电网阻塞校核。前次校核已通过的合同为有效合同，后续校核时不再削减。

②断面内消纳空间发生重大变化时，电力调度机构应视情况开展电网阻塞补充校核。当断面内消纳空间下降时，优先保障可拓展断面消纳空间的外送合同，剩余有效合同按照等比例原则进行电网阻塞补充校核，并发布电网阻塞风险提示。电网阻塞风险提示未通过电量不纳入发电安排，相关电厂应在后续交易中减持或向断面外转出合同。当出现阻塞断面内消纳空间增加、部分发电厂发电能力减少等情况时，电力调度机构根据相关电厂有效合同评估断面内可增加合同电量空间，并在电力交易平台发布公告，断面内相关电厂可参与市场交易。

③阻塞断面内相关电厂不能参加增持电量交易(通过交易可拓展断面外送消纳空间的情况除外)。被校核电量减持或向断面外转出合同后,同一断面内相关电厂合同电量可相互转让。

(2) 调度执行

负责各类市场化交易的调度执行,在确保电网安全和电力可靠供应的前提下,严格按照《电网调度管理条例》以及年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划实施电力调度,充分发挥水库电站调蓄作用,尽可能减少风电弃风、光伏弃光、水电弃水。负责依法依规落实四川电力交易中心提供的市场交易结果,并及时向四川电力交易中心提供中长期市场出清交易所需的数据、现货市场出清和各类市场交易的执行结果等。

(二) 发电企业要求

1.发电企业应按要求完成市场注册,准确填报相关信息,且在参与交易前提交《风险告知书》和《入市承诺书》。

2.发电企业应按要求做好注册信息补充完善工作,市场运营机构定期对发电企业已注册信息进行核验,对未按要求整改的进行通报,并向政府相关部门报告。

3.发电企业原则上按照调度单元设置交易单元参与市场,当不满足“同一企业法人、同一电价”的条件时,应对交易单元予以拆分。

4.年度分月发电能力、月度和月内可交易规模分别作为其参与年度、月度和月内交易的约束条件,其中年度交易超签电量必

须转出，由此造成的损失由发电企业自行承担。

（三）电力用户要求

1.电力用户在参与交易前应提交《风险告知书》和《入市承诺书》，按要求在电力交易平台进行实人认证。

2.电力用户应做好注册信息补充完善工作，市场运营机构、电网企业定期对电力用户已注册信息进行核验，对未按要求整改的进行通报，并向政府相关部门报告。

3.电力用户以户号为交易结算单元，按交易结算单元确认可参与的交易类型、开展交易和结算。其中，批发用户的不同户号打捆开展交易和结算。所有市场化工商业用户户号应签约常规直购交易类型，保证全用电量正常结算。

4.市场化工商业用户全部电量须通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。若参加零售交易，则在一个交易年度内的全部电量仅可通过同一家售电公司代理。

5.已直接从电力市场购电的批发用户户号，连续三个月及以上未签订交易合同（含交易合同电量为零）的，视为违约退出。

6.市场化工商业用户因办理增容、改压等用电业务在原用电地址新增用电户号时，电网企业应向四川电力交易中心推送相应用电户号信息。市场化工商业用户应于当月 20 日前完成新增用电户号的注册和交易。未在当月 20 日前完成注册和交易的新增用电户号当月由电网企业代理购电，次月可选择直接从电力市场购电。若三个月内均未选择直接从电力市场购电，则视为存量电

力用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接从电力市场购电。

7.年内新投产的电力用户，在完成注册后，可选择当月起直接从电力市场购电。新投产电力用户当月入市应于当月 20 日前完成用电户号的注册和交易。若投产后三个月内（含投产当月）均未选择直接从电力市场购电，则视为存量电力用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接从电力市场购电。电力用户在直接从电力市场购电之前，由电网企业代理购电。

8.电力用户参与年度、月度、月内交易形成的分月交易电量最大不超过该用户合同容量 $\times 24$ 小时 $\times$ 当月天数。

9.零售用户其余有关要求按照四川省电力零售市场交易管理相关规定执行，批发用户参照执行。

（四）售电公司要求

1.售电公司应严格遵守市场规则，按要求履行相关义务，积极有序参与市场交易，在参与交易前提交《风险告知书》《入市承诺书》。

2.售电公司应做好注册信息补充完善工作，市场运营机构定期对售电公司已注册信息进行核验，对未按要求整改的进行通报，并向政府相关部门报告。

3.对于某一交易类型，售电公司与发电企业年度、月度、月内交易形成的分月交易电量，不得大于售电公司与零售用户签订的该交易类型分月交易电量。

4.售电公司参与市场交易前，应按相关规定向四川电力交易中心提交履约保障凭证，其中，对于没有历史电量参考的售电公司，应按其预测全年交易电量规模提交履约保障凭证，缴纳标准为 0.8 分/千瓦时。售电公司零售合同总量不超过其缴纳的履约保障凭证额度按 0.8 分/千瓦时，并考虑信用评级结果后测算的整年售电量上限。售电公司参与市场交易后，应根据履约风险动态评估结果及时补缴相关费用或履约保障凭证，具体要求另行制定。对于未及时足额补缴的，经政府主管部门和能源监管机构同意后，按规定实施相关风险处置措施。

5.在月度、月内交易过程中，若单笔交易将导致售电公司当月批发合同对应电费高于零售合同对应电费，且电费差额大于其履约保障凭证额度的 80%，则该笔交易无法申报。

6.售电公司代理零售用户的市场化结算结果在售电公司售电服务费不低于零时执行。在售电公司售电服务费低于零且未在规定时间内足额缴纳欠费时，暂停其交易资格，电力用户按当期上网电价（用户市场交易电价取当期常规直购交易电价上限）预结算，在售电公司补齐缺额后，按照其代理零售用户的市场化结算结果进行清算。

（五）电网企业要求

1.为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表等各类供电服务。要组织力量对不满足要求的经营主体电能计量装置进行改造升级、调试以及校核等工作，确

保按时完成职责范围内的改造升级任务。

2.积极配合售电公司、电力用户开展市场注册、三方电费结算补充协议签订等工作，电网企业应及时向四川电力交易中心提供其网内工商业用户市场注册所需的数据信息。配合四川电力交易中心向相关经营主体提供电力用户历史分时用电量等信息。

3.电网企业要不断提升代理购电用户用电规模预测的科学性、准确性，按月在四川电力交易平台披露各电网企业代理购电预测准确率。

4.电网企业应积极配合政府主管部门开展市场成员基本条件认定、市场交易电量核定等有关工作，并将相关数据信息推送四川电力交易中心。

5.电网企业负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的售电公司，向四川电力交易中心提出履约保障凭证的使用申请。

6.与国网四川省电力公司有直接并网结算关系的地方电网，其网内工商业电力用户可直接从电力市场购电；未直接从电力市场购电的，纳入电网企业代理购电范畴。地方电网自主预测其代购电量，纳入国网四川电力一并代购，探索地方电网代理购电偏差分摊机制。地方电网应加强对网内工商业电力用户直接参与电力市场购电的培训和指导，推动自主开展代理购电市场化采购。

(1) 直接参与电力市场购电的地方电网网内工商业电力用户须完成电能计量装置改造升级工作，实现电量信息自动采集，

其所在地方电网企业已实现与四川电力交易平台的线上数据交互，满足电力用户注册、变更、交易和结算等功能。

(2) 地方电网网内工商业电力用户直接参与电力市场购电的分月交易电量原则上应小于该地方电网企业分月下主网电量中工商业用电量。

(六) 新型主体要求

1. 新型经营主体应落实安全生产及涉网安全管理相关政策要求，满足国家、行业有关技术标准。

2. 新型经营主体应当与电网企业通过协议明确资产、调控、安全等方面的权责边界。

3. 当自然灾害、设备故障等突发情况影响电力系统安全稳定运行时，新型经营主体及被聚合资源应接受电力调度机构统一指挥。

4. 资源聚合类新型经营主体和被聚合资源均应履行注册手续。

(七) 市场交易要求

1. 坚持中长期高比例签约，水电发电企业年度批发分月签约电量（不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量）不得低于近三年分月平均省内市场化结算电量的 80%；燃煤火电机组年度批发分月签约电量（不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量）不得低于年度预计发电量（暂接近三年分月实际上网电量均值）的 80%。不足部分在年度合同电量转让交易结束后按拍卖交易方式组织

与售电公司、批发用户成交，形成常规直购交易合同。售电公司分月参与竞拍的电量上限为 MIN（其所有代理用户零售合同签约量 30%，售电公司当月常规直购零售合同签约量-该售电公司年度批发市场常规直购当月已签约电量）。批发用户分月参与竞拍的电量上限为 MIN（其按合同容量全月满功率运行时用电量的 30%，其按合同容量全月满功率运行时用电量-该用户年度批发市场当月已签约电量）。通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。

售电公司年度批发分月签约电量（不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量）不得低于零售分月签约电量的 70%。批发用户年度分月签约电量（不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量）不得低于近三年分月平均用电量或上一年分月用电量的 70%。不足部分在年度合同电量转让结束后按拍卖交易方式组织与水电、风电、光伏、燃煤发电企业成交，形成常规直购交易合同。水电企业分月参与竞拍的电量上限为 MIN（当月发电能力-其近三年分月平均省内市场化结算电量的 80%，当月发电能力-当月已成交合同电量）。燃煤火电机组分月参与竞拍的电量上限为 MIN（当月发电能力-年度预计发电量的 80%，当月发电能力-当月已成交合同电量）。通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。

2.发电企业与售电公司、批发用户采用双边协商方式开展电能交易的，须签订纸质购售电合同并提交至四川电力交易中

心。其中减量交易的减量部分电量，不得大于发用双方各自对应交易类型的已成交合同电量，以及双方原签订的该类型的合同电量，减量部分交易电价须满足批发市场限价要求。

3.发电企业、售电公司、电力用户参与批发市场交易时，应确保交易后自身分类型电费、电量不能为负。

4.在年度合同电量转让交易中，发电企业在无正当理由情况下分月电量减持之和原则上不超过该交易类型当月合同电量的40%；用电侧经营主体分月电量减持之和不超过该交易类型当月合同电量的40%。月度、月内同次交易中，发电企业、售电公司或批发用户同一交易类型不得同时增持（转入）和减持（转出）电量。

5.售电公司与电力用户的购售电合同备案（备案含绑定关系，下同）不实的法律责任由备案人承担。在年度交易闭市前，已备案购售电合同经电力用户和售电公司双方协商一致可以撤销备案。电力用户未实人认证的已备案购售电合同，确属电力用户非自身意愿进行的，可以采取电力用户实人认证方式撤销。撤销备案的，撤销申请发起方应妥善处理与原备案合同相关方的权利和义务关系，如实说明撤销备案的原因和理由，签署撤销备案风险告知书和承诺书，承担因备案被撤销所产生的法律责任。

6.国网四川省电力公司原低价区（简称“原低价区”，下同）工商业用户优先使用藏区留存电量、当地地县调直调电站上网电量后仍有缺口的，缺口部分用电量可选择直接从电力市场购电或

由电网企业代理购电。选择直接从电力市场购电时，相关市（州）主管部门会同供电公司根据当地地县调直调电站前三年平均上网电量预测分月上网电量，扣减居民农业等用户预测用电量后，确定当地直接参加市场化交易的各工商业用户户号的地县调直调电站电量分月计划，在年度交易前推送至四川电力交易中心，并按月将地县调直调电站电量均价推送至四川电力交易中心。地县调直调电站电量分月计划应在电力交易平台形成合同，一经确定原则上不得进行调整。

7.各经营主体应自觉维护公平公正的电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。

六、市场衔接事项

（一）坚持以中长期交易为主、现货交易为补充，统筹推进省内中长期市场、现货市场、辅助服务市场建设工作，做好 2025 年省内电力中长期交易（含优先计划）组织和合同签订工作。为平稳衔接 2025 年年内启动多元主体同台竞价现货市场结算试运行，在开展现货市场结算试运行时，对于前期年度、月度交易形成的中长期分时段存量合同，采用以下方式进行曲线分解：首先由交易平台自动将月度分时段电量均分形成日分时段电量；其次将日分时段电量按对应时段均分形成日内 24 个时段曲线；各时段交易价格为对应时段月度中长期合同价格。2025 年现货市场

结算试运行的相关细则、方案由政府主管部门另行制定。

（二）进一步做好优先发电计划、代理购电和留存电量与电力市场建设的有效衔接，优先计划合同、留存电量、保障性小水电由电网企业按全天均分典型曲线形成分时段电量。

（三）继续做好市场化需求侧响应相关工作，进一步完善需求侧市场化响应机制，优化电力资源配置，充分运用市场化手段调动需求侧资源参与削峰填谷、调节电力供需，确保全省电力正常供应。2025年实施方案及相关组织流程、出清方式、结算方式等由政府主管部门另行制定。

（四）积极推动新型多元经营主体入市，支持虚拟电厂、车网互动试点示范项目等经营主体参与电力市场交易，具体实施方案，相关组织流程、交易限价、电量结算等方式由政府主管部门和监管机构另行制定。研究高耗能电力用户参与市场交易机制，高耗能电力用户市场交易电价不受上浮限制。

（五）做好与可再生能源电力消纳衔接工作，电网企业要切实承担组织责任，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易；鼓励电解铝企业通过绿色电力交易，达到国家要求的绿色电力消费比例。

（六）做好地方电网工商业电力用户参与市场工作。地方电网网内工商业电力用户使用网内保障电量后，缺口电量可以选择直接从电力市场购电。主要流程如下：

1.年度交易开市前，地方电网企业按要求分月预测并确定其

网内市场化工商业用户的地方电网网内保障电量，市场化工商业用户结合用电预测研判缺口电量并自主选择直接从电力市场购电。

2.月度结算时，地方电网企业按户号将网内直接从电力市场购电的工商业用电量，扣除网内保障电量后（以下简称“下主网市场电量”，即下主网市场电量=该户号当月工商业用电量-该户号当月地方电网网内自有保障的工商业用电量）推送至四川电力交易中心，用于电力市场结算、分摊（分享）。

国网四川电力按照地方电网企业最后一次滚动预测的当月下网电量结构比例和实际下网电量，向四川电力交易中心提供地方电网总下网电量和工商业电量，四川电力交易中心据此开展下网市场化工商业电量清分。开展地方电网下网电量结构清算时，实际下网市场化工商业电量应等于四川电力交易中心出具结算依据中的下网市场化工商业电量。实际下网工商业电量超过实际下网市场化工商业电量部分由国网四川电力代理购电。

3.当地方电网企业推送的网内直接从电力市场购电的市场化工商业用户的下主网市场电量总量大于地方电网下主网工商业电量总量时，按比例调减各市场化工商业用户的下主网市场电量（含储能用户充放电电量）后，再开展电力市场结算、分摊（分享）。

4.地方电网企业应按照四川电力交易中心出具的结算依据向国网四川省电力公司支付电费，并由国网四川省电力公司统一

向发电企业、售电公司支付。

5.地方电网企业应对其网内市场化工商业用户的用电数据真实性负责，应将其网内市场化工商业用户真实用电数据按日封存。政府相关部门对数据真实性进行核查，未按要求对用电数据进行封存或存在数据造假的，按相关要求严肃处理。

6.因地方电网网内保障电量与预测值产生差异，可能造成地方电网网内直接参与市场购电的工商业用户交易电量存在偏差的，地方电网企业须最晚于月内最后一次交易前3个工作日以书面方式通知相关用户。若电量差异超过30%，须向政府主管部门及四川电力交易中心报送书面说明。

七、组织实施监管

（一）市（州）各有关部门（单位）要严格把关，加强对企业执行国家产业政策、环保政策和节能减排政策监督检查，协调解决实施过程中出现的矛盾和问题。对涉及产业政策、环保政策和节能减排审查不严的部门（单位），将进行追责。

（二）国网四川省电力公司、西南网调、省调、四川电力交易中心负责具体组织开展省内市场化交易，按月将交易开展情况报省发展改革委（能源局）、四川能源监管办等部门，对实施过程中出现的异常或问题，及时分析原因、提出应对措施，并上报相关部门协调处理。

（三）出现电力系统重大事故或其他不可抗力导致电力市场化交易不能正常开展时，且市场手段用足用尽的情况下，由政府

主管部门、监管机构协商处理。

（四）市场管理委员会对市场成员开展自律管理，协助政府有关部门和四川能源监管办协调市场相关方在电力市场运营中发生的争议及其他相关事项，监督和纠正市场相关方不规范行为，听取经营主体诉求，提出合理意见建议，切实保障经营主体合法权益。

（五）本方案印发后，若国家出台新的相关政策，按照国家有关规定执行。后续可根据省内电力市场运营情况及时调整完善本方案相关规定。

信息公开选项：主动公开

四川省发展和改革委员会办公室

2024 年 12 月 31 日印发

