

四川省经济和信息化厅
四川省发展和改革委员会
国家能源局四川监管办公室
四川省能源局

文件

川经信电力〔2023〕234号

四川省经济和信息化厅等4部门
关于印发《四川省2024年省内电力
市场交易总体方案》的通知

各市（州）经济和信息化局、发展改革委（能源局），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大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，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，经济和信息化厅牵头制定了《四川省2024年省内电力市场交易总体方案》。现予以印发，请贯彻落实。



四川省经济和信息化厅



四川省发展和改革委员会



国家能源局四川监管办公室



四川省能源局

2023年12月29日

四川省 2024 年省内电力市场交易总体方案

为全面贯彻党的二十大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，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）、《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）、《关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》（发改办体改〔2022〕821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 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《中共四川省委关于深入推进新型工业化加快建设现代化产业体系的决定》决策部署，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，推动高标准建设和完善适应四川经济发展及能源结构的市场机制，确保电力安全稳定可靠供应，促进清洁能源高质量利用和绿色电力生产消费，有力支撑经济社会高质量发展，制定本总体方案。

一、市场准入条件

（一）电力用户。

1. 四川省已核定输配电价或明确输配电价执行标准的供电

区域内工商业用户均须进入市场，原则上 10kV 及以上电力用户须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电力用户由电网企业代理购电。支持具备条件的充换电建设运营企业直接从电力市场购电。居民（含执行居民生活用电价格类别的用户，下同）、农业用电由电网企业保障供应。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，居民、农业等由电网企业保障供应的电力用户统称为居民农业等保障类用户。

2. 继续开展地方电网网内工商业电力用户直接从电力市场购电试点并扩大试点范围。纳入试点范围的地方电网，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。纳入试点范围的地方电网应符合以下条件：

（1）地方电网企业与国网四川省电力公司有直接并网结算关系；

（2）直接参与电力市场购电的地方电网网内工商业电力用户已按照《关于做好电力市场主体电能计量装置升级改造工作的通知》（川经信电力函〔2019〕718号）要求，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；

（3）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 2024 年分月下主网电量中工商业用电量；

(4)地方电网应具备与电力交易平台接口的业务支撑系统，满足电力用户注册、变更、交易和结算等功能。

符合上述条件的地方电网企业拟参与试点的，应在年度交易开市前报省发展改革委、经济和信息化厅备案，并抄送四川电力交易中心。

未纳入试点范围的地方电网企业，可选择将网内工商业用户整体打包直接从电力市场购电，未整体打包直接从电力市场购电的，其下主网电量（不含居民农业等保障类用户电量）纳入国网四川电力代理购电范畴，购电方式确定后当年内不得改变。

3. 具备分时计量与数据传输条件且储能项目单独计量的工商业用户，其储能项目完成业扩报装流程后，可自愿申请参加新型储能交易。电网公司应将符合交易准入范围的电力用户名单推送至四川电力交易中心，电力用户在四川电力交易中心完成市场注册或注册信息变更后，方可参加交易。

4. 纳入国家车网互动试点示范项目范围的用户可参加车网互动试点示范交易，方案另行制定。

5. 经政府核准且明确输配电价执行方式的增量配电网网内工商业用户相关交易结算方式另行制定。

6. 其他市场准入要求。

(1) 2023 年底前投产的未注册电力用户，拟参与市场交易

的应提前完成注册并公示无异议。其中，拟参与 2024 年年度交易的，须在年度交易闭市前完成注册并公示无异议。

(2) 2024 年年内新投产的电力用户，在完成注册并公示无异议后，可选择次月起直接从电力市场购电（若此时年度交易尚未闭市，则可参与年度交易）。若投产后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。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。

(3) 逐步推进代理工商业用户在电力交易平台开展市场注册。

(二) 发电企业。

1. 2023 年底前并入四川主网的国网西南分部调度控制中心（以下简称“西南网调”）直调水电企业留川部分、新能源（包括风电、光伏、生物质能，光伏扶贫项目除外，下同）发电企业，四川电力调度控制中心（以下简称“省调”）直调水电、火电（包括燃煤、燃气等，下同）、新能源发电企业以及天然气分布式项目以热（冷）定电余电上网部分。

2. 有序推动新能源发电企业参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的促进作用，增加市场化发电能力供给。风电、光伏发电企业优先发电量以外的电量，须直接参与市场交易（指发电企业直接向售电公司或电力用户售电，下同）。

3. 2024 年年内新投产发电企业，不参与年度市场交易（年

度交易闭市前完成投产的除外)。但自投产之日起,可参与月度、月内交易。

(三) 独立新型储能电站。

具备独立计量、控制等技术条件,接入调度自动化系统可被电网监控和调度的独立新型储能项目,以及通过技术改造满足同等技术条件、转为独立储能的配建储能项目,经电网企业同意并网后,可作为独立市场主体纳入交易准入范围。

对纳入交易准入范围的独立新型储能项目,在四川电力交易中心完成市场注册或注册信息变更后,方可参加试点交易。独立新型储能项目在充电时可作为用电侧市场主体、放电时作为发电侧市场主体,但不能同时以发电侧和用电侧市场主体身份互相交易。

(四) 售电公司。

按照国家和四川省有关管理要求,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,满足四川电力市场注册条件的售电公司,均可进入四川电力市场参与交易。售电公司可代理独立新型储能项目及用户侧储能项目的充电电量参加电能量交易,也可代理用户参加需求侧市场化响应。代理电力用户参加电能量交易、需求侧市场化响应、用户侧储能项目电能量交易的售电公司可不为同一售电公司。

(五) 电网企业。

开展代理购电业务的电网企业,须提前在四川电力交易中心

完成注册。

二、市场交易品种

本方案包括批发市场和零售市场。其中批发市场的交易品种包括：常规直购、留存电量、弃水电量消纳、绿电交易、燃煤火电关停替代、需求侧市场化响应、新型储能交易、车网互动试点示范项目、电网企业代理购电、合同转让、拍卖交易、月前发电侧预挂牌。零售市场交易品种包括：常规直购、留存电量、弃水电量消纳、绿电交易、需求侧市场化响应、新型储能交易、车网互动试点示范项目。

（一）常规直购。

1. 参与范围

（1）电力用户

所有符合市场准入条件的电力用户。

（2）发电企业

所有符合市场准入条件的发电企业。

2. 交易电量

（1）电力用户在参与常规直购交易时，应分丰、平、枯水期按 30%、40%、60%的比例打捆购入非水电量（包含省内燃煤火电电量、燃气电量、新能源优先电量、省间外购电量等，下同）。其中，省内燃煤火电电量通过省内燃煤火电交易完成并由电力交易平台按月自动匹配，燃气电量、新能源优先电量、省间外购电量（包含中长期外购电量和回购电量、现货外购电量和跨省跨区

应急调度购电电量等，不含国调、西南网调直调水电企业留川部分，下同）由电力交易平台按月自动匹配。

（2）电力用户在打捆购入非水电量后，其余电量可通过直接交易购入水电、风电、光伏市场电量（指风电、光伏发电企业除优先电量及绿电电量以外的上网电量，下同）。

（3）水电送出受限区域内拥有省调直调燃煤自备电厂的电力用户，为促进水电消纳停发自备机组所增加的下网电量，暂不打捆购入非水电量。

（4）月度结算时，按当月对应的打捆购入比例给市场化工商业用户（纳入常规直购交易范畴的电量部分）和代理工商业用户匹配非水电量，非水电量中各类型电量成分占比相同，非水电量价格按上一年度非水电量的全年电能量均价测算确定。匹配非水电量与实际非水电量之间因电量电价差异产生的差额电费，由政府主管部门组织清算并由全体工商业用户分摊（分享），清算相关事宜另行制定。

3. 交易组织

（1）省内燃煤火电交易方式

1) 省内燃煤火电交易在月度、月内开展。

2) 每月月前，省调根据来水预测、负荷平衡、年度计划等，制定当月省内燃煤火电发电预计划总量和分机组必发电量，在月度交易前公布。月内，根据系统实际运行情况，省调可动态补充增量部分，在月内交易前公布。

3) 四川电力交易中心结合当月市场化工商业用户中高耗能和低耗能电力用户直接从电力市场购电的常规直购交易合同,以及代购工商用户中高耗能和低耗能电力用户的预测电量,形成当月高耗能和低耗能总电量比例,将省内燃煤火电发电计划总量和分机组必发电量划分为对应高耗能和低耗能电力用户两部分,在月度、月内交易前公布。

4) 月度、月内交易中,采用平台集中交易方式组织开展电能增量交易,实行“发电侧单边报价、平台统一边际出清”方式,具体流程如下。

申报:省内燃煤火电机组分别申报对应高耗能和低耗能电力用户的交易电量和交易价格。其中,按照不超过本机组对应高耗能和低耗能电力用户必发电量的 1.1 倍申报电量;应按照现行燃煤发电上网电价形成机制和国家煤电容量电价机制关于保持煤电价格基本稳定等要求,并结合获得的容量电价和 2023 年煤电价格水平,形成合理反映燃料成本的对应低耗能电力用户的申报交易价格。对于未申报的必发电量部分,由电力交易平台自动申报,申报价格默认为省内燃煤火电最低限价。

出清:以各自对应的省内燃煤火电发电计划总量为边界确定的最后一个中标机组申报价格,作为高耗能和低耗能电力用户打捆购入省内燃煤火电电量的交易价格,形成发电侧省内燃煤火电电量合同。

5) 月内交易中,采用双边协商交易方式组织开展发电侧省

内燃煤火电电量合同转让交易，转让不带价差。

6) 在非火电竞价现货市场运行期间，次月初，结合实际用电量和燃煤火电电量，分别计算对应高耗能和非高耗能电力用户的实际需打捆购入的燃煤火电电量，等比例调整发电侧省内燃煤火电电量合同。

7) 在非火电竞价现货市场运行期间，采用双边协商方式组织开展发电侧省内燃煤火电电量合同偏差互保交易，转让不带价差。

(2) 水电交易方式

1) 水电电量交易以年度交易为主，年度仅开展发用两侧（指发电侧与用电侧，下同）电能量（增量）交易及同侧（指发电侧与发电侧，或用电侧与用电侧，下同）电能量交易，采用双边协商和平台集中方式。采用平台集中方式的年度发用两侧电能量（增量）交易，发用双方可按照全年分月均衡结构申报电量，也可分月逐一申报电量参与交易。年度同侧电能量交易，发用双方以分月电量为标的参加交易。

2) 水电电量交易以月度、月内交易为补充，交易标的为月内剩余天数的电量。原则上，在上月最后一周及当月每周组织交易，采用双边协商和平台集中两种交易方式：双边协商交易可开展合同调减交易、同侧电能量交易，平台集中交易可开展发用两侧电能量交易、同侧电能量交易。在 5-10 月未启动水电竞价现货市场长周期运行期间，最后一周原则上不再组织月内交易。

（3）风电、光伏市场电量交易方式

风电、光伏发电企业保量保价电量及绿电交易电量以外的上网电量，须直接参与市场交易形成价格，保量保价电量原则上采用相对均衡方式在全年下达。电力用户在打捆购入非水电量后，其余电量通过直接交易购入风电、光伏市场电量的交易方式与水电相同。绿电交易方式见本章（四）绿电交易。

（4）燃气电量交易方式

燃气调峰机组（不含执行两部制电价的调峰机组）燃气电量超出优先电量部分，以及天然气分布式项目以热（冷）定电余电上网部分，参照省内燃煤火电交易方式，与省内燃煤火电对应非高耗能电力用户部分一并组织交易。

4. 交易电价

（1）水电交易电价

水电交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对水电交易电价设置上下限。

年度交易采取分月交易电价，按以下方式确定交易价格上下限：

丰水期交易电价下限为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后下浮 40%，上限为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后的价格；平水期、枯水期交易电价上下限为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后上下浮 20%。

年度交易采取全年综合交易电价的，按以下方式确定交易价格上下限：

交易价格上限=（丰水期交易电量占比×丰水期交易电价上限）+（平水期交易电量占比×平水期交易电价上限）+（枯水期交易电量占比×枯水期交易电价上限）

交易价格下限=（丰水期交易电量占比×丰水期交易电价下限）+（平水期交易电量占比×平水期交易电价下限）+（枯水期交易电量占比×枯水期交易电价下限）

月度、月内交易电价上下限与年度交易分月交易电价上下限相同。

（2）非水电量交易电价

省内燃煤火电电量上网电价按“基准价+上下浮动”的市场化价格机制形成。非高耗能电力用户省内燃煤火电电量部分价格最高上下浮幅度为 20%，高耗能电力用户最高下浮 20%、上浮幅度不受 20%限制。

燃气调峰机组（不含执行两部制电价的调峰机组）以及天然气分布式项目以热（冷）定电余电上网市场电量的交易电价参照省内燃煤火电电量市场化价格机制形成。

风电、光伏市场电量的交易电价参照水电交易电价的市场化价格机制形成，限价范围与水电相同。

（二）留存电量。

1. 参与范围

(1) 电力用户

甘孜、阿坝、凉山三州以及其飞地园区内符合市场准入条件，且纳入 2024 年留存电量实施范围的电力用户。

(2) 发电企业

2023 年底以前并入四川主网的甘孜、阿坝、凉山地区省调直调水电企业。

2. 交易电量

2024 年留存电量总量按 80 亿千瓦时控制，发用电企业的留存电量分月计划(不含电网企业购电)应保证各月比例基本一致。留存电量分月计划经年度留存电量批复文件确认后原则上不得进行调整。选择由售电公司代理的留存电量电力用户，其全部工商业用电量须由售电公司代理；未选择由售电公司代理的留存电量电力用户，其留存电量之外的所有工商业用电量可直接从电力市场购电或由电网企业代理购电。

3. 交易组织

留存电量按省发展改革委和经济和信息化厅相关批复文件执行，仅开展合同转让交易，发电侧留存电量可通过电力交易平台在本州内发电企业之间转让，用电侧留存电量可通过电力交易平台在本州内留存电量电力用户（含飞地园区留存电量电力用户）之间转让。

(三) 弃水电量消纳。

1. 参与范围

(1) 电力用户

符合条件的电力用户。

(2) 发电企业

符合条件的省调直调水电企业及西南网调直调水电企业留川部分。

2. 交易电量

实施全水电交易，不实施风电、光伏直接交易。

3. 交易组织

弃水电量消纳在年度、月度、月内分市（州）组织，均采用双边协商方式，可开展发用两侧电能量（增量）交易、合同调减交易、同侧电能量交易。

4. 交易电价

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对交易电价设置上下限，与常规直购交易中水电部分交易电价上下限相同。

具体实施方案另行制定。

(四) 绿电交易。

1. 参与范围

(1) 电力用户

符合市场准入条件且自愿参与绿电交易的电力用户。

(2) 发电企业

在国家绿证核发交易系统注册账户，平价及主动承诺放弃国

家可再生能源补贴的带补贴风电、光伏发电企业。

2. 交易电量

(1) 风电、光伏发电企业优先电量以外的部分，可参加绿电交易，绿电交易后剩余电量可参与风电、光伏市场电量交易。

(2) 电力用户可通过直接交易购入绿电电量，电力用户绿电电量之外的电量（不含保障性小水电电量）应参与常规直购等其他符合条件的交易品种交易。

3. 交易组织

(1) 绿电交易以年度交易为主，年度仅开展发用两侧电能量（增量）交易，采用双边协商方式。

(2) 绿电交易以月度、月内交易为补充。每月最后一周组织次月绿电交易双边协商月度交易，月度交易标的为次月电量，开展发用两侧电能量（增量）交易、合同调减交易。月内交易原则上每周组织双边协商交易，月内交易标的为当月剩余天数电量，开展发用两侧电能量（增量）交易、合同调减交易。在 5-10 月未启动水电竞价现货市场长周期运行期间，最后一周原则上不再组织月内交易。

(3) 绿电交易在年度、月度、月内交易中优先组织、优先结算、优先调度。

(4) 绿电交易提供国家规定的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。绿证是绿色电力环境价值的唯一凭证。其余相关规定参照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（修订

稿)》(京电交市〔2023〕44号)执行。

4. 交易电价

(1) 绿电交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和绿色电力环境价值。

(2) 市场初期,购售双方自行协商确定绿电交易价格,并分别明确其中的电能量价格与绿色电力环境价格。其中,绿色电力环境价格为上一结算周期国家电网经营区平价绿证市场成交均价。

(3) 绿电交易价格通过市场化方式形成,结合四川电力供需实际,绿电交易价格上下限根据各水期水电(含按水电性质参加交易的风电、光伏发电)上下限按确定的打捆比例与非水电量价格加权后确定。政府主管部门后期可根据绿电交易开展情况,对绿电交易价格上下限等进行优化调整。

(五) 燃煤火电关停替代。

1. 参与范围

经济和信息化厅在2024年年度优先电量计划中明确的关停燃煤火电机组;所有符合市场准入条件的水电企业。

2. 交易电量

由经济和信息化厅测算后另行发文确定。

3. 交易组织

采取集中挂牌交易方式,以关停燃煤火电机组优先计划电量指标为标的,组织水电企业摘牌,在丰水期执行。国网四川省电

力公司按照摘牌发电企业的成交电量和价格主管部门核定的与电网结算电价向摘牌发电企业支付电费，其中补偿资金按照代扣代付方式支付给关停燃煤火电机组。

4. 交易电价

电价标准为 80 元/兆瓦时（含 6%增值税）。

（六）需求侧市场化响应。

1. 参与范围

（1）电力用户

符合市场准入条件且具备分时计量（全天 96 点负荷曲线采集能力）与数据传输条件的专变工商业电力用户，且单个户号响应时长不低于 1 小时。初期参与范围为国网四川省电力公司经营区内 10 千伏及以上工商业电力用户，待条件成熟后逐步引入地方电网、增量配电网网内用户。

（2）负荷聚合商

将某一区域内各类响应资源统一管控并聚合参与需求响应交易的主体，初期负荷聚合商主要为售电公司，待条件成熟后引入第三方独立主体负荷聚合商。

2. 交易组织

相关组织流程、交易限价、电量结算等方式另行制定。

（七）新型储能交易。

1. 独立新型储能电站

（1）参与范围

符合市场准入条件的独立新型储能电站，以及符合市场准入条件的发电企业和售电公司。

（2）交易组织

1）电能量交易

独立新型储能电站充电时，其充电电量可参加常规直购交易品种。独立新型储能电站放电时，其放电电量参加省内燃煤火电交易（对应非高耗能电量部分）。其中，独立新型储能电站的月度、月内必发电量按照其当月调用次数计算确定，公布方式参照燃煤火电执行。

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 1 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意向协议，正式交易结果在交易平台发布。

采用挂牌交易时，新能源企业将拟购入容量、周期及其对应价格，独立新型储能电站将拟售出容量、周期及其对应价格，形

成购入（售出）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限价范围暂定为 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

符合市场准入条件的拥有用户侧新型储能项目的电力用户，以及符合市场准入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充电时，其充电电量可参加常规直购交易，可由售电公司代理交易或自行参与交易。由售电公司代理参与交易时，售电公司与电力用户（含电能量市场批发用户和零售用户）须按照相应合同模板签订代理储能项目电能量参与市场交易合同，约定储能充电交易量价信息、储能收益分成比例等。用户侧储能项目电量参与交易代理关系可与电能量交易代理关系不一致。

用户侧新型储能项目放电时，放电电量替代电力用户对应时

段（指四川分时电价政策明确的峰平谷时段及尖峰时段，下同）原（指不考虑储能充放电，下同）应打捆购入的非水电量（替代顺序在省间绿电之后）；超出部分可按常规直购、弃水电量消纳、保障性小水电电量、留存电量、省内绿电的顺序继续替代电力用户该时段直接交易水电（风光）电量。如放电电量超过电力用户该时段原用电量，超出部分不予结算。在电力紧缺时期，由电力调度机构通过电力交易平台至少提前 2 个工作日公布用户侧新型储能项目充放电曲线要求，未满足要求的用户侧新型储能项目，其当日全部放电电量不执行优先替代原应打捆购入的非水电量。

（八）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。

（九）合同转让。

1. 参与范围

符合市场准入条件的发电企业、电力用户和售电公司。

2. 交易电量

合同转让交易分为发电侧合同转让交易、用电侧合同转让交易。发电侧可开展转让的交易品种包括优先计划合同、跨省跨区

交易合同、留存电量交易合同、燃煤火电关停替代交易合同；用电侧可开展转让的交易品种为留存电量交易合同。

3. 交易组织

(1) 发电侧合同转让

发电侧合同转让交易按年度、月度、月内开展，仅采取双边协商交易方式，可以开展的发电侧合同转让的类型如下：

参与省内燃煤火电交易的燃煤火电、燃气机组、天然气分布式项目之间可以互相转让对应非高耗能电力用户市场交易合同；参与省内燃煤火电交易的燃煤火电之间可以互相转让对应高耗能电力用户市场交易合同。水电企业之间可以互相转让优先计划合同、跨省跨区交易合同、燃煤火电关停替代交易合同；甘孜、阿坝和凉山三州本州内水电企业之间可以互相转让留存电量合同。风电、光伏发电企业之间可以互相转让优先计划合同。

(2) 用电侧合同转让

用电侧合同转让交易按年度、月度、月内开展，仅采取双边协商交易方式，本州（含飞地园区）内留存电量电力用户之间可以互相转让留存电量交易合同。零售电力用户留存电量合同转让，应由代理其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

(1) 发电侧

优先计划合同、跨省跨区交易合同、留存电量交易合同、燃

煤火电关停替代交易合同转让须与原合同电价保持一致。

（2）用电侧

留存电量交易合同转让须与原合同电价保持一致。

（十）拍卖交易。

1. 参与范围

符合市场准入条件的发电企业、电力用户和售电公司。

2. 交易电量

拍卖交易分为同侧拍卖交易、发用两侧拍卖交易。在发电侧，优先计划合同、跨省跨区交易合同、留存电量交易合同、燃煤火电关停替代交易合同、绿电交易合同不开展拍卖交易。在用电侧，留存电量交易合同、绿电交易合同不开展拍卖交易。

3. 交易组织

拍卖交易仅在年度开展，参照电能量交易方式，以月度电量为标的组织交易。其中，发电侧、用电侧的发用两侧拍卖同时开展。

4. 交易电价

（1）发电侧

同侧拍卖交易、发用两侧拍卖交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度、月内交易电价上下限相同。

（2）用电侧

同侧拍卖交易、发用两侧拍卖交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度、月内交易电价上下限相同。

（十一）电网企业代理购电。

1. 参与范围

（1）电力用户

电网企业代理工商业用户。

（2）发电企业

所有符合市场准入条件的水电、风电、光伏发电企业。

2. 交易电量

电网企业代理工商业用户的购电电量包括水电优先发电电量、市场化采购电量和打捆购入的非水电量等，其中打捆购入的非水电量比例和成分与市场化工商业用户（纳入常规直购交易范畴的电量部分）相同。匹配非水电量与实际非水电量之间因电量电价差异产生的差额电费，由政府主管部门组织清算并由全体工商业用户分摊（分享），清算相关事宜另行制定。水电优先发电电量和打捆购入的非水电量不足以覆盖电网企业代理工商业用户购电电量部分，其差额部分由电网企业通过代理购电交易采购水电（含按水电性质参加交易的风电、光伏发电）电量。

3. 交易组织

电网企业代理购电交易按月组织，在每月月底组织次月交易，采用平台集中交易方式，电网企业以报量不报价的方式申报代理购电市场化采购电量，水电（含按水电性质参加交易的风电、光伏发电）报量报价，按照价格优先、时间优先的原则进行边际出清。

电网企业代理工商业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，电网企业代理购电相应终止。四川电力交易中心应将上述变更信息于 2 个工作日内告知电网企业。

4. 交易电价

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对交易电价设置上下限，与常规直购交易中水电部分上下限相同。

（十二）月前发电侧预挂牌。

1. 参与范围

所有符合市场准入条件的水电、风电、光伏发电企业。

2. 交易组织

月前发电侧预挂牌交易在上月最后一周组织开展，由水电（含按水电性质参加交易的风电、光伏发电）申报上调价格（未申报的，默认其按上调价格上限申报），按照价格优先的原则形成上调排序，作为发电侧系统偏差电量调整的依据。

3. 交易电价

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对交易电价设置上下限，与次月常规直购交易中水电部分上下限相同。

三、市场成员要求

市场成员包括各类发电企业、售电公司、电网企业、电力用户、市场运营机构等。市场成员应严格遵守以下要求。

（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、市场监测、信息披露等工作，保障电力市场交易有序进行。

（1）合规校核

开展各类市场主体的交易合规校核，对发电企业是否符合准入范围、签约电量是否合规、申报电量是否合规等进行校核；对电力用户是否符合准入范围、签约电量是否合规等进行校核；对售电公司连续交易时间是否满足要求、代理电力用户是否符合准入范围、签约电量电价是否合规、是否按规定提交履约保函、保险等进行校核，及时公布交易合规校核结果。

（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，年度交易原则上应提前5天以上发布交易公告，制定月度、月内交易日历表并提前发布，可根据市场特殊变化适当调整、增加临时交易，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市场主体。

及时向各类市场成员出具批发和零售市场交易的结算依据，包括但不限于全部电量电费、偏差电量电费、售电公司收益（含售电公司价差收入、偏差电量电费等）、系统运行费、分摊或返还的结算差额或盈余资金及输电服务等，同步向电网企业提供售电公司收益为负的售电公司名单，并受理市场主体查询、复核

等。按月向有关部门报送市场运营总体情况，按季度向有关部门报送履约保函、保险的收取使用情况。同步将地方电网内市场化工商业用户的市场交易电费、偏差电量电费推送至国网四川省电力公司和相应的地方电网企业。

在按照国家相关规定核发的绿证计入发电企业绿色电力账户后，会同相关单位，依据经发用双方确认后的实际结算绿色环境价值电量，将对应绿证由发电企业划转至电力用户。

（3）市场监测

加强市场监测，跟踪电力市场运营情况，及时发现市场主体异常行为及可能存在的市场规则问题，提出提升市场公平效率和促进市场公平、充分竞争的相关建议。

（4）信息披露

按照电力市场信息披露管理办法要求，做好信息披露管理，完善信息披露机制，督促市场成员做好市场信息披露工作，开展各类市场信息的统一归口发布。通过信息披露平台向经电力用户授权同意的售电公司、发电企业开放电力用户近三年内历史分时用电数据、用电信息等有关信息的查询权限；披露电网企业代理购电电量、价格。

（5）信息安全保障

建立健全信息安全保障机制，合理设置信息管理权限，控制关键信息知悉范围，定期开展信息安全薄弱环节排查，制定信息安全事故应急处置预案，做好事前主动防御，确保电力运行信息

安全可控；建立电力交易从业人员回避和保密管理制度，避免泄露重要信息。

（6）信用评价

在政府有关部门指导下，加快电力市场信用体系建设，按照已发布的信用评价实施方案对相关类型市场主体“以季评分，按年评级”，促进规范、自律市场建设。

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；负责在电力紧缺时段公布各区域用户侧新型储能充放电要求。

1) 发电能力校核

水电及风电、光伏电站发电能力校核由电力交易平台前置。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及新能源电站发电能力。在年度交易期间投产的，西南网调、省调须在转商运后2个工作日内向四川电力交易中心提供水电及新能源电站发电能力。

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。

系统控制系数：年度交易安全校核暂定为 0.92，月度、月内交易安全校核设定为 0.95（水电站在交易前提出书面申请，承诺本电站月度合同电量不减持并承担由此造成的后果，可超过 0.95）。

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。

月度交易发电能力校核时，水电站本次交易有约束成交电量不得超过本电站月度可交易规模上限。

水电站月度可交易规模上限 = 水电站月度发电能力 - 已成交当月合同电量（含水电站当月已成交的所有市场交易合同电量、水电站月度优先计划发电量等）

月内交易发电能力校核时，水电站本次交易有约束成交电量不得超过本电站月内剩余天数可交易规模上限。

水电站月内剩余天数可交易规模上限=MIN（当月发电能力-MIN（已成交当月合同电量，当月已执行上网电量），当月剩余天数×可用容量×24小时×系统控制系数）

水电站可根据历史发电、来水预测、蓄水（消落）计划、梯级水库运用等实际情况，在月内对发电能力提出2次调整申请，由西南网调、省调、四川电力交易中心2个工作日内共同确定后，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。

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×24×运行天数×系统控制系数，风电、光伏电站报送的*i*月发电能力，1.1×近五年*i*月最大上网电量）

系统控制系数：风电年度交易安全校核暂设定为0.65，月度、月内交易安全校核暂设定为0.7（风电电站在交易前提出书面申请，承诺本电站月度合同电量不减持并承担由此造成的后果，可超过0.7）；光伏年度交易安全校核暂设定为0.25，月度、月内交易安全校核暂设定为0.3（光伏电站在交易前提出书面申请，承诺本电站月度合同电量不减持并承担由此造成的后果，可超过

0.3)。

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。

月度交易机组发电能力校核时，风电、光伏电站本次交易有约束成交电量不得超过机组月度可交易规模上限。

风电、光伏电站月度可交易规模上限 = 月度发电能力 - 已成交当月合同电量（含当月已成交的所有市场交易合同电量、月度优先计划发电量等）

月内交易机组发电能力校核时，风电、光伏电站本次交易有约束成交电量不得超过机组月内剩余天数可交易规模上限。

风电、光伏电站月内剩余天数可交易规模上限 = $\text{MIN}(\text{当月发电能力} - \text{MIN}(\text{已成交当月合同电量}, \text{当月已执行上网电量}), \text{当月剩余天数} \times \text{可用容量} \times 24 \text{小时} \times \text{系统控制系数})$

风电、光伏电站可根据历史发电、资源能力预测等实际情况，在月内对发电能力提出 2 次调整申请，由西南网调、省调、四川电力交易中心 2 个工作日内共同确定后，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。

2) 电网阻塞校核

电网阻塞校核适用于全网或局部电网持续弃水时期且水电竞价现货市场未运行期间，仅开展月度、月内电网阻塞校核，暂

不开展年度分月电网阻塞校核。四川电力交易中心每周提交两次无约束成交交易结果，西南网调、省调原则上在收到无约束成交交易结果后的一个工作日内完成阻塞校核，并经四川电力交易平台发布校核结果。西南网调、省调可根据电网运行实际和市场交易情况，在月内开展补充阻塞校核。对于存在送出受限的区域，结合检修、调峰、通道内用电负荷、新能源波动、大水电及跨省区送出通道变化等因素滚动测算通道内水电最大消纳空间(包括就地消纳负荷和通道送出能力)，当明确水电电量合同超过通道内水电最大消纳空间时，进行阻塞校核。校核时，优先安排省内绿电交易合同、月度优先电量、留存电量合同，剩余通道按其余市场交易合同电量比例分配。如果输电容量无法保证绿电交易合同、月度优先电量、留存电量合同，则按合同比例分配。校核未通过电量不纳入发电安排，必须全部转出，未转出前发电企业不得获取增量电量，由此造成的损失由发电企业自行承担，但因电网运行发生重大边界变化，电力调度机构应当向电力交易机构提供书面说明，由电力交易机构予以公布，相关发电企业可在偏差互保时不转出校核电量的同时转入电量进行平衡。全网持续弃水时期，通道内水电按照校核后发电进度与主网一致进行发电安排，因发电进度原因导致送出通道存在富余能力时，通道内水电厂可参与省间现货交易。对于严重受阻断面，新能源电站与水电一并参与电网阻塞校核和发电安排。

在已发布阻塞校核公告的区域内，西南网调、省调按照以下

原则进行阻塞校核：受限区域内水电不能受入区域外发电合同，不能受入区域内新能源发电合同（新能源执行全额消纳政策情况下），不能参加电能量增量交易、省间现货交易（攀西受限区域除外）。

（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，尽可能实现新能源全额保障性收购、减少水电弃水。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交易出清所需的数据、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。

发电企业应认真做好电力生产组织工作，遵守市场规则，服从调度指挥，积极参与市场运营。

1. 规范交易

（1）发电机组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》。新投机组应向经济和信息化厅申报，由经济和信息化厅确认后再参与市场交易。发电企业应在新投机组完成启动试运行3个工作日内向四川电力交易中心提交注册申请，在完成市场注册后，可参与相应准入范围内的市场交易。

(2) 四川电力交易中心定期对发电企业已注册信息进行核验，发电企业应做好注册信息补充完善工作，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) 认真研究市场规则，按实际装机容量规范参与市场交易，遵守调度纪律，按要求开展信息披露工作。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。

(5) 已注册生效的发电企业有下列情形之一的，报政府相关部门严肃处理：

1) 严重违反市场交易规则行为，且拒不整改的。

2) 在与电力用户或售电企业签订购售电合同后，随意更改或恶意毁约的，或无正当理由拒绝执行合同的；或无正当理由，在电力交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同的。

3) 出现市场串谋、提供虚假材料误导合规调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。

4) 违规披露或散布市场公开信息、其他市场主体私有信息造成经济损失或严重后果的。

5) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为发电企业存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

6) 违反法律、法规规定的其他情形。

2. 计划执行

按照经济和信息化厅年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划，做好优先电量执行与管控相关工作。

3. 计量改造

按照川经信电力函〔2019〕718号要求，完成电能计量装置改造升级工作。

(三) 电力用户要求。

电力用户应按要求认真做好参与市场交易的各项准备工作，包括电量认定、计量装置改造升级等，积极按照相关规定参与交易。

1. 规范交易

(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) 电力用户在四川电力交易中心进行注册时，注册的企业名称应与工商营业执照中的企业名称一致。

(3) 四川电力交易中心定期对电力用户已注册信息进行核验，电力用户应做好注册信息补充完善工作，对未按要求整改的进行通报，并向政府相关部门报告。

(4) 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品种、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。为保证电力用户全用电量正常结算，所有直接参与市场交易的电力用户户号均应签约常规直购交易品种。

(5) 电力用户（包括该用户的所有户号）上一年购网用电量 500 万千瓦时以下的，拟直接参与市场交易，须通过售电公司代理；电力用户（包括该用户的所有户号）上一年购网用电量 500 万千瓦时及以上的，拟直接参与市场交易，可以选择与发电企业进行直接交易。电力用户（包括该用户的所有户号）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或选择与发电企业进行直接交易。

(6) 拥有用户侧新型储能项目并自愿参加新型储能交易的电力用户应向电网企业提出储能报装申请，签订和履行储能市场交易合同，按规定披露和提供信息等。

(7) 以大数据等名义开展的虚拟货币“挖矿”活动用电不得参与市场交易。

(8) 通过售电公司代理参与市场交易的电力用户，与售电公司、电网企业签订市场化零售供用电合同或三方电费结算补充协议。

(9) 已直接从电力市场购电的非高耗能批发用户户号，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。已直接参与市场交易的高耗能电力用户户号不得退出；尚未直接参与市场交易的高耗能电力用户户号原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格按相关要求执行；拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户户号，用电价格按相关要求执行，对停机或从电网超规模购电的燃煤自备电厂，要严肃问责，加强核实督查，典型案例进行约谈通报。

（10）零售用户应按真实用电规模与售电公司签约，经零售用户授权同意后，售电公司可查询该零售用户近三年内历史分时用电数据。

（11）电力用户有以下情形之一的，报政府相关部门严肃处理：

1）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场的。

2）未按要求完成实人认证，且拒不整改的。

3）严重违反市场交易规则行为，且拒不整改的。

4）对于电能量交易、需求侧市场化响应、用户侧新型储能项目电能量交易等，同一户号与两家或两家以上售电公司签订交易合同的。

5）同一户号同时与发电企业和售电公司签订购售电合同的。

6）在与发电企业或售电公司签订购售电合同后，随意更改或恶意毁约的，或无正当理由拒绝执行合同的；在电力交易平台

出清后，无正当理由不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同的。

7) 出现市场串谋、提供虚假材料、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。

8) 违规披露或散布市场公开信息、其他市场主体私有信息造成经济损失或严重后果的。

9) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为电力用户存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

10) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，严重影响电力交易的。

11) 法律、法规规定的其他情形。

(12) 因违反交易规则被限制交易或受到行政处罚的电力用户，其用电户号同期交易受限。

(13) 参与市场化交易的电力用户不得拖欠电费，经电网企业确认的拖欠电费用户从次月起强制退出市场，其市场化交易电量由经济和信息化厅商相关部门安排处理，给相关方造成损失的，电力用户应承担相应赔偿责任。

(14) 电力用户应强化合同履行，及时通过市场化交易方式平衡用电偏差，不得拖欠偏差电量费用。对当年拖欠偏差电量费用的电力用户，经政府主管部门及能源监管机构同意后，视情节轻重采取公开通报、暂停交易资格直至强制退市等措施，由此引

起法律纠纷的，按相关法律法规处理。

（15）电力用户发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息变化时，应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易平台办理注册信息变更手续。其中，电力用户发生并户、销户、过户或者用电类别变化时，需在妥善处理购售电合同、供用电三方协议等市场化交易相关事宜后，方可在电网企业办结相关业务。

（16）市场工商业用户因办理扩容、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，次月再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。

（17）鼓励行业龙头企业、国有企业、政府机关、事业单位等消费绿电，发挥绿色消费示范带头作用，绿电消费比例原则上应超过全社会平均水平，且不低于四川可再生能源消纳责任权重；高耗能企业要切实增加绿电消费，绿电消费比例原则上应不低于全社会平均水平，且不低于四川可再生能源消纳责任权重。

（18）已直接参与电力市场交易在下述情况下视为正当理由退市：

1) 在上一年度直接参与市场交易期间, 办理了销户或改类用电业务后无工商业用电量, 本年度不再符合市场准入条件的用户。

2) 上一年度直接参与市场交易后, 在本年年度交易开展前办理了销户或改类用电业务后无工商业用电量的用户。

3) 用电户号过户后, 该户号视为正当理由退市, 原属电力用户与售电公司签订的购售电合同不再具备备案条件, 自过户次月起备案失效。承接户号的电力用户, 可按新投用户自过户次月起与其代理售电公司新签该户号购售电合同, 否则改由电网企业代理购电。

2. 计量改造

电力用户要高度重视电能计量装置改造升级工作, 参与市场且与国网四川省电力公司存在电费结算关系的电力用户(包括独立地方电网、增量配电网) 均应按照川经信电力函〔2019〕718号要求, 积极配合完成电能计量装置改造升级工作, 实现电量信息自动采集, 并将数据传送至国网四川省电力公司用电采集主站, 其中地方电网应尽快完成与四川电力交易平台的数据交换接口。新投产电力用户均应安装满足要求的电能计量装置。

(四) 独立新型储能电站。

独立新型储能电站应向电网企业提出并网报装申请等, 签订和履行电能量市场交易合同, 按规定开展市场注册、披露和提供信息等。

（五）售电公司要求。

售电公司应在准许范围内代理零售用户，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》。

1. 代理范围

售电公司可与纳入 2024 年市场准入范围的电力用户开展零售市场交易。

售电公司在零售市场与电力用户签订购售电合同，确立零售服务关系（即明确电力用户电量从售电公司购买）后，可代理零售用户参加批发市场交易。售电公司不得代理发电企业售电，不得代理其他售电公司购售电。

售电公司可代理独立新型储能电站及用户侧新型储能项目的充电电量参加电能量交易，代理电力用户参加需求侧市场化响应交易。

2. 规范交易

（1）售电公司与电力用户以挂牌交易、邀约交易、双边协商等方式按照标准文本签订年度购售电合同，相关购售电合同有效期应覆盖交易年。

（2）售电公司应积极配合签约零售用户开展注册信息补充完善工作。

（3）售电公司须按照标准文本，与电力用户、电网企业签订市场化零售供用电合同或三方电费结算补充协议，明确电费支

付、抄表计量等责任。

(4) 售电公司应对合同的真实性及合同电量电价等关键信息的准确性进行认真审查并承担相应法律责任,防止虚假欺诈行为。售电公司不得将购售电合同签订等核心业务交由企业外其他个人或机构完成,否则由此引发的市场纠纷、惩罚、诉讼等全部责任由售电公司承担。

(5) 售电公司参与批发和零售市场交易前,应按《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)规定向四川电力交易中心提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证,其中,对于过去12个月交易电量为零的售电公司,应按其预测年度交易电量规模提交履约保障凭证。四川电力交易中心负责履约保函、保险单的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序,并应建立履约额度跟踪预警机制。

(6) 售电公司代理零售用户参与市场交易,应按照阶梯价格、价格联动、固定代理费、比例分成等电力零售套餐中的一种约定交易量价信息,具体要求另行明确。

零售用户零售合同分月交易电量应大于该用户上一年分月实际结算电量的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%),且小于零售用户合同容量×24小时×当月天数,若用户合同容量理论用电量小于上年同月结算电量(或

¹ 电力用户与电网企业签订的《供用电合同》中的合同容量。

用电量), 则交易电量上限为上年同月结算电量(或用电量)。

年度交易中, 对于除留存电量外的交易品种, 零售用户若选择阶梯电价套餐类型, 则售电公司与零售用户水电(风电、光伏)电量的基础电量交易电价可约定全年相同价格, 也可按月约定不同价格。约定全年相同价格的, 其全年交易电价上下限与批发市场该交易品种年度分月交易价格上下限按零售用户对应水期水电(风电、光伏)基础交易电量占比折算后的加权均价相同; 约定分月价格的, 其分月交易电价上下限与批发市场该交易品种月度(月内)交易电价上下限相同。零售用户浮动交易电价的上下限与批发市场该交易品种月度、月内交易上下限相同。绿电交易仅可签订分月价。选择价格联动套餐中分月零售市场均价 \pm 浮动套餐、分月批发市场均价 \pm 浮动套餐、固定代理费套餐、比例分成套餐的, 若月度直接交易价格超出限价, 按限价结算。

(7) 对于某一交易品种, 售电公司与发电企业年度、月度、月内交易分月交易电量, 不得大于售电公司与零售用户签订的合同中该交易品种分月交易电量。

(8) 在月度、月内批发市场交易过程中, 若售电公司交易达成后会其当月批发合同对应电费高于其当月零售合同对应电费, 且电费差额高于其履约保障凭证额度的 80%, 则该笔交易无法达成。

(9) 拥有配电网运营权的售电公司, 其配电业务与参与市场的售电业务应当实现财务分离。

(10) 单个或多个有股权关联关系的售电公司年度市场交易电量不得超过全部市场电量的 20%。

(11) 售电公司应持续满足注册条件，参与当年市场化交易的售电公司需确保资产总额满足交易电量需求，并在规定时间内披露资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明，售电公司未按期完成信息披露的，视为未持续满足注册条件。四川电力交易中心对售电公司准入条件进行动态复核，对于核验不符合要求的，出具一次性告知书，售电公司须在规定时间内完成整改。

(12) 连续 12 个月未参与交易（或交易合同电量为零）的售电公司，四川电力交易中心征得政府主管部门同意后暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示。

(13) 建立保底售电公司管理制度，具体方案另行制定。

(14) 已注册生效的售电公司有下列情形之一的，报政府相关部门严肃处理：

1) 售电公司存在结算售电服务费为负，且未在正式发布结算单后 10 个工作日内补齐的。

2) 逾期未足额提供履约保函、保险的。

3) 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，或在参与市场过程中隐瞒有关情况、提供虚假材料、虚假披露数据，且拒不整改的。

4) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

5) 未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的。

6) 在与电力用户或发电企业签订购售电合同后，随意更改或恶意毁约的，或无正当理由拒绝执行合同的；在电力交易平台出清后，无正当理由不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同的。

7) 违规披露或散布市场公开信息、其他市场主体私有信息造成经济损失或严重后果的。

8) 存在市场串谋、隐瞒有关情况、提供虚假材料误导合规调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。

9) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。

10) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，严重影响电力交易的。

11) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的。

12) 存在通过“阴阳合同”等方式，恶意虚高商业综合体等转供电力用户零售价格的。

13) 存在恶意虚增或虚减电量的。

14) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

15) 违反法律、法规规定的其他情形。

3. 退市程序

售电公司退市程序按相关文件要求办理，退市前应妥善处理好购售电合同和供用电合同相关事宜，四川电力交易中心在售电公司退出后保留其履约保函、保险 6 个月。自愿退市的售电公司，在申请退出之前应将所有已签订的购售电合同全部履行完毕或转让给其他售电公司，并结清所有费用，妥善处理其他相关事宜。强制退市的售电公司，应按合同约定承担相应违约责任，四川电力交易中心受政府主管部门委托，对其与发电企业和电力用户签订的购售电合同予以整体挂牌转让、双边协商交易等市场化方式处理。如市场化交易均未成交，按照保底售电公司、电网企业的顺序为电力用户提供保底服务。无正当理由退市的售电公司，原则上原法人及其法定代表人三年内不得再参加市场化交易。

（六）电网企业要求。

电网企业应做好对市场主体的电网接入、抄表、计量改造、代理购电等市场服务工作，以及对居民、农业用户的保障供电工作，及时开展电费结算，并配合政府主管部门做好市场主体相关认定等工作。

1. 市场服务

为市场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市场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。按照《国家电网有限公司

关于支持和服务用户侧储能发展的指导意见》(国网营销〔2023〕285号)相关要求,做好用户侧新型储能并网接入、计量采集、参与市场、安全管理、统计分析等各项工作。积极配合售电公司、电力用户开展市场注册、市场化零售供用电合同签订等工作,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市场主体提供电力用户历史分时用电量等信息。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。

2. 保障供电

居民、农业用电由电网企业保障,执行现行目录销售电价政策,并保持价格稳定。

3. 电费结算

承担市场主体各类电费的结算及资金收付工作。

4. 配合认定

电网企业应积极配合政府主管部门开展市场主体准入资格认定、市场交易电量核定等有关工作,并在电力用户参与交易前,按要求向电力交易平台推送电力用户可交易特殊交易品种。

(七) 其他要求。

1. 发电企业与售电公司、批发用户采用双边协商方式对批发市场合同进行调减的,约定调减部分的量、价信息,调减部分电量不得大于发用双方各自某一交易品种的存量电量及双方原签订的该品种的存量电量,调减部分交易电价须满足批发市场分月

价限价要求，并须签订纸质书面合同提交至四川电力交易中心。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量增量交易的，须签订纸质购售电合同并提交至四川电力交易中心。

2. 发电企业或售电公司、批发用户采用双边协商方式开展同侧电能量交易的，增减电量部分须满足批发市场分月价限价要求。

3. 发电企业与用电侧主体对批发市场合同进行调减的，发电企业之间、用电侧主体之间开展同侧电能量交易的，交易后相关市场主体的电费不能为负、电量须大于零。

4. 在年度同侧电能量交易、合同转让交易中，水电、风电、光伏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品种当月合同电量的 40%；用电侧市场主体分月电量减持之和不超过该品种当月合同电量的 40%。

5. 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品种不得同时增持（转入）和减持（转出）电量。

6. 对于除留存电量外的交易品种，采用阶梯价格套餐的零售用户每月可以与售电公司按双边协商的方式原则上调整一次当月分品种水电（风电、光伏）基础交易电量，须签订纸质书面购售电合同并及时提交至四川电力交易中心（采用实人认证电子合同签约方式的，无需签订纸质书面购售电合同）。调增时，增量部分的基础交易电价下限为批发市场该交易品种月度、月内交易电价下限，上限为调整前的浮动交易电价。调减时，调减基础电

量后仍执行原基础电价，同时不再执行原浮动交易电价；若年度交易时基础交易电价约定全年相同价格的，调整后的基础交易电价仍应满足零售市场全年综合价限价要求（上下限分别为批发市场该交易品种年度分月交易价格上下限按零售用户对应水期的水电/风光基础交易电量占比折算的加权均价，计算时应采用调整后的各水期水电/风光基础交易电量），同时不再执行原浮动交易电价。采用除阶梯价格套餐之外零售套餐的零售用户，仅能与售电公司调整零售套餐的电量，且原则上每月只可调整一次。

7. 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。

8. 电网企业负责向发生付款违约的市场主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。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限内足额缴纳欠费时，暂停其交易资格，电力用户按当期水电电量交易电价上限和对应非水电量（高耗能或非高

耗能)交易均价两者的加权均价预结算,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。

9. 由于计量装置故障、营业差错、电力用户窃电、违约用电等原因需退补往月电量时,相关退补电量按对应月份电网企业代理购电价格开展电费结算,与其关联的市场主体费用和偏差电量费用不再重新计算。有关情况及时报送政府相关部门。

对应月份电量难以确定的,按退补电量涉及天数平均折算。追补 2021 年 11 月 25 日前电量时,按对应月份目录电价水平结算。

四、偏差调整考核

(一) 交易电量偏差调整和偏差结算按年度交易指引实施。采用偏差互保方式对发电侧和用电侧偏差电量进行调整,偏差互保于次月中下旬在同侧组织,交易标的为当月月度电量和合同,限价范围与同交易品种水电部分限价范围相同。偏差互保可采用平台集中和双边协商方式,与年度同侧电能量交易组织方式相同,偏差互保原则上不应扩大市场主体的合同偏差。按照发电侧和用电侧责任对等的原则实施偏差电量结算,发电侧偏差电量以装机类型对超(少)发电量按年度交易指引规定的阈值进行偏差结算;电力用户和售电公司以交易品种对超(少)用电量按年度交易指引规定的阈值进行偏差结算。其中,5月对发电侧和用电侧 1-4 月的市场偏差进行清算。

(二) 电力用户按绿电交易、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。批发市场按各交易品种照付不议、偏差结算，零售市场按零售套餐结算。

（三）实施平水期水电节能调度平衡补偿，有关补偿原则、方式、超欠发电量的认定及调整按 2024 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划要求执行。

（四）加强对市场主体滥用市场力、恶意套利的监测和管控，对有关部门认定的滥用市场力、恶意套利的市场主体，可对其实施限制合同电量转让、加大偏差结算惩罚力度等措施。

（五）按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力负荷管理办法（2023 年版）〉的通知》（发改运行规〔2023〕1261 号）要求，对由于实施有序用电导致的市场化交易电量偏差部分，由政府主管部门据实免于考核。

五、市场信息披露

（一）四川电力交易中心总体负责电力市场信息披露的实施工作，为市场主体信息披露提供便捷方式。四川电力交易中心应公平对待市场主体，无歧视、依法合规、及时披露市场信息。市场信息披露应统一在电力交易平台完成。

（二）各市场主体和四川电力交易中心、西南网调、省调、电网企业应按国家和四川省电力市场信息披露相关文件要求做好市场信息披露工作，并对提供信息的真实性、及时性、准确性、完整性负责，披露信息不真实、不及时、不准确、不完整，且拒不整改的，报政府相关部门处理。信息披露质量纳入市场主体信

用评价体系，对违反信息披露有关规定的市场主体，将依法依规纳入失信管理，问题严重的可暂停其交易资格或取消市场准入资格。

（三）市场主体对披露的相关信息等有异议或者疑问时，可向四川电力交易中心提出，由四川电力交易中心责成信息披露主体予以解释。

（四）各市场主体严禁扩大信息披露范围，将仅限于市场主体范围披露的信息擅自扩大知晓范围，造成不良影响或其他损失的，报政府相关部门严肃处理。

（五）四川能源监管办负责对信息披露的执行情况开展监督和检查，对信息披露工作进行指导。

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 2024 年省内电力中长期交易（含优先计划）组织和合同签订工作。加快推进电力现货市场建设，在 2024 年继续开展长周期结算试运行。

（二）落实国家发展改革委关于做好 2024 年电力中长期合同签订相关要求，扎实开展以下工作。

1. 坚持中长期合同高比例签约。

（1）售电公司年度批发分月签约电量不得低于零售分月签约电量的 70%，其中分月签约电量不含参与发用两侧拍卖的竞拍

出清电量。批发用户年度分月签约电量（含非水配置电量）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%，其中年度签约电量含打捆购入的非水电量，水电签约部分不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量。不足部分（不含非水配置电量）在年度同侧电能量交易结束后按拍卖交易方式组织与水电企业成交，形成市场水电交易合同。

（2）水电企业年度批发分月签约电量不得低于近三年分月平均省内市场化结算电量（含留存电量，不含参与发用两侧拍卖的竞拍出清电量）的 70%。不足部分在年度同侧电能量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，形成市场水电交易合同。售电企业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%，售电公司当月所有代理零售合同签约量-该售电公司年度批发市场当月已签约电量）。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）。

（3）电网企业和四川电力交易中心应及时向市场主体提供保障高比例签约所需的相关数据，如历史用电量、已签约电量等。四川电力交易中心应定期向政府相关部门报送合同签约情况。

2. 推动中长期合同规范化签约。参考国家有关合同示范文本，对我省市场化交易合同示范文本进行修订完善。各市场主体须按合同示范文本签订中长期合同，合同示范文本另行印发。

3. 鼓励各市场主体签订长期合同，并按年度在四川电力交易中心备案。当相关政策和市场规则发生变化时，市场主体可根据相关情况经双方协商后对长期合同进行调整。

4. 售电公司与零售用户应采用实人认证电子合同签约方式完成购售电合同的签约和备案。售电公司在零售购售电合同签约过程中的电子签约比例、合同合规性、合同备案情况、整改情况等均应纳入售电公司信用评价；在合同签订、备案中弄虚作假的，经政府主管部门同意后，还应视情节轻重采取公开通报、暂停交易资格和售电服务费（为正时）支付、强制退市等措施，由此引起法律纠纷的，按相关法律法规处理。

（三）各类发电企业优先计划电量的分解和确认，按照经济和信息化厅年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划有关规定执行。

（四）省调要积极做好现货市场运营工作，促进中长期交易与现货交易有序衔接，为保证电力中长期合同履行作支撑。

（五）纳入分时电价政策执行范围的市场工商业用户中长期交易结算价格（含交易电价和输配电价）应按四川省分时电价政策执行峰谷浮动。

（六）电网企业、售电公司和电力用户应按照《四川省可再生能源电力消纳保障实施方案（试行）》（川发改能源〔2021〕496号）承担相对应的可再生能源电力消纳量。在省内电力供应紧张时期，经政府主管部门同意后，售电公司、批发用户可参与省间

市场购入绿电（市场初期主要指风电、光伏电量），提升全省可再生能源消纳权重，缓解省内供需矛盾。该部分省间绿电电量优先用于抵扣市场化工商业用户应打捆购入的非水电量，售电公司与零售用户确认的省间绿电电价不应高于上一年省间中长期外购年度交易最高落地价；抵扣市场化工商业用户应打捆购入非水电量后多余的省间绿电电量，纳入售电公司、批发用户通过常规直购交易购入的水电电量。四川电力交易中心应制定省间绿电外购申报指引，会同国网四川省电力公司确定全网省间绿电购入需求，指导售电公司、批发用户规范有序高效开展省间绿电购入申报工作。售电公司、批发用户应严格按申报指引要求开展申报工作。未按要求进行申报的，四川电力交易中心不予受理其当次省间绿电购买申报；提交虚假材料及虚假需求的，四川电力交易中心不再受理其当年省间绿电购买申报，并报政府主管部门及监管机构严肃处理。

（七）四川电力交易中心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，开展市场化工商业用户电能量溯源。电力用户可根据溯源电量结果和绿色电力消纳需求，自愿通过北京电力交易中心绿证交易平台等渠道购买绿色电力证书。

（八）国网四川省电力公司非同价区（简称“非同价区”，下同）的大工业用户优先使用当地留存电量指标，不足部分由当地保障性小水电电量（指非同价区地县调直调小水电总上网电量优先保障当地居民农业等保障类用户后，用于保障非同价区大工业

用户的电量，下同）补足。如留存电量和非同价区保障性小水电电量之和大于当地大工业用户用电需求，剩余非同价区保障性小水电电量作为电网企业优购电量；如留存电量和非同价区保障性小水电电量之和小于当地大工业用户用电需求，缺口部分用电量直接从电力市场购电，未直接从电力市场购电的由电网企业代理购电。

非同价区大工业用户使用保障性小水电电量后，其缺口电量选择直接从电力市场购电的，相关市（州）主管部门会同供电公司根据当地地县调直调小水电企业（不含关停机组）前三年平均上网电量预测小水电分月上网电量，扣减居民农业等保障类用户预测用电量后，确定当地直接参加市场化交易的各大工业用户户号的保障性小水电电量分月计划，在年度交易前推送至四川电力交易中心，并按月将保障性小水电电量均价推送至四川电力交易中心。保障性小水电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。

（九）纳入地方电网网内工商业电力用户直接从电力市场购电试点的地方电网，其网内工商业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，地方电网根据网内电源规模、用户电量增长等因素，合理预测需从国网四川省电力公司分月下网的电量规模及其中居民、农业以及工商业电量结构比例。履行规定程序后，函告四川电力交易中心，以此确定地方电网下主网工商业电

量总量。

地方电网下主网工商业电量总量=下网关口下网电量×下网关口工商业电量占比。

2. 年度交易开市前，地方电网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。

3. 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市场化工商业用户的除地方电网网内保障电量外的工商业用电量部分（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预测的年度分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。地方电网开展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。

4. 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

量后，再开展电力市场结算、分摊（分享）。

5. 地方电网企业应按照四川电力交易中心出具的结算依据（含网内市场化工商业用户的市场交易电费、偏差电量电费）向国网四川省电力公司支付电费（含网间输配电费及其他分摊（分享）费用），并由国网四川省电力公司统一向发电企业、售电公司支付。

6. 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，按相关要求进行处理。

7. 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）经济和信息化厅牵头负责省内市场化交易总体工作；省发展改革委牵头负责电价政策、电网企业代理购电有关工作；四川能源监管办牵头负责市场监管、信息披露和年度交易指引有关工作；省能源局负责售电公司管理有关工作。本方案相关政策以有关部门具体行文为准。

（二）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，加强对地方电网网内工商业电力用户直接从电力市场购电试点的指导，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。

（三）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实施省内市场化交易工作，按月将交易实施情况报经济和信息化厅、省发展改革委、四川能源监管办、省能源局等部门，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，并上报政府相关部门协调处理。省能源投资集团公司负责开展其网内工商业电力用户直接从电力市场购电试点工作，并指导其他地方电网企业参与试点。

（四）在出现电力系统重大事故或因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。

（五）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，听取市场主体诉求，提出合理意见建议，切实保障市场主体合法权益。

（六）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：不予公开

四川省经济和信息化厅办公室

2023年12月29日印发

