

附件

## 2020 年四川电力交易指导意见

为进一步规范四川各类市场化交易，推动四川电力市场平稳有序发展，根据《四川电力中长期交易规则（暂行）》（川监能市场〔2017〕51号，以下简称《交易规则》）、结合《四川省2020年省内电力市场交易总体方案》（川经信电力〔2020〕23号，以下简称《总体方案》），按照安全稳定、因地制宜、统筹兼顾、积极稳妥的原则，结合2019年四川电力交易实施情况，制定2020年四川电力交易指导意见。

### 1.交易方式

#### 1.1 年度交易方式

年度交易分4周开展，第1周前3个工作日和第3周后3个工作日开展平台集中交易，前3周其他工作日开展自主双边协商交易，第4周开展年度合同电量转让交易，发用双方自主选择参与方式。

年度平台集中交易采用“复式竞价撮合”方式，同时组织发用双方全年丰平枯均衡电量结构（丰平枯电量比例为5:2:5）和全年12月分月电量的平台集中交易。发用双方自主选择申报参与全年丰平枯均衡电量结构平台集中交易，以及全年分月电量平台集中交易（可申报参与某一月交易，也可同时申报参与多月交易）。

发用双方选择参与全年丰平枯均衡电量结构平台集中交易的电量，申报全年单一电价；选择参与分月平台集中交易的电量，每月可申报不同电价。

## 1.2 月度（月内）交易方式

以结算月第1天为当月交易启动时间，结算月最后1周为当月交易闭市时间。在结算月前3周内，每周组织两次平台集中交易和两次自主双边协商交易（含发用两侧自主双边协商增量交易、调减交易、合同电量转让交易）。

平台集中交易按以下程序组织：

（1）在闭市前，在各开市日采用“复式竞价撮合”方式组织交易，交易过程分为集合竞价和连续竞价两个阶段。

（2）在集合竞价阶段，发电侧申报合同增持需求（拟售出电量），用电侧申报合同增持需求（拟购入电量），交易平台采用申报电价高低匹配的方式对发用双方的合同增持需求进行配对出清。

（3）在连续竞价阶段，发电侧可以申报合同增持需求（拟售出电量或拟受让合同），也可以申报合同减持需求（拟转让合同）；用电侧可以申报合同增持需求（拟购入电量或拟受让合同），也可以申报合同减持需求（拟转让合同）。发用双侧增持合同可以与对侧主体增持需求相匹配，也可以与同侧其他主体减持需求相匹配；发用双侧减持合同需求可以与对侧主体减持需求相匹配，也可以与同侧其他主体增持需求相匹配。发用双侧合同增持需求

匹配，等效于电能量增量交易；发用双侧合同减持需求匹配，等效于合同电量双边调减交易；发电侧合同增持（减持）需求与同侧合同减持（增持）需求匹配，等效于发电侧合同电量转让交易；用电侧合同增持（减持）需求与同侧减持（增持）需求匹配，等效于用电侧合同电量转让交易。在同次交易中，发电方不可同时申报增持和减持，用电方同一交易品种不可同时申报增持和减持。

（4）在平台集中交易中，发用双方可选择采用分段报价方式，最多可申报5段电量，每段电量比例不作限制，每段电量对应不同价格。

（5）在发用双侧合同增持需求匹配时（等效于电能量增量交易），按电能量增量交易结算方式结算；在发用双侧合同电量增持（减持）需求与同侧减持（增持）需求匹配时（等效于发用双侧合同电量转让），按合同电量转让交易结算方式结算；在发用双侧合同电量减持需求匹配时，按以下方式进行结算：

$$F_1 = (p_1 - p_0) * q_0$$

$$F_2 = (p_0 - p_2) * q_0$$

其中， $F_1$ 、 $F_2$ 分别为发电侧主体和用电侧主体的合同电量减持收入或支付的费用（ $F_1$ 、 $F_2$ 为正时表示收入费用、为负时表示支出费用）； $p_1$ 、 $p_2$ 分别为发电侧和用电侧主体减持的合同的标价； $p_0$ 为减持合同的成交价， $q_0$ 为减持合同的成交电量。

## 2.交易品种

### 2.1 批发市场

2020年四川电力批发市场交易品种包括跨省跨区交易(含省间富余可再生能源电力现货交易)、电力直接交易、合同电量转让交易、短期发电辅助服务交易。

### 2.1.1 跨省跨区交易

跨省跨区中长期交易在北京电力交易平台开展,跨区域省间富余可再生能源电力现货交易在国调现货交易平台开展,水电企业根据自身富余发电能力自主参与。丰、平水期跨区域省间富余可再生能源电力现货交易应在四川电网调节资源已经全部用尽、各类已成交外送交易全部落实、中长期交易来不及开展、水电仍有富余发电能力、预计会产生弃水电量的情况下开展,发电企业成交的现货交易电量不应超过日有效申报电量减去日预计划电量。

### 2.1.2 电力直接交易

2020年电力直接交易包括常规直购交易、留存电量交易、战略长协交易、水电消纳示范交易、富余电量交易、低谷弃水交易、电能替代交易、自备机组停发替代交易、居民替代交易等。电力直接交易各品种报价上下限按《总体方案》有关要求执行。

(1)常规直购交易年度交易采用本指导意见1.1节提出的交易方式,水电企业参与电量受常规直购指标上限控制。月度(月内)交易采用本指导意见1.2节提出的交易方式,但不组织月度(月内)自主双边协商增量交易,供需比不受限制。

(2)除铝电合作交易外的战略长协、富余电量、低谷弃水、

电能替代、自备机组停发替代年度交易均采用本指导意见 1.1 节提出的交易方式，富余电量、低谷弃水不组织全年丰平枯均衡电量结构平台集中交易。月度（月内）交易均采用本指导意见 1.2 节中提出的交易方式。年度、月度（月内）交易均合并组织，供需比不受限制。铝电合作交易方案另行制定。

（3）水电消纳示范区交易采用专场交易方式，由四川电力交易中心负责组织，具体方案由省级相关部门另行明确。

（4）留存电量交易由电力交易机构根据政府计划，按照最小配对方式对购售方及电量进行配对，组织留存电量用户和发电企业在交易平台进行交易确认。

（5）居民替代交易在丰水期按月度开展，由电网企业代居民用户采用集中挂牌的方式优先向风电、光伏发电企业采购。

### 2.1.3 合同电量转让交易

#### 2.1.3.1 总体要求

（1）合同电量转让交易分为发电侧合同电量转让、用电侧合同电量转让、关停火电补偿和强退售电企业合同转让。

（2）合同电量转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，即出让方与受让方之间的补偿价格，不影响出让方原有合同的价格，涉及的交易对象权责不受影响，不需要原合同交易对象确认。

（3）同次交易中，发电方不得同时转出和转入电量；用电方同一交易品种不得同时转出和转入电量。

(4) 各市场主体之间合同电量转让交易费用结算依据由四川电力交易中心统一出具，由电网企业负责合同电量转让交易费用的收取和支付。

### 2.1.3.2 发电侧合同电量转让交易

#### 2.1.3.2.1 基本要求

(1) 发电企业按照申报次日可发电量方式累加得到月度发电计划时不能参与合同电量转让交易；水电机组留存电量只能在甘孜、阿坝和凉山本州留存电量发电企业范围内进行转让；在运燃煤火电机组不能将合同电量转给水电机组；燃气电厂合同电量不能实施转让；风电、光伏市场化交易电量只能在参与市场化交易的风电、光伏间转让。

(2) 发电侧合同电量转让交易按年度、月度（月内）开展。年度合同电量转让交易原则上仅在发电企业超过自身能力签约的情况下实施，在年度合同完成校核后开展。

(3) 在全国跨区跨省偏差电量处理机制完善前，发电企业在仍有省内市场化合同电量（不含留存电量）的情况下，不得转让跨省跨区合同电量。

(4) 多年调节水电站（含栗子坪）及亭子口、宝珠寺、大桥电站按照历史发电水平进行优先电量安排的电厂，其优先电量不得转让。

#### 2.1.3.2.2 开展方式

发电侧合同电量转让可采取双边协商、集中转让和拍卖三种

交易方式。

### （1）双边协商方式

各发电企业之间以交易单元为单位自主协商约定转让品种、转让电量、转让价格、转让月份等，并将达成的交易意向在交易平台备案。

### （2）集中转让方式

1) 集中转让方式包括“复式挂牌”和“月内平台集中交易”两种。

2) “复式挂牌”方式：开市前，发电企业以交易单元为单位向交易平台申报合同转让需求，包括拟转让品种、转让电量、合同价格、转让月度，形成转让包。开市后，交易机构将所有转让包同时挂牌。挂牌方可对出让电量进行分拆，但拆分包的最小电量不得低于100兆瓦时，可随时修改转让包电量和价格。摘牌方以自身对应月度剩余能力为限进行摘牌，最小摘牌电量不得低于100兆瓦时，成交价格为挂牌价格，按价格优先、时间优先的顺序成交。原合同价格高于合同转出价格时，由受让方向出让方支付转让价差费用；原合同价格低于合同转出价格时，由出让方向受让方支付转让价差费用。

3) 月内平台集中交易方式：与发用双侧电能量增量交易、用电侧合同电量转让交易、发用双侧合同电量调减交易合并组织。

### （3）拍卖转让方式

1) 拍卖转让方式原则上仅在年度开展，当发电企业部分月

度合同电量未通过校核，且双边协商和集中转让均未能转出时实施。

2) 发电企业可自主选择各月除省间外送交易以外其他交易品种参与拍卖，在限定时间内未选择的，电力交易机构按价格由高到低的顺序、交易成交时间逆序等原则安排参与拍卖的交易品种。电厂名称、超限月份、超限电量形成一个拍卖包，并通过技术支持系统发布。

3) 竞拍方应在自身各月发电剩余能力范围内选择拍卖包参与交易，可同时申报多个拍卖包，以最后一次申报价格为准。交易结束后，每个拍卖包按申报价格由低到高、申报时间先后的顺序出清，出清价格与标的价格间的价差部分由出让方承担。

4) 拍卖转让交易标的涉及的原合同交易对象权责不受影响。拍卖成交电价与原交易电价之间的价差，由原签约电厂承担。

(4) 年度合同电量转让交易优先通过自主双边协商方式组织合同电量转让，并通过平台组织集中转让，自主双边协商转让和集中转让后依然没有成交的电量，由电力交易机构通过交易平台组织拍卖转让交易。

(5) 月度（月内）合同电量转让包括事前（事中）合同电量转让和事后合同电量转让。事前（事中）合同电量转让采取自主双边协商和月内平台集中交易的方式，自主双边协商合同电量转让在结算月前3周每周组织2次。事后合同电量转让采取自主双边协商和复式挂牌的方式。事后合同电量转让不应扩大发电侧



市场主体的超发或欠发程度。

### 2.1.3.3 用电侧合同电量转让交易

#### 2.1.3.3.1 基本要求

(1) 售电企业之间、电力用户之间、售电企业与电力用户之间均可开展合同电量转让交易。

(2) 用电侧合同电量转让交易按年度、月度（月内）开展。

(3) 留存电量可在本州内用户（含飞地园区用户）之间进行转让调剂。

(4) 受让方不可承接未代理的交易品种。

#### 2.1.3.3.2 开展方式

##### (1) 双边协商方式

达成交易的转让双方确定要转让的交易品种，转让电量（分月电量）、转让价格，由合同出让方在交易系统填报，合同受让方进行确认。

##### (2) 集中转让方式

1) 集中转让方式包括“复式挂牌”和“月内平台集中交易”两种。

2) “复式挂牌”方式：开市前，电力用户或售电公司以交易单元为单位向交易平台申报合同转让需求，包括拟转让品种、转让电量、合同价格、转让月度，形成转让包。开市后，交易机构将所有转让包同时挂牌。挂牌方可对出让电量进行分拆，但拆分包的最小电量不得低于 100 兆瓦时，可随时修改转让包电量和价

格。摘牌方最小摘牌电量不得低于 100 兆瓦时，成交价格为挂牌价格，按价格优先、时间优先的顺序成交。原合同价格高于合同转出价格时，由出让方向受让方支付转让价差费用；原合同价格低于合同转出价格时，由受让方向出让方支付转让价差费用。

3) “月内平台集中交易”方式：与发用双侧电能量增量交易、发电侧合同电量转让交易、发用双侧合同电量调减交易合并组织。

### (3) 拍卖转让方式

1) 拍卖转让方式原则上仅在年度开展。在自主双边协商交易、集中转让交易均未能转出时实施。

2) 售电企业可自主选择参与拍卖的交易合同，在限定时间内未选择的，电力交易机构按价格由低到高的顺序、交易成交时间逆序等原则安排参与拍卖的交易合同。售电企业名称、超限月份、超限品种、超限电量形成一个拍卖包，并通过交易技术支持系统发布。

3) 竞拍方应在自身各月可签约空间范围内选择拍卖包参与交易，不可参与自身未承接交易品种的拍卖交易。竞拍方可同时申报多个拍卖包，以最后一次申报价格为准。交易结束后，每个拍卖包按申报价格由高到低、申报时间先后的顺序出清，出清价格与标的价格间的价差部分由出让方承担。

4) 拍卖转让交易标的涉及的原合同交易对象权责不受影响。

(4) 在年度交易中，当售电企业所有批发市场年度合同电量分月汇总后，超过其对应月份零售市场签约电量，可优先通过

双边协商方式进行转让，并采用“复式挂牌”方式组织开展集中转让，在双边协商转让、集中转让仍未能全部成交时，组织拍卖转让交易。

(5) 月度（月内）合同电量转让包括事前（事中）合同电量转让和事后合同电量转让。事前（事中）合同电量转让采取自主双边协商和月内平台集中交易的方式，自主双边协商合同电量转让在结算月前3周内每周组织2次。事后合同电量转让采取自主双边协商和复式挂牌的方式。事后合同电量转让不应扩大用电侧市场主体的超用或少用程度。

#### 2.1.3.4 关停火电补偿交易

关停火电补偿交易按照《关于印发四川省“十三五”期间关停统调统分燃煤机组电量补偿方案的通知》（川经信电力〔2018〕13号）相关要求实施。关停火电补偿交易按年度定价（补偿价）挂牌交易的方式开展，单位电量补偿标准为80元/兆瓦时（含6%增值税）。

#### 2.1.3.5 强退售电企业合同转让交易

(1) 强退售电企业合同转让采取批零合同整体挂牌的交易方式实施。

(2) 开市前，电力交易机构应将强退售电企业自强退次月起所有未履行的批发市场和零售市场合同予以公告，包括但不限于代理的用户名录（名称、用电性质等）、签约发电企业名录、批发合同分品种签约总量及签约均价、零售合同分品种签约总量及

签约均价、售电服务费情况、履约保函缴纳情况等。电力交易机构将强退售电企业与发电企业和电力用户的购售电合同整体挂牌。

(3) 开市后，拟摘牌售电企业向交易平台申报摘牌费用，即受让整体批零合同的受入费用。摘牌售电企业最低受入费用为0。

(4) 按申报受入费用从高到低进行排序，价高者成交。

(5) 当强退售电企业售电服务费为负时，首先启用强退售电企业履约保函，然后利用受入金额抵扣，最后不足部分由相应的电力用户按优惠费用总额的比例分摊。如果受入金额有盈余，纳入市场平衡账户清算。

(6) 受让售电企业应在成交十个工作日内向电力交易机构完善履约保函。逾期未完善的取消其成交资格，并纳入信用体系评价。原批零合同按原出清顺序由下一序位售电企业成交，若无替补售电企业，原批零合同按转让不成功处理。

#### 2.1.4 短期发电辅助服务交易

短期发电为新增辅助服务交易，是指在全网电力短缺的情况下，备用火电机组通过短时开机发电增加出力以平衡电网电力需求所提供的辅助服务。

(1) 短期发电辅助服务交易按以下原则组织：短期发电主要采用月度预挂牌的方式，按申报价格确定调用排序；每月上旬，电力交易机构通过技术支持系统发布短期发电相关信息，包括但

不限于开闭市时间、参与机组的指标性能要求及符合要求可参与的机组。

(2) 短期发电仅由次月可开机的燃煤火电机组参与，发电企业通过技术支持系统申报机组短期发电的机组补偿单价。申报的机组补偿单价下限为 0 万元/兆瓦，上限暂定为：100 兆瓦级别 0.5 万元/兆瓦，200 兆瓦级别 0.4 万元/兆瓦，300 兆瓦级别 0.4 万元/兆瓦，600 兆瓦级别 0.33 万元/兆瓦，1000 兆瓦级别 0.3 万元/兆瓦。未主动申报的，视为按机组补偿单价下限申报。

机组短期发电获得补偿费用=机组额定装机容量×申报的机组补偿单价×(1-机组开机并网小时数/168)

(3) 短期发电按以下原则形成无约束交易结果：根据发电企业的申报的机组补偿单价由低到高进行排序；申报价格相同时，按在节能低碳电力调度序列上的先后顺序排序。

(4) 电力交易机构在闭市后 1 个工作日内完成合规校核，并按交易规则出清形成无约束交易结果，提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 2 个工作日之内将校核结果返回电力交易机构并公布。市场主体对所申报的数据负责，交易结果原则上不再另行签订合同。

(5) 电力调度机构在预测系统负荷平衡可由水电等可再生能源满足时，不应调用短期发电辅助服务。短期发电调用时间应控制在 168 小时内，超过 168 小时为机组正常启停，不属于短期发电。被调用机组应在调度命令下达后规定时间内并网（距机组

上次解网时间小于 24 小时、大于 24 小于 48 小时、大于 48 小时，并网时长分别不超过 8、15、18 小时）且在 4 小时内调至指定出力。无法开机的，按其装机容量对应级别的短期发电补偿价格上限进行考核，并按调用排序安排后序机组开机；不能在规定时间内并网或调至指定出力的，按每次 10 万元进行考核；开机达不到要求时间的按非计划停运处理。电力调度机构调用短期发电时，应结合电网实际运行情况，原则上按需依次调用开机、逆序安排停机。市场主体对执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

（6）短期发电辅助服务结算实行按月结清的方式，提供有效的短期发电服务不影响发电企业合同电量计划的执行。

（7）短期发电辅助服务补偿费用和考核费用由当月所有发电企业按上网电量比重进行分摊或返还。

## 2.2 零售市场

### 2.2.1 交易品种、交易方式及有关要求

（1）零售市场交易品种包括常规直购、除铝电合作外的战略长协、富余电量、低谷弃水、水电消纳示范区、电能替代、自备机组停发替代。售电公司不可代理留存电量，但可代理留存电量用户留存电量指标之外的电量。

（2）售电企业与零售用户采用自主双边协商的方式，按年度签订购售电合同，建立购售电关系。

（3）售电企业仅可与已纳入省内市场放开范围内的电力直

接交易用户开展零售交易。年用电量在 5000 兆瓦时及以下的用户须通过售电企业参与市场交易。

(4) 零售用户应按真实用电规模与售电企业签约，零售用户应向与其建立购售电关系的售电企业披露其近 3 年的分月购网结算电量。售电企业可通过交易平台申请查询零售用户近 3 年分月购网结算电量，由零售用户在交易平台确认同意后获得查询权限，有特殊需求的售电公司与零售用户在购售电合同中另行约定。

### 2.2.2 价格机制

(1) 售电企业与零售用户之间的零售交易电能量价格在年度交易中按不同交易品种分别约定。如对某一交易品种的水火(或新能源)电量配比有要求，则该交易品种零售交易电量为用户用电需求电量，交易电价为其中水电部分的交易价格。

(2) 售电企业与零售用户之间应按照“基础价格+浮动价格”的方式约定电量、电价。即售电企业与零售用户之间分品种约定分月基础电量和对应的基础价格，并约定零售用户该品种分月实际结算电量超出基础电量的不同阶梯浮动范围对应的浮动价格。浮动范围可设置一段或多段，每段对应的浮动价格均不应等于基础价格。

当第  $i$  月某品种基础电量  $\geq$  零售用户第  $i$  月该品种实际结算电量时，第  $i$  月该品种零售电价 = 第  $i$  月该品种基础电价

当零售用户第  $i$  月某品种实际结算电量  $>$  第  $i$  月该品种基础电量且设置一段浮动范围时，第  $i$  月该品种零售电价 = [第  $i$  月该品

种基础电量\*第 i 月该品种基础电价+ (第 i 月该品种实际结算电量-第 i 月该品种基础电量) \*第 i 月该品种浮动电价]/第 i 月该品种实际结算电量。设置多段浮动范围的, 零售电价按此方式类推计算。

(3) 对于某一交易品种, 售电企业与零售用户的基础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, 其全年交易电价不高于批发市场该交易品种全年综合价格签约的电价上限(战略长协交易、电能替代交易、自备机组停发替代交易电价上限按与常规直购交易相同的上限执行); 约定分月不同价格的, 其分月交易电价不高于批发市场该交易品种月度(月内) 交易电价上限。售电企业与零售用户约定的浮动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。

(4) 售电企业和零售用户在年度购售电合同中按月约定分品种交易电量, 在每月月末和次月月中零售用户可以与售电企业按自主双边协商的方式调减次月全月分品种电量, 并相应调整交易价格, 由售电企业或零售用户在规定时间内向电力交易机构提交购售双方均签字盖章的电量、电价调整书面确认函。零售用户实际用电量超过其与售电企业约定的基础电量的部分采用“开口合同”形式(合同价格为约定的浮动电价) 进行结算, 零售用户与售电企业之间无需调增分品种电量。

(5) 售电企业和零售用户之间应在年度购售电合同中约定该年度用户偏差考核费用的分担比例。售电公司总偏差考核费用



至少 20% 应由其代理的用电偏差超过用电侧偏差考核阈值的零售用户共同分担。

### 3. 交易组织

#### 3.1 市场参与基本要求

##### 3.1.1 电力用户

(1) 符合准入条件并在电力交易机构完成注册的用户可自愿选择进入市场，自主选择参与批发市场或零售市场。电力用户一旦签订直接交易协议或确认与售电企业的代理关系，并提交电力交易机构审核通过后，均视为自愿参与市场交易，原则上全部电量进入市场，不得随意退出市场，不再执行目录电价。

(2) 一个交易年内，一家电力用户只能选择一家售电企业进行零售交易。电力用户与售电企业一旦签定《四川省售电公司与电力用户购售电合同》，电力用户的全部用电量均应向该售电企业购买。

(3) 已参加市场交易的用户某月未签订交易协议的，在缴纳输配电价与基金附加等的基础上，以当月常规直购交易电价上限按常规直接交易水火比例 7:3 折算后的加权平均价格结算，并按用电侧考核原则实施超用考核；三个月及以上未签订直接交易协议的，视为违约退出，在电力用户缴纳输配电价与基金附加等的基础上，按照四川电网直供区不满 1 千伏合表居民到户电价的 1.2 倍执行。

(4) 已参加市场交易的用户要销户的，应与发电企业或售

电企业达成解约协议，并经电网企业确认和交易平台公示后退市。

(5) 电力用户应以在电网公司单独立户缴费的主体在交易技术系统开展注册。

(6) 电力用户以交易单元参加市场交易，交易单元应包含该电力用户所有纳入市场化放开范畴的电量对应的计量点。常规直购、战略长协不能同时注册为单一用户；电能替代应单独注册交易单元；除电能替代之外，低谷弃水与其他所有品种不能同时注册为单一用户。

(7) 趸售区电网企业可作为一个购电主体参与市场化交易，参与交易的电量为其趸售电量中纳入市场准入范围的经营性电力用户电量，输配电价、基本电价等按相关价格文件执行。多个趸售区电网企业属于同一企业集团的，可将多个趸售区电网企业作为一个购电主体参与市场化交易，但以各趸售区电网企业下网电量为限进行结算。核定输配电价后的地方（省属）电网和增量配网企业内符合准入范围的电力用户，可申请直接参与省级电力市场交易或与售电企业签订零售交易合同，电力用户所在属地电网企业应配合交易中心做好计量抄表和电量报送工作。对已核定输配电价地方（省属）电网和增量配网企业，结算趸售电量时应分别扣除区内所有电力用户参与省级电力市场交易的结算电量。

### 3.1.2 售电企业

(1) 售电企业可代理除铝电合作和居民电能替代以外的市场主体参与批发市场电力直接交易，并按代理的交易品种设置交

易单元。售电企业可以和发电企业直接双边协商交易，也可以通过四川电力交易中心交易平台参与集中交易。售电企业年售电量应与其在四川电力交易中心备案的资产总额，以及向四川电力交易中心缴纳的保函金额相符。

(2) 自愿退出市场的售电企业，应妥善处理所有购售电合同和供用电合同，并经交易平台公示后退市。

(3) 被强制退出的售电企业，应按合同约定承担相应违约责任。电力交易机构受政府主管部门委托对强退售电企业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，受让售电企业承担原购售电合同所有权利与义务。如挂牌转让不成功，电力交易机构可组织相关发电企业与电力用户对原购售电合同后续未执行电量开展双边协商交易。

(4) 当挂牌转让与双边协商均不成功时，电力交易机构和电力调度机构自售电企业强制退出次月起，不再继续执行其涉及的所有原购售电合同，发电企业相关合同电量作废，相关零售电力用户在重新参与市场以前，其用电量按照四川电网直供区不满1千伏合表居民到户电价的1.2倍执行。

(5) 售电企业代理的某一品种某月未签订交易协议的，该品种以当月常规直购交易电价上限按常规直接交易水火比例折算后的加权平均价格结算，并按用电侧考核原则实施超用考核；代理的任何一种交易品种三个月及以上未签订直接交易协议的，视为违约退出，按售电公司强制退出流程处理。

### 3.1.3 发电企业

(1) 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。

(2) 参与关停火电补偿交易的燃煤火电机组应在交易前按规定办理业务许可注销或变更手续。

(3) 风电和光伏丰水期上网电量（光伏扶贫项目除外）全额参与丰水期居民生活电能替代交易。

### 3.1.4 其他市场参与要求

售电企业、电力用户和发电企业均应按照《关于印发〈四川电力市场信息披露管理办法〉的通知》（川监能市场〔2017〕130号）要求按年（月）向电力交易机构报送2020年分月及月度用电需求预测和发电能力预测。市场主体未报送年度预测数据的，不得参与年度交易；未报送月度数据的，不得参与当月月度（月内）交易。

## 3.2 年度交易组织

### 3.2.1 年度优先发电量分解

优先发电量分解按照《2020年全省电力电量平衡方案及节能调度电力生产计划》明确的分配原则进行。

### 3.2.2 年度交易组织时序及要求

(1) 售电企业与零售电力用户以年度双边协商的方式签订年度购售电合同。售电企业应将零售市场合同报电力交易机构备

案，经合规性校核后确定售电企业年度零售合同总量。

(2) 批发市场原则上按照年度直接交易、年度关停火电补偿交易、年度合同电量转让交易（先组织自主双边协商、平台集中转让交易，再组织拍卖交易）的顺序开展。

(3) 年度跨省跨区交易原则上先于上述交易开展。

### 3.3 月度（月内）交易组织

#### 3.3.1 月度优先发电量调整

月度优先发电量调整按照《2020 年全省电力电量平衡方案及节能调度电力生产计划》明确的原则进行调整。

#### 3.3.2 月度（月内）合同电量调整

##### (1) 零售市场

每月月底，售电企业与零售用户可对次月及当年后续月份交易电量进行调减并调整交易电价。且在月中，售电企业与零售用户可以对当月交易电量再进行一次调减并调整电价。

##### (2) 批发市场

在月度（月内）交易闭市前，每周常规直购、除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、水电消纳示范区、富余电量和低谷弃水用户（或相关售电企业）可与发电企业调减当月交易电量并调整电价。铝电合作战略长协交易可在月前调整当月交易电量，原则上不调整电价。留存电量交易不进行用户与发电企业之间的交易电量和电价调整。

#### 3.3.3 月度（月内）交易组织

## （1）月度（月内）交易

月度（月内）交易主要开展居民生活电能替代交易、月度跨省跨区交易、强退售电企业合同转让交易、月度（月内）双边协商增量交易（除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、水电消纳示范区、富余电量、低谷弃水）、月度（月内）双边协商调减交易（常规直购、除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、水电消纳示范区、富余电量、低谷弃水）、发用两侧事前（事中）双边协商合同电量转让交易（常规直购、留存电量、除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、水电消纳示范区、富余电量、低谷弃水）、发用两侧事后合同电量转让交易（常规直购、除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、水电消纳示范区、富余电量、低谷弃水）、月内平台集中交易（常规直购、除铝电合作外的战略长协、电能替代、自备机组停发替代、富余电量、低谷弃水交易，除常规直购外其他交易品种合并组织）。

## （2）组织时序

电力交易机构原则上应在年度交易结束前，发布全年月度（月内）交易计划预安排表，遇政策、市场等变化时可进行调整。

### 4. 合规校核和安全校核

#### 4.1 合规校核

电力交易机构负责对发电企业、电力客户和售电企业等市场主体参与交易的情况进行合规性校核，在交易开展前进行。

#### 4.1.1 发电企业合规校核

(1) 发电企业均应符合 2020 年市场准入范围，且已提交《入市承诺书》。

(2) 水电企业年度常规直购的签约电量不得大于当年常规直购指标的 1.1 倍扣除留存电量后的电量值。

(3) 水电企业发电能力按照交易单元计算，年度分月发电能力和月度发电能力分别作为电厂参与年度和月度（月内）交易的约束条件，发电企业不得超发电能力签约或参与年（月度、月内）市场交易，超签电量不予安排发电必须转出，由此造成的损失由发电企业自行承担。水电企业发电能力由电力调度机构在交易开展前提供给电力交易机构。

#### 4.1.2 电力用户合规校核

(1) 电力用户均应符合 2020 年市场准入范围，且已提交《入市承诺书》。

(2) 电力用户一旦参与市场交易，当年内不得退出市场。其中，年网购用电量 5000 兆瓦时及以下的用户须通过售电企业代理，参与零售市场交易。

(3) 电力用户不得既与售电企业签订购售电合同，又与发电企业签订购售电合同。

(4) 未纳入四川输配电价核价范围的地方电网以及已纳入四川输配电价核价范围的国网四川省电力公司全资、控股（含上市）供电公司，供电范围内电力用户各月市场交易电量总和不得

大于当月从主网下网电量。年度、月度(月内)交易之前暂按 2018、2019 年从主网相应月份实际下网的最大电量作为月度交易上限。已纳入四川输配电价核价范围内的国网四川省电力公司全资、控股(含上市)供电公司,其水电消纳示范交易电量、电能替代交易电量不受主网下网电量限制。

#### 4.1.3 售电企业合规校核

(1) 售电企业已提交《入市承诺书》。

(2) 售电企业代理电力用户应符合 2020 年市场准入范围,且代理的交易品种符合代理电力用户市场参与相关规定。

(3) 售电企业代理电力用户总电量不得超过其资产总额许可代理电量规模。

(4) 售电企业批发市场合同中任何一个月的交易电量不得大于售电企业与零售电力用户签订的购售电合同中对应月份交易总电量。在年度交易过程中,售电企业对其批发市场分月签约总量进行自行把控;在年度交易结束后,四川电力交易中心对各售电企业是否超限签约进行集中校核,对超限签约电量组织合同转让交易,由此造成的损失由售电企业自行承担。

(5) 售电企业应按期提交履约保函,且提交的保函额度应不低于其零售电量规模所对应的额度。

### 4.2 安全校核

#### 4.2.1 安全校核的周期和内容

安全校核周期分为年度分月校核、月度(月内)安全校核,



主要内容包括机组发电能力校核、电网阻塞校核。

#### 4.2.2 机组发电能力校核

为提高交易效率，机组发电能力校核由交易平台进行前置。在年度中长期交易开市前和当月月度（月内）交易开市前（原则上在上月月底），电力调度机构向电力交易机构提供水电企业发电能力。月内交易开市前，如水电企业因机组或送出线路临时检修等原因，发电能力发生变化，电力调度机构应及时更新发电能力并提交电力交易机构。电力交易机构以此为约束开展年度中长期交易和月度（月内）交易出清，出清结果即视为同时通过了机组发电能力安全校核。

电力调度机构按以下原则确定水电企业发电能力：

（1）水电企业的年度分月发电能力应考虑机组检修计划等情况，并按下列原则确定：

1) 水电企业枯水期  $i$  月发电能力 =  $\text{MIN}$  ( 机组运行容量  $\times 24 \times$  运行天数  $\times$  系统控制系数, 水电企业报送的  $i$  月发电能力,  $1.1 \times$  近五年  $i$  月最大上网电量 )

2) 水电企业丰平水期  $j$  月发电能力 =  $\text{MIN}$  ( 机组运行容量  $\times 24 \times$  运行天数  $\times$  系统控制系数, 水电企业报送的  $j$  月发电能力 )。其中： $i=1-4, 12$  月； $j=5-11$  月。

系统控制系数：年度、月度交易安全校核暂设定为 0.92（发电企业在交易前提出书面申请，承诺该机组月度合同电量不转出并承担由此造成的后果，可超过 0.92）；月度（月内）交易安全校

核暂设定为 0.95。

3) 近五年内新投发电企业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。

(2) 水电企业可根据历史发电、来水预测、梯级水库运用等实际情况，对发电能力提出调整申请，由政府有关部门会同电力调度机构共同确定。

(3) 月度（月内）交易机组发电能力校核时，水电企业本次交易有约束成交电量不得超过机组月度剩余可发电量上限。

水电企业月度剩余可发电量上限 = 水电企业月度发电能力 - 水电企业当月已成交的所有交易合同电量 - 水电企业优先发电量。

#### 4.2.3 电网阻塞校核

考虑到年初在进行年度分月校核时，部分边界条件尚未完全明确，为最大程度促进年度交易开展，暂不开展年度分月电网阻塞校核。

月度（月内）电网阻塞校核按以下规则开展。

(1) 交易中心每周提交两次无约束成交交易结果，电力调度机构原则上每周开展两次校核，在收到无约束交易结果后的一个工作日完成安全校核。

(2) 电力调度机构可根据电网运行实际和市场交易情况，在月内适时开展补充安全校核，并通过交易机构发布风险提示。校核不通过电量不予安排发电必须转出，由此造成的损失由发电企业自行承担。

(3) 在送出受限区域，优先安排月度优先类合同和留州合同，剩余通道按其市场合同电量比例分配。如果输电容量无法保证月度优先类合同和留州合同，则按比例分配。

## 5. 调度执行

### 5.1 非水发电厂

(1) 新能源（风电、光伏、生物质）电厂在确保电网安全的前提下，优先发电，尽可能实现全额保障性收购。

(2) 燃煤火电在确保电网安全和可再生能源发电最大化消纳的前提下，结合系统实际需要和年度合同电量计划统筹安排发电，满足系统调峰、调压、备用、可靠供电、水库水位控制等运行要求，正常情况下各厂年度合同电量计划完成率与同类型电厂平均完成率的偏差应在 2 个百分点以内。

(3) 燃气电厂原则上参照燃煤火电执行。

### 5.2 水电厂

#### 5.2.1 枯水期

在确保电网安全和电力可靠供应的前提下，按不弃水原则安排发电，其中季调节能力及以上水电按水库水位控制要求均衡发电（有特殊要求的情况除外）。

#### 5.2.2 平水期

(1) 5 月，在有条件不弃水的情况下，应沿用枯水期调度执行模式，充分利用水库调蓄能力，尽可能推迟弃水时间，直至全网开始规模弃水（即不受阻地区开始弃水）。

(2) 11 月，在不具备停止弃水条件的情况下，应沿用丰水期调度执行模式，直至全网停止规模弃水（即不受阻地区停止弃水）。

### 5.2.3 丰水期

在确保电网安全和电力可靠供应的前提下，丰水期水电外送电量按照跨区跨省市场运营结果和上级调度实际安排执行。

丰水期初期和末期，如果具备不弃水条件，应采用枯水期调度执行模式实施节能调度，充分利用水库调蓄能力，尽可能减少和避免弃水。

丰水期中期，全网持续规模弃水时，水电省内电量按月度省内合同电量总量（含优先电量和市场电量）计划安排发电。对于发电能力充足且不受阻的发电厂，月度省内电量计划完成率应保持基本一致，原则上偏差应控制在 $\pm 2$ 个百分点以内，因电力供应保障实际需要、电厂原因（月内交易不协调、设备故障等）和电网不可控因素（运行安全约束等）导致的偏差越限除外，由电力调度机构作出相应说明。对于发电能力不足或受阻的发电厂，应根据实际情况尽可能提高月度省内电量计划完成率。

## 6.交易结算

### 6.1 抄表计量与结算基础数据

#### 6.1.1 抄表例日

2020 年参与市场化交易的发电企业、电力用户抄表时间暂按当前抄表例日执行。

### 6.1.2 基础数据

每月 30 日前，电网企业将统调电厂当月上网电量、相关电量成分计划以及辅助服务执行及考核结果、电力用户当月市场化用电量报送至电力交易机构。次月 15 日前，电力交易机构将结算依据报送至电网企业。

## 6.2 发电侧结算

### 6.2.1 结算考核周期

按月进行结算和考核。

### 6.2.2 可再生能源月度发电计划

(1) 风电、光伏、生物质等可再生能源保障性全额收购。

(2) 风电、光伏、生物质等可再生能源在未取得参与市场化交易资格或未参与市场化交易时，按照申报次日可发电量方式累加得到其月度发电计划，申报次日可发电量与实际发电量偏差超过 $\pm 20\%$ 的部分不进行累加；参与市场化交易时，汇总其所有合同电量得到月度发电计划。

### 6.2.3 结算顺序

按照跨省跨区优先发电量、跨省跨区市场合同电量、调试电量、留存电量、省内优先发电量、省内市场合同电量、超发电量或少发电量的顺序进行结算。

### 6.2.4 结算价格

#### 6.2.4.1 丰水期（6-10月）

(1) 风电、光伏、生物质等可再生能源：除光伏扶贫项目

外的风电、光伏上网电量全额（包括超发电量）按居民替代交易价格进行结算，生物质、光伏扶贫项目上网电量全额（包括超发电量）按价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算，2%以上的超发电量、少发电量均按丰水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 10%支付偏差考核费用。

（2）其他发电企业：超发电量不予结算，2%以内的超发、少发电量免于支付偏差考核费用，2%以上的超发电量按丰水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 10%支付考核费用，2%以上的少发电量按丰水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 50%支付偏差考核费用。

#### 6.2.4.2 枯水期（1-4月、12月）和平水期（5、11月）

（1）风电、光伏、生物质等可再生能源：全额（包括超发电量）按国家或省价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算，2%以上的超发电量、少发电量均按丰水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 10%支付偏差考核费用。

（2）其他发电企业：超发电量按对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 55%结算。2%以内的少发电量免于支付偏差考核费用，2%以上的少发电量按对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 50%支付偏差考核费用。

### 6.3 用电侧结算

#### 6.3.1 结算顺序

电力用户和零售电力用户按留存电量、水电消纳示范区、自

备替代电量、常规直购（或战略长协）的顺序进行结算；参与富余电量交易的，其超过基数的部分按富余电量进行结算；电能替代、低谷弃水单独进行结算。地方（省属）电网、增量配网企业或其网内电力用户均按以上结算顺序进行结算。

### 6.3.2 超用电量和少用电量

#### （1）电力用户

1）对于已纳入四川输配电价核价范围的国网四川省电力公司直供区和子改分供区的电力用户某品种月度结算电量大于该品种月度合同电量部分为超用电量，小于该品种月度合同电量部分为少用电量。

2）对于已纳入四川输配电价核价范围的国网四川省电力公司全资、控股（含上市）供电公司，以及已核定输配电价的地方（省属）电网、增量配电网内的电力用户，当所在电网下主网电量不小于区内所有电力用户交易合同电量时，以电力用户月度实际用电量进行结算；当下网电量小于区内所有电力用户交易合同电量时，有关部门以下网电量为限确定有关电力用户交易电量上限，并按此进行结算。

3）对于未核定输配电价的独立地方（省属）电网、增量配网企业，整体作为一个购电主体参与市场化交易结算，以其供区范围内下网电量中纳入市场准入范围的经营性电力用户电量作为其每月参与市场的用电量进行结算。

#### （2）售电企业

售电企业其零售客户某品种月度结算总电量大于该品种月度批发合同电量部分为超用电量，小于该品种月度批发合同电量部分为少用电量。

### 6.3.3 结算价格

#### 6.3.3.1 偏差考核阈值

(1) 市场电力用户、售电企业、趸售区电网企业正偏差考核阈值为 3%，负偏差考核阈值为-3%。

(2) 非市场电力用户正偏差考核阈值为 5%，负偏差考核阈值为-5%。非市场电力用户考核对象为电网企业报送的次月非市场电力用户用电总量预测值，该预测值应于次月月度发电计划执行前通过书面方式或电力交易技术支持系统报送电力交易机构。

#### 6.3.3.2 市场电力用户

(1) 参加多品种交易的市场电力用户，按留存电量、常规直购、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、低谷弃水、水电消纳示范区、电能替代、自备机组停发替代）三个类别分别进行偏差考核。

(2) 3%及以上超用电量按对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限按 7:3 水火配比后的价格结算，3%以内的超用电量按市场电力用户该品种的当月合同加权平均价结算。

(3) 3%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，3%及以上的少用电量按批发市场水电交易（不含补充交易）当月合同均价作为偏差考核标准，进行偏差考核。



### 6.3.3.3 售电企业

#### (1) 售电企业价差收入结算

售电企业购售电价差收入= $\sum$ 售电企业交易品种 k 购售电价差收入，其中：

售电企业交易品种 k 购售电价差收入= $[\text{MIN}(\sum$ 售电企业与电厂交易品种 k 成交电量， $\sum$ 零售用户交易品种 k 实际结算电量)] $\times$  (售电企业交易品种 k 售电均价-售电企业交易品种 k 购电均价)。

#### (2) 售电企业偏差考核

1) 售电企业按常规直购、计划外品种 (含除铝电合作外的战略长协、富余电量、低谷弃水、水电消纳示范区、电能替代、自备机组停发替代) 两个类别分别进行偏差考核。

售电企业偏差考核费用= $\sum$ 售电企业当月各交易品种偏差考核电费

2) 零售电力用户应承担的偏差考核费用，由电网企业统一随当月电费向零售电力用户收取；售电企业应承担的偏差考核费用，由电网企业向售电企业收取。

### 6.3.3.4 非市场电力用户

非市场电力用户 5% 以内的超用电量免于支付偏差考核费用；5% 及以上的超用电量按月度 (月内) 直接交易电价上限 10% 支付偏差考核费用。5% 以内的少用电量免于支付偏差考核费用，5% 及以上按月度 (月内) 直接交易电价上限的 10% 支付偏差考核费用，其他按照《交易规则》执行。

#### 6.4 费用结算、清算、返还和分摊

(1) 电力交易机构负责在每年 3 月底前对平衡账户上一年度实际收支进行清算，实际收支的盈余或缺额由发电企业（含网调电厂留川电量）按上网电量比重返还或分摊。其中，燃煤火电按其上网电量 50% 计算返还或分摊。

(2) 电力交易机构应按时向市场主体（含电网企业）提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、偏差考核费用、售电企业价差收入、辅助服务费、分摊的结算差额或盈余资金以及输电服务等），电网企业根据相关规则，与市场主体进行电费结算和资金收付。

#### 6.5 偏差考核电量免责

(1) 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，对于偏差电费有异议、确因不可抗力因素及电网企业设备故障等原因造成合同执行偏差的，应在 3 个工作日内告知电力交易机构，并向有关政府部门提交书面申诉材料，逾期未提交书面申诉材料的视同没有异议。

(2) 发电侧因不可抗力因素、电网企业设备故障等原因造成合同执行偏差的，由四川能源监管办会同经济和信息化厅组织有关单位核实后，可予以免责；用电侧因地震、洪水等不可抗拒自然灾害原因造成合同执行偏差的，由经济和信息化厅同四川能源监管办组织有关单位核实后，可予以免责。

#### 7. 与现货市场衔接

四川应建立以中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场。为保证电力中长期合同高比例签约，市场用户和售电公司电力中长期合同电量不低于上一年用电量（售电公司为其代理用户的总用电量）95%或近三年的平均用电量（售电公司为其所有代理用户的近三年平均用电量），签约达不到要求的不能成为现货市场交易主体。未签订年度合同且连续3个月无新增中长期交易成交电量的售电公司、市场化用户，暂停当年后续月份现货交易申报（含被动接受现货价格）资格。为与现货市场衔接，在现货市场正式启动连续试运行后，中长期交易结果应形成电力曲线。对于未约定电力曲线或电力负荷曲线形成方式的中长期交易合同，电力交易机构原则上不予合同备案。在开展电力现货连续结算试运行之前，另行明确中长期交易电力曲线分解方式。

## 8. 市场监测与管控

### 8.1 市场监测

#### 8.1.1 市场监测责任分工

（1）四川能源监管办负责组织开展市场运营监测，电力交易中心按照“谁运营、谁监测”的原则负责市场运营监测的具体实施工作。

（2）电力交易中心应当建立市场监测工作制度，明确负责部门和岗位、工作程序和工作要求；同步建设市场监测指标体系，及时识别市场主体异常交易行为，发现可能存在的市场规则缺陷，提出提升市场效率和促进市场充分竞争的相关建议。电力交易中

心以月度、季度和年度为周期，根据市场监测情况形成市场分析报告，按有关规定报送电力监管机构和政府部门，同时按照有关规定披露市场监测和分析信息。

### 8.1.2 市场监测的内容

市场监测内容包括市场结构、市场行为等。

(1) 市场结构监测是对市场主体在电力批发市场和零售市场中所占份额，以及有关市场集中度指标数值变化情况实施监测。

1) 同一投资主体（含关联企业）在电力市场中所占的市场份额不得超过市场份额限值。市场份额限值由四川能源监管办会同政府有关部门根据电力市场运营情况确定。

2) 市场集中度指标数值应处于合理区间。指标数值的合理区间由四川能源监管办会同政府有关部门根据有关理论标准，并结合电力市场运营情况确定。

(2) 市场行为监测是对市场主体参与市场交易的行为情况实施监测。

1) 市场主体应当公平参与市场竞争，不得以任何方式扰乱市场秩序，不得通过行使市场操纵力或串通报价、不正当竞争等违规行为谋取不正当利益；

2) 市场主体不得以不正当手段损害竞争对手的商业信誉或排挤竞争对手，不得利用虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象。

3) 电力交易机构负责根据交易数据对市场主体异常交易行为进行识别，并及时报送监管机构。市场主体异常交易行为包括

但不限于:

①交易签约价格明显偏离该品种市场交易均价的;

②用电侧交易签约电量明显偏离同期用电量的;

③发用两侧交易结算电量明显偏离合同电量的;

④在现货市场连续试运行正式启动后,市场用户和售电公司电力中长期合同电量不低于上一年用电量(售电公司为其代理用户的总用电量)95%或近三年的平均用电量(售电公司为其所有代理用户的近三年平均用电量)的;未签订年度中长期交易合同且连续3个月无新增中长期交易成交电量。

## 8.2 市场管控

(1)同一投资主体(含关联企业)市场份额超过市场份额限值的,或市场集中度指数超过合理区间的,应通过市场交易管理等方式将有关市场主体市场份额控制在一定范围内。

(2)判定市场主体存在涉嫌异常交易行为的,电力市场运营机构为维护市场公共利益,对其予以一定期间的重点监测,并报四川能源监管办处理。

(3)存在市场操纵行为的,经四川能源监管办认定,根据市场自律管理有关要求,对相应市场主体采取相关监管措施。

## 9.其他事项

### 9.1 市场注册

(1)电力用户实施注册制。在电力交易机构进行注册时,注册的企业名称应与工商营业执照中的企业名称一致。其中,重

点优势企业（项目）名称应与经济和信息化厅下达的用户名单中的企业名称一致。

（2）电力用户在同一县级供电公司辖区内的多个用电点应全部进行注册并全电量参与市场化交易。在多个县级供电公司用电的电力用户，若只选取部分县级供电公司下的全部用电点注册并参与市场化交易，其参与市场化交易的年用电量应满足市场准入对电力用户的年用电量要求。

## 9.2 交易合同

（1）市场主体参与省内市场交易前应在四川电力交易平台签订《入市承诺书》。承诺书中权利义务、电量电费结算等相关约定对市场主体具有法律约束力。

（2）按照《总体方案》和本指导意见条款要求，四川能源监管办组织对已印发的《四川省电力用户与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》、《四川省售电公司与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》、《四川省售电公司与电力用户购售电合同（示范文本）》进行修订，修订后的合同示范文本在2020年年度交易开市前通过四川电力交易中心以交易公告的形式发布，新发布的合同示范文本与原合同示范文本内容不一致的，以新发布的合同示范文本为准。

（3）自主双边协商的市场主体应参照新发布的《四川省电力用户与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》或《四川省售电公司与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》

签订购售电合同，确定交易电量、电价和违约责任等内容。双边协商的电量、电价以录入交易平台并经双方确认的数据为准。双边协商和集中交易结果须经合规性审核和安全校核后方可生效执行。以四川电力交易平台发布的通过安全校核的交易结果为准。交易结果一经发布，电子合同即为成立。

(4) 售电企业与电力用户进行零售交易，双向自主选择并协商一致后，应参照新发布的《四川省售电公司与电力用户购售电合同（示范文本）》签订购售电合同，并与电网企业签订《四川省市场化零售供用电合同（示范文本）》三方合同。《四川省市场化零售供用电合同（示范文本）》原则上应在年度交易完成后 30 天内完成签订，电网企业应积极配合售电企业和零售客户及时完成签订工作。

(5) 所有市场化合同须提交到四川电力交易中心备案，发用双方应严格按照合同内容在电力交易技术支持系统申报并确认量、价等信息，经合规性审核和安全校核后方可生效执行。通过交易平台集中交易的，其预成交结果由电力调度机构安全校核后生效执行。

### 9.3 信息披露

(1) 电力市场信息通过电力交易平台进行披露。各市场主体应及时将待披露信息提交电力交易中心，由四川电力交易中心统一在电力交易平台发布。

(2) 电网企业应配合提供市场主体相关上网和用电信息，

包括但不限于发电企业并网电压等级、计量点、结算模型以及市场用户用电电压等级、用电类别、计量点、富余电量基数等关键信息，并确保信息的准确和完整。

(3) 经用户同意确认后，该用户的利益相关方可以向交易平台申请查询该用户近三年分月用电历史数据。

(4) 在丰水期，每周一上午 12 点以前，电力调度机构应向电力交易中心提供当月各发电厂外送交易品种的完成情况和省内合同电量平均完成进度，由电力交易中心在电力交易平台进行披露。

(5) 电力交易中心应按月披露各售电公司偏差考核、各零售用户偏差考核费用分摊有关计算参数、火电采购均价、各品种市场化交易均价等。

(6) 其他按《关于印发〈四川电力市场信息披露管理办法〉的通知》(川监能市场〔2017〕130号)要求执行。

#### 9.4 新投机组参与市场及并网调试

(1) 新投机组在完成启动试运行并在电力交易机构注册后，可参与相应准入范围内的市场交易，但应在 90 天内取得发电类电力业务许可证。逾期未取得的，取消后续市场参与资格，直至取得为止，并承担相应市场风险和违约责任。未履约完成的合同电量由电力交易机构采取拍卖转让等方式处理。

(2) 待启动投运的机组应提前向电力调度机构报送启动投运计划及启动调试及运行等电量。具备投运条件的，电力调度机



构应在次月月度发电计划中安排其启动调试等电量。原则上待启动投运的机组无发电计划不能进行启动投运，因特殊原因必须启动投运的，所发电量须接受超发偏差考核。

(3) 需并网试验的火电机组原则上应提前 1 个月向电力调度机构报送试验方案和计划，并确保试验当月有满足试验需求的合同电量，电力调度机构根据电网实际情况予以安排并列入相应月度发电计划。火电机组试验导致的超发、少发电量，由发电企业通过市场等方式自行负责解决。

## 9.5 非计划停运

(1) 燃煤火电机组非计划停运后，应将当月剩余合同电量转让给同类可满足电网安全运行需要并可及时开出的备用火电机组，电力调度机构负责安全校核并安排开机。若非计划停运火电机组当月剩余合同电量未能转出，电力调度机构可直接安排其他满足电网安全运行需要的备用火电机组开机，非计划停运火电机组当月剩余合同电量强制转给增开火电机组，转让价格为两者政府批复上网电价中较高价。电力调度机构应按增开火电机组转入合同电量安排其发电，因合同电量少于增开火电机组 7 天最低负荷运行所需电量导致增开火电机组开机不足 7 天时，增开火电机组自动获得短期发电辅助服务补偿，补偿费用全部由非计划停运机组承担。

(2) 水电机组非计划停运导致系统增开火电机组时，可参照火电机组非计划停运处理方式进行处理。

(3) 机组非计划停运的考核按相关规定执行。

