

重庆电力中长期交易实施细则

(征求意见稿)

2025 年 9 月

1 总则

1.1 为规范重庆市电力中长期交易，依法维护电力经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，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）及其配套文件、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第20号令）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047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）、《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）、《国家发展改革委国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件和有关法律、法规规定，结合重庆实际，制定本细则。

1.2 本细则适用于重庆市内电力现货市场运行期间的电力中长期交易。

1.3 本细则所称电力中长期交易指市场经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的数年、年度、月度（多月）、月内（多日）等电能量交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同；电网企业代理购电与发电企业签订市场化交易合同。相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

1.4 本细则所称市场成员包括市场经营主体、电网企业和市场运营机构；市场经营主体包括参与电力中长期交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型主体；新型主体包括新型储能企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）等；市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

1.5 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

1.6 国家能源局华中监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局根据职能依法履行电力中长期交易监管和行业管理职责。

2 术语定义

2.1 电力批发交易：指发电企业、电力批发用户或售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体之间，通过市

场化方式进行的电力交易。电力批发用户是指直接参与电力批发市场交易的电力用户。

2.2 双边协商交易：指经营主体等按照市场规则自主协商电力产品或服务的时段、数量、单位、价格、电力曲线（或电力曲线形成方式）、执行周期等要素，形成初步意向后，通过电力交易平台申报并经市场运营机构校核后，形成双边协商交易结果。

2.3 集中竞价交易：针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，经营主体等在规定截止时间前集中申报电量和价格，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行统一边际出清。

2.4 挂牌交易：经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

2.5 滚动撮合交易：针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则即时成交。

2.6 集中撮合交易：针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，经营主体等在规定截止时间前统一集中申报信息，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息，按照价格优先等原则进行撮合成交。

2.7 融合交易：指不区分电力直接交易、合同转让交易、合同回购交易，经营主体通过同场交易完成电能量/合同的买入、售出。

2.8 分时段交易：指将一天划分为多个时段（最多 24 个时段），以一个或多个时段电量为交易标的的交易，适用于全体经营主体。

2.9 曲线交易：指以 24 时段电量或连续时段（时段数大于等于 2）电量为交易标的，主要用于形成基荷、峰荷电量。

2.10 小时能量块交易是指以任意时段的电量为交易标的，最小能量块定义为（1h×1MW），主要用于调整合同曲线与实际发、用电曲线差异。

2.11 运行日（D）：执行电能量市场交易计划的自然日。

2.12 典型年分月电量比例：按历史电量、电源结构和负荷变化等因素形成的对应各时段的分月电量占全年电量比例。

2.13 典型月分日电量比例：按工商业用户历史电量形成的工作日、周末、法定节假日的日电量比例。

2.14 富余优发是指满足居民、农业用电（含线损）需求以外的优先发电电量。优先发电电量为市内非市场化电源发电电量（不含抽蓄和储能上网电量、新能源机制电量）和外购电量。

3 交易品种、周期和交易方式

3.1 电力中长期交易现阶段主要以融合交易方式开展电能交易（不含绿色电力交易），根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

3.2 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，是电力中长期交易的组成部分。市内绿电交易组织按国家相关规则执行。

3.3 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能交易包括数年、年度、月度（多月）、月内（多日）等针对不同交割周期的电能交易。

3.3.1 年度（数年）电量交易以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月、日。

3.3.2 月度（多月）电量交易以某个月度或某个月度的电量作为交易标的物，并分解到日。

3.3.3 月内（多日）电量交易以 D 日、D+1 日、D+2 日等单日电量作为交易标的物。

3.4 电能交易包括集中交易和双边协商交易两种方式，其中集中交易包括集中竞价交易、集中撮合交易、滚动撮合交易和挂牌交易四种形式。

3.4.1 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。

3.4.2 双边协商合同在双边协商交易申报截止时间前均可提交或者修改。

3.4.3 集中竞价最多分三段申报，单段电量占比超过申报总量 20%为有效报价。买方高于边际电价的申报电量、卖方低于边际电价的申报电量全部成交，等于边际出清价格的按买卖双方申报电量较小者成交。买方或卖方存在多个主体申报价格相同时，按申报电量等比例成交。

3.4.4 集中撮合最多分三段申报，申报结束后，电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息，按照价格优先等原则进行撮合成交，并发布市场出清结果。成交价格为同一匹配对买方、卖方报价均值，买方或卖方存在多个主体申报价格相同时，按申报电量等比例成交。

3.4.5 滚动撮合买卖双方申报价格相同时，以该价格成交；买方申报价格高于即时的最低卖出申报价格时，以即时最低卖出申报价格成交；卖方申报价格低于即时最高买入申报价格时，以即时最高买入申报价格成交。

3.5 批发交易按分时段交易组织，分为曲线交易及小时能量块交易。

3.5.1 双边协商交易执行曲线交易，挂牌交易执行曲线交易或小时能量块交易，集中竞价、集中撮合和滚动撮合交易执行小时能量块交易。

3.5.2 曲线交易执行整体成交或各时段等比例成交原则，小时能量块交易执行各时段独立成交原则。

3.6 直接参与市场的电力用户（名下所有营销户号、计量点）全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。电力用户在已签约合同周期的最后执行月，可选择参与批发或零售交易，次月生效。

3.7 暂未直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。由电网企业代理购电的工商业用户，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

4 价格机制

4.1 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

4.2 因电网安全约束必须开启的机组，市场合同电量低于其最小约束电量的部分，按照《重庆电力现货结算实施细则》进行结算，最小约束电量由调度机构提供。加强对必开机组组合和最小约束电量的监管，保障公开、公平、公正。

4.3 市场用户的用电价格由电能量交易价格、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，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

4.4 燃煤发电价格应符合《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439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）等有关规定，其上网电量市场化价格执行“基准价+上下浮动”机制，上下浮动不超过20%。高耗能企业与燃煤发电的市场交易价格不受上浮20%限制。

4.5 双边协商交易价格按照合同约定执行；集中竞价交易采用统一边际出清的价格形成机制；集中撮合交易采用高低匹配、撮合成交的价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易可采用一方挂牌、摘牌成交，也可采用两方均可挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

4.6 双边协商交易限价按国家有关规定执行。集中交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上下限原则上由电力市场管理委员会提出，经重庆电力市场管理委员会审议通过，并报重庆市发展和改革委员会会同国家能源局华中监管局、重庆市经济和信息化委员会、重庆市能源局审定。

4.7 集中交易（不含挂牌交易）24时段各段申报价格限制相同，申报价格区间参照现货市场申报价格上、下限执行。

4.8 10千伏及以上电力用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电），暂无法直接参与市场交易的电力用户由电网企业代理购电，执行代理购电价格。

4.9 已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用戶）在无正当理由情况下改由

电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。已直接参与市场化交易的高耗能用户，不得退出市场化交易。

4.10 尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的高耗能用户由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

5 交易电量约束

5.1 发电企业在一场交易中，售电量不得超过其允许售电净值，购电量不得超过交易开市前其售出电量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的售电量）。发电企业的售电量净值指未发生的交易周期内最大发电能力与净合同电量的差值。

5.1.1 燃煤发电企业月度及以上周期的最大发电能力根据机组可调出力、检修天数、电网约束等因素折算得出在对应周期内的最大发电量。

5.1.2 燃煤发电企业月内单日最大发电能力不考虑检修和受阻容量，月度累计售出电量的净值不得超过其月度最大

发电能力。

5.1.3 集中式新能源发电企业年最大发电能力分类确定。全容量投产超一年的按照装机容量扣减机制电量对应容量、自发自用电量对应容量和过去 12 个月自上网电量对应小时数以及调整系数 k_1 确定， k_1 暂取 1.2。 k_1 值可由电力市场管理委员会提出建议，经重庆电力市场管理委员会审议通过，并报地方政府有关主管部门、电力监管机构审定后调整；投产不足一年的新能源企业的上网电量对应小时数按同类型（光伏、风电）平均水平确定；年内投运新能源的交易电量上限按全年剩余月份对应折算。

5.1.4 分布式新能源发电企业年最大发电能力按装机容量扣减机制电量对应容量、同类型（分布式光伏、分散式风电）平均年利用小时数以及调整系数 k_2 确定。其中，分散式风电、自然人和非自然人户用分布式光伏的 k_2 暂取 1；大型工商业分布式光伏的 k_2 暂取 0；一般工商业分布式光伏的 k_2 暂取 0.6 或 0.8，具体取值按照《重庆市分布式光伏发电开发建设管理实施细则》（渝能源电〔2025〕56号）执行。 k_2 值可由电力市场管理委员会提出建议，经重庆电力市场管理委员会审议通过，并报地方政府有关主管部门、电力监管机构审定后调整。

5.1.5 全电量纳入新能源可持续发展价格结算机制保障的新能源发电企业不参加中长期交易。

5.2 售电公司（电力用户）在同一场交易中，售电量不

得超过交易开市前其持仓合约总电量（不含绿电交易电量），购电量不得超过其剩余资产总额对应最大购电能力的净值。售电公司根据其缴纳的履约保函、保险额度，以及同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司全年市场化电量不得超过市场化总量（不含电网代购）15%等要求确定可交易电量。

5.3 虚拟电厂（含负荷聚合商）按照其交易单元类别约束可交易电量，交易单元分为发电类和负荷类交易单元。

5.4 年度和多月交易中同一时段，经营主体仅能选择售出或购入电量。月度、月内同一场交易中同一时段，经营主体既可选择售出也可选择购入电量。

6 交易组织

6.1 总体原则

6.1.1 经营主体通过年度（数年）交易、月度（多月）交易、D-2 日交易等满足发用电需求，促进供需平衡。

6.1.2 电力交易机构应按年发布交易日历，明确当月组织的数年、年度、月度（多月）、月内（旬、周、多日、日）等各类周期交易申报、出清等时间，发布时无法确定的交易时间安排，可在交易日历中明确安排原则，具体时间在交易公告中明确。

6.1.3 按照年度（数年）、月度（多月）、D-2 日交易的顺序开展电力中长期交易。

6.1.4 煤电企业以机组为最小交易单元参与交易，新能

源企业以结算单元为最小交易单元参与交易。

6.1.5 独立储能可在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易。

6.1.6 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况；

6.1.7 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

6.1.8 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

6.1.9 每月 15 日（含）前注册的新能源企业可在当月与虚拟电厂、负荷聚合商签订聚合合同或直接参与批发交易，次月生效；每月 15 日后注册的新能源企业可在次月参与市场交易。

6.2 年度（数年）交易

6.2.1 数年交易的标的物为 3 年及以上数年分月分时电量，年度交易的标的物为次年电能量。年度（数年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

6.2.2 经营主体经过双边协商形成的年度（数年）意向协议，需要在年度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构，月度电量可根据自定义月分日电量比例或典型月分日电量比例分解到日。

6.2.3 采用集中交易方式开展年度（数年）交易时，经营主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报交易数据，电力交易机构根据必要的交易约束进行市场出清，通过交易平台发布出清结果。

6.2.4 年度集中竞价交易后，发电侧成交电量按发电企业典型年分月电量比例分解到月，用电侧成交电量按富余优发、煤电和新能源成交电量占比分劈后，根据发电企业典型年分月电量比例分解到月，再按照典型月分日电量比例分解到日。

6.2.4 年度挂牌交易分月组织，成交电量可按自定义月分日电量比例或典型月分日电量比例分解到日。

6.2.5 电力交易机构应当于年度（数年）交易结束后 3 天内发布交易结果。

6.3 月度（多月）交易

6.3.1 月度交易的标的物为次月（M+1 月）电能量，多月交易标的为 M+2 月至当年剩余任意月电能量。月度（多月）

交易按双边协商或集中交易方式开展，其中，月度交易发电企业内部同一上网点、同容量机组间的合同调整按双边协商交易方式开展，其它市场主体间交易按集中交易方式开展。

6.3.2 经营主体经过双边协商形成的多月意向协议，需要在多月双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构，月度电量可按自定义月分日电量比例或典型月分日电量比例分解到日。

6.3.3 采用集中交易方式开展月度（多月）交易时，经营主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构通过交易平台发布出清结果。

6.3.4 多月集中竞价和挂牌交易分月组织，月度（多月）交易成交电量可按自定义月分日电量比例或典型月分日电量比例分解到日。

6.3.5 电力交易机构应当根据交易结果，对年度（数年）、月度（多月）交易结果进行汇总，于月度（多月）交易结束后3天内发布交易结果。

6.4 D-2 日交易

6.4.1 经营主体通过 D-2 日交易实现月度发、用电计划调整，减少合同执行偏差。D-2 日交易按日开市，交易标的物为 D 日、D+1 日、D+2 日等单日电能量。

6.4.2 D-2 日交易可采取双边交易和集中交易方式。其中，发电企业内部同一上网点、同容量机组间的合同调整按双边交易方式开展，电网代理购电按集中竞价和挂牌交易方式开

展，其它市场主体间交易按集中竞价和滚动撮合交易方式顺序开展。

6.4.3 D-2 日交易中，经营主体在规定的申报时限内通过电力交易平台申报数据。

6.4.4 D-2 日交易结束后，电力交易机构应于当日汇总年度（数年）、月度（多月）、D-2 日交易结果，并通过交易平台发布经营主体的电力中长期交易结果。

6.5 电网代理购电交易

6.5.1 由电网企业代理购电的工商业用户可在每月最后 15 日前与售电公司签订零售合同或申请作为批发用户，下一月起直接参与市场交易。

6.5.2 电网代理购电与其它市场主体执行统一的交易规则，全量市场化采购，按集中交易方式组织。

6.5.3 电网代理购电参与集中竞价交易时，报量不报价，接受其它经营主体按照集中竞价方式预出清形成的价格后，再参与用电侧排序和正式出清。

6.5.4 电网企业代理工商业用户（含线损）、居民农业用电（含线损）、趸售用户参与单挂单摘交易时，挂量不挂价，接受其它经营主体在对应交易周期以集中竞价交易方式开展的分时段交易对应时段的加权均价。

6.5.5 以挂牌方式参与年度交易时，若发电企业在集中竞价交易中的成交电量小于其年度交易已成交总电量的 20%时，接受年度双边交易和集中交易（不含电网代理购电

挂牌交易) 对应时段的加权均价。

6.5.6 除年度交易外的其它交易周期中, 若某时段未形成集中竞价价格时, 不再开展该时段电网代理购电挂牌交易。

6.6 富余优发交易

6.6.1 富余优发与用电侧经营主体以集中竞价或挂牌交易方式开展中长期交易。

6.6.2 富余优发主要参加年度集中竞价交易, 当月度富余优发预测总电量超过年度成交当月分解电量 15% 时, 组织富余优发增量月度挂牌交易。

6.6.3 富余优发参与集中竞价交易时, 报量不报价, 接受其它经营主体报量报价按统一边际电价预出清形成的价格后, 再参与发电侧排序和正式出清。

6.6.4 增量富余优发按当月集中竞价形成价格开展挂牌交易, 若某时段未形成集中竞价价格, 则按照已形成的年度(数年) 交易、多月交易的分月合同和月度交易合同对应时段加权均价开展挂牌交易。在规定的挂牌交易时间内, 用电侧经营主体按小时能量块申报摘牌电量。各小时能量块的申报总电量小于挂牌总电量时, 按申报电量成交; 申报总电量大于挂牌总电量时, 按申报电量等比例分配。

6.6.5 当月富余优先发电市场(含中长期和现货) 结算均价与其实际上网电量结算均价间的价差产生的损益直接向全体工商业用户传导, 按实际用电量(不含省间绿电电量)

进行分摊或分享。

7 合同管理

7.1 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

7.2 原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

7.3 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

7.4 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

8 计量与结算

现货市场运行时，重庆电力中长期市场的结算工作按照《电力市场计量结算基本规则》《重庆电力现货市场结算实施细则》执行。

9 信息披露

重庆市电力中长期市场信息披露工作遵照《国家能源局关于印发<电力市场信息披露基本规则>的通知》（国能发监管〔2024〕9号）及有关规定执行。

10 附则

10.1 本实施细则自印发之日起实施，有效期两年。

10.2 本实施细则与《电力中长期交易基本规则》不一致的内容，按《电力中长期交易基本规则》执行。