

湖南省电力中长期交易规则增补修改条款

(征求意见稿)

第一条【可再生能源消纳】 为促进可再生能源优先消纳，鼓励和支持可再生能源发电企业自愿进入市场参与交易，保障其消纳优先权和其它合法权益。

(一) 年度交易时，首先组织可再生能源发电企业的专场批发交易。交易电量不限于丰水期；

(二) 丰水期月度交易时，首先组织可再生能源发电企业参加双边协商、集中竞价等交易，再组织包括火电企业等各发电市场主体的交易；

(三) 根据市场运营实际，可以对可再生能源电量批发交易价差、合同转让价格设定合理上限值。非丰水期月度，可再生能源发电企业交易电量规模可视情况预设限额；

(四) 非可再生能源发电企业在年度双边交易中成交的电量禁止分解到丰水期月度，确需解禁调整的应经市场管理委员会讨论通过或报监管机构同意；

(五) 可再生能源发电企业月度合同电量可以与其它发电企业一样按规定进行月前转受让，同时允许在可再生能源企业之间进行月内转让，但月内转让截止时间原则上为当月25日。鼓励新能源发电企业与水电之间进行月度合同转让，尽量减少新能源弃电；

(六) 持有市场交易合同的可再生能源发电企业在省内

确需调峰弃风弃水的条件下，可以优先于其它没有市场交易合同的可再生能源电厂发电，减弃多发，直至其减弃电量达到合同电量。

第二条【可再生能源消纳】 暂不开展可再生能源发电企业月前上下调预招标。可再生能源发电企业发生合同电量大于实际发电量时，鼓励通过月内转让的途径转让给合同电量占比未达到应有比例的其它可再生能源发电企业。非自身原因导致合同电量未能执行完的，视作下调，相关发电企业应获得全额下调补偿（按强制下调原则处理），不负责合同价差电费。下调补偿和合同价差电费按规定处理。

第三条【可再生能源消纳】 发生下调的发电企业以其下调电量获得全额下调补偿。因用电侧偏差和发电侧强制性约束性上调、电厂自身原因超发造成的发电下调，下调补偿及未执行合同的价差电费纳入平衡账户清算，不足部分由超出月度交易计划电量的发电企业按比例分摊（分摊范围逐步扩大）；因可再生能源消纳造成的发电下调，下调补偿及未执行合同的价差电费的一半纳入平衡账户清算，另一半按规定由可再生能源企业发分摊。但下调补偿和合同价差电费数额较小、不利于分摊时或分摊压力过大且偏差考核费用有较大盈余时，可视情况全部纳入平衡账户月度清算。

计算下调电量时，应扣减因发电企业自身原因造成的少发电量。发电企业下调电量首先从月度基数电量中扣减，基数电量扣减完后再扣减月度市场合同电量。

第四条【可再生能源消纳】 满足以下所有条件时，可以对当月已作安排的火电基数电量调减至后续月度：

（一）当月火电基数电量总额达到当月市场合同电量总额（经交易机构核定）的 10%及以上；

（二）28 日前，进入市场的可再生能源发电主体累计上网电量超出月前预测值 10%及以上（由交易机构正式文件认定的），并导致火电基数电量无法完成且须承担全部或部分基数电量下调补偿。

调减的基数电量（仅指未完成的火电企业）在后续月度根据实际情况重新安排，直到 12 月。不满足以上条件或在 12 月份时，不调减当月火电基数电量。

第五条【删改顺价有关内容】 电力中长期交易坚持市场化定价原则，第三方不得干预；计划电量应随着政府定价的放开采取市场化定价方式。相关的输配电价、政府性基金与附加按政府有关规定执行。现阶段的市场交易不改变现行的峰谷电价、基本电价、功率因素考核等价格政策。鉴于我省电网输配电价基于省级电网平均购电价格核定，为使交易规范开展，由省级价格主管部门确定批发交易基准价。

发电企业参与交易时，基于政府批复上网电价申报价差；大用户或售电公司参与交易时，基于批发交易基准价申报价差；双方达成交易的价差即为市场交易价差。发电企业市场交易电量的上网电价为政府批复上网电价与市场交易价差二者之和。对于电力用户或售电公司，市场交易价差与批发交易基准价相加之和，即为其市场交易价格。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金与附加三部分组成，其中输配电价（含线损）执行国家批复标准。零售市场用户的市场交易价差由用户与售电公司协商确定。

第六条【删改顺价有关内容】 集中竞价交易申报的基本要求如下：

（一）集中竞价交易实行交易申报价格限制，由电力交易机构对买方和卖方分别提出最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报监管机构或政府相关部门备案。申报价格区间的设定要充分考虑成本、供需情况及其变动趋势。

（二）集中竞价交易实行申报电量总额限制，由电力交易机构会同电力调度机构对买方和卖方分别提出申报电量限额建议，报监管机构或政府相关部门备案。申报电量限额的设定应考虑市场供需形势、市场力影响、卖方的装机容量和发电能力、买方的实际用电需求以及月度双边协商交易电量

等因素。

(三) 买卖双方按照电力交易机构公告规定的方式，在公告规定的申报时间、电量限额、价格（价差）区间范围内申报期望购买/售出的当次交易周期内的电量和相应的价格（价差），买方或卖方每次交易申报的电量及其电价（价差）最多不能超过各自独立的三组（年度交易必须分月申报，每月申报电量及其电价不能超过独立的三组）。卖方基于政府批复上网电价申报价差，买方基于批发交易基准价申报价差，撮合成交的价差即为市场交易价差。卖方（发电企业）成交电量的上网电价即为其政府批复上网电价与市场交易价差二者之和。对于买方（大用户和售电公司），市场交易价差与批发交易基准价相加之和，即为其市场交易价格；买方成交电量的用电侧电度电价即为市场交易价格、输配电价和政府性基金附加三者之和。各市场主体申报的价差，电价上浮为正，电价下浮为负。现阶段，申报价差应小于或等于 0。

(四) 申报电量的单位为兆瓦时（千千瓦时），不保留小数；申报电力的单位为兆瓦（万千瓦），不保留小数；申报价格的单位为元/兆瓦时，保留两位小数。

(五) 买卖双方通过电力交易机构的交易技术支持系统申报数据，交易技术支持系统初步核定申报数据的有效性，并拒绝接收不符合要求的申报。

(六) 在申报截止时间前，买卖双方可以多次申报，以最

后一次申报的数据为准。所有的时间记录以交易技术支持系统或电力交易机构的时间为准。

第七条【合同转让条款修改】 合同转让有关规则增补修改以下内容：

（一）除可再生能源发电企业之间可月内相互转让外，发电企业之间月度基数合同和市场合同转让应在月前完成。同一个交易月度，发生转让的发电企业不能再受让，也不能再将后续月度电量前移调整到本月。在交易机构判定异常的情况下，可以对转让的企业参与月度交易（转出电量的相应月度）给予一定形式的限制；

（二）已有电量在全月平均负荷率高达 80%或达到安全运行限额（由调度机构按规程计算确定）的电厂，原则上不得受让；负荷中心火电厂的电量原则上不得转让；确需转（受）让的，应通过电力调度机构的安全校核；

（三）转受让合同应在签订后 2 个工作日内向监管机构备案。备案合同信息应全面，包括但不限于转受让电量、价格、周期及结算等内容。

第八条【修改一百〇三条，明确时间优先】 对于中长期合同执行中发电与用电之间的偏差，主要通过发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理。预挂牌月平衡偏差方式是指通过预挂牌招标交易确定次月上调机组调用排序（按增

发价格由低到高排序，价格相同以时间优先和节能优先原则排序)和下调机组调用排序(按减发补偿价格由低到高排序，价格相同以时间优先和节能优先原则排序)，电力调度机构按照上调机组调用排序增加发电出力，或者按照下调机组调用排序减少发电出力，确保发电与用电的平衡。

第九条【修改 116 条承兑汇票有关内容】 市场交易电费结算为现金方式。电力用户在进入市场之前电费结算承兑汇票比例较高的，应逐年降低比例(原则上比上年降低幅度不低于 10%)，超过双方约定比例的，电力用户应承担相应比例的承兑汇票贴现成本。发电企业、售电公司自愿接受某个用户承兑汇票的，应承担相应比例的承兑汇票消化责任或贴现责任。电网企业结算支付发电企业市场电量和其它上网电量的电费的承兑汇票占比应保持一致。

第十条【火电上网结算，取消多个 3%的阈值，明确相关提法】 有关公用燃煤火电企业结算的相关内容作如下修改：

(一) 实际上网电量小于月度合同电量时，以其合同加权平均价结算上网电量。提供下调服务的减发电量按其预挂牌价格获得补偿；如无预挂牌价格确需强制下调时，其当月下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的 10%二者之中的较小值。因自身原因导致的少发电量不予补偿，并按火电上网标杆价(含环保加价)的 10%支付偏差考核费用；

(二) 实际上网电量大于等于月度合同电量且小于等于月度合同电量与基数电量之和时, 先以合同价格结算各类合同电量 (若自身原因少发电量扣减合同电量时, 按合同加权平均价结算), 再以其上网标杆价结算所剩上网电量。提供下调服务的减发电量按其预挂牌价格获得补偿; 如无预挂牌价格确需强制下调时, 其下调补偿价格取所有下调报价的最低价和当月市场交易均价的 10% 二者之中的较小值。因自身原因导致的少发电量按火电标杆价的 10% 支付偏差考核费用;

(三) 实际上网电量大于月度合同电量与基数电量之和时, 先以其合同价格对应结算各类合同电量 (若自身原因少发电量扣减合同电量时, 按合同加权平均价结算), 再以其上网标杆价结算其基数电量, 提供上调服务的增发电量按其预挂牌价格结算 (如无预挂牌价格被调用的, 按所有上调报价的最小值或火电上网标杆价的 85% 结算)。因自身原因导致的超发电量先按其批复上网电价结算, 再按火电上网标杆价 (含环保加价) 的 15% 支付偏差考核费。实际上网电量扣减合同电量、基数电量和超发电量后如有剩余, 剩余电量为上调电量; 如无剩余, 按先扣减基数电量后扣减合同电量的顺序结算;

(四) 月内既提供上调服务又提供下调服务的发电企业, 以互抵后的净值作为月度上调增发电量或下调减发电量进行结算;

(五) 超发、少发电量在执行上述考核的同时, 发电

厂与此相关运行管理考核并行实施。

（六）发电厂自身原因造成的少发电量是指在不需要该发电厂下调的条件下，因非计划停运或机组运行不正常等原因造成的少发电量，不纳入下调补偿范畴。因发电厂自身原因造成的超发电量是指不执行调度指令的超出力部分功率累积的电量，不纳入上调电量范围。超发、少发电量由电力调度机构认定，在每月 1 日向交易机构提供。

第十一条【修改 120 条，上下调价格取值设事前事后两种情况】 预挂牌按月平衡偏差机制下，电力用户的结算流程与结算价格作如下规定：

（一）进入市场的电力用户实际用电量超过合同电量时，按合同约定价格对应分别执行各合同的合同电量；3%及以内超用电量按合同加权平均价结算，免于考核；3%以上的超用电量按发电侧上调服务加权平均价或报价从低到高排序前三至五名的平均价的 K_1 倍（当月未组织上调服务招标时，按月度集中竞价或双边协商形成的加权平均价格的 K_1 倍，同时计入输配电价和基金附加，下同）结算。 K_1 的取值范围为 1.0-1.5，由电力交易机构测算，提出建议值，经市场管理委员会讨论或相关部门备案后执行。

（二）市场电力用户实际用电量小于合同电量时，按合同加权平均价结算实际用电量；3%及以内的少用电量免于支付偏差考核费用，3%以外的少用电量按当月发电侧下调电量补偿加权平均价或报价从低到高排序的前三至五名的平均

价的 K_2 倍支付偏差考核费用（当月未组织下调服务招标时，按合同加权平均价的 10-20%支付偏差考核费用）。 K_2 的取值范围为 0.3-1.5，由电力交易机构测算，提出建议值，经市场管理委员会讨论或相关部门备案后执行。

（三）适时启动对未进入市场的非优先购电电力用户的偏差考核。有关考核办法参照另行规定。

（四）非市场电力用户偏差考核费用由电网企业向相关电力用户、未参与偏差考核的电厂分摊。相关分摊方案经市场管理委员会讨论或相关部门备案后实施。

第十二条【修改第 122 条，清算分摊内容修改】电力用户、售电公司和发电企业偏差考核费用产生的收益，以及退出市场用户超出电度目录电价的价差收益，发电企业上调服务、下调服务的电费统一进行清算。清算如有盈余，首先按照当月市场交易合同电量均分返还参与市场交易的发电企业，盈余较大时，可以提取部分资金建立平衡帐户，作为后续月度平衡或特殊情况处理的资金来源。原则上，除正常的下调服务补偿外，发电企业的实际结算价格不应高于政府批复上网电价。清算如有缺额，暂由所有超过月度交易计划电量的统调发电企业（含跨省跨区市场交易送入主体及省内进入市场的其它发电企业）按超出电量的比例分摊，视实际情况可适时扩大分摊范围。

上调服务价差收益和偏差考核费用的盈余可以用于支

持应对市场力的特别交易和分担可再生能源发电企业负责的部分合同价差电费。

第十三条【修改增补安全校核有关内容】 火电企业参与批发交易，原则上以火电厂最大发电能力（全容量满负荷全时长）为其交易电量的上限，实际运行中按照上下调偏差平衡机制相关规定实施调度。在卖方申报电量小于买方申报电量或成交电量小于市场需求电量时，单个电厂的交易电量上限可以进一步放大或不予限制。在买卖双方约定交易曲线的，按相关规程进行安全校核。为了防止买空卖空和市场操纵，对合同转让、月度电量月际前移后移调整应考虑实际完成的可能性和系统平衡及安全约束等因素，进行较为严格的安全校核。

第十四条 按照国家层面有关规定对电网企业关联售电企业实行限制，相关实施细则根据国家相关规定另行制定。

第十五条 电网企业应公平无歧视地开放用户的选择权，不得违规对进入市场的电力用户设置附加条件，不得违规干预电力用户参加批发零售交易或选择交易对象。同时，电网企业应加强内部管理，禁止所属干部职工的违规干预市场交易，并且配合监管机构查处相关违规行为。

第十六条 发电企业批发交易售出电量时，应坚持公平无歧视原则：

（一）发电企业不得在价格、电量、结算等方面对条件

相同的不同售电公司区别对待；

（二）发电企业售给关联售电公司的电量不应超过其市场交易电量的 50%。

第十七条 电力交易机构、调度机构应按规定报送披露交易相关信息，保证市场运营公开透明。监管机构应组织制定完善市场交易信息披露相关管理办法。

第十八条 电力交易机构应加快建设完善交易相关信息系统，通过信息化进一步简化流程，改进合同管理与审核，减少纸质文件，尽量避免或减少市场主体递交材料和面审面签的往返次数。

第十九条 监管机构设立专家委员会，聘请第三方中介机构、科研单位相关专家，为市场运营监管提供专业支撑。

第二十条 修改增补条款自公布之日起实施。此前规则与本次修改增补条款冲突的，执行本次修改增补条款。