

附件 4

电力中长期交易基本规则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 [目的和依据]为规范电力中长期交易，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康发展，依据《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）及其配套文件及其配套文件和有关法律、行政法规，制定本规则。

第二条 [定义]本规则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立的辅助服务提供商等市场交易主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易（含电能和辅助服务）。交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、辅助服务交易等。

第三条 [适用范围]本规则适用于中华人民共和国境内未开展电力现货市场试点地区，开展现货试点地区按照《电力市场运营基本规则》有关规定执行。

第四条 [实施主体]国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，会同地方政府对区域电力市场和区域电力交易机构实施监管。

国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力市场监管职责。

第二章 市场成员

第五条 [成员分类] 市场成员包括市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构三类。其中，市场交易主体包括各类发电企业、售电企业、电力用户和独立的辅助服务提供商等；电网运营企业指运营和维护输配电资产的输配电服务企业；市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。现货市场启动前，电网运营企业可作为市场交易主体参加跨省跨区交易。

第六条 [对市场成员的要求] 所有市场成员应严格遵守本规则，主动接受监管，严格履行各项义务和职责，切实维护电力市场正常运营秩序。

第七条 [市场交易主体权责] 市场交易主体的权利和义务：

（一）发电企业

1. 执行优先发电合同（发电企业发电量分为优先发电量、市场交易电量和基数电量，市场初期基数电量视为优先发电电量，随着发用电计划的放开，基数电量逐渐缩减，下同），按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务，支付相应的费用；

3. 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；

4. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

（二）电力用户

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同；

2. 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费，缴纳政府性基金与附加；

3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

4. 在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等），服从电力调度机构的统一调度；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

（三）售电企业

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电合同；

2. 获得公平的输配电服务，按规定支付购电费、输配电费，经与用户协商一致可收取售电费、代收代缴政府性基金与附加；

3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服

务等相关信息；

4. 在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等），服从电力调度机构的统一调度；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

（四）独立的辅助服务提供商

1. 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；

3. 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务；

4. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第八条 [电网运营企业权责] 电网运营企业的权利和义务：

1. 保障输配电设施的安全稳定运行；

2. 为市场交易主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

3. 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

4. 按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金与附加等；

5. 预测并确定优先购电用户月度电量需求；

6. 按政府定价向公益性用户、保障性用户及其他非市场用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

7. 按规定披露和提供信息；

8. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第九条 [市场运营机构权责] 市场运营机构的权利和义务：

（一）电力交易机构

1. 按规定组织和管理各类电力市场交易；

2. 编制年度和月度交易计划；

3. 负责市场交易主体的注册管理；

4. 提供电力交易结算依据及相关服务；

5. 监视和分析市场运行情况；

6. 经授权在特定情况下干预市场；

7. 建设、运营和维护电力交易技术支持系统；

8. 配合相关派出机构和地方政府电力管理部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

9. 按规定披露和发布信息；

10. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

（二）电力调度机构

1. 负责安全校核；

2. 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

3. 向交易机构提供安全约束条件和基础数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

4. 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行。实际执行与交易计划存在偏差时，按照事后考核和结算规则分担相应的经济责任；

5. 经授权按所在市场的交易规则暂停执行市场交易结果；

6. 按规定披露和提供电网运行的相关信息；

7. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第三章 市场准入与退出

第十条 [基本准入条件] 参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业以及独立的辅助服务提供商，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的电力用户、发电企业（电网运营企业保留的调峰调频电厂除外）经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十一条 [直接交易准入] 直接交易的市场准入条件：

（一）发电企业准入条件

1. 符合国家基本建设审批程序，取得电力业务许可证（发电类），单机容量达到当地规定规模的火电、水电机组，

鼓励核电、风电、太阳能发电等尝试参与；

2. 符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保标准要求；

3. 并网自备电厂在承担相应的各种责任后可逐步参与电力直接交易。

（二）用户准入条件

1. 按照电压等级或用电容量（1000kVA 及以上）放开用户参与直接交易。现阶段可放开电压等级在 110 千伏（66 千伏）及以上的工商业用户，根据需要放开用电容量 1000kVA 及以上的 35 千伏和 10 千伏用户，根据市场发展情况逐步放开用户；

2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求；

3. 用户选择进入市场后，全部电量参与市场交易；

4. 符合准入条件但未选择参与直接交易的用户，可向售电企业（包括保底供电企业）购电；不符合准入条件的用户由所在地供电企业按政府定价提供保底服务。

（三）售电企业准入条件

1. 售电企业应依法完成工商注册，取得独立法人资格；

2. 售电企业可从事与其资产总额相匹配的售电量规模；

3. 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关

专职人员，有关要求另行制定；

4. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）；

5. 符合售电企业准入相关管理办法要求的其他条件。

第十二条 [跨省跨区交易准入] 跨省跨区交易的市场准入条件：

（一）符合直接交易准入条件的发电企业、电力用户和售电企业可直接参与跨省跨区交易，发电企业和电力用户也可委托售电企业或电网运营企业代理参与跨省跨区交易；

（二）现货市场未建立之前，电网运营企业、售电企业可以代理本省未准入用户参与跨省跨区交易，电网运营企业、发电企业、售电企业可以代理小水电、风电等参与跨省跨区交易；

（三）保留在电网运营企业内部且没有核定上网电价的发电企业以及企业自备机组不参与跨省跨区电能交易。

第十三条 [合同电量转让交易准入] 合同电量转让交易的市场准入条件：

（一）拥有优先发电合同、直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，拥有直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电企业可参与合同转让交易；

（二）直接交易合同、跨省跨区电能交易合同只能在符合市场准入条件的发电企业、电力用户、售电企业之间进

行转让交易；

（三）调节性电源优先发电电量、热电联产“以热定电”等优先发电电量原则上不得转让。

第十四条 [辅助服务交易准入]辅助服务提供者的市场准入条件：

（一）具备提供辅助服务能力的发电机组均可参与辅助服务交易，鼓励储能设备、需求侧资源（如可中断负荷）等尝试参与；

（二）能够提供满足技术要求的某项辅助服务的独立辅助服务提供商，在进行技术测试通过认证后，方可参与交易。

第十五条 [市场登记]市场成员参加市场交易须在电力交易机构进行登记，能源监管机构负责制定电力市场登记负面清单，明确不予登记有关事项情况。市场主体登记后即可参加电力直接交易外的各类电力交易。

第十六条 [直接交易市场注册]市场主体登记后须进行市场注册方可参与电力直接交易。能源监管机构负责直接交易注册的监督管理。进入地方政府准入目录的发电企业、售电主体、电力用户可自愿到电力交易机构注册成为市场交易主体。

完成市场注册的用户，全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电，并在规定的时间周期内不得退出市场。参与

跨省跨区直接交易的市场主体可以在任何一个相关交易平台上注册，注册后可自由选择平台开展交易。

第十七条 [直接交易准入目录] 地方政府电力管理部门根据地方政府授权负责直接交易准入目录管理。省级政府或由省级政府授权的部门，按年度公布当地符合直接交易市场准入条件的发电企业、售电企业、电力用户目录，并对相应的目录实施动态监管。其他交易类别暂不设置准入目录。

第十八条 [注册变更或注销] 电力直接交易主体和电网运营企业变更注册或者撤销注册，应当按照电力市场交易规则的规定，向电力交易机构提出申请。经批准后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的直接交易主体和电网运营企业不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构强制撤销注册。

第十九条 [市场退出] 市场交易主体被强制退出或列入黑名单，原则上 3 年内不得直接参与市场交易，被强制退出的电力用户须向售电企业购电。退出市场的主体由省级政府或省级政府授权的部门在目录中删除，交易机构取消注册，并向社会公示。

第二十条 [违约责任] 市场交易主体被强制退出或自愿退出市场的，未完成合同可以转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十一条 [交易品种]电力中长期交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易和辅助服务交易。

其中，跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易；点对网发电机组视同为受电地区发电企业，不属于跨省跨区交易；合同电量转让交易主要包括优先发电合同电量转让交易、跨区跨省合同电量转让交易、直接交易合同电量转让交易等。

允许发电企业之间以及用户之间签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经调度机构同意后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，并在事后补充转让交易合同。未签订合同的发电指标转让，按有关规定执行。

各地可根据实际情况创新交易品种，经国家能源局批准后实施。

第二十二条 [交易周期]电力中长期交易主要按年度和月度开展。具有特殊需求的地区，可开展年度以上、季度或月度以下等其他周期的交易。

第二十三条 [交易方式]电力中长期交易各品种可以采取双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行。

（一）双边协商交易指市场交易主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。校核不通过时，按等

比例原则进行削减；

（二）集中竞价交易指市场交易主体通过电力交易平台申报电量、电价，交易机构考虑安全约束进行市场出清，经调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等；

（三）挂牌交易指市场交易主体通过电力交易平台，将需求电量或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，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。同一周期内提交的交易按等比例原则分配，不同周期内提交的交易按时间优先原则成交。

第五章 价格机制

第二十四条 [基本原则] 电力中长期交易中的成交价格由市场交易主体通过自主协商、竞争等方式形成，第三方不得干预。其相关的输配电价、政府性基金与附加按国家规定执行。

第二十五条 [输配电价] 开展电力直接交易的地区，已核定输配电价的，严格按国家规定执行；未核定输配电价的，采用价差传导的方式开展交易，保持电网运营企业购销差价不变。

第二十六条 [跨省区输电价格] 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。送出地区未核定输配电价的，

按不超过 30 元/兆瓦时（含网损）的原则自主协商。

第二十七条 [交易价格] 双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易按照统一出清价格或根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌价格结算。

集中竞价采用统一出清价格的，可根据买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应的价格确定，或根据最后一个交易匹配对的价格形成；采用申报价格的，根据各个交易匹配对的价格形成成交价格，即卖方报价和买方报价的平均值。

第二十八条 [收益分配] 电网运营企业参与跨省跨区交易代理购电时，因外购电价格相对省内平均上网电价的变化而形成的损益，在今后输配电价调整中统筹考虑。

第二十九条 [输电损耗] 跨省跨区电能交易的受电落地价格由成交价格（送电价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或另外收取；未明确的，暂按前三年同电压等级线路的平均输电损耗水平，报价格主管部门、监管机构备案后执行。输电损耗由购电方承担，购电方在报价时应综合考虑承担的网损。跨省跨区交易输电费用及网损按照物理量计量、结算。

第三十条 [合同转让电价] 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购，以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。跨省跨区合同转让应按潮流实际情况考

考虑输电费和网损。

第三十一条 [两部制电价]参与直接交易的两部制电价用户，基本电价按现行标准执行。

第三十二条 [峰谷电价]参与直接交易的峰谷电价用户，可采用以下方式作为结算价格。

方式一：继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算，用户不参与分摊调峰服务费用。因用户侧单边执行峰谷电价造成的结算收益或损失，计入平衡账户或调整电价时一并考虑。

方式二：取消峰谷电价，用户用电量均按直接交易电价结算，用户通过辅助服务考核分摊调峰等辅助服务补偿费用。

第三十三条 [交易限价]双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或结算价格设置上限，电力供应严重过剩地区可对报价或结算价格设置下限。

第六章 电量规模

第三十四条 [供需平衡预测]每年年底，各地预测来年电力供需平衡情况，预测总发用电量，预测跨省跨区送受电量。

第三十五条 [省内电量需求预测]省内电量需求预测，应综合考虑当地经济社会发展形势、经济结构、投资与消费

增长等因素，综合采用电力弹性系数法、年平均增长率法和用电单耗法等进行预测后合理确定。

第三十六条 [跨省跨区交易]国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量，由相关电力企业协商签订年度合同，纳入送、受电省优先发电计划。

购电省三年内火电平均发电利用小时数低于全国火电平均发电利用小时数 80%时，除国家计划、地方政府协议和已签订的三年及以上跨省跨区电能交易合同外，原则上不得再开展长期跨省跨区购电交易。购电省可再生能源发电量比重超过 30%时，根据实际需求开展中长期跨省跨区购电交易，不得影响本地区可再生能源的消纳。

第三十七条 [直接交易电量需求预测]省内直接交易电量需求预测，根据符合准入条件并注册的用户需求预测确定。通过用户准入条件的设置，控制直接交易电量规模，确保优先发电的电量规模不小于优先发电的电量下限。

第三十八条 [优先发电的电量下限]安排优先发电电量时，应充分预留水电和规划内的风能、太阳能、生物质能等可再生能源及调节性电源的发电空间。其中，风电、太阳能发电量原则上按原核价小时数确定，弃风、弃光严重地区可根据实际情况灵活处理；水电发电量兼顾资源条件、历史电量均值和综合利用确定；供热机组以热定电电量、调节性电源必要发电量、必开机组的最低发电量、现有国家指令性和

政府间协议的跨省跨区电量也要予以保障。

第三十九条 [优先发电的电量规模确定] 优先发电的电量规模根据省内电力电量需求预测、省内直接交易用户电量需求预测和跨省跨区交易计划确定。五年内逐步过渡到根据优先购电用户电量需求预测，直接确定优先发电的电量规模。

优先发电的电量规模=省内电量需求预测±现有国家指令性和政府间协议的跨省跨区交易电量-省内直接交易电量需求预测±现有 3 年及以上跨省跨区交易合同电量。（送出省为正，受入省为负）

优先发电的电量规模一经确定，不再进行调整，偏差原则上通过市场方式处理。

第四十条 [特殊情况] 年度优先发电电量如果在年度交易或年初的月度交易开始后仍未分配，可以由交易机构参考上年情况，预先进行优先发电电量的月度分解。待年度优先发电电量分配正式确定后，再由交易机构在后续月份进行调整。

第四十一条 [容量剔除] 安排机组优先发电电量时，可根据其年度直接交易电量，扣除相应发电容量。直接交易电量折算发电容量时，可根据对应用户最大负荷利用小时数、本地工业用户平均利用小时数或一定上限等方式折算，按剩余装机容量分配优先发电电量。发电企业通过申报容量参与

市场交易的，分配优先发电量时直接扣除申报容量。容量扣除原则上每年只进行一次。

第四十二条 [优先发电量分配]机组扣除直接交易的发电量、发电容量后，剩余发电量、发电容量可以按照现行的差别电量计划制定规则，考虑年度检修计划后，确定各类机组优先发电量。各类机组优先发电量之外的发电能力，均可参与直接交易和市场化跨省跨区交易。

第七章 交易组织

第一节 交易时序安排

第四十三条 [年度交易时序]年度交易周期，首先确定次年国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量合同，其次确定优先发电合同，再次开展年度双边交易，最后开展年度集中竞价交易（双边及集中竞价交易均包括跨省跨区交易，下同）。

第四十四条 [月度交易时序]月度交易周期，在年度合同分解到月合同的基础上，首先开展月度双边交易，再次开展月度集中竞价交易。

第四十五条 [跨省跨区交易时序]省内、跨省跨区交易的启动时间原则上不分先后，但送出省发电企业应优先保障本省电力平衡。各区域在保障区域内各省供需基本平衡的基础上，根据自身实际情况确定、调整省内、跨省跨区交易的开展次序。

第四十六条 [合同转让交易时序]合同转让交易应早于合同执行一周之前完成，原则上市场主体签订电力、电量购售合同后即可进行转让交易。

第二节 优先发电安排

第四十七条 [跨省跨区计划报送时间]相关电力企业在每年 11 月 15 日前，协商确定次年国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量合同。如无法按时确定，参照上年确定。

第四十八条 [优先发电确定时间]地方政府电力管理部门会同国家能源局派出机构，在每年 11 月 25 日前确定年度优先发电的电量规模，并分到月度及机组（水电厂可分解到厂，风电场、光伏电站可分解到场站，下同）。年度优先发电电量规模无法按时确定的，执行第四十条规定。每月 25 日之前确定经安全校核后的发电机组次月优先发电量。

第三节 年度双边交易

第四十九条 [信息发布]每年 11 月 26 日前，交易机构应通过交易平台发布年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次年关键输电通道潮流极限情况；
- （二）次年省内直接交易电量需求预测；
- （三）次年跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次年各机组可发电量上限。

第五十条 [交易时间]各交易机构于每年 12 月 1 日（遇

节假日顺延，下同）开始接收年度双边交易意向，12月5日闭市。年度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易及合同转让交易。

第五十一条 [交易意向提交]市场交易主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同转让交易的意向协议，并在年度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向交易机构提交意向协议。年度双边交易的意向协议应提供月度分解电量。

第五十二条 [安全校核]交易机构在闭市后第一个工作日10:00前将交易意向提交相关调度机构进行安全校核，调度机构应在两个工作日之内将校核结果返回交易机构并公布。逾期未返回安全校核结果的，视为同意。

各类年度双边交易在闭市后统一进行安全校核，若安全校核不通过，按等比例原则进行交易削减。

第五十三条 [合同签订]交易机构在调度机构返回安全校核结果后，于下一工作日10:00前发布年度双边交易结果。

相关市场交易主体应在双边交易结果发布后的下一工作日10:00前通过技术支持系统返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见；市场交易主体如对交易结果提出异议，交易机构应会同调度机构在当日16:00前给予解释和协调。

对于确认交易，由技术支持系统自动生成年度双边直接

交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易合同，相关市场交易主体应在成交信息发布后的三个工作日内，通过技术支持系统予以确认并签订电子合同。

第四节 年度集中竞价交易

第五十四条 [信息发布]每年12月15日前，交易机构通过技术支持系统发布年度集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次年关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次年集中竞价省内直接交易电量需求预测；
- （三）次年集中竞价跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次年各机组剩余可发电量上限。

第五十五条 [交易时间]交易机构于每年12月16日开始组织年度集中竞价交易，12月24日前闭市。年度集中竞价交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。

第五十六条 [数据申报]年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和用户通过技术支持系统申报电量、电价。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。为做好年度竞价交易中省内交易与跨省跨区交易的衔接，采取以下交易方式：

- （一）对于送电省：首先在省平台开展省内集中直接交

易，然后在区域平台开展跨省跨区集中交易，最后省和区域平台开展合同转让交易。省平台直接交易的发电企业未成交电量及其报价，自动送入区域平台参与跨省跨区交易；

（二）对于受电省：省内集中直接交易和跨省跨区集中交易在省平台和区域平台上同时开展，最后省和区域平台开展合同转让交易。市场交易主体可以在省和区域平台同时注册，但每次交易只能选择在一个平台报价。两个平台可采取统一出清、统一校核、结算分离的方式，也可采用分别出清、分别校核、结算分离的方式。

第五十七条 [市场出清] 报价结束后，技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，由交易机构在当日提交调度机构并向市场交易主体公布。调度机构应在两个工作日内完成安全校核，返回交易机构形成最终交易结果。交易机构在收到最终交易结果后的下一工作日通过技术支持系统向市场交易主体发布竞价结果。市场交易主体对所申报的数据负责，集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第五十八条 [年度交易结果汇总] 交易机构在年度集中交易市场闭市后，应根据经过安全校核后的交易结果，于12月26日前将双边和集中竞价的直接交易、跨省跨区交易和合同转让交易的结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第五节 月度双边交易

第五十九条 [信息发布]每月 15 日前,交易机构应通过交易平台发布次月双边交易相关市场信息,包括但不限于:

- (一) 次月关键输电通道潮流极限情况;
- (二) 次月省内直接交易电量需求预测;
- (三) 次月跨省跨区交易电量需求预测;
- (四) 次月各机组可发电量上限。

第六十条 [交易时间]交易机构于每月 15 日(遇节假日顺延,下同)开始组织月度双边交易,每月 16 日前闭市。月度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和合同转让交易(含跨省跨区合同转让)。

第六十一条 [交易意向提交]市场交易主体经过双边协商分别形成月度双边省内直接交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同转让交易的意向协议,并在月度双边交易市场闭市前,通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。

第六十二条 [安全校核]交易机构在闭市后的第一个工作日 10:00 之前将交易意向提交给调度机构进行安全校核,调度机构应在一个工作日之内将校核结果返回交易机构并公布。逾期未返回安全校核结果的,视为同意。

各类月度双边交易在闭市后统一进行安全校核,若安全校核不通过,按等比例原则进行削减。

第六十三条 [合同签订]交易机构在调度机构返回安全校核结果后，于下一工作日 10:00 前发布月度双边交易结果。

相关市场交易主体应在双边交易结果发布后的下一工作日 10:00 前通过技术支持系统返回成交确认信息；市场交易主体如对交易结果有异议，交易机构应在交易结果发布当日 16:00 前给予解释和协调。

对于确认交易，由技术支持系统自动生成月度双边直接交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同电量转让交易合同，相关市场交易主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过技术支持系统予以确认并签订电子合同。

第六节 月度集中竞价交易

第六十四条 [信息发布]每月 20 日前，交易机构通过技术支持系统发布次月集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次月集中竞价省内直接交易电量需求预测；
- （三）次月集中竞价跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次月各机组可发电量上限。

第六十五条 [交易时间]交易机构于每月 21 日（遇节假日顺延）开始组织月度集中竞价交易，每月 26 日前闭市。月度集中竞价交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易和

合同电量转让交易（含跨省跨区合同转让）。

第六十六条 [数据申报]月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和用户通过技术支持系统申报电量、电价。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。月度竞价交易中省内交易与跨省跨区交易的衔接，采取以下交易方式：

（一）对于送电省：首先在省平台开展省内集中直接交易，然后在区域平台开展跨省跨区集中交易，最后省和区域平台开展合同转让交易。省平台直接交易的发电企业未成交电量及其报价，自动送入区域平台参与跨省跨区交易；

（二）对于受电省：省内集中直接交易和跨省跨区集中交易在省平台和区域平台上同时开展，最后省和区域平台开展合同转让交易。市场交易主体可以在省和区域平台同时注册，但每次交易只能选择在一个平台报价。两个平台可采取统一出清、统一校核、结算分离的方式，也可采用分别出清、分别校核、结算分离的方式。

第六十七条 [市场出清]报价结束后，技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，由交易机构在当日提交调度机构并向市场交易主体公布。调度机构应在下一个工作日内完成安全校核，返回交易机构形成最终交易结果。交易机构在收到最终交易结果后的下一工作日通过技术支持系统向市场交易主体发布竞价结果。市场交易主体对所申报的

数据负责，集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第六十八条 [月度交易结果汇总]交易机构在月度交易市场闭市后，应对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月 28 日前发布汇总后的交易结果并制定机组月度发电计划。调度机构应根据月度发电计划，合理安排电网运行方式，保障合同电量的执行。

第七节 临时交易与紧急支援交易

第六十九条 [临时交易]可再生能源消纳存在临时性困难的省（区），可与其他省（区）通过自主协商方式开展临时跨省跨区交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

若按市场方式难以达成交易，在受入地区仍有电量消纳能力的前提下，可采取强制跨省发电权的方式，即由送出地区可再生能源购买有消纳能力地区的火电直接交易合同电量，购买价格执行受入省最近一次火电合同电量转让集中竞价交易价格。

第七十条 [紧急支援交易]在本省电网或其他地区电网供需不平衡时，由调度机构组织开展跨省跨区支援交易，交易价格按事先预案执行。条件成熟的地区可由交易机构采取预挂牌方式确定中标机组。

第八章 安全校核与交易执行

第七十一条 [安全校核责任主体]调度机构负责各种交

易的安全校核工作。直接交易、合同调整和合同电量转让必须经调度机构安全校核后方可生效。涉及跨省跨区的交易，须提交相关调度机构共同进行安全校核。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第七十二条 [机组发电利用小时数限制]为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第七十三条 [电网运行信息披露]调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时披露关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，以方便市场交易主体寻找合适的交易对象。

第七十四条 [安全校核时间约束]安全校核应在规定期限内完成，逾期未对交易初始结果提出异议的，视为通过安全校核。

第七十五条 [交易调整原则]安全校核不通过时，对于双边协商交易，按等比例原则进行交易削减；对于集中竞价交易，按价格优先原则或等比例原则进行交易削减。

第七十六条 [紧急情况处理]电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向主管部门和派出机构书面报告事件经过，并报派出机构

备案。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任；无明确责任主体的，由所有市场交易主体共同承担。

第七十七条 [交易计划制定]电力交易机构根据市场交易主体年度交易当月电量分解计划和各类月度交易的成交结果，编制系统和发电企业的月度交易计划，调度机构负责安全校核。

第七十八条 [交易计划内容]月度交易计划内容包括：

- (一) 月度总发用电量平衡计划；
- (二) 跨省跨区电力电量计划；
- (三) 月度优先发电电量计划；
- (四) 月度直接交易电量计划；
- (五) 其他交易电量计划。

第七十九条 [交易计划执行]电力调度机构负责执行月度交易计划；电力交易机构每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况。市场交易主体对进度偏差提出异议时，调度机构负责出具说明，交易机构负责公布相关信息。

第九章 合同电量偏差处理

第八十条 [合同电量调整]电力市场交易双方根据年度交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，可于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整申请，通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，

作为月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第八十一条 [偏差电量平衡原则]未开展现货交易的地区，为尽量处理合同电量执行偏差，推荐采取预招标方式按月平衡偏差，也可根据实际情况选取附件中提供的其他四种合同电量偏差处理方式。

第八十二条 [预招标处理方式]预招标方式按月平衡偏差是指月度交易结束后，通过预招标方式确定次月上调机组调用排序（按增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按补偿价格由低到高排序）。月底最后一周，调度机构根据各个机组的合同完成率，判断当月基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时（月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时），基于预招标确定的机组排序，优先安排增发价格较低的机组增发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划；当电力需求不足时（月度系统实际用电需求小于月度系统总合同电量时），优先安排补偿价格较低的机组减发电量，其余机组严格按合同电量安排发电计划。

第十章 计量和结算

第八十三条 [计量位置]市场交易主体应根据市场运行需要，安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第八十四条 [计量装置]同一计量点应安装同型号、同

规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第八十五条 [计量数据]当出现计量数据不可用时，由电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场交易主体协商解决。

第八十六条 [结算凭据]电力交易机构负责向市场交易主体出具结算凭据，市场交易主体根据相关规则进行资金结算。其中，跨省跨区交易原则上由用户所在地区电力交易机构向市场交易主体出具结算凭据，在区域交易平台开展的交易由区域交易机构向用户所在地区电力交易机构出具结算凭据；合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算凭据。

第八十七条 [电费结算]电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，不具备条件的地区可暂时保持现有计量抄表方式不变。各市场交易主体可暂时保持与电网运营企业的电费结算和支付方式不变，特殊情况可采用其他方式。依据结算凭据，用户所在地区电网运营企业负责向购电主体收取电费、向售电主体和输电方支付电费及输电费用。

第八十八条 [结算争议]市场交易主体接收电费结算凭

据后，应进行核对确认，如有异议在 3 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第八十九条 [偏差电量结算]建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户的合同偏差分开结算。以年度交易和月度交易为主的地区，按月清算、结账；开展周（日）交易的地区，按周（日）清算，按月结账。预招标按月平衡偏差时的结算流程和结算价格如下：

（一）发电侧

1. 新能源、可再生能源：按实际发电量和政府批复的上网电价结算；年内累计发电量超过年度核价利用小时数后，参与市场交易、按成交合同结算。

2. 新能源、可再生能源之外的所有合同电量（含优先发电合同电量、市场合同电量、预招标调用电量）：

存在超发电量的机组，优先发电合同电量、市场合同电量和预招标增发电量按其合同电量和合同价格结算，超出部分按月度集中竞价交易最低成交价格结算；因自身原因导致少发的电厂，按其优先发电合同电量和市场合同电量的加权平均价结算实际发电量，少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付违约金；因提供下调服务导致少发的电厂，按按其优先发电合同电量和市场合同电量的加权平均价结算实际发电量，少发电量按其预招标补偿价格结算。机组提供的增发电量和减发电量，以调度安排为准，机组擅自增发

或减发的电量视为偏差电量，纳入考核范畴。

（二）用户侧

1. 市场用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权价结算总合同电量，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价结算，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 110%结算。

市场用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权价结算实际用电量，3%以内的少用电量按系统下调电量补偿单价的 50%缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金），3%以上的少用电量按系统下调电量补偿单价缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金）。

下调电量补偿单价=发电侧下调电量总补偿费用/下调总电量

发电侧下调电量总补偿费用由所有机组下调电量的补偿价格和机组下调中标电量的乘积累加得到。

2. 优先购电用户按实际用电量和目录电价结算。

3. 优先购电用户实际用电量与优先发电合同电量存在偏差时，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%缴纳违约金；3%以内的少用电量按下调电量补偿单价的 50%缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月

度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金)，3%以上的少用电量按下调电量补偿单价缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金）。

违约金由电网运营企业承担，电网运营企业也可以通过地方电厂、电网的考核按责任分摊部分违约金。

（三）用户违约金、发电企业违约金、下调电量的补偿金额，首先进行平衡，盈余或缺额部分由所有发电企业按上网电量比重分摊。

（四）市场用户的电费构成包括：电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括：电量电费（含上调电量电费和下调电量电费）、违约金、平均分摊的结算差额资金。

第九十条 [电网原因造成的偏差]对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网运营企业承担相关偏差考核费用；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由所有市场交易主体共同分摊相关费用。

第十一章 辅助服务

第九十一条 [执行两个细则]辅助服务执行各区域辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则。

第九十二条 [辅助服务提供方]鼓励储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。

第九十三条 [辅助服务分类]辅助服务分为基本辅助服

务和有偿辅助服务。基本辅助服务包括：一次调频、基本调峰、基本无功调节等，基本辅助服务不进行补偿。有偿辅助服务是指并网发电厂、电力用户、独立的辅助服务提供商在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动等。

第九十四条 [辅助服务补偿方式]按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户、独立的辅助服务提供商进行补偿。

第九十五条 [提供方式]鼓励采用竞争方式确定辅助服务承担主体。电网运营企业根据系统运行需要，确定调峰、自动发电控制、备用等服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。辅助服务提供主体较多的地方，可以将系统所需的无功和黑启动服务由电力交易机构通过招标方式统一购买。

第九十六条 [电力用户参与辅助服务]电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务的技术要求，并与发电企业按统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随用户电费一并结算，即增减与发电企业直接交易电费完成。

第九十七条 [直接交易调峰责任]用电侧未实行峰谷电价的地区，根据用户自身负荷曲线和全网用电负荷曲线，计算用户对电网调峰的贡献度。用户峰谷差率小于全网峰谷差

率时调峰贡献度为正，用户峰谷差率小全网峰谷差率时调峰贡献度为负。贡献度为正的用户，与之签订直接交易合同的电厂，可申请免除相应直接交易电量的调峰补偿费用的分摊。

第九十八条 [需求侧管理]加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电用能在线监测和需求侧管理评价，积极培育电能服务，推广需求响应，参与市场竞争，逐步形成需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

通过实施需求响应和有序用电方案，完善电力电量平衡的应急保障机制和体系。

第九十九条 [跨区跨省交易辅助服务]送端地区发电企业纳入受端地区辅助服务管理范围，并根据提供的辅助服务获得或者支付补偿费用。

市场化跨省区送电发电企业的送电负荷视同受端电网发电企业参与辅助服务补偿和考核。跨省区电能交易曲线未达到受端电网基本调峰要求的，按照受端电网基本调峰考核条款执行；达到有偿调峰要求的，按照有偿调峰补偿条款给予补偿。

第十二章 信息披露

第一百条 [信息披露责任主体]交易机构负责市场信息的管理和发布。各类市场成员有责任和义务及时、准确和完

整的向交易机构提供相关信息。国家能源局及其派出机构对信息提供和披露实施监督。

第一百〇一条 [信息分类] 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。派出机构确定各类信息的内容、范围和发布的时限。

各类市场信息原则上均应通过网站形式予以披露，市场成员可查看其访问权限内的信息。

第一百〇二条 [信息答疑] 市场交易主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易机构和电力调度机构提出，由电力交易机构和电力调度机构负责解释。

第一百〇三条 [信息保密] 市场交易主体的申报价格、双边交易的成交价格、已经签订合同内容等信息属于私有信息，电力交易机构和电力调度机构应采取必要措施来保证市场交易主体可以按时获得其私有数据信息，并保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

第十三章 争议和违规处理

第一百〇四条 [争议内容] 本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

（一）注册或注销市场资格的争议；

- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百〇五条 [争议处理]发生争议时，按照国家有关法律法规和国家能源局及其派出机构的相关规定处理，具体方式有：

- (一) 协商解决；
- (二) 申请调解或裁决；
- (三) 提请仲裁；
- (四) 提请司法诉讼。

第一百〇六条 [违规行为]市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由派出机构会同政府电力管理部门查处：

- (一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- (二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- (三) 不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- (四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息；
- (六) 其他严重违反市场规则的行为。

第一百〇七条 [违规处罚]对于市场成员的违规行为，派出机构会同政府电力管理部门按照《行政处罚法》、《电

力监管条例》、《电力市场监管办法》等相关法律法规制定处罚标准。

第十四章 市场干预

第一百〇八条 [市场中止]当出现以下情况时，国家能源局及其派出机构可以做出中止电力市场的决定，并向市场交易主体公布中止原因。

（一）电力市场未按照规则运行和管理的；

（二）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（四）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

（五）因不可抗力市场交易不能正常开展的；

（六）电力市场发生严重异常情况的。

第一百〇九条 [市场干预]电力调度交易机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。

市场干预期间，电力调度交易机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报国家能源局及派出机构备案。

第一百一十条 [责任豁免]在面临重大自然灾害和突发事件时，省级以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急

状态，暂停市场交易，全部或部分免除市场主体的违约责任，发电全部或部分执行指令性交易，包括电量、电价，用电执行有序用电方案。

第一百一十一条 [市场恢复]市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十五章 附 则

第一百一十二条 [有关程序]国家能源局派出机构组织电力交易机构根据本规则拟定各地电力交易规则，报国家能源局备案后执行。

第一百一十三条 [市场监管]电力市场监管办法由国家能源局另行制定。

第一百一十四条 [解释]本规则由国家能源局负责解释。原有电力交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第一百一十五条 [文件实施]本规则自 XX 年 XX 月 XX 日起施行。

附件：其他可选合同电量偏差处理及结算方式

附件

其他可选合同电量偏差处理及结算方式

一、预招标方式按日平衡偏差

预招标月度交易结束后，通过预招标方式确定次月上调机组调用排序（按增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按补偿价格由低到高排序）。日前阶段，调度机构根据各机组的优先发电合同电量和市场合同电量，安排各机组的次日发电计划；实时运行过程中，当系统实际用电需求与系统日前发电计划存在偏差时，按照价格优先原则调用机组增发电量或减发电量，保障系统实时平衡。机组每日的增发电量或减发电量进行累加，得到月度的净增发电量或净减发电量，按其月度预招标价格进行结算。其余机组严格按日前制定的计划曲线发电。该方式结算流程和结算价格如下：

（一）发电侧

1. 新能源、可再生能源：按实际发电量和政府批复的上网电价结算；年内累计发电量超过年度核价利用小时数后，参与市场交易、按成交合同结算。

2. 新能源、可再生能源之外的所有合同电量（含优先发电合同电量、市场合同电量、预招标调用电量）：

存在超发电量的机组，优先发电合同电量、市场合同电量和月度净增发电量按其合同电量和合同价格结算，超出部

分按月度集中竞价交易最低成交价格结算；因自身原因导致少发的电厂，按其优先发电合同电量和市场合同电量的加权平均价结算实际发电量，少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付违约金；因提供下调服务导致少发的电厂，按其优先发电合同电量和市场合同电量的加权平均价结算实际发电量，月度净减发电量按其预招标补偿价格结算。机组提供的增发电量和减发电量，以调度安排为准，机组擅自增发或减发的电量视为偏差电量，纳入考核范畴。

（二）用户侧

1. 市场用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权价结算总合同电量，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价结算，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 110%结算。

市场用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权价结算实际用电量，3%以内的少用电量按系统下调电量补偿单价的 50%缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金），3%以上的少用电量按系统下调电量补偿单价缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金）。

下调电量补偿单价=发电侧下调电量总补偿费用/下调总电量

发电侧下调电量总补偿费用由所有机组下调电量的补

偿价格和机组下调中标电量的乘积累加得到。

2. 优先购电用户按实际用电量和目录电价结算。

3. 优先购电用户实际用电量与优先发电合同电量存在偏差时，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%缴纳违约金；3%以内的少用电量按下调电量补偿单价的 50%缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金），3%以上的少用电量按下调电量补偿单价缴纳违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金）。

违约金由电网运营企业承担，电网运营企业也可以通过
对地方电厂、电网的考核按责任分摊部分违约金。

（三）用户违约金、发电企业违约金、下调电量的补偿金额，首先进行平衡，盈余或缺额部分由所有发电企业按上网电量比重分摊。

（四）市场用户的电费构成包括：电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括：电量电费（含上调电量电费和下调电量电费）、违约金、平均分摊的结算差额资金。

二、等比例调整方式

首先保障国家指令性和政府间协议的跨省跨区交易电量以及新能源、可再生能源、以热定电优先发电合同电量执

行，其他类优先发电合同电量和市场合同电量作为可调整合同电量，根据系统平衡情况统一等比例调整。调度机构按“三公”要求，每日跟踪各发电企业的可调整合同电量执行率，以可调整合同电量执行率基本相当为目标安排日计划，原则上发电企业之间的可调整合同执行率相差不超过 3%。该方式结算流程和结算价格如下：

（一）用户侧

1. 市场用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权价结算总合同电量，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价结算，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 110%结算。

市场用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权价结算实际用电量，3%以内的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金。

2. 优先购电用户按实际用电量和目录电价结算。

3. 优先购电用户实际用电量与优先发电合同电量存在偏差时，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%缴纳违约金；3%以内的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金。

违约金由电网运营企业承担，电网运营企业也可以通过地方电厂、电网的考核按责任分摊部分违约金。

（二）发电侧

1. 新能源、可再生能源、以热定电电量：

按实际发电量和政府批复的上网电价结算；年内累计发电量超过年度核价利用小时数后，参与市场交易、按成交合同结算。

2. 新能源、可再生能源、以热定电电量之外的优先发电合同电量：

（1）当优先购电权用户的实际用电量大于所有优先发电合同电量之和时，按优先发电合同电量（未完成合同的按实际发电量）与政府批复上网电价结算。

（2）当优先购电权用户的实际用电量小于所有优先发电合同电量之和时，按政府批复的上网电价和下列公式计算的实际优先发电电量结算：

实际优先发电电量=该用户优先发电合同电量*(所有优先购电用户实际用电量-新能源、可再生能源、以热定电电量按政府定价结算的电量)/(优先发电合同的总电量-新能源、可再生能源、以热定电电量按政府定价结算的电量)

由上式得到的实际优先发电电量为零或负值时，不再进行结算。

3. 市场电量

（1）参与市场交易的发电企业，除实际优先发电电量之外，其余电量作为市场电量按其合同加权平均价结算。超出调度安排电量±3%的，超出部分按其合同加权平均价的10%支付违约金。

（2）未参与市场交易的发电企业，除优先发电电量之外，其余电量作为市场电量按月度集中竞价交易平均成交价的90%结算。

（三）发电企业和用户缴纳的违约金按发电机组的市场电量平均返还给发电企业。

（四）市场用户的电费构成包括：实际用电电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括：实际优先发电电量电费、市场电量电费、违约金、平均返还的违约金。

三、事后合同电量转让交易调整偏差

月度交易执行完毕后、月度交易结算前，超发机组与少发机组进行合同电量转让交易。其中，机组超过对应用户实际用电量的部分视为超发电量，机组少于对应用户实际用电量的部分视为少发电量；合同电量转让价格按月度集中竞价合约转让交易的最低成交价格执行。此方式下，鼓励调度机构按日跟踪发电企业和用户直接交易电量的发用电匹配情况（数据可采用监控装置采集或相关交易主体报送），并在安排机组发电计划时予以考虑。该方式结算流程和结算价格

如下：

（一）用户侧

1. 市场用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权价结算总合同电量，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价结算，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 110%结算。

市场用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权价结算实际用电量，3%以内的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金。

2. 优先购电用户按实际用电量和目录电价结算。

3. 优先购电用户实际用电量与优先发电合同电量存在偏差时，3%以内的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%缴纳违约金；3%以内的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 5%缴纳违约金，3%以上的少用电量按月度集中竞价交易平均成交价的 10%缴纳违约金。

违约金由电网运营企业承担，电网运营企业也可以通过
对地方电厂、电网的考核按责任分摊部分违约金。

（二）发电侧

1. 新能源、可再生能源、以热定电电量：

按实际发电量和政府批复的上网电价结算；年内累计发

电量超过年度核价利用小时数后，参与市场交易、按成交合同结算。

2. 新能源、可再生能源、以热定电电量之外的优先发电合同电量：

(1) 当优先购电权用户的实际用电量大于所有优先发电合同电量之和时，按优先发电合同电量（未完成合同的按实际发电量）与政府批复上网电价结算。

(2) 当优先购电权用户的实际用电量小于所有优先发电合同电量之和时，按政府批复的上网电价和下列公式计算的优先发电电量结算：

实际优先发电电量=该用户优先发电合同电量*(所有优先购电用户实际用电量-新能源、可再生能源、以热定电电量按政府定价结算的电量)/(优先发电合同的总电量-新能源、可再生能源、以热定电电量按政府定价结算的电量)

由上式得到的实际优先发电电量为零或负值时，不再进行结算。

3. 市场电量

(1) 参与市场交易的发电企业，除实际优先发电电量之外，其余电量作为市场交易完成电量。

当发电企业市场交易完成电量大于对应用户实际完成电量时，按合同价格结算用户实际完成电量，超出用户实际完成电量的部分，视为超发电量。

当发电企业市场交易完成电量小于对应用户实际完成电量时，按合同价格结算发电企业实际完成电量，小于用户实际完成电量的部分视为少发电量。

（2）存在超发的发电企业与存在少发的发电企业进行合约转让交易。其中，超发电量均按月度集中竞价合约转让交易的最低成交价结算，少发电量按“少发合同电量的加权平均价-月度集中竞价合约转让交易最低成交价”进行结算。

（三）用户实际完成电量小于合同电量时，未完成的合同电量向对应发电企业支付违约金。

（四）市场用户的电费构成包括：实际用电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括：实际优先发电电量电费、市场电量电费、用户支付的违约金。

四、滚动调整方式

此方式适用于直接交易电量规模不超过全社会用电量10%且只开展年度交易的地区。对于直接交易电量，若用户实际用电量多于直接交易合同电量，用户侧按合同电价结算月度实际用电量结算，发电侧亦按用户实际用电量进行结算，发电企业其余发电量视为优先发电电量，在后期进行滚动调整；若用户实际用电量少于直接交易合同电量，用户侧与发电侧同样按用户实际用电量结算，用户侧未完成的月度电量，在满足安全校核的前提下，可滚动调整至后期，否则

视为违约电量，按合同约定支付违约金。此方式下，鼓励调度机构按日跟踪发电企业和用户直接交易电量的发用电匹配情况（数据可采用监控装置采集或相关交易主体报送），并在安排机组发电计划时予以考虑。该方式结算流程和结算价格如下：

（一）用户侧

1. 市场用户实际用电量低于其总合同电量时，未完成的直接交易电量滚动至次月，若电量滚动无法通过安全校核，则按合同约定的违约条款对电厂进行补偿。市场用户实际用电量大于其总合同电量时，首先分别结算各类合同电量，超用电量按合同电量比重分配给各电厂，并相应削减用户与各电厂的次月直接交易电量。

2. 优先购电用户按实际用电量和目录电价结算。

（二）发电侧

1. 新能源、可再生能源：按实际发电量和政府批复的上网电价结算；年内累计发电量超过年度核价利用小时数后，参与市场交易、按成交合同结算。

2. 其他发电企业

按用户侧实际用电量折算得到电厂的实际直接交易电量，实际直接交易电量按合同约定价格结算，电厂其余电量作为优先发电电量进行结算。当用户实际用电量低于直接交易合同电量时，用户未完成电量滚动至次月，若电量滚动无

法通过安全校核，电厂按合同约定的违约条款获得补偿。当用户实际用电量高于直接交易合同电量时，各电厂按合同电量比重结算用户超用电量，并相应削减与用户的次月直接交易电量。