加　急

国家发展和改革委员会
国　家　能　源　局　文件

发改能源〔2016〕2784号

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（暂行）》的通知

国家能源局各派出机构，各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团发展改革委（能源局、物价局）、经信委（经委、工信厅），国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、国家电投集团公司，三峡集团公司，神华集团公司，国家开发投资公司，内蒙古电力（集团）公司，有关电力企业、电力用户：

为贯彻落实《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）及相关配套文件工作要求，加快推进电力市场建设，规范各地电力中长期交易行为，现将《电力

中长期交易基本规则（暂行）》（以下简称《基本规则》）印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要会同地方政府电力管理等部门根据《基本规则》抓紧制订或修订各地交易规则，报国家发展改革委、国家能源局备案。

《基本规则》适用于现阶段各地区开展年、月、周等日以上电力直接交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易等。随着竞争性环节电价放开或者发用电计划电量放开达到一定比例，以及合同执行偏差电量无法按照《基本规则》规定的方法解决时，各地应当建立电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

京津冀等开展电力市场试点的地区，近期要重点做好市场方案和交易规则制定、技术支持系统建设、相关人员培训等工作，具备条件后适时启动电力现货交易。涵盖电力现货交易的电力市场交易基本规则另行制定。

附件：电力中长期交易基本规则（暂行）

国家发展改革委　　国家能源局

2016年12月29日

附件

电力中长期交易基本规则（暂行）

第一章 总 则

第一条 为规范各地电力现货市场启动前的电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一、开放、竞争、有序，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）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于中华人民共和国境内现阶段各地开展的电力直接交易、跨省跨区交易（指跨越发电调度控制区）、合同电量转让交易等。随着竞争性环节电价放开或者发用电计划电量放开达到一定比例，或者合同执行偏差电量无法按照本规则规定的方法解决时，各地应当启动电力现货市场建设，建立以电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

第三条 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、电力用户和独立辅助服务提供者等市场主体，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。

优先发电电量和基数电量现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入电力中长期交易范畴，其全部电量交易、执行和结算均需符合本规则相关规定。辅助

服务补偿（交易）机制纳入电力中长期交易范畴，执行本规则相关规定。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家发展改革委和国家能源局会同有关部门加强对各地发用电计划放开实施方案制定和具体工作推进的指导和监督；适时组织评估有序放开发用电计划工作，总结经验、分析问题、完善政策。

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）电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）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；

（四）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；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电企业、电力用户的权利和义务：

（一）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，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（二）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、政府性基金与附加等；

（三）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；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度机构要求安排用电；

（五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 独立辅助服务提供者的权利和义务：

（一）按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）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；

（四）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；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

（三）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；

（四）向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

（五）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；

（六）预测并确定优先购电用户的电量需求，执行厂网间优先发电等合同；

（七）按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（八）按规定披露和提供信息；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

（一）组织各类交易，负责交易平台建设与运维；

（二）拟定相应电力交易实施细则；

（三）编制交易计划；

（四）负责市场主体的注册管理；

（五）提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务费等）及相关服务；

（六）监视和分析市场运行情况；

（七）建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统；

（八）配合国家能源局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；

（九）按规定披露和发布信息；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条　电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）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；

（三）向电力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；

（四）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任）；

（五）按规定披露和提供电网运行的相关信息；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十三条　参加市场交易的发电企业、电力用户、售电企业以及独立辅助服务提供者，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。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、

电力用户经法人单位授权，可以参与相应电力交易。

第十四条　电力直接交易的市场准入条件：

（一）发电企业准入条件

1. 依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；

2. 符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求；

3. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的市场主体参与市场交易。

（二）电力用户准入条件

1. 10 千伏及以上电压等级电力用户，鼓励优先购电的企业和电力用户自愿进入市场；

2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与；

3. 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；

4. 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求。

（三）售电企业准入条件按照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120 号）有关规定执行。

第十五条　独立辅助服务提供者的市场准入条件：

（一）具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者，经电力调度机构进行技术测试通过后，方可参与；

（二）鼓励电储能设备、需求侧（如可中断负荷）等尝试参与。

第十六条 发电企业、电力用户等市场主体参与电力市场交易，参照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120 号）有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。

自愿参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场，不得随意退出市场，取消目录电价；符合准入条件但未选择参与直接交易的电力用户，可向售电企业（包括保底供电企业）购电；不符合准入条件的电力用户由所在地供电企业按政府定价提供供电服务。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以在任何交易机构注册，注册后可以自由选择平台开展交易。各电力交易机构对注册信息共享，无需重复注册。电力交易机构根据市场主体注册情况按月汇总形成自主交易市场主体目录，向国家能源局派出机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易机构网站向社会公布。

第十七条 市场主体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变更或撤销注册；经公示后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时，经国家能源局派出机构核实予以撤销注册。

第十八条 市场主体进入市场后退出的，原则上 3 年内

不得参与电力市场交易，由省级政府或者省级政府指定的部门向社会公示。退出市场的电力用户须向售电企业购电。

第十九条　市场主体被强制退出或者自愿退出市场的，按合同约定承担相应违约责任，电力调度机构不再继续执行涉及的合同电量。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十条　交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易（指跨越发电调度控制区）、合同电量转让交易，以及辅助服务补偿（交易）机制等。

具备条件的地区可开展分时（如峰谷平）电量交易，鼓励双边协商交易约定电力交易（调度）曲线。

跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易；跨省跨区交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展；点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电企业，不属于跨省跨区交易，纳入受电地区电力电量平衡，并按受电地区要求参与市场。

合同电量转让交易主要包括优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等转让交易。

发电企业之间以及电力用户之间可以签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，在事后补充转让交易合同，并报电力交易机构。

第二十一条　电力中长期交易主要按照年度和月度开

展。有特殊需求的，也可以按照年度以上、季度或者月度以下周期开展交易。

第二十二条　电力中长期交易可以采取双边协商、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。双边协商交易应当作为主要的交易方式。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力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；鼓励按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价。

（三）挂牌交易指市场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。

第二十三条　具有直接交易资格的发电企业、电力用户和售电企业可以参与跨省跨区直接交易，发电企业和电力用户也可以委托售电企业或者电网企业代理参与跨省跨区交易，由市场主体自主决定。

现货市场启动前，电网企业可以代理未进入市场的电力用户参与跨省跨区交易，电网企业、发电企业、售电企业可以代理小水电企业、风电企业等参与跨省跨区交易，由市场

主体自主决定。

保留在电网企业内部且没有核定上网电价的发电企业不参与跨省跨区交易。

第二十四条 拥有优先发电合同、基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区交易合同等的发电企业，拥有直接交易合同、跨省跨区交易合同等的电力用户和售电企业可以参与合同转让交易。直接交易合同、跨省跨区交易合同转让交易的受让方应符合市场准入条件。

享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等不得转让，可再生能源调峰机组优先发电电量可以进行转让。

第五章 价格机制

第二十五条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等市场化方式形成，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。

第二十六条 已核定输配电价的地区，电力直接交易按照核定的输配电价执行，不得采取购销差价不变的方式；暂未单独核定输配电价的地区，以及已核定输配电价未覆盖的电压等级电力用户，可采取电网购销差价不变的方式。相关政府性基金及附加按国家有关规定执行。

第二十七条 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第二十八条 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的，可以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，或者根据最后一个交易匹配对的成交价格确定；采用撮合成交的，根据各交易匹配对的申报价格形成成交价格（比如卖方报价和买方报价的平均值）。

第二十九条　跨省跨区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，不再单独或者另外收取；未明确的，暂按前三年同电压等级线路的输电损耗水平，报国家发展改革委、国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，经协商一致，也可以由卖方或者买卖双方共同承担。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

第三十条　合同电量转让交易价格为合同电量的出让或者买入价格，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当按潮流实际情况考虑输电费和网损。

第三十一条　参与直接交易的峰谷电价电力用户，可以继续执行峰谷电价，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，电力用户不参与分摊调峰费用；也可以按直接交易电价结算，电力用户通过辅助服务考核与补偿机制分摊调峰费用或者直接购买调峰服务。电力用户侧

后。在电力供应宽松的情况下，受入省可按价格优先原则确定交易开展次序；在电力供应紧张的情况下，送出省可优先保障省内电力电量平衡，富余发电能力再参与跨省跨区交易，对于已签订的合同可予以执行或者协商合同另一方回购。各区域、各省可根据自身实际情况调整省内交易和跨省跨区交易的开展次序。

第三十七条　合同转让交易原则上应早于合同执行 3 日之前完成，市场主体签订电力电量购售合同后即可进行转让。

第二节 年度优先发电合同签订

第三十八条　根据确定的跨省跨区优先发电（含年度以上优先发电合同），相关电力企业在每年年度双边交易开始前协商签订次年度交易合同（含补充协议），约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。

第三十九条　根据各省（区、市）确定的省内优先发电，在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第三节 年度双边交易

第四十条　每年 12 月初，电力交易机构应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

（一）次年关键输电通道剩余可用输送能力情况；

（二）次年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（送出地区或区域平台发布）；

（四）次年各机组可发电量上限。

第四十一条 年度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易、合同转让交易（含跨省跨区合同转让交易，下同）。

第四十二条 市场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，并在年度双边交易闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。年度双边交易的意向协议应当提供月度分解电量。

第四十三条 电力交易机构在年度双边交易闭市后第1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应当在5个工作日之内将校核结果返回电力交易机构。

第四十四条 电力交易机构在电力调度机构返回安全校核结果后，于下1个工作日发布年度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布当日向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布当日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。

交易结果确认后，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，相关市场主体应当在成交信息发布后的3个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第四节 年度集中竞价交易

第四十五条 每年12月中旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次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（送出地区或区域平台发布）；

（四）次年各机组剩余可发电量上限。

第四十六条 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。每类集中竞价交易自开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第四十七条 年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报分月电量、分月电价。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。市场主体对所申报的数据负责。

第四十八条 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，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在5个工作日内完成安全校核，返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的下1个工作日，通过技术支

持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第五节　年度基数电量合同签订

第四十九条　根据燃煤发电企业基数电量安排，在每年12月底前签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

第五十条　基数电量确定后，偏差主要通过市场方式处理。

第六节　月度双边交易

第五十一条　每月上旬，电力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）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；

（二）次月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（送出地区或区域平台发布）；

（四）次月各机组可发电量上限。

第五十二条　月度双边交易自开市至闭市原则上不超过3个工作日。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。

第五十三条　市场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，并且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（包含互保协议）。

第五十四条　电力交易机构在闭市后 1 个工作日将所有双边交易意向提交相关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。

第五十五条　电力交易机构在电力调度机构返回安全校核结果后，于下 1 个工作日发布月度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布当日向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布当日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。

交易结果确认后，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，通过技术支持系统签订电子合同。

第七节 月度集中竞价交易

第五十六条　每月中下旬，电力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（送出地区或区域平台发布）；

（四）次月各机组剩余可发电量上限。

第五十七条　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。每类集中竞价交易自开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第五十八条　月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力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。市场主体对所申报的数据负责。

第五十九条　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，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在2个工作日内完成安全校核，返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的下1个工作日，通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第六十条　电力交易机构在各类月度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第八节 临时交易与紧急支援交易

第六十一条　可再生能源消纳存在临时性困难的省（区、市），可与其他省（区、市）市场主体通过自主协商方式开展跨省跨区临时交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第六十二条 各地应当事先约定跨省跨区紧急支援交易的价格及其他有关事项，在电力供需不平衡时，由电力调度机构组织实施。条件成熟的地区可以采取预挂牌方式确定跨省跨区紧急支援交易中标机组排序。

第七章 安全校核与交易执行

第六十三条　电力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通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，各级电力调度机构均有为各交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的义务。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。

第六十四条　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，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第六十五条　电力调度机构在各类市场交易开始前应当按照规定及时提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

第六十六条　安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第六十七条　安全校核未通过时，对于双边协商交易，按时间优先、等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。对于约定电力交易曲线的，最后进行削减。基数电量受市场交易电量影响不能通过安全校核

的，可以转让。

第六十八条　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，并在事后向国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门书面报告事件经过。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。

第六十九条　电力交易机构根据各年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果，形成发电企业的月度发电安排，包括优先发电、基数电量和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第七十条　电力调度机构负责执行月度发电计划；电力交易机构每日跟踪和公布月度发电计划执行进度情况。市场主体对月度发电计划执行提出异议时，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。

对于电力直接交易合同约定交易曲线的，其中发电企业部分合同约定了交易曲线的，电力调度机构根据系统运行需要，运行前安排无交易曲线合同的发电曲线，与合同约定曲线叠加形成次日发电计划；发电企业全部合同约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划。

未约定交易曲线的电力直接交易合同以及优先发电合同和基数电量合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的发电计划。

第八章 合同电量偏差处理

第七十一条　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，可以于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整要求，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。

第七十二条 中长期合同执行偏差主要通过在发电侧采用预挂牌月平衡偏差方式进行处理（即优先发电、基数电量合同优先结算）。

第七十三条 预挂牌月平衡偏差方式是指月度交易结束后（如果不需要开展月度交易，可以直接开展预挂牌），通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序（按照增发价格由低到高排序）和下调机组调用排序（按照补偿价格由低到高排序）。每月最后7日，电力调度机构根据各机组整体合同完成率，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），基于预挂牌确定的机组排序，满足电网安全约束的前提下，优先安排增发价格较低的机组增发电量，其余机组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，其余机组按照合同电量安排发电计划。

第七十四条 除以上方式外，各地还可以采取以下三种方式之一处理合同电量偏差，也可以根据实际探索其他偏差处理方式。

（一）预挂牌日平衡偏差方式。月度交易结束后，通过预挂牌方式确定次月上调机组调用排序（按照增发价格由低

到高排序）和下调机组调用排序（按照补偿价格由低到高排序）。实时运行过程中，当系统实际用电需求与系统日前计划存在偏差时，按照价格优先原则调用相应机组增发电量或减发电量，保障系统实时平衡。机组各日的增发电量或减发电量进行累加（互抵），得到月度的净增发电量或净减发电量，按照其月度预挂牌价格进行结算。其余机组原则上按日前制定的计划曲线发电。

（二）等比例调整方式。月度交易结束后，在实时调电过程中，电力调度机构按照“公开、公平、公正”要求，每日跟踪各发电企业总合同执行率，以同类型机组总合同执行率基本相当为目标，安排次日发电计划。发电企业超发、少发电量按照各自月度计划合同和市场合同电量比例划分，超发电量按照其全部合同的加权平均价格进行结算，少发电量对相应合同进行扣减且后期不予追补。用户承担超用、少用偏差责任并且支付偏差考核费用，偏差考核费用按照发电企业电量或者电费比例返还给发电企业。采用本方式导致的发电企业合同执行不平衡的，可以开展事后合同电量转让交易。

（三）滚动调整方式。此方式适用于发电计划放开比例较低地区。发电侧优先发电和基数电量按月滚动调整，用户侧合同电量可以月结月清，也可以按月滚动调整。采用本方式导致的发电企业优先发电和基数电量合同执行不平衡的，可以开展事后合同电量转让交易。

第九章 辅助服务

第七十五条　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。

第七十六条　辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。

第七十七条　按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，按照辅助服务效果确定辅助服务计量公式，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

第七十八条　鼓励采用竞争方式确定辅助服务提供主体。电力调度机构根据系统运行需要，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区，可以通过竞价方式统一购买系统所需的无功和黑启动服务。

第七十九条　电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务技术要求，并且与发电企业按照统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随电力用户电费一并结算。

第八十条　用电侧未实行峰谷电价的地区，根据电力用户自身负荷曲线和全网用电负荷曲线，计算电力用户对电网调峰的贡献度。电力用户峰谷差率小于全网峰谷差率时调峰贡献度为正，电力用户峰谷差率大于全网峰谷差率时调峰贡献度为负。与贡献度为正的电力用户签订直接交易合同的电厂，免除相应直接交易电量调峰补偿费用的分摊。

电力直接交易双方发用电曲线一致的，对应电量不分摊调峰辅助服务补偿费用；剔除直接交易曲线后的剩余发电曲

线，对应电量分摊调峰辅助服务补偿费用。

第八十一条 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响应，积极培育电能服务，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。

第八十二条 跨省跨区交易涉及的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情况获得或者支付补偿费用。

跨省跨区交易曲线调峰能力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。

第十章 计量和结算

第八十三条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体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 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、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。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第八十五条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提

交电力交易机构。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主体协商解决。

第八十六条　电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场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电力用户所在地区电力交易机构向市场主体出具结算依据，在区域交易平台开展的交易由区域电力交易机构向电力用户所在地区电力交易机构出具结算依据；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依据。

第八十七条　电力用户和发电企业原则上均按照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。各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。不承担电费结算职能的电网企业也不再承担欠费风险，市场主体可自行约定结算方式。

第八十八条　市场主体接收电费结算依据后，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　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。

采用预挂牌月平衡偏差方式的，结算流程和结算价格如下：

（一）发电侧

1. 根据可再生能源次月整体最大发电能力预测值，安排其他类型电源的月度发电计划，并按照有关规定和实施细则对可再生能源进行结算。风电、光伏和无调节能力的水电（含部分时段无调节能力的水电）可按照申报次日可发电量方式累加得到月度发电计划。

2. 其他机组实际上网电量小于其月度优先发电和基数电量时，按政府批复的上网电价结算实际上网电量；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用，2%以内的少发电量免于支付偏差考核费用。

3. 其他机组实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量但小于月度优先发电和基数电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算优先发电和基数电量，按其所签订的市场合同加权平均价结算剩余电量；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用，2%以内的少发电量免于支付偏差考核费用。

4. 其他机组实际上网电量大于其月度优先发电和基数电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算优先发电

和基数电量，按合同价格结算各类市场合同电量；提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿；因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易的最低成交价结算。

机组提供上调服务（或下调服务）导致的增发电量（或减发电量），均以调度安排为准。月内既提供上调服务又提供下调服务的机组，以互抵后的净值作为月度增发电量或减发电量。

5. 全部合同均约定交易曲线的发电企业，根据每日的实际发电曲线考核偏差电量。各时段，因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交易最低成交价结算；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付偏差考核费用；提供上调服务导致的增发电量按其预挂牌价格获得补偿；提供下调服务导致的减发电量按其预挂牌价格获得补偿。

6. 各地可按照以上原则，区分电源类型细化结算方式和流程。

（二）电力用户侧

1. 市场电力用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权平均价结算总合同电量，超用电量按上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最高成交价结算）。

市场电力用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权平均价结算实际用电量。2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，2%以外的少用电量按系统下调电量的补偿单价

支付偏差考核费用（系统未调用下调服务时，按其合同加权价的10%支付偏差考核费用）。

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电量的乘积累加得到。

2. 非市场电力用户（含优先购电电力用户，下同）按实际用电量和目录电价结算。

3. 非市场电力用户的总用电量大于优先发电和基数电量时，2%以内的超用电量免于支付偏差考核费用；2%以外的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的 10%支付偏差考核费用。

非市场电力用户的总用电量小于优先发电电量和基数电量时，2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，2%以上的少用电量按下调电量补偿单价支付偏差考核费用（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付偏差考核费用）。

非市场电力用户用电偏差导致的偏差考核费用由电网企业承担，电网企业也可以委托电力调度机构通过对非统调电厂、地方电网造成的偏差进行计量，按责任分摊部分偏差考核费用。

4. 对于约定交易曲线的用户，根据每日实际用电曲线考核偏差电量。每日各时段的累计超用电量按上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交

易的最高成交价结算）；每日各时段的累计少用电量，2%以内的少用电量免于支付偏差考核费用，2%以上的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付偏差考核费用（系统未调用下调服务时，按其合同加权价的10%支付偏差考核费用）。

（三）电力用户偏差考核费用、发电企业偏差考核费用，以及上调服务所增加的电网企业结算正收益，统一用于支付下调机组的补偿费用，盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重返还或分摊。

上调服务所增加的电网结算正收益=（优先发电和基数电量加权平均价—机组上调服务加权平均价）×（非市场电力用户当月实际用电量—可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量—其他类型电源当月计划合同电量）

优先发电和基数电量加权平均价=（可再生能源政府批复电价（不含补贴）×可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量+其他类型电源政府批复电价×其他类型电源当月计划合同电量）/（可再生能源当月实际完成的优先发电和基数电量+其他类型电源当月计划合同电量）

以上用电量均按上年网损率折算到发电侧。

（四）市场电力用户的电费构成包括：电量电费、偏差考核费用、输配电费、政府性基金与附加等。发电企业的电费构成包括：电量电费、下调服务补偿费、偏差考核费用、平均分摊的结算差额或盈余资金、辅助服务费用。

第九十条 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，由所有市场主体共同分摊相关费用。

第十一章 信息披露

第九十一条 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并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第九十二条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第九十三条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第九十四条　市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第九十五条　国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第九十六条　国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十二章 附 则

第九十七条　国家能源局及其派出机构会同地方政府电力管理等部门组织区域电力交易机构根据本规则拟定区域电力交易实施细则。国家能源局派出机构和地方政府电力管理等部门共同组织省（区、市）电力交易机构根据本规则拟定各省（市、区）电力交易实施细则。

第九十八条　电力市场监管实施办法由国家能源局另行制定。

第九十九条　本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第一百条 本规则自发布之日起施行，有效期3年。