

附件 1-4

广东电力中长期交易规则  
(征求意见稿)

---

# 目录

第一章 总则	1
第二章 市场概述	1
第一节 市场成员	1
第二节 交易品种和交易方式	3
第三节 价格机制	5
第三章 交易组织通则	6
第四章 年度交易组织	7
第五章 月度交易组织	9
第一节 月度交易准备	9
第二节 用户侧合同电量转让交易	11
第三节 发电侧合同电量转让交易	11
第四节 交易上限计算	16
第五节 月度双边协商交易	22
第六节 月度挂牌交易	22
第七节 滚动撮合交易	23
第九节 月度交易结果发布	24
第六章 偏差电量处理机制	25
第七章 安全校核	25
第八章 合同签订与执行	26
第一节 合同签订	26
第二节 合同执行	26
第九章 计量和结算	27
第一节 计量和抄表	27
第二节 结算和电费	28
第十章 附则	41
附录 1：发电侧偏差电量结算价格形成规则	42
附录 2：广东发电调度原则	48

## 第一章 总 则

**第一条** 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号），结合广东实际，制定本规则。

**第二条** 南方（以广东起步）电力现货市场未开展月度及以上周期试运行时，电力中长期交易执行本规则。

**第三条** 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、挂牌、滚动撮合交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，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规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

## 第二章 市场概述

### 第一节 市场成员

**第四条** 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

**第五条** 参与电力长期交易的市场主体应当符合国家和广东省准入条件，并按规定程序在电力交易机构完成了市场注册手

续。

**第六条** 省内省级及以上调度发电机组分为 A 类机组和 B 类机组。其中，A 类机组是指暂未获得与用户侧直接交易资格的发电机组，只拥有基数电量；B 类机组指获得与用户侧直接交易资格的发电机组，可同时拥有基数电量和市场电量。如无特殊说明，本规则中 B 类机组特指燃煤、燃气发电机组。

发电企业以发电单元或机组为最小单元参与中长期交易。以发电单元为最小单元参与市场交易时，单个发电企业的机组通过不同电压等级接入电网的，应按电压等级划分发电单元参与市场交易；单个发电企业的机组通过同一电压等级但不同并网点接入电网的，应按并网点划分发电单元参与市场交易；其他因电网运行和市场运营需要的，可由电力交易机构会同电力调度机构发布发电企业参与市场交易的发电单元要求。

**第七条** 电力用户分为电力批发用户和零售用户。批发用户直接参加电力中长期交易，零售用户通过售电公司代理参加中长期交易。

按电力大用户准入的用户可按年度自愿选择作为批发用户或零售用户，按一般用户准入的用户只能作为零售用户。零售用户在同一时期内只可选择一家售电公司代理购电。

所有准入的电力用户须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算，不再执行目录电价。

**第八条** 售电公司、批发用户与风电、光伏等发电企业之间

的绿色电力交易按有关交易规则执行。

## 第二节 交易品种和交易方式

**第九条** 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易。

**第十条** 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

**第十一条** 中长期电能量交易主要采用双边协商、挂牌交易、集中竞价、滚动撮合等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。双边协商交易可按年度、月度为周期开展，其中，年度双边协商交易的标的为次年市场合约电量，采用自定义分解曲线；月度双边协商交易的标的为次月市场合约电量。

（二）挂牌交易是指在交易系统集中组织开展的，由市场主体通过挂牌、摘牌操作形成交易结果的交易方式，经安全校核和相关方确认后生效。挂牌交易可按年度、月度为周期开展，其中，年度挂牌交易的标的为次年年度市场合约电量，采用自定义分解曲线；月度挂牌交易的标的为次月市场合约电量。

(三) 集中竞价交易是指设置交易报价截止时间, 交易系统汇总市场主体提交的交易申报信息, 按照市场规则进行统一的市场出清, 发布市场出清结果。

(四) 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内, 市场主体可以随时提交购电或者售电信息, 电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

**第十二条** 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。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或修改。

**第十三条** 同一市场主体可根据自身电力生产或消费需要, 购入或售出电能量。

为降低市场操纵风险, 发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力, 购电量不得超过其售出电能量的净值(指多次售出、购入相互抵消后的净售电量)。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值(指多次购入、售出相互抵消后的净购电量)。

发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿, 不得人为设置条件, 原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

### 第三节 价格机制

**第十四条** 交易中的成交价格由市场主体通过市场化的交易方式形成, 第三方不得干预。其中批发市场采用绝对价格交易。

**第十五条** 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、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。

**第十六条** 双边交易价格按照双方合同约定执行。挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。集中竞价交易价格按照边际统一出清或高低匹配价格确定：

（一）集中竞价采用边际价格统一出清的，对卖方申报价格由低到高排序，买方申报价格由高到低排序，以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配对双方价格的算术平均值确定市场边际成交价，作为全部成交电量价格统一出清。

（二）集中竞价采用高低匹配出清的，对卖方申报价格由低到高排序，买方申报价格由高到低排序，依次配对直到匹配电量达到公布的集中竞价交易规模或者一方可成交的电量全部匹配完，成交价为配对双方价格的算术平均值。

滚动撮合交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制。滚动撮合阶段可成交交易对的成交价格计算方法如下：

（一）前一笔交易成交价格大于等于买方申报价格时，成交价格为买方申报价格；

（二）前一笔交易成交价格小于等于卖方申报价格时，成交价格为卖方申报价格；

(三) 前一笔交易成交价格小于买方申报价格且大于卖方申报价格时，成交价格为前一笔交易成交价格。

(四) 首个成交交易对的买方申报价格和卖方申报价格的算术平均值作为滚动撮合第一笔交易成交价格。

**第十七条** 为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价或成交交易价格设置上下限。

**第十八条** 月度交易价格原则上根据开展的月度交易品种综合价确定，现阶段取滚动撮合交易综合价。

### 第三章 交易组织通则

**第十九条** 政府部门应当在每年 11 月底之前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划、省内优先发计划和基数电量。电力交易机构按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

**第二十条** 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

**第二十一条** 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。

**第二十二条** 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。

**第二十三条** 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

**第二十四条** 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

**第二十五条** 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

## 第四章 年度交易组织

**第二十六条** 参加年度交易的市场主体包括准入的发电企业、批发用户、售电公司。次年的年度交易应在当年底前完成。

**第二十七条** 依次开展年度双边协商交易、年度挂牌交易，交易电量上限共享。年度双边协商交易与年度挂牌交易的标的为次年市场合约电量，采用自定义分解曲线。

**第二十八条** 电力交易机构会同电力调度机构通过技术支持系统等方式发布年度交易相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；
- (二) 次年全省平均发电煤耗、各机组发电煤耗；
- (三) 次年发电企业可参与年度交易的电量上限。

**第二十九条** 发电侧年度交易电量上限：

年度交易分月平均小时数 = (年度交易电量总规模 - 核电年度市场电量规模) × 分月电量比例 / (ΣB类机组分月可用装机容量 × 容量系数)

燃煤发电机组年度交易分月电量上限 = 年度交易分月平均小时数 × 机组可用装机容量 × 容量系数 × [k0 - k1 × (机组发电煤耗 - 全省分月平均发电煤耗) / 全省分月平均发电煤耗]

B类中其他类型发电机组参照煤耗最低的燃煤发电机组确定交易电量上限。

核电机组年度交易分月电量上限 = 核电机组年度市场电量规模 × 分月电量比例

k0、k1由电力市场管理委员会提出建议，省政府有关部门会同能源监管机构发布。

**第三十条** 用户侧年度交易电量上限：售电公司年度交易分月电量上限为代理用户各分月用电量需求，且年度交易总量不得超过售电公司资产总额及履约保函对应的电量规模。用电需求按照历史用电量考虑一定增长确定。参与批发市场交易的电力大用户，其年度交易电量上限计算参照售电公司计算原则执行。

**第三十一条** 年度交易中，发电企业只可作为市场合约卖方

参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。

**第三十二条** 市场主体在年度双边协商交易过程中，通过技术支持系统同步签订年度双边协商交易合同。

**第三十三条** 根据年度市场方案有关安排的需要，电力交易机构汇总年度交易结果，送电力调度机构进行安全校核。电力调度机构原则上 10 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回电力交易机构。电力调度机构对发电企业年度基数电量分月计划以及年度交易分月计划一并进行安全校核，给出安全运行风险提示，包括局部送出受限情况、顶峰发电需求以及燃煤机组运行负荷率建议等。

**第三十四条** 电力交易机构发布经安全校核后的年度交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，由电力交易机构会同电力调度机构进行解释。

## 第五章 月度交易组织

### 第一节 月度交易准备

**第三十五条** 月度交易通过用电合同电量转让交易、发电合同电量转让交易、月度双边协商交易、月度挂牌交易、滚动撮合交易的方式开展。

**第三十六条** 电力交易机构在月度交易开展前发布月度交易预通知，包括交易的开市时间、交易主体范围等信息。

**第三十七条** 批发用户在月度交易开展前申报次月用电需

求。

若批发用户用电需求小于年度交易分月电量与可再生年度交易分月电量之和，经发用双方协商一致，可在需求调查截止前对年度交易分月电量与可再生年度交易分月电量进行自主削减，协商削减电量不得大于其申报需求与年度交易分月电量、可再生年度交易分月电量的差额部分。

**第三十八条** 售电公司参照批发用户，申报所代理全部用户的次月用电需求。

**第三十九条** 经政府主管部门认定的热电联产机组需在月度交易前，向市场运营机构申报当月“以热定电”全电量需求和无供热时段。多个发电交易单元为同一供热母管供热的，发电企业应合理分配各交易单元的“以热定电”全电量需求，确保同一母管供热的发电交易单元全部按以热定电处理，或全部不按以热定电处理，即视为常规非供热机组参与交易。

**第四十条** 调度机构综合考虑政府有关政策、电网运行约束、机组检修计划、电厂申报的热电联产需求和大鹏一期“以气定电”等因素，向交易机构提出发电运行约束，市场主体原则上应按照约束要求参与市场交易。

**第四十一条** 现役机组因自身原因无法调用的，经请示省政府电力主管部门，暂停参与市场交易的资格，不能参与次月的月度交易，与用户侧主体签订的年度交易次月合同不予执行，且应承担不能履行合同约定责任，直至机组恢复正常发电能力。

## 第二节 用户侧合同电量转让交易

**第四十二条** 在用电企业之间开展年度交易电量的转让交易。用电合同电量转让交易使用挂牌交易的方式开展。

**第四十三条** 用电合同转让交易仅允许售电公司和批发用户参与，可以只挂牌或只摘牌，也可同时挂牌和摘牌。

**第四十四条** 用电合同转让交易实行单向交易制度，市场主体在单个交易日内，对相同合约周期内电量只可进行单方向的买入或卖出（包括挂牌和摘牌操作），以其合约周期内第一笔成交电量的方向为准。

**第四十五条** 批发用户/售电公司可申报卖出电量额度=年度合同分月电量。批发用户/售电公司可申报买入电量额度=次月用电需求-已有电量（含年度电量、可再生年度电量、自主削减电量）。若次月用电需求小于等于已有电量，则其可申报买入电量额度为0。

**第四十六条** 用电合同电量转让交易结束后，已有电量（含年度电量、可再生年度电量、自主削减电量、合同转让电量）超过申报需求的，则优先调减年度合同交易电量，以调整后的年度合同交易电量作为发用双方事后结算的依据。并对已有电量与申报需求的差额部分进行考核。

## 第三节 发电侧合同电量转让交易

**第四十七条** 发电合同电量转让交易按月组织。现阶段，发电合同电量转让交易的交易标的为广东省年度基数合同电量和

年度市场合同电量，其中，年度市场合同电量转让不影响发电企业原月度交易电量的上限。

**第四十八条** 发电企业之间合同电量转让交易须符合节能减排原则，具体包括：

（一）燃煤机组可以转让给燃气机组、核电；燃煤机组之间原则上只允许煤耗高的机组转让给煤耗低的机组(百万级装机燃煤机组之间的转让不受此限制)，机组煤耗以政府部门公布数据为准。

（二）燃气机组可以转让给核电，不可转让给燃煤机组；燃气机组之间可以互相转让。

（三）核电不能转让给燃煤、燃气机组；核电机组之间可以互相转让。

**第四十九条** 合同电量转让交易约束条件：

（一）单一发电单元在同一次发电合同电量转让交易中不能同时作为出让方和受让方。

（二）电网局部网络顶峰等确保电网安全运行所需电量、热电联产机组申报的供热需求电量不可出让，其余电量确有需要可以出让。

**第五十条** 发电合同电量转让交易包括平台集中交易和线下协商交易两种方式。其中，平台集中交易由电力交易机构统一组织，通过广东电力市场交易系统集中开展，采用集中竞价交易中

的高低匹配价格确定，即结算价格等于每个有效匹配对中出让方和受让方申报价格的平均值；线下协商交易由出让方、受让方线下商定，在平台集中交易前完成并报备。

经政府有关部门确定的关停机组发电权补偿电量，通过线下协商交易出让；其余机组只能选择平台集中交易。关停机组发电权补偿电量刚性执行，不作调整。

**第五十一条** 参加线下协商交易的受让方参与平台集中交易时只能作为受让方，不能再作为出让方。

**第五十二条** 大鹏一期电厂在月度发电合同电量转让市场中只可作为受让方。

**第五十三条** 发电合同电量转让交易的出让价格、受让价格均不含环保附加电价（脱硫、脱硝、除尘电价以及超低排放电价）。环保附加电价（脱硫、脱硝、除尘电价以及超低排放电价）及其结算电费根据出让方、受让方机组实际上网电量和环保设施运行情况另行支付。

**第五十四条** 电力交易机构会同相关调度机构，通过广东电力市场交易系统发布次月发电合同电量转让交易相关信息，原则上与月度交易发布信息一致。包括但不限于：

（一）次月市场用户总需求、年度交易总电量、月度交易电量总需求。

（二）次月省内发电企业基数总电量、年度交易总电量。

（三）次月省内机组运行约束情况，包括顶峰机组（或机组

群)及其电量下限,送出受限机组(或机组群)及其电量上限,受限断面的具体信息以及受影响的机组。

(四)次月省内机组运行负荷率上限。

**第五十五条** 出让方通过广东电力市场交易系统申报拟出让电量。

(一)拟出让的基数合同电量和年度市场合同电量按照各自一段申报。

(二)拟出让的基数电量不能超过月度基数电量,拟出让的年度交易电量不能超过年度交易分月电量。

(三)单个出让方当月拟出让的申报电量原则上每段不得低于最低限值。出让方的总基数电量或总年度市场电量低于最低限值时,应选择转出全部的基数电量或全部的年度市场电量。

(四)申报结束后,电力交易机构通过广东电力市场交易系统发布可出让总电量等信息。

**第五十六条** 交易申报要求:

(一)出让方通过广东电力市场交易系统按照已申报的拟出让电量申报对应的拟出让价格。

(二)受让方通过广东电力市场交易系统申报拟受让电量、拟受让价格。其中,单一受让方拟受让电量按一段申报,不需区分电量成分,申报电量不得超过受让电量上限。

受让电量上限= $\min\{[\text{考虑检修和容量系数后的可用装机容量} \times \text{负荷率上限} \times 24 \times \text{当月天数} \times (1 - \text{厂用电率}) - \text{已有基数和}$

市场电量], 出让总需求}

**第五十七条** 电力交易机构通过广东电力市场交易系统进行交易撮合:

(一) 出让方排序。出让方各申报段按照出让价格进行排序, 价格较高的申报段排序先于价格较低的申报段, 基数合同电量和年度市场合同电量合并排序。价格相同时, 属不同电源类型的, 依次按燃煤机组、燃气机组、核电机组进行排序; 属同一电源类型的, 燃煤机组之间煤耗较高的排序先于煤耗较低的, 燃气机组之间、核电机组之间等同为处在同一序位。

(二) 受让方排序。受让方各申报段按照受让价格进行排序, 价格较低的申报段排序先于价格较高的申报段。价格相同时, 属不同电源类型的, 依次按核电机组、燃气机组、燃煤机组的排序; 属同一电源类型的, 燃煤机组之间煤耗较低的排序先于煤耗较高的, 燃气机组之间、核电机组之间等同为处在同一序位。

(三) 按照出让方和受让方的排序依次进行配对撮合, 形成交易价差对。

价差对=出让价格-受让价格, 价差对为负值时不能成交。

价差对为正值或零时, 按照价差对排序依次成交, 价差对较大的先于价差对较小的成交。

价差对相同时, 出让方按燃煤机组、燃气机组、核电机组的排序依次成交, 出让方属同一电源类型的, 燃煤机组之间煤耗较高的先于煤耗较低的成交, 燃气机组之间、核电机组之间分别按

申报电量比例成交；受让方按核电机组、燃气机组、燃煤机组的排序依次成交，受让方属同一电源类型的，燃煤机组之间煤耗较低的先于煤耗较高的成交，燃气机组之间、核电机组之间分别按申报电量比例成交。

（四）交易结果若超过送出受限机组群电量上限，成交电量按照厂群内发电单元报价与煤耗排序分配，报价和煤耗完全一致时按申报电量比例分配。

（五）按照以上原则形成交易结果，由电力交易机构统一发布。

**第五十八条** 发电合同电量转让成交价格等于每个有效匹配对中，出让方和受让方申报价格的算术平均值。

**第五十九条** 发电合同电量转让交易与月度交易形成的交易结果一并进行安全校核。如发生输电阻塞，优先调整月度交易结果。

#### 第四节 交易上限计算

**第六十条** 批发用户/售电公司月度交易电量上限=次月用电需求-已有电量。若次月用电需求小于等于已有电量，则其月度市场需求增量为0。

**第六十一条** 省内发电单元月度交易申报电量上限按以下步骤确定：

（一）按照有效供需比计算发电企业月度市场电量的上限，减去已有市场电量（不含合同转让交易结果）后，得到参与月度

交易的申报电量上限。

月度市场交易平均小时数 = (月度市场用户总用电需求-可再生能源成交电量-核电发电单元总月度市场电量上限) / (Σ B类机组考虑检修后的可用装机容量×容量系数)

燃煤发电单元月度市场电量上限=燃煤发电单元考虑检修后的可用装机容量×容量系数×月度市场交易平均小时数×[k0-k1×(发电单元发电煤耗-全省平均发电煤耗)/全省平均发电煤耗]

B类中其他类型发电单元参照煤耗最低的燃煤发电单元确定市场电量上限。

核电发电单元月度市场电量上限=核电月度全电量上限-已有基数电量(含合同转让交易结果),为负取0。

除核电外的发电单元月度交易申报电量上限 = 月度市场电量上限-已有市场电量(不含合同转让交易结果),为负取0。

核电发电单元月度交易申报电量上限=核电月度全电量上限-已有基数和市场电量(含合同转让交易结果),为负取0。

当发电单元负荷率上限电量小于已有基数和市场电量(含合同转让交易结果)与月度交易电量上限之和时,调减月度交易电量上限至满足负荷率上限。

当发电单元送出受限时,在满足必开约束、“以热定电”、“以气定电”需求的前提下,根据各关联发电交易单元月度电量上限减去月度交易必开、“以热定电”、“以气定电”月度交易

需求后的占比，等比例调减受限电量。

(二) 月度交易有效供需比= (用户侧月度交易电量上限-总月度交易必开电量-总“以热定电”、“以气定电”月度交易需求电量) / (发电单元总月度交易申报电量上限-总月度交易必开电量-总“以热定电”、“以气定电”月度交易需求电量)

月度交易必开电量=电力调度机构事前发布的安全约束必开电量需求-已有基数和市场电量(含合同转让交易结果), 为负则取0。

“以热定电”月度交易需求电量=发电企业预测的“以热定电”电量需求-已有基数和市场电量(含合同转让交易结果), 为负则取0。

“以气定电”月度交易需求电量=月度全电量上限-已有基数和市场电量(含合同转让交易结果), 为负则取0。

当计算出的有效供需比小于设定值时, 则调增k0, 直至达到设定供需比; 当计算出的有效供需比大于设定值时, 则调减k0, 直至达到设定供需比。

**第六十二条** 对于存在特殊原因需开机运行的省内发电企业, 其允许参与月度交易的申报电量上限按以下方式确定:

(一) 对于热电联产机组, 在考虑“以热定电”需求电量的情况下, 当申报供热需求小于等于已有基数和市场电量(含合同转让交易结果)时, 按**第六十一条**确定电量上限; 当申报供热需

求大于已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）时，其月度申报电量上限按以下公式计算：

热电联产机组月度交易申报电量上限=发电企业预测的“以热定电”电量需求-已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）

（二）经政府主管部门认定的大鹏一期机组，月度基数电量计划与其他B类机组共同参与月度等比例调整，在考虑“以气定电”电量约束的情况下，按下达的月度全电量上限参与交易。当月度全电量上限小于等于已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）时，不参与月度交易；当月度全电量上限大于已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）时，其月度交易申报电量上限按以下公式计算：

“以气定电”机组月度交易申报电量上限=月度全电量上限-已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）

（三）对于受电网运行约束和局部电力供应需要的必开机组，必开电量对应的月度交易申报电量上限按以下公式计算：

必开电量对应的月度交易申报电量上限 = 电力调度机构事前发布的安全约束必开电量需求-已有基数和市场电量（含合同转让交易结果）

若必开电量对应的申报电量上限超出**第六十一条**确定的上限，则按本款公式确定其月度交易申报电量上限；若低于**第六十一条**确定的上限，则按**第六十一条**确定其月度交易申报电量上限。

**第六十三条** 在保障最小月度交易空间的前提下，如月度交易空间不能完全满足系统运行必开电量、“以热定电”电量和大鹏一期“以气定电”电量等约束时，按以下方式处理：

第一种情形：月度交易空间大于最小月度交易空间  $s_1$ 。

(1) 扣除系统运行必开电量和“以热定电”需求电量后，剩余月度交易空间大于  $s_1$ 。

从月度交易空间中预留  $s_1$  用于月度交易后，满足全部系统运行必开电量和“以热定电”电量需求，剩余空间满足部分大鹏一期“以气定电”电量需求，并按各交易单元的“以气定电”月度交易需求比例进行分摊。

(2) 扣除系统运行必开电量和“以热定电”需求电量后，剩余月度交易空间小于  $s_1$ 。

不考虑大鹏一期“以气定电”电量约束，大鹏机组按常规非供热燃气机组的容量系数参与月度交易。从月度交易空间中预留  $s_1$  用于月度交易，剩余的月度交易空间中， $h\%$ 用于满足系统运行必开电量， $(1-h\%)$ 用于热电联产“以热定电”电量需求。当分配的  $h\%$ 空间大于系统运行必开电量时，将超出部分电量用于满足热电联产“以热定电”电量需求；当分配的  $(1-h\%)$ 空间大于热电联产“以热定电”电量需求时，将超出部分电量用于满足系统运行必开电量。按照各交易单元的月度交易必开电量与“以热定电”月度交易需求比例分别分摊。

对于同时拥有必开顶峰电量和热电联产“以热定电”需求电

量的发电交易单元，按照分配前的月度交易必开电量与“以热定电”月度交易需求的较大值参与月度交易空间分配；当两者相等时，按热电联产机组参与月度交易空间分配。

第二种情形：月度交易空间小于等于  $s_1$ 。

不考虑大鹏一期“以气定电”电量、系统运行必开电量和“以热定电”电量约束，将全部交易空间用于月度交易，大鹏一期“以气定电”机组按常规非供热燃气机组的容量系数参与月度交易。

**第六十四条** 交易开展前，电力交易机构会同电力调度机构，通过技术支持系统发布次月月度交易市场相关信息，包括但不限于：

（一）次月市场用户总需求、年度交易总电量、月度交易电量总需求。

（二）次月省内发电企业基数电量（含合同转让交易结果）、年度交易电量（含合同转让交易结果）。

（三）次月关键输电通道输电能力。

（四）次月机组运行约束情况，包括必开机组（或机组群）及其电量下限，送出受限机组（或机组群）及其电量上限，受限断面的具体信息以及受影响的机组。

（五）次月省内发电企业参与月度交易申报电量上限。

（六）省内机组运行负荷率上限。

**第六十五条** 拥有基数电量且市场电量未超过上限的省内发电企业，都应参与月度交易。发电企业持留发电能力、不参与

月度交易的，应主动向电力交易机构说明具体原因。鼓励发电企业在充分考虑综合成本与合理收益预期的基础上，申报交易价格。

### 第五节 月度双边协商交易

**第六十六条** 月度双边协商交易由市场主体间通过自主协商形成交易结果。合约内容应包括交易主体、交易电量、交易价格等要素。

**第六十七条** 月度双边协商交易的标的为次月市场合约电量，通过绝对价格模式交易。

**第六十八条** 月度双边协商交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。

**第六十九条** 批发用户/售电公司可申报买入电量额度按第六十条计算的电量上限确定。

**第七十条** 交易电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量的整数倍，交易价格应满足最小价格单位，不得超过市场成交价格上下限。

### 第六节 月度挂牌交易

**第七十一条** 月度挂牌交易在交易系统集中组织开展，由市场主体通过挂牌、摘牌操作形成交易结果。挂牌交易的交易电量、交易价格等信息由挂牌方确定。挂牌交易采用匿名机制。

**第七十二条** 月度挂牌交易的标的为次月市场合约电量，通过绝对价格模式交易。

**第七十三条** 发电企业以机组为单位参加月度挂牌交易。

**第七十四条** 月度挂牌交易中，发电企业、售电公司、批发用户可以只挂牌或摘牌，也可同时挂牌和摘牌。

**第七十五条** 月度挂牌交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。

**第七十六条** 市场主体应在月度交易电量上限范围内开展交易申报，交易电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量的整数倍，交易价格应满足最小价格单位，不得超过市场成交价格上下限。

### 第七节 滚动撮合交易

**第七十七条** 滚动撮合交易的标的为次月市场合约电量，通过绝对价格模式交易。

**第七十八条** 发电企业以机组为单位参加滚动撮合交易。

**第七十九条** 滚动撮合交易中，发电企业只可作为市场合约卖方参加交易，售电公司只可作为市场合约买方参加交易。

**第八十条** 滚动撮合交易包括交易申报、滚动撮合、结果发布等环节。

(1) 交易申报。市场主体在交易时段内，申报拟买入或卖出的交易电量与价格，申报信息匿名即时公布。

市场主体应在月度交易电量上限范围内开展交易申报，申报电量应满足最小交易电量要求且为基本单位电量整数倍；申报价格采用绝对价格形式，满足最小价格单位，不得超过相关价格约

束。

市场主体未成交的交易申报可在交易窗口时间内撤销，已成交的交易申报不能撤销。

(2) 滚动撮合。交易系统按不同标的进行即时自动匹配撮合，原则如下：

对于提交的买方申报，将未成交的卖方申报按价格由低到高排序，依次与之配对形成交易对。对于提交的卖方申报，将未成交的买方申报按价格由高到低排序，依次与之配对形成交易对。

交易对价差 = 买方申报价格 - 卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

(3) 初步结果发布由电力交易机构即时发布滚动撮合阶段初步交易结果。

**第八十一条** 滚动撮合交易综合价格指根据滚动撮合所有成交量价计算出的电能量价格。

综合价格 =  $(\sum (\text{滚动撮合成交量} \times \text{滚动撮合成交价格})) / (\text{滚动撮合成交量})$

**第八十二条** 现阶段先采用双边、挂牌、滚动撮合三个交易品种，暂不开展月度集中竞价交易。先开展用电合同转让、发电合同转让交易，后再开展上述三个交易品种，交易时序以具体交易安排为准。

### 第九节 月度交易结果发布

**第八十三条** 电力交易机构通过技术支持系统发布交易结果，并同时送电力调度机构进行安全校核。

电力调度机构应在月度交易结束后3个工作日内，对月度交易形成的预交易结果进行安全校核，形成月度发电调度计划。对于全电量计划无法满足电网安全约束和发电运行约束的情况，电力调度机构会同电力交易机构向市场主体发布风险提示，并报政府部门和监管机构。

## 第六章 偏差电量处理机制

**第八十四条** 对于A类机组，月度基数电量执行偏差可在年内滚动调整。

**第八十五条** 对于B类机组和参与市场交易的核电机组，采取月结月清的方式结算偏差电量。

**第八十六条** 对于批发用户、售电公司，采取月结月清的方式结算偏差电量。

## 第七章 安全校核

**第八十七条** 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。所有电力交易须经电力调度机构安全校核后生效。

**第八十八条** 电力调度机构在市场交易开始前应按规定及时提供相应的负荷预测、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，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

**第八十九条** 安全校核应在规定的期限内完成。电力调度机构根据安全校核结果编制并下达发电调度计划。市场交易结果未能通过安全校核时，电力调度机构会同电力交易机构向市场主体发布风险提示，并报政府部门和监管机构。

## 第八章 合同签订与执行

### 第一节 合同签订

**第九十条** 各市场成员应当根据交易结果，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。

**第九十一条** 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。

**第九十二条** 在电力交易平台参与集中交易（包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等形式）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。

### 第二节 合同执行

**第九十三条** 电力调度机构根据年度合同月度电量分解计划、各类月度交易成交结果和安全校核结果，编制发电企业的月

度总发电计划，包括基数电量和各类市场交易电量。

**第九十四条** 电力调度机构负责根据月度总发电计划，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

电力调度机构应制定发电调度规则，包括发电计划分解、编制及调整等相关内容，经能源监管机构和政府有关部门同意后执行。

**第九十五条** 电力交易机构定期跟踪和公布月度发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，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。

**第九十六条** 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构要按照安全优先的原则实施调度，事后应及时披露事故情况及计划调整原因；影响较大的，应及时向国家能源局南方监管局、广东省能源局报告。

## 第九章 计量和结算

### 第一节 计量和抄表

**第九十七条** 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；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，如有异议按相关制度执行。

**第九十八条** 发电侧：原则上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。

用户侧：同一计量点安装一具符合技术要求的电能计量设备，对专变用户计量点可按照一套主表一套负荷管理终端的方式配置。当确认主表故障后，可以参照负荷管理终端数据作为结算依据。

**第九十九条** 当出现计量数据不可用时，由有资质的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。

**第一百条** 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记录电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。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。

电力交易机构应建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向电力市场主体公布相关的电能计量数据。

## 第二节 结算和电费

**第一百〇一条** 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据现行规定进行资金结算。

**第一百〇二条** 各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

**第一百〇三条** A类机组：实际上网电量按政府核定上网电价结算。

B类机组：B类机组（不含核电、可再生机组，下同）的电费收入  $R$  由基数电量收入  $R_{\text{基数}}$ 、市场合约电量收入  $R_{\text{市场合约}}$ 、偏差电量收入  $R_{\text{偏差}}$ 、市场考核费用  $R_{\text{考核}}$ 、市场收益回收费用  $R_{\text{收益回收}}$ 、变动成本补偿  $R_{\text{变动成本}}$ 、脱硫脱硝除尘电费  $R_{\text{推流脱硝除尘}}$  和必开电费  $R_{\text{必开}}$  八部分构成。结算方法如下：

（一）基数电量结算。

1.计算全部B类机组月度实际总基数电量  $Q_{\text{总基数实际}}$ 。所有参与市场交易的用户月度实际总用电量计为  $Q_{\text{总市场实际}}$ ，全部B类机组月度总上网电量计为  $Q_{\text{B类总上网}}$ ，可再生能源市场月度实际结算电量为  $Q_{\text{可再生实结}}$ ，核电机组月度总上网电量计为  $Q_{\text{核电总上网}}$ ，核电机组月度计划总基数电量（不含核电机组基数合同转让电量）为  $Q_{\text{总核电基数计划}}$ ，全部淘汰关停机组月度计划总基数电量（不含淘汰关停机组基数合同转让电量）为  $Q_{\text{总关停基数计划}}$ ，则：

$$Q_{\text{总基数实际}} = Q_{\text{B类总上网}} + Q_{\text{核电总上网}} - (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{可再生实结}}) - Q_{\text{总关停基数计划}} - Q_{\text{总核电基数计划}}$$

2.计算各发电企业在运机组月度基数电量（不含在运机组基数合同转让电量）收入  $R_{\text{在运基数实际}}$ 。根据全部B类机组月度实际总基数电量  $Q_{\text{总基数实际}}$  和月度计划总基数电量  $Q_{\text{总基数计划}}$  与全部淘汰关停机组月度计划总基数电量（不含淘汰关停机组基数合同转让电量） $Q_{\text{总关停基数计划}}$ 、核电机组月度计划总基数电量（不含核电机

组基数合同转让电量)  $Q_{\text{总核电基数计划}}$  之差的比值, 等比例调整各发电企业在运机组月度计划基数电量(不含在运机组基数合同转让电量)  $Q_{\text{在运基数计划}}$ , 得到各发电企业在运机组实际结算基数电量  $Q_{\text{在运基数实际}}$ , 按政府核定上网电价(不含脱硫、脱销、除尘及超低排放电价)  $P_{\text{基数}}$  结算。

在运机组基数电量收入  $R_{\text{在运基数实际}}$  计算公式为:

$$R_{\text{在运基数实际}} = Q_{\text{在运基数实际}} \times P_{\text{基数}} = Q_{\text{在运基数计划}} \times Q_{\text{总基数实际}} / (Q_{\text{总基数计划}} - Q_{\text{总关停基数计划}} - Q_{\text{总核电基数计划}}) \times P_{\text{基数}}$$

3. 计算淘汰关停机组月度基数计划电量(不含淘汰关停机组基数合同转让电量)收入  $R_{\text{关停基数计划}}$ 。淘汰关停机组月度基数计划电量(不含淘汰关停机组基数合同转让电量)  $Q_{\text{关停基数计划}}$  刚性执行, 按政府核定上网电价  $P_{\text{基数}}$  结算, 计算公式如下:

$$R_{\text{关停基数计划}} = Q_{\text{关停基数计划}} \times P_{\text{基数}}$$

4. 计算各发电企业机组基数合同转让电量收入  $R_{\text{基数转让实际}}$ 。各发电企业在运机组基数合同转让电量应按上述第 2 点等比例调整, 淘汰关停机组基数合同转让电量刚性执行。各发电企业机组实际结算基数合同转让电量  $Q_{\text{基数转让实际}}$ , 按基数合同转让成交价格  $P_{\text{基数转让}}$  结算, 计算公式如下:

$$R_{\text{基数转让实际}} = Q_{\text{基数转让实际}} \times P_{\text{基数转让}}$$

5. 各发电企业机组基数实际结算电量  $Q_{\text{基数实际}}$  和基数电量收入  $R_{\text{基数}}$  计算公式如下:

$$Q_{\text{基数实际}} = Q_{\text{在运基数实际}} + Q_{\text{关停基数计划}} + Q_{\text{基数转让实际}}$$

$$R_{\text{基数}} = R_{\text{在运基数实际}} + R_{\text{关停基数计划}} + R_{\text{基数转让实际}}$$

## (二) 市场合约电量结算。

发电企业各发电单元双边协商交易电量（不含市场合同转让电量）、挂牌交易电量（不含市场合同转让电量）、滚动撮合交易电量以及市场合同转让电量，按照发电单元内机组装机容量比例分解至机组。发电企业机组双边协商交易电量（不含市场合同转让电量） $Q_{\text{双边}}$ 、挂牌交易电量 $Q_{\text{挂牌}}$ （不含市场合同转让电量）、滚动撮合交易电量 $Q_{\text{滚动撮合}}$ 与市场合同转让电量 $Q_{\text{市场合同转让}}$ 之和，称为市场合约电量 $Q_{\text{市场合约}}$ 。

1.按双边协商交易成交价格 $P_{\text{长协}}$ 结算双边协商交易电量（不含市场合同转让电量）。

2.按挂牌交易成交价格 $P_{\text{挂牌}}$ 结算挂牌交易电量（不含市场合同转让电量）。

3.按滚动撮合交易成交价格 $P_{\text{滚动撮合}}$ 结算滚动撮合交易电量。

4.按市场合同转让成交价格 $P_{\text{市场合同转让}}$ 结算市场合同转让电量 $Q_{\text{市场合同转让}}$ 。

市场合同转让。

市场合约电量收入 $R_{\text{市场合约}}$ 计算公式为：

$$R_{\text{市场合约}} = Q_{\text{双边}} \times P_{\text{双边}} + Q_{\text{挂牌}} \times P_{\text{挂牌}} + Q_{\text{滚动撮合}} \times P_{\text{滚动撮合}} + Q_{\text{市场合同转让}} \times P_{\text{市场合同转让}}$$

## (三) 偏差电量结算。

发电企业机组偏差电量分为两部分：一部分是因全部市场用户扣除可再生合同实际结算总电量后的实际总用电量与月度总

市场合约电量的偏差造成的，该部分偏差电量由所有B类机组、核电机组市场电量共同承担，按照等比例原则分摊到各发电企业机组，其中：双边协商交易电量（不含市场合同转让电量） $Q_{\text{双边}}$ 、挂牌交易电量（不含市场合同转让电量） $Q_{\text{挂牌}}$ 与滚动撮合交易电量 $Q_{\text{滚动撮合}}$ 的总偏差电量 $Q_{\text{偏差1}}$ ，按月度交易价格结算；市场合同转让的偏差电量按市场合同转让成交价格结算。另一部分是发电企业机组实际上网电量 $Q_{\text{上网}}$ 与其应结电量（基数实际结算电量、市场合约电量、按比例承担的市场用户偏差电量三者之和）的差值，该部分偏差电量 $Q_{\text{偏差2}}$ 按各类型机组偏差结算价格 $P_{\text{偏差}}$ 结算。

1. 计算 $Q_{\text{偏差1}}$ 和 $Q_{\text{市场合同转让偏差}}$ 。全部市场用户实际总用电量 $Q_{\text{总市场实际}}$ 扣除可再生能源市场月度实际结算电量 $Q_{\text{可再生实结}}$ 后，与所有B类机组和核电机组总市场合约电量 $Q_{\text{总市场合约}}$ 的偏差由所有B类机组、核电机组共同承担，按照等比例原则分摊。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差1}} = (Q_{\text{双边}} + Q_{\text{挂牌}} + Q_{\text{滚动撮合}}) / Q_{\text{总市场合约}} \times (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{可再生实结}} - Q_{\text{总市场合约}})$$

$$Q_{\text{市场合同转让偏差}} = Q_{\text{市场合同转让}} / Q_{\text{总市场合约}} \times (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{可再生实结}} - Q_{\text{总市场合约}})$$

2. 计算 $Q_{\text{偏差2}}$ 。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差2}} = Q_{\text{上网}} - (Q_{\text{基数实际}} + Q_{\text{市场合约}} + Q_{\text{偏差1}})$$

3. 计算 $R_{\text{自身原因扣减}}$ 。燃煤机组、燃气机组因自身原因产生的正偏差2电量，其结算价格再乘以系数 $j_3$ ，结算时以扣减电费 $R_{\text{自身原因扣减}}$ 形式实现。

当发电交易单元总偏差2电量为正时，发电交易单元自身原因超发电量计算公式如下：

发电交易单元自身原因超发电量=发电交易单元总偏差2电量×（发电交易单元自身原因上网电量/发电交易单元总上网电量）

当同一发电交易单元内的机组偏差2电量为正时，自身原因超发电量根据以下公式计算：

$Q_{\text{机组自身原因超发}} = \text{发电交易单元自身原因超发电量} \times (\text{该机组正偏差2电量} / \text{所属单元内机组正偏差2总电量})$ ，偏差2电量为负的机组不参与计算。

机组因自身原因产生的偏差2电量，按  $(j3-1) \times P_{\text{偏差}}$  结算，计算公式如下：

$$R_{\text{自身原因扣减}} = Q_{\text{机组自身原因超发}} \times (j3-1) \times P_{\text{偏差}}$$

4.当不同类型机组的偏差结算价格  $P_{\text{偏差}}$  不同，导致发电侧偏差结算电费存在盈亏时，盈亏费用  $R_{\text{总偏差2}}$  等于各发电企业  $R_{\text{偏差2}}$  和  $R_{\text{自身原因扣减}}$  的代数和，由 B 类机组及核电机组按实际上网电量分摊。各发电企业偏差分摊费用  $R_{\text{偏差分摊}}$  计算公式如下：

$$R_{\text{偏差分摊}} = Q_{\text{上网}} / (Q_{\text{B类总上网}} + Q_{\text{核电总上网}}) \times R_{\text{总偏差2}}$$

5.各发电企业偏差收入计算公式如下：

$$R_{\text{偏差}} = R_{\text{偏差1}} + R_{\text{市场合同转让偏差}} + R_{\text{偏差2}} + R_{\text{自身原因扣减}} - R_{\text{偏差分摊}}$$

$$= Q_{\text{偏差1}} \times P_{\text{月度交易}} + Q_{\text{市场合同转让偏差}} \times P_{\text{市场合同转让}} + Q_{\text{偏差2}} \times P_{\text{偏差}} + R_{\text{自身原}}$$

因扣减  $- R_{\text{偏差分摊}}$

#### （四）市场考核结算。

市场考核费用  $R_{考核}$  包括：

1.非计划停运考核。由于发电企业自身原因造成整个电厂法人单位等效非计划停运超过 5 天而产生的负偏差电量，扣除 5 天后的剩余天数计算其负偏差考核电量，按照月度交易价格与参考基准价格之差绝对值进行考核。

2.热电联产考核。热电联产机组需对其“以热定电”全电量需求的预测准确性负责，预测偏差接受考核。若发电交易单元申报的“以热定电”全电量供热需求大于调度机构热负荷监测系统实测需求，对超出监测系统实测需求  $f\%$  ( $f\%$ 按政府有关文件规定执行) 的预测偏差电量，按  $2 \times$  (政府核定的机组上网电价-参考基准价格与月度交易价格之差-该机组加权偏差结算价格) 进行考核，其中机组上网电价不含脱硫、脱销、除尘及超低排放电价。若上述考核价格小于 0，则考核费用为 0。多个发电交易单元为同一供热母管供热的，热电联产考核结算时视为同一考核单元；考核单元内各机组热电联产考核电量按照机组实际上网电量比例计算。计算公式如下：

若  $Q_{发电单元热电联产申报电量} - (1+f\%) \times Q_{发电单元实测需求电量} > 0$ ， $(P_{上网} - P_{参考基准价} + P_{月度交易} - P_{加权偏差}) > 0$ ，则：

$$Q_{机组热电联产考核电量} = Q_{机组上网} / Q_{发电单元上网} \times [Q_{发电单元热电联产申报电量} - (1+f\%) \times Q_{发电单元实测需求电量}]$$

$$R_{热电联产考核电费} = Q_{机组热电联产考核电量} \times (P_{参考基准价} - P_{月度交易} + P_{加权偏差} - P_{上网})$$

×2;

其中，机组加权偏差结算价格  $P_{\text{加权偏差}}$  计算公式如下：

$$P_{\text{加权偏差}} = (R_{\text{偏差2}} + R_{\text{自身原因扣减}}) / Q_{\text{偏差2}}$$

(五) 收益回收结算。

### 1. 回收发电侧合同电量出让方超发收益。

(1) 在发电交易单元作为合同电量出让方转出电量的情况下，当交易单元总偏差2电量为正时，对该单元内偏差2电量为正的机组进行超发收益回收。发电交易单元超发收益对应的电量为其合同转出电量（进度系数调整后的基数电量和市场合同电量）与总偏差2电量之间的较小值。

(2) 当同一发电交易单元内的机组偏差2电量为正时，机组超发收益对应的电量计算公式为：

机组超发收益对应的电量=发电交易单元超发收益对应电量×（该机组正偏差2电量/所属单元内机组正偏差2总电量），偏差2电量为负的机组不参与计算。

(3) 机组超发收益对应的价格为机组偏差加权价格和出让合同电量加权价格的差价；若上述价格小于0，则该机组超发收益为0。当月回收资金全部用于支付当月发电偏差2的分摊电费。机组超发收益回收计算公式为：

$R_{\text{超发回收}} = \text{机组超发收益对应的电量} \times (\text{机组出让合同加权价格} - \text{机组偏差加权价格})$

其中，机组出让合同加权价格根据机组出让合同电量及其出

让合同价格加权计算得出。

## 2. 回收发电侧合同电量受让方溢价收益。

若大鹏一期“以气定电”机组作为发电侧月度合同电量受让方获得交易电量，且成交价格高于其批复上网电价时，回收其受让溢价收益。受让溢价收益对应的电量为机组合同受让电量（进度系数调整后的基数电量和市场合同电量），受让溢价收益对应的价格为机组受让合同加权价格减去机组批复上网电价的差价。若上述价格小于 0，则该机组受让溢价收益为 0。当月回收资金全部用于支付当月发电偏差 2 的分摊电费。机组受让溢价收益回收计算公式为：

$$R_{\text{溢价回收}} = \text{机组受让电量} \times (\text{机组批复上网电价} - \text{机组受让合同加权价格})$$

其中，机组受让合同加权价格根据该机组受让合同电量及其受让合同价格加权计算得出。

### （六）变动成本结算。

按照机组双边协商交易电量（不含市场合同转让电量） $Q_{\text{双边}}$ 、挂牌交易电量  $Q_{\text{挂牌}}$ （不含市场合同转让电量）、滚动撮合交易电量  $Q_{\text{滚动撮合}}$  及偏差 1 电量  $Q_{\text{偏差1}}$  之和计算变动成本补偿，度电补偿标准为政府核定上网电价（不含脱硫、脱硝、除尘及超低排放电价）与参考基准价格之差。机组核定上网电价按政府最新价格政策文件执行。

#### 1. 机组度电补贴标准计算公式如下：

$$P_{\text{度电补贴标准}} = P_{\text{上网}} - P_{\text{参考基准价}}$$

其中：

$P_{\text{上网}}$ 为机组的核定上网电价（不含脱硫、脱硝、除尘及超低排放电价）；

$P_{\text{参考基准价}}$ 为参考基准价格。

2. 机组变动成本补偿电费计算公式如下：

$$R_{\text{变动成本}} = (Q_{\text{双边}} + Q_{\text{挂牌}} + Q_{\text{滚动撮合}} + Q_{\text{偏差1}}) \times P_{\text{度电补贴标准}}$$

3. 变动成本补偿承担对象及具体分摊方式按照政府相关规定执行。

### （七）脱硫、脱销、除尘结算

发电机组脱硫、脱销、除尘电价根据机组实际上网电量结算，计算公式如下：

$$R_{\text{脱硫、脱销、除尘}} = Q_{\text{上网}} \times (P_{\text{脱硫}} + P_{\text{脱硝}} + P_{\text{除尘}})$$

### （八）必开电量结算

必开机组月前公布的安全下限电量为  $Q_{\text{必开电量下限}}$ ，未进行等比例调整的基数合同转让电量为  $Q_{\text{基数发电权转让合约}}$ ；必开电价  $P_{\text{必开}}$  按政府有关规定执行。除政府规定的特殊情况另行处理外，必开电量补贴计算公式如下：

$$R_{\text{必开}} = (Q_{\text{必开电量下限}} - Q_{\text{基数计划}} - Q_{\text{基数发电权转让合约}} - Q_{\text{市场合约}}) \times P_{\text{必开}}$$

（九）B类及核电机组总电费收入  $R_{\text{机组}}$  计算公式如下：

$$R_{\text{机组}} = R_{\text{基数}} + R_{\text{市场合约}} + R_{\text{偏差}} + R_{\text{考核}} + R_{\text{收益回收}} + R_{\text{变动成本}} + R_{\text{脱硫、脱销、除}}$$

必开+R

**第一百〇四条** 批发用户的结算顺序如下：

根据以下各项计算批发用户结算电费：

1.所有双边协商交易电量（不含用电合同转让电量），按各自双边协商交易合同约定的交易价格结算。

2.所有挂牌交易电量（不含用电合同转让电量），按挂牌成交价格结算。

3.批发用户竞得的滚动撮合交易电量，按滚动撮合交易成交价格结算。

4、批发用户用电合同转让电量，按照市场转让合同成交价格结算。

5.批发用户扣除可再生合同实际结算总电量后的实际用电量与月度总市场电量的偏差，按以下方式结算。

（1）正偏差结算：当用户扣除可再生合同实际结算总电量后的实际用电量超过市场合约电量（包括削减后的年度合同分月电量、用电合同转让电量、月度双边协商、月度挂牌、滚动撮合交易电量）时，允许正偏差范围内的偏差电量按照月度交易价格结算，即不进行考核。

（2）负偏差结算：当用户扣除可再生合同实际结算总电量后的实际用电量小于市场合约电量（包括削减后的年度合同分月电量、用电合同转让电量、月度双边协商、月度挂牌、滚动撮合交易电量）时，允许负偏差范围内的偏差电量按月度交易价格结

算，即不进行考核。

### （三）偏差考核

（1）用电偏差考核。对批发用户扣除可再生合同实际结算总电量后的实际用电量与市场合约电量偏差绝对值超出允许范围时，进行用电偏差考核，允许偏差范围外的偏差电量按照 2 倍的月度交易价格与参考基准价格之差绝对值进行考核。

（2）用电需求申报考核。若批发用户申报次月扣除可再生合同后的用电需求大于次月扣除可再生合同实际结算总电量后的实际用电量时，进行用电需求申报考核，允许偏差范围外的偏差电量按照 2 倍的月度交易价格与参考基准价格之差绝对值进行考核。其中，售电公司申报全月用电需求超出月度实际用电量的允许偏差范围为  $D\%$

批发用户当月偏差考核费用按用电偏差考核费用与用电需求申报考核费用两者较大值进行结算。

（3）需求削减考核。若批发用户出现第三十七条所述的次月用电需求小于已有电量情况，则差额部分按照月度交易价格与参考基准价格之差绝对值进行考核。

（四）上述第一至第三款结算费用之和为批发用户净支出。

（五）因执行县（区）级及以上政府主管部门制定的去产能政策、环保停产政策、不可抗力、计划外的公用输配电设施向用户供电受限、按政府要求参与有序用电安排造成用户出现负偏差电量的，经认定后可免于偏差考核。

(六) 平衡结算。对售电公司进行平衡结算，计算公式：

各售电公司平衡结算的差额资金单价= $\Sigma[(\text{所代理零售用户加权平均目录电价}-\text{输配电价})\times\text{该零售用户电量}]/\text{所代理零售用户总电量}-\text{中长期合同转换参考基准价}$

各售电公司平衡结算的差额资金=各售电公司的差额资金单价 $\times$ 各售电公司所代理用户实际用电量

**第一百〇五条** 售电公司按照以下程序结算电费：

(一) 与售电公司签订零售合同的用户，其实际用电量之和为售电公司的实际用电量。售电公司参照批发用户结算其参与批发市场的结算电费。

(二) 按售电公司与用户签订的购售电合同约定的售电价格套餐以及用户实际用电量，计算售电公司参与零售市场的结算电费。

(三) 上述第一款和第二款结算费用之和为售电公司的净收益。

**第一百〇六条** 月度市场电费清算：

机组超发收益、机组受让溢价收益对应的回收电费均用于支付发电偏差 2 电量结算不平衡电费。

月度市场考核结算电费按以下先后顺序用于支付以下用途：

(1) 当月结算退补的考核电费；(2) 当月必开机组电费结算产生的不平衡电费；(3) 发电偏差 2 电量结算不平衡电费。

保持市场发用电总资金平衡，不产生结余资金。(1) 月度

市场考核结算电费、机组超发收益回收电费和机组受让溢价收益回收电费使用后的不足或剩余金额，由各 B 类机组、核电机组按实际上网电量分摊或分享。（2）月度结算过程中因四舍五入导致的不平衡电费，由各 B 类机组、核电机组按实际上网电量分摊或分享。

**第一百〇七条** 市场主体在收到电力交易机构出具的电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在 2 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同无异议。

## 第十章 附 则

**第一百〇八条** 本规则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

电力交易机构根据本规则制定交易和结算等业务规则（细则），经电力市场管理委员会审议通过后，报南方能源监管局和广东省能源局审定执行。

**第一百〇九条** 本规则由国家能源局南方监管局、广东省能源局负责解释。现行广东电力中长期规则（细则）与本规则不一致的，以本规则为准。

**第一百一十条** 本规则自印发之日起施行，有效期 2 年。

## 附录 1:

### 发电侧偏差电量结算价格形成规则

#### 一、特殊月份定义

当月运行结束后，同时满足以下两项触发条件时，定义为特殊月份：

（一）当月至少有 1 天处于全省电力供应预警生效期内。

（二）当月中国沿海电煤采购价格指数（以下简称 CECI 沿海指数）成交价均值比综合价均值高 50 元/吨及以上。

#### 二、CECI 沿海指数停发定义

CECI 沿海指数包括综合价、成交价等多个指数。若当月某期 CECI 沿海指数综合价及成交价均未发布，则该期 CECI 沿海指数才认定为停发。

#### 三、燃煤电厂偏差电量结算价格

B 类机组中燃煤电厂偏差 2 电量的结算价格为其单位度电燃料成本。

度电燃料成本按以下规则测算：

（一）燃煤机组单位度电燃料成本以交易单元为单位测算，根据电厂所在地理位置，分为内陆电厂和沿海电厂两类。每个类别根据机组类型和单机容量，暂分为 5 个等级，即资源综合利用煤电机组和资源综合利用以外的煤电机组；资源综合利用以外的煤电机组按装机容量分为 4 个等级，即 30 万千瓦以下、30 万千瓦、60 万千瓦、100 万千瓦。

(二) 度电燃料成本的计算公式为：

$$\text{度电燃料成本} = \text{供电标煤耗} \times \text{到厂燃煤价格} \times j_1$$

1. 供电标煤耗计算公式为：

$$\text{供电标煤耗} = \text{发电标煤耗} \times \text{煤耗比率} \div (1 - \text{厂用电率})。$$

其中，发电标煤耗按照省政府主管部门发布的年度广东省节能发电调度发电机组基础排序表中数据确定，机组煤耗按照装机容量加权得到交易单元的发电标煤耗；煤耗比率指机组实际运行煤耗较政府发布煤耗的比值，暂定为 1.1；厂用电率按 5 个等级分别设定，资源综合利用煤电机组取 8.0%，资源综合利用以外机组：30 万千瓦以下取 8.5%，30 万千瓦取 6.5%，60 万千瓦取 5.5%，100 万千瓦取 4.5%。

2. 若当月 CECI 沿海指数停发不满三期，到厂燃煤价格主要根据中国沿海电煤采购价格指数、中国沿海煤炭运价指数、内陆运费等因素确定：

$$\text{沿海电厂到厂燃煤价格} = (\text{沿海电煤采购价格指数} + \text{沿海煤炭运价指数}) \times 7000 / 5500$$

$$\text{内陆电厂到厂燃煤价格} = (\text{沿海电煤采购价格指数} + \text{沿海煤炭运价指数} + \text{内陆运费}) \times 7000 / 5500$$

其中，沿海煤炭运价指数来源为当月上海航运交易所发布的秦皇岛-广州（6-7 万 DWT）数据的平均值，内陆运费定为 100 元/吨。根据当月是否为特殊月份，中国沿海电煤采购价格指数采用不同的计算方法：

(1) 若为非特殊月份，中国沿海电煤采购价格指数取值为当月中国电力企业联合会官方网站发布的 CECI 沿海指数综合价平均值。

(2) 若为特殊月份，中国沿海电煤采购价格指数取值为当月发布的 CECI 沿海指数综合价与成交价的算术平均值。其中若当月某期 CECI 沿海指数综合价正常发布而成交价未发布，则以该期时间范围内的华南煤炭交易网发布的广州港煤炭指导价平均值代替该期 CECI 成交价；若广州港煤炭指导价也未发布，则取最近一次发布的 CECI 成交价作为该期成交价。其中广州港煤炭指导价需扣减当月沿海煤炭运价指数。

3. 若当月 CECI 沿海指数停发三期及以上，则采用当月广州港煤炭指导价平均值计算到厂燃煤价格。若当月广州港煤炭指导价停发超过十期，则取最后一期 CECI 沿海指数综合价和广州港煤炭指导价的算数平均值计算到厂燃煤价格。

4.  $j_1$  为燃煤机组度电燃料成本计算参数，结合实际调整。

#### 四、燃气电厂偏差电量结算价格

B 类机组中燃气电厂偏差 2 电量的结算价格为其度电燃料成本。

度电燃料成本按以下规则测算：

(一) 燃气电厂分非大鹏供气 9E 机组、非大鹏供气 9F 机组、9H 机组、6F 型及以下机组、大鹏 LNG 配套建设电厂机组（以下简称大鹏供气燃机）等类型计算单位度电燃料成本。

(二) 非大鹏供气 9E 机组折算至上网电量的单位度电燃料成本计算公式为：

非大鹏供气 9E 机组单位度电燃料成本 (厘/kWh) = 上网能耗 × 到厂气源价格 × 税率系数 ÷ 1000 ×  $j_2$

1. 上网能耗 (kJ/kWh) = 发电能耗 × 能耗比率 ÷ (1 - 厂用电率)。

其中：发电能耗按照省政府主管部门发布的年度机组基础排序表中数据确定，机组能耗按照装机容量加权得到 9E 机组的平均能耗；能耗比率指机组实际运行能耗较政府发布能耗的比值，设定为 1.1；厂用电率按 2.0% 考虑。

2. 非大鹏供气 9E 机组到厂气源价格参考西二线价格确定。

到厂气源价格 (元/GJ) = (西二线到广东门站价格 + 省管网费用 + 地方管网费用) × 1000 ÷ 西二线低位热值

其中，西二线到广东门站价格按照国家公布价格确定并滚动更新，广东省管网费用根据政府部门最新核定标准执行，地方管网费用参照广州市管道天然气配气价格标准暂定为 0.1 元/标方，西二线低位热值暂定为 33.8MJ/标方。

3. 计算用的税率系数定为 1.04。

4.  $j_2$  为燃气机组度电燃料成本计算参数，结合实际调整。

(三) 非大鹏供气 9F 机组单位度电燃料成本根据 9F 与 9E 机组的能耗比值确定，计算公式为：

非大鹏供气 9F 机组单位度电燃料成本 (厘/kWh) = 非大鹏供

气 9E 机组单位度电燃料成本  $\times$  非大鹏供气 9E 每标方气可发电量  
 $\div$  非大鹏供气 9F 每标方气可发电量

其中，非大鹏供气 9E 每标方气可发电量暂定为 4.8 千瓦时，  
 非大鹏供气 9F 每标方气可发电量暂定为 5.2 千瓦时。

（四）9H 机组单位度电燃料成本根据 9H 与 9F 机组的能耗  
 比值确定，计算公式为：

9H 机组单位度电燃料成本（厘/kWh）= 非大鹏供气 9F 机组  
 单位度电燃料成本  $\times$  非大鹏供气 9F 每标方气可发电量  $\div$  9H 每标  
 方气可发电量

其中，9H 每标方气可发电量暂定为 5.5 千瓦时。

（五）6F 型及以下机组度电燃料成本根据 6F 与 9F 机组的  
 能耗比值确定，计算公式为：

6F 型及以下机组度电燃料成本（厘/kWh）= 非大鹏供气 9F  
 机组度电燃料成本  $\times$  非大鹏供气 9F 每标方气可发电量  $\div$  6F 每标  
 方气可发电量

（六）大鹏供气燃机单位度电燃料成本计算公式为：

大鹏供气燃机单位度电燃料成本（厘/kWh）= 燃料价格  
 $\div$  每标方气可发电量  $\times$  容量费比率  $\times$  (1+电费增值税率)  $\times$  1000  
 $\times j_2$

其中，燃料价格根据省政府文件暂定为 1.3397 元/立方米  
 （不含税），大鹏供气 9F 机组、大鹏供气 9E 机组每标方气可发  
 电量分别暂定为 5.0、4.8 千瓦时，容量费比率暂定为 1.3，电

费增值税率为 13%。

（七）国家和广东省天然气价格和税率政策有较大变化时，根据最新政策和相关机制调整。

## 五、设置偏差电量结算价格上限

为保证市场平稳运行，对偏差电量结算价格设置上限。

发电偏差结算价格应不高于广东省各类型机组月度交易价格与变动成本补偿之和，否则取后者为偏差结算价格。

## 六、电厂自身原因偏差电量及其结算价格

（一）每月 3 日，调度机构向交易机构出具经确认的发电交易单元自身原因上网电量。

当发电交易单元总偏差 2 电量为正时，发电交易单元自身原因超发电量计算公式为：

发电交易单元自身原因超发电量=发电交易单元总偏差 2 电量×（发电交易单元自身原因上网电量/发电交易单元总上网电量）

当同一发电交易单元内的机组偏差 2 电量为正时，自身原因超发电量根据以下公式计算：

机组自身原因超发电量=发电交易单元自身原因超发电量×（该机组正偏差 2 电量/所属单元内机组正偏差 2 总电量），偏差 2 电量为负的机组不参与计算。

（二）燃煤机组、燃气机组因自身原因产生的偏差 2 电量，其结算价格再乘以系数  $j_3$ 。

## 附录 2:

## 广东发电调度原则

## 一、月度安全约束确定原则

每月组织交易前两个工作日，广东中调汇总南网总调、深圳中调次月关键输电通道输电能力和机组约束要求，包括必开机组（或机组群）及其电量下限，送出受限机组（或机组群）及其电量上限，受限断面及其影响机组，电厂月度负荷率上下限等相关信息，向电力交易机构提出约束。具体要求如下：

## (一) 输电阻塞计算原则

输电阻塞计算以系统安全稳定为基本原则，在计算断面内机组出力上、下限时优先保障断面内清洁能源消纳、热电联产“以热定电”和大鹏接收站配套建设机组“以气定电”的发电需求。

系统中存在输电阻塞的网络，按照对机组的要求可分为受限断面与顶峰断面。

(1) 对于受限断面内机组的  $P_{\text{高峰出力上限}}$ ：

$$P_{\text{高峰出力上限}} = P_{\text{断面内高峰负荷}} + P_{\text{断面极限}} - P_{\text{保障机组高峰预计出力}}$$

(2) 对于受限断面内机组的  $P_{\text{低谷出力上限}}$ ：

$$P_{\text{低谷出力上限}} = P_{\text{断面内低谷负荷}} + P_{\text{断面极限}} - P_{\text{保障机组低谷预计出力}}$$

(3) 对于顶峰断面内机组的  $P_{\text{高峰出力下限}}$ ：

$$P_{\text{高峰出力下限}} = P_{\text{断面内高峰负荷}} - P_{\text{断面极限}} - P_{\text{保障机组高峰预计出力}}$$

(4) 对于顶峰断面内机组的  $P_{\text{低谷出力下限}}$ ：

$$P_{\text{低谷出力下限}} = P_{\text{断面内低谷负荷}} - P_{\text{断面极限}} - P_{\text{保障机组低谷预计出力}}$$

其中， $P_{\text{断面极限}}$ 为考虑系统安全稳定标准后的受约束输电能力， $P_{\text{断面内负荷}}$ 为该断面内的预计负荷水平。

## (二) 电力电量转换标准

### 1. 必开机组（群）当月全电量下限转换标准

对于必开机组（群），调度机构根据网络要求的开机台数、出力下限折算出全电量下限：

$$Q_{\text{下限}} = \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} [ \min(P_{\text{高峰出力下限}}^i, M_{\text{装机}}^i - P_{\text{检修}}^i) \times H_{\text{高峰}} + \max(P_{\text{低谷出力下限}}^i, P_{\text{单机平均最低出力}}^i \times N_{\text{开机}}^i) \times H_{\text{低谷}} ]$$

其中， $Q_{\text{下限}}$ 为必开机组（群）当月全电量下限， $T_{\text{全月}}$ 为全月天数， $P_{\text{高峰出力下限}}^i$ 、 $P_{\text{低谷出力下限}}^i$ 分别为第*i*天高峰、低谷段网络要求的机组（群）出力下限， $M_{\text{装机}}^i$ 、 $P_{\text{检修}}^i$ 分别为第*i*天机组（群）装机和检修容量， $P_{\text{单机平均最低出力}}^i$ 为第*i*天机组（群）中可用机组平均最低技术出力， $N_{\text{开机}}^i$ 为第*i*天网络要求的开机台数， $H_{\text{高峰}}$ 、 $H_{\text{低谷}}$ 分别为机组（群）高峰、低谷出力对应的小时数，供应偏紧月份高峰、低谷小时数取值分别为 10 小时、14 小时；调峰困难月份高峰、低谷小时数取值分别为 8 小时、16 小时；燃机原则上按两班制运行，供应偏紧月份高峰小时数取值为 12 小时，调峰困难月份高峰小时数取值为 10 小时。

对于一个发电交易单元同时存在多个机组群的情况，根据月度交易开展的技术需要，按照以下原则对必开机组群进行必开电量拆分：

$$Q_{\text{下限单厂}} = \frac{M_{\text{单个发电单元等效装机容量}}}{M_{\text{机组组群等效装机总容}}} \times Q_{\text{下限厂群}}$$

其中  $Q_{\text{下限单厂}}$  为单个发电交易单元当月全电量下限， $M_{\text{单个发电单元等效装机容量}}$  为单个发电交易单元当月等效装机容量， $M_{\text{机组组群等效装机容量}}$  为必开机组群当月等效装机容量之和， $Q_{\text{下限厂群}}$  为必开机组群当月全电量下限。 $M_{\text{单个发电单元等效装机容量}}$  根据下列公式进行计算：

$$M_{\text{单个发电单元等效装机容量}} = \left[ M_{\text{装机}} - \left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right) / T_{\text{全月}} \right]$$

其中  $M_{\text{装机}}$  为电厂装机容量， $\left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right) / T_{\text{全月}}$  为电厂全月等效检修容量。

## 2. 受限机组（群）当月全电量上限转换标准

对于送出受限机组（群），调度机构按照如下标准根据受限电力值折算出全电量上限：

$$Q_{\text{上限}} = \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} \left[ \min(P_{\text{高峰出力上限}}^i, M_{\text{装机}}^i - P_{\text{检修}}^i) \times H_{\text{高峰}} + \min(P_{\text{低谷出力上限}}^i, \min(P_{\text{高峰出力上限}}^i, M_{\text{装机}}^i - P_{\text{检修}}^i) \times \gamma^i) \times H_{\text{低谷}} \right]$$

其中， $Q_{\text{上限}}$  为受限机组（群）当月全电量上限， $P_{\text{高峰出力上限}}^i$ 、 $P_{\text{低谷出力上限}}^i$  分别为第  $i$  天高峰、低谷段网络允许的机组（群）出力上限， $\gamma^i$  为第  $i$  天机组（群）中可用机组最低技术出力占可用总装机的占比，其余参数同上。

对于一个发电交易单元同时存在多个机组群的情况，根据月度交易开展的技术需要，按照以下原则对受限机组群进行受限电量拆分。拆分原则如下：

$$Q_{\text{上限单厂}} = \frac{M_{\text{单个发电单元等效装机容量}}}{M_{\text{机组组群等效装机容量}}} \times Q_{\text{上限厂群}}$$

其中为  $Q_{\text{上限单厂}}$  单个发电交易单元当月全电量上限，为单个发

电交易单元当月等效装机容量，为必开机组群当月等效装机容量之和， $Q_{\text{上限厂群}}$ 为必开机组群当月全电量下限，其余参数取值标准同上。

取多个约束中的最小值作为多个约束的发电交易单元的最终网络受限全电量上限约束：

$$Q_{\text{最终上限厂}} = \min(Q_{\text{上限厂约束1}}, \dots, Q_{\text{上限厂约束n}})$$

若受限机组群中包含热电联产机组，需在考虑机组群网络受限的同时满足某（几）个供热机组申报的“以热定电”需求电量。受限机组群的热电联产机组最终的全电量上限约束：

$$Q_{\text{热电联产上限}} = \max(Q_{\text{最终上限单厂}}, Q_{\text{次月供热计划电量}})$$

$Q_{\text{次月供热计划电量}}$ 为热电联产机组自行申报的次月供热计划电量。

$Q_{\text{最终上限单厂}}$ 为单一发电交易单元最终网络受限全电量上限约束。

上述受限机组群中若包含顶峰必开机组，需进一步考虑其上限与顶峰电量不发生冲突，受限机组群的顶峰机组最终的全电量上限约束：

$$Q_{\text{顶峰机组上限}} = \max(Q_{\text{最终上限单厂}}, Q_{\text{下限单厂}}, Q_{\text{次月供热计划电量}})$$

当顶峰机组不供热时 $Q_{\text{次月供热计划电量}}$ 取0，其余参数同上。

若原厂群约束拆分到单一发电交易单元的上限约束电量能够满足其次月供热计划电量、其他厂群约束、顶峰必开要求，可视情况不予对其进行单独拆分。

除上述情况外其余机组群内的机组当月总的全电量上限为剔除有冲突的电厂后的剩余电量。

### (三) 电厂月度负荷率上下限设置原则

对参与市场的电厂提出等效负荷率下限约束，确保系统具备足够的可调容量以保障高峰电力供应。电厂等效负荷率下限按如下公式计算：

$$\eta_{\text{下限}} = \frac{(M_{\text{装机}} - \left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right) / T_{\text{全月}}) \times T_{\text{开机}} \times K_{\text{运行}}}{M_{\text{装机}} \times T_{\text{全月}} - \left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right)}$$

其中， $\eta_{\text{下限}}$  为电厂月度等效负荷率下限， $M_{\text{装机}}$  为电厂装机容量， $\left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right) / T_{\text{全月}}$  为电厂全月等效检修容量， $T_{\text{开机}}$  为保障高峰供应所需的全厂开机天数，对于非受限区域机组，供应偏紧月份  $T_{\text{开机}}$  取 7 天，供应充裕月份  $T_{\text{开机}}$  取 5 天，春节影响月份可根据运行需要调整为 2 天；对于受限区域机组，预留负荷率下限主要应对片区内大电源临时故障的短期供应需要，原则上  $T_{\text{开机}}$  取 2 天。 $K_{\text{运行}}$  为电厂开机时段的预计运行负荷率，结合月度电力平衡需要和近三年历史同期同类型机组实际运行负荷率进行设置，燃气机组按两班制运行方式来计算运行负荷率  $K_{\text{运行}}$ 。

对参与市场的电厂提出等效负荷率上限约束，确保系统低谷调峰安全。电厂等效负荷率上限按如下公式计算：

$$\eta_{\text{上限}} = \frac{P_{\text{高峰出力}} \times H_{\text{高峰}} + P_{\text{低谷调峰}} \times H_{\text{低谷}}}{(M_{\text{装机}} - \left( \sum_{i=1}^{T_{\text{全月}}} P_{\text{检修}}^i \times T_{\text{检修}}^i \right) / T_{\text{全月}}) \times 24}$$

其中， $P_{\text{高峰出力}}$  为电厂全月平均高峰出力，燃煤机组取装机扣检修后的数值，燃气机组取装机扣检修和自身出力不足后的数值； $P_{\text{低谷调峰}}$  为电厂全月平均低谷调峰出力，燃煤机组原则上取最

小技术出力，调峰困难月份可增加考虑停机需求；燃气机组原则上按两班制运行。其他参数取值标准同上。

对于供热电厂，综合考虑“以热定电”电量对负荷率上限进行计算。按如下公式计算负荷率上限：

$$\eta_{\text{供热上限}} = \max(\eta_{\text{上限}}, \eta_{\text{供热等效负荷率}}, \eta_{\text{顶峰等效负荷率}})$$

其中， $\eta_{\text{供热等效负荷率}}$  为供热机组电厂申报的“以热定电”电量对应的等效负荷率， $\eta_{\text{顶峰等效负荷率}}$  为顶峰必开电量对应等效负荷率。

对使用澳洲一期气的大鹏燃气电厂，因其“以气定电”的约束，调度机构以年度电量为目标安排发电，不对大鹏燃气电厂的月度负荷率上下限作约束。

## 二、月度安全校核及风险揭示

月度交易结束后，各调度机构分别对各自调管机组的合同电量转让交易和双边协商、挂牌、滚动撮合交易的初步交易结果进行安全校核，形成月度发电调度计划。

对于全电量计划无法满足电网安全约束和发电运行约束的情况，调度机构会同交易机构向市场主体发布风险提示，并报政府部门和监管机构。

## 三、调度执行原则

(一) 月度全电量计划足额满足电网安全约束及发电运行约束时，调度机构按照“同进度”原则执行。

(二) 月度全电量计划无法足额满足电网安全约束及发电运行约束时，客观上不具备“同进度”物理执行条件。调度机构优

先保障系统运行需要、“以热定电”电量和“以气定电”电量，在此基础上统筹兼顾机组全电量计划执行：

1. 对于全电量计划无法满足刚性发电需求的机组，按照满足顶峰、“以热定电”和“以气定电”的最小出力需求安排发电，退出发电自动驾驶和调频市场运行，执行计划模式。其中，“以热定电”部分按照热负荷监测系统实测需求进行调度，对于电厂申报的无供热时段（含月度“以热定电”全电量需求申报为0的情况）按照常规机组进行调度；“以气定电”部分按照满足接收站库存风险控制的最小需求安排。

2. 对于全电量计划超出安全约束上限的机组，原则上按照月度安全约束上限安排发电。考虑月度安全校核的边界条件存在不确定性，月内如预计较月初预测存在较大偏差，为保障系统安全，调度机构可向相关发电企业发布风险提示，按照更新后的可发上限安排发电。

3. 对于全电量计划满足安全约束的机组，结合系统运行需要和全电量计划进行调度。在供应紧张时期，优先调度该类机组发电；在调峰困难时期，优先安排全电量计划超出安全约束上限的机组参与调峰后，其次安排无顶峰和供热需求的燃机两班制运行。

（三）当出现公共安全事件、重大自然灾害（如台风、山火、覆冰、强对流天气等）、电网事故等突发事件以及其他不可抗力的情况时，调度机构可按照系统运行需要进行调度。

#### 四、电厂自身原因电量认定原则

现阶段电厂自身原因电量按照发电交易单元进行认定。主要包括如下情况：

1.电厂因自身原因申报调试、试验或出力限低：以机组试验单、限低单和调度日志记录为准，实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量（按天统计，取快报数）计为电厂自身原因电量，日内实际试验或限低不足3小时的情况不纳入统计。

2.热电联产机组“以热定电”：实测流量对应的出力下限曲线积分电量。

3.电厂特殊需求：电厂存在设备、人身安全等问题需申请特殊开机时，由电厂向调度机构提交盖章版书面申请，经安全校核通过后批准安排，经批复的实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量（按天统计，取快报数）计为电厂自身原因电量。

4.其他原因：根据政府文件等要求或经认定的其他情况安排，实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量（按天统计，取快报数）计为电厂自身原因电量。政府主管部门下达的大鹏接收站配套建设机组“以气定电”年度电量除外。

若同一自然日内存在上述多个因素的影响电量，取其中的最大值作为该日的自身原因电量。调度机构于每月1日完成自身原因电量统计及相关说明，并发布至各电厂进行确认，相关电厂如有异议，需于2日17:00前向调度机构进行反馈并提交证明材料，调度机构于3日予以答复。