

上海电力现货市场实施细则

（模拟试运行版）

2022年6月29日

目录

1	总则	1
2	适用范围	1
3	管理部门	2
4	术语定义	2
5	权利和义务	7
5.1	电力用户的主要权利和义务	7
5.2	售电公司的主要权利和义务	8
5.3	拥有配电网运营权的售电公司的主要权利和义务	10
5.4	发电企业的主要权利和义务	11
5.5	电网企业的主要权利和义务	12
5.6	电力交易机构的主要权利和义务	14
5.7	电力调度机构的主要权利和义务	15
6	市场主体	16
6.1	中长期市场	16
6.1.1	市场主体类别	16
6.1.2	新建发电企业参与市场	17
6.1.3	市内优先发电企业参与市场	17
6.1.4	市外发电企业参与市场	17
6.1.5	售电公司参与市场	18
6.2	现货市场	19
6.2.1	用电侧主体	19
6.2.2	发电侧主体	19
7	中长期交易周期和方式	19
7.1	交易标的	20
7.2	交易周期	20
7.3	交易方式	21

7.3.1	双边协商交易	21
7.3.2	挂牌交易	21
7.3.3	集中竞价交易	21
7.3.4	滚动撮合交易	22
7.4	各交易周期下的交易方式安排	22
7.4.1	长期交易	22
7.4.2	中期交易	23
7.4.3	月内交易	23
8	中长期交易价格和曲线	23
8.1	价格模式	24
8.1.1	直购用户价格	24
8.1.2	代购用户价格	24
8.1.3	保障用户价格	25
8.1.4	发电侧度电补贴或扣减价格	25
8.2	合约电价与一次能源挂钩机制	26
8.3	分时电价	26
8.4	交易曲线	27
8.4.1	典型曲线	27
8.4.2	约定曲线	28
8.5	结算节点	28
9	中长期交易电量和平衡	28
9.1	需求申报信息	28
9.2	发电边界信息	29
9.3	平衡管理	30
9.3.1	非市场化优先发电	30
9.3.2	市场化优先发电	30
9.4	交易限额	31
10	中长期交易申报和出清	32
10.1	交易申报	32
10.1.1	交易申报电力	32

10.1.2	交易申报电价	33
10.1.3	交易申报形式	34
10.2	成交出清.....	34
10.2.1	融合交易	34
10.2.2	双边协商交易的成交出清	36
10.2.3	挂牌交易的成交出清	36
10.2.4	集中竞价交易的成交出清	38
10.2.5	滚动撮合交易的成交出清	39
10.2.6	市场主体的排序规则	40
11	容量成本回收机制.....	40
11.1	分类	40
11.2	燃气发电容量竞价市场.....	41
11.2.1	交易组织	41
11.2.2	交易方式	41
11.2.3	容量需求	41
11.2.4	燃气机组容量竞价市场流程	43
11.2.5	管理措施	45
11.3	容量补偿机制.....	47
11.3.1	准入条件	47
11.3.2	发电侧容量补偿	47
11.3.3	费用分摊	48
12	中长期交易合同管理.....	48
12.1	交易合同电子化管理.....	48
12.2	交易合同执行.....	49
13	现货市场总体安排.....	49
13.1	市场模式.....	50
13.1.1	基本特征	50
13.1.2	与中长期合约的衔接关系	50
13.1.3	与省间交易的衔接关系	51
13.2	组织流程.....	52

14	日前市场	55
14.1	日前市场组织	55
14.2	基本参数	56
14.2.1	机组运行参数	56
14.2.2	缺省申报参数	57
14.2.3	核定参数	59
14.3	日前市场边界条件	59
14.3.1	日前机组运行边界条件	59
14.3.2	日前电网运行边界条件	63
14.4	日前市场申报前信息披露	68
14.5	日前市场申报	68
14.5.1	用电侧申报交易信息	68
14.5.2	发电侧申报交易信息	69
14.5.3	申报数据审核及处理	70
14.6	日前电能量市场出清	70
14.6.1	日前电能量市场的出清过程	71
14.6.2	日前市场出清模型	73
14.6.3	特殊机组在日前市场中的出清机制	74
14.6.4	日前电能量市场安全校核	77
14.7	日前市场出清结果发布	77
14.8	日前调度计划调整	78
15	实时市场	79
15.1	实时市场组织	79
15.2	实时市场边界条件	79
15.2.1	实时机组运行边界条件	79
15.2.2	实时电网运行边界条件	82
15.3	实时市场出清	84
15.3.1	实时市场出清计算过程	84
15.3.2	实时市场出清模型	85
15.3.3	特殊机组在实时市场中的出清机制	85

15.4	实时市场管理.....	88
15.4.1	实时市场出清结果发布	88
15.4.2	实时运行调整	89
15.5	现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制	91
15.6	现货电能量市场中发电机组运行补偿费用处理机制	91
16	备用交易.....	91
16.1	基本原则.....	91
16.2	交易要求.....	92
16.2.1	技术要求	92
16.2.2	备用性能	92
16.3	备用市场组织实施.....	93
16.3.1	交易模式	93
16.3.2	备用容量需求	93
16.3.3	交易流程	94
16.3.4	市场申报.....	94
16.3.5	市场出清	95
16.3.6	备用市场补偿	95
16.4	备用执行偏差考核.....	96
17	市场力检测与缓解.....	96
17.1	事前市场力检测及缓解.....	96
17.2	事后市场力检测及缓解.....	97
17.3	市场力分析评估.....	97
18	结算原则.....	98
18.1	基本原则.....	98
18.2	结算周期.....	99
18.3	结算模式.....	100
18.4	结算电价.....	100
19	结算流程.....	100
19.1	结算数据准备.....	100

19.2	日清分	102
19.3	月结算	102
20	用户侧结算.....	103
20.1	保障用户结算.....	103
20.2	电网代理购电用户结算.....	103
20.2.1	日前市场结算	104
20.2.2	实时市场偏差结算	105
20.2.3	中长期合约差价结算	106
20.2.4	代购用户实际结算	106
20.3	直购用户结算.....	107
20.3.1	日前市场结算	108
20.3.2	实时市场偏差结算	109
20.3.3	中长期合约差价结算	109
20.3.4	偏差收益转移结算	110
21	发电侧结算.....	111
21.1	日前市场结算.....	112
21.2	实时市场偏差结算.....	113
21.3	中长期合约差价结算.....	113
21.4	中长期合约阻塞费用结算.....	114
22	虚拟发电商结算.....	115
22.1	虚拟发电商电量成本结算.....	115
22.2	虚拟发电商售电收入结算.....	116
22.2.1	日前市场结算	117
22.2.2	实时市场偏差结算	117
22.2.3	中长期合约差价结算	118
23	容量和度电补贴费用结算.....	119
23.1	容量补贴费用.....	119
23.2	度电补贴费用.....	120
23.3	容量和度电补贴费用分摊或返还方式	121

24	市场平衡费用结算.....	121
24.1	双轨制不平衡费用.....	121
24.2	阻塞偏差费用.....	124
24.3	机组成本补偿费用.....	124
24.3.1	发电机组运行成本费用计算.....	124
24.3.2	发电机组报价费用计算.....	126
24.3.3	发电机组启动费用计算.....	127
24.3.4	发电机组空载费用计算.....	128
24.3.5	发电机组现货电能市场收益计算.....	128
24.3.6	发电机组运行补偿费用计算.....	129
24.3.7	补偿费用分摊方式.....	133
24.4	可再生能源消纳省间电能交易费用.....	133
24.4.1	电量购入费用.....	133
24.4.2	电量售出费用.....	134
24.4.3	可再生能源消纳省间电能交易费用分摊与返还方式.....	135
24.5	省间购/售电费用.....	135
24.5.1	省间购电费用.....	136
24.5.2	省间售电费用.....	137
24.5.3	省间购/售电费用分摊与返还方式.....	138
24.6	省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用.....	138
24.6.1	华东调峰市场交易.....	138
24.6.2	华东备用市场交易.....	139
24.6.3	省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用分摊方式.....	140
25	退补管理.....	140
26	电费收付.....	141
26.1	收付管理.....	142
26.2	收付流程.....	142
26.3	欠费管理.....	142
27	其他结算事项.....	143
27.1	市场中止与管制.....	143

27.2	代理关系生效期.....	143
27.3	交易停牌.....	144
27.4	市场退出.....	144
27.5	其他营销事项.....	144
27.5.1	违章用电.....	144
27.5.2	计量故障.....	145
27.5.3	用户过户.....	145
27.5.4	变损电量.....	145
27.5.5	分表及定比定量电量.....	145
27.5.6	功率因数调整电费.....	146
27.5.7	基本电费.....	146
27.5.8	其他电费.....	146
28	信息披露.....	146
28.1	市场信息分类.....	146
28.2	信息披露原则和分工.....	147
28.3	信息披露内容与管理.....	147
29	市场应急.....	147
29.1	特殊情况处理机制.....	148
29.1.1	保供电时期处理机制.....	148
29.1.2	自然灾害影响期处理机制.....	148
29.1.3	特殊管控要求处理机制.....	148
29.1.4	价格异常阶段处理机制.....	149
29.1.5	系统出清异常处理机制.....	149
29.1.6	电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制.....	150
30	市场监管与异常处理.....	150
30.1	职责分工.....	150
30.2	中长期市场保障措施.....	151
30.3	市场中止.....	151
30.3.1	现货市场中止条件.....	151
30.3.2	现货市场中止处理措施.....	152

30.3.3	现货市场恢复	153
30.3.4	现货市场中止流程	153
30.3.5	中长期市场中止	154
31	免责条款.....	155
32	附则	156

1 总则

为规范上海市电力市场交易、保障上海电力现货、中长期等市场交易安全有序运转，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场的开放、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）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源〔2019〕828号）、《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源规〔2019〕807号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339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）、《上海市人民政府办公厅关于印发〈上海市电力体制改革工作方案〉的通知》（沪府办发〔2017〕53号）、《上海电力市场建设总体方案》、《上海电力中长期交易规则（修订稿）》等文件精神和有关规定，制定本规则。

2 适用范围

本细则适用于上海电力现货市场（含与现货市场相衔接的中

长期交易等）的组织、运营、管理与结算。

3 管理部门

根据国家文件要求和市政府工作分工，上海市发展改革委作为全市电力体制改革牵头部门和电力现货市场建设第一责任单位，会同上海市经济信息化委、华东能源监管局等相关单位，按照职责分工，推动电力现货市场（含与现货市场相衔接的中长期交易）和容量成本回收机制建设等工作，做好相关工作的统筹协调。

4 术语定义

- (1) 电能量市场：指以电能量为交易标的的市场。
- (2) 电力现货市场：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。现货市场交易标的包括电能量等。
- (3) 预出清：在日前电能量市场出清之前，市场运营机构基于省间预受电计划、本地供需平衡预测，对上海市市场进行预出清。存在供给缺口或需求缺口并影响上海市电力系统安全时，市场运营机构可决定是否参与省间现货市场或华东辅助服务市场。
- (4) 日前电能量市场：竞价日（D-1）进行决定运行日（D）资源组合状态和计划的电能量交易市场。
- (5) 实时电能量市场：运行日（D）进行的决定运行日（D）未来最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

- (6) 市场成员：电力现货市场的参与者和利益相关方。市场成员包括市场运营机构、电网企业和市场主体。其中，市场主体包括各类发电企业、售电企业、电力用户、交易商和独立的辅助服务提供商等。
- (7) 批发用户：指满足批发市场准入要求、直接参与批发市场交易的电力用户。
- (8) 电网负荷：指调度机构统调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。
- (9) 母线负荷：指上海市内 220 千伏变电站的 220kV 母线下网负荷，即节点负荷。
- (10) 电网负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。
- (11) 用户负荷预测：指用户对其未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。
- (12) 市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争定价确定交易量、价。
- (13) 安全约束机组组合 (SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。
- (14) 安全约束经济调度 (SCED)：指在满足电力系统安全性约

束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组发电出力。

- (15) 阻塞盈余：当存在输电阻塞时，市场会产生阻塞盈余，日前市场或实时市场从用户侧所收取的总费用大于向发电企业所支付的购电成本。在节点电价模式下，当出现线路阻塞时，电能输入节点与电能输出节点的出清电价不一致，由此形成的结算差额就是阻塞盈余。
- (16) 启动成本：指发电机组的启动费用。启动成本是发电机组在每个启动状态下（冷态、温态和热态）从启动（点火）到并网的预期真实成本，主要由燃料成本等启动相关的成本构成。
- (17) 空载成本：空载成本指发电机组维持并网运行且保持出力为零的状态的成本，主要包括燃料成本等空载运行相关的成本。
- (18) 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。
- (19) 必开机组、必停机组（群）：在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

- (20) 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。
- (21) 备用：为应对电力系统运行状态发生变化时，确保电力供需平衡，发电侧或负荷侧保留容量备用所提供的服务。备用分为旋转备用和非旋转备用，或按照响应时间细分备用品种。
- (22) 需求侧响应市场：指当系统可靠性受威胁时由市场运营机构启动需求响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。
- (23) 交易机构：指上海电力交易中心。
- (24) 交易系统：指上海电力中长期及现货交易系统。
- (25) 交易电量：是指根据交易规则对中长期、日前和实时电量分解，形成对应交易日分时点电量或者相关曲线合计电量。
- (26) 结算电费：市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的电能量总电费和辅助服务费用等各项费用。
- (27) 节点边际电价：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。
- (28) 统一结算点电价：现阶段，指日前、实时市场用户侧的全

市统一结算价，日前市场分时统一结算点电价按各机组各时段日前出清上网电量将各机组日前市场节点电价进行加权平均，实时市场分时统一结算点电价按各机组各时段计量上网电量将各机组实时市场节点电价进行加权平均。

- (29) 保障用户：指根据相关文件规定，按照目录电价进行结算的用户。
- (30) 代购用户：指根据相关文件规定，由电网企业代理购电参与市场的用户。
- (31) 直购用户：指根据相关文件规定，直接参与市场交易的用户。
- (32) 市场用户：直接参与（含售电公司代理参与）市场和电网企业代理参与市场的电力用户，即直购用户和代购用户。
- (33) 结算合同：指电网企业与发电企业、与售电公司、与市场用户（包括大用户、一般用户）签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或市场主体注册时签订的结算协议条款。
- (34) 中长期合约阻塞费用：是指中长期合约差价结算时，发电机组和电力用户合约结算参考点不同引起的阻塞电费。
- (35) 核定成本：指相关主管部门根据相关办法核算的发电机组的发电度电成本。
- (36) 日期：本细则所指的“日清分”时间和“月结算”时间为

自然日，实际操作中以交易机构发布的结算日期为准。

5 权利和义务

5.1 电力用户的主要权利和义务

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行交易合同、输配电服务合同，提供交易所必须的电力电量需求、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（含政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加等。

（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）按电力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，配合开展错峰。

（六）通过代理参与中长期交易的电力用户，按签订的合同享受权利和义务，代理方应保障与其确立零售服务关系的电力用户（以下简称“零售用户”）的合法用电权益。

（七）配合电网企业开展计量采集改造和日常运维管理，保证计量采集装置正常带电运行，满足市场交易电费结算需要。

（八）支付电能量电费、输配电价电费和相关基金附加，获

取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，按时足额缴纳电费。

（九）在交易系统填写、确认用电户号和计量点编号，确认与售电公司的代理关系、结算方式、结算价格等信息。

（十）在预结算结果公示后审核确认本企业结算结果，确认其结算结果的完整性和准确性。对结算结果存在疑问时，应尽快向交易机构提交问询。

（十一）向电网企业获取其增值税专用发票。

（十二）根据国家发改委、国家能源局发布的可再生能源电力消纳责任权重目标，进行可再生能源电力消纳。

（十三）具备满足参与中长期交易、现货交易要求的技术支持手段。

（十四）法律法规规定的其他权利和义务。

5.2 售电公司的主要权利和义务

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等。

（二）可以采取多种方式通过交易平台购售电，可以自主双边交易，也可以通过电力交易机构集中交易。参与双边交易的售电公司应将交易协议报电力交易机构备案。

（三）同一配电区域内可以有多个售电公司。同一售电公司可在市内多个配电区域内售电。

（四）可向电力用户提供包括但不限于合同能源管理、综合

节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

（五）根据用户授权，获取代理用户的历史用电曲线数据，并承担保密义务，不得泄漏电力用户信息。

（六）服从电力调度管理和有序用电管理，执行电力市场交易规则。

（七）参照相关售电合同范本与电力用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。

（八）有权凭与电力用户签订的售电合同，从电网企业取得与电力用户结算所需的数据服务，包括有功、无功及电量等数据。

（九）受委托代理电力用户与电网企业的涉网事宜。

（十）按照国家有关规定，在上海市指定网站和“信用中国”网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告。并定期公布公司年报。

（十一）按规定每年3月前向主管部门提交上一年度自查报告，报告内容包括但不限于售电服务范围、零售用户情况、经营状况、以及履行义务和遵守规定情况。在规定时间内完成下一年度零售用户的绑定工作，并按要求上报下一年度零售用户的合同绑定电量等信息，足额缴纳下一年度履约保函（或履约保证保险等，下同）。

（十二）售电公司与电力用户签订、变更或解除双方合同后，应及时到电网企业进行登记，签订、变更或解除市场化合同，并

由电力交易机构完成相应流程，明确供电服务事项，电网企业应在 15 个工作日内办结。

（十三）售电公司自主承担购售电风险，任何单位与个人不得干涉电力用户自主选择售电公司的权利。

（十四）按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、与电网企业签订的电费结算合同（协议）等，按时足额向电网企业支付或收取交易相关费用，向电网企业足额缴纳履约保函，在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

（十五）在交易系统上填写并确认结算方式、价格等信息，将代理合同上传至交易系统备案，在预结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

（十六）向电网企业获取或者开具增值税专用发票。

（十七）完成国家发改委、国家能源局发布的可再生能源电力消纳责任权重目标。

（十八）具备满足参与中长期交易、现货交易要求的技术支持手段。

（十九）法律法规规定的其他权利和义务。

5.3 拥有配电网运营权的售电公司的主要权利和义务

（一）拥有并承担售电公司全部的权利与义务。

（二）拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定承担保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电区域内电费收取和结算业务。按照政府明确的有关规定或市场招标形成的配电价收取配电费；按合同向各方支付相关费用，并向其供电的电力用户开具发票；代收政府性基金及附加，交电网企业汇总后上缴财政；代收政策性交叉补贴，按照国家有关规定支付给电网企业。

（四）承担配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

（五）按照规划、国家技术规范和标准投资建设配电网，负责配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，向售电公司开放售电业务所需信息，不得干预电力用户自主选择售电公司。

（六）同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。不得跨配电区域从事配电业务。

（七）承担代付其配电网内使用的可再生能源电量补贴的责任。

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（九）具备满足参与中长期交易要求的技术支持手段。

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

5.4 发电企业的主要权利和义务

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行中长期交易合同和购售电合同、输配电服务合同，按时完成电费结算。配合电网企业开展计量采集改造和日常运维管理，满足市场交易电费结算需要。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）确保发电机组运行能力达到国家相关技术标准要求，提供符合要求的电能和辅助服务。

（四）遵守并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，维护电网安全稳定运行。

（五）按照电力企业信息披露和报送等有关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。

（六）在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，在预结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

（七）向电网企业获取或者开具增值税专用发票。

（八）具备满足参与中长期交易、现货交易要求的技术支持手段。

（九）相关发电企业应按照低价优先的原则，足额保障居民、农业等保障性用电量，并且充分考虑保障性用电量的增长，保障其用电价格稳定。富余部分经电网企业校核，并获得相应调度机构同意后，按照政府主管部门有关规定处理。

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

5.5 电网企业的主要权利和义务

（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，向供电营业区内所有电力用户提供报装、计量、抄表、维修、结

算、收费等供电服务。

（三）按照相关文件要求，为暂未直接从电力市场购电的用户代理购电，并按要求及时通知用户。

（四）保障电力交易机构、电力调度机构履行市场运营职责。

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

（六）向代理用户提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，按要求向市场运行机构提供电力用户的相关信息，并承担保密义务，不得泄漏电力用户信息。

（七）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。

（八）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（九）考虑季节变更、节假日安排等因素定期预测代理购电工商业用户分时段用电量及典型负荷曲线，保障居民、农业用户的用电量规模单独预测。

（十）负责向交易机构提供每天 24 小时 96 点各时段机组上网电量、市场用户每天 24 小时 96 点各时段上网电量以及政府核定上网电价等结算准备数据，并视需求提供相关历史数据。

（十一）按月向交易机构提供非市场化用户及省外电量的电

网企业平均购电单价、输配电价核定方案对应的平均购电单价、市场外电网企业购电量等数据。

（十二）接收日清分、月结算各类量价费信息，对日清月结预结算结果进行审查确认并及时反馈意见。

（十三）按照交易机构出具的结算依据，完成各类市场主体最终购售电费结算，出具电费账单，支付发电企业上网电量电费，收取电力用户缴纳的电费，并承担非市场化电力用户侧欠费风险；与售电公司进行结算。及时向交易机构反馈市场电费结算、市场主体欠费情况。

（十四）向其他市场主体获取或者开具增值税专用发票。

（十五）根据有关规定承担组织责任，配合上海市能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度运行部门和交易机构等，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区域输送和各类市场交易。

（十六）法律法规规定的其他权利和义务。

5.6 电力交易机构的主要权利和义务

（一）参与拟定相应电力交易规则。

（二）提供各类市场主体的注册服务。

（三）按照规则组织开展中长期交易。

（四）负责交易合同的汇总管理，根据交易合同形成月度交易计划并转电力调度机构。

（五）提供电力交易结算依据及相关服务，按照规定收取交易服务费。

（六）负责电力交易平台的建设、运营和维护。

（七）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场成员信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等。

（八）配合政府主管部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议。

（九）监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向政府主管部门及时报告。

（十）协调解决市场主体中长期交易中的具体问题，对市场主体违反规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查。

（十一）负责根据相关规则及管理制度计算各市场主体的结算电量及结算金额，出具电力市场结算依据，结算依据具体包括：

- a. 实际结算电量、电价；
- b. 各类中长期交易合同电量、电价和电费；
- c. 非计划停运、实时发电计划执行偏差费用，辅助服务费用，市场平衡费用的分摊结果等信息；
- d. 新机组调试电量、电价、电费；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

5.7 电力调度机构的主要权利和义务

（一）负责所辖电力系统的调度运行，保证系统的安全稳定运行和电力实时平衡。

（二）向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、

必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，合理编制调度运行计划，配合电力交易机构履行市场运营职能。

（三）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。

（四）提供日前及实时市场96点出清电量及出清价格、机组启停次数、必开及热电联产等特殊机组标签、机组非计划停运、辅助服务费用、运行偏差相关数据等基本结算数据。

（五）负责电力现货市场、辅助服务市场交易组织，并披露安全约束条件和基础数据，配合交易机构开展电量清分、结算，参与协调交易结算问题。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

6 市场主体

6.1 中长期市场

6.1.1 市场主体类别

参与市场交易的市场主体包括符合准入条件并完成市场注册的发电企业、电力用户（包括批发用户和零售用户，下同）和售电公司等。单个市场主体可包含多个交易单元。

6.1.2 新建发电企业参与市场

符合准入条件的新建发电企业可以参与市场交易，其中年度双边协商交易合同的起始时间不得早于机组承诺完成成套启动试运行时间，其他交易品种在完成成套启动试运行后方可参加。

6.1.3 市内优先发电企业参与市场

市能源主管部门每年根据实际情况，在市场运行方案中明确参与市场交易的市内优先发电企业以及市场化比例与电量规模。市内优先发电企业的非市场化电量部分仍执行保量保价消纳。

在市场初期，可探索放开部分燃气发电企业、部分发电出力相对稳定的可再生能源发电企业等参与市场交易。本市出台相关绿电交易方案后，结合市内可再生能源及储能发展情况，逐步放开风力发电、光伏发电等波动性较大的可再生能源发电企业。

6.1.4 市外发电企业参与市场

市能源主管部门每年根据实际情况，在市场运行方案中明确参与市场交易的规划内市外发电企业以及市场化比例与电量规模。相关市外发电企业参与市场交易可采取如下两种方式，且应配合相关市场运营机构及时提供根据相关省间交易结果或调度执行结果形成的受电曲线（包括年、月、日等曲线）。

（一）相关市外发电企业直接参与市场交易。

（二）为做好与现行省间调度和结算机制的衔接，规划内市外电源对应的市外发电企业作为物理边界参与省内市场交易，则

应根据市能源主管部门要求，设立虚拟发电商，承担经济责任，并经相关电力调度机构同意，向市级运营机构推送结算所需运营数据，包括日前、实时结算曲线等。虚拟发电商代理相关电力电量直接参与市场交易，在受端关口（外受通道和受端交流电网的实际连接点，下同）作为虚拟发电主体，与电力用户、售电公司等开展中长期交易，并参与现货市场偏差结算。虚拟发电主体与市内优先发电企业的市场化电量部分参与市场交易的方式基本相同。

6.1.5 售电公司参与市场

售电公司与零售用户完成市场注册程序后可进行零售服务绑定。售电公司须与零售用户签订零售服务合同（以下简称“双方合同”），提交电力交易机构登记备案，确立零售服务关系，之后方可参与市场交易。

零售服务绑定的基本程序为：

- （一）售电公司与零售用户签订双方合同；
- （二）售电公司、零售用户与电网企业签订三方电费结算补充协议（以下简称“三方协议”，可视情况确定是否签订）；
- （三）双方合同和三方协议提交电力交易机构并通过核验后，完成零售服务绑定程序，确立在零售合同期限内的零售服务关系。

售电公司应与零售用户约定零售服务套餐形式。在市场初期，电力交易机构可为零售交易提供标准套餐模板，同时允许市场主体在合同分解方式、利益分配方式、偏差分摊方式等方面进行自

主订制，满足交易规范化、个性化的要求。

6.2 现货市场

参与现货市场交易的市场主体包括符合准入条件并完成市场注册的发电企业、售电公司、电力用户（批发用户）等。

6.2.1 用电侧主体

参与日前现货市场报量的用电侧主体包括：

- （1）满足上海现货市场准入条件的售电公司；
- （2）直接参与批发市场的用户。

保障性用户由电网企业代理进行负荷预测，参与市场全电量出清；代理购电工商业用户由电网企业代理，在日前现货市场中报量不报价，作为现货市场价格接受者。

6.2.2 发电侧主体

参与现货市场报量报价的电源类型包括但不限于：

- （1）公用燃煤发电；
- （2）政府主管部门规划纳入现货市场的其他电源主体。

省间电源、市内保障性收购的优先发电作为市场运行物理边界条件。

7 中长期交易周期和方式

7.1 交易标的

中长期电能量交易的交易标的为带电力曲线的电能量。中长期电能量交易形成差价合约，作为市场结算依据。若市场主体暂不具备 96 点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

（一）购方从上海电网接受或消耗的电力电量包括用网电力电量（指市内主体用网侧口径，下同）和外送电力电量（指上海电网外送侧口径，下同）；

（二）售方向上海电网提供或释放的电力电量包括上网电力电量（指市内主体上网侧口径，下同）和受入电力电量（指上海电网落地侧口径，下同）。

7.2 交易周期

中长期交易周期分为长期、中期、月内三种类型：

（一）长期交易为月度以上各交易周期的市场交易，包括年度、季度、多月交易等，市场运作成熟后，在年度交易基础上探索开展多年交易；

（二）中期交易为月度交易；

（三）月内交易为月内各交易周期的市场交易，包括旬、周、多日（最短可为三日）交易等。

原则上各交易周期在每一轮次仅开设单个交易窗口期；单个交易窗口期持续时间可为单日或连续多日；单个交易窗口期内可

开展多种交易方式。

7.3 交易方式

中长期交易的交易方式主要为双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易和滚动撮合交易。

7.3.1 双边协商交易

双边协商交易指购售双方通过自主协商，在规定的交易起止时间内，售方（或购方）通过电力交易平台提交双边协商交易要约，购方（或售方）进行确认，完成交易出清。同一购售双方可在规定的交易起止时间内达成多笔双边协商交易。

7.3.2 挂牌交易

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电力（或电量，下同）或可供电力（或电量，下同）的数量和价格（若有）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。在市场初期，挂牌交易可采用购售双方集中出清的交易方式；市场成熟后，可逐步过渡至购售双方一方挂牌、另一方自主选择摘牌的交易方式。

7.3.3 集中竞价交易

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照统一边际出清等规定算法进行统一的市场出清，发布交易出清结果。

7.3.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易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。已提交的购电或售电信息的未成交部分可修改、可撤回。

7.4 各交易周期下的交易方式安排

7.4.1 长期交易

在市场初期，长期交易的交易方式包括双边协商交易、挂牌交易和集中竞价交易。市场成熟后，可考虑引入滚动撮合交易并逐步作为主要交易方式。

在市场初期，为落实国家分时交易要求，简化交易难度，长期交易主要用于交易曲线整体定型，交易标的在时间颗粒度上规定为按月分时（峰平谷分时或 96 点分时）。市场主体开展每笔交易时，对于不同自然月可选择不同的分时点曲线；单个自然月内的所有自然日默认采用相同的分时点曲线。集中竞价交易采取按月分时点申报和出清的方式。

市场成熟后，长期交易的交易标的在时间颗粒度上可规定为按日分时（峰平谷分时或 96 点分时）。集中竞价交易采取按日分时点申报和出清的方式。

7.4.2 中期交易

在市场初期，中期交易的交易方式包括双边协商交易、挂牌交易和集中竞价交易。市场成熟后，可考虑引入滚动撮合交易并逐步作为主要交易方式。

中期交易主要用于交易曲线调整修型，交易标的在时间颗粒度上规定为按日分时（峰平谷分时或 96 点分时）。市场主体开展双边协商或挂牌交易时，每笔交易在该交易执行期内的所有自然日默认采用相同的分时点曲线。集中竞价交易采取按日分时点申报和出清的方式。

7.4.3 月内交易

月内交易的交易方式包括双边协商交易和滚动撮合交易，可以滚动撮合交易作为主要交易方式，通过标准能量块的合约形式开展交易。

月内交易主要用于交易曲线进一步调整修型，交易标的为月内该交易周期内各时点电力。市场主体在每个不同时点分别开展交易。

8 中长期交易价格和曲线

中长期交易的交易价格和合同曲线应由市场主体通过双边协商交易、挂牌交易、集中竞价交易和滚动撮合交易等交易方式形成。

8.1 价格模式

8.1.1 直购用户价格

直接购电用户（以下简称“直购用户”）的用网电价（指电度电价，下同）根据输配电价法（以下简称“顺价法”）形成。

直购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、政府性基金及附加、辅助服务费用、电力保障综合费用等组成（需执行国家、本市分时电价相关政策，下同）。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

8.1.2 代购用户价格

代理购电用户（以下简称“代购用户”）的用网电价根据输配电价法形成。

代购用户的用网电价由市场交易形成的电能量价格、输配电价、政府性基金及附加、辅助服务费用、电力保障综合费用等组成。其中，电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。

电网企业代理购电的市场化采购方式为：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）开展代理购电时，以报量不报价、作为价格接受者方式参与市场出清。若采用挂牌交易方式开展代理购电，各月的代理购电挂牌价格可根据当月集中竞价交易的分时点边际出清电价确定。

8.1.3 保障用户价格

居民（包含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用电等保障购电用户（以下简称“保障用户”）由电网企业保障供应，继续执行现行目录销售电价政策。

8.1.4 发电侧度电补贴或扣减价格

在市场初期，对原电价体系中上网或落地电价与燃煤基准价差异较大、难以直接参与市场交易的发电主体（可包含虚拟发电主体，下同）可设置过渡性方案：

（一）对参与市场交易的高成本发电类型（燃气发电等）可设置度电补贴价格，用于实现高成本发电主体参与市场交易同台竞价。

（二）对参与市场交易的低成本发电类型可设置度电扣减价格，用于稳定本市整体用电价格水平。

（三）政府价格主管部门可综合参考原上网或落地电价水平、市场化竞争能力设定度电补贴或扣减价格幅度。度电补贴价格可参照历史运行情况，随年度发电利用小时数提高进行退坡，超出一定利用小时数后不再进行度电价格补贴。为发挥市场竞争在优胜劣汰方面的激励作用，原则上度电补贴或扣减价格对于相同类型机组应采取统一标准。

8.2 合约电价与一次能源挂钩机制

为降低燃料价格波动风险，鼓励市场主体在长期交易的双边协商交易中约定合约电价与一次能源挂钩浮动的价格机制。

（一）交易双方约定基准电价、一次能源价格、价格联动机制。

（二）基准电价由双方协商确定。

（三）一次能源价格可由双方根据国家相关政策和政府相关文件确定，也可由双方根据政府主管部门推荐或指定的公开价格指数自行约定。

（四）挂钩机制可根据国家相关政策和政府相关文件确定，也可由双方自行约定。价格挂钩原则上采用线性形式，斜率系数A决定价格挂钩幅度：

$$\text{电价}_t = \text{基准电价}_t + A \times (\text{一次能源价格变化幅度})$$

8.3 分时电价

分时电价方案包括但不限于以下三种方式：

（一）用网侧固定分时方式

电力用户的用网侧分时电价须符合固定的峰平谷价差（或比例，下同）要求，价差水平按照国家及地方政策执行。发电企业、电力用户和售电公司在进行交易申报时，仅需确定上网侧的平时段基点电价或统一电价。

（二）上网侧固定分时方式

发电企业、电力用户和售电公司的上网侧分时电价须符合固定的峰平谷价差要求，价差水平按照国家及地方政策执行。发电企业、电力用户和售电公司在进行交易申报时，仅需确定上网侧的平时段基点电价，电力交易平台根据平时段基点电价和固定峰平谷价差自动计算其他时点的申报电价。

（三）上网侧浮动分时方式

在符合国家及地方政策对于峰平谷价差的最低要求的前提下，发电企业、电力用户和售电公司可以对分时点电价进行浮动申报。在进行交易申报时，市场主体先提交上网侧的平时段基点电价，电力交易平台根据平时段基点电价和峰平谷价差最低要求，计算得出其他时点的申报电价上下限；之后在申报电价上下限范围内提交其他时点的申报电价。

8.4 交易曲线

市场交易的电力曲线形成方式可分为典型曲线和约定曲线两种。

8.4.1 典型曲线

典型曲线为电力交易平台预设的固定曲线形态。用电主体自行选择是否采用典型曲线。在市场初期，长期交易可采用典型曲线形式，按月分时开展交易时采用月典型曲线，按日分时开展交易时采用日典型曲线。

电力交易平台根据历史负荷曲线、行业用电特性、峰平谷用

电特性等情况发布多种典型曲线，包括但不限于预测用电曲线、典型高峰用户曲线、典型平段用户曲线、典型低谷用户曲线、平均用电曲线等。

8.4.2 约定曲线

约定曲线为市场主体自定义曲线形态。

8.5 结算节点

市场初期，发电侧中长期合同参考结算点为发电机组所在节点，用户侧中长期合同参考结算点为用户侧统一结算点。市场成熟后，可允许中长期合同签订双方自行约定参考结算点。

9 中长期交易电量和平衡

年度中长期交易总量由市发展改革委、市经济信息化委综合考虑电力市场发展、用电需求、电力安全运行和供需平衡等要求，实行总量目标管理。

9.1 需求申报信息

长期和中期交易在交易组织前，电力交易机构原则上应开设需求申报窗口期。需参与本次交易的批发用户、售电公司等用电主体和需作为购方参与本次交易的发电主体，必须在本需求申报窗口期内及时有效地进行需求申报。

未按时提交需求申报信息或因需求申报信息不符合规定被视作无效需求申报的，以及售电公司未按照要求缴纳履约保函

（或履约保证保险，下同）的，视作放弃参与本次交易。

各交易周期完成需求申报后，根据用电主体的需求申报信息和截至上个交易窗口期末的用电合约负荷（包括场外用电合约负荷和场内用电合约负荷，下同）等，明确当前（若有或若需，下同）的用电需求负荷和用电合约负荷等信息。

9.2 发电边界信息

长期、中期和月内交易在交易组织前，电力交易机构可根据需要确定发电主体的发电边界信息。发电边界信息可综合考虑电网安全保供、控煤与环保排放、一次能源供应能力与价格等因素。其中，优先发电主体的电力电量（以下简称“优先发电”）可按照是否参与市场交易，分为非市场化优先发电和市场化优先发电。

（一）发布相关发电边界信息的数据来源、确定方式或计算方法。信息可按照以下优先级确定：电力调度机构提供、发电主体自行申报、相关中长期交易数据、历史数据参照比对、基本参数预设预估。

（二）对于相关发电主体，可根据需要确定本交易周期内的额定容量（或有效容量等）、发电能力（可包括最大和最小技术出力等，下同）、可发出力上限、安全必发出力或安全必发电量、调节速率和优先发电曲线等。

（三）对于虚拟发电主体，可按照相关市外发电企业的市场化比例与电量规模，确定对应虚拟发电主体代理或认购的相关电

力电量，并视作市场化优先发电。

9.3 平衡管理

各交易周期完成需求申报后，市场运营机构应根据需求申报信息、发电边界信息、保障用电（包括保障用户用网电力电量、上海电网综合线损等保障电网运行的电量，下同）、代购用电（包括代购用户用网电力电量、上海电网外送电力电量等，下同）和中长期平衡预测曲线等，开展发用电的耦合平衡管理，同时确定相关市场主体的交易限额，减少中长期交易与现货交易衔接的不平衡费用。

9.3.1 非市场化优先发电

非市场化优先发电不参与市场交易，按照政府核定价格由电网企业按照保量保价或政府授权合约等方式予以保障消纳。平衡措施为：

（一）在市场初期，可按照低价优先、价格相同则等比例分配的原则，将非市场化优先发电用于保障用电。若非市场化优先发电超过保障用电，则通过代购用电、直购用电（包含直购用户用网电力电量等，下同）进行消纳。

（二）逐步推动非市场化优先发电参与市场交易，降低非市场化优先发电与保障用电的不匹配程度。

9.3.2 市场化优先发电

市场化优先发电直接参与市场交易，在市场初期可包括部分

市外发电、部分市内燃气发电和可再生能源发电等。该类型发电具有保量议价特点。平衡措施为：

（一）对于部分市外发电，市场化优先发电可直接参与市场交易、或由虚拟发电主体代理或认购相关电力电量后参与市场交易；对于部分市内燃气发电和可再生能源发电等，市场化优先发电可直接参与市场交易。

（二）根据中长期平衡预测曲线和已有中长期合约曲线等，计算得出可调发电主体的可调交易空间。在交易开展过程中，可调发电主体的中长期合约电力之和原则上不得超过可调交易空间。

（1）作为发电交易售方的可调发电主体获得成交出清时，可调交易空间的剩余空间可相应减少；

（2）作为发电交易购方的可调发电主体获得成交出清时，可调交易空间的剩余空间可相应增加。

9.4 交易限额

市场运营机构根据市场主体的相关需求申报信息、发电边界信息和中长期平衡预测曲线、已有中长期合约曲线等，滚动计算交易申报电力上下限；同时应综合考虑电网安全保供、控煤与环保排放、一次能源供应能力与价格等因素。

（一）可调发电主体若作为发电交易售方，交易申报电力上限可根据最大技术出力、可发出力上限、供需比放大系数、可调交易空间、信用评级等确定，也可视情况根据最大技术出力或可

发出力上限直接确定。交易申报电力下限即必发出力下限，可根据最小技术出力、安全必发出力等确定，也可视情况直接确定为0。

（二）可调发电主体若作为发电交易购方，可视情况先由电力调度机构进行预校核，再根据需求申报信息等确定交易申报电力上下限。

（三）优先发电主体可在各时点视情况作为发电交易购方或发电交易售方，交易申报电力上下限根据优先发电曲线、已有中长期合约曲线等确定。

10 中长期交易申报和出清

10.1 交易申报

各市场主体须按月或按日分时点进行交易申报，相关交易要约和交易申报信息主要包括交易执行期、交易申报电力、交易申报电价等内容。若某笔交易的交易要约或交易申报信息不符合要求，该笔交易要约或交易申报信息视作无效交易申报。

10.1.1 交易申报电力

（一）用电主体的交易申报电力为用网电力（指市内主体用网侧口径），市内发电主体的交易申报电力可为上网电力（指市内主体上网侧口径）或外送电力（指上海电网外送侧口径），市外发电主体的交易申报电力为受入电力（指上海电网落地侧口

径）。

（二）在长期和中期交易中，交易申报电力须符合第 8 章中长期交易价格和曲线中对于典型曲线或约定曲线的相关要求。采用典型曲线的用电主体可申报月度电量，按照典型曲线分解为各时点的交易申报电力。采用约定曲线的用电主体需按时点进行交易申报。

（三）在月内交易中，各时点的交易申报电力可规定不得超过已有中长期合约电力的一定比例。

（四）交易申报电力为正值，且须符合第 9 章中长期交易电量和平衡中关于可调交易空间和交易限额的相关要求。电力数值单位可精确至 0.001 兆瓦，电量数值单位可精确至 0.001 兆瓦时，月内交易的交易申报电力须为各时点的标准能量块的整数倍。

10.1.2 交易申报电价

（一）市场主体的交易申报电价均为市内发电主体的上网侧口径（视作与市内发电主体的外送侧口径、市外发电主体的落地侧口径相同，下同）。

（二）根据政府主管部门确定的分时电价方案，交易申报电价须符合第 8 章中长期交易价格和曲线中的相关要求。

（三）综合考虑发电企业运营成本、电力用户承受能力等因素，电力市场管理委员会可对中长期交易设置交易申报电价、成交出清电价上下限，作为申报和出清电价约束，并报政府主管部门备案，电力市场管理委员会无法达成一致的，可由政府主管部

门确定。

（四）交易申报电价含税，不得为负值，须符合申报电价约束的相关要求。电价数值单位可精确至 0.01 元/兆瓦时。

10.1.3 交易申报形式

（一）交易申报采用电子化申报形式。市场主体在进行交易申报时，可使用数字证书登录电力交易平台，应按照规定格式录入并提交交易执行期、交易申报电力和交易申报电价等内容，电力交易平台对相关交易要约和交易申报信息进行加密、传输、保存处理。

（二）为保障中长期交易的顺利实施，相关发电主体可按照本规则和市场运行方案、市场交易承诺书、市场交易公告等文件，以包括传真纸质盖章件在内的多种交易申报形式，通过电力交易平台提交相关交易意向。电力交易平台形成初步出清结果后，可将相关发电主体的汇总结果提交相关电力交易机构，开展针对相关发电主体的市场交易，以保障交易执行和结算等后续环节的顺利进行。

10.2 成交出清

市场主体完成交易申报后，在本交易周期内进行成交出清。

10.2.1 融合交易

（一）中长期交易采用电能量交易与合同转让交易的融合交易机制，通过对于各月或各日各时点电力的交易标的的买卖行为，

增加或减少各市场主体的合约电力。

（二）用电主体视情况可作为用电交易购方或用电交易售方，发电主体视情况可作为发电交易购方或发电交易售方；购方（包括用电交易购方、发电交易购方，下同）与售方（包括发电交易售方、用电交易售方，下同）之间可开展交易。

（三）用电交易购方根据成交出清电力增加场内（或场外）用电合约负荷，用电交易售方根据成交出清电力减少场内用电合约负荷；发电交易购方根据成交出清电力减少场内发电合约出力，发电交易售方根据成交出清电力增加场内（或场外）发电合约出力。

（四）在长期和中期交易中，市场主体在各月或各日各时点的购售方角色可根据该交易窗口期内的需求申报信息确定；并且在长期交易中，发电主体不得作为发电交易购方，用电主体不得作为用电交易售方。在月内交易中，市场主体在各日各时点的购售方角色可根据该交易窗口期内的首笔交易确定。

（五）为保障融合交易顺利开展，预防市场主体不当套利行为，可采取包括但不限于以下措施：

（1）限定市场主体在单个交易窗口期内的各月或各日相关时点保持固定的购售方角色；

（2）市场主体在月内交易的交易限额不得超过已有中长期合约电量（或电力）的一定比例；

（3）可调发电主体的发电交易购方参与市场交易的交易限

额需由电力调度机构进行预校核；

（4）跟踪监测用电主体需求申报负荷与用电实际负荷的偏差情况，建立重点关注名单和异常行为名单并采取后续风控措施；

（5）在交易开展过程中若出现申报曲线形态异常、较大量级高买低卖、价格浮动幅度过大、交易损益金额较大等特殊情况，电力交易机构可向相关部门报告并及时采取措施。

10.2.2 双边协商交易的成交出清

（一）在规定的交易起止时间内，售方（或购方）在电力交易平台提交双边协商交易要约，经购方（或售方）确认后即完成匹配成交。

（二）双边协商交易按月或按日分时点进行交易申报和成交出清，在各月或各日各时点，购售双方的交易申报电力逐笔确认成交，直至交易时间截止、或购售双方已达成的成交出清电力总和不小于该时点的交易规模上限（若有，下同），则该时点的双边协商交易视作已完成并自动终止。

（三）单笔双边协商交易要约只可全部成交，不可部分成交；本交易周期内各月或各日各时点购售双方的成交出清电力和成交出清电价根据经购方（或售方）确认的双边协商交易要约中的交易申报电力和交易申报电价确定。

10.2.3 挂牌交易的成交出清

（一）电网企业代理购电方式：电网企业提交本交易周期内

各日各时点的代购挂牌电力，可自主参与市场交易的发电交易售方按日按时点提交摘牌交易要约。在各日各时点，当电网企业代理购电的代购挂牌电力小于所有发电交易售方的交易申报电力总和时，根据各发电交易售方的交易申报电力按照等比例原则分配，得出各发电交易售方的成交出清电力；当电网企业代理购电的代购挂牌电力不小于所有发电交易售方的交易申报电力总和时，各发电交易售方的交易申报电力即成交出清电力。

（二）挂牌交易集中出清方式：在本交易周期内各月或各日各时点，购方（或售方）的挂牌交易要约按照“申报电价、发用主体、申报时间”依次排序，售方（或购方）的摘牌交易要约按照“发用主体、申报时间”依次排序，电力交易平台按照时间优先和等比例原则等按月或按日分时点进行挂牌交易集中出清。在各月或各日各时点，购售双方的交易申报电力取较小值进行匹配成交，直至购方或售方的交易申报电力全部完成匹配成交、或购售双方已达成的成交出清电力总和等于该时点的交易规模上限，则该时点的挂牌交易视作已完成并自动终止。单笔挂牌交易要约或摘牌交易要约在各月或各日各时点均可部分成交；本交易周期内各月或各日各时点购售双方的成交出清电力根据已完成匹配成交的电力确定，成交出清电价根据购方（或售方）的挂牌交易要约中的交易申报电价确定。根据政府主管部门出台的相关市场方案，挂牌交易集中出清还可采取其他方式。

（三）挂牌交易滚动出清方式：电力交易平台具备相关技术

条件以及其他条件成熟后，挂牌交易可由集中出清方式逐步过渡至滚动出清方式，即购售双方一方挂牌、另一方自主选择摘牌，按照时间优先等原则先摘先得、滚动成交。

10.2.4 集中竞价交易的成交出清

（一）集中竞价交易采取按月或按日分时点独立进行成交出清的方式。

（二）开展集中竞价交易时，原则上市场主体均采用单段申报方式，确因必要时可采用最多三段的分阶梯段申报方式。采用两段式申报时，每段交易申报电力不得超过两段交易申报电力总和的 75%；采用三段式申报时，每段交易申报电力必须处于三段交易申报电力总和的 25%至 50%的范围内。购方的交易申报电价逐段递减、售方的交易申报电价逐段递增。可以进行多次交易申报，以最后提交的交易申报信息为准。

（三）在本交易周期内各月或各日各时点，购方的交易申报电力按照“申报电价、发用主体、信用评价、申报时间”依次排序，售方的交易申报电力按照“申报电价、发用主体、发电类型、信用评价、申报时间”依次排序，电力交易平台按照统一边际出清等规定算法进行成交出清。

（四）在各月或各日各时点，购售双方的交易申报电力取较小值进行匹配成交，直至购方或售方的交易申报电力全部完成匹配成交、或购售双方已达成的成交出清电力总和等于该时点的交易规模上限，则该时点的集中竞价交易视作已完成并自动终止。

（五）购售双方的交易申报电力在各月或各日各时点均可部分成交；本交易周期内各月或各日各时点购售双方的成交出清电力根据已完成匹配成交的电力确定，成交出清电价为统一边际出清电价，根据最后一组匹配成交对的交易申报电价的算术平均值确定。

10.2.5 滚动撮合交易的成交出清

（一）滚动撮合交易采取按日分时点独立进行成交出清的方式。

（二）在规定的交易起止时间内，购售双方滚动提交本交易周期内各日各时点的购电信息或者售电信息，电力交易平台在各日各时点按照交易申报时间和交易申报电价分别排序，同时按日分时点进行滚动撮合交易出清。

（三）在各日各时点，购售双方的交易申报电力取较小值进行匹配成交，直至交易时间截止、或购售双方已达成的成交出清电力总和等于该时点的交易规模上限，则该时点的滚动撮合交易视作已完成并自动终止。

（四）单笔购电信息或售电信息在各日各时点均可部分成交；本交易周期内各日各时点购售双方的成交出清电力根据已完成匹配成交的电力确定，成交出清电价根据购电信息或售电信息中较早提交的交易申报电价确定。

10.2.6 市场主体的排序规则

在本交易周期内各月或各日各时点的相关挂牌交易或集中竞价交易中，市场主体的排序序位必须连续且唯一，不得出现并列排序或跳位排序等情况。具体如下：

（一）申报电价：售方按照由低到高排序，购方按照由高到低排序。

（二）发用主体：按照用电主体优先于发电主体排序。

（三）发电类型（仅指发电主体，下同）：暂按照非水可再生能源发电（包括风力发电、光伏发电、生物质发电等）、水力发电、核能发电、余热余压余气等资源综合发电、燃气发电、燃煤发电、燃油发电由先到后排序。可由政府主管部门适时进行调整。

（四）信用评价：按照信用评级或评分由高到低排序。

（五）申报时间：按照由先到后排序。

11 容量成本回收机制

11.1 分类

容量成本回收机制是指发电资源按单位发电容量（能力）获得收益，用于保障电力系统容量的充裕性，应对能源转型形成的资产搁浅问题。包括容量市场、容量补偿机制等：

（一）容量市场指通过市场竞价方式形成电力资源的容量价

格。市场运行初期，在已经建立两部制电价的燃气机组起步。

（二）容量补偿机制指通过政府制定标准方式形成电力资源的容量价格。

11.2 燃气发电容量竞价市场

11.2.1 交易组织

（一）市场起步阶段，新建燃气发电容量提前三年开展竞价，具体方案由市能源主管部门另行组织制定。考虑历史成本等因素，存量机组（2023 一季度前并网）与新建燃气发电容量分开组织；

（二）政府主管部门组织市场运营机构可按年度设定容量需求、价格上限等竞价参数，组织容量的集合竞价市场，不定期组织特定项目需求（如机组扩容改造）的挂牌交易。

11.2.2 交易方式

以集中竞价为主，公开挂牌作为补充：

（一）集中竞价中，发电企业需提交容量报价曲线，按价格从低到高原则形成中标机组、中标容量和出清价格；

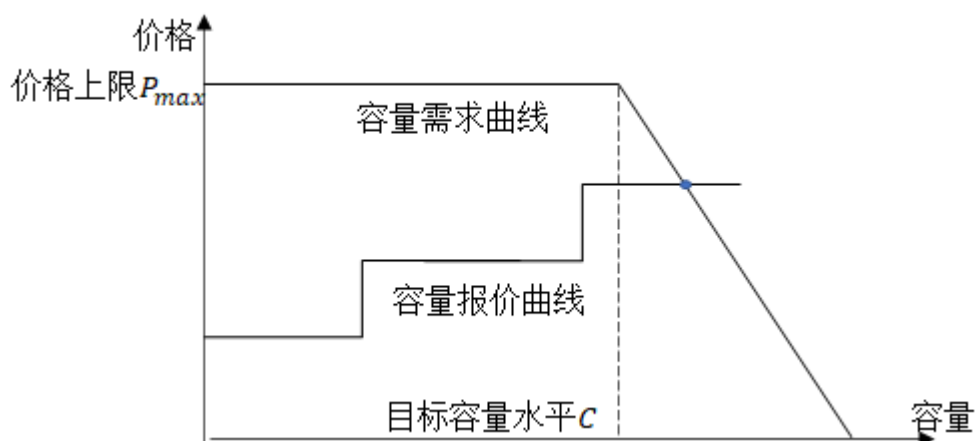
（二）挂牌交易中，发电企业需提交容量报价（摘牌价），按价格从低到高原则确定中标机组、中标容量和出清价格；

11.2.3 容量需求

（一）市场运营机构根据机组注册和申报信息，明确相关机组参与（燃气发电）容量补贴竞价市场的技术标准，包括但不限

于机组型号、额定功率、循环类型、供热类型、发电效率、机组所在节点的位置范围等要求。9E 调峰燃机、分布式“三联供”暂不参与容量市场，仍执行原有电价机制，对有意愿参与市场交易的鼓励其参与电能量市场。

（二）政府主管部门组织电网企业确定保障上海电力系统安全和清洁低碳发展所需的燃气发电的目标容量水平，确定准入机组范围，组织市场运营机构提出对燃气发电容量的需求曲线，设定价格上限。市场运营机构具体负责开展容量市场。



图：容量需求曲线和报价曲线示意图

（1）小于目标容量水平的区间内，容量价格为价格上限。容量竞价的目标容量水平为 C ，价格上限为 P_{max} ；

（2）大于目标容量水平的区间内，容量价格随容量水平提高而递减直至等于 0；

（3）价格上限和容量价格随容量水平的递减斜率综合考虑电价政策、新建机组净成本（CONE）、存量投资固定成本回收等

因素进行设定。

（三）组织挂牌交易市场，参考集合竞价市场，制定机组扩容项目的容量需求和挂牌价格。

（四）采取必要的管理措施，促进获得容量电价补贴的燃气发电机组积极履行调峰职责、提供足够的电量电力平衡贡献。

11.2.4 燃气机组容量竞价市场流程

（一）竞价公告发布

根据市场需要，竞价市场开市前三个工作日交易机构受委托通过交易平台发布竞价市场相关信息：

- （1）可参与竞价的技术标准；
- （2）容量需求曲线，含目标容量水平和价格上限；
- （3）竞价最小变动价位、交易出清规则等；
- （4）竞价市场开市和闭市时间。

（二）竞价申报

存量燃气发电容量对应的企业作为容量供给方，每家企业独立进行价格申报，在竞价市场申报时间窗口内申报容量报价曲线：

（1）容量报价曲线为容量价格-容量水平构成的单调递增阶梯函数，表示企业在不同容量水平下对应的单位容量价格。每段需申报容量区间起点（MW）、容量区间终点（MW）以及该区间报价（元/MW*月）。

（2）每一个报价段的长度（容量区间终点-容量区间起点）等于单台机组额定装机容量。每一个报价段的起始点必须为上一

个报价段的终点。即：第一段区间起点为 0MW，第一段区间终点为第一台机组的额定装机容量；第二段区间起点为第一台机组的额定装机容量，第二段区间终点为前两台机组的额定装机容量之和，之后以此类推。

（3）两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。容量价格须随容量提高而单调递增。申报价格采用绝对价格形式，不得超过交易价格约束。

（三）竞价出清

容量供给方提交报价后，电力交易平台进行集中出清，原则如下：

（1）将供给方申报按容量和价格由低到高排序形成市场容量供给曲线。

（2）采用统一边际出清价格法确定竞价市场出清价格，当供给方申报曲线与容量需求曲线有交叉时，交叉点对应的价格为竞价市场边际出清价格，供给方报价低于边际出清价格的供给方申报容量均成交。

（3）当供给方申报曲线与容量需求曲线不存在交叉时，且需求曲线价格大于供给曲线价格，则按照供给曲线的边际价格确定竞价市场出清价格。

（4）原则上，当两个或多个边际机组价格相同时，按边际机组装机容量为权重分配中标容量。

（5）市场运行成熟后可加入输电约束，形成分区边际出清

价格。

（四）成交价格

以市场（分区）内最后一个成交的供给方申报价格作为竞价市场的（分区）统一成交价格。

（五）结果发布

交易机构通过电力交易平台发布竞价市场集中竞价交易正式结果。

11.2.5 管理措施

（一）容量费用

容量费用等于出清价格与中标容量的乘积。存量燃机容量费用由现有的燃机两部制电价资金承担，新建机组的容量费用原则上由全体市场化用户（含售电公司）承担，未来逐步提高峰荷用户承担比重。

（二）存量机组过渡措施

为做好新的竞价市场机制与前期政府制定的两部制电价的有效衔接，实现改革平稳过渡，存量容量补贴的集合竞价采取以下过渡措施：

（1）有序竞争。目标容量水平暂不低于满足准入条件的存量机组总容量的 95%（或市场运行方案中设定的比例水平）。全部中标容量按照市场边际出清价格获得容量电费，存量机组未中标容量按照市场边际出清价格的 95%（或市场运行方案中设定的比例水平）获得容量电费。目标容量水平之内的价格上限与市场

边际出清价格的价差空间平均分配中标容量。

（2）目标设定。年度市场运行前，由政府主管部门综合考虑电力供需、能源结构、年度发电计划用气、历史利用小时数等多种因素，设定获得容量补贴燃气机组的目标利用小时数和目标峰段出清占比。

为便于操作，暂不对燃气机组容量进行有效容量折算，燃气发电机组按实际容量参与竞价市场，获得容量补贴的燃气发电机组需满足目标利用小时数要求，保证燃气机组充分发电、有效调峰、保障系统安全稳定功能：

目标利用小时数执行过程中，政府主管部门可结合能源指标和不可抗力因素等情况，对目标利用小时数进行动态调整。

（3）奖惩措施。当所有获得容量电费的燃气机组的平均年利用小时数小于平均目标利用小时数，对于未能够完成目标利用小时数的机组，原则上，按实际利用小时数低于目标利用小时数的比例扣除容量电费收入。实际发电利用小时数和目标利用小时数不包括市场气对应的发电量。

因不满足目标利用小时数扣除的容量电费、存量燃机补贴竞价释放的资金空间用于增加燃气机组能够获取度电补贴的利用小时数。

市场初期根据同类型机组目标峰段出清占比保障燃气机组基本收益。同类型燃气机组按照目标峰段出清占比进行排名，高于平均水平的其调整后的度电电价可大于原两部制电价体系下

的度电电价（不含容量电费收入，存量机组根据政府价格主管部门原核定的两部制电价水平中度电电价核定，新建机组按照相关规则另行核定），但不得高于度电电价上限。低于平均水平的其调整后的度电电价应低于原两部制电价体系下的度电电价，但不得低于度电电价下限。度电电价上限和下限由政府主管部门核定。

（三）燃机机组参与电能量市场方式

市场初期，燃气机组在获取容量补贴后，可通过度电补贴和政府授权合同的方式参与电能量市场。市场成熟后，市场运行机构可根据市场运行情况提出完善建议。现货市场中，市场运营机构可根据天然气供需情况、电力系统安全等因素，安排燃气机组作为必开、必停机组或者确定最小出力曲线。

11.3 容量补偿机制

11.3.1 准入条件

对于燃气发电企业之外的系统灵活性资源，通过容量补偿机制形成容量价格。

11.3.2 发电侧容量补偿

容量补偿机制须在一定条件下触发后执行。市场运营机构监测上海市内发电资源利用小时数和电价水平，当电能量、辅助服务收益无法保证发电侧实现合理收益并影响系统容量充裕性时，市场主体可向能源主管部门提出启动容量补偿机制。发电侧容量补偿收入计算公式为：

发电侧容量补偿收入=单位容量补偿费用*有效容量

政府主管部门参考发电成本收益情况，结合实际需要，按年度制定统一的单位容量补偿费用。

政府主管部门组织市场运营机构，核定本地区各类型机组有效容量。有效容量应根据机组出力特征、厂用电率、燃料存储、调节能力、检修停机、事故停机等因素进行折算，客观反映机组对电力系统的最大容量贡献。有效容量不高于发电机组装机容量。

已完成折旧的机组，有效容量在核定值基础上乘以不超过0.8的系数。政府主管部门按照实际需要按年度确定折算系数。

11.3.3 费用分摊

相关费用由电网企业向全体市场化用户（售电公司）收取，未来可根据市场开展情况，逐步提高峰荷用户承担比重。

12 中长期交易合同管理

12.1 交易合同电子化管理

按照国家电力市场化改革推进要求，以在市场交易中开展分时段交易和拉大峰谷差价为目标，稳妥推动电力中长期交易合同全签、长签、见签、分时段签、规范签、电子签等“六签”工作实施。中长期交易合同可实行电子化管理，以电力交易平台发布的市场交易承诺书、市场交易公告、市场交易结果共同形成电子化的交易合同，并由信用机构（市经济信息中心）作为合同见证

方。

电力交易平台具备相关技术条件后，可逐步过渡至线上自动生成电子合同文本，并可通过线上电子签章等完成合同签订和流转。

12.2 交易合同执行

（一）在开展市场交易前，相关市场主体须签署市场交易承诺书；

（二）直接参与市场交易的电力用户须签署上海电力市场直接购电用户知悉书；

（三）直接参与市场交易的电力用户须与电网企业签订《供电合同》及其补充协议；

（四）售电公司须与零售用户签订双方合同，以及按政策或规则要求需签订的其他协议；

在市场交易结果发布后，市场交易承诺书、市场交易公告和市场交易结果共同形成的电子化的交易合同即成立生效，对相关市场主体具有法律约束力；相关市场主体依据市场交易承诺书内容，享有相应权利，并需承担义务。

13 现货市场总体安排

13.1 市场模式

13.1.1 基本特征

上海电力现货市场环节包括日前市场和实时市场。交易品种包括 96 点分时电能量等。日前市场采用发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清的市场模式。实时市场沿用日前发电侧报价曲线，结合实际负荷及其他市场边界条件进行实时出清。

13.1.2 与中长期合约的衔接关系

中长期合约包括中长期差价合约和省间中长期合约。

（一）中长期差价合约

中长期差价合约为市场交易形成的市场化差价合约。其中，市场化差价合约由售电公司、电力用户及电网公司与发电企业进行中长期电力交易形成。在参与日前市场申报前，市场主体应通过市场化电力曲线交易等环节形成运行日 96 点分时合约曲线，作为结算依据。

（二）省间中长期合约

经过安全校核的日前跨区跨省送电曲线作为上海日前市场的边界条件，上海市场主体参与省间中长期交易所形成的中长期曲线用于结算，不影响实际调度。

13.1.3 与省间交易的衔接关系

（一）日前省间现货市场

上海日前市场完成申报环节（D-1 9:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清，分析上海电力供需平衡情况。当上海市备用充足时，调度机构可组织上海市内主体参与日前省间现货交易。

（二）日前华东辅助服务市场

上海日前市场完成申报环节（D-1 9:15）后，调度机构须根据市场边界条件、申报信息进行日前预出清，并结合省间现货交易结果，分析上海电力供需平衡情况。当出现上海市正、负备用不足的情况时，调度机构可申请启动华东辅助服务市场，作为代理机构购入正、负备用。

在预受电计划基础上，综合省间现货市场与华东辅助服务市场出清结果对预受电计划的调整，上级调度机构下发正式受电计划。调度机构以正式受电计划为市场边界条件，组织省内日前现货市场出清。

（三）日内省间现货市场

日内省间现货交易窗口开启阶段（运行时刻 $t-120$ 分钟至 $t-90$ 分钟），调度机构根据日内上海市平衡计划，考虑电网安全约束、机组物理约束等市场边界条件，可组织上海市内主体参与日

内省间现货市场交易。

（四）日内华东辅助服务市场

在日内华东辅助服务市场申报截止时间（ $t-45$ 分钟）前，调度机构根据日内上海市平衡计划，考虑电网安全约束、机组物理约束等市场边界条件，参与日内华东辅助服务市场交易。

在日内预受电计划基础上，综合日内省间现货市场与华东辅助服务市场出清结果对预受电计划的调整，上级调度机构下发日内正式受电计划。

13.2 组织流程

D 表示运行日，t 表示运行时刻。

表：市场时序流程

环节	时间	描述
开启现货交易窗口	D-2 11:00	开始允许售电公司、电力大用户在交易系统申报 D 日 96 点电量； 开始允许发电机组在交易系统申报 D 日分段电能量报价曲线、空载成本、启停成本、调频里程报价、备用价格。
省间联络线预计划下发	D-2 15:30-17:00	上级调度机构正式下发上海 D 日省间联络线预计划。
事前信息发布	D-2 至 D-1 8:45	市场运营机构完成对市场边界条件的确认工作，披露公众信息、公开信息。

关闭上海日前现货市场申报窗口	D-1 9:15	停止接收新的日前市场申报。
日前市场预出清	D-1 9:15-10:30	调度机构综合考虑系统安全约束、电力供需平衡关系、市场预出清情况，判断上海电网在 D 日省间现货市场或华东辅助服务市场的需求。
预出清结果提交及公布	D-1 11:00 前	调度机构根据预出清结果，将市内电力平衡裕度和可再生能源富余程度提交至电力交易机构，并向相关市场主体发布。
日前省间现货市场组织及跨区发输电计划下发	D-1 11:00-12:30	市内市场主体根据相关规则参与日前省间电力现货交易，国调中心和网调组织省间日前现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日前现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关调度机构和市场主体。
日前区域辅助服务交易组织及省间联络线计划下发	D-1 12:30-14:30	网调组织开展区域内辅助服务交易，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关调度机构和发电企业。
日前市场正式出清	D-1 14:30-16:00	日前电能量市场正式出清时，首先采用电网企业预测的非市场用户负荷曲线，叠加市场用户申报负荷，进行日前市场出清，出清结果用于

		市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合计算，结果用于发电机组组合和发电出力实际执行。
华东区域联合校核	D-1 16:00-17:30	调度机构将日前调度计划上报至华东网调，由华东网调进行全网安全校核并下发校核结果，调度机构根据华东网调的校核意见调整日前调度计划
日内滚动预调度	t-240min 至 t-60min	调度机构根据基于安全约束的机组组合和安全约束经济调度算法，结合最新市场边界条件，在日内进行滚动优化计算，形成日内滚动发电计划。并根据日内滚动发电计划判断上海参与日内省间现货市场或华东辅助服务市场的需求。
日内省间现货市场组织及跨区发输电计划下发	t-120min 至 t-60min	市内市场主体根据相关规则参与日内省间电力现货交易，国调中心和网调组织省间日内现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日内现货交易结果的跨区发输电计划下发至相关省调及直调发电企业。
日内区域辅助服务交易组织及省间联络线计划下	t-60min 至 t-30min	网调组织开展区域内辅助服务市场，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关调度机构和发电企业。

发		
实时市场出清	t-15 min	根据基于安全约束的实时经济调度算法，结合最新市场边界条件，对电能量和辅助服务进行联合优化，形成实时市场出清结果。
市场结果发布	D+6 17:00 之前	完成 D 日市场信息披露。

14 日前市场

14.1 日前市场组织

日前现货市场交易按日组织，每个交易日组织次日 96 个时段（00:15 ~ 24:00，15 分钟为一个时段）日前交易。

现阶段，日前电能量市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、节点边际定价、集中优化出清”的形式。发电机组在日前现货市场中申报运行日的量价信息，售电公司和批发用户在日前现货市场中申报运行日每小时分段量价曲线，电网企业预测保障性用户、代理购电工商业用户的用电需求曲线，在日前阶段开展日前现货市场出清和调度计划计算。

电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、非市场化机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，

出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价。

14.2 基本参数

14.2.1 机组运行参数

调度机构管理范围内的发电机组须向调度机构提供机组基本运行参数，经政府主管部门审核批准后生效。如需变更需向政府主管部门提出基本参数变更申请。发电机组须对基本运行参数调整进行解释。

（1）发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

（2）发电机组最低技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致，对于装设有 AGC 装置的机组，最小稳定技术出力不得高于 AGC 下限；

（3）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致，对于装设有 AGC 装置的机组，发电机组有功功率调节速率应不得低于 AGC 调节速率；

（4）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；

（5）发电机组厂用电率，单位为百分数

（6）发电机组冷态启动时间，即机组处于冷态情况下从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（7）发电机组温态启动时间，即机组处于温态情况下从接

到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（8）发电机组热态启动时间，即机组处于热态情况下从接到开机通知到机组并网的准备时间，单位为小时；

（9）燃气机组分季度最大技术出力，单位为 MW；

（10）冷态/温态/热态三组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最低技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（11）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最低技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟，停机方式为正常情况下的最快停机方式；

（12）最小连续开机时间，表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时，初期由政府主管部门进行核定；

（13）最小连续停机时间，表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时，初期由政府主管部门进行核定；

（14）其他参数。

14.2.2 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组需提供的默认报价参数，若发电机组未按时在现货市场中进行申报，则采用缺省申报参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一月内更改一次。由发电企业向市场运营机构提出申

请，通过规定程序进行更改。

缺省申报参数包括：

（1）电能量缺省报价：参与现货市场交易的发电机组需在市场注册时提供该参数。电能量缺省报价即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。最低技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最低技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的 5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。其中，燃煤机组的电能量缺省报价已经包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘等）。

（2）启动费用缺省值：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。机组申报的启动费用缺省值不得超出核定的启动报价范围。

（3）空载费用缺省值：空载费用是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。机组申报

的空载费用缺省值不得超出核定的空载报价范围。

14.2.3 核定参数

核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的电能量价格限额、启动费用限额、空载费用限额、以及核定成本价格，作为现货电能量市场出清以及结算依据。相关的核定参数计算标准由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门同意后执行。

（1）电能量价格限额：综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限、市场出清价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门同意后执行。

（2）启动费用限额：启动费用申报的上下限。

（3）空载费用限额：空载费用申报上下限。

（4）核定成本价格：核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。发电机组运行补偿等费用参考核定成本价格进行计算。

14.3 日前市场边界条件

14.3.1 日前机组运行边界条件

（一）机组状态约束

竞价日上午 8:45 前，电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，确定运行日其调管范围内机组的

96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态相应的时段内按照交易规则参与日前市场出清；处于调试状态的机组，不参与日前电能量市场出清，调试计划经调度机构审核通过后，作为现货市场出清边界条件；处于不可用状态的机组，不参与日前市场出清。

（1）可用状态：包括运行机组、备用机组。

（2）机组调试状态：包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。

（3）机组不可用状态：包括机组检修、缺燃料停运以及其他情况。

机组检修：按照所属电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

其他情况：其他不满足并网要求的情况。

（二）机组出力上下限约束

竞价日上午 8:45 前，电力调度机构根据机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的

边界条件。正常情况下，机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率（燃机出力上限为该季度最大技术出力）、最低技术出力。

电厂自身原因造成的机组限高/限低时段按照相关规定纳入考核。

（三）发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日（D-1）处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日（D-1）8:00前，该机组需通过所属电力调度机构的技术支持系统申报运行日（D）最早可并网时间。

（四）发电机组调试及试验计划

（1）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，满负荷运行前，新建机组调试不纳入现货市场。完成满负荷试运行当天（T）的次日（T+1），机组可参与（T+2）日的日前电能量市场申报及出清。机组完成满负荷试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日（T+2）当天零点；（T+2）日起，发电机组按照现货交易规则参与出清。

（2）在运机组试验（调试）：竞价日前一天（D-1）8:00前，经所属电力调度机构审核确认于运行日进行试验（调试）的在运机组，应通过技术支持系统向电力调度机构报送运行日调试时段内每15分钟的机组调试出力计划，由电力调度机构审核确认后

生效。

因电厂原因处于调试状态的机组，运行日全天各时段均安排固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核确认的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清，作为现货市场出清边界条件。非调试时段原则上按最低技术出力安排。

因电网原因处于调试状态的机组在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清。非调试时段，按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

若发电机组在竞价日前一天（D-2）17:00前未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

（五）热电联产机组供电计划

竞价日（D-1）8:00前，热电联产机组申报运行日（D）“以热定电”供电计划，执行固定出力计划。

若热电联产机组供电计划数据发生报送延迟等异常情况，按竞价日前一天（D-2）的执行曲线作为缺省值进行代替。

（六）发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于5天或燃气电厂（群）接收站燃气库存未来45天最低日可用天数低于或等于3天时，进入

燃料供应不足预警状态。相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。机组缺燃料停运期间，按照相关要求，纳入非计划停运考核。由于全市天然气供应紧张等因素造成燃气机组缺燃料停运或者处于燃料供应不足预警状态的，经政府主管部门认可后，发电主体可向市场运营机构申请豁免。

14.3.2 日前电网运行边界条件

（一）负荷预测

日前负荷预测包括系统负荷预测、节点负荷预测、代理购电工商业用户负荷预测、保障用户的用电负荷预测等。

（1）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日（D）00:15 开始的每 15 分钟的系统负荷，每天共计 96 个点。系统负荷预测需考虑的因素包括但不限于：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（2）节点负荷预测

节点负荷预测是指预测运行日 00:15 开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。节点负荷预测需考虑的因素包括但不限于：气象因素、工作日类型、节假日影响、

运行方式变化、出力预测、需求侧响应及有序用电等。

（二）省间联络线计划

电力调度机构根据国调中心和华东分中心发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

（三）备用、调频容量约束

电力调度控制中心根据系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用、调频容量要求。日前电能量市场出清结果需同时满足 D、D+1 日的各类备用、调频要求，即开机组组合应满足未来两天的电力平衡要求。特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整各类型备用、调频的约束限值。

（四）输变电设备检修计划

调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

（五）输变电设备投产退役计划

调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

（六）电网安全约束

调度机构基于所掌握的运行日（D）边界条件，提出各自调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组必开必停约束、发电机组出力上下限约束等。

（1）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

a.因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

b.因保供电、防范极端自然灾害等因素，需要提高安全裕度将线路、断面潮流控制在指定值以内；

c.其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

（2）发电机组（群）必开约束

a.电网原因的发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

1）因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及必须维持运行状态的机组；

2）因保供电、防范极端自然灾害等因素，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

3）根据电网安全运行要求进行调试的机组；

4）根据电网安全运行要求在运行日某些时段固定出力的机组；

5) 其他保障电网安全可靠供应增加开机或维持运行状态的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段。对于出清过程中为满足安全校核要求需增加开出、提前开出或取消停机计划维持运行状态的机组，在日前出清结果发布时随信息披露更新，并通知调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段。必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

b. 非电网原因的发电机组（群）必开约束

非电网原因导致的发电机组（群）必开约束，如电厂在启备变故障期为保障厂用电需求无法停机等。电厂原因的必开机组不进行运行补偿费用计算。

(3) 发电机组（群）必停约束

a. 电网原因的发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- 1) 因系统安全约束需要停机的机组；
- 2) 不具备并网条件的机组；
- 3) 已纳入政府当年关停计划的机组；
- 4) 能源监管机构、政府部门下达的停机要求。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调

管范围内的必停机组，明确相应的必停时段。

b.非电网原因的发电机组（群）必停约束

非电网原因导致的发电机组必停约束，如设备故障异常导致机组无法开机，环保排放限制等原因的停机。

（4）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

a.因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；

b.因保供电、防范极端自然灾害等因素，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

c.其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

（七）自计划机组调度发电计划

自计划机组的调度发电计划编制可分为以下三种情况：

（1）发电机组根据发电预测、供电计划等方式形成发电出力曲线。

（2）调度机构根据系统运行需要设定固定出力计划。

（3）优先满足生产所需负荷，余量部分按照系统运行实际需要安排发电。

自计划机组的调度发电计划作为市场出清的边界条件。

14.4 日前市场申报前信息披露

竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）8:45 时段内，市场运营机构通过电力市场交易系统按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要包括：日前负荷预测、日前系统间联络线输电曲线预测、省间预受电计划、非市场化机组发电计划、新能源出力预测、备用要求、市场参数信息、电网安全约束条件、必开必停机组名单及其原因、开停机不满最小约束时间机组名单、电网设备信息、发电机组检修计划、市场限价等。相关信息按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》规定，分别按照公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息方式进行披露。

14.5 日前市场申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各市场主体需在每个竞价日（D-1）向市场运营机构提交申报信息，对于发电侧市场主体，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息；对于用户侧市场主体，迟报、漏报或不报者均默认日前市场申报量为 0。

14.5.1 用电侧申报交易信息

竞价日前一天（D-2）至竞价日（D-1）9:45 间，参与现货市场的售电公司和批发用户在电力市场交易系统中申报下述信息：

（1）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行

日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷；

(2) 批发用户在电力市场交易系统中申报其运行日的 96 点用电需求，即运行日每 15 分钟时段内的平均用电负荷。

售电公司和批发用户申报的用电需求作为日前电能量市场的出清依据和结算依据。

14.5.2 发电侧申报交易信息

竞价日前一天 (D-2) 至竞价日 (D-1) 9:45 间，所有参与现货市场的机组必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。若该机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

发电机组申报电能量交易信息包括：

(1) 分段电能量报价：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 10 段，每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间报价 (元/MWh)。最低技术出力不为零的发电机组，第一段出力区间起点为机组的最低技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的 5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。燃煤机组的电

能量报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘等），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

（2）启动报价：启动报价用于弥补启动费用，包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，分别代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。机组申报的启动报价不得超出核定的启动报价范围。

（3）空载报价：空载报价用于弥补发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。机组申报的空载报价不得超出核定的空载报价范围。

14.5.3 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，审核不通过将不允许提交。若发电机组逾时未申报报价信息以缺省信息参与市场出清。

发电企业在日前现货市场中申报的信息，将封存用于实时现货市场，日内不再进行价格申报。

14.6 日前电能量市场出清

竞价日(D-1)9:15-16:00时段内，现货交易申报窗口已关闭，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日(D)的电网运行边界条件，采用基于安全约束的机组组合(SCUC)以及经济调度(SCED)进行优化计算出清，出清得到日前电能量市场交

易结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、分时电价和节点电价等。

日前市场出清计算的电网拓扑包括上海市所辖范围内省级及以上电力调度机构调管的 220kV 及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，包括市外以点对网专线输电方式向上海市送电的发电机组，以及准入参与电力现货市场交易的上海市内发电机组等。

14.6.1 日前电能量市场的出清过程

原则上，竞价日 17:30 前，电力调度机构应完成日前电能量市场的出清计算。电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场的预出清结果。根据预出清结果参与省间辅助服务市场交易或省间现货市场交易，并将交易结果作为日前电能量市场正式出清的边界条件。日前电能量市场正式出清时，首先采用非市场用户预测负荷曲线，叠加市场用户申报负荷曲线，进行日前市场出清，出清结果用于市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合计算，结果用于形成发电机组组合和发电出力指令计划。日前市场和可靠性机组组合采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型和安全约束经济调度（SCED）模型。

日前电能量市场的出清计算过程包括日前电能量市场预出

清和日前电能量市场正式出清两个环节。

（一）日前电能量市场预出清

（1）调度机构采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日（D）的96点预出清机组组合。

（2）在预出清机组开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序，在满足约束条件的基础上，按成本最小化原则对电能量和备用容量进行联合优化，实现日前市场预出清。

（3）调度机构对预出清结果进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行第一步至第三步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能量市场的预出清结果。

（4）调度机构根据预出清结果决定是否参与省间现货市场或省间辅助服务市场交易。若能够实现预出清，且还留有较大的安全裕度，则可根据需要参与省间现货市场交易；若无法实现预出清，通过调整正、负备用参数后实现市场预出清算法收敛，则调度机构可根据相应参数，结合省间现货交易结果参与省间辅助服务市场交易。省间现货市场和省间辅助服务市场出清后，调度机构相应地调整省间送受电计划，作为日前电能量市场正式出清的边界条件。

（二）日前电能量市场正式出清

（1）根据调整后的省间送受电计划，调度机构采用安全约

束机组组合（SCUC）程序计算运行日（D）的 96 点机组组合。

（2）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的 96 点机组出力曲线以及分时节点电价。对计算结果进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第二步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，计算结果作为日前电能量市场的结算依据。

（3）采用安全约束机组组合（SCUC）程序进行可靠性机组组合计算。在可靠性机组组合得到的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序，在满足约束条件的基础上，按成本最小化原则对电能量和备用容量进行联合优化，安全约束经济调度（SCED）程序计算得到运行日的 96 点机组出力曲线。

（4）对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第三步至第四步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，计算结果用于发电机组组合和发电出力实际执行。

14.6.2 日前市场出清模型

（一）日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前安全约束机组组合模型以社会福利最大化为优化目标，以满足电网安全稳定运行约束为约束条件，形成开停机机组组合。目标函数包括电能量费用、启动费用、空载费用。约束条件包括

系统负荷平衡约束、正负备用容量约束、机组出力上下限约束、机组功率调节速率约束、机组最小连续开停时间约束、机组必开必停约束、机组最大启停次数约束、潮流传输约束、断面潮流约束等。

（二）日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前安全约束经济调度模型以社会福利最大化为优化目标，以满足电网安全稳定运行约束为约束条件，在开停机机组组合基础上优化机组出力。目标函数包括电能量费用。约束条件包括系统负荷平衡约束、正负备用容量约束、辅助服务容量约束、机组出力上下限约束、机组功率调节速率约束、潮流传输约束等。

（三）节点电价（LMP）计算模型

节点电价（LMP）定义为在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在电价节点增加单位负荷需求时的发电边际成本。

14.6.3 特殊机组在日前市场中的出清机制

（一）必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，其启停状态不参与优化，必开最小出力优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组的最低技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与

优化出清。

（二）调试机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的现货市场机组按照调试需求安排发电，作为日前市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，视为非市场化机组，不参与现货市场的定价和结算。在新建机组完成满负荷试运行后，原则上按照最低技术出力安排运行，直至机组参与日前市场出清的运行日（T+2）当天零点；（T+2）起，发电机组按照现货市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到运行日（T+2）零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场定价，作为价格接受者。

（2）调试试验的在运机组

申报运行日调试计划的在运发电机组，在调试时段内的机组状态为调试，不参与优化。

对于因电厂自身原因的调试机组，在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试计划出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为最低技术出力。在运行日全天的交易时段内，因电厂原因的调试机组均不参与市场优化，作为市场价格接受者。

对于因电网安全原因的调试（试验）机组，在调试时段内，机组的发电出力为电力调度机构所安排的调试出力，调试时段内

机组出力不参与优化，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

（三）最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续开机时间内机组仅中标最低技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若最低技术出力之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

（四）处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最低技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最低技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（五）一次能源供应约束机组

存在一次能源供应约束的发电机组在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，接受市场价格。

14.6.4 日前电能量市场安全校核

（一）电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。若存在平衡约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

（二）交流安全校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

若存在安全约束无法满足要求的时段，调度机构可以采取调整运行边界、增加机组和电网约束、组织有序用电以及调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

14.7 日前市场出清结果发布

竞价日（D-1）17:30 前，调度机构计算得到运行日的日前电能量市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。信息发布的具体要求按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露

露)》相关规定执行。

14.8 日前调度计划调整

一般情况下，日前电能量市场的发电侧正式出清结果（可靠性机组组合后得到的机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日（D）之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，调度机构可根据电网运行的最新边界条件，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，同时通过技术支持系统向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前市场形成的成交结果和价格不进行调整。主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

（2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）外购电因电网故障、送端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

（5）新能源出力较预测发生较大变化；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素，导致运行日计划检修

无法开展。

（8）上级调度机构为保证全网电力供应和电网安全运行，提出的发电调度计划调整要求。

15 实时市场

15.1 实时市场组织

在实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存发电机组申报信息，根据超短期负荷预测等电网运行边界条件，基于安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED），对日内机组启停状态进行优化决策，作为实时电能量市场出清的边界条件。

实时电能量市场以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划与实时节点电价。

15.2 实时市场边界条件

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，发电机组、售电公司和批发用户在实时电能量市场中均无需进行申报。

15.2.1 实时机组运行边界条件

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过调度机构技术支持系统进行报送，

经调度机构审核确认后生效，以修改之后的参数进行实时市场出清计算。

（一）发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中，电力调度机构根据机组申报的预计并网时间及典型开机曲线，滚动修改机组未来发电计划，直至机组出力上升至最小稳定技术出力。发电机组停机过程中，电力调度机构根据机组申报的预计解列时间及典型停机曲线，滚动修改机组未来发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

（二）发电机组预计并网/解列时间

调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间，在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

（三）发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生出力限高、限低时，电厂应及时向调度机构提交出力限制申请，经调度机构审核确认后，调度机构在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时市场出清计算。

实时运行中机组因非系统运行原因出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应季节的最大技术出力）、最低技术出力的时段，计为发电机组限高、限低时段。

（四）发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障或异常后，若要对机组出力计划进行调整，电厂需明确调整后发电出力计划及其对应时间段，由调度机构审核确认后执行。

（五）发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，调度机构可根据不同情况进行调整，包括：

- （1）发电机组自身要求，经调度机构审核确认；
- （2）因系统可靠性要求调整调试及试验计划。

（六）热电联产机组供电计划执行

热电联产机组执行竞价日（D-1）提交的“以热定电”供电计划，若要对机组“以热定电”的固定出力计划进行调整，电厂需明确调整后发电出力计划及其对应时间段，由调度机构审核确认后执行。

（七）发电机组一次能源供应约束

存在一次能源供应约束的发电机组在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清。

15.2.2 实时电网运行边界条件

（一）超短期负荷预测

超短期负荷预测包括系统负荷预测和节点负荷预测。

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至运行日（D）结束时段的系统负荷需求。调度机构负责提出、维护、执行超短期系统负荷预测算法。算法应综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等。

超短期节点负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至运行日（D）结束时段的 220kV 母线节点负荷需求。调度机构负责提出、维护、执行超短期节点负荷预测算法。算法应综合考虑但不仅限于以下因素：超短期系统负荷预测、节点负荷数据、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等。

（二）省间送受电计划

调度机构根据上级调度机构发布的省间送受电计划，维护、调整基于安全约束的经济调度算法中的相关参数。

（三）市内非市场化机组发电计划调整

非市场化机组实时发电计划原则上按照日前发电计划执行，优先保障清洁能源消纳，当电网实时运行边界条件发生变化时，

电力调度机构可按照保障电力供应以及电网安全的原则，必要时对非市场化电源发电出力进行调整。

（四）发电机组及输变电设备检修执行情况

调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

（五）电网安全约束条件

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与日前市场所采用的约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

考虑到节点负荷预测难度较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面极限值基础上扣除事前明确的比例后的限值作为实时控制要求。

（六）运行备用

电网实时运行应满足华东网调每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（1）若系统备用容量无法满足要求，调度机构可立即采取新增开机的手段以保证备用容量满足要求。

（2）当新增开机无法满足要求时，在华东电网全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，调度机构向华东网调申请备用支援。

（3）当新增开机无法满足要求且华东网调无法提供支援时，调度机构可立即执行有序用电等措施。

（4）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。事故发生后 30 分钟以内，系统备用应恢复正常。

15.3 实时市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以发电成本最小化为目标，在日前发电调度计划以及日内滚动发电计划确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

15.3.1 实时市场出清计算过程

实时市场的具体出清过程如下：

（1）调度机构进行日内滚动预调度，在运行时刻前 4 小时至前 1 小时滚动更新机组组合与相应的经济调度结果。

（2）调度机构在日前发电计划及日内滚动发电计划的基础上，组织参与日内省间现货市场和辅助服务市场交易，根据出清结果和上级调度机构指令更新市场运行边界条件。

（3）调度机构在实时开机组合基础上，调度机构采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（4）对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第三步至第四步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到实时电能量市场的出清结果。

15.3.2 实时市场出清模型

同日前市场出清模型。

15.3.3 特殊机组在实时市场中的出清机制

（一）必开机组/固定出力

在日前市场中指定为必开机组的发电机组，在实时市场中的相应时段同样视为必开机组。必开机组在实时市场中的出清机制与本细则 14.6.3 节一致。

（二）调试机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时市场中按照调试需求安排发电，

出清机制与日前市场出清机制一致。

（2）试验（调试）的在运机组

在日前市场中申报运行日调试计划的在运发电机组，在实时市场中同样视为调试机组，在实时市场中的出清机制与日前市场出清机制一致。

（三）最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时市场中的出清机制与日前市场出清机制一致。

（四）处于开/停机过程中的机组

处于开/停机过程中的机组在实时市场中的出清机制原则上与日前市场出清机制一致。

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最低技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最低技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其市场报价参与实时市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最低技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（五）发生故障而要求调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组申报固定出力值，经调度机构确认后，相应时段内该台机组不参与市场定价，作为实时市场价格接受者，接受日前市场与实时市场偏差结算。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组报价参与实时市场优化出清。

（六）临时新增开机机组

临时新增开机机组包括：

（1）在日前市场出清结果中未被列入机组开机组合，但在日前调度计划或实时运行调整环节中被安排开机的机组。

（2）临时新增必开机组/固定出力计划，调度机构可以在特殊情况（按照本细则 15.4.2 节规定）下新增必开机组、设定固定出力计划，该类型机组出清方式与本细则 15.3.3 节一致。

（七）临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前市场出清结果中被列入机组开机组合，但在日前调度计划或实时运行调整环节被安排新增停机的机组。

原则上，在日前市场中已经出清列入机组组合的机组，不在日前调度计划或实时运行调整环节中安排停机。若由于不可抗力因素，出于电网安全需要，安排已出清机组停机的，分以下两种

情况处理：

（1）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前市场出清结果中被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或日内滚动预调度环节安排停机。机组相应的电能量偏差按照实时市场与日前市场的偏差结算原则进行处理。

（2）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或日内滚动预调度环节安排停机。若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组执行停机指令，并按照启动费用申报价格获得成本补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台同意机组点火的时间为准（燃气机组以调度发令开机的时间为准）。相应的电能量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理。

15.4 实时市场管理

15.4.1 实时市场出清结果发布

（1）电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时市场价格以 15 分钟时段为单位计算发布；

（2）实时运行中每小时发布实时市场的临时结果；

（3）运行日后一天（D+1）17:00 之前发布运行日（D）实

时市场的正式结果。信息发布的具体要求按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》相关规定执行。

15.4.2 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压、备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，调度机构应按照安全第一的原则处理，具体措施应符合《上海电力市场管理实施细则（系统运行）》《上海电力市场管理实施细则（风险防控）》等规则要求。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

- （1）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （2）系统频率或电压超过规定范围时；
- （3）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （4）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （5）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （6）极端天气变化可能对电网安全造成影响时；

（7）为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；

（8）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

- （1）改变机组的发电计划；
- （2）让发电机组投入或者退出运行；
- （3）调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；
- （4）调用市场化可中断负荷；
- （5）安排有序用电；
- （6）暂停实时电能量市场交易；
- （7）电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处理，严重情况可建议政府主管部门对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

15.5 现货电能量市场中用户侧允许申报偏差外收益处理机制

现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

15.6 现货电能量市场中发电机组运行补偿费用处理机制

当发电机组生产运行所产生的成本费用（或发电机组电能量报价曲线对应的报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差计算发电机组运行补偿费用。

16 备用交易

16.1 基本原则

备用是指为了保证电力系统可靠供电，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

备用采用与电能量联合出清的交易模式，电力调度机构根据系统运行需要，确定各类备用需求量，各主体根据出清得到的备用计划提供备用。

备用交易根据华东能源监管局要求按如下规定执行：未参与现货市场的机组及现货市场停运期间，仍按照华东区域“两个细

则”相关规定执行。备用交易成交结果纳入华东区域“两个细则”执行。

16.2 交易要求

16.2.1 技术要求

在电力系统发生突发情况时(包括发电单元故障或负荷预测偏差等), 调度机构调用发电单元的备用容量, 确保系统安全稳定运行。提供备用的单元应满足以下要求:

- (1) 发电单元必须在其提供备用的所有时段内都可响应调度指令。
- (2) 提供备用的发电单元必须能在规定的时间内作出响应。发电单元的物理参数决定了发电单元的备用能力。
- (3) 负荷单元必须通过调度机构的测试才有资格提供备用。

16.2.2 备用性能

为保证电网安全运行和可靠供电, 平衡电网负荷偏差、机组跳闸、直流闭锁、电网事故等未来不确定事件引起的电网功率缺额, 电力调度部门需要安排机组预留容量, 以保证电力系统的运行安全。

备用交易中的备用为一级备用: 一级备用是指可在(10)分钟内响应的备用, 由计划在线发电单元提供。

调度机构对一级备用进行调用时, 每个备用单元的一级备用响应值等于调用开始时该单元出力与调用开始后 10 分钟该单元

出力之间的差值。考虑到微小波动以及信号传输延迟，将调用开始时备用单元出力定义为调用开始前 1 分钟到调用开始后 1 分钟之间该备用单元的出力最小值。同理，将调用开始后一级备用单元出力定义为调用开始后 9 到 11 分钟之间该备用单元的出力最大值。

16.3 备用市场组织实施

16.3.1 交易模式

一级备用采用与电能量联合出清的交易模式。

调度机构负责明确上海电力系统满足可靠性标准所需的各类备用容量的计算方法，在竞价日（D-1）上午 8:45 前提出运行日（D）各类备用容量需求。调度机构根据一级备用容量需求，将一级备用与电能量市场进行联合优化出清，优化形成中标一级备用容量。

16.3.2 备用容量需求

一级备用指电网实时运行过程中，为应对负荷波动、单台大机组跳闸、单一电网元件故障导致的多台大机组失去，以及单一直流双极闭锁冲击，由电力调度部门安排的 10 分钟内能够全部调出、不受电网稳定限额约束且能至少持续 1 小时的预留发电容量。

16.3.3 交易流程

备用市场具体交易流程如下：

（1）竞价日前一天（D-2）17:00 至竞价日（D-1）上午 8:45 期间，电力调度机构发布备用市场信息，包括但不限于：可参与备用市场的备用提供者；运行日（D）24 小时各时段一级备用容量需求值（MW）；备用市场其他要求等。

（2）对机组电能量供应和一级备用进行联合优化，得到日前一级备用市场预出清结果。

（3）实时运行中，调度机构根据系统实际运行情况将机组电能量供应和一级备用进行联合优化，得到一级备用市场的正式出清结果。

16.3.4 市场申报

（一）备用报价

在备用市场仅考虑一级备用需求的情况下，由于在线状态下的调度发电单元都能够提供 10 分钟备用，因此无需提交备用报价。

（二）机组备用容量

机组可提供的最大一级备用容量=可用爬坡率×10 分钟

机组的可用爬坡率为该机组的默认爬坡率扣除其用于其他功能的爬坡率后的剩余爬坡率。

16.3.5 市场出清

（一）日前出清程序

在一级备用与电能量联合优化时，综合考虑电能量及备用成本最小，利用 SCED 程序计算确定提供一级备用的在线机组。

具体出清组织步骤如下：

（1）确定备用市场日内交易时段的一级备用需求，调度机构可依据市场运行情况及实际电网备用需要，按需调整系统备用需求。

（2）对机组电能量和一级备用进行联合优化。联合出清后，得到运行日的机组一级备用预出清计划。

（二）日内出清程序

（1）在日内滚动发电计划的基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序对机组电能量供应和一级备用进行联合优化，得到日内机组的正式一级备用计划和一级备用出清价格。

（2）将备用市场与电能量市场的出清结果统一进行安全校核，安全校核采用的方法与 14.6.4 节一致。

16.3.6 备用市场补偿

提供一级备用的在线机组，中标备用容量按照一级备用市场出清价格进行结算。

16.4 备用执行偏差考核

如果在调用备用时，某备用单元未能按其中标的容量提供备用，机组需要根据其执行偏差，返回备用收入，具体考核内容包括：

（1）在系统调用备用的时段内，市场主体备用收益应根据其实际响应值进行计算；

（2）市场主体应按比例退还在事故发生前一定时间内的备用收入。

17 市场力检测与缓解

为避免具有市场力的发电机组滥用市场力，操纵市场价格，市场运营机构负责在市场事前、事后阶段分别对发电机组报价行为及其价格影响进行市场力检测。在市场出清完成后，开展市场力评估分析，计算市场力评估指标，并向市场发布。

17.1 事前市场力检测及缓解

对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格或历史报价水平，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格或是发电机组电能量报价与历史报价水平的比值在一定阈值范围内时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试。

发电机组未通过行为测试时，将发电机组电能量报价更改为

符合要求的替换价格后参与市场出清，替换价格参照行为测试参考价格和发电机组历史报价水平设置。

行为测试参考价格、阈值等作为市场参数管理，分不同类型机组设置。

17.2 事后市场力检测及缓解

开展电厂超额收益测算与回收。按月度或季度计算各电厂的综合收益，并与其合理收益相比较计算其超额收益，根据单寡头测试法、剩余供应商指数法等方法统计机组行使市场力的时段占比，按比例回收其超额收益，并返还市场用户分享。

17.3 市场力分析评估

在现货市场出清完成后，开展市场报价、市场集中度等方面的评估分析，并向市场发布。

市场报价评估分析包括但不限于：

- （1）机组申报容量率、容量持留率。
- （2）低价申报率、高价申报率。
- （3）平均报价加成指数、平均报价。
- （4）根据容量、价格区间统计分析报价分布情况。

市场集中度评估分析包括但不限于：

- （1）HHI 指数（赫芬达尔—赫希曼指数）。
- （2）TOP-m 指数。
- （3）RSI 指数（剩余供应率）。

(4) MRR 指数（必须运行率）。

(5) 三寡头测试分析。

18 结算原则

18.1 基本原则

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。

(一) 发电侧

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。

(二) 用户侧

用户侧同一计量点原则上安装一套符合技术要求的电能计量设备（含电能表、互感器等），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。用户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。

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。

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。

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。

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。

18.2 结算周期

上海电力现货市场采用“日清月结”的结算模式，电量电费计算周期为日，原则上以15分钟为基本计算时段，出具日清分预结算结果，以月度为周期发布预结算依据，经市场主体确认后形成正式结算依据，开展电费结算；市场运行产生的各项市场运行费用，按照每项费用的分配（分摊）周期按日或按月进行计算，以月度为周期发布预结算依据，经市场主体确认后形成正式结算依据，开展相应费用结算。

18.3 结算模式

（一）日前市场根据日前市场出清价格进行全电量结算。

（二）实时市场根据实际上网电量（或实际用网电量），与日前市场的出清电量的差值进行偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

（三）中长期合约根据合约电量进行差价结算，差价为合同约定价格和日前市场价格的差值。中长期合约阻塞电费承担方由规则或合同约定。

18.4 结算电价

（一）市场化机组结算电价为机组所在物理节点的节点电价，外来电结算电价为接入物理节点的节点电价加权平均值减去过网费后得到的价格。

（二）用户侧以发电机组所在节点的节点电价进行加权平均，形成统一结算点电价进行结算。

（三）发、用电侧每15分钟形成节点电价。

（四）售电公司及其代理用户的结算电价按照签订的合约确定。

19 结算流程

19.1 结算数据准备

电网企业、电力调度机构、发电企业、售电公司及电力用户

需在指定日期前，提供相关信息和结算数据。

中长期交易结算在日前市场开市前进行分解上报。具体包括：年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量，分时电量以15分钟为时间间隔。

运行日提前1日（D-1日）完成日前市场出清，获取运行日（D日）的日前市场交易结果；运行日（D日）完成实时市场出清，获取当日实时市场交易结果。具体包括：发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格，用户侧的统一结算点价格；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；启停、空载及运行偏差数据等。

交易系统在获取运行日（D日）的日前市场及实时市场出清数据后，按照相应的规则计算形成日前市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。

运行日后第4天（D+4日），电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D日）的机组、市场用户每15分钟电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

若存在分时计量数据缺失或异常情况，由电网企业依据规则提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则滚动迭代，纳入年度交易方案。

若市场主体暂不具备96点的分时计量条件，在交易和结算时可采用等值插入等方法进行数值拆分，以符合统一的时间颗粒度要求。

19.2 日清分

运行日后第5天（D+5日），交易系统计算运行日（D日）的结算电费；运行日后第6天（D+6日），经审核后发布日清分预结算结果。具体包括：各市场主体当日每15分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

市场主体在日清分预结算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在月度结算正式结算结果发布前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

交易机构根据各方处理意见，对当月需调整的日清分预结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分预结算结果。

19.3 月结算

月结算应按照市场结算体系下发用双方收支平衡的原则，建立校验机制；如经校验发用双方收支不平衡，按照责权利一致的原则，通过纳入市场运行规则相关偏差费用等方式分摊或返还。

交易机构每月7日根据上月日清分结果及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算预结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费、分摊、返还等费用明细。

市场主体在月结算预结算结果发布后，对结算数据进行确认，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

交易机构于意见反馈及相应处理完成后形成上月月度结算

正式结算结果，发布至市场主体和电网企业，并出具结算依据。

电网企业收到交易机构结算依据后，按本细则和合同约定开展电费结算。

20 用户侧结算

20.1 保障用户结算

保障用户的电费支出按照目录电价结算。计算公式如下：

$$C_{\text{支出, 保障}} = C_{\text{目录}}$$

其中：

$C_{\text{支出, 保障}}$ 为保障用户的电费支出；

$C_{\text{目录}}$ 为目录电价下的用户电费。

20.2 电网代理购电用户结算

电网代理购电用户在进行交易时，总体的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、电力保障综合费用等。计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{应付, 电网代购}} &= C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{容量和度电补贴}} \\ &+ C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{电力保障综合}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{附加}} \end{aligned}$$

其中：

$C_{\text{应付, 电网代购}}$ 为电网企业代理用户电费支出；

$C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费；

$C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；

$C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的
分摊或返还费用；

$C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用。

$C_{\text{电力保障综合}}$ 为电力保障综合费用。

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构
成；

$C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

20.2.1 日前市场结算

电网企业代理用户按照其日前市场分时出清电量与日前市场统一结算点电价计算日前市场电费。计算公式如下。

$$C_{\text{日前}} = \sum_t (Q_{\text{日前}, t} \times P_{\text{日前统一}, t})$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为电网企业代购电的日前市场电费；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为电网企业代购电t时段的出清电量；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

20.2.2 实时市场偏差结算

电网企业代购电按照用户分时分网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算实时市场偏差电费。计算公式如下。

$$C_{\text{实时}} = \sum_t [(q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时统一}, t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为电网企业代理用户的实时市场偏差电费；

$q_{\text{实时}, t}$ 为电网企业代理用户t时段的用网电量；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为电网企业代理用户t时段的日前出清电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为实时市场t时段统一结算点电价。

20.2.3 中长期合约差价结算

电网企业代理用户按照其净合约分时电量、合约分时价格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum_t \left[Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前统一}, t}) \right]$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业代购电的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

20.2.4 代购用户实际结算

按照国家相关政策文件，电网企业代理购电用户与其他用户平等参与现货交易，公平承担责任义务，作为价格接受者参与现货市场出清。

电网企业代理购电用户实际结算费用由代理购电价格（含平均上网电价、电力保障综合费用等，下同）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加等组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电

费)、代理工商业用户购电量等确定,电力保障综合费用由政府价格主管部门确定。代理购电产生的偏差电量按照现货市场价格结算。

20.3 直购用户结算

直购用户的电费支出包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、偏差收益转移费用、容量和度电补贴费用、市场平衡费用、电力保障综合费用、输配电费(含线损)、政府基金及附加。其中,直购用户参与省间现货日前市场、日前华东备用市场、华东调峰市场交易的结果需叠加至中长期合约进行差价结算,参与省间现货日内市场、日内华东备用市场的结果需叠加至日前出清结果,再进行实时市场的偏差结算。计算公式如下:

$$\begin{aligned}
 C_{\text{支出, 直购}} &= C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{偏差收益}} \\
 &\quad + C_{\text{容量和度电补贴}} + C_{\text{市场平衡}} + C_{\text{电力保障综合}} + C_{\text{输配}} \\
 &\quad + C_{\text{附加}}
 \end{aligned}$$

其中:

$C_{\text{支出, 直购}}$ 为直购用户电费支出;

$C_{\text{日前}}$ 为日前市场电费;

$C_{\text{实时}}$ 为实时市场偏差电费;

$C_{\text{中长期合约}}$ 为中长期合约差价电费；

$C_{\text{偏差收益}}$ 为偏差收益转移费用；

$C_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用的分摊或返还费用；

$C_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用；

$C_{\text{电力保障综合}}$ 为电力保障综合费用；

$C_{\text{输配}}$ 为输配电费，由电度输配电价、容（需）量用电价格构成；

$C_{\text{附加}}$ 为政府基金及附加费用。

20.3.1 日前市场结算

直购用户按照其日前市场分时出清电量与日前市场统一结算点电价计算日前市场电费。计算公式如下。

$$C_{\text{日前}} = \sum_t (Q_{\text{日前}, t} \times P_{\text{日前统一}, t})$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为直购用户的前日市场电费；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为直购用户 t 时段的出清电量；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

20.3.2 实时市场偏差结算

直购用户按照用户分时段用网电量与日前市场出清的分时段电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算实时市场偏差电费。计算公式如下。

$$C_{\text{实时}} = \sum_t [(Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时统一}, t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为直购用户的实时市场偏差电费；

$Q_{\text{实时}, t}$ 为直购用户 t 时段的用网电量；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为直购用户 t 时段的日前出清电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

20.3.3 中长期合约差价结算

直购用户按照其净合约分时段电量、合约分时段价格与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum_t [Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前统一}, t})]$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为直购用户的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价。

20.3.4 偏差收益转移结算

对于直购用户实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，即用户偏差收益转移电费，以月度为单位，按用网电量比例返还给全体直购用户。允许偏差比例为 λ_0 （由市场管理委员会按照市场成熟度确定，并随着市场发育程度适时调整）。计算公式如下。

当 $Q_{\text{日前}, t} > Q_{\text{实时}, t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一}, t} > P_{\text{日前统一}, t}$ 时： $C_{\text{偏差收益}} = \sum_t \left[Q_{\text{日前}, t} - Q_{\text{实时}, t} \times (1 + \lambda_0) \right] \times (P_{\text{实时统一}, t} - P_{\text{日前统一}, t})$ ；

当 $Q_{\text{日前}, t} < Q_{\text{实时}, t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一}, t} < P_{\text{日前统一}, t}$ 时： $C_{\text{偏差收益}} = \sum_t \left[Q_{\text{实时}, t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{日前}, t} \right] \times (P_{\text{日前统一}, t} - P_{\text{实时统一}, t})$ ；

$P_{\text{实时统一}, t}$);

其中:

$C_{\text{偏差收益}}$ 为实时市场偏差收益;

$Q_{\text{日前}, t}$ 为t时段的日前出清电量;

$Q_{\text{实时}, t}$ 为t时段的实施用网电量;

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为实时市场t时段统一结算点电价;

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场t时段统一结算点电价;

λ_0 为允许的偏差比例。

21 发电侧结算

发电机组的电费收入包含日前市场电费、实时市场偏差电费、中长期合约差价电费、中长期合约阻塞费用、运行偏差考核费用、容量和度电补贴费用、市场平衡费用等。其中，发电机组参与省间现货日前市场、日前华东备用市场、华东调峰市场交易的结果需叠加至中长期合约进行差价结算，参与省间现货日内市场、日内华东备用市场的结果需叠加至日前出清结果，再进行实时市场的偏差结算。计算公式如下。

$$R = R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{容量和度电补贴}} \\ + R_{\text{市场平衡}}$$

其中：

R 为发电机组的电费收入；

$R_{\text{日前}}$ 为发电机组日前市场电费；

$R_{\text{实时}}$ 为发电机组实时市场偏差电费；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电机组中长期合约差价电费；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用；

$R_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用。

21.1 日前市场结算

机组按照其日前市场分时出清电量与机组所在节点的日前市场节点电价计算日前市场电费。计算公式如下。

$$R_{\text{日前}} = \sum_t (Q_{\text{日前}, t} \times P_{\text{日前}, t})$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为机组的日前市场电费；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为机组t时段的出清电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为机组所在节点日前市场t时段的节点电价。

21.2 实时市场偏差结算

机组根据分时上网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以及机组所在节点的实时市场节点电价计算实时市场偏差电费。计算公式如下。

$$R_{\text{实时}} = \sum_t [(Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时}, t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为机组的实时市场偏差电费；

$Q_{\text{实时}, t}$ 为机组t时段的上网电量；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为机组t时段的日前出清电量；

$P_{\text{实时}, t}$ 为机组所在节点实时市场t时段的节点电价。

21.3 中长期合约差价结算

机组按照其净合约分时电量、合约分时价格与日前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum_t [Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前}, t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约t时段合约电价；

$P_{\text{日前}, t}$ 为机组所在节点日前市场t时段的节点电价。

21.4 中长期合约阻塞费用结算

发电侧中长期合约阻塞电费按照机组中长期分时净合约电量，以及机组日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum_t Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{日前}, t} - P_{\text{日前统一}, t})$$

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到t时段的电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为机组所在节点日前市场t时段电价；

$P_{\text{日前统一}, t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

在市场初期，各机组的中长期合约阻塞费用不进行实际结算，分别单独计算后统筹处理，暂按照市场化上网电量或落地电量比例向所有发电企业进行分摊或返还（统筹总费用为正表示分摊、为负表示返还）。

22 虚拟发电商结算

虚拟发电商需要承担对应电源的电量成本，收益来自与上海用户或售电公司进行的中长期交易及现货市场的售电收入。虚拟发电商每一结算周期需要和电网企业结算上述收入与成本之差。计算公式如下。

$$R_{\text{虚拟发电商}} = R_{\text{售电收入}} - C_{\text{电量成本}}$$

其中：

$R_{\text{虚拟发电商}}$ 为虚拟发电商应得的总利润；

$C_{\text{电量成本}}$ 为虚拟发电商应承担的电量成本；

$R_{\text{售电收入}}$ 为虚拟发电商在电力市场的售电收入。

22.1 虚拟发电商电量成本结算

虚拟发电商按照对应的电源的实际落地电量与省间交易结算价格计算电量成本。计算公式如下。

$$C_{\text{电量成本}} = \sum_t (Q_{\text{实际落地}, t} \times P_{\text{省间}})$$

其中：

$C_{\text{电量成本}}$ 为虚拟发电商应承担的电量成本；

$Q_{\text{实际落地}, t}$ 为 t 时段内虚拟发电商对应电源的实际落地电量；

$P_{\text{省间}}$ 为 t 时段内虚拟发电商对应电源的省间交易结算价格。

22.2 虚拟发电商售电收入结算

虚拟发电商的售电收入由日前市场电费和中长期合约差价电费等组成。计算公式如下。

$$R_{\text{售电收入}} = R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} \\ + R_{\text{容量和度电补贴}} + R_{\text{市场平衡}}$$

其中：

$R_{\text{售电收入}}$ 为虚拟发电商在电力市场的售电收入；

$R_{\text{日前}}$ 为虚拟发电商日前市场电费；

$R_{\text{实时}}$ 为虚拟发电商实时市场偏差电费；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为虚拟发电商中长期合约差价电费；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴或扣减费用；

$R_{\text{市场平衡}}$ 为市场平衡费用等分摊或返还费用。

22.2.1 日前市场结算

虚拟发电商按照其对应电源的调度指令电量（部分市场化的情况下按市场化比例计算电量，下同）与对应电源的落地节点的日前市场节点电价计算日前市场电费。计算公式如下。

$$R_{\text{日前}} = \sum_t (Q_{\text{日前}, t} \times P_{\text{日前}, t})$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为虚拟发电商的日前市场电费；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为虚拟发电商t时段的调度指令电量；

$P_{\text{日前}, t}$ 为虚拟发电商对应电源的落地节点日前市场t时段的节点电价。

22.2.2 实时市场偏差结算

虚拟发电商根据分时落地电量（部分市场化的情况下按市场化比例计算电量，下同）与分时调度指令电量之间的差额，以及

对应电源的落地节点的实时市场节点电价计算实时市场偏差电费。计算公式如下。

$$R_{\text{实时}} = \sum_t [(Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时}, t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为虚拟发电商的实时市场偏差电费；

$Q_{\text{实时}, t}$ 为虚拟发电商对应电源t时段的落地电量；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为虚拟发电商对应电源t时段的调度指令电量；

$P_{\text{实时}, t}$ 为虚拟发电商对应电源的落地节点实时市场t时段的节点电价。

22.2.3 中长期合约差价结算

虚拟发电商按照其净合约分时电量、合约分时价格与虚拟发电商对应电源的落地节点日前市场节点电价之差，计算中长期合约差价电费。计算公式如下。

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum_t [Q_{\text{中长期合约}, t} \times (P_{\text{中长期合约}, t} - P_{\text{日前}, t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为虚拟发电商的中长期合约差价电费；

$Q_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约分解到 t 时段的电量；

$P_{\text{中长期合约}, t}$ 为中长期合约 t 时段合约电价；

$P_{\text{日前}, t}$ 为虚拟发电商对应电源的落地节点日前市场 t 时段的节点电价。

23 容量和度电补贴费用结算

容量和度电补贴费用分为容量补贴费用、度电补贴（或扣减）费用等，其中容量补贴费用通过容量市场形成价格。计算公式如下。

$$R_{\text{容量和度电补贴}} = R_{\text{容量补贴}} + R_{\text{度电补贴或扣减}}$$

其中：

$R_{\text{容量和度电补贴}}$ 为容量补贴费用以及度电补贴（或扣减）费用；

$R_{\text{容量补贴}}$ 为在容量市场中中标机组所得机组容量补贴费用；

$R_{\text{度电补贴或扣减}}$ 为机组度电补贴（或扣减）价格产生的费用等。

23.1 容量补贴费用

在容量市场中中标的机组，根据其中标容量和市场出清价格计算容量补贴，计算公式如下。

$$R_{\text{容量补贴}} = Q_{\text{容量}} \times P_{\text{容量}} - R_{\text{扣除}} + R_{\text{返还}}$$

其中：

$R_{\text{容量补贴}}$ 为在容量市场中中标机组所得容量补贴费用；

$Q_{\text{容量}}$ 为机组中标容量；

$P_{\text{容量}}$ 为容量市场出清价格。

$R_{\text{扣除}}$ 为获得容量电费的机组依据容量市场规则扣除的相关收入。

$R_{\text{返还}}$ 为获得容量电费的机组依据容量市场规则返还的相关费用。

23.2 度电补贴费用

机组根据其各电量阶梯内上网电量和度电补贴（或扣减）价格计算度电补贴（或扣减）费用，计算公式如下。

$$R_{\text{度电补贴或扣减}} = \sum_e Q_{\text{发电}, e} \times P_{\text{度电}, e}$$

其中：

$R_{\text{度电补贴或扣减}}$ 为机组度电补贴（或扣减）价格产生的费用等；

$Q_{\text{发电}, e}$ 为各电量阶梯（若有）内机组的上网电量；

$P_{\text{度电}, e}$ 为根据机组类型和发电成本核定的各电量阶梯内的度电补贴（或扣减）价格，度电扣减价格为负值。

原则上，相关机组的度电补贴（或扣减）价格根据相关机组原政府批复电价与本市燃煤发电基准价的差值确定，具体度电补贴（或扣减）价格由政府主管部门另行规定。

23.3 容量和度电补贴费用分摊或返还方式

现货市场环境下，新建燃机的容量费用、度电补贴费用由所有市场用户承担。

24 市场平衡费用结算

24.1 双轨制不平衡费用

双轨制不平衡费用是指优先发电与保障用户等中长期和现货市场运行边界导致非市场化优先发电与保障用电的电力电价存在分时不匹配，以及非市场化优先发电与保障用电在日前、实时尺度的预测电力曲线的偏差等原因导致的不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{双轨制}} = R_{\text{双轨制 1}} + R_{\text{双轨制 2}} + R_{\text{偏差修正费用}}$$

$$R_{\text{双轨制 1}} = \sum_{i, t} (Q_{\text{非市场化优先发电}, i, t} \times P_{\text{非市场化优先发电}, i, t} - R_{\text{向非市场化优先发电应付}, i, t})$$

$$R_{\text{双轨制}2} = \sum_{i, t} (C_{\text{向保障用电应收}, i, t} - Q_{\text{保障用电}, i, t} \times P_{\text{保障用电}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{双轨制}}$ 为非市场化优先发电与保障用电双轨制导致的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{双轨制}1}$ 为非市场化优先发电双轨制导致的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{双轨制}2}$ 为保障用电双轨制导致的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{偏差修正费用}}$ 为相关省间计划送受电或交易合约、抽水蓄能机组容量分摊费用、中长期保障措施、电费退补或成分增减等结算变更以及其他可能原因造成的不平衡费用。

$Q_{\text{非市场化优先发电}, i, t}$ 为 t 时段非市场化优先发电 i 的实际上网电量；

$P_{\text{非市场化优先发电}, i, t}$ 为 t 时段非市场化优先发电 i 的政府授权合约电价;

$Q_{\text{保障用电}, i, t}$ 为 t 时段保障用电 i 的实际用网电量;

$P_{\text{保障用电}, i, t}$ 为 t 时段保障用电 i 的实际目录电价;

$R_{\text{向非市场化优先发电应付}, i, t}$ 为市场结算体系下 t 时段上海电网应向非市场化优先发电 i 支付的费用;

$C_{\text{向保障用电应收}, i, t}$ 为市场结算体系下 t 时段上海电网应向保障用电 i 收取的费用, 其中包含电网企业应收取的保障用电购销差价费用;

此类不平衡费用主要是非市场化优先发电与保障用电电力电价不匹配造成的。其中, $R_{\text{双轨制}_2}$ 和 $R_{\text{偏差修正费用}}$ 暂按照用网电量比例向所有市场用户进行分摊或返还; $R_{\text{双轨制}_1}$ 中, 对应保障用电部分的不平衡费用暂按照用网电量比例向所有市场用户进行分摊或返还, 对应除保障用电以外部分的不平衡费用暂按照用网电量比例向所有代购用户进行分摊或返还。

24.2 阻塞偏差费用

阻塞偏差费用是指实时市场结算环节，由于实时市场结算是计量电量与日前电量的偏差结算模式，用电侧定价是按照发电侧计量全量进行加权平均，由此负荷侧总费用与发电侧总费用之间不匹配，产生的不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{阻塞偏差}} = \sum_{i,t} Q_{\text{日前}, i, t} \times (P_{\text{实时}, i, t} - P_{\text{实时统一}, t})$$

其中：

$R_{\text{阻塞偏差}}$ 为阻塞偏差费用；

$Q_{\text{日前}, i, t}$ 为机组 i 在 t 时段的日前市场出清电量；

$P_{\text{实时}, i, t}$ 为机组 i 在 t 时段的实时市场出清价格；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段实时市场统一结算点价格。

此类不平衡费用是市场定价模式引起的，暂按照上网电量或落地电量比例向所有市场化发电企业进行分摊或返还。

24.3 机组成本补偿费用

24.3.1 发电机组运行成本费用计算

(1) 当机组核定成本价格为单值时的计算方式

在 t 时段，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行成本},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times C_{\text{核定成本},i}$$

其中：

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组*i*的核定成本价格（单值）。

（2）当机组核定成本为曲线时的计算方式

在*t*时段，发电机组*i*的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行成本},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电})} C_{\text{核定成本},i} dQ \times (1 - d_i)$$

$$Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电}) = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际}}(\text{发电})$ 表示发电机组*i*在*t*时段的发电量； d_i 表示发电机组*i*的厂用电率；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组*i*的核定成本曲线，核定成本曲线对应的机组出力范围为0至额定有功功率。

当发电机组*i*在*t*时段的上网电量计算结果大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的成本值等于额定有功功率对应的核定成本，并以此计算核定成本曲线的积分值。

24.3.2 发电机组报价费用计算

在*t*时段，发电机组*i*的报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{报价费用},i,t} = \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{报价曲线},i} dQ \times (1 - d_i)$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{1 - d_i}$$

其中：

$R_{\text{报价费用},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的报价费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的上网电量；

d_i 表示发电机组*i*的厂用电率；

$C_{\text{报价曲线},i}$ 表示发电机组*i*的报价曲线，报价曲线对应的机组

出力范围为最小稳定技术出力至额定有功功率。出力范围从0到最小稳定技术出力之间对应的报价数值等于发电机组的第一段报价。

当发电机组*i*在*t*时段的上网电量计算结果大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价数值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

24.3.3 发电机组启动费用计算

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。发电机组的实际并网时间在运行日内时，相应的启动费用纳入该运行日的运行补偿费用计算。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 > 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。

24.3.4 发电机组空载费用计算

发电机组*i*在*t*时段的空载费用按照下式计算：

$$R_{\text{空载},i,t} = R_{\text{核定空载费用},i} \times (T_t/T)$$

其中：

$R_{\text{空载},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的空载费用；

$R_{\text{核定空载费用},i}$ 表示发电机组*i*的核定空载费用；

T_t 为*t*时段内机组实际运行的时间长度，单位为分钟，当发电机组出现机组启停状态变化时，以机组并网或解列的时间计算时段内的实际运行时间长度；

T 为*t*时段总时间长度。

24.3.5 发电机组现货电能量市场收益计算

在*t*时段，发电机组*i*的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{\text{现货收益},i,t} = Q_{i,t,\text{日前}} \times LMP_{i,t,\text{日前}} + (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times LMP_{i,t,\text{实时}}$$

其中：

$R_{\text{现货收益},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 表示发电机组*i*在日前电能量市场中第*i*小时的中标电量；

$LMP_{i,t,\text{日前}}$ 表示*t*时段内机组*i*所在节点的日前电能量市场结算价格；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的实际上网电量；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 表示*t*时段内机组*i*所在节点的实时电能量市场结算价格；

24.3.6 发电机组运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以自然日为单位进行计算。其中，经政府主管部门同意，可考虑在由于机组自身原因导致机组产生运行偏差考核、燃料储备不足等情况下，对应时段的相关费用不纳入补偿费用计算中。具体计算步骤如下：

(1) 计算发电机组总运行成本费用

发电机组*i*的总运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{总运行成本},i} = \sum_{t \in N} R_{\text{运行成本},i,t} + \sum_{u=1}^U R_{\text{启动},i,u} + \sum_{t \in N} R_{\text{空载},i,t}$$

其中：

$R_{\text{总运行成本},i}$ 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的运行成本费用、启动费用以及空载费用之和；

N 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算时段的集合，需扣除不纳入计算范围的时段；

$R_{\text{运行成本},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的运行成本费用；

$R_{\text{启动},i,u}$ 表示发电机组*i*在运行日内第*u*次启动对应的启动费用， U 表示发电机组*i*在运行日内的总启动次数。在计算启动费用时，需扣除不纳入计算范围的情形；

$R_{\text{空载},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的空载费用。

市场初期，在运行补偿费用计算环节暂不考虑空载费用。

（2）计算发电机组总报价费用

发电机组*i*的总报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{报价},i} = \sum_{t \in N} R_{\text{报价费用},i,t} + \sum_{u=1}^U R_{\text{启动},i,u} + \sum_{t \in N} R_{\text{空载},i,t}$$

其中：

$R_{\text{报价},i}$ 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的报价费用、启动费用、空载费用之和；

N 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算时段的集合，需扣除不纳入计算范围的时段；

$R_{\text{报价费用},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的报价费用；

$R_{\text{启动},i,u}$ 表示发电机组*i*在运行日内第u次启动对应的启动费用， U 表示发电机组*i*在运行日内的总启动次数。在计算启动费用时，需扣除不纳入计算范围的情形；

$R_{\text{空载},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的空载费用。

市场初期，在运行补偿费用计算环节暂不考虑空载费用。

（3）计算发电机组现货电能量市场总收益

发电机组*i*的现货电能量市场总收益按照下式计算：

$$R_i = \sum_{t \in N} R_{\text{现货收益},i,t}$$

其中：

R_i 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算的时段中对应的现货电能量市场收益之和；

N 表示发电机组*i*在运行日内纳入运行补偿费用计算时段的集合；

$R_{\text{现货收益},i,t}$ 表示发电机组*i*在*t*时段的现货电能量市场收益。

（4）计算发电机组全天运行补偿费用

当 $R_{\text{总运行成本},i} \leq R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按照

下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{总运行成本},i} - R_i \right) \times m_i, 0 \right\}$$

当 $R_{\text{总运行成本},i} > R_{\text{报价},i}$ 时，发电机组全天运行补偿费用按照

下式计算：

$$R_{\text{运行补偿},i} = \max \left\{ \left(R_{\text{报价},i} - R_i \right) \times m_i, 0 \right\}$$

其中：

$R_{\text{运行补偿},i}$ 表示发电机组*i*在运行日内应获得的运行补偿费用。

m_i 表示发电机组*i*在运行日内的补偿系数。

$$m_i = \min \left\{ 1, \max \left\{ \left[1 - Q_{i,\text{保障收购}} / Q_{i,\text{实际}} \right], 0 \right\} \right\}$$

$Q_{i,\text{实际}}$ 表示发电机组*i*在运行日全体的实际上网电量。

24.3.7 补偿费用分摊方式

运行补偿费用是为保证发电机组支撑市场运行和电网安全所需的费用，暂由市场用户按照上网电量比例分摊。市场运行初期，考虑用户承受能力，设置度电分摊上限。

24.4 可再生能源消纳省间电能量交易费用

可再生能源消纳省间电能量交易指上海电网为维持电力系统电力电量平衡与外省电网开展省间购/售电交易，且年度购售电量和电价原则上相等。主要存在两种情况：一是上海电网向外省电网购入电量，二是上海电网向外省电网售出电量。

24.4.1 电量购入费用

上海电网在电量购入时以电力交易价格向外省电网购入电量，市场价格与交易价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{电量购入}} = \sum_{i, t} (Q_{\text{市外主体}, i, t} \times P_{\text{市外主体}, i, t} - R_{\text{向市外主体应付}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{电量购入}}$ 为上海电网在电量购入时造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$Q_{\text{市外主体}, i, t}$ 为t时段外省电网i送上海电网的实际落地电量；

$P_{\text{市外主体}, i, t}$ 为t时段外省电网i送上海电网的实际落地电价；

$R_{\text{向市外主体应付}, i, t}$ 为市场结算体系下t时段上海电网应向外省电网i支付的费用。

24.4.2 电量售出费用

上海电网在电量售出时以电力交易价格向外省电网售出电量，市场价格与交易价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{电量售出}} = \sum_{i, t} (R_{\text{向市外主体应收}, i, t} - Q_{\text{市外主体}, i, t} \times P_{\text{市外主体}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{电量售出}}$ 为上海电网在电量售出时造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{向省外主体应收, } i, t}$ 为市场结算体系下 t 时段上海电网应向外省电网 i 收取的费用；

$Q_{\text{省外主体, } i, t}$ 为 t 时段上海电网向省外电网 i 送电的实际外送电量；

$P_{\text{省外主体, } i, t}$ 为 t 时段上海电网向省外电网 i 送电的实际外送电价。

24.4.3 可再生能源消纳省间电能量交易费用分摊与返还方式

此类不平衡费用为上海电网为维持电力系统电力电量平衡开展可再生能源消纳省间电能量交易产生的不平衡费用，暂由所有市场用户和所有发电企业按照1:1比例进行分摊或返还，市场用户对应部分按照用网电量比例进行分摊或返还，发电企业对应部分按照上网电量或落地电量比例进行分摊或返还。

24.5 省间购/售电费用

省间购/售电指由于市场运营需要，上海电网相关市场主体

与市外市场主体以约定价格进行电能量交易，主要存在两种情况：一是上海电网相关市场主体向外省市购入电量，二是上海电网相关市场主体向外省市售出电量。

24.5.1 省间购电费用

上海电网相关市场主体向市外市场主体以约定价格进行省间购电，市场价格与约定价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{省间购电}} = \sum_{i, t} (Q_{\text{市外主体}, i, t} \times P_{\text{市外主体}, i, t} - R_{\text{向市外主体应付}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{省间购电}}$ 为上海电网相关市场主体进行省间购电造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$Q_{\text{市外主体}, i, t}$ 为t时段市外市场主体i送上海电网的实际落地电量；

$P_{\text{市外主体}, i, t}$ 为t时段市外市场主体i送上海电网的实际落地电价（包含相关市场主体补偿价格）；

$R_{\text{向市外主体应付}, i, t}$ 为市场结算体系下t时段上海电网应向市

外市场主体*i*支付的费用。

24.5.2 省间售电费用

上海电网相关市场主体向市外市场主体以约定价格进行省间售电（可包含计划送电），市场价格与约定价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{省间售电}} = \sum_{i, t} (R_{\text{向市外主体应收}, i, t} - Q_{\text{市外主体}, i, t} \times P_{\text{市外主体}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{省间售电}}$ 为上海电网相关市场主体进行省间售电（可包含计划送电）造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{向市外主体应收}, i, t}$ 为市场结算体系下*t*时段上海电网应向市外市场主体*i*收取的费用；

$Q_{\text{市外主体}, i, t}$ 为*t*时段上海电网向市外市场主体*i*送电的实际外送电量；

$P_{\text{市外主体}, i, t}$ 为*t*时段上海电网向市外市场主体*i*送电的实际外送电价。

24.5.3 省间购/售电费用分摊与返还方式

此类不平衡费用是上海电网相关市场主体与市外市场主体进行省间购/售电产生的不平衡费用，其中省间购电部分暂按照上网电量比例向所有市场用户进行分摊或返还；省间售电部分暂按照上网电量或落地电量比例向所有发电企业进行分摊或返还。

24.6 省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用

省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用是指为保障系统安全，市场运营机构参与省间辅助服务交易产生的成本，主要包括华东调峰市场交易和华东备用市场交易。

24.6.1 华东调峰市场交易

当上海电网购买调峰辅助服务，即在华东调峰市场售出部分电量时，市场价格与售出价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{华东调峰}} = \sum_{i, t} (R_{\text{向市外主体应收}, i, t} - Q_{\text{市外主体}, i, t} \times P_{\text{市外主体}, i, t})$$

其中：

$R_{\text{华东调峰}}$ 为上海电网在华东调峰市场购买调峰辅助服务造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还；

$R_{\text{向市外主体应收, } i, t}$ 为市场结算体系下 t 时段上海电网应向市外市场主体 i 收取的费用;

$Q_{\text{市外主体, } i, t}$ 为 t 时段上海电网向市外市场主体 i 送电的实际外送电量;

$P_{\text{市外主体, } i, t}$ 为 t 时段上海电网向市外市场主体 i 送电的实际外送电价。

24.6.2 华东备用市场交易

当上海电网购买备用，即在华东备用市场购入部分电量时，市场价格与购入价格不匹配产生不平衡费用。计算公式如下。

$$R_{\text{华东备用}} = \sum_{i, t} (Q_{\text{市外主体, } i, t} \times P_{\text{市外主体, } i, t} - R_{\text{向市外主体应付, } i, t})$$

其中:

$R_{\text{华东备用}}$ 为上海电网在华东备用市场购买备用造成的不平衡费用，费用为正表示分摊、为负表示返还;

$Q_{\text{市外主体, } i, t}$ 为 t 时段市外市场主体 i 送上海电网的实际落地

电量；

$P_{\text{市外主体}, i, t}$ 为t时段市外市场主体i送上海电网的实际落地

电价；

$R_{\text{向市外主体应付}, i, t}$ 为市场结算体系下t时段上海电网应向市外市场主体i支付的费用。

24.6.3 省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用分摊方式

省间辅助服务与上海现货市场耦合偏差结算费用暂由所有市场用户和所有发电企业按照1:1比例分摊，市场用户对应部分按照用网电量比例分摊，发电企业对应部分按照上网电量或落地电量比例分摊。

25 退补管理

由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。

月度结算前发生的当月可追溯到日的电量差错或政策调整退补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月

结算依据，无法并入当月结算的并入次月结算。

对于实时电量月度累计值与月度抄表电量的偏差量及跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

（1）因计量倍率、拟合规则等原因造成的日清累计电量与实际月度抄见电量不一致的，电网企业按实际月度抄见电量结算。超差电量原则上应通过月度最后一个日清日电量进行平衡，因最后一个日清日电量较少或无电量导致无法平衡的，超差部分按照结算周期内加权平均电价进行偏差结算。

（2）用户电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对相关用户按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行退补结算，差错月份电量按照相关规定还原。

（3）发电侧电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对差错机组按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行差错电量退补结算。

用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后3个工作日内发起退补工单，电力交易机构应按照规定开展退补结算。

因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

上述联动金额调整计算，原则上每半年开展一次集中计算和分摊。对结算影响较大的退补调整，由交易机构及时组织退补。

26 电费收付

26.1 收付管理

市场交易电费由交易机构出具结算依据，用户电费由电网企业收取；售电公司电费由电网企业收取/支付；发电企业上网电费由电网企业支付。

26.2 收付流程

电力交易机构根据市场交易出清结果、发电和用电实际情况开展日清分和月结算工作。电力交易机构发布日清分确认单后，市场主体应进行核对确认，如有异议应在3个自然日内通知电力交易机构，逾期视作无异议。电力交易机构出具月度结算凭据，用户侧结算凭据不含输配电价、基金附加。市场主体收讫每月结算凭据后，应进行核对确认，如有异议应在3个自然日内通知电力交易机构，逾期视作无异议。电网企业根据电力交易机构出具的结算凭据，经复核确认无误后，向发电企业支付上网电费并结算其他相关费用，对电力用户累加输配电价、基金附加、基本电费、功率因数调整电费等费项后（必要时进行税率折算），形成最终的用户电费账单，向用户收取用电费用和其他相关费用。

26.3 欠费管理

如果市场主体未全额或未支付月度电费，由电网企业将欠费信息反馈给交易机构。交易机构将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

27 其他结算事项

27.1 市场中止与管制

发生市场中止时，采用如下的处理措施：

（一）日前市场中止时，电力调度机构以电网安全为原则编制日前发电计划，当天不开展日前市场出清，以实际执行的结果以及实时市场价格作为日前市场的结算依据。

（二）实时市场中止时，在市场中止期间所对应的结算时段，参考实际执行的结果和近期的实时市场价格作为实时市场的结算依据。

（三）辅助服务市场中止时，电力调度机构按系统需要原则调用辅助服务，参考实际执行结果和近期的辅助服务市场价格作为辅助服务市场结算依据。

市场长时间中止时，按照政府主管部门及能源监管机构指定方式进行结算。

其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，有明确责任主体的，由责任主体承担，无法确定责任主体的，纳入电力市场本月或后续若干月的市场平衡费用，由市场主体共同承担。

27.2 代理关系生效期

代理关系自售电公司与电力用户完成零售服务绑定后建立，在零售服务合同生效前各月以原代理关系参与交易及结算。对于电网企业代理购电用户，按照国家相关政策执行。

零售服务代理关系提前终止时，电力用户当月可按原代理关系正常交易及结算。

27.3 交易停牌

发电企业停牌期间，根据已签订但尚未履行完毕的合同开展市场结算。

参与直购交易的电力大用户停牌期间，不得与售电公司建立代理关系，根据已签订但尚未履行完毕的合同开展市场结算，除此之外的用网电量按市场实时价格结算。

27.4 市场退出

售电公司、电力用户退出当月仍根据原中长期交易合同结算。

已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，用电价格根据电网企业代理购电价格的1.5倍执行。

被强制退出市场的市场主体，除妥善处理已签订合约外，还需要提供保障，以支付差错追补费用。

其他关于市场退出的未明确事项等，按照政府主管部门相关准入退出管理办法或实施细则等执行。

27.5 其他营销事项

27.5.1 违章用电

用户窃电或违章用电，相关电量不纳入市场结算范畴，由电

网企业按照有关规定开展电费结算。

27.5.2 计量故障

用户计量设备故障(含电能计量设备缺少或不满足计量准确度要求的)且不配合修复、整改影响到用电秩序的,在电网企业发出故障通知书的规定期限(3日)后,其用电量及后续退补电量均不纳入市场化退补结算范畴,由电网企业按照拟合电量、电网企业代理购电价格的1.5倍开展电费结算。

27.5.3 用户过户

对于市场化交易用户之间的过户,原则上用户间电量以日为最小间隔单位,从双方签字盖章,重新签订供用电合同,完成过户流程后的次日0:00起,计量电量并入过户后的新用户开展结算。此前已成交的合同仍按照原用户开展结算,原用户剩余合同需提前联系交易中心进行处理。

27.5.4 变损电量

对于“高供低计”的市场用户,其变损电量以月度为计算周期,按照当月最后一个用电日各时段电量比例,叠加计入最后一天各时段用电量中,纳入当日市场化电费结算。

27.5.5 分表及定比定量电量

主表具备现货分时计量条件,分表不具备现货分时计量条件的,视分表对应用电负荷情况,决定分表分时电量比例拟合计算

规则；存在主分表的市场化用户，电网企业换装计量装置时应同时换装。

市场化用户存在定量或定比的，其定量或定比视其对应的用电负荷情况，决定分摊电量拟合计算规则。

27.5.6 功率因数调整电费

用户以月度为周期计算相应的功率因数调整电费，按相关规定执行。

27.5.7 基本电费

执行两部制电价政策用户，以月度为周期计算相应的基本电费，按相关规定执行。

27.5.8 其他电费

如国家阶段性降费等其他相关政策性退补费电费，由电网企业按照相关政策要求，以月度为周期计算具体费用，按相关规定执行

28 信息披露

28.1 市场信息分类

按照信息公开范围，电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场成员披露的信息；私有

信息是指向特定的市场主体披露的信息；依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

28.2 信息披露原则和分工

信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息，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、发电机组检修计划、电网检修计划等。

28.3 信息披露内容与管理

在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台及网站进行披露。电力交易机构负责管理和维护电力交易平台及网站，并为其他市场成员通过电力交易平台及网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力交易平台及网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

信息披露的其他具体事项按照《上海电力市场管理实施细则（信息披露）》规定执行。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。

29 市场应急

29.1 特殊情况处理机制

29.1.1 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

29.1.2 自然灾害影响期处理机制

台风、冰灾、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活 and 重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。雨雪冰冻灾害风险生效期间，电力调度机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

29.1.3 特殊管控要求处理机制

为落实政府部门的特殊管控要求（如能源消费总量控制、减排总量控制、能源供应安全控制等），部分时期存在需要对特定电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束，管控期

内该区域机组在现货电能量市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货电能量市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化；若管控要求体现为机组开机数量要求，则管控期内该类机组在现货电能量市场出清时需同时满足开机数量约束；必要时经政府部门同意后有关电厂在管控期内也可退出市场。机组由于特殊管控要求新增的开机、出力（即根据原报价无法中标的部分），不参与市场定价，作为市场价格接受者。

29.1.4 价格异常阶段处理机制

当发生现货市场出清价格长时间处于不正常状态等价格异常情况时，市场运营机构可经政府主管部门批准，采取价格管制的方式来干预现货电能量市场交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。

29.1.5 系统出清异常处理机制

当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

29.1.6 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制

在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，优先按照需求侧响应规则，调用市场化需求侧响应资源。

若预计调用市场化需求侧响应资源可满足电力供应需求，则根据需求侧响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

若市场化需求侧响应后，电力供应仍不满足需求，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，根据相关规定启动有序用电方案。

市场化需求侧响应的运行规则另行制定。

30 市场监管与异常处理

30.1 职责分工

电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据政府主管部门及能源监管机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向政府主管部门及能源监管机构提交市场监控分析报告。

30.2 中长期市场保障措施

中长期交易应落实国家“六签”工作“压舱石”和“稳定器”的相关要求，平衡市场导向、促进市场成交。若中长期交易（此处特指月度及以上交易）成交率较低，未达到国家相关政策要求，应采取包括但不限于引入更多发电主体、加强市场宣贯力度、放宽上下限范围等措施再次开展交易，以及强制出清等措施。

30.3 市场中止

30.3.1 现货市场中止条件

（一）市场中止条件一

当面临严重供不应求情况时，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府部门、能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

（二）市场中止条件二

有下列情形之一的，政府部门可授权市场运营机构做出中止现货市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

（1）市场未按照规则运行和管理的；

（2）现货市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（3）现货市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重

影响交易结果或导致市场秩序受到严重扰乱的；

（4）现货市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）需要进行重大调整，导致交易长时间无法进行的；

（5）因不可抗力不能竞价交易的；

（6）市场发生其他异常状态的。

（三）市场中止条件三

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

（1）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（2）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（3）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（4）现货市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；

（5）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

30.3.2 现货市场中止处理措施

当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措

施：

（1）日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日统调负荷预测、新能源预测、外购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

（2）实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。

30.3.3 现货市场恢复

当异常情况解除后，政府部门可授权市场运营机构做出恢复现货市场运行的决定。

30.3.4 现货市场中止流程

（1）市场中止启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到市场中止启动条件后，采取相关手段中止市场运行，确保电网安全稳定运行。

（2）市场中止通知

市场中止由市场运营机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止的原因、范围和开始时间。

（3）市场中止记录

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间等内容，并报政府有关部门备案。

（4）市场中止结束

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，经政府部门授权后可恢复市场交易，并向各市场成员公告通知。

30.3.5 中长期市场中止

现货环境下的月度及月内中长期电能量交易组织，根据现货市场运行情况同步考虑。若现货市场中止且短期内可恢复，则继续按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易。若现货市场中止且短期内（超过一个月）无法恢复，按以下原则处理：中止当月，现货中止前按照本规则开展中长期交易组织；中止后如有需要，转按非现货环境下的中长期交易规则开展当月交易组织。后续月份不再按照本细则组织现货环境下的中长期电能量交易，转按非现货环境下的电力中长期交易规则执行，直至现货市场恢复。

除上述情况外，当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则，必要时可以中止中长期交易，并尽快报告政府主管部门及能源监管机构：

（一）当面临严重供不应求情况时，当出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

（二）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原

因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（三）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（四）因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（五）电力交易平台发生重大故障，导致中长期交易无法正常组织时；

（六）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

当市场主体发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时也可提交政府主管部门或能源监管机构调解处理，必要时可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

31 免责条款

（1）电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任。

（2）不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。

（3）出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，并

予以免责。

（4）在市场初期，用电侧市场主体暂不具备自身负荷预测能力或预测能力较弱，且未引入独立的系统负荷预测机构，暂由调度机构负责短期系统负荷预测和超短期系统负荷预测，调度机构的负荷预测偏差不承担市场运行相关的经济责任。

32 附则

本规则由上海市发展改革委、上海市经济信息化委、华东能监局依职责解释。

模拟试运行阶段，本规则单一条款的调整，可按程序报上海电力市场管理委员会组织审议后执行。