

山东电力市场规则 (试行)

2025 年 12 月

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	4
第一节 权利与义务	4
第二节 基本条件	9
第三节 市场注册	14
第四节 停牌复牌	25
第三章 市场构成与价格	27
第一节 市场构成与衔接	27
第二节 价格机制	31
第三节 发电成本机制	34
第四节 市场化容量补偿机制	38
第五节 市场限价	42
第四章 中长期交易运营	44
第一节 中长期交易方式	44
第二节 中长期合约要素	47
第三节 中长期交易约束	49
第四节 中长期交易组织	55
第五节 中长期交易校核	62
第五章 现货交易运营	63
第一节 市场准备	63
第二节 发电机组与新型经营主体参数	64
第三节 发电机组和新型经营主体调试管理	70
第四节 市场运营	73

第五节 安全校核	80
第六节 市场出清和结果发布	81
第六章 省间与省内现货市场衔接	82
第一节 市场衔接方式	82
第二节 日前预电力平衡边界条件准备	82
第三节 日前预电力平衡组织方式	86
第七章 日前市场交易组织	87
第一节 日前市场经济出清组织方式	87
第二节 日前市场经济出清交易组织方式	88
第三节 过渡阶段日前市场经济出清交易组织	118
第四节 交易结果发布	130
第八章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织 .	131
第一节 组织方式及交易时间	131
第二节 日前运行边界条件准备	132
第三节 事前信息披露和交易申报	138
第四节 日前可靠性机组组合及发电计划出清	149
第五节 发电机组和新型经营主体出清机制	169
第六节 交易结果发布	175
第九章 日内市场交易组织	176
第一节 组织方式及时间	176
第二节 日内发电机组运行参数变化	178
第三节 日内机组运行边界条件准备	179
第四节 日内电网运行边界条件	181
第五节 日内市场出清与调度计划发布	182

第十章 实时市场交易组织	182
第一节 组织方式及时间	182
第二节 实时市场运行边界条件	184
第三节 实时市场出清	185
第四节 发电机组和新型经营主体出清机制	187
第五节 实时市场安全校核与出清结果发布	190
第十一章 辅助服务市场运营	193
第一节 基本原则	193
第二节 市场组织实施	194
第十二章 零售市场运营	203
第一节 零售交易	203
第二节 零售套餐	206
第三节 零售用户账号管理	215
第十三章 计量	216
第一节 计量要求	216
第二节 计量装置管理	217
第三节 计量数据管理	218
第十四章 市场结算	220
第一节 基本原则	220
第二节 市场结算管理	222
第三节 市场结算电价	225
第四节 市场结算流程	227
第五节 发电侧主体结算	231
第六节 用户侧主体结算	235

第七节 新型经营主体结算	240
第八节 辅助服务市场结算	244
第九节 绿色电力交易结算	246
第十节 市场运行费用处理机制	247
第十一节 结算查询及调整	258
第十二节 其他结算事项	261
第十五章 市场力行为监管	265
第一节 市场力行为	265
第二节 市场力行为识别和处置	266
第三节 市场力监测及缓解	267
第四节 市场力行为事前监管	268
第五节 市场力行为事后监管	276
第十六章 信息披露	278
第十七章 风险防控	279
第一节 基本要求	279
第二节 风险防控与处置	280
第三节 履约风险和履约担保	283
第十八章 市场干预	292
第一节 市场干预条件	292
第二节 市场干预内容	294
第三节 市场中止和恢复	297
第十九章 电力市场技术支持系统	301
第一节 基本要求	301
第二节 调度技术支持系统	304

第三节 山东电力交易平台	307
第四节 零售市场技术支持系统	308
第二十章 争议处理	310
第二十一章 法律责任	311
第二十二章 附则	311
附件 1 名词解释	313
附件 2 日前市场申报信息表单	322
附件 3 计量数据拟合规则	328
附件 4 虚拟电厂聚合用户基线负荷获取原则	334
附件 5 AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法	336
附件 6 调频容量需求计算方法	342
附件 7 边际替代率计算	343
附件 8 中长期参考算例	345

第一章 总则

第 1.1 条 为规范山东电力市场运营和管理,依法维护经营主体的合法权益,推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设,发挥市场在电力资源配置中的决定性作用,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 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)、《电力市场运行基本规则》(国家发展改革委2024年第20号令)、《电力市场监管办法》(国家发展改革委2024年第18号令)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则(试行)〉的通知》(发改能源规〔2023〕1217号)、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》(国能发监管〔2024〕9号)、《国家能源局关于印发〈电力市场注册基本规则〉的通知》(国能发监管规〔2024〕76号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》(发改能源规〔2025〕411号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》(发改能源规〔2025〕976号)、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196号)、《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)和有关法律、法规规定,制定本规则。

第 1.2 条 本规则所称电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。

第 1.3 条 本规则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户（含电网企业代理购电用户）和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第 1.4 条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则组织实施，也可由电力交易双方协商。

第 1.5 条 本规则所称电力现货交易，是指通过现货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。

电力现货交易通过竞争形成体现电力时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、爬坡、备用等电力辅助服务交易。

第 1.6 条 本规则所称电力中长期交易，是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。

电力中长期交易通过双边协商、集中交易等市场化方式形成价格或者按照国家和省有关规定确定价格。

第 1.7 条 本规则所称容量交易的标的是在未来一定时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的

出力能力。根据新型电力系统建设需要，建立市场化的容量成本回收机制，通过容量补偿等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第 1.8 条 本规则适用于在山东开展的电力中长期交易、现货交易、辅助服务交易等电力批发市场交易，以及与其相衔接的电力零售市场交易。

第 1.9 条 本规则所称零售市场是指售电公司与零售用户，在山东电力交易平台开展电能量交易的市场。

第 1.10 条 电力市场建设与运营应坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

第 1.11 条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得行使市场力、操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

经营主体之间不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱市场秩序等行为。经营主体进行电能量交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格；有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

第 1.12 条 电力市场实行注册制度。

第 1.13 条 电力市场注册工作、计量结算工作、信息披露工作应当按照国家电力市场注册、电力市场计量结算、电力市场信息披露等基本规则执行。

第 1.14 条 国家能源局山东监管办公室（以下简称山东能源监管办）会同山东省发展和改革委员会（以下简称省发

展改革委）、山东省能源局（以下简称省能源局）等根据职能依法履行山东电力市场监管职责。

第二章 市场成员

第一节 权利与义务

第 2.1.1 条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行各类电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的可用容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规披露和提供相关信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.1.2 条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同。暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。直接参与批发市场交易的用户，可以按照规则参与跨省跨区购电和省内购电。

(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、线损电费、系统运行费(含辅助服务费)、政府性基金及附加等。

(三) 依法依规披露和提供相关市场信息, 获得电力交易和输配电服务等相关信息, 并承担保密义务。

(四) 服从电力调度机构的统一调度, 遵守电力需求侧管理等相关规定, 提供承诺的需求响应服务, 在系统特殊运行状况下(如事故、严重供不应求等)按照电力调度机构要求安排用电。

(五) 按规定支付电费, 在规定时间内可对结算结果提出异议。

(六) 依法依规履行清洁能源消纳责任。

(七) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.1.3 条 售电公司的权利和义务主要包括:

(一) 按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易, 签订和履行电力交易合同。与用户签订零售合同, 提供增值服务, 并履行合同规定的各项义务。

(二) 按照规则向电力交易机构提供签约零售用户的交易合同及电力电量需求, 获得电力交易、输配电服务和签约零售用户历史用电负荷(或典型用电负荷)等相关信息, 承担用户信息保密义务。

(三) 获得电网企业的电费结算服务。

(四) 具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配

电服务，按用户委托提供代理购电服务，承担配电区域内电费收取和结算业务。

（五）依法依规披露和提供信息。

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.1.4 条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与电力市场的技术条件。

第 2.1.5 条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（五）依法依规披露和提供相关信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑电力市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）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。

（七）保障居民（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）、农业用电供应，执

行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

（八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.1.6 条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

（三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

（四）按照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与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

（五）开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向山东能源监管办、省有关主管部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

（六）参与拟定相应电力交易规则；配合山东能源监管办、省发展改革委、省能源局对市场规则进行分析评估，提出修改建议。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.1.7 条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

(一) 向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

(二) 负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

(三) 提供电力交易结算依据及相关服务，按照规定程序收取交易服务费。

(四) 负责拟定电力市场结算管理制度。

(五) 建设、运营和维护山东电力交易平台和相关配套系统。

(六) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑电力市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口。

(七) 开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向山东能源监管办、省有关主管部门及时报告并配合相关调查。依法依规实施市场干预，防控市场风险。

(八) 参与拟定相应电力交易规则；配合山东能源监管办、省发展改革委、省能源局对市场规则进行分析评估，提出修改建议。

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 基本条件

第 2.2.1 条 经营主体应是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第 2.2.2 条 经营主体应具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

第 2.2.3 条 基本条件：

（一）发电企业基本条件

1.依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）。

2.已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

3.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

4.并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

（二）电力用户基本条件

1.工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与电力市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。

2.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（三）新型储能企业基本条件

1.与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统。

2.具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

3.满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准。

4.配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

（四）虚拟电厂（含负荷聚合商）经营主体基本条件

1.与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

2.具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求。

3.具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力。

4.具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统。

5.聚合范围、调节性能等条件应满足相应交易的相关规定。

(五) 分布式电源经营主体基本条件

- 1.依法取得发电项目核准或者备案文件。
- 2.与电网企业签订负荷确认协议（购售电合同）或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。
- 3.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

(六) 电动汽车充电设施经营主体基本条件

- 1.具备相应的计量能力或替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。
- 2.有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议（购售电合同），接入新型电力负荷管理系统。

(七) 智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。源网荷储一体化、绿电直连项目等可参照智能微电网经营主体基本条件执行。

(八) 抽水蓄能等按照国家有关规定执行。

第 2.2.4 条 当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，按照国家规定进行调整。

第 2.2.5 条 进入电力市场的发电企业和电力用户原则上不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市

手续：

- (一) 经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。
 - (二) 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场。
 - (三) 因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。
 - (四) 售电公司退出条件按照国家有关售电公司管理办法的规定执行。
- 上述经营主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策。
- 第 2.2.6 条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局备案。
- (一) 因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可被注销或撤销等情况）。
 - (二) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。
 - (三) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的。
 - (四) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的。
 - (五) 因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。
 - (六) 法律、法规规定的其他情形。

第 2.2.7 条 退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。退出市场的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第 2.2.8 条 售电公司注册、变更、退出流程以及相关运营要求按照国家有关售电公司管理办法的规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第 2.2.9 条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）确立服务关系。

第 2.2.10 条 电力用户完成市场注册后应选择以批发用户或零售用户身份参与市场，未选择的仍作为代理购电用户。

第 2.2.11 条 直接参加市场交易（含批发、零售交易）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。

第 2.2.12 条 鼓励工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小电网企业代理购电用户范围。

已直接参与市场交易、改为电网企业代理购电的用户，应于规定时间前在山东电力交易平台提出申请，经电力交易机构信息完整性核验后，次月起转为电网企业代理购电用户。

第 2.2.13 条 由电网企业代理购电的工商业用户可在每月 15 日前与售电公司签订零售合同或选择以批发用户身份，

次月起直接参与市场交易。

第 2.2.14 条 零售用户改为电网代理购电用户之前，应解除其零售合同。批发用户改为电网代理购电用户之前，应通过自主协商的方式转让其持有的中长期合同。

第 2.2.15 条 在电网企业新装立户（过户）的电力用户在立户（过户）业务办理完成后，可直接参与市场交易。

第 2.2.16 条 批发用户可按月改为零售用户，所持有的后续月份中长期交易合约转移至其签约的售电公司。已直接参与市场交易，未与售电公司签订零售合同的电力用户，作为批发用户参与电力市场交易。

第 2.2.17 条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第三节 市场注册

第 2.3.1 条 电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。

第 2.3.2 条 电力交易机构负责开展电力市场注册服务，建设并运维山东电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销系统、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷

性。

第 2.3.3 条 电力交易机构建立的市场注册相关制度，按照有关程序审议确认后执行。

第 2.3.4 条 电力交易机构应按照国家有关规定和电力市场公平公正交易的要求，为经营主体做好市场注册服务，严格按照市场交易规则要求组织完成电力交易。

第 2.3.5 条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销等。

第 2.3.6 条 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

第 2.3.7 条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。

第 2.3.8 条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据山东能源监管办、省发展改革委、省能源局要求备案。

第 2.3.9 条 经营主体的法定代表人（负责人、经营者）或授权代理人所作出的任何市场注册业务相关行为均代表经营主体意愿。同一自然人不得在山东电力交易平台填报为两家及以上同类经营主体的联系人。电力交易机构应建立相应风险防范机制，通过山东电力交易平台进行联系人唯一性校验。

第 2.3.10 条 电力市场运营机构、电网企业应做好经营

主体档案管理信息，市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等市场关键环节的基础数据（注册单元、交易单元、结算单元等）应统一规范，能够一一映射。

第 2.3.11 条 经营主体以交易单元为单位参与市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节：

（一）发电企业按照以下交易单元参与市场交易：

1.直调公用燃煤电厂、直调公用燃气电厂、核电以机组为交易单元参与市场交易。

2.地方公用电厂、并网自备电厂等以厂为交易单元参与市场交易。

3.新能源场站（含配建储能）原则上以项目为交易单元参与市场交易。

（二）售电公司、批发用户以法人单位等为交易单元参与市场交易。

零售用户可将其用电单元（户号）组建为交易单元进行零售签约。同一个零售用户可组建多个交易单元，同一个交易单元可聚合多个用电单元。

（三）新型经营主体按照以下交易单元参与市场交易：

1.独立新型储能以场站为交易单元参与市场交易，分布式储能以项目为交易单元参与市场交易。

2.抽水蓄能电站以机组为交易单元参与市场交易。

3.虚拟电厂（含负荷聚合商）可聚合各类资源（含分布式电源、储能、电动汽车充电设施、电力用户等），形成聚合单元，以聚合单元为交易单元参与市场交易。其中，虚拟

电厂(含负荷聚合商)分布式发电类聚合单元参与绿电交易，需明确新能源项目。

4. 分布式电源以项目为交易单元参与市场交易。
5. 电动汽车充电设施以发电单元(发电户号)为交易单元参与市场交易。

6. 智能微电网等以整体项目为交易单元参与市场交易。

第 2.3.12 条 发电企业注册：

(一) 发电企业在山东电力交易平台申请注册，注册信息主要包括但不限于：企业基本信息、发电机组信息、发电单元信息、联系信息以及营业执照、电力业务许可证(发电类)、发电项目核准或者备案文件、授权委托书等材料，新能源发电企业需提供项目信息(项目名称、批复文号、项目容量、项目类型等)。

新能源发电企业(含配建储能)联合主体注册时应明确配建储能基本信息(包括项目信息、发电单元信息、用电单元信息等)。

(二) 电力交易机构收到发电企业提交的注册申请后，原则上在 5 个工作日内完成完整性审查。对注册信息及资料不全或不符合规范的，发电企业可进行补充完善后再次提交。

(三) 发电企业通过完整性审查后，与电力交易机构签订入市协议注册生效。电力交易机构及时将发电企业入市清单推送电网企业与电力调度机构。

第 2.3.13 条 电力调度机构与新建(包括扩建、改建)

发电机组签订并网调度协议前，应通知其在山东电力交易平台办理市场注册。发电机组和独立新型储能完成首次并网、进入商业运营（完成整套设备启动试运行）后，电力调度机构应于当日将首次并网时间、进入商业运营（完成整套设备启动试运行）时间通过技术支持系统推送电力交易机构和电网企业。

第 2.3.14 条 发电企业机组在发电业务许可证规定办理时限内，注册完成后可参与电力市场交易，交易合同执行周期不应超过发电业务许可证规定办理时限。

发电企业应在取得电力业务许可证（发电类）后在山东电力交易平台完善相关信息。

发电机组超过规定时限仍未取得电力业务许可或者未能进入商业运营的，不得继续参与市场交易，电力交易机构注销其市场注册。

第 2.3.15 条 电力用户注册：

(一) 电力用户在山东电力交易平台自主申请注册，完成主体身份认证，并维护注册信息，包括企业基本信息、用电单元信息、联系信息以及营业执照、授权委托书等材料。市场注册经营主体名称应与电网企业营销系统档案用户名称一致。

(二) 电力交易机构收到电力用户提交的注册申请后，原则上在 5 个工作日内完成完整性审查。对注册信息及资料不全或不符合规范的，电力用户可进行补充完善后再次提交。

(三) 通过完整性审查的电力用户，与电力交易机构签订入市协议，注册生效。

第 2.3.16 条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。执行工商业电价的自然人用户，需提供自然人身份证件信息、用电单元信息、联系信息等材料。

第 2.3.17 条 新型经营主体注册：

(一) 新型经营主体在山东电力交易平台申请注册，注册信息主要包括但不限于：企业基本信息、发电单元信息、用电单元信息、联系信息以及营业执照（身份证件）、授权委托书、并网调度协议或负荷确认协议（购售电合同）、政府核准备案文件等材料。

(二) 电力交易机构收到新型经营主体提交的注册申请后，原则上在 5 个工作日内完成完整性审查，对注册信息及资料不全或不符合规范的，新型经营主体可进行补充完善后再次提交。

(三) 通过完整性审查的新型储能、抽水蓄能、分布式电源、电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体无需进行注册公示，与电力交易机构签订入市协议后注册生效。虚拟电厂（含负荷聚合商）需进行市场公示，公示期为 30 天，公示期间无异议则市场注册生效，电力交易机构及时将入市清单推送电网企业与电力调度机构。

第 2.3.18 条 独立新型储能充放电功率暂定为不低于 5 兆瓦，持续充放时间不低于 2 小时。分布式储能充放电功率

暂定为不低于1兆瓦，持续充放时间不低于2小时。

第2.3.19条 分布式电源经营主体拥有配建储能设施的，还应明确其配建储能设施信息。

第2.3.20条 虚拟电厂（含负荷聚合商）经营主体注册：

（一）虚拟电厂（含负荷聚合商）应在山东电力交易平台申请注册。注册信息还应包括：

1.具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监控、控制执行等功能的软硬件系统材料。

2.与电力调度机构签订的并网调度协议。

3.调节量负荷类聚合单元还应提供调节能力测试认定材料等。

4.拥有配电网运营权的虚拟电厂（含负荷聚合商）除上述材料外还需提交：安全生产和组织制度、电力业务许可证（供电类）、配电区域网络分布证明材料、配售电业务服务章程等。

5.售电公司申请注册虚拟电厂（含负荷聚合商）时基本注册资料无须重复提交。

（二）聚合资源注册

虚拟电厂（含负荷聚合商）根据聚合资源所在节点信息，在新型电力负荷管理系统组建聚合单元。聚合单元信息包括不限于资源名称、资源类型、发电单元信息、用电单元信息、接入点信息等。聚合资源应在山东电力交易平台单独进行市场注册，注册流程参照其所属经营主体类型要求执行。

1.虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合单元类型分为分布式

发电类聚合单元、储能类聚合单元和负荷类聚合单元。其中，负荷类聚合单元分为全电量负荷类聚合单元和调节量负荷类聚合单元。

2. 分布式发电类聚合单元单个聚合单元资源总容量不低于 1 兆瓦。可聚合范围包括：公共电网连接点在 10（6）千伏以下或装机容量 10 兆瓦以下的分布式光伏、分散式风电等分布式电源（含配建储能）；电动汽车充电设施上网电量部分。

3. 储能类聚合单元单个聚合单元资源总容量不低于 1 兆瓦、持续充放电时间不低于 2 小时。可聚合范围包括：公共电网连接点在 10（6）千伏以下或装机容量 10 兆瓦以下的分布式储能。

4. 全电量负荷类聚合单元聚合可调节电力用户（含用户侧储能）全部电量；调节量负荷类聚合单元聚合可调节电力用户（含用户侧储能）调节电量，调节量负荷类聚合单元可调节能力暂定为不低于 1 兆瓦、连续调节时间不低于 1 小时。调节量负荷类聚合单元可选择以削峰或填谷方式参与现货市场出清。其中，只参与削峰的聚合单元可聚合电网企业代理购电用户。

5. 调节能力测试流程。仅聚合调节量负荷类聚合单元的虚拟电厂（含负荷聚合商）应通过新型电力负荷管理系统提交调节能力测试申请。电力调度机构、电网企业对该虚拟电厂聚合单元的调节能力、调节方向等进行认定，并向电力交易机构提供调节能力认定测试结果。

6.虚拟电厂（含负荷聚合商）单个聚合单元内聚合资源应位于同一市场出清节点（现阶段为 220 千伏及以上电压等级母线）。电网公司和电力调度机构根据聚合资源所在节点信息生成聚合单元信息，并推送至电力交易机构。

7.虚拟电厂（含负荷聚合商）在注册生效前应至少组建一个聚合单元。聚合单元应满足聚合容量、调节能力要求。

（三）合同签订

虚拟电厂（含负荷聚合商）与聚合资源在山东电力交易平台签订聚合合同确定聚合服务关系。

第 2.3.21 条 虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合单元根据调节响应能力、信息交互情况，分为直控型、短时响应型与长时响应型。

（一）直控型指具备与调度系统实时信息交互功能（信息交互时间为秒级或毫秒级），可跟踪实时市场计划曲线并实时响应调度指令，调节时间为分钟级的聚合单元。

（二）短时响应型指具备与调度系统或新型电力负荷管理系统信息交互功能（信息交互时间为秒级或分钟级），可响应 6 小时及以内调度指令的聚合单元。

（三）长时响应型指具备与调度系统或新型电力负荷管理系统信息交互功能（信息交互时间为秒级或分钟级），可响应 6 小时以上、12 小时以内调度指令的聚合单元。

第 2.3.22 条 电力调度机构会同电网企业制定虚拟电厂运行评估实施、调节能力测试、基线获取原则等具体实施细则，按照有关程序审议确认后执行。

第 2.3.23 条 发电企业、分布式电源、电动汽车充电设施用电单独注册为电力用户，可选择以零售用户、批发用户或电网企业代理工商业用户身份参与市场。智能微电网用电可选择以零售用户或批发用户身份参与市场。

第 2.3.24 条 电力用户、分布式电源、分布式储能、电动汽车充电设施进行市场注册时，可在山东电力交易平台填报其在电力营销服务系统的用电户号（或发电户号），通过验证后，山东电力交易平台自动获取相关档案信息。

第 2.3.25 条 参与批发交易的经营主体，应当向数字证书办理机构申请证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。零售用户或分布式电源可根据业务开展需求，向数字证书办理机构申请证书。

第 2.3.26 条 经营主体信息变更流程、信息变更内容、信息变更审查和市场注销条件等按照《电力市场注册基本规则》等国家有关规定执行。

第 2.3.27 条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第 2.3.28 条 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场注销申请。

第 2.3.29 条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册等存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映（包括但不限于异议事项、反映人单位名称或姓名、联系方式、联系地址等）。异议处理条件及流程按照国家有关规定执行。

第 2.3.30 条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第 2.3.31 条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第 2.3.32 条 经营主体在市场注册信息变更期间不影响其正常参与市场交易。

第 2.3.33 条 发电企业、新型经营主体信息变更涉及运行参数信息的，由电力调度机构会同电网企业校验通过后生效，并将相关信息推送至电力交易机构。

第 2.3.34 条 电力用户发生并户、销户、过户或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，由电网企业推送至电力交易机构同步变更生效。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第 2.3.35 条 虚拟电厂（含负荷聚合商）信息变更包括基本信息变更、聚合资源变更、聚合单元调节能力变更等。

（一）基本信息变更。虚拟电厂（含负荷聚合商）主体基本信息包括企业名称、法人信息、股东信息等，相关变更程序参照《售电公司管理办法》执行。虚拟电厂（含负荷聚合商）基本信息发生变化时，应在 5 个工作日内向电力交易机构申请信息变更，涉及重大变更时须进行公示，公示期为 7 天。

(二) 聚合资源变更。虚拟电厂(含负荷聚合商)每月15日前提交聚合单元的资源变更申请,电力交易机构受理变更申请后,虚拟电厂(含负荷聚合商)在新型电力负荷管理系统进行资源变更,电网企业更新聚合单元档案后推送至电力交易机构和电力调度机构。其中,调节量负荷类聚合单元调减其资源的,电力调度机构更新调节能力测试认定结果,并推送电网企业和电力交易机构;调节量负荷类聚合单元增加聚合资源的,虚拟电厂(含负荷聚合商)通过新型电力负荷管理系统提交调节能力测试申请。电力调度机构根据电网企业提供的虚拟电厂聚合单元的实际用电曲线,对调节量负荷类聚合单元进行调节能力认定,并将认定结果推送至电网企业和电力交易机构。

聚合资源发生销户、改类(变更为居民、农业等非市场化用户)等聚合单元档案信息、调节能力变化,由电网企业、电力调度机构推送至电力交易机构同步变更生效。

(三) 聚合单元调节能力变更。虚拟电厂(含负荷聚合商)通过新型电力负荷管理系统提交调节能力变更申请,电力调度机构组织开展调节能力测试,并将调节能力认定测试结果推送至电网企业和电力交易机构。虚拟电厂自提交申请之日起至完成能力测试期间,原能力认定报告保持生效,虚拟电厂(含负荷聚合商)应正常履行已签订的市场合约。

第四节 停牌复牌

第2.4.1条 本规则所称停牌是指因违反交易规则及市

场管理规定等情形，需限时整改的经营主体，整改期间对该经营主体的交易资格和交易权限进行全部或部分暂停。停牌期间，经营主体仍按本规则结算。

第 2.4.2 条 售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）发生以下情形，应启动停牌程序：

（一）连续 12 个月未在山东业务范围内进行实际交易的。

（二）未按要求持续满足注册条件处于限期整改期内的。

（三）未按时足额缴纳履约保函、保险，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的。

（四）虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合单元实际运行情况不满足运行评估要求的。

（五）法律、法规、规章以及国家、山东省行政规范性文件规定的其他情形。

第 2.4.3 条 本规则所称复牌是指经营主体在停牌后按要求完成整改，由电力交易机构通过山东电力交易平台等政府指定网站进行公示（公示期为 5 个工作日），公示期满无异议，重新恢复交易权限。复牌后，经营主体可恢复全部交易资格和交易权限。

第 2.4.4 条 电力交易机构及时将相关经营主体注册、变更、注销、停牌和复牌情况，推送电网企业和电力调度机构，根据山东能源监管办、省发展改革委、省能源局要求备案。

第三章 市场构成与价格

第一节 市场构成与衔接

第 3.1.1 条 电力批发市场为发电企业、新型经营主体、电力批发用户和售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易、现货电能量交易、辅助服务交易等。

第 3.1.2 条 电力零售市场为在批发市场的基础上，由电力零售商（售电公司等）和电力用户等自主开展交易的市场。虚拟电厂（负荷聚合商）和聚合资源开展的交易参照零售市场管理。

第 3.1.3 条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。

第 3.1.4 条 电能量交易应通过市场运营机构校核后执行。

第 3.1.5 条 执行政府定价的优先发电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范畴管理，其执行和结算均须遵守本规则。

第 3.1.6 条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第 3.1.7 条 未参与电能量市场交易的上网电量和省外来电优先匹配居民、农业用电。

第 3.1.8 条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格或价格形成方式、结算参考点等关键要素。

第 3.1.9 条 针对不同发电类型，设计不同的政府授权合约结算公式。政府授权合约结算公式应规定政府授权合约价格、合约时序电量曲线以及合约结算参考点等。

第 3.1.10 条 现货市场包括日前市场、日内市场和实时市场。

(一) 日前市场。日前市场包括日前市场经济出清和日前可靠性机组组合及发电计划出清两个环节。市场运营机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大（发电成本最小）为目标，进行集中优化出清，形成日前市场出清结果。

日前市场经济出清环节与可靠性机组组合及发电计划出清环节分开组织。

1. 日前市场经济出清以发用电两侧经营主体自主申报的量价信息开展集中优化出清，出清结果作为结算依据。

2. 日前可靠性机组组合及发电计划出清为满足系统运行安全需要，根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，形成机组日前启停计划及发电计划。发电侧、用电侧所有电量均应参与可靠性机组组合及发电计划出清。

可靠性机组组合及发电计划出清结果仅作为执行依据，

向经营主体披露。

(二) 日内市场。市场运营机构在运行日，根据系统运行情况和最新预测信息，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

(三) 实时市场。实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大（发电成本最小）为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

现阶段，日内市场和实时市场按照经营主体参与日前可靠性机组组合及发电计划环节中封存的申报信息出清。具备条件时，经营主体可在日内市场和实时市场申报量价信息。

第 3.1.11 条 日前市场采取发用两侧“报量报价”模式。其中，新能源项目和电力用户自愿参与日前市场经济出清环节。

现阶段，对于参与日前市场的新能源项目，按短期功率预测作为出清上限。

第 3.1.12 条 调频、爬坡、备用等辅助服务市场与现货市场联合出清。技术支持系统不具备条件时，调频辅助服务市场暂与现货市场独立出清。

第 3.1.13 条 市场运营机构应不断优化中长期与现货交易运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

第 3.1.14 条 新能源（风电、太阳能发电）上网电量原

则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

新能源项目全部上网电量参与实时市场。

第 3.1.15 条 因新能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的，对应电量不计入全额保障性收购范围。电网企业、电力调度机构、电力交易机构应记录具体原因及对应的电量。

第 3.1.16 条 新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

第 3.1.17 条 绿色电力交易合同需明确交易电量、电能量价格和绿证价格。除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

第 3.1.18 条 跨省跨区以“点对网”专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况），纳入山东电力电量平衡，根据国家优先发电计划放开情况参与山东电力市场化交易。跨省跨区交易按国家和省相关政策执行。

第 3.1.19 条 跨省跨区中长期优先发电合同和中长期交易合同双方，提前约定交易曲线作为结算依据。以国家计划为基础的跨省跨区送电计划放开前，由山东电网企业或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方签订中长期合同，约定典型送电曲线及输电容量使用条件、年度电量规模以及分月计划、交易价格等，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第 3.1.20 条 跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第 3.1.21 条 直接参与市场的电力用户、售电公司、代理购电工商业用户等应平等参与现货交易，公平承担责任义务。工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电。

第 3.1.22 条 电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。电网企业应定期预测居民、农业用电量及典型负荷曲线。

第 3.1.23 条 电网企业应单独预测代理购电工商业用户用电量及负荷曲线，代理购电工商业用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算。

第 3.1.24 条 代理购电工商业用户的偏差电量应按照现货价格结算。

推动居民农业用户的偏差电量按照现货价格结算，为保障居民农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

第二节 价格机制

第 3.2.1 条 中长期交易通过双边协商、集中交易等市场化方式形成电能量价格。

第 3.2.2 条 现货市场采用全电量竞价模式和节点边际

电价机制。节点边际电价包含电能量分量与阻塞分量。

第 3.2.3 条 经营主体具有报价权和参与定价权。电网企业代理购电用户在现货市场中不申报价格。经营主体不能参与定价的情况有：

（一）机组已达到最大爬坡能力。

（二）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

（三）机组因自身原因或因水电厂水位控制或下游综合利用需要，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

（四）机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

第 3.2.4 条 发电侧主体价格由电能量价格（含相应市场运行费用）、市场化容量补偿价格、煤电容量电费、辅助服务费用等构成。

其中，经聚合参与批发市场的分布式电源、分布式储能等电能量价格执行其签订的聚合合同价格。

第 3.2.5 条 发电侧主体调试运行期按照国家和省有关文件规定的调试期价格结算。

完成整套启动试运行工作后次日 0 点起至按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类），暂按照本规则发电侧主体结算章节相关条款进行结算。若未在规定时间内自动进入商业运营的，则按照有关文件规定及本规定进行退补调整。

第 3.2.6 条 跨省跨区交易落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、煤电容量电价、辅助服务费用、输电损耗等构成。跨省跨区输电价格和输电损耗按照国家有关规定执行。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

跨省跨区应急调度价格机制按照国家有关规定执行。

第 3.2.7 条 电力用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价（含交叉补贴）、系统运行费用（包括煤电容量电费、辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用等）、政府性基金及附加组成。

（一）批发用户上网电价由电能量价格、市场化容量补偿电价、相应市场运行费用等构成。

（二）零售用户上网电价由零售合同价格、市场化容量补偿电价、相应市场运行费用等构成。

（三）电网企业代理购电工商商业用户上网电价由代理购电价格、市场化容量补偿电价、相应市场运行费用等构成。

（四）容量补偿标准按省价格主管部门有关政策执行。

第 3.2.8 条 辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

第 3.2.9 条 输配电价（含交叉补贴）、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

第 3.2.10 条 电力用户的功率因数调整电费和执行两部制电价用户的基本电费按照国家和省有关政策执行。

第 3.2.11 条 通过在市场出清中考虑线路/断面安全约束等方式进行阻塞管理。节点电价所产生的阻塞费用，按“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则分配给经营主体。

第 3.2.12 条 发电企业（机组）现货市场结算价格采用发电侧节点 15 分钟节点电价。

用户侧主体现货市场结算价格原则上采用用户侧 15 分钟节点电价。暂不具备条件的，采用小时节点电价，由用电侧节点 15 分钟出清电价、出清电量的加权平均计算值确定。

第 3.2.13 条 发电侧主体以交易单元所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。当发电侧主体存在多个母线节点时，其节点电价按照相应母线节点的发电侧算术平均电价确定；无明确母线节点时，其节点电价根据该主体所在区域（暂按地市）发电侧节点算术平均电价确定。

用户侧主体以交易单元所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。

现阶段，独立新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧以所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格，其他用户侧主体暂以统一结算点现货电价作为现货市场结算价格。

第三节 发电成本机制

第 3.3.1 条 机组发电成本包括启动成本、变动成本（包

括空载成本和电能成本) 和固定成本。

第 3.3.2 条 启动成本是指将发电机从停机状态开机到并网产生的成本。

空载成本是指发电机维持同步转速、输出电功率为零所需要消耗的燃料成本。电能成本即边际燃料成本(含运费)，是指发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的燃料成本。

固定成本是指在一定时期基本不变的成本。

第 3.3.3 条 机组启动成本在不同工况下存在较大差异。

根据停机时长，将燃煤机组的启动工况标准定义如下：停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时(含)至 72 小时(含)为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。燃气机组停机时间 24 小时以内为热态启动，停机时间 24 小时(含)至 72 小时(含)为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

每年根据机组单次启动耗煤量、耗气量、耗油量等情况核定机组启动成本的上下限值，发电企业在该限值范围内自主申报启动成本用于现货交易。

第 3.3.4 条 火电机组变动成本由空载成本和电能成本等组成。燃煤机组根据临界状态(超超临界、超临界、亚临界等)、工况(纯凝、抽凝、背压等)及装机容量等级(30 万千瓦以下等级、30 万千瓦级、60 万千瓦级、100 万千瓦级等)核算变动成本；燃气机组根据机组类型核算变动成本。分别用于市场力检测和机组运行成本补偿等。

(一) 相关发电企业需提供典型机组最新的、具备合格检测资质的第三方检测机构出具的性能试验报告，并根据提供的最新机组性能试验报告中的实测能耗曲线，对机组能耗数据进行分类型加权取平均值，得到各典型机组的平均能耗数据，作为空载成本和电能成本测算的依据。

(二) 根据机组的实测能耗数据，首先拟合机组发电总能耗（燃煤：千克/小时即 kg/h、燃气：标准立方米/小时即 Nm³/h）与发电出力水平（MW）之间的函数关系。然后计算机组供电总能耗，即供电总能耗=发电总能耗/（1-厂用电率）。据此计算同类型机组空载燃料消耗以及不同出力水平下的边际燃料消耗，最后结合燃料价格计算空载成本和电能成本。

(三) 机组平均能耗数据、电煤价格和燃气价格定期更新。

1. 机组平均能耗数据根据成本调查情况进行更新，机组灵活性改造后可单独申请更新；原则上，机组能耗应符合省有关主管部门关于煤炭清洁高效利用的指标要求。

2. 电煤价格每周更新一次。燃煤价格根据中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数-综合价）、中国环渤海动力煤价格指数（BSPI 指数）确定，两者取其高。若其中某个指数停发，则使用停发前最后一期的数据，并尽快确定相近的替代指数。

3. 燃气价格每月更新一次。燃气价格根据中国发电天然气价格指数（CEGI）确定，在山东省专项价格指数发布前，

暂根据燃机运行日上海石油天然气交易中心发布的当日山东省 LNG 出厂价格（如遇周末、节假日采用之前最近一天的价格指数）和 LNG 气化价格及管道输送价格确定，LNG 气化价格及管道输送价格执行政府相关文件。

第 3.3.5 条 火电机组空载成本的具体测算方法如下：

（一）获取机组平均能耗数据，即在不同出力水平（MW）下的平均能耗（kg/MWh 或 Nm³/MWh）值，应至少包含机组最小技术出力、额定容量对应的平均能耗。

（二）将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平，得到机组总能耗数据，即在不同出力水平下，发电一小时所消耗的总燃料（kg/h 或 Nm³/h）。

（三）基于机组总能耗数据，采用最小二乘法，拟合机组总能耗（kg/h 或 Nm³/h）与出力水平（MW）的函数关系表达式。

（四）在机组总能耗中，假设机组出力为零，得到机组空载燃料消耗（kg/h 或 Nm³/h）。

（五）根据燃料价格，将机组空载燃料消耗折算为空载成本（元/小时）。

第 3.3.6 条 火电机组电能成本的具体测算方法如下：

（一）获取机组平均能耗数据，即在不同出力水平（MW）下的平均能耗（kg/MWh 或 Nm³/MWh）值，应至少包含机组最小技术出力、额定容量对应的平均能耗。

（二）将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平，得到机组总能耗数据，即在不同出力水平下，发电一小时所消耗

的总燃料 (kg/h 或 Nm³/h)。

(三) 基于机组总能耗数据，采用最小二乘法，拟合机组总能耗 (kg/h 或 Nm³/h) 与出力水平 (MW) 的函数关系表达式，确定机组能耗特性参数。

机组发电总能耗特性曲线为：

$$F = mP^2 + tP + k$$

其中：F 为燃煤机组发电总能耗 (kg/h 或 Nm³/h)；

P 为机组发电出力水平 (MW)；

m,t,k 为能耗特性参数。

(四) 在机组总能耗中，假设机组出力分别等于最小技术出力和额定容量，得到机组在最小技术出力和额定容量工况下的总燃料消耗 (kg/h 或 Nm³/h)。

(五) 计算最小技术出力与额定容量之间的平均燃料增加幅度，即为边际燃料消耗 (kg/MWh 或 Nm³/MWh)。

边际燃料消耗 = (额定容量总燃料消耗 - 最小技术出力总燃料消耗) / (额定容量 - 最小技术出力)。

第四节 市场化容量补偿机制

第 3.4.1 条 建立发电侧市场化容量补偿机制，做好容量补偿机制与市场限价、市场结算、发电成本调查等的衔接。

第 3.4.2 条 综合考虑发电机组类型、投产年限、可用状态等因素，以市场化容量补偿方式补偿发电机组固定成本。

第 3.4.3 条 发电市场化容量补偿费用按照省发展改革委核定的市场化容量补偿电价 (元/千瓦时) 向用户侧收取，

每月结算一次。

第 3.4.4 条 发电侧主体市场化容量补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配。计算方式如下：

发电侧主体市场化容量补偿费用=全网发电侧市场化容量补偿费用 × 发电侧主体月度市场化可用容量/全网发电侧月度市场化可用容量

其中：

全网发电侧市场化容量补偿费用=市场化容量补偿电价 × (省内发电侧市场化电量-新能源机制电量)

全网发电侧月度市场化可用容量=Σ 当月发电侧主体日市场化可用容量/当月总天数

第 3.4.5 条 直调公用机组市场化可用容量按照机组运行、备用及计划检修状态下实际市场化可用容量计算，并综合考虑电力调度机构因保障电网安全运行原因调整发电机组出力。

直调公用火电机组日市场化可用容量= $\max \{ (\text{机组调用出力最大值} - \text{厂用电对应容量}), \text{机组申报上网能力} \} \times \text{机组日可用小时数} / \text{当日总小时数}$ 。

(一) 机组调用出力最大值

因电网安全运行需要进行机组调用时，调用时段机组实际发电出力最大值。

(二) 机组上网能力上限。

1. 非供热季时，机组申报上网能力=机组额定容量-厂用电对应容量-机组当日申报降出力。

2.供热季时，供热机组因供热可调出力上限受限部分不纳入可用容量。供热季核定的可调出力上限以供热季前公示结果为准。

机组申报上网能力= $\max\{(\text{负荷高峰时段机组实际发电出力平均值}-\text{厂用电对应容量}), \min\{(\text{机组额定容量}-\text{厂用电对应容量}-\text{机组当日申报降出力}), (\text{供热季核定的可调出力上限}-\text{厂用电对应容量}), (\text{运行日负荷高峰时段申报的供热负荷上限平均值}-\text{厂用电对应容量})\}\}$

负荷高峰时段暂取工商业用户市场化容量补偿电价尖峰时段。

(三) 厂用电对应容量按照统计口径厂用电率计算。厂用电率由电网企业提供，电力交易机构按时发布。

(四) 机组日可用小时数包括机组正常运行、正常停备以及纳入调度计划且类型、时长、周期满足该类型机组检修导则要求的A、B、C类检修状态下的小时数(小时数按取整原则统计)。机组临故修(含缺煤停机)、低谷停机消缺期间不计入机组可用小时数之内。

(五) 直调公用火电机组已投产运行年限超过设计年限后，月度市场化可用容量按照 $85\% \times \Sigma \text{直调公用火电机组日市场化可用容量}$ 计算。

第3.4.6条 核电机组、地方公用电厂及并网自备电厂、新能源场站(含配建储能)、新型经营主体市场化可用容量原则上按照负荷高峰时段平均市场化上网电力计算。负荷高峰时段暂取工商业用户市场化容量补偿电价尖峰时段，分时

电价时段按照省价格主管部门有关规定执行。抽水蓄能机组按照国家政策文件执行。

(一) 核电机组日市场化可用容量=(运行日负荷高峰时段机组实际上网电力平均值-未参与电能量市场交易容量) (若小于0, 按0计)。

(二) 地方公用电厂及并网自备电厂日市场化可用容量=运行日负荷高峰时段的电厂实际上网电力平均值(若小于0, 按0计)。

(三) 新能源场站(含配建储能)日市场化可用容量=运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值×(1-当月机制电量/当月上网电量) (若小于0, 按0计)。

(四) 新型经营主体市场化可用容量。

1. 独立新型储能电站

独立新型储能电站日市场化可用容量=储能电站核定放电功率×K×H/24, K为储能电站日可用系数, H为储能电站日可用等效小时数。

日可用系数K=电站当日运行及备用状态下的小时数(计划检修、临故修时间不计入)/24

日可用等效小时数H为电站核定放电功率下的最大连续放电小时数。

独立新型储能电站核定充放电功率及充放电小时数由电力调度机构进行测试认定。电力调度机构应制定相应测试认定细则。

2. 报量报价参与现货市场的分布式电源日可用容量参照

新能源场站执行。

3. 报量报价参与现货市场的分布式储能日可用容量参照独立新型储能执行。

4. 报量报价参与现货市场的虚拟电厂发电类和储能类聚合资源，按照资源类型计算可用容量及市场化容量补偿费用。

第五节 市场限价

第 3.5.1 条 市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险。

第 3.5.2 条 市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、负荷价值、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定，并适时调整。市场限价与市场建设相适应，加强不同交易品种市场限价的协同。随着交易接近交割时间，市场价格上限应依次递增或持平。

第 3.5.3 条 现货市场设定报价限价和出清限价，报价限价不超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，设置并执行二级出清价格限值。二级出清价格限值的上限参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。二级限价触发条件分为两种情况：

(一) 当日前市场或实时市场统一结算点电价连续 7 天超过现货市场申报上限时，次日起执行二级出清限价。二级

限价上限在一级出清限价上限下调 20%，各节点出清限价价格超过二级出清限价上限的，按二级限价上限执行。

（二）在日前市场或实时市场，连续四个小时中每小时均有 40% 及以上节点出清价格触发出清最高限价时，执行二级出清限价，相应交易时段以一级出清限价上限下调 20% 作为各节点相应时段价格。

具体二级限价标准调整、二级限价中止原则由省价格主管部门另行发布。

第 3.5.4 条 中长期交易申报价格设置上、下限。其中，分时段交易申报价格上、下限参照现货市场申报价格上、下限执行，采用典型负荷曲线的集中竞价交易申报价格上、下限参照国家有关电价规定执行。

第 3.5.5 条 省价格主管部门会同省能源局、山东能源监管办根据国务院价格主管部门明确的现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则制定原则，组织制定山东电力市场具体限价规则、价格干预规则。

第 3.5.6 条 省价格主管部门会同山东能源监管办结合机组启动成本、变动成本（包含空载成本和电能成本）、固定成本等变化趋势，及时开展成本调查，明确各类型机组成本，确定发电机组的启动费用上限、空载费用上限等。电力调度机构、电力交易机构会同电网企业具体实施。有关发电企业配合提供成本数据，并对数据的真实性和准确性负责。

第 3.5.7 条 探索建立发电企业（机组）成本申报机制，发电企业（机组）申报成本曲线，同时真实申报成本核算的

必要数据并明确有效时限，在进行市场化报价时，报价水平应与所申报的成本数据保持合理一致。

第 3.5.8 条 研究建立市场报价偏差审核与校验机制，结合各类机组运行特性和成本结构，设定合理的偏差判断标准，按月对报价及成本数据进行评估确认。报价调整幅度超过一定阈值时，应提供相关成本变化说明及佐证材料，报市场运营机构审核。针对通过明显偏离成本的报价行为获取异常市场收益的情况，以成本曲线作为申报曲线参与市场。

第四章 中长期交易运营

第一节 中长期交易方式

第 4.1.1 条 中长期交易包括双边协商交易和集中交易两种方式。其中，集中交易包括集中竞价交易、挂牌交易和滚动撮合交易等形式。

(一) 双边协商交易是指经营主体间通过自主协商形成交易结果的交易方式，合约双方在规定时间节点前通过山东电力交易平台完成交易申报与确认，采用自定义分解曲线。

(二) 集中竞价交易指山东电力交易平台设置交易申报提交截止时间，汇总经营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。

(三) 挂牌交易指经营主体通过山东电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量（采用自定义分解曲线）和价

格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

(四)滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时按时段提交购电或者售电信息，山东电力交易平台即时自动撮合匹配成交，由各个时段的交易结果形成经营主体的中长期合约曲线。

第4.1.2条 经营主体以交易单元为单位参与市场，签订中长期合约。

第4.1.3条 中长期交易应连续运营，需实现运行日前七日（D-7日）至运行日前两日（D-2日）连续不间断交易。

第4.1.4条 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理工商业用户购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。

(一)参与挂牌交易方式。电网企业代理购电挂牌时，不申报挂牌价格，挂牌电量按照典型负荷曲线分解，由发电侧主体摘牌。挂牌价格按照省价格主管部门有关政策执行。

(二)参与集中竞价交易方式。电网企业代理购电参与集中竞价交易的，申报电量，不申报价格，作为价格接受者参与集中竞价交易出清。

第4.1.5条 核电以机组为交易单元参与电力市场，签订中长期合约。核电机组应按规定向电力交易机构报送次月预计上网电量。未参与电能量市场交易的上网电量，日分时曲线结合核电机组运行特性和电网供需情况分解。

第4.1.6条 新能源场站（含配建储能）以项目为交易单

元签订中长期合约。其中，机制电量由电网企业代表全体用户与新能源场站签订机制电量中长期合约，合同价格明确为合同的参考结算价。

第 4.1.7 条 地方公用燃煤电厂以厂为交易单元参与电力市场，签订中长期合约。未自主签订中长期合约的地方公用燃煤电厂，应按规定通过山东电力交易平台申报次月每日上网电量、本月剩余日期每日上网电量，可按照以下方式参与市场：

(一) 参与挂牌交易方式。采用挂牌交易的形式组织地方燃煤电厂参与市场交易，挂牌电量为地方公用燃煤电厂申报电量，按照典型负荷曲线分解，由用电侧主体摘牌。挂牌价格按照省价格主管部门有关政策执行。

(二) 参与集中竞价交易方式。采用集中竞价交易的形式组织地方公用燃煤电厂参与市场交易，地方公用燃煤电厂作为价格接受者参与月内集中竞价交易。

第 4.1.8 条 绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，由电力交易机构在山东电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（旬、周、日滚动）等周期组织开展。

绿色电力交易的组织方式主要包括双边协商、挂牌交易等，省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

绿色电力交易的卖方为新能源项目，买方为电力用户或售电公司。

第二节 中长期合约要素

第 4.2.1 条 中长期合约要素至少应包括交易单元、合约周期、合约电量、分解曲线、交易价格和结算参考点等要素。其中，绿色电力交易合同还应明确绿证价格等要素。

第 4.2.2 条 中长期合约周期以小时为基本单位。

第 4.2.3 条 中长期合约电量是指合约周期内交易的总电量。

第 4.2.4 条 中长期合约电量的分解曲线，用于合约周期内合约电量的分解，需分解至每日 24 小时，发电侧小时合约电量等比例分解至 15 分钟。

第 4.2.5 条 中长期合约可约定合约电量和结算参考曲线。

第 4.2.6 条 中长期合约电量的成交价格可以采用交易起止时间内统一电量价格，也可采用分时电量价格。

第 4.2.7 条 中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点，交易双方可自主选择实时市场或日前市场任一节点或统一结算点作为中长期结算参考点。

现阶段，集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等集中交易的中长期结算参考点暂选为实时市场用户侧统一结算点。双边协商交易的中长期结算参考点，可选择实时市场自身所在物理节点或统一结算点作为中长期结算参考点，当发电主体存在多个母线节点或无明确母线节点时，以实时市场用户侧统一结算点作为中长期结算参考点。

第 4.2.8 条 合约分解曲线包括自定义分解曲线和常用分解曲线两类。

第 4.2.9 条 自定义分解曲线由经营主体自主提出，通过双边协商或挂牌交易成交确定。

第 4.2.10 条 常用分解曲线由电力交易机构会同电力调度机构根据山东电网系统负荷特性制定发布，包括年度、月度、日常用分解曲线。

第 4.2.11 条 常用分解曲线基础数据准备：

(一) 年度分月电量比例 (Y)：根据上一年系统电力电量历史数据确定年度分月电量比例。

(二) 月度分日电量比例 (M)：根据上一年系统日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日四类常用日的电量比例。

(三) 常用日分时电量曲线 (D)：根据山东电网系统负荷特性等，确定分时电量比例，将日电量分解为 24 小时电量曲线，分别设置为 D1、D2、D3 或 D4 等。

1.全网典型负荷曲线 D1：基于近年来电网供需情况和现货交易形成的高峰、低谷等分时段信号发布的典型曲线。

2.高峰时段曲线 D2：将日电量平均分解至每日峰段，平段、谷段为零，形成 24 小时电量曲线。

3.平段曲线 D3：将日电量平均分解至每日平段，峰段、谷段为零，形成 24 小时电量曲线。

4.低谷时段曲线 D4：将日电量平均分解至每日谷段，峰段、平段为零，形成 24 小时电量曲线。

第 4.2.12 条 年度常用分解曲线根据系统历史负荷确定年度分月电量比例（Y）和月度分日比例（M），将年度电量分解至分月、分日电量，再按日常用分解曲线（D1、D2、D3 或 D4 等），将日电量分解为 24 小时电量曲线，包括 Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3、Y+M+D4 等形式。

第 4.2.13 条 月度常用分解曲线按照月度分日比例（M），将月度合约电量分解至日电量，再按日常用分解曲线（D1、D2、D3 或 D4 等），将日电量分解为 24 小时电量曲线，即月度常用分解曲线有 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 等形式。

第 4.2.14 条 周常用分解曲线按照月度分日比例（M），将周电量分解至日电量，再按日常用分解曲线（D1、D2、D3 或 D4 等），将日电量分解为 24 小时电量曲线，即周常用分解曲线包括 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 等形式。

第三节 中长期交易约束

第 4.3.1 条 中长期交易约束包括月度净合约量约束、月度累计交易量约束、分时电量约束、可申报电量约束等。

第 4.3.2 条 月度净合约量是指经营主体所交易标的月合约电量的代数和。对单个标的月，其月度净合约量计算公式如下（可参考附件 8 算例一）：

发电侧标的月净合约量=标的月未参与电能量市场交易的上网电量+累计卖出标的月市场合约电量—累计买入标的月市场合约电量；

用户侧标的月净合约量=累计买入标的月市场合约电量

— 累计卖出标的月市场合约电量。

第 4.3.3 条 经营主体的月度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定。

第 4.3.4 条 发电侧月度净合约量上限原则上根据发电机组装机容量、月度可用发电小时数及调整系数等计算确定，具体计算方法如下：

发电机组月度净合约量上限=发电机组装机容量×月度可用发电小时数×调整系数 f_1 。

(一) 发电机组装机容量原则上以并网调度协议装机容量为准。月度可用发电小时数以交易公告为准。

(二) 新能源(含分布式电源)、虚拟电厂(分布式发电类)交易单元装机容量应扣减交易单元机制电量相应容量比例。机制电量比例按对应新能源项目容量加权计算得到；新投产新能源(含分布式电源)交易单元考虑投产日期计算其月度净合约量上限。

新能源(含分布式电源)可利用小时数取近两年同类型新能源当月平均可利用小时数的较大值；虚拟电厂(分布式发电类)月度可用发电小时数根据分布式项目类型月度可用发电小时数按对应的项目容量加权计算得到。

(三) 地方公用电厂、并网自备电厂装机容量与月度可用发电小时数的乘积取地方公用电厂、并网自备电厂当月历史上网电量。

第 4.3.5 条 批发用户根据历史用电量确定净合约量上限，售电公司历史用电量为其所代理用户用电量之和(历史

用电量取交易日前 12 个月中最大月用电量，有自备电厂的，按实际用网电量计算）。没有历史用电量数据的用户根据其报装容量，参考同类型用户用电情况，确定上限计算所需的电量数据。

根据批发用户或售电公司所代理用户的历史用电量，参考下表确定其净合约量上限：

单位：千瓦时

历史月实用电量	净合约量上限
<100 万	100 万× y_1
≥100 万， <500 万	500 万× y_1
≥500 万， <700 万	700 万× y_1
≥700 万， <1000 万	1000 万× y_1
≥1000 万， <2000 万	2000 万× y_1
≥2000 万， <3000 万	3000 万× y_1
≥3000 万， <4000 万	4000 万× y_1
≥4000 万， <5000 万	5000 万× y_1
≥5000 万， <6000 万	6000 万× y_1
≥6000 万， <7000 万	7000 万× y_1
≥7000 万， <8000 万	8000 万× y_1
≥8000 万， <9000 万	9000 万× y_1
≥9000 万， <1 亿	1 亿× y_1
≥1 亿	历史月实用电量× y_1

第 4.3.6 条 电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布经营主体月度净合约电量上限。对已发布的净合约电量上限，电力交易机构每月底根据售电公司与用户最新的代理关系进行重新计算并发布。因净合约量上限调整，导致经营主体已持有月度合约量超过月度净合约量上限时，由电力交易机构负责通知经营主体在规定时间内处理。其他因生产实

际情况确需调整交易上限的，由经营主体向电力交易机构提出申请。发电侧、用户侧净合约量下限均为零。

第 4.3.7 条 月度累计交易量是指单个经营主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和，具体计算公式如下（可参考附件 8 算例二）：

发电侧标的月累计交易量=标的月未参与电能量市场交易的上网电量+累计卖出标的月市场合约电量+累计买入标的月市场合约电量；

用户侧标的月累计交易量=累计买入标的月市场合约电量+累计卖出标的月市场合约电量。

第 4.3.8 条 对经营主体月度累计交易量设置上限。月度累计交易量上限根据月度净合约量上限确定，具体计算方法如下：

发电侧月度累计交易量上限=发电侧月度净合约量上限
 $\times f_2$ ；

用户侧月度累计交易量上限=用户侧月度净合约量上限
 $\times y_2$ 。

第 4.3.9 条 电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布经营主体月度累计交易量上限。原则上，售电公司与用户代理关系每月底更新计算一次，并同步调整已发布经营主体月度累计交易量上限。其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由经营主体向电力交易机构提出申请。

第 4.3.10 条 发电侧、用户侧分时净合约量需确保大于等于 0。发电侧分时净合约量需确保不大于其额定容量。用

户侧分时净合约量需确保不大于其实际报装容量。

第 4.3.11 条 可申报电量约束基本要求：

(一) 经营主体在交易电量约束范围内参与中长期交易。其中，可申报电量额度按交易标的分别计算。

(二) 经营主体的可申报电量额度根据其月度净合约量上下限、月度累计交易量上限、分时净合约量上下限、保函有效额度及历史交易情况计算得到，由电力交易机构计算发布。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

(三) 月以内合约电量须满足月度交易电量约束，月以上合约须满足合约期内各月交易电量约束，跨月电量按日所属月份计入月度合约电量后须满足月度交易电量约束。

(四) 根据经营主体预缴保函，计算某一标的预缴交易保函可交易电量额度，公式如下：

$$\text{预缴保函可交易电量额度} = \text{预缴保函额度} \times H\% / [\text{交易标的综合价格} \times (1+Q\%)]$$

现阶段，发电企业、电力用户不设预缴保函可交易电量额度。

(五) 经营主体同一交易时段对于相同交易标的电量只可进行买入或卖出交易，不可同时进行买入和卖出交易。

(六) 中长期交易实行大额申报制度。单个交易日内，经营主体任一月度净合约量减少值不得超过该月净合约量上限的 30%。确有需要的，需提前三个工作日向电力交易机构进行大额交易申报，对交易需求情况进行说明，经审批通

过后开展交易。

第 4.3.12 条 经营主体月内可申报电量额度计算公式如下（可参考附件 8 算例三）：

（一）发电侧

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限} - \text{本交易日前持有的月度净合约量} - \text{本交易日申报卖出的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有的月度净合约量} \times K_1 - \text{本交易日申报买入的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

发电机组分时可卖出电量额度=机组额定状态下每小时可发电量 - 该小时已持有的净合约电量；

发电机组分时可买入电量额度=该小时已持有的净合约电量。

（二）用户侧

用户侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限} - \text{本交易日前持有的月度净合约量} - \text{本交易日申报买入的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有的月度净合约量} \times K_1 - \text{本交易日申报卖出的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\}$ ；

用户侧分时可卖出电量=该小时已持有的净合约电量。

其中， K_1 为交易调整系数。

第 4.3.13 条 发电侧机组月度净合约量上限调整系数 f_1 、批发用户和售电公司净合约量上限调整系数 y_1 、发电侧月度累计交易上限调整系数 f_2 、用电侧月度累计交易上限调整系数 y_2 、预缴保函可交易电量额度调整系数 $H\%$ 和 $Q\%$ 、发电侧可申报买入电量额度和用户侧可申报卖出电量额度调整系数 k_1 按有关程序审议确认后执行，并向市场主体披露。

第四节 中长期交易组织

第 4.4.1 条 双边协商交易以自然日为最小合约周期，采用自定义分解曲线，具体要求以交易公告为准。

第 4.4.2 条 双边协商交易合同内容应包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线、结算参考点等要素。

第 4.4.3 条 双边协商交易的合同电量应满足双方交易电量约束，合同价格应满足最小变动价位约束。

第 4.4.4 条 双方协商达成交易意向后，在规定的交易时间内由卖方或买方按相关要求在山东电力交易平台提交合同信息，另一方确认。合同双方应以山东电力交易平台发布的交易标的起始日为基准至少提前 2 天完成合同信息填报与确认。

第 4.4.5 条 双边协商交易合同信息确认前，合同期内电量计入提交方已申报未成交电量；合同信息确认后，合同期内电量计入确认方已成交电量。

第 4.4.6 条 集中竞价交易。集中竞价交易分为集合竞价

和连续竞价两个阶段，集合竞价交易在连续竞价交易前完成。

集合竞价是指在规定时间内接受的买卖申报一次性集中撮合的竞价方式。

连续竞价是指对买卖申报逐笔滚动撮合的竞价方式。

第 4.4.7 条 集中竞价交易。集中竞价交易按价格优先、时间优先的原则成交。

成交时价格优先的原则为：较高价格买入申报优先于较低价格买入申报，较低价格卖出申报优先于较高价格卖出申报。

成交时时间优先的原则为：买卖方向、价格相同的，先申报者优先于后申报者。先后顺序按交易平台接受申报的时间确定。

第 4.4.8 条 集中竞价交易。集中竞价交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通过山东电力交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）本次集中竞价交易的交易时段、交易标的、交易代码等。

（二）本次集中竞价交易的基本单位电量、最小变动价位、交易价格约束等。

（三）可参加本次集中竞价交易的经营主体范围以及其交易电量约束。

第 4.4.9 条 集中竞价交易集合竞价阶段。集合竞价阶段采用集中申报、集中撮合的交易机制，在连续竞价交易前完

成，主要包括集中申报、集中撮合、结果发布等环节。

第 4.4.10 条 集中竞价交易集合竞价阶段。经营主体在集合竞价交易申报时间窗口内申报拟购买或出售的交易电量与价格。集合竞价阶段申报时间窗口的最后 5 分钟，山东电力交易平台不接受撤单申报。

第 4.4.11 条 集中竞价交易集合竞价阶段。经营主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。申报价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 4.4.12 条 集中竞价交易集合竞价阶段。集合竞价阶段成交价格的确定原则为：

- (一) 可实现最大成交量的价格。
- (二) 高于该价格的买入申报与低于该价格的卖出申报全部成交的价格。
- (三) 与该价格相同的买方或卖方至少有一方全部成交的价格。

两个以上申报价格符合上述条件的，其算术平均值为成交价格。

集合竞价的所有交易以同一价格成交。

第 4.4.13 条 集中竞价交易集合竞价阶段。集合竞价阶段交易结果在集合竞价阶段结束后由电力交易机构发布。集合竞价阶段未成交交易申报自动参与连续竞价阶段。

第 4.4.14 条 集中竞价交易连续竞价阶段。集中竞价交易连续竞价阶段采用连续申报、连续撮合的交易机制。包括

交易申报、自动撮合、结果发布环节。

第 4.4.15 条 集中竞价交易连续竞价阶段。经营主体在连续竞价阶段交易时段内申报拟购买或出售的交易电量与价格，申报信息匿名即时公布。

第 4.4.16 条 集中竞价交易连续竞价阶段。经营主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。申报价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 4.4.17 条 集中竞价交易连续竞价阶段。经营主体已申报未成交的交易意向可在交易窗口时间内撤销，已成交的交易意向不能撤销。

山东电力交易平台按不同交易标的进行即时自动匹配撮合，原则如下：

(一) 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。

(二) 交易对价差=买方申报价格—卖方申报价格。

第 4.4.18 条 集中竞价交易连续竞价阶段。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。

第 4.4.19 条 集中竞价交易连续竞价阶段。自动撮合交易结果由电力交易机构即时发布。

第 4.4.20 条 集中竞价交易连续竞价阶段。连续竞价阶段可成交交易对的成交价格取前一笔交易成交价格、买方申报价格、卖方申报价格的中间值，计算方法如下（可参考算例四）：

（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）集合竞价成交价格作为连续竞价阶段第一笔交易成交价格。当集合竞价成交经营主体数量不足 N_1 家时，连续竞价阶段首个可成交交易对成交价格为买方申报价格和卖方申报价格的算术平均值。

N_1 为集合竞价成交经营主体最小数量（暂定为 10）。

第 4.4.21 条 集中竞价交易结束后，电力交易机构对集中竞价交易初步交易结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

第 4.4.22 条 挂牌交易以自然日为最小合约周期，采用自定义分解曲线，具体要求以交易公告为准。

第 4.4.23 条 挂牌交易的合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线和结算参考点等信息由挂牌方确定。

第 4.4.24 条 挂牌交易。经营主体可以只挂牌或摘牌，也可同时挂牌和摘牌。经营主体在同一开市时间内，对于同

一交易标的，只能进行单向买入或卖出。

第 4.4.25 条 挂牌交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通过山东电力交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

- (一) 本次挂牌交易的交易时段、交易代码。
- (二) 本次挂牌交易的基本单位电量、最小变动价位等。
- (三) 可参加本次挂牌交易的经营主体范围以及其月度净合约量、月度累计交易量、可申报电量额度。

第 4.4.26 条 挂牌交易采用匿名机制，主要包括挂牌申报、摘牌交易、结果发布等环节。

第 4.4.27 条 挂牌交易。经营主体在交易时段内申报挂牌，挂牌内容包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线和结算参考点等内容。

第 4.4.28 条 挂牌交易。挂牌电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。挂牌价格应满足最小变动价位要求。

第 4.4.29 条 挂牌交易。经营主体根据山东电力交易平台发布的挂牌信息进行全部电量或部分电量摘牌操作，接受挂牌方挂牌电量、挂牌价格、分解曲线和结算参考点等信息。

第 4.4.30 条 挂牌交易。摘牌操作生效后形成初步结果，由电力交易机构即时发布。

第 4.4.31 条 挂牌交易的成交价格为挂牌价格。

第 4.4.32 条 滚动撮合交易。月度滚动撮合交易包含 24

支交易标的，每支交易标的代表全月同一时刻的电量，成交后按照月度分日比例分解到月内每日。月内滚动撮合交易，每支交易标的代表每日相应时刻的电量。具体要求以交易公告为准。

第 4.4.33 条 滚动撮合交易。经营主体分交易标的填写电量和价格，形成申报信息，允许多次提交和撤回。山东电力交易平台实时匿名显示各交易标的中，尚未成交的卖方最低 5 档电价和对应的总申报量，以及买方最高 5 档电价和对应的总申报量。实时显示各交易标的中卖方已成交的总电量和加权平均价格，以及买方已成交的总电量和加权平均价格。

第 4.4.34 条 滚动撮合交易。经营主体提交申报后，山东电力交易平台按不同交易标的进行即时自动匹配撮合。当买方申报价格大于等于卖方申报价格时允许成交。价格较高的买方申报或价格较低的卖方申报可以优先成交；当买方或卖方申报价格相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

第 4.4.35 条 滚动撮合交易。山东电力交易平台以成交对中申报时间较早一方的价格，作为该成交对的成交价格，由电力交易机构即时发布。

第 4.4.36 条 滚动撮合交易。在同一开市时间内，经营主体对同一交易标的只能进行单向买入或卖出。

第 4.4.37 条 滚动撮合交易。经营主体申报电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。申报价格应满

足最小变动价位要求。

第 4.4.38 条 滚动撮合交易。在交易开市前，各经营主体可以通过山东电力交易平台查看每个交易标的可交易额度，价格上下限等信息。

第 4.4.39 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) 其他需要明确的事项。

第 4.4.40 条 交易公告应事前明确交易的限定条件，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要时的应当公开说明原因。

第 4.4.41 条 中长期交易结束后，电力交易机构通过山东电力交易平台发布中长期交易正式结果。在山东电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易等产生的结果视同为电子合同，作为结算依据。

第五节 中长期交易校核

第 4.5.1 条 电力交易机构根据已发布的经营主体交易约束对预成交结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

第 4.5.2 条 通过交易校核后，电力交易机构于交易日当日发布正式成交结果。

第 4.5.3 条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，视为无异议。

第五章 现货交易运营

第一节 市场准备

第 5.1.1 条 参与电力市场的成员，应遵守市场规则，按照市场规则和交易结果承担相应经济责任。

第 5.1.2 条 发电企业（机组）按要求向电力市场运营机构提供运行技术参数，作为电力现货市场出清的参数。

第 5.1.3 条 电网企业负责分别预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

第 5.1.4 条 在经营主体申报前，电力调度机构开展运行日分时段负荷预测和母线负荷预测。

第 5.1.5 条 根据系统运行需要，确定系统正、负备用要求。现货交易出清结果需满足运行日的系统备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值，并向经营主体披露调整情况。

第 5.1.6 条 电力调度机构基于发、输变电设备投产、退役和检修计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的发、

输变电设备检修和投运计划。

第 5.1.7 条 系统安全约束条件包括输变电设备极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

第 5.1.8 条 现货市场每日连续运行，经营主体需在规定时间前向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第 5.1.9 条 关键参数的设置和修改应按规定程序开展，不得随意更改。

第 5.1.10 条 电力调度机构会同电网企业研究制定经营主体节点挂接细则，按有关程序审议确认后执行，并向经营主体披露。

第二节 发电机组与新型经营主体参数

第 5.2.1 条 发电主体参数包括运行参数、申报参数和缺省参数。

（一）运行参数指发电主体的运行技术参数。

（二）申报参数指发电主体在现货市场交易前申报的量价信息。

（三）机组缺省参数指参与现货市场交易的发电主体应在市场注册时提供的默认运行参数和量价参数。

第 5.2.2 条 申报数据校核。经营主体的申报信息、数据应满足规定要求，由山东电力交易平台和调度技术支持系统根据要求自动进行初步审核。经营主体提交申报信息后，由

市场运营机构对申报信息进行审核及处理。

第 5.2.3 条 若发电主体未按时在现货市场中进行申报，则采用缺省参数进行出清。发电主体的缺省参数每个工作日 09:45 前允许更改一次，由发电主体向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改，次日生效。

第 5.2.4 条 所有并网发电主体应按照规定向电力调度机构提供机组的运行参数，经电网企业或电力调度机构校核后生效，用于现货市场出清。

（一）直调公用火电发电机组

1. 发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与电力业务许可证（发电类）、并网调度协议保持一致。

2. 发电机组最小技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。发电机组最小技术出力作为 AGC 系统机组出力设置下限，以及在现货市场中申报的出力价格曲线第一个出力值。

原则上，煤电机组最小技术出力应满足省有关主管部门对灵活性改造的最小发电出力要求。

3. 发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/min。发电机组申报的有功功率调节速率应与并网调度协议保持一致，同时，发电机组可根据自身调节能力另外申报深调工况下的有功功率调节速率。

电力调度机构制定发电机组有功功率调节速率申报及调整等实施细则，经有关程序审议后执行。

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.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。
- 7.典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。
- 8.直调公用供热机组最大供热量，单位为 GJ/h。

（二）核电机组

- 1.核电机组额定有功功率，单位为 MW，应与电力业务许可证（发电类）、并网调度协议保持一致。
- 2.核电机组最小技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。
- 3.核电机组有功功率调节速率，单位为 MW/min。
- 4.典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟。
- 5.典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。
- 6.机组厂用电率，单位为百分数。
- 7.核电机组调峰升降功率速率、日最大上/下爬坡次数、稳功率运行最短时间等参数，单位分别为 MW/min、次/每天、小时。
- 8.核电供热机组最大供热量，单位为 GJ/h。

（三）新能源场站（含配建储能）

- 1.场站装机容量，单位为 MW，应与电力业务许可证（发电类）、并网调度协议保持一致。

2.配建储能额定充放电功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

3.配建储能额定功率充放电最大时长，单位为小时。

4.新能源场站厂用电率，单位为百分数。

（四）地方电厂及并网自备电厂

1.电厂（机组）额定有功功率，单位为 MW，应与电力业务许可证（发电类）、并网调度协议保持一致。

2.电厂（机组）最小技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

3.电厂（机组）有功功率调节速率，单位为 MW/min，应与并网调度协议保持一致。

4.电厂（机组）厂用电率，单位为百分数。

（五）新型储能电站

1.额定充放电功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致。

2.最小连续充放电时长，单位为分钟，应为 15 分钟整数倍。

3.额定功率充放电最大时长，单位为小时。

4.储能最大、最小荷电状态（SOC），单位为百分数。

5.储能充放电转换效率，单位为百分数。

6.最大充放电功率和最小充放电功率，单位为 MW。

（六）抽水蓄能电站

1.额定抽水、发电功率，单位为 MW，应与电力业务许可证、并网调度协议保持一致。

2.上下水库库容参数，包括抽水电量与下水库库容转换系数、发电电量与上水库库容转换系数。

3.额定功率抽水、发电最大时长，单位为小时。

4.抽蓄电站上库的上、下水位，单位为米。

5.最大抽水发电功率、最小抽水发电功率，单位为 MW。

(七) 虚拟电厂(含负荷聚合商)

虚拟电厂聚合单元运行参数经电力调度机构会同电网企业审核通过后生效。运行参数包括但不限于：

1.虚拟电厂分布式发电类聚合单元(含聚合资源配建储能)提供聚合容量(MW)、有功功率调节速率(MW/min)、响应类型(直控型、短时响应型、长时响应型)、执行指令时间(h)等，配建储能额定充放电功率(MW)，配建储能额定功率充放电最大时长(h)。

2.虚拟电厂储能类聚合单元提供额定充放电功率(MW)，额定功率充放电最大时长(h)，最小连续充放电时长(min)，储能最大和最小荷电状态(SOC)(百分数)，充放电转换效率(百分数)，最大和最小充放电功率(MW)，响应类型(直控型、短时响应型、长时响应型)、执行指令时间(h)等。

3.虚拟电厂负荷类聚合单元根据负荷资源特性申报运行参数。全电量负荷类聚合单元提供聚合容量(MW)等；调节量负荷类聚合单元提供聚合容量(MW)、最大上调节和下调节容量(MW)、调节量上下调节速率(MW/min)、调节方向(削峰、填谷)、响应类型(直控型、短时响应型、

长时响应型）、执行指令时间（h）等。

（八）分布式电源经营主体、电动汽车充电设施经营主体、智能微电网经营主体等新型经营主体按照参与市场需要提供运行参数。其中，以报量报价方式参与市场的分布式电源经营主体参照相应电源类型申报运行参数。

（九）市场运营所需的其他参数。

第 5.2.5 条 新建（包括扩建、改建）发电机组应在首次并网前 30 天向所属电力调度机构申报机组运行参数，经审核通过后生效。

第 5.2.6 条 发电机组和新型经营主体经过技术改造，运行参数发生变化的，经具有国家认证资质的机构测试认定，按有关程序确认后生效，并调整相应的参数信息。

第 5.2.7 条 运行参数变更。并网主体运行参数变更流程如下：

（一）并网主体自主申请运行参数变更。根据实际运行情况向电力调度机构申请运行参数变更，经核对无误后生效。电力调度机构将变更后的运行参数推送至电力交易机构。并网主体原则上允许每年申请一次变更。

（二）电网企业和电力调度机构进行运行参数变更。并网主体完成经政府核准后的增容容量、设备状态变更，经电力调度机构、电网企业审核通过后生效，将变更后的运行参数推送至电力交易机构。

第 5.2.8 条 机组出力限值临时变更管理：

（一）竞价日前一日（D-2）14:00 前，若电厂预计发电

机组在运行日存在机组降出力（包括降低最高出力和提高最低出力）时段，应向电力调度机构报送机组降出力申请，电力调度机构结合系统运行情况予以审核。电力调度机构应根据机组的额定有功功率、最小技术出力、检修、调试（试验）及降出力等情况，同步调整机组出力上下限，作为机组出力约束。

（二）当机组在运行日内发生临时降出力、非计划停运时，电厂应及时向电力调度机构提交机组降出力、检修申请，经电力调度机构审核确认后生效。

（三）原则上，日前可靠性机组组合及发电计划出清考虑竞价日 15:00 前审批通过的机组降出力、非计划停运、试验开工及竣工申请以及电网安全约束等。

第三节 发电机组和新型经营主体调试管理

第 5.3.1 条 新建（包括扩建、改建）机组调试管理：

（一）新建（包括扩建、改建）机组进行涉网试验前，应由具备资质的试验单位编制试验方案，并提前 30 天报送电力调度机构，经审核同意后方可执行。

（二）新建（包括扩建、改建）机组应在试验开始前 7 个工作日，将涉及启停机和负荷要求等试验计划上报电力调度机构，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

（三）竞价日上午 9:00 前，新建（包括扩建、改建）调试机组应通过调度技术支持系统报送未来 3 天滚动调试计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。经批复的

运行日调试曲线不参与优化和市场定价。

(四) 实时运行中，新建(包括扩建、改建)调试机组的调试计划原则上按照日前申报计划执行。当运行日的调试计划发生变更时，电厂需提前2小时通过调度技术支持系统申请更改当日调试计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

(五) 新建(包括扩建、改建)机组在完成涉网试验后，应在3个工作日内向电力调度机构报送试验快报，15天内报送试验报告。

(六) 新建(包括扩建、改建)机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成整套设备启动试运行后，正常参与现货市场。新建(包括扩建、改建)机组应在完成整套设备启动试运行前3个工作日在交易平台申报缺省参数，完成整套设备启动试运行次日，发电机组缺失申报量价参数时，按照缺省参数参与现货市场出清。

第5.3.2条 在运机组调试(试验)管理。

(一) 在运机组调试(试验)包括但不限于：PSS试验、励磁系统试验、调速系统试验、一次调频试验、AGC试验、AVC试验、进相试验、甩负荷试验、高背压出力试验、最低稳燃负荷试验(最小技术出力试验)、一类辅机变频器高低电压穿越能力试验、黑启动试验等。

(二) 每月15日前，各电厂向电力调度机构报送下月月度涉网试验计划。

(三) 试验开展前按照相关时间节点要求，电厂应向电

力调度机构申报机组涉网试验计划、试验方案以及相应的机组出力计划曲线，电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日（D-1）14:00 前予以批复，批复同意的机组涉网试验时段设为必开状态。

（四）运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过调度技术支持系统申请变更试验计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

（五）发电机组调试（试验）时段内发电出力曲线为其申报的试验出力曲线且不参与市场定价，非调试时段按照机组申报的量价信息，正常参与现货市场；发电机组调试（试验）时段内发电出力为试验出力范围时，按照其申报调试（试验）出力范围下限设置出力曲线，且不参与市场定价。

第 5.3.3 条 检修后机组调试（试验）管理。

（一）检修后机组调试（试验）包括但不限于：PSS 试验、励磁系统试验、调速系统试验、一次调频试验、AGC 试验、AVC 试验、进相试验、甩负荷试验、高背压出力试验、最低稳燃负荷试验（最小技术出力试验）、一类辅机变频器高低电压穿越能力试验、黑启动试验等。

（二）试验开展前按照相关时间节点要求，电厂应向电力调度机构申报机组检修后涉网试验计划、试验方案以及相应的机组出力计划曲线，电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日（D-1）14:00 前予以批复，批复同意的机组涉网试验时段设为必开状态。

（三）运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过调

度技术支持系统申请变更试验计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

(四) 参与市场的机组调试时段内发电出力曲线为其申报的试验出力曲线。非调试时段，按照机组的申报信息，正常参与现货市场。

第四节 市场运营

第 5.4.1 条 市场运营机构综合考虑电网实际运行情况、省间中长期合同约定曲线、省间现货市场交易结果等因素，确定跨省跨区联络线计划，作为市场初始条件。

第 5.4.2 条 跨省区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方，提前约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨省区送电曲线作为山东电力现货市场的边界条件，偏差部分按照山东电力市场规则进行结算。

第 5.4.3 条 市场运营机构和电网企业不从市场盈利或承担亏损。

第 5.4.4 条 日前预电力平衡。电力调度机构根据发电企业、新型经营主体日前交易申报信息、联络线预计计划、新能源申报预测功率，将调度负荷预测作为需求，在考虑电网运行和物理约束的前提下，以发电成本最小为优化目标，进行省内日前预电力平衡计算，用于组织省间现货市场交易。

第 5.4.5 条 日前市场。日前市场包括日前市场经济出清和日前可靠性机组组合及发电计划出清两个环节。

(一) 日前市场经济出清。电力调度机构按日组织日前

市场经济出清，根据发用两侧经营主体日前交易申报信息，以已发布的信息作为市场优化边界条件，将用户侧申报电量作为需求，在考虑电网运行和物理约束的前提下，以社会福利最大为目标进行集中优化出清，形成日前市场经济出清结果。

条件不具备时，电力调度机构暂根据发用两侧经营主体参与日前市场经济出清申报的量价信息，进行集中优化出清，形成日前市场经济出清结果。

(二) 日前可靠性机组组合及发电计划出清。电力调度机构按日组织日前可靠性机组组合及发电计划出清，根据发电企业、新型经营主体日前交易申报信息、最新新能源预测功率、省间联络线计划，将调度负荷预测作为需求，在考虑电网运行和物理约束的前提下，以发电成本最小为优化目标进行日前集中优化出清，形成需要启停的机组和发电计划。

第 5.4.6 条 日内市场。电力调度机构以日前可靠性机组组合及发电计划为基础，根据日内运行情况和相关预测信息，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源。具备条件时，经营主体可在规定时间前调整报价。

第 5.4.7 条 实时市场。电力调度机构根据最新的电力负荷预测、联络线计划和系统约束条件等，以社会福利最大(发电成本最小)为目标进行出清。

第 5.4.8 条 完善现货市场与辅助服务市场衔接机制。调频辅助服务市场采用基于调频里程的单一制价格机制。

调频辅助服务市场和现货市场联合出清。技术支持系统

不具备条件时，调频辅助服务市场与现货市场暂独立出清。

爬坡辅助服务市场采用基于中标容量的单一制价格机制，按照日前申报、日内与实时电能量市场联合出清的方式。

依据市场发展，探索开展备用辅助服务市场。

第 5.4.9 条 发电企业以机组（或厂）为单位报量报价参与现货市场。过渡阶段，可自愿选择参与日前市场经济出清。

（一）直调公用火电机组

直调公用火电机组以报量报价方式参与现货市场。

在供暖期，供热机组按照“保量不保价”的原则参与现货市场。各直调公用供热电厂以正式文件形式在每年 10 月 15 日前向电力调度机构报送供暖期各直调公用电厂供热机组最小方式（含民生和工业供热），在每年 3 月 1 日前向电力调度机构报送各直调公用电厂当年非供暖期工业供热机组最小方式，各驻鲁发电公司所属电厂以发电公司为单位统一报送。电力调度机构组织山东电科院根据供热电厂上一年实际供热情况对电厂申报的供暖期和非供暖期供热机组最小方式进行校核，并进行公示。执行期内，最小供热方式发生变化的电厂应提前向调度机构提出书面申请，经审核后，对其最小供热运行方式进行调整。核定周期内电厂申请变更的供热方式应小于调整前的最小供热方式。

（二）核电机组

核电机组以报量报价方式参与现货市场。不具备日内和实时调整能力的核电机组，日内和实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

核电机组运行应满足核电机组低功率运行深度、调节速率、准备时间等安全条件要求。现阶段，核电机组启停应按照《电网调度管理规程》规定向电力调度机构提出申报，经校核后执行，机组运行期间发电计划曲线按照现货市场出清结果执行。

（三）新能源场站（含配建储能）

新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

新能源场站（含配建储能）以报量报价方式参与现货市场，应参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，可自愿选择参与日前市场经济出清。新能源场站应具备功率预测、接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等与调度技术支持系统数据交互的能力。

新能源与其配建储能视为一体参与市场，应同时在竞价日申报配建储能 96 点充放电曲线。新能源（含配建储能）出清下限按照保留样板机原则留取（取值为 10% 预测功率）。

（四）地方公用电厂

1. 地方公用电厂以厂为单位参与现货市场，自主签订中长期合约。自主签订中长期合约的地方电厂应报量报价参与现货市场。未自主签订中长期合约的地方公用燃煤电厂作为价格接受者参与现货市场。

（1）报量报价参与现货市场的地方公用燃煤电厂，暂不具备实时调整能力的，实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

(2) 作为价格接受者参与现货市场的地方公用燃煤电厂，日前采用调度机构预测曲线参与日前预电力平衡和日前可靠性机组组合及发电计划出清，实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

(3) 三余、生物质等其它地方公用电厂可选择以报量报价方式参与市场。暂不具备实时调整能力的，实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

2. 在供暖期，参与电力市场的地方公用供热电厂应考虑实际供热需求，在日前市场申报全厂上网出力上下限。日前和实时市场在出清时保障电厂出力下限，电厂出力下限以上部分按照报价参与市场出清。

(五) 并网自备电厂

符合条件的并网自备电厂以厂为单位参与电力市场，原则上应自主签订中长期合约，并报量报价参与现货市场。并网自备电厂暂不具备实时调整能力的，实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

第 5.4.10 条 新型经营主体原则上以交易单元为单位报量报价参与现货市场。过渡阶段，可自愿选择参与日前市场经济出清。

(一) 新型储能电站

新型储能电站包括独立新型储能电站和分布式储能。其中，分布式储能可独立或以聚合方式参与现货市场。

参与现货市场的新型储能电站在具备实时调整条件前，实时市场执行日内市场出清结果。

（二）抽水蓄能电站

抽水蓄能电站以机组为单位参与现货市场。具备实时调整条件前，实时市场执行日内市场出清结果。抽水蓄能电站按电站留取事故备用水位 $L_b\%$ 后，在满足电网安全运行条件下，根据报价出清抽水和发电曲线。

必要时，电力调度机构可根据电网运行情况调用抽水蓄能机组。

（三）虚拟电厂（含负荷聚合商）

1. 虚拟电厂（含负荷聚合商）以聚合单元为单位报量报价参与现货市场。虚拟电厂调节量负荷类聚合单元未申报的，默认不参与现货市场。虚拟电厂全电量负荷类聚合单元参与现货市场方式与售电公司一致。

2. 聚合单元应根据响应类型选择日内市场和实时市场出清结果执行方式。

（1）虚拟电厂分布式发电类聚合单元和调节量负荷类聚合单元

长时响应型分布式发电类聚合单元日内市场和实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果；短时响应型分布式发电类聚合单元实时市场执行日内市场出清结果；直控型分布式发电类聚合单元应常态化投入AGC闭环功能，执行实时市场出清结果。

（2）虚拟电厂储能类聚合单元

长时响应型储能类聚合单元日内和实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果；短时响应型储能类聚

合单元实时市场执行日内市场出清结果；直控型储能类聚合单元应参与日内市场出清，具备实时调整条件前，实时市场执行日内市场出清结果。

3. 电力调度机构会同电网企业根据虚拟电厂聚合单元实际调节情况，对虚拟电厂执行效果进行评估考核。

（四）其他新型经营主体

1. 分布式电源经营主体包括分布式新能源（含配建储能）等。其中，分布式新能源（含配建储能）以独立或聚合方式报量报价参与现货市场，或作为价格接受者参与现货市场。

（1）报量报价参与现货市场。独立参与市场的分布式新能源、以聚合方式参与市场的分布式新能源聚合单元，暂不具备日内和实时调整能力的，日内和实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。应具备功率预测、接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线等与调度技术支持系统数据交互的能力。

（2）作为价格接受者参与现货市场。未报量报价参与市场的分布式新能源，作为价格接受者参与现货市场，出清时默认其价格为现货市场申报价格下限。其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

2. 电动汽车充电设施经营主体、智能微电网等新型经营主体以报量报价方式自愿选择参与现货市场。暂不具备日内和实时调整能力的，日内和实时市场执行日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

第 5.4.11 条 作为价格接受者参与现货市场的新能源，其预测信息更新方式由电力调度机构制定执行细则，经相关程序审议确认后实施，并向经营主体进行披露。

第 5.4.12 条 新能源消纳成本原则上不高于新能源项目的上网电价。

第五节 安全校核

第 5.5.1 条 现货市场出清结果应通过安全校核后执行。其中，安全校核包括电力平衡校核、安全稳定校核等。

第 5.5.2 条 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。

第 5.5.3 条 安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全校核。基态潮流校核确保线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全校核针对电网运行方式数据进行静态安全分析计算，分析 N-1 故障和指定故障集下的设备过载和越限情况。

其中基态潮流安全校核结果应满足电力系统安全稳定导则中相关要求。

第 5.5.4 条 为保障运行安全性，对于同一时段内（15 分钟）出清的独立新型储能充放电计划，在时段内根据功率变化线性插值的方式进行平滑处理，防止功率瞬时变化值过大。

第 5.5.5 条 若存在电力平衡、安全约束等无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约

束、组织有序用电以及电力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。

第六节 市场出清和结果发布

第 5.6.1 条 市场运营机构应及时向经营主体发布对应出清结果，当出清结果缺失或错误时，应及时补发或更正，并进行情况说明。

(一) 日前市场经济出清结果应包含机组出力曲线、分时价格。

(二) 日前可靠性机组组合及发电计划出清后，电力调度机构应在规定时间内发布调度计划（含机组组合和发电计划曲线）和分时价格。

(三) 运行日内，市场运营机构按规定发布日内出清结果和实时出清结果，包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

(四) 实时运行中，如发生场外调度或市场干预，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并按照相关要求进行信息披露。

第 5.6.2 条 现货市场每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段，统一使用交易时段的结束时刻作为该时段的时段表征。例如 00:00-00:15 时段以 00:15 表示，00:45-1:00 时段以 1:00 表示，全天结束时刻以 24:00 表示。

第六章 省间与省内现货市场衔接

第一节 市场衔接方式

第 6.1.1 条 省间和省内现货市场衔接。省间现货交易结果作为省内现货市场边界条件，省内现货市场预平衡结果作为经营主体、电网企业参与省间现货市场的依据和参考。

第 6.1.2 条 按照日前省间和省内现货市场交易组织时序，包括省内日前预电力平衡、省间日前现货交易、省内日前市场经济出清、省内日前可靠性机组组合及发电计划。

第 6.1.3 条 省间现货市场的交易组织与实施按照省间电力现货交易规则执行。

第二节 日前预电力平衡边界条件准备

第 6.2.1 条 日前市场预电力平衡计算的电网拓扑包括山东电网 220 千伏及以上电压等级的发、输、变电设备。220 千伏以下电压等级接入的新能源场站、地方公用电厂、新型经营主体等采用等值接入的方式处理。

第 6.2.2 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心发布的运行日省间联络线计划，在调度技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

第 6.2.3 条 电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的机组和电网运行约束并按时发布，作为日前预电力平衡的约束条件。

第 6.2.4 条 电力调度机构应根据直调公用机组检修批复情况，在竞价日上午 8:45 前通过山东电力交易平台发布运行日机组检修计划、机组试验计划等信息。各发电企业如有异议应在 9:45 前与电力调度机构进行确认。

直调公用机组状态包括可用、调试（试验）、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试（试验）状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前市场出清。

（一）可用状态。包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）机组调试（试验）状态。包括处于检修工期中的调试（试验）机组，运行日存在调试（试验）时段的机组运行日相应时段均视为调试（试验）状态。

（三）机组不可用状态。包括机组检修及其他不可用情况。

第 6.2.5 条 按照电力调度机构的直调公用机组检修批复结果，批复的开工时间与竣工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（试验）阶段，则电力调度机构可将该机组置为调试（试验）状态。

第 6.2.6 条 发电机组与新型经营主体调试及试验计划：

（一）新建（包括扩建、改建）机组与新型经营主体调试

调试阶段的新建（包括扩建、改建）机组按照调试需求

安排发电，作为市场出清的边界条件。新建（包括扩建、改建）机组在竞价日前一日（D-2）12:00 前应通过调度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（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。完成转商业运营后正常参与现货市场出清。

在竞价日（D-1）完成整套设备启动试运行的新建机组，可在运行日（D）申报参与运行日次日（D+1）的现货市场交易，并按照市场规则参与出清。新建机组在完成整套设备启动试运行至按照申报信息参与现货市场交易出清当天零点，在满足系统安全的基础上，原则上按照申报出力运行，若未申报则按照最小技术出力安排运行，该机组不参与市场定价；运行日起，发电机组按照现货市场的交易规则参与出清。若完成整套设备启动时间晚于竞价日 15:00，运行日发电计划仍按照上述原则执行。

（二）在运机组与新型经营主体调试（试验）

申报了运行日调试（试验）计划的机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

竞价日前一天（D-2）12:00 前，在运行日进行调试（试验）的在运机组，应通过调度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（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。

调试（试验）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（试验）出力曲线，

非调试时段内原则上该台机组参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日调试（试验）时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（三）检修后调试（试验）机组与新型经营主体

检修机组（含计停机组、非计停机组）需在机组开机后，出力达最小技术出力以上方可报竣工。

发电机组计划检修后，需要竞价日前一日（D-2）14:00前申请检修开机，经电力调度机构审核同意后，按照调试（试验）计划设置开机状态，在机组完成所有调试计划，出力达最小技术出力以上报竣工，竣工后机组按照市场规则参与市场出清。

发电机组在非计划停运期间达到计划检修开工时间可以转入计划检修。

检修后需要调试（试验）的机组，竞价日前一日（D-2）14:00前，应通过电力调度机构的调度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（试验）计划，由电力调度机构审核同意后生效，原则上按照机组申报的调试（试验）曲线设置发电计划，不参与优化。申报开机时间的，经调度机构审核同意后，按照机组申报开机时间设置开机状态，机组出力按照报价参与可靠性发电计划出清。

第三节 日前预电力平衡组织方式

第 6.3.1 条 日前预电力平衡采用发电侧全电量申报、集中优化出清的方式开展。电力调度机构预测全网用电负荷和母线负荷，综合考虑发电机组、新能源场站以及新型经营主体申报信息，以省间联络线预计划、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以发电成本最小为优化目标，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，得到日前预电力平衡，结果用于组织省间现货交易。

第 6.3.2 条 日前预电力平衡组织流程

（一）竞价日（D-1）8:00 前新能源场站应结合自身预测出力情况，通过调度技术支持系统申报运行日的 96 点预测出力曲线；8:30 前，电力调度机构预测运行日全网用电负荷和母线负荷。

（二）竞价日（D-1）8:45 前，市场运营机构通过山东电力交易平台和调度技术支持系统，按照信息披露要求向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

全网系统负荷预测曲线，新能源总出力预测曲线，省间联络线高峰、低谷电力预测，发电机组检修总容量，正备用要求、负备用要求，输变电设备检修计划，电网关键断面约束情况，必开必停机组，市场限价等交易参数。

（三）竞价日（D-1）9:45 前，发电企业和新型经营主

体等在山东电力交易平台申报运行日量价信息，未申报默认按照缺省参数参与日前预电力平衡。

（四）竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构完成省内日前预电力平衡组织，并按照国家相关政策要求及省间现货市场交易规则完成信息披露。

第 6.3.3 条 若直调公用机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日（D-1 日）09:45 前，该机组需通过山东电力交易平台申报运行日最早可并网时间。若备用机组未申报，火电机组以 D-1 日 18:00 为基准，按照冷态启动 20 小时、温态启动 12 小时、热态启动 6 小时出清机组并网时间。现阶段核电机组按照计划安排确定其解并网时间。

第 6.3.4 条 发电机组、新能源场站以及新型经营主体申报信息、市场出清模型与日前可靠性机组组合及发电计划一致。

第 6.3.5 条 日前预电力平衡出清结果应满足电力平衡、电网安全约束等安全校核要求。

第七章 日前市场交易组织

第一节 日前市场经济出清组织方式

第 7.1.1 条 日前市场经济出清采取发用两侧报量报价、集中优化出清的方式开展。

发电企业、新型经营主体、售电公司和批发用户等在日

前市场经济出清中申报运行日量价曲线，电网企业预测并申报代理购电用户运行日的用电需求曲线，不申报价格。

第 7.1.2 条 电力调度机构以批发用户、售电公司、电网企业代理购电工商业用户等用户侧主体申报信息和居民农业用电预测曲线为用电需求，综合考虑省间联络线计划、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等因素，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合；在机组开机组合的基础上，采用安全约束经济调度（SCED）算法开展集中优化出清，得到发电出力曲线、用电曲线及分时节点电价，用于市场交易结算。

条件不具备时，采用过渡方式组织日前市场经济出清，即电力调度机构以经营主体申报量价信息开展集中优化出清，得到日前市场经济出清中标发电出力曲线、用电曲线及分时电价，用于市场交易结算。

第二节 日前市场经济出清交易组织方式

第 7.2.1 条 本节适用于条件具备后的日前市场经济出清交易组织方式。

第 7.2.2 条 边界条件更新。竞价日 14:30 前，电力调度机构按照信息披露要求向相关市场成员发布运行日更新的边界条件信息。

（一）负荷预测信息更新。电力调度机构可结合实际情况更新负荷预测信息，并通过山东电力交易平台披露。

(二) 新能源功率预测更新。新能源功率预测统一在调度技术支持系统完成更新，其中，报量报价参与市场的新能源可依据最新预测出力情况，自主申报修正 96 点预测出力曲线；作为价格接受者的新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

第 7.2.3 条 日前市场经济出清交易申报时间。竞价日 15:00 前，参与日前市场的经营主体通过山东电力交易平台进行日前市场经济出清申报。

第 7.2.4 条 申报出力价格曲线根据发电主体类型分为点或阶梯段两种方式。发电主体申报的出力价格表示发电主体运行在不同出力点的微增电量价格，即在出力点每增加一个单位出力的报价。

第 7.2.5 条 直调公用发电机组申报要求。直调公用发电机组应以报量报价方式参与日前市场经济出清，申报出力价格曲线、启动费用、空载费用、最小连续运行时间、最小连续停机时间等。

1. 直调公用机组可最多申报 10 个出力点及对应价格，每个点需申报出力 (MW) 和该出力对应报价 (元/MWh)，报价点之间的微增电量价格由相邻两点的连线决定。第一个点的出力不得高于机组的最小技术出力、不得低于机组实际最小出力，最后一个出力点为机组的额定有功功率。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格的上限、下限限

值。装有电锅炉、熔岩储能等增加机组深调能力附属设备的直调公用发电机组，在竞价日申报与附属设备的挂接关系，选择挂接附属设备的机组报价曲线第一个点的出力包含附属设备的深调能力，同时申报运行日机组正常出力下限（不包含附属设备的深调能力，不得高于机组的最小技术出力）、附属设备深调能力和深调时段。详细的申报信息表单见附件2。

2. 直调公用机组启动费用：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技术支持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不得超出核定的启动费用上限。燃气机组根据不同类型机组（如 9E、9F 等）确定机组热态、温态、冷态启动费用上限。

3. 直调公用机组空载费用：机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限。

4. 直调公用机组最小连续运行时间：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。

5. 直调公用机组最小连续停机时间：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。

6. 直调公用供热电厂申报运行日用于供热的机组名称以及编号，同时进行供热机组日前市场交易申报（申报信息与常规机组相同）。此外，还应申报运行日的供热计划，具体

内容包括：

- (1) 运行日该电厂 24 小时总供热量预测曲线，单位为 GJ/h；
- (2) 运行日该电厂高背压供热机组的 24 小时（96 点）供热电力负荷上下限曲线。

电力调度机构根据电网运行实际和直调公用供热电厂申报的总供热量对电厂申报的供热机组方式进行校核，日前市场和实时市场在出清时仅保障供热机组最小技术出力，最小技术出力以上部分按照报价参与市场出清。

第 7.2.6 条 新能源场站（含配建储能）申报要求。新能源场站（含配建储能）以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

新能源场站可最多申报出力上下限之间 5 个出力点 (MW) 及对应价格 (元/MWh)，出力上限为电站额定容量，出力下限为零。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。同时申报配建储能 96 点自调度曲线（充/放电力单位为 MW）。

第 7.2.7 条 地方公用电厂及并网自备电厂申报要求。地方公用电厂和并网自备电厂以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

1. 地方公用电厂以厂为单位进行报价，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限、上网出力价格、全厂上网出力上下爬坡速率和价格。地方公用电厂可最多申报上下限之间 5 个出力点 (MW) 及对应价格 (元/MWh)，报价曲线

必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。

2.并网自备电厂以厂为单位进行报价，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限（下限为 0）、全厂上网出力上下爬坡速率、上网出力价格和 96 点全厂用电计划曲线。并网自备电厂可最多申报上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。

第 7.2.8 条 新型储能电站申报要求。

（一）独立新型储能电站以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。

1.独立新型储能电站申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2.独立新型储能电站需申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示。

独立新型储能电站需申报运行日荷电状态（SOC）上下限范围、最小连续充电时间、最小连续放电时间、最小连续停备时间，荷电状态上下限值应介于 0% 和 100% 之间。

3. 独立新型储能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC），运行日结束时刻荷电状态期望值应在运行日荷电状态（SOC）上下限范围内。若申报，将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件，且作为运行日次日独立储能电站的起始状态，申报运行日次日荷电状态（SOC）上下限应与其相衔接；若不申报，运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

4. 独立新型储能电站需申报运行日充放电转换效率（1% 至 99% 之间）。

5. 首次参与现货市场交易的独立新型储能电站，需通过山东电力交易平台申报运行日起始时刻的荷电状态（SOC），功率默认为 0。

（二）分布式储能独立或以聚合方式报量报价参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。

1. 分布式储能电站申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的

出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 参与现货市场的分布式新型储能申报充放电功率、运行日荷电状态（SOC）、最小连续充电时间、最小连续放电时间、最小连续停备时间、充放电转换效率等申报要求与独立新型储能电站一致。

第 7.2.9 条 抽水蓄能电站申报要求。抽水蓄能电站以机组为单位报量报价自愿参与日前市场经济出清。

1. 抽水蓄能机组按照机组运行特性可分别申报抽水和发电多个（不超过 5 个）出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。抽水功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定抽水功率，最后一段出力区间终点为 0；发电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定发电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 抽水蓄能电站需申报运行日抽水出力上限和发电出力上限，抽水功率均以负值表示，发电功率以正值表示。抽水

蓄能电站需申报水库库容参数（包括抽水电量和发电电量与水库库容的转换系数等）和运行日库容水位上下限、最小连续抽水时间、最小连续发电时间、最小连续停备时间。其中运行库容上下限应大于电站需留取的事故备用水位 $L_b\%$ ，当预留库容不满足事故备用水位需求时，当日电能量市场出清充放电计划为 0。

3. 抽水蓄能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的库容比（单位为百分数）。若申报，将运行日结束时刻期望库容比作为现货市场出清的边界条件，且作为运行日次日抽水蓄能的起始状态，申报运行日次日库容比上下限应与其相衔接；若不申报，运行日结束时刻的库容值由可靠性发电计划出清确定。运行日结束时刻期望库容比对应水位应在次日申报的库容水位上下限范围内。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的抽水蓄能电站库容值或抽蓄机组发电抽水出力。

4. 首次参与现货市场的抽水蓄能机组，需通过山东电力交易平台申报运行日起始时刻的库容比，出力默认为 0。

第 7.2.10 条 虚拟电厂申报要求。虚拟电厂（含负荷聚合商）以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

1. 虚拟电厂分布式发电类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日 96 点运行数据和相关参数，包括发电出力上限（MW）、发电出力下限（MW）、上下爬坡速率（MW/min）、发电价格曲线（元/MWh）等。其中，聚合资源为分布式新能源的聚合单元按照申报预测功率和发电价格曲线参与日

前市场经济出清。发电最多可申报 5 个负荷/出力段，每段需申报调节区间起点（MW）、调节区间终点（MW）以及该区间调节价格（元/MWh）。最后一段出力区间终点为聚合单元额定聚合容量；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。机组申报的运行参数应与并网调度协议保持一致。

2. 虚拟电厂储能类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日 96 点运行数据和相关参数。申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价；每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。

虚拟电厂储能类聚合单元按日申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示；申报运行日荷电状态（SOC）上下限范围、最小连

续充电时间、最小连续放电时间，荷电状态上下限值应介于 0% 和 100% 之间；可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC），将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定；电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

3. 虚拟电厂负荷类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日 96 点运行数据和相关参数，各参数应与并网调度协议（或调节能力测试值）保持一致。其中，全电量负荷类聚合单元申报要求与售电公司一致；调节量负荷类聚合单元申报调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、调节量价格曲线和运行基线。用电（调节量）价格曲线可最多申报 5 个负荷段，每段需申报用电负荷（调节量）区间起点（MW）、用电负荷（调节量）区间终点（MW）以及该区间用电负荷（调节量）对应报价（元/MWh）。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷（调节量）下限，最后一段负荷区间终点为用电负荷（调节量）上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 0.2MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。机组申报的用电负荷上限、下限应与并网调度协议（或

调节能力测试结果)保持一致。

第 7.2.11 条 其他新型经营主体申报要求。

(一) 分布式电源经营主体

1. 分布式新能源(含配建储能)

以报量报价方式或作为价格接受者参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。其中，以报量报价方式参与市场的分布式新能源可最多申报出力上下限之间 5 个出力点(MW)及对应价格(元/MWh)，出力上限为最新预测出力，出力下限为自用负荷。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。同时申报配建储能申报 96 点自调度曲线(充/放电力单位为 MW)。

2. 其他分布式电源经营主体

以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清，申报运行日上网出力上下限、上网出力价格、上网出力上下爬坡速率，可最多申报上下限之间 5 个出力点(MW)及对应价格(元/MWh)，报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。

(二) 电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

申报信息包括上网出力上限(MW)、上网出力下限(MW)、上下爬坡速率(MW/min)、价格曲线(元/MWh)等，最多申报 5 个出力段(MW)及对应价格(元/MWh)。

第 7.2.12 条 批发用户和售电公司自愿参与日前市场经济出清，自愿参与日前市场经济出清的批发用户、售电公司

申报运行日 24 小时分时量价曲线。代理购电用户以报量不报价方式自愿参与日前市场经济出清。

第 7.2.13 条 批发用户、售电公司申报要求。参与日前市场经济出清的批发用户和售电公司在竞价日 15:00 前通过山东电力交易平台申报对应到节点的每小时分段量价曲线，若该用户未按时申报，则默认为不参与日前市场经济出清。用户每个小时分段价格曲线按照阶梯段申报，具体要求如下：

1. 第一段报价点的起始负荷为 0，最后一段报价点的电力负荷对应用户最大用电需求。最多申报 5 个出力段，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 1MW，每段用电报价（元/MWh）不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递增。

2. 批发用户、售电公司申报最大用电负荷上限为用户报装容量。

批发用户、售电公司原则上应按出清节点（220 千伏母线）申报用电负荷和用电价格曲线。同一售电公司、批发用户可申报一条用电价格曲线，作为所属节点用户的用电价格曲线；不具备按出清节点申报用电负荷曲线的批发用户、售电公司，可申报用电总负荷曲线、用电价格曲线和各节点负荷分配比例。

第 7.2.14 条 电网企业代理购电用户申报要求。电网企

业在竞价日 15:00 前通过山东电力交易平台申报运行日代理购电用户 96 点用电负荷曲线。用电负荷曲线下限为 0, 上限为代理用户报装容量。未进行代理购电用电负荷申报时, 默认不参与日前市场经济出清。

第 7.2.15 条 日前市场经济出清计算。原则上, 竞价日 17:00 前, 电力调度机构基于参与日前市场交易的发电主体、新型经营主体、用电主体申报信息, 采用安全约束机组组合 (SCUC) 算法进行优化计算, 出清得到运行日的机组开机组合; 在开机机组组合的基础上, 采用安全约束经济调度 (SCED) 算法对申报参与日前市场的发用电主体, 开展集中优化出清, 出清得到日前市场发用曲线; 同时, 按照节点电价 (LMP) 计算模型计算得到日前市场经济出清节点电价。

第 7.2.16 条 日前市场经济出清机组组合模型。日前市场经济出清采用安全约束机组组合 (SCUC) 模型。

日前市场经济出清 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \max & \sum_{j=1}^U \sum_{t=1}^T C_{j,t}(L_{j,t}) - \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^K] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH}) + C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})] \right. \\ & \left. + \sum_{vp=1}^{VP} \sum_{t=1}^T [C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH}) + C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})] + \sum_{ps=1}^{PS} \sum_{t=1}^T [C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU}) + C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})] \right) \\ & - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] - \sum_{t=1}^T M_b[SL_t^+ + SL_t^-] \end{aligned}$$

其中:

N 表示机组的总台数;

U 表示用户数量;

T 表示所考虑的总时段数, 每天考虑 96 时段;

$L_{j,t}$ 表示用户 j 在时段 t 的负荷;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{j,t}(L_{j,t})$ 为用户 j 在 t 时段的购电费用, 报量不报价的用户, 默认为最高价格优先出清;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^K$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用及空载费用, 其中机组运行费用是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数;

$P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率, ES 表示独立储能电站总数;

$C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH})$ 、 $C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电费用、放电费用, 其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数, 放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数;

$P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的用电、发电功率, VP 表示虚拟电厂机组总数;

$C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH})$ 、 $C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的用电费用、放电费用, 其中用电费用是与虚拟电厂机组申报的用电报价曲线的用电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数, 放电费用是与虚拟电厂机组申报的放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数;

$P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、

发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数；

$C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU})$ 、 $C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水费用、发电费用，其中抽水费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的抽水段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，发电费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的发电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数。

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

M_b 为系统平衡约束松弛罚因子；

SL_t^+ 、 SL_t^- 分别是 t 时段系统平衡约束松弛量。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MAX}$ 、 $P_{i,m}^{MIN}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中, NM 为机组报价总段数, $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式:

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中, C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态, $\eta_{i,t}$ 满足如下条件:

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态, $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机, $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机。

机组空载费用表达式:

$$C_{i,t}^K = \alpha_{i,t} C_i^K$$

其中, C_i^K 为机组 i 申报的空载费用;

目前市场经济出清 SCUC 的约束条件包括:

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (P_{es,t}^{CH} + P_{es,t}^{DIS}) + \sum_{vp=1}^{VP} (P_{vp,t}^{CH} + P_{vp,t}^{DIS}) + \sum_{ps=1}^{PS} (P_{ps,t}^{PU} + P_{ps,t}^{GE}) + \sum_{nt=1}^{NT} T_{nt,t} - SL_t^+ + SL_t^- = ND_t + \sum_{j=1}^U L_{j,t}$$

其中, $L_{j,t}$ 表示用户 j 在时段 t 的负荷; $P_{i,t}$ 表示省内发电机组 i 在时段 t 的出力; $P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率, ES 表示独立储能电站总数; $P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电、发电功率, VP 表示虚拟电厂总数; $P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率, PS 表示抽水蓄能电站总数; $T_{nt,t}$

表示联络线 nt 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， ND_t 为时段 t 的系统非市场化负荷， SL_t^+ 、 SL_t^- 分别是 t 时段系统平衡约束松弛量。

（二）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止全网系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证所有机组正备用之和满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N RES_{i,t}^U \geq R_t^D$$

其中， R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求， $RES_{i,t}^U$ 为机组 i 在时段 t 的正备用

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N RES_{i,t}^D \geq R_t^D$$

其中， R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求， $RES_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 的负备用。

（四）机组发电能力约束

机组的出力和备用应满足以下约束：

$$P_{i,t} + RES_{i,t}^U \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

$$P_{i,t} - RES_{i,t}^D \geq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}$$

(五) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{MIN} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{MAX} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \geq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{MIN} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{MAX} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 机组 i 最大下爬坡速率。

(六) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续运行时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i = 1 \sim N, t = 1 \sim N$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(七) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t}=0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1}=1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{MAX}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{MAX}$$

(八) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{l-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^- \leq P_l^{MAX}$$

其中， P_l^{MAX} 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-nt} 为联络线 nt 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷预测值。 $SL_{l,t}^+$ ， $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(九) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{s-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} ， P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-nt} 为联络线 nt 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t}^+$, $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(十) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{i,t}^F$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

(十一) 独立储能电站充放电功率约束

独立储能电站的充放电功率须在上下限范围内，且不能同时充电和放电。

$$\begin{aligned} \alpha_{es,t} P_{es,t}^{CH,MIN} &\leq P_{es,t}^{CH} \leq \alpha_{es,t} P_{es,t}^{CH,MAX} \\ \beta_{es,t} P_{es,t}^{DIS,MIN} &\leq P_{es,t}^{DIS} \leq \beta_{es,t} P_{es,t}^{DIS,MAX} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} &\leq 1 \\ P_{es,t}^{CH} \leq 0, P_{es,t}^{DIS} &\geq 0 \\ \alpha_{es,t}, \beta_{es,t} &\in \{0,1\} \end{aligned}$$

其中：

$P_{es,t}^{CH,MAX}$ 、 $P_{es,t}^{CH,MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电功率上下限；

$P_{es,t}^{DIS,MAX}$ 、 $P_{es,t}^{DIS,MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的放电功率上下限；

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充放电状态的 0-1 变量， $\alpha_{es,t}=1$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 处于充

电状态, $\beta_{es,t}=1$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 处于放电状态。

(十二) 独立储能电站荷电状态约束

独立储能电站在运行过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - \eta_{es}^{CH} P_{es,t}^{CH} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{DIS} \Delta t / (\eta_{es}^{DIS} E_{es})$$

$$E_{es,t}^{MIN} \leq E_{es,t} \leq E_{es,t}^{MAX}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 的荷电状态；

$E_{es,t}^{MAX}$ 、 $E_{es,t}^{MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的荷电状态上下限；

η_{es}^{CH} 、 η_{es}^{DIS} 分别表示独立储能电站 es 的充电、放电效率，充电效率暂取 1、放电效率暂取充放电能量转换效率；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定电能量容量；

Δt 表示时段长度。

(十三) 独立储能电站运行日起始和结束时刻荷电状态约束

独立储能电站在运行日的起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值；在运行日结束时刻的荷电状态等于其申报的期望值。

$$E_{es,0} = E_{es}^{INI}$$

$$E_{es,T} = E_{es}^{FIN}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T}$ 分别表示独立储能电站 es 在运行日起始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{INI} 表示独立储能电站 es 在上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{FIN} 表示独立储能电站 es 申报的运行日结束时刻的荷电状态期望值。

(十四) 独立储能电站充放电循环次数约束

独立储能电站每日充放电循环次数上限由电力调度机构统一设置。在运行日的起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值；在运行日结束时刻的荷电状态等于其申报的期望值。

$$\frac{\sum_{t=1}^T \left(P_{es,t}^{DIS}/\eta_{es}^{DIS} - \eta_{es}^{CH} P_{es,t}^{CH} \right) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{circle}$$

其中：

N_{circle} 表示调度机构统一设置的最大充放电循环次数。

(十五) 独立储能电站同一小时内不同时充放电约束

在同一小时内的各个时段独立储能电站不能既出清充电状态、又出清放电状态（某个时段若出清为充电状态，其他时段不出清放电状态；某个时段若出清为放电状态，其他时段不出清充电状态）。

$$\alpha_{es,t} \leq \alpha_{es,h}, t \in \{ \text{小时 } h \text{ 包含时段} \}$$

$$\beta_{es,t} \leq \beta_{es,h}, t \in \{ \text{小时 } h \text{ 包含时段} \}$$

$$\alpha_{es,h} + \beta_{es,h} \leq 1$$

其中：

$\alpha_{es,h}$ 、 $\beta_{es,h}$ 分别表示独立储能电站 es 在小时 h 的充放电状态的 0-1 变量， $\alpha_{es,h}=1$ 表示独立储能电站 es 在小时 h 内出

现过充电状态, $\beta_{es,h}=1$ 表示独立储能电站 es 在小时 h 内出现过放电状态。

(十六) 抽水蓄能电站抽水、发电功率约束

对于抽水和发电功率可以连续调节的抽水蓄能电站, 其抽水、发电功率须在上下限范围内, 且不能同时抽水和发电。

$$\begin{aligned} \gamma_{ps,t} P_{ps,t}^{PU,MIN} &\leq P_{ps,t}^{PU} \leq \gamma_{ps,t} P_{ps,t}^{PU,MAX} \\ \delta_{ps,t} P_{ps,t}^{GE,MIN} &\leq P_{ps,t}^{GE} \leq \delta_{ps,t} P_{ps,t}^{GE,MAX} \\ 0 &\leq \gamma_{ps,t} + \delta_{ps,t} \leq 1 \\ P_{ps,t}^{PU} &\leq 0, P_{ps,t}^{GE} \geq 0 \\ \gamma_{ps,t}, \delta_{ps,t} &\in \{0,1\} \end{aligned}$$

其中:

$P_{ps,t}^{PU,MAX}$ 、 $P_{ps,t}^{PU,MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水功率上下限;

$P_{ps,t}^{GE,MAX}$ 、 $P_{ps,t}^{GE,MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的发电功率上下限;

$\gamma_{ps,t}$ 、 $\delta_{ps,t}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电状态的 0-1 变量, $\gamma_{ps,t}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 处于抽水状态, $\delta_{ps,t}=1$ 表示抽蓄 ps 在时段 t 处于发电状态;

(十七) 抽水蓄能电站库容状态约束

抽水蓄能电站在运行过程中的库容须在上下限范围内。

$$\begin{aligned} RC_{ps,t} &= RC_{ps,t-1} - \eta_{ps}^{PU} P_{ps,t}^{PU} \Delta t - \eta_{ps}^{GE} P_{ps,t}^{GE} \Delta t \\ RC_{ps,t}^{MIN} &\leq RC_{ps,t} \leq RC_{ps,t}^{MAX} \end{aligned}$$

其中:

$RC_{ps,t}$ 表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的库容;

$RC_{ps,t}^{MAX}$ 、 $RC_{ps,t}^{MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的库容上下限；

η_{ps}^{PU} 、 η_{ps}^{PU} 分别表示抽水蓄能电站 ps 的抽水电量-库容转换系数、发电电量-库容转换系数；

Δt 表示时段长度。

(十八) 抽水蓄能电站运行日起始和结束时刻库容约束

抽水蓄能电站在运行日的起始时刻的库容，等于其上一运行日结束时刻的库容出清值；在运行日结束时刻的库容等于其申报的期望值。

$$RC_{ps,0}=RC_{ps}^{INI}$$

$$RC_{ps,T}=RC_{ps}^{FIN}$$

其中：

$RC_{ps,0}$ 、 $RC_{ps,T}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在运行日起始时刻、结束时刻的库容；

RC_{ps}^{INI} 表示抽水蓄能电站 ps 在上一运行日结束时刻的库容；

RC_{ps}^{FIN} 表示抽水蓄能电站 ps 申报的运行日结束时刻的库容期望值。

(十九) 抽水蓄能电站小时内不同时抽水、发电约束
抽水蓄能电站在小时内某个时段若存在抽水状态，则其他时段不允许出现发电，反之亦然。

$$\gamma_{ps,t} \leq \gamma_{ps,h}, t \in \{\text{小时 } h \text{ 包含时段}\}$$

$$\delta_{ps,t} \leq \delta_{ps,h}, t \in \{\text{小时 } h \text{ 包含时段}\}$$

$$\gamma_{ps,h} + \delta_{ps,h} \leq 1$$

其中：

$\gamma_{ps,t}$ 、 $\delta_{ps,h}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 的抽水、发电状态的 0-1 变量， $\gamma_{ps,t}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 内出现过抽水状态， $\delta_{ps,h}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 内出现过发电状态。

(二十) 虚拟电厂机组用电、发电范围约束

虚拟电厂机组用电、放电功率须在上下限范围内，且不能同时充电和放电。

$$\begin{aligned} P_{vp,t}^{CH,MIN} &\leq P_{vp,t}^{CH} \leq P_{vp,t}^{CH,MAX} \\ P_{vp,t}^{DIS,MIN} &\leq P_{vp,t}^{DIS} \leq P_{vp,t}^{DIS,MAX} \\ P_{vp,t}^{CH} &\leq 0, P_{vp,t}^{DIS} \geq 0 \end{aligned}$$

其中：

$P_{vp,t}^{CH,MAX}$ 、 $P_{vp,t}^{CH,MIN}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的充电功率上下限； $P_{vp,t}^{DIS,MAX}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS,MIN}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的放电功率上下限。

第 7.2.17 条 日前市场经济出清 SCED 模型。在日前市场经济出清安全约束机组组合（SCUC）确定机组开停机计划的基础上，开展日前安全约束经济调度（SCED）出清。

日前安全约束经济调度模型的目标函数如下所示：

$$\max \sum_{j=1}^U \sum_{t=1}^T C_{j,t}(L_{j,t}) - \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^K] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH}) + C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})] \right)$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{vp=1}^{VP} \sum_{t=1}^T [C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH}) + C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})] + \sum_{ps=1}^{PS} \sum_{t=1}^T [C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU}) + C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})] \\
& - \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] - \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-] - \sum_{t=1}^T M_b[SL_t^+ + SL_t^-]
\end{aligned}$$

其中：

U 表示用户数量；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段；

$L_{j,t}$ 表示用户 j 在时段 t 的负荷；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{j,t}(L_{j,t})$ 为用户 j 在 t 时段的购电费用，报量不报价的用户，默认为最高价格优先出清；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率， ES 表示独立储能电站总数；

$C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH})$ 、 $C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电费用、放电费用，其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的用电、发电功率， VP 表示虚拟电厂机组总数；

$C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH})$ 、 $C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t

的用电费用、放电费用，其中用电费用是与虚拟电厂申报的用电报价曲线的用电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与虚拟电厂申报的放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数；

$C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU})$ 、 $C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水费用、发电费用，其中抽水费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的抽水段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，发电费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的发电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数。

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数。

M_b 是平衡约束松弛罚因子。

SL_t^+ 、 SL_t^- 分别为 t 时段平衡约束的正、反向平衡松弛变量；

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中, NM 为机组报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,t}^{MIN}$, $P_{i,t}^{MAX}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式:

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中, NM 为机组报价总段数, $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

目前市场经济出清 SCED 的约束条件包括:

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (P_{es,t}^{CH} + P_{es,t}^{DIS}) + \sum_{vp=1}^{VP} (P_{vp,t}^{CH} + P_{vp,t}^{DIS}) + \sum_{ps=1}^{PS} (P_{ps,t}^{PU} + P_{ps,t}^{GE}) + \sum_{nt=1}^{NT} T_{nt,t} - SL_t^+ + SL_t^- = ND_t + \sum_{j=1}^U L_{j,t}$$

其中, $L_{j,t}$ 表示用户 j 在时段 t 的负荷; $P_{i,t}$ 表示省内发电机组 i 在时段 t 的出力; $P_{es,t}^{CH}$, $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率, ES 表示独立储能电站总数; $P_{vp,t}^{CH}$, $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电、发电功率, VP 表示虚拟电厂总数; $P_{ps,t}^{PU}$, $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率, PS 表示抽水蓄能电站总数; $T_{nt,t}$ 表示联络线 nt 在时段 t 的计划功率(送入为正、输出为负), NT 为联络线总数, ND_t 为时段 t 的系统非市场化负荷, SL_t^+ , SL_t^- 分别是 t 时段系统平衡约束松弛量。

(二) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束

条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$, $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

(三) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 机组 i 最大下爬坡速率。

(四) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{l-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^- \leq P_l^{MAX}$$

其中， P_l^{MAX} 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-nt} 为联络线 nt 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷预测值。 $SL_{l,t}^+$, $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(五) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{s-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-nt} 为联络线 nt 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{i,t}^F$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

(七) 选择参与日前市场经济出清的独立储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂相关约束与日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型一致。

第 7.2.18 条 日前市场经济出清电价模型。日前市场经济出清采用节点电价 (LMP) 定价方式计算分时价格，计算模型如下：

日前市场经济出清 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前市场经济出清 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$ ：支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ ：支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ ：断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ ：断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} ：节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

第三节 过渡阶段日前市场经济出清交易组织

第 7.3.1 条 本节适用于条件不具备期间，过渡阶段的日前市场经济出清交易组织方式。

第 7.3.2 条 边界条件更新。竞价日 14:30 前，电力调度机构按照信息披露要求向相关市场成员发布运行日更新的边界条件信息。

(一) 负荷预测信息更新。电力调度机构可结合实际情况更新负荷预测信息，并通过山东电力交易平台披露。

(二) 新能源功率预测更新。新能源功率预测统一在调度技术支持系统完成更新，其中，报量报价参与市场的新能源可依据最新预测出力情况，自主申报修正 96 点预测出力曲线；作为价格接受者的新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

第 7.3.3 条 日前市场经济出清交易申报。竞价日 15:00 前，参与日前市场的经营主体通过山东电力交易平台进行日前市场经济出清申报。经营主体未申报时默认不参与日前市场经济出清。

第 7.3.4 条 发电主体交易申报要求。过渡阶段，参与日前市场经济出清的发电主体申报运行日 24 小时分时出力-价格曲线，申报的出力价格表示发电主体运行在不同出力点的微增电量价格，即在出力点每增加一个单位出力的报价。

第 7.3.5 条 直调公用发电机组申报要求。

直调公用发电机组以报量报价方式参与日前市场经济出清，需申报 24 小时分时上网出力-价格曲线，每小时可最多申报 10 个出力段及对应价格，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点

为机组的额定容量。每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度不低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线必须随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

选择参与日前市场经济出清的直调公用发电机组每日申报当日上网出力上限，上网出力上限应不大于额定容量，并按照申报上网出力-价格曲线进行日前市场经济出清。

第 7.3.6 条 新能源场站（含配建储能）申报要求。

新能源场站（含配建储能）以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清，需申报 24 小时分时出力-价格曲线，每小时可最多申报 5 个出力段及对应价格，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为场站的额定容量。每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线必须随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。新能源（含配建储能）以最后一次更新的预测出力曲线作为最大发电能力参与日前市场经济出清。

选择参与日前市场经济出清的新能源场站（含配建储能）按照申报的预测功率对应的出力-价格曲线进行日前市场

经济出清。

第 7.3.7 条 地方公用电厂及并网自备电厂申报要求。

地方公用电厂和并网自备电厂以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

1. 地方公用电厂以厂为单位进行报价，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限、全厂上网出力对应价格。

地方公用电厂需申报 24 小时分时出力-价格曲线，每小时可最多申报上下限之间 5 个出力段（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线要求与新能源场站（含配建储能）一致。

2. 并网自备电厂以厂为单位进行报价，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限（下限为 0）、上网出力价格和 96 点全厂用电计划曲线。并网自备电厂需申报 24 小时分时出力-价格曲线，每小时可最多申报上下限之间 5 个出力段（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线要求与新能源场站（含配建储能）一致。

第 7.3.8 条 新型经营主体交易申报要求。过渡阶段，参与日前市场经济出清的新型经营主体申报运行日 24 小时分时出力-价格曲线。

第 7.3.9 条 新型储能电站申报要求。

（一）独立新型储能电站以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。

1. 独立新型储能电站以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清，需申报 24 小时分时充放电价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点

(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间出力价格(元/MWh)。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件2。

2. 独立新型储能电站需申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示。独立新型储能电站需申报运行日荷电状态(SOC)上下限范围、最小连续充电时间、最小连续放电时间、最小连续停备时间，荷电状态上下限值应介于0%和100%之间。

3. 独立新型储能电站可自主选择申报运行日起始时刻荷电状态(SOC)和运行日结束时刻期望达到的荷电状态(SOC)，运行日起始、结束时刻荷电状态期望值应在运行日荷电状态(SOC)上下限范围内。若申报，将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件，申报运行日次日荷电状态(SOC)上下限应与其相衔接；若不申报，运行日起始、结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

4. 独立新型储能电站需申报运行日充放电转换效率(1%

至 99%之间）。

5.首次参与现货市场交易的独立新型储能电站，需通过山东电力交易平台申报运行日起始时刻的荷电状态（SOC），功率默认为 0。

（二）分布式储能独立或以聚合方式报量报价参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。

1.分布式储能电站申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电上网功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2.参与现货市场的分布式新型储能申报充放电功率、运行日荷电状态（SOC）、最小连续充电时间、最小连续放电时间、最小连续停备时间、充放电转换效率等申报要求与独立新型储能电站一致。

第 7.3.10 条 抽水蓄能电站申报要求。

1.抽水蓄能机组以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清，需申报 24 小时分时抽水和发电价格曲线，抽水和发

电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。抽水功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定抽水功率，最后一段出力区间终点为 0；发电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定发电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 抽水蓄能电站需申报运行日抽水出力上限和上网出力上限，抽水功率均以负值表示，发电功率以正值表示。抽水蓄能电站需申报水库库容参数（包括抽水电量和发电电量与水库库容的转换系数等）和运行日库容水位上下限、最小连续抽水时间、最小连续发电时间、最小连续停备时间。其中运行库容上下限应大于电站需留取的事故备用水位 $L_b\%$ ，当预留库容不满足事故备用水位需求时，当日电能量市场出清充放电计划为 0。

3. 抽水蓄能电站可自主选择申报运行日起始时刻库容比（单位为百分数）和运行日结束时刻期望达到的库容比（单位为百分数），运行日结束时刻期望库容比应在运行日库容比上下限范围内。若申报，将运行日结束时刻期望库容比作为现货市场出清的边界条件，且作为运行日次日抽水蓄能的起始状态，申报运行日次日库容比上下限应与其相衔接；若

不申报，运行日结束时刻的库容值由可靠性发电计划出清确定。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的抽水蓄能电站库容值或抽蓄机组发电抽水出力。

4.首次参与现货市场的抽水蓄能机组，需通过山东电力交易平台申报运行日起始时刻的库容比，出力默认为 0。

第 7.3.11 条 虚拟电厂申报要求。

虚拟电厂聚合单元以报量报价方式自愿参与日前市场经济出清。

1.虚拟电厂发电类聚合单元申报运行日参数及 24 小时分时出力-价格曲线，包括上网出力上限（MW）、上网出力下限（MW）、上下爬坡速率（MW/min）、发电价格曲线（元/MWh）等。其中，聚合资源为分布式新能源的聚合单元按照申报预测功率和发电价格曲线参与日前市场经济出清。发电每小时最多可申报 5 个出力段，每段需申报调节区间起点（MW）、调节区间终点（MW）以及该区间调节价格（元/MWh）。最后一段出力区间终点为聚合单元额定聚合容量；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。机组申报的运行参数应与并网调度协议保持一致。

2.虚拟电厂储能类聚合单元申报运行日参数及 24 小时分时充放电价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力

段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元/MWh）。其中，充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价；每段报价的最小出力区间长度为0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。

虚拟电厂储能类聚合单元按日申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示；申报运行日荷电状态（SOC）上下限范围、最小连续充电时间、最小连续放电时间，荷电状态上下限值应介于0%和100%之间；可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC），将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定；电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

3. 虚拟电厂负荷类聚合单元申报运行日参数及24小时分时充放电价格曲线。其中，全电量负荷类聚合单元申报要求与售电公司一致；调节量负荷类聚合单元申报调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、每小时调节量价格曲线和运行基线。用电（调节量）价格曲线每小时可最多

申报 5 个负荷段，每段需申报用电负荷（调节量）区间起点（MW）、用电负荷（调节量）区间终点（MW）以及该区间用电负荷（调节量）对应报价（元/MWh）。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷（调节量）下限，最后一段负荷区间终点为用电负荷（调节量）上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 0.2MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。

4. 机组申报的用电负荷上限、下限应与并网调度协议（或调节能力建设测试值）保持一致。

第 7.3.12 条 其他新型经营主体申报要求。

（一）分布式电源经营主体

1. 分布式新能源

以报量报价方式或作为价格接受者参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。其中，以报量报价方式参与市场的分布式新能源可最多申报出力上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），出力上限为最新预测出力，出力下限为自用负荷。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。同时申报配建储能 96 点自调度曲线（充/放电力单位为 MW）。

2. 其他分布式电源经营主体

以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清，申报运行日上网出力上下限、上网出力价格、上网出力上下爬坡速率，可最多申报上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。

（二）电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体以报量报价方式参与现货市场，自愿参与日前市场经济出清。

申报信息包括上网出力上限（MW）、上网出力下限（MW）、24 小时分时出力-价格曲线（元/MWh）等，最多申报 5 个出力段（MW）及对应价格（元/MWh）。

第 7.3.13 条 批发用户和售电公司自愿参与日前市场经济出清。自愿参与日前市场经济出清的批发用户、售电公司申报运行日 24 小时分时量价曲线。代理购电用户以报量不报价方式自愿参与日前市场经济出清。

第 7.3.14 条 批发用户、售电公司申报要求。参与日前市场经济出清的批发用户与售电公司在竞价日 15:00 前通过山东电力交易平台申报对应到节点的每小时分段量价曲线，若该用户未按时申报，则默认为不参与日前市场。用户每个小时分段价格曲线按照阶梯段申报，具体要求如下：

1. 第一段报价点的起始负荷为 0，最后一段报价点的电力负荷对应用户最大用电需求。最多申报 5 个出力段，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报

价的最小出力区间长度为 1MW，每段用电报价（元/MWh）不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递增。

2. 批发用户、售电公司申报最大用电负荷上限为用户报装容量。

3. 参与日前市场经济出清的批发用户、售电公司暂按统一节点申报、出清。

第 7.3.15 条 电网企业代理购电用户申报要求。

电网企业在竞价日 15:00 前通过山东电力交易平台申报运行日代理购电用户 96 点用电负荷曲线。用电负荷曲线下限为 0，上限为用户报装容量。未进行代理购电用电负荷申报时，默认不参与日前经济出清。

第 7.3.16 条 日前市场经济出清计算。原则上，竞价日 17:00 前，电力调度机构基于参与日前市场交易的发电主体、新型经营主体、用电主体申报等信息，开展集中优化出清，出清得到日前市场经济出清发用电中标曲线及分时价格。

第 7.3.17 条 日前市场经济出清原则。日前市场经济出清分时价格确定原则为：

(一) 用电侧主体报价由高到低排序、发电侧主体报价由低到高排序，用电侧主体申报负荷需求价格不小于发电侧主体申报出力价格时，方可成交。

(二) 用户侧和发电侧申报价格按照双方价差递减的原则依次成交，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零或用户侧、发电侧一方的申报量全部成交。

(三)当发用电主体申报同一价格对应申报量无法全部成交时，发用电主体申报同一价格的中标量按照申报量等比例分配。

(四)出清价格取最后一个成交对发用两侧申报价格的算术平均值。

第四节 交易结果发布

第 7.4.1 条 竞价日 17:00 前，电力调度机构出具运行日前市场经济出清结果。按照有关程序通过山东电力交易平台和调度技术支持系统发布。

第 7.4.2 条 日前市场公开信息发布：日前市场经济出清公开信息为日前市场经济出清电价、电量临时结果，以及日前市场经济出清的概况信息。

原则上，D-1 日发布 D 日的日前市场经济出清量价结果，作为结算基础数据。日前市场经济出清结果异常时，电力调度机构可在 D+4 日前重新发布 D 日的日前市场经济出清量价结果，作为结算依据，并按规定开展信息披露。

第 7.4.3 条 日前市场发电企业特定信息发布。发电企业特定信息具体包括：

- (一) 日前市场经济出清发电机组中标 96 点电量；
- (二) 日前市场经济出清发电机组分时电价。

第 7.4.4 条 日前市场新型经营主体特定信息发布。新型经营主体特定信息包括：

- (一) 日前市场经济出清新型经营主体中标上网出力

曲线和用电曲线；

（二）日前市场经济出清分时电价。

第 7.4.5 条 日前市场用户侧特定信息发布。日前市场用户侧特定信息包括售电公司、批发用户以及电网代理购电中标用电量和电价。

第八章 日前可靠性机组组合及发电计划交易组织

第一节 组织方式及交易时间

第 8.1.1 条 省内日前可靠性机组组合及发电计划采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电机组在日前申报运行日的报价信息，电力调度机构预测全网用电负荷和母线负荷。

第 8.1.2 条 电力调度机构预测全网用电负荷和母线负荷，综合考虑新能源出力、省间联络线计划、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(发电成本最小)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停机组合和发电出力曲线。

第 8.1.3 条 运行日 (D) 为执行日前可靠性机组组合及发电计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。

第二节 日前运行边界条件准备

第 8.2.1 条 日前可靠性机组组合及发电计划出清计算的电网拓扑包括山东电网 220 千伏及以上电压等级的发、输、变电设备。220 千伏以下电压等级接入的新能源场站、地方公用电厂、新型经营主体等采用等值接入的方式处理。

第 8.2.2 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心发布的最新运行日省间联络线计划，在调度技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

第 8.2.3 条 电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束并按时发布，作为日前可靠性机组组合及发电计划优化出清的安全约束条件。

第 8.2.4 条 电力调度机构应根据直调公用机组检修批复情况，在竞价日上午 8:45 前通过山东电力交易平台发布运行日机组检修计划、机组试验计划等信息。各发电企业如有异议应在 9:45 前与电力调度机构进行确认。

直调公用机组状态包括可用、调试（试验）、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试（试验）状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前市场出清。

（一）可用状态。包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）机组调试（试验）状态。包括处于检修工期中的

调试（试验）机组，运行日存在调试（试验）时段的机组运行日相应时段均视为调试（试验）状态。

（三）机组不可用状态。包括机组检修及其他不可用情况。

第 8.2.5 条 按照电力调度机构的直调公用机组检修批复结果，批复的开工时间与竣工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（试验）阶段，则电力调度机构可将该机组置为调试（试验）状态。

第 8.2.6 条 发电机组与新型经营主体调试及试验计划：

（一）新建（包括扩建、改建）机组与新型经营主体调试

调试阶段的新建（包括扩建、改建）机组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。新建（包括扩建、改建）机组在竞价日前一日（D-2）12:00 前应通过调度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（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。完成转商业运营后正常参与现货市场出清。

在竞价日（D-1）完成整套设备启动试运行的新建机组，可在运行日（D）申报参与运行日次日（D+1）的现货市场交易，并按照市场规则参与出清。新建机组在完成整套设备启动试运行至按照申报信息参与现货市场交易出清当天零点，在满足系统安全的基础上，原则上按照申报出力运行，若未申报则按照最小技术出力安排运行，该机组不参与市场定价；运行日起，发电机组按照现货市场的交易规则参与出

清。若完成整套设备启动时间晚于竞价日 15:00，运行日发电计划仍按照上述原则执行。

（二）在运机组与新型经营主体调试（试验）

申报了运行日调试（试验）计划的机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

竞价日前一天（D-2）12:00 前，在运行日进行调试（试验）的在运机组，应通过调度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（试验）出力计划，由电力调度机构审核同意后生效。

调试（试验）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（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日调试（试验）时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（三）检修后调试（试验）机组与新型经营主体

检修机组（含计停机组、非计停机组）需在机组开机后，出力达最小技术出力以上方可报竣工。

发电机组计划检修后，需要竞价日前一日（D-2）14:00 前申请检修开机，经电力调度机构审核同意后，按照调试（试验）计划设置开机状态，在机组完成所有调试计划，出力达最小技术出力以上报竣工，竣工后机组按照市场规则参与市

场出清。

发电机组在非计划停运期间达到计划检修开工时间可以转入计划检修。

检修后需要调试（试验）的机组，竞价日前一日（D-2）14:00 前，应通过电力调度机构的调度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（试验）计划，由电力调度机构审核同意后生效，原则上按照机组申报的调试（试验）曲线设置发电计划，不参与优化。申报开机时间的，经调度机构审核同意后，按照机组申报开机时间设置开机状态，机组出力按照报价参与可靠性发电计划出清。

第 8.2.7 条 电网安全约束边界条件包括但不限于支路（包括线路、变压器）极限功率、断面极限功率、发电机组必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）支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支路极限功率、断面极限功率：

- 1.因系统安全约束，需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内；
- 2.因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将支路、断面潮流等控制在指定值以内；
- 3.其他保障电网安全可靠供应需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内。

（二）发电机组必开约束

以下为电力调度机构可设置的必开机组：

- 1.因系统安全约束，需要提前开机的火电机组，以及必须维持运行状态的机组；
- 2.因保供电或防范极端自然灾害，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需要在运行日某些时段固定出力的机组；
- 4.其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

以上情况不包括电厂自身原因（厂站设备故障等）产生的本厂新增开机。

对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件选择发电成本最小的机组作为必开机组。

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，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或维持运行。

（三）非系统原因需要开机运行的机组

出现以下情况时，在满足系统安全的基础上，发电企业可向电力调度机构申请设置非系统运行原因的必开机组（群）：

- 1.因启备变故障为保障厂用电需求无法停机的机组；
- 2.因无启动锅炉无法停机的机组；

3. 因工业供热需求必须开机的机组；
4. 其他因非系统运行原因需开机运行的机组。

（四）发电机组必停约束

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. 省有关主管部门下达的停机机组。

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停机组，明确相应的必停时段。

（五）非系统运行原因的机组（群）必停约束

出现以下情况时，在满足系统安全的基础上，电力调度机构可设置非系统运行原因的必停机组（群），必停机组视为不可用状态：

1. 供水管道或供气管道等设备受外力破坏导致无法开机的机组；
2. 省有关主管部门要求停机，包括环保排放限制、纳入关停机组等；或经省有关主管部门或电力调度机构评估，涉网性能不满足电网安全运行要求且拒不整改或整改达不到标准的机组；
3. 其他非系统运行原因需要停机的机组。

（六）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：

1. 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组

(群)；

- 2.因保供电或防范极端自然灾害，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）；
- 3.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；
- 4.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）并网自备电厂

原则上，并网自备电厂自发自用部分的机组出力作为现货市场的边界条件。

（八）新能源场站（含配建储能）和分布式新能源

新能源场站和报量报价参与市场的分布式新能源按照申报的运行日短期预测出力和超短期预测出力全量参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。作为价格接受者参与市场的分布式新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

配建储能通过交易平台自主申报充放电曲线，在满足电网安全运行的情况下出清。

第三节 事前信息披露和交易申报

第 8.3.1 条 边界信息更新和披露。竞价日 14:30 前，更新边界信息。

1.负荷预测信息更新。电力调度机构可结合实际情况更新负荷预测信息，并通过山东电力交易平台披露。

2.新能源功率预测更新。新能源功率预测统一在调度技术支持系统完成更新，其中，报量报价参与市场的新能源可依据最新预测出力情况，自主申报修正 96 点预测出力曲线；作为价格接受者的新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

第 8.3.2 条 全网用电负荷、新能源预测出力、省外来电等边界信息发生变化，电力调度机构可结合实际情况更新边界信息，并通过山东电力交易平台发布。

第 8.3.3 条 日前可靠性机组组合及发电计划申报。竞价日 15:00 前，发电侧主体、新型经营主体在日前预电力平衡申报信息的基础上，可结合最新边界更新申报信息，用于参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。无申报信息均默认按照缺省参数参与市场出清。

第 8.3.4 条 发电主体申报的出力价格表示发电主体运行在不同出力点的微增电量价格，即在出力点每增加一个单位出力的报价。实时市场沿用日前可靠性机组组合及发电计划交易申报信息。

第 8.3.5 条 直调公用发电机组申报要求。直调公用发电机组应以报量报价方式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，申报出力价格曲线、启动费用、空载费用、最小连续运行时间、最小连续停机时间等。

1.直调公用机组可最多申报 10 个出力点及对应价格，每个点需申报出力（MW）和该出力对应报价（元/MWh），报价点之间的微增电量价格由相邻两点的连线决定。第一个点

的出力不得高于机组的最小技术出力、不得低于机组实际最小出力，最后一个出力点为机组的额定有功功率。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不能低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格的上限、下限限值。装有电锅炉、熔岩储能等增加机组深调能力附属设备的直调公用发电机组，在竞价日申报与附属设备的挂接关系，选择挂接附属设备的机组报价曲线第一个点的出力包含附属设备的深调能力，同时申报运行日机组正常出力下限（不包含附属设备的深调能力，不得高于机组的最小技术出力）、附属设备深调能力和深调时段。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 直调公用机组启动费用：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技术支持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不得超出核定的启动费用上限。燃气机组根据不同类型机组（如 9E、9F 等）确定机组热态、温态、冷态启动费用上限。

3. 直调公用机组空载费用：机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限。

4. 直调公用机组最小连续运行时间：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。

5.直调公用机组最小连续停机时间：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。

6.直调公用供热电厂申报运行日用于供热的机组名称以及编号，同时进行供热机组日前市场交易申报（申报信息与常规机组相同）。此外，还应申报运行日的供热计划，具体内容包括：

（1）运行日该电厂 24 小时总供热量预测曲线，单位为 GJ/h；

（2）运行日该电厂高背压供热机组的 24 小时（96 点）供热电力负荷上下限曲线。

电力调度机构根据电网运行实际和直调公用供热电厂申报的总供热量对电厂申报的供热机组方式进行校核，日前可靠性机组组合及发电计划和实时市场在出清时仅保障供热机组最小技术出力，最小技术出力以上部分按照报价参与市场出清。

第 8.3.6 条 新能源场站（含配建储能）申报要求。新能源全部电量应参与日前可靠性机组组合及发电计划申报，以报量报价方式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，配建储能自主申报 96 点自调度曲线。

新能源场站按照最新的预测出力曲线，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，可最多申报出力上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），出力上限为电站额定容量，出力下限为零。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。同时申报

配建储能申报 96 点自调度曲线（充/放电力单位为 MW）。

第 8.3.7 条 地方公用电厂及并网自备电厂申报要求。地方公用燃煤电厂以报量报价方式或作为价格接受者参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

1. 参与现货市场的地方公用电厂应以厂为单位报量报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限、上网出力价格、全厂上网出力上下爬坡速率。地方公用电厂可最多申报上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。

2. 参与现货市场的并网自备电厂应以厂为单位报量报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，申报运行日全厂运行机组、全厂上网出力上下限（下限为 0）、全厂发电出力上下爬坡速率、上网出力价格和 96 点全厂用电计划曲线。并网自备电厂可最多申报上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW。

第 8.3.8 条 新型储能电站申报要求。

（一）独立新型储能电站应以报量报价方式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

1. 独立新型储能电站申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间出力价格（元

/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件2。

2. 独立新型储能电站需申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示。独立新型储能电站需申报运行日荷电状态（SOC）上下限范围、最小连续充电时间、最小连续放电时间，荷电状态上下限值应介于0%和100%之间。

3. 独立新型储能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC）。若申报，将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定。运行日结束时刻期望达到的荷电状态，应在次日申报的荷电状态上下限范围内。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

4. 独立新型储能电站需申报运行日充放电转换效率（1%至99%之间）。

5. 首次参与现货市场交易的独立新型储能电站，需通过山东电力交易平台申报运行日起始时刻的荷电状态（SOC），

功率默认为 0。

(二) 分布式新型储能独立或以聚合方式报量报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

1. 分布式新型储能电站申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间出力价格 (元/MWh)。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 参与现货市场的分布式新型储能申报充放电功率、运行日荷电状态 (SOC)、最小连续充电时间、最小连续放电时间、最小连续停备时间、充放电转换效率，申报要求与独立新型储能电站一致。

第 8.3.9 条 抽水蓄能电站申报要求。

抽水蓄能电站应以机组为单位报量报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

1. 抽水蓄能机组按照机组运行特性可分别申报抽水和发电多个出力段，每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间出力价格 (元/MWh)。抽水功率

以负值表示，第一段出力区间起点为额定抽水功率，最后一段出力区间终点为 0；发电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定发电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。详细的申报信息表单见附件 2。

2. 抽水蓄能电站需申报运行日抽水出力上限和发电出力上限，抽水功率均以负值表示，发电功率以正值表示。抽水蓄能电站需申报水库库容参数（包括抽水电量和发电电量与水库库容的转换系数等）和运行日库容水位上下限、最小连续抽水时间、最小连续发电时间。其中运行库容上下限应大于电站需留取的事故备用水位 $L_b\%$ ，当预留库容不满足事故备用水位需求时，当日电能量市场出清充放电计划为 0。

3. 抽水蓄能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的库容值（单位为米）。若申报，将运行日结束时刻期望库容值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，运行日结束时刻的库容值由日前可靠性机组组合及发电计划出清确定。运行日结束时刻期望库容比对应水位应在次日申报的库容水位上下限范围内。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的抽水蓄能电站库容值或抽蓄机组发电抽水出力。

4. 首次参与现货市场的抽水蓄能机组，需通过山东电力

交易平台申报运行日起始时刻的库容值，功率默认为 0。

第 8.3.10 条 虚拟电厂（含负荷聚合商）申报要求。

虚拟电厂聚合单元应以报量报价方式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清；虚拟电厂调节量负荷类聚合单元未申报的，默认不参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

1. 虚拟电厂发电类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日 96 点运行数据和相关参数，包括发电出力上限 (MW)、发电出力下限 (MW)、上下爬坡速率 (MW/min)、发电价格曲线 (元/MWh) 等。其中，聚合资源为分布式新能源的聚合单元按照预测功率和发电价格曲线参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。发电最多可申报 5 个负荷/出力段，每段需申报调节区间起点 (MW)、调节区间终点 (MW) 以及该区间调节价格 (元/MWh)。最后一段出力区间终点为聚合单元额定聚合容量；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小出力区间长度为 0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。机组申报的运行参数应与并网调度协议保持一致。

2. 虚拟电厂储能类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日 96 点运行数据和相关参数。申报充放电出力价格曲线，充电和放电可分别最多申报 5 个出力段，每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间出

力价格（元/MWh）。充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价；每段报价的最小出力区间长度为0.2MW，每段出力报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随出力增加单调非递减。

虚拟电厂储能类聚合单元按日申报运行日充电出力上限和放电出力上限，充电功率均以负值表示，放电功率以正值表示；申报运行日荷电状态（SOC）上下限范围、最小连续充电时间、最小连续放电时间，荷电状态上下限值应介于0%和100%之间；可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态（SOC），将荷电状态期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，运行日结束时刻的荷电状态由现货市场出清确定；电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

3. 虚拟电厂负荷类聚合单元通过山东电力交易平台申报运行日96点运行数据和相关参数，各参数应与并网调度协议保持一致。其中调节量负荷类聚合单元申报调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、调节量价格曲线、运行日基线。调节量价格曲线可最多申报5个负荷段，每段需申报调节量区间起点（MW）、调节量区间终点（MW）

以及该区间调节量对应报价（元/MWh）。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，第一段负荷区间起点为调节量下限，最后一段负荷区间终点为调节量上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 0.2MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。机组申报的调节能力上限、下限应与并网调度协议（或调节能力测试值）保持一致。详细的申报信息表单见附件 2。

第 8.3.11 条 其他新型经营主体申报要求。

（一）分布式电源经营主体

1. 分布式新能源（含配建储能）

分布式新能源（含配建储能）以报量报价或作为价格接受者参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。其中，以报量报价方式参与市场的分布式新能源按照最新的预测出力曲线，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，可最多申报出力上下限之间 5 个出力点(MW)及对应价格(元/MWh)，出力上限为最新的预测出力，出力下限为自用负荷。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。同时申报配建储能申报 96 点自调度曲线（充/放电力单位为 MW）。

2. 其他分布式电源经营主体

可独立或以聚合方式报量报价方式参与日前可靠性机

组组合及发电计划，申报运行日上网出力上下限、上网出力价格、上网出力上下爬坡速率，可最多申报上下限之间 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。

（二）电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体以报量报价方式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

申报信息包括上网出力上限（MW）、上网出力下限（MW）、上下爬坡速率（MW/min）、价格曲线（元/MWh）等，最多申报 5 个出力点（MW）及对应价格（元/MWh），每连续两个出力点间的长度不能低于 0.2MW。

第 8.3.12 条 直调公用机组申报的最小连续运行时间、最小连续停机时间不得超出上限值。当电网电力平衡或安全稳定约束无法满足运行要求时，电力调度机构可根据电网实际情况统一调整机组的最小连续运行时间、最小连续停机时间，并通过山东电力交易平台向市场成员发布相关参数调整情况和调整原因。核电机组最小连续运行时间、最小连续停机时间调整不突破核电机组的核安全运行要求。

第四节 日前可靠性机组组合及发电计划出清

第 8.4.1 条 原则上，竞价日 19:30 前，电力调度机构基于发电主体、新型经营主体等主体申报信息以及全网用电负荷、新能源预测出力、省外来电等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, 出清得到机组组合和发电计划, 结果用于执行; 同时, 按照节点电价 (LMP) 计算模型计算得到日前可靠性机组组合及发电计划分时价格。

第 8.4.2 条 日前可靠性机组组合及发电计划的出清计算过程如下:

(一) 采用安全约束机组组合 (SCUC) 程序计算运行日的 96 点机组开停机组组合。

(二) 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。

(三) 在可靠性发电计划校验开机关组基础上, 计算调频辅助服务市场的出清结果, 确定参与调频的发电机组。

(四) 确定中标调频机组预留容量后, 重新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。

对运行日的机组开停机组组合、机组出力曲线进行安全校核, 若不满足安全约束, 则在计算模型中添加相应的约束条件, 重新进行上述计算过程, 直至满足所有安全约束, 得到日前可靠性机组组合及发电计划出清结果。

第 8.4.3 条 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型。

日前可靠性机组组合及发电计划出清 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^K] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH}) + C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})]$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{vp=1}^{VP} \sum_{t=1}^T [C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH}) + C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})] + \sum_{ps=1}^{PS} \sum_{t=1}^T [C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU}) + C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})] \\
& + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{l=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-]
\end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^K$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用及空载费用，其中机组运行费用是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

$P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率， ES 表示独立储能电站总数；

$C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH})$ 、 $C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电费用、放电费用，其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电、发电功率， VP 表示虚拟电厂总数；

$C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH})$ 、 $C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电费用、放电费用，其中用电费用是与虚拟电厂申报的用电报价曲线的用电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与虚拟电厂申报的放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数；

$C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU})$ 、 $C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水费用、发电费用，其中抽水费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的抽水段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，发电费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的发电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ 、 $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态， $\eta_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机。

机组空载费用表达式：

$$C_{i,t}^K = \alpha_{i,t} C_i^K$$

其中， C_i^K 为机组 i 申报的空载费用；

日前可靠性机组组合及发电计划 SCUC 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (P_{es,t}^{CH} + P_{es,t}^{DIS}) + \sum_{ps=1}^{PS} (P_{ps,t}^{PU} + P_{ps,t}^{GE}) + \sum_{vp=1}^{VP} (P_{vp,t}^{CH} + P_{vp,t}^{DIS}) + \sum_{nt=1}^{NT} T_{nt,t} = D_t$$

$P_{i,t}$ 表示省内发电机组 i 在时段 t 的出力； $P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率， ES 表示独立储能电站总数； $P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段

t 的用电、发电功率， VP 表示虚拟电厂总数； $P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数； $T_{nt,t}$ 表示联络线 nt 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止全网系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证所有机组正备用之和满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N RES_{i,t}^U \geq R_t^U$$

其中， R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求， $RES_{i,t}^U$ 为机组 i 在时段 t 的正备用。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N RES_{i,t}^D \geq R_t^D$$

其中， R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求， $RES_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 的负备用。

（四）机组发电能力约束

机组的出力和备用应满足以下约束：

$$P_{i,t} + RES_{i,t}^U \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MAX}$$

$$P_{i,t} - RES_{i,t}^D \geq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}$$

(五) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{MIN} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{MAX} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{MIN} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{MAX} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 机组 i 最大下爬坡速率。

(六) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续运行时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i = 1 \sim N, t = 1 \sim N$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(七) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t}=0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1}=1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{MAX}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{MAX}$$

(八) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{l-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^- \leq P_l^{MAX}$$

其中， P_l^{MAX} 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-nt} 为联络线 nt 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷预测值。 $SL_{l,t}^+$ ， $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(九) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{s-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^- \leq P_s^{MAX}$$

其中, P_s^{MIN} , P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-nt} 为联络线 nt 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t}^+$, $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(十) 新能源场站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中, E 为新能源场站集合, $P_{i,t}^F$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

(十一) 独立储能电站充放电功率约束

独立储能电站充放电功率须在上下限范围内, 且不能同时充电和放电。

$$\alpha_{es,t} P_{es,t}^{CH,MIN} \leq P_{es,t}^{CH} \leq \alpha_{es,t} P_{es,t}^{CH,MAX}$$

$$\beta_{es,t} P_{es,t}^{DIS,MIN} \leq P_{es,t}^{DIS} \leq \beta_{es,t} P_{es,t}^{DIS,MAX}$$

$$0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1$$

$$P_{es,t}^{CH} \leq 0, P_{es,t}^{DIS} \geq 0$$

$$\alpha_{es,t}, \beta_{es,t} \in \{0, 1\}$$

其中:

$P_{es,t}^{CH,MAX}$ 、 $P_{es,t}^{CH,MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电功率上下限;

$P_{es,t}^{DIS,MAX}$ 、 $P_{es,t}^{DIS,MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的放电功率上下限;

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充放电状态的 0-1 变量, $\alpha_{es,t}=1$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 处于充电状态, $\beta_{es,t}=1$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 处于放电状态。

(十二) 独立储能电站荷电状态约束

独立储能电站在运行过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - \eta_{es}^{CH} P_{es,t}^{CH} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{DIS} \Delta t / (\eta_{es}^{DIS} E_{es})$$

$$E_{es,t}^{MIN} \leq E_{es,t} \leq E_{es,t}^{MAX}$$

其中:

$E_{es,t}$ 表示独立储能电站 es 在时段 t 的荷电状态;
 $E_{es,t}^{MAX}$ 、 $E_{es,t}^{MIN}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的荷电状态上下限;

η_{es}^{CH} 、 η_{es}^{DIS} 分别表示独立储能电站 es 的充电、放电效率,
 充电暂取 1、放电效率暂取充放电能量转换效率;
 E_{es} 表示独立储能 es 的额定电能量容量;
 Δt 表示时段长度。

(十三) 独立储能电站运行日起始和结束时刻荷电状态约束

独立储能电站在运行日的起始时刻的荷电状态, 等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值; 在运行日结束时刻的荷电状态等于其申报的期望值。

$$E_{es,0} = E_{es}^{INI}$$

$$E_{es,T} = E_{es}^{FIN}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T}$ 分别表示独立储能电站 es 在运行日起始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{INI} 表示独立储能电站 es 在上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{FIN} 表示独立储能电站 es 申报的运行日结束时刻的荷电状态期望值。

(十四) 独立储能电站充放电循环次数约束

独立储能电站每日充放电循环次数上限由电力调度机构统一设置。在运行日的起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值；在运行日结束时刻的荷电状态等于其申报的期望值。

$$\frac{\sum_{t=1}^T \left(P_{es,t}^{DIS}/\eta_{es}^{DIS} - \eta_{es}^{CH} P_{es,t}^{CH} \right) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{circle}$$

其中：

N_{circle} 表示调度机构统一设置的最大充放电循环次数。

(十五) 独立储能电站同一小时内不同时充放电约束

在同一小时内的各个时段独立储能电站不能既出清充电状态、又出清放电状态（某个时段若出清为充电状态，其他时段不出清放电状态；某个时段若出清为放电状态，其他时段不出清充电状态）。

$$\alpha_{es,t} \leq \alpha_{es,h}, t \in \{ \text{小时 } h \text{ 包含时段} \}$$

$$\beta_{es,t} \leq \beta_{es,h}, t \in \{ \text{小时 } h \text{ 包含时段} \}$$

$$\alpha_{es,h} + \beta_{es,h} \leq 1$$

其中：

$\alpha_{es,h}$ 、 $\beta_{es,h}$ 分别表示独立储能电站 es 在小时 h 的充放电状态的 0-1 变量， $\alpha_{es,h}=1$ 表示独立储能电站 es 在小时 h 内出现过充电状态， $\beta_{es,h}=1$ 表示独立储能电站 es 在小时 h 内出现过放电状态。

(十六) 抽水蓄能电站抽水、发电功率约束

对于抽水和发电功率可以连续调节的抽水蓄能电站，其抽水、发电功率须在上下限范围内，且不能同时抽水和发电。

$$\begin{aligned} \gamma_{ps,t} P_{ps,t}^{PU,MIN} &\leq P_{ps,t}^{PU} \leq \gamma_{ps,t} P_{ps,t}^{PU,MAX} \\ \delta_{ps,t} P_{ps,t}^{GE,MIN} &\leq P_{ps,t}^{GE} \leq \delta_{ps,t} P_{ps,t}^{GE,MAX} \\ 0 \leq \gamma_{ps,t} + \delta_{ps,t} &\leq 1 \\ P_{ps,t}^{PU} &\leq 0, P_{ps,t}^{GE} \geq 0 \\ \gamma_{ps,t}, \delta_{ps,t} &\in \{0, 1\} \end{aligned}$$

其中：

$P_{ps,t}^{PU,MAX}$ 、 $P_{ps,t}^{PU,MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水功率上下限；

$P_{ps,t}^{GE,MAX}$ 、 $P_{ps,t}^{GE,MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的发电功率上下限；

$\gamma_{ps,t}$ 、 $\delta_{ps,t}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电状态的 0-1 变量， $\gamma_{ps,t}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 处于抽水状态， $\delta_{ps,t}=1$ 表示抽蓄 ps 在时段 t 处于发电状态；

(十七) 抽水蓄能电站库容状态约束

抽水蓄能电站在运行过程中的库容须在上下限范围

内。

$$RC_{ps,t} = RC_{ps,t-1} - \eta_{ps}^{PU} P_{ps,t}^{PU} \Delta t - \eta_{ps}^{GE} P_{ps,t}^{GE} \Delta t$$
$$RC_{ps,t}^{MIN} \leq RC_{ps,t} \leq RC_{ps,t}^{MAX}$$

其中：

$RC_{ps,t}$ 表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的库容；

$RC_{ps,t}^{MAX}$ 、 $RC_{ps,t}^{MIN}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的库容上下限；

η_{ps}^{PU} 、 η_{ps}^{PU} 分别表示抽水蓄能电站 ps 的抽水电量-库容转换系数、发电电量-库容转换系数；

Δt 表示时段长度。

(十八) 抽水蓄能电站运行日起始和结束时刻库容约束

抽水蓄能电站在运行日的起始时刻的库容，等于其上一运行日结束时刻的库容出清值；在运行日结束时刻的库容等于其申报的期望值。

$$RC_{ps,0} = RC_{ps}^{INI}$$
$$RC_{ps,T} = RC_{ps}^{FIN}$$

其中：

$RC_{ps,0}$ 、 $RC_{ps,T}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在运行日起始时刻、结束时刻的库容；

RC_{ps}^{INI} 表示抽水蓄能电站 ps 在上一运行日结束时刻的库容；

RC_{ps}^{FIN} 表示抽水蓄能电站 ps 申报的运行日结束时刻的库容期望值。

(十九) 抽水蓄能电站小时内不同时抽水、发电约束
抽水蓄能电站在小时内某个时段若存在抽水状态，则其他时段不允许出现发电，反之亦然。

$$\gamma_{ps,t} \leq \gamma_{ps,h}, t \in \{\text{小时 } h \text{ 包含时段}\}$$

$$\delta_{ps,t} \leq \delta_{ps,h}, t \in \{\text{小时 } h \text{ 包含时段}\}$$

$$\gamma_{ps,h} + \delta_{ps,h} \leq 1$$

其中：

$\gamma_{ps,t}$ 、 $\delta_{ps,h}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 的抽水、发电状态的 0-1 变量， $\gamma_{ps,t}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 内出现过抽水状态， $\delta_{ps,h}=1$ 表示抽水蓄能电站 ps 在小时 h 内出现过发电状态。

(二十) 虚拟电厂机组用电、发电范围约束

虚拟电厂机组用电、放电功率须在上下限范围内，且不能同时充电和放电。

$$P_{vp,t}^{CH,MIN} \leq P_{vp,t}^{CH} \leq P_{vp,t}^{CH,MAX}$$

$$P_{vp,t}^{DIS,MIN} \leq P_{vp,t}^{DIS} \leq P_{vp,t}^{DIS,MAX}$$

$$P_{vp,t}^{CH} \leq 0, P_{vp,t}^{DIS} \geq 0$$

其中：

$P_{vp,t}^{CH,MAX}$ 、 $P_{vp,t}^{CH,MIN}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的充电功率上下限；

$P_{vp,t}^{DIS,MAX}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS,MIN}$ 分别表示虚拟电厂机组 vp 在时段 t 的放电功率上下限；

(二十一) 核电机组最小稳定功率运行时间约束

$$T_i^{ST}x_{i,\tau} \leq \sum_{t=\tau}^{\tau+T_i^{ST}-1} (1-v_{i,t}), \quad \forall i \in Nu, \forall t \in T$$

式中： $x_{i,\tau}$ 表示核电机组在 i 时段 τ 是否完成上爬或者下爬的状态变量。 T_i^{ST} 是核电机组 i 最小稳定运行时间， $v_{i,t}$ 表示核电机组 i 在时段 τ 是否存在上爬或者下爬的状态变量，当核电机组的 τ 时段和 $\tau-1$ 时段的出力一致时， $v_{i,t}=0$ ；当电机组的 τ 时段和 $\tau-1$ 时段的不出力一致时， $v_{i,t}=1$ 。 Nu 表示的是核电机组集合。

(二十二) 核电机组调峰出力升降次数约束

$$\sum_{t=1}^T y_{i,t}^U \leq UpTimes_i, \quad \forall i \in Nu$$

$$\sum_{t=1}^T y_{i,t}^D \leq DnTimes_i, \quad \forall i \in Nu$$

式中： $UpTimes_i$ 和 $DnTimes_i$ 分别表示的是核电机组 i 允许的上爬和下爬次数。 $y_{i,t}^U$ 和 $y_{i,t}^D$ 分别表示的是核电机组 i 在 t 时段是否开始上爬和下爬的状态变量。

(二十三) 求解方法

机组组合模型采用混合整数规划建模求解（采用商用求解器 CPLEX 或 GUROBI，求解器的间隔容差（Gap）参数默认值不高于 0.001）。

第 8.4.4 条 日前安全约束经济调度（SCED）模型。日前可靠性机组组合及发电计划出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\begin{aligned}
& \min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH}) + C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})] \\
& + \sum_{vp=1}^{VP} \sum_{t=1}^T [C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH}) + C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})] + \sum_{ps=1}^{PS} \sum_{t=1}^T [C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU}) + C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})] \\
& + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^-]
\end{aligned}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用，运行费用是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NL 为线路总数；

$SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量； NS 为断面总数；

$P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率， ES 表示独立储能电站总数；

$C_{es,t}^{CH}(P_{es,t}^{CH})$ 、 $C_{es,t}^{DIS}(P_{es,t}^{DIS})$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电费用、放电费用，其中充电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的充电段各段出力区间和对应电量价格

有关的多段线性函数，放电费用是与储能电站申报的充放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电、发电功率， VP 表示虚拟电厂总数；

$C_{vp,t}^{CH}(P_{vp,t}^{CH})$ 、 $C_{vp,t}^{DIS}(P_{vp,t}^{DIS})$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电费用、放电费用，其中用电费用是与虚拟电厂申报的用电报价曲线的用电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，放电费用是与虚拟电厂申报的放电报价曲线的放电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

$P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数；

$C_{ps,t}^{PU}(P_{ps,t}^{PU})$ 、 $C_{ps,t}^{GE}(P_{ps,t}^{GE})$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水费用、发电费用，其中抽水费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的抽水段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数，发电费用是与抽水蓄能电站申报的抽水和发电报价曲线的发电段各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{MIN} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{MAX}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第

m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{MIN}$ ， $P_{i,m}^{MAX}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

目前可靠性机组组合及发电计划出清 SCED 的约束条件包括：

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{es=1}^{ES} (P_{es,t}^{CH} + P_{es,t}^{DIS}) + \sum_{ps=1}^{PS} (P_{ps,t}^{PU} + P_{ps,t}^{GE}) + \sum_{vp=1}^{VP} (P_{vp,t}^{CH} + P_{vp,t}^{DIS}) + \sum_{nt=1}^{NT} T_{nt,t} = D_t$$

$P_{i,t}$ 表示省内发电机组 i 在时段 t 的出力； $P_{es,t}^{CH}$ 、 $P_{es,t}^{DIS}$ 分别表示独立储能电站 es 在时段 t 的充电、放电功率， ES 表示独立储能电站总数； $P_{vp,t}^{CH}$ 、 $P_{vp,t}^{DIS}$ 分别表示虚拟电厂 vp 在时段 t 的用电、发电功率， VP 表示虚拟电厂总数； $P_{ps,t}^{PU}$ 、 $P_{ps,t}^{GE}$ 分别表示抽水蓄能电站 ps 在时段 t 的抽水、发电功率， PS 表示抽水蓄能电站总数； $T_{nt,t}$ 表示联络线 nt 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

(二) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{MAX}$$

对于 SCUC 优化结果中停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$, $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

(三) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 机组 i 最大下爬坡速率。

(四) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{l-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_{l,t}^+ + SL_{l,t}^- \leq P_l^{MAX}$$

其中， P_l^{MAX} 为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-nt} 为联络线 nt 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷预测值。 $SL_{l,t}^+$, $SL_{l,t}^-$ 分别为支路 l 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(五) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{nt=1}^{NT} G_{s-nt} T_{nt,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_{s,t}^+ + SL_{s,t}^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} ， P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-nt} 为联络线 nt 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 $SL_{s,t}^+$ ， $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 在时段 t 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^F (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{i,t}^F$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

独立储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂机组相关约束与日前安全约束机组组合（SCUC）模型一致。

第 8.4.5 条 日前可靠性机组组合及发电计划采用节点电价定价机制。

第 8.4.6 条 节点电价（LMP）计算模型如下：

日前可靠性机组组合及发电计划 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束：

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前可靠性机组组合及发电计划 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t ：时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$ ：支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ ：支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ ：断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ ：断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} ：节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-k} ：节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

第五节 发电机组和新型经营主体出清机制

第 8.5.1 条 必开机组在必开时段内的机组状态为开机，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小技术出力。必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。

某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

第 8.5.2 条 调试（试验）机组出清机制。

（一）调试阶段的新建（包括扩建、改建）机组与新型经营主体

调试阶段的新建（包括扩建、改建）机组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。在完成整套设备启动之前，不参与现货市场，按照国家相关价格政策结算。

在新建（包括扩建、改建）机组与新型经营主体完成整套设备启动后，原则上按照申报出力运行，若未申报则按照最小技术出力安排运行，直至运行日当天零点；运行日起，发电机组按照现货市场的交易规则参与出清。在完成整套设备启动到运行日零点之间，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。若完成整套设备启动时间晚于竞价日 15:00，运行日发电计划仍按照上述原则执行。

（二）调试（试验）的运行及备用机组

申报了运行日调试（试验）计划的运行及备用机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

调试（试验）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（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日调试（试验）时段，机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（三）检修后调试（试验）机组

检修后调试（试验）机组，申报调试（试验）曲线的经调度机构审核同意的检修后调试（试验）机组，原则上按照机组申报的调试（试验）曲线设置发电计划，不参与优化。申报开机时间的，经调度机构审核同意后，按照机组申报开机时间设置开机状态，机组出力按照报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

第 8.5.3 条 发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其日前可靠性机组组合及发电计划中的报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续运行时间内机组仅中标发电机组申报出力下限，该时段内该台机组不参与市场定价；若发电机组申报出力下限之上的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

第 8.5.4 条 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，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，在机组从最小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。

因供热等因素机组可调出力下限高于最小技术出力时，处于开停机状态的机组，从并网后升功率至最小技术出力或从可调出力下限降功率至最小技术出力时，发电出力根据机组申报爬坡速率确定，不参与优化。相应时段，该机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第 8.5.5 条 申报为运行日供热的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化。调度机构根据经核定的供热机组最小方式与发电企业历史实际供热量，按照优先保障民生供热的原则对申报的供热机组进行合理调减。

电力调度机构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，供热机组最小技术出力（申报供热电力负荷的为最小供热电力负荷下限）优先出清，不参与市场定价；最小技术出力（申报供热电力负荷的为最小供热电力负荷下限）至最大可调出力之间的发电能力，根据发电机组申报的价格参与市场出清。

某交易时段中，若供热机组仅中标供热电力负荷下限对应的出力，该时段内该台供热机组不参与市场定价；若供热机组的供热电力负荷下限之上的部分中标，该时段内该台热

电机组参与市场定价。

第 8.5.6 条 核电机组申报的运行日报价，在满足系统安全和核安全的基础上，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，确定发电计划曲线。

第 8.5.7 条 并网自备电厂申报的运行日的上网出力上限和上网报价，在满足系统安全的基础上，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。地方公用电厂申报的运行日上网出力上、下限和报价，在满足系统安全的基础上，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。

第 8.5.8 条 新能源场站在竞价日申报运行日的短期预测出力曲线和价格，在满足系统安全的基础上，参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。配建储能能满足系统安全的基础上，按照申报曲线参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。新能源场站发电计划叠加配储出清曲线作为含配建储能新能源场站的发用电计划曲线。

第 8.5.9 条 独立新型储能电站按照申报信息出清运行日充放电计划。

第 8.5.10 条 参与市场的抽水蓄能机组根据机组报价和水库参数出清运行日发电和抽水计划。

第 8.5.11 条 独立新型储能电站、抽水蓄能机组原则上按照市场出清结果运行。为保障电力可靠供应和电网安全稳定，在电力供应紧张或安全裕度低等特殊时段，独立新型储能电站、抽水蓄能机组应接受电力调度机构统一指挥。

第 8.5.12 条 虚拟电厂按照申报信息参与市场出清，在

满足系统安全的基础上，以聚合单元为单位参与日前可靠性机组组合及发电计划出清。其中，全电量负荷类聚合单元出清资源全部用电负荷，调节量负荷类聚合单元出清调节部分的用电负荷。

第 8.5.13 条 提供调频辅助服务的发电机组预留调频容量后，剩余可调出力空间根据日前报价参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。

第 8.5.14 条 调用测试机制。调用测试分为机组开机调用测试和机组出力调用测试，采用随机抽查和异常行为重点抽查相结合的方式。

(一) 随机抽查调用测试机组的选取应遵循公平原则，避免短期内对同一机组反复调用。单次出力调用测试时间一般不超过 1 小时。

(二) 异常行为重点抽查应结合经营主体异常行为开展针对性测试。直调公用火电机组、独立新型储能出现以下异常行为之一时，电力调度机构应对机组实施调用测试。

1. 市场出清停机备用的机组，其申报价格远高于市场同类型机组边际成本或核定成本。

2. 无故降低或提高机组出力，实际出力与实时市场出清结果存在较大偏差或出力频繁低于出清计划运行的；供需紧张时期，未向电力调度机构申报降出力、出清结果为开机运行且运行出力未达到最大可调出力等情况。

3. 频繁出现不能按照申报的可调度出力范围、爬坡速率

等物理参数运行情况。

4. 频繁改变设备运行参数，机组实际运行关键参数与事前注册、申报信息存在较大偏差。

5. 存在其他可能影响电力系统安全运行的异常行为。

（三）调用测试结果判定

1. 参与调用测试的直调公用机组可在规定时间内按调度指令开机并网，以及在规定时间内达到最大可调出力且持续时长在 30 分钟以上的，判定为调用测试通过，否则视为调用测试失败。测试失败机组按照实际出力情况提报降出力申请，并纳入《山东省电力并网运行管理实施细则》管理。

2. 参与调用测试的独立新型储能可在规定时间内按调度指令充放电，判定为调用测试通过，否则视为调用测试失败。电力调度机构结合测试结果对独立新型储能电站充放电功率及充放电小时数进行认定，并纳入《山东省电力并网运行管理实施细则》管理。

（四）电力调度机构负责制定调用测试机制实施细则，按有关程序审议确认后执行。

第六节 交易结果发布

第 8.6.1 条 竞价日 19:30 前，电力调度机构出具运行日用于实际执行的日前可靠性机组组合及发电计划结果。按照有关程序通过山东电力交易平台和调度技术支持系统发布。

第 8.6.2 条 日前可靠性机组组合及发电计划公开信息发布：发电侧节点出清电价、电量结果，以及日前可靠性机组

组合及发电计划出清的概况信息。

第 8.6.3 条 日前可靠性机组组合及发电计划特定信息发布，作为执行依据。特定信息具体包括：

（一）运行日发电机组可靠性开停机组组合。

（二）运行日发电机组和新型经营主体 96 点可靠性发电计划。

（三）运行日发电机组和新型经营主体的调频状态。

（四）运行日发电机组和新型经营主体中标电量。

（五）运行日发电机组和新型经营主体分时电价。

第九章 日内市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第 9.1.1 条 日内市场中，电力调度机构基于最新的电网运行状态与短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前可靠性机组组合及发电计划基础上，以社会福利最大（发电成本最小）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）算法进行优化计算，出清得到机组开机组合、分时发电出力曲线，通过山东电力交易平台和调度技术支持系统向经营主体发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。

第 9.1.2 条 日内市场采用定时开市和按需开市相结合的方式组织。

第 9.1.3 条 按需开市。当电网运行主要边界条件发生较大变化时，日内市场可根据实际情况按需组织开市。主要边界条件变化引起机组组合调整的情况包括但不限于以下情况：

(一) 全网用电负荷、新能源出力较日前预测发生较大偏差，网内电力供需形势发生较大变化。

(二) 发生机组非计划停运(包括出力受限)、电网输变电设备故障、省间联络线计划临时调整等情况影响省内电力供应，且预测未来时段电网备用不满足安全要求时。

(三) 发电机组检修计划、电网输变电设备检修计划发生大范围延期或调整，导致日前可靠性机组组合无法执行，影响省内供需平衡时。

(四) 其他影响日内电力平衡和电力可靠供应的情况。

第 9.1.4 条 若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，则对运行日全天 96 点的发电调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行调整；如电网运行边界条件在运行日内发生变化，则对运行时段后第 2 个时段至运行日最后 1 个时段的调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行调整，原则上日内机组组合调整的发电调度计划组织时长应大于 6 个小时。

第 9.1.5 条 定时开市。开市时间为运行日 7:00 和 14:00，交易出清时段分别为 8:00 至当日 24:00、15:00 至当日 24:00，电力调度机构分别在运行日 7:30、14:30 前发布日内市场灵活性调节资源出清结果。

第 9.1.6 条 现阶段，定时开市的日内市场在日前可靠性机组组合基础上，以社会福利最大（发电成本最小）为优化目标，仅采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化出清。

第 9.1.7 条 实时运行中，灵活调节资源执行日内市场出清结果，并作为实时市场出清边界。

第二节 日内发电机组运行参数变化

第 9.2.1 条 现阶段，日内市场采用日前封存的灵活调节资源申报的信息进行出清。具备条件时，灵活调节资源可在规定时间前调整申报信息。

第 9.2.2 条 当发电机组的运行参数与日前可靠性机组组合及发电计划相比发生较大变化时，发电企业须及时通过调度技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核确认后生效。主要包括以下信息：

（一）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小技术出力）。

（二）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。

（三）最新的预计并网/解列时间。

（四）机组出力上限、下限变化情况。

（五）调试（试验）机组出力变化情况。

（六）机组发生故障，需对机组发电出力计划进行调整的情况。

(七) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第三节 日内机组运行边界条件准备

第 9.3.1 条 日内市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核确认后，在调度技术支持系统中对相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行日内市场出清计算。

第 9.3.2 条 机组组合环节，在发电机组开机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力上升至最小技术出力。

第 9.3.3 条 机组组合环节，在发电机组停机过程中，以机组当前出力为起点，电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线，修改机组发电计划，直至机组出力降为零并与电网解列。

第 9.3.4 条 发电企业应通过调度运行技术支持系统上报机组最新的预计并网/解列时间，经电力调度机构审核确认后生效，以修正后的参数进行日内市场出清计算。

第 9.3.5 条 当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生降出力时，电厂应及时向电力调度机构提交降出力申请，电力调度机构审核同意后在调度技术支持系统中将该机组的出力上限、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限、下限进行日内市场出清计算。

第 9.3.6 条 实际运行中机组出力上限、下限未能达到并网调度协议中额定有功功率/最小技术出力的时段，计为发电机组降低最高出力/提高最低出力时段。

第 9.3.7 条 机组发生故障后，电力调度机构根据实际情况对机组出力计划进行调整。

第 9.3.8 条 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，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

第 9.3.9 条 电力调度机构以供热机组在日前可靠性机组组合及发电计划中申报的供热电力负荷的上下限进行日内市场出清计算。原则上，高背压供热机组按照日前可靠性机组组合及发电计划执行。

第 9.3.10 条 新能源场站（含配建储能）应在运行日 06:00 和 13:00 前，基于最新的运行和气象数据预测运行日剩余时段（对应时刻至运行日 24:00），并提交至电力调度机构，用于日内市场出清计算。

新能源场站具备日内预测技术条件前，电力调度机构可采用该场站日前预测作为该场站日内预测结果。

作为价格接受者的新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

第 9.3.11 条 日内市场出清时，独立新型储能电站（抽水蓄能电站）的出清起始时刻荷电状态（起始时刻库容值），由开市时刻的实际荷电状态（开市时刻实际库容值）叠加开

市时刻至出清起始时刻的充放电计划（抽水发电计划）计算得到；结束时刻的目标荷电状态（期望库容值）采用日前申报的期望值，日前未申报的，运行日结束时刻的期望荷电状态（库容值）由市场出清确定。虚拟电厂储能类聚合单元参照执行。

第四节 日内电网运行边界条件

第 9.4.1 条 当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 9.4.2 条 日内短期全网系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24:00 的全网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不限于以下因素：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情况。

第 9.4.3 条 日内短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24:00 的 220 千伏母线节点负荷需求。调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第 9.4.4 条 电力调度机构根据日内实际情况，分别在运行日 06:30 和 13:30 前更新日内短期全网用电负荷预测和日内短期母线负荷预测数据。

第 9.4.5 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心

最新发布的运行日省间联络线计划作为日内市场的出清边界条件。

第 9.4.6 条 电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，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、现场操作准备等情况，完成电网安全约束条件更新。

第 9.4.7 条 日内电网运行备用根据负荷与新能源出力变动情况留取，同时需满足相关安全规定要求。

第 9.4.8 条 日内市场安全约束条件原则上与日前安全约束条件保持一致。

边界条件发生变化，经电力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经营主体进行披露。

第五节 日内市场出清与调度计划发布

第 9.5.1 条 日内市场安全约束机组组合（SCUC）算法、安全约束经济调度（SCED）算法与日前安全约束机组组合（SCUC）算法、日前安全约束经济调度（SCED）算法一致。日内市场不发布价格，以实时市场出清价格进行结算。

第 9.5.2 条 电力调度机构将日内市场出清结果发电计划通过山东电力交易平台和调度技术支持系统发布。

第十章 实时市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第 10.1.1 条 实时市场中，电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前可靠性机组组合及发电计划与日内市场机组组合基础上，以社会福利最大（发电成本最小）为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，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，确保系统平衡、实施阻塞管理。

第 10.1.2 条 电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时市场交易出清，滚动出清未来 2 小时市场交易结果。

第 10.1.3 条 当发电机组的运行参数发生较大变化时，发电企业应及时通过调度技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核确认后生效。主要包括以下信息：

（一）开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小技术出力）。

（二）停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）。

（三）最新的预计并网/解列时间。

（四）机组出力上限、下限变化情况。

（五）调试（试验）机组出力变化情况。

（六）机组发生故障，需对机组发电出力计划进行调整的情况。

（七）其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第二节 实时市场运行边界条件

第 10.2.1 条 实时机组运行边界条件与日内市场机组运行边界条件一致。其中，新能源场站（含配建储能）基于最新的运行和气象数据，通过调度技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期出力预测曲线，进行实时市场出清计算。作为价格接受者参与市场的分布式新能源，其预测信息由电力调度机构统一更新，并作为现货市场出清依据。

第 10.2.2 条 当前时刻最新的状态估计后的电网模型，应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 10.2.3 条 超短期全网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 4 小时全网用电负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期全网系统负荷预测结果进行调整，需综合考虑但不限于以下因素：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情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第 10.2.4 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心最新发布的运行日省间联络线计划作为实时市场的出清边

界条件。

第 10.2.5 条 电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，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、现场操作准备等情况，完成电网安全约束条件更新，并做好相应记录。

第 10.2.6 条 电网实时运行应满足运行备用要求，当运行备用容量无法满足要求时，电力调度机构实时控制原则如下：

(一) 若系统备用容量无法满足要求，可立即采取包括新增开机、参加省间现货交易、向国调中心和华北分中心申请备用支援等措施。

(二) 若系统备用容量仍无法满足要求，可执行有序用电措施。

第 10.2.7 条 实时市场出清使用的安全约束条件原则上与日前可靠性机组组合及发电计划所提出的约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行后，可对电网安全约束条件进行更新。

实时市场电网约束条件以日前可靠性机组组合及发电计划电网约束条件为基础，结合电网实际运行中变化的约束条件，形成实时市场电网约束条件，并在事后将相关信息向经营主体进行发布。

第三节 实时市场出清

第 10.3.1 条 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，根据日前市场封存的发电企业申报信息，以社会福利最大（发电成本最小）为目标，在日前可靠性机组组合及发电计划与日内市场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，滚动优化未来2小时机组出力，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。实时市场安全约束经济调度（SCED）模型中不包含独立新型储能电站充放电循环次数约束、运行日起始和结束时刻荷电状态约束、抽水蓄能电站运行日起始和结束时刻库容约束。

第 10.3.2 条 实时市场的出清计算过程如下：

（一）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。

（二）对实时市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足安全约束，得到实时市场的出清结果。

第 10.3.3 条 实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第 10.3.4 条 实时市场采用节点电价定价机制。实时市场出清形成每15分钟的节点电价。

实时市场结算价格采用实时市场出清价格，结算电量为实际上网电量和用电量。

实时市场节点电价（LMP）计算模型与日前可靠性机组组合及发电计划节点电价（LMP）计算模型一致。

第四节 发电机组和新型经营主体出清机制

第 10.4.1 条 在日前可靠性机组组合及发电计划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日前可靠性机组组合及发电计划市场中必开机组的出清机制一致。

第 10.4.2 条 电力调度机构因系统运行需要改变机组发电计划时，可在相应时段指定机组的发电出力。机组因自身原因需要调整出力时，原则上由电力调度机构在现货技术支持系统中设定该机组相应时段的发电出力，发电机组在该时段不参与市场定价。

第 10.4.3 条 调试（试验）机组经电力调度机构审核同意后的调试阶段的新建（包括扩建、改建）机组、试验（调试）的运行及备用机组、检修后试验（调试）机组，在实时市场中的出清机制与日前可靠性机组组合及发电计划出清机制一致。电力调度机构可根据电网实际运行情况，对机组出力进行调整。

第 10.4.4 条 最小连续运行时间内机组在实时市场中的出清机制与日前可靠性机组组合及发电计划中最小连续运行时间内机组出清机制一致。

第 10.4.5 条 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小技术出力期间，发电出力为其报送的开机曲线，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小技术出力之后，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，在机组从最小技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其报送的停机曲线，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。

第 10.4.6 条 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，机组出力固定为机组申报并经电力调度机构同意的发电出力值，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。

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。

第 10.4.7 条 临时新增开机机组指在日前可靠性机组组合及发电计划、日内市场中未被列入机组开机组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时市场中，临时新增开机机组根据其报价参与市场优化出清。某交易时段中，若临时新增开机机组仅中标最小技术出力，该时段内该台机组不参与市场定价；若该台机组最小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。

第 10.4.8 条 临时新增停机机组指在日前可靠性机组组合及发电计划、日内市场中被列入机组开机组合。在实时运

行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组，分以下两种情况处理。

(一) 机组在竞价日(D-1)处于开机状态，在日前可靠性机组组合及发电计划、日内市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机。

(二) 机组在竞价日(D-1)处于停机状态，在日前可靠性机组组合及发电计划、日内市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在实时运行调整环节安排停机。若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，按照核定启动费用计入机组运行成本补偿；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，不给予启动成本补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台记录机组点火的时间为准。

第 10.4.9 条 在日前可靠性机组组合及发电计划中申报为运行日供热的供热机组，在实时市场中同样视为供热机组。电力调度机构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，供热机组最小可调出力优先出清（高背压机组为供热电力负荷下限），不参与市场定价；最小可调出力至最大可调出力之间的发电能力（高背压机组为供热电力负荷上下限之间的发电能力），根据发电机组申报的价格参与优化出清。

实时市场中供热机组的定价机制与日前可靠性机组组合及发电计划、日内市场中供热机组定价机制一致。日前申

报的供热机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的供热机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电企业可向电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照供热机组类型参与实时市场出清，原供热机组恢复为常规机组参与实时市场出清。

第 10.4.10 条 不具备日内调整能力的核电机组，实时市场发电出力曲线暂不做调整，按照日前可靠性机组组合及发电计划执行。

第 10.4.11 条 实时市场中，新能源场站应常态化投入 AGC 闭环功能，执行市场出清曲线。

第 10.4.12 条 并网自备电厂、地方公用电厂实时市场出清机制与日前可靠性机组组合及发电计划的出清机制一致。未参与日内和实时市场的主体，实时市场计划曲线按照日前可靠性机组组合及发电计划执行。

第五节 实时市场安全校核与出清结果发布

第 10.5.1 条 电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划下发至厂站。实时运行中计算发布实时市场出清价格，作为临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

第 10.5.2 条 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。

第 10.5.3 条 电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。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，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过山东电力交易平台和调度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：

- (一) 电力系统发生事故可能影响电网安全时。
- (二) 系统频率或电压超过规定范围时。
- (三) 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。
- (四) 输变电设备过载或超出稳定限额时。
- (五) 继电保护或安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时。
- (六) 发生极端恶劣天气可能对电网安全造成影响时。
- (七) 为保证省间联络线输送功率（含区域控制偏差）在正常允许范围而需要调整时。
- (八) 电力调度机构预测未来时段电网正备用不满足要求或采取负荷管控措施时段时。
- (九) 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。

在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调

整运行方式：

(一) 调整电网运行方式，包括发输变电设备停电计划。

(二) 调用电网备用容量，申请省间联络线支援，参与省间现货交易和应急调度。

(三) 调整发电机组、新型经营主体等并网发电出力，启停发电机组，安排机组满出力试验、调峰试验、机组低谷消缺（包括停机消缺）、增投调频机组、解列新能源场站等。

(四) 停运设备恢复送电或运行设备停运。

(五) 调用市场化可中断负荷。

(六) 采取有序用电措施。

(七) 暂停实时市场交易。

(八) 电力调度机构认为有效的其他手段。

第 10.5.4 条 紧急情况下，电力调度机构可通过技术支持系统、调度电话等方式及时干预调整，保证电网安全运行需要。

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，电力调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处理。

第 10.5.5 条 实时市场出清结果应满足断面传输功率不超过极限值的要求。实时市场出清后，电网出现断面越限情况，电力调度机构可根据需要调用断面内所有电源。

第 10.5.6 条 实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差等影响电网安全运行时，电力调度机构可在技术支持系统进行修正，并记录事件

经过、负荷偏差调整情况等，并通过山东电力交易平台和调度技术支持系统向市场成员发布。

第十一章 辅助服务市场运营

第一节 基本原则

第 11.1.1 条 辅助服务市场暂只开展调频（二次调频）辅助服务、爬坡辅助服务的集中交易。爬坡辅助服务按照《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则（试行）》执行。适时开展备用等辅助服务市场交易。

第 11.1.2 条 调频辅助服务市场采用基于调频里程的单一制价格机制，按效果付费，调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。

第 11.1.3 条 提供电力辅助服务能力的经营主体平等参与电力辅助服务市场。

现阶段，提供调频辅助服务的经营主体应具备可观、可测、可调、可控能力且具备调度直控条件，主要包括直调公用火电、新型经营主体（含独立新型储能电站、抽水蓄能、虚拟电厂等）等符合条件的经营主体。

获得容量电费的经营主体原则上应当参与电力辅助服务市场申报。

新型经营主体按自愿原则参与调频辅助服务市场。

第 11.1.4 条 调频辅助服务市场为每天运行的市场。调频辅助服务市场以集中竞价方式，采用综合考虑价格、性能

等因素的竞价规则确定提供调频辅助的经营主体。

调频辅助服务市场和现货市场联合出清。技术支持系统不具备条件时，调频辅助服务市场与现货市场暂分步出清。

第 11.1.5 条 电力调度机构根据系统运行需要，确定分时段调频辅助服务总需求量。

参与调频辅助服务的经营主体申报调频里程价格，通过市场竞争确定中标调频的经营主体和出清价格。

第 11.1.6 条 参与调频辅助服务市场的经营主体需满足以下条件：

(一) 参与调频辅助服务的经营主体应与电力调度机构签订并网调度协议，按照并网管理有关规程规定装设 AGC 装置，完成与调度主站调试并满足性能指标要求，具备直接接收远方控制指令的能力。

(二) 独立新型储能、虚拟电厂储能类聚合单元应具备向调度机构实时反馈荷电状态 (SOC)、上下调频能力等信号的条件。抽水蓄能机组应满足机组运行上下限范围内连续可调、具备向电力调度机构实时反馈发电抽水能力等信号的条件。

(三) 虚拟电厂以聚合单元为单位参与调频市场交易，各聚合单元应具备调度机构直接控制的技术条件。

第 11.1.7 条 电力调度机构按日发布提供调频辅助服务的经营主体调节速率、调节性能综合指标。

第二节 市场组织实施

第 11.2.1 条 电力调度机构根据系统实际运行情况，竞

价日组织交易前通过山东电力交易平台发布运行日山东电网分小时调节速率、调频容量需求值。

运行日，电力调度机构可根据系统实际运行情况，调整未来一小时至当日 24:00 的分小时调节速率、调频容量需求值并发布。

第 11.2.2 条 电力调度机构根据系统实际运行中负荷波动、新能源波动及电网特性等因素确定电网的调频速率、调频容量需求值。

其中，调频速率需求值根据负荷预测变化率和新能源变化率，并结合历史调频速率需求数据进行计算；调频容量需求值根据负荷、新能源出力情况确定，调频容量需求计算方法如附件 6 所示。

第 11.2.3 条 参与调频辅助服务市场的发电机组和新型经营主体应在可调出力上限、下限范围内分别预留固定容量，即上调频预留容量、下调频预留容量；可调出力范围扣除上、下调频预留容量后剩余容量为调频容量。参与调频辅助服务市场经营主体的可调出力范围应大于调频预留容量。

(一) 直调公用火电机组等发电类资源上、下调频预留容量为额定容量的 $fu\%$ ($fu\%$ 取值暂为 10%，电力调度机构可根据电网实际运行情况调整，调整情况及时报山东能源监管办并做好信息披露)。

(二) 独立新型储能、虚拟电厂储能类聚合单元等储能类资源在日前可靠性机组组合及发电计划申报的可调功率和荷电范围基础上预留功率和荷电量 (SOC)，其中上、下

调频预留容量分别为额定功率的 $f_e\%$ ，上、下调频预留荷电量（SOC）分别为最大荷电量的 $f_{soc}\%$ （ $f_e\%$ 、 $f_{soc}\%$ 取值暂为 10%、5%，电力调度机构可根据电网实际运行情况调整，调整情况及时报山东能源监管办并做好信息披露）。独立新型储能调频容量为可调功率预留调频功率后对应的容量；抽蓄能机组在日前可靠性机组组合及发电计划申报的可调功率和水位基础上预留功率和水位，其中上、下调频预留容量分别为该机组额定发电功率的 $f_p\%$ ，上、下调频预留水位分别为该机组最大可调水位的 $f_{水位}\%$ （ $f_p\%$ 、 $f_{水位}\%$ 取值暂为 10%、5%，电力调度机构可根据电网实际运行情况调整，调整情况及时报山东能源监管办并做好信息披露）。抽水蓄能机组调频容量为可调功率预留调频功率后对应的容量。

（三）其他新型经营主体根据发用电特性参照发电类、储能类资源预留调频容量。

第 11.2.4 条 现阶段，调频辅助服务市场交易组织采用日前报价、日前预出清、日内分小时出清的模式，具体交易流程如下：

（一）需求发布。竞价日 08:45 前，电力调度机构发布调频市场信息，包括但不限于：次日分时调频容量需求值（MW）、分时调节速率需求值（MW/min）以及调频辅助服务市场其他要求等。

（二）市场申报。竞价日 15:00 前，参与调频辅助服务的经营主体通过山东电力交易平台申报次日调频里程价格，新型经营主体需按日申报是否参与调频辅助服务市场。

(三) 日前预出清。在日前可靠性机组组合及发电计划形成的运行日机组开机关组合基础上，计算调频辅助服务市场的预出清结果，确定提供调频辅助服务的经营主体。

(四) 日内分小时出清。运行日开展以小时为周期的正式出清，提前 1 小时 (T-1) 计算未来 4 小时 (T ~ T+3) 的出清结果，确定 T 小时提供调频辅助服务的经营主体。

第 11.2.5 条 参与调频辅助服务市场的经营主体应在竞价日通过山东电力交易平台申报运行日的调频里程价格，用于日前预出清和日内分小时出清。调频里程价格上下限分为 12 元/MW、0.1 元/MW，申报价格的最小单位是 0.1 元/MW。

电力交易平台对各调频单元的申报价格进行自动审核，对于申报价格超出限制范围的，系统自动识别为无效报价。对于未报价的发电机组，系统自动设置为缺省报价。

第 11.2.6 条 获得容量补偿的发电机组，首次参与调频辅助服务市场时，需在首次申报 2 个工作日前申报缺省报价参数，若当日未申报时采用缺省报价参数参与调频辅助服务交易。

第 11.2.7 条 调频辅助服务市场综合考虑各参与主体调频里程申报价格、机会成本、调频机组性能和电网调频需求进行出清，确定调频中标机组、中标容量和出清价格。参与调频辅助服务市场的调频性能参数取最近 8 个中标时段（每小时为 1 个中标时段，下同）性能参数均值。首次参与调频辅助服务的经营主体调频性能参数取调频性能参数测试的指标值。

第 11.2.8 条 电力调度机构应对首次参与调频辅助服务市场的发电机组和新型经营主体开展调频性能指标测试。

(一)首次参与调频辅助服务市场的发电机组和新型经营主体，应提前 7 天向电力调度机构提出调频测试申请试验，经批准后参与调频辅助服务的经营主体开展 8 小时调频测试，作为参与调频市场初始参数。

(二)电力调度机构完成审核后确定测试时间。测试期间，电力调度机构安排调频单元 AGC 连续 8 小时投入自动调频控制模式；测试完成后，电力调度机构向市场主体发布正式测试结果，作为重新参与调频市场初始参数。测试与试验期间，调频里程不支付费用。

(三)电力调度机构可根据电网实际运行情况调整参与调频辅助服务的经营主体测试时长，调整情况及时报山东能源监管办并做好信息披露。

第 11.2.9 条 调频辅助服务市场按照发电机组和新型经营主体调频辅助服务综合成本排序进行出清。调频辅助服务综合成本包括调频机会成本和调频里程成本。

(一) 调频机会成本计算

调频机会成本是指提供调频辅助服务经营主体因预留调频容量而未能参与电能量市场部分损失的电量机会成本，即调频经营主体机组在日前市场和实时市场出清出力达到调频容量上下限值时，损失的本应超出调频容量上下限值的电量收益。

提供调频辅助服务经营主体在每个时段损失的机会成

本计算方法是：根据经营主体所在节点出清电价和机组电量报价得出对应时段的调频经营主体预期出力，调频经营主体在该时段的机会成本等于预期出力与调频经营主体预留调频容量上下限值曲线之间的积分电量和节点出清电价与机组电能量报价的分段价差的乘积之和。

$$C_{\text{机会}} = \sum Q_{\text{积分电量}, t} \times (P_{\text{日前}, t} - P_{\text{申报}, t})$$

其中：

$C_{\text{机会}}$ 为 t 时刻提供调频辅助服务的经营主体调频机会成本，单位为元。

$Q_{\text{积分电量}, t}$ 为 t 时刻提供调频辅助服务的经营主体预期出力与调频经营主体预留调频容量上下限值曲线之间的积分电量，单位为MWh。

$P_{\text{日前}, t}$ 为 t 时刻日前可靠性机组组合及发电计划出清节点电价，单位为元/MWh。

$P_{\text{申报}, t}$ 为 t 时刻主体对应出力的电能量申报价格，单位为元/MWh。

调频辅助服务市场日内出清时，调频机会成本与日前出清一致。

(二) 调频里程价格计算

考虑独立储能电站等新型经营主体与火电机组调频特性不同，通过综合调频性能指标对各类主体的调频里程报价进行计算，作为调频里程排序价格。调频里程价格计算公式如下：

$$P_{\text{调整, 主体 } i} = P_{\text{调频}, \text{主体 } i} / (K_{\text{历史指标, 主体 } i} \times F_{m,i})$$

其中：

$P_{\text{调整}, \text{主体}i}$ 为提供调频辅助服务的经营主体 i 计算后调频里程价格，单位为元/MW。

$P_{\text{调频}t, \text{主体}i}$ 为 t 时刻提供调频辅助服务的经营主体 i 调频里程报价，单位为元/MW。

$K_{\text{历史指标}, \text{主体}i}$ 为提供调频辅助服务的经营主体 i 历史综合调频性能指标，暂取前 8 个中标时段性能参数均值，首次参与调频辅助服务的经营主体取调频性能参数试验的测试值。

$F_{m,i}$ 为提供调频辅助服务经营主体 i 的边际替代率系数，提供调频辅助服务的独立新型储能、虚拟电厂储能类聚合单元等储能类经营主体边际替代率系数 $F_{m,i}$ 计算方法见附件 7；提供调频辅助服务的火电机组等经营主体 $F_{m,i}$ 取值为 1。

(三) 调频辅助服务综合成本

根据调频机会成本和调频里程成本计算每个交易时段提供调频辅助服务的经营主体的调频辅助服务综合成本排序。

调频辅助服务综合成本=调频里程计算价格×同类型主体历史小时平均调频里程+调频机会成本

其中，同类型主体历史小时平均调频里程取同类型主体前 24 小时中标时段（日前以竞价日 12:00 前、日内以计算开始时间 1 小时前）历史调频里程小时平均值，单位为 MW。同类型发电机组为 30 万千瓦及以下、60 万千瓦级、100 万千瓦级机组，同类型新型经营主体为独立电化学储能、独立飞轮储能、虚拟电厂等。

第 11.2.10 条 为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统安全运行，设置单个电厂中标发电机组调频容量之和不超过系统分时调频容量需求值的 20%；单个新型经营主体计入调频容量上限值不超过 200MW。

第 11.2.11 条 调频市场出清流程如下：

（一）按照调频辅助服务综合成本从低到高依次进行出清，直至中标提供调频辅助服务的经营主体调节速率总和、调频容量总和分别满足调节速率与电网调频容量需求值。运行日有开停机过程的发电机组不参与调频市场出清。

（二）在中标调频辅助服务经营主体的调节速率总和与调频容量总和不能满足系统调频速率和调频容量需求等情况下，调度机构按照“调频辅助服务综合成本最小化”原则将未中标的调频经营主体纳入调频服务组合参与调频服务，直至满足系统的调频容量和调频速率需求。调频服务费用按照运行日分时出清价格结算。

第 11.2.12 条 调频市场出清价格为该时段中标经营主体中最高的里程报价。

第 11.2.13 条 参与调频辅助服务市场的经营主体在现货电能量市场中，以调频容量为优化空间，按照申报价格出清分时发用电曲线，作为调频辅助服务的基值。

第 11.2.14 条 电力调度机构负责按照调管范围对调频辅助服务市场出清结果进行安全校核，对于不满足安全校核条件的调频经营主体，需从参与调频辅助服务市场序列中移出后，重新组织调频辅助服务市场出清，并注明移出原因。

校核条件包括但不限于：

(一) 运行日调频容量需求、调节速率需求、调频资源分布、总体及局部电网有功和无功平衡等要求。

(二) 电力系统安全约束要求。对于电网安全约束断面内调频辅助服务提供者，应满足电网安全约束控制要求。

第 11.2.15 条 调频辅助服务市场出清结果发布后，因边界条件或安全约束发生变化导致调频中标机组不满足以上安全校核条件时，按照以下原则从出清结果中移除中标调频机组，并向经营主体披露。

(一) 因同一原因需移出中标序列的调频经营主体，按照调频服务综合成本从高到低的顺序移出。

(二) 调频服务综合成本一致的调频经营主体，按照调节性能综合指标从小到大的顺序移出。

(三) 若因安全校核移除调频中标机组后出清调频容量、调节速率不满足系统运行要求，或机组组合、电网检修、安全约束条件、负荷预测、可再生能源预测等边界条件发生变化，日前和日内需重新进行调频辅助服务出清。若无法满足日内调频组织时序要求，实时按照“调频服务综合成本最小化”直接调用。

第 11.2.16 条 调频市场干预的主要手段包括：

(一) 根据电网运行情况直接调用参与调频辅助服务的经营主体。

(二) 制定或调整市场限价。

暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。市场暂停期

间所对应的结算时段，经营主体的调频辅助服务费用以最近一个同类型交易日相同时段的调频市场出清价格作为结算价格。

第十二章 零售市场运营

第一节 零售交易

第 12.1.1 条 零售交易以年、月为周期组织，常态化开市。零售交易方式包括标准化零售套餐交易和双边协商零售交易两种。

第 12.1.2 条 零售合同是指售电公司与零售用户通过标准化零售套餐交易或双边协商零售交易方式，签订的明确电量、电价、电费等权责的合同统称。

第 12.1.3 条 新型经营主体（虚拟电厂运营商、负荷聚合商等）与其聚合资源之间应签订聚合合同，相关要求及签订方式参照零售合同执行。

第 12.1.4 条 电力交易机构编制零售合同范本，经山东省电力市场管理委员会审议通过后，在零售平台发布供售电公司和零售用户使用。

第 12.1.5 条 标准化零售套餐交易方式：

（一）售电公司根据相应零售市场技术规范制定标准化零售套餐（以下简称“零售套餐”）。经电力交易机构校验通过后，自动发布。

零售套餐是指售电公司制定发布的售电资费标准统称，由价格机制、基准曲线、电量偏差处理机制、代码、期限、

解约条款、适用对象等部分组成。

(二) 零售用户自主选择售电公司发布的零售套餐。

(三) 山东电力交易平台根据零售套餐参数和零售合同范本自动生成零售合同。

(四) 零售用户签章后合同生效，次月起执行。

第 12.1.6 条 双边协商零售交易方式：

(一) 零售用户选择售电公司，并向其发起邀约。

(二) 售电公司负责将合同信息录入山东电力交易平台（现阶段应符合零售套餐技术要求），经电力交易机构校验通过后，推送至零售用户。

(三) 零售用户对合同信息确认后，山东电力交易平台根据合同信息和零售合同范本自动生成零售合同。

(四) 售电公司和零售用户共同签章后合同生效，次月起执行。

第 12.1.7 条 零售交易参照现货市场价格上下限设置各时段价格上下限约束。

第 12.1.8 条 在同一个交易周期内，零售用户只能向一家售电公司购电，以交易单元为最小单位签订零售合同，且全部工商业电量均通过该售电公司购买。

第 12.1.9 条 零售用户（除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外）应与售电公司签订包含分时价格的零售合同。

第 12.1.10 条 零售合同应符合国家和省价格主管部门有关分时电价政策要求，遵循零售市场分时约束机制。零售市场分时约束机制包括不限于峰谷时段、浮动比例等。零售平台应

按照有关分时电价政策要求，具备分时约束机制校验功能。

第 12.1.11 条 电网企业会同电力交易机构按照省价格主管部门有关分时电价政策要求，根据系统用电负荷或净负荷特性变化，确定并发布市场化容量补偿电价峰谷时段。零售市场分时约束机制峰谷时段参考市场化容量补偿电价峰谷时段制定。

第 12.1.12 条 售电公司应结合现货市场价格信号，向零售用户提供多样性标准化零售套餐。每家售电公司至少发布两种不同类型的标准化零售套餐（包括至少一款价格联动类的零售套餐），满足不同类型零售用户的差异化需求。

第 12.1.13 条 电力交易机构应在标准化零售套餐交易签订流程中提供套餐比价辅助决策功能，零售用户在标准化零售套餐确认签约前，根据自身历史用电负荷特性进行同类型套餐比价分析。

第 12.1.14 条 售电公司与零售用户应在电力交易机构每月规定的截止时间前完成次月及以后月份零售合同签订、变更、续约和解约。零售用户所含所有交易单元签订零售合同截止日期及解约方式应保持一致。

第 12.1.15 条 零售合同签订、变更、续约、解约的确认环节，应通过电子营业执照、电子签章等方式，按规定进行身份认证，履行相关签章手续。

第 12.1.16 条 零售合同签订指经合同双方协商一致，通过标准化零售套餐交易或双边协商零售交易完成合同订立。

第 12.1.17 条 零售合同续约指合同到期前，合同双方均可

向对方提出续约申请，经对方确认后，合同延续。

第 12.1.18 条 零售合同变更指售电公司与零售用户任一方可在合同期内向对方提出更换零售合同申请，经对方确认后，签订新的零售合同，次月起按新合同执行。

第 12.1.19 条 零售合同解约指合同到期前，双方在规定时间内按照约定条款解除合同，履行相应确认程序后生效。

第 12.1.20 条 零售合同执行期间因零售用户或售电公司其中一方原因导致合同无法履行时，电力交易机构可依据零售合同解约约定、法律法规、仲裁机构裁决或司法机关判决对零售合同进行处理，同时将有关情况报告山东能源监管办、省发展改革委、省能源局。

第 12.1.21 条 零售合同执行期间遇现货市场中止时，按照市场中止的相关规定执行；市场恢复运行后原合同仍在有效期内的，继续执行；市场恢复运行后原合同已到期的，零售用户需重新签订零售合同。

第 12.1.22 条 电力交易机构通过多种渠道向零售市场经营主体发布市场风险提示，包括但不限于高于同类型套餐市场均价 $H_{\text{超}}\%$ 的零售套餐及相应的售电公司清单等。

第二节 零售套餐

第 12.2.1 条 电力交易机构通过山东电力交易平台进行零售套餐发布和下架管理。

第 12.2.2 条 售电公司可以下架已发布的零售套餐。下架后的零售套餐不可恢复，但在山东电力交易平台保留相关

信息和编号。已下架的零售套餐对应的零售合同在有效期内继续执行。

第 12.2.3 条 零售套餐分为固定分时类、现货市场价格联动类、混合类、参考价格联动类、绿电类、灵活调节类等。虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合套餐分为分布式发电类、分布式储能类等。

第 12.2.4 条 固定分时类零售套餐。按照分时价格约束机制要求，设置每天 24 个时段的时段属性（峰段、平段或谷段）及电能量价格。

第 12.2.5 条 现货市场价格联动类零售套餐。以现货市场基准价格 $P_{\text{现货基准} t}$ 叠加固定价格，形成每天 24 个时段的电能量价格。基准价格 $P_{\text{现货基准} t}$ 可选择当月 t 时段现货市场用户侧实时结算价格算术平均值或当日 t 时段现货市场用户侧实时结算价格。

第 12.2.6 条 混合类零售套餐。由固定分时类与现货市场价格联动类套餐按一定电量比例混合，明确固定分时类电量比例（比例范围 1% ~ 99%），其余电量执行现货市场价格联动类价格机制，两部分电量的加权平均电价即为混合类套餐每天 24 个时段的电能量价格。

第 12.2.7 条 参考价格联动类套餐。以当月零售市场参考价格为基准，叠加当月售电公司（含虚拟电厂负荷类聚合单元）市场运行费用（运行成本类、市场偏差类）、辅助服务费用分摊均价、封顶价格上浮数值及固定价格后形成每天 24 个时段的电能量价格，固定价格不大于 0。

第 12.2.8 条 绿电类零售套餐。由固定分时类、现货市场价格联动类、混合类或参考价格联动类确定电能量价格，叠加绿色电力环境价值（溢价）形成。

第 12.2.9 条 灵活调节类零售套餐。由虚拟电厂（含负荷聚合商）与聚合资源签订。电网企业会同市场运营机构制定相应的合同模板。

（一）聚合资源为直接参与市场交易的用户时，可在固定分时类、现货市场价格联动类、混合类或参考价格联动类套餐基础上，按照合同模板约定收益分配方式等。

（二）聚合资源为电网企业代理购电用户时，按照合同模板约定调节量收益等。

第 12.2.10 条 分布式发电类聚合套餐以虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合单元所在节点实时市场电能量价格叠加大于等于零，形成套餐价格。分布式发电类套餐适用于分布式发电类聚合资源。

第 12.2.11 条 分布式储能类聚合套餐以虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合单元所在节点实时市场电能量价格叠加大于等于零，形成套餐价格，其中发用两侧需分别约定固定价格。分布式储能类套餐适用于分布式储能类聚合资源。

第 12.2.12 条 推动批发市场价格信号向零售市场有效传导，加强零售市场风险防控，现阶段在全部类型零售套餐中设置可由零售用户选择执行的零售套餐价格封顶机制，作为零售套餐结算依据，具体按照省价格主管部门相关政策执

行。

第 12.2.13 条 选择执行价格封顶机制的零售用户，当月零售套餐结算费用（仅含电能量电费及套餐偏差考核费用，不含绿证部分结算费用）超过封顶机制结算电费时，按照封顶机制结算电费；不超过时，按照套餐约定方式结算电费。未选择执行价格封顶机制的零售用户，按照零售套餐约定方式结算电费。

第 12.2.14 条 电力交易机构应履行零售市场风险防控职责。零售市场风险防控措施包括但不限于：

（一）风险提醒告知。对于零售市场风险（包括不限于零售套餐价格超预警值、零售套餐未选择价格封顶条款等），电力交易机构应会同电网企业通过弹窗确认、短信提醒等多种方式进行风险提醒。

（二）设置冷静期。对于零售套餐签订流程中零售用户未选择零售套餐价格封顶选项时，设置 48 小时冷静期，冷静期内零售合同暂不允许签章。

第 12.2.15 条 电力交易机构结合市场运行实际，适时调整优化零售套餐品种。零售套餐品种的新增及调整，经山东省电力市场管理委员会审议通过，报山东能源监管办、省发展改革委、省能源局同意后执行。

第 12.2.16 条 电力交易机构编制零售套餐结算说明，纳入结算实施细则及计算示例，经山东省电力市场管理委员会审议通过，报山东能源监管办、省发展改革委、省能源局同意后执行。

第 12.2.17 条 根据电力系统峰谷差率变化情况，探索研究零售市场峰谷平衡机制。

第 12.2.18 条 零售套餐基准曲线应依次确定全天 24 小时各时段的用电量比例，全天总和为 1。基准曲线分工作日基准曲线、周六基准曲线、周日基准曲线、节假日基准曲线四类。

第 12.2.19 条 零售套餐可设置基于基准曲线的偏差考核或基于用户申报电量的偏差考核。

第 12.2.20 条 基于基准曲线的偏差考核以小时为周期。首先确定正偏差考核时段和负偏差考核时段，并以套餐基准曲线内规定的各考核时段用电量比例为基准值 $Q_{\text{p基准}}$ 。当用户正偏差考核时段内实际用电量占全天用电量比例超出基准值时， $X_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核， $X_1\%$ 以外的多用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $Y_1\%$ 或固定价格收取偏差考核费用；当用户负偏差考核时段内实际用电量占全天用电量比例少于基准值时， $X_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $X_2\%$ 以外的少用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $Y_2\%$ 或固定价格收取偏差考核费用。月内各小时考核费用之和为售电公司向用户收取的月度总偏差考核费用。

第 12.2.21 条 基于用户申报电量考核方式可以设置以月度、日、小时为周期的电量偏差考核条款。主要包括月度（日）用电总量偏差考核法、月度时段偏差电量考核法、日时段偏差电量考核法。

第 12.2.22 条 月度（日）用电总量偏差考核法以电力零售用户申报的月度（日）总用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户实际用电量超出基准值时， $X_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核， $X_1\%$ 以外的多用电量按照其月度加权平均电量价格的 $Y_1\%$ 或固定价格收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， $X_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $X_2\%$ 以外的少用电量按照其月度加权平均电量价格的 $Y_2\%$ 或固定价格收取偏差考核费用。

第 12.2.23 条 月度时段偏差电量考核法以电力零售用户申报的某个或多个时段月度总用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户实际用电量超出基准值时， $X_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核， $X_1\%$ 以外的多用电量按照该时段其月度加权平均电能量价格的 $Y_1\%$ 或固定价格收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， $X_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $X_2\%$ 以外的少用电量按照该时段其月度加权平均电能量价格的 $Y_2\%$ 或固定价格收取偏差考核费用。月度各时段考核费用之和为售电公司向用户收取的月度总偏差考核费用。

第 12.2.24 条 日时段偏差电量考核法以电力零售用户申报的日用电曲线中每小时用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户该小时内实际用电量超出基准值时， $X_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核， $X_1\%$ 以外的多用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $Y_1\%$ 或固定价格收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， $X_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $X_2\%$ 以外的少用电量按照该时段现货实时市场用电侧电

量价格的 $Y_2\%$ 或固定价格收取偏差考核费用。月内各小时考核费用之和为售电公司向用户收取的月度总偏差考核费用。

第 12.2.25 条 对于基于用户申报电量进行偏差考核的零售套餐，零售用户应在零售合同执行前通过山东电力交易平台完成基准电量申报，并可在合同执行中，对后续月份的基准电量进行修改。基准电量作为零售合同缺省参数。

第 12.2.26 条 售电公司可选择在零售套餐中设置如下免除用户偏差考核机制：

(一) 零售用户可通过山东电力交易平台向售电公司提出基准曲线考核、基于用户申报电量的考核中的一项或多项免考核申请，售电公司在 3 个工作日内通过山东电力交易平台确认或驳回。用户申请被驳回或逾期未确认的，不能免除考核。

(二) 零售用户可在 D-3 日通过山东电力交易平台向售电公司申请 D 日后申报电量基准值调整申请，售电公司在 D-1 日前通过山东电力交易平台确认或驳回。用户申请被驳回或逾期未确认的，不能进行申报电量基准值调整。

第 12.2.27 条 经营主体为集团用户的，偏差考核费按集团分（子）户结算期内实际用电量比例分摊偏差考核费用。

第 12.2.28 条 零售套餐代码由售电公司编码和零售套餐编码组成。售电公司编码由四位英文字母与两位阿拉伯数字构成，零售套餐由四位阿拉伯数字构成、从 0001 开始编号。每个零售套餐拥有唯一代码。

第 12.2.29 条 现阶段，零售套餐的有效期限以自然月为单位，期限最短为 1 个月，最长不超过 12 个月，且同一套

餐期限不跨自然年执行。具备条件后，零售套餐可跨自然年执行。

第 12.2.30 条 零售套餐除法定合同解除条件解约和期满自动解约情形外，应设置以下至少一种解约方式：

方式一：双方友好协商同意解除合约。由售电公司或零售用户任一方向另一方提出解除合同申请，另一方确认后即可解除。

方式二：售电公司在套餐中设置用户单方解约条款，用户选择含有单方解约条款的套餐后可选择单方解约。

方式三：解约金解约。按照零售套餐设置的解约金，售电公司或零售用户可通过支付解约金解约。

第 12.2.31 条 解约金计算公式如下：

$$\left\{ \begin{array}{ll} C_1 & (P \neq 0, \mu \leq C_1) \\ \mu = P_{\text{已产生}} \times b\% \times \frac{M_{\text{总}}}{M_{\text{已执行}}} & (P \neq 0, C_1 < \mu < C_2) \\ \frac{C_2}{2} & (P \neq 0, \mu \geq C_2) \\ \frac{(C_1 + C_2)}{2} & (P = 0) \end{array} \right.$$

其中： μ 为应付解约金；

P 为已执行月份的零售用户套餐费用；

$b\%$ 为套餐内约定的解约金系数；

$M_{\text{总}}$ 为套餐总期限月数；

$M_{\text{已执行}}$ 为已执行的套餐期限月数；

C_1 为解约金最低金额；

C_2 为解约金最高金额；

C_1 、 C_2 均为市场参数，结算时以解约确认时实际市场参

数值执行。

第一段：应付解约金少于（包含等于）设置的解约金最低金额时，支付解约金最低金额 C_1 。

第二段：应付解约金高于设置的解约金最低金额、少于设置的解约金最高金额时，支付解约金 μ 。

第三段：应付解约金多于（包含等于）设置的解约金最高金额时，支付解约金最高金额 C_2 。

第四段：合同生效第一个月未结算任何费用前解约，应付解约金为 $(C_1+C_2)/2$ 。

经营主体为集团用户的，解约金由电网企业按集团户各分（子）户实际电量占集团户总电量比例分摊。

第 12.2.32 条 零售套餐可设置为适用所有零售用户，也可以设置具体条件门槛。双边协商零售合同不设置条件门槛。

第 12.2.33 条 零售套餐门槛设置方法可选择以下一条或多条：

（一）按零售用户行业分类设置。设置该套餐的适用行业类别。

（二）按零售用户电压等级设置。设置该套餐的适用电压等级。

（三）按零售用户年用电量设置。设置该套餐适用于高于年度用电量 $Q_{\text{年度}}$ 的零售用户，以上一自然年零售用户用电量为准。

（四）按零售用户月用电量设置。设置该套餐适用于高于

月度用电量 $Q_{\text{月度}}$ 的零售用户，以上一自然月零售用户用电量为准。

第 12.2.34 条 售电公司应当向零售用户全面客观介绍相关法律法规、零售合同，充分揭示风险，并按照合同约定，如实向零售用户提供相关的资料、信息，不得欺诈或误导零售用户。

第 12.2.35 条 售电公司应当积极履行承诺，依法保障零售用户的合法权益；不得违反法律规定，扰乱市场竞争秩序。

第 12.2.36 条 售电公司应当依法经营，诚实守信，建立健全内部制度，防止信息的不当流动和滥用。

第三节 零售用户账号管理

第 12.3.1 条 零售用户、售电公司注册时申请山东电力交易平台账号。电力交易机构负责管理成员注册信息和档案资料等。账号申请原则如下：

(一) 每个售电公司可申请唯一管理员账号和不多于 3 个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

(二) 每个零售用户仅可申请唯一管理员账号和不多于 1 个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

第 12.3.2 条 账号管理遵循的主要原则：

(一) 经营主体应注册企业管理员账号，代表企业在山东电力交易平台维护本企业信息，开展电力市场业务等。

(二)个人原则上只能注册一家零售用户的企业管理员账号。担任多家零售用户法定代表人或负责人的个人，提供有效证明后，可同时持有其担任法定代表人或负责人的零售用户的账号；其他情况下，个人不得注册多家零售用户账号。

(三)电力交易机构应建立完善经营主体注册账号身份认证机制。认证流程主要包括：

1.经营主体应按照要求完成身份认证后方可开展市场交易相关业务。

2.经营主体通过山东电力交易平台及时维护联系人信息，包含联系人姓名、手机号码、身份证号，并上传联系人授权委托书。山东电力交易平台进行联系人信息唯一性校验，即一个手机号码只能作为一个市场主体的联系人。

3.经营主体完成身份认证后，办理电子签章，与电力交易机构签订入市协议。

(四)经营主体应按照国家相关法律法规、本规则相关要求，开展零售平台账号注册、登录、使用、变更、注销等活动。账号使用人须确保账号信息真实、准确、完整，账号名称、密码、手机号码、手机验证码等信息应妥善保管，不向他人泄露，不与他人共同使用账号。账号使用人在山东电力交易平台的所有操作均默认由本人完成，并依法承担相应责任。

第十三章 计量

第一节 计量要求

第 13.1.1 条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

第 13.1.2 条 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

第二节 计量装置管理

第 13.2.1 条 电网企业应当按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为参与现货市场的发电企业、电力用户和新型经营主体计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第 13.2.2 条 若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，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结算依据。

第 13.2.3 条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算的电能计量装置的计量管理。发电企业、电力用户和新型经营主体应配合电网企业完成交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

第 13.2.4 条 电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

(一) 计量装置应安装在产权分界点,产权分界点无法安装计量装置的,电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后,依法确定相应的变(线)损,参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

(二) 发电单元需设置接入对应电网的关口计量点,参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点,不同电网间需设置关口计量点。

(三) 计量点设置应满足电力市场结算最小结算单元相关要求,不满足要求的,电网企业应与经营主体协商一致后,在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

(四) 经营主体多个结算单元共用计量点且无法拆分时,各单元需分别结算,按照各结算单元对应的高压侧电量比例、容量比例或双方在合同中约定的其他方式计算。

(五) 处于调试期的机组,如果和其他机组共用计量点,按照机组调试期的发电量比例拆分共用计量点的上网电量,确定调试期的上网电量。

(六) 新能源场站结算电量以电网企业实际抄录电量为准。当电网企业日分时电量不满足结算条件时,由电网企业抄录的日总电量、依据电力调度机构技术支持系统采集的发电出力曲线分解形成。

第三节 计量数据管理

第 13.3.1 条 发电单元关口计量点的电量数据通过相关

计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置或计量数据拟合规则确定，并传输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据），电量按千瓦时四舍五入取整。

第 13.3.2 条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

第 13.3.3 条 电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（一）当计量数据缺失或无法满足结算要求时，按照计量数据拟合规则对缺失数据进行拟合。详见附件 3 计量数据拟合规则。

（二）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量退补。

第 13.3.4 条 电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第 13.3.5 条 电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

第 13.3.6 条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。用电量和上网电量的计量周期应统一到自然月份。

第 13.3.7 条 电网企业应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

第 13.3.8 条 当计量数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

第 13.3.9 条 电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

第十四章 市场结算

第一节 基本原则

第 14.1.1 条 本规则所称结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据政策文件和市场规则要求，向市场经营主体和电网企业提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受市场经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对市场经营主体电

费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

第 14.1.2 条 省级价格主管部门负责制定结算价格相关政策，并对电费结算工作进行监督指导。山东能源监管办依法依规对电力市场计量结算行为进行监管。电力市场成员应按照政策要求和电力市场运行规则规定的方式开展计量和结算业务。

第 14.1.3 条 电力市场计量结算应当遵循依法依规、公平公正的原则，保证计量量值溯源性，保障结算准确、及时，切实维护电力市场秩序和市场主体权益。

第 14.1.4 条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

第 14.1.5 条 市场经营主体、电力交易机构、电力调度机构、电网企业等依法依规享有电力市场结算相关权利和义务。电力市场结算按照《电力市场计量结算基本规则》《电力辅助服务市场基本规则》等执行。

第 14.1.6 条 结算原则上以自然月为周期开展。已发布的正式结算结果（含日清分结果）如有变化，应向相关市场主体披露变动原因和变动情况。其中：

（一）原则上采用“日清月结”的结算模式，按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

（二）电力辅助服务、零售等市场根据规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

第 14.1.7 条 结算时段是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

第 14.1.8 条 电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。如国家政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

第 14.1.9 条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构应按职责做好各自信息平台的建设、管理、维护，做好计量结算业务协同，建立数据接口标准，实现数据平台交互。

第 14.1.10 条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录、分类明确疏导并详细列支。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则，明确各方合理的权利与义务。

第 14.1.11 条 电力交易机构负责汇总结算基础数据，向市场成员出具结算依据。市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第二节 市场结算管理

第 14.2.1 条 结算管理分为结算准备、结算依据编制与发布、电费结算、追退补和清算等，按照电力市场计量结算基本规则等执行。

第 14.2.2 条 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、相关政府电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

第 14.2.3 条 市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第 14.2.4 条 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

第 14.2.5 条 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

第 14.2.6 条 电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对市场经营主体开展量价清分、费用计算与校核，编制形成结算依据。

第 14.2.7 条 结算依据确认后，电力交易机构应于每月第 8 个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

第 14.2.8 条 原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司、新型经营主体等发行上月电费账单。电网企业负责按照规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

电费结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用（包括现货和中长期交易的电能量电费）、辅助服务费用、相关成本补偿费用等。

第 14.2.9 条 市场经营主体与电网企业间的电费收付要求按照电力市场计量结算基本规则执行。

第 14.2.10 条 开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

第 14.2.11 条 结算依据或电费账单发布后，如市场主体存在异议，可在 15 个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

第 14.2.12 条 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，依据计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算。每日各结算时段电费根据相关时段交易出清结果及计量数据计算确定，出具日清算临时结算结果；以自然月

为周期出具月度正式结算依据，并向经营主体发布。

第 14.2.13 条 批发市场电能量电费按照以下方式结算：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

第 14.2.14 条 电力交易机构负责组织售电公司与零售用户在电力交易平台填报零售交易相关参数、零售结算模式、考核条款等套餐内容，完成零售合同签订。零售合同如需修改或变更，应由双方以月为周期在电力交易平台重新填报，并在生效后执行。

第 14.2.15 条 开展零售市场结算时，电力交易机构应依据售电公司与零售用户在电力交易平台填报的零售合同形成结算依据。其中，售电公司批发市场、零售市场应按照市场规则分开结算。售电公司批发市场费用按批发市场交易相关规则条款计算，零售市场费用为其代理的零售用户结算电费之和。

第 14.2.16 条 售电公司（拥有配电网运营权的除外）结算电费为零售市场与批发市场结算电费之差。

第 14.2.17 条 未参与电能量市场交易的上网电量根据政府确定的上网电价及相应的市场费用（市场运行费用、辅助服务费用等）结算。

第三节 市场结算电价

第 14.3.1 条 发电侧主体以交易单元所在物理节点的节

点电价作为现货市场结算价格。当发电侧主体存在多个母线节点时，其节点电价按照相应母线节点的发电侧算术平均电价确定；无明确母线节点时，其节点电价根据该主体所在区域（暂按地市）发电侧节点算术平均电价确定。

第 14.3.2 条 用户侧主体以交易单元所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。

现阶段，独立新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧以所在物理节点的节点电价（暂不具备条件的，采用小时节点电价，由用电侧节点 15 分钟出清电价、出清电量的加权平均计算值确定）作为现货市场结算价格，其他用户侧主体暂以统一结算点现货电价作为现货市场结算价格。

第 14.3.3 条 经营主体结算电价最小单位时间：

（一）发电侧主体以 15 分钟为结算电价单位时间。
（二）原则上用户侧主体以 15 分钟为结算电价单位时间。现阶段，用户侧主体暂以 1 小时为结算电价单位。

第 14.3.4 条 发电侧主体电能量电费为其实时电能量电费、日前电能量电费、中长期合约电费之和。

发电侧电能量电费=实时电能量电费+日前电能量电费+中长期合约电费；

实时电能量电费= \sum [实际上网电量×实时市场节点边际电价]；

日前电能量电费= \sum [日前市场出清电量×(日前市场节点边际电价 - 实时市场统一结算点电价)]；

中长期合约电费= \sum [中长期合约电量×(合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]。

第 14.3.5 条 用户侧主体电能量电费为其实时电能量电费、日前电能量电费、中长期合约电费之和。

用户侧电能量电费=实时电能量电费+日前电能量电费+中长期合约电费；

实时电能量电费= \sum [实际用电量×实时市场统一结算点电价 (或实时市场节点边际电价)];

日前电能量电费= \sum [日前市场出清电量×(日前市场统一结算点电价 - 实时市场统一结算点电价)];

中长期合约电费= \sum [中长期合约电量×(合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]。

第 14.3.6 条 日前市场、实时市场阻塞费用为由于阻塞造成的应收费用与应付费用之差，该费用由全体工商业用户分摊或分享。

待条件成熟时，可通过市场化方式拍卖输电权，由输电权拥有者获取相应的阻塞收入。

第四节 市场结算流程

第 14.4.1 条 电力交易机构和电网企业应按规则确定结算周期、结算依据和结算账单出具日期以及收付款日期等，在此基础上制定相关时间节点和流程，并提前 1 个季度公开上述信息。

第 14.4.2 条 市场结算按以下流程开展：

(一) 新投省间联络线、发电机组(独立储能)首次并网、完成整套启动试运行、进入商运的时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的当日内通过技术支持系统推送至电力交易机构和电网企业。

(二) 电力调度机构于运行日(D日)前1日(D-1日)19:30前完成日前市场出清，运行日(D日)完成实时市场出清。电力交易机构于运行日(D日)前1日(D-1日)获取电力现货市场日前出清结果，运行日(D日)后1日(D+1日)获取电力现货市场实时出清结果以及调度执行类数据。其中包括：发电侧所有节点日前和实时市场出清电量、出清价格；日前机组组合安排；必开、日内调用等信息；启停、运行成本补偿及考核、分摊电量等结算基础数据；辅助服务市场出清结果；应急调度执行结果；机组有效发电容量；偏差责任认定结果；用户侧所有节点日前和实时市场出清电量、出清价格等。

(三) 电力交易机构在获取运行日(D日)的日前市场及实时市场出清数据后，形成日前市场和实时市场统一结算点电价。

(四) 运行日后第1日(D+1日)，电网企业会同电力调度机构将运行日(D日)跨省跨区输电通道和发电侧主体分时上网电量、用户侧主体分时用电量、零售用户分时用电量计量数据、辅助服务市场实际调用结果、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等内容推送至电力交易机构。当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网

企业或电力调度机构应及时完成消缺、补采，重新提供电力交易机构。在规定时间内无法完成时，由电网企业根据数据拟合办法提供电量拟合数据用于结算。

(五) 运行日后第3日(D+3日)19:30前，电力交易机构计算经营主体运行日的日清算临时结算结果，经审核后发布。具体包括：发电侧主体及用户侧主体当日不同结算科目分时电量、电价、电费以及市场运行费用；辅助服务市场出清结果。电网企业通过山东电力交易平台发布零售用户当日分时电量。经营主体进行查询确认，如有异议在运行日后第4日(D+4日)17:30前，通过山东电力交易平台反馈，由市场运营机构和电网企业核实处理。

(六) 每月1日前，电力交易机构会同电网企业计算上月预估的优发超出优购曲线匹配偏差费用、阻塞费用，结合前月滚动清算费用发布上月偏差费用分摊标准，实际偏差费用相对预估偏差费用的超差部分滚动至次月进行清算。

(七) 每月1日前，电力调度机构将上上月机组考核返还费用推送至电力交易机构，电力交易机构结合滚动清算费用发布上月机组考核费用返还标准，实际返还费用相对于应返还费用的超差部分滚动至次月进行清算。

(八) 每月1日前，电力交易机构预估测算上月发电侧中长期偏差收益回收费用、用户侧中长期偏差收益回收费用，结合前月滚动清算费用发布上月收益回收费用返还标准，实际收益回收费用相对预估收益回收费用的超差部分滚动至次月进行清算。

(九) 每月 1 日前，电网企业会同电力调度机构将上月发电侧主体、用户侧主体及零售用户日清电量推送至电力交易机构，电力调度机构将上月运行成本补偿费用等市场运行费用基础数据及出清电量、出清价格等出清基础数据推送至电力交易机构（因不具备条件导致部分结算基础数据无法细化至交易单元时，按照电网企业提供的交易单元对应时间颗粒度计量电量等比例拆分）。每月 3 日前电力交易机构更新全月日清算数据，市场经营主体应在每月 4 日 12:00 前完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为确认。

(十) 原则上，每月第 1 个工作日内，电网企业将各经营主体上月月度电量数据及其他结算基础数据推送给电力交易机构。每月第 5 个工作日前，电力交易机构根据上月日清算（月清算）结果、零售市场结算结果、退补结算结果等数据，出具上月结算依据（核对版）并发布给经营主体。其中包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费，容量补偿费用、市场运行费用等费用明细。经营主体应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为确认。经营主体提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内核实、反馈，经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认，无反馈的视同确认无异议。结算依据（核对版）确认后，电力交易机构应于每月第 8 个工作日前向经营主体发布正式结算依据。

(十一) 电力交易机构将上月正式结算依据推送给电网企业。

(十二) 当结算依据无法满足电网企业最小结算计量点时，电网企业按各交易单元对应计量点上网电量等比例分解结算依据。

(十三) 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

(十四) 电网企业收到正式结算依据后 3 个工作日内完成经营主体电费核算，根据结算依据向经营主体发布结算账单。

(十五) 电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月第 3 个工作日前推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。

第五节 发电侧主体结算

第 14.5.1 条 发电侧主体总电费由跨省跨区外送结算电费、未参与电能量市场交易的上网电量电费、调试期结算电费与综合市场交易电费构成。综合市场交易电费包含电能量电费、容量补偿费用、市场运行费用、绿证部分结算费用、辅助服务费用、“两个细则”费用和调整退补费用。其中电能量电费包括实时电能量电费、日前电能量电费、中长期合约电费、月末调整电能量电费，市场运行费用包含运行成本类费用、市场偏差类费用、结构类费用等。

计算公式如下：

$$R_{\text{发电}} = R_{\text{跨省跨区}} + R_{\text{非市场}} + R_{\text{调试}} + R_{\text{电能量}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{市场运行}} + R_{\text{绿证}} + R_{\text{辅}}$$

$R_{\text{辅助}} + R_{\text{细则}} + R_{\text{跨月调整}}$

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{实时}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{中长期}} + R_{\text{月末调整}}$$

$$R_{\text{市场运行}} = R_{\text{运行成本}} + R_{\text{市场偏差}} + R_{\text{结构}}$$

其中：

$R_{\text{发电}}$ 为发电侧主体总电费；

$R_{\text{跨省跨区}}$ 为发电侧主体跨省跨区外送结算电费；

$R_{\text{非市场}}$ 为发电侧主体未参与电能量市场交易的上网电量电费；

$R_{\text{调试}}$ 为发电侧主体调试期结算电费；

$R_{\text{电能量}}$ 为发电侧主体市场电能量电费；

$R_{\text{容量}}$ 为发电侧主体市场化容量补偿及容量电费；

$R_{\text{市场运行}}$ 为发电侧主体市场运行费用；

$R_{\text{绿证}}$ 为新能源绿色电力交易绿证部分费用；

$R_{\text{辅助}}$ 为发电侧主体辅助服务费用；

$R_{\text{细则}}$ 为发电侧主体《山东省电力并网运行管理实施细则》费用；

$R_{\text{跨月调整}}$ 为发电侧主体跨月调整退补、清算费用；

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前电能量电费；

$R_{\text{中长期}}$ 为发电侧主体中长期合约电费；

$R_{\text{月末调整}}$ 为发电侧主体日清累计电量与实际月度上网电量的超差电量电费；

$R_{\text{运行成本}}$ 为发电侧主体运行成本类费用；

$R_{\text{市场偏差}}$ 为发电侧主体市场偏差类费用；

$R_{\text{结构}}$ 为发电侧主体结构类费用。

第 14.5.2 条 发电侧主体根据跨省跨区交易结算政策规则等文件有关要求，计算跨省跨区外送结算电费。

第 14.5.3 条 发电侧主体按照未参与电能量市场交易的分时上网电量和政府确定电价计算非市场电能量电费。

公式为：

$$R_{\text{非市场}} = \sum (Q_{\text{非市场}} \times P_{\text{定价}})$$

其中：

$R_{\text{非市场}}$ 为发电侧主体非市场电能量电费；

$Q_{\text{非市场}, t}$ 为发电侧主体 t 时段未参与电能量市场交易的上网电量；

$P_{\text{定价}}$ 为政府确定电价。

第 14.5.4 条 发电侧主体根据调试期上网电量及调试期价格计算调试期结算电费。

第 14.5.5 条 发电侧主体根据实际上网电量与实时市场价格计算实时电能量电费。公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum (Q_{\text{上网}, t} \times P_{\text{实时}, t})$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时电能量电费；

$Q_{\text{上网}, t}$ 发电侧主体 t 时段实际上网电量（不含未参与电能量市场交易的上网电量、跨省跨区外送电量）；

$P_{\text{实时}, t}$ 为发电侧主体 t 时段实时市场价格节点电价。

第 14.5.6 条 发电侧主体根据日前市场出清电量、日前市场价格节点电价以及用户侧实时市场统一结算点电价计算日

前电能量电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电侧主体 t 时段日前出清电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为发电侧主体 t 时段日前市场节点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户侧主体 t 时段实时市场统一结算点电价。

第 14.5.7 条 发电侧主体根据中长期合约电量，中长期合约价格、中长期结算参考点现货电价的差值，计算中长期（含绿电）合约电费。公式为：

$$R_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{参考点现货},t})]$$

$Q_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期合约电量（含绿电）；

$P_{\text{中长期},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期合约电价；

第 14.5.8 条 因计量倍率、拟合规则等原因造成日清累计电量与实际月度上网电量的超差电量，发电侧主体按照其当月实时市场加权平均价格计算月末调整电量电费。公式为：

$$R_{\text{月末调整}} = (Q_{\text{月总}} - \sum Q_{\text{上网},t}) \times P_{\text{月末调整}}$$

其中：

$R_{\text{月末调整}}$ 为发电侧主体月末调整电量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为发电侧主体 t 时段实际上网电量（不含未参与电能量市场交易的上网电量、跨省跨区外送电量）；

$Q_{\text{月总}}$ 为发电侧主体实际月度上网电量（不含未参与电能量市场交易的上网电量、跨省跨区外送电量）；

$P_{\text{月末调整}}$ 为发电侧主体当月实时市场加权平均价格（当月无实时市场加权平均价格时，取当月所有发电侧主体实时市场加权平均电价），未参与电能量市场交易的发电侧主体取政府确定电价。

第六节 用户侧主体结算

第 14.6.1 条 用户侧主体电费包含跨省跨区直接交易结算电费、电能量电费、市场运行费用、调整退补费用。其中，电能量电费包括实时电能量电费、日前电能量电费、中长期合约电费、月末调整电能量电费。市场运行费用包括运行成本类费用、市场偏差类费用、结构类费用。计算公式如下：

$$C_{\text{用户}} = C_{\text{跨省跨区}} + C_{\text{电能量}} + C_{\text{市场运行}} + C_{\text{辅助}} + C_{\text{跨月调整}}$$

$$C_{\text{电能量}} = C_{\text{实时}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{中长期}} + C_{\text{月末调整}}$$

$$C_{\text{市场运行}} = C_{\text{运行成本}} + C_{\text{市场偏差}} + C_{\text{结构}}$$

其中：

$C_{\text{用户}}$ 为用户侧主体总电费；

$C_{\text{跨省跨区}}$ 为用户侧主体跨省跨区直接交易结算电费；

$C_{\text{电能量}}$ 为用户侧主体电能量电费；

$C_{\text{市场运行}}$ 为用户侧主体市场运行费用；

$C_{\text{辅助}}$ 为用户侧主体辅助服务分摊费用；

$C_{\text{跨月调整}}$ 为用户侧主体跨月调整退补、清算费用；

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前电能量电费；
 $C_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体中长期合约电费；
 $C_{\text{月末调整}}$ 为用户侧主体日清累计电量与实际月度用电量的超差电量电费；
 $C_{\text{运行成本}}$ 为用户侧主体运行成本类费用；
 $C_{\text{市场偏差}}$ 为用户侧主体市场偏差类费用；
 $C_{\text{结构}}$ 为用户侧主体结构类费用。

第 14.6.2 条 售电公司、虚拟电厂负荷类聚合单元和批发用户根据跨省跨区直接交易电量、交易价格、中长期结算参考点现货电价，计算跨省跨区直接交易结算电费。

$C_{\text{跨省跨区}} = \sum [Q_{\text{跨省跨区}, t} \times (P_{\text{跨省跨区}, t} - P_{\text{跨省跨区参考}, t})]$
 $Q_{\text{跨省跨区}, t}$ 为用户侧主体 t 时段跨省跨区直接交易电量，按照落地侧交易结果执行；

$P_{\text{跨省跨区}, t}$ 为用户侧主体 t 时段跨省跨区直接价格，按照落地侧电能量交易价格执行；

$P_{\text{跨省跨区参考}, t}$ 为用户侧主体 t 时段跨省跨区直接交易结算参考点现货电价，暂取用户侧实时市场统一结算点电价。

第 14.6.3 条 用户侧主体按照其实际分时用电量与实时市场电价计算实时电能量电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \sum (Q_{\text{实时}, t} \times P_{\text{实时统一}, t})$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时电能量电费；

$Q_{\text{实时}, t}$ 为用户 t 时段用电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段实时市场统一结算点电价（其中，独立

新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧取 t 时段实时市场节点电价）。

第 14.6.4 条 用户侧主体按照其日前市场出清电量、用户侧日前市场统一结算点电价与实时市场统一结算点电价计算日前电能量电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum(Q_{\text{日前},t} \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t}))$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧主体 t 时段日前市场出清电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为用户侧主体 t 时段日前市场统一结算点电价（其中，独立新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧取 t 时段日前市场节点电价）；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户侧主体 t 时段实时市场统一结算点电价（其中，独立新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧取 t 时段实时市场节点电价）。

第 14.6.5 条 用户侧主体根据中长期合约电量、中长期合约价格、中长期结算参考点现货电价计算中长期合约电费。

$$C_{\text{中长期}} = \sum(Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期},t} - P_{\text{参考点现货},t}))$$

$Q_{\text{中长期},t}$ 为用户侧主体 t 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用户侧主体 t 时段中长期合约电价；

$P_{\text{参考点现货},t}$ 为用户侧主体中长期结算参考点 t 时段现货市场价格电价（现阶段对于参考点未选择统一结算点的合约，取为参考点该小时内 15 分钟现货市场价格节点电价的算术平均值）。

第 14.6.6 条 因计量倍率、拟合规则等原因造成日清累计电量与实际月度用电量的超差电量，用户侧主体按照其当月实时市场加权平均价格计算月末调整电量电费，零售用户按照其当月零售合同电能量电费平均结算价格计算月末调整电量电费。计算公式为：

$$R_{\text{月末调整}} = (Q_{\text{月总}} - \sum Q_{\text{实时},t}) \times P_{\text{月末调整}}$$

其中：

$R_{\text{月末调整}}$ 为用户侧主体/零售用户月末调整电量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧主体/零售用户日清累计电量；

$Q_{\text{月总}}$ 为用户侧主体/零售用户实际月度用电量；

$P_{\text{月末调整}}$ 为用户侧主体当月实时市场加权平均价格（当月无实时市场加权平均价格时，取当月所有用户侧主体实时市场加权平均电价），零售用户取其当月零售合同电能量电费平均结算价格计算（日清累计电量为零，而实际月度结算电量不为零时，取其当月零售合同分时电能量价格的算术平均值）。

第 14.6.7 条 对于居民、农业等保障性用电曲线（含线损，下同）高于未参与省内电能量市场交易的上网曲线（含跨省跨区送入电量，不含发电侧主体跨省跨区外送电量，不含用户侧主体跨省跨区直接交易电量）部分对应的电量，按照对应时段用户侧实时市场统一结算点电价计算购电费用，纳入保障性用电购电成本。居民、农业等保障性用电购电成本计算公式如下：

$$R_{\text{保障购电}} = \sum(Q_{\text{保障市场购电},t} \times P_{\text{实时统一},t}) + R_{\text{月末保障市场购电}} + Q_{\text{保障非市场购电}}$$

$\times P_{\text{非市场发电}}$

$$Q_{\text{保障市场购电}, t} = \max \{ (Q_{\text{总市场发电}, t} - Q_{\text{总市场用电}, t}), 0 \}$$

$$R_{\text{月末保障市场购电}} = \max \{ (Q_{\text{总市场发电月末调整}} - Q_{\text{总市场用电月末调整}}), 0 \} \times P_{\text{总}}$$

市场用电月末调整

$$Q_{\text{保障非市场购电}} = Q_{\text{保障购电}} - \sum Q_{\text{保障市场购电}, t} - \max \{ (Q_{\text{总市场发电月末调整}} - Q_{\text{总市场用电月末调整}}), 0 \}$$

$R_{\text{保障购电}}$ 为当月居民、农业等保障性用电总购电成本；

$Q_{\text{保障购电}}$ 为当月居民、农业等保障性用电总电量；

$Q_{\text{保障市场购电}, t}$ 为 t 时段居民、农业等保障性用电曲线高于未参与省内电能量市场交易的上网曲线部分对应的电量；

$Q_{\text{保障非市场购电}}$ 为当月居民、农业等保障性用电曲线匹配未参与省内电能量市场交易的上网曲线对应的电量；

$P_{\text{非市场发电}}$ 为当月未参与省内电能量市场交易上网电量的结算价格；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段用户侧实时市场统一结算点电价；

$Q_{\text{总市场发电}, t}$ 为 t 时段发电侧主体总市场电量（不含跨省跨区外送电量）；

$Q_{\text{总市场用电}, t}$ 为 t 时段用户侧主体结算电量（不含跨省跨区直接交易电量）；

$R_{\text{月末保障市场购电}}$ 为当月发电侧市场月末调整电量高于用户侧市场月末调整电量部分对应的居民、农业等保障性用电市场化购电费；

$Q_{\text{总市场发电月末调整}}$ 、 $Q_{\text{总市场用电月末调整}}$ 分别为发电侧、用户侧市场月末调整电量；

$P_{\text{总市场用电月末调整}}$ 为用户侧市场月末调整电量平均结算价格。

第七节 新型经营主体结算

第 14.7.1 条 虚拟电厂（含负荷聚合商）按照聚合单元开展结算。虚拟电厂（含负荷聚合商）收益为各聚合单元收益之和。电网企业根据电力交易机构出具的结算依据对虚拟电厂（含负荷聚合商）收益进行结算、收付。

（一）虚拟电厂（含负荷聚合商）分布式发电类聚合单元按照批发市场发电侧主体结算规则计算综合市场交易电费。聚合资源按照其签订的聚合合同结算电能量电费，按照新型经营主体可用容量计算规则计算容量补偿费用，按照绿电合同计算绿证部分结算费用。分布式发电类聚合单元的收益为综合市场交易电费与购电费（含电能量电费、容量补偿费用和绿证部分结算费用）的差额。

（二）虚拟电厂（含负荷聚合商）储能类聚合单元按照批发市场发电侧、用户侧主体结算规则计算发电侧综合市场交易电费及用户侧电费。聚合资源按照其签订的聚合合同结算电能量电费，按照新型经营主体可用容量计算规则计算容量补偿费用。储能类聚合单元的收益为售电费与购电费（含电能量电费、容量补偿费用）的差额。

（三）虚拟电厂（含负荷聚合商）负荷类聚合单元分为调节量负荷类单元与全电量负荷类单元。

负荷类聚合单元按照用户侧主体结算规则计算用户侧电费，负荷类聚合单元与聚合资源之间按照其签订的聚合合同结

算聚合资源的电能量电费、调节电量电费。负荷类聚合单元的收益为零售市场售电费与批发市场购电费的差额。

第 14.7.2 条 虚拟电厂(含负荷聚合商)调节量负荷类聚合单元的调节电量电费公式如下:

(一) 削峰调节电量电费

$$C_{\text{削峰调节}, t} = \sum [(Q_{\text{基线}, t} - Q_{\text{实际}, t}) \times P_{\text{调节出清}, t} \times (1-\alpha)]$$

其中:

$C_{\text{削峰调节}, t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段削峰调节电量电费, 计算结果为负时取 0;

$Q_{\text{基线}, t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段基线负荷对应用电量;

$Q_{\text{实际}, t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段实际用电量;

$P_{\text{调节出清}, t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段调节电量出清电价;

α 为允许偏差范围, 根据调节量负荷类聚合单元实际调节效果确定, 现阶段 α 暂取 20%;

t 时段为调节量负荷类聚合单元出清调节方向为削峰的时段;

调节量负荷类聚合单元实际调节方向与出清调节方向一致视为有效调节, 调节电量电费按照本规则予以结算。调节量负荷类聚合单元实际调节方向与出清调节方向相反视为无效调节, 调节电量电费不结算。

(二) 填谷调节电量电费

$$C_{\text{填谷调节}, t} = \sum [(Q_{\text{实际}, t} - Q_{\text{基线}, t}) \times (P_{\text{填谷基准}, t} - P_{\text{调节出清}, t})]$$

其中：

$C_{\text{填谷调节},t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段填谷调节电量电费，计算结果为负时取 0；

$Q_{\text{基线},t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段基线负荷对应用电量；

$Q_{\text{实际},t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段实际用电量；

$P_{\text{填谷基准},t}$ 为 t 时段填谷基准价格，现阶段暂为 t 时段下电网企业代理购电的时段电价，若出清填谷时段非整点，则向后取相邻整点的电价；

$P_{\text{调节出清},t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段调节电量出清电价；

调节量负荷类聚合单元实际调节方向与出清调节方向一致视为有效调节，调节电量电费按照本规则予以结算。调节量负荷类聚合单元实际调节方向与出清调节方向相反视为无效调节，调节电量电费不结算。

第 14.7.3 条 削峰调节允许偏差范围

$$\Delta Q_{\text{偏差}} = |(Q_{\text{实际调节},t} - Q_{\text{出清调节},t})| / |Q_{\text{出清调节},t}|$$

其中：

$Q_{\text{出清调节},t}$ 为 t 时段调节量负荷类聚合单元出清方向为削峰的出清调节量；

$Q_{\text{实际调节},t}$ 为 t 时段调节量负荷类聚合单元出清方向为削峰的实际调节量；

$\Delta Q_{\text{偏差}}$ 为 t 时段调节量负荷类聚合单元出清方向为削峰的实际调节偏差率，调节量未中标时段不计算该值。

若 $\Delta Q_{\text{偏差}}$ 大于 α ，按照超出允许偏差部分的电量乘以聚合单元 t 时段削峰调节出清电价进行考核。

同时，与出清削峰方向相反的调节电量按照总调节能力乘以聚合单元 t 时段削峰调节出清电价进行考核。其中，总调节能力为调节量负荷类聚合单元认定最大调节能力对应15分钟的调节电量与实际反向调节电量之和。

第 14.7.4 条 虚拟电厂基线获取与评估

虚拟电厂调节量负荷类聚合单元基线按照国家及行业有关标准执行，市场运营机构会同电网企业研究制定基线获取原则，经电力市场管理委员会审议，按规定程序执行。

第 14.7.5 条 虚拟电厂(含负荷聚合商)调节量负荷类聚合单元调节电量电费来源为虚拟电厂的购电成本。

第 14.7.6 条 虚拟电厂调节量负荷类聚合单元聚合资源 t 时段调节电量电费计算公式如下：

$$C_{\text{资源},t} = C_{\text{资源 } 0,t} \times I_{\text{资源}\%}$$

$$C_{\text{资源 } 0,t} = C_{\text{调节},t} \times Q_{\text{资源调},t} / \sum Q_{\text{资源调},t}$$

$$Q_{\text{资源调},t} = Q_{\text{资源实际},t} - Q_{\text{资源基线},t}$$

其中：

$C_{\text{资源},t}$ 为聚合资源在 t 时段获得的调节电量电费；

$C_{\text{资源 } 0,t}$ 为聚合资源在 t 时段调节产生的收益贡献，计算结果为负时取 0；

$I_{\text{资源}\%}$ 为被聚合资源收益占比；

$C_{\text{调节},t}$ 为调节量负荷类聚合单元 t 时段的削峰或填谷调节电量电费；

$Q_{\text{资源调},t}$ 为聚合资源在 t 时段调节电量；

$Q_{\text{资源实际},t}$ 为聚合资源在 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{资源基线},t}$ 为聚合资源在 t 时段基线负荷对应用电量；

t 时段为虚拟电厂调节量负荷类聚合单元调节量出清中标、执行的调节时段。

第 14.7.7 条 报量报价参与现货交易的分布式电源（含配储）、分布式储能等按照批发市场发电侧、用户侧主体结算规则计算发电侧综合市场交易电费、用户侧电费。

第 14.7.8 条 作为价格接受者参与现货交易的分布式电源（含配储），应按照上网电量及所在物理节点的实时市场节点电价开展电能量电费结算。

分布式电源（含配储）节点明确的，按照所在物理节点的实时市场节点电价结算，节点不明确的按该主体所在区域（暂接地市）发电侧节点算术平均电价结算。

第八节 辅助服务市场结算

第 14.8.1 条 电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月第 3 个工作日前（含第 3 个工作日，下同）推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。

第 14.8.2 条 调频辅助服务费用分为调频辅助服务费用、分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式结算。

第 14.8.3 条 中标发电机组和新型经营主体在调频市场上提供调频服务可以获得相应的调频辅助服务费用。发电机组和新型经营主体的调频辅助服务费用分时段计算、按日统

计、按月进行结算。发电机组和新型经营主体运行日 AGC 服务的每小时费用计算公式如下：

$$C_{AGC,t} = D_t \times K_{pd,t} \times Y_{AGC,t}$$
$$D_t = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中：

$C_{AGC,t}$ 为 t 小时发电机组和新型经营主体调频辅助服务费用；

D_t 为 t 小时发电机组和新型经营主体调频里程的总和；

D_j 为发电机组和新型经营主体对应时段调频里程；

$K_{pd,t}$ 为发电机组和新型经营主体对应时段调节性能指标；

$Y_{AGC,t}$ 为 t 时段机组调频辅助服务市场出清价格。

第 14.8.4 条 调频辅助服务费用按照“谁受益、谁承担”的原则，按照调频辅助服务费用分摊者每日电量比例进行分摊。

第 14.8.5 条 调频辅助服务费用及分摊数据由电力调度机构按日发送至电力交易机构。

第 14.8.6 条 调频辅助服务费用由未参与电能量市场的上网电量和用户侧主体按照当日结算电量比例分摊，由用户侧主体承担的辅助服务费用随电费一同结算，并采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

第 14.8.7 条 用户侧主体用电量和未参与电能量市场交

易的上网电量承担的调频辅助服务费用计算公式如下：

$$F_{\text{用}} + F_{\text{发}} = \sum_{n=1}^N C_{\text{AGC},t}$$

其中：

$F_{\text{用}}$ 为用户侧主体用电量每日承担的调频辅助服务费用；

$F_{\text{发}}$ 为未参与电能量市场交易的上网电量每日承担的调频辅助服务费用；

N 为辅助服务提供者每日调节小时数，取值为24。

第九节 绿色电力交易结算

第14.9.1条 绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算。其中，电能量部分按照跨省跨区、省内市场交易规则开展结算，绿证部分费用依据结算电量及绿证价格结算。绿证部分费用计算公式为：

$$R_{\text{绿证}} = Q_{\text{绿证}} \times P_{\text{绿证}}$$

$R_{\text{绿证}}$ 为新能源发电项目绿色电力交易绿证部分费用；

$Q_{\text{绿证}}$ 为新能源发电项目或用户绿证部分结算电量（以兆瓦时为单位取整数，尾差滚动到次月核算），按照当月绿电合同电量、发电项目上网电量（不含机制电量、跨省跨区外送电量）、用户结算电量三者取小的原则确定；

$P_{\text{绿证}}$ 为新能源发电项目的绿证价格。

其中，同一电力用户/售电公司与多个发电项目签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电项目的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；

同一发电项目与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量（不含机制电量、跨省跨区外送电量）低于总合同电量时，该发电项目对应于各电力用户/售电公司的上网电量（不含机制电量、跨省跨区外送电量）按总上网电量（不含机制电量、跨省跨区外送电量）占总合同电量比重等比例调减。

第十节 市场运行费用处理机制

第 14.10.1 条 市场运行费用原则上按照费用产生的原因归集为运行成本类费用、市场偏差类费用、结构类费用 3 类。

其中：运行成本类费用包括启动费用、空载费用、运行成本补偿费用，启动费用、空载费用纳入运行成本补偿费用合并计算；市场偏差类费用包含供热考核费用、机组考核返还费用、市场超额收益回收、用户侧中长期偏差收益回收、发电侧中长期偏差收益回收 5 项；结构类费用包含阻塞费用、优发超出优购曲线匹配偏差费用 2 项。

第 14.10.2 条 直调公用火电机组运行成本类费用。

（一）运行成本补偿费用（含启动费用、空载费用）补偿原则

报量报价方式参与现货交易，响应了调度运行需求的直调公用火电（含燃煤、燃气）机组运行成本补偿费用按照机组当日启动成本、空载成本、电能量成本之和与市场收入的差额确定（差额为负值时不进行补偿），日清月结。启动费用、空载费用纳入机组运行成本补偿费用，合并计算。

对非必开机组，启动成本、电能成本取机组申报值与核

定值中的较小值；对因系统安全原因必开机组，启动成本、必开最小出力以下电能成本取核定值，必开最小出力以上电能成本取申报值与核定值中的较小值；对自身原因必开机组（如供热需要等），启动成本取 0，必开最小出力以下电能成本取 0，必开最小出力以上电能成本取申报值与核定值中的较小值。

（二）运行成本补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{成本补偿}} = R_{\text{成本}} - R_{\text{市场}}$$

$$R_{\text{成本}} = R_{\text{启动成本}} + R_{\text{空载成本}} + R_{\text{电能成本}}$$

其中：

$R_{\text{成本补偿}}$ 为机组运行日成本补偿费用；

$R_{\text{成本}}$ 为机组运行日发电成本费用；

$R_{\text{市场}}$ 为机组运行日市场化收入；

$R_{\text{电能成本}}$ 为机组运行日的电能量成本；

$$R_{\text{市场}} = R_{\text{实时}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{中长期}}$$

$$R_{\text{中长期}} = Q_{\text{中长期平均}} \times P_{\text{中长期平均差价}}$$

$R_{\text{实时}}$ 为机组实时全电量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为机组日前电能量电费；

（1） $R_{\text{启动成本}}$ 为机组运行日的启动成本，计算公式为：

$$R_{\text{启动成本}} = \sum (P_{\text{启动}} \times N_{\text{启动}})$$

其中：

$P_{\text{启动}}$ 为机组的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本；

$N_{\text{启动}}$ 为机组的总启停次数。

当发电机组出现下述情况时，运行日的启动成本取 0：

①发电机组在运行日由于非系统运行原因调试(试验)、供热开机运行。

②发电机组因自身原因未执行开机计划(开机偏差 ± 2 小时认为未按开机计划执行,下同)。

③发电机组因自身原因发生临时跳闸,日内又开机的机组。

④发电机组申请低谷消缺,消缺后开机的机组。

(2) $R_{\text{空载成本}}$ 为机组运行日的空载成本,计算公式为:

$$R_{\text{空载成本}} = \sum(C_{\text{空载}} \times T_{\text{运行}})$$

其中:

$C_{\text{空载}}$ 为机组的分时空载费用;

$T_{\text{运行}}$ 为机组的并网运行时间。

(3) $R_{\text{中长期}}$ 为机组中长期合约电费,直调燃煤机组、直调燃气机组分别按照运行日平均中长期合约电费计算,平均中长期合约电费为机组平均中长期净合约电量($Q_{\text{中长期平均}}$ 按照运行日机组上网电量与运行日同类型机组总中长期合约电量占总上网电量比例的乘积计算)与中长期合约平均价差($P_{\text{中长期平均差价}}$ 按照运行日同类型机组总中长期合约电费与总中长期净合约电量的比值计算)的乘积。

(三)当发电机组出现下述情况时,机组运行日不纳入机组运行成本补偿范围:

(1)发电机组因自身原因未开机或未按开机计划执行;发电机组临时跳闸。

(2)实际运行中,发电机组因自身原因连续2小时及

以上实际发电曲线偏离计划值 $\pm 10\%$ 及以上的机组。

(3) 机组因电厂自身原因或非系统安全需要新增开机的机组。

第 14.10.3 条 独立新型储能运行成本类费用。

(一) 独立新型储能运行成本补偿费用纳入范围。因电网安全运行需要调用独立新型储能，且按调度指令执行的电站，若调用期间实时市场充放电收益为负时，则给予运行成本补偿。

(1) 独立新型储能按照核定容量调用，且核定结果与并网调度协议能力一致；

(2) 因电网安全约束、电网潮流控制要求、电力供应紧张等系统安全稳定运行需要，调用独立新型储能充电或放电，且按调度指令执行的电站；

(3) 其他因系统安全稳定需要调用独立储能的情况，但不包括新能源消纳困难、上级调度集中调用等情况。

(二) 独立新型储能运行成本补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{成本补偿}} = R_{\text{成本}} - R_{\text{收益}}$$

其中， $R_{\text{成本}}$ 为当日调用独立新型储能充电成本；

$R_{\text{收益}}$ 为当日调用独立新型储能放电收益；

(1) 因电网安全运行需要调用独立新型储能充电运行时：

$$R_{\text{成本}} = Q_{\text{充电}} \times P_{\text{充电调用}}$$

$$R_{\text{收益}} = Q_{\text{充电}} \times (1 - R_{\text{核定损耗}}) \times (P_{\text{最近放电}} + P_{\text{容量补偿费用}})$$

$$P_{\text{充电调用}} = P_{\text{充电实时}} + (P_{\text{容量补偿电价}} + P_{\text{上网环节线损折价}} + P_{\text{系统运行费折价}}) \times \beta$$

$$\text{调用峰谷系数} + (P_{\text{输配电价}} + P_{\text{政府性基金及附加}}) \times R_{\text{核定损耗}}$$

(2) 因电网安全运行需要调用独立新型储能放电运行时:

$$R_{\text{成本}} = Q_{\text{放电}} \div (1 - R_{\text{核定损耗}}) \times P_{\text{相应充电}}$$

$$R_{\text{收益}} = Q_{\text{放电}} \times (P_{\text{放电实时}} + P_{\text{容量补偿费用}})$$

$$P_{\text{相应充电}} = P_{\text{最近充电}} + (P_{\text{容量补偿电价}} + P_{\text{上网环节线损折价}} + P_{\text{系统运行费折价}}) \times \beta$$

$$\text{相应充电峰谷系数} + (P_{\text{输配电价}} + P_{\text{政府性基金及附加}}) \times R_{\text{核定损耗}}$$

其中, $Q_{\text{充电}}$ 、 $Q_{\text{放电}}$ 为调用独立新型储能当日充电时段、放电时段的用电量、上网电量;

$P_{\text{充电调用}}$ 为调用独立新型储能当日充电时段的用电价格;

$P_{\text{相应充电}}$ 为调用独立新型储能放电时段的上网电量相应充电电量的用电价格;

$R_{\text{核定损耗}}$ 为独立新型储能充放电损耗比例, 由政府主管部门确定后发布;

$P_{\text{充电实时}}$ 为调用独立新型储能充电时段实时市场节点电价按照对应时段用电量的加权平均计算值;

$P_{\text{放电实时}}$ 为调用独立新型储能放电时段实时市场节点电价按照对应时段上网电量的加权平均计算值;

$P_{\text{最近放电}}$ 、 $P_{\text{最近充电}}$ 为调用独立新型储能充电/放电前一日全部独立新型储能市场化上网电量/用电量的实时市场加权平均价;

$P_{\text{容量补偿费用}}$ 为上月该独立新型储能容量补偿费用折合至市场化上网电量的度电均价;

$P_{\text{容量补偿电价}}$ 、 $P_{\text{上网环节线损折价}}$ 、 $P_{\text{系统运行费折价}}$ 、 $P_{\text{输配电价}}$ 、 $P_{\text{政府性基金及附加}}$

加由电网企业按月公布;

$\beta_{\text{调用峰谷系数}}$ 、 $\beta_{\text{相应充电峰谷系数}}$ 按照省有关工商业用户峰谷分时电价规定执行，其中 $\beta_{\text{调用峰谷系数}}$ 为调用独立新型储能充电时段峰谷分时系数的加权平均值， $\beta_{\text{相应充电峰谷系数}}$ 为调用独立新型储能放电前一日全部独立新型储能充电时段峰谷分时系数的加权平均值。

第 14.10.4 条 市场偏差类费用

(一) 供热考核费用：供热电厂日前申报的供热量曲线在某小时的偏差率 Δ_i 按如下公式计算：

$$\Delta_i = \frac{|Q_{i\text{申报}} - Q_{i\text{实际}}|}{Q_{i\text{实际}}}$$

其中， i 为计算小时； $Q_{i\text{申报}}$ 为供热电厂在日前市场中申报的第 i 小时供热量； $Q_{i\text{实际}}$ 为供热电厂在运行日第 i 小时的实际供热量。当 $Q_{i\text{申报}} > Q_{i\text{实际}}$ 且 $\Delta_i > \Delta_0$ 时，需对其该小时申报偏差率进行考核。 Δ_0 表示允许的申报供热量偏差率上限。

供热电厂申报供热流量曲线偏差考核费用按以下公式计算：

$i \in \text{申报供热量偏差时段}$

$$R_{\text{供热考核费用}} = \sum (\Delta_i - \Delta_0) \times LMP_i \times Q_{i\text{供热上网}}$$

其中， LMP_i 为第 i 小时内该电厂各供热机组所在节点的实时市场出清价格的算术平均值（算术平均值为负时取 0）， $Q_{i\text{供热上网}}$ 为第 i 小时内该电厂各供热机组上网电量。供热电厂厂区内的供热首站送出管道全停时不计为供热量偏差时段；供热机组数据采集设备故障时，经核实后采用供热电厂保存的现场

数据重新计算供热量偏差考核。供热电厂应在7个工作日内通过调度管理应用系统(OMS)向电力调度机构提报供热免考核申请。经省有关主管部门委托,电力调度机构组织第三方专业人员不定期对供热电厂供热量数据进行核查,对于供热量参数确实存在人为修改情况的供热机组,对供热机组进行考核,考核电量为供热量参数人为修改期间供热机组发电量的30%,同时在后续机组组合需要对申报供热机组进行调减时优先调减。

(二) 机组考核返还费用:根据《山东省电力并网运行管理实施细则》中发电侧主体非计划停运考核费用与考核费用返还系数f%的乘积、新能源预测准确率考核费用、新能源发电计划考核费用确定。

$$R_{\text{机组考核返还}} = f\% \times W_{\text{非计停}} + W_{\text{新能源预测准确率考核}} + W_{\text{新能源发电计划考核}}$$

其中, f%为考核费用返还系数,暂取50%;

$R_{\text{机组考核返还}}$ 为机组考核返还费用;

$W_{\text{非计停}}$ 为直接参与市场的经营主体非计划停运考核费用;

$W_{\text{新能源预测准确率考核}}$ 为新能源预测准确率考核费用;

$W_{\text{新能源发电计划考核}}$ 为新能源发电计划考核费用。

(三) 市场超额收益回收:定义及计算方法按照本规则市场力行为事后监管相关条款执行。

(四) 用户侧中长期偏差收益回收:用户侧主体中长期电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分,以月度为周期,分别进行超额收益回收或缺额收益回收,收益回收计算方式如下:

$$R_{\text{用户超额收益}} = (Q_{\text{用户中长期}} - Q_{\text{用户上限}}) \times P_{\text{用户超额回收}}$$

$$R_{\text{用户缺额收益}} = (Q_{\text{用户下限}} - Q_{\text{用户中长期}}) \times P_{\text{用户缺额回收}}$$

$$Q_{\text{用户上限}} = Q_{\text{用户}} \times R1$$

$$Q_{\text{用户下限}} = Q_{\text{用户}} \times R2$$

$$P_{\text{用户超额回收}} = \frac{\sum_{t} (Q_{\text{中},t} \times (P_{\text{结算参考},t} - P_{\text{中},t}))}{\sum_{t} Q_{\text{中},t}} \times h$$

$$P_{\text{用户缺额回收}} = \frac{\sum_{t} (Q_{\text{中},t} \times (P_{\text{中},t} - P_{\text{结算参考},t}))}{\sum_{t} Q_{\text{中},t}} \times h$$

其中：

$Q_{\text{用户中长期}}$ 为用户侧主体个体当月中长期净合约电量，包含年度分月、月度、月内中长期净合约电量，以及分月跨省跨区直接交易电量；

$Q_{\text{用户}}$ 为用户侧主体个体当月结算电量（不含跨月调整电量、虚拟电厂调节量负荷类聚合单元对应的调节电量）；

R1、R2分别为用户侧中长期电量占比允许上下限系数；

$P_{\text{用户超额回收}}$ 、 $P_{\text{用户缺额回收}}$ 按照当月所有发电侧主体中长期合约电量、电价以及对应结算参考点现货电价计算，计算结果为负时取0，单位均取元/兆瓦时，四舍五入保留3位小数；

h 为中长期偏差收益回收系数。

(五)发电侧中长期偏差收益回收：发电侧主体中长期电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分，以月度为周期，以厂为单位，分别进行超额收益回收或缺额收益回收，计算方式如下：

$$R_{\text{发电超额收益}} = (Q_{\text{发电中长期}} - Q_{\text{发电上限}}) \times P_{\text{发电超额回收}}$$

$$R_{\text{发电缺额收益}} = (Q_{\text{发电下限}} - Q_{\text{发电中长期}}) \times P_{\text{发电缺额回收}}$$

$$Q_{\text{发电上限}} = Q_{\text{发电}} \times W1$$

$$Q_{\text{发电下限}} = Q_{\text{发电}} \times W2$$

$$P_{\text{发电超额回收}} = \frac{\sum_{t} (Q_{\text{中},t} \times (P_{\text{中},t} - P_{\text{结算参考},t}))}{\sum_{t} Q_{\text{中},t}} \times h$$

$$P_{\text{发电缺额回收}} = \frac{\sum_{t} (Q_{\text{中},t} \times (P_{\text{结算参考},t} - P_{\text{中},t}))}{\sum_{t} Q_{\text{中},t}} \times h$$

其中：

$Q_{\text{发电中长期}}$ 为发电侧主体所在电厂当月中长期净合约电量，包含年度分月、月度、月内中长期净合约电量；

$Q_{\text{发电}}$ 为发电侧主体所在电厂当月结算电量（不含跨月调整电量、跨省跨区外送电量）；

$W1$ 、 $W2$ 分别为发电侧中长期电量占比允许上下限系数；

$P_{\text{发电超额回收}}$ 、 $P_{\text{发电缺额回收}}$ 按照当月所有发电侧主体中长期合约电量、电价以及对应结算参考点现货电价计算，计算结果为负时取0，单位均取元/兆瓦时，四舍五入保留3位小数；

h 为中长期偏差收益回收系数。

发电侧中长期交易超额、缺额收益回收以厂为单位计算后，按照月度结算电量占比分配至厂内各机组。

第 14.10.5 条 结构类偏差费用

(一) 阻塞费用：在某一结算时段，由于发电侧主体以节点电价进行电能量电费结算，用户侧主体以统一结算点电价进行电能量电费结算，发用电现货电能量电费不一致将产

生阻塞费用，按时段计算并按月累计。计算公式如下：

$$R_{\text{阻塞}} = \sum [Q_{\text{实时},t} \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{实时},t})] - \sum [Q_{\text{新型用电实时},t} \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{新型用电实时},t})] + R_{\text{月末电量阻塞}}$$

其中：
 $R_{\text{阻塞}}$ 为当月所有时段合计阻塞费用；
 $Q_{\text{实时},t}$ 为发电侧主体 t 时段实时市场上网电量；
 $P_{\text{实时统一},t}$ 为用户侧主体 t 时段实时市场统一结算点电价；
 $P_{\text{实时},t}$ 为发电侧主体 t 时段实时市场节点电价；
 $Q_{\text{新型用电实时},t}$ 为独立新型储能电站、抽水蓄能电站、虚拟电厂储能类聚合单元的用电侧 t 时段实时市场用电量；
 $P_{\text{新型用电实时},t}$ 为新型经营主体用电侧 t 时段实时市场电价；
 $R_{\text{月末电量阻塞}}$ 为当月发用电两侧月末调整电量较小值对应的发用电量电费差额。

(二) 优发超出优购曲线匹配偏差费用：指未参与省内电能量市场交易的发电上网曲线（含跨省跨区送入电量，不含发电侧主体跨省跨区外送电量，不含用户侧主体跨省跨区直接交易电量）高于居民、农业等保障性用电曲线（含线损，下同）产生的结算偏差费用。计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{曲线匹配}} &= \sum (Q_{\text{优发优购不匹配},t} \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{非市场发电},t})) \\ &\quad + Q_{\text{月末优发优购不匹配}} \times (P_{\text{总市场用电月末调整}} - P_{\text{非市场发电}}) \\ Q_{\text{优发优购不匹配},t} &= \max \{Q_{\text{总市场用电},t} - Q_{\text{总市场发电},t}, 0\} \\ Q_{\text{月末优发优购不匹配}} &= \max \{Q_{\text{总市场用电月末调整}} - Q_{\text{总市场发电月末调整}}, 0\} \end{aligned}$$

其中：
 $R_{\text{曲线匹配}}$ 为当月优发超出优购曲线匹配偏差费用；
 $Q_{\text{优发优购不匹配},t}$ 为 t 时段未参与省内电能量市场交易的上网曲线高于居民、农业等保障性用电曲线对应的电量；

$P_{\text{非市场发电},t}$ 为 t 时段未参与省内电能量市场交易上网电量的结算价格（暂取为当月结算均价，同 $P_{\text{非市场发电}}$ ）；

$Q_{\text{总市场用电},t}$ 为 t 时段用户侧主体结算电量（不含跨省跨区直接交易电量）；

$Q_{\text{总市场发电},t}$ 为 t 时段发电侧主体总市场电量（不含跨省跨区外送电量）；

$Q_{\text{月末优发优购不匹配}}$ 为当月用户侧月末市场调整电量高于发电侧月末市场调整电量对应的不匹配电量；

$P_{\text{总市场用电月末调整}}$ 为当月用户侧月末市场调整电量平均结算价格；

$Q_{\text{总市场发电月末调整}}$ 、 $Q_{\text{总市场用电月末调整}}$ 分别为发电侧、用户侧市场月末调整电量。

第 14.10.6 条 各类市场运行费用，按照“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则，在相关主体间分摊或返还，具体分配原则如下：

(一) 机组运行成本补偿费用(含启动费用、空载费用)由未按照实时出清结果执行的上网电量(按照调度指令执行的不纳入统计)、未参与电能量市场的上网电量和用户侧主体按照当日结算电量比例分摊。

(二) 供热考核费用按照该时段上网电量比例返还至直调公用燃煤发电机组。

(三) 机组考核返还费用按当月用电量占比返还至全体工商业用户，体现在次月工商业用户结算账单中。

(四) 市场超额收益回收按当日结算电量比例返还至

用户侧主体。

(五) 用户侧中长期偏差收益回收、发电侧中长期偏差收益回收按照当月用电量占比返还至全体工商业用户。

(六) 阻塞费用按照当月用电量占比分配至全体工商业用户。

(七) 优发超出优购曲线匹配偏差费用由并入山东电网的所有发电企业和新型经营主体、全体工商业用户按照当月上网电量、用电电量比例分摊。

第十一节 结算查询及调整

第 14.11.1 条 经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构、电网企业应确认和评估查询是否有效，可要求经营主体追加信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规则进行调整。

第 14.11.2 条 结算调整是指结算依据或电费账单正式发布后，因故需对结算依据、电费账单调整而开展的追退补及清算工作。

(一) 追退补是指因市场主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用退补。

(二) 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用退补。

第 14.11.3 条 结算调整应按照以下方式开展：若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构应重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。可根据结算周期内对单个经营主体的影响设定阈值，超出阈值的，应在下个月的结算依据中记为“结算调整项目”；低于阈值的，可每年定期开展统一结算调整。

第 14.11.4 条 结算调整应按照以下原则开展：

(一) 对于月度正式结算依据发布前发现的当月计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据调整，重新计算有关经营主体的电能量电费及相关市场运行费用。

(二) 对月度正式结算依据发布后发现的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据调整，电力交易机构原则上在最近一次结算调整周期内完成调整。

1. 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应在每月 20 日前通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，按结算调整原则统筹处理。

2. 电力交易机构根据调整后的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据重新进行整体重算。重算结果中各项结算科目与最近一次历史结算结果之差作为调整费用，纳入处理月份月度正式结算依据。

若因调整发生至调整处理期间市场主体注销退市、户号

改类等原因造成的调整费用无法正常结算的，发电侧相关调整费用汇总后按照处理月份发电侧主体结算电量占比分摊或分享，用户侧相关调整费用汇总后按照处理月份用户侧主体结算电量占比分摊或分享。电网企业应于每月最后一日前将当月存在注销退市、户号改类等情况的主体名单信息推送至电力交易机构。

3.若日清计量或拟合、拆分的分时电量调整偏差绝对值的累计值小于其差错发生月总上网（用电）电量 10%时，原则上分时电量不再追溯至具体时段，只调整差错发生月份月结电量。电能量电费按照差错月份其实时市场加权均价进行退补调整，并对其具备追溯条件的市场运行费用进行退补调整。

4.对发电侧及用户侧的出清数据、分时电量数据等退补调整后，原则上不对统一结算点电价、零售套餐封顶价格进行调整。

5.电力用户跨月结算调整。直接参与市场交易用户和电网企业代理购电用户发生电量差错的，在差错处理月份月度结算时，按照以下原则对相关用户电能量电费进行退补结算：批发用户、新型经营主体用电侧按照差错发生月份实时市场加权平均价格进行电能量电费退补结算；电网企业代理购电用户按照差错发生月份代理购电价格进行退补结算；零售用户按照差错发生月份零售合同电能量电费平均结算价格进行退补结算。

第 14.11.5 条 差错退补追溯期原则上自月度结算依据发

布之日起不超过 12 个月。

第 14.11.6 条 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，由电力交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

第十二节 其他结算事项

第 14.12.1 条 市场中止和价格管制时段，市场运营机构按照规则或向山东能源监管办和省发展改革委、省能源局报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成成本，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平衡资金，由经营主体共同承担。

第 14.12.2 条 停牌期间其交易和结算权限如下：

(一) 发电企业停牌期间，尚未履行完毕的合约电量仍按本规则结算。

(二) 参与批发市场交易的电力用户停牌期间，不得与售电公司建立代理关系，尚未履行完毕的合约电量、实际用电量仍按本规则结算。

(三) 售电公司停牌期间，暂停与零售用户新签订零售合同，尚未履行完毕的合约电量、实际用电量仍按本规则和合同约定结算，其签约的电力用户可与其自主协商解除零售合同。

第 14.12.3 条 经营主体退出时结算方式如下：

(一) 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同

结算。

(二) 已参加市场交易的电力用户申请或强制退出的，次月起改为电网企业代理购电的，其价格按电网企业代理工商业用户购电价格的 1.5 倍执行。

(三) 售电公司申请或被强制退出的，其签约的用户可选择其他售电公司参与交易。改为电网企业代理购电的，其价格按电网企业代理工商业用户购电价格的 1.5 倍执行。

(四) 被强制退出市场的经营主体，应缴清市场化费用及欠费；售电公司及由售电公司代理参与交易的电力用户须解除零售合同；被强制退出市场的经营主体，应按国家规定妥善处理上述工作并支付电力市场结算差错追补费用。

第 14.12.4 条 其他营销事项结算方式如下：

(一) 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。

(二) 计量故障用户计量设备故障且不配合修复的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（5 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。故障期间用户用电量暂按电量数据拟合办法开展电费结算。

(三) 电力用户用电业务变更：

1. 电力用户办理过户业务，原则上过户双方签字确认后，次日 0:00 起的计量电量由新用户承担，次日 0:00 之前的计量电量由原用户承担，电费于次月结算。过户后，新户未直接参与市场交易的，由电网企业代理购电并执行代理用户终端价格。

2. 直接参与市场交易用户在电网企业提交过户申请，同步提交《零售市场用户办理过户确认书》，明确售电公司与用户已就过户业务达成一致意见。电网企业将用户过户申请及《零售市场用户办理过户确认书》推送至电力交易中心，电力交易中心为用户办理退市业务，期间电网企业可直接将过户业务办理完毕。

3. 对已直接参与市场交易的用电户号，其新增的计量点随现有户号参与市场化交易结算，当月执行该用户交易价格。

4. 对用户发生并户的，并户前按照子户进行电费结算，并户后按照主户交易信息进行结算，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

5. 对用户发生分户的，分户后新增的用电户号默认由电网企业代理购电，当月执行电网企业代理购电价格标准，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致。

6. 对用户发生销户的，电网企业代理购电用户按照当月代理购电价格和实际电量进行结算。直接参与市场交易用户原则上按照实际市场化电量结算，用户需在次月按照市场化电费清算结果结清相关费用后完成销户流程。

7. 对用户发生用电类别、电压等级变化的，按照变更前后对应用电类别、电压等级在月度结算时进行分段结算。若用户变更为居民（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）、农业用电，则变更后按

相应类别目录电价结算，同时用户根据相关流程申请办理退市。

(四) 变损电量对于“高供低计”或计算线损的市场用户，其变损及线损电量以月度为计算周期，计入月度结算电量进行结算。变损及线损电量按日计入日清电量，如当日有抄表电量的，首先按照当日各时段抄表电量比例，计入当日各时段计费用电量中；分摊后如有不平衡电量，不平衡电量按照算术平均值分摊到 12 点-18 点 7 个时段；调平后仍有不平衡电量时，将不平衡电量差值纳入 14 点时段用电量。如当日无抄表电量的，首先按照算术平均值分摊到 24 个时段；分摊后如有不平衡电量，不平衡电量按照算术平均值分摊到 12 点-18 点 7 个时段；调平后仍有不平衡电量时，将不平衡电量差值纳入 14 点时段用电量。

(五) 分表及定比定量电量计量电量按主分表计量的，当分表电量大于主表电量时，按主表电量扣减。主表或分表分时表码数据缺失时，按附件 3 计量数据拟合规则进行拟合。存在定量或定比的，其定量或定比均按主表 24 节点分时电量比例进行分摊计算。

(六) 抄见电量调平。日时段累计抄见电量小于日总电量时，将差值电量按工商业尖峰、峰、平、谷、深谷时段电量比例分摊至相应时段，调平后有不平衡电量的，将剩余电量调平至平时段；再将各时段电量平均分摊至相应时点，调平后仍有不平衡电量的，将剩余电量按照时点先后顺序依次调平 1 千瓦时，调完为止。

(七) 分布式新能源不具备 96 点分时计量条件，采用 24 点计量抄表的，每小时电量平均分配至 15 分钟，并四舍五入取整。均分后如有不平衡电量，不平衡电量差值纳入第一个 15 分钟的电量。

(八) 电网企业代理购电跨月月结电量调整时，将历史月份差错电量合并计入差错处理月份月末调整电量。

(九) 电力用户的电费结算由电网企业根据上月结算依据（核对版）进行发行，上月正式结算依据与发行结果的偏差部分由电网企业于次月清算。

第十五章 市场力行为监管

第一节 市场力行为

第 15.1.1 条 行使市场力行为指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、市场串谋行为和市场操纵行为等。

第 15.1.2 条 持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

第 15.1.3 条 市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞

争关系，从而使共同利润最大化的行为。

第 15.1.4 条 市场操纵行为是指经营主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

第二节 市场力行为识别和处置

第 15.2.1 条 在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别。

- (一) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- (二) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- (三) 无故降低机组出力的；
- (四) 突然改变报价习惯或报价方式，或以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的；
- (五) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；
- (六) 控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期交易套利的；
- (七) 其他涉嫌持留行为的情形。

第 15.2.2 条 在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动行使串谋行为识别。

- (一) 不具有实际控制关系的经营主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的；
- (二) 不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；

(三)不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的;

(四)经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的;

(五)其他涉嫌市场串谋行为的情形。

第15.2.3条 在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动市场操纵行为识别。

(一)频繁改变设备运行参数;

(二)机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的;

(三)发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的;

(四)炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易中牟取暴利的;

(五)其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第15.2.4条 市场运营机构对持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告山东能源监管办和省发展改革委、省能源局，山东能源监管办、省发展改革委、省能源局按照职能分工查处。

第三节 市场力监测及缓解

第15.3.1条 山东能源监管办负责建立市场力监测机制，市场运营机构负责对电力市场运行情况进行监测和评估，定期提交市场监测分析报告，维护电力市场公平竞争秩

序。必要情况下，山东能源监管办可委托第三方独立机构开展专项监测和评估。

第 15.3.2 条 为避免具有市场力的发电机组操纵现货市场价格，需对发电机组进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可重新参与市场出清。

第 15.3.3 条 市场力监管采用两种机制，包括事前基于容量控制的市场力抑制机制（以下简称“事前监管”）、事后基于价格影响测试的市场力抑制机制（以下简称“事后监管”）。

第 15.3.4 条 事前监管机制应用于现货市场，是常设型市场力监管机制。现货市场中的日前市场（可靠性机组组合及发电计划出清），于每日市场最终出清之前，对日前市场（可靠性机组组合及发电计划出清）的竞价容量实施监管。

第 15.3.5 条 市场力缓解措施指未通过市场力检测时，选定管制发电机组，并将其日前可靠性机组组合及发电计划报价替换为核定的成本价格，然后重新组织市场出清。

第 15.3.6 条 事后监管机制应用于现货市场中的日前可靠性机组组合及发电计划。事后监管机制是触发型市场力监管机制，在达到触发条件时，实施基于经营主体价格影响的市场力监管。

第四节 市场力行为事前监管

第 15.4.1 条 市场力事前监管包括日前可靠性机组组合及发电计划安全约束机组组合（SCUC）事前监管和安全约束经济调度（SCED）事前监管。

第 15.4.2 条 在安全约束机组组合（SCUC）事前监管环节，若直调公用发电机组在日前可靠性机组组合及发电计划申报的运行日发电成本高于申报监测价格、且机组未申报运行日停机消缺，认定为不通过报价市场力检测，使用核定成本（含税）叠加报价合理收益率 π_{RY} 对机组报价进行替换。

机组申报发电成本根据预期发电出力和申报价格计算，机组预期发电出力按照运行日各时段全网机组平均负荷率确定。机组申报监测价格根据机组预期发电出力和核定成本（含税）叠加报价合理收益率上限 π_{YL} 计算。报价合理收益率 π_{RY} 和报价合理收益率上限 π_{YL} 可根据电网供需形势进行调整。

第 15.4.3 条 在日前可靠性机组组合及发电计划安全约束经济调度（SCED）事前监管环节，对于因电网阻塞导致局部竞争受限的区域（包括安全约束断面内的区域），开展局部区域市场力检测。日前可靠性机组组合及发电计划出清后，对比区域内发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均价格与区域市场力检测参考价格，当区域内发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均价格小于等于区域市场力检测参考价格时，认定为通过区域市场力检测；当区域内发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均价格大于区域市场力检测参考价格时，认定为不

通过区域市场力检测。

区域市场力检测参考价格根据区域内机组预期发电出力和核定成本（含税）叠加报价合理收益率上限 π_{SL} 计算。报价合理收益率上限 π_{SL} （暂定为 1.0）可根据区域内的供需形势进行调整。

根据市场实际运行情况，未通过区域市场力检测时，对区域内所有发电机组按照机组报价从高到低排序，当机组的报价高于替换报价时，使用机组替换报价 P_t 对机组报价进行替换（合理收益率 π_{SR} 取值暂定为 1.0，可根据山东电力市场实际运行情况进行调整）。替换机组报价后重新进行日前发电计划出清。

$$\text{机组替换报价 } P_t = \text{机组核定成本报价} \times (1 + \pi_{SR})$$

第 15.4.4 条 在日前可靠性机组组合及发电计划安全约束经济调度（SCED）事前监管环节，在局部区域市场力检测后，开展电能量市场力监测。对比发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均价格与市场力检测参考价格，当发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均加权价格小于等于市场力检测参考价格时，认定为通过电能量市场力检测；当发电机组日前可靠性机组组合及发电计划出清加权平均价格大于市场力检测参考价格时，认定为不通过电能量市场力检测。

第 15.4.5 条 日前可靠性机组组合及发电计划出清后，计算出清加权平均电价 \bar{P}^{DA} ，判断是否高于触发事前监管机制的电能量基准电价 $P^{REF,DA}$ 。若高于电能量基准电价，则触

发事前监管条件，计算具备潜在市场力的需求管制容量，将其对应管制机组报价替换为核定的成本报价。

第 15.4.6 条 触发安全约束经济调度（SCED）事前监管机制的电能量基准电价 $P^{REF,DA}$ 基于发电主体出清结果及其核定成本报价计算：

$$P^{REF,DA} = \frac{\sum_{t,j} Q_{t,j} \times P_{t,j}^{REF,DA}}{\sum_{t,j} Q_{t,j}}, \forall t,j$$

其中， $Q_{t,j}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的出清出力值， $P_{t,j}^{REF,DA}$ 为发电主体 j 在 t 时刻出清出力值对应核定成本报价。

第 15.4.7 条 各机组的核定成本报价为其核定发电成本（含税）叠加合理收益，合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随各时段的供需情况变化。其核定的成本报价为：

$$P_{t,j}^{REF,DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$$

其中， $P_{t,j}^{REF,DA}$ 为发电主体 j 在 t 时刻的核定成本报价， C_j 为发电主体 j 的核定发电成本（含税）， $\pi_{t,DA}$ 为 t 时段的合理收益率。

t 时段的合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 随供需比 r_t 的变化关系与电网供需形势有关，如下所示。 $\pi_{t,DA}$ 和 r_t 取值可根据山东电力市场实际运行情况予以调整。

（一）未触发电力供需紧张条件时，市场供需比 r_t 与合理收益率 $\pi_{t,DA}$ 的变化关系如下表所示

市场供需比 r_t	合理收益率 $\pi_{t,DA}$
$r_t \leq 1.1$	2.0
$1.25 \geq r_t > 1.1$	1.0
$1.65 \geq r_t > 1.25$	0.5
$r_t > 1.65$	0.25

（二）触发电力供需紧张条件时，市场供需比 r_t 与合理

收益率 $\pi_{t,DA}$ 的变化关系如下表所示

市场供需比 r_t	合理收益率 $\pi_{t,DA}$
$r_t \leq 1.1$	2.5
$1.25 \geq r_t > 1.1$	1.5
$1.65 \geq r_t > 1.25$	0.5
$r_t > 1.65$	0.25

第 15.4.8 条 电力供需紧张触发条件如下：

- (一) 运行日启动削峰需求响应或有序用电措施。
- (二) 运行日平均供需比小于 r_t 平均（取值 1.65）或高峰供需比小于 r_t 高峰（取值 1.25）。

电力调度机构负责判断运行日电力供需形势，并通过山东电力交易平台按日公布运行日是否触发电力供需紧张条件。

第 15.4.9 条 根据市场实际运行情况，触发安全约束经济调度 (SCED) 事前监管后，将所有发电主体集合为一个“虚拟寡头”，计算其受管制容量并进行监管。

第 15.4.10 条 安全约束经济调度 (SCED) 事前监管设置两种价格管制方法，在运行中优先采用管制方法一，若管制方法一未达到管制效果则采用管制方法二。事前监管机制的具体实施步骤如下：

1. 计算受管制容量

定义 D_0 为目标交易时段的市场总需求。设置剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} ，暂定为 0.8 ~ 1.1，可根据山东电力市场实际运行情况予以调整。计算受管制容量 S_0^{RBC} 。

$$S_0^{RBC} = D_0 \times \rho_0^{RSI}$$

2. 价格管制方法一

对所有发电机组按照机组报价从高到低排序，当机组的报价高于替换报价时，使用机组替换报价 P_t 对机组报价进行替换（合理收益率 π_{DA} 取值暂定为 0.05 ~ 0.1，可根据山东电力市场实际运行情况予以调整），直至满足管制容量需求。具体实施步骤如下：

(1) 触发事前市场力监管后，计算溢价率 P、报价基础压缩比例 S 和机组替换报价 P_t 。

定义溢价率 $P = (\text{原始出清加权平均电价} \bar{P}_{DA} / \text{监管价格} P^{REF,DA} - 1) \times 100\%$ ；

当 $P \leq 20\%$ 时，定义 $S = 20\%$ ；

当 $30\% \geq P > 20\%$ 时，定义 $S = 30\%$ ；

当 $P \geq 30\%$ 时，定义 $S = 40\%$ 。

对于需要进行报价监管替换的机组，将机组负荷率小于等于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价：

替换价格 $P_t = \text{MIN}(\text{MAX}(\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S-P)), \text{机组报价})$

ε 为机组核定成本缩放比例系数，下同。

基于替换后的机组报价，重新进行日前市场出清，得到日前市场出清平均价 C_1 。

(2) 若 C_1 大于监管价格

定义 $S = 40\%$

对于机组负荷率小于等于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价：

替换价格 $P_t = \text{MIN}(\text{MAX}(\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S-P)), \text{机组报价})$

($1-S-P$)) , 机组报价)

基于替换后的机组报价, 重新进行日前市场出清, 得到日前市场出清平均价 C_2 。

(3) 若 C_2 大于监管价格

定义 $S=40\%$

定义溢价率 $P_2 = (C_2/\text{监管价格}P^{\text{REF,DA}} - 1) \times 100\%$;

若 $P_2 \leq 10\%$, 定义二次压缩比例 $S_2=10\%$;

若 $P_2 > 10\%$, 定义 $S_2=15\%$ 。

1) 对于机组负荷率小于等于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价:

替换价格 $P_t = \text{MIN}(\text{MAX}(\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S-P)), \text{机组报价})$

2) 对于机组负荷率大于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价:

替换价格 $P_t = \text{MIN}(\text{MAX}(\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S_2-P_2)), \text{机组报价})$

基于替换后的机组报价, 重新进行日前市场出清, 得到日前市场出清平均价 C_3 。

(4) 若 C_3 大于监管价格

定义压缩比例 $S=40\%$;

定义二次压缩比例 $S_2=15\%$;

1) 对于机组负荷率小于等于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价:

替换价格 $P_t = \text{MIN}(\text{MAX}(\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S-P)), \text{机组报价})$

($1-S-P$))，机组报价)

2) 对于机组负荷率大于全天机组平均负荷率的部分按照以下方式替换报价：

替换价格 $P_t = \text{MIN} (\text{MAX} (\varepsilon \times \text{核定成本价}, \text{机组报价} \times (1-S_2-P_2)))$ ，机组报价)

基于替换后的机组报价，重新进行日前市场出清，得到日前市场出清平均价 C_4 。日前市场触发价格管制后，实时市场采用日前市场管控后的机组替换报价进行出清。

3. 价格管制方法二

对所有发电机组按照机组报价从高到低排序，当机组的报价高于替换报价时，使用机组替换报价 P_t 对机组报价进行替换（合理收益率 π_{DA} 取值暂定为 $0.05 \sim 0.1$ ，可根据山东电力市场实际运行情况进行调整），直至满足管制容量需求。

触发事前市场力监管后，计算机组报价调减比率 R_m 和机组替换报价 P_t 。

报价调减比率 $R_m = \text{日前市场原始出清加权平均电价 } P^{DA}/\text{市场触发监管的基准电价 } P^{REF,DA} - 1 + \text{调节系数 } M_p$

调节系数 M_p 可取为 $5\% \sim 15\%$ 。

机组替换报价 $P_t = \text{MAX} (\text{机组核定成本报价}, \text{机组原始报价} \times (1-R_m))$

基于管制容量替换后的机组报价，重新进行日前市场出清，获得日前市场出清结果，作为市场结算的执行依据。日前市场触发价格管制后，实时市场采用日前市场管控后的机组替换报价进行出清。

第 15.4.11 条 结合电力供需形势，定义电力供需紧张和电力供需平衡两套市场力监管参数。月前根据次月电力供需平衡研判结果，确定采用的市场力监管参数，并在山东电力交易平台发布。

第五节 市场力行为事后监管

第 15.5.1 条 事后监管包括当日监管和历史监管。当日监管是指测算当日市场超额收益并分摊返还的机制；历史监管是指测算包括前 7 天（包括当日）市场超额收益并分摊返还的机制。

第 15.5.2 条 日前市场最终出清后，根据当日出清均价判断是否达到触发事后监管的条件，若达到，则计算所有经营主体的价格影响贡献率，贡献率为正的经营主体将被判定为行使市场力，回收其市场超额收益并返还给市场化用户。

第 15.5.3 条 设置触发事后监管机制的基准电价 $P^{REF,Post}$ ，市场初期暂设为机组的最大运行成本（含税）。日前市场出清后，首先对当日监管程序的触发条件进行判断，若全日市场出清的节点平均价格高于 $P^{REF,Post}$ 的触发倍数 λ^{TD} ，则启动当日监管程序；若当日监管程序未触发，则进一步对历史监管程序的触发条件进行判断，若出清日前 7 天（包括当日）的市场出清电价均价高于基准电价 $P^{REF,Post}$ 的触发倍数 λ^{TW} ，则启动历史监管程序。

未触发电力供需紧张条件时，当日市场触发倍数 λ^{TD} 取值 1.25；触发电力供需紧张条件时，当日市场触发倍数 λ^{TD} 取

值 1.3。前 7 天市场触发倍数 λ^W 取值 1.1。后期视山东电力市场实际运行情况，可对该值予以调整。

第 15.5.4 条 各个机组的运行成本 P_i^{BEN} 设为机组核定平均发电成本 c_i 并附加一定的合理收益率 π_{Post} (π_{Post} 取值暂定为 0.05 ~ 0.2，后期视山东电力市场实际运行情况，由山东能源监管办予以调整)，即： $P_i^{BEN} = c_i \cdot (1 + \pi_{post})$ 。

第 15.5.5 条 当日监管程序的具体实施步骤如下：

(一) 价格影响测试

达到事后监管触发条件时，即启动监管，以发电集团为对象，面向所有发电集团开展价格影响测试。

对发电集团 J 进行价格影响测试时，需将其所有发电机组的报价替换为运行成本，并对市场重新出清计算，得到替换后市场分时段发电节点平均价格 $\bar{P}_{j,t}^{AVE}$ ；对比当日实际市场分时段发电节点平均价格 P_t^{AVE} ，测算发电集团 J 的价格影响贡献率 w_j^W ：

$$w_j^W = \frac{\sum_{t=1}^T \max[(P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE}), 0]}{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n \max[(P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE}), 0]}$$

其中， n 表示市场发电集团的个数， t 表示交易时段， T 表示交易总时段数。

(二) 市场超额收益

调整所有发电集团中所有机组的报价为运行成本，重新出清得到市场分时段发电节点平均价格 \bar{P}_t^{AVE} ，此时市场超额收益 ΔR 可表示为：

$$\Delta R = \sum_{t=1}^T G_t (P_t^{AVE} - \bar{P}_t^{AVE})$$

其中， G_t 为 t 时段的结算电量。

(三) 市场超额收益分摊

依据发电集团 J 的价格影响贡献率，该发电集团应分摊的市场超额收益 ΔR_j 为：

$$\Delta R_j = \mu \times \Delta R \times w_j$$

其中， μ 表示市场超额收益分摊系数，取值为0.05~1.0。

(四) 超额收益返还

将市场超额收益，按照用户侧主体的交易电量比例进行返还。

$$\Delta R_g = \mu \times \Delta R \times \frac{Q_g}{Q}$$

其中， ΔR_g 表示用户侧主体 g 的返还费用， Q_g 表示用户侧主体 g 在现货市场上的日交易电量，通过对分时段交易电量的绝对值累加计算得到； Q 则表示所有用户侧主体交易电量的总和。

第15.5.6条 事后监管历史监管程序实施步骤与当日监管程序实施步骤基本一致。

第十六章 信息披露

第16.1条 信息披露应遵循“安全、真实、准确、完整、及时、易于使用”的原则。信息披露主体应当根据法律法规、政策性文件的要求，配合提供相关数据和信息，并对信息披

露的真实性、准确性、完整性、及时性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。为保证市场信息安全，电力交易机构应设置市场成员访问权限，市场成员按照权限获取信息。

第 16.2 条 市场信息应通过统一的电力市场技术支持系统进行披露。电力市场运营机构负责电力市场技术支持系统的建设、管理和维护，并为其他经营主体通过电力市场技术支持系统披露信息提供便利。电力市场技术支持系统安全等级应满足国家信息安全三级等级防护要求。各类市场成员应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，按规定在信息披露平台披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第十七章 风险防控

第一节 基本要求

第 17.1.1 条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第 17.1.2 条 山东能源监管办应当建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第 17.1.3 条 市场运营机构在山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等指导下，履行市场运营、市场监控和市场风险防控职责。根据国家能源局、山东能源监管办的监管要求，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，按照有关规定按月向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局提交市场监测分析报告。遇重大或紧急情况须立即启动报告程序，确保信息及时上报。

第二节 风险防控与处置

第 17.2.1 条 电力市场风险类型包括但不限于：

(一) 电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

(二) 市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

(三) 电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

(四) 市场交易异常风险，包含但不限于经营主体参与市场交易时，违反公平竞争原则，通过使用不正当手段获取不正当利益，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等情况。

(五)履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

(六)电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

(七)网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第17.2.2条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第17.2.3条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等有关部门。

第17.2.4条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等部门同意后执行。

第17.2.5条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第17.2.6条 市场运营机构负责对市场风险进行记录和认定。市场风险发生时，按照有关预案采取相应措施进行处

置，尽可能减少风险造成的后果。

第 17.2.7 条 市场运营机构建立停牌、复牌制度。经营主体因违反交易规则及市场管理规定等原因停牌时，自停牌之时起停止其交易权限。经营主体按要求完成整改，经市场运营机构核实，报山东能源监管办、省发展改革委、省能源局同意后，对该经营主体复牌。经营主体自复牌之日起恢复其交易权限。

第 17.2.8 条 市场运营机构建立风险警示制度和异常行为识别实施细则。当市场运营机构认为必要时，可以分别或者同时采取要求报告情况、谈话提醒、书面警示、公开谴责等措施中的一种或者多种，以警示和化解风险。

第 17.2.9 条 出现下列情形之一的，市场运营机构可以约见指定的经营主体高级管理人员或者从业人员谈话提醒风险，或者要求经营主体报告情况：

- (一) 中长期市场价格或者现货市场价格出现异常。
- (二) 经营主体交易异常。
- (三) 经营主体持仓异常。
- (四) 经营主体涉嫌违规、违约。
- (五) 市场运营机构接到投诉涉及到经营主体。
- (六) 经营主体涉及司法调查。
- (七) 市场运营机构认定的其他情况。

第 17.2.10 条 市场运营机构实施谈话提醒应当遵守下列要求：

- (一) 市场运营机构发出书面通知，约见指定的经营主

体高级管理人员或者从业人员谈话。

(二) 市场运营机构安排谈话提醒时，应当将谈话时间、地点、要求等以书面形式提前一天通知经营主体。

(三) 谈话对象确因特殊情况不能参加的，应当事先报告市场运营机构，经市场运营机构同意后可以书面委托有关人员代理。

(四) 谈话对象应当如实陈述、不得故意隐瞒事实。

(五) 市场运营机构工作人员应当对谈话的有关信息予以保密。

第 17.2.11 条 通过情况报告、谈话和市场监测等途径，发现经营主体有违规嫌疑、交易行为有较大风险的，市场运营机构可以对经营主体发出书面的“风险警示函”。

第 17.2.12 条 发生下列情形之一的，市场运营机构可以在山东电力交易平台（包括不限于 APP、公众号等）或指定的有关媒体上对有关经营主体进行情况披露：

(一) 不按市场运营机构要求报告情况或者谈话的。

(二) 故意隐瞒事实，瞒报、错报、漏报重要信息的。

(三) 故意销毁违规违约证明材料，不配合调查的。

(四) 经查实存在欺诈行为的。

(五) 经查实参与操纵市场的。

(六) 市场运营机构认定的其他违规行为。

第三节 履约风险和履约担保

第 17.3.1 条 基于交易成交价格、交易量、交易金额等

历史数据，电力交易机构定期评估经营主体在某类电力市场的交易风险和总电力市场交易风险。

第 17.3.2 条 经营主体在某类电力市场中的交易风险，是指经营主体在该类电力市场中进行交易产生的风险敞口。

第 17.3.3 条 经营主体的总电力市场交易风险，是经营主体所参与的各类电力市场中的交易风险之和，包括经营主体在中长期市场、现货市场、零售市场等所有类型的电力市场中进行交易产生的、对电力交易机构或电网企业的风险敞口。

第 17.3.4 条 市场履约风险分为交易履约风险和结算履约风险两类。

第 17.3.5 条 交易履约风险按以下公式计算：

交易履约风险= \sum 单品种持有合约交易风险

单品种持有合约交易履约风险=单品种持有合约成本—单品种持有合约价值×(1—Q%)

单品种持有合约成本= \sum (买入合约量×买入合约价) — \sum (卖出合约量×卖出合约价)

单品种持有合约价值=单品种 T 日综合价格×单品种 T 日净合约量

其中，Q%为下一个交易日该交易标的价格的涨跌幅限额绝对值。

第 17.3.6 条 经营主体的结算履约风险由经营主体的历史欠费、未到期账单费用、已清算交易费用、未清算交易费用四部分组成，计算公式如下：

T 日的结算风险=历史欠费+未到期账单费用+已清算交易费用+未清算交易费用

（一）历史欠费

经营主体的历史欠费，是指电力交易机构或电网企业已经出具结算单据，但经营主体超过付款期限，截至 T 日尚未支付的款项。

（二）未到期账单费用

经营主体的未到期账单费用，是指电力交易机构或电网企业已出具正式结算账单，经营主体在付款期限内截至 T 日尚未完成支付的款项。经营主体已结算并出具账单但未到期的现货市场结算款项和中长期合约分割到相应时间段内的结算款项等，均属于经营主体的未到期账单费用。

（三）已清算交易费用

经营主体的已清算费用，是指经营主体已经完成交易，电力交易机构已开展日清算、但尚未完成结算、未出具正式结算账单的款项。经营主体已交易并开展日清算、但尚未完成结算流程的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于经营主体的已清算交易费用。

（四）未清算交易费用

经营主体的未清算费用，是指经营主体已经完成交易，但电力交易机构尚未完成日清算的款项。经营主体已交易但未开展日清算的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于经营主体的未清算交易费用。

用。

T 日未清算交易费用=经营主体上一年度最大用电月日平均用电量 $\times 4 \times P_{\text{未清算度电费用}}$

$P_{\text{未清算度电费用}}$ 是指经营主体单位用电量对应的交易费用，单位元/兆瓦时，取值为市场整体水平的预测值，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局批准后执行。

T 日未清算交易费用计算值小于1万元的，按1万元计。售电公司的 T 日未清算交易费用，以其代理用户上一年度最大用电月日平均用电量为衡量标准。

第 17.3.7 条 参与电力市场交易的经营主体，应结合交易的实际需要，按照相关规定要求向电力交易机构提交履约担保。履约担保主要采用履约保函和履约保证保险两种形式。

第 17.3.8 条 履约担保基本要求：

- (一) 履约担保均由电力交易机构负责收取和管理。
- (二) 企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。
- (三) 电力交易机构建立履约担保管理工作制度，明确履约担保的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录和通报程序等。

(四) 售电公司履约担保缴纳标准按照《售电公司管理办法》标准执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）履约担保缴纳标准参照售电公司执行。同时注册售电公司和虚拟电厂（含负荷聚合商）的法人单位，可以按照两类主体聚合资源的合

计结算电量标准，共用一份履约担保，履约担保保障范围需同时覆盖售电公司和虚拟电厂。未能按时足额缴纳履约担保的经营主体，电力交易机构有权根据相关规定对其采取暂停交易资格等风险控制措施。

(五)当经营主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求经营主体追加履约担保额度。

由电力交易机构统一负责履约担保的计算、接收和管理，组织经营主体按规定缴纳担保。

第 17.3.9 条 交易履约担保：

(一)交易履约保函提交主体为售电公司，受益人为电力交易机构。

(二)电力交易机构在每个中长期集中交易日闭市后，计算经营主体应缴纳的交易履约担保额度。

(三)经营主体所提交的交易履约担保有效期至少应覆盖其参与电力交易周期结束后第二个月月末。

交易履约担保覆盖范围为中长期集中竞价交易合约。

第 17.3.10 条 结算履约担保：

(一)现阶段，结算履约担保提交主体为售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)，受益人为国网山东省电力公司。

(二)电力交易机构应在每日现货市场结算后，计算经营主体应缴纳结算履约担保额度。

(三)结算履约担保有效期至少应覆盖经营主体参与电力交易周期结束后第二个月月末。

结算履约担保额度覆盖范围为进入结算周期的中长期

交易市场合约、现货市场成交合约以及相关的零售合约。

第 17.3.11 条 经营主体以自愿为原则，在银行、保险公司或本企业集团财务公司开立履约担保。

第 17.3.12 条 履约担保接收：

(一) 履约担保提交人需向电力交易机构提交履约保函原件或履约保证保险正本、承诺书及经办人身份证复印件。承诺书需经营主体法定代表人签字并加盖经营主体单位公章。

(二) 为补足信用额度而重新开立履约担保的经营主体，或原履约担保已过期需重新开立履约担保的经营主体，应当将重新开立的履约保函原件或履约保证保险正本、承诺书及经办人身份证复印件一并提交至电力交易机构。

电力交易机构收到经营主体提交的履约担保后，及时向经营主体开具履约担保接收证明。

第 17.3.13 条 电力交易机构应将履约担保收取、执行情况等相关信息及时上报山东能源监管办、省能源局。

第 17.3.14 条 履约担保执行：

(一) 交易履约担保执行：经营主体持有的中长期典型曲线交易合约被强制处理后出现亏损的，电力交易机构可使用履约担保，并向履约担保开立单位出具履约保函原件或履约保证保险正本，要求支付款项，同时向相关经营主体发出执行告知书。

(二) 结算履约担保执行：经营主体未缴纳或未足额缴纳相关结算费用的，电网企业可向电力交易机构提出使用履

约担保申请，由电力交易机构向履约担保开立单位出具履约保函原件或履约保证保险正本。

(三) 交易中心向经营主体公示相关经营主体欠费情况，公示期为3个工作日，公示结束无异议，向履约担保开立单位要求支付款项，同时向相关经营主体发出执行通知书。

第 17.3.15 条 履约担保退还：

(一) 经营主体可向电力交易机构申请退还履约担保。

(二) 经营主体申请退还履约担保需向电力交易机构提供以下材料：电网企业对于该经营主体已完成费用结算的相关依据、申请退还履约担保的书面申请、履约担保领取人的授权委托书及经办人身份证复印件。申请退还履约担保的书面申请和履约担保领取人的授权委托书需经营主体法定代表人签字并加盖经营主体单位公章。

电力交易机构在收到经营主体申请后，在5个工作日内对相关材料的完备性进行核验，在核验无误后及时退还相应的履约担保。

第 17.3.16 条 电力交易机构定期对经营主体的风险情况进行跟踪监控，并结合监控结果采取措施：

(一) 经营主体所持有的中长期合约中，有未来六十天进入交割日的，将对经营主体进行提示通知。提示通知的内容包括：相应的中长期合约交割日、交割日即将计入待交割结算风险的金额、准备结算履约保函的提示等。

(二) 若经营主体的交易担保额度不足时，暂停其在中

长期市场的交易资格，并对其中长期市场典型曲线合约进行强制处理。

若经营主体的结算担保额度不足时，则暂停其所持有的交割月的年、月、周、日等中长期合约、现货市场成交结果以及相关零售合约的结算资格。

第 17.3.17 条 当经营主体收到风险防控预警及告警通知后，为了保证交易和结算的正常进行，可以采取措施减小风险。

现阶段，降低结算风险的措施有：

(一) 提交有效期覆盖至下一次担保收取日的结算履约担保，从而提升结算信用额度。

(二) 交清历史欠费，或支付未到期账单费用，从而减少结算风险。

(三) 现阶段，降低交易风险的措施主要是：提交有效期覆盖至下一次收取日的交易履约担保。

第 17.3.18 条 为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、合约强制处置、要求追加履约担保等强制措施。

第 17.3.19 条 经营主体不满足风险控制要求的，暂停其市场交易资格，电力交易机构可根据其担保缴纳情况，通过市场对其所持有的中长期市场合约进行强制处置。其中，售电公司不满足风险控制要求的，其签约的零售用户可选择其他售电公司的零售套餐。

第 17.3.20 条 经营主体未按时足额缴纳履约担保额度，

经电力交易机构提醒仍未足额缴纳的，电力交易机构可对其实施以下措施：

(一) 对于不满足交易履约风险控制要求的经营主体，暂停其在中长期市场的交易资格，或实施临时的净合约量限制和累计交易量限制，在下一个交易日开始针对其所持有合约实施强制处置，直至满足履约担保要求为止。

(二) 对于不满足结算履约风险控制要求的经营主体，暂停其在现货市场的交易和结算资格，对其所持有的已进入交割的中长期合约按规则进行结算。

第 17.3.21 条 电力交易机构有权通过市场交易行为评估，对存在恶意投机等较大风险的特定经营主体采取临时暂停交易申报、追加履约担保等措施。

第 17.3.22 条 电力交易机构建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信息平台，使各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第 17.3.23 条 经营主体必须依法合规、诚实守信地参与交易和履行交易合同。经营主体发生违规行为受到处罚的，应计入其信用记录。建立并完善失信制度，严重失信行为直接纳入不良信用记录，并向社会公示；严重失信且拒不整改、影响电力安全或严重影响电力市场秩序的，必要时可实施限制交易行为或强制退出市场。

第 17.3.24 条 对纳入失信联合惩戒对象的经营主体，由山东能源监管办、省能源局取消其电力市场交易资格，强制其退出电力市场，3年内禁止其再次进入电力市场。

第十八章 市场干预

第一节 市场干预条件

第 18.1.1 条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第 18.1.2 条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第 18.1.3 条 发生下列情形之一的，由山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- (一) 电力供应严重不足时。
- (二) 电力市场未按照规则运行和管理时。
- (三) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。
- (四) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时。
- (五) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时。
- (六) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第 18.1.4 条 发生下列情形之一的，市场运营机构可依法依规采取市场干预措施：

- (一) 电力市场运行过程中出现以下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取调整市场出清结果、实施调

度管控等措施对市场进行干预，做好市场干预期间的有关情况记录并按信息披露办法规定向经营主体披露。

1.电力系统内发生较大事故或边界发生较大变化危及电网安全的。

2.市场技术支持系统发生较大故障，导致交易短时间无法正常进行的。

3.国家重大活动等处于特殊保电时期及电网特殊运行工况，需临时调整系统计算参数的。

4.电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。

5.市场发生其他较大异常情况的。

(二) 电力市场运行过程中出现以下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告山东能源监管办、省发展改革委、省能源局：

1.电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

2.因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

3.电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

4.其他认为需要进行市场干预的情形。

5.山东能源监管办、省发展改革委、省能源局作出暂停市场交易决定的。

第 18.1.5 条 经营主体出现以下情况时，山东能源监管办、省发展改革委、省能源局可以暂停其参与全部或某类市场化交易品种：

- (一) 存在不履行合约、欠费等不良市场行为的。
- (二) 滥用市场力、串通交易、合谋获利等影响市场化交易公平开展的。
- (三) 存在恶意报价等扰乱市场秩序行为的。
- (四) 认为其他有必要的情形。

第 18.1.6 条 经营主体出现以下情况时，市场运营机构按照要求暂停其交易资格：

- (一) 违反市场规则，山东能源监管办、省发展改革委、省能源局要求限时整改的。
- (二) 违反市场管理规定，经市场运营机构核实并出具书面通知，且拒不改正的。

第二节 市场干预内容

第 18.2.1 条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等有关部门备案。

第 18.2.2 条 市场运营机构应详细记录市场干预期间的有关情况，包括干预时间、干预人员、干预操作（范围、对象、手段等）、干预原因和结果等，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）规定的电力安全事故等级的事故处理情形除外。同时按

信息披露办法规定向经营主体披露，并向山东能源监管办、省能源局报告。

第 18.2.3 条 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由山东能源监管办、省发展改革委、省能源局等有关部门制定。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包括调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第 18.2.4 条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第 18.2.5 条 发生价格异常情况时，省发展改革委、山东能源监管办、省能源局等可以临时委托市场运营机构采取价格管制的方式来干预电力市场，并宣布相应的交易时段为价格管制期。

（一）当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用出清价格上限代替。当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用出清价格下限代替。

（二）在规定时间内无法完成市场出清公示时，相应交易时段用上一个同类型交易日（与运行日相同类型的上一个工作日、周六、周日或法定节假日）相同时段的现货市场价格。

（三）其他价格管制的情形。

上述情况均不再发生时，从下一个时段开始，价格管制期自动终止。

第 18.2.6 条 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。

第 18.2.7 条 重大自然灾害影响期处理机制。台风、冰灾、山火、洪水、地震等重大自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，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。

第 18.2.8 条 特殊管控要求处理机制。为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域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，作为价格接受者不参与市场定价。

第 18.2.9 条 电力供不应求时段（未启动市场中止时）

处理机制。在日前市场、实时市场组织环节，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，优先调用市场化需求响应资源。若预计调用市场化需求响应资源后电力供应满足需求，则根据需求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。若调用市场化需求响应资源后电力供应仍不满足要求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足要求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

第三节 市场中止和恢复

第 18.3.1 条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由山东能源监管办、省发展改革委、省能源局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由山东能源监管办、省发展改革委、省能源局做出是否中止市场的决定并发布。

第 18.3.2 条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经山东能源监管办、省发展改革委、省能源局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第 18.3.3 条 市场中止条件一：供需紧张。当面临严重供不应求情况，已严重威胁电网安全运行时（电力供应缺口超过全网最大用电负荷的一定比例时，具体比例由政府部门

确定），根据相关规定启动有序用电方案，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易。

第 18.3.4 条 市场中止条件二：市场运营异常。有下列情形之一的，山东能源监管办、省能源局可做出中止电力市场交易的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

- (一) 电力市场未按照规则运行和管理的；
- (二) 电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；
- (三) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果或导致市场秩序受到严重扰乱的；
- (四) 技术支持系统（含山东电力交易平台、调度技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致市场交易无法正常组织时；
- (五) 电力市场运营发生其他严重异常情况的。

第 18.3.5 条 市场中止条件三：影响电网安全运行的突发情况。当出现如下情况时，市场运营机构根据山东能源监管办、省发展改革委、省能源局的委托，按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易，并尽快报告山东能源监管办、省发展改革委、省能源局：

- (一) 因发生突发性的社会事件、严重自然灾害等严重影响电力供应或电网安全时；
- (二) 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；

(三) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第 18.3.6 条 当市场中止时，采用如下的处理措施：

市场中止处理措施分为市场短时（一周及以内）中止市场交易或长时（一周以上）中止市场交易等措施。

(一) 当市场短时（一周以内）中止时：

1. 日前市场电能量市场短时中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构基于当前机组开机组合，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日电网负荷预测、新能源预测、跨省区送电交易结果等边界条件，编制下达运行日的机组组合和发电调度计划。以运行日实际执行的结果和实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

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负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。对于市场中止期间对应的结算时段，若日前市场正常开展，事后基于发电机组日前报价重新组织实时电能量市场出清，采用相同时段的实时市场价格作为实时市场的结算依据；若日前市场不能正常开展，事后基于发电机组核定成本报价（采用机组核定发电成本（含税）叠加合理收益对机组报价进行替换）重新组织实时电能量市场出清，采用相同时段的实时市场价格作为实时市场的结算依据。

3. 辅助服务市场中止时，电力调度机构根据系统需求调

用辅助服务，事后以实际执行结果和市场中止前的有效报价重新组织出清，出清的辅助服务市场价格作为辅助服务市场结算依据。

4. 因技术支持系统（包括超短期负荷预测、新能源预测、SCADA 实时量测数据等系统）故障导致实时市场边界数据发生异常突变时，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，基于实际的电网运行状态与负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。对于因技术支持系统故障导致实时市场边界数据异常期间对应的结算时段，事后基于经营主体日前报价重新组织实时电能量市场出清，作为实时市场的结算依据。

（二）当市场长时（一周以上）中止时，市场运营机构中止现货市场相关工作，转为“三公”调度模式运行，按照该月中长期交易（不含滚动撮合以及分时段集中竞价）加权平均价格结算。

第 18.3.7 条 电力交易机构和电力调度机构应制定电力市场干预、中止和暂停期间的应急预案，用于市场干预、中止和暂停期间的电费结算等市场运营相关事宜，并将预案报山东能源监管办、省发展改革委、省能源局审查同意后执行。电力调度机构应保证市场应急期间电力系统正常运行。若发生市场中止与管制，电力交易机构和电力调度机构应分别详细记录中止与管制应急期间有关原因、措施，并向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局提交报告，并向各相关市

场成员公布。市场中止与管制由电力交易机构或电力调度机构通知相关经营主体，通知的内容包括市场中止与管制的原因、范围和持续时间。市场紧急中止与管制情况下所造成成本由经营主体共同承担。

第 18.3.8 条 异常情况解除后，市场运营机构按有关程序恢复市场正常运行。

第十九章 电力市场技术支持系统

第一节 基本要求

第 19.1.1 条 电力市场技术支持系统是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用软件的有机组合。山东电力市场技术支持系统主要包括调度技术支持系统、山东电力交易平台等与市场交易有关的系统。

第 19.1.2 条 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第 19.1.3 条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，以市场规则为基础，统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护，根据电力市场发展的需要及时更新。

第 19.1.4 条 电力市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议。

第 19.1.5 条 电力市场技术支持系统功能规范要求：

(一) 电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

(二) 电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

(三) 电力市场技术支持系统应建立备用系统或并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行。

(四) 电力市场技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性、适应性、稳定性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

(五) 电力市场技术支持系统须对电力市场的经营主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑，保障电力市场稳定运行。

(六) 电力市场技术支持系统应具备数据校验功能，支持对规则配置和生效设置的校验，包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

(七) 电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接口规范提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

(八) 电力市场技术支持系统应具备在线监测功能，按有关规定对市场运营情况进行监测，并向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门开放相应的访问权限。

(九) 结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求。

第 19.1.6 条 电力市场技术支持系统第三方校验要求：

(一) 电力市场技术支持系统投入运行前，应由山东能源监管办、省能源局组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验。

(二) 电力市场技术支持系统应通过第三方校验，确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致，同时满足出清时效性及实用性的要求。

(三) 电力市场技术支持系统由山东能源监管办、省能源局遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第 19.1.7 条 电力市场技术支持系统数据交互和管理的要求：

(一) 电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清的离线仿真。

(二) 电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民共和国网络安全法》《电力监控系统安全防护规定》《电力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

(三) 电力市场技术支持系统交互数据精度应满足电力市场运行规则要求。

(四) 电力市场技术支持系统交互的数据应由市场运营机构、经营主体和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

第二节 调度技术支持系统

第 19.2.1 条 电力调度机构负责调度技术支持系统建设运营，并建立现货市场运营监测及风险防范工作制度。

第 19.2.2 条 调度技术支持系统账号管理：

(一) 新建(包括扩建、改建)电厂应在升压站启动前 30 天向电力调度机构申请开通调度技术支持系统账号，经审核同意后生效。

(二) 退役机组完成退役手续办理后，电力调度机构应在 5 个工作日内注销其调度技术支持系统账号。

(三) 电厂若因人员变动等情况需办理账号变更，应向电力调度机构提交账号变更申请，经审核同意后生效。

第 19.2.3 条 供热机组在线监测系统：

(一) 供热机组发电调度原则。供热机组须将供热信息接入热电机组在线监测系统，对于技术条件达不到实施“以热定电”要求的，视同纯凝机组调度。

供热机组以保证供热安全和电网运行安全为前提安排发电，以供热为主要任务，按“以热定电”原则确定的上网电量优先上网。

(二) 供热工况实测变更。当实际供热工况持续 30 天明显偏离实测工况时，供热电厂可向省能源局提交重测申请，获省能源局许可重测后，电厂应重新组织对供热工况进行实测，并将更新后的实测报告及评审意见一起报省能源局、山东能源监管办以及电力调度机构。电力调度机构接到有资质的第三方机构出具的重测报告后 3 个工作日，按照更新后的实测工况进行调度。实际供热工况明显偏离实测工况含以下情况：

1. 实际供汽流量需求超过上次试验最大供汽流量的 5%；
2. 与实测工况相比，机组正常运行时出力上（下）限变化量超过机组额定出力的 5%。

(三) 供热电厂厂区内的供热首站送出管道全停时不计为供热量偏差时段；供热机组数据采集设备故障时，经核实后采用供热电厂保存的现场数据重新计算供热量偏差考核。供热电厂应在 7 个工作日内通过调度管理应用系统（OMS）向电力调度机构提报供热免考核申请。

(四) 经省有关主管部门委托，电力调度机构组织第三方专业人员不定期对供热电厂供热量数据进行核查，对于供热量参数确实存在人为修改情况的供热机组：

1. 对供热机组进行考核，考核电量为供热量参数人为修改期间供热机组发电量的 30%。
2. 在后续机组组合需要对申报供热机组进行调减时优先调减。

第 19.2.4 条 调度技术支持系统异常处理：

(一) 电厂运行值班人员发现或接到自动化设备故障的通知后，应立即联系自动化运维人员进行处理，并向电力调度机构自动化值班员汇报情况。其中，发生遥控、遥调(AGC、AVC)等控制功能异常时，应立即报告电力调度机构当值调度员并采取相应措施。

(二) 发生自动化系统或设备重大异常事件、电力二次系统网络与信息安全事件时，运行维护单位应立即启动专项应急预案，在1小时之内向电力调度机构自动化值班员口头报告事件发生和处理的基本情况，并于2个工作日内通过故障处理报告书面上报。

(三) 当调度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，应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。

1.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。

2.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。

3.若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照市场交易结算差错退补的相关原则进行电费的退补。

第19.2.5条 实时运行中，为防止超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、新能源执行计划偏差等造成系统调频容量无法满足电网安全运行要求时，调度技术支持系统应具备偏差调整功能，将当前时刻超短期预测偏差、新能源执行偏差等系统偏差量滚动修正至下一计算周期参与市场出清。

第 19.2.6 条 实时运行中，调度技术支持系统应具备安全校核功能，包括基态潮流校正、断面传输功率控制，其中基态潮流安全校正结果应满足电力系统安全稳定导则中相关要求，线路载流量可根据电网实际情况进行灵活调整。

第三节 山东电力交易平台

第 19.3.1 条 电力交易机构负责山东电力交易平台建设运营，并建立中长期市场运营监测及风险防范工作制度。

第 19.3.2 条 经营主体注册时申请山东电力交易平台账号。电力交易机构负责管理经营主体注册信息和档案资料等。账号申请原则如下：

(一) 每个发电企业和售电公司可申请唯一管理员账号和不多于 3 个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

(二) 每个批发用户和零售用户仅可申请唯一管理员账号和不多于 1 个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

新型经营主体根据业务类型参照上述规定执行。

第 19.3.3 条 山东电力交易平台账号管理遵循的主要原则：

(一) 经营主体应注册企业管理员账号，代表企业在山东电力交易平台维护本企业信息，开展电力市场业务等。

(二) 个人原则上只能注册一家经营主体的企业管理员账号。担任多家经营主体法定代表人或负责人的个人，提供有

效证明后，可同时持有其担任法定代表人或负责人的经营主体的账号；其他情况下，个人不得注册多家经营主体账号。

（三）电力交易机构应建立完善经营主体注册账号身份认证机制。认证流程主要包括：

1. 经营主体应按照要求完成身份认证后方可开展市场交易相关业务。

2. 经营主体通过山东电力交易平台及时维护联系人信息，包含联系人姓名、手机号码、身份证号，并上传联系人授权委托书。山东电力交易平台进行联系人信息唯一性校验，即一个手机号码只能作为一个市场主体的联系人。

3. 经营主体完成身份认证后，办理电子签章，与电力交易机构签订入市协议。

（四）经营主体应按照国家相关法律法规、本规则相关要求，开展山东电力交易平台账号注册、登录、使用、变更、注销等活动。账号使用人须确保账号信息真实、准确、完整，账号名称、密码、手机号码、手机验证码等信息应妥善保管，不向他人泄露，不与他人共同使用账号。账号使用人在山东电力交易平台的所有操作均默认由本人完成，并依法承担相应责任。

第四节 零售市场技术支持系统

第 19.4.1 条 零售市场技术支持系统包括零售平台等根据零售市场实际需要，支撑开展零售交易的技术支持系统。零售平台是山东电力交易平台的重要组成部分，电力交易机

构负责零售平台建设运营，承担零售平台有关零售交易活动管理，并建立零售市场运营监测及风险防范工作制度。

第 19.4.2 条 电力交易机构负责零售平台及移动应用建设，提升用户交易安全性、便捷性。

第 19.4.3 条 零售平台建设应符合国家有关技术和行业标准，保障电力零售市场运营所需的用户信息安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，适应电力零售市场逐步发展完善的需要。

第 19.4.4 条 零售平台应具备电力零售套餐制定、发布、下架，零售合同自动生成、签订、变更、续约、解约，零售结算，用电曲线查询、电量或基准曲线申报等功能。

第 19.4.5 条 零售平台应为经营主体提供简洁、直观的售电公司、零售套餐展示，并具备零售套餐比选、筛选、排序、价格估算、价格曲线展示等辅助决策功能，支持多种价格和电量单位换算，突出展示套餐关键信息。零售用户可在山东电力交易平台自由搜索并选择符合条件的售电公司和零售套餐。

第 19.4.6 条 零售平台应具备售电公司信用评价等级展示，信息交互等功能。

第 19.4.7 条 零售平台具备零售市场信息披露功能。零售市场信息披露内容应包括市场均价信息、零售套餐结算均价、套餐签约数量、零售市场联动基准价格等关键信息。

第 19.4.8 条 电力交易机构积极拓展零售平台的手机 App 等移动端应用，并借助人脸识别等技术手段，适当简化

低压用户的市场注册及零售交易流程，提升用户体验。

电力交易机构及时发布零售交易相关的平台操作手册、培训视频、明白纸等，会同电网企业、售电公司做好零售用户培训服务。

第二十章 争议处理

第 20.1 条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力批发市场发生争议的，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可先通过市场管理委员会调解，也可向国家能源局派出机构、省有关主管部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第 20.2 条 市场成员应按照以下规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

第 20.3 条 市场成员有义务为国家能源局派出机构、省有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工

作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第二十一章 法律责任

第 21.1 条 电力市场运营机构违反《电力市场运行基本规则》及其配套规则和本规则规定，有下列情形之一的，按照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- (一) 不按照规则规定组织交易的。
- (二) 未经电力监管机构审定同意，擅自出台交易细则开展相关电力市场活动的。
- (三) 擅自执行未按法定权限、程序制修订的规则的。
- (四) 其他违反规则规定且造成社会不良影响的。

第 21.2 条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十二章 附则

第 22.1 条 本规则由山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

第 22.2 条 本规则自 2026 年 1 月 1 日起施行，有效期三年。

附件 1 名词解释

1. 电力批发市场（Wholesale Electricity Market）：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易、现货电能量交易、辅助服务交易等。
2. 电力零售市场（Retail Electricity Market）：在批发市场的基础上，由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。
3. 电力现货市场（Electricity Spot Market）：通过现货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。
4. 中长期交易（Mediumand Long-term Transaction）：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。
5. 安全校核（Power System Security Analysis）：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。
6. 市场运营机构：包括电力交易机构（山东电力交易中心有限公司）和电力调度机构（山东电力调度控制中心）。
7. 发电企业：符合市场准入条件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）的企业。
8. 电力用户：特指工商业用户，分为直接参与市场交易

用户、电网企业代理购电工商业用户。

9. 直接参与市场交易用户：直接参与批发市场的电力用户，称为批发用户；在零售平台与售电公司签订零售合同，向售电公司购电的电力用户，称为零售用户。

10. 电网企业代理购电工商业用户：暂未直接参与市场交易、由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

11. 售电公司：符合市场准入条件，提供售电服务或配售电服务的经营主体。

12. 直调公用机组：并入山东电网，接受省调直接调度的公用燃煤机组、燃气机组、核电机组、抽水蓄能电站。

13. 新能源场站：并于山东电网的集中式管理的风电场、光伏电站、分散式风电场、分布式光伏电站。

14. 虚拟电厂（Virtual Power Plant, VPP）：实现分布式发电、用户侧储能设备和可控负荷的聚合、优化和控制的组织或系统。虚拟电厂运营商是指开展虚拟电厂资源聚合业务，并参与电力系统运行或电力市场的主体。

15. 灵活调节资源：指具备与调度系统实时信息交互功能（信息交互时间为秒级或毫秒级），可根据调度指令在短时间内实现快速、准确调控的快速启停机组等灵活调节资源。现阶段主要包括独立新型储能、抽水蓄能机组、虚拟电厂等可在短时间内调整出力（或充放电计划）的并网主体。

16. 发电侧主体：并入山东电网的直调公用机组、地方公用电厂、并网自备电厂、新能源、新型经营主体发电侧等。

17. 用户侧主体：参与电力批发市场的售电公司、批发

用户、电网代理购电、新型经营主体用电侧等。

18. 市场注册（Market Registration）：指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

19. 市场出清（Market Clearing）：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

20. 市场结算（Market Settlement）：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

21. 中长期合约：是指以多年、年、季、月、周及日等为周期的合约。

22. 零售合同：指售电公司与其代理市场用户签订的明确量、价、费等权责的合同统称。

23. 节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

24. 市场限价（Market Price Cap&Floor）：一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

25. 日前市场(Day-ahead Market)：运行日提前一天(D-1日)进行的财务性出清的市场。

26. 日前可靠性机组组合：运行日提前一天(D-1日)进行，用于决定运行日(D日)机组组合状态和发电计划。

27. 日内市场（Intra-day Market）：运行日（D 日）滚动进行的决定运行日（D 日）未来数小时调度机组组合状态和发电计划的电能量市场。

28. 日内机组组合调整（Intra-day Unit Commitment Adjustment）：在日前市场出清结果发布后，可根据电网运行实际情况触发启动的对运行日或运行日内指定时段机组组合状态和计划的调整

29. 实时市场（Real-time Market）：运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 5-15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

30. 经营主体：包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、发电聚合商、负荷聚合商、储能和虚拟电厂、智能微电网等）。

31. 新型经营主体：本规则新型经营主体包括分布式电源、储能和虚拟电厂（含负荷聚合商）、智能微电网（源网荷储项目、绿电直联项目）、电动汽车充电设施（车网互动项目）等，其中储能包括独立新型储能电站和参与市场的抽水蓄能机组。

32. 分布式发电（Distributed Generation）：现场发电或区域/分散式能源，是指通过各种小型的，与电网连接或与配电系统相连的设备进行的发电和存储。

33. 独立新型储能电站（Independent New Energy Storage Power Station）：指利用除抽水蓄能外的物理储能、电化学

储能、电磁储能、相变储能和其他新型储能技术，实现能量存储、电能量释放与管理的过程，具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和本规范指引要求，具有法人资格的独立储能主体。

34. 阻塞管理（Congestion Management）：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

35. 阻塞盈余费用（Congestion Cost）：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点价格差乘以连接两节点线路的潮流。日前市场、实时市场阻塞费用为由于阻塞造成的应付费用与应收费用之差。

36. 母线负荷：山东电网 220 千伏变电站的母线下网负荷。

37. 负荷预测：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系统负荷和母线负荷需求进行预测的行为。

38. 运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、可再生能源功率波动等所需的额外有功容量。运行备用包括旋转备用和事故备用。

39. 安全约束机组组合（Security-Constrained Unit

Commitment, SCUC)：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大（发电成本最小）等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

40. 安全约束经济调度（**Security-Constrained Economic Dispatch, SCED**）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大（发电成本最小）等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

41. 不可定价机组：对于必开机组、调试机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力等特殊机组，若某交易时段内中标出力为必开最小出力、调试出力、最小可调出力或指定出力时，在该交易时段内该机组为不可定价机组。

42. 辅助服务市场（**Ancillary Service Market**）：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

43. 调频辅助服务（**Frequency Regulation Ancillary Service**）：是指发电机组和新型经营主体（含独立新型储能电站、虚拟电厂机组等）能够通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率，满足 ACE 控制要求的服务。

44. 备用服务（**Reserve Service**）：为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，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。

45. 爬坡服务：为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

46. 统一结算点：是用于用户侧主体结算的标准化节点，实时（日前）市场统一结算点电价由用电侧实时（日前）市场各节点出清电价、出清电量的加权平均计算值确定。

47. 中长期结算参考点：指进行中长期交易时，用于确定结算价格的电价基准点。

48. 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场竞争情况下所具有的价格水平的能力。

49. 市场监测（Market Monitoring）：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

50. 履约保函（Prudential Deposit）：又称信用保证书，是指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其他类似单据即行付款的保证文件。

51. 电力市场技术支持系统（Electricity Market Operation System）：是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用软件的有机组合，包括现货市场

技术支持系统、山东电力交易平台等。

52. 信用额度：指经营主体拥有的信用限度。经营主体在进行市场活动时需要根据相关规定拥有一定的信用额度，不同的市场活动可以规定不同的信用额度要求。

53. 交易履约风险：经营主体参与中长期市场引起的履约风险。

54. 结算履约风险：经营主体进行结算相关活动的履约风险。

55. 机制电量：新能源纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量。

56. 机制电价：新能源纳入新能源可持续发展价格结算机制电量的电价水平。

57. 用电单元：电力用户在电网企业信息系统建立的电费结算主体单位，包括用电户名、用电户号、用电类别、用电地址、电压等级、计量点等基本信息。

58. 发电单元：发电企业、新型经营主体在电网企业信息系统建立的电费结算主体单位，包括发电户名、发电户号、发电类型、地址、电压等级、计量点等基本信息。

59. 绿色电力：本规则所称绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。

60. 绿色电力交易：本规则所称绿色电力交易是指以绿

色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿电交易的发电侧主体为风电、光伏新能源项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分。

附件 2 日前市场申报信息表单

附表1 发电机组日前市场报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一点报价		第二点报价		第N点报价	
		出力P1 (MW)	报价 C1 (元/MWh)	出力P2 (MW)	报价 C2 (元/MWh)		出力PN (MW)	报价 CN (元/MWh)
xx电厂	# 1机组							
xx电厂	# 2机组							
xx电厂							
xx电厂	# N机组							

说明：

1. 该申报表单适用于发电机组参与日前市场经济出清、日前可靠性机组组合及发电计划出清；
2. 直调公用机组报价的第一点出力 P1 应不高于发电机组并网调度协议中约定的最小技术出力、不得低于机组实际最小出力，最后一点出力 PN 应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率；
3. 新能源场站报价的第一点出力 P1 应为 0，最后一点出力 PN 应等于并网调度协议中约定的额定有功功率；

4. 地方公用电厂和并网自备电厂报价的第一点出力 P_1 应不高于电厂申报的全厂出力下限（并网自备电厂下限为 0），最后一点出力 P_N 应等于电厂申报的全厂出力上限；
5. 直调公用机组报价每连续两个出力点的长度不能低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%；新能源场站、地方公用电厂和并网自备电厂每连续两个出力点间的长度不能低于 2MW；
6. 直调公用机组报价点数 $N \leq 10$ ，新能源场站、并网自备电厂和地方公用电厂报价点数 $N \leq 5$ ；
7. 随着出力增加，发电机组市场报价应单调非递减，即 $C_1 \leq C_2 \leq \dots \leq C_N$ ；
8. 发电机组各出力点报价不可超过申报价格的上、下限限制。

附表2 发电机组日前市场分时报价申报表单

电站 名称	机组编号	第一段报价			第N段报价		
		出力区间 起点 P_{Q1} (MW)	出力区间 终点 P_{Z1} (MW)	报价 $C1$ (元/MWh)		出力区间 起点 P_{QN} (MW)	出力区间 终点 P_{ZN} (MW)	报价 CN (元/MWh)
xx电厂	# 1机组							
xx电厂	# 2机组							
xx电厂							
xx电厂	# N机组							

说明：

1. 该申报表单适用于发电机组参与过渡阶段日前市场经济出清；
2. 发电机组每日申报 24 小时分时-价格曲线，每个小时的申报要求一致（附表 2 所示为一个小时的申报信息）。直调公用机组报价段数 $N \leq 10$ ，新能源场站、并网自备电厂和地方公用电厂报价段数 $N \leq 5$ ；
3. 直调公用机组报价的第一段出力区间起点 P_{Q1} 为 0，最后一段出力区间终点 P_{ZN} 为并网调度协议中约定的额定有功功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点；

4. 新能源报价的第一段出力区间起点 P_{Q1} 为 0，最后一段出力区间终点 P_{ZN} 为并网调度协议中约定的额定有功功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点；
5. 地方公用电厂和并网自备电厂报价的第一段出力区间起点 P_{Q1} 应不高于电厂申报的全厂出力下限（并网自备电厂下限为 0），最后一段出力区间终点 P_{ZN} 应等于电厂申报的全厂出力上限；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点
6. 每小时的报价曲线随着出力增加，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；
7. 发电机组各出力段报价不可超过申报价格的上、下限限制。

附表3 新型经营主体日前市场报价(分时报价)申报表单

电站 名称	机组编号	充电/抽水/用电报价							放电/发电报价							
		第一段报价			第N段报价			第一段报价			第N段报价			
		出力区间 起点 P_{Q1} (MW)	出力区间 终点 P_{Z1} (MW)	报价C1 (元/MWh)		出力区间 起点 P_{QN} (MW)	出力区间 终点 P_{ZN} (MW)	报价CN (元/MWh)		出力区间 起点 F_{Q1} (MW)	出力区间 终点 F_{Z1} (MW)	报价C1 (元/MWh)		出力区间 起点 F_{QN} (MW)	出力区间终 点 F_{ZN} (MW)	报价CN (元/MWh)
xx电站	# 1机组															
xx电站	# 2机组															
xx电站															
xx电站	# N机组															

说明：

- 1.该申报表单适用于新型经营主体参与日前市场经济出清、日前可靠性机组组合及发电计划；参与日前市场经济出清的新型经营主体，分时报价要求与该申报表单一致。
- 2.电站报价的第一段充电/抽水/用电报价出力区间起点 P_{Q1} 为额定充电/抽水/用电功率，最后一段出力区间终点 P_{ZN} 为 0，后一段放电/发电报价出力区间终点 F_{ZN} 为额定放电功率；每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点；

3. 充电/抽水/用电功率以负值表示；放电/发电报价功率以正值表示；
4. 两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价；
5. 独立储能及抽水蓄能每段报价的最小出力区间长度不低于 2MW，分布式储能电站、虚拟电厂聚合单元、分布式电源经营主体、电动汽车充电设施、智能微电网等新型经营主体每段报价的最小出力区间长度不低于 0.2MW；
6. 充电/抽水/用电和放电/发电报价点数 $N \leq 5$ ；
7. 随着出力增加，电站市场报价应单调非递减，即 $C_1 \leq C_2 \leq \dots \leq C_N$ ；
8. 各出力点报价不可超过申报价格的上、下限限制。

附件3 计量数据拟合规则

参与市场化交易客户按照从前向后依次对表码缺失或者异常开展拟合，代理购电、发电侧拟合规则参照市场化客户拟合规则执行，相关规则如下。

1. 缺失1个数据点

市场化客户表码曲线中缺失1个数据点，并且前后点正常采集、数据无异常则使用算数平均值拟合缺失点。

例如，2023.6.12日2:00表码缺失，则用当日1:00、3:00表码的算术平均值拟合，具体计算为：2:00表码=（1:00表码+3:00表码）/2

2. 连续缺失2个数据点及以上

市场化客户表码曲线中缺失2个数据点及以上，使用电量占比方法拟合。根据缺失数据点的时间属性，以及是否存在同期、环比数据等来决定拟合方式。其中时间属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日(节假日分为小长假(元旦、清明、五一、端午等)和大长假(春节、国庆)两类)。

(1) 有历史数据

若计算日为工作日，则需要上周一一周的工作日来计算电量占比。

例如，2023.6.12日2:00和3:00缺失，则使用上周2023.6.5(周一)到2023.6.9(周五)的电量占比来计算2:00和3:00的表码。

具体计算为：

2:00电量占比=(上周1:00到2:00表码差值加和)/(上

周 1:00 到 4:00 表码差值加和)

3:00 电量占比 = (上周 1:00 到 3:00 表码差值加和) / (上周 1:00 到 4:00 表码差值加和)

12 日 2:00 表码 = 1:00 表码 + (12 日 1:00 到 4:00 差值)
× 2:00 电量占比

12 日 3:00 表码 = 1:00 表码 + (12 日 1:00 到 4:00 差值)
× 3:00 电量占比

若计算日为双休日，则需要上周周末两日来计算电量占比。

例如，2023.6.17 日 2:00 和 3:00 缺失，则使用上周 2023.6.10 (周六) 到 2023.6.11 (周日) 的电量占比来计算 2:00 和 3:00 的表码。

具体计算为：

2:00 电量占比 = (上周末 1:00 到 2:00 表码差值加和) /
(上周末 1:00 到 4:00 表码差值加和)

3:00 电量占比 = (上周末 1:00 到 3:00 表码差值加和) /
(上周末 1:00 到 4:00 表码差值加和)

17 日 2:00 表码 = 1:00 表码 + (17 日 1:00 到 4:00 差值)
× 2:00 电量占比

17 日 3:00 表码 = 1:00 表码 + (17 日 1:00 到 4:00 差值)
× 3:00 电量占比

若计算日为法定节假日，则需区分小长假和大长假。

小长假数据参照最近三个假期的数据拟合，大长假数据取同一假期上年数据拟合。

例如小长假，2023.6.22（端午）日2:00和3:00缺失，
则取2023年元旦、清明、五一假期数据拟合。

具体计算为：

2:00电量占比=(最近三个法定节假日1:00到2:00表码差值加和)/(最近三个法定节假日1:00到4:00表码差值加和)

3:00电量占比=(最近三个法定节假日1:00到3:00表码差值加和)/(最近三个法定节假日1:00到4:00表码差值加和)

22日2:00表码=1:00表码+(22日1:00到4:00差值)
×2:00电量占比

22日3:00表码=1:00表码+(22日1:00到4:00差值)
×3:00电量占比

例如大长假，2023.10.1（国庆）日2:00和3:00缺失，
则取2022年国庆假期数据拟合。

具体计算为：

2:00电量占比=(2022年国庆假期1:00到2:00表码差值加和)/(2022年国庆假期1:00到4:00表码差值加和)

3:00电量占比=(2022年国庆假期1:00到3:00表码差值加和)/(2022年国庆假期1:00到4:00表码差值加和)

1日2:00表码=1:00表码+(1日1:00到4:00差值)×
2:00电量占比

1日3:00表码=1:00表码+(1日1:00到4:00差值)×
3:00电量占比

(2) 无历史数据，有环比（昨日）数据

此时只取昨日一天的曲线来算电量占比。

例如 2023.6.12 日 2:00 和 3:00 缺失，则取 2023.6.11 日表码曲线拟合。

具体计算为：

2:00 电量占比= (11 日 1:00 到 2:00 表码差值) / (11 日 1:00 到 4:00 表码差值)

3:00 电量占比= (11 日 1:00 到 3:00 表码差值) / (11 日 1:00 到 4:00 表码差值)

12 日 2:00 表码=1:00 表码+ (12 日 1:00 到 4:00 差值)
× 2:00 电量占比

12 日 3:00 表码=1:00 表码+ (12 日 1:00 到 4:00 差值)
× 3:00 电量占比

(3) 无历史、昨日，直接使用算术平均值拟合

例如 2023.6.12 日 2:00 和 3:00 缺失，则使用 1:00 和 4:00 表码平滑拟合。

具体计算为：

12 日 2:00 表码=1:00 表码+ (12 日 1:00 到 4:00 差值) /
(4-1) × 1

12 日 3:00 表码=1:00 表码+ (12 日 1:00 到 4:00 差值) /
(4-1) × 2。

3. 特殊场景

(1) 业扩新装

用电客户立户新装，新装前时间段的表码按照第一次采

集到的示值(找 96 点的第一次采集表码)或者电能表装拆记录中的录入表码从第一次采集点或者电能表装拆时间向前平推。

(2) 销户

用电客户销户进行拆表，拆表时间后缺失的表码按照最后一次采集到的示值(96 点的最后一次采集表码)或者电能表装拆记录中的录入表码从最后一次采集点或者电能表装拆时间向后平推。

(3) 换表

旧表拆除换新表，新表的处理方式引用业扩新装流程，旧表的处理方式引用销户流程。

(4) 变压器暂停

同步营销 2.0 暂停表码，暂停期间内若未上送表码，按照最后一次采集到的示值(找 96 点的最后一次采集表码)或者变更凭证中的暂停表码从最后一次采集点或者暂停时间向后平推。若凭证缺失，则取最后一次正常采集数据平推，若无最后一次采集数据，则以上月表底（上月结算表码）平推拟合。

(5) 当月变压器多次暂停

对于当月多次暂停，像运行->暂停->运行->暂停这种类似拟合情景，每天记录一份截止当日情况下的最新的暂停凭证，在拟合时，取相应日期的凭证进行拟合，以避免在日累计算时只取到最后记录的暂停凭证。

(6) 拆除后复装电能表

对于拆除后又复装的电能表，存在新装后变压器状态仍为暂停，此时拟合表码使用的时最后暂停凭证，而不是新装凭证，此处优化为在记录每天的暂停凭证时，对有新装的表，比对新装时间和暂停时间，若新装时间晚于暂停时间，则将新装凭证更新到暂停凭证中，以保证复装拟合时为最新表码。

(7) 未采表码前后表码示值相等的补全

在拟合前需要预处理曲线（97 点），若当日采集表码曲线存在前后示值相等，则将中间未采集表码使用该示值补全，具体规则为，使用截止到计算日前一日的最后采集表码与计算日第一个采集表码示值对比，若相等，则将最后采集日期后到计算日第一次采集前的表码使用该示值补全；使用计算日最后采集表码与计算日次日第一个采集表码的示值对比，若相等，则将计算日最后采集表码之后的未采表码用该值补全；遍历计算日第一个采集表码到最后采集表码，若中间有未采表码，判断前后采集示值是否相等，若相等则补全。

(8) 在运表第一次采集表码为 0 值

对于拟合范围内的所有电能表，若存在第一次采集表码值为 0，但是采集时间不在 0 点的情况，则将之前缺失的数据全部按 0 进行补全。

附件 4 虚拟电厂聚合用户基线负荷获取原则

(一) 电力用户基线负荷计算方法

参照《GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》计算电力用户典型基线负荷，公式如下：

$$\overline{P(j,k)} = \frac{\sum_{d=1}^N P_r(j-d,k)}{N}$$

$\overline{P(j,k)}$ 为第 j 日 k 时段的基线负荷值；

$P_r(j-d,k)$ 为第 j 日前 d 日 k 时段的负荷值；

N 为典型日的总个数。

计算电力用户基线负荷应当满足以下要求：

应当取虚拟电厂参与调节能日前 5 个连续的、与调节执行日同类型日（工作日或公休日）作为典型日。遇已执行负荷管理措施以及实际参与调节的日期，顺取前 1 同类型日作为典型日。对于拥有自备电厂的电力用户，遇执行错峰购电日期，顺取前 1 同类型日作为典型日。以典型日用户平均负荷作为用户基线负荷。

调节日为国家法定节假日的，取上一年同类型节假日作为典型日，已执行负荷管理措施以及实际参与调节的日期不作为典型日；若对应日期全部执行负荷管理措施或实际参与调节，则选择上一年用户参与调节的基线负荷作为本年度用户基线负荷。

对于无法获取上一年同类型节假日数据的情况，顺取前 1 个未参与调节的节假日作为典型日；若调节日之前的节假

日均已参与调节或数据均无法获取的，顺取前 5 个连续且未参与调节的公休日作为典型日。

考虑天气因素，居民空调、电采暖用户取调节日前一日相应时段的负荷作为基线负荷。

若无法获取用户的基线负荷，当次交易量不计算。

（二）虚拟电厂运营商、负荷聚合商基线负荷计算方法

虚拟电厂运营商、负荷聚合商的基线负荷，按照其聚合响应用户的电力营销户号分别计算；每个电力营销户号基线负荷的计算方法与电力用户基线负荷计算方法一致。

（三）用户负荷拟合（补全）方法

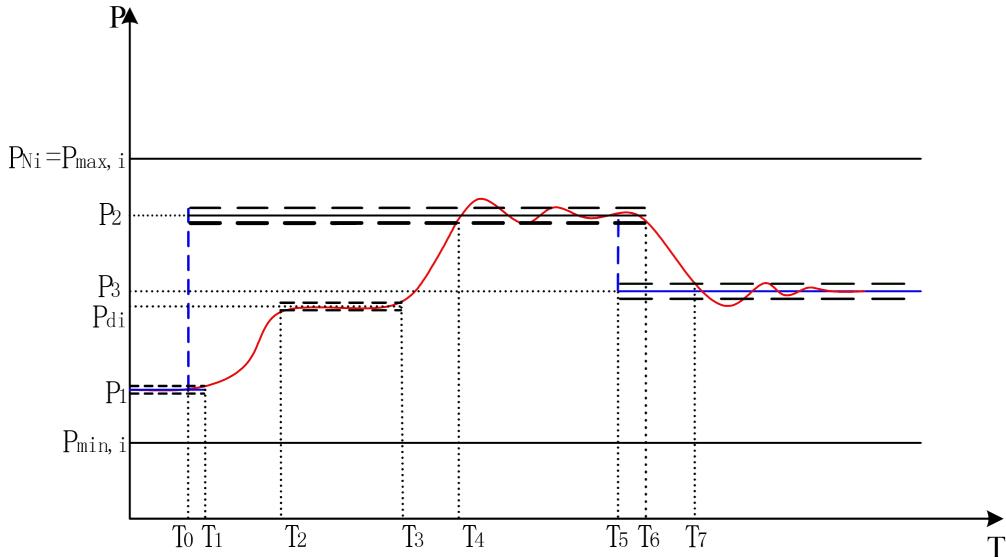
用户基线负荷拟合。如用户某个典型日的负荷数据缺失，则以该典型日前 1 同类型日相同时段数据替代，进行拟合。

用户实际负荷拟合。如用户实际负荷数据缺失，优先采用缺失数据时段电量数据进行拟合，其次采用相邻时段负荷数据拟合。

附件 5 AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法

(一) AGC 机组调节过程

如下图所示，这是网内某台机组一次典型的AGC机组设点控制过程。



图中， $P_{\min,t}$ 是该机组可调的下限出力， $P_{\max,t}$ 是其可调的上限出力， P_{Ni} 是其额定出力， P_{di} 是其启停磨临界点功率。整个过程可以这样描述： T_0 时刻以前， T_1 时刻以前，该机组稳定运行在出力值 P_1 附近， T_0 时刻，AGC控制程序对该机组下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区，然后到 T_2 时刻进入启磨区间，一直到 T_3 时刻，启磨过程结束，机组继续涨出力，至 T_4 时刻第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近，直至 T_5 时刻，AGC控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P_3 ，机组随后开始降出力的过程， T_6 时刻可靠跨出调节死区，至 T_7 时刻进入 P_3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

(二) 各类性能指标的具体计算方法

AGC调节性能目前考虑调节速率、调节精度与响应时间等三个因素的综合体现，指标的计算方法如下：

1. 调节速率 (K_1)

(1) 计算公式

调节速率是指机组响应设定指令的速率，可分为上升速率和下降速率。第*i*台机组第*j*次调节的调节速率考核指标计算过程描述如下：

在涨出力阶段，即 $T_1 \sim T_4$ 区间，由于跨启磨点，因此在计算其调节速率时必须消除启磨的影响；在降出力区间，即 $T_5 \sim T_6$ 区间，未跨停磨点，因此计算时无需考虑停磨的影响。综合这两种情况，实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & P_{di,j} \notin (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \\ \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{(T_{Ei,j} - T_{Si,j}) - T_{di,j}} & P_{di,j} \in (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \end{cases}$$

式中 $v_{i,j}$ 是机组*i*第*j*次调节的调节速率(MW/min)， $P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力(MW)， $P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力(MW)， $T_{Ei,j}$ 是结束的时刻(分钟)， $T_{Si,j}$ 是开始的时刻(分钟)， $P_{di,j}$ 是第*j*次调节的启停磨临界点功率(MW)， $T_{di,j}$ 是第*j*次调节启停磨实际消耗的时间(分钟)。

$$K_1^{i,j} = 2 - \frac{v_{N,i}}{v_{i,j}}$$

如果 $K_1^{i,j}$ 的计算值小于0.1，则取为0.1。

式中， $v_{N,i}$ 为机组 i 标准调节速率，单位是 MW/min，其中：一般的直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为机组额定有功功率的 1.5%；一般的带中间储仓式制粉系统的火电机组为机组额定有功功率的 2%；循环流化床机组和燃用特殊煤种（如劣质煤，高水分低热值褐煤等）的火电机组为机组额定有功功率的 1%；超临界定压运行直流炉机组为机组额定有功功率的 1.0%，其他类型直流炉机组为机组额定有功功率的 1.5%；燃气机组为机组额定有功功率的 4%；水力发电机组为机组额定有功功率的 10%。 $K_1^{i,j}$ 衡量的是机组 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

（2）计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

（3）对 AGC 调节指标 K_1 （调节速率）实行最高限值，超过 1.3 以上的均按照 1.3 计算。

2. 调节精度 (K_2)

（1）计算公式

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下：

在第 i 台机组平稳运行阶段，即 $T_4 \sim T_5$ 区间，机组出力围绕 P_2 轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中， $\Delta P_{i,j}$ 为第*i*台机组在第*j*次调节的偏差量(MW)， $P_{i,j}(t)$ 为其在该时段内的实际出力， $P_{i,j}$ 为该时段内的设点指令值， $T_{Ei,j}$ 为该时段终点时刻， $T_{Si,j}$ 为该时段起点时刻。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

式中调节允许的偏差量为机组额定有功功率的1%。 $K_2^{i,j}$ 衡量的是该AGC机组*i*第*j*次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

如果 $K_2^{i,j}$ 的计算值小于0.1，则取为0.1。

(2) 计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

3.响应时间(K_3)

(1) 计算公式

响应时间是指EMS系统发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。即

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， $t_{i,j}$ 为机组*i*第*j*次AGC机组的响应时间。火电机组AGC响应时间应小于1分钟，水电机组AGC的响应时间应小于20秒。 $K_3^{i,j}$ 衡量的是该AGC机组*i*第*j*次实际响应时间与

标准响应时间相比达到的程度。

如果 $K_3^{i,j}$ 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

(2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

4. 调节性能综合指标

(1) 计算公式

每次AGC动作时按下式计算AGC调节性能。

$$K_p^{i,j} = \lambda_1 \frac{K_1^{i,j}}{K_1^{base}} + \lambda_2 \frac{K_2^{i,j}}{K_2^{base}} + \lambda_3 \frac{K_3^{i,j}}{K_3^{base}}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 衡量的是该AGC机组 i 第 j 次调节过程中的调节性能好坏程度； λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为对应调节速率、调节精度、响应时间分项参数的权重系数，分别暂定为 0.35、0.4、0.25； K_1^{base} 、 K_2^{base} 、 K_3^{base} 为机组调节速率、调节精度、响应时间分项参数基准值，取值为前六个月性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计或运行调节速率、调节精度、响应时间指标值除以 2。 $K_p^{i,j}$ 上限值暂定为 2。

机组每小时调节性能平均值 K_{pd}^i 计算公式如下：

$$K_{pd}^i = \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}$$

式中， K_{pd}^i 反映了第 i 台AGC机组每小时内 n 次调节过程中的性能指标平均值。

调节性能月度平均值

$$K_p^i = \frac{\sum_{j=1}^N K_p^{i,j}}{N}$$

式中, K_p^i 反映了第 i 台 AGC 机组一个月内 N 次调节过程中的性能指标平均值。

(2) 计算频率

每次 AGC 指令下发时计算, 实时统计前一小时的平均值, 月初统计上月的平均值。

小时调节深度定义为每小时调节量的总和, 即:

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中 D_j 为机组第 j 次的调节深度, n 为小时调节次数。

附件 6 调频容量需求计算方法

根据有关国家标准和系统运行实际需要，综合考虑负荷波动及新能源波动情况测算调频市场容量需求。正常情况下，调频容量需求计算可参考国标《电力现货市场运营技术规范 第 6 部分：调频容量》中的经验数值法计算调频容量需求，即基于历史数据，采用固定值或按照负荷水平或新能源装机设定的比例系数考虑一定裕度后设置调频容量，设定的调频容量应能满足电网安全运行需要。

$$reg_T = R_1 * D_L + R_2 * D_G$$

式中：

reg_T 通过经验数值法计算得到的未来一定周期 T 内的调频容量，单位为兆瓦(MW)；

R_1 为负荷比例系数，根据负荷波动率动态调整，典型取值为 1.5%-4.5%；

D_L 为未来一定周期 T 内全网用电负荷预测的最大值；

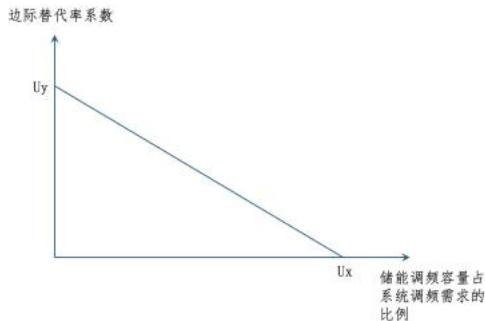
R_2 为新能源比例系数，根据新能源发电波动率动态调整，典型取值为 1.5%-4.5%；

D_G 为未来一定周期 T 内全口径新能源预测的最大值。

附件 7 边际替代率计算

因储能类经营主体的调频特性与常规发电单元不同，在保障系统运行可靠性要求的前提下，为体现储能之间及其与常规发电单元的竞争差异，引入储能电站边际替代率系数。

所使用的边际替代率曲线如附图所示，边际替代率系数随着参与调频辅助服务市场的储能类经营主体占比的提高而下降。边际替代率曲线与 x 轴的交点为储能最大占比系数 U_x ；边际替代率曲线与 y 轴的交点为最大边际替代系数 U_y 。 $U_x=60\%$ 、 $U_y=2$ ，市场运营机构根据系统安全、市场运营等需求动态调整 U_x 、 U_y 参数。



在每个出清时段，基于储能类经营主体 i 的调频里程报价、综合调频性能评价指标 K_i ，按照以下流程确定储能电站的边际替代率系数 $F_{m, i}$ ：

(一) 计算储能类经营主体的内部排序价格：

内部排序价格=调频里程报价/ K_i

(二) 计算储能电站的调频容量占系统调频需求比例；

各储能电站调频容量占比=储能电站调频容量/系统调频容量需求

(三) 计算各储能电站的边际替代率系数

按内部排序价格由低到高，将对应的调频容量占比在边际替代率曲线图 x 轴上进行累加排序，并依次映射到边际替代率曲线上，每个储能电站的映射点对应的 y 轴上的值，即为该储能电站的边际替代率系数 $F_{m,i}$ 。内部排序价格相同时， K_i 较高的储能电站排序靠前；若两个或多个储能电站内部排序报价相同且 K_i 也相同，则将这些储能电站容量求和并在边际替代率曲线图的 x 轴上累加排列，按它们的容量之和确定映射点，作为共同的边际替代率系数。

附件 8 中长期参考算例

算例一：

假设某发电侧市场主体在 2020 年 9 月份通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式，累计卖出 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量，同时买入 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该发电侧市场主体在 2020 年 9 月的净合约量
 $=1.5-0.4=1.1$ （亿千瓦时）

假设某用户侧市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式，累计买入 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量，同时卖出 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该用户侧市场主体在 2020 年 9 月的净合约量
 $=1.5-0.4=1.1$ （亿千瓦时）

算例二：

假设某发电侧市场主体在 2020 年 9 月份通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式，累计卖出 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量，同时买入 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该发电侧市场主体在 2020 年 9 月的累计交易量
 $=1.5+0.4=1.9$ （亿千瓦时）

假设某用户侧市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式，累计买入 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量，同时卖出 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

因此，该用户侧市场主体在 2020 年 9 月的累计交易量
 $=1.5+0.4=1.9$ （亿千瓦时）

算例三：

1. 发电侧算例

假设根据某发电侧市场主体机组装机容量(额定容量 60 万千瓦)，测算得出其在 2020 年 9 月的月度净合约量上限为 3.6 亿千瓦时(不考虑计划检修)，月度累计交易量上限为 7.2 亿千瓦时。在 2020 年 9 月份月度集中竞价交易开市之前(假设开市时间为 8 月 28 日)，该市场主体已通过年度双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有 2020 年 9 月份净合约量 2 亿千瓦时(假定某小时净合约电量为 20 万千瓦时)，累计交易量 3 亿千瓦时。

8 月 28 日，月度集中竞价交易开市，该发电侧市场主体已申报卖出 0.1 亿千瓦时，申报买入电量为 0。可交易额度具体计算结果如下：

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限} - \text{本交易日前持有月度净合约量} - \text{本交易日申报卖出的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\} = \min\{(3.6 - 2 - 0.1), (7.2 - 3 - 0.1)\} = 1.5$ 亿千瓦时。

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有的月度净合约量} \times K_1 - \text{本交易日申报买入的月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量})\} = \min\{(2 \times 1 - 0), (7.2 - 3 - 0.1)\} = 2$ 亿千瓦时。

假定时刻发电机组分时可卖出电量额度=机组额定状态下可发电量-该时段已持有的净合约电量= $60 - 20 = 40$ 万千瓦时。

假定时刻发电机组分时可买入电量额度=该小时已持有

的净合约电量=20万千瓦时。

2. 用户侧算例

假设根据某用户侧市场主体历史用电量，测算得出其在2020年9月的月度净合约量上限为3亿千瓦时，月度累计交易量上限为6亿千瓦时。在2020年8月份月度集中竞价交易开市之前（假设开市时间为8月28日），该市场主体已通过年度双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有2020年9月份中长期合约量1.4亿千瓦时，某时刻持有中长期合约电量10万千瓦时，累计交易量2.6亿千瓦时。

8月28日，月度集中竞价交易开市，该用户侧经营主体已申报买入0.1亿千瓦时，申报卖出电量为0。可交易额度具体计算结果如下：

用户侧可申报买入电量额度= $\min\{(月度净合约量上限 - 本交易日前持有的月度净合约量 - 本交易日申报买入的月内市场合约电量), (月度累计交易量上限 - 已发生月度累计交易量)\} = \min\{(3 - 1.4 - 0.1), (6 - 2.6 - 0.1)\} = 1.5$ 亿千瓦时。

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{(本交易日前持有的月度净合约量 \times K1 - 本交易日申报卖出的月内市场合约电量), (月度累计交易量上限 - 已发生月度累计交易量)\} = \min\{(1.4 - 0), (6 - 2.6 - 0.1)\} = 1.4$ 亿千瓦时。

用户侧分时可卖出电量=该小时已持有的净合约电量=10万千瓦时。

算例四：

在集中竞价交易连续竞价阶段，买卖双方申报量价，系统实时计算价差对并自动排序。假设某一时刻，有三家买方申报，价格分别为 0.42、0.41、0.40；有三家卖方申报，价格分别为 0.38、0.39、0.40。则应该优先成交买方申报价为 0.42，卖方申报价为 0.38 的价差对。

在此情况下，若前一笔成交价格为 0.43，则本笔交易成交价格为买方申报价格，即 0.42；

若前一笔成交价格为 0.37，则本笔交易成交价格为卖方申报价格，即 0.38；

若前一笔成交价格为 0.40，则本笔交易成交价格与前一笔相同，仍为 0.40。

对于连续竞价阶段的第一笔交易，其前一笔成交价格即为集合竞价阶段的成交价格。