

国家能源局浙江监管办公室

浙江省发展和改革委员会文件

浙江省能源局

浙监能市场〔2024〕4号

浙江能源监管办 省发展改革委 省能源局关于
印发《浙江电力现货市场规则》的通知

各市发展改革委（能源局），国网浙江省电力有限公司，浙江省能源集团有限公司、华能（浙江）能源开发有限公司、国家能源集团浙江电力有限公司、中国华电集团有限公司浙江分公司、中国大唐集团有限公司浙江分公司、国家电投集团浙江电力有限公司、华润电力（浙江）有限公司、中国长江三峡集团有限公司浙江分公司、三门核电有限公司、秦山核电有限公司，浙江电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电公司、电力用户：

为加快推进浙江电力市场建设，规范电力现货市场的运营和管理，我们组织制定了《浙江电力现货市场规则》。现印发给你们，请遵照执行。



国家能源局浙江监管办公室



浙江省发展和改革委员会



浙江省能源局

2024年4月3日

浙江电力现货市场规则

二〇二四年三月

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	3
第一节 权利与义务	3
第二节 准入与退出	7
第三节 注册、变更与注销	8
第三章 市场构成与价格	9
第一节 市场构成.....	9
第二节 价格机制.....	9
第三节 市场限价.....	11
第四章 现货电能量日前市场	12
第一节 日前市场边界条件准备及事前信息发布	12
第二节 日前市场申报.....	12
第三节 日前市场出清及结果发布	13
第五章 现货电能量实时市场	15
第一节 实时市场边界条件准备	15
第二节 实时市场出清与结果发布	15
第三节 实时出清结果执行及运行调整	16
第六章 市场衔接机制	17
第一节 中长期与现货市场	17
第二节 代理购电与现货市场	17
第三节 辅助服务与现货市场	18

第四节 容量补偿机制与现货市场.....	18
第五节 其他	18
第七章 计量	20
第一节 计量要求.....	20
第二节 计量装置管理	20
第三节 计量数据管理	21
第八章 市场结算	24
第一节 市场结算管理	24
第二节 市场结算权责	24
第三节 市场结算计算	26
第四节 结算依据及流程	27
第五节 结算查询及调整	28
第六节 违约处理.....	29
第九章 风险防控	30
第一节 基本要求.....	30
第二节 风险分类.....	31
第三节 风险防控与处置.....	31
第十章 市场干预	34
第一节 市场干预条件	34
第二节 市场干预内容.....	35
第三节 市场中止和恢复	35
第十一章 争议处理	37

第十二章 电力市场技术支持系统	38
第十三章 附则	41
附件 名词解释	42

第一章 总则

第一条 为规范浙江电力现货市场的运行和管理，维护市场成员的合法权益和社会公共利益，构建统一开放、竞争有序的电力市场体系，推动构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号）及国家有关法律、法规规章、有关行业标准等精神，结合浙江实际，制定本规则。

第二条 本规则所称电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展日前和实时等电能量交易的市场。电力现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。

所称市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。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、负荷聚合商、独立储能和虚拟电厂等）；市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第三条 本规则编制遵循安全有序、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则，更好适应新型电力系统需求。

第四条 电力现货市场应依序开展模拟试运行、结算试运行和正式运行，启动相关试运行和正式运行前应符合国家和浙江省规定的程序、条件和相关工作要求。

第五条 经营主体、电网企业应严格遵守市场规则、调度规程，服从市场运营机构管理，自觉自律、诚实守信，按照所参加市场的规则和交易结果承担相应经济责任，保障电力系统的安全、稳定、优质、经济

运行。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 国家能源局浙江监管办公室(以下简称浙江能源监管办)、浙江省发展和改革委员会(以下简称省发展改革委)、浙江省能源局(以下简称省能源局)根据职能依法履行监管职责,对经营主体交易行为、电网企业公平开放、信息披露、资金结算,以及市场运营机构执行市场规则等情况实施监管。

第七条 本规则适用于浙江电力现货市场的运营与管理,并根据市场建设情况适时修改完善。

第二章 市场成员

第一节 权利与义务

第八条 发电企业的权利和义务:

(一) 按照规则参与电能量、辅助服务等交易, 签订和履行电力交易合同, 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, 提供承诺的有效容量和辅助服务, 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) 依法依规提供相关市场信息, 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) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户的权利和义务:

(一) 按照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, 其中参与批发电能量交易的用户, 可以按照规则进行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、上网环节线损费用、系统运行费用(包括辅助服务费用、容量电费、成本补偿费用等, 下同)、政府性基金及附加等。在规定时间内可对结算结果提出异议。

(三) 依法依规提供相关市场信息, 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。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 不拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（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，提供增值服务，与用户签订零售合同，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代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理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）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务。

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

（三）承担配电网安全责任，按照要求提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和浙江省标准。

（四）按照要求负责配电网的投资、建设、运营等工作，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。

（五）同一配电区域内只能有一家企业拥有该配电网运营权，并按规定收取由发电企业或售电公司与电力用户协商确定的市场交易价格、分摊（享）费用、上网环节线损费用、配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价、配电网的配电价格、系统运行费用以及政

府性基金及附加。配电区域内电力用户承担的政府性基金及附加，按国家规定执行，由配电公司代收、省级电网企业代缴，配电网与省级电网的电费结算按政府有关规定执行。

（六） 承担保密义务，不得泄露用户信息。

（七） 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 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，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十三条 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） 依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货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、及时性和可用性。

（六） 按规定收取上网环节线损费用、输配电费、系统运行费用，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。

第十四条 电力调度机构的权利和义务:

(一) 组织电力现货交易,负责安全校核、市场监测和风险控制,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) 配合浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局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,并向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局报告,按照规则规定实施的市场干预予以免责。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力交易机构的权利和义务:

(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。

(四) 建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

(五) 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现货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。

(六) 监测和分析市场运行情况,记录经营主体违反交易规则、

扰乱市场秩序等违规行为，向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局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。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十六条 参加电力市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，其中发电企业应当依法依规取得电力业务许可证。内部核算的经营主体经法人单位授权，可申请参与电力市场交易。参与中长期交易的经营主体均可参与现货市场。

第十七条 准入电力市场的发电企业和电力用户不允许退出。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，导致原有经营主体因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准入与退出的管理规定执行。

第十八条 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，并向浙江能源监管办、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，电力业务许可证被注销等情况）。

（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。

第十九条 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。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

第三节 注册、变更与注销

第二十条 符合电力市场准入条件的各类经营主体在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力市场交易。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，按规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十一条 已完成市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十二条 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退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并按规定由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第三章 市场构成与价格

第一节 市场构成

第二十三条 浙江电力现货市场主要包括日前市场和实时市场，并开展可靠性机组组合，采用全电量申报、集中优化出清的集中式市场模式。根据市场发展情况，组织启动日内市场。

（一）日前市场。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，以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前市场出清结果，并在日前市场出清结果基础上，通过可靠性机组组合等满足系统安全需要。

（二）实时市场。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，通过电能量、调频的联合优化，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

（三）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各类灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

第二十四条 为满足系统运行安全需要，调度机构根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，确定需要启停的机组。可靠性机组组合结果不影响日前市场出清结果。

第二节 价格机制

第二十五条 日前市场和实时市场通过集中优化竞争的方式，形成节点边际电价。节点边际电价包含电能量分量和阻塞分量等。

第二十六条 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。

（五） 作为固定出力机组的。

（六） 规则、细则等规定的其他情况。

第二十七条 现货市场运行期间，参与现货市场的市场化机组采用节点边际电价。电能量市场价格包括脱硫、脱硝、超低排放电价等。

第二十八条 工商业用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。批发市场分时电价信号可通过零售合同等方式向终端用户传导，引导用户削峰填谷、优化用电行为，并与价格政策做好衔接。

第二十九条 调频辅助服务与现货电能量市场联合优化出清，相关费用根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则按规定向经营主体分摊。

第三十条 省发展改革委会同浙江能源监管办、省能源局结合机组启动成本、变动成本（含空载成本）和固定成本等变化趋势，开展成本调查，明确各类型机组成本。

第三十一条 机组运行成本包括启动成本、空载成本和电能成本，根据市场出清结果、机组实际运行和调度指令跟踪等情况按规定对符合

条件的发电机组开展运行成本补偿，并向经营主体合理分摊相关费用。

第三十二条 输配电价、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。

第三十三条 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。采用节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给经营主体。

第三节 市场限价

第三十四条 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。

第三十五条 市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素，具体由省发展改革委根据国务院价格主管部门明确的原则，会同省能源局、浙江能源监管办制定具体规则。浙江电力市场管理委员会（以下简称市场管理委员会）依照规则并充分征求意见后提出报价或出清价格上下限设置建议，经初步审议并报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办审定同意后执行。

第三十六条 现货市场应设定报价和出清限价，报价限价不应超出出清限价范围。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，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可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。

第三十七条 市场限价应与市场建设相适应，并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。

第四章 现货电能量日前市场

第一节 日前市场边界条件准备及事前信息发布

第三十八条 电力调度机构在日前市场出清计算前，确定运行日分时段负荷预测和母线负荷预测等电网运行的边界条件，作为日前市场出清的约束条件。

第三十九条 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及理由。

第四十条 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。

第四十一条 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。

第四十二条 电网企业负责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，并通过电力交易平台发布。市场运营机构按信息披露有关规定通过电力交易平台向经营主体发布运行日的相关信息。

第四十三条 关键参数的设置和修改应按规定的程序开展，关键市场参数的调整应建立记录日志，及时向市场成员公布实际参数值，不得随意更改。

第二节 日前市场申报

第四十四条 参与现货市场交易的经营主体需在规定时间前进行常

设报价（可包含量价，下同）的申报，经营主体可根据自身需求按规定修改。机组常设报价包括电能量常设报价、调频常设报价等。

第四十五条 日前交易申报截止时间前，发电企业以发电机组为单位（风电、光伏、独立储能等原则上以场站为单位），通过电力交易平台提交电能量报价及辅助服务市场报价信息，若未报价则采用常设报价。由多个发电厂组成的发电企业不得集中报价，禁止发电企业串通报价。

第四十六条 日前交易申报截止时间前，售电公司和批发市场用户通过交易平台申报次日至少 48 点量价曲线，若未申报曲线则采用常设报价。现阶段售电公司和批发市场用户以“报量不报价”的方式参与现货市场，根据市场建设情况，逐步实现售电公司和批发市场用户以“报量报价”方式参与交易。

现货市场启动初期，细则、试运行方案另有规定的，从其规定。

第四十七条 其他经营主体参与现货市场按照相关方案规定、细则等确定。

第四十八条 交易申报信息应满足规定要求，由电力交易平台根据要求设置申报限制，超出限制范围的不允许提交。

第三节 日前市场出清及结果发布

第四十九条 现阶段，上级调度下发的跨省跨区联络线计划，作为省内日前市场的边界条件。国家/区域市场另有规定的，从其规定。

第五十条 电力调度机构基于经营主体申报信息，综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、新能源预测、省间联络线计划曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大为目标，采用安全约束机组组合

(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)方法进行集中优化计算,出清得到日前现货市场交易结果,包括运行日(D日)的机组组合及出力曲线、分时价格等。

第五十一条 若事前披露的电网运行边界条件发生变化,出现可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应等情况,电力调度机构可按规定调整边界条件,进行日前市场出清计算,并按规定披露相关信息。

第五十二条 电力调度机构按规定开展电力平衡校核和安全稳定校核,确保日前市场出清结果严格满足国家和行业的政策、标准要求,并符合电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

第五十三条 日前市场出清完成后,电力调度机构出具日前市场交易出清结果,按照有关程序通过电力交易平台发布。当出清结果缺失或错误时,应根据规则及时补发或更正,并说明相关情况。

第五十四条 日前市场出清完成后,电力调度机构根据机组申报信息,综合考虑最新的省间送受电计划、系统负荷预测、清洁能源消纳、电网安全约束等因素,编制日前调度计划,包括运行日机组组合和机组出力计划等。

第五十五条 电力调度机构将日前调度计划上报至华东电力调度机构,由华东电力调度机构进行全网安全校核并下发校核结果,电力调度机构根据华东电力调度机构校核意见调整日前调度计划。日前调度计划与可靠性机组组合及日前出清结果出现较大差异的,应做好记录,并向有关经营主体披露原因。运行日机组开停机计划以华东校核后的调度计划为准。

第五章 现货电能量实时市场

第一节 实时市场边界条件准备

第五十六条 实时市场电网运行边界条件按照最新电力负荷预测、电网运行状态和送受电计划等确定，并考虑备用、调频需求以及实际生效的安全约束条件。

第五十七条 实时市场机组运行边界条件按照最新机组物理运行参数以及发电能力确定，包括固定出力曲线、出力上/下限值、爬坡率等。

第五十八条 实时市场出清计算根据最新超短期系统负荷、母线负荷和新能源出力预测信息开展。电力调度机构可根据实际偏差情况更新超短期预测结果，并做好相关记录。

第五十九条 现阶段，上级调度下发的跨省跨区联络线计划，作为省内实时市场的边界条件。国家/区域市场另有规定的，从其规定。

第二节 实时市场出清与结果发布

第六十条 现阶段实时市场发电企业、独立储能等报价采用日前封存的申报信息，用户侧不参与交易申报。

第六十一条 在运行日内，电力调度机构根据系统运行情况确定日内滚动调度计划，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法模型，以社会福利最大为目标，通过对机组启停状态、机组出力进行优化决策，确保滚动调度计划结果满足系统备用需求、供需平衡裕度、电网阻塞管理等要求。

第六十二条 在实时运行期间，电力调度机构基于电网运行状态、机组运行状态和超短期预测信息等边界条件，在日前调度计划和日内滚动调度计划的基础上，以社会福利最大为目标，采用安全约束经济调度

(SCED) 进行集中优化计算，通过电能量、调频联合优化得到实时市场出清结果，包括运行日（D 日）的机组实时发电计划曲线、发电侧实时节点电价等。实时市场出清价格采用事前定价方式。

第六十三条 电力调度机构通过开展电力平衡校核和安全稳定校核，确保实时市场出清结果满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束等条件。出清结果下发执行前应经过实时安全校核。

第六十四条 实时市场出清完成后，电力调度机构出具实时市场出清结果，按照有关程序通过电力交易平台发布。当出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，说明相关情况，并通过电力交易平台向经营主体发布。

第三节 实时出清结果执行及运行调整

第六十五条 机组实时运行时应严格执行调度指令，偏差超过允许范围的，按规定要求接受考核，维持系统发用电平衡。

第六十六条 在发生电力系统事故或突发情况，影响电网安全运行时，电力调度机构可进行调整，包括但不限于调整电网运行方式、机组运行出力及状态等。调整后应将事件经过、调整情况等信息进行记录，并通过电力交易平台向经营主体发布。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。

第六章 市场衔接机制

第一节 中长期与现货市场

第六十七条 经营主体应通过自主协商或集中交易等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、结算参考点等关键要素；未约定电力曲线或曲线形成方式的，则按照典型曲线及其结算参考点将其合同电量分解至每个最小结算时段，形成电力曲线。

第六十八条 电力交易机构不断优化中长期与现货市场运营衔接，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，完善交易品种，逐步实现中长期交易连续不间断。

第六十九条 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，现阶段省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。国家/区域市场规则另有规定的，从其规定。

第二节 代理购电与现货市场

第七十条 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，原则上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。

第七十一条 电网企业代理购电用户的偏差电量按照现货市场价格结算。

第七十二条 为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

第三节 辅助服务与现货市场

第七十三条 浙江电力辅助服务市场现阶段主要开展调频辅助服务交易。推动第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易，推进备用等辅助服务的市场化，并在限价和运行等方面做好衔接，具备条件时与现货电能量市场融合或联合出清。

第七十四条 市场化辅助服务按照市场出清机制定价，其他辅助服务价格参照《华东区域电力辅助服务管理实施细则》《华东区域电力并网运行管理实施细则》及其补充规定等执行，并做好与现货电能量市场的衔接。辅助服务费用由发用两侧按照公平合理原则共同分担。国家另有规定的，从其规定。

第四节 容量补偿机制与现货市场

第七十五条 按照国家总体部署，结合实际需要视情况建立并完善市场化容量补偿机制，用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。容量补偿机制建立或调整后，市场限价、市场结算、发电成本调查等相应调整。具备条件时，探索建立容量市场。

第五节 其他

第七十六条 可再生能源参与现货市场按照国家及浙江省有关规定执行。根据市场运行情况，适时建立风电、光伏等可再生能源、抽水蓄能等参与电力市场的配套机制。

第七十七条 推动独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，鼓励参与现货电能量市场、辅助服务市场，并在调度运行机制等方面做好衔接。

第七十八条 售电公司和批发市场用户因有序用电，造成其日前电

能量市场申报的用电需求曲线与调节后实际用电曲线之间产生偏差，引起的损益按规定进行处理，具体在细则中进行明确。

第七章 计量

第一节 计量要求

第七十九条 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，保障电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场的有序规范开展提供计量保证。

第八十条 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。若有某计量点的电量数据需分配给多个单元或某计量点无计量装置等情况，电量分配计量方法应按照相关细则、规定执行。

第二节 计量装置管理

第八十一条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置。高压用户的成套设备中装有自备互感器时，按规定检验合格并加封后，可以作为计费互感器。电能计量装置配置、准确度等级、接线方式等技术要求应满足《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448）并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。

第八十二条 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，且有明确标识，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。

第八十三条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含

发电企业上网交易电量)的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

第八十四条 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) 若某发电单元未安装计量装置,上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得,且该计算数据满足结算要求,电量的计算方法应征求经营主体意见。

(四) 多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时,结算单元电量分配方式应按照相关细则、规定执行。

(五) 依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第三节 计量数据管理

第八十五条 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电量数据拟合规则确定,并传输给电力交易机构。售电公司、新型经营主体等经电力用户授权可获得该部分数据。

第八十六条 对于参与现货市场的经营主体,电能计量数据采集系统以 15 分钟为区间采集电能表表码,电能计量数据缺失或暂不具备 15

分钟区间数据采集能力时由电网企业按照统一的计量数据拟合机制或规则计算拟合电量。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。采集失败时，电网企业应及时进行消缺，相关经营主体应予以配合。

第八十七条 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）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求，或计量装置无法满足分时计量要求时，由计量数据采集系统进行电量数据拟合。数据拟合规则在细则中予以明确。

（二）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（三）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追退补。

（四）数据拟合规则在细则中予以明确。

第八十八条 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。

第八十九条 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。

第九十条 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。

第九十一条 经营主体对发布的电量有异议时,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。仍然存在争议的,可按规定申请调解。

第九十二条 对于有疑议的电能计量装置,相关市场成员向电网企业申请校验。电网企业负责开展现场检验,现场检验不合格或仍有异议的,由具备资质的计量检定机构进行实验室检定并出具报告。

第九十三条 计量数据异议处理结论或计量检定机构出具的检定结果表明计量数据错误或计量装置失准的,电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据,对电量电费进行差错退补。

第九十四条 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。

第八章 市场结算

第一节 市场结算管理

第九十五条 现货市场结算，及中长期、辅助服务市场结算涉及现货市场的相关内容适用本章节有关规定。

第九十六条 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。

第九十七条 现货市场采用“日清月结”的结算模式，按日发布电量和辅助服务市场结算依据，按月进行经营主体所有类型费用结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

第九十八条 结算时段是指市场进行结算的最小时段，现阶段日前市场、实时市场结算均以每 30 分钟为一个结算时段，根据电网企业计量装置数据，发电侧结算电量包含每天 48 个时段机组上网电量；用户侧结算电量包含每天 48 个时段售电公司和批发市场用户实际电量等。

第九十九条 电力市场结算不设置不平衡资金池，每项结算项目均独立记录，分类明确疏导，并在细则中予以明确。所有结算项目（含辅助服务、成本补偿等）的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务，原则上按月合理分摊（返还）。

第二节 市场结算权责

第一百条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

(二) 负责按规则处理经营主体结算的相关查询。

(三) 负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

(四) 按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第一百〇一条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

(一) 负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，进行电费结算，并按照规定向经营主体收付款。

(二) 按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

(三) 负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第一百〇二条 经营主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

(一) 可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

(二) 结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

(三) 对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

(四) 负责提供用于资金结算的银行账户。

(五) 应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

(六) 拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第三节 市场结算计算

第一百〇三条 发电侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

发电侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = Σ (日前市场出清电量 × 日前市场节点边际电价)

实时偏差电量电费 = Σ [(实际上网电量 - 日前市场出清电量) × 实时市场节点边际电价]

中长期差价合约电费 = Σ [合约电量 × (合约价格 - 中长期结算参考点日前市场出清价格)]

第一百〇四条 政府授权合约根据政府有权部门相关规定确定，按照合约价格、合约电量曲线以及合约结算参考点进行结算，具体在市场相关细则中明确。

第一百〇五条 批发市场用户侧主体电能量交易价格为统一结算点电价。批发市场用户侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

批发市场用户侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = Σ [日前市场出清电量 × 日前市场统一结算点电价]

实时偏差电量电费 = Σ [(实际用电量 - 日前市场出清电量) × 实时市场统一结算点电价]

中长期差价合约电费 = Σ [合约电量 × (合约价格 - 中长期结算参考点日前市场出清价格)]

市场启动初期，细则、试运行方案另有规定的，从其规定。

第一百〇六条 现阶段，现货市场阻塞费用由参与现货电能量市场的发用两侧经营主体按月合理分配。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。

第一百〇七条 当售电公司和批发市场用户在日前电能量市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差超出允许偏差范围并产生额外收益时，售电公司和批发市场用户需返还相关费用，具体方式在实施细则中明确。

第四节 结算依据及流程

第一百〇八条 经营主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、系统运行费用（包括辅助服务费用、容量电费、成本补偿费用等）、不平衡费用（包括电能量分摊（返还）资金合计费用等）等。

第一百〇九条 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，具体如下：

（一）发电企业电费收入包括电能量电费（含脱硫、脱硝、超低排放电价费用等）、辅助服务费用、辅助服务分摊费用、成本补偿费用、成本补偿分摊费用、容量电费、考核费用、燃煤电厂超低排放扣除费用、追退补电费等。

（二）批发市场用户与零售用户电费支出包括电能量电费、各类分摊（返还）费用、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加费用、力调电费等。

（三）售电公司结算价差电费，为其零售市场售电收入与批发市场

购电支出（与售电收入组成同口径）的差额。具体由细则明确。

（四）结算账单内容根据市场发展情况可按规定进行相应调整。

第一百一十条 电力交易机构从电网企业按日获取每个经营主体的分时计量曲线、日前市场和实时市场的出清执行结果，计算每个经营主体批发市场的日结算结果，在规定截止日期前形成日结算依据，并推送给经营主体和电网企业。

第一百一十一条 电力交易机构在规定截止日期前出具月结算依据，并推送给经营主体和电网企业。

第一百一十二条 电网企业在规定截止日期前，根据结算依据向经营主体发布结算账单。

第一百一十三条 用户侧主体应根据其结算账单在规定截止日期前向电网企业全额支付相关电费。电网企业应根据结算账单向发电侧主体全额支付相关电费及向售电公司支付（收取）其在批发市场和零售市场中的价差电费。根据结算账单结果，若购销价差电费为正数，售电公司开具发票，电网企业支付购销价差电费；若购销价差电费为负数，电网企业向售电公司开具发票并收取购销价差电费。

第五节 结算查询及调整

第一百一十四条 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的，收到结算查询后，电力交易机构应确认和评估查询是否有效，可要求经营主体追加信息，若确认结算依据查询有效且需要修改结算依据，应按照规定进行调整。

第一百一十五条 经营主体对结算账单内容等向电网企业提出查询的，收到结算查询后，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，若确认结算账单查询有效且需要修改结算账单，应按照规定进行调整。

第一百一十六条 结算调整应按照以下方式开展：

（一）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。

（二）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，本月内电力交易机构重新计算并推送结算依据，电网企业重新出具结算账单；低于阈值的，可纳入次月“结算调整项目”费用。

第六节 违约处理

第一百一十七条 对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险的开立单位出具索赔通知及履约保函、保险的原件，要求开立单位支付款项。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险的执行告知书，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

第九章 风险防控

第一节 基本要求

第一百一十八条 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 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第一百一十九条 市场运营机构、资金结算机构（电网企业）在浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局指导下，履行市场风险防控职责，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。

第一百二十条 市场运营机构负责对电力市场运行情况进行监测和分析，做好现货市场运行情况的记录、分析、总结等工作，为市场建设督导、考核等工作提供量化支撑，配合做好现货市场运营绩效评估有关工作。

第一百二十一条 电力交易机构应有针对性地制定完善相关规章制度，在政府有关部门指导下，加快行业信用体系建设，协助政府有关部门加强电力交易履约监管，对严重违法失信的经营主体记入信用记录并纳入全国信用信息共享平台，依法公开违法失信行为，并采取警示或限制交易等措施实施联合惩戒，对拒不整改或根据信用评价管理有关规定确定为不适合参与交易的经营主体，可取消市场交易资格，强制退出电力市场。

第一百二十二条 参加电力市场交易的经营主体，按照相关规定要求向电力交易机构提交形式符合要求、足额的信用保证，并对其提交的信用保证的真实性、有效性负责。

第二节 风险分类

第一百二十三条 电力市场风险类型包括：

（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因经营主体行使市场操纵力、供需失衡等原因导致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）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。

（五）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。

（六）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。

第三节 风险防控与处置

第一百二十四条 市场运营机构、资金结算机构（电网企业）按照政府有关部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有力风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，并按规定向浙江能源监管办、

省发展改革委、省能源局报告。

第一百二十五条 市场运营机构、资金结算机构（电网企业）按照有关程序对市场风险进行预警，按规定开展注册参数、履约保函额度等跟踪监测，发现异常应按规定报告浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局。

第一百二十六条 市场运营机构、资金结算机构（电网企业）负责在现货市场启动前完成编制包括网络安全应急在内的各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并根据市场运行情况滚动修编。风险处置预案经浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局审定后执行。

第一百二十七条 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。

第一百二十八条 市场运营机构对监测到的经营主体在电力现货市场中存在行使市场操纵力、市场串谋、欺诈等市场操纵行为嫌疑的，应当依法提供相关数据、材料等，并在浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局指导下建立市场操纵行为的初步分析、评估和报送工作机制。

第一百二十九条 现货市场应开展市场力检测，并根据检测情况采取市场力缓解措施。市场力缓解可在事前、事中、事后开展，包括报价限制、报价价格替代、市场力超额获利回收等。

第一百三十条 浙江能源监管办对于滥用市场操纵力、不良交易行为、未按规定披露信息等违规行为，在市场成员内部进行通报，并向社会公布；严重失信并造成严重后果的，可以限制其参与交易或强制退出市场。对于经营主体违反有关规定的，或者单一经营主体所占电力市场

份额超过一定比例影响市场有效竞争的，浙江能源监管办可以采取中止其参与部分或全部市场交易品种等措施。

第一百三十一条 市场运营机构负责建立市场运营涉密信息管理制度和从业回避制度，规范信息交换和使用程序，明确内设部门的信息管理权限，控制关键信息、内幕信息的知悉范围，定期组织相关制度的修订完善、宣贯培训和排查、检查等，防范关键信息泄露。

第十章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百三十二条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百三十三条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局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。

第一百三十四条 现货市场运行过程中出现如下情况时，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，并尽快报告浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局：

（一） 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。

（二） 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。

(三) 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。

(四) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第二节 市场干预内容

第一百三十五条 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,并尽快向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局备案。

第一百三十六条 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志,包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因,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)规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百三十七条 若市场干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本(包含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。

第一百三十八条 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。

第三节 市场中止和恢复

第一百三十九条 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,由浙江能源监管办、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，事后由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局做出是否中止市场的决定并发布。

第一百四十条 现货市场发生中止时，若中止时段在规定期限内，市场结算原则上参考近期现货市场出清价格；若中止时段超过规定期限，电力市场原则上参考现货启动前的中长期交易模式组织开展。

第一百四十一条 当异常情况解除，电力市场重启具备条件后，经浙江能源监管办、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。

第十一章 争议处理

第一百四十二条 本规则所指争议主要是指经营主体之间、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现货市场发生的争议，包括准入、交易、出清、调度、计量、考核、合同履行、结算等方面。

第一百四十三条 因参与电力现货市场发生的争议，鼓励市场成员自主协商解决；协商不成的可以先通过市场管理委员会调解，也可以向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局申请行政调解；调解不成的可依法申请仲裁或向人民法院提起诉讼。

第一百四十四条 市场成员应按照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）对于结算账单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。

市场成员未在规定时间内提出争议调解申请的，调解主体原则上不予受理。

第一百四十五条 市场成员有义务为浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局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。

第十二章 电力市场技术支持系统

第一百四十六条 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程序的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。

第一百四十七条 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。

第一百四十八条 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或并列运行，防止因遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。
- (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按照国家发布的电力市场相关功能规范要求以及浙江电力市场规则，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、交易计划编制、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息披露、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，并向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局开放相应的访问权限。

（九）电力市场技术支持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。

第一百四十九条 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，由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验，校验过程中遵循利益回避原则。

（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，并满足出清时效性及实用性的要求。

第一百五十条 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换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换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。

（五）电力市场技术支持系统应当对市场成员系统账户的开通、调整及注销等操作保留记录，保存用户操作日志，确保全过程可回溯，包括但不限于系统用户所使用的网络 IP、操作时间、操作内容等，保存交易全过程日志，保存时间应当满足国家有关规定。

第十三章 附则

第一百五十一条 本规则由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局共同编制，为浙江电力现货市场相关细则等编制的基础，本规则及相关细则共同构成浙江电力现货市场规则体系。规则及相关细则制修订应充分发挥市场管理委员会作用。

第一百五十二条 省发展改革委、浙江能源监管办、省能源局组织市场运营机构结合本规则及浙江电力中长期交易、辅助服务管理、信息披露管理等有关规定，拟订中长期电能量交易、现货电能量交易、调频辅助服务市场交易、市场结算、信息披露和市场管理等配套细则或补充规定，由市场管理委员会进行初步审议，经省发展改革委、浙江能源监管办、省能源局审定后执行。

第一百五十三条 电力现货市场实施细则等修改建议，按规定形成市场管理委员会议题，经审议通过后，报浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局审定后执行。

第一百五十四条 本规则由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期3年。

附件

名词解释

1. 市场注册：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。
2. 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。
3. 中长期交易：指年、月、周、日以上等周期的电能量交易。
4. 日前电能量市场：指运行日提前一天进行的决定次日资源组合状态和计划的电能量交易市场。
5. 实时电能量市场：指运行日进行的决定最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。
6. 安全约束机组组合 (SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。
7. 安全约束经济调度 (SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组发电计划。
8. 系统负荷：指电网中各类用电设备消耗的电能总和。
9. 母线负荷：浙江省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。
10. 负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件，经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的系统负荷和母线负荷需求进行预测的行为。
11. 市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。
12. 安全校核：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。

13. 需求响应:指用户针对市场价格信号或激励机制做出响应,并主动改变常规电力消费模式的市场行为。

14. 市场监测: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。

15. 风险防控:通过识别、衡量、分析现货市场风险,并在此基础上有效控制风险,用最经济合理的方法综合处置风险,将风险导致的各种不利后果减小到最低限度的预防控制手段。

16. 典型曲线:由市场运营机构根据浙江电网统调负荷特性制定并发布的分时电量曲线。

17. 差价合约:指根据事先约定的合约价格以及合约交割对应的市场价格(如现货市场价格)之差进行结算的一种金融合约。

18. 电网企业代理购电用户:暂无法直接参与电力市场交易,由电网企业通过市场化交易代理购电的用户。

19. 辅助服务市场: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、黑启动等交易品种。

20. 调频辅助服务:电力系统频率偏离目标频率时,并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式,调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

21. 第三方独立主体辅助服务:独立储能电站、虚拟电厂、电力用户、负荷聚合商等第三方独立主体提供的辅助服务。

22. 备用辅助服务: 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。

23. 容量市场: 指为保障电力系统的中长期发电容量充裕度, 在中长期提前开展的以发电容量为交易标的物的市场。

24. 电能计量装置: 由各种类型的电能表或计量用电压、电流互感器(或专用二次绕组)及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置, 包括电能计量柜(箱、屏)。

25. 关口电能计量点: 电网企业之间、电网企业与发电或供电企业之间进行电能量结算、考核的计量点。

26. 市场结算: 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。

27. 统一结算点: 统一规定的用于现货结算的节点。

28. 中长期结算参考点: 中长期交易约定的交割结算节点。

29. 阻塞费用: 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价差乘以连接两节点线路的潮流。

30. 履约保函(保险): 又称信用保证书, 是指银行、保险公司等应申请人的请求, 向受益人(电网公司)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它类似单据即行付款的保证文件。

31. 市场力: 市场成员操纵市场价格, 使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

抄送：国家能源局市场监管司，浙江省人民政府办公厅。

国家能源局浙江监管办公室综合处

2024年4月3日印发

