

浙江电力市场结算实施细则

(3.1版, 征求意见稿)

2026年1月

目 录

1. 总述	1
2. 适用范围	1
3. 引用文件	1
4. 术语定义	3
5. 结算原则	6
5.1 结算模式	6
5.2 结算周期	6
5.3 结算时段	6
5.4 结算电量	7
5.5 结算电价	7
6. 计量	8
6.1 基本计量原则	8
6.2 计量点设置	8
6.3 计量数据采集及拟合	9
6.4 计量差错处理	9
7. 电费结算流程	10
7.1 日结算数据准备	10
7.2 日清分	12
7.3 月结算数据准备	13
7.4 月结算依据计算、发布与核对	13
7.5 问询答复	15
7.6 电费结算账单出具及发布	16
7.7 过户销户	17

7.8 其他事项	18
8. 批发市场结算	18
8.1 发电企业结算	19
8.2 批发市场用户结算（批发市场）	24
8.3 售电公司结算（批发市场）	27
8.4 电网侧储能电站结算	30
8.5 抽水蓄能电站结算	31
8.6 电网企业代理购电偏差结算（批发市场）	33
8.7 居民和农业用户偏差结算（批发市场）	33
8.8 批发市场结算配套机制	34
9. 零售市场及终端用户结算	38
9.1 售电公司结算	39
9.2 批发市场用户结算	39
9.3 零售用户结算	40
9.4 电网企业代理购电用户结算	41
9.5 分布式聚合商结算	41
9.6 终端用户结算配套机制	42
10. 辅助服务费用结算	42
11. 市场分摊/返还费用计算	42
11.1 市场化辅助服务费用分摊	43
11.2 成本补偿费用分摊	43
11.3 容量电费分摊	44
11.4 各类回收费用（或损益调节费用）分摊/返还	44
11.5 工商业用户清算费用分摊/返还	45

12. 电费支付流程	45
12.1 资金结算	45
12.2 资金收付	45
12.3 电费催缴	46
13. 追退补管理	46
13.1 追退补原则	46
13.2 追退补流程	47
14. 其他事项	48
14.1 结算履约义务	48
14.2 特殊电量结算	49
14.3 特殊场景结算	51
14.4 其他	52
附: 1.电量数据拟合规则	52
附1: 用户侧电量数据拟合规则	53
一、现货用户清单确认	53
二、现货日清电表电量数据交互	53
三、缺失时点电量拟合规则	54
四、不具备现货分时计量条件的用户电量拟合规则	59

1. 总述

为规范浙江电力现货市场结算工作，根据《浙江电力现货市场规则》（浙监能市场〔2024〕4号），制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于浙江电力市场结算，主要内容包括：结算原则、计量、电费结算流程、批发市场结算、零售市场及终端用户结算、辅助服务费用结算、市场分摊/返还费用计算、电费支付流程、退补管理及其他事项等。

3. 引用文件

（1）《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）

（2）《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则>的通知》（发改能源规〔2020〕889号）

（3）《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）

（4）《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

（5）《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）

（6）《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）

（7）《国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533号）

(8) 《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501号)

(9) 《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)

(10) 《国家发展改革委 国家能源局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)

(11) 《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976号)

(12) 《电力中长期市场基本规则》(发改能源规〔2025〕1656号)

(13) 《省发展改革委关于优化我省天然气发电上网电价的通知》(发改价格〔2021〕357号)

(14) 《省发展改革委关于转发<国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知>的通知》(浙发改价格〔2023〕139号)

(15) 《浙江能源监管办关于贯彻落实<发电机组进入及退出商业运营办法>有关事项的通知》(浙监能市场〔2023〕10号)

(16) 《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》(浙监能市场〔2024〕4号)

(17) 《省发展改革委关于调整工商业峰谷分时电价政策有关事项的通知》(浙发改价格〔2024〕21号)

(18) 《省发展改革委 省能源局关于印发〈浙江省新能源上网电价市场化改革实施方案〉及配套细则的通知》(浙发改能源〔2025〕250号)

(19) 《华东能源监管局关于印发〈长三角电力辅助服务管理实施细则(结算试运行稿)〉和〈长三角电力并网运行管理实施细则(结算试运行稿)〉的通知》(华东监能市场〔2025〕55号)

(20) 《国家能源局浙江能源监管办关于进一步明确新能源入市有关事项的通知》(浙监能市场〔2025〕11号)

4. 术语定义

(1) 市场结算：包括形成结算依据和电费结算(含追退补)。其中，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；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、完成电费收付。追退补是指因市场经营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多退少补。

(2) 电能量电费：指发电企业与用户在现货市场和中长期市场的电能量费用。

(3) 市场化辅助服务费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的市场化辅助服务产生的费用，其中包括调频、备用及其他辅助服务费用。

(4) 成本补偿费用: 对于发电机组、需求响应单元、外部市场参与者以及储能设备等所有提供电能市场参与者, 当其在交易期间产生的总收入无法覆盖其报价成本(含启动成本、空载成本等)时, 需计算成本补偿费用。若收入已覆盖其实际成本, 则不计算成本补偿费用。

(5) 超低排放机组补偿费用: 对达到超低排放标准并经环保部门验收合格的燃煤发电机组给予电价补偿。

(6) 输配电费: 市场用户根据输配电价及用户实际用电量计算得出的费用。

(7) 政府性基金及附加: 主要包括国家重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持基金、可再生能源电价附加。

(8) 发电企业: 指参与市场交易的发电企业。

(9) 批发市场用户: 指直接参与批发市场的电力用户。

(10) 零售市场用户: 指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。

(11) 代理购电用户: 未直接从电力市场购电并由电网企业代理购电的电力用户。

(12) 中长期合约: 是指以多年、年、月、周及日以上为周期的合约, 原则上包括常规中长期合约、绿电合约和政府授权合约, 以及省内市场主体参与的省间各类交易合约。

(13) 两个细则: 指现行的《长三角电力辅助服务管理实施细则(结算试运行稿)》和《长三角电力并网运行管理实施细则(结算试运行稿)》。

(14) 中长期交易加权均价：参与省内中长期年度、月度、月内等多周期所达成的所有合同（不含绿电交易）的加权均价。原则上省内市场主体参与的各类省间交易达成的成交结果不纳入全省中长期交易加权均价计算。

(15) 分时电量/分时电量月累计值/月分时电量：市场主体每半小时结算时段的计量数据（实际上网电量和用电量）简称为分时电量。每月所有结算时段分时电量之和称为分时电量月累计值，每月一个值。每月每日同一结算时段的分时电量之和形成月分时电量，每月共48个值。

(16) 现货市场分时均价：现货市场分时均价全月共48个价格，每一价格代表月度每日同一结算时段的均价，该均价为全月每日该时段各市场主体日前电费和实时电费之和除以该时段分时电量之和。其中，日前电费等于日前市场出清电量与日前市场统一结算点电价之积；实时电费等于分时电量减去日前出清电量的差与实时市场统一结算点电价之积。参与计算的市场主体为所有直接参与现货市场的批发用户和售电公司。

(17) 市场交易参考价：年度市场交易参考价按省内年度交易加权平均价格确定（不含绿电交易），M月月度市场交易参考价按省内M月月度交易加权平均价确定（不含绿电交易），M月现货市场交易参考价由现货市场分时均价（计算公式见《浙江电力零售市场实施细则》）按照全体直接参与市场交易用户（批发用户、零售用户）各时段实际用电量加权形成。

(18) 绿电合约(分解后): 绿电批发交易合约达成后,发电企业将批发合约分解至各发电户号,售电公司将发电侧分解至各发电户号的合约进一步分解至代理零售用户,最终形成发电户号-发电企业-售电公司-零售用户的合约。该方式分解后,合约价格及偏差考核条款均与分解前原合约一致,结算按分解后合约开展。

5. 结算原则

5.1 结算模式

5.1.1 日前市场按照日前出清价格、出清电量进行结算。

5.1.2 实时市场按照实时市场出清价格、实际上网电量(分时电量)与日前市场出清电量的差值做差量结算。

5.1.3 中长期市场按照中长期合约价格和日前市场出清价格的差值作差价结算,合约交割点为统一结算点。市场方案(含通知、公告等)对合约交割点或合约结算方式另有规定的,从其规定。

5.2 结算周期

5.2.1 批发市场采用“日清月结”的结算模式,按日发布电能量和市场化辅助服务日清分结果;按月进行经营主体电费结算,形成月度结算依据,向经营主体发布;在结算依据基础上生成月电费结算账单,并向经营主体进行电费收付。

5.2.2 零售市场按月进行结算,生成月电费结算账单。

5.2.3 遇特殊情况和节假日,结算相关工作顺延。

5.3 结算时段

5.3.1 目前市场结算以每30分钟为一个结算时段，全天48个结算时段。每30分钟的节点电价等于该时段内每15分钟节点电价的加权均价。

5.3.2 实时市场结算以每30分钟为一个结算时段，全天48个结算时段。每30分钟的节点电价等于该时段内每5分钟节点电价的加权均价。

5.4 结算电量

5.4.1 发电侧结算电量包含每天48个结算时段机组分时电量、月度电量等，由电网公司依据法定授权机构的计量装置数据提供。

5.4.2 用户侧结算电量包含每天48个结算时段售电公司和批发市场用户分时电量、月度电量等，由电网公司依据法定授权机构的计量装置数据提供。

5.5 结算电价

5.5.1 发电侧以机组所在物理节点的节点电价作为现货电能量市场结算价格。

5.5.2 售电公司、批发市场用户以市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。市场统一结算点电价由市场方案（含通知、公告等）明确。

5.5.3 零售市场用户以其与售电公司在交易平台提交的零售套餐约定价格作为电能量结算价格。原则上零售用户与售电公司签订的售电合约约定价格应与其在交易平台提交的零售套餐约定价格相同。

5.5.4 非市场化机组以政府价格主管部门批复的上网

电价或价格形成机制形成的价格、政府间协议价格等作为结算价格。

5.5.5 调试运行期上网电量结算按照发电机组进入及退出商业运营有关规定执行。计算同类机组市场化交易平均结算价的费用范围包括二级限价后的日前和实时市场电量电费、中长期合约（含华东调峰合约）差价电费、中长期曲线偏差损益调节机制电费（若有）、水电日前实时偏差回收电费（若有）、调整电费。

5.5.6 分时电价政策按照政府主管部门相关文件执行。

6. 计量

6.1 基本计量原则

各经营主体应根据电力市场运行需要，按照《中华人民共和国电力法》、《供电营业规则》、《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448-2016）、《电能计量装置安装接线规程》（DL/T 825-2021）等国家和行业规程规范要求，设计计量方案、合理配置并安装经法定计量机构检定合格的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，应计算相应的变（线）损。

6.2 计量点设置

电力用户应分电压等级分户号计量，同一个工商营业执照，按照户号分别参加交易。各分户按照不同的用电性质合理设置计量点，如计量点存在居民、农业等与工业电量混合计量的情况，应在合同中明确拆分方法和核查周期。为统计售电公司月度电量的偏差，应按照交易结算的计量点，做汇

总计。

6.3 计量数据采集及拟合

6.3.1 参与电力现货市场结算的计量装置具备远程采集电能计量装置数据能力，应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业和电力用户电能计量数据，并按照相关规定提交电力交易机构和相关市场成员。

6.3.2 当月二级限价发布前，出现电能量计量数据差错或缺失，按照电量数据拟合规则（见附件1）对差错或缺失数据进行拟合，交易机构按照拟合数据重新计算并调整各项市场结算。

6.3.3 当月二级限价发布后、月度正式结算依据出具前，出现电能计量数据差错或缺失，按照电量数据拟合规则（见附件1）对差错或缺失数据进行拟合，按拟合后数据开展涉及差错经营主体结算，其他经营主体及涉及科目不再关联重算。

6.3.4 月度正式结算依据出具后，发现的电能计量数据差错或缺失，不再拟合分时电量数据，差错或缺失电量按照追退补流程开展。

6.3.5 对于经营主体不满足市场交易需求的在运计量采集装置，需通过现场改造或远程升级方式，满足电力市场交易电能计量和远程采集要求。不具备分时电量计量条件的低压用户，按照电量数据拟合规则（见附件1）拟合形成分时电量。

6.4 计量差错处理

经营主体发现计量数据错误时，由相应经营主体提出，由有资质的电能计量检测机构确认并出具报告，差错电量由电网企业按照《中华人民共和国电力法》、《供电营业规则》等进行处理。

7. 电费结算流程

7.1 日结算数据准备

7.1.1 每月18日前，电力交易机构将次月全量批发用户清单，全量零售用户及其对应售电公司信息，次月执行的零售套餐量、价参数绑定关系及户号明细等信息传递至电网企业。

7.1.2 每月月底前，电力交易机构将当月发电企业、抽水蓄能电站、电网侧储能、售电公司、新型市场主体、聚合发电户号绑定关系及户号明细等信息传递至电网企业，并标识是否参与现货市场交易。

7.1.3 在日前市场开市前，对于不满足每日48个结算时段量、价格格式要求的合约，省内交易由省内电力交易机构按照《浙江电力中长期电能量市场交易实施细则》规定，完成合约曲线分解。北京交易中心组织的省间交易由省内交易机构完成省间中长期合约曲线分解；国网调度、华东调度组织的省间交易由省内调度机构将交易结果按照“每15分钟电量加和形成半小时电量、加权形成半小时电价”方式将省间96点交易曲线转换成省内48点交易曲线（若省间交易结果非96点，按实调整转换方式并报能源主管部门同意）。

7.1.4 运行日前1日（D-1日），电力调度机构完成日前

市场出清，运行日（D日）完成实时市场出清。D-1日向经营主体发布D日的日前市场出清结果，D+1日发布D日实时市场出清结果，并于D+2日前推送至电力交易机构（月末最后一日实时市场出清结果于次月1日推送）。其中包括：发电侧的所有节点日前、实时市场出清电量、出清价格，用户侧统一结算点的出清价格，以30分钟为时间间隔；日前机组组合安排；必开、联合循环等特殊机组标签；调频、空载、启停及补偿标志相关结算准备数据等，以及市场方案（含通知、公告等）等规定的需要特殊结算的运行标志。

7.1.5 运行日后第1日（D+1日），电网企业以机组（场站）为最小单位（35千伏及以上非统调燃煤发电企业、统调新能源发电企业、统调储能电站以电厂为单位；35千伏以下电厂以户号为单位），将运行日（D日）的机组48个结算时段计量电量数据推送给交易平台。

7.1.6 运行日后第1日（D+1日），电网企业以户号、售电单元为最小单位，将运行日（D日）的批发市场用户、售电公司48个结算时段计量电量基础数据推送给交易平台，若出现48个结算时段电量为负电量，则该时段电量置零处理。.

7.1.7 运行日后第2日（D+2日），电网企业以户号、售电单元为最小单位，将运行日（D日）的批发市场用户、售电公司、发电企业48时段电量完整数据推送给交易平台。

7.1.8 运行日后第2日（D+2日），电力交易机构按照市场规则完成特定电源事后政府授权合约分解，形成48个结算时段的授权合约电量、电价。

7.1.9 分时电量采集失败时，电网企业依据拟合办法形成日分时电量并提供结算服务，拟合办法详见附件1。

7.2 日清分

7.2.1 运行日后第3日（D+3日），电力交易机构计算运行日（D日）的结算电费，发布日清分结果。具体包括：各经营主体当日的结算电量、电价、电费，日前实时偏差回收，辅助服务收入、成本补偿收入等。

7.2.2 日清分结果发布后1个工作日内，经营主体对清分结果进行核对、异议反馈（若有）和确认。电力交易机构牵头，组织相关机构对市场主体提出的问题进行答复，逾期未确认的视为同意确认。运行日后第4日（D+4日），电力交易机构将日清分结果推送至电网企业。原则上，日清分遇到周末或者节假日，在节后第一个工作日完成因周末或节假日未开展的日清分结果计算及发布工作。

7.2.3 次月第3个工作日前，电力交易机构依据各类经营主体日分时电量月累计值及市场规则，判断是否触发二级限价；若触发，按市场规则开展二级限价计算，并按限价结果重新开展日清分，并重新发布日清分结果。

7.2.4 二级限价发布后，若出现计量等差错，需由电网企业提出，电力交易机构据此仅对差错主体进行结算调整，不再重算二级限价、同类型机组实时市场价格等多主体参与的联合计算。

7.2.5 次月第2个工作日前，交易机构将与日清分有关的基础数据和日清分结果推送至电网企业。

7.3 月结算数据准备

7.3.1 次月第1个工作日前，电网企业将批发用户以户号为最小单位，推送至上月月度电量数据（总量）至电力交易机构。

7.3.2 次月第1个工作日前，电力调度机构将发电企业月分时电量、计划检修机组明细、燃气机组（若参与现货市场）非自身原因停机明细、月末最后一日实时市场交易结果推送至电力交易机构。

7.3.3 次月第1个工作日前，电网企业将零售用户、售电公司月度电量基础数据推送至电力交易机构。

7.3.4 次月第2个工作日前，电网企业将零售用户以户号为最小单位，推送月分时电量（48点）至电力交易机构。

7.3.5 次月第5个工作日前，电网企业将零售用户（以户号为最小单位）、售电公司月度电量、居民和农业用户月度预测与结算电量、电网企业代理购电月度预测与结算电量完整数据推送至电力交易机构。

7.3.6 次月第5个工作日前，电网企业将发电企业（以户号为最小单位）月度电量完整数据推送至电力交易机构。

7.4 月结算依据计算、发布与核对

（1）发电企业（含抽水蓄能电站、电网侧储能电站等）

次月第5个工作日前，电力交易机构以同一发电企业同类型机组为最小单元，根据上一月日清分结果、月度调整电量结算以及历史月份的追退补结算结果，向发电企业、电网企业出具并发布月度结算依据（核对版）；结算依据发布后

1个工作日内，发电企业、电网企业对结算依据进行核对、异议反馈（若有）和确认；电力交易机构牵头，组织相关机构对经营主体提出的问题进行答复，逾期未确认的视为确认。次月第8个工作日前，电力交易机构向发电企业发布上月正式结算依据，并推送至电网企业。

（2）批发市场用户

次月第3个工作日前，电力交易机构根据上月日清分结果、月度调整电量结算以及历史月份的追退补结算结果，向批发市场用户出具并发布月度结算依据（核对版）；结算依据发布后1个工作日内，批发市场用户对结算依据进行核对、异议反馈（若有）和确认；电力交易机构牵头，组织相关机构对经营主体提出的问题进行答复，逾期未确认的视为确认。次月第4个工作日前，电力交易机构向批发市场用户发布上月正式结算依据，并推送至电网企业。

（3）零售用户

次月第3个工作日前，电力交易机构将零售用户当月零售套餐参考价按户推送电网企业、售电公司。次月第5个工作日前，电力交易机构将零售用户市场化结算依据（核对版）推送至电网企业、售电公司，结算依据发布后第1个工作日内，电网企业、售电公司对结算依据进行核对、异议反馈（若有）和确认；电力交易机构牵头，组织相关机构对经营主体提出的问题进行答复，逾期未确认的视为确认。次月第8个工作日前，电力交易机构发布零售用户市场化正式结算依据。

(4) 售电公司

次月第5个工作日前，电力交易机构根据当月日清算结果、月度调整电量结算结果以及历史月份的追退补结算结果，出具代理零售用户市场化电费结算明细并发布售电公司批发、零售侧月度结算依据（核对版）；售电公司在1个工作日内完成结算依据（核对版）核对、异议反馈（若有）和确认；电力交易机构牵头，组织相关机构对经营主体提出的问题进行答复，逾期未确认的视为确认。次月第8个工作日前，电力交易机构向售电公司发布上月正式结算依据，并推送至电网企业。

(5) 居民、农业及电网企业代理购电用户

次月第5个工作日前，电力交易机构根据当月居民和农业用户月度偏差电量及电网企业代理购电月度偏差电量，出具并发布居民、农业用户月度偏差电量结算依据以及电网企业代理购电用户月度偏差结算依据（核对版）；电网企业在1个工作日内完成结算依据（核对版）核对、异议反馈（若有）和确认；电力交易机构牵头，对电网企业提出的问题进行答复，逾期未确认的视为确认。次月第8个工作日前，电力交易机构向电网企业发布并推送正式结算依据。

7.5 问询答复

日清分结果及月结算依据问询中，与结算准备数据相关的由提供结算基础数据的机构按照职责分工负责答复。经营主体提出异议，若确需调整结算的，电力交易机构根据相关规则纳入下一结算周期进行追退补。

7.6 电费结算账单出具及发布

(1) 批发市场用户、零售用户月度结算

次月第2个工作日前，电力交易机构、电力调度机构推送至上月批发市场用户、零售用户结算基础数据至电网企业；次月第4个工作日前，电力交易机构推送批发市场用户上月正式结算依据至电网企业。

次月第6个工作日前，电网企业根据电力交易机构推送的结算基础数据、批发用户结算依据、零售用户套餐参数及零售套餐参考价格等，对电力交易机构出具的正式结算依据开展校核，同时计算发用两侧电能电费偏差、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加等费用后完成批发用户、零售用户月度结算，发行上月电费账单。

(2) 发电企业(含抽水蓄能电站、电网侧储能电站等)、售电公司、新型市场主体月度结算

次月第2个工作日前，电力交易机构、电力调度机构推送发电企业、售电公司、新型市场主体结算基础数据至电网企业。

次月第5个工作日前，电力交易机构将发电企业、售电公司、新型市场主体上月结算依据(核对版)推送至电网企业，电网企业在1个工作日内完成结算依据校核，并向电力交易机构反馈。

次月第8个工作日前，电力交易机构推送发电企业、售电公司、新型市场主体月度正式结算依据至电网企业。

次月第10个工作日前，电网企业收到正式结算依据后，

计算市场各类分摊及返还费用，生成发电企业、售电公司、新型市场主体的电费结算账单，并通过网上国网等渠道向经营主体点对点推送。收到电费结算账单后1个工作日内，发电企业、售电公司、新型市场主体需完成电费结算账单的核对、异议反馈（若有）和确认，逾期未确认的视为同意确认。

电网企业根据发电企业、售电公司、新型市场主体确认结果发行上月正式电费结算账单，加盖电网公司电费结算专用章后点对点推送至经营主体（需对正式电费结算账单进行电子签章）。

在日清、月结结果确认过程中，电力交易机构牵头，统筹对经营主体市场结算依据异常进行处理；电网企业牵头，统筹对电量、电费结算账单异常进行处理，电网企业同步将确认后的辅助服务分摊费用、成本补偿分摊费用等费用推送至电力交易机构。

7.7 过户销户

7.7.1 现货发电企业（含抽水蓄能电站、电网侧储能电站）过户销户时，电网企业推送日清、月度电量数据至电力交易机构；交易机构分别在次月第5个工作日前、第8个工作日前，将过户销户结算依据（核对版）、月度正式结算依据推送至电网企业；非现货发电企业过户销户时，按照政府批复电价结算。

7.7.2 批发用户及关联发电企业过户销户时，电网企业推送日清、月度电量数据至交易中心，交易中心次月4日前出具过户销户结算依据并推送电网企业。零售用户及关联发

电企业过户销户时，按当月代理购电价格结算。零售用户及关联发电企业过户销户时，按当月代理购电价格结算，对应的售电公司收入按照当月代理购电价格剔除发用两侧电费偏差等计算。

7.7.3 绿电零售用户过户销户时，交易中心将绿电环境价值结算电量、电价、电费等信息推送至电网企业（电网企业在每日8-14时推送过户销户信息的，交易中心4小时内传递，每日14时-次日8时推送的，交易中心在次日12时前传递，逾期未推送的视为无绿电环境价值结算电量）。当过户销户绿电用户结算月份是当月时，当月省间绿电合同电量不计入绿电结算电量。

7.7.4 非现货新能源发电企业过户销户时，电能量价格及计算机制差价电费中的月度市场交易均价按照上月现货实时市场发电侧同类项目（分风电、光伏两类）电能量加权均价执行。

7.7.5 绿电发电企业过户销户时，绿电合约差价电费和绿电环境价值在交易中心出具结算依据后，由电网企业通过退补结算。

7.8 其他事项

7.8.1 异议处理在当月结算依据出具时未达成一致的，暂按电力交易机构出具的结算依据结算，异议解决后若需调整，纳入下一结算周期进行追退补。

8. 批发市场结算

参与批发市场结算的经营主体包括发电企业（结算时，

煤电、气电、水电、核电等以机组为单位，风电、光伏发电以场站为单位，下同）、批发市场用户、售电公司、电网侧储能电站（电网侧）、抽水蓄能电站等经营主体。市场方案（含通知、公告等）对批发市场结算另有规定的，从其规定。

8.1 发电企业结算

发电企业的批发市场总电费 $R_{\text{批发电费}}$ 由电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 、超额获利回收 $C_{\text{超额获利回收}}$ 、市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 、成本补偿费用 $R_{\text{成本补偿}}$ 、容量电费 $R_{\text{容量}}$ 、市场分摊/返还费用 $R_{\text{市场分摊/返还}}$ 、追退补电费 $R_{\text{追退补}}$ 、燃煤电厂超低排放扣除费用 $C_{\text{超低排扣除}}$ 和绿电环境价值 $R_{\text{绿电环境价值}}$ 等组成。

$$R_{\text{批发电费}} = R_{\text{电能}} - C_{\text{超额获利回收}} + R_{\text{市场化辅助服务}} + R_{\text{成本补偿}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{市场分摊/返还}} + R_{\text{追退补}} - C_{\text{超低排扣除}} + R_{\text{绿电环境价值}}$$

8.1.1 电能量电费 ($R_{\text{电能}}$)

发电企业的电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 包括日前全电量电费、实时偏差电量电费与中长期合约差价电费。一个运行日的电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{电能}} = \sum_{t=1}^{48} (R_{\text{日前, t}} + R_{\text{实时, t}} + R_{\text{合约, t}})$$

其中，各分项电费计算公式如下：

(1) 时段t的日前全电量电费

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

其中： $P_{\text{日前, t}}$ 为发电企业时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{日前, t}}$ 为发电企业时段t的日前市场结算电量。

(2) 时段t的实时偏差电量电费

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

其中: $P_{\text{实时}, t}$ 为发电企业时段 t 的实时市场出清价格, $Q_{\text{实时}, t}$ 为发电企业时段 t 的实时市场结算电量。

(3) 时段 t 的中长期合约差价电费

$$R_{\text{合约}, t} = (P_{\text{合约}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times Q_{\text{合约}, t}$$

其中: $P_{\text{合约}, t}$ 为发电企业时段 t 的中长期合约价格, $P_{\text{日前, 合约交割点}, t}$ 为合约交割点时段 t 的日前市场出清价格, $Q_{\text{合约}, t}$ 为发电企业时段 t 的中长期合约分解电量, 包含绿电电能量合约。对于发电企业存在一个发电户号对应多个调度单元的情况, 绿电电能量合约列入其中一个调度单元的日清分结果中。

(4) 时段 t 的华东调峰费用

华东调峰费用 $R_{\text{华东调峰}}$ 为省内机组参与华东调峰辅助服务市场的费用, 按中标结果分时段计算, 纳入电能量电费管理。时段 t 的华东调峰市场费用计算公式为:

$$R_{\text{华东调峰}, t} = (P_{\text{华东调峰}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times (-Q_{\text{华东调峰}, t})$$

其中: $P_{\text{华东调峰}, t}$ 为机组时段 t 的华东调峰中标价格, $Q_{\text{华东调峰}, t}$ 为机组时段 t 的华东调峰中标电量。具体按照华东电力调峰辅助服务市场相关规则执行。

8.1.2 超额获利回收费用 ($C_{\text{超额获利回收}}$)

发电企业的超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$, 为发电企业利用现货市场和中长期合约的电量偏差与价差获利时, 对其超出合理值的部分进行回收的费用。开展超额获利回收的发电企业范围和回收倍数按照政府主管部门相关文件执行。

以发电企业中长期净合约电量 $Q_{\text{中长期净合约电量}}$ 除以分时电量

月累计值 $Q_{\text{分时电量月累计值}}$ 作为中长期交易合约签约比例，按照以下原则进行超额获利回收：

(1) 当签约比例低于规定的下限，且当月全省中长期交易加权均价低于全省现货市场加权均价时，进行超额获利回收。超额获利回收费用用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{现货市场加权均价}} - P_{\text{中长期交易加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例下限} - Q_{\text{中长期净合约电量}})$$

(2) 当签约比例高于规定的上限，且当月全省中长期交易加权均价高于全省现货市场加权均价时，进行超额获利回收。超额获利回收费用用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{中长期交易加权均价}} - P_{\text{现货市场加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{中长期净合约电量}} - Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例上限})$$

中长期交易加权均价取月度市场交易参考价，现货市场加权均价取现货市场交易参考价。市场方案（含通知、公告等）对超额获利回收费用另有规定的，从其规定。

8.1.3 市场化辅助服务费用 ($R_{\text{市场化辅助服务}}$)

发电企业的市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 由市场化辅助服务补偿费用 $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 和市场化辅助服务考核费用 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 组成。

$$R_{\text{市场化辅助服务}} = R_{\text{辅助服务补偿}} - C_{\text{辅助服务考核}}$$

其中： $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 、 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 的计算方法按《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则》执行。

“两个细则”费用按照华东区域“两个细则”及其补充规定执行。

8.1.4 成本补偿费用 ($R_{\text{成本补偿}}$)

发电企业的成本补偿费用 $R_{\text{成本补偿}}$ 包含启动成本补偿、空载成本补偿和电能成本补偿等，不含机组机会成本补偿，其中空载成本补偿和电能成本补偿又包括日前成本补偿和实时成本补偿。中长期合约已经覆盖的部分，按相应比例扣减。

成本补偿费用 $R_{\text{成本补偿}}$ 的计算公式如下：

$$R_{\text{成本补偿}} = \lambda_1 \times (R_{\text{日前成本补偿}} + R_{\text{实时成本补偿}}) + (1 - \lambda_1) \times \lambda_2 \times R_{\text{启动}}$$

成本(若有)

其中： $R_{\text{日前成本补偿}} = \text{MAX}(R_{\text{日前市场成本}} - R_{\text{日前市场电能收入}}, 0)$ 。
 $R_{\text{实时成本补偿}}$ 分为与日前市场结果重叠时段的 $R_{\text{实时成本补偿1}}$ 与日前市场结果重叠外的时段的 $R_{\text{实时成本补偿2}}$ ，
 $R_{\text{实时成本补偿1}} = \text{MAX}(R_{\text{实时市场成本1}} - R_{\text{实时市场电能收入1}} - R_{\text{日前市场电能收入}} - R_{\text{日前成本补偿}}, 0)$ ，
 $R_{\text{实时成本补偿2}} = \text{MAX}(R_{\text{实时市场成本2}} - R_{\text{实时市场电能收入2}}, 0)$

$$\lambda_1 = \text{MAX}[(Q_{\text{当日实际上网电量}} - Q_{\text{当日合约电量}}) / Q_{\text{当日实际上网电量}}, 0]$$

$Q_{\text{当日合约电量}}$ 为当日省内中长期净合约量，不含省间现货、华东调峰等省间合约。

$$\lambda_2 = \text{MIN}[1, \text{MAX}\{(R_{\text{实时市场成本1}} + R_{\text{实时市场成本2}} - R_{\text{日前市场电能收入}} - R_{\text{实时市场电能收入1}} - R_{\text{实时市场收入2}}) / (R_{\text{实时市场成本1}} + R_{\text{实时市场成本2}}), 0\}]$$

日前市场设置的必开机组在全日（煤电机组为最小运行时间段内）采用核定成本和市场申报的低值参与出清和补偿，实时市场设置的必开机组在必开时段（煤电机组为最小运行时间段内）采用核定成本和市场申报的低值参与出清和补偿；分轴燃机的成本补偿按燃机、汽机合并计算。

8.1.5 容量电费 ($R_{\text{容量}}$)

发电企业的容量电费 $R_{\text{容量}}$ 由燃气机组容量电费 $R_{\text{燃气容量}}$ 、燃煤机组容量电费 $R_{\text{燃煤容量}}$ 等组成。

(1) 燃气机组容量电费 $R_{\text{燃气容量}}$

燃气机组容量电费 $R_{\text{燃气容量}}$ 的计算公式为：

$$R_{\text{燃气容量}} = P_{\text{燃气容量}} \times Q_{\text{燃气容量}} / 12$$

其中： $R_{\text{燃气容量}}$ 为燃气机组的容量电费， $P_{\text{燃气容量}}$ 为省级价格主管部门核定的燃气机组容量电价， $Q_{\text{燃气容量}}$ 为燃气机组的装机容量。

(2) 燃煤机组容量电费 $R_{\text{燃煤容量}}$

燃煤机组容量电费 $R_{\text{燃煤容量}}$ 的计算公式为：

$$R_{\text{燃煤容量}} = P_{\text{燃煤容量}} \times Q_{\text{燃煤容量}} / 12 - C_{\text{容量考核}}$$

其中： $P_{\text{燃煤容量}}$ 为政府价格主管部门核定的燃煤机组容量电价， $Q_{\text{燃煤容量}}$ 为燃煤机组的结算容量， $C_{\text{容量考核}}$ 为燃煤机组容量考核费用。燃煤机组结算容量 $Q_{\text{燃煤容量}}$ 、容量考核费用 $C_{\text{容量考核}}$ 按煤电容量电价相关政策执行。

8.1.6 市场分摊/返还费用 ($R_{\text{市场分摊/返还}}$)

发电企业的市场分摊/返还费用 $R_{\text{市场分摊/返还}}$ 由市场化辅助服务费用分摊 $C_{\text{机组辅助服务分摊}}$ 、成本补偿费用分摊 $C_{\text{机组成本补偿分摊}}$ 、超额获利回收费用返还 $R_{\text{用户超额获利返还}}$ 等组成，计算方法见本细则“市场分摊返还”章节。

8.1.7 追退补电费 ($R_{\text{追退补}}$)

发电企业的追退补电费 $C_{\text{追退补}}$ 包含由于政策变化、市场规则变化、历史电量计量差错等原因进行的电费追退补调整，具体按照本细则“退补管理”章节执行。

8.1.8 燃煤电厂超低排放扣除费用 ($C_{超低排扣除}$)

燃煤电厂超低排放扣除费用 $C_{超低排扣除}$ 按照现行燃煤电厂超低排放电价相关政策执行。

8.1.9 绿电环境价值费用 ($R_{绿电环境价值}$)

发电企业的绿电环境价值费用 $R_{绿电环境价值}$ 由绿电环境价值费用 $R_{绿电环境价值费用}$ 和环境价值补偿费用 $R_{环境价值补偿费用}$ 组成；次次月结算，费用单列。

绿电环境价值费用 $R_{绿电环境价值}$ 的计算公式为：

$$R_{绿电环境价值} = R_{绿电环境价值费用} + R_{环境价值补偿费用}$$

其中： $R_{绿电环境价值费用} = \text{Min} (Q_{分解后合约}, Q_{发电}, Q_{用户}) \times P_{绿电环境价值}$

$Q_{分解后合约}$ 为当月绿电合约（分解后）电量， $Q_{发电}$ 为对应发电企业扣除机制电量的剩余上网电量， $Q_{用户}$ 为用户当月的实际用电量。 $P_{绿电环境价值}$ 为合约形成的绿电环境价格。

$R_{环境价值补偿费用}$ 按照批发市场绿电合约明确的绿证偏差条款执行，由双方自行约定，由违约方向履约方支付补偿费用。偏差电量按照批发市场绿电合约（分解后）电量扣除“ $\text{Min} (Q_{分解后合约}, Q_{发电}, Q_{用户})$ ”的绿电环境价值量（取整）确定。

同一发电企业存在多个绿电合约（分解后）的，该发电企业对应每个合约的上网电量按合约电量占比确定。

同一发电企业户号对应多个项目时，每个项目的绿电环境价值可结电量按照项目对应的上网电量比例进行分配。

8.2 批发市场用户结算（批发市场）

批发市场用户的批发市场总电费 $C_{批发市场}$ 由电能量电费 $C_{电能}$ 、超额获利回收费用 $C_{超额获利回收}$ 和绿电环境价值 $C_{绿电环境价值}$ 等组

成。

$$C_{\text{批发电费}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{超额获利回收}} + C_{\text{绿电环境价值}}$$

8.2.1 电能量电费 ($C_{\text{电能}}$)

批发市场用户的电能量电费 $C_{\text{电能}}$ 包括日前全电量电费、实时偏差电量电费与中长期合约差价电费三部分。一个运行日电能量电费的计算公式为：

$$C_{\text{电能}} = \sum_{t=1}^{48} (C_{\text{日前}, t} + C_{\text{实时}, t} + C_{\text{合约}, t})$$

其中：各分项电费计算公式为：

(1) 时段t的日前全电量电费

$$C_{\text{日前}, t} = P_{\text{日前}, t} \times Q_{\text{日前}, t}$$

其中： $P_{\text{日前}, t}$ 为统一结算点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{日前}, t}$ 为统一结算点时段t的日前市场结算电量。

(2) 时段t的实时偏差电量电费

$$C_{\text{实时}, t} = (Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时}, t}$$

其中： $P_{\text{实时}, t}$ 为统一结算点时段t的实时市场出清价格， $Q_{\text{实时}, t}$ 为统一结算点时段t的实时市场结算电量。

(3) 时段t的中长期合约差价电费

$$C_{\text{合约}, t} = (P_{\text{合约}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times Q_{\text{合约}, t}$$

其中： $P_{\text{合约}, t}$ 为批发市场用户时段t的中长期合约价格， $P_{\text{日前, 合约交割点}, t}$ 为合约交割点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{合约}, t}$ 为批发市场用户时段t的中长期合约分解电量。

8.2.2 超额获利回收费用 ($C_{\text{超额获利回收}}$)

批发市场用户的超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ ，为批发市场

场用户利用现货市场和中长期合约的电量偏差与价差获利时，对其超出合理值的部分进行回收的费用。开展超额获利回收的回收倍数按照政府主管部门相关文件执行。

以批发市场用户中长期净合约电量 $Q_{\text{中长期净合约电量}}$ 除以分时电量月累计值 $Q_{\text{分时电量月累计值}}$ 作为中长期交易合约签约比例，按照以下原则进行超额获利回收：

(1) 当签约比例低于规定的下限，且当月全省中长期交易加权均价高于现货市场加权均价时，进行超额获利回收。超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为：

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{中长期交易加权均价}} - P_{\text{现货市场加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例下限} - Q_{\text{中长期净合约电量}})$$

(2) 当签约比例高于规定的上限，且当月全省中长期交易加权均价低于现货市场加权均价时，进行超额获利回收。超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为：

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{现货市场加权均价}} - P_{\text{中长期交易加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{中长期净合约电量}} - Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例上限})$$

中长期交易加权均价取月度市场交易参考价，现货市场加权均价取现货市场交易参考价。市场方案（含通知、公告等）对超额获利回收费用另有规定的，从其规定。

8.2.3 绿电环境价值费用 ($C_{\text{绿电环境价值}}$)

绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值}}$ 由绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值费用}}$ 和环境价值补偿费用 $C_{\text{环境价值补偿费用}}$ 组成；次次月结算，费用单列，省间合约优先结算。

绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值}}$ 的计算公式为：

$$C_{\text{绿电环境价值}} = C_{\text{绿电环境价值费用}} + C_{\text{环境价值补偿费用}}$$

$$C_{\text{绿电环境价值费用}} = \text{Min}(Q_{\text{分解后合约}}, Q_{\text{发电}}, Q_{\text{用户}}) \times P_{\text{绿电环境价值}}$$

$Q_{\text{分解后合约}}$ 为当月绿电合约（分解后）电量， $Q_{\text{发电}}$ 为对应发电企业扣除机制电量的剩余上网电量， $Q_{\text{用户}}$ 为用户当月的实际用电量。 $P_{\text{绿电环境价值}}$ 为合约形成的绿电环境价格。

$C_{\text{环境价值补偿费用}}$ 按照批发市场绿电合约明确的绿证偏差条款执行，由双方自行约定，由违约方向履约方支付补偿费用。偏差电量按照批发市场绿电合约（分解后）电量扣除“ $\text{Min}(Q_{\text{分解后合约}}, Q_{\text{发电}}, Q_{\text{用户}})$ ”的绿电环境价值量（取整）确定。

批发用户存在多个绿电合约（分解后）的，该批发用户对应每个合约的用电量按合约电量占比拆分。

8.3 售电公司结算（批发市场）

售电公司的批发市场总电费 $C_{\text{批发电费}}$ 由电能量电费 $C_{\text{电能}}$ 、超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 、市场分摊/返还费用 $C_{\text{市场分摊/返还}}$ 、追退补电费 $C_{\text{追退补}}$ 、绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值费用}}$ （其代理绿电零售用户绿电环境价值费用之和）和环境价值补偿费用 $C_{\text{环境价值补偿费用}}$ 等组成。

$$C_{\text{批发电费}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{超额获利回收}} + C_{\text{市场分摊/返还}} + C_{\text{追退补}} + C_{\text{绿电环境价值费用}} + C_{\text{环境价值补偿费用}}$$

8.3.1 电能量电费（ $C_{\text{电能}}$ ）

批发市场电能量电费 $C_{\text{电能}}$ 包括日前全电量电费、实时偏差电量电费与中长期合约差价电费三部分。一个运行日电能量电费的计算公式为：

$$C_{\text{电能}} = \sum_{t=1}^{48} (C_{\text{日前}, t} + C_{\text{实时}, t} + C_{\text{合约}, t})$$

其中：各分项电费计算公式为：

(1) 时段t的日前全电量电费

$$C_{\text{日前}, t} = P_{\text{日前}, t} \times Q_{\text{日前}, t}$$

其中： $P_{\text{日前}, t}$ 为统一结算点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{日前}, t}$ 为统一结算点时段t的日前市场结算电量。

(2) 时段t的实时偏差电量电费

$$C_{\text{实时}, t} = (Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时}, t}$$

其中： $P_{\text{实时}, t}$ 为统一结算点时段t的实时市场出清价格， $Q_{\text{实时}, t}$ 为统一结算点时段t的实时市场结算电量。

(3) 时段t的中长期合约差价电费

$$C_{\text{合约}, t} = (P_{\text{合约}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times Q_{\text{合约}, t}$$

其中： $P_{\text{合约}, t}$ 为售电公司时段t的中长期合约价格， $P_{\text{日前, 合约交割点}, t}$ 为合约交割点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{合约}, t}$ 为售电公司时段t的中长期合约分解电量。

8.3.2 超额获利回收费用 ($C_{\text{超额获利回收}}$)

售电公司的超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ ，为售电公司利用现货市场和中长期合约的电量偏差与价差获利时，对其超出合理值的部分进行回收的费用。开展超额获利回收的回收范围与回收倍数按照政府主管部门相关文件执行。

以售电公司中长期净合约电量 $Q_{\text{中长期净合约电量}}$ 除以分时电量月累计值 $Q_{\text{分时电量月累计值}}$ 作为中长期交易合约签约比例，按照以下原则进行超额获利回收：

(1) 当签约比例低于规定的下限, 且当月全省中长期交易加权均价高于现货市场加权均价时, 进行超额获利回收。超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为:

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{中长期交易加权均价}} - P_{\text{现货市场加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例下限} - Q_{\text{中长期净合约电量}})$$

(2) 当签约比例高于规定的上限, 且当月全省中长期交易加权均价低于现货市场加权均价时, 进行超额获利回收。超额获利回收费用 $C_{\text{超额获利回收}}$ 的计算公式为:

$$C_{\text{超额获利回收}} = (P_{\text{现货市场加权均价}} - P_{\text{中长期交易加权均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{中长期净合约电量}} - Q_{\text{分时电量月累计值}} \times \text{签约比例上限})$$

中长期交易加权均价取月度市场交易参考价, 现货市场加权均价取现货市场交易参考价。市场方案(含通知、公告等)对超额获利回收费用另有规定的, 从其规定。

8.3.3 市场分摊/返还费用($R_{\text{市场分摊/返还}}$)

售电公司的市场分摊/返还费用 $R_{\text{市场分摊/返还}}$ 包含的具体内容及计算方法见本细则“市场分摊返还”章节。

8.3.4 追退补电费($C_{\text{追退补}}$)

追退补电费 $C_{\text{追退补}}$ 包含由于政策变化、市场规则变化、历史电量计量差错等原因进行的电费追退补调整, 具体按照本细则“退补管理”章节执行。

8.3.5 绿电环境价值费用($C_{\text{绿电环境价值}}$)

绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值}}$ 由绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值费用}}$ 和环境价值补偿费用 $C_{\text{环境补偿费用}}$ 组成, 为其代理的零售用户绿电环境价值费用汇总值; 次次月结算, 费用单列。

绿电环境价值费用 $C_{\text{绿电环境价值}}$ 的计算公式为：

$$C_{\text{绿电环境价值}} = C_{\text{绿电环境价值费用}} + C_{\text{环境价值补偿费用}}$$

8.4 电网侧储能电站结算

电网侧储能电站（电网侧）以整站为单位参与市场申报和出清，只结算批发市场总电费。批发市场总电费 $R_{\text{批发电费}}$ 由电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 、市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 、市场分摊/返还费用 $R_{\text{分摊/返还}}$ 和追退补电费 $R_{\text{追退补}}$ 等组成。

$$R_{\text{批发电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{市场化辅助服务}} + R_{\text{市场分摊/返还}} + R_{\text{追退补}}$$

8.4.1 电能量电费（ $R_{\text{电能}}$ ）

电网侧储能电站的电能量电费包括日前全电量电费、实时偏差电量电费与中长期合约差价电费之和，各时段充电、放电电量分别计量，充电电量为负，放电电量为正。

（1）时段t的日前全电量电费

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

其中： $P_{\text{日前}, t}$ 为电网侧储能电站时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{日前}, t}$ 为电网侧储能电站时段t的日前市场结算电量。

（2）时段t的实时偏差电量电费

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

其中： $P_{\text{实时}, t}$ 为电网侧储能电站时段t的实时市场出清价格， $Q_{\text{实时}, t}$ 为电网侧储能电站时段t的实时市场结算电量。

（3）时段t的中长期合约差价电费

$$R_{\text{合约}, t} = (P_{\text{合约}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times Q_{\text{合约}, t}$$

其中： $P_{\text{合约}, t}$ 为电网侧储能电站时段t的中长期合约价格， $P_{\text{日前, 合约交割点}, t}$ 为合约交割点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{合约}, t}$

为电网侧储能电站时段t的中长期合约分解电量。

8.4.2 市场化辅助服务费用 ($R_{\text{市场化辅助服务}}$)

电网侧储能电站的市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 由市场化辅助服务补偿费用 $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 和市场化辅助服务考核费用 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 组成。

$$R_{\text{市场化辅助服务}} = R_{\text{辅助服务补偿}} - C_{\text{辅助服务考核}}$$

其中, $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 、 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 的计算方法按照《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则》及相关文件执行。

“两个细则”费用按照华东区域“两个细则”及其补充规定执行。

8.4.3 市场分摊/返还费用 ($R_{\text{市场分摊/返还}}$)

电网侧储能电站的市场分摊/返还费用 $R_{\text{市场分摊/返还}}$ 由市场化辅助服务费用分摊、成本补偿费用分摊等组成, 计算方法见本细则“市场分摊返还”章节。

8.4.4 追退补电费 ($R_{\text{追退补}}$)

电网侧储能电站的追退补电费 $C_{\text{追退补}}$ 包含由于政策变化、市场规则变化、历史电量计量差错等原因进行的电费追退补调整, 按照本细则“退补管理”章节执行。

8.5 抽水蓄能电站结算

抽水蓄能电站的批发市场总电费 $R_{\text{批发电费}}$ 由电能量电费 $R_{\text{电能}}$ 、市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 、容量电费 $R_{\text{容量}}$ 、市场分摊/返还费用 $R_{\text{分摊/返还}}$ 和追退补电费 $R_{\text{追退补}}$ 等组成。

$$R_{\text{批发电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{市场化辅助服务}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{市场分摊/返还}} + R_{\text{追退补}}$$

8.5.1 电能量电费 ($R_{\text{电能}}$)

抽水蓄能电站的电能量电费包括日前全电量电费、实时偏差电量电费与中长期合约差价电费之和，各时段抽水、发电电量分别计量，抽水电量为负，发电电量为正。

（1）时段t的日前全电量电费

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

其中： $P_{\text{日前}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{日前}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的日前市场结算电量。

（2）时段t的实时偏差电量电费

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

其中： $P_{\text{实时}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的实时市场出清价格， $Q_{\text{实时}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的实时市场结算电量。

（3）时段t的中长期合约差价电费

$$R_{\text{合约}, t} = (P_{\text{合约}, t} - P_{\text{日前, 合约交割点}, t}) \times Q_{\text{合约}, t}$$

其中： $P_{\text{合约}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的中长期合约价格， $P_{\text{日前, 合约交割点}, t}$ 为合约交割点时段t的日前市场出清价格， $Q_{\text{合约}, t}$ 为抽水蓄能电站时段t的中长期合约分解电量。

8.5.2 市场化辅助服务费用（ $R_{\text{市场化辅助服务}}$ ）

抽水蓄能电站的市场化辅助服务费用由市场化辅助服务补偿费用 $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 和市场化辅助服务考核费用 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 组成。

$$R_{\text{市场化辅助服务}} = R_{\text{辅助服务补偿}} - C_{\text{辅助服务考核}}$$

其中， $R_{\text{辅助服务补偿}}$ 、 $C_{\text{辅助服务考核}}$ 的计算方法按《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则》及相关文件执行。

“两个细则”费用照华东区域“两个细则”及其补充规定执

行。

8.5.3 容量电费 ($R_{\text{容量}}$)

抽水蓄能电站的容量电费 $R_{\text{容量}}$ 仅包含省内抽水蓄能容量电费，按照现行抽水蓄能容量电费相关政策执行。

8.5.4 市场分摊/返还费用 ($R_{\text{市场分摊/返还}}$)

抽水蓄能电站的市场分摊/返还费用 $R_{\text{市场分摊/返还}}$ 由市场化辅助服务费用分摊、成本补偿费用分摊等组成，计算方法见本细则“市场分摊返还”章节。

8.5.5 追退补电费 ($R_{\text{追退补}}$)

抽水蓄能电站的追退补电费 $R_{\text{追退补}}$ 包含由于政策变化、市场规则变化、历史电量计量差错等原因进行的电费追退补调整，按照本细则“退补管理”章节执行。

8.6 电网企业代理购电偏差结算（批发市场）

电网企业代理购电偏差电费 $C_{\text{偏差}}$ 为：

$$C_{\text{偏差}} = P_{\text{偏差}} \times Q_{\text{偏差}}$$

其中： $P_{\text{偏差}}$ 按照二级限价后的发电侧现货实时市场价均价（全电量）确定； $Q_{\text{偏差}}$ 为电网企业代理购电月前预测用电量与实际用电量的偏差；偏差电费纳入后续月份代理购电价格预测。

8.7 居民和农业用户偏差结算（批发市场）

居民和农业用户偏差电费 $C_{\text{偏差}}$ 为：

$$C_{\text{偏差}} = P_{\text{偏差}} \times Q_{\text{偏差}}$$

其中， $P_{\text{偏差}}$ 按照二级限价后的发电侧现货实时市场价均价（全电量）确定； $Q_{\text{偏差}}$ 为居民和农业用户月前预测用电量

与实际用电量的偏差；偏差电费纳入后续月份电价交叉补贴新增损益清算。

8.8 批发市场结算配套机制

8.8.1 日前实时偏差收益回收机制

(1) 批发市场用户、售电公司日前实时偏差收益回收

当批发市场用户、售电公司某时段日前市场中标电量高于实际结算电量一定比例，且该时段日前市场价格低于实时市场价格时，进行偏差收益回收。偏差收益回收费用用 $C_{\text{偏差收益回收}, t}$ 计算公式为

$$C_{\text{偏差收益回收}, t} = (P_{\text{实时市场价格}, t} - P_{\text{日前市场价格}, t}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{日前中标电量}, t} - Q_{\text{实际结算电量}, t} \times (1 + \text{允许偏差比例上限}))$$

当批发市场用户、售电公司某时段日前市场中标电量低于实际结算电量一定比例，且该时段日前市场价格高于实时市场价格时，进行偏差收益回收。偏差收益回收费用用 $C_{\text{偏差收益回收}, t}$ 计算公式为

$$C_{\text{偏差收益回收}, t} = (P_{\text{日前市场价格}, t} - P_{\text{实时市场价格}, t}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{实际结算电量}, t} \times (1 - \text{允许偏差比例下限}) - Q_{\text{日前中标电量}, t})$$

批发市场用户、售电公司日前实时偏差收益回收费用，按批发市场用户、售电公司当月实时市场结算电量（全电量）占比，向批发市场用户、售电公司返还。

(2) 新能源发电日前实时偏差收益回收

当新能源发电某时段日前市场中标电量均高于实际结算电量一定比例，且该时段日前市场价格高于实时市场价格时，进行偏差收益回收。偏差收益回收费用用 $C_{\text{偏差收益回收}, t}$ 计算公

式为

$$C_{\text{偏差收益回收}, t} = (P_{\text{日前市场价格}, t} - P_{\text{实时市场价格}, t}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{日前中标电量}, t} - Q_{\text{实际结算电量}, t} \times (1 + \text{允许偏差比例上限}))$$

当新能源发电某时段日前市场申报电量均低于实际结算电量一定比例，且该时段日前市场价格低于实时市场价格时，进行偏差收益回收。偏差收益回收费用用 $C_{\text{偏差收益回收}, t}$ 计算公式为

$$C_{\text{偏差收益回收}, t} = (P_{\text{实时市场价格}, t} - P_{\text{日前市场价格}, t}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{实际结算电量}, t} \times (1 - \text{允许偏差比例下限}) - Q_{\text{日前申报电量}, t})$$

新能源发电日前实时偏差收益回收费用，按新能源发电当月实时市场结算电量（全电量）占比，向新能源发电返还。

（3）水电日前实时偏差收益回收

对统调水电实施日前实时偏差收益回收机制。当机组某时段实际上网电量高于日前电量一定比例时，超出部分电量按照日前市场价格结算；当机组某时段实际上网电量低于日前电量一定比例时，不足部分电量按照日前市场价格结算。日前电量为零时全额电量进行日前实时偏差收益回收，不参与日前市场结算时不执行日前实时偏差收益回收机制，相关资金纳入发用两侧电能量偏差资金进行清算。

8.8.2 二级限价机制

在设置现货市场出清价格上限、下限的基础上，实施二级限价。以日前市场和实时市场的统一结算点出清价格的算术平均值作为监测值，当运行日的监测值超过二级限价触发值时，日前市场和实时市场信息披露的出清价格不变，结算

时同比例调整当日的发电侧节点与统一结算点出清价格，直至监测值不高于二级限价触发值。原则上，日前市场触发二级限价时，调整日前市场出清价格；实时市场触发二级限价时，调整实时市场出清价格；日前市场和实时市场都触发二级限价时，分别调整日前市场和实时市场出清价格。以调整后的价格开展电能量及各项市场费用结算。二级价格触发值按照政府主管部门相关文件执行。

以现货市场统调发电侧月度平均电能量价格（含日前和实时市场电能量电费、中长期合约差价电费、中长期曲线偏差损益调节机制电费、水电日前实时偏差收益回收电费等）作为二级限价监测值。触发二级限价时（监测值高于触发值），同比例调整全月的日前市场和实时市场出清价格，直至监测值不高于二级限价触发值，并根据调整后价格开展日前和实时电能电费、中长期合约差价电费、中长期曲线偏差损益调节机制电费、运行成本补偿、超额获利回收、日前实时偏差收益回收、零售套餐参考价格等各项结算。

8.8.3 发用两侧电能电费偏差清算机制

发用两侧电能电费偏差为全省工商业用户侧购电成本与发电侧结算电能量电费之差，按月进行清算，具体按照相关规则执行。

8.8.4 年度签约比例偏差收益回收机制

以年度交易净合约电量除以分时电量月累计值作为年度交易合约签约比例。

（1）发电企业年度签约比例偏差收益回收机制

当发电企业签约比例低于规定下限，且年度交易均价低于月度交易均价时，进行偏差收益回收，计算公式如下：

$$C_{\text{偏差收益回收}} = (P_{\text{月度交易均价}} - P_{\text{年度交易均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{分时电量月累计值}} \times (\text{年度签约比例下限}) - Q_{\text{年度净合约电量}})$$

当发电企业签约比例高于规定上限，且年度交易均价高于月度交易均价时，进行偏差收益回收，计算公式如下：

$$C_{\text{偏差收益回收}} = (P_{\text{年度交易均价}} - P_{\text{月度交易均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{年度净合约电量}} - Q_{\text{分时电量月累计值}} \times (\text{年度签约比例上限}))$$

(2) 售电公司、批发用户年度签约比例偏差收益回收机制

当售电公司、批发用户签约比例低于规定下限，且年度交易均价高于月度交易均价时，进行偏差收益回收，计算公式如下：

$$C_{\text{偏差收益回收}} = (P_{\text{年度交易均价}} - P_{\text{月度交易均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{分时电量月累计值}} \times (\text{年度签约比例下限}) - Q_{\text{年度净合约电量}})$$

当售电公司、批发用户签约比例高于规定上限，且年度交易均价低于月度交易均价时，进行偏差收益回收，计算公式如下：

$$C_{\text{偏差收益回收}} = (P_{\text{月度交易均价}} - P_{\text{年度交易均价}}) \times \text{回收倍数} \times (Q_{\text{年度净合约电量}} - Q_{\text{分时电量月累计值}} \times (\text{年度签约比例上限}))$$

年度交易均价取年度市场交易参考价，月度交易均价取月度市场交易参考价。市场方案（含通知、公告等）对年度签约比例偏差收益回收机制另有规定的，从其规定。

8.8.5 中长期曲线偏差损益调节机制

为防范市场经营主体巨额盈亏风险，促进市场公平竞争，当中长期合约各时段电量超出或低于实际结算电量一定比例时，可对市场经营主体整体各时段实施中长期曲线偏差损益调节机制。具体由市场方案（含通知、公告等）明确。

8.8.6 煤电超基准价上浮 20%清算机制

当燃煤发电企业（包括统调与非统调煤电）月度结算均价（含容量电费）超过燃煤基准价上浮20%时，按燃煤基准价上浮20%进行结算。其中计算月度结算均价费用范围包括日前电费、实时电费、合约电费（含华东调峰合约、政府授权合约）、调整电量电费、超额获利回收及返还费用、日前实时偏差回收费用、中长期曲线偏差损益调节费用、调试电费、非统调煤电固定差价费用补偿、容量电费等费用，不含辅助服务、成本补偿、“两个细则”、追退补等费用。

8.8.7 新能源超发电量偏差考核机制

新能源实际发电量超过实时市场出清结果一定比例时，超出部分作为偏差考核电量，按照燃煤基准价进行偏差考核，考核费用由全体工商业用户进行分享。偏差考核比例由市场方案（含通知、公告等）确定。

8.8.8 售电市场价格疏导机制

对售电公司批发和零售价差超过零售市场总体参考价格上浮一定比例的部分，原则上应向全体工商业用户进行传导。上浮比例由市场方案（含通知、公告等）确定。

9. 零售市场及终端用户结算

参与零售市场及终端用户结算的经营主体包括售电公

司、批发市场用户、零售用户与代理购电用户。市场方案（含通知、公告等）对零售市场及终端用户结算另有规定的，从其规定。

9.1 售电公司结算

售电公司的结算电费为价差电费。价差电费 $R_{\text{价差}}$ 等于售电公司零售市场收入 $R_{\text{零售电费}}$ 减去批发市场总电费 $C_{\text{批发电费}}$ 。

$$R_{\text{价差}} = R_{\text{零售电费}} - C_{\text{批发电费}}$$

其中：零售市场收入 $R_{\text{零售电费}}$ 按照零售套餐合同中的价格与零售用户实际结算电量结算，批发市场总电费 $C_{\text{批发电费}}$ 的计算公式见本细则“批发市场结算”章节。

9.2 批批发市场用户结算

批发市场用户的结算电费 $C_{\text{结算}}$ 由上网电费 $C_{\text{上网电费}}$ 、上网环节线损费用 $C_{\text{上网线损}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配电费}}$ 、系统运行费用 $C_{\text{系统运行费用}}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{政府基金及附加}}$ 和其他费用 $C_{\text{其他}}$ 组成。

$$C_{\text{结算}} = C_{\text{上网电费}} + C_{\text{上网线损}} + C_{\text{输配电费}} + C_{\text{系统运行费用}} + C_{\text{政府基金及附加}} + C_{\text{其他}}$$

其中： $C_{\text{上网电费}}$ 由批发市场总电费 $C_{\text{批发电费}}$ 、发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还 $C_{\text{发用偏差费用}}$ 和超额获利回收费用返还 $R_{\text{用户超额获利返还}}$ 等组成，批发市场总电费 $C_{\text{批发电费}}$ 计算方法见本细则“批发市场结算”章节，发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还 $C_{\text{发用偏差费用}}$ 和超额获利回收费用返还 $R_{\text{用户超额获利返还}}$ 计算方法见本细则“市场分摊/返还”章节。

上网环节线损费用 $C_{\text{上网线损}}$ 、输配电费 $C_{\text{输配电费}}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{政府基金及附加}}$ 按照现行电价政策执行。

系统运行费用 $C_{\text{系统运行费用}}$ 由市场化辅助服务费用分摊、容

量电费分摊、成本补偿费用分摊和市场清算费用分摊/返还等组成，费用计算方式见本细则“市场分摊/返还费用”章节。

其他费用 $C_{\text{其他}}$ 为符合目前政策要求并实际在收取的其他费用，包括力调电费、追退补电费等，按照现行电价相关政策执行。

批发市场用户用电价格由上网电价（含批发市场总电费和发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还、超额获利回收费用返还等）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府基金及附加等构成。

9.3 零售用户结算

零售用户用电价格由上网电价（含零售合同电费 $C_{\text{零售电费}}$ 、发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还 $C_{\text{发用偏差费用}}$ 等）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府基金及附加等构成。其中，零售合同电费 $C_{\text{零售电费}}$ 按照交易平台提交的零售套餐约定价格以及零售用户实际结算电量结算；发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还 $C_{\text{发用偏差费用}}$ 计算方法见本细则“市场分摊/返还”章节。

零售用户绿电环境价值费用为：

$$C_{\text{绿电环境价值费用}} = \text{Min}(Q_{\text{分解后合约}}, Q_{\text{发电}}, Q_{\text{用户}}) \times P_{\text{绿电环境价值}}$$

其中， $Q_{\text{分解后合约}}$ 为当月绿电合约（分解后）电量， $Q_{\text{发电}}$ 为对应发电企业扣除机制电量的剩余上网电量， $Q_{\text{用户}}$ 为用户当月的实际用电量。 $P_{\text{绿电环境价值}}$ 为合约形成的绿电环境价格。

同一零售用户存在多条绿电分解后合约时，按照售电公司编制的结算顺序依次结算；原则上按照省间合同优先省内

合同的顺序编制。

9.4 电网企业代理购电用户结算

电网企业代理购电用户用电价格由代理购电价格（含电能量价格、偏差电费 $C_{偏差}$ 、发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还 $C_{发用偏差费用}$ 等）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府基金及附加等组成，分时电价用户按照分时电价政策规定的浮动比例形成本分时结算价格。

9.5 分布式聚合商结算

以聚合形式参与绿电交易的，各分布式发电户号的绿电合约差价电费按该户号的子合同电量占比拆分确定，即等于各分布式户号子合同电量占聚合商该笔主合同电量的比例乘以绿电合约差价合约电费。

绿电环境价值 $C_{绿电环境价值}$ 由绿电环境价值费用 $C_{绿电环境价值费用}$ 和环境价值补偿费用 $C_{环境价值补偿费用}$ 组成；次次月结算，费用单列。

绿电环境价值 $C_{绿电环境价值}$ 的计算公式为：

$$C_{绿电环境价值} = C_{绿电环境价值费用} + C_{环境价值补偿费用}$$

$$C_{绿电环境价值费用} = \text{Min}(Q_{分解后合约}, Q_{发电}, Q_{用户}) \times P_{绿电环境价值}$$

$Q_{分解后合约}$ 为当月绿电合约（分解后）电量， $Q_{发电}$ 为对应发电企业扣除机制电量的剩余上网电量， $Q_{用户}$ 为用户当月的实际用电量。 $P_{绿电环境价值}$ 为合约形成的绿电环境价格。

$C_{环境价值补偿费用}$ 按照批发市场绿电合约明确的绿证偏差条款执行，由双方自行约定，由违约方向履约方支付补偿费用。偏差电量按照批发市场绿电合约（分解后）电量扣除“ $\text{Min}(Q$

分解后合约, $Q_{\text{发电}}$, $Q_{\text{用户}}$)”的绿电环境价值量（取整）确定。

同一分布式发电户号与多个电力用户签约的, 该分布式发电户号对应于各电力用户的上网电量按合约电量占比拆分确定。以聚合形式参与交易的, 补偿费用由分布式发电户号承担或享有。

9.6 终端用户结算配套机制

直接参与市场交易的分时电价用户（批发市场用户、零售市场用户），对其用电曲线差异应进行平衡，具体按照市场方案（含通知、公告等）执行。

10. 辅助服务费用结算

调频辅助服务市场采用基于调频里程的单一制价格机制, 经营主体每月的调频辅助服务费用 S_{bm} 的计算公式为:

$$S_{bm} = \sum_{i=1}^n (K_{b,i} \times Q_{bm,i} \times \pi_{bm,i} \times t)$$

其中: n 为每月调频辅助服务市场的交易周期数, t 为交易周期对应的时长, 一般取1小时; $Q_{bm,i}$ 为该调频辅助服务提供者在第 i 个交易周期的实际调频里程; $\pi_{bm,i}$ 为第 i 个交易周期的调频辅助服务市场出清价格; $K_{b,i}$ 为调频辅助服务提供者在第 i 个交易周期的实际调频性能指标, 具体计算方式按《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则》及相关文件执行。

调频等市场化辅助服务的补偿费用、考核费用等按国家有关政策规定和《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则》及相关文件执行。

11. 市场分摊/返还费用计算

市场分摊/返还的费用包括市场化辅助服务费用、成本补

偿费用、容量电费、本细则所述各类回收费用（或损益调节费用）和市场清算费用等。市场方案（含通知、公告等）对市场分摊/返还费用另有规定的，从其规定。

11.1 市场化辅助服务费用分摊

市场化辅助服务费用总额 $R_{\text{市场化辅助服务总额}}$ ，等于全部机组的市场化辅助服务费用 $R_{\text{市场化辅助服务}}$ 之和，原则上由用户侧和未参与电能量市场交易的上网电量共同分摊；用户侧仅承担因提供辅助服务而未能发电产生的损失，并设置风险防控系数。具体分摊比例和分摊对象按照政府主管部门相关文件执行。

发电侧、用户侧分摊的市场化辅助服务费用总额的计算公式如下：

$$C_{\text{发电侧辅助服务分摊总额}} = R_{\text{市场化辅助服务总额}} \times \text{发电侧分摊比例}$$

$$C_{\text{用户侧辅助服务分摊总额}} = R_{\text{市场化辅助服务总额}} \times \text{用户侧分摊比例}$$

发电侧和用户侧分摊市场化辅助服务费用后，再按照以下方式分别分摊到每个市场经营主体：

（1）发电侧承担的部分，按电能量电费占比向未参与电能量市场交易的发电企业分摊。

$$C_{\text{发电侧辅助服务分摊}} = C_{\text{发电侧辅助服务分摊总额}} \times \left(\frac{Q_{\text{未参与电能量市场电量电费}}}{Q_{\text{未参与电能量市场电量总电费}}} \right)$$

（2）用户侧承担的部分，按实际结算电量占比向工商业用户分摊，纳入系统运行费用。

$$C_{\text{用户辅助服务分摊}} = C_{\text{用户侧辅助服务分摊总额}} \times \left(\frac{Q_{\text{工商业用户电量}}}{Q_{\text{工商业用户总电量}}} \right)$$

11.2 成本补偿费用分摊

成本补偿费用总额 $R_{\text{成本补偿总额}}$ 等于全部机组的成本补偿费

用 $R_{\text{成本补偿}}$ 之和，由发电侧和用户侧按照以下方式分摊，分摊比例按照政府主管部门相关文件执行。包含启动成本补偿、空载成本补偿和电能成本补偿。

发电侧、用户侧分摊的成本补偿费用总额的计算公式如下：

$$C_{\text{发电侧成本补偿分摊总额}} = R_{\text{成本补偿总额}} \times \text{发电侧分摊比例}$$

$$C_{\text{用户侧成本补偿分摊总额}} = R_{\text{成本补偿总额}} \times \text{用户侧分摊比例}$$

发电侧和用户侧分摊成本补偿费用后，再按照以下方式分别分摊到每个市场经营主体：

(1) 发电侧承担的部分，按中长期合约电费占比向参与现货市场交易的发电企业分摊。

$$C_{\text{发电侧成本补偿分摊}} = C_{\text{发电侧成本补偿分摊总额}} \times (Q_{\text{中长期合约电费}} / Q_{\text{总中长期合约电费}})$$

(2) 用户侧承担的部分，按实际结算电量占比向工商业用户分摊，纳入系统运行费用。

$$C_{\text{用户成本补偿分摊}} = C_{\text{用户侧成本补偿分摊总额}} \times (Q_{\text{工商业用户电量}} / Q_{\text{工商业用户总电量}})$$

11.3 容量电费分摊

燃煤机组、燃气机组、省内抽水蓄能电站的容量电费总额 $R_{\text{容量电费总额}}$ ，等于全部燃煤机组（含我省需承担容量电费的跨省跨区燃煤机组）、省内燃气机组和省内抽水蓄能电站（含我省需承担容量电费的省外抽水蓄能电站）的容量电费 $R_{\text{容量}}$ 之和，按实际结算电量占比向全体工商业用户分摊，纳入系统运行费用。

$$C_{\text{容量电费分摊}} = R_{\text{容量电费总额}} \times (Q_{\text{工商业用户电量}} / Q_{\text{工商业用户总电量}})$$

11.4 各类回收费用（或损益调节费用）分摊/返还

本细则中的各类回收费用（或损益调节费用）的分摊/返还，按照市场方案（含通知、公告等）执行。

11.5 工商业用户清算费用分摊/返还

上网环节线损费用、居民农业交叉补贴新增损益（含代理特殊用户增收费用）、抽蓄电站相关费用、用户执行分时电价产生损益、辅助服务费用、天然气容量电费、煤电容量电费、新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用、发用两侧电能电费偏差费用等按照现行相关政策执行。其中，用户承担的居民农业交叉补贴新增损益（含代理特殊用户增收费用）、抽蓄电站相关费用、用户执行分时电价产生损益、辅助服务费用、天然气容量电费、煤电容量电费、新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用纳入系统运行费用，承担的发用两侧电能电费偏差费用纳入上网电费。

12. 电费支付流程

12.1 资金结算

经营主体最终电费由电网企业负责结算，其中终端用户用电费由用户所在地区电网企业（含增量配网企业）结算；发电企业电费按其购售电合同关系由省级电网企业、地区电网企业结算；售电公司批发和零售价差收益由省级电网企业结算。

12.2 资金收付

12.2.1 各经营主体收到正式电费结算账单后，在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内完成电费结算资金的收付。电网企业和经营主体按照正式电费结算账单、合约（协

议)或法律法规的规定进行电费收支。

12.2.2 终端用户所在地区电网企业向用户收取电费资金。

12.2.3 发电企业应在收到正式电费结算账单后5个工作日内及时、足额向电网企业开具增值税发票；电网企业在取得发电企业终次足额发票后5个工作日内全额支付当期电费(原则上一次性支付)。因发电企业发票开具不及时、错开、漏开等情况影响电费结算时限的，厂网双方做好情况记录并及时沟通解决。

12.2.4 售电公司与电网企业结算电费(售电公司零售市场与批发市场结算电费之差)时，应与电网企业签订电费结算协议，由电网企业按月支付或收取售电公司电费，电费收付要求按照协议约定执行，但付清时间原则上不得超过收款方向付款方开具终次足额发票后10个工作日；未签订电费结算协议时，电网企业支付电费时间应不晚于电力市场未启动前状态。

12.3 电费催缴

12.3.1 如果经营主体未在法规、政策文件或合同(协议)约定的期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴。

12.3.2 售电公司未及时足额缴纳电费，电力交易机构、电网企业可按有关程序使用其提交的履约保函(保险)等信用担保物，相关要求详见《浙江电力市场管理实施细则》。

13. 追退补管理

13.1 追退补原则

由电网企业、电力交易机构按照以下原则开展追退补。

(1) 因电价政策调整或者因经营主体适用的电价类别变化等原因导致电费需要调整的，依照有关电价政策文件开展电费追退补工作。

(2) 因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错导致电费需要调整的，依照有关市场规则开展电费追退补工作。

(3) 月度结算依据出具前出现的电量差错或政策调整，纳入当月电费结算账单调整。月度结算依据出具后出现的电量差错或政策调整，纳入追退补电量结算，在下一周期结算时进行滚动调整。

(4) 由于计量差错等原因引起的追退补情况，当绿电环境价值结算后不再进行追退补计算。

(5) 追退补应设追溯期，原则上不超过12个月。

13.2 追退补流程

13.2.1 由于历史电量计量差错等原因需要进行发电企业（含抽水蓄能电站、电网侧储能电站等的发电户）、售电公司等电费退补调整的，由电力交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算数据，重新计算批发市场结算依据；由电网企业根据修正电量重新出具对应经营主体结算电费账单。

13.2.2 各经营主体差错电量按照差错月份该经营主体的实时价格进行结算，有政府授权合约的经营主体同步按政府相关文件规定的比例退补政府授权合约电量，退补政府授权合约电量按该主体全月日前市场平均价作差价结算，清算

退补金额在最近一次结算周期中体现，不联动调整其他经营主体，退补差错月市场分摊返还比例不作调整，分摊返还电费等不重新计算；退补电量电费也不纳入退补结算月的分摊返还费用等结算。

13.2.3 由于计量故障等原因需要进行批发、零售用户历月账期电量差错退补调整的，由电网企业按照差错月电网企业代理购电价格和修正电量重新计算用户电费，退补差错月市场分摊返还比例不作调整，分摊返还电费不重新计算；退补电量电费也不纳入退补结算月的分摊返还费用结算。

13.2.4 由于计量故障等原因需要进行批发用户、零售用户当月账期电量差错退补调整的，批发用户由电力交易机构负责出具退补结算依据，零售用户由电网企业根据月度结算参数和修正电量计算退补电费。

13.2.5 二级限价、零售套餐参考价格等各类市场形成价格可不因电量差错调整进行重新计算。市场方案（含通知、公告等）另有规定的，从其规定。

13.2.6 发电侧考核相关申诉及退补流程按照市场方案（含通知、公告等）执行。

14. 其他事项

14.1 结算履约义务

经营主体在电能量中长期市场成交结果（包括中长期合约、代理购电市场化采购电量等）、电能量现货市场、辅助服务市场的成交结果以及在电力交易机构登记的零售合同，在执行过程中出现以下情形的，除合同双方约定一致外，电

力交易机构仍按本细则进行结算，经营主体仍应当承担结算履约义务：

- (1) 输配电设施出现检修或者强迫停运的；
- (2) 因台风、雷暴、高温等原因影响发电、用电的；
- (3) 因政策原因影响发电、用电的。

本款所称合同双方约定一致仅指合同双方就其所登记备案的合同有关结算内容调整达成一致。

经营主体对电费结算账单存在异议时，须先按电费结算账单金额交纳电费，待异议核实处理完毕后通过追退补或清算方式追溯结算。拒不完成市场电费结算的经营主体，按照《浙江电力市场管理实施细则》相关规定处理。

14.2 特殊电量结算

14.2.1 用户窃电或违章用电，相关退补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。

14.2.2 对于“高供低计”或计算线损的市场化用户、发电户（35kV以下），变损及线损电量按日计入日清电量。其中，零售用户变损及线损电量以月度为计算周期，按照结算周期内不同市场化用户的月结价格进行结算。

14.2.3 对于“高供低计”或计算线损的发电户（35kV及以上），变损及线损电量不计入日清电量，按月计入月度电量。

14.2.4 国家相关政策已明确的新型经营主体结算按照相关规定执行。

14.2.5 批发市场各经营主体的各日日清电量与计量关

口月度计量电量的偏差统称为调整电量，调整电量按同一发电企业的同类型机组进行合并计算，按运行当月该主体的实时市场价格结算。

14.2.6 纳入现货市场准入范围的统调燃煤、燃气、水电、核电发电企业新建机组（包括扩建、改建）完成168（或96小时）调试之前为调试电量，按调试价格结算。其他发电企业新建机组进入商业运营时间点之前，按调试价格结算；进入商业运营时间点与参与现货市场申报形成结算价格之间的上网电量按照同类机组当月现货实时市场平均价格结算。

14.2.7 纳入现货市场准入范围的新投产机组需在签订并网调度协议后及时完成交易平台注册，根据要求完成调试后及时正式转入商业运营，参与市场申报并按照交易形成价格结算。新投产机组未在当月结算前完成平台注册，结算工作推迟至其完成平台注册月开展结算，完成平台注册前月份电费按上述原则进行追退补。

14.2.8 新能源项目机组并网调试运行期上网电量按照现货实时市场同类型项目（分风电、光伏两类）二级限价后的月度平均价格结算；机组进入商业运营后，按照规定的方式参与电力市场化交易，开展电费结算。

14.2.9 对处于调试期机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。若调试机组发电量无法计量时，调试电量按照当月上网电量和调试机组容量占并网机组

容量等比例进行分配。

14.3 特殊场景结算

14.3.1 市场暂停

现货市场暂停期间按如下原则结算：

(1) 仅实时市场暂停且时间较短的，原则上参考同时段的日前市场出清价格进行结算。

(2) 日前市场和实时市场均暂停且时间较长的，原则上参考最近一个相似日现货市场出清价格进行结算。暂停期间为工作日时，选取最近5个工作日出清价格的算数平均值（剔除法定节假日）；暂停期间为周六时，选取最近3个周六出清价格的算数平均值（剔除法定节假日）；暂停期间为周日时选取最近3个周日出清价格的算数平均值（剔除法定节假日）；相似日为法定节假日时，选取去年同一法定节假日的出清价格。

(3) 现货市场暂停期间发电企业每日收入低于核定成本的，参考核定成本进行补偿。

14.3.2 市场中止

现货市场中止期间按如下原则结算：

(1) 现货市场中止时长在规定期限内的，原则上参考最近一个相似日现货市场出清价格进行结算。中止期间为工作日时，选取最近5个工作日出清价格的算数平均值（剔除法定节假日）；中止期间为周六时选取最近3个周六出清价格的算数平均值（剔除法定节假日），中止期间为周日时选取最近3个周日出清价格的算数平均值（剔除法定节假日）；

相似日为法定节假日时，选取去年同一法定节假日的出清价格）。中止期间发电机组每日收入低于核定成本的，按照核定成本进行补偿。

（2）现货市场中止时长超出规定期限的，原则上参考现货市场连续运行前的中长期交易模式进行结算。

14.4 其他

14.4.1 国家相关政策已明确的新型经营主体结算按照相关规定执行。

14.4.2 电力市场计量结算采用统一度量单位，经四舍五入后，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；绿色环境价值费用对应电量单位为兆瓦时、取整结算；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。

14.4.3 市场力缓解措施相关的结算机制按照市场方案（含通知、公告等）执行。

附：1.电量数据拟合规则

附1

用户侧电量数据拟合规则

针对浙江省内参与市场交易的用户，按照电网企业用电信息采集系统（以下简称采集系统）记录的电能表冻结正向有功电能示值冻结曲线和拟合的电能量数据，按照48点频次的交易要求开展30分钟区间电量计算。不具备现货分时电量计量条件的分时电价低压用户，按照用户分段用电量拟合计算交易用户各时段电量。截至D+2日仍无法采集到的电表数据，由采集系统进行拟合，拟合规则具体如下。

一、现货用户清单确认

电网企业营销系统根据电力交易机构每月27日前推送的次月市场化用户清单，补充参与电力市场交易的代理购电用户，形成电力市场交易用户总清单。采集系统从营销系统获取现货用户总清单。

二、现货日清电表电量数据交互

1.具备分时电量计量条件的用户计量装置，电网企业抄表获取用户每天48点的分时段实际用电量：根据现货交易规则，每半小时为一个时点记录电量，一天共计48个时点电量。针对当日48时点电量均采集失败的，利用日峰谷分时电量按照算术平均方法分解到各半小时用电量，以此生成拟合曲线。若峰谷分时电量缺失或日冻结示值研判异常，则无需进行电量拟合，缺失时刻电量置0处理。

2. 不具备现货分时电量计量条件的分时电价用户计量装置，电网企业按照用户分段用电量拟合计算用户各时段电量：按照用户当天尖峰、峰段、平段、谷段的用电量，分别计算当天各段总用电量，在每段内再按照算术平均方法分解到各半小时用电量，以此生成拟合曲线。若峰谷分时电量缺失或日冻结示值研判异常，则无需进行电量拟合，缺失时刻电量置0处理。

3. D+2日18时，采集系统开始计算现货用户电能表D日48时点的日电量（不含倍率）曲线，对缺失的时点电量进行拟合补全，于20时前完成。D+2日20时，数据中台开始对现货用户D日电能表日电量曲线数据进行抽取，并存入Datahub中间件。D+3日，营销系统从Datahub中间件获取现货用户D日电能表日电量曲线。

三、缺失时点电量拟合规则

1. 连续时间点内缺失电量数小于等于2个

连续时间的缺失电量数不超过2个，采用缺失区间总电量进行算术平均来拟合。

以表一2023年9月1日的数据为例，由于2:30的冻结示值缺失，造成[2:00-2:30]和[2:30-3:00]连续的2个区间电量无法正常计算，其满足“连续时间点内缺失电量数小于等于2个”的条件，可以采用“30分钟区间补全电量=缺失区间总电量/缺失区间数”的区间电量算术平均规则进行拟合，其中缺失区间总电量4千瓦时（3:00示值-2:00示值），故缺失的两个30分钟区间拟合电量均为2千瓦时，拟合后48个区间电

量如表二所示。

表一 A电能表48点示值情况

日期	0:00	0:30	...	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	...	23:30
2023.9.1	1	2	...	6	X	10	12	13	14	14.5	15	...	30

表二 A电能表48个区间电量拟合结果

日期	0:00- 0:30	0:30- 1:00	...	2:00- 2:30	2:30- 3:00	3:00- 3:30	3:30- 4:00	4:00- 4:30	4:30- 5:00	5:00- 5:30	5:30- 6:00	...	23:30- 0:00
2023.9.1	1	2	2	2	1	1	0.5	0.5

2. 连续时间点内缺失电量数大于2个点

连续的时间段内缺失的电量数超过2个，则采用历史同期数据区间电量的占比来进行拟合，详见表三。

表三 连续时间点内缺失电量数大于2个点详细拟合算法

设备状态	拟合算法	算法备注
在运表计	如果缺点时间段区间在工作日内，采集系统往前推四个同期日（如某月星期一11:00缺点，则往前推四个星期一）对应的时间段电量占比的平均值*缺点区间总电量进行拟合。	无
	如果缺点时间段区间在节假日内，采集系统按上年同类型节假日区间同期对应的时间段电量占比的平均值*缺点区间总电量进行拟合。	无历史类比数据的区分大小长假，参照上一个大小长假数据拟合处理。
新装表计	如果缺点时间段无同期历史数据的新装用户，采集系统采用近7天内同时段对应的时间段电量占比的平均值*缺点区间总电量进行拟合。	无
无末端示值(24点)	采用T+1日首个实际采集到的时点示值作为末端值进行拟合计算；若T+1日整日无示值数据，则继续推至下一日首个实际采集到的时点示值作为末端值进行拟合计算。	若至计算日均无数据，则取T日最后一个采集到的时点示值作为末端值进行拟合计算，其他缺失时刻电量拟合为0。

无首端示值（0点）	采用T-1日拟合电量折合示值作为T日首端值。	拟合电量T日首端示值大于下一个实际采集到的时点示值，则从首端到该时点的电量置零。
区间电量全缺失	利用日峰谷分时电量按照算术平均方法分解到各半小时用电量。若峰谷分时电量缺失或日冻结示值研判异常，则无需进行电量拟合，缺失时刻电量置0处理。	
其他原因造成无法通过上述规则拟合	取该计量点表计缺点区间总电量按时段个数计算算术平均值进行电量拟合。	

以表四 2023 年 10 月 1 日的数据为例，由于 2:30、3:00、3:30 的冻结示值缺失，造成 [2:00-2:30]、[2:30-3:00]、[3:00-3:30]、[3:30-4:00] 连续的 4 个区间电量无法正常计算，其满足“连续时间点内缺失电量数大于 2 个点”的条件，应采用“30 分钟区间补全电量=缺失区间总电量*同期区间电量占比”规则进行拟合，其中缺失区间总电量 10 千瓦时（4:00 示值-2:00 示值），对应表五 2022 年 10 月 1 日的历史同期 48 点电量数据，统计出缺失的 4 个区间电量占比依次分别为 2/8、1/8、3/8、2/8，故缺失的四个区间拟合电量依次分别为 2.5、1.25、3.75、2.5 千瓦时，拟合后 48 个区间电量如表六所示。

表四 A 电能表 48 点示值情况（2023 年 10 月 1 日）

日期	0:00	0:30	...	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	...	23:30
2023.10.1	1	2	...	6	X	X	X	16	17	19	21	...	31

表五 A 电能表历史同期 48 个区间电量情况（2022 年 10 月 1 日）

日期	0:00-	0:30-	...	2:00-	2:30-	3:00-	3:30-	4:00-	4:30-	5:00-	5:30-	...	23:30-0:
----	-------	-------	-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	----------

	0:30	1:00		2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00		00
2022.1 0.1	1	2	1	3	2	3	2	2	1	...	1

表六 A电能表48个区间电量拟合结果（2023年10月1日）

日期	0: 00- 0: 30	0: 30- 1: 00	..	2: 00- 2: 30	2: 30- 3: 00	3: 00- 3: 30	3: 30- 4: 00	4: 00- 4: 30	4: 30- 5: 00	5: 00- 5: 30	5: 30- 6: 00	.	23: 30 -0: 00
2023. 10. 1	1	2. 5	1. 25	3. 75	2. 5	3	2	2	1	.	1

3. 表计更换

当表计拆除或表计更换等过程如发生缺点数据，根据营销系统拆表记录中的拆表时间和拆表示值进行旧表缺点电量拟合，根据采集系统新表上电时间进行新表缺点电量拟合，拟合规则按前述规则执行。

以 2023 年 9 月 1 日某用户表计更换为例，旧表 A 现场拆除时间为 2:10，拆除当前表计示值为 6 千瓦时，新表 B 上电时间为 2:45，且旧表 A 的 30 分钟冻结示值见表七，新表 B 的 30 分钟冻结示值见表八，此时将旧表 A 拆表示数 6 作为旧表 A 2:30（拆表时间 2:10 后的 30 分钟冻结时间）的冻结值，将新表起始示数 0 作为 2:30（新表上电时间 2:45 前的 30 分钟冻结时间）新表 B 的冻结值。

根据上述条件判断，A 表补全 2:30 冻结示值后，存在 [1:30-2:00]、[2:00-2:30] 两个连续区间电量缺失，可采用“连续时间点内缺失电量数小于等于 2 个点”的规则进行拟合，其中，区间总电量 2 千瓦时（2:10 示值-1:30 示值），故缺失

的两个区间电量均为 1 千瓦时；B 表补全 2:30 冻结示值后不存在区间电量缺失。

表七 A 电能表48点示值情况

日期	0:00	0:30	...	1:30									
2023.9.1	0.5	1	...	4									

表八 B 电能表48点示值情况

日期							3:00	3:30	4:00	4:30	...	23:30
2023.9.1							2	3	4	5	...	20

表九 A、B 电能表48个区间电量拟合结果

日期	表计	0:00- 0:30	0:30- 1:00	...	1:30- 2:00	2:00- 2:30	2:30- 3:00	3:00- 3:30	3:30- 4:00	4:00- 4:30	4:00- 4:30	...	23:30-0 :00
2023.9.1	A	0.5	1	1					
2023.9.1	B						2	1	1	1	...		

注：如旧表 A 的拆除时间和新表 B 上电时间在同一个 30 分钟区间段，则两个表存在重复的 30 分钟区间段电量，该用户电量需将旧表 A 和新表 B 区间电量合并计算；如旧表 A 拆除时间和新表 B 上电时间不在连续的 30 分钟区间段内，该中间时间段用户并未用电，但由于区间电量不允许缺失，因此将缺失的区间段电量置 0 后记录到新表 B 区间电量表内。

4. 异常处理

30 分钟区间电量计算完成后，采集系统会对区间电量开展飞走或倒走研判，研判异常的区间时段视同数据缺失，按前述第 1 点、第 2 点规则重新进行拟合处理，如拟合后电量

仍为异常则该时间段的电量置零。

飞走研判规则: $\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{max} \cdot 0.5h \cdot 150\%$, 其中 U_n 为电能表额定线电压, I_{max} 为额定最大电流。

倒走研判规则: 电量为负 (排除过零翻转)。

若在拟合期间, 采集系统研判用户确为停电, 则电量置0。

四、不具备现货分时计量条件的用户电量拟合规则

不具备现货分时电量计量条件的分时电价用户计量装置, 电网企业按照用户尖峰、峰段、平段、谷段的用电量拟合计算用户各时段电量。电网企业对不具备分时计量条件的用户, 按照用户当天尖峰、峰段、平段、谷段的用电量, 分别计算当天各段总用电量, 在每段内再按照算术平均方法分解到各半小时用电量, 以此生成拟合曲线。若峰谷分时电量缺失或日冻结示值研判异常, 则无需进行电量拟合。