

# 南方区域电力市场现货结算实施细则

## (2025 年 V1.0 版)

## 1. 总 则

1.1. 为规范南方区域电力市场结算工作，提高结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算机制，根据《电力中长期交易基本规则（发改能源规〔2020〕889号）》《电力现货市场基本规则（试行）（发改能源规〔2023〕1217号）》《电力辅助服务市场基本规则（发改能源规〔2025〕411号）》等基本规则，以及《南方区域电力市场运行规则（试行，2025年V1.0版）》（以下简称运行规则），制定本实施细则。

1.2. 本细则适用于南方区域电力现货市场结算试运行期间的批发市场交易结算。

1.3. 本细则主要内容包括：总则、权利与责任、结算原则、结算流程、电能量批发市场结算、不平衡资金处理、结算调整、附则等。

1.4. 以本细则为基础，各省（区）可结合实际在本省（区）电能量交易结算实施细则中进行承接。

## 2. 权利与责任

### 2.1. 发电企业权责

2.1.1. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同，按规定完成电费结算、支付交易服务等。

2.1.2. 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。

2.1.3. 在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.1.4. 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、电网企业反馈意见。

## 2.2. 电力用户权责

2.2.1. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同或零售合同及与供电企业签订的供用电合同，享受输配电服务。

2.2.2. 获取履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

2.2.3. 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。

2.2.4. 按时足额缴纳电能量电费、输配电费和政府性基金及附加、交易服务费等费用。

2.2.5. 在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.2.6. 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、电网企业反馈意见。

## 2.3. 售电公司权责

2.3.1. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同、结算合同及零售合同。

2.3.2. 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据。

2.3.3. 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。

2.3.4. 向电网企业支付或收取电费。

2.3.5. 根据相关收费方案，向相关交易机构支付交易服务费。

2.3.6. 在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.3.7. 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、电网企业反馈意见。

2.3.8. 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。

## 2.4. 电网企业权责

2.4.1. 负责向电力交易机构提供每天 24 点各时段（每时段 1 小时）的机组上网电量、省间关口电量、市场购电用户的实际用电量和历史用电量、省间输配电价等数据，按结算要求提供代理购电用户、优先购电用户的预测负荷需求和实际用电量等结算准备数据。条件具备时，负责每天提供上述 96 点各时段（每时段 15 分钟）电量数据。

2.4.2. 根据电力交易机构出具的结算依据，按照政府核定的输配电价、政府性基金及附加等要求，出具经营主体的电费账单，负责经营主体的电费结算及收付，及时向电力交易机构反馈市场电费缴付情况。

2.4.3. 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。

## 2.5. 电力调度机构权责

2.5.1. 南方总调负责南方区域电力现货市场出清，向广州电力交易中心提供满足结算需要的南方区域电力现货市场日前及实时市场 96 点出清电量及出清价格。省级电力调度机构配合南方总调开展电力现货市场出清。

2.5.2. 负责计算并出具电力辅助服务结算结果、机组补偿和考核情况，并提供结算结果等基础数据至相关电网企业或电力交易机构。

2.5.3. 配合电力交易机构出具结算依据，参与协调市场交易结算问题。

## 2.6. 电力交易机构权责

2.6.1. 广州电力交易中心负责统筹协调南方区域电力市场电能量结算业务协同规范运行。

2.6.2. 广州电力交易中心参与拟定或根据授权拟定南方区域电力市场结算实施细则，各省级电力交易机构参与拟定或根据授权拟定本省区电力市场结算实施细则及相关工作指引。

2.6.3. 根据职责分工，开展电力市场电能量电费计算，发布临时结果，出具电力市场结算依据。

2.6.4. 负责组织协调交易结算相关问题。

2.6.5. 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。

2.6.6. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

## 3. 结算原则

### 3.1. 结算周期

3.1.1. 南方区域电力批发市场原则上采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段（条件具备时，以15分钟为基本计算时段），出具日清分临时

结算结果，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算，根据需要开展退补清算。

### 3.2. 绿电绿证结算模式

3.2.1. 绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算，电能量部分按照跨区跨省、省内市场交易规则采用“日清月结”结算模式开展结算。

3.2.2. 绿色电力交易绿证部分以月度为周期，按当月合同电量、发电企业发电项目上网电量、电力用户电量三者取小的原则确定结算数量（以兆瓦时为单位取整数），跨区跨省绿电交易的绿证结算数量，还应考虑跨区跨省实际送受电量影响，取小后的绿证结算数量按绿证价格采用“月结”结算模式开展结算。其中，电力用户电量指批发用户用电量或售电公司代理购买绿电用户的用电量。

3.2.3. 若同一经营主体与多个其他经营主体签订绿色电力交易合同，每笔合同对应的用电量或上网电量按照该笔合同电量占总合同电量比重乘以总用电量或上网电量确定；经营主体同时参与跨区跨省、省内绿色电力交易时，按照跨区跨省、省内绿色电力交易合同电量各自占比计算对应的用电量或上网电量，作为各自绿证部分结算的边界。

3.2.4. 绿证的核发与划转按照《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》《广州电力交易中心绿色电力证书交易实施细则》

执行。其中，趸售用户/园区用户/增量配电网等购买绿色电力后，按照要求可将相应电量对应的绿证分配划转至实际消费的用户，并及时将分配结果提交至电力交易机构。

### 3.3. 跨区跨省结算模式

#### 3.3.1. 跨区跨省以送电类别为单元开展结算。

3.3.2. 南方区域内参与现货结算的送电类别，开展三部制结算：中长期合约（含省间优先计划）电量，按照中长期交易价格做全电量结算，条件具备时，跨省中长期交易电量单独结算购售双方所在关口与中长期结算参考点的日前现货价格差值（需扣除跨省输电价格、“专项工程点对网”类别的送出省内输电价格和网损价格）；日前现货出清曲线与中长期合约曲线之间的偏差电量，送端按送出侧关口日前价格结算，受端按落地侧日前价格结算；实际结算电量与日前现货出清曲线之间的偏差电量，送端按送出侧关口实时价格结算，受端按落地侧实时价格结算。

3.3.3. 南方区域内不参与现货结算的送电类别，影响区域内电量分割的，开展日清分计算。其中长期合约（含跨省优先发电计划）电量，按照中长期交易价格做全电量结算，日前偏差和实时偏差电量按中长期分时交易加权平均价格开展结算（若某一时段加权价格为零，则取下一不为零时段的加权价格）。

3.3.4. 跨经营区及跨国跨境相关送电类别实际结算电量按照中长期交易价格做全电量结算，不进行偏差结算或考核。因技术条件不具备，且不影响区域内电量分割的，仅开

展月结算，暂不开展日清分计算；影响区域内电量分割的，开展日清分计算及月结算。

3.3.5. 送电类别实际结算电量计算原则：（1）售电方经营主体结算电量等于购售电合同（含电子合同，下同）明确的计量关口周期内计量电量。存在单一售电主体售多方时，按照实时市场出清电量分割各送电类别结算电量。（2）购电方经营主体结算电量等于合同明确的计量关口周期内计量电量。存在单一主体购多方时，对上网侧分割结算电量按现货出清线损折算至落地侧形成各送电类别理论落地电量及其占比，对购电方关口计量电量按送电占比明确各送电类别结算电量。（3）跨区跨省送电存在共用计量点或中间落地计量点影响购（售）电主体结算电量的，需要优先对此部分电量进行扣除（累加），并取其净值作为电量分割的基数。（4）跨经营区及跨国跨境送电，若存在共用计量点，结算电量可以直接获取的，需要优先对此部分电量进行扣除（累加），并取其净值作为电量分割的基数；需进行电量分割的，应按照实时市场出清电量（或调度计划）分割各送电类别结算电量，若无实时出清电量（或调度计划），则以该送电类别的中长期合约电量为依据计算结算电量。

3.3.6. 按基础结算时段对送电类别电量进行各合约电量分割（包括绿色电力交易电量）及应急调度电量分割，分割后剩余电量纳入“网对网”或“专项工程点对网”偏差电量结算（包括日前偏差和实时偏差），各省区负责将偏差电费分解至该送电类别的主体承担。原则上，偏差电费分解主体

应与“网对网”或“专项工程点对网”对应主体保持一致，具体以各省能源主管部门明确的原则为准。

### 3.4. 省内批发市场结算模式

3.4.1. 省内批发经营主体采用三部制结算模式：对经营主体参与跨省和省内中长期交易形成的合约电量按照相应交易价格结算，条件具备时，结算所在节点与所在省（区）跨省中长期结算参考关口、省（区）内中长期结算参考点的日前现货价格差值；日前现货出清结果与中长期交易合约电量之间的偏差电量，按日前现货电能量交易形成的省内日前价格结算；实际执行与日前现货出清结果之间的偏差电量，按照实时现货电能量交易形成的省内实时价格结算。

3.4.2. 按照经营主体“权责对等”的原则，分科目对市场盈余、考核补偿及其他返还等电费独立记录，明确分摊（返还）方式。

3.4.3. 直接参与市场的电力用户、售电公司、电网企业代理购电等应平等参与现货交易，公平承担责任义务；推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，代理购电用户偏差电量按照现货价格结算。

### 3.5. 现货市场结算电价

3.5.1. 采用分时节点电价作为市场价格，包括日前分时价格和实时分时价格。

3.5.2. 跨省送受电价格按送电类别分别计算，包括落地侧价格、送出侧价格和送出侧关口价格。

3.5.3. 送电类别落地侧日前价格取该送电类别对应落地

关口节点日前分时价格的加权平均值。送电类别落地侧实时价格取该送电类别对应落地关口节点实时分时价格的加权平均值。

3.5.4. 送电类别送出侧价格取该送电类别落地侧价格扣减输电价格（含跨省输电价格、网损价格和“专项工程点对点”类别的送出省内输电价格、降价分享空间（如有））。输电价格按国家有关政策及相关规则执行。

3.5.5. 送电类别送出侧关口日前价格取该送电类别对应送出关口日前分时价格的加权平均值（含送出省“网对网”外送输电价、降价分享空间（如有），下同）。送电类别送出侧关口实时价格取该送电类别对应送出关口实时分时价格的加权平均值。现阶段，送出关口包括该送电类别在送端省（区）所有送出节点。

3.5.6. 省内市场化机组的日前现货价格按照机组上网节点对应的日前分时价格执行，实时现货价格按照机组上网节点对应的实时分时价格执行。省内市场用户的日前现货价格可取用户侧节点日前分时价格或加权平均价格，实时现货价格可取用户侧节点实时分时价格或加权平均价格，用户侧统一结算点计算时应考虑省间送电、代购市场电量影响，各省能源主管部门可按照运行规则明确的原则确定价格形成机制。

3.5.7. 各送电类别送受两侧的关口所含节点明细和价格计算方式由南方总调提供并向经营主体披露。

## 3.6. 结算依据管理

3.6.1. 南方区域电力市场应逐步统一结算依据科目及式样，日清分临时结果式样可参考结算依据式样制定，结算依据应包括以下内容：

- （1）实际结算电量；
- （2）各类中长期交易合同结算电量、电价和电费；
- （3）偏差电量、电价和电费；
- （4）分摊、返还、不平衡资金、环境溢价电费等。

3.6.2. 各电力交易机构根据职责分工，编制结算依据，生成唯一编码或编号，结算依据明细按特定信息向经营主体发布，结算概况作为公开信息发布。

3.6.3. 南方区域电力市场结算采用统一结算单位，在结算依据中按四舍五入方式保留小数。其中：

- （1）电量单位为兆瓦时，保留三位小数；
- （2）电价单位为元/兆瓦时，保留三位小数；
- （3）电费单位为元，保留两位小数。

3.6.4. 落实《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）相关要求，按照各省区有关规定执行。

## 4. 结算流程

### 4.1. 日清分数据准备

4.1.1. 中长期交易电量，原则上应在日清分前形成中长期交易分时曲线。具体包括：年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量，分时电量以 1 小时为时间间隔。

运行日后 1 个自然日（D+1 日）内按结算要求完成网省中长期交易合约数据交互。

4.1.2. 现货交易结果，南方总调在运行日前一自然日（D-1 日）内完成日前市场出清，并将日前市场 96 点出清结果传递给广州电力交易中心；在运行日完成实时现货出清，1 个自然日（D+1 日）内，将运行日的实时市场 96 点出清结果传递给广州电力交易中心。广州电力交易中心按照相应规则拟合成 24 点数据后向经营主体披露，并作为开展结算的依据。具体包括：省间送出侧、落地侧完整的日前、实时市场送受电电量、价格，发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格，日前机组组合安排等。

4.1.3. 计量数据，运行日后 2 个工作日（D+2 日）内，电网企业以机组和计量点为最小单位，采集全部机组和市场购电用户的分时表码；运行日后 3 个工作日（D+3 日）内，电网企业以机组和计量点为最小单位将运行日的机组、市场用户日分时电量，以省间关口为单位将省间计量关口日分时计量数据传递给相应电力交易机构。

4.1.4. 无分时计量数据或分时计量数据采集失败时，由电网企业依据拟合规则提供电量拟合数据用于市场化结算。

4.1.5. 各省级电力交易机构根据省内配套细则明确的中长期合约处理机制、市场代理购电结算机制等要求，对批发经营主体的中长期合约、日前出清结果、实际计量结果、用户侧统一结算点价格进行计算处理。同时，根据南方区域电力市场结算工作需要，在运行日后 4 个工作日（T+4 日）内

传递至广州电力交易中心。

4.1.6. 相关数据准备工作应确保按时完成，且原则上同一运行日数据交互一次，不应重复多次推送。若无法按上述时间节点完成数据交互或在时限内需修正数据，则应采用工单方式与结算交互，在系统建设完备前，应线下补充相关说明以支撑交互。

## 4.2. 日清分

4.2.1. 结算数据准备完成后，广州电力交易中心在 2 个工作日内，计算并发布跨区跨省市场日清分临时结果，并将结果传递至相关省级电力交易机构，并在临时结果发布后的 1 个工作日内完成日清分临时结果概况信息披露。

4.2.2. 结算数据准备完成后，各省级电力交易机构根据职责分工，原则上在 2 个工作日内，开展三部制联合计算，叠加分摊及返还电费计算结果，生成经营主体日清分临时结果并向经营主体发布。

4.2.3. 经营主体在日清分临时结果发布后，对日清分临时结果进行确认，在 1 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

4.2.4. 各电力交易机构根据反馈意见，对需调整的日清分临时结果进行重算并向经营主体发布。

4.2.5. 若省内市场建设有特殊要求，相关省（区）可按自然日开展上述日清分工作。

4.2.6. 每月底前三个自然日时自动转为按照自然日管控。

4.2.7. 涉及数据修正的，需采用工单方式与结算交互，在系统建设完备前，应采用线下说明方式开展交互。南网超高压公司次月 2 个自然日（M+2 日）内完成修正电量推送；南方总调在次月 2 个自然日（M+2 日）内完成修正出清结果推送；各省电网企业次月 4 个自然日（M+4 日）内完成本月修正电量推送，次月 6 个自然日（M+6 日）内完成代购电量的推送。原则上，若修正数据未按时完成推送，则次月暂不予受理，顺延至后续月份开展退补清算，跨区跨省退补清算完成后推送各省级电力交易机构。

4.2.8. 广州电力交易中心在次月 3 个自然日（M+3 日）内根据本月修正数据开展现货结算日的经营主体日清分重算，并推送各省级电力交易机构。

4.2.9. 各省级电力交易机构在次月根据本月修正数据开展现货结算日的经营主体日清分重算，向经营主体发布重算后的日清分临时结果，并将南方区域电力市场结算工作所需的重算后批发经营主体的中长期合约、日前出清结果、实际计量结果、用户侧统一结算点价格等数据在重算后 4 个工作日（T+4 日）内传递至广州电力交易中心。

### 4.3. 月结算

4.3.1. 南网超高压公司每月在国家规定的时间内完成月结算所需全部电量数据的推送；各省电网企业每月在国家规定的时间内完成月结算所需全部电量推送。

4.3.2. 南方总调在每月 3 个自然日（M+3 日）内完成月结算所需全部调度计划及计划偏差说明（包括偏差电量、起

止时间以及偏差原因）推送。

4.3.3. 结算数据准备完成后，广州电力交易中心在 4 个自然日内，出具跨区跨省市场上月月结算临时结果，发布给经营主体查询确认，并将省内结算相关的跨区跨省月结算临时结果传递至有关省级电力交易机构。

4.3.4. 结算数据准备完成后，各省级电力交易机构根据职责分工，在 4 个自然日内完成三部制联合计算，叠加省内分摊及返还电费计算结果，出具经营主体上月月结算临时结果，并发布给经营主体查询确认。

4.3.5. 经营主体在月结算临时结算结果发布后，在 1 个自然日内对结算数据进行确认，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

4.3.6. 各电力交易机构在收到经营主体月度结算临时结果反馈意见后 1 个自然日内，形成月度结算正式结果，发布至经营主体和电网企业。

4.3.7. 电网企业和经营主体收到电力交易机构结算依据后，按合同约定开展电费结算。

4.3.8. 在日清、月结结果确认过程中，电力交易机构负责对经营主体市场结算电费异常进行处理，电网企业负责对电量异常进行处理。

4.3.9. 各省级电力交易机构应根据省（区）内实际情况制定月结算时序。

4.3.10. 涉及跨经营区及跨国跨境送电类别结算的，因南方区域外单位数据交互时序无法按照上述时间要求执行的，

广州电力交易中心应在数据准备完成后及时出具结算依据，并做好与相关省（区）电力交易机构的协同工作。

4.3.11. 如国家有新的政策要求，则按最新意见执行。

#### 4.4. 辅助服务结算

4.4.1. 电力调度机构负责经营主体辅助服务调用及执行情况记录，开展辅助服务补偿、分摊等相关费用计算，按照相关经营主体参与跨区跨省及省内交易情况，将相关费用计算结果推送至相应电力交易机构。电力交易机构根据费用计算结果合并出具结算依据，并推送至电网企业。电网企业负责辅助服务计量工作，并开展辅助服务费用收付。

4.4.2. 经营主体应在结算依据发布后进行核对，存在异议时向市场运营机构提出。

#### 4.5. 特殊情况处理

4.5.1. 南方区域电力市场实施市场熔断后，由南方总调依据有关规则执行现货交易结果替代，并按原有流程与广州电力交易中心交互。电力交易机构日清分、月结算按原有流程开展。

4.5.2. 南方区域电力市场实施市场中止后，原则上有以下处置原则：

（1）部分省（区）市场中止。该省（区）转为非现货结算模式，按省（区）内细则执行；与该省（区）相关的跨区跨省送电类别按不参与现货结算类别处理。

（2）全区域市场中止。跨区跨省结算按《南方区域跨区跨省电力中长期交易结算实施细则》执行；各省（区）按

省（区）内细则执行。

4.5.3. 当特殊情况解除并按程序恢复南方区域电力市场正常运行后，按现货市场规则开展日清分、月结算。市场中止至市场恢复正常运行期间，相关运行日的 24 时段日清分工作均按 4.5.2 的原则开展。

4.5.4. 结算试运行期间出现有关重大事项或异常可能影响电费结算的，对无争议部分的费用先行结算，对于存在争议的费用待研究明确后开展结算，并视实际情况开展电费退补清算工作及信息披露工作。对于因市场外部条件变化而产生市场内不平衡资金的，按照“谁产生、谁分摊”原则研究建立分摊机制，履行程序后进行分摊。

## 5. 电能量批发市场结算

### 5.1. 跨区跨省市场落地侧结算

5.1.1. 跨区跨省交易的落地侧电能量电费包含跨区跨省中长期合约（含省间优先计划）电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、落地侧不平衡资金等。送电类别的落地侧电费由落地侧电网公司代付，相关费用纳入省内平衡结算。计算公式如下：

$$C_{\text{总费用}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} - C_{\text{落地侧不平衡资金}}$$

其中：

$C_{\text{总费用}}$  为落地侧经营主体支付费用；

$C_{\text{中长期合约}}$  为经营主体中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$  为日前现货出清曲线与中长期合约电量之间的偏差电量电费；

$C_{\text{实时}}$  为实际结算电量与日前现货出清曲线之间的偏差电量电费。

$C_{\text{落地侧不平衡资金}}$  为落地侧省间不平衡资金分摊电费，具体详见第 6 章。

### 5.1.2. 中长期合约全电量结算

跨区跨省中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照各合约分时电量、合约分时价格计算中长期电能量电费。

公式为：

$$C_{\text{中长期合约},t} = \sum Q_{\text{中长期合约},t} \times P_{\text{中长期合约},t}$$

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum C_{\text{中长期合约},t}$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$  为结算周期内中长期电能量总电费；

$C_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段的中长期合约；

$P_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段这笔中长期合约对应的价格。

### 5.1.3. 日前市场偏差结算

经营主体根据日前市场出清的分时电量与中长期合约电量之间的差额，以受端省份落地侧日前价格计算日前偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - \sum Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{落地侧日前价格},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$  为结算周期内日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$  为日前市场出清的 T 时段送受电量；

$\sum Q_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段各中长期合约电量代数和；

$P_{\text{落地侧日前价格},t}$  为 T 时段受端省份落地侧日前价格，取该送电类别所有落地节点 T 时段日前价格的加权平均值。

#### 5.1.4. 实时市场偏差结算

经营主体根据实际结算电量（计量分割电量）与日前市场出清的分时电量之间的差额，以受端省份落地侧实时价格计算实时偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \Sigma [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{落地侧实时价格},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$  为实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$  为实时市场 T 时段实际结算电量；

$Q_{\text{日前},t}$  为日前市场出清的 T 时段电量；

$P_{\text{落地侧实时价格},t}$  为 T 时段受端省份落地侧实时价格，取该送电类别所有落地节点 T 时段实时价格的加权平均值。

## 5.2. 跨区跨省市场送出侧结算

5.2.1. 参与跨区跨省交易的送出侧经营主体电能量电费包含中长期合约（含省间优先计划）电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、省间不平衡资金分摊等。“网对网”送电类别的送出侧电费统一由送出侧电网公司代收，纳入送出省份平衡结算；“专项工程点对网”送电类别的送出侧电费原则上由相应“专项工程点对网”电厂收取，另有协商约定的按约定处理。计算公式如下：

$$C_{\text{总费用}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{送出侧不平衡资金}}$$

其中：

$C_{\text{总费用}}$  为送出侧经营主体收取费用；

$C_{\text{中长期合约}}$  为经营主体中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$  为日前现货出清曲线与中长期合约电量之间的偏差电量电费；

$C_{\text{实时}}$  为实际结算电量与日前现货出清曲线之间的偏差电量电费；

$C_{\text{送出侧不平衡资金}}$  为送出侧省间不平衡资金分摊电费，具体详见第 6 章。

### 5.2.2. 中长期合约全电量结算

跨区跨省中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照各合约分时电量、合约分时价格计算中长期电能量电费。

公式为：

$$C_{\text{中长期合约},t} = \sum Q_{\text{中长期合约},t} \times P_{\text{中长期合约},t}$$

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum C_{\text{中长期合约},t}$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$  为结算周期内中长期电能量总电费；

$C_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段的中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段这笔中长期合约对应的价格。

### 5.2.3. 日前市场偏差结算

经营主体根据日前市场出清的分时电量与中长期合约电量之间的差额，以送端省份送出侧关口日前价格计算日前偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - \sum Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{送出侧关口日前价格},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$  为结算周期内日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$  为日前市场出清的 T 时段送受电量；

$\Sigma Q_{\text{中长期合约},t}$  为 T 时段各中长期合约电量的代数和；

$P_{\text{送出侧关口日前价格},t}$  为 T 时段送出侧关口日前价格。

#### 5.2.4. 实时市场偏差结算

经营主体根据实际结算电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以送端省份送出侧关口实时价格计算实时偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \Sigma [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{送出侧关口实时价格},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$  为实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$  为实时市场 T 时段实际结算电量；

$Q_{\text{日前},t}$  为日前市场出清的 T 时段电量；

$P_{\text{送出侧关口实时价格},t}$  为 T 时段送出侧关口实时价格。

#### 5.3. 省内用户侧结算

用户侧（售电公司和批发用户）电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、分摊电费、返还电费等，各省（区）另有规定的，从其规定。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$  为用户侧电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$  为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$  为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$  为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{分摊}}$  为用户的分摊电费，具体计算方式由各省（区）制定；

$C_{\text{返还}}$  为用户的返还电费，具体计算方式由各省（区）制定。

### 5.3.1. 中长期合约全电量结算

用户侧中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照净合约分时电量（包括省间中长期合约、省内中长期合约）、净合约综合价计算中长期电能量电费。公式为：

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t}$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$  为用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$  为 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期净合约},t}$  为 T 时段中长期净合约综合价格。

### 5.3.2. 日前市场偏差结算

用户侧根据日前市场申报的分时电量（双边报价模式下为用户日前市场所出清的 T 时段电量）与中长期净合约电量之间的差额，以日前市场省内用户侧结算电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{日前}}$  为用户日前市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{日前},t}$  为用户日前市场所申报的 T 时段需求电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$  为 T 时段中长期净合约电量，包括省间中长期

合约和省内中长期合约；

$P_{\text{日前统一},t}$  为日前市场 T 时段用户结算电价。

### 5.3.3. 实时市场偏差结算

用户侧根据用户实际分时用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场省内用户侧结算电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{实时}}$  为用户实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$  为用户实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$  为用户日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$  为实时市场 T 时段用户结算电价。

## 5.4. 省内发电侧结算

### 5.4.1. 批发市场电费总收入

直接参与交易的市场化电厂交易单元总电费包含中长期合约（包括省间中长期合约、省内中长期合约、代购市场电量合约）电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、补偿电费、返还电费及考核电费，各省（区）另有规定的，从其规定。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} \\ + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}} + R_{\text{省间分摊或返还}}$$

其中：

R 为直接参与交易的市场化电厂交易单元电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$  为市场化电厂交易单元中长期合约电能量电费收入，包括省间中长期合约、省内中长期合约、代购市场电量合约收入；

$R_{\text{日前}}$  为市场化电厂交易单元日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$  为市场化电厂交易单元实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$  为市场化电厂交易单元中长期合约阻塞电费收入，详见第 6 章；

$R_{\text{补偿}}$  为市场化电厂交易单元运行补偿等电费；

$R_{\text{返还及考核}}$  为市场化电厂交易单元返还及考核电费；

$R_{\text{省间分摊或返还}}$  为市场化电厂交易单元需承担的省间分摊或返还费用。

#### 5.4.2. 中长期合约电费结算

按照市场化电厂交易单元中长期合约（包括省间中长期合约、省内中长期合约、代购市场电量合约）分时电量和净合约综合价格计算机组中长期合约电费。公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t}$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$  为市场化电厂交易单元中长期合约电能量电费，包括省间中长期合约和省内中长期合约；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$  为市场化电厂交易单元 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期净合约},t}$  为市场化电厂交易单元 T 时段中长期净合约综

合价格。

#### 5.4.3. 日前市场偏差结算

根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

其中：

$R_{\text{日前}}$  为市场化电厂交易单元日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$  为市场化电厂交易单元日前市场机组 T 时段出清电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$  为市场化电厂交易单元 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$  为市场化电厂交易单元所在节点日前市场 T 时段结算电价。

#### 5.4.4. 实时市场偏差结算

根据市场化电厂交易单元实际分时上网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{实时}}$  为市场化电厂交易单元实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$  为市场化电厂交易单元实时市场 T 时段上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$  为市场化电厂交易单元日前市场 T 时段出清电量；

$P_{\text{实时},t}$  为市场化电厂交易单元所在节点实时市场 T 时段结算价格。

## 6. 不平衡资金处理

### 6.1. 跨区跨省不平衡资金处理

6.1.1. 跨省不平衡资金按送电类别分别计算，“专项工程点对点网”和“网对网”送电类别分开计算。“专项工程点对点网”送电类别不平衡资金由相应“专项工程点对点网”电厂和受端电网公司分摊或分享；“网对网”送电类别由送端电网公司和受端电网公司分摊或分享。送受端省（区）可以按照跨省中长期交易电量（含跨省优先计划）占比等方式向参与跨省中长期交易的经营主体疏导，也可纳入省（区）内统筹处理，具体以各省能源主管部门明确的原则为准。

6.1.2. 跨区跨省不平衡资金主要包括日前市场不平衡资金和实时市场不平衡资金，其中日前市场不平衡资金包括跨省中长期合约阻塞费用。若单独结算了跨省中长期阻塞费用，则在跨区跨省不平衡资金中剔除该部分费用后再进行分摊或分享。

计算公式如下：

$$\begin{aligned}
 C_{\text{总不平衡资金}, t} &= C_{\text{日前市场不平衡资金}, t} + C_{\text{实时市场不平衡资金}, t} \\
 &= Q_{\text{送端日前偏差电量}, t} \times (P_{\text{送出侧日前价格}, t} - P_{\text{送出侧关口日前价格}, t}) + \\
 &\quad Q_{\text{送端实时偏差电量}, t} \times (P_{\text{送出侧实时价格}, t} - P_{\text{送出侧关口实时价格}, t}) \\
 &= Q_{\text{送端日前出清电量}, t} \times (P_{\text{送出侧日前价格}, t} - P_{\text{送出侧关口日前价格}, t}) + C_{\text{总跨省中长期}} \\
 &\quad \text{合约阻塞费用}, t + Q_{\text{送端实时偏差电量}, t} \times (P_{\text{送出侧实时价格}, t} - P_{\text{送出侧关口实时价格}, t}) \\
 C_{\text{总不平衡资金}, t} &= C_{\text{送出侧不平衡资金}, t} + C_{\text{落地侧不平衡资金}, t} \\
 C_{\text{总跨省中长期合约阻塞费用}, t} &= C_{\text{送出侧跨省中长期合约阻塞费用}, t} - C_{\text{落地侧跨省中长期合约阻塞}} \\
 &\quad \text{费用}, t
 \end{aligned}$$

$C$  送出侧跨省中长期合约阻塞费用,  $t$

$Q$  送出侧中长期合约,  $t \times (P_{\text{送出侧关口日前价格}, t} - P_{\text{送端结算参考点价格}, t})$

$C$  落地侧跨省中长期合约阻塞费用,  $t$

$Q$  落地侧中长期合约,  $t \times (P_{\text{落地侧日前价格}, t} - P_{\text{受端结算参考点价格}, t})$

其中:

$C_{\text{总不平衡资金}}$  为该送电类别 T 时段的总不平衡资金;

$C_{\text{日前市场不平衡资金}, t}$  为该送电类别 T 时段日前市场不平衡资金;

$C_{\text{实时市场不平衡资金}, t}$  为该送电类别 T 时段实时市场不平衡资金;

$C_{\text{送出侧不平衡资金}, t}$  为该送电类别 T 时段的送出侧分摊或分享的不平衡资金;

$C_{\text{落地侧不平衡资金}, t}$  为该送电类别 T 时段的落地侧分摊或分享的不平衡资金;

$C_{\text{总跨省中长期合约阻塞费用}, t}$  为该送电类别 T 时段的总跨省中长期合约阻塞费用;

$C_{\text{送出侧跨省中长期合约阻塞费用}, t}$  为该送电类别 T 时段的送出侧跨省中长期合约阻塞费用;

$C_{\text{落地侧跨省中长期合约阻塞费用}, t}$  为该送电类别 T 时段的落地侧跨省中长期合约阻塞费用;

$Q_{\text{送端日前偏差电量}, t}$  为该送电类别 T 时段送出侧日前偏差电量;

$Q_{\text{送端实时偏差电量}, t}$  为该送电类别 T 时段送出侧实时偏差电量;

$Q_{\text{送出侧中长期合约}, t}$  为该送电类别 T 时段送出侧中长期合约电

量；

$Q_{\text{落地侧中长期合约},t}$  为该送电类别 T 时段落地侧中长期合约电量；

$P_{\text{送出侧日前价格},t}$  为该送电类别 T 时段送端省份送出侧日前价格；

$P_{\text{送出侧关口日前价格},t}$  为该送电类别 T 时段送端省份送出侧关口日前价格，为送端省份送出关口节点日前分时价格的加权平均值；

$P_{\text{送出侧实时价格},t}$  为该送电类别 T 时段送端省份送出侧实时价格；

$P_{\text{送出侧关口实时价格},t}$  为该送电类别 T 时段送端省份送出侧关口实时价格，为送端省份送出关口节点实时分时价格的加权平均值；

$P_{\text{送端结算参考点价格},t}$  为该送电类别 T 时段送端结算参考点价格；

$P_{\text{受端结算参考点价格},t}$  为该送电类别 T 时段受端结算参考点价格。

6.1.3 按照运行规则明确的要求，结合区域市场结算试运行情况，暂根据各跨省送电类别各时刻的送出侧关口价格、送出侧价格及出清电量分为以下三类：

（一）阻塞类：阻塞的输电通道两端节点（区）的价格出现差异，电力输入节点（区）的出清价格高于电力输出节点（区）的价格，导致系统电力消费费用与系统总电力生产费用不同，两者的差额即为阻塞类不平衡资金（判据：日前（实时）送出

侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $>0$ ）。

（二）市场类：因跨区跨省送电类别在中长期市场、日前市场、实时市场的市场边界条件变化，在出清过程中送电类别两侧价格优势发生逆转，导致前一市场有出清电量或合约电量，但本市场出清电量为 $0$ ，产生的不平衡资金（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $<0$  且日清（实时）出清电量 $=0$ ）。

（三）保障类：因特殊机制或政策性保障机制所产生的不平衡资金，例如保障系统安全、保障优先计划送电等保障类机制，产生的不平衡资金（判据：日前（实时）送出侧价格-日前（实时）送出侧关口价格 $<0$  且日清（实时）出清电量 $>0$ ）。

6.1.4 结合区域市场结算试运行情况，阻塞类、市场类不平衡资金按照该送电类别送、受侧 1:1 分摊或分享。保障类不平衡资金根据保安全、保优先计划执行分别分配，其中：保安全的，有提出方的，不平衡资金为盈余时向支援方省区分享，为亏空时向保障方省区分摊；没提出方的，不平衡资金按 1:1 分配。保优先计划执行的，由送、受双方共同按 1:1 分摊或分享。南方总调应在运行日后 2 个工作日内将各送电类别产生日前、实时保障类不平衡资金送电时段的产生原因分别提供至广州电力交易中心，广州电力交易中心据此开展分配并向相关主体披露，未明确原因的按 1:1 分摊或分享处理。

## 6.2. 省（区）内不平衡资金处理

6.2.1. 跨区跨省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（区）内不平衡

资金计算。

6.2.2. 同一省（区）内，电力批发市场购电方缴纳费用与支付给市场机组市场交易电费不同产生的不平衡资金，纳入本省（区）内不平衡资金管理，根据各省（区）实际，建立分享或分摊机制。日清分时，各省（区）应根据市场发展阶段，合理选择参与日清分计算的分摊及返还电费。

6.2.3. 市场初期，省（区）内市场分摊及返还电费不应跨省（区）分摊或分享。远期，考虑对跨省（区）电费分摊分享机制进行系统性规划，明确分摊或分享的责任主体。

6.2.4. 变动成本补偿、系统运行补偿、启动补偿等补偿类费用，热电联产考核、非计划停运考核、发电计划偏差考核、限高考核、限低考核、功率预测偏差考核、用户侧偏差考核、发电侧偏差考核等考核类费用，省内发用电不平衡、省内阻塞盈余、省内中长期合约阻塞等不平衡费用，具体分摊及返还原则、计算及发布原则等由各省（区）根据能源主管部门要求自行制定。

6.2.5. 对于送端省（区）售出的跨省中长期交易合约，卖方发电企业上网节点现货价格与送端省（区）送出侧关口价格不同产生的阻塞费用单独计算，市场初期，可纳入送端省（区）省内不平衡资金统筹处理，具体统筹方式由各省区明确分摊原则并在细则确定。计算公式为：

$$R_{\text{省间中长期合约省内阻塞}} = \sum [Q_{\text{省间中长期合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{送出侧关口日前},t})]$$

其中：

$R_{\text{省间中长期合约省内阻塞}}$  为省间中长期合约省内阻塞电费；

$Q_{\text{省间中长期合约},t}$  为 T 时段省间中长期分时合约电量；

$P_{\text{日前},t}$  为日前市场市场化电厂交易单元所在节点的 T 时段结算电价；

$P_{\text{送出侧关口日前},t}$  为“网对网”送出侧关口 T 时段的日前结算电价（不含省内输电价）。

6.2.6. 对于受端省（区）购买的跨省中长期交易合约，受端省（区）受入侧关口与用户侧结算参考点之间的阻塞费用单独计算，市场初期，可纳入受端省（区）省内不平衡资金统筹处理，具体统筹方式由各省区明确分摊原则并在细则确定。计算公式为：

$$R_{\text{省间中长期合约省内阻塞}} = \sum [Q_{\text{省间中长期合约},t} \times (P_{\text{落地侧日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{省间中长期合约省内阻塞}}$  为省间中长期合约省内阻塞电费；

$Q_{\text{省间中长期合约},t}$  为 T 时段省间中长期分时合约电量；

$P_{\text{落地侧日前},t}$  为“网对网”落地侧 T 时段日前结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$  为日前市场用户侧统一结算点的 T 时段结算电价。

6.2.7. 省内中长期合约阻塞电费按照市场化电厂交易单元省内中长期交易合约净电量，以机组日前市场节点电价和日前市场用户侧统一结算点电价的差值单独计算，市场初期，可纳入省内不平衡资金统筹处理，具体统筹方式由各省区明确分摊原则并在细则确定。计算公式为：

$$R_{\text{省内中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{省内中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{省内中长期合约阻塞}}$  为市场化电厂交易单元省内中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{省内中长期净合约},t}$  为市场化电厂交易单元 T 时段省内中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$  为日前市场市场化电厂交易单元所在节点的 T 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$  为日前市场用户侧统一结算点的 T 时段结算电价。

## 7. 结算调整

### 7.1. 总体要求

结算调整是指结算依据正式发布后，因故需对结算依据调整而开展的退补及清算工作。结算调整应严格按照结算依据形成与发布流程开展。

### 7.2. 结算调整原则

7.2.1. 当出现以下情况需要调整结算电费的，由相关方提供调整依据后，电力交易机构可依据相应规则（细则）或政策开展电费的退补清算：

- （1）因市场交易和结算细则、电价政策等发生变化；
- （2）跨区跨省购售主体协商一致调整合约电价；
- （3）结算数据需修正或修正数据未按时推送等情况。

7.2.2. 原则上每年 1 月底前，广州电力交易中心对上一年度结算情况进行全面梳理，并根据相关主体清算申请，依据相应规则（细则）或政策组织年度清算工作。

### 7.3. 结算调整追溯期限

除因政策规则调整、临时电价结算等原因的清算事项，其余原因导致的退补事项追溯期原则上不超过 12 个月。

## 8. 附则

8.1. 本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

8.2. 本细则自印发之日起实施。

## 附件 术语和定义

1. 电力交易机构是指广州电力交易中心和广东、广西、昆明、贵州、海南电力交易中心。
2. 省级电力交易机构是指广东、广西、昆明、贵州、海南电力交易中心。
3. 结算电费是指市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的总电费，包含电能量电费、辅助服务费用、退补电费、分摊或返还电费等。
4. 结算合同是指省级电网企业与售电公司签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或经营主体注册时签订的结算协议条款。
5. 批发市场用户是指售电公司和直接参与批发市场的电力用户。
6. 送电类别是指归属于同一送受电区域、共用相同输电通道且具有相同省间综合线损率的跨区跨省交易的统称，包含各交易品种、交易序列。“网对网”和“专项工程点对网”送电类别指执行国家指令性计划、政府间送电协议或根据国家指定的消纳方案，通过专项输电工程送电的送电类别。
7. 市场购电用户是直接从电力市场购电（直接向发电企业或售电公司购电）的用户。
8. 电网代购用户是指未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的用户。
9. 中长期合约是指以多年、年、月、周及日以上为周期

的合约（含市场机组的电网代购市场电量、核电的基数电量）。

10. 变动成本补偿：变动成本补偿=度电补偿标准×实际月度上网电量或实际月度结算市场化电量。度电补偿标准为机组批复上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）叠加超低排放电价后，与参考基准价之差。

11. 系统运行补偿：用于补偿发电机组运行成本与其在现货电能量市场中的收益之间差额部分的费用。

12. 启动补偿：用于补偿发电机组启动成本的费用。

13. 热电联产考核：用于考核热电联产机组实际供热量对应的出力上下限相对于其申报供热量对应的出力上下限的偏移的费用。

14. 非计划停运考核：用于考核发电机组不符合正常运行计划情况下停止运行的费用。

15. 发电计划偏差考核：用于考核发电机组实际出力相对于调度机构下达出力指令发生偏移的费用。

16. 限高考核：用于考核发电机组出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率的费用。

17. 限低考核：用于考核发电机组出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的费用。

18. 功率预测偏差考核：用于考核新能源市场主体的短期功率预测偏差和超短期功率预测偏差的费用。

19. 用户侧偏差考核：用于考核用户侧通过对中长期签约量及现货申报量的控制使其最终获得超额收益的费用。

20. 发电侧偏差考核：用于考核发电侧通过对中长期签约量及现货申报量的控制使其最终获得超额收益的费用。

21. 省内发用电不平衡费用：由日前市场出清时用户申报结算电量与机组日前出清电量不同引起的不平衡电费。

22. 省内阻塞盈余费用：市场盈余扣减发用不平衡等费用后的差额。市场盈余等于用户侧按统一结算点电价支付全电量能量电费与直接参与交易的市场机组对应市场化交易电量所收取的能量电费之间的差额。

23. 省内中长期合约阻塞：中长期合约发/用电节点与合约电量结算参考点间的价差引起的电费。

24. 跨省中长期合约阻塞：购售双方所在关口与合约电量结算参考点间价差引起的电费。

25. 代购市场电量是指发电企业通过参与电力批发交易或作为市场价格接受者、对应电网企业代理购电用户的市场化电量。

26. 净合约电量是指交易后经营主体原有净合约电量与交易电量的代数和。

27. 净合约综合价格是指计算完交易盈亏电费后经营主体持有的净合约量单价。

28. 计量关口是用于电费结算、计算线损、考核分摊的电量计量点集合。本细则所指计量关口主要包括南方区域跨区跨省专项工程的送端和受端、省间交流联络线送端和受端、专项工程点对网电厂及直流配套电源上网侧、落地侧以及国家电网与南方电网公司之间的电量交换点。