

附件

辽宁省电力市场结算实施细则

(征求意见稿 V1.0)

1.总则

为进一步完善辽宁电力市场体系、更好融入全国统一电力市场，规范电力市场电费结算行为，保障电力市场公平、公正、高效运营，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，促进电力资源优化配置，落实《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）及其配套文件要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》《电力现货市场基本规则（试行）》《电力中长期市场基本规则》《电力市场注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》《电力市场信息披露基本规则》等规定，结合辽宁省实际，制定本细则。

2.适用范围

本细则适用于在电力市场从事电力市场交易、参与电费结算活动的市场主体，包括但不限于：发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业、市场运营机构等经政府批准参与电力市场交易的实体。

本细则适用于电费账单涵盖的费用结算，包括电力中长期交易、

电力现货市场、辅助服务市场等各类电力市场模式下的电费结算，以及容量电费、权益电费、社会责任费用等市场外电费结算。

3.名词解释

（1）市场化用户：指直接参与批发市场的电力用户（包括售电公司）、通过售电公司代理参与批发市场交易的工商业用户、由电网企业代理购电的工商业用户。

（2）非市场化用户：指居民、农业等继续执行政府定价的用电用户。

（3）市场化机组：指上网电量需要参与电力市场竞争，价格通过市场化交易形成的发电机组。

（4）非市场化机组：指上网电量不直接参与市场竞争，价格执行政府核定电价或属于优先发电计划的发电机组。

（5）中长期结算参考点：指中长期交易中用于确定合约电价与现货市场差价的基准价格节点。现阶段，原则上集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易的中长期结算参考点为统一结算点。双边交易可自行约定结算参考点，以及结算参考点的价格形成方式和计算周期。

（6）实时市场统一结算点电价：统一结算点电价按照结算时段以发电侧上网电量计算市场所有机组（现阶段暂取 220kV 以上机组）节点电价加权平均值。

（7）结算量价计算时段：本细则以 15 分钟为计算时段。

（8）日清月结：现货市场电费采取“日清月结”结算方式。

（9）月清月结：机制电费、绿色环境权益费用及中长期交易费用采取“月清月结”结算方式。

（10）结算依据：指电力交易机构根据市场规则计算的市场化电费依据（含基础数据和计算过程），包含中长期交易、现货市场、辅助服务市场、成本补偿等结算基础数据、计算过程与费用等。

（11）电费账单：指电网企业根据校核后的结算依据以及根据有关价格政策和市场规则计算的非市场化电费，反映周期内电力消费详情和应缴费用总额的单据。

4.权利与义务

4.1 发电企业的权利与义务

（1）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同、并网调度协议等。

（2）依法依规披露和提供相关信息，确保信息可靠，获得相关信息。

（3）经数字证书认证与权限验证后可登录交易平台，经安全加密通道申报、传输、查阅、下载权限范围内允许的相关数据。

（4）获取电力交易机构出具的结算依据及电网企业出具的电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。对结算依据、电费账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询申请。

（5）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

(6) 获得公平的输电服务、电网接入服务、结算计量服务。

(7) 配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

(8) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.2 电力用户的权利与义务

(1) 按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同、电费结算协议。

(2) 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据，确保数据可靠。

(3) 经数字证书认证与权限验证后可登录交易平台，经安全加密通道申报、传输、查阅、下载权限范围内允许的相关数据。

(4) 获取电力交易机构出具的结算依据及电网企业出具的电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。对结算依据、电费账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

(5) 负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

(6) 获得公平的输配电服务、电网接入服务、结算计量服务。

(7) 依据电费账单按时足额缴纳费用。

(8) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.3 售电公司的权利与义务

(1) 按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、

购售电合同或电费结算协议。

（2）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据，确保数据可靠。

（3）经数字证书认证与权限验证后可登录交易平台，经安全加密通道申报、传输、查阅、下载权限范围内允许的相关数据。

（4）获取电力交易机构出具的结算依据及电网企业出具的电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。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。

（5）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（6）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（7）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收取、结算。

（8）售电公司依据代理关系及用户授权，可在电力交易机构或电网企业平台查询已代理用户历史三年内用电量（含分时用电曲线）。

（9）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

（10）配合电力交易机构、电网企业向零售用户对结算依据、

账单、规则进行解读和培训。

（11）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.4 新型经营主体的权利和义务

新型经营主体根据参与的市场交易身份，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。

4.5 电力交易机构的权利与义务

（1）依法依规披露和提供支撑电力市场结算及服务所需相关数据，确保数据可靠。

（2）建设、管理、维护电力交易平台。

（3）汇总结算基础数据，并根据基础数据开展计算。

（4）编制结算依据，结算依据应包含结算基础数据和计算中间过程，方便电网企业、市场主体校核。

（5）通过电力交易平台向市场经营主体及电网企业出具结算依据。

（6）在电力交易平台公开结算依据中相关结算科目的计算示例和详细说明，接受市场主体监督。

（7）会同电网企业、电力调度机构对结算规则进行解读与培训、开展电费结算异议处理。

（8）组织开展市场有关经营主体结算风险评估，评估担保品担保效力，动态监测担保品覆盖率。

（9）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.6 电力调度机构的权利与义务

（1）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算的相关基础数据，确保交互数据的准确、完整、及时，对交互过程进行全程监控与日志记录。

（2）按规则计算并出具电力辅助服务、“两个细则”考核补偿等费用信息，并提供计算结果及计算过程至电网企业和电力交易机构，计算过程应保存中间计算结果。

（3）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（4）会同电网企业、电力交易机构对结算规则进行解读与培训、开展电费结算异议处理。

（5）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

4.7 电网企业的权利与义务

（1）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据准确、完整、及时。

（2）根据电力交易机构推送的结算依据，校核结算依据是否准确、完整。

（3）对结算依据中不包含的电费科目开展计算，并根据校核后的结算依据按自然月周期向市场经营主体出具电费账单。提供账单查询等服务，并按规定向市场经营主体收付款。

（4）向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出其结算担保品使用申请。

(5) 建设、管理、维护电费结算相关信息系统，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

(6) 会同电力交易机构、电力调度机构对结算规则进行解读与培训、开展电费结算异议处理。

(7) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5. 结算流程

5.1 结算准备

各责任主体需按时限依法依规提供真实、完整、准确地结算原始数据。

(一) 调度机构应向交易机构、电网企业提供数据如下：

(1) 日度数据。现货运行前 1 日 (D-1) (日度数据按自然日为单位计算，下同)，电力调度机构将 D 日省内日前市场出清、省间出清结果等相关数据推送至电力交易机构，并同步发送至电网企业。运行日后第 1 日 (D+1) 将 D 日省内实时市场出清、辅助服务市场出清结果、省间出清结果等相关结算数据推送至电力交易机构，并同步发送至电网企业。

(2) 月度数据。每月 (M 月) 第 1 个工作日 (月度数据按工作日为单位计算，下同) 24:00 前提供 M-1 月发电单元月度上网电量、历史差错电量至电力交易机构，并同步发送至电网企业。每月第 3 个工作日 24:00 前提供上月发电单元“两个细则”及辅助服务结算信息至电力交易机构，并同步发送至电网企业。

(二) 电网企业应向交易机构提供数据如下:

(1) 日度数据。运行日后第 2 日 (D+2) 24:00 前, 电网企业以交易单元为单位, 将 D 日各主体涉及电量清分部分的有关数据推送至电力交易机构。

(2) 月度数据。每月第 3 个工作日 24:00 前, 电网企业提供上月发电侧主体、用户侧主体日清及月度电量、历史差错信息等至电力交易机构。

5.2 结算计算

结算计算分为日清算与月结算:

(1) 日清算。D+3 日 24:00 前, 电力交易机构完成 D 日日清分计算并发布临时日清分结果供市场经营主体确认及反馈意见; 电力交易机构将各科目费用详细数据、计算过程及日清分结算单发送电网企业。

(2) 月结算。每月第 5 个工作日 24:00 前, 电力交易机构根据市场化电费计算结果, 出具经电力交易机构核对的上月结算依据并发布给市场经营主体, 并同步发送至电网企业进行校核。

5.3 结算校核

(1) 市场经营主体应在每月第 6 个工作日 24:00 前完成结算依据的核对、反馈和确认, 逾期未反馈视为自动确认。

(2) 电网企业应在每月第 6 个工作日 24:00 前完成结算依据的校核。

5.4 发布正式结算依据

电力交易机构应于每月第 8 个工作日 24:00 前，于交易平台发布经风控审核正式结算依据。

5.5 发布电费账单与收付款

(1) 电网企业根据正式结算依据及非市场化电费计算结果编制电费账单，并于每月第 10 个工作日 24:00 前向市场经营主体发行上月电费账单。

(2) 电网企业按规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

(3) 市场经营主体未按规定时限缴纳电费的，电网企业在逾期次日启动催缴。可根据逾期程度，依法依规采取收取违约金、暂停市场交易资格、启用履约保函或信用担保物抵扣欠费等措施。

6.电能量市场电费

6.1 批发市场电能量电费结算

6.1.1 市场化机组电能量电费

市场化机组电能量电费包含省内实时市场电能量电费、省内中长期差价合约电能量电费、省间差价电能量电费、应急调度电费等，计算公式如下：

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省内实时}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省间}} + C_{\text{省间}} + R_{\text{应急调度}}$$

式中：

$R_{\text{电能}}$ 为市场化机组电能量电费；

$R_{\text{省内实时}}$ 为市场化机组省内实时市场电能量电费；

$R_{\text{省内合约}}$ 为市场化机组省内中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{省间}}$ 为市场化机组省间差价电能量电费；

$C_{\text{省间}}$ 为市场化机组省间购电差价电能量电费；

$R_{\text{应急调度}}$ 为市场化机组应急调度电费。

6.1.1.1 省内实时市场电能量电费

根据市场化机组实际上网电量与省内实时市场节点边际电价计算省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{实际上网}} \times P_{\text{实时节点}})$$

式中：

$R_{\text{省内实时}}$ 为发电企业省内实时市场全电量电费；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为发电企业的实际上网电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点边际电价（未明确节点的暂取统一结算点）。

6.1.1.2 省内中长期差价合约电能量电费

市场化机组的省内中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算省内中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约}} = \sum [Q_{\text{省内合约}} \times (P_{\text{省内合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})]$$

式中：

$R_{\text{省内合约}}$ 为发电企业省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省内合约}}$ 为发电企业的省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内合约}}$ 为发电企业的省内中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为中长期结算参考点价格。

6.1.1.3 省间差价电能量电费

市场化机组省间差价电能量电费包括省间日前市场差价电费、省间日内市场差价电费、省间中长期差价合约电费（省间优先发电计划视为省间中长期合同，下同），其计算公式如下：

$$R_{\text{省间}} = R_{\text{省间日前}} + R_{\text{省间日内}} + R_{\text{省间合约}}$$

式中：

$R_{\text{省间}}$ 为市场化机组省间交易电费；

$R_{\text{省间日前}}$ 为市场化机组省间日前市场差价电费；

$R_{\text{省间日内}}$ 为市场化机组省间日内市场差价电费；

$R_{\text{省间合约}}$ 为市场化机组省间差价合约电费。

其中，

$$R_{\text{省间日前}} = \sum [Q_{\text{省间日前}} \times (P_{\text{省间日前}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间日前}}$ 为市场化机组省间日前市场差价电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为市场化机组的省间日前市场出清电量；

$P_{\text{省间日前}}$ 为市场化机组省间日前市场价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

$$R_{\text{省间日内}} = \sum [Q_{\text{省间日内}} \times (P_{\text{省间日内}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间日内}}$ 为市场化机组省间日内市场差价电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为市场化机组的省间日内市场出清电量；

$P_{\text{省间日内}}$ 为市场化机组省间日内市场价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心未提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间合约}} \times (P_{\text{省间合约}} - P_{\text{外送关口实时节点}})] + R_{\text{调整}}$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为市场化机组省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约}}$ 为市场化机组的省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}}$ 为市场化机组省间合约价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格；

$R_{\text{调整}}$ 为经调整后的合同调整电费。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间调整}} \times (P_{\text{省间调整}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为市场化机组省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间调整}}$ 为市场化机组的省间合约调整后结算电量；

$P_{\text{省间调整}}$ 为市场化机组省间合约调整后结算价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

6.1.1.4 省间购电差价电能量电费

市场化机组省间购电差价电能量电费包括省间日前市场购电差价电费、省间日内市场购电差价电费、省间中长期差价合约电费，其计算公式如下：

$$C_{\text{省间}} = C_{\text{省间日前}} + C_{\text{省间日内}} + C_{\text{省间合约}}$$

式中：

$C_{\text{省间市场}}$ 为省间交易电费；

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$C_{\text{省间合约}}$ 为省间购电差价合约电费。

其中，

$$C_{\text{省间日前}} = \sum [Q_{\text{省间日前}} \times (P_{\text{省间日前}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场结算电量；

$P_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

$$C_{\text{省间日内}} = \sum [Q_{\text{省间日内}} \times (P_{\text{省间日内}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场结算电量；

$P_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心未提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间合约}} \times (P_{\text{省间合约}} - P_{\text{外受关口实时节点}})] + R_{\text{调整}}$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约}}$ 为省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}}$ 为省间合约价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格；

$R_{\text{调整}}$ 为经北京交易中心调整后的合同调整电费。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间调整}} \times (P_{\text{省间调整}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算电量；

$P_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

6.1.1.5 市场化机组应急调度电费

市场化机组的应急调度电量按照对应的合约电价与外送关口所在节点的省内实时市场价格价差计算应急调度电费，计算公式如下：

$$R_{\text{应急调度}} = \sum [Q_{\text{应急调度}} \times (P_{\text{应急调度}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{应急调度}}$ 为市场化机组应急调度电费；

$Q_{\text{应急调度}}$ 为市场化机组应急调度电量；

$P_{\text{应急调度}}$ 为市场化机组应急调度价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

6.1.2 优先发电机组、调试机组、自备电厂机组、省内应急备用机组的电费结算

6.1.2.1 优先发电机组电费结算

$R_{\text{优发电能}} = R_{\text{省内实时}} + R_{\text{核定上网差价}}$

式中：

$R_{\text{优发电能}}$ 为优先发电机组电能量市场电费；

$R_{\text{省内实时}}$ 为优先发电机组省内实时市场全电量电费；

$R_{\text{核定上网差价}}$ 为优先发电机组核定上网电价差价电费。

$R_{\text{核定上网差价}} = \sum [Q_{\text{实际上网}} \times (P_{\text{核定上网}} - P_{\text{实时节点}})]$

式中：

$R_{\text{核定上网差价}}$ 为优先发电机组核定上网电价差价电费；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为优先发电机组的实际上网电量，现阶段无法分时计量的优先发电机组分时电量暂按拟合形成曲线；

$P_{\text{核定上网}}$ 为优先发电机组核定上网电价；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点边际电价。

6.1.2.2 调试机组电费结算

$R_{\text{调试}} = \sum (Q_{\text{实际上网}} \times P_{\text{实时节点}})$

式中：

$R_{\text{调试}}$ 为调试机组电能量市场电费；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为调试机组的实际上网电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点电价。

6.1.2.3 自备电厂机组电费结算

$$R_{\text{自备}} = \sum (Q_{\text{实际上网}} \times P_{\text{实时节点}})$$

式中：

$R_{\text{自备电厂}}$ 为自备电厂机组电能量市场电费；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为自备电厂机组的实际上网电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点电价。

6.1.2.4 省内应急备用机组电费结算

$$R_{\text{应急备用}} = \sum (Q_{\text{实际上网}} \times P_{\text{实时节点}})$$

式中：

$R_{\text{自备电厂}}$ 为省内应急备用机组电能量市场电费；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为省内应急备用机组的实际上网电量（暂仅对累计发电利用小时数不超过 100 小时的上网电量进行结算）；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点电价。

6.1.3 批发用户、售电公司电能量电费

批发用户、售电公司电能量电费包含省实时全电量电费、中长期差价合约电费、省间差价电能量电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{电能}} = C_{\text{省内实时}} + C_{\text{合约}} + C_{\text{省间}}$$

式中：

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户、售电公司电能量电费；

$C_{\text{省内实时}}$ 为批发用户、售电公司省内实时市场电能量电费；

$C_{\text{合约}}$ 为批发用户、售电公司中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{省间}}$ 为批发用户、售电公司省间差价电能量电费。

6.1.3.1 批发用户、售电公司省内实时市场电能量电费

根据批发用户、售电公司实际用电量与省内实时市场节点电价（暂取统一结算点）计算省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内实时}} = \sum (Q_{\text{实际用电}} \times P_{\text{实时节点}})$$

式中：

$C_{\text{省内实时}}$ 为批发用户、售电公司省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际用电}}$ 为批发用户、售电公司实际用电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点电价（暂取统一结算点）。

6.1.3.2 批发用户、售电公司中长期差价合约电能量电费

批发用户、售电公司的中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{合约}} = \sum [Q_{\text{合约}} \times (P_{\text{合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})]$$

式中：

$C_{\text{合约}}$ 为批发用户、售电公司中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{合约}}$ 为批发用户、售电公司的中长期合约电量；

$P_{\text{合约}}$ 为批发用户、售电公司的中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为省内中长期结算参考点价格。

6.1.3.3 省间购电差价电能量电费

批发用户、售电公司省间差价电能量电费包括省间日前市场差价电费、省间日内市场差价电费、省间中长期差价合约电费，其计

算公式如下：

$$C_{\text{省间}} = C_{\text{省间日前}} + C_{\text{省间日内}} + C_{\text{省间合约}}$$

式中：

$C_{\text{省间}}$ 为省间交易电费；

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$C_{\text{省间合约}}$ 为省间购电差价合约电费。

其中，

$$C_{\text{省间日前}} = \sum [Q_{\text{省间日前}} \times (P_{\text{省间日前}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场结算电量；

$P_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

$$C_{\text{省间日内}} = \sum [Q_{\text{省间日内}} \times (P_{\text{省间日内}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场结算电量；

$P_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心未提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间合约}} \times (P_{\text{省间合约}} - P_{\text{外受关口实时节点}})] + R_{\text{调整}}$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约}}$ 为省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}}$ 为省间合约价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格；

$R_{\text{调整}}$ 为调整后的合同调整电费。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间调整}} \times (P_{\text{省间调整}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算电量；

$P_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

6.1.4 电网代理工商业用户电能量电费

电网代理工商业用户电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费、电网企业采购的优先发电费用、省间差价电能量电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{代购电能}} = C_{\text{代购实时}} + C_{\text{代购合约}} + C_{\text{采购的优先发电相关费用}} + C_{\text{省间}}$$

式中：

$C_{\text{代购电能}}$ 为电网代理工商业用户电能量结算电费；

$C_{\text{代购实时}}$ 为电网代理工商业用户实时市场电能量电费；

$C_{\text{代购合约}}$ 为电网代理工商业用户中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{采购的优先发电相关费用}}$ 为电网企业采购的优先发电费用；

$C_{\text{省间}}$ 为电网代理工商业用户省间差价电能量电费。

6.1.4.1 电网代理工商业用户实时市场电能量电费

根据电网代理工商业用户实时市场用电量与省内实时市场统一结算点电价计算实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{代购实时}} = \sum (Q_{\text{代购用电}} \times P_{\text{统一}})$$

式中：

$C_{\text{代购实时}}$ 为电网代理工商业用户实时市场电能量电费；

$Q_{\text{代购用电}}$ 为电网代理工商业用户用户实际用电量；

$P_{\text{统一}}$ 为省内实时市场统一结算点电价。

6.1.4.2 电网代理工商业用户中长期差价合约电能量电费

电网代理工商业用户中长期合约电量按中长期合约价格与中长期结算参考点现货电价价差计算电网代理工商业用户中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{代购合约}} = \sum [Q_{\text{代购}} \times (P_{\text{代购合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})]$$

式中：

$C_{\text{代购合约}}$ 为电网代理工商业用户中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{代购}}$ 为电网代理工商业用户中长期合约电量；

$P_{\text{代购合约}}$ 为电网企业代理中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为中长期结算参考点现货电价。

6.1.4.3 电网企业采购优先发电差价费用

采购优先发电差价费用计算公式如下：

$$C_{\text{采购的优先发电}} = \sum [Q_{\text{优发上网电量}} \times (P_{\text{优发}} - P_{\text{实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{采购的优先发电}}$ 为电网代理工商业用户采购优先发电差价费用；

$Q_{\text{优发上网电量}}$ 为采购优先发电机组上网电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点电价；

$Q_{\text{优发上网电量}}$ 为优先发电机组总上网电量。

现阶段，具备分时计量功能的优先发电机组分时上网电量取实际计量电量，不具备分时计量功能的按拟合形成曲线。

6.1.4.4 省间购电差价电能量电费

电网代理购电省间差价电能量电费包括省间日前市场差价电费、省间日内市场差价电费、省间中长期差价合约电费，其计算公式如下：

$$C_{\text{省间}} = C_{\text{省间日前}} + C_{\text{省间日内}} + C_{\text{省间合约}}$$

式中：

$C_{\text{省间}}$ 为省间交易电费；

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$C_{\text{省间合约}}$ 为省间购电差价合约电费。

其中，

$$C_{\text{省间日前}} = \sum [Q_{\text{省间日前}} \times (P_{\text{省间日前}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场结算电量；

$P_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

$$C_{\text{省间日内}} = \sum [Q_{\text{省间日内}} \times (P_{\text{省间日内}} - P_{\text{外受关口实时节点}})]$$

式中：

$C_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电差价电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场结算电量；

$P_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场购电价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心未提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间合约}} \times (P_{\text{省间合约}} - P_{\text{外受关口实时节点}})] + R_{\text{北交调整}}$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间合约}}$ 为省间合约电量；

$P_{\text{省间合约}}$ 为省间合约价格；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格；

$R_{\text{北交调整}}$ 为经北京交易中心调整后的合同调整电费。

对省间合约电量进行调整后，如北京交易中心提供调整后的结算分时量价，省间合约差价电费计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约}} = \sum [Q_{\text{省间调整}} \times (P_{\text{省间调整}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$R_{\text{省间合约}}$ 为省间差价合约电费；

$Q_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算电量；

$P_{\text{省间调整}}$ 为省间合约调整后结算价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

6.1.5 独立储能电能量电费

独立储能电能量电费根据放电、充电电量分为两个结算单元结算。

6.1.5.1 独立储能放电电能量电费

独立储能放电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费等，计算公式如下：

$$R_{\text{放电}} = R_{\text{放电实时}} + R_{\text{放电合约}}$$

式中：

$R_{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的电能量电费；

$R_{\text{放电实时}}$ 为独立储能放电结算单元的实时市场电能量电费；

$R_{\text{放电合约}}$ 为独立储能放电结算单元的中长期差价合约电能量电费。

(1) 独立储能放电实时市场电能量电费

独立储能放电的实际上网电量与实时市场节点边际电价计算实时市场放电电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{放电实时}} = \sum Q_{\text{放电上网}} \times P_{\text{实时节点}}$$

式中：

$R_{\text{放电实时}}$ 为独立储能放电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{放电上网}}$ 为独立储能的放电结算单元实际上网电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点边际电价。

（2）独立储能放电中长期差价合约电能量电费

独立储能放电中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算独立储能放电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{放电中长期合约}} = Q_{\text{放电中长期合约}} \times (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})$$

式中：

$R_{\text{放电中长期合约}}$ 为独立储能放电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{放电中长期合约}}$ 为独立储能放电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约}}$ 为独立储能放电结算单元中长期合约的价格；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为中长期结算参考点现货电价。

6.1.5.2 独立储能充电电能量电费

独立储能充电作为批发用户时电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{充电}} = C_{\text{充电实时}} + C_{\text{充电中长期合约}}$$

式中：

$C_{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的电能量电费；

$C_{\text{充电实时}}$ 为独立储能充电结算单元的实时市场电能量电费；

$C_{\text{充电中长期合约}}$ 为独立储能充电结算单元的中长期差价合约电能量电费。

(1) 独立储能充电实时市场电能量电费

独立储能充电的实际充电量与实时市场节点边际电价计算实时市场充电电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{充电实时}} = \sum Q_{\text{充电实际}} \times P_{\text{实时节点}}$$

式中：

$C_{\text{充电实时}}$ 为独立储能充电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{充电实际}}$ 为独立储能的充电结算单元实际充电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点边际电价。

(2) 独立储能充电中长期差价合约电能量电费

独立储能充电中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算独立储能充电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{充电中长期合约}} = Q_{\text{充电中长期合约}} \times (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})$$

式中：

$C_{\text{充电中长期合约}}$ 为独立储能充电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{充电中长期合约}}$ 为独立储能充电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约}}$ 为独立储能充电结算单元中长期合约价格；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为中长期结算参考点现货电价。

6.1.6 虚拟电厂电能量电费

以发电类虚拟电厂聚合单元、储能类虚拟电厂聚合单元或负荷类虚拟电厂聚合单元为结算单元结算。

6.1.6.1 发电类虚拟电厂电能量电费

发电类虚拟电厂电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费等，按照发电企业电能量结算公式结算。

6.1.6.2 储能类虚拟电厂电能量电费

储能类虚拟电厂电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费等，按照独立储能电能量结算公式结算。

6.1.6.3 负荷类虚拟电厂电能量电费

负荷类虚拟电厂用电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{用电}} = C_{\text{用电实时}} + C_{\text{用电合约}}$$

式中：

$C_{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的电能量电费；

$C_{\text{用电实时}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的实时市场电能量电费；

$C_{\text{用电合约}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的中长期差价合约电能量电费。

（1）负荷类虚拟电厂实时市场电能量电费

负荷类虚拟电厂的实际用电量与实时市场系统电价计算实时市场用电电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{用电实时}} = \sum (Q_{\text{用电实际}} \times P_{\text{实时节点}})$$

式中：

$C_{\text{用电实时}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{用电实际}}$ 为虚拟电厂的用电结算单元实际用电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为省内实时市场节点边际电价。

(2) 负荷类虚拟电厂中长期差价合约电能量电费

负荷类虚拟电厂用电中长期合约电量按对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算虚拟电厂用电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{用电合约}} = \sum [Q_{\text{用电合约}} \times (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{中长期结算参考点}})]$$

式中：

$C_{\text{用电合约}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{用电合约}}$ 为虚拟电厂用电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的中长期合约价格；

$P_{\text{中长期结算参考点}}$ 为中长期结算参考点价格。

6.2 零售用户电能量电费结算

零售侧用电主体电能量电费为依据实际用电量及零售套餐折算价格计算的电费。

$$F_{\text{零售电能}} = \sum [Q_{\text{分时用电量}} \times (R_1 \times P_{\text{月度固定价格}} + R_2 \times P_{\text{分时固定价格}} + R_3 \times P_{\text{月度联动价格}} + R_4 \times P_{\text{分时联动价格}})]$$

式中：

$F_{\text{零售电能}}$ 为零售用户套餐电能量费用；

R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 为套餐约定的比例系数，其中 $R_1 + R_2 + R_3 + R_4 = 1$ ；

$Q_{\text{分时用电量}}$ 为零售用户分时用电量；

$P_{\text{月度固定价格}}$ 为零售用户套餐约定的月度固定价格；

$P_{\text{分时固定价格}}$ 为零售用户套餐约定的月度分时固定价格；

$P_{\text{月度联动价格}}$ 为零售用户套餐约定的月度联动价格；

$P_{\text{分时联动价格}}$ 为零售用户套餐约定的分时联动价格。

6.3 聚合资源电费结算

虚拟电厂聚合资源根据其与虚拟电厂运营商签订的零售合约或收益分成协议计算电费。

7. 辅助服务市场费用

7.1 调频市场费用结算

调频市场结算采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。

调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算。

调频补偿费用计算方式如下：

$$R_{\text{调频}} = \sum (D_{\text{调频}} \times K_{\text{调频}} \times P_{\text{调频}})$$

其中，

$R_{\text{调频}}$ 为机组调频辅助服务电费；

$D_{\text{调频}}$ 为机组实际调频里程；

$K_{\text{调频}}$ 为机组实际调频性能指标；

$P_{\text{调频}}$ 为机组调频辅助服务市场出清价格。

7.2 备用市场费用结算

备用市场采用基于中标备用容量的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标备用容量和备用时间。

备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标备用容量的，按实际备用容量结算

备用补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{备用}} = \sum (C_{\text{备用}} \times t_{\text{备用}} \times P_{\text{备用}})$$

其中，

$R_{\text{备用}}$ 为机组备用辅助服务电费；

$C_{\text{备用}}$ 为机组中标备用容量与实际备用容量的较小值；

$t_{\text{备用}}$ 为机组中标备用时间；

$P_{\text{备用}}$ 为机组备用市场出清价格。

辅助服务费用由全体工商业用户用电量、电网侧独立新型储能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和省内未参与电能量市场交易的上网电量以及外送电量按电量比例分摊。

8.容量电费

8.1 容量电费结算

容量电费为有效容量、容量补偿标准和容量供需系数三者

的乘积，计算公式如下：

$$R_{\text{容量}} = C_{\text{容量}} \times P_{\text{容量}} \times \beta$$

其中，

$R_{\text{容量}}$ 主体容量补偿费用；

$C_{\text{容量}}$ 为主体有效容量；

$P_{\text{容量}}$ 为主体容量补偿标准；

β 为系统容量供需系数。

其中，有效容量可按机组在电力系统净负荷高峰时段能够提供的平均可靠容量或机组自行申报容量（申报容量不大于可靠容量）确定；容量电费标准考虑边际机组全部固定成本水平，由省级价格主管部门牵头按周期开展成本测算；系统容量需求系数考虑系统需求（含外送功率及合理备用）与有效装机容量总和比值确定。

8.2 容量电费考核

8.2.1 对储能之外的发电资源

容量电费考核可基于有效容量的确认方式按以下两种方式开展：

（1）按可靠容量确定有效容量的，按年一次性考核：

按可靠容量进行补偿的，按年一次性考核。对于省内发电机组，在全年系统净负荷高峰时段，机组无法按照调度指令提供可靠容量的，扣除实际出力不足可靠容量部分的全年容量补偿费用。对于省间外购电，除由于输电设施故障等原因外，在全年系统净负荷高峰时段通道未按约定提供可靠容量，则扣除不足可靠容量部分的全年

容量补偿费用。

(2) 按申报容量确定有效容量的，按月分次考核：

按申报容量进行补偿的，按月分次考核。对于省内发电机组，机组运行期间，机组无法按照调度指令提供申报最大出力或放电时长的，月内发生一次扣减当月容量电费，自然年内发生三次且不在同月内发生的，取消其获取容量电费资格。对于省间外购电，除由于输电设施故障等原因外，在月内系统净负荷高峰时段发生一次未按照约定提供所申报容量，则扣除不足申报容量部分的当月容量补偿费用，自然年内发生三次且不在同月内未按约定提供所申报容量，扣减全年容量电费。

8.2.2 对于新型储能等发电时长受限的发电资源

按日统计，按月考核。按日统计系统净负荷高峰时段的平均上网能力， $\text{平均上网能力} = \text{可靠容量} \times \text{Min}(\text{实际荷电量}/\text{铭牌}/\text{额定放电时长}, 1)$ ，月度考核时，取当月平均上网能力的最小值，对不足可靠容量的部分对应的容量电费进行扣减。不具备荷电状态实时监测的储能不予补偿。

容量电费由由全体工商业用户用电量、电网侧独立新型储能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和省内未参与电能量市场交易的上网电量以及外送电量按电量比例分摊。

9.运行考核电费

9.1 考核电费

(一) 对于按电量开展“两个细则”考核的，按如下公式开展

计算：

$$C_{\text{执行偏差考核}} = \sum [Q_{\text{执行偏差电量}} \times \text{Max}(P_{\text{实时节点}}, 0)]$$

其中，

$C_{\text{执行偏差考核}}$ 为执行偏差考核费用；

$Q_{\text{执行偏差电量}}$ 为执行偏差电量；

$P_{\text{实时节点}}$ 为实时市场节点边际电价。

（二）对于按罚分制开展“两个细则”考核的，按如下公式开展计算：

$$C_{\text{执行偏差考核}} = \sum (Q_{\text{考核罚分}} \times R_{\text{单位罚分价格}})$$

其中，

$C_{\text{执行偏差考核}}$ 为执行偏差考核费用；

$Q_{\text{考核罚分}}$ 为执行偏差考核罚分；

$R_{\text{单位罚分价格}}$ 为单位罚分价格。

考核罚分上限按照各地相关规则执行。

（三）执行偏差考核费用待成本监审后纳入系统运行费。

9.2 补偿电费

按“两个细则”开展补偿的费用待成本监审后纳入系统运行费。

10.成本补偿费用

成本补偿费用按日计算参与市场出清机组的启动成本、空载成本和电能量边际成本之和，与实时现货市场收入相比较，收益为负时进行补偿。成本补偿费用原则上由用户用电量、电网侧独立新型储能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和未参与市场交易的上网电

量共同分担。

10.1 必开机组成本补偿费用

对于非自身原因必开机组，启动成本、空载成本、必开最小出力以下电能量边际成本均取核定值，必开最小出力以上电能量边际成本取申报值与核定值中的较小值；对于自身原因必开机组，启动成本、空载成本、必开最小出力以下电能量边际成本取 0，必开最小出力以上电能量边际成本取申报值与核定值中的较小值。其计算公式为：

$$F_{\text{必开}} = F_{\text{机组启动成本}} + F_{\text{机组空载成本}} + F_{\text{电能量边际成本}} - F_{\text{实时市场电费}}$$

式中：

$F_{\text{必开}}$ 为必开机组成本补偿费用；

$F_{\text{机组启动成本}}$ 为机组启动成本；

$F_{\text{机组空载成本}}$ 为机组空载成本；

$F_{\text{电能量边际成本}}$ 为电能量边际成本；

$F_{\text{实时市场电费}}$ 为实时市场电费。

10.2 非必开机组成本补偿费用

对于非必开机组成本补偿，其启动成本、空载成本、电能量边际成本均取申报值与核定值中的较小值。其计算公式为：

$$F_{\text{非必开}} = F_{\text{机组启动成本}} + F_{\text{机组空载成本}} + F_{\text{电能量边际成本}} - F_{\text{实时市场电费}}$$

式中：

$F_{\text{非必开}}$ 为非必开机组成本补偿费用；

$F_{\text{机组启动成本}}$ 为机组启动成本；

$F_{\text{机组空载成本}}$ 为机组空载成本；

$F_{\text{电能量边际成本}}$ 为电能量边际成本；

$F_{\text{实时市场电费}}$ 为实时市场电费。

10.3 发电侧运行成本计算

10.3.1 启动成本

启动成本是指发电机从停机状态开机到并网产生的成本。启动成本是机组锅炉温度的函数，将机组锅炉温度分为热、温、冷三种状态，分别对应热态启动、温态启动、冷态启动。对于燃煤机组，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；对于燃气机组，停机时间 24 小时以内为热态启动，停机时间 24 小时（含）至 132 小时（含）为温态启动，停机时间 132 小时以上为冷态启动。其结算公式为：

$$F_{\text{启动成本},i} = C_{\text{启动燃料成本},i} + C_{\text{启动辅汽费用和除盐水费用},i} + C_{\text{启动厂用电费用},i} + C_{\text{启动时间内固定成本},i}$$

式中：

$F_{\text{启动成本},i}$ 为 i 状态（ i 为热态、温态、冷态）启动成本补偿；

$C_{\text{启动燃料成本},i}$ 为 i 状态启动燃料成本；

$C_{\text{启动辅汽费用和除盐水费用},i}$ 为 i 状态启动辅汽费用和除盐水费用；

$C_{\text{启动厂用电费用},i}$ 为 i 状态启动厂用电费用；

$C_{\text{启动时间内固定成本},i}$ 为 i 状态启动时间内固定成本。

10.3.2 空载成本

空载成本是指对机组维持同步转速、输出电功率为零所需成本，主要包括空载状态下的燃料耗用成本、机组运行维护成本。其结算公式为：

$$F_{\text{空载成本}} = H_{\text{空载燃料消耗量}} \times C_{\text{空载燃料相关成本}}$$

$F_{\text{空载成本}}$ 为机组的空载成本；

$H_{\text{空载燃料消耗量}}$ 为空载燃料消耗量（由于火电机组无法在空载状态下稳定运行，空载燃料消耗量取机组能耗曲线上输出功率为零的函数值，在已准确测定机组热耗量曲线的前提下，可根据回归分析法计算机组出力为零时的燃料消耗）；

$C_{\text{空载燃料相关成本}}$ 为空载燃料相关成本。

10.3.3 电能量边际成本

其中电能量边际成本是指发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的成本。当前，边际电能量成本仅考虑边际燃料成本，边际燃料成本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。其结算公式为：

$$F_{\text{电能量边际成本}} = H_{\text{增量热耗率}} \times C_{\text{机组边际燃料相关成本}}$$

式中：

$F_{\text{电能量边际成本}}$ 为机组的电能量边际成本补偿；

$H_{\text{增量热耗率}}$ 为增量热耗率（机组每多生产 1MWh 电能额外消耗的燃料量，其计算基于机组能耗特性曲线，通过对供电能耗曲线求一阶导数，得出最小技术出力至额定容量范围内的单位燃料消耗增量（kg/MWh 或 Nm³/MWh））；

C 机组边际燃料相关成本为机组边际燃料相关成本。

变动成本应由各地价格主管部门对地区内同类型典型机组进行成本调查后核定。

11.权益电费

发电企业权益结算费用包括绿色电力环境权益电费及绿电对应绿证费用、机制差价结算电费（发电侧）、财政补贴电费（包括中央补贴、地方补贴，含垃圾焚烧等）等。

11.1 绿色电力环境权益电费计算公式如下：

$$F_{\text{绿色电力环境权益费用}} = \sum (Q_{\text{绿电对应绿证电量}} \times P_{\text{绿色电力环境权益价格}})$$

式中：

$F_{\text{绿色电力环境权益费用}}$ 为绿色电力环境权益费用；

$Q_{\text{绿电对应绿证电量}}$ 为当月绿电对应绿证电量；

$P_{\text{绿色电力环境权益价格}}$ 为绿色电力环境权益价格。

其中：

$$Q_{\text{绿电对应绿证电量}} = \text{Min} (Q_{\text{绿电合同电量}}, Q_{\text{扣除机制电量的剩余上网电量}}, Q_{\text{用户用电量}})$$

11.2 机制差价结算电费

对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额用户侧纳入当地系统运行费用，发电侧纳入权益电费。结算公式如下：

$$F_{\text{机制电量电费}} = \sum [Q_{\text{机制电量}} \times (P_{\text{机制电价}} - P_{\text{市场交易均价}})]$$

式中：

$F_{\text{机制电量电费}}$ 为机制电量电费；

$Q_{\text{机制电量}}$ 为机制电量；

$P_{\text{机制电价}}$ 为机制电价；

$P_{\text{市场交易均价}}$ 为同类型市场交易加权均价。

无法确定具体节点的新能源项目可暂按实时市场用户侧结算参考价格结算实时市场电费及机制电量差价电费，核电机组按实时市场发电侧节点加权平均价结算机制电量差价电费。

11.3 财政补贴电费

按照国家及地方相关规定和标准执行。

12. 计量不平衡费用

计量不平衡费用指因市场结算四舍五入、计量因素引起的不平衡费用。

12.1 主体计量不平衡费用

单个主体计量不平衡费用由自身计量不平衡量与计量不平衡价格计算，计算公式如下：

$$F_{\text{计量不平衡},n} = (Q_{\text{月度计量},n} - \sum Q_{\text{分时计量},n}) \times P_{\text{计量不平衡}}$$

式中：

$F_{\text{计量不平衡},n}$ 为市场主体 n 计量不平衡费用；

$Q_{\text{月度计量},n}$ 为市场主体 n 月度计量电量；

$Q_{\text{分时计量},n}$ 为市场主体 n 为分时计量电量；

$P_{\text{计量不平衡}}$ 为计量不平衡价格（取主体月度实时市场加权均价）。

12.2 市场计量不平衡费用

市场计量不平衡费用为各主体计量不平衡费用之和，市场计量

不平衡费用由用户侧按实际用电量分摊/分享。市场计量不平衡费用计算公式如下：

$$F_{\text{市场计量不平衡}} = F_{\text{发电侧计量不平衡}} - F_{\text{用户侧计量不平衡}}$$

式中：

$F_{\text{市场计量不平衡}}$ 为市场计量不平衡费用；

$F_{\text{发电侧计量不平衡}}$ 为发电侧计量不平衡总费用；

$F_{\text{用户侧计量不平衡}}$ 为用户侧计量不平衡总费用。

市场计量不平衡费用由市场化机组、市场化用户按实际发用电量比例分摊/分享。

13.阻塞盈余费用

阻塞盈余费用为由于阻塞原因造成的应收费用与应付费用的之差。发用电双方可自行约定结算参考点或结算参考点强制选取在发电侧的地区，阻塞盈余由用户侧按实际用电量返还。其计算公式如下：

$$F_{\text{阻塞盈余}} = F_{\text{实时市场阻塞盈余}} = F_{\text{非市场化用户}} + F_{\text{市场化用户}} + F_{\text{新型主体用电量}} + F_{\text{省间外送电量}} + F_{\text{上网环节线损}} - F_{\text{非市场化发电}} - F_{\text{市场化发电}} - F_{\text{新型主体发电量}} - F_{\text{省间外受电量}}$$

式中：

$F_{\text{阻塞盈余}}$ 为阻塞盈余费用；

$F_{\text{实时市场阻塞盈余}}$ 为实时市场阻塞盈余费用。

$F_{\text{非市场化用户}}$ 为实时市场非市场化用户按用户统一结算价格计算的电量电费；

$F_{\text{市场化用户}}$ 为实时市场市场化用户电量电费；

$F_{\text{省间外送电量}}$ 为实时市场省间外送电量电费；

$F_{\text{上网环节线损}}$ 为实时市场上网环节线损电费；

$F_{\text{非市场化发电}}$ 为实时市场非市场化发电机组按节点电价计算的电量电费；

$F_{\text{市场化发电}}$ 为实时市场市场化发电机组发电量电费；

$F_{\text{省间外受电量}}$ 为实时市场省间外受电量电费。

13.1 非市场化用户电量电费

$$F_{\text{非市场化用户}} = \sum (P_{\text{统一}} \times Q_{\text{非市场化用户}})$$

式中：

$F_{\text{非市场化用户}}$ 为实时市场非市场化用户按用户统一结算价格计算的电量电费；

$P_{\text{统一}}$ 暂为实时市场统一结算点价格；

$Q_{\text{非市场化用户}}$ 为非市场化用户实际分时用电量。

现阶段，非市场化用户分时用电量暂按拟合确定曲线。

13.2 市场化用户电量电费

$$F_{\text{市场化用户}} = \sum (P_{\text{统一}} \times Q_{\text{市场化用户}})$$

式中：

$F_{\text{市场化用户}}$ 为实时市场市场化用户电量电费；

$P_{\text{统一}}$ 暂为实时市场统一结算点价格；

$Q_{\text{市场化用户}}$ 为市场化用户实际分时用电量。

13.3 新型主体用电量电费

$$F_{\text{新型主体用电量}} = \sum (P_{\text{节点}} \times Q_{\text{新型主体用电量}})$$

式中：

$F_{\text{新型主体用电量}}$ 为新型主体用电量（新型储能充电、负荷类虚拟电厂用电）电费；

$P_{\text{节点}}$ 为实时市场节点价格；

$Q_{\text{新型主体用电量}}$ 为新型主体实际分时用电量。

13.4 省间外送电量电费

$$F_{\text{省间外送电量}} = \sum (P_{\text{省间外送关口}} \times Q_{\text{省间外送电量}})$$

式中：

$F_{\text{省间外送电量}}$ 为实时市场省间外送电量电费；

$P_{\text{省间外送关口}}$ 为实时市场省间外送关口所在节点边际电价；

$Q_{\text{省间外送电量}}$ 为实时市场省间外送分时电量。

13.5 非市场化发电机组发电量电费

$$F_{\text{非市场化发电}} = \sum (P_{\text{节点}} \times Q_{\text{非市场化发电}})$$

式中：

$F_{\text{非市场化发电}}$ 为实时市场非市场化发电机组按节点电价计算的电量电费；

$P_{\text{节点}}$ 为实时市场节点价格（无法确认节点机组暂取统一结算点价格）；

$Q_{\text{市场化发电}}$ 为市场化发电机组实际上网分时电量。

13.6 市场化发电机组发电量电费

$$F_{\text{市场化发电}} = \sum (P_{\text{节点}} \times Q_{\text{市场化发电}})$$

式中：

$F_{\text{市场化发电}}$ 为实时市场市场化发电机组发电量电费；

$P_{\text{节点}}$ 为实时市场节点价格（无法确认节点机组暂取统一结算点价格）；

$Q_{\text{市场化发电}}$ 为优先发电机组实际上网分时电量。

现阶段，无法分时计量的优先发电机组分时发电量暂按拟合形成曲线。

13.7 新型主体发电量电费

$$F_{\text{新型主体发电量}} = \sum (P_{\text{节点}} \times Q_{\text{新型主体发电量}})$$

式中：

$F_{\text{新型主体发电量}}$ 为新型主体发电量电费；

$P_{\text{节点}}$ 为实时市场节点价格；

$Q_{\text{新型主体发电量}}$ 为新型主体实际分时发电量。

13.8 省间外受电量电费

$$F_{\text{省间外受电量}} = \sum (P_{\text{省间外受关口}} \times Q_{\text{省间外受电量}})$$

式中：

$F_{\text{省间外受电量}}$ 为实时市场省间外受电量电费；

$P_{\text{省间外受关口}}$ 为实时市场省间外受关口所在节点边际电价；

$Q_{\text{省间外受电量}}$ 为实时市场省间外受电量。

13.9 上网环节线损电费

$$F_{\text{上网环节线损}} = \sum (P_{\text{统一}} \times Q_{\text{上网环节线损}})$$

式中：

$F_{\text{上网环节线损}}$ 为实时市场上网环节线损电费

$P_{\text{统一}}$ 为实时市场统一结算点价格；

$Q_{\text{上网环节线损}}$ 为上网环节线损电量。

其中：

$$Q_{\text{上网环节线损}} = Q_{\text{非市场化发电}} + Q_{\text{市场化发电}} + Q_{\text{新型主体发电量}} + Q_{\text{省间外送电量}} - Q_{\text{非市场化用户}} - Q_{\text{市场化用户}} - Q_{\text{新型主体用电量}} - Q_{\text{省间外送电量}}$$

式中：

$Q_{\text{上网环节线损}}$ 为上网环节线损电量；

$Q_{\text{非市场化用户}}$ 为非市场化用户实际分时用电量；

$Q_{\text{市场化用户}}$ 为市场化用户实际分时用电量；

$Q_{\text{新型主体用电量}}$ 为新型主体实际分时用电量；

$Q_{\text{省间外送电量}}$ 为实时市场省间外送分时电量；

$Q_{\text{市场化发电}}$ 为市场化发电机组实际上网分时电量；

$Q_{\text{非市场化发电}}$ 为优先发电机组实际上网分时电量；

$Q_{\text{新型主体发电量}}$ 为新型主体实际分时发电量；

$Q_{\text{省间外送电量}}$ 为实时市场省间外送电量。

14.社会责任费用

社会责任费用是随电费收取的可持续发展价格结算机制差价结算疏导费用、政府性基金及附加、优先发电差价费用、居民农业新增交叉补贴损益等科目。

14.1 可持续发展价格结算机制差价结算

可持续发展价格结算机制差价结算疏导费用每月由全体工商业用户用电量按当月电量比例分摊。

14.2 政府基金及附加

政府基金及附加包括：国家重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持资金、地方水库移民后期扶持资金、可再生能源电价附加、农网还贷基金等。政府基金及附加价格标准按本地区规定执行。

14.3 居民农业新增交叉补贴损益

居民农业新增交叉补贴损益计算公式如下：

$$F_{\text{交叉补贴损益}} = F_{\text{居民农业享受交叉补贴}} - F_{\text{工商业提供交叉补贴}}$$

式中：

$F_{\text{交叉补贴损益}}$ 为居民农业新增交叉补贴损益；

$F_{\text{工商业提供交叉补贴}}$ 为月度工商业用户提供的交叉补贴；

$F_{\text{居民农业享受交叉补贴}}$ 为月度居民农业用户享受的交叉补贴。

$$F_{\text{工商业提供交叉补贴}} = P_{\text{基准电价交叉补贴}} \times Q_{\text{工商业}}$$

式中：

$F_{\text{工商业提供交叉补贴}}$ 为月度工商业用户提供的交叉补贴；

$P_{\text{基准电价交叉补贴}}$ 为基准电价交叉补贴标准；

$Q_{\text{工商业}}$ 为工商业用户月度总用电量。

$$F_{\text{居民农业享受交叉补贴}} = F_{\text{综合采购}} + F_{\text{线损}} + F_{\text{输配}} - F_{\text{到户}}$$

式中：

$F_{\text{居民农业享受交叉补贴}}$ 为月度居民农业用户享受的交叉补贴；

$F_{\text{综合采购}}$ 为居民农业用户综合采购费用；

$F_{\text{线损}}$ 为居民农业理论线损电费；

$F_{\text{输配}}$ 为居民农业用户输配电费；

$F_{\text{到户}}$ 为不含政府性基金附加的居民农业到户总电费（指当月居民农业用户按目录电价结算的总电量电费剔除政府性基金及附加后的金额）。

$$F_{\text{综合采购}} = P_{\text{综合采购}} \times Q_{\text{月度居民农业}}$$

式中：

$F_{\text{综合采购}}$ 为居民农业用户综合采购费用；

$P_{\text{综合采购}}$ 为居民农业用户综合采购价；

$Q_{\text{月度居民农业}}$ 为居民农业用户当月总用电量。

$$F_{\text{居民农业线损电费}} = \sum [P_{\text{实时市场加权均价}} \times R_{\text{综合线损率}} / (1 - R_{\text{综合线损率}}) \times Q_{\text{月度居民农业}}]$$

式中：

$F_{\text{居民农业线损}}$ 为居民农业理论线损电费；

$P_{\text{实时市场加权均价}}$ 为发电侧实时市场月度加权均价；

$R_{\text{综合线损率}}$ 为理论综合线损率；

$Q_{\text{月度居民农业}}$ 为居民农业用户当月用电量。

$$F_{\text{输配}} = \sum (P_{\text{输配},n} \times Q_{\text{月度居民农业},n})$$

式中：

$F_{\text{输配}}$ 为居民农业用户输配电费；

$P_{\text{输配},n}$ 为居民农业用户 n 对应核定输配电价；

$Q_{\text{月度居民农业},n}$ 为居民农业用户 n 当月用电量。

$$P_{\text{综合采购}} = (F_{\text{居民农业月度}} + F_{\text{居民农业采购}}) / Q_{\text{月度居民农业}}$$

式中：

$P_{\text{综合采购}}$ 为居民农业用户综合采购价；

$F_{\text{居民农业月度}}$ 为居民农业用户用电量对应的省内实时市场月度电量电费；

$F_{\text{居民农业采购}}$ 为居民农业用户采购的优先发电差价费用；

$Q_{\text{月度居民农业}}$ 为居民农业用户当月总用电量。

现阶段，居民农业用户分时用电量暂按拟合形成曲线。

$$F_{\text{居民农业采购}} = \sum [Q_{\text{采购}} \times (P_{\text{上网}} - P_{\text{节点}})]$$

式中：

$F_{\text{居民农业采购}}$ 为居民农业用户采购的优先发电差价费用；

$Q_{\text{采购}}$ 为居民农业用户采购的优先发电机组分时上网电量；

$P_{\text{上网}}$ 为优先发电机组上网电价（核定上网电价或省间外受电省间交易价格）；

$P_{\text{节点}}$ 为优先发电机组分时发电量对应的节点电价。

居民农业新增交叉补贴损益由全体工商业用户按当月电量比例分摊/分享。

15.线损费用

15.1 采购上网环节线损电费

采购上网环节线损费用按购电价格、总用电量和理论综合线损率计算，计算公式为：

$$F_{\text{上网环节线损}} = \sum [P_{\text{实时市场加权均价}} \times R_{\text{综合线损率}} / (1 - R_{\text{综合线损率}}) \times Q_{\text{用户侧}}]$$

式中：

$F_{\text{上网环节线损}}$ 为采购上网环节线损电费；

$P_{\text{发电侧实时市场加权均价}}$ 为发电侧实时市场预测月度加权均价；

$R_{\text{综合线损率}}$ 为理论综合线损率；

$Q_{\text{用户侧}}$ 为用户侧预测总用电量；

采购上网环节线损电费由全体工商业用户承担。

15.2 上网环节线损损益

上网环节线损损益指电网企业提前采购上网环节线损由于预测值与实际值偏差引起的损益费用，计算公式为：

$$F_{\text{上网环节线损损益}} = \sum [(Q_{\text{发电侧分时上网电量}} + Q_{\text{省间分时外受电量}} - Q_{\text{用户侧分时用电量}} - Q_{\text{省间分时段外送电量}}) \times P_{\text{统一}}] - F_{\text{上网环节线损电费}} - F_{\text{居民农业线损}}$$

式中：

$F_{\text{上网环节线损损益}}$ 为上网环节线损损益；

$Q_{\text{发电侧分时上网电量}}$ 为发电侧分时上网电量；

$Q_{\text{省间分时外受电量}}$ 为省间分时外受电量；

$Q_{\text{用户侧分时用电量}}$ 为用户侧分时用电量；

$Q_{\text{省间分时段外送电量}}$ 为省间分时段外送电量；

$P_{\text{统一}}$ 为实时市场统一结算点价格；

$F_{\text{上网环节线损电费}}$ 为采购上网环节线损电费；

$F_{\text{居民农业线损}}$ 为居民农业理论线损电费。

$$F_{\text{居民农业线损}} = \sum [P_{\text{实时市场加权均价}} \times R_{\text{综合线损率}} / (1 - R_{\text{综合线损率}}) \times Q_{\text{月度居民农业}}]$$

式中：

$F_{\text{居民农业线损}}$ 为居民农业理论线损电费；

P 实时市场加权均价 为发电侧实时市场月度加权均价；

R 综合线损率 为理论综合线损率；

Q 月度居民农业 为居民农业用户当月用电量。

上网环节线损损益由全体工商业用户分摊/分享。

16. 输配电费

输配电费是随电费结算收取的，用于补偿电网经营企业为输送和分配电能所发生的全部成本支出和合理收益的科目。

输配按费用收取类型分为输配电量电费、输配容量电费、输配需量电费等。输配电量电费等于结算电量与输配电价的乘积，输配容量电费、输配需量电费按照相关规定执行。

17. 系统运行费

辅助服务费用、容量电费等由用户身份承担的费用纳入系统运行费疏导，由全体工商业用户用电量、电网侧独立新型储能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和省内未参与电能量市场交易的上网电量以及外送电量按电量比例分摊。

18. 结算调整费用

结算调整费用为历史周期未完成调整的追退补清算，调整金额应在下个结算周期的结算费用。

19. 总电费计算

19.1 发电企业总电费

发电企业的总电费包括电能量电费、市场费用、辅助服务费用、容量电费、权益费用、运营考核费用、调整费用等，计算公式如下：

$R_{\text{发电企业总电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{市场费用}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{权益费用}} + R_{\text{运行考核}} + R_{\text{调整}}$
式中：

$R_{\text{发电企业总电费}}$ 为发电企业总电费；

$R_{\text{电能}}$ 为发电主体电能量电费；

$R_{\text{市场费用}}$ 为发电主体的市场费用，包括发电侧成本补偿、计量不平衡；

$R_{\text{辅助服务}}$ 为发电主体辅助服务费用；

$R_{\text{容量}}$ 为发电主体容量补偿费用；

$R_{\text{权益费用}}$ 为发电主体的权益费用，包括新能源可持续发展机制差价结算、环境权益电费及财政补贴等费用；

$R_{\text{运行考核}}$ 为发电主体运行考核费用（含“两个细则”费用）；

$R_{\text{调整}}$ 为发电主体的结算调整费用。；

19.2 批发用户总电费

批发用户总电费包含电能量电费、市场费用、系统运行费用、上网环节线损费用、输配电费、社会责任费用、调整费用等，计算公式如下：

$C_{\text{批发用户总电费}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场费用}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{社会责任费用}} + C_{\text{调整}}$
式中：

$C_{\text{批发用户总电费}}$ 为批发用户总电费

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户电能量费；

$C_{\text{市场费用}}$ 为批发用户需承担的市场费用，包括发电侧成本补偿分摊、自身计量不平衡费用、市场不平衡费用分摊、阻塞盈余分摊/

分享；

$C_{\text{系统运行}}$ 为批发用户需承担的系统运行费用，含辅助服务费用分摊、容量补偿费用分摊；

$C_{\text{线损}}$ 为批发用户需承担的上网环节线损费用；

$C_{\text{输配}}$ 为批发用户需承担的输配费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{社会责任费用}}$ 为批发用户需承担的社会责任费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{调整}}$ 为批发用户需承担的结算调整费用。

19.3 零售用户总电费

零售用户总电费包括电能量电费、市场费用、系统运行费用、上网环节线损费用、输配电费、社会责任费用、调整费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{零售用户电费}} = C_{\text{零售用户}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{社会责任费用}} + C_{\text{调整}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户电费}}$ 为零售用户结算电费；

$C_{\text{零售用户}}$ 为零售用户电能量费；

$C_{\text{系统运行}}$ 为零售用户需承担的系统运行费用，含辅助服务费用分摊、容量补偿费用分摊；

$C_{\text{线损}}$ 为零售用户需承担的上网环节线损费用；

$C_{\text{输配}}$ 为零售用户需承担的输配费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{社会责任费用}}$ 为零售用户需承担的社会责任费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{调整}}$ 为零售用户需承担的结算调整费用。

19.4 电网企业代理工商业用户总电费

电网企业代理工商业用户总电费指电网企业需要结算的电能量电费、市场费用、系统运行费用、上网环节线损费用、输配电费、社会责任费用、调整费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{代理购电}} = C_{\text{代购电能}} + C_{\text{市场费用}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{社会责任费用}} + C_{\text{调整}}$$
式中：

$C_{\text{代理购电}}$ 为电网企业代理工商业用户总电费；

$C_{\text{代购电能}}$ 为电网企业代理工商业用户电能量结算电费；

$C_{\text{市场费用}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的市场费用，包括发电侧成本补偿分摊、自身计量不平衡费用、市场不平衡费用分摊、阻塞盈余分摊/分享；

$C_{\text{系统运行}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的系统运行费用，含辅助服务费用分摊、容量补偿费用分摊；

$C_{\text{线损}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的上网环节线损费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{输配}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的输配费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{社会责任费用}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的社会责任费用，按照有关规定执行；

$C_{\text{调整}}$ 为电网企业代理工商业用户需承担的结算调整费用。

19.5 售电公司结算电费

售电公司结算电费为零售市场与批发市场结算电费之差，计算公式如下：

$$R_{\text{售电公司}} = \sum C_{\text{零售电能},n} - C_{\text{批发总电费}}$$

式中：

$R_{\text{售电公司}}$ 为售电公司结算电费；

$C_{\text{零售电能},n}$ 为售电公司代理的零售用户 n 电能量电费；

$C_{\text{批发总电费}}$ 为售电公司批发总电费。

其中：

$$C_{\text{批发总电费}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{调整}}$$

式中：

$C_{\text{批发总电费}}$ 为售电公司批发总电费

$C_{\text{电能}}$ 为售电公司电能量费；

$C_{\text{调整}}$ 为售电公司需承担的结算调整费用。

19.6 虚拟电厂运营商和聚合资源结算电费

虚拟电厂运营商与其聚合资源结算电费根据签订的零售合同或收益分成协议开展电费结算。

20. 风险防控

20.1 电力市场结算风险监测机制

电力交易机构要建立逐日盯市机制，对参与电力市场交易的经营主体交易行为、结算计算情况以及结算担保品使用情况开展每日监测。电力交易机构要每日向电网企业财务部门报送监测数据。电网企业按月向价格主管部门报送本省风险监测汇总情况。

20.2 电力市场电费结算风险评估和处置机制

电网企业要根据监测数据，及时做好电费结算风险评估，充分考虑不同市场主体在交易方式、风险特征、资产状况和承受能力等方面的差异，对发电企业、售电公司和直接参与批发市场交易的电力用户实施差异化管理，履约保函须由国有商业银行出具，不得使用附带前置条件或免责条款的保险类产品。在发现经营主体履约风险敞口明显扩大、履约保障能力不足或存在其他影响电费结算安全情形时，应及时进行风险提示，根据风险程度依法依规采取相应的风险处置措施。对于担保品额度不足的经营主体，由电力交易机构要求其及时补足，补足前暂停其参与中长期集中交易及现货日前市场交易。风险处置的相关情况应及时向价格主管部门报告。

20.3 组织实施

电网企业要主动承担电费结算风险监测和防控的主体责任，完善配套机制，建设技术支持系统，研究制定具体的电费结算风险监测与履约保障实施方案，并按规定报送价格主管部门备案。电力交易机构要严格按照《电力市场计量结算基本规则》提供交易合同和电子交易单等结算基础数据，配合电网企业做好电力市场结算复核和电费结算风险监测工作。电网企业要按照国家核定价格水平收取输配电费，输配电费严禁以任何形式用于电力市场交易结算风险的兜底垫付。由于电力市场交易产生的欠费损失应由电力交易机构股东依法依规承担，不得向输配电环节和市场经营主体传导。各单位在执行过程中如遇重大问题和情况，要及时报告价格主管部门。

附件：电费结算科目

发电侧结算科目	用户侧结算科目
01 电能量市场电费	01 上网电费
└省间交易电费	└电能量市场电费
└┐中长期交易电费	└┐电能量交易电费
└┐日前交易电费	└绿色电力环境权益费用
└┐日内交易电费	└市场费用
└省内交易电费	└成本补偿费用分摊
└┐中长期交易电费	└阻塞盈余分摊/分享
└┐实时交易电费	└主体计量不平衡费用
└应急调度	└市场计量不平衡分摊/分享
└其他	02 上网环节线损费用
02 容量电费	└当月上网环节线损
└容量补偿电费	└上网环节线损损益分摊/分享
└其他	03 输配电费
03 辅助服务市场电费	└输配电量电费
└调频辅助服务电费	└输配容量电费
└备用辅助服务电费	└输配需量电费
└其他	04 系统运行费
04 权益电费	└辅助服务市场费用
└绿色电力环境权益电费	└容量电费
└财政补贴电费（包括中央补贴、地方补贴，含垃圾焚烧）	└抽水蓄能容量电费
└机制差价结算电费	└煤电容量电费
└其他	└独立储能容量电费
05 市场费用	└其他
└成本补偿类	└其他运行类费用
└┐成本补偿费用	└发电侧运行考核电费分摊/分享
└不平衡类	05 社会责任费用
└┐主体计量不平衡费用	└可持续发展价格结算机制差价结算费用
└┐市场计量不平衡分摊/分享	└政府性基金及附加
06 运行考核电费	└居民农业新增交叉补贴损益分摊/分享
└两个细则考核电费	└其他
└两个细则补偿电费	06 结算调整电费
07 结算调整电费	

