

天津市工业和信息化局文件

津工信电力〔2021〕36号

市工业和信息化局关于做好天津市 2022 年电力 市场化交易工作的通知

北京电力交易中心有限公司、国家电网华北分部、国网天津市电力公司、天津电力交易中心有限公司，各有关发电企业、电力用户、售电公司：

为深入贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、国家发改委《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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）文件要求，深入推进电力市场建设，营造良好营商环境，推动电力中长期交易有序开展，现就做好天津市 2022 年电力市场化交易工作有关事项通知如下：

一、交易组织安排

（一）年度交易规模

2022年，天津地区电力市场化电力用户直接交易总规模暂定为300亿千瓦时左右，区外机组交易电量上限为当期交易电量总规模的30%，年度区外机组交易电量总规模上限为90亿千瓦时。燃气机组电量入市交易暂按同台竞价考虑。

天津大唐国际盘山发电有限责任公司、天津国华盘山发电有限责任公司、天津国投津能发电有限公司等三家500千伏发电企业纳入区内电量份额。

电网企业代理购电交易与直接参与市场化交易执行相同的交易规则和区内外电量比例。电网企业代理购电产生的偏差暂不予考核。

（二）市场主体

市场主体为经准入并在天津电力交易平台注册的发电企业、售电公司和电力用户（含直接交易用户及零售用户，下同）。直接参与市场交易的电力用户全部工商业电量需通过参与市场交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。

由电网企业代理购电的工商业用户（包括新装用户），可在每季度最后15日前选择下一季度起直接参与市场交易，在电力交易机构完成注册，电网企业代理购电相应终止。

已直接参与市场交易的电力用户办理退市，应提前2个月向

天津市工业和信息化局（以下简称市工信局）提出退市申请，市工信局审核通过后到天津电力交易中心有限公司（以下简称天津电力交易中心）办理退市手续。

有下列情形之一的，可办理正常退市手续：（1）电力用户宣告破产，不再用电；（2）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；（3）因电网网架结构调整，导致电力用户的用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

办理退市手续后仍需用电的，默认为改为电网企业代理购电。办理正常退市手续的电力用户，退市后改由电网企业代理购电的执行代理购电价格；用电性质改成居民、农业电价的执行居民、农业销售价格。在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的电力用户，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易。

已直接参与市场交易的电力用户退出市场应提前15个工作日书面告知相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方，将所有已签订的合同履行完毕或转让，未履行完毕且未转让的，暂不办理退市手续，并由违约方承担相应的违约责任。天津电力交易中心获得用户书面告知后，在2个工作日内告知电网企业。

（三）交易组织

直接交易用户、售电公司与天津区内发电企业交易，以及零售用户与售电公司交易，由天津电力交易中心组织。直接交易用户、售电公司与天津区外发电企业交易由天津电力交易中心协助北京电力交易中心有限公司（以下简称北京电力交易中心）组织。电网代理购电交易由天津电力交易中心会同北京电力交易中心组织。

（四）批发市场交易方式

电力批发交易是指发电企业、直接交易用户、售电公司通过电力交易平台以双边协商、集中交易、挂牌交易等形式建立购售电关系的市场化交易。

1. 交易品种及交易模式

2022 年，天津批发市场交易按照年度、月度、月内交易周期开展。年度交易规模不低于全年交易总规模的 80%，年度交易须按月分解计划申报，交易模式为双边协商交易、集中竞价交易模式。月度、月内交易以增量直接交易、合同电量转让交易为主，交易模式为集中竞价交易、挂牌交易模式。适时开展月内旬或周交易。

2. 交易电量申报

（1）参与批发侧交易的市场成员包括发电企业、直接交易用户、售电公司，以各自的交易单元进行申报。

（2）参与批发市场交易前，售电公司应与零售用户自行约定《市场化购售电合同》内容并完成签订工作。

(3) 交易公告发布前，两级调度机构应分别向北京电力交易中心、天津电力交易中心提供必开机组交易上、下限，或提交必开机组必发电量需求，由电力交易中心进行发布。

(4) 交易公告发布前，直接交易用户、售电公司需在天津电力交易中心通知的时间内在天津电力交易平台申报本交易周期内交易电量总需求，天津电力交易中心汇总统计交易电量需求形成当期交易电量规模，并据此核定发电企业、售电公司等市场主体当期交易电量申报限额及区内外电量规模。

(5) 直接参与电力市场交易的电力用户，年度交易中长期合同签约电量应高于前三年用电量平均值的 80%，通过后续月度、月内合同签订，中长期合同应高于前三年用电量平均值的 90%。

(6) 在同一交易周期内单一售电公司申报交易电量不应超过本周期交易电量规模的 12%。

(7) 2022 年，发电企业直接交易电量上限系数 K 值取 1.4，容量扣除系数 T 取 0。

3. 交易组织方式及申报出清原则

交易申报时，发电企业、直接交易用户、售电公司按照区内、区外划分原则，分别在天津、北京电力交易平台申报，申报方式均按一段式（平段）申报电量、电价，燃煤发电企业交易电价在机组核定的“基准价 $\pm 20\%$ ”范围内形成，高耗能企业交易电价上调不受限制。鼓励购售双方在中长期合同签订中明确交易电价随

燃料成本变化合理浮动条款。年度交易分月达成交易合同后，一月份分月合同按照达成的电量、电价执行；后续月份交易合同价格可根据燃料成本变化，在合同执行月前经购售双方协商一致，可由购售任意一方通过交易平台发起合同电价调整申请，由另一方确认后生效。如一方发起调整申请，另一方未确认，则认为未达成一致，按照原合同电价进行结算。

4. 交易安全校核

由国家电网华北分部调控中心和国网天津市电力公司电力调度控制中心按调度范围开展直接交易安全校核工作。

5. 交易结果发布

由天津电力交易中心、北京电力交易中心共同发布区内、区外交易结果。天津电力交易中心将交易结果及相关交易数据上报市工信局。

6. 交易合同的签订

交易合同采用电子合同的方式签订。现阶段天津地区电力批发交易市场以“交易公告+交易承诺书+交易结果”方式形成电子合同。

（五）零售市场交易方式

电力零售交易是指售电公司向零售用户售电，在约定周期内所提供电力交易相关服务的总称。

1. 零售用户与售电公司的绑定关系

零售用户与售电公司签订购售电合同后，一方通过天津电力交易平台申请绑定，另一方确认后即形成绑定关系。零售用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立绑定关系，绑定期限按照自然月为最小单位签订，有效期截止至 2022 年 12 月 31 日。

零售用户与售电公司解除绑定关系时，要求双方间无未执行完毕的市场化合同或双方就尚未执行的市场化合同达成解除合同的一致意见，并提交双方协商一致同意解除购售电合同及解除绑定关系的书面申请材料，申请材料需加盖双方的签章，天津电力交易中心按照申请解除其绑定关系。

2. 零售用户结算关键要素

零售用户与售电公司申请绑定关系的同时，需在天津电力交易平台上录入《2022 年天津电力零售用户结算关键要素》（以下简称零售用户结算关键要素，详见附件 1：《2022 年天津电力零售用户结算关键要素》填写模板），具体包括交易周期内购售合同电量、零售交易电价、偏差电量结算方式等核心内容，双方确认后即视为确立零售服务关系，天津电力交易中心将据此开展零售市场的结算工作。交易平台录入零售用户结算关键要素内容应与双方签订的《市场化购售电合同》中的相关内容保持一致，如果二者有差异，以交易平台录入要素为准。零售服务关系建立的起止时间应与绑定期限一致，在绑定期限内未建立零售服务关系的视为无效绑定，每月 15 日 24 点前零售用户与售电公司确立的零售服务

关系于次月生效。

售电公司与零售用户在协商一致的前提下，可于每月批发交易开展前（以公告发布时间为准）提出次月零售用户结算关键要素中购售合同电量、零售交易电价的调整申请，在天津电力交易平台开放“零售用户结算关键要素”填报期间，进行零售用户结算关键要素中后续月份的购售合同电量、零售交易电价的线上调整及确认。

（六）合同电量转让交易

1. 合同电量转让交易指一方市场主体直接交易合同电量无法履行时，由另一方代发（代用）部分或全部电量。

2. 现阶段直接交易用户、售电公司可按月开展批发市场年度分月合同电量转让交易，但仅限于在本地区内转让，适时开展月内合同电量转让交易。鉴于零售用户结算方案有月前调整机制，零售侧的合同转让暂不开展。发电侧合同转让交易范围及方式按照华北能监局相关规定执行。

3. 市场主体次月及后期的合同转让交易应在每月月度交易开展前完成。

4. 合同转让电量须经过电力调度机构的安全校核后执行，安全校核应综合考虑必开机组必发电量等因素。

5. 为防止买空卖空行为，市场主体不得在同一交易执行期间内同时作为出让方和受让方参加合同电量转让交易，且合同出让

方不得再参加涉及该执行期间内的月前或月内增量直接交易。直接交易用户、售电公司合同电量转让交易出让方出售的总电量不得超过其当月全部市场化合同电量总和的 20%。

6. 合同电量转让交易需确定交易电量、交易价格等内容，合同电量转让交易不影响出让方原有合同的价格和结算。发电侧在京津唐域内、域外机组间开展合同电量转让交易时，需考虑区域电网实际输电价的影响，由此增加或减少的区域电网实际输电价（费）由出让方承担。区域电网实际输电价（费）按照实际电量进行结算。

7. 合同转让交易电量视为出让方完成电量进行统计和结算，并从受让方实际完成电量中扣减。合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据。

（七）绿色电力交易

绿色电力交易是以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿色电力需求，并提供相应的绿色电力消费认证。

依据《北京电力交易中心绿色电力交易试点实施细则》（试行），绿色电力交易以年度（多年）、月度（多月）为周期开展，交易方式以挂牌交易为主。有绿色电力需求的市场主体可在年度、月度交易前自主预留部分电量用于绿色电力交易。

2022 年绿色电力交易仍以电网企业代理本省用户参加跨省跨

区绿色电力交易为主，适时开展省内绿色电力交易。直接交易用户、售电公司可按周向天津电力交易中心申报购电需求，待发电侧资源满足时由北京电力交易中心、天津电力交易中心共同组织绿色电力交易。交易公告发布前，零售用户应与售电公司签订《绿色电力交易授权委托书》，直接交易用户、售电公司需与电网企业签订《绿色电力交易授权委托书》。

天津电力交易中心负责向市场主体出具绿色电力交易结算依据，市场主体根据相关规则进行电费结算，绿色电力交易结算依据随市场主体交易结算单按月发布。

二、交易电量

（一）直接交易合同电量

直接交易合同电量是指直接交易用户、售电公司与发电企业达成交易并经安全校核后，电力交易机构发布出清的电量。

发电侧直接交易合同电量=直接交易合同电量对应上网电量=直接交易合同电量/（1-网损率）。

其中：与京津唐域外机组交易的，网损率按照《关于第二核价周期华北区域电网输电网损的说明》执行，区域电网网损率取2.72%；与京津唐域内机组交易的，区域电网网损率取0；天津电网网损率取电网企业提供的2021年天津电网综合线损率4.3%，与每月实际用电线损率产生的差值于次月进行清算。

（二）购售合同电量

购售合同电量为售电公司与零售用户通过零售用户结算关键要素约定的电量。

（三）交易偏差电量

发电企业实际发电量超出直接交易合同电量部分定义为超发电量（记为正值），实际发电量低于直接交易合同电量部分定义为少发电量（记为负值），二者统称为发电侧偏差电量。

电力用户、售电公司实际用电量超出直接交易合同电量（购售合同电量）部分定义为超用电量（记为正值），实际用电量低于直接交易合同电量（购售合同电量）部分定义为少用电量（记为负值），二者统称为用电侧偏差电量。其中，售电公司实际用电量取其签约的零售用户抄见电量之和。

（四）网损电量

全部网损电量由电网企业统一购买，并与交易相关的发电企业匹配。

三、交易电价

（一）直接交易电价

直接交易电价为通过直接交易形成的市场化电价，指直接交易用户、售电公司参与批发交易从发电企业购电的价格，等于发电侧直接交易上网电价（含超低排放等环保电价）。

（二）零售交易电价

零售交易电价为售电公司与零售用户在零售用户结算关键要

素中约定的价格。

（三）电力用户到户价

参与市场化交易的直接交易用户到户价由直接交易电价、居民农业新增损益折算价格、网损平均购电价新增损益折算价格、输配电价和政府性基金及附加组成，与京津唐域外机组交易的，输配电价里还应包含区域电网输电价及网损。零售用户到户价由零售交易电价、居民农业新增损益折算价格、网损平均购电价新增损益折算价格、天津电网输配电价和政府性基金及附加组成。对于两部制电价用户，基本电价仍按现行规定标准执行。

（四）输配电价

天津电网的输配电价按照《国家发展改革委关于核定2020-2022年省级电网输配电价的通知》（发改价格规〔2020〕1508号）；区域电网输电价按照《国家发展改革委关于核定2020-2022年区域电网输电价格的通知》（发改价格规〔2020〕1441号）执行；送出省输配电价按国家有关规定执行；执行期内遇价格政策调整，按照有关规定执行。

（五）峰谷电价

执行峰谷电价的电力用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。依据天津市发展改革委关于峰谷分时电价政策文件，电力用户的尖峰、高峰及低谷电价按“平段价格+上下浮动”的方式形成。按变压器容量（最大需量/合同需量）计算的基本电价、

功率因数调整电费、居民农业新增损益折算价格、网损平均购电价新增损益折算价格、政府性基金及附加不参与浮动。

（六）居民农业新增损益折算价格

居民农业新增损益折算价格为电网企业保障居民农业用电对应的平均购电价格与第二监管周期输配电价核价中核定的平均购电价格相比产生的新增损益，按月由全体工商业用户分摊或分享。

（七）网损平均购电价新增损益折算价格

网损平均购电价新增损益折算价格为电网企业统一购买网损电量的平均购电价格（含保障居民、农业用电产生的网损电量的平均购电价格）与第二监管周期输配电价核价中核定的平均购电价格相比产生的新增损益，按月由全体工商业用户分摊或分享。

四、交易结算

（一）发用解耦结算。发电侧与用电侧电量解耦结算，发电侧实发电量、用电侧实际用电量分别与其合同电量进行比较，计算各自的偏差电量。

（二）发、用电两侧合同照付不议，偏差结算。发电企业超发电量获得发电收入，少发电量支付购电费用。用电侧超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。合同和偏差电量同步结算。

1. 发电侧超发、少发电量按照月度竞价出清价格加权平均值乘以发电侧偏差电量调节系数进行结算。其中，月度竞价出清价

格的加权平均值为京津唐全网和区内两类市场的月度竞价出清价格按照电量加权计算，若当月两类市场均未形成月度竞价出清价格，则采用最近一次加权平均值。

2. 用电侧超用电量交易结算价格取月度竞价出清价格加权平均值、合同电价最大值乘以用电侧正偏差调节系数进行结算；少用电量交易结算价格取月度竞价出清价格加权平均值、合同电价最小值乘以用电侧负偏差调节系数进行结算。

3、直接交易用户未参与交易申报或出清电量为零，其全部用电量按照超用电量结算。

4、未与售电公司绑定的零售用户，其全部用电量暂按直接交易用户超用电量结算方式开展结算，待保底电价相关政策出台后按保底电价进行结算。

（三）偏差电量免责。因不可抗力、有序用电造成的合同偏差电量，由市场主体提出偏差电量免责申请，经市工信局审核确认后，天津电力交易中心按照审核结果核定市场主体实际免责偏差电量，售电公司免责偏差电量按签约零售用户实际免责偏差电量的总和核定。经批准后的免责偏差电量于批复免责的当月进行退补清算。

（四）不平衡资金的分配。发、用电两侧分别按月分摊各自的不平衡资金，于次月清算。

（五）其他。发电企业、电网企业、电力用户、售电公司的

合同电量、合同偏差电量、合同偏差电量结算价格、偏差电量免责、不平衡资金计算与分摊、电量统计原则等规定，详见附件 2：《2022 年天津电力市场化交易结算方案》。

五、履约保函、履约保险规定

（一）为规范售电公司参与电力市场交易的行为，交易前，售电公司需按签约零售用户用电总量（简称签约电量）向天津电力交易中心提交见索即付的履约保函或见索即赔的履约保证保险保单（简称履约保险）。国网天津市电力公司作为履约保函受益人或履约保证保险被保险人，其有效期需满足年度交易周期要求。

（二）开具履约保函的金融机构应为经国务院银行业监督管理机构批准设立、颁发金融许可证且具有相应业务资格的商业银行。开具履约保险的机构应为具备中国银行保险监督管理委员会或其下属机构颁发的有效的保险经营许可资格、且偿付能力充足率不低于 150%的持有有效企业营业执照的保险公司。

（三）预计总签约电量低于 1 亿千瓦时（含 1 亿千瓦时），售电公司需提供不低于 100 万元人民币的履约保函或履约保险。总签约电量高于 1 亿千瓦时，签约电量每增加 1 亿千瓦时及以内，履约保函或履约保险额度提高 80 万元人民币，额度不设上限。天津电力交易中心按照履约保函或履约保险对应的电量限额对售电公司设置交易电量上限。

（四）售电公司在本年度内提交多份履约保函或履约保险的，

需要启动索赔流程时，按履约保函优先、提交时间优先的顺序进行。

（五）履约保函或履约保险的开具、管理及执行等相关规定按照市工信局《关于 2022 年度天津电力市场售电公司履约保函及履约保险的通知》的要求执行。

六、其他规定

（一）按本通知相关要求，天津电力交易中心做好我市电力交易组织工作，做好履约保函或履约保险的收取和管理等工作。

（二）鉴于京津唐电网电力电量统一平衡的特殊性，为保证交易结果的有效执行，相关电力交易中心及时将交易结果纳入发电企业月度发电量计划，做好月度发电计划编制与发布。

（三）天津电力交易中心做好市场主体培训工作，推动市场有效开展。

（四）交易各方在交易过程中要严格遵守法律法规和有关规则，自觉维护好电力市场秩序，交易过程中不得与其他交易主体串通报价。交易各方应根据自身生产经营等情况据实申报电量、电价，市场主体均不得恶意报量、报价或恶性竞争，影响市场交易正常进行。天津电力交易中心做好市场主体相关违约行为的信用记录和通报等相关工作，并每季度末前上报市工信局。

（五）任何单位和个人不得非法干预市场。如出现违反有关规则、扰乱市场秩序等现象影响交易正常开展时，将视情况暂停、

调整或终止交易，并依法依规追究相关单位和市场主体责任。

- 附件：1. 2022 年天津电力零售用户结算关键要素
2. 2022 年天津电力市场化交易结算方案



2021 年 12 月 17 日

（联系人：市工业和信息化局电力处 梁弢；

联系电话：83608082）

（此件主动公开）

附件 1

2022 年天津电力零售用户结算关键要素

(填写模板)

甲方（零售用户）：在系统菜单中选取

乙方（售电公司）：系统自动生成

甲乙双方在 2022 年度交易中约定如下购售合同电量、零售交易平段电价（填报时购售合同电量保留 3 位小数，零售交易电价保留 2 位小数）。购售合同电量须照付不议，即根据购售合同约定电量、零售交易电价进行结算。其中，各时段合同电量按照零售用户实际用电量的尖峰、峰、平、谷各时段的比例分劈购售合同电量形成；各时段价格较零售交易电价（平段）的浮动比例参照现行规定执行。甲方按照实际尖峰、峰、平、谷用电量按照现行规定结算输配电费、政府性基金及附加费用，其中零售用户不考虑华北电网输配电费及网损。两部制电价、力调电费、居民农业新增损益折算价格、网损平均购电价新增损益折算价格参照现行规定执行。

月份	购售合同电量（兆瓦时）	零售交易电价（平段）（元/兆瓦时）
1 月		
2 月		

月份	购售合同电量（兆瓦时）	零售交易电价（平段）（元/兆瓦时）
3 月		
4 月		
5 月		
6 月		
7 月		
8 月		
9 月		
10 月		
11 月		
12 月		

尖峰、峰、平、谷各时段实际用电量超出相应时段购售合同电量部分定义为该时段超用电量（记为正值），各时段实际用电量低于相应时段购售合同电量部分定义为该时段少用电量（记为负值）。超用电量由甲方支付购电费用，少用电量由甲方获得售电收入。

甲乙双方约定正偏差结算调节系数 U_1 = ____、负偏差结算调节系数 U_2 = ____。全年 U_1 、 U_2 值不做调整。

超用电量交易结算价格 $P_{\text{超用}}$ = 购售合同约定的当月零售交易平段电价 $P_{\text{当月零售交易电价（平段）}}$ $\times$ 调节系数 U_1 ；

少用电量交易结算价格 $P_{\text{少用}}$ = 时段购售合同约定的当月零售交

易电价 $P_{\text{当月零售交易电价（平段）}} \times \text{调节系数 } U_2$ 。

各时段超用、少用电量交易结算价格较平段超用、少用电量交易结算价格的浮动比例参照现行规定执行。

超用电量交易结算价格上限值取电网公司代理购电价格的 1.5 倍。

注：1. 请零售市场购售双方于对应交易周期批发市场开市前在天津电力交易平台完成零售用户结算关键要素的录入工作。

2. 零售交易电价需执行分时电价，各时段电价均按照现行规定执行。

3. 天津电力交易平台录入零售用户结算关键要素内容原则上应与双方签订的《市场化购售电合同》中的相关内容保持一致，如果二者有差异，天津电力交易中心将以天津电力交易平台录入零售用户结算关键要素数据为准开展结算工作。

附件 2

2022 年天津电力市场化交易结算方案

为规范做好天津市 2022 年电力市场化交易结算工作，保障相关市场主体利益，推动市场化交易平稳有序进行，制定本方案。

一、结算基本原则

1. 发用解耦结算。发电侧与用电侧电量解耦结算，发电侧实发电量、用电侧实际用电量分别与其合同电量进行比较，计算各自的偏差电量。

2. 合同和偏差电量同步结算。直接交易合同电量与偏差电量同步结算，售电公司电费于零售用户结算的当月同步结算。

3. 合同偏差电量计算。发电企业实际发电量超出直接交易合同电量部分定义为超发电量（记为正值），实际发电量低于直接交易合同电量部分定义为少发电量（记为负值），二者统称为发电侧偏差电量。

电力用户、售电公司实际用电量超出直接交易合同电量（购售合同电量）部分定义为该时段超用电量（记为正值），实际用电量低于直接交易合同电量（购售合同电量）部分定义为少用电量（记为负值），二者统称为用电侧偏差电量。其中，售电公司实际用电量取其签约的零售用户抄见电量之和。

4. 电费结算。电力交易机构负责按月向市场主体出具结算依

据，市场主体根据现行规定进行电费结算。其中，涉及与北京电力交易中心有限公司（以下简称北京电力交易中心）、天津域外电厂交易结算的，由北京电力交易中心、首都、冀北电力交易中心负责出具结算依据，天津电力交易中心有限公司（以下简称“天津电力交易中心”）负责审核确认。国网天津市电力公司负责与发电企业、售电公司及经营区域内的电力用户结算相关费用，地方增量配电网负责与其经营区域内的电力用户结算相关费用，并与国网天津市电力公司结算。合同电量转让交易，由电网企业分别与转让双方结算。

5. 结算依据内容。电力交易机构向各市场主体提供结算依据，包括以下内容：

（1）发电企业结算依据。实际上网电量；省内保量保价的优发电量合同和各类市场交易合同结算电量、电价和电费；合同偏差电量、电价和电费；新机组调试电量、电价和电费等。

（2）直接交易用户结算依据。各类市场交易合同结算电量、电价和电费；合同偏差电量、电价和电费；分摊的不平衡资金差额或盈余等。

（3）零售电力用户结算依据。根据售电公司与零售用户在交易平台填报的 2022 年天津电力零售用户结算关键要素（包含购售合同电量、零售交易电价（平段）、偏差电量结算方式等核心内容，简称“零售用户结算关键要素”，下同）计算形成的结算电量、电价和电费；偏差电量、电价和电费。

(4) 售电公司结算依据。与发电企业达成的各类市场交易合同结算电量、电价和电费，以及交易引起的区域电网输电费及网损；与零售用户按零售用户结算关键要素计算形成的结算电量、电价和电费；批发市场、零售市场分别计算的偏差电量、电价和电费；分摊的不平衡资金差额或盈余等。

(5) 电网企业结算依据。省间、省内保量保价的优发电量合同和各类市场交易合同结算电量、电价和电费；合同偏差电量、电价和电费等。

二、发电侧结算

6. 发电侧合同电量结算。发电侧按照合同约定的电价结算合同电量。市场化合同电价均包含环保电价和超低配电价。其中，超低配电价在下一季度首月按照环保部门认定的合格率参照现行规定进行清算。

7. 电量清分依据合同偏差电量结算。发电企业超发电量获得发电收入，少发电量支付购电费用。

保量保价的优发部分的超发、少发电量按照政府批复电价进行结算。其超发、少发电量带来的系统偏差电量由全部市场化机组分摊承担。

由于保障居民、农业用电、系统平衡需要等非发电企业原因造成的市场化机组的超发、少发电量不予违约考核，按照月度竞价出清价格加权平均值 $P_{\text{集中}}$ 进行结算。

由于非计划停电等发电企业原因造成的发电侧超发、少发电

量按照月度竞价出清价格 $P_{\text{集中}}$ 乘以发电侧偏差电量调节系数 D 进行结算。

其中：

超发电量结算电价 $P_{\text{超发}} = P_{\text{集中}} \times D_1$ ；

少发电量结算电价 $P_{\text{少发}} = P_{\text{集中}} \times D_2$ ；

2022 年度，为保证平稳过度，发电侧偏差电量调节系数 D_1 、 D_2 暂取 1.0。天津市工业和信息化局（以下简称“市工信局”）将结合市场运营实际，适时调整 D_1 、 D_2 取值。

8. 发电侧结算顺序。发电侧各类合同的结算顺序如下：

- （1）保量保价的优发电量合同；
- （2）发电权合同；
- （3）用于保障居民、农业等用电的市场化合同；
- （4）其他市场化交易合同。

三、用电侧结算

9. 用电侧合同电量分时段结算。用户侧按照实际用电量的尖峰、峰、平、谷各时段的比例分劈交易合同电量，形成各时段合同电量。各时段价格较平段价格的浮动比例参照现行规定执行。

10. 偏差电量交易结算。用电侧超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。各时段合同偏差电量按照偏差电量交易结算价格结算。其中， $P_{\text{集中}}$ 为月度竞价出清价格加权平均值， $P_{\text{合同}}$ 为合同电价。

超用电量交易结算价格 $P_{\text{超用}} = \text{MAX} \{P_{\text{集中}}, P_{\text{合同}}\} \times \text{调节系数 } U_1$ ；

少用电量交易结算价格 $P_{\text{少用}} = \text{MIN} \{P_{\text{集中}}, P_{\text{合同}}\} \times \text{调节系数 } U_2$ 。

2022年度,用电侧偏差电量调节系数 U_1 暂定 1.03, U_2 暂定 0.97。市工信局将结合市场运营实际,适时调整 U_1 、 U_2 取值。各时段超用、少用电量交易结算价格较平段超用、少用电量交易结算价格的浮动比例参照现行规定执行。

11. 零售用户结算。零售用户合同电量、零售交易电价、偏差电量由天津电力交易中心按照售电公司与零售用户通过天津电力交易平台确认的零售用户结算关键要素的约定分时段清分和结算。按照零售用户实际用电量的尖峰、峰、平、谷各时段的比例分劈购售合同电量,形成各时段合同电量。各时段价格较零售交易电价(平段)的浮动比例参照现行规定执行。

购售合同偏差电量按照对应时段偏差电量交易结算价格结算,超用电量支付购电费用,少用电量获得售电收入。

其中:超用电量交易结算价格 $P_{\text{超用}} = \text{购售合同约定的当月零售交易平段电价 } P_{\text{当月零售交易电价(平段)}} \times \text{调节系数 } U_1$;

少用电量交易结算价格 $P_{\text{少用}} = \text{时段购售合同约定的当月零售交易电价 } P_{\text{当月零售交易电价(平段)}} \times \text{调节系数 } U_2$ 。

调节系数 U_1 、 U_2 由零售用户与售电公司双方约定,全年不做调整。各时段超用、少用电量交易结算价格较平段超用、少用电量交易结算价格的浮动比例参照现行规定执行。

12. 用户侧超用电量交易结算价格限制。现阶段,对电力用户及售电公司超用电量交易结算价格设置上限值。市场化电力用户

超用电量交易结算价格上限值取电网公司代理购电价格的 1.5 倍。当通过调节系数 U_1 计算的价格高于该上限值时，取上限值进行超用电量结算。

13. 用电侧其它电费结算。全部工商业用户按照实际尖、峰、平、谷用电量按照现行规定结算输配电费、政府性基金及附加费用，其中零售用户不考虑华北电网输配电费及网损。居民农业新增损益折算价格、网损平均购电价新增损益折算价格按照现行规定执行。执行两部制电价用户的基本电价、功率因数调整电费等其它费用，根据国家以及省有关规定进行结算。

14. 偏差电量免责。因不可抗力、有序用电造成的合同偏差电量，由市场主体提出偏差电量免责申请，经市工信局审核确认后，天津电力交易中心按照审核结果核定市场主体实际免责偏差电量，售电公司免责偏差电量按签约零售用户实际免责偏差电量的总和核定。经批准后的免责偏差电量于批复免责的当月进行退补清算。

15. 不平衡资金的产生。不平衡资金包括以下内容：

- (1) 直接交易用户、售电公司偏差结算造成的损益；
- (2) 发电侧实际发电电量结构与市场化合同电量结构差异造成的损益；
- (3) 综合线损和实际线损之间的偏差所产生的损益；
- (4) 超低配电价清算造成的损益；
- (5) 市场化电力用户执行峰谷电价，而发电企业市场化电量

不执行峰谷所产生的损益。

16. 不平衡资金的分配。发、用电两侧分别按月分摊各自的不平衡资金，于次月清算。其中：

(1) 直接交易用户、售电公司偏差结算造成的损益，由全部直接交易用户、售电公司按照实际用电量分摊或分享；

(2) 发电侧实际发电电量结构与市场化合同电量结构差异造成的损益，在全部市场化机组中按照实际上网电量比例分摊或分享；

(3) 综合线损和实际线损之间的偏差所产生的损益，由全体工商业用户按照实际用电量的比例分摊或分享；

(4) 超低电价清算造成的损益在全体工商业用户按照实际用电量的比例分摊或分享；

(5) 市场化电力用户执行峰谷电价，而发电企业市场化电量不执行峰谷所产生的损益，在下一监管周期输配电价中统筹考虑。

17. 售电公司费用结算。售电公司在零售市场按照购售合同约定的零售交易电价（平段）售电取得的收入与在批发市场按照平段直接交易电价购电支出的费用（含区域电网输电费及网损、偏差结算费用）的差值结算。

四、其它规定

18. 绿电交易结算。绿电交易发、用电两侧耦合结算，结算优先级最高。

19. 结算校核确认规定。市场主体收到电力交易机构出具的结算依据后，应进行核对确认，如有异议在 2 个工作日内通知电力交易机构，逾期视同没有异议。

20. 结算校核争议反馈时限。电力交易机构应在收到市场主体结算校核争议的 1 个工作日内给予回复。

21. 追、退补电费。由于政策调整变化、历史发用电量计量差错等原因，需要进行电费追补和退补时，应根据政策文件要求和电网企业推送的修正数据，按照对应的结算规则重新计算，结算结果与历史结算结果的差额部分作为追退补费用。市场主体发生各类电费追补时，造成的不平衡资金金额不超出 1000 元时，不再做平衡资金分配的还原处理，纳入下月平衡账户内统一分配。

22. 市场化结算电量统计。市场化结算电量按照发电侧实际结算的市场化上网电量进行统计，包括直接交易合同结算电量及合同偏差电量。

23. 结算依据归档。结算依据由电力交易机构以纸质或电子文件形式并经盖章后正式出具。电力交易机构以可靠介质妥善保存结算依据及相关资料，保存期限不少于五年。