

华北电力调峰辅助服务市场运营规则

(2022 年修订版)

第一章 总则

第一条 为建立调峰辅助服务市场化新机制，发挥市场在调峰资源配置中的决定性作用，充分挖掘华北电网及各省网调峰资源，保障华北电网安全稳定运行，提升风电、光伏等新能源消纳空间，实现调峰责任在不同市场主体之间的公平分摊，制定本规则。

第二条 本规则依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令 第432号）、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）、《国家能源局关于印发2018年体制改革工作要点的通知》（国能综法改〔2017〕57号）、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《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）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、以及国家相关法律、法规制定。

第三条 华北电力调峰辅助服务市场由华北调峰辅助服

务市场（以下简称“华北市场”）、省网调峰辅助服务市场（以下简称“省网市场”）构成。华北市场以省网（控制区）为单位开展，省网市场在省网（控制区）内统一开展，京津唐电网按照相关文件要求作为统一控制区参与华北市场，作为统一控制区开展省网市场。

第四条 华北市场包括日前市场和日内市场，按照集中报价、市场统一边际出清的方式开展，在省网（控制区）下备用不足时，由需求省网（控制区）提出购买需求，向调峰资源充足省网（控制区）购买调峰辅助服务（以下简称“调峰服务”），通过省间联络线计划调整的方式实现。

第五条 省网市场为日内市场，按照集中报价、日内统一边际出清的方式开展，优先满足省网（控制区）调峰服务需求，并参加华北市场。

第六条 本规则中省网市场部分以京津唐电网为例制定。未颁布省网市场规则的省网（控制区）参照制定省网规则并开展省网市场运行。已颁布省网市场规则的试点省网（控制区）按已出台规则开展省网市场。

第七条 调峰服务由华北电网各省级以上调度机构直调的火电机组（以下简称“火电机组”）和包括分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、制氢企业、虚拟电厂（可控负荷）等负荷侧调节资源以及发电侧储能在内的第三方独立主体（以下简称第三方独立主体）提供，华北市场、省网市场出清结果通过省网（控制区）AGC 统一下发到火电机

组，华北市场充（用）电功率计划通过调度机构自动功率控制系统 APC（Automatic Power Control，以下统称“APC”）下发至第三方独立主体控制平台。华北电网各省网（控制区）第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则按照《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则》相关规定执行。

第八条 推动抽水蓄能机组、新能源配套新型储能等调节资源、独立储能等参与华北市场与省网市场，制定市场规则。

第九条 省网（控制区）参与华北市场引起的省间联络线电量偏差，滚动调整，不影响省间联络线交易电量的执行。

第十条 调峰服务费用应由火电（燃煤、燃气）、风电、光伏（扶贫光伏场站除外）等发电企业及参与市场化交易的用户共同承担。

第十一条 国家能源局华北监管局（以下简称“华北能源监管局”）负责华北电力调峰辅助服务市场的监督与管理。

第二章 市场成员

第一节 华北市场

第十二条 华北电力调控中心（以下简称“华北网调”）以及华北各省、市、自治区电力调控中心（以下简称“省调”）为华北市场的运营机构。华北市场成员包括电网企业和华北网调、省调直调的火电厂（企业）。

第十三条 华北网调职责

- (一) 管理、运营华北市场。
- (二) 建立、维护华北市场技术支持系统。
- (三) 负责京津唐电网日前、日内发用电平衡预测及信息发布，在预计调峰资源不足时申报购买调峰服务需求。
- (四) 组织相关市场主体参与华北市场分档报价和调峰技术能力的申报，确保相关市场主体按照自主决策进行市场申报。
- (五) 根据电网运行情况，对相关市场主体申报结果进行安全校核。
- (六) 依据华北市场规则组织市场出清及结果计算。
- (七) 根据出清结果编制省间联络线计划。
- (八) 及时、准确、严格执行市场出清结果，对结果执行情况考核及分摊费用计算。
- (九) 披露与发布华北市场信息。
- (十) 评估市场运行状态，分析市场出清结果，提出规则修改建议。
- (十一) 在系统事故等紧急情况下干预或中止市场，并及时将有关情况上报华北能源监管局。
- (十二) 按照市场监管需要，向华北能源监管局定期报送相关运行情况报告，接受监管。

第十四条 省调职责

- (一) 配合华北网调运营华北市场。
- (二) 建立、维护省网侧配套技术支持系统。

(三)根据日前、日内发用电平衡预测,各省网(控制区)在预计调峰资源不足时申报购买调峰服务需求。

(四)组织相关市场主体参与华北市场分档报价和调峰技术能力的申报,确保相关市场主体按照自主决策进行市场申报。

(五)根据电网运行情况,对相关市场主体申报结果进行安全校核,并将通过安全校核的相关市场主体申报信息报送至华北网调,将相关市场主体申报部分通过以及未通过安全校核的具体原因报送至华北网调。

(六)及时、准确、严格执行市场出清结果,对结果执行情况考核及分摊费用计算。

(七)披露发布华北市场、省网市场信息,向华北网调提供信息。

(八)北京、天津、冀北调控中心配合华北网调完成调峰服务分摊费用计算。

第十五条 电网企业职责

(一)华北电网公司以省间联络线为载体,与获得和提供调峰资源的省网(控制区)电网企业结算调峰服务费用。

(二)提供调峰服务的省网(控制区)按照现行结算关系负责与中标机组结算。

(三)负责华北市场中标机组偏差考核费用的返还结算。

(四)负责调峰服务费用的分摊结算。

第十六条 火电厂(企业)的职责

(一)按照自主意愿选择是否进行市场申报,自主决策申

报策略参与市场竞争，自行承担市场风险。

(二) 参与华北市场分档报价和调峰技术能力的申报。

(三) 严格执行市场出清结果，通过 AGC 接受调峰服务调用指令。

(四) 当电网运行需要时，承担调峰服务义务。

(五) 火电厂(企业)申报部分通过以及未通过安全校核时，根据电网实际运行情况提供调峰服务。

(六) 按规则分摊调峰服务费用。

(七) 按规定披露和提供信息。

(八) 严格遵守市场规则，维护市场秩序。

第二节 省网市场

第十七条 华北网调以及北京、天津、冀北电力调控中心为省网市场的运营机构。省网市场成员包括电网企业、华北网调以及北京、天津、冀北电力调控中心直调的火电厂(企业)。

第十八条 华北网调职责

(一) 管理、运营省网市场。

(二) 建立、维护省网市场技术支持系统。

(三) 负责京津唐电网日前、日内发用电平衡预测，日前、日内发电计划的编制。

(四) 组织相关市场主体参与省网市场分档报价和调峰技术能力的申报，确保相关市场主体按照自主决策进行市场申报。

(五) 根据电网运行情况,对相关市场主体申报结果进行安全校核。

(六) 依据省网市场规则组织市场出清及结果计算。

(七) 及时、准确、严格执行市场出清结果,对结果执行情况进行考核及分摊费用计算。

(八) 披露与发布省网市场信息。

(九) 评估市场运行状态,分析市场出清结果,提出规则修改建议。

(十) 在系统事故等紧急情况下干预或中止市场,并及时将有关情况上报华北能源监管局。

(十一) 按照市场监管需要,向华北能源监管局定期报送相关运行情况报告,接受监管。

第十九条 电网企业职责

(一) 华北电网公司负责与国网北京市电力有限公司、国网天津市电力有限公司、国网冀北电力有限公司结算调峰服务费用。

(二) 按照现行结算关系负责与相关市场主体结算省网市场结果。

第二十条 北京、天津、冀北电力调控中心职责

(一) 配合华北网调运营省网市场。

(二) 组织相关市场主体参与省网市场分档报价和调峰技术能力的申报,确保相关市场主体按照自主决策进行市场申报。

(三) 根据电网运行情况,对相关市场主体申报结果进行

安全校核，并将通过安全校核的相关市场主体申报信息报送至华北网调，将相关市场主体申报部分通过以及未通过安全校核的具体原因报送至华北网调。

（四）提供直调火电机组的运行数据。

（五）及时、准确、严格执行市场出清结果。

（六）配合华北网调完成调峰服务分摊费用计算。

（七）配合华北网调实施市场干预。

第二十一条 火电厂（企业）职责

（一）按照自主意愿选择是否进行市场申报，自主决策报价策略参与市场竞争，自行承担市场风险。

（二）参与省网市场分档报价和调峰技术能力的申报。

（三）严格执行市场出清结果。

（四）当电网运行需要时，承担调峰服务义务。

（五）火电厂（企业）申报部分通过以及未通过安全校核时，根据电网实际运行情况提供调峰服务。

（六）按规定披露和提供信息。

（七）严格遵守市场规则，维护市场秩序。

（八）华北网调以及北京、天津、冀北电力调控中心直调的火电厂（企业），均需按照规则分摊调峰服务费用。

第三章 报价与出清

第一节 华北日前市场

第二十二条 华北日前市场在全年按需开展,开展时段为00:00-24:00,全天24小时。

第二十三条 华北网调、省调组织直调的火电厂(企业)参与市场报价,火电机组按额定容量(增容机组按照原容量计算调峰档位)进行分档申报,以额定容量的100%-70%为一档,70%以下每10%为一档报价,按照价格递增方式逐档申报,每一档全天报价相同,价格单位为:元/MW·h,报价最小单位为10元/MW·h,报价周期为天。为保证市场平稳健康发展,调峰市场机组报价上限按照火电机组及风电度电边际收益确定。市场开展初期额定容量的70%及以上档位暂定0价。额定容量的50%-70%每档报价范围为0-300元/MW·h,40%-50%档位报价上限为400元/MW·h,30%-40%档位报价上限为500元/MW·h,30%以下各档位报价上限为600元/MW·h。华北网调、省调组织直调的火电厂(企业)上报火电机组的调峰技术能力,并对火电机组的调峰技术能力进行核定。

第二十四条 华北网调、省调在满足省网(控制区)电力平衡、调峰需求、电网运行、调频需求以及火电机组调节速率等要求的前提下,优先满足省网(控制区)的调峰需求,在省网市场运行时段以机组调整费用最小为目标,编制全天96点日前发电预计划,在日前省间现货交易结果发布后,更新火电机组日前发电预计划,并判断次日省网(控制区)调

峰资源是否充足。

第二十五条 华北市场在各省网根据日前发电预计划(日内发电计划)预测下备用不足将导致发生弃风弃光时启动,各电力调度机构在华北市场申请购买的调峰需求量应根据省网(控制区)下备用情况经过严格测算后确定。待条件具备后,华北市场应引入双边报价机制,购买调峰资源的省网(控制区)应定期向域内新能源发电企业询价,采用双向竞价或价格敏感性申报方式开展华北市场交易并确定中标量。华北网调应组织各省调按照上述原则编制实施细则并报华北能源监管局备案后实施。

第二十六条 调峰资源不足的省网(控制区)根据调峰需求申报全天 96 点调峰需求电力曲线,最小申报电力单位为 50MW。调峰资源充足的省网(控制区)以全天 96 点日前发电预计划为火电机组基点,确定可参与市场的调峰资源,形成“电力-价格”曲线。并将通过安全校核后的各火电机组“电力-价格”曲线报送至华北市场技术支持系统。

第二十七条 在考虑电网安全约束的前提下,根据调峰需求电力曲线以及调峰资源“电力-价格”曲线开展市场出清,市场按每 15 分钟时段进行统一边际出清:

(一) 每个 15 分钟时段以火电机组日前发电预计划为每台火电机组基点功率,以购买调峰服务成本最小为目标按照报价从低到高的原则调用,直至满足该时段调峰需求,最后中标的火电机组报价为边际出清价格。当火电机组报价相同时,

按照火电机组额定容量比例调用。

(二) 若华北电网调峰资源无法满足全网调峰需求, 并且存在两家及以上省网(控制区)调峰资源不足时, 按照调峰资源不足省网(控制区)申报需求比例分配华北电网调峰资源。

(三) 华北网调完成市场出清, 并公布市场出清结果。

第二十八条 华北网调按照华北日前市场出清结果编制日前省间联络线计划。

第二十九条 华北网调、省调按照华北日前市场出清结果编制中标机组日前发电计划并下发。

第二节 华北日内市场

第三十条 华北日内市场全年按需开展, 以每 2 小时为周期, 全天分 12 个时段开展。

第三十一条 华北日前市场中标机组在日前发电计划的基础上参与华北日内市场。

第三十二条 依据日内负荷预测、超短期风功率预测、机组可提供调峰资源报价, 优先满足省网(控制区)的调峰需求, 在省网市场运行时段以机组调整费用最小为目标, 省调编制每个华北日内市场开展时段火电机组该时段内的日内发电计划, 并在日内省间现货交易结果发布后, 更新火电机组日内发电计划。

第三十三条 省网(控制区)调峰资源仍不满足电网运

行要求时，申报该华北日内市场开展时段每 15 分钟调峰需求电力曲线，最小申报电力单位为 50MW。

第三十四条 调峰资源充足的省网（控制区）按照华北日内市场开展时段火电机组日内发电计划作为基点，确定火电机组每 15 分钟可提供的调峰资源，报价沿用华北日前市场报价，形成调峰资源“电力-价格”曲线，已参加华北日前市场的火电机组仍可参加华北日内市场。

第三十五条 在考虑电网安全约束的前提下，根据调峰需求电力曲线以及调峰资源“电力-价格”曲线开展市场出清，华北日内市场按每 15 分钟时段一个统一边际出清：

（一）每个 15 分钟时段以火电机组日内发电计划为每台火电机组基点功率，以购买调峰服务成本最小为目标按照报价从低到高的原则调用，直至满足该时段调峰需求，最后中标的火电机组报价为边际出清价格。当火电机组报价相同时，按照火电机组额定容量比例调用。

（二）若华北电网调峰资源无法满足全网调峰需求，并且两家及以上省网（控制区）调峰资源不足，则按照调峰资源不足省网（控制区）申报需求比例分配华北电网调峰资源。

（三）华北网调完成市场出清，并公布市场出清结果。

第三十六条 华北网调按照华北日内市场出清结果更新省间联络线计划并下发。

第三十七条 华北网调、省调按照华北日内市场出清结果编制中标机组华北日内市场开展时段日内发电计划并下发。

第三节 省网市场

第三十八条 省网市场在每年 11 月至次年 4 月期间开展,开展时段为 00:00-07:00、11:00-16:00。

第三十九条 火电机组同时参与华北市场与省网市场,市场报价、调峰技术能力同时作为参与华北市场和省网市场的报价与调峰技术能力。

第四十条 省网市场开展时段考虑到与非市场时段过渡与衔接因素,暂定 00:00-00:30、11:00-11:30 为过渡时段,且 00:00-00:30 及 11:00-11:30 时段省网调峰市场费用不结算。

第四十一条 为配合华北日前市场的开展,编制省网(控制区)全天 96 点日前发电预计划,根据全天 96 点日前发电预计划参与华北日前市场,省网(控制区)日前发电预计划编制原则如下:

(一)提供调频辅助服务的火电机组原则上不参与华北市场、省网市场竞价(暂不承担相应的调峰服务费用),按照满足电网调频需求并预留必要的调频范围为原则编制调频机组日前发电预计划。

(二)按照火电机组市场报价、调峰技术能力,在省网市场开展时段 00:00-07:00、11:00-16:00 时段以每 15 分钟时段机组调整费用最小为目标,编制参与省网市场的火电机组的日前发电预计划。

(三) 在日前省间现货交易有成交时, 根据日前省间现货结果, 更新火电机组日前发电预计划。

省网市场运行时段每 15 分钟按照机组调整费用最小的具体调用原则如下:

(1) 下一时段负荷下降时, 根据以下目标函数进行机组调用:

$$\min \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m C_{ij} \Delta P_{ij}$$

基于电网安全约束条件下考虑调节量约束、各时段爬坡速率约束, 即

$$\sum (P_{it} - P_{it+1}) = P_t - P_{t+1}$$

$$P_{it} - P_{it+1} \leq \Delta U_i \times T$$

$$P_{it} - P_{it+1} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij}$$

其中, P_t 为 t 时刻的负荷, P_{t+1} 为 $t+1$ 时刻的负荷, C_{ij} 为第 i 台机组第 j 档价格, ΔP_{ij} 为机组 i 在第 j 档的调用量, P_{it} 为机组 i 在 t 时刻的出力, P_{it+1} 为机组 i 在 $t+1$ 时刻的出力, ΔU_i 为机组 i 的爬坡速率, T 为 t 至 $t+1$ 时刻的时间, n 为调用机组的台数, m 为每台机组调用的档位。

(2) 下一时段负荷增加时, 将上一时段中标机组各档按照报价由高到低排序并依次上调, 直至满足下一时段负荷增加总需求。

(三) 因冬季供热、电网运行要求等需要, 存在出力下限约束的火电机组以出力下限为约束条件编制。

(四) 非省网市场开展时段, 结合火电机组交易电量完成进度情况开展编制。

第四十二条 根据华北日前市场出清结果, 编制省网(控制区)全天 96 点日前发电计划:

(一) 提供调频辅助服务的火电机组, 按照满足电网调频需求并预留必要的调频范围为原则编制日前发电计划。

(二) 华北日前市场中标机组按照出清结果编制对应时段日前发电计划。

(三) 华北日前市场中标机组的非中标时段、华北日前市场未中标机组按照省网(控制区)日前发电预计划编制原则进行编制。

第四十三条 为配合华北日内市场的开展, 按华北日内市场开展时段要求, 在规定时间内节点前完成编制省网(控制区)日内发电计划, 根据省网(控制区)日内发电计划参与华北日内市场:

(一) 提供调频辅助服务的火电机组, 按照满足电网调频需求并预留必要的调频范围为原则编制日内发电计划。

(二) 华北日前市场中标机组中标时段日内发电计划按照日前发电计划执行。

(三) 省网市场开展时段 0:00-7:00、11:00-16:00, 依据日内负荷预测、超短期风功率预测, 以每 15 分钟机组调整

费用最小为目标，编制省网（控制区）日内发电计划。

（四）非省网市场开展时段，结合日内负荷预测、超短期风功率预测，按照火电机组市场化电量完成进度情况，编制省网（控制区）日内发电计划。

（五）在日内省间现货交易有成交时，根据日内省间现货结果，更新火电机组日内发电计划。

第四十四条 根据华北日内市场出清结果，华北网调、省调按照中标时段与出清结果更新华北日内市场的中标机组对应时段日内发电计划。

第四十五条 以华北日内市场中标机组中标时段的日内发电计划为基础，滚动更新华北日内市场的中标机组非中标时段以及华北日内市场的未中标机组的日内发电计划：

（一）每 15 分钟时段内更新下一 15 分钟时段至未来 2 小时的日内发电计划。

（二）日内滚动更新调用时依据基点功率、报价、调峰技术能力，以每 15 分钟机组调整费用最小为目标，通过 AGC 闭环执行。

（三）华北日前、日内市场的中标火电机组，日内继续参与省网市场时，日内调用时以日内发电计划为基点。

第四十六条 省网市场根据每 15 分钟最后更新的下一 15 分钟时段火电机组日内发电计划，按照目标函数确定下一 15 分钟时段的出清价格、中标机组和预中标调整量。

第四十七条 发电负荷率是每个 15 分钟时段单台（套）

火电机组出力加华北市场中标电力的平均值与单台（套）火电机组额定容量的比值。

平均发电负荷率为每个 15 分钟时段所有在网火电机组总出力加华北市场全部中标电力的平均值与所有在网火电机组额定容量总和的比值。

对于由二拖一变为一拖一运行的燃气机组，综合考虑其实际运行特性，在一拖一方式下计算上述相关负荷率的额定容量按照二拖一额定容量的 60% 确定。

发电贡献率为每个 15 分钟时段平均发电负荷率与单台（套）火电机组发电负荷率的差值。

以预测的下一 15 分钟时段发电负荷率、平均发电负荷率计算出清价格，以每 15 分钟时段实际发电负荷率、平均发电负荷率计算调峰服务费用。

第四十八条 发电负荷率低于火电机组平均发电负荷率的火电机组中标。

以火电机组 i 为例，其 t 时段的发电负荷率计算公式如下：

$$\delta_{\text{省网}}^{i,t} = \frac{P^{i,t} + P_{\text{华北市场中标量}}^{i,t}}{P_N^i} \times 100\%$$

$$P_{\text{华北市场中标量}}^{i,t} = (P_{\text{预计划, 华北日前市场}}^{i,t} - P_{\text{中标, 华北日前市场}}^{i,t}) + (P_{\text{日内计划}}^{i,t} - P_{\text{中标, 华北日内市场}}^{i,t})$$

式中， $\delta_{\text{省网}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的发电负荷率；

$P^{i,t}$ 是火电机组 i 的出力（MW）；

$P_{\text{华北市场中标量}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 在华北市场中标的调峰

资源 (MW);

P_N^i 是火电机组 i 的额定容量 (MW);

$P_{\text{预计划, 华北日前市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 日前发电预计划 (MW);

$P_{\text{中标, 华北日前市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 在华北日前市场的中标出力 (MW);

$P_{\text{日内计划}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 日内发电计划 (MW);

$P_{\text{中标, 华北日内市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 在华北日内市场的中标出力 (MW)。

t 时段火电机组平均发电负荷率计算公式如下:

$$\delta_{\text{省网平均}}^t = \frac{\sum_{i=1}^N (P^{i,t} + P_{\text{华北市场中标量}}^{i,t} - P_{\text{省间现货中标量}}^{i,t})}{\sum_{i=1}^N P_N^i} \times 100\%$$

式中, $\delta_{\text{省网平均}}^t$ 是 t 时段省网内火电机组平均发电负荷率。

第四十九条 每 15 分钟时段的边际出清价格为出清过程中中标火电机组各档调峰资源中的最高报价。

第四章 市场组织流程

第一节 华北日前市场

第五十条 原则上每天 9:00 前, 华北网调、省调组织直调的火电厂(企业)完成次日调峰服务分档报价(元/MW·h), 并在 9:30 前报送至华北市场技术支持系统; 节假日前的最后

一个工作日应同时报送节假日期间及节后第一个工作日的报价。如遇特殊情况，市场运营机构可另行安排，并提前三个工作日通知。

第五十一条 每工作日 9:00 前各火电厂（企业）完成火电机组调峰技术能力的申报，火电厂（企业）以此申报范围为基准参与调峰市场；“二拖一”燃气电厂需同时完成“一拖一”、“二拖一”运行方式下的技术能力申报。

第五十二条 每工作日 9:30 前省调将火电厂（企业）申报部分通过以及未通过安全校核的具体原因报送至华北网调。

第五十三条 每工作日 10:30 前华北网调、省调依据负荷预测、新能源发电预测及确定的次日火电机组组合，编制省网（控制区）火电机组日前发电预计划。

第五十四条 每工作日 15:00 前华北网调、省调根据日前省间现货交易结果，更新省网（控制区）火电机组日前发电预计划。

第五十五条 每工作日 15:30 前下备用不足省网（控制区）将次日 96 点调峰需求电力曲线上报至华北市场技术支持系统。

第五十六条 每工作日 15:30 前调峰资源充足省网（控制区）将通过安全校核后的各火电机组“电力-价格”曲线报送至华北市场技术支持系统。

第五十七条 每工作日 16:00 前华北网调完成华北日前市场统一出清，并将通过安全校核后的出清结果在华北市场技

术支持系统公布。

第五十八条 每工作日 16:30 前华北网调按照华北日前市场出清结果调整市场开展时段每个 15 分钟的日前省间联络线计划，下达至各相关省调。

第五十九条 每工作日 17:30 前华北网调、省调按照华北日前市场出清结果完成日前发电计划编制。

第二节 华北日内市场

第六十条 华北日内市场每日分 12 个时段开展：00:15-02:00、02:15-04:00、04:15-06:00、06:15-08:00、08:15-10:00、10:15-12:00、12:15-14:00、14:15-16:00、16:15-18:00、18:15-20:00、20:15-22:00、22:15-24:00，下备用不足省网（控制区）在每个华北日内市场开展时段 45 分钟前确定该时段调峰需求电力曲线，上报至华北市场技术支持系统。

第六十一条 调峰充足省网（控制区）依据日内发电计划，在每个华北日内市场开展时段 45 分钟前上报调峰资源“电力-价格”曲线至华北市场技术支持系统。

第六十二条 华北网调在每个华北日内市场开展时段 30 分钟前，完成华北日内市场该时段的市场出清与安全校核，并完成对应时段省间联络线的修改和下发。

第六十三条 华北网调、省调在每个华北日内市场开展时段 15 分钟前，完成该时段中标机组的日内发电计划编制，经安全校核后下发执行。

第三节 省网市场

第六十四条 华北网调应每周提前发布参与京津唐电网调频的机组信息，火电厂（企业）以此为参考开展调峰服务分档价格的申报。在调频辅助服务市场启动前，调频机组的选取原则为：根据火电机组最近 7 个在网运行日的综合调频性能指标由高到低依次选取直至满足电网调频需求。

第六十五条 极端天气条件下，系统负荷、新能源预测较预测值偏差较大时，允许省网（控制区）在市场出清后，二次提交调峰需求或资源，华北网调根据最新调峰需求和资源情况，在已经出清结果基础上，再次开展市场出清，并修改联络线下发。

第六十六条 每工作日 09:30 前，北京、天津、冀北调控中心将火电厂（企业）申报部分通过以及未通过安全校核的具体原因报送至华北网调。

第六十七条 每个工作日 10:30 前，华北网调按照省网市场规则完成京津唐电网全天 96 点日前发电预计划编制。

第六十八条 每工作日 15:00 前华北网调根据日前省间现货交易结果，更新京津唐电网火电机组日前发电预计划。

第六十九条 每个工作日 17:30 前，华北网调根据华北日前市场出清结果，按照省网市场规则完成京津唐电网日前发电计划编制。

第七十条 日内每个华北日内市场开展时段 120 分钟前，

华北网调根据华北日前市场出清结果,按照省网市场规则完成京津唐电网该时段日内发电计划编制。

第七十一条 日内每个华北日内市场开展时段 50 分钟前,华北网调根据日内省间现货交易结果,更新京津唐电网该时段日内发电计划。

第七十二条 日内每个华北日内市场开展时段 20 分钟前,华北网调根据华北日内市场出清结果,按照省网市场规则完成京津唐电网该时段日内发电计划更新。

第七十三条 华北网调每 15 分钟滚动计算更新下一 15 分钟至未来 2 小时的京津唐电网日内发电计划。

第七十四条 省网市场开展时段,根据每 15 分钟时段市场出清结果调用火电机组。

第五章 执行与考核

第一节 华北市场

第七十五条 火电机组严格按照日内发电计划执行,火电机组因自身原因在华北市场中标时段每 15 分钟发电量偏差超过日内发电计划对应发电量 2%时,超出 2%部分按照 300 元/MW·h 进行考核,考核费用返还至本省网(控制区)内参与调峰市场在网的火电厂(企业)。

$$R_{考核}^{i,t} = \begin{cases} (\Delta E_{\text{火电, 偏差}}^{i,t} - E_{\text{火电, 计划}}^{i,t} \times 2\%) \times 300, & \Delta E_{\text{火电, 偏差}}^{i,t} > E_{\text{火电, 计划}}^{i,t} \times 2\% \\ 0, & \Delta E_{\text{火电, 偏差}}^{i,t} \leq E_{\text{火电, 计划}}^{i,t} \times 2\% \end{cases}$$

$$\Delta E_{\text{火电, 偏差}}^{i,t} = \left| E_{\text{火电, 实际}}^{i,t} - E_{\text{火电, 计划}}^{i,t} \right|$$

式中， $R_{考核}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的考核费用（元）；

$\Delta E_{\text{火电, 偏差}}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的市场开展时段电量与中标电量的偏差；

$E_{\text{火电, 实际}}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的市场开展时段电量；

$E_{\text{火电, 计划}}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的中标电量。

第七十六条 当全网仍具备调峰资源，但购买调峰资源的省网（控制区）无法通过市场购买时，华北网调对调峰资源进行强制调用。强制调用措施为：华北网调通过调整省间联络线，直接调用省网（控制区）内的调峰资源，按照华北市场本时段出清价的 50% 进行结算，无出清价时按照最高限价的 30% 进行结算；提供强制调用调峰资源的省网（控制区）按照省网市场规则调用火电机组调峰资源，强制调用产生的调峰市场费用与市场出清产生的华北调峰市场费用一并结算。

第七十七条 因电网运行安全需求、电力供需平衡等原因造成火电机组在华北市场中标时段内每 15 分钟发电量偏差超过日内发电计划对应发电量 2% 时，按照实际运行情况计算调峰服务费用，与中标辅助服务费用之差返还至本省网（控制

区)内火电厂(企业),超出部分免于考核。

第七十八条 火电机组因自身原因在华北市场中标时段每15分钟发电量超过日内发电计划对应发电量2%时造成的考核,以及非自身原因造成的与中标辅助服务费用之差,返还至本省网(控制区)内参与调峰市场在网的火电厂(企业),计算公式如下:

$$R_{\text{返还}}^{i,t} = \frac{E_{\text{火电}}^{i,t}}{\sum_{i=1}^m E_{\text{火电}}^{i,t}} \times R_{\text{返还}}^t$$

式中, $R_{\text{返还}}^{i,t}$ 为 t 时段火电机组 i 分到的返回费用(元);

$E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段机组 i 的发电量(MW·h);

m 是省网(控制区)内参与调峰市场在网的火电机组数(台);

$R_{\text{返还}}^t$ 是 t 时段返还总费用(元)。

第二节 省网市场

第七十九条 火电机组严格按照日内发电计划执行,火电机组因自身原因在省网市场开展时段内每15分钟发电量偏差超过日内发电计划对应发电量2%时,超出2%部分按照300元/MW·h进行考核,考核费用返还至本省网(控制区)内参与调峰市场在网的火电厂(企业)。

$$R_{考核}^{i,t} = \begin{cases} (\Delta E_{火电, 偏差}^{i,t} - E_{火电, 计划}^{i,t} \times 2\%) \times 300, & \Delta E_{火电, 偏差}^{i,t} > E_{火电, 计划}^{i,t} \times 2\% \\ 0, & \Delta E_{火电, 偏差}^{i,t} \leq E_{火电, 计划}^{i,t} \times 2\% \end{cases}$$

$$\Delta E_{火电, 偏差}^{i,t} = \left| E_{火电, 实际}^{i,t} - E_{火电, 计划}^{i,t} \right|$$

式中， $R_{考核}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的考核费用（元）；

$\Delta E_{火电, 偏差}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的市场开展时段电量与中标电量的偏差；

$E_{火电, 实际}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的市场开展时段电量；

$E_{火电, 计划}^{i,t}$ 是 t 时段被考核火电机组 i 的中标电量。

第八十条 当省网（控制区）调峰资源充足但省网市场参与报价调峰资源不足时，华北网调在满足电网安全运行的前提下，对具有调峰资源的火电机组进行直接调用，按照省网市场本时段出清价的 50% 进行结算，无出清价时按照最高限价的 30% 进行结算。因电网调峰需要，调频辅助服务市场中标机组暂停提供调频服务，所提供的调峰服务按本时段出清价结算。

第八十一条 因电网运行安全需求、电力供需平衡等原因造成的火电机组在省网市场开展时段每 15 分钟发电量偏差超过日内发电计划对应发电量 2% 时，若火电机组中标，按照实际运行情况计算调峰服务费用，超出部分免于考核；若火电机组未中标，火电机组免于分摊调峰服务费用。

第八十二条 因火电机组自身缺陷、机组开展相关试验等原因造成无法正常参与省网市场火电机组作为不可控机组，不获得调峰服务费用并按照规则参与调峰服务分摊；因输变电设

备检修工作造成无法正常参与省网市场火电机组作为不可控机组，当机组发电能力上限受限时作为价格接受者参与市场，当机组发电能力下限受限时不参与市场分摊；机组启停机工况自动默认不参与省网市场（机组启动工况是指机组并网后至达到正常参数期间；机组停机工况是指机组从降参数至解列期间）。

第八十三条 因电网安全、输送通道约束等非火电机组自身原因造成在省网市场开展时段机组负荷率低于火电机组平均负荷率时，作为价格接受者不参与市场出清，其获得的调峰服务费用按照省网市场各时段出清价格进行结算。极端情况需大规模调整发电机组出力时，按照调用机组档位中最高价格结算。

第八十四条 火电机组因自身原因在省网开展时段内每15分钟发电量偏差超过日内发电计划对应发电量2%时造成的考核，考核费用返还至所有参与调峰市场的在网火电机组，计算公式如下：

$$R_{\text{返还}}^{i,t} = \frac{E_{\text{火电}}^{i,t}}{\sum_{i=1}^m E_{\text{火电}}^{i,t}} \times R_{\text{返还}}^t$$

式中， $R_{\text{返还}}^{i,t}$ 为 t 时段火电机组 i 分到的返回费用（元）；

$E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段机组 i 发电量（MW·h）；

m 是参与调峰市场在网的火电机组数（台）；

$R_{\text{返还}}^t$ 是 t 时段返还总费用（元）。

第六章 费用结算与分摊

第一节 华北市场

第八十五条 以省网（控制区）为单位进行调峰服务费用的分摊和支付，每 15 分钟时段清算、每日统计、每月进行结算。

第八十六条 火电机组按照日前市场出清结果计算调峰服务费用，第 i 个火电机组 t 时段的调峰服务费用为：

$$F_{\text{华北日前市场}}^{i,t} = (P_{\text{预计划, 华北日前市场}}^{i,t} - P_{\text{中标, 华北日前市场}}^{i,t}) \times t_{\text{出清, 华北日前市场}} \times A_{\text{出清, 华北日前市场}}^t$$

式中， $F_{\text{华北日前市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的调峰服务费用（元）；

$P_{\text{预计划, 华北日前市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 日前发电预计划（MW）；

$P_{\text{中标, 华北日前市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 在华北日前市场的中标出力（MW）；

$t_{\text{出清, 华北日前市场}}$ 是华北日前市场出清时段，取 0.25 小时；

$A_{\text{出清, 华北日前市场}}^t$ 是 t 时段华北日前市场边际出清价格（元/MW·h）。

第八十七条 火电机组按照日内市场出清结果计算调峰服务费用，计算公式如下：

$$F_{\text{华北日内市场}}^{i,t} = (P_{\text{日内计划}}^{i,t} - P_{\text{中标, 华北日内市场}}^{i,t}) \times t_{\text{出清, 华北日内市场}} \times A_{\text{出清, 华北日内市场}}^t$$

式中， $F_{\text{华北日内市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的调峰服务费用（元）；
 $P_{\text{日内计划}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 日内发电计划（MW）；
 $P_{\text{中标, 华北日内市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 中标出力（MW）；
 $t_{\text{出清, 华北日内市场}}$ 是华北日内市场出清时段，取 0.25 小时；
 $A_{\text{出清, 华北日内市场}}^t$ 是 t 时段华北日内市场边际出清价格（元/MW·h）。

第八十八条 华北市场调峰服务费用的分摊按照“谁提供、谁受益，谁使用、谁承担”的基本原则，以每个风电场、光伏电站市场开展时段的发电量为依据计算每个风电场、光伏电站所需分摊费用。扶贫光伏电站（单元）不参与调峰市场费用分摊，市场开展初期，按其装机容量比例折算在每个 15 分钟时段直接扣减光伏电站应参与分摊的电量。参与京津冀绿色电力市场化交易的可再生能源发电企业，其交易电力参与华北市场调峰服务费用的分摊，辅助服务费用由参与交易的电力用户或可再生能源发电企业承担。风电场（光伏电站）电采暖交易月度合同电量平均分劈至华北市场运行的每个时段作为每 15 分钟不参与分摊的电量。参与市场交易的电力用户分摊费用按照各用户月度实际用电量占市场化用户总用电量的比例承担，各市场用户承担的费用按照原有结算关系，由交易机构按照上述原则直接提供结算依据。

(一) 第 i 个风电场 (光伏电站) 在时段 t 应分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^{i,t} = \frac{E^{i,t} - E_{\text{扶贫}}^{i,t} - E_{\text{电采暖}}^{i,t}}{E_{\text{风电(光伏)}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t} \times k_1 \times R_{\text{华北市场}}^t$$

式中, $R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^{i,t}$ 是 t 时段第 i 个风电场 (光伏电站) 的分摊费用 (元);

$E^{i,t}$ 是 t 时段第 i 个风电场 (光伏电站) 市场开展时段电量 (MW·h);

$E_{\text{风电(光伏)}}^t$ 是 t 时段新能源总发电量 (MW·h);

$E_{\text{扶贫}}^t$ 是折算至 t 时段扶贫光伏电站 (单元) 的电量 (MW·h);

$E_{\text{扶贫}}^{i,t}$ 是第 i 个光伏电站折算至 t 时段扶贫光伏单元的电量 (MW·h);

$E_{\text{电采暖}}^t$ 是分摊至 t 时段参与电采暖交易的合同电量 (MW·h);

$E_{\text{电采暖}}^{i,t}$ 是第 i 个风电场 (光伏电站) 分摊至 t 时段电采暖交易的合同电量 (MW·h);

k_1 是发电企业在华北市场调峰服务费用分摊比例。

$R_{\text{华北市场}}^t$ 是 t 时段华北市场调峰服务分摊总费用 (元)。

(二) 第 i 个用户在应分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{用户, 华北市场}}^i = \frac{E_{\text{用户, 华北}}^i}{E_{\text{用户, 华北}}} \times (1 - k_1) \times R_{\text{华北市场}}$$

$R_{\text{用户, 华北市场}}^i$ 是华北市场第 i 个用户的分摊费用(元);

$E_{\text{用户, 华北}}^i$ 是第 i 个用户在华北市场月度实际用电量 (MW · h);

$E_{\text{用户, 华北}}$ 是华北市场市场化用户总用电量 (MW · h);

第八十九条 春节假期及前后一周, 华北市场费用按照新能源企业“多消纳多分摊”、火电厂(企业)“少调峰多分摊”的原则, 新能源企业与发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的火电机组承担调峰服务费用。

(一) 新能源分摊总费用计算公式如下:

$$R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^t = \frac{E_{\text{风电(光伏)}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t}{E_{\text{风电(光伏)}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t + \sum_{i=1}^n E_{\text{火电}}^{i,t}} \times k_1 \times R_{\text{华北市场}}^t$$

式中, $R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^t$ 是 t 时段华北市场调峰服务费用新能源分摊费用(元),

$\sum_{i=1}^n E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的未中标火电机组总发电量 (MW · h)。

(二) 华北市场第 i 个风电场(光伏电站)分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^{i,t} = \frac{E_{\text{风电(光伏)}}^{i,t} - E_{\text{扶贫}}^{i,t} - E_{\text{电采暖}}^{i,t}}{E_{\text{风电(光伏)}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t} \times R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^t$$

式中, $R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^{i,t}$ 是 t 时段省网(控制区)第 i 个风电场(光伏电站)的分摊费用(元);

$E_{\text{风电(光伏)}}^{i,t}$ 是 t 时段第 i 个风电场（光伏电站）发电量（MW·h）；

$R_{\text{风电(光伏), 华北市场}}^t$ 是 t 时段华北市场调峰服务分摊总费用（元）。

（三）华北市场调峰服务费用火电机组分摊费用计算公式如下：

$$R_{\text{火电, 华北市场}}^{i,t} = \frac{\alpha_i^t \times E_{\text{火电}}^{i,t}}{\sum_{i=1}^n (\alpha_i^t \times E_{\text{火电}}^{i,t})} \times k_1 \times R_{\text{火电, 华北市场}}^t$$

$$\alpha_i^t = \delta_{\text{华北市场平均}}^t - \delta_{\text{华北市场}}^{i,t}$$

$$\delta_{\text{华北市场平均}}^t = \frac{\sum_{i=1}^n P^{i,t}}{\sum_{i=1}^n P_N^i} \times 100\%$$

$$\delta_{\text{华北市场}}^{i,t} = \frac{P^{i,t}}{P_N^i} \times 100\%$$

式中， $R_{\text{火电, 华北市场}}^{i,t}$ 为春节及前后火电机组 i 在 t 时段参与调峰服务的分摊费用（元）；

α_i^t 是 t 时段机组 i 的调峰贡献率；

$E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的未中标火电机组 i 的发电量（MW·h）；

n 是 t 时段高于平均发电负荷率的火电机组数（台）；

$R_{\text{火电, 华北市场}}^t$ 是 t 时段调峰服务分摊总费用（元）；

$\delta_{\text{华北市场平均}}^t$ 是 t 时段火电机组平均发电负荷率;

$\delta_{\text{华北市场}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的发电负荷率;

$P^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 出力 (MW);

P_N^i 是机组 i 的额定容量 (MW)。

(四) 华北市场调峰服务费用用户分摊总费用=分摊总费用-新能源分摊总费用-火电分摊总费用。第 i 个用户在应分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{用户, 华北市场}}^i = \frac{E_{\text{用户, 华北}}^i}{E_{\text{用户, 华北}}} \times (1 - k_1) \times R_{\text{华北市场}}$$

$R_{\text{用户, 华北市场}}^i$ 是华北市场第 i 个用户的分摊费用(元);

$E_{\text{用户, 华北}}^i$ 是第 i 个用户在华北市场月度实际用电量 (MW · h);

$E_{\text{用户, 华北}}$ 是华北市场市场化用户总用电量 (MW · h);

第二节 省网市场

第九十条 省网市场开展时段, 每 15 分钟时段清算、每日统计、每月进行结算。

第九十一条 提供调峰服务的中标火电机组获得调峰服务费用计算公式如下:

$$F_{\text{省网}}^{i,t} = (\delta_{\text{省网平均}}^t - \delta_{\text{省网}}^{i,t}) \times P_N^i \times t_{\text{出清, 省网}} \times A_{\text{出清, 省网}}^t$$

式中, $F_{\text{省网}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的获得的调峰服务费用 (元);

$\delta_{\text{省网平均}}^t$ 是 t 时段火电机组平均发电负荷率;

$\delta_{\text{省网}}^{i,t}$ 是 t 时段火电机组 i 的发电负荷率;

P_N^i 是火电机组 i 额定容量 (MW);

$t_{\text{出清, 省网}}$ 是出清时段, 取 0.25 小时;

$A_{\text{出清, 省网}}^t$ 是 t 时段调峰服务边际出清价格 (元/MW·h)。

第九十二条 省网市场费用由新能源、火电厂(企业)、市场用户分摊, 新能源企业与发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的火电机组承担调峰服务费用。参与分摊的电量原则上应按未承担调峰任务的电量确定, 在市场开展初期, 暂按市场各时段新能源企业发电量、发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的未中标火电机组发电量的 50%为基准计算调峰服务的分摊费用。

参与京津冀绿色电力市场化交易的可再生能源发电企业, 其电采暖交易电量不参与省网调峰服务费用的分摊。风电场(光伏电站)电采暖交易月度合同电量平均分劈至省网市场运行的每个时段作为每 15 分钟不参与分摊的电量。参与市场交易的电力用户分摊费用按照各用户月度实际用电量占市场化用户总用电量的比例承担, 各市场用户承担的费用按照原有结算关系, 由交易机构按照上述原则直接提供结算依据。

(一) 调峰服务费用新能源分摊总费用计算公式如下:

$$R_{\text{新能源, 省网}}^t = \frac{E_{\text{新能源}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t}{E_{\text{新能源}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t + (\sum_{i=1}^n E_{\text{火电}}^{i,t}) \times 0.5} \times k_2 \times R_{\text{省网}}^t$$

式中, $R_{\text{新能源, 省网}}^t$ 是 t 时段调峰服务费用新能源分摊费用(元);

$E_{\text{新能源}}^t$ 是 t 时段新能源总发电量 (MW·h);

$E_{\text{电采暖}}^t$ 是分劈至 t 时段电采暖交易的合同电量 (MW·h);

$\sum_{i=1}^n E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段发电负荷率高于火电机组平均发电负

荷率的未中标火电机组总发电量 (MW·h);

k_2 是发电侧在辅助服务费用分摊中所占比例;

$R_{\text{省网}}^t$ 是 t 时段调峰服务分摊总费用 (元)。

(二) 省网(控制区)任意第 i 个风电场(光伏电站)分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{风电(光伏)}}^{i,t} = \frac{E_{\text{风电(光伏)}}^{i,t} - E_{\text{扶贫}}^{i,t} - E_{\text{电采暖}}^{i,t}}{E_{\text{新能源}}^t - E_{\text{扶贫}}^t - E_{\text{电采暖}}^t} \times R_{\text{新能源, 省网}}^t$$

式中, $R_{\text{风电(光伏)}}^{i,t}$ 是 t 时段第 i 个风电场(光伏电站)的分摊费用(元);

$E_{\text{风电(光伏)}}^{i,t}$ 是 t 时段第 i 个风电场(光伏电站)的发电量 (MW·h);

$E_{\text{电采暖}}^{i,t}$ 是第 i 个风电场(光伏电站)分劈至 t 时段电采暖交易的合同电量 (MW·h);

$E_{\text{扶贫}}^{i,t}$ 是第 i 个光伏电站中折算至 t 时段扶贫光伏单元的电量 (MW·h);

$R_{\text{新能源, 省网}}^t$ 是 t 时段调峰服务费用新能源分摊费用(元)。

(三) 调峰服务费用火电机组分摊总费用 = $k_2 \times$ 分摊总费

用-新能源分摊总费用。

(四) 火电机组分摊费用计算公式如下:

$$R_{\text{火电, 省网}}^{i,t} = \frac{E_{\text{火电}}^{i,t}}{\sum_{i=1}^n E_{\text{火电}}^{i,t}} \times R_{\text{火电, 省网}}^t$$

式中, $R_{\text{火电, 省网}}^{i,t}$ 是调峰服务中火电机组 i 参与调峰服务的分摊费用 (元);

$E_{\text{火电}}^{i,t}$ 是 t 时段发电负荷率高于火电机组平均发电负荷率的未中标火电机组 i 高于电网平均负荷率部分的发电量 (MW·h);

$R_{\text{火电, 省网}}^t$ 是 t 时段火电机组分摊总费用 (元);

(六) 市场用户总分摊总费用=分摊总费用-新能源分摊总费用-火电机组分摊总费用。

(七) 市场用户分摊总费用计算公式如下:

$$R_{\text{用户, 省网市场}}^i = \frac{E_{\text{用户, 省网}}^i}{E_{\text{用户, 省网}}} \times (1-k_2) \times R_{\text{省网}}$$

$R_{\text{用户, 省网市场}}^i$ 是省网市场第 i 个用户的分摊费用 (元);

$E_{\text{用户, 省网}}^i$ 是第 i 个用户在省网市场月度实际用电量 (MW·h);

$E_{\text{用户, 省网}}$ 是省网市场市场化用户总用电量 (MW·h)。

第四节 结算方式

第九十三条 发电企业在调峰辅助服务市场获得（分摊）的相关费用以省级及以上电网为单位，按照电费结算关系对发电企业按月度分别结算。

第九十四条 发电企业获得（分摊）调峰服务费用结算采用电费结算方式，与次月电费结算同步完成。发电企业在该月电费总额基础上加（减）应获得（分摊）的调峰服务费用，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第九十五条 对调度权与电费结算关系不在同一电网的发电企业，由拥有该厂电费结算关系的电网企业与拥有该厂调度权的电网企业，在次月两家电网企业间电费结算总额基础上加（减）该发电企业应获得（分摊）的调峰服务费用，按照结算关系开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第九十六条 华北市场费用结算以省间联络线结算为载体，费用与实际省间联络线电量一并结算支付给提供调峰资源的省网（控制区），发电企业获得（分摊）的调峰服务费用由相应省网（控制区）负责结算。

第七章 市场监管与干预

第九十七条 华北能源监管局负责对调峰辅助服务市场运营情况实施监管。

第九十八条 每月 15 日前，华北网调将上月调峰服务费

用、分摊及考核情况的初步统计结果在其“三公”门户网站上公示。

第九十九条 每月 20 日前,华北网调将上月调峰服务费用、分摊及考核情况以正式文件形式报送华北能源监管局,经华北能源监管局审核并发文确认后,市场结算结果正式生效。

第一百条 发生以下情况时,华北网调对市场进行干预,或中止市场:

(一)火电厂(企业)滥用市场力及其它严重违约行为严重扰乱华北市场秩序。

(二)市场成员频繁、严重违约,对电网安全稳定运行造成一定影响。

(三)华北市场技术支持系统、省网市场技术支持系统发生故障,导致市场无法正常进行。

(四)电网发生重大事故导致市场无法正常进行。

(五)发生重大社会事件导致市场无法正常进行。

(六)重大活动对电网安全稳定有特殊要求的。

(七)电力行业重大政策调整需市场进行衔接的。

(八)因不可抗力导致市场无法正常进行。

第一百一条 市场干预的主要手段包括但不限于:

(一)调整市场的开展时间;

(二)调整市场限价;

(三)调整市场准入和退出;

(四)暂停市场,待处理和解决问题后重新启动。

第二百二条 以及因电网发生异常、事故等原因导致火电机组出力需进行必要调整时，应由直接管理该机组的电力调度机构提出具体干预措施并对市场进行干预，需要上级调度配合时，由提出干预措施的电力调度机构提出申请。对于因电力调度机构干预对机组参与市场的结果造成影响时，若火电机组中标，按照实际运行情况计算调峰服务费用，超出部分免于考核；若火电机组未中标，火电机组免于分摊调峰服务费用。市场运营机构应于当日将干预措施、受影响的机组、干预结果等相关信息通过华北市场技术支持系统向所有市场主体发布。

第八章 信息发布

第二百三条 市场运营机构要做好信息披露监测、督促、分析等工作，确保信息披露工作规范有序。市场运营机构要制定市场信息披露服务指引，帮助市场成员及时准确获取相关市场信息。市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。

华北各省、市、自治区电力调控中心，应同步发布华北网调披露的相关信息。

第二百四条 市场运营机构应每周提前发布电网气象信息、负荷预测、调峰需求、新能源出力预测、重要通道输变电设备检修等信息，并按周发布上周市场交易情况，包括市场出清价格、电网平均负荷率、机组中标电量（分摊电量）、发电企业调峰服务费用（分摊费用）及考核情况等信息。

第二百五条 对于市场运行中出现数据异常等情况时，市场

主体应在每月 5 日前向市场运营机构提出免考、免分摊申请，市场运营机构根据市场实际运行情况对免考、免分摊申请在 10 日前予以批复。市场主体与市场运营机构协商后仍有争议，可以向市场监管机构提出申诉。

发生下列情况之一者列入免考核或免分摊范围：

- （一）机组调度出力超出调峰技术能力上下限范围；
- （二）因电网网络安全约束产生的考核；
- （三）非电厂原因造成的偏差考核；
- （四）非电厂原因造成机组未中标的免于分摊。
- （五）符合华北区域发电厂并网运行管理实施细则中部分免考条款的偏差考核；
- （六）AGC 指令变化超过机组爬坡能力、AGC 指令异常、量测值异常；
- （七）电网频率异常时，一次调频动作引起机组的负荷偏差。

第一百六条 市场成员应遵循及时、真实、准确、完整的原则，按照规定报送，并在市场技术支持系统披露相关市场信息。

第一百七条 火电厂（企业）如对披露的相关信息有异议，可向华北能源监管局提出，由华北能源监管局负责解释。

第九章 附则

第一百八条 本规则由华北能源监管局负责解释。

第一百九条 华北能源监管局根据华北市场实际运行情况，对相关条款进行修改。

第一百十条 本规则实施后，现行《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中启停调峰补偿规则继续执行，深调峰补偿规则在市场开展期间不执行，在市场不开展期间执行。《京津唐电网并网发电厂调峰服务补偿实施细则（试行）》废止。

第一百十一条 本规则自 202×年×月×日起施行。2019 年印发《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》同时废止。