

国家能源局浙江监管办公室文件

浙监能市场〔2021〕12号

国家能源局浙江监管办公室关于印发《2021年浙江电力市场价格成本与信息披露重点监管报告》的通知

国网浙江省电力有限公司、浙江省能源集团有限公司、华能浙江公司、国家能源集团浙江公司、华电浙江分公司、大唐浙江分公司、国家电投浙江分公司、华润电力浙江公司、浙江电力交易中心有限公司，各有关供电企业、发电企业、增量配电企业、售电企业：

根据国家能源局《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，我办于2021年6月至11月，组织开

展了浙江电力市场价格成本与信息披露重点监管工作，形成了《2021年浙江电力市场价格成本与信息披露重点监管报告》，现印发给你们。请各单位认真对照本报告所列问题，举一反三进行自查整改，全面落实监管意见要求，共同维护好浙江电力市场秩序。



国家能源局浙江监管办公室

2021年12月21日

2021 年浙江电力市场价格成本与信息披露 重点监管报告

根据国家能源局《2021 年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5 号）安排，浙江能源监管办于 2021 年 6 月至 11 月，组织开展了浙江电力市场价格成本与信息披露重点监管。本次重点监管内容涉及 2020 年 1 月至 2021 年 6 月电力市场交易开展情况、电力企业价格执行与成本构成情况、电力市场信息公开与披露情况、监管统计数据报送准确性情况、“三公”调度情况等。监管检查对象按照“双随机”方式确定，包括：国网浙江省电力有限公司、浙江省能源集团及下属企业、浙江电力交易中心有限公司、国网宁波供电公司、国网湖州供电公司、国网浙江宁波市鄞州区供电有限公司、国网浙江德清县供电公司等。各受检单位高度重视，积极配合现场检查，按要求提供有关文件和资料，如实反映情况。现将有关情况形成监管报告如下。

一、基本情况

（一）电力供需情况

2020 年浙江省全社会用电量为 4829.68 亿千瓦时，同比增长 2.62%。统调用电量为 4129.32 亿千瓦时，同比增长 3.89%。全社会最高负荷 9268 万千瓦，同比增长 8.82%。统调最高负荷 8147 万千瓦，同比增长 9.14%。其中，受新冠肺炎疫情影响，一季度

全省用电需求疲软，全社会用电量增长率-15.81%。随着复工复产有序推进和国内经济形式逐步好转，二季度全社会用电量增长率 6.10%。三、四季度全省用电水平快速回升，全社会用电量增长率分别为 9.34%、7.64%。电力供应总体平衡，个别时段偏紧。

2021 年一季度，我省统调用电量 998.51 亿千瓦时，同比增长 37.60%。统调最高负荷 8017 万千瓦，同比增长 28.38%。2021 年二季度，我省统调用电量 1149.86 亿千瓦时，同比增长 15.40%。统调最高负荷 7570.14 万千瓦，同比增长 7.62%，全省供用电正常有序。

（二）电力交易情况

1.普通直接交易情况。2020 年普通直接交易电量共计 1700 亿千瓦时，其中平台竞价 1053 亿千瓦时，出清价格 384.6 元/兆瓦时。浙江省 2021 年度普通直接交易平台集中竞价工作于 2021 年 3 月 25 日开展，30 家省内外发电企业通过北京和浙江两级交易平台完成交易申报，平台集中竞价出清电量为 1106.09 亿千瓦时，出清价格 383.8 元/兆瓦时。

2.售电市场交易情况。2020 年售电市场交易电量共计 255.54 亿千瓦时，平均交易电价 404.14 元/兆瓦时。其中：售电公司代理 183.56 亿千瓦时，批发用户直接参与 71.98 亿千瓦时。省内发电企业累计完成售电批发市场直接交易上网电量（含低谷缺额电量）256.15 亿千瓦时。

3.替代发电交易情况。2020年组织开展替代发电交易11次，交易电量共计63.48亿千瓦时。其中：组织开展季度关停替代集中竞价交易和双边协商交易6次，成交电量56.18亿千瓦时，成交均价266.6元/兆瓦时；组织开展月度省内“以大代小”替代双边协商交易5次，成交电量7.3亿千瓦时，成交均价269.5元/兆瓦时。2021年3月29日，组织开展2021年二季度浙江省关停替代发电交易，成交电量33.39亿千瓦时。2021年6月24日，组织开展2021年三季度浙江省关停替代发电交易，成交电量20.16亿千瓦时。

4.现货结算试运行情况。2020年1月-2021年6月，浙江省共开展3次结算试运行工作。2020年5月12日-18日结算试运行结算电量48.86亿千瓦时，结算电费21.02亿元；2020年7月1日-31日结算试运行结算电量195.46亿千瓦时，结算电费82.48亿元；2021年3月1日-5月31日结算试运行结算电量681.80亿千瓦时，结算电费293.24亿元。

5.电力辅助服务市场情况。2020年电力辅助服务“两个细则”补偿总费用6.81亿元，2021年1-6月补偿总费用3.61亿元。电力现货市场结算试运行期间，调频辅助服务采用与电能量深度耦合方式出清，同步实现结算试运行交易。2020年1月-2021年6月，调频市场三次结算试运行费用分别为0.29、0.77、2.41亿元。

二、本次检查发现的主要问题

(一) 未认真落实《浙江电力市场监管实施办法(试行)》市场运营监控等相关规定。

1. 国网浙江省电力有限公司调度机构未认真落实《国家能源局浙江监管办公室关于做好浙江省电力现货市场第四次结算试运行市场运营监控有关工作的通知》(浙监能市场〔2021〕4号)精神。以下异常事项均未在国网浙江省电力有限公司调度机构运营监控报告中予以反映。

(1) 胜龙厂频繁以低于同类型机组和自身历史报价水平进行市场申报, 所在电网节点出清价频繁触及最低限价, 高峰时段节点价格存在负价情况; 新泓口、镇燃厂、镇油气和常山厂申报价格频繁接近最高限价。

(2) 嘉华厂#7机应于4月8日5时并网发电, 但实际于4月9日20时30分并网发电, 晚于计划时间39.5小时; 长兴厂#1机5月15日日前全天出清, 但实时于9时30分即解列停机; 牛山厂#2机5月15日日前全天出清, 但实时于16时30分即解列停机。

2. 浙江电力交易中心运营监控不深入, 未能发现部分市场异常事件, 未按规定报送我办。以下异常事项均未在浙江电力交易中心运营监控报告中予以反映。

(1) 2020年1-10月期间, 浙江宏博售电有限公司未按市场规则要求根据尖峰、高峰实际用电量签订批发购电合同, 累计多

签约 29644.822 兆瓦时（其中尖峰 4106.164 兆瓦时，高峰 25538.658 兆瓦时）。因尖峰、高峰比实际多签电量，额外匹配了 29644.822 兆瓦时低谷合同电量，存在违反市场规则签订交易合同的情况。

（2）德能厂#3、#4机5月15日日前16时-20时出清，但实时中17时无上网电量，且其余时段上网电量大幅低于日前出清电量。

3.浙江省能源集团有限公司未按《关于做好浙江省电力现货市场第四次结算试运行市场运营监控有关工作的通知》（浙监能市场〔2021〕4号）要求，对市场运营监控有关规定进行宣贯，尚未建立防止下属发电企业合谋报价、市场操纵等行使市场力的具体措施或制度规范。

（二）市场运营机构信息披露存在错漏。

1.调度机构部分信息披露存在错漏，不符合《电力企业信息披露规定》等规定。

（1）调度机构未在浙江电力交易平台（pms.zj.sgcc.com.cn）上完整披露2021年1-6月机组启停调峰情况（仅披露了统调水电机组的启停调峰情况）。

（2）调度机构未在浙江电力交易平台（pms.zj.sgcc.com.cn）上披露检修计划执行情况。

2.交易机构披露的部分信息存在错漏和不及时等问题。

(1) 根据电力直接交易工作安排，浙江省能源局于 2021 年 5 月 21 日公布 2021 年用户准入清单，但交易机构于 2021 年 7 月 28 日才首次向电网企业披露 35kV 电力用户的承诺书签订情况，不符合《关于印发 2021 年度电力用户与发电企业直接交易及输配电服务合同等示范文本的通知》（浙监能便函〔2021〕66 号）按月披露的规定。

(2) 交易机构未在浙江电力交易平台（pmos.zj.sgcc.com.cn）上披露 2021 年 1-6 月发电厂交易计划完成情况。

(三) 电力企业信息报送管理不规范。

1. 国网浙江省电力有限公司及下属供电企业部分信息存在错报、漏报、瞒报，不符合《电力企业信息报送规定》等要求。

(1) 2020 年共发生 220kV 以上线路故障 127 条次，但报送我办的月报中合计仅为 81 条次；2020 年 8 月存在重载 500kV 线路 1 条、重载 220kV 线路 6 条、重载 500kV 主变 3 座、超载 500kV 线路 8 条、超载 220kV 线路 18 条、超载 500kV/220kV 电磁环网 3 个、超载 500kV 变压器 6 座，但报送我办的月报中均为零；2020 年全年统调机组共发生跳闸 26 台次，但《2021 年浙江电网运行方式》中统计 2020 年统调机组跳闸 21 台次。

(2) 2020 年秦山核电等存在电网检修、调峰等原因导致未能满发情况，国网浙江省电力有限公司未按《保障核电安全消纳暂行办法》（发改能源〔2017〕324 号）的规定向我办报送年度

核电保障性消纳执行情况。

(3) 宁波地区穿山风电场分别于 2020 年 11 月 6 日 23:11 因厚穿 1856 线故障停运, 于 2021 年 5 月 24 日 02:21 因厚墩变故障停运, 导致弃风; 白岩风电场分别于 2020 年 4 月 20 日 09:40 和 4 月 22 日 18:05 因处理曲池变曲海 1781 线副母闸刀支撑瓷瓶与闸刀之间鸟巢和飘带停运, 导致弃风; 白岩风电场 2020 年 12 月 8 日 14:46 因曲池变曲海 1781 线故障停运, 导致弃风。国网宁波供电公司未按《浙江能源监管办关于开展我省可再生能源发电企业(电站)弃水(光、风)情况报送工作的通知》(浙监能市场〔2016〕20号)的要求向我办报送上述信息。

(4) 2021 年 4 月, 衢州力诺光伏电站为配合国网衢州供电公司对航里 3574 力诺支线线路迁改, 电站全机组陪停(改检修)。衢州力诺光伏电站上报的弃发原因为“航路 3574 力诺支线停役”。国网衢州供电公司在上报我办的《2021 年 4 月可再生能源发电企业(电站)弃水(光、风)情况表》中将衢州力诺光伏电站的弃发原因修改为“可再生能源发电企业(电站)自身原因(机组检修)”。不符合《浙江能源监管办关于开展我省可再生能源发电企业(电站)弃水(光、风)情况报送工作的通知》(浙监能市场〔2016〕20号)要求。

2.部分发电企业存在错报、漏报、瞒报信息, 不符合《电力企业信息报送规定》等要求。

(1) 金华燃机 2021 年 1 月份未上报励磁/PSS/AVC、AGC/RB/一次调频、调速/技术出力等信息，2021 年 3 月份未上报励磁/PSS/AVC、AGC/RB/一次调频等信息；常山电厂 2021 年 1 月份未上报励磁/PSS/AVC、AGC/RB/一次调频、调速/技术出力等信息，2021 年 3 月份未上报励磁/PSS/AVC、AGC/RB/一次调频等信息；仙丰光伏站 2021 年 6 月份新能源网源协调月报未报送。且该 3 家电厂报送的月报中均未填写试验情况、异常情况以及设备改造检修情况等相关信息。不符合《浙江省电力系统网源协调监管办法（试行）》要求。

(2) 浙江省能源集团有限公司上报的《发电企业价格及收入情况表（月报）》仅统计了浙能电力股份下属发电企业的生产情况，未涵盖公司所有境内全资、控股发电企业，不符合《电力监管统计调查制度》要求。

(3) 兰晶光伏站#2 机组 2021 年 6 月 11 日 2:06-9:34 跳机导致弃光，未向我办上报；仙丰光伏站 2021 年 4 月 8 日 8:00-20:00、2021 年 4 月 24 日 7:00-14:59、2021 年 4 月 26 日 6:30-18:50 存在检修原因弃发，未向我办上报。不符合《关于开展我省可再生能源发电企业（电站）弃水（光、风）情况报送工作的通知》（浙监能市场〔2016〕20 号）要求。

(四) 未全面落实“两个细则”考核补偿管理要求。

国网浙江省电力有限公司调度机构对于部分考核事项未按

《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》（华东监能市场〔2020〕147号）实施管理。

1.调度机构未按规定将省统调非燃煤电厂月度继电保护及安全自动装置的运行分析报告上报情况纳入考核。

2.2021年4月17日16:24-4月18日16:10，嘉海风电场#2主变零序保护动作跳闸，未进行考核。

3.2021年3月维新风电场等因冰冻停机，调度机构以不可抗力为由免于非停考核，该免考核原因不属于《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》第十条第五款中规定的免考核范围。

4.嘉善风凌新能源科技有限公司、玉环晶能电力有限公司、慈溪正态新能源科技有限公司、中清能绿洲科技股份有限公司均为统调电厂，但在“两个细则”考核补偿相关报表中均未列出。

（五）部分电费结算管理不符合国家有关规定。

1.国网浙江省电力有限公司出具的结算账单项目不清晰。在电力现货试运行期间，国网浙江省电力有限公司出具的发电企业电量电费月度结算单将发电权交易、大用户直接交易、按普通直接交易电价结算电量、政府授权合约电量等均并入“合约市场信息”中，在结算账单中无法看到分类电量明细。且结算账单中未体现市场成本补偿、辅助服务分摊、不平衡资金返还资金计算过程和依据，造成发电企业无法核对结算账单。

2.未按《发电企业与电网企业电费结算办法》规定结算部分

发电企业上网电费。国网浙江省电力有限公司与浙江浙能嘉华发电有限公司、国能浙江宁海发电有限公司、浙江大唐乌沙山发电有限责任公司、三门核电有限公司等发电企业结算的 2021 年 5 月上网电费均分为两次支付(分别为 6 月 25 日、6 月 28 日支付),首次支付金额均低于当月电费的 50%,且支付时间超过电费确认日后 5 个工作日。

3.个别新能源发电项目上网电费未按时结算。2021 年 2 月 10 日,国网浙江省电力有限公司与浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司签订购售电合同,浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司经营管理的总装机容量为 301.2 兆瓦风力发电场并入其经营管理的电网运行。截至 6 月末,浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司累计上网电量 2991 万千瓦时,因浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司未在交易中心注册、未出具发票等原因,国网浙江省电力有限公司未结算上网电费累计 1242 万元。

4.未按《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》规定向增量配网企业收取政府性基金及附加。国网浙江省电力有限公司所属部分供电企业在与增量配电业务试点项目结算电费中,政府性基金及附加的收取方式未执行“配电网企业代收、省级电网企业代缴”的规定,而是将增量配电业务试点项目视作大工业用户,按供电量收取了政府性基金及附加,累计多收取增量配电业务试点项目线变损及居民用户基金附加 121.20 万元。

5.浙江浙能能源服务有限公司未按《浙江电力市场监管实施办法（试行）》规定，将 205 户电力用户的零售电费结算方案与其签约的用户核对确认，即提交电网企业开展电费结算。

（六）合同签订和备案管理不规范。

1.个别售电公司违反市场规则签订市场交易合同。2020 年 1-10 月期间，浙江宏博售电有限公司未按市场规则要求按照尖峰、高峰实际用电量签订批发购电合同，累计多签约 2900 万千瓦时（其中尖峰 400 万千瓦时，高峰 2500 万千瓦时）。不符合我办示范合同文本及签订规定，违反规则签订交易合同。

2.2020 年浙江浙能能源服务有限公司与浙江省能源集团有限公司部分发电企业开展售电市场交易中，浙江浙能能源服务有限公司按照零售交易电量向发电企业额外收取 1.5 分/兆瓦时的服务费用，影响批发市场交易真实价格，不符合国家能源局《关于加强电力中长期交易监管的意见》有关规定。

3.部分购售电合同未按示范文本签订。2021 年国网浙江省电力有限公司与 12 家风电、光伏发电企业签订的购售电合同均未参照“国家能源局国家工商行政管理总局制定的风力发电场、光伏电站购售电合同示范文本”。

4.存在未按规定备案并网调度协议、购售电合同的情况。

（1）2020 年 1 月-2021 年 6 月，国网宁波鄞州供电公司共有 17 份并网调度协议和 17 份购售电合同未向国家能源局浙江监

管办公室备案。

(2) 2020年10月,浙江大唐乌沙山发电有限责任公司的新疆跨区替代发电合同未按规定向国家能源局浙江监管办公室备案。

5.购售电合同、并网调度协议、电力业务许可证中的装机容量不一致,不符合《电力业务许可证监督管理办法》(国能发资质〔2020〕69号)规定。

(1)东渡光伏电站电力业务许可证机组容量6.97兆瓦,与国网湖州供电公司签订购售电合同、并网调度协议容量为30兆瓦。

(2)狮子山风电场电力业务许可证机组容量37.5兆瓦,向我办备案容量67兆瓦,与湖州供电公司签订购售电合同容量49.5兆瓦,签订并网调度协议容量45.5兆瓦。

6.存在合同签订不规范的情况。

(1)浙江浙能能源服务有限公司与浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司、浙江浙能北仑发电有限公司、浙江浙能温州发电有限公司等3份批发合同未签署“签订时间”。

(2)国网湖州德清供电公司与我办签订的购售电合同时间处有涂画痕迹,并以供用电合同专用章签订购售电合同。

7.部分发电企业法人主体变更后未按规定重新签订并网调度协议。华能玉环电厂、华能长兴电厂、华电乌溪江电厂法人主

体发生变更后，双方未按规定重新签订并网调度协议。

三、监管意见

我办针对此次重点监管发现的违规问题，已向被检单位下发监管整改通知书，要求各被检单位认真予以整改，分析原因并落实整改措施。对具备整改条件的问题事项，各被检单位应当立即开展整改，对于暂不具备整改条件的，要求结合实际工作有序推进整改措施的逐项落实。结合本次重点监管情况，主要监管意见如下。

（一）各市场成员要进一步落实信息披露、信息报送相关工作要求。

规范做好信息披露与信息报送是市场规范有序的重要基础。各市场成员应当结合电力改革深化情况，切实落实有关工作要求，规范开展信息披露、报送工作。一是全面、准确、及时披露、报送有关信息。针对检查发现的问题，各市场成员应当认真分析，完善内部管理和质量管控，提高披露、报送信息的质量，着力避免错误信息。对于人为篡改，虚报信息的，应当追究相关人员的责任。二是电力交易机构应当加强对信息披露工作的实施与管理，进一步规范信息披露标准和格式，促进披露信息使用高效便捷。三是运营机构各类信息的披露工作，应满足交易、调度、结算、支付等各环节的要求，不发生因披露不足影响市场有效运行的情况。市场成员发现因信息披露不及时、不充分影响合同签订、

交易、结算工作开展的，应当及时报告我办。

（二）电网企业、交易机构要进一步规范电费结算管理。

一是电网企业应严格按照《发电企业与电网电费结算办法》、双方签订的购售电合同等，公平规范开展电费结算。二是规范电费结算账单的出具工作，确保各市场主体可以清晰核对各账单明细项目的具体金额和形成依据。三是进一步做好电费支付与电量抄录情况的监控分析，及时发现结算工作中存在的异常和问题，并按照《浙江电力市场监管实施办法（试行）》相关要求，在月度电费结算情况报告中予以报送。四是交易机构要进一步提升识别结算异常的能力，建立健全市场结算的容错机制，具备清算市场主体违规所得的功能。

（三）调度机构要进一步严格辅助服务考核、补偿管理。

一是进一步完善考核、补偿管理系统开发与管理，根据辅助服务管理的要求，对信息系统进行优化升级，确保满足辅助服务管理的工作要求，确保计算准确。二是全面梳理考核、补偿项目及标准，准确确定参与考核补偿市场主体范围，避免发生漏考核、不当免考核等问题。三是进一步加强对新能源、自备电厂等市场主体的考核管理，结合检查发现的问题整改和有关工作要求，规范开展考核、补偿工作。

（四）售电企业要严格依法合规经营。

一是按规定披露结算方案，应按照《浙江电力市场监管实施

办法（试行）》规定，每月将电费结算方案与签约电力用户核对确认后，提供给电网企业进行结算。二是应持续满足准入条件，按规定如实报送和披露信息，发现不满足准入条件的应当及时予以整改。三是按照市场规则参与市场交易，规范信息披露和合同签订工作，诚信履约。

（五）市场运营机构要着力做好运营监控有关工作。

一是运营机构应当高度重视，进一步落实人员和技术力量，完善信息系统，切实提高运营监控工作开展的保障能力。二是根据《浙江电力市场监管实施办法（试行）》（浙监能市场〔2019〕17号）规定，运营机构应对市场报价和运行情况、市场成员执行市场交易规则情况、网络阻塞情况、非正常报价、机组（AGC）非正常投退、电费结算异常、市场结构化指标、市场异常事件等情况开展多尺度、多维度的监控分析，核查是否满足市场规则要求，是否满足市场竞争的一般规律，不断完善运营监控指标体系。三是交易机构应当加强对交易平台披露信息的综合分析工作，及时掌握市场运行情况，不断提升市场异常的识别能力。四是发电集团（在浙公司、分公司）应当加强对下属发电企业行为的监控，加强制度建设和内部管控，防止下属发电企业通过各种方式行使市场力、扰乱市场秩序。

（六）各市场主体要认真梳理电力市场运行法规、制度，形成常态化宣贯机制。

本次重点监管中暴露出的各项问题，从侧面反映出各市场主体对现行电力市场法规、制度学习贯彻得不足。一方面各市场主体要加强梳理现行市场规则，及时学习各项新版法规制度；另一方面市场运营、管理机构应形成机制，积极开展电力市场相关法规、制度宣贯，培养市场主体的市场意识和规则意识。

抄送：国家能源局市场监管司，浙江省发展改革委（能源局）。

国家能源局浙江监管办公室综合处

2021年12月21日印发

