附件

浙江电力现货市场第二次结算试运行

工作方案

根据国家发展改革委、国家能源局《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》（发改办能源规〔2020〕245号）要求，为加快推进浙江电力现货市场建设，基于浙江电力市场技术支持系统现有功能，编制浙江电力现货市场第二次连续结算试运行工作方案。

1. 工作目标

以2020年底前浙江电力现货市场具备进入不间断结算试运行条件为目标，验证评估技术支持系统功能的完整性、稳定性和可靠性，强化市场主体对市场规则体系和技术支持系统应用的熟悉和掌握，提升市场主体的参与度。

二、工作安排

**（一）时间安排**

本次结算试运行时间为5月12日-5月18日（连续7天）。

**（二）参与范围**

本次结算试运行在全省统调发电厂（不包括新能源机组）范围开展，外来电和用户侧暂不参与本次结算试运行。

**（三）申报出清**

本次结算试运行采用发电侧单边每日申报，电能申报采用10段式，申报和出清电价包含环保及超低排放费用。启动、空载、电能成本按照附2确定。调频申报包括调频容量申报、调频容量价格申报和调频里程价格申报。备用暂不申报。

**（四）不同类型机组参与方式**

**1.煤电机组：**正常参与市场申报和出清。

**2.气电机组：**正常参与市场申报和出清，其中同轴燃机通过报价决定启停和出力，分轴燃机通过燃机报价决定启停和出力，汽机不参与报价，按照固定比例（采用电厂申报的方式）跟随燃机出力，成本补偿考虑燃机和汽机的总成本。

**3.自计划机组：**试验机组、政府批准的热电联产机组、水电、核电机组以自计划模式参与。自计划机组经调度同意，D-2日17:00前提交交易日出力曲线，作为固定出力机组参与市场。固定出力机组不参与市场定价，不给予成本补偿，机组组合和出力曲线作为日前市场事前信息发布。

**（五）政府授权合约**

**1.各类型机组合约总量：**煤电、热电联产、气电的7天计划电量根据省电力公司5月电力电量平衡预测方案确定的各统调电厂月度计划购电量折算。

1）煤电（除热电联产）：事前按照7天计划电量的90%比例确定电厂政府授权合约电量。

2）热电联产：事前按照7天计划电量的90%比例确定电厂政府授权合约电量。

3）气电：事前按照7天计划电量的30%比例确定电厂政府授权合约电量。

**2.合约分解方法：**机组的事前政府授权合约电量按照既定算法由程序分解至每个结算时段，分解原则为：煤电（除热电联产）、热电联产和气电机组分别按照各类型工作日、双休日和节假日典型曲线，分解至每台机组的每个结算时段。气电机组低谷时段（22时至次日6时）不分配合约电量（合约电量为0）。机组计划检修时段的合约调整到该机组其他时段或电厂其他机组，机组计划检修时段不分配合约电量（合约电量为0）。若电厂结算试运行期间所有机组全时段计划检修，则不分配合约，不扣减年度计划。

**3.合约量调整：**煤电、热电联产和气电机组的政府授权合约事前分配，若原7天计划总电量Q计划（煤电、热电联产和气电总电量）与实发上网总电量Q上网偏差超过±3%（不包含±3%），即|k-1|>3%，k=Q上网/Q计划，则事后根据偏差系数k相应调整各机组政府授权合约电量。

**4.水电、核电机组的合约量：**事后按照实际计量上网电量的90%比例确定每台机组每个结算时段的政府授权合约电量。

**5.合约价格和交割点：**各类型机组政府授权合约价格为发电企业政府批复上网电价（含环保电价、超低排放电价），其中各统调燃煤电厂按照《省发展改革委关于电价调整有关事项的通知》（浙发改价格﹝2019﹞527号）政府授权合约电价=基准价与超低排放电价合计值×40%+上网电价（含环保电价、超低排放电价）×60%，具体价格详见《省发展改革委关于电价调整有关事项的通知》中附件一、附件二。合约交割点为发电侧关口，交割参考价格为发电节点价格。若年度直接交易等涉及追溯或价格调整的，以后续政府相关文件为准。

**6.各类型机组年度计划核减：**

本次结算试运行期间，煤电按照各电厂政府授权合约量扣减电厂年度计划；气电按照所有气电厂实际上网电量总和扣减气电年度计划，气电厂扣减电量=所有气电厂实际上网电量总和×电厂扣减比例，电厂扣减比例=气电厂政府授权合约电量/气电总政府授权合约电量；核电按照电厂实发总量扣减电厂年度计划。

**（六）市场结算**

**1.结算模式**：采用发电侧零和模式，且仅适用于本次结算试运行。

**2.各结算项目**：包括电能量收入、成本补偿收入、市场化辅助服务收入、各项分摊返还费用和燃煤电厂超低排放扣除费用等。电能量收入以发电侧节点电价进行结算，按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则进行结算。成本补偿暂仅包括运行成本补偿。市场化辅助服务暂仅包括调频辅助服务。燃煤电厂超低排放扣除费用根据各机组实际上网电量和超低排放电价（0.01元/千瓦时）计算，后续根据《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格﹝2015﹞2835号）有关规定进行结算返还。

**3.各项分摊返还费用：**包括电能量返还资金、成本补偿分摊、市场化辅助服务分摊。电能量返还资金总和（△F）为计划模式总电能费用（F计划模式）减去市场模式总电能费用（F市场模式）的差值，其中计划模式总电能费用（F计划模式）按照目前计划模式下政府批复上网电价（含环保电价、超低排放电价）进行计算，市场模式总电能费用（F市场模式）为参与结算试运行机组电能量收入总和；成本补偿分摊总和为参与结算试运行机组的成本补偿收入总和；市场化辅助服务分摊总和为参与结算试运行机组的市场化辅助服务收入总和；电能量返还资金、成本补偿分摊、市场化辅助服务分摊按照机组政府授权合约电费的比例计算，其中政府授权合约电费=政府授权合约电价×政府授权合约电量。

**4.结算费用收付**：发电侧开展月度结算工作时，试结算7天按照本方案单独清分计算，单独出具市场化日结算依据和结算账单；剩余日按照原有模式清分计算，单独出具非市场化结算依据和结算账单。次月汇总两部分费用后按照现行模式和时间对发电侧进行资金支付。紧水滩电厂本次结算试运行仅参与调电，不参与结算。

**5.结算问询**：市场主体可在电力市场技术支持系统提起结算依据和结算账单问询，交易中心和省电力公司在收到问询的2个工作日内进行答复。如确认市场主体结算依据或结算账单存在错误，且错误未影响其他市场主体的结算，则本次不进行重新结算，相关争议费用在次月结算依据或结算账单中作追退补调整。

**（七）信息披露**

本次结算试运行信息披露的主要内容包括：

**1.市场静态类信息**

（1）机组装机类信息。包括统调电厂数量、机组数量、装机容量（公开信息）；分电源类型占比情况（公开信息）；分发电集团占比情况（公开信息）；分地区占比情况（公开信息）。

（2）电网类信息。包括特高压直流线路、交流线路回数、500kV线路、220kV线路回数（公开信息）；特高压直流换流站、交流线变电站、500kV变电站、220kV变电站数量（公开信息）。

**2.现货市场类信息**

（1）日前市场事前发布信息（D-1日9：30前发布）。主要包括次日（D日）系统负荷预测曲线（公开信息）；次日（D日）外来电计划曲线（公开信息）；次日（D日）30分钟备用需求（公开信息）；次日（D日）必开机组和必停机组及原因（公开信息）；次日（D日）设备检修计划（公开信息）；次日（D日）电网主要约束信息，稳定限额和最小开机方式要求等（公开信息）；次日（D日）固定出力机组信息（公开信息）；次日（D日）新能源发电预测信息（公开信息）。

（2）日前市场事后发布信息（D-1日17:00前发布）。主要包括次日（D日）负荷侧统一电价（公开信息）；次日（D日）所有发电侧节点电价（公开信息）；次日（D日）开停机机组组合（私有信息）；次日（D日）机组日前电能中标电力电量及电价（私有信息）；次日（D日）必开机组和必停机组及原因（公开信息）。

（3）实时市场后发布信息（D+1日15:00前发布）。主要包括前日（D日）负荷侧统一电价（公开信息）；前日（D日）所有发电侧节点电价、调频容量价格、调频里程价格（公开信息）；前日（D日）调频中标容量、调频里程信息（私有信息）；前日（D日）机组实时电能中标电力电量及电价（私有信息）。

（4）即时推送信息。影响市场正常出清和运作且对市场成员有影响的即时信息应通过技术支持系统向市场成员及时发布。

**3.信息披露联络人**

（1）省电力公司：

调度中心 赵伟成 51102146

财务部 胡嘉骅 51103278

营销部 曹瑞峰 51102931

（2）交易中心

结算部 汪向阳 51216652

交易部 乔松博 51216632

电力交易平台 庄晓丹 51216688

三、风险控制

1. 当电力市场交易发生恶意串通行为并严重影响交易结果等情况时，省政府主管部门会同浙江能源监管办可以做出终止电力现货市场结算试运行的决定，转由按计划模式开展全月结算。

1. 当出现气候异常和自然灾害，或重大电源、电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构按照安全第一的原则处理事故和安排电网运行，必要时中止现货市场结算试运行，恢复常规方式调度。完整运行日实时市场部分纳入市场结算。中止原因消除后，由省政府主管部门会同浙江能源监管办决定是否恢复结算试运行。
2. 因中长期及现货市场交易规则或技术支持系统等问题导致结算日市场主体出现较大范围的巨额盈亏，省政府主管部门会同浙江能源监管办可以做出终止电力现货市场结算试运行的决定，或根据问题原因对交易规则进行调整，给出书面意见，并重新出具结算依据。

四、其他事项

1.各市场主体应高度重视本次结算试运行工作，积极参与现货市场交易申报，市场申报和发布在电力信息外网进行，实施过程中如有问题应及时反馈。

2.本次结算试运行信息均通过电力市场技术支持系统发布，各市场主体应及时关注信息发布内容。

3.严肃调度纪律，对结算试运行期间无故不执行调度指令的行为，按照《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》第四条规定，认定为违反调度纪律行为并从重处罚。

4.本次结算试运行期间，要求所有参与市场的机组均投入AGC远控模式，未能投入远控的机组，各发电厂应及时将具体原因书面汇报调控中心，并抄送省能源局和浙江能源监管办。

5.本次结算试运行期间，各统调发电厂应密切关注包括发电机端、主变高压侧、上网关口等相关计量表计及ERTU的运行状况，确保计量数据的完整及时上传调度端。应密切关注省调实时发电计划曲线下发指令传输的可靠性，确保其在线运行，尤其是AGC因故退出情况下，保证机组跟随发电计划曲线执行，对于个别尚未完成发电计划曲线下发传输调试的电厂，应抓紧调试。

6.本次结算试运行中，每个发电单元的上网电量按照其对应主变的高压侧输出电量的比例进行分配，若有多个发电单元共用单个主变的情况，则每个发电单元的上网电量按照发电单元发电量的比例进行二次分配。

7.负备用不足期间处理方式为：将某些机组解除AGC控制，人工调度至最小技术出力以下，并作为固定出力进入现货市场出清模块，消除系统负备用不足。若系统负荷需求已高于系统干预前的系统可调出力下限，则应将被干预的机组恢复至最小技术出力，并投入AGC控制，由现货市场出清模块进行优化调度。备用不足消除，市场干预状态结束。负备用不足时段的市场价格设为市场价格下限，其余时段按照市场正常出清价格。被干预机组在低于最小技术出力运行期间发生非计划停运时，免于考核。

8.市场运营机构应做好结算试运行全过程详细记录，试运行结束后进行专题分析研究，为进一步优化完善规则体系和运营参数储备基础数据。

9.结算模式专题研究，本次结算试运行之后一周内成立结算专题研究小组，以集中办公的方式，通过约两周的时间，对此次结算试运行的结果进行复盘分析，并根据分析结果，对不同结算模式进行研究，具体数据需求参见附录6。

10.本方案中有关市场运营、市场参数、结算方式、职责界面等安排仅应用于本次结算试运行，未尽事宜按照公开征求意见的市场规则执行。

11.本次结算试运行过程中，浙江省发展改革委、浙江省能源局、国家能源局浙江监管办应加强协调管理。市场主体在具体执行中如遇问题和情况，应根据实际及时向省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办报告，或与浙江电力交易中心联系。7天结算试运行结算账单报经省发展改革委（能源局）确认后向市场主体发布。

附：1. 结算试运行时间安排

2. 市场运行参数

3. 参与机组名单及相关参数

4. 参与发电企业政府授权合约电量

5. 结算示例

6. 结算（复盘）分析数据清单

7. 分轴燃机申报配比

附1

结算试运行时间安排

| 序号 | 时间节点 | 工作内容 | 牵头单位 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 5月5日前 | 交易中心完成各煤电、热电联产、气电厂发电机组合约曲线分解 | 交易中心负责，调控中心配合 |
| 2 | D-1日09:30前 | 调控中心汇总现货市场开市前信息，通过电力市场技术支持系统进行信息发布 | 调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合 |
| 3 | D-1日10:30前 | 市场主体进行日前市场申报 | 交易中心、调控中心负责 |
| 4 | D-1日17:00前 | 调控中心完成日前现货市场出清计算；交易结果通过电力市场技术支持系统进行发布 | 调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合 |
| 5 | D日每隔5分钟 | 实时市场滚动出清计算、出清结果下发、出清结果执行 | 调控中心 |
| 6 | D+1日14:00前 | 通过电能量计量系统（TMR）推送市场主体分时计量数据至电力市场技术支持系统 | 调控中心 |
| 7 | D+1日15:00前 | 发布D日的实时市场出清结果 | 调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合 |
| 8 | D+4日 | 交易中心根据核电机组、水电机组的实发计量电量按照政府主管部门确定的比例分配政府授权合约 | 交易中心 |
| 9 | D+4日12:00前 | 出具市场主体的日结算依据，并推送日结算依据给省电力公司 | 交易中心 |
| 10 | D+5日18:00前 | 市场主体确认结算依据 | 市场主体 |
| 11 | 5月21日前 | 交易中心根据煤电、热电联产和气电总上网电量计算k值，按照方案调整各机组政府授权合约电量 | 交易中心 |
| 12 | 5月22日12:00前 | 交易中心出具市场主体的D7日结算依据，以及D1-D6日更新后的日结算依据（若有），并推送日结算依据给省电力公司 | 交易中心 |
| 13 | 5月23日18:00前 | 市场主体确认结算依据 | 市场主体 |
| 14 | 5月24日18:00前 | 出具7天合计的结算依据，并推送给省电力公司 | 交易中心 |
| 15 | 5月27日18:00前 | 出具7天试结算的结算账单，报经省发展改革委（能源局）确认后，按市场主体点对点进行推送 | 省电力公司 |
| 16 | 5月28日18:00前 | 市场主体完成结算账单的核对和确认 | 市场主体 |
| 17 | 5月29日18:00前 | 根据市场主体确认结果，产生7天试结算的正式账单，并加盖省电力公司电费结算专用章 | 省电力公司 |

注： Di指结算试运行期间的第i个交易日附2

市场运行参数

一、价格限制

为保障市场价格平稳有序，本次结算试运行期间设置价格申报和出清上、下限。其中，市场申报价格上、下限分别建议为800元/兆瓦时和0元/兆瓦时，市场出清价格上、下限分别建议为1200元/兆瓦时和0元/兆瓦时，影子价格限制建议为1000元/兆瓦时。辅助服务市场调频容量申报价格上、下限分别建议为10元/兆瓦时和0元/兆瓦时，调频里程上、下限分别建议为15元/兆瓦和0元/兆瓦。

二、机组启动成本

本次结算试运行期间，机组启动成本使用冷态启动成本，具体见表1，机组停机成本不进行考虑。其中9E类型的燃气机组以分轴燃机的燃机120MW容量为标杆，9F类型的燃气机组以联合循环总容量（燃机加对应汽机）390MW容量为标杆。9E、6B及其它分轴类型燃气机组启动成本按分轴燃机的燃机容量大小参照9E燃气机组标杆等比例折算，9F、6F燃气机组启动成本按联合循环总容量大小参照9F燃气机组标杆等比例折算。联合循环机组中的汽机暂不单列启停成本。

表1 机组启动成本（暂行）

|  |
| --- |
| 燃煤机组 |
| 装机容量 | 启动成本（万元）/次 |
| 150兆瓦级及以下 | 20 |
| 200~300兆瓦 | 40 |
| 600兆瓦 | 60 |
| 1000兆瓦 | 80 |
| 燃气机组 |
| 机组类型 | 启动成本（万元）/次 |
| 9E | 6 |
| 9F | 10 |

**（三）空载成本参数**

本次结算试运行期间，300MW级煤电机组、600MW级煤电机组、1000MW级煤电机组、9E级燃气机组和9F级燃气机组的空载能耗以机组供电能耗初步实测数据为标杆。机组空载成本参数由空载能耗乘以燃料价格得出。本次试运行期间，K1采用796（元/吨），为全省一季度省统调燃煤机组平均入炉标煤单价（按7000大卡折算），天然气价格K2采用省发改委发布的天然气门站价格（浙发改价格〔2020〕91号）。

基于实测机组容量，9E类型的燃气机组以分轴燃机的燃机178MW为容量标杆，9F类型的燃气机组以联合循环总容量（燃机加对应汽机）415MW为容量标杆。9E、6B及其它类型分轴燃气机组空载成本按分轴燃机的燃机容量大小参照9E燃气机组标杆等比例折算，9F、6F燃气机组空载成本按联合循环总容量大小参照9F燃气机组标杆等比例折算。联合循环机组中的汽机暂不单列空载成本。

表2 机组空载成本（暂行）

|  |
| --- |
| 燃煤机组 |
| 装机容量 | 实测空载标煤耗（吨/小时） | 空载成本（元/小时）注1 |
| 300MW级及以下 | 10.38 | 10.38×K1 |
| 600MW | 19.20 | 19.20×K1 |
| 1000MW | 35.62 | 35.62×K1 |
| 燃气机组 |
| 机组类型 | 实测空载标煤耗（标方/小时） | 空载成本（元/小时） |
| 9E | 14017 | 14017×K2 |
| 9F | 18395 | 18395×K2 |

注1.空载成本=空载能耗×入炉标煤单价

**（四）电能边际成本参数**

本次结算试运行期间，300MW级煤电机组、600MW级煤电机组、1000MW级煤电机组、9E级气电机组和9F级气电机组的边际能耗以机组供电能耗初步实测数据为标杆。机组边际能耗成本参数由边际能耗乘以燃料价格得出。

机组边际成本在核定边际能耗成本之外，还应考虑机组运行时的用水成本、化学物料成本等其它边际成本。燃煤机组边际能耗成本占边际成本的比例系数K3和燃气机组边际能耗成本与边际成本的比例系数K4作为边际成本参数核定依据。K3取值范围建议为90%，K4取值范围建议为94%。联合循环机组中的汽机暂不单列边际成本，联合循环机组的成本包括燃机和汽机的总成本。

表3 机组边际成本（暂行）

|  |
| --- |
| 燃煤机组 |
| 装机容量 | 实测边际标煤耗（吨/兆瓦时） | 边际能耗成本（元/兆瓦时）注1 | 边际成本（元/兆瓦时）注2 |
| 300MW级及以下 | 0.291 | 0.291**×**K1 | 0.291×K1/K3 |
| 600MW | 0.270 | 0.270**×**K1 | 0.270×K1/K3 |
| 1000MW | 0.260 | 0.260**×**K1 | 0.260×K1/K3 |
| 燃气机组 |
| 机组类型 | 实测边际标气耗（标方/兆瓦时） | 边际能耗成本（元/兆瓦时） | 边际成本（元/兆瓦时） |
| 9E | 188 | 188**×**K2 | 188×K2/K4 |
| 9F | 171 | 171**×**K2 | 171×K2/K4 |

注1.边际能耗成本=边际能耗×燃料价格

注2.边际成本=边际能耗×燃料价格/燃料成本占边际成本比例

**（五）机组启停曲线及固定出力曲线**

本次结算试运行在申报页面增加启停曲线和固定出力曲线申报功能，需在规定时间内予以申报。申报要求如下：

启停曲线：所有参与市场出清的发电机组，在日前市场关闸前（10:30）和运行日报价同步申报。

固定出力曲线：省统调水电、核电机组、自备电厂、政府相关部门核准的供热机组及省调控中心批复开展调试的机组，在D-2日17:00前申报，由调度进行审核确保电力平衡及电网安全，并在D-1日9:30作为事前信息发布。

**（六）其它相关参数**

为确保结算试运行期间的电网运行安全，影响电网运行的相关参数暂由省调控中心确定。**一是**市场运营参数方面，现货市场备用需求和调频容量需求根据运行日电网实际需求确定。**二是**机组运行参数方面，包括额定容量、最大技术出力、最小技术出力、爬坡率、滑坡率、最小停机时间、最小运行时间等沿用第一次结算试运行参数。**三是**必开机组的电能成本补偿基准采用核定成本和申报成本中的低值。**四是**市场出清机组采取运行成本补偿。

附3

参与机组名单及相关参数

| **机组序号** | **调度命名** | **电厂****简称** | **机组序号** | **电压****等级****（kV）** | **控股（管理）集团** | **类型** | **铭牌出力****（兆瓦）** | **厂用****电率****（%）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 北仑港电厂 | 北仑厂 | 1 | 220 | 国电 | 火电 | 630 | 5.6  |
| 2 | 北仑港电厂 | 北仑厂 | 2 | 500 | 国电 | 火电 | 630 | 5.6  |
| 3 | 北仑港电厂 | 北二厂 | 3 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.9  |
| 4 | 北仑港电厂 | 北二厂 | 4 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.9  |
| 5 | 北仑港电厂 | 北二厂 | 5 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.9  |
| 6 | 北仑港电厂 | 北三厂 | 6 | 500 | 国电 | 火电 | 1000 | 3.8  |
| 7 | 北仑港电厂 | 北三厂 | 7 | 500 | 国电 | 火电 | 1000 | 3.8  |
| 8 | 嘉兴发电厂 | 嘉兴厂 | 1 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 6.6  |
| 9 | 嘉兴发电厂 | 嘉兴厂 | 2 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 6.6  |
| 10 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 3 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.4  |
| 11 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 4 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.4  |
| 12 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 5 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.4  |
| 13 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 6 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.4  |
| 14 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 7 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1000 | 5.4  |
| 15 | 嘉兴发电厂 | 嘉二厂 | 8 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1000 | 5.4  |
| 16 | 强蛟发电厂 | 强蛟厂 | 1 | 500 | 国华 | 火电 | 630 | 5.1  |
| 17 | 强蛟发电厂 | 强蛟厂 | 2 | 500 | 国华 | 火电 | 630 | 5.1  |
| 18 | 强蛟发电厂 | 强蛟厂 | 3 | 500 | 国华 | 火电 | 630 | 5.1  |
| 19 | 强蛟发电厂 | 强蛟厂 | 4 | 500 | 国华 | 火电 | 630 | 5.1  |
| 20 | 胜龙发电厂 | 胜龙厂 | 5 | 500 | 国华 | 火电 | 1000 | 5.1  |
| 21 | 胜龙发电厂 | 胜龙厂 | 6 | 500 | 国华 | 火电 | 1000 | 5.1  |
| 22 | 兰溪发电厂 | 兰溪厂 | 1 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.6  |
| 23 | 兰溪发电厂 | 兰溪厂 | 2 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.6  |
| 24 | 兰溪发电厂 | 兰溪厂 | 3 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.6  |
| 25 | 兰溪发电厂 | 兰溪厂 | 4 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.6  |
| 26 | 玉环发电厂 | 玉环厂 | 1 | 500 | 华能 | 火电 | 1000 | 4.5  |
| 27 | 玉环发电厂 | 玉环厂 | 2 | 500 | 华能 | 火电 | 1000 | 4.5  |
| 28 | 玉环发电厂 | 玉环厂 | 3 | 500 | 华能 | 火电 | 1000 | 4.5  |
| 29 | 玉环发电厂 | 玉环厂 | 4 | 500 | 华能 | 火电 | 1000 | 4.5  |
| 30 | 乌沙山发电厂 | 乌沙山 | 1 | 500 | 大唐 | 火电 | 650 | 5.5  |
| 31 | 乌沙山发电厂 | 乌沙山 | 2 | 500 | 大唐 | 火电 | 650 | 5.5  |
| 32 | 乌沙山发电厂 | 乌沙山 | 3 | 500 | 大唐 | 火电 | 600 | 5.5  |
| 33 | 乌沙山发电厂 | 乌沙山 | 4 | 500 | 大唐 | 火电 | 600 | 5.5  |
| 34 | 乐清发电厂 | 乐清厂 | 1 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.2  |
| 35 | 乐清发电厂 | 乐清厂 | 2 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.2  |
| 36 | 乐清发电厂 | 乐清厂 | 3 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.2  |
| 37 | 乐清发电厂 | 乐清厂 | 4 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.2  |
| 38 | 苍南发电厂 | 苍南厂 | 1 | 500 | 华润电力 | 火电 | 1000 | 4.7  |
| 39 | 苍南发电厂 | 苍南厂 | 2 | 500 | 华润电力 | 火电 | 1000 | 4.7  |
| 40 | 六横发电厂 | 六横厂 | 1 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1030 | 4.5  |
| 41 | 六横发电厂 | 六横厂 | 2 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1030 | 4.5  |
| 42 | 牛山发电厂 | 牛山厂 | 1 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1050 | 4.8  |
| 43 | 牛山发电厂 | 牛山厂 | 2 | 500 | 浙江能源 | 火电 | 1050 | 4.8  |
| 44 | 长兴发电厂 | 长兴厂 | 1 | 220 | 华能 | 火电 | 660 | 4.8  |
| 45 | 长兴发电厂 | 长兴厂 | 2 | 220 | 华能 | 火电 | 660 | 4.8  |
| 46 | 台州发电厂 | 台州厂 | 7 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 350 | 8.2  |
| 47 | 台州发电厂 | 台州厂 | 8 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 350 | 8.2  |
| 48 | 台州发电厂 | 台五厂 | 9 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 8.2  |
| 49 | 台州发电厂 | 台五厂 | 10 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 8.2  |
| 50 | 温州发电厂 | 温二厂 | 3 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.0  |
| 51 | 温州发电厂 | 温二厂 | 4 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.0  |
| 52 | 温州发电厂 | 温三厂 | 5 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 5.9  |
| 53 | 温州发电厂 | 温三厂 | 6 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 5.9  |
| 54 | 温州发电厂 | 温州厂 | 7 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.9  |
| 55 | 温州发电厂 | 温州厂 | 8 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 660 | 5.9  |
| 56 | 长兴二厂 | 长二厂 | 1 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.2  |
| 57 | 长兴二厂 | 长二厂 | 2 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.2  |
| 58 | 长兴二厂 | 长二厂 | 3 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.2  |
| 59 | 长兴二厂 | 长二厂 | 4 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 330 | 7.2  |
| 60 | 镇海发电厂 | 镇海厂 | 5 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 215 | 11.0  |
| 61 | 镇海发电厂 | 镇海厂 | 6 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 215 | 11.0  |
| 62 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 1 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 300 | 9.8  |
| 63 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 2 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 300 | 9.8  |
| 64 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 3 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 57 | 9.8  |
| 65 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 4 | 220 | 浙江能源 | 火电 | 57 | 9.8  |
| 66 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 5 | 110 | 浙江能源 | 火电 | 57 | 9.8  |
| 67 | 曹娥江热电厂 | 曹娥江 | 6 | 110 | 浙江能源 | 火电 | 57 | 9.8  |
| 68 | 朗熹电厂 | 朗熹厂 | 3 | 220 | 国华 | 火电 | 300 | 6.6  |
| 69 | 朗熹电厂 | 朗熹厂 | 4 | 220 | 国华 | 火电 | 350 | 6.6  |
| 70 | 台塑电厂 | 台塑厂 | 1 | 220 | 台塑集团 | 火电 | 148.64 | 62.0  |
| 71 | 台塑电厂 | 台塑厂 | 2 | 220 | 台塑集团 | 火电 | 148.64 | 62.0  |
| 72 | 台塑电厂 | 台塑厂 | 3 | 220 | 台塑集团 | 火电 | 148.64 | 62.0  |
| 73 | 镇海发电厂 | 镇燃气 | 7 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 114.2 | 2.4  |
| 74 | 镇海发电厂 | 镇燃气 | 8 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 119.8 | 2.4  |
| 75 | 镇海发电厂 | 镇燃气 | 9 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 110 | 2.4  |
| 76 | 温州龙湾燃机发电厂 | 龙湾气 | 1 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 114 | 1.4  |
| 77 | 温州龙湾燃机发电厂 | 龙湾气 | 2 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 111 | 1.4  |
| 78 | 温州龙湾燃机发电厂 | 龙湾气 | 3 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 117 | 1.4  |
| 79 | 金华燃机发电厂 | 金燃气 | 5 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 120.37 | 2.8  |
| 80 | 金华燃机发电厂 | 金燃气 | 6 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 65.88 | 2.8  |
| 81 | 德能电厂 | 德能厂 | 1 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 38 | 3.8  |
| 82 | 德能电厂 | 德能厂 | 2 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 18 | 3.8  |
| 83 | 德能电厂 | 德能厂 | 3 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 38 | 3.8  |
| 84 | 德能电厂 | 德能厂 | 4 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 18 | 3.8  |
| 85 | 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 1 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 38 | 3.9  |
| 86 | 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 2 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 18 | 3.9  |
| 87 | 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 3 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 38 | 3.9  |
| 88 | 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 4 | 220 | 琥珀 | 燃气 | 18 | 3.9  |
| 89 | 半山发电厂 | 半燃厂 | 1 | 220 | 华电 | 燃气 | 390 | 2.8  |
| 90 | 半山发电厂 | 半燃厂 | 2 | 220 | 华电 | 燃气 | 390 | 2.8  |
| 91 | 半山发电厂 | 半燃厂 | 3 | 220 | 华电 | 燃气 | 390 | 2.8  |
| 92 | 半山发电厂 | 半燃二 | 7 | 220 | 华电 | 燃气 | 415 | 2.8  |
| 93 | 半山发电厂 | 半燃二 | 8 | 220 | 华电 | 燃气 | 415 | 2.8  |
| 94 | 半山发电厂 | 半燃二 | 9 | 220 | 华电 | 燃气 | 415 | 2.8  |
| 95 | 华舜电厂 | 华舜厂 | 1 | 220 | 国华 | 燃气 | 251.6 | 2.6  |
| 96 | 华舜电厂 | 华舜厂 | 2 | 220 | 国华 | 燃气 | 251.6 | 2.6  |
| 97 | 华舜电厂 | 华舜厂 | 3 | 220 | 国华 | 燃气 | 284.4 | 2.6  |
| 98 | 镇海发电厂 | 镇燃厂 | 11 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 394.6 | 1.9  |
| 99 | 镇海发电厂 | 镇燃厂 | 12 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 394.6 | 1.9  |
| 100 | 萧山发电厂 | 萧燃厂 | 3 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 402.455 | 2.4  |
| 101 | 萧山发电厂 | 萧燃厂 | 4 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 402.455 | 2.4  |
| 102 | 萧山发电厂 | 萧燃厂 | 5 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 421.2 | 2.4  |
| 103 | 唐绍发电厂 | 唐绍厂 | 1 | 220 | 大唐 | 燃气 | 452 | 2.0  |
| 104 | 唐绍发电厂 | 唐绍厂 | 2 | 220 | 大唐 | 燃气 | 452 | 2.0  |
| 105 | 新城发电厂 | 新城厂 | 1 | 220 | 大唐 | 燃气 | 73.1 | 2.3  |
| 106 | 新城发电厂 | 新城厂 | 2 | 220 | 大唐 | 燃气 | 41.9 | 2.3  |
| 107 | 新城发电厂 | 新城厂 | 3 | 220 | 大唐 | 燃气 | 73.1 | 2.3  |
| 108 | 新城发电厂 | 新城厂 | 4 | 220 | 大唐 | 燃气 | 41.9 | 2.3  |
| 109 | 长燃发电厂 | 长燃厂 | 1 | 220 | 国家电投 | 燃气 | 435 | 4.5  |
| 110 | 长燃发电厂 | 长燃厂 | 2 | 220 | 国家电投 | 燃气 | 435 | 4.5  |
| 111 | 下沙发电厂 | 下沙厂 | 10 | 220 | 华电 | 燃气 | 88 | 4.0  |
| 112 | 下沙发电厂 | 下沙厂 | 11 | 220 | 华电 | 燃气 | 79 | 4.0  |
| 113 | 下沙发电厂 | 下沙厂 | 12 | 220 | 华电 | 燃气 | 79 | 4.0  |
| 114 | 新泓口发电厂 | 新泓口 | 11 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 251.7 | 4.2  |
| 115 | 新泓口发电厂 | 新泓口 | 12 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 88.8 | 4.2  |
| 116 | 新泓口发电厂 | 新泓口 | 21 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 251.7 | 4.2  |
| 117 | 新泓口发电厂 | 新泓口 | 22 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 88.8 | 4.2  |
| 118 | 吉能发电厂 | 吉能厂 | 1 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 31 | 2.8  |
| 119 | 吉能发电厂 | 吉能厂 | 2 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 12 | 2.8  |
| 120 | 吉能发电厂 | 吉能厂 | 3 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 77 | 2.8  |
| 121 | 吉能发电厂 | 吉能厂 | 4 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 38 | 2.8  |
| 122 | 常山发电厂 | 常山厂 | 1 | 220 | 浙江能源 | 燃气 | 458 | 1.6  |
| 123 | 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 11 | 220 | 华能 | 燃气 | 178.1 | 2.2  |
| 124 | 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 12 | 220 | 华能 | 燃气 | 79.4 | 2.2  |
| 125 | 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 21 | 220 | 华能 | 燃气 | 178.1 | 2.2  |
| 126 | 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 22 | 220 | 华能 | 燃气 | 21.9 | 2.2  |
| 127 | 柯城发电厂 | 柯城厂 | 1 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 77 | 3.2  |
| 128 | 柯城发电厂 | 柯城厂 | 2 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 38 | 3.2  |
| 129 | 柯城发电厂 | 柯城厂 | 3 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 77 | 3.2  |
| 130 | 柯城发电厂 | 柯城厂 | 2 | 220 | 琥珀能源 | 燃气 | 38 | 3.2  |
| 131 | 江东发电厂 | 江东厂 | 1 | 220 | 华电 | 燃气 | 480.25 | 2.9  |
| 132 | 江东发电厂 | 江东厂 | 2 | 220 | 华电 | 燃气 | 480.25 | 2.9  |
| 133 | 龙游发电厂 | 龙游厂 | 1 | 220 | 华电 | 燃气 | 127.6 | 3.0  |
| 134 | 龙游发电厂 | 龙游厂 | 2 | 220 | 华电 | 燃气 | 127.6 | 3.0  |
| 135 | 龙游发电厂 | 龙游厂 | 3 | 220 | 华电 | 燃气 | 130.3 | 3.0  |
| 136 | 龙游发电厂 | 龙游厂 | 4 | 220 | 华电 | 燃气 | 19.5 | 3.0  |
| 137 | 乌溪江水电厂 | 乌溪江 | 1 | 220 | 华电 | 水电 | 50 | 1.1  |
| 138 | 乌溪江水电厂 | 乌溪江 | 2 | 220 | 华电 | 水电 | 50 | 1.1  |
| 139 | 乌溪江水电厂 | 乌溪江 | 3 | 220 | 华电 | 水电 | 50 | 1.1  |
| 140 | 乌溪江水电厂 | 乌溪江 | 4 | 220 | 华电 | 水电 | 50 | 1.1  |
| 141 | 乌溪江水电厂 | 乌溪江 | 5 | 220 | 华电 | 水电 | 120 | 1.1  |
| 142 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 1 | 220 | 国网 | 水电 | 50 | 1.3  |
| 143 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 2 | 220 | 国网 | 水电 | 50 | 1.3  |
| 144 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 3 | 220 | 国网 | 水电 | 50 | 1.3  |
| 145 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 4 | 220 | 国网 | 水电 | 50 | 1.3  |
| 146 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 5 | 220 | 国网 | 水电 | 55 | 1.3  |
| 147 | 紧水滩水电厂 | 紧水滩 | 6 | 220 | 国网 | 水电 | 50 | 1.3  |
| 148 | 珊溪水力发电厂 | 珊溪厂 | 1 | 220 | 其他 | 水电 | 50 | 2.1  |
| 149 | 珊溪水力发电厂 | 珊溪厂 | 2 | 220 | 其他 | 水电 | 50 | 2.1  |
| 150 | 珊溪水力发电厂 | 珊溪厂 | 3 | 220 | 其他 | 水电 | 50 | 2.1  |
| 151 | 珊溪水力发电厂 | 珊溪厂 | 4 | 220 | 其他 | 水电 | 50 | 2.1  |
| 152 | 滩坑水力发电厂 | 滩坑厂 | 1 | 220 | 浙江能源 | 水电 | 200 | 0.8  |
| 153 | 滩坑水力发电厂 | 滩坑厂 | 2 | 220 | 浙江能源 | 水电 | 200 | 0.8  |
| 154 | 滩坑水力发电厂 | 滩坑厂 | 3 | 220 | 浙江能源 | 水电 | 200 | 0.8  |
| 155 | 滩坑水力发电厂 | 滩坑厂 | 4 | 220 | 浙江能源 | 水电 | 4 | 0.8  |
| 156 | 三门核电厂 | 三门厂 | 1 | 500 | 中核集团 | 核电 | 1250 | 7.0  |
| 157 | 三门核电厂 | 三门厂 | 2 | 500 | 中核集团 | 核电 | 1250 | 7.0  |
| 158 | 秦山核电厂 | 秦山厂 | 1 | 220 | 中核集团 | 核电 | 350 | 6.9  |
| 159 | 三溪口水电厂 | 三溪厂 | 1 | 110 | 民营 | 水电 | 33.3 | 1.2  |
| 160 | 三溪口水电厂 | 三溪厂 | 2 | 110 | 民营 | 水电 | 33.3 | 1.2  |
| 161 | 三溪口水电厂 | 三溪厂 | 3 | 110 | 民营 | 水电 | 33.3 | 1.2  |
| 162 | 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 1 | 110 | 国电 | 燃气 | 75 | 2.7  |
| 163 | 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 2 | 110 | 国电 | 燃气 | 38 | 2.7  |
| 164 | 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 3 | 110 | 国电 | 燃气 | 75 | 2.7  |
| 165 | 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 4 | 110 | 国电 | 燃气 | 10 | 2.7  |
| 166 | 黄坛口水电厂 | 黄坛厂 | 5 | 110 | 华电 | 水电 | 26 | 1.7  |
| 167 | 黄坛口水电厂 | 黄坛厂 | 6 | 110 | 华电 | 水电 | 26 | 1.7  |
| 168 | 丰源水电厂 | 丰源厂 | 1 | 110 | 华云 | 水电 | 9 | 1.9  |
| 169 | 丰源水电厂 | 丰源厂 | 2 | 110 | 华云 | 水电 | 9 | 1.9  |
| 170 | 丰源水电厂 | 丰源厂 | 3 | 110 | 华云 | 水电 | 9 | 1.9  |
| 171 | 丰源水电厂 | 丰源厂 | 4 | 110 | 华云 | 水电 | 9 | 1.9  |
| 172 | 石塘水电厂 | 石塘厂 | 1 | 110 | 华能 | 水电 | 28.6 | 2.0  |
| 173 | 石塘水电厂 | 石塘厂 | 2 | 110 | 华能 | 水电 | 28.6 | 2.0  |
| 174 | 石塘水电厂 | 石塘厂 | 3 | 110 | 华能 | 水电 | 28.6 | 2.0  |

附4

参与发电企业政府授权合约电量

| **序号** | **电厂简称** | **铭牌出力(兆瓦)** | **月度计划电量****（兆瓦时）** | **7天计划电量** | **7天合约电量（考虑检修）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 玉环厂 | 4000 | 1516513.331 | 342438.494 | 308194.645 |
| 2 | 北三厂 | 2000 | 929171.568 | 209812.935 | 188831.641 |
| 3 | 胜龙厂 | 2000 | 929095.185 | 209795.687 | 188816.118 |
| 4 | 嘉二厂 | 4640 | 1886755.426 | 426041.548 | 383437.393 |
| 5 | 苍南厂 | 2000 | 461895.310 | 104298.941 | 93869.047 |
| 6 | 六横厂 | 2060 | 947381.902 | 213924.946 | 192532.451 |
| 7 | 牛山厂 | 2100 | 960363.034 | 216856.169 | 195170.552 |
| 8 | 北仑厂 | 1260 | 402133.236 | 90804.279 | 81723.851 |
| 9 | 北二厂 | 1980 | 582902.533 | 131623.153 | 118460.837 |
| 10 | 强蛟厂 | 2520 | 944299.262 | 213228.866 | 191905.979 |
| 11 | 乌沙山 | 2500 | 1158934.955 | 261694.990 | 235525.491 |
| 12 | 兰溪厂 | 2640 | 822147.705 | 185646.256 | 167081.630 |
| 13 | 乐清厂 | 2640 | 910289.719 | 205549.291 | 184994.362 |
| 14 | 长兴厂 | 1320 | 564279.786 | 127418.016 | 114676.214 |
| 15 | 温州厂 | 1320 | 346918.535 | 78336.443 | 70502.799 |
| 16 | 台州厂 | 1360 | 386499.367 | 87274.051 | 78546.646 |
| 17 | 嘉兴厂 | 660 | 260236.418 | 58763.062 | 52886.756 |
| 18 | 长二厂 | 1320 | 419517.481 | 94729.754 | 85256.778 |
| 19 | 温二厂 | 660 | 153912.262 | 34754.382 | 31278.944 |
| 20 | 温三厂 | 660 | 257257.030 | 58090.297 | 52281.267 |
| 21 | 朗熹厂 | 650 | 189850.314 | 42869.426 | 38582.483 |
| 22 | 镇海厂 | 430 | 124842.329 | 28190.203 | 25371.183 |
| 23 | 曹娥江 | 828 | 386056.000 | 87173.935 | 78456.542 |
| 24 | 半燃厂 | 2415 | 107322.517 | 24234.117 | 7270.235 |
| 25 | 德能厂 | 112 | 5707.501 | 1288.791 | 386.637 |
| 26 | 蓝天厂 | 112 | 5701.568 | 1287.451 | 386.235 |
| 27 | 萧燃厂 | 1226.11 | 63391.668 | 14314.248 | 4294.274 |
| 28 | 华舜厂 | 787.6 | 40636.621 | 9176.011 | 2752.803 |
| 29 | 镇燃厂 | 789.22 | 41011.817 | 9260.733 | 2778.220 |
| 30 | 镇燃气 | 344 | 17785.300 | 4016.035 | 1204.811 |
| 31 | 龙湾气 | 342 | 15057.744 | 3400.136 | 1020.041 |
| 32 | 金燃气 | 186.25 | 1276.858 | 288.323 | 0 |
| 33 | 唐绍厂 | 904 | 39360.362 | 8887.824 | 2666.347 |
| 34 | 下沙厂 | 246 | 12103.225 | 2732.986 | 819.896 |
| 35 | 新城厂 | 240 | 11903.518 | 2687.891 | 806.367 |
| 36 | 长燃厂 | 869.8 | 34074.156 | 7694.164 | 2308.249 |
| 37 | 吉能厂 | 158 | 8135.351 | 1837.015 | 551.104 |
| 38 | 新泓口 | 681 | 34559.349 | 7803.724 | 2341.117 |
| 39 | 常山厂 | 458 | 23873.358 | 5390.758 | 1617.227 |
| 40 | 柯城厂 | 230 | 11793.864 | 2663.131 | 798.939 |
| 41 | 桐燃厂 | 458.4 | 23701.885 | 5352.038 | 1605.612 |
| 42 | 江东厂 | 960.5 | 35858.354 | 8097.048 | 2429.114 |
| 43 | 龙游厂 | 405 | 18218.641 | 4113.887 | 1234.166 |
| 44 | 浔宝厂 | 232 | 11339.358 | 2560.500 | 768.150 |
| **合计** | **53704.88** | **16104065.703** | **3636401.933** | **3196423.157** |

附5

结算示例

本算例仅适用于此次结算试运行，且仅用于介绍理清电费构成和结算过程，不表征实际结算结果。

一、算例基本参数

假设有4台市场化机组，分别为燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C和核电机组D。各自的政府授权合约电量电价、日前市场电量电价和实时市场电量电价如表1所示，其中所有电价均包含环保和超低排放。燃气机组B容量电费按照7天折算为674000元。

**表1 机组类型和电量电价情况**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **机组代号** | **机组类型** | **电量（千千瓦时）** | **电价（元/千千瓦时，含环保及超低排放）** | **容量电费（元）** |
| **政府授权合约电量** | **日前市场电量** | **计量上网电量** | **政府授权合约电价** | **日前市场电价** | **实时市场电价** |
| A | 燃煤 | 37600 | 42380 | 42125 | 413.84 | 310.8 | 308.2 | 0 |
| B | 燃气 | 645 | 2090 | 2165 | 607 | 310.8 | 308.2 | 674000 |
| C | 水电 | 765 | 905 | 850 | 579.5 | 310.8 | 308.2 | 0 |
| D | 核电 | 4950 | 5560 | 5500 | 420.3 | 310.8 | 308.2 | 0 |

二、市场化机组结算电费计算方法和过程

不同类型市场化机组结算电费构成有所不同，具体如下：

**燃煤机组A**结算电费=电能电费（含环保和超低排放）+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用-超低排放扣除费用。

**燃气机组B**结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用+容量电费。

**水电机组C**结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用。

**核电机组D**结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用。

**（一）电能电费**

发电机组市场模式电能电费以其所在发电侧节点电价进行结算，依据**“日前基准、实时差量、合约差价”**的原则进行结算。**市场模式电能电费=日前市场电能电费+实时市场差量电费+政府授权合约差价电费**。其中，**日前市场电能电费**等于日前市场出清价格乘以出清电量（$R\_{日前}=P\_{日前}×Q\_{日前}$）；**实时市场差量电费**等于实时计量电量与日前市场出清电量的差值乘以实时市场出清价格（$R\_{实时}=\left(Q\_{实时}-Q\_{日前}\right)×P\_{实时}$）；**政府授权合约差价电费**等于合约价格与日前市场出清价格的差值乘以合约电量（$R\_{合约}=\left(P\_{合约}-P\_{日前}\right)×Q\_{合约}$）。各类型机组市场模式电能电费计算结果如下：

**燃煤机组A**的日前市场电能电费=42380$×$310.8 = 13171704，实时市场差量电费=（42125-42380）$×$308.2=-78591，政府授权合约差价电费=（413.84-310.8）$×$37600=3874304，市场模式电能电费=13171704+(-78591)+3874304=16967417。

**燃气机组B**的日前市场电能电费=2090$×$310.8 = 649572，实时市场差量电费=（2165-2090）$×$308.2=23115，政府授权合约差价电费=（607-310.8）$×$645=191049，市场模式电能电费=649572+23115+191049=863736。

**水电机组C**的日前市场电能电费=905$×$310.8 = 281274，实时市场差量电费=（850-905）$×$308.2=-16951，政府授权合约差价电费=（579.5-310.8）$×$765=205556，市场模式电能电费=281274+（-16951）+205556 =469879。

**核电机组D**的日前市场电能电费=5560$×$310.8 = 1728048，实时市场差量电费=（5500-5560）$×$308.2=-18492，政府授权合约差价电费=（420.3-310.8）$×$4950 =542025，市场模式电能电费=1728048+（-18492）+542025=2251581。

各类型机组的市场模式电能电费及其构成具体如表2所示。四台机组市场模式总电能电费**F市场模式**为**20552613**元。

**表2 市场模式电能电费及其构成**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **机组代号** | **机组类型** | **市场模式电能电费（元）** |
| **政府授权合约差价电费** | **日前市场电能电费** | **实时市场电能电费** | **市场模式电能电费** |
| A | 燃煤 | 3874304 | 13171704 | -78591 | 16967417 |
| B | 燃气 | 191049 | 649572 | 23115 | 863736 |
| C | 水电 | 205556 | 281274 | -16951 | 469879 |
| D | 核电 | 542025 | 1728048 | -18492 | 2251581 |
| 合计 | 4812934 | 15830598 | -90919 | 20552613 |

**（二）电能量返还资金**

**1. 计算电能返还资金**

电能量返还资金（△F）为计划模式总电能费用（F计划模式）减去市场模式总电能费用（F市场模式）的差值，计算公式如下：

$$∆F=F\_{计划模式}-F\_{市场模式}$$

**（1）计划模式总电能费用（F计划模式）**

发电机组计划模式电能电费等于其实际计量上网电量乘以政府批复的上网电价。各类型机组计划模式电能电费计算结果如下：

**燃煤机组A**计划模式电能电费=42125$×$413.84=17433010。

**燃气机组B**计划模式电能电费=2165$×$607=1314155。

**水电机组C**计划模式电能电费=850$×$579.5= 492575。

**核电机组D**计划模式电能电费=5500$×$420.3=2311650。

四台机组计划模式总电能电费**F计划模式**=17433010 + 1314155+ 492575+ 2311650 = **21551390**元。

**（2）市场模式总电能费用（F市场模式）**

市场模式总电能费用**F市场模式**根据前文计算结果为**20552613**元。

**（3）电能量返还资金（△F）**

电能量返还资金（△F = F计划模式-F市场模式）计算可得为**998778**元（21551390 - 20552613）。

**2. 清分电能量返还资金**

电能量返还资金按照机组**政府授权合约电费的比例**在发电机组间进行返还，政府授权合约电费=政府授权合约价格$×$政府授权合约电量。

**燃煤机组A**政府授权合约电费=37600$×$413.84=15560384。

**燃气机组B**政府授权合约电费=645$×$607=391515。

**水电机组C**政府授权合约电费=765$×$579.5=443318。

**核电机组D**政府授权合约电费=4950$×$420.3=2080485。

四台机组总的政府授权合约电费=15560384+391515+ 443318+2080485=**18475702**元。

燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C、核电机组D的**分摊系数**依次分别为**0.842**（=15560384/18475702）、**0.021**（=391515/18475702）、**0.024**（=443318/18475702）、**0.113**（=2080485/18475702），合计为1。

燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C、核电机组D的**电能量返还资金**依次分别为**841178**（=0.842$×$998778）、**21165**（=0.021$×$998778）、**23965**（=0.024$×$998778）、**112469**（=0.113$×$998778），合计**998778**元。

**（三）成本补偿费用**

市场机组成本补偿费用包括成本补偿收入和成本补偿分摊。成本补偿收入总和为参与结算试运行机组的成本补偿收入总和，假设需对燃煤机组A和燃气机组B进行成本补偿，补偿金额分别为20000元和80000元，合计**100000**元。

成本补偿收入总和按照机组**政府授权合约电费的比例**在发电机组间进行分摊。燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C、核电机组D的**成本补偿分摊**依次分别为**84221**（=0.842$×$100000）、**2119**（=0.021$×$100000）、**2399**（=0.024$×$100000）、**11261**（=0.113$×$100000），合计**100000**元。

各类型机组成本补偿费用如表3所示，对于每台机组，**成本补偿费用=成本补偿收入-成本补偿分摊**。成本补偿费用在发电企业之间内部零和，所以合计数值为0。

**表3 各类型机组成本补偿费用及其构成**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **机组代号** | **机组类型** | **成本补偿费用（元）** |
| **成本补偿收入** | **成本补偿分摊** | **成本补偿费用** |
| A | 燃煤 | 20000 | 84221 | -64221 |
| B | 燃气 | 80000 | 2119 | 77881 |
| C | 水电 | 0 | 2399 | -2399 |
| D | 核电 | 0 | 11261 | -11261 |
| 合计 | 100000 | 100000 | **0** |

**（四）市场化辅助服务费用**

市场化辅助服务费用包括市场化辅助服务收入和市场化辅助服务分摊。市场化辅助服务收入总和为参与结算试运行机组的市场化辅助服务收入总和，假设燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C提供了市场化辅助服务，对应收入依次分别为270000元、29700元、300元，合计**300000**元。

市场化辅助服务收入总和按照机组**政府授权合约电费的比例**在发电机组间进行分摊。燃煤机组A、燃气机组B、水电机组C、核电机组D的**市场化辅助服务分摊**依次分别为**252662**（=0.842$×$300000）、**6357**（=0.021$×$300000）、**7198**（=0.024$×$300000）、**33782**（=0.113$×$300000），合计**300000**元。

各类型机组市场化辅助服务费用如表4所示，对于每台机组，**市场化辅助服务费用=市场化辅助服务收入-市场化辅助服务分摊**。市场化辅助服务费用在发电企业之间内部零和，所以合计数值为0。

**表4 各类型机组市场化辅助服务费用及其构成**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **机组代号** | **机组类型** | **市场化辅助服务费用（元）** |
| **市场化辅助服务收入** | **市场化辅助服务分摊** | **市场化辅助服务费用** |
| A | 燃煤 | 270000 | 252662 | 17338 |
| B | 燃气 | 29700 | 6357 | 23343 |
| C | 水电 | 300 | 7198 | -6898 |
| D | 核电 | 0 | 33782 | -33782 |
| 合计 | 300000 | 300000 | **0** |

**（五）超低排放扣除费用**

燃煤机组A超低排放费用按照国家发展改革委、环境保护部、国家能源局《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格〔2015〕2835号）规定执行，实行事后兑付政策，在结算试运行账单上先予以扣除，数额等于超低排放电价（10元/千千瓦时）乘以实际上网电量（42125千千瓦时），**为421250**元。

其他类型机组无需进行超低排放费用扣除。

三、市场化机组结算费用计算结果

通过对以上各项费用进行计算清分，可以得到各类型机组电费，如表5所示。

**表5 各类型机组电费结算结果 （单位：元）**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **机组代号** | **机组类型** | **电能电费（含环保、超低）** | **电能量返还资金** | **成本补偿** | **市场化辅助服务** | **容量电费** | **超低排放扣除** | **结算电费** |
| **成本补偿收入** | **成本补偿分摊** | **成本补偿费用** | **市场化辅助服务收入** | **市场化辅助服务分摊** | **市场化辅助服务费用** |
| A | 燃煤 | **16967417** | **841178** | 20000 | 84221 | **-64221** | 270000 | 252662 | **17338** | **0** | **421250** | **17340462** |
| B | 燃气 | **863736** | **21165** | 80000 | 2119 | **77881** | 29700 | 6357 | **23343** | **674000** | **0** | **1660125** |
| C | 水电 | **469879** | **23965** | 0 | 2399 | **-2399** | 300 | 7198 | **-6898** | **0** | **0** | **484546** |
| D | 核电 | **2251581** | **112469** | 0 | 11261 | **-11261** | 0 | 33782 | **-33782** | **0** | **0** | **2319007** |
| 合计 | **20552613** | **998778** | 100000 | 100000 | **0** | 300000 | 300000 | **0** | **674000** | **421250** | **21804140** |

备注:1. 燃煤机组A结算电费=电能电费（含环保和超低排放）+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用-超低排放扣除费用。燃气机组B结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用+容量电费。水电机组C结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用。核电机组D结算电费=电能电费+电能量返还费用+成本补偿费用+辅助服务费用。

2. 成本补偿费用=成本补偿收入-成本补偿分摊。

3. 市场化辅助服务费用=市场化辅助服务收入-市场化辅助服务分摊。

附6

结算（复盘）分析数据清单

包括但不限于以下数据：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **序号** | **数据类别** | **项目** |
| 1 | 计量数据 | 各机组上网分时计量电量 |
| 2 | 计划模式数据 | 各电厂当月月度计划、上网电价和7天容量电费（气电机组） |
| 3 | 政府授权合约 | 各机组政府授权合约量分时分配结果，后续若调整，则包括调整结果 |
| 4 | 市场量价数据 | 各机组日前分时电量、日前市场分时价格、实时市场分时价格 |
| 5 | 成本补偿数据 | 必开机组清单及原因，有补偿机组的启动、空载和电能补偿价格，各机组日前和实时补偿费用以及补偿时段 |
| 6 | 辅助服务数据 | 各机组分时数据（调频性能指标、调频中标容量、调频里程）、调频容量价格、调频里程价格 |
| 7 | 其他数据 | 用户侧当月的平均销售电价、输配电价、政府性基金及附加，110kV及以上电力用户户数及当月用电量等 |

附7

分轴燃机申报配比

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **电厂（调度名称）** | **电厂简称** | **燃机序号** | **汽机序号** | **汽机/燃机负荷比（夏季）** |
| 镇海发电厂 | 镇燃气 | 7 | 9 | 0.59 |
| 镇海发电厂 | 镇燃气 | 8 | 9 | 0.56 |
| 温州龙湾燃机发电厂 | 龙湾气 | 1 | 3 | 0.55 |
| 温州龙湾燃机发电厂 | 龙湾气 | 2 | 3 | 0.55 |
| 金华燃机发电厂 | 金燃气 | 5 | 6 | 0.55 |
| 德能电厂 | 德能厂 | 1 | 2 | 0.48 |
| 德能电厂 | 德能厂 | 3 | 4 | 0.48 |
| 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 1 | 2 | 0.47 |
| 蓝天电厂 | 蓝天厂 | 3 | 4 | 0.47 |
| 华舜电厂 | 华舜厂 | 1 | 3 | 0.56 |
| 华舜电厂 | 华舜厂 | 2 | 3 | 0.56 |
| 新城发电厂 | 新城厂 | 1 | 2 | 0.52 |
| 新城发电厂 | 新城厂 | 3 | 4 | 0.52 |
| 下沙发电厂 | 下沙厂 | 11 | 10 | 0.55 |
| 下沙发电厂 | 下沙厂 | 12 | 10 | 0.55 |
| 新泓口发电厂 | 新泓口 | 11 | 12 | 0.33 |
| 新泓口发电厂 | 新泓口 | 21 | 22 | 0.33 |
| 吉能发电厂 | 吉能厂 | 1 | 2 | 0.39 |
| 吉能发电厂 | 吉能厂 | 3 | 4 | 0.49 |
| 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 1 | 2 | 0.45 |
| 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 3 | 2 | 0.45 |
| 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 1 | 4 | 0.12 |
| 桐燃发电厂 | 桐燃厂 | 3 | 4 | 0.12 |
| 柯城发电厂 | 柯城厂 | 1 | 2 | 0.5 |
| 柯城发电厂 | 柯城厂 | 3 | 4 | 0.5 |
| 龙游发电厂 | 龙游厂 | 1 | 3 | 0.53 |
| 龙游发电厂 | 龙游厂 | 2 | 3 | 0.53 |
| 龙游发电厂 | 龙游厂 | 1 | 4 | 0.15 |
| 龙游发电厂 | 龙游厂 | 2 | 4 | 0.15 |
| 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 1 | 2 | 0.45 |
| 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 3 | 2 | 0.45 |
| 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 1 | 4 | 0.14 |
| 浔宝电厂 | 浔宝厂 | 3 | 4 | 0.14 |