

浙江东南发电股份有限公司

2012 年第一次临时股东大会资料

关于参与投资浙江浙能台州第二发电厂 “上大压小”新建项目的议案

各位股东：

根据《国家能源局关于同意浙江浙能台州第二发电厂“上大压小”新建项目开展前期工作的复函》（国能电力[2010]261号），浙江浙能台州第二发电厂“上大压小”新建项目拟建设2台100万千瓦国产超超临界燃煤发电机组。目前该项目核准申请已由浙江省发展改革委上报国家发展改革委待批。

根据电力规划设计总院《关于浙江浙能台州第二发电厂工程（2×1000MW 机组）可行性研究报告的审查意见》（电规发电[2011]226号），该项目动态总投资839,928万元，其中项目资本金为动态总投资的20%，约167,986万元（最终以国家发展改革委核准批复为准），其余资金由银行贷款解决。

因组建项目公司的需要，拟由浙江浙能电力股份有限公司出资持有项目公司64%的股权，三门县国有资产投资控股有限公司持有项目公司6%的股权，其余30%的股权由公司出资投资。据此计算，公司需相应出资资本金约50,396万元。

鉴于浙江浙能电力股份有限公司与公司共同投资浙江浙能台州第二发电厂“上大压小”新建项目构成关联交易，根据《上海证券交易所股票上市规则》的规定，关联股东将放弃在股东大

会上对该议案的投票权。

请各位股东审议。

附件：浙江浙能台州第二发电厂“上大压小”新建项目情况
介绍

附件：

浙江浙能台州第二发电厂 “上大压小”新建项目情况介绍

一、建设的必要性

浙江电网是华东电网重要的组成部分，截至 2010 年度，浙江省境内总装机容量 57276MW（含华东直属直调电厂）。2010 年全省用电量为 $2821 \times 10^8 \text{ kW h}$ ，最高用电负荷为 45600MW，同比增长分别为 14.1%和 11.2%。浙江电网目前通过 9 回 500kV 输电线路与华东电网相联。预计 2015 年浙江电网全社会用电量和最高负荷分别可以达到 $4182 \times 10^8 \text{ kW h}$ 、71650MW，“十二五”年均增长率分别为 8.4%和 9.5%。电力平衡表明，考虑在建、国家已核准和同意开展前期工作的电源项目（包括本工程），并考虑已落实的协议分电电力，浙江省“十二五”期间电力市场空间约为 9900MW。

本工程为“上大压小”电源项目，拟建设 $2 \times 1000 \text{ MW}$ 超超临界燃煤发电机组，计划在“十二五”中后期投产。本工程的建设有利于满足浙江省用电负荷不断增长的需求，且可大幅减少烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放量，有效改善地区环境质量，符合国家节能减排的政策要求。

二、建设规模

本工程拟建设 $2 \times 1000 \text{ MW}$ 超超临界燃煤发电机组，同步建设

烟气脱硫、脱硝设施，并留有扩建条件。本工程建设规模及机组选型最终以国家发展和改革委员会的核准意见为准。

三、厂址

本工程位于浙江省台州市三门县境内，是上个世纪 80 年代浙江省沿海电厂选址中确定的较好厂址，场地开阔、交通便利，航道条件可通行万吨或 3.5 万吨级以上的散货船，电厂建设条件优越。

四、接入系统

本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组出 2 回 500kV 线路接入回浦变，线路长度约为 50km 。

五、煤源

本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组年需燃煤约 $429 \times 10^4\text{t}$ ，拟采用晋北烟煤作为设计煤种，神府烟混煤作为校核煤种。大同煤矿集团有限责任公司所辖矿井分布在晋北地区的大同煤田和宁武煤田内，两大煤田地质储量约 $890 \times 10^8\text{t}$ ，可开采储量 $694 \times 10^8\text{t}$ 。2010 年，大同煤矿集团有限责任公司原煤产量约超过 $1.5 \times 10^8\text{t}$ ，神府东胜煤田已探明地质储量约为 $2236 \times 10^8\text{t}$ ，可开采储量约 $1744 \times 10^8\text{t}$ ，目前正在开发建设的矿区地质储量约 $354 \times 10^8\text{t}$ ，2010 年产量超过 $2 \times 10^8\text{t}$ 。大同煤矿集团有限责任公司煤炭运销总公司和陕西榆林煤炭运销（集团）有限责任公司同意向本工程提供燃煤 $500 \times 10^4\text{t/a}$ 和 $100 \times 10^4\text{t/a}$ 。

六、交通运输

本工程年耗煤量约为 $429 \times 10^4 \text{t}$, 拟燃用晋北煤, 采用铁路、航运联运方式, 燃煤通过大秦线至秦皇岛港, 再经海运抵达电厂煤码头, 运距约 2000km。宁波海运股份有限公司同意承担电厂燃煤海运及秦皇岛港务集团有限公司同意承担燃煤港口中转, 太原铁路局明确随着大秦线的扩能改造, 可满足本工程燃煤铁路运输需要。

本工程拟在厂区东北侧海域水深-11.5m 标高处建设 1 个 35000t 级卸煤码头泊位, 设计船型为浅吃水经济型 35000t 级散货船舶, 兼顾船型为常规型 35000t 级散货船舶, 码头水工结构按 50000t 级船型考虑, 并留有延长扩建的条件。码头岸线留有扩建的条件。考虑电厂建设期间的重件运输及运营期间石灰石等材料运输需要, 在卸煤码头附近适当水域建设综合码头, 拟选用 3000t 级杂货船为设计船型。

本工程进港航道水深条件较好, 浅吃水经济型 35000t 级散货船可利用航道自然水深乘潮进港, 不需疏浚。本工程厂址所处的航道条件、码头前沿水域及陆域均满足建设 $2 \times 1000 \text{MW}$ 机组卸煤码头条件, 并有扩建余地。本工程岸线利用基本符合台州港总体规划, 大件设备可采用海运方式至电厂综合码头。

本工程进厂道路从康庄路引接, 利用原施工道路进行拓宽改造, 长度约 2.1km, 路面宽度 7m, 路基宽度可按 8.5m 考虑, 新建运灰渣道路长约 200m, 路面宽度 7m。

七、水源

本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组拟采用带海水冷却塔的循环供水系统，夏季最高大需水量 $2.47\text{m}^3/\text{s}$ ，水源取自三门湾；淡水需水量约 $0.18\text{m}^3/\text{s}$ ($0.09\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{GW}$)，拟通过海水淡化解决，全年淡水需水量约 $450 \times 10^4\text{m}^3$ 。三门湾为西北~东南走向的半封闭喇叭型海湾，湾内水深一般为 $5 \sim 10\text{m}$ ，通过石浦港、狗头门水道、猫头水道、满山水道与外海连接，湾内水量丰富，可满足本工程需要。

八、灰场

本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组灰渣及脱硫及石膏量约 $104 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，其中灰渣量（含石子煤）约 $89 \times 10^4\text{t/a}$ ，脱硫石膏量约为 $15 \times 10^4\text{t/a}$ 。

本工程初期灰场拟采用牛山灰场，该灰场位于厂址西侧，紧邻厂区，灰场三面环山一面临海，为滩涂干灰场。灰场自然地面高程 $-1.50 \sim 1.0\text{m}$ ，灰堤距居民大于 500m 。本工程灰场统一规划，分期建设。初期灰场用地面积 30hm^2 、堆灰高程为 7.0m 时，库容约 $243 \times 10^4\text{m}^3$ ，可供本工程贮灰渣和脱硫石膏约 2.3 年。远期灰场位于牛山灰场西南侧，紧邻牛山灰场，用地面积维 337hm^2 ，库容约为 $2865 \times 10^4\text{m}^3$ 。初期灰场和远期灰场合计总库容约为 $3689.5 \times 10^4\text{m}^3$ ，可满足本工程贮灰渣和脱硫石膏 20 年的要求。

九、工程地质及岩土工程

本工程厂址在区域地质构造上位于浙东南褶皱带温州-临海拗陷区的黄岩-象山断拗内，地震活动性较弱，厂址及附近无活动性断裂通过，属于区域地质构造稳定地段。因此，场地是稳定

的，适宜建厂。根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2001)，厂址位于地震动参数区划图小于 0.05g 范围内，相应的地震基本烈度小于IV度。本工程遭受地质灾害的危险性为中等，建设用地为基本适宜。

厂地地貌为低山丘陵和滩涂区，位于丘陵地段的建筑场地类别为 I 类；滩涂区的软土厚度较大、地基承载力较低，位于滩涂区的建筑场地类别为III类。主厂区布置在挖方区，岩土工程条件好，主厂房、锅炉等主要建（构）筑物采用基岩作为天然地基；位于滩涂区的建设（构）筑物需要进行地基处理，地基处理采用桩基方案。滩涂区分布厚层淤泥，为减小工程后期沉降，大面积回填地基处理拟采用堆载预压法，并施打塑料排水板进行排水回结。大面积回填地基处理将进行监测工作，严格控制分层厚度、回填料的粒径、加载速率和加载过程，防止地基土破坏，保证地基预处理效果。本工程厂区开挖边坡的高度约 110m，根据岩体的节理、裂隙发育情况和岩石的风化程序等因素，边坡拟采用台阶状，并对边坡稳定性较差的地段做好支护结构和排水系统。

十、主机主要技术条件

锅炉选用超超临界参数、一次中间再热、直流炉，采用平衡通风、切圆燃烧或前后墙对冲燃烧方式、固态排渣、露天布置、全钢构架悬吊结构。锅炉采用节油点火装置。汽轮机选用超超临界参数、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、凝汽式汽轮机。主蒸汽压力为 26.25（或 25）MPa（a），主蒸汽和再热蒸汽温度均

为 600℃，最终参数通过招标确定。本工程锅炉采用低氮燃烧技术措施，氮氧化物排放浓度不大于 360mg/Nm³。锅炉同步建设烟气脱硝装置，脱硝装置的设计压力和防爆压力与锅炉一致。发电机采用水-氢-氢冷却方式，励磁系统按自并励静态励磁和无刷励磁两种方式编制标书，招标确定。由锅炉厂、汽机厂配供的仪表控制设备的选型与配置应满足电厂整体自动化水平和控制系统接口要求。

十一、工程设想

本工程全厂总体规划以充分利用厂址资源为原则。根据厂区总平面方案的变化，初步设计阶段确定厂区的竖向布置方案。

制粉系统采用中速磨正压冷一次风机直吹式制粉系统，暂按每台炉配置 6 台中速磨煤机计列投资。一次风机、送风机暂按动叶可调轴流式风机计列投资。引风机采用电机驱动和小汽机驱动技术上均是可行的，暂按汽动计列投资，下阶段结合汽源情况等综合比较确定。除尘器暂按三室五电场静电除尘器计列投资。本工程暂按设置低温省煤器计列投资。汽机旁路暂按 35%BMCR 容量的高低压两级串联旁路计列投资，最终型式和容量根据主机招标结果优化确定。给水系统暂按 1×100%容量汽动给水泵计列投资。电动启动给水泵最终容量根据主机要求确定。凝结水系统暂按 2×100%容量的凝结水泵、配置 1 套变频装置方案计列投资。启动锅炉按 1×50t/h 燃油炉计列投资。主厂房暂按采用四列式布置格局计列投资。厂内除灰渣系统按灰渣分除、干灰干排、粗细分排

的原则设计，三外灰渣（含石子煤）输送采用汽车外运至综合利用用户或灰场方案。锅炉排渣按采用单台刮板捞渣机直接输送至渣仓的机构除渣系统方案、电除尘器和省煤器按正压气力除灰系统集中至灰库的方案、石子煤处理按活动石子煤斗和电瓶叉车转运的方案计列投资。本工程暂按设置 1 套飞灰分选装置计列投资。

本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组以发电机-变压器组单元接线接入厂区内 500kV 升压站， 500kV 配电装置采用 $3/2$ 断路器接线方式，本工程出 2 回 500kV 线路。本工程不装设发电机断路器，启动/备用电源引接方案采用由厂内 500kV 母线一级降压架空引接。主变压器采用三相变压器， 500kV 配电装置采用屋内 GIS。

本工程采用炉、机、电集中控制方式，2 台机组合设 1 个集中控制室。每台机组设置 1 套分散控制系统（DCS），辅助车间系统设置水、灰、煤 3 个相对集中的就地监控点，并设置全厂辅助车间系统集中监控网络，电厂逐步过渡到辅助车间系统全能值班运行管理模式。本工程设置 1 套优化控制软件，根据电厂实际需要，增加设置 1 套软仿真系统。本工程设置 1 套厂级监控信息系统（SIS）和 1 套管理信息系统（MIS）。SIS 按照经济适用的原则配置，MIS 包括基建 MIS 和生产 MIS。设备、设计图纸采用统一的编码标识系统。

厂内运煤系统按 $4 \times 1000\text{MW}$ 机组规划设计，其中由码头至煤场按 $4 \times 1000\text{MW}$ 机组综合设置，分期建设。由煤场至煤仓间的上

煤系统按 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组建设。本工程建设 1 个 35000t 级泊位的卸煤码头，配置 2 台额定出力为 1500t/h 的桥式抓斗卸船机，码头年通过能力 $470 \times 10^4\text{t}$ ，满足本工程 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组年耗煤量 $429 \times 10^4\text{t}$ 的卸煤要求。本工程设置 2 座轮堆取料机露天煤场，煤场总储煤量约为 $31.2 \times 10^4\text{t}$ ，满足 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组 20 天的耗煤量。煤场配置 2 台堆料能力 3600t/h 、取料能力 1500t/h 、悬臂长度 35m 的折返式斗轮堆取料机。煤场不设干燥棚，煤场四周设挡风抑尘墙。由码头至煤场的卸煤系统采用带宽 1800mm 、出力 3600t/h 的带式输送机，按双路设置。由煤场后至主厂房的上煤系统按 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组容量设计，采用带宽 1400mm 、出力为 1500t/h 的双路带式输送机。

本工程采用反渗透法海水淡化工艺方案，即按 6 台出力为 132t/h 的一级反渗透装置计列投资。锅炉补给水源为超滤、一级反渗透处理的海水淡化水，锅炉补给水处理系统按 2 列出力为 120t/h 一级反渗透加离子交换除盐设备计列投资。凝结水精处理系统按每台机组设置 $2 \times 50\%$ 的前置过滤器加 $4 \times 33\%$ 的调整混床计列投资。上海宝氢气体工业有限公司同意向本工程提供氢气，年供氢量为 $1.2 \times 10^4\text{Nm}^3$ ，氢气纯度为 99.99% ，露点温度低于 -60°C ，外购氢的供应量和品质均符合要求。

本工程主厂房采用现浇钢筋混凝土框、排架结构。烟囱采用现浇钢筋混凝土外筒、双钢内筒的套筒式结构，内筒暂按钛钢复合板计列投资。本工程按原国家电力公司《关于印发〈新型火电

厂若干设计问题的规定》的通知》（国电电规【1998】438号）和投资方有关规定计列的生产附属和厂前公共建筑面积。

本工程拟采用带海水冷却塔的单元制海水直流供水系统，每台机组配3台循环水泵、1条循环水管、1座逆流式自然通风海水冷却塔，2台机组合建1座循环水泵房并布置在冷却塔附近。按循环水管DN3800钢管、冷却塔淋水面积采用13500 m³计列投资。本工程采用岸边泵房明渠取水、隧洞排水方案，补给水泵房配3台水泵（2运1备），补给水管按配2条DN1200衬胶钢管、隧洞按配1条洞径2m排水隧洞方案计列投资。海水补给水采用絮凝沉淀处理工艺，按设置6×1600m³/h反应沉淀池计列投资。

十二、脱硫与脱硝部分

本工程同步建设全烟气脱硫装置，脱硫系统采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺方案（1炉1塔），不设烟气旁路和烟气换热器（GGH）。脱硫吸收剂按外购石灰石块设计，年需石灰石约11.7×10⁴t。脱硫烟气系统暂按设置增压风机计列投资。石灰石浆液制备系统和石膏脱水系统按2炉公用设计。脱硫系统厂用电和保安电源由机组厂用电统一考虑。本工程不设置脱硫系统就地控制室，在脱硫综合楼内设置脱硫电子设备间和供脱硫系统调试维护用终端。脱硫系统单元部分的控制直接纳入机组DCS，脱硫系统公用部分的控制纳入DCS公用网，通过集中控制室DCS操作员站实现炉、机、电、脱硫统一运行管理。

本工程同步建设烟气脱硝装置，采用采用SCR工艺，脱硝效

率不低于 80%。SCR 反应器布置于省煤器和空气预热器之间高含尘区域并宜布置在锅炉框架内，催化剂按 2+1 层设计。本工程暂按 $2 \times 80\text{m}^3$ 液氨贮罐、 $690\text{kg}/\text{液氨}$ 气化制备能力计列投资。脱硝还原剂液氨年耗量为 3795t，台州市椒江宇来医药化工有限公司承诺年供本工程液氨 5500t。烟气脱硝吸收系统的控制纳入机组 DCS，由机组运行人员统一监控运行。脱硝液氨储存和输送系统的控制纳入辅助车间系统集中监控网，由辅助车间运行人员统一监控运行。

十三、环境保护与水土保持

本工程采用静电除尘器、低氮燃烧技术，同步建设脱硫、脱硝装置，采用 240m 高烟囱，烟气污染物排放浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）第 III 时段标准的要求。生活污水、工业废水经处理后全部回用不外排，事故工况下将废水暂存于电厂现有的 4×2500^3 事故水池中。噪声预测结果表明，本工程投运后，昼间厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求，由于冷却塔附近东厂界外为牛山和三门湾海域，无居民等噪声敏感目标，故不会产生噪声扰民现象。本工程拟利用牛山渣场作为贮灰场，灰场底部拟采用粘土、石灰垫层加复合土工膜防渗，灰场边界 500m 范围内无居民，符合环保要求。

十四、节约和合理利用能源

本工程遵循有关合理用能标准及节能设计规范，对当地能耗

种类、数量和能源供应状况进行了统计，并对本工程的能耗指标、节能措施和节能效果进行了分析，符合《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》（DL/T 5375-2008）的要求。厂址所在的台州地区煤炭、石油和天然气等一次能源极其匮乏，本工程拟燃用晋北和神府东胜地区的烟煤，煤炭资源利用基本合理。

本工程拟建设 $2 \times 1000\text{MW}$ 国产超超临界燃煤发电机组，设计发电标煤耗为 272g/kWh ，符合《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源【2004】864 号）中“所选机组容量原则上应在 60 万千瓦及以上”和“在缺乏煤炭资源的东部沿海地区，优先规划建设发电煤耗不高于 275 克标准煤/千瓦时的燃煤电站”的要求。根据《火力发电工程建设预算编制与计算标准》（中电联技经【2007】139 号）， $2 \times 1000\text{MW}$ 燃煤火电机组整套启动试运燃油消耗量约 10084t ，由于本工程拟采用节油点火系统，可降低约 80% 燃油消耗量。经采取各项节能措施后，设计厂用电率约为 4.8%（汽动给水泵、含脱硫、脱硝、海水淡化），低于 1000MW 超超临界机组（汽动给水泵、含脱硫）设计厂用电率统计平均值 5.5%。

十五、抗灾能力评价

本工程为常规电力设施，选址过程中已充分考虑了地震、地质、洪水、气象等自然灾害对本工程的影响，尽量避开灾害易发区，并采取了相应的抗灾防范措施。

本工程厂区地标高按 200 年一遇设计高潮位 0.5m 超高确定，

临海面围堤按 200 年一遇潮位加 50 年一遇风浪时允许部分越浪设计，允许最大越浪为 $0.05\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{m}$ ，越浪水量通过灰场排水溢流井及排水涵管排走。因此设计风暴潮和风浪不会对厂区造成影响。厂区北侧少量坡面洪水按 100 年一遇标准设置了排洪设施，因此厂址防洪是安全的。本工程地震基本烈度小于 VI 度，主厂区位于建筑场地 I 类区内，主厂房、烟囱等主要建（构）筑物按 6 度进行抗震设计，按 6 度采取抗震措施。本工程烟囱按可抵御 100 年一遇风荷载考虑，主厂房等其它建（构）筑物按可抵御 50 年一遇风荷载考虑，厂区建（构）筑物在结构设计中局部构造采取相应的防台风措施以保证适用性和安全性。预测工程建设可能遭受或引发地质灾害的问题有人工边坡的稳定性、不均匀沉降等，工程上拟采用边坡支护和挂网喷锚处理、海涂场地软土预处理、桩基等相应的抗灾措施，可有效消除地质灾害对本工程的不良影响。

十六、技经部分

本工程静态投资基准日期为 2011 年 3 月，工程静态投资 787695 万元，工程动态投资 839928 万元。本工程资本金为工程动态投资的 20%。

按机组年利用小时数 5500h、标煤价（含税）950 元/t、投资各方内部收益率 8%和 10%测算，项目经营期平均上网电价（含税）分别为 452.18 元/kW 和 462.09 元/kW，项目投资财务内部收益率（所得税后）分别为 8.09%和 9.00%，项目资本金财务内

部收益率 12.87%和 16.10%。（详见附表）

按投资各方内部收益率 8%测算的经营期平均电价，低于当前国家核定的浙江省标杆电价（含脱硫）457 元/MWh。

附表：

财务分析指标一览表

序号	内容	单位	投资各方财务 内部收益率 8%	投资各方财务 内部收益率 10%
1.	机组总容量	MW	2000	
2.	工程动态投资	万元	839928	
3.	单位造价	元/kW	4200	
4.	流动资金	万元	30483	
5.	项目投资财务内部收益率 (所得税后)	%	8.09	9.00
	项目投资回收期	年	11.89	11.26
	项目投资财务净现值	万元	66931	125087
6.	项目资本金财务内部收益率	%	12.87	16.10
7.	投资各方财务内部收益率	%	8.00	10.00
8.	总投资收益率	%	6.64	7.61
9.	项目资本金净利润率	%	14.34	18.04
10.	平均上网电价(含税)	元/MWh	452.18	462.09