浙江浙能电力股份有限公司换股吸收合并浙江东南发电股份有限公司报告书（草案）摘要

（上接B71版）

表 5-18 2010-2012 年浙能电力装机容量、发电量在浙江省及全国的占比情况

项目	2012年度			2011年度			2010年度		
	数额	占浙江省比例	占全国比例	数额	占浙江省比例	占全国比例	数额	占浙江省比例	占全国比例
一、装机容量（单位：万千瓦，%）									
控股装机容量	1,934	34.31	1.69	1,897	31.26	1.80	1,637	28.58	1.70
权益装机容量	1,781	31.59	1.56	1,751	28.86	1.66	1,604	28.01	1.67
浙江省装机容量	5,637	100.00	4.92	6,069	100.00	5.77	5,728	100.00	5.95
全国装机容量	114,491	-	100.00	105,260	-	100.00	96,219	-	100.00
二、发电量（单位：亿千瓦时，%）									
控股发电量	1,005	36.16	2.02	1,050	38.22	2.22	861	41.94	2.04
权益发电量	960	34.54	1.93	990	36.04	2.10	823	40.09	1.95
浙江省发电量	2,779	100.00	5.58	2,747	100.00	5.82	2,053	100.00	6.57
全国发电量	49,774	-	100.00	47,217	-	100.00	42,280	-	100.00

注1：数据来源：浙江省电力公司、浙江省经信委和中电联；

注2：鉴于2010年度浙能电力对火电资产作出无偿划转，为更好的反映业务增长情况，2010年度数据系以截至2012年12月31日浙能电力控股和参股的电厂项目追溯得出；

注3：浙江省发电量为6000千瓦及以上电厂发电量，全国发电量为全国全口径发电量。

截至2012年12月31日，浙江省统调火力发电机组装机容量合计为3,855.29万千瓦，具体情况如下：

表 5-19 浙江省统调火力发电机组装机容量

单位：万千瓦，%

序号	公司名称	机组容量	占浙江省统调火电机组比例	占浙江省发电机组比例
1	浙能电力	2,032	52.71	36.05
	其中：东南发电	394.5	10.23	7.00
2	神华集团有限责任公司	574	14.89	10.18
（1）	浙江国华浙能发电有限公司	440	11.41	7.81
（2）	浙江国华余姚燃气发电有限责任公司	78	2.02	1.38
（3）	神华国华（舟山）发电有限责任公司	56	1.45	0.99
3	华能集团	400	10.38	7.10
（1）	华能玉环电厂	400	10.38	7.10
4	中国国电集团公司	320	8.30	5.68
（1）	国电浙江北仑第一发电有限公司	120	3.11	2.13
（2）	国电浙江北仑第三发电有限公司	200	5.19	3.55
5	中国大唐集团公司	240	6.23	4.26
（1）	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	240	6.23	4.26
6	中国华电集团公司	185	4.80	3.28
（1）	杭州华电半山发电有限公司	185	4.80	3.28
7	其他统调火力发电机组	103.49	2.68	1.84
	浙江省火电机组装机容量合计	3,855.29	100.00	68.39

注1：以上公司装机容量均为其控股装机容量；

注2：浙能电力数据包括其控股机组装机容量和受托管理机组装机容量98万千瓦。

近年来，随着浙能电力一批大型高效清洁机组的建成投产，浙能电力装机容量保持稳步增长。截至2012年底，浙能电力控股、管理装机容量达到2,032万千瓦，较2010年大幅增长17.52%，年均复合增长率为8.40%，占浙江省电网统调装机容量比例为52.71%。

除正在运营的电厂以外，截至本报告签署日，浙能电力尚有下列电厂已经有权机关批复同意并处于建设进程中，具体情况如下：

表 5-20 浙能电力在建工程情况

序号	项目名称	项目主要内容及机组装机容量	批复单位及批复文号
1	六横电厂	建设2台100万千瓦国产超超临界燃煤发电机组	国家发改委发改能源[2011]44号
2	台二电厂	建设2台100万千瓦国产超超临界燃煤发电机组	国家发改委发改能源[2012]2487号
3	镇海天然气热电联产工程	建设3套35万千瓦级燃气-蒸汽联合循环热电联产机组	浙江省发改委浙发改能源[2012]547号
4	长兴天然气热电联产工程	建设2套40万千瓦级燃气-蒸汽联合循环热电联产机组	浙江省发改委浙发改能源[2012]734号
5	常山天然气热电联产工程	建设1套40万千瓦级燃气-蒸汽联合循环热电联产机组	浙江省发改委浙发改能源[2012]1189号

上述电厂建成后，浙能电力控股电厂装机容量将增加625万千瓦，发电量亦将大幅增加，浙能电力盈利能力将进一步增强。

除上述控股电厂外，随着浙能电力合营公司浙浙煤电有限责任公司凤台电厂二期2*66万千瓦燃煤机组项目以及参股的三门核电有限公司（该公司规划建设6*125万千瓦核电机组）、中核江宁核电有限公司（该公司规划建设徐大堡核电项目，规划建设6*100万千瓦核电机组）的建设成功，浙能电力权益装机容量在未来将进一步增加，竞争优势将得到进一步加强。

（三）主要竞争对手情况

在全国范围内，浙能电力的竞争对手主要为五大发电集团和其他中央大型发电企业。上述发电企业的情况请见本节之“（三）行业竞争状态”之“行业内主要企业和市场份额”。

浙能电力是主要投资于浙江地区的区域性电力公司，主要竞争对手为浙江地区的火力发电生产企业。具体主要包括：

1.神华集团有限责任公司

截至2012年12月31日，神华集团有限责任公司在浙江地区主要从事火力发电业务公司有浙江国华浙能发电有限公司、神华国华（舟山）发电有限责任公司和浙江国华余姚燃气发电有限责任公司。截至2012年底，神华集团有限责任公司在浙江地区的电力机组装机容量为574万千瓦。

浙江国华浙能发电有限公司由神华集团有限责任公司控股子公司中国神华能源股份有限公司（601088.SH）与浙能电力共同出资成立，股权比例分别为60%和40%。该公司分别建有4×600MW和2×1000MW燃煤发电机组，合计装机容量为440万千瓦。

神华国华（舟山）发电有限责任公司股东分别为神华集团有限责任公司控股子公司神华北京国华电力有限公司、浙能电力和舟山市国有资产监督管理委员会，所占比股分别为51%、40%、9%。该公司现各有12.5万千瓦、13.5万千瓦和30万千瓦燃煤机组一台，合计装机容量56万千瓦。

浙江国华余姚燃气发电有限责任公司系由神华集团有限责任公司控股子公司北京国华电力有限责任公司和余姚市城市建设投资发展有限公司按82的比例共同投资建设。该公司现有2*39万千瓦的燃气发电机组。

2.华能集团

华能集团在浙江省火电项目仅为华能玉环电厂，该电厂为华能集团控股子公司华能国际电力股份有限公司（600011.SH）全资电厂。截至2012年12月31日，华能玉环电厂具有的装机容量为4×1000MW超超临界燃煤发电机组，合计装机容量为400万千瓦。

3.中国国电集团公司

中国国电集团公司在浙江省火电项目投资通过其控股子公司国电电力发展股份有限公司（600795.SH）实现。截至2012年12月31日，该公司在浙江地区主要从事火力发电业务的公司有国电浙江北仑第一发电有限公司和国电浙江北仑第三发电有限公司，上述公司分别建有2×600MW亚临界燃煤机组和2×1000MW超超临界燃煤发电机组，合计装机容量为320万千瓦。

4.大唐国际集团公司

大唐国际集团公司在浙江省火电投资项目仅为浙江大唐乌沙山发电有限责任公司。截至2012年12月31日，该电厂建有4×600MW燃煤机组，合计装机容量为240万千瓦。

5.中国华电集团公司

中国华电集团公司在浙江省火电投资项目仅为杭州华电半山发电有限公司，通过其控股子公司华电国际电力股份有限公司（600027.SH）实现。截至2012年12月31日，杭州华电半山发电有限公司现有2台燃煤机组和4台燃气机组，合计装机容量为185万千瓦。

四、交易双方主营业务的具体情况

（一）交易双方主要产品的用途

目前，浙能电力和东南发电主要产品均为电力。电力是指电以各种形式做功（即产生能量）的能力。电能被广泛应用在动力、照明、冶金、化学、纺织、通信、广播等各个领域，是国民经济增长的主要动力。

（二）交易双方生产工艺流程

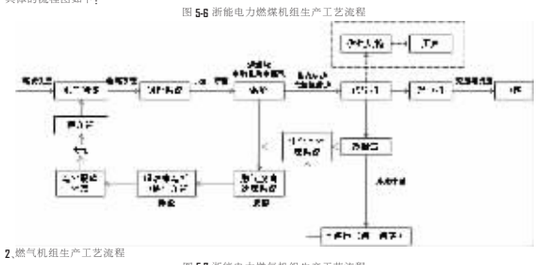
浙能电力和东南发电的火力发电机组主要为燃煤机组和燃气机组，其主要生产工艺流程如下：

1.燃煤机组的生产工艺流程

通常将燃料运至电厂，经输送加工后，送入锅炉进行燃烧，使燃料中的化学能转变为热能并传递给锅炉中的水，使水变成高温高压的蒸汽，通过管道将压力和温度都较高的过热蒸汽送入汽轮机，推动汽轮机旋转作功，蒸汽参数则迅速降低，最后排入凝汽器。在这一过程中，蒸汽的热能转变为汽轮机转子旋转的机械能。发电机与汽轮机是用联轴器相连一同旋转的，汽轮机转子的机械能，通过发电机转变成电能。发电机产生的电能，经升压变压器后送入输电线路提供给用户。

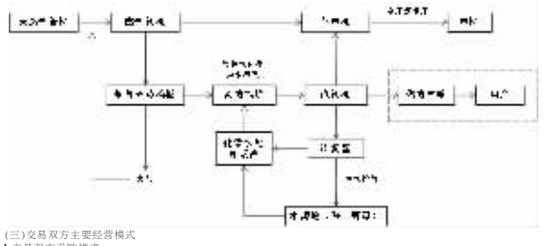
具体的流程图如下：

图 5-6 浙能电力燃煤机组生产工艺流程



2.燃气机组生产工艺流程

图 5-7 浙能电力燃气机组生产工艺流程



（三）交易双方主要经营模式

1.交易双方采购模式

（1）浙能电力采购模式

浙能电力煤炭采购采用集约化采购的模式，由浙能电力全资子公司富兴燃料统一对外采购，然后统一销售给浙能电力下属各电厂。富兴燃料是煤炭企业的长期大客户，与国内主要煤炭企业建立了长期良好的合作关系。

富兴燃料采购煤炭主要通过两种方式实现，即签署重点合同购煤（“重点合同煤”或“计划煤”）和通过市场购煤（“市场煤”）。在每年全国煤炭会议上，发电企业和重点国有煤矿企业签订计划供煤合同并安排了铁路运输计划的煤，称为重点合同煤；与之对应，发电企业从煤炭交易市场上直接采购的煤炭成为市场煤。因此，报告期内，重点合同煤的采购价格主要依据国家煤炭产运需衔接价格指导意见精神，由供需双方协调确定，国家发改委给予指导意见，合同一旦确定，全年采购价格均以此为准；市场煤则完全由供需双方根据市场行情协商确定，采购价格参考秦皇岛港动力煤挂牌价和环渤海动力煤价格指数。除极少数的情况下，重点合同电煤价长期低于电煤市场价。

2012年12月，国务院办公厅下发的《关于深化电煤市场化改革的指导意见》（国办发[2012]57号），决定建立电煤产运需衔接新机制，自2013年起，取消电煤价格双轨制，煤炭企业和电力企业自主衔接签订合同，自主协商确定价格，国家发改委不再发布价格指导意见；鼓励双方签订中长期合同。同时，要求铁道部、交通运输部对大中型电煤企业签订的中长期电煤合同适当优先保障运输。

上述意见实施后，将改变火力发电企业现有煤炭供应格局，对火电企业的经营产生一定的影响。

（2）东南发电采购模式

东南发电主要通过浙能电力控股子公司富兴燃料采购燃煤。东南发电于1997年与浙江省电力燃料总公司签署了为期20年的《燃料供应协议》，由浙江省电力燃料总公司向东南发电供应发电所需燃煤。由于体制改革和业务重组等原因，目前《燃料供应协议》由富兴燃料继承履行。

根据《燃料供应协议》，东南发电与富兴燃料每年制定年度供煤合同，确定当年供煤的质量、规格、数量和价格等事宜。富兴燃料向东南发电提供的煤炭价格条件，不高于其向其他发电企业供应的同类煤炭的价格条件，也不高于在商定价格时东南发电在一般市场上可获得的同类燃料的价格条件，否则东南发电有权自行采购。

2.交易双方生产运营模式

浙能电力和东南发电均为以燃煤机组为主的火力发电公司，其生产经营模式相同。

通常而言，在建设和经营电力项目时，火力发电行业一般通过项目公司进行运营。浙能电力和东南发电亦采用此行业通行模式。通过设立项目公司可以为单个项目组织专业化的团队，实现更专业化的运营。依据国家有关规定，项目公司注册资本金一般占项目总投资的20—25%，注册资本金以外所需资金由投资方通过其他方式解决。上述经营模式可减少股东方初始投资的资金压力，降低投资风险。

鉴于火力发电企业系技术密集型企业，需要大量的生产管理人员和技术骨干，充分发挥生产管理、技术维护等专业化操作，以实现电厂安全生产、经济运行的目标。浙能电力自设立以来，一直从事电力业务的生产和运营，培养了大量的火力发电专业人员和管理人员，下属电厂均采用自主运营和管理模式，未采用委托运营模式。正出于浙能电力优良的管理和技术优势，报告期内，浙能电力受托管理温州燃机和浙江温州特鲁莱发电有限责任公司。

3.交易双方销售模式

浙能电力和东南发电均向浙江省电力公司销售电力产品，在浙江省电网下接受统一调度，其销售模式相同。

目前，中国发电企业所发电量基本通过电网公司实现销售，达到终端用户，而浙江省电力公司是浙江省电网的唯一运营商，因此浙能电力在浙江地区投资的各发电企业所发电量全部销售给浙江省电力公司。

在现行体制下，公司每年发电量的多少依照下列程序决定：浙江省经信委会年初根据国家和浙江省有关政策、经济增长情况、电力需求情况以及新机组投运情况，对当年电网电力需求进行预测及分析，考虑浙江省外电力供给情况，结合电网运行特点、电力资源状况及各发电企业年度检修计划，编制并下达年度发电量计划，电厂根据该计划与电力公司签订年度购售电合同，由电网调度中心通过对各电厂实行公开调度执行。电厂根据与浙江省电力公司签订的购售电合同，定期进行电费结算。

（四）报告期内交易双方主要产品生产销售情况

1.最近三年主营业务收入构成情况

（1）最近三年主营业务收入按产品分类构成情况如下：

表 5-21 浙能电力按产品营业收入构成

单位：万元，%

项目	2012年度		2011年度		2010年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
主营业务收入	4,176,997.82	88.76	3,999,430.13	91.62	3,417,331.42	94.05
售电业务	4,119,422.77	87.53	3,940,785.20	90.28	3,382,043.49	93.08
供热业务	57,575.05	1.22	58,644.94	1.34	35,287.93	0.97
其他业务收入	529,122.94	11.24	365,878.74	8.38	216,174.81	5.95
营业收入合计	4,706,120.75	100.00	4,365,308.88	100.00	3,633,506.23	100.00

表 5-22 东南发电按产品营业收入构成

单位：万元，%

项目	2012年度		2011年度		2010年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
主营业务收入	811,680.51	98.84	846,655.31	98.29	769,175.55	98.86
售电业务	791,696.45	96.41	827,393.68	96.06	756,077.35	97.17
供热业务	19,984.05	2.43	19,261.63	2.24	13,098.20	1.68
其他业务收入	9,487.77	1.16	14,702.71	1.71	8,905.88	1.14
合计	821,168.28	100.00	861,358.01	100.00	778,081.43	100.00

2.报告期内交易双方控股电厂机组容量、发电量、平均发电设备利用小时和上网电量的情况

表 5-23 2010-2012 年浙能电力机组容量、发电量、平均发电设备利用小时和上网电量

机组类型	2010年度/2010年末			
	机组容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	1,416	832.85	5,882	777.43
其他机组	221	28.42	1,287	27.75
机组类型	2011年度/2011年末			
	机组容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	1,676	998.55	6,645	942.00
其他机组	221	51.35	2,325	50.29
机组类型	2012年度/2012年末			
	机组容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	1,670	952	5,675	898.60
其他机组	236	53	2,003	50.51

表 5-24 2010-2012 年东南发电机组容量、发电量、平均发电设备利用小时和上网电量

机组类型	2010年度/2010年末			
	机组容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	272	176.63	6,275	164.05
其他机组	80	12.94	1,609	12.63
机组类型	2011年度/2011年末			
	机组容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	272	178.10	6,548	166.41
其他机组	80	24.12	3,000	23.61
机组类型	2012年度/2012年末			
	机组容量（万千瓦）	全厂发电量（亿千瓦时）	平均设备利用小时（小时）	上网电量（亿千瓦时）
燃煤机组	272	150.39	5,529	140.04
其他机组	123	25.24	2,061	23.72

3.主要产品销售价格情况

浙能电力和东南发电机组均依据国家发改委和浙江省物价局制定的火力发电上网价格销售电力产品，适用的价格依据一致。

（1）报告期内燃煤机组上网电价情况

2009年11月19日，浙江省物价局发布《关于调整省电网统调电厂上网等有关事项的通知》（浙价商[2009]276号），依据《国家发改委关于调整华东电网电价的通知》（发改价格[2009]2924号）决定调整浙江省电价水平；浙江省统调燃煤机组标杆上网电价每千瓦时降低0.087元（含税），该价格水平自2009年11月20日开始执行。同时，2004年及以后投产的统调燃煤发电机组，安装脱硫设施的，其上网电价在调整后电价基础上每千瓦时提高0.015元。

2011年11月30日，浙江省物价局发布《关于调整省电网统调电厂上网等有关事项的通知》（浙价商[2011]383号），依据《国家发改委关于调整华东电网电价的通知》（发改价格[2011]2622号）决定调整浙江省电价水平；浙江省统调燃煤机组标杆上网电价每千瓦时提高0.025元（含税），该价格水平自2011年12月1日开始执行。调整后，浙江省电网统调范围内燃煤发电机组标杆上网电价为每千瓦时0.467元；安装脱硫设施的机组，上网电价每千瓦时增加0.015元；对于安装脱硝装置的燃煤发电机组，试行脱硝价格，增加上网电价每千瓦时0.8分。

（2）报告期内燃气机组上网电价情况

2010年，浙江省物价局发布《关于调整省统调燃气电厂临时上网电价的通知》（浙价资[2010]210号），决定调整浙江省统调燃气电厂临时上网电价，浙能电力下属镇海气电、东南发电萧山发电厂天然气临时上网电价每千瓦时从0.696元提高到0.744元。

2011年5月27日，国家发展改革委下发《关于适当调整电价有关问题的通知》（发改价格[2011]1011号），为缓解电力企业经营困难，保障正常合理的电力供应，决定适当调整电价水平。对除山西等15个省（市）以外的其余省（区、市）统调火电企业上网电价小幅提高。其中，北京、上海、江苏、浙江4个省（市）燃气发电企业上网电价每千瓦时分别提高1分钱、3.8分钱、3.6分钱和3.6分钱；青海、广东、福建省燃气发电企业上网电价暂不调整。其他省（区、市）燃气发电企业上网电价提价标准与当地燃煤发电企业相同。

（3）报告期内燃油机组上网电价情况

2008年4月29日，浙江省物价局发布《关于省统调联合循环燃油机组上网点等有关事项的通知》（浙价商[2008]121号），决定对省统调联合循环燃油发电机组上网电量实行两部制电价，核定镇海联合、温州燃机、金华燃机电量电价为1.024元/千瓦时（含税），容量电价为48.17元/千瓦月，镇海联合、温州燃机、金华燃机结算容量电费对应的容量分别为30万千瓦、30万千瓦和28.5万千瓦。

2011年5月30日，浙江省物价局发布《关于调整省统调联合燃油机组临时上网结算电价的通知》（浙价商[2011]188号），决定将温州燃机、镇海联合、金华燃机发电上网临时电量电价调整为1.424元/千瓦时（含税），自2011年6月1日起执行。

4.主要客户情况

（1）报告期内，浙能电力向前五名客户的销售情况

表 5-25 浙能电力前五大客户

单位：万元，%

项目	客户名称	营业收入（2012年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	4,098,309.57	87.08
2	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	100,082.05	2.13
3	大同煤矿集团有限责任公司	57,508.98	1.22
4	上海绿地凌港电力燃料有限公司	55,222.20	1.17
5	天津物产进出口贸易有限公司	52,790.37	1.12
	合计	4,363,913.17	92.72
项目	客户名称	营业收入（2011年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	3,927,540.68	89.97
2	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	114,962.21	2.63
3	大同煤矿集团有限责任公司	53,771.59	1.23
4	山西西山煤电贸易有限责任公司	52,224.36	1.20
5	淄博淄矿煤炭运销有限公司	23,872.92	0.55
	合计	4,172,371.76	95.58
项目	客户名称	营业收入（2010年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	3,367,506.79	92.68
2	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	104,726.18	2.88
3	淄博淄矿煤炭运销有限公司	16,014.36	0.44
4	湖州金合能源有限公司	10,971.36	0.30
5	丝绸之路控股集团有限公司	9,744.40	0.27
	合计	3,508,963.09	96.57

从上表可以看出，浙能电力的主要客户为浙江省电力公司。2010年度、2011年度和2012年度，浙能电力向浙江省电力公司的销售占浙能电力营业收入的比例分别为92.68%、89.97%和87.08%，超过浙能电力营业收入的80%。

浙江省电力公司是浙江省电网的唯一运营商，因此浙能电力在浙江地区投资的各发电企业所发电量全部销售给浙江省电力公司。

上述前五大客户中，除浙能电力持有浙江温州特鲁莱发电有限责任公司30%股权外，浙能电力董事、监事、高级管理人员、核心技术人员、主要关联方、持有浙能电力5%以上股份的股东均未在上述客户中占有权益。

（2）报告期内，东南发电向前五名客户的销售情况

表 5-26 东南发电前五大客户

单位：万元，%

项目	客户名称	营业收入（2012年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	732,358.43	89.18
2	嘉华发电	21,180.16	2.58
3	乐清发电	14,539.09	1.77
4	兰溪发电	9,930.13	1.21
5	北仑发电	7,577.07	0.92
	合计	785,584.88	95.66
项目	客户名称	营业收入（2011年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	772,947.97	89.74
2	浙江国华浙能发电有限公司	8,529.03	0.99
3	北仑发电	6,192.71	0.72
4	淮浙煤电	2,615.37	0.30
5	温州燃机发电有限公司	2,342.56	0.27
	合计	792,627.64	92.02
项目	客户名称	营业收入（2010年度）	占公司营业收入的比例
1	浙江省电力公司	733,553.86	94.28
2	嘉华发电	6,599.87	0.85
3	北仑发电	5,954.03	0.77
4	乐清发电	5,147.06	0.66
5	淮浙煤电	2,744.32	0.35
	合计	753,999.15	96.91

从上表可以看出，东南发电主要客户为浙江省电力公司。2010年度、2011年度和2012年度，东南发电向浙江省电力公司的销售占东南发电营业收入的比例分别为94.28%、89.74%和89.18%，超过东南发电营业收入的80%。

浙江省电力公司是浙江省电网的唯一运营商，因此东南发电在浙江地区投资的各发电企业所发电量全部销售给浙江省电力公司。

上述客户中，除浙江省电力公司外，其余客户均为东南发电控股股东浙能电力的控股或联营公司，为东南发电的关联方。

（五）报告期内，产品原材料和能源供应情况

1.主要原材料和能源

浙能电力和东南发电主要对外采购的原材料为燃煤和天然气。

（1）燃煤的供应情况

报告期内，浙能电力和东南发电的燃煤主要由富兴燃料在每年的煤炭订货会上签订重点合同电煤供应合同方式取得，重点合同电煤来源稳定。在上述重点合同煤中，浙能电力和东南发电主要的燃煤来源于中国神华能源股份有限公司、中国中煤能源股份有限公司、大同煤矿股份有限公司、内蒙古伊泰煤炭股份有限公司和淮南矿业（集团）有限责任公司等大型煤炭生产集团。

富兴燃料除通过重点合同煤方式采购燃煤机组所需燃煤外，还通过市场化方式向全国主要煤炭生产企业采购燃煤，如上述重点合同煤提供商

在此基础上，由富兴燃料与浙能电力和东南发电下属各电厂签署煤炭买卖合同，进行电煤销售。

同时，浙能集团参股同煤浙能麻家梁煤业有限责任公司和内蒙古同煤鄂尔多斯色连矿业投资有限公司等，上述公司煤矿年产量约为2,000万吨，能在同等情况下优先保证浙能电力煤炭供应。

除上述外购煤炭外，浙能电力也积极探索新的煤炭采购方式，如在煤炭生产基地附近建设电厂，实现煤电一体化。浙能电力合营公司浙浙煤电项目即采用上述方式。

2）天然气的供应情况

浙能电力和东南发电发电业务所需天然气均向浙江省天然气开发有限公司采购。浙江省天然气开发有限公司是浙江省政府授权特许从事浙江省天然气建设和经营的企业，负责采购天然气资源，并向浙江省城市用户、电厂用户和工业用户统一供应天然气。该公司与浙能电力的控股股东同为浙能集团。

每年初，浙能电力、东南发电与浙江省天然气开发有限公司签署《天然气销售协议》，约定天然气供气期、质量、数量和价格等核心条款。相关采购价格按照浙江省物价局浙价电[2010]20号《关于调整天然气价格有关问题的通知》的规定执行。

截至目前，浙江省天然气主要来源于西气东输天然气、东海天然气和川气东送天然气。同时，根据浙江省天然气资源发展预测，除现有三种气源外，浙江省将新补充西气东输二线天然气、宁波液化天然气等气源，形成多气源供气的格局。

目前，西气东输天然气向浙江省年输气量大约18—20亿立方米左右；川气东送天然气向浙江省年输气量大约在2亿立方米左右，随着四川3.8万亿方特大规模气田的发现，未来川气东送天然气的供应量有望大大增加；东海天然气向浙江省年输气量约1.5亿立方米左右。未来随着西气东输二线天然气和宁波液化天然气（LNG）的投产供气，浙江省天然气供应将有望得到进一步保证。

2.主要原材料和能源的采购情况

表 5-27 浙能电力及东南发电主要原材料和能源采购情况

项目	2012年度		2011年度		2010年度	
	采购量	平均采购价（元）	采购量	平均采购价（元）	采购量	平均采购价（元）
燃煤（万吨）	3,999	650.16	4,088	666.49	3,629	612.09
其中：东南发电	640	648.94	785	670.61	758	617.77
天然气（万立方）	104,366	2.13	92,927	2.11	51,895	2.05
其中：东南发电	50,761	2.13	47,037	2.10	25,875	2.05
燃油（吨）	25,481	7,654.72	87,243	6,749.77	85,300	5,618.52
其中：东南发电	2,185	7,076.03	820	6,912.30	1,680	5,848.44

3.主要原材料和能源占成本的比重

（1）浙能电力主要原材料和能源占营业成本的比重

表 5-28 浙能电力主要原材料和能源采购占营业成本比重

单位：万元，%

项目	2012年度		2011年度		2010年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
燃煤	2,599,989.84	65.04	2,724,611.12	70.12	2,221,274.61	72.48
天然气	222,425.35	5.56	196,076.14	5.05	106,385.52	3.47
燃油	19,504.99	0.49	58,887.02	1.52	47,925.98	1.56
合计	2,841,920.18	71.09	2,979,574.28	76.69	2,375,586.11	77.51

（2）东南发电主要原材料和能源占营业成本的比重

表 5-29 东南发电主要原材料和能源采购占营业成本比重

单位：万元，%

项目	2012年度		2011年度		2010年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
燃煤	415,243.73	59.09	526,133.78	67.11	468,467.35	68.16
天然气	108,120.93	15.38	98,777.70	12.60	53,043.75	7.72
燃油	1,546.35	0.22	566.81	0.07	982.54	0.14
合计	524,911.01	74.69	625,478.29	79.78	522,493.63	76.02

4.报告期内前五大供应商情况

（1）浙能电力前五大供应商情况

表 5-30 浙能电力前五大供应商

单位：万元，%

项目	供应商名称	采购金额（2012年度）	占公司营业成本的比例
1	中国神华能源股份有限公司	444,193.59	11.11
2	中国中煤能源股份有限公司	417,506.07	10.44
3	大同煤业股份有限公司	340,658.26	8.52
4	浙江省天然气开发有限公司	222,145.12	5.56
5	内蒙古伊泰煤炭股份公司	141,219.32	3.53
	合计	1,565,722.36	39.17
项目	供应商名称	采购金额（2011年度）	占公司营业成本的比例
1	中国中煤能源股份有限公司	387,951.05	9.98
2	中国神华能源股份有限公司	379,152.15	9.76
3	大同煤业股份有限公司	306,591.93	7.89
4	浙江省天然气开发有限公司	196,076.14	5.05
5	浙江物产燃料集团有限公司	126,510.32	3.26
	合计	1,396,281.59	35.93
项目	供应商名称	采购金额（2010年度）	占公司营业成本的比例
1	中国神华能源股份有限公司	323,042.83	10.54
2	中国中煤能源股份有限公司	234,458.32	7.65
3	大同煤业股份有限公司	271,873.63	8.87
4	浙江省天然气有限公司	106,385.52	3.47
5	内蒙古伊泰煤炭股份公司	104,156.81	3.40
	合计	1,039,917.11	33.93

除浙能电力控股股东浙能集团持有浙江省天然气开发有限公司40%股权外，浙能电力董事、监事、高级管理人员和核心技术人员及其关联方或持有浙能电力5%以上股份的股东，在上述供应商中未占有权益。

（2）东南发电前五大供应商情况

表 5-31 东南发电前五大供应商

单位：万元，%

项目	供应商名称	采购金额（2012年度）	占公司营业成本的比例
1	富兴燃料	411,270.78	58.52
2	浙江省天然气开发有限公司	104,540.61	14.88
3	上海电气集团股份有限公司	56,042.80	7.97
4	浙江省火电建设公司	9,264.20	1.32
5	浙江省电力建设有限公司	7,916.99	1.13
	合计	589,035.38	83.82
项目	供应商名称	采购金额（2011年度）	占公司营业成本的比例
1	富兴燃料	517,926.14	66.06
2	浙江省天然气开发有限公司	98,918.49	12.62
3	浙江省电力建设有限公司	7,124.79	0.91
4	浙江省火电建设公司	6,345.89	0.81
5	浙江长兴捷通物流有限公司	3,682.00	0.47
	合计	633,997.31	80.87
项目	供应商名称	采购金额（2010年度）	占公司营业成本的比例
1	富兴燃料	459,755.73	66.89
2	浙江省天然气开发有限公司	53,004.34	7.71
3	浙江长兴捷通物流有限公司	2,432.44	0.35
4	繁昌县荣华石灰石矿有限公司	1,794.83	0.26
5	台州天达环保建材有限公司	1,397.76	0.20
	合计	518,385.10	75.42

上述供应商中，富兴燃料是浙能电力的控股子公司；浙江省天然气开发有限公司、浙江省电力建设有限公司、浙江长兴捷通物流有限公司、繁昌县荣华石灰石矿有限公司和台州天达环保建材有限公司均为浙能电力控股股东浙能集团的控股子公司，为东南发电的关联方。

（六）交易双方安全生产和环保情况

1.安全情况

浙能电力始终坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，不断完善有关安全管理制度，强化安全生产责任制，将安全理念、安全法律法规和日常规范制度融入到整个安全管理和生产过程中。浙能电力定期开展安全性评价，对安全性评价提出的问题定期进行整改，采取了一系列保障措施，包括：（1）安全生产组织机构建设，加强对安全的领导管理，并配备专、兼职的安全管理人员；（2）建立健全安全生产规章制度，制定了《安全生产监督管理办法》、《安全生产工作规定》、《安全生产突发事件应急预案》和《安全生产工作奖惩规定》等数十项安全生产方面的制度；（3）全面落实安全生产责任制，实行以各级行政正职为安全第一责任人的安全生产责任制，建立健全有系统、分层次的安全生产保障体系和安全生产监督体系，并相互配合，充分发挥作用；（4）坚持“全员、全过程、全方位”的安全