

[2009.03.27]

直购电：试点的一小步，行业的一大步

细分行业评级

电力生产业

增持

王威

021-38676694

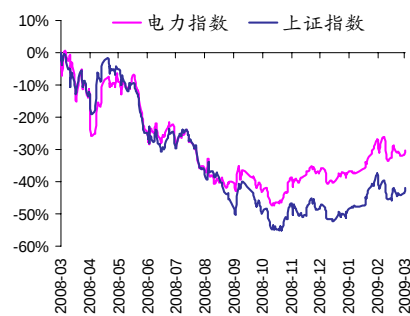
wangw@gtjas.com

➤ 对大用户直购电政策的解读

本报告导读：

投资要点：

- 电力体制改革的推进，在煤电矛盾几近无法调和的情况下显得顺理成章及——既然现有制度不能良性运转下去，那么做出改变就是必要的。可能出台的新政策包括推广大用户直购电范围、新的合同煤价格确定机制、煤电联动政策的完善、输配电价的确定（可视作销售电价与上网电价的联动制度）等；
- 各地方政府出台扶持高耗能行业的电价政策脱离了电价监管的统一框架，在没有发改委等部门统一规划、审批的情况下，大面积的优惠电价措施出台不利于管理层对高耗能行业的调控，容易造成低效率、高能耗高污染的落后产能利用率上升；
- 三部委下发《关于开展电解铝企业直购电试点工作的通知》，遴选了15家符合国家产业政策、具备直购电条件的电解铝企业开展直购电试点工作。直购电推广幕终于拉开，也为输配分开、输配电价格的合理制定乃至整个电价体制改革奏响了序曲；
- 大用户直购电行为的现实意义在于促进合理价格机制的形成、促进合理市场竞争机制的建立、保证下游高耗能行业电力用户中的先进产能从国家政策中受益，并有助于淘汰电力行业落后产能；
- 直购电的推广对于整个发电、输配电、用电产业链的竞争格局、利益分配格局都会产生明显影响。在直购电范围、规模不大时，盈利在发电、用电行业间转移的规模是较小的。如果直购电在所有行业的大用户中推广开去，那么行业的竞争格局将被极大改变，发电、用电行业中的先进产能将充分受益。此外，大用户直购电也并不意味着电网企业的收入、盈利能力受损；
- 综合考虑本次试点电解铝企业区域分布、电力公司装机分布，以及未来试点范围扩大可能涉及的高耗能行业区域分布状况，我们认为国电电力、国投电力、华电国际、建投能源、漳泽电力、内蒙华电等公司最有可能从大用户直购电推广过程中受益。由于近年来广东等省对直购电试点态度较为积极，未来在省内继续推广直购电试点的可能性也很大，深圳能源、粤电力等公司亦有参与试点的可能；
- 对短期内发电企业从电解铝行业直购电试点过程中受益的分析，虽有意义但比较有限。着眼于直购电试点行业的推广趋势、可能出现的政策变化对直购电参与主体（电厂、电网、大用户）之间利益分配结构的影响，更为重要。



相关报告

电力需求方向难明，增持高安全边际公司

(09.03.17)

水电资源中长期价值有望提升

(09.02.23)

短期影响难免，成本控制力愈发重要

(09.02.23)

请务必阅读正文之后的免责条款部分

1. 电力体制改革呼声再起

电力工业是最重要的社会基础产业之一，其发展与运行与国民经济息息相关。多年来，我国电力工业在计划经济体制下形成了对电力产品实行统购统销的商品流通模式。这种垂直一体化垄断的行业体制，在计划经济年代确实发挥了独特作用，但随着我国市场经济体制的建立和发展，电力工业的非市场化坚冰开始逐渐融解。

1949-1978 年我国电力行业处在计划经济体制下的国家集权管理时期；1978-2002 年，伴随着改革开放的推进，政府开始着手解决体制问题对电力产业的影响，市场化管理体制的雏形初步出现。这一时期，虽然电力行业取得了长足、快速的发展，仍然存在很多突出问题，如增量电源结构不合理，电价体系过于复杂、混乱，电网建设滞后，电力工业管理体制政企不分现象仍然存在等等。

2003 年至今，是真正意义上电力体制改革时期。在这一时期，按照《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（5 号文）的精神，国家电力公司被拆分为独立发电集团、电网公司、辅业公司等几大部分，发电侧开始逐步推行市场化竞争，作为改革过渡时期电价形成机制重要组成部分的煤电联动政策亦由主管部门以行业政策的形式确定。03、04 年全国大范围、频繁的“拉闸限电”让人记忆犹新，改革伊始即被一场“电荒”拖住了步伐，电力供需的严重失衡导致改革进程被迫推后。经过发电行业超常规的规模扩张，进入 06、07 年后，电力缺口在大部分地区缩小、消失，继续推进电力改革的呼声日益高涨。

2007 年 4 月，国务院办公厅转发了电力体制改革工作小组《关于“十一五”深化电力体制改革实施意见的通知》，通知中明确提出，“‘十一五’期间深化电力体制改革要针对解决电源结构不合理、电网建设相对滞后、市场在电力资源配置中的基础性作用发挥不够等突出问题，……按照《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》确定的改革方向和总体目标，**巩固厂网分开，逐步推进主辅分离，改进发电调度方式，加快电力市场建设**，……全面推进电价改革，加快政府职能转变，初步形成政府宏观调控和有效监管下的公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。”

但该文下发后至今，电力体制改革并未出现实质性进展。07 年二季度开始的新一轮通胀周期，阻碍了煤电联动政策的适时推出。至 08 年 7 月上调电价之前，发电行业已出现全行业亏损，电网公司经营情况亦不乐观。08 年下半年两次上调上网电价、一次上调销售电价后，发电行业经营状况有所好转，但仍旧处于亏损状态。随着 2009 年市场煤价格的回落及合同煤价格涨势趋缓，发电行业盈利状况有望回归至可维持行业正常发展的水平，而电网企业在目前的销售电价及售电量预期下，09 年经营形势仍旧严峻。

尽管如此，电力体制改革的推进，在煤炭、电力行业之间的矛盾几近无法调和的情况下显得顺理成章及——既然现有制度不能良性运转下去，那么做出改变就是必要的（很重要的一点，目前电力供应宽松，具备体制改革的最重要条件），何况

现有的煤电联动等政策本就不是电力体制改革的终极目标。可能出台的新政策包括推广大用户直购电、新的合同煤价格确定机制、煤电联动政策的完善、输配电价的确定（可视作销售电价与上网电价的联动制度）等。

图 1：电力体制改革以来行业重大政策变化及改革进度

	2002-2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	远景目标
行业运行情况	电力供应偏紧，全国大范围拉闸限电，发电行业盈利情况良好	电力供应偏紧，全国大范围拉闸限电，但煤价的上涨使发电行业盈利能力有所降低	电煤价格出现明显上涨趋势，电力行业盈利能力受损。第一次煤电联动缓解成本压力	电煤价格上涨，机组利用率大幅下滑，第二次煤电联动部分缓解行业经营压力	电煤价格上涨，但发电、电网行业经营尚属正常	电煤价格出现大幅上涨，上网电价虽两次上调仍难阻发电行业巨额亏损；经济波动影响电力需求	电煤价格有望回落，但经济波动对电力需求的影响仍然较大	
电力体制改革纲领性文件	国务院颁布《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号）				国务院办公厅印发《关于“十一五”深化电力体制改革实施意见》			建立竞争性的发、用电市场及高效、透明的输配电市场
厂网分开	根据国务院“5号文”拆分国家电力公司，组建两大电网公司和五大发电集团			解决丹河电厂企业归属、新疆发电资产划转移交、青山热电“一厂三制”等厂网分开遗留问题	“920”及“647”项目处置；《关于“十一五”深化电力体制改革的实施意见》	贵州金元、山东鲁能、宁夏英力特、河北华源等遗留问题解决	各地厂网分开遗留问题继续解决	
发电：优化电源结构					《加快关停小火电机组的若干意见》；推动发电权交易、《全额收购可再生能源电量监管办法》；《节能发电调度办法》	江苏、河南、广东、四川、贵州等5省开展节能调度试点工作；风电建设加速；关停小火电1669万千瓦	继续执行节能调度；大力发展核电；风电建设加速；推进煤电联营项目建设；预计关停小火电1500万千瓦左右	
上网电价		分两次合计提高销售电价0.0284元/千瓦时；印发《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》	第一次煤电联动，销售电价每千瓦时平均提高2.52分钱，提价总额约450亿元	第二次煤电联动	《新建发电机组进入商业运营管理办法》	年内两次上调上网电价，合计幅度约11%		与发电环节竞争相适应的上网电价形成机制，引入竞争，市场定价
大用户直购电		《大用户直接向发电企业购电暂行管理办法》	吉林开展第一家试点	台山开展第二家试点	吉林与台山两个试点累计成交电量15.1亿千瓦时		在电解铝行业推广并有望进一步扩大范围	
电网：主辅分离和主多分离						推进南方电网的股权改革及上市工作		解决输配电主业、辅业和多经混业经营问题，清晰资产和成本，使输配电成本真实可控
输配分开				试点	试点	试点	年内有望明确输配电价核算标准	清晰资产和成本，输配电成本真实可控；确定合理的输配电价，并达到销售电价和上网电价的联动。使电网的运营和发展在机制上得到保障
销售电价		施行差别电价、脱硫电价、可再生能源加价、峰谷及分时电价等政策	对销售电价分类结构进行了调整，简化销售电价按用电用途分类的结构，逐步按负荷特性分档	《关于完善差别电价政策的意见》	《关于进一步贯彻落实差别电价政策有关问题的通知》	年内一次上调销售电价，幅度约4.7%		优化电价结构，减少交叉补贴；市场主导，政府调控；反映资源状况和电力供求关系，并逐步与上网电价实现联动
区域电力市场建设	《关于建立区域电力市场的指导意见》；东北、华东电力市场启动	东北电力市场进入试运行；南方电力市场启动	南方电力市场模拟试运行	继续在东北、华东、南方电力市场进行试点拟试运行	继续在东北、华东、南方电力市场进行试点			

资料来源：相关监管机构网站，国泰君安证券

2. 大用户直购电——产业链利益再分配

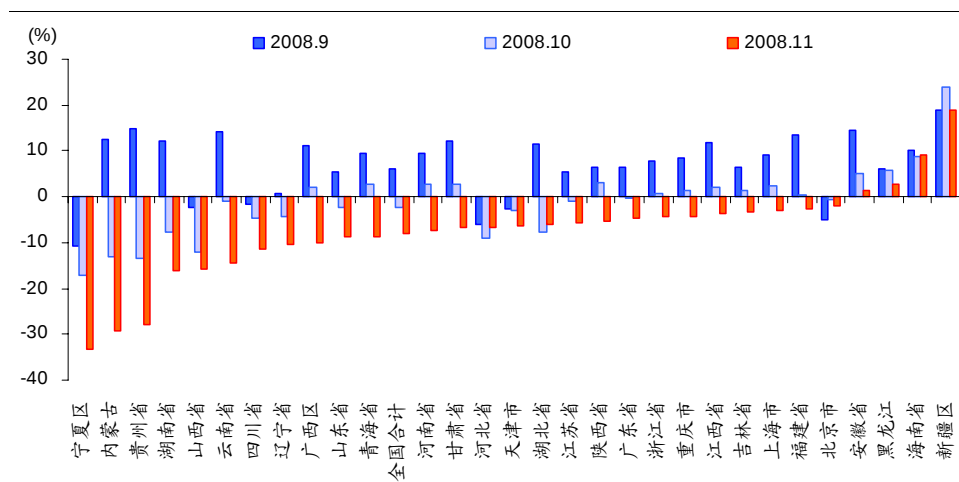
2.1. 政策出台背景

2009 年 2 月 25 日，国家发改委、电监会、能源局联合下发了《关于清理优惠电价有关问题的通知》，通知指出，为维护正常的市场秩序，保证国家宏观调控政策的顺利实施，决定对各地自行出台的优惠电价措施进行清理，同时推进电价改革。主要措施为坚决取消各地自行出台的优惠电价措施、积极稳妥地推进大用户直购电试点工作。

上述政策出台的背景是，我国自 2004 年起对高耗能企业实行差别电价。04 年 4 月《国家发改委关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》中第一次提出对部分高耗能行业按国家产业政策试行差别电价，以利于抑制不符合国家产业政策的高耗能企业盲目发展，缓解当时电力供求紧张的矛盾。04 年 6 月，在有关文件中提出了具体的方案，即对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁等 6 个高耗能行业，划分为淘汰类、限制类、允许和鼓励类企业，试行差别电价政策。06 年发改委再次发文要求坚决取消违规出台的优惠电价等政策措施，随后的《关于完善差别电价政策的意见》进一步扩大实施范围，增加了黄磷、锌冶炼两个行业。

但近几年来，部分地区对当地高耗能行业用电价格在差别电价的基础上给予了程度不等的优惠，以促进当地经济发展，这与国家在缓解经济发展面临的环境、资源压力方面所做的努力背道而驰。进入 08 年下半年，国际经济形势的剧烈波动使我国国内高耗能行业的下游需求大幅萎缩，同时高度依赖高耗能行业拉动增长的省、区面临严峻的经济增长压力。于是包括内蒙、云南、宁夏等地在内的单位 GDP 能耗较高的省份，纷纷于 08 年四季度出台对高耗能行业的阶段性电价优惠措施。

图 2：2008 年 9-11 月高耗能省份用电量增速



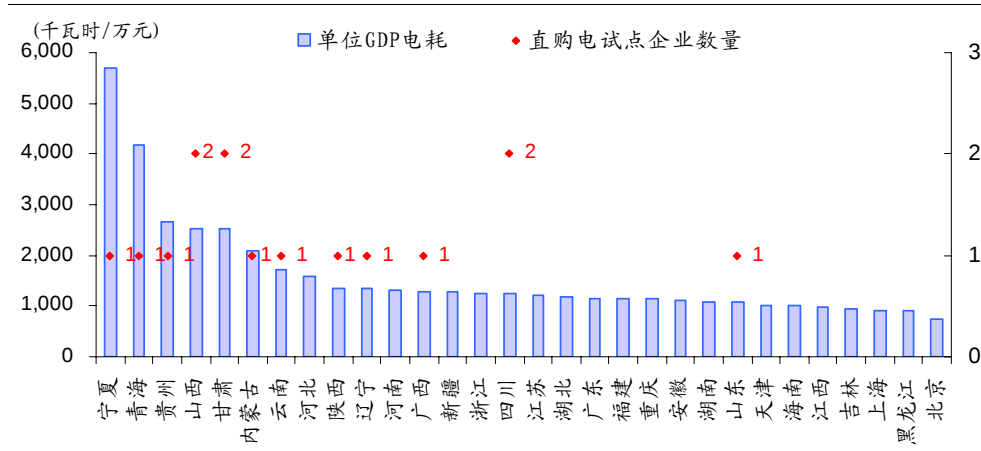
数据来源：中电联，国泰君安证券

地方政府给予高耗能行业优惠电价虽与节能减排、产业结构调整的经济发展方向不符，但现阶段保经济增长、保就业是各级政府的首要任务，暂时的灵活政策本

可以理解。问题在于各地政府出台扶持高耗能行业电价政策脱离了电价监管的统一框架，在没有发改委等部门统一规划、审批的情况下，大面积的优惠电价措施出台不利于管理层对高耗能行业的调控，容易造成低效率、高能耗高污染的落后产能利用率上升。

2009年3月6日，上述三部委下发《关于开展电解铝企业直购电试点工作的通知》，遴选了15家符合国家产业政策、具备直购电条件的电解铝企业开展直购电试点工作。其中，山西、甘肃、四川各2家，辽宁、内蒙、宁夏、青海、山东、陕西、云南、广西、贵州各1家。至此，开始局部试点已有4年，近半年来喧嚣不止的直购电推广大幕终于拉开，也为输配分开、输配电价格的合理制定乃至整个电价体系改革奏响了序曲。

图 3：全国各省区 2007 年单位 GDP 电耗与 09 年电解铝直购电试点企业数量



资料来源：国家统计局，国泰君安证券

2.2. 大用户直购电是什么

大用户与发电企业直接交易，即大用户直购电，是指较高电压等级或较大用电量的电力用户和独立配电企业可以直接向发电企业购电。

事实上，早在我国电力体制改革之前，许多地区已经出现了大用户直购电行为，尤其是在上世纪 90 年代中后期，由于电力需求持续低迷，全国发电设备利用率明显下降，发电行业亏损面增加，一些独立发电企业提出由发电厂向电力大用户直接供电的要求，而一些高耗能行业的电力用户则有建设自备电厂或与发电企业直接供需见面的要求。在此背景下，各地陆续出现了一些直供电试点，如湖北宜昌市直供电以及四川、河南等地的一些个案。这一时期直购电最大的特点是由地方政府主导的点对点交易以及输配电服务费没有具体测算规则。

2002 年国务院 5 号文中正式提出“开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局”。2004 年电监会发布《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》，成为直购电试点时期的主要政策依据。

表 1:《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》主要内容

主题	在具备条件的地区，开展较高电压等级或较大用电量的电力用户向发电企业直接购电的试点
宗旨	保障电网安全稳定运行，以公平开放电网为基础， 以确定合理的输配电价为核心 ，以供需直接见面为主要特征，积极培育市场主体，促进科学合理电价机制的形成，逐步构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系
目的	1、优化电力资源配置，提高资源利用效率，促进电力发展； 2、在发电和售电侧引入竞争机制，促进企业降低成本，提高效率，提高国民经济整体竞争力； 3、探索输配分开、电网公平开放的有效途径和办法，改变电网企业独家购买电力的格局，促进竞价上网，进一步打破垄断，加快建立竞争、开放的电力市场； 4、探索建立合理的输配电价形成机制，促进电价改革，促进电网的可持续发展。
试点门槛	1、原则上应处于电力供需相对宽松的地区； 2、符合国家产业政策、用电负荷相对稳定、单位产值能耗低、污染排放小的大用户； 3、原则上，装机容量 60 万千瓦及以上且单机容量 30 万千瓦及以上的火力发电企业(含核电)，装机容量 20 万千瓦及以上或单机容量 10 万千瓦及以上的水力发电企业。
试点内容	1、电网公平开放。在电网输电能力、运行方式和安全约束允许的情况下，电网经营企业应当提供过网输电服务； 2、自主协商直购电价格。大用户向发电企业直接购电的价格、结算办法，由购售双方协商确定； 3、合理确定输配电价。按照《国务院办公厅关于印发电价改革方案的通知》的要求， 输配电价近期暂按交易所在电网对应电压等级的大工业用电价格扣除平均购电价格的原则测算。

资料来源：电监会，国泰君安证券

2005、2006 年，国家分别在吉林省和广东省开展了大用户直购电试点工作，虽然试点工作中仍然存在一些问题，但总体上说，试点仍然取得了比较好的效果。

表 2: 吉林和广东两处大用户直购电试点基本情况

省份	开始时间	形式	电厂	直购电方	合同电价	输配电价
吉林	2005	点对点	龙华热电	吉林炭素有限公司	0.25 元/kwh	0.139 元/kwh
广东	2006	一点对多点	国华粤电台山电厂	台澳铝业等六家公司	-	0.1613 元/kwh

资料来源：电监会，国泰君安证券

2.3. “大用户直购电”能干什么

20 世纪 90 年代以来世界范围内兴起的电力市场化改革主要包括三方面内容：

- ✓ 建立发电侧竞争市场：发电的最小经济规模逐步下降，规模经济性严重削弱；高压输配技术的进步使电力在更大范围内进行交易成为可能，局部地区具有自然垄断性的发电业务在更大范围内已不再具有自然垄断特性；
- ✓ 放开售电侧竞争市场：构建多个售电主体，放开用户受电选择权，以使市场机制能够在售电环节发挥作用，促进竞争，提升社会生产效率水平；
- ✓ 实行政府监管下的电网公平开放：电网环节具有明显的规模经济性，统一运行可以降低协调运行的交易成本。

从西方各国电力体制改革的经验来看，开放用户选择权尤其是大用户选择权是售电侧市场放开的主要内容，也是国际电力市场化改革的发展方向。

我国现阶段推广大用户直购电无论对于电力体制改革本身还是节能减排的国家政策都具有不可低估的意义。

1、促进合理价格机制的形成

大用户直购电需要以输配电价（也即“电网输电服务费”）的独立为前提，虽然目前监管机构仍规定“输配电价暂按交易所在电网对应电压等级的大工业用电价格扣除平均购电价格的原则测算”，也就是输配电价由现行销售电价水平和上网电价水平之差倒推得出，但随着大用户直购电范围和规模的扩大，将促进按照成本制定的合理输配电价的形成；

2、促进合理市场竞争机制的建立

市场机制的核心是根据供需双方的意愿来决定市场均衡时的产品供应量和成交价格。大用户直购电模式下，终端电力用户直接参与市场竞争，市场可以及时对用户的真实需求做出反应，同时促进交易各方提高效率、降低成本。

3、保证下游高耗能行业电力用户中的先进产能从国家政策中受益

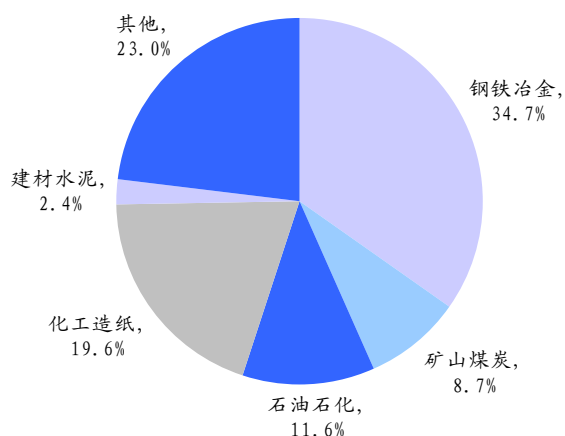
前期各地方政府出台的优惠电价措施，能够达到增加高耗能行业开工率的效果，但没有对行业内的落后产能加以限制，如果类似措施进一步扩大范围，对我国节能降耗政策的实施非常不利。

4、有助于淘汰电力行业落后产能（以自备电厂为代表）

这一点在现阶段非常重要。根据官方统计数据，截至 2006 年底，我国企业自备电厂共 1356 家，机组 2983 台，总装机容量 4611 万千瓦，占当时全国发电装机容量的 7.4%。年发电量 2079.1 亿千瓦时，占全国发电量的 7.4%。其中自发自用电量 1462.3 亿千瓦时，占自备电厂总发电量的 70.3%。经过两年的发展，目前上述自备电厂有多少已经关停尚无法获知，但我们估计全国自备电厂总装机容量仍在 3500 万千瓦以上。

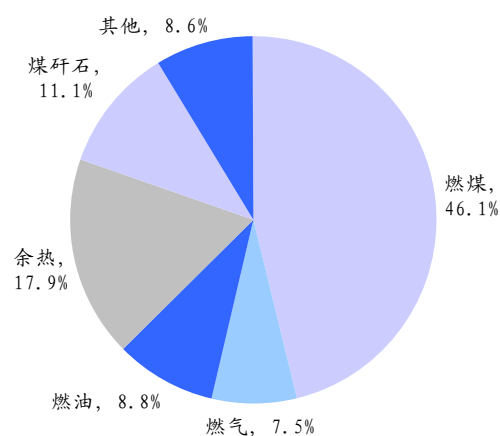
上述自备电厂平均单机容量仅 1.5 万千瓦，供电煤耗 449 克/千瓦时，较当时行业平均水平高出 83 克/千瓦时，按照其中燃煤机组比例折算，每年多消耗标煤约 1000 万吨。污染指标如单位二氧化硫排放量、单位氮氧化物排放量均远远高出行业平均水平。大用户直购电若在高耗能行业中大面积推广，将很大程度上取代自备电厂，成为大用户较为可靠、经济的电力供应形式。

图 4：2006 年底自备电厂装机容量按行业分布



数据来源：电监会，国泰君安证券

图 5：2006 年底自备电厂数量按电源结构分布

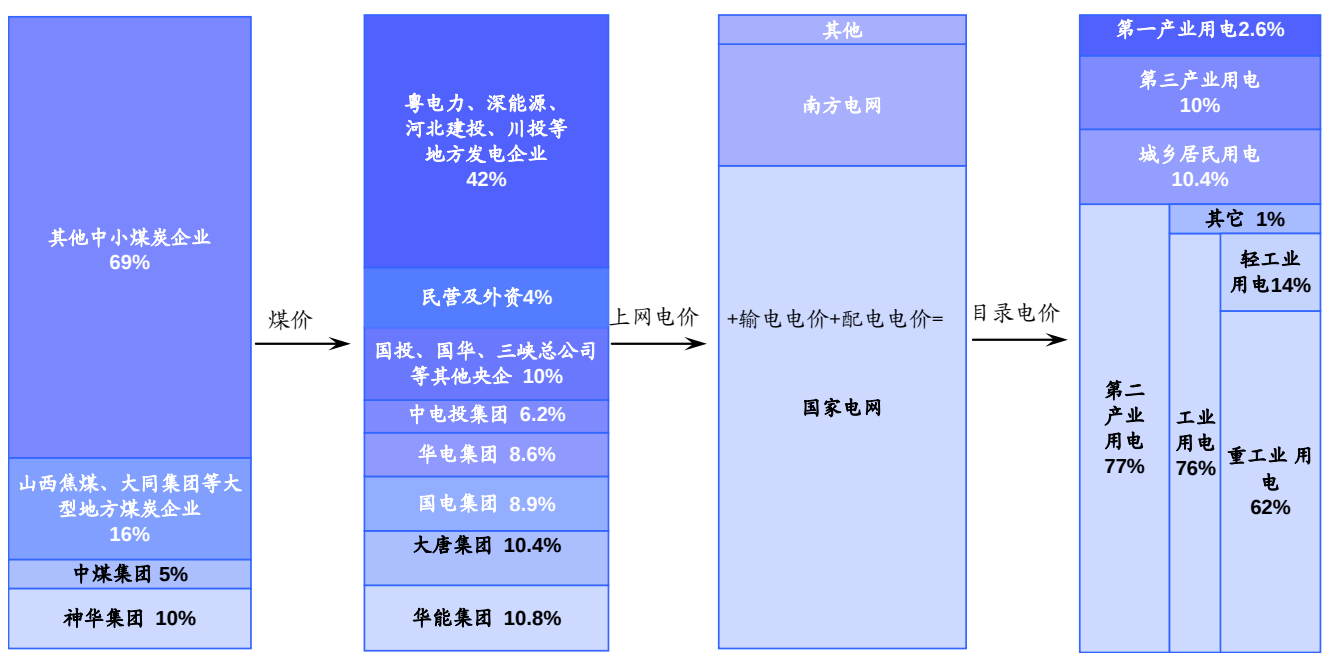


数据来源：电监会，国泰君安证券

2.4. 直购电将带来产业链利润再分配

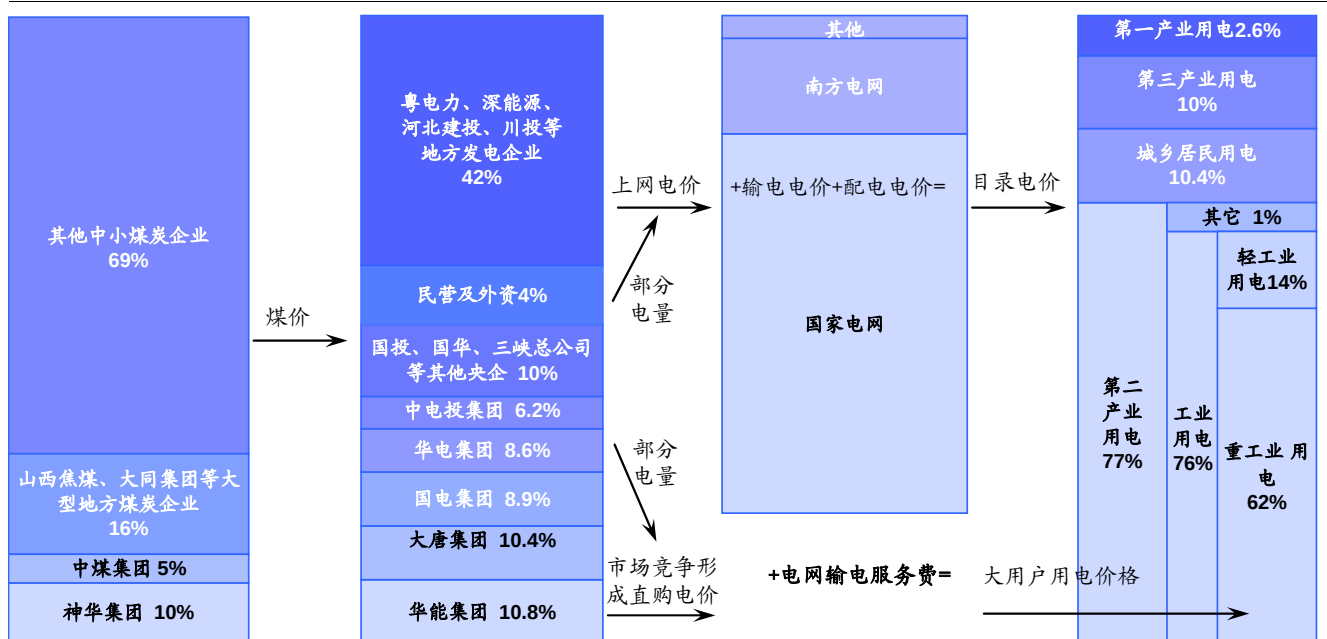
直购电的推广对于整个发电、输配电、用电产业链的竞争格局、利益分配格局都会产生明显影响。

图 6：我国电力产业上下游产业链及其结构



资料来源：国泰君安证券

图 7：推广大用户直购电之后我国电力产业上下游产业链及其结构



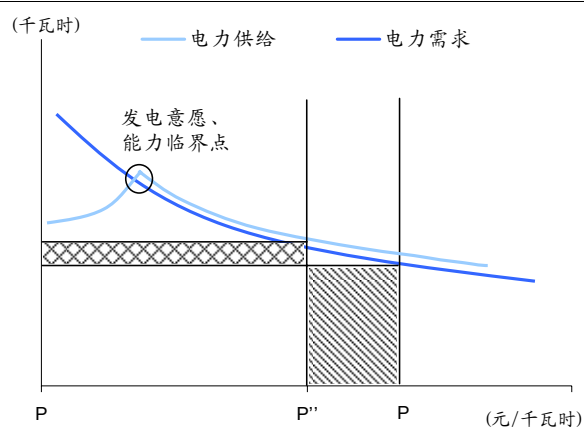
资料来源：国泰君安证券

在现有电力的产、供、销体系之下，发电企业虽然存在竞争，但由于电网企业对电力的统购统销，无法和电力用户直接接触，难以和市场做到紧密衔接，也由于某种程度上电量分配差异化不够明显而缺乏提升经营效率的动力。

由于现行大用户直购电试点暂行办法规定“参加试点发电企业原核定的上网电量、调度、结算等关系保持不变”，符合政策要求、能够参与发电侧竞价的电厂，在获得大用户直购电量后，仍然能够向电网出售原计划部分电量（具体的电量分配方法，可能是电网总售电量在扣除全部直购电量后，按所有发电机组的计划电量比例对剩余电量进行分配），等于获得了额外的发电小时数。这样，只要能够竞得直购电合同，就等同于从未获得直购电合同的机组那里争得一部分电量额度，从而增加自身获利能力（当然，前提是该电厂行为符合经济人假设，没有在直购电价中盲目报出无法盈利的低电价）。

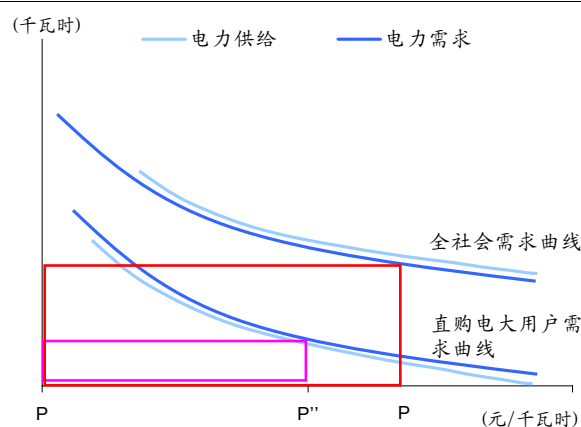
延续以上分析，对于无法参与直购电合同竞争或未能竞得直购电合同的发电机组而言，其盈利能力必然受到一定程度的侵蚀，该部分盈利将被转移到获得直购电合同的机组和大用户那里。在直购电范围、规模不大时，盈利转移的规模将是忽略的。如果直购电在所有行业的大用户中推广开去，那么行业的竞争格局将被极大改变。从另一个角度看，上述趋势对发电行业内的落后产能退出市场起到了助推作用。

图 8：整个行业在大用户直购电情况下的收入变动



资料来源：国泰君安证券

图 9：单个电企在大用户直购电情况下的收入增加



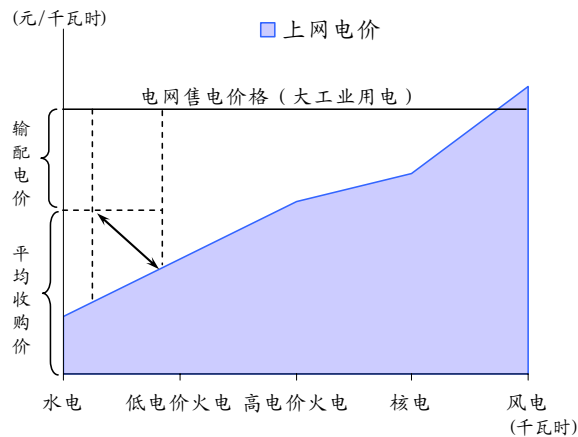
资料来源：国泰君安证券

那么，对于电网企业而言，大用户直购电是否一定意味着电网的收入、盈利能力受损呢？从现行的试点暂行办法来看，答案是否定的。

《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》规定，“合理确定输配电价……近期暂按交易所在电网对应电压等级的大工业用电价格扣除平均购电价格的原则测算，报国务院价格主管部门批准后执行”。也就是说，电网企业在非直购电部分的盈利状况没有发生变化，直购电部分的盈利空间，主要取决于获得直购电合同的发电机组的上网电价与电网此前的平均购电价格的关系。简单的说，如果某发电机组原上网电价高于电网的平均购电价格（也就是平均上网电价），那么如果该机组的部分电量获得了直购电合同，电网企业在接下来的经营期间内的盈利能力并

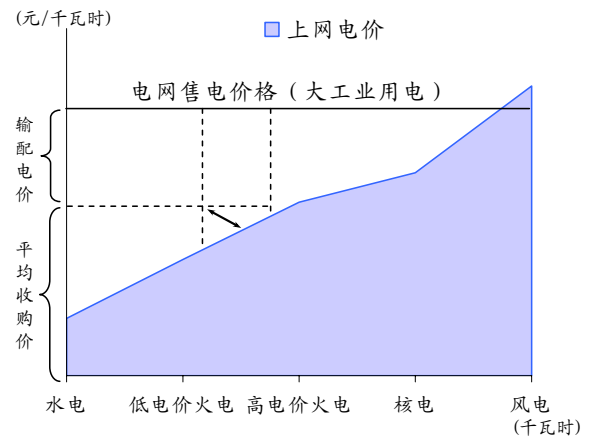
未受损。反之，若低电价机组（比如水电）大量获得直购电合同，对于电网企业来说，意味着盈利能力受到侵蚀。

图 10：低电价机组参与直购对电网盈利的影响



资料来源：国泰君安证券

图 11：高电价机组参与直购对电网盈利的影响



资料来源：国泰君安证券

因此，直购电试点对电网企业的影响应视具体问题具体分析。结合电网企业未来 1-2 年面临的较大经营压力，在直购电范围推广初期，我们认为管理层将会通过规则的设定，对电网企业的盈利能力加以保护。但从长期看，输配电价的合理确定是电力体制改革的必经一步，输、配电价的确定方法面世后应能通过价格杠杆和市场机制给予电网企业合理、必要的盈利能力。

对于下游高耗能行业大用户而言，直购电意味着生产成本较直接向电网购电时有所下降，甚至可能比自备电厂发电更具经济性。获得直购电政策支持的高耗能行业用户将降低生产成本，在同行业市场竞争中取得成本优势。

3. 大用户直购电对电力公司的影响

我国输配电价受电力体制改革滞后、电网企业主辅分离、主多分离改革进度缓慢的影响，输配电成本费用不够清晰，独立、合理的输配电价确立机制和电价水平多年来一直未能确立。

表 3：目前我国各地区上网、输配电价

	火电上网 标杆电价 元/kwh	07 输配电价 (含线损) 元/kwh	09 输配电价 (含线损) 元/kwh	大工业销售电价		基本电价		大工业用电与上 网标杆电价之差 元/kwh
				110 千伏 元/kwh	220 千伏 元/kwh	最大需求 元/千瓦*月	变压器容量 元/千伏安*月	
北京	0.3807	0.1943	0.1978	0.5595	0.5445	32	21	0.1788
天津	0.3820	0.1613	0.1673	0.5523	0.5473	22.5	15	0.1703
河北北部	0.3864		0.0020	0.4612	0.4562	30	20	0.0748
河北南部	0.3868	0.1180	0.1200	0.5271	0.5171	30	20	0.1403
山西	0.3153	0.1210	0.1230	0.3810	0.3760	37.5	25	0.0657
山东	0.3974	0.1308	0.1328	0.5946	0.5946	30	20	0.1972
蒙西	0.2849	0.1194	0.1214	0.4030	0.3960	28	19	0.1181

上海	0.4618	0.2184	0.2210	0.4600	0.4600	39	26	-0.0018
浙江	0.4657	0.1207	0.1257	0.4030	0.4030	40	30	-0.0627
江苏	0.4358	0.1765	0.1785	0.5720	0.5570	38	28	0.1362
安徽	0.3980	0.1276	0.1316	0.5720	0.5620	38	28	0.1740
福建	0.4223	0.1195	0.1235	0.5426	0.5276	39	26	0.1203
辽宁	0.3938	0.1762	0.1802	0.4750	0.4650	33	22	0.0812
吉林	0.3757	0.1602	0.1647	0.5088	0.4938	30	21	0.1331
黑龙江	0.3800	0.1466	0.1506	0.5200	0.5100	32	21	0.1400
陕西	0.3300	0.1320	0.1381	0.4437	0.4387	31	24	0.1137
甘肃	0.2765	0.1264	0.1314	0.4845	0.4732	38	27	0.2080
宁夏	0.2683	0.1366	0.1414	0.3810	0.3600	38	30	0.1127
青海	0.2790	0.1039	0.1084	0.3042	0.3042	28.5	19	0.0252
湖北	0.4250	0.1710	0.1755	0.5170	0.4970	39	26	0.0920
湖南	0.4405	0.1566	0.1621	0.5530	0.5290	30	20	0.1125
河南	0.3942	0.0937	0.0957	0.4780	0.4700	28	20	0.0838
江西	0.4200	0.1491	0.1536	0.5540	0.5440	36	24	0.1340
四川	0.3837	0.1656	0.1677	0.5158	0.5008	27	18	0.1321
重庆	0.3793	0.1669	0.1719	0.4940	0.4840	35	23	0.1147
广东	0.5042	0.2255	0.2269	0.6591	0.6591	27	18	0.1549
广西	0.4357	0.1168	0.1208	0.4455	0.4330	31	24.5	0.0098
云南	0.3153	0.1293	0.1328	0.4220	0.4100	37	27	0.1067
贵州	0.3244	0.0948	0.0998	0.4322	0.4222	45	30	0.1078
蒙东	0.3539			0.4370	0.4370			0.0831

数据来源：国家发改委，国泰君安证券

《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》对发电企业的准入门槛规定是：“原则上，装机容量 60 万千瓦及以上且单机容量 30 万千瓦及以上的火力发电企业(含核电)，装机容量 20 万千瓦及以上或单机容量 10 万千瓦及以上的水力发电企业，可申请参加试点。”虽然前述案例中吉林龙华热电有限公司龙潭热电厂并未达到“单机容量 30 万千瓦及以上”这一标准，但该电厂距离吉碳有限公司较近，且对大用户直购电态度积极，因此成为了第一家试点单位。由于国家推广大用户直购电的目的之一是优化电力资源配置、提高资源利用效率，因此在直购电范围进行推广后（比如近期的电解铝行业试点），理应选择大中型机组参加竞争，限制还贷、折旧年限较久的低成本小机组进入发电侧的电价竞争。

此外，《暂行办法》还规定试点单位“原则上应处于电力供需相对宽松的地区”，这一条件在目前看来，对试点区域的选择已经接近于没有限制。

表 4：重点火电公司符合直购电试点条件电厂统计（利用率为 08 年全年数据）

	总装机	机组构成	持股	省区	利用率		总装	机组构成	持股	省区	利用率
华能国际	万千瓦	万千瓦			小时	国电电力	万千	万千瓦			小时
丹东电厂	70	2*35	全资	辽宁	6,000	宁夏石嘴山	132	4*33	50.0%	宁夏	5,660
大连电厂	140	4*35	全资	辽宁	6,500	宣威	180	6*30	41.0%	云南	3,630
营口电厂	184	2*32+2*60	全资	辽宁	5,850	大同公司	120	2*60	60.0%	山西	4,200
上安电厂	250	2*30+2*35+2*60	全资	河北	4,980	大连庄河	120	2*60	51.0%	辽宁	5,400
德州电厂	252	4*30+2*66	全资	山东	5,600	石嘴山一发	66	2*33	60.0%	宁夏	6,200
辛店电厂	105	2*22.5+2*30	全资	山东	4,050	北仑一发	120	2*60	70.0%	浙江	6,000
南京电厂	64	2*32	全资	江苏	5,450	东胜热电	66	2*33	55.0%	内蒙	4,950
南通电厂	140	4*35	全资	江苏	5,950						

石洞口一厂	120	4*30	全资	上海	5,650
石洞口二厂	120	2*60	全资	上海	6,300
玉环电厂	400	4*100	全资	浙江	4,850
福州电厂	140	4*35	全资	福建	5,800
汕头燃煤	120	2*30+1*60	全资	广东	5,870
井冈山电厂	60	2*30	全资	江西	5,350
威海电厂	85	2*12.5+2*30	60.0%	山东	5,300
榆社电厂	140	2*10+4*30	60.0%	山西	3,550
沁北电厂	240	4*60	60.0%	河南	4,400
淮阴电厂	176	2*22+4*33	90.0%	江苏	4,250
珞璜	264	4*36+2*60	60.0%	重庆	4,380
岳阳电厂	133	2*36.25+2*30	55.0%	湖南	4,550
平凉电厂	120	4*30	65.0%	甘肃	6,000
华电国际					
邹县电厂	454	4*33.5+2*60+2*100	全资	山东	5,755
十里泉电厂	130	2*30+14*5	全资	山东	
莱城电厂	120	4*30	全资	山东	5,850
青岛公司	120	4*30	55.0%	山东	5,180
潍坊电厂	200	2*33+2*67	45.0%	山东	4,430
章丘电厂	89	2*14.5+2*30	87.5%	山东	5,045
滕州电厂			89.3%	山东	
四川广安	240	4*30+2*60	80.0%	四川	2,750
宁夏灵武	120	2*60	65.0%	宁夏	6,300
安徽宿州	120	2*60	97.0%	安徽	4,550
安徽芜湖	132	2*66	65.0%	安徽	
新乡发电	132	2*66	90.0%	河南	4,200

数据来源：公司公告，国泰君安证券

国投电力

甘肃靖远	124	2*32+2*30	51.2%	甘肃	5,520
云南曲靖	120	4*30	55.4%	云南	4,020
厦门华夏	120	4*30	56.0%	福建	6,000
广西北部湾	60	2*30	55.0%	广西	4,130

深圳能源

妈湾电力	60	2*30	92.0%	广东	6,300
西部电力	120	4*30	82.0%	广东	6,500
广深沙角 B	70	2*35	64.8%	广东	6,300

粤电力 A

沙角 A	120	3*20+2*30	全资	广东	6,750
湛江电厂	120	4*30	76.0%	广东	6,100
粤江发电	60	2*30	65.0%	广东	6,100

广州控股

珠江电力	60	2*30	50.0%	广东	6,000
东方电力	60	2*30	75.0%	广东	6,000

建投能源

西柏坡发电	120	4*30	60.0%	河北	4,650
西柏坡二发	120	2*60	51.0%	河北	4,900
邢台国泰	60	2*30	51.0%	河北	5,750

由于我国发电机组利用率已经经历了连续 4 年的下降，因此可以认为绝大多数机组都有多发电的能力和空间，因机组利用率过高而无法增加电量做大用户直购的现象存在的可能性较小。因此，理论上说，上网电价越低的机组，拿出部分电量参与直购电竞争的动力和能力越强，与此相对应的，上网电价较高的机组，即使参与竞价，因电价对大用户吸引力小，难以获得直购电合同。

参照前文分析，低电价机组获得的直购电量越多，对电网公司的盈利侵蚀越大，被转移到电厂和大用户的盈利越多。因此，电网公司作为独立的经营实体，出于对自身利益的考虑，必然想尽量避免这种情况的发生。在直购电试点推广初期，出于对电网企业利益的保护（电网企业 2009-2010 年面临巨额投资压力及购电成本上涨压力），政策方面应当对参与直购电试点的发电企业条件有所限制，以免过多资源流向高耗能行业，既不能起到对高耗能行业的有限扶持作用（扶持过度），又损害了电网企业参与直购电的积极性。在试点稳步推广的基础上，待输配电价的合理确定方式出台，结合对试点中出现的问题的总结、改进，再行制定更加符合市场需求的大用户直购电政策。

表 5：重点火电公司符合试点条件的电厂情况（按高出标杆电价幅度排序）

		省区	08 利用率	09 上网电价	所在地利用率	高出当地	标杆电价	高出当地
			(小时)	(元/千瓦时)	(小时)	利用率	(元/千瓦时)	标杆电价
华能国际	石洞口二	上海	6,300	0.4106	4,858	29.7%	0.4618	-11.1%

华能国际	石洞口一	上海	5,650	0.4206	4,858	16.3%	0.4618	-8.9%
华能国际	大连电厂	辽宁	6,500	0.3617	5,480	18.6%	0.3938	-8.2%
华能国际	丹东电厂	辽宁	6,000	0.3635	5,480	9.5%	0.3938	-7.7%
华能国际	南京电厂	江苏	5,450	0.4095	5,109	6.7%	0.4358	-6.0%
华能国际	平凉电厂	甘肃	6,000	0.2601	5,466	9.8%	0.2765	-5.9%
深圳能源	沙角 B	广东	6,300	0.4750	4,872	29.3%	0.5042	-5.8%
国电电力	石嘴山	宁夏	5,660	0.2536	6,061	-6.6%	0.2683	-5.5%
建投能源	西柏坡	河北	4,650	0.3679	5,219	-10.9%	0.3868	-4.9%
华电国际	安徽芜湖	安徽		0.3800	5,509		0.398	-4.5%
国电电力	北仑一发	浙江	6,000	0.4455	4,992	20.2%	0.4657	-4.3%
华能国际	南通电厂	江苏	5,950	0.4170	5,109	16.5%	0.4358	-4.3%
广州控股	珠江电力	广东	6,000	0.4846	4,872	23.1%	0.5042	-3.9%
国投电力	北部湾	广西	4,130	0.4207	3,211	28.6%	0.4357	-3.4%
国电电力	东胜热电	内蒙	4,950	0.2774	4,771	3.7%	0.2849	-2.6%
华能国际	岳阳电厂	湖南	4,550	0.4323	3,826	18.9%	0.4405	-1.9%
华能国际	珞璜	重庆	4,380	0.3723	4,364	0.4%	0.3793	-1.8%
深圳能源	妈湾电力	广东	6,300	0.4951	4,872	29.3%	0.5042	-1.8%
华能国际	井冈山电厂	江西	5,350	0.4130	4,450	20.2%	0.42	-1.7%
华能国际	营口电厂	辽宁	5,850	0.3877	5,480	6.8%	0.3938	-1.5%
华能国际	淮阴电厂	江苏	4,250	0.4330	5,109	-16.8%	0.4358	-0.6%
建投能源	邢台国泰	河北	5,750	0.3860	5,219	10.2%	0.3868	-0.2%
建投能源	西柏坡二发	河北	4,900	0.3868	5,219	-6.1%	0.3868	0.0%
华能国际	沁北电厂	河南	4,400	0.3942	4,766	-7.7%	0.3942	0.0%
华电国际	新乡发电	河南	4,200	0.3942	4,766	-11.9%	0.3942	0.0%
国电电力	大连庄河	辽宁	5,400	0.3938	5,480	-1.5%	0.3938	0.0%
国电电力	石嘴山一发	宁夏	6,200	0.2683	6,061	2.3%	0.2683	0.0%
华能国际	玉环电厂	浙江	4,850	0.4657	4,992	-2.8%	0.4657	0.0%
粤电力 A	沙角 A	广东	6,750	0.5043	4,872	38.5%	0.5042	0.0%
国投电力	靖远三期	甘肃	5,520	0.2765	5,466	1.0%	0.2765	0.0%
华能国际	上安电厂	河北	4,980	0.3871	5,219	-4.6%	0.3868	0.1%
国投电力	云南曲靖	云南	4,020	0.3165	4,105	-2.1%	0.3153	0.4%
华电国际	宁夏灵武	宁夏	6,300	0.2698	6,061	3.9%	0.2683	0.6%
华电国际	章丘电厂	山东	5,045	0.4026	4,915	2.6%	0.3974	1.3%
华电国际	滕州电厂	山东	5,650	0.4026	4,915	15.0%	0.3974	1.3%
华电国际	四川广安	四川	2,750	0.3891	3,329	-17.4%	0.3837	1.4%
华能国际	辛店电厂	山东	4,050	0.4043	4,915	-17.6%	0.3974	1.7%
华能国际	福州电厂	福建	5,800	0.4298	5,195	11.6%	0.4223	1.8%
华电国际	邹县电厂	山东	5,755	0.4060	4,915	17.1%	0.3974	2.2%
华电国际	莱城电厂	山东	5,850	0.4064	4,915	19.0%	0.3974	2.3%
粤电力 A	湛江电厂	广东	6,100	0.5163	4,872	25.2%	0.5042	2.4%
华电国际	安徽宿州	安徽	4,550	0.4080	5,509	-17.4%	0.398	2.5%
国电电力	宣威	云南	3,630	0.3256	4,105	-11.6%	0.3153	3.3%
华能国际	榆社电厂	山西	3,550	0.3263	5,310	-33.1%	0.3153	3.5%
华电国际	潍坊电厂	山东	4,430	0.4128	4,915	-9.9%	0.3974	3.9%
广州控股	东方电力	广东	6,000	0.5238	4,872	23.1%	0.5042	3.9%
华能国际	汕头燃煤	广东	5,870	0.5265	4,872	20.5%	0.5042	4.4%
华能国际	德州电厂	山东	5,600	0.4168	4,915	13.9%	0.3974	4.9%
国投电力	厦门华夏	福建	6,000	0.4453	5,195	15.5%	0.4223	5.4%
深圳能源	西部电力	广东	6,500	0.5394	4,872	33.4%	0.5042	7.0%
粤电力 A	粤江发电	广东	6,100	0.5406	4,872	25.2%	0.5042	7.2%
国电电力	大同公司	山西	4,200	0.3430	5,310	-20.9%	0.3153	8.8%
华电国际	十里泉电厂	山东	3,920	0.4361	4,915	-20.2%	0.3974	9.7%

华能国际	威海电厂	山东	5,300	0.4485	4,915	7.8%	0.3974	12.9%
华电国际	青岛公司	山东	5,180	0.4502	4,915	5.4%	0.3974	13.3%
国投电力	靖远二电	甘肃	5,520	0.3791	5,466	1.0%	0.2765	37.1%

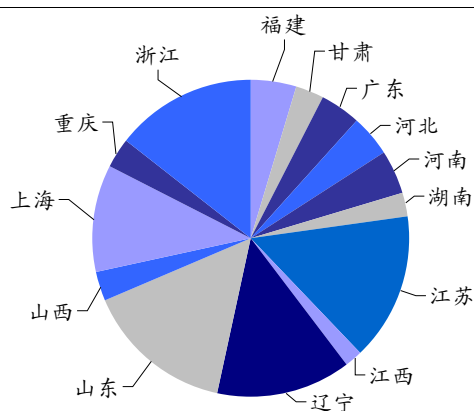
数据来源：公司公告，国泰君安证券

注：灰色背景部分为本次电解铝行业试点企业所在省份；部分机组 08 利用率为估计值

经过统计及简单计算，在不考虑水电参与直购电竞价的情况下，华能国际、国电电力、国投电力三家公司各有 20-30% 的权益装机分布在本次 15 家试点电解铝企业所在省区。华电国际的比例则接近 50%，原因是华电国际在山东省装机占公司总装机比例较高。综合考虑本次试点电解铝企业区域分布及电力公司装机分布，以及未来试点范围扩大可能涉及的高耗能行业区域分布状况，我们认为国电电力、国投电力、华电国际、建投能源、漳泽电力、内蒙华电等公司最有可能从大用户直购电推广过程中受益。类似于国投电力靖远二电这样已经或接近折旧完毕、还贷压力较小的电厂，最有可能在直购电谈判及竞价过程中获得直购电量合同。

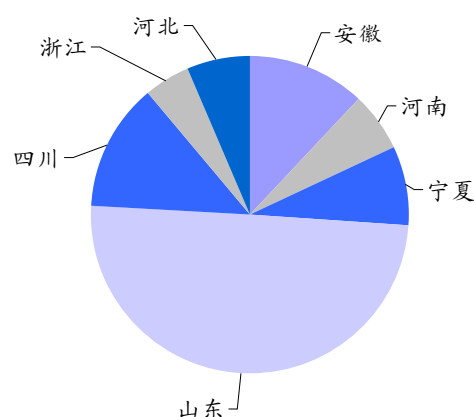
此外，由于近年来广东等省对直购电试点态度较为积极，未来在省内继续推广直购电试点的可能性很大。深圳能源、粤电力等公司亦有参与试点的可能。

图 12：华能国际权益装机分布



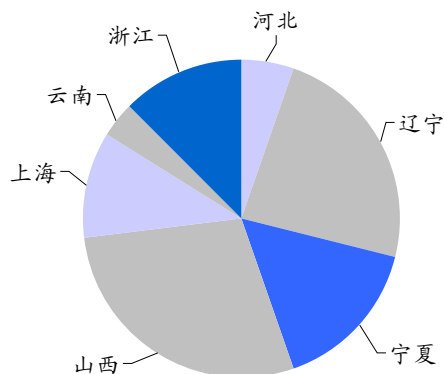
数据来源：公司公告，国泰君安证券

图 13：华电国际权益装机分布



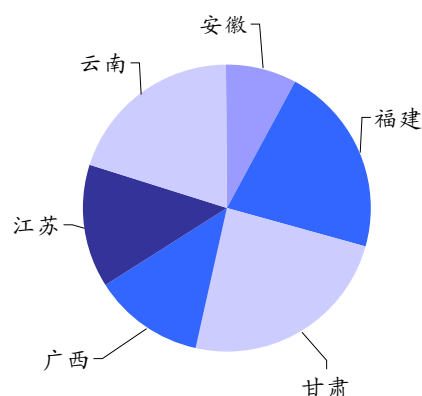
数据来源：公司公告，国泰君安证券

图 14：国电电力权益装机分布



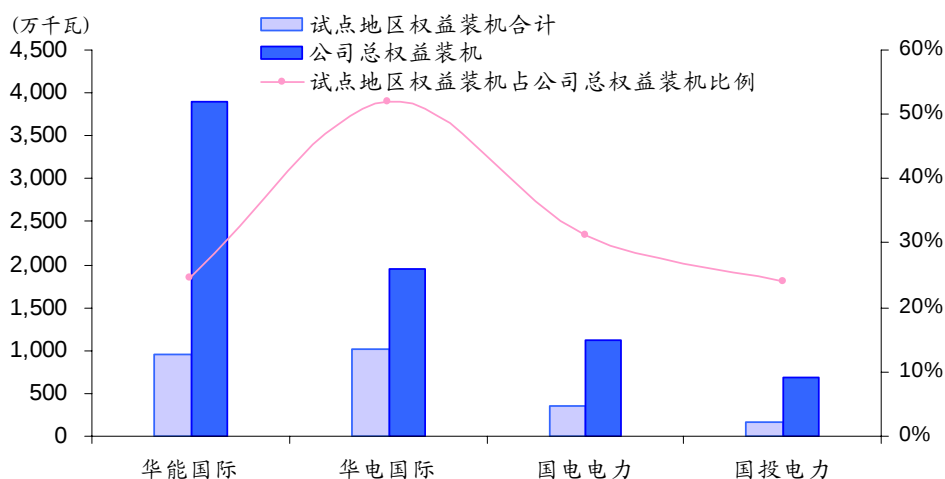
数据来源：公司公告，国泰君安证券

图 15：国投电力权益装机分布



数据来源：公司公告，国泰君安证券

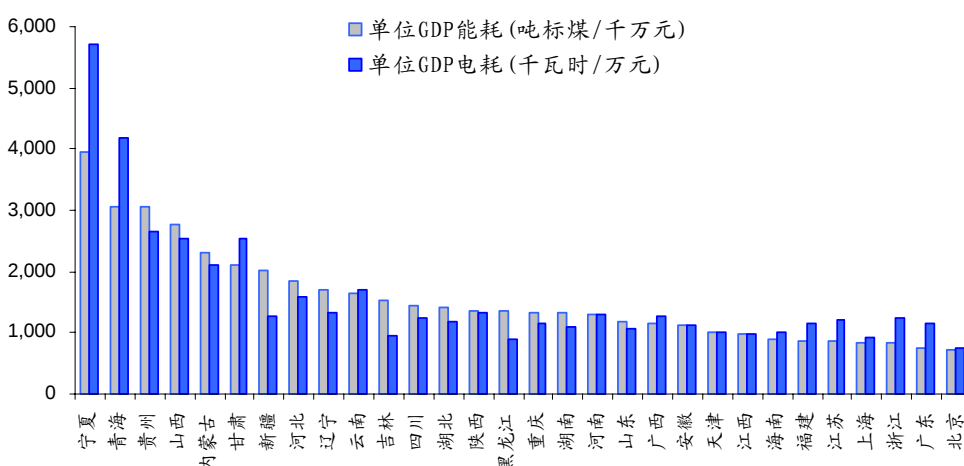
图 16：几家大型火电公司在 15 家试点电解铝企业所在省区有效权益装机统计



数据来源：公司公告，国泰君安证券

注：有效权益装机统计口径为符合试点门槛的电厂或公司

图 17：2007 年全国各省区单位 GDP 能耗及电耗水平



数据来源：国家统计局，国泰君安证券

对于大型火电类上市公司而言，直购电试点在电解铝行业内的推广，带来的双赢或多赢局面可做简单分析如下：

本次试点涉及电解铝产能约 400 万吨/年，按照吨铝耗电 13500 度、每度电价格较直购前降低 0.05 元（税前）、直购电后由于成本降低带来 10% 的铝产品销量增加进行计算，试点大用户每年节约成本约 25 亿元，折合税后利润增加 20 亿元。按照对电网企业盈利暂不受影响的假设，这 20 亿元的“蛋糕”要在 12 个省区的 15 家电解铝企业和对应的直供电电厂之间进行分配，具体到每家电厂可以从直购电中获得的盈利增量将是比较有限的，尤其是对于大型火电公司而言。

因此，对短期内哪些发电企业将从电解铝行业直购电试点过程中受益的分析，虽有意义但比较有限。着眼于直购电试点行业的推广趋势、可能出现的政策变化对直购电参与主体（电厂、电网、大用户）之间利益分配结构的影响，更为重要。

作者简介:**王 威:**

2006年毕业于中央财经大学金融学院，获经济学硕士学位。2006年7月至2007年9月就职于天相投资顾问有限公司。2007年10月进入国泰君安证券研究所，任电力行业研究员。2008年《新财富》电力与其他公用事业“最佳分析师”第二名。

免责声明

本报告的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。

本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为国泰君安证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

国泰君安证券股票投资评级标准:

增持: 股票价格在未来 6~12 个月内超越大盘 15%以上;

谨慎增持: 股票价格在未来 6~12 个月内超越大盘幅度为 5% ~ 15%;

中性: 股票价格在未来 6~12 个月内相对大盘变动幅度为-5% ~ 5%;

减持: 股票价格在未来 6~12 个月内相对大盘下跌 5%以上。

国泰君安证券行业投资评级标准:

增持: 行业股票指数在未来 6~12 个月内超越大盘;

中性: 行业股票指数在未来 6~12 个月内基本与大盘持平;

减持: 行业股票指数在未来 6~12 个月内明显弱于大盘。

国泰君安证券研究所

上海

上海市浦东新区银城中路 168 号上海银行大厦 29 层

邮政编码: 200120

电话: (021) 38676666

深圳

深圳市福田区益田路 6009 号新世界商务中心 34 层

邮政编码: 518026

电话: (0755) 23976888

北京

北京市西城区金融大街 28 号盈泰中心 2 号楼 10 层

邮政编码: 100140

电话: (010) 59312799

国泰君安证券研究所网址: www.askgtja.comE-MAIL: gtjaresearch@ms.gtjas.com