

大用户直购电国内外交易实践及成功经验

张森林, 张 尧, 陈皓勇

(华南理工大学 电力学院, 广州 510640)

摘 要:针对国内部分地区开展大用户直购电试点的情况,分析了其实施效果和存在的问题;同时介绍了国外电力大用户参与电力市场的情况,并且总结了其成功经验,以期为我国大用户直购电交易提供借鉴。

关键词:电力市场;大用户直购电;选择权;输配电价;交叉补贴

基金项目:国家社会科学基金项目资助(04CJL012)

作者简介:张森林(1978-),男,博士,研究方向为电力市场。

中图分类号:TM715 **文献标志码:**B **文章编号:**1001-9529(2009)06-0993-06

Practice and successful experience of large end users' direct purchasing of electricity in Chinese and overseas market

ZHANG Sen-lin, ZHANG Yao, CHEN Hao-yong

(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: This paper discusses the current practice of direct purchase of electricity by some large end users, analysing the effects and related problems. On the other hand, the author introduces the practice in foreign electricity markets and shows their successful experience, which is expected to be of help to our Chinese counterparts.

Key words: electricity market; direct purchase of large end users; right of selection; transmission and distribution electricity price; crossing subsidiary

电力市场化改革主要包括 3 个方面的内容:建立发电侧竞争市场、逐步放开售电侧市场、实行政府监管下的电网公平开放。其中售电侧市场放开的主要内容之一就是放开用户选择权^[1-5]。在我国,“放开用户选择权”的表现形式之一就是大用户向发电企业直购电。

大用户向发电企业直购电,是电力市场中双边交易的一种表现形式,是指较高电压等级或较大用电量的电力用户可以直接向发电企业购电,也可以选择向其他售电商购电。大用户直购电是我国电力市场化改革的一项重要内容,是电力市场化改革的组成部分和必然趋势,是构建多买多卖竞争市场结构、实施售电侧市场放开的重要环节之一。开展大用户直购电,对发展和完善电力市场竞争机制,构建有效竞争的市场格局,丰富电力市场交易模式,促进合理电价机制形成、推进电力法律法规建设和积累政策经验有着重要意义。

1 国内大用户直购电情况

1.1 吉林大用户直购电

吉林大用户直购电始于 2005 年 3 月,是《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》(电监输电[2004]17 号,以下简称 17 号文)发布之后国内首个获电监会批准的直购电试点,参与直购电的购售双方分别是国电吉林龙华热电股份有限公司和吉林炭素集团公司,属于单个发电厂同单个用电企业供需见面、全电量过网的直供模式,即点对点模式。

吉林龙华热电厂直购电量上网电价最初为 0.253 元/(kW·h),2005 年 5 月煤电联动调价后调整为 0.273 元/(kW·h),加上输电价格 0.127 元/(kW·h)和国家征收的基金、附加等 0.026 元/(kW·h),实际结算价格为 0.426 元/(kW·h),比国家批复目录电价低了 0.064 元/(kW·h),其中电厂让利 0.01 元/(kW·h),电网让利 0.054 元/(kW·h)。吉林炭素公司直购电量在龙华热电厂正常上网电量计划之外安排,龙华热电厂通过直购电提高了机组的利用小时数,使其总收益高于原发电计划下的收入水平。

吉林直购电在运作过程中,以维护电网的统

一和完整为前提,保持电力调度关系不变、供电营业区不变、电费结算关系不变,对电网的正常运行没有造成大的影响。其中电费由吉林省电力公司代收,向龙龙华热电厂结算。全年计划用电量分解到月,严格实行月度考核,对于月度超计划电量,按国家规定的目录电价执行,并收取基本电费;未完成计划电量部分由吉林炭素公司按 0.10 元/(kW·h)补偿龙华热电厂。

2008 年 12 月 24 日,吉林省经委、发改委、东北电监局联合印发了《吉林省用电大户直购电市场交易暂行办法》的通知(吉经济电力联[2008]676 号),利用电力市场平台,在发电和售电侧引入竞争机制,建立发、供、用电市场多边交易机制,在政府的指导下通过实行双向报价、集中撮合的方式进行大用户市场竞争购电。这种大用户市场竞争购电有以下特点:

一是部分电量竞争。进入市场交易的电量,原则上不超过吉林电力公司年售电量的 10%。该交易部分电量不再执行目录电价,由市场形成价格。

二是采用在市场交易平台上集中撮合的交易模式。用电企业和发电企业双方自由申报交易的电量、电价,匹配成交。

三是基本解决了交叉补贴问题。交易中的输电服务费以用电对象执行的现行目录电价(分类、入户电压等级对应的电价)与火电机组标杆上网电价的差额为基准。

四是用户仍需交纳农网建设还贷基金、三峡工程建设基金、水库移民后期扶持资金、可再生能源附加、城市公用事业附加费及输配电损失、基本电费等项。这部分费用在输电服务费中体现。

五是水电不参与直购电交易,参与直购电交易的电厂均为火电厂。

1.2 广东台山大用户直购电

1.2.1 基本情况

广东台山大用户直购电于 2006 年 12 月启动,属于单个发电厂同多家用电企业供需见面、全电量过网的直供模式,即点对多模式。

广东省台山市广海湾华侨投资开发试验区,产业定位为大型重化工、重装备制造基地。广东省政府将其列入大用户直购电试点作为引资条件。由于该开发区当时尚在招商阶段,因此,在台山市选择了 6 家企业作为第一批直购电试点企

业,目录电价执行电压等级为 1~10 kV 大工业电价。

参与广东台山大用户直购电试点的台山电厂,3、4 号机组上网电价为 0.439 元/(kW·h)。根据大用户直购电方案,大用户和电厂结算的上网电价为 0.424 元/(kW·h),即台山电厂让利 0.015 元/(kW·h)。

1.2.2 输配电价

广东省物价局以广东 2004 年 1~10 kV 大工业平均售电价扣除广东平均上网电价的方法测算得出的输配电价(含税,不含线损)标准为 0.123 85 元/(kW·h),比《国家发展改革委关于核定各省级电网输配电价的通知》(发改价格[2006]32 号)批复的输配电价低了 0.031 7 元/(kW·h)。

试点启动以后,2007 年 6 月,广东省物价局根据广东电网公司 2005 年数据,重新测算试点涉及的输配电价为 0.147 44 元/(kW·h),后广东省物价局经商广东电网公司,决定在台山大用户直购电试点工作第一阶段的输配电价适当提高,目前执行含线损的输配电价为 0.176 55 元/(kW·h)。

1.2.3 实施结果

根据台山大用户直购电 2006 年 12 月和 2007 年 1~2 月份的执行结果,其平均单价与直购电前 2006 年 9~11 月水平相比,均有不同程度的下降。

其中,电网企业让利占 89%,发电企业让利占 11%,该结果与吉林大用户直购电试点差异较大。

广东台山大用户直购电试点中,大用户电价降低绝大部分来自电网公司的降价,而不是电厂的降价,一方面打破了现有电力交叉补贴机制,另一方面也没有实现国家要求通过竞争提高发电侧效率的目标。电网让利的主要原因是没有考虑大用户应当承担的交叉补贴,另外,在测算输配电价时也没有考虑煤电联动的影响。

1.3 四川大用户直购电

四川大用户直购电属于单个用电企业同多家电厂供需见面、增量电量过网的直供模式,后转变为发供双方联动模式,即多对多模式。

四川电网由于电源结构不合理,丰水期电厂被迫弃水。2000 年,随着二滩、广安大型电站的相继投产,四川的电力供需关系发生了巨大的变化,二滩电站也被迫大量弃水。二滩便出资修建

了川投黄磷厂,并自己建设一座 500 kV 变电站进行直购电。此后,攀枝花一工业园区也向二滩电站直购电,并且直购电量从原来的几亿千瓦时逐步发展到十几亿千瓦时。随之四川省部分高能耗企业也开始逐步直购电,自此,四川省大用户直购电模式开始起步。

四川直购电要早于国家电监会 17 号文,因此其模式大致分为两个阶段:17 号文出台以前,主要是入围用户和发电厂先谈电量和电价,然后加上输电服务费,由三方签订电费结算合同;其中,输配电价由地方政府确定,然后在此基础上随国家政策逐年上调,因此,用户执行的输配电价参差不齐:最低 0.1 元/(kW·h),最高 0.224 5 元/(kW·h),平均 0.129 元/(kW·h)。在 17 号文出台以后,四川省政府要求在原来 11 家试点的基础上新增 10 家用户开展直购电试点,四川省电力公司以 17 号文为依据,认为直购电试点应经国家电监会审批,输配电价也要按国家规定执行。最后经协商,采取新增 10 家直购电试点用户转变成双向联动模式,即四川省电力公司将直购电用户的增量电量进行拆分,分配给多个电厂,以多个电厂对应多个用户;用户同电厂在计划电量之外商定购电价,电网公司将电厂让利部分全额从用户的目录电价中扣除。

四川直购电的实施提高了统调机组的利用小时数,在丰水期消纳了大量的富余电量,尤其是在电力过剩的情况下,合理利用了资源,减少了能源浪费,增加了省内售电量。但直购电同时也使同行业企业之间电价不同,从而造成市场不公平,如川投黄磷厂直购电对其他黄磷用户冲击很大,德阳地区黄磷企业用电量就从 7 亿 kW·h 下降到了 4 亿 kW·h。

2008 年 9 月,四川省经委下发了《关于落实直购电试点工作的通知》,主要精神如下:

一是只提供季节性优惠,直购电只限于 7~12 月份的汛期,总量控制在 90 亿 kW·h。其中,没有调节能力的水电站按全年发电量的 14% 调控,有调节能力的水电站按 7% 调控;火电企业按全年发电量的 8% 调控。原则上,水电企业分月直购电量按总量平均分配在 7~10 月份实施,火电企业分月直购电量按总量平均分配在 11、12 月份实施。

二是直购电价格区间设定在上网电价的

50%~95%。水电厂最高限价为批复上网电价的 85%,火电厂为批复上网电价的 95%;水、火电厂的最低限价均为批复上网电价的 50%。

三是参与直购电的水、火电厂,在安排调度计划时,按规定优先进入发电组合,在水电出现弃水时优先调度发电。四川省电力公司按旬向四川省经委报送发电机组基础组合方案。

四是在调控的直购电量范围内,发电企业可与多家直购电用户签订直购电合同,直购电用户也可与多家发电企业签订直购电合同,但要明确直购电量优先实施的顺序。直购电量的峰、平、谷时段比例,均按 1:1:1 执行,不平衡部分按国家有关电价政策规定执行。而且,大用户直购电量由四川省电力公司进行结算,由当地电网经营企业收取电费。

1.4 湖北大用户直购电

湖北大用户直购电是符合条件的多家用电企业同多家电厂签订集合供需合同、与电网公司协议供电的模式,也是多对多模式。具有以下特征:

一是在发电侧挑选省内 8 家发电厂作为发电集合,在用电侧组织 7 家省内用电企业作为用电集合。以发电和用电两个集合体与省电力公司签订《大用户协议供电购售电合同》,采取“集合”出售和购买的方式进行电能交易。

二是参加协议供电的发电厂均按 0.28 元/(kW·h)的上网电价结算协议电量(平均让利 0.139 元/(kW·h)),用户根据其生产产品类别以不同的价格水平结算电费(平均为 0.348 元/(kW·h),比大工业平均销售电价低于 0.152 元/(kW·h)),省电力公司平均每千瓦时收取 0.08 元/(kW·h)的输配电价(让利 0.013 元/(kW·h))。

三是协议购电量按第一顺序在发电量中结算;对参加协议供电的用户要求严格按月计划执行协议电量,按月结算;每月实际购电量控制在约定电量的 $\pm 5\%$ 范围之内,高于月度约定电量 $\times 105\%$ 的部分按物价部门核定的目录电价结算;低于月度约定电量 $\times 95\%$ 的差额,则按电量差额以 0.02 元/(kW·h)的标准向输电方支付违约金(因电网电力供应紧张造成购电方少用电量除外)。

四是参加协议供电电厂要按要求进行调峰、调压等正常工作,且对 AGC、PSS、安全稳定装置

等需履行辅助服务。

2 对大用户直购电的评价

2.1 实施效果

总体看来,上述各地区直购电试点尽管实施模式不尽相同,但在以下几个方面基本上是符合国家电监会17号文件的有关要求的。

(1) 实施的外部环境大多是电力过剩或相对过剩,发电利用小时数下降,符合17号文件中关于“参加试点的单位原则上应处于电力供需相对宽松的地区”的有关规定。

(2) 在实施过程中基本保持了电力调度关系不变、供电营业区不变、电费结算关系不变,有效地维护了电网的统一和完整。

(3) 电网公司在电网输电能力、运行方式和安全约束允许的情况下,提供过网输电服务,实现在直购电过程中的电网公平开放;增加了输配电价环节,简化了辅助服务等相关问题,明确了输配电服务价格,在一定程度上保障了电网公司及其他用户的权益。特别是吉林直购电试点,其输配电服务价格是以用户的目录电价与电网公司购电价格为计算依据,为其他直购电的实施提供了有益的借鉴。

(4) 基本上是在原计划电量之外安排直购电量,在保证电力供应的基础上,有效地提高了发电利用小时数,特别是在部分地区如四川的丰水期,消纳了大量的富余电量,合理利用了资源,减少了能源浪费。与此同时,参与直购电用户用电成本进一步降低,市场竞争力得以提升,有效拉动了地方经济快速增长。

2.2 存在的问题

从另外一方面来看,国内直购电多属变相电价优惠,其核心是通过执行暂行的输配电价,减免用户本应承担的交叉补贴和其他费用,实现对个别企业或某个招商区域的电价政策优惠,其结果是部分企业享有太多的特权和特殊政策,因此导致直购电在实施过程中还是存在一定问题,主要包括以下几个方面。

(1) 没有考虑用户侧的交叉补贴和电厂侧的搁浅成本等问题,即参与直购电的用户可以免除该部分费用,打破了现有电价平衡机制,严重损害了电网公司和其他用户的基本权益,加大了销售电价上涨压力。

(2) 没有从根本上促进输配电价合理机制的形成。输配电服务价在大用户直购电试点过程都基本予以明确,但是由于各省的执行情况各不相同、还不规范,导致各省在进行大用户直购电试点时各方利益主体之间产生了很多分歧,并且不同程度存在电网公司在输配电价环节让利的情况,因此,从试点结果来看,输配电价基本上是电网对大用户直购电让利的一个“借口”,还没有从根本上解决其合理机制形成问题。

(3) 过多地强调用电规模,造成参与直购电的用户多是一些高能耗企业。虽然部分企业符合国家产业政策、在同行业内单位产值能耗低、污染排放小,但高耗能行业的快速增长势必会造成地区综合能耗呈结构性增长趋势,这与国家近年来在节能减排工作中的有关要求是不相符的。

(4) 加剧了同行业间的不公平竞争。直购电直接使同行业企业之间由于电价不同而引起市场不公平,同时由于部分直购电量不在计划上网电量之外,一定程度上也挤占了其它发电企业的空间。

(5) 直购电试点没有纳入电力市场建设的统一范畴之内。直购电试点,理应是构建完整电力市场体系的先行探索,应与区域电力市场建设协调发展。但从实际操作过程中可以看出,直购电是完全游离于电力市场之外的另一种“游戏”,而这种情况势必会扰乱正常的电力市场秩序。

3 国外电力大用户参与电力市场情况

3.1 基本情况

从国外电力市场建设情况来看,基本没有单独的“大用户直购电”的概念。目前所指的国外“大用户直购电”,本质上是指在基本不存在电价交叉补贴的前提下,在电力市场中开展的一种双边交易,是电力市场中的一种交易模式,收益与市场风险并存,电价有升有降。具体交易方式不同的国家有不同的作法,既有物理交易,也有金融交易。

(1) 美国 总体来说,美国电力市场可分为批发市场和零售市场两类。批发市场中购电方不包括终端用户。终端用户可以自由选择供电零售商或服务商,但并不涉及直接参与批发性电力市场购电。可以认为,“大用户直购电”在美国电力市场体系中没有涉及^[6]。

(2) 北欧 北欧电力市场对市场参与者没有特殊的规定,只要供电区与电网相连,提供公司有关信息并与市场管理机构签订有关协议,便可进场交易。因此,北欧电力市场主体包括发电商、电网拥有者、零售商、交易商和用户。用户包括大用户和普通用户,大用户可以直接到批发市场购电,而一般用户主要从零售商处购电。其中:大工业用户直接到批发市场购电,可以签订中长期双边合同(物理和金融合同),也可以到现货市场购电^[7]。

(3) 英国 在英国之前的 POOL 模式下,电力用户按用电功率由大到小,依次具有自由选择供电商的权利。在英国后来的 NETA 模式下,强调双边合同交易以及平衡和结算机制,双边交易主要是发电商和供应商之间的电量交易,不涉及大用户。

(4) 澳大利亚 澳大利亚国家电力市场分为批发市场和零售市场两类,实行现货交易和金融合约交易。在零售市场上,零售商把批发购买到的电力卖给大小不等的终端用户。终端用户也可以通过合约形式从电力市场的发电商处直接购电,而不通过零售商。此外,用户还可以与发电商签订合同,包括长期和短期合同,以规避市场价格变动带来的风险。

(5) 日本 根据 1999 年修订出台的《电力事业法》,日本在电力零售侧开始逐步放开用户选择权,规定特定的高压用户可以由特定规模的供电商,而不是由原来的 10 家电力公司供电。其中,特定的高压用户指接入电压等级为 20 kV 及以上且容量超过 2 000 kW 的用户,这类用户约占市场份额的 30%。但日本的放开大用户,是指大用户可以自由选择供电商,而不是直接与发电商签订购电合同^[8]。

3.2 国外电力大用户参与电力市场的特点

国外电力市场的模式虽然差别很大,但基本都以“开放电网、增加用户的选择权”为目标,其中以开放终端用户对供电商(零售商)的选择权为主。

国外大用户在用电选择权方面比一般用户具有更大的灵活性。国外大用户除了可以选择供电商外,还可以直接参与电力批发市场购电,形式为签订双边合同或现货市场集中竞价交易。国内推出的“大用户直购电”试点,相当于国外的大用户

与发电商签订中长期双边合同的电力交易方式。国外双边合同大多在供电商(零售商)与发电商之间签订,属于大用户直接与发电商签订双边合同的有北欧和澳大利亚,其中以北欧电力市场最为典型。

3.3 国外电力大用户参与电力市场的主要经验^[9]

(1) 法律法规的准备

“立法先行,依法改革”是国际上大多数国家电力体制改革共同的经验,在推行电力市场化改革时,各国都修改或制订了电力工业的相关法律法规,通过法律规定,明确了改革的总体进程和具体步骤,保证了改革计划的顺利实施^[6]。开放售电侧市场、允许用户自由选择售电商是法律法规的一个重要内容,一般明确规定了用户与售电商的权利与义务,以及开放用户选择权的具体步骤。

(2) 用户选择权放开的进程

从放开用户选择权的进程来看,开展市场化改革的国家绝大多数都按照电压等级和用电容量,分阶段、逐步地放开了用户的选择权。在具体进程上,绝大多数国家都按照从大用户到小用户的次序成功地放开了用户选择权,首先放开大用户选择权是国际售电侧市场开放的共同经验。

(3) 较为完善的电价体系

各国在放开售电侧市场之前,都制定了独立的输配电价体系,或已明确了输配电价的定价机制,为电网向所有第三方公平开放奠定了价格基础,其特点是:1) 输配电价明确,信息公开;2) 不同用户使用同一电网,输配电价一致。

从用户电价来看,各国各类用户价格结构比较合理,基本上不存在交叉补贴问题。

4 结论与建议

(1) 开展大用户直购电试点工作是我国电力体制改革和电力市场建设的重要内容之一。鉴于我国电力市场建设方案总体实施的要求,借鉴国外放开用户选择权的成功经验和普遍做法,结合我国电力市场建设实际,目前我国应采用不同于国内现有的做法,从市场建设方案的长远性和配合区域电力市场建设的整体性看,应将大用户直购电纳入到区域电力市场建设框架内统筹考虑,即在适当的时机引入大用户,开展大用户与发电企业的双边交易。

(2) 大用户直购电对传统供电模式带来的冲击较大,其中还涉及利益的调整,因此,国家对大用户直购电保持慎重稳妥态度。由于目前我国尚未出台独立的输配电价,因此,深入研究大用户直购电交易机制涉及的输配电价、交叉补贴、市场准入、基本交易模式等重要问题,设计符合当前电力市场建设实际和中国国情的直购电交易模式,对推进大用户直购电工作具有重要的现实意义。

(3) 对于在国内开展大用户直接参与电力交易,提出如下建议:

1) 大用户作为电力市场成员之一,应该与其他市场成员一样,在电力交易中承担市场波动的风险。在电力供应紧张时,电价上升,在电力供应富余时,电价才下降。而不是像目前国内大用户直购点试点中那样,只是享受低电价的优惠。

2) 应该首先建立包括价格形成在内的配套制度和机制。建议本着对全社会所有电力用户公平的原则,应首先加紧完善大用户直购电的各项配套条件,出台相关法律法规,明确输配电价和辅助服务收费办法,并解决交叉补贴问题。在相关条件不成熟的情况下,建议本着积极稳妥的原则推进大用户直购电改革。

3) 在当前外部条件不完全成熟的情况下,建议把大用户直购电纳入竞争性电力市场中,参与统一平台下的竞价交易,避免目前大用户直购电变相成为针对特定用户优惠电价的问题。大用户按照原有方式,向电网公司支付基本电费。大用户参与市场时,可以将输配电价和交叉补贴打捆

统一考虑(用户侧交叉补贴、输配电价、发电侧交叉补贴),通过省内输电价格反映,从而解决电价交叉补贴问题。建议抓紧制订大用户进入市场参与竞争的实施细则,确保大用户直购电统一、健康、有序进行。

4) 明确参与交易的大用户准入条件。应该根据 17 号文的要求,选择国家《产业结构调整指导目录》中鼓励类行业、用电容量和年用电量达到一定规模的大型企业,以便为今后的大用户直购电改革树立正确的示范效应。

参考文献:

- [1] 陈伟. 国外电力市场中大用户直接购电问题初探[J]. 湖南大学学报(社会科学版), 2001, 15(4): 27-30.
- [2] 李晓军, 谭忠富, 赵娟. 从国际经验看我国大用户直购电的发展[J]. 国际电力, 2004, 8(4): 10-14.
- [3] 丁乐群, 黄兴, 柳艳青, 等. 大用户直购电中大用户的概念及范围界定[J]. 华中电力, 2007, 20(3): 28-30.
- [4] 陈皓勇, 张森林, 张尧. 电力市场中大用户直购电交易模式及算法研究[J]. 电网技术, 2008, 32(21): 85-90.
- [5] 陈皓勇, 张森林, 张尧. 电力市场中大用户直购电相关问题研究[J]. 华东电力, 2008, 36(10): 13-18.
- [6] 国家电力监管委员会. 美国电力市场[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [7] 国家电力监管委员会. 欧洲、澳洲电力市场[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [8] 国家电力监管委员会. 南美洲, 亚洲, 非洲各国电力市场化改革[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [9] 国家电力监管委员会. 大用户直接交易探索与国外电力交易监管经验[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

收稿日期: 2009-03-25

本文编辑: 王延婷

电力简讯

澳大利亚斥资 1 亿澳元建造智能电网

近日,澳大利亚政府在最新的预算案中已划拨 1 亿澳元(约合 7 600 万美元)用于智能电网建设。据悉,这项针对“国家能源效率提案”的拨款将提供给由联邦政府、各州当地政府、公立或私营的能源公司、以及私人投资团体共同组建的联合机构,旨在将宽带技术与智能电网网络及居民家中的智能电表结合起来,在澳大利亚全国范围内发展创新型的、以智能电网为基础的能源网络。

作为业内领先的智能电网示范项目,其部署规模将足够用来验证实施智能电网的实际效果,并为将来全国范围内的部署和政府政策的制定提供依据。这将在最大限度地改善能源使用效率的基础上,明显降低温室气体的排放并提升诸如太阳能等替代能源的使用率。

澳洲能源公司的执行董事 George Maltabarow 对此项新的预算案表示欢迎,并认为“智能电网对发展低碳经济非常关键,也是在澳大利亚部署绿色(无碳化)电力网络的本质所在。”

在此投资预算中,还有将近 40 亿澳元(折合 30 亿美元)将用于家庭能源效率改善计划。另外有 35 亿澳元(约合 26 亿美元)用于实施“清洁能源提案”,包括创建名为“澳大利亚可再生能源协会(Renewable Australia)”可再生能源技术创新机构,投资兴建具备商业规模的新太阳能精品工程(多达 4 个),并投资大规模的碳收集及封存示范项目。(本刊讯)