

新加坡电力市场的发展历程和对中国电改的启示

作者：张柳潼 (lzhang@waterrockenergy.com), 水石能源 (WaterRock Energy)

1. 引言

2018年5月25号，新加坡本土海水淡化龙头企业凯发集团（Hyflux）¹因资金链出现困难宣布公司重组。凯发集团2013年上马318,500立方米/天（cbm/day）的大型海水淡化厂，于2016年上马配套的411兆瓦(MW)的联合循环燃气轮机(CCGT)电站。虽然整个项目叫做大泉水电联产(Tuaspring Integrated Water and Power Project)，海水淡化厂其实仅仅能消耗40-60 MW的电力，只相当于10-15%的电厂装机，大部分的发电量仍是市场电，需与其它电厂竞争。电厂2016年上马后项目持续大规模地亏损：2016年亏损1亿1千4百万新币（折人民币5亿7千万），2017年亏损8千2百万新币，2018年第一季度持续亏损2千2百万新币。过去两年多每度发电平均亏损0.04-0.06新元（折2-3毛人民币）。

新加坡其它电力公司2014年以来盈利水平也大幅下降，几年来所有电厂都处于低盈利或亏损情况。整个电力市场接下来几年在资金流动方面也将面临极大的挑战。保守估计接下来2-5年每年需各发电商总部在电力市场总注入4-10亿新币的现金才能维持电厂的运营维修和支付基本利息。

与此同时，新加坡95%的发电来自进口天然气，其平均成本在亚洲是最贵的，但因为电力供大于求的买方市场，电力大用户这几年却能享受比周边一些东南亚国家(像马来西亚和菲律宾)都低廉的电价。

但是，这种情况是否能持续？

而且，作为亚洲第一个成功电改，2003年成立全电力库现货竞价市场，2008年政府成功以高价卖出其持有的三大发电公司而发电市场成为全亚洲外资持股最高的国家，新加坡发电市场在过去15年从高盈利到负盈利的大波动的内在原因值得深究。这也能为中国目前正在进行的电改提供一些可鉴之处。

我们在接下来的几个章节会做详细的介绍。

- 第二章讨论新加坡的电改；
- 第三章讨论近几年发电低/负盈利的内在原因；
- 第四章展望未来市场的发展；

¹ 凯发集团(Hyflux)对提高新加坡的水安全功不可没，它利用自己研发的逆渗透技术(Reverse Osmosis)于2005年成功设计，建造和运营了新加坡的第一个海水淡化厂。大泉水电联产是新加坡的第二个大型海水淡化厂。

- 第五章做总结。

2. 新加坡电力市场改革

2.1. 市场改革与现货市场的成立

新加坡的电改起始于 90 年代：

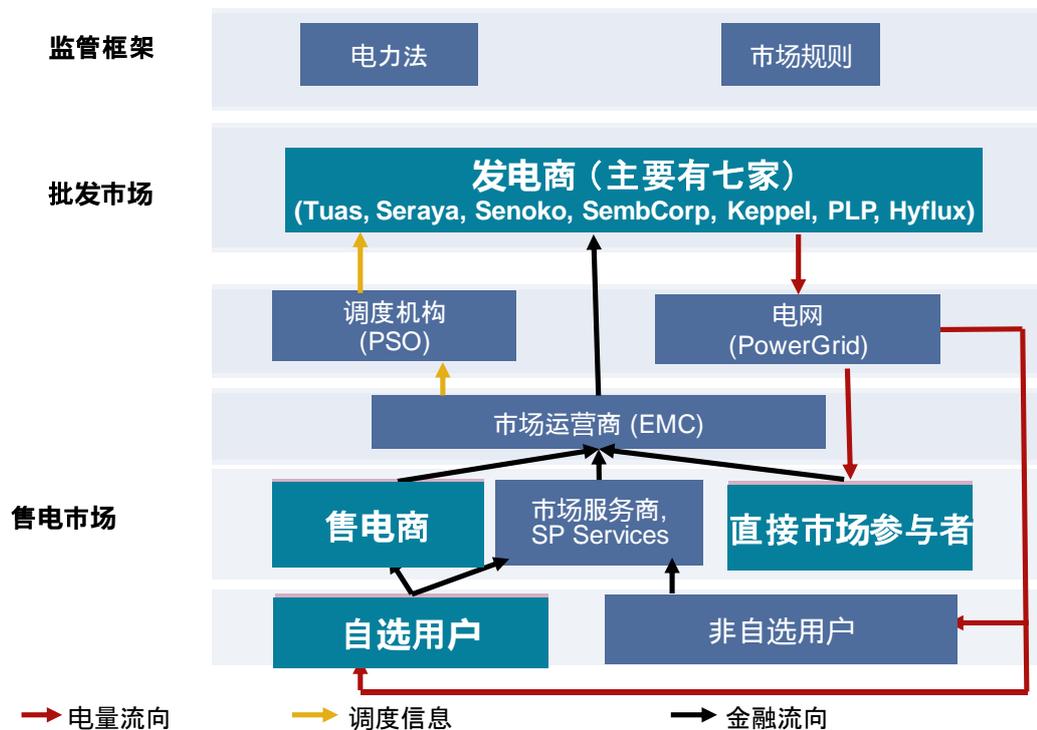
- **政企分家和厂网分开：**1995 年 11 月，政府将公共事业管理局（Public Utilities Board, PUB）的电力和煤气部分剥离出来。政府成立新加坡能源集团 (Singapore Power Group)，由政府主权财富基金淡马锡控股集团(Temasek Holdings)控股。集团下分为几个子公司：包括电网公司(PowerGrid), 售电公司(Power Supply), 和两个发电公司西拉雅电力（PowerSeraya）和圣诺哥电力(Senoko)。同时政府也成立大士电力（Tuas Power）来拥有计划建立的发电厂，其控股也是淡马锡 (Temasek Holdings)。政府 1998 年时想把大士电力私有化，但没成功。2001 年新加坡能源集团把其拥有的发电公司西拉雅电力和圣诺哥电力也剥离开来，由淡马锡直接控股。
- **发电侧竞争：**1998 年 4 月电网公司 PowerGrid 开始运行新加坡电力库 (Singapore Electricity Pool, SEP)，引进发电侧的竞争。2001 年 4 月新加坡能源市场管理局(EMA)成立，主要职责之一是推行电改和对电力行业的监管。2003 年 1 月 1 日国家电力市场全电力库(NEMS) 现货批发市场开始运行。现货市场实行能量市场和辅助市场每半小时联合优化出清; 采用“发电侧单边竞价”模式和“全电量竞价，全额结算，节点边际电价”机制，而且把能量市场最高限价定为每兆瓦时 4500 新币。
- **售电侧竞争：**新加坡也逐步放开售电侧。2001 年 7 月份放开需求大于 2 兆瓦的大用户；2003 年 1 月放开所有高压用户；2003 年 12 月在单个地点每月用电量大于或等于 20 兆瓦时(MWh)的用户可以申请成为可竞争用户；2006 年 12 月把零售竞争的门槛降低到 10 兆瓦时；2014 年 4 月 1 日，零售竞争扩大到每月至少用电 8 兆瓦时的用户；2014 年 10 月 1 日，零售竞争的门槛降低到每月用电 4 兆瓦时；2015 年七月，进一步扩大的每月至少用电 2 兆瓦时的用户。2018 年 4 月 1 日以裕廊区做为尝试完全开放零售电力市场；2018 年 11 月也在全国范围逐步完全开放零售电力市场。

新加坡现货市场采用全电力库模式，实行全电量每半小时实时强制竞价上网。市场的设计参照新西兰和澳洲，主要设计团队成员也是新西兰和澳洲电力库的设计者。市场以单一电能(energy-only)的形式，实行电能和辅助服务的联合优化。

可能是由于能源安全的考虑，竞价电力市场的电力市场出清的核心算法引擎 (Market Clearing Engine, MCE) 百分之百由政府拥有，系统运营商或称调度机构 (system operator, SO) 由能源市场管理局的一个部门 PSO 担任；市场运营商 (market operator, MO) 由新西兰 M-Co (新西兰独立市场运营商，49%) 和新加坡能源局(51%)合资的 EMC 运营，2014 年新加坡交易所买下 M-Co 和 EMA 在 EMC 的所有股权。

整个电力市场到目前发电和售电已经是完全开放，而输配电是自然垄断，其价格收益和投资由能源市场管理局严格监管，输配电公司也被禁止进入发电和售电的可竞争行业。图 1 描述了新加坡电力市场的结构。图 2 简单总结了新加坡发电市场的主要发电商。

图 1: 新加坡 2003 年后的电力市场结构



来源：新加坡能源市场管理局和水石能源(WaterRock Energy) 分析

图 2: 新加坡各大发电商



来源: EMC 和水石能源(WaterRock Energy) 分析

2.2. 固定合约

新加坡 2003 年现货市场开始时, 只有 4 家大型发电商有燃气和燃油机组在运行, 前三家发电量占比接近 85%, 这就让前三大发电商有很大的市场力。为了有效地控制发电商的市场力, 能源市场管理局在现货市场运行一年后的 2004 年推出了固定合约 (vesting contracts)。固定合约跟中国的上网标杆电价类似, 价格以 F 级燃气机组 (新加坡发电商投资时普遍选择的技术) 的长期边际成本 (long-run marginal cost, LPMC) 计算, 并规定每两年对最新建设成本, 借贷率, 资本回报率和利用小时重新计算确定。固定合约份额 (vesting contract level) 在 2004 年定为 65%, 也就是说电力销售的 65% 的价格以固定合约价格定价; 固定合约份额也是每两年重新审视一次。固定合约的电量首先分配给非自选的电力用户 (non-contestable customers, 比如家庭用电), 这主要是为了避免非自选电力用户在电改初期受现货电力价格影响而起伏过大。

在固定合约高份额的情况下, 发电商大部分收入与固定合约直接挂钩, 而现货市场每半小时的现货价格对他们的收益影响并不是很大。这就有效地降低了三大发电商利用他们各自的市场力推高现货市场价格的动机。

随着时间的推移, 较小电商进行产能扩张和新的发电商也进入了市场, 市场竞争性逐步扩大, 同时电力市场也形成了供大于求的局面, 新加坡市场能源管理局于 2013 年开始逐步把固定合约份额从 2013 年的 55% 降低至 2019 年的 20%, 2019 年下半年后不再有传统的固定合约, 只保留了至 2023 年中的液化天然气(LNG)固定合约² (图三)。

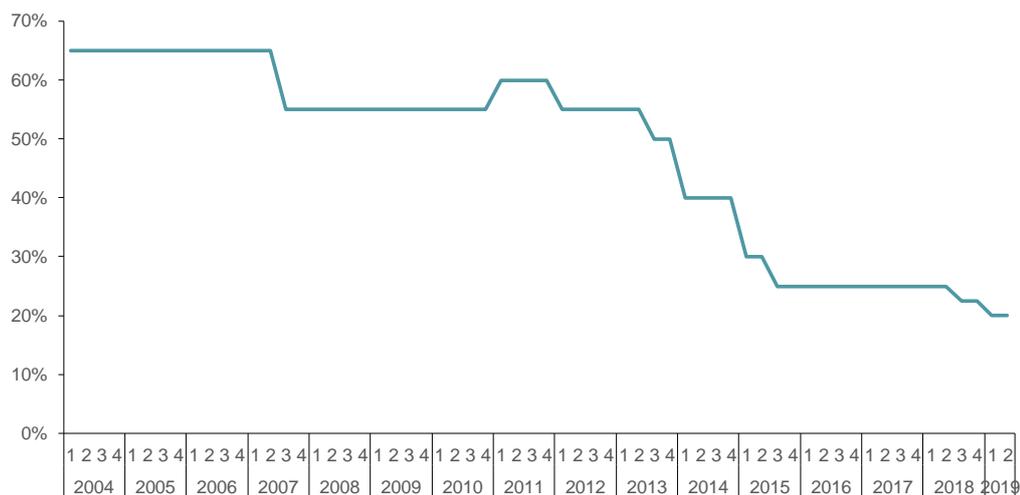
2

LNG 固定合约的背景和份额在下一章节有详细地介绍。

新加坡 2013 年也开始研究引进电力期货市场，在 2015 年开始运行。运行以来期货市场的流动性比较低。随着固定合约份额的下降和售电市场的全面开放，电力期货市场的流动性应该会慢慢增高。

新加坡固定合约的利用，基本是成功的。它成功地抑制了早期电力市场三大电商运用市场力的动机，同时在市场竞争性增强情况下逐步把份额降低，从而在长期达到由市场主导电力批发和销售的目的。

图 3：固定合约份额



来源：新加坡能源市场管理局和水石能源 (WaterRock Energy) 分析

2.3. 电改的目的

新加坡 90 年代进行电改的主要目的是：

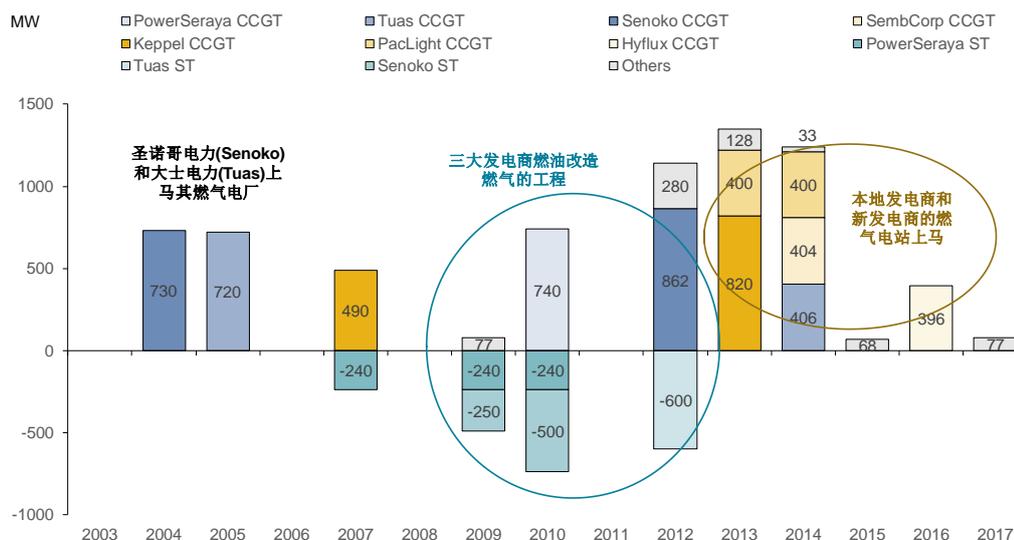
- 逐步引进竞争，利用市场来引导投资；
- 私有化政府持股的电厂。

这两个目的都达到了。

2.3.1. 电力投资

1995 年开始电改和 2003 年成立现货电力市场后，发电商仍积极推进新电厂的投资建设。

图 4: 2003-2017 年电厂的投资上马



来源：各个发电公司新闻，WaterRock Energy (水石能源)整理分析

如图 4 显示，2003 年现货电力市场开始后，圣诺哥电力(Senoko) 和大士电力 (Tuas)继续推进它们燃气电厂的建设，并且分别在 2004 和 2005 年上马两台新机组。之后三大发电商也分别进行燃油改造燃气的工程，并总共建了接近 2000MW 的燃气机组来取代接近 2000MW 的燃油机组。更重要的是，本地的胜科电力在 2002 年上马了 2 个 393 MW 的燃气机组后在 2011 年决定再投资一个 F 级 CCGT 并于 2014 年上马；另一本地公司吉宝电力在 2007 年上马了 2 个 245MW 的燃气机组，又在 2010 年决定投资两个 F 级 CCGTs 并于 2013 年上马；两家新电力公司，太平洋光源 (PacificLight) 和凯发 (Hyflux)，也分别投资和上马了两个和一个 F 级 CCGTs。

所以，2003-2017 年新建了 6400MW 的燃气电厂，燃气机组容量总共翻了 2 倍多。整个市场也更趋竞争性，传统发电商由 2003 年的 4 个增加到 2017 年的 7 个³，三大发电商的发电占比由 2003 年的 84%下降到 2017 年的 57%。

这么多的投资，其驱动因素也不完全是市场引导，政府的政策也起到了关键的作用。例如，2012-2016 年建设热潮的其中一个主要推手是政府为建设液化天然气接收站出台的一系列政策。另外，现货电力市场的价格也只能反映市场短期的电力和燃料供需，单纯用其做长期电力投资的依据也并不可靠，而且可能造成浪费。这些方面我们会在下一章将做详细地介绍。

除了燃气电厂的投资，近几年屋顶光伏装机容量也开始增加。因为新加坡缺乏独立式住宅，发展较为缓慢，至 2017 年底总装机容量达到 145 兆瓦(MWp)，不到负荷的 3%。但在负荷增长相当疲软的情况下，光伏装机的持续增长仍对日间的电力现货市场价格有一定的削弱影响。同时，新加坡也出现了一些独立的太阳能企业，包括 Sunseap 和 SunElectric。这些公司和一些传统的发电商（比如胜科）

3

新加坡一直有另外一家政府全资拥有的发电公司 NEA, 其负责新加坡所有的垃圾发电。

可能会大力吸引更多用户安装太阳能光伏。胜科在 2018 年 9 月 19 号发布了其与脸书(Facebook)的数据中心签署了 20 年的光伏购电合同，将为数据中心供给 50 MW 的光伏太阳能。

零售市场方面，这几年已经吸引了多个独立的零售商进驻新加坡市场，也有一些创业公司建立了区块链来帮忙提供电力用户更多的自由和选择。

2.3.2. 私有化政府持股电厂

在电力现货市场成功运行 5-6 年后，淡马锡控股于 2007 年开始进行私有化其 100% 控股的三大发电商，并于 2008-2009 年成功以高价卖给海外资产。私有化成功的一个重要原因是新加坡电力库运用固定合约过渡，而且 2003-2007 年电力现货市场的价格也相对稳定和接近燃气电厂的长期边际成本。中国的华能国际就以 42.35 亿新币的价格买了大士发电(Tuas)。

表 1: 2008 年电厂资产的出售

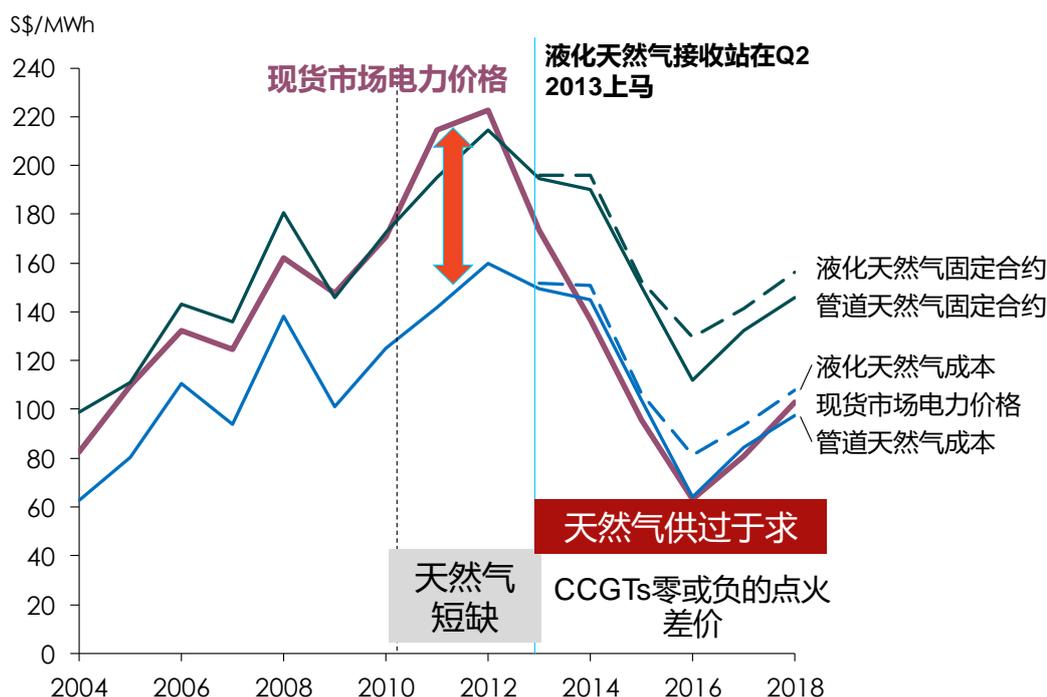
日期	公司	买方	2008 年的装机, MW			价格 (新币, 亿)	收购单价 (\$/kW)
			联合循环燃气轮机 (CCGT)	燃油蒸汽机组 (ST)	开放式燃气 (OCGT)		
2008 年 3 月	大士(Tuas)	华能国际	1,470	1,200	0	42.35	1,586
2008 年 9 月	圣诺哥 (Senoko)	法国的 Engie 和日本财团组成的 Lion Power	1,945	1,250	105	39.73	1,204
2008 年 12 月	西拉雅 (PowerSeraya)	马来西亚的 YTL	728	1,970	210	38.01	1,307

来源：新闻和水石能源 (WaterRock Energy) 研究

3. 低迷的现货市场和液化天然气接收站的建设

海外资产收购电厂后，2009-2012 年效益很好，2013 年下半年盈利开始快速下滑。主要原因是新加坡天然气从短缺到液化天然气接收站 2013 年 4 月上马后而造成天然气供过于求，导致电厂为了消纳照付不议的管道和液化天然气而超低价卖电。

图 5: 现货市场电力价格, 固定合约价格和燃料成本



来源: EMC, MyPower 和水石能源(WaterRock Energy)分析

如图 4 所示, 现货市场分为三个阶段:

- **平稳过渡期:** 2004-2009 年现货市场电力价格跟固定合约价格差不多, 比管道天然气成本高 S\$20-46/MWh(兆瓦时)。
- **天然气短缺期:** 2010-2012 年因为天然气的短缺, 现货市场价格 2011 和 2012 年比燃料成本高了超过 S\$60/MWh。
- **天然气过剩期:** 液化天然气接收站 2013 年的上马, 伴随着新电厂的上马和液化天然气的进入, 现货电力市场价格快速下降, 在 2014 年到现在价格与管道天然气成本差不过, 其点火差价基本是零或负。

后两个时期的发展与建设液化天然气接收站息息相关。

3.1. 液化天然气接收站的建设

新加坡燃气电厂的大规模建设起始于 90 年代, 政府当时决定从马来西亚和印尼进口管道天然气并签署了几个 20 年的长协管道天然气合约。随着天然气进口的增加, 电力发电也越来越依赖天然气。2004 年 6 月运输印尼天然气的一条管道出现问题引起部分天然气供给中断, 这也引起了新加坡 25% 的地区停电。事故后, 新加坡政府立刻组织对如何提高新加坡能源安全的课题进行深度调研, 调研的一个结论是建设液化天然气接收站可提升国家能源安全。

为了提高液化天然气接收站的经济性，能源市场管理局首先出台了限制进口管道天然气的政策。于 2006 年 8 月底规定天然气发电商暂停签署新的进口管道天然气合同（PNG moratorium），这限制只能在液化天然气(LNG)接收站年吞吐量达到 3 百万吨后才能被解除。这就使得发电商满足电力增量需求只能进口液化天然气或继续利用已有的以燃料油为原料的燃油机组。

但液化天然气接收站商业化的过程仍相当艰巨。政府在 2007 年颁发法国公司 GDF Suez (现为 Engie) 和 PowerGas 的合资公司许可证建设接收站，但 GDF Suez 于 2009 年 7 月份宣布不再参与。随后新加坡政府全权接管接收站的建设。

接收站的经济性取决于吞吐量，一开始 LNG 销售公司 BG 营销 LNG 相当困难。可能是因 2008 年下半年油价的急剧下跌削弱了以 LNG 为燃料的 CCGT 相对于以高硫燃料油(HSFO)为原料的蒸汽机组的经济优势。

为了鼓励采用 LNG 新建 CCGTs 以取代燃油蒸汽机组，从而间接推动液化天然气接收站的发展，能源市场管理局于 2009 年出台了 LNG 固定合约的新政策。LNG 固定合约期限为 10 年，总量为每年 120 万吨液化天然气，等同于 BG 每年 3 百万吨目标的 40%。

这些政策提高了 LNG 接收站的经济性，但也带来了其它意想不到的市场发展。新管道天然气进口的限制推高了 2010-2012 年的电力现货价格，而长达 10 年的液化天然气固定合约的引进帮助促成了一场投资热潮。

3.2. 新管道天然气进口限制, 液化天然气固定合约和 CCGT 投资热潮

在 2008/2009 年全球金融危机中，新加坡推出基建刺激政策，2010 年电力需求因此快速增长，增幅接近 9%，天然气需求也应跟着快速增长。但因为发电商在 2006 年后不能协商签署新的管道天然气合约而液化天然气接收站仍没建成，新加坡天然气出现了短缺⁴。与此同时，国际油价开始快速上涨。燃气机组对比燃油机组的发电成本优势明显呈现。在天然气短缺下，电厂竞价以燃油机组的边际成本为标准开始推高现货电力市场的价格。这导致了现货电力市场价格快速上升，就连 2010 年西拉雅电力（PowerSeraya）两台新燃气机组的上马也对价格没有产生下降影响。

这种高价格其实也真实反映了电力现货市场天然气短缺该有的影子价格。当发电商知道他的年天然气供应不足时，他们会优化其天然气量的利用并以燃油机组的边际成本为其影子价格做为竞价的参考。

被推高的现货电力价格可能让一些发电商和投资者错判认为高价格仍能继续。2010 年 8 月到 2011 年 2 月短短 6 个月中，一共有四家发电商成功招标 2450 MW CCGT 的工程总承包(EPC)合同。

⁴ 新加坡政府在 2012 – Q1 2013 允许三大发电商紧急引进了一些短期的过渡性管道天然气。但其价格比原本的管道天然气更高，而且也无法解决天然气短缺的情况。

- 2010年8月，太平洋电力公司(PacificLight)决定投资两个 CCGTs, 800 MW;
- 2010年10月，大士电力公司(Tuas)投资一个新 CCGT, 406 MW;
- 2010年10月，吉宝电力公司(Keppel)投资两个 CCGTs, 820 MW;
- 2011年2月，胜科电力公司(SembCorp)投资一个 CCGT, 404 MW;

更加不可思议的是，凯发集团（Hyflux）在2012年5月没有任何液化天然气固定合约的情况下也决定投资1个 CCGT 机组，大约400 MW。

新加坡在短短两年内开工建设了接近3000 MW的装机，接近负荷的一半。新投的 CCGTs 都跟 BG（2016年被壳牌收购）签订了长期的液化天然气购售协议，照付不议高达合约量的95%。

被推高的现货电力价格也同时在售电市场体现出来。电力大用户2010-2012年也因而须付较高的售电价格给售电商。新加坡的工业电力大用户（例如大炼油，石化和制药大工厂）开始积极规划建立自备电厂。自备电厂的装机增长快速，从2011年底的47MW上升到2017年底的接近530MW，相当于差不多8%的最高电荷。

这种投资热潮至今仍是一个谜。一部分原因可能是由于2010-2012年天然气短缺电力现货市场价格高涨而让发电商和融资方错判，也可能是由于2006年政府限制新的管道天然气的签署以至发电商延后其投资计划使其在同一时间段决定利用液化天然气的投资计划；也可能是2009年底推出的LNG固定合约 - 它给予新电厂一部分发电长达10年的根据长期边际成本计算的合约，从而大大降低了投资的风险。

3.3. 囚徒困境

囚徒困境是非零和博弈典型的例子。在新加坡小规模的电力市场环境下，如果所有的发电商都协同不再投资新建机组，电力市场价格将随需求增加而提高，带来最佳团体利益。如果一些发电商选择不投资，而选择投资的发电商将带来自我利益最大化，优于协同不投资选择下的自我利益。但是如果每个发电商都考虑自我利益最大化而全部选择投资，那么无论团体或者自我利益都劣于协同不投资的情况，这就陷入“囚徒困境”。这“囚徒困境”也可能是几乎所有发电商在同一时间段进行投资的一个主要原因。

而且，液化天然气固定合约的设计方式某种程度也加大了囚徒困境的情况。其分配步骤分为两步：

- 第一步：6家发电商各分配每年10万吨（0.1 mtpa）LNG；
- 第二步：按照各发电商的许可发电容量等比例分配LNG固定合约，各发电商可选择性加入。发电商也需同时改造燃油电厂为燃气电厂或新建燃气电厂。如果某一家或几家发电商选择放弃，那么未分配的份额将由其余选择加入的发电商平分。

第二步的分配设计增加了发电商之间商业决定的相关性。如果某一发电商决定不要其 LNG 固定合约的份额，再分配机制意味着被放弃的配额将转移到其竞争对手，增加其竞争优势。这种再分配机制放大了囚徒困境的弊端。与此同时，液化天然气固定合约最后政策文件的出台到发电商决定与 LNG 销售方 BG (现为壳牌) 签约只有 6 个月时间；这短暂的窗口期也可能使得发电商和融资方没有时间来及认真考虑市场风险。

3.4. 电力需求增长的放缓和照付不议天然气过剩

雪上加霜的是，随着新加坡经济逐步侧重服务业与政府积极推出一系列提高各领域能源效率的政策，电力需求增长也逐年放缓。电力年增长 1999-2007 是 4.6%，2008-2014 年是 2.4%，2014-2016 年是 1.8%，2017 年只有 1%。如果剔除自备电厂和光伏的发电，由大电厂供应的电力需求增长在过去 5 年中平均年增长只有 0.8%。这增长率远远不及电力公司做电厂投资和签署照付不议的天然气合约时 3-5% 的电力需求增长预期。

需求增长的放缓也使得天然气的需求增长低于预期。而发电商签署的长期管道和液化天然气合约都有很高的照付不议条款。这使得从 2014 年开始几个发电商照付不议天然气过剩。他们不得以照付不议的天然气量来决定发电量。这也使得现货电力市场竞争激烈，电力价格经常低于天然气的合同燃气成本价。

4. 市场展望

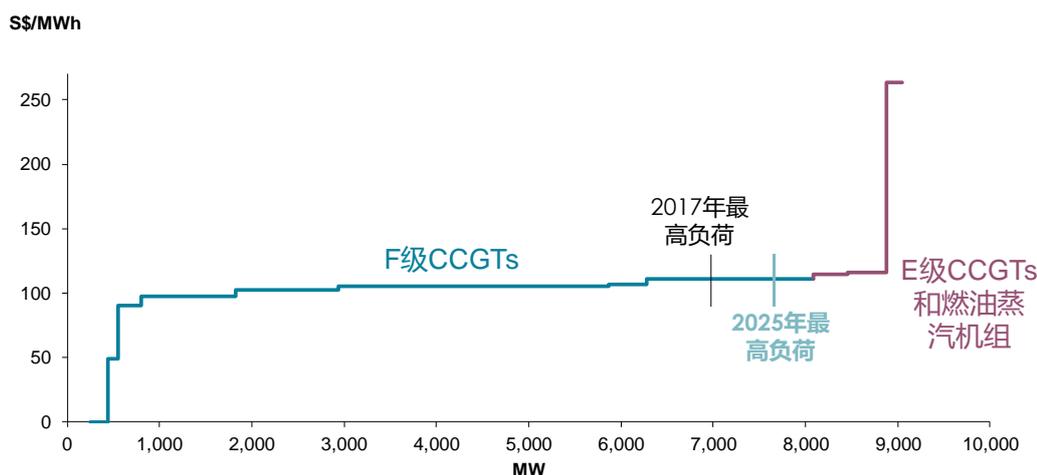
如上一章讨论，2013 年第 2 季度液化天然气 (LNG) 接收站建成以来，大量新增 F 级 CCGT 产能的同时释放，新企业的加入，电力需求增长的放缓，以及照付不议天然气供应的过剩导致了国家电力市场 (NEMS) 现货价格 (USEP) 的急剧下降。

我们预期市场在接下来五年很有可能仍然疲软，主要原因是电力需求增长将持续在 1-2%，而分布式光伏以及小型的电厂仍会继续建设；2018 至 2020 年间，照付不议天然气的总量很大可能也将仍大于需求。虽然发电商会在近期会淘汰剩下的接近 2500MW 的旧的燃油机组，但这将不会影响市场的价格 - 因为燃油机组过去几年本来就几乎没有运行。

电力现货市场价格的低迷，固定合约份额的大幅下降，而且新加坡基本没有中长期合同，这就导致这几年几个电厂（特别是新企业）资金方面一直存在着困难。例如开头提到的凯发集团 (Hyflux) 因资金链出现困难宣布的企业重组。保守估计接下来 2-5 年每年需各电厂总部在电力市场总注入 4-10 亿新币的现金才能维持各电厂的运营维修和支付基本利息。新加坡政府也正在考虑需不需要出台政策救市。能源市场管理局已经开始给发电商更大的空间和自由来积极地处理它们照付不议的天然气的情况。

在大批 F 级 CCGT 上马后，新加坡电力市场还有另外一个特点：电力行业的发电组合非常单一，其运行的机组都是 F 级 CCGT，天然气价格也相当接近。这就构成了相当平缓的发电供给曲线。就算是天然气的供给过剩几年后得到解决，电厂的盈利情况在单一电能(energy-only)市场下有可能仍然处于结构性的低迷。可能是出于这点的考虑，新加坡能源市场管理局也在考虑需不需要设立一个长期的容量市场从而能确保电厂在淘汰旧产能后有新建新产能的动机，从而帮助新加坡能长期保持备用容量在 30%以上。

图 6：2025 年的供给曲线



来源：水石能源(WaterRock Energy)分析

5. 总结和对中国电改的启示

在新加坡，现货市场价格对电厂建设能起到引导作用，但 2011-2016 年的电厂投资热潮跟新加坡政府为提高液化天然气接收站经济性而出台的限制管道天然气和 LNG 固定合约的政策有直接或间接的关联。大部分电厂的投资决定集中在同一短暂的窗口期，而且电厂也随着 LNG 接收站 2013 年 4 月的运行在 1-3 年逐步上马。可是新加坡市场规模小，6 个 F 级电厂在几年的集中释放对市场造成很大的冲击。更糟的是电力需求增长同时期放缓，超大电力用户(像炼油厂)在经过 2010-2012 年的高电价后积极建设自备电厂，这使得由大电厂供给的电力需求更加低迷，在 2011-2017 年的年增长只有差不多 0.8%。其增长率远远不及电力公司做电厂投资和签署照付不议的天然气合约时 3-5%的电力需求增长预期。这也使得新加坡几个发电商有过剩的照付不议的天然气量，而使得他们在现货市场中为了用完所有的照付不议的天然气量而竞标低于合同气价的发电量。电力现货市场的价格接近或低于燃料成本的情况已经持续了几年。而同时过渡性的固定合约份额也已大幅下降，市场的中长期合约又从没形成。这种对发电商非常不利的环境将不能保证电力市场发展的长期可持续性，而且也有可能引发系统性的发电商倒闭潮的风险。

中国市场比新加坡大很多，但是以省为单位的话，一些省份可能也会出现类似的矛盾。中央政府或省政府可能为了推动某一重要的基建项目，而也同一时间规划建设大规模的电力项目。如果电力无法外送的话，就会造成省内很大的电力过剩而

影响所有电厂的利用小时。随着中国在各个省份的电改，电力价格将来也会随着电力市场的过剩而可能出现大幅下降，这可能会影响电力市场发展的可持续性，同时也造成了资产/资本的浪费。

电力现货市场的运行可以提供各种信号。但信号也包含了很多短期的因素，比如新加坡 2010-2012 年的天然气短缺是推高现货电力市场价格走高的一个最重要的短期因素，但一些投资者可能把一段时间的高价错判为市场长期的结构性高价。这就容易造成不必要的投资。新加坡目前也正积极地推进 2015 年起步的电力期货市场，其交易量和流动性也在慢慢提高。期货市场的成立会更好的帮助提供更多的价格信号来引导投资。这从侧面反映电力市场的建设除了现货电力市场，期货市场也很重要。而投资者在投资新电厂前应需花费时间和精力认真调研现货电力市场价格的内在驱动因素和这些因素在未来将如何演变。

从另外一个角度看，新加坡现货市场运行帮助把电力过剩和燃气过剩的情况很好的体现出来，这就帮助终端用户在电力过剩情况下享受低电价，而且也给予正确的市场信号。电力市场并不需要新的投资，而且发电商应积极淘汰老旧机组。在竞争性市场，过度投资的代价会让投资者承担。由于新加坡市场的小规模，所有的投资者都被拉下水，就算是最聪明的投资者也不例外。照付不议天然气量的过剩也让发电商清楚在很多不确定因素下灵活性的重要性，他们在已有天然气合约 2022/2023 年到期后新合同的协商将需花费更多的时间和精力研究如何有效地提高合同地灵活性。