

发电企业的经营模拟分析与市场交易策略

王会祥¹, 王秋明²

(1. 中山嘉明电力有限公司, 广东 中山 528437; 2. 华能国际电力开发公司广东分公司, 广州 510000)

摘要:随着我国新一轮电力体制改革的不断深化, 电力市场竞争模式的不断推陈出新, 发电企业的生产经营面临前所未有的考验和挑战。按照电力体制改革规划, 发电企业计划电量将逐步减少, 市场电量所占比例将越来越大。因此发电企业应该充分利用成本模型, 结合企业的经营数据, 提前进行企业的经营模拟分析和市场电量交易策略研究。在此基础上发电企业可以充分借助外部市场, 控制成本, 争取企业效益的最大化。

关键词:发电企业; 经营模拟分析; 交易策略

中图分类号: F 426

文献标志码: B

文章编号: 1674 - 1951(2018)07 - 0064 - 04

0 引言

在“十三五”期间, 我国新一轮电力体制改革取得了重要突破, 市场化改革方向更加明确。自国务院电改 9 号文《关于进一步深化电力改革的若干意见》发布以来, 新一轮电改自 2015 年推进已届满 3 年。3 年间从政策出台到局部试点, 再到相关配套文件落地, 电力市场化改革大刀阔斧全面推进, 全国各地市场化改革进程远远超出电力行业和资本市场的预期。特别在云南和广东地区, 电力市场引入竞争机制, 市场交易品种、平台以及相应管理规范日益完善, 打破了原有的市场壁垒, 迎来了全面竞争时代。除了一小部分计划电量和电价由政府确定之外, 发电企业大部分的发电量以及电价均来自电力交易市场。各市场主体特别是发电企业和独立售电公司对成本分析和研究也越来越重视。结合发电企业的经营数据, 分析和研判发电企业未来一年的经营情况, 确定市场交易策略, 已经成为纳入电力交易市场的发电企业越来越关注的课题。

1 发电企业成本构成

发电企业属于资金密集型企业, 其一次投资成本较高, 一座装机容量为 2×100 MW 的 6F 级燃气电厂大约需投资 9 ~ 10 亿元人民币。一座装机容量为 2×460 MW 的 9F 级燃气电厂大约需投资 25 ~ 27 亿元人民币。而新建一个装机容量为 $2 \times 1\,000$ MW 的常规燃煤火电厂约需投资 80 ~ 83 亿元人民币。电源建设由于投资额大、风险高, 多为大型投资集团投资兴建。发电企业的成本按其经济用途可分为生产成本和非生产成本。生产成本如何结合企业的发

电量进行调整优化一直是企业降本增效的主要技术路线, 特别是在发电企业纳入电力市场化改革之后, 由于发电量的不确定性, 使得发电企业结合市场电力电量进行盈利分析和交易策略研究变得尤为重要^[1]。

1.1 生产成本

发电企业的生产成本是指电厂在生产过程中由燃料的热能转换为电能而发生的成本。对应火力发电企业来说, 其燃料成本占据较高的比重, 是生产成本中的主要组成部分。一般来说, 其占燃煤机组总成本的 50% ~ 80%, 占燃气机组总成本的 80% ~ 90%。生产成本主要包括: 燃料费、外购电力费、外购水费、生产用的燃料、员工工资和津贴、员工福利费、固定资产折旧费、固定资产的修理费等。除了燃料费之外, 对于一般的发电企业, 固定资产的折旧费和维修费占据较大的比重。发电企业经过一定时间的降本增效和调整优化后, 单位发电量的维修成本基本可以维持一个恒定的水平。

1.2 非生产成本

非生产成本是指发电企业生产成本以外的成本。同样, 经过一定时间的降本增效和调整优化后, 非生产成本基本也可以维持一个恒定的水平。非生产成本包括以下 2 项。

(1) 管理费用。指发电企业生产经营活动涉及的各项费用, 包括办公费、保险费、绿化费、运输费、接待费等。

(2) 财务费用。发电企业为维持生产经营而发生的融资费用, 包括银行利息、汇兑损益等。

2 发电企业成本简化模型

为了便于建模计算, 发电成本主要考虑总投资费用、总投资的折旧成本以及燃料成本 3 个方面, 具

体计算模型如下^[2]。

2.1 总投资费用

发电企业的总投资费用主要包括初期的投资费用、利息支出以及运行与维护。其中静态投资费用由发电企业的单位容量造价和装机容量计算所得。为了考虑货币时间价值,将其发电厂的总投资费用折算为现值,具体公式表示为

$$TCR = (UI \times K + FC + MC) \times (P/A, i, n)$$
,
式中:TCR 为发电企业总投资费用的现值,元;UI 为单位容量造价费用,元/kW;K 为电厂的装机容量,kW;FC 为财务费用,元;MC 为运行与维护费用,元;i 为折现率,% ;n 为电厂投产运行期,年;P/A 为年金现值系数。

2.2 折旧成本

按运行小时数分摊固定成本,发电企业总投资的折旧成本公式如下,

$$COD = \frac{TCR \times (1 - \theta)}{n \times E} = \frac{SUI \times (1 - \theta)}{n \times T \times (1 - \xi)}$$
,
式中:COD 为电厂总投资的折旧费用成本,元/kW·h;SUI 为电厂单位动态投资费用,元/kW;θ 为净残值率,% ;ξ 为厂用电率,% ;T 为机组运行小时数,h;E 为年发电量,kW·h。

2.3 燃料费用

发电企业燃料费用主要考虑了燃料价格、燃料发热量、发电机组供电效率 3 大因素。电厂燃料费用公式为

$$COF = ((1 \times 3600/4.1868)/Q)/\eta \times P$$
,
式中:COF 为发电企业燃料成本,元/kW·h;Q 为燃料发热量,Kcal/m³;η 为机组供电效率,% ;P 为燃料市场价格,元/m³。

除上述几种发电成本因素外,发电成本还包括其他费用,如取水制水费用、环保排污费、零星材料费用等,但是由于所占比例不大,按照固定费用考虑。所以结合上述公式,发电企业成本可表示为

$$COE = COD + COF + K$$
,
式中:COE 为电厂发电成本,元/kW·h;K 为固定费用,根据发电企业具体情况,约为 0.006 ~ 0.008 元/kW·h。

3 发电企业成本主要影响因素

3.1 厂用电率和供电标煤耗率

发电企业的厂用电率和供电标煤耗率的上升会推高发电成本。技术经济指标较好的发电企业,经济效益高。而技术经济指标的控制,须通过发电企业加强生产管理,保证燃料的品质,提高工人的技术操作水平,提高发电设备的完好率,特别是加强资金

与成本管理来实现。发电企业的技术经济指标(包括厂用电和能耗)无疑是发电成本的重要影响因素^[3]。

3.2 发电量

发电企业发电量的增加可以使单位固定成本下降,增加了毛利率,从而为企业创造更大的经济效益。在参与电力体制改革的发电企业中,计划电量是确定的,但市场电量是不确定的,市场电量包括年度长协电量、年度合约交易电量、月度竞价电量、月底合约交易电量以及日前市场电量。在发电企业不同年度的成本控制和经营分析中,发电量是一个重要的变量指标。通过发电量指标的变化,可以在发电企业的经营分析特别是在电力交易生产的盈利分析中发现企业的电量盈亏平衡点,为发电企业开拓市场电量提供交易决策参考和依据。

3.3 燃料价格

燃料价格是影响发电企业赢利能力最重要的因素。对燃煤电厂来说,燃料成本占发电总成本的 70% 左右,占变动成本的比例约 98% 左右。因此降低燃料成本是公司盈利的关键。由于燃料成本总额随上网电量的变化而变化,发电企业的燃料成本总额不能完全衡量不同时期燃料成本效益水平。单位燃料成本是在单位发电量下比较燃料成本高低的最好指标,取决于燃料单价和上网电量燃料消耗率。通过燃料价格指标的变化,可以在发电企业的经营分析中发现企业燃料价格的盈亏平衡点,为发电企业确定中长期燃料交易提供决策依据。

3.4 售电单价

当发电企业的售电单价上涨时,会使单位发电量的边际贡献提高,相应会降低盈亏平衡点,改善企业经营状况。当发电企业的售电单价下降时,情况刚好相反。通过售电单价指标的变化和模拟计算,可以在发电企业的经营分析中发现售电单价的盈亏平衡点,为发电企业参加电力市场合约交易提供决策依据,不管这种交易是长期合约交易还是月度竞价交易。

4 经营模拟分析

4.1 企业发电成本的测算

对于纳入电力市场的发电企业,除了年度基数电量和年度长协电量之外,其他的电量是不确定的。因此对于发电企业,需结合往年的月底竞价电量额度,根据发电企业成本模型,模拟分析企业的不同运行工况(特别是燃料价格波动和发电量波动),测算电厂在不同工况下的发电成本,便于企业拟定当年月底竞价策略。某天然气电厂成本初步模型见表 1,在装

表 1 某发电企业天然气机组的发电成本元/MWh

变化因数	年设备利用小时数/h					
气价(元/m ³)	2 500	3 000	3 500	4 000	4 500	4 500
2	414. 17	396. 61	383. 69	34. 01	366. 48	360. 45
2. 2	427. 48	407. 91	397	387. 32	379. 79	373. 77
2. 5	478. 3	460. 23	447. 31	437. 63	430. 98	424. 07
2. 8	522. 68	504. 6	491. 6	482. 01	474. 48	424. 07

机容量 3 × 390 MW、总投资 42. 2 亿元、电厂营运年限 20 年、单位容量造价 3 603 元/kW、单位动态投资费用 3 809 元/kW、净残值率为 15%、厂用电率 1. 6% 等条件下,电厂发电成本随年度发电利用小时数、气价的变动情况而变化。

4. 2 经营工况的模拟分析

对于纳入电力市场改革的发电企业模拟经营分析至关重要。结合计划电量电价、上一年度的长协电量电价以及月度竞价电量的电价,发电企业可以通过不同工况的模拟计算,发现企业的最佳经营情况。以盈亏平衡点为界限,可以进一步发现企业的盈亏平衡电量以及盈亏平衡电价,在此基础上进一步估算后续月度电量的竞价电量和竞价电价水平。由于当年年底政府和电网公司会及时公布基数电力及长协电量额度,因此对于电厂来说,在签订长协电量后就可对全年生产经营进行模拟经营分析,找出全年的电量缺口和利润缺口。某发电企业根据经营模型见表 2,在全年发电量 55 亿度电、含税气价 2. 8 元/m³、基数电量电价为 0. 715 元/(kW · h)、长协电量 0. 64 元/(kW · h)、全年固定费用约为 7. 4 亿元等条件下所做的全年经营模拟计算情况。从模拟计算可以看出,在只考虑基数电量和长协电量的情况下,企业面临亏损的困境。要提高发电企业的生

产经营状况,主要有两个途径,并将两者相结合。一是在月度竞价中以合适的电价获取商业电量,二是降低燃料成本,同上游燃料供应商协调,根据经营模拟计算情况提前锁定燃料成本。根据上述工况下计算出来的发电企业盈利和含税气价的波动关系如图 1 所示。

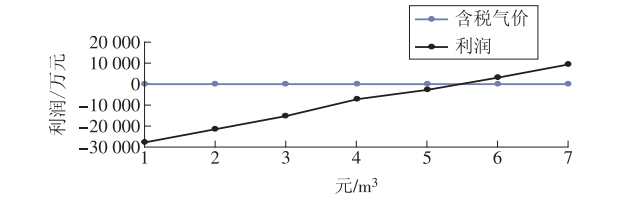


图 1 发电企业盈利和含税气价的波动关系

5 市场交易策略

5. 1 利用市场规则拓展双向交易

在开展电力市场化改革地区,通过经营工况的模拟计算,可以进一步分析市场电量交易对发电企业收益的边际贡献,为发电企业的电量合约交易提供基础的分析数据。发电企业典型年通过经营模拟计算得出的收益随基数电量交易价格的变动情况见表 3。如图 2 可以更直观表示其变动规律,随着交易价格的提高,出售基数电量的收益和企业自身发电的收益趋向临界点,在该临界点售电和发电的收

表 2 某发电企业全年经营模拟计算表

月份	上网电量/ kW · h	基数电量/ kW · h	长协电量/ kW · h	预测收入/ 万元	总成本/ 万元	变动成本/ 万元	预测利润/ 万元
1	51 000	25 300	25 700	28 719	98 744	24 544	- 70 025
2	24 000	9 500	14 500	42 188	110 225	36 025	- 68 037
3	56 100	31 800	24 300	73 886	137 225	63 024	- 63 339
4	48 500	21 600	26 900	101 244	160 540	86 338	- 59 295
5	48 100	17 700	30 400	128 368	183 656	109 453	- 55 288
6	51 200	20 900	30 300	157 233	208 252	134 048	- 51 019
7	47 400	15 200	32 200	183 962	231 028	156 823	- 47 066
8	46 000	14 200	31 800	209 941	253 168	178 962	- 43 227
9	48 400	17 400	31 000	237 269	276 454	202 247	- 39 185
10	44 300	13 800	30 500	262 299	297 782	223 574	- 35 483
11	46 400	17 300	29 100	288 506	320 112	245 903	- 31 606
12	47 500	17 300	30 200	315 329	342 968	268 758	- 27 639

表 3 基数电量交易收益的变动情况 元/(kW·h)

交易价格	0.55	0.555	0.560	0.565	0.570	0.575	0.580	0.580	0.585	0.590
售电收益	0.165	0.160	0.155	0.150	0.145	0.140	0.135	0.135	0.130	0.125
发电收益	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139	0.139

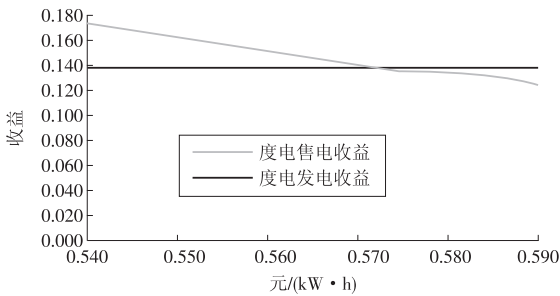


图 2 基数电量交易收益变动情况

益是一致的。

5.2 扩大发电企业市场电量

对于发电企业,在年初的基数电量和市场电量确定后,通过工况模拟计算可以宏观了解企业全年的经营环境。如果收益可以覆盖发电的可变成本,电量的获取一方面能够贡献发电效益,另一方面也可以降低企业发电的边际成本。在基数电量和长协电量签订后,月度竞价电量的获取对降低发电企业的可变成本没有影响,但对发电企业的边际成本却有所贡献。某发电企业在年发电量 75 亿度时,发电边际成本随增量交易电量变化的情况见表 4。每获得 1 亿度的市场电力可以减低发电边际成本约 0.002 元/(kW·h)。如图 3 所示也可以更直观看出这种边际成本的变动情况。

表 4 成本随交易电量

变化情况		元/(kW·h)
增量电量亿度	可变成本	边际成本
1	0.477	0.59
2	0.477	0.589
3	0.477	0.588
4	0.477	0.586
5	0.477	0.585
6	0.477	0.583
7	0.477	0.582
8	0.477	0.58
9	0.477	0.578
10	0.477	0.577

发电企业通过模拟经营分析和计算,制定企业的市场开发策略,结合灵活的市场开发模式如采用竞争性谈判的方式锁定长协电量、以高于企业边际成本的竞价策略获取月度竞争电量等手段,可以谋求企业经营效益的最大化^[4]。

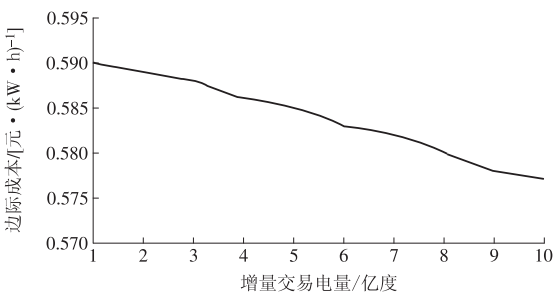


图 3 发电边际成本随增量交易电量变化曲线

6 结束语

随着电力体制改革的深入,电力市场开发已经关系到发电企业的生死存亡。成本管理已经成为发电企业的管理核心,经营模拟分析作为成本管理的重要手段,其重要性已经远远超出经营管理的概念。特别在云南和广东省等电力体制改革先行地区,通过经营工况的模拟计算和电力市场的前瞻性研究,发电企业可以发现企业的边际成本。在此基础上,发电企业可以充分利用电力交易市场和燃料期货市场,提前锁定成本,形成预算控制计划和利润计划,争取企业效益的最大化。

参考文献:

[1]徐发海. 火力发电厂燃料管理与成本控制[J]. 中国电力教育,2012(22): 94-95.
[2]朱乃平,张青. 中国天然气发电成本因素敏感性分析与建议[J]. 中国集体经济,2015(13): 54-56.
[3]蒋明昌. 火电厂能耗指标分析手册[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
[4]宋宏坤,汤玉东. 考虑需求侧竞价的发电公司竞价策略分析[J]. 电力自动化设备. 2007,27(6): 43-46.

(本文责编:齐琳)

作者简介:

王会祥(1969—),男,广东揭阳人,高级工程师,从事电力项目管理及电厂工艺系统分析方面的工作(E-mail: whx300@126.com)。

王秋明(1963—)男,广东汕头人,高级工程师,从事电厂工艺系统分析、火力发电厂技术与管理、风力和光伏发电建设及运营与技术管理方面的工作(E-mail: 1476314971@qq.com)。