

# 电改形势下云南长期备用机组补偿机制研究

李效臻, 万天, 谭杰仁

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663)

**摘要:** [目的]国内电力体制改革正在推进,云南省发用电计划放开的速度最快,且率先建立了日前市场,但在能量市场推进过程中,长期备用机组补偿问题突出。[方法]文章对长期备用补偿的必要性、国外典型国家的备用补偿机制进行研究。[结果]认为长期备用机组需要建立合理机制进行补偿,同时结合云南省电力市场进度和实际情况提出近期、中期、远期长期备用补偿机制建议。[结论]对于云南及其他省份能量市场完善、辅助服务市场建立及容量市场建设均有一定借鉴意义。

**关键词:** 长期备用; 补偿机制; 电力体制改革; 容量市场; 辅助服务

**中图分类号:** TM715; F407.61

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2095-8676(2018)04-0029-08

## Research on the Compensation Mechanism of Yunnan Long-term Stand-by Units in the Situation of Power Reform

LI Xiaozhen, WAN Tian, TAN Jieren

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

**Abstract:** [Introduction] Domestic electric power system reform is to promote, Yunnan province has release the biggest share of the electricity plan, and take the lead in establishing the day-ahead market. But in the process of building the energy market, the lack of long-term reserve units' compensation is the problem. [Method] In this paper, the necessity of long-term reserve units compensation and long-term reserve compensation mechanism of typical foreign countries was studied. [Results] Proved that Yunnan needs to establish a reasonable mechanism to compensate for long-term reserve service, at the same time, in combination with the practical situation of power market progress of Yunnan province and put forward recently, mid, and long-term compensation mechanism for long-term reserve service. [Conclusion] This paper have certain reference significance to improve the energy market establishment of auxiliary service market and capacity market in Yunnan and other province.

**Key words:** long-term reserve; compensation mechanism; electric power system reform; ancillary service

云南为水电大省,水资源的年度波动和季节波动导致云南需要配置一定容量的煤电机组以保障在枯水年和枯水季节满足电力需求。作为长期备用机组,云南煤电机组年利用小时很低。2016年云南煤电利用小时数仅为1 200 h,煤电机组仅靠电量收入不足以弥补其成本,需要给予一定的补偿。

在2015年电力市场化之前,云南省内水电机

组和用户一般要缴纳火电备用金,用以补贴省内煤电机组。市场化改革之后,云南曾试点发电权交易,煤电竞价所得电量转让给水电机组,但该机制导致火电机组为了获取电量而低价竞争,引起水电机组普遍不满。2017年的火电备用补偿一方面来源于价差,另一方面来源于偏差考核费用,同时水电厂每度电缴纳1分钱的火电备用金,用以补偿火电机组长期备用费。

随着云南电力体制改革深入和电力市场进一步完善,建立科学合理的煤电机组长效备用补偿机制是云南电力发展和电力市场建设亟需解决的问题

之一。

## 1 必要性分析

### 1.1 单一能量市场是否可以回收成本、引导投资

确保发电容量充裕是确保电力系统稳定和电力市场稳定的必要条件，也是电力工业发展中需要解决的最重要的问题之一。能否完全依靠单一能量市场来确保发电容量的充裕性是个存在广泛争论的重要问题。单一能量市场模式是指仅依靠现货市场（一般是日前市场）竞争所产生的波动的现货电力价格来引导发电投资和维持长期发电容量充裕性。如果发电公司能够回收成本则表明这种市场机制可以吸收足够的发电投资，反之则表明激励不足<sup>[1-2]</sup>。

单一能量市场情况下，能量市场不仅负责补偿发电商的运行成本，而且需要负责补偿投资成本。对峰荷机组来说，往往只需要在负荷达到最高峰的一段时间（一般发生在夏季或冬季）运行，因此，峰荷机组在一年内往往只能运行很少的小时。因此，在这些时段，成交价格需要达到很高的程度才能弥补峰荷机组的年折旧费或投资成本。这些常常发生在夏季/冬季日负荷最高时段的极高电价被称为尖峰价格。在单一能量市场模式下，这些尖峰价格对于峰荷机组回收投资成本至关重要，甚至可以说不可或缺。尖峰价格必须要体现稀缺性电价原则，价格一般非常高。但这种情况下难于判定该价格为稀缺性价格还是发电商行使市场力。

电源投资商在投资过程中一般会考虑长期、稳定的收益，而不是短期市场的价格。但稀缺性价格的产生却与随机事件关系密切，无法预期，且新增电源将减少未来尖峰价格出现的概率。实际运行中：单一能量市场由于电价的非经济性很难为投资提供可靠的信号；电厂投资巨大、建设周期长也导致发电公司投资谨慎；单一的能量市场无法体现容量对用户的可靠性价值，因此无法引导出最优的装机容量。

综上，单一能量市场模式下，仅依靠稀缺性电价基本难以保障机组成本的回收。

### 1.2 能量市场不完善

在国外，机组提供备用服务的动机，更多是为了获取能源稀缺时的高电价。以英国为例，2016、

2017 年度短期运行备用 (STOR) 的平均单位可用费 6.24 £<sup>①</sup>/MWh，以平均单位成本约 55.2 £/MWh 计算，约补偿其单位成本的 11.3%。全年平均使用费为 98.7 £/MWh，比火电平均电价约 52.7 £/MWh 高约 46 £/MWh，高出约 87.3%。

云南省内电力市场目前以月度交易为主，虽然已建立日前市场，但日前市场竞价时并不区分时段，所以电价很难反映部分时刻电能的稀缺性，且目前云南省内对于煤电机组备用，仍采取调度指令的手段，且确认为备用的电量执行机组的标杆上网电价，补偿显著不足。

### 1.3 搁浅成本

所有国家在推行电力体制改革时都需要赎买旧体制，其中最大的问题就是解决搁浅成本问题。

搁浅成本：电力公司资产的市值与会计账簿上记载的资产价值（账面价值）之差。未来利润流的净值决定资产的市值。管制机构制定电价是基于资产会计账面值并保证合理利润回报，因此，在管制体制下，资产的市值应该接近于账面值。但是当电价由市场决定时，如果市场价格低于管制价格，原有资产的市值将贬值。

在电力体制改革之前，我国电力行业处于管制状态，电力行业的投资、电量、电价均处于政府管制之下。当前电力市场化模式下，各省市场价格与管制价格均有一定差异，如何解决搁浅成本是每个省面临的问题。理论上，可以出售发电厂，形成资产价值，与账面价值比较，差额部分通过电价分摊，从电费中回收。

我国绝大多数电力企业为国有企业，即便国有企业可以承担一定损失，但在市场价格低于经营成本的情况下，需要对其进行一定补偿以维持其正常运营。

## 2 国外备用补偿机制

国外电力市场相对成熟的国家一般采用市场化方式对备用进行补偿，其中英国和美国的电力市场较为典型。

### 2.1 英国

#### 2.1.1 补偿范围与方式

英国虽然有容量市场，但目前竞拍的容量尚未

① 英镑——英国流通货币，货币符号记为£。

交付。英国对于机组的备用服务补偿一般通过备用市场的机制来解决。英国电力市场模式下电力供需也基本均衡,且电厂能得到充分的补偿。其备用市场的补偿金额要低于PJM市场,备用机组一般为了争取高峰时刻的稀缺性电价,所以备用市场的价格是以能量市场的价格为基础的<sup>[3]</sup>。

英国的备用服务依据响应时间的快慢分为了快速备用(Fast Reserve, 2~15 min)、短期运行备用(STOR, 6 min~4 h)和平衡机制启动(90 min~16 h)以及需求侧管理(Demand Turn Up),不同备用的要求如图1所示。

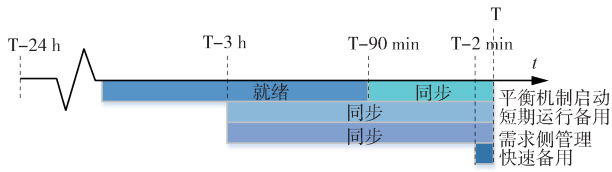


图1 英国备用服务生效时段

Fig. 1 The effective time of reserve services in England

在国家电网公司(NGC)的指令下,快速备用的提供者有能力在2 min之内交付,且应当至少维持15 min。短期运行备用服务提供者有能力在NGC指令发出的240 min内交付合同容量并且至少持续2 h。平衡机制启动包含了两个方面的内容,即平衡机制启动以及热备用。其中平衡机制启动的要求是:(1)有能力使发电机达到准备状态,以便在平衡机制时间表(指令89 min)内同步该发电单元;(2)能够在到达热备用之前随时终止平衡机制启动过程。热备用的要求是:能够在约定的时间段内处于准备状态,以备在平衡机制时间表内于系统达到同步。需求侧管理服务向任何可以在新能源处于高输出或者需求侧处于低负荷时灵活的增加用电负荷或者减少发电功率的企业开放。

不同类型的备用服务均通过市场化竞争形成合同,合同类型及补偿方式如表1所示。

### 2.1.2 补偿额度

英国备用服务的补偿费用均由市场决定。2016—2017年度快速备用服务的平均可用费为7.92 £/MWh,火电平均单位成本为55.2 £/MWh。短期运行备用(STOR)可分为三种,分别为固定平衡机制(Balancing Mechanism Committed)、固定非平衡机制(non-Balancing Mechanism Committed)以及灵活非平衡机制(non-Balancing Mechanism

Flexible)。2016、2017年度的平均单位实际可使用费6.24 £/MWh,比快速备用2016、2017年度的平均7.92 £/MWh低1.68 £/MWh。2016、2017年度快速备用和短期运行备用加权平均使用费用98.7 £/MWh,比火电平均电价52.7 £/MWh高约46 £/MWh,高出约87.3%。所以在英国,备用服务的成本不仅由备用服务的可用费用来补偿,更多的是由备用服务阶段的稀缺电价来补偿。

表1 备用服务类型及其补偿形式

Tab. 1 Reserve service type and its compensation form

服务类型	合同类型	补偿形式
短期运行备用	每年三次竞争投标购买	(a)可用费用/(£·MW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> ); (b)使用费用/(£·MW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )
快速备用	签订双边合同	(a)可选择的服务:提高率可用费/(£·h <sup>-1</sup> );(b)固定服务:可用费用/(£·h <sup>-1</sup> )和窗口初始费用;(c)使用费/(£·MW <sup>-1</sup> ·h <sup>-1</sup> )
平衡机制启动	双边商业服务协议	(a)BM启动费用/(£·h <sup>-1</sup> ); (b)热备用补偿/(£·h <sup>-1</sup> )
需求侧管理	双边协议	给予按指令调度的电量使用报酬

## 2.2 PJM

### 2.2.1 补偿范围及方式

PJM的备用服务市场价格几乎为0,因为PJM规定容量市场的中标者必须提供备用服务。所以PJM对于备用的补偿主要集中在容量市场。

2007年PJM将容量市场改变为基于可靠性定价模型(Reliability Pricing Model, RPM)的容量市场。RPM容量市场是一个基于预测的、年度的、位置相关的市场,要求所有现有的发电机组必须参与报价,负荷具有强制义务,具有运行激励,包括市场力限制措施,且允许需求侧直接参与。

在RPM机制下,容量义务是年度的。基本剩余拍卖(BRA)在交付年提前3年进行。第一次、第二次、第三次增量拍卖(Incremental Auctions, IA)在后续三年依次完成。其中交付年的前一年会重新进行负荷预测,如果非强制容量资源(an unforced capacity resource)紧缺超过100 MW,会触发第二次增量拍卖。

PJM基础剩余拍卖的需求曲线由PJM相关部门画定,其中X轴代表非强制容量,纵轴代表非强制容量价格。一般是根据相关参数确定a、b、c三个点,然后a点与X轴平行画一条线,c点与Y轴

画一条线, 连接ab和bc即得出可靠性容量需求曲线。其中目标容量水平一般在ab线上。示例如图2所示。

当价格低的情况下, 可以购买更多的容量资源。一些用户可以选择确定的容量需求(Fixed Resource Requirement, FRR)。

其中: a点的价格接近新进入成本, 容量小于目标容量; b点的价格为容量市场和辅助服务市场不能覆盖的成本, 其容量略大于目标备用水平; c点的价格一般为一定比例的b点价格, 其容量一般要大于一定比例的目标备用水平。其中a、b、c点的取值经常进行调整。

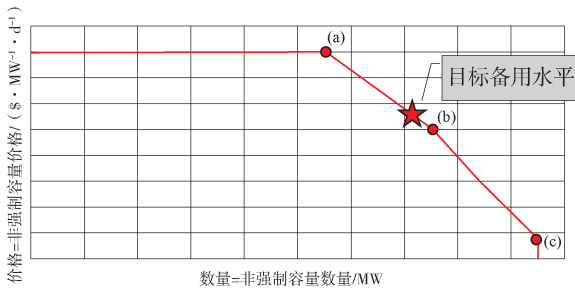


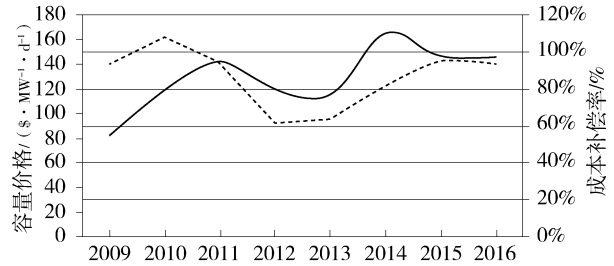
图2 PJM 容量市场需求曲线

Fig. 2 The demand curve of PJM capacity market

### 2.2.2 补偿额度

分析 PJM 容量市场的需求曲线制定原则: 在供不应求的情况下, PJM 容量市场价格会趋近总成本; 在供求基本平衡的情况下, 容量市场价格趋近能量市场和辅助服务市场未补偿的部分; 在供过于求的情况下, 容量市场价格会低于能量市场和辅助服务市场未补偿的部分。

对比容量市场价格与补偿率的情况如图3所示, 容量市场价格与补偿率有一定的相关性, 但并不是决定性的因素。从2009~2017年容量市场的供求情况来看, 出清容量一般与需求容量基本持平, 略大于需求容量, 理论上成本补偿率应该接近100%。但实际情况来看, 2009年、2010年容量市场价格较高, 但成本补偿率较低, 主要还是由于燃料价格较高导致。在需求曲线制定阶段, 对于燃料价格的预期基于历史数据, 所以具有一定的不准确性。能量市场可以补偿部分固定成本, 当燃料价格上涨时, 能量市场价格对燃料价格变化的反应首先体现在能否突破可变成本, 所以会挤占能量市场对固定成本补偿的部分, 而不是直接的价格上涨<sup>[4]</sup>。



注: ——成本补偿率(%); - - - -容量价格(\$ \cdot MW^{-1} \cdot d^{-1})。

图3 PJM 容量市场价格与成本补偿率

Fig. 3 the capacity market price and cost compensation rate of PJM

## 3 云南长期备用机组补偿机制建议

### 3.1 补偿范围

根据解决问题的不同, 补偿范围由小到大分别为: 容量充裕度不足时的边际运行机组、容量充裕度不足时的所有运行机组、所有机组。其中前两个为了解决容量充裕度不足的问题, 最后一个为了解决搁浅成本的问题。

#### 3.1.1 容量充裕度不足时的边际运行机组

云南省在枯水季节由于市场价格偏低导致煤电机组开机意愿不足, 边际运行机组为煤电机组, 目前面临的问题并不是装机容量不足, 仅仅是机组开机意愿问题, 所以为短期供给不足的问题。要提高煤电机组开机意愿的方式为提高价格, 当市场价格高于边际成本时, 煤电机组开机意愿增强。

根据云南省2017年上半年的发电情况, 即便在枯水期, 统调机组中水电发电量为87.161 TWh, 火电发电量为8.395 TWh, 风电发电量为11.583 TWh, 太阳能发电量为1.414 TWh。火电发电量不足水电发电量的10%。目前云南省内电力市场为月度市场为主, 日前市场交易电量占比很小, 价格也难以反映资源的稀缺程度。在现有情况下, 如果普遍提高市场价格, 会导致枯水期成交价格普遍提高。

新常态下, 云南省内主要行业开工率存在不足, 2017年上半年随着经济形势回暖和一系列政策效应的释放, 全省主要用电行业复产增产势头良好, 主要行业开工率持续上扬, 上半年全省主要用电行业平均开工率51.7%, 同比增长7.7%。全面提高枯水期电价的情况下, 对电价敏感的大用户开工率会受到影响。特殊经济形势下, 可以仅对煤电

机组进行补偿,以解决煤电机组开机意愿不足的问题。

### 3.1.2 容量充裕度不足时的所有运行机组

在枯水期,云南省内主要发电机组为水电机组。2017年上半年煤电机组发电量占比为12%,其中优先发电量中,煤电机组发电量占19%,市场电量中,煤电机组发电量占比不足5%。当前云南省内机组存在普遍亏损的情况,有调节能力的水电机组也存在亏损的问题。解决枯水期容量充裕度不足的问题时,仅对煤电机组进行补偿,会导致歧视。从市场公平性角度出发,应该对所有充裕度不足时的运行机组进行补偿。

云南电力市场中,对具有年调节能力以上的机组的调节电量有一定的政策倾斜。具有年调节能力及以上水库的水电厂(小湾、糯扎渡、龙江、马鹿塘、普西桥、泗南江、小中甸)的调节电量(年设计电量的25%,枯水期每月分配年调节电量的10%,丰水期每月分配调节电量的6%)按照核定的上网电价。且接入500 kV电网的大型水电机组参与西电东送摘牌,价格在0.24~0.25元/kWh之间,高于市场电价。即云南已对省内有调节能力和大型的水电机组进行了一定的政策倾斜。

对充裕度不足时的所有机组进行补偿,适用于建立容量市场对所有运行机组进行一定补偿,以提高机组的充裕度。

### 3.1.3 所有机组

从赎买旧体制的角度,在电力市场模式下,云南当前省内机组大面积亏损。由于体制变化导致的亏损一般情况下需要传导到用户。经济新常态下,云南省内搁浅成本传导入电费需要综合考虑用户的承受能力,在经济形势好转情况下,可以适当补偿搁浅成本。

## 3.2 补偿额度

对燃煤机组进行补偿的目标有三种:(1)实现电力市场资源优化配置目的,对单一能量市场不能补偿但系统又需要的资源给予合理补偿;(2)从长远角度考虑系统需求增长情况,维持燃煤机组基本生存;(3)补偿燃煤机组全成本,解决搁浅成本问题。根据补偿目的不同,燃煤机组补偿额度可以分为以下几种。

### 3.2.1 补偿需量机组全成本

市场化运行机制中,在供需平衡条件下,所有

机组的成本得到补偿(含资本的机会成本,即合理收益)。从国外电力市场实际运行情况来看:

1) PJM 电力市场中,电能供需基本均衡。美国容量市场价格的设计原则为:在供需平衡的情况下,容量市场的价格等于发电成本减去在能量市场和辅助服务市场中已补偿的成本。在供过于求的形势下,RTO 获取更多的容量,但价格也会相应下降。总体定价的原则为补偿其需求部分机组的全成本。

2) 英国电能供需也基本平衡,在电力市场模式下,机组收益主要来源于能量市场和辅助服务市场。从补偿情况来看,除煤电机组由于碳排放成本较高导致略有亏损外,其它类型机组的成本得到充分补偿。虽然目前也设计了容量市场,但尚未交付。英国目前主要的问题在于由于可再生能源比例增加,对备用容量需求增加,煤电机组逐步到齐淘汰,但当前国家的能源政策尚未确定(未来发展核电还是燃气),导致发电商投资意愿不足,容量市场的目的主要是解决可再生能源消纳问题<sup>[5]</sup>。

从国外电力市场运行目标来看:其总收益要补偿所有需量机组的总成本。对应到云南煤电机组,其在系统中的作用主要为保安全和枯水期备用,所以保安全的机组和枯水期备用容量机组的全成本需要得到补偿。目前由于云南省内能量市场尚不完善,能量市场不足以补偿的部分应设定一定的补偿机制进行补偿,以弥补电能市场的不足。

### 3.2.2 补偿现有机组维持性成本

虽然近期燃煤机组过剩,但长期来看,随着负荷增长,燃煤机组的需求增加,到2020年,枯水年最小开机容量与现有容量相等。相比现有机组退役后重建,更经济的做法是维持现有机组运行,待需求增加后补偿其他成本。

### 3.2.3 补偿现有机组全成本

所有国家的电力体制改革均涉及赎买旧体制的问题,即处理现有机组的搁浅成本。在考虑现有机组搁浅成本的情况下,需要补偿所有现有机组的全成本。

## 3.3 补偿方式

补偿方式一般分为固定费用 and 市场化方式两种。其中市场化方式分为备用服务竞价和容量市场,部分电力市场没有容量市场。一般备用服务可以解决电力系统短期运行可靠性问题,容量市场可

以解决电力系统的长期运行可靠性问题。云南的煤电机组补偿问题需要区分所面临的问题和能量市场的现状进行选择。

### 3.3.1 固定费用

电力市场改革从能量交易的市场化开始,因而初级阶段的电力市场往往只有能量市场,而其他产品和服务,如无功、备用、调频、黑启动等辅助服务仍通过固定费率支付的方式获得。

固定费用模式的核心是如何确定合理的补偿费用。主要有两种方法:(1)失负荷价值法(VOLL)。电力失负荷价值(Value of Lost Load, VOLL)是指由于停电而对国民经济等造成的损失,而这也正是电力的价值。科学地确定 VOLL 可以为确定电网运行阶段与规划阶段的备用与可靠性水平,也可以确定备用容量的价值;(2)未补偿成本法。选择1台或几台参考机组,按照总成本减去能量市场和辅助服务市场总收益的方式,核算不同的备用容量价值。单纯选择这种支付方式时机组并没有动力降低成本。但在此基础上运用某些激励性管制方法,如果参考机组的选择比较合理,则会引导机组的成本向参考机组靠近。

其中失负荷价值法很难估算,云南长期备用机组主要为煤电机组,可以参考第二种方法,评估能量市场不能补偿的成本并对其进行合理的补偿。

### 3.3.2 备用服务竞价

综合参考美国容量市场的需求曲线确定和备用服务竞价,由调度机构制定需求曲线,提前几个月对枯水期备用机组进行集中竞价。依据可靠性需求,确定枯水期煤电机组备用容量需求。同时确定煤电机组的固定成本和单位容量维持成本。

根据相关参数绘制枯水期煤电机组需求曲线,其中横轴代表非强制容量,纵轴代表非强制容量价格。根据相关参数确定 A、B 两个点,然后 A 点与 X 轴平行画一条线, B 点与纵轴平行画一条线,连接 A、B 即得出可靠性备用需求曲线如图 4 所示。其中目标容量水平在 A 点。其中 A 点为当年枯水期煤电必开机组的容量和固定成本, B 点为可用机组的容量和可用机组的维持成本。

### 3.3.3 容量市场

美国容量市场和备用服务市场均运行多年,在供需平衡的情况下,容量市场的价格等于发电成本减去在能量市场和辅助服务市场中已补偿的成本。

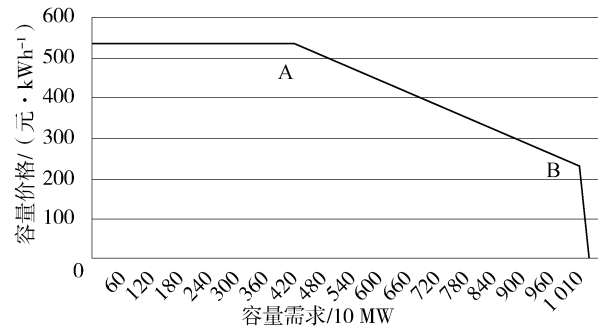


图4 云南长期备用需求曲线

Fig. 4 The demand curve of long reserve service in Yunnan

目前多数国家的容量市场与美国的设计理念一致,即系统装机容量将平衡在基准峰荷机组成本刚好回收的点上。

目前云南省内备用容量不足主要是短期激励不足而不是装机容量不足,在电力产能过剩的情况下,运行容量市场可能不利于去煤电去产能。在预期长期备用不足时再启动容量市场时机更为合适。

## 3.4 补偿机制建议

### 3.4.1 近期补偿机制

**补偿范围:** 鉴于当前经济形势不适合普遍提高枯水期能量市场价格、能量市场价格不能反映短期资源的稀缺程度、为保障系统可靠性需要一定容量煤电机组提供长期备用,需要对边际运行机组(煤电机组)进行枯水期备用补偿。

**补偿额度:** 建议补偿额度综合考虑需量机组和现有火电机组的维持需求,原则上补偿额度以补偿需量机组的全成本为主,当不足以覆盖现有火电机组维持需求时进行一定扶持。

**补偿方式:** 补偿方式建议采用固定费用法或长期协议的方式。基本原则为对电厂按照容量进行分配,并辅以一定的激励或惩罚措施。

**补偿来源:** 电厂和用户分担的模式,其中电厂限于在市场竞争中占据资源和政策优势的电厂,例如优先发电厂。分担的方式可以根据优先发电厂的承受能力确定补贴金额,剩余部分由用户根据枯水期电量承担。

### 3.4.2 中期补偿机制建议

**补偿范围:** 仅对煤电机组进行枯水期备用补偿,是一种歧视性的补偿政策,因为云南在枯水期80%以上的电力来源于水电机组,对于同样提供枯水期备用的有调节能力的机组来说并不公平。从市



场的长期公平角度来说, 应逐步取消对不同类型机组的政策性补偿, 而是按照服务类型对提供枯水期备用服务的所有运行机组进行公平的补偿。

**补偿额度:** 补偿额度由监管机构确定大致范围, 补偿范围在所有机组维持成本和需量备用机组固定成本之间, 并通过市场竞价确定。

**补偿方式:** 仅竞争可用费的枯水期运行备用竞价, 中标机组获得相应收益。

**补偿来源:** 电厂和用户分担的模式, 其中电厂限于在市场竞争中占据资源和政策优势的电厂, 例如优先发电厂。分担的方式可以根据优先发电厂的承受能力确定补贴金额, 剩余部分由用户根据枯水期电量承担。

### 3.4.3 远期补偿机制展望

**补偿范围:** 补偿范围中期, 即枯水期运行的所有机组均可以竞价备用服务。

**补偿额度:** 枯水期备用服务的补偿额度由市场确定, 当现货市场设立后, 机组可以竞争可用费和使用费。

**补偿方式:** 竞争可用费和使用费的枯水期运行备用竞价。当出现容量不足时可以评估市场对成本的补偿程度决策是否需要建立容量市场。

**补偿来源:** 逐步厘清水电资源不均衡应征收的补贴问题, 让所有机组可以在市场上公平竞争, 而不是通过各种计划分配平衡各机组之间的收益。最终备用成本均由用户承担。

## 4 结论

1) 云南电力市场尚不完善, 受到多重因素制约。目前云南电力市场建设的重点在于如何消纳富余水电, 市场当前平衡不同机组之间上网电价差异大的方式主要通过政府分配, 月度撮合交易没有采取统一出清的方式, 且现货市场建设困难重重。主要表现为: (1) 电厂全面亏损; (2) 弃水问题严重; (3) 发电侧和用户侧存在一定的行使市场力的可能; (4) 能量市场外的其他辅助服务补偿机制尚不完善; (5) 市场价格不采用统一出清; (6) 政府在利益分配中起到重要作用, 例如在优先电量分配、在西电东送设置门槛等; (7) 由电价低的小水电承担未放开进入市场用户的交叉补贴。多方面原因导致电力市场进一步完善受到限制。

2) 随着能量市场的完善应采用不同的长期备用

补偿机制。电力市场中的能量市场、辅助服务市场、容量市场、金融衍生品市场等是一个整体, 需要相互配合才能发挥市场作用。所以在电力市场建设的不同阶段应采取不同的补偿策略。近期能量市场以中长期建议为主, 建议以固定费用法对需量备用机组的未补偿成本进行补偿; 中期能量市场过度到现货市场后, 建议采用备用服务竞价的方式, 设定合理的需求曲线; 远期在预期容量充裕度不足时启动容量市场。

3) 调节水资源极差收入, 保障水电机组公平竞争, 进一步放开发电侧进入市场。云南省内机组水电机组资源差异大、开发时间不同、调节能力不同, 导致水电机组上网电价差异很大。目前云南的市场出清办法为价差对模式, 主要原因是水电机组价格差异大, 水电机组边际成本又低, 如果采用统一出清的方式, 出清价格会非常低, 严重损害发电企业利益。当前平衡不同机组之间上网电价差异大的方式主要通过政府分配进行平衡。通过政府主导来平衡利益的方法在市场建设之初有助于平衡利益, 但长期会损害市场主体的能动性, 不利于形成良好的市场秩序。

对于具有调节能力的机组, 其调节服务应该由合理的市场机制进行补偿。市场机制实现现有资源和装机情况下的最优化, 但对于因资源情况导致的极差收入, 建议采取统一的机制, 使得电力市场模式下的收入在电厂之间重新分配, 平衡极差地租。

4) 积极推动现货市场建设, 由现货市场行使价格发现职能。

云南电力市场中, 月度撮合交易起到发现市场价格信号的作用。月度撮合交易发现市场价格信号有其弊端, 不能体现短期的供求情况, 不能对有短期调节能力的机组的价格有一定反映。目前云南省内虽然已建立日前市场, 但日前市场竞价时并不区分时段, 所以电价很难反映部分时刻电能的稀缺性。电能市场对于能量的供需反映越精确, 辅助服务的价格越容易清晰核算。所以云南省内电力市场仍然要积极推动现货市场建设, 由现货市场发现价格。

### 参考文献:

- [1] 鲁刚, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电力市场环境下的发电容量充裕性: (一) 单一能量市场情形[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(20): 5-10.  
LU G, WEN F S, XUE Y S, et al. State-of-the-art of studies

on generation capacity adequacy in electricity market environment : (part one)energy-only market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 5-10.

- [2] 鲁刚, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电力市场环境下的发电容量充裕性: (二) 几种现有方法的分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(21): 1-7 +71.  
LU G, WEN F S, XUE Y S, et al. State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment : (part two) analysis of several existing major methods [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(21): 1-7 +71.
- [3] 肖欣, 何时, 张宁. 英国电力容量市场的成本效益分析与配置优化机制研究[J]. 电力科学与技术学报, 2015, 30(4): 125-130 +230.  
XIAO X, HE S Y, ZHANG N. Cost-benefit analysis and optimal allocation mechanism on the capacity market of UK's electric power[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2015, 30(4): 125-130 +230.
- [4] PJM. PJM Manual 18: PJM Capacity Market [EB/OL]. (2016-02-22) [2017-10-05]. <https://www.pjm.com/library/manuals.aspx>.
- [5] 侯孚睿, 王秀丽, 锁涛, 等. 英国电力容量市场设计及其对中国电力市场改革的启示[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 1-7.  
HOU F R, WANG X L, SUO T, et al. Capacity market de-

sign in the united kingdom and revelation to china's electricity market reform [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 1-7.

#### 作者简介:



LI X Z

李效臻(通信作者)

1983-, 女, 山东潍坊人, 高级工程师, 硕士, 主要从事电力经济与电力市场咨询工作 (e-mail) lixiaozhen @ ge-di. com. cn。



WAN T

万天

1988-, 男, 山东泰安人, 高级工程师, 硕士, 主要从事电力经济、电力造价研究及咨询工作 (e-mail) wantian @ ge-di. com. cn。

(责任编辑 高春萌)

## 能源知识

### 典型电力批发市场交易体系对比及原因分析

典型电力批发市场的特点及采用的交易体系如下表所示。不同国家采用不同的交易体系与本国电力行业特征密切相关。

(1) 美国 PJM 市场电力供需紧张, 电网阻塞程度较重, 市场集中度高。在现货市场构建中, 重点关注电力市场对于系统安全、供需平衡与市场平稳运行的保障。PJM 市场强调日前市场“全电量优化”, 在出清时考虑电网的物理模型, 兼顾电能与备用、调频等辅助服务资源的统一优化, 确保交易计划的可行性。

(2) 英国电力供给充足, 调节能力强。英国电力市场侧重电能在中长期市场上的流动性, 现货市场提供集中的电能交易平台, 对交易计划进行偏差修正。市场的经济性与电网运行的安全性可解耦, 即交易与调度独立, 交易与调度的协调通过平衡机制实现。

(3) 北欧电力供应充裕, 部分断面存在电网阻塞。北欧电力市场的主要目的为协调各国迥异的资源特性, 提供高效的跨国资源优化配置平台, 各国调度机构负责本国/控制区电网的运行安全。其现货市场在交易规模、物理模型、价格机制等方面均介于美国 PJM 与英国电力市场之间。

主要国家或地区电能批发市场比较

国家/地区	市场体系	交易标的	出清模型	价格机制	交易规模
美国 PJM	双边交易	电能	无约束	—	76%
	日前市场	电能+备用	物理网络模型	节点边际价格	22% (100%)
	实时平衡市场	电能+备用+调频			1%~2%
英国	双边交易	电能	无约束	—	71.5%
	日前市场	电能	无约束出清	系统边际价格	26.5%
	平衡机制	电能与辅助服务	物理网络模型	按报价支付	2%
北欧	双边交易	电能	无约束	—	14%
	日前市场	电能	价区间联络线	分区边际价格	84%
	日内市场	电能	传输极限	撮合定价	0.8%
	实时平衡市场	电能与辅助服务	物理网络模型	系统边际价格	1.1%