

# 西南电网利用低谷时段增量电负荷实现弃水电量消纳的交易机制研究

姜拓<sup>1</sup>, 徐飞<sup>1</sup>, 徐瑞林<sup>2</sup>, 郝玲<sup>3</sup>, 刘育明<sup>2</sup>, 康慧芳<sup>3</sup>, 魏名山<sup>3</sup>  
陈磊<sup>1</sup>, 陈群<sup>1</sup>, 闵勇<sup>1</sup>

(1. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 清华大学电机系, 北京 100084;  
2. 国网重庆市电力公司电力科学研究院, 重庆 401123;  
3. 北京理工大学机械与车辆学院, 北京 100084)

**摘要:** 受限于本地用电量增长速率放缓以及较为严重的省间壁垒, 西南电网水电发展目前遇到了较大的弃水困局。为了摆脱弃水困局, 一些地区提出了以低价电能培育低谷时段增量电负荷的解决思路。本文延续了这个解决思路, 设计了一种利用低谷时段增量电负荷实现弃水电量消纳的交易机制, 实现了弃水电量同低谷时段增量电负荷间的资源优化配置。本文提出了交易机制的整体框架, 并针对其中的交易模式及交易价格优化机制、交易安全保障机制、交易核算及结算机制进行了具体的设计。

**关键词:** 弃水消纳; 增量负荷; 交易机制; 结算机制; 偏差调整

**DOI:** 10.12067/ATEEE1904041      **文章编号:** 1003-3076(2019)10-0001-08      **中图分类号:** TM612

## 1 引言

我国西南地区河流众多, 水资源丰富, 近年来在西部大开发战略及加快清洁能源开发利用的政策激励下, 西南地区的水电得以持续、高速地发展<sup>[1]</sup>。然而在水电建设取得巨大成绩的同时, 水电的发展同样面临着较大的困局。在水电建设方面, 我国原有规划的水电工程仍然以一定的速度不断投产, 装机容量不断提升。而在水电利用方面, 随着国民经济发展进入新常态阶段, 经济结构调整的不断深入, 用电量增长的动力也随之减少, 使得富余水电的本地消纳较为困难<sup>[2]</sup>。同时我国电力产能较为过剩, 导致省间壁垒较为严重, 特别是在外送通道不足的情况下不利于富余水电的异地消纳<sup>[3]</sup>。这些影响因素的存在使得我国西南电网的弃水现象较为严重。

为了摆脱水电发展过程中弃水的困局, 以重庆电网为代表的西南电网部分省份提出了“以低价电

能培育低谷时段增量电负荷”的思路来解决弃水消纳问题, 这基于以下的几点考虑: ①弃水分布具有反日负荷特性<sup>[4]</sup>, 即夜间电负荷低谷时段往往是弃水较为严重的时段, 因此电负荷低谷时段是弃水消纳问题中需要关注的重点; ②随着我国电能替代<sup>[5]</sup>工程的不断深入, 电网中存在着越来越多的增量负荷, 其中不乏一些具有灵活运行能力的增量负荷<sup>[6]</sup>, 这些负荷可以为弃水消纳提供额外的空间; ③实现电能替代的关键问题在于能否找到价格足够低的电能来源, 而弃水电量作为额外利用的电能往往具有足够的价格优势。

用低价的弃水电量供应低谷时段增量电负荷本质上是资源配置的过程, 需要通过市场的手段实现资源的优化配置。特别是在我国电力市场化改革的大背景下, 更需要一种相关的市场交易机制以及保障机制和配套机制来实现这一弃水消纳手段。从这一角度出发, 本文设计了一种利用低谷时段增量电负荷实现弃水电量消纳的交易机制(以下简称弃水

电量交易机制),给出了弃水电量交易机制的整体框架,并针对其中的交易模式及交易价格优化机制、交易安全保障机制、交易核算及结算机制进行了具体的设计。

## 2 弃水电量交易机制的设计背景及整体框架

弃水电量交易机制设计涉及如下几方面关键问题:

(1)低谷时段增量电负荷的界定问题。事实上,本文所讨论的增量电负荷是指由电能替代而产生的额外用电负荷,而这类负荷往往属于特殊的用电品种,需要由电网公司进行划定。同时,由于弃水通常在夜间低谷时段发生,因此这部分负荷的利用时段应集中在低谷时段,因此本文称之为低谷时段。

(2)交易时间尺度的选取问题。如果选取长期的年度交易或者月度交易模式,一方面受限于弃水电量长期预估的精度,另一方面也很难掌握弃水电量在每一日或每一时段的分布情况,从而导致弃水电量交易的有效性无法得到保障。如果选取短期的实时交易或者时前交易模式,参与市场的主体将作为交易结果的被动接受者从而失去了自主性<sup>[7]</sup>。综合平衡两方面的因素,本文设计的弃水电量交易机制采用日前交易的模式,在日前确定下一日逐时段的发用电量。

(3)弃水预测的不确定性问题。另外由于日前的弃水电量预测具有一定的随机性误差,使得当日弃水电量可能无法满足用电负荷的需求,为了规避供电不足的风险,需要交易安全保障机制对极端情况进行处理。

(4)弃水电量交易的结算问题。最后由于目前我国西南电网占主体的交易模式依然是长期的月度交易或年度交易,这导致现有的结算模式通常是按月结算或按年结算。并不适用于短期的日前交易模式,这就需要设计同弃水电量日前交易相配套的电量核算以及结算机制。

综合考虑以上各个方面,本文建立的弃水电量交易机制框架如图 1 所示,其中包含了交易模式及交易价格优化机制、交易安全保障机制、交易核算及结算机制。交易模式及交易价格优化机制规定了日前市场以及发用电权调整市场的交易模式、出清模型。交易安全保障机制规定了极端情况下的处理办法。交易核算及结算机制规定了电量核算以及合同

结算办法,同时针对合同的执行偏差提出了偏差调整方法。

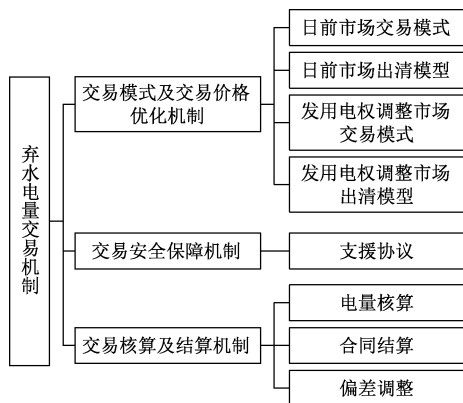


图 1 交易机制框架图

Fig.1 Frame map of trading mechanism

## 3 交易模式及交易价格优化机制

### 3.1 日前市场交易模式

由于目前我国的电网运行依然采用调度员深度参与的方式,这使得水电的消纳是全电网共同作用的结果,从单一水电厂角度很难完全确定自身的弃水可消纳的空间。为此,需要由售电公司向电网公司上报增量电负荷的逐时段用电曲线,由水电厂向电网公司上报下一日的来水情况以及库容信息。进而,由电网公司在以下两个特定场景:计入增量电负荷的场景以及不计入增量电负荷的场景下对水电厂的出力分别进行安排。二种场景下水电厂出力的差值即为由增量电负荷带来的额外弃水消纳空间。在信息发布的时候,电网公司向水电厂下发各自的弃水消纳空间,向售电公司下发全网可消纳弃水总量,作为投标的参考。

进一步如前所述,本文采用日前交易的模式,即在日前通过市场交易确定下一日各个时段(以 1h 为时长,共 24 个时段)中的电能价格和成交电量,水电厂以及售电公司可以针对其中一个时段或者多个时段进行竞价。对于其中每一个时段,水电厂向电网公司提交电量-价格分段非减曲线,售电公司向电网公司提交电量-价格分段非增曲线,电网公司根据投标结果进行统一出清。对于弃水电量不足的极端情况,售电公司根据中标结果向电网公司申报无法满足的用电需求,由电网公司进行集中统计并决定是否开启火电厂竞价。若需要进行火电厂竞价,电网公司根据售电公司的申报情况确定下一日各个

时段的水电厂竞价空间,并向拥有开机机组的火电厂公布。火电厂向电网公司申报电量-价格曲线,电网公司进行集中出清并下发中标结果,公布中标价格。图2总结了日前市场的交易流程。

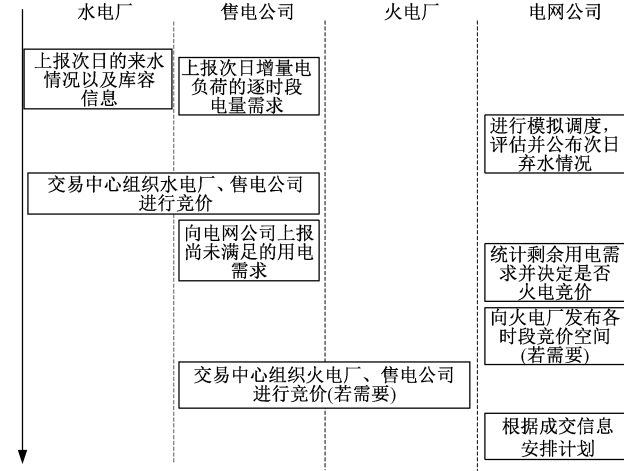


图2 日前市场交易流程

Fig.2 Flow chart of day-ahead market

### 3.2 日前市场出清模型

在现有的电力市场中,出清目标往往是尽可能减小总购电费用或者增大社会福利<sup>[8-10]</sup>。考虑到低谷时段增量电负荷的保障性要求,弃水电量交易机制下的出清模型在考虑经济性的同时还要尽可能地满足用电需求。

#### 3.2.1 水电厂参与竞价时的出清模型

考虑断面阻塞的出清流程为:电网公司得到某时段水电厂和售电公司的报价后,以最大化社会福利为目标进行全网无约束出清。然后由调度中心配合对出清结果进行阻塞校核,当出现阻塞情况时需要调整跨区交易以消除断面上的越限。为了最大化成交电量,依据满载断面划分区域后对区域内未成交的报价段继续进行无约束出清。通过不断递归上述流程,直至出清结果通过校验或者区域内不再包含任何断面。为了满足经济学上“同质同价”的原则,取无约束出清的边际电价作为该轮出清的唯一成交电价。跨区交易调整问题可以表述为如下的优化问题:

##### (1) 目标函数

在调整跨区交易时,调整目标为尽可能减小总的调整电量,从而最大化剩余成交电量。同时为了减小由交易调整导致的社会福利损失,申报价差越大的交易对应的调整幅度应该越小。某一时段跨区交易调整模型的目标函数表达式为:

$$\min_{Q_{adj}} (P_d - P_s)^T (Q_0 - Q_{adj}) \quad (1)$$

式中, $P_d$ 、 $P_s$ 、 $Q_0$ 、 $Q_{adj}$ 分别为无约束出清后各笔成交的跨区交易对应的水电厂报价、售电公司报价、初始成交电量以及调整后的成交电量构成的列向量。上述目标函数中,成交价差越大的交易,其调整量在目标函数中所占的比重也越大,从而在优化的过程中获得更小的调整幅度。

##### (2) 断面约束

对于第*i*笔跨区交易,按如下方式定义矩阵 $T_i \in R^{M \times M}$ ( $M$ 为根据断面划分得到的区域总数):当水电厂位于区域*m*而用户位于区域*n*, $t_{i,mn} = 1$ , $t_{i,nm} = -1$ ,其他元素均为0。矩阵 $T_i$ 包含了该笔跨区交易的位置信息。进一步,定义一个由跨区交易结果 $Q_{adj}, T_1, \dots, T_N$ 到各断面传输电量之间的映射关系 $f$ 为:

$$Q_{in} = \left( \sum_{i=1}^N Q_{adj,i} T_i \right) \mathbf{1} \quad (2)$$

$$f(Q_{adj}, T_1, \dots, T_N) \triangleq B_{slk}^{-1}(G) Q_{in}^{slk} \quad (3)$$

式中, $N$ 为跨区交易成交总笔数; $Q_{adj,i}$ 为第*i*笔跨区交易的调整后成交电量; $\mathbf{1}$ 为阶数为 $M \times 1$ 的全1向量; $Q_{in}$ 为各区域净生产电量; $G$ 为以区域为顶点,断面为边的有向树; $B_{slk}(G)$ 、 $Q_{in}^{slk}$ 分别为 $G$ 的关联矩阵 $B(G)$ 及 $Q_{in}$ 松弛掉任意一个顶点的相关信息后得到的矩阵。由于 $B(G)$ 的秩为 $M-1$ ,因此 $B_{slk}(G)$ 是可逆的。

基于函数 $f$ 的定义,断面约束可以表述为:

$$Q_{min} \leq f(Q_{adj}, T_1, \dots, T_N) \leq Q_{max} \quad (4)$$

式中, $Q_{max}$ 、 $Q_{min}$ 分别为该时段中以 $G$ 中各边方向为正方向的断面最大、最小可通过电量,由调度部门根据日前计划安排以及断面通过能力计算得到。

##### (3) 成交电量调整范围约束

$$0 \leq Q_{adj} \leq Q_0 \quad (5)$$

式(1)、式(4)及式(5)共同构成了跨区交易调整模型,这个模型本质上是一个线性规划问题,从理论角度具有较为成熟的解法<sup>[11]</sup>。

#### 3.2.2 火电厂参与竞价时的出清模型

##### (1) 目标函数

火电厂竞价作为后备竞价,出清目标包括:①尽可能满足低谷用电需求;②尽可能减小购电费用;③尽可能均衡地满足各区域的低谷用电需求。这三个目标的重要性依次降低,式(6)~式(8)显示了它们的函数表达式。

$$\max \mathbf{1}^T D \quad (6)$$



$$\min \mathbf{P}^T \mathbf{S} \quad (7)$$

$$\min \mathbf{E}^T \mathbf{E}, \mathbf{E} = (\mathbf{1}^T \mathbf{D}_{\text{bid}}) \mathbf{D} - (\mathbf{1}^T \mathbf{D}) \mathbf{D}_{\text{bid}} \quad (8)$$

式中,  $\mathbf{D}_{\text{bid}}$ 、 $\mathbf{D}$  分别为各区域申报及能够满足的低谷时段增量电负荷的用电需求;  $\mathbf{P}$ 、 $\mathbf{S}$  分别为所有报价段对应的申报价格以及中标电量;  $\mathbf{E}^T \mathbf{E}$  衡量了目标③中的均衡性, 其值为 0 当且仅当  $\mathbf{D}_{\text{bid}}$  与  $\mathbf{D}$  对应分量成比例。

### (2) 可行域

以  $\mathbf{S}$ 、 $\mathbf{D}$  为优化变量, 其可行域表示为:

$$\Phi = \{(\mathbf{S}, \mathbf{D}) \mid \mathbf{1}^T \mathbf{S} = \mathbf{1}^T \mathbf{D}, 0 \leq \mathbf{D} \leq \mathbf{D}_{\text{bid}}, 0 \leq \mathbf{S} \leq \mathbf{S}_{\text{bid}}, \mathbf{Q}_{\min} \leq \mathbf{f}(\mathbf{S}, \mathbf{D}) \leq \mathbf{Q}_{\max}\} \quad (9)$$

式中,  $\Phi$  为可行域;  $\mathbf{S}_{\text{bid}}$  为所有报价段对应的投标电量;  $\mathbf{f}$  为  $\mathbf{S}$ 、 $\mathbf{D}$  到各断面传输电量之间的映射关系, 可仿照式(3)计算。式(9)中的约束条件依次为电量平衡约束、可满足低谷用电需求的上下限约束、报价段中标电量的上下限约束以及断面约束。注意到  $(\mathbf{0}, \mathbf{0}) \in \Phi$ , 因此可行域非空。

### (3) 优化模型

某时段火电厂竞价的出清过程可以表述成如下的优化问题:

$$\begin{aligned} \max \quad & \mathbf{1}^T \mathbf{D} - \varepsilon_1 \mathbf{P}^T \mathbf{S} - \varepsilon_2 \mathbf{E}^T \mathbf{E} \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{E} = (\mathbf{1}^T \mathbf{D}_{\text{bid}}) \mathbf{D} - (\mathbf{1}^T \mathbf{D}) \mathbf{D}_{\text{bid}} \\ & (\mathbf{S}, \mathbf{D}) \in \Phi \end{aligned} \quad (10)$$

式中,  $\varepsilon_1$  与  $\varepsilon_2$  为用于控制多目标重要程度的权重系数。这个优化问题是一个二次规划问题, 可以采用商业软件直接求解。

## 3.3 发用电权调整市场交易模式

日前市场闭市后开启发用电权调整市场, 市场参与成员可以在其中对某一时段已中标的发用电量进行部分或全部的转出, 或者增补某一时段的发用电量。针对某一时段发用电量调整的市场持续时间为日前市场闭市到该时段开始前的 15min, 在发用电权市场持续时间内按照一定的时间周期进行滚动出清。在发用电权调整市场中市场成员可随时申报: ①发用电权转入电量或某已有合同的转出电量; ②所转移发电量的发用电价格。

然而事实上, 由于发用电权转移的成交价(对应于发用电权转入者的发用电价)同日前市场上成交的原始发用电合约(涉及发用电权转出的原始合约)中的发用电价之间可能存在价差, 这将导致电网公司的总购售电金额间出现差异。为了维持电网公司利益的恒定, 差额应由发用电权的转出者进行承担。这样转入转出侧的价格博弈在于(以发

电权转移为例): 转入侧期望成交价越高越好, 以期获得更高收益; 转出侧期望成交价越低越好, 以期获得更大的差价补贴或减小损失。

## 3.4 发用电权调整市场出清模型

交易系统随时对发电权转入合同、用电权转出合同按报价从低到高排队, 对发电权转出合同、用电权转入合同按报价从高到低排队, 然后以某一时间间隔循环出清(如参考 PJM 等主流的电力实时市场, 选取 5min 为滚动周期)。每轮出清流程如图 3 所示。对于某轮出清后未成交的报价将继续留在队列中等待下一轮交易, 同时水电厂以及售电公司可随时撤销或修改现有队列中的申报合同。

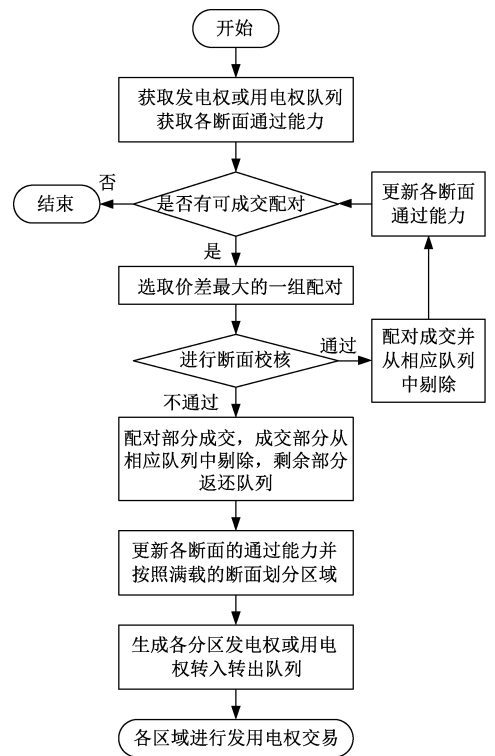


图3 发用电权调整市场出清流程

Fig.3 Flow chart of generation or consumption right trading markets cleaning

当发电权转出侧报价高于转入侧或用电权转入侧报价高于转出侧报价时配对可成交, 成交价格规定为双方报价的均值。每次交易从全网匹配开始, 通过递归图 3 中的流程得到成交结果。

## 4 交易安全保障机制

交易安全保障机制主要依托于支援协议, 当水电厂无法完成低谷电量供应时由签订协议的其他电厂代为出力。在日前, 电网公司组织支援协议的签

订,有意参加的电厂向电网公司申报支援单位电量的价格,最高限价是标杆电价,最低限价是日前市场的价格上限。为了保证清洁能源优先上网,调度中心在实际调度支援电量时优先从签订协议的水电厂调电,其次从火电厂调电。为了促进电厂尽可能申报较低的支援价格,支援电量在调度时优先选取价格较低的电厂。

## 5 交易核算及结算机制

### 5.1 电量核算机制

电量核算机制规定了所有弃水电量交易合同实际完成情况的核算方法。考虑到不论从电网调度角度还是发电侧计量角度都很难将供应低谷时段增量电负荷的电能同供应常规电负荷的电能进行区分,因此弃水电量交易合同的电量核算需要依据低谷时段增量电负荷侧的计量结果。电量核算的具体过程为:①利用低谷时段增量电负荷侧的计量设备得到某时段中各售电公司在各区域代理的所有低谷电用户的总用电量;②以此为依据核算日前市场以及发电权调整市场上所有合同的实际完成情况;③对比各电厂的实际发电量核算支援协议对应的支援电量。

#### 5.1.1 日前市场及发电权调整市场合同的核算

为了叙述方便同时不失一般性,本文以图4所示的一个市场结构为例,其中包含一个水电厂、一个火电厂以及两个售电公司。

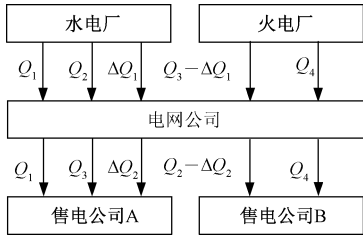


图4 市场结构

Fig.4 Market structure

图4中, $Q_1 \sim Q_4$  为市场成员日前市场上中标的电量; $\Delta Q_1$  及  $\Delta Q_2$  为市场成员在调整市场中实现的发电权调整量。

在上述市场结构中,各个合同的实际完成量可以通过求解式(11)~式(13)得到。

$$\begin{aligned} & \min_{Q^r} (Q^r - Q^c)^T H (Q^r - Q^c) \\ & \text{s.t. } Q_1^r + Q_3^r + \Delta Q_2^r = Q_a^r \\ & \quad Q_2^r + Q_4^r - \Delta Q_2^r = Q_b^r \end{aligned}$$

$$Q^r \geq 0, Q_2^r - \Delta Q_2^r \geq 0 \quad (11)$$

其中

$$\begin{cases} Q^r = (Q_1^r Q_3^r Q_2^r \Delta Q_2^r)^T \\ Q^c = (Q_1 Q_3 Q_2 Q_4 \Delta Q_2)^T \\ H = \text{diag}(\omega_a, \omega_a, \omega_b, \omega_b, \omega_a + \omega_b) \\ \omega_a = 1 / |Q_1 + Q_3 + \Delta Q_2 - Q_a^r| \\ \omega_b = 1 / |Q_2 + Q_4 - \Delta Q_2 - Q_b^r| \end{cases} \quad (12)$$

进而

$$\Delta Q_1^r = \frac{\Delta Q_1}{Q_1} Q_1^r \quad (13)$$

式中, $Q_1^r \sim Q_4^r$  分别为日前市场中标电量  $Q_1 \sim Q_4$  的实际完成电量; $\Delta Q_1^r$  及  $\Delta Q_2^r$  分别为发电权实际的转移电量; $Q_a^r$ 、 $Q_b^r$  分别为售电公司A和B代理的所有低谷电用户的总用电量; $\omega_a$ 、 $\omega_b$  分别为售电公司A和B的核算权重系数。

通过式(11)、式(12)核算  $Q_1^r \sim Q_4^r$ 、 $\Delta Q_2^r$  时,核算原则是尽可能减小合同中标电量与实际完成量之间的总偏差。同时与中标电量相比总用电量越精确的售电公司将在上述总偏差中享有更高的权重  $\omega$ ,从而使得与之相关的所有合同核算结果越精确。这个模型本质上是一个二次规划问题,可以采用商业软件直接求解。

#### 5.1.2 支援电量的核算

对于实际发电量达不到合同实际完成量的水电厂,需要通过电网公司统一向存在核算剩余且签订了支援协议的电厂购买支援电量以完成合同。电网公司统计所有电量缺额后向各个支援电厂分配支援电量。分配的原则是:①尽可能向水电厂分配,其次向火电厂分配。②优先向支援价格低的电厂分配,其次向支援价格高的电厂分配。

电网公司确定购买支援电量的总费用后,在保证自身无盈亏的前提下计算面向被支援水电厂的售电单价。

### 5.2 合同结算机制

合同结算是指利用电量核算的结果进行费用支付的过程,图5显示了合同结算的流程。

首先在合同结算的第一阶段,电网公司根据日前市场及发电权调整市场中的合同的核算结果按照相应的出清电价同售电公司及电厂进行结算并收取过网费用;在结算的第二阶段,实际发电量无法满足合同要求的水电厂通过电网公司统一向支援电厂购买支援电量;在结算的第三阶段,电网公司根据各

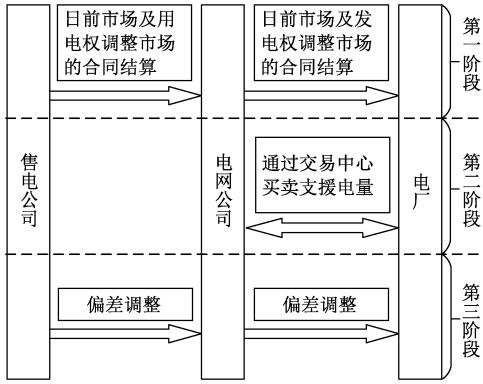


图5 合同结算流程

Fig.5 Flow chart of contract settlement

个合同的执行偏差同售电公司及水电厂结算偏差调整费用,偏差调整费用的计算方法由偏差调整机制规定。

在弃水电量交易的过程中,售电公司、水电厂及电网公司在获得收益的同时也都面临着相应的风险:售电公司利用低电价获得弃水电量的同时可能由于所代理用户的用电偏差而支付偏差调整费用;水电厂利用所发电量获得收益的同时可能由于弃水资源不足等原因而不得不购买价格更高的支援电量来完成合同;电网公司在收取过网费用的同时可能由于调度偏差等原因在偏差调整的过程中承担相应的损失。风险的存在使得市场的各个组成部分各安其职,从而一定程度上维持了市场的有序进行。

### 5.3 偏差调整机制

对于水电厂拥有的每一个合同,有四个量分别与之对应:①合同的中标电量  $Q_c$ ;②合同的实际完成情况  $Q_r$ ;③水电厂实际出力能够满足的电量  $Q_s$ ;④水电厂最大可发弃水电量  $Q_s^{\max}$ 。通过这四个量之间的大小关系来划分责任,进而进行偏差调整。

(1) 当  $Q_s \leq Q_c \leq Q_r$

此时的责任划分方式如图6(a)所示,其中的  $Q_s^{\max} - Q_s$  反映了由于网架约束或调度原因导致的执行偏差,因此由电网公司负责购买与之对应的支援电量;  $Q_c - Q_s^{\max}$  反映了由于弃水资源不足等原因导致的执行偏差,由水电厂负责购买与之对应的支援电量;  $Q_r - Q_c$  反映了用户的用电偏差,由售电公司负责购买与之对应的支援电量。此时,水电厂应收取的费用以及售电公司应支付的费用分别为:

$$\begin{cases} C_s = Q_s P_c + \max(Q_c - Q_s^{\max}, 0)(P_c - P_a) \\ C_d = Q_c P_c + (Q_r - Q_c) P_a \end{cases} \quad (14)$$

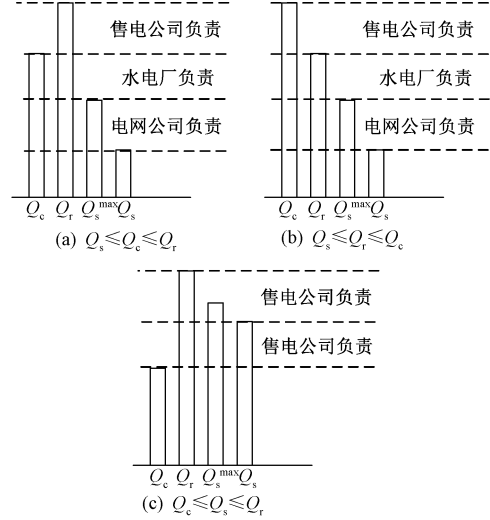


图6 不同情况下的责任划分

Fig.6 Responsibility partition method in different situations

式中,  $C_s$  以及  $C_d$  分别为水电厂应收取的费用以及售电公司应支付的费用;  $P_c$ 、 $P_a$  分别为合同中标价格及支援电量单价。在结算的第一、二阶段,水电厂已经收取的费用  $C_{s0}$  及售电公司已经支付的费用  $C_{d0}$  分别为:

$$\begin{cases} C_{s0} = Q_s P_c + (Q_r - Q_s)(P_c - P_a) \\ C_{d0} = Q_r P_c \end{cases} \quad (15)$$

因此在结算的第三阶段面向水电厂及售电公司的偏差调整费用  $\Delta C_s$ 、 $\Delta C_d$  如式(16)所示:

$$\begin{cases} \Delta C_s = C_s - C_{s0} \\ \quad = \min(Q_r + Q_s^{\max} - Q_c - Q_s, Q_r - Q_s) \cdot (P_a - P_c) \\ \Delta C_d = C_d - C_{d0} = (Q_r - Q_c)(P_a - P_c) \end{cases} \quad (16)$$

式中,  $\Delta C_s \geq \Delta C_d$  反映了电网公司由于自身责任所必须承担的损失。

(2) 当  $Q_s \leq Q_r \leq Q_c$

此时的责任划分方式如图6(b)所示,其中的  $Q_s^{\max} - Q_s$  及  $Q_r - Q_s^{\max}$  的含义同第一种情况,分别由电网公司及水电厂购买相应的支援电量;同时  $Q_c - Q_r$  反映了由于低谷电用户用电不足产生的执行偏差,因此需要由售电公司按该部分合同价值的  $a\%$  补偿水电厂。此时的偏差调整费用如式(17)所示:

$$\begin{cases} \Delta C_s = \min(Q_s^{\max} - Q_s, Q_r - Q_s)(P_a - P_c) + (Q_c - Q_r) P_c \cdot a\% \\ \Delta C_d = (Q_c - Q_r) P_c \cdot a\% \end{cases} \quad (17)$$

(3)当  $Q_c \leq Q_s \leq Q_r$

此时的责任划分方式如图 6(c) 所示,其中的  $Q_r - Q_c$  反映了低谷电用户的用电偏差,由售电公司承担责任。 $Q_r - Q_s$  对应的部分由售电公司负责购买支援电量。 $Q_s - Q_c$  对应的部分由于超过了水电厂的合同范围,需要按日前市场中的最高成交单价  $P_h$  同水电厂结算。此时偏差调整费用如式(18)所示:

$$\Delta C_s = \Delta C_d = (Q_s - Q_c)P_h + (Q_c - Q_r)P_c + (Q_r - Q_s)P_a \quad (18)$$

在结算的第三阶段,电网公司一方面同水电厂结算所有合同的偏差调整费用,另一方面统计所有面向售电公司的偏差调整费用,根据各售电公司代理低谷电用户的总用电量偏差按比例在售电公司间进行分配。

6 结论

为了缓解我国西南地区水电发展过程中遇到的弃水困局,实现以低价电能培育低谷时段增量电负荷的弃水消纳思路,本文设计了一种利用低谷时段增量电负荷实现弃水电量消纳的交易机制。为了兼顾弃水预估的精度以及交易的有效性,本文采用日前交易的模式,同时采用发用电权调整市场来满足市场主体灵活调整中标结果的需求。为了平衡弃水电量预测的随机性误差,本文设计了交易安全保障机制来保障低谷时段增量电负荷的可靠供应。最后由于现有的结算模式通常是按月结算或按年结算,并不适用于短期的日前交易模式,因此本文设计了同弃水电量日前交易相配套的电量核算以及结算机制。

参考文献 (References):

[ 1 ] 陆亮,柳璐,程浩忠,等 (Lu Liang, Liu Lu, Cheng Haozhong, et al.). 经济转型对西南地区能源需求的影响及预测 (The influence of economic transition on energy demand and its prediction in Southwest China) [J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EPSA), 2018, DOI: 10.19635/j. cnki. csu-epsa. 000090.

[ 2 ] 帅伟 (Shuai Wei). 西南水电“弃水”困局与对策 (The problems and countermeasures about abandoned water in China southwest hydropower station) [J]. 中国电力 (Electric Power), 2017, 50 (10): 171-175.

[ 3 ] 张博庭 (Zhang Boting). 如何破解西南水电弃水的困境? (How to solve the predicament of abandoned water in Southwest Power Grid) [J]. 四川水力发电 (Sichuan Water Power), 2017, 36 (6): 116-121.

[ 4 ] 王雪松,陈谦,陈铮,等 (Wang Xuesong, Chen Qian, Chen Zheng, et al.). “十二五”期间云南季节性水电的消纳方案 (Consumptive program of seasonal hydroelectric power in Yunnan Province during the “12th Five-Year” Period) [J]. 南方电网技术 (Southern Power System Technology), 2014, 8 (1): 94-98.

[ 5 ] 国家发展改革委,等 (National Development and Reform Commission, et al.). 关于推进电能替代的指导意见 (发改能源 (2016) 1054 号) (Guidance on promoting electrical energy substitution (No. 1054, 2016)) [R]. 2016.

[ 6 ] 徐飞,闵勇,陈磊,等 (Xu Fei, Min Yong, Chen Lei, et al.). 包含大容量储热的电-热联合系统 (Combined electricity-heat operation system containing large capacity thermal energy storage) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2014, 34 (29): 5063-5072.

[ 7 ] 史开拓,刘念,张建华,等 (Shi Kaituo, Liu Nian, Zhang Jianhua, et al.). 多运营主体的微电网随机匹配交易机制 (Random matching trading mechanism in microgrid of multi-operators) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2016, 40 (2): 587-594.

[ 8 ] 蔡晓丽,李春杰,杨璐 (Cai Xiaoli, Li Chunjie, Yang Lu). 满足激励相容和平衡账户约束的发电市场最高限价机制 (Price cap mechanism for electricity market based on constraints of incentive compatibility and balance accounts) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2011, 35 (2): 143-148.

[ 9 ] 吕泉,李卫东,武亚光 (Lv Quan, Li Weidong, Wu Yaguang). 日前电力市场的多时段购电交易新算法 (A novel multi-period transaction algorithm for day-ahead electricity market) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2005, 29 (16): 33-37.

[ 10 ] 张茂林,黄宋波,涂启玉,等 (Zhang Maolin, Huang Songbo, Tu Qiyu, et al.). 一种基于挂牌的电力市场竞争价模式与实践 (An electricity market bidding model and practice based on listing) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2018, 42 (2): 434-440.

[ 11 ] 陈宝林 (Chen Baolin). 最优化理论与算法 (Optimization theory and algorithms) [M]. 北京:清华大学出版社 (Beijing: Tsinghua University Press), 2005.



## Research on trading mechanism for surplus hydropower and incremental load at valley periods in Southwestern Power Grids

JIANG Tuo<sup>1</sup>, XU Fei<sup>1</sup>, XU Rui-lin<sup>2</sup>, HAO Ling<sup>3</sup>, LIU Yu-ming<sup>2</sup>, KANG Hui-fang<sup>3</sup>,  
WEI Ming-shan<sup>3</sup>, CHEN Lei<sup>1</sup>, CHEN Qun<sup>1</sup>, MIN Yong<sup>1</sup>

(1. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipment,  
Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 401123, China;

3. School of Mechanical Engineering, Beijing Institute of Technology, Beijing 100084, China)

**Abstract:** Limited by the slow electricity consumption growth rate and high transmission barriers between provinces, the hydropower development in Southwestern Power Grid is encountering difficulties of hydropower accommodation. To get rid of this predicament, a solution named “Attracting incremental load of valley period by low price electricity” is put forward in some provinces of Southwestern China. Along with this way, a trading mechanism between surplus hydropower and incremental load of valley period was proposed which can realize the optimal allocation of resources. Specially, a frame map of the trading mechanism was put forward and the mechanism of trading patterns and price optimization, the mechanism of implementation guarantee, the mechanism of accounting and settlement were designed concretely.

**Key words:** surplus hydropower accommodation; incremental load; trading mechanism; settlement mechanism; deviation settlement