

4-16-2021

## Monthly purchasing decisions across provinces and regions considering multiple constraints and planmarket coordination

Fucai LI

*State Grid Hunan Electric Power Transaction Center, Changsha 410007, China*

Xiangqi LI

*Economic and Technical Research Institute, State GridHunan Electric Power Co.,Ltd.,Hunan Provincial Key Laboratory of Energy Internet Supply and Demand Operation, Changsha 410004,China*

Zhaochun LUO

*State Grid Hunan Electric Power Transaction Center, Changsha 410007, China*

Binkun XU

*Economic and Technical Research Institute, State GridHunan Electric Power Co.,Ltd.,Hunan Provincial Key Laboratory of Energy Internet Supply and Demand Operation, Changsha 410004,China*

Mingmin ZHANG

*State Grid Hunan Electric Power Transaction Center, Changsha 410007, China*

*See next page for additional authors*

Follow this and additional works at: <https://jepst.researchcommons.org/journal>

---

### Recommended Citation

LI, Fucai; LI, Xiangqi; LUO, Zhaochun; XU, Binkun; ZHANG, Mingmin; LIU, Junpeng; WEN, Ming; TAN, Yudong; and LIU, Xiaodan (2021) "Monthly purchasing decisions across provinces and regions considering multiple constraints and planmarket coordination," *Journal of Electric Power Science and Technology*: Vol. 36: Iss. 1, Article 24.

DOI: 10.19781/j.issn.16739140.2021.01.024

Available at: <https://jepst.researchcommons.org/journal/vol36/iss1/24>

This Article is brought to you for free and open access by Journal of Electric Power Science and Technology. It has been accepted for inclusion in Journal of Electric Power Science and Technology by an authorized editor of Journal of Electric Power Science and Technology.

---

# Monthly purchasing decisions across provinces and regions considering multiple constraints and planmarket coordination

## Authors

Fucai LI, Xiangqi LI, Zhaochun LUO, Binkun XU, Mingmin ZHANG, Junpeng LIU, Ming WEN, Yudong TAN, and Xiaodan LIU

# 考虑多重约束和计划—市场协调的跨省 跨区月度购电决策

李伏才<sup>1</sup>, 李湘旗<sup>2</sup>, 罗朝春<sup>1</sup>, 徐彬焜<sup>2</sup>, 张明敏<sup>1</sup>,  
刘俊鹏<sup>3</sup>, 文 明<sup>2</sup>, 谭玉东<sup>2</sup>, 刘晓丹<sup>2</sup>

(1. 湖南电力交易中心有限公司, 湖南 长沙 410007; 2. 国网湖南省电力有限公司经济技术研究院能源互联网供需运营  
湖南省重点实验室, 湖南 长沙 410004; 3. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410114)

**摘 要:**随着电力市场的逐步放开, 省外低价电的注入给受端电网购电决策带来了巨大的挑战。为此, 对计划、市场不同购电渠道的购电成本进行分类和梳理, 分析跨省区购电所需遵循的一系列约束, 提出计划—市场协调的跨省跨区月度交易决策框架, 并建立省级受端电网跨省跨区月度购电决策模型。以总购电成本最小为目标, 考虑省内潮流安全约束、特高压直流联络线约束以及省间传输通道约束。以湖南电网为例, 探讨计划—市场协调环境下跨省区购电约束对省级电网购电结果的影响, 验证所提模型的有效性。

**关 键 词:**中长期交易; 跨省跨区; 月度购电决策; 特高压联络线约束

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.01.024 中图分类号: TM732 文章编号: 1673-9140(2021)01-0206-10

## Monthly purchasing decisions across provinces and regions considering multiple constraints and plan-market coordination

LI Fucan<sup>1</sup>, LI Xiangqi<sup>2</sup>, LUO Zhaochun<sup>1</sup>, XU Binkun<sup>2</sup>, ZHANG Mingmin<sup>1</sup>,  
LIU Junpeng<sup>3</sup>, WEN Ming<sup>2</sup>, TAN Yudong<sup>2</sup>, LIU Xiaodan<sup>2</sup>

(1. State Grid Hunan Electric Power Transaction Center, Changsha 410007, China; 2. Economic and Technical Research Institute, State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Hunan Provincial Key Laboratory of Energy Internet Supply and Demand Operation, Changsha 410004, China; 3. School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

**Abstract:** With the gradual opening up of the power market, the injection of outside low-price electricity brings great challenges to the power purchase decision of receiving object. On the background, this paper classifies and sorts out the purchasing cost of different purchasing channels in the electricity plan and market, and then analyzes a series of constraints which needs to be considered in the across-provinces /and across-regions power purchasing. Thus, a monthly trading decision-making framework is put forward for the electricity plan and market coordination with the across-provinces /and across-regions trading. In addition, for the purpose of minimizing the total power purchase

收稿日期: 2020-02-20; 修回日期: 2020-05-22

基金项目: 湖南省科技厅项目(2019CT5001, 2018GK4002); 国网湖南电力公司项目(5216A2180009); 泛在电力物联网湖南省重点实验室(2019TP1016); 湖南省科技创新平台与人才计划(2019TP1053)

通信作者: 罗朝春(1972-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事中长期电力市场交易研究; E-mail: chchluo@163.com

cost, the power flow safety constraints, on the ultra high voltage direct current (UHVDC) tie line and inter-provincial transmission channel constraint are considered. Finally, the Hunan power grid is taken as an example. The influence of cross-province and cross-region power purchase constraints on the power purchase results is discussed to verify the effectiveness of the proposed model.

**Key words:** medium and long-term transaction; cross inter-provincial; monthly power purchase decision; UHVDC tie line constraint

中长期电力交易是中国电力市场的主要形式。据统计,2019年中国电力市场中长期电力交易电量达 $19\,679.3 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,约占全社会总用电量的30.2%。在中长期电力市场环境下,交易中心在保证电网安全运行的前提下<sup>[1-2]</sup>,通过合理安排月度购电计划降低购电成本,以达到社会效益最大化的目的。

中国电力需求与供应分布极不均衡。在西部地区,发电资源相对集中且电价较低,但电力需求较少<sup>[3-4]</sup>;而中部以及东部沿海地区电力需求则较大,但发电资源相对匮乏,电价较高<sup>[5]</sup>。电力供需分布的地域和价格差异,决定了交易中心在编制月度购电计划时优化决策跨省跨区购电和省内购电2种方式<sup>[6-7]</sup>。

针对月度购电决策问题,学者们已经开展了一些研究工作。文献[8]统筹考虑火力发电企业、电网公司和社会三方收益,以成本最小为目标建立了月度购电计划模型,但该模型中的购电对象较为单一,与实际情况不符。文献[9]进一步考虑了含水风光的多源电网在丰水期或风资源丰富季节,通过延迟省内购电合同以及购买省外低价电量,以达到购电成本最小。但该研究并没有考虑水风光出力的不确定性。文献[10]在考虑水电出力不确定性的基础上,构建了以月度购电费用和半绝对离差风险价值期望最小为目标的省级电网月度购电计划模型,但该模型忽略了网络安全约束。文献[11]不仅考虑了风电出力不确定性,还考虑了日前市场价格对购电成本的影响,通过日前市场解决风电预测误差,以达到电量供需平衡,但该模型仍然没有考虑支路潮流安全约束。文献[12]针对风电出力不确定性对省级电网购电的影响,提出了一系列风险度量指标,并以此为基础建立了双目标购电优化模型。该模型虽然考虑了支路潮流安全约束,但并未考虑跨省跨区联络线传输功率约束以及网损和输电费用。文献[13]

以交易中心和供电商为研究对象,探讨了跨省跨区市场电量在不同类型发电企业之间的分配结果对2个主体效益的影响,并构建了交易中心和供电商双层博弈优化模型,但该模型只考虑市场竞争性电量,忽略了计划—市场必须协调这一特性<sup>[14]</sup>,且未考虑联络线传输约束。

基于上述分析,针对含多种发电资源的省级电网月度安全购电问题,该文提出了一种考虑多重约束和计划—市场协调的跨省跨区月度购电优化决策模型。首先,基于当前中国电力市场现状,提出了计划—市场协调的跨省跨区月度交易决策框架。其次,对所提框架进行合理简化与假设,并对框架中所涉及的变量进行分类梳理。并以总购电成本最小为目标,考虑省内潮流安全、跨省跨区购电通道传输能力、外购电功率与受端电网负荷耦合关系等约束,构建了计划—市场协调的省级电网跨省跨区月度购电优化模型。最后,以湖南电网为例,仿真分析了该文所提约束对湖南电网月度购电结果的影响,验证了该文所提模型的有效性。

## 1 考虑计划—市场协调的跨省跨区月度交易决策框架

中国实施以省为主体的电力市场交易模式。省级电网购电渠道包括省内购电和省外购电,购电方式包括计划购电和市场购电。该部分对不同购电渠道购电成本的影响因素进行梳理与分析,并对跨省跨区购电时所需遵循的约束条件进行探讨,最终提出计划—市场协调的跨省跨区月度交易决策框架。

### 1.1 省内购电对象影响因素分析

#### 1.1.1 统调火电厂

火力发电是省内购电的主要购电对象,具有调节性能好、出力波动小的特点。影响省内统调火电厂购电成本的主要因素如下。

### 1) 火电上网价格。

省内火电购电量一般包括计划购电量和市场购电量两部分,不同购电方式下上网价格不同。

计划购电电价由年度合同确定。火电厂在上年 12 月中下旬通过参与年度双边协商或集中竞价与交易中心签订年度发电合同,并确定合同电量上网电价。这部分电量在年时间尺度上可认为是市场购电量,但对于月度购电而言,是事先安排的需按计划进行的购电,该文称为计划购电量。将年度合同按一定规则分解到月,形成火电厂月度计划购电量。

市场购电电价由参与月度市场竞争时市场统一出清价格确定。火电厂除参与年度交易外,还可根据电厂发电能力参与月度市场竞争。此时,火电厂根据自身发电成本(包括煤耗、厂用电、污染处理成本等)以及可发电量,向交易中心申报交易电量和交易价格。最后按相应出清规则进行出清,确定最终出清电量以及出清电价。

### 2) 省内旋转备用要求。

为提高系统可靠性,减少停电事故的发生,必须购买一部分的旋转备用。

### 3) 火电厂环境友好程度。

根据节能减排政策要求,在购买污染性较大机组发电量时,必须考虑机组的能耗水平和  $\text{CO}_2$ 、 $\text{SO}_2$  等污染物的排放量。

#### 1.1.2 统调水电厂

水力发电具有清洁、高效灵活、发电成本低的特点,按调节能力可分为无库容水电站、带库容水电站以及抽水蓄能电站。

##### 1) 无库容水电站。

无库容水电站不具备调节能力,发电量由河流来水情况决定,具有随机性。根据《可再生能源法》要求,水电要优先上网,特别是在丰水期,水电厂必须实现满发。故对于无库容水电站,月度购电量由发电量预测值确定,购电电价由水电标杆电价确定。

##### 2) 带库容水电站。

带库容水电站根据库容大小具有不同时间尺度的调节能力,购电量可根据负荷变化、市场需求进行灵活决策。上网电价可根据水电站调节能力实行分类标杆电价或丰枯分时电价。

##### 3) 抽水蓄能电站。

抽水蓄能电站作为一种特殊的水电站,可以在一定程度上解决系统调峰、调频及黑启动等问题,购电量根据系统需求进行决策。上网价格主要采用两部制电价。

#### 1.1.3 风光电站

风光发电具有波动性和随机性的特点,给交易中心购电决策带来了极大的挑战。影响购电成本的主要因素如下。

##### 1) 天气情况及负荷低谷时消纳水平。

风电上网电量主要受来风大小、来风时间及负荷低谷时消纳水平影响。来风大小决定风力发电机组的发电量;因风电具有反调峰特性,故来风时间和负荷低谷时消纳水平决定发电量是否可以并网。光伏上网电量主要受光照时长和光照角度影响。

##### 2) 政策要求。

为响应国家关于节能减排的号召,对风光发电实行优先并网政策。此外,为提升可再生能源消纳的积极性,要求交易中心在制定购电计划时要满足一定的可再生能源配额比例。

##### 3) 上网电价。

按照地区风光资源丰富程度,将中国划分为 4 类风资源区和 3 类光资源区,对不同类型资源区执行不同标准的标杆上网电价。此外,当地政府可在标杆电价的基础上,进行适当的电价补贴。

#### 1.2 省外购电对象影响因素分析

省外购电对象按性质可分为国家指令性计划购电和跨省跨区市场购电。

国家指令性计划购电量由国家发改委等部门根据各省市负荷需求情况、购电时段以及网架结构,按照一定比例进行分配,计划购电量的上网电价由政府批复电价决定。跨省跨区市场购电量与上网电价由购电省份与售电省份经双边协商、集中竞价或挂牌交易等多种交易形式确定。

省外购电落地电价由当地上网电价、省间电网输电价格(含线损)、区域间电网输电价格(含线损)、高压直流跨区输电价格(含线损)4 个部分组成。

#### 1.3 跨省跨区购电情况分析

交易中心在进行跨省跨区购电决策时,不仅要考虑省内外购电对象的特点,还要综合考虑省间联



由预测电量确定,并视为参数量;国家指令性计划购电量由政府按比例分配,在进行决策时可视为参数量;跨省跨区市场购电量,由于不同的省外购电单位所提供的购电量和购电电价不同,应以购电成本最低和电网安全运行为原则,将其作为决策变量进行决策。

为此,在满足系统月度电量供需平衡、省内购电安全约束以及跨省跨区购电通道传输能力等约束的基础上,以总购电成本最小为目标,构建计划—市场协调的跨省跨区月度购电优化决策模型。

## 2.2 目标函数

考虑国家指令性计划购电和市场购电,以月度总购电成本最小构建目标函数,具体如下:

$$\min F = \sum_g (W_g^A \pi_g^A + W_g^D \pi_g^D) + \pi^H \sum_m W_m^H + \pi^W \sum_n W_n^W + \pi^P \sum_k W_k^P + \sum_r W_r^Z \pi_r^Z + \sum_t W_t^S \pi_t^S \quad (1)$$

式中  $G, M, N, K, R, T$  分别表示参与跨省跨区购电决策的火电、水电、风电、光电、计划指令性购电、跨省跨区市场购电的单位数量;  $W_g^A$  为第  $g$  家火电厂签订的年度合同当月分解电量,对应的合同电价为  $\pi_g^A$ ;  $W_g^D$  为第  $g$  家火电厂参与市场交易的出清电量;  $\pi^D$  为统一出清电价;  $W_m^H$ 、 $W_n^W$ 、 $W_k^P$  分别为第  $m$  家水电站、第  $n$  家风电站、第  $k$  家光伏电站当月的购电量;  $\pi^H$ 、 $\pi^W$ 、 $\pi^P$  为对应的水、风、光上网标杆电价;  $W_r^Z$  为第  $r$  个国家指令性计划购电单位购电量;  $W_t^S$  为第  $t$  个跨省跨区市场购电单位的购电量;  $\pi_r^Z$  和  $\pi_t^S$  为落地电价。

考虑到跨省跨区交易时产生的网损及输电费用,落地电价的计算可表示为

$$\pi = \pi_{up} + \pi_{out} + \pi_{ip} + \pi_{ip}^{loss} + \pi_{op} + \pi_{op}^{loss} \quad (2)$$

式中  $\pi_{up}$  为省外发电企业的上网标杆电价;  $\pi_{out}$  为省外发电企业电量送出本省的输电价格(含线损);  $\pi_{ip}$  为电量经区域电网传输的输电价格;  $\pi_{ip}^{loss}$  为区域间电网传输的网损价;  $\pi_{op}$  为经高压直流跨区输送的输电价格;  $\pi_{op}^{loss}$  为跨区传输的网损价。

## 2.3 约束条件

该模型除了包含省内各类型机组出力上下限和可发电量等常规约束外,还包含以下约束:

1) 购电安全平衡约束。

① 月度电量平衡约束:

$$(1 - \partial) \left( \sum_g (W_g^A + W_g^D) + \sum_{m=1}^M W_m^H + \sum_{n=1}^N W_n^W + \sum_{k=1}^K W_k^P + \sum_{r=1}^R W_r^Z + \sum_{t=1}^T W_t^S \right) = W_L \quad (3)$$

式中  $\partial$  表示月平均损耗电量的比例,损耗包括线损和变损;  $W_L$  为月度负荷电量需求。

② 潮流功率平衡方程:

$$(P^A + P^D + P^H + P^W + P^P + P^Z + P^S - P^L) = B\delta \quad (4)$$

式中  $P^A$ 、 $P^D$ 、 $P^H$ 、 $P^W$ 、 $P^P$  分别为合同火电、市场火电、水电、风电、光伏的节点出力向量;  $P^Z$ 、 $P^S$  分别为国家指令性计划购电和跨省跨区市场购电的节点功率向量;  $P^L$  为节点负荷功率向量;  $B$  为节点导纳矩阵;  $\delta$  为电压相角向量。

2) 省内购电约束。

① 省内购电总量约束:

$$\sum_g (W_g^A + W_g^D) + \sum_{m=1}^M W_m^H + \sum_{n=1}^N W_n^W + \sum_{k=1}^K W_k^P \geq W_K \quad (5)$$

式中  $W_K$  为省内最小购电量。

② 省内可再生能源配额约束:

$$\frac{\sum_{m=1}^M W_m^H + \sum_{n=1}^N W_n^W + \sum_{k=1}^K W_k^P}{W_L} \geq K_P \quad (6)$$

式中  $K_P$  为省内可再生能源配额比例。

③ 省内支路潮流功率约束:

$$P_l^{\min} \leq P_l = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \leq P_l^{\max} \quad (7)$$

式中  $P_l$  为第  $l$  条省内支路的传输功率;  $\delta_i$ 、 $\delta_j$  为支路  $l$  两端点的电压相角;  $x_{ij}$  为对应支路电抗;  $P_l^{\max}$ 、 $P_l^{\min}$  分别为第  $l$  条支路输电功率的上下限。

3) 跨省跨区购电通道传输能力约束。

① 省间联络线功率约束:

$$P_a^{J,\min} \leq P_a^J \leq P_a^{J,\max} \quad (8)$$

式中  $P_a^J$  为第  $a$  条省间联络线的输送功率;  $P_a^{J,\min}$ 、 $P_a^{J,\max}$  分别为允许输送的最小最大功率值。

② 稳定断面极限传输功率约束:

$$P_{\lambda}^{\min} \leqslant \sum_{l \in \phi_{\lambda}} P_l \leqslant P_{\lambda}^{\max} \tag{9}$$

式中  $\phi_{\lambda}$  隶属于断面  $\lambda$  的支路集合;  $P_{\lambda}^{\max}$  和  $P_{\lambda}^{\min}$  分别为断面  $\lambda$  的最大和最小输电功率。

③特高压直流联络线传输功率约束:

$$P_{\beta}^{T,\min} \leqslant P_{\beta,t}^T \leqslant P_{\beta}^{T,\max} \tag{10}$$

式中  $P_{\beta,t}^T$  为第  $\beta$  条特高压直流联络线在  $t$  时段的输送功率;  $P_{\beta}^{T,\min}$ 、 $P_{\beta}^{T,\max}$  分别为允许输送的最小最大功率值。

④特高压直流联络线功率调整速率约束:

$$-P_{\beta}^{T,\text{down}} \leqslant P_{\beta,t}^T - P_{\beta,t-1}^T \leqslant P_{\beta}^{T,\text{up}} \tag{11}$$

式中  $P_{\beta}^{T,\text{up}}$  和  $P_{\beta}^{T,\text{down}}$  分别为第  $\beta$  条特高压直流联络线允许的最大向上、下变化速率值。

⑤特高压直流联络线输送电量约束:

$$W_{\beta}^{\min} \leqslant \sum_{t=1}^T \frac{24}{T} P_{\beta,t}^T \leqslant W_{\beta}^{\max} \tag{12}$$

式中  $W_{\beta}^{\max}$ 、 $W_{\beta}^{\min}$  分别表示第  $\beta$  条特高压直流联络线在调度周期内的最大最小传输电量;  $T$  为日内调度次数。

⑥外购电功率与负荷需求的耦合约束:

$$\begin{aligned} & \{P_0 \quad P_L \leqslant P^0 \\ \max(\sum P_{\alpha}^J + \sum P_{\beta}^T) = & \begin{cases} P_1 & P^0 \leqslant P_L \leqslant P^1 \\ \vdots & \vdots \\ P_e & P_L \geqslant P^{e-1} \end{cases} \end{aligned} \tag{13}$$

式中  $P^0, P^1, \cdots, P^{e-1}$  为负荷功率需求区间的端点功率值;  $P_0, P_1, \cdots, P_e$  为负荷功率需求处于相应区间时的联络线总最大可传输容量。

2.4 求解方法

该模型以月度总购电成本最小为目标,重点考虑了省级电网跨省跨区购电通道传输能力约束。所提模型的求解过程可以看作是一种电网运行状态下

的最优潮流计算。常见的最优潮流求解方法有单纯形法、牛顿法和简化梯度法等。该文借助 MATLAB 平台对上述优化问题进行建模,采用跟踪中心轨迹内点法对模型进行求解。通过优化求解确定各购电对象的购电量及购电成本。

3 算例分析

3.1 基础数据

该文选取 2018 年 8 月湖南电网的基础数据进行算例仿真,以验证所提模型的有效性。该月社会总用电量需求为  $53 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ; 全省火电年度合同月度分解电量为  $15 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ , 合同电价均值 420 元/(MW·h), 标准差为 40 元/(MW·h); 火电上网统一出清电价取 435 元/(MW·h); 水电上网电量 9.5~11.0×10<sup>8</sup> kW·h(均匀分布), 水电上网标杆电价取 268.26 元/(MW·h); 风力发电上网电量预测处于 0.55~1.85×10<sup>8</sup> kW·h 之间, 标杆电价取 610 元/(MW·h); 光伏发电上网电量预测处于 0.05~0.55×10<sup>8</sup> kW·h 之间, 标杆电价取 850 元/(MW·h)。省内最小购电量为 36×10<sup>8</sup> kW·h, 可再生能源配额比例取 20%。湖南省外购电单位以三峡、葛洲坝和西北(通过祁韶特高压直流送入, 简称祁韶直流)为主, 此外还包括四川水电和华中电等其它购电量较少单位(简称其他), 其交易数据如表 1 所示。其中, 三峡和葛洲坝作为国家指令性计划购电, 在 8 月份预计分配电量 6.3~7.4×10<sup>8</sup> kW·h 和 1.0~1.2×10<sup>8</sup> kW·h。湖南电网外购电输电网络如图 2 所示, 输电通道输送能力及其与负荷的耦合关系见表 2。

表 1 外购电单位信息

Table 1 Purchased electricity unit information

| 外购电<br>单位 | 可购电量/<br>(10 <sup>8</sup> kW·h) | 上网电价/<br>元/(MW·h) | 出省电价/<br>元/(MW·h) | 区域送电价/<br>元/(MW·h) | 区域网损/<br>元/(MW·h) | 跨区送电价/<br>元/(MW·h) | 跨区网损/<br>元/(MW·h) | 落地电价/<br>元/(MW·h) |
|-----------|---------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| 三峡        | 7.4                             | 233.3             | 263.20            | 0.23               | 5.10              | —                  | —                 | 269.40            |
| 葛洲坝       | 1.2                             | 246.3             | 252.10            | 10.00              | 6.52              | —                  | —                 | 271.26            |
| 祁韶直流      | 8.2                             | 240.0             | 250.46            | 20.00              | 5.19              | 30.1               | 19.44             | 358.87            |
| 其他        | 0.4                             | 255.0             | 288.88            | 40.00              | 12.76             | 40.0               | 14.94             | 396.58            |

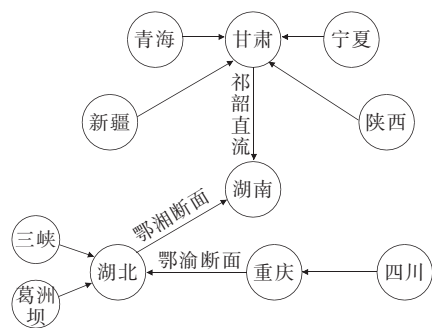


图 2 湖南省外购电通道

Figure 2 Outsourcing electricity channel of Hunan province

表 2 输电通道传输能力与负荷的耦合关系

Table 2 Coupling relationship between transmission

capacity and load of transmission channel  $10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$

| 负荷水平          | 外购电传输功率限额 |
|---------------|-----------|
| $\leq 2\ 200$ | 510       |
| $\leq 2\ 700$ | 560       |
| $\leq 2\ 900$ | 590       |
| $> 2\ 900$    | 600       |

3.2 仿真结果分析

基于 3.1 节设计的仿真数据,设置了 3 个不同仿真方案进行对比分析。

表 3 方案 1~3 的月度购电仿真结果比较

Table 3 The simulation results of scheme 1 to scheme 3 are compared on a monthly basis

| 方案 | 市场火电电量/<br>( $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ) | 火电总成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) | 水电电量/<br>( $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ) | 水电成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) | 风电电量/<br>( $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ) | 风电成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) | 光伏电量/<br>( $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ) | 光伏成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) | 外购电总电量/<br>( $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ) | 外购电总成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) | 总购电成本/<br>( $10^8 \text{ 元}$ ) |
|----|-------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 1  | 10.409                                          | 10.828                         | 10.5                                          | 2.817                         | 0.60                                          | 0.366                         | 0.05                                          | 0.031                         | 16.441                                          | 5.137                           | 19.190                         |
| 2  | 11.159                                          | 11.154                         | 9.62                                          | 2.581                         | 0.91                                          | 0.555                         | 0.18                                          | 0.110                         | 16.131                                          | 5.059                           | 19.502                         |
| 3  | 13.814                                          | 12.309                         | 9.78                                          | 2.624                         | 1.03                                          | 0.628                         | 0.13                                          | 0.079                         | 13.246                                          | 4.032                           | 19.703                         |

1)系统潮流约束对购电计划的影响。

由方案 1、2 的外购电组合可知:在不考虑系统潮流安全约束时,模型首先会选择经济效益最高的购电单位,依次从三峡、葛洲坝、祁韶直流购电,以满足电量供需平衡。但从网络潮流安全角度出发,模型甚至要购买利润较低的其他类型电,使得总购电成本提高了  $0.312 \times 10^8$  元。这说明该文所提模型的最低购电费用是建立在电网安全稳定运行的基础上,也符合省级电网购电的最终目的。

方案 1:考虑省内购电约束,但不考虑系统潮流安全约束和跨省跨区购电通道传输能力约束。

方案 2:同时考虑省内购电约束和系统潮流安全约束,但不考虑跨省跨区购电通道传输能力约束。

方案 3:在方案 2 的基础上,更进一步考虑省间联络线及断面极限传输功率约束、省间特高压直流联络线功率约束以及外购电功率与负荷需求耦合约束。

分别对上述 3 种方案的跨省跨区月度购电计划模型进行求解,结果如图 3 所示。对比不同方案下的月度购电计划,结果如表 3 所示。

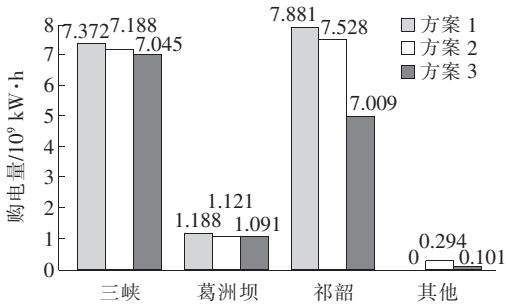


图 3 3 种方案下的跨省跨区购电量组合比较

Figure 3 Comparison of power purchase combinations across provinces and regions under three schemes

2)传输通道约束对购电计划的影响。

由方案 2、3 的购电计划可知:方案 2 中跨省跨区购电量占当月总购电量计划的 30.44%,而方案 3 中跨省跨区购电量只占当月总购电量计划的 24.99%,相比方案 2 减少了外购电量  $2.885 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。其中祁韶直流购电量的大幅减少,一是由于考虑了特高压直流传输通道约束造成的;二是在省内负荷处于一定限值内时,由于外购电功率与负荷的耦合约束存在,使得通过祁韶直流和鄂湘断面

传输的容量有限,导致整体外购电量减少。但由于三峡和葛洲坝电属于国家指令性计划电,无法大幅减少,最终只能减少跨省跨区市场购电量,使得外购电量减少  $2.885 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,购电费用减少  $1.027 \times 10^8$  元。为满足电量平衡约束,最终通过增加购买省内电量以弥补外购电量的缺口。为此,增购省内市场水、火、风、光电量分别为 0.16、2.655、0.12、 $-0.05 \times (10^9 \text{ kW} \cdot \text{h})$ ,但省内火电和风光标杆电价过高,使得省内市场购电费用增加  $1.229 \times 10^8$  元,总购电费用相比方案 2 增加了  $0.201 \times 10^8$  元。这也说明,在外购电传输通道输送能力充足的情况下,提高省内用电负荷可增加省外低价电的购电量,减少购电单位的购电费用。

3.3 可再生能源配额比例对购电计划的影响

考虑该文所提全部约束,改变省内可再生能源配额比例  $K_P$ ,分析不同  $K_P$  对省级电网月度购电计划的影响。将方案 3 中的  $K_P$  设置为 25%,对模型进行求解,所得购电组合结果如图 4 所示,购电成本比较如表 4 所示。

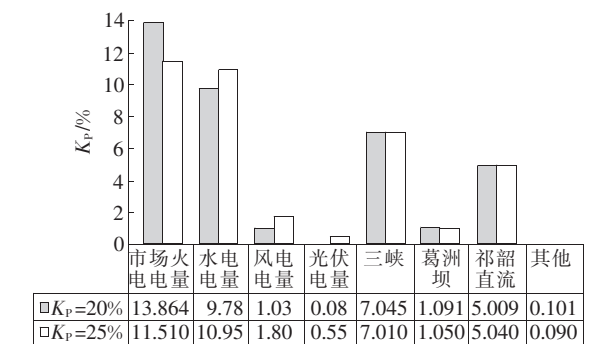


图 4 2 种  $K_P$  下各购电主体购电量  
Figure 4 Each of the two  $K_P$ 's buys electricity

表 4 不同  $K_P$  对购电成本的影响

| Table 4 The influence of different $K_P$ on power purchase cost |           |           |            |           | $10^8$ 元      |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| $K_P/\%$                                                        | 火电<br>总成本 | 水风<br>光成本 | 外购电<br>总成本 | 总购电<br>成本 | 可在生能<br>源比例/% |
| 20                                                              | 12.331    | 3.320     | 4.032      | 19.682    | 20.55         |
| 25                                                              | 11.307    | 4.503     | 4.018      | 19.828    | 25.09         |

由图 4 可以看出,对于跨省跨区购电量而言,在购电通道传输能力这一类型约束没有改变的情况

下,不同  $K_P$  对其购电量影响不大,购电量之差控制在  $0.04 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$  内。

对于省内购电对象而言,在省级电网总购电需求不变的情况下,随着省内可再生能源配额比例系数的增加,从省内水风光电厂购得的电量将增加,本例共计增加  $2.41 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。这在一定程度上可以减少弃水弃风弃光现象,促进省内清洁能源消纳,改善省内电源结构。

但从表 4 可以看出,总购电成本随着  $K_P$  的变大在逐步增加。这是由于风光上网标杆电价较高,  $K_P$  的增加驱使水风光电量取代部分火电电量(约  $2.4 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ),使得水风光购电成本( $1.183 \times 10^8$  元)增加的部分大于火电总成本( $1.002 \times 10^8$  元)减小的部分。

另外,水风光发电具有随机性和波动性,在购买水风光电量时需承担的风险较大。当  $K_P$  越高,购买水风光的费用就越高,承担的风险就越大。同时为了保证电网安全可靠运行,交易中心购买的备用容量需和水风光购电量相匹配,以免发生波动时导致拉闸限电。因此,增大  $K_P$  还会增加其他隐性成本。

### 4 结语

该文对跨省跨区购电决策过程中需要考虑的问题进行分类梳理,并以此为基础构建了考虑多重约束和计划—市场协调的省级电网最优跨省跨区月度购电模型,实现了在满足电网安全约束条件下购电总成本最小的目标,并得到如下结论。

1)对省内购电对象和省外购电对象的购电成本相关影响因素进行了分类和分析,对跨省跨区购电需遵循的约束进行梳理,以此为基础提出计划—市场协调的跨省跨区月度交易决策框架。

2)通过对仿真结果进行分析,交易中心应充分考虑跨省跨区市场上不同售电单位的售电能力、市场电价和输电通道约束等特点,合理安排购电计划,通过实现多个购电单位的协调达到最大的社会效益。

## 参考文献:

- [1] 梁振成,卢纯颢,王刚,等. 基于多时段机组组合的中长期市场安全校核方法[J]. 电力大数据,2019,22(10):16-22.  
LIANG Zhencheng, LU Chunhao, WANG Gang, et al. Long and medium-term power market security check method based on multi-period unit commitment[J]. Power Systems and Big Data,2019,22(10):16-22.
- [2] 孙可,兰洲,林振智,等. 国际典型电力市场阻塞管理机制及其对中国的启示研究[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(12):170-178.  
SUN Ke, LAN Zhou, LIN Zhenzhi, et al. Transmission congestion management mechanism of typical international power markets and possible guidance for China's power market[J]. Power System Protection and Control,2020,48(12):170-178.
- [3] 李婷,胥威汀,刘向龙,等. 含高比例可再生能源的交直流混联电网规划技术研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(12):177-187.  
LI Ting, XU Weiting, LIU Xianglong, et al. Review on planning technology of AC/DC hybrid system with high proportion of renewable energy[J]. Power System Protection and Control,2019,47(12):177-187.
- [4] 任冲,柯贤波,樊国伟,等. 大规模风电直流送出系统过电压抑制措施及控制方案优化研究[J]. 高压电器,2020,56(5):163-174.  
REN Chong, KE Xianbo, FAN Guowei, et al. Transient voltage stabilization and control optimization for large-scale wind power UHVDC transmission system[J]. High Voltage Apparatus,2020,56(5):163-174.
- [5] 白顺明,刘定宜,叶泽,等. 跨省跨区直接交易改革探讨[J]. 中国电力企业管理,2016(1):64-67.  
BAI Shunming, LIU Dingyi, YE Ze, et al. Discussion on the reform of trans-provincial and trans-regional direct trade[J]. China Power Enterprise Management, 2016(1):64-67.
- [6] 许喆,陈玮,丁军策,等. 考虑省间差异及可再生能源优先消纳的南方区域市场主体同台竞价机制[J]. 供用电,2020,37(5):73-78.  
XU Zhe, CHEN Wei, DING Junce, et al. Southern regional electricity market bidding mechanism considering regional differences and preferential consumption of renewable energy[J]. Distribution & Utilization,2020,37(5):73-78.
- [7] 杜振东,王佳仁,何英静,等. 新电改背景下考虑区域电力市场交易的电力系统风险评估方法[J]. 智慧电力,2019,47(7):36-42+75.  
DU Zhendong, WANG Jiaren, HE Yingjing, et al. Power system risk assessment method considering different regional power market trading scenarios under the background of new power system reform[J]. Smart Power, 2019,47(7):36-42+75.
- [8] 汤伟,王漪,于峰,等. 编制直调火力发电单元月度电能交易计划的综合成本加权法[J]. 电网技术,2009,33(17):167-173.  
TANG Wei, WANG Yi, YU Feng, et al. An integrative cost weighted method for drawing up electric energy monthly transaction schedule of directly dispatched thermal power generation units[J]. Power System Technology,2009,33(17):167-173.
- [9] 刘敦楠,徐玉杰,曾伟民,等. 省级电网多元能源协调套期优化的购电模型[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):105-110.  
LIU Dunnan, XU Yujie, ZENG Weimin, et al. Provincial grid power purchase hedging optimization model considering multi-energy coordination[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(7):105-110.
- [10] 文旭,颜伟,王俊梅,等. 考虑跨省交易能耗评估的区域节能电力市场与随机规划购电模型[J]. 电网技术,2013,37(2):500-506.  
WEN Xu, YAN Wei, WANG Junmei, et al. Regional energy-saving electricity market and stochastic programming power purchasing model considering assessment on energy consumption in trans-provincial transaction[J]. Power System Technology, 2013, 37(2):500-506.
- [11] 刘文彬. 考虑日前市场价格和风电不确定性的月度合约市场购电模型[J]. 陕西电力,2017,45(4):60-65.  
LIU Wenbin. Monthly electricity energy purchasing model considering day-ahead market price and wind power

- uncertainty[J]. *Smart Power*, 2017, 45(4): 60-65.
- [12] 文旭, 王俊梅, 郭琳. 计及风电不确定性的省级电网月度购电风险管理模型[J]. *电力自动化设备*, 2015, 35(7): 106-112.
- WEN Xu, WANG Junmei, GUO Lin. Risk management model considering wind power uncertainty for monthly power purchasing of provincial grid[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2015, 35(7): 106-112.
- [13] 姜曼, 刘定宜, 叶泽, 等. 考虑售电公司的跨省区电力交易的资源配置分析[J]. *电力科学与技术学报*, 2018, 33(3): 120-127.
- JIANG Man, LIU Dingyi, YE Ze, et al. Resource allocation analysis of cross-provincial power trading with the participation of power selling company[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2018, 33(3): 120-127.
- [14] 赵珍玉, 辜唯朕, 陈雨果, 等. 双轨制下的电力市场不平衡资金分析[J]. *中国电力*, 2020, 53(9): 47-54.
- ZHAO Zhenyu, GU Weizhen, CHEN Yuguo, et al. Unbalanced funds analysis under the background of coexistence of planning and market[J]. *Electric Power*, 2020, 53(9): 47-54.
- [15] 谭宏亮, 王禹. 一种识别电网关键输电断面的新方法[J]. *电测与仪表*, 2019, 56(20): 71-75.
- TAN Hongliang, WANG Yu. A new method for identifying key transmission sections of power grid[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2019, 56(20): 71-75.
- [16] 周明, 聂艳丽, 李庚银, 等. 电力市场下长期购电方案及风险评估[J]. *中国电机工程学报*, 2006, 26(6): 116-122.
- ZHOU Ming, NIE Yanli, LI Gengyin, et al. Long-term electricity purchasing scheme and risk assessment in power markets[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2006, 26(6): 116-122.
- [17] 温丽丽, 刘俊勇. 混合系统中、长期节能调度发电计划的蒙特卡罗模拟[J]. *电力系统保护与控制*, 2008, 36(24): 24-29.
- WEN Lili, LIU Junyong. Monte carlo simulation of medium and long-term generation plan in hybrid power system based on environmental/economic dispatch[J]. *Power System Protection and Control*, 2008, 36(24): 24-29.