

两级电力市场环境 计及风险的省间交易商最优购电模型

郭立邦¹, 丁一¹, 包铭磊¹, 曾丹²

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 江苏省 南京市 210037)

An Optimal Power Purchase Model of Inter-provincial Traders in Two-level Electricity Market Considering Risk Management

GUO Libang¹, DING Yi¹, BAO Minglei¹, ZENG Dan²

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;

2. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210037, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: In order to further promote construction of electricity market and large-scale optimal allocation of power resources, China has gradually established a two-level electricity market including inter- and intra-provincial power transactions. In the early stage of the two-level electricity market, provincial power companies played the role of inter-provincial traders to participate in inter-provincial transactions. Meanwhile, provincial power trade center organized a provincial electricity market to meet the demand of the users within province. In order to make full use of power resources, inter-provincial traders should make comprehensive decisions on demand purchasing. This paper proposes a bi-level optimization method, taking operation of the provincial electricity market and clearing of inter-provincial power transactions as the upper- and lower-level problems. Conditional value-at-risk (CVaR) method is adopted to model the upper-level problem as a multi-objective optimization problem. Then, utilizing Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions and duality theory, the above nonlinear bi-level problem is transformed into a linear single-level problem. Finally, to verify the effectiveness of the model, an empirical case of a China's power company is taken for simulation analysis.

KEY WORDS: inter-provincial traders; electricity market; conditional value-at-risk method; bi-level optimization

摘要:为进一步推动电力市场建设,促进电力资源大范围优化配置,我国正逐步建成包含省间与省内电力交易的两级电力市场。在两级电力市场建设初期,省级电力公司作为省间

交易商代理省内用户参与省间电力交易。同时,省级电力交易中心组织省内电力交易满足省内用户的电力需求。为充分利用省内外的电力资源,省间交易商应综合决策其所在省在省间电力交易的购电需求。为此,提出了一种双层非线性优化模型,将省内电力市场和省间电力交易的出清分别作为模型的上下层问题。同时,考虑到新能源与负荷的不确定性带来的市场风险,运用 CVaR(conditional value-at-risk)方法,将上层问题转化为计及风险的多目标优化问题。再利用 KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件和对偶理论,将上述非线性双层问题转化为线性单层问题。最后,为验证该模型的有效性,引入我国某省省间交易商作为案例进行仿真分析。

关键词: 省间交易商; 电力市场; CVaR 方法; 双层优化

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.0668

0 引言

我国电力供需总体呈逆向分布的特征,电力生产基地主要位于西部与北部地区,而电力负荷中心长期保持在中东部地区。从我国电力资源的分布现状与产业结构调整发展趋势来看,未来电力流动的规模与距离将进一步增大,电力供需逆向分布的情况将愈发严重^[1-2]。为缓解电力供需逐步扩大的矛盾,实现电力资源在更大范围内的优化配置,开展的大规模的“跨区跨省”电力交易显得十分必要^[3]。目前,我国已经初步建立了较为全面的省间电力交易机制^[4-5]。2018年,国家电网经营区域省间市场化交易电量达到 3514 亿 kW·h^[6]。于此同时,随着电力市场改革的深入,各省出台的电力体制改革综合试点方案都提出以建立省内电力市场为目标^[7]。因此,未来我国将逐步形成“统一市场,两级运作”的省间-省内两级电力市场模式^[8]。

基金项目: 国家电网公司科技项目“考虑两级市场协同优化的电力市场机制设计与出清算法研究”(521104180011)。

Project Supported by Science and Technology Foundation of SGCC (521104180011).

两级电力市场模式的引入将使得省间与省内电力交易之间的耦合联系更加紧密。考虑到未来较长一段时间内,大部分电力用户难以参与市场申报,本文采用“省间交易商”的概念,以省间交易商作为代理本省电力用户参与省间交易的“市场接口”^[9]。根据现有的方案,在两级市场建设初期,各省电力公司将作为购电主体参与省间电力交易,并在未来逐步允许售电企业参与交易^[10]。因此,在市场建设初期,可将各省电力公司视为省间交易商代理省内用户参与省间电力交易。同时,各省电力交易中心组织省内电力交易满足省内用户的购电需求。根据现阶段省间-省内两级电力市场模式的运作思路,省间电力交易结果将作为各省份开展省内电力交易的边界条件^[10]。因此,省间交易结果会对省内交易产生一定程度的影响。一方面,省间交易商在省间出清的电量将势必压低其所在省的机组在省内电力市场的交易空间;另一方面,省内新能源出力与负荷需求的不确定性使得省间交易商在日前申报的省间交易购电需求与实际需求存在一定偏差,而偏差部分将给省内交易带来一定的市场风险。考虑到省间交易和省内交易具有不同的市场模式、市场主体,如何让省间交易商综合决策其所在省的省间购电需求以增加促进电力资源优化利用,降低终端用户的用电成本,同时适当规避各类不确定性带来的风险,是当前亟待解决的问题。

作为一种电力市场环境下的个体最优决策问题,国内外已经有大量的文献对最优购电模型的建模开展研究。这些研究主要包括基于马科维茨(Markowitz)均值-方差模型的零售商购电组合优化问题^[11-12]、基于消费者满意理论(consumer satisficing theory)的需求侧聚合商购电优化模型^[13-14]、基于改进的禁忌搜索算法的电网公司最优购电分配模型^[15]等。上述文献的最优购电模型主要针对包含双边、日前以及实时平衡市场的多时间尺度电力市场,并未对包含如省间、省内市场的多空间尺度电力市场进行分析。此外,针对电力市场环境下的广泛存在的交易风险,一些研究在考虑最优购电模型的同时引入了风险管理方法。如采用金融输电权对冲阻塞风险^[16]、采用机会约束规划方法^[17]或条件风险价值方法^[18-19]管理现货市场价格波动风险、引入风险惩罚项来综合考虑现货价格波动风险和风险容忍度对购电计划的影响^[20]等。上述文献提出风险管理方法主要的针对现货市场的实时运行风险,即阻塞风险与电价波动风险,并未涉及新能源出力与负荷需求不确定性带来的市场风险。在

省间市场开启前,省间交易商需基于省内新能源出力与负荷需求的预测结果来申报省间购电需求。随着未来新能源渗透率与负荷需求的增长,由预测误差所带来的风险将不可避免地影响省间交易商的购电决策。

本文针对多空间尺度下电力市场的耦合方式,综合新能源出力与负荷需求不确定性带来的影响,研究适应我国省间-省内两级电力市场模式的省间交易商最优购电模型。首先,本文提出了一种以省间交易出清电价与省间交易商购电需求为核心的双层优化模型,将省内电力市场和省间电力交易的出清分别作为模型的上下层问题。其次,采用 CVaR (conditional value-at-risk)方法,将上层问题转化为计及风险的多目标优化问题来控制不确定性对省间交易商购电决策的影响。再次,利用 KKT (Karush-Kuhn-Tucker)条件和对偶理论将双层优化问题转换为线性单层问题,以便求解模型的最优均衡解。最后,本文选取我国某省省间交易商作为研究对象开展仿真分析以验证模型的有效性。

1 两级电力市场运营模式

1.1 运作框架

在省间-省内两级电力市场建设初期,省级电力公司作为代理省内用户参与省间电力市场交易的省间交易商,对于促进跨省区电力资源优化配置起到至关重要的作用^[21]。同时,省级电力交易中心组织运行省内电力市场,充分利用省内电力资源,为省间出清电能提供备用的同时保障省级电网的供需平衡。本文结合我国省间、省内电力交易的实际情况以及未来省间-省内两级电力市场的发展方向,提出了两级电力市场的运营模式,两级电力市场的运营框架如图1所示。

首先,省内各类机组向省间交易商上报参与市场交易的投标信息,省内各类电力批发用户和售电公司向省间交易商上报用电负荷需求信息。省间交易商基于发电投标与负荷需求信息以及新能源出力与负荷需求预测情况向国家电力交易中心申报省间购电需求。国家电力交易中心通过运行省间电力市场,组织省间联络线送端的各类发电机组参与省间交易以满足省间交易商的购电需求,并在交易结果出清后形成各联络线的日调度计划。省级电力交易中心以联络线日调度计划作为边界条件,运行省内电力市场,进行电能与备用的联合出清。

1.2 省间购电需求的形成

鉴于省间购电需求将降低省内市场的交易空

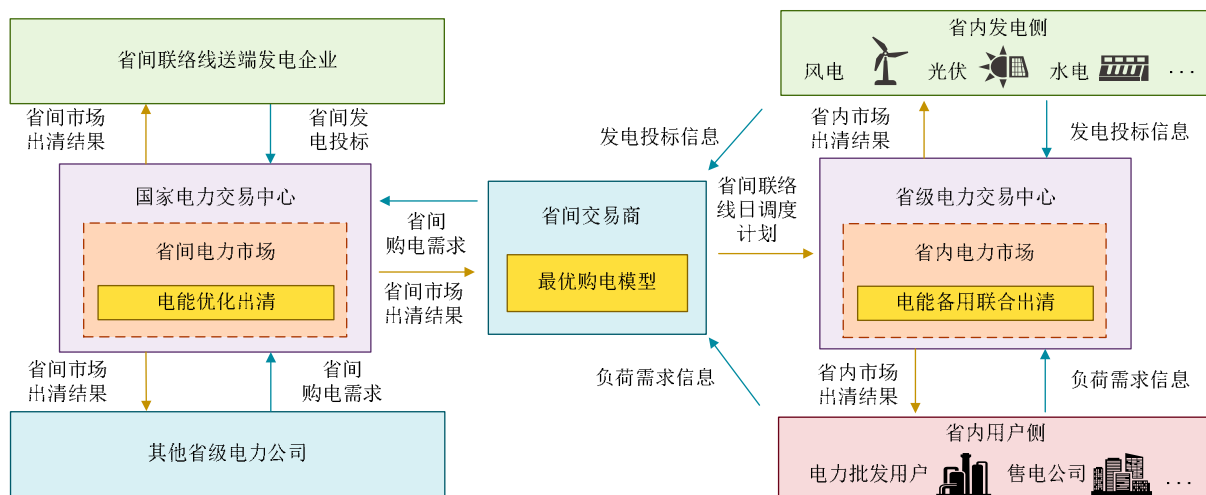


图1 省间-省内两级电力市场运营框架

Fig. 1 Framework of inter-provincial and inner provincial two-level electricity market

间,影响到省内市场的出清结果,本文在下一章建立了形成省间交易商购电决策的双层优化模型。在模型中,省内市场与省间市场的出清模型被设定为上下层问题,进行上下层传递的决策变量分别为省间交易商申报的购电需求与省间市场的预出清价格。在实际运行中,先由省间交易商通过上层优化模型向国家电力交易中心申报购电需求,国家电力交易中心基于下层优化模型对省间交易商的购电需求做出初步响应,并将省间预出清价格反馈给省间交易商,省间交易商再基于省间预出清价格做出调整,重新向国家电力交易中心发送新的购电需求。优化过程中,各层优化结果相互交替迭代,最终形成省间交易商的最优购电需求并上报国家电力交易中心。

2 计及风险的省间交易商最优购电模型

形成省间交易商最优购电决策的双层优化模型如图2所示。在上层模型中,由于新能源出力与负荷需求预测误差将影响省间交易商的购电决策,进而对省内市场最终的运行成本产生影响。本文基于预测误差的概率模型,形成多个预测场景,计算各个场景下省内市场运行成本,即省间购电成本、省内机组出清电能成本与备用成本的总和。最后综合各场景概率,以最小化省内市场运行成本期望为目标进行优化,得到省间购电需求。在下层模型中,省间市场以最小化省间市场运行成本,即最小化省间联络线送端机组出清电能成本为优化目标来满足省间交易商的省间购电需求,形成省间市场的预出清价格。

2.1 上层省内市场优化模型

上层模型以最小化省内市场运行成本期望为目标,即目标函数为

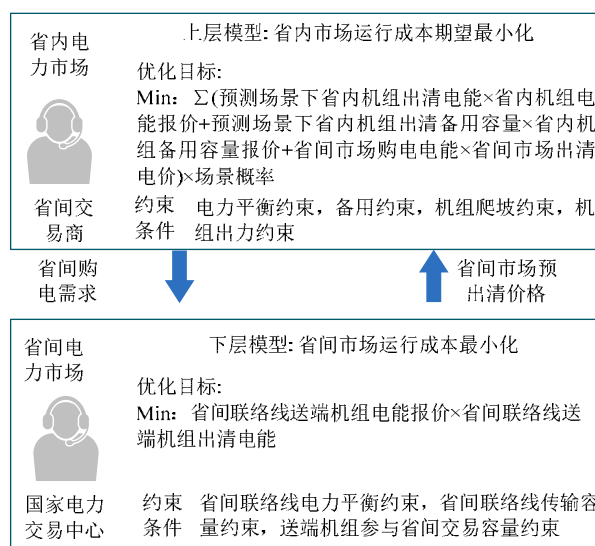


图2 省间交易商购电决策双层优化模型

Fig. 2 Bi-level decision-making model of power purchase for inter-provincial traders

$$\begin{cases} \min & \sum_{s=1}^S \rho_s O_{C,s} \\ O_{C,s} = & \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{n=1}^N (o_G^n P_{G,t,s}^n + o_R^n P_{R,t,s}^n) + p_t^{\text{IP}} P_{D,t}^{\text{IP}} \right\} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $O_{C,s}$ 为场景 s 下的省内市场运行成本; ρ_s 为场景 s 的状态概率; S 为场景总数; N 为省内的发电机组数量; o_G^n 和 o_R^n 分别为省内发电机组 n 的电能报价和备用容量报价; $P_{D,t}^{\text{IP}}$ 为时段 t 省间交易商在省间市场的购电量; p_t^{IP} 表示省间市场在时段 t 的出清价格; $P_{G,t,s}^n$ 、 $P_{R,t,s}^n$ 分别为省内发电机组 n 在场景 s 下时段 t 的出清电能与备用容量。

上层优化模型的约束条件具体如下:

1) 电力平衡约束。

$$\sum_{n=1}^N P_{G,t,s}^n + P_{D,t}^{\text{IP}} - \sum_{m=1}^M P_{D,t,s}^m = 0, \quad \forall t \in T \quad (2)$$

式中： $P_{D,t,s}^m$ 为电力用户 m 在场景 s 下时段 t 的负荷需求； M 为省内的电力用户数量。

2) 备用容量约束。

$$\sum_{n=1}^N P_{R,t,s}^n - \alpha \cdot \sum_{m=1}^M P_{D,t,s}^m \geq 0, \forall t \in T \quad (3)$$

式中 α 为省级电网的备用系数。

3) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{G,t+1,s}^n - P_{G,t,s}^n \leq P_G^{n,UP}, \forall t \in T, \forall n \in N \\ P_{G,t+1,s}^n - P_{G,t,s}^n \geq -P_G^{n,DOWN}, \forall t \in T, \forall n \in N \end{cases} \quad (4)$$

式中 $P_G^{n,UP}$ 、 $P_G^{n,DOWN}$ 分别为发电机组 n 的爬坡上、下限。

4) 机组出力约束。

$$\begin{cases} P_{G,t,s}^n + P_{R,t,s}^n \leq \overline{P}_G^n, \forall t \in T, \forall n \in N \\ P_{G,t,s}^n + P_{R,t,s}^n \geq \underline{P}_G^n, \forall t \in T, \forall n \in N \end{cases} \quad (5)$$

式中 \overline{P}_G^n 、 \underline{P}_G^n 分别为发电机组 n 的出力上下限。

在省内市场模型中，新能源出力与负荷需求的预测偏差将使得省间交易商在省间市场运行前申报的购电需求与实际需求产生偏差。若偏差为正，则过多的省间购电需求将造成省间购电成本增加；若偏差为负，则过少的省间购电需求将使得报价较高的省内机组得以在省内市场出清电量，造成省内机组出清电能成本增加。因此，新能源出力与负荷需求不确定性风险可以具体表征为省内市场运行成本的增加风险。本文引入 CVaR 方法对省内市场运行成本进行风险管理。作为衍生于 VaR 的风险管理方法，CVaR 方法能控制超过 VaR 值的风险状态，因此更能体现潜在的风险损失^[22]。设定置信水平为 ε ，本文将运行成本概率分布的 $1-\varepsilon$ 分位点对应的值作为省内市场运行成本的 VaR 值，从而使得省内市场运行成本大于 VaR 值的概率小于 $1-\varepsilon$ 。此时省内市场运行成本 CVaR 指标的优化目标函数为

$$\min C_{VAR} = \xi + \frac{1}{1-\varepsilon} \sum_{s \in S} \rho_s \chi_s \quad (6)$$

该目标函数的约束条件为

$$\begin{cases} O_{C,s} - \xi - \chi_s \leq 0, \forall s \in S \\ \chi_s \geq 0, \forall s \in S \end{cases} \quad (7)$$

式中：变量 ξ 的优化结果定义为省内市场运行成本的 VaR 值； χ_s 为非负辅助变量，具体表征为各预测场景下省内市场运行成本超过 ξ 的量。通过式(6)和式(7)，省间交易商能对运行成本超过 VaR 值的风险场景进行优化，降低这些场景下省内市场的运行成本。

在计及风险的条件下，省间交易商希望购电决

策能使省内市场运行成本期望与风险指标尽可能小。依照这一思路，以省内市场运行成本期望与 CVaR 指标作为优化目标，将上层问题转化为多目标优化问题。并通过引入风险厌恶系数将多目标问题转化为单目标问题以便求解。在计及 CVaR 指标后，最终的上层问题优化模型为

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^S \rho_s O_{C,s} + \delta \cdot C_{VAR} \\ \text{s.t. 式(2)—(5)(7)} \end{cases} \quad (8)$$

式中 δ 为风险厌恶系数。 δ 增加会使得省间交易商对风险的厌恶程度提高。若省间交易商为风险中性决策者，则未不考虑对风险的控制， $\delta=0$ 。

2.2 下层省间市场优化模型

在省间交易商的省间购电需求形成后，省间市场将在同时满足电力系统负荷平衡、机组运行约束以及电网安全约束的条件下运行，并以最小化省间联络线送端机组发电成本为目标进行优化出清。因此，省间市场模型实际上是一个考虑安全约束的经济调度模型。下层模型目标函数为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \sum_{n=1}^{N^j} [(o_t^{n,IP} + l_t^{j,IP}) P_{G,t}^{n,IP}] \quad (9)$$

式中： J 为通过省间联络线相连的送端省份数量； N^j 为送端省份 j 的发电机组数量； $o_t^{n,IP}$ 为送端省份 j 中发电机组 n 参与省间交易的报价； $l_t^{j,IP}$ 为送端省份 j 的省间交易输电价格； $P_{G,t}^{n,IP}$ 为送端省份 j 中发电机组 n 的省间交易出清电能。

下层优化模型的约束条件具体如下：

1) 省间联络线电力平衡约束。

$$\sum_{j=1}^J \sum_{n=1}^{N^j} (1 - \xi^j) P_{G,t}^{n,IP} = P_{D,t}^{IP}, \forall t \in T, \forall n \in N^j \quad (10)$$

式中 ξ^j 为与送端省 j 相连的省间联络线传输损耗。

2) 省间联络线传输容量约束。

$$\overline{C_{ATC}^j} \leq \sum_{n=1}^{N^j} P_{G,t}^{n,IP} \leq \underline{C_{ATC}^j}, \forall t \in T, \forall j \in J \quad (11)$$

式中 $\overline{C_{ATC}^j}$ 、 $\underline{C_{ATC}^j}$ 为与送端省 j 相连的省间联络线的可用传输能力的上下限。

3) 送端机组参与省间交易容量约束。

$$\underline{P_{G,t}^{n,IP}} \leq P_{G,t}^{n,IP} \leq \overline{P_{G,t}^{n,IP}}, \forall t \in T, \forall n \in N^j \quad (12)$$

式中 $\underline{P_{G,t}^{n,IP}}$ 、 $\overline{P_{G,t}^{n,IP}}$ 为送端省 j 内发电机组 n 参与省间交易的容量上下限。

下层模型出清得到的省间市场价格 p_t^{IP} 满足

$$p_t^{IP} = \lambda_t, \forall t \in T \quad (13)$$

式中 λ_t 为下层等式约束的对偶变量。

3 双层模型的求解

对于双层优化问题,常用的解决方法是用下层问题的 KKT 条件来对下层问题进行替换^[23]。由于上层问题中的决策变量(省间购电需求 PD_t^{IP})在下层问题中被视为参数,下层问题是具有凸函数性质的连续线性优化问题。因此,可以将下层模型用 KKT 条件转换为上层模型的线性约束进行模型求解。下层模型形成的 KKT 条件如下:

1) 拉格朗日函数。

$$\begin{cases} L=f(x)+\lambda H(x)+\mu G(x) \\ H(x)=0 \\ G(x)\leq 0 \\ \lambda, \mu\geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中: $f(x)$ 为下层问题的目标函数; $H(x)$ 、 $G(x)$ 分别为下层问题的等式约束与不等式约束; λ 和 μ 为拉格朗日系数。

2) 拉格朗日平稳性约束。

$$\frac{dL}{dP_{G,t}^{n,\text{IP}}} = o_t^{n,\text{IP}} + l_t^{j,\text{IP}} + \lambda_t(1-\xi^j) + \sum_{j=1}^J [(\overline{\mu_{1,t}^j} - \underline{\mu_{1,t}^j}) + \sum_{n=1}^{N^j} (\overline{\mu_{2,t}^n} - \underline{\mu_{2,t}^n})] = 0, \forall n \in N^j, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (15)$$

式中 $\overline{\mu_{1,t}^j}$ 、 $\underline{\mu_{1,t}^j}$ 、 $\overline{\mu_{2,t}^n}$ 和 $\underline{\mu_{2,t}^n}$ 分别为不等式约束(11)与(12)的对偶变量。

3) 互补松弛条件。

$$\begin{cases} 0 \leq (\sum_{n=1}^{N^j} P_{G,t}^{n,\text{IP}} - C_{\text{ATC}}^j) \perp \underline{\mu_{1,t}^j} \geq 0, \forall t \in T, \forall j \in J \\ 0 \leq (C_{\text{ATC}}^j - \sum_{n=1}^{N^j} P_{G,t}^{n,\text{IP}}) \perp \overline{\mu_{1,t}^j} \geq 0, \forall t \in T, \forall j \in J \\ 0 \leq (P_{G,t}^{n,\text{IP}} - \underline{P}_{G,t}^{n,\text{IP}}) \perp \underline{\mu_{2,t}^n} \geq 0, \forall n \in N^j, \forall t \in T \\ 0 \leq (\underline{P}_{G,t}^{n,\text{IP}} - P_{G,t}^{n,\text{IP}}) \perp \overline{\mu_{2,t}^n} \geq 0, \forall n \in N^j, \forall t \in T \end{cases} \quad (16)$$

式中符号 \perp 表示两个表达式乘积等于 0, 对于 $0 \leq a \perp b \geq 0$, 其等价于:

$$\begin{cases} a \geq 0 \\ b \geq 0 \\ a \leq A_1 \cdot Z \\ b \leq A_2 \cdot (1-Z) \end{cases} \quad (17)$$

式中: A_1 和 A_2 分别为无穷大常数; Z 为二元变量。通过 KKT 条件等效, 上一章提出的双层决策模型转变为单层优化模型, 其具体形式为

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^S \rho_s O_{C,s} + \delta C_{\text{VAR}} \\ O_{C,s} = \sum_{t=1}^T \{ \sum_{n=1}^N (o_G^n P_{G,t,s}^n + o_R^n P_{R,t,s}^n) + p_t^{\text{IP}} P_{D,t}^{\text{IP}} \} \end{cases} \quad (18)$$

约束条件包括:

上层问题约束条件: 式(2)—(5)和式(7)。

下层问题约束条件: 式(10)和式(15)—(17)。

从上述单层优化模型中可以看出, 由于在目标函数存在相乘的两个优化变量($p_t^{\text{IP}} P_t^{\text{IP}}$), 该模型为一个非线性优化问题, 通过对偶理论, 可将目标函数线性化, 具体推导过程见附录 A。

经线性化后, 目标函数(18)转变为(19), 此时原问题简化为单层线性问题, 可通过常用线性规划求解软件如 MATLAB 进行快速求解。

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^S \rho_s O_{C,s} + \delta C_{\text{VAR}} \\ O_{C,s} = \sum_{t=1}^T \{ \sum_{n=1}^N (o_G^n P_{G,t,s}^n + o_R^n P_{R,t,s}^n) + p_t^{\text{IP}} P_{D,t}^{\text{IP}} \} + \\ \sum_{j=1}^J [(\overline{\mu_{1,t}^j} C_{\text{ATC}}^j - \underline{C}_{\text{ATC}}^j \underline{\mu_{1,t}^j}) + \\ \sum_{n=1}^{N^j} (\overline{\mu_{2,t}^n} P_{G,t}^{n,\text{IP}} - \underline{P}_{G,t}^{n,\text{IP}} \underline{\mu_{2,t}^n} - (o_t^{n,\text{IP}} + l_t^{j,\text{IP}}) \cdot P_{G,t}^{n,\text{IP}})] \} \end{cases} \quad (19)$$

4 算例仿真

4.1 算例说明

本文以我国某省电力公司作为省间交易商进行算例仿真。该省与他省的省间联络线拓扑及参数如图 3 所示。各类机组运行技术参数, 省内各类发电机组装机容量、联络线送端各类机组的参与省间交易的容量及机组报价等参数见附录 B。

在日前预测得到的省内新能源出力情况以及各时段参考负荷需求如图 4 所示。

本文假设日前新能源出力与负荷需求预测误

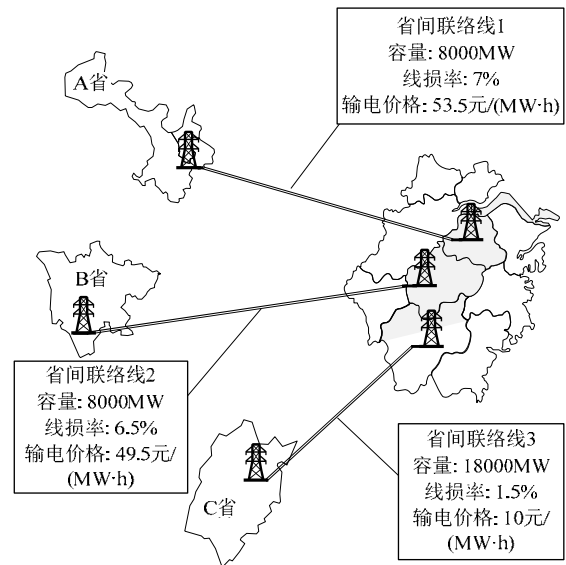


图 3 某省电网省间联络线拓扑及参数
Fig. 3 Topology and parameters of inter-provincial tie-lines

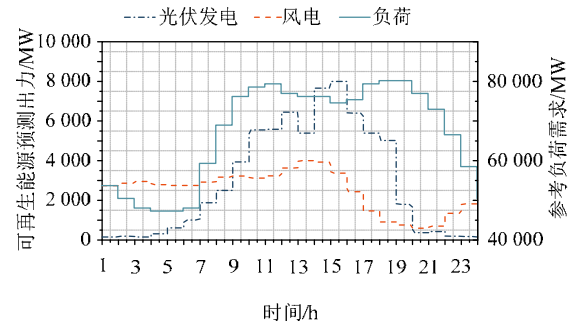


图 4 省内新能源出力及参考负荷需求预测情况

Fig. 4 Forecast output of renewables and reference demand

差满足方差为 0.2 的正态分布，通过蒙特卡洛模拟抽样生成大量场景，再运用 K-means 聚类方法进行场景缩减^[24]，得到 10 个典型场景及其概率值如表 1 所示。

表 1 典型预测场景及概率					
Tab. 1 Typical forecasting scenarios and probability					
场景	1	2	3	4	5
概率	0.182	0.034	0.079	0.086	0.103
场景	6	7	8	9	10
概率	0.146	0.045	0.164	0.098	0.081

4.2 仿真结果

在风险中性($\delta=0$)情况下各场景下的省内市场运行成本优化结果如表 2 所示。从各场景的概率来看，场景 1 的概率最大，因此本文展示了场景 1 下省间交易商的具体优化结果。场景 1 下省内各类机组出清电能、省间联络线潮流变化情况及省间市场出清电价变化情况分别如图 5、图 6 所示。

从省内各类机组的出清电能可以看出，省内市

表 2 各场景下省内市场运行成本优化结果			
Tab. 2 Results of operational cost under each scenario			
场景	运行成本/万元	场景	运行成本/万元
1	58 803	6	59 107
2	59 170	7	58 968
3	59 009	8	59 250
4	58 966	9	58 935
5	58 915	10	58 999

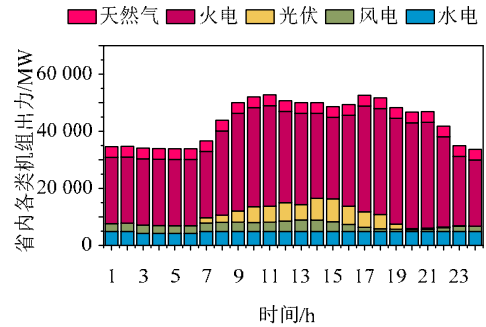


图 5 省内各类机组出清电能

Fig. 5 Cleared power of different types of units inside the province

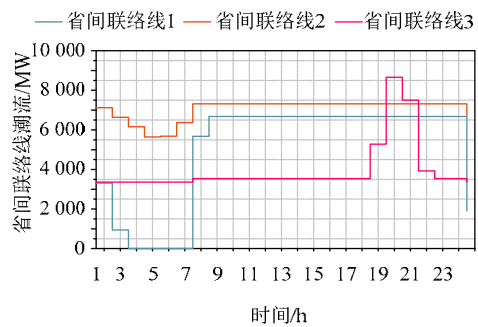


图 6 省间联络线潮流变化情况

Fig. 6 Power flow of the inter-provincial tie-lines

场总出清电能的变化情况基本与省内负荷需求的变化情况一致，约占到省内总负荷需求的 70%到 80%。在各类机组中，煤电机组出清电能占比最大，占到总出清电能的 50%到 80%，水电和天然气机组的出清电能较为稳定，而风电和光伏机组作为间歇性新能源，其出清电能变化情况与其日前预测出力的变化情况基本一致。

省间联络线的潮流变化能直接反应各时段各送端省份在省间交易的出清电能变化情况。A 省可再生新能源机组占比较多，因此除 1:00—7:00 省内负荷位于低谷时较小外，省间联络线 1 的潮流一直稳定在 6500 MW 左右。由于 B 省低成本的水电资源较为丰富，省间联络线 2 上的潮流一直稳定在 7200 MW 左右。相较而言，由于 C 省的清洁能源较 A 省、B 省占比较低，C 省的省间购电出清电能较小。因此省间联络线 3 的潮流在大多数时刻维持在 3500 MW 左右，只有在 18:00—20:00 负荷高峰时段，由于省内新能源出力较小而省间联络线 1、2 接近满载时，C 省出清电能才有明显增加。

为验证方法的有效性，本文将两级市场环境下的最优购电模型与单一省级电力市场环境下的最优购电模型得到的出清价格进行了对比，如图 7 所示。相比单一的省级电力市场运行模式，本文提出的两级电力市场模式下的购电优化结果大幅降低了市场的出清价格，从而有效降低了省间交易商的

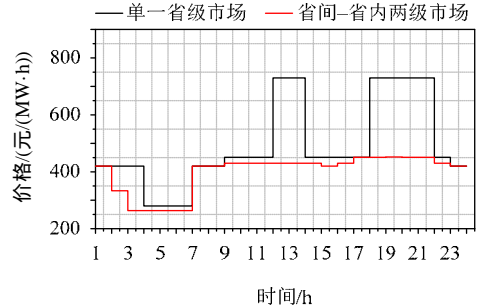


图 7 不同市场模式下出清电价变化情况

Fig. 7 Market clearing price under different market model

购电成本。采用本文提出的购电模型后，在负荷高峰期的 12:00—14:00 以及 18:00—22:00，省间交易商的购电价格从约 730 元/(MW·h)下降到了 420 元/(MW·h)左右。在 2:00—7:00 负荷低谷时段，省间交易商的购电价格下降到了 420 元/(MW·h)以下，此时出清电能都来自于联络线送端的低成本清洁能源机组。

为了分析购电模型的风险控制能力，设定置信水平 ε 为 70%，则有 30% 的场景被设定为省内市场运行成本大于 VaR 的风险场景(场景 2、6、8)。图 8 展示了在不同 δ 下各场景的省内市场运行成本的优化结果。可以观察到，随着风险厌恶水平的提高，风险场景下的市场运行成本明显降低而非风险场景下的市场运行成本有所增加。其中，运行成本最小的场景 1 与最大的场景 8 之间的运行成本差从 $\delta=0$ 时的 447.3 万元下降到 $\delta=1$ 时的 218.8 万元以及 $\delta=50$ 时的 141.9 万元。由此可见，采用 CVaR 方法有效提高了省间交易商控制不确定性对其购电决策影响的能力。

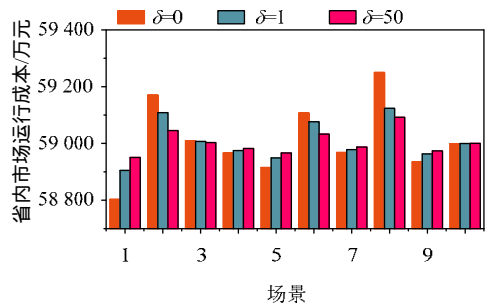


图 8 不同风险厌恶水平下各场景省内运行成本优化结果
Fig. 8 Optimization results of operational cost under each scenarios with different risk-aversion levels

不同风险厌恶水平下的省间购电优化结果如表 3。当风险厌恶因子 δ 从 0 增加到 50 时，省间交易商对于不确定性进行控制的水平不断增强，省间交易商的省间购电需求也随之增加。在 2:00—3:00、6:00—11:00 和 17:00—19:00，省间出清电价和省间出清电能都随着省间交易商的风险厌恶水平的提高而增加。以 6:00 为例，省间出清电能从 $\delta=0$ 时的 13 800 MW·h 增加到了 $\delta=1$ 时的 15 101 MW·h，再到 $\delta=50$ 时的 15 865 MW·h，省间出清电价也相应从 $\delta=0$ 时的 263.5 元/(MW·h)增加到了 $\delta=50$ 时的 333.5 元/(MW·h)。由此可见，风险厌恶因子会对省间交易商的购电决策产生重大影响，并影响省间市场的出清结果。

5 结论

在省间-省内两级电力市场模式下，本文提出

表 3 不同风险厌恶水平下省间购电优化结果
Tab. 3 Optimal results of inter-provincial power purchase under different risk-aversion levels

时段/ h	$\delta=0$		$\delta=1$		$\delta=50$	
	出清 电价/(元/ MW·h)	出清 电量/ (MW·h)	出清 电价/(元/ MW·h)	出清 电量/ (MW·h)	出清 电价/(元/ MW·h)	出清 电量/ (MW·h)
1	420	17 540	420	17 540	420	17 540
2	329.5	15 789	333.5	16 783	333.5	16 783
3	263.5	13 593	263.5	14 831	329.5	15 220
4	263.5	12 989	263.5	13 523	263.5	14 533
5	263.5	13 035	263.5	13 131	263.5	13 503
6	263.5	13 800	329.5	15 101	333.5	15 865
7	420	17 540	420	17 540	430	18 471
8	420	17 936	430	18 682	430	19 282
9	430	20 621	430	23 261	430	23 261
10	430	22 627	430	24 418	451	25 302
11	430	23 607	430	24 789	451	25 136
12	430	20 598	430	20 607	430	21 244
13	430	19 513	430	19 704	430	20 310
14	430	20 198	430	20 223	430	20 595
15	420	17 540	420	17 540	420	17 540
16	430	20 515	430	21 330	430	22 521
17	451	25 076	451	25 076	469.5	26 476
18	451	25 076	469.5	25 832	469.5	26 329
19	469.5	25 494	469.5	25 617	469.5	26 543
20	451	25 076	451	25 076	451	25 076
21	451	25 076	451	25 076	451	25 076
22	430	18 420	430	19 317	430	19 856
23	420	17 540	420	17 540	420	17 540
24	420	17 484	420	17 081	420	17 361

了一种计及新能源出力与负荷需求不确定风险的省间交易商最优购电模型。该模型在上层以省内市场运行成本期望最小化为目标优化省间购电需求，并引入 CVaR 方法对不确定性进行风险管理，在下层优化省间市场的运行成本，从而在综合潜在风险的情况下实现对省间交易商购电需求的最优决策。

通过最优购电模型，省间交易商能在两级电力市场模式下充分利用省间与省内机组的发电资源，在降低省间交易商购电成本的同时促进电力资源的跨区域优化配置。同时，采用 CVaR 方法能有效降低不同预测场景间省内市场运行成本的差异，从而帮助省间交易商在不确定环境下有效进行风险控制。此外，随着风险厌恶程度的提高，省间交易商将加大对省间市场购电资源的依赖，省间出清电能与电价也会相应提升。

本文所做研究将为今后我国两级电力市场模式下省间交易商，特别是位于省间联络线受端的省间交易商的购电决策提供了优化模型借鉴，并为省间交易商的风险控制提供了有效指导。但在优化模型中尚未考虑省级电网内部的具体网络拓扑，后续研究中将建立更贴近实际的省级电网模型。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/volumn/current.shtml>)。

参考文献

- [1] Zhang Y, Zhang J, Yang Z, et al. Analysis of the distribution and evolution of energy supply and demand centers of gravity in China [J]. Energy Policy, 2012, 49(10): 695-706.
- [2] Liu J, Niu D, Song X. The energy supply and demand pattern of China: a review of evolution and sustainable development [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 25: 220-228.
- [3] 张森林, 孙延明, 张尧. 南方电力市场省间合约转让与置换交易机制研究[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 262-268.
Zhang Lin, Sun Yanming, Zhang Yao. Research on mechanism of inter-provincial contract transfer and replacement transaction in South China Electricity Market[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 262-268(in Chinese).
- [4] 国家电力监管委员会. 跨省跨区电能交易基本规则(试行)[EB/OL]. (2012-12-12)[2018-12-12]. http://www.serc.gov.cn/zwgk/scjg/201212/t20121212_36127.html.
- [5] 北京电力交易中心. 省间电力中长期交易实施细则(暂行)[EB/OL]. (2018-08-30)[2018-12-30]. http://www.bj-px.com.cn/html/main/col14/2018/08/30/20180830102119626314055_1.html.
- [6] 北京电力交易中心. 2018 年电力市场年报[EB/OL]. (2019-03-05)[2019-03-25]. <http://www.bj-px.com.cn/html/files/2019-03/05/20190305143013285793196.pdf>.
- [7] 包铭磊, 丁一, 邵常政, 等. 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4881-4892.
Bao Minglei, Ding Yi, Shao Changzheng, et al. Review of Nordic Electricity Market and its suggestions for China[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4881-4892(in Chinese).
- [8] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 2-9.
Li Zhu, Pang Bo, Li Guodong, et al. Development of unified European Electricity Market and its implications for China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 2-9(in Chinese).
- [9] 王立华, 王剑辉, 谢传胜. 关于跨区送受电价几个重要问题的探讨[J]. 华北电力技术, 2003(10): 17-20.
Wang Lihua, Wang Jianhui, Xie Chuansheng. Discussions on several important issues of cross-regional transmission and receiving price [J]. North China Power Technology, 2003(10): 17-20(in Chinese).
- [10] 国家电网公司. 全国统一电力市场深化设计方案[S]. 2018.
- [11] Algarvio H, Lopes F, Sousa J, et al. Multi-agent electricity markets: retailer portfolio optimization using Markowitz theory[J]. Electric Power Systems Research, 2017, 148: 282-294.
- [12] Ping'an Zhong, Zhang W, Xu B. A risk decision model of the contract generation for hydropower generation companies in electricity markets[J]. Electric Power Systems Research, 2013, 95(1): 90-98.
- [13] Salah F, Henriquez R, Wenzel G, et al. Portfolio design of a demand response aggregator with satisficing consumers[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2475-2484.
- [14] Henríquez R, Wenzel G, Olivares D E, et al. Participation of demand response aggregators in electricity markets: optimal portfolio management[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4861-4871.
- [15] 赵飞, 周渝慧. 基于改进禁忌搜索算法的电网公司最优购电模型[J]. 电力建设, 2010, 31(3): 13-16.
Zhao Fei, Zhou Yuhui. Optimal power purchase model of power grid company based on improved Tabu search algorithm[J]. Electric Power Construction, 2010, 31(3): 13-16(in Chinese).
- [16] 庄晓丹, 冯冬涵, 甘德强. 基于金融输电权和 BDE 算法的双层最优购电组合策略[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(5): 11-17.
Zhuang Xiaodan, Feng Donghan, Gan Deqiang. Bi-level optimal power purchase combination strategy based on financial transmission rights and BDE algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(5): 11-17(in Chinese).
- [17] 李春华, 王钦, 文福拴. 基于机会约束规划的供电公司最优购电策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2007, 19(6): 12-17.
Li Chunhua, Wang Qin, Wen Futien. Chance-constrained programming based approach to optimal purchasing strategies of distribution companies[J]. Proceedings of the Chinese Society of Universities for Electric Power System and Automation, 2007, 19(6): 12-17(in Chinese).
- [18] 谢品杰, 谭忠富, 王绵斌, 等. 基于 CVaR 的供电公司现货市场购电优化决策模型[J]. 电工技术学报, 2009, 24(4): 186-192.
Xie Pinjie, Tan Zhongfu, Wang Mianbin, et al. Spot market optimal decision-making model of purchase electricity for power-supplying company based on CVaR model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(4): 186-192(in Chinese).
- [19] 刘皓明, 韩蜜蜜, 侯云鹤, 等. 供电公司多能量市场最优购电组合的加权 CVaR 模型[J]. 电网技术, 2010, 34(9): 133-138.
Liu Haoming, Han Mimi, Hou Yunhe, et al. A mean-weighted CVaR model for distribution company's optimal portfolio in multi-energy markets[J]. Power System Technology, 2010, 34(9): 133-138(in Chinese).
- [20] 周明, 李庚银, 严正, 等. 考虑备用需求和风险的供电企业最优购电计划[J]. 电网技术, 2005, 29(3): 33-38.
Zhou Ming, Li Gengyin, Yan Zhengzheng, et al. Optimal power purchase plan for power supply enterprises considering reserve demand and risk[J]. Power System Technology, 2005, 29(3): 33-38(in Chinese).
- [21] 方宇娟, 王秀丽, 师婧, 等. 计及新能源接入的省级电网效率效益评估[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2138-2145.
Fang Yujuan, Wang Xiuli, Shi Jing, et al. Efficiency and benefit evaluation of provincial power grid considering new energy access [J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2138-2145(in Chinese).
- [22] Uryasev S, Rockafellar R T. Conditional value-at-risk: optimization approach[M]. Springer Publishing Company Incorporated, NY, 2001.
- [23] Talbi E G. Metaheuristics for bi-level optimization[M]. Springer Publishing Company Incorporated, NY, 2013.
- [24] Niknam T, Zare M, Aghaei J. Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(4): 2004-2019.



郭立邦

收稿日期: 2019-04-15。

作者简介:

郭立邦(1995), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场和交直流电力系统可靠性, E-mail: jamesguo95@zju.edu.cn;

丁一(1978), 男, 教授, 博士生导师, 通信作者, 研究方向为智能电网、复杂多状态工程系统可靠性、电力系统规划与可靠性评估和电力经济, E-mail: yiding@zju.edu.cn;

包铭磊(1994), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场和电力系统可靠性, E-mail: baominglei@zju.edu.cn;

曾丹(1986), 女, 高级工程师, 主要研究方向为电力市场, E-mail: zengdan@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 王金芝)

附录 A

对于正文中的目标函数(18)，本附录基于对偶理论将其进行线性化。

根据对偶理论，下层问题的对偶问题为

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_{t=1}^T \{-\lambda_t P_{D,t}^{\text{IP}} + \sum_{j=1}^J [(\mu_{1,t}^j C_{\text{ATC}}^j - C_{\text{ATC}}^j \mu_{1,t}^j) + \\ & \sum_{n=1}^{N^j} (\mu_{2,t}^n P_{G,t}^{n,\text{IP}} - P_{G,t}^{n,\text{IP}} \mu_{2,t}^n)]\} \end{aligned} \quad (\text{A-1})$$

根据强对偶理论，原问题和对偶问题的目标函数对各自决策变量优化得到的最优值上是相等的，即：

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T \{-\lambda_t P_{D,t}^{\text{IP}} + \sum_{j=1}^J [(\mu_{1,t}^j C_{\text{ATC}}^j - C_{\text{ATC}}^j \mu_{1,t}^j) + \\ & \sum_{n=1}^{N^j} (\mu_{2,t}^n P_{G,t}^{n,\text{IP}} - P_{G,t}^{n,\text{IP}} \mu_{2,t}^n)]\} = \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \sum_{n=1}^{N^j} [(o_t^{n,\text{IP}} + l_t^{j,\text{IP}}) P_{G,n,t}^{\text{IP}}] \end{aligned} \quad (\text{A-2})$$

式(A-2)又可改写为

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T \lambda_t P_{D,t}^{\text{IP}} = & \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J [(\mu_{1,t}^j C_{\text{ATC}}^j - C_{\text{ATC}}^j \mu_{1,t}^j) + \\ & \sum_{n=1}^{N^j} (\mu_{2,t}^n P_{G,t}^{n,\text{IP}} - P_{G,t}^{n,\text{IP}} \mu_{2,t}^n - (o_t^{n,\text{IP}} + l_t^{j,\text{IP}}) P_{G,n,t}^{\text{IP}})] \end{aligned} \quad (\text{A-3})$$

根据正文中公式(13)，将 $\sum_{t=1}^T \lambda_t P_{D,t}^{\text{IP}}$ 用 $\sum_{t=1}^T p_t^{\text{IP}} P_{D,t}^{\text{IP}}$ 替换，代入正文中上层模型目标函数(1)，可将其转变为

$$\begin{cases} \text{Min} \quad \sum_{s=1}^S \rho_s O_{C,s} + \delta C_{\text{VAR}} \\ O_{C,s} = \sum_{t=1}^T \{ \sum_{n=1}^N (o_G^n P_{G,t,s}^n + o_R^n P_{R,t,s}^n) + p_t^{\text{IP}} P_{D,t}^{\text{IP}} \} + \\ \quad \sum_{j=1}^J [(\mu_{1,t}^j C_{\text{ATC}}^j - C_{\text{ATC}}^j \mu_{1,t}^j) + \\ \quad \sum_{n=1}^{N^j} (\mu_{2,t}^n P_{G,t}^{n,\text{IP}} - P_{G,t}^{n,\text{IP}} \mu_{2,t}^n - (o_t^{n,\text{IP}} + l_t^{j,\text{IP}}) \cdot P_{G,n,t}^{\text{IP}})] \} \end{cases} \quad (\text{A-4})$$

附录 B

本文假设相同类型的发电企业机组运行技术参数一致，省内各类机组运行技术参数如表 B1 所示。

表 B1 省内各类机组运行技术参数

机组类型	最大最小出力比率 (P_G^n / P_G^n)/%	单位时间上爬坡比率 ($P_G^{n,\text{UP}} / P_G^n$)/%	单位时间下爬坡比率 ($P_G^{n,\text{DOWN}} / P_G^n$)/%
火电	50	10	10
水电	10	50	50
光伏发电	0	100	100
风电	0	100	100
气电	30	30	30

省内各类机组的发电容量如表 B2 所示。

表 B2 省内各类发电机组的发电容量

火电/MW	水电/MW	光伏发电/MW	风电/MW	气电/MW
46350	12500	8000	4000	7040

省间联络线送端各类发电机组参与省间市场交易的发电容量如表 B3 所示，假设送端机组为块报价。

表 B3 送端各类发电机组参与省间市场的发电容量

省份	火电/MW	水电/MW	光伏发电/MW	风电/MW	气电/MW
A 省	5060	1900	1980	2800	1200
B 省	1120	6640	200	480	168
C 省	7536	1360	1200	1500	772

本文假设同类机组电能报价相同，各类发电机组的电能量报价见表 B4，各类机组备用容量报价设为各自电能量报价的 5%，省级电网备用系数 α 设为 5%。

表 B4 各类机组电能报价

火电/ (元/(MW·h))	水电/ (元/(MW·h))	光伏发电/ (元/(MW·h))	风电/ (元/(MW·h))	气电/ (元/(MW·h))
420	190	280	210	730