

多元电力系统中抽水蓄能的经济性问题研究

王晓晖, 张粒子, 程世军

(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 提出了从多元电力系统的角度对抽水蓄能进行经济性分析的方法。基于混合整数规划构建了含火电、CCGT、水电、风电、核电、抽水蓄能等各类电源的多元电力系统机组组合模型。采用该模型计算抽水蓄能单位容量的收益现值, 并与单位容量的投资成本比较以分析其经济性。算例测试的结果证明了模型和方法的可行性。在此基础上, 进一步研究了负荷侧的峰谷差率、电源侧的风电容量、水火电比例、核电容量和火电调节范围变化对抽水蓄能经济性的影响。算例结果显示, 水火电比例、风电容量以及核电容量的变化对抽水蓄能的经济性的影响较大。

关键词: 抽水蓄能; 混合整数规划; 机组组合; 经济性分析; 核电

Economic analysis of pumped-storage unit in electricity system with multi-type power sources

WANG Xiao-hui, ZHANG Li-zi, CHENG Shi-jun

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: This paper proposes an approach to evaluate the economics of pumped-storage units from the perspective of a multi-type power system. An MIP-based unit commitment model with various types of power sources is established, which integrates thermal, CCGT, hydro, wind, nuclear with pumped-storage units. Based on the model, the net present value of pumped-storage per megawatt is calculated. By comparing the net present value with the capital cost per megawatt, the economic evaluation of pumped-storage unit is conducted. The case study proves the feasibility of the model and the above approach. Furthermore, this paper analyzes the influence on the economic results of pumped-storage units by the change of peak-valley difference of the system load, the regulating range of thermal units, the capacity of nuclear and wind power, and the thermal-hydro proportion. The case study shows that the economics of pumped-storage is most influenced by the change of the capacity of nuclear and wind power and the thermal-hydro proportion.

Key words: pumped-storage unit; mixed-integer programming; unit commitment; economic analysis; nuclear power

中图分类号: TM76 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)04-0008-08

0 引言

随着风电、核电的大规模并网, 抽水蓄能凭借其良好的调节性能成为研究热点之一。对于抽水蓄能经济性的研究可概括为以下三个方面:

1) 抽水蓄能独立运行的经济性^[1-5]: 此类研究大多基于电力市场, 分析抽水蓄能通过市场竞价获得合理收益的可行性; 2) 抽水蓄能与其他电源(如风电、核电)的联合运营体的经济性^[6-13]: 此类研究中抽水蓄能需要配合风电、核电等基荷电源运行, 以减轻电网的调峰压力; 3) 从系统角度分析抽水蓄能的经济性^[14-16]: 通过计算抽水蓄能投运前后为系统带来的效益, 分析抽水蓄能项目的可行性。

1)、2) 方面的研究忽视了抽水蓄能对电力系

统整体的作用, 其结果从系统角度来说未必是最优的。此外, 1)、2) 也不符合当前我国抽水蓄能电站纳入电网统一经营的实际情况。3) 对抽水蓄能效益的计算较为粗略。通常基于给定的年发电量或者电源结构单一的机组组合模型计算。而实际的电力系统往往包含不同类型的电源且调度运行状态时刻发生变化, 因而需要采用更为精确的模型分析。

此外, 抽水蓄能经济性与系统的调节容量密切相关, 而负荷峰谷差、水火电比例、风电容量、核电容量以及火电调节范围的变动均会影响系统所需的调节容量。但是, 关于抽水蓄能的经济性随以上因素的变动趋势, 目前的研究鲜有涉及。

鉴于此, 本文从系统角度出发分析抽水蓄能的经济性, 基于混合整数规划构建了含火电、CCGT、

水电、风电、核电、抽水蓄能等各类电源的多元电力系统的机组组合模型电源机组组合模型。通过模型计算抽水蓄能的收益, 并与投资成本比较以分析其经济性。并在此基础上进一步分析负荷侧的峰谷差率、电源侧的风电容量、水火电比例、核电容量和火电调节范围变化对抽水蓄能经济性的影响。

1 抽水蓄能的经济性分析方法

由于抽水蓄能存在多种运营模式, 对其规划容量进行经济评价的角度也不同。我国规定新投运的抽水蓄能电站需由电网公司投资并运营。此时抽水蓄能服务于整个系统, 而非单个电源或机组, 因而对抽水蓄能的经济性分析也应从系统角度入手。本文采用的具体方法如下:

1) 根据电力系统调度运行的实践, 基于系统运行成本最小构建含火电、CCGT、水电、风电、核电和抽水蓄能的多元电力系统的机组组合模型, 具体方法见第3节。

2) 基于1)中的模型分别计算不含抽水蓄能时系统的运行成本 C_{no_ps} 和包含抽水蓄能时系统的运行成本 C_{with_ps} , 由此得到抽水蓄能节省的系统运行成本 $\Delta C_{system} = C_{no_ps} - C_{with_ps}$ 。

3) 抽水蓄能的净收益 P_{net} 等于系统节省的运行成本 ΔC_{system} 与抽水蓄能固定成本的差值。抽水蓄能的可变成本(主要为电能损耗)体现在机组组合模型中, 因而已从 ΔC_{system} 中扣除。

4) 计算寿命期内抽水蓄能单位容量的收益现值 P , 并与单位容量的投资成本 C_{invest} 比较。若 $P \geq C_{invest}$, 则抽水蓄能的投资是经济可行的。 P 的计算方法为

$$P = \frac{P_{net} \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}}{Q}$$

其中: i 表示折现率; n 表示抽水蓄能的寿命期; Q 表示抽水蓄能的容量。

2 多元电力系统的机组组合模型

2.1 目标函数

以调度周期内系统运行成本最小为目标函数。系统运行成本包括火电机组的燃料成本和启停成本、CCGT机组的燃料成本和模式转换成本、水电机组和抽水蓄能机组的启停成本。风电和核电的运行成本较低, 目标函数中暂不考虑。

$$\min \sum_t \left(\sum_{jt} (c_{jt,t}^f + c_{jt,t}^u + c_{jt,t}^d) + \sum_{jc} (c_{jc,t}^f + c_{jc,t}^{trans}) + \sum_{jh} (c_{jh,t}^u + c_{jh,t}^d) + \sum_{js} (c_{js,t}^u + c_{js,t}^d) \right) \quad (1)$$

式中: T 为调度时段总数; t 为调度周期的时段编号; jt 、 jc 、 jh 和 js 分别为火电、CCGT、水电和抽水蓄能机组编号; $c_{jt,t}^f$ 、 $c_{jt,t}^u$ 和 $c_{jt,t}^d$ 分别为火电机组的运行成本、启动成本和停机成本; $c_{jc,t}^f$ 和 $c_{jc,t}^{trans}$ 分别为CCGT机组的运行成本和模式转换成本(包含启停成本); $c_{jh,t}^u$ 和 $c_{jh,t}^d$ 为水电机组的启动和停机成本; $c_{js,t}^u$ 和 $c_{js,t}^d$ 为抽水蓄能机组的启动和停机成本。

2.2 约束条件

2.2.1 火电机组

1) 运行成本

$$P_{jt,t} = \sum_l \rho_{jt,t}^l + P_{jt}^0 v_{jt,t} \quad (2)$$

$$0 \leq \rho_{jt,t}^l \leq \rho_{jt,t}^{l,max} \quad (3)$$

$$c_{jt,t}^f = C_{jt}^0 v_{jt,t} + \sum_l \beta_{jt}^l \rho_{jt,t}^l \quad (4)$$

式中: $p_{jt,t}$ 为时段 t 机组 jt 的功率变量; $\rho_{jt,t}^l$ 为时段 t 机组 jt 的分段运行成本函数第 l 分段的功率变量; P_{jt}^0 、 C_{jt}^0 为机组 jt 的最小出力和最小运行成本; $v_{jt,t}$ 表示时段 t 机组 jt 启停状态的0-1变量, 0表示停机, 1表示运行; β_{jt}^l 、 $\rho_{jt,t}^{l,max}$ 为机组分段运行成本函数的相关参数。

2) 启动成本

机组启动成本一般表示为机组停机时间的函数, 可用阶梯型函数近似代替。

$$c_{jt,t}^u \geq C_{jt,k}^{up} \left(v_{jt,t} - \sum_k v_{jt,t-k} \right) \quad (5)$$

$$c_{jt,t}^u \geq 0 \quad (6)$$

式中: k 为启动成本的时间间隔数; $C_{jt,k}^{up}$ 为机组 jt 在时间间隔 $k-1$ 到 k 时段的启动成本常数。

3) 停机成本

$$c_{jt,t}^d \geq C_{jt}^{down} (v_{jt,t-1} - v_{jt,t}) \quad (7)$$

$$c_{jt,t}^d \geq 0 \quad (8)$$

式中, C_{jt}^{down} 为机组 jt 的停机成本。

4) 火电机组容量约束

$$v_{jt,t} P_{jt,\min} \leq p_{jt} \leq v_{jt,t} P_{jt,\max} \quad (9)$$

式中, $P_{jt,\min}$ 、 $P_{jt,\max}$ 分别为机组 jt 的最大、最小出力。

5) 启停时间约束

$$\begin{cases} (v_{jt,t-1} - v_{jt,t})(t_{jt,t-1} - T_{jt,\text{on}}) \geq 0 \\ (v_{jt,t} - v_{jt,t-1})(-t_{jt,t-1} - T_{jt,\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: $t_{jt,t-1}$ 为时段 t 机组 jt 已连续运行 (正值) 或连续停机的时间 (负值); $T_{jt,\text{on}}$ 、 $T_{jt,\text{off}}$ 为机组 jt 最小连续启停机时间。其线性化方法见文献[17]。

6) 上/下爬坡速率约束

$$\begin{cases} p_{jt,t-1} - p_{jt,t} \leq \Delta P_{jt,\text{down}} \\ p_{jt,t} - p_{jt,t-1} \leq \Delta P_{jt,\text{up}} \end{cases} \quad (11)$$

式中, $\Delta P_{jt,\text{down}}$ 、 $\Delta P_{jt,\text{up}}$ 为机组 jt 的上、下爬坡速率限制。

7) 上/下备用容量约束

$$\begin{cases} p_{jt,t} + p_{jt,t}^{\text{ru}} \leq P_{jt,\max} \\ p_{jt,t}^{\text{ru}} \leq \Delta P_{jt,\text{up}} \\ p_{jt,t} - p_{jt,t}^{\text{rd}} \geq P_{jt,\max} \\ p_{jt,t}^{\text{rd}} \leq \Delta p_{jt,\text{down}} \end{cases} \quad (12)$$

式中, $p_{jt,t}^{\text{ru}}$ 、 $p_{jt,t}^{\text{rd}}$ 为时段 t 机组 jt 的可用上、下备用容量变量。

2.2.2 CCGT 机组

CCGT 机组一般由若干台燃气轮机 (GT)、余热锅炉 (HRSR) 和蒸汽轮机 (ST) 组成。若干台 GT 与 ST 的不同组合构成了 CCGT 不同的运行模式, 各模式具有各自的成本曲线、出力范围、最小启停时间以及爬坡速率等。为了更精细地描述各运行模式, 可将每一模式均当做一台虚拟机。由于这些模式对应同一台 CCGT, 因而在同一时段只有一种模式能处于运行状态^[18]。

1) 模式转换约束

$$\begin{cases} \sum_{n \in M_{jc,m}} v_{jc,n,t} \geq v_{jc,m,t-1} \\ \sum_{m=0}^{M_{jc}} v_{jc,m,t} = 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中: m 、 n 为运行模式编号; $M_{jc,m}$ 为机组 jc 的模式 m 的可转移模式集合; $v_{jc,n,t}$ 为表示机组 jc 的模式 m 的启停状态的 0-1 变量。

2) 模式转换成本

由于 CCGT 的运行模式中包含了停机状态, 因而机组的启停成本已包含在模式转移成本中。

$$C_{jc,t}^{\text{trans}} \geq C_{jc,m,n}^{\text{trans}} (v_{jc,m,t-1} + v_{jc,n,t} - 1) \quad (14)$$

式中: $C_{jc,t}^{\text{trans}}$ 为时段 t 机组 jc 的模式转换成本变量; $C_{jc,m,n}^{\text{trans}}$ 为机组 jc 从模式 m 转换到模式 n 的成本。

3) CCGT 机组的运行成本、容量约束、启停时间约束、上/下爬坡速率约束、上/下备用容量约束的表示方式与火电机组相同。

2.2.3 水电机组

1) 流量-功率分段函数

机组的流量-功率分段函数与火电机组的运行成本分段函数相似, 但前者为凹函数, 后者为凸函数, 因而在表示方法上存在差异^[19]。

$$u_{jh,t} = \sum_l \mu_{jh,t}^l + U_{jh}^0 v_{jh,t} \quad (15)$$

$$\mu_{jh,\max}^l \omega_{jh,t}^l \leq \mu_{jh,t}^l \leq \mu_{jh,\max}^l \omega_{jh,t}^{l-1} \quad (16)$$

$$p_{jh,t} = P_{jh}^0 v_{jh,t} + \sum_l \xi_{jt}^l \mu_{jt,t}^l \quad (17)$$

式中: $u_{jh,t}$ 为时段 t 机组 jh 的流量; $\mu_{jh,t}^l$ 为时段 t 机组 jh 的流量-功率分段函数第 l 分段的流量; U_{jh}^0 、 P_{jh}^0 为机组 jh 的最小流量和最小功率; $v_{jh,t}$ 表示时段 t 机组 jh 启停状态的 0-1 变量; $\omega_{jh,t}^l$ 为表示第 l 分段流量状态的 0-1 变量, 1 表示该分段上的流量值不为 0; ξ_{jt}^l 、 $\mu_{jh,\max}^l$ 为分段函数的相关参数。

2) 库容平衡

$$x_{jh,t} = x_{jh,t-1} + W_{jh,t} - u_{jh,t} - s_{jh,t} + \sum_{j \in \Omega_{jh}} (u_{jh,t-\tau_{ji}} + s_{jh,t-\tau_{ji}}) \quad (18)$$

式中: τ_{ji} 为上游机组 jh 到下游机组 ih 的水流滞时; $x_{jh,t}$ 为时段 t 机组 jh 的库容变量; $W_{jh,t}$ 为时段 t 机组 jh 的自然来水流量; $s_{jh,t}$ 为时段 t 机组 jh 的弃水流量。

3) 库容约束

$$\begin{cases} X_{jh,\min} \leq x_{jh,t} \leq X_{jh,\max} \\ x_{jh,0} = X_{jh,\text{initial}} \\ x_{jh,\text{final}} = X_{jh,\text{final}} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $X_{jh,\min}$ 、 $X_{jh,\max}$ 表示机组的库容限制; $X_{jh,\text{initial}}$ 、 $X_{jh,\text{final}}$ 为期初、期末的库容常数。

4) 启停时间约束、上/下备用容量约束同火电

机组。

2.2.4 核电机组

核电机组的容量约束、上/下爬坡速率约束同火电机组。

2.2.5 风电机组^[20]

实际调用的风电电量约束

$$0 \leq p_{jw,t}^{\text{act}} \leq P_{jw,t} \quad (20)$$

式中: jw 为风电机组编号; $P_{jw,t}$ 为时段 t 机组的预测出力; $p_{jw,t}^{\text{act}}$ 为考虑弃风后机组的实际出力。

2.2.6 抽水蓄能机组

抽水蓄能机组有抽水、发电两种运行模式, 在同一时段内只能处于一种模式。机组的发电功率可连续变化, 而抽水功率通常为一个恒定值。

1) 库容平衡

$$x_{js,t}^{\text{up}} = x_{js,t-1}^{\text{up}} - p_{js,t}^g + p_{js,t}^p \cdot \text{LOSS}_{js} \quad (21)$$

式中: $x_{js,t}^{\text{up}}$ 为时段 t 机组 js 的上库容变量; $p_{js,t}^g$ 、 $p_{js,t}^p$ 为时段 t 机组 js 的发电和抽水功率; LOSS_{js} 为机组的效率。

2) 发电/抽水状态约束

$$v_{js,t}^g + v_{js,t}^p \leq 1 \quad (22)$$

式中, $v_{js,t}^g$ 、 $v_{js,t}^p$ 为时段 t 机组 js 的发电、抽水状态。

3) 容量约束

$$v_{js,t}^g P_{js,\min}^g \leq p_{js,t}^g \leq v_{js,t}^g P_{js,\max}^g \quad (23)$$

$$p_{js,t}^p = P_{js}^p \cdot v_{js,t}^p \quad (24)$$

式中: $P_{js,\min}^g$ 、 $P_{js,\max}^g$ 为机组的发电功率限制; P_{js}^p 为机组的恒定抽水功率。

4) 备用容量约束

上备用: 机组在发电状态时, 可提供的上备用容量为发电功率上限与该时段发电功率的差值; 考虑到抽水蓄能机组可以实现发电/抽水间的快速转换, 因而抽水状态下可提供的上备用容量为抽水功率与发电功率上限之和。

$$\begin{cases} p_{js,t}^g + p_{js,t}^{g,ru} \leq P_{js,\max}^g \cdot v_{js,t}^g \\ p_{js,t}^{p,ru} \leq (P_{js}^p + P_{js,\max}^g) \cdot v_{js,t}^p \end{cases} \quad (25)$$

式中, $p_{js,t}^{g,ru}$ 、 $p_{js,t}^{p,ru}$ 为机组处于发电和抽水状态时可提供的上备用容量。

下备用: 机组在发电状态时, 可提供的下备用容量为该时段的发电功率与发电功率下限的差值, 再加上抽水功率; 机组在抽水状态时不提供下备用。

$$p_{js,t}^{g,rd} \leq p_{js,t}^g - P_{js,\min}^g \cdot v_{js,t}^g + P_{js}^p \cdot v_{js,t}^g \quad (26)$$

式中, $p_{js,t}^{g,rd}$ 为机组处于发电状态时可提供的下备用容量。

2.2.7 系统耦合约束

1) 系统功率平衡

$$\begin{aligned} & \sum_{jt} p_{jt,t} + \sum_{jc} p_{jc,t} + \sum_{jh} p_{jh,t} + \sum_{jw} p_{jw,t}^{\text{act}} + \\ & \sum_{jn} p_{jn,t} + \sum_{js} (p_{js,t}^g - p_{js,t}^p) = P_t^d \end{aligned} \quad (27)$$

式中: jn 为核电机组编号; $p_{jn,t}$ 为时段 t 机组 jn 的功率变量; P_t^d 为时段 t 的系统负荷。

2) 系统备用容量约束

上备用容量约束

$$\begin{aligned} & \sum_{jt} p_{jt,t}^{ru} + \sum_{jc} p_{jc,t}^{ru} + \sum_{jh} p_{jh,t}^{ru} + \\ & \sum_{js} (p_{js,t}^{g,ru} + p_{js,t}^{p,ru}) = P_t^{ru} + \alpha P_{jw,t} \end{aligned} \quad (28)$$

式中, $\alpha P_{jw,t}$ 表示由于风电的接入而增加的上、下旋转备用量, 其中 α 为风电备用比例系数, 一般取 0.1~0.2, 本文取 0.2。

下备用容量约束与上备用形式相同, 此处不再详述。

2.3 求解方法

机组组合模型是一个多变量的混合整数规划 (MIP) 问题。分支定界法是一种求解 MIP 问题的有效方法, 它以松弛、分支、剪支、定界四个主要步骤为基础, 从原松弛的线性规划问题的最优解出发, 通过对离散变量进行逐层分支, 逐步细分可行域, 最终将离散变量逼近到整数解。当前, 基于分支定界算法的商业软件 CPLEX 已具备解决大规模优化问题能力。本文通过 GAMS 平台调用 CPLEX 对模型求解。

3 算例分析

算例中的负荷数据和火电、CCGT、水电、风电的机组参数见文献[21]。核电机组参数见文献[12]。表 1 列出了算例的电源结构概况。表 2 抽水蓄能的机组参数。

表 1 算例的电源结构

Table 1 Power supply structure of the case		
	容量/MW	机组数量/台
火电	5 890	30
CCGT	300	3
风电	250	100
核电	1 000	1
水电	421.16	4
合计	7 861.16	138

表 2 抽水蓄能机组的参数特性

Table 2 Parameters characteristic of pumped-storage unit

参数	数值
最小功率/MW	180
最大功率/MW	300
最小上库容/MWh	0
最大上库容/MWh	4 500
抽水功率/MW	330
初始上库容/MWh	900
启动成本/\$	0
停机成本/\$	0
效率/%	75

3.1 抽水蓄能容量的经济性分析

计算结果显示,当折现率为 8%,寿命期为 25 年时,算例中抽水蓄能的单位容量收益现值约为 \$22.6 万/MW。

图 1 显示了抽水蓄能经济性随容量的变化。抽水蓄能的单位容量收益现值随容量的增加而持续下降,而净收益则是先增加后减小。这是因为随着系统对抽水蓄能的容量需求逐渐饱和,系统节省的运行成本趋于不变;而抽水蓄能的固定成本却随容量增长,从而导致净收益的下降。

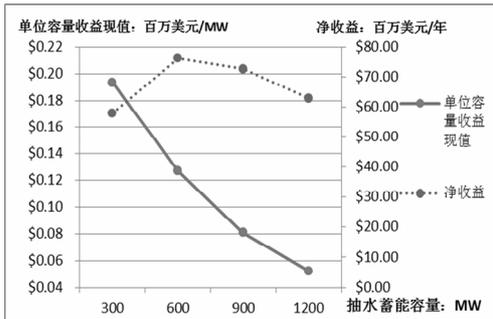


图 1 抽水蓄能的经济性随容量的变化

Fig. 1 Change of economic result with installed capacity of pumped-storage

3.2 负荷侧影响分析

峰谷差率是反映负荷特性的重要指标之一。总体来看,抽水蓄能的经济性随负荷峰谷差率的增加而增加。图 2 的实线表示 300 MW 容量的抽水蓄能的经济性随负荷峰谷差的变化。当峰谷差率较小(0.1~0.2)时,抽水蓄能调用率较低,收益较小。随着峰谷差的增加(0.2~0.4),抽水蓄能的调用增加,收益因而大幅增加。当峰谷差率达到较高水平(0.4~0.5)时,收益增长放缓,这说明现有的抽水蓄能容量已难以满足系统的调节需要;直至峰谷差大于 0.5 时,系统调节能力无法满足负荷的急剧变

化,需要增加抽水蓄能或其他调峰电源的容量。

图 2 的虚线显示了抽水蓄能容量增加时其经济性随峰谷差率的变化。当系统中抽水蓄能容量较小(不超过 600 MW)时,其净收益随负荷峰谷差率的变化较大;但随着容量的增加,峰谷差率对净收益的影响减弱;当增加至 1 500 MW 时,不同峰谷差率下净收益均为 0,说明系统对于抽水蓄能的容量需求已达到饱和。

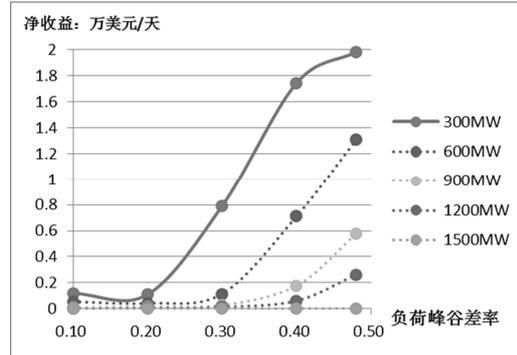


图 2 抽水蓄能经济性随负荷峰谷差率的变化

Fig. 2 Change of economic result of pumped-storage with peak-valley rate of system load

3.3 电源侧影响分析

(1) 风电容量的影响分析

风电出力具有极大的波动性和不可预测性。为保证系统运行的可靠性,需相应增加系统的调节容量。

此处将风电容量变化与负荷峰谷差率变化相结合,一并分析二者对于抽水蓄能经济性的影响。

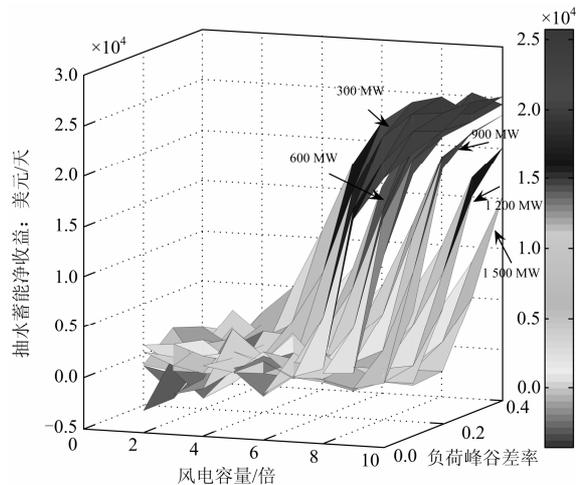


图 3 风电容量、负荷峰谷差及抽水蓄能容量变化对抽水蓄能经济性的影响

Fig. 3 Change of economic result of pumped-storage with wind capacity, peak-valley rate of system demand and pumped-storage capacity

图 3 显示: 1) 当抽水蓄能容量在 300~900 MW 时, 在不同的峰谷差率下, 抽水蓄能净收益均随风电容量增加而增加, 但增速逐渐放缓。说明风电的接入使系统对抽水蓄能的容量需求增加; 当风电容量较大(8~10 倍)时, 曲线渐趋平坦, 此时抽水蓄能调用接近极限, 现有容量已无法满足系统的调峰需要; 2) 当抽水蓄能容量大于 900 MW 时, 只有风电处于较大的接入比例时抽水蓄能的经济性才会得到较大提升; 3) 从曲面的倾斜度可看出, 负荷峰谷差率变化对抽水蓄能经济性的影响要明显小于风电容量增长对其的影响。

此外, 库容水平反映了抽水蓄能的调节能力, 因而也间接地影响其经济性。图 4 显示: 在不同的库容水平下, 当库容由 1/5 的原库容增加至 3/5 原库容时, 库容增加可改善抽水蓄能的经济性; 若在此基础上继续增加库容, 抽水蓄能经济性则不再发生变化, 主要原因在于调度时限(24 h)限制了抽水蓄能发挥额外的储能容量。

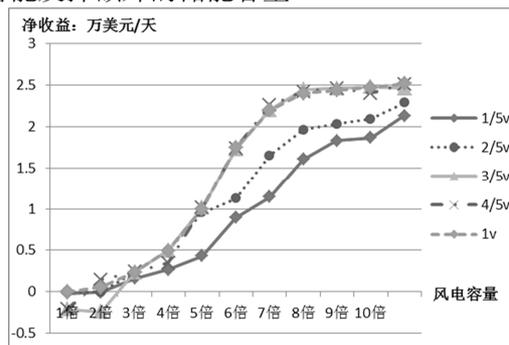


图 4 不同库容水平下抽水蓄能经济性随风电容量的变化
Fig. 4 Change of economic result of pumped-storage with wind capacity under different levels of storage capacity

(2) 水、火电比例的影响分析

各地资源禀赋的不同导致电源结构各异。对我国来说, 水、火电比例是影响电源结构以致系统调节能力的重要因素之一。因而此处就水、火电比例对抽水蓄能经济性的影响进行分析。

算例系统中原有的水电机组和常规火电机组占比分别为 5%和 75%。为保证系统可靠性, 当水电机组容量增加或减少时, 对应减少或增加同等容量的火电机组。同时, 考虑到上文分析显示风电容量增长 3~5 倍时对系统影响较为显著, 故此处结合风电容量变化一并分析。

图 5 显示: 当系统中水电比例由 0 增加至 26% 时, 在不同风电容量下抽水蓄能净收益均随水电比例的增加而下降。主要原因在于: 1) 水电机组可提供调节容量, 与抽水蓄能有相互替代的关系, 因而水电比例增加会影响系统调用抽水蓄能, 进而影响

其经济性; 2) 与火电相比, 水电机组运行成本较低, 因而其比例增加会拉低系统运行成本及各时段的运行成本差额。在系统无调节容量缺额的情况下, 抽水蓄能的调用取决于不同时段系统运行成本之差, 因而水电比例增加使抽水蓄能的净收益下降。

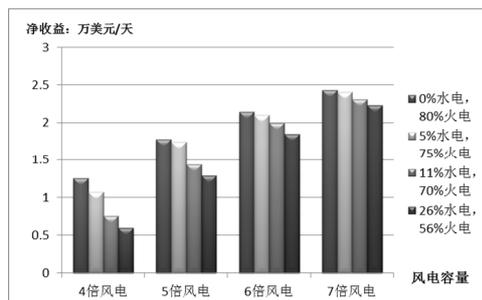


图 5 不同风电容量下水火电比例对抽水蓄能经济性的影响
Fig. 5 Change of economic result of pumped-storage with thermal-hydro proportion under different wind capacity

此外, 图 5 显示随着风电比例增加, 系统对调节容量的需求增加, 抽水蓄能经济性受水电比例的影响也相应减小。

(3) 核电容量的影响分析

核电机组通常带基荷运行。当系统中核电装机容量较大时, 大量的核电承担基荷易造成系统调节能力不足。考虑到核电单机容量较大(1 000 MW), 增加单台机组可能会导致系统调节容量的明显不足, 算例分析中将原负荷和初始核电容量扩大 1 倍, 以避免出现无可行解的情况。

计算结果显示, 当核电容量由 4 000 MW 增加至 7 000 MW 时, 为满足系统的调节要求至少需要抽水蓄能容量分别为 0、300 MW、900 MW 和 1 800 MW。

将抽水蓄能的边际效益定义为增加单位台数抽水蓄能时净收益增加的百分比。表 3 中第一台机组的边际效益即为 300 MW 抽水蓄能的净收益百分比, 其随核电容量的增加而增加, 抽水蓄能的经济性得到改善。

表 3 抽水蓄能的边际效益随核电容量和抽水蓄能容量的变化

Table 3 Change of marginal benefit of pumped-storage with nuclear capacity and pumped-storage capacity

核电容量/MW	4 000	5 000	6 000	7 000
第一台	0.65	2.48	4.25	7.69
第二台	0.64	0.83	3.43	5.10
第三台	0.63	0.68	1.60	2.80
第四台	0.53	0.65	1.10	1.51
第五台	0.42	0.55	0.79	0.83

表 3 显示, 当系统中抽水蓄能容量恒定时, 其边际效益随核电容量的增加而增加; 当系统中核电容量恒定时, 抽水蓄能的边际效益随自身容量的增加而下降。

(4) 火电调节范围变化的影响分析

火电调节范围等于额定功率与最小出力的差值。随着火电最小出力的提高, 火电调节能力减弱, 当系统中不含抽水蓄能时, 为保证系统调节容量需启用成本较高的调峰机组(如燃气机组), 因而增加了运行成本。

图 6 显示火电最小出力的增加提高了抽水蓄能的净收益, 改善了其经济性。当火电最小出力由额定功率的 30% 增加至 40% 时, 在没有抽水蓄能的情况下系统运行成本的增加要远高于有抽水蓄能时系统成本的增加, 因而此时节省的系统运行成本较大, 抽水蓄能的净收益较高。

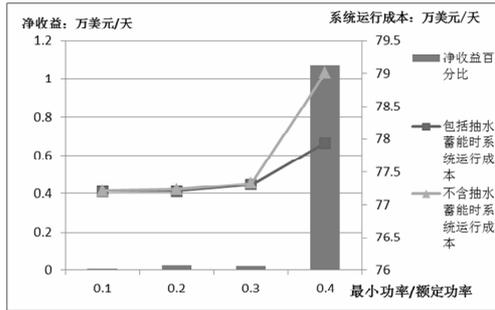


图 6 抽水蓄能经济性和系统运行成本随火电调节范围的变化

Fig. 6 Change of economic result of pumped-storage and system cost with regulating range of thermal unit

4 结语

本文提出了从多元电力系统的角度对抽水蓄能进行经济性分析的方法。基于混合整数规划构建了含火电、CCGT、水电、风电、核电、抽水蓄能等各类电源的多元电力系统机组组合模型。采用该模型计算抽水蓄能单位容量的收益现值, 并与单位容量的投资成本比较, 以分析其经济性。算例测试的结果证明了机组组合模型和经济性分析方法的可行性。

此外, 本文还分别研究了负荷侧峰谷差变化、电源侧风电容量、水电比例、核电容量和火电调节范围变化对抽水蓄能经济性的影响。其中, 电源结构中水电比例、风电容量以及核电容量的变化对抽水蓄能的经济性均会产生较大影响。

参考文献

[1] Connolly D, Lund H, Finn P, et al. Practical operation

strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage[J]. Energy Policy, 2011, 39(7): 4189-4196.

[2] Cristina F F, Flynn P C, Cabral E A. The economics of energy storage in 14 deregulated power markets[EB/OL]. [2013-05-10]. <http://digitalcommons.mcmaster.ca/esr/vol14/iss2/2/>.

[3] Tsai Chin-Chu, CHENG Yun-zhi, LIANG Shun, et al. The co-optimal bidding strategy of pumped-storage unit in ERCOT energy market[C] // North American Power Symposium (NAPS), Oct 4-6, 2009, MS, USA.

[4] 李文武, 吴稀西, 黄进, 等. 基于随机动态规划的混合式抽水蓄能电站水库中长期优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(9): 86-93.

LI Wen-wu, WU Xi-xi, HUANG Jin, et al. Mid-long term optimization of reservoir operation for hybrid pumped storage power station based on stochastic dynamic programming[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(9): 86-93.

[5] 黄蕾, 李丰伟, 秦俊宁. 基于效益分析的抽水蓄能电站运行工况优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(22): 94-98.

HUANG Lei, LI Feng-wei, QIN Jun-ning. Optimal dispatching of pump-storage power station based on benefits analysis[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(22): 94-98.

[6] 卢闻州, 周克亮, 程明, 等. 组合蓄能独立式风力发电系统[J]. 电工技术学报, 2011, 26(2): 165-172.

LU Wen-zhou, ZHOU Ke-liang, CHENG Ming, et al. Stand-alone wind generation system with hybrid energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(2): 165-172.

[7] 张坤, 吴建东, 毛承雄, 等. 基于模糊算法的风电储能系统的优化控制[J]. 电工技术学报, 2012, 27(10): 235-241.

ZHANG Kun, WU Jian-dong, MAO Cheng-xiong, et al. Optimal control of energy storage system for wind power generation based on fuzzy algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(10): 235-241.

[8] Castronuovo E D, Lopes J A P. Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2004, 26(10): 771-778.

[9] 潘文霞, 范永威, 杨威. 风-水电联合优化运行分析[J].

- 太阳能学报, 2008, 29(1): 80-84.
- PAN Wen-xia, FAN Yong-wei, YANG Wei. The optimization for operation of wind park combined with water power system[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2008, 29(1): 80-84.
- [10] 刘德有, 谭志忠, 王丰. 风电-抽水蓄能联合运行系统的模拟研究[J]. 水电能源科学, 2006, 24(6): 39-42.
- LIU De-you, TAN Zhi-zhong, WANG Feng. Optimal operation model for wind powered pumped storage system[J]. International Journal Hydroelectric Energy, 2006, 24(6): 39-42.
- [11] 白建华, 贾玉斌, 王耀华, 等. 核电站与抽水蓄能电站联合运营研究[J]. 电力技术经济, 2007, 19(6): 36-39.
- BAI Jian-hua, JIA Yu-bin, WANG Yao-hua, et al. Study on combined operation of nuclear power plant and pumped storage power plant[J]. Electric Power Technologic Economics, 2007, 19(6): 36-39.
- [12] 赵洁, 刘涤尘, 雷庆生, 等. 核电机组参与电网调峰及与抽水蓄能电站联合运行研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(7): 1-6.
- ZHAO Jie, LIU Di-chen, LEI Qing-sheng, et al. Analysis of nuclear power plant participating in peak load regulation of power grid and combined operation with pumped storage power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(7): 1-6.
- [13] 王学良, 于继来. 分布式抽水蓄能系统的运营策略及其效益评估[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(7): 129-137, 142.
- WANG Xue-liang, YU Ji-lai. The operation strategy and its benefit assessment of the distributed pumped storage system[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(7): 129-137, 142.
- [14] 高红均, 刘俊勇, 刘继春, 等. 基于坏场景集的含风电机组组合模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(10): 27-32.
- GAO Hong-jun, LIU Jun-yong, LIU Ji-chun, et al. The unit commitment with wind power based on the bad scenario set[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(10): 27-32.
- [15] Acker T, Pete C. Western wind and solar integration study: hydropower analysis[EB/OL]. [2013-04-17]. <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53098.pdf>.
- [16] Ummels B C, Pelgrum E, Kling W L. Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands' electricity supply[J]. Renewable Power Generation, IET, 2008, 2(1): 34-46.
- [17] 陈宝林. 最优化理论与算法[M]. 北京: 清华大学出版社, 2005.
- CHEN Bao-lin. Optimization theory and algorithm[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2005.
- [18] 徐帆, 姚建国, 耿建, 等. 考虑联合循环机组的机组组合模型及求解[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(8): 39-43.
- XU Fan, YAO Jian-guo, GENG Jian, et al. Unit commitment problem with combined cycle gas turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(8): 39-43.
- [19] Antonio J C, José Manuel Arroyo. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(4): 1265-1272.
- [20] 江岳文, 陈冲, 温步瀛. 含风电场的电力系统机组组合问题随机模拟粒子群算法[J]. 电工技术学报, 2009, 24(6): 129-137.
- JIANG Yue-wen, CHEN Chong, WEN Bu-ying. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(6): 129-137.
- [21] Lisias Abreu. Wind power generation and dispatch in competitive power markets[D]. Illinois: Illinois Institute of Technology, 2008.

收稿日期: 2013-05-31; 修回日期: 2013-09-04

作者简介:

王晓晖(1990-), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力经济; E-mail: wangxiaohui0227@gmail.com

张粒子(1963-), 女, 博士, 教授, 博士研究生导师, 主要从事电力市场、电力系统经济运行、电价领域的研究工作;

程世军(1989-), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力经济、储能装置运行等。