

蓄能电站静动态效益的定量评估

刘友翔 丁明

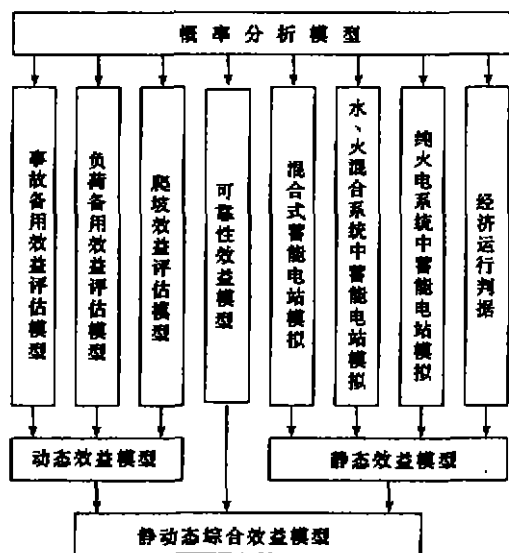
(合肥工业大学电气工程系 合肥 230009)

摘要 介绍一种基于概率模拟技术的蓄能电站效益定量评估方法和所得的主要结论。所讨论的效益涉及静态效益(容量效益、调峰填谷效益)、动态效益(爬坡效益、事故备用效益、负荷备用效益和可靠性效益)以及静态综合效益;数学建模考虑了电力系统的实际运行工况和约束条件,其结论具有实际参考意义。根据本文模型编制的软件可用于工程评估。

关键词 电力系统 蓄能电站 概率评估 静态效益 动态效益 静态动态效益, 定量评估

蓄能电站的静态效益是指该电站承担调峰填谷和能量转换功能时所体现的经济性和可靠性效益。蓄能电站的动态效益是指由于蓄能电站的速应性、灵活性和高可靠性而在承担动态功能(如爬坡、事故备用、负荷备用或调频、运行备用等)时所体现的经济性和可靠性效益。对蓄能电站所产生的静动态效益进行定量评估是近年来引人注目的一个研究课题。

附图反映了本文中各种模型间的关系,下面将逐一进行介绍。



附图 各数学模型间的相互关系

1 电力系统概率分析的 COPF 模型

传统的可靠性分析和生产模拟中所采用的机组

模型都是基于 Booth 等提出的模型,IEEE 概率应用委员会的报告已指出:这类机组模型对调峰和备用机组是不适当的。对于间歇运行机组,我们更感兴趣的是当电力系统需要它投入运行时,它出现故障的概率。

电力系统概率分析的 COPF 模型^[1,2] (Consider Operation Factors),与传统的 Booth 模型相比,有以下独特优点:①机组的强迫停运率不再为常数而是与其工作模式和工作位置有关的变量,由此提出了在等值负荷曲线上递推计算每台发电机条件强迫停运率的有效算法,并建立了相应的负荷模型;②计入机组的增荷速率和增荷时间;③考虑了机组最小开停机时间的限制;④考虑了机组冷热启动时间的差异及启动失败概率;⑤计入了负荷预测不确定性对机组条件强迫停运率的影响;⑥考虑了机组的可延迟停运;⑦该模型将强迫降额状态和计划降额状态区别开来,并建立了基于计划降额状态概念的分段调度模型。

通过算例分析表明,COPF 模型能灵敏地反映负荷变化、机组参数变化及调度方式对系统可靠性和燃料成本的影响,在许多方面优于 Booth 模型。

2 蓄能电站的静态效益及其评估

静态效益是指蓄能电站承担调峰填谷功能时所体现出的效益,包括容量效益和能量转换效益。

2.1 抽水蓄能电站的容量效益

该效益是指提供同等发电容量时,蓄能电站与火电厂相比体现的效益。从蓄能电站在电力系统中投运后对电力系统运行的可靠性和安全性的影响角度出发,容量效益反映了蓄能电站与火电厂相比在

国家自然科学基金资助项目(59077304)。

第一作者简介:刘友翔,女,讲师,从事电力系统运行优化研究,曾发表《蓄能电站静动态综合效益评估》等论文。

事故率、修复率、计划检修时间、厂用电率、机组运行灵活性等方面的差异。在规划阶段,该效益值可用系统的可靠性指标(反映了供电质量水平)来表示,这些指标是停电概率、停电小时数、停电频率、停电持续时间、由于容量不足引起的停电容量。

容量效益得以体现的前提是须有相应的电量保证,在下述情况,容量效益无法体现:①蓄能电站处于抽水工况;②处于发电工况时蓄能机组强迫停运;③在抽水工况时由于输配电系统故障,或提供抽水电能的火电系统故障,或水泵本身的故障使水库的蓄水量得不到保证。

容量效益的货币价值可以用减少的停电量、停电次数和停电持续时间所产生的社会经济效益来表示,即用电损失费用来表示。

2.2 蓄能电站的能量转换效益

蓄能电站的独特功能就是进行能量转换。能量转换效益是指将电网的低谷电能转换为峰荷电能并替代昂贵的峰荷火力发电时产生的效益。两个装机类型和装机容量相同的抽水蓄能电站具有相近的容量效益,但其能量转换效益可能相差很大,这取决于库容和经济发电量,而经济发电量又与火电系统的构成、各类火电机组的热耗率和燃料成本、负荷的峰谷差大小和形状、水电容量和季节性电量的变化等众多因素有关。因此,要评估蓄能电站的能量转换效益,必须从确定其经济发电量入手。为解决这一问题,提出了在概率生产模拟中确定蓄能电站经济发电量的两个判据——边际效益和计算发电成本^[3],这两个判据都基于发电机组的分段调度模式,并考虑了发电机组的条件强迫停运率,如有必要,还可以包含启停调峰机组的启动成本。

根据理论分析和实际计算,能量转换效益还可以进一步划分为两个分量:①调峰效益,该分量就是蓄能电站替代峰荷火力发电时产生的节煤效益,它包含替代热耗较高的峰荷火力发电量和减少峰荷火电启停损失的效益两部分,前者可能为负值,而后者大于或等于零;②填谷效益,该分量是蓄能工况使原来压负荷运行的腰荷火电增加了荷载率,提高了运行效率,降低了煤耗所产生的效益,这部分效益恒为正值,但在过去一些分析模型中被忽略。此外,蓄能电站的填谷作用还使部分腰荷火电得以平衡出力运行,减少了频繁增减出力所带来的操作复杂性,降低了热冲击、金属疲劳等,延长了机组使用寿命,这部分效益尚未包含在内。

有了经济判据,就可以确定蓄能电站最佳发电量,为此文献[4~6]讨论了静态功能的概率模拟过程和定量计算的算法实现问题。

2.3 影响蓄能电站静态效益的各种因素

静态效益可借助比较火电厂和蓄能电站两个方案间经济性和可靠性指标的差异得到。研究表明,下列因素对蓄能电站的静态效益有不同程度的影响:①系统峰谷燃料成本的差异;②系统中常规水电所占比例及其季节性电量变化;③负荷峰谷差的大小及负荷形状、负荷率;④蓄能电站本身抽水容量与发电容量之比;⑤蓄能电站的库容及循环效率;⑥蓄能电站装机在系统中的比重;⑦火电替代方案的选择。这些因素的影响在许多场合是相关的。

3 蓄能电站的动态效益及其评估

动态效益是指蓄能电站在承担动态功能所体现出的效益,下面分项予以介绍。

3.1 爬坡效益

爬坡效益是指与火电机组相比时,蓄能电站为满足负荷陡升时段系统对发电机组的增荷速率和增荷容量需要而产生的效益。

用于爬坡效益评估的负荷模型有以下特点^[7]:①略计负荷预测的不确定性,直接采用时序负荷曲线(这一点与静态效益评估相同);②负荷从 t 到 $t+1$ 时的增减是线性的,由此可算出该时段负荷的平均增减速率。

机组模型的特点是:①由于略计了负荷预测的不确定性,故机组可根据负荷曲线的变化在预定时刻并网,因此,机组模型不计入启动时间,而只计入并网后爬升至额定出力所需时间;②爬坡容量由所有旋转备用机组和水电、蓄能电站的冷备用机组提供,并分别建立了旋转备用机组和冷备用机组的状态空间模型。

在生产模拟过程中,除必须满足静态效益评估时所有静态约束条件外,还必须满足如下爬坡容量约束(动态约束):在 Δt 时段内系统发电出力的净增值必须大于等于 Δt 时段内负荷功率的净增值。 Δt 一般取1~15 min。蓄能电站适于承担增长速率快、持续时间短的负荷变化,故给定较小的 Δt 对蓄能电站是有利的。

进行爬坡效益分析时仍采取了经济运行模式,但与纯静态评估的差别是考虑了动态约束,故火电厂、蓄能电站两方案各项指标的差值中包含了静态效益,从中扣除静态效益部分即得纯爬坡效益。

对爬坡效益的实例研究表明:①爬坡效益与蓄能电站承担的爬坡容量成正比;②水电站提供爬坡容量后使蓄能电站爬坡效益减少(与水电站不提供爬坡容量时相比);③蓄能电站爬坡效益随 Δt 增大而降低。

3.2 事故备用效益

事故备用效益是蓄能电站应付其它机组随机故障所产生的效益。效益评估中采用的负荷模型与静态效益相同,机组状态空间图也类似,只是参数值不同^[8]。

生产模拟过程中除满足静态分析时的约束外,还必须同时满足下述两个动态约束条件:①旋转备用总容量约束:在任何负荷水平下,所有发电机旋转备用容量之和不得小于系统给定的最小旋转备用容量限制;②旋转备用机组在 Δt 时段内净增出力之和不得小于系统对旋转备用容量平均增荷量的要求。如系统总的旋转备用容量要求为 C_r ,而系统要求这些容量必须在 t_0 内提供,则旋转备用容量的平均增荷速率为 C_r/t_0 ,在 Δt 时段内能提供的平均旋转备用容量为 $\Delta t \cdot C_r/t_0$ 。这一条件实际考虑了总旋转备用容量在各机组之间的分配问题。在旋转备用总容量给定的情况下,承担旋转备用的机组越多,这一条件越容易满足。

研究表明:①蓄能电站有明显的事故备用效益;②当有水电承担事故备用时,蓄能电站效益下降(与水电不承担事故备用相比);③当 Δt 增大时,效益亦下降;④由于库容限制,蓄能电站可能出现电量不够的情况,使系统的电量风险指标增大。

3.3 负荷备用效益

该效益是指蓄能电站承担调频或负荷计划外增长时体现的效益。评估该项效益时采用的机组模型与事故旋转备用机组类似,但负荷模型有很大差别,其主要特点是^[8]:①考虑了日峰荷预测的不确定性问题,并用正态分布来描述这种不确定性;②考虑了各小时负荷在其期望值附近的随机波动;③对于上述两种原因引起的负荷在预测值附近的波动,计入了发电机一次调频容量的影响;④考虑了负荷变化的增减速率。

在生产模拟过程中除满足静态效益研究中的约束外,还必须满足:①发电容量提供的旋转备用容量在任何负荷水平时必须满足系统旋转备用的需求;②在任何负荷水平,发电容量在 Δt 时段内的净增出力需大于等于 Δt 时段内负荷功率增值和负荷备用容量平均增荷量中的较大者。其中,负荷备用容量平均增荷量的计算与前述旋转备用平均增荷量的计算相同。

实例研究表明:①蓄能电站的负荷备用效益随其承担的负荷备用容量增加而增大;②常规水电站承担的负荷备用容量增加,蓄能电站的效益就下降(与水电站不承担负荷备用相比);③当 Δt 增大时,蓄能电站的负荷备用效益下降;④负荷预测的误差

愈大,蓄能电站的节煤效益和与电量有关的可靠性效益下降,而与电力有关的可靠性效益却增加;⑤承担负荷备用耗用的电量较大,若没有较大的库容保证,蓄能电站不能承担常规意义下的调频功能,否则将使系统电量缺额增大。

3.4 动态运行效益的整体评估

在将系统对爬坡速率和爬坡容量的要求、事故旋转备用要求和负荷备用的要求统一在一个数学模型中后,就构成了动态运行效益的整体评估模型^[9]:①在负荷模型中综合考虑了日峰荷预测的不确定性、小时负荷的随机波动和负荷的平均增长速率等;②在机组模型中同时考虑了由于负荷变化和其它机组状态改变所导致的机组状态转移和冷热备用机组的差异;③在生产模拟模型中综合考虑了静态、爬坡、负荷和事故备用研究中系统所需满足的所有约束条件。

因此,动态运行效益的整体评估模型是前述各单项动态效益评估模型的综合和扩展。

运用该模型所进行的实际研究表明:①蓄能电站的节煤效益和可靠性效益随其承担的旋转备用容量增大而提高;②蓄能电站的节煤效益和可靠性效益随常规水电承担的旋转备用容量增大而降低;③蓄能电站的节煤效益随负荷预测误差的增大而降低,但可靠性效益却略有增大;④当 Δt 增大时,节煤效益和可靠性效益降低;⑤蓄能电站的整体运行效益不等于各单项动态效益的直接求和,因此直接计算整体效益更为合理。

4 多个蓄能电站的模拟

对同一系统中多个独立的蓄能电站进行模拟还需要考虑如下问题^[10]:①电站发电顺序和抽水顺序的确定;②发电顺序和抽水顺序的相关性;③在模拟过程中是否可以改变预先排定的发电顺序,即换位问题。

通过理论分析和实例研究得出以下结论:①按各电站综合效率高低的顺序依次投入发电不一定能获得最低的生产成本,此外,蓄能电站占整个系统的装机比例等因素也会影响到电站的最优排序;②当逐个模拟蓄能电站的运行时,采用发电排序和抽水排序相对应的算法可减少计算量和程序设计的复杂性;③在换位前后的两个蓄能电站的边际效益均为正且换位后两个蓄能电站经济发电量之和增大的前提下,模拟过程中允许这两个蓄能电站换位,可进一步降低整个系统的生产成本,增加经济效益。换位等效于改变了预定的发电顺序,因此综合考虑系统条件和电站本身参数的最佳排序方法仍是下一步需探讨的问题。

5 静动态综合效益的评估

静动态综合效益是指同一个蓄能电站同时承担调峰-填谷(静态)和运行备用(动态)功能时产生的效益^[1]。进行这种研究的目的是探讨可否通过静动态功能的协调以获得更大的效益以及这两种功能间的相互影响。

在蓄能电站的容量和库容上必须作相应划分。容量的划分比较容易,可给定部分容量作调峰填谷用,而余下容量作运行备用,运行备用容量根据计算条件还可进一步划分为旋转备用和冷备用容量。实际利用的库容相应蓄能量分为调峰填谷所需电量和运行备用所需电量两部分。前者由边际效益确定,对应于经济发电量,后者与系统内其它机组的故障及系统负荷的变化有关,属强迫发电量,这两部分之和应小于或等于该电站最大发电库容。由于在生产模拟结束之前,经济发电量和强迫发电量都是未知的,故采取的策略是:优先满足调峰填谷所需电量,总库容中剩余的电量作为运行备用,如果剩余的电量不足以满足运行备用所需,则将差值部分划归系统停电电量指标。

在模拟中,同一电站的静态和动态功能是分别模拟的,仅在发电量方面相关,故可直接运用前面所述的静、动态效益评估模型和算法。研究结果表明:①考虑动态约束条件(旋转备用总容量和旋转备用在各机组间的分配问题)后,静态效益呈增大趋势。这是因为:动态约束条件的加入,使全系统火电机组的投运顺序发生了变化,由于蓄能电站提供与火电机组同等容量旋转备用容量时其增荷速率高,容易满足爬坡速率的要求,而火电机组增荷速率低,需要更多火电机组压负荷运行才能满足要求,故增加了燃料成本,两种方案比较,蓄能电站效益有所提高。②做不同的容量和库容划分时,蓄能电站呈现出不同的综合效益。综合效益的大小还与系统中水电机组所承担的功能以及负荷预测不确定性因素有关。通过不同方案的比较,可得到最佳的调度策略。③蓄能电站的静动态综合效益不等于其单纯静态效益和单纯动态效益的直接求和,这是因为蓄能电站所承担的静、动态功能及其效益之间存在着交叉和重叠现象。因此将两者统一在同一数学模型内是合理的。

6 结语

a. 系统运行调度中的约束条件、调度决策和发电机组的静、动态特性对蓄能电站的效益有不可低估的影响。过去在规划和调度方案评估中,数学模型过于粗略,有可能过低或过高地估计了蓄能电站的效益,本文提出的数学模型和结果将有助于这一问题的讨论。

b. 各单项动态效益和整体动态效益之间、动态效益与静态效益之间存在着复杂的关系,不可能表示为各项效益直接求和的形式,因此直接计算整体运行效益和静动态综合效益的思路较为合理。

c. 效益值与所研究的具体系统有关,除系统本身的固有参数(如装机比例、峰荷值及负荷形状、火电煤耗率及燃料成本、水电可用容量及电量的概率分布等)外,还与实际系统拟采取的调度决策(如各类机组承担的旋转备用容量大小、系统总备用容量需求、旋转备用在各机组间的合理分配等)有联系,细致地模拟这些因素,是正确评价蓄能电站效益的前提。在不同系统中,蓄能电站的效益可能相差很大,应作具体分析。

参考文献

- 1 丁明.考虑运行因素的随机生产模拟模型.合肥工业大学学报,1992,15(1):68~75
- 2 丁明.发电机组可靠性的一种新模型.电工技术学报,1994(1):55~60
- 3 罗正远,丁明.概率模拟中蓄能电站经济运行的判断.中国电机工程学报,1993,13(2):43~48
- 4 丁明,罗正远.抽水蓄能电站经济运行的概率模拟.水电能源科学,1993,11(3):145~151
- 5 丁明,刘友翔.水、火混合系统中蓄能电站的经济运行模拟.安徽电力,1995(增刊):8~13
- 6 Ding Ming. The static benefits of storage plant. In: Proceedings of International Conference on Modeling and Simulation and Control, AMSE, 1993, 265~269
- 7 丁明.蓄能电站爬坡效益定量评估方法.电力系统自动化,1993,17(9):43~49
- 8 丁明.水电站和蓄能电站事故备用效益评估模型.电力系统自动化,1994(1):45~50
- 9 丁明.蓄能电站的运行备用效益.水力发电学报,1994(2):75~84
- 10 丁明,王俊.多个蓄能电站模拟方法的比较研究.水电能源科学,1996(1):15~24
- 11 丁明,刘友翔.蓄能电站静动态综合效益评估.电力系统自动化,1994(9):30~35

(收稿日期:1996-04-22 编辑:张志琴)

简讯

印度因水库缺水而面临能源危机,已引起印度国家电力部门的严重关注。最近,流入国家水库的水量已很少,入流量是1992年以来最低的,这与近10多年来印度电力消耗增长约200倍形成明显反差。印度电力部门正在采取措施以克服缺水带来的危机,同时也鼓励全国用户尽快和尽可能地与政府部门合作。

(熊莉芸供稿)