

风电有效投资规模及其敏感性分析

黄 辉

(华北电力大学 经济与管理学院,北京 102206)

摘要: 科学评价在一定系统条件下的风电有效投资规模,对风电的可持续发展具有重要意义。考虑风电的波动性和随机性特征,在长期市场均衡模型的基础上,构建风电有效投资容量的分析模型。在此基础上,根据美国 PJM 市场的数据,在 IEEE 30 节点系统对风电有效投资规模进行模拟计算,对风电的主要影响因素进行敏感性分析,结果表明,风电容量成本、市场需求水平、快速调峰能力和电网输送容量等是风电发展的关键因素。结合我国风电发展的实际,提出风电优化规划的政策建议和意见。

关键词: 风电;有效投资规模;敏感性分析;市场均衡;投资

中图分类号: TM 715;TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.01.007

0 引言

近年来,我国经济在高速增长的过程中面临的环保及资源约束的压力越来越大。大力发展绿色能源逐步替代污染和排放严重的常规能源,是未来能源发展的重要战略。在这样的背景下,风电获得了超常规的发展,但也遇到了一系列的问题。目前,风电的规划主要根据风力资源情况和地方政府发展经济需要决定,风电的优化规划工作则做得远远不够。具体表现为:首先,因电网吸纳能力不足造成风电大量弃风;其次,在扭曲的价格体系下,风电建设和运行不考虑经济效率,导致比较严重的经济损失。电网消纳能力不足对风电发展的制约问题已经引起广泛关注,但风电投资运行经济性问题仍然未得到足够重视,虽然该问题引起的经济损失可能更加严重。

从风电优化规划问题的角度来看,风电优化规划的基础性工作科学评估风电的经济性,由于风电的间歇性、不可预测性和反调峰特性,风电经济性分析及优化规划远比常规发电更加复杂。文献[1]提出了一个风电的经济性分析的总体框架,并重点分析了风电的环境外部性问题;文献[2]研究了电能价值的时空差异性对风电经济性的影响;文献[3]探讨了间歇式发电技术(包括风电)的电能价值与系统边际成本的关系,分析了大规模引入间歇式发电技术对电源结构的长期影响;文献[4-6]提出了大规模风电接入情况下实现长期市场均衡的常规发电技术的容量优化配置模型,但未对间歇式发电有效容量进行分析;文献[7]也提出了一种考虑包含大规模间歇式发电的系统优化规划模型,并推导了最优发电容量(包含风电容量)配置的条件,但模型中忽略了各种发电技术的爬坡能力和出力限制等技术特性差

异;文献[8]运用系统动力学模型构造了包含风电的发电投资决策动态模型,但是以投资商利润最大化为目标,而且对电力市场描述过于简单;文献[9]主要提出了大规模风电接入的系统经济调度模型,该模型将风电随机分布离散化,重点考察了不同发电技术的爬坡约束及成本对发电出力配置的影响,但作为短期市场均衡模型,不能分析最优风电容量;文献[10-12]从系统调度的角度对系统消纳风电的能力及相关影响因素进行评估和分析;文献[13-14]从水火电或储能系统与风电的联合优化调度角度,多方面分析了给定电网增加风电吸纳能力的措施。文献[15-16]则探讨了可靠性约束下和考虑旋转备用决策条件下的风电调度,拓宽了风电运行的分析维度。

风电合理规划的关键是必须考虑到风电运行的特殊性对系统调度的影响和要求。具体而言,风电有效容量的安排应首先考虑包含风电的系统运行和调度特征,从系统运行特性出发去分析风电容量具有重要意义,即需要构建包含系统运行和投资的统一分析框架。上述研究工作中,对这个问题的研究,还存在空白和不足。基于这样的考虑,本文提出了一种分析包含风电的发电容量优化组合配置的简单模型,主要借鉴和扩展了文献[9]提出的考虑风电随机性和机组爬坡约束的长期市场均衡模型,并从投资规划的角度,引入发电容量作为控制变量,评估有效的风电投资规模。

1 模型

风力和负荷具有随机性,因而电力批发市场具有了相应的随机性。为简化问题,假设市场的随机空间离散分布,具有一系列可能的状态。随机状态的序数用变量 k 表示,有 $k \in \{1, 2, \dots, K\}$ 。第 k 种状态的概率为 f_k 。

市场的可能状态可以分为基准状态和偏离状态

收稿日期:2015-03-01;修回日期:2015-10-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(71273089,71273090)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(71273089,71273090)

2 类,当 $k=1$ 时,表示市场处在基准状态,对应市场调度或交易计划;当 $k>1$ 时,表示市场处在偏离基准状态的状态,如风力或负荷偏离计划水平。假设市场包含 T 个调度时刻或市场周期,模型包括跨越多个时刻的固定容量配置和不同时刻功率之间的耦合关系。

电力批发市场最优运行和投资决策问题为一个最优化问题,对应的控制变量有机组出力和机组容量。机组分为已经有的机组和准备投资的机组(待建机组)2 类,待建机组的容量可控。可用 y_{lyk}^t 、 y_{cjk}^t 和 y_{wjk}^t 分别表示第 t 时刻第 k 个状态下的第 j 个已有机组出力、待建机组出力和风电机组出力, x_{ik}^t 表示第 t 时刻第 k 个状态下的第 i 个用户的用电负荷, s_{cj} 和 s_{wj} 分别表示第 j 个待建常规机组容量和待建风电机组容量。有 $t \in \{1, 2, \dots, T\}$, $i \in \{1, 2, \dots, N_D\}$, N_D 表示电力用户的数量。 j 表示机组或线路序号,若为已有机组,有 $j \in \{1, 2, \dots, N_{G1}\}$, N_{G1} 表示已有机组的数量;若为待建机组,有 $j \in \{1, 2, \dots, N_{G2}\}$, N_{G2} 表示待建机组的数量;若为风电机组,有 $j \in \{1, 2, \dots, N_W\}$, N_W 表示风电机组的数量;若为输电线路,有 $j \in \{1, 2, \dots, N_L\}$, N_L 表示输电线路的数量。

该优化问题是一个长期市场均衡模型,目标函数表示市场交易增加的社会福利,具体如下:

$$\max_{x, y_l, y_c, y_w, s_c, s_w} \sum_{i=1}^{N_D} f_i^t c_{volid}^t x_{ik}^t - \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^K f_k^t c_{tveck}^t - \sum_{j=1}^{N_{G1}} c_{cfkj} (s_{cj}) - \sum_{j=1}^{N_{G2}} c_{wfcj} (s_{wj}) \quad (1)$$

其中,控制变量 $x = \{x_{ik}^t\}$ 、 $y_l = \{y_{lyk}^t\}$ 、 $y_w = \{y_{wjk}^t\}$ 、 $y_c = \{y_{cjk}^t\}$ 、 $s_c = \{s_{cj}\}$ 、 $s_w = \{s_{wj}\}$; c_{volid}^t 表示第 t 时刻第 k 个状态下的第 i 个用户的失负荷价值,此处表示单位电能的用电收益或价值; f_k^t 表示第 t 时刻第 k 个状态的概率; c_{cfkj} 表示待建常规机组固定成本, c_{wfcj} 表示待建风电机组的固定成本,均为各机组发电容量的函数; c_{tveck}^t 表示第 t 时刻的系统变动成本。式中第一项表示期望总体用电收益,其余各项表示各类用电成本。

式(1)中的第二项表示期望发电变动成本, c_{tveck}^t 表达式具体见式(2)。

$$c_{tveck}^t = \sum_{j=1}^{N_{G1}} c_{hwjck}^t + \sum_{j=1}^{N_{G2}} c_{cvejck}^t \quad (2)$$

其中, c_{hwjck}^t 和 c_{cvejck}^t 分别表示第 t 时刻第 k 个状态第 j 个已建机组变动成本和待建机组的变动成本,分别是 y_{lyk}^t 和 y_{cjk}^t 的二次函数。

约束条件包括功率平衡约束,公式如下:

$$\sum_{j=1}^{N_{G1}} y_{lyk}^t + \sum_{j=1}^{N_{G2}} y_{cjk}^t + \sum_{j=1}^{N_W} y_{wjk}^t = \sum_{i=1}^{N_D} x_{ik}^t \quad (3)$$

约束条件还包括出力约束,公式如下:

$$\begin{cases} -s_{lb} \leq z_{bk}^t \leq s_{lb} & b=1, 2, \dots, N_L \\ m_j^t s_{lj} \leq y_{lyk}^t \leq n_j^t s_{lj} & j=1, 2, \dots, N_G \\ 0 \leq y_{wjk}^t \leq \beta_{jk}^t s_{wj} & j=1, 2, \dots, N_W \end{cases} \quad (4)$$

其中, z_{bk}^t 表示第 b 条线路的潮流; s_{lb} 表示该条线路的

输电容量; s_{lj} 、 m_j^t 和 n_j^t 分别表示常规机组的装机容量、最小技术出力水平和最大可出力水平; s_{wj} 表示风电装机容量; β_{jk}^t 表示第 j 个风电机组在第 t 时刻第 k 种可能的状态下的最大出力水平,由风力决定。

考虑风电的波动性和随机性,机组爬坡约束应该考虑,公式如下:

$$\begin{cases} -t_{lj} s_{lj} \leq y_{ly1}^{t+1} - y_{ly1}^t \leq t_{lj} s_{lj} & t=1, 2, \dots, T-1 \\ -k_{lj} s_{lj} \leq y_{lyk}^t - y_{ly1}^t \leq k_{lj} s_{lj} & k=2, 3, \dots, K \end{cases} \quad (5)$$

其中, t_{lj} 和 k_{lj} 分别表示时刻间爬坡约束和状态间爬坡约束的爬坡功率限制。时刻间爬坡约束为基准状态下 ($k=1$) 从第 t 时刻到第 $t+1$ 时刻机组爬坡约束; 状态间爬坡约束为某个调度时刻机组从基准状态 ($k=1$) 到其他状态 ($k>1$) 的机组爬坡约束,即当市场偏离基准状态时,机组在特定时刻的实时爬坡约束限制,这是对调度计划中的 5 min 或 15 min 旋转备用约束的近似描述。

其他的约束还包括:实际负荷不能超过负荷需求,这表示调度功率受到用户功率需求的限制,不可能超发。其公式具体如下:

$$d_{ik}^t - x_{ik}^t \geq 0 \quad k=2, 3, \dots, K \quad (6)$$

其中, d_{ik}^t 表示第 t 时刻第 i 个负荷在第 k 个状态下的负荷需求。

为理解上述市场均衡模型,可参考图 1 中对电力市场均衡过程的描述。图 1 中,横轴表示市场交易量,纵轴表示价格。曲线 fln 表示供给曲线,系统最大生产能力为 S ,曲线 aie 表示需求曲线,市场均衡点在 e ,均衡价格为 p_e ,均衡交易量为市场刚性需求 X_D 。若不考虑市场势力, p_e 反映了系统发电边际成本 $f(x_e)$ 。可能由于设备故障,或者风电出力下降而缺乏备用时,系统供给曲线变为 fcm ,市场均衡点在 e' ,均衡价格为系统失负荷价值 c_{VOL} ,均衡交易量为系统此时最大生产能力 S' 。此时,交易的社会福利为多边形 $ae'cf$ 面积,即图上阴影部分。

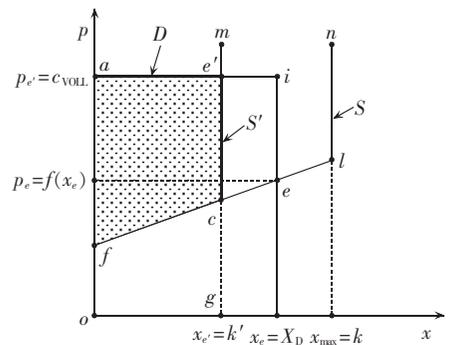


图 1 电力市场的均衡过程

Fig.1 Process of electricity market equilibrium

目前,在我国及国外主要电力市场,大多数用户面对的零售市场价格受到政府管制,不能对实时变化的批发市场价格进行响应。售电公司为用户代购

电力时,主要基于负荷预测。缺乏价格响应的需求在市场上表现为刚需,但支付意愿不会超过 c_{VOLL} ,在这样的情况下,才会有曲线 aie 表示的需求曲线。式(1)的目标函数和式(6)的需求约束条件的建立正是基于以上的假设。

对于拟建常规机组的容量 s_{cj} ,若忽略机组爬坡约束与装机容量的关系,即爬坡速度不是表示为装机容量的百分比,而是固定的功率,则如下关系成立:

$$c_{mcfj}(s_{cj}) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K n_j^t \lambda_{3jk}^{t+} - \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K m_j^t \lambda_{3jk}^{t-} \quad (7)$$

其中, c_{mcfj} 表示机组的边际容量成本,表示增加单位容量带来的固定成本增量; λ_{3jk}^{t+} 和 λ_{3jk}^{t-} 分别表示机组最大出力和最小出力约束的拉格朗日乘子。

对于风力发电的机组出力 y_{wj}^t 和容量 s_{wj} ,有以下关系成立:

$$c_{mwfcj}(s_{wj}) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \lambda_{10jk}^{t+} \beta_{jk} \quad (8)$$

其中, c_{mwfcj} 为风电机组的边际容量成本,表示增加单位风电装机容量投资所导致的固定成本增量; λ_{10jk}^{t+} 表示风电机组最大出力约束的拉格朗日乘子。

从式(8)可知,风电投资的有效容量水平的条件可以理解为:在一定的风电容量水平下,当机组再增加单位容量投资产生的固定成本增量(边际容量成本),与其带来的容量稀缺租金增量(边际容量租金)持平时,此时对应的机组容量为最优容量或有效容量。

图 2 简单描述了这样的关系。不失一般性,边际容量成本可以假设是不随装机容量变化的常数,而边际容量租金随着容量的增加导致稀缺性下降而逐渐减少。当边际容量租金大于边际容量成本时,增加容量可以增加社会福利或降低总成本。随着容量的增加,边际容量租金在降低的过程中,与边际容量成本的差距越来越小,直至持平。此时,风电达到有效容量。边际容量租金可以理解为增加单位发电容量导致的系统运行成本的减少值,该指标反映了机组容量稀缺性价值。

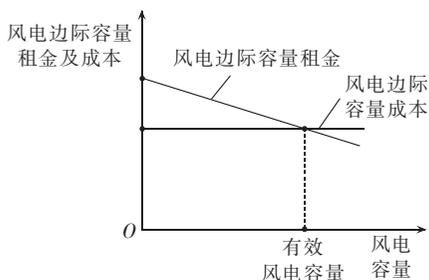


图 2 有效风电容量条件

Fig.2 Conditions of effective wind power capacity

一旦机组投资,其运行要跨越多个时刻,以及每个时刻都有多种可能的市场状态,增加单位容量所带来的稀缺租金就是所有时间的租金期望值之和。

另外,还要考虑到机组容量的可用率。所谓机组容量利用率,就是发电平均负荷与发电容量的比例,我国通常用装机容量利用小时表示。增加单位容量带来的可用容量,由机组容量和机组可用率共同决定。对于风电机组,其机组可用率随着时间状态的变化而变化。综合以上分析,就可以理解式(8)的含义。

常规发电机组还要考虑最小技术出力的影响,见式(7)等号右边的第二项,其反映了因为待建发电机组最小出力限制而增加的系统成本,或者是减少的社会福利或容量租金。由于有了第二项,根据前面的分析,边际容量租金将比没有最小技术出力时下降更快,因而在更低的最优容量水平与边际容量成本持平。简单而言,同样条件下,有最小技术出力约束的机组应投资的机组容量要低于没有最小技术出力约束的机组。

2 算例分析

2.1 算例概述

为检验前面提出的模型,运用 MATLAB 软件及面向对象编程技术实现了上述优化模型。采用的模拟电力系统是基于 IEEE 30 节点测试系统的简单系统,并对原系统的发电技术、容量、负荷及部分线路的容量进行了调整和假设。该系统如图 3 所示,其中线路 L_1 、 L_2 和 L_3 为准备进行阻塞分析的线路。

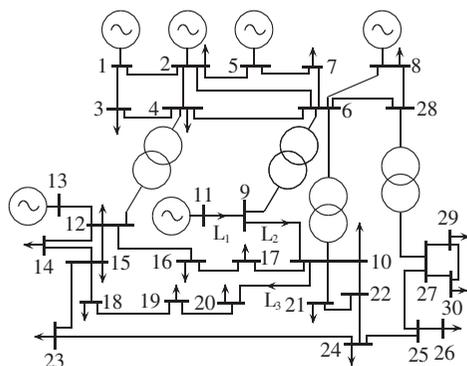


图 3 基于 IEEE 30 节点的改进系统

Fig.3 Improved IEEE 30-bus system

假设的情景有 6 个,具体见表 1。发电机组分为待建机组和已建机组 2 类。待建发电机组和已建发电机组包括煤电、天然气发电(后面也简称气电)、风电和水电 4 种技术。各种情景设计均有一定的考虑,情景 1 的系统组成主要考虑了当前我国电力系统发电技术组成特点及未来发展趋势;情景 2 的系统组成是考虑在情景 1 的基础上进一步分析输电阻塞的影响;情景 3 在情景 1 的基础上将未来发电投资局限于煤电和风电;情景 4 主要分析给定系统的运行问题,包括不同规模风电对其他发电机组运行的影响;情景 5 是为了分析一个新建系统的有效容量组合,以此确定发电有效容量的标杆;情景 6 分析了不同给定风电

表 1 情景描述
Table 1 Description of scenarios

情景	情景概述			
	机组组成		概率模式	输电阻塞
	已建容量	待建容量		
1	2 个煤电 1 个水电	1 个燃气发电 1 个煤电 1 个风电	基于 Weibull 分布模式	无阻塞
2	2 个煤电 1 个水电	1 个燃气发电 1 个煤电 1 个风电	基于 Weibull 分布模式	有阻塞
3	2 个煤电 1 个水电	2 个煤电 1 个风电	基于 Weibull 分布模式	无阻塞
4	4 个煤电 1 个水电 1 个风电	无	基于 Weibull 分布模式	无阻塞
5	无	3 个煤电 1 个水电 1 个风电 1 个燃气发电	基于 Weibull 分布模式	无阻塞
6	1 个风电	1 个燃气发电 3 个煤电 1 个水电	基于 Weibull 分布模式	无阻塞

规模下的发电容量组合。

发电技术参数和成本数据见表 2,固定容量成本表示整个市场时间跨度(168 h)的边际容量成本,包括投资成本和运行维护成本。状态间爬坡率表示机组从基准状态到偏离态的爬坡相对速率,基准值为机组装机容量,并根据 5 min 旋转备用情景确定。水电考虑了水资源约束,根据文献[17]确定了其机组可用率为 50%。

表 2 各种发电技术的参数

Table 2 Parameters of different generation technologies

发电技术	成本		技术参数	
	边际成本/ [元·(MW·h) ⁻¹]	固定容量成本/ [元·MW ⁻¹]	最小技术 出力/%	状态间 爬坡率/%
燃煤发电	181.04292	367.851900	60	5
水力发电	37.82061	265.017070	0	100
风力发电	0	175.810030	0	100
常规天然气发电	496.00800	87.235 407	0	100

注:数据来源于 EIA 报告[17]。

情景中的电源和负荷的位置来自于 IEEE 30 节点系统,但发电技术类型和容量等因素由情景设计确定,如节点 11 上为风电。模拟系统的时间跨度定为 1 周(168 h),调度时间间隔为 1 h。确定负荷总水平的变化趋势时,借鉴了 PJM 电力市场 2013 年第一周的负荷趋势[18]。

风电运行对概率分布很敏感,为了获得接近实际的风力概率分布的参数,本文根据 2013 年美国 PJM 电力市场全年的风电实际数据,对数据归一化后获得风电相对出力水平分布序列,并经过 MATLAB 统计工具箱随机拟合得到 Weibull 分布参数[19](见图 4)。根据该参数,对其进行离散化处理,将风力大小分为 9 种可能水平状态,形成一种基于 Weibull 分布的离

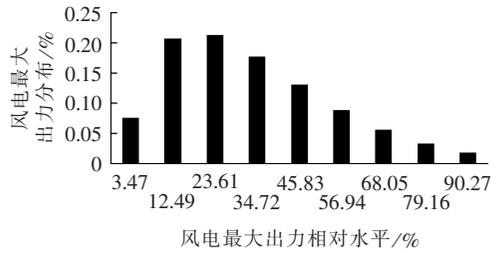


图 4 风电最大出力概率分布

散分布模式。每一种可能状态,实际表示的是风力的一个区间,采用该区间的中心值近似表示这种状态的风力水平。

在所有风力状态对应的总区间内,选取中心值所在出力区间对应的风力状态称为基准状态,其余为偏离态;该基准状态可以看成是日前或实时电能市场交易或调度计划安排的依据,而偏离态则需要系统快速调节能力(如旋转备用)来实现功率平衡。

2.2 风电运行

在算例模拟系统中,风电运行的分析主要是放在没有规划发电容量的情景中进行。这样做的目的在于,在实际系统中,发电容量都是给定的,在并非最优容量组合下的发电运行特征的考察更具有实际意义。在情景 4 中,正是在全部机组容量给定的情景。

在图 5 中,主要分析了随着最大负荷变化对风电电量占系统总电量比例的影响。情景 4 中考虑了 3 种情形或状态:采用原情景中设定的煤电技术参数进行计算对应的是基准状态,这是第一种情形;取消煤电最小技术出力,其他参数不变,这是第二种情形;取消煤电爬坡约束,其他参数不变,这是第三种情形。图 5 中显示了在各种情况下,随着系统最大负荷的增加,风电电量比例在逐渐增加的情况。

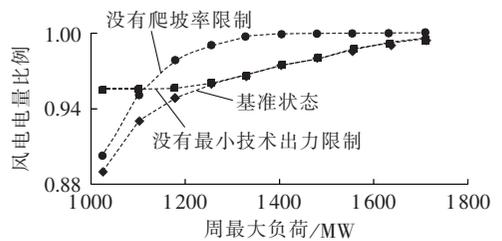


图 5 情景 4 中风电电量比例和最大负荷的关系

Fig.5 Relationship between wind power proportion and peak load in Scenario 4

在第三种情形中,当煤电爬坡约束取消时,风电电量比例一开始随着负荷变化增加很快,后逐渐放慢,但一直都比第一种情形下的风电电量增长得更快;而在第二种情形中,取消煤电的最小技术出力约束后,风电电量从一开始就处在一个较高的水平,后增长轨迹与基准态逐渐重合。

由上面的观察可知,要在一个给定的煤水风电的

系统中增加风电出力,最重要的是提高系统的用电负荷水平或扩大电力市场。

煤电的最小技术出力约束和爬坡率约束确实对风电出力有较大影响,但最小出力约束只是在负荷较低时有影响,负荷水平高了以后就不会限制风电。煤电爬坡率反映了系统快速调节能力,其对风电消纳的影响是显著的,但当负荷达到很高的水平时,其影响会逐渐减小,因为此时火电容量有限,能留出的旋转备用空间越来越小,限制正备用空间的主要因素是高负荷,而不是爬坡率。

风电出力共设有 9 个可能状态,图 6—8 是其中 3 种状态下的情况:图 6 是风电出力的基准状态;图 7 是风电最小出力状态;图 8 是风电最大出力状态。

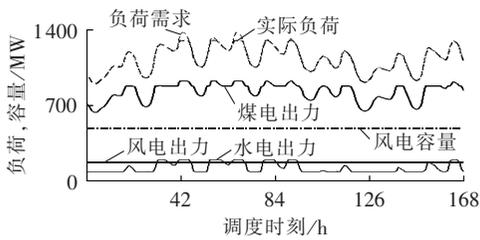


图 6 情景 4 中风电基准出力状态下发电与负荷
Fig.6 Generation and load of basic wind power output in Scenario 4

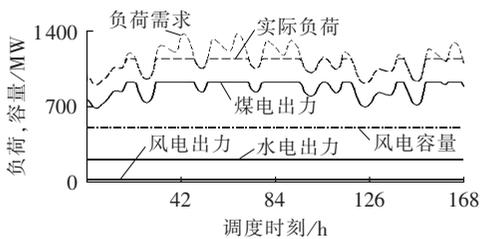


图 7 情景 4 中风电最小出力状态下发电与负荷
Fig.7 Generation and load of minimum wind power output in Scenario 4

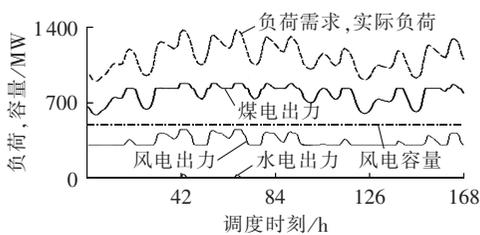


图 8 情景 4 中风电最大出力状态下发电与负荷
Fig.8 Generation and load of maximum wind power output in Scenario 4

在众多的风电研究中,将风电出力看成是由风力决定的给定发电负荷曲线,同用电负荷的处理方式一样。然而,这样的假设虽然可以简化问题,但可能由此忽略了决定风电合理运行的重要因素,也不能由此看到风电有效运行和规划背后的重要逻辑。

考虑到风力随机性引起的市场随机性,调度计划对应的只是市场的可能状态之一,称之为市场基

准状态,如果不考虑负荷随机性,基准状态对应的是风力在波动范围的中间位置的情景。风力波动的上限是最大风力对应的市场状态,下限是最小风力对应的状态,此时,一般风电出力为 0。图 6—8 给出了这 3 种市场状态下的发电出力组合情况,虽还有风力在上下限和基准值之外的其他状态存在,但由于篇幅限制并未给出。

对比图 6 和图 7,可以了解风力从预期水平突然下降到最小水平的发电出力变化情况。对比图 6 和图 8,可以观察风力从预期水平突然上升到最大水平的风电出力变化情况。

在图 9 中,对上述风电运行特征进行了简单描述。其中,当风电基准状态下的出力为 y_{w1}^t 时,若风力突然减小,风电出力下降 h^+ 至 y_{w2}^t ,此时提供备用的机组基准态工作位置为 y_{c1}^t ,增加正备用 h^+ 至 y_{c2}^t ;当风力突然增加时,过程类似,备用机组提供负备用 h^- 至 y_{cK}^t ,风电则增加到 y_{wK}^t 。在图 10 中,分析了系统为风电提供正备用的过程。当风力下降时,首先提供正备用的是水电,为图中 oa 段,以后依次是煤电(ab 段)、气电(bc 段),若还不够,只好限电(如 dm 段), p_h^+, p_c^+ 和 p_g^+ 分别表示水电、煤电和气电提供正备用的报价或边际成本,各类发电技术提供的正备用受到主要限制为基准态时的剩余发电能力,但也受到爬坡率的影响,特别是煤电。负备用的分析见图 11,过程类似,但优先顺序与正备用正好相反,依次是减少限电(若基准态无限电则无此项)、降低气电、煤电和水电的出力,而机组降低的空间主要由基准态的工作位置、机组最小出力和爬坡速度决定。

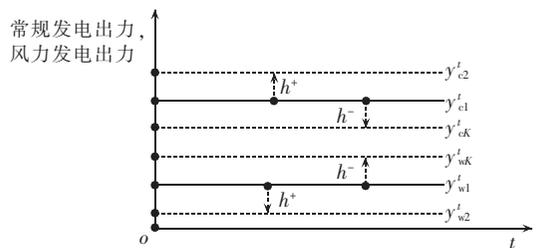


图 9 风电出力变化与备用的关系
Fig.9 Relationships between wind power output and power reserve

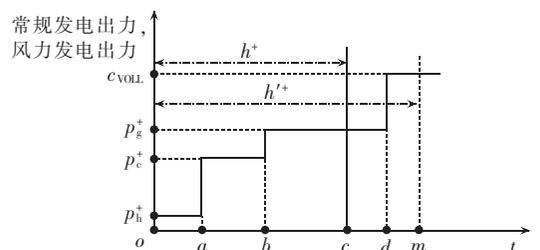


图 10 风电的正备用
Fig.10 Positive reserve of wind power

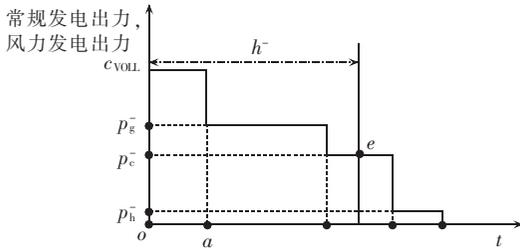


图 11 风电的负备用

Fig.11 Negative reserve of wind power

风电的运行受到很多因素的制约和影响,既不能简单地看成是按照风力决定的最大可能水平运行,更不能看成是可预测的给定风电负荷曲线。除非是在市场宽松且备用容量充裕的情况下,进行上述假设才不会带来太大的偏差。正确描述风电运行过程,认识其复杂性,才可能进行有效的风电规划和动态容量配置。

2.3 发电有效容量

在图 12 和图 13 中给出了各情景的容量组合情况,各种发电技术的总容量中既包括已有机组容量,也包括待建机组容量。情景 5 为完全新建系统,所有机组容量均达到最优或有效水平。图 12 是按照表 2 提供的成本数据计算的容量结果,系统主要由煤电、气电和风电组成,没有水电。出现这样结果的主要原因在于,水电的机组可用率(50%)只有煤电的一半,水电虽然变动成本低,但固定容量成本高。故基荷以煤电为主,峰荷以气电为主,而风电补充形成的系统最为经济。

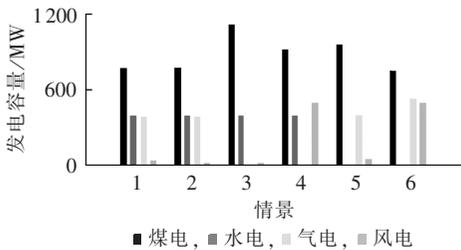


图 12 各情景的发电容量组合

Fig.12 Generation capacity combination for different scenarios

但如果考虑了煤电的环境外部性,煤电边际成本按照粗略初步估计至少可以翻一番。从目前我国风电补贴的情况来看,补贴水平和煤电价格差不多,可以近似地看成:从煤电的电量总成本(包括环境外部性成本)至少是不考虑外部性的电量成本的 2 倍。按照这样煤电成本计算的发电容量组合见图 13。情景 5 的容量变为水电容量占主导、气电调峰和风电补充的格局。

其他情景的容量组合可以以情景 5 的结果进行对比,这些情景均因已有的机组容量条件约束实现了次优发电容量组合。各情景实现的社会福利见表 3。从表中数据来看,考虑煤电外部性后社会福利都

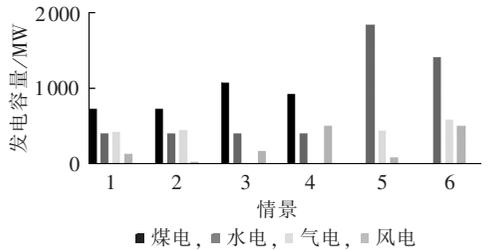


图 13 各情景的发电容量组合(考虑煤电环境外部性)

Fig.13 Generation capacity combination for different scenarios(considering environmental externality of coal-fired generation)

表 3 各情景实现的社会福利

Table 3 Social welfare for different scenarios

情景	社会福利/万元	
	不考虑煤电外部性	考虑煤电外部性
1	66327	64131
2	66325	64118
3	65537	62764
4	64790	62276
5	66388	66135
6	66263	66058

普遍低于不考虑外部性的水平。情景 4 由于所有发电机组均为给定容量的机组而效率最低,其次是待建发电技术排除天然气发电的情景 3。有大规模已有机组的情景 1 和情景 2 排在第三,而后者因为线路阻塞造成了效率损失而低于前者。

从风电有效容量来看,其所占比例都很低,在情景 5 中,考虑煤电外部性的情况下,风电 81.42 MW,水电大概 1835.4 MW。不考虑外部性,风电 54 MW,煤电 960.3 MW。风电有效规模不高的主要原因在于容量成本过高。在各种情景中,考虑煤电的环境外部性,风电容量在基荷不如单独的水电容量经济,在峰荷不如单独的气电容量经济。而只有在腰荷部分,风电容量在以气电容量为备用的情况下可能比单独的气电容量或水电容量更加经济,故在前两者的夹缝中可以生存。所以,这可能是风电有效规模虽远低于气电和水电的规模,但仍保留一定水平的原因。

2.4 敏感性分析

在本文提出的模型中,模型计算出来的风电容量的优化配置水平受到情景中假设的各种因素结构参数的影响,为此,需要对这些因素进行敏感性分析。

表 4 给出了情景 2 的敏感性分析的结论。目标

表 4 情景 2 中风电容量的变化

Table 4 Variation of wind power capacity in Scenario 2

影响因素	风电容量变化/%			
	-50%	-25%	25%	50%
系统失负荷价值	50.07	26.92	-3.57	-50.43
煤电单位电量成本	-100.00	-100.00	599.15	603.70
风电单位容量成本	1977.98	1306.95	-100.00	-100.00
阻塞线路容量	-50.00	-25.00	0	0

注: -50%、-25%、25%、50% 表示影响因素相对变化幅度。

变量为风电容量,影响因素包括系统失负荷价值、煤电单位电量成本、风电单位容量成本、阻塞线路容量。表中列出了这些因素在情景中的某一水平上发生相对变化导致的风电规划容量的相对变化。

从表 4 可以看出,风电最优容量水平对风电容量成本最敏感,25%的容量成本减少将导致风电容量二位数增长;第二敏感因素是煤电电量成本,而阻塞线路容量和系统失负荷价值的影响则差不多。阻塞线路设置为风电送出的直接通道 L_1 (见图 3),当阻塞发生时,该阻塞线路容量的增加会引起同比例风电容量的增加。

2.4.1 风电容量与负荷的关系

在图 14 中,本文分析了情景 1 和情景 3 中用电负荷增长对风电发展的影响。总体来看,负荷增长带来了风电容量显著的增加。

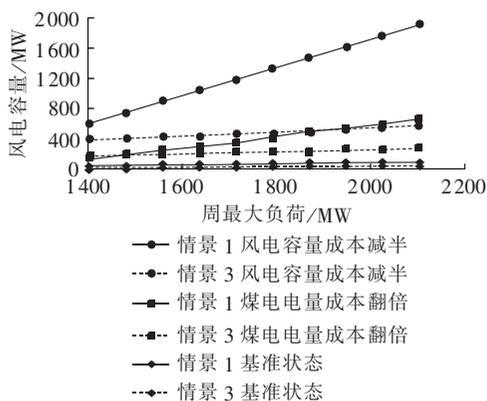


图 14 情景 1 和情景 3 中风电容量和最大负荷的关系

Fig.14 Relationship between wind power capacity and peak load in Scenario 1 and 3

情景 1 与情景 3 的差别主要是规划或待建发电容量中是否有天然气发电,情景 3 中规划的发电技术只有煤电和风电。由于煤电受限制于最小技术出力和不理想的爬坡性能,对风电的支持有限。在情景 1 中,因为规划电源中有气电这种快速调试性能的资源,因而极大有利于风电容量的增长。

从图 14 可以看出,情景 1 或情景 3 中设定的参数不变的情况下,称其为基准状态。在基准状态下,最大负荷变化对风电规划容量的影响并不显著。但是,如果风电容量成本和煤电单位电量成本等第二类因素发生变化时,风电容量将对负荷增长变得敏感起来。

在第二类因素中,考虑了风电容量成本减半和煤电电量成本翻倍的情况。这样分析的目的在于,目前我国的风电建设成本高于国外水平,所以,风电容量成本有下降的空间,而这对发展风电是有利的。另外,煤电电量成本翻倍的设计主要考虑了煤电的环境外部性成本。

在风电容量成本减半的情况下,风电容量随着负

荷增长将快速变化,变化量远远超过基准状态。所以,上述因素中,风电容量成本比煤电边际电量成本对风电容量与负荷关系的影响更显著。在同样的负荷水平下,有同样的第二类因素变化,如风电容量成本变化,情景 1 比情景 3 的风电容量变化大很多,如前面的分析,这是由天然气发电与燃煤发电技术差异性所致。

2.4.2 风电容量与阻塞线路容量的关系

在情景 2 中,本文分析了风电最优容量与线路阻塞的关系,通过不断调整阻塞线路的容量,计算响应的风电容量。阻塞容量的基准水平为当前运行方式下没有出现阻塞的线路最小输电容量。风电机组安排在节点 11,从图 3 可以看出,线路 L_1 (序号 13)为风电的单一送出通道,当该线路阻塞时,线路容量的增加将引起风电容量相同的变化。线路 L_2 (序号 14)和线路 L_3 (序号 25)是风电的间接输出通道,也会显著影响风电。当上述线路分别发生阻塞时,这些线路容量的增加将引起风电规划容量的增加,但变化关系是非线性的。在一个较小的范围里,风电容量对线路容量的变化很敏感。

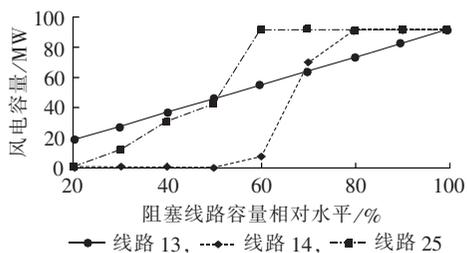


图 15 情景 2 中风电容量与阻塞线路容量的关系

Fig.15 Relationship between wind power capacity and congested transmission line capacity in Scenario 2

2.4.3 风电容量对发电容量组合和机组利用率的影响

在图 16 中,描述了情景 6 的风电规模对发电容量组合的影响。情景 6 中,已有机组为风电,其他机组为待建机组,主要考察给定的风电规模需要的常规发电容量组合。由图 16 可看出,待建机组只有水电

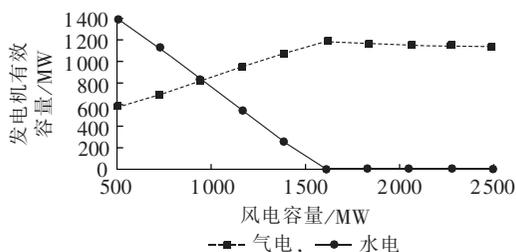


图 16 情景 6 中常规发电容量组合与风电投资规模的关系(考虑煤电环境外部性)

Fig.16 Relationship between conventional generation capacity combination and wind power investment scale in Scenario 6(considering environmental externality of coal-fired generation)

和气电,没有选择煤电。随着风电规模从 500 MW 增加到 1500 MW 时,水电从 1400 MW 减少到 500 MW,气电从 600 MW 增加至 1200 MW 左右。当风电继续增加时,煤电和气电没有明显的变化。上述现象的主要原因在于,新增风电以气电为备用比水电备用更经济,故用气电替代水电。当风电增加到 1500 MW 左右时,受到负荷水平的限制,新增发电容量没有带来发电量,这样的气水容量替代已经不能创造价值,故容量不再变化。

在图 17 中,描述了情景 4 的风电规模对发电机组容量利用率的影响。情景 4 中除所有机组为已建机组,容量均给定。通过不断增加风电规模,可以观察各类发电技术的机组容量利用率的变化情况。从图中可知,风电、水电的利用率较低,而煤电较高。另外,随着风电规模增加,各类发电机组的容量利用率均以差不多的速度降低,但水电一开始降低较快,后来比较平稳。煤电的容量利用率高的主要原因是有最小出力约束,而且变动成本低,主要担任基荷。风电利用率低是因为受到风力随机性和波动性限制。水电利用率低是因为担任调峰任务和风电正备用。

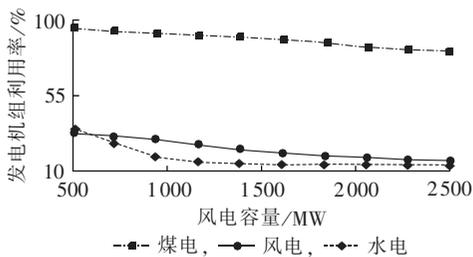


图 17 情景 4 中常规发电机组容量利用率与风电投资规模的关系(考虑煤电环境外部性)

Fig.17 Relationship between conventional generator capacity utilization rate and wind power investment scale in Scenario 4(considering environmental externality of coal-fired generation)

2.5 算例分析结论

从上面的分析可以看出,已投入运行的风电机组,要增加电网的风电吸纳能力,关键是要采取提高负荷水平、增加旋转备用容量和消除输电阻塞瓶颈等措施。具体而言,就是通过新建输电容量、扩大电力市场、增加调峰资源(如抽水蓄能和燃气电站)和增加需求侧响应(相当于有偿降低系统失负荷价值)等渠道来实现。考虑到风电的正外部性(或煤电的负外部性),风电电量比例增加,可以增加社会福利。

从长期角度而言,在资源允许的情况下,要大力发展风电,除了上述影响风电运行的因素以外,关键是降低风电的容量成本(主要是投资成本)。其次,要科学评价煤电电量成本,包括对煤电的环境外部性成本的分析,这都有助于提高风电投资的有效规模。

3 结语

在文献研究的基础上,本文提出了考虑系统运行特征的风电容量优化配置模型,以此作为风电规划和经济性研究的基础性工作。利用该模型,并根据实际数据构建了算例,对模型进行检验,并利用数据分析的结果对风电规划的实际工作提出了意见和建议,并为进一步的风电经济分析提供了一个平台。本文的研究工作仍然存在很多不足和局限性,还有大量的工作有待进行。本文主要是从短期运行的角度分析风电容量的配置,在处理风力随机波动与时间的关系(风力反调峰时间趋势)、爬坡成本考虑和机组启停机等短期运行方面,本文的模型也有待进一步拓展。

参考文献:

- [1] SEVERIN B. The private and public economics of renewable electricity generation[J]. Journal of Economic Perspectives, American Economic Association, 2012, 26(1): 67-92.
- [2] JOSKOW P L. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies[J]. American Economic Review, American Economic Association, 2011, 101(3): 238-241.
- [3] LAMONT A D. Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies[J]. Energy Economics, 2008, 30(3): 1208-1231.
- [4] RICHARD G, NICHOLAS V. The long-term impact of wind power on electricity prices and generating capacity [EB/OL]. [2014-02-01]. <ftp://ftp.bham.ac.uk/pub/RePEc/pdf/11-09.pdf>.
- [5] JORGE V, WANG Jianhui. A probabilistic model for assessing the long-term economics of wind energy[J]. Electric Power Systems Research, 2011, 81: 853-861.
- [6] BUSHNELL J. Building blocks: investment in renewable and non-renewable technologies[EB/OL]. [2014-02-01]. <http://www.econ.iastate.edu/sites/default/files/publications/papers/p11546-2010-05-25.pdf>. 2014-2-1.
- [7] CHAO Hungpo. Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources[J]. Energy Policy, 2011, 39(7): 3945-3953.
- [8] MASOUD H M, SEYED H H. Dynamic model for market-based capacity investment decision considering stochastic characteristic of wind power[J]. Renewable Energy, 2011, 36: 2005-2019.
- [9] ALBERTO J, LAMADRID T M. Ancillary services in systems with high penetrations of renewable energy sources, the case of ramping[J]. Energy Economics, 2012, 34(6): 1959-1971.
- [10] 康重庆, 贾文昭, 徐乾耀, 等. 考虑网络安全约束的实时风电消纳能力评估[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 23-29. KANG Chongqing, JIA Wenzhao, XU Qian Yao, et al. Capability evaluation of wind power accommodation considering security constraints of power grid in real-time dispatch[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 23-29.
- [11] 胡泽春, 韩子娇. 评估电网接纳风电调峰能力的优化方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(19): 10-14. HU Zechun, HAN Zijiao. Optimization method for evaluating wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(19): 10-14.

- [12] 梁双,胡学浩,张宏宇,等. 考虑风速变化特性的风电容量可信度评估方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(10):18-26.
LIANG Shuang,HU Xuehao,ZHANG Hongyu,et al. Capacity credit evaluation of wind generation considering wind speed variation characteristics[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(10):18-26.
- [13] 徐飞,陈磊,金和平,等. 抽水蓄能电站与风电的联合优化运行建模及应用分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):149-154.
XU Fei,CHEN Lei,JIN Heping,et al. Modeling and application analysis of optimal joint operation of pumped storage power station and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(1):149-154.
- [14] 姜书鹏,乔颖,徐飞,等. 风储联合发电系统容量优化配置模型及敏感性分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(20):16-21.
JIANG Shupeng,QIAO Ying,XU Fei,et al. Capacity optimization and sensitivity analysis of cogeneration system of wind power and energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(20):16-21.
- [15] 姜文,程叶霞,冯冬涵. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):27-33.
JIANG Wen,CHENG Yexia,FENG Donghan Reliability-constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms [J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(7):27-33.
- [16] 赵晋泉,唐洁,罗卫华,等. 一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):21-27.
ZHAO Jinquan,TANG Jie,LUO Weihua,et al. Day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(5):21-27.
- [17] EIA. Levelized cost of new generation resources in the annual energy outlook 2013 [EB/OL]. [2014-02-01]. http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm.
- [18] PJM. Metered load data [EB/OL]. [2014-02-01]. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ops-analysis/historical-load-data.aspx/2013-hourly-loads.xls>.
- [19] PJM. Wind generation [EB/OL]. [2014-02-01]. <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ops-analysis.aspx/2013-hourly-wind.xls>.
- [20] 白杨,汪洋. 水-火-风协调优化的全景安全约束经济调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):2-9.
BAI Yang,WANG Yang. A full-scenario SCED with coordinative optimization of hydro-thermal-wind power[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(13):2-9.

作者简介:



黄 辉(1969—),男,江西萍乡人,讲师,博士,主要研究方向为电力经济(E-mail: hh9719@263.net)。

Effective investment scale of wind power generation and its sensitiveness analysis

HUANG Hui

(School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The scientific evaluation of effective investment scale for wind power in certain system conditions is important for its sustainable development. An analytical model of effective wind power investment capacity is built based on the long-term market equilibrium model, which considers the volatility and randomness of wind power, a simulative calculation of effective wind power investment scale is carried out for IEEE 30-bus system based on the data of American PJM market, and the sensitiveness of main influencing factors is analyzed. Results show that, the wind power capacity cost, market demand level, fast peak regulation capability and grid transmission capacity are the key factors of wind power development. Suggestions are put forward for the optimal planning of China's wind power.

Key words: wind power; effective investment scale; sensitiveness analysis; market equilibrium; investments