

考虑储热装置的风电-热电机组联合优化运行策略

于 婧¹, 孙宏斌², 沈欣炜¹

(1. 清华-伯克利深圳学院, 广东 深圳 518000;

2. 清华大学 电机系 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084)

摘要: 基于日前供热负荷预测和风电出力预测, 考虑储热装置运行机理, 研究风电场与热电机组联合运行的优化方法。将含储热装置的热电厂和风电场组成一个发电利益集合体, 在满足地区供热负荷和提升风电消纳的同时, 通过调节热电机组和储热装置的出力最大化发电利益集合体的收益。考虑热电机组的热-电耦合特性和储热装置的运行约束, 建立了日前调度模型并进行求解。在此基础上, 考虑风电出力的随机性, 建立了相应的随机优化模型。算例分析表明, 考虑储热的风电-热电机组联合优化所获得的收益高于风电场和热电机组单独运行获得的总收益, 并且可在现行“以热定电”运行机制下提高风电的消纳能力。同时采用随机优化模型能有效降低系统联合出力的不确定性, 可较好地解决风功率预测中的不确定性问题。

关键词: 风电; 热电联产; 储热系统; 随机优化; 不确定性

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.06.019

0 引言

近年来, 在全世界范围内风力发电发展迅速, 我国已成为风电装机容量最大的国家^[1]。然而由于风电出力的波动性、随机性、不确定性会给电网运行带来一定的负面影响, 风电消纳水平的提高遇到了瓶颈。在我国, 很多地区由于调峰压力和线路阻塞限制了风电的消纳。这一情况在我国三北地区尤其严重, 特别是在供暖期间, 热电机组实行“以热定电”的运行模式, 进一步降低了热电机组的调峰能力, 进而减少了系统对风电的消纳能力。

为解决风电对电力系统的负面影响, 提高电网对风电的消纳能力, 很多学者提出了使用储能技术配合风电场运行的方法。储能系统配合风电场的运行策略主要分为追踪计划出力、平滑风电出力、在平衡市场套利 3 类。追踪计划出力减少了风储联合系统的偏离惩罚和系统的备用需求, 有助于系统的稳定运行^[2-4]。文献[5-6]提出了使用混合储能系统来平滑风电场的出力波动。风电场甚至可以和储能系统共同参与电力市场竞争。文献[7-8]采用随机动态规划技术及滚动优化技术, 通过不断更新风电场和储能系统的出力最大化风储联合系统在电力市场中的收益。此外文献[9]考虑区域热管网的延时储能特性, 促进风电消纳。

近年来, 能源互联网^[10-11]的兴起为可再生能源消纳提供了新的解决思路。充分利用电力系统和热

力系统的耦合关系, 不仅能提高风电的消纳能力^[13], 更能够提升社会整体的能源利用效率^[14-15]。文献[16]提出了电网和热网联合调度的运行模式, 利用电-热互济, 消纳现行机制下产生的弃风。文献[17]考虑利用电储热锅炉进行弃风供热, 提升风电消纳能力。文献[18]将储热加入电力系统有功调度体系, 仿真分析了储热的不同应用位置对提升风电消纳能力的效果影响, 但模型仅以弃风电量最小为目标, 未能从机制和效益方面分析热电厂参与风电消纳的可行性。文献[19]研究了储热系统对电网和热力网的解耦作用, 针对热电机组“以热定电”损失调峰能力这一问题, 提出使用储热装置提高热电机组的调峰能力。但其以节煤量最小为目标函数, 并不适用于所有考虑运行经济性的优化问题。

上述研究均从单一角度研究了提高风电消纳能力的方法, 无论是风电消纳最大或者煤耗最小, 均无法从全局优化的角度考虑风电场及热电机组的整体收益情况。本文针对此问题, 通过配置储热装置以及协调风电和热电机组的出力, 提高风电的消纳和社会整体的经济效益。本文从发电/供热方的角度出发, 着眼于风电场和热电机组整体的经济收益, 研究两者在有储热装置参与情况下的优化运行策略。该策略以风电场和热电机组(含储热设备)为优化主体, 提出了两者联合调度的运行模式, 建立了相应的优化模型。优化模型在保证满足供热负荷的前提下, 以情景集的方式充分考虑风电出力的随机性, 并最大化整体的收益。该模型为非线性规划模型, 采用成熟的商业优化计算软件或常规数学算法(如内点法)求解。通过算例分析, 验证了所提模型和方法的有效性。

收稿日期: 2017-03-02; 修回日期: 2017-05-11

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51537006); 中国博士后科学基金一等面上资助项目(2016M60092)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51537006) and First-class General Financial Grant from the China Postdoctoral Science Foundation(2016M60092)

1 考虑储热的风电-热电联合运行模式

本文主要的研究对象包括热电机组、储热装置和风电场,其中储热装置作为热电机组的补充部分。

加入储热装置后,热电机组的运行灵活性增加,可达到解耦热电耦合特性的目的。在风电功率较大的时段,为了增加风电的上网电量,热电机组减少供热功率以降低最低发电功率,为风电场出力留出空间;而为了保证供热负荷,在热电机组降出力时储热装置通过放热补足差额。类似地,在风电功率较小的时段,储热罐吸热,存储多余热出力。含有储热的系统灵活性更大、调峰能力更强,有助于风电的消纳,进而提高风电场和热电机组整体的收益。风电-热电联合运行示意图见图 1。

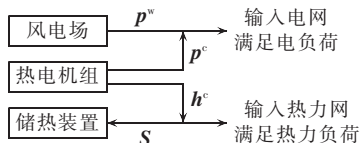


图 1 风电-热电联合运行示意图

Fig.1 Schematic diagram of coordinated operation of wind farm, CHP and heat storage device

类比应用于美国多个州的购电集体 CCA (Community Choice Aggregation)^[20],本文提出在源侧的发电集体概念,即在大电网中地理位置相邻的发电单元打捆组成一个共同的利益集体,作为整体接受上级调度指令。在保证该区域多种能源需求的前提下,尽可能多地消纳可再生能源,并以集体利益最大化为目标。

本文中将含有储热装置的热电厂和风电场组成一个发电利益集体,如图 2 所示。由于通过协调优化后,两者所能获得的总收益会高于两者单独运行时的总收益,同时能够弥补热电厂建设储热装置的成本。因此各发电厂收益的提高保证了这种合作的合理性和持续性。

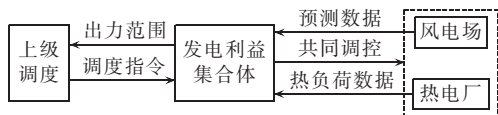


图 2 风电-热电联合运行集体

Fig.2 Power generation aggregator with wind farm, CHP and heat storage device

2 联合优化问题建模

本文建立的风电场-热电机组联合优化模型如下:

$$\begin{aligned} \max_{\theta} \quad & f(\theta) \\ \text{s.t.} \quad & h(\theta) \leq 0 \\ & g(\theta) \leq 0 \end{aligned} \quad (1)$$

其中, $\theta = \{p^c, p^w, h^c, S\}$ 为决策变量,包括热电机组的

发电功率 p^c 、风电场出力 p^w 、热电厂的供热功率 h^c 和储热装置的储/放热功率 S ; $f(\theta)$ 为目标函数,表示风电场和热电机组的售电/供热整体收益; $h(\theta)$ 包含了风电场、热电机组和储热装置的运行约束, $g(\theta)$ 为联合系统参与电力系统和热力系统的运行约束。联合优化模型在满足供热负荷的前提下最大化风电场和热电机组的整体收益。下文对目标函数及各约束分别进行建模。

2.1 目标函数

$$f(\theta) = R - C = \sum_{t=1}^{24} (\pi_t^{pc} p_t^c + \pi_t^{pw} p_t^w + \pi_t^h h_t^{\text{load}}) - \sum_{t=1}^{24} F_t \quad (2)$$

$$F_t = a_i [p_t^c + C_v(h_t^c + S_t)]^2 + b_i [p_t^c + C_v(h_t^c + S_t)] + c_i \quad (3)$$

其中, R 为售电收益(含风电场和热电机组)和供热收益; C 为发电和供热成本; $t=1, 2, \dots, 24$, 对应于日前调度的 24 个时刻; π_t^{pw} 为风电上网电价; π_t^{pc} 为热电机组上网电价; π_t^h 为热电机组供热价格; p_t^w 和 p_t^c 分别为风电场和热电机组的发电功率; h_t^{load} 为热电厂被分配的供热负荷; F_t 为储能及热电机组系统的运行成本^[20]; a_i, b_i, c_i 为储热-热电机组运行成本系数; C_v 为机组运行参数; h_t^c 为热电机组供热功率; S_t 为 t 时刻储热装置的储、放热功率(放热时 S_t 为负值)。

售电收益为电价乘以热电机组和风电场的共同出力。在当前运行条件下,每一时段的供热负荷是确定的,在本文中由热电机组和储热装置共同承担,两者供热的收益即为供热价格乘以供热负荷。

2.2 热电联产机组运行约束

热电机组主要分为背压式和抽汽式 2 种,目前我国大多使用抽汽式热电机组^[19]。为了便于建模,仅考虑热电机组在发电功率和供热功率方面的约束。抽汽式供热机组电热关系如图 3 所示,热电联产机组的发电功率 p_t^c 和供热功率 h_t^c 相互耦合,可以进行如下建模:

$$0 \leq h_t^c \leq h_{\max} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (4)$$

$$p_t^c \leq p_1 + k_1 h_t^c \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (5)$$

$$p_t^c \geq p_2 + k_2 h_t^c \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (6)$$

$$p_t^c \geq p_3 + k_3(h_t^c - h_m) \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (7)$$

其中,式(4)要求热电机组的供热功率 h_t^c 不得超过供热上限 $h_{\max}$;式(5)表示给定供热功率时热电机组的发电上限;式(6)、(7)所代表的 2 段直线表示给定供

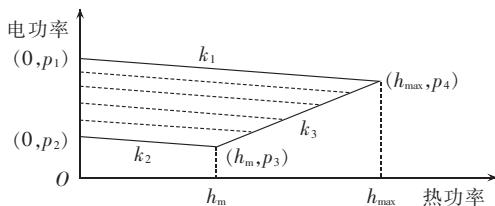


图 3 抽汽式供热机组电热关系图

Fig.3 Heat-power coupling of extraction CHP unit

热功率下发电功率的下限; h_m 为机组发电功率最小时所对应的供热功率。由式(4)—(7)组成的凸集即为热电机组发电和供热的可行范围。在实际运行中,热电机组出力的供电/供热功率均应跟随日前调度值。

2.3 储热装置运行约束

储热装置一般以水等比热容较高的液体作为存储介质,用于热量的短期存储。储热装置的运行原理如图 4 所示^[19]。当储热装置处于吸热工况时,外部热水进入高温区,同时等量的冷水从低温区排出,储热装置整体的能量升高;反之,当储热装置处于放热工况时,高温区排出部分热水,同时低温区吸入等量的冷水,储热装置的整体能量降低。由于冷热介质之间以及储热系统与外界不可避免的热交换,可以对储热罐的效率进行建模。

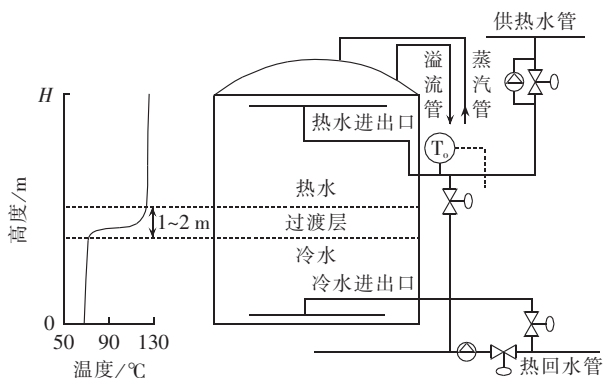


图 4 储热装置原理示意图

Fig.4 Schematic diagram of heat storage device

储热装置运行约束建模如下:

$$H_t = \eta H_{t-1} + S_t \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (8)$$

$$H_{\min} \leq H_t \leq H_{\max} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (9)$$

$$-h_{\max}^{\text{in}} \leq S_t \leq h_{\max}^{\text{in}} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (10)$$

$$\sum_{t=1}^{24} S_t = 0 \quad (11)$$

其中,式(8)描述了每个时刻储热装置的热平衡(不考虑储热装置的漏热损失);式(9)—(11)将储热系统的内能以及吸热、放热量限制在允许的运行范围内;式(11)表示储热装置周期储热容量不变; H_t 为 t 时刻末储热装置的储热容量; η 为储热罐效率; $H_{\max}$ 和 $H_{\min}$ 分别为储热装置的储热容量的上、下界; $h_{\max}^{\text{in}}$ 、 $h_{\max}^{\text{out}}$ 分别为输入、输出热功率的上限。

2.4 风电出力约束

风电场出力的多少主要取决于来风风速的大小,由于气象系统本质上是一个混沌系统,因此尽管风电功率预测经过研究和实践取得了较大的进步,但其预测误差依然较大^[21]。以日前预测为例,全球范围内实际投入商业运行的风电预测软件的平均绝对百分误差 MAPE(Mean Absolute Percentage Error)约为 14%~20%^[22]。根据预测方法本身的性质和使

用者的身份和需求,风电预测结果一般可以表示为不同的形式,主要包括点预测、概率预测、情景集预测和事件预测等结果。在本文中使用情景集描述风电预测结果,以便于将确定性优化模型拓展为随机优化模型。

假设在 t 时刻风电场的风电出力最大预测值为 $p_t^{w,\max}$,考虑风电场具有切除风机的功率调节能力、但是无法增大出力,则在日前调度中,风电场在该时段的出力无法超过预测最大出力,构成如下约束:

$$p_t^w \leq p_t^{w,\max} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (12)$$

2.5 风电-热电联合运行约束

在供电方面,电网运行中要求热电机组的电功率跟随日前调度指令,同时风电出力不得高于考虑不确定性的风电出力限定值。当风电场和热电机组联合运行时,将两者视为一个整体,在不考虑网络阻塞的情况下,两者的联合出力不得超过上层调度给出的调度指令之和,如式(13)所示。

$$p_t^w + p_t^c \leq p_t^{w,\text{ins}} + p_t^{c,\text{da}} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (13)$$

其中, $p_t^{w,\text{ins}}$ 和 $p_t^{c,\text{da}}$ 分别为上层调度给出的风电和热电机组运行指令。

需要指出的是,没有补充两者出力之和的下限约束,是因为在供暖季,热负荷需求相对大于电负荷需求,在“以热定电”运行工况下,会造成过量的下旋备用,所以不必担心电负荷不满足的情况。

在供热方面,要求热电机组和储热设备的联合供热满足日前分配的热负荷要求,如式(14)所示。

$$h_t^c - S_t = h_t^{\text{load}} \quad t=1, 2, \dots, 24 \quad (14)$$

综上所述,最终构成的模型为:

$$\begin{aligned} & \max \quad \text{式(2)} \\ & \text{s.t.} \quad \text{式(4)—(14)} \end{aligned} \quad (15)$$

上述模型是非线性规划问题,可以用 MATLAB 或成熟的优化软件 IBM ILOG Cplex^[23]进行求解。

3 算例分析

本节基于热电机组、风电场、储热装置的实际运行参数进行算例分析,验证所提优化模型的有效性,并对关键参数进行了分析。

3.1 储热装置运行约束

3.1.1 热电机组及储热设备

热电机组采用我国北方常用的典型 200 MW 机组^[24],对应图 3 的各项参数如表 1 所示。对照图 3 可以看出,当热电机组的供热功率达到额定值附近时,其发电的可调容量非常小,在缺乏其他手段支持时容易发生由于调峰容量不足导致弃风的情况。

为使热电机组具有更多的灵活性,可以为其配置储热设备。由于当前储热设备类型繁多,为保证一

表 1 热电机组的关键参数
Table 1 Key parameters of CHP unit

参数	参数值	参数	参数值
p_1/MW	211	$h_{\max}/\text{MW}$	241
p_2/MW	100	$a_i/[\text{元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	0.0044
p_3/MW	100	$b_i/[\text{元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	13.29
p_4/MW	156	$c_i/[\text{元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	39.00
h_m/MW	124	c_v	0.15

般性,本文不局限储热设备的类型,使用通用模型进行描述,其参数如表 2 所示。

表 2 储热设备的关键参数
Table 2 Key parameters of heat storage device

参数	参数值	参数	参数值
$h_{\max}^{\text{in}}$	60 MW	$H_{\max}$	360 MW·h
$h_{\max}^{\text{out}}$	50 MW	η	0.993
$H_{\min}$	60 MW·h		

3.1.2 风电场出力

尽管国内风电场均装备了预测系统,但是预测结果大多为点预测值,对单个风电场出力的情景集预测尚未开展。文献[25-26]研究了丹麦某风电场的情景集预测方法,并给出了标么化后的情景集数据[27-28]。本文算例将标么化数据乘以风电场的装机容量(500 MW),得到该风电场的日前功率预测情景集如图 5 所示,在确定性模型中将每个时段情景集的均值作为该风电场的点预测结果,用于和随机优化模型进行对比。

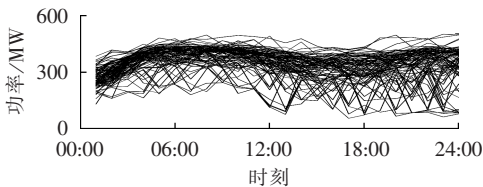


图 5 风功率日前预测情景集
Fig.5 Scenario set of day-ahead wind power forecast

3.1.3 供电/热成本及结算价格

本文算例中,设定热电机组的结算电价为 0.4 元/(kW·h);风电机组的结算电价为 0.7 元/(kW·h)。供热结算价格统一设置为 0.45 元/(kW·h)[12]。忽略风电场的发电成本,设供热负荷基本保持不变(本文算例中将供热负荷设置为 180 MW)。

3.2 收益-成本分析

3.2.1 计算结果

为了便于分析和比较结果,采用式(15)所示的确定性优化模型进行分析,同时算例中假设电网上级调度对风电和热电机组总出力的限额始终为 470 MW。

图 6 为储热设备能量的变化情况。由图可以看出,储热设备在 05:00—10:00 处于放热状态,而在 15:00—20:00 处于吸热状态,最终保证其在 1 d(24 h)

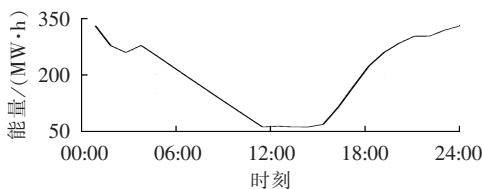


图 6 储热设备能量的变化情况
Fig.6 Variation of energy stored in heat storage device

的首末储能能量保持相同。对照图 5 可以看出,05:00—10:00 正是风电功率较大的时段,15:00—20:00 时段为风电功率较小的时段。

储热装置对总收益的影响如表 3 所示。当不配置储热装置时,在保证热电机组提供所需供暖负荷的前提下,优先消纳风电,风电场和热电机组的发电收益分别为 564.3 万元和 316.1 万元,总收益为 880.4 万元;当配置储热装置时,风电场和热电机组的发电收益分别为 573.6 万元和 311.6 万元,总收益为 885.2 万元,相比增加了 4.8 万元,大于热电机组的收益损失。

表 3 有无储热装置配置对总收益的影响
Table 3 Influence of heat storage device on profit

项目	项目值		
	不配置储热	配置储热	差值
热电收入/万元	127.2	122.5	-4.7
供热收入/万元	194.4	194.4	0
储热-热电机组收益/万元	316.1	311.6	-4.5
风电上网电量/(MW·h)	8061.4	8194.4	133
风电场收益/万元	564.3	573.6	9.3
弃风电量/(MW·h)	245.1	112	-133.1
弃风损失/万元	17.2	7.8	-9.4
系统总收益/万元	880.4	885.2	4.8

将表 3 和图 5、6 对照可以看出,在风电多发时段,为了增加风电的上网电量,热电机组降低供热功率以减少最低发电功率,为风电场出力留出空间;而为了保证供热负荷,在热电机组降出力时储热装置通过放热补足缺额。同时对比表 3 的第 2、3 列可以看出,配置储热装置后热电机组的售电收益有所降低,而风电场的上网电量有所提高,这意味着在送出容量受限的前提下,风电消纳的提高是以热电机组出力受限为代价的。针对这一问题,调峰辅助服务补偿与交易政策的优化以及交易机制的完善可提高热电厂参与风电消纳的积极性,确保风电与热电机组联合稳定运行。同时此算例中风电场和热电机组归属于同一利益集合体,因此集合体整体收益的提高保证了这种合作的合理性和持续性。

图 7 为表 3 的结果给出了更加直观的解释。由于储热装置放热能力的存在,当热电机组配置了储热装置后,热电-储热系统整体的放热能力提高。这意味着 k_1 和 k_3 所代表的线段向右侧平移;同时由于储

热装置吸热能力的存在, k_2 所代表的线段向左平移。将热发电机组和储热设备看作一个整体, 其新的热电耦合范围大于热发电机组的热电耦合范围, 如图中的虚线所示。这意味着新系统的灵活性更大, 调峰能力更强, 有助于风电的消纳, 进而提高风电场和热发电机组整体的收益。

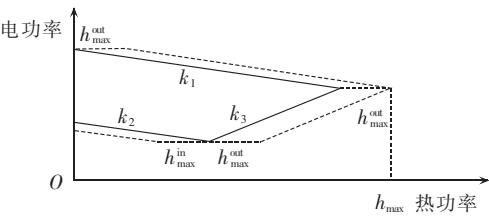


图 7 配置储热装置后热发电机组的电热特性
Fig.7 Electricity-heat characteristic of CHP unit with heat storage device

3.2.2 确定性模型和随机模型比较

3.2.1 节中的研究结果均基于本文提出的确定性优化模型。当充分考虑风电出力的随机性时, 需要将确定性优化模型拓展为随机优化模型, 即将每个时段中所有情景集的预测值作为该风电场的预测结果代入计算。此时, 收益的最大化应当理解为统计意义上的最优值。对于模型式 (15) 应做如下修正: 模型中所有出现的 p_i^c, p_i^w, h_i^c, S_i 和 H_i 均增加下标 s , 表示在任何场景 $s \in S$ (S 为情景集) 下约束均满足; 同时目标函数改为期望值形式, 如式 (16) 所示。

$$f(\theta)=E(R-C)=$$
$$\sum_{s \in S} \omega_s \left[\sum_{t=1}^{24} (\pi_t^{pc} p_{t,s}^c + \pi_t^{pw} p_{t,s}^w + \pi_t^h h_{t,s}^{load}) - \sum_{t=1}^{24} F_{t,s} \right] \quad (16)$$

其中, ω_s 为情景 s 所占有的权重。

将本文所提确定性模型得到的热发电机组的决策代入随机的风电场景中进行测试, 得到的收益结果如表 4 所示。

表 4 随机优化模型与确定性模型的比较
Table 4 Comparison between stochastic and deterministic models

项目	项目值		
	确定性模型	随机优化模型	差值
热电收入/万元	129.2	131	1.8
供热收入/万元	183.6	183.6	0
储热-热发电机组收益/万元	307.3	309	1.7
风电上网电量/(MW·h)	7714.6	7883.2	168.6
风电场收益/万元	540	551.8	11.8
弃风电量/(MW·h)	591.8	423.2	-168.6
弃风损失/万元	41.4	29.6	-11.8
系统总收益/万元	847.3	860.8	13.5

比较表 4 的第 2 列与表 3 的第 3 列可以发现, 热发电机组相关的收益变化较小, 但风电消纳规模和风电场的收益均有所下降。这是因为将确定性模型得到的热发电机组出力代入测试时, 由于风电情景的随

机性, 均值情景所得的最优热发电机组出力策略对于实际情景集并非最优, 这就导致了更多的弃风, 因此结果会劣于确定性模型的计算结果。

同时, 对比表 4 的第 2、3 列可知, 使用随机优化模型能够同时有效提升热发电机组和风电场的收益并且提高风电消纳能力。对比表 4 和表 3 的收益提升可以发现, 随机优化模型相比于确定性模型带来的新增收益甚至大于配置储热装置为风电-热系统带来的收益, 并且热发电机组单独收益的增长进一步激励了热发电机组积极参与风电消纳。算例结果表明随机优化模型更充分地考虑了风电的不确定性, 更好地利用了风电预测数据, 也证明了该模型的有效性。由此可见运行策略的重要性。

3.2.3 联合运行系统与风电单独出力的不确定性比较

风电的不确定性会增加电网的调度成本, 并且存在潜在的安全隐患。将风电场与含储热的热电厂联合运行, 联合运行系统的不确定性相比于风电场单独运行大幅降低。不确定性可由功率变化区间描述, 区间宽度越宽表示不确定性越高^[29]。二者不确定性结果的对比见图 8。

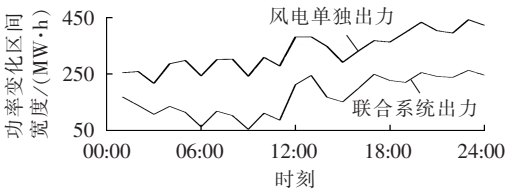


图 8 联合运行系统与风电单独运行的不确定性比较
Fig.8 Comparison of operational uncertainty between integrated power system and individual wind farm

算例表明, 在实现如表 4 中所示的总体收益增长和风电上网电量增加的同时, 联合运行系统的不确定性相比风电单独运行降低大于 30%。对于上级调度和电网而言, 联合运行系统是拥有更好外特性的发电单元, 可为上级调度提供不确定波动范围更小的电源出力, 进一步促进可再生能源的消纳。

4 结论与展望

本文首先提出了风电与热发电机组联合运行的模式, 以风电-热发电机组总收益最大化为目标建立了优化模型, 模型中考虑了热发电机组的电-热耦合约束、储热设备的能量约束以及风电场出力随机性等。

算例分析表明, 通过风电-热电联合优化能够增加风电场的上网电量, 通过风电替代热发电机组发电能够提高整体的收益。此外, 储热装置的引入能够提高热发电机组的调峰能力, 从而进一步提高风电的消纳以及整体的收益。考虑到风电出力的随机性, 采用随机优化模型能够提高收益期望、系统整体收益及风电场的单独收益, 并降低含风电系统出力的不确定性。

本文的优化方法没有考虑系统网络的约束,同时忽略了供热网络的储能潜力。并且如加入由于风电场功率波动引起的备用成本和惩罚成本,以及考虑热电机组调峰辅助服务补偿与交易政策的优化,可以使该模型得到进一步的完善。因此,考虑网络约束及供热网络储能能力的风电场-热电机组联合运行策略将是进一步研究的方向。

参考文献:

- [1] 胡泽春,丁华杰,孔涛. 风电-抽水蓄能联合日运行优化调度模型[J]. 电力系统自动化,2012,36(2):36-41.
HU Zechun,DING Huajie,KONG Tao. A joint daily operational model for wind power and pumped-storage plant[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(2):36-41.
- [2] LU Mingshun,CHANG Chungliang,LEE Weiwen,et al. Combining the wind power generation system with energy storage equipment[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2009,45(6):2109-2115.
- [3] 闫鹤鸣,李相俊,麻秀范,等. 基于超短期风电预测功率的储能系统跟踪风电计划出力控制方法[J]. 电网技术,2015,39(2):432-439.
YAN Heming,LI Xiangjun,MA Xiufan,et al. Wind power output schedule tracking control method of energy storage system based on ultra-short term wind power prediction[J]. Power System Technology,2015,39(2):432-439.
- [4] 赵书强,王扬,徐岩. 基于风电预测误差随机性的火储联合相关机会规划调度[J]. 中国电机工程学报,2014,34(增刊1):9-16.
ZHAO Shuqiang,WANG Yang,XU Yan. Dependent chance programming dispatching of integrated thermal power generation and energy storage system based on wind power forecasting error[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(Supplement 1):9-16.
- [5] JIANG Quanyuan,WANG Haijiao. Two-time-scale coordination control for a battery energy storage system to mitigate wind power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2013,28(1):52-61.
- [6] 刘霞,江全元. 风光储混合系统的协调优化控制[J]. 电力系统自动化,2012,36(14):95-100.
LIU Xia,JIANG Quanyuan. An optimal coordination control of hybrid wind/photovoltaic/energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(14):95-100.
- [7] MOSAYEBIAN M E,SOLEYMANI S,MOZAFARI S B,et al. Synthetic generation of wind power time series for wind/storage systems integration studies[J]. Journal of Renewable & Sustainable Energy,2016,8(1):013105.
- [8] DING Huajie,HU Zechun,SONG Yonghua. Rolling optimization of wind farm and energy storage system in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(5):2676-2684.
- [9] LI Zhigang,WU Wenchuan,SHAHIDEHPOUR M,et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2016,7(1):12-22.
- [10] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光. 能源互联网:理念、架构与前沿展望[J]. 电力系统自动化,2015,39(19):1-8.
SUN Hongbin,GUO Qinglai,PAN Zhaoguang. Energy internet: concept,architecture and frontier outlook[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(19):1-8.
- [11] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光,等. 能源互联网:驱动力、评述与展望[J]. 电网技术,2015,39(11):3005-3013.
SUN Hongbin,GUO Qinglai,PAN Zhaoguang,et al. Energy internet:driving force,review and outlook[J]. Power System Technology,2015,39(11):3005-3013.
- [12] WU Fan,GUO Qinghai,SUN Hongbin,et al. Research on the optimization of combined heat and power microgrids with renewable energy[C]//IEEE Power and Energy Engineering Conference. Hongkong,China:IEEE,2014:1-5.
- [13] 吕泉,陈天佑,王海霞,等. 含储热的电力系统电热综合调度模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):79-85.
LÜ Quan,CHEN Tianyou,WANG Haixia,et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(5):79-85.
- [14] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. 电网技术,2016,40(12):3680-3689.
LI Yang,LIU Weijia,ZHAO Junhua,et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation[J]. Power System Technology,2016,40(12):3680-3689.
- [15] LIU Xuezhi,JENKINS N,WU Jianzhong,et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Energy Procedia,2014,61:155-159.
- [16] 顾泽鹏,康重庆,陈新宇,等. 考虑热网约束的电热能源集成系统运行优化及其风电消纳效益分析[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3596-3604.
GU Zepeng,KANG Chongqing,CHEN Xinyu,et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(14):3596-3604.
- [17] 葛延峰,礼晓飞,戈阳阳,等. 基于热电联合调度的弃风电储热供热技术方案[J]. 智能电网,2015,3(10):901-905.
GE Yanfeng,LI Xiaofei,GE Yangyang,et al. Technical plan for electric heat storage and heating by wind energy curtailment based on joint dispatching of heat and electricity[J]. Smart Grid,2015,3(10):901-905.
- [18] 陈磊,徐飞,王晓,等. 储热提升风电消纳能力的实施方式及效果分析[J]. 中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290.
CHEN Lei,XU Fei,WANG Xiao,et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(17):4283-4290.
- [19] 陈天佑. 基于储热的热电厂消纳风电方案研究[D]. 大连:大连理工大学,2014.
CHEN Tianyou. Research on accommodating wind power by CHP based on heat accumulator[D]. Dalian:Dalian University of Technology,2014.
- [20] 崔杨,陈志,严干贵,等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报,2016,36(15):4072-4080.
CUI Yang,CHEN Zhi,YAN Gangui,et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(15):4072-4080.
- [21] 徐曼,乔颖,鲁宗相. 短期风电功率预测误差综合评价方法[J]. 电力系统自动化,2011,35(12):20-26.

- XU Man,QIAO Ying,LU Zongxiang. A comprehensive error evaluation method for short-term wind power prediction[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(12):20-26.
- [22] MONTEIRO C,BESSA R,MIRANDA V,et al. Wind power forecasting:tate-of-the-art 2009[J]. Office of Scientific & Technical Information Technical Reports,2009,32(2):124-130.
- [23] IBM Knowledge Center CPLEX for MATLAB 2009[DB/OL]. [2017-01-07]. https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.7.1/ilog.odms.cplex.help/CPLEX/MATLAB/topics/gs.html.
- [24] 王漪,薛永锋,邓楠. 供热机组以热定电调峰范围的研究[J]. 中国电力,2013,46(3):59-62.
- WANG Yi,XUE Yongfeng,DENG Nan. Study on heat-load-based peak regulation for cogeneration units[J]. Electric Power, 2013,46(3):59-62.
- [25] PINSON P. Wind energy:forecasting challenges for its operational management[J]. Statistical Science,2013,4(28):564-585.
- [26] BUKHSH W A,ZHANG Chunyu,PINSON P. An integrated multiperiod OPF model with demand response and renewable generation uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016,7(3):1495-1503.
- [27] BUKHSH W A,ZHANG C,PINSON P. An integrated multiperiod OPF model with demand response and renewable generation uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2016,7(3):1495-1503.
- [28] PINSON P. Wind energy:forecasting challenges for its operational management[J]. Statistics,2013,28(4):564-585.
- [29] CHEN R,SUN H,GUO Q,et al. Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power:an adaptive robust optimization-based analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2015,6(2):583-594.

作者简介:



于婧

于婧(1994—),女,江苏南通人,博士研究生,主要研究方向为能源互联网(E-mail: yujing16@mails.tsinghua.edu.cn);

孙宏斌(1969—),男,浙江天台人,教授,博士研究生导师,研究方向为智能电网、可再生能源和电动汽车接入电网、电力系统运行与控制(E-mail: shb@tsinghua.edu.cn);

沈欣炜(1988—),男,福建龙岩人,博士后,研究方向为能源互联网、主动配电网规划与运行(E-mail: shenxw@tsinghua.edu.cn)。

Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device

YU Jing¹, SUN Hongbin², SHEN Xinwei¹

(1. Tsinghua-Berkeley Shenzhen Institute, Shenzhen 518000, China; 2. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipments, Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: The optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP (Combined Heat and Power) unit and heat storage device is studied based on the day-ahead forecasts of heat load and wind power output. The thermal power plant with heat storage device and the wind farm are integrated as a power generation aggregator and its overall profit can be maximized by adjusting the outputs of CHP unit and heat storage device while meeting the district heat demand and enhancing wind power accommodation. A day-ahead scheduling model considering the heat-power coupling of CHP unit and the operational constraints of heat storage device is built and solved, based on which, a corresponding stochastic optimization model considering the randomness of wind power output is established. Case study shows that, with the coordinated optimization, the overall profit of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device increases and its wind power accommodation capability improves in “power-follow-heat” mode. Meanwhile, the stochastic optimization model solves the uncertainty problem of wind power prediction quite well to effectively reduce the uncertainty of system power output.

Key words: wind power; combined heat and power; heat storage system; stochastic optimization; uncertainty