

含储热的电力系统电热综合调度模型

吕泉¹, 陈天佑¹, 王海霞¹, 李玲¹, 吕阳², 李卫东¹

(1. 大连理工大学 电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 华能大连电厂, 辽宁 大连 116100)

摘要: 分析了热电厂配置储热前后运行特性与调峰能力的变化情况, 讨论了利用储热消纳弃风的基本运行机理, 建立了含储热的电力系统电热综合调度模型。与传统模型相比, 新模型增加了系统热平衡约束、热电厂的热电耦合约束、储热装置运行约束等, 且模型目标扩展为供电和供热总煤耗最低。算例分析表明: 所提模型是有效的; 在热电厂中配置储热可有效提高电网的风电消纳水平, 且消纳单位电量风电的节煤量要高于电锅炉消纳方案。

关键词: 电力系统; 储热; 热电联产; 风电; 电热综合调度; 模型

中图分类号: TM 734

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.05.012

0 引言

当前, 如何消纳“三北”地区冬季供暖期巨额弃风电量已经成为全社会关注的问题^[1]。鉴于弃风的主要原因在于系统调峰能力不足, 为此, 诸多省网建立了热电厂在线监测与调度支持系统^[2-4], 并将之纳入到调度决策当中^[5], 以期通过精细化管理充分挖掘热电厂的调峰潜力。然而, 上述方式并没有改变热电厂“以热定电”的运行方式, 其最大、最小出力依然受制于热负荷约束, 所挖掘的调峰潜力有限。

要进一步提高热电厂的调峰能力, 就需要解耦热电厂“以热定电”运行约束。为此, 文献^[6]对旁路补偿供热、电加热补偿供热以及储热补偿供热3种解耦方式进行了对比分析, 结果表明, 由于热电厂配置储热的方式可实现弃风电力对非弃风时段凝汽式发电的替代, 因此具有最好的节煤效果。

事实上, 在国外风电并网比例较大的国家中, 例如丹麦、德国等, 在实时电价的引导下, 很多热电厂已经或正在考虑配置储热装置来解耦“以热定电”约束, 以通过提高其运行灵活性和调峰能力而在电力市场环境中获利^[7-18]。特别是在丹麦, 热电厂通过储热等方式参与系统调峰, 实现灵活运行, 已经成为实现其未来100%可再生能源系统的重要手段^[19-20]。

与国外不同, 我国目前没有实时电价引导热电厂企业主动配置储热装置, 因此尚无应用案例。但由于弃风问题越来越严重, 我国已经逐渐开始出台一些政策激励火电企业参与风电调峰, 如当前蒙东电网实行的“风火替代交易”机制^[21]。随着激励机制的不断完善, 热电厂通过配置储热参与风电调峰, 实

现二者友好发展, 必将是解决当前我国大量弃风问题的一个趋势。

在我国当前集中调度环境下, 由于没有实时电价的引导, 要充分发挥热电厂配置储热装置消纳风电的效益, 就需要将配置储热后的热电厂模型纳入到当前电力调度当中, 形成电热综合调度体系, 以从系统层面实现最优经济运行。

为此, 本文首先分析了配置储热后热电厂的运行特性和调峰能力变化情况, 在此基础上讨论了热电厂通过储热消纳弃风电力的基本运行机理, 进一步, 建立了含储热装置、热电厂、纯凝式机组和风电场的电热综合调度模型, 并使用 CPLEX 软件的 OPL 语言进行了求解。

1 热电厂利用储热消纳弃风电力机理

1.1 热电厂配置储热方案

储热装置通常建设在供热系统的热源侧, 连接在热电厂与供热网络之间。储热装置通常是热量短期存储的大型蓄热罐, 利用水作为存储介质, 依据不同温度的水其密度有差异的冷热水分层原理进行蓄热。我国热电厂可采用承压式蓄热罐蓄存温度高于100℃的热水, 配置方案如图1所示^[7]。

储热装置的运行成本主要为其热损失, 且其值很小, 日损失不足1%^[22], 故本文建模时不作考虑。

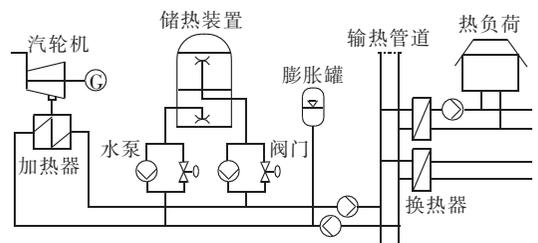


图1 供热系统中承压式储热装置连接图

Fig.1 Heat accumulator integrated in a heat supply system

1.2 配置储热前后热电厂的运行特性变化

a. 配置储热前热电厂的运行特性。

热电厂的发电功率 P_{el} 和对外供热功率 P_h 间的关联耦合关系,即“电热特性”,可很好地体现热电厂的运行外特性。目前,我国的供热机组大多为大容量抽汽式热电厂,为此,本文以该类机组为例进行分析。图 2 给出了抽汽式机组的电热特性^[23],图中, $c_m = \Delta P_{el} / \Delta P_h$ 为背压运行时的电功率和热功率的弹性系数(即背压曲线的斜率,可近似认为是常数),其中 ΔP_{el} 为 BC 段电功率变化量, ΔP_h 为 BC 段热功率变化量; c_v 为进汽量不变时多抽取单位供热热量下发电功率的减小量,其中 c_{v1} 为最大电出力对应值, c_{v2} 为最小电出力对应值; $P_{h,med}$ 为机组发电功率最小时的汽轮机供热功率; $P_{hT,max}$ 为机组的最大供热出力; $P_{el,min}$ 、 $P_{el,max}$ 分别为机组在纯凝工况下最小、最大有功出力。

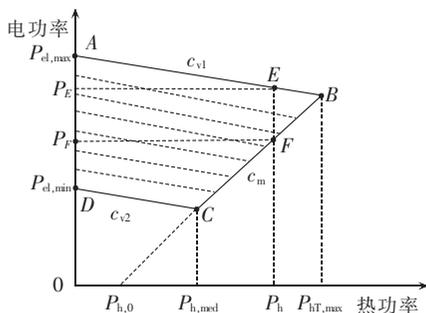


图 2 抽汽式机组电热特性图

Fig.2 Electricity-heat characteristic of extraction unit

b. 配置储热后热电厂的运行特性。

抽汽式机组在配置储热装置后,电热特性将发生变化。对于某个发电功率(如 P_B),设其汽轮机最大抽汽供热功率为 $P_{hT,max}$,通过储热装置放热,其整体最大供热功率 P_h 会在 $P_{hT,max}$ 的基础上提高 $P_{h,finax}$,即达到 $P_{hT,max} + P_{h,finax}$ 。因此,这相当于图 2 中的 AB 段和 BC 段整体向右偏移了 $P_{h,finax}$,如图 3 所示。此外,由于当汽轮机发电功率在 $P_{el,min} \sim P_C$ 之间时,存在最小供热功率(图 2 中 CD 段),因此在配置储热后,

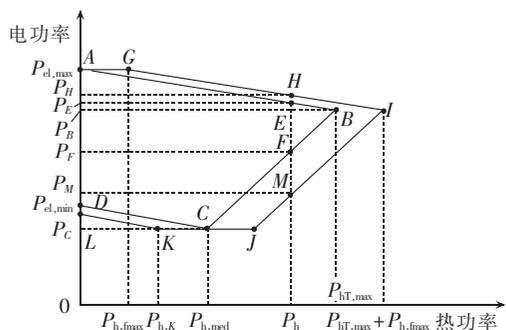


图 3 配置储热后抽汽式机组电热特性图

Fig.3 Electricity-heat characteristic of extraction unit with heat accumulator

其最小供热功率向左平移 $P_{h,cmx}$,图中 $P_{h,K} = P_{h,med} - P_{h,cmx}$ 。故而,配置储热后抽汽式机组的整体运行区间为图 3 中 AGIJKLA 所围区间。

可以看出,对于某个供热水平 P_h ,配置储热前,机组发电功率只可在 $P_F \sim P_E$ 之间调节。配置储热后,由储热装置的补偿作用,可允许汽轮机的发电功率在 $P_M \sim P_H$ 之间调节,而由此导致的供热不足或供热剩余部分,则由储热装置进行补偿供热或蓄热以维持热负荷的稳定供应,从而提高机组的调峰能力。

1.3 利用储热消纳弃风电力的基本运行机理

当前,我国供热机组主要为大型燃煤抽汽供热机组,这类机组启停费用很高,为风电进行启停调峰并不经济,因此配置储热装置后,也可采用低负荷运行方式进行调峰。其消纳弃风电力的基本运行机理是:在白天电负荷腰荷(及峰荷)期间,增大汽轮机进汽功率和抽汽功率进行储热;而在电负荷低谷时段(特别是风电过剩时段),则同时减少发电功率和供热功率进行电负荷的下调峰,供热不足部分由储热进行补充。

2 电热综合调度模型

上述仅是利用储热消纳风电的基本运行机理。在我国集中调度的背景下,由于没有实时电价的引导,各热电厂无法获取系统中风电的过剩情况信息,因此,要充分发挥储热功能消纳风电,就必须建立一个含储热装置、热电厂、纯凝式机组和风电场的电热综合调度模型。

配置储热后,电力系统运行示意图如图 4 所示。

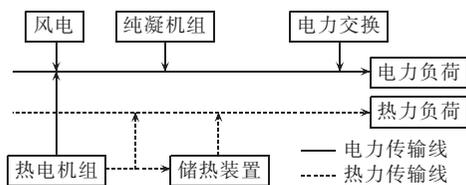


图 4 含储热装置的电力系统运行示意图

Fig.4 Schematic diagram of power system operation with heat accumulator

2.1 目标函数

在含有风电的经济调度中,弃风量最小、运行成本最低以及系统煤耗量最小是最常见的调度模式。我国当前施行节能发电调度模型,因此本文选择以系统煤耗量最小为目标函数。其中,风电机组的发电成本相对于火电机组很小,忽略不计;储热装置的短期热损失也忽略不计。

对于纯凝式火电机组,其煤耗量 C_c 可以表示为发电功率的二次形式:

$$C_c(i, t) = a_i (P_{el,i}^t)^2 + b_i P_{el,i}^t + c_i \quad (1)$$

其中, a_i, b_i, c_i 为机组 i 的煤耗系数; $P_{el,i}^t$ 为机组 i 在 t 时刻的发电功率。

背压式热电机组利用汽轮机排出的乏汽作为热源进行供热, 因此其煤耗量 C_b 与式(1)相同。

根据抽汽式机组的运行原理, 若 t 时刻其纯凝工况下的发电功率为 P_i^t , 则随着抽汽量的增加, 供热功率 $P_{h,i}^t$ 与发电功率 $P_{el,i}^t$ 满足如下关系:

$$P_i^t = P_{el,i}^t + c_{v,i} P_{h,i}^t \quad (2)$$

将式(2)代入式(1), 即可得到抽汽式机组的煤耗量 C_e 与机组的热功率 $P_{h,i}^t$ 及电功率 $P_{el,i}^t$ 之间的关系^[24]:

$$C_e(i, t) = a_i(P_i^t)^2 + b_i P_i^t + c_i = A_i(P_{el,i}^t)^2 + B_i P_{el,i}^t + C_i P_{h,i}^t P_{el,i}^t + D_i (P_{h,i}^t)^2 + E_i P_{h,i}^t + F_i \quad (3)$$

其中, $A_i, B_i, C_i, D_i, E_i, F_i$ 为热电机组 i 的煤耗系数, 可由 a_i, b_i, c_i 和 c_v 计算得到。

综合以上几种机组的成本函数形式, 可建立如下目标函数:

$$C(i, t) = \sum_{i=1}^T \left\{ \sum_{i \in G_c^t \cup G_b^t} C_e(i, t) + \sum_{j \in G_e^t} C_e(j, t) \right\} \quad (4)$$

其中, T 为总时段数; G_c^t 为纯凝式火电机组集合; G_b^t 为背压式机组集合; G_e^t 为抽汽式机组集合。

2.2 约束条件

a. 系统约束

电力平衡约束:

$$\sum_{i \in N} P_{el,i}^t + P_w^t - P_{ex}^t = P_{D,el}^t \quad (5)$$

其中, N 为该地区火电机组的集合, $N = G_c + G_b + G_e$; P_w^t 为系统中 t 时刻并网的风电功率; $P_{ex}^t > 0$ 表示该区域在 t 时刻向外输送电量, $P_{ex}^t < 0$ 表示该区域在 t 时刻向该地区输入电量; $P_{D,el}^t$ 为系统 t 时刻电负荷。

供热约束:

$$\sum_{i \in G_c^t \cup G_b^t} P_{h,i}^t + S_{h,k}^t - S_{h,k}^{t-1} \geq P_{D,h,k}^t \quad (6)$$

其中, $k = 1, 2, \dots, M, M$ 为供热分区的总数; $P_{D,h,k}^t$ 为 t 时刻第 k 个分区热电厂需要承担的总热负荷; $S_{h,k}^t$ 为第 k 个分区储热装置 t 时刻的储热量; G_e^t, G_b^t 分别为第 k 个分区的抽汽式、背压式机组的集合。

与其他电网功率交换约束:

$$P_{ex,min} \leq P_{ex}^t \leq P_{ex,max} \quad (7)$$

其中, $P_{ex,max}, P_{ex,min}$ 分别为该区域与其他电网功率交换的上、下限值。

风电出力约束:

$$P_w^t \leq P_{w,fore}^t \quad (8)$$

其中, $P_{w,fore}^t$ 为 t 时刻风电场的风电预测功率。

b. 机组约束

由于纯凝式机组和背压机组均可看作抽汽式机组的特殊工况, 故而本文以抽汽式机组为例建立机组约束, 利用图 2 的电热特性, 建立机组约束式(9)、(10)如下。

机组有功出力上、下限约束:

$$\begin{cases} P_{el,i}^t \geq \min \{ c_{m,i} P_{h,i}^t + K_i, P_{el,min,i} - c_{v,i} P_{h,i}^t \} \\ P_{el,i}^t \leq P_{el,max,i} - c_{v,i} P_{h,i}^t \end{cases} \quad (9)$$

其中, $P_{el,min,i}, P_{el,max,i}$ 分别为机组 i 在凝汽工况下最小、最大有功出力; $c_{m,i}$ 为机组 i 的 c_m 值; $c_{v,i}$ 为机组 i 的 c_v 值; K_i 为常数。

机组热出力上、下限约束:

$$0 \leq P_{h,i}^t \leq P_{h,max,i} \quad (10)$$

其中, $P_{h,max,i}$ 为机组 i 热出力的最大限值, 该值主要取决于热交换器容量的大小。

机组爬坡速率约束:

$$\begin{cases} P_i^t - P_i^{t-1} \leq P_{up,i} \\ P_i^{t-1} - P_i^t \leq P_{down,i} \end{cases} \quad (11)$$

其中, $P_{up,i}, P_{down,i}$ 分别为机组 i 向上、向下爬坡速率约束。一般火电机组的出力变化需通过改变锅炉状态来实现, 故将机组的电、热出力所对应的爬坡速率约束折算为抽汽前纯凝工况下的电功率约束。

当 $c_v = 0, c_m = 0$ 时, 为纯凝式机组, 约束不变。

当 $c_v = 0, c_m \neq 0$ 时, 为背压式热电机组, 其约束需将抽汽式机组约束式(9)、(10)调整为式(12), 其他约束不变, 即为背压式机组约束。

$$\begin{cases} P_{el,i}^t = c_{m,i} P_{h,i}^t + K_i \\ P_{el,min,i} \leq P_{el,i}^t \leq P_{el,max,i} \end{cases} \quad (12)$$

c. 储热装置运行约束

储热装置的蓄、放热能力约束:

$$\begin{cases} S_{h,k}^t - S_{h,k}^{t-1} \leq P_{h,k,cmax} \\ S_{h,k}^{t-1} - S_{h,k}^t \leq P_{h,k,fxmax} \end{cases} \quad (13)$$

其中, $P_{h,k,cmax}, P_{h,k,fxmax}$ 分别为储热装置最大蓄、放热功率。

储热装置的容量约束:

$$S_{h,k}^t \leq S_{h,k,max} \quad (14)$$

其中, $S_{h,k,max}$ 为储热装置的储热容量。

此外, 本模型中为保证周期内发热量不变, 假设一个周期内结束时刻储热装置的储热量 $S_{h,k}^T$ 等于其初始时刻的储热量 $S_{h,k}^0$, 即:

$$S_{h,k}^0 = S_{h,k}^T \quad (15)$$

3 算例分析

3.1 基础数据

为验证本文模型的有效性以及储热对消纳风电的效益, 本文根据当前我国“三北”电网实际电源结构比例, 简化取某地区电网电源装机结构如表 1 所示, 机组参数如表 2 所示。

表 1 电网装机容量
Tab.1 Installed capacities of power grid

机组类型	装机容量/MW	所占比例/%
纯凝式机组	700	25
热电机组	1800	64.3
风电	300	10.7

表 2 机组参数

Tab.2 Parameters of unit

机组	最大发电功率/MW	最小发电功率/MW	最大供热功率/MW	$a_i/(t \cdot MW^2 \cdot h^{-1})$	$b_i/[t \cdot (MW \cdot h)^{-1}]$	$c_i/(t \cdot h^{-1})$	c_{v1}	c_{v2}	c_m	K_i	向上爬坡速率	向下爬坡速率
1	200	100	250	0.000171	0.2705	11.537	0.15	0.15	0.75	0	50	50
2	350	175	450	0.000072	0.2292	14.618	0.15	0.15	0.75	0	70	70
3	350	175	450	0.000072	0.2292	14.618	0.15	0.15	0.75	0	70	70
4	300	150	400	0.000076	0.2716	18.822	0.15	0.15	0.75	0	80	80
5	300	150	400	0.000076	0.2716	18.822	0.15	0.15	0.75	0	80	80
6	300	150	400	0.000076	0.2716	18.822	0.15	0.15	0.75	0	80	80
7	200	80	0	0.000171	0.2705	11.537	0	0	0	0	50	50
8	500	200	0	0.000038	0.2716	37.645	0	0	0	0	130	130

其中,热电机组共 6 台,均为大型抽汽式机组,设 1—3 号机组隶属热电厂 A,对区域 I 进行供热,4—6 号机组隶属于热电厂 B,对区域 II 进行供热,每个热电厂均建有一个储热容量为 1000 MW·h 的蓄热罐,最大蓄、放热功率为 100 MW;7 号、8 号机组为大型纯凝式机组。设系统中只有 1 个风电场。

算例中,取某日 09:00 至次日 08:00 的电负荷和风电场发电功率预测值如表 3 所示。其中,假设该日内热负荷基本不发生变化^[25](均为 900 MW),系统与其他电网也无电功率交换。

表 3 电热负荷及风电功率预测值

Tab.3 Power & heat loads and predictions of wind power

时刻	电负荷/MW	风电功率/MW	时刻	电负荷/MW	风电功率/MW
09:00	2130	255	21:00	1915	268
10:00	2208	233	22:00	1860	270
11:00	2296	194	23:00	1800	269
12:00	2254	186	24:00	1782	250
13:00	2112	202	次日 01:00	1702	241
14:00	2140	190	次日 02:00	1696	258
15:00	2262	181	次日 03:00	1694	268
16:00	2400	217	次日 04:00	1716	278
17:00	2350	223	次日 05:00	1770	288
18:00	2182	235	次日 06:00	1792	300
19:00	2098	255	次日 07:00	1864	280
20:00	2038	260	次日 08:00	1946	262

本算例中,算例选取参考(无储热装置)和储热 2 种方式进行仿真对比。其中,取调度周期为 1 d,单位调度时长为 1 h。采用目前流行的 CPLEX 软件中 OPL 语言进行编程求解。

3.2 调度结果分析

3.2.1 调度结果

2 种方式下的调度结果如图 5、6 所示,风电消纳结果如图 7 所示。可以看出,与参考方式相比,热电厂配置储热装置后,各类型机组发电功率发生变化:在负荷低谷的 21:00—24:00、01:00—08:00 时段,热电机组降低了其发电功率,而与此同时,风电上网功率得到增加。这是因为,在这些时段热电机组通过储热装置补偿供热的方式,使得热电机组可以降低其供热功率,从而降低了其发电功率接纳风电。

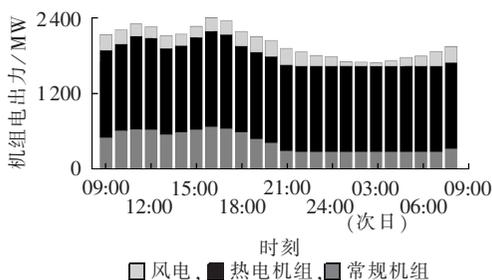


图 5 参考模式下各类型机组发电功率
Fig.5 Output power of different unit types under reference mode

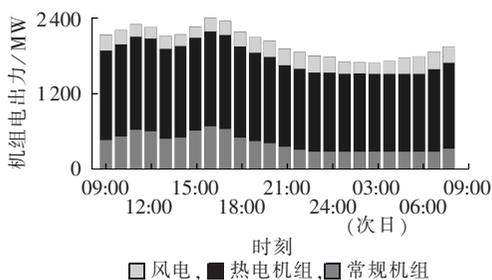


图 6 储热模式下各类型机组发电功率
Fig.6 Output power of different unit types under heat accumulator mode

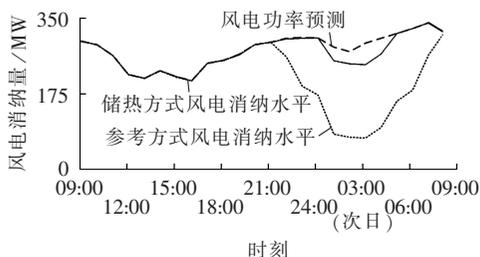


图 7 参考方式和储热方式下风电消纳曲线
Fig.7 Curve of wind power accommodation for reference mode and heat accumulator mode

3.2.2 风电消纳机理分析

图 8、9 给出了储热方式下热电厂 B 的电、热出力曲线和储热装置储热量变化曲线。可以看出,参考方式下,由于热电厂 B 中的机组供热出力需要始终等于其热负荷,因而其机组的最小电出力因“以热定电”的运行约束也始终保持在 675 MW 以上,从而给负荷低谷时段的风电消纳造成困难,导致大量弃风。同时可以看出,在热电厂配置储热后,其电功率在负荷低谷时段(21:00—24:00、01:00—08:00)有了

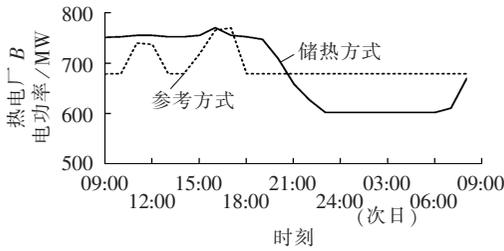


图 8 储热方式和参考方式下热电厂 B 电功率比较

Fig.8 Comparison of output power of plant B between heat accumulator mode and reference mode

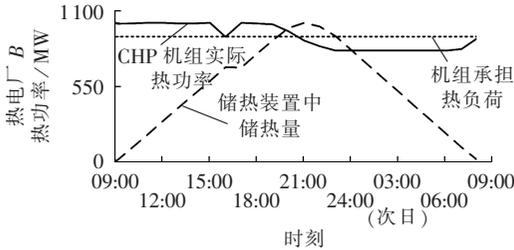


图 9 储热方式下热电厂 B 热功率与储热量曲线

Fig.9 Output heat and heat storage of plant B under heat accumulator mode

显著的下降,从而为风电上网提供了消纳空间。而与此同时,由图 8 可以看出,此时机组供热功率无法满足热负荷需求,但供热不足部分,通过储热装置进行了补偿;同时可以看出,储热装置在非低谷时段(09:00—20:00)进行了蓄热,从而导致其白天的电功率波动性较小。

3.2.3 风电替代发电效用分析

2 种方式下,日内各类型发电量如表 4 所示。

表 4 参考和储热方式下各类型发电量对比

Tab.4 Comparison of output power between reference mode and heat accumulator mode for different unit types

运行方式	凝汽发电量/ (MW·h)	热化发电量/ (MW·h)	风电消纳量/ (MW·h)	煤耗量/t
参考方式	11074	32400	4533	17426.607
储热装置	10087	32400	5520	17138.990

可以看出,配置储热后,风电消纳电量增加了 987 MW·h,实现节煤量 287.617 t。然而,系统中热化发电量并没有减少,减少的全部为凝汽发电量,这说明弃风电量所替代的发电量全部为凝汽发电量。这是因为尽管系统中配置了储热装置,但一天内的总热负荷量依然全部是由热电机组以热电联产方式生产,储热装置只是改变了热的生产时间,并没有改变热的生产量,因此热化发电量并没有改变。

3.3 储热装置参数对风电消纳的影响

从图 7 可以看出,在负荷低谷时段并未完全消纳风电,仍存在 243 MW·h 弃风电量。这说明,配置储热后,热电厂所能提高的调峰能力依然没有满足消纳弃风的调峰需要。这是因为,如图 3 所示,配置储热后,热电机组所能提高的调峰能力取决于蓄热罐的最大放热功率、蓄热容量等参数。受此限制,在

本算例中,热电厂 A、B 均只能增加 75 MW 的调峰能力,二者之和低于参考方式下的最大弃风电力 204 MW,故无法全部消纳风电。

当热电厂配置蓄热罐的最大蓄放热功率调整为 200 MW、储热容量调整为 2000 MW·h 时,再次进行调度仿真,结果表明,风电可实现完全消纳,且节煤量更大。但此时储热装置的投资成本也将随之增大,可能出现所增加的消纳风电的收入小于所增加的成本。因此,在确定配置储热装置的最优参数时,还需要做具体的经济性分析。

3.4 3 种运行方式经济调度结果比较

为检验储热方式的优越性,本文将其与电锅炉方式进行了对比。电锅炉方式消纳弃风电力的基本原理是:在热电厂中配置一定容量的电锅炉,这样,当系统中存在弃风时,供热汽轮机降低发电功率接纳一部分风电上网,而相应所减少的供热部分,则由电锅炉消耗另一部分风电进行满足^[6]。该方式下的系统电热综合调度模型如下。

在电力系统中配置电锅炉是消纳“过剩”风电的另一种可行方式,可以通过电锅炉来满足供暖需求,达到增加热电机组调峰能力的目的。在建立电锅炉方式的调度模型时,目标函数假设不考虑电锅炉的启动、维修等成本(因其很小^[22]),仅考虑系统中火电机组的煤耗量,因此与储热方式相同。约束中需要除去式(13)—(15)约束,并将部分约束进行如下变换。

电力平衡约束式(5)变为:

$$\sum_{i \in N} P_{el,i}^t + P_w^t = P_{D,el}^t + P_{boiler}^t \quad (16)$$

供热平衡约束式(6)变为:

$$\sum_{i \in G \cup G_t} P_{h,i}^t + \eta P_{boiler}^t \geq P_{D,h,k}^t \quad (17)$$

其中, P_{boiler}^t 为电锅炉 t 时刻耗电量; η 为电锅炉电热转换效率。

参数选取时,电锅炉的配置容量取 200 MW,其电热转换效率取 1。

分别对参考、储热(储热最大蓄放热功率 200 MW、储热容量 2000 MW·h)、电锅炉 3 种方式仿真,煤耗量、风电消纳量及火电机组各类型发电量结果见表 5。

表 5 不同运行方式下调度结果

Tab.5 Results of dispatch under different operating modes

运行方式	煤耗量/t	风电消纳量/ (MW·h)	凝汽发电量/ (MW·h)	热化发电量/ (MW·h)	求解时间/s
参考	17426.61	4533	11074	32400	5.1
储热	17040.08	5863	9749	32400	8.7
电锅炉	17214.96	5863	11074	31830	8.9

由表 5 可以看出,电锅炉方式与储热方式均实现了对风电的完全消纳。然而,与参考方式相比,所消纳的弃风电量在储热方式中替代的是凝汽发电量,在电锅炉方式中则替代的是热化发电量,因此,

储热方式比电锅炉方式多节煤 174.88 t。由此可知,储热方式比现在国家积极推行的风电供热方式^[26]节煤效果要更好。

4 结论

本文根据我国当前电力系统集中调度体制,建立了含热电机组、储热、风电场、纯凝式机组的电力系统电热综合调度模型。该模型既可作为调度机构合理安排配置储热后系统运行计划的决策工具,亦可作为研究者分析储热在我国电力系统未来实际应用的研究工具。

算例验证了模型的有效性。同时结果表明,热电厂配置储热可显著提高热电厂的调峰能力以消纳弃风电力;且鉴于该方式下所消纳的弃风电力替代的是系统中的凝汽发电部分,而电锅炉方式所消纳的弃风电力替代的是系统中的热化发电部分,因此消纳单位风电量时所节约的煤耗要高于电锅炉方式。这说明在热电厂中配置储热方式比现在国家积极推行的风电供热方式消纳风电具有更好的节煤效果;且由于其依然采用现有集中调度方式,无需增加其他智能通信和控制设备,更适合于在我国当前电力系统中推广。

参考文献:

- [1] 国家电力监管委员会. 重点区域风电消纳监管报告[R]. 北京:国家电力监管委员会,2012.
- [2] 李丰,张粒子. 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(8):119-124.
LI Feng,ZHANG Lizi. Accommodation and transaction mechanism of transprovincial large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(8):119-124.
- [3] 刘继春,刘洋,田伟. 燃气蒸汽联合循环机组消纳风电水平对系统运行指标影响研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(9):113-118.
LIU Jichun,LIU Yang,TIAN Wei. Influence of wind power absorption level by CCGT on power system operational index[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(9):113-118.
- [4] 白玉东,王承民,衣涛,等. 电力系统的柔性评价与风电穿透率极限计算[J]. 电力自动化设备,2012,32(10):12-16.
BAI Yudong,WANG Chengmin,YI Tao,et al. Flexibility assessment of power system and penetration limit calculation of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(10):12-16.
- [5] 范瑞明,栗向鑫,李鹏源,等. 华北电网供热机组热负荷实时监测系统研究与实践[J]. 华北电力技术,2011(10):31-35.
FAN Ruiming,LI Xiangxin,LI Pengyuan,et al. Research and application of realtime vapor load monitoring system at north china power grid heating units[J]. North China Electric Power,2011(10):31-35.
- [6] 张鹏,徐同社. 供热机组在线实时监测系统的设计和应用[J]. 电力建设,2012,33(6):97-99.
ZHANG Peng,XU Tongshe. Design and application of online real-time monitoring system for heat supply unit [J]. Electric Power Construction,2012,33(6):97-99.
- [7] 杨伟光,鲁爱,李学刚. 供热机组在线监测系统调峰计算方案研究[J]. 吉林电力,2010,38(6):5-7.
YANG Weiguang,LU Ai,LI Xuegang. Study on peak regulation calculation scheme for on-line monitoring system of heat supplying units[J]. Jilin Electric Power,2010,38(6):5-7.
- [8] 龙虹毓,马建伟,吴镔,等. 含热电联产和风电机组的电网节能调度[J]. 电力自动化设备,2011,31(11):18-22.
LONG Hongyu,MA Jianwei,WU Kai,et al. Energy conservation dispatch of power grid with mass cogeneration and wind turbines[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(11):18-22.
- [9] 陈建华,吴文传,张伯明,等. 消纳大规模风电的热电联产机组滚动调度策略[J]. 电力系统自动化,2012,36(24):21-27.
CHEN Jianhua,WU Wenchuan,ZHANG Boming,et al. A rolling generation dispatch strategy for co-generation units accommodating large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(24):21-27.
- [10] 吕泉,陈天佑,王海霞,等. 热电厂参与风电调峰的方法评述及展望[J]. 中国电力,2013,46(11):129-136.
LÜ Quan,CHEN Tianyou,WANG Haixia,et al. The method of CHP plant regulate wind power curtailment and its prospects [J]. Electric Power,2013,46(11):129-136.
- [11] PETERSEN M K,AAGAARD J. Heat accumulators [EB/OL]. (2004-01-01). <http://www.kareliainvest.ru/file.php/id/f5291/name/acro.pdf>.
- [12] AAU,EMD,PE,et al. Dissemination strategy on electricity balancing for large scale integration of renewable energy[EB/OL]. (2007-05-01). <http://www.project-desire.org/>.
- [13] ANDERSEN A N,LUND H. CHP-plants with big thermal stores balancing fluctuating productions from wind turbines[EB/OL]. (2007-05-01). http://desire.iwes.fraunhofer.de/files/deliverables/del_4.1-4.4.pdf.
- [14] STRECKIENE G,MARTINAITIS V,ANDERSEN A N,et al. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market[J]. Applied Energy,2009,86(11):2308-2316.
- [15] CHRISTIDIS A,KOCH C,POTTEL L,et al. The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets [J]. Energy,2012,41(1):75-82.
- [16] AIKATERINI F,ANDERS N A,DAVID T. Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK[J]. Energy,2008,33(11):1659-1670.
- [17] DAVID T,AIKATERINI F. Do liberalised electricity markets help or hinder CHP and district heating?The case of the UK[J]. Energy Policy,2008,36(4):1448-1456.
- [18] DRIES H,LEEN P,LIEVE H,et al. The impact of thermal storage on the operational behaviour of residential CHP facilities and the overall CO₂ emissions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2007,11(6):1227-1243.
- [19] VITTORIO V,FRANCESCO C. Primary energy savings through thermal storage in district heating networks[J]. Energy,2011,36(7):4278-4286.
- [20] IORGIO P,SARA R. Modeling of a thermal energy storage system coupled with combined heat and power generation for the heating requirements of a university campus[J]. Applied Thermal Engineering,2010,30:1255-1261.
- [21] BJÖRN R. Combined heat-and-power plants and district heating

- in a deregulated electricity market[J]. Applied Energy,2004,78(1):37-52.
- [22] ŽELJKO B,DAMIR K. Improvement of the cogeneration plant economy by using heat accumulator[J]. Energy,2006,31(13):2285-2292.
- [23] HENRIK L. 可再生能源系统:100%可再生能源解决方案的选择与模型[M]. 李月,译. 北京:机械工业出版社,2011.
- [24] LUND H,MATHIESEN B V. Energy system analysis of 100% renewable energy systems-the case of Denmark in years 2030 and 2050[J]. Energy,2009,34(5):524-531.
- [25] 国家电力监管委员会东北监管局. 蒙东地区风火替代交易暂行办法[S]. 沈阳:国家电力监管委员会东北监管局,2012.
- [26] Danish Energy Agency. Technology data for energy plants[M]. Copenhagen,Denmark;Energinet.dk,2010:164-167.
- [27] ANDERSEN T V. Integration of 50% wind power in a CHP-based power system:a model-based analysis of the impacts of increasing wind power and the potentials of flexible power generation [D]. Copenhagen,Denmark;Technical University of Denmark,2009.
- [28] WANG Lingfeng,SINGH Chanan. Stochastic combined heat and power dispatch based on multi-objective particle swarm optimization [J]. Electrical Power and Energy Systems,2008,30(3):226-234.
- [29] 付林,江亿. 承担采暖负荷的背压机组电力调峰优化运行[J]. 中

国电机工程学报,2000,20(3):81-84.

FU Lin,JIANG Yi. Optimal operation of back-pressure units for space heating[J]. Proceedings of the CSEE,2000,20(3):81-84.

- [30] 国家能源局. 关于做好2013年风电并网和消纳相关工作的通知[EB/OL]. (2013-03-19). http://big5.gov.cn/gate/big5/www.gov.cn/zwgk/2013-03/19/content_2357397.htm.

作者简介:



吕泉

吕泉(1980-),男,山西祁县人,讲师,博士,主要研究方向为风电并网后的电力系统运行与调度(E-mail:lvquan@dlut.edu.cn);

陈天佑(1989-),男,安徽萧县人,硕士研究生,研究方向为大规模风电并网后的电力系统运行与调度;

王海霞(1981-),女,山西大同人,讲师,博士,主要研究方向为风电预测;

李玲(1990-),女,辽宁朝阳人,硕士研究生,主要研究方向为风电并网后调峰交易机制;

吕阳(1979-),男,辽宁盘锦人,工程师,硕士,长期从事热电厂调度运行工作;

李卫东(1964-),男,辽宁锦州人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为风电并网后电力系统有功平衡、互联电网运行与控制。

Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator

LÜ Quan¹,CHEN Tianyou¹,WANG Haixia¹,LI Ling¹,LÜ Yang²,LI Weidong¹

(1. School of Electrical Engineering,Dalian University of Technology,Dalian 116024,China;

2. Huaneng Dalian Power Plant,Dalian 116100,China)

Abstract: The operational characteristics and peaking capacity of CHP(Combined Heat and Power) unit with and without heat accumulator are analyzed,the basic operating mechanism of wind power accommodation by heat accumulator is discussed,and the CHP dispatch model with heat accumulator is built. Compared with the traditional model,the built model has additional restraints:the system heat balance,the thermoelectric coupling of CHP unit and the operation of heat accumulator,and takes the minimum total coal consumption for both electricity and heat as its objective. Case study verifies that,the proposed model is effective,the CHP plant with heat accumulator can effectively improve the wind power accommodation level of power grid,and the coal saved per 1 MW·h wind power accommodation by heat accumulator is better than that by electric boiler.

Key words: electric power systems; heat accumulator; combined heat and power; wind power; combined power and heat dispatch; models