

促进风电消纳的蓄热罐运行策略

于炎娟¹, 陈红坤¹, 姜欣¹, 陶玉波², 于仁炎³

(1. 武汉大学电气工程学院, 湖北省武汉市 430072; 2. 国网江苏省电力公司检修分公司, 江苏省南京市 211106;
3. 北方光电集团有限公司, 陕西省西安市 710065)

摘要: 热电厂中配置蓄热罐有助于改善其调峰能力和提高风电接纳水平。鉴于蓄热罐的引入一定程度上增加了电厂调度的难度,提出了基于双线性模型的调度策略以开展热电机组与蓄热罐的协调运行。所提调度策略中采用了蓄热罐运行状态的预判方法,并重点应用了弃风率和成本增长率的技术指标,通过调整电出力以减小弃风,控制热出力以降低运行成本,并进一步考虑风电的不确定性,制定了最优调度方案。算例分析表明,所提调度策略能够高效利用蓄热罐的蓄放热能力,提高风电接纳量与优化机组成本。

关键词: 热电联产; 风电; 蓄热罐; 蓄放热策略

0 引言

中国风电资源主要集中在西北、华北、东北(简称“三北”)地区,这些地区的风电装机容量已达全国总风电装机容量的86.4%。风电和热电联产机组在“三北”地区的电源结构中均占有较高比重^[1]。热电机组具有“以热定电”的运行特性,在冬季供暖期,供热需求限制了热电机组的调峰能力,使得“风热冲突”尤为严重,2013年“三北”地区弃风率仍高达20%以上^[2]。

为提高热电机组的运行灵活性,需要解决热电耦合约束问题。现有的方法包括利用电锅炉^[3-4]、热泵^[5-6]以电制热,利用蓄热罐补偿供热^[7-9],或利用热力传输网络的蓄热能力^[10-11]及建筑的热惯性^[12]提高热电机组供热灵活性。其中,蓄热罐补偿供热不仅可提高风电接纳量,且节煤效果好,投资成本低,是促进风电消纳的理想方案之一^[13]。在丹麦等欧洲国家,通过配置蓄热罐与热电机组协调运行,已成为提高风电等可再生能源并网量的重要措施^[14]。

目前,国内外已开展较多关于热电厂配置蓄热罐促进风电消纳的研究。文献^[15]分析了热电厂配置蓄热罐后消纳风电的可行性。文献^[16]介绍了热电厂安装蓄热罐后的运行方案,分析了安装蓄热罐前后热电机组的调峰能力。文献^[17]研究了储热装置应用在不同位置对消纳弃风效果的影响。文

献^[18]分析了蓄热罐提升风电接纳量的机理,建立了包含风电、纯凝机组、热电机组和蓄热罐的综合调度模型。文献^[19]考虑风电不确定性,提出了一种简化的求解电热综合调度模型的方法。文献^[20]详细分析了蓄热罐运行原理,建立了含蓄热罐及电锅炉的电热综合调度模型。文献^[17-20]虽都涉及了电热综合调度模型的建立,但仅以弃风或成本最小为目标,或将两者以罚函数形式组合相加,未能结合弃风与蓄热罐蓄放热状态间的关系来分配机组出力,且忽略了蓄热罐参数配置对调度结果的影响。

为充分发挥蓄热罐配合热电机组供热的作用,在尽可能减少弃风的同时减小机组运行成本,本文提出了基于双线性模型的调度策略以解决电热综合调度问题。首先,预判蓄热罐的蓄放热状态,建立蓄放热状态标志向量;其次,根据供电及供热需求,优化蓄热罐及机组出力值。在优化调度中综合考虑弃风率和机组运行成本增长率,能达到分别通过调整热电机组电出力、热出力来减少弃风、运行成本的目的,并且在考虑风电不确定性的基础上,通过对风电预测误差区间的处理制定出最佳调度方案。最后,分析了蓄热罐在不同初始蓄热量及容量配置组合下对风电消纳结果的影响。算例分析验证了本文建立的蓄放热模型能有效利用蓄热罐的蓄放热能力,且能在提高风电接纳量的同时减少运行成本。

1 蓄热罐促进风电消纳的机理

目前应用较广泛的蓄热罐采用水作为储热介质,通常集中安装在热电厂侧,并与供热网络连接,

其工作原理可参见文献[16]。本文蓄热罐即采用该模式。蓄热罐罐体的隔热效果较好,其一日内通过罐体壁损失的热量不足总蓄热量的0.7%^[20],且日内总损失也不超过1%,因此建模时未考虑热损失。

蓄热罐热量由热电机组提供,并以热水形式存储。在电负荷高峰时段,通常风电具有充足的上网空间,此时热电机组不必以低功率运行,可适当提高热出力,在满足供热需求的同时,将多余热量由蓄热罐存储。在电负荷低谷时段,将蓄热罐存储的热量提供给热负荷,便减小了对热电机组的供热需求,即减小了供热对供电的束缚,使热电机组可灵活调整电出力,为风电提供更多上网空间。事实上,热电机组在一个周期内的总供热量并未减少,相当于将电负荷低谷时段的热负荷转移到了电负荷高峰时段,这与抽水蓄能的削峰填谷效果类似。在一个调度周期内,使蓄热罐总蓄热量等于总放热量,即保持每个调度周期初始时刻的蓄热量不变。通过蓄热罐和热电机组的灵活配合,可达到促进风电消纳的目的。

2 热电联产机组的运行特性

热电联产机组主要有背压式和抽气式两类,由于中国北方地区主要采用抽汽式燃煤机组,因此本文仅针对这类机组进行讨论。

热电机组的电功率和热功率的运行区间可以用一个多边形区域来表示,如附录 A 图 A1 所示。通常该多边形运行区域可视为凸区域或者可以分割成多个凸的子区域,凸区域内每个运行点处对应的机组运行成本可以表示为热功率和电功率的凸函数^[21-22]。根据凸多边形的特殊性质:凸多边形区域内的任意一点,都可通过该凸区域顶点的凸组合(凸组合是一类特殊的线性组合)表示^[23]。本文即采用凸组合的方法来描述热电机组的运行特性。

热电机组运行区域的端点用坐标 $(q_{i,k}, p_{i,k})$ 表示,端点处的运行成本用 $c_{i,k}$ 表示,其中, i 为热电机组编号, k 为端点编号。运行特性区域内任意一点处的电功率 P_i^t 及热功率 Q_i^t ,以及该运行点处的成本 C_i^t 都可由端点的线性组合表示:

$$\begin{cases} Q_i^t = \sum_{k=1}^{M_i} q_{i,k} x_{i,k}^t \\ P_i^t = \sum_{k=1}^{M_i} p_{i,k} x_{i,k}^t \\ C_i^t = \sum_{k=1}^{M_i} c_{i,k} x_{i,k}^t \\ \sum_{k=1}^{M_i} x_{i,k}^t = 1 \quad 0 \leq x_{i,k}^t \leq 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: M_i 为机组 i 运行区域的端点总数; $x_{i,k}^t$ 为组合系数。

另外,纯凝机组的运行成本也可近似为电功率的线性表达式^[20]为:

$$C_j^t = a_j P_j^t + b_j \quad (2)$$

式中: a_j 和 b_j 为纯凝机组 j 成本函数的系数。

3 风电功率预测误差的处理

目前风电预测软件在日前预测上仍具有14%至20%的平均绝对误差,因此,有必要考虑风电预测误差对系统调度运行的影响。若风电预测值偏小,会使得本可以通过蓄热罐消纳的风电未被消纳;若预测值偏大,虽然制定的调度计划可以提供更大的风电消纳空间,但会导致蓄热罐过多地蓄放热,增加了对蓄热罐容量配置的要求。因此,本文采用误差区间来描述风电不确定性,并在该波动区间内选择一条代表性的曲线来表示风电功率值。

3.1 风电功率预测误差区间

风电预测误差具有一定的概率分布特性,目前用于描述其误差分布特性的模型包括正态分布、柯西分布、Beta分布等。其中,正态分布模型应用最为广泛,该模型统计方法简单且易于使用。本文即假设风电功率预测误差服从正态分布。

假设风电功率预测值为 P_w^t ,当预测误差达到99%置信水平时,误差区间记为 $[e_1, e_2]$ 。则实际风电功率的波动区间可表示为 $[P_w^t + e_1, P_w^t + e_2]$ 。

3.2 风电预测曲线的选取

风电功率波动区间 $[P_w^t + e_1, P_w^t + e_2]$ 内包含了无数种可能的风电出力场景,为了选择出用于调度优化计算的风电出力场景,本文借鉴文献[19]中的实用化方法来处理误差区间。

将波动区间离散化为 L 条等间隔的曲线,每条曲线都对应一个发生的概率。每两条曲线的间隔为 $(e_2 - e_1)/(L - 1)$,第 l ($l = 1, 2, \dots, L$)条曲线的风电预测值为:

$$P_{w,l}^t = P_w^t + e_1 + \frac{(e_2 - e_1)(l - 1)}{L - 1} \quad (3)$$

以曲线 l 为中心,宽度为 $(e_2 - e_1)/(L - 1)$ 的区间带对应的概率来近似表示曲线 l 发生的概率 $f(l)$:

$$\begin{cases} f(l) = F\left(e_1 + \frac{(2l - 1)(e_2 - e_1)}{2(L - 1)}\right) - \\ F\left(e_1 + \frac{(2l - 3)(e_2 - e_1)}{2(L - 1)}\right) \\ F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(y-\mu)^2}{2\sigma^2}} dy \quad -\infty < x < \infty \end{cases} \quad (4)$$

式中: $F(x)$ 为正态分布的分布函数; μ 和 σ 分别为正态分布的均值和标准差。

将每条曲线 $P_{w,l}^t$ 代替 P_w^t 的值进行调度优化计算,可得到 L 种调度计划方案,每种方案下对应的总风电消纳量为 $\sum P_{wx,l}$,其中 $P_{wx,l}$ 为第 l 种方案下的风电消纳量。由于每条风电曲线发生的概率并不相同,应综合考虑风电消纳量及对应的概率。将风电消纳量与对应概率的乘积定义为风电期望消纳量 W_l^{exp} ,最后选择风电期望消纳量最大的一组运行结果作为最佳的调度计划方案。 W_l^{exp} 的表达式为:

$$W_l^{\text{exp}} = f(l) \sum P_{wx,l} \quad (5)$$

虽然最终确定的风电预测曲线与实际风电功率仍存在偏差,但由于选择的风电预测误差处于99%置信水平对应的区间内,这部分偏差可以在日内调度中通过备用容量及机组爬坡能力的调节来平衡,对风电消纳及蓄热罐的运行不会造成很大影响。

4 蓄热罐蓄放热策略

本文以一天为调度周期,记为 T ,以每小时为调度时段,记为 t ,这里不考虑纯凝机组和热电机组的启停机操作。根据机组的性能参数以及电负荷、热负荷、风电的预测功率,在考虑风电预测误差的基础上,可以预先判断出蓄热罐进行蓄热或者放热操作的时段,有助于在下一步的优化调度中更经济合理地安排机组出力。

4.1 蓄热罐蓄热、放热时段

弃风的发生主要是由于热电机组的电出力在供热需求的限制下无法灵活调整引起的。在不考虑供热约束的情况下,通常热电机组都具有较大的调峰能力,此时系统总的最小电出力 E_{\min} 为:

$$E_{\min} = \sum_{i=1}^I P_i^{\min} + \sum_{j=1}^J P_j^{\min} \quad (6)$$

式中: I 和 J 分别为热电机组和纯凝机组台数; P_i^{\min} 和 P_j^{\min} 分别为热电机组 i 和纯凝机组 j 最小电出力。

系统等效电负荷 P_{load}^t 为:

$$P_{\text{load}}^t = P_e^t - P_w^t \quad (7)$$

式中: P_e^t 为 t 时段的电负荷预测值。

若 $E_{\min} > P_{\text{load}}^t$,则当考虑供热约束时,该时段必为需放热时段。若 $E_{\min} < P_{\text{load}}^t$,则需做进一步判断。本文采用“以电定热”的方法来判断蓄热罐的蓄放热时段。由于热电机组在电出力一定的情况下,其热出力具有一定的调节范围,为了使热电机组具有较大的调峰能力,在满足电负荷需求的情况下,应使其供热能力最大化。因此,以每个时段热电机组可提

供的热出力最大为目标,以电功率平衡为约束,建立如下的线性模型:

$$\max \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{M_i} q_{i,k} x_{i,k}^t \quad (8)$$

电功率平衡约束为:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{M_i} p_{i,k} x_{i,k}^t + \sum_{j=1}^J P_{jx}^t = P_{\text{load}}^t \quad (9)$$

式中: P_{jx}^t 为纯凝机组 j 在 t 时段的实际电出力。

机组出力上下限约束为:

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^{M_i} x_{i,k}^t = 1 & 0 \leq x_{i,k}^t \leq 1 \\ P_j^{\min} \leq P_{jx}^t \leq P_j^{\max} \end{cases} \quad (10)$$

爬坡速率约束为:

$$\begin{cases} -P_i^{\text{up}} \leq \sum_{k=1}^{M_i} p_{i,k} x_{i,k}^{t-1} - \sum_{k=1}^{M_i} p_{i,k} x_{i,k}^t \leq P_i^{\text{down}} \\ -P_j^{\text{up}} \leq P_{jx}^{t-1} - P_{jx}^t \leq P_j^{\text{down}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: P_i^{up} , P_i^{down} , P_j^{up} , P_j^{down} 分别为热电机组 i 和纯凝机组 j 的上、下坡速率。

根据上述模型可求得 t 时段热电机组的最大热出力,记为 Q_h^{max} 。因此可以将热电机组的最大热功率之和与热负荷 P_h^t 相比较,来考察热电机组在满足供电需求时是否还具有足够的调峰能力来满足供热需求,即可判断出蓄热罐的蓄热或放热操作。

$$U(t) = \begin{cases} 1 & P_h^t > \sum_{i=1}^I Q_{i,t}^{\text{max}} \\ 0 & P_h^t < \sum_{i=1}^I Q_{i,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $U(t)$ 为蓄热罐蓄放热状态标志,1表示需放热状态,0表示可蓄热状态。

$U(t)=1$ 表明该时段热电冲突较大,仅凭热电机组已无法同时满足供热和消纳风电的要求,需要蓄热罐配合放热; $U(t)=0$ 表明热电机组在满足供电平衡,消纳全部风电的条件下,仍具有较大的热出力调节能力,在满足供热的同时还有余量可以为蓄热罐蓄热。另外,在 $E_{\min} > P_{\text{load}}^t$ 的时段, $U(t)$ 也等于1。

4.2 蓄热罐蓄放热模型

在上述蓄热罐蓄热、放热时段的预判过程中,得到了0-1状态标志 $U(t)$ 来确定蓄热罐的运行状态,为了同时满足供热和供电需求,需要进一步确定蓄热罐的蓄、放热量以及机组的出力值。

本文同时采用弃风率和运行成本增长率这两个指标来控制机组出力的优化分配。显然,在 $U(t)=1$ 的时段,即需要放热时段,应优先考虑消纳风电,

以弃风率为寻优主导因素;在 $U(t)=0$ 的时段,即可蓄热时段,热电机组调峰能力较强,风电消纳空间充足,因此可以考虑降低机组的运行成本,即以运行成本增长率为主导因素。弃风率和成本增长率表示为:

$$\gamma^t = \frac{P_w^t - P_{wx}^t}{P_w^t} \quad (13)$$

$$\eta_u^t = \frac{C_u^t - C_u^{\min}}{C_u^{\min}} \quad u \in I \cup J \quad (14)$$

式中: γ^t 和 η_u^t 分别为 t 时段的弃风率和机组 u 的运行成本增长率; P_{wx}^t 为实际风电接纳量; C_u^t 和 C_u^{\min} 分别为机组 u 在 t 时段的实际运行成本和最小运行成本。

因此,可以得到同时考虑弃风率和运行成本增长率的综合目标函数,线性表达式为:

$$\min \sum_{t=1}^T [U(t)\gamma^t + (1-U(t)) \sum_{u \in I \cup J} \eta_u^t] \quad (15)$$

通过蓄热罐蓄放热状态的预判可知,弃风仅可能发生在放热时段,因此在目标函数中对所有时段计算弃风率并加和是没有必要的,弃风对目标函数的影响只需体现在 $U(t)=1$ 的加和部分, $U(t)=0$ 的加和部分则可以体现运行成本对目标函数的影响。上述综合目标函数可看成是一个周期内所有时段的弃风率及运行成本增长率的加权求和,权重系数即为 $U(t)$ 和 $1-U(t)$ 。应满足的约束条件包括电功率平衡约束(见式(16))、热功率平衡约束(见式(17))、机组出力约束(见式(6)至式(8))、风电功率约束(见式(18))、蓄热罐蓄放热能力约束(见式(19))和蓄热罐容量约束(见式(20))。

$$\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{M_i} p_{i,k} x_{i,k}^t + \sum_{j=1}^J P_{jx}^t + P_{wx}^t = P_c^t \quad (16)$$

$$\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^{M_i} q_{i,k} x_{i,k}^t + \Delta S^t = P_h^t \quad (17)$$

$$0 \leq P_{wx}^t \leq P_w^t \quad (18)$$

$$-\Delta S^{\max} \leq \Delta S^t \leq \Delta S^{\max} \quad (19)$$

$$0 \leq S_0 - \sum_{t=1}^T \Delta S^t \leq S_{\text{cap}} \quad (20)$$

式中: ΔS^t 为蓄热罐蓄放热量,放热时大于 0,反之小于 0; ΔS^{\max} 为最大蓄放热功率; S_0 和 S_{cap} 分别为蓄热罐初始蓄热量及总容量。

另外,由于蓄热罐的储热量均来自于热电机组,其作用仅仅是平移了热电机组的供热时间,因此,为了使热电机组实际供热量不变,应使蓄热罐蓄热量等于放热量:

$$\sum_{t=1}^T \Delta S^t = 0 \quad (21)$$

上述建立的两个模型均是线性的,可以很容易求得各时段机组出力及蓄热罐蓄放热量。

5 算例分析

根据中国北方地区电网中各类电源的实际占比,附录 A 表 A1 给出了简化后的机组成容量结构。机组参数见附录 A 表 A2。热电机组 c_1, c_2, c_3 的成本函数 c_1, c_2, c_3 由式(22)表示。调度周期为 09:00 至次日 08:00,调度时段为 1 h。附录 A 图 A2 为冬季某典型日的电负荷、热负荷及风电预测曲线,风电功率预测的相对误差(风电功率预测误差与装机容量的比值)服从均值为 0.02、标准差为 0.0667 的正态分布,满足 99% 置信区间的相对误差区间为 $[-16\%, 20\%]$,如附录 A 图 A2(b) 中阴影部分所示,附录 A 图 A2(c) 为对应的等效电负荷曲线。本文建立的两个线性模型均采用 MATLAB 自带的优化工具箱求解。

$$\begin{cases} c_1 = 2650 + 14.5p + 0.0345p^2 + \\ \quad 4.2q + 0.03q^2 + 0.031pq \\ c_2 = 1662 + 25p + 0.0327p^2 + \\ \quad 5.7q + 0.018q^2 + 0.016pq \\ c_3 = 50p \end{cases} \quad (22)$$

式中: p 和 q 分别为电功率和热功率。

根据附录 A 表 A2 中机组参数可知机组总最小电功率 E_{\min} 为 306 MW,远小于等效电负荷的下边界,因此这里只需考虑 $E_{\min} > P_{\text{load}}^t$ 的情况。

5.1 风电预测误差对运行结果的影响

设蓄热罐容量为 80 MW·h,初始蓄热量为 0 MW·h,最大蓄放热功率为 25 MW·h。每条风电曲线发生的概率如附录 A 图 A3 所示,曲线编号值越大,其对应的风电曲线的值越大。将每条曲线代入第 4 节中模型计算得到不同风电曲线下的运行结果,图 1 为风电接纳量及蓄热罐放热量曲线。在当前的蓄热罐容量配置下,随着风电预测值的增大,可接纳的风电也越来越多,蓄热罐放热量也增多;但当风电大到一定程度时,蓄热罐容量已不足以支持消纳全部风电,放热量也已达到极限,因此,从编号 14 对应的风电曲线开始,放热量不再随风电预测值的增大而增大。

虽然风电预测值越大,计算得到的可接纳风电量越多,但每条曲线发生的概率不同。由附录 A 图 A3 可知,越靠近误差区间的上边界或下边界,曲线发生概率越小,因此在选择预测曲线时应综合考虑风电接纳量及概率值。附录 A 表 A3 给出了每条风电曲线对应的风电期望接纳量,可见曲线编号 11 对应的风电期望接纳量最高,因此选择第 11 条曲线

对应的运行结果作为最终的调度计划方案,第 11 条曲线对应的风电功率值见附录 A 表 A4。

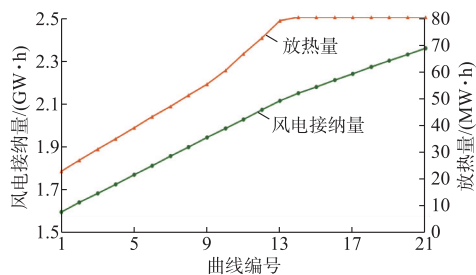


图 1 风电接纳量及蓄热罐放热量曲线
Fig.1 Curves of integrated wind power and released heat of heat storage tank

5.2 不同模型下运行结果对比

将第 11 条曲线作为最终的风电预测曲线,详细分析对应的模型计算结果,并将本文所提的方法与传统的方法进行比较。

设蓄热罐容量为 50 MW·h,求解第 4 节中的第一个优化模型,可以得到热电机组的最大供热功率。图 2 为总的最大供热功率与热负荷的对比曲线。可知,在 23:00 至次日 04:00 时段,机组无法提供充足的热量,这些时段为蓄热罐的放热时段,需放热总量为 66.36 MW·h。在其余时段供热充足,为可蓄热时段,可提供的蓄热量为 577 MW·h,由此可得蓄放热状态向量为 [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,1,1,1,1,1,1,0,0,0,0]。

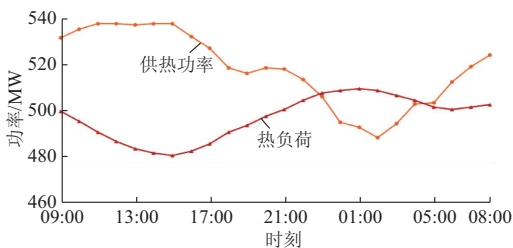


图 2 最大供热功率及热负荷功率
Fig.2 Maximum heating power and thermal load power

已知蓄热罐蓄放热状态标志 $U(t)$ 后,代入到第二个优化模型中,求解蓄热罐及机组的具体出力值。仅以弃风量最小为目标记为方式 1,以弃风率及成本增长率为综合目标记为方式 2。附录 A 图 A4(a)和(b)分别显示了在两种目标函数下机组电出力和热出力的对比曲线。在两种方式下,机组电出力几乎没有差别,弃风总量也相同;而热出力存在明显差异。这是由于弃风主要发生在蓄热时段,只需要在这些时段优化机组电出力以减少弃风。本文采用的综合目标函数(式(12))中,弃风率 $U(t) \gamma'$ 即影响了机组的电出力分配,同样可以达到使调度周期内

弃风最小的目的;在可蓄热时段,热电机组的热出力具有较大的调整空间,在式(12)中,成本增长率这一指标主要影响热出力的调整,会使得热电机组的热出力以成本最小的方式进行分配。方式 1 和 2 下的弃风量均为 29 MW·h,运行成本分别为 669 326 美元和 664 790 美元,可见,方式 2 比方式 1 减少了 4 536 美元的运行成本。

5.3 蓄热罐容量配置及初始蓄热量对调度的影响

由热功率约束条件式可以看出,蓄热罐在每个时段的运行状态始终受容量配置和初始蓄热量的限制,而蓄热罐的蓄放热能力决定了最终的风电消纳量。

根据蓄热罐的运行状态,可以将调度周期分为三个阶段:放热前、放热中、放热后。三个阶段的蓄放热量见附录 A 表 A5。本文算例中风电具有典型的反调峰特性,即电负荷较低时风电功率较高,通常在这些时段需要蓄热罐进行放热,对应阶段 S2。若要无弃风发生,则需要满足阶段 S2 对放热量的要求,这取决于阶段 S1 和 S3 的可蓄热量以及蓄热罐的容量配置和初始蓄热量。表 1 列出了不同蓄热罐参数配置容量配置及初始蓄热量的组合下风电消纳结果(采用本文提出的综合目标函数模型求解)。图 3 为蓄热罐每个时段的蓄、放热情况。

表 1 不同容量配置及初始蓄热量下风电消纳结果
Table 1 Results of wind curtailment power under different capacities configuration and initial heat storage capacity

| 组合 | 容量/(MW·h) | 蓄热量/(MW·h) | 弃风量/(MW·h) |
|------|-----------|------------|------------|
| 组合 1 | 70 | 0 | 0 |
| 组合 2 | 70 | 60 | 7 |
| 组合 3 | 50 | 0 | 29 |

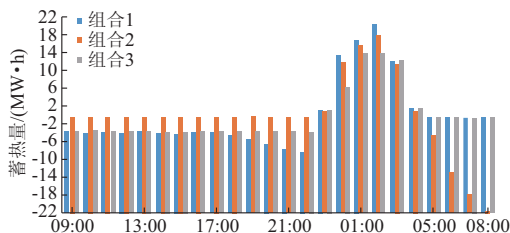


图 3 不同组合模式下蓄放热变化
Fig.3 Variety of heat storage and release under different modes

结合附录 A 表 A5 及表 1 可以得到是否存在弃风的判据为:当 $S_{cap} < S_2$,有弃风;当 $S_{cap} > S_2, S_0 > S_3$,有弃风;当 $S_{cap} < S_2, S_0 < S_3, S_0 < S_1 < S_2$,有弃风;当 $S_{cap} > S_2, S_0 > S_3, S_0 + S_1 > S_2$,无弃风。其中, S_1, S_2, S_3 分别为阶段 S1, S2, S3 的可蓄热量、需放热量和可蓄热量。

可见,是否发生弃风不仅取决于蓄热罐的容量配置,而且受制于热电机组可提供的蓄热量以及蓄热罐的初始蓄热量。当蓄热罐容量配置充足,而在阶段 S1 机组无法提供足够的蓄热量时,也会发生弃风;另外,由图 3 可以看出,由于调度周期结束时蓄热罐需恢复到初始蓄热量,若初始蓄热量设置过大(如组合 2),则蓄热罐在阶段 S3 需要大量蓄热,若在该阶段机组供热不足,会导致在进入阶段 S2 时蓄热罐无法充分放热而发生弃风。

在实际中,通常日间的供热需求较小,热电机组在阶段 S1 时提供充足的蓄热量是较易实现的;而在阶段 S3 中除供暖需求外,较难提供额外的蓄热量。因此应减轻调度周期结束时对蓄热罐蓄热的要求,将初始蓄热量设置为 0 是更合理的做法。

此外,需要根据地区内电负荷、热负荷及风力发电的实际情况,综合考虑经济、环境等因素合理配置蓄热罐容量。关于蓄热罐容量的优化配置还有待进一步的研究。

6 结语

本文采用在热电厂配置蓄热罐的方式来解决热电耦合问题,提高热电机组运行灵活性,促进风电消纳。针对传统电热综合调度模型求解复杂的问题,本文建立了双线性模型,分别确定蓄热罐蓄放热时段及蓄放热量。且根据蓄放热时段的预判,建立了包含弃风率和机组运行成本增长率的综合目标函数模型,使得机组出力的优化分配更有针对性。减少弃风主要依赖热电机组和纯凝机组电出力的调整,而减少运行成本则主要依靠热电机组热出力的优化分配。同时,考虑了风电不确定性,通过对风电预测误差区间的离散化处理,综合考虑风电预测曲线的发生概率及其对应求得的风电接纳量,选择风电期望接纳量最大的方案作为最终的调度计划方案。算例验证了本文所提模型的有效性,能在保证风电消纳量的基础上进一步减少成本。

通过对热电机组供热能力、蓄热罐容量配置及初始蓄热量对弃风影响的分析,得到了弃风是否发生的判据条件,并给出了将初始蓄热量设置为 0 的合理建议。另外,在热电厂安装蓄热罐时,应根据该地区负荷及风电的实际情况来规划蓄热罐的配置,从而更经济地促进风电消纳。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] ZHANG N, LU X, MCELROY M B, et al. Reducing

curtailment of wind electricity in China by employing electric boilers for heat and pumped hydro for energy storage[J/OL]. [2015-12-01]. <https://www.researchgate.net/publication/285573078>.

- [2] 李俊峰,蔡丰波,乔黎明,等.2014 中国风电发展报告[R].2014.
- [3] 吕泉,姜浩,陈天佑,等.基于电锅炉的热电厂消纳风电方案及其国民经济评价[J].电力系统自动化,2014,38(1):6-12.DOI:10.7500/AEPS201206124.
- LYU Quan, JIANG Hao, CHEN Tianyou, et al. Wind power accommodation by combined heat and power plant with electric boiler and its national economic evaluation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 6-12. DOI: 10.7500/AEPS201206124.
- [4] LIU Da, ZHANG Guowei, HUANG Baohua, et al. Optimum electric boiler capacity configuration in a regional power grid for a wind power accommodation scenario [J]. Energies, 2016, 9(3): 1-13.
- [5] NIELSEN M G, MORALES J M, ZUGNO M, et al. Economic valuation of heat pumps and electric boilers in the Danish energy system[J]. Applied Energy, 2016, 167: 189-200.
- [6] 李群英,冯利民,许宇辉,等.基于水源热泵技术的风电消纳模式[J].电力系统自动化,2012,36(17):25-27.
- LI Qunying, FENG Limin, XU Yuhui, et al. Accommodation mode of wind power based on water source heat pump technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(17): 25-27.
- [7] HEDEGAARD K, MATHIESEN B V, LUND H, et al. Wind power integration using individual heat pumps—analysis of different heat storage options [J]. Energy, 2012, 47(1): 284-293.
- [8] NUYTEN T, CLASSESENS B, PAREDIS K, et al. Flexibility of combined heat and power system with thermal energy storage for district heating[J]. Applied Energy, 2013, 104: 583-591.
- [9] ABDOLLAHI E, WANG H C, RINNE S, et al. Optimization of energy production of a CHP plant with heat storage[C]// IEEE Green Energy and Systems Conferences, November 24, 2015, Pyramid: 30-34.
- [10] 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 Xingyu, et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints[J]. Proceeding of the CSEE, 2015, 35(14): 3596-3604.
- [11] LI Zhigang, WU Wenchuan, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network [J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 12-22.
- [12] YANG Yulong, WU Kai, LONG Hongyu, et al. Integrated electricity and heating demand-side management for wind power integration in China[J]. Energy, 2014, 78: 235-246.
- [13] 吕泉,李玲,朱全胜,等.三种弃风消纳方案的节煤效果与国民经济性比较[J].电力系统自动化,2015,39(7):75-83.DOI:

- 10.7500/AEPS20140125001.
LYU Quan, LI Ling, ZHU Quansheng, et al. Comparison of coal-saving effect and national economic indices of three feasible curtailed wind power accommodation strategies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 75-83. DOI: 10.7500/AEPS20140125001.
- [14] 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.
- [15] RINNE S, SYRI S. The possibilities of combined heat and power production balancing large amounts of wind power in Finland[J]. Energy, 2015, 82: 1034-1046.
- [16] 吕泉,陈天佑,王海霞,等.配置储热后热电机组调峰能力分析[J].电力系统自动化,2014,38(11):34-41. DOI:10.7500/AEPS20130724002.
LYU Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Analysis on peak-load regulation ability of cogeneration unit with heat accumulator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 34-41. DOI: 10.7500/AEPS20130724002.
- [17] 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]. Proceeding of the CSEE, 2015, 35(17): 4283-4290.
- [18] 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.
- [19] 吕泉,王海霞,陈天佑,等.考虑风电不确定性的热电厂蓄热罐运行策略[J].电力系统自动化,2015,39(14):23-29. DOI: 10.7500/AEPS20140829001.
LYU Quan, WANG Haixia, CHEN Tianyou, et al. Operation strategies of heat accumulator in combined heat and power plant with uncertain wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 23-29. DOI: 10.7500/AEPS20140829001.
- [20] CHEN Xinyu, KANG Chongqing, O' MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: modeling and implications[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [21] SIMO M, LAHDELMA R. Non-convex power plant modelling in energy optimization[J]. European Journal of Operational Research, 2006, 171(3): 1113-1126.
- [22] LAHDELMA R, HAKOEN H. An efficient linear programming algorithm for combined heat and power production[J]. European Journal of Operational Research, 2003, 148(1): 141-151.
- [23] RONG A, LAHDELMA R. Efficient algorithms for combined heat and power production planning under the deregulated electricity market [J]. European Journal of Operational Research, 2007, 176(2): 1219-1245.

于炎娟(1991—),女,博士研究生,主要研究方向:电力系统运行与控制、新能源消纳。E-mail: fish@whu.edu.cn

陈红坤(1967—),男,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:电能质量、电力系统运行与控制。E-mail: chkinsz@163.com

姜欣(1991—),女,博士研究生,主要研究方向:电力系统运行与控制、新能源消纳。

(编辑 万志超)

Operation Strategy for Heat Storage Tank to Improve Wind Power Accommodation

YU Yanjuan¹, CHEN Hongkun¹, JIANG Xin¹, TAO Yubo², YU Renyan³

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. Maintenance Branch Company of State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 211106, China;

3. North Electro-Optics Group Co. Ltd., Xi'an 710065, China)

Abstract: The application of the heat storage tank in combined heat and power (CHP) units can contribute to improving the cogeneration system's abilities in peak-load regulation and wind power consumption. Since the use of the heat storage tank increases the difficulty in optimal dispatching, a novel power scheduling strategy based on two linear models is proposed to coordinate the operation of CHPs and heat storage tank. For the proposed scheduling strategy, the operation state of heat storage tank can be pre-judged, and the two technical indexes including the rate of wind power curtailment and the growth rate of running cost are taken into account. According to the adjustments of electric power and thermal power, wasted wind power and running cost can be reduced, respectively. Furthermore, an optimal dispatching plan is obtained in consideration of the uncertainty of wind power generation. Numerical examples are conducted to demonstrate the effectiveness of the proposed scheduling strategy in achieving efficient utilization of the heat storage tank, improvement of wind power consumption and decrease in operation cost.

Key words: combined heat and power; wind power; heat storage tank; heat storage and release strategy