DOI：10.7500/AEPS20130222003

风火协调运行效益评估方法

乔 颖[1]，鲁宗相[1]，徐 飞[1]，李 兢[2]
（1. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室，清华大学，北京市 100084；2. 中国能源建设集团，北京市 100088）

摘要：风电效能是用来衡量扣除电网消纳成本后风电净减排贡献率的指标，是指导电网有效利用风电的关键指标。文中立足于国内以煤电机组为主的电源结构，采用基于机组组合的生产模拟方法，分析了风电消纳成本的构成，从机理推导和仿真验证两方面得出了风电效能随运行方式、机组参数和风能利用比例等因素的变化规律。研究表明，在煤电占优网络中风能高效利用在主导机理、协调模式、预测需求上都存在其特异性。文中为多尺度风火协调运行框架设计提供了理论依据。

关键词：风火协调；风电消纳；风电效能；机组组合

0 引言

风电被公认为是“零排放”的清洁能源，是当今世界最具竞争力的低碳能源。在中国，通过大规模风电并网改善以燃煤主导的一次能源结构，也被认为是促进电力系统低碳的有效手段之一[1]。然而严格说来，风能消费并非完全零碳。由于风电的随机波动性，电力系统必须调整运行方式以确保有功平衡。当这些调节任务由燃煤机组承担时，燃煤机组可能付出额外的调节代价。这部分额外“碳代价”是相对于仅平衡普通负荷波动性时燃煤机组增加的燃煤消耗，将抵消部分风电的减排效益。

通过风电与其他机组的协调运行，追求电网整体能耗最低是优化运行的首要目标。该问题很早就为研究人员注意，建立了一批考虑风电的机组组合模型，讨论了风电不确定性的建模方法，包括随机机组组合模型[2-3]、基于模糊集理论[4]的模型、基于机会约束规划[5]的模型、基于修正备用容量[6-8]的模型、基于风险理论[9]的模型等。文献[10-12]指出风电价值的合理评估是大规模风电并网调度中的一个关键问题，有必要在发电调度中考虑发电厂节能和减排的双重目标。对爱尔兰[13-14]、荷兰电网[15]的现状研究表明，因常规机组运行效率降低而增加的燃料消耗量远小于由于使用风电而节省的燃料量，且由于大量燃气机组、小水电等灵活机组的存在，燃煤机组的启停次数仍可保持在较低水平，利用风能仍然是划算的。但对趋势预测[14,16]表明，当风电容量达到高水平时，则存在消纳风电的附加成本显著增加的可能。

结合中国国情与欧洲对比，可以看出欧洲的分析结论对中国而言显然过于乐观。爱尔兰作为风电接入水平较高的典型国家代表，其燃气机组占发电电源的比例接近 60%，抽水蓄能和小水电机组的比例接近 8%，燃煤机组仅占 12%，这与中国风火互济系统中以燃煤机组为主力电源的特点有较大差别。以 2012 年 4 月的蒙西电网为例，总装机容量 31.6 GW，其中风电 5.5 GW，其余绝大部分为燃煤的火电机组，而燃气、水电等快速机组仅 1.55 GW。在燃煤机组中，可以用来平衡电力的直调机组中的 90%为 300 MW 及以上容量的大型火电机组。大型火电机组具有更高的稳燃出力点、固定成本和启停成本，更长的启动时间、方式调整周期。在接入大规模风电时，上述参数特点使得中国电源组合的优化方式与欧洲相比，将存在显著差异。消纳同等比例的风能也需要付出更大的代价。

本文将研究影响国内煤电占优网络中风能利用效率变化的内在机理。引入“效能”指标表征风电的净减排贡献率，采用基于机组组合模型的生产模拟方法，推导了火电机组工作点改变、开机方式、启停等不同运行方式下风电效能指标的变化规律。分析了 10～1 000 MW 级各类典型火电机组的参数敏感性，提出了适合国内电源特征的风火协调优化运行的框架。最后，利用符合国内北方风电接入系统特征的算例仿真印证了理论推导结果的合理性。

收稿日期：2013-02-22；修回日期：2013-04-22。
国家高技术研究发展计划（863 计划）资助项目（2011AA05A104）；国家自然科学基金资助项目（51190101，51077078）；国家电网公司科技项目“电网友好型风电场关键技术研究”。

1 概念与模型

1.1 风电效能的定义

本文引入“风电效能”指标 η 来定量衡量扣除附加调节成本后风电中用以净减排部分的贡献率。在数学上可以用化石能源消耗减少百分比与风电替代电量百分比之比来计算：

$$\eta=\frac{C_0-C_*}{C_0}\frac{E_{\mathrm{L}}}{E_{\mathrm{w}}} \tag{1}$$

式中：C_0 和 C_* 分别为引入风电前后指定时段内的系统整体发电煤耗；E_{L} 和 E_{w} 分别为总发电电量和风电发电量。

式(1)描述了一段时间内风电低碳效能的整体情况，是一种平均效能。$\eta>1$ 意味着消纳 1 kW·h 风电可获得超过火电发 1 kW·h 电的煤耗节省，通俗地讲即物超所值；反之则说明电网利用 1 kW·h 风电并不能等同减少 1 kW·h 火电的煤耗，需要付出一部分附加调节煤耗。在极端情况下，也可能出现负效能($\eta<0$)，此时电网消纳风电的附加调节成本已超过其节煤效益，应果断弃风。

记引入风电前系统的单位发电煤耗为基准煤耗 u_{base}：

$$u_{\mathrm{base}}=\frac{C_0}{E_{\mathrm{L}}} \tag{2}$$

则式(1)可改写为：

$$\eta=\frac{C_0-C_*}{E_{\mathrm{w}}}\frac{1}{u_{\mathrm{base}}} \tag{3}$$

形如式(3)的风电效能定义的物理意义更为明确。将风电减少的那部分煤耗折算到每千瓦时风电上，若高于原系统的单位产能煤耗，则风电效能大于1，电网的单位发电煤耗降低。反之，则电网单位发电煤耗上升。

1.2 基于机组组合模型的优化运行模拟

进行风火协调优化模拟的主要工具是机组组合模型，它根据负荷预测制定发电机组的开停机计划和发电计划，从而使系统运行的经济性达到最优。利用机组组合估算风电效能的方法是：在同等负荷水平下用相同的计量方法，分别计算风电引入前后的煤耗，再代入式(3)，得到风电效能。

1.2.1 传统的机组组合模型

考虑传统的机组组合模型，设 N 台机组参与优化，$\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}}(t)=(P_{Gi}(t))_{N\times1}$，其中 $P_{Gi}(t)$ 为火电机组 i 在 t 时刻的有功出力。以发电成本为最低的运行优化问题可以描述为：

$$\begin{cases}\min\ C=C_{\mathrm{f}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})+C_{\mathrm{s}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})+\gamma C_{\mathrm{a}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})\\ \text{s.t.}\quad \boldsymbol{g}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})-\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}=\boldsymbol{0}\\ \qquad \boldsymbol{h}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})\geqslant\boldsymbol{0}\end{cases} \tag{4}$$

式中：C 为总发电成本，$C_{\mathrm{f}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})$ 为燃料成本，$C_{\mathrm{s}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})$ 为启停成本，皆折算为煤耗；$\gamma C_{\mathrm{a}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})$ 通常仅用于辅助优化问题求解(γ 为惩罚系数)，并不真正影响发电成本，本文在机理分析时将忽略该项；$\boldsymbol{g}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})$ 为总发电功率；$\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}$ 为总用电负荷预测值，包括负荷和网损；$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})$ 一般用来表示备用、最低开机容量、爬坡率、机组容量上下限等物理约束，具体见文献[17]。

在考察时段$[T_0,T_1]$上，系统的燃料成本为：

$$C_{\mathrm{f}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})=\int_{T_0}^{T_1}\sum_{i=1}^{N}f_{\mathrm{f}i}(P_{Gi})\mathrm{d}t \tag{5}$$

式中：$f_{\mathrm{f}i}$ 为火电机组 i 的耗量特性函数。

$f_{\mathrm{f}i}$ 通常可以采用一次曲线近似(见式(6))或二次曲线近似(见式(7))。

$$f_{\mathrm{f}i}(P_{Gi})=b_iP_{Gi}+c_i \tag{6}$$

$$f_{\mathrm{f}i}(P_{Gi})=a_iP_{Gi}^2+b_iP_{Gi}+c_i \tag{7}$$

式中：a_i，b_i，c_i 分别为火电机组 i 的耗量特性的二次、一次和常数系数。

系统的启停成本为：

$$C_{\mathrm{s}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})=\int_{T_0}^{T_1}\sum_{i=1}^{N}\tau(t-t_{iK})f_{si}(t_{iK};t)\mathrm{d}t \tag{8}$$

$$\tau(t)=\begin{cases}1 & t\geqslant0\\ 0 & t<0\end{cases} \tag{9}$$

$$f_{si}=s_{i0}(1-\mathrm{e}^{-\frac{t-t_{iK}}{T_i}}) \tag{10}$$

式中：t_{iK} 为火电机组 i 第 K 次开机的时间；$\tau(\cdot)$ 为延时函数；f_{si} 为火电机组 i 的启动成本，折算为煤耗；s_{i0} 为火电机组 i 的冷启动煤耗；T_i 为火电机组 i 的启动时间常数。

在实际计算中常将形如式(4)至式(10)的泛函问题离散化，并将二次耗量特性、启停成本等非线性函数分段线性化，将原问题简化为混合线性整数优化问题。例如日前机组组合优化问题将一日划分为每 15 min 一段，式(5)对应转化为：

$$C_{\mathrm{f}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{G}})=\sum_{j=1}^{96}\sum_{i=1}^{N}(f_{\mathrm{f}i}(P_{Gi,j})+\tau_{ij}c_{si}) \tag{11}$$

式中：$P_{Gi,j}$ 为火电机组 i 在时段 j 的有功出力；τ_{ij} 为火电机组 i 在时段 j 的启停状况，如有则为 1，否则为 0；c_{si} 为火电机组 i 的启停成本。

详细求解算法可以参考文献[17]。

1.2.2 含风电的机组组合模型

风电本身没有煤耗，不会增加式(4)中优化目标，但风电接入将替代一部分火电，且增加备用需求，故机组组合模型的约束条件将有所改变。

一般地，风电受环保政策保护，在电网安全允许的前提下享有上网优先权。将风电按“负”的负荷处理，以总用电负荷预测值 $\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}$ 减去风功率预测值 $\boldsymbol{P}_{\mathrm{w}}$ 作为“净”负荷量预测值：

$$\boldsymbol{P}_{\mathrm{n}}=\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}-\boldsymbol{P}_{\mathrm{w}} \tag{12}$$

增加的系统旋转备用和爬坡备用为:

$$h(P_{Gi})+h'(P_{Gi})\geqslant 0 \tag{13}$$

为表征风电效能的实时变化规律,考虑式(11),则时段 k 上的效能表达式可写为:

$$\eta(k)=\frac{C_{0,k}-C_{*,k}}{P_{w,k}}\frac{1}{u_{base,k}} \tag{14}$$

2 风电的效能原理分析

影响风电低碳效能的客观因素包括电源构成、风电穿透率、风电波动性强弱程度等,人为因素有风电的调度优先权、风功率预测及其误差信息的利用方式等。不同的机组组合模型对上述因素的建模细节将有所差异,但从本质上来讲,由于所有风电消纳引起的煤耗改变都通过改变火电机组的运行方式来体现,所以本文研究从这一点入手。

引入风电后,火电机组新增的煤耗主要有 3 种存在形式:火电机组工作点偏离原有工作点 ΔC_1、减小开机容量改变 ΔC_2、机组启停 ΔC_3。即

$$C_0-C_*=\Delta C_1+\Delta C_2+\Delta C_3 \tag{15}$$

风电效能系数也由这 3 种形式共同作用构成:

$$\eta=\eta_1+\eta_2+\eta_3=\sum_{i=1}^{3}\frac{\Delta C_i}{E_w}\frac{1}{u_{base}} \tag{16}$$

式中:η_1,η_2,η_3 分别为 3 种形式下的风电效能系数。

本文主要讨论 f_{fi} 为线性函数的情形。对于 f_{fi} 为分段线函数的情形,经适当推广后分析结果同样有效。设未引入风电前,时段$[T_0,T_1]$上共有 N 台火电机组参与优化,则

$$u_{base}=\frac{\sum\limits_{k\in[T_0,T_1]}\sum\limits_{i=1}^{N}(b_iP_{Gi,k}+c_i+\tau_{ik}c_{si})}{\sum\limits_{k\in[T_0,T_1]}P_{L,k}} \tag{17}$$

式中:$P_{L,k}$ 为时段 k 的总用电负荷预测值。

在 $\forall k\in[T_0,T_1]$上,有

$$u_{base,k}=\frac{\sum\limits_{i=1}^{N}(b_iP_{Gi,k}+c_i+\tau_{ik}c_{si})}{P_{L,k}} \tag{18}$$

u_{base}依赖于电源构成。固定成本 c_i 越大则电网 u_{base}越大。2009 年国内 u_{base}为 339 g/(kW·h)(折算至标煤,下同)。大型火电机组的煤耗略低,2010 年蒙西电网 600 MW 级机组平均发电煤耗为 318 g/(kW·h)。

2.1 情形 1:火电机组运行工作点改变

假设风电引入前后,电网保持开机方式不变,电网在安排日前机组组合时不考虑风电因素,仅在实际运行中通过压低开机火电机组的工作点来消纳风电。这种模式在风电整体穿透率较小时经常采用,也是目前国内调度中经常采用的方式。

风电替代一部分火电机组出力,此时火电机组按耗量微增率(即式(6)中 b_i)从大到小依次减小出力 ΔP_{Gi} 至下限(或分段下限)。在时段$[T_0,T_1]$上,设有 M 台火电机组下调工作点,则代入式(3)有:

$$\eta_1=\frac{\sum\limits_{k\in[T_0,T_1]}\sum\limits_{i=1}^{M}b_i\Delta P_{Gi,k}}{\sum\limits_{k\in[T_0,T_1]}P_{w,k}}\frac{1}{u_{base}} \tag{19}$$

$$P_{w,k}=\sum_{i=1}^{M}\Delta P_{Gi,k} \tag{20}$$

$$b_1\geqslant b_2\geqslant\cdots\geqslant b_M \tag{21}$$

特别地,在每个时段 k 上,代入式(14)有:

$$\eta_1(k)=\frac{\sum\limits_{i=1}^{M}b_i\Delta P_{Gi,k}}{P_{w,k}}\frac{1}{u_{base,k}} \tag{22}$$

风电效能范围估计如式(23)所示:

$$\frac{b_M}{u_{base}}\leqslant\eta_1\leqslant\frac{b_1}{u_{base}} \tag{23}$$

对式(19)至式(23)所含的物理意义讨论如下。

1)仅通过调整火电机组工作点消纳风电时,风电的效能系数恒为正。说明与风电的节能减排效益相比,因火电机组工作点改变造成的附加损耗总是比较小的。

2)风电应尽可能替代耗量微增率高的机组。式(22)表明 b_i 越大,η_1 也越大。

3)风能利用比例越大,η_1 越小。这是因为随着影响到的机组增多,对应的 b_i 降低,η_1 也减小。但附加成本比例也并非无限制增加,存在理论上限。

4)原单位发电煤耗 u_{base}越大的电网消纳风电的附加成本也越高。

参照国内外典型发电机组参数,整理文献[18-19]中 10~1 000 MW 实测火电机组参数。下调典型火电机组工作点对应的风电效能估计值如表 1 所示。

表 1 火电机组改变工作点情形下的参数敏感性
Table 1 Sensitivity analysis on status change of coal-fired units with respect to wind energy efficiency

机组类型	容量范围/MW	b_i/(g·(kW·h)$^{-1}$)	$\frac{b_i}{u_{base}}$
600 MW 级	500~1 000	250~260	0.786~0.818
300 MW 级	250~380	285~295	0.896~0.928
300 MW 级以下	≤200	300~330	0.943~1.038
20 MW 燃油机组	10~20	2 800~3 200	9.43 或更高

注:按 u_{base}=318 g/(kW·h)计算。

可以看出:①一般地,火电机组单机容量越大,单位发电成本越低。压低这部分机组工作点消纳风电时,其效能也越低。考虑到燃气、燃油等"小快灵"机组通常是作为调峰或备用电源,并不作为长期开机的发电电源,所以实际影响风电效能的机组多为300 MW级及以下火电机组。②在国内以大型火电机组为主力调峰电源的电网中,风电的效能系数通常都是低于1的。参照2011年国内蒙西、东北电网的风能利用比例约9%～11%的水平,风电的实际效能系数可以达到0.9以上。

2.2 情形2:火电机组减少开机容量

假设风电引入前后机组集合 H 由开机改为关停。本节讨论风电正好等于关停机组原总出力的情形。在时段 $[T_0,T_1]$ 上有:

$$P_{w,k}=\sum_{i\in H}P_{Gi,k} \tag{24}$$

对于式(24)不成立的情形,还将引起剩余机组工作点改变。此类情形可归入2.1节的情形处理。火电机组开机容量改变对风电效能的影响如式(25)所示:

$$\eta_2=\frac{\Delta C_2}{E_w u_{base}}=\frac{u_2}{u_{base}}=\frac{\sum_{k\in[T_0,T_1]}\sum_{i\in H}(b_iP_{Gi,k}+c_i)}{u_{base}\sum_{k\in[T_0,T_1]}P_{w,k}} \tag{25}$$

特别地,在每个时刻 k 上,有

$$\eta_2(k)=\frac{\sum_{i\in H}(b_iP_{Gi,k}+c_i)}{P_{w,k}}\frac{1}{u_{base,k}} \tag{26}$$

进一步讨论式(25)和式(26)的物理意义如下。

1)若集合 H 内的机组单位发电成本 u_2 高于 u_{base},η_2 取值大于1。

2)与情形1相比,情形2对风电效能的提高主要体现在对机组固定发电成本的节省上。对比式(19)和式(25)可见,$\eta_2(k)$ 一般比同等条件下的 $\eta_1(k)$ 大,说明减小开机容量是比压低机组工作点更为高效的消纳方式。

3)开机容量等离散变量的改变经常会带来风电效能的剧变,但随着多节省的固定成本分摊到每千瓦时风电上,所占比例将随着 $P_{w,k}$ 的增加而下降,逐渐恢复到情形1的水平。

2.3 情形3:机组启停

以风电突然减少强迫机组启动为例。假设从 T_0 时刻起,由于突然失去风电出力,需要增加机组集合 H。考虑式(4),系统净节能量 ΔC_3 为:

$$\Delta C_3=C-C_f-C_s \tag{27}$$

假设增开机组后恰好恢复到没有引入风电时的开机容量和工作点,则有 $C=C_f$。相应地,风电效能为:

$$\eta_3=-\frac{C_s}{E_w}\frac{1}{u_{base}} \tag{28}$$

显然,机组启停引起的是净成本改变。风电的某些波动性场景可能导致效能急剧降低。为短时阵风模式增加火电机组的启停次数很不经济。机组启停增加是造成风电调节成本上升的主要形式。

对启动机组后系统工作点、开机容量较无风电时发生改变的情形进一步可归入情形1和2讨论。

2.4 增加备用的影响

风电的不确定性将增加对系统备用的需求,进而增加成本。备用成本也可以归纳到情形1至3讨论。备用分为热备用和冷备用2种。热备用机组必然分担一部分发电额度,导致电网基础开机容量增加,系统运行的附加成本是由机组工作点降低带来的。该情形可以归入情形1讨论。冷备用只有在投入运行时,才发生附加成本。情形与情形3类似,此处不再重复。

3 煤电主导网络中的风火协调运行

在实际运行中,大规模风电接入电网将引起3种情形共同作用,而风电的穿透率和风电的波动场景决定了哪种因素将起主导作用。

情形1是最常见的、贯穿始终的情形。该情形下风电效能变化的主导机理为耗量微增率原理。此时风电效能虽有波动,但整体稳定。消纳风电虽然需要付出附加煤耗,但所占比例很小,应积极增加风电消纳以达到节能减排的效果。但单纯依赖情形1方式的电网,对消纳负荷低谷时期的风电存在消纳瓶颈,要想进一步降低系统煤耗,像情形2和3这样改变开机方式是必然的。

情形2和3可能导致风电效能的突变。一方面,减小开机机组容量可显著提高风电效能;而另一方面,风电波动性在所难免,初始开机机组容量不足将导致机组启停次数的增加,急剧增加成本。取得情形2和3的平衡是风火主力电源的电网有效利用风电的关键问题,即何种条件下为消纳风电改变火电机组的开机方式在经济上才是可行的。

假设 $[T_0,T_1]$ 上被关停某机组在 T_1 时刻启动。考虑机组完全冷启动(最不利的情况),考虑风电效能的临界条件:

$$\eta=\eta_2+\eta_3=0 \tag{29}$$

考虑式(25)、式(28)和式(29),风电是否能够真正起到节能减排效果取决于 $[T_0,T_1]$ 上关停机组的节省煤耗 ΔC_2 与 T_1 时增加的启动成本 C_s 之间的对比:

$$\sum_{k\in[T_0,T_1]}(b_iP_{Gi,k}+c_i)=c_{si} \tag{30}$$

式(30)给出了为消纳风电而改变火电机组启停方式的临界条件,其也是高风电穿透率下煤电占优网络运行优化的基本依据,本文称为成本平衡原理。

显然,式(30)取决于机组耗量特性 b_i、机组固定成本 c_i、启停成本 c_{si} 及[T_0,T_1]上风电出力变化情况 $P_{Gi,k}$。其中 b_i,c_i,c_{si} 为系统固有特性,而 $P_{Gi,k}$ 则与风电场景有关。定义 $\Delta T=T_1-T_0$ 为火电机组 i 在风电序列{$P_{Gi,k}$}下的临界持续时间,其含义为如果需要停开火电机组 i 而消纳风电{$P_{Gi,k}$},那么在再次启动该机组之前,大风至少需要持续 ΔT 时间才能抵消启动成本。

取{$P_{Gi,k}$}为机组的额定出力时,典型机组的 ΔT 的典型值范围如表 2 所示。水电、小型热电联供燃气机组的 ΔT 非常小,而大型火电机组的 ΔT 则可能长达数天。若考虑火电机组自身效益,则回收启停成本的时间还要延长 5~10 倍。

表 2 典型火电机组启动对风电效能的参数敏感性
Table 2 Sensitivity analysis of on/off operations of typical coal-fired units with respect to wind energy efficiency

机组类型	临界持续时间/h	启动时间/h	最小经济运行时间/h
600 MW 级	15~20	10~12	>200
300 MW 级	4~8	9~12	>100
300 MW 级以下	2~8	1~5	5~50
20 MW 燃油机组	<0.1	<1	1~2

从气象特征角度来看,天气较为平稳时,情形 1 和 2 占主导;而风速变化较为剧烈时,机组启停次数增加,情形 3 占主导作用。

中国北方风资源丰富地区的接入电网具有效能敏感度高的特征,如:①系统电源单一、大型火电机组占绝对优势地位,机组稳燃出力高、机组固定成本高、启停时间长、启停成本高;②风电大规模集中接入,出力同时性强,风电波动性加剧等。

中国的风火协调运行框架与欧洲存在显著不同。后者以日前机组组合优化为核心,短期/超短期风功率预测起到关键作用。而在中国则需要更为复杂的多时间尺度滚动协调技术。考虑中长期(7~10 d)来风状况,优化大型火电机组开停状态;在日前引入短期(0~72 h)/超短期(0~4 h)风电功率预测,优化机组在线运行工作点和少量灵活机组的启停。表 3 给出了不同级别火电机组参与风火协调的模式。

表 3 不同火电机组的风火协调模式
Table 3 Coordination mode between wind power and different coal-fired units

机组类型	风火协调周期	协调模式	风功率预测
600 MW 级	>7~10 d	季节性调整	
300 MW 级	>5~7 d	中长期,优化机组开停状态	中长期
300 MW 级以下	<3 d	日前,优化运行工作点	短期
20 MW 级及以下	<2 h	日前/实时,优化启停与工作点	超短期

4 仿真算例

4.1 仿真算例说明

本文研究依据中国北方电网电源构成特点来设置仿真算例。数据情况说明如下(具体见附录 A)。

1)火电机组采用经调整后的 IEEE RTS96 数据部分机组。根据大型火电机组典型参数,将原机组的稳定燃烧出力调整为机组额定出力的 50%~60%,并采用两分段、高启停成本的参数。

2)负荷采用中国北方某电网典型负荷,其标幺值曲线换算为仿真系统容量。

3)风电采用美国东部若干风电场春季实际数据,其特征与中国季风性气候相似。分别对低(7.92%)、中(17.10%)、高(30.87%)3 种穿透率下风电(此处定义风电穿透率=风电额定装机容量/峰值负荷)的情况进行仿真。

对 3 种情况各 61 个样本分别计算单日机组组合,获得收敛样本 179 个。统计系统总成本、火电机组燃料成本、机组启停次数、开机机组容量等运行信息,并计算风电效能及以下指标:①风能利用比例 $\beta=E_w/E_L$;②电网单位发电成本 $c_g=C_*/E_L$;③火电机组单位产能成本 $c_u=C_*/(E_L-E_w)$。

4.2 仿真结果分析

4.2.1 比对基准算例

以未引入风电的情形作为各指标的比对基准。比对基准算例的主要指标见附录 B。

仿真中各机组的单位发电成本随着运行工作点升高而下降。1 号机组容量小、灵活性高,是机组组合模拟中最常调节的机组,但其单位发电成本也是最高的,所以其余开机机组容量充足时,它总是运行在较低的工作点上。

4.2.2 风能利用与发电成本变化趋势

仿真中风能利用的情况如图 1 所示,给出了风能利用比例 β 从小到大排序及样本分布的情况。

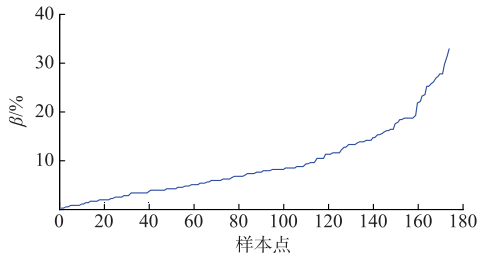

图 1　仿真算例中的风能利用情况
Fig.1　Wind energy utilization in test cases

随着风能利用比例的增加，电网总燃料成本、总发电成本的变化趋势如图 2 所示(折算至标煤)。可以看出，系统发电成本仍然以燃料成本为主，启停成本的比例较小。总成本呈局部波动、整体线性递减的趋势，电网的单位发电成本也随之线性下降。增加风能利用比例在大趋势上还是有利于节能减排的。

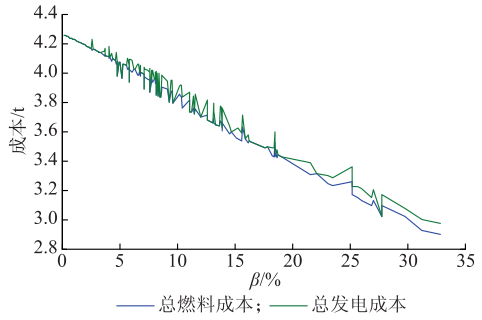

图 2　电网总成本曲线
Fig.2　Total cost curves of power grid

相对地，火电机组的单位发电成本则较为复杂，如图 3 所示。从整体上讲，随着风能利用比例的增加，火电机组的单位发电成本上升，这是消纳风电所付出的额外代价。图 3 中显示火电机组单位发电成本变化趋势明显分为 3 组，这与风火协调的具体运行方式有关，其机理将在下一小节与风电效能变化规律合并讨论。

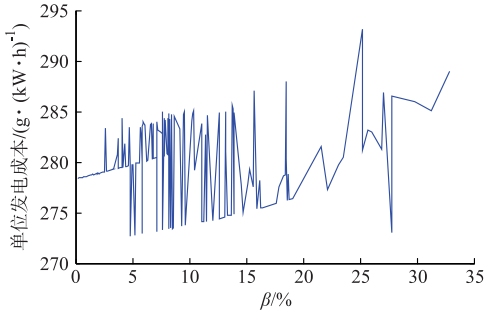

图 3　火电机组单位发电成本
Fig.3　Unit power generation cost of coal-fired units

4.2.3　对风电效能机理的验证

随着风能利用比例的增加，图 4 给出了风电效能变化曲线，表 4 则提供了对应算例的开机机组容量和机组启停的关键信息。

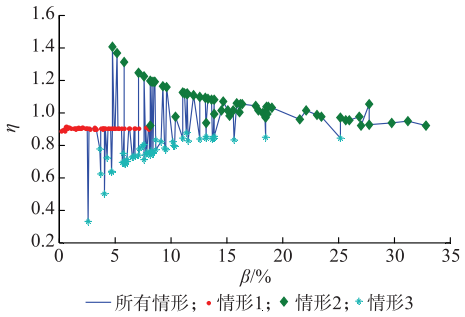

图 4　风电效能曲线
Fig.4　Wind energy efficiency curves

表 4　不同模式主导下的电网运行信息
Table 4　Grid operation information in different cases

分组	平均开机机组容量范围/MW	平均启停次数	c_g/(g·(kW·h)$^{-1}$)
情形 1	[472.0,804.0]	0	279.30
情形 2	[372.6,698.8]	0.448	277.37
情形 3	[349.4,801.9]	1.204	284.26

从图 4 可见，风电效能变化可显著分为 3 组。

1)情形 1，对应所有火电机组开机方式不变、仅工作点下移的场景，借助式(14)可以在理论上估计风电效能范围为 $0.887 \leqslant \eta \leqslant 0.919$，仿真验证值与理论值吻合，风电效能有轻微上升，但幅度不大。这是因为本文所采用的火电机组燃料成本模型为 IEEE RTS96 的分段线性化模型，该模型对处于深度调峰区间的机组单位发电成本与额定出力附近的单位发电成本的区分度较小。如果考虑深度调峰状态下机组因投油稳燃造成的高额成本，这种上升趋势将显著得多。情形 1 的算例对应图 4 中间一簇样本点，此时火电机组单位发电成本随着风能利用比例的增加，整体轻微上升。

2)情形 2 对应机组启停次数增加较少，开机机组容量减小的情形。显然，此种情形下的风电效能显著高于情形 1，在停机的火电机组稳燃出力和固定成本较高时尤为如此。随着风能利用比例的增加，分摊到每千瓦时风电上的节能红利也将下降。情形 2 的算例对应图 4 中最下面一簇样本点，此时火电机组单位发电成本较无风电时下降，但随着风能利用比例上升，成本也轻微上升。

3)情形 3 对应风电反调峰、机组启停次数增加的场景。此时的风电效能显著低于情形 1，甚至还出现了低至 0.33 的最小值，风能消纳代价极高。情

形3的算例对应图4中最上面一簇样本点,此时火电机组单位发电成本急剧上升。

5 结论

中国风电密集接入地区电网的电源结构几乎都具有由火电机组占绝对主力地位的特征。在煤电占优网络中风火协调问题与拥有大量"小快灵"机组的柔性系统中的优化运行问题,有本质上的不同。本文详细分析了风电效能的变化规律,探讨了风火互济网络中电源协调机制、匹配方式、关键技术的若干基础问题。主要研究结论如下。

1)工作点、开机容量与启停等火电机组运行方式的改变是决定风火网络中风能利用效率的三大因素。其中改变火电机组运行工作点是最常见的、贯穿始终的情形。此时风电效能虽有波动,但整体情况良好,应积极增加风电消纳以达到节能减排的效果。而减小火电开机容量、启停机组等离散调节方式则可能带来风电效能的大幅改善或恶化,应依据风资源条件趋利避害,参照风能持续时间优化机组启停。

2)不同的风能利用比例下,风火协调优化的主导机理也不同。在风能利用比例较低时,起主要作用的是火电机组的等耗微增率原理;而在高比例阶段,起主要作用的是机组启停成本平衡原理。

3)煤电占优网络实现风火协调运行的关键在于多时间尺度的优化配合。考虑中长期来风状况,优化大型火电机组开停状态;在日前引入短期/超短期风电功率预测,优化机组在线运行工作点和少量灵活机组的启停。

附录见本刊网络版(http://aeps.sgepri.sgcc.com.cn/aeps/ch/index.aspx)。

参考文献

[1] Global Wind Energy Council. Global wind report—annual market update[EB/OL]. [2010-08-30]. http://www.gwec.net/fileadmin/images/Publications/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf.

[2] BARTH R, BRAND H, MEIBOM P. A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power[C]// Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, June 11-15, 2006, Stockholm, Sweden: 8p.

[3] 孙元章,吴俊,李国杰,等.基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2009,29(4):41-47.
SUN Yuanzhang, WU Jun, LI Guojie, et al. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 41-47.

[4] 陈海焱,陈金富,段献忠.含风电场电力系统经济调度的模糊建模及优化算法[J].电力系统自动化,2006,30(2):22-26.
CHEN Haiyan, CHEN Jinfu, DUAN Xianzhong. Fuzzy modeling and optimization algorithm on dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 22-26.

[5] 江岳文,陈冲,温步瀛.基于随机模拟粒子群算法的含风电场电力系统经济调度[J].电工电能新技术,2007,26(3):37-41.
JIANG Yuewen, CHEN Chong, WEN Buyin. Economic dispatch based on particle swarm optimization of stochastic simulation in wind power integrated system[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2007, 26(3): 37-41.

[6] 葛炬,王飞,张粒子.含风电场电力系统旋转备用获取模型[J].电力系统自动化,2010,34(6):32-36.
GE Ju, WANG Fei, ZHANG Lizi. Spinning reserve model in the wind power integrated power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(6): 32-36.

[7] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(1): 24-33.

[8] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(1): 114-124.

[9] LI X, JIANG C. Short-term operation model and risk management for wind power penetrated system in electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(2): 932-939.

[10] ALBADI M H, EL-SAADANY E F. Comparative study on impacts of wind profiles on thermal units scheduling costs[J]. IET Renewable Power Generation, 2011, 5(1): 26-35.

[11] 袁铁江,晁勤,吐尔逊·伊不拉音,等.大规模风电并网电力系统动态清洁经济优化调度的建模[J].中国电机工程学报,2010,30(31):7-13.
YUAN Tiejiang, CHAO Qin, TOERXUN Yibulayin, et al. Optimized economic and environment-friendly dispatching modeling for large-scale wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(31): 7-13.

[12] 王彩霞,乔颖,鲁宗相.低碳经济下风火互济系统日前发电计划模式分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):111-117.
WANG Caixia, QIAO Ying, LU Zongxiang. Day-ahead dispatch mode of wind-thermal power system in low-carbon economy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 111-117.

[13] MEIBOM P, BARTH R, HASCHE B, et al. Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1367-1379.

[14] SHASHI P, BRENDAN F, DAMIAN F. Effects of large scale wind power on total system variability and operation: case study of Northern Ireland[J]. Wind Engineering, 2003, 27(1): 3-20.

[15] UMMELS B C, GIBESCU M, PELGRUM E, et al. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2007, 22(1): 44-51.

[16] DENNY E, BRYANS G, FITZ G J, et al. A quantitative analysis of the net benefits of grid integrated wind[C]// Proceedings of 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 18-22, 2006, Montreal, Canada: 8p.

[17] CARRIÓN M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.

[18] 杨志平,杨勇平.1 000 MW 燃煤机组能耗及其分布[J].华北电力大学学报,2012,39(1):76-80.
YANG Zhiping, YANG Yongping. Energy consumption and distribution of 1 000 MW coal-fired power generating unit[J]. Journal of North China Electric Power University, 2012, 39(1): 76-80.

[19] 杨杰,付骏,续爱世.大型火力发电机组煤耗分析[J].热力发电,2002(3):6-9.

乔 颖(1981—),女,通信作者,博士,助理研究员,主要研究方向:新能源、分布式发电技术、电力系统安全与控制。E-mail: qiao-y02@mails.tsinghua.edu.cn

鲁宗相(1974—),男,副教授,主要研究方向:电力系统可靠性、新能源、分布式发电技术及微电网。E-mail: Luzongxiang98@tsinghua.edu.cn

徐 飞(1973—),男,副研究员,主要研究方向:新能源、分布式发电技术。E-mail: xufei@tsinghua.edu.cn

(编辑 万志超)

Performance Evaluation Method of Wind-coal Coordinating Operation

QIAO Ying[1], *LU Zongxiang*[1], *XU Fei*[1], *LI Jing*[2]

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipment, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. China Energy Engineering Group Co. Ltd., Beijing 100088, China)

Abstract: Wind energy efficiency (WEE) is used to estimate the net contribution of CO_2 emission reduction from wind-generated electricity, which is an essential index to measure the efficiency of a power grid to accommodate wind energy. This paper takes into account that China's power grids mainly consist of coal-fired units, and it analyzes the cost components in accommodating wind power by means of unit commitment. This paper reveals how WEE changes with the operation modes and the parameters of coal-fired units, and the wind utilization proportion both in theory and by case study. The results show that the rules, approaches, prediction needs are quite unique in a coal power plant intensive grid. In addition, theory basics of wind-coal coordinating operation is provided in this paper.

This work is supported by National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2011AA05A104), National Natural Science Foundation of China (No. 51190101, No. 51077078), and State Grid Corporation of China.

Key words: wind-coal coordination; wind energy accommodation; wind energy efficiency; unit commitment

《电力系统自动化》入围全国“百强报刊”

2013 年 6 月 14 日,中国新闻出版网、《中国新闻出版报》刊登 2013 年国家新闻出版广电总局“百强报刊”公示名单,《电力系统自动化》入围“百强科技期刊”名单,是电力行业唯一入围期刊。《国家电网报》入围“百强报纸”。

为深入贯彻落实党的十八大精神,建立完善报刊评价体系和引导激励机制,重点培育和推出一批具有较强舆论引导能力、市场竞争力和传播能力的优秀品牌报刊,促进报刊业繁荣发展,从 2013 年初开始,国家新闻出版广电总局开展了“百强报刊”推荐活动。此次活动经过各省(区、市)新闻出版局、中央报刊主管单位认真推荐,总局组织有关专家严格评审,确定了“百强报纸”、“百强社科期刊”及“百强科技期刊”推荐名单。