

考虑频率约束的含储能低惯量电网机组组合和经济调度

徐正清¹, 王春明², 郑焕坤³, 李玉凯¹, 韩佳兵¹

- (1. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司), 江苏 南京 211106;
2. 国家电网华中电力调度控制分中心, 湖北 武汉 430077;
3. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 电网中新能源的大规模接入使传统火力机组逐步被淘汰, 电力系统惯性逐渐降低, 频率问题日益严重。储能是平抑新能源和负荷带来波动性的重要手段。本文针对含储能低惯量电网中的频率问题展开研究, 提出考虑频率约束的含储能低惯量电网中的机组组合和经济调度模型。首先将表示频率指标的非线性约束线性化, 然后采用模型预测控制方法将储能模型引入到传统的机组组合和经济调度模型当中, 最后用场景化的方式处理风电的不确定性。算例表明所提模型能够使系统在扰动情况下保证频率指标在允许范围内, 且机组和储能能够处于经济的运行状态。

关键词: 低惯性电网; 频率问题; 分段线性化; 储能; 模型预测控制

DOI: 10.12067/ATEEE2006038

文章编号: 1003-3076(2020)11-0025-08

中图分类号: TM732

1 引言

高比例新能源通过换流器接入电网使电力系统正经历着前所未有的变化。出于可持续发展和环境保护的要求, 火电厂在电网中的占比逐步降低^[1,2]。新能源的渗透率会越来越高, 低惯量的系统在很多发达国家还有我国的一些地区已经成为现实, 这种变化使得传统发电机的动态行为被基于电力电子技术的新能源装置所替代^[3], 因此电力系统正向着低惯量系统发展。然而, 新能源输出功率受环境影响很大, 预测不能百分百准确, 短时功率不平衡会使得这个低惯量系统的频率问题比以往更加突出。储能作为一种能量储存元件, 能够有效减少系统中功率的不平衡, 提高新能源消纳的能力^[4]。因此保证系统频率满足要求情况下维持含储能电网的经济运行显得尤为重要^[5]。

目前, 部分研究将惯性要求考虑到机组组合的模型中^[5,6], 其依据惯性中心摇摆方程, 推导出频率变化率(Rate of Change of Frequency, RoCoF)约束, 并将这些约束应用到机组组合问题中。然而这些研

究忽略了如最大频率偏差(Frequency Nadir)等其他的重要指标, 存在过度简化的问题。部分研究工作虽然对主要频率指标进行推导, 但是推导基于电力系统的频率二阶模型^[7], 这种对系统频率暂态行为的描述缺乏换流器的模型, 因此较为粗糙。文献[8-12]克服了之前的问题将最大频率偏差指标考虑到了机组组合模型。其中文献[8]基于电力系统频率模型给出了频率最大偏差的解析表达。最大频率约束被线性化加入到机组组合模型, 然后故障状态设置为负荷的突增。另外一些工作^[9-12]通过对涡轮和调速器的解析建模, 给出了严格的系统阻尼要求。同时通过爬坡函数逼近一次调频响应函数, 好处是简化了问题的解析表达形式。然而以上文献均没有将储能模型考虑到现有的频率的机组组合和经济调度模型当中。

近年来, 模型预测控制在电力系统研究和应用方面得到越来越多的尝试和应用^[13]。模型预测控制的好处有两个方面: 其一是模型预测控制相对于其他控制方法, 广泛地适用于生活中的非线性系统, 已经被证明是一种非常稳定的负反馈控制方法, 对

收稿日期: 2020-06-20

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目(5211UZ18006K)“大电网预调度关键技术研究及应用”资助

作者简介: 徐正清(1972-), 男, 湖北籍, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力系统分析, 培训仿真;
郑焕坤(1980-), 男, 河南籍, 讲师, 博士, 研究方向为多能源系统优化与稳定分析, 微电网优化运行(通讯作者)。

于未来时间段内系统中遭受的扰动具有很好的鲁棒性;其二,模型预测控制,相对于电力系统传统的日前控制,可以作为一种在线控制方法,十分适用本文所研究的问题。因为本文将频率的暂态行为解析表达式经线性化后和系统的稳态行为(机组组合和经济调度)联系起来,模型预测控制方法可以在线地更加灵活调整电力系统的发电机的起停(惯量供给)来满足系统的频率要求。

针对以往研究的不足之处,本文采用模型预测控制方法,建立考虑频率约束的含储能的机组组合和经济调度模型^[14],并将风电的出力按照场景化的方法处理。结果表明,本文所提模型能够确保系统频率在要求的范围内,并能够经济地调度含储能的低惯性电力系统。

本文的贡献有以下三点:①本文将非线性的主要暂态频率指标通过分段线性化的方法将其线性化,并加入储能模型,使得含频率约束的机组组合和经济调度模型能够快速准确求解;②可以帮助电力系统调度员作出符合频率安全的系统内发电机组调度方案;③频率安全约束的阈值在模型中可以灵活调整,使得优化模型具备相当的可应用性。

2 频率响应和优化模型

2.1 惯性响应和一次调频模型

图1给出了由传统发电机($i \in I, I$ 代表系统中传统发电机组的集合, I_n 是在母线 n 的传统发电机的机组集合)和换流器电源($j \in J, J$ 代表系统中基于换流器的机组集合, J_n 在母线 n 基于换流器的机组集合)组成的电力系统动态模型^[15]。这个低阶模型能够相对准确地描述出低惯量系统的频率响应。

图1中 M_g 和 D_g 代表着同步发电机惯性中心的惯量和阻尼常数,用来建模下垂器的调节系数和涡轮动态。 T_i 是涡轮的时间常数, R_i 和 K_i 是各自的下垂和机械功率增益系数, F_i 代表同步发电机涡轮的总功率损耗。可采用经典的下垂控制($d \in J_d \subseteq J, J_d$ 是采用下垂控制的基于换流器机组的组合)或虚拟惯性控制($v \in J_v \subseteq J, J_v$ 是采用虚拟惯性控制的基于换流器机组的组合)换流器控制技术^[16,17]对此模型进行控制。其中 R_d 和 K_d 是各自的下垂和电功率增益系数, M_v 和 D_v 代表虚拟同步发电机的虚拟惯性和阻尼系数,同时所有换流器的时间常数相等 $T_d = T_v = T_j$ 。

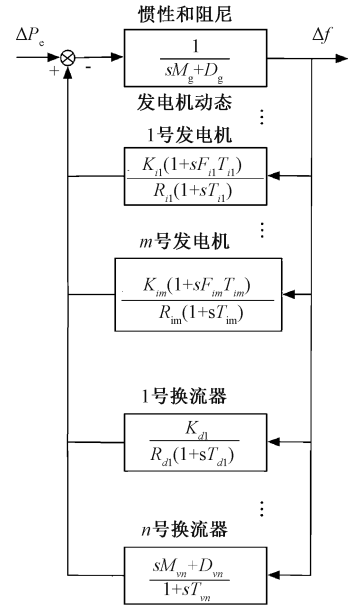


图1 系统频率动态模型

Fig.1 Frequency dynamics of power system

2.2 频率指标及约束

图1所示的传递函数 $G(s)$ 可以推导如下:

$$G(s) = \frac{\Delta f}{\Delta P_e} = \left[(sM_g + D_g) + \sum_{i \in I} \frac{K_i(1 + sF_iT_i)}{R_i(1 + sT_i)} + \sum_{d \in J_d} \frac{K_d}{R_d(1 + sT_d)} + \sum_{v \in J_v} \frac{sM_v + D_v}{1 + sT_v} \right]^{-1} \quad (1)$$

其中,前两项代表传统发电机模型的暂态;第三项代表下垂控制的换流器模型暂态;最后一项代表虚拟同步发电机控制的换流器模型暂态。根据目前工程的实际情况,假设所有同步发电机的时间常数相等($T_i \approx T$),由于同步发电机的时间常数比换流器时间常数高至少两个数量级,因此有 $T \gg T_j \approx 0$ 。则式(1)可以表示为:

$$G(s) = \frac{1}{MT} \frac{1 + sT}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2)$$

其中,自然频率(ω_n)和阻尼比(ξ)为:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{D + R_g}{MT}}, \xi = \frac{M + T(D + F_g)}{2\sqrt{MT(D + R_g)}} \quad (3)$$

式中, (M, D)和(F_g, R_g)是系统和同步发电机的加权平均值,参数推导请参照文献[15]。考虑电力系统出现一个阶跃响应,则可以推导出时域的频率最低点(Δf_{\max}),最大频率变化率(\dot{f}_{\max})和稳态频率偏差指标(Δf_{ss})如式(4)~式(6)所示:

$$\Delta f_{\max} = -\frac{\Delta P}{D + R_g} \left[1 + \sqrt{\frac{T(R_g - F_g)}{M}} e^{-\xi\omega_n t_m} \right] \quad (4)$$

$$\dot{f}_{\max} = \dot{f}(t_0^+) = -\frac{\Delta P}{M} \quad (5)$$

$$\Delta f_{ss} = -\frac{\Delta P}{D + R_g} \quad (6)$$

式中, $t_m = \frac{1}{\omega_d} \tan^{-1}(\frac{\omega_d}{\xi\omega_n - T^{-1}})$ 是频率最低点出现的时刻; $\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2}$; ΔP 是系统中出现的功率差额; $\Delta P_e(s) = -\Delta P/s, t_0^+ = 0$ 。加上对这些指标的限制得到如下约束:

$$\left| \frac{\Delta P}{D + R_g} \left[1 + \sqrt{\frac{T(R_g - F_g)}{M}} e^{-\xi\omega_n t_m} \right] \right| \leq \Delta f_{\lim} \quad (7)$$

$$\left| \frac{f_b \Delta P}{M} \right| \leq \dot{f}_{\lim} \quad (8)$$

$$\left| \frac{f_b \Delta P}{D + R_g} \right| \leq \Delta f_{ss, \lim} \quad (9)$$

其中,第一个约束是非线性约束,可通过 2.3 节引入分段线性化的方法处理^[8],从而将整个问题转化为混合整数规划问题; $\Delta f_{\lim}, \dot{f}_{\lim}, \Delta f_{ss, \lim}$ 分别是频率最低点,最大频率变化率和稳态频率偏差的允许值,频率基准值 $f_b = 50$ Hz。

2.3 非线性约束的分段线性化

在实际工程中,集总阻尼系数 D 被严格限制在一个狭窄的范围内,可以近似认为保持恒定。因此频率最低点是一个关于变量 R_g, F_g 和 M 的函数,可采用分段线性的方法最小化下面的函数:

$$\min_{\psi} \sum_{\eta} (\max_{1 \leq v \leq v} \{a_v R_g^{\{\eta\}} + b_v F_g^{\{\eta\}} + c_v M^{\{\eta\}} + d_v\} - \Delta f_{\max}(R_g^{\{\eta\}}, F_g^{\{\eta\}}, M^{\{\eta\}}))^2 \quad (10)$$

式中, $\psi = \{a_v, b_v, c_v, d_v, \forall v\}$ 为优化变量; η 为分段数; v 为线性化的分段数目。这个优化问题的目的是用分段线性函数在各个分段点逼近频率最低点的函数^[8]。然后将已经线性化的频率最低点的约束嵌入传统的混合整数性质的机组组合和经济调度模型。

2.4 风电和设备故障建模

通过一系列场景来反映预测不同位置的风电场景误差的空间时间的耦合关系,将每个风电场景记为 $\omega \in W$, 对应的出现概率为 π_{ω} 。

为计算与故障场景 c 相关的概率 π_c , 采用 $\kappa = 1, 2, \dots, K$ 来索引可能发生的事件。 $A(\kappa, \tau)$ 表示在

时间段 τ 内发生的故障事件 κ 。随机事件 $B(\kappa)$ 对应于整个调度范围内未发生的意外事件 κ 。进一步记 λ_k 为平均故障时间 ($MTTF$), 即 $\lambda_k = 1/MTTF$ 。考虑到仅观测一个小时内可能发生的故障, 假设两个连续设备故障所隔时间遵循指数分布^[18], 则每种偶然情况 κ 的概率 π_c 可基于 $A(\kappa, \tau)$ 和 $B(\kappa)$ 求出^[17]:

$$\pi[A(1, \tau)] = \exp(-\lambda_1 \tau) (\exp(\lambda_1) - 1) \quad (11)$$

$$\pi[A(1, \tau)] = \pi[A(1, \tau)] = \dots = \pi[A(K, \tau)] \quad (12)$$

$$\pi[B(1)] = \exp(-\lambda_1 \tau) \quad (13)$$

$$\pi[B(1)] = \pi[B(2)] = \dots = \pi[B(K)] \quad (14)$$

假定故障事件是相互独立的, 则没有故障的概率为:

$$\pi_{c0} = \prod_{k=1}^K [B(k)] \quad (15)$$

失去一个发电机的概率为:

$$\pi_{c_k} = \pi[A(1, \tau)] \prod_{k=1}^K [B(k)], \forall k = 1, \dots, K \quad (16)$$

将设备故障和风电不确定的场景结合起来统一成一个场景集合 ε , 每个场景 ξ 被定义为发电机故障 c 和风电场景 ω 的组合, 这个场景 $\xi = \{c, \omega\}$ 的概率可以由 $\pi_{\xi} = \pi_{\omega} \cdot \pi_c$ 计算。

2.5 模型预测控制及相应优化问题

模型预测控制是在已知系统模型的基础上, 设定预测区间的长度, 并在该区间进行优化, 将得到的第一个时刻的控制量应用到系统模型上, 将系统推向下一个状态, 然后按照之前的方法滚动优化。模型预测控制的好处是适用于非线性系统, 并且已经被证明是一种对于多输入多输出系统有效的控制器^[20,21]。本文中模型预测控制的好处是能够处理储能系统的能量约束, 并且适用于所建立的非线性模型。依据模型预测控制的方法, 提出以下的随机模型预测控制:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (C_{it}^{\text{SU}} + C_{it}^{\text{SD}} + C_{it} p_{it}) + \\ \sum_{t \in T} \sum_{s \in J_n} [\lambda_{\text{fix}, s} + \lambda_{\text{cd}, s} (1 + \gamma_s) (PB_{s,t}^{\text{cha}} + PB_{s,t}^{\text{dis}})] + \\ \sum_{t \in T} \sum_{\xi \in \varepsilon} \pi_{\xi} \left[\sum_{i \in I} (C_i^+ r_{i\text{gt}}^+ + C_i^- r_{i\text{gt}}^-) \right] \end{aligned} \quad (17)$$

该优化问题受如下约束:

$$\sum_{i \in I_n} p_{it} + \sum_{j \in J_n} w_{j,t} - PB_{s,t}^{\text{cha}} + PB_{s,t}^{\text{dis}} - D_{nt} - \sum_{m: (n,m) \in L} B_{nm}(\delta_{nt} - \delta_{mt}) = 0, \quad \forall n, t, \quad (18)$$

$$B_{nm}(\delta_{nt} - \delta_{mt}) \leq \bar{f}_{nm}, \quad \forall (n, m) \in L, t \quad (19)$$

$$\sum_{i \in I_n} [r_{i\bar{\xi}t}^+ - r_{i\bar{\xi}t}^- - p_{it}(1 - \alpha_{i\bar{\xi}t})] + \sum_{m: (n,m) \in L} B_{nm}(\delta_{nt} - \bar{\delta}_{n\bar{\xi}t} - \delta_{mt} + \bar{\delta}_{m\bar{\xi}t}) + \pi \sum_{j \in J_n} (W_{j\bar{\xi}t}^* - w_{jt} - w_{j\bar{\xi}t}^{\text{spill}}) + l_{n\bar{\xi}t}^{\text{shed}} = 0, \quad \forall n, \xi, t \quad (20)$$

$$p_{it} + r_{i\bar{\xi}t}^+ \leq \bar{P}_i u_{it}, \quad \forall i, \xi, t \quad (21)$$

$$p_{it} - r_{i\bar{\xi}t}^- \leq \underline{P}_i u_{it}, \quad \forall i, \xi, t \quad (22)$$

$$p_{it} - p_{i(t-1)} + r_{i\bar{\xi}t}^+ - r_{i\bar{\xi}(t-1)}^- \leq R_i^U, \quad \forall i, \xi, t \quad (23)$$

$$p_{it} - p_{i(t-1)} - r_{i\bar{\xi}(t-1)}^- - r_{i\bar{\xi}t}^+ \leq -R_i^D, \quad \forall i, \xi, t \quad (24)$$

$$r_{i\bar{\xi}t}^+ \leq R_i^+ \alpha_{i\bar{\xi}t}, \quad \forall i, \xi, t \quad (25)$$

$$r_{i\bar{\xi}t}^- \leq R_i^- \alpha_{i\bar{\xi}t}, \quad \forall i, \xi, t \quad (26)$$

$$B_{nm}(\hat{\delta}_{nt} - \hat{\delta}_{mt}) \leq \bar{f}_{nm}, \quad \forall (m, n) \in L, t \quad (27)$$

$$w_{j\bar{\xi}t}^{\text{spill}} \leq w_{j\bar{\xi}t}, \quad \forall j, \xi, t \quad (28)$$

$$l_{n\bar{\xi}t}^{\text{shed}} \leq D_{nt}, \quad \forall n, \xi, t \quad (29)$$

$$PB_{s,t}^{\text{cha}} \leq M(1 - z_{st}), \quad \forall s, t \quad (30)$$

$$PB_{s,t}^{\text{dis}} \leq Mz_{st}, \quad \forall s, t \quad (31)$$

$$E_{sm} = E_{s1} + \sum_{i=1}^m (\eta_{\text{in},st} PB_{s,t}^{\text{cha}} - \frac{1}{\eta_{\text{out},st}} PB_{s,t}^{\text{dis}}) \quad (32)$$

$$m = 1, 2, \dots, T \quad (33)$$

$$E_{sm} \geq 0 \quad (34)$$

$$p_{it}, w_{jt}, \hat{\delta}_{nt} \geq 0, r_{i\bar{\xi}t}^+, r_{i\bar{\xi}t}^- \geq 0, l_{n\bar{\xi}t}^{\text{shed}}, w_{j\bar{\xi}t}^{\text{spill}} \geq 0 \quad (35)$$

$$u_{it}, \alpha_{i\bar{\xi}t}, z_{st} \in \{0, 1\} \quad (36)$$

和约束(7), (8), (9)

以上优化模型中目标(18)表示最小化总成本。总成本包括第一项调度前发电机燃油成本,第二项储能的运行成本和第三项发电机实时调整备用的成本。 $C_i, C_i^+, C_i^-, C_{it}^{\text{SU}}$ 和 C_{it}^{SD} 分别为燃油成本,上备用成本,下备用成本,机组开启成本和机组关停成本,机组的开启和关停成本计算方式详见文献[22]; $\lambda_{\text{fix},s}, \lambda_{\text{cd},s}$ 和 γ_s 分别为储能电池的固定运行成本,充电放电成本和储能电池的损耗系数,这些系数的具体计算方式请见文献[23]; p_{it} 为母线*i*发电机在时间*t*的有功出力; $PB_{s,t}^{\text{cha}}$ 和 $PB_{s,t}^{\text{dis}}$ 分别为在母线*s*和时

间*t*的充电功率和放电功率; $r_{i\bar{\xi}t}^+$ 和 $r_{i\bar{\xi}t}^-$ 分别为母线*i*发电机在场景*ξ*时间段*t*上的上,下旋转备用; $l_{n\bar{\xi}t}^{\text{shed}}$ 为母线*n*的发电机在场景*ξ*时间段*t*上的负荷削减量; T 为连续调度区间的时间段的集合。

约束(18)是电网系统中各个节点的功率平衡直流方程, $w_{j,t}$ 为母线*j*的风电机组在时间段*t*的有功出力; δ_{nt} 为母线*n*时间段*t*的功角($-\pi \leq \delta_{nt} \leq \pi$); B_{nm} 是连接母线*n*和母线*m*的传输线的电纳值。约束(19)是线路功率最大潮流限制, \bar{f}_{nm} 为线路*nm*的最大传输功率; L 是传输线的集合。约束(20)是代表每个场景*ξ*下包含的备用实时平衡约束, $\alpha_{i\bar{\xi}t}$ 为0-1变量,代表在母线*i*发电机在场景*ξ*时间段*t*上是否提供备用; $W_{j\bar{\xi}t}^*$ 为在母线*i*风电机组在场景*ξ*时间段*t*的有功出力; $\bar{\delta}_{n\bar{\xi}t}$ 为在母线在场景*ξ*时间段*t*上的功角 $-\pi \leq \bar{\delta}_{n\bar{\xi}t} \leq \pi$; $w_{j\bar{\xi}t}^{\text{spill}}$ 为在母线*j*发电机在场景*ξ*时间段*t*上的弃风量。约束(21)和(22)分别为发电机出力的上下限约束,其中 \bar{P}_i 为在母线*i*发电机出力的有功出力上限; \underline{P}_i 为在母线*i*发电机出力的有功出力下限。约束(23)和(24)分别是在母线*i*发电机爬坡上限约束和在母线*i*发电机爬坡下限约束, R_i^U 和 R_i^D 分别为爬坡上限值和爬坡下限值。约束(25)和(26)分别为限制旋转备用的上限 R_i^+ 和下限 R_i^- 。约束(27)实时调整后的传输线功率约束。约束(28)和(29)分别限制了允许在母线*j*发电机在场景*ξ*时间段*t*上的最大弃风量 $w_{j\bar{\xi}t}$ 和在母线*n*上时间段*t*的负荷 D_{nt} 。约束(30)和(31)限制了储能不能同时充电和放电,其中 z_{st} 是0-1变量,其值为0时储能为充电状态,其值为1时,储能为放电状态, M 是一个大数。约束(32)和(33)是储能的能量约束, $\eta_{\text{in},st}$ 和 $\eta_{\text{out},st}$ 分别是在母线*s*的储能的充电效率和放电效率, E_{sm} 是在母线*s*时间段*m*的能量状态。约束(7), (8), (9)分别代表的是频率最低点约束,最大频率变化率约束和稳态频率约束。约束(34)和(35)根据工程实际限制了相关优化变量的非负性和0-1属性。

需要注意的是,系统中发生切机故障是小概率事件,因此在本文所应用的随机规划模型当中,切机故障只是随机场景之一,蕴含在目标(17)中,而频率约束会限制住所有的场景,因此本文所提模型能够确保电力系统频率稳定。

3 算例仿真及分析

3.1 仿真系统及参数设置

本文采用 IEEE RTS-76 号系统对所提模型进行仿真^[24],系统的基准容量为 100 MW,如图 2 所示。该系统包含 24 条母线,10 组发电机,分别位于母线 $i = \{1, 2, 7, 13, 15, 16, 23, 18, 21, 22\}$, 包含六组风电机组,位于母线 $w = \{3, 5, 13, 17, 21, 23\}$,其容量分别为 $\{150 \text{ MW}, 200 \text{ MW}, 250 \text{ MW}, 100 \text{ MW}, 150 \text{ MW}, 50 \text{ MW}\}$ 。储能电池位于母线 $s = \{2, 5, 14, 15, 16, 17, 18, 21\}$,储能电池的容量分别为 $\{25 \text{ MW}\cdot\text{h}, 25 \text{ MW}\cdot\text{h}, 10 \text{ MW}\cdot\text{h}, 40 \text{ MW}\cdot\text{h}, 40 \text{ MW}\cdot\text{h}, 15 \text{ MW}\cdot\text{h}, 10 \text{ MW}\cdot\text{h}, 35 \text{ MW}\cdot\text{h}\}$ 。传输线的传输功率设置为其最大值的 70%。风电机组的切入风速、额定风速和切出风速分别为 4 m/s、12 m/s 和 25 m/s, 对应着型号为 Vetast V90 2 MW 的风机类型。该系统的频率响应参数如表 1 所示,其中风电机组均采用虚拟同步发电机控制 ($M_i = 2H_i$),提供虚拟惯性,储能均采用下垂控制,并且成本参数按照 2016 年磷酸铁锂电池的成本计算,这种电池的全充放电为 10 000 次,循环效率为 92%,能量安装成本为 200 $\text{\$/}(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

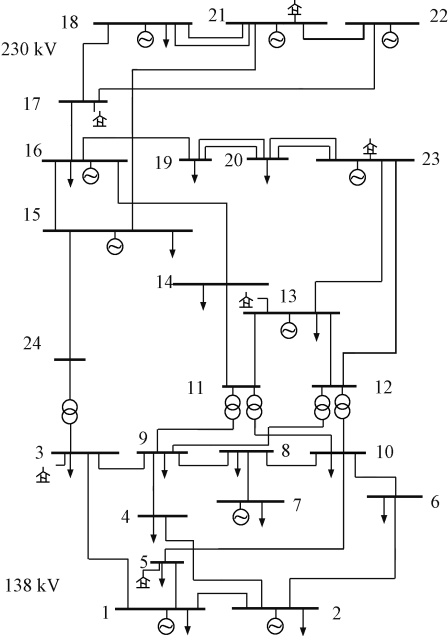


图2 IEEE RTS-76 系统
Fig.2 IEEE RTS-76system

假设可能故障的发电机位于母线 $i = \{4, 5, 18\}$,其中 18 号发电机是系统中容量最大的发电机。运用模型预测控制,滚动区间为 6 h,总时间尺度为 24 h,基于所建立模型进行仿真。整个仿真将

在配置为 Intel i5 6 500 3.2 GHz 处理器,1 TB 硬盘和 16 GB RAM 的台式计算机进行,在 Matlab 调用 YALMIP 进行编程计算分析,GUROBI 求解器的 MIP 间隔设置为 0.1%。

表 1 换流器控制参数

Tab.1 Control parameters of converters				
类型	H_i/s	$K_i(\text{pu})$	$R_i(\text{pu})$	$D_i(\text{pu})$
虚拟惯性控制	1.0	1.0	-	0.6
下垂控制	-	1.0	0.05	-

3.2 仿真结果

将对含频率约束和不含频率约束的模型下系统的各个元件的能量输出,成本分析和频率稳定进行比较分析。最大频率变化率设置为 0.7 Hz/s, 频率最低点极限值为 49.5 Hz 和稳态频率极限为 49.7 Hz。如图 3 所示,负荷在白天时期(8:00~20:00)较大,而到夜间需求较低(1:00~6:00)。对于该日的风电情况,风电存在两个高峰(1:00~5:00 和 10:00~13:00)。

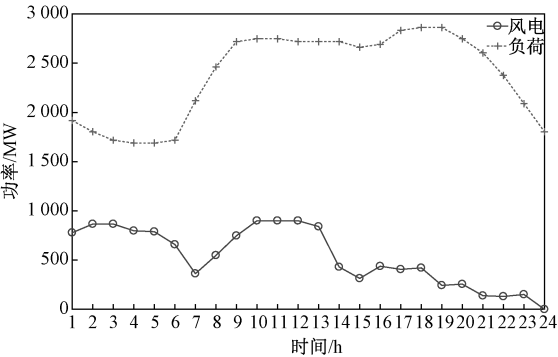


图3 在 24 h 内风电和负荷情况
Fig.3 Wind power and load power

在无频率约束时,图 4 展示了发电机的总有功出力,可发现在 1:00~7:00 时,净负荷较低时,发电机总有功出力也比较少,15:00~21:00 时,系统的净负荷增加时,总有功出力也明显增加,发电机的总惯性和有功出力一样遵循相同的规律。储能在净负荷较高时充电,在净负荷较低时放电,如图 5 所示。

将最大频率变化率限制在 0.9 Hz/s,频率最低点设置为 48.6 Hz,稳态频率误差设置为 48.9 Hz。图 6 说明在考虑频率约束后,对比图 4 (发电机总惯量在 60~120 s),系统运行的机组明显增加 (发电机总惯量在 185~205 s),其目的是向电网提供惯性,避免可能的故障导致频率越限,储能的能量变化

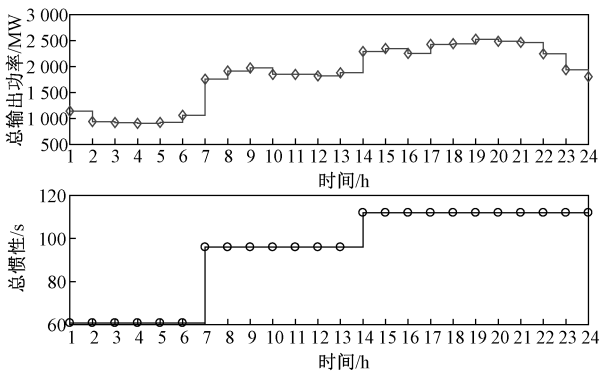


图 4 无频率约束下发电机总输出功率和总惯性

Fig.4 Total power output and inertia of generators without frequency constraints

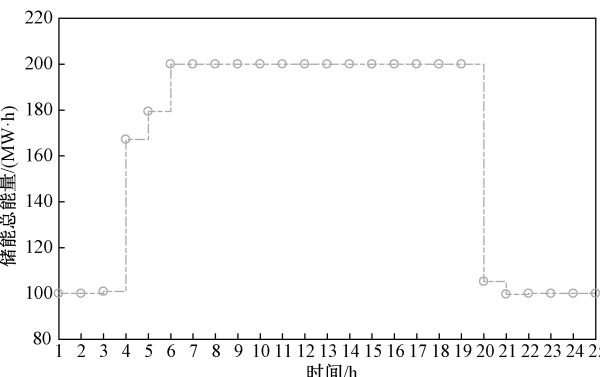


图 5 无频率约束下储能总能量变化

Fig.5 Total energy change in storage without frequency constraints

如图 7 所示,对比图 5,发现储能更快回到初始设定值(100 MW·h),再从表 2 中可知,储能运行成本减少,说明储能削峰填谷的作用在减弱,这是因为在负荷大致相同的情况下,运行发电机的数量有所增加。

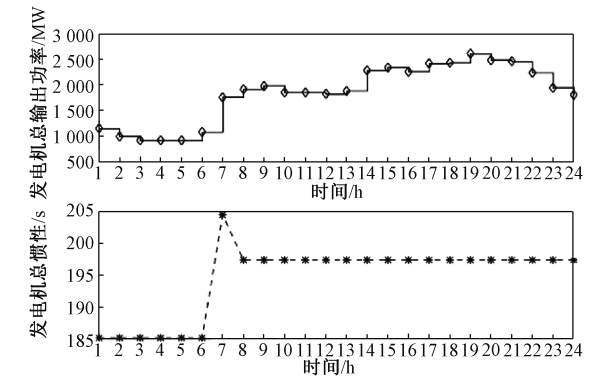


图 6 无频率约束下发电机总输出功率和总惯性

Fig.6 Total power output and inertia of generators with frequency constraints

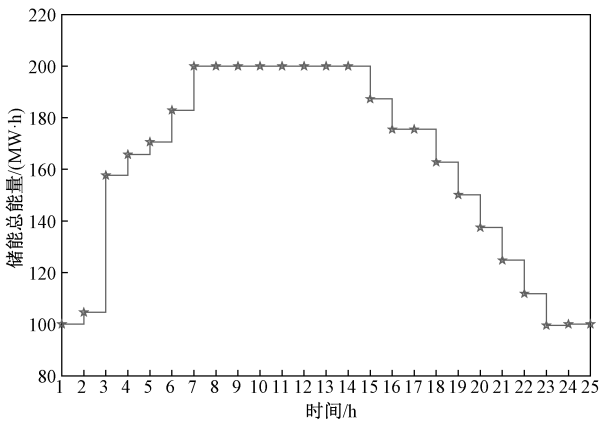


图 7 无频率约束下发电机总输出功率和总惯性

Fig.7 Total energy change in storage without frequency constraints

表 2 有无频率约束系统成本比较

Tab.2 Cost comparisons

(单位: \$)			
成本	发电机成本	储能运行成本	备用成本
无频率约束	783 680	2 207. 8	23 980
有频率约束	836 060	2 120. 9	23 979

表 2 显示增加频率约束后,系统发电机的运行成本明显增加,这是由于系统需要运行较贵的机组提供惯性。仿真显示,储能运行成本和备用成本变化不大。

然后选择在 $t=18\text{ h}$ 对系统施加扰动,假定 18 号发电机发生故障,失去全部有功出力。图 8 展示了考虑频率约束模型和未考虑频率约束模型的频率响应情况,比较发现,按照本文所提模型能够确保系统的频率稳定,如果不加频率约束,则系统频率响应过程不能达到所设要求。

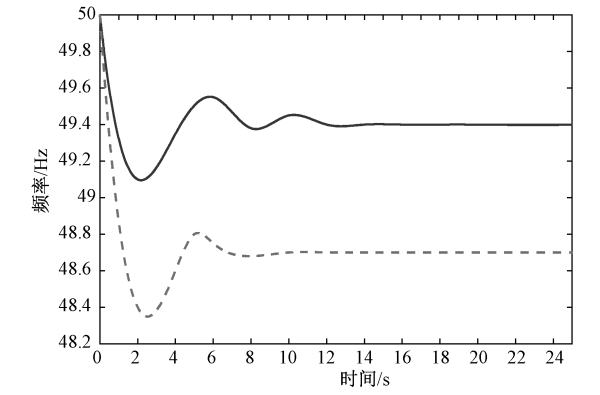


图 8 扰动下系统频率响应

Fig.8 System frequency response under disturbance

4 结论

本文基于目前大规模新能源输入使得电力系统正转向低惯性系统的现状,将电网的主要频率指标引入,线性化后将其整合到传统的机组组合和经济调度模型中来。同时加入储能装置的模型,运用模型预测控制的方法处理具备状态变量的电力元件。仿真结果表明文章所提框架能够在确保电力系统频率安全的情况下经济调度,并且具备很好的扩展性。

下一步的工作分为两个方向:其一本文采用了目前工程领域常用的换流器模型,具备较好的普遍性。但是考虑到未来换流器模型的发展,作者考虑运用机器学习的方法逼近换流器的非线性模型。其二,本文采用统一的系统频率动态,虽然具备相当的准确性,考虑到未来频率暂态响应的精细化管理和暂态过程中各节点频率并不完全相同这一特点,作者希望能够解析地给出电力系统多节点频率响应的表达式。

参考文献 (References):

[1] 吴争,孔力,袁晓冬,等 (Wu Zheng, Kong Li, Yuan Xiaodong, et al.). 基于电力电子变压器的交直流混合可再生能源关键技术 (Key technology of AC / DC hybrid renewable energy based on power electronic transformer) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2019, 38 (2): 1-10.

[2] 肖立业,刘怡,夏孝天,等 (Xiao Liye, Liu Yi, Xia Xiaotian, et al.). 高比例可再生能源接入条件下的输电骨干网架结构探索 (Investigation on architecture of backbone transmission system for renewable-energy-dominant power grid) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2020, 39 (1): 1-4.

[3] 杨淑英,张兴,张崇巍,等 (Yang Shuying, Zhang Xing, Zhang Chongwei, et al.). 基于下垂特性的逆变器并联技术研究 (Study on parallel operation of inverters based on droop method) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2006, 25 (2): 7-10.

[4] 王海华,陆冉,曹炜,等 (Wang Haihua, Lu Ran, Cao Wei, et al.). 规模风电并网条件下储能系统参与辅助调峰服务容量配置优化研究 (Study on parallel operation of inverters based on droop method) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2019, 38 (6): 42-49.

[5] Pérez-Illanes F, Álvarez-Miranda E, Rahmann C, et al. Robust unit commitment including frequency stability constraints [J]. Energies, 2016, 9 (11): 1-16.

[6] Daly P, Flynn D, Cunniffe N. Inertia considerations within unit commitment and economic dispatch for systems with high non-synchronous penetrations [A]. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech [C]. 2015. 1-6.

[7] Borsche T S, Liu T, Hill D J. Effects of rotational inertia on power system damping and frequency transients [A]. 2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC) [C]. 2015. 5940-5946.

[8] Ahmadi H, Ghasemi H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29 (4): 1536-1545.

[9] Teng F, Trovato V, Strbac G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31 (2): 1557-1566.

[10] Badesa L, Teng F, Strbac G. Optimal scheduling of frequency services considering a variable largest-power-infeed-loss [A]. 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) [C]. 2018. 1-5.

[11] Brito M, Gil E, Calle I. Unit commitment with primary frequency control requirements for low-inertia systems [A]. 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) [C]. 2018. 1-5.

[12] Trovato V, Bialecki A, Dallagi A. Unit commitment with inertia-dependent and multispeed allocation of frequency response services [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 34 (2): 1537-1548.

[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 Transactions on Power Systems, 2010, 26 (3): 1367-1379.

[14] Xi Y G, Li D W, Lin S. Model predictive control — Status and challenges [J]. Acta Automatica Sinica, 2013, 39 (3): 222-236.

[15] Markovic U, Chu Z, Aristidou P, et al. LQR-based adaptive virtual synchronous machine for power systems with high inverter penetration [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10 (3): 1501-1512.

[16] Rocabert J, Luna A, Blaabjerg F, et al. Control of power converters in AC microgrids [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27 (11): 4734-4749.

[17] Ujjwol T, Dipesh S, Manisha M, et al. Virtual inertia: Current trends and future directions [J]. Applied Encees, 2017, 7 (7): 654.

[18] Billinton R, Allan R N. Reliability evaluation of power systems [M]. New York: Springer, 1984.

[19] Conejo A J, Miguel Carrión, Morales J M. Decision making under uncertainty in electricity markets [M]. Boston: Springer, 2010. 174.

[20] 夏浩, 杨月彩 (Xia Hao, Yang Yuecai). 模型预测控制在线优化算法评估与选择 (Assessment and selection of online optimization algorithms for model predictive control) [J]. 控制工程 (Control Engineering of China), 2018, 25 (8): 1505-1510.

[21] Zhu B, Xia X. Adaptive model predictive control for unconstrained discrete-time linear systems with parametric uncertainties [J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2016, 61 (10): 3171-3176.

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

[23] Zheng Y, Zhao J, Song Y, et al. Optimal operation of battery energy storage system considering distribution system uncertainty [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9 (3): 1051-1060.

[24] Subcommittee P M. IEEE reliability test system [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98 (6): 2047-2054.

Frequency constrained unit commitment and economic dispatch
with storage in low-inertia power system

XU Zheng-qing¹, WANG Chun-ming², ZHENG Huan-kun³, LI Yu-kai¹, HAN Jia-bing¹

- (1. NARI Group Co., Ltd. (State Grid Electric Power Research Institute Co., Ltd.), Nanjing 211106, China;
2. State Grid Central China Power Dispatching Control Center, Wuhan 430077, China;
3. Department of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: As renewable energy sources are widely connected to the grid, traditional generators are gradually being phased out, which gradually turns power system into a low-inertia system with frequency problems. Energy storage can mitigate the system’s highly volatile loads and new energy. Therefore, this paper proposes a unit commitment and economic dispatch model in a low-inertia power system with energy storage considering frequency constraints. First, the nonlinear constraint representing the frequency index is linearized, and then the model prediction control method is adopted to incorporate the energy storage model into the traditional unit commitment and economic dispatch model. We finally deal with the uncertainty of wind power in a scenario-based manner. Case study shows that the proposed model can ensure that the key frequency indexes are within the allowable range when power system is disturbed, while the generator and storage can be better dispatched.

Key words: low-inertia system; frequency problem; piece-wise linearization; storage; model predictive control