

# 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度

吉 静<sup>1</sup>, 郝丽丽<sup>1</sup>, 王昊昊<sup>2</sup>, 谢东亮<sup>2</sup>, 李 威<sup>2</sup>, 周彦彤<sup>1</sup>

(1. 南京工业大学 电气工程与控制科学学院, 江苏 南京 211816;

2. 南瑞集团有限公司 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106)

**摘要:**考虑风电机组通过减载运行方式与常规机组共同参与系统一次调频,进一步挖掘了电源资源的快速启动能力,将热、温态火电机组作为日内应急备用的一部分。提出了一种稳态-暂态协调优化的日内滚动调度模型,在多种高风险随机场景下考虑系统的暂态频率安全,同时需求侧可中断负荷也被作为系统一次调频的备用来源。提出内-外层迭代的方法对上述模型进行求解,外层筛选出用于暂态优化的高风险场景集,内层进行稳态-暂态协调优化,确定机组组合方案、可中断负荷切除量和被迫弃风量。最后,在改进的新英格兰10机39节点系统上验证了所提方法的有效性,结果表明所提方法可实现系统日内一次调频备用需求的全覆盖,并同时兼顾了系统的安全性和经济性。

**关键词:**风电;一次调频;稳态-暂态协调优化;日内滚动调度模型;热、温态火电机组;内-外层迭代

**中图分类号:**TM 614;TM 734

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202003002

## 0 引言

电力系统调度从时间尺度上大致可以分为日前调度规划、日内滚动调度、实时调度等阶段,需要各阶段协调配合才能更好地满足系统要求,日内滚动调度在电力系统调度中起着承上启下的关键作用。日内滚动调度一般以总运行成本最小为目标,以求取最优的机组组合结果<sup>[1]</sup>。随着煤、石油等化石资源的大幅度减少,风、光等可再生能源的发电及并网问题已成为研究热点<sup>[2-4]</sup>。风电因其较低的发电成本,并网比重逐年上升,2018年全球风电新增装机容量为51.3 GW,根据全球风能理事会预计,到2023年,全球风能装机容量每年至少增加55 GW<sup>[5]</sup>。目前对于含高比例风电接入系统,其日内滚动调度研究大多致力于提高机组组合结果对随机风电的适应能力<sup>[1,6-10]</sup>。为了保证系统的安全运行,文献<sup>[6-7]</sup>在含风电系统的机组组合模型中加入了频率安全约束,但仅考虑了预测场景,未在多种扰动场景下评估系统的暂态频率安全,电网实际运行风险较大。文献<sup>[9]</sup>采取随机机组组合模型在多个随机场景下进行日内优化调度,该方法综合考虑了机组组合的经济性和安全性,但文中所有机组的开停机计划全部由日前调度规划确定,日内优化调度仅涉及其运行出力的修正,在一定程度上限制了系统电源资源的

充分利用。文献<sup>[1]</sup>基于预测控制解决含风电系统的滚动优化调度问题,在滚动调度过程中将火电机组的启停状态设为常数。文献<sup>[10]</sup>将发电机组分为包括火电机组在内的常规机组和快速启动机组,在日内滚动调度中考虑到了快速启动机组和需求侧负荷的调节能力。目前文献大多忽略了热、温态火电机组的快速启动能力,这在一定程度上限制了电源的精细、有效利用,不利于具有较大随机性的大规模风电并网系统的安全运行。

随着风电并网比重的增加,火电、水电等常规机组的容量占比逐渐减小,而仅由常规机组提供调频备用的传统方式将可能不再满足系统需求,容易导致系统频率失稳,因此关于风电参与一次调频的研究工作逐渐开展,主要集中于风电机组的减载运行控制、虚拟惯量控制和下垂控制,使风机留有一次调频备用容量,并且具有类似于常规机组的惯量支撑及调频性能<sup>[11-12]</sup>。然而,目前在风电参与一次调频情况下系统机组组合的研究较少。文献<sup>[13]</sup>在机组组合模型中考虑到风电机组仅通过惯量控制参与一次调频,这使得可提供的一次调频备用容量十分有限,并且该模型仅计及了预测场景。文献<sup>[14]</sup>计及风电机组和储能的调频备用成本,研究了微网中机组备用容量问题,仅对特定时间断面的机组优化进行研究。文献<sup>[15]</sup>提出了一种以火电机组调频为主、风电机组调频为辅的一次调频联合控制策略,但对于多时段多机组的机组组合问题仍需进一步研究。

本文首先对参与日内开停机优化机组的选取进行了研究,重点分析了热、温态火电机组参与日内开停机的条件;然后考虑到常规机组和风电场同时参

收稿日期:2019-05-24;修回日期:2020-01-06

基金项目:智能电网保护和运行控制国家重点实验室资助项目;江苏省“六大人才高峰”项目(XNY-020)

Project supported by the Program of State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control and “Six Talents Summit” Project in Jiangsu Province(XNY-020)

与系统一次调频,建立了稳态-暂态协调优化的日内滚动调度模型,兼顾系统运行的经济性和暂态频率的安全性;最后针对该优化模型,在综合考虑系统惯量和调频备用需求的基础上,提出了一种基于内-外层迭代的求解方法,以控制系统运行风险在安全范围内。

## 1 参与日内开停机优化调度机组的选取

根据《固定式发电用汽轮机规范》<sup>[16]</sup>,按照停机时长可将汽轮机的启动状态分为冷态启动(停机超过72 h)、温态启动(停机在10~72 h之间)、热态启动(停机不到10 h)和极热态启动(机组跳闸后1 h以内)。其中,冷态启动需6~8 h,通常仅参与日前调度;热态启动(包括极热态启动)需1~2 h;温态启动需3~4 h,均有条件参加短周期内的开机调整,但需计及机组的启动时间。火电机组的启动爬坡速率较低,一般为每分钟爬坡额定功率的1.2%~1.5%,在启动过程中,热、温态火电机组出力近似为0。水电机组启动耗时较短,一般为分钟级,机组爬坡速率较快,一般为每分钟爬坡额定功率的50%~100%,所以一般认为水电机组启动时其输出功率能够瞬时达到额定功率。燃气机组的爬坡速率也比较快,可以达到每分钟爬坡额定功率的20%。为充分利用风电资源,不考虑主动弃风切机的情况,但风速降低会造成风电机组退出运行,当风速重新升至机组的切入风速时,风电机组启动耗时为分钟或秒级,将很快升至当前风速下的最大出力。为了充分发挥所有日内可调度资源,本文所选取的日内开停机优化调度对象包含热、温态火电机组、水电机组、燃气机组和风电机组。

大规模风电并网将给电网的功率平衡控制带来很大的不确定性,为了精细管理系统的发电容量,增大日内备用容量,在以往仅计及日前冷备用火电发电计划和日内水电/风电调度的基础上,进一步细化机组启动状态,并结合日内的最新预测数据,对参与日内开停机调度机组的启停状态和出力进行日内滚动修正,以充分发挥所有慢、快速启动机组的功率调节能力。日内滚动调度过程中参与调整的热、温态火电机组须满足:参与调整机组的启动时间不超过调整周期的剩余时长;同时在启动过程中的机组出力近似为0,在启动完成后达到正常的出力状态。

## 2 稳态-暂态协调优化的日内滚动调度模型

### 2.1 日内滚动调度目标函数

日内滚动调度是指每隔30 min对本日的剩余时段进行15 min一个点的负荷、风电及机组故障预测,并根据新的预测值对剩余时段的机组调度计划进行修正。基于此,本文提出了一种稳态-暂态协调优化

的日内滚动调度模型,其目标函数包括稳态运行成本 $C_1$ 和暂态控制成本 $C_2$ ,如式(1)所示。稳态成本除了机组组合中通常考虑的常规机组的启动成本和发电煤耗成本以外,为了体现风电通过减载运行参与一次调频的损失和环境效益,在稳态成本中分别引入了风电减载成本和碳排放成本,如式(2)所示。结合转子超速控制和桨距角控制实现风电减载,以使风电机组具有更大的一次调频能力<sup>[17-18]</sup>。暂态部分为在各种高风险随机场景下的暂态频率分析,其中随机场景包括各种正常或异常扰动(如考虑系统1~2个设备退出运行)、负荷与电源的随机波动等。最大频率偏差与系统的惯性及可提供的一次调频容量有关,故采用最大频率偏差综合反映系统的一次调频性能,并将其以一定权重加入到暂态成本中,以获取较好的频率特性。同时,在暂态过程中充分利用需求侧的可调节能力,将可中断负荷作为系统一次调频备用的来源,并计及了暂态过程中的被迫弃风成本,如式(3)所示。

综上分析,假设同一风电场内各风电机组运行条件近似相同,且忽略机组在一次调频过程中的电量成本,日内滚动调度模型为:

$$\min C = C_1 + C_2 \quad (1)$$

$$C_1 = \sum_{t=t_0}^T \left[ \sum_{i \in N^G} y_{i,t} C_{SUCi,t} + \Delta t \left( \sum_{i \in N^G} u_{i,t} C(P_{i,t}) + \sum_{j \in N^W} q_{j,t}^W d_{j,t} P_{j,t} \right) + C_t^C \right] \quad (2)$$

$$C_2 = \sum_{t=t_0}^T \left\{ \sum_{s \in S} P_s \left[ \Delta t \left( \sum_{k \in N^{II}} q_{k,t}^L P_{IIk,t,s} + \sum_{j \in N^W} q_{j,t}^W P_{Wlj,t,s} \right) + q^f \left| \Delta f_{nadir,t,s} \right| \right] \right\} \quad (3)$$

其中, $C$ 为调度总成本; $t$ 为调度周期内时段序号; $t_0$ 为日内滚动调度起始时段; $T$ 为调度周期内时段总数; $i$ 为常规机组序号; $N^G$ 为常规机组序列集合; $j$ 为风电场序号; $N^W$ 为风电场序列集合; $y_{i,t}$ 为机组 $i$ 在时段 $t$ 开机动作变量,开机取1,反之取0; $C_{SUCi,t}$ 为机组 $i$ 在时段 $t$ 起始时刻的启动成本(停机成本近似为0),单位为元; $u_{i,t}$ 为机组 $i$ 在时段 $t$ 向电网提供正常出力情况,可提供正常出力取1,反之取0; $P_{i,t}$ 为常规机组 $i$ 在时段 $t$ 的出力,单位为MW; $C(P_{i,t})$ 为常规机组 $i$ 在时段 $t$ 出力的燃料成本,单位为元; $q_{j,t}^W$ 为风电场 $j$ 在时段 $t$ 的单位电量价格,单位为元/(MW·h); $d_{j,t}$ 为风电场 $j$ 在时段 $t$ 的减载水平; $P_{j,t}$ 为风电场 $j$ 在时段 $t$ 的最大出力,单位为MW; $C_t^C$ 为系统在时段 $t$ 的碳排放成本,单位为元; $s$ 为待优化场景序号; $S$ 为待优化场景序列集合; $\Delta t$ 为时段 $t$ 的时长,单位为h; $P_s$ 为

场景  $s$  的概率;  $k$  为可中断负荷序号;  $N^u$  为可中断负荷序列集合;  $q_{k,t}^k$  为可中断负荷  $k$  在时段  $t$  的单位价格, 单位为元 / (MW·h);  $P_{llk,t,s}$  为场景  $s$  下时段  $t$  内可中断负荷  $k$  的中断量, 单位为 MW;  $P_{wlj,t,s}$  为场景  $s$  下时段  $t$  内风电场  $j$  的被迫弃风功率, 单位为 MW;  $q^f$  为最大频率偏移权重, 单位为元 / Hz;  $\Delta f_{\text{maxdir},t,s}$  为系统在场景  $s$  下时段  $t$  内的最大频率偏差, 单位为 Hz。

机组  $i$  在时段  $t$  起始时刻的启动成本  $C_{\text{SUC},i,t}$ 、燃料成本  $C(P_{i,t})$  以及系统在时段  $t$  的碳排放成本  $C_t^c$  分别为:

$$C_{\text{SUC},i,t} = \alpha_i + \beta_i \left[ 1 - \exp\left(\frac{-\tilde{T}_{i,t}^{\text{off}}}{\tau_i}\right) \right] \quad (4)$$

$$C(P_{i,t}) = a_i(P_{i,t})^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (5)$$

$$C_t^c = q^c \left[ \Delta t \left( \sum_{i \in N^G} u_{i,t} \sigma_i P_{i,t} \right) - \nu D_t \right] \quad (6)$$

其中,  $\alpha_i$ 、 $\beta_i$  为启动成本特性参数,  $\alpha_i$  为机组  $i$  的启动和维护费用,  $\beta_i$  为机组  $i$  在冷却环境下的启动费用, 单位均为元;  $\tau_i$  为机组  $i$  的冷却速度时间常数, 单位为 h;  $\tilde{T}_{i,t}^{\text{off}}$  为截止到调度时段  $t$  起始时刻机组  $i$  已连续停运的时间, 单位为 h;  $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$  为燃料成本系数;  $q^c$  为 CO<sub>2</sub> 交易价格, 单位为元 / t;  $\sigma_i$  为机组  $i$  的碳排放强度, 单位为 t / (MW·h);  $\nu$  为单位电量碳排放基准, 单位为 t / (MW·h);  $D_t$  为系统在时段  $t$  内常规机组和风电场的发电量之和, 单位为 MW·h。

## 2.2 日内滚动调度模型约束条件

### 2.2.1 稳态约束条件

本文中日内滚动调度模型的稳态约束条件可分为系统运行约束和机组特性约束。其中, 在系统稳态运行过程中, 考虑到负荷及风电的预测偏差, 需对系统一次调频备用容量进行基本约束, 其稳态一次调频备用来源包括常规机组和风电场。在对机组的约束中, 考虑到其启动能力不同, 将日内可调节的快速机组分为不考虑启动过程快速机组和考虑启动过程的热、温态火电机组。其中, 考虑到风电机组的运行特性, 需对风电减载水平进行约束。相关约束具体如下。

(1) 系统运行约束条件。

系统运行约束条件可分为功率平衡约束和一次调频备用容量约束。一次调频备用容量约束条件包含上备用容量约束和下备用容量约束, 本文仅给出上备用容量约束, 下备用容量约束同理。

系统功率平衡约束为:

$$\sum_{i \in N^G} u_{i,t} P_{i,t} + \sum_{j \in N^W} (1 - d_{j,t}) P_{j,t} = L_t + D_{\text{Loss},t} \quad (7)$$

其中,  $L_t$  为时段  $t$  内的负荷需求, 单位为 MW;  $D_{\text{Loss},t}$  为时段  $t$  内的线路损耗, 单位为 MW。

上备用容量约束为:

$$P_{i,t}^f = \min\left(P_i^{\text{max}} - P_{i,t}, u_{i,t} \chi_{i,t} \frac{\Delta f_{\text{max}} - D_i^{\text{db}}}{R_i}\right) \quad (8)$$

$$\sum_{i \in N^G} P_{i,t}^f + \sum_{j \in N^W} d_{j,t} P_{j,t} \geq \varepsilon_t \sum_{n \in \Phi^l} L_{n,t} + \sum_{j \in N^W} \xi_{j,t} P_{j,t} \quad (9)$$

其中,  $P_{i,t}^f$  为常规机组  $i$  在时段  $t$  可提供的一次调频容量, 单位为 MW;  $P_i^{\text{max}}$  为常规机组  $i$  最大技术出力;  $\chi_{i,t}$  为常规机组  $i$  在时段  $t$  内有无一次调频功能或死区是否过大的情况, 若无一次调频功能或死区过大, 则取值为 0, 反之取值为 1;  $\Delta f_{\text{max}}$  为暂态频率最大允许偏差, 一般取 0.5 Hz;  $D_i^{\text{db}}$  为常规机组  $i$  的调频死区, 单位为 Hz;  $R_i$  为常规机组  $i$  的调差系数;  $\varepsilon_t$  为负荷在时段  $t$  的预测误差系数;  $L_{n,t}$  为母线  $n$  在时段  $t$  的负荷量;  $\xi_{j,t}$  为风电场  $j$  在时段  $t$  的预测误差系数;  $\Phi^l$  为电网中所有母线序列。

(2) 不考虑启动过程的快速机组相关约束条件。

开停机约束为:

$$u_{i,t} \leq u_{i,t-1} + y_{i,t} \quad (10)$$

出力约束为:

$$u_{i,t} P_i^{\text{min}} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_i^{\text{max}} \quad (11)$$

其中,  $P_i^{\text{min}}$  为常规机组  $i$  最小技术出力。

爬坡约束为:

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq [1 - u_{i,t}(1 - u_{i,t-1})] u_{i,t} + u_{i,t}(1 - u_{i,t-1}) P_i^{\text{max}} \quad (12)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq [1 - u_{i,t-1}(1 - u_{i,t})] u_{i,t-1} + u_{i,t-1}(1 - u_{i,t}) P_i^{\text{max}} \quad (13)$$

其中,  $u_{i,t}$  为机组  $i$  最大向上爬坡率, 单位为 MW / h;  $u_{i,t}$  为机组  $i$  最大向下爬坡率, 单位为 MW / h。

最小开停机时间约束为:

$$(\tilde{T}_{i,t}^{\text{on}} - T_i^{\text{on}})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \quad (14)$$

$$(\tilde{T}_{i,t}^{\text{off}} - T_i^{\text{off}})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \quad (15)$$

其中,  $T_i^{\text{on}}$  为机组  $i$  的最小开机时间, 单位为 h;  $T_i^{\text{off}}$  为机组  $i$  的最小停机时间, 单位为 h;  $\tilde{T}_{i,t}^{\text{on}}$  为截止到时段  $t$  起始时刻机组  $i$  已连续运行的时间, 单位为 h。

风电场减载水平约束为:

$$0 \leq d_{j,t} \leq d_{\text{max}} \quad (16)$$

其中,  $d_{\text{max}}$  为风电场最大减载水平。

(3) 考虑启动过程的热、温态火电机组相关约束。

日内修正过程中除需考虑约束条件式(10)–(16)外还需要为热、温态火电机组设置以下内容。

参与调整的热、温态火电机组的启动时间  $T_{\text{ST}}$  要小于调整周期的剩余时段长。

$$0 \leq T_{\text{ST}} \leq T - t_0 \quad (17)$$

其中,  $T_{\text{ST}} = T_g^{\text{start}} / \Delta t$ ,  $g$  为热、温态火电机组序号;  $T_g^{\text{start}}$  为火电机组  $g$  的启动时间, 单位为 h。

由第1节可知,在启动过程中,热、温态火电机组出力近似为0。启动过程中,机组状态 $u_{g,t}$ 为0;启动完成后, $u_{g,t}$ 变为1,即达到正常出力状态。具体约束如下:

$$\sum_{t=t_0}^{T_{ST}-1} (1 - u_{g,t}) + u_{g,t+T_{ST}} \geq y_{g,t} (T_{ST} + 1) \quad (18)$$

热、温态火电机组的开停机约束需修改为:

$$u_{g,t} \leq y_{g,t-T_{ST}} + u_{g,t-1} \quad (19)$$

热、温态火电机组的最小停机时间约束需修改为:

$$y_{g,t} (\tilde{T}_{g,t}^{\text{off}} - T_g^{\text{off}}) \geq 0 \quad (20)$$

### 2.2.2 暂态约束条件

在暂态过程中需保证系统在高风险随机场景下的频率安全,加入约束条件式(21)和式(22),同时需对暂态过程中的可中断负荷量和弃风量进行约束。

系统在高风险随机场景下暂态频率偏移安全性约束条件为:

$$|\Delta f_{ss,t,s}| \leq |\Delta f_{nadir,t,s}| \leq \Delta f_{\max} \quad (21)$$

其中, $\Delta f_{ss,t,s}$ 为系统在场景 $s$ 时段 $t$ 的稳态频率偏差,单位为Hz。

为保证系统在高风险随机场景下频率初始下降率 $f_{\text{RoCoF},s}$ 不大于系统限定值,应满足:

$$|f_{\text{RoCoF},s}| \leq f_{\text{RoCoF}}^{\max} \quad (22)$$

其中, $f_{\text{RoCoF}}^{\max}$ 为允许频率初始下降率或上升率的最大值,单位为Hz/s。

可中断负荷量 $P_{\text{IL},n,t,s}$ 的约束条件为:

$$0 \leq P_{\text{IL},n,t,s} \leq P_{\text{IL},n,t,s}^{\max} \quad (23)$$

其中, $P_{\text{IL},n,t,s}^{\max}$ 为母线 $n$ 上在场景 $s$ 时段 $t$ 可中断负荷量的最大值,单位为MW。

风电场弃风量 $P_{\text{WL},j,t,s}$ 的约束条件为:

$$0 \leq P_{\text{WL},j,t,s} \leq (1 - d_{j,t}) P_{j,t,s} \quad (24)$$

其中, $P_{j,t,s}$ 为风电场 $j$ 在场景 $s$ 时段 $t$ 的最大出力。

## 3 机组组合的迭代计算

以基于风险控制的场景筛选为外层,以待优化场景集的日内优化调度为内层,建立了内-外层迭代的机组组合优化方法,如附录中图A1所示。

### 3.1 外层场景集优化

在外层中,根据场景剩余风险占比在大量随机场景中筛选出高风险场景<sup>[19]</sup>,形成待优化场景集,从而缩短优化时间。设置初始待优化场景集为空集,场景筛选的具体步骤如下。

(1)基于上一迭代轮次中优化的机组组合结果,计算全场景集的一次调频总剩余风险值,即各个场景的一次调频剩余风险之和,本文中场景一次调频剩余风险定义为场景发生概率乘以在上一次迭代机

组组合结果下该场景超出系统一次调频安全备用范围外的功率缺额(或盈余)。

(2)若一次调频总剩余风险值小于设置的“一次调频总剩余风险阈值”,则场景集筛选结束;否则,计算筛选之前所有迭代轮次中都未选中场景的一次调频剩余风险值,将该值超过“单个场景一次调频剩余风险阈值”(本轮总剩余风险值的一个比例)的场景加入到待优化场景集,并对待优化场景集内场景概率进行重新分配。

(3)针对待优化场景集,根据本文所提出的优化调度模型进一步优化机组组合结果,返回步骤(1)。

### 3.2 内层日内机组组合优化

在内层中,本文采用Benders分解方法,将日内机组组合问题分解为稳态机组组合优化问题和暂态可中断负荷量或弃风量优化问题。由于在暂态过程中系统频率无法通过机组启停和出力状态明确地表达,当暂态频率不满足安全要求时,无法用产生Benders割的方式进一步优化。因此,采用一种具有实际物理意义的优化割进一步优化机组组合结果,以保证系统频率的安全性。同时为保证系统整体运行的经济性,本文参考文献[20]返回多个Benders割以最小化成本。在日内滚动调度过程中,每次滚动结果的内层求解过程如下。

稳态机组组合优化问题的目标函数为:

$$\min \omega^* + \sum_{t=t_0}^T \left[ \sum_{i \in N^G} y_{i,t} C_{\text{SUC},i,t} + \Delta t \left( \sum_{i \in N^G} u_{i,t} C(P_{i,t}) + \sum_{j \in N^W} q_{j,t}^W d_{j,t} P_{j,t} \right) + C_t^C \right] \quad (25)$$

其中, $\omega^*$ 为系统调度变量(包括常规机组开停机状态、机组出力状态和风电场减载水平)的函数,为Benders分解中暂态问题每次循环的控制成本量。

约束条件为式(7)~(20)。

暂态优化问题的目标函数为:

$$\min \sum_{s \in S} P_s \left[ \Delta t \left( \sum_{k \in N^{\text{IL}}} q_{k,t}^L P_{\text{IL},k,t,s} + \sum_{j \in N^W} q_{j,t}^W P_{\text{WL},j,t,s} \right) + q^r |\Delta f_{nadir,t,s}| \right] \quad (26)$$

暂态约束条件为式(23)和式(24)。

内层的日内机组组合优化求解的具体步骤如下。

(1)根据日前调度规划确定的慢速启动机组的启停计划,针对日内滚动优化的期望场景,以式(25)为目标函数,以式(7)~(20)为约束条件进行稳态机组组合问题的求解。由于式(8)为含min函数的非线性项,可参照文献[21]的线性化方法进行类似处理,其余非线性项的处理在常规机组组合问题中已

被广泛研究,此处不再赘述。因此,本文稳态机组组合问题可利用混合整型二次规划(MIQP)的方法进行求解。

(2)在暂态部分中,根据外层生成的待优化场景集对步骤(1)求得的稳态机组组合结果进行调度周期内各时段的暂态频率分析,即以式(26)为目标函数,以式(23)和式(24)为约束条件进行暂态优化,观察所有待优化场景下系统的频率特性是否满足安全约束条件式(21)和式(22)。由于系统的复杂性和多样性,通过计算分析方法得到的系统频率一般不准确,为获取准确合理的优化结果,式(21)和式(22)中系统暂态频率特性可通过软件(如 DigSILENT/PowerFactory)仿真得到。若系统频率特性不满足安全约束,则形成优化割(即系统的一次调频容量及惯性约束),并用其修改内层稳态优化问题的约束条件,重新计算稳态机组组合结果;若所有待优化场景下频率安全约束均满足,则输出暂态控制成本。

(3)根据步骤(2)所得优化结果,计算稳态优化问题中每个调度变量的边际值,形成多个 Benders 割,并继续修改内层稳态优化问题的约束条件,重新计算稳态机组组合结果,直至满足成本收敛标准,则内层的日内机组组合优化结束。

在待优化场景集的优化过程中,若某场景某时段下的频率特性不满足安全要求,说明在该场景该时段下系统的一次调频能力不足,需要增大系统的一次调频容量及惯性,返回的优化割如式(27)—(29)所示;若某场景某时段下的频率特性满足要求,为保证其频率特性不会变差,也应加入系统调频能力的约束,返回的优化割如式(30)—(32)所示。当系统功率盈余过大时,频率安全可直接通过大量弃风或机组切除来保证,因此本文未对下备用容量过多限制。

$$R_{t,s}^{\text{sum}} + L_{t,s}^{\text{max}} > \hat{R}_{t,s}^{\text{sum}} + \hat{L}_{t,s}^{\text{max}} \quad (27)$$

$$H_{t,s}^{\text{sum}} > \hat{H}_{t,s}^{\text{sum}} \quad (28)$$

$$\hat{H}_{t,s}^{\text{sum}} = \sum_{i \in N^G} \hat{u}_{i,t} \frac{S_i}{S_B} H_i + \sum_{j \in N^W} \frac{S_j}{S_B} \hat{H}_{j,t,s} - \sum_{i \in N^G} \gamma_{i,t,s} \frac{S_i}{S_B} H_i \quad (29)$$

$$R_{t,s}^{\text{sum}} + L_{t,s}^{\text{max}} \geq \hat{R}_{t,s}^{\text{sum}} + \hat{L}_{t,s}^{\text{max}} \quad (30)$$

$$H_{t,s}^{\text{sum}} \geq \hat{H}_{t,s}^{\text{sum}} \quad (31)$$

$$\hat{R}_{t,s}^{\text{sum}} = \sum_{i \in N^G} \hat{P}_{i,t}^f + \sum_{j \in N^W} \hat{d}_{j,t} P_{j,t,s} - \sum_{i \in N^G} \gamma_{i,t,s} \hat{P}_{i,t}^f \quad (32)$$

其中,  $R_{t,s}^{\text{sum}}$ 、 $\hat{R}_{t,s}^{\text{sum}}$  分别为本次、上次内层循环中系统在场景  $s$  时段  $t$  的一次调频总量,单位为 MW,包括常规机组备用和风电备用,“ $\hat{\cdot}$ ”表示上次内层循环,其他变量中类似;  $L_{t,s}^{\text{max}}$  为本次内层循环中系统在场景  $s$  时段  $t$  可调用的最大可中断负荷量,单位为 MW;  $H_{t,s}^{\text{sum}}$  为本次内层循环中系统在场景  $s$  时段  $t$  的惯性时间参数,包括常规机组惯性时间常数和风电场的虚拟

惯性参数,单位为 s;  $S_i$  为常规机组  $i$  的额定功率,单位为 MW;  $S_j$  为风电场  $j$  的额定功率,单位为 MW;  $S_B$  为系统基准功率,单位为 MV·A;  $\gamma_{i,t,s}$  为常规机组  $i$  在场景  $s$  时段  $t$  意外停机情况,意外停机取值为 1,反之取值为 0;  $H_i$  为常规机组  $i$  的惯性时间常数,单位为 s;  $H_{j,t,s}$  为风电场  $j$  在场景  $s$  时段  $t$  的虚拟惯性参数,单位为 s。

为满足系统经济性要求,需要利用如式(33)所示的多个 Benders 割修改内层稳态优化问题的约束条件,直至满足成本收敛标准  $\left| \frac{\omega^{*,m} - \omega^{*,m-1}}{\omega^{*,m-1}} \right| \leq \zeta$ ,其中  $\omega^{*,m}$  为第  $m$  次内层循环的控制成本量,  $\zeta$  为收敛容忍度。

$$\begin{aligned} \omega^* \geq & \omega(\hat{y}_{i,t}^{m-1}, \hat{u}_{i,t}^{m-1}, \hat{P}_{i,t}^{m-1}, \hat{d}_{j,t}^{m-1}) + \\ & \sum_{i \in N^G} \pi_{i,t}^{m-1} (y_{i,t} - \hat{y}_{i,t}^{m-1}) + \sum_{i \in N^G} \phi_{i,t}^{m-1} (u_{i,t} - \hat{u}_{i,t}^{m-1}) + \\ & \sum_{i \in N^G} \mu_{i,t}^{m-1} (P_{i,t} - \hat{P}_{i,t}^{m-1}) + \sum_{j \in N^W} \vartheta_{j,t}^{m-1} (d_{j,t} - \hat{d}_{j,t}^{m-1}) \quad (33) \end{aligned}$$

其中,  $\omega(\cdot)$  为 Benders 分解中暂态问题每次循环的控制成本量函数;  $\hat{y}_{i,t}^{m-1}$ 、 $\hat{u}_{i,t}^{m-1}$ 、 $\hat{P}_{i,t}^{m-1}$ 、 $\hat{d}_{j,t}^{m-1}$  为第  $m-1$  次(前一次)内层循环所得的稳态问题中每个调度变量已知值;  $\pi_{i,t}^{m-1}$ 、 $\phi_{i,t}^{m-1}$ 、 $\mu_{i,t}^{m-1}$ 、 $\vartheta_{j,t}^{m-1}$  为稳态问题中每个调度变量的边际值,该值由第  $m-1$  次内层循环的暂态问题中计算得到。每个调度变量取值分别为第  $m-1$  次内层循环所得优化结果的相应边际值,即  $y_{i,t} = \hat{y}_{i,t}^{m-1} \rightarrow \pi_{i,t}^{m-1}$ ,  $u_{i,t} = \hat{u}_{i,t}^{m-1} \rightarrow \phi_{i,t}^{m-1}$ ,  $P_{i,t} = \hat{P}_{i,t}^{m-1} \rightarrow \mu_{i,t}^{m-1}$ ,  $d_{j,t} = \hat{d}_{j,t}^{m-1} \rightarrow \vartheta_{j,t}^{m-1}$ 。

#### 4 仿真实验

本文选用改进的新英格兰 10 机 39 节点系统进行仿真验证,系统图如附录中图 A2 所示,系统包含 6 座火电厂、1 座水电厂和 3 座风电场。火电厂  $G_1$ — $G_6$  的最大有功功率分别为 1 200、595、680、510、680、595 MW,水电厂  $G_7$  最大有功功率为 850 MW,风电场  $G_8$ — $G_{10}$  分别接于母线 38、32 和 37,额定功率分别为 1 660、1 300、1 080 MW,所有电厂均有一次调频能力。单台风电机组额定功率均为 2 MW,风电渗透率约为 25%~50%,本文认为同一风电场内各风电机组运行条件近似相同。仿真中,设置风电最大减载水平为 40%,可中断负荷价格为 1 000 元/(MW·h),相应取最大频率偏移权重为  $10^6$  元/Hz。

##### 4.1 风电参与一次调频对系统频率的影响

为观察风电参与一次调频对系统频率的影响,选取额定容量适中的风电场  $G_9$  进行分析,其余风电场出力变化规律与之相类似。设 1 s 时系统中母线 15 所接负荷突增 50%,风速恒定。系统频率和风电场出力曲线如图 1 所示。图中,曲线  $a_1$ — $a_3$  分别为

风电场 $G_9$ 未参与调频时、参与一次调频时、3座风电场均参与一次调频时系统频率变化;曲线 $b_1$ — $b_3$ 分别为风电场 $G_9$ 未参与调频时、参与一次调频时、3座风电场均参与一次调频时风电场 $G_9$ 的有功变化。

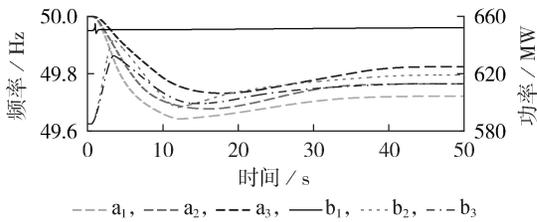


图1 系统频率及风电场有功功率变化  
Fig.1 Variations of system frequency and wind farm active power

当单座风电场参与一次调频时,在频率下降初期,由于风电机组虚拟惯性的作用,风电场输出的总电磁功率大幅上升,减缓频率的下降速率,并减小频率下降的幅度,系统频率出现最低值的时间也比风电场未参与一次调频时略有延迟,有效弥补了常规机组反应过慢的问题。同时,只要系统存在频率偏差,风电场通过减载预留的有功备用可以长期参与一次调频,因此系统稳态频率也有所上升。当3座风电场同时参与一次调频时,由于系统突增的负荷量可由多座风电场共同分担,在频率下跌初期,风电场 $G_9$ 有功增量较其单独参与一次调频时减小,其有功功率变化更加平缓,其余风电场出力变化情况与之类似;同时由于多个风电场虚拟惯性的作用及减载备用的利用,系统频率变化更加平稳,整体频率特性得到了进一步提升。

#### 4.2 日内机组组合结果

根据日前开机优化结果,如附录中图A3所示,由本文优化调度模型计算所得的日内机组组合结果如附录中图A4和图A5所示。

由系统日前开机优化结果可知,火电机组 $G_4$ 在时段1—8均为停机状态,时段9才向电网提供出力。但随着日内预测信息的更新,时段7与日前预测偏差较大,且在该时段下预测随机场景波动较大,因此系统实际所需的应急调频备用容量增加,则在风电场减载水平均达到最大值的情况下,热态火电机组 $G_4$ 在时段7要求被应急调用,以填补日内不平衡功率,如图A4和图A5所示。在日内滚动调度中,当系统净负荷较小且预测偏差较小时,由于火电机组 $G_4$ 设置的运行煤耗量较大,则该机组在时段1—6以及85—96均为停机状态,系统对调频备用的需求可由其余常规机组和风电场共同承担,以保证系统运行的经济性。

由图A4可知,虽然水电机组 $G_7$ 启停较快,但在整个调度时段内并未频繁启停,这是由于水电机组

$G_7$ 的调差系数较小,一次调频能力较强,为保证系统的暂态频率安全,水电机组 $G_7$ 一直处于开机状态。由图A5可知,风电场减载的优先级顺序与其风电减载单价有关, $G_8$ 风电减载单价较低,因此优先参与减载。同时可以发现,在日内调度周期内,风电场减载备用容量整体较大,将成为系统一次调频备用的重要来源。日内运行总成本为5127.7万元,由于其预测精度的提升,日内总成本相比日前(5571.7万元)有所降低。

#### 4.3 考虑/未考虑热、温态火电机组的对比分析

在日内优化结果中,本文选取典型时段进行对比分析,表1为考虑和未考虑热、温态机组时,时段7常规机组出力和风电场减载水平的优化结果。由表1可知,当考虑热、温态机组时,热态火电机组 $G_4$ 在时段7被调用以平复波动,常规机组可提供的总出力增加,由此风电的减载水平可加大,系统一次调频备用总量增加,从而能更好地平复高风险随机场景下的不平衡功率。

表1 时段7优化结果对比

Table 1 Comparison of optimal results in Period 7

参数	数值		参数	数值	
	未考虑热、温态机组	考虑热、温态机组		未考虑热、温态机组	考虑热、温态机组
$G_1$ 出力 / MW	1182	1183	$G_6$ 出力 / MW	577	578
$G_2$ 出力 / MW	577	578	$G_7$ 出力 / MW	725	725
$G_3$ 出力 / MW	655	655	$G_8$ 减载水平 / %	15.34	40
$G_4$ 出力 / MW	0	349	$G_9$ 减载水平 / %	0	40
$G_5$ 出力 / MW	655	655	$G_{10}$ 减载水平 / %	40	40

相反,当未考虑热、温态机组时,基于日前开机优化结果,热态火电机组 $G_4$ 到时段9才开始被调用,如附录中图A6所示。在时段7时其余常规机组预留一定一次调频容量后出力均达到最大值,无法提供更多的出力,为满足系统功率平衡约束,风电减载水平相应减小,系统可预留的一次调频备用总量减小,暂态调频能力由此减弱,在系统调频备用可能不足的情况下只能采取切可中断负荷的操作。在时段7、8对比筛选得到的4个待优化场景的最大频率偏差如表2所示(其中,场景1下时段7出现常规机组 $G_1$ 因故障停机事件,其余场景下的时段出现的均为负荷及风电波动事件)。由表2可知,当考虑热、温态机组时,系统在高风险随机场景下的最大频率偏差整体上优于未考虑热、温态机组的情况,系统暂态时的一次调频能力更强,尤其是在一些大扰动情况下。同时,日内调度总成本相比未考虑热、温态机组时低,充分利用了电源资源,安全性和经济性均较

好。因此当大规模风电并网引起日内调频容量可能不足的问题时,调用热、温态机组这部分备用容量,可进一步支援常规机组进行一次调频,实现一次调频需求的全覆盖。

表2 最大频率偏差对比

Table 2 Comparison of maximum frequency deviation

s	$\Delta f_{\text{na dir},7.s} / \text{Hz}$		$\Delta f_{\text{na dir},8.s} / \text{Hz}$	
	考虑热、温态机组	未考虑热、温态机组	考虑热、温态机组	未考虑热、温态机组
1	0.4810	0.4916	0.2223	0.3512
2	0.1249	0.1799	0.2446	0.3708
3	0.0517	0.0264	0.2384	0.2140
4	0.2364	0.4259	0.2716	0.3895

## 5 结论

针对大规模风电并网导致日内调频备用可能不足的问题,本文考虑将风电与常规机组同时参与系统一次调频,并进一步挖掘了电源资源的快速启动能力,在日内机组组合中考虑了热、温态火电机组的启停,建立了稳态-暂态协调优化的日内滚动调度模型,研究结果表明该调度模型兼顾了系统运行的经济性和各种高风险随机场景下暂态频率的安全性,可进一步支援常规机组进行一次调频。本文算例系统中选用单台风机等值风电场,为了与实际问题相结合,风场内风机分摊备用的情况值得进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

[1] 刘立阳,吴军基,孟绍良. 基于预测控制的含风电滚动优化调度[J]. 电工技术学报,2017,32(17):75-83.  
LIU Liyang,WU Junji,MENG Shaoliang. A rolling dispatch model for wind power integrated power system based on predictive control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(17):75-83.

[2] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.  
ZHANG Liying,YE Tinglu,XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(25):1-9.

[3] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术,2014,38(3):638-646.  
LIU Ju,YAO Wei,WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology,2014,38(3):638-646.

[4] 谢敏,罗文豪,吉祥,等. 随机风电接入的电力系统动态经济调度多场景协同优化[J]. 电力自动化设备,2019,39(11):27-33.  
XIE Min,LUO Wenhao,JI Xiang, et al. Multi-scenario collaborative optimization for dynamic economic dispatch of power system with stochastic wind power integration[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(11):27-33.

[5] GEORGETA B,REMUS P,CRISTIAN P, et al. Spatial assessment of wind power potential at global scale. A geographical approach[J]. Journal of Cleaner Production,2018,200:1065-1086.

[6] 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.

[7] WEN Y,LI W,HUANG G, et al. Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(6):5115-5125.

[8] 李本新,韩学山,刘国静,等. 风电与储能系统互补下的火电机组组合[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):32-37.  
LI Benxin,HAN Xueshan,LIU Guojing, et al. Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(7):32-37.

[9] 王皓,艾芊,甘霖,等. 基于多场景随机规划和MPC的冷热电联合系统协同优化[J]. 电力系统自动化,2018,42(13):51-58.  
WANG Hao,AI Qian,GAN Lin, et al. Collaborative optimization of combined cooling heating and power system based on multi-scenario stochastic programming and model predictive control[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(13):51-58.

[10] 包宇庆,王蓓蓓,李扬,等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报,2016,36(17):4589-4600.  
BAO Yuqing,WANG Beibei,LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(17):4589-4600.

[11] 李少林,秦世耀,王瑞明,等. 大容量双馈风电机组虚拟惯量调频技术[J]. 电力自动化设备,2018,38(4):145-150.  
LI Shaolin,QIN Shiyao,WANG Ruiming, et al. Control strategy of virtual inertia frequency regulation for large capacity DFIG-based wind turbine[J]. Electric Power Automatic Equipment,2018,38(4):145-150.

[12] 张冠锋,杨俊友,孙峰,等. 基于虚拟惯量和频率下垂控制的双馈风电机组一次调频策略[J]. 电工技术学报,2017,32(22):225-232.  
ZHANG Guanfeng,YANG Junyou,SUN Feng, et al. Primary frequency regulation strategy of DFIG based on virtual inertia and frequency droop control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(22):225-232.

[13] LIN T,YE J,LI S, et al. Dynamic frequency-constrained unit commitment in isolated grids with DFIGs for frequency regulation[J]. Journal of Renewable & Sustainable Energy,2017,9(5):055902.

[14] 赵晶晶,徐传琳,吕雪,等. 微电网一次调频备用容量与储能优化配置方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(15):4324-4332.  
ZHAO Jingjing,XU Chuanlin,LÜ Xue, et al. Optimization of micro-grid primary frequency regulation reserve capacity and energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(15):4324-4332.

[15] 刘吉臻,姚琦,柳玉,等. 风火联合调度的风电场一次调频控制策略研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(12):3462-3469.  
LIU Jizhen,YAO Qi,LIU Yu, et al. Wind farm primary frequency control strategy based on wind & thermal power joint control[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(12):3462-3469.

[16] 中国国家标准化管理委员会. 固定式发电用汽轮机规范:GB/T 5578—2007[S]. 北京:中国标准出版社,2008.

[17] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(25):4304-4314.  
TANG Xisheng,MIAO Fufeng,QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(25):4304-4314.

- [18] 丁磊,尹善耀,王同晓,等. 结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J]. 电网技术,2015,39(9):2385-2391.  
DING Lei,YIN Shanyao,WANG Tongxiao,et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. Power System Technology,2015,39(9):2385-2391.
- [19] 吴俊,薛禹胜,舒印彪,等. 大规模可再生能源接入下的充裕性优化(三)多场景的备用优化[J]. 电力系统自动化,2019,43(11):1-9.  
WU Jun,XUE Yusheng,SHU Yinbiao,et al. Adequacy optimization for a large-scale renewable energy integrated system part three reserve optimization under multi-scenario[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(11):1-9.
- [20] NASROLAHPUR E,GHASEMI H. A stochastic security constrained unit commitment model for reconfigurable networks with high wind power penetration[J]. Electric Power Systems Research,2015,121:341-350.
- [21] RESTREPO J F,GALIANA F D. Unit commitment with primary frequency regulation constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(4):1836-1842.

#### 作者简介:



吉 静

吉 静(1994—),女,江苏淮安人,硕士研究生,主要研究方向为含风电系统的机组组合(**E-mail**:708878505@qq.com);

郝丽丽(1979—),女,河北昌黎人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制(**E-mail**:lili\_hao@163.com);

王昊昊(1979—),男,江苏响水人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制(**E-mail**:wanghaohao@sgepri.sgcc.com.cn)。(编辑 王欣竹)

## Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability

JI Jing<sup>1</sup>,HAO Lili<sup>1</sup>,WANG Haohao<sup>2</sup>,XIE Dongliang<sup>2</sup>,LI Wei<sup>2</sup>,ZHOU Yantong<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Control Science,Nanjing Technology University,Nanjing 211816,China;

2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control,NARI Group Corporation,Nanjing 211106,China)

**Abstract:** Wind turbines participating in PFR(Primary Frequency Regulation) by deloaded operating mode together with conventional units is considered. At the same time,the fast start-up capability of power resources is further explored,and warm and hot thermal power units are also considered as part of the intra-day emergency reserve. An intra-day dispatch model considering coordination optimization of steady state and transient state is proposed,which evaluates the transient frequency security of system in a variety of high-risk stochastic scenarios. Besides,the interruptible load on demand side is also used as the PFR reserve source. The inner-outer iterative method is proposed to solve the above model. The outer layer selects out high-risk scenarios for transient optimization. The inner layer carries out coordination optimization of steady state and transient state to determine the unit commitment result,interruptible load removal and forced wind curtailment. Finally,the effectiveness of the proposed method is validated on the improved New England 10-machine 39-bus system. The results show that the proposed method can achieve full coverage of the system's intra-day reserve requirements,while taking the security and economy of the system into account.

**Key words:** wind power;primary frequency regulation;coordination optimization of steady state and transient state;intra-day dispatch model;warm and hot thermal power units;inner-outer iteration

## 附录

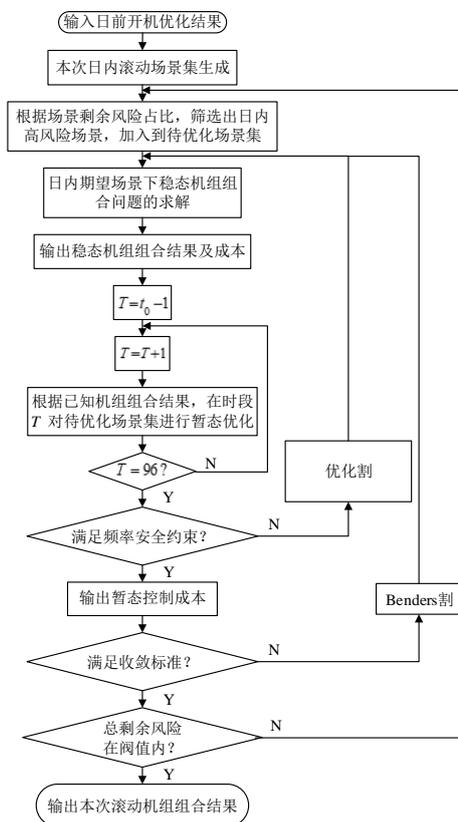


图 A1 基于内-外层迭代的日内调度求解流程

Fig.A1 Intra-day scheduling solution process based on inner-outer iteration

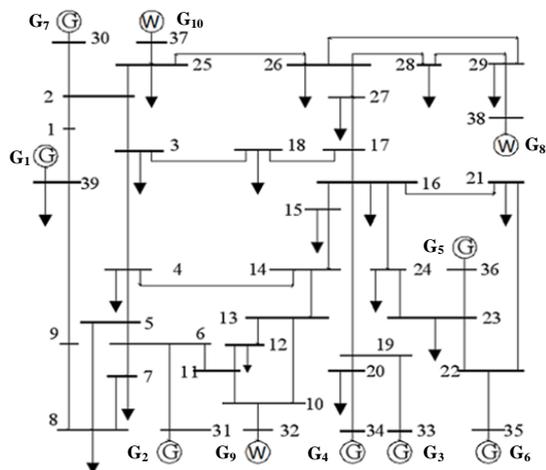


图 A2 改进的新英格兰 10 机 39 节点仿真系统图

Fig. A2 Simulation system diagram of improved New England 10-machine 39-bus

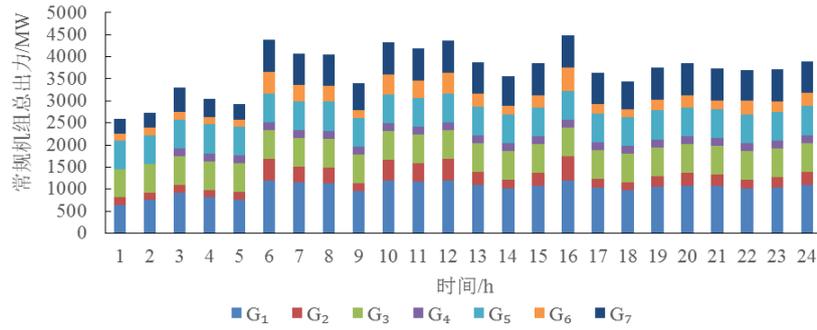


图 A3 日前常规机组出力计划

Fig. A3 Day-ahead output plan of conventional units

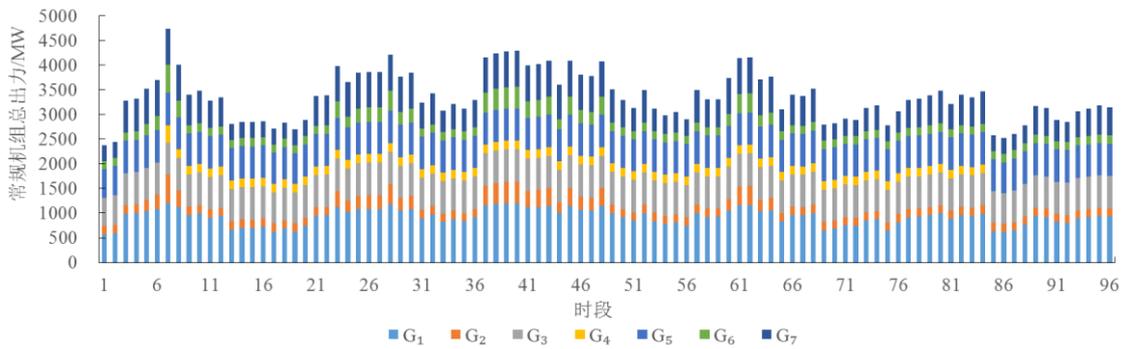


图 A4 日内常规机组出力计划

Fig. A4 Intra-day output plan of conventional units

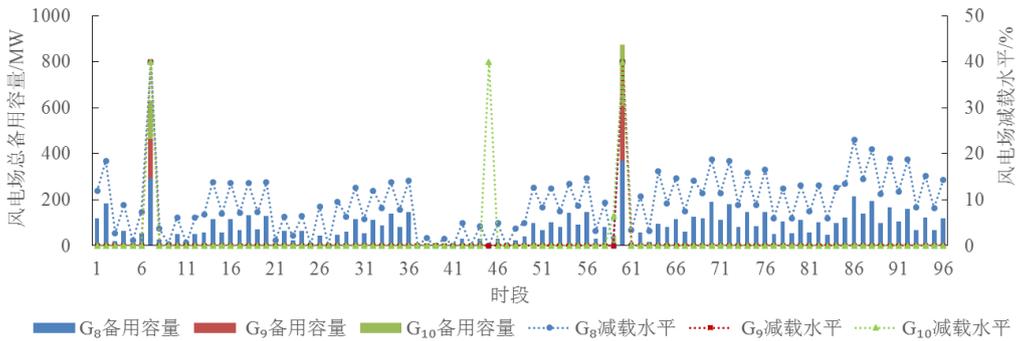


图 A5 日内风电场减载水平及减载备用容量

Fig. A5 Intra-day deloaded levels and reserve capacity of wind farms

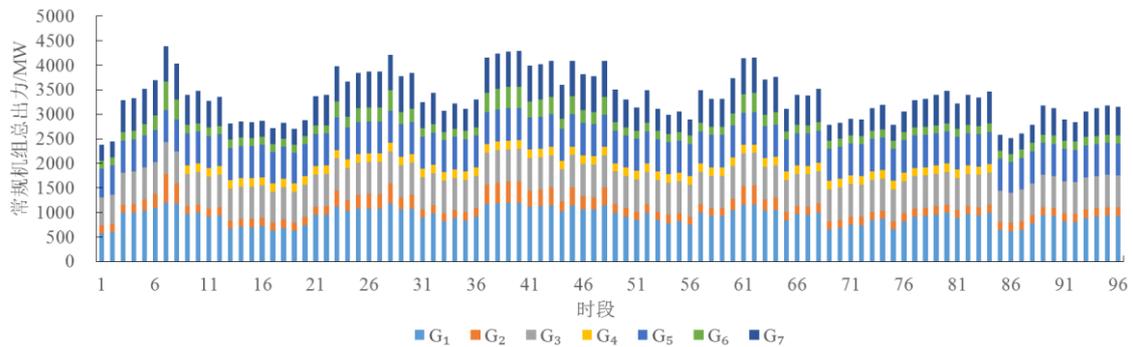


图 A6 未考虑热、温态机组时日内常规机组出力计划

Fig. A6 Intra-day output plan of conventional units without consideration of hot and warm units