

DOI: 10.7652/xjtuxb201704007

含多分区电力系统能量备用实时优化调度的 动态积极集求解算法

王延纬¹, 刘凡², 丁涛², 孙吉波¹, 别朝红², 杨银国¹

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 510600, 广州;

2. 西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室, 710049, 西安)

摘要: 网络阻塞和故障停运导致备用存在供应问题, 为了保证含多分区电力系统备用的有效性和网络的安全性, 在实时优化调度中提出分区备用要求和新的求解算法, 分析了含多分区的孤立和受端电力系统备用容量需求, 建立了一种以电能和备用购买费用最小为目标函数的能量备用实时优化调度模型, 同时计及了系统备用要求、分区备用要求、 $N-1$ 安全准则等约束条件。该模型是一个超大规模的优化问题, 因此文中将动态积极集法引入电力系统优化调度问题, 对其进行迭代求解。最后, 对 IEEE 118 节点标准测试系统和我国某典型受端电网进行算例分析, 结果表明, 采用提出的实时优化调度模型和动态积极集求解算法在满足电力系统实时调度计算时间要求的同时, 求解得到能量备用的实时优化调度方案以及 $N-1$ 故障后备备用调用方案, 验证了模型的合理性和算法的可行性。该算法可以有效解决备用的供应问题, 提高电网运行的安全性, 为含多分区电力系统的实时优化调度提供有意义的探索。

关键词: 能量备用实时优化; 分区备用要求; $N-1$ 安全约束; 受端电网

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2017)04-0045-08

Dynamic Active Set Algorithm for Real-Time Energy-Reserve Optimal Dispatch in Multi-Zonal Power System

WANG Yanwei¹, LIU Fan², DING Tao², SUN Jibo¹, BIE Zhaohong², YANG Yinguo¹

(1. Electric Power Dispatching Control Center of Guangdong Power Grid Co. Ltd., Guangzhou 510600, China;

2. State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Network congestion and grid faults lead to the reserve deliverability problem. To ensure the reserve effectiveness and network security for multi-zonal power system, zonal reserve requirements and new algorithm are proposed in real-time optimal dispatching. The reserve capacity demand for both island and receiving-end in multi-zonal power systems is analyzed, and a real-time energy-reserve optimal dispatch model is developed to minimize the cost of energy and reserve, including systematic reserve requirements, zonal reserve requirements and $N-1$ security constraints. The model is a supper-large scale programming, so the method of dynamic active set is introduced to power system optimal dispatching problem to solve the proposed model iteratively. Moreover, numerical tests are performed based on the IEEE 118-bus test system and a real-life receiving-end power system in China. The results show that the computing period can

收稿日期: 2016-08-08。 作者简介: 王延纬(1987—),男,工程师;别朝红(通信作者),女,教授,博士生导师。 基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51577147)。

网络出版时间: 2016-12-30

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/61.1069.T.20161230.1747.014.html>

meet the real-time dispatch interval need, and the real-time energy-reserve scheduling as well as the responsive reserve dispatch after $N-1$ outage are available, which verifies the rationality and feasibility of the proposed model.

Keywords: real-time energy-reserve optimization; zonal reserve requirements; $N-1$ security constraints; receiving-end system

电力系统实际运行中存在各种不确定性,例如负荷波动、发电机组强迫停运以及电网故障等,为了应对这些不确定性,系统运行总是需要留有一定的备用容量。文献[1-5]考虑了发电机组爬坡率、频率控制、电力系统区域互联以及可靠性评估等因素,对电力系统备用容量的配置方法进行了研究。文献[6-8]考虑了 $N-1$ 安全约束、预想事故场景对备用进行优化,然而目前的 $N-1$ 故障和预想事故大都只考虑发电机组的故障停运,很少研究线路或变压器 $N-1$ 约束对备用安排的影响。

电能和备用之间存在耦合关系,为了更好地实现资源的优化配置,国外电力市场在日前、实时市场中逐渐趋向于对能量与备用进行联合优化与交易出清。文献[9-10]分别考虑了可靠性评估、需求侧响应,建立了能量备用联合优化模型。文献[11]考虑电网的阻塞程度,建立了日前和实时电力市场下的能量备用联合优化模型,并应用于新英格兰电力市场中,证明了算法的有效性。文献[12]将能量备用联合优化方法应用于美国中西部实时电力市场中,从而评估系统的可用容量。

上述文献中只考虑了正常运行下备用的系统容量要求,并未涉及当电网发生故障后,由于传输能力的局限和网络阻塞的存在,可能出现备用无法传输到指定分区现象,因此需要设置分区备用。分区备用可以很好地确保备用的供应能力,从而更好地维护电力系统的安全性和可靠性^[13]。文献[13]提出了一种基于分区的能量辅助服务联合优化方法,并应用于美国中西部日前和实时电力市场,解决备用供应能力的问题。文献[14]提出了一种考虑能量备用市场联合优化的分区备用模型来满足第一和第二事故保护准则。文献[15]针对多分区电力系统,基于可靠性准则,在安全约束机组组合中加入旋转备用的优化问题。文献[16]分析了最小备用容量的动态需求,从而有效解决了电力系统区内阻塞的问题。

上述分区备用的优化方法都是针对孤立电力系统而言的,随着电力系统交直流联系日益紧密,形成了一种多条高压交直流馈入的受端电网,对于备用

安排提出了新的要求。本文结合受端电网存在大量电力馈入的特征,分析了系统和分区备用最小需求量,建立了含多分区电力系统能量备用实时优化调度模型,并对线路、变压器以及发电机进行 $N-1$ 安全校验,将动态积极集法引入电力系统优化调度问题,实现了对超大规模优化问题的迭代求解。最后以 IEEE 118 节点标准测试系统和我国某典型受端电网为例,验证了模型的合理性和算法的可行性。

1 含多分区电力系统备用容量需求分析

1.1 含多分区的孤立电力系统备用容量需求

各国电力系统运行备用的分类方法不尽相同,在北美电力市场中,运行备用一般分为调节备用和旋转备用^[17-18]。调节备用包括向上和向下调节备用,主要用于快速抑制全网的负荷波动,由电网中的自动发电控制(AGC)机组承担;旋转备用主要用于弥补事故发生后的有功缺额,由电网中所有可调度机组承担。

目前,各大电力系统中通常只规定了调节备用和旋转备用的总量要求,然而在实际运行中,由于线路和断面的容量限制可能会出现网络阻塞的现象,为了保证备用的有效和电网的安全性,备用容量还需要满足分区最小需求量。考虑到调节备用的快速性和全局性,对于向上和向下调节备用只设置系统最小需求量。对于旋转备用则设置系统最小需求量和分区最小需求量。需要说明的是,系统备用和分区备用最小需求量可以根据实际系统的情况取为负荷水平的某一固定比例,也可以通过离线仿真获得。

对于含多分区的孤立电力系统,当发生电网故障时,例如发电机组的强迫停运,会造成一部分有功功率损失,从而破坏电力系统原有的功率。此时,为了弥补有功缺额,全网所有发电机组都需要提供旋转备用支持,使得系统重新恢复到平衡状态。因此,系统旋转备用最小需求量的取值应不小于电网故障所造成的有功损失量。电网故障类型很多,但是最基本的是满足 $N-1$ 安全校验,为了简化,本文只考虑了 $N-1$ 故障。

1.2 含多分区的受端电力系统备用容量需求

含多分区的受端电力系统备用容量与1.1节所述相似,需要同时满足系统和分区备用最小需求量。考虑到多条交直流馈入,将受端电网的发电机组分为系统发电机组和分区发电机组,如图1所示。图1中系统发电机组指的是交直流馈入的等效机组,分区发电机组指的是受端电网原有的属于各分区的发电机组。

当交直流联络线故障或受端电网内部故障时,最严重的情况是外部不能提供额外的电力支援,所有有功缺额只能由受端电网自身承担。在这种极端情况下,本文规定:系统发电机组故障造成的有功缺额由受端电网所有发电机组提供旋转备用来共同承担;各分区发电机组故障造成的有功缺额由各分区承担,只有该分区的发电机组提供旋转备用,从而更好地保证备用的供应能力。因此,需要注意的是,系统旋转备用最小需求量不小于系统发电机组故障所造成的有功缺额,分区旋转备用最小需求量不小于各分区发电机组故障所造成的有功缺额。

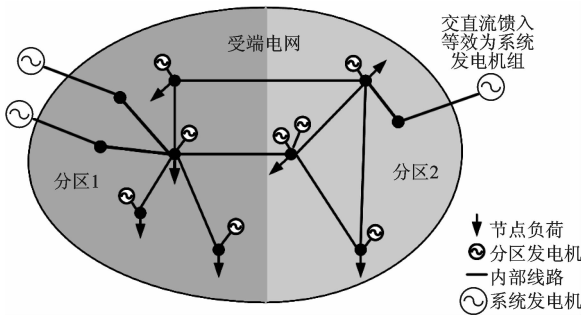


图1 受端电网示意图

2 含多分区电力系统能量备用实时优化调度模型

2.1 目标函数

电力系统能量备用实时优化调度的目标是全网在调度时段内所购买的电能和备用总费用达到最小,目标函数可以表示为

$$\min \left(\sum_{i=1}^{N_g} \alpha_i P_i + \sum_{i=1}^{N_a} \beta_i (A_i^+ + A_i^-) + \sum_{i=1}^{N_g} \gamma_i R_i \right) T \quad (1)$$

式中: P_i 为第*i*台发电机组的计划有功出力; A_i^+ 为第*i*台AGC机组向上调节备用容量的购买量; A_i^- 为第*i*台AGC机组向下调节备用容量的购买量; R_i 为第*i*台可调度机组旋转备用容量的购买量; α_i 、 β_i 和 γ_i 分别表示第*i*台发电机组能量、调节备用和旋

转备用的报价; N_g 为全网可调度机组的总数; N_a 为全网AGC机组的总数; T 为调度时段长度。

2.2 约束条件

2.2.1 考虑分区备用的电能备用实时优化调度模型的约束条件

(1)功率平衡方程

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_i = \sum_{i=1}^{N_d} D_i \quad (2)$$

式中: D_i 表示第*i*个节点的负荷; N_d 为全网的节点数。

(2)发电机输出功率约束。正常运行时所有发电机组的输出功率应满足

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \quad (3)$$

式中: $P_{i\max}$ 为第*i*台发电机组的最大有功出力; $P_{i\min}$ 为第*i*台发电机组的最小技术出力。

考虑备用容量后,对于所有AGC机组有

$$P_i + A_i^+ + R_i \leq P_{i\max}; P_i - A_i^- \geq P_{i\min} \quad (4)$$

$$P_i + A_i^+ + R_i \leq A_{i\max}; P_i - A_i^- \geq A_{i\min} \quad (5)$$

式中: $A_{i\max}$ 为第*i*台发电机组的AGC调节上限; $A_{i\min}$ 为第*i*台发电机组的AGC调节下限。

对于所有可调度的非AGC机组有

$$P_i + R_i \leq P_{i\max} \quad (6)$$

(3)发电机爬坡率约束。在相邻的两个调度时间段,发电机组的输出功率需要满足爬坡约束

$$-Tr_i^- \leq P_i - P_{0i} \leq Tr_i^+ \quad (7)$$

式中: r_i^+ 为第*i*台发电机组的向上爬坡率; r_i^- 为第*i*台发电机组的向下爬坡率; P_{0i} 为第*i*台发电机组前一调度时段的有功出力值,可以从电网能量管理系统(EMS)中获得。

(4)备用爬坡率约束。备用容量需要在规定的时间内调出,即满足

$$0 \leq A_i^+ \leq t_1 r_i^+ \quad (8)$$

$$0 \leq A_i^- \leq t_1 r_i^- \quad (9)$$

$$0 \leq R_i \leq t_2 r_i^+ \quad (10)$$

式中: t_1 为调节备用的响应时间; t_2 为旋转备用的响应时间。

(5)系统和分区备用最小需求量约束。根据1.1节的分析,系统备用约束可以表示为

$$\sum_{i=1}^{N_a} A_i^+ \geq D_A^s \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} R_i \geq D_R^s \quad (12)$$

式中: D_A^s 表示系统调节备用最小需求量; D_R^s 表示系统旋转备用最小需求量。

对于每个分区*z*,旋转备用容量都应满足

$$\sum_{i=1}^{N_g^z} R_i \geq D_R^z \quad (13)$$

式中: N_g^z 表示分区 z 中可调度机组的台数; D_R^z 表示分区旋转备用最小需求量。

(6) 线路传输容量约束。对于电网中所有线路而言都应满足传输容量的限制,即

$$-P_{l_k \max} \leq P_{l_k} \leq P_{l_k \max} \quad (14)$$

$$P_{l_k} = \sum_{i=1}^{N_g} H_{ki} P_i - \sum_{i=1}^{N_d} H_{ki} D_i \quad (15)$$

式中: P_{l_k} 为第 k 条线路上的有功功率; $P_{l_k \max}$ 为第 k 条线路的最大传输容量; H_{ki} 为功率转移分布因子矩阵 $\mathbf{H}$ 第 k 行第 i 列的元素, 表示第 i 个节点的注入功率对第 k 条线路有功功率的影响。

2.2.2 考虑 N-1 故障的约束条件 N-1 故障可以分为线路和变压器 N-1 故障和发电机 N-1 故障。

(1) 线路和变压器 N-1 约束。设发生第 m 个线路和变压器 N-1 故障, 电网的拓扑结构变化, 因此功率转移分布因子也随之改变。在各台发电机组出力不变的前提下, 全网其余线路仍需满足线路传输容量约束, 即

$$-P_{l_k \max} \leq P_{l_k}^m \leq P_{l_k \max} \quad (16)$$

$$P_{l_k}^m = \sum_{i=1}^{N_g} H_{ki}^m P_i - \sum_{i=1}^{N_d} H_{ki}^m D_i \quad (17)$$

式中: $P_{l_k}^m$ 为第 m 个线路和变压器 N-1 故障发生后电网第 k 条线路上的有功功率; H_{ki}^m 为新功率转移分布因子矩阵 $\mathbf{H}^m$ 第 k 行第 i 列的元素。

(2) 孤立电网的发电机 N-1 约束。当第 n 个发电机 N-1 故障发生后, 该发电机组强迫停运, 不能继续提供电能、调节备用和旋转备用

$$P_n = 0; A_n^+ = 0; A_n^- = 0; R_n = 0 \quad (18)$$

全网其余发电机组调出旋转备用弥补发电机 N-1 故障所造成的有功缺额, 即满足

$$\sum_{i=1, i \neq n}^{N_g} R_i^n = P_n \quad (19)$$

式中: R_i^n 表示第 n 个发电机 N-1 故障发生后第 i 台发电机组应调出的旋转备用, 其值受到第 i 台发电机组旋转备用购买量的限制, 即

$$0 \leq R_i^n \leq R_i \quad (20)$$

旋转备用调出后, 全网线路仍需要满足线路传输容量约束

$$-P_{l_k \max} \leq P_{l_k}^n \leq P_{l_k \max} \quad (21)$$

$$P_{l_k}^n = \sum_{i=1}^{N_g} H_{ki} (P_i + R_i^n) - \sum_{i=1}^{N_d} H_{ki} D_i \quad (22)$$

式中: $P_{l_k}^n$ 为第 n 个发电机 N-1 故障发生后电网第 k

条线路上的有功功率。

(3) 受端电网的发电机 N-1 约束。根据 1.2 节所述, 受端电网的发电机 N-1 约束包含系统发电机 N-1 约束和分区发电机 N-1 约束。

当第 n_s 个系统发电机发生 N-1 故障, 全网其余发电机组调出旋转备用弥补发电机 N-1 故障所造成的有功缺额, 即

$$\sum_{i=1, i \neq n_s}^{N_g} R_i^{n_s} = P_{n_s} \quad (23)$$

式中: $R_i^{n_s}$ 表示第 n_s 个发电机 N-1 故障发生后第 i 台发电机组应调出的旋转备用。

与此同时, 式(18)、式(20)、式(21)的约束条件仍应满足。

当分区 z 中第 n_z 个发电机发生 N-1 故障, 本区其余发电机组调出旋转备用弥补发电机 N-1 故障所造成的有功缺额, 而其他分区内的发电机组不提供旋转备用, 即

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1, i \neq n_z}^{N_g^z} R_i^{n_z} &= P_{n_z} \\ 0 \leq R_i^{n_z} &\leq R_i, \quad i \in z \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

$$R_i^{n_z} = 0, \quad i \notin z \quad (25)$$

式中: $R_i^{n_z}$ 表示第 n_z 个发电机 N-1 故障发生后第 i 台发电机组应调出的旋转备用; $i \in z$ 表示属于分区 z 的发电机组; $i \notin z$ 表示不属于分区 z 的发电机组。

同理, 式(20)、式(21)的约束条件仍应满足。

3 动态积极集求解算法

如果考虑电网所有元件的 N-1 安全约束, 则第 2 节建立的含多分区电力系统能量-备用实时优化调度模型是一个超大规模的优化问题, 实际运行很难求解, 因此在本文中采用动态积极集的方法进行迭代求解。

积极集法也叫有效集法或起作用集法, 最早用于求解含不等式约束的二次规划问题, 是一个可行方向法。在每次迭代中, 以已知的可行点为起点, 把在该点起作用的约束作为积极集或有效集, 将不起作用的约束去掉, 从而求得新的比较好的可行点, 重复以上做法, 以获得原问题的最优解^[19]。积极集法在求解过程中通过对约束条件进行判断, 筛选出起作用的约束条件构成有效约束集, 从而大大降低了模型维数, 提高了收敛速度, 可有效解决大规模优化问题。因此, 本文将积极集法引入电力系统的优化问题中, 利用积极集法中的有效集和迭代思想, 求解

含多分区电力系统能量备用实时优化调度模型。

积极集法的难点在于事先一般不知道有效集,需要构造一个集合序列去逼近有效集^[19]。结合电力系统 N-1 安全约束的特点,本节形成了求解电力系统优化调度问题的动态积极集法,即首先选择某些元件的 N-1 约束构成初始有效集,求解得到初始可行点之后逐次校验剩余的 N-1 约束,如果为起作用的约束,则将该约束加入原有有效集中构成新的有效集,并求解得到新的可行点,反之校验下一个 N-1 约束。由于每次形成的新有效集都会增加新的约束条件,随着迭代的进行在不断变化,因此称之为动态有效集或动态积极集,对应的方法叫做动态积极集法。

含多分区电力系统能量备用实时优化调度的动态积极集求解算法流程如图 2 所示。由图 2 可知,首先从能量管理系统(EMS)中获取优化调度所需要的原始数据,其次根据第 1、2 节所述,确定系统和分区备用最小需求量并建立含多分区电力系统能量备用实时优化调度模型,之后利用动态积极集法进行求解,求解过程如下。

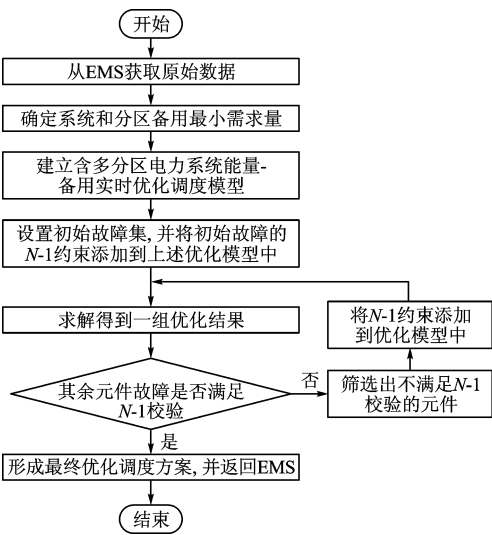


图 2 含多分区电力系统能量备用实时优化调度的动态积极集求解算法流程图

设置迭代的初始 N-1 故障集作为初始积极集。初始 N-1 故障集包括线路和变压器 N-1 和发电机 N-1,其中初始线路和变压器 N-1 是指一条重要联络线发生断线,可以选为电网各分区之间的高压联络线;初始发电机 N-1 是指一台重要发电机组出现故障停运,可以选为上一调度时刻出力最大或装机容量最大的系统发电机以及各分区最大的分区发电机组。将初始故障的 N-1 安全约束表示为式(16)

~式(25)的形式,求解优化模型得到初始解。之后,根据优化结果对其余元件逐次进行 N-1 安全校验,校验公式与式(16)~式(25)相同。如果校验通过,则该 N-1 安全约束为无作用约束,跳过进入下一个元件的 N-1 校验;如果校验不通过,则该 N-1 安全约束为起作用约束,添加到 N-1 故障集中形成新的动态积极集并求解得到新的优化结果。重复上述校验步骤,直到所有 N-1 校验通过,得到最终满足分区备用和 N-1 校验的能量备用实时优化调度方案。

4 算例分析

以 IEEE 118 节点标准测试系统和我国某典型受端电网为例,说明所提能量备用实时优化调度模型算法的合理性和可行性。

4.1 IEEE 118 节点系统算例分析

IEEE 118 节点系统为简单的孤立系统,共包含 118 个节点、186 条线路,将其划分为 3 个分区如图 3 所示。该测试系统共有发电机组 54 台,假设其中 9 台为 AGC 机组,并规定 AGC 调节上限为装机容量的 95%,AGC 调节下限为装机容量的 5%,即满足 $A_{imax}=0.95P_{imax}$, $A_{imin}=0.05P_{imax}$ 。在电力系统实时调度中,调度时段长度 T 设置为 15 min,调节备用响应时间 t_1 设置为 5 min,旋转备用响应时间 t_2 设置为 10 min。各台发电机组向上和向下的爬坡率相等,即 $r_i^+=r_i^-$ 。

在本算例中, D_{λ}^* 取为全网总负荷的 2%, D_R^* 取全网总负荷的 8%和全网最大发电机组装机容量两者的最小值, D_R^* 取为各分区负荷的 8%。该测试系统的负荷信息、装机信息以及系统和分区的备用最小需求量如表 1 所示。负荷预测值以及各台发电机组的能量、调节备用和旋转备用报价参考文献[20]。

表 1 IEEE 118 节点测试系统分区备用最小需求量

	负荷预 范围	总装机 容量	最大发电 组装机容量	备用最小 需求量
	/MW	/MW	/MW	/MW
全系统	4 242	9 966.2	805.2	$D_{\lambda}^*=84.40$ $D_R^*=805.2$
分区 1	963	2 576.0	550.0	$D_R^*=77.04$
分区 2	1 342	1 686.0	304.0	$D_R^*=107.36$
分区 3	1 937	5 704.2	805.2	$D_R^*=154.96$

按照第 3 节所述设置初始故障集:初始线路和变压器 N-1 故障选为各分区间的联络线,如图 3 所

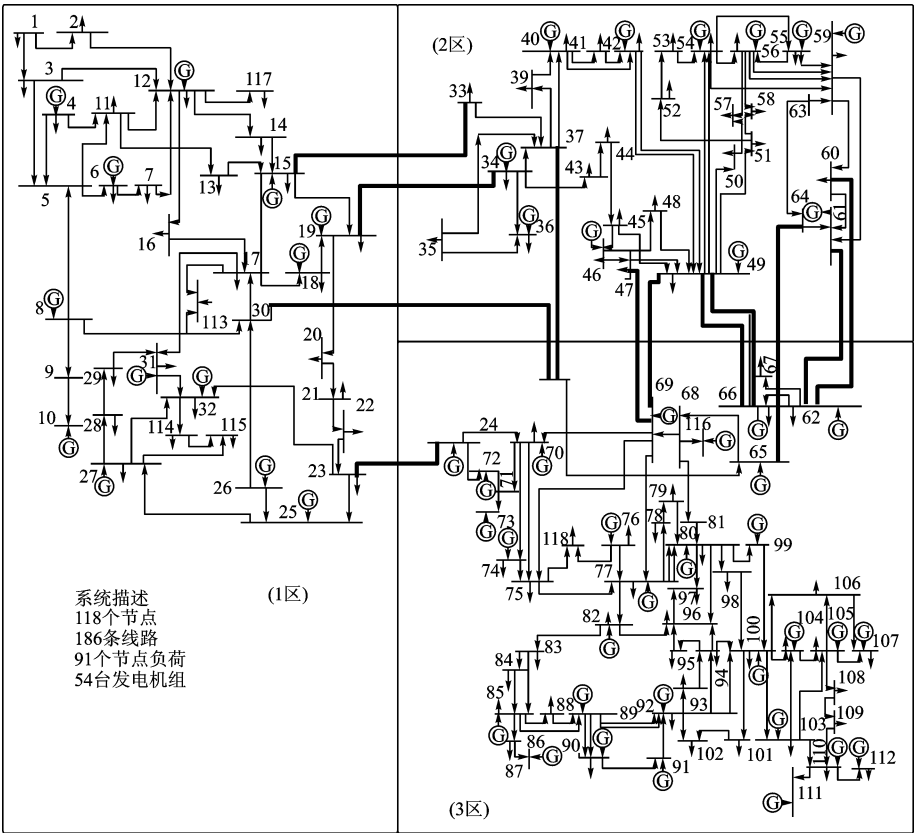


图 3 IEEE 118 节点系统分区示意图

示共 12 条;初始发电机 $N-1$ 故障选为各分区内上一调度时刻出力最大的发电机组。将 IEEE 118 节点标准测试系统中的发电机有功出力值作为上一时刻的调度方案,因此各分区上一调度时刻出力最大的发电机组分别位于节点 1、49、89。之后,根据优化结果对各分区内部传输线进行 $N-1$ 校验,如图 3 所示共有 174 条内部传输线。

利用 Matlab 和 Mosek 软件对优化模型进行求解,处理器为 Intel(R) Core(TM) i7-4790 (3.60 GHz),内存(RAM)大小为 8.00 GB。IEEE 118 节点系统的求解时间为 1.569 s,满足 15 min 实时调度的需求,求解得到满足分区备用和 $N-1$ 校验的优化调度方案。所购买的电能和备用费用最小为 978 637.73 元,表 2 列出了购买电能、调节备用和旋转备用的各项费用。表 3 列出了各分区应购买的电能、调节备用以及旋转备用容量。将表 3 与表 2 对比可知,最终得到的优化调度方案可以满足该时刻的负荷需求,同时满足全网以及各分区的备用最小需求。

4.2 实际受端电网算例分析

以某实际系统为例,对上述模型和算法进行验证。该系统为典型的大受端电网,有 8 条直流馈入

表 2 IEEE 118 节点测试系统电能和备用的购买费用

购买费用/元			总费用/元
电能	调节备用	旋转备用	
881 018.11	23 447.85	74 171.76	978 637.72

表 3 IEEE 118 节点测试系统各分区最优调度方案

分区 编号	购买量/MW			
	电能	上调节备用	下调节备用	旋转备用
1	1 036.55	37.50	57.75	438.68
2	598.00	15.00	15.00	107.36
3	2 607.45	32.34	12.09	259.16
总计	4 242.00	84.84	84.84	805.20

和 8 条交流馈入,将其等效为 11 台系统发电机组;内部共有 2 350 个节点,2 556 条线路,将其划分为 4 个分区,如图 4 所示。该系统共有发电机组 181 台,假设全部为 AGC 机组,并规定 AGC 调节上限等于机组的装机容量,AGC 调节下限等于机组的最小技术出力,即满足 $A_{imax} = P_{imax}$, $A_{imin} = P_{imin}$;参数 T 、 t_1 和 t_2 的设置与 4.1 节相同且满足 $r_i^+ = r_i^-$ 。

该实际受端电网的总负荷为 92 232.98 MW,

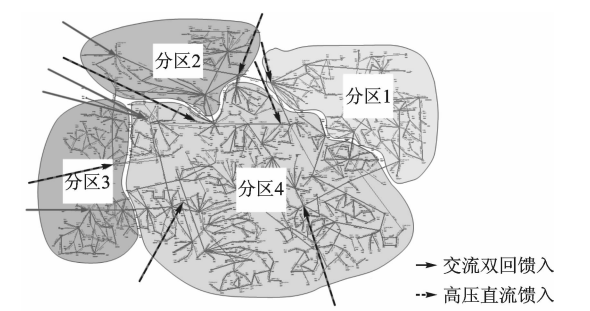


图 4 实际受端电网分区示意图

D_A^s 取为全网总负荷的 2%, D_R^s 取为最大系统发电机组的装机容量, D_R^s 取为各分区最大分区发电机组的装机容量。该系统的装机情况和分区备用最小需求量如表 4 所示。

表 4 实际受端电网分区备用最小需求量

范围	总装机容量/MW	最大发电机组装机容量/MW	备用最小需求量/MW
全系统	102 643.0	6 400	$D_A^s=1\ 844.66$ $D_R^s=6\ 400$
分区 1	21 245.3	1 036	$D_R^1=1\ 036$
分区 2	13 236.0	650	$D_R^2=650$
分区 3	11 305.5	660	$D_R^3=660$
分区 4	56 856.2	1 086	$D_R^4=1\ 086$

按照第 3 节所述设置初始故障集:初始线路和变压器 N-1 故障选为各分区间的 500 kV 联络线,共 10 条;初始系统发电机 N-1 故障选为与馈入的最大直流通道(1 条,编号 S1 #)及次大直流通道(2 条,编号 S2 #和 S3 #)发生故障停运,损失的有功功率分别为 6 400 MW 和 5 000 MW;初始分区发电机 N-1 故障选为各分区内上一调度时刻出力最大的发电机组发生故障停运。

以该实际系统 2015 年夏大方式数据作为上一时刻的调度方案,则 1~4 分区对应的上一调度时刻出力最大的发电机组分别为 138 #、13 #、9 #和 51 #。之后为了简化校验过程,仅校验各分区间 220 kV 联络线的 N-1 故障。实际受端电网的求解时间为 5.014 s,满足 15 min 实时调度的计算时间要求,求解得到电能和备用的最小购买费用为18 180 547.76元,表 5 列出了各分区应购买的电能、调节备用以及旋转备用容量。

与表 4 对比可知,最终得到的优化调度方案可以满足该时刻的负荷需求,同时满足全网以及各分区的备用最小需求量。除此之外,还可以得到系统

发电机 N-1 故障后,各分区旋转备用的调用方案,如表 6 所示。

表 5 实际受端电网各分区最优调度方案

分区 编号	购买量/MW			
	电能	上调节备用	下调节备用	旋转备用
1	17 921.31	793.02	664.26	1420.00
2	11 792.00	279.00	28.08	650.00
3	10 182.50	78.84	107.52	928.00
4	52 337.17	693.80	1 044.80	3 402.00
总计	92 232.98	1 844.66	1 844.66	6 400.00

表 6 系统发电机 N-1 故障后各分区旋转备用的调用方案

分区 编号	各分区应调用的旋转备用/MW		
	S1 #	S2 #	S3 #
1	1 420.00	1 240.00	1 182.27
2	650.00	0.00	505.15
3	928.00	928.00	715.90
4	3 402.00	2 832.00	2 596.68
总计	6 400.00	5 000.00	5 000.00

5 结 论

本文针对含多分区电力系统能量备用实时优化调度问题,提出一种动态积极集求解算法。首先,对含多分区的孤立和受端电力系统进行备用容量需求分析;其次,以电能和备用的购买费用最小,建立了计及分区备用和 N-1 校验的含多分区电力系统能量备用实时优化调度模型;再次,考虑到上述模型为超大规模的优化问题,因此提出采用动态积极集的方法进行迭代求解;最后,通过 IEEE 118 节点标准算例和实际受端电网分析,验证了该模型算法的合理性和可行性。该模型不仅可以得到能量备用的实时优化调度方案,还可以得到发电机 N-1 故障后电力系统的备用调用方案。

随着风电、光伏等新能源大规模接入电力系统,如何合理安排分区备用来解决新能源的间歇性和波动性,是本文后续研究工作的重点。

参考文献:

[1] CHANG G W, CHUANG C S, LU T K, et al. Frequency-regulating reserve constrained unit commitment for an isolated power system [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 578-586.

- [2] 刘明松, 孙华东, 何剑. 考虑暂态频率偏移的一次调频旋转备用优化方法 [J]. 电网技术, 2011, 35(8): 129-133.
LIU Mingsong, SUN Huadong, HE Jian. An optimization method for spinning reserve in primary frequency control considering transient frequency deviation [J]. Power System Technology, 2011, 35(8): 129-133.
- [3] 吴杰康, 史美娟, 陈国通, 等. 区域电力系统最优备用容量模型与算法 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 14-20.
WU Jiekang, SHI Meijuan, CHEN Guotong, et al. Immune genetic algorithms for modeling optimal reserve capacity of interconnected regional power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 14-20.
- [4] 王建学, 王锡凡, 丁晓莺. 区域电力市场中的分区备用模型 [J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(18): 28-33.
WANG Jianxue, WANG Xifan, DING Xiaoying. Study on zonal reserve model in power market [J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(18): 28-33.
- [5] 王乐, 余志伟, 文福拴. 基于机会约束规划的最优旋转备用容量确定 [J]. 电网技术, 2006, 30(20): 14-19.
WANG Le, YU Zhiwei, WEN Fushuan. A chance-constrained programming approach to determine requirement of optimal spinning reserve capacity [J]. Power System Technology, 2006, 30(20): 14-19.
- [6] WANG Jianhui, MOHAMMAD S, LI Zuyi. Contingency-constrained reserve requirements in joint energy and ancillary services auction [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1457-1468.
- [7] VRAKOPOULOU M, MARGELLOS K, LYGEROS J, et al. A probabilistic framework for reserve scheduling and $N-1$ security assessment of systems with high wind power penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 3885-3896.
- [8] 舒隽, 李春晓, 苏济归, 等. 复杂预想场景下电力系统备用优化模型 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(10): 105-110.
SHU Jun, LI Chunxiao, SU Jigui, et al. Optimal reserve dispatch model considering complicated contingency scenarios [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(10): 105-110.
- [9] WANG J, WANG X, WU Y. Operating reserve model in the power market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(1): 223-229.
- [10] TAN Y T, KIRSCHEN D S. Co-optimization of energy and reserve in electricity markets with demand-side participation in reserve services [C]// IEEE PES Power Systems Conference & Exposition. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2006: 1182-1189.
- [11] ENTRIKEN R, DEPILLIS M S. Preliminary evaluation of an energy and reserve co-optimization market design for the ISO New England [C]// IEEE Power & Energy Society General Meeting. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2009: 1-8.
- [12] CHEN Yonghong, WAN Jie, GANUGULA V, et al. Evaluating available room for clearing energy and reserve products under midwest ISO co-optimization based real time market [C]// IEEE Power & Energy Society General Meeting. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2010: 1-7.
- [13] CHEN Yonghong, GRIBIK P, GARDNER J. Incorporating post zonal reserve deployment transmission constraints into energy [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 537-549.
- [14] ZHENG Tongxin, LITVINOV E. Contingency-based zonal reserve modeling and pricing in co-optimized energy and reserve market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 277-296.
- [15] AHMADI-KHATIR A, BOZORG M, CHERKAoui R. Probabilistic spinning reserve provision model in multi-control zone power system [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2819-2829.
- [16] LYON J D, HEDMAN K W, ZHANG M. Reserve requirements to efficiently manage intra-zonal congestion [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 251-258.
- [17] NERC. Balancing and frequency control-a technical document prepared by the NERC resources subcommittee [R]. Washington, USA: NERC, 2011.
- [18] NERC. Ancillary services matrix [R]. Washington, USA: NERC, 2014.
- [19] 袁亚湘. 非线性优化计算方法 [M]. 北京: 科学出版社, 2008: .
- [20] 罗超, 杨军, 孙元章, 等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6109-6118.
LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6109-6118.

(编辑 杜秀杰)