

基于条件相关运行风险的发电调度优化模型

赵 渊,邱玉良,熊燕娇,叶梦姣,吴 林

(重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室,重庆 400044)

摘要: 综合考虑实时运行条件对元件和电网运行可靠性的影响,构建基于条件相关运行风险的发电调度优化模型。将条件相关的运行风险评估与发电调度优化相结合,采用统一的货币形式量化发电机调度成本和风险代价,以期望总成本最小为目标函数,在满足正常和故障状态对应安全约束条件下寻求最优调度方案。同时,计及旋转备用响应特性以及可控串联补偿器(TCSC)对电网运行风险的影响,将机组输出功率再调整允许范围和 TCSC 补偿范围增至约束集中。该模型综合考虑了负荷水平、实时调度运行方式、潮流分布和运行风险的相互影响,实现了电网运行风险和发电成本均衡协调的最优调度决策。采用禁忌遗传优化算法对所建优化模型进行求解。RBTS 测试系统的计算分析验证了所提模型和算法的有效性。

关键词: 发电; 调度; 风险; 潮流分布; 优化; 禁忌遗传优化算法; 可靠性; 成本

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.01.011

0 引言

电网风险是衡量电网运行安全与否的一个重要指标,现有理论从故障发生的概率和后果严重性 2 个方面定义电网风险^[1]。在实时运行条件下,事件发生的概率受运行条件的影响,从而导致电网运行风险水平实时变化^[2-3]。电网实时运行条件不仅与负荷水平密切相关,还取决于调度运行方式的优化策略,而目前电网优化调度模型^[4-6]综合考虑了经济性和安全性,故电网运行风险评估和运行调度决策实质上是相互影响的 2 个问题。

经典经济调度 ED(Economic Dispatch)是最早进行研究的优化调度模型,它在不考虑线路安全约束的条件下,根据给定负荷水平在运行发电机组之间进行经济调度分配,期望达到系统总燃料耗量或者发电费用最小的目标^[7]。安全约束经济调度 SCED(Security Constrained Economic Dispatch)^[8-9]进一步考虑电网安全性,采用发电成本作为控制目标,将电网风险作为约束条件,以达到在安全运行范围内获取电网运行经济性的目的,但它在考虑电网安全性时采用确定性的理论,从而导致该模型中安全性约束过于严格。安全性和经济性是电网运行中相互矛盾的 2 个方面,如何协调安全性与经济性成为面临解决的重要问题。因此,文献[10]从支路过载和节点电压越限风险的角度定义运行风险指标,构建多目

标经济调度模型,以实现电网运行安全性和经济性的均衡调控。文献[11]通过安全校正控制的耗费反映系统风险代价,提出考虑系统事故发生可能性及其严重性的概率优化调度,以概率的方式对系统安全性与经济性进行有机协调。文献[12]针对校正控制对电力系统运行风险的影响建立了最优潮流模型。这些优化调度模型通过不同的风险代价反映系统的安全性,在保证电网安全可靠性的同时尽量减小发电运行成本。然而,在短期运行风险评估中,系统运行方式(包括外部环境、负荷水平及运行条件等)将实时影响系统可靠性^[2,13],在一定负荷水平下,不同的调度方案通过改变潮流分布将间接地改变系统运行条件,进而影响元件可靠性水平。可见,系统运行风险随调度运行方式变化,二者相互牵制,因此在优化运行调度方案时,不能忽略它们之间的相互影响。

因此,本文将条件相关的运行风险评估与发电调度优化相结合,构建了基于条件相关运行风险的发电调度优化模型。在该模型中,条件相关运行风险综合反映元件可靠性水平随运行条件变化以及电网风险水平随运行条件变化的关系,即运行条件相关的元件和电网运行风险。由于晶闸管控制串联电容补偿器 TCSC(Thyristor Controlled Series Compensation)通过改变电网潮流分布将影响元件和电网运行风险水平,因此本文将 TCSC 的运行特性考虑到模型中,同时在模型中计及旋转备用响应特性。本文模型有机牵制了负荷水平、实时调度运行方式、潮流分布和运行风险,不仅可以得到潮流和运行风险均衡分布下的调度运行方式,实现电网运行风险和发电成本均衡协调的最优调度决策,还可以得到电网负荷水平变化下的运行风险和调度成本变化曲线,为调度人员提供决策依据。

收稿日期:2015-06-01;修回日期:2015-11-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(50977094);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(CDJZR11150012);重庆市自然科学基金资助项目(CSTC,2011BB6047)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(50977094),the Fundamental Research Funds for the Central Universities(CDJZR11150012) and the Natural Science Foundation of Chongqing(CSTC,2011BB6047)

1 条件相关运行风险下发电调度优化思路

发电调度优化的目的是在电网安全稳定运行和电网经济运行 2 个目标的前提下,通过一定的成本价值评估来寻求一个最佳运行点,使电网在该运行点下的总成本最低或者总收益最大。因此协调控制电网的经济性和安全性是寻求最优调度决策方案的根本目标。

在成本价值评估中,电网运行经济成本主要包括 3 类^[12]:投资成本、运行成本和风险成本。投资成本主要为规划过程中的一次性建设投资成本,它属于不变成本;运行成本包括发电、传输线路损耗以及校正控制运行成本(例如 FACTS 调节成本等),它属于可变成本,其中,传输线路损耗和校正控制运行成本一般较小,可以忽略不计;风险成本主要指故障发生后所引起的经济损失,主要指故障发生后切负荷引起的经济损失和机组再调度所引起的费用,风险成本为可变成本。投资成本属于电网规划范畴,在调度优化过程中主要考虑发电成本、切负荷经济损失和机组再调度引起的费用。

电网稳定运行的约束条件包括正常状况或者故障状况的安全约束,即潮流等式约束和发电容量、线路容量等不等式约束。

发电调度优化是在一定网络结构和负荷水平下的运行方式寻优过程,它是一个短期规划行为,在该运行时间区间内,不能忽略一定调度运行方式下实时运行条件(如线路潮流)对元件可靠性水平的影响。本文在常规优化调度模型基础上综合考虑运行条件对元件和电网运行风险的影响,以及电网运行风险对风险成本的贡献,通过分析不同调度运行方式所对应的电网风险水平和风险成本来指导调度优化过程,构建基于条件相关运行风险的发电调度优化模型,下面给出基本思路。

在给定初始调度运行方式下计算潮流分布以及元件和电网运行风险,从而得到该初始运行方式下的期望总成本。为寻求最低成本下的调度方案,通过改变调度运行方式来改变系统潮流分布,进而改变元件和电网运行可靠性水平,最后导致调度期望风险成本以及期望总成本变化,而期望总成本指标将

指导调度运行方式朝着较优方向改变。当制定未来多时段机组发电计划时,需分别对每个时段的调度运行方式进行优化,即在未来所有时段重复上述调度优化过程。调度运行方式优化与运行风险评估的相互关系如图 1 所示。

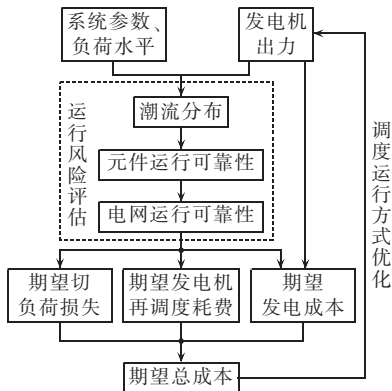


图 1 调度运行方式优化与运行风险评估的关系

Fig.1 Relationship between operating mode dispatch optimization and operational risk assessment

由图 1 可知,基于条件相关运行风险的发电调度优化主要包括条件相关运行风险评估过程和发电调度优化过程,它综合考虑了负荷水平、实时调度运行方式、潮流分布和运行风险的相互影响,通过电网运行状态概率协调正常状态和故障状态下的经济成本,采用统一的货币形式量化发电机调度成本和风险代价,以期望获取经济成本和风险代价均衡协调的最优调度决策方案。基于条件相关运行风险的发电调度优化模型与其他优化调度模型存在的区别如表 1 所示。

2 条件相关运行风险评估

2.1 运行风险定义

电力系统运行风险^[14-15]的定义是:对电力系统所面临的不确定性因素,给出可能性与严重性的综合度量。系统在 t 时刻的运行风险计算公式为:

$$\delta_{Risk}(t)=\sum_{k=1}^{N_s}P_{Sk}(t)\delta_{SevSk}(t) \tag{1}$$

其中, N_s 为 t 时刻可能出现的系统运行状态数; $P_{Sk}(t)$ 为 t 时刻系统处于状态 k 的概率; $\delta_{SevSk}(t)$ 为在 t 时刻第 k 个系统运行状态发生后系统损失的严重程度。

表 1 优化调度模型比较

Table 1 Comparison among different optimal dispatch models

调度模型	目的	控制变量	目标函数	约束条件	优化算法
经典经济调度	经济性最优	发电机有功出力	最小化发电成本	无	非线性规划算法
安全约束调度	经济性最优	发电机有功出力	最小化发电成本	正常或单重故障状态下的安全约束条件	非线性规划算法
概率优化调度	引入事故发生 概率协调安全性和经济性	发电机有功出力	最大化期望运行 总效益或最小化 期望运行成本	预想事故发生 前后状态所 对应的安全约束	非线性规划算法
基于条件相关运行 风险的优化调度	协调控制运行风险 和调度运行方式	发电机有功出力、 无功出力	最小化期望 运行总成本	正常和多重故障状态下的安全约束	智能优化算法

本文计及实时调度运行方式下潮流分布对运行可靠性水平的影响,应用基于实时运行条件的元件瞬时状态概率和故障率模型计算系统状态概率;并采用经济性函数度量实时调度运行方式下的状态后果,故在 t 时刻第 k 个系统运行状态发生后系统损失的严重程度也相应地以经济费用形式表示,即通过电网期望经济成本表示系统实时运行状态下的风险代价。

2.2 基于实时运行条件的元件瞬时状态概率和故障率模型

2.2.1 运行条件相关的元件故障率

电力系统元件故障受元件自身健康状况、外部环境条件以及运行条件等因素影响,元件故障率随运行条件实时变化。鉴于不同调度方式导致潮流分配的变化,本文主要考虑潮流对元件故障率的影响,元件的故障率与载流量的关系^[13]如下:

$$\lambda(I) = \lambda_0 + \Delta\lambda(I) = \begin{cases} Ae^{BI} & I^{\text{spec}} < I < I^{\text{trip}} \\ \lambda_0 & I \leq I^{\text{spec}} \end{cases} \quad (2)$$

$$A = \frac{\lambda_0}{e^{BI^{\text{spec}}}} \quad (3)$$

$$B = \frac{\ln(\lambda_0/\lambda_{\max})}{I^{\text{spec}} - I^{\text{trip}}} \quad (4)$$

其中, $\lambda(I)$ 为元件故障率, I 为载流量; λ_0 为正常运行条件下的故障率,近似为长期统计数据平均值 $\bar{\lambda}$, 即 $\lambda_0 = \bar{\lambda}$; $\Delta\lambda(I)$ 为 I 偏离基准值的故障率增量; $\lambda_{\max}$ 为线路负载电流等于保护动作整定值时的故障率; I^{spec} 为额定载流量; I^{trip} 为保护装置保护整定值; A 、 B 为常数。

元件故障率随载流量 I 的变化曲线如图 2 所示。

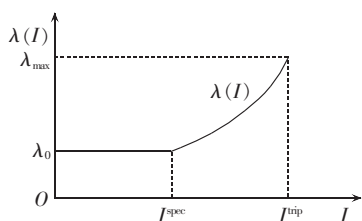


图 2 元件故障率与载流量关系曲线

Fig.2 Relationship between component failure rate and load flow

2.2.2 运行条件相关的系统状态概率

假设元件有运行和失效 2 个状态,由马尔可夫过程可得它们的瞬时状态概率,如式(5)、(6)所示。

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (5)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_1(0) - \lambda P_0(0)] \quad (6)$$

其中, $P_0(t)$ 、 $P_1(t)$ 分别为 t 时刻元件正常运行和故障失效概率; $P_0(0)$ 、 $P_1(0)$ 分别为评估周期初始时刻元件正常运行和故障失效概率; λ 和 μ 分别为元件故

障率和修复率,由于调度周期时间很短,可将元件看作不可修复元件,即 $\mu = 0$ 。

考虑实际运行中负荷水平实时变化导致故障率随时间变化。故本文将评估周期分成 N 个时间段 Δt , 每个时间段内运行条件近似恒定,且根据每个时间段内的运行条件计算元件故障率,则 $(i+1)\Delta t$ 调度时刻元件的状态概率如式(7)、(8)所示。

$$P_0((i+1)\Delta t) = e^{-\lambda_{i+1}\Delta t} P_0(i\Delta t) \quad (7)$$

$$P_1((i+1)\Delta t) = 1 - e^{-\lambda_{i+1}\Delta t} P_0(i\Delta t) \quad (8)$$

其中, $P_0((i+1)\Delta t)$ 、 $P_1((i+1)\Delta t)$ 分别为 $(i+1)\Delta t$ 时刻元件正常运行和故障失效概率; λ_{i+1} 为 $[i\Delta t, (i+1)\Delta t]$ 时间段元件故障率; $P_0(i\Delta t)$ 为 $i\Delta t$ 时刻元件正常运行的概率。

那么:

$$P_0((i+1)\Delta t) = \exp\left[-\sum_{k=1}^{i+1} (\lambda_k \Delta t)\right] P_0(0) \quad (9)$$

$$P_1((i+1)\Delta t) = 1 - \exp\left[-\sum_{k=1}^{i+1} (\lambda_k \Delta t)\right] P_0(0) \quad (10)$$

令 $t = (i+1)\Delta t$, 由式(1)~(9)可求得元件在任意 t 时刻的状态概率 $P_0(t)$ 和 $P_1(t)$, 则系统在该调度时刻的状态概率为:

$$P_{Sk}(t) = \prod_{m \in G_k} P_{m1}(t) \prod_{n \notin G_k} P_{n0}(t) \quad (11)$$

其中, $P_{Sk}(t)$ 为 t 时刻系统处于状态 k 的概率; G_k 为系统在状态 k 下故障元件集合; $P_{m1}(t)$ 为 t 时刻元件 m 故障失效概率; $P_{n0}(t)$ 为 t 时刻元件 n 正常运行概率。

2.3 实时运行状态下的期望成本

本文主要考虑期望发电成本、期望发电机再调度耗费和期望切负荷损失,其相关成本费用计算公式参考文献[6]。

(1) 期望发电成本。

$$C_{\text{COC}}(t) = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{k=1}^{N_k} P_{Sk}(t) F_{Gi}(P_{Gik}(t)) \quad (12)$$

其中, N_G 为发电机总数; $P_{Gik}(t)$ 为 t 时刻系统处于状态 k 时发电机 i 的有功出力; $F_{Gi}(\cdot)$ 为发电机 i 的发电成本函数,其计算公式如式(13)所示。

$$F_{Gi}(P_{Gik}(t)) = a_i P_{Gik}^2(t) + b_i P_{Gik}(t) + c_i \quad (13)$$

其中, a_i 、 b_i 、 c_i 为二次函数的系数。

(2) 期望发电机再调度耗费。

$$C_{\text{CRG}}(t) = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{k=1}^{S_F} P_{Sk}(t) F_{Ri}(P_{Gik}(t), P_{G0}(t)) \quad (14)$$

其中, S_F 为 t 时刻可能出现的系统故障运行状态数; $F_{Ri}(\cdot)$ 为发电机 i 的发电机再调用耗费,其计算公式如式(15)所示。

$$F_{Ri}(P_{Gik}(t), P_{G0}(t)) = a_{\Delta i} (P_{Gik}(t) - P_{G0}(t))^2 \quad (15)$$

其中, $P_{Gik}(t)$ 为 t 时刻系统故障状态 k ($k \neq 0$) 下发电机 i 的有功出力; $P_{G0}(t)$ 为 t 时刻系统正常状态下发电机 i 的有功出力; $a_{\Delta i}$ 为发电机 i 的再调整费用系数相应的给定常系数。

(3) 期望切负荷损失。

$$C_{\text{CIS}}(t) = \sum_{i=1}^{N_D} \sum_{k=1}^{S_i} P_{S_k}(t) F_G(C_{ik}(t)) \quad (16)$$

其中, N_D 为系统负荷母线总数; $F_G(\cdot)$ 为节点 i 切负荷的经济损失函数, 其计算公式如式(17)所示。

$$F_G(C_{ik}(t)) = C_{ik}(t) I_{\text{EAR}_i} \quad (17)$$

其中, $C_{ik}(t)$ 为 t 时刻系统处于状态 k 时负荷母线 i 的切负荷量; I_{EAR_i} 为负荷节点 i 的停电损失评价率。

2.4 运行风险评估流程

实时调度运行方式下的电网运行风险评估与确定发电计划条件下的电网运行风险评估的基本方法和流程相同, 主要区别是: 为了求解最优调度运行方案, 实时调度运行方式下的风险指标采用经济性指标。电网运行风险评估流程如图 3 所示。

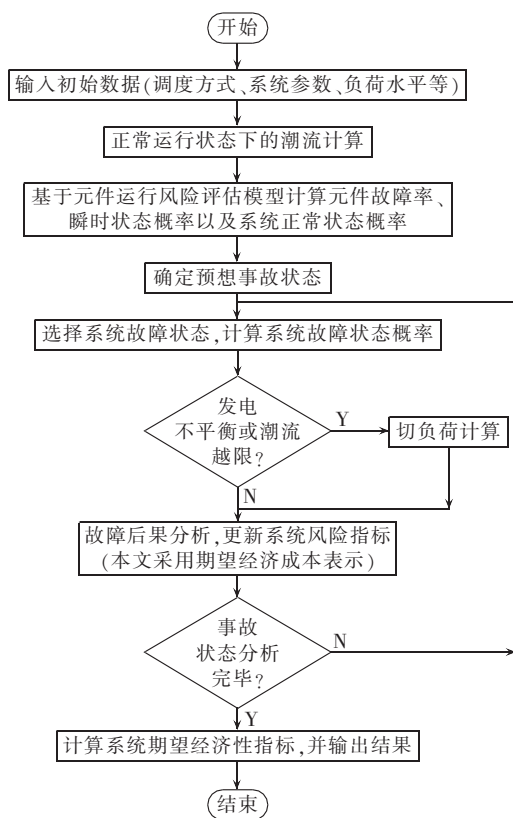


图 3 运行风险评估流程

Fig.3 Flowchart of operational risk assessment

3 条件相关运行风险下的发电调度优化模型

3.1 目标函数

本文的优化调度模型以电网期望总成本最小为目标, 即:

$$\min[C(t) = C_{\text{COG}}(t) + C_{\text{CRG}}(t) + C_{\text{CIS}}(t)] \quad (18)$$

目标函数包括系统各状态下的期望发电成本 C_{COG} 和故障状态下的安全校正成本 (包含期望发电机再调度耗费 C_{CRG} 和期望切负荷损失 C_{CIS}), 综合考虑了电网运行的经济性和安全性。期望调度成本反映

了不同状态概率下的成本平均水平, 有效协调了最优潮流分布下的元件运行可靠性水平和调度成本。

本文模型将电网运行风险评估和优化调度决策相结合, 使系统潮流分布和运行风险控制达到平衡。从期望成本的函数表达式(12)、(14)和(16)可知, 通过调度时刻状态概率 $P_{S_k}(t)$ 的预测, 关联了系统正常状态和故障状态的预测经济成本和事故状态概率; 从元件故障率计算公式(2)和故障概率计算公式(9)—(11)可知, $P_{S_k}(t)$ 考虑了不同时间段实时调度运行方式下潮流分布对元件运行可靠性的影响, 以及实时调度运行方式对系统可靠性的影响。可见, 本文模型有机协调了实时调度运行方式对元件和电网运行风险的影响以及期望调度成本对调度优化的影响。

由于元件运行可靠性与系统潮流密切相关, 故本文基于交流潮流进行建模, 并综合考虑含 TCSC 系统调度优化模型。

3.2 约束条件

本文模型约束条件包括系统在正常运行状态和预想事故状态下所应满足的潮流平衡等式约束和不等式约束。

a. 潮流平衡等式约束:

$$\begin{cases} \sum_{m \in G_i} P_{G_m}^k - P_{L_i}^k - \sum_{j=1}^N U_i^k U_j^k (G_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k + B_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k) = 0 \\ \sum_{m \in G_i} Q_{G_m}^k - Q_{L_i}^k - \sum_{j=1}^N U_i^k U_j^k (C_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k - B_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k) = 0 \end{cases} \quad (19)$$

其中, $i=1, 2, \dots, N; k=1, 2, \dots, N_s; N$ 为系统节点总数; G_i 为节点 i 上的发电机集合; $P_{G_m}^k, Q_{G_m}^k$ 分别为发电机 m 的有功出力和无功出力; $P_{L_i}^k, Q_{L_i}^k$ 分别为节点 i 的有功负荷和无功负荷; U_i^k, U_j^k 为节点电压; θ_{ij}^k 为节点 i 和 j 间的电压相角差; G_{ij}^k, B_{ij}^k 分别为支路 $i-j$ 的电导和电纳。

b. 不等式约束。

不等式约束包括控制变量约束和状态变量约束, 即发电机有功和无功功率约束、节点电压约束和线路潮流约束。

$$P_{G_{m_{\min}}} \leq P_{G_m}^k \leq P_{G_{m_{\max}}} \quad m=1, 2, \dots, N_G; k=1, 2, \dots, N_s \quad (20)$$

$$Q_{G_{m_{\min}}} \leq Q_{G_m}^k \leq Q_{G_{m_{\max}}} \quad m=1, 2, \dots, N_G; k=1, 2, \dots, N_s \quad (21)$$

$$U_{i_{\min}} \leq U_i^k \leq U_{i_{\max}} \quad i=1, 2, \dots, N; k=1, 2, \dots, N_s \quad (22)$$

$$|S_{ij}^k| \leq S_{ij_{\max}} \quad i=1, 2, \dots, N_B; k=1, 2, \dots, N_s \quad (23)$$

其中, N_B 为系统支路总数; $P_{G_{m_{\max}}}, P_{G_{m_{\min}}}$ 分别为发电机 m 的有功出力上限和下限; $Q_{G_{m_{\max}}}, Q_{G_{m_{\min}}}$ 分别为发电机 m 的无功出力上限和下限; $U_{i_{\max}}, U_{i_{\min}}$ 分别为节点 i 的电压幅值的上限和下限; S_{ij}^k 为支路 $i-j$ 的传输功率; $S_{ij_{\max}}$ 为支路 $i-j$ 的容量极限。

当考虑备用机组的响应特性时, 约束集需增加正常运行状态和预想事故状态之间的耦合牵制约束, 即:

$$P_{G_m}^k \leq \min\{P_{G_{m_{\max}}}, P_{G_m}^0 + r_m \Delta T\} \quad (24)$$

$$P_{Gm}^k \geq \max \{P_{Gm,\min}^o, P_{Gm}^o - r_m \Delta T\} \quad (25)$$

其中, r_m 为发电机 m 的爬坡速率; P_{Gm}^o 为系统初始运行方式下发电机 m 的有功出力; ΔT 为系统在 t 调度时段发生事故后所能容许的发电机组出力紧急再调整时间。

当考虑 TCSC 的运行特性,不同数量的子模块运行时 TCSC 的视在电抗范围不同,TCSC 的 $X-I$ 特性曲线如图 4^[16]所示,图中视在电抗、线路电流分别为以 X_c, I_{LN} 为基准的标么值, X_c 为 TCSC 标称容抗, I_{LN} 为线路额定电流。因此,对系统运行状态 k ,含 TCSC 的电力系统的约束集增加约束条件如下:

$$X_{\min} \leq X_{TCSC}^k \leq X_{\max} \quad (26)$$

$$X_{\min} \leq X_{TCSC}^k \leq X_{bypass} \cup X_{blocked} \leq X_{TCSC}^k \leq X_{\max} \quad (27)$$

式(26)、(27)分别为单个子模块运行和多个子模块运行时的 TCSC 视在电抗限制。

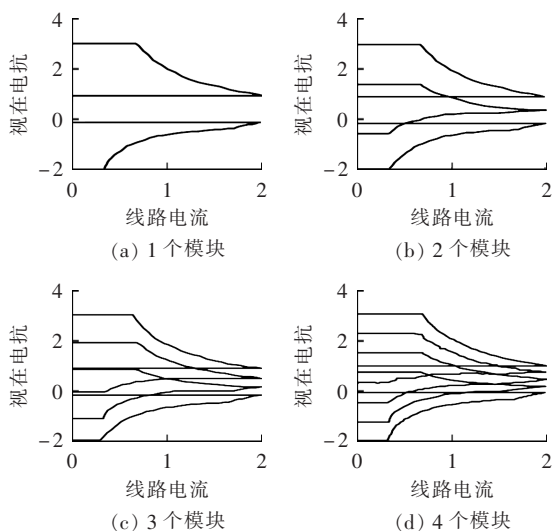


图 4 不同数量的模块运行时对应的 TCSC $X-I$ 特性曲线

Fig.4 TCSC $X-I$ characteristic curve for different operating module quantities

4 模型求解

基于条件相关运行风险的发电调度优化模型涉及交流潮流计算和运行风险评估,是一个非常复杂的非线性优化问题,需要采用智能算法求解,因此,本文采用禁忌遗传优化算法(TSGA)对上述模型进行求解。

禁忌遗传优化算法是将遗传算法(GA)和禁忌搜索(TS)算法相结合而得出的一种混合优化算法,即首先用遗传算法进行全局搜索,使个体分布在解空间的大部分区域,再从群体中每个个体开始,用禁忌搜索算法进行局部搜索,改善群体的质量,力图在算法的收敛性和避免陷入局部最优方面有较大改善^[17-18]。该方法综合了遗传算法和禁忌搜索算法的优点,具有较强的全局寻优能力和局部搜索能力。在应

用禁忌遗传优化算法解决电网优化调度问题时,为了简化分析,本文直接将遗传算法所得最优解作为禁忌搜索的初始解。模型求解步骤如下:

a. 运行状态趋势预测,给定系统未来 t 调度时段及需要给定的其他条件;

b. 根据 t 时段的运行条件进行运行风险评估,即计算元件可靠性参数、系统状态概率以及期望失负荷;

c. 构建基于条件相关运行风险的发电调度优化模型;

d. 采用禁忌遗传优化算法求解模型。

算法流程如图 5 所示。

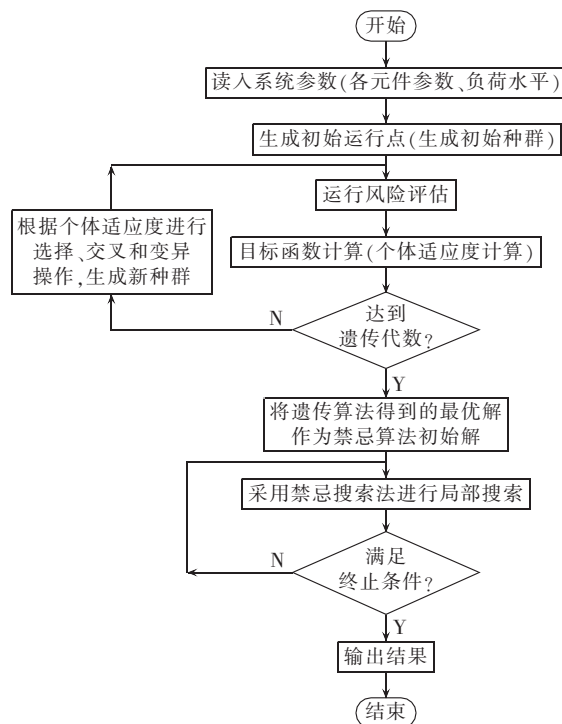


图 5 算法流程

Fig.5 Flowchart of proposed algorithm

5 算例分析

本文以 RBTS 测试系统^[19]为例,利用 MATLAB 对所提出的发电调度优化模型进行仿真分析。

5.1 仿真参数设置

(1)系统计算条件。

为验证电网运行方式对元件和系统可靠性的影响,设输电线路的额定容量为原始数据的 70%。考虑到线路 1 和线路 6 附近负荷较大,本文选择在这 2 条线路安装 TCSC。

(2)模型参数设置。

运行风险评估模型:本文采用状态枚举法选取系统预想事故状态,枚举单重和双重发输电设备及 TCSC 的故障。发电和输电设备采用两状态可靠性模型,而 TCSC 的可靠性模型见文献^[16]。输电线路的

I^{spec} 、 I^{trip} 分别设为额定载流量的 80% 和 120%, TCSC 中电容元件和晶闸管元件的 I^{spec} 、 I^{trip} 分别设为额定载流量的 100% 和 120%, 元件最大故障率取为平均故障率的 20 倍。TCSC 的故障模式、可靠性建模和条件相关故障率的计算详见文献[16]。

发电调度优化模型: 设所有发电机组为火力发电机, 发电机组相关特性数据如表 2 所示, 负荷节点的停电损失评价率取为 1000 \$/MW, 事故发生后所能容许的发电机组出力紧急再调整时间 $\Delta T=5\text{ min}$ [6]。

表 2 发电机相关特性参数
Table 2 Parameters of generators

发电机 容量/MW	爬坡速率/ (MW·min ⁻¹)	a_i / (\$·MW ⁻²)	b_i / (\$·MW ⁻¹)	a_{is} / (\$·MW ⁻²)
40	5	0.25	0.30	0.30
20	3	0.50	0.20	0.20
10	2	0.65	0.10	0.12
5	2	0.65	0.10	0.12

(3) 遗传禁忌算法: 遗传算法的群体规模取为 30, 交叉率取为 0.85, 变异率取为 0.015, 最大迭代代数取为 50; 禁忌搜索算法的邻域规模取为 30, 禁忌表规模取为 30, 最大迭代次数取为 50。

5.2 仿真结果分析

为验证本文所建模型的有效性, 本文基于交流潮流对以下几种调度模型进行计算分析。

Case1: 基态下计及网络安全约束, 以最低发电成本为目标函数, 求解负荷系数为 1 时的传统安全约束优化调度模型。

Case2: 计及单重预想事故状态, 考虑电网运行风险控制影响, 以电网期望总成本最低为目标函数, 求解负荷系数为 1 时的基于条件相关运行风险的发电调度优化模型。

Case3: 同时计及单重预想事故状态和双重预想事故状态, 以电网期望总成本最低为目标函数, 求解负荷系数为 1 时的基于条件相关运行风险的发电调度优化模型。

表 3 给出了 Case1—Case3 下的发电机有功出力, 表 4 和表 5 分别给出了系统在这 3 种调度方式下的期望成本和运行风险指标。

分析计算结果可得到如下结论。

a. 系统期望总成本 C 主要取决于期望发电成本 C_{COG} 和期望切负荷损失 C_{CLS} , 期望发电机再调度耗损费 C_{CRG} 较小。

b. 由传统安全约束优化调度模型得到的调度方案, 虽然期望发电成本较低, 但在该调度方式下的运行风险指标较高, 失负荷概率 LOLP (Loss Of Load Probability) 为 0.04178, 期望缺供电量 EENS (Expected Energy Not Supplied) 为 0.76817 (MW·h)/h, 从而导致 C_{CLS} 较高, 对系统期望总成本贡献增加, 使得该调

表 3 不同调度方式下的最优发电机出力

Table 3 Optimal generator outputs for different dispatch modes

发电机 编号	有功出力/MW		
	Case1	Case2	Case3
1	31.32	23.41	22.72
2	31.32	23.46	22.72
3	15.74	11.79	11.37
4	10.00	8.97	8.60
5	30.28	37.30	38.05
6	15.24	18.87	19.34
7	15.23	18.71	19.25
8	15.22	18.97	19.25
9	15.23	19.02	19.32
10	5.00	5.00	5.00
11	5.00	5.00	5.00

表 4 不同调度方式下的系统期望成本

Table 4 Expected system costs for different dispatch modes

调度方式	\$ / h			
	C	C_{COG}	C_{CRG}	C_{CLS}
Case1	2 347.93	1 433.46	6.85	907.62
Case2	2 148.35	1 520.39	6.36	621.60
Case3	2 146.72	1 539.22	7.25	600.25

表 5 不同调度方式下的系统运行风险指标

Table 5 System operational risk indexes for different dispatch modes

调度方式	LOLP	EENS/[(MW·h)·h ⁻¹]
Case1	0.047 71	0.907 62
Case2	0.039 73	0.621 60
Case3	0.039 14	0.600 25

度方式下的经济性和安全性偏低; 基于条件相关运行风险的发电调度优化模型得到的调度方案与传统方案相比, 期望发电成本在一定程度有所上升, 然而由于系统运行风险的降低最终导致系统期望总成本整体减少。

c. 若基于条件相关运行风险的发电调度优化模型同时计及单重预想事故状态和双重预想事故状态, 对应调度方式下的 EENS 为 0.60025 (MW·h)/h; 只计及单重预想事故状态的调度方案下的风险指标为 0.62160 (MW·h)/h。由此可知, 计及双重预想事故状态后, 为控制运行风险水平需增加发电机出力。此时, 虽然 C_{COG} 增大, 但由于系统运行风险降低使得 C_{CLS} 减小, 从而得到期望总成本和风险都较低的调度方案。

为了进一步分析不同负荷水平下调度运行方式与运行风险的相互影响, 本文采用基于条件相关运行风险的发电调度优化模型, 分别计算了未来 24 h 系统在不同负荷水平下的最优调度方案, 并给出了第 6 h、12 h、18 h 和 24 h 的发电调度结果, 如表 6 所示。表 7 和表 8 分别为系统在对对应调度方式下的期望成本和运行风险指标。

表 6 不同时段下的最优发电机出力
Table 6 Optimal generator outputs for different periods

发电机 编号	有功出力/MW			
	第 6 h	第 12 h	第 18 h	第 24 h
1	17.63	29.17	30.63	18.76
2	17.64	29.06	30.66	18.74
3	8.87	14.68	15.50	9.37
4	6.80	9.93	10.00	7.18
5	17.12	28.89	30.77	18.11
6	8.65	14.44	15.53	9.02
7	8.63	14.57	15.52	9.04
8	8.64	14.61	15.50	9.04
9	8.65	14.56	15.52	9.04
10	4.98	4.99	5.00	4.99
11	4.98	4.99	5.00	4.99

表 7 不同时段下的系统期望成本
Table 7 Expected system costs for different periods

时间	C	C_{COG}	C_{CRG}	C_{CS}
第 6 h	512.48	504.20	0.38	7.90
第 12 h	1435.33	1292.18	1.62	141.53
第 18 h	1857.91	1430.45	2.88	424.58
第 24 h	577.25	546.90	0.99	29.35

表 8 不同时段下的系统运行风险指标
Table 8 System operational risk indexes for different periods

时间	LOLP	$\text{EENS}/[(\text{MW}\cdot\text{h})\cdot\text{h}^{-1}]$
第 6 h	0.00066	0.00790
第 12 h	0.00583	0.14153
第 18 h	0.02758	0.42458
第 24 h	0.00233	0.02935

致系统期望总成本增加,但总体增加幅度较低。由此可知,本文模型能将系统运行风险控制一定范围,实现经济性和安全性的均衡调控。

表 9 给出了含 TCSC 系统在第 6 h、12 h、18 h 和 24 h 的发电调度结果。表 10 和表 11 分别为系统在对应调度方式下的期望成本和运行风险指标。

表 9 不同时段下的含 TCSC 系统最优发电机出力
Table 9 Optimal generator outputs of power system with TCSC for different periods

发电机 编号	有功出力/MW			
	第 6 h	第 12 h	第 18 h	第 24 h
1	18.22	29.71	39.93	17.74
2	16.45	31.60	31.33	19.39
3	6.64	16.98	9.67	9.87
4	8.12	9.28	9.97	7.20
5	17.69	20.98	23.85	17.12
6	8.90	14.87	17.17	9.80
7	8.90	14.87	16.23	9.80
8	8.90	15.37	11.96	9.80
9	8.90	15.68	15.24	9.80
10	4.97	4.57	4.99	3.90
11	4.97	4.57	4.99	3.93

表 10 不同时段下的含 TCSC 系统期望成本
Table 10 Expected system costs of power system with TCSC for different periods

时间	C	C_{COG}	C_{CRG}	C_{CS}
第 6 h	516.99	508.57	0.52	7.90
第 12 h	1325.84	1301.20	0.63	24.01
第 18 h	1592.00	1420.64	3.00	168.36
第 24 h	586.66	556.45	0.98	29.23

表 11 不同时段下的含 TCSC 系统运行风险指标
Table 11 System operational risk indexes of power system with TCSC for different periods

时间	LOLP	$\text{EENS}/[(\text{MW}\cdot\text{h})\cdot\text{h}^{-1}]$
第 6 h	0.00066	0.00790
第 12 h	0.00126	0.02401
第 18 h	0.02003	0.16836
第 24 h	0.00232	0.02923

从调度结果和风险评估结果可知,当系统安装 TCSC 后,系统运行可靠性明显改善,尤其是在负荷水平较高的时间段(第 12 h 和第 18 h 时间段),系统运行风险指标降低,期望切负荷损失较少,系统期望总成本也降低,系统期望总成本随时间变化曲线如图 7 所示。由于 TCSC 能调节系统潮流分布,尤其在负荷较大时,其调节作用明显,TCSC 通过调节潮流分布有效控制负荷水平较高的时间段的风险。同时发电机出力对潮流分布也产生影响,故负荷波动牵制潮流、运行风险以及发电机出力的变化,在优化过程中会引起期望发电成本 C_{COG} 的波动,从而影响期望总成本 C 的变化。

图 8 给出了不含 TCSC 和含 TCSC 系统的期望

从调度结果和风险评估结果可知,发电机出力随着负荷水平的变化而变化,在第 12 h 和第 18 h,由于负荷水平较高,发电机出力增加,从而引起期望发电成本的增加,同时风险水平也较高,期望总成本较其他时段高。

系统期望总成本随时间变化曲线如图 6 所示(图中负荷水平为标幺值,后同),由图可知,负荷水平较低时,系统期望总成本主要取决于期望发电成本,但是当负荷增加时(例如在第 9 h 至第 21 h 时间段),系统风险水平增加引起切负荷经济损失增加,导

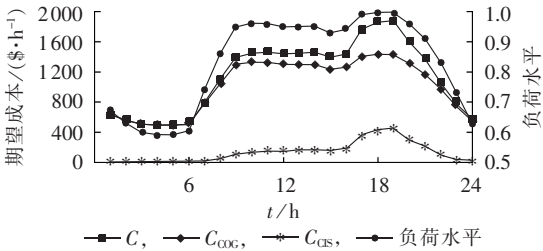


图 6 未来 24 h 系统期望成本与负荷水平
Fig.5 Expected system costs and load level for next 24 hours

总成本随时间变化曲线,图 9 和图 10 分别为对应调度方式下的 EENS 和 LOLP 随时间变化曲线。从期望总成本曲线和运行风险指标曲线可知,TCSC 不仅能提高系统可靠性水平,还能降低调度期望成本,实现经济运行和风险控制双赢的调度决策。

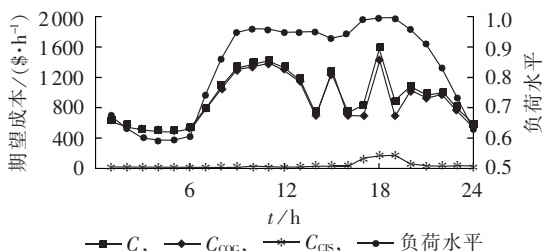


图 7 未来 24 h 含 TCSC 系统期望成本与负荷水平

Fig.7 Expected costs and load level of power system with TCSC for next 24 hours

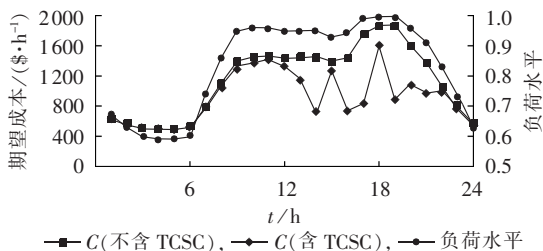


图 8 未来 24 h 系统期望成本与负荷水平

Fig.8 Expected cost of power system with/without TCSC and load level for next 24 hours

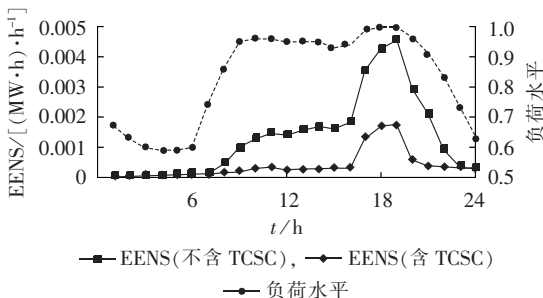


图 9 未来 24 h 系统 EENS 与负荷水平

Fig.9 EENS of power system with/without TCSC and load level for next 24 hours

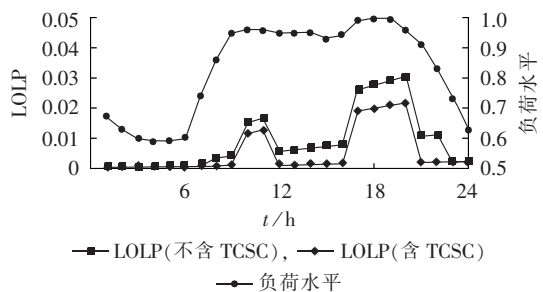


图 10 未来 24 h 系统 LOLP 与负荷水平

Fig.10 LOLP of power system with/without TCSC and load level for next 24 hours

6 结论

本文基于交流潮流建立了基于条件相关运行风

险的发电调度优化模型,将运行风险评估和优化调度有机结合,以协调控制调度成本和风险代价。通过 RBTS 系统日调度优化方案的分析,验证了本文模型的有效性。

a. 综合考虑不同调度运行方式的电网风险水平和该运行风险产生的费用成本,建立调度优化和风险评估相互牵制的优化调度模型。通过传统安全约束优化调度方案和基于条件相关运行风险的发电调度优化方案对比分析可知,本文模型能得到系统经济运行和风险控制的最优调度方案。

b. 本文模型综合考虑了实时运行条件对元件和电网运行可靠性的影响,以及不同调度方案对运行条件的影响,采用交流潮流进行分析,调度决策方案和风险评估结果更符合实际情况,可为调度人员提供有益的参考。

c. TCSC 能灵活调节网络潮流,为计及 TCSC 对系统运行条件的影响,本文模型将 TCSC 阻抗限制考虑到约束条件中。试验结果表明,TCSC 不仅能有效改善系统可靠性,还能降低调度运行成本,本文主要考虑运行过程中需要考虑的成本,对于已投资安装 TCSC 的电力系统,能为其调度决策提供理论支撑,而对于 TCSC 一次性安装投资成本应在长期规划中给予考虑。

参考文献:

- [1] NI Ming, MCCALLEY J D, VITTAL V, et al. Online risk-based security assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(1): 258-265.
- [2] SUN Yuanzhang, CHENG Lin, LIU Haitao, et al. Power system operational reliability evaluation based on real-time operating state[C]//The Seventh International Power Engineering Conference (IPEC2005). Singapore: [s.n.], 2005: 722-727.
- [3] 何剑, 程林, 孙元章, 等. 条件相依的输变电设备短期可靠性模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(7): 39-46.
HE Jian, CHENG Lin, SUN Yuanzhang, et al. Condition dependent short-term reliability models of transmission equipment[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 39-46.
- [4] XIAO Fei, MCCALLEY J D. Power system risk assessment and control in a multiobjective framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 78-85.
- [5] WANG Lingfeng, SINGH C. Balancing risk and cost in fuzzy economic dispatch including wind power penetration based on particle swarm optimization[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78: 1361-1368.
- [6] 查浩, 韩学山, 王勇, 等. 电力系统安全经济协调的概率调度理论研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 16-22.
ZHA Hao, HAN Xueshan, WANG Yong, et al. Study of power system probabilistic dispatching with security-economy coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(13): 16-22.
- [7] 李彩华, 郭志忠, 樊爱军. 电力系统优化调度概述(I)——经济调度与最优潮流[J]. 电力系统及其自动化学报, 2002, 14(2): 60-63.

- LI Caihua, GUO Zhizhong, FAN Aijun. Summary of power system optimal dispatch-economic dispatch and optimal power flow [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2002, 14(2): 60-63.
- [8] 徐帆, 耿建, 姚建国, 等. 安全约束经济调度建模及应用[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 55-58.
- XU Fan, GENG Jian, YAO Jianguo, et al. Modeling and application of security constrained economic dispatch [J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 55-58.
- [9] 朱泽磊, 周京阳, 潘毅, 等. 考虑电力电量平衡的安全约束经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 168-176.
- ZHU Zelei, ZHOU Jingyang, PAN Yi, et al. Security constrained economic dispatch considering balance of electric power and energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 168-176.
- [10] 邱威, 张建华, 刘念, 等. 计及运行风险的多目标发电调度优化[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(22): 64-72.
- QIU Wei, ZHANG Jianhua, LIU Nian, et al. Multi-objective optimal generation dispatch with consideration of operation risk [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(22): 64-72.
- [11] 查浩, 韩学山, 杨朋朋. 电网运行状态下的概率优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(28): 54-60.
- ZHA Hao, HAN Xueshan, YANG Pengpeng. Probabilistic optimal dispatching under operating condition of power network [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(28): 54-60.
- [12] MA Kang, MUTALE J. Risk and reliability worth assessment of power systems under corrective control [C]//North American Power Symposium (NAPS). Starkville, MS, USA: [s.n.], 2009: 1-6.
- [13] SUN Y, WANG P, CHENG L, et al. Operational reliability assessment of power systems considering condition-dependent failure rate [J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2010, 4(1): 60-72.
- [14] XIAO Fei, MCCALLEY J D. Risk-based security and economy tradeoff analysis for real-time operation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 2287-2288.
- [15] CHEN Lijie, LI Jing, CAI Jing. Research of risk-based security assessment of power system [C]//Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference. Weihai, China: [s.n.], 2011: 1335-1340.
- [16] 赵渊, 邱玉良, 宿晓岚. 含 TCSC 的电网运行风险评估模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(7): 50-58.
- ZHAO Yuan, QIU Yuliang, SU Xiaolan. Operating risk assessment model of power grid with TCSC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(7): 50-58.
- [17] 赵静, 孔金生. 基于遗传算法和禁忌搜索的混合优化策略[J]. 计算机工程与设计, 2009, 30(23): 5489-5491.
- ZHAO Jing, KONG Jinsheng. Hybrid optimization strategy based on genetic algorithm and tabu search [J]. Computer Engineering and Design, 2009, 30(23): 5489-5491.
- [18] 谭涛亮, 张尧. 基于遗传禁忌混合算法的电力系统无功优化[J]. 电网技术, 2004, 28(11): 57-61.
- TAN Taoliang, ZHANG Yao. Reactive power optimization based on genetic/tabu search hybrid algorithm [J]. Power System Technology, 2004, 28(11): 57-61.
- [19] BILLINTON R, S, CHOWDHURY N, CHU K, et al. A reliability test system for educational purposes-basic data (RBTS) [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(3): 1238-1244.

作者简介:



赵 渊

赵 渊(1974—),男,四川三台人,教授,博士研究生导师,从事电力系统规划与可靠性的研究工作(E-mail: yuanyzhao@msn.cn);

邱玉良(1987—),女,四川荣县人,硕士研究生,从事电力系统规划与可靠性的研究工作(E-mail: qyliang2005@163.com)。

Optimal generation dispatch model based on condition-dependent operational risk

ZHAO Yuan, QIU Yuliang, XIONG Yanjiao, YE Mengjiao, WU Lin

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: An optimal generation dispatch model based on the condition-dependent operational risk is built, which comprehensively considers the impact of real-time operating conditions on the reliability of components and grid. It combines the condition-dependent operational risk assessment with the generation dispatch optimization, applies the unified currency form to quantify the generator dispatch cost and risk cost, takes the minimum expected total cost as its objective, and searches the optimal dispatch scheme satisfying the security constraints in both normal and incident conditions. The allowable range of generator output power readjustment and the compensation range of TCSC are added to the constraint set to include the impact of spinning reserve response characteristics and TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation) on the grid operational risk. The model considers comprehensively the interactive influence among load level, real-time dispatch operating mode, power flow distribution and operational risk, and realizes the optimal strategy of generation dispatch with balanced grid operational risk and generation cost. The tabu search genetic optimization algorithm is applied to solve the model. The calculative analysis for RBTS test system verifies the effectiveness of the proposed model and algorithm.

Key words: electric power generation; dispatch; risks; power flow distribution; optimization; tabu search genetic optimization algorithm; reliability; costs