

doi:10.11835/j.issn.1000-582X.2017.05.002

计及电网停电风险的输电线路动态融冰决策方法

易永亮¹,徐望圣¹,胡江¹,孟祥龙¹,熊小伏²,沈智健²

(1. 中国南方电网有限责任公司超高压输电公司贵阳局,贵阳 550003;

2. 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:电网发生大面积冰灾情况时,多条输电线路存在覆冰故障隐患,电网稳定运行受到严重威胁,需要提前制定输电线路融冰方案,合理安排融冰顺序。针对此问题,分析输电线路覆冰继续运行给电网带来的停电风险,将与待融冰输电线路相关联的变电站的电气主接线展开,将传统削负荷模型改进后应用于输电网与变电站主接线的组合网络,建立断路器可靠性模型,计算靠后融冰线路因继续运行的电网停电风险;利用计及风速及降雨影响的输电线路覆冰增长预测模型,计算输电线路的覆冰率,根据覆冰率门槛值确定待融冰线路集,基于覆冰严重度模型构建系统全局的覆冰指数指标;综合考虑电网停电风险及系统全局覆冰指数建立输电线路融冰紧迫度指标,动态更新待融冰线路并决策融冰顺序。最后,以IEEE RBTS系统进行算例分析,验证了所提方法的可行性与合理性。

关键词:电网;融冰;输电线路;停电风险;覆冰预测;融冰顺序

中图分类号:TM726

文献标志码:A

文章编号:1000-582X(2017)05-007-12

A dynamic ice melting decision method for transmission lines considering outage risk of power grid

YI Yongliang¹, XU Wangsheng¹, HU Jiang¹, MENG Xianglong¹, XIONG Xiaofu², SHEN Zhijian²

(1. China Southern Power Grid Co., Ltd., Guiyang Bureau of EHV Transmission Company, Guiyang 550003, P.R.China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, P.R.China)

Abstract: Multiple transmission lines have the icing hidden fault when a large area of ice disaster happens to power grid, and the stable operation of power system will be seriously threatened. Therefore, the ice-melting scheme should be developed in advance to arrange the order of ice-melting reasonably. In order to analyze the outage risk of power grid caused by the continuous operation of icing-hidden transmission lines, it's needed to expand the substation main electrical wiring, which is associated with the transmission line needing to melt ice. An improved cutting load model is proposed to assess power grid outage risk of the combination network of transmission grid and substation. And a breaker reliability model is set up to access the outage risk caused by the continuous operation of transmission lines which queue at the rear of ice-melting queue. Icing rate is calculated based on line icing growth model considering wind speed and

收稿日期:2017-04-07

基金项目:南方电网超高压输电公司科技项目资助(GY2014-2-0005)。

Supported by the Project of EHV Transmission Company of China Southern Power Grid(GY2014-2-0005).

作者简介:易永亮(1976-),男,高级工程师,主要从事输电线路类设备运维、检修管理工作,(E-mail)65890516@qq.com。

rainfall, and the ice melting lines set is determined by the icing rate threshold. Power system global icing index is proposed based on icing severity model. Considering the outage risk of power system and global icing index, the ice melting urgent degree index is proposed to dynamically update the ice melting lines set, and determine the ice melting order. Finally, the feasibility and rationality of the proposed method is verified by taking IEEE RBTS as an example.

Keywords: power grid; ice melting; transmission line; outage risk; icing prediction; ice melting order

架空输电线路作为电网的重要环节,具有供电容量大、分布点多面广、长期暴露在户外的特点,易受自然灾害的侵袭影响^[1]。随着社会对用电需求及供电可靠性要求的不断提高,输电网正快速发展和延伸,通过复杂地形及恶劣气候区域的输电线路日益增多,尤其是近年来,冰雪灾害频发,对电网造成的危害极大,大量输电线路因为过度覆冰而发生故障^[2],严重危害电力系统的安全运行,甚至造成巨大经济损失,这给相关运行单位带来了极为严峻的挑战和考验。

覆冰现象会使架空输电线路因积雪严重影响了输电线路的可靠性,因冻雨覆冰使输电线路荷重增加,造成断线、倒杆(塔)、闪络等事故发生,为减小冰灾给电网造成的危害,供电企业通常针对覆冰线路进行融冰,这是最直接有效的防止电网覆冰事故发生的重要手段之一^[3]。然而,当发生区域性大范围的冰灾天气时,电网可能存在多条架空输电线路出现覆冰的情况。由于电网运行维修人员数量和融冰装置数量有限,很难对所有覆冰架空线路同时进行融冰工作。因此,当电网出现多条架空输电线路覆冰现象时,在安排融冰工作的全过程管理中,如何科学合理决策架空输电线路的融冰顺序,不仅关系到电网运行人员的融冰效率,还能降低电网运行风险。

如今针对架空线路融冰问题已成为了电力行业的研究热点,融冰决策越来越受到重视,但是相关研究大多集中于覆冰机理^[4-5]、覆冰监测^[6-7]、融冰技术^[8-10]、冰灾风险^[11-12]及防御策略^[13]等几个方面。然而对架空输电线路进行融冰需要停运被融冰线路,当发生大面积覆冰时,输电线路的融冰顺序势必对电网的可靠性产生影响,靠后融冰的输电线路在覆冰情况下继续运行,将给电网带来停电风险,但目前关于架空输电线路融冰顺序决策还鲜有研究。在架空输电线路融冰过程中,受持续冰灾影响,剩余线路的覆冰仍在增长,因此,架空输电线路的融冰顺序应该是一个动态决策过程,需要实施评估电网覆冰故障风险以及系统全局覆冰指数,提高电网防灾抗灾能力。

文章重点研究了输电线路融冰给系统带来的停电风险,以及在持续冰灾天气下电网全局覆冰指数,提出一种计及电网停电风险的输电线路动态融冰决策方法。该方法首先分析了待融冰线路继续运行在关联断路器发生拒动时给系统带来的风险,基于气象信息的线路覆冰增长模型,建立线路覆冰率指标;根据线路覆冰增长模型构建了系统全局覆冰指数指标,综合考虑电网停电风险及全局覆冰指数建立融冰紧迫度指标,动态更新待融冰线路集的融冰顺序。最后,以 IEEE RBTS 系统进行算例分析,利用本文的动态决策方法确定多条线路有融冰需求时的融冰顺序,验证了所提方法的可行性与实用性。

1 架空输电线路融冰的停电风险

当输电线路由于覆冰而易发生故障时,需要对输电线路开展融冰措施。当多条输电线路有融冰需求时,有的覆冰线路仍需继续运行,此时若关联断路器存在拒动风险,则输电线路一旦出现覆冰故障,将会引起下一级的保护装置动作,导致更大范围的正常工作元件失效。因此,在分析架空线路融冰风险时,需要将待融冰输电线路相关联的变电站的电气主接线考虑进去加以可靠性评估,即将输电线路的出线变电站及进线变电站进行主接线展开分析计算电网停电风险。

1.1 断路器可靠性模型

一个正常服役中的断路器可能的状态可以分为:计划检修状态(M)、强迫维修状态(m)、故障后恢复状态(r)、正常状态(N)、误动状态(f)、拒动状态(F)以及接地或绝缘故障状态(i)^[14]。

从故障后果分析,接地和绝缘故障属于扩大型故障,记为S;误动、故障后恢复、计划维修、强迫维修都只有断路器自身退出,属于非扩大型故障,可以将状态M、状态m、状态f和状态r合并为一个状态记为R。因

此,可以将断路器状态简化为 4 个状态,即正常状态 N、扩大型故障状态 S、非扩大型故障状态 R、断路器拒动状态 F,如图 1 所示。

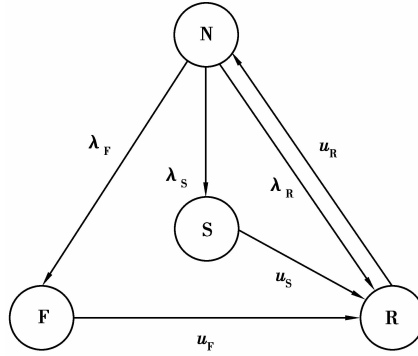


图 1 断路器的 4 状态空间图

Fig.1 Four state space diagram of circuit breaker

根据断路器 4 状态空间图建立转移矩阵 B 为

$$B = \begin{bmatrix} 1 - (\lambda_S + \lambda_F + \lambda_R) & \lambda_S & \lambda_F & \lambda_R \\ 0 & 1 - u_S & 0 & u_S \\ 0 & 0 & 1 - u_F & u_F \\ u_R & 0 & 0 & 1 - u_R \end{bmatrix}, \quad (1)$$

式中: λ_S 为扩大型故障的故障率; λ_R 为非扩大型故障的故障率; λ_F 为拒动的故障率; μ_S 为扩大型故障状态 S 到非扩大型故障状态 R 的修复率; μ_R 为非扩大型故障状态 R 到正常状态 N 的修复率; μ_F 为拒动状态 F 到非扩大型故障状态 R 的修复率。

假设 P 为极限状态概率矢量,由马尔可夫过程逼近原理^[15]有

$$PB = P, \quad (2)$$

由式(2)可得

$$P(B - I) = 0, \quad (3)$$

式中, I 是单位矩阵。

将矩阵进行转置运算可得

$$\begin{bmatrix} -(\lambda_S + \lambda_F + \lambda_R) & 0 & 0 & u_R \\ \lambda_S & -u_S & 0 & 0 \\ \lambda_F & 0 & -u_F & 0 \\ \lambda_R & u_S & u_F & -u_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_N \\ P_S \\ P_F \\ P_R \end{bmatrix} = 0, \quad (4)$$

式中, P_N 、 P_S 、 P_F 、 P_R 表示为各状态的稳态概率,且满足 $P_N + P_S + P_F + P_R = 1$ 。

解得各状态的稳态概率为

$$P_N = \frac{u_S u_R u_F}{(\lambda_S + \lambda_R + \lambda_F) u_S u_F + \lambda_S u_R u_F + \lambda_F u_S u_R + u_S u_R u_F}, \quad (5)$$

$$P_S = \frac{\lambda_S u_R u_F}{(\lambda_S + \lambda_R + \lambda_F) u_S u_F + \lambda_S u_R u_F + \lambda_F u_S u_R + u_S u_R u_F}, \quad (6)$$

$$P_F = \frac{\lambda_F u_S u_R}{(\lambda_S + \lambda_R + \lambda_F) u_S u_F + \lambda_S u_R u_F + \lambda_F u_S u_R + u_S u_R u_F}, \quad (7)$$

$$P_R = \frac{(\lambda_S + \lambda_R + \lambda_F) u_S u_F}{(\lambda_S + \lambda_R + \lambda_F) u_S u_F + \lambda_S u_R u_F + \lambda_F u_S u_R + u_S u_R u_F}, \quad (8)$$

断路器进入状态 S、F、R 的频率分别为

$$f_S = P_S \times u_S, \quad (9)$$

$$f_F = P_F \times u_F, \quad (10)$$

$$f_R = P_R \times u_P, \quad (11)$$

停留在状态 S、F、R 的时间分别为

$$T_S = \frac{1}{u_S}, \quad (12)$$

$$T_F = \frac{1}{u_F}, \quad (13)$$

$$T_R = \frac{1}{u_P}. \quad (14)$$

1.2 输电线路融冰的电网停电风险分析

以图 2 所示的断路器 3/2 接线为例,笔者对输电线路 W_{L1} 延迟融冰时存在的电网停电风险分析。

假设正常工作时该接线内的所有断路器都处于闭合状态。与输电线路 W_{L1} 相关联的断路器为 Q_{F1} 和 Q_{F2} 。

若断路器 Q_{F1} 发生拒动,即处于状态 F;若线路 W_{L1} 发生覆冰故障,则断路器 Q_{F2} 和 Q_{F4} 跳闸。

若断路器 Q_{F2} 发生拒动,即处于状态 F;若线路 W_{L1} 发生覆冰故障,断路器 Q_{F1} 和 Q_{F3} 跳闸。

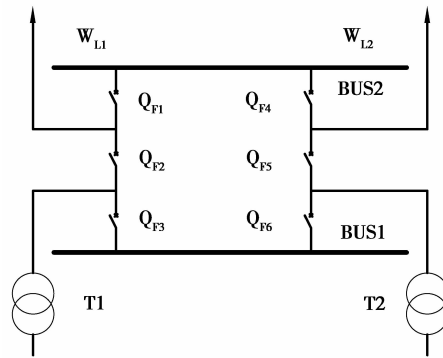


图 2 断路器 3/2 接线配置方式

Fig. 2 Configuration of 3/2 circuit breakers

因此,输电线路继续运行而发生故障将导致更大范围保护装置动作,将使得变电站的其他线路、变压器或负荷的运行状态改变,电网风险将大大增加。

输电线路 W_{L1} 继续运行发生覆冰故障而引起的电网停电风险成本 ξ 为

$$\xi = P_{W_{L1}} \times f_F \times T_F \times (W_{EDNSF1} + W_{EDNSF2}) \times c_{price} = P_{W_{L1}} \times P_F \times (W_{EDNSF1} + W_{EDNSF2}) \times c_{price}, \quad (15)$$

式中, W_{EDNSF1} 、 W_{EDNSF2} 分别为 Q_{F1} 和 Q_{F2} 拒动时由输电线路 W_{L1} 覆冰故障引起的系统期望缺供电力, $P_{W_{L1}}$ 为 W_{L1} 发生故障的概率, c_{price} 为电价。

1.3 计及变电站主接线电力系统可靠性评估

1.3.1 基于蒙特卡洛抽样的系统状态获取

在对电力系统进行可靠性评估时,首先需要获取系统的状态。系统状态是由组成元件的状态决定的,因此获取系统的状态本质上是获取系统中各元件的工作状态,并合理假设不同元件状态是互相独立的,每个元件的状态只有正常和故障,文中采用非序贯的蒙特卡洛模拟法进行系统状态的获取。

蒙特卡洛抽样法^[15]是随机生成一个服从均匀分布的随机数,假设为 U_i , U_i 取值范围为 $[0, 1]$ 。将元件 i 的状态记为 s_i , 其不可用率记为 q_i , 当获取的随机数大于不可用率 q_i 时,就认为元件 i 抽取到的状态为正常状态,反之则认为抽取到故障状态,其数学表达为

$$\begin{cases} s_i = 0 \text{ (正常状态)}, & U_i > q_i, \\ s_i = 1 \text{ (故障状态)}, & U_i < q_i. \end{cases} \quad (16)$$

若电网由 M 个元件组成,用向量 \mathbf{K} 表示该系统的状态向量

$$\mathbf{K} = (s_1, s_2, \dots, s_M), \quad (17)$$

若电力系统状态 s 的概率记为 Q_s ,对应的可靠性指标记为 F_s ,则可靠性指标的期望值 E_F 可以表示为

$$E_F = \sum_{s \in \mathbf{G}} F_s Q_s, \quad (18)$$

式中, \mathbf{G} 表示抽样所获取到的故障状态向量。

若抽样的数量足够大,系统状态 s 的抽样频率可作为其概率的无偏估计,即用状态 s 的抽样频率表示状态概率 Q_s ,则式(18)变为

$$E_F = \sum_{s \in \mathbf{G}} F_s \frac{n_s}{N}, \quad (19)$$

式中: N 表示蒙特卡洛模拟法总的抽样次数; n_s 表示抽到状态 s 的次数。

1.3.2 直流潮流模型

直流潮流模型是一种线性化的潮流计算方法,以基尔霍夫定律的形式表示网络的有功潮流,支路 $i-j$ 上的潮流为支路两端的相角差 $(\theta_i - \theta_j)$ 除以支路上的电抗值 X_{ij} ,则有

$$\sum_{k \in N_i} A_{ik} P_{ki} = P_{G_i} - P_{D_i} = P_i, i \in N, \quad (20)$$

$$P_{ij} = (\theta_i - \theta_j) / X_{ij},$$

经过变换,直流潮流模型可变为

$$\mathbf{D}\boldsymbol{\theta} = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_D = \mathbf{P}, \quad (21)$$

式中, \mathbf{D} 是网络的电纳矩阵,其非对角线元素大小等于 $-\frac{1}{x_{ij}}$, 对角线元素大小为 $D_{ii} = \sum_{j \in N_i, j \neq i} \frac{1}{X_{ij}}$ 。 \mathbf{P}_G 为发电机输出功率向量, \mathbf{P}_D 为负荷功率向量。若已知 \mathbf{P}_G 和 \mathbf{P}_D , 即可计算出相位角向量 $\boldsymbol{\theta}$, 并计算出支路潮流 P_{ij} 。

1.3.3 计及变电站主接线的最优削负荷模型

传统的负荷削减模型适用于输电网,但不适用于变电站电气主接线。这是因为主接线中断路器支路没有阻抗,故而断路器支路不能并入潮流方程的雅克比矩阵中。针对此问题,将变电站电气主接线组合到输电网传统的负荷削减模型中去^[15],如图3所示。将图3中所有的母线分成4类:

- 1) 第一类是输电网部分中被简化了的单一母线,每条母线表示一个变电站。
- 2) 第二类是输电线路与变电站主设备(变压器或断路器)共同连接的母线,如母线1、2、3。
- 3) 第三类是在变电站内部,只与变电站主接线中支路连接的母线,如母线4、5、6。
- 4) 第四类是一侧连接变电站主设备,另一侧连接负荷母线,如母线7、8、9。

将传统输电网负荷削减模型加以推广,以计入变电站主接线。模型的目标是满足系统功率平衡,线性化潮流关系,变电站每一母线(节点)处基尔霍夫第一定律,以及所有限值不被违反的条件下,使总的负荷削减达到最小。

$$\min \sum_{i \in \text{ND}} W_i C_i, \quad (22)$$

约束条件如下:

$$T_n = \sum_{i \in \text{NB1}} A_{ni} (P_{G,i} - P_{D,i} + C_i) - \sum_{j \in \text{NB2}} A_{nj} \left(\sum_{i=1}^{N_j} f_i \right), (n \in \text{LB}), \quad (23)$$

$$\sum_{i=1}^{N_j} f_i = \sum_{i=1}^{M_j} T_i, (j \in \text{NB2}), \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^{N_j} f_i = 0, (j \in \text{NB3}), \quad (25)$$

$$\sum_{i=1}^{N_j} f_i = C_j - P_{D,j}, (j \in \text{NB4}), \quad (26)$$

$$\sum_{i \in \text{NG}} P_{G,i} + \sum_{i \in \text{ND}} P_{G,i} = \sum_{i \in \text{ND}} P_{D,i}, \quad (27)$$

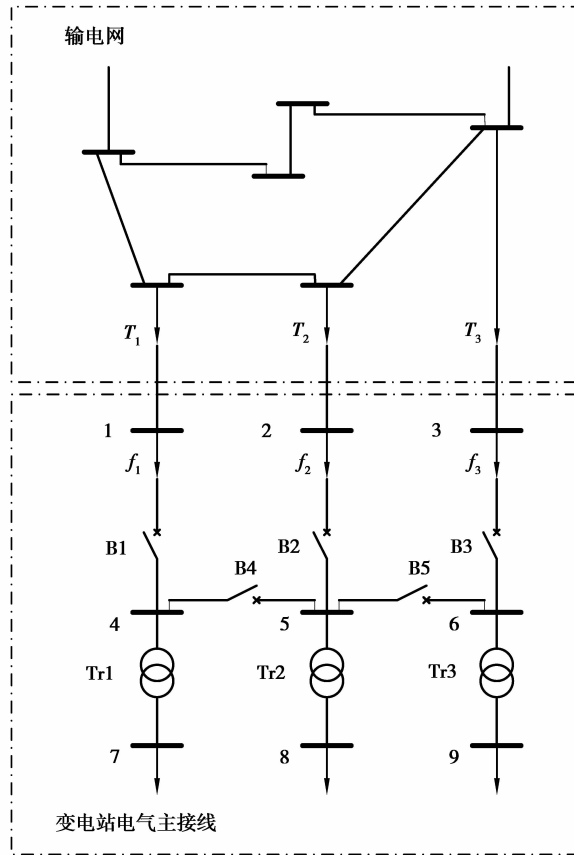


图 3 输变电组合系统示意图

Fig.3 Diagram of combination of power transmission and transformation system

$$P_{G,i\min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i\max}, (i \in \text{NG}), \quad (28)$$

$$0 \leq C_i \leq P_{D,i}, (i \in \text{ND}), \quad (29)$$

$$|T_n| \leq T_{n\max}, (n \in \text{LB}), \quad (30)$$

$$|f_n| \leq f_{n\max}, (n \in \text{LS}), \quad (31)$$

式中, T_n 为输电网支路 n 的有功潮流, $P_{G,i}$ 、 $P_{D,i}$ 和 C_i 分别是母线 i 的注入功率、有功负荷和负荷削减, A_{ni} 是输电网支路有功潮流与母线注入功率之间的关系矩阵 A 的元素功率, f_i 是变电站主接线中支路 i 的有功潮流, $P_{G,i\min}$ 、 $P_{G,i\max}$ 、 $T_{n\max}$ 和 $f_{n\max}$ 分别是 $P_{G,i}$ 、 T_n 、 f_n 的限值, N_j 是母线 j 连接的变电站主接线支路数目, M_j 是与母线 j 连接的输电线支路数, NG、ND、LB 分别是发电机母线集合、负荷母线集合以及输电网之路集合, LS 是变电站主接线支路集合, NB1、NB2、NB3、NB4 分别是前面定义的 4 类母线集合, W_i 为母线负荷重要性的权重因子。

电网可靠性水平可以利用一些定量的可靠性指标来评估, 如失负荷概率 LOLP(loss of load probability)、电力不足期望值 EDNS(expected demand not supplied)、电量不足期望值 EDNS(expected energy not supplied)等, 这些可靠性指标能够反映系统全局^[15]。

1) 失负荷概率, 是指在已知时间段内电网无法满足负荷需求的概率, 计算公式为

$$\text{LOLP} = \sum_{s \in \mathbf{G}} \frac{n_s}{N}, \quad (32)$$

式中: N 表示蒙特卡洛模拟法总的抽样次数; n_s 表示抽到状态 s 的次数; \mathbf{G} 表示抽样所获取到的故障状态向量。

2) 电力不足期望值, 是指在已知时间段内由于发电容量的不足、电网约束条件导致的电力削减的期望值, 计算公式为

$$EDNS = \sum_{s \in G} \frac{n_s}{N} \times C_s, \quad (33)$$

式中, $C(s)$ 表示系统状态 s 的负荷削减量。

3) 电量不足期望值, 是指在已知时间段内因发电容量的不足、电网约束条件造成电量削减的期望值, 计算公式为

$$EENS = EDNS \times T = \sum_{s \in G} \frac{n_s}{N} \times C_s \times T, \quad (34)$$

式中, T 表示已知时间, h。

2 架空输电线路覆冰严重程度

2.1 架空输电线路覆冰增长模型

在决策覆冰线路的融冰顺序时, 首先需要掌握输电线路的覆冰水平, 确定待融冰线路集。

根据输电线路覆冰机理可知, 风速和降雨对输电线路的覆冰有较大影响。为了实现输电线路覆冰的预测, 获取输电线路单位时间的覆冰增长量, 通过计算输电线路捕获水滴而结冰的总量, 得到单位小时的覆冰厚度增长量为^[4]

$$\Delta H = \frac{1}{\rho_i \pi} \sqrt{(\rho_w H_g)^2 + (3.6VW)^2}, \quad (35)$$

式中: ρ_w 为水的密度, 大小为 $1.0 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$; V 为覆冰时的风速; H_g 为降水量; W 为空气液态水含量, 大小为 $0.067H_{g0.846}$ 。

式(35)中的 ρ_i , 即冰密度, 容易受环境温度的影响, 当温度较高时覆冰主要为雨淞, 此时冰密度较大, 当温度较低时, 冰密度较小, 冰密度 ρ_i 表达式为^[16]

$$\rho_i = \begin{cases} 0.11r^{0.76}, & r \leq 60, \\ \frac{1}{r(r+5.61)}, & 10 < r \leq 60, \\ 0.92, & r > 60, \end{cases} \quad (36)$$

$$r = \frac{-v_\sigma d_\delta}{2Z}, \quad (37)$$

式中: d_δ 为云雾液滴中值体积直径; v_σ 为云雾液滴撞击速度; Z 为空气温度。

因此, 可得输电线路在 Δt 后的覆冰厚度为

$$H(t + \Delta t) = H_t + \Delta H \times \Delta t, \quad (38)$$

式中: H_t 为 t 时刻输电线路的覆冰厚度; ΔH 为单位时间覆冰厚度增长量。

2.2 电网全局覆冰指数

输电线路在设计时考虑了其所能承受的最大覆冰厚度, 为了反映输电线路的覆冰水平, 定义输电线路覆冰率为

$$\eta = \frac{H}{H_n}, \quad (39)$$

式中: H 为输电线路覆冰厚度; H_n 为输电线路覆冰厚度的最大承受值。

输电线路在设计时就考虑了一定的抗冰能力, 目前的冰灾防御策略是当覆冰率高于融冰门槛值时, 应及时对线路进行融冰。假设融冰门槛值为 η_1 (如贵州电网设定的融冰门槛值为 $0.4^{[17]}$), 当输电线路融冰率大于融冰门槛覆冰率 η_1 时, 即输电线路需要进行覆冰处理, 生成待融冰线路集。

当多条输电线路出线覆冰情况时, 针对某条输电线路进行融冰时, 剩余覆冰的输电线路在持续的冰灾天气下, 覆冰厚度仍在继续增加。可能出现在某线路融冰时, 剩余某些线路由于覆冰增长率高而出现严重覆冰现象, 导致电网整体覆冰程度高, 电网停电风险较大。

因此, 在决策输电线路融冰时, 不仅要考虑融冰对电网可靠性指标的影响, 还应考虑融冰期间电网的覆冰发展情况。为表征融冰期间线路覆冰增长的严重程度, 定义线路覆冰严重度函数

$$S(\eta) = 1 - e^{-\frac{(\eta-\eta_1)^2}{2(\eta_2-\eta_1)^2}} (\eta \geq \eta_1), \quad (40)$$

式中： η_1 为融冰门槛覆冰率； η_2 为紧急融冰覆冰率。

当输电线路的覆冰率低于融冰门槛覆冰率 η_1 时，认为此时覆冰严重程度为 0，不需要融冰处理。线路覆冰严重程度函数如图 4 所示，覆冰严重程度越靠近 0 表示输电线路覆冰程度越轻，越靠近 1 表示输电线路覆冰程度越严重。当输电线路覆冰率为 η_2 时，此时需要紧急融冰，代入式(40)计算得到其覆冰严重程度为 $1 - e^{-0.5}$ 。

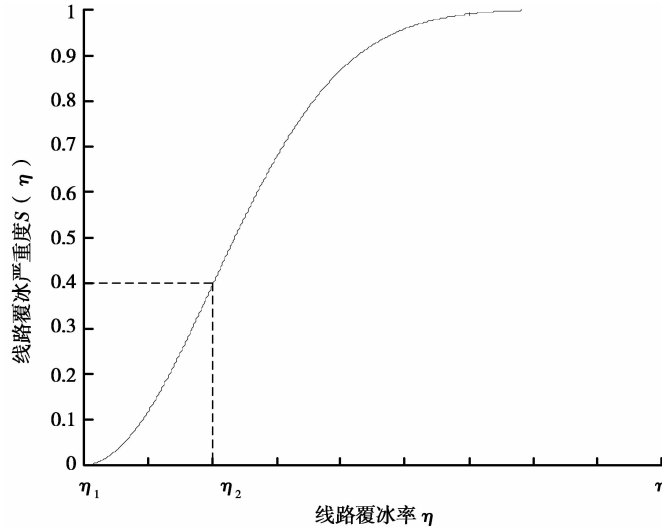


图 4 线路覆冰严重程度函数

Fig.4 Severity function of line icing

电网受冰灾天气影响范围大是影响程度不同，因此，覆冰线路常表现为区域性。当某条线路进行融冰时，其他未融冰线路的覆冰率仍随冰灾天气影响而持续增长，假设某线路融冰时间为 T , h，根据覆冰增长预测模型，融冰 T 后，未进行融冰线路的覆冰率为

$$\eta_{L-T} = \frac{H_L + T \times \Delta H}{H_n} \quad (41)$$

为表征融冰 T 后电网的全局覆冰指数，定义系统全局覆冰指数指标为

$$R_n = \sum_{L=1}^Y S(\eta_{L-T}), \quad (42)$$

式中， η_{L-T} 为 T 后线路 L 的覆冰率。

3 架空输电线路动态融冰顺序决策

3.1 架空输电线路融冰紧迫度

当电网处于大规模的冰灾天气时，将出现多条输电线路覆冰现象，而对于电力系统不同位置的输电线路，融冰对电网可靠性的影响也会不同。当输电线路由于融冰而对电网可靠性造成影响较小时，该线路应该优先融冰，反之可靠后融冰。另外，当某条输电线路在融冰时，由于持续的冰灾天气，其他线路覆冰还在增长。基于此，本文将电网风险指标与系统覆冰度指标相结合，定义输电线路融冰紧迫度指标，以选择优先融冰的线路

$$\gamma = \alpha \times \xi + \beta \times \frac{1}{R_n}, \quad (43)$$

式中， α 、 β 为决策指标权重因子。

3.2 架空输电线路动态融冰策略

3.2.1 待融冰线路集确定

当架空输电线路的覆冰率大于 η_1 时，则该架空输电线路需要进行融冰处理，将其加入待融冰线路集中。

3.2.2 紧急融冰架空输电线路的确定

当架空输电线路的覆冰率大于 η_2 时,则表明该架空输电线路覆冰十分严重,极易出现断线、倒塔、倒杆等故障,需要紧急开展融冰。

3.2.3 动态融冰决策

当架空输电线路的覆冰率大于 η_1 小于 η_2 时,根据覆冰率动态更新待融冰线路集,并根据架空输电线路融冰紧迫度指标确定线路融冰先后顺序。

4 算例分析

研究以 IEEE RBTS 系统^[18]为例,将输电线路的出线变电站及进线变电站进行主接线展开分析计算电网停电风险。如当输电线路 L4 有融冰需求时,将与 L4 关联的 3#、4# 变电站的电气接线展开,如图 5 所示。

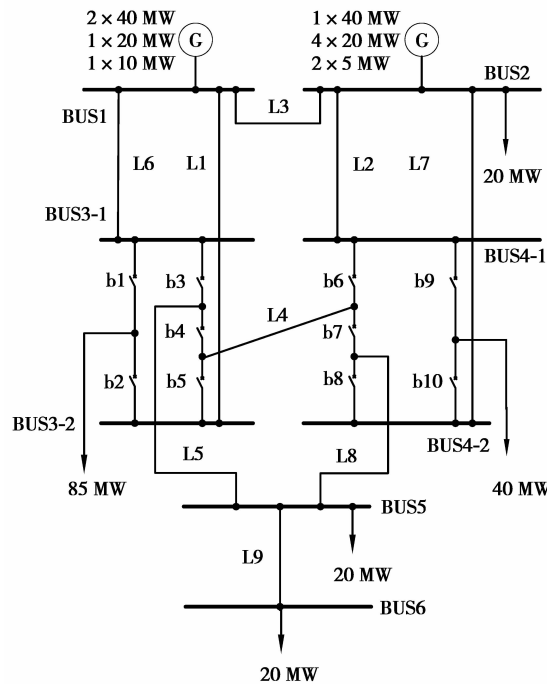


图 5 RBTS 网络拓扑图

Fig.5 Single line diagram of RBTS

假设电网受冰灾天气影响,部分线路出现覆冰情况。对参数作如下假设^[17]:线路设计覆冰厚度 $H_n = 10 \text{ mm}$,线路融冰时间 T 为 2 h,融冰的覆冰率门槛值 $\eta_1 = 0.4$,紧急融冰的覆冰率为 $\eta_2 = 0.7$,电价 $c_{\text{price}} = 0.5$ 元/kWh,决策指标权重因子 $\alpha = \beta = 0.5$ 。

线路的实时覆冰厚度和气象数据可由气象监测系统获取,假设气象预报某日 9:00~13:00 有持续 4h 的冰冻气象灾害,可得 9:00 时电网出现覆冰的线路的覆冰情况及覆冰增速,如表 1 所示。

当输电线路的覆冰率大于等于覆冰率门槛值 0.7,即覆冰严重程度大于等于 $1 - e^{-0.5}$ 时需要安排融冰。如图 6 所示,9:00~13:00,只有输电线路 L7 的覆冰严重程度大于 $1 - e^{-0.5}$,因此,在 9:00 时,覆冰率大于 0.4 的待融冰线路集 $\{L2, L5, L7, L8\}$ 中,需要对输电线路 L7 进行紧急融冰,即 9:00 时对输电线路 L7 进行融冰。

根据输电线路的覆冰增长模型,获取未来 4 h 冰冻天气下的待融冰输电线路,如表 2 所示。由于线路实施融冰的过程中,其他线路覆冰状况在发生变化,因此输电线路待融冰线路集是动态更新的。

表 1 9:00 线路的覆冰情况
Table 1 Line icing situation at 9:00

输电线路	覆冰厚度/mm	覆冰率	覆冰增速/(mm·h ⁻¹)
L1	3	0.3	0.628 4
L2	4	0.4	0.2845
L3	3	0.3	0.497 0
L4	2	0.2	0.336 1
L5	5	0.5	0.454 8
L6	1	0.1	0.510 0
L7	8	0.8	0.467 5
L8	4	0.4	0.316 2
L9	3	0.3	0.402 2

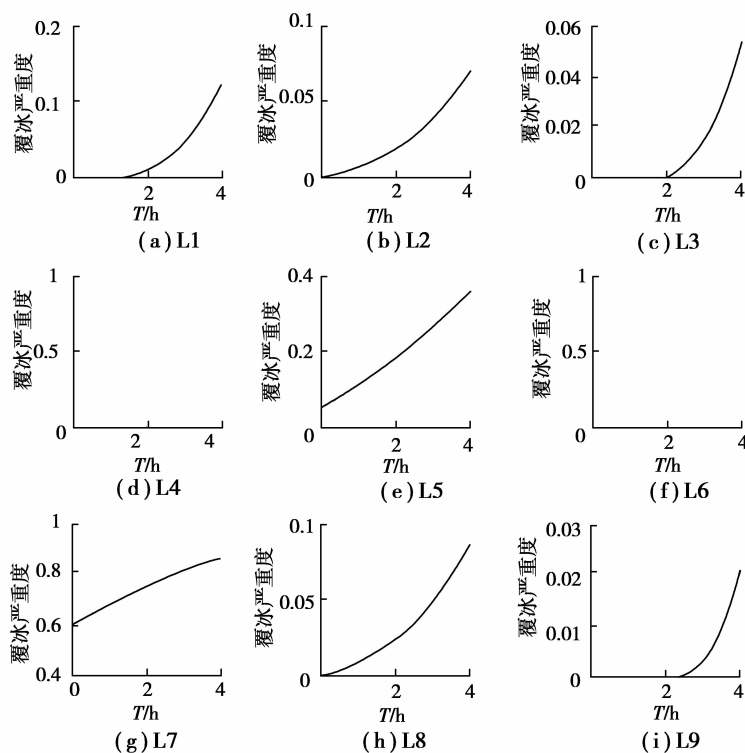


图 6 9:00 后的未来 4 h 各线路覆冰严重度

Fig.6 The icing severity of transmission lines in the next four hours

按照线路覆冰率和融冰紧迫度指标,动态决策待融冰线路集中的输电线路。如 9:00 时刻的待融冰线路集为{L2,L5,L7,L8},输电线路 L7 进行紧急融冰;11:00 时刻的待融冰线路集为{L1,L2,L5,L8},根据融冰紧迫度指标排序,此时对 L1 进行融冰;13:00 时刻的待融冰线路集为{L2,L3,L5,L8,L9},根据融冰紧迫度指标排序,此时对 L9 进行融冰。因此,在此次冰冻灾害 4 h 里,应用文中提出的方法所得到的线路融冰顺序为 L7、L1、L9。

冰冻灾害过后,仍有线路需要进行融冰,此时线路覆冰不再增长,融冰顺序为 L5、L3、L8、L2。在 9:00 后的未来 4 h 里,输电线路 L4、L6 的覆冰严重度不会大于 $1 - e^{-0.5}$,因此不需要对输电线路 L4、L6 进行融冰。

表2 9:00~13:00 线路动态融冰排序结果
Table 2 Line icing-melting sequence from 9:00 to 13:00

时刻	待融冰线路	覆冰率	ξ	R_n	融冰 紧迫度	融冰 线路
9:00	L2	0.4	—	—	—	L7
	L5	0.5	—	—	—	
	L7	0.8	—	—	—	
	L8	0.4	—	—	—	
11:00	L1	0.425 7	1.327 1	1.358 7	1.031 7	L1
	L2	0.456 9	1.288 9	1.621 5	0.952 8	
	L5	0.591 0	0.521 1	1.412 6	0.614 5	
	L8	0.463 2	0.562 2	1.629 7	0.587 9	
13:00	L2	0.513 8	1.288 9	2.851 4	0.819 8	L2
	L3	0.498 8	0.951 2	2.601 6	0.667 8	
	L5	0.681 9	0.521 1	3.020 6	0.426 1	
	L8	0.526 5	0.562 2	2.876 9	0.454 9	
	L9	0.460 9	0.271 6	2.930 6	0.306 4	

5 结 论

当电网发生大面积冰灾时,多条输电线出现覆冰,严重威胁了电网的安全运行。为了防止架空输电线路因覆冰故障,需要科学合理地安排融冰工作。笔者提出在分析输电线路靠后融冰而继续运行的电网风险时,将其出线及进线变电的电气主接线展开进行停电风险评估。考虑到线路融冰时,剩余运行线路的覆冰仍在增长,通过计及风速及降雨影响的线路覆冰增长模型构建了能够反映系统全局的覆冰指数指标。根据覆冰率阈值确定待融冰线路集,综合考虑电网风险及系统全局覆冰指数建立融冰紧迫度指标,动态更新待融冰线路集的融冰顺序。

参考文献:

- [1] 李述文. 恶劣气象灾害下架空输电线路运行风险评估研究[D]. 广州:华南理工大学, 2015.
LI Shuwen. Research on the evaluation of overhead transmission line operation risk under the bad meteorological disasters[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2015.(in Chinese)
- [2] 李正, 杨靖波, 韩军科, 等. 2008年输电线路冰灾倒塌原因分析[J]. 电网技术, 2009, 33(2): 31-35.
LI Zheng, YANG Jingbo, HAN Junke, et al. Analysis on transmission tower toppling caused by icing disaster in 2008[J]. Power System Technology, 2009, 33(2): 31-35. (in Chinese)
- [3] 潘力强, 张文磊, 汤吉鸿, 等. 2008年湖南电网特大冰灾事故综述[J]. 电网技术, 2008(S2): 20-25.
Pan Liqiang, ZHANG Wenlei, TANG Jihong, et al. Overview of the extraordinarily serious ice calamity to hunan power grid in 2008[J]. Power System Technology, 2008(S2): 20-35. (in Chinese)
- [4] Jones K F. A simple model for freezing rain ice loads[J]. Atmospheric Research, 1998, 46(1): 87-97.
- [5] 刘和云, 周迪, 付俊萍, 等. 导线雨淞覆冰预测简单模型的研究[J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(4): 45-48.
LIU Heyun, ZHOU Di, FU Junping, et al. A simple model for predicting glaze loads on wires[J]. Proceedings of the

- Chinese Society for Electrical Engineering, 2001, 21(4): 45-48. (in Chinese)
- [6] 杨浩, 吴畏. 基于三维重建的绝缘子覆冰图像监测[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(2): 92-98.
YANG Hao, WU Wei. Insulator icing monitoring based on 3D image reconstruction[J]. Electric Power Automtion Equipment, 2013, 33(2): 92-98. (in Chinese)
- [7] 黄新波, 马龙涛, 肖渊, 等. 均匀覆冰下的架空线有限元找形分析[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(6): 72-76.
HUANG Xinbo, MA Longtao, XIAO Yuan, et al. Form-finding analysis based on finite element method for line with uniform ice-coating[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(6): 72-76. (in Chinese)
- [8] Horwill C, Davidson C C, Granger M, et al. An appliction of HVDC to the dc-icing of transmission line[C]// Tranmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES. [S. l.]: IEEE, 2006: 529-534.
- [9] Wang C, Wen J, Li S, et al. Design on DC de-icing schemes for high voltage transmission line[C]// 2010 5th International Conference on Critical Infrastructure. IEEE, 2010:1-5.
- [10] 郑欢, 江道灼, 金文德, 等. 基于电磁感应原理的绝缘子防(融)冰技术方案探讨[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(2): 135-138.
ZHENG Huan, JIANG Daozhuo, JIN Wende, et al. Insulator deicing based on electromagnetic induction principle[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(2): 135-138. (in Chinese)
- [11] 潘斌, 张勇军, 黄慧. 多因子电网冰灾风险评估建模[J]. 电网技术, 2012, 36(5): 102-106.
PAN Bin, ZHANG Yongjun, HUANG Hui. Modeling for multi-factor risk assessment on ice disaster of power system[J]. Power System Technology, 2012, 36(5): 102-106. (in Chinese)
- [12] Tom B, Gutwin P. Application of BCTC standardized risk estimation model to assess risk due to ice storms[C]// 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Ames, Iowa, Canada; [s. n.], 2004:12-16.
- [13] 刘文涛, 和识之, 陈亦平, 等. 基于直流融冰的电网大面积冰灾防御策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 102-106.
LIU Wentao, HE Shizhi, CHEN Yiping, et al. Defensive strategy for wide area ice disaster of power grid based on DC deicer[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 102-106. (in Chinese)
- [14] 胡文堂, 余绍峰, 鲁宗相, 等. 输变电设备风险评估与检修策略优化[M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
HU Wentang, YU Shaofeng, LU Zongxiang, et al. Transmission equipment risk assessment and maintenance strategy optimization[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2011. (in Chinese)
- [15] Li W. Risk assessment of power systems: models, methods, and applications[M]. USA and Canada: IEEE Press and Wiley & Sons, 2005.
- [16] Makkonen L. Modeling of ice accretion on wire[J]. Journal of Climate and Applied Meteorology, 1984, 23(6): 929-939.
- [17] 刘文涛, 和识之, 陈亦平, 等. 基于直流融冰的电网大面积冰灾防御策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 102-107.
LIU Wentao, HE Shizhi, CHEN Yiping, et al. Defensive strategy for wide area ice disaster of power grid based on DC deicer[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 102-107. (in Chinese)
- [18] Billinton R, Kumar S. A reliability test system for educational purposes-basic data[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(3): 1238-1244.