



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 105427019 A

(43) 申请公布日 2016. 03. 23

(21) 申请号 201510723921. 5

(51) Int. Cl.

(22) 申请日 2015. 10. 30

G06Q 10/06(2012. 01)

G06Q 50/06(2012. 01)

(71) 申请人 国网河南省电力公司电力科学研究院

地址 450052 河南省郑州市二七区嵩山南路 85 号

申请人 重庆大学
河南恩湃高科集团有限公司
国家电网公司

(72) 发明人 梁允 李哲 张小斐 苑司坤
周宁 谭磊 李帅 刘善峰 高阳
熊小伏 王建 翁世杰

(74) 专利代理机构 郑州联科专利事务所(普通合伙) 41104

代理人 刘建芳

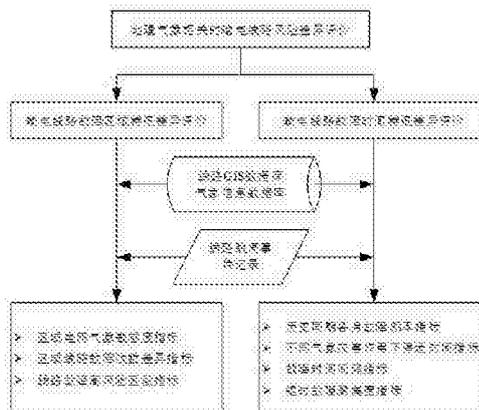
权利要求书3页 说明书13页 附图2页

(54) 发明名称

一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法

(57) 摘要

本发明公开了一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,从区域电网气象敏感度、区域线路故障频度差异、区域线路故障失效时间差异、线路故障高风险区段等因素出发,提出了通过区域电网气象灵敏度指标、区域线路故障次数差异指标、线路故障高风险区段指标进行输电线路故障区域特征差异评价;通过历史同期各月故障频率指标、不同气象灾害作用下停运时间指标、故障时间间隔指标、短时故障聚集度指标进行输电线路故障时间特征差异评价;能够深度揭示关注区域内线路失效的风险差异特征,充分反映气象灾害的影响规律及线路的防灾抗灾能力,有助于针对性地管控电网运行风险、提高电力系统的运行可靠性水平。



1. 一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在於:包括以下步骤:

A:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内区域电网气象敏感度因素、区域线路故障次数差异因素和线路故障高风险区段识别因素,通过上述三项因素对输电线路故障区域特征差异进行评价;

B:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内历史同期各月故障频率、不同气象灾害作用下停运时间、故障时间间隔和短时故障聚集度,进行输电线路故障时间特征差异评价;

C:综合步骤 A 和步骤 B 的评价结果得出整体评价报告。

2. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在於:区域电网气象敏感度评价步骤为:

1):设定区域电网气象敏感度指标, $\rho_{ax} = \frac{n_{ax}}{n_a}$ (1)

式中, ρ_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下故障的气象敏感度指标, n_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下故障的次数, $x \in \{ \text{雷电, 台风, 大风, 冰雪, 高温, 暴雨, 山火, 等} \}$, n_a 表示该地区故障总次数;

2):计算关注的区域内对输电线路冲击最大的气象灾害因素:

$$MFW = \arg \max \rho(x) \quad (2)$$

式中, MFW 为关注区域内导致输电线路故障最多的气象灾害因素,函数 $\arg \max \rho(x)$ 表示使函数 $\rho(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合;

3):由步骤 2) 得出各个地区的主导气象灾害集。

3. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在於:区域线路故障次数差异评价步骤为:

设定同电压等级下区域线路故障次数差异指标,

$$E_{kx} = n_{kx} - \bar{n}_x = n_{kx} - \frac{1}{N_x} \sum_k n_{kx} \quad (3)$$

式中, E_{kx} 表征了气象条件 x 下同一电压等级的线路 k 的故障次数差异值, n_{kx} 表示线路 k 在气象条件 x 下的故障次数, \bar{n}_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的平均次数, N_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的线路条数;

由公式 (3) 判定,当 $E_{kx} > 0$ 时,表示该条线路抵御气象灾害的能力未达到平均水平或者该条线路是气象灾害高发线路,反之亦然。

4. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在於:线路故障高风险区段识别评价步骤为:

设定线路故障高风险区段指标:

对于一条线路,存在故障点集合 $\{N_1, N_2, N_1, \dots, N_j, \dots, N_m\}$,那么该线路故障高风险区段指标是指由设定的距离长度 L 所界定的,发生故障的次数占线路总故障次数的比例大于某一百分数 H 的区间 $[N_i, N_j]$;由于一条线路可能存在多个故障高风险区段,因此可用多个

区间 $[N_i, N_j]$ 构成的集合表示,即线路故障高风险区段 $HRS = \{[N_i, N_j]\}$,具体表达式为:

$$HRS = \left\{ [N_i, N_j] \left| \frac{j-i+1}{m} > H, |N_j - N_i| \leq L \right. \right\} \quad (4)$$

式中, N_i 为线路的第 i 个故障点, N_j 为线路的第 j 个故障点, m 为故障点总数, H 为设定的故障比例百分数, L 为设定的距离范围;

线路故障高风险区段识别就是寻找故障点聚集程度最高的区段,采用谱系聚类方法进行识别;

线路故障高风险区段聚类分析方法是:

①、以每次故障后的巡线记录的故障位置就近的杆塔号 N_i 为故障点,无巡线记录时采用故障测距对应的杆塔号,得到线路故障点集合 $\{N_1, N_2, \dots, N_m\}$;

②再将 m 个故障点分别自成一类,然后计算各故障点之间的距离,选择距离最小的一类合并成一个新类;

③计算在新的类别划分下各类之间的距离,再将距离最近的两类合并,直到所有故障点聚成两类为止。

5. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在于:历史同期各月故障频率评价步骤为:

设定历史同期各月故障频率指标为:

$$f_{km} = \frac{\sum_y n_{kym}}{YT_m L_k} \times 100 \quad (5)$$

式中, f_{km} 表示线路 k 在历史同期的 m 月的故障频率,次 / (100km · 月); n_{kym} 为线路 k 在第 y 年的 m 月的故障次数; T_m 表示第 m 月的时间; Y 为统计的总年数; L_k 表示线路 k 的长度, km;

进一步,该地区相同电压等级的多条线路的历史同期各月的故障频率为:

$$f_m = \frac{\sum_k (f_{km} \times L_k)}{\sum_k L_k} \quad (6)$$

根据公式 (6) 判定该地区相同电压等级的多条线路历史同期各月故障频率。

6. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,其特征在于:不同气象灾害作用下停运时间评价步骤为:

1): 设定不同气象灾害作用下停运时间指标为: $TTR_{kix} = tr_{ki} - tf_{ki}$ (7)

式中, TTR_{kix} 表示线路 k 第 i 次故障的停运时间, x 为第 i 次跳闸的气象条件类型, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tr_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸后恢复时间;

2): 根据公式 (8) 计算同一电压等级下多条线路在某一气象因素 x 作用下的平均停运时间:

$$MTTR_x = \frac{\sum_k \sum_i TTR_{kix}}{n_x} \quad (8)$$

式中, $MTTR_x$ 为某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间, n_x 为该电压

等级线路在气象条件 x 下的故障总次数；

3) :判定对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素为：

$$MFR = \arg \max MTTR(x) \quad (9)$$

式中, MFR 为致使输电线路平均故障时间最长的气象灾害因素, 函数 $\arg \max MTTR(x)$ 表示使函数 $MTTR(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合；

4) :根据公式 (8) 和公式 (9) 判断得出某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间和对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素。

7. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法, 其特征在于：
故障时间间隔评价步骤为：

设定故障时间间隔指标为：

$$TBF_{ki} = tf_{ki} - tf_{ki-1} \quad (10)$$

式中, TBF_{ki} 表示线路 k 第 i 次与第 $i-1$ 次故障之间的时间间隔, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tf_{ki-1} 表示线路 k 第 $i-1$ 次跳闸时间；

进一步, 计算线路的平均故障时间间隔为：

$$MTBF_k = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n TBF_{ki} \quad (11)$$

根据式 (11) 判定得出线路的平均故障时间间隔, MTBF 数值越大, 表明故障停运的风险越小。

8. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法, 其特征在于：
短时故障聚集度评价步骤为：

设定短时故障聚集度指标为：

$$ST = \text{Count}(i), tf_i - tf_{i-1} \leq \Delta t \quad (12)$$

式中, $\text{Count}(i)$ 为计数函数, 满足后面的条件时计数加 1, i 表示第 i 次跳闸事件, tf_i 表示第 i 次跳闸时间, tf_{i-1} 表示第 $i-1$ 次跳闸时间, Δt 表示限定的短期失效间隔, 可根据统计的不同气象灾害作用下停运时间, 结合调度运行实际需求设定；

根据式 (12) 判定得出在极端恶劣气象灾害下短时间发生多次线路故障的聚集程度, ST 数值越高, 表明风险越大。

9. 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法, 其特征在于：
步骤 A 中所述的气象信息数据库里的气象数据包括网格化的温度、湿度、风速、风向、降水量、气压、能见度、雷电监测、山火监测和地质水文监测, GIS 数据库的输电线路杆塔技术数据包括输电线路杆塔经纬度坐标、线路电压等级和线路长度。

一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法

技术领域

[0001] 本发明涉及输变电设施风险评价技术领域,尤其涉及一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法。

背景技术

[0002] 输电设备风险评估是深入掌握输电设备在电力系统中的运行状况的主要手段,是规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护、生产管理等环节综合水平的度量。

[0003] 输电线路投运后的风险主要受外部气象环境的影响,特别是气象灾害的冲击作用而导致的电气或物理失效。气象灾害具有时空分布差异,因此暴露期间的架空输电线路的风险同样存在时空差异。这其中的输电线路故障风险的区域特性差异具体表现为:①不同地区的输电线路故障频度存在差异,山区相较于平原地区故障频度要高、沿海地区相较于内陆地区故障频度要高;②不同地区的线路对各种气象灾害的敏感度存在差异,不同地区的气象条件不同,起主导作用的气象灾害也不同,同一区域不同线路抵御气象灾害的能力存在差异,线路故障频度当然差别较大;③同一条线路的不同区段故障频度也存在差异,输电线路是由线路段和杆塔组成,特别是大容量长距离送电通道,各线路段自身参数、所处地形和微气象等均可能存在较大差异,因此同一条线路的不同区段故障频度也存在差异。输电线路故障时间特征差异表现为:①故障频度的各月分布存在较大起伏,这主要受气象灾害的季节特性影响,如夏天的雷雨、飏线风等强对流天气,冬季的覆冰、舞动、污闪等;②不同气象灾害作用下的停运时间差别较大,如雷击跳闸因重合闸成功率很高,平均停运时间非常短,而山火情况下,重合闸成功率低,需要等到山火扑灭后才能恢复供电,故停运时间相对较长;③存在短时故障风险聚集效应,如短时的雷电、大风等强对流天气常常造成区域性的多条线路跳闸,呈现故障“聚集效应”。

[0004] 目前对输电设备进行风险评估的方法主要有统计评价、模拟评价、预测评估三大类。统计评价基于对设施长期运行记录的可靠性数据的数理统计分析,但这种方法不能满足不同气象因素下电网风险评估需求。模拟评价指通过结构可靠性建模,对设备因劳损、老化造成的失效进行模拟分析,但该方法主要针对物理失效,而对于失效比例极高的,如雷击、风偏放电、污闪、冰闪等电气失效不具有适用性。预测评估是指通过获取外部的运行环境信息,如天气预报、气象灾害预警等信息,结合电网的设计和运行参数,预测未来短期的风险水平,但这种方法也存在着一些不足,表现在电力行业气象服务尚不完善、电力设备故障和气象灾害之间的关联评估模型的缺乏、当前的运行风险研究仍处于探索阶段而且需要在工程实际中进行应用检验。

[0005] 在输电线路风险评价指标方面,目前普遍采用的是 IEEE Std. 1366-1998 和 DL/T 861-2004《电力可靠性基本名词术语》推荐的可用系数、强迫停运系数、强迫停运率、连续可用小时等指标,这些评价指标聚焦于同电压等级线路的整体性能,不能反映同电压等级线路的区域性差异、个体性差异、影响因素差异以及短时聚集性故障效应等特征;除此之外,还有涉及线路电压越限、频率越限、过负荷等指标,但其主要关注的是线路运行状态及其后

果,以及供电点的电能质量,而对于风险的差异性、风险主导因素等未能反映。

[0006] 因此,为了更准确地反映输电线路受气象环境影响的不同风险水平,有必要研究输电线路风险差异的分析及评价方法。

发明内容

[0007] 本发明的目的是提供一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,能够深度揭示关注区域内线路失效的风险差异特征,充分反映气象灾害的影响规律及线路的防灾抗灾能力,有助于针对性地管控电网运行风险、提高电力系统的运行可靠性水平。

[0008] 本发明采用的技术方案为:

[0009] 一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法,包括以下步骤:

[0010] A:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内区域电网气象敏感度因素、区域线路故障次数差异因素和线路故障高风险区段识别因素,通过上述三项因素对输电线路故障区域特征差异进行评价;

[0011] B:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内历史同期各月故障频率、不同气象灾害作用下停运时间、故障时间间隔和短时故障聚集度,进行输电线路故障时间特征差异评价;

[0012] C:综合步骤 A 和步骤 B 的评价结果得出整体评价报告。

[0013] 区域电网气象敏感度评价步骤为:

[0014] 1):设定区域电网气象敏感度指标, $\rho_{ax} = \frac{n_{ax}}{n_a}$ (1)

[0015] 式中, ρ_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下故障的气象敏感度指标, n_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下故障的次数, $x \in \{ \text{雷电, 台风, 大风, 冰雪, 高温, 暴雨, 山火, 等} \}$, n_a 表示该地区故障总次数;

[0016] 2):计算关注的区域内对输电线路冲击最大的气象灾害因素:

[0017] $MFW = \arg \max \rho(x)$ (2)

[0018] 式中, MFW 为关注区域内导致输电线路故障最多的气象灾害因素,函数 $\arg \max \rho(x)$ 表示使函数 $\rho(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合;

[0019] 3):由步骤 2) 得出各个地区的主导气象灾害集。

[0020] 区域线路故障次数差异评价步骤为:

[0021] 设定同电压等级下区域线路故障次数差异指标,

[0022] $E_{kx} = n_{kx} - \bar{n}_x = n_{kx} - \frac{1}{N_x} \sum_k n_{kx}$ (3)

[0023] 式中, E_{kx} 表征了气象条件 x 下同一电压等级的线路 k 的故障次数差异值, n_{kx} 表示线路 k 在气象条件 x 下的故障次数, \bar{n}_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的平均次数, N_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的线路条数;

[0024] 由公式 (3) 判定,当 $E_{kx} > 0$ 时,表示该条线路抵御气象灾害的能力未达到平均水平或者该条线路是气象灾害高发线路,反之亦然。

[0025] 线路故障高风险区段识别评价步骤为：

[0026] 设定线路故障高风险区段指标：

[0027] 对于一条线路,存在故障点集合 $\{N_1, N_2, N_i, \dots, N_j, \dots, N_m\}$,那么该线路故障高风险区段指标是指由设定的距离长度 L 所界定的,发生故障的次数占线路总故障次数的比例大于某一百分数 H 的区间 $[N_i, N_j]$;由于一条线路可能存在多个故障高风险区段,因此可用多个区间 $[N_i, N_j]$ 构成的集合表示,即线路故障高风险区段 $HRS = \{[N_i, N_j]\}$,具体表达式为：

$$[0028] \quad HRS = \left\{ [N_i, N_j] \left| \frac{j-i+1}{m} > H, |N_j - N_i| \leq L \right. \right\} \quad (4)$$

[0029] 式中, N_i 为线路的第 i 个故障点, N_j 为线路的第 j 个故障点, m 为故障点总数, H 为设定的故障比例百分数, L 为设定的距离范围；

[0030] 线路故障高风险区段识别就是寻找故障点聚集程度最高的区段,采用谱系聚类方法进行识别；

[0031] 线路故障高风险区段聚类分析方法是：

[0032] ①、以每次故障后的巡线记录的故障位置就近的杆塔号 N_i 为故障点,无巡线记录时采用故障测距对应的杆塔号,得到线路故障点集合 $\{N_1, N_2, \dots, N_m\}$ ；

[0033] ②再将 m 个故障点分别自成一类,然后计算各故障点之间的距离,选择距离最小的一类合并成一个新类；

[0034] ③计算在新的类别划分下各类之间的距离,再将距离最近的两类合并,直到所有故。

[0035] 历史同期各月故障频率评价步骤为：

[0036] 设定历史同期各月故障频率指标为：

$$[0037] \quad f_{km} = \frac{\sum_y n_{kym}}{YT_m L_k} \times 100 \quad (5)$$

[0038] 式中, f_{km} 表示线路 k 在历史同期的 m 月的故障频率,次 / (100km · 月) ; n_{kym} 为线路 k 在第 y 年的 m 月的故障次数 ; T_m 表示第 m 月的时间 ; Y 为统计的总年数 ; L_k 表示线路 k 的长度, km ;

[0039] 进一步,该地区相同电压等级的多条线路的历史同期各月的故障频率为：

$$[0040] \quad f_m = \frac{\sum_k (f_{km} \times L_k)}{\sum_k L_k} \quad (6)$$

[0041] 根据公式 (6) 判定该地区相同电压等级的多条线路历史同期各月故障频率。

[0042] 不同气象灾害作用下停运时间评价步骤为：

[0043] 1) :设定不同气象灾害作用下停运时间指标为 : $TTR_{kix} = tr_{ki} - tf_{ki}$ (7)

[0044] 式中, TTR_{kix} 表示线路 k 第 i 次故障的停运时间, x 为第 i 次跳闸的气象条件类型, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tr_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸后恢复时间；

[0045] 2) :根据公式 (8) 计算同一电压等级下多条线路在某一气象因素 x 作用下的平均停运时间：

$$[0046] \quad MTTR_x = \frac{\sum_k \sum_i TTR_{kix}}{n_x} \quad (8)$$

[0047] 式中, $MTTR_x$ 为某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间, n_x 为该电压等级线路在气象条件 x 下的故障总次数;

[0048] 3): 判定对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素为:

$$[0049] \quad MFR = \arg \max MTTR(x) \quad (9)$$

[0050] 式中, MFR 为致使输电线路平均故障时间最长的气象灾害因素, 函数 $\arg \max MTTR(x)$ 表示使函数 $MTTR(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合;

[0051] 4): 根据公式 (8) 和公式 (9) 判断得出某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间和对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素。

[0052] 故障时间间隔评价步骤为:

[0053] 设定故障时间间隔指标为:

$$[0054] \quad TBF_{ki} = tf_{ki} - tf_{ki-1} \quad (10)$$

[0055] 式中, TBF_{ki} 表示线路 k 第 i 次与第 $i-1$ 次故障之间的时间间隔, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tf_{ki-1} 表示线路 k 第 $i-1$ 次跳闸时间;

[0056] 进一步, 计算线路的平均故障时间间隔为:

$$[0057] \quad MTBF_k = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n TBF_{ki} \quad (11)$$

[0058] 根据式 (11) 判定得出线路的平均故障时间间隔, $MTBF$ 数值越大, 表明故障停运的风险越小。

[0059] 短时故障聚集度评价步骤为:

[0060] 设定短时故障聚集度指标为:

$$[0061] \quad ST = \text{Count}(i), tf_i - tf_{i-1} \leq \Delta t \quad (12)$$

[0062] 式中, $\text{Count}(i)$ 为计数函数, 满足后面的条件时计数加 1, i 表示第 i 次跳闸事件, tf_i 表示第 i 次跳闸时间, tf_{i-1} 表示第 $i-1$ 次跳闸时间, Δt 表示限定的短期失效间隔, 可根据统计的不同气象灾害作用下停运时间, 结合调度运行实际需求设定;

[0063] 根据式 (12) 判定得出在极端恶劣气象灾害下短时间发生多次线路故障的聚集程度, ST 数值越高, 表明风险越大。

[0064] 根据权利要求 1 所述的地理气象相关的输电线路风险差异评价方法, 其特征在于: 步骤 A 中所述的气象信息数据库里的气象数据包括网格化的温度、湿度、风速、风向、降水量、气压、能见度、雷电监测、山火监测和地质水文监测, GIS 数据库的输电线路杆塔技术数据包括输电线路杆塔经纬度坐标、线路电压等级和线路长度。

[0065] 本发明从区域电网气象敏感度、区域线路故障频度差异、区域线路故障失效时间差异、线路故障高风险区段等因素出发, 提出了通过区域电网气象灵敏度指标、区域线路故障次数差异指标、线路故障高风险区段指标进行输电线路故障区域特征差异评价; 通过历史同期各月故障频率指标、不同气象灾害作用下停运时间指标、故障时间间隔指标、短时故障聚集度指标进行输电线路故障时间特征差异评价。

[0066] 本发明的优点有:

[0067] 1) 不同地区的输电线路对不同气象灾害的敏感程度不同,同一地区的不同线路对同一气象灾害的抵御能力存在差异,同一线路在不同区段的自身参数、所处地形和微气象等均可能存在较大差异,因此按区域和不同气象类型进行风险的差异化评价,更能准确地反映输电线路受气象环境影响的风险水平差异。

[0068] 2) 不同气象灾害导致的线路故障风险存在较大的时间差异特性,可以通过历史同期故障频率、故障时间间隔来反映一年中不同时间段的风险水平,通过平均停运时间反映气象灾害的影响持续性,对于气象灾害多发的区域和时间段,可以通过短时故障聚集度来反映短时间内的多条线路跳闸导致的故障风险“聚集效应”。

[0069] 3) 相比较于现有的可用系数、运行系数、强迫停运系数、计划停运率、强迫停运率、连续可用小时、暴露率等输电设备的可靠性评价指标,本发明提出的区域电网气象敏感度、区域线路故障次数差异指标、线路故障高风险区段、历史同期各月故障频率、不同气象灾害作用下停运时间、故障时间间隔、短时故障聚集度等地理气象相关的输电线路风险差异指标,可深度揭示关注区域的线路故障风险特征、敏感性气象因素、主导气象灾害及其作用下的故障时间特征等,可为规划设计、调度运行、状态检修等提供实用的辅助参考信息,有助于针对性地管控电网风险、提高电力系统的运行可靠性水平。。

附图说明

[0070] 图 1 为本发明的地理气象相关的输电线路风险差异评价流程图；

[0071] 图 2 为本发明的故障高风险区段谱系聚类图；

[0072] 图 3 为本发明的线路历史同期各月故障频率图。

具体实施方式

[0073] 如图 1、2 和 3 所示,本发明包括以下步骤：

[0074] A:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内区域电网气象敏感度因素、区域线路故障次数差异因素和线路故障高风险区段识别因素,通过上述三项因素对输电线路故障区域特征差异进行评价；

[0075] B:以选定区域内气象信息数据库里的气象数据、GIS 数据库的输电线路杆塔基础数据和 PMS 生产管理系统里的线路跳闸事件记录数据为依据,考虑选定区域内历史同期各月故障频率、不同气象灾害作用下停运时间、故障时间间隔和短时故障聚集度,进行输电线路故障时间特征差异评价；

[0076] C:综合步骤 A 和步骤 B 的评价结果得出整体评价报告。

[0077] 步骤 A 中所述的气象信息数据库里的气象数据包括网格化的温度、湿度、风速、风向、降水量、气压、能见度、雷电监测、山火监测和地质水文监测,GIS 数据库的输电线路杆塔技术数据包括输电线路杆塔经纬度坐标、线路电压等级和线路长度。

[0078] 其中,一、区域电网气象敏感度评价步骤为：

[0079] 1):设定区域电网气象敏感度指标,
$$\rho_{ax} = \frac{n_{ax}}{n_a} \quad (1)$$

[0080] 式中, ρ_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下的敏感度指标, n_{ax} 表示区域 a 中

的线路在气象条件 x 下故障的次数, $x \in \{ \text{雷电, 台风, 大风, 冰雪, 高温, 暴雨, 山火, 等} \}$, n_a 表示该地区故障总次数; 区域电网气象敏感度指标的设定

[0081] 2): 计算关注的区域内对输电线路冲击最大的气象灾害因素:

$$[0082] \quad \text{MFW} = \arg \max \rho(x) \quad (2)$$

[0083] 式中, MFW 为关注区域内导致输电线路故障最多的气象灾害因素, 函数 $\arg \max \rho(x)$ 表示使函数 $\rho(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合;

[0084] 3): 由步骤 2) 得出各个地区的主导气象灾害集。

[0085] 二、区域线路故障次数差异评价步骤为:

[0086] 设定同电压等级下区域线路故障次数差异指标,

$$[0087] \quad E_{kx} = n_{kx} - \bar{n}_x = n_{kx} - \frac{1}{N_x} \sum_k n_{kx} \quad (3)$$

[0088] 式中, E_{kx} 表征了气象条件 x 下同一电压等级的线路 k 的故障次数差异值, n_{kx} 表示线路 k 在气象条件 x 下的故障次数, \bar{n}_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的平均次数, N_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的线路条数;

[0089] 由公式 (3) 判定, 当 $E_{kx} > 0$ 时, 表示该条线路抵御气象灾害的能力未达到平均水平或者该条线路是气象灾害高发线路, 反之亦然。

[0090] 三、线路故障高风险区段识别评价步骤为:

[0091] 设定线路故障高风险区段指标:

[0092] 对于一条线路, 存在故障点集合 $\{N_1, N_2, N_1, \dots, N_j, \dots, N_m\}$, 那么该线路故障高风险区段指标是指由设定的距离长度 L 所界定的, 发生故障的次数占线路总故障次数的比例大于某一百分数 H 的区间 $[N_i, N_j]$; 由于一条线路可能存在多个故障高风险区段, 因此可用多个区间 $[N_i, N_j]$ 构成的集合表示, 即线路故障高风险区段 $\text{HRS} = \{[N_i, N_j]\}$, 具体表达式为:

$$[0093] \quad \text{HRS} = \left\{ [N_i, N_j] \left| \frac{j-i+1}{m} > H, |N_j - N_i| \leq L \right. \right\} \quad (4)$$

[0094] 式中, N_i 为线路的第 i 个故障点, N_j 为线路的第 j 个故障点, m 为故障点总数, H 为设定的故障比例百分数, L 为设定的距离范围;

[0095] 线路故障高风险区段识别就是寻找故障点聚集程度最高的区段, 采用谱系聚类方法进行识别;

[0096] 线路故障高风险区段聚类分析方法是:

[0097] ①、以每次故障后的巡线记录的故障位置就近的杆塔号 N_i 为故障点, 无巡线记录时采用故障测距对应的杆塔号, 得到线路故障点集合 $\{N_1, N_2, \dots, N_m\}$;

[0098] ②再将 m 个故障点分别自成一类, 然后计算各故障点之间的距离, 选择距离最小的一类合并成一个新类;

[0099] ③计算在新的类别划分下各类之间的距离, 再将距离最近的两类合并, 直到所有故障点聚成两类为止。

[0100] 四、历史同期各月故障频率评价步骤为:

[0101] 设定历史同期各月故障频率指标为:

$$[0102] \quad f_{km} = \frac{\sum n_{kym}}{YT_m L_k} \times 100 \quad (5)$$

[0103] 式中, f_{km} 表示线路 k 在历史同期的 m 月的故障频率, 次 / (100km · 月); n_{kym} 为线路 k 在第 y 年的 m 月的故障次数; T_m 表示第 m 月的时间; Y 为统计的总年数; L_k 表示线路 k 的长度, km;

[0104] 进一步, 该地区相同电压等级的多条线路的历史同期各月的故障频率为:

$$[0105] \quad f_m = \frac{\sum_k (f_{km} \times L_k)}{\sum_k L_k} \quad (6)$$

[0106] 根据公式 (6) 判定该地区相同电压等级的多条线路历史同期各月故障频率。

[0107] 五、不同气象灾害作用下停运时间评价步骤为:

[0108] 1): 设定不同气象灾害作用下停运时间指标为: $TTR_{kix} = tr_{ki} - tf_{ki}$ (7)

[0109] 式中, TTR_{kix} 表示线路 k 第 i 次故障的停运时间, x 为第 i 次跳闸的气象条件类型, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tr_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸后恢复时间;

[0110] 2): 根据公式 (8) 计算同一电压等级下多条线路在某一气象因素 x 作用下的平均停运时间:

$$[0111] \quad MTTR_x = \frac{\sum_k \sum_i TTR_{kix}}{n_x} \quad (8)$$

[0112] 式中, $MTTR_x$ 为某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间, n_x 为该电压等级线路在气象条件 x 下的故障总次数;

[0113] 3): 判定对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素为:

[0114] $MFR = \arg \max MTTR(x)$ (9)

[0115] 式中, MFR 为致使输电线路平均故障时间最长的气象灾害因素, 函数 $\arg \max MTTR(x)$ 表示使函数 $MTTR(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合;

[0116] 4): 根据公式 (8) 和公式 (9) 判断得出某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间和对输电设备停运或者维修时间影响最严重的气象灾害因素。

[0117] 六、故障时间间隔评价步骤为:

[0118] 设定故障时间间隔指标为:

[0119] $TBF_{ki} = tf_{ki} - tf_{ki-1}$ (10)

[0120] 式中, TBF_{ki} 表示线路 k 第 i 次与第 $i-1$ 次故障之间的时间间隔, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tf_{ki-1} 表示线路 k 第 $i-1$ 次跳闸时间;

[0121] 进一步, 计算线路的平均故障时间间隔为:

$$[0122] \quad MTBF_k = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n TBF_{ki} \quad (11)$$

[0123] 根据式 (11) 判定得出线路的平均故障时间间隔, $MTBF$ 数值越大, 表明故障停运的风险越小。

[0124] 七、短时故障聚集度评价步骤为:

[0125] 设定短时故障聚集度指标为：

$$[0126] \quad ST = \text{Count}(i), tf_i - tf_{i-1} \leq \Delta t \quad (12)$$

[0127] 式中, Count(i) 为计数函数, 满足后面的条件时计数加 1, i 表示第 i 次跳闸事件, tf_i 表示第 i 次跳闸时间, tf_{i-1} 表示第 i-1 次跳闸时间, Δt 表示限定的短期失效间隔, 可根据统计的不同气象灾害作用下停运时间, 结合调度运行实际需求设定；

[0128] 根据式 (12) 判定得出在极端恶劣气象灾害下短时间发生多次线路故障的聚集程度, ST 数值越高, 表明风险越大。

[0129] 下面, 结合具体实施例详细说明本发明的工作原理：

[0130] 本方法提出了通过区域电网气象敏感度指标、区域线路故障次数差异指标、线路故障高风险区段指标进行输电线路故障区域特征差异评价；通过历史同期各月故障频率指标、不同气象灾害作用下停运时间指标、故障时间间隔指标、短时故障聚集度指标进行输电线路故障时间特征差异评价。下面结合具体实例对本发明作进一步详细说明。本例中的数据来自西南某省电网, 该省气候兼具低纬气候、季风气候、山原气候的特点, 主要气象灾害有雷电、干旱、山火、冰冻、洪涝以及气象衍生灾害等。该省电网共辖 16 个地区电网, 以 2011 ~ 2014 年共 4 年的 110kV 及以上电压等级线路的 2428 次故障跳闸事件样本, 按照本发明所提的输电线路风险差异评价方法和指标进行实例说明。

[0131] 一种地理气象相关的输电线路风险差异评价方法, 包括以下内容：

[0132] 1) 区域电网气象敏感度分析

[0133] 区域电网气象敏感度指标为：

$$[0134] \quad \rho_{ax} = \frac{n_{ax}}{n_a} \quad (1)$$

[0135] 式中, n_{ax} 表示区域 a 中的线路在气象条件 x 下故障的次数, $x \in \{ \text{雷电, 台风, 大风, 冰雪, 高温, 暴雨, 山火等} \}$, n_a 表示该地区故障总次数。

[0136] 通过将输电线路故障信息和气象资料进行关联分析, 可得该省各地区电网对不同气象条件的敏感度, 如表 1 所示。表中平均值一行表示该省电网对各类气象条件的整体敏感度, 对于高于平均值 + 均方差的地区, 使用“*”进行标识, 即该地区对这类气象因素较其他地区要敏感。

[0137] 表 1 不同地区电网对各气象因素的敏感度

[0138]

地区编号	雷电	山火	冰雪	风灾	鸟害	非气象原因
01	0.815*	0.015	0.000	0.000	0.000	0.169
02	0.607	0.158*	0.000	0.016	0.093*	0.126
03	0.557	0.156*	0.024	0.048	0.120*	0.096
04	0.736	0.038	0.000	0.038	0.038	0.151
05	0.200	0.120	0.040	0.180*	0.000	0.460*

[0139]

06	0.587	0.098	0.005	0.033	0.033	0.245
07	0.396	0.082	0.009	0.082	0.054	0.378*
08	0.469	0.234*	0.000	0.109*	0.000	0.188
09	0.770	0.023	0.000	0.000	0.011	0.195
10	0.887*	0.015	0.000	0.015	0.000	0.084
11	0.551	0.033	0.023	0.070	0.112*	0.210
12	0.738	0.017	0.009	0.035	0.022	0.179
13	0.627	0.110	0.000	0.051	0.025	0.186
14	0.596	0.004	0.161*	0.030	0.026	0.184
15	0.926*	0.074	0.000	0.000	0.000	0.000
16	0.492	0.031	0.185*	0.092	0.031	0.169
平均值	0.622	0.075	0.029	0.050	0.035	0.203
均方差	0.182	0.064	0.056	0.046	0.039	0.125

[0140] 进一步,计算关注的区域内对输电线路冲击最大的气象灾害因素:

[0141] $MFW = \arg \max \rho(x)$ (2)

[0142] 式中, MFW 为关注区域内导致输电线路故障最多的气象灾害因素,函数 $\arg \max \rho(x)$ 表示使函数 $\rho(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合,即表示使区域电网气象敏感度达到最大值时的气象灾害因素的集合。

[0143] 由此可分别找出各地区的主导气象灾害集,如 03 号地区输电线路按气象敏感度排序依次为雷电、山火、鸟害、风灾、冰雪,主导气象灾害 $MFW = \{\text{雷电}\}$ 。而 05 号地区输电线路按气象敏感度排序依次为雷电、风灾、山火、冰雪,主导气象灾害 $MFW = \{\text{雷电}\}$ 。从表 1 可见,雷电是该省最主要的气象灾害,电网防雷和雷电期间的风险管控都需要格外重视。地处山区沿线的 02、03、05、08 号地区等山火灾害也是很突出,需要重点防护。

[0144] 对于某一条线路,希望评估其对各种气象灾害的敏感程度以及该线路的跳闸主导气象因素,将此处关注的区域改为具体的线路同样适用,如表 2 所示,该线路的主导气象因素为 $MFW = \{\text{冰雪}\}$ 。

[0145] 表 2 某条线路对各种气象因素的敏感度

[0146]

因素	冰雪	雷电	风灾	山火	鸟害	其他
敏感度 ρ	0.364	0.182	0.182	0.091	0.091	0.090

[0147] 2) 区域线路故障次数差异评估

[0148] 同电压等级下的线路故障次数差异指标为:

[0149] $E_{kx} = n_{kx} - \bar{n}_x = n_{kx} - \frac{1}{N_x} \sum_k n_{kx}$ (3)

[0150] 式中, n_{kx} 表示线路 k 在气象条件 x 下的故障次数, \bar{n}_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的平均次数, N_x 为区域内某电压等级线路在气象条件 x 下故障的线路条数。 E_{kx} 表征了气象条件 x 下同一电压等级的线路 k 的故障次数差异值, 当 $E_{kx} > 0$ 时, 表示该条线路抵御气象灾害的能力未达到平均水平或者该条线路是气象灾害高发线路, 反之亦然。

[0151] 例如该省中部地区 2011 ~ 2014 年间共有 16 条线路发生 32 次山火跳闸时间, 其 $\bar{n}_{\text{山火}} = 2$, 对于线路故障次数差异指标 $E_{\text{山火}} > 2$ 的线路, 说明其山火防护措施不足或者该线路附近是山火高发段, 应引起相关部门重视; 对变电站来说, 例如以变电站 HP 为圆心的辐射圆共发生了 7 次线路山火跳闸, 以变电站 BF 为圆心的辐射圆共发生了 10 次线路山火跳闸, 则需特别注意 HP 和 BF 变电站附近范围的山火防范、应急等工作, 有效地减少线路山火跳闸率。

[0152] 3) 线路故障高风险区段识别

[0153] 对于一条线路, 存在故障点集合 $\{N_1, N_2, N_i, \dots, N_j, \dots, N_m\}$, 那么该线路故障高风险区段指标是指由设定的距离长度 L 所界定的, 发生故障的次数占线路总故障次数的比例大于某一百分数 H (如 40%) 的区间 $[N_i, N_j]$ 。由于一条线路可能存在多个故障高风险区段, 因此可用多个区间 $[N_i, N_j]$ 构成的集合表示, 即线路故障高风险区段 $HRS = \{[N_i, N_j]\}$, 具体表达式为:

$$[0154] \quad HRS = \left\{ [N_i, N_j] \left| \frac{j-i+1}{m} > H, |N_j - N_i| \leq L \right. \right\} \quad (4)$$

[0155] 式中, N_i 为线路的第 i 个故障点, N_j 为线路的第 j 个故障点, m 为故障点总数, H 为设定的故障比例百分数, L 为设定的距离范围。

[0156] 线路故障高风险区段识别就是寻找故障点聚集程度最高的区段, 可以采用谱系聚类方法。线路故障高风险区段聚类分析的基本思想是: 以每次故障后的巡线记录的故障位置就近的杆塔号 N_i 为故障点 (无巡线记录时采用故障测距对应的杆塔号), 得到线路故障点集合 $\{N_1, N_2, \dots, N_m\}$ 。先将 m 个故障点分别自成一类, 然后计算各故障点之间的距离, 选择距离最小的一类对合并成一个新类, 计算在新的类别划分下各类之间的距离, 再将距离最近的两类合并, 直到所有故障点聚成两类为止。

[0157] 线路故障高风险区段谱系聚类的算法步骤如下:

[0158] a) 初始分类。令 $k = 0$, 每个故障点自成一类, 即 $G_i^{(0)} = \{N_i\}, i = 1, 2, \dots, m$;

[0159] b) 计算各类间的最小距离 $D_{ij} = \min[d_{ij}]$, 由此生成一个对称的距离矩阵 $D^{(k)} = (D_{ij})_{n \times n}$, 其中 n 为类的个数 (初始时 $n = m$);

[0160] c) 找出前一步求得的矩阵 $D^{(k)}$ 中最小的元素, 设它是 $G_i^{(k)}$ 和 $G_j^{(k)}$ 间的距离, 将 $G_i^{(k)}$ 和 $G_j^{(k)}$ 两类合并成一类, 于是产生新的聚类 $G_1^{(k+1)}, G_2^{(k+1)}, \dots$, 令 $k = k+1, n = n-1$;

[0161] d) 检查类的个数。如果类的个数 $n > 2$, 转至步骤 b); 否则, 停止。

[0162] 根据谱系聚类的结果得到线路故障高风险区段谱系聚类图, 如图 1 所示。按照设定的距离 L 和故障比例百分数 H 即可快速识别线路故障高风险区段。

[0163] 采用上述线路故障高风险区段谱系聚类方法, 识别 FJ 线的故障风险区段, 结果如

附图 2 所示, N114 ~ N155 号、N228 ~ N280 号为该线路的故障高发段。尤其是 N114 ~ N155 段, 跨越雪山、森林, 多次发生冰闪、山火故障, 该段线路占到整条线路故障比例的 63.64%, 运维过程中需要重点防护。

[0164] 4) 历史同期各月故障频率

[0165] 历史同期各月故障频率指标为:

$$[0166] \quad f_{km} = \frac{\sum_y n_{kym}}{YT_m L_k} \times 100 \quad (5)$$

[0167] 式中, f_{km} 表示线路 k 在历史同期的 m 月的故障频率, 次 / (100km · 月); n_{kym} 为线路 k 在第 y 年的 m 月的故障次数; T_m 表示第 m 月的时间; Y 为统计的总年数; L_k 表示线路 k 的长度, km。

[0168] 该地区相同电压等级的多条线路的历史同期各月故障频率为:

$$[0169] \quad f_m = \frac{\sum_k (f_{km} \times L_k)}{\sum_k L_k} \quad (6)$$

[0170] 附图 3 为 14 号地区 500kV 线路的历史同期各月故障频率柱状图, 其中红色横线表示折算到“次 / (100km 月)”的平均值故障频率, 可以看出 1、7、8 月份的故障频率要明显高于年平均故障频率。

[0171] 5) 不同气象灾害作用下停运时间

[0172] 不同气象灾害作用下停运时间指标为:

$$[0173] \quad TTR_{kix} = tr_{ki} - tf_{ki} \quad (7)$$

[0174] 式中, TTR_{kix} 表示线路 k 第 i 次故障的停运时间, x 为第 i 次跳闸的气象条件类型; tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tr_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸后恢复时间。

[0175] 进一步, 计算同一电压等级下多条线路在某一气象因素作用下的平均停运时间:

$$[0176] \quad MTTR_x = \frac{\sum_k \sum_i TTR_{kix}}{n_x} \quad (8)$$

[0177] 式中, $MTTR_x$ 为某一电压等级的输电设备在气象因素 x 下的平均停运时间, n_x 为某电压等级线路在气象条件 x 下的故障总次数。

[0178] 进一步, 可找出对输电设备停运 (维修) 时间影响最严重的气象灾害因素:

$$[0179] \quad MFR = \arg \max MTTR(x) \quad (9)$$

[0180] 式中, MFR 为致使输电线路平均故障时间最长的气象灾害因素, 函数 $\arg \max MTTR(x)$ 表示使函数 $MTTR(x)$ 取到最大值时的所有自变量 x 的集合。

[0181] 通过对该省电网 500kV 线路在不同气象因素作用下的平均停运时间统计分析, 得到不同气象灾害下的平均停运时间 $MTTR$, 如表 3 所示。

[0182] 表 3 不同气象灾害作用下的平均停运时间

[0183]

故障原因	雷电	冰雪	山火	鸟害	风害	其他
MTTR/h	0.184	6.869	3.771	0	0.575	1.930

[0184] 可见,对该省电网 500kV 线路停运时间影响最严重的气象灾害因素是 $MFR = \{ \text{冰雪} \}$ 。由于鸟害导致的跳闸均重合成功,故停运时间为 0;而雷电情况下重合闸成功率达到 96.35%,故雷电情况下线路停运时间也很短,平均为 0.184h;大风情况下主要是风偏风电,常常重合不成功但经过强送电成功,故平均停运时间也相对较短,为 0.575h;山火导致的平均停运时间为 3.771h,这主要是由于山火导致的跳闸重合闸成功率很低,需要等到山火扑灭后才能恢复送电;最为严重的冰雪情况下,当出现覆冰舞动后,常常会损伤导线、地线及金具等,故平均停运时间最长,达到 6.869h。

[0185] 6) 故障时间间隔

[0186] 故障时间间隔指标为:

$$[0187] \quad TBF_{ki} = tf_{ki} - tf_{ki-1} \quad (10)$$

[0188] 式中, TBF_{ki} 表示线路 k 第 i 次与第 i-1 次故障之间的时间间隔, tf_{ki} 表示线路 k 第 i 次跳闸时间, tf_{ki-1} 表示线路 k 第 i-1 次跳闸时间。

[0189] 进一步,计算线路的平均故障时间间隔为:

$$[0190] \quad MTBF_k = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n TBF_{ki} \quad (11)$$

[0191] 式中, $MTBF_k$ 表示第 k 条线路的平均故障时间间隔,n 表示线路 k 的总故障次数。

[0192] 以 14 号地区的 500kV 线路为例,GW 甲线的平均故障时间间隔 MTBF 为 1754h,亦即平均 73d 就会故障一次;ZY 甲线的 MTBF 为 2134h。

[0193] 7) 短时故障聚集度

[0194] 短时故障聚集度指标为:

$$[0195] \quad ST = \text{Count}(i), tf_i - tf_{i-1} \leq \Delta t \quad (12)$$

[0196] 式中, $\text{Count}(i)$ 为计数函数,满足后面的条件时计数加 1,i 表示第 i 次跳闸事件, tf_i 表示第 i 次跳闸时间, tf_{i-1} 表示第 i-1 次跳闸时间, Δt 表示限定的短期失效间隔,可根据统计的不同气象灾害作用下停运时间,结合调度运行实际需求设定,如关注雷电天气时,可以设定 $\Delta t = 10 \sim 30\text{min}$;关注冰雪天气时,可以设定 $\Delta t = 6 \sim 12\text{h}$ 。

[0197] 可设定相应的提示阈值 STH,对 $ST > \text{STH}$ 的情况进行提示,以便进一步分析其对电网运行风险的影响。

[0198] 根据表 3 的统计结果,设定冰雪天气下 $\Delta t = 12\text{h}$,雷电天气下 $\Delta t = 30\text{min}$,设定 $\text{STH} = 4$ 次。以主导气象灾害为冰雪的 14 号地区和以主导气象灾害为雷电的 10 号地区为例,将短时故障聚集度 ST 超过 STH 的情况分别列于表 4 和表 5。从表 4 和表 5 中可见,冰雪、雷电等容易造成短时间多条线路停运,对这类气象敏感的区域,需要根据其灾害导致停运的时间和停电线路条数占总线路条数的比例设置 Δt 和 STH 阈值,对出现的“故障聚集”风险进行提示,可以进一步评估其对电网风险的影响。

[0199] 表 4 14 号地区冰雪天气下的短时故障聚集度

[0200]

序号	开始日期	结束日期	短时故障聚集度 <i>ST</i>
[0201]			
1	2012-01-27	2012-01-28	7
2	2012-01-30	2012-01-31	12
3	2014-12-19	2014-12-19	8

[0202] 表 5 10 号地区雷电天气下的短时故障聚集度

[0203]

序号	开始日期	结束日期	短时故障聚集度 <i>ST</i>
1	2011-08-09	2011-08-09	6
2	2011-09-04	2011-09-04	5
3	2013-06-02	2013-06-02	4
4	2013-08-17	2013-08-17	4
5	2013-08-21	2013-08-21	5

[0204] 最后说明的是,以上实施例仅用以说明本发明的技术方案而非限制,尽管参照较佳实施例对本发明进行了详细说明,本领域的普通技术人员应当理解,可以对本发明的技术方案进行修改或者等同替换,而不脱离本发明技术方案的宗旨和范围,其均应涵盖在本发明的权利要求范围当中。

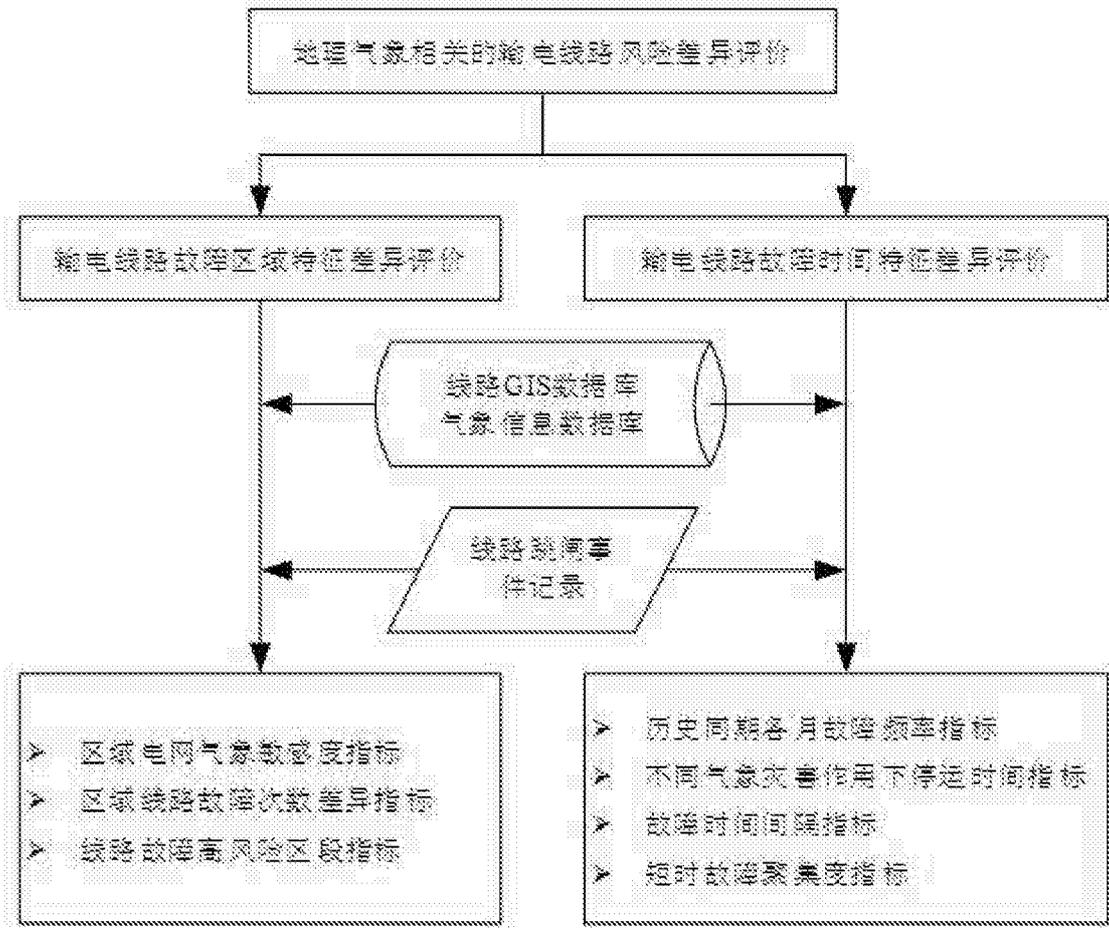


图 1

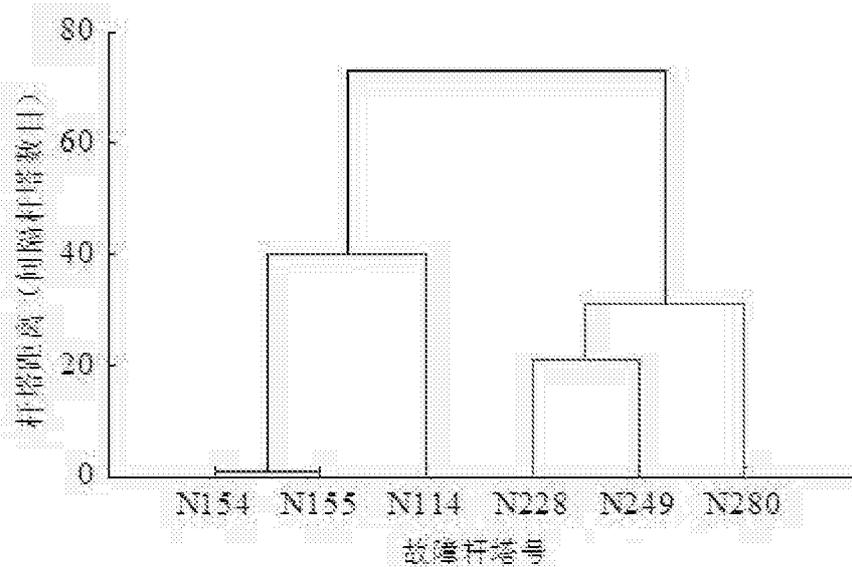


图 2

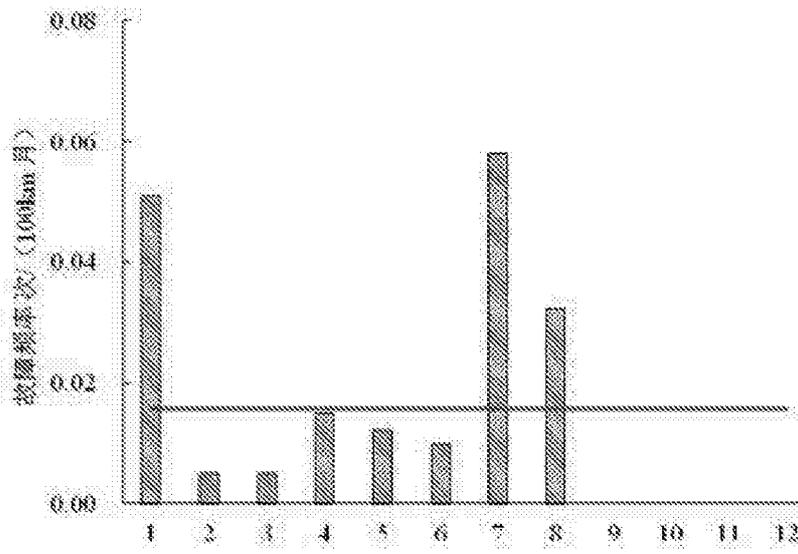


图 3