

一种识别电力系统关键输电线路的方法

康忠健,李昌超,于洪国,郑世超,Ri Kihong

(中国石油大学(华东)控制科学与工程学院,山东 青岛 266580)

摘要:电网关键输电线路的辨别有利于预防电网灾难事故,提高电力系统的安全稳定性。通过评估支路开断后系统潮流所受冲击的强弱,给出一种识别电力系统关键输电线路的方法。首先,基于等相角线理论,定义相角分割区,依据相角分割区和电气距离对系统输电线路进行分区,基于广义熵指数理论,定义潮流增长率广义熵指数指标,评估支路开断后潮流冲击分布的均衡度;然后,从网络拓扑结构的视角,定义边的Katz-Bonacich中心性指标评估输电线路位置的重要性,并定义评估系统对潮流冲击抵抗能力的余度指标;最后,基于云模型原理,对各评估指标进行云模型转换,以云图的形式展现评估结果。通过对IEEE 30节点系统和新英格兰10机39节点系统进行仿真,验证了所提方法的正确性。

关键词:电力系统;输电线路;广义熵指数;相角分割区;Katz-Bonacich中心性;负载率

中图分类号:TM 726

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202004017

0 引言

随着经济的不断发展,用电需求不断增加,促使电力系统的规模不断扩大。近年来,国内外大停电事故^[1-2]的不断发生,引起了学者们对只关注电网单一元件的保护能否保证电力系统安全稳定运行问题的思考。通过对大停电事故的研究与分析发现:大多数停电事故往往是因为某些关键元件发生故障被切除后,引发系统潮流重新分配^[3],迫使一些元件过载运行,从而引发停电事故。在电力系统中,由输电线路发生故障而引发的电力事故最为常见,这是因为当线路因故障开断时会引发潮流对系统的冲击,提高了其他线路的负载率,加大了系统安全运行的隐患,进而有可能诱发连锁故障^[4]。尤其是网络中关键输电线路的开断,极有可能会造成整个系统的瘫痪。因此,研究能够识别网络中的关键输电线路并实施重点保护的方法,具有十分重要的意义。

目前,识别关键输电线路的方法有很多,但主要以网络拓扑结构和系统运行状态为研究分析对象,通过相应的评估指标衡量系统输电线路的重要性。

其中,以网络拓扑结构为研究对象的评估方法主要基于复杂网络理论^[5-9],以度^[6]、介数^[7]、网络效能^[9]等网络结构评价指标衡量电力输电线路的重要性。基于电网运行特性的识别方法主要以衡量表征输电线路运行状态的变量偏离正常状态的程度来评估电力输电线路的重要性^[10-14],最为突出的是基于熵理论识别系统关键节点或线路^[11-14]。

虽然熵理论是目前较为常用的一种评估关键输电线路的方法,但大多基于熵的评估模型仅是以输电线路开断后,从整体角度分析潮流分布的有序性,无法描述支路开断后对系统潮流冲击影响力的大小,然而,输电线路开断后对系统的冲击影响力越大,则表明其越重要。同时,基于熵的评估模型也没有考虑输电线路在电网中的位置因素。当采用多指标综合评价输电线路的重要性时,综合指标的计算方法较为单一,大多采用指标相乘的形式给出,最后给出的评价结果多数以数字的形式呈现,容易引起视觉反感,尤其是对于支路和节点较多的庞大系统,由于数据量庞大,极容易给工作人员带来视觉冲击。因此,本文结合电网实际,给出一种识别关键线路的方法。首先,依据电气距离修改基于等相角线理论划分的相角分割区,得到相角分割区内包含的输电线路,并基于广义熵指数理论,定义衡量系统潮流分布不均衡度的潮流增长率广义熵指数指标;然后,从网络结构的视角定义边的Katz-Bonacich中心性指标评估输电线路位置的重要性,从系统运行状态的视角定义评价支路断开后系统抵抗潮流冲击的余度指标;最后,基于云模型对评估数据信息进行转换,以云图的形式展现输电线路重要性综合评估的结果,并以IEEE 30节点系统和新英格兰10机39节点系统为仿真对象,验证本文所提方法的正确性。

收稿日期:2019-12-19; **修回日期:**2020-02-19

基金项目:国家电网公司科技计划项目(大规模新能源柔性直流电网无源送出系统协调控制理论与关键技术研究);中石化科技计划项目(317018-4,315120);山东省高等学校科学技术项目(J18KA387)

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC(Coordination Control Theories and Key Technologies for Integration of Large Scale Stand-alone Renewable Generation via VSC DC Grid), Sinopec Science and Technology Project (317018-4,315120) and the Higher Educational Science and Technology Program of Shandong Province(J18KA387)

1 相关理论

1.1 等相角线原理

当电力网络发生 $N-1$ 断线故障时,开断线路上传输的功率会较多地转移到与其属于相同电源区域/负荷区域的输电线路,文献[15]将这些线路定义为该开断线路的并行输电线路。然而,对于大规模的电力网络而言,与开断线路并行的输电线路较多,为了能够准确筛选出受潮流影响较大的并行输电线路,文献[16]提出等相角线的概念,通过分析验证得出:当某一输电线路开断后,大部分潮流转移给与之处于相同等相角线上的并行输电线路。因此,本文引入等相角线理论对系统输电线路进行分区。

文献[16]基于直流潮流模型,提出了等相角线的概念,其基本思想如下。

电力系统的线路参数如图1所示。高电压等级的输电线路的电抗远大于自身电阻,依据直流潮流方程可以得到输电线路上传输的功率为:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} (\delta_1 - \delta_2) = \frac{U_1 U_2}{X} \delta_{12} \quad (1)$$

其中, δ_1 为线路首端电压相角; δ_2 为线路末端电压相角; U_1 为线路首端电压幅值; U_2 为线路末端电压幅值; X 为线路电抗; δ_{12} 为线路首、末端相角差。

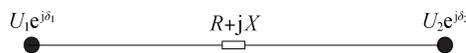


图1 线路参数

Fig.1 Parameters of line

设输电线路长度为 Δl ,单位长度线路电抗为 x ,则式(1)可化简为:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x \Delta l} \delta_{12} \quad (2)$$

式(2)的微分矢量形式为:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x} \frac{\partial \delta}{\partial l} = - \frac{U_1 U_2}{x} \frac{\partial \delta}{\partial l} \quad (3)$$

其中, l 为线路长度的矢量形式; P 为线路传输功率的矢量形式; δ 为电压相角变化量的矢量形式。

式(3)中的负号表示线路上的功率向 δ 减小的方向流动,由式(1)~(3),文献[16]将电力系统中电压相角相同点的连线定义为等相角线,如图2所示。

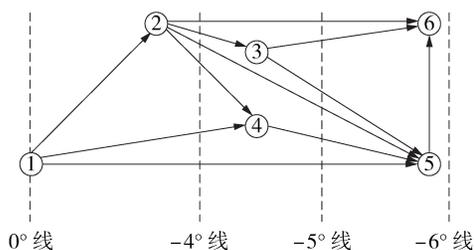


图2 IEEE 6节点系统的等相角线

Fig.2 Equal phase angle line of IEEE 6-bus system

由图2可以看出,等相角线将电网划分为多个区域,本文将2个相邻等相角线之间的区域称为相角分割区。经过研究发现,依据等相角线理论,网络中极少数的节点会被误划分至相同的相角分割区。因此,需要对这些节点从以下2个方面进行调整:

(1)对于多个无关联或关联性很小的节点处于同一相角分割区的情况,本文依据电气距离的概念将此类节点划分到与之相近的节点所在的相角分割区;

(2)在同一相角分割区内,如果节点存在分组聚集现象,依据电气距离划分子相角分割区。

系统输电线路的划分主要依据网络节点所属的相角分割区,通过以上分析可以得到输电线路所属的相角分割区。但是,等相角线有可能位于输电线路路上,继而输电线路将被等相角线分割成两部分,为了能够准确得到这部分输电线路的归属区域,本文依据输电线路被等相角线分割的长度,判断输电线路的归属区。即依据被等相角线分割的长度,将输电线路归属于较长分割部分所属的相角分割区。如果被等相角线分割成的两部分的长度相等,则将输电线路划分到任一邻近相角分割区。

1.2 广义熵指数

广义熵指数^[17-18]能够反映差距的状况,是一种差异测量指标,其概念是由信息熵发展而来。广义熵指数的基本表达式为:

$$G(\beta) = \begin{cases} \frac{1}{\beta(\beta-1)} \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i/\bar{x})^\beta - 1 \right] & \beta \neq 0 \text{ 且 } \beta \neq 1 \\ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i/\bar{x}) & \beta = 0 \\ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i/\bar{x}) \ln(x_i/\bar{x}) & \beta = 1 \end{cases} \quad (4)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad (5)$$

其中, n 为样本中的个体总数; x_i 为个体 i 的水平指标; w_i 为个体 i 的权重;参数 β 为不同组之间的差距系数,是人为设定的参数。

式(4)中参数 β 的取值决定了广义熵指数表达式的形态:当 $\beta = 0$ 时,广义熵指数为均值对数离差指数(MLD),简称泰尔 L 指数;当 $\beta = 1$ 时,广义熵指数为泰尔 T 指数即泰尔系数(Theil index);当 $\beta = 2$ 时,广义熵指数为变异系数平方的一半即泰尔 V 指数;当参数 β 取正的较大数值时,广义熵指数对分布顶部的差异敏感;当参数 β 取负的较小数值时,广义熵指数对分布底部的差异敏感。在这些不同形态的广义熵指数中,由于泰尔系数对分布中部的差异较为敏感,常被作为研究的对象,其表达式为:

$$T = G(1) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{N_i} \frac{x_{ij}}{N_{\text{total}} \bar{X}} \ln \frac{x_{ij}}{\bar{X}} \quad (6)$$

$$\bar{X} = \frac{1}{N_{\text{total}}} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{N_i} w_{ij} x_{ij} \quad (7)$$

其中, N_{total} 为总样本个体的数量; N_i 为第 i 组样本个体的数量; x_{ij} 、 w_{ij} 分别为第 i 组样本中个体 j 的水平指标、权重; m 为总样本按一定的原则所分的组数。

泰尔系数^[17]对测量差异没有具体的数值上限, 即泰尔系数越大, 则观测变量的差异越大; 泰尔系数越小, 则观测变量的差异越小。泰尔系数具有空间可分解性, 能将总样本的整体差异按照所划分的组(区)分解为组内(区域内)差异 T_w 和组间(区域间)差异 T_b , 且整体差异为两者之和。按照 Sala-i-Martin 的推导, T_w 、 T_b 的计算公式分别见式(8)和式(9)。

$$T_w = \sum_{i=1}^m \frac{N_i \bar{x}_i}{N_{\text{total}} \bar{X}} T_i \quad (8)$$

$$T_b = \sum_{i=1}^m \frac{N_i \bar{x}_i}{N_{\text{total}} \bar{X}} \ln \frac{\bar{x}_i}{\bar{X}} \quad (9)$$

$$T_i = \sum_{j=1}^{N_i} \frac{x_{ij}}{N_i \bar{x}_i} \ln \frac{x_{ij}}{\bar{x}_i} \quad (10)$$

$$\bar{x}_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} w_{ij} x_{ij} \quad (11)$$

$$\bar{X} = \frac{1}{N_{\text{total}}} \sum_{j=1}^{N_{\text{total}}} w_j x_j \quad (12)$$

其中, w_j 为个体 j 的权重; x_j 为个体 j 的水平指标。

通过上述分析可以发现广义熵指数可以衡量系统均衡度, 其优点是能够得到组内差距和组间差距对总差距的贡献, 识别使系统不均衡的来源。对于电力系统而言, 当输电线路发生 $N-1$ 故障时, 会对系统造成冲击, 使系统潮流分布不均衡。然而, 这种不均衡度的大小可以用于评估输电线路的重要性。

2 关键输电线路的评估指标

电力系统具有一定抗干扰能力, 即当线路开断后引发潮流冲击时, 系统本身具有一定的消纳能力, 能够通过自我调节使系统恢复稳定。电力系统的这种自我调节能力主要取决于以下3个方面: ①输电线路开断后系统潮流分布不均衡度的大小; ②线路开断后系统对潮流冲击的抵抗能力; ③开断线路在系统中的位置。

因此, 本文从这3个方面综合评估电力系统输电线路的关键性。

2.1 潮流增长率广义熵指数模型

本文在1.1节得到相角分割区的基础上, 引入广义熵指数模型能够得到发生扰动后的系统潮流分布不均衡度, 并将其作为输电线路关键性的评价指标。

具体过程如下。

在电力系统中, 由于输电线路 L_i 断开而引起输电线路 L_k 上传输功率的变化量 ΔP_{ik} 为:

$$\Delta P_{ik} = P_{ik} - P_{i0} \quad (13)$$

其中, P_{ik} 为输电线路 L_i 断开后输电线路 L_k 的传输功率; P_{i0} 为输电线路 L_i 断开前输电线路 L_k 的传输功率。

由式(13)可以得到输电线路 L_k 上传输功率的增长率 λ_{ik} 为:

$$\lambda_{ik} = \Delta P_{ik} / P_{kN} \quad (14)$$

其中, P_{kN} 为输电线路 L_k 的额定功率。 λ_{ik} 值越大, 则 L_i 开断后对输电线路 L_k 的影响越大, 反之则越小。

假设电网中有 N_{line} 条输电线路, 被分为 m_{area} 个相角分割区, 其中相角分割区 M 包含 N_M 条输电线路, 则输电线路 L_i 断开后, 系统潮流增长率的广义熵指数模型为:

$$G'(\beta) = \begin{cases} \frac{1}{\beta(\beta-1)} \left[\frac{1}{N_{\text{line}}-1} \sum_{j=1}^{N_{\text{line}}-1} \left(\frac{\lambda_{ij}}{\bar{\lambda}} \right)^{\beta} - 1 \right] & \beta \neq 0 \text{ 且 } \beta \neq 1 \\ \frac{1}{N_{\text{line}}-1} \sum_{j=1}^{N_{\text{line}}-1} \ln \frac{\lambda_{ij}}{\bar{\lambda}} & \beta = 0 \\ \frac{1}{N_{\text{line}}-1} \sum_{j=1}^{N_{\text{line}}-1} \frac{\lambda_{ij}}{\bar{\lambda}} \ln \frac{\lambda_{ij}}{\bar{\lambda}} & \beta = 1 \end{cases} \quad (15)$$

取 $\beta = 1$, 将其分解为:

$$T'(i) = \sum_{M=1}^{m_{\text{area}}} \frac{f_M}{f_n} T'_i + \sum_{M=1}^{m_{\text{area}}} \frac{f_M}{f_n} \ln \frac{\bar{\lambda}_i}{\bar{\lambda}} \quad (16)$$

$$T'_i = \begin{cases} \sum_{p=1}^{N_M-1} \frac{\lambda_{ip}}{f_M} \ln \frac{\lambda_{ip}}{\bar{\lambda}_i} & L_i \text{ 属于相角分割区 } M \\ \sum_{p=1}^{N_M} \frac{\lambda_{ip}}{f_M} \ln \frac{\lambda_{ip}}{\bar{\lambda}_i} & L_i \text{ 不属于相角分割区 } M \end{cases} \quad (17)$$

$$\bar{\lambda} = \left(\sum_{j=1}^{N_{\text{line}}-1} \lambda_{ij} \right) / (N_{\text{line}} - 1) \quad (18)$$

$$\bar{\lambda}_i = \begin{cases} \left(\sum_{p=1}^{N_M-1} \lambda_{ip} \right) / (N_M - 1) & L_i \text{ 属于相角分割区 } M \\ \left(\sum_{p=1}^{N_M} \lambda_{ip} \right) / N_M & L_i \text{ 不属于相角分割区 } M \end{cases} \quad (19)$$

其中, λ_{ij} 为输电线路 L_i 断开后输电线路 L_j 上传输功率的增长率; λ_{ip} 为输电线路 L_i 断开后相角分割区 M 内输电线路 L_p 上传输功率的增长率; f_M 为相角分割区 M 内输电线上传输功率增长率之和; f_n 为所有输电线上传输功率增长率之和。

依据广义熵指数性质可知, 当输电线路断开后, 系统潮流分布造成的不平衡度越高, 则系统潮流增

长率广义熵指数越大;反之,系统潮流分布造成的不平衡度越低,则系统潮流增长率广义熵指数越小。从广义熵指数的分解可以看出,该指标不但考虑了输电线路开断对所属相角分割区潮流分布的冲击,还考虑了不同相角分割区之间的潮流分布冲击,更加贴近电网的实际。因此,该指标能够被用于衡量输电线路的关键性。

2.2 余度指标

支路平均负载率是衡量系统抗潮流冲击能力的关键指标之一^[19]。然而,对于支路发生开断的电力网络而言,支路断开后,系统剩余支路的剩余负载率不仅能够表征系统经过潮流冲击后所处的运行状态,也能反映发生开断的支路对系统整体的影响。因此,本文基于稳健主成分分析(RPCA)模型^[20],依据电网输电线路开断后其他线路的运行状态定义余度指标,用于评价输电线路对系统其他线路的影响。

假设输电线路 L_i 开断后,线路 L_j 上的传输功率为 P_{ij} ,则线路 L_i 的剩余负载率 η_j 为:

$$\eta_j = 1 - P_{ij}/P_{jN} \quad (20)$$

设根据式(20)得到系统其他线路剩余负载率所组成的向量为 $\boldsymbol{\eta} = [\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_{m'_{line}}]$,则 L_i 开断后,根据式(21)评价系统发生故障后的运行状态。

$$\eta_{ic} = s \frac{1}{m'_{line}} \|\boldsymbol{\eta}\|_1 + \tau \min\{\boldsymbol{\eta}\} \quad (21)$$

其中, s, τ 为权重系数,且有 $s + \tau = 1$; m'_{line} 为系统剩余线路的数量; $\|\boldsymbol{\eta}\|_1$ 为向量 $\boldsymbol{\eta}$ 的1范数; $\min\{\boldsymbol{\eta}\}$ 表示取向量 $\boldsymbol{\eta}$ 中的最小数值。

$\frac{1}{m'_{line}} \|\boldsymbol{\eta}\|_1$ 是系统剩余线路的剩余负载率的累加, $\min\{\boldsymbol{\eta}\}$ 表征具有最小剩余负载率的线路抵抗潮流冲击的能力。 τ 描述了潮流冲击对系统中具有最小剩余负载率的线路的影响。 η_{ic} 越大,则系统发生故障后的运行状态越稳定。

η_{ic} 描述的开断线路对系统的影响具有负相关性,即 η_{ic} 越大,表明线路对系统的影响越小。由式(21)中各变量表示的意义可知 η_{ic} 的取值范围为 $[0, 1]$,因此本文根据式(22)计算描述系统剩余线路运行状态的余度指标 η'_{ic} 。

$$\eta'_{ic} = 1 - \eta_{ic} \quad (22)$$

系统余度指标描述了线路开断后潮流冲击对系统的影响,反映了开断线路在系统中的重要性。即 η'_{ic} 越大,则系统抵抗潮流冲击的能力就越小,系统越不稳定,开断线路对系统的影响越大。

2.3 输电线路位置重要度

为了能够得到输电线路位置重要性评估指标,本文以实际电力系统中变电站、发电机等厂站级站点作为节点,将系统实际输电线路作为边,建立电力系统等效网络。

假设电力网络有 $n_{station}$ 个厂站级站点、 m_{line} 条输电线路,其等效的网络图为 $G(n_{station}, m_{line})$ 。其中网络图边的邻接矩阵为 $\mathbf{A} = [a_{ij}]_{m_{line} \times m_{line}}$,当边 i 与边 j 存在一个公共端点时, $a_{ij} = 1$,否则 $a_{ij} = 0$ 。则基于Katz-Bonacich中心性模型^[21]定义电网边的Katz-Bonacich中心性为:

$$F(G) = \sum_{i=1}^{m_{line}} \varepsilon_i \sum_{j=1}^{m_{line}} c_{ij} \quad (23)$$

$$\mathbf{C} = (\mathbf{I} - \psi \mathbf{A})^{-1} = [c_{ij}]_{m_{line} \times m_{line}} \quad (24)$$

其中, \mathbf{I} 为单位矩阵; ε_i 和 ψ 为模型参数。参数 ε_i 反映了每条输电线路独有的特征,外生于电网拓扑结构,参数 ε_i 的取值可以为边的特征、重要性和偏好等先验信息,如果不存在先验信息, ε_i 可以取值为1;参数 ψ 与Katz-Bonacich中心性的定义相同,但为了满足矩阵逆运算, ψ 的取值应小于矩阵 \mathbf{A} 的最大特征根 λ_{max} 的倒数,即 $\psi < 1/\lambda_{max}$ 。

本文定义的边的Katz-Bonacich中心性描述了影响边重要性的因素除了取决于自身特点外,还取决于其他相邻边的接近度,尤其是与重要边的接近度。如果网络的结构不同,则边对网络的影响力也不同,因此,本文依据不同事件下电网的结构定义边的位置重要性指标为:

$$I_{infi} = F(G) - F(G_{-i}) = \frac{\sum_{j=1}^{m_{line}} \varepsilon_j c_{ij} \sum_{j=1}^{m_{line}} c_{ij}}{c_{ii}} \quad (25)$$

其中, $F(G_{-i})$ 为移除边 i 后剩余边的Katz-Bonacich中心性。

I_{infi} 描述了某一开断线路在系统中位置的重要性,即 I_{infi} 越大,则开断线路在系统中的位置越重要。因此,该指标能被用于衡量输电线路的关键性。

3 综合评估模型

目前评估事物重要性的方法较多,包括神经网络算法^[22]、粒子群优化算法^[23]、遗传算法^[24]、多属性决策算法^[11]等。但这些方法存在对数据精确度要求高、随机性和模糊性差的缺点,因而会影响最终结果的准确性。然而,云模型具有良好的随机性、模糊性,利用期望、熵、超熵,能将模糊概念转换到具体数据之间^[25]。考虑到本文利用3个指标评估输电线路的重要性,且指标间存在关联性,故采用云模型中的逆向云发生器^[26]计算云滴的数字特征,计算公式如下:

$$\mu_c(y) = e^{-\frac{(y_j - E_x)^2}{2(E'_x)^2}} \quad (26)$$

$$\mathbf{D} = [d_{ri}]_{m_x \times n_1} \quad (27)$$

$$E_x = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} \sigma_{ri} d_{ri} \quad (28)$$

$$\sum_{i=1}^{n_1} \sigma_{ri} = 1 \quad (29)$$

$$E_n = \sqrt{\frac{\pi}{2}} \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} |d_{ri} - E_x| \quad (30)$$

$$H_e = \sqrt{S^2 - E_n^2} \quad (31)$$

其中, D 为归一化的指标评价矩阵; d_{ri} 为样本 r 第 i 个指标对个体的评价; σ_{ri} 为样本 r 第 i 个指标的权重系数; n_1 为指标数量; m_s 为样本个数; E_x 、 E_n 、 H_e 、 S 分别为期望、熵、超熵、标准差; E'_n 为以 E_n 为期望、以 H_e 为标准差的随机数; y_j ($j = 1, 2, \dots, K$) 为以 E_x 为期望、以 E'_n 的绝对值为标准差的随机数, K 为生成的云滴数量。

云模型利用期望 E_x 、熵 E_n 和超熵 H_e 这三个数值来表征云的数字特征(见图 3), 其中 E_x 能够代表样本量化后在数域空间最典型的定性概念点, E_n 能够反映数据信息的随机性与模糊性的关联度, H_e 能够反映数据信息不确定性的凝聚度。因此, 对样本数据信息进行云模型转换, 能够将样本数据的模糊性和随机性相融合, 使定性和定量相互映射, 能够为定性与定量相融合的信息提供分析研究方法。

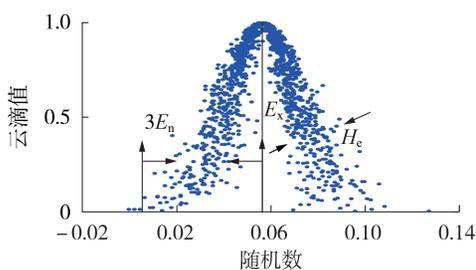


图 3 正态云图

Fig.3 Normal cloud chart

对于样本个体的优先等级划分, 文献[27]指出一般先依据 E_x 的大小进行排序, 若两者的 E_x 相同, 则 E_n 越小, 样本个体的稳定性越好, 排名越好; 若两者的 E_x 和 E_n 相同, 则 H_e 越小, 样本个体的随机性越小, 排名越好。因此, 本文依据排序规则对输电线路的重要度进行排序。

4 关键输电线路识别流程

输电系统关键输电线路的识别流程图见图 4, 具体计算步骤如下。

(1) 根据等相角线划分系统的相角分割区, 依据修改规定划分系统输电线路, 确定输电线路归属区。

(2) 设置 $N-1$ 断线故障, 根据式(13)—(19)计算评价潮流冲击分布均衡度的广义熵指数指标。

(3) 根据式(20)—(22)计算评估输电线路开断后对系统影响的余度指标。

(4) 根据式(25)确定输电线路的位置重要性。

(5) 根据式(26)计算云滴生成云图, 以云图的形式呈现输电线路的综合评估结果。依据文献[27]提

出的基于云模型对样本个体优先等级划分的准则, 输电线路重要性等级的划分可以从云图对称轴与横轴交点的位置直接判断得到。

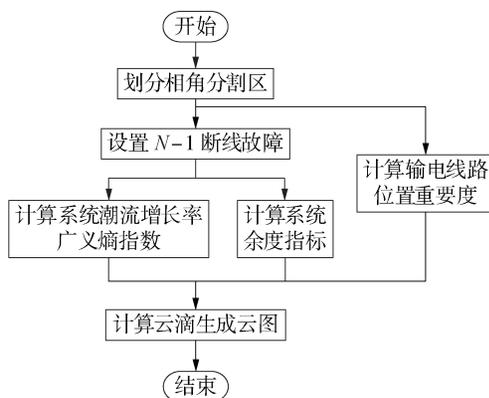


图 4 输电系统关键输电线路的识别流程图

Fig.4 Flowchart of identifying key transmission lines in transmission system

5 仿真分析

本文对 IEEE 30 节点系统和新英格兰 10 机 39 节点系统进行仿真, 软件工具为 MATLAB, 其中用到的工具箱为 Matpower 6.0。

(1) 以 IEEE 30 节点系统作为仿真分析对象, 其结构参见文献[2]。

a. 基于等相角理论, IEEE 30 节点系统的节点等相角线如图 5 所示, 依据本文对节点所属相角分割区的调整规则, 调整后的结果见图 6。

从图 5 中可以看出, 节点 30、27、13 与原相角分割区内的节点关联较小, 应按照本文规定进行调整。从图 6 可以看出, 修改后的结果更加贴近网络实际, 说明本文所提修改规则是正确的。

b. 依据本文定义的相角分割区, 系统输电线路的划分结果见表 1。

c. 单一指标下的仿真结果见表 2 和附录中图 A1, 其中表 2 仅列出了仿真结果排在前 10 的线路。

从表 2 和附录中图 A1 可以看出, 在不同的指标

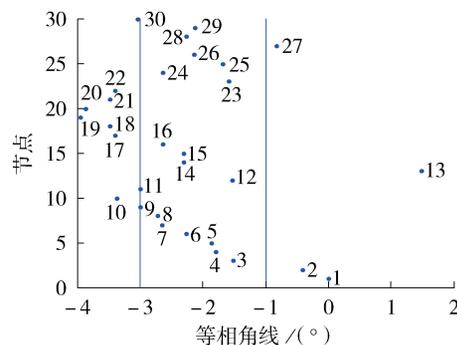


图 5 IEEE 30 节点系统修改前的等相角线

Fig.5 Equal phase angle lines of IEEE 30-bus system before modification

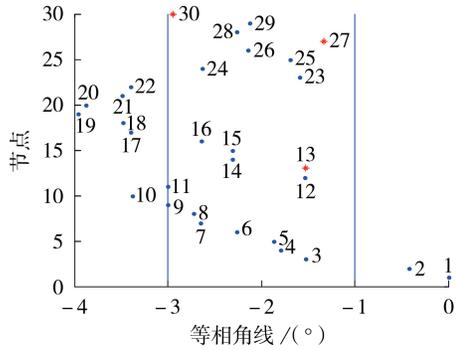


图6 IEEE 30节点系统修改后的等相角线

Fig.6 Equal phase angle lines of IEEE 30-bus system after modification

表1 系统输电线路的划分结果

Table 1 Division results of system transmission lines

相角分割区/(°)	线路编号
$[-1, 0]$	1, 2
$[-3, -1)$	3—13, 15—20, 22, 30—41
$[-4, -3)$	14, 21, 23—29

表2 单一指标下的仿真结果

Table 2 Simulative results under single index

序号	边的中心性		广义熵指数		余度指标	
	线路编号	指标值	线路编号	指标值	线路编号	指标值
1	12	0.0785	39	0.0522	17	0.0827
2	7	0.0622	40	0.0482	10	0.0736
3	6	0.0601	10	0.0463	6	0.0619
4	11	0.0561	38	0.0452	38	0.0558
5	41	0.0541	37	0.0446	39	0.0527
6	10	0.0495	28	0.0381	31	0.0406
7	9	0.0488	41	0.0347	24	0.0393
8	14	0.0394	9	0.0342	37	0.0385
9	28	0.0352	8	0.0341	20	0.0376
10	27	0.0319	5	0.0340	1	0.0353

下,线路重要性排序不同,且单一线路重要性评估指标不能完全表达线路的全部信息,如线路12、7、11、27在边的中心性指标下重要性较大,但在其他2个指标下这些线路的重要性不明显。线路40、8、5、17、39、31、20、1也出现了类似的现象,它们只是在某一指标下重要性比较突出,但在其他指标下重要性表现不明显。因此,上述结果说明了单一指标下评估线路的重要性不准确。

d. 基于云模型的输电线路重要性综合评估结果见表3、附录中图A2和图A3,其中表3仅列出了仿真结果排在前10的线路。

从表3、附录中图A2和图A3可以看出,本文方法识别所得的关键性输电线路存在以下特点:①端点连接于系统的关键节点;②线路的断开对具有共同端点的线路影响较大,甚至发生连锁故障。上述结果符合关键线路的定义和电力系统的实际状况,证明了本文所提方法的正确性。

e. 本文通过假设 $N-1$ 故障场景,对本文方法和

表3 基于云模型的输电线路排序结果

Table 3 Ranking results of transmission lines based on cloud model

序号	本文方法 线路编号	文献[2]方法	
		线路编号	综合重要性
1	10	5	0.267233
2	6	1	0.261981
3	17	2	0.207987
4	9	4	0.195171
5	38	6	0.131410
6	39	3	0.127275
7	12	9	0.086781
8	28	10	0.066454
9	7	26	0.032886
10	37	41	0.032864

文献[2]方法得到的前10条输电线路进行仿真,用于验证本文方法的准确性。其中,当系统正常运行时,系统发电机总输出有功功率为191.64 MW,输电线路总有功损耗为2.444 MW;当系统发生 $N-1$ 故障后,系统发电机总输出有功功率和输电线路总有功损耗结果见附录中表A1。

从附录中表A1可看出,当输电线路开断后,系统功率将会重新分配,系统发电机的输出功率和网损会随之变化。从这一点可看出,本文方法识别得到的关键输电线路的可信度比文献[2]方法要高。从表A1也可看出,当利用本文方法识别关键输电线路时,虽然有些线路开断后系统的功率变化较大,但其排序并没有靠前。这是因本文方法从线路位置、线路开断后潮流冲击分布的均衡度、系统对潮流冲击的抵抗能力3个方面评估线路的重要性,评估指标较为全面。对数据采用云模型转换,提高数据的模糊性、随机性的同时,也提高了评估结果的准确性。

(2)为了增加本文方法的可信性,又对新英格兰10机39节点系统进行仿真,其拓扑结构参见文献[8],仿真结果见附录中图A4,仿真结果排在前10的输电线路见表4。

表4 关键输电线路的识别结果

Table 4 Identification results of key transmission lines

序号	线路编号		
	本文方法	文献[8]方法	文献[28]方法
1	27	26	27
2	42	25	26
3	46	27	30
4	25	31	25
5	30	24	31
6	3	42	24
7	26	4	42
8	41	30	41
9	24	7	3
10	31	3	46

由表4可见,本文方法识别所得前10的输电线路包含文献[8]方法识别所得的8条输电线路,与文

献[28]方法识别所得的前10条输电线路相同。本文方法识别所得前10的输电线路与文献[28]方法所得结果的排序不同,这主要是因为评估指标的偏重度不同。当对输电线路7、4进行 $N-1$ 故障假设时,这2条输电线路开断对系统的影响较小,因此判断其不是关键输电线路。综上,本文所提方法是正确的。

6 结论

在事故发生前识别电网关键输电线路,并对其实施重点保护,有利于对电网灾难事故的预防,提高电力系统的安全性。为了能更加贴近电网实际,本文考虑支路开断后潮流冲击分布的不均衡度和潮流冲击大小对系统的影响,及从网络拓扑结构的角度分析输电线路的重要性,从多个角度研究与分析输电线路的重要性,并给出一种识别关键输电线路的方法。首先,基于等相角线理论定义相角分割区,依据电气距离对节点所属区域进行修改,并对系统输电线路进行分区,依据广义熵指数理论,定义衡量系统潮流分布不均衡度的潮流增长率广义熵指数指标。然后,通过分析网络拓扑,定义评估输电线路位置重要性的Katz-Bonacich中心性指标,并依据线路开断后潮流冲击对系统的运行状态的影响,定义评估系统对潮流冲击抵抗能力的余度指标。最后,基于云模型对评估数据进行转换,提高评估数据的随机性、模糊性,使分析结果更准确。并以云图的形式展现输电线路重要性的综合评估结果,使评估结果可视化从而提高了直观性,有利于工作人员的分析与研究。通过对IEEE 30节点系统、新英格兰10机39节点系统进行仿真,验证了本文所提方法的正确性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] ANDERSSON G, DONALEK P, FARMER R, et al. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1922-1928.
- [2] 张弘历, 李华强, 杨植雅, 等. 基于潮流增长率泰尔熵的脆弱支路辨识[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2340-2346.
ZHANG Hongli, LI Huaqiang, YANG Zhiya, et al. Identification of vulnerable line based on the Theil entropy of flow growth rate[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2340-2346.
- [3] 徐岩, 鄧静. 多支路同时断开时潮流转移危险线路快速搜索[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(4): 36-42.
XU Yan, ZHI Jing. Fast search of dangerous lines in power flow transferring resulting from simultaneous multi-branch removal[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(4): 36-42.
- [4] 程临燕, 张保会, 郝治国, 等. 基于线路功率组成的关键输电断面快速搜索[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 50-56.
CHENG Linyan, ZHANG Baohui, HAO Zhiguo, et al. Fast search for key transmission section based on power component of line[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 50-56.
- [5] KOÇ Y, WARNIER M, KOUIJ R E, et al. Structural vulnerability assessment of electric power grids[J]. Computer Science, 2014, 43(3): 386-391.
- [6] 周彦衡, 吴俊勇, 陈启超, 等. 基于克鲁斯卡尔算法的电力系统结构脆弱性评估[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3172-3177.
ZHOU Yanheng, WU Junyong, CHEN Qichao, et al. Kruskal algorithm based assessment on power system structural vulnerability[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 3172-3177.
- [7] 王涛, 高成彬, 顾雪平, 等. 基于功率系数的电网关键环节辨识[J]. 电网技术, 2014, 38(7): 1907-1913.
WANG Tao, GAO Chengbin, GU Xueping, et al. Power betweenness based identification of power grid critical links[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1907-1913.
- [8] 徐林, 王秀丽, 王锡凡. 电气介数及其在电力系统关键线路识别中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(1): 33-39.
XU Lin, WANG Xiuli, WANG Xifan. Electric betweenness and its application in vulnerable line identification in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(1): 33-39.
- [9] CRUCITTI P, LATORA V, MARCHIORI M. Model for cascading failures in complex networks[J]. Physical Review E-Statistical, Nonlinear and Soft Matter Physics, 2004, 69(4): 045104.
- [10] WANG Z Y, CHEN G, HILL D J, et al. A power flow based model for the analysis of vulnerability in power networks[J]. Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications, 2016, 460: 105-115.
- [11] 王涛, 李渝, 顾雪平, 等. 电网关键线路序元搜索方法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(2): 153-162.
WANG Tao, LI Yu, GU Xueping, et al. Study of grid's key line sequence search method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(2): 153-162.
- [12] 刘文颖, 蔡万通, 张宁, 等. 基于联合加权熵的电网自组织临界状态演化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1363-1370.
LIU Wenyong, CAI Wantong, ZHANG Ning, et al. Evolution of self-organizing of grid critical state based on united weighted entropy theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1363-1370.
- [13] 李勇, 刘俊勇, 刘晓宇, 等. 基于潮流熵测度的连锁故障脆弱线路评估及其在四川主干电网中的应用[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(10): 40-46.
LI Yong, LIU Junyong, LIU Xiaoyu, et al. Vulnerability assessment based on power flow entropy for lines in cascading failures and its application in Sichuan backbone power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(10): 40-46.
- [14] 丁明, 过羿, 张晶晶. 基于效用风险熵的复杂电网连锁故障脆弱性辨识[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 52-57.
DING Ming, GUO Yi, ZHANG Jingjing. Vulnerability identification for cascading failures of complex power grid based on effect risk entropy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 52-57.
- [15] 周德才, 张保会, 姚峰, 等. 基于图论的输电断面快速搜索[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(12): 32-38.
ZHOU Decai, ZHANG Baohui, YAO Feng, et al. Fast search for transmission section based on graph theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(12): 32-38.
- [16] 王康, 唐陇军, 秦康平. 利用等相角线的电网潮流转移分析与潮流控制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(14): 117-122.
WANG Kang, TANG Longjun, QIN Kangping. Power flow transfer analysis and power flow control using equal-phase line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14): 117-122.
- [17] 郝秀宁. 2001年后义务教育财政体制改革对县域间教育财政支出差异的影响[D]. 南京: 南京财经大学, 2013.
HAO Xiuning. The impact of reforms of educational fiscal institution after 2001 on inter-county educational spending disparity in China[D]. Nanjing: Nanjing University of Finance & Economics, 2013.

- [18] 李欢,彭燕,汪甜甜,等. 近十年中国特殊教育均衡发展实证分析:基于广义熵指数的测度与分解[J]. 教育学报,2017,13(4):89-97.
LI Huan,PENG Yan,WANG Tiantian,et al. An empirical analysis of the equilibrium development of special education in China during the past decade:based on the measuring and decomposing of generalized entropy index[J]. Journal of Educational Studies,2017,13(4):89-97.
- [19] 曹一家,张宇栋,林辉,等. 基于同配性的电力系统自组织临界性识别[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):6-11,18.
CAO Yijia,ZHANG Yudong,LIN Hui,et al. Power system self-organized criticality recognition based on assortativity[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(7):6-11,18.
- [20] 王臻,杨敏. 核范数随机矩阵求解新方法及其RPCA应用[J]. 计算机技术与发展,2017,27(12):71-76.
WANG Zhen,YANG Min. A new method for solving nuclear norm with random matrix and its application in robust principal component analysis[J]. Computer Technology and Development,2017,27(12):71-76.
- [21] 李拓晨,侯磊,李永立. 一种基于网络整体影响力的节点重要性评估方法[J]. 情报学报,2015,34(11):1143-1151.
LI Tuochen,HOU Lei,LI Yongli. Evaluation method for node importance based on the whole network prestige[J]. Journal of the China Society for Scientific and Technical Information,2015,34(11):1143-1151.
- [22] 李奎,李晓倍,郑淑梅,等. 基于BP神经网络的交流接触器剩余电寿命预测[J]. 电工技术学报,2017,32(15):120-127.
LI Kui,LI Xiaobei,ZHENG Shumei,et al. Residual electrical life prediction for AC contactor based on BP neural network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(15):120-127.
- [23] 麻秀范,王皓,李颖,等. 基于变权Voronoi图和混合粒子群算法的电动汽车充电站规划[J]. 电工技术学报,2017,32(19):160-169.
MA Xiufan,WANG Hao,LI Ying,et al. Optimal planning of charging stations for electric vehicle based on weight-changed Voronoi diagram and hybrid particle swarm optimization algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(19):160-169.
- [24] 舒隽,关睿,韩冰. 工业大用户分时电价优化方法[J]. 电工技术学报,2018,33(7):1552-1559.
SHU Jun,GUAN Rui,HAN Bing. Method of optimal time-of-use price for large industrial customers[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(7):1552-1559.
- [25] 高阳阳,余敏建,王子博琳. 基于云模型和改进熵权的空战多目标威胁等级评估[J]. 火力与指挥控制,2018,43(9):35-39.
GAO Yangyang,YU Minjian,WANG Zibolin. Target threat assessment technology for UAV air combat based on cloud model and improved entropy weight[J]. Fire Control & Command Control,2018,43(9):35-39.
- [26] GAO Y. An optimization algorithm based on cloud model [C]//2009 International Conference on Computational Intelligence and Security. Beijing,China:IEEE,2009:1-6.
- [27] 沈进昌,杜树新,罗祎,等. 基于云模型的模糊综合评价方法及应用[J]. 模糊系统与数学,2012,26(6):115-123.
SHEN Jinchang,DU Shuxin,LUO Yi,et al. Method and application research on fuzzy comprehensive evaluation based on cloud model[J]. Fuzzy Systems and Mathematics,2012,26(6):115-123.
- [28] 靳保源. 电力系统关键节点及关键线路识别研究[D]. 北京:华北电力大学,2018.
JIN Baoyuan. Research on the recognition of the critical nodes and critical lines in power systems[D]. Beijing:North China Electric Power University,2018.

作者简介:



康忠健

康忠健(1971—),男,四川安岳人,教授,博士,研究方向为故障诊断与智能信息处理、控制理论与应用(E-mail:kangzjzh@163.com);

李昌超(1987—),男,山东枣庄人,博士研究生,通信作者,主要研究方向为电力系统电压稳定分析与控制、控制理论与应用(E-mail:404602245@qq.com)。

(编辑 陆丹)

Identification method of key transmission lines in power system

KANG Zhongjian,LI Changchao,YU Hongguo,ZHENG Shichao,RI Kihong

(College of Control Science and Engineering,China University of Petroleum,Qingdao 266580,China)

Abstract: The identification of key transmission lines is helpful to prevent power grid disasters and improve the safety and stability of power system. An identification method of key transmission lines in power system is presented by evaluating the impact of power flow after branch outage. Firstly, the phase angle segmentation area is defined based on the theory of equal phase angle line, and the transmission lines are partitioned according to the phase angle segmentation area and electrical distance. Based on the generalized entropy index theory, the generalized entropy index of power flow growth rate is defined to evaluate the distribution equilibrium degree of power flow impact after branch outage. Then, from the perspective of network topology structure, the Katz-Bonacich centrality index of the edge is defined to evaluate the importance of transmission line location, and the redundancy index is also defined to evaluate the system's resistance ability to power flow impact. Finally, based on the principle of cloud model, the evaluation indexes are transformed into cloud model, and the evaluation results are presented in the form of cloud map. The IEEE 30-bus system and New England 10-machine 39-bus system are simulated, and the results verify the correctness of the proposed method.

Key words: electric power systems; transmission lines; generalized entropy index; phase angle segmentation areas; Katz-Bonacich centrality; load rate

附录

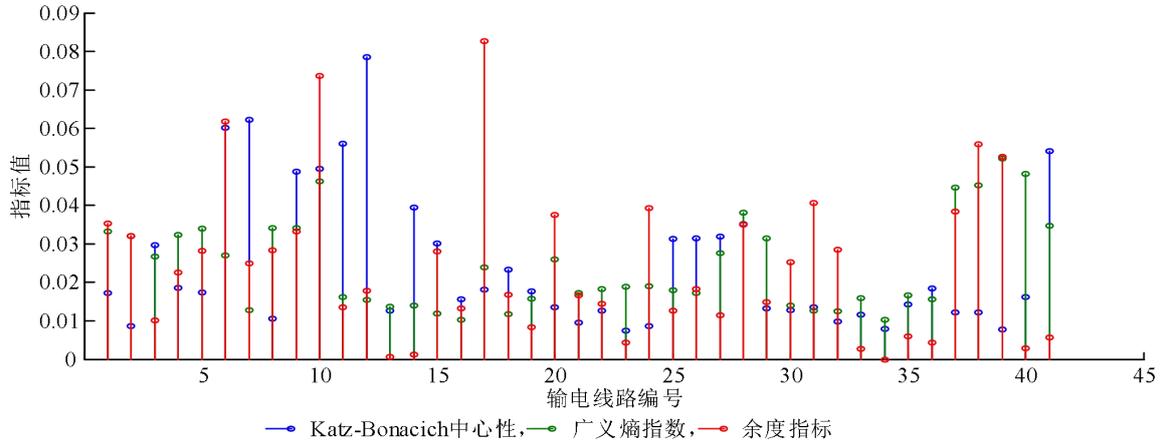


Fig.A1 Simulative results of different indicators

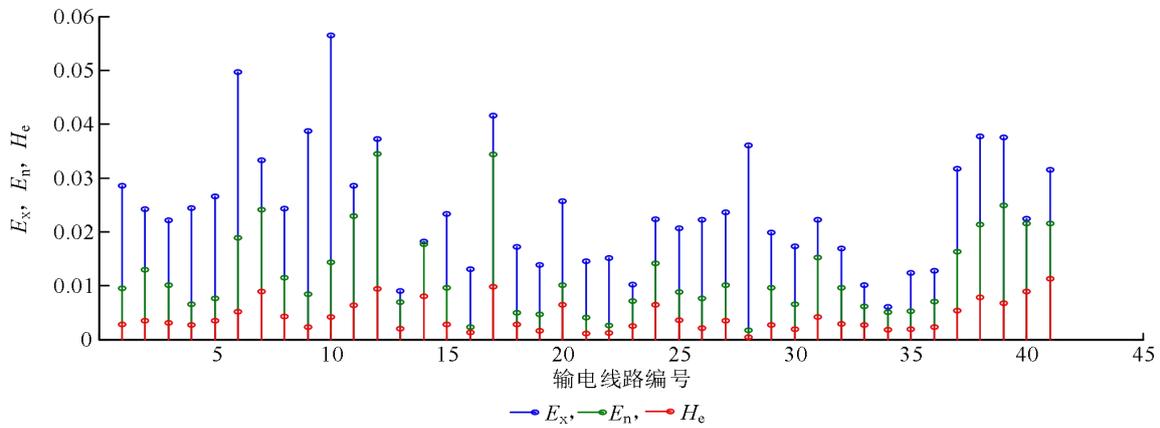


Fig.A2 Simulative results of E_x, E_n and H_e

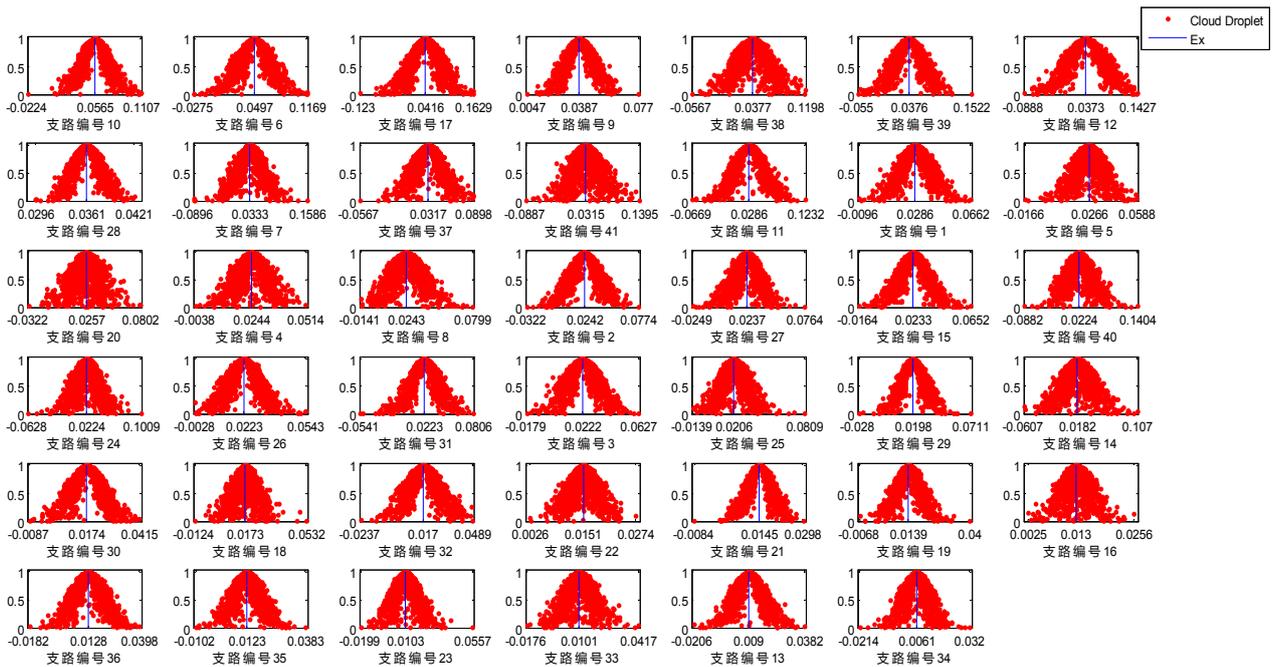
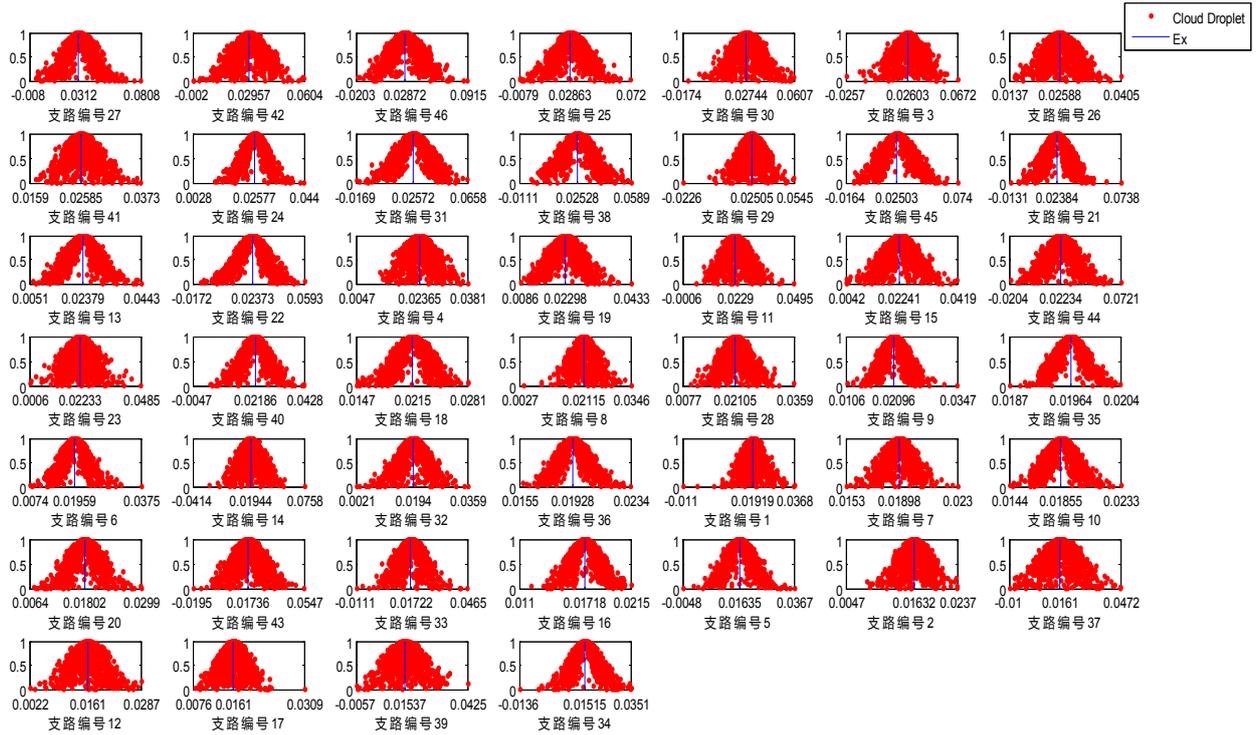


Fig.A3 Simulative results of comprehensive index

表A1 N-1故障后系统的仿真结果

Table A1 Simulative results of system after N-1 fault

序号	本文方法			文献[2]方法		
	线路编号	发电机总输出有功/MW	总有功损耗/MW	线路编号	发电机总输出有功/MW	总有功损耗/MW
1	10	193.14	3.941	5	192.04	2.840
2	6	192.06	2.864	1	191.73	2.528
3	17	191.80	2.599	2	192.03	2.831
4	9	191.84	2.644	4	191.93	2.728
5	38	192.15	2.946	6	192.06	2.864
6	39	191.77	2.575	3	191.88	2.676
7	12	191.70	2.496	9	191.84	2.644
8	28	191.69	2.495	10	193.14	3.941
9	7	192.18	2.978	26	191.74	2.539
10	37	192.02	2.822	41	191.67	2.467



图A4 输电线路重要性仿真结果

Fig.A4 Simulative results of transmission line importance