

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190582

基于异质元胞自动机的互联电网连锁故障控制措施

于群, 王琪, 曹娜

(山东科技大学电气与自动化工程学院, 山东 青岛 266590)

摘要: 为减少互联电网停电事故的规模及频率, 提出了一种基于异质元胞自动机的互联电网连锁故障控制措施。首先, 依据互联电网由多个不同特性的区域电网构成这一实际, 并考虑区域电网间相互影响, 建立了异质元胞自动机的互联电网连锁故障模型。其次, 考虑各区域电网特性和不同故障阶段区域间的协调关系, 提出了一种多区域多阶段线路潮流控制措施。最后, 以 IEEE118 节点系统作为仿真案例, 采用异质元胞自动机模型进行停电事故仿真, 分别从幂律分布和故障时间序列两个方面验证了控制措施的有效性。并与其他控制措施比较, 展示了其所具有的优越性。仿真结果表明: 调度人员根据各区域电网运行情况, 合理选择区域间的支援系数, 可有效降低各区域电网大停电风险。

关键词: 互联电网; 连锁故障; 异质元胞自动机; 控制措施; 停电风险

A control measure for interconnection power grid cascading failure based on heterogeneous cellular automata

YU Qun, WANG Qi, CAO Na

(College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China)

Abstract: To reduce the scale and frequency of blackouts in interconnected power grid, a control measure for interconnection power grid cascading failure based on heterogeneous cellular automata is proposed. Firstly, according to the fact that the interconnected power grid is composed of multiple regional power grids with different characteristics, and considering the interactions among regional power grids, the interconnection grid cascading failure model based on heterogeneous cellular automata is constructed. Then, considering the characteristics of each regional power grid and the interregional coordination relationship in different fault stages, a power flow control measure is proposed. Finally, taking IEEE118 node system as simulation case, the heterogeneous cellular automaton model is used to simulate the power failure. The effectiveness of the control measure is verified from the power law distribution and fault time series respectively, then its superiority is demonstrated by comparing it with other control measures. The simulation results show that the dispatcher can effectively reduce the blackout risk of regional power grids by reasonably selecting the interregional support coefficient according to the operation conditions of regional power grids.

This work is supported by the Science and Technology Project of 2018 State Grid Corporation of China (No. XTB 17201800166) "Multi-Sand Pile Theory of Interconnection Power Grid Blackouts Early Warning Technology and System Development".

Key words: interconnected power grid; cascading failure; heterogeneous cellular automata; control measures; blackout risk

0 引言

随着我国特高压交直流及全国电网互联工程的

快速推进, 电网从独立区域电网逐步向大规模互联电网发展, 在提高能源利用率的同时, 却增加了连锁故障的风险^[1]。研究大停电事故机理可知, 大部分停电事故均由连锁故障造成, 即局部电网元件故障波及到与之互联的区域电网, 导致其他区域元件发生故障^[2], 如巴西 3·21 停电事故、巴西 9·13 停电事故和印度 7·30 停电事故等^[3-5]。因此, 如何有效

基金项目: 国家电网公司 2018 年科技项目资助 (XTB 17201800166) “基于多沙堆理论的互联电网停电事故预警技术及系统研发”

防止连锁故障的扩散,在确保互联电网稳定运行方面具有重要的作用。

迄今为止,学者在连锁故障控制措施的相关研究上做了大量工作。文献[6]从连锁故障预防、阻断传播路径和故障传播量三个角度分别提出一种适用于沙堆模型的控制措施。文献[7]综合考虑控制措施的使用时刻、位置及调整量三个因素,提出一种基于模糊元胞自动机的电网控制措施。文献[8]综合考虑多种因素对连锁故障的影响,结合博弈论,提出一种多阶段动态博弈防御模型。文献[9]考虑后备保护与安全自动装置之间的相互配合,提出了一种可以快速辨识危险线路的后备保护控制措施。文献[10]全面考虑线路潮流、节点电压多个状态信息,并结合对策理论,建立了不完全信息的连锁故障防御模型。

但以上连锁故障模型未考虑区域电网间相互作用,不能准确地模拟互联电网连锁故障过程。此外,目前的控制措施都是建立在以区域电网作为研究对象的基础上,忽略了各区域控制方式的差异性和电网间的协调性,因此不能完全适用于互联电网连锁故障。

基于上述分析,本文依据互联电网的实际情况,建立了基于异质元胞自动机的互联电网连锁故障模型,并根据各区域特性和不同连锁故障阶段中区域间协调关系,选择相应的控制措施。对 IEEE118 节点系统进行停电事故仿真,从各区域幂律分布和故障时间序列两个方面验证了控制措施的有效性。以 VaR 和 CvaR 为区域电网停电风险评价指标,通过算例展示了控制措施的优越性。

1 异质元胞自动机连锁故障模型

1.1 异质元胞自动机

为考虑区域间的相互作用及区域的异质性,在元胞自动机(CA)基础上^[11],构建了异质元胞自动机(HCA)连锁故障模型。此模型可表示为

$$\begin{cases} \text{HCA} = (\sum_{h=1}^M \text{CA}_h, Q, N, F) \\ \text{CA}_h = (c, s, w, f) \quad h=1,2,\dots,M \end{cases} \quad (1)$$

式中: M 为元胞自动机个数(即区域电网的个数); Q 为元胞自动机的运行状态; N 为跨区域邻居集合; F 为元胞自动机之间的传递规则; c 为元胞集合; s 为元胞状态; w 为相邻邻居集合; f 为元胞自动机内部传递规则。

如图 1 所示,元胞代表各区域电网中各个元件,区域内元胞由普通元胞和联络元胞(处于联络位置)构成。在仿真中,将元胞状态分为正常状态和故障状态,区域中各元胞的整体运行状态共同决定了元

胞自动机的状态。为考虑元胞自动机之间的故障传递关系,改进传统 CA 的邻域空间^[12],引入异质元胞邻居,扩展元胞邻域。对邻域的故障传递规则是模型的核心,主要分为元胞自动机内部故障传递规则和元胞自动机间故障传递规则。

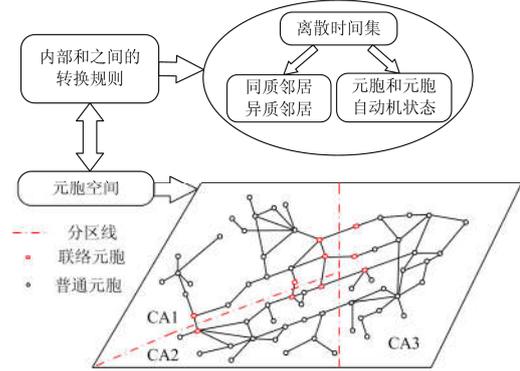


图 1 异质元胞自动机

Fig. 1 Heterogeneous cellular automata

1.2 模型的基本元素

1.2.1 元胞状态

本文中元胞状态的转变取决于元胞的停运概率,结合实际电网情况,元胞的停运概率受负载率、运行时间及外界环境三个因素的影响。

由于元胞的停运概率随着其运行情况的变化而改变,为描述各区域电网的差异性,结合上述三个因素,分别计算各区域元胞的停运概率。

(1) 负载率

文献[13]指出元胞停运概率随着负载率的变化而变化。在本文中,采用基于负载率的停运概率模型,如图 2 所示。

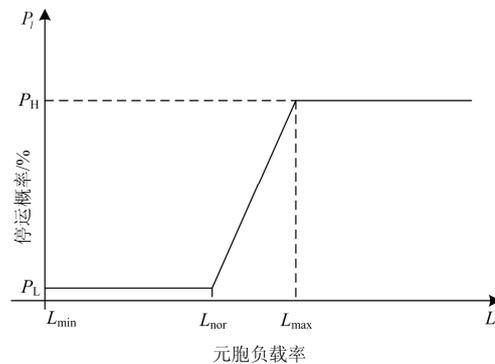


图 2 负载率停运概率模型

Fig. 2 Failure probability model based on load rate

(2) 元胞老化程度

根据电网实际情况可知,处于不同运行期的元胞对应着不同的停运概率。在本文中,选用文献[14]的老化停运概率模型。

$$P_d = \begin{cases} \frac{0.5}{11600} \left(\frac{T}{11600}\right)^{-0.5}, & 0 \leq T \leq 2900 \\ 8.62 \times 10^{-5}, & 2900 < T \leq 7307 \\ \frac{4}{11600} \left(\frac{T}{11600}\right)^3, & T > 7307 \end{cases} \quad (2)$$

式中： P_d 为不同老化程度下的停运概率； T 为元件运行天数。

(3) 外界环境

由于电网元件运行在室外环境，其停运概率与外界环境有关。本文采用文献[15]的两状态天气模型计算元件在外界环境下的停运概率。

$$\lambda_{hw} = \begin{cases} \lambda_p \frac{N+S}{N} (1-F), & w_h = 0 \\ \lambda_p \frac{N+S}{S} F, & w_h = 1 \end{cases} \quad (3)$$

式中： λ_{hw} 为 h 区域中元件的停运概率； λ_p 为元件的故障率平均值； w_h 为区域 h 所处的天气情况， $w_h = 0$ 表示处于正常天气， $w_h = 1$ 表示处于恶劣天气。

若 t 时间内天气状况不变，元胞停运概率可表示为

$$P_a = 1 - e^{-\lambda_{hw}t} \quad (4)$$

式中， P_a 为不同外界环境下的停运概率。

上述各个情况下的停运概率独立，运用概率论中并集理论，分别求出各元胞在不同情况下所对应的停运概率^[16]，如式(5)。

$$P = 1 - (1 - P_l)(1 - P_d)(1 - P_a) \quad (5)$$

式中： P 为综合停运概率； P_l 为不同负载率下的停运概率。

根据各元胞自动机的实际运行情况，分别求出各元胞自动机中元胞对应的 P ，元胞的状态转换由 P 决定。结合非序贯蒙特卡洛法，假设每条线路在 $[0,1]$ 区间产生一个随机数，若随机数大于 P ，则元胞由正常状态转换成故障状态，即元胞发生破裂，否则状态不变。

1.2.2 元胞邻居

根据互联电网的故障传播机理，区域内元件故障后，在影响相邻元件的同时也会影响相邻区域的元件^[17]。为更好地表现互联电网中元件间的相互作用，分别从复杂网络理论和电气特性两方面定义了元胞邻居。

(1) 同质邻居

从网架结构上，将与元胞直接相邻的元胞作为同质邻居，表示区域内部元件间的相互作用关系。

(2) 异质邻居

相关研究表明，元件的相互作用具有多种表现形式，不仅会影响相邻元件，同时也会影响与之未直接连接的元件^[18]。因此，将异质邻居定义为与破裂元胞不处于相同区域且在电气空间相邻的元胞(即电气距离近)。

$$\begin{cases} hi = \left\{ \bigcup_{j=1}^{hs} h_j \mid 0.9 \leq \frac{A_{h_j}^i}{\max(A_{h_j}^i)} \leq 1 \right\} \\ N_i = \bigcup_{h=1, h \neq r_i}^M hi \end{cases} \quad (6)$$

式中： hi 为元胞 i 在第 h 个元胞自动机中的异质邻居； hs 为第 h 个元胞自动机中元胞的个数； $A_{h_j}^i$ 为元胞 i 与第 h 个元胞自动机中元胞 j 的电气距离； N_i 为元胞 i 的异质邻居集合； r_i 为元胞 i 所处的元胞自动机。

在本文中，用 Z_{ij} 表示元胞 i 与元胞 j 之间的电气距离^[19]。

$$Z_{ij} = 1 / |Y_{ij}| \quad (7)$$

式中， Y_{ij} 为元胞 i 与元胞 j 之间的导纳值。

1.2.3 元胞自动机的状态

如图3所示，参照文献[20-21]中的分区原则对

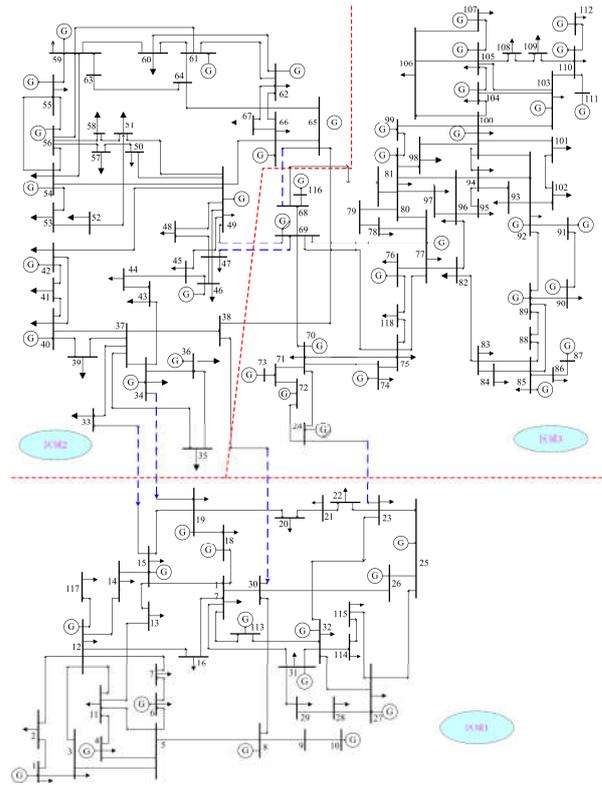


图3 IEEE118节点系统分区拓扑图

Fig. 3 Partition topology diagram of IEEE118 node system

IEEE118 互联电网进行分区, 互联电网由各区域经蓝色的联络线连接而成。根据各区域网架结构和特性, 分别建立与各区域对应的元胞自动机模型。

为更精确地描述电网状态, 参照《电网安全稳定控制技术导则》^[22]中电网状态的划分标准并用文献^[23]提出的整体性指标表示各区域状态, 结合模糊理论, 将状态模糊化。

由于各个元胞自动机结构和规模的差异性, 各元胞自动机在不同状态下的指标数值也不同, 借鉴文献^[24]的方法, 将模糊控制器设置为单输入单输出, 将整体性指标数值作为输入, 元胞自动机的状态作为输出, 分别对各元胞自动机进行多次仿真, 结合仿真结果, 得到整体性指标数值如表 1 所示。

表 1 各区域不同状态下的整体性指标

Table 1 Overall standard indicator in different conditions

区域	状态		
	正常	紧急	极端紧急
区域 1	[0,0.13]	(0.13,0.23]	(0.23,∞]
区域 2	[0,0.08]	(0.08,0.19]	(0.19,∞]
区域 3	[0,0.25]	(0.25,0.4]	(0.4,∞)

1.2.4 故障传递规则

文献^[25]定义了元胞自动机内部的相互作用, 即元胞破裂后, 减少其相邻元胞的容量极限。为描述区域间的相互影响, 当元胞发生破裂后, 也会减少异质邻居的容量极限。在本文中, 定义故障传递规则为以下两种。

规则 1: 元胞破裂后, 减少同质邻居的容量极限 $w\%$ 。根据文献^[25-27]中参数设置, 设定 w 为 5。

规则 2: 普通元胞破裂后, 减少异质邻居的容量极限 $q\%$ 。根据实际电网运行情况可知, 区域电网间相互作用程度受电网状态影响, 即电网状态越紧急, 区域间相互影响越大; 相反, 影响越小。为准确地表示区域电网间相互作用规则, 结合模糊理论, 建立区域间故障传递规则。采用文献^[24]的方法, 将区域电网间传递规则的模糊控制器设置为双输入单输出, 以两个元胞自动机的状态作为输入, 输出为破裂元胞对异质邻居的故障传递值。通过大量仿真, 结合多次仿真结果, 确定 q 所对应的数值, 如表 2 所示。

2 多区域多阶段潮流控制措施

多区域多阶段潮流控制措施是指根据各区域电网特性和连锁故障不同阶段区域间的协调关系选择相应的控制措施。

表 2 元胞自动机间的故障传递规则

Table 2 Fault transfer rules between cellular automata

元胞机状态	元胞机状态		
	正常	紧急	极端紧急
正常	0	1	2.5
紧急	1	2	3
极端紧急	2.5	3	4

分析图 3 中 IEEE118 节点系统可知, 区域电网 1, 区域负荷为 963 MW, 冗余量为 1 613 MW; 区域电网 2, 区域负荷为 1 486 MW, 冗余量为 1 283 MW; 区域电网 3, 区域负荷为 1 793 MW, 冗余量为 2 828 MW。

其中, 区域 1 和区域 3 的冗余量大, 具有一定的发电机调节能力, 而区域 2 的冗余量小, 此区域发电机调节能力弱^[28-29]。

2.1 各区域控制方式

为不切除负荷, 本文采用调节发电机有功功率^[30]和负荷转移的方式控制线路潮流。根据各区域的实际运行情况, 分别选取各区域的控制方式: 在区域 2 中, 由于发电机调节能力有限, 选取将负荷转移到相邻站点的方式作为区域 2 控制线路潮流的方式, 而区域 1 和区域 3 发电机调节能力充足, 选取调节发电机有功功率作为区域 1 和区域 3 的控制方式, 如表 3 所示。

表 3 各区域控制方式

Table 3 Control method for each regional power grid

区域	控制方式
区域 1	调节发电机
区域 2	负荷转移
区域 3	调节发电机

2.2 线路潮流控制措施

相关研究表明, 停电事故的过程可分为三个阶段: 起始阶段、扩大阶段和崩溃阶段。从停电事故的过程来看, 一般从起始阶段和扩大阶段采取控制措施控制大停电事故发生^[31]。由于停电事故各阶段的不同, 分别从预防和校正两个阶段采取相应控制措施。预防控制措施主要目的为降低重载线路潮流, 平均整体区域潮流, 保证系统安全; 过载校正措施通过调整节点的有功功率, 消除线路过载, 同时保证不出现新的过载线路。

在本文中, 定义负载率在 $[0.85, 0.9]$ 为接近重载线路(J), 负载率在 $(0.9, 1)$ 为重载线路(U), 负载率大于 1 为过载线路(G)。

2.2.1 调节发电机有功功率

安全控制措施主要目的是消除线路的越限值,

在预防控制措施中, 为保证在降低重载线路潮流的过程中不会出现新的重载线路, 将节点 i 对 J 线路和 U 线路的控制作用作为节点 i 对其的综合灵敏度。

$$f_{k-i} = \sum_{k \in J, U} l_k b_{k-i} \quad (8)$$

式中: l_k 为第 k 条线路的负载率; b_{k-i} 为第 i 个节点对第 k 条线路的灵敏度。

在过载校正措施中, 为降低过载线路潮流的同时保证不出现新的过载线路, 类比预防控制措施, 定义节点 i 的综合灵敏度为

$$f_{k-i} = \sum_{k \in U, G} l_k b_{k-i} \quad (9)$$

(1) 控制节点选择

根据反向配对调整法, 选取 f_{k-i} 中数值最大的正数为减少发电机功率点 i , 并选取 f_{k-i} 中绝对值最大的负数为增加发电机功率点 j 。其中, 为保证区域功率平衡, 区域内节点减少功率和节点增加功率的数值相同^[32]。

(2) 功率调整量的确定

选择功率调整量需综合考虑消除越限量所需功率调整量和功率限制量。

① 功率调整量

节点 i 和 j 对线路 m 的功率灵敏度为

$$\eta_{m-(i-j)} = b_{m-i} - b_{m-j} \quad (10)$$

式中, $\eta_{m-(i-j)} < 0$ 表明控制 i 和 j 会增加线路 m 潮流; $\eta_{m-(i-j)} > 0$ 表示控制 i 和 j 会使线路 m 潮流减少。

预防控制措施中, 从 U 线路中任意选取一条线路 m , 使此重载线路潮流处于正常状态需调节发电机功率为

$$\Delta P_{m-(i-j)} = (P_m - 0.9 \times P_{m\max}) / \eta_{m-(i-j)} \quad m \in U \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{m-(i-j)}$ 表示控制节点组为消除线路 m 越限量所需的调节量; P_m 为线路 m 流过的功率; $P_{m\max}$ 为功率极限值。

在过载校正措施中, 从 G 线路中任意选取一条线路 m , 消除此线路越限量所需的调节量为

$$\Delta P_{m-(i-j)} = (P_m - P_{m\max}) / \eta_{m-(i-j)} \quad m \in G \quad (12)$$

综上所述, 功率调整量可表示为

$$\Delta P_{C1} = \max \{ \Delta P_{m-(i-j)} \mid m \in C1 \} \quad (13)$$

采取预防控制措施, $C1=U$; 采取过载校正措施, $C1=G$ 。

② 功率限制量

由上述分析可知, 当 $\eta_{m-(i-j)} < 0$ 时, 调节节点可能会导致其他线路潮流越限。在预防控制措施中, 为防止正常运行和接近重载线路 ($Z1$ 集合) 中任意线路 n 越限, 需限制调节量为

$$\Delta P_{n-(i-j)} = (P_n - 0.9 \times P_{n\max}) / \eta_{n-(i-j)} \quad n \in Z1 \quad (14)$$

同理, 在过载校正措施中, 为防止正常线路、接近重载线路和重载线路集合 ($Z2$ 集合) 中任意线路 n 越限, 此时限制量为

$$\Delta P_{n-(i-j)} = (P_n - P_{n\max}) / \eta_{n-(i-j)} \quad n \in Z2 \quad (15)$$

综上所述, 功率限制量可表示为

$$\Delta P_{C2} = \min \{ \Delta P_{n-(i-j)} \mid n \in C2 \} \quad (16)$$

在预防控制措施中, $C2=Z1$; 在过载校正措施中, $C2=Z2$ 。

同时, 控制节点组 $i-j$ 的调整量受到节点 i 和节点 j 的可调节量的限制, 即

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_i \leq P_{if\max} \\ 0 \leq \Delta P_j \leq P_{jf\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{jf\max}$ 为节点 j 的最大可调节量; $P_{if\max}$ 为节点 i 的最大可调节量。

③ 最终控制量

控制节点组 $i-j$ 的最终控制量为

$$\Delta P_{i-j} = \min \{ \Delta P_{C1}, \Delta P_{C2}, \Delta P_i, \Delta P_j \} \quad (18)$$

2.2.2 负荷转移控制措施

将负荷从灵敏度较大的节点转移到灵敏度较小的节点, 并降低越限支路潮流的过程称为负荷转移过程。

(1) 负荷转移点的选择

定义节点 i 综合灵敏度 Z_{si} 为

$$Z_{si} = \sum_{a \in R_1} H_{ai} - \sum_{b \in R_2} H_{bi} \quad (19)$$

式中: H_{ai} 、 H_{bi} 为节点 i 对线路 a 和 b 潮流的灵敏度; R_1 为负载率与区域内线路平均负载率差值为正数的线路; R_2 为负载率与区域内线路平均负载率差值为零或者负数的线路。

在本文中, 定义综合灵敏度与区域内综合灵敏度平均值的差值为负数的节点为增负荷节点 i , 相反, 为减负荷节点 j , 并假设负荷只能在同一区域内转移, 区域间不可转移^[33]。

(2) 负荷转移量的确定

根据反向等量配对方法, 增负荷节点 i 和减负荷节点 j 的数值相同, 防止其他正常线路过载, 需要限制 i 和 j 的调整量。

① 消除越限量所需转移量

选取越限线路集合 $C1$ 中任一条越限线路 m , 设线路 m 功率为 P_m , 线路越限量为 ΔP_m , 消除此线路越限量所需调节量 $\Delta P_{m-(i-j)}$ 为

$$H_{mi} \Delta P_{m-(i-j)} - H_{mj} \Delta P_{m-(i-j)} = \Delta P_m \quad m \in C1 \quad (20)$$

式中, H_{mi} 、 H_{mj} 为线路 m 分别对节点 i 和 j 负荷的灵敏度。

为消除越限线路集合 $C1$ 中所有线路的越限量,控制节点组 $i-j$ 需要调整的控制量为

$$\Delta P_{C1} = \max \{ \Delta P_{m-(i-j)} \mid m \in C1 \} \quad (21)$$

在预防控制措施中, $C1=U$; 而在过载校正措施中, $C1=G$ 。

② 负荷转移限制量

为保证在控制过程中不会出现新的过载线路,需要对节点控制量进行限制,假设其他线路集合中任一条线路 n ,其中对 n 的限制量 $\Delta P_{n-(i-j)}$ 为

$$H_{ni} \Delta P_{n-(i-j)} - H_{nj} \Delta P_{n-(i-j)} = \Delta P_n \quad n \in C2 \quad (22)$$

为保证潮流增加不导致集合 $C2$ 中线路过载,控制节点组 $i-j$ 的调整量不能超过

$$\Delta P_{C2} = \min \{ \Delta P_{n-(i-j)} \mid k \in C2 \} \quad (23)$$

在预防控制措施中, $C2=Z1$, ΔP_n 为线路 n 与线路 n 重载时的潮流差值。在过载校正措施中, $C2=Z2$, ΔP_n 为线路 n 与线路 n 越限时的潮流差值。

同时,控制节点组 $i-j$ 的调整量受到负荷节点 i 和 j 的上下界的限制,即

$$\begin{cases} \Delta P_i \geq 0 \\ 0 \leq \Delta P_j \leq 0.5 \times P_{j\max} \end{cases} \quad (24)$$

式中, $P_{j\max}$ 为节点 j 所带最大负荷。

③ 最终控制量

控制节点组 $i-j$ 的最终控制量为

$$\Delta P_{i-j} = \min \{ \Delta P_{C1}, \Delta P_{C2}, \Delta P_i, \Delta P_j \} \quad (25)$$

2.3 多阶段区域间协调关系

多阶段各区域间协调关系如图4所示。

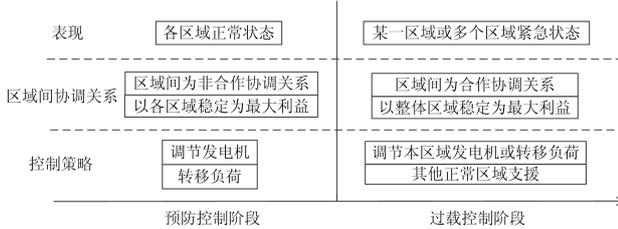


图4 多阶段区域间协调关系

Fig. 4 Interregional coordination relationship in different stages

2.3.1 预防控制阶段

在此阶段,各区域电网处于正常状态,区域故障不会传播到其他区域,各区域独立地采取控制措施,区域间为非合作协调关系,即各区域以保护各区域元件处于正常状态为最大利益。此时控制措施为各区域在消除本区域重载线路越限值的同时保证本区域其他线路不越限,可表示为

$$\begin{cases} \Delta P_{Uq} = \max \{ \Delta P_{m-(i-j)} \mid m \in Uq \} \\ \Delta P_{Z1q} = \min \{ \Delta P_{n-(i-j)} \mid n \in Z1q \} \\ \Delta P_{i-j} = \min \{ \Delta P_{Uq}, \Delta P_{Z1q}, \Delta P_{iq}, \Delta P_{jq} \} \end{cases} \quad (26)$$

式中: q 表示所处区域, $q=1,2,3$; Uq 表示处于 q 区域中的 U 集合; $Z1q$ 表示处于 q 区域的 $Z1$ 集合; ΔP_{Uq} 表示 q 区域节点消除 U 集合线路越限值所需的调节量; ΔP_{Z1q} 为保证 q 区域 $Z1$ 集合中线路不过载的限制量; ΔP_{iq} 为 q 区域节点 i 的最大可调节量; ΔP_{jq} 为 q 区域节点 j 的最大可调节量。

2.3.2 过载校正阶段

在此阶段,某一区域电网或多个区域电网处于紧急状态,此时区域故障有可能造成全局故障,各区域间为合作协调关系,即各区域以保护整体电网元件处于正常状态为最大利益。

在过载校正阶段,控制线路潮流可分为两个阶段:(1)各区域依靠本区域冗余能力控制线路潮流;(2)若本区域无法消除过载线路的过载量,其他正常区域支援,如表4所示。

表4 各区域电网支援情况

Table 4 Condition of regional grid support

区域状态			控制区域	支援区域
区域1	区域2	区域3		
正常	正常	正常	区域1、2、3	无
正常	紧急	正常	区域1、2、3	区域1、3
正常	正常	紧急	区域1、2、3	区域1
紧急	正常	正常	区域1、2、3	区域3
紧急	紧急	正常	区域1、2、3	区域3
紧急	紧急	紧急	区域1、2、3	无

其中,由于区域2中发电机发出功率小于此区域总负荷量,区域2不论处于哪种状态下都不会对其他区域进行支援。而区域1和区域3在保证自身区域安全的前提下,可以对其他区域进行支援。

(1) 第一阶段控制措施

本阶段各区域依靠自身区域的调节能力进行线路潮流控制,同时保证整体区域正常线路、接近重载线路和重载线路的潮流处于正常状态。

$$\begin{cases} \Delta P_{Gq} = \max \{ \Delta P_{m-(i-j)} \mid m \in Gq \} \\ \Delta P_{Z2S} = \min \{ \Delta P_{n-(i-j)} \mid n \in Z2S \} \\ \Delta P_{i-j} = \min \{ \Delta P_{Gq}, \Delta P_{Z2S}, \Delta P_{iq}, \Delta P_{jq} \} \end{cases} \quad (27)$$

式中: Gq 表示处于 q 区域中的 G 集合; $Z2S$ 表示整体区域 $Z2$ 集合; ΔP_{Gq} 表示 q 区域节点消除 G 集合线路越限值所需的调节量; ΔP_{Z2S} 为保证整体区域 $Z2$ 集合中线路不过载的限制量。

(2) 第二阶段控制措施

若第一阶段没有完全消除过载线路的过载量,则处于正常状态且具有调节能力的其他区域会对过载线路所处区域进行支援,同时保证整体区域正常线

路、接近重载线路和重载线路的潮流处于正常状态。

$$\begin{cases} \Delta P_{GZYq} = \max \{ \Delta P_{m-(i-j)} \mid m \in GZYq \} \\ \Delta P_{Z2S} = \min \{ \Delta P_{n-(i-j)} \mid n \in Z2S \} \\ \Delta P_{i-j} = \min \{ \Delta P_{GZYq}, \Delta P_{Z2S}, \beta \Delta P_{iZYq}, \beta \Delta P_{jZYq} \} \end{cases} \quad (28)$$

式中： $GZYq$ 表示支援区域的 G 集合； ΔP_{GZYq} 表示支援区域节点消除过载线路越限值所需的调节量； ΔP_{iZYq} 为支援区域节点 i 的最大可调节量； ΔP_{jZYq} 为支援区域节点 j 的最大可调节量， β 为支援系数。

3 仿真流程

仿真流程图如图 5 所示，具体步骤如下。

步骤 1：读取各区域电网参数和元胞的容量极限值，并确定各区域电网的控制方式。

步骤 2：在各个元胞自动机中，随机选取元胞并在元胞上添加扰动。

步骤 3：进行交流潮流计算，根据计算结果确定此时元胞自动机的状态。

步骤 4：根据各个元胞自动机状态采取相应的控制措施。

Case1: 各元胞自动机处于正常状态，若存在重载元胞，各区域以非合作协调方式采取相应的控制措施，即，在保证自身区域正常元胞和接近重载元胞处于正常状态的前提下，区域 1 和区域 3 采取调节发电机预防控制措施，区域 2 采取负荷转移预防控制措施，否则转移步骤 5。

Case2: 一个或多个元胞自动机处于紧急状态或者极端紧急状态，若存在过载元胞，各区域以合作协调方式采取相应的控制措施，即，在保证整体区域正常元胞、接近重载元胞和重载元胞不过载的前提下，各区域分别采取校正控制措施并判断是否消除过载元胞的过载量，若没有，考虑其他区域的支援，否则转步骤 5。

步骤 5：分别计算各元胞自动机中元胞的综合停运概率，并判断各元胞的状态，若有元胞由正常状态转换成故障状态，确定各个元胞自动机的状态并根据 1.2.4 节的故障传递规则对邻居进行故障传递，转步骤 6；否则，转步骤 2。

步骤 6：重新计算各元胞自动机中元胞的综合停运概率并判断破裂元胞邻居的状态，若发现破裂元胞邻居由正常状态转换成故障状态，对新破裂元胞的邻居进行故障传递，依次类推，直至没有新的破裂元胞产生。

步骤 7：判断整体区域是否产生损失负荷，若有统计整体区域和各区域的损失负荷，否则，转步骤 2。

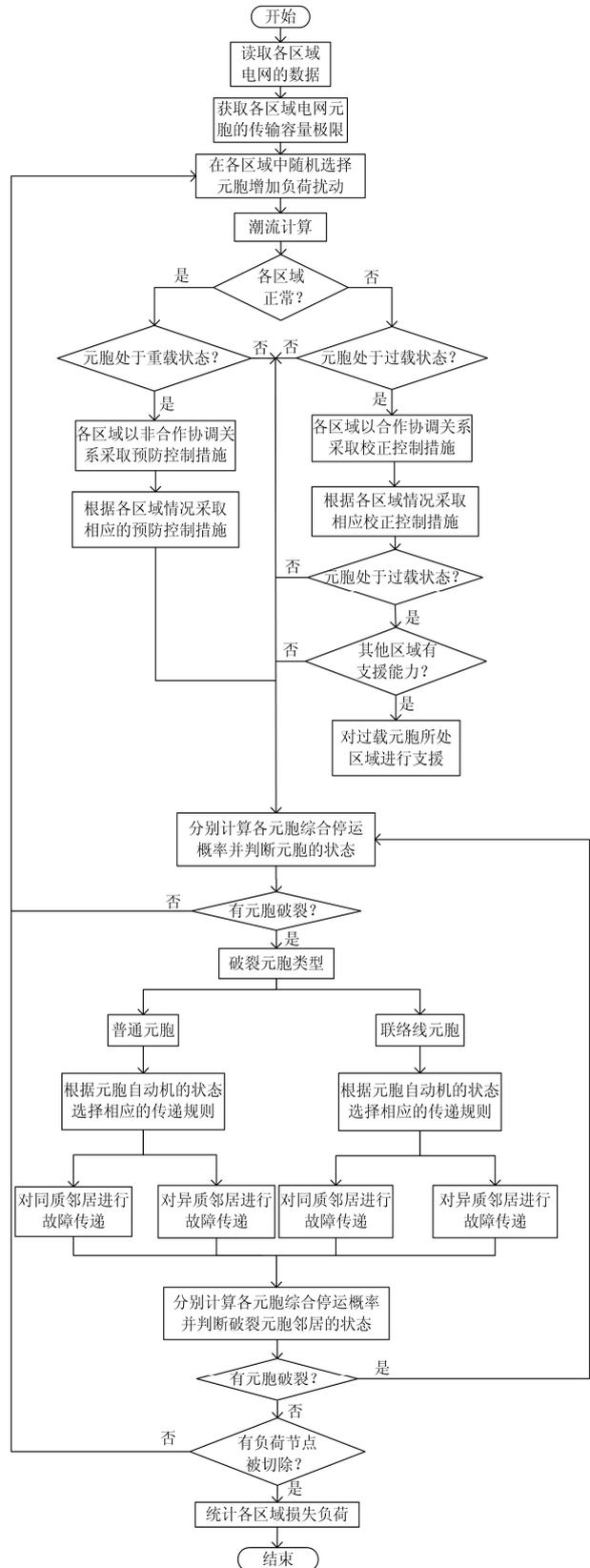


图 5 基于异质元胞自动机的控制措施流程图
Fig. 5 Flow chart of control measure based on heterogeneous cellular automata

4 仿真算例

4.1 控制措施有效性验证

4.1.1 停电事故演化过程

应用异质元胞自动机模型在 IEEE118 系统上进行连锁故障仿真, 一次停电事故过程如图 6 所示(红线表示此次停电事故中断开的线路, 数字表示线路断开顺序)。

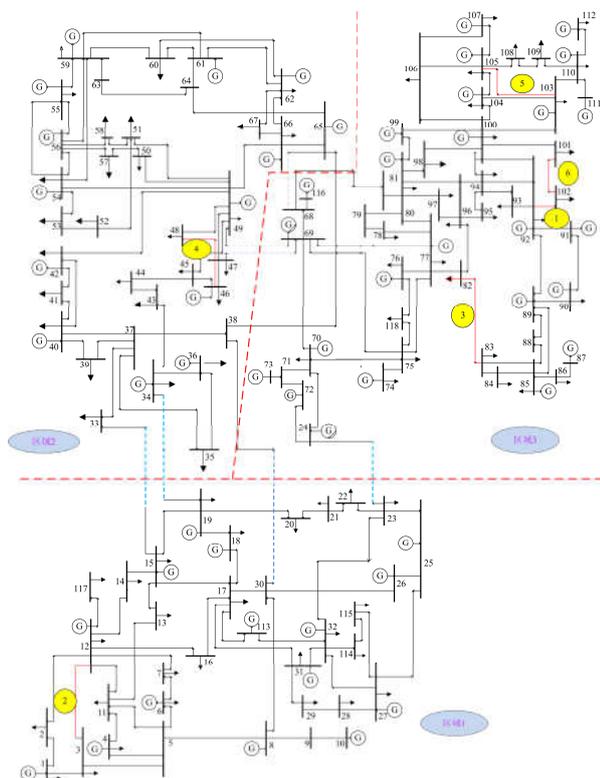


图 6 基于 IEEE 118 节点系统停电事故过程

Fig. 6 Blackout process of IEEE 118 node system

各区域处于正常状态, 随机在各区域添加扰动, 由于隐形故障和外界环境的影响, 线路 92-102 断开, 潮流发生转移, 此时各区域处于正常状态, 线路 94-95 负载率为 0.95, 区域 3 采取预防控制措施, 降低发电机节点 100 功率 30.2 MW, 增加发电机 77 功率 30.2 MW。调节后, 线路 94-95 负载率为 0.9。不断增加扰动, 线路 3-12、82-83 相继断开, 区域 2 和区域 3 处于紧急状态, 线路 38-65 负载率为 1.05, 区域 2 采取校正控制措施, 节点 60 向 44 转移负荷, 调节量为 34.7 MW。负荷转移后, 线路 38-65 负载率为 0.99; 继续添加扰动, 线路 34-37 负载率为 1.02, 此时区域 2 调节能力不足, 区域 1 对其进行支援, 调节点为 10 和 19, 调节量为 61 MW, 调节后, 线路负载率为 0.98。随着扰动不断增加, 线路 46-48、

103-105、101-102 断开, 整体区域分为两个部分, 一次停电事故结束。

4.1.2 控制措施正确性验证

为验证控制措施在连锁故障过程中的有效性, 在未添加控制措施和添加控制措施两种情况下, 分别运用异质元胞自动机模型进行 1 000 次停电事故仿真, 得到两种情况下各区域故障次数序列对比图和幂律分布对比图分别如图 7 和图 8 所示。

比较各区域电网时间序列可知, 加入控制措施后, 各区域电网发生 1 000 次停电事故的次数大约从 42 000 次增加到 120 000 次, 加强了电网抗扰动的能力。观察各区域最大损失负荷可看出, 加入控制措施后各区域的停电损失负荷规模明显降低, 即控制措施的添加有效地阻止了大规模停电事故的发生。

如图 8 所示, 各区域采取控制措施后, 增大了各区域幂律曲线斜率的绝对值, 即相同停电事故次数, 产生大规模停电事故的次数减少。

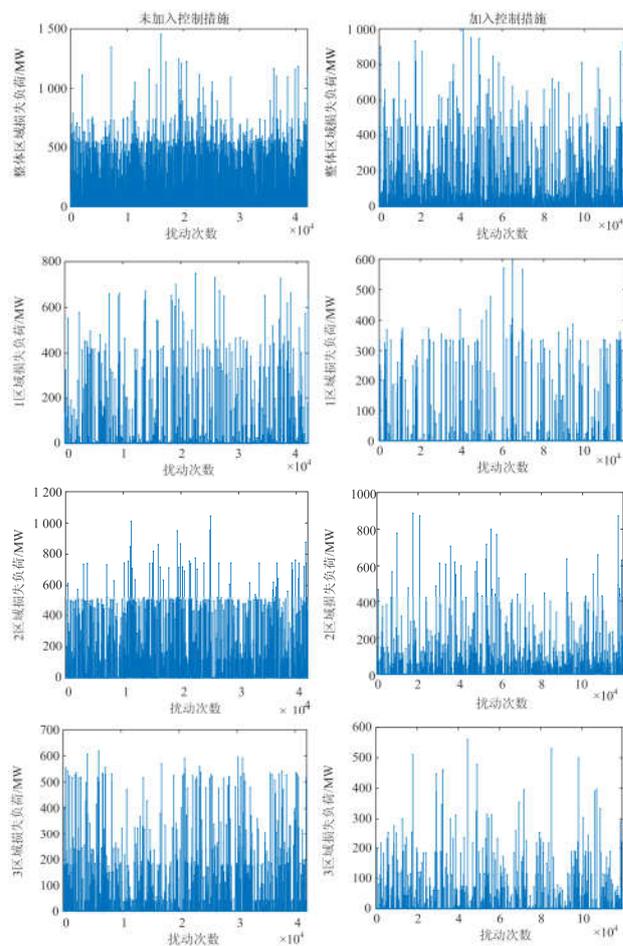


图 7 采用控制措施前后各区域电网故障次数序列对比图

Fig. 7 Comparison diagram of fault frequency series in each regional grid before and after the control measures are adopted

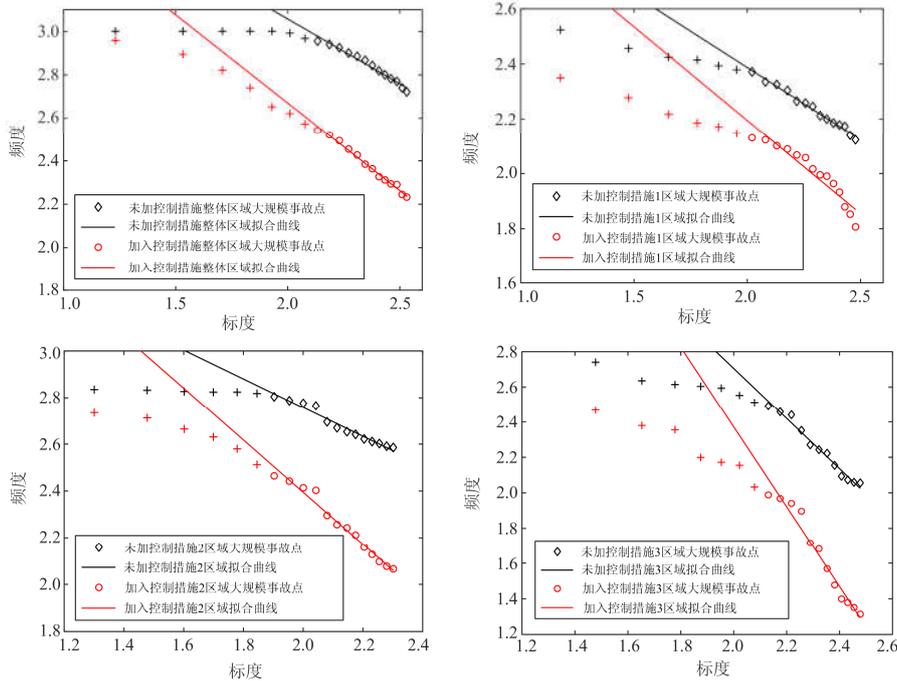


图 8 采用控制措施前后各区域幂律分布对比图

Fig. 8 Comparison diagram of power-law distribution before and after control measures are adopted

由上可知，添加控制措施后，电网发生故障的时间间隔增大，减少停电事故发生的次数；同时，控制措施的添加使停电事故规模下降，阻止了大规模停电事故的发生。

4.2 控制措施有效性对比

为体现本文所提控制措施的优越性，借鉴文献[34-35]引入风险价值 VaR 和条件风险价值 CVaR 评估各区域电网停电事故的风险并将以下四种方案进行比较。为比较不同规模电网和同一电网在不同运行状态下的停电事故风险，将停电规模进行归一化，即各区域停电损失负荷除以区域电网总负荷，再利用归一化后的数据求取指标。

以下仿真中 VaR 和 CVaR 变化趋势相同，为节约空间，正文表格中只给出 VaR 数据，具体计算方法和 CVaR 数据见附录。

方案一：不采取控制措施。

方案二：各区域电网均采用调节发电机控制方式，且考虑区域电网间相互支援能力。

方案三：根据各区域电网特性选择各区域的控制方式，不考虑区域电网间的相互支援。

方案四：多区域多阶段线路潮流控制措施。

以分区后 IEEE118 节点系统作为仿真案例，各区域参数设置与 1.2 节一致，取所有区域支援系数均为 0.5，置信度为 95%，分别在四个方案场景下进行 5 000 次停电事故仿真，并记录各区域电网的

停电风险值，如表 5 所示。

表 5 不同控制措施区域风险对比

Table 5 Comparison of regional risk for different control measures

区域电网	VaR			
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
整体区域	0.22	0.18	0.16	0.11
区域 1	0.72	0.62	0.6	0.54
区域 2	0.7	0.61	0.59	0.52
区域 3	0.39	0.3	0.27	0.24

分析表 5 可以得到如下结论：

(1) 较方案 4，采取方案 2 的控制措施，区域 2 风险增加了 0.09，区域 1 风险增加了 0.08，区域 3 风险增加了 0.06，即区域 2 未选择合适的控制措施，对本区域的影响最大，同时也增加了其他区域的停电风险。造成此现象的原因是区域 2 未选择合适的控制方式，抵抗扰动能力变弱，增加了其他区域对区域 2 的功率传输并导致故障传递到其他区域，从而造成了其他区域的停电风险增大，由于区域 3 冗余量大于区域 1，区域 3 受区域 2 的影响小于区域 1。

(2) 比较方案 3 和方案 4 可知，当不考虑区域间相互支援时，区域 2 停电风险幅度增加最大，区域 1 次之，区域 3 受到影响最小。由于区域 2 受区域 1 和区域 3 的支援程度较大，若不考虑区域 1 和区域 3 对区域 2 的支援能力，区域 2 易受到扰动的影响，

并可能会向其他区域传递故障,造成了各区域停电风险增大。

(3) 比较方案 2 和方案 3 的停电风险值,区域 2 正确选择合适的控制方式比考虑区域间相互支援在降低停电风险上效果更好。若区域 2 选择调节发电机控制方式,由于区域 2 发电机调节能力有限,即区域 2 只能依靠区域 1 和区域 3 的支援,根据各区域支援规则^[36],只有当区域 1 和区域 3 处于正常状态才会对区域 2 进行支援,因此,较区域 2 本身具有调节能力,区域 2 更容易发生大停电事故,从而对其他区域造成的影响也更大。

(4) 比较区域风险值可知,方案 4 在降低电网停电风险方面效果最佳,表明正确选择各区域控制方式和考虑区域间相互支援的有效性。

4.3 不同运行状态对控制效果的影响

4.3.1 不同外界环境

各区域停电事故风险会受到各区域环境影响。以区域 1 为例,假设其他区域处于正常天气环境,各区域支援系数均为 0.3,其他参数设置与 4.2 节相同,分别对区域 1 在正常天气和恶劣天气两种情况下进行 5 000 次停电事故仿真,仿真数据如表 6 所示。

表 6 不同运行环境区域风险对比

Table 6 Comparison of regional risk in different operating environments

运行环境	控制措施	VaR			
		整体区域	区域 1	区域 2	区域 3
正常天气	未加入	0.22	0.72	0.7	0.39
	加入	0.133	0.55	0.547	0.25
	差值	0.087	0.17	0.153	0.14
恶劣天气	未加入	0.26	0.83	0.76	0.43
	加入	0.16	0.64	0.58	0.252
	差值	0.1	0.19	0.18	0.178

分析表中差值发现,在两种情况下添加控制措施均能降低各区域停电风险且控制效果相近。比较加入控制措施后两种情况下的停电风险,区域 1 在恶劣天气情况下,区域 1 停电风险增大,区域 2 停电风险小幅度增大,区域 3 停电风险变化最小。造成这种现象是因为当区域 1 受到天气影响,区域 1 线路停运概率增大,发生大停电事故次数增多,为保证自身区域安全,减少了对区域 2 的支援,从而增大了区域 2 的停电风险。由于区域 3 抗扰动能力较强,区域 3 的停电风险变化最小。

4.3.2 大扰动和小扰动情况

根据《电网安全稳定控制技术导则》,可将扰动分为大扰动和小扰动。结合所建模型的特点,将在节点上加负荷扰动作为小扰动,并以在小扰动基础

上随机断开联络线为大扰动。各区域支援系数均为 0.3,其他参数设置与 4.2 节相同,分别在两种情况下进行 5 000 次停电事故仿真并记录各区域风险,数据如表 7 所示。

表 7 不同扰动下区域风险对比

Table 7 Comparison of regional risk under different disturbances

扰动	控制措施	VaR			
		整体区域	区域 1	区域 2	区域 3
小扰动	未加入	0.22	0.72	0.7	0.39
	加入	0.133	0.55	0.547	0.25
	差值	0.087	0.17	0.153	0.14
大扰动	未加入	0.25	0.76	0.78	0.4
	加入	0.152	0.59	0.63	0.256
	差值	0.098	0.17	0.15	0.144

比较差值发现,在小扰动和大扰动情况下,添加控制措施均能有效阻止停电事故发生。由表 7 可知,同一支援水平下,加入大扰动使各区域停电风险增大,且区域 2 受到影响最大。由于随机断开联络线,减少了其他区域对区域 2 的功率传输,导致区域 2 停电风险变化最大。而区域 3 抵抗扰动能力比区域 1 强,所以区域 3 受到影响最小。

4.3.3 不同线路老化程度

各区域支援系数均为 0.3,其他参数设置与 4.2 节相同,分别在区域 1 中线路处于不同运行时间下进行 5 000 次停电事故仿真,仿真数据如表 8 所示。

表 8 不同线路老化程度风险对比

Table 8 Comparison of risk under different aging degrees of lines

时间	控制措施	VaR			
		整体区域	区域 1	区域 2	区域 3
5 年	未加入	0.22	0.72	0.7	0.39
	加入	0.133	0.55	0.547	0.25
	差值	0.087	0.17	0.153	0.14
25 年	未加入	0.256	0.79	0.74	0.41
	加入	0.15	0.62	0.58	0.252
	差值	0.106	0.17	0.16	0.158

由表 8 可知,区域 1 中线路运行时间增加,会导致各区域停电风险增大,其中区域 1 停电风险增加最大,区域 2 次之,区域 3 所受影响最小。这是因为区域 1 线路运行时间增大,线路停电概率增大,导致区域 1 发生停电事故增多,区域 1 为保证本区域利益,减少了对区域 2 的功率传输,导致区域 2 风险增大。由于区域 3 抗扰动能力强,区域 3 受到影响较小。

从上述仿真可知,在不同运行状态下,添加控制措施均能有效降低各区域电网停电事故风险,表明了控制措施的有效性。当电网处于恶劣天气、大

扰动和线路老化程度严重的情况下,各区域发生大停电事故风险增大,与这些年大停电事故大部分发生于恶劣天气、大能量冲击扰动和线路断开的状况一致^[37-38],调度人员需注意这些情况的发生。

4.4 不同支援系数仿真

4.4.1 各区域支援系数相同

为分析停电事故风险和区域电网间支援能力的关系,分别取不同支援系数进行 5 000 次停电事故仿真,仿真数据如表 9 所示。

表 9 不同支援系数区域风险对比(各区域支援系数相同)

Table 9 Comparison of regional risk under different support coefficients (support coefficients for each region are same)

支援系数	VaR			
	整体区域	区域 1	区域 2	区域 3
0	0.16	0.6	0.59	0.27
0.1	0.152	0.58	0.57	0.263
0.2	0.14	0.56	0.553	0.26
0.3	0.133	0.55	0.547	0.25
0.4	0.12	0.546	0.522	0.246
0.5	0.11	0.54	0.52	0.24
0.6	0.103	0.542	0.518	0.241
0.7	0.1	0.546	0.51	0.243
0.8	0.099	0.548	0.506	0.246
0.9	0.097	0.55	0.5	0.248
1	0.096	0.551	0.496	0.248

由表 9 可知,随着支援系数不断增加,整体区域和区域 2 停电风险呈下降趋势,但支援系数大于 0.5 后,停电风险下降幅度降低。在支援系数处于 0~0.5 区间,区域 1 和区域 3 停电风险呈下降趋势,在 0.5~1 区间呈小幅度增加趋势。由于区域 2 受区域 1 和区域 3 支援程度较大且区域 2 不向其他区域传输功率,随着支援系数增加,区域 2 更加稳定,停电风险逐渐减小。当区域 1 和区域 3 支援其他区域幅度较大时,降低对本区域的控制能力,从而增加了本区域的停电风险。

当各区域支援系数相同,支援系数 0.5 左右可使各区域电网风险降到最低,因此若各区域状态相同,调度人员可设置各区域支援系数均为 0.5 左右,使各区域电网更可靠安全地运行。

4.4.2 各区域支援系数不同

若某区域处于危险状态或者紧急状态,增加对该区域的支援系数能够降低此区域大停电事故的风险。以 4.3.1 节中不同运行环境为例,在不同 β_{31} (区域 3 对区域 1 的支援系数)下分别进行 5 000 次停电事故仿真,仿真数据如表 10 所示。

表 10 不同支援系数区域风险对比(各区域支援系数不同)

Table 10 Comparison of regional risk under different support coefficients (support coefficients for each region are different)

β_{31}	VaR			
	整体区域	区域 1	区域 2	区域 3
0.3	0.16	0.64	0.58	0.252
0.4	0.153	0.62	0.573	0.24
0.5	0.14	0.591	0.566	0.236
0.6	0.136	0.57	0.553	0.233
0.7	0.133	0.556	0.55	0.237
0.8	0.106	0.543	0.546	0.242

如表 10 所示,当增加区域 3 对区域 1 的支援系数,降低了整体区域、区域 1 和区域 2 的停电风险,且降低区域 1 的停电风险最大,当支援系数增加到 0.7 时,各区域停电风险基本恢复到区域 1 处于正常天气情况,但随着支援系数增加,区域 3 停电风险小幅度增加,这是因为当区域 3 对区域 1 的支援程度较大时,会减弱对本区域的控制效果,导致区域 3 容易受到扰动影响。同时可以看出,由于区域 3 初始风险值较小,增加区域 3 风险并不会对本区域造成很大影响,反而降低了整体区域停电事故风险。

根据仿真结果分析可知,调度人员可以根据各区域电网运行状况,通过正确选择各区域控制方式和支援系数,使各区域停电事故风险降到最低,从而保证电网安全稳定运行。

5 结论

本文基于异质元胞自动机模型,并结合灵敏度方法提出了一种适用于互联电网的多区域多阶段线路潮流控制措施,具有以下特点:

(1) 针对互联电网的运行特性,建立了异质元胞自动机连锁故障模型,此模型具有同时观察各区域电网运行状态的优点,不仅能够更好地模拟互联电网连锁故障,也便于调度人员控制。

(2) 提出了多区域多阶段连锁故障控制措施,从系统的自组织临界性方面验证了控制措施的有效性。通过与其他控制措施比较,展示了本文所提控制措施在降低各区域电网停电风险的优越性。

(3) 通过仿真算例可知,某区域处于恶劣环境、大扰动或线路老化程度严重的情况下,会增加本区域和其他区域的大停电事故风险。本文控制措施可以给出电网处于不同运行状态下的控制方案,使电网安全稳定运行。

本文从安全性角度出发,建立了一种适合互联电网连锁故障的控制措施,但未考虑各区域的经济性,下一步工作综合考虑安全性和经济性来选择控制措施。

附录

附表 1 不同控制措施区域风险对比

Table 1 Comparison of regional risk for different control measures

区域电网	方案 1		方案 2		方案 3		方案 4	
	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR
整体区域	0.22	0.18	0.18	0.15	0.16	0.142	0.11	0.08
区域 1	0.72	0.61	0.61	0.537	0.58	0.524	0.54	0.466
区域 2	0.7	0.58	0.61	0.548	0.58	0.524	0.52	0.446
区域 3	0.39	0.28	0.3	0.255	0.27	0.248	0.24	0.196

附表 2 不同运行环境区域风险对比

Table 2 Comparison of regional risk in different operating environments

运行环境	控制措施	整体区域		区域 1		区域 2		区域 3	
		VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR
正常天气	未加入	0.22	0.193	0.72	0.654	0.7	0.622	0.39	0.38
	加入	0.133	0.116	0.55	0.5	0.547	0.469	0.25	0.246
恶劣天气	未加入	0.26	0.232	0.83	0.744	0.76	0.702	0.43	0.425
	加入	0.16	0.142	0.64	0.57	0.58	0.518	0.252	0.249

附表 3 不同扰动下区域风险对比

Table 3 Comparison of regional risk under different disturbances

扰动	控制措施	整体区域		区域 1		区域 2		区域 3	
		VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR
小扰动	未加入	0.22	0.193	0.72	0.654	0.7	0.622	0.39	0.38
	加入	0.133	0.116	0.55	0.5	0.547	0.469	0.25	0.246
大扰动	未加入	0.25	0.22	0.76	0.707	0.78	0.747	0.4	0.406
	加入	0.152	0.135	0.59	0.55	0.63	0.604	0.256	0.258

附表 4 不同线路老化程度风险对比

Table 4 Comparison of risk under different aging degrees of lines

运行时间	控制措施	整体区域		区域 1		区域 2		区域 3	
		VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR	VaR	CvaR
5 年	未加入	0.22	0.193	0.72	0.654	0.7	0.622	0.39	0.38
	加入	0.133	0.116	0.55	0.5	0.547	0.469	0.25	0.246
25 年	未加入	0.256	0.226	0.79	0.73	0.74	0.68	0.41	0.407
	加入	0.15	0.132	0.62	0.564	0.58	0.512	0.252	0.25

附表 5 不同支援系数区域风险对比(各区域支援系数相同)

Table 5 Comparison of regional risk under different support coefficients (support coefficients for each region are same)

支援系数	整体区域		区域 1		区域 2		区域 3	
	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR
0	0.16	0.142	0.6	0.524	0.59	0.59	0.27	0.261
0.1	0.152	0.135	0.58	0.515	0.57	0.515	0.263	0.254
0.2	0.14	0.124	0.56	0.507	0.553	0.502	0.26	0.242
0.3	0.133	0.116	0.55	0.5	0.547	0.469	0.25	0.246
0.4	0.12	0.105	0.546	0.485	0.522	0.447	0.246	0.217
0.5	0.11	0.08	0.54	0.466	0.52	0.446	0.24	0.196
0.6	0.103	0.08	0.542	0.467	0.518	0.443	0.241	0.196
0.7	0.1	0.078	0.546	0.475	0.51	0.437	0.243	0.199
0.8	0.099	0.077	0.548	0.477	0.506	0.433	0.246	0.205
0.9	0.097	0.075	0.55	0.479	0.5	0.423	0.248	0.208
1	0.096	0.074	0.551	0.48	0.496	0.419	0.248	0.208

附表 6 不同支援系数区域风险对比(各区域支援系数不同)

Table 6 Comparison of regional risk under different support coefficients (support coefficients for each region are different)

β_{31}	整体区域		区域 1		区域 2		区域 3	
	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR	VaR	CVaR
0.3	0.16	0.142	0.64	0.574	0.58	0.532	0.252	0.25
0.4	0.153	0.136	0.62	0.55	0.573	0.526	0.24	0.237
0.5	0.14	0.124	0.591	0.528	0.566	0.52	0.236	0.233
0.6	0.136	0.12	0.57	0.509	0.553	0.508	0.233	0.23
0.7	0.133	0.117	0.556	0.496	0.55	0.505	0.237	0.234
0.8	0.106	0.09	0.543	0.484	0.546	0.501	0.242	0.239

参考文献

[1] BOMPARD E, PONS E, WU D. Analysis of the structural vulnerability of the interconnected power grid of continental Europe with the integrated power system and unified power system based on extended topological approach[J]. European Transactions on Electrical Power, 2013, 23(5): 620-637.

[2] 宣晓华, 周野, 宋晓芳, 等. 基于系统与元件动态交互量化分析的电力系统连锁故障事故链识别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 101-109.
XUAN Xiaohua, ZHOU Ye, SONG Xiaofang, et al. A novel searching method of fault chains for power system cascading outages based on quantitative analysis of dynamic interaction between system and components[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 101-109.

[3] 易俊, 卜广全, 郭强, 等. 巴西“3·21”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(2): 1-9.
YI Jun, BU Guangquan, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Brazilian power grid on March 21, 2018 and its enlightenment to power grid in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(2): 1-9.

[4] 刘云. 巴西“9.13”远西北电网解列及停电事故分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3204-3213.
LIU Yun. Analysis on and inspiration of the “9.13” islanding and outage of Brazilian remote northwest power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3204-3213.

[5] 梁志峰, 葛睿, 董昱, 等. 印度“7.30”、“7.31”大停电事故分析及对我国电网调度运行工作的启示[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1841-1848.
LIANG Zhifeng, GE Rui, DONG Yu, et al. Analysis of large-scale blackout occurred on July 30 and July 31, 2012 in India and its lessons to China’s power grid dispatch and operation[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1841-1848.

[6] 贺庆, 郭剑波. 基于沙堆模型的控制规则[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(3): 1-5.
HE Qing, GUO Jianbo. Control rules effect based on sand pile model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(3): 1-5.

[7] 于群, 张敏, 曹娜, 等. 基于模糊元胞自动机的电网连锁故障控制策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(8): 90-95.
YU Qun, ZHANG Min, CAO Na, et al. A power grid interlocking fault control strategy based on fuzzy cellular automata[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(8): 90-95.

[8] 丁明, 钱宇骋, 张晶晶, 等. 考虑有限理性的电力系统连锁故障多阶段动态博弈防御模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(2): 69-74.
DING Ming, QIAN Yucheng, ZHANG Jingjing, et al. Defense model based on multistage dynamic game with consideration of bounded rationality against power system cascading failure[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 69-74.

[9] 张玮, 潘贞存, 赵建国. 新的防止大停电事故的后备保护减载控制策略[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(8): 27-31.
ZHANG Wei, PAN Zhencun, ZHAO Jianguo. New load shedding control strategy for backup protecting against cascading outages[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(8): 27-31.

[10] 刘文颖, 王佳明, 谢昶, 等. 基于不完全信息多阶段对策的复杂电网连锁故障防御模型[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 1005-1011.
LIU Wenyong, WANG Jiaming, XIE Chang, et al. A model to defense cascading failures in complex power grid based on multistage games with incomplete information[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 1005-1011.

[11] 李辉, 贾晓风, 李利娟, 等. 基于元胞自动机的电网隐

- 性故障传播模型关键线路识别方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(6): 16-23.
- LI Hui, JIA Xiaofeng, LI Lijuan, et al. An approach for critical lines identification of power grid hidden fault propagation model based on cellular automata[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(6): 16-23.
- [12] 吴杨, 刘俊勇, 黄媛, 等. 个体行为对发电权成交价格波动影响的分析模型[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(12): 2968-2979.
- WU Yang, LIU Junyong, HUANG Yuan, et al. The model for analyzing the impact of individual behavior on end-price volatility of generation rights trade[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(12): 2968-2979.
- [13] 孙元章, 程林, 刘海涛. 基于实时运行状态的电力系统运行可靠性评估[J]. 电网技术, 2005, 29(15): 6-12.
- SUN Yuanzhang, CHENG Lin, LIU Haitao. Power system operating reliability evaluation based on real-time operating state[J]. Power System Technology, 2005, 29(15): 6-12.
- [14] 李文沅. 电力系统风险评估:模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [15] 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.
- [16] 于群, 栾翔, 贺庆, 等. 基于综合停运概率模型的电网薄弱环节评估[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(30): 92-97.
- YU Qun, LUAN Xiang, HE Qing, et al. Evaluation of power grid weak links on the basis of comprehensive fault probability model[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(30): 92-97.
- [17] 刘巨, 孙海顺, 文劲宇, 等. 交流互联电网中大扰动对联络线的冲击特性分析方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 17-22.
- LIU Ju, SUN Haishun, WEN Jinyu, et al. A method for analyzing large disturbance impact characteristics on tie line in AC interconnected power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 17-22.
- [18] FAN W L, LIU Z G, HU P, et al. Cascading failure model in power grids using the complex network theory[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(15): 1-10.
- [19] 徐伟, 夏小琴, 赵静波, 等. 基于电气距离的低频振荡关联区域和模式类型识别[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 24-30.
- XU Wei, XIA Xiaoqin, ZHAO Jingbo, et al. Relevant zone and mode type identification based on electrical distance for low frequency oscillation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(2): 24-30.
- [20] 马恒瑞. 特高压联网后电网限流措施和分区原则的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
- MA Hengrui. Research on method of limiting short-circuit currents and partition principle for UHV interconnected power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [21] 徐然. 大电网拓扑分割的算法研究[D]. 济南: 山东大学, 2016.
- XU Ran. Research on topological segmentation algorithm of large power grid[D]. Jinan: Shandong University, 2016.
- [22] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 电力系统安全稳定控制技术导则: DL/T 723—2000[S]. 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [23] 郭剑波, 于群, 贺庆. 电力系统复杂性理论初探[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
- [24] 于群, 张敏, 曹娜, 等. 基于模糊元胞自动机的电网故障演化模型[J]. 计算机应用, 2015, 35(9): 2682-2686.
- YU Qun, ZHANG Min, CAO Na, et al. Power grid fault evolution model based on fuzzy cellular automata[J]. Journal of Computer Applications, 2015, 35(9): 2682-2686.
- [25] 于群, 曹娜, 郭剑波. 基于元胞自动机的电力系统自组织临界特性仿真模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(21): 1-5.
- YU Qun, CAO Na, GUO Jianbo. Power system self-organized criticality simulation model based on cellular automata[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(21): 1-5.
- [26] DOBSON I, CARRERAS B A, NEWMAN D E. A branching process approximation to cascading load-dependent system failure[C] // 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2004, Maui, Hawaii: 1-10.
- [27] HOU Y Y, XING X Y, LI M H, et al. Overload cascading failure on complex networks with heterogeneous load redistribution[J]. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 2017, 9: 160-166.
- [28] 王则凯, 别朝红, 李更丰. 计及储气的电气耦合系统鲁棒机组组合问题的研究[J]. 供用电, 2018, 35(11): 14-26.
- WANG Zekai, BIE Chaohong, LI Gengfeng. Research on

- robust unit commitment of power and gas coupling system considering gas storage[J]. *Distribution & Utilization*, 2018, 35(11): 14-26.
- [29] 胡康, 陈群. 电-热综合能源系统整体能效及灵活性改造方案分析[J]. *热力发电*, 2018, 47(5): 14-21.
HU Kang, CHEN Qun. Overall energy efficiency and flexibility retrofit scheme analysis of heat-power integrated energy system[J]. *Thermal Power Generation*, 2018, 47(5): 14-21.
- [30] 程临燕, 张保会, 郝治国, 等. 基于综合灵敏度分析的快速控制算法研究[J]. *电力自动化设备*, 2009, 29(4): 46-49.
CHENG Linyan, ZHANG Baohui, HAO Zhiguo, et al. Fast control algorithm based on integrative sensitivity analysis[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2009, 29(4): 46-49.
- [31] 王超, 常海军, 摆世彬, 等. 高比例新能源与多直流场景下连锁故障防控策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(7): 49-57.
WANG Chao, CHANG Haijun, BAI Shibin, et al. Study on the prevention and control strategy of cascading failure of bulk power system with multi-HVDC and high proportion of renewable energy[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(7): 49-57.
- [32] 徐岩, 邰静. 基于功率灵敏度的线路过载划区域紧急控制策略[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(15): 60-69.
XU Yan, ZHI Jing. A zone-divided emergency control strategy for overload lines based on power sensitivity[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(15): 60-69.
- [33] 钟贵和, 王星华, 甘德树, 等. 输电断面的有功安全预防-校正负荷调整算法[J]. *电力系统保护与控制*, 2014, 42(16): 15-20.
ZHONG Guihe, WANG Xinghua, GAN Deshu, et al. Load adjusted algorithm on active power prevention-correction of transmission section[J]. *Power System Protection and Control*, 2014, 42(16): 15-20.
- [34] 梅生伟, 薛安成, 张雪敏. 电力系统自组织临界特性与大电网安全[M]. 北京: 清华大学出版社, 2009.
- [35] 张宇童, 汪樟垚, 雷怡菲, 等. 考虑自组织临界条件的区域电网风电极限渗透功率评估方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(2): 9-15.
ZHANG Yutong, WANG Zhangyao, LEI Yifei, et al. An evaluation method for the maximum penetration of wind power of district power grid based on the self-organization criticality[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(2): 9-15.
- [36] 汪兴强, 丁明, 韩平平. 互联电力系统可靠性评估的改进等效模型[J]. *电工技术学报*, 2011, 26(9): 202-207.
WANG Xingqiang, DING Ming, HAN Pingping. An improved equivalent model for reliability evaluation in interconnected power system[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2011, 26(9): 202-207.
- [37] 靳军. 考虑气候灾害的架空线路停运模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
JIN Jun. Research on climate disasters considered outage models of overhead line[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [38] 刘友波, 胡斌, 刘俊勇, 等. 电力系统连锁故障分析理论与应用(一)—相关理论方法与应用[J]. *电力系统保护与控制*, 2013, 41(9): 148-153.
LIU Youbo, HU Bin, LIU Junyong, et al. Power system cascading failure analysis theories and application I—related theories and applications[J]. *Power System Protection and Control*, 2013, 41(9): 148-153.

收稿日期: 2019-05-22; 修回日期: 2019-07-15

作者简介:

于群(1970—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统安全分析和电力系统继电保护; E-mail: yuqun_70@163.com

王琪(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: 15698150706@163.com

(编辑 魏小丽)