

利用防御性孤岛提高电网对极端天气事件的应变能力

Mathaios Panteli, *IEEE 会员*, Dimitris N. Trakas, *IEEE 学生会员*, Pierluigi Mancarella, *IEEE 高级会员*, Nikos D. Hatziargyriou, *IEEE 院士*

摘要-极端天气事件的几次灾难性经验表明, 提高电网的恢复能力正变得越来越重要。本文讨论了一种统一的恢复力评估和运行增强方法, 其中包括评估恶劣天气对电力系统影响的程序和一种基于风险的新型防御孤岛算法。这种自适应孤岛算法旨在减轻天气紧急情况期间可能发生的级联效应。这超越了传统上用于防御恶劣天气的基于基础设施的措施。弹性评估程序依赖于脆弱性曲线的概念, 脆弱性曲线表达了组件与天气相关的失效概率。使用严重性风险指数来确定防御性孤岛的应用, 防御性孤岛考虑了当前的网络拓扑和由于天气事件而处于较高跳闸风险的分支。这种预防措施通过将网络划分为稳定的和自足的岛屿来提高系统的弹性, 以便隔离故障概率较高的组件, 这些组件的跳闸将触发级联事件。所提出的方法用英国输电网络的简化版本来说明, 重点是评估和提高其对强风暴的恢复能力。

指标术语——弹性、智能电网、防御性孤岛、极端天气、系统分裂。

I. 介绍

极端天气事件会对全球电力关键基础设施产生重大影响[1]。例如, 2012年飓风桑迪袭击美国时, 总共有800多万客户断电, 纽约和新泽西的整体损失超过700亿美元。考虑到作为气候变化的直接影响, 这类事件的发生频率和严重程度在未来预计会增加[2], 因此, 开发针对这类事件的技术变得越来越关键

收稿September 1, 2015;2016年1月13日改稿;2016年2月20日接受。发表日期2016年3月15日;当前版本日期2016年10月19日。这项工作部分由拨款EP/I035781/1下的英国弹性电力网络研究项目和拨款EP/I031650/1下的自主电力系统项目支持。Panteli先生和P. Mancarella的工作得到了英国工程与物理科学研究委员会的支持。纸没有。次数- 01061 - 2015。

Panteli先生曾任职于英国曼彻斯特大学, 曼彻斯特M13 9PL。他现在就职于塞浦路斯大学, 尼科西亚1678 (e-mail: panteli.mat@gmail.com)。

D. N. Trakas和N. D. Hatziargyriou就职于雅典国立技术大学, 雅典157 73, 希腊(e-mail: dtrakas@power.ece.ntua.gr;nh@power.ece.ntua.gr)。

P. Mancarella就职于英国曼彻斯特大学(电子邮件:p.mancarella@manchester.ac.uk)。

本文中一个或多个图形的彩色版本可在<http://ieeexplore.ieee.org>上在线获取。

数字对象标识符10.1109/ ts

g.2016.2535228评估和提高电力系统对自然灾害和极端天气事件的恢复能力, 特别是。

考虑到自然灾害, 很明显, 从传统的可靠性角度来看, 电网的运行和保护可能不足以维持电力供应。事实上, 除了对最“常见”的电力突发事件保持可靠外, 电网还需要具备弹性。在电力系统的背景下, 弹性可以定义为电网能够承受以前可能从未经历过的异常和高影响的低概率事件, 如极端天气事件, 并从此类破坏性事件中快速恢复, 并适应其运行和结构, 以防止或减轻未来类似事件的影响[3], [4]。[5]和[6]中提出并讨论了电力系统弹性的综合框架。

极端天气事件的影响评估已经引起了一些研究者的兴趣, 如[7]-[10]。关于这类研究的关键建模挑战和局限性的讨论, 以及不同的恢复力增强措施, 可以在[11]中找到。在现有文献中, 这些措施主要集中在基础设施加固和加固行动上, 如建设冗余输电路径或用更强的材料升级电力系统组件。然而, 最近与天气有关的电力干扰表明, 这些基础设施措施可能并不总是足以保持照明。因此, 这些措施需要辅以适当的运营弹性增强措施。然而, 在现有工作中, 智能电网技术支持的运行措施对极端天气事件期间电网弹性的贡献尚未得到充分调查。

根据美国能源部的说法, “智能电网”集成了IT技术, 以提高电力系统的可靠性、安全性和效率[12]。美国电力研究所(Electric Power Research Institute of USA)的一项倡议IntelliGridSM正在为智能电网创造技术基础, 并设想电力系统能够通过协调、高效和可靠的方式运行, 以自我修复的行动应对紧急情况[13]。在本文中, 我们提出了一种统一的弹性评估和运营增强方法, 该方法与上述智能电网目标非常吻合。该方法由一个用于模拟天气事件对电网弹性影响的程序和一个用于减轻这些灾难性事件影响的防御性孤岛算法组成。这种预防性操作行动, 可适应当时的系统和天气条件

通过利用先进的监测能力和实时数据, 智能电网方法可以提高电网在恶劣天气下的弹性, 而不是通常部署的基础设施弹性措施。因此, 它提供了通过应用智能解决方案获得的好处的见解, 这些解决方案被认为比基础设施措施更便宜。几篇论文[6], [14]-[17]讨论了孤岛方案的应用和贡献。

本文提出的恢复力评估程序基于顺序蒙特卡罗模拟, 能够捕捉天气锋面在输电网络中移动时的随机和时空影响。它使用脆弱性曲线的概念, 将失效概率表示为天气参数(例如风速或雪密度)的函数。在这项工作中, 防御性孤岛解决方案的应用由基于风险的方法确定。更具体地说, 通过脆弱性曲线获得的组件的天气相关失效概率用于识别由于天气事件而处于较高跳闸风险的最脆弱组件。这些易损部件用于生成在天气事件期间可能发生的大量场景(即 2^N , 其中 N 为易损部件的数量)。然后, 估计严重性风险指数(SRI), 该指数考虑了这些情景的概率和影响。该方法有效地定义了基于电力系统状况变化的SRI阈值, 其中防御孤岛的应用有利于提高电网对极端天气事件的应变能力。

防御性孤岛将系统分割成稳定的和自给自足的孤岛, 以隔离脆弱的组件, 这些组件的故障将触发级联事件。级联事件是大停电的主要原因[18], 在极端天气条件下, 级联故障每天可能发生5次以上[19]。防御性孤岛可以定义为一个图切问题[20]。这里, 使用约束谱聚类来提供隔离脆弱组件的孤岛解决方案。关于光谱聚类的更多细节可以在[21]-[24]中找到。

本文的结构如下。第二节讨论了电力系统弹性的概念。第三节介绍了使用拟议的防御性孤岛算法评估和提高电网弹性的拟议方法。在第四节中, 使用英国输电网络的简化版本说明了这种方法, 重点介绍了严重风事件的影响。第五节对论文进行总结和总结。

II. 电力系统弹性概念框架

图1显示了一个概念弹性曲线, 它展示了事件期间的系统状态, 相对于干扰事件的弹性水平作为时间函数, 以及系统必须具备的不同弹性特征的重要性, 以便有效应对与事件相关的不断变化的条件[5]。

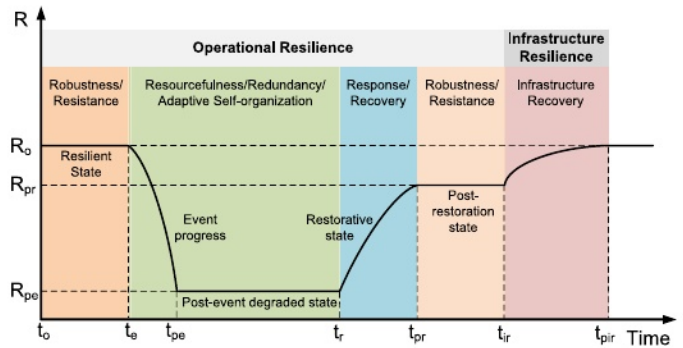


图1所示。与事件相关的概念弹性曲线[5]。

在事件发生之前, 在 $t_e(t \in [t_0, t_e])$ 系统必须足够健壮, 能够承受最初的冲击。事件发生后, 系统在 t_{pe} 处进入事件后退化状态, 弹性等级从 R_0 下降到 R_{pe} (其中 R 是合适的弹性度量, 例如连接到系统的客户数量)。足智多谋、冗余和自组织是事件进展过程中的关键弹性特征($t \in [t_e, t_{pe}]$), 因为它们提供了控制资产来处理不断变化的条件并减轻弹性退化水平, 即 $R_{pe} - R_0$, 在 t_r 启动系统恢复之前恢复后的弹性水平, 即 R_{pr} , 可以等于或低于 R_0 , 这取决于操作行动的有效性以及系统在事件期间和事件后所表现出的操作弹性。尽管如此, 基础设施可能需要更长的时间才能完全恢复到事件前的状态, 这显示了其基础设施的弹性($t \in [t_{ir}, t_{pir}]$)。

在图1所示的框架背景下, 可以提出几种基于基础设施的措施来提高电力系统的弹性(例如参见[5]和[11]中的示例), 包括资产加固/加固解决方案和网络冗余。此外, 可以部署基于智能电网技术部署的运营解决方案, 这可以证明在提高电网对灾难性事件的弹性方面更具成本效益。从这个角度来看, 可行的选择可能依赖于基于广域监测和控制能力的预防性和纠正性操作措施的组合, 这可以减轻系统级联传播的严重程度和速度。防御性孤岛(这是本文的重点), 即控制地将网络分裂成稳定的岛屿, 与不受控制的级联事件和系统分裂相比, 可以在有限的客户中断下进行, 如下文所示。

III. 使用防御性孤岛来提高弹性的方法

以可控的方式分割网络的需求是根据基于风险的方法确定的。这是用来评估在天气事件中可能发生的情景的SRI的价值(见下文)。它还支持系统运营商在何时应用孤岛解决方案以创建稳定和可持续的孤岛并防止不可控制的停机传播方面的决策。

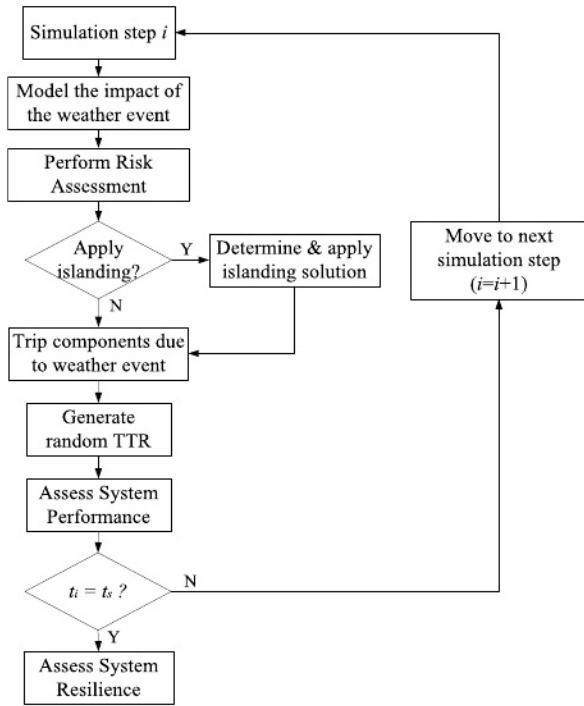


图2所示。使用防御性孤岛的拟议弹性评估和操作增强程序流程图。

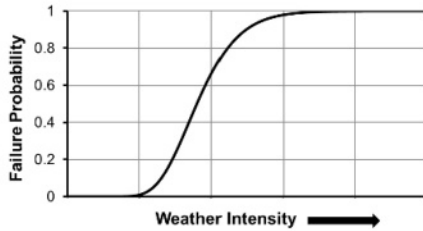


图3所示。与单个组件相关的一般天气恢复能力曲线。

建议的方法由以下四个主要模型组成:(a)评估天气事件对电力系统的影响,(b)确定天气事件期间SRI的风险评估,(c)寻找最佳孤岛解决方案的防御性孤岛算法,以及(d)使用孤岛算法和不使用孤岛算法的系统弹性评估。图2显示了所提出的恢复力评估和增强程序流程图。

A. 模拟天气事件的影响

图3所示的通用易损性曲线将组件的失效概率与天气强度联系起来。易损性曲线已被用于旨在评估天气事件或自然灾害对输配电网络恢复能力影响的研究中[25], [26]。在每个模拟步骤中,将天气剖面(例如,风速或降雨强度)映射到这些易损性曲线,以获得电力系统组件的天气相关故障概率。这有助于确定下一个模拟步骤(即下一个小时)由于天气事件而有较高跳闸风险的系统组件,这些组件将用于风险评估。在这里,我们认为可以

在下一个模拟步骤中准确地预测整个电网的天气强度。这是可以接受的,因为在实践中,下一小时天气强度的预测误差通常是相当低的。

通过遵循这种方法,可以确定天气事件对各个组件的运行状态的随机和时空-时间影响。

B. 风险评估

风险评估的目的是使有关减轻风险的行动的明智决策成为可能。在本文中,风险是由极端天气事件引入的,将应用的行动是防御性孤岛,除了更传统的行动,即在故障和减载作为最后手段后,重新调度发电以保持安全的网络运行内。

在每个模拟步骤中,使用第III-A节中估计的故障概率来确定易受攻击的分支。所有失效概率高于指定失效概率阈值的分支都被认为是脆弱分支,并用于生成所有可能的失效场景。更具体地说,如果忽略偶发事件的顺序,并且脆弱组件的数量为 N ,则可能的故障场景的数量为 2^N 。从生成的故障场景中,只选择概率高于预先指定阈值的故障场景(即 K 个场景)。上述阈值依赖于系统操作员,并指示要满足的安全标准。在确定这些阈值时,必须实现计算复杂性和安全级别之间的权衡,因为由于风险评估程序中包含的场景数量较多,计算复杂性随着安全级别的增加而增加。例如,使用的故障概率阈值越低,则易受攻击分支的数量就越多,因此需要考虑的场景数量也就越多。

使用所选故障场景的影响和概率,定义严重性风险指数(SRI):

$$SRI = \sum_{k=1}^K P_k \times Im_k \quad (1)$$

式中, P_k 为场景 k 的概率, Im_k 为场景 k 的影响, k 为所选故障场景的集合。

防御性孤岛用于防止或减少级联中断的蔓延。SRI将用于帮助系统操作员决定何时应应用防御性孤岛。这里只考虑由热过载引起的级联,如果分支的MVA流量违反其短期紧急额定值,则分支将跳闸。

风险评估程序基于[27]。对于特定的天气事件:

- 1)识别易受攻击的树枝。
- 2)使用1)中识别的脆弱分支生成 K 个故障场景。
- 3)对于每个场景,跳闸脆弱支路,求解潮流。
- 4)识别所有违反应急额定值的支路。

- 5) 拆除它们, 解决潮流问题。
- 6) 重复步骤4)- 5), 直到满足以下停止标准之一:
 - (a) 在步骤4)中没有发现分支;
 - (b) 在步骤3)或步骤5)中潮流发散;(c)过程超过了步骤4)和步骤5)的预先规定的迭代次数。
- 7) 对每个故障场景重复步骤3)-6)。
- 8) 根据式(1)计算SRI。

每个方案的影响被认为等于为稳定系统而进行的负载减少量(以兆瓦时为单位), 并取决于停止标准。如果程序因判据(b)或(c)而终止, 则假定系统崩溃, 且特定情景的影响等于总需求。如果程序因标准(a)而停止, 则记录已减少的负载量。在风险评估程序中, 由于分支因风或分支超载而失效, 可能形成独立的岛屿。如果某一母线被隔离, 且需求高于发电, 则为了发电满足需求, 需要适当的负荷分流。如果估计的SRI(以兆瓦时为单位测量, 如减载影响)大于预先指定的阈值 SRI_{thres} , 则系统操作员将被通知启动防御性孤岛, 如下一节所述。在第IV-C节中提出并研究了 SRI_{thres} 的选择。

需要注意的是, 在风险评估过程中, 没有操作人员采取任何行动, SRI取决于系统的拓扑结构、负载条件、分支的失效概率和系统操作人员确定的阈值。

C. 防御孤岛算法

防御性孤岛算法基于约束谱聚类, 利用潮流数据将系统分割成孤岛, 隔离易受攻击的组件。在接下来的小节中, 介绍了防御性孤岛算法和约束谱聚类。

1) 防御孤岛方法: 防御孤岛解决的问题是找出哪些分支应该断开连接, 以隔离易受攻击的组件并避免级联中断。该方案包括动态预防控制, 在考虑系统当前拓扑和负载条件的同时, 在仿真的每个时间步长适应天气条件和事件后退化状态的各个阶段(见图1)。这是一种预防措施, 因此它被应用于最小化级联现象的概率。

网络拓扑和负载条件由pmu报告的数据确定[28]。假设分布在整个网络中的pmu检查网络支路的连通性并测量支路的流量值, 这些流量值通过先进的通信技术传输到中央控制器。将pmu放置在大约三分之一的总线中可以实现系统的完全可观察性, 并且在无法获得此数量的pmu的情况下, 将PMU和SCADA测量相结

合用于状态估计[29]。pmu的测量结果也用于岛屿的重新连接。重新连接必须满足频率、电压和相角条件, 因此监测至关重要。利用pmu的实时测量来调节孤岛的频率、电压和相位角, 以满足同步的要求[30]。

脆弱支路的隔离导致脆弱支路所连接的脆弱母线被隔离。形成的孤岛及其数量取决于脆弱总线的地理位置, 以及系统在每个仿真步骤时的当前拓扑结构。这些孤岛作为独立的系统运行, 必要时进行减载, 以形成满足稳态约束的孤岛。所提出的方法旨在将脆弱的总线隔离在一个孤岛上, 因为孤岛越大, 它对分支故障的抵抗力就越强。此外, 在多个岛屿上隔离易受影响的公共汽车可能会因拥堵而导致减载增加。

假设具有最小潮流中断的孤岛解决方案可以最大限度地减少减载。根据[21], 最小潮流中断产生的岛屿与干扰前的潮流模式变化最小。目标函数的这一特性对岛屿暂态稳定性的影响也最小, 减少了岛屿内输电线路过载的可能性, 并有助于岛屿最终与系统的其余部分重新融合。

为了创建稳定的岛屿, 岛屿解决方案必须满足稳态和动态约束, 例如负载生成平衡、热极限以及暂态和电压稳定性。然而, 找到满足所有约束的解决方案超出了本文的范围。所提出的孤岛方法侧重于创建满足稳态约束的岛屿。通过满足这些约束并考虑最小潮流中断的好处, 假设岛屿也是稳定的, 因此不检查意外事件后岛屿的暂态和电压稳定性。

在此基础上, 可以将防御孤岛定义为一个图切问题, 并使用约束谱聚类提供解决方案。下一节给出约束谱聚类的理论背景。

2) 约束谱聚类背景: 电力系统可以用一个无向图 $G(V, E, W)$ 来描述, 其顶点集 V (母线), 边缘集 E (支路)。矩阵 W 是加权邻接矩阵, 必须满足以下性质: $w_{ij}=w_{ji}$, $w_{ii}=0$ 和 $w_{ij}=0$, 如果顶点 i 不与 g 中的顶点 j 相邻, 则用支路的视在功率流来定义矩阵 W , 权值 w_{ij} 定义为:

$$w_{ij} = \frac{|S_{ij}| + |S_{ji}|}{2} \quad (2)$$

其中, S_{ij} 为从母线 i 到 j 的视在功率流[19], [22]。

约束谱聚类基于拉普拉斯矩阵。拉普拉斯矩阵主要有两种类型, 即归一化和非归一化[31]。归一化的在聚类技术上表现更好[22], [32]和

定义为:

$$L_n = I - D^{-1/2} W D^{-1/2} \quad (3)$$

式中, I 为单位矩阵, D 为对角线上顶点的度数的对角度矩阵。顶点 $v_i \in V$ 的度数 d_i 将 v_i 相邻的所有边的权值求和, 定义为[24]:

$$d_i = \sum_{j=1}^{N_V} w_{ij} \quad (4)$$

式中, N_V 为顶点的个数。采用约束谱聚类方法, 将包含在同一孤岛中的所有脆弱总线作为约束。假设前 s 辆公交车是那些必须被隔离的公交车, n 是公交车的总数(同样矩阵 D 和 W 需要以相同的方式排序), 可以使用约束矩阵 C [21], [33] 引入约束:

$$C = \begin{bmatrix} 1_{s \times 1} & 0_{s \times (n-s)} \\ 0_{(n-s) \times 1} & I_{(n-s) \times (n-s)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中 I 是单位矩阵, 0 是零矩阵, 1 是全1的矩阵。因此, 矩阵 C 的维数为 $n \times (n-s+1)$, 因为必须连接的总线(即脆弱总线)由一个等效总线表示。

然后计算广义特征问题 $C^T L_n C u = \lambda C^T C u$ 的两个最小特征值对应的特征向量 u_1 和 u_2 , 其中 λ 是与特征向量 u 相关的特征值。

接下来, 将计算得到的特征向量归一化, 使其在 R^2 中的长度为1, 从而:

$$u'_i = \frac{u_i}{\|u_i\|}, \quad i = 1, 2 \quad (6)$$

向量 Cu_1 和 Cu_2 用作 R^2 中顶点的坐标。使用分层聚类对顶点进行聚类[32]。

最终, 约束谱聚类提供了一种最小化潮流中断的解决方案, 并将电力系统划分为两个子集 V_1 和 V_2 。假设脆弱母线属于 V_1 , 则孤岛化解决方案的质量定义为脆弱母线数量与 V_1 中母线总数的比值。如果该比值小于期望值, 则在 V_1 中重新应用约束谱聚类。重复相同的过程, 直到认为孤岛解的质量令人满意, 并且应该断开以形成岛屿的分支是上次应用约束光谱聚类获得的分支。孤岛解的质量取 $[0,1]$ 范围内的值。较大的值限制了岛屿的可能划分, 而较小的值意味着具有脆弱总线的形成的岛屿可能包含比脆弱总线更多的非脆弱总线。经过离线穷尽测试, 本研究选择的最小期望比率为 $67\% (2/3 = 0.67)$ 。由于极端天气导致的分支故障, 网络可能会被划分为岛屿。在这种情况下, 每个岛屿被视为一个独立的系统, 网络可能被划分为两个以上的岛屿。

D. 系统弹性评估

在应用了适当的孤岛解决方案后, 下一步是确定哪些组件会由于天气事件而实际跳闸。为此, 将脆弱性曲线获得的与天气相关的失效概率与均匀分布的随机数 $r \sim U(0,1)$ 进行比较。如果组件的失效概率大于 r , 则它会被绊倒。这在天气和自然灾害相关的研究(例如[34], [35])中是一种特别有用的方法, 用于确定每个模拟步骤中组件的状态。一旦发生组件中断, 修复时间(TTR)按照指数分布随机生成。为了捕捉由于高强度天气事件导致的较高部件损伤的TTR增加, 在正常天气下的TTR与预定范围内均匀分布的随机数相乘(将在后面的章节中讨论)。

然后在每个模拟步骤对系统性能进行评估。这有助于确定是否需要减少负载以平衡网络。重复此过程, 直到模拟(t_s)结束。然后评估系统的恢复能力, 这可以用天气事件期间断开连接的客户数量来表示。

图2的仿真过程分为考虑防御孤岛和不考虑防御孤岛两种情况。这决定了这种预防性控制行动对天气紧急情况下电力系统恢复能力的贡献。

IV. 案例研究应用

本节介绍了应用于大不列颠(GB)传输网络的简化29总线版本的拟议方法的结果。模拟时段为冬季一周, GB通常观测到高峰需求和高风速。此外, 还使用了每小时的分辨率, 这被认为足以模拟天气事件。模拟中考虑了足够数量的情景(如第IV-C节所示), 以确保方法的准确性。

A. 测试网络和天气区域

本研究采用的简化GB传输网络如图4所示。[36]。该车型由29辆公交车组成;98条双回路配置的架空传输线和一条单回路传输线(即节点2和3之间);以及分布在24个节点的65台不同技术(如风能、核能和CCGT)发电机, 总装机容量约为80吉瓦。每小时节点需求已通过2011年七年声明获得, 国家电网[37], 峰值网络需求约为56GW。这被认为独立于不断变化的天气条件。

为了考虑暴风对整个输电网的空间影响, 将测试网络任意划分为6个天气区域, 如图4.b所示。MERRA再分析[38]已被用于获取GB不同位置的风廓线。假设每个天气区域内的天气条件是均匀的。因此, 每个区域内的组件都是暴露的

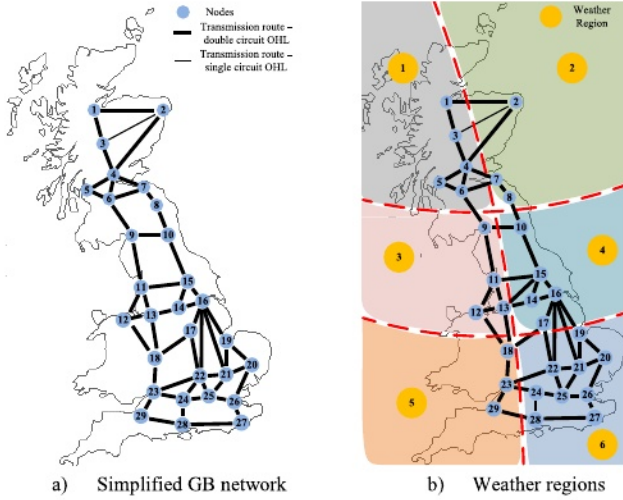


图4所示。简化的29总线GB传输网络。

到相同的风力条件下，这意味着每个区域内组件的易损性是相同的。由于MERRA重新分析获得的风数据代表每小时平均风速，因此模拟中使用的数据已按比例放大，以便模拟可能对网络弹性构成威胁的严重风暴。特别是模拟了最大风速达到46m/s的风暴，这是根据英国气象局提供的Beaufort风速尺度[39]，代表了飓风期间的风速，与英国历史上最严重的风暴中出现的风速相似[40]。此外，根据GB历史强风暴记录的每小时最大阵风速度[40]、[41]可以看出，GB北部地区是受风暴袭击更严重、更频繁的地区。因此，本分析重点模拟图4.b中天气区1和2发生的风暴。

B. 仿真数据

提出的框架的应用重点是强风暴对输电线路和塔的影响。图5显示了所使用的风脆弱性曲线。塔风脆弱性曲线是“大不列颠弹性电网(RESNET)”项目[10]生成的曲线的一个例子，指的是GB输电网络中最典型的钢输电塔。假设每300米有一座塔，并且它们串联在一起，因此单塔的倒塌会使输电走廊中断。为了演示，这里假设输电线路易损性曲线。该曲线的取风风速(约为30m/s)符合[42]的统计研究，该研究将传输线的失效概率(GB)与风速联系起来。因此，输电走廊可能因塔倒塌或线路(导体)故障(如卸扣故障)而跳闸。必须指出的是，这些易损性曲线分别指的是单个输电塔的独立倒塌和作为一个输电线路的故障(即，不是指输电塔之间的线跨)。

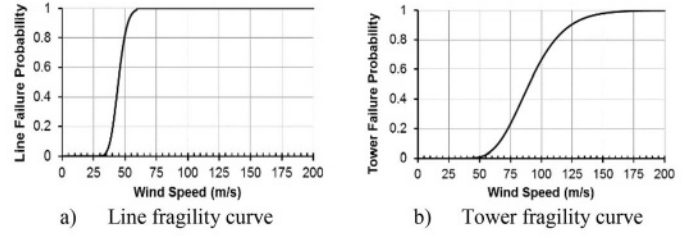


图5所示。风的易损性曲线。

树枝 br 因风而被绊倒的概率定义为:

$$P_{br}(w) = P_{br,B}(w) + P_{br,T}(w) - P_{br,B}(w)P_{br,T}(w) \quad (7)$$

式中， $P_{br}(w)$ 为分支 br 作为风速(w)的函数发生故障的概率， $P_{br,B}(w)$ 和 $P_{br,T}(w)$ 分别为分支 br 因支路和塔身发生故障的概率。概率 $P_{br,B}(w)$ 由图5.a的易损性曲线得到。考虑到输电塔相互独立失效，且单个失效概率相同，则给出 $P_{br,T}(w)$:

$$P_{br,T}(w) = 1 - (1 - P_{T_{ind}}(w))^{N_T} \quad (8)$$

式中， $P_{T_{ind}}(w)$ 为由图5的易损性曲线得到的单个塔的失效概率。 B ， N_T 为跨分支 br 的塔数(假设每300m有1座塔)。 $P_{br}(w)$ 用于确定易受攻击的分支，即在接下来的模拟步骤中由于风暴而有很高跳闸风险的分支。如果 $P_{br}(w)$ 高于指定的阈值，则认为该支路 br 易受攻击，并将其包含在可能的故障场景生成中。

正常天气(即 TTR_{normal})下的线路和塔的 TTR 分别假设为10小时和50小时。如上所述，对强度较高的风暴对 TTR_{normal} 的影响增加进行建模的一种方法是将 TTR_{normal} 与预定范围内均匀分布的随机数 h 相乘(即 $h \sim U[x_1, x_2]$)。在本应用中，对于风速高达40m/s的范围 $[x_1, x_2]$ 为[2,4]，对于更高的风速则为[5,7]。因此，举例来说，根据风暴造成的破坏程度，输电塔的修复可能持续几天到一周以上。如果可以获得天气紧急情况下电力公用事业恢复性能的信息，那么就可以建立更准确的恢复模型。

C. 仿真结果

如IV-A节所述，在模拟过程中，图4的天气区1和2。B受到风暴的影响，而在系统的其余部分，假设没有高风速，分支的正常故障概率为1%。故障概率 $P_{br}(w)$ 高于1%的每个支路都被认为是脆弱的，并用于生成所检查的故障场景。同样值得注意的是，被标记为易受攻击的分支的故障概率明显高于被分类为非易受攻击的分支的故障概率。因此，利用不断变化的风力条件对易损性曲线进行采样

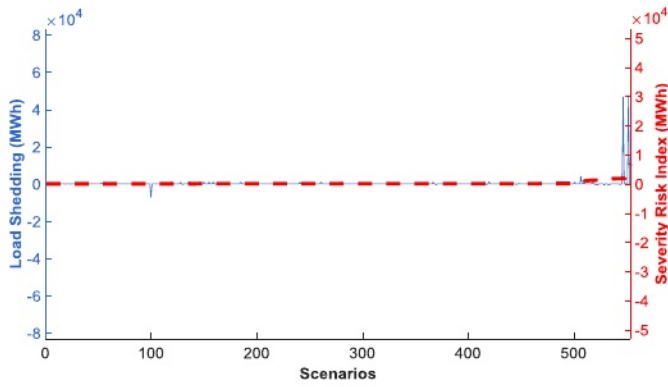


图6所示。最大风速为36m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

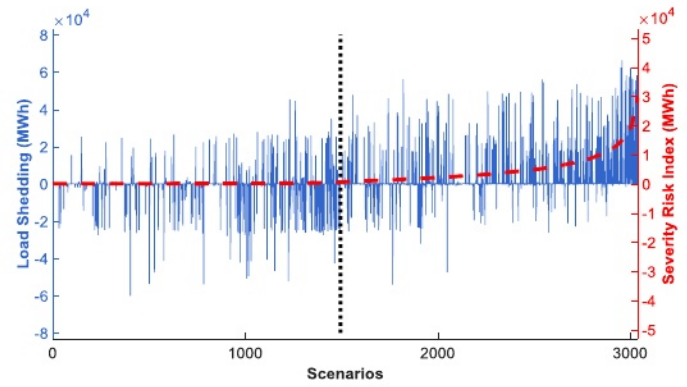


图8所示。最大风速为40m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

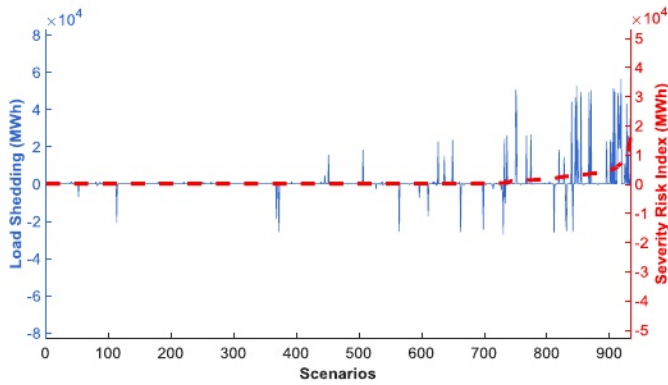


图7所示。最大风速为38m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

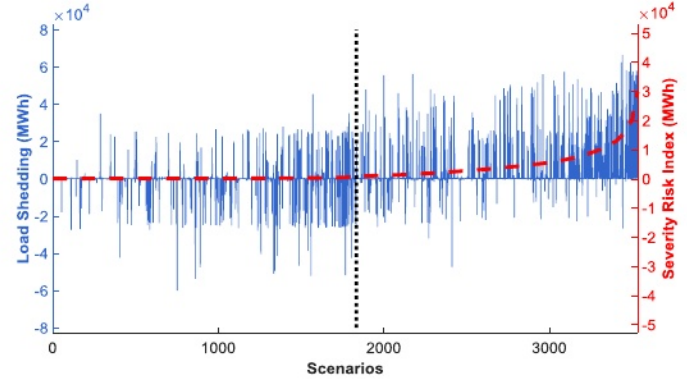


图9所示。最大风速为42m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

在确定每个模拟步骤的故障概率的时间序列中，可以系统地量化风暴对单个组件的时空影响，进而对整个系统的风险和恢复力进行量化。风险评估程序中考考虑的失效情景发生的概率高于1%。这些阈值的选择等于分支的正常失效概率，以便检查大量的场景并得出广泛风速范围内的结论。

图6-11显示了SRI(红色虚线)以及在受影响地区可能出现的最大风速范围内，在没有和有防御性孤岛的情况下进行的相应减载差异。SRI>0(即概率和影响大于零)的每个模拟步骤都被视为正在研究的场景。

这些场景根据它们的SRI值按升序呈现。当减载差为正值时，应用防御孤岛时需要减载的负荷减少。因此，将防御性孤岛作为一种预防性控制方法加以应用是有益的。反之，当减载差为负时，应用防御性孤岛时减载增加。可以观察到，随着风速的增加，所研究的场景数量也在增加。此外，

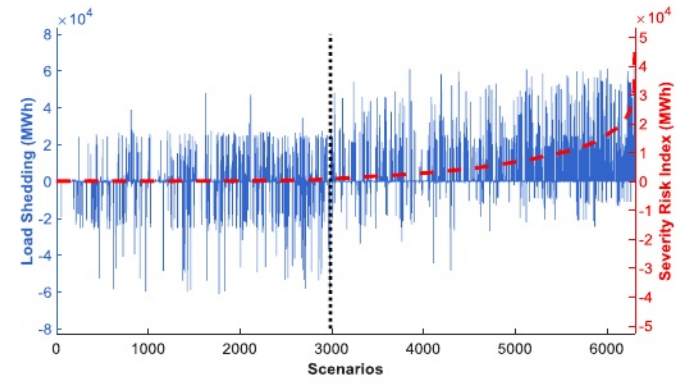


图10所示。最大风速为44m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

具有正减载差异的场景百分比随着SRI的增加而增加：这表明，对于较高的SRI值，网络弹性受益于防御性孤岛。

对比图6-11可以看出，当风速达到36m/s时(图6)，系统可以有效地承受风暴带来的应力。因此，防御性孤岛的应用价值有限。对于38米/秒的最大风速(图7)，防御性岛屿可能是有益的，但由于场景数量少，无法得出适当的结论。对于高于的风速

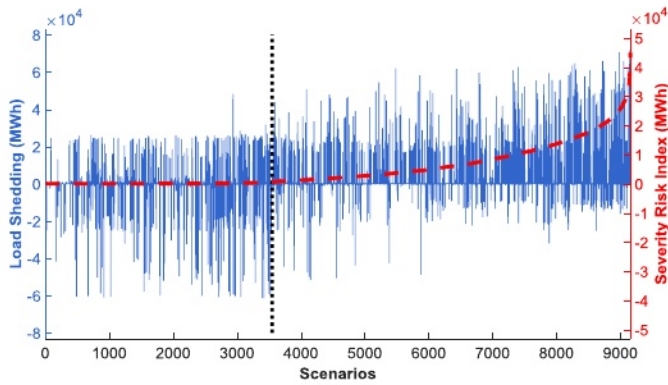


图11所示。最大风速为46m/s时，无防御性孤岛和防御性孤岛时的SRI及相应的减载差。

38m/s时，测试系统的弹性得到了显著的com-promise，这可以从大量发生减载的场景中看出。

正确选择 SRI_{thres} 进行在线应用，需要进行大量的离线研究。根据仿真结果，可以将应用防御孤岛的 SRI_{thres} 定义为使函数 F 最大化的值：

$$F = \sum_{S^*} (LS - LS_{DI}) \quad (9)$$

其中 S^* 是SRI值高于所选 SRI_{thres} 的所有场景的集合。 LS 和 LS_{DI} 分别是无防御性孤岛和有防御性孤岛时的兆瓦时减载量。

SRI值，在图8-11中用黑色虚线标出，表示 SRI_{thres} 。需要注意的是，当应用防御性孤岛时，为形成稳定且自给自足的孤岛而脱落的负荷包含在整体减载 LS_{DI} 中。

表1给出了本次研究中各风暴强度的 SRI_{thres} 和最大SRI值。可以观察到，随着风速的增加，最大SRI值越来越大。此外，考虑到SRI的取值范围为 $[0, 4.5 \cdot 10^4]$ 兆瓦时， SRI_{thres} 在所有最大风速范围内的值都相似。对于现实生活中的应用，可以定义这些 SRI_{thres} 范围内的单个特征阈值。表II给出了考虑最大风速和 SRI_{thres} 的所有组合的函数 F 的值。还使用了不同风速 SRI_{thres} 值的平均值。表2中的结果表明，选择这些值中的任何一个作为测试系统的特征阈值都会导致类似的结果。此外，可以观察到，随着风速的增加，防御性孤岛导致函数 F 的值更高。

从图8-11可以看出，对于 $SRI > SRI_{thres}$ ，在大多数情况下，防御性孤岛有利于网络的弹性(即减载 >0)。此外，对于SRI低于 SRI_{thres} 的一些情况，防御性孤岛似乎是有益的。这一观察结果总结于

表我

定义了最大风速范围的 SRI_{thres} 和 SRI_{max}

Maximum Wind Speed (m/s)	SRI_{thres} (MWh)	SRI_{max} (MWh)
36	-	$0.68 \cdot 10^4$
38	-	$1.61 \cdot 10^4$
40	597.13	$2.94 \cdot 10^4$
42	583.50	$2.97 \cdot 10^4$
44	866.76	$4.47 \cdot 10^4$
46	673.71	$4.50 \cdot 10^4$

表二世

函数 F 用于风速和强度的所有组合

SRI_{thres} (MWh)	Maximum Wind Speed (m/s)			
	40	42	44	46
F (MWh $\cdot 10^6$)				
597.13	5.589	6.985	11.912	14.206
583.50	5.588	7.004	11.937	14.223
866.76	5.565	6.933	12.102	14.118
673.71	5.573	6.981	12.070	14.310
Mean Value (680.28)	5.580	6.959	12.015	14.164

表3

模拟结果的统计分析

Max Wind Speed (m/s)	$LS < LS_{DI}$ (%)	$LS > LS_{DI}$ (%)	$LS = LS_{DI} = 0$ (%)	$LS = LS_{DI} > 0$ (%)
40	25.95	20.54	43.95	9.56
	18.96	46.34	18.71	15.99
42	23.91	24.57	40.03	11.49
	18.17	49.15	16.49	16.19
44	22.79	27.38	35.27	14.56
	15.19	55.77	10.30	18.74
46	21.01	32.34	28.51	18.14
	13.93	64.27	5.61	16.19

表III，显示了模拟结果的统计分析(以占分析中考虑的总场景的百分比表示)。表III中阴影行和非阴影行分别表示SRI值低于 SRI_{thres} 和高于 \square 。第二列和第三列分别是LS低于和高于 LS_{DI} 的场景数量的百分比。第四列是在有或没有防御性孤岛的情况下不需要减载的场景的百分比。第五列是有和没有防御性孤岛的场景的减载百分比，这些场景的减载等于且高于零。在这些场景中，在两种情况下进行的减载都是由于支路不受控制停电后的母线隔离。

从表III可以看出，对于 $SRI > SRI_{thres}$ (即无阴影行)，防御性孤岛有利的场景百分比，即 $LS > LS_{DI}$ ，随着风速的增加，从40米/秒的46.34%增加到46米/秒的64.27%。此外，它是两倍多(即，最大风速为46m/s时，大约是4.5倍)，而在所有风速下，防御性孤岛导致更高的负载脱落(即 $LS < LS_{DI}$)的情况的百分比。相比之下，对于 $SRI < SRI_{thres}$ ，这种差异要小得多。因此，这一分析表明，防御性孤岛是有益的

失去客户的风险很高，这可能是在严重的风暴期间发生的情况。

V. 结论

本文提出了一种使用智能操作弹性措施(即防御性孤岛)提高电网对极端天气事件弹性的方法。与通常部署的不同硬化基础设施措施相比，这提供了关于智能措施对电网弹性的贡献的见解。

通过对简化版的英国输电网进行风暴影响评估，说明了所提出的方法。使用脆弱性曲线获得与风相关的大量可能的失效场景。在基于风险的方法和几项离线研究的指导下，定义了严重风险指数(SRI)的阈值，为此电网弹性受益于动态防御孤岛的应用。对大范围的风暴强度进行了分析，以确定防御性孤岛的应用何时有利于电网恢复能力。已经有效地证明，防御性孤岛的应用对于高SRI值(即 $SRI > SRI_{thres}$)变得越来越有益，其中不可控级联故障和客户断开的威胁相对较高。

本文定义的 SRI_{thres} 可以支持系统运营商在在线应用过程中何时应用防御孤岛的决策。这一点至关重要，因为它为操作人员提供了额外的操作措施，以应对普遍的天气条件，并对自然灾害的管理做出了重大贡献。所提出的方法也可以应用于任何天气事件(如洪水)，前提是相关信息可用，如易损性曲线。此外，该方法具有一般有效性，并且可以将更高的时间分辨率(即 $<1hr$)用于天气事件期间的级联建模。这将提高所提出模型的准确性，但要求以所需的分辨率提供相关的天气数据，以确保电级联建模与天气锋面在网络中移动的影响之间的一致性。

参考文献

- [1] P. SouthWell, "Disaster recovery within a cigre strategic framework: Network resilience, trends and areas of future work," CIGRE Study Committee C1, Aug. 2014.
- [2] President's Council of Economic Advisers, "Economic benefits of increasing electric grid resilience to weather outages," Executive Office President, U.S. Dept. Energy, Office of Elect. Del. Energy Rel., Washington, DC, USA, Tech. Rep., Aug. 2013.
- [3] A. R. Berkeley, III and M. Wallace, "A framework for establishing critical infrastructure resilience goals: Final goals and recommendations," Nat. Infrastruct. Advisory Council (NIAC), Washington, DC, USA, Oct. 2010.
- [4] M. Chaudry *et al.*, *Building a Resilient UK Energy System*. London, U.K.: UK Energy Res. Centre, Apr. 2011.
- [5] M. Panteli and P. Mancarella, "The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, May/Jun. 2015.
- [6] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, and R. Baldick, "Research on resilience of power systems under natural disasters—A review," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, Mar. 2016.
- [7] M. R. Bhuian and R. N. Allan, "Inclusion of weather effects in composite system reliability evaluation using sequential simulation," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 141, no. 6, pp. 575–584, Nov. 1994.
- [8] R. Billinton and G. Singh, "Application of adverse and extreme adverse weather: Modelling in transmission and distribution system reliability evaluation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 1, pp. 115–120, Jan. 2006.
- [9] L. Yong and C. Singh, "A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 145–152, Feb. 2011.
- [10] M. Panteli and P. Mancarella, "Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events," *IEEE Syst. J.*, pp. 1–10, Feb. 2015.
- [11] M. Panteli and P. Mancarella, "Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 259–270, Oct. 2015.
- [12] U.S. Department of Energy, "Smart Grid System Report," SEC. 1302., Washington, DC, USA, Jul. 2009.
- [13] J. B. Ekanayake, *Smart Grid: Technology and Applications*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2012.
- [14] Z. Wang and J. Wang, "Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 31–39, Nov. 2015.
- [15] M. Vaiman *et al.*, "Risk assessment of cascading outages: Methodologies and challenges," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 631–641, May 2012.
- [16] M. Amin, "Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid," in *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting Convers. Del. Elect. Energy 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 2008, pp. 1–5.
- [17] L. R. Phillips *et al.*, "Agents and islands: Managing a power system before, during, and after transition to the islanded state," in *Proc. Int. Conf. Syst. Syst. Eng. (IEEE/SMC)*, Los Angeles, CA, USA, 2006, pp. 161–166.
- [18] D. P. Nedic, I. Dobson, D. S. Kirschen, B. A. Carreras, and V. E. Lynch, "Criticality in a cascading failure blackout model," *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 9, pp. 627–633, 2006.
- [19] D. Xianzhong and S. Sheng, "Self-organized criticality in time series of power systems fault, its mechanism, and potential application," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1857–1864, Nov. 2010.
- [20] R. Moreno and A. Torres, "Security of the power system based on the separation into islands," in *Proc. IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. (ISGT Latin America)*, Medellin, Colombia, 2011, pp. 1–5.
- [21] L. Ding, F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, and V. Terzija, "Two-step spectral clustering controlled islanding algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 75–84, Feb. 2013.
- [22] J. Quirós-Tortós, R. Sánchez-García, J. Brodzki, J. Bialek, and V. Terzija, "Constrained spectral clustering-based methodology for intentional controlled islanding of large-scale power systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 1, pp. 31–42, Jan. 2015.
- [23] D. N. Trakas, E. M. Voumvoulakis, and N. D. Hatziaargyriou, "Decentralized control of power system zones based on probabilistic constrained load flow," in *Proc. Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. Power Syst. (PMAPS)*, Durham, NC, USA, 2014, pp. 1–6.
- [24] H. Mehrjerdi, S. Lefebvre, M. Saad, and D. Asber, "A decentralized control of partitioned power networks for voltage regulation and prevention against disturbance propagation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1461–1469, May 2013.
- [25] N. R. Romero, L. K. Nozick, I. D. Dobson, X. Ningxiong, and D. A. Jones, "Transmission and generation expansion to mitigate seismic risk," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3692–3701, Nov. 2013.
- [26] Department of Homeland Security Emergency Preparedness and Response Directorate, *Multi-Hazard Loss Estimation Methodology Earthquake Model (HAZUS MR4)*, Fed. Emergency Manage. Agency, Washington, DC, USA, 2003.
- [27] M. Ni, J. D. McCalley, V. Vittal, and T. Tayyib, "Online risk-based security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 258–265, Feb. 2003.

- [28] A. Ashrafi and S. M. Shahrtash, "Dynamic wide area voltage control strategy based on organized multi-agent system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2590–2601, Nov. 2014.
- [29] F. Raak, Y. Susuki, and T. Hikihara, "Data-driven partitioning of power networks via Koopman mode analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–10, Sep. 2015.
- [30] Z. Qin, S. Liu, and Y. Hou, "Virtual synchroscope: A novel application of PMU for system restoration," in *Proc. Int. Conf. Adv. Power Syst. Automa. Protect. (APAP)*, Beijing, China, 2011, pp. 193–197.
- [31] U. von Luxburg, "A tutorial on spectral clustering," *Stat. Comput.*, vol. 17, no. 4, pp. 395–416, 2007.
- [32] R. J. Sanchez-Garcia *et al.*, "Hierarchical spectral clustering of power grids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2229–2237, Sep. 2014.
- [33] T. De Bie, J. Suykens, and B. De Moor, "Learning from general label constraints," in *Structural, Syntactic, and Statistical Pattern Recognition*. Berlin, Germany: Springer-Verlag, 2004, pp. 671–679.
- [34] M. Ouyang and L. Dueñas-Osorio, "Time-dependent resilience assessment and improvement of urban infrastructure systems," *Chaos*, vol. 22, no. 3, 2012, Art. no. 033122.
- [35] J. Winkler, L. Dueñas-Osorio, R. Stein, and D. Subramanian, "Performance assessment of topologically diverse power systems subjected to hurricane events," *Rel. Eng. Syst. Safety*, vol. 95, no. 4, pp. 323–336, 2010.
- [36] M. Belivanis and K. Bell, "Representative GB network model: Notes," Univ. Strathclyde, Glasgow, U.K., Apr. 2011.
- [37] 2011 *National Electricity Transmission System (NETS) Seven Year Statement*, National Grid PLC, Warwick, U.K., 2011.
- [38] (Mar. 2015). *MERRA Re-Analysis*. [Online]. Available: <http://gmao.gsfc.nasa.gov/>.
- [39] U.K. Met Office. (Jul. 2015). *Beaufort Wind Force Scale*. [Online]. Available: <http://www.metoffice.gov.uk/guide/weather/marine/beaufort-scale>.
- [40] U.K. Met Office. (Mar. 2015). *Met Office Integrated Data Archive System (MIDAS)*. [Online]. Available: http://catalogue.ceda.ac.uk/uuid/245df050d5_7a50c183b88df509f5f5a.
- [41] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. (Mar. 2015). *ERA Interim*. [Online]. Available: <http://apps.ecmwf.int/datasets/data/interim-full-daily/>.
- [42] K. Murray and K. R. W. Bell, "Wind related faults on the GB transmission network," in *Proc. Probabilistic Methods Appl. Power Syst. (PMAPS)*, Durham, U.K., 2014, pp. 1–6.



mtaios Panteli (S '09-M '13), 2009年毕业于希腊塞萨洛尼基亚里士多德大学电气与计算机工程专业, 2013年毕业于UK曼彻斯特大学电力工程专业, 获博士学位。在曼彻斯特大学担任博士后研究助理几年后, 他于2015年9月加入塞浦路斯大学, 目前担任研究助理。主要研究方向包括电力系统停电的分析与预防、电力系统中的态势感知——

电力系统对自然灾害和极端天气事件的Tems和弹性评估。



Dimitris N. Trakas (S '16)于2009年获得希腊雅典国立技术大学(NTUA)电气与计算机工程学位, 并于2011年获得NTUA能源生产与管理理学硕士学位。现为NTUA电力动力部博士研究生。

主要研究方向为电力系统分散控制、电力系统动态安全、电力系统抗自然灾害能力评估与增强。



Pierluigi Mancarella (M '08-SM '14), 2006 年获得意大利都灵理工大学(Politecnico di Torino)电力系统专业博士学位。在UK伦敦帝国理工学院担任研究助理几年后, Pierluigi于2011年加入UK曼彻斯特大学, 目前是未来能源网络的读者。

Pierluigi的研究兴趣包括多能源系统建模, 低碳技术的电力系统集成, 不确定性下的网络投资, 以及智能电网的风险和弹性。

他是这些主题的几本书和书籍章节的作者, 并发表了200多篇研究论文。

Pierluigi是《IEEE智能电网交易》的编辑, 《IEEE系统杂志》和《国际电力与能源系统杂志》的副主编, 以及IEEE欧洲公共政策倡议能源工作组主席。



Nikos D. Hatziargyriou (S '80-M '82-SM '90-F '09)是Hellenic Distribution Network Operator的董事长兼CEO。自1984年以来, 他任职于雅典国立技术大学电气与计算机工程系动力部, 自1995年以来, 他是电力系统的全职教授。从2007年2月到2012年9月, 他担任希腊公共电力公司(PPC)的副CEO, 负责输配电网络、岛屿DNO和测试、研究中心

原型。他是IEEE的资深成员, 电力系统动态性能委员会的前任主席, CIGRE的杰出成员和CIGRE SC C6“配电系统和分布式发电”的前任主席。他是欧盟智能电网技术平台咨询委员会主席。他参与了60多个由欧盟委员会和业界资助的研发项目, 著有《微电网:架构和控制》一书, 发表了180多篇期刊出版物和500多篇会议论文集论文。