

计及故障重构与信息约束的有源配电网 短期可靠性评估方法

王守相^{1,2},高嘉佐^{1,2},赵倩宇^{1,2},张丙杰^{1,2}

(1. 天津大学 智能电网教育部重点实验室,天津 300072;

2. 电力系统仿真控制天津市重点实验室,天津 300072)

摘要:配电网短期可靠性可有效反映系统的运行风险,而分布式电源出力变化、网络重构与信息系统状态都是其重要影响因素。为此,提出了计及故障重构与信息约束的有源配电网短期可靠性评估模型和方法。首先构建基于马尔可夫过程的配电网元件短期停运模型,然后建立考虑故障重构与信息物理耦合的有源配电网故障后最优负荷削减模型,提出基于有向虚拟多商品流模型的考虑故障重构与孤岛划分的最优负荷削减策略,建立适用于故障重构与孤岛划分的辐射状拓扑约束以及考虑信息系统对配电网支撑作用的信息约束,实现对故障后果的精确分析。在此基础上,提出基于模型驱动的有源配电网短期可靠性评估方法,并进一步针对基于模型驱动的方法所存在的快速性不足缺点,采用“离线建模,在线评估”思想,提出基于最小二乘支持向量机的改进短期可靠性快速评估方法,实现了短期可靠性的快速评估。基于算例分析了负荷削减策略、分布式电源出力、信息物理耦合对系统可靠性的影响,验证了所提方法的有效性以及所提负荷削减策略对可靠性提升的优越性。

关键词:有源配电网;信息约束;故障重构;短期可靠性评估;最小二乘支持向量机

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202309008

0 引言

随着分布式电源大量接入,传统配电网发展成为有源配电网。分布式电源出力的间歇性以及波动性给配电网的可靠运行带来挑战。同时,随着信息技术的广泛应用,配电网依赖信息系统实现实时感知与动态控制。但是信息系统的失效也会反馈于配电网,继而导致配电网故障的发生^[1]。为了保证配电网安全运行,对配电网进行可靠性评估的意义重大。

目前,国内外学者在配电网可靠性评估方面已取得一些研究成果。在配电网信息物理系统可靠性建模方面:文献[2]基于广义Petri网构建了配电网信息物理系统的可靠性评估模型,提升了评估效率;文献[3]考虑信息物理系统的耦合关系与拓扑结构,建立了信息系统与物理系统的元件模型;文献[4]针对基于分布式馈线自动化的配电信息物理系统进行建模,分析了信息元件失效对配电系统可靠性的影响;文献[5]在考虑信息失效的基础上,研究了分

布式电源的作用。在故障后果分析方面,当配电网发生故障后,可以通过协同调度供能设备的出力、储能充放电、电网开关等手段,来实现负荷削减量的最小化。文献[6]在进行故障后果分析时,考虑了故障定位、隔离、恢复的过程;文献[7]考虑故障恢复对用户用电体验的影响,建立了配电网的用电指标评价体系;文献[8]考虑配电网的故障转供,将可靠性与网络规划问题相结合,通过寻优得到可靠性指标。但上述研究均未进行潮流计算,缺少对电压等系统运行状态的关注,评估结果较为理想化。在可靠性评估方法方面,解析法的评估精度高,最小割集法^[9]、影响增量法^[10]等解析法在可靠性评估中均有应用。但解析法适用于小规模系统,当系统规模较大时,计算时间会呈指数增长。而蒙特卡罗法是常用的模拟方法^[3-7],适用于大规模系统,被广泛应用于可靠性评估,但在元件故障率较低或系统故障分析较为复杂时,也存在评估时间过久的问题。而短期可靠性关注系统的运行风险,对评估速度与评估精度均有要求。近年来,机器学习开始被应用于可靠性评估^[11-13],提升了评估速度。文献[14]对可靠性评估方法进行总结,提出了“离线建模,在线评估”模式,拓宽了可靠性评估的思路。综上所述,国内外学者在配电网可靠性方面已有较多的研究,但关注的时间尺度大多为中长期,对短期可靠性的研究不足,在信息作用与负荷削减时未考虑潮流计算,对配电网的运行状态有所忽视,难以从系统运行风险的

收稿日期:2023-08-04;修回日期:2023-08-25

在线出版日期:2023-09-07

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52077149);国家自然科学基金智能电网联合基金重点支持项目(U2166202)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52077149) and the Key Program of the National Natural Science Foundation of China-State Grid Cooperation of China Joint Found for Smart Grid(U2166202)

角度给出指导,也无法刻画故障重构等调度措施对系统短期可靠性的影响。而在考虑配电网的运行状态后,又将面临评估时间过久的问题。

为此,本文提出考虑故障重构与信息约束的有源配电网短期可靠性评估方法。首先,根据短期可靠性元件故障率的时变特性,建立基于马尔可夫过程的短期停运模型;然后,在故障后果分析方法方面考虑信息物理耦合与故障重构,提出最优负荷削减策略;最后,针对基于模型驱动的评估方法的耗时过长问题,提出基于最小二乘支持向量机(least squares support vector machine, LSSVM)回归模型的改进方法,在准确性可接受的范围内提升快速性。

1 计及网络重构与信息约束的有源配电网短期可靠性模型

1.1 基于马尔可夫过程的配电网元件短期停运模型

在短期可靠性评估中,元件的状态概率呈时变特性。而在传统可靠性建模中,元件的故障状态概率大多基于历史数据或经验得到,无法体现元件故障的实时特性。马尔可夫过程认为系统下一时刻的状态仅与当前时刻的状态有关,与历史状态无关,适用于刻画元件的时变可靠性模型。假设状态空间为 $\{0,1\}$,0表示正常状态,1表示故障停运状态, λ 、 μ 分别为元件的故障率、修复率。两状态的马尔可夫模型如附录A图A1所示。

在可靠性评估中,元件的无故障工作时间、故障修复时间均服从指数分布,元件状态转移可视为齐次马尔可夫过程。假设元件当前处于正常状态,通过全概率公式可求得元件在时间 t 后处于状态0的概率 $P_0(t)$ 和处于状态1的概率 $P_1(t)$ 分别为:

$$\begin{cases} P_0(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda} + \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \\ P_1(t) = \frac{\lambda}{\mu+\lambda} - \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \end{cases} \quad (1)$$

1.2 考虑故障重构与信息物理耦合的有源配电网故障后最优负荷削减模型

在配电网发生故障后,可以通过信息网快速调节分布式电源出力,减少负荷削减量。同时,配电网故障重构与孤岛划分也是实现负荷供应的有效手段。为了尽可能地保障用户的用电,建立考虑故障重构与信息物理耦合的最优负荷削减模型,如式(2)所示。

$$\min F = \sum_{i=1}^{N_e} (1-\delta_i) \theta_i P_i \quad (2)$$

式中: F 为目标函数值; N_e 为配电网节点数量; δ_i 为配电网节点 i 处能够正常供电的负荷比例; θ_i 为配电网节点 i 的负荷等级权重; P_i 为配电网节点 i 的电负荷。

1.2.1 适用于故障重构与孤岛划分的辐射状拓扑约束

配电网在进行最优负荷削减时,应满足辐射状拓扑约束。一方面,在配电网发生故障后,为了尽可能地恢复供电,并满足非故障区域的正常运行,需要考虑孤岛运行策略;另一方面,当配电网2处及以上元件发生故障后,可能会出现失电孤岛的情况,这会增加拓扑的复杂性。失电孤岛示意图如附录A图A2所示,此时配电网发生3处故障,节点2、3处配置了分布式电源,若满足运行条件,则可采用孤岛运行方式进行供电。但节点4、5无电源供应,成为了失电孤岛。

在网络重构中,常用的父子关系生成树法在某些情况下可能会形成环路,而单商品流约束不允许出现失电孤岛的情况^[15],这2种方法均不适用于考虑故障重构与孤岛划分的可靠性评估。基于生成树约束的有向虚拟多商品流模型通过描述商品在网络中的流通过程来保证网络的连通性,并通过生成树的进一步开断来实现辐射状要求和孤岛划分^[16]。该模型可以有效解决形成环路和失电孤岛问题,满足可靠性评估中式(3)~(10)所示对配电网拓扑的灵活性要求。

$$\sum_{js \in B} F_{k,js} - \sum_{sj \in B} F_{k,sj} = -1 \quad k \in N \setminus s \quad (3)$$

$$\sum_{jk \in B} F_{k,jk} - \sum_{kj \in B} F_{k,kj} = 1 \quad k \in N \setminus s \quad (4)$$

$$\sum_{ij \in B} F_{k,ij} - \sum_{ji \in B} F_{k,ji} = 0 \quad k \in N \setminus s, i \in N \setminus \{s, k\} \quad (5)$$

$$0 \leq F_{k,ij} \leq \mu_{ij} \quad ij \in B, k \in N \setminus s \quad (6)$$

$$0 \leq F_{k,ji} \leq \mu_{ji} \quad ji \in B, k \in N \setminus s \quad (7)$$

$$\sum_{ij \in B} (\mu_{ij} + \mu_{ji}) = N_e - 1 \quad (8)$$

$$\mu_{ij} + \mu_{ji} = \lambda_{ij} \quad ij \in B \quad (9)$$

$$\beta_{ij} \leq \lambda_{ij} \quad ij \in B \quad (10)$$

式中: N 为配电网所有节点的集合; B 为配电网中所有线路的集合; s 为变电站节点; $F_{k,ij}$ 为经过有向线路 ij 送至节点 k 的虚拟流量; μ_{ij} 为0-1变量,若有向线路 ij 被包含在有向生成树中,则 $\mu_{ij}=1$,否则 $\mu_{ij}=0$; λ_{ij} 为0-1变量,若有向线路 ij 的虚拟连接状态为闭合,则 $\lambda_{ij}=1$,否则 $\lambda_{ij}=0$; β_{ij} 为0-1变量,若线路 ij 闭合,则 $\beta_{ij}=1$,否则 $\beta_{ij}=0$ 。式(3)表示1个单位虚拟商品由变电站节点流向节点 k ;式(4)表示节点 k 获得1个单位虚拟商品;式(5)表示属于节点 k 的虚拟商品不会流入其他节点;式(6)和式(7)表示当 μ_{ij} 构造的有向生成树包含有向线路 ij 时,虚拟商品才可在该有向线路上流动;式(8)指定了生成树中有向线路的数量;式(9)表示虚拟连接状态由生成树的有向线路决定;式(10)表示支路的实际连接状态由虚拟连接状态约束。

1.2.2 考虑信息物理系统耦合影响的信息约束

信息物理系统中的信息网与配电网相互影响,配电网为信息网提供电能,信息网发出指令来控制配电网中的元件。当配电网节点发生故障时,对应的信息节点会失去供能;当信息节点发生故障时,对应的配电网节点会处于不可控或不可观状态^[17]。

当配电网节点因故障发生切负荷时,对应的信息节点能否正常工作可按式(11)所示约束判定^[18]。

$$\alpha_i = \begin{cases} 1 & \sum_{j \in N_i} P_j^{\text{cut}} \leq (1-\varphi) \sum_{j \in N_i} P_j \\ 0 & \sum_{j \in N_i} P_j^{\text{cut}} > (1-\varphi) \sum_{j \in N_i} P_j \end{cases} \quad (11)$$

式中: α_i 为0-1变量,若信息节点*i*正常供能,则 $\alpha_i=1$,否则 $\alpha_i=0$; N_i 为与信息节点*i*相连接的配电网节点的集合; P_j 为配电网节点*j*的有功负荷需求量; P_j^{cut} 为配电网节点*j*被切除的负荷; φ 为信息网与配电网的耦合程度,其取值范围为 $[0,1]$, φ 取值越大,表明耦合程度越强。

对于采用电力光缆通信的配电网而言,信息网与配电网在空间上存在耦合性,为了简化运算,可认为信息网的拓扑结构与配电网一致,且信息节点由对应的配电网节点供能。基于此,对式(11)进行等价简化,如式(12)所示。

$$\alpha_i = \begin{cases} 1 & \varphi \leq \delta_j \\ 0 & \varphi > \delta_j \end{cases} \quad j \in N_i \quad (12)$$

式(12)表示当耦合程度 φ 不大于 δ_j 时,信息节点*i*被供能。为了便于求解,对式(12)进行如下处理^[18]:

$$\varphi - \delta_j \leq \varphi(1 - \alpha_i) \quad (13)$$

$$\varphi - \delta_j > (\varphi - 1)\alpha_i \quad (14)$$

当信息节点发生故障时,对应的配电网节点因不可观或不可控需要遵循以下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s,i} \leq \varepsilon_j \alpha_i P_{s,i}^{\text{max}} & i \in \{s\}, j \in N_i \\ 0 \leq P_{g,i} \leq \varepsilon_j \alpha_i P_{g,i}^{\text{max}} & i \in \{g\}, j \in N_i \end{cases} \quad (15)$$

$$0 \leq 1 - \delta_i \leq \varepsilon_j \alpha_i \quad i \in N \setminus s \quad (16)$$

式中: g 为分布式电源节点; $P_{s,i}$ 、 $P_{g,i}$ 分别为变电站节点、分布式电源节点的出力; $P_{s,i}^{\text{max}}$ 、 $P_{g,i}^{\text{max}}$ 分别为变电站节点、分布式电源节点的出力上限; ε_j 为0-1变量,若信息节点*j*与信息控制中心(information center, IC)连接正常,则 $\varepsilon_j=1$,否则 $\varepsilon_j=0$ 。式(15)表示当信息节点发生故障时,对应的配电网供能节点的供能设备应采取脱网应急处理,停止供能;式(16)表示当信息节点发生故障时,对应的配电网负荷节点无法切负荷。

信息节点保持与IC连接是该节点正常工作的前提,即:

$$\varepsilon_j = \begin{cases} 1 & z_{jc} + \sum z_{jk_1} z_{k_1 c} + \cdots + \sum z_{jk_m} z_{k_m k_{m-1}} \cdots z_{k_1 c} \geq 1 \\ 0 & z_{jc} + \sum z_{jk_1} z_{k_1 c} + \cdots + \sum z_{jk_m} z_{k_m k_{m-1}} \cdots z_{k_1 c} = 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中: z_{jk} 为0-1变量,若信息节点*j*与信息节点*k*之间的链路连接正常,则 $z_{jk}=1$,否则 $z_{jk}=0$; c 为IC节点; $k_1 \cdots k_m$ 为信息节点*j*与IC连接路径上的中间节点。式(17)表示当信息节点*j*与IC之间至少有1条通路时,信息节点*j*连接正常。当信息节点数量较多,信息网拓扑较复杂时,式(17)难以求解。对式(17)进行如下等价变换:

$$\varepsilon_j = 1 \quad j \in \{c\} \quad (18)$$

$$\left(\sum_{ij \in D} \varepsilon_i z_{ij} + \sum_{ji \in D} \varepsilon_i z_{ji} \right) / n_j \leq \varepsilon_j \leq \sum_{ij \in D} \varepsilon_i z_{ij} + \sum_{ji \in D} \varepsilon_i z_{ji} \quad j \notin \{c\} \quad (19)$$

式中: D 为信息网中链路的集合; n_j 为与信息节点*j*相连的链路数量。式(18)表示IC节点的连接状态恒为正常;式(19)通过检查其他节点是否与正常工作的信息节点相连来确定其他节点的工作状态。式(19)中存在2个0-1变量相乘的非凸项,令0-1变量 $w_{ij} = \varepsilon_i z_{ij}$,通过McCormick包络^[19]进行松弛处理,如式(20)所示。

$$\begin{cases} w_{ij} \geq 0, & w_{ij} \geq \varepsilon_i + z_{ij} - 1 \\ w_{ij} \leq \varepsilon_i, & w_{ij} \leq z_{ij} \end{cases} \quad (20)$$

1.2.3 系统运行约束

基于线路功率的DistFlow潮流方程适用于描述辐射状配电网。本文采用DistFlow模型建立配电网约束,并加入切负荷变量、线路连接状态变量反映故障重构。约束条件包括功率平衡约束、线路压降平衡约束、故障线路约束以及电压、电流、功率关系的二阶锥松弛,具体表达式见附录A式(A1)~(A8)。

当配电网发生线路故障后,若所有电源均无法对节点*j*供电,则该节点的负荷必须被切除;若存在电源可以对节点*j*供电,则该节点负荷是否被切除由调度决定。按式(19)的处理方式,设置变量 γ_j 表征节点*j*的通电情况,其满足:

$$\gamma_j \geq \delta_j \quad j \in N \quad (21)$$

$$\gamma_j = 1 \quad j \in \{s, g\} \quad (22)$$

$$\left(\sum_{ij \in u} \gamma_i \beta_{ij} + \sum_{jk \in v} \gamma_k \beta_{jk} \right) / n_j \leq \gamma_j \leq \sum_{ij \in u} \gamma_i \beta_{ij} + \sum_{jk \in v} \gamma_k \beta_{jk} \quad j \in N \setminus \{s, g\} \quad (23)$$

式中: u 为节点*j*的上游线路集合; v 为节点*j*的下游线路集合; γ_j 为0-1变量,若节点*j*被通电,则 $\gamma_j=1$,否则 $\gamma_j=0$; n_j 为与节点*j*相连的线路数量。式(21)表示节点通电与切负荷的关系;式(22)表示电源节点被通电;式(23)通过检查其他节点是否与通电节点相连来确定其他节点的通电状态。式(23)中存在非凸项,令0-1变量 $\nu_{ij} = \gamma_i \beta_{ij}$,亦可通过McCormick包络进行松弛处理,如式(24)所示。

$$\begin{cases} \nu_{ij} \geq 0, & \nu_{ij} \geq \gamma_i + \beta_{ij} - 1 \\ \nu_{ij} \leq \gamma_i, & \nu_{ij} \leq \beta_{ij} \end{cases} \quad (24)$$

2 有源配电网短期可靠性评估指标与过程

2.1 短期可靠性指标

短期可靠性评估聚焦于系统短时间运行风险,因此本文选用的可靠性指标为失负荷概率(loss of load probability, LOLP)与供电不足期望(expected energy not supplied, EENS),计算公式分别为:

$$E_{LOLP} = \sum_n f(P_{cut} > 0)/n \quad (25)$$

$$E_{EENS} = \sum_n P_{cut} f(P_{cut} > 0)/n \quad (26)$$

式中: E_{LOLP} 、 E_{EENS} 分别为考虑分布式电源出力与故障重构策略时的LOLP、EENS指标值; P_{cut} 为负荷削减量; $f(P_{cut} > 0)$ 为负荷削减事件的发生次数; n 为蒙特卡罗模拟次数。

为了细化分布式电源出力与故障重构对可靠性水平的影响,选择系统可靠性提升率(system reliability improvement rate, SRIR)指标,其计算公式为:

$$E_{SRIR} = \frac{E_{EENS0} - E_{EENS}}{E_{EENS0}} \times 100\% \quad (27)$$

式中: E_{SRIR} 为SRIR指标值; E_{EENS0} 为无分布式电源或采用其他切负荷策略时的EENS指标值。

在基于模拟法的可靠性评估中,EENS的收敛速度慢,本文选择EENS的方差系数作为收敛阈值,以提高模拟法的精度,其计算公式为:

$$\eta = \frac{\sqrt{V(E_{EENS})}}{E_{EENS}} \quad (28)$$

式中: η 为EENS的方差系数; $V(E_{EENS})$ 为EENS的方差。

2.2 基于模型驱动的有源配电网短期可靠性评估方法

短期可靠性评估采用小时级时间尺度,在给出当前小时的负荷水平与分布式电源出力后,结合元件短期时变停运概率,通过多次抽样来评估配电网1 d的可靠性水平。但非序贯蒙特卡罗法为随机抽样,且元件短期停运概率较低,为了满足可靠性指标精度,其所需的抽样次数较多,效率较低。而拉丁超立方抽样法是一种分层抽样方法,抽样效率更高,因此本文选择拉丁超立方抽样法进行抽样。基于模型驱动的有源配电网短期可靠性评估流程见附录A图A3,具体步骤如下。

步骤1:参数初始化。输入配电网参数以及当前时刻的各元件短期停运概率、负荷水平、分布式电源出力情况。

步骤2:状态抽样。输入系统参数,采用拉丁超立方抽样法,根据元件当前的短期停运概率对配电网元件进行状态抽样,若发生故障,则进入步骤3,若未发生故障,则继续抽样。

步骤3:故障后果分析。根据当前系统的故障

情况,结合所提考虑故障重构与信息约束的最优负荷削减模型,对故障后果进行分析,得到对应的负荷削减情况。

步骤4:指标计算。记录本次故障情况,计算可靠性指标。

步骤5:收敛判定。设定最大抽样次数为 M ,收敛阈值为 η_0 ,若EENS的方差系数小于收敛阈值或达到最大抽样次数,则输出当前时刻的可靠性指标;否则,返回步骤2继续进行抽样。

2.3 基于LSSVM的改进短期可靠性快速评估方法

基于模型驱动的评估方法求解精确,但在快速性方面存在不足。因此,本文采用“离线建模,在线评估”思路提升快速性。“离线建模,在线评估”是一种模型-数据混合驱动的评估思路,首先通过基于模型驱动的方法获取训练样本,再通过机器学习进行训练,快速输出可靠性指标。

LSSVM适用于小样本问题,在可靠性评估中已有应用^[11,20],因此,本文选用LSSVM实现可靠性的在线评估。LSSVM的具体原理见附录B。

在选用径向基作为核函数训练样本后,LSSVM训练样本的误差大小由正则化参数 r 和径向基核函数参数 σ 决定。本文选用网格搜索法来确定这2个参数。

“离线建模,在线评估”的可靠性评估流程见附录C图C1。在离线建模环节,选择不同的负荷水平、分布式电源出力、短期停运概率作为输入数据,将基于模型驱动的可靠性评估方法得到的对应可靠性指标作为输出数据,通过LSSVM进行训练。该环节多次求解最优负荷削减问题,包含大量的计算,以保证可靠性评估的准确性。在在线评估环节,训练完成后得到LSSVM回归模型,将未来短期的负荷水平、分布式电源出力情况、短期停运概率作为测试集输入模型,该环节可以迅速得到配电网的可靠性指标,为配电网的运行调度提供实时指导,且在系统状态发生变化时无须重新建模。

3 算例分析

3.1 算例概况

本文采用加入分布式电源的改进IEEE 33节点配电网为算例,假设信息网拓扑与配电网一一对应,其拓扑结构见附录C图C2。选取光伏(photovoltaic, PV)与微型燃气轮机(micro turbine, MT)作为分布式电源接入配电网,设PV的容量为0.2 MW, MT的容量为0.3 MW, $\eta_0=0.05$, $\varphi=0.2$,元件可靠性参数、配电网节点负荷等级分别见附录C表C1和表C2,配电网典型日负荷曲线见附录C图C3。

3.2 故障后果分析

为了验证本文所提负荷削减策略的有效性,设

置以下 2 种场景进行故障后果分析:①场景 1, 20:00 时线路 12-13、14-15 发生故障;②场景 2, 12:00 时线路 1-2 发生故障。

故障后重构结果如图 1 所示。场景 1、2 的失负荷量分别为 0.193、2.216 MW。在场景 1 中:节点 13、14 形成了失电孤岛, 完全失去供电, 且节点 14 所连 IC 失效;重构后其余节点均保持与节点 6 处的 IC 连接, 以维持可控性。在场景 2 中:变电站与配电网断开连接, 造成严重停电;受信息约束影响, 重构后节点 2—33 均保持与 IC 连接, 并由分布式电源供电, 达到了分布式电源的出力上限。

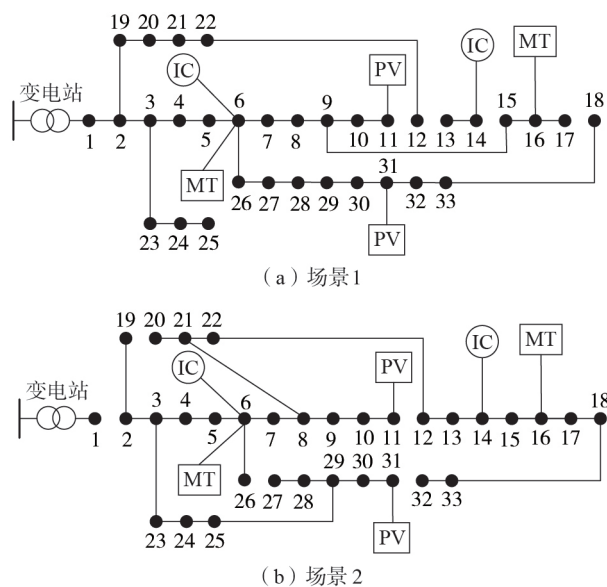


图 1 场景 1 和场景 2 重构结果
Fig.1 Reconfiguration results of Scenario 1 and Scenario 2

以线路 15-16 发生故障为例, 通过对比分析信息约束在故障后果分析中的作用, 考虑、不考虑信息约束时的重构结果如图 2 所示。

不考虑信息约束时, 节点 16—18 形成了孤岛, 通过配置于节点 16 处的 MT 进行供电。当考虑信息约束后, 未形成孤岛, 所有节点均与 IC 相连。不考虑、考虑信息约束时的切负荷量较接近, 分别为 0.056、0.061 MW。因此, 不考虑信息约束时, 重构方案倾向于使用分布式电源对区域进行供电。在考虑信息约束后, 重构方案倾向于保证与 IC 的相连。虽然考虑信息约束后的切负荷量略微增大, 但实际上, 在不考虑信息约束的情况下, 节点 16—18 形成的孤岛断开了与 IC 的连接, 其实际负荷恢复量可能无法达到模型计算的理想值。

3.3 可靠性指标分析

以小时为时间尺度, 按照基于模型驱动的短期可靠性评估流程对配电网的 24 h 可靠性水平进行评估, 得到的可靠性指标如图 3 所示。

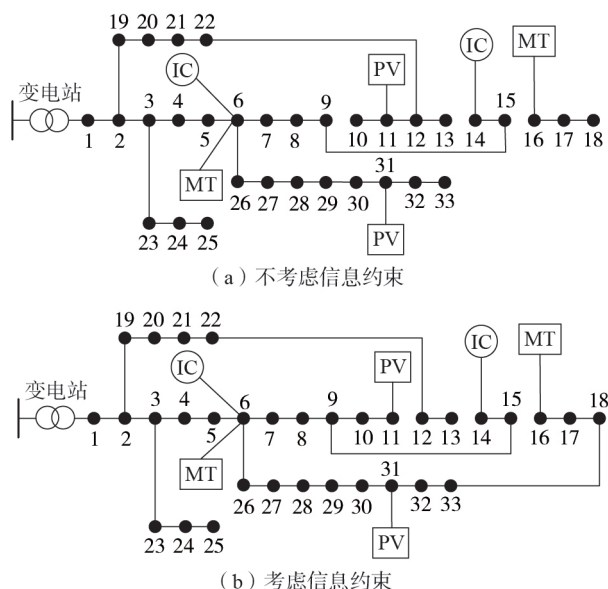


图 2 考虑、不考虑信息约束时的重构结果
Fig.2 Reconfiguration results considering and not considering cyber constraints

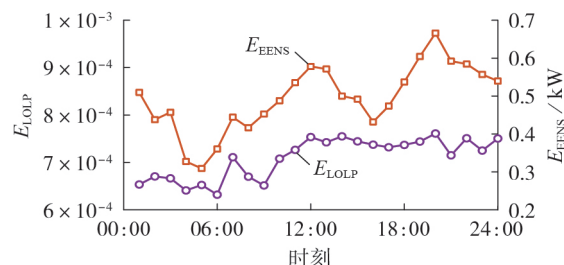


图 3 配电网短期可靠性指标
Fig.3 Short-term reliability indexes of distribution network

由图 3 可知: 系统的 LOLP 指标呈波动性上升, 这是因为元件短期停运概率随时间的增加而增大, 但受耦合设备出力、分布式电源出力、负荷水平变化的影响仍有波动; 在 EENS 指标方面, E_{EENS} 总体上与日负荷曲线相近, 但受元件短期停运概率、分布式电源出力的影响仍有波动。同时, 分布式光伏的出力特性缩小了配电网昼夜的 EENS 差距。可靠性指标结果与本文理论分析相符。

在模型驱动法的基础上, 采用变化的配电网 24 h 负荷水平以及对应的元件短期停运概率、分布式电源出力作为输入数据, 通过基于模型驱动的短期可靠性评估流程得到输出, 共获得 432 个训练集样本, 并通过 LSSVM 进行训练。本文的短期可靠性关注的时间尺度为 24 h, 因此选择配电网典型日作为测试集, 共 24 个样本。输入典型日 24 h 的负荷水平、分布式电源出力、元件短期停运概率后, 得到 LSSVM 在线评估的输出结果。将输出结果与模型驱动法结果进行对比, 见表 1 与附录 C 图 C4。模型驱动法的求解时间为 46 171.38 s, LSSVM 在线评估的求解时

间为0.21 s。结合表1可知,基于LSSVM的评估方法在损失少量精度的情况下大幅加快了求解速度。

表1 LSSVM误差对比

Table 1 Comparison of LSSVM error

可靠性指标	平均相对误差 / %	最大相对误差 / %
E_{LOLP}	3.14	5.15
E_{EENS}	4.25	7.61

3.4 可靠性影响因素分析

由前文分析可知,信息物理耦合、分布式电源出力、负荷削减策略都会影响配电网的可靠性。为了细化不同因素对配电网可靠性的影响,并验证本文所提负荷削减策略的优越性,设置5种场景进行对比分析,场景设置如表2所示。5种场景下配电网的LOLP、EENS指标结果分别如图4和图5所示。

表2 场景设置

Table 2 Scenario setting

场景	有无孤岛运行	有无故障重构	有无MT	有无信息物理耦合
a	有	无	有	无
b	有	无	有	有
c	有	有	无	有
d	有	有	有	有
e	有	有	有	无

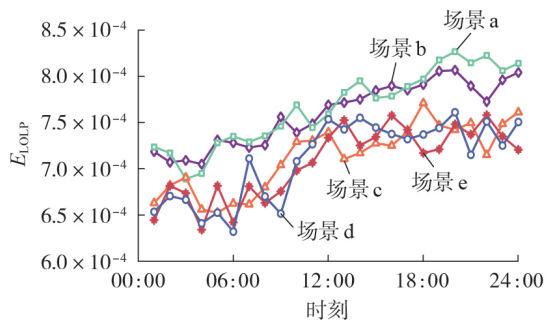


图4 配电网的LOLP指标结果

Fig.4 LOLP index results of distribution network

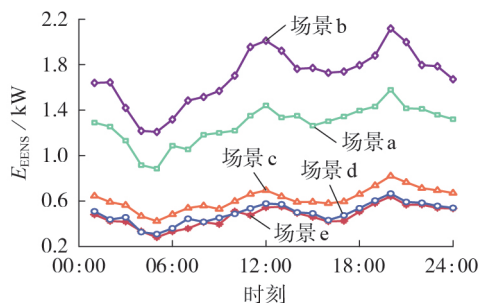


图5 配电网的EENS指标结果

Fig.5 EENS index results of distribution network

在场景a中,进行故障后果分析时未采用本文所提策略,而仅采用孤岛运行策略来进行最优负荷削减,并忽略了信息物理耦合。结果表明,配电网的EENS、LOLP均处于比较高的水平。这说明仅采用

孤岛运行策略的可靠性较低,此时可靠性主要受分布式电源的数量与选址影响。

场景b在场景a的基础上,进一步考虑了信息物理耦合的影响。结果表明,场景b的可靠性最低。在仅采用孤岛运行策略的情况下考虑信息物理耦合,系统可靠性明显下降。这是因为在孤岛运行状态下,信息节点与IC的连接可能会断开,继而导致分布式电源出于安全考虑退出运行,进一步增加切负荷量。场景b与场景a的对比结果表明,忽视信息物理耦合影响,会导致评估结果过于乐观。而在计及信息物理耦合影响后,更换负荷削减策略或在规划时增加信息网冗余度是必要的。

场景c刻画了天然气设备退出运行时的状态,并采用本文所提考虑故障重构与孤岛划分的最优负荷削减策略。与场景a相比,虽然场景c的分布式电源数量减少,但EENS仍有较大幅度的下降,LOLP也有所下降。这说明在采用本文所提策略后,配电网的负荷削减次数略微减少,且每次削减的负荷量大幅减小,验证了所提策略的有效性。

场景d采用本文所提策略,并综合考虑了MT出力与信息物理耦合。与场景b相比,场景d的可靠性大幅提升,表明本文所提负荷削减策略对信息物理耦合影响的抗性较高。与场景c相比,场景d的EENS进一步下降,可靠性有所提升,表明天然气耦合会提升系统的可靠性。考虑故障重构后配电网可以通过联络支路实现负荷的转供电,在一定程度上缓解了分布式电源的压力,因此天然气耦合对可靠性的提升不明显。

与场景d相比,场景e忽略了信息物理耦合。忽略信息物理耦合后,系统的可靠性略微上升。这是因为通信故障可能会导致供能节点与负荷节点失去可控性,从而加大了故障发生后的负荷削减量。而在忽略信息物理耦合的负荷削减策略中,其实际负荷恢复量可能无法达到模型计算的理想值。因此,在可靠性评估中考虑信息约束,可以更加真实准确地反映系统的可靠性水平。

以06:00、12:00、20:00为例,计算这3个时刻不同场景相较于场景b的SRIR,结果如表3所示。结果表明,本文所提策略可以有效提升系统的可靠性水平。

表3 不同场景相较于场景b的SRIR

Table 3 SRIR of of different scenarios compared to Scenario b

场景	$E_{SRIR} / \%$		
	06:00	12:00	20:00
a	17.48	28.34	25.47
c	63.37	65.45	61.24
d	74.76	72.96	69.73
e	72.64	71.25	68.55

4 结论

本文基于信息系统与配电系统的耦合,提出了一种计及故障重构与信息约束的有源配电网短期可靠性评估方法。通过在算例分析中对比不同因素对可靠性的影响,得出如下结论:

1)提出考虑信息物理耦合影响的可靠性评估方法,考虑了故障后信息系统与物理系统的相互影响,评估结果表明考虑信息约束后可靠性略微下降,但这更符合实际情况;

2)提出考虑孤岛划分与故障重构的最优负荷削减策略,结果表明所提策略可以有效提升系统的可靠性水平;

3)针对短期可靠性评估对评估速度的要求,通过“离线建模,在线评估”模式,保证了可靠性评估的准确性与快速性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 蒋卓臻,刘俊勇,向月. 配电网信息物理系统可靠性评估关键技术探讨[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):30-42.
JIANG Zhuozhen, LIU Junyong, XIANG Yue. Key technologies for reliability assessment of distribution network cyber physical system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12):30-42.
- [2] 李宏仲,郭相辰. 基于Petri网的配电网信息物理系统可靠性评估[J]. 电网技术,2023,47(1):347-359.
LI Hongzhong, GUO Xiangchen. Reliability evaluation of cyber-physical system of distribution network based on Petri net[J]. Power System Technology, 2023, 47(1):347-359.
- [3] 邓良辰,刘艳丽,余贻鑫,等. 考虑故障处理全过程的配电网信息物理系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):22-29.
DENG Liangchen, LIU Yanli, YU Yixin, et al. Reliability assessment of distribution network CPS considering whole fault processing[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12):22-29.
- [4] 曾广璇,余涛,林丹,等. 基于分布式馈线自动化的配电信息物理系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2020,40(12):57-68.
ZENG Guangxuan, YU Tao, LIN Dan, et al. Reliability assessment of cyber physical distribution system based on distributed feeder automation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(12):57-68.
- [5] 徐登辉,王妍彦,张有兵,等. 不确定性环境下考虑信息失效的主动配电网可靠性评估[J]. 电力系统自动化,2020,44(22):134-142.
XU Denghui, WANG Yanyan, ZHANG Youbing, et al. Reliability assessment of active distribution network considering cyber failure in uncertain environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(22):134-142.
- [6] LIN D, LIU Q J, LI Z H, et al. Elaborate reliability evaluation of cyber physical distribution systems considering fault location, isolation and supply restoration process[J]. IEEE Access, 2020, 8:128574-128590.
- [7] 欧阳森,杨墨缘. 考虑负荷恢复过程的配电网用电可靠性评估指标与方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):33-40.
OUYANG Sen, YANG Moyuan. Reliability assessment indexes and methods of distribution network for power consumer considering load recovery process[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3):33-40.
- [8] 李阳洋,关轶文,赵佳琪,等. 基于优化模型的有源配电网可靠性评估方法[J]. 中国电机工程学报,2023,43(8):2931-2940.
LI Yangyang, GUAN Yiwen, ZHAO Jiaqi, et al. Reliability evaluation method of active distribution network based on optimization model[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8):2931-2940.
- [9] LIU Y, SINGH C. Reliability evaluation of composite power systems using Markov cut-set method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2):777-785.
- [10] HOU K, JIA H J, LI X E, et al. Impact-increment based decoupled reliability assessment approach for composite generation and transmission systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(3):586-595.
- [11] 李孝全,黄超,徐晨洋,等. 基于改进PSO-LSSVM和蒙特卡洛法的电力系统可靠性评估[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2016, 44(5):458-464.
LI Xiaquan, HUANG Chao, XU Chenyang, et al. Reliability evaluation of power system based on improved PSO-LSSVM and Monte Carlo simulation[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2016, 44(5):458-464.
- [12] CAI B P, KONG X D, LIU Y H, et al. Application of Bayesian networks in reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(4):2146-2157.
- [13] 许鹏程,刘文霞,陈启,等. 基于重要抽样与极限学习机的大电网可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2019,39(2):204-210.
XU Pengcheng, LIU Wenxia, CHEN Qi, et al. Reliability evaluation of large power system based on combination of important sampling and extreme learning machine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2):204-210.
- [14] 李更丰,黄玉雄,别朝红,等. 综合能源系统运行可靠性评估综述及展望[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):12-21.
LI Gengfeng, HUANG Yuxiong, BIE Zhaozhong, et al. Review and prospect of operational reliability evaluation of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):12-21.
- [15] 闫涵,王建华,范须露,等. 基于用户停电损失评估的有源配电网灾后供电恢复模型[J]. 电力系统自动化,2022,46(5):31-42.
YAN Han, WANG Jianhua, FAN Xulu, et al. Post-disaster power supply restoration model for active distribution network based on customer interruption cost assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5):31-42.
- [16] LEI S B, CHEN C, SONG Y, et al. Radiality constraints for resilient reconfiguration of distribution systems:formulation and application to microgrid formation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5):3944-3956.
- [17] 陈健,林咨良,赵浩然,等. 考虑信息耦合的电-气综合能源系统韧性优化方法[J]. 中国电机工程学报,2020,40(21):6854-6864.
CHEN Jian, LIN Ziliang, ZHAO Haoran, et al. Optimization method for resilience of integrated electric-gas system with consideration of cyber coupling[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21):6854-6864.
- [18] HUANG G, WANG J H, CHEN C, et al. Cyber-constrained optimal power flow model for smart grid resilience enhancement[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5):5547-5555.
- [19] MCCORMICK G P. Computability of global solutions to

factorable nonconvex programs: part I—convex underestimating problems[J]. Mathematical Programming, 1976, 10(1):147-175.

- [20] 彭寒梅, 彭紫洁, 苏永新, 等. 基于LSSVM的电-气区域综合能源系统短期可靠性评估[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 69-77.

PENG Hanmei, PENG Zijie, SU Yongxin, et al. Short-term reliability evaluation of electricity-gas regional integrated energy system based on least squares support vector machine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4):69-77.

作者简介:

王守相(1973—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为智能配电系统分析、分布式发电系统分析与仿真(E-mail:sxwang@tju.edu.cn);

高嘉佐(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为配电网可靠性(E-mail:gaojiazuo@tju.edu.cn)。

赵倩宇(1990—),女,讲师,博士,主要研究方向为可再生能源发电(E-mail:zhaoqianyu@tju.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Short-term reliability assessment method of active distribution network considering fault reconfiguration and cyber constraints

WANG Shouxiang^{1,2}, GAO Jiazuo^{1,2}, ZHAO Qianyu^{1,2}, ZHANG Bingjie^{1,2}

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Tianjin Key Laboratory of Power System Simulation and Control, Tianjin 300072, China)

Abstract: The short-term reliability of distribution network can effectively reflect the operational risk of the system, and the output change of distributed generation, the network reconfiguration and the cyber system state are its important factors. Therefore, the short-term reliability assessment model and method of active distribution network considering fault reconfiguration and cyber constraints are proposed. Firstly, the short-term outage model of distribution network component based on Markov process is constructed. Then, the optimal load reduction model of active distribution network after fault is established, which considers the fault reconfiguration and the cyber-physical coupling. The optimal load reduction strategy considering fault reconfiguration and island division is proposed based on the directed virtual multi-commodity flow model, and the radial topology constraints available for fault reconfiguration and island division and the cyber constraints considering the supporting effect of cyber system on distribution network are established to achieve accurate analysis of fault consequences. On this basis, a model-driven-based short-term reliability evaluation method of active distribution network is proposed. Furthermore, aiming at the lack of rapidity of model-driven method, an improved short-term reliability fast evaluation method based on least square support vector machine (LSSVM) is proposed by using the ideas of “offline modeling and online evaluation”, realizing the short-term reliability fast evaluation. The influence of load reduction strategy, distributed generation output and cyber-physical coupling on system reliability is analyzed based on a numerical example, verifying the effectiveness of the proposed method and the superiority of the proposed load reduction strategy on reliability improvement.

Key words: active distribution network; cyber constraints; fault reconfiguration; short-term reliability assessment; LSSVM

附录 A

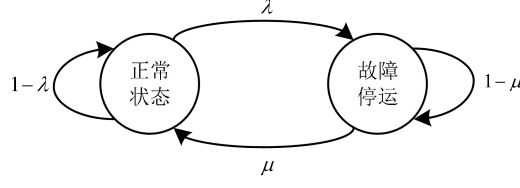


图 A1 马尔可夫两状态模型
Fig.A1 Markov process of two states

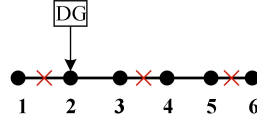


图 A2 失电孤岛示意图
Fig.A2 Schematic diagram of de-energized island

$$\sum_{ij \in u} (P_{ij} - I_{ij} r_{ij}) - \sum_{jk \in v} P_{jk} + P_{s,i} + P_{g,i} = \delta_j P_j \quad (A1)$$

$$\sum_{ij \in u} (Q_{ij} - I_{ij} x_{ij}) - \sum_{jk \in v} Q_{jk} + Q_{s,i} + Q_{g,i} = \delta_j Q_j \quad (A2)$$

$$V_i - V_j \geq (\beta_{ij} - 1)M + 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) - (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)I_{ij} \quad (A3)$$

$$V_i - V_j \leq (1 - \beta_{ij})M + 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) - (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)I_{ij} \quad (A4)$$

$$-M\beta_{ij} \leq P_{ij} \leq M\beta_{ij} \quad (A5)$$

$$-M\beta_{ij} \leq Q_{ij} \leq M\beta_{ij} \quad (A6)$$

$$0 \leq I_{ij} \leq M\beta_{ij} \quad (A7)$$

$$\begin{Bmatrix} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ I_{ij} - V_i \end{Bmatrix}_2 \leq I_{ij} + V_i \quad (A8)$$

式中： u 为节点 j 上游支路的集合； v 为节点 j 下游支路的集合； P_{ij} 和 Q_{ij} 分别为支路 ij 的有功功率和无功功率； $P_{s,i}$ 和 $Q_{s,i}$ 分别为变电站节点注入的有功功率和无功功率； $P_{g,i}$ 和 $Q_{g,i}$ 分别为分布式电源节点的有功出力和无功出力； P_j 和 Q_j 分别为节点 j 的有功负荷需求量和无功负荷需求量； V_j 为节点 j 电压幅值的平方； I_{ij} 为支路 ij 电流幅值的平方； M 为一个值很大的正数； r_{ij} 和 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和电抗。式(A1)、(A2)表示节点的功率平衡约束。式(A3)、(A4)为线路压降平衡约束，通过大 M 法来满足复杂配电网多变的拓扑结构。式(A5)–(A7)为故障线路的有功、无功、电流约束。式(A8)为电压、电流、功率关系的二阶锥松弛。

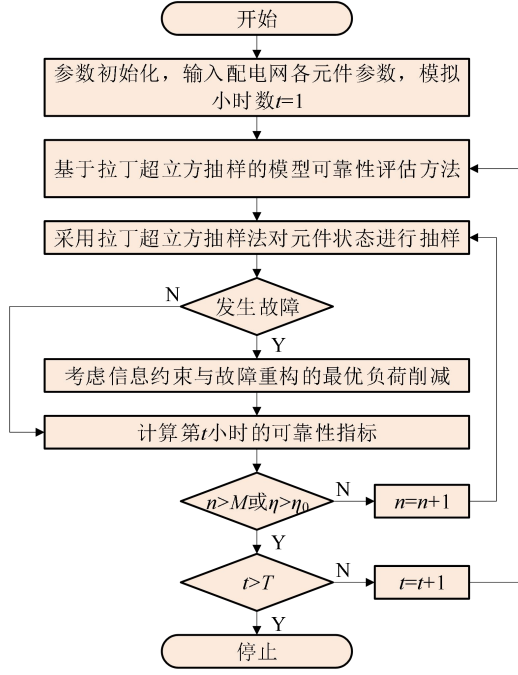


图 A3 基于模型驱动的有源配电网短期可靠性评估流程

Fig.A3 Model driven short-term reliability assessment process of active distribution network

附录 B

对于训练样本中的输入数据 $x_k \in \mathbf{R}^n$ 和输出数据 $y_k \in \mathbf{R}^n$, LSSVM 所建立的回归模型为:

$$\begin{cases} \min J(\mathbf{W}, \mathbf{e}) = \frac{1}{2} \mathbf{W}^T \mathbf{W} + \frac{r}{2} \sum_{k=1}^m e_k^2 \\ \text{s.t. } y_k \geq \mathbf{W}^T \boldsymbol{\varphi}(x_k) + b + e_k \end{cases} \quad (\text{B1})$$

式中: $J(\cdot)$ 为目标函数; $\mathbf{W}$ 为权向量; $\mathbf{e}$ 为误差变量; r 为正则化参数; $\boldsymbol{\varphi}(x_k)$ 为非线性映射函数, 将输入数据映射到高维特征空间; b 为偏置量。

建立拉格朗日函数对上述模型进行求解, 可得 LSSVM 的非线性函数表达式为:

$$y(x) = \sum_{k=1}^m a_k k(x, x_k) + b \quad (\text{B2})$$

式中: a_k 为拉格朗日乘子, $k(x, x_k)$ 为高斯径向基核函数。

$$k(x, x_k) = \exp\left(-\frac{\|x - x_k\|^2}{\sigma^2}\right) \quad (\text{B3})$$

式中: σ 为径向基核函数参数。

附录 C

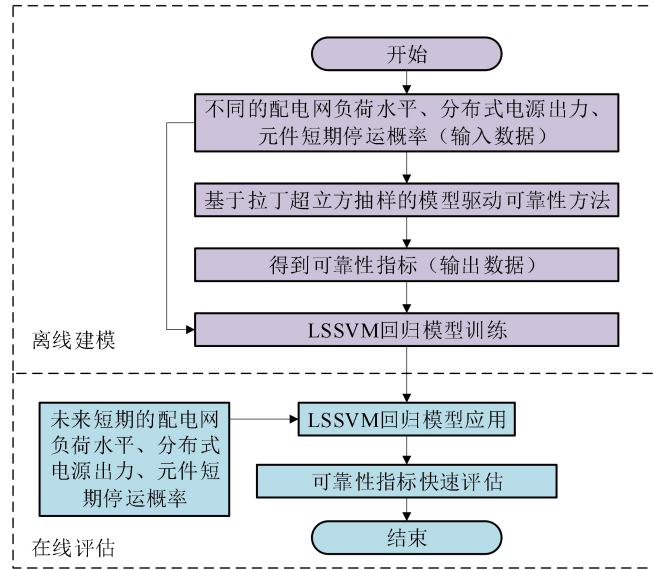


图 C1 有源配电网短期可靠性评估流程

Fig.C1 Short-term reliability assessment process for active distribution networks

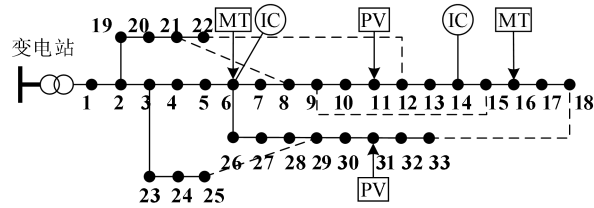


图 C2 IEEE 33 节点配电网拓扑结构

Fig.C2 IEEE 33-bus distribution network topology

表 C1 配电网元件可靠性参数

Table C1 Reliability parameters of distribution network components

元件类型	故障率	修复率
输电线路	$0.065/(\text{km} \cdot \text{a})^{[20]}$	0.00057
变压器	$0.015/\text{a}^{[20]}$	0.02283
燃气轮机	$0.05/\text{a}^{[20]}$	0.00140
光伏机组	$0.05/\text{a}$	0.00230

表 C2 配电网节点负荷等级

Table C2 Importance level of node load in distribution network

负荷重要等级	负荷节点	权重系数
1	1,6,11,14,15,16,31	1
2	2,3,5,7,9,10,12,13,17,19,20,21, 23,26,27,28,29,30,32	0.5
3	4,8,18,22,24,25,33	0.1

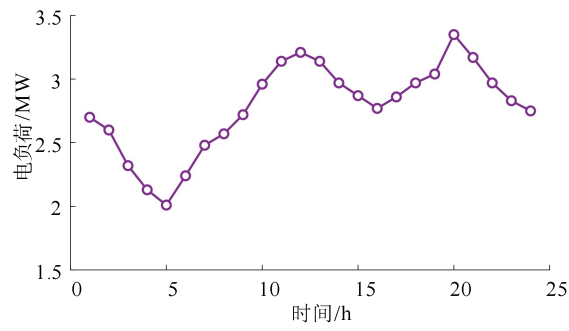
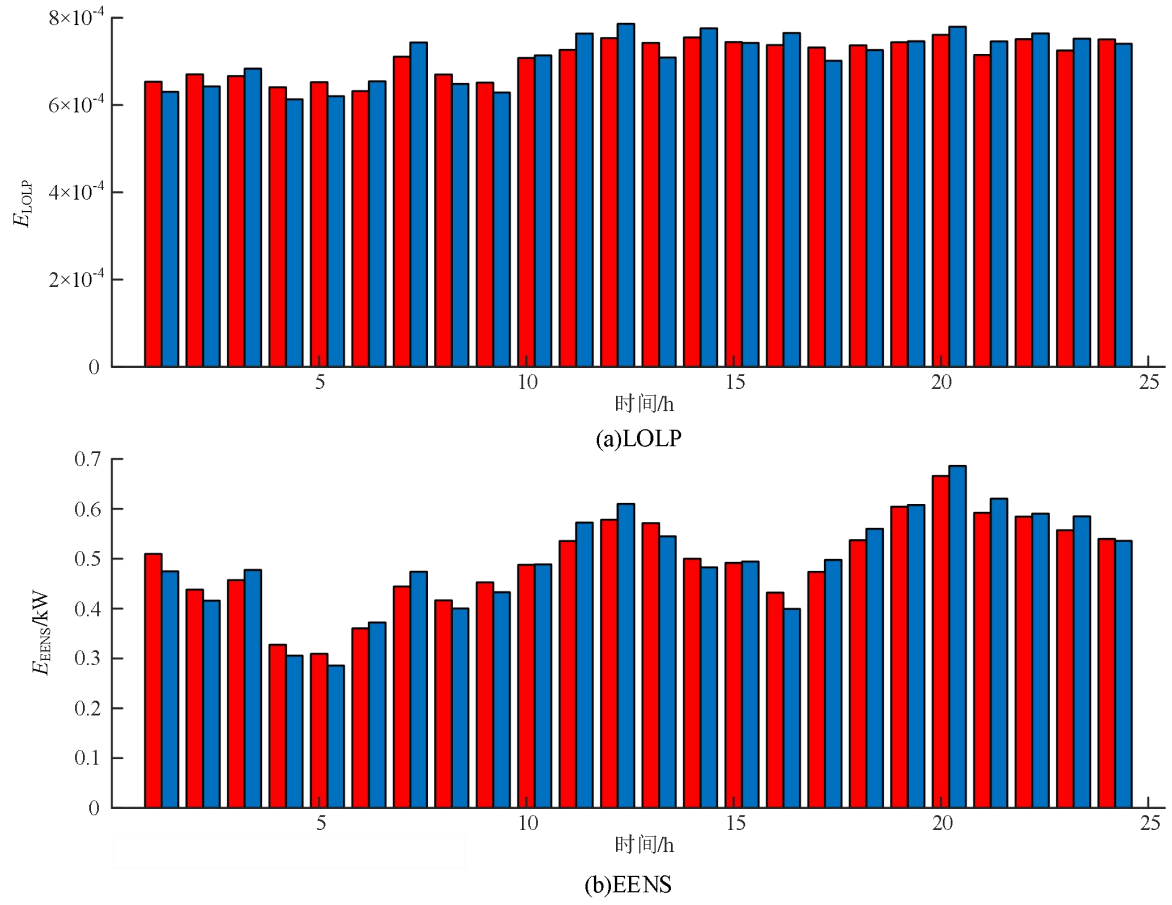


图 C3 配电网典型日负荷曲线
Fig.C3 Daily load curve of distribution network



模型驱动 LSSVM

图 C4 配电网可靠性指标对比

Fig.C4 Comparison of reliability indices for distribution network