

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ДИНАМИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЭС

Н.Э. Готман, Г.П. Шумилова, Т.Б. Старцева
ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН

Оценка динамической надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) при их функционировании длительное время проводилась, используя детерминистический критерий [1]. Поскольку факторы, влияющие на динамическую надежность ЭЭС, по своей природе являются вероятностными, поэтому и оценка должна отражать вероятностную суть проблемы. Исходя из этого, рассмотрим влияние случайных событий короткого замыкания (КЗ) на вероятность неустойчивого состояния региональной ЭЭС.

Случайные события КЗ могут быть описаны некоторыми дискретными случайными переменными. В зарубежной литературе [1, 2] выделяют следующие: тип КЗ, место КЗ, предаварийные условия в энергосистеме (генерация, нагрузки), время отключения КЗ (время срабатывания защиты и время срабатывания выключателей), успешное или неуспешное автоматическое повторное включение (АПВ), количество поврежденных воздушных линий (ВЛ).

В [3] в качестве случайной переменной рассмотрен уровень нагрузки. В данной работе рассматривается влияние на вероятность неустойчивого состояния региональной ЭЭС места КЗ на линии и перетока активной мощности по аварийной линии (в качестве альтернативы суммарной по энергосистеме активной мощности нагрузки).

Учет вероятностной природы места КЗ Задача решалась на примере региональной энергосистемы, расчетная схема которой содержит 93 узла и 99 ветвей. На рисунке 1 приведена эквивалентная схема. В качестве множества предаварийных состояний использовалась база из 500 возможных режимов энергосистемы, полученных в программном вычислительном комплексе (ПВК).

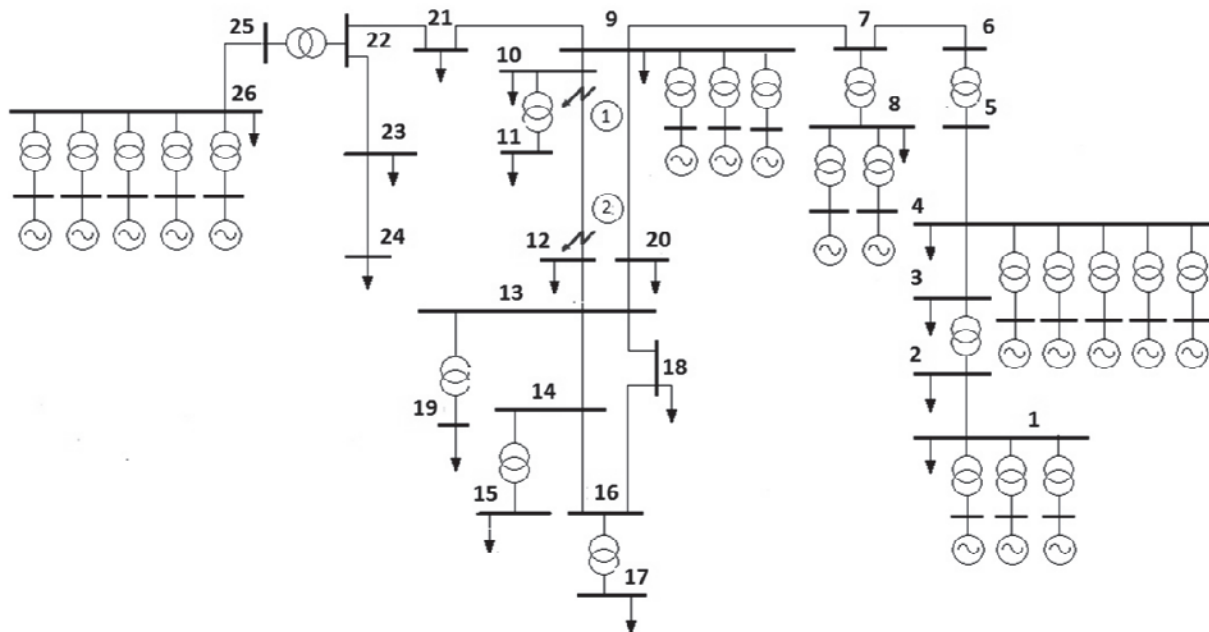


Рисунок 1 – Эквивалентная схема энергосистемы с указанием мест рассматриваемых КЗ

Проведено вероятностное моделирование двух аварийных ситуаций на концах линии 10-12 напряжением 220 кВ. Первая аварийная ситуация – вблизи узла 10 (авария № 1),

вторая – вблизи узла 12 (авария № 2). В обоих случаях – это трехфазные короткие замыкания с неуспешным однократным АПВ. Обе аварии отмечены на рисунке 1 цифрой в круге.

Для вероятностных исследований по оценке динамической надежности для данной схемы использовалась гипотетическая статистика случаев коротких замыканий, которая основана на справочных данных по числу отказов на линиях 110 кВ и 220 кВ. Предполагается, что в течении 5 лет произошел 61 случай коротких замыканий на 17 линиях 110 кВ и 220 кВ, используемых в схеме. В результате получено, что вероятность каждой из аварий на рассматриваемой ВЛ равна 0,0164.

В ПВК рассчитано критическое время отключения (*critical clearing time, CCT*) КЗ (максимальный временной интервал, в течение которого КЗ должно быть отключено, чтобы сохранить динамическую устойчивость системы) для каждой аварии в рассматриваемых 500 режимах. Для первой аварии критическое время отключения КЗ находится в пределах от 0,076 с до 0,552 с, для второй – от 0,115 с до 25,554 с (таблица 1).

Для рассматриваемой ВЛ время срабатывания релейной защиты на отключение равно 0,1 с (уставка). При расчетах в ПВК учитывалось время срабатывания выключателей (0,05 с) и устанавливалось время отключения линий, равное 0,15 с (0,1+0,05).

Таблица 1 – Параметры рассматриваемых аварийных ситуаций

Авария	Наименьшее значение CCT (с)	Наибольшее значение CCT (с)	Количество неустойчивых режимов	Вероятность неустойчивого состояния
1	0,076	0,552	121	0,242
2	0,115	25,554	21	0,042

Сравнивая полученные CCT в каждом режиме с временем отключения ВЛ (0,15 с), определяем неустойчивые режимы для каждой аварийной ситуации. Для аварии № 1 неустойчивых режимов 121, для аварии № 2 – 21. Соответственно, вероятность неустойчивого состояния для первой аварии равна 0,242, для второй – 0,042 (таблица 1). Таким образом, для одной и той же аварийной ситуации (трехфазное короткое замыкание с неуспешным АПВ) на одной линии вероятность неустойчивого состояния сильно меняется в зависимости от места КЗ.

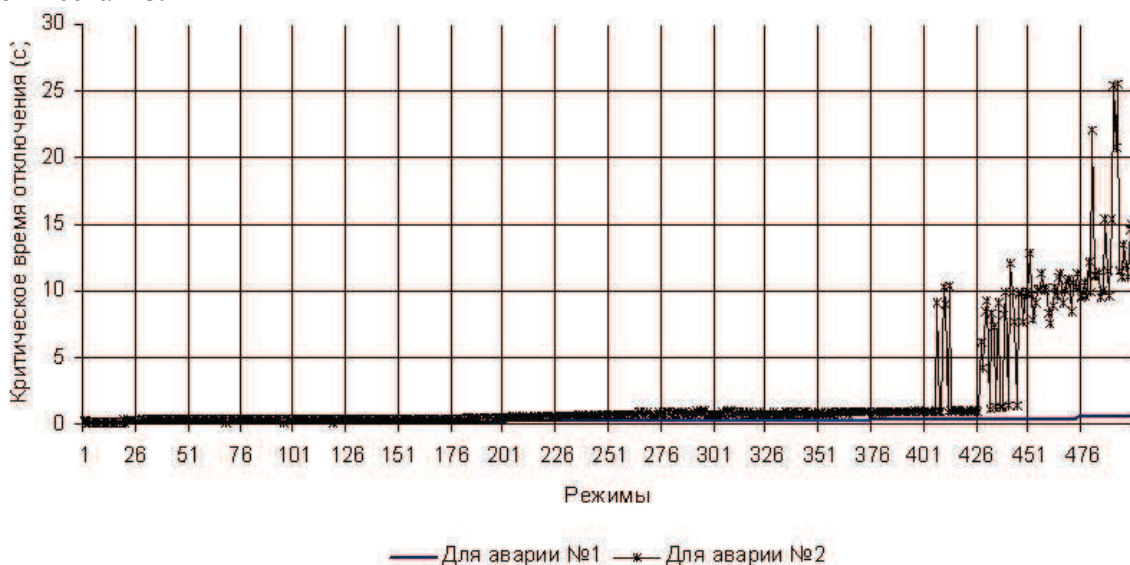


Рисунок 2 – Сравнение критического времени отключения при аварийных ситуациях на обоих концах ЛЭП

На рисунке 2 представлены графики критического времени отключения КЗ двух аварий в порядке увеличения CCT для режимов при аварии №. 1 (нижняя линия на графиче-

ке). Для большинства режимов (более 400) просматривается линейная зависимость между значениями ССТ этих аварий, т.е. зная критическое время отключения одной аварии, можно рассчитать ССТ другой.

Учет вероятностной природы перетока активной мощности по линии в предаварийном режиме. Влияние КЗ на динамическую надежность энергосистемы зависит, наряду с другими факторами, от уровня нагрузки в ЭЭС. Поскольку нагрузка в энергосистеме сама по себе величина случайная, то вероятность неустойчивого состояния системы зависит от вероятности того или иного уровня нагрузки, и включение этого важного фактора в значительной степени повлияет на вероятностную оценку динамической надежности ЭЭС. Учет вероятностной природы нагрузки рассмотрен авторами в [3].

Альтернативой суммарной нагрузке является переток активной мощности по ВЛ. Рассмотрено влияние суммарной нагрузки и перетока мощности на вероятность ненадежного состояния ЭЭС. В связи с этим, диапазоны изменения как нагрузки, так и перетока были разделены на три одинаковых уровня (наиболее оптимальный вариант для сравнения). В таблицах 2 и 3 приведены расчетные данные, характеризующие трехуровневые модели нагрузки и перетока, из которых видно, что самый опасный с точки зрения динамической надежности – 1-й уровень; самый безопасный – 3-й с нулевым количеством неустойчивых режимов. Второй уровень – переходный – от опасного к безопасному; режимы, входящие в этот уровень, переходят в неустойчивое состояние при первой аварии.

Таблица 2 – Параметры трехуровневой модели суммарной нагрузки

№ п/п	Интервал уровня нагрузки (МВт)	Количество режимов	Вероятность уровня	Количество неустойчивых режимов при аварии №1	Вероятность неустойчивого состояния при аварии №1	Количество неустойчивых режимов при аварии №2	Вероятность неустойчивого состояния при аварии №2
1	978,7 – 855,4	173	0,346	109	0,630	21	0,121
2	855,4 – 732,1	231	0,462	12	0,052	0	0
3	732,1- 608,8	96	0,192	0	0	0	0

Таблица 3 – Параметры трехуровневой модели перетока активной мощности

№ п/п	Интервал уровня перетока (МВт)	Количество режимов	Вероятность уровня	Количество неустойчивых режимов при аварии №1	Вероятность неустойчивого состояния при аварии №1	Количество неустойчивых режимов при аварии №2	Вероятность неустойчивого состояния при аварии №2
1	132,80 – 107,73	168	0,336	103	0,613	21	0,125
2	107,73 – 82,66	236	0,472	18	0,076	0	0
3	82,66- 57,60	96	0,192	0	0	0	0

Показатели трехуровневых моделей суммарной нагрузки и перетока близки друг к другу. Таким образом, можно сделать вывод, что в случае проведения вероятностных исследований возможно использовать вместо наиболее распространенной суммарной нагрузки в качестве случайной переменной переток активной мощности по аварийной ВЛ.

Вероятностное распределение критического времени отключения КЗ. На основании полученных значений критического времени отключения определены его вероятностные распределения для выше упомянутых двух аварий. На рисунках 3, 4 представлены графики вероятностного распределения ССТ для каждой аварии. В обоих случаях пик графиков находится вблизи времени отключения линий автоматикой, равного 0,15 с. Та-

ким образом, значительная часть режимов находится вблизи границы динамической надежности (по обе ее стороны).

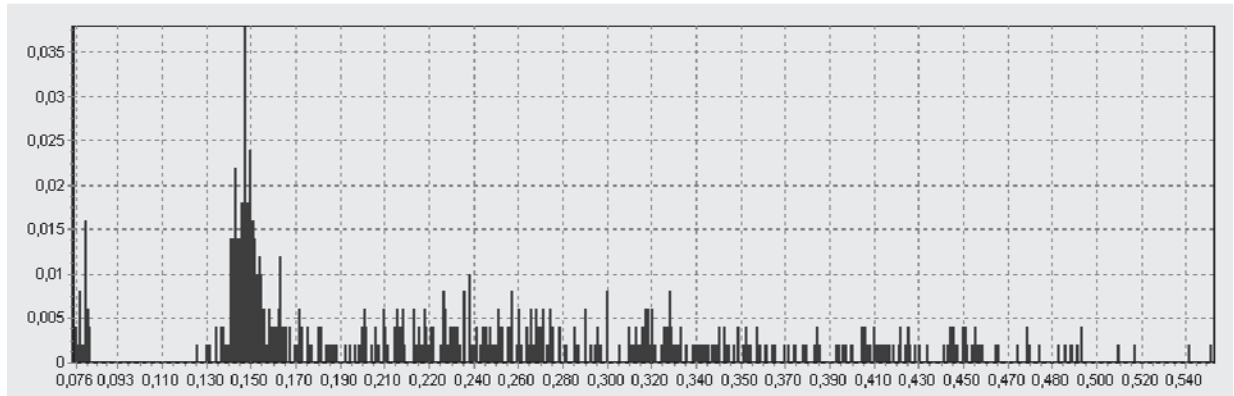


Рисунок 3 – Вероятностное распределение критического времени отключения КЗ для аварии № 1

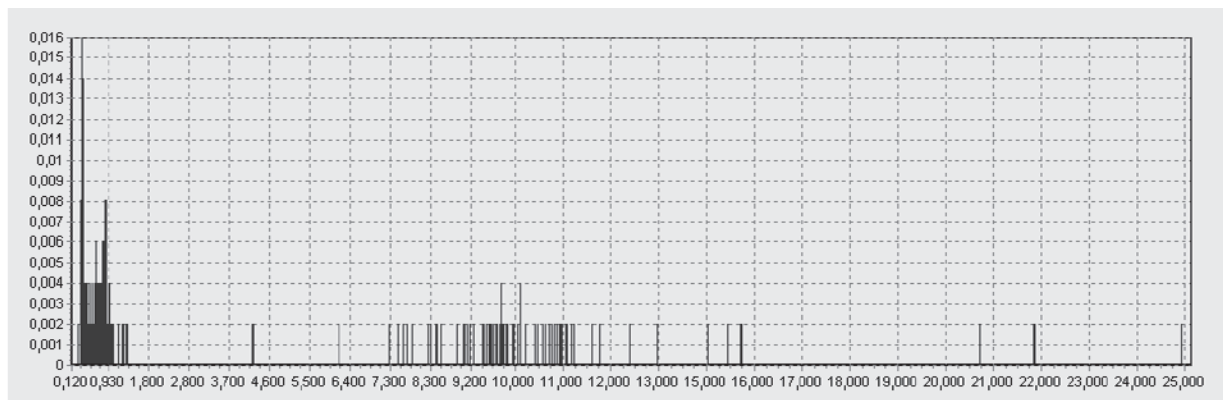


Рисунок 4 – Вероятностное распределение критического времени отключения КЗ для аварии № 2

Расчет вероятности неустойчивого состояния ЭЭС. Для времени отключения КЗ $T_{\text{отк}} = 0,15 \text{ с}$, вероятность неустойчивого состояния может быть рассчитана по формуле [3]:

$$P(\text{система неустойчива}) = P(CCT < T_{\text{отк}}) = \sum_{i=1}^{149} P(CCT = t), \quad (1)$$

где $t = 0,001 \times i$.

Последнее, рассматриваемое в этой сумме значение $CCT = 0,001 \times i = 0,001 \times 149 = 0,149 \text{ с}$ - это наибольшее количество секунд, меньшее $T_{\text{отк}}$, которое можно установить при расчетах в ПВК. В (1) вероятность под знаком суммы вычисляется по формуле:

$$P(CCT = t) = \frac{\text{количество режимов с } CCT = t}{\text{общее количество режимов}}.$$

Для рассматриваемых аварий и выборки из 500 режимов получено: для аварии № 1 $P(\text{ненадежного состояния ЭЭС}) = 0,242$; для аварии № 2 $P(\text{ненадежного состояния ЭЭС}) = 0,042$ (таблица 1). Эти значения не учитывают вероятности самих аварий. Если считать, что событие, что произошла рассматриваемая авария, и событие, что система неустойчива, являются независимыми, то:

$$P(\text{система неустойчива} \mid \text{авария на ВЛ}) = P(\text{система неустойчива}) \times P(\text{авария на ВЛ}).$$

Вероятность рассматриваемых аварий, как было сказано ранее, равна 0,0164. Учитывая это, получим вероятность неустойчивого состояния ЭЭС для каждой аварии:

$$P(\text{система неустойчива} \mid \text{авария №1}) = 0,242 \times 0,0164 = 0,003969;$$

$$P(\text{система неустойчива} \mid \text{авария №2}) = 0,042 \times 0,0164 = 0,000689.$$

Таким образом, для всего диапазона изменения суммарной нагрузки (или перетока мощности по линии) вероятность неустойчивого состояния достаточно мала.

Чтобы рассчитать полную вероятность ненадежного состояния ЭЭС для двух аварий на ВЛ, воспользуемся формулой полной вероятности, которая заключается в следующем.

Пусть имеется группа событий H_1, H_2, \dots, H_n , обладающая следующими свойствами:

1) все события попарно несовместны:

$$H_i \cap H_j = \emptyset,$$

где $i, j=1, 2, \dots, n; i \neq j$;

2) их объединение образует пространство элементарных исходов Ω :

$$\Omega = H_1 \cup H_2 \cup \dots \cup H_n.$$

Пусть A – некоторое событие: $A \subset \Omega$. Тогда имеет место формула полной вероятности:

$$P(A) = P(A|H_1)P(H_1) + P(A|H_2)P(H_2) + \dots + P(A|H_n)P(H_n) = \sum_{i=1}^n P(A|H_i)P(H_i).$$

Используя данную формулу, получаем вероятность ненадежного состояния для ВЛ 10-12:

$$\begin{aligned} P(\text{ненадежного состояния ВЛ}) &= P(\text{ненадежного состояния} \mid \text{авария №1}) \times P(\text{авария} \\ &\text{№1}) + P(\text{ненадежного состояния} \mid \text{авария №2}) \times P(\text{авария №2}) = 0,003969 \times 1/2 + \\ &+ 0,000689 \times 1/2 = 0,002329 \end{aligned}$$

В результате проведенного моделирования аварийных событий в ПВК получены значения вероятности ненадежного состояния для одной линии энергосистемы, рассмотрено влияние суммарной по энергосистеме нагрузки и перетока активной мощности по ВЛ на вероятность ненадежного состояния, что позволило сделать вывод о их взаимозаменяемости с точки зрения оценки динамической надежности функционирования ЭЭС.

Список использованных источников

1. Li W. Risk assessment of power system. Models, Methods and Applications, 2005. 335 p.
2. Hsu Yuan-Yih, Chang Chung-Liang. Probabilistic transient stability studies using the conditional probability approach // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. 1988. Vol. 3. No.4. P. 1565 – 1572.
3. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Вероятностное моделирование динамической надежности электроэнергетических систем // Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура. 2011. Вип. 101. С.399-406.