

УДК 622.333.002

**А.П. КОВАЛЕВ** (д-р техн.наук, проф.), **В.П. МУХА** (канд.техн.наук, доц.),  
**В.В. ЯКИМИШИНА** (канд.техн.наук, доц.), **О.С. ОНИЩЕНКО**  
 Донецкий национальный технический университет  
 yvsm@matrixhome.net

## ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ УЗЛОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ 110/6 КВ

The estimation of reliability of electrosupply of units of loading for a static, dynamic and repair operating mode is lead. Chances of emergency switching-off of unit of loading are considered. Mistakes of the attendants are considered at various repair switching. The example of calculation is resulted.

**Введение.** Проблема оценки надежности электроснабжения электроэнергетических систем и сетей промышленных предприятий занимает центральное место, как при эксплуатации, так и при проектировании. Поэтому вопросы, связанные с уточнением методики оценки надежности узлов нагрузки являются актуальными научно-техническими задачами. Под узлом нагрузки будем понимать: питающую промышленное предприятие подстанцию, либо одну из секций ее шин. Надежность электроснабжения узлов нагрузки определяется в следующих режимах: статический, динамический и ремонтный.

**В статическом режиме** учитываются повреждения элементов типа «обрыв цепи». К повреждениям такого типа будем относить отказы во вторичных цепях релейной защиты и автоматики, которые приводят к автоматическому отключению выключателей, ложное и излишнее срабатывание защиты. Зная число аварийных отключений выключателей в единицу времени, находим параметр потока отказов типа «обрыв цепи».

Неправильный выбор уставок защиты, заклинивание механизма свободного расцепления и разные другие неполадки, которые могут привести к отказу в срабатывании выключателя, выявляются только в результате проведения диагностики системы отключения выключателя.

Зная число выявленных в результате диагностики системы отключения выключателя повреждений, число выключателей на подстанции одного класса напряжения, время наблюдения - определяется параметр потока «отказов в срабатывании» системы отключения  $i$ -того коммутационного аппарата.

**В динамическом режиме** учитываются: отказы типа «короткое замыкание» (КЗ) и отказ системы отключения выключателя в срабатывании при появлении (КЗ) в зоне действия его токовой защиты.

Повреждение типа «КЗ» может происходить в элементах сети, через которые проходит первичный рабочий и аварийный ток (отходящие от коммутационного аппарата линии, шины, разъединители, обмотки силовых трансформаторов и др.)

**В ремонтном режиме** учитываются ошибки обслуживающего персонала при различных ремонтных переключениях, которые могут приводить либо к поражению человека электрическим током, либо к обесточению узла нагрузки.

Живучестью узла нагрузки будем понимать способность потребителей и их автоматических средств защиты противостоять возмущениям, которые могут привести к аварийному его отключению. Живучесть узла нагрузки определяется в динамическом режиме, т.е. когда в системе случайно происходят «КЗ».

**Цель исследования.** Оценить надежность узла нагрузки подстанции с учетом отказов элементов схемы в статическом, динамическом и ремонтном режимах работы.

**Результаты исследования.** Показателем живучести узла нагрузки может быть частота появления системных цепочечных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения [1].

Частота их возникновения при «КЗ» в защищаемом элементе сети и отказ в срабатывании ряда защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток, можно оценить по формуле [2]

$$H_r = \frac{1}{2^m} \sum_{j=1}^n \lambda_j \prod_{i=1}^m \Theta_i^2 \omega_i^2 \quad (1)$$

где  $\lambda_j$  - параметр потока КЗ в  $j$ -том элементе сети;

$\omega_i$  - параметр потока отказов в срабатывании коммутационного аппарата;

$\Theta_i$  - интервал времени между диагностикой системы отключения защитного коммутационного аппарата;

$m$  - число защитных коммутационных аппаратов через которые прошел сквозной аварийный ток и привел в действие их релейные защиты;

$n$  - число отрезков линий отходящих от  $i$ -тых защитных коммутационных аппаратов.

При исчезновении напряжения, подаваемого на узел нагрузки (секции шин подстанции), происходит отключение вводного КРУ защитой минимального напряжения («нулевая» защита), блок-контакты отключившегося выключателя запускают АВР на секционном выключателе и обеспечивают бесперебойное электроснабжение шин подстанции.

© А.П. Ковалев, В.П. Муха, В.В. Якимович, О.С. Онищенко, 2009

В этом случае аварийное отключение узла нагрузки происходит при совпадении в пространстве и времени двух событий: аварийное отключение вводного КРУ защитой минимального напряжения и отказ в срабатывании АВР на секционном выключателе.

Параметр потока аварийных отключений узла нагрузки по описанной выше причине определим следующим образом:

$$H_r = 0,5 \cdot \omega_{oj} \cdot \omega_i^2 \cdot \Theta_i^2 \quad (2)$$

где  $\omega_{oi}$  - параметр потока аварийных отключений  $i$ -того вводного КРУ из-за действия защиты минимального напряжения;

$\omega_i$  - параметр потока отказов в срабатывании системы АВР на  $i$ -том секционном коммутационном аппарате;

$\Theta_i$  - интервал времени между диагностиками системы отключения АВР на  $i$ -том секционном коммутационном аппарате

Формулы (1) и (2) справедливы при выполнении следующих условий: интервалы времени между появлениями КЗ в элементах сети, интервалы времени между отключениями вводных КРУ защитой минимального напряжения и интервалы времени между отказами в срабатывании защитных коммутационных аппаратов не противоречат экспоненциальной функции распределения вероятностей с параметрами соответственно:  $\lambda_k$ ,  $\omega_{oi}$ ,  $\omega_i$  и выполняются следующие соотношения:

$$\Theta_i \cdot \omega_i < 0,1 \quad (3)$$

При выводе формул (1) и (2) были приняты следующие допущения: устройства защиты могут выходить из строя только тогда, когда они находятся в режиме ожидания; если к моменту возникновения повреждения в сети, на которое должна реагировать РЗ, она находилась в исправном состоянии, то маловероятен ее выход из строя в режиме тревоги [3].

Под отказом в срабатывании защитного коммутационного аппарата будем понимать такой его отказ, который приводит к отказу в отключении поврежденного элемента сети при КЗ в зоне действия его релейной защиты, либо при исчезновении напряжения на питающей КРУ линии, отказывает в срабатывании «нулевая» защита.

В случае когда  $\Theta_i = \Theta$ ,  $i = \overline{1, m}$  тогда формула (1) примет вид:

$$H_r = \frac{1}{2^m} \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot \Theta^{2m} \prod_{i=1}^m \omega_i^2 \quad (4)$$

Вероятность отключения  $F(t)$  узла нагрузки в динамическом режиме в течение времени  $t$

$$F(t) = 1 - e^{-Ht} \quad (5)$$

Если  $Ht \ll 0,1$ , то  $F(t) \approx Ht$ .

**Пример.** В результате наблюдения в течении  $T=5$  лет за подстанцией 110/6 кВ, рис. 1, снабжающей электроэнергией промышленное предприятие (информация была взята из оперативных журналов наблюдения) были получены следующие параметры надежности оборудования:

$\lambda_{o6} = 0,36$  1/год - параметр потока автоматического отключения выключателя 6 из-за повреждений вторичных цепей релейной защиты;

$\lambda_5 = 0,028$  1/год - интенсивность появления КЗ, либо витковых замыканий в обмотках трансформатора, в результате чего работала релейная защита коммутационного аппарата 6;

$\omega_4 = 0,89$  1/год - параметр потока отказов в срабатывании системы отключения выключателя 4 из-за отказов в срабатывании «нулевой» защиты;

$\omega_{o4} = 0,26$  1/год - параметр потока аварийных отключений выключателя 4 из-за действия защиты минимального напряжения;

$\omega_{10} = 0,23$  1/год - параметр потока отказов в срабатывании системы АВР на секционном выключателе 10;

$\omega_0 = \omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = 0,43$  1/год - параметр потока отказов в срабатывании системы отключения коммутационных аппаратов 1,2,3 из-за отказов токовой защиты;

$\lambda_7 = 0,82$  1/год,  $\lambda_8 = 0,43$  1/год,  $\lambda_9 = 0,86$  1/год - интенсивность появления КЗ на линиях 7, 8, 9 соответственно;  $\lambda_{11} = 0,018$  1/год - интенсивность появления КЗ на шинах 11 подстанции.

Диагностика системы отключения выключателей на подстанции, а также проверка работоспособности всех видов защит проводится 1 раз в 0,5 года, т.е.:  $\Theta_1 = \Theta_2 = \Theta_3 = \Theta_4 = \Theta_6 = \Theta_{10} = \Theta = 0,5$  года.

Среднее время восстановления электроснабжения секции шин I из-за различных аварийных причин ее отключения следующие:

$t_1 = 6$  ч - среднее время восстановления электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от секции I, после ликвидации последствий аварии из-за КЗ на шинах 11 подстанции;

$t_2 = 1,2$  ч - среднее время восстановления электроснабжения секции шин I, из-за отказов в срабатывании в «нулевой» защиты при случайном исчезновении напряжения на вводе (аварийное отключение выключателя 6)

$t_3 = 2,5$  ч - среднее время восстановления электроснабжения узла нагрузки из-за отказов в срабатывании АВР на секционном выключателе;

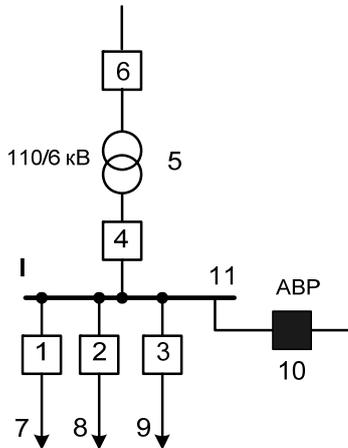


Рисунок 1- Принципиальная схема подстанции

$t_4 = 2$  ч - среднее время восстановления электроснабжения секции шин I, из-за отказов в срабатывании выключателя 1 или 2, или 3 из-за КЗ на присоединениях 7,8,9 соответственно;

$t_5 = 1,5$  ч - среднее время восстановления электроснабжения секции шин I, отключившейся от источника электроснабжения из-за ошибок эксплуатирующего подстанцию персонала (ошибки переключения);

$n = 3$  - число погашений секции шин подстанции из-за ошибок эксплуатирующего подстанцию персонала;

Определить:

а) параметр потока аварийного отключения секции шин I и среднюю наработку на отказ;

б) вероятность безотказного электроснабжения потребителей получающих электроэнергию от секции I за время  $t = 1$  год;

в) определить среднее время восстановления электроснабжения узла нагрузки (шина I) после его аварийного отключения;

г) определить коэффициент готовности подстанции снабжать электроэнергией потребителей получающих питание от секции I;

д) определить вероятность бесперебойного электроснабжения секции I в течение года с учетом только ошибок эксплуатирующего подстанцию персонала;

е) определить сколько процентов составляют отключения секции шин I из-за ошибок персонала по сравнению с отказами систем отключения КРУ и КЗ в защищаемых элементах.

Решение.

Обозначим следующее события:

$\bar{x}_j$  - появление КЗ в  $j$ -том элементе схемы;

$\bar{x}_{oi}$  - появление в  $i$ -том коммутационном аппарате отказов типа «обрыв цепи»;

$\bar{y}_i$  - отказ в срабатывании  $i$ -того коммутационного аппарата из-за отказов «токовых» защит;

$\bar{y}_{oi}$  - аварийное отключение вводного выключателя из-за действия «нулевой» защиты;

$\bar{z}_{oi}$  - отказ в срабатывании  $i$ -того коммутационного аппарата из-за отказов «нулевой» защиты;

$\bar{z}_o$  - обесточивание секции шин I из-за ошибок персонала.

Используя принципиальную схему подстанции рис. 1, принятые обозначения аварийных событий, строим «дерево», которое объясняет причины аварийного отключения секции шин I рис. 2а и схему «минимальных сечений» рис. 2б.

Схемы рис. 2 а,б получены при следующих принятых допущениях: учитываются только двойные совпадения в пространстве и времени аварийных событий; при повреждении обмоток силового трансформатора 5, защита на коммутационном аппарате 6 надежно его отключит; отказы в системе отключения выключателя и средств защиты выявляются в результате диагностики, которая проводится с интервалом времени  $\Theta$ ; появление одновременно двух КЗ в различных элементах системы маловероятное событие и в расчетах не учитываются.

Используя полученную схему «минимальных сечений», формулы (2) и (4) и исходные данные примера, находим параметр потока аварийных отключений секции шин I:

$$\lambda_{cx} = \sum_{r=1}^5 H_r = \lambda_{11} + 0,5(\lambda_{o6} + \lambda_5)\omega_4^2\Theta^2 + 0,5\omega_{o4} \cdot \omega_{10}^2\Theta^2 + 0,5(\lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9)\omega_o^2\Theta^2 + \frac{n}{T} =$$

$$= 0,018 + 0,5 \cdot (0,36 + 0,028) \cdot 0,89^2 \cdot 0,5^2 + 0,5 \cdot 0,26 \cdot 0,23^2 \cdot 0,5^2 +$$

$$+ 0,5(0,82 + 0,43 + 0,86) \cdot 0,43^2 \cdot 0,5^2 + \frac{3}{5} = 1,397 \text{ 1/год.}$$

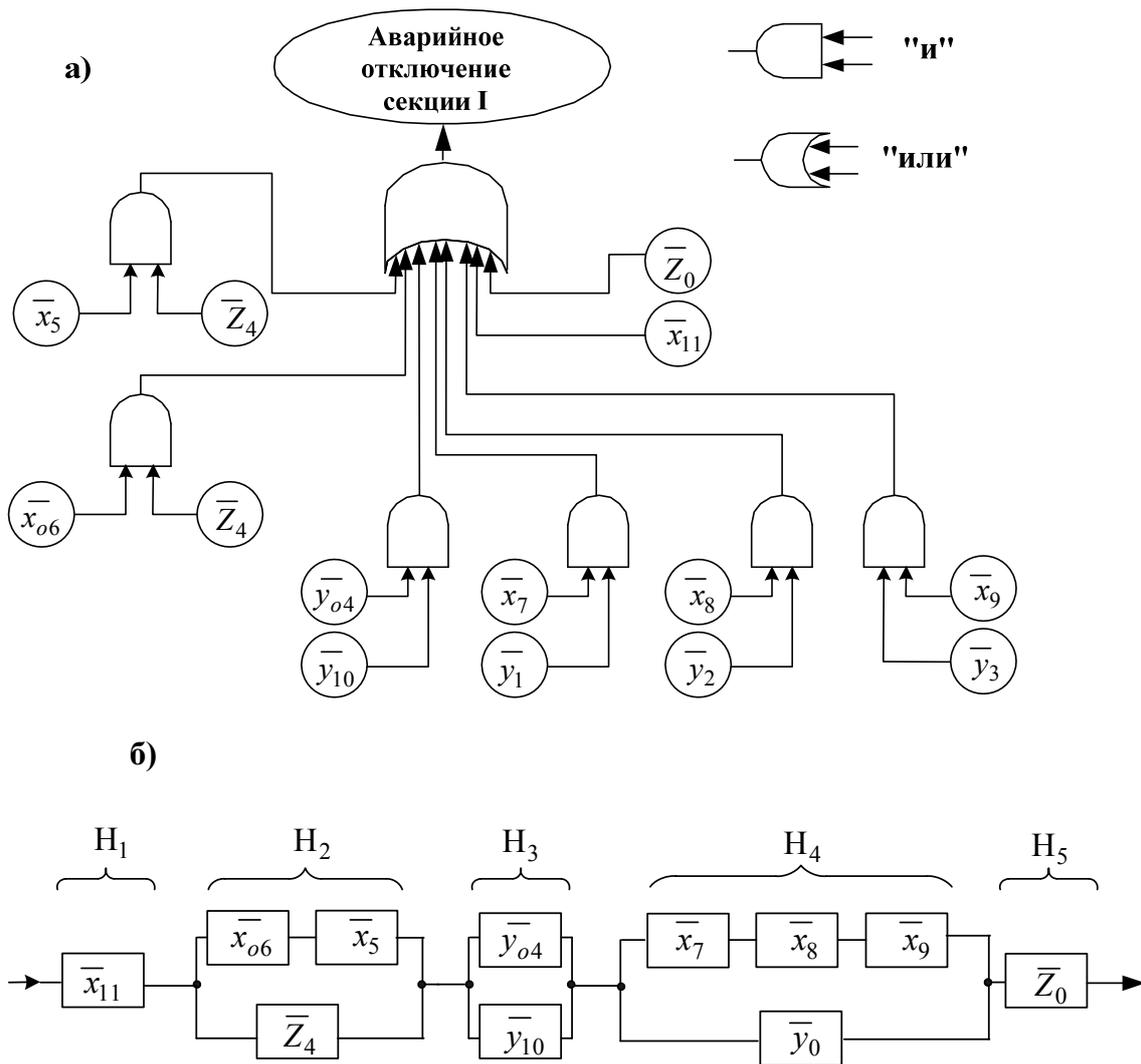


Рисунок 2 - Дерево, объясняющее причины аварийного отключения секции шин I (а) и схема минимальных сечений (б)

Средняя наработка на отказ схемы:

$$T_{cp} = \frac{1}{\lambda_{cx}} = \frac{1}{1,397} = 0,716 \text{ года.}$$

Вероятность бесперебойного электроснабжения потребителей в течение года ( $t=1$  год), получающих электроэнергию от секции I:

$$R(t) = e^{-\lambda_{cx} \cdot t},$$

$$R(1) = e^{-\lambda_{cx} \cdot 1} = e^{-1,397 \cdot 1} = 0,247.$$

Среднее время восстановления узла нагрузки:

$$t_{cp} = \frac{\frac{H_1}{\mu_1} + \frac{H_2}{\mu_2} + \frac{H_3}{\mu_3} + \frac{H_4}{\mu_4} + \frac{H_5}{\mu_5}}{\lambda_{cx}} = 0,000205 \text{ года} = 1,79 \text{ часа,}$$

где  $H_1 = \lambda_{11} = 0,018 \text{ 1/год,}$

$$H_2 = 0,5(\lambda_{o6} + \lambda_5)\omega_4^2\Theta^2 = 0,07683 \text{ 1/год,}$$

$$H_3 = 0,5\omega_{o4} \cdot \omega_{10}^2\Theta^2 = 0,001719 \text{ 1/год,}$$

$$H_4 = 0,5(\lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9)\omega_0^2\Theta^2 = 0,70085 \text{ 1/год,}$$

$$H_5 = \frac{n}{T} = 0,6 \text{ 1/год,}$$

$$\mu_1 = \frac{1}{t_1} = \frac{1}{6} = 0,167 \text{ 1/ч} = 1463 \text{ 1/год,}$$

$$\mu_2 = \frac{1}{t_2} = \frac{1}{1,2} = 0,833 \text{ 1/ч} = 7297 \text{ 1/год,}$$

$$\mu_3 = \frac{1}{t_3} = \frac{1}{2,5} = 0,4 \text{ 1/ч} = 3504 \text{ 1/год,}$$

$$\mu_4 = \frac{1}{t_4} = \frac{1}{2} = 0,5 \text{ 1/ч} = 4380 \text{ 1/год,}$$

$$\mu_5 = \frac{1}{t_5} = \frac{1}{1,5} = 0,667 \text{ 1/ч} = 5843 \text{ 1/год.}$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\Gamma} = \frac{T_{cp}}{T_{cp} + t_{cp}} = \frac{0,716}{0,716 + 0,000205} = 0,9997.$$

Определить вероятность безаварийной работы в течение года секции I из-за ошибок эксплуатирующего подстанцию персонала:

$$P(1) = e^{-\frac{n}{T}} = e^{-\frac{3}{5}} = 0,549,$$

где  $\lambda = \frac{n}{T} = 0,6 \text{ 1/год.}$

**Вывод.** По результатам расчета видно, что по вине персонала происходит 42,9 % аварийных отключений секции шин I. На кафедре «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» ДонНТУ разработана методика, которая позволяет фиксировать частоту появления ошибок человека при выполнении им определенной работы. Фиксировать длительность существования ошибок и оценивать тяжесть их последствий.

#### Список литературы

1. Руденко Ю. Н. Надежность систем энергетики. /Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. // М.: Наука, 1986 – 320 с.
2. Ковалев А. П. О живучести объектов энергетики. / Ковалев А. П., Якимишина В. В. // Промышленная энергетика. - 2006. - №1. – С. 25-29.
3. Фабрикант В. П. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты / Фабрикант В. П. // Электричество. – 1965. - №9. – С. 15-19.

Надійшла до редколегії 19.05.2009

Рецензент: І.П. Заболотний

**А.П. КОВАЛЕВ, В.П. МУХА, В.В. ЯКИМИШИНА, О.С. ОНИЩЕНКО**

Донецкий национальный технический университет

**О.П. КОВАЛЬОВ, В.П. МУХА, В.В. ЯКІМІШИНА, О.С. ОНИЩЕНКО**

Донецький національний технічний університет

**Оценка надежности узлов нагрузки подстанции 110/6кВ.** Проведена оценка надежности электроснабжения узлов нагрузки для статического, динамического и ремонтного режима работы. Рассмотрены возможные случаи аварийного отключения узла нагрузки. Учитываются ошибки обслуживающего персонала при различных ремонтных переключениях. Приведен пример расчета. **Надежность, узел, нагрузка, подстанция, электроснабжение, режим, статический, динамический, ремонтный, аварийный.**

**Оцінка надійності вузлів навантаження підстанції 110/6кВ.** Проведено оцінку надійності електропостачання вузлів навантаження для статичного, динамічного та ремонтного режимів роботи. Розглянуті можливі випадки аварійного відключення вузла навантаження. Враховуються помилки обслуговуючого персоналу при різних ремонтних переключеннях. Наведено приклад розрахунку. **Надійність, вузол, навантаження, підстанція, електропостачання, режим, статичний, динамічний, ремонтний, аварійний.**