

Министерство образования Российской Федерации  
Ивановский государственный энергетический университет

# **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

**ТРУДЫ ИГЭУ**

**Выпуск 5**

*Под редакцией  
доктора техн. наук, профессора В.А. Шуина,  
доктора техн. наук, профессора М.Ш. Мисриханова*

Москва  
Энергоатомиздат  
2002

**УДК 621.311**

**ББК 31.37**

**П 42**

*Рецензенты:*

*д-р техн. наук, проф. Т.А. Филиппова (Новосибирский  
государственный технический университет - НЭТИ);*

*д-р техн. наук, проф. В.А. Семенов (СО-ЦДУ ЕЭС России);*

*д-р техн. наук, проф. Г.И. Ванюрихин (МГУ им. М.В. Ломоносова).*

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 5 /  
Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат,  
2002. – 520 с.

ISBN 5-283-02588-8

Материал сборника включает разделы, посвященные общим проблемами и экономическим аспектам управления функционированием и развитием электроэнергетики России и регионов, вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, эксплуатации, диагностики и производства электрооборудования для электрических станций, подстанций и сетей, релейной защиты, автоматики и противоаварийного управления электроэнергетическими системами, совершенствования оборудования и методов строительства гидроэлектростанций.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся исследованием, разработкой, проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем, электрических станций, подстанций и сетей, комплексов и устройств их автоматического управления.

**Редакционная коллегия:**

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,

д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,

д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,

д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарькин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,

д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,

д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец.

ISBN 5-283-02588-8

© Авторы, 2003

УДК 621.311

### **Устойчивость движения электроэнергетических систем**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, Ю.В. Морошкин, канд. техн. наук*

В теории устойчивости электроэнергетических систем рассматриваются два вида систем уравнений электромеханических переходных процессов. Одни из них соответствуют случаю наличия в электроэнергетической системе шин бесконечной мощности, другие - их отсутствию. При наличии шин установившимся режимам соответствуют стационарные точки, и исследование устойчивости ведется по отношению ко всем переменным, которые входят в систему уравнений переходных процессов.

Когда электроэнергетическая система включает только станции соизмеримой мощности, установившимся режимам могут отвечать решения, не являющиеся стационарными точками. Кроме того, в этом случае надо обращать особое внимание на выбор переменных, по отношению к которым ведется исследование устойчивости. Недочет этих обстоятельств приводит к значительным недоразумениям теоретического и прикладного характера [1].

Система уравнений переходных процессов при отсутствии шин бесконечной мощности и консервативной идеализации имеет вид

$$T_{ji} \ddot{\delta} = P_i - f_i(\delta_i - \delta_1, \dots, \delta_i - \delta_u) \quad (i = 1, \dots, u), \quad (1)$$

где  $T_{ji} > 0$ ,  $\sum f_i = 0$ ,  $\frac{\partial f_i}{\partial \delta_j} = \frac{\partial f_j}{\partial \delta_i}$ .

Установившимся режимам соответствуют решения системы (1), определяемые формулами

$$\delta_i = \frac{a}{2} t^2 + \omega t + \delta_{i0}, \quad (i = 1, \dots, u), \quad (2)$$

где  $\omega$  - произвольная постоянная, постоянные  $\delta_{i0}$  и  $a$  связаны системой нелинейных уравнений

$$T_{ji}a = P_i - f_i(\delta_{i0} - \delta_{i0}, \dots, \delta_{i0} - \delta_{u0}) \quad (i=1, \dots, u), \quad (3)$$

причем значения переменной  $a$  определяются по выражению

$$a = \frac{\sum_{i=1}^u P_i}{\sum_{i=1}^u T_{ji}}.$$

Решения (2) неустойчивы по переменным  $\delta_i$  ( $i = 1, \dots, u$ ), но могут быть устойчивыми по переменным

$$\delta_1, \dots, \delta_m, \quad Q_1 = \delta_1 - \delta_u, \dots, Q_{n-1} = \delta_{n-1} - \delta_u. \quad (4)$$

Постоянная  $a$  в (2) отлична от нуля при отсутствии баланса мощности в электроэнергетической системе, когда

$$\sum_{i=1}^u P_i \neq 0.$$

При учете демпфирования система уравнений переходных процессов имеет вид [2]

$$T_{ji}\dot{\delta}_i + \sum_{j=1}^u D_{ij}\dot{\delta}_j = P_i - f_i(\delta_i - \delta_1, \dots, \delta_i - \delta_u) \quad (i=1, \dots, u). \quad (5)$$

В [2] предполагается, что установившимся режимам электроэнергетической системы соответствуют стационарные системы (5), но это справедливо лишь при условии наличия баланса мощности в энергосистеме. В общем случае установившимся режимам отвечают решения

$$\delta_i = \omega t + \delta_{i0}, \quad (6)$$

где постоянные  $\omega$  и  $\delta_{i0}$  удовлетворяют системе

$$\omega \sum_{j=1}^u D_{ij} = P_i - f_i(\delta_i - \delta_1, \dots, \delta_i - \delta_u),$$

причем  $\omega$  определяется однозначно по выражению

$$\omega = \frac{\sum_{i=1}^u P_i}{\sum_{i=1}^u \sum_{j=1}^u D_{ij}}$$

и отлично от нуля при отсутствии баланса мощности.

Система (1) обладает интегралом энергии и еще двумя интегралами

$$\sum_{i=1}^u T_{ji} \dot{\delta}_i = t \sum_{i=1}^u P_i + C_1 ;$$

$$\sum_{i=1}^u T_{ji} \delta_i = \frac{t^2}{2} \sum_{i=1}^u P_i + C_1 t + C_2 ,$$

комбинируя которые определенным образом, получим еще один интеграл, зависящий лишь от переменных (4). На основе этого интеграла удастся построить функции Ляпунова для исследования устойчивости в «малом» и «большом» решения (2) системы (1), а также решения (6) системы (5). Разработаны способы отыскания «седловых» точек функции Ляпунова, при этом в максимальной степени использовалась специфика зависимости функций  $f_i$  от переменных  $\delta$ , характерная для теории электрических систем.

Критерии устойчивости решения (2) системы (1) подтверждаются на основе теории систем с циклическими координатами.

#### Библиографический список

1. **Дискуссии** // Электричество. – 1975. – № 8. – С. 66-93.
2. **Метод** векторных функций Ляпунова в теории устойчивости / Под ред. А.А. Воронова и В.М. Матросова. – М.: Наука, 1987.

УДК 621.311

## **Критерии устойчивости консервативных электроэнергетических систем без шин неизменного напряжения на основе методов аналитической механики**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, Ю.В. Морошкин, канд. техн. наук*

Уравнения электромеханических переходных процессов в электро-энергетических системах (ЭЭС) являются уравнениями движения системы  $n$  твердых вращающихся тел и могут исследоваться методами аналитической механики. В [1, 2] показано, как эти уравнения в случае консервативных моделей переходных процессов могут быть получены на основе вариационных принципов механики. В настоящей работе уравнения переходных процессов приводятся к каноническому виду [3] и на этой основе анализируются критерии устойчивости в малом применительно к консервативным математическим моделям ЭЭС.

Рассматривается известная система уравнений электромеханических переходных процессов в ЭЭС из  $n$  станций соизмеримой мощности:

$$T_{ji}\ddot{\delta}_i = f_i(\delta_i - \delta_1, \dots, \delta_i - \delta_n) \quad (i = 1, \dots, n), \quad (1)$$

где  $\delta_i$  – абсолютные углы между поперечными осями роторов генераторов и синхронной осью,  $T_{ji}$  – постоянные инерции генераторов ( $T_{ji} > 0$ ), а правые части уравнений (1) определяются формулами

$$f_i = P_i - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j); \quad P_i = P_{Ti} - E_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii}. \quad (2)$$

В (2) использованы общепринятые обозначения:  $E_i$  – постоянные модули ЭДС генераторов,  $P_{Ti}$  – постоянные мощности первичных двигателей. Электрическая сеть задается матрицей эквивалентных проводимостей

$$\left\{ Y_{ik} e^{-j\left(\frac{\pi}{2} \alpha_{ik}\right)} \right\} \quad (\alpha_{ik} = 0, \quad i \neq k).$$

Переменные в правые части уравнений (1) входят лишь через посредство относительных углов  $\delta_i - \delta_k$  ( $i, k = 1, \dots, n; i \neq k$ ), среди которых лишь  $n - 1$  являются независимыми. В качестве таковых могут быть приняты

$$\delta_{1n} = \delta_1 - \delta_n, \dots, \delta_{n-1,n} = \delta_{n-1} - \delta_n. \quad (3)$$

Существует силовая функция [1, 4]

$$u = \sum_{k=1}^n P_k \delta_k + \sum_{i=1}^{n-1} E_i \sum_{k>i}^n E_k Y_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k), \quad (4)$$

частные производные которой по переменным  $\delta_i$  совпадают с функциями  $f_i$ :

$$\frac{\partial u}{\partial \delta_i} = f_i.$$

При условии баланса мощности

$$\sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (5)$$

в электроэнергетической системе функция (4) преобразуется [1, 4] к виду, когда она зависит лишь от  $n - 1$  переменных (3):

$$\tilde{u}(\delta_{1n}, \dots, \delta_{n-1,n}) = \sum_{k=1}^{n-1} P_k \delta_{kn} + \sum_{i=1}^{n-1} E_i \sum_{k>i}^n E_k Y_{ik} \cos(\delta_{in} - \delta_{kn}). \quad (6)$$

Выражения для кинетической энергии  $T$ , а при учете условия (5) потенциальной энергии  $\Pi$  даются формулами

$$T = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n T_{Ji} \dot{\delta}_i^2; \quad \Pi = -\tilde{u}(\delta_{1n}, \dots, \delta_{n-1,n}). \quad (7)$$

Отсюда следует, что выражение функции Лагранжа [3] имеет вид

$$L = T + u = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n T_{Ji} \dot{\delta}_i^2 + \tilde{u}(\delta_{1n}, \dots, \delta_{n-1,n}). \quad (8)$$

Кинетическая энергия не зависит явным образом от переменных (3), а потенциальная энергия и функция Лагранжа не зависят от  $n$  переменных

$\delta_i$ , а зависят только от  $n - 1$  переменных (3). Указанный характер зависимости  $T, L, \hat{u}$  от переменных (3) свидетельствует о том, что при соответствующей замене переменных система (1), (2) преобразуется в систему уравнений с одной циклической координатой [3].

В качестве такой замены переменных используем формулы (3), к которым добавим еще уравнение, оставляющее неизменным переменное  $\delta_n$ :

$$\delta_{in} = \delta_i - \delta_n; \quad (i = 1, \dots, n-1); \quad \delta_n = \delta_n. \quad (9)$$

Нетрудно видеть, что это преобразование невырожденное. В результате замены (9) система (1), (2) принимает вид

$$\begin{cases} \ddot{\delta}_{in} = \frac{1}{T_{ji}} f_i(\delta_{in} - \delta_{1n}, \dots, \delta_{in} - \delta_{n-1,n}, \delta_{in}) - \frac{1}{T_{jn}} f_n(-\delta_{1n}, \dots, -\delta_{n-1,n}); \\ i = 1, \dots, n-1; \\ T_{jn} \ddot{\delta}_n = f_n(-\delta_{1n}, \dots, -\delta_{n-1,n}). \end{cases} \quad (10)$$

У системы (10), записанной в координатах (9), координата  $\delta_n$  является циклической. Чтобы убедиться в этом, приведем выражения кинетической энергии  $T_1$  и функции Лагранжа для системы (10):

$$T_1 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} T_{ji} (\dot{\delta}_n + \dot{\delta}_{in})^2 + \frac{1}{2} T_{jn} \dot{\delta}_n^2; \quad L_1 = T_1 + \tilde{u}(\delta_{12}, \dots, \delta_{1n}), \quad (11)$$

при этом формула для потенциальной функции осталась неизменной. Выражения (11) получены из (7) и (8) посредством замены переменных (9).

Производная функции  $L_1$  по  $\delta_n$ , очевидно, равна нулю:

$$\frac{\partial L_1}{\partial \delta_n} \equiv 0,$$

что и свидетельствует о цикличности координаты  $\delta_n$ . Остальные координаты, определяемые (3), являются позиционными.

Отметим, что, если вместо преобразования (9) осуществить преобразование

$$\delta_{lr} = \delta_l - \delta_r, \dots, \delta_{r-1,r} = \delta_{r-1} - \delta_r, \delta_{r+1,r} = \delta_{r+1} - \delta_r, \dots, \delta_{nr} = \delta_n - \delta_r, \delta_r = \delta_r,$$



оставляющее неизменной координату  $\delta_r$ , то система (1), (2) преобразуется к виду, когда циклической координатой оказывается  $\delta_r$ .

Для дальнейшего потребуется построить эквивалентную (10) систему уравнений Гамильтона (канонические уравнения). При этом осуществляется переход от переменных

$$\delta_{in}, \dot{\delta}_{in} \ (i = 1, \dots, n-1); \ \delta_n, \dot{\delta}_n \quad (12)$$

к переменным Гамильтона

$$\dot{\delta}_{in}, \rho_i \ (i = 1, \dots, n-1); \ \dot{\delta}_n, \rho_n, \quad (13)$$

где переменные  $\rho_i \ (i = 1, \dots, n-1)$ ,  $\rho_n$  носят название обобщенных импульсов. Обобщенные импульсы связаны с переменными (12) посредством соотношений

$$\rho_i = \frac{\partial T_i}{\partial \dot{\delta}_{in}} \ (i = 1, \dots, n-1); \ \rho_n = \frac{\partial T_n}{\partial \dot{\delta}_n}, \quad (14)$$

где выражение кинетической энергии  $T_1$  приведено в (11).

В силу (11) и (14) производные  $\dot{\delta}_{in} \ (i = 1, \dots, n-1)$ ,  $\dot{\delta}_n$ , входящие в состав старых переменных (12), определяются из системы линейных уравнений

$$\begin{cases} T_{ji}(\dot{\delta}_n + \dot{\delta}_{in}) = \rho_i, \ (i = 1, \dots, n-1); \\ \sum_{i=1}^{n-1} T_{ji}(\dot{\delta}_n + \dot{\delta}_{in}) + T_{jn}\dot{\delta}_n = \rho_n, \end{cases} \quad (15)$$

откуда получаются следующие выражения производных от импульсов:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_{in} = \frac{1}{T_{ji}} \rho_i - \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right] \ (i = 1, \dots, n-1), \\ \dot{\delta}_n = \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right]. \end{cases} \quad (16)$$

Соотношения (16) используются при построении функции Гамильтона [3]:

$$H(\delta_{1n}, \dots, \delta_{n-1,n}, \delta_n, \rho_1, \dots, \rho_{n-1}, \rho_n) = \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \hat{\delta}_{in} + \rho_n \hat{\delta}_n - \hat{L}_1, \quad (17)$$

где знак « $\wedge$ » соответствует подстановке выражений (16) в функции, которые находятся под этим знаком.

Так что  $\hat{\delta}_{in}$  – это функция от импульсов, стоящая в правой части выражения с номером  $i$  в (16), причем  $i$  может меняться от 1 до  $n - 1$ . А  $\hat{\delta}_n$  – это функция от импульсов в правой части последнего соотношения (16). В выражение (11) для функции  $L_1$  подобные подстановки согласно (11) осуществляются только в слагаемое, соответствующее кинетической энергии, при этом функция скоростей  $T_1$  переходит в функцию  $T_2$  от импульсов:

$$T_2 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right]^2. \quad (18)$$

Аналогичным образом производится переход к импульсам в первых  $n$  слагаемых функции (17):

$$\sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \hat{\delta}_{in} + \rho_n \hat{\delta}_n = \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \left\{ \frac{1}{T_{ji}} \rho_i - \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right] \right\} + \rho_n \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right].$$

Составляющая функции Гамильтона (17) определяется выражением  $\sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \hat{\delta}_{in} + \rho_n \hat{\delta}_n - T_2$ , где  $T_2$  дается формулой (18).

Указанное выражение преобразуется следующим образом:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \hat{\delta}_{in} + \rho_n \hat{\delta}_n - T_2 = \\ & = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right]^2 - \frac{1}{T_{jn}} \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right] + \frac{1}{T_{jn}} \rho_n \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right] = \\ & = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} - \frac{1}{T_{jn}} \left\{ \frac{1}{2} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right]^2 + \rho_n \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i - \left( \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right)^2 - \rho_n^2 + \rho_n \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right\} = \\ & = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} - \frac{1}{T_{jn}} \left\{ \frac{1}{2} \rho_n^2 - \rho_n \sum_{k=1}^n \rho_k + \frac{1}{2} \left( \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right)^2 + 2 \rho_n \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k - \left( \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right)^2 - \rho_n^2 \right\} = \\ & = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} - \frac{1}{T_{jn}} \left\{ -\frac{1}{2} \rho_n^2 + \rho_n \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k - \frac{1}{2} \left( \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right)^2 \right\} = \\ & = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{ji}} + \frac{1}{2T_{jn}} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right]^2. \end{aligned}$$

В результате функция Гамильтона (17) переписывается в окончательном виде

$$H = \frac{1}{2} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i^2}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right]^2 \right\} - \tilde{u}(\delta_{1n}, \dots, \delta_{n-1,n}), \quad (19)$$

поскольку потенциальная функция не претерпела изменений.

Функция (19), как и функция Лагранжа (11), не зависит от  $\delta_n$  и

$$\frac{\partial H}{\partial \delta_n} = \frac{\partial L_l}{\partial \delta_n} \equiv 0.$$

Таким образом, получено новое подтверждение цикличности координаты  $\delta_n$ .

Функция Гамильтона (19) с физической точки зрения представляет собой полную энергию консервативной системы, равную сумме кинетической и потенциальной энергий.

В силу уравнений Гамильтона и (19) имеют место следующие равенства:

$$\frac{d\delta_{in}}{dt} = \frac{\partial H}{\partial \rho_i} = \frac{\rho_i}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right] (-1) = \rho_i \left( \frac{1}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \right) + \frac{1}{T_{J_n}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n-1} \rho_k - \frac{1}{T_{J_n}} \rho_n;$$

$$i = 1, \dots, n-1;$$

$$\frac{d\delta_n}{dt} = \frac{\partial H}{\partial \rho_n} = \frac{1}{T_{J_n}} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right];$$

$$\frac{d\rho_i}{dt} = -\frac{\partial H}{\partial \delta_{in}} = \frac{\partial \tilde{u}}{\partial \delta_{in}}, \quad (i = 1, \dots, n-1);$$

$$\frac{d\rho_n}{dt} = -\frac{\partial H}{\partial \delta_n} = 0.$$

В результате систему уравнений Гамильтона можно представить в виде

$$\begin{cases} \frac{d\delta_{in}}{dt} = \rho_i \left( \frac{1}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \right) + \frac{1}{T_{J_n}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n-1} \rho_k - \frac{1}{T_{J_n}} \rho_n & (i = 1, \dots, n-1); \\ \frac{d\delta_n}{dt} = \frac{1}{T_{J_n}} \left[ \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right]; \\ \frac{d\rho_i}{dt} = \frac{\partial \tilde{u}}{\partial \delta_{in}} & (i = 1, \dots, n-1); \\ \frac{d\rho_n}{dt} = 0, \end{cases} \quad (20)$$

где координата  $\delta_n$  является циклической, а координаты  $\delta_{in}$  ( $i = 1, \dots, n - 1$ ) – позиционными.

Переходим теперь к исследованию стационарных движений системы (20). Движение называется стационарным [3], если при этом движении все позиционные координаты сохраняют постоянные значения, т.е.

$$\delta_{in} = \delta_{in}^{(0)} = \text{const} \quad (i = 1, \dots, n - 1).$$

Из этого следует, что в стационарном движении все позиционные скорости равны нулю:

$$\frac{d\delta_{in}}{dt} = 0.$$

Поэтому из первых  $n - 1$  уравнений системы (20) следует, что

$$\rho_i \left( \frac{1}{T_{Ji}} + \frac{1}{T_{Jn}} \right) + \frac{1}{T_{Jn}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n-1} \rho_k = \frac{1}{T_J} \rho_n \quad (i = 1, \dots, n - 1), \quad (21)$$

где импульс циклической координаты  $\rho_n$  в процессе стационарного движения согласно последнему уравнению (20) сохраняет постоянное значение. Тем самым и импульсы  $\rho_i$  ( $i = 1, \dots, n - 1$ ) всех позиционных координат, определяемые из линейной системы (21), определитель которой отличен от нуля и равен

$$\sum_{i=1}^n \frac{T_i}{\prod_{k=1}^n T_k},$$

тоже сохраняют постоянные значения в стационарном движении.

Таким образом, при стационарном движении обращаются в нуль производные всех позиционных координат и импульсов. В результате имеют место равенства

$$\frac{\partial H}{\partial \delta_{in}} = \frac{\partial H}{\partial \rho_i} = 0 \quad (i = 1, \dots, n - 1), \quad (22)$$

которые согласно (20) можно представить в виде

$$\frac{\partial \tilde{u}}{\partial \delta_{ii}} = 0; \quad \rho_i \left( \frac{1}{T_{Ji}} + \frac{1}{T_{Jn}} \right) + \frac{1}{T_{Jn}} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n-1} \rho_k - \frac{1}{T_{Jn}} \rho_n \quad (i = 1, \dots, n - 1). \quad (23)$$

Равенства (23) можно рассматривать как необходимые и достаточные условия, которым должны удовлетворять начальные значения

$$\delta_m^{(0)}, \rho_i^{(0)}, \rho_n^{(0)} \quad (i = 1, \dots, n-1) \quad (24)$$

позиционных координат и их импульсов, а также импульса циклической координаты для того, чтобы движение с этими начальными данными было стационарным.

В стационарном движении циклические скорости имеют постоянные значения [3]. Подтверждение этому в случае системы (20) нетрудно получить, обращаясь к уравнению, содержащему выражение для  $d\delta_n/dt$ . Величины импульсов, входящие в это выражение, сохраняют постоянные значения при таком движении, следовательно, будет постоянной и циклическая скорость  $\dot{\delta}_n^{(0)}$ .

В результате сказанного можно утверждать, что установлена структура решений системы Гамильтона (20), соответствующих установившимся режимам ЭЭС. При стационарном движении позиционные координаты  $\delta_m$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ) сохраняют постоянные значения, а циклическая координата изменяется в зависимости от времени по линейному закону

$$\delta_n = \dot{\delta}_n^{(0)}(t - t_0) + \delta_n^{(0)}, \quad (25)$$

причем начальная циклическая координата  $\delta_n^{(0)}$  в условия (22), которым можно придать вид (23), не входит.

Что касается абсолютных углов  $\delta_i$ , являющихся переменными в исходной системе (1), то в стационарном движении все они содержат одинаковую вращательную составляющую  $\dot{\delta}_n^{(0)}(t - t_0)$ .

Переходим теперь к исследованию устойчивости стационарных движений, при этом будем следовать [3]. Прежде всего надо отметить, что стационарное движение не может быть устойчивым по отношению к циклической координате  $\delta_n$ . Действительно, из (16) следует, что малым изменениям начальных условий (24) соответствуют малые изменения начальной циклической скорости  $\dot{\delta}_n^{(0)}$ . Но малые изменения величины  $\dot{\delta}_n^{(0)}$  приводят с течением времени согласно (25) к сколь угодно большому изменению самой циклической координаты  $\delta_n$ . Аналогичное утверждение справедливо [5] по отношению к переменным  $\delta_i$  системы общего вида (1).

Таким образом, исследование устойчивости стационарных движений с начальными условиями, определяемыми выражением (24), возможно в соответствии с [3] осуществлять по отношению к позиционным координатам и импульсам

$$\delta_m, \rho_i \quad (i = 1, \dots, n-1) \quad (26)$$

в предположении, что циклический импульс  $\rho_n$  в процессе движения сохраняет постоянное значение, равное заданной в начальных условиях (24) величине  $\rho_n^{(0)}$ . В число переменных (26) дополнительно включается еще циклический импульс  $\rho_n$

$$\delta_m, \rho_i, \rho_n \quad (i = 1, \dots, n-1). \quad (27)$$

С учетом (16) при исследовании устойчивости набор переменных (26) можно заменить на  $\delta_m, \dot{\delta}_m$ , а набор (27) на переменные  $\delta_m, \dot{\delta}_m, \dot{\delta}_n$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ), когда вместо позиционных импульсов  $\rho_i$  используются позиционные скорости  $\dot{\delta}_m$ , а во втором случае в рассмотрение вводится еще циклическая скорость  $\dot{\delta}_n$  вместо циклического импульса  $\rho_n$ . Кроме того набор переменных  $\delta_m, \dot{\delta}_m, \dot{\delta}_n$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ), очевидно, эквивалентен переменным  $\delta_m, \dot{\delta}_i, \dot{\delta}_n$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ). Такие наборы переменных при исследовании ЭЭС характеризуют устойчивость по отношению к взаимным углам и взаимным скоростям, а во втором случае по отношению к взаимным углам и абсолютным скоростям [4].

Отметим особенность структуры функции Гамильтона (19), связанную с наличием в ней двух характерных слагаемых. Одно из них – это силовая функция (6) со знаком минус (потенциальная энергия). Другое слагаемое (кинетическая энергия) зависит только от импульсов  $\rho_i$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ) позиционных координат и импульса  $\rho_n$  циклической координаты. Это слагаемое дается формулой (18) и является положительно–определенной квадратичной формой импульсов.

В силу положительной определенности квадратичной формы (18) при соответствующей замене координат в устойчивом стационарном движении с начальной точкой, определяемой выражением (24), силовая

функция (6) согласно условиям (22) должна иметь строгий максимум в точке  $(\delta_{1n}^{(0)}, \dots, \delta_{n-1,n}^{(0)})$ .

Наконец, для целей исследования устойчивости стационарных движений необходимо отметить, что полная производная от функции Гамильтона (19) с учетом уравнений (20) тождественно равно нулю. Кроме того, этим свойством обладает функция  $H_1$ , которая получается посредством добавления к функции Гамильтона дополнительного слагаемого, равного половине квадрата циклического импульса:

$$H_1 = H + \frac{1}{2} \rho_n^2.$$

Относительно функции Гамильтона это утверждение очевидно. Поскольку, в силу последнего уравнения (20), имеем  $\dot{\rho}_n = 0$ , проверка этого свойства для функции  $H_1$  практически совпадает с его доказательством для функции Гамильтона:

$$\begin{aligned} \frac{dH_1}{dt} &= \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i \dot{\rho}_i}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \left( \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right) \left( \dot{\rho}_n - \sum_{k=1}^{n-1} \dot{\rho}_k \right) - \sum_{k=1}^{n-1} \frac{\partial \tilde{u}}{\partial \delta_{kn}} \frac{d\delta_{kn}}{dt} + \rho_n \dot{\rho}_n = \\ &= \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\rho_i \dot{\rho}_i}{T_{J_i}} + \frac{1}{T_{J_n}} \left( \rho_n - \sum_{k=1}^{n-1} \rho_k \right) \left( - \sum_{k=1}^{n-1} \dot{\rho}_k \right) - \sum_{k=1}^{n-1} \dot{\rho}_k \left[ \frac{\rho_k}{T_{J_k}} - \frac{1}{T_{J_n}} \left( \rho_n - \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i \right) \right] = 0. \end{aligned}$$

Тем самым функция Гамильтона после замены переменных и фиксации циклического импульса

$$\delta_m = \xi_i + \delta_m^{(0)}, \quad \rho_i = \eta_i + \rho_i^{(0)}, \quad \rho_n = \rho_n^{(0)},$$

может служить в качестве функции Ляпунова при исследовании устойчивости стационарного движения с начальными условиями (24) по отношению к переменным (26). Аналогичным образом функция  $H_1$  после замены переменных

$$\delta_m = \xi_i + \delta_m^{(0)}, \quad \rho_i = \eta_i + \rho_i^{(0)}, \quad \rho_n = \eta_n + \rho_n^{(0)}$$

может рассматриваться в качестве функции Ляпунова при исследовании устойчивости по отношению к переменным (27).

Как уже отмечалось, стационарное движение будет устойчивым, если силовая функция (6) в точке с позиционными координатами  $\delta_{in}^{(0)}$  ( $i = 1, \dots, n-1$ ) этого движения имеет строгий максимум. Критерий устойчивости в малом, таким образом, оказывается одинаковым при любом из двух наборов переменных (26) или (27), характеризующих свойство устойчивости. Но следует ожидать, что области устойчивости в большом стационарного движения будут различаться в зависимости от того, выбран ли набор переменных (26) или (27).

Выше было показано, что наборы переменных, характеризующих свойство устойчивости, из [4] эквивалентны наборам (26) и (27). Тем самым получено дополнительное подтверждение справедливости критериев устойчивости в малом для режимов консервативных ЭЭС.

Кроме того, методы аналитической механики позволяют наиболее естественным образом указывать вид решений, соответствующих установленным режимам ЭЭС.

Следует отметить, что в настоящей работе рассмотрен только случай, когда выполняется условие баланса мощности (5) в ЭЭС. Аналогичные рассуждения возможны и при его отсутствии, если воспользоваться интегралами консервативных систем уравнений электромеханических переходных процессов в ЭЭС, приведенными в [4].

#### Библиографический список

1. **Горев А.А.** Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
2. **Андреюк В.А.** Вывод уравнений синхронной машины из уравнений Лагранжа – Максвелла // Труды НИИПТ. Передача энергии постоянным и переменным током: Сб. 18. – М.: Энергия, 1972. – С. 253 – 262.
3. **Гантмахер Ф.Р.** Лекции по аналитической механике. – М.: Наука, 1966. – 300 с.
4. **Морошкин Ю.В.** К исследованию статической устойчивости сложных электрических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1972. – № 2. – С. 44 – 50.
5. **Морошкин Ю.В.** К исследованию устойчивости позиционных энергосистем // Труды второго семинара – симпозиума по применению метода функций Ляпунова в энергетике. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1970. – С. 215 – 226.



УДК 621.311:519.876.5

## **Системный подход к моделированию переходных процессов в электроэнергетических системах**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, Ю.В. Морошкин, З.Г. Хвоцинская,  
кандидаты техн. наук*

Математическое моделирование переходных электромеханических процессов в электроэнергетических системах (ЭЭС) с практической точки зрения в конечном счете ориентировано на решение трех важных задач.

Первая из них – это создание имитационной системы [1], которая позволяет устанавливать реакцию ЭЭС на любое конкретное ее возмущение. В основе каждой такой имитационной системы лежат методы численного интегрирования. Они обладают большой универсальностью, применимы к самым разнообразным вариантам математических моделей электромеханических переходных процессов. На их основе созданы специализированные вычислительные комплексы по расчетам переходных процессов на ЭВМ. Эти комплексы нашли широкое применение в энергетических организациях при проведении проектных и эксплуатационных расчетов.

Вторая задача – это исследование устойчивости ЭЭС, для чего должны применяться математические методы, которые принципиальным образом не сводятся к методам численного интегрирования. Практическое применение методов общей теории устойчивости [2–4], как правило, ограничивается специфическими и, на первый взгляд, весьма частными математическими моделями исследуемых явлений. В электроэнергетике – это позиционные и консервативные модели, а также другие модели, для которых удастся построить функции Ляпунова. Таким образом, в отличие от имитационных систем, которые не накладывают обременительных условий на выбор математической модели переходных процессов, при исследовании устойчивости приходится учитывать глубокую взаимосвязь между используемой математической моделью переходных процессов и применяемыми методами оценки устойчивости [5].

Такое неразрывное единство модели и метода при исследовании устойчивости в [5] метафорически формулируется следующим образом: “Не тот хороший механик, кто умеет составлять уравнения движения, а тот, который умеет составлять такие уравнения, которые интегрируются”.

Сказанное означает, что при исследовании устойчивости систем самой различной природы, в том числе и ЭЭС, необходимо использовать математические модели, соответствующие возможностям разработанного к настоящему времени аппарата общей теории устойчивости. Здесь имеет место единство аксиом, формирующих модель, и методов исследования [5]. Такая тесная взаимосвязь междисциплинарных исследований называется системным анализом [5]. Из сказанного следует, что исследование устойчивости ЭЭС требует системного подхода в области моделирования ЭЭС.

Следует отметить, что имеющие место при системном подходе четкие описания гипотез и последующих формальных математических построений способствуют выработке представления о достоверности получаемых результатов [5].

Третья задача – это применение методов математической теории управления для выбора воздействий в ЭЭС в целях обеспечения ее статической и динамической устойчивости. Решение этой задачи естественным образом должно опираться на специальные математические модели переходных процессов, для которых разработаны способы применения методов общей теории устойчивости. Таким образом, успешное решение третьей задачи возможно лишь при условии достаточно высокого уровня разработок применительно к решению задачи исследования устойчивости. В результате можно констатировать, что в основе подходов к решению третьей задачи на современном этапе развития теории также должны лежать модели ЭЭС с известными функциями Ляпунова.

В настоящее время степень использования имитационных моделей и моделей для исследования устойчивости в процессах проектирования ЭЭС и управления ими в период эксплуатации весьма различна. Доминируют имитационные системы, применение которых не ограничивается исключительно расчетом отдельных динамических переходов. Имитационные системы применяются также для исследования динамической устойчивости ЭЭС в предположении, что подобное исследование можно свести к проверке ограниченности переменных, характеризующих свойство устойчивости, в конечном числе динамических переходов на конечном отрезке времени.

Очевидно, что подобный подход к исследованию динамической устойчивости нуждается в принципиальном изменении, и вполне естественно предполагать, что при этом на практике найдут применение модели переходных процессов ЭЭС, исследование устойчивости которых возможно осуществлять методами общей теории устойчивости: по состоя-

нию теории устойчивости ЭЭС на современном этапе – это, прежде всего, второй метод Ляпунова.

Кроме того, необходимо отметить, что применение имитационных систем для решения несвойственных им задач приводит к неоправданно большим вычислительным затратам и в конечном счете к продолжительным по времени расчетам динамической устойчивости [6]. Это обусловлено необходимостью проведения численного интегрирования систем уравнений достаточно высокого порядка, включающих наряду с дифференциальными уравнениями и нелинейные уравнения балансов мощности или токов в узлах. К тому же необходимо отметить, что одним из важных элементов анализа результатов интегрирования является чисто визуальный способ обзора функций изменения фазовых углов генераторов. Из-за высокого порядка решаемых систем подобный прием оказывается достаточно трудоемким, и не удастся достигнуть его эффективной автоматизации [6]. По этой причине неоднократно предпринимались попытки построения так называемых “упрощенных моделей” с ограниченным учетом ряда факторов, влияющих на переходный процесс, для использования их в имитационных системах [6].

В результате применения “упрощенных моделей” в рамках имитационных систем достигнуто существенное ускорение расчетов переходных процессов посредством методов численного интегрирования, повышены размерности решаемых задач. Но в принципиальном отношении с точки зрения возможностей исследования устойчивости электроэнергетических систем имитационные системы на основе “упрощенных моделей” ничем не отличаются от любых других имитационных систем, которые к таким исследованиям со строго научной точки зрения непригодны.

Для преодоления указанного обстоятельства в качестве “упрощенной модели” целесообразно принять одну из разновидностей консервативных моделей или моделей с известными функциями Ляпунова с перспективой применения методов общей теории устойчивости. При исследовании устойчивости ЭЭС среди общих методов с практической точки зрения важнейшее значение имеет второй метод Ляпунова [7]. Он применим в случае консервативных моделей и моделей, которые образованы на базе консервативных посредством учета дополнительных факторов [7] и для которых удастся подобрать подходящие функции Ляпунова. Разработка способов использования второго метода Ляпунова примени-

тельно к исследованию устойчивости электроэнергетических систем интенсивно велась в 60–70-е годы прошлого столетия [7]. Уже тогда были созданы хорошие предпосылки для применения этого метода в проектных и эксплуатационных расчетах.

Тем не менее до настоящего времени существует ряд трудностей, препятствующих проведению исследований устойчивости на базе математических моделей, для которых удалось подобрать подходящие функции Ляпунова. Одна из них связана с тем, что параметры таких моделей носят обобщенный характер и требуются специальные алгоритмы для оценки их численных значений. В [8] содержится один частный пример подобного алгоритма. Аналогичные алгоритмы целесообразно разрабатывать применительно к другим разновидностям консервативных и образованных на их основе математических моделей ЭЭС.

Второе затруднение связано с необходимостью установления приоритетов использования имитационных моделей и “упрощенных моделей”, для которых известны функции Ляпунова, в процессах проектирования и эксплуатации ЭЭС. В соответствии с [5, 9] “упрощенные модели” должны использоваться при расчетах устойчивости и выборе управляющих воздействий. Имитационные модели должны применяться на завершающих стадиях расчетов для оценки пригодности результатов, полученных по “упрощенным моделям”. Впрочем, такие проверки не исключаются и на промежуточных этапах расчетов по исследованию устойчивости и выбору управляющих воздействий.

Наконец, третья и основная трудность обусловлена незавершенностью теории консервативных ЭЭС. Об этом свидетельствует весьма показательная дискуссия в журнале “Электричество” [10].

По нашему мнению, многие спорные вопросы порождаются отсутствием единого мнения по поводу формирования строгого определения устойчивости применительно к позиционным и консервативным моделям ЭЭС при отсутствии в них шин бесконечной мощности, а также отчетливого представления о структуре решений таких математических моделей, которые соответствуют установившимся режимам.

В [11] для исследования структуры решений, отвечающих стационарным режимам, использована теория систем с циклическими координатами [2, 4], причем предполагается наличие нулевого баланса активных мощностей в ЭЭС. Далее предложены способы выявления структуры решений, соответствующих установившимся режимам, при отсутствии баланса мощности.

В соответствии с [11] система уравнений электромеханических переходных процессов в ЭЭС из  $n$  станций соизмеримой мощности с учетом общепринятых обозначений записывается в виде

$$T_{ji}\ddot{\delta}_i = f_i(\delta_i - \delta_1, \dots, \delta_i - \delta_n) \quad (i=1, \dots, n), \quad (1)$$

где

$$f_i = P_i - E_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j); \quad (2)$$

$$P_i = P_{Ti} - E_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii}.$$

В отличие от [11] предполагается выполненным условие

$$\sum_{i=1}^n P_i = A = const \neq 0. \quad (3)$$

По аналогии с [12] перейдем в (1) к барицентрической системе координат посредством замены

$$\delta'_i = \delta_i - \left( \frac{\sum_{k=1}^n T_{jk} \delta_k}{\sum_{i=1}^n T_{ji}} \right) \quad (i=1, \dots, n), \quad (4)$$

при этом отсчет углов  $\delta_i$  производится от средневзвешенного движения. Отметим, что преобразование (4) не имеет обратного, но, тем не менее, оно обладает свойством сохранять относительные углы:

$$\delta'_i - \delta'_j = \delta_i - \delta_j \quad (i, j=1, \dots, n), \quad (5)$$

а это как раз те величины, которые кладутся в основу определения устойчивости в случае отсутствия в ЭЭС шин бесконечной мощности [13].

Прежде чем записать систему уравнений в новых координатах  $\delta'_i$  ( $i=1, \dots, n$ ), определим характер зависимости от времени функции  $\sum_{k=1}^n T_{jk} \delta_k$ , входящей в правые части формул (4). Для этого суммируем уравнения (1) и с учетом (2) и (3) получим

$$\sum_{i=1}^n T_{ji} \ddot{\delta}_i = A,$$

откуда следует

$$\sum_{i=1}^n T_{ji} \delta_i = \frac{A}{2} t^2 + C_1 t + C_2,$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – произвольные постоянные.

Подставляя предыдущее выражение в (4) и используя обозначения

$$a = A / \sum_{i=1}^n T_{ji}; \quad C'_1 = C_1 / \sum_{i=1}^n T_{ji}; \quad C'_2 = C_2 / \sum_{i=1}^n T_{ji},$$

формулы (4) преобразуем к виду

$$\delta'_i = \delta_i - \frac{at^2}{2} - C'_1 t - C'_2 \quad (i = 1, \dots, n). \quad (6)$$

В результате подстановки (6) в (1) приходим к системе уравнений в барицентрической системе координат:

$$T_{ji} \delta'_i = f_i(\delta'_i - \delta'_1, \dots, \delta'_i - \delta'_n) - T_{ji} a \quad (i = 1, \dots, n). \quad (7)$$

В отличие от исходной системы (1) у системы (7) сумма правых частей тождественно равняется нулю.

В силу (5) система уравнений (7) пригодна для исследования устойчивости по наборам переменных, включающим относительные углы  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  [13]. Что касается структуры решений системы (7), соответствующих установившимся режимам, то она согласно [11] имеет вид

$$\delta'_i = \omega' t + \delta'_{i0} \quad (i = 1, \dots, n), \quad (8)$$

где  $\omega'$  – произвольная, но одинаковая при всех  $i$  постоянная,  $\delta'_{i0}$  – постоянные.

Следовательно, структура решений исходной системы (1), соответствующих установившимся режимам, в силу (6) будет такой:

$$\delta_i = \frac{at^2}{2} + \omega t + \delta_{i0} \quad (i = 1, \dots, n), \quad (9)$$

где  $\omega$  – произвольная постоянная, равная сумме двух произвольных постоянных  $\omega'$  и  $C'_1$ :  $\omega = \omega' + C'_1$ ; постоянные  $\delta'_{i0}$  ( $i = 1, \dots, n$ ) отличаются от  $\delta_{i0}$  ( $i = 1, \dots, n$ ) на одну и ту же произвольную постоянную:  $\delta_{i0} = \delta'_{i0} + C'_2$ . Отметим, что  $\delta_{i0}$  и  $\delta'_{i0}$  удовлетворяют равенству (5).

Формулы (9) полностью совпадают с формулами для стационарных решений из [13], которые получены на основе постулата о постоянстве относительных углов в установившихся режимах.

Исследование устойчивости решения (9) исходной системы (1) сводится к исследованию устойчивости решения (8) системы (7) и может быть проведено методами из [11, 13]. Действительно, система (7) обладает силовой функцией

$$u^{(1)} = u(\delta'_1, \delta'_2, \dots, \delta'_n) - a \sum T_{ji} \delta'_i, \quad (10)$$

где  $u$  – силовая функция исходной системы (1). Функция (10) может быть преобразована к виду, когда она зависит лишь от относительных углов [13]. В результате исследования устойчивости сводится к исследованию стационарных точек функции  $u^{(1)}$ , рассматриваемой как функция относительных углов.

Приведенный теоретический фрагмент свидетельствует о необходимости ведения серьезных научных разработок в области “упрощенных моделей” для исследования устойчивости ЭЭС методами общей теории устойчивости движения. Как показано выше, лишь на этой основе можно развивать системный подход к исследованию устойчивости в проектной и эксплуатационной практике и повышать эффективность этих исследований.

В заключение надо отметить, что и применительно к имитационным системам также необходимо развивать системный подход [14, 15]. В настоящее время недостаточным образом согласованы между собой математические модели переходных процессов и установившихся режимов, положенные в основу известных вычислительных комплексов, используемых в проектных и эксплуатационных организациях. Нуждается в уточнении или даже пересмотре понятие предельного режима. Недостаточная теоретическая проработанность этих вопросов вызывает серьезные затруднения при проведении практических расчетов режима и устойчивости ЭЭС.

#### Библиографический список

1. **Прицкер А.** Введение в имитационное моделирование и язык СЛАМ II. – М.: Мир, 1987.

2. **Гантмахер Ф.Р.** Лекции по аналитической механике. – М.: Наука, 1966.
3. **Малкин И.Г.** Теория устойчивости движения. – М.: Наука, 1966.
4. **Меркин Д.Р.** Введение в теорию устойчивости движения. – М.: Наука, 1987.
5. **Моисеев Н.Н.** Математические задачи системного анализа. – М.: Высш. шк., 1970.
6. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.Н., Заславская Т.Б.** Структурный анализ электроэнергетических систем – Новосибирск.: Наука. Сиб. отд-ние, 1980.
7. **Мисриханов М.Ш., Морошкин Ю.В., Хвоцинская З.Г.** Перспективы использования консервативных математических моделей электроэнергетических систем при исследовании динамической устойчивости // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
8. **Мисриханов М.Ш., Морошкин Ю.В., Поздняков А.Ю.** Способы построения консервативных моделей переходных электромеханических процессов в электроэнергетических системах // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
9. **Мисриханов М.Ш., Морошкин Ю.В.** Возможности использования консервативных математических моделей электроэнергетических систем при разработке САПР и выборе мероприятий для обеспечения устойчивости // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
10. **О критике** теории статической устойчивости энергосистем. Дискуссии // Электричество. – 1975. – № 8.
11. **Мисриханов М.Ш., Морошкин Ю.В.** Критерии устойчивости консервативных электроэнергетических систем без шин неизменного напряжения на основе методов аналитической механики // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 5. – Иваново, 2002.
12. **Дубошин Г.Н.** Небесная механика. Основные задачи и методы. – М.: Физматгиз, 1965.
13. **Морошкин Ю.В.** К исследованию статической устойчивости сложных электрических систем // Изв. вузов. Энергетика и транспорт. – 1972. – № 2.
14. **Морошкин Ю.В., Хвоцинская З.Г.** Имитационные подходы к решению основных проблем проектирования сложных электрических систем // Имитационный подход к изучению больших систем энергетики. Мат. Всесоюз. Науч. семинара. – Иркутск: СЭИ; ЛПИ, 1986.
15. **Морошкин Ю.В., Поздняков А.Ю., Хвоцинская З.Г.** Комплексный подход к проблеме исследования устойчивости сложных энергосистем // Вопросы устойчивости сложных электрических систем. – М.: ВГПИ и НИИ “Энергосетьпроект”, 1985.



УДК 621.322

## **Математическая модель регулируемого синхронного генератора в записи через ЭДС**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, В.П. Гречин, канд. техн. наук*

Синхронные машины (СМ), и в первую очередь, синхронные генераторы (СГ), оснащенные системами автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и скорости (АРС), а также мощные синхронные двигатели (СД) являются одними из основных элементов ЭЭС, переходные процессы в которых определяют устойчивость системы в целом.

Исследования переходных процессов в СМ обычно связаны с решением уравнений в форме Парка-Горева с учетом регуляторов возбуждения и скорости. Описание переходных процессов с помощью этих уравнений, как правило, удовлетворяет исследователя в большинстве случаев.

Предлагаемые в [1, 5] методы моделирования сложной электроэнергетической системы (ЭЭС) для расчетов и анализа переходных процессов требуют представления СМ расчетной ЭДС за расчетным сопротивлением. Для этого необходимо представление уравнений переходного процесса в форме ЭДС. Кроме того, при представлении уравнений в записи через ЭДС появляются дополнительные возможности по моделированию и использованию результатов расчета. Это связано с тем, что анализ переходных процессов в ЭЭС по уравнениям в форме ЭДС позволяет оценить изменение ЭДС генераторов при различных видах переходных режимов и использовать эти результаты в схемах замещения при приближенных расчетах. При этом отладка составленных схем моделирования на компьютерах для анализа переходных процессов в ЭЭС при представлении уравнений в записи через ЭДС проще, так как значения переменных ЭДС легче подвергаются оценке, чем значения потокосцеплений.

Уравнения в записи через ЭДС как без учета трансформаторных ЭДС и ЭДС скольжения, так и с их учетом известны из [2]. Однако в них не отражено влияние электромагнитной инерции статора и изменения скорости на переходный процесс в обмотке статора. Ниже рассматривается получение более полной математической модели СГ в записи через ЭДС.

**Уравнения переходных электромагнитных процессов в цепи статора СМ.** Полные уравнения в форме Парка-Горева (в записи через потокосцепления в координатных осях  $d$  и  $q$ , жестко связанных с ротором), описывающие переходный процесс в СМ, имеют вид [3]

$$u_d + r_a i_d + p\psi_d + \omega\psi_q = 0 ; \quad (1)$$

$$u_q + r_a i_q + p\psi_q - \omega\psi_d = 0 . \quad (2)$$

Приведенные уравнения записаны в относительных единицах.

Потокосцепления по продольной ( $\psi_d$ ) и поперечной ( $\psi_q$ ) осям выражаются через токи в обмотках и контурах следующими соотношениями:

$$\psi_d = x_d i_d + x_{ad} i_a + x_{yad} i_{yd} ; \quad (3)$$

$$\psi_q = x_q i_q + x_{yaq} i_{yq} . \quad (4)$$

Подставив соотношения (3) и (4) в уравнения (1) и (2), получим

$$u_d + r_a i_d + px_d i_d + px_{ad} i_a + px_{yad} i_{yd} + \omega x_q i_q + \omega x_{yaq} i_{yq} = 0 ; \quad (5)$$

$$u_q + r_a i_q + px_q i_q + px_{yaq} i_{yq} - \omega x_d i_d - \omega x_{ad} i_a - \omega x_{yad} i_{yd} = 0 . \quad (6)$$

Уравнения потокосцеплений обмоток возбуждения и успокоительных контуров по продольной и поперечной осям можно записать в виде

$$\psi_{ov} = x_e i_e + x_{ey} i_{yd} + x_{ad} i_d ; \quad (7)$$

$$\psi_{yd} = x_{ey} i_e + x_{yd} i_{yd} + x_{yad} i_d ; \quad (8)$$

$$\psi_{yq} = x_{yq} i_{yq} + x_{yaq} i_q . \quad (9)$$

Определим из соотношений (7)–(9) выражения для токов соответствующих обмоток:

$$i_e = \psi_{ov} \frac{x_{yd}}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} - \psi_{yd} \frac{x_{ey}}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} - i_d \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{ey}}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} ; \quad (10)$$

$$i_{yd} = \psi_{yd} \frac{x_e}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} - \psi_{ov} \frac{x_{ey}}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} - i_d \frac{x_{yad} - x_{ad} x_{ey}}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} ; \quad (11)$$

$$i_{yq} = \psi_{yq} \frac{I}{x_{yq}} - i_q \frac{x_{yaq}}{x_{yq}} . \quad (12)$$

Заменяя в уравнениях (5) и (6) токи обмотки возбуждения и успокоительных контуров на их выражения через соответствующие потокосцепления (10)-(12), получим

$$\begin{aligned}
 & u_d + r_a i_d + p x_d i_d + p x_{ad} \left[ \psi_{os} \frac{x_{yd}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \psi_{yd} \frac{x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \right. \\
 & \left. - \psi_{yd} \frac{x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - i_d \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} \right] + p x_{yad} \left[ \psi_{yd} \frac{x_6}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \right. \\
 & \left. - \psi_{os} \frac{x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - i_a \frac{x_{yad} x_6 - x_{ad} x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} \right] + \omega x_q i_q + \\
 & + \omega x_{yad} \left[ \psi_{yq} \frac{I}{x_{yq}} - i_q \frac{x_{yqa}}{x_{yq}} \right] = 0;
 \end{aligned} \tag{13}$$

$$\begin{aligned}
 & u_q + r_a i_q + p x_q i_q + p x_{yad} \left[ \psi_{yq} \frac{I}{x_{yq}} - i_q \frac{x_{yqa}}{x_{yq}} \right] - \omega x_d i_d - \\
 & - \omega x_{ad} \left[ \psi_{os} \frac{x_{yd}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \psi_{yd} \frac{x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \right. \\
 & \left. - i_d \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} \right] + \omega x_{yad} \left[ \psi_{yd} \frac{x_6}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - \right. \\
 & \left. - \psi_{os} \frac{x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} - i_d \frac{x_{yad} x_6 - x_{ad} x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} \right] = 0.
 \end{aligned} \tag{14}$$

Используя известные соотношения [4], последние уравнения можно переписать в виде

$$u_d + r_a i_d + p x_d'' i_d + \omega x_q'' i_q - \omega E_d'' + p E_q'' = 0; \tag{15}$$

$$u_q + r_a i_q + p x_q'' i_q + \omega x_d'' i_d - \omega E_q'' + p E_d'' = 0, \tag{16}$$

где

$$E_d'' = -\psi_{yq} \frac{x_{yqa}}{x_{yq}}; \tag{17}$$

$$E_q'' = \psi_{os} \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y}}{x_6 x_{6y} - x_{6y}^2} + \psi_{yd} \frac{x_{yad} x_6 - x_{dy} x_{ad}}{x_6 x_{6y} - x_{6y}^2}; \tag{18}$$

$$x_q'' = x_q - \frac{x_{yaq}^2}{x_{yq}};$$

$$x_d'' = x_d - \frac{x_{ad}^2 x_{yd} - 2x_{ad} x_{yad} x_{ey} + x_{yad}^2 x_e}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2}.$$

Скорость вращения ротора СМ определяется выражением

$$\omega = \omega_c + p\delta = \omega_c + s, \quad (19)$$

где  $\omega_c$  - скорость синхронно-вращающейся оси (синхронная скорость в электрической системе);  $s = p\delta$  - скольжение ротора СМ относительно синхронно вращающейся оси ( $s = \omega - \omega_c$ ).

С учетом этого уравнения (15) и (16) запишутся в следующем виде:

$$u_d + r_d i_d + x_d'' p i_d + \omega_c x_q'' i_q + s x_q'' i_q = \omega_c E_d'' + s E_d'' - p E_q''; \quad (20)$$

$$u_q + r_q i_q + x_q'' p i_q - \omega_c x_d'' i_d - s x_d'' i_d = \omega_c E_q'' + s E_q'' + p E_d''. \quad (21)$$

Без учета ЭДС скольжения, трансформаторной ЭДС, а также изменения частоты системы и электромагнитной инерции цепи статора уравнения (20) и (21) в упрощенном виде можно записать следующим образом:

$$u_d + r_d i_d + x_d'' i_q = E_d''; \quad (22)$$

$$u_q + r_q i_q - x_d'' i_d = E_q''. \quad (23)$$

### **Уравнения переходных процессов в обмотке возбуждения СМ.**

Напряжение обмотки возбуждения СМ определяется через ток и потокоцепление по выражению

$$u_e = r_e i_e + p\Psi_{oe}, \quad (24)$$

которое можно записать, используя значение переходной ЭДС в поперечной оси ( $E_q'$ ), в виде

$$E_{qe} = i_e x_{ad} + T_e p E_q', \quad (25)$$

где  $E_{qe}$  - вынужденная ЭДС, пропорциональная напряжению обмотки возбуждения ( $U_e$ );

$$E_q' = \Psi_{oe} \frac{x_{ad}}{x_e}; \quad (26)$$

$T_e = x_6 / r_6$  - постоянная времени обмотки возбуждения.

Выражение для потокосцепления успокоительной обмотки по продольной оси с учетом (18) и (26) можно записать через значения соответствующих ЭДС:

$$\Psi_{yd} = E_q'' \frac{x_6 x_{yd} - x_{y6}^2}{x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad}} - E_q' \frac{x_6}{x_{ad}} \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y}}{x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad}}. \quad (27)$$

С учетом (26) и (27) выражение (10) для тока обмотки возбуждения примет вид

$$i_6 = E_q' \left[ \frac{x_6 x_{yd}}{x_{ad} (x_6 x_{yd} - x_{6y}^2)} + \frac{x_6 x_{6y} (x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y})}{x_{ad} (x_6 x_{yd} - x_{6y}^2) (x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad})} \right] - E_q'' \frac{x_{6y}}{x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad}} - i_d \frac{x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2}. \quad (28)$$

Подставив соотношение (28) в (25), получим уравнение переходного процесса в обмотке возбуждения синхронного генератора в записи через ЭДС:

$$E_{qe} = E_q' \left[ \frac{x_{6y} x_{yd}}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} + \frac{x_6 x_{6y} (x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y})}{(x_6 x_{yd} - x_{6y}^2) (x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad})} \right] - E_q'' \frac{x_{6y} x_{ad}}{x_{yad} x_6 - x_{6y} x_{ad}} - i_d \frac{x_{ad} (x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y})}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} + T_e p E_q'. \quad (29)$$

Если принять  $E_q' \approx E_q''$  и учесть, что

$$x_{6y} \approx x_{yad} \approx x_{ad} \quad \text{и} \quad x_{6e} = x_6 - x_{ad},$$

а также

$$\frac{x_{ad} (x_{ad} x_{yd} - x_{yad} x_{6y})}{x_6 x_{yd} - x_{6y}^2} \approx \frac{x_{ad}^2 (x_{yd} - x_{ad})}{x_6 x_{yd} - x_{ad}^2} \approx x_d - x_d',$$

то получим упрощенную форму уравнения (29) в виде

$$T_e p E_q' = E_{qe} - E_q' + i_d (x_d - x_d'). \quad (30)$$

**Уравнения переходных процессов в успокоительных обмотках ротора СМ.** Дополним полученные уравнения переходных процессов в цепи статора и обмотке возбуждения СМ уравнениями процессов в успокоительных контурах ротора.

Переходный процесс в короткозамкнутом витке успокоительной обмотки по оси  $d$  описывается уравнением

$$x_{yd}i_{yd} + T_{yd}p\Psi_{yd} = 0. \quad (31)$$

где

$$T_{yd} = \frac{x_{yd}}{r_{yd}}.$$

Учитывая, что

$$\Psi_{yd} = x_{yd}i_{yd} + x_{yad}i_d + x_{ey}i_e,$$

найдем из этого выражения значение  $x_{yd}i_{yd}$  и, подставив его в (31), получим

$$\Psi_{yd} - x_{yad}i_d - x_{ey}i_e + T_{yd}p\Psi_{yd} = 0. \quad (32)$$

С учетом выражений (27) и (28) уравнение (32) запишется в виде

$$\begin{aligned} & E_q'' \frac{x_e x_{yd} - x_{ey}^2}{x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad}} - E_q' \frac{x_e (x_{ad}x_{yd} - x_{yad}x_{ey})}{x_{ad}(x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad})} - x_{yad}i_d - \\ & - E_q' \left[ \frac{x_e x_{yad}x_{ey}}{x_{ad}(x_e x_{yd} - x_{ey}^2)} + \frac{x_e x_{ey}^2 (x_{ad}x_{yd} - x_{yad}x_{ey})}{x_{ad}(x_e x_{yd} - x_{ey}^2)(x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad})} \right] + \\ & + E_q'' \frac{x_{ey}^2}{x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad}} + i_d \frac{x_{ey} (x_{ad}x_{yd} - x_{yad}x_{ey})}{x_e x_{yd} - x_{ey}^2} + \\ & + T_{yd} \frac{x_e x_{yd} - x_{ey}^2}{x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad}} pE_q'' - T_{yd} \frac{x_e (x_{ad}x_{yd} - x_{yad}x_{ey})}{x_{yad}x_e - x_{ey}x_{ad}} pE_q' = 0. \end{aligned} \quad (33)$$

Выполнив преобразования, получим полное уравнение переходного процесса в успокоительном контуре по продольной оси в записи через ЭДС:

$$\begin{aligned}
 E_q'' - E_q' - i_d \frac{(x_{yad}x_a - x_{ey}x_{ad})^2}{x_a(x_a x_{yd} - x_{ey}^2)} + T_{yd} \frac{x_a x_{yd} - x_{ey}^2}{x_a x_{yd}} pE_q'' - \\
 - T_{yd} \frac{x_{ad}x_{yd} - x_{yad}x_{ey}}{x_{yd}x_{ad}} pE_q' = 0.
 \end{aligned} \tag{34}$$

Учитывая, что

$$x_{ad} \approx x_{yad} \approx x_{ey} \text{ и } \frac{x_{ad}^2(x_a - x_{ad})^2}{x_{yd}} \approx x_d' - x_d'',$$

уравнение (34) можно записать в упрощенном виде:

$$E_q'' - E_q' - i_d(x_d' - x_d'') + T_{yd} \left( 1 - \frac{x_{ad}^2}{x_a x_{yd}} \right) pE_q'' - T_{yd} \left( 1 - \frac{x_{ad}}{x_{yd}} \right) pE_q' = 0. \tag{35}$$

Переходный процесс в короткозамкнутом витке успокоительной обмотки по оси  $q$  описывается уравнением

$$x_{yq} i_{yq} + T_{yq} p\psi_{yq} = 0, \tag{36}$$

где

$$T_{yq} = \frac{x_{yq}}{r_{yq}}.$$

С учетом выражений (12) и (17) уравнение (36) запишется в виде

$$E_d'' + \frac{x_{yaq}^2}{x_{yq}} i_q + T_{yq} pE_d'' = 0, \tag{37}$$

или, приняв  $(x_{yaq}^2/x_{yq}) = x_q - x_q''$ , окончательно получим

$$E_d'' + (x_q - x_q'') i_q + T_{yq} pE_d'' = 0. \tag{38}$$

**Уравнение электромагнитного момента СМ.** Электромагнитный момент СМ в записи через потокосцепления и токи в осях  $d$  и  $q$  определяется выражением

$$M_{\Sigma} = \psi_d i_q - \psi_q i_d. \tag{39}$$

Используя соотношения, вытекающие из уравнений Парка-Горева для трансформаторных ЭДС,

$$p\{e^{j\delta} [(E_q'' + x_d'' i_d) - j(-E_d'' + x_q'' i_q)]\} = p\{e^{j\delta} (\psi_d - j\psi_q)\},$$

можно записать, что

$$E_q'' + x_d'' i_d = \psi_d; \quad (40)$$

$$-E_d'' + x_q'' i_q = \psi_q. \quad (41)$$

Тогда, с учетом (40) и (41), выражение (39) запишется в виде

$$M_{\Sigma} = (E_q'' + x_d'' i_d) i_q + (E_d'' - x_q'' i_q) i_d;$$

или

$$M_{\Sigma} = E_d'' i_d + E_q'' i_q + (x_d'' - x_q'') i_d i_q. \quad (42)$$

**Уравнение движения ротора СМ.** Уравнение относительного движения ротора СМ имеет вид

$$T_j p^2 \delta + D p \delta = M_T - M_{\Sigma}, \quad (43)$$

где  $\delta$  - угол положения оси ротора по отношению к синхронно-вращающейся оси;  $D$  - коэффициент механического демпфирования;  $M_m$  - механический момент турбины;  $T_j$  - механическая постоянная инерция агрегата.

**Уравнения переходных процессов в системе АРВ.** Примем, что структура системы АРВ СМ состоит из каналов регулирования по отклонению ряда режимных параметров (напряжения, тока и частоты) и их производным. В этом случае система АРВ будет моделироваться следующим уравнением:

$$pE_{qe} = \frac{1}{\omega_c T_p} [E_{qe0} - E_{qe} - K_U (U - U_0) + K'_U pU + K_I (I - I_0) + K'_I pI + K''_I p^2 I + K_f (f - f_0) + K'_f p f], \quad (44)$$

где  $T_p$  - постоянная времени регулятора возбуждения;  $E_{qe0}$  - значение ЭДС  $E_{qe}$  синхронного генератора при отсутствии сигнала на выходе системы АРВ;  $K_U, K'_U, K_I, K'_I, K''_I, K_f, K'_f$  - коэффициенты усиления по соответствующим каналам регулирования,  $U_0, I_0, f_0$  - значения уставок регулируемых параметров.

Частота системы  $f$  может быть определена из соотношения

$$f = p \left[ \arctg(-u_q / u_d) + s \right]. \quad (45)$$



Модуль напряжения на шинах СМ  $U$  определяется по выражению

$$U = \sqrt{u_d^2 + u_q^2}.$$

Тогда первая производная напряжения найдется как

$$pU = \frac{u_d pu_d + u_q pu_q}{\sqrt{u_d^2 + u_q^2}} = \frac{u_d u_{1d} + u_q u_{1q}}{\sqrt{u_d^2 + u_q^2}}, \quad (46)$$

где  $u_{1d} = pu_d; u_{1q} = pu_q.$

С учетом того, что модуль тока статора

$$I = \sqrt{i_d^2 + i_q^2},$$

его первая и вторая производные определяются в виде

$$I_1 = pI = \frac{i_d i_{1d}}{\sqrt{i_d^2 + i_q^2}} + \frac{i_q i_{1q}}{\sqrt{i_d^2 + i_q^2}}; \quad (47)$$

$$I_2 = pI_1 = p^2 I = \frac{i_d^2 + i_q^2 + i_d i_{2d} + i_q i_{2q}}{\sqrt{i_d^2 + i_q^2}} - \frac{(i_d i_{1d} + i_q i_{1q})^2}{(i_d^2 + i_q^2)^{3/2}}, \quad (48)$$

где  $i_{1d} = pi_d; i_{2d} = pi_{1d} = p^2 i_d; i_{1q} = pi_q; i_{2q} = pi_{1q} = p^2 i_q.$

**Уравнения переходных процессов в системе АРС и турбине.** Переходные процессы, протекающие в регуляторах скорости и турбинах СМ, могут оказывать значительное влияние на устойчивость всей ЭЭС. Для отражения этого влияния дополним математическую модель СМ описанием переходных процессов в сервомоторе системы АРС по известным уравнениям:

$$p\mu = \frac{1}{T_c}(\mu_0 - \mu + \frac{s}{\sigma_c}), \quad (49)$$

где  $T_c$  - постоянная времени регулятора скорости;  $\delta_c$  - коэффициент статизма регулятора скорости;  $\mu$  - текущее значение перемещения сервомотора, которое ограничено максимальным и минимальным значениями  $\mu_{min} \leq \mu \leq \mu_{max}$ ;  $\mu_0$  - значение положения сервомотора в установившемся режиме.

Переходные процессы для паровой турбины СГ определяются уравнением

$$p\mu_m = \frac{1}{T_m}(k\mu - \mu_m), \quad (50)$$

где  $T_m$  - постоянная времени тракта энергоносителя турбины;  $\mu_0$  - переменная тракта энергоносителя;  $k$  - долевого коэффициент тракта энергоносителя, определяющий долю участия промперегрева паровых турбин или эффект поворота лопастей гидротурбин в создании механического момента.

Суммарный сигнал на выходе модели системы АРС и турбины, определяющий механический момент на валу ротора СГ, находится по выражению

$$\mu_\Sigma = \mu(1 - k) + \mu_m. \quad (51)$$

Таким образом, полная математическая модель, отражающая переходные электромеханические процессы в регулируемом СМ в форме записи через ЭДС, включает в себя уравнения (20), (21), (29), (34), (37), (42)-(44), (49)-(51). Для программной реализации полной модели СМ на компьютере [5] необходимо привести эти уравнения к нормальной форме (форме Коши).

Уравнения (22), (23), (30), (35), (38), (42)-(44), (49)-(51) образуют систему упрощенных уравнений, основными допущениями в которых являются неучет трансформаторных ЭДС и ЭДС скольжения, а также неучет взаимного влияния процессов в успокоительном контуре и в обмотке возбуждения.

#### **Библиографический список**

1. **Гречин В.П.** Декомпозиция при исследовании переходных режимов в сложной ЭЭС // Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем: Труды ИГЭУ. Вып.1.– Иваново, 1997. – С. 167-169.
2. **Ледянкин Д.П.** Изучение переходных процессов в объединенных системах векторными методами. // Дисс. ... д-ра техн. наук. – М., 1960.
3. **Веников В.А.** Теория подобия и моделирования. М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. **Жданов П.С.** Вопросы устойчивости электрических систем./ Под ред. Л.А. Жукова. - М.: Энергия, 1979.
5. **Овчинников В.В., Рагозин А.А., Мисриханов М.Ш., Чесноков И.П.** Программа расчета статических асинхронных характеристик явнополюсных синхронных двигателей// Повышение эффективности работы энергосистем: Труды ИГЭУ. Вып. 4.– Иваново, 2001. – С. 74-81.

УДК 621.311.12:621.311.23

## Анализ устойчивости системы группового управления возбуждением генераторов электрических станций при параллельной работе с системой

*Н.В. Петров, инж.*

Объектами исследования являются режимы работы и колебательная статическая устойчивость станций, содержащих генераторы с регуляторами возбуждения различного типа и систему группового управления возбуждением.

Назначение системы группового управления возбуждением:

- поддержание напряжения на шинах электрической станции в соответствии с суточными графиками напряжения, задаваемыми диспетчерскими службами;
- распределение реактивных мощностей между генераторами согласно критерию равенства коэффициентов использования располагаемой реактивной мощности каждого генератора станции, определяемых с учетом всех режимных ограничений (по току статора и ротора, предельной величины потребляемой реактивной мощности и т. д.).

Эквивалентная расчетная схема электропередачи приведена на рис. 1. В качестве исходных данных использованы схема сети Кировэнерго и распределение потоков мощности в режиме зимнего максимума на грузовок.

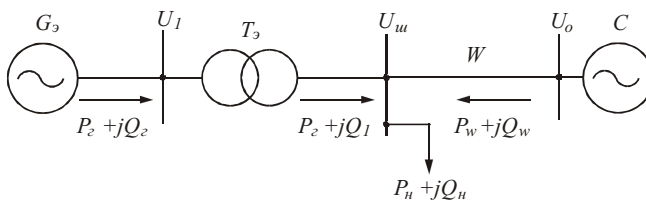


Рис. 1. Расчетная схема электропередачи

При расчетах установившихся режимов, для которых исследовалась колебательная устойчивость, считались заданными: активная и реактивная мощность нагрузки; активная мощность станции; модули напряжений

на шинах. Поиск границ колебательной устойчивости осуществлялся путем изменения параметров системы группового регулирования исследуемой схемы, приведенной на рис. 1.

Для анализа колебательной устойчивости электропередачи были составлены уравнения состояния системы с учетом движения ротора и без учета движения ротора.

При расчетах колебательной устойчивости коэффициент усиления по каналу отклонения напряжения у регуляторов возбуждения сильного действия генераторов принимался равным

$$K_{OU} = 140 \frac{\text{ед. возб. х. х.}}{\text{ед. напр. ст.}}$$

При оценке колебательной устойчивости влияние управляющих воздействий от каналов по частоте, ее производной, а также по производным напряжения статора и тока ротора не учитывалось.

В представленной на рис. 2 схеме замещения электропередачи не учитываются активное сопротивление и емкостная проводимость линии электропередачи нагрузка моделируется постоянной проводимостью на землю.

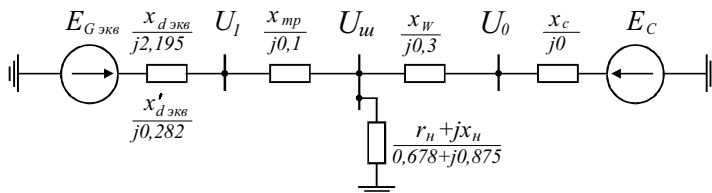


Рис. 2. Схема замещения электропередачи станция – система

Из начального установившегося режима для нагрузки, представленной в виде шунта постоянной проводимости, можно записать:

$$g_n = \frac{P_{но}}{U_{шо}^2};$$

$$b_n = \frac{Q_{но}}{U_{шо}^2};$$

$$Z_n = \frac{I}{g_n - jb_n}.$$

Взаимную и собственную проводимости электропередачи можно определить как

$$|Y_{12}| = \frac{I}{|Z_{12}|}; \quad Z_{12} = \frac{(jx_d + jx_{mp}) + jx_l + (jx_d + jx_{mp}) \cdot jx_l}{Z_n} = |Z_{12}| \cdot e^{j\psi}$$

( $\psi > 90$ );

$$Z_{11} = jx_q + jx_{mp} + \frac{Z_n \cdot jx_l}{jx_l + Z_n}; \quad Y_{11} = \frac{I}{Z_{11}} = |Y_{11}| \cdot e^{j\psi} \quad (\psi < 90).$$

Уравнения состояния системы с учетом движения ротора и при пренебрежении влиянием демпферных контуров синхронных генераторов могут быть записаны следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta E'_q = \Delta E_q (1 - h_{11}) - U_0 (x_d - x'_d) Y_{12} \sin(\delta_0 - \alpha_{12}) \Delta \delta; \\ T_{d0} p \Delta E'_q + \Delta E_q = -K_{0U} (\Delta U_1 - \Delta U_{1ycm}); \\ T_J p s = -\Delta P; \\ p \Delta \delta = \omega_0 s; \\ \Delta P = \Delta E_q \left( \frac{P_0}{E_{q0}} + E_{q0} Y_{11} \sin \alpha_{11} \right) + E_{q0} U_0 Y_{12} \cos(\delta_0 - \alpha_{12}) \Delta \delta; \\ \Delta U_1 = \Delta E_q [\cos \hat{\delta}_{10} - x_d Y_{11} \cos(\hat{\delta}_{10} + \alpha_{11})] - U_0 x_d Y_{12} \sin(\delta_{вн0} - \alpha_{12}) \Delta \delta; \\ \Delta U_{us} = \Delta E_q [\cos \delta_{10} - (x_d + x_{mp}) Y_{11} \cos(\delta_{10} + \alpha_{11})] - \\ - U_0 (x_d + x_{mp}) Y_{12} \sin(\delta'_{вн0} - \alpha_{12}) \Delta \delta - \Delta U_{1ycm} (1 + p T_U) p T_{\delta s}, \end{array} \right.$$

где  $\Delta E'_q$ ,  $\Delta E_q$ ,  $\Delta U_{1ycm}$ ,  $\Delta U_1$ ,  $\Delta U_{us}$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta \delta$  – приращения ЭДС, напряжений, мощности и абсолютного угла эквивалентного генератора станции;  
 $P_0$ ,  $U_0$ ,  $E_{q0}$  – активная мощность электрической станции, напряжение на шинах системы, проекция ЭДС на ось  $q$  синхронного генератора;  
 $T_{d0}$ ,  $T_J$ ,  $T_U$ ,  $T_{\delta s}$  – постоянные времени обмотки ротора, механической инерции, преобразователей напряжения, используемых в системе ГРНРМ, и приводного двигателя, воздействующего на изменение уставки по напряжению;  
 $x_d$ ,  $x'_d$ ,  $x_{mp}$  – продольное и переходное реактивные сопротивления экви-

валентного генератора, эквивалентное реактивное сопротивление трансформатора;

$\delta_0, \delta'_{10}, \delta_{10}, \delta_{\text{вн}0}, \delta'_{\text{вн}0}$  – полный угол электропередачи, внутренний угол генератора, угол между осью  $q$  эквивалентного генератора и вектором напряжения на шинах высокого напряжения станции, угол между векторами напряжений эквивалентного генератора и вектором напряжения на шинах эквивалента системы и угол между векторами напряжений по концам линии связи с системой;

$h_{11} = (x_d - x'_d)Y_{11} \cos \alpha_{11}$  – постоянный коэффициент.

В результате решения исходной системы уравнений при учете движения ротора получается характеристическое уравнение:

$$b_0 p^5 + b_1 p^4 + b_2 p^3 + b_3 p^2 + b_4 p + b_5 = 0, \quad (1)$$

где

$$b_0 = a_0 T_U T_{\text{дв}};$$

$$b_1 = a_0 T_{\text{дв}} + a_1 T_U T_{\text{дв}};$$

$$b_2 = a_1 T_{\text{дв}} + a_2 T_U T_{\text{дв}};$$

$$b_3 = a_2 T_{\text{дв}} + a_3 T_U T_{\text{дв}} + K_{0U} \frac{T_J}{\omega_0} (\cos \delta_{10} - (x_d + x_{\text{мп}}) Y_{11} \cos(\delta_{10} + \alpha_{11}))$$

$$b_4 = a_3 T_{\text{дв}};$$

$$b_5 = K_{0U} [S_E \cos \delta_{10} - (x_d + x_{\text{мп}}) Y_{11} \cos(\delta_{10} + \alpha_{11}) + U_0 (x_d + x_{\text{мп}}) Y_{12} \sin(\delta'_{\text{вн}0} - \alpha_{12})];$$

$a_0, a_1, a_2, a_3$  – постоянные коэффициенты, определяемые по исходному установившемуся режиму;

$S_E$  – синхронизирующая мощность.

Характеристическое уравнение той же схемы, без учета движения ротора:

$$c_0 p^3 + c_1 p^2 + c_2 p + c_3 = 0, \quad (2)$$

где

$$c_0 = T_{d0} (1 - h_{11}) T_{\text{дв}} T_U;$$

$$c_1 = T_{d0} (1 - h_{11}) T_{\text{дв}} + T_U T_{\text{дв}} K;$$

$$c_2 = T_{\text{дв}} K;$$

$$c_3 = K_{0U} N;$$

$$h_{11} = (x_d - x'_d)Y_{11} \cos \alpha_{11};$$

$$K = 1 + K_{0U} \left[ \cos \hat{\delta}_{10} - x_d Y_{11} \cos(\hat{\delta}_{10} + \alpha_{11}) \right]^{-1};$$

$$N = \cos \delta_{10} (x_d + x_{mp}) Y_{11} \cos(\delta_{10} + \alpha_{11}).$$

Приведенные на рис. 3 результаты определения области колебательной устойчивости в плоскости параметров регулирования  $T_U$  и  $T_{\text{об}}$  (постоянные времени передачи информации о величинах контролируемых напряжений и приводного двигателя, изменяющего уставку АРВ генераторов) получены по аналитическим выражениям и с использованием программы «CLUSTER».

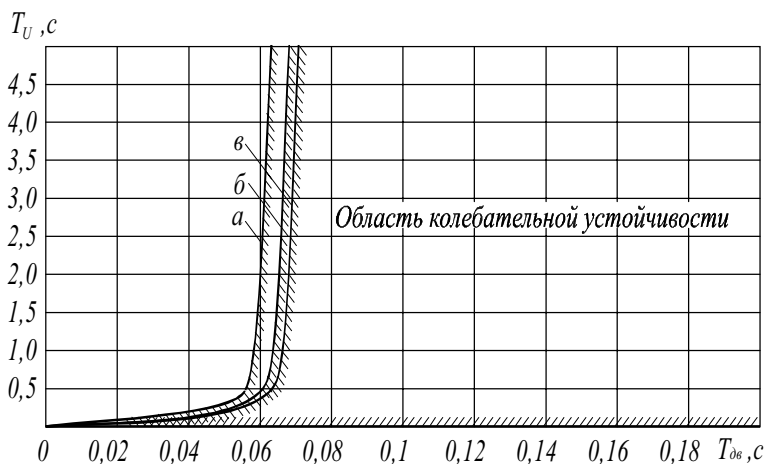


Рис. 3. Области колебательной устойчивости, полученные по аналитическим выражениям при неучете движения ротора (а), при учете движения ротора (б) и по программе «CLUSTER» (в)

Границы колебательной устойчивости электропередачи, полученные различными методами, оказались близки. Учет движения ротора, а особенно задание генераторов с использованием уравнений Парка-Горева, реализованное в программе, приближают область колебательной устойчивости к полученной расчетным путем, что соответствует реальным процессам в энергосистеме. Незначительное отличие между характеристиками (б) и (в) на рис. 3 обусловлено неучетом влияния демпферных контуров уравнений (1).

УДК 621.311:621.313.12

## Учет собственных нужд и нагрузки генераторного напряжения блоков при работе системы группового управления возбуждением генераторов электрической станции

*Н.В. Петров, инж.*

На электрических станциях, генераторы которых коммутируются на шины высокого напряжения через трансформаторы блоков, существенным фактором, влияющим на точность поддержания напряжения на шинах станции и распределение реактивной мощности между генераторами, является учет собственных нужд и отбора мощности к шинам КРУ от генераторного напряжения блоков (рис. 1). Так как отбор мощности на собственные нужды и в отпайку КРУ осуществляется от одной и той же точки, то для упрощения записи можно сумму их активных и реактивных мощностей обозначить как  $P_{сн}$  и  $Q_{сн}$ .

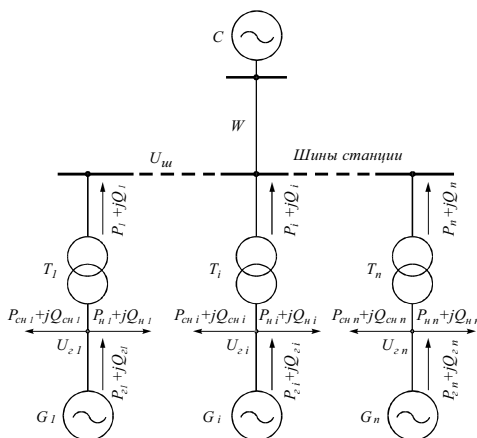


Рис. 1. Расчетная схема группы из  $n$  генераторов, выдающих мощность на общие шины высокого напряжения станции

Суммарная реактивная мощность, подходящая к шинам станции,

$$Q_{щ} = \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (1)$$



где  $Q_i$  - реактивная мощность, подходящая к шинам со стороны высокого напряжения трансформаторов блоков.

Для реактивных мощностей группы из  $n$  генераторов с учетом собственных нужд можно записать:

$$Q_{ш} = \sum_{i=1}^n \left[ Q_{zi} - Q_{cni} - \frac{(P_{zi} - P_{cni})^2 + \left( \frac{Q_{nped i}}{Q_{nped 1}} \cdot Q_{z1} - Q_{cni} \right)^2}{U_{zi}^2} \cdot x_{mp i} \right]. \quad (2)$$

Критерием распределения реактивной мощности между генераторами одной группы можно принять равенство запаса по регулированию реактивной мощности с учетом индивидуальных характеристик каждого генератора. Принятому критерию внутри каждой  $j$ -й группы генераторов отвечает условие

$$M_{Qi} = \frac{Q_i}{Q_{прль.би}} = const, \quad (3)$$

где  $M_{Qi}$  - коэффициент использования располагаемой реактивной мощности  $i$ -х генераторов, объединенных в  $j$ -ю группу;  $Q_{nped. i}$  - предельно допустимая реактивная мощность  $i$ -го генератора, равная  $Q_{max i}$  в режимах выдачи реактивной мощности и  $Q_{min i}$  в режимах потребления реактивной мощности.

При реализации этого условия для исключения дополнительной загрузки генераторов реактивной мощностью и связанных с ней дополнительных потерь в блоках предполагается, что все генераторы, коммутируемые на общие шины, могут работать в режиме или выдачи, или потребления реактивной мощности.

С помощью (3) для шин станции находим

$$Q_{zi(i \neq 1)} = \frac{Q_{nped i}}{Q_{nped 1}} \cdot Q_{z1}, \quad (4)$$

где  $Q_{z1}$  - реактивная мощность особого генератора  $j$ -й группы.

В качестве особого может быть принят любой генератор в группе. Относительно определяемой для него реактивной мощности могут быть определены реактивные мощности для остальных генераторов группы.

Решая совместно уравнения (2) и (4), получим следующее выражение:

$$Q_u = Q_{z1} - Q_{cn1} - \frac{(P_{z1} - P_{cn1})^2 + (Q_{z1} - Q_{cn1})^2}{U_{zi}^2} \cdot x_{mp1} +$$

$$+ \sum_{i=2}^n \left( \frac{Q_{nпредi}}{Q_{nпред1}} \cdot Q_{z1} - Q_{cni} - \frac{(P_{zi} - P_{cni})^2 + \left( \frac{Q_{nпредi}}{Q_{nпред1}} \cdot Q_{z1} - Q_{cni} \right)^2}{U_{zi}^2} \cdot x_{mpi} \right) \quad (5)$$

Осуществляя подстановку вида

$$A = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{nпредi}}{Q_{nпред1}};$$

$$B = \sum_{i=1}^n \frac{U_{zi}^2}{x_{mpi}};$$

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{(P_{zi} - P_{cni})^2}{U_{zi}^2} \cdot x_{mpi};$$

$$S = \sum_{i=1}^n Q_{cni}$$

и решая последнее выражение относительно  $Q_{z1}$ , можно получить

$$Q_{z1} = \frac{0,5 \cdot B}{A} \left( 1 - \sqrt{1 - \frac{4 \cdot (Q_u + C)}{B}} \right) + \frac{S}{A} \quad (6)$$

Параметр  $Q_{z1}$  можно считать уставкой по реактивной мощности особого генератора группы и, воспользовавшись выражением (4), легко определить уставку по реактивной мощности остальных генераторов группы.

Следует отметить, что полученное выражение для расчета уставки по реактивной мощности особого генератора группы с учетом собственных нужд отличается от подобного выражения, в котором собственные нужды не учтены, наличием последнего слагаемого  $S/A$ . Учет мощности собственных нужд блока и мощности нагрузки на КРУ генераторного напряжения позволяет осуществлять распределение реактивной мощности между генераторами станции, объединенными в группу, более точно.

УДК 621.315.:519.876.5

## **Особенности моделирования ЛЭП для расчета наведенных напряжений**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, В.А. Попов, Р.В. Медов,  
кандидаты техн. наук, Д.Ю. Костюнин, инж.*

В соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» [1] энергосистемам предписывается выявлять путем измерений воздушные линии электропередачи (ВЛ), на проводах которых при их отключении и заземлении по концам (в распределительных устройствах (РУ)) и на рабочих местах могут наводиться напряжения выше 25 В от проходящих вблизи действующих ВЛ. При этом в этих правилах [1] оговаривается условие максимальных нагрузок на влияющих линиях, что не всегда возможно во время измерений, поэтому в соответствии с “Методическими указаниями по измерению наведенных напряжений на отключенных ВЛ, проходящих вблизи действующих ВЛ напряжением 35 кВ и выше и контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока” [2] рекомендуется пропорциональный пересчет значений измеренных наведенных напряжений к максимальному рабочему току влияющей ВЛ.

Однако к рекомендациям [2] имеется следующее замечание. При прохождении отключенной линии в общем коридоре с несколькими ВЛ (причем величины влияющих токов могут иметь разные угловые значения вплоть до противоположных) пропорциональный пересчет по максимальному току одной из ближайших линий<sup>1)</sup> может не дать гарантии определения максимального значения наведенного напряжения. В то же время такой подход может неоправданно завысить максимальное значение наведенного напряжения, превышающего 25 В, что приведет к необходимости выполнения ремонта при заземлении линии только в месте выполнения работ.

В настоящее время в связи с внедрением волоконно-оптических линий связи, встроенных в грозозащитный трос (ВОК), заземление троса на промежуточных опорах может применяться не только на линиях 110 кВ, но и на ВЛ 220 кВ и выше [3]. Заземляющие устройства опор, имеющих заземленный грозозащитный трос, связаны через этот трос в единую систему «трос – опоры линии», а при подключении троса к заземляющим устройствам РУ в эту систему входят также и заземлители РУ. Так как

---

<sup>1)</sup> Их может быть несколько

контролироваться должно заземляющее устройство каждой опоры отдельно, то при измерениях возникает проблема выделения сопротивления опоры из указанной выше системы «трос – опоры линии».

Для измерения сопротивления опоры без отсоединения тросов предложен метод СибНИИЭ [4]. Однако при практическом использовании этого метода не всегда получаются надежные результаты. Причина, по нашему мнению, кроется в следующем. При измерении наведенных напряжений на ВЛ, у которых в грозозащитный трос, электрически соединенный с каждой опорой, встраивается волоконно-оптический кабель, выяснилось, что еще до заземления ВЛ в месте выполнения работ возникает наведенное напряжение на опоре, вызванное этим тросом [5]. Это наведенное от грозозащитного троса напряжение и приводит, по-видимому, к большим погрешностям измерений, препятствующим использованию этой методики. Кроме того, при переходе со стального на сталеалюминевый грозозащитный трос требуется учет не только активного, но и индуктивного сопротивления троса [6]. Поэтому было принято решение в дальнейшем осуществлять измерение сопротивления опоры только при отсоединении грозозащитных тросов.

Для точного ответа на вопрос о максимальных значениях наведенных напряжений на отключенной и заземленной по концам такого рода ВЛ требуется после проведения измерений выполнить сопоставительные расчеты, а затем пересчеты к максимальным значениям наведенных напряжений с учетом влияния всех сближенных линий. Это можно осуществить с помощью программ расчета установившегося несимметричного режима, учитывающих реальное геометрическое расположение фаз и тросов на опорах ВЛ, режимы заземления грозозащитных тросов, транспозицию фаз и тросов линий [7].

Для выполнения сопоставительных расчетов необходимо знать нагрузочные мощности влияющих ВЛ по данным телеизмерений. В сетях 330 кВ и выше телеизмерения могут быть достаточными или даже избыточными, что используется для подавления грубых ошибок в измерениях. В сетях 220 кВ и ниже данные по телеизмерениям большей частью оказываются недостаточными, что не всегда обеспечивает однозначное определение влияющих мощностей. В этом случае на период измерений необходима установка дополнительных измерительных устройств.

Воздушные линии электропередачи моделируются с учетом пофазного различия параметров, обусловленного расположением проводов и грозозащитных тросов на опорах. Разработанный алгоритм позволяет моделировать ВЛ различной конструкции с учетом реального геометриче-

ского расположения фазных проводов и грозозащитных тросов в поперечном сечении трассы, с произвольным количеством фаз и тросов, с возможностью учета транспозиции фаз и тросов и различными режимами заземления тросов. Коридор из двух и более параллельно идущих ВЛ моделируется как одна линия с суммарным количеством фаз и тросов, геометрическое расположение которых отсчитывается в одной системе координат.

При моделировании воздушные линии разбиваются на однородные участки, на протяжении которых должно оставаться неизменным количество фаз и тросов ВЛ, геометрическое расположение и параметры фаз и тросов, а также характер заземления тросов. Границей между двумя однородными участками может являться транспозиция фаз или тросов, изменение геометрического расположения или параметров фаз или тросов (смена типа опор или проводов), изменение количества фаз или тросов (выход из коридора какой-либо линии) и изменение характера заземления троса (переход от заземленного на каждой опоре троса к изолированному).

При составлении модели ВЛ принимаются следующие допущения:

- удельное активное сопротивление и эквивалентный радиус фаз и тросов принимаются неизменными по длине однородного участка ВЛ;
- не учитывается распределенность параметров по длине однородного участка ВЛ, емкости задаются по П-образной схеме замещения;
- стрела провеса провода принимается одинаковой для всех фаз и тросов, реальное провисание провода приближенно учитывается с помощью уменьшения высоты горизонтально расположенного провода;
- не учитывается влияние короны на параметры ВЛ.

Моделирование однородного участка ВЛ зависит от характера заземления троса. На ВЛ 220 кВ и выше обычно применяется следующая схема заземления троса: на промежуточных опорах трос изолирован, на анкерных опорах трос имеет разрыв и заземляется только с одной стороны анкерного пролета, с другой – изолирован (рис. 1).

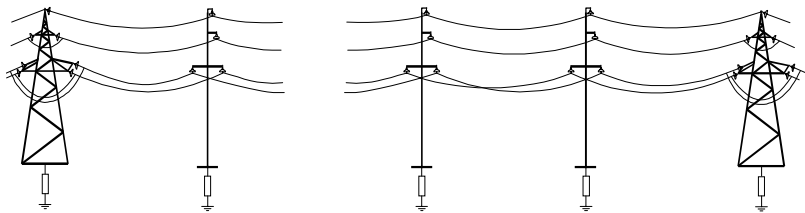


Рис. 1. Анкерный пролет ВЛ при изолированном грозозащитном тросе

В этом случае однородный участок ВЛ разбивается на анкерные пролеты и имеет схему замещения, приведенную на рис. 2. Для упрощения в схемах замещения не показаны взаимные индуктивные и емкостные проводимости. Для каждой анкерной опоры предусматриваются два узла для подключения одного троса: первый – соединенный с контуром заземления опоры, второй – изолированный.

Для каждого анкерного пролета составляются матрицы удельных продольных индуктивных сопротивлений  $Z_{инд}^{вд}$  и поперечных емкостных сопротивлений  $Z_{емк}^{вд}$ , порядок которых определяется суммарным количеством фаз и тросов.

Собственные и взаимные сопротивления, входящие в данные матрицы, определяются в соответствии с [8].

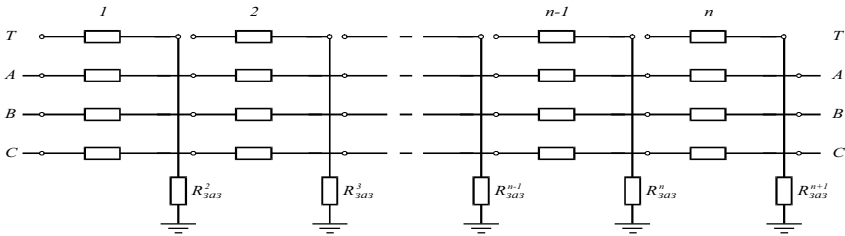


Рис. 2. Схема замещения однородного участка ВЛ, включающего  $n$  анкерных пролетов (грозозащитный трос разрезан и заземлен только с одной стороны анкерного пролета)

При расчете параметров ВЛ считается, что провода фаз и тросов располагаются горизонтально. При этом влияние стрелы провеса на расчетную высоту прохождения  $i$ -й фазы над землей  $H_i$  учитывается следующим образом (рис. 3):

$$H_i = H_i' - H_i^{из} - \frac{1}{3} h_{max}, \quad (1)$$

где  $H_i'$  – высота крепления гирлянды изоляторов к опоре  $i$ -й фазы или троса;  $H_i^{из}$  – высота гирлянды изоляторов  $i$ -й фазы или троса;  $h_{max}$  – максимальная стрела провеса.

Максимальная стрела провеса рассчитывается исходя из габарита ВЛ заданного напряжения в заданной местности:

$$h_{max} = H_{н.ф}' - H_{н.ф}^{из} - G, \quad (2)$$

где  $H'_{н.ф}$  – высота крепления гирлянды изоляторов нижней фазы к опоре;  $H^{уз}_{н.ф}$  – высота гирлянды изоляторов нижней фазы;  $G$  – габарит ВЛ.

Далее находятся матрицы продольных и поперечных проводимостей анкерного пролета ВЛ:

$$Y_{инд} = (Z_{инд}^{уд})^{-1} \cdot I_{АНК}, \quad Y_{EMK} = (Z_{EMK}^{уд})^{-1} \cdot \frac{I_{АНК}}{2}, \quad (3)$$

где  $l_{АНК}$  – длина анкерного пролета ВЛ.

Общая собственная и взаимная емкость разнится по концам анкерного пролета ВЛ, т.е. к начальному и конечному узлам подключаются ветви с проводимостью, равной половине суммарной емкостной проводимости участка (Π-образная схема замещения).

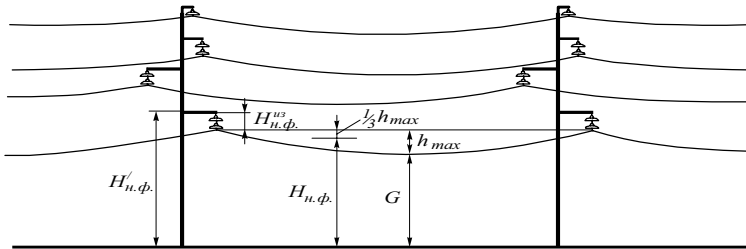


Рис. 3. Учет провисания проводов ВЛ в пролете

Для составления полной модели однородного участка необходимо корректно исключить из схемы все узлы, соответствующие промежуточным анкерным опорам, что можно выполнить по следующему алгоритму.

1. Для первых двух анкерных пролетов (рис. 4) по известным матрицам продольных и поперечных проводимостей составляется матрица узловых проводимостей:

	1-3	4	5-7	8	9	10-12	13
1-3	$Y_{ABC}^I$	$Y_{ABC-T}^I$	$Y_{ABC}^{I-II}$	$Y_{ABC-T}^{I-II}$			
4	$Y_{T-ABC}^I$	$Y_T^I$	$Y_{T-ABC}^{I-II}$	$Y_T^{I-II}$			
5-7	$Y_{ABC}^{II-I}$	$Y_{ABC-T}^{II-I}$	$Y_{ABC}^{II}$	$Y_{ABC-T}^{II}$	$Y_{ABC-T}^{II}$	$Y_{ABC}^{II-III}$	$Y_{ABC-T}^{II-III}$
8	$Y_{T-ABC}^{II}$	$Y_T^{II}$	$Y_{T-ABC}^{II}$	$Y_T^{II}$			
9			$Y_{T-ABC}^{II}$		$Y_T^{II}$	$Y_{T-ABC}^{II-III}$	$Y_T^{II-III}$
10-12			$Y_{ABC}^{III-I}$		$Y_{ABC-T}^{III-I}$	$Y_{ABC}^{III}$	$Y_{ABC-T}^{III}$
13			$Y_{T-ABC}^{III-I}$		$Y_T^{III-I}$	$Y_{T-ABC}^{III}$	$Y_T^{III}$

(4)

Порядок матрицы  $n$  определяется соотношением

$$n = 3 \cdot n_{\Sigma} + n_T, \quad (5)$$

где  $n_{\Sigma}$  – общее количество фаз и тросов;  $n_T$  – количество тросов, имеющих разрыв.

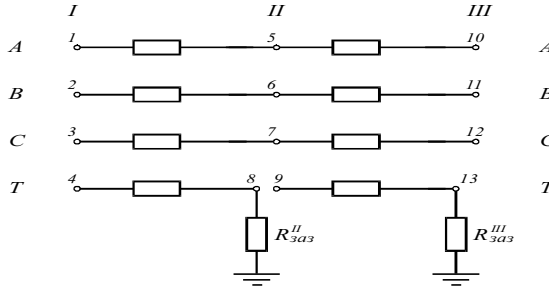


Рис. 4. Схема замещения первых двух пролетов ВЛ

2. К собственным проводимостям узлов, соединенных с контуром заземления опор, добавляется проводимость последнего:

$$Y_T^{II\ 3} = Y_T^{II\ 3} + \frac{1}{R_{3аз}^{II}}, \quad Y_T^{III\ 3} = Y_T^{III\ 3} + \frac{1}{R_{3аз}^{III}}. \quad (6)$$

3. В полученной матрице узлы, относящиеся к анкерной опоре, разделяющей пролеты, исключаются по методу Гаусса (для схемы рис. 5 это узлы – 5, 6, 7, 8, 9). В результате порядок матрицы уменьшается до размера  $2n_{\Sigma}$  и происходит перенумерация узлов.

$$Y = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1-3 & 4 & 5-7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1-3 \\ 4 \\ 5-7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{matrix} Y_{ABC}^{\prime I} & Y_{ABC-T}^{\prime I} & Y_{ABC}^{\prime I-III} & Y_{ABC-T}^{\prime I-III} \\ Y_{T-ABC}^{\prime I} & Y_T^{\prime I} & Y_{T-ABC}^{\prime I-III} & Y_T^{\prime I-III} \\ Y_{ABC}^{\prime III-1} & Y_{ABC-T}^{\prime III-1} & Y_{ABC}^{\prime III} & Y_{ABC-T}^{\prime III} \\ Y_{T-ABC}^{\prime III\ 3-1} & Y_T^{\prime III\ 3-1} & Y_{T-ABC}^{\prime III\ 3} & Y_T^{\prime III\ 3} \end{matrix} \end{matrix}, \quad (7)$$

где  $Y_i^k$  – проводимость  $i$ -й фазы  $k$ -го узла (штрих означает, что значение проводимости изменилось вследствие исключения узлов).



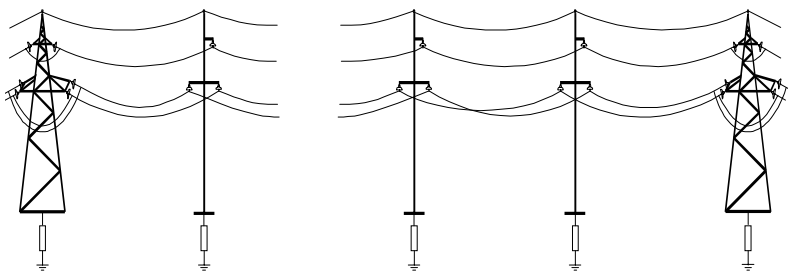


Рис. 5. Анкерный пролет ВЛ с заземленным на каждой промежуточной опоре грозозащитным тросом

4. К рассматриваемому участку добавляется следующий анкерный пролет, в схеме замещения появляются  $n_z$  узлов, отражающих фазы и тросы на *IV* опоре, и  $n_T$  узлов, соответствующих незаземленным тросам на *III* опоре.

5. Матрица узловых проводимостей рассматриваемого участка дополняется проводимостями добавленных узлов. К собственным проводимостям узлов заземленных тросов добавляются проводимости контура заземления согласно (6).

6. Пункты 3–5 повторяются до тех пор, пока не будут учтены все анкерные пролеты. Общая матрица узловых проводимостей однородного участка ВЛ имеет порядок  $2n_z \times 2n_z$ .

Полученная матрица узловых проводимостей однородного участка включается в общую матрицу узловых проводимостей всей ЭЭС.

На ВЛ 110 кВ, а также на ВЛ 220 кВ и выше (в случае прокладки в качестве троса оптоволоконного кабеля) применяется заземление троса на каждой промежуточной опоре (рис. 5).

В этом случае однородный участок разбивается на промежуточные пролеты (рис. 6), для каждого из которых составляются матрицы продольных и поперечных проводимостей в соответствии с выражениями (1) – (7).

Формирование матрицы узловых проводимостей однородного участка также основано на поэтапном исключении промежуточных узлов и выполняется аналогично описанному выше алгоритму с учетом того, что вместо анкерного пролета необходимо рассматривать промежуточный пролет. Так как в этом случае тросы не разрезаются, то для каждой опоры вводится один узел для подключения троса, в собственной проводимости которого необходимо учесть контур заземления опоры согласно (6).

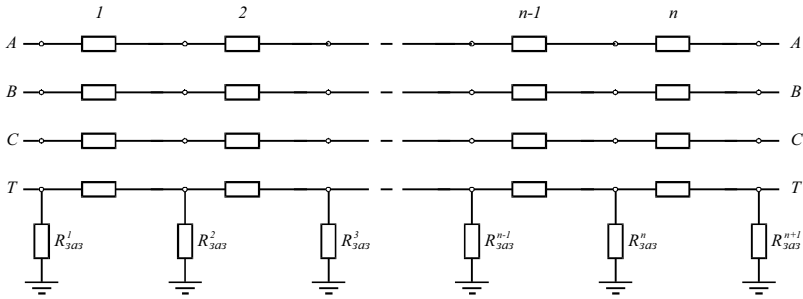


Рис. 6. Схема замещения однородного участка ВЛ из  $n$  пролетов с заземлением троса на каждой опоре

При использовании грозозащитных тросов в качестве каналов высокочастотной связи они заземляются только по концам ВЛ через переходное сопротивление и на всем протяжении не имеют разрывов (рис. 7).

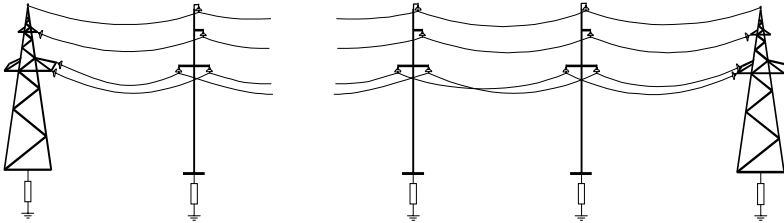


Рис. 7. ВЛ с заземлением грозозащитного троса только по концам линии

Такую линию можно моделировать одним участком (рис. 8) при условии, что на всем протяжении ВЛ не изменяется геометрическое расположение, порядок размещения, марка и количество проводов фаз и тросов, а также отсутствуют участки с взаимовлиянием с другими ВЛ.

В этом случае для всей ВЛ составляются матрицы продольных и поперечных проводимостей в соответствии с выражениями (1) – (7). Полученные проводимости вносятся в общую матрицу узловых проводимостей ЭЭС. К собственным проводимостям узлов, представляющих тросы, добавляются величины, обратные переходным сопротивлениям, согласно (12).

При наличии участка параллельного следования нескольких ВЛ с различными способами заземления троса моделирование выполняется исходя из разбиения участка на минимально необходимые пролеты и последующего исключения промежуточных узлов.

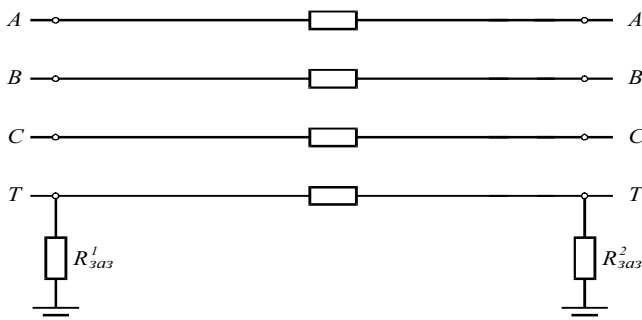


Рис. 8. Схема замещения ВЛ с заземлением грозозащитного троса только по концам линии

Разбиение воздушной линии на однородные участки сопряжено с введением дополнительных узлов в схему замещения и увеличением порядка матрицы узловых проводимостей. Однако на практике задачи исследования влияния несимметрии на режимы электроэнергетических систем имеют локальный характер и рассматриваются в пределах ограниченных районов. При этом остальная энергосистема представляется в виде эквивалентов. В данной постановке расчеты установившихся режимов в фазных координатах применяются для сравнительно небольших схем. Поэтому матрица узловых проводимостей не получается чрезмерно громоздкой.

Распределенная емкость длинной линии с достаточной точностью может быть представлена цепочечной схемой замещения, где ВЛ или группа ВЛ разбивается на несколько достаточно коротких участков, каждый из которых моделируется П-образной схемой замещения. Длина моделируемого участка не должна превышать протяженности транспозиционного участка линии, а при учете заземленного на каждой опоре троса – длины промежуточного пролета.

Значения наведенных напряжений на фазах и грозозащитных тросах отключенной ВЛ зависят от множества факторов. Наиболее значимыми из них являются: величина тока на влияющих ВЛ, геометрические расстояния между отключенной и влияющими линиями, отсутствие или наличие заземления ВЛ по концам в распределительных устройствах ПС, количество заземленных фаз и грозозащитных тросов и сопротивление контура заземления опоры в месте проведения работ, способ заземления грозозащитного троса по длине линии.

При расчете наведенных напряжений необходим точный учет всех перечисленных факторов. Факторы, связанные с параметрами ВЛ, позволяют учесть описанный выше метод моделирования линии. Обеспечение необходимых значений токов на всех влияющих линиях осуществляется путем расчета установившегося несимметричного режима для схемы, включающей все рассматриваемые ВЛ.

С учетом изложенного методика расчета наведенного напряжения включает в себя следующие этапы.

1. Для отключенной ВЛ определяется перечень влияющих линий и составляется схема рассматриваемой сети, в которую включаются начальные и конечные подстанции всех рассматриваемых ВЛ.

2. Отключенная и влияющие ВЛ разбиваются на однородные участки, на протяжении которых должно оставаться неизменным количество фаз и тросов ВЛ, геометрическое расположение и параметры фаз и тросов, а также характер заземления тросов.

Границами между участками могут быть:

- предполагаемые места измерений наведенных напряжений;
- появление или уход из коридора ВЛ какой-либо влияющей линии;
- изменение расстояния между осями параллельно идущих ВЛ;
- изменение типа промежуточных опор одной из ВЛ;
- изменение типа или количества фазных проводов на одной из ВЛ;
- транспозиция фаз на одной из ВЛ;
- изменение способа заземления троса на одной из ВЛ (в том числе появление на одной из ВЛ ВОК, встроенного в грозозащитный трос).

3. Каждый однородный участок моделируется в соответствии с методикой, описанной выше, в зависимости от способа заземления грозозащитных тросов на его протяжении:

- если имеется хотя бы один грозозащитный трос, заземленный на каждой промежуточной опоре, то моделирование осуществляется исходя из разбиения участка на промежуточные пролеты;
- если все грозозащитные тросы заземляются только на анкерных опорах, моделирование осуществляется исходя из разбиения участка на анкерные пролеты;
- если все грозозащитные тросы используются для высокочастотной (ВЧ) связи и заземляются только по концам участка, то моделирование осуществляется без разбиения участка.

4. Из полученных в п. 3 матриц, моделирующих однородные участки, составляется общая матрица узловых проводимостей схемы. Отклю-

ченная ВЛ заземляется по концам и в месте измерения путем присоединения фаз к узлам, замещающим контур заземления ПС и опоры.

5. В матрицу узловых проводимостей вводятся эквиваленты, замещающие примыкающие к ПС энергосистемы.

6. Один из узлов схемы принимается за балансирующий (обычно в качестве балансирующего узла принимается наиболее мощная ПС, выдающая мощность в схему и имеющая средства регулирования напряжения); для остальных узлов задаются активная и реактивная мощности.

7. Производится расчет установившегося режима и проверяется соответствие найденных значений токов во влияющих линиях с требуемыми. Если данные измерения и расчета отличаются, то корректируются значения мощностей в узлах и производится повторный расчет установившегося режима.

8. При достижении необходимой точности потокораспределения в схеме расчет заканчивается. Фиксируются рассчитанные фазные напряжения на отключенной ВЛ в месте проведения измерения.

Апробация описанной выше методики моделирования ВЛ и расчета наведенных напряжений проводилась на примере ВЛ 330 кВ № 377 ВС АО «Ленэнерго» (рис. 9). На данной линии были выполнены натурные измерения наведенных напряжений при отключении ВЛ и заземлении ее по концам (в распределительных устройствах ПС «Ленинградская» и ПС «Южная»). Измерения производились в четырех точках линии (опоры № 46, 52, 72, 86). При измерении все фазы линии присоединялись к телу опоры. Перед заземлением фаз измерялось сопротивление контура заземления опоры. Во время измерений по концам влияющих ВЛ фиксировались значения активной и реактивной мощности.

Перед проведением сопоставительных расчетов наведенных напряжений были собраны исходные данные по исследуемой ВЛ, а также по всем линиям, имеющим с ней участки с взаимовлиянием.

Для определения участков ВЛ с недопустимым уровнем наведенного напряжения на рис. 10, 11 приведены эпюры напряжений при наложении трехфазных заземлений в месте выполнения работ.

Принято, что сопротивление заземления на каждой опоре 10 Ом (рис. 10) и 2 Ом (рис. 11). Точка заземления передвигается вдоль всей длины отключенной линии.

При этом нагрузки на влияющих ВЛ максимальны. Эпюры напряжений вместе с горизонтальной линией, соответствующей напряжению 25 В, показывают границы участков ВЛ, где возможны ремонтные работы на отключенной линии обычными методами при заземлении линии по концам (в РУ) и в месте выполнения работ.



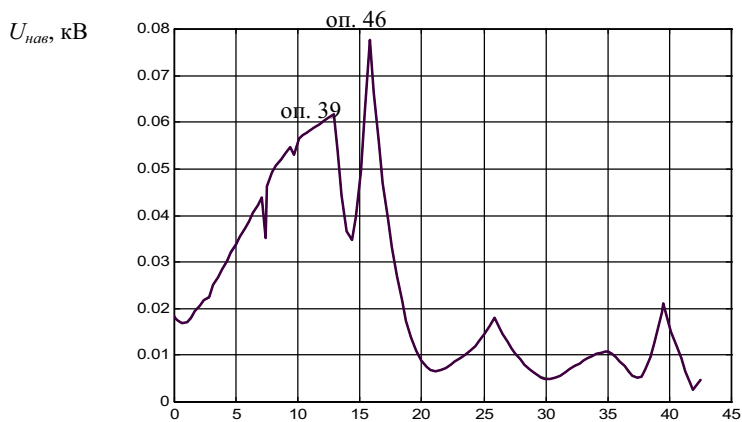


Рис. 10. Распределение потенциала наведенного напряжения на ВЛ-377 ( $R_3 = 10$  Ом) при максимальной нагрузке на влияющих ВЛ

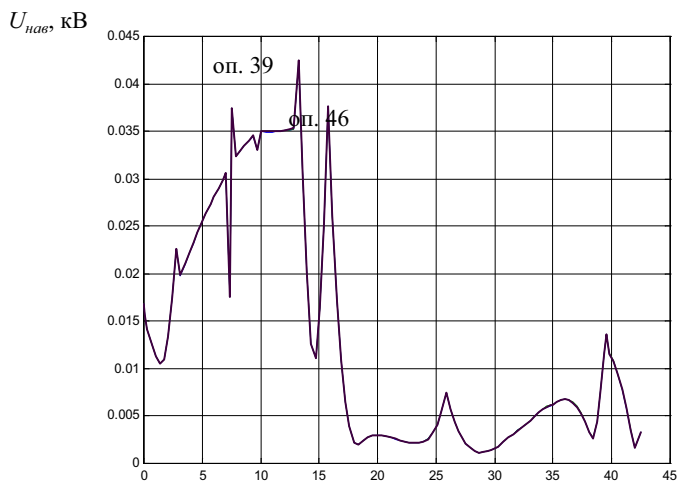


Рис. 11. Распределение потенциала наведенного напряжения на ВЛ-377 ( $R_3 = 2$  Ом) при максимальной нагрузке на влияющих ВЛ

На графиках отчетливо прослеживаются два максимума, соответствующие опорам № 39 и № 46. На ВЛ 377 от ПС "Ленинградская" до опоры № 39 (участок I длиной 13,2 км) подвешен обычный грозозащитный трос, а от опоры № 39 до ПС "Южная" (участок II длиной 29,2 км) в грозозащитный трос, заземленный на каждой опоре, встроен ВОК. На опоре № 46 осуществляется транспозиция фаз.

При сравнении рис. 10 и 11 можно сделать вывод, что уменьшение сопротивления контура заземления опор приводит к значительному снижению уровня наведенных напряжений. Еще большего снижения уровня наведенного напряжения можно добиться путем заземления на участке I стального грозозащитного троса на каждой промежуточной опоре, что находит подтверждение на рис. 12 и 13.

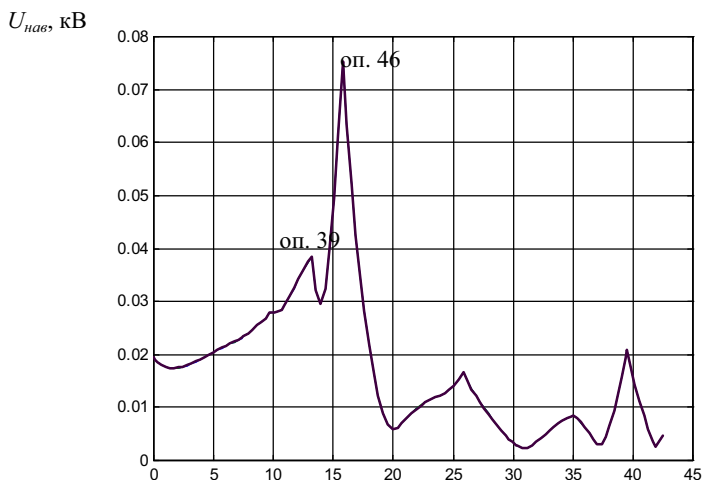


Рис. 12. Распределение потенциала наведенного напряжения на ВЛ-377 ( $R_3 = 10$  Ом) при максимальной нагрузке на влияющих ВЛ (на участке от ПС "Ленинградская" до опоры 39 стальной грозозащитный трос заземлен на каждой опоре)

Сравнивая рис. 10 с рис. 12, а также рис. 11 с рис. 13, убеждаемся в снижении наведенного напряжения на первом участке, если обычный грозозащитный трос на нем заземлить на каждой опоре. Тем самым расширяется участок линии, где ремонтные работы на отключенной ВЛ могут выполняться при заземлении ее по концам.



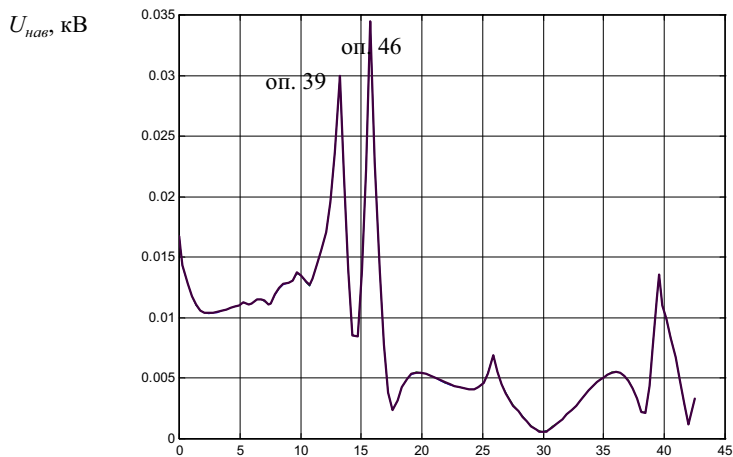


Рис. 13. Распределение потенциала наведенного напряжения на ВЛ-377 ( $R_3 = 2$  Ом) при максимальной нагрузке на влияющих ВЛ (на участке от ПС "Ленинградская" до опоры 39 стальной грозозащитный трос заземлен на каждой опоре)

Заземление грозозащитного троса на каждой опоре, необходимое для снижения уровня наведенных напряжений, приводит к появлению дополнительных потерь активной мощности, связанных с протеканием по тросу токов, наводимых от фаз ВЛ. В табл. 1–3 при значениях сопротивлений опор от 1 до 10 Ом подсчитаны потери мощности на ВЛ-377 ПС "Ленинградская" – ПС "Южная" при различных способах заземления грозозащитного троса.

Данные в табл. 1 соответствуют реальному способу заземления, то есть на участке I проложен стальной грозозащитный трос, разрезанный и заземленный с одной стороны на анкерных опорах, а на участке II – грозозащитный трос, заземленный на каждой опоре со встроенным ВОК. В табл. 1 приведены значения максимальных нагрузок на ВЛ-377 со стороны ПС "Ленинградская".

Такая же мощность передается на ВЛ-376, так как обе линии подвешены на двухцепных опорах. В табл. 2 на участке I грозозащитный трос заземляется на каждой опоре. В табл. 3 на обоих участках применяется стальной грозозащитный трос, разрезанный и заземленный с одной стороны на анкерных опорах.

Таблица 1. Потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок

$R_{\Sigma}$ , Ом	Мощность $S$ , МВА	Потери $\Delta P_1$	
		МВт	% от $P$
1	497,77 + j 34,8	3,1821	0,639
5	497,70 + j 34,8	3,1795	0,639
10	497,67 + j 34,8	3,1777	0,639

Таблица 2. Потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок при заземлении стального грозозащитного троса на каждой опоре на участке I

$R_{\Sigma}$ , Ом	Мощность $S$ , МВА	Потери $\Delta P_1$	
		МВт	% от $P$
1	497,79 + j 34,8	3,1918	0,641
5	497,84 + j 34,8	3,1902	0,641
10	497,81 + j 34,8	3,1886	0,641

Таблица 3. Потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок при установке стального грозозащитного троса по всей длине линии с разрезанием его на анкерных опорах

$R_{\Sigma}$ , Ом	Мощность $S$ , МВА	Потери $\Delta P_1$	
		МВт	% от $P$
0,629	497,71 + j 35,5	3,1314	
5	497,71 + j 35,5	3,1310	0,629
10	497,71 + j 35,5	3,1309	0,629

Наибольшие потери возникают при условиях подвески грозозащитного троса, приведенных в табл. 2 (при заземлении грозозащитного троса по всей длине линии на каждой опоре). Наименьшие потери возникают при условиях, приведенных в табл. 3 (при разрезанном грозозащитном тросе по всей длине линии). Максимальная разница в потерях активной мощности приведена в табл. 4.

Таблица 4. Дополнительные потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок, обусловленные заземлением грозозащитного троса на каждой опоре по всей длине линии

$R_{\Sigma}$ , Ом	$\Delta P_1$ , МВт	$\Delta P_2$ , МВт	$\Delta P_1 - \Delta P_2$	
			кВт	% от $\Delta P_1$
1	3,1918	3,1314	60,4	1,89
5	3,1902	3,1310	59,2	1,86
10	3,1886	3,1309	57,7	1,81

Из табл. 4, 5 можно сделать вывод, что сопротивления заземления опор мало влияют на потери в грозозащитном тросе, заземленном на каж-

дой опоре. Заземление грозозащитного троса на каждой опоре не только на участке II ВЛ 377 (ВОК), но и на участке I приводит к дополнительным потерям мощности на этой линии порядка 10 кВт при максимальной передаваемой мощности 500 МВт, что составляет 0,34 % от общих потерь – 3,19 МВт.

Таблица 5. Дополнительные потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок, обусловленные заземлением грозозащитного троса на каждой опоре участка I

$R_{\text{г}}$ , Ом	$\Delta P_{\text{г}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{л}}$ , МВт	$\Delta P_1 - \Delta P_3$	
			кВт	% от $\Delta P_1$
1	3,1821	3,1918	9,7	0,30
5	3,1795	3,1902	10,7	0,33
10	3,1777	3,1886	10,9	0,34

Дополнительные удельные потери на участке I (длиной 13,2 км) равны:

$$\frac{10,9}{13,2} = 0,82 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

Сравнение табл. 1 и 3 позволяет определить дополнительные потери в линии, обусловленные заземлением грозозащитного троса со встроенным ВОК на участке II.

Таблица 6. Дополнительные потери активной мощности на ВЛ-377 в режиме максимальных нагрузок, обусловленные заземлением грозозащитного троса со встроенным ВОК на участке II

$R_{\text{г}}$ , Ом	$\Delta P_{\text{г}}$ , МВт	$\Delta P_{\text{л}}$ , МВт	$\Delta P_1 - \Delta P_3$	
			кВт	% от $\Delta P_1$
1	3,1821	3,1314	50,7	1,59
5	3,1795	3,1310	48,5	1,53
10	3,1777	3,1309	46,8	1,47

Из табл. 6 можно сделать вывод, что дополнительные удельные потери активной мощности в линии в этом случае составляют

$$\frac{50,7}{29,2} = 1,73 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

Если сравнить дополнительные удельные потери мощности в линии 400 кВ при заземлении стальных грозозащитных тросов на каждой опоре

[9], то там при передаче примерно той же мощности удельные потери составляют примерно 0,75 кВт/км.

### **Выводы**

1. Разработаны модели ВЛ с учетом пространственного расположения, фазировки, расщепления фаз и грозозащитных тросов при различных, применяемых на практике, способах заземления тросов:

- заземлению на каждой опоре,
- заземлению на анкерных опорах с одной стороны и разрыве с другой стороны,
- заземлению только по концам ВЛ.

2. Предложенные модели, ориентированные на уточненный расчет наведенных напряжений, включены в общую систему уравнений узловых напряжений ЭЭС.

3. Усовершенствована методика расчета наведенных напряжений с учетом изменения расстояния между осями отключенной и влияющих линий, заземления ВЛ, количества заземленных фаз и грозозащитных тросов, сопротивления контура заземления опоры в месте проведения работ, способа заземления грозозащитного троса по длине линии. Методика реализована в разработанной авторами программе расчета несимметричного режима ЭЭС.

4. Получены модели ВЛ с волоконно-оптическим кабелем, встроенным в грозозащитный трос, заземленным на каждой опоре. Показано, что заземление грозозащитного троса на каждой опоре существенно снижает уровень наведенных напряжений.

### **Библиографический список**

1. **Межотраслевые** правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.
2. **Методические** указания по измерению наведенных напряжений на отключенных ВЛ, проходящих вблизи действующих ВЛ напряжением 35 кВ и выше и контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока. - М.: ОРГРЭС, 1993.
3. **Барабанов Ю.А. и др.** Расчет термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи // Электр. станции. – 2001. – № 8.
4. **Методические** указания по контролю состояния заземляющих устройств. РД-153. М.: ОРГРЭС, 2000.
5. **Муравлева Н.В., Попов С.М.** Измерение сопротивления заземления опор линий электропередачи без отсоединения троса // Электр. станции. – 1962. – № 11.
6. **Сиротинский Л.И., Стекольников И.С.** Применение хорошо проводящих тро-

сов для распределения токов замыкания на землю и для ослабления электромагнитных воздействий на провода связи // Вестник теоретической и экспериментальной электротехники. – 1928. – № 5.

7. **К расчету** наведенного напряжения на ремонтируемых линиях электропередачи / М.Ш. Мисриханов, В.А. Попов, Н.Н. Якимчук, Р.В. Медов // Электр. станции. – 2000. – № 2.

8. **Руководящие** указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М.: Энергия, 1979.

9. **Мельников Н.А., Гершенгорн А.И., Шеренцис А.Н.** О системе заземления тросов длинных линий электропередач // Электричество. – 1958. – № 1.

УДК 621.31:658.382.3

## **Построение доверительных интервалов при анализе и прогнозе аварийности на энергетических предприятиях**

*М.Ш. Мисриханов, В.А. Скопинцев, доктора техн. наук,  
Ю.В. Морошкин, канд. техн. наук,  
Калашиников Б.Г., Копченкова М.Е., инженеры*

Анализ и прогноз аварийности на энергетических предприятиях целесообразно выполнять на основе специальной статистической информации об изменении показателей аварийности на достаточно длительном интервале времени  $[t_0, T]$ , который носит название периода наблюдений [1–4].

В качестве таких показателей могут рассматриваться число технологических нарушений (ТН) в некоторые промежутки времени, экономические ущербы, человеческие жертвы за некоторые промежутки времени и многие другие характерные показатели аварийности.

Пусть  $y$  – один такой показатель. В отдельные моменты  $t_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ) периода наблюдения,  $t_n \leq T$ , фиксируются значения  $y_i$  показателя  $y$ . Результаты независимых наблюдений можно представить в виде временного ряда

$$\begin{array}{ccccccc} t, & & t_0, & & \dots & & t_n; \\ y, & & y_0, & & \dots & & y_n. \end{array} \quad (1)$$

Методы анализа аварийности на энергетических предприятиях вполне естественно разрабатывать на основе регрессионной модели вида

$$y_i = \theta_0 f_0(t_i) + \theta_1 f_1(t_i) + \dots + \theta_l f_l(t_i) + \varepsilon_i, \quad l < n, \quad (2)$$

где в левой части используется информация из (1),

$$f_0(t), f_1(t), \dots, f_l(t) \quad (3)$$

– некоторые базисные функции,

$$\theta_0, \theta_1, \dots, \theta_l \quad (4)$$

– неизвестные параметры, определение которых должно производиться по данным временного ряда (1),  $\varepsilon_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ) – независимые случайные величины (СВ).

Математические ожидания (МО) последних предполагаются равными нулю

$$M[\varepsilon_i] = 0,$$

а дисперсии одинаковыми

$$D[\varepsilon_i] = \sigma^2.$$

Величина  $\sigma^2$  носит название остаточной дисперсии и подлежит определению наряду с параметрами (4).

Рассмотрение модели (2) эквивалентно предположению, что процесс изменения во времени показателя аварийности  $y$  осуществляется в соответствии с формулой

$$y_t = \theta_0 f_0(t) + \theta_1 f_1(t) + \dots + \theta_l f_l(t), \quad (5)$$

правая часть которой называется трендом.

Численная оценка  $\theta_i$  коэффициентов (4) тренда производится методом наименьших квадратов (МНК). Основой МНК является решение нормальной системы линейных уравнений

$$(F \cdot F^T) \bar{\theta} = F\bar{y}, \quad (6)$$

где через  $F$  обозначена матрица типа  $(l+1)(n+1)$ :

$$F = \begin{bmatrix} f_0(t_0) & f_0(t_1) & \dots & f_0(t_n) \\ f_1(t_0) & f_1(t_1) & \dots & f_1(t_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_l(t_0) & f_l(t_1) & \dots & f_l(t_n) \end{bmatrix}, \quad (7)$$

а знак «Г» означает операцию транспонирования. Кроме того, через  $\bar{\hat{\theta}}$  и  $\bar{y}$  в (6) обозначены векторы:

$$\bar{\hat{\theta}}^T = (\hat{\theta}_0, \hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_l); \quad \bar{y}^T = (y_0, y_1, \dots, y_n). \quad (8)$$

Система (6) представляет собой систему из  $l+1$  уравнений с  $l+1$  неизвестными  $\hat{\theta}_i$  ( $i = 0, 1, \dots, l$ ), относительно которых она линейна. Матрица коэффициентов  $F \cdot FT$  при неизвестных является квадратной, симметричной, невырожденной и положительно определенной. Правые части системы (6) в свою очередь линейно зависят от полученных в результате наблюдений значений  $y_i$  исследуемого параметра аварийности  $y$ . Из этого следует, что существует линейная зависимость между векторами (8), т.е. между значениями  $y_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ) и коэффициентами  $\hat{\theta}_i$  ( $i = 0, 1, \dots, l$ ).

В результате решения системы (6) становятся известной оценка тренда

$$\hat{y}(t) = \sum_{k=0}^l \hat{\theta}_k f_k(t) \quad (9)$$

и оценка остаточной дисперсии

$$\hat{\sigma}^2 = [1/n - l] \cdot \sum_{i=0}^n (y_i - \hat{y}_i)^2, \quad (10)$$

где  $\hat{y}_i = \hat{y}(t_i)$ . При этом  $\hat{y}(t)$  при каждом заданном  $t$  и  $\hat{\sigma}^2$  являются СВ.

Формула (9) может использоваться для прогноза показателей аварийности в моменты времени  $t > T$ . Но это всего лишь точечная оценка. Для повышения достоверности прогноза необходимо по заданной доверительной вероятности  $p$  осуществить построение соответствующего доверительного интервала  $\hat{y}_1(t) \leq \hat{y}(t) \leq \hat{y}_2(t)$  для СВ  $\hat{y}(t)$ . Границы  $\hat{y}_1(t)$ ,  $\hat{y}_2(t)$  симметричного доверительного интервала согласно [5] определяются формулами

$$\hat{y}_1(t) = \hat{y}(t) - \beta(t); \quad \hat{y}_2(t) = \hat{y}(t) + \beta(t), \quad (11)$$

где

$$\beta(t) = \sqrt{\hat{\sigma}^2 C^2(t)} \cdot t_{1+p} \frac{(n-1)}{2}, \quad (12)$$

$D[\hat{y}(t)] = \beta^2(t) = \hat{\sigma}^2 C^2(t)$  – оценка дисперсии (9),  $t_{\frac{l+p}{2}}(n-l)$  – квантиль распределения Стьюдента с  $n-l$  степенями свободы.

Для практического использования формул (11) и (12) необходимо установить выражение для функции  $C^2(t)$ . В [2, 3] это выражение получено в случае, когда  $l+1$  базисных функций (3) являются ортогональными на множестве точек наблюдения  $t_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ), причем учитывалась возможность сглаживания исходных данных. При сглаживании [6, 7] вектор  $\bar{y}$  наблюдаемых значений показателя аварийности  $y$  подвергается линейному преобразованию с некоторой  $(n+1) \times (n+1)$  матрицей сглаживания  $A$ .

Тем самым вместо вектора  $\bar{y}$  в рассмотрение вводится вектор сглаженных значений

$$\bar{y} = A\bar{y}. \quad (13)$$

В отличие от  $\bar{y}$  компоненты вектора  $\bar{y}$  являются коррелированными СВ.

Отметим, что при отсутствии предварительного сглаживания исходных данных матрица сглаживания совпадает с единичной матрицей  $E$ :

$$A = E.$$

В случае использования сглаженных значений вместо (6) имеет место система

$$(F \cdot F^T) \bar{\theta} = F\bar{y},$$

которую в силу (13) можно представить в виде

$$(F \cdot F^T) \bar{\theta} = FA\bar{y} \quad (14)$$

и которая при  $A = E$ , т.е. при отсутствии сглаживания, совпадает с системой (6).

Вектор оценок коэффициентов тренда в силу (14) с помощью операции обращения матрицы  $F \cdot F^T$  представляется в виде произведения нескольких матриц:

$$\bar{\theta} = (F \cdot F^T)^{-1} FA\bar{y}. \quad (15)$$

Обозначим через  $b_{ij}$  ( $i = 0, 1, \dots, l; j = 0, \dots, n$ ) элементы матрицы



$$B = (F \cdot F^T)^{-1} F A, \quad (16)$$

входящей в выражение (15). В соответствии с (7)  $b_{ij}$  являются некоторыми постоянными величинами при условии, что элементы  $\alpha_{ij}$  матрицы сглаживания  $A$  тоже константы.

Тогда вектор  $\bar{\theta}$  может быть представлен в виде

$$\bar{\theta} = \left[ \sum_{j=0}^n b_{0j} y_j; \sum_{j=0}^n b_{1j} y_j; \dots; \sum_{j=0}^n b_{lj} y_j \right]^T.$$

Соответственно оценку тренда (9) в силу того, что она представляет собой скалярное произведение вектора  $\bar{\theta}$  и вектора

$$\bar{f}(t) = [f_0(t), f_1(t), \dots, f_l(t)]^T,$$

компонентами которого служат базисные функции (3), можно записать следующим образом:

$$\hat{y}(t) = f_0(t) \sum_{j=0}^n b_{0j} y_j + f_1(t) \sum_{j=0}^n b_{1j} y_j + \dots + f_l(t) \sum_{j=0}^n b_{lj} y_j,$$

или же после перегруппировки слагаемых:

$$\hat{y}(t) = \sum_{j=0}^n y_j \left( \sum_{k=0}^l f_k(t) b_{kj} \right) \quad (17)$$

Таким образом, регрессию  $\hat{y}(t)$  можно представить двояким образом. Либо в виде линейной комбинации (9) базисных функций с коэффициентами  $\hat{\theta}_k$  ( $k = 0, 1, \dots, l$ ), либо в виде линейной комбинации (17) наблюдаемых значений  $y_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ). Поскольку  $l < n$ , то формула (9) содержит меньшее число слагаемых, чем (17). По этой причине формулу (9) целесообразно использовать для подсчета значений  $\hat{y}(t)$  при заданном значении  $t$ . А формула (17) представляется исключительно удобной при вычислении дисперсии регрессии, поскольку наблюдения  $y_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ) предполагаются независимыми. Действительно, тогда в силу известной

формулы теории вероятностей дисперсия регрессии при каждом заданном значении  $t$  имеет выражение

$$D[\hat{y}(t)] = \hat{\sigma}^2 \sum_{j=0}^n \left[ \sum_{k=0}^l f_k(t) b_{kj} \right]^2. \quad (18)$$

Из (18) получается выражение для функции  $C^2(t)$ , входящей в формулу (12):

$$C^2(t) = \sum_{j=0}^n \left[ \sum_{k=0}^l f_k(t) b_{kj} \right]^2, \quad (19)$$

где в квадратных скобках находится линейная комбинация базисных функций, причем в качестве коэффициентов при этих функциях являются элементы  $j$ -го столбца матрицы (16).

Важно отметить, что в формулы (17) – (19) входят линейные комбинации

$$\mu_j(t) = \sum_{k=0}^l f_k(t) b_{kj} \quad (j = 0, \dots, n) \quad (20)$$

элементов столбцов матрицы (16), причем в качестве коэффициентов при  $b_{kj}$  служат значения базисных функций (3) в момент времени  $t$ .

Далее введем в рассмотрение вектор

$$\bar{\mu}(t) = [\mu_0(t), \mu_1(t), \dots, \mu_n(t)]^T,$$

который в силу (20) можно представить в виде произведения матрицы  $B^T$ , транспонированной по отношению к матрице (16), на вектор  $\bar{f}(t)$ :

$$\bar{\mu}(t) = B^T \bar{f}(t) = A^T F^T [(F \cdot F^T)^{-1}]^T \bar{f}(t).$$

Предыдущая формула в силу симметричности матрицы  $F \cdot F^T$  записывается в виде

$$\bar{\mu}(t) = A^T F^T (F \cdot F^T)^{-1} \bar{f}(t). \quad (21)$$

В силу (20) формулу для оценки тренда (17) можно представить в виде скалярного произведения вектора наблюдаемых значений (8) и вектора  $\bar{\mu}(t)$ :

$$\hat{y}(t) = (\bar{y}, \bar{\mu}(t)) = \bar{\mu}^T(t) \bar{y},$$

а с учетом матричного представления (21) вектора  $\bar{\mu}(t)$  предыдущая формула переписывается в виде

$$\hat{y}(t) = \bar{f}^T(t) (F \cdot F^T)^{-1} F A \bar{y}, \quad (22)$$

где опять было использовано свойство симметричности матрицы  $F \cdot F^T$ . Отметим, что формулы (17) и (22) удобны для оценки дисперсии тренда, а в остальном целесообразно использовать регрессию (9).

Выражения (18) и (19) в силу обозначений (20) принимают вид

$$D[\hat{y}(t)] = \hat{\sigma}^2 \cdot C^2(t); \quad C^2(t) = \sum_{i=0}^n \mu_i^2(t). \quad (23)$$

В формулах (17), (18) и в формулах (21)–(23) присутствует операция обращения матрицы  $(F \cdot F^T)$ . В соответствии с [8] при проведении практических расчетов следует по возможности избегать такой операции. Воспользуемся рекомендацией [8], позволяющей заменить операцию обращения матрицы на операцию решения линейной системы применительно к формулам (21)–(23).

Пусть  $\bar{x}$  – вектор, который является результатом умножения  $(F \cdot F^T)$ –1 на вектор  $\bar{f}(t)$ . Очевидно, что  $\bar{x}$  может быть получен в результате решения линейной системы

$$(F \cdot F^T) \bar{x} = \bar{f}(t), \quad (24)$$

матрица коэффициентов которой является произведением матрицы (7) на свою транспонированную, а правые части  $\bar{f}(t)$  – это значения базисных функций (3) при некотором фиксированном значении  $t$ . Элементы матрицы  $F$  также являются значениями базисных функций в точках наблюдения  $t_i$ .

Нахождение  $\bar{x}$  из системы (24) производится любым из известных численных методов решения систем линейных уравнений, что в вычислительном плане гораздо эффективнее метода, использующего обращение матриц.

После нахождения  $\bar{x}$  определение  $\bar{\mu}(t)$  в соответствии с (21) сводится к последовательному умножению известных матриц:

$$\bar{\mu}(t) = A^T F^T \bar{x}, \quad (25)$$

после чего по формулам (22), (23) могут быть вычислены значения оценки тренда и ее дисперсия при заданном значении времени  $t$ .

Приведенный выше алгоритм основан на формулах (22)–(25) и является достаточно эффективным с точки зрения простоты вычислений. На рис. 1 представлена его блок–схема.

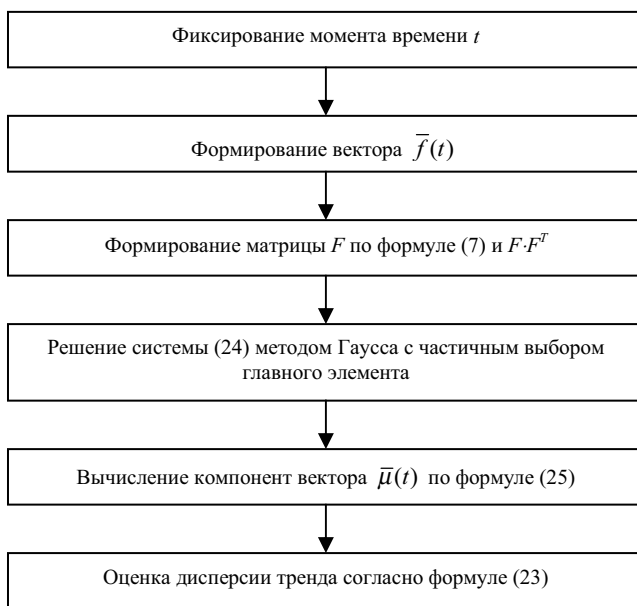


Рис. 1. Блок–схема алгоритма вычисления дисперсии тренда

После определения регрессии (9) и ее дисперсии (23) становится возможным по формулам (11) и (12) найти симметричные доверительные интервалы для получения оценки тренда при каждом заданном  $t$  с любой доверительной вероятностью  $p$ .

Обратимся теперь к формулам (17) и (18). Для их практического использования необходимо определить элементы  $b_{ij}$  матрицы (16), выраже-

ние которой содержит обратную матрицу  $(F \cdot F^T)^{-1}$ . Чтобы избежать обращения матрицы, перепишем (16) в виде матричного уравнения

$$(F \cdot F^T)B = FA, \quad (26)$$

где  $F \cdot F^T$  – квадратная  $(l+1) \times (l+1)$  матрица,  $FA$  – прямоугольная  $(l+1) \times (n+1)$  матрица. Неизвестная матрица  $B$  тоже имеет размерность  $(l+1) \times (n+1)$ .

Уравнение (26) можно рассматривать как систему линейных уравнений с  $n+1$  правыми частями, которые являются столбцами матрицы  $FA$ . Можно также говорить об  $n+1$  линейных системах с одной и той же матрицей коэффициентов  $F \cdot F^T$  при неизвестных. Такие наборы систем линейных уравнений можно решать одновременно, например, методом Гаусса, что в конечном итоге сводится к линейным преобразованиям строк матрицы  $FA$ .

После нахождения матрицы  $B$  по формуле (18) могут быть найдены значения дисперсии в любой момент времени  $t$ , а, стало быть, по (11), (12) и доверительные интервалы регрессии (9).

Сравнивая между собой алгоритмы оценки дисперсии тренда, основанные соответственно на решении систем (24) и (26), надо отметить следующее. Первый из них требует проводить решения одной линейной системы для каждого заданного  $t$ . Можно, конечно, задать сразу все множество значений  $t$ , для которых надо проводить расчеты дисперсии. Пусть это множество состоит из  $m$  моментов времени. Тогда можно решить одну линейную систему с  $m$  правыми частями, поскольку матрица коэффициентов при неизвестных во всех этих системах одна и та же.

Во втором алгоритме независимо от заданного числа значений  $t$  требуется произвести решение  $n+1$  (по числу наблюдаемых  $y_i$ ) систем линейных уравнений с одной и той же матрицей коэффициентов. При этом потребуются сохранить в памяти ЭВМ все элементы матрицы  $B$ , которая является промежуточным расчетным результатом.

Первый алгоритм не требует хранения большого массива промежуточных результатов. Кроме того, размерность  $l+1$  нормальной системы уравнений (6), а также систем (14) и (24) всегда существенно меньше числа  $n+1$  наблюдений. Тем самым первый алгоритм оказывается в большинстве случаев удобнее для практической реализации.

Он использован в специализированной научно–исследовательской программе для ЭВМ по расчетам прогноза аварийности на энергопредприятиях, составленной в институте «Энергосетьпроект». В качестве базисных функций в этой программе в соответствии с [3] приняты

$$1, t, \cos \omega t, \sin \omega t,$$

где параметр  $\omega$  подбирается специальным образом, в частности для этой цели может применяться спектральный анализ [4]. В программе предусмотрено определение доверительных интервалов по формулам (11), (12) с вероятностями  $p = 0,9$  и  $p = 0,95$ . Для этого в память ЭВМ вводятся необходимые элементы таблицы квантилей распределения Стьюдента.

Указанная программа может использоваться в разного рода статистических исследованиях аварийности на энергопредприятиях. В частности, для проведения краткосрочного прогнозирования числа технологических нарушений на предприятии на основе текущей месячной отчетности по форме «16–энерго».

В качестве расчетного примера осуществим прогноз числа ТН в АО «Новгородэнерго» по данным, приведенным в табл. 1. В целях иллюстрации предложенного выше метода построения доверительных интервалов отыскание тренда осуществлено лишь по части данных табл. 1, а именно с января 1994 г. по август 1995 г. Остальные данные (сентябрь – декабрь 1995 г.) используются для сравнения с прогнозируемыми значениями по тренду на этот период времени.

Таблица 1. Данные по ТН в АО «Новгородэнерго» за 1994-1995 гг.

Месяц	Число ТН	
	1994 год	1995 год
Январь	6	10
Февраль	10	6
Март	10	3
Апрель	9	11
Май	12	13
Июнь	16	20
Июль	18	12
Август	7	7
Сентябрь	10	9
Октябрь	8	5
Ноябрь	6	5
Декабрь	5	9

Остальные данные (сентябрь – декабрь 1995 г.) используются для сравнения с прогнозируемыми значениями по тренду на этот период времени.

Оценка тренда в результате работы программы дается формулой

$$\hat{y}(t) = 10,6 - 0,1t + 1,1 \cdot \sin 0,49t - 3,8 \cdot \cos 0,49t,$$

его значения в последние четыре месяца 1995 г. приведены в табл. 2. Там же даны нижняя и верхняя границы доверительных интервалов при  $p = 0,95$  для этих четырех значений тренда, а также фактические величины числа ТН по данным табл. 1. Фактические значения чисел ТН не выходят за границы доверительных интервалов, определенных по формулам (11), (12).

При оценке результатов табл. 2 значения границ следует округлять до *целого числа*, а отрицательные значения нижних границ полагать равными нулю.

**Таблица 2. Численные значения тренда ТН в АО «Новгородэнерго»  
за последние 4 месяца 1995 г.**

<b>Интервал времени</b>	<b>Нижняя граница</b>	<b>Значение тренда</b>	<b>Фактические значения числа ТН</b>	<b>Верхняя граница</b>
Сентябрь 1995 г.	3,5	7,6	9	11,6
Октябрь 1995 г.	0,9	5,5	5	10,0
Ноябрь 1995 г.	-0,9	4,1	5	9,1
Декабрь 1995 г.	-1,5	3,8	9	9,2

В заключение отметим другой возможный путь определения дисперсии регрессии (9). Для этого воспользуемся представлением регрессии в виде (22), где вектор наблюдаемых значений  $\bar{y}$  заменим на случайный вектор

$$\bar{Y}^T = [Y(t_0), Y(t_1), \dots, Y(t_n)], \quad (27)$$

каждая компонента которого есть в СВ  $Y(t_i)$ , причем наблюдаемое значение  $y_i$  есть одно из возможных ее значений. Предположим наличие математического ожидания у каждой из СВ  $Y(t_i)$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ), которое обозначим через  $M[Y(t_i)]$ . Тогда МО случайного вектора (27) записывается в виде

$$M[Y^T] = (M[Y(t_0)], M[Y(t_1)], \dots, M[Y(t_n)]). \quad (28)$$

В результате замены вектора  $\bar{y}$  на вектор (27) в (22) функция  $\hat{y}(t)$  оказывается случайной, ее МО дается очевидной формулой

$$m[\hat{y}(t)] = \bar{f}^T(t)(F \cdot F^T)^{-1} F A \cdot M[\bar{Y}], \quad (29)$$

где

$$M[\bar{Y}] = [M[Y^T]]^T,$$

а  $M[Y^T]$  определяется согласно (28).

Вычитая равенство (29) из (22) и считая, что в (22) произведена замена  $\bar{y}$  на  $\bar{Y}$ , приходим к следующему выражению для случайной функции  $\hat{y}(t)$ :

$$\hat{y}(t) = m[\hat{y}(t)] + \bar{f}^T(t)(F \cdot F^T)^{-1} F A \bar{Y}, \quad (30)$$

где координаты  $\overset{o}{Y}_i$  вектора  $\overset{o}{\bar{Y}}$  являются некоррелированными и центрированными СВ.

$$\overset{o}{Y}_i = Y(t_i) - M[Y(t_i)] \quad (i = 0, 1, \dots, n).$$

В силу (21) координатами вектора  $\bar{f}^T(t)(F \cdot F^T)^{-1} F A$  в формуле (30) являются функции  $\mu_i(t)$  ( $i = 1, \dots, n$ ). Тем самым формула (30) представляется в виде

$$\hat{y}(t) = m[\hat{y}(t)] + \sum_{i=0}^n \overset{o}{Y}_i \mu_i(t). \quad (31)$$

Разложение (31) случайной функцией  $\hat{y}(t)$  в силу некоррелированности СВ  $\overset{o}{Y}_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ) и равенства нулю из математических ожиданий является каноническим [9]. Для случайных функций, имеющих каноническое разложение, корреляционная функция и дисперсия определяются формулами, которые применительно к (31) имеют вид

$$K(t, t') = \sigma^2 \sum_{i=0}^n \mu_i(t) \mu_i(t'); \quad D(t) = \sigma^2 \sum_{i=0}^n \mu_i^2(t), \quad (32)$$

где, как указывалось выше,  $\sigma^2$  – остаточная дисперсия, одинаковая при всех наблюдениях в моменты  $t_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ). Формула дисперсии в (32) совпадает с (23).

#### Библиографический список

1. Скопинцев В.А., Морошкин Ю.В. Анализ и прогноз аварийности в электроэнергетических системах // Электричество. – 1997. – № 11.
2. Морошкин Ю.В., Скопинцев В.А. Статистический подход применительно к анализу и прогнозированию аварийности в электроэнергетических системах // Изв. РАН. Энергетика. – 1999. – № 4.
3. Морошкин Ю.В., Скопинцев В.А. Анализ и прогнозирование аварийности в электроэнергетических системах на основе статистических методов // Электр. станции. – 1997. – № 12.



4. **Калашников Б.Г., Морошкин Ю.В., Скопинцев В.А.** Оценка сезонных циклов аварийности в электроэнергетических системах // *Электричество*. – 2002. – № 7.
5. **Бочаров П.П., Печинкин А.В.** Математическая статистика. – М.: Изд-во Университета дружбы народов, 1994.
6. **Березин И.С., Жидков Н.П.** Методы вычислений. Т.1. – М.: Физматгиз, 1959.
7. **Волков Е.А.** Численные методы. – М.: Наука, 1987.
8. **Амосов А.А., Дубинский Ю.А., Копченова Н.В.** Вычислительные методы для инженеров. – М.: Высш. шк., 1994.
9. **Вентцель Е.С.** Теория вероятностей. – М.: Наука, 1964.

УДК 621.311.4

## **Анализ эксплуатационных характеристик коммутационного оборудования подстанций**

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, В.Н. Седунов, инж.,  
А.В. Шунтов, д-р техн. наук*

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании территориального обособленного подразделения РАО «ЕЭС России» «Межсистемные электрические сети Центра» (МЭС Центра) находятся 32 подстанции 330–750 кВ. Они являются важнейшими коммутационными узлами Российской Федерации, и от них во многом зависит надежность функционирования единой энергосистемы страны. В этой связи представляется полезным подвергнуть анализу эксплуатационные характеристики коммутационного оборудования подстанций и наметить пути их совершенствования.

**Характеристики выключателей.** В настоящее время в эксплуатации находятся 179 групп воздушных выключателей 330–500 кВ следующих типов: ВВ, ВВН, ВВБ, ВВБК, ВВНВ. Каждый из них имеет определенные недостатки:

- *ВВ* и *ВВН* (63% общего числа) – наиболее устаревший тип с воздушнонаполненными отделителями. Их отличает многоэлементность и, как следствие этого, низкая надежность. Конструкция взрывоопасна, так как изоляция (фарфор) отделителей в отключенном положении находится под давлением 2 МПа. Также требуется непрерывная вентиляция внутренних полостей выключателя, что создает дополнительную нагрузку на компрессоры и повышенный расход воздуха;

- *ВВБК* (16 %) – ненадежная работа узла защелки в приводе, что неоднократно приводило к неполномодульным отключениям, сопровождающимся перекрытием половины полюса восстанавливающимся напряжением и последующим разрушением выключателя;

- *ВВВ* (13%) – устаревшая конструкция, обладающая громоздкостью и требующая заметных эксплуатационных затрат;

- *ВНВ* (8%) – значительные утечки сжатого воздуха; слабая продольная изоляция (дугогасительная камера) вынуждает дополнительно обрабатывать сжатый воздух блоками очистки воздуха. Наиболее слабый узел – устройства концевых сопел, в которых нередко разрушаются пружины, приводя к полному сбросу сжатого воздуха и неуправляемости выключателя.

Примеры типичных отказов воздушных выключателей 330–500 кВ за 1995–2001 гг. приведены в табл. 1. Там же представлен фактический ущерб (в текущих ценах 2002 г.), пересчитанный через базовые цены, на их аварийно-восстановительные ремонты с указанием каждой подстанции МЭС Центра, где произошел отказ.

Таблица 1. **Характерные отказы воздушных выключателей**

<b>Подстанция</b>	<b>Тип выключателя</b>	<b>Описание отказа</b>	<b>Ущерб, млн руб.</b>
Тамбовская	ВВБК–500	Разрушение полюса из-за пробоя продольной изоляции	1,8
Тамбовская	ВВБК–500	Разрушение полюса из-за его перекрытия при неполномодульном отключении	2,1
Арзамасская	ВВ–500	Разрушение опорного изолятора колонки отделителя с последующим самопроизвольным включением выключателя и разрушением полюса	1,2
Луч	ВВ–500	Разрушение рубашки камеры отделителя из-за излома пружины его подвижного контакта	1,0
Липецкая	ВВ–500	Падение колонки отделителя из-за разрушения опорного изолятора	1,3
Липецкая	ВВ–500	Падение дугогасительных камер из-за разрушения их рубашек	1,2
Михайловская	ВВ–500	Падение полюса выключателя из-за разрушения опорной изоляции	1,5
Южная	ВВ–330	Разрушение дугогасительной камеры в момент отключения выключателя	1,4
Лиски	ВВН–330	Падение дугогасительной камеры на шкаф управления из-за разрушения опорной изоляции	1,4

*Анализ эксплуатационных характеристик  
коммутационного оборудования подстанций*

Продолжение табл. 1

<b>Подстанция</b>	<b>Тип выключателя</b>	<b>Описание отказа</b>	<b>Ущерб, млн руб.</b>
Металлургическая	ВНВ–330	Перекрытие опорной колонки фазы по трубе высокого давления из-за отсутствия продувки с последующим взрывом полюса и повреждением трансформатора тока и разъединителя	2,4
Калининская	ВВН–330	Разрушение и возгорание шунта дугогасительной камеры из-за заклинивания ее подвижного контакта	1,4

Одним из важнейших показателей надежности является параметр потока отказов  $\omega$ , характеризующий частоту их возникновения, 1/год. Как известно, у восстанавливаемых элементов параметр  $\omega$  определяется как плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период, т.е.  $\omega = m/(kT)$ , где  $m$  – число отказов наблюдаемых  $k$  элементов за время  $T$ .

В целом параметр потока отказов  $\omega$  воздушных выключателей на рассматриваемых подстанциях за указанный период составил 0,04 1/год.

На первый взгляд значение  $\omega = 0,04$  1/год для выключателей, находящихся в эксплуатации 25–40 лет и более (их свыше 80%), относительно благоприятное. Однако последнее достигнуто непрерывной, громоздкой, неоправданно затратной системой ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Для воздушных выключателей необходимы следующие виды технического обслуживания. Раз в год проводится текущий ремонт продолжительностью до 7 дней и раз в 8 лет – средний ремонт длительностью до 40 дней. Плановые ремонты требуют больших материальных затрат, резко возрастающих с увеличением сроков службы выключателя. Так при первом среднем ремонте выключателей типа ВВН–330 и ВВ–330–500 меняются все резинотехнические изделия и ряд элементов привода и клапанной системы. При втором ремонте к объему первого ремонта добавляется полная замена клапанной системы и частичная – контактной системы дугогасительных камер и отделителей. При третьем ремонте осуществляется замена всей опорной изоляции и контактных систем элементов дугогасительных камер и отделителей, не охваченных предыдущими ремонтами. К четвертому ремонту из-за коррозии заменяются баки выключателя. Таким образом, к этому времени имеем полную замену всех элементов выключателя.

При возрасте выключателя 25 лет и более резко увеличивается частота отказов выключателя, требующая внеочередных, как правило, доро-

гостоящих ремонтов. Для минимизации отказов межремонтный период снижается до 4 лет (т.е. в 2 раза по сравнению с нормативом 8 лет). С учетом вышеизложенного среднегодовой простой воздушного выключателя достигает 350 ч.

Следует добавить, что воздушные выключатели сняты с серийного производства и запасные части к ним или не выпускаются (ВВН), либо производятся под заказ, что существенно увеличивает их стоимость. К примеру, стоимость набора запасных частей для среднего ремонта выключателя ВВ–500 – 1,2 млн руб. Начиная с четвертого среднего ремонта, стоимость запасных частей составляет половину стоимости нового выключателя. Также необходимо учитывать значительные затраты на поддержание в работоспособном состоянии воздушного хозяйства подстанций (компрессоры и их здания, воздухохранилища, воздушные магистрали, вентиляционные системы и др.).

Таким образом, сложилась ситуация, когда для обеспечения надежности функционирования основной электрической сети ресурсы, направляемые на техническое обслуживание и поддержание работоспособности изношенных коммутационных аппаратов, оказываются сопоставимыми с затратами на новое, более надежное и экономичное оборудование. Данное положение нельзя признать рациональным.

Принятая стратегия технического перевооружения подстанций ориентирована на установку элегазового коммутационного оборудования. Как известно, современные элегазовые выключатели 330–500 кВ имеют весомые преимущества:

- высокий механический (до 10 000 операций) и коммутационный (до 30 отключений токов КЗ) ресурс против 1000 и 10–15 соответственно у воздушных выключателей;
- простота монтажа и наладки – они занимают три дня в сравнении с 1–1,5 месяцами для воздушных выключателей;
- два разрыва на полюс (у ведущих мировых производителей) и, как следствие, малые габариты против 4–18 разрывов у воздушных выключателей;
- сравнительно низкое давление во внутренних полостях – 0,5–0,9 МПа по сравнению с 2–4 МПа у воздушных выключателей, высокая взрывобезопасность;
- более высокая надежность.

К настоящему времени МЭС Центра приобретен начальный опыт использования отечественных элегазовых выключателей до 500 кВ ОАО

«Уралэлектротряжмаш». Он может представить интерес для электротехнического персонала энергосистем.

В настоящее время в МЭС Центра на ПС «Арзамасская» находятся в эксплуатации восемь выключателей ВГУ-500, пять выключателей ВГУ-220 и два выключателя ВГТ-110. На ПС «Валуйки» – два выключателя ВГУ-330.

Эксплуатация выключателя типа ВГУ начата с 1995 г. на подстанции 500 кВ «Арзамасская». Тогда были смонтированы и введены в работу два выключателя типа ВГУ: в ячейках шунтирующего реактора 500 кВ и воздушной линии 220 кВ Арзамас-Сасово.

Выключатели типа ВГУ оснащены пневматическим приводом с объемом дозатора 56 литров при давлении воздуха 2 МПа. Они выполняют до 13–15 отключений при прекращении подачи воздуха из сети. Для включения выключателя подачи воздуха не требуется. Оно производится за счет энергии пружин дугогасительного устройства. При расчетном сроке службы 25 лет капитальные ремонты выключателей рассматриваемого типа проводятся через 12,5 лет, а текущие ремонты – каждые четыре года. Выключатель типа ВГУ-500 имеет четыре разрыва на полюс, а ВГУ-220 – два. К их недостаткам можно отнести наличие пневматического привода с воздушной сетью давлением 2 МПа.

В состоянии поставки все выключатели (кроме ВГТ) были не пригодны к эксплуатации. Почти все элементы выключателей, заполненные элегазом (опорные колонки и гасительные камеры) оказались не герметичны. Утечки элегаза наблюдались через сварные швы, дефектные швы армировки изоляторов и фланцевые соединения. В процессе эксплуатации первых выключателей (1995-97 гг.) обнаружилось отслоение никелевого покрытия фланцев дугогасительных устройств, что также приводило к утечкам элегаза.

При монтаже первых выключателей выявлены дефекты технологии их изготовления. В первую очередь – это утечки элегаза из внутренних объемов аппаратов. Утечки наблюдались в местах сварки деталей корпуса дугогасительных камер, в раковинах и трещинах металлических узлов камер, образовавшихся при некачественном литье, а также в корпусах фарфоровых изоляторов и армировочных швах.

Конструкторские ошибки приводили также к «прыганию» клапанной системы привода, в результате чего на ПС «Арзамасская» пять раз происходило падение давления воздуха в магистрали до нижнего предела, такое же явление наблюдалось на выключателях ВГУ-220 и ВГУ-500.

Для устранения дефектов элементы выключателей отправлялись на завод. Опыт эксплуатации показал, что даже после устранения утечек в

предпусковой период не обеспечивается надежность выключателей. Через 3-4 месяца утечки появлялись вновь, что вызывало необходимость вывода выключателей в аварийный ремонт с повторным возвращением элементов на завод для восстановления работоспособности.

На основе опыта эксплуатации элегазовых выключателей выявлена потребность в универсальной установке, позволяющей производить все газотехнологические операции. В 1998 г. РФЯЦ ВНИЭФ и МЭС Центра разработан и изготовлен передвижной газотехнологический комплекс для вакуумирования, осушки и сбора элегаза в стандартные 40-литровые баллоны. Это позволило решить ряд проблем, связанных с охраной окружающей среды и утилизацией элегаза. Данный комплекс также позволяет производить измерение вакуума и точки росы элегаза. Он оснащен переносными средствами измерения температуры и определения герметичности выключателей при помощи течеискателя типа ТП-3. При изготовлении комплекса использованы отечественные комплектующие.

Все вышеизложенное привело к тому, что в 1997 г. МЭС Центра обратились в Департамент генеральной инспекции РАО «ЕЭС России» с просьбой перевести элегазовые выключатели серии ВГУ производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» из промышленной эксплуатации в опытную. Департамент генеральной инспекции удовлетворил нашу просьбу.

По выявленным недостаткам ОАО «Уралэлектротяжмаш» проведены работы по улучшению качества выпускаемых элегазовых выключателей. Тем не менее на протяжении пяти лет эксплуатации периодически разрушаются оси защелки запирающего механизма. Их неоднократные замены не привели к желаемым результатам. Например, на выключателе ВГУ-500, изготовленном в 2000 г., в процессе наладочных работ разрушились все шесть осей. Только после создания расширенной комиссии с участием представителей Департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России», ТЦ РП «Центрэнергонадзора», МЭС Центра и ОАО «Уралэлектротяжмаш» были выявлены причины разрушения, разработаны и выполнены мероприятия по предотвращению подобных случаев.

В октябре 2001 г. при отключении выключателя ВГУ-220 произошло разрушение дугогасительного модуля одной фазы. В процессе расследования было выявлено, что причиной отказа выключателя стал дефект сборки дугогасительного модуля на заводе-изготовителе (отсутствие клапана в подвижном контакте одного разрыва). В результате выхода выключателя из строя накануне осенне-зимнего максимума снизилась надежность схемы ОРУ-220 кВ и МЭС Центра понесли материальные затраты на аварийно-восстановительные работы.

В марте 2002 г. заклинивание контактной системы на выключателе ВГУ-220 привело к недоотключению выключателя с частичным разрушением и обгоранием внутренних элементов дугогасительного модуля.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что в конструкции выключателей присутствует ряд дефектов, а это в совокупности с отсутствием должного технологического контроля за процессом сборки может в любое время привести к отказу выключателей.

Всего начиная с декабря 1995 г. имели место:

- различного рода утечки элегаза – 17 случаев;
- излом осей защелок запирающего механизма привода – 8 случаев;
- заклинивание контактной системы дугогасительного модуля – 4 случая (в том числе 1 случай с полным разрушением модуля);
- «прыганье» клапанной системы привода – 3 случая.

По причине крайне низкого качества изготовления выключателей МЭС Центра были вынуждены оборудовать на ПС «Арзамасская» специализированную мастерскую по ремонту элегазовых выключателей.

В настоящее время заводом освоено производство выключателей нового типа ВГТ, которые, надо полагать, не будут уступать выключателям ведущих зарубежных производителей. В 2000 г. на подстанции 500 кВ «Арзамасская» смонтированы и введены в эксплуатацию два выключателя типа ВГТ-110, оснащенные пружинными приводами. Гарантийный период для них составляет пять лет при сроке службы выключателя 40 лет.

В январе 2002 г. сразу на двух выключателях ВГТ-110 (выпуск декабря 2000 г.) обнаружена утечка элегаза в механизме управления колонки выключателя. Причиной отказа в обоих случаях явилась установка некачественной уплотняющей манжеты.

Следует особо отметить, что в среднем монтаж и наладка выключателя ВГУ-500 занимает 15 дней при условии отсутствия дефектов против 3 дней любого импортного аналога. Стоимость одного гидравлического привода типа ПГВ-12 составляет около \$10 000. Таким образом, на переоборудование одного выключателя ВГУ-500 необходимо \$60 000.

Для сравнения - стоимость импортного выключателя 500 кВ (ABB, ALSTOM), включая все налоги, таможенные сборы и шефмонтаж, составляет порядка 240 000 долларов, а стоимость ВГУ-500 на середину 2000 г. составляла 9 600 000 руб. (\$320 000).

**Характеристики сборных шин и разъединителей.** Структура отказов систем сборных шин в распределительных устройствах (РУ) 220 и 500 кВ рассматриваемых подстанций за 15-летний период приведена в

табл. 2. Конструкция РУ подстанций однотипная. В них - гибкая ошиновка и горизонтально-поворотные двухколонковые разъединители. Все РУ 220 кВ выполнены по схеме с двумя системами шин с обходной (на одной подстанции сборные шины 220 кВ секционированы выключателями), а РУ 500 кВ – по схеме трансформаторы–шины и полуторной. Учтено 25 РУ 220 кВ (соответственно 52 системы или секции систем сборных шин) и 26 РУ 500 кВ, что дало 10245 разъединителей-лет при 220 кВ и 6255 разъединителей-лет при 500 кВ.

Таблица 2. Структура отказов систем сборных шин

Причина отказов систем сборных шин	Число отказов, %, в РУ напряжением	
	220 кВ	500 кВ
Отказы шинных разъединителей	25,0	15,8
Отказы в ячейке трансформатора напряжения	32,5	10,5
Набросы посторонних предметов на ошиновку	15,0	5,3
Ошибочное включение заземляющих ножей разъединителя	12,5	5,3
Ложное действие устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), отказы во вторичных цепях	10,0	63,1
Прочие причины	5,0	–
Итого	100,0	100,0

Наличие развилки из двух шинных разъединителей на присоединение в схеме с двумя системами шин с обходной в ряде случаев приводит к двусторонним КЗ на развилке и полному погашению РУ (табл. 3).

Обработка статистических данных позволила получить следующие параметры потока отказов сборных шин из расчета на одно присоединение: погашение одной системы сборных шин  $\omega_1 = 0,01$  1/год, одновременно двух систем шин –  $\omega_2 = 0,004$  1/год.

Таблица 3. Структура отказов в схеме с двумя системами шин с обходной

Причина отказа	Погашение сборных шин, %:		
	одной	двух	итого
Отказы шинных разъединителей	15,0	10,0	25,0
Отказы в ячейке трансформатора напряжения	30,0	2,5	32,5
Набросы на ошиновку	10,0	5,0	15,0
По вине оперативного персонала	5,0	7,5	12,5
Ложное действие РЗА, отказы во вторичных цепях	10,0	–	10,0
Ошибки проектирования	2,5	–	2,5
Прочие	–	2,5	2,5
Итого	72,5	27,5	100,0



Повышение надежности схем РУ с двумя системами сборных шин возможно за счет использования схемных решений. К примеру, в альтернативной схеме с одной секционированной системой сборных шин с обходной отказы шинных разъединителей или ошибочные действия с заземляющими ножами не приводят к погашению всего РУ в связи с отсутствием развилки из шинных разъединителей, т.е. исключена подпитка точки КЗ от обеих систем шин. При этом частота полного погашения подстанций уменьшилась бы при такой схеме в 4–5 раз.

Последующее развитие отечественной электроэнергетики объективно приведет к масштабной замене коммутационного оборудования, так как более 80 % его выработало свой ресурс и морально устарело. В процессе технического перевооружения будущее видится за оборудованием, обеспечивающим высокую надежность, экономичность и качество поставляемой потребителям электроэнергии, так как развитие конкурентных отношений заставит уделить пристальное внимание аспектам надежности систем генерации и транспорта электроэнергии.

В этой связи целесообразно сравнить характеристики эксплуатационной надежности традиционного и элегазового коммутационного оборудования.

**Сравнение характеристик надежности традиционного и элегазового коммутационного оборудования.** В табл. 4 по данным СИГРЭ приведены значения параметра потока отказов ячеек КРУЭ с выключателем.

Таблица 4. Значения параметра потока отказов  $\omega$ , 1/год, КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	По состоянию на 31.12.1995 г.		
	все ячейки	ячейки до 1.1.1985 г.	ячейки после 1.1.1985 г.
$60 \leq < 100$	0,0005	0,0006	0,0004
$100 \leq < 200$	0,0145	0,018	0,0091
$200 \leq < 300$	0,0086	0,0097	0,0067
$300 \leq < 500$	0,0281	0,0298	0,0258
$500 \leq < 700$	0,0108	0,0098	0,0134
$> 700$	0,06	**	**
Итого*	0,0075	0,0093	0,0049

Примечания: \* - среднее значение по всем классам напряжения. \*\* – отсутствие данных.

Распределение отказов по элементам КРУЭ представлено в табл. 5.

*Анализ эксплуатационных характеристик  
коммутационного оборудования подстанций*

Таблица 5. Распределение отказов по элементам КРУЭ

Элемент КРУЭ	Доля отказов, %
Выключатели с приводом (доля привода - около 20% общего числа отказов)	43,4
Разъединители	17,9
Заземляющие разъединители	4,4
Трансформаторы тока	0,9
Трансформаторы напряжения	5,6
Сборные шины	5,5
Шинопроводы и соединительные части	11,9
Разрядники	0,7
Вводы-выводы	7,1
Прочие	2,6

Приведенная структура отказов типичная. Наиболее критичный с позиций надежности модуль КРУЭ – выключатель и его привод. Их доля в общем числе отказов 43,4 %. С учетом вышеизложенного параметр  $\omega$  выключателя КРУЭ может быть принят как 1/2 соответствующего параметра из табл. 4 (колонка «по состоянию на 31.12.1995 г.», «все ячейки»). В табл. 6 приведены значения параметра потока отказов  $\omega$  выключателей КРУЭ.

Таблица 6. Параметр потока отказов  $\omega$  выключателей КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	$\omega$ , 1/год
110	0,0073
220	0,0043
330	0,014
500	0,0054
Итого (среднее значение для всех классов напряжения)	0,0038

Как видно из приведенных данных, аварийность выключателей КРУЭ 330–500 кВ (0,0054–0,014 1/год) и воздушных выключателей, подвергнутых анализу ранее (0,04 1/год), может быть на порядок более низкой.

Основные элементы КРУЭ (выключатели, разъединители, заземлители, сборные шины, трансформаторы тока и напряжения и т.д.) заключены обычно в алюминиевые газоплотные защитные кожухи (блоки), заполненные элегазом, т.е. выполнены по модульному принципу. При напряжении 72,5 кВ и более избыточное давление элегаза принимается выше 0,2 МПа. При этом электрическая прочность элегаза превосходит таковую для трансформаторного масла. Тем самым элементы КРУЭ надежно защищены от внешних воздействий химически инертной (при темпе-

ратуре до 150 °С) изоляционной средой. Поэтому с позиций надежности других элементов КРУЭ также имеют преимущества по сравнению с РУ с воздушной изоляцией.

Как отмечалось ранее, наиболее тяжелая авария на подстанциях, сопровождающаяся их полным погашением, – отказ систем сборных шин 220 кВ РУ, выполненных по схеме с двумя системами сборных шин с обходной. При этом параметр потока отказов сборных шин, приводящих к их одновременному погашению, равен  $\omega_2 = 0,004$  1/год на присоединение. Аналогичный параметр, характеризующий погашение одной системы шин,  $\omega_1 = 0,01$  1/год на присоединение. Таким образом, аварийность сборных шин традиционных РУ сопоставима или даже превышает соответствующие характеристики КРУЭ:  $\omega_2$  - 53 % средней аварийности ячейки КРУЭ (табл. 4) и 105 % средней аварийности выключателя КРУЭ, а для  $\omega_1$  - 133 % и 264 % соответственно. Вместе с тем при анализе распределения отказов по элементам КРУЭ показано, что доля отказов сборных шин составила всего 5,5 % (см. выше), т.е. на порядок ниже и  $\omega_1$ , и  $\omega_2$ .

### **Выводы**

1. Последующее развитие отечественной электроэнергетики объективно приведет к масштабной замене коммутационного оборудования, так как свыше 80 % его выработало свой ресурс и морально устарело.

2. В процессе технического перевооружения будущее видится за оборудованием, обеспечивающим высокую надежность и экономичность с позиций ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

3. Использование элегазового коммутационного оборудования при реконструкции подстанций позволит кардинально (примерно на порядок) повысить их эксплуатационную надежность и снизить затраты на планово-предупредительные ремонты, что принципиально важно учитывать при выработке стратегии обеспечения энергетической безопасности страны.

4. Приобретенный опыт монтажа, наладки и эксплуатации элегазовых выключателей на подстанциях 330–500 кВ свидетельствует об их заметном превосходстве с позиций ремонтно-эксплуатационного обслуживания. При этом важнейшим фактором их надежной эксплуатации является качество комплектующих и совершенство технологии производства данного вида оборудования.

УДК 621.311.004.53:519.876.5:658.513

## **Математические модели формирования плана-графика профилактических работ электрооборудования с учетом результатов диагностирования**

*А.Н. Назарычев, канд. техн. наук*

**Общие положения.** В настоящее время в энергетике все профилактические работы, проводимые на электрооборудовании (ЭО), в зависимости от категории сложности, длительности, стоимости и периодичности их проведения подразделяются на два вида - работы по техническому обслуживанию (ТО) и текущему ремонту [1]. Работы, связанные с проведением капитального ремонта, относятся к восстановительным. Учитывая значительные различия между этими видами работ, целесообразно иметь для каждого из них свою методику составления планов-графиков. Для планирования профилактических работ каждого вида необходимо иметь списки оборудования, подлежащего ТО и текущему ремонту в рассматриваемом периоде (неделя, месяц, год и т. д.). Поэтому в качестве объекта моделирования рассматривается план-график профилактических работ, намечаемый к выполнению в течение некоторого календарного отрезка времени, и стратегия управления состояниями процесса эксплуатации группы ЭО одного технологического назначения. При этом в качестве объекта управления принимаются состояния процесса эксплуатации (работа, резерв, ремонт), в одном из которых должно находиться ЭО.

Целью управления процессом эксплуатации и процедурой составления планов-графиков профилактических работ является поддержание надежности ЭО на требуемом уровне. Это достигается непосредственным воздействием на состояния процесса эксплуатации в соответствии с изменениями технического состояния ЭО.

Очевидно, для того, чтобы определить рациональную стратегию эксплуатации и ремонта, необходимо установить такие правила управления, при которых профилактические работы в первую очередь выполняются на ЭО, имеющем более низкий уровень технического состояния, независимо от того, раньше или позднее оно было введено в эксплуатацию. Это означает, что дисциплина очередности выполнения работ в списке сводится к приоритетному принципу [2]. Как правило, процедура формирования приоритетных списков выполняется для ЭО энергоблока,

но при необходимости может быть выполнено составление приоритетных списков и в целом для энергообъекта.

В качестве расчетной единицы планового периода при составлении планов-графиков по ТО принимается одна неделя, а для ремонтных работ – один месяц. За срок планирования принимается последний день предыдущего планового периода. Такие значения единиц планового периода выбраны исходя из сложившейся на объектах энергетики практики краткосрочного планирования и оперативного управления ремонтом ЭО.

Поскольку составление планов-графиков сводится к получению списков, то аналитическое представление процедуры получения приоритетных списков принято называть математической моделью составления плана-графика профилактических работ. Основные положения, указывающие правила получения списков и их реализацию, называют методом составления планов-графиков профилактических работ. При этом процесс эксплуатации также должен быть формализован, что связано с необходимостью управления им в зависимости от изменения уровня технического состояния ЭО. Эта задача решается с помощью матричного метода управления состояниями процесса эксплуатации. Согласно этому методу стратегия управления состояниями процесса эксплуатации группы ЭО одного технологического назначения может быть представлена специальной матрицей управления. Заполнение матрицы осуществляется по результатам диагностирования каждой единицы ЭО. Матрицы управления могут составляться для ЭО в зависимости от принадлежности его к отдельным технологическим группам, видам, типам, классам напряжения, распределительным устройствам и т.д.

Для процедуры составления плана-графика работ по ТО характерно то, что потребность ЭО энергообъектов в работах данного вида оценивается лишь по величине фактической сработки ресурса ЭО после предыдущего ТО. Причем значения сработанного ресурса определяются при помощи специализированных средств диагностики и учитывают реальные условия и режимы работы ЭО, действовавшие при его эксплуатации в рассматриваемом плановом периоде [3].

Для процедуры составления плана-графика текущих ремонтов характерно то, что потребность ЭО энергообъектов в профилактических ремонтах оценивается как по величине фактической сработки ресурса, так и по значению вероятности безотказной работы. Последняя вычисляется с учетом влияния на техническое состояние ЭО конкретных условий и режимов работы, действовавших на него после предыдущего ремонта [3]. Метод составления плана-графика ремонтов подразумевает обязательную оптимизацию стратегии управления состояниями процесса эксплуатации

различных групп ЭО одного технологического назначения. При этом стратегия управления описывается матрицей управления, а в качестве критерия оптимальности в данном случае принято значение штрафа. Оно вычисляется по методу штрафных функций [4] и определяет величину отклонения рассматриваемой матрицы управления от матрицы опорной стратегии управления, составленной по результатам диагностики каждой единицы ЭО. Сущность оптимизации заключается в том, что формируется множество целесообразных стратегий управления. После чего для каждой стратегии вычисляется значение штрафной функции. В качестве оптимальной стратегии принимается та, которой соответствует минимальное значение штрафа. Этому методу оптимизации отдано предпочтение, так как он наиболее наглядно характеризует целесообразность использования той или иной стратегии с точки зрения наиболее полного расходования ресурса каждой единицы ЭО в группе.

**Математическая модель формирования плана-графика работ по техническому обслуживанию электрооборудования с учетом результатов диагностирования.** Для записи математической модели процедуры составления плана-графика работ по ТО (осмотрам) примем следующие обозначения параметров и понятий, составляющих теоретическую основу метода:

- $N$  – общее количество ЭО на электростанции, для которого рассматривается составление плана-графика работ по ТО;
- $m$  – количество групп ЭО, полученное путем разбиения множества  $N$  по признаку технологического назначения в процессе выработки электроэнергии на электростанции;
- $j = 1, \dots, m$  – порядковый номер группы;
- $K_j$  – количество ЭО в каждой  $j$ -й группе;  $K_j$  и  $N$  связаны следующим выражением:

$$N = \sum_{j=1}^m K_j, \quad (1)$$

- $i = 1, \dots, k$  – порядковый номер ЭО в  $j$ -й группе;
- $LS_{\underline{v}}$  – список ЭО, требующего проведения работ по ТО ( $v = 1, \dots, 6$ ), причем список  $LS_v$  означает следующее, если  $v$  принимает значения:

- 1 – список ЭО, требующего проведения ТО в  $j$ -й группе;
- 2 – список ЭО, требующего проведения ТО в целом по энергообъекту;
- 3 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ТО в  $j$ -й группе;

4 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ТО в целом по энергообъекту;

5 – общий приоритетный список ЭО, требующего проведения ТО, составленный с учетом ограничений по трудовым ресурсам;

6 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ТО на следующий плановый период;

- $[R_j]$  – нормативная относительная сработка ресурса ЭО  $j$ -й группы между двумя ТО, в случае эксплуатации его при нормативных (расчетных) условиях;

- $R_{ij}$  – относительный фактический сработанный ресурс  $i$ -го ЭО  $j$ -й группы, определяемый с помощью специализированных устройств контроля и диагностики или рассчитанный аналитически с помощью специальных алгоритмов;

- $L_0$  – количество персонала, необходимого для проведения ТО для ЭО, которое вошло в составляемый план-график;

- $[L_0]$  – значение величины располагаемой численности персонала, выделяемого для проведения ТО на энергообъекте.

Перед аналитическим представлением математической модели целесообразно изложить основные положения, которые приняты при разработке метода составления плана-графика ТО (МСПГ-0) ЭО энергообъектов на основе определения его технического состояния с помощью средств технической диагностики.

Первое основное положение МСПГ-0 заключается в том, что ЭО назначаются работы по ТО только в том случае, когда фактический сработанный им ресурс при существующих условиях работы не меньше нормативной сработки ресурса между двумя ТО при нормативных (расчетных) условиях.

Второе основное положение МСПГ-0 заключается в том, что при составлении приоритетного списка ЭО, требующего проведения ТО, используется критерий последовательной минимизации максимальных значений интегрального показателя технического состояния ЭО - сработанный ресурс.

Третье основное положение МСПГ-0 заключается в том, что при составлении приоритетного списка ЭО, принимаемого в качестве плана-графика ТО, необходимо учитывать ограничения по трудовым ресурсам, которыми располагает энергообъект для выполнения работ этого вида.

Сформулированные основные положения МСПГ-0 и принятые обозначения параметров и понятий позволяют записать математическую модель следующим образом:

$$R_{ij} \geq [R_j], j = 1, \dots, k; \quad (2)$$

$$R_i \geq R_{i+1}, i = 1, \dots, k; \quad (3)$$

$$L \leq [L_0]. \quad (4)$$

Условие (2) обеспечивает выполнение первого основного положения МСПГ-0. Значение нормативной сработки ресурса  $[R_j]$  задается на основе обобщения опыта эксплуатации ЭО и в соответствии с техническими условиями на каждую единицу ЭО. На выполнение этого условия проверяется каждая единица ЭО из множества  $N$ . Результатом такой проверки является составление списков  $LS_1$  и  $LS_2$ .

Условие (3) реализует критерий составления приоритетных списков ЭО, требующего проведения ТО, что является отражением второго основного положения МСПГ-0. Другими словами, списки ЭО по каждой группе  $LS_1$  или в целом по энергообъекту  $LS_2$  упорядочиваются по убыванию максимальных значений фактически сработанного ресурса  $R_i$  после последнего ТО. После чего происходит переадресация номеров ЭО, составляющих списки  $LS_1$  и  $LS_2$ , соответственно в списки  $LS_3$  и  $LS_4$  по приоритету выполнения указанного критерия.

Условие (4) определяет реализацию третьего основного положения МСПГ-0. При этом для составленного приоритетного списка  $LS_4$  подсчитывается суммарная численность персонала, который будет необходим для проведения ТО всего ЭО, вошедшего в данный список. Значение величин  $l_{0ij}$  и  $L_0$  определяется по формуле

$$L_0 = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^k l_{0ij}, \quad (5)$$

где  $l_{0ij}$  - количество персонала, необходимого для проведения ТО  $i$ -го ЭО  $j$ -й группы.

Суммарная численность персонала  $L_0$  сравнивается с величиной предполагаемой численности персонала. Если неравенство (3) не выполняется, то из списка  $LS_4$  исключается последнее по порядку ЭО и вся процедура повторяется вновь до тех пор, пока условие не будет выполнено. В результате получается составленным список  $LS_5$ , а исключенное из списка  $LS_4$  ЭО формируется в список  $LS_6$ .

Приведенная математическая модель является основой для разработки автоматизированного вычислительного процесса составления планов-графиков работ по ТО ЭО энергообъектов. Она позволяет получать



широкий перечень информации (шесть списков  $LS_v$ ), необходимой для рационального управления работами по ТО на основе определения технического состояния ЭО с помощью локальных средств технической диагностики.

**Математическая модель формирования плана-графика текущих ремонтов электрооборудования с учетом результатов диагностирования.** Для записи математической модели процедуры составления плана-графика ремонтных работ ЭО примем следующие обозначения параметров и понятий, составляющих теоретическую основу метода:

- $N, m, K_j, j, i$  – эти параметры имеют тот же смысл, что и в случае составления плана-графика работ по ТО, описанного выше;
- $LR_v$  – список ЭО, требующего проведения ремонта ( $v = 1, \dots, 7$ ), причем список  $LR_v$  означает следующее, если  $v$  принимает значения:
  - 1 – список ЭО, требующего проведения ремонта в  $j$ -й группе;
  - 2 – список ЭО, требующего проведения ремонта в целом по энергообъекту;
  - 3 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ремонтов в  $j$ -й группе;
  - 4 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ремонтов в  $j$ -й группе с учетом ограничений;
  - 5 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ремонтов в целом по энергообъекту;
  - 6 – общий приоритетный список ЭО, требующего проведения ремонтов в целом по энергообъекту с учетом ограничений;
  - 7 – приоритетный список ЭО, требующего проведения ремонтов на следующий плановый период;
- $P_{ij}$  – вероятность безотказной работы, вычисленная с учетом результатов контроля режимов работы и воздействующих при этом факторов для  $i$ -го ЭО  $j$ -й группы;
- $[P_j]$  – нормативное значение допустимой вероятности безотказной работы ЭО  $j$ -й группы;
- $Q_i$  – показатель приоритета  $i$ -го ЭО, устанавливающий дисциплину очередности выполнения ремонтов ЭО в списке;
- $R_{ij}$  – относительный фактический сработанный ресурс  $i$ -го ЭО  $j$ -й группы после последнего ремонта, определяемый с помощью локальных средств технической диагностики или рассчитанный аналитически с помощью специальных алгоритмов;

- $[K]$  – допустимое количество ЭО одного технологического назначения, которое одновременно может находиться в ремонте и резерве без нарушения технологического процесса;

- $L_p$  – количество персонала, необходимого для проведения ремонтов ЭО, которое вошло в составляемый план-график;

- $[L_p]$  – располагаемая численность персонала, выделяемого на энергообъекте для выполнения ремонтных работ;

- $S$  – индекс множества состояний процесса эксплуатации. Причем ЭО находится в состоянии ремонта, если  $S = 1$ ; резерва –  $S = 2$ ; работы –  $S = 3$ ;

- $Y = \| \| y_{ks} \| \|$  – матрица стратегии управления, своими элементами  $y_{ks}$  указывающая правило управления состояниями процесса эксплуатации  $j$ -й группы ЭО. Она дает ответ на вопрос: какое ЭО из группы  $j$  в зависимости от своего технического состояния и накладываемых ограничений должно находиться в рассматриваемом плановом периоде в соответствующем состоянии с индексом  $S$ . Матрица управления имеет вид

$$Y = \| \| y_{ks} \| \| = \left\| \begin{array}{ccc} y_{11} & y_{12} & y_{13} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ y_{k1} & y_{k2} & y_{k3} \end{array} \right\| . \quad (6)$$

Матрицу управления  $Y$  можно также рассматривать как упорядоченную систему булевых векторов-столбцов  $Y = \| \bar{y}_1, \bar{y}_2, \bar{y}_3 \|$ . Она имеет размер  $k \times 3$ . Каждый элемент  $y_{ks}$  является булевой переменной, своим значением показывающий, в каком состоянии процесса эксплуатации из множества  $\{S\}$  должна находиться каждая единица ЭО  $j$ -й группы в зависимости от своего технического состояния. При этом  $y_{ks} = 1$ , если  $k$ -е электрооборудование находится в состоянии  $S$ ;  $y_{ks} = 0$ , если  $k$ -е электрооборудование в состоянии  $S$  не находится;

$Y_0$  – матрица опорной стратегии управления, своими элементами указывающая, какое состояние с индексом  $S$  соответствует техническому состоянию  $i$ -го ЭО  $j$ -й группы в рассматриваемом плановом периоде;

$Ш_Y$  – штрафная функция, определяющая величину отклонений от матрицы опорной стратегии управления при эксплуатации группы ЭО по стратегии, отличной от опорной;

$Y_{\text{опт}}$  – матрица оптимальной стратегии управления, формируемая из  $Y_0$  с учетом всех ограничений и своими элементами указывающая такое правило управления состояниями процесса эксплуатации группы ЭО, которому соответствует минимальное значение штрафной функции.

Перед аналитическим представлением математической модели целесообразно изложить основные положения, которые приняты при разработке метода составления плана-графика ремонтов (МСПГ-Р) и выбора оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации каждой группы ЭО одного технологического назначения, на основе определения их технического состояния с помощью средств технической диагностики.

Первое основное положение МСПГ-Р заключается в том, что ЭО назначается ремонт только в том случае, когда вероятность безотказной работы, вычисленная с учетом результатов контроля режимов работы и технической диагностики его основных узлов, не будет превышать значение допустимой по условию безотказности вероятности безотказной работы.

Второе основное положение МСПГ-Р исходит из того, что при составлении приоритетного списка оборудования, требующего проведения профилактического ремонта, используется критерий последовательной минимизации максимальных значений показателя приоритета, устанавливающего дисциплину очередности выполнения ремонтов ЭО в списке и находящегося в тесной зависимости от их технического состояния.

Третье основное положение МСПГ-Р заключается в том, что при составлении плана-графика ремонтов и выбора оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО их число не должно превышать допустимого количества ЭО одного технологического назначения, которое одновременно может находиться в состоянии ремонта и резерва без нарушения технологического процесса.

Четвертое основное положение МСПГ-Р учитывает то, что суммарная численность персонала, необходимого для выполнения ремонтных работ ЭО, включенного в план-график, не должна превышать располагаемой численности персонала. Тем самым учитывается ограничение по трудовым ресурсам, которыми располагает энергообъект для выполнения этого вида работ.

Пятое основное положение МСПГ-Р заключается в том, что составленный план-график профилактических ремонтов должен обеспечивать

оптимальную стратегию управления состояниями процесса эксплуатации для каждой группы ЭО одного технологического назначения. Это достигается минимизацией штрафной функции, пропорциональной числу отклонений от матрицы опорной стратегии управления при эксплуатации группы ЭО по стратегии, отличной от опорной.

Сформулированные основные положения МСПГ-Р и принятые обозначения параметров и понятий позволяют записать математическую модель следующим образом:

$$P_{ij} \leq [P_j], j = 1, \dots, m; \quad (7)$$

$$Q_i \geq Q_{i+1}, i = 1, \dots, k; \quad (8)$$

$$K_j \leq [K_j], j = 1, \dots, m; \quad (9)$$

$$L_p \leq [L_p]; \quad (10)$$

$$Y_{opt} \rightarrow \min \text{Ш}_y. \quad (11)$$

Условие (7) отражает выполнение первого основного положения МСПГ-Р. При этом на выполнение условия проверяется каждая единица ЭО из множества  $N$ , для чего предварительно вычисляется вероятность безотказной работы с учетом результатов контроля режимов работы и диагностики основных узлов. Результатом проверки является составление списков  $LR_1$  и  $LR_2$ .

Условие (8) реализует критерий составления приоритетных списков ЭО, требующего проведения ремонтов. Оно обеспечивает выполнение второго основного положения МСПГ-Р путем вычисления для каждой единицы ЭО показателя приоритета и дальнейшего упорядочивания списков  $LR_1$  и  $LR_2$  по критерию последовательной минимизации максимальных значений показателя приоритета. Результатом реализации условия (8) является составление списков  $LR_3$  и  $LR_5$ , в которых дисциплина очередности выполнения текущих ремонтов установлена в соответствии с указанным критерием.

Условие (9) означает, что количество ЭО, вошедшего в состав списка  $LR_3$ , не должно превышать допустимого количества ЭО одного технологического назначения, которое одновременно может находиться в состояниях ремонта и резерва без нарушения технологического процесса. Тем самым реализуется третье основное положение МСПГ-Р. В случае если условие (9) не выполняется, последнее в списке  $LR_3$  оборудование исключается из его состава. Проверка на выполнение условия (9) осуще-

ствляется до тех пор, пока оно не будет выполнено. В результате составляется список  $LR_4$  по каждой группе ЭО. Исключенное из списка  $LR_3$  ЭО формируется в список  $LR_7$ .

Условие (10) определяет посредством своего выполнения реализацию четвертого основного положения МСПГ-Р. При этом для приоритетного списка  $LR_5$  вычисляется суммарная численность персонала по формуле вида

$$L_p = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^k l_{pji}, \quad (12)$$

где  $l_{pji}$  – количество персонала, необходимого для проведения ремонта  $i$ -го оборудования  $j$ -й группы.

Затем значение величины  $L_p$  сравнивается с располагаемой численностью персонала. В случае если условие (10) не выполняется, последнее по порядку ЭО исключается из списка  $LR_5$  и включается в множество ЭО, образующего список  $LR_7$ . В дальнейшем данная процедура будет повторяться до тех пор, пока условие не будет выполнено. В результате выполнения условия (10) составляется список  $LR_6$ .

Условие (11) представляет собой целевую функцию математической модели МСПГ-Р с выбором оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО и является отражением пятого основного положения. При этом предварительно, на основании результатов контроля и диагностики, составляется матрица опорной стратегии управления, которая принимается в качестве эталона. Тогда целевая функция (11) означает следующее: определяется оптимальная стратегия путем последовательного перебора целесообразных для  $j$ -й группы ЭО матриц управления и сравнения их с матрицей опорной стратегии. За отклонение от эталона назначается штраф и вычисляется значение штрафной функции, которое пропорционально числу отклонений. Матрицей оптимальной стратегии управления считается та, которой соответствует минимальное значение штрафной функции.

Таким образом, формирование плана-графика текущих ремонтов ЭО энергообъектов возможно путем реализации математической модели, представленной выражениями (7) ÷ (11).

Рассмотрим порядок вычисления параметров  $Q_i$  и  $Ш_{\gamma}$ , входящих в математическую модель МСПГ-Р.

Для установления дисциплины очередности выполнения ремонтов ЭО в зависимости от его технического состояния в данной математической модели введен показатель приоритета, рассчитываемый по выражению вида

$$Q_i = (1 - P_i) R_i. \quad (13)$$

Такое выражение однозначно определяет уровень технического состояния каждого вида ЭО, так как оба сомножителя являются характеристиками его изменения под влиянием конкретных условий и режимов работы.

Определение оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО в соответствии с предложенной математической моделью связано с выбором такой матрицы управления, которая имела бы минимальное значение штрафной функции. Экономическая сущность штрафной функции заключается в том, что нерациональное управление эксплуатацией и ремонтом ЭО различных групп одного технологического назначения приводит к увеличению числа отказов, недоиспользованию ресурса, повышению неравномерности износа и т.д., т.е. к конкретным материальным затратам (штрафам). При этом величина штрафа пропорциональна количеству ЭО, находящегося в состояниях процесса эксплуатации, отличных от тех, которые рекомендуются опорной стратегией управления. За попадание группы ЭО в нежелательные ситуации типа пребывания отдельного ЭО во взаимоисключающих состояниях также необходимо вводить штраф. К таким состояниям, например, относятся состояния работы и ремонта. В качестве общей формы записи штрафной функции предлагается формула вида

$$Ш_Y = \sum_{s=1}^3 Ш_S + Ш_{\Delta} = Ш_1 + Ш_2 + Ш_3 + Ш_{\Delta}, \quad (14)$$

где  $Ш_S$  – компоненты штрафной функции  $Ш_Y$ , связанные с отклонениями векторов управления состояниями с индексом  $S$  от соответствующих векторов матрицы  $Y_0$ ;  $Ш_{\Delta}$  – дополнительный штраф, накладываемый в том случае, когда в рассматриваемой матрице управления имеется ЭО, находящееся во взаимоисключающих состояниях по сравнению с матрицей опорной стратегии управления.

Согласно методу штрафных функций [4] значение величины  $Ш_S$  может быть вычислено по следующей формуле:

$$Ш_S = \frac{\rho}{2} \Psi_S^2, \quad (15)$$

где  $\rho$  – параметр штрафа (неотрицательный коэффициент), принимающий значения из области  $0 < \rho < \infty$ ;  $\psi_s$  – штрафной терм, определяющий величину отклонения рассматриваемой матрицы от матрицы  $Y_0$  для каждого состояния  $S$ .

Для возможности проведения практических расчетов  $\Psi_s$  необходимо определить  $\rho$  и  $\psi_s$ , входящие в формулу (15). В [5] рекомендуется параметр штрафа выбирать из условия достаточной сходимости процесса оптимизации. При этом учитывается, что "слишком малые"  $\rho$  (0,1; 0,01; 0,001) не позволяют получить приемлемого приближения к точке экстремума, а "слишком большие"  $\rho$  (10; 100; 1000) дают плохую обусловленность точки экстремума. В решаемой задаче под точкой экстремума понимается минимальное значение штрафной функции. На рис. 1 показаны линии уровня квадратичной штрафной функции вида (15), из которых видно, что наилучшую обусловленность и приемлемый уровень сходимости функция имеет при  $\rho = 1$ .

Исходя из сказанного, а также в целях упрощения записи штрафной функции величина параметра штрафа принимается равной единице ( $\rho = 1$ ).

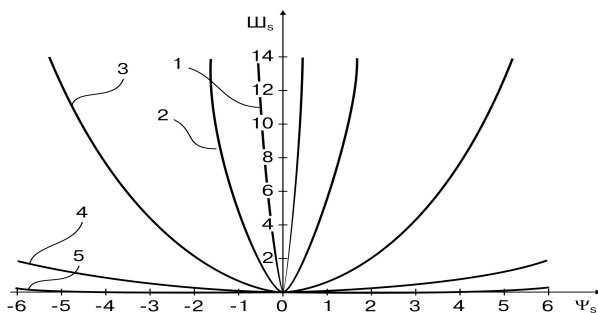


Рис. 1. Линии уровня квадратичной штрафной функции при различных значениях параметра штрафа: 1 -  $\rho = 100$ ; 2 -  $\rho = 10$ ; 3 -  $\rho = 1$ ; 4 -  $\rho = 0,1$ ; 5 -  $\rho = 0,01$

Штрафной терм в (15) пропорционален количеству ЭО из рассматриваемой матрицы управления, находящегося в состоянии, отличном от того, которое рекомендуется матрицей опорной стратегии управления, т.е. его численное значение может быть определено по формуле

$$\psi_s = \varphi_s - \varphi_{snp}, \tag{16}$$

где  $\varphi_{snp}$  – предельное количество ЭО, которое должно находиться в состоянии с индексом  $S$  в соответствии с матрицей опорной стратегии

управления;  $\varphi_S$  – количество ЭО, находящегося в состоянии с индексом  $S$  в рассматриваемой матрице управления.

Для получения численного значения  $\psi_S$  по (16) необходимо подсчитать в матрице опорной стратегии управления количество ЭО, находящегося в состоянии с индексом  $S$ , и принять его за предельное количество ЭО. Затем также для рассматриваемой матрицы управления подсчитывается количество ЭО, находящегося в состоянии с индексом  $S$ . После этого вычисляется  $\psi_S$  по (16).

Значение дополнительного штрафа  $Ш_\Delta$  будем определять следующим образом:

$$Ш_\Delta = \begin{cases} \frac{\rho}{2} \psi_\Delta^2 & \text{– в случае, когда в матрице имеются взаимоисключающие состояния;} \\ 0 & \text{– в случае, когда взаимоисключающих состояний в матрице нет,} \end{cases}$$

где  $\psi_\Delta$  – дополнительный штрафной терм, определяющий величину дополнительного штрафа в зависимости от количества ЭО, находящегося во взаимоисключающих состояниях, вычисляемый по формуле

$$\psi_\Delta = (\varphi_\Delta - \varphi_{\Delta np})^{1/2}. \quad (17)$$

Здесь  $\varphi_\Delta$  – количество ЭО, находящегося в рассматриваемой матрице во взаимоисключающих состояниях и определяемое по формуле

$$\varphi_\Delta = \varphi_{\Delta 1} + \varphi_{\Delta 3}, \quad (18)$$

где  $\varphi_{\Delta 1}$  и  $\varphi_{\Delta 3}$  – соответственно количество ЭО, которое находится в рассматриваемой матрице в состоянии ремонта и работы, в то время как, в соответствии с матрицей опорной стратегии управления, оно должно находиться, наоборот, в состоянии работы и ремонта;  $\varphi_{\Delta np}$  – количество ЭО, находящегося в матрице опорной стратегии управления во взаимоисключающих состояниях.

Принимаем  $\varphi_{\Delta np} = 0$ , так как матрица опорной стратегии управления принята за эталон. Тогда величина дополнительного штрафа с учетом того, что  $\rho = 1$ , и формул (17), (18) может быть определена следующим образом:

$$Ш_\Delta = \frac{1}{2} \varphi_\Delta = \frac{1}{2} (\varphi_{\Delta 1} + \varphi_{\Delta 3}). \quad (19)$$



Подставляя формулы (15), (16), (17) и значение  $\rho$  в выражение (14), получим результирующее выражение, которое и используется для конкретных вычислений штрафной функции:

$$Ш_Y = \frac{I}{2} \left[ \sum_{s=1}^3 (\varphi_s - \varphi_{snp})^2 + \varphi_{\Delta} \right], \quad (20)$$

или в развернутом виде

$$Ш_Y = \frac{I}{2} [(\varphi_1 - \varphi_{1np})^2 + (\varphi_2 - \varphi_{2np})^2 + (\varphi_3 - \varphi_{3np})^2 + (\varphi_{\Delta 1} + \varphi_{\Delta 3})]. \quad (21)$$

Общее число возможных вариантов различных матриц управления определяется по выражению

$$V = S^k = 3^k. \quad (22)$$

Как следует из (5.22), количество возможных вариантов быстро и постоянно увеличивается по геометрической прогрессии со знаменателем "три". Для сокращения времени решения задачи необходимо уменьшить общее количество вариантов, что достигается путем исключения тех из них, которые не рассматривают использования ЭО по прямому назначению. К числу таких вариантов относятся все варианты, в которых вектор управления состоянием работы является нулевым,  $\bar{y}_3 = \bar{e}$ . Тогда целесообразное число вариантов определяется из выражения

$$V_y = S^k - (S - 1)^k = 3^k - 2^k. \quad (23)$$

Если выражение  $(S - 1)$  из (23) разложить по формуле бинома Ньютона и сделать необходимые преобразования, то получится следующая формула для определения  $V_y$ :

$$V_y = \sum_{i=1}^k (-1)^{i+1} \cdot C_k^i \cdot S^{k-i}, \quad (24)$$

где  $C_k^i = \frac{k!}{i! (k - i)!}$ .

В табл. 1 приведены значения общего количества возможных и целесообразных вариантов, вычисленных по формулам (22) и (24).

Как видно из табл. 1, способ сокращения общего количества возможных вариантов за счет исключения тех из них, у которых  $\bar{y}_3 = \hat{e}$ , особенно эффективен при  $k \leq 5$ . В этом случае количество вариантов уменьшается более чем на 10 %.

Если при определении оптимальной стратегии несколько матриц управления имеют одинаковое значение минимума штрафной функции, то предпочтение следует отдавать той стратегии, у которой в вектор управления состоянием ремонта входят в первую очередь элементы с большим значением показателя приоритета, а в вектор управления состоянием работы - с меньшим значением показателя приоритета.

Таблица 1. **Количество вариантов матрицы управления при трех состояниях процесса эксплуатации**

Число единиц ЭО в группе К	Общее количество вариантов V	Целесообразное количество вариантов V <sub>ц</sub>	Уменьшение V <sub>ц</sub> по отношению к V, %
1	3	1	66,7
2	9	5	44,4
3	27	19	29,6
4	81	65	19,8
5	243	211	13,2
6	729	665	8,8
7	2187	2059	5,9
8	6561	6305	3,9
9	19683	19171	2,6
10	59049	58025	1,7
11	177147	175099	1,2
12	5311441	527345	0,8

Проиллюстрируем использование штрафной функции на примере выбора матрицы оптимальной стратегии управления группы ЭО. В целях сокращения размерности решаемой задачи и получения более наглядных результатов принимаются исходные данные, представленные в табл. 2

Таблица 2. **Исходные данные для выбора оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации группы ЭО**

Параметры модели	Номер электрооборудования в группе			
	1	2	3	4
Вероятность безотказной работы $P_i$	0,9	0,9	0,9	0,45
Относительный сработанный ресурс $R_i$	0,05	0,07	0,09	0,27
Показатель приоритета $Q_i$	0,005	0,007	0,009	0,1485

Параметры модели	Номер электрооборудования в группе			
	1	2	3	4
Допустимая вероятность безотказной работы [P]	0,85			
Допустимое число ЭО, находящихся в ремонте и резерве [K]	2			

Из анализа данных табл. 2 следует, что к ЭО, требующему ремонта, относится оборудование с номером 4, т.к. в соответствии с математической моделью выполняется условие (7), а первые три единицы ЭО по своему техническому состоянию должны находиться в работе. Тогда матрицу опорной стратегии управления следует представить в следующем виде:

$$Y_0 = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}.$$

Общее и целесообразное количество вариантов матрицы управления по табл. 1 соответственно равно 81 и 65. Для выбора матрицы оптимальной стратегии управления воспользуемся условиями математической модели (7) ÷ (11) и выражением (21). Результаты определения штрафной функции для восьми наиболее типичных матриц управления представлены в табл. 3.

Как показывает анализ этих данных, абсолютный минимум штрафной функции, равный 1, достигается в случае, если группа ЭО будет эксплуатироваться в соответствии со стратегией, характеризуемой матрицей  $Y_3$ . При этой стратегии первое и второе ЭО должно находиться в состоянии работы, третье - в состоянии резерва и четвертое - в состоянии ремонта. При всех других вариантах стратегий управления значение величины штрафной функции будет выше.

Поэтому в качестве оптимальной выбираем стратегию с матрицей  $Y_3$ . Однако из матрицы  $Y_3$  путем различных вариаций векторов управления состояниями можно получить матрицы  $Y'_3$  и  $Y''_3$ , у которых значения штрафной функции также равны 1.

$$Y'_3 = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad Y''_3 = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}.$$

*Математические модели формирования плана-графика профилактических работ электрооборудования с учетом результатов диагностирования*

Таблица 3. **Варианты стратегий управления состояниями процесса эксплуатации группы ЭО и соответствующие им значения штрафной функции**

Матрица стратегии управления состояниями процесса эксплуатации	Значение штрафной функции $Ш_{Y_i}$	
Y1	0 0 1 0 0 1 1 0 0 1 0 0	1,5
Y2	0 0 1 0 0 1 0 1 0 0 1 0	3
Y3	0 0 1 0 0 1 0 1 0 1 0 0	1
Y4	0 1 0 1 0 0 0 0 1 0 0 1	2
Y5	0 1 0 0 0 1 0 0 1 0 1 0	3
Y6	0 0 1 1 0 0 0 0 1 0 1 0	1,5
Y7	0 1 0 0 1 0 0 0 1 0 0 1	3,5
Y8	0 0 1 1 0 0 1 0 0 0 0 1	2,5

Тогда, выбирая оптимальную стратегию из множества  $\{Y_3, Y'_3, Y''_3\}$ , предпочтение следует отдать стратегии  $Y_3$ , т.к. в соответствии с условием (8)  $Q_1 < Q_2 < Q_3 < Q_4$ , а это означает, что в первую очередь в состоянии работы должно находиться ЭО с номером 1 и 2. Именно поэтому и рекомендуется в качестве матрицы оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации выбрать  $Y_3$ .

Полученные в процессе планирования графики ремонтных работ служат основанием для проведения ремонта исполнителями, подрядными организациями и сервисными службами энергообъектов. После заверше-

ния ремонта составляются акты выполненных работ, отражающие фактическое использование материальных и трудовых ресурсов. Разработанный метод и математическая модель (7) ÷ (11) являются основой для автоматизации процесса составления планов-графиков ремонтных работ ЭО объектов энергетики с выбором оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО одного технологического назначения.

### **Выводы**

1. Разработаны метод и математическая модель формирования плана-графика работ по техническому обслуживанию ЭО с учетом результатов диагностирования.

2. Разработаны метод и математическая модель формирования плана-графика текущих ремонтов ЭО с учетом результатов диагностирования.

3. Методы составления плана-графика профилактических работ характеризуются также тем, что они учитывают возможность формирования списков ЭО, требующего проведения работ каждого вида не только на текущий, но и на следующий плановый период (неделю, месяц). Составленные по этим спискам планы-графики на следующий плановый срок помогают персоналу ремонтной службы энергообъектов сделать необходимые приготовления для выполнения работ каждого вида.

4. Использование матричного метода при формировании плана-графика ремонтов ЭО позволяет выбрать оптимальную стратегию управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО по критерию минимума штрафной функции. Получено выражение для вычисления значений штрафной функции, которая учитывает отклонение рассматриваемой матрицы управления от матрицы опорной стратегии управления, составленной по результатам диагностирования состояния основных узлов ЭО.

5. Реализация методов позволяет более обоснованно подходить к составлению планов-графиков за счет выявления фактической потребности ЭО в работах каждого вида, повысить надежность ЭО, эффективность и культуру эксплуатации, выбрать оптимальную стратегию управления состояниями процесса эксплуатации различных групп ЭО одного технологического назначения. При этом предлагаемые методы характеризуются, наряду с отмеченными принципиальными особенностями, преемственностью с действующей системой ППР.

### **Библиографический список**

1. РДПр 34-38-030-92. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

*Оценка допустимого интервала предыстории  
в задаче уточнения прогноза нагрузки*

---

2. **Байхельд Ф., Франкен П.** Надежность и техническое обслуживание. Математический подход. – М.: Радио и связь, 1988. – 392 с.
3. **Назарычев А.Н., Савельев В.А.** Способ учета результатов диагностирования при определении сроков ремонта электрооборудования // Энергетика: экономика, технологии, экология. - 2001. - № 3 – С. 49 – 53
4. **Фиакко А., Мак-Кормик Г.П.** Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации. – М.: Мир, 1972. – 380 с.
5. **Гилл Ф., Мюррей У., Райт М.** Практическая оптимизация / Пер. с англ. В.Ю. Лебедева; Под ред. А.А. Петрова. – М.: Мир, 1985. – 509 с.

УДК 621.311.16

**Оценка допустимого интервала предыстории  
в задаче уточнения прогноза нагрузки**

*И.В. Арасланова, инж.*

Наиболее известными методами прогнозирования графиков нагрузки являются метод статистической экстраполяции и метод наименьших квадратов, а также комбинации этих методов. Исходные данные для них – это значительный объём статистических сведений о нагрузке, который в зависимости от срока прогнозирования требуется иногда длительностью в несколько лет. В реальных условиях развития российской экономики часть статистических данных за это время становится непредставительной, не только не повышающей, но и ухудшающей точность прогноза. То есть прогнозирование, основанное на устойчивости временных рядов, в современных условиях нестабильности не всегда корректно. Время работы алгоритма зависит от объёма исходных данных. Следовательно, для повышения экономичности используемых методов при сохранении заданной точности расчётов следует определить минимально необходимый интервал предыстории. Это актуально и для рационального использования памяти информационно-вычислительного комплекса.

С этой целью были исследованы графики электропотребления АО «Кировэнерго» за период с января 1997 г. по декабрь 2000 г. Рассматривалось изменение погрешности прогноза при постепенном увеличении интервала предыстории от 2 до 21 суток для двух характерных групп графиков. Первая группа – это относительно стабильные графики, относящиеся к периодам «зима», «лето». Вторая группа – графики, для которых

характерны изменения как количественные, так и качественные («весна», «осень»). В основе расчётов лежал метод статистической экстраполяции. Как следует из анализа результатов исследования, максимальная погрешность прогноза для интервала в двое – трое суток достигает 5-6 % для периодов «зима», «лето» и 7-9 % - для периодов «весна», «осень». С увеличением интервала прогнозирования погрешность несколько снижается и на уровне четырёх - шести суток стабилизируется (см. рис. 1).

При последующем увеличении количества дней предыстории не отмечено дальнейшего уменьшения погрешности, а для сезона «весна», «осень» наблюдается даже некоторое её увеличение. Оценивая полученные результаты, можно утверждать, что минимально допустимый интервал предыстории составляет от четырёх до шести дней, а максимально необходимый – от 10 до 14 дней (без выходных).

Аналогично было исследовано влияние интервала прогнозирования (послеистории) на погрешность. Отмечено увеличение погрешности после интервала от шести дней для периода стабильных графиков («зима», «лето») и трёх-четырёх дней для периодов «весна», «осень». Это позволяет вносить коррекцию в прогноз выходных дней и при переходе к следующей неделе.

Основой используемого метода статистической экстраполяции является определение корреляционной зависимости между часовыми значениями нагрузок. Стандартные коэффициенты корреляции рассчитываются по средним значениям нагрузок:

$$r_{i\tau} = \frac{1}{n-1} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n p_{it} \cdot p_{i\tau}}{\sigma_i \cdot \sigma_\tau},$$

где  $p_{it}(p_{i\tau})$  - отклонения потребления от среднего в час  $t(\tau)$  за  $n$  суток,  $t(\tau)$  – час суток (1, 2, ..., 24).

Соответственно, прогнозируемые значения нагрузки вычисляются как

$$P_i^{np} = P_i^{cp} + \frac{1}{7} \sum_{\Delta t=0}^6 r_{\Delta t} (P_{t-\Delta t}^{факт} - P_{t-\Delta t}^{cp}).$$

Можно увеличить точность прогноза, если в качестве среднего использовать трендовое значение, определённое по методу наименьших квадратов:

$$P_{mp}^{np} = \alpha + \beta(T+1),$$

где  $(T+1)$  – момент упреждения.

*Оценка допустимого интервала предыстории  
в задаче уточнения прогноза нагрузки*

---

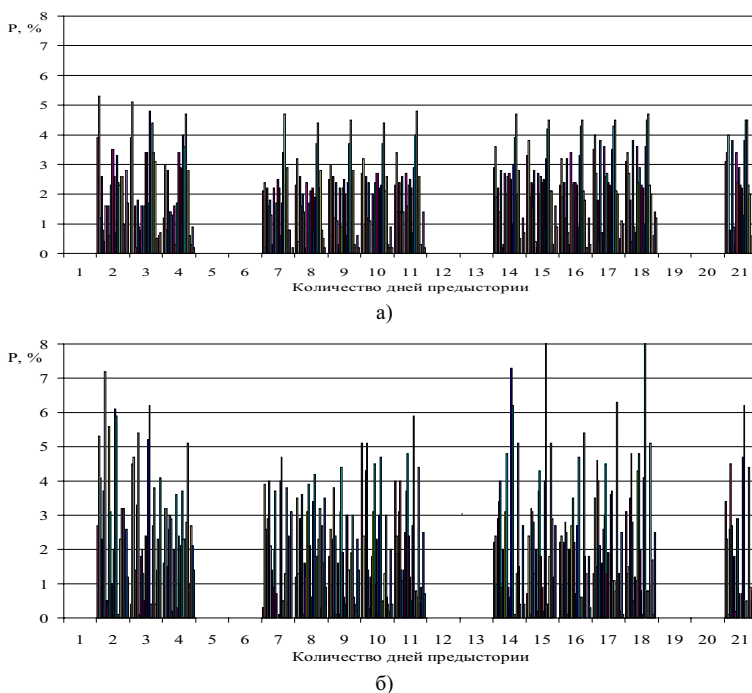


Рис. 1. Гистограммы погрешностей прогноза в зависимости от интервала предыстории: а - для периода «лето»; б - для периода «весна»

Это подтверждается результатами расчётов, проведённых для графиков АО «Кировэнерго». Полученные результаты прогноза по методу статистической экстраполяции с использованием средних значений нагрузки и с использованием тренда были оценены по абсолютной погрешности относительно фактических данных. На рис. 2 представлены типовые кривые отклонений.

Анализ результатов показал следующее:

- прогноз с использованием тренда в качестве среднего является более точным;
- в режиме минимальных нагрузок, а также в ночные часы отклонения минимальны;
- в период максимальных нагрузок отклонения более существенны и имеют более плотный график;



- на стыке сезонов в ночные часы происходит резкое изменение отклонения, при этом знак последнего меняется на противоположный.

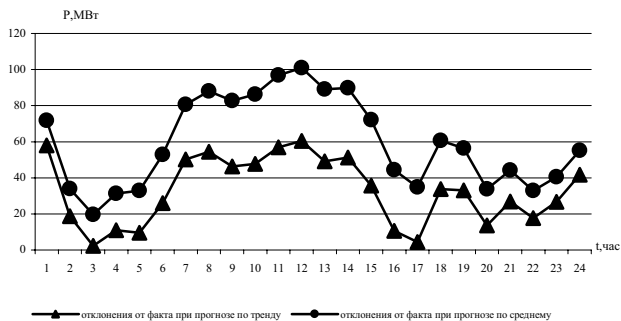


Рис. 2. Погрешности прогноза в зависимости от метода расчёта

Таким образом, используя результаты календарного планирования в суточном прогнозировании нагрузок, можно повысить точность прогноза.

#### Библиографический список

1. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. Оптимизационные задачи АСДУ энергосистемами. – М.: Высш. шк., 1983
2. Арасланова И.В., Петрухин А.Н. Оптимальный период предыстории при прогнозе нагрузки энергосистемы // Сб. материалов Всероссийской научно-технической конференции «Наука–производство–технологии–экология». В 5 т. – Киров: Изд-во ВятГТУ, 2002. Т. 2. ЭТФ. – С.110– 112.

УДК 621.311:632.11

## Уточнение весовых коэффициентов при учете метеофакторов

*И.В. Арасланова, инж.,  
А.Н. Петрухин, Н.Г. Репкина, кандидаты техн. наук*

Увеличение точности прогноза графика нагрузки – актуальная задача, решение которой может осуществляться в разных направлениях. Одним из способов снижения погрешности прогноза может быть точный

учёт метеорологических факторов. В настоящее время наблюдается резкое отклонение метеофакторов от многолетних среднестатистических данных, что вызвано экологическими проблемами. Особенно это характерно для температуры наружного воздуха. Кроме того, имеют место качественные изменения в структуре потребления некоторых энергосистем, вызванные увеличением содержания коммунально-бытовой нагрузки, которая в значительной степени меняется с изменением погодных условий.

В общем виде прогнозируемое значение нагрузки может быть представлено выражением

$$P_{np} = P'_{np} + \Delta P',$$

где  $P'_{np}$  - расчётное значение нагрузки, определённое, к примеру, по методу статистической экстраполяции либо какому-то другому методу;  $\Delta P'$  - коррекция, учитывающая погодные изменения.

Воздействие метеорологических факторов на суммарное потребление активной мощности можно представить в виде

$$\Delta P' = k_T \cdot \Delta T^\circ + k_V \cdot \Delta V + k_E \cdot \Delta E,$$

где  $\Delta T^\circ$  - изменение температуры для прогнозируемых суток по сравнению с днём, когда рассчитывается прогноз, °С;  $\Delta V$  - изменение скорости ветра, м/с;  $\Delta E$  - изменение освещённости, люкс;  $k_T, k_V, k_E$  - весовые коэффициенты отклонений соответствующих параметров.

Для определения весовых коэффициентов были проанализированы суточные графики АО «Кировэнерго» за год с учетом фактических значений температуры, скорости ветра и освещённости в трёх точках за сутки.

В результате были получены средние значения весовых коэффициентов  $\bar{k}$  и рассчитаны их среднеквадратические отклонения  $\sigma$  для Кировской энергосистемы:

$$\bar{k}_T = -5,204 \text{ MBm}/^\circ \text{C};$$

$$\bar{k}_V = 2,56 \text{ MBm}/(\text{м}/\text{с});$$

$$\bar{k}_E = -0,008877 \text{ MBm}/\text{люкс}.$$

$$\sigma_T = 0,751 \text{ MBm}/^\circ \text{C} (14,1\%);$$

$$\sigma_V = 0,18 \text{ MBm}/(\text{м}/\text{с}) (7,1\%);$$

$$\sigma_E = 0,000240 \text{ MBm}/\text{люкс} (2,7\%).$$

При дальнейших наблюдениях было отмечено, что весовые коэффициенты изменяются в диапазоне, границы которого различны по сезонам года. После того как абсолютные значения коэффициентов были переведены в относительные к максимуму электропотребления наблюдаемого периода (1200 МВт), выявилась их стабильность при существенном (иногда в два раза) абсолютном изменении этих коэффициентов. Из указанного наблюдения следует, что учёт влияния метеофакторов необходимо осуществлять не по абсолютным значениям весовых коэффициентов, а по относительным.

Определяющим фактором при учёте коррекции  $\Delta P'$  является температура. Влияние ветра и влажности на энергопотребление осуществляется через изменение температуры объекта и среды. Поэтому целесообразно определять комплексный коэффициент комбинированного действия температуры, влажности и скорости ветра, т.е. коэффициент эффективной температуры.

#### **Библиографический список**

1. Петрухин А.Н., Арасланова И.В. Повышение точности прогноза графика электроснабжения // Тез. докл. регионал. науч.-техн. конф. «НАУКА-ПРОТЭК-98». – Киров, 1998. Т.2. – С.101–102.

2. Влияние метеорологических факторов на электропотребление / Б.И. Макоклоев, В.С. Павликов, А.И. Владимиров, Г.И. Фефелова // Электр. станции. – 2002. – № 1.

УДК 621.311:519.242

### **Корреляционные коэффициенты при оценке состояния системы**

*И.В. Арасланова, инж., А.Н. Петрухин, канд. техн. наук*

Взаимосвязь между вероятностными множествами  $X$  и  $Y$  характеризуется корреляционным моментом:

$$K_{XY} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - X_{cp})(y_i - Y_{cp}).$$

Степень взаимосвязи множеств  $X$  и  $Y$  оценивается корреляционным коэффициентом, нормирующим величину  $K_{XY}$ ,

$$\rho_{XY} = \frac{K_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y},$$

где  $\sigma_X, \sigma_Y$  – средние квадратические отклонения.

В частности, при сечении множества  $Y$  по времени

$$\rho_{\pi\tau} = \frac{1}{n-1} \frac{\sum_{i=1}^n Y_i' Y_i^\tau}{\sigma' \sigma^\tau}.$$

Установив корреляционную зависимость вероятностных множеств, можно, в частности, оценить воздействие возмущений, как возникающих в системе, так и приходящих по межсистемным связям.

Мы можем определить ряд корреляционных коэффициентов, стабильных и характерных, для систем с увеличивающимся интервалом расхождения и выяснить степень затухания возмущения. Считается, что на уровне энергосистемы возмущения затухают за 6-7 часов. На уровне предприятия - это десятки минут, что определяется меньшей инерцией такой системы.

Коэффициенты корреляции могут быть аппроксимированы в виде корреляционных функций [1]. Наиболее распространенные способы аппроксимаций корреляционных функций приведены ниже.

$$K(\tau) = K(0) \exp(-\alpha |\tau|)$$

$$K(\tau) = K(0) \exp(-\alpha |\tau|) \cos \beta \tau$$

$$K(\tau) = K(0) \exp(-\alpha |\tau|) \left( \cos \beta \tau + \frac{\alpha}{\beta} \sin \beta |\tau| \right)$$

$$K(\tau) = a \cdot \exp(-\alpha |\tau|) + b \cdot \exp(-\beta |\tau|)$$

$$K(\tau) = A_1 \cdot \exp(-\alpha_1 |\tau|) \cos \beta_1 \tau + A_2 \cdot \exp(-\alpha_2 |\tau|) \cos \beta_2 \tau$$

$$K(\tau) = A \cdot \exp(-\beta |\tau|) \cos \gamma \tau + C \cdot \exp(-\delta |\tau|) + \mu$$

Из сопоставления способов следует, что трудности анализа связаны не с особой физической природой случайных процессов, а с математическими особенностями их описания. В качестве исходной информации при подборе аналитического выражения для корреляционной функции используются обычно дискретные значения корреляционных моментов, определяемые на ЭВМ с некоторым шагом квантования по времени для массива значений изучаемого случайного процесса.

Данное определение корреляционных коэффициентов предполагает их стабильность. Стабильность степени корреляции для определенного класса систем определяется как их пространственным взаиморасположением, так и мерой инертности. Д.А. Арзамасцев [2] распространил это положение и на системы с временным сдвигом, сохранив утверждение, что коэффициенты корреляции характерны для данной энергосистемы при прогнозе графика нагрузки. Анализ результатов проведенных расчетов показал два крайних случая расхождения. В одном случае коэффициенты корреляции на уровне 4-го часа меняют знак (рис. 1). В другом - наблюдается устойчивое малое затухание коэффициентов, когда коэффициент седьмого часа составляет более 0,75.

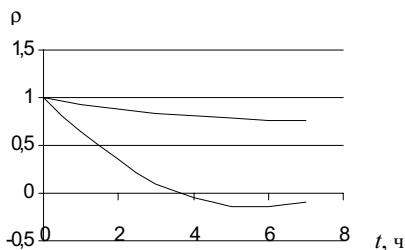


Рис. 1. Изменение характерных коэффициентов корреляции энергосистемы

Отметив, что первый случай наблюдался летом, а второй - зимой, считаем возможным предположить, что такое изменение коэффициентов связано как с изменением меры инертности системы, так и с изменением ее характеристик. Появившееся возмущение может затухать как в связи с рассеянием энергии в сопротивлениях элементов, так и в результате действия систем автоматического регулирования.

Первый случай является характерным для систем с перерегулированием, когда могут провоцироваться автоколебания. Во втором, вероятно, возможности регулирования системы были исчерпаны и затухание происходило только за счет естественного рассеяния, что опасно возможным сложением колебаний [3].

Сезонное изменение коэффициентов корреляции позволяет предположить, что они изменяются и в течение более коротких интервалов вре-

мени, в частности в течение суток. На рис. 2 приведено распределение коэффициентов корреляции для энергосистемы, из которого видно, что изменение величин коэффициентов существенно превышает возможный случайный разброс.

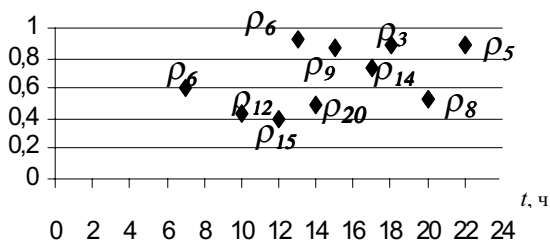


Рис. 2. Распределение коэффициентов корреляции в течение суток

### Выводы

1. Коэффициенты корреляции, используемые для оценки затуханий возмущений в энергосистеме, существенно меняются в течение периода времени.

2. Контроль за изменением коэффициентов корреляции, как интегральным показателем состояния системы, может быть использован для внесения коррективов в алгоритм управления.

### Библиографический список

1. Шумилов В.Ф. Корреляционные функции и спектральные плотности случайных нагрузок промышленных установок // Электричество. – 1988. – № 3.
2. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.:Высш. шк., 1983.
3. Арасланова И.В., Петрухин А.Н. Повышение точности прогноза графика электроснабжения // Региональная науч.–техн. конф. «Наука – Протэк –98». – Киров, 1998.
4. Александрова Л.Э. Математическая модель электрической нагрузки подстанции 220/110 кВ с комплексным составом потребителей // Надежность и оптимизация систем электроснабжения промышленных предприятий. – Чебоксары: Чувашск. гос. ун–т, 1982.

УДК 621.31:519.876.5

## О распознавании формы тренда

*А.Н. Петрухин, И.П. Чесноков, кандидаты техн. наук*

Экспериментальные исследования позволяют получить весьма ограниченный объём информации, в котором присутствуют погрешности метода, погрешности измерения и случайные помехи.

Использование критериев достоверности даёт возможность отбросить часть аппроксимаций, но не найти форму тренда, оптимальную на интервале. Сопоставляя среднеквадратические погрешности различных приемлемых форм тренда, мы можем принять решение.

В ряде случаев (расходные характеристики турбо- и гидроагрегатов, хронографирование опытов самоторможения при определении потерь и др.) необходимо выявить наличие составляющей второго порядка в тренде

$$y_1 = a_1x + b_1$$

или

$$y_2 = a_2x^2 + b_2x + c$$

Это может быть сделано, если подвергнуть ряд экспериментальных значений двукратному численному дифференцированию. В результате такой операции мы получаем  $y_1'' = 0, y_2'' = 2a_2$ . Экспериментальные значения в первом случае располагаются симметрично относительно оси  $x$  и  $\Delta + = \Delta -$ . Во втором случае значения смещены относительно оси  $x$  в соответствии со знаком коэффициента  $a_2$ .

К тому же при двукратном дифференцировании происходит увеличение погрешности на два порядка, что облегчает распознавание.

Надёжность обработки повышается, если предварительно очистить первоначальный ряд от явно недостоверных значений (коммутационные помехи и т.д.)

Достоинства предлагаемой методики видны из примера обработки хронограммы опыта короткого замыкания генератора 120 МВт (см. таблицу).

№	$t, c$	$\Delta t, c$	$\Delta \Delta t, c$
32	29,875		
33	32,340	2,465	

Продолжение таблицы

№	$t, c$	$\Delta t, c$	$\Delta \Delta t, c$
34	34,214	1,874	-0,609
35	37,889	3,675	1,799
36	40,570	2,681	-1,006
37	43,260	2,690	0,009
38	45,954	2,694	0,004
39	48,656	2,702	0,008
40	51,363	2,707	0,005
41	54,080	2,717	0,010
42	56,799	2,719	0,002
43	59,528	2,729	0,010

Обработка показывает:

1. Наличие ошибки в замерах № 32-36 (навodka в цепях измерения при коммутации силовой цепи), которая практически симметрична и может быть устранена сглаживанием.

2. Устойчивое положительное изменение первой разницы  $\Delta t$  с темпом 0,007 с.

3. Если изменение  $\Delta t$  довольно стабильно, порядка 0,25 %, и её разброс не влияет на качество обработки, то изменение второй разницы  $\Delta \Delta t$  при наличии положительного темпа, т.е. присутствии составляющей более высокого порядка, подвержено колебаниям до 70 % (№ 42).

Авторы неоднократно использовали этот метод при испытаниях на агрегатах ГЭС. Применение неравномерной координатной сетки при обработке ряда значений может выявить и оценить не только целочисленную, но и дробную степенную зависимость.

Метод может быть использован при оперативном управлении для повышения качества.

#### Библиографический список

1. Гук Ю.Б. Основы надёжности электроэнергетических установок. Л.: Из-во Ленингр. ун-та, 1986.
2. Математические задачи электроэнергетики // Электрические системы: Сб. – Т.1. – М.: Высш. шк., 1970.



УДК 621.311.925:681.3

## **Способ декомпозиции сложной электрической сети при исследовании электромагнитных переходных процессов методом непрерывно-дискретного моделирования**

*В.А. Шуин, д-р техн. наук, О.В. Фролова, канд. техн. наук*

**Введение.** Электромагнитные переходные процессы, возникающие при коротких замыканиях (КЗ) и других нарушениях нормального режима электроэнергетических систем (ЭЭС), могут значительно искажать формы входных воздействующих величин и оказывать существенное влияние на функционирование быстродействующих устройств релейной защиты (УРЗ). К таким УРЗ относятся, в частности, быстродействующие основные защиты линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов сверхвысокого напряжения (СВН) 330-1150 кВ, защиты от однофазных замыканий на землю сетей 6-35 кВ и др. [1-3]. Необходимость в исследовании электромагнитных переходных процессов в ЭЭС возникает и при решении ряда других задач.

В связи со сложной конфигурацией ЭЭС основным методом исследования и анализа электромагнитных переходных процессов, возникающих при повреждениях и аварийных режимах, а также при коммутационных переключениях на электростанциях и в электрических сетях, в настоящее время является имитационное моделирование с использованием ЭВМ. Электроэнергетические объекты (ЭЭО) относятся к классу сложных динамических систем, математическое описание которых представляет собой совокупность, в общем случае нелинейных, алгебро-дифференциальных, а также логических уравнений. Прямое использование подобного способа описания динамических режимов функционирования ЭЭО при построении имитационных моделей исследуемых систем является малоприменимым из-за большой размерности и сложности формирования аналитических моделей. В настоящее время при построении проблемно- и объектно-ориентированных систем моделирования для указанных целей наиболее приемлемой считается концепция структурного моделирования, реализующая блочный принцип формирования имитационных моделей исследуемых объектов и систем из готовых блоков – структурных (схемных) моделей базовых компонентов [4, 5 и др.].

**Метод непрерывно-дискретного моделирования электромагнитных переходных процессов в ЭЭС.** На основе указанной выше концеп-

ции в ИГЭУ разработан метод, условно названный методом непрерывно-дискретного моделирования переходных процессов в ЭЭС [6]. Идея метода заключается в формировании математической модели электрической сети из типовых трехфазных или однофазных элементов – блоков в виде системы непрерывно-дискретных уравнений состояния (СДУ первого порядка в нормальной форме Коши).

Под непрерывно-дискретной (непрерывной по времени и непрерывной-дискретной по значениям электрических величин) моделью типового блока (линии, генератора, трансформатора и др.) ЭЭС будем понимать уравнения состояния, параметры правых частей которых дискретно зависят от состояния контактов коммутационных элементов (выключателей, автоматов, разъединителей и т.п.), включенных в цепи данного блока.

Практически все необходимые для целей имитационного моделирования переходных процессов модели типовых блоков могут быть построены на основе ограниченного набора базисных трехфазных компонентов с сосредоточенными параметрами: последовательного и параллельного активно-индуктивного сопротивления, последовательного и параллельного активно-емкостного сопротивления, идеальных трансформаторов с различными схемами соединения обмоток, идеальных источников напряжения, а также нелинейных зависимостей типа  $L = f(i)$ ,  $C = f(u)$  и т.п. Модели элементов с распределенными параметрами могут быть получены на базе трехфазных цепных схем из указанных выше компонентов. С учетом этого математическую модель можно представить как трехфазный  $LR$ -многополюсник (рис. 1), в общем случае нелинейный, или как соединение нескольких  $LR$ -многополюсников, входы и выходы которых (непосредственно или через трехфазные коммутационные элементы) подключены к источникам напряжения, входам или выходам трехфазных  $GC$ -многополюсников или образуют нейтраль.

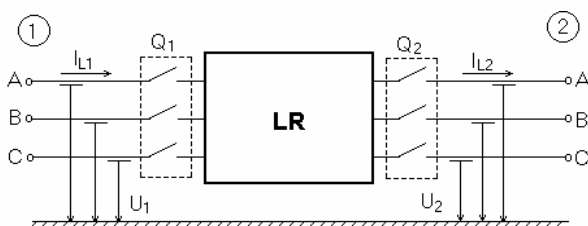


Рис. 1. Трехфазный  $LR$ -многополюсник

Соответственно математическую модель такого блока в общем случае можно представить как совокупность контурных уравнений состояния для напряжений  $LR$ -многополюсника и узловых уравнений состояния для токов  $GC$ -многополюсников:

$$\frac{d}{dt}[U_L] = [L_Q]^{-1} \{ [Q_E][E] - [Q_U][U_C] - [R_Q][I_L] \}; \quad (1)$$

$$\frac{d}{dt}[U_C] = [C]^{-1} \{ [H][I_L] - [G][U_C] \}, \quad (2)$$

где  $[L_Q]$ ,  $[R_Q]$  - квадратные матрицы индуктивностей и активных сопротивлений  $LR$ -многополюсника (индекс "Q" указывает, что параметры матриц должны определяться с учетом состояния коммутационных элементов, например, выключателей  $Q_1$  и  $Q_2$  в цепи элемента;  $[I_L] = [i_1, i_2, \dots, i_n]^T$  - вектор тока в индуктивностях  $LR$ -многополюсников;  $[U] = [U_1, U_2, \dots, U_n]^T$  - вектор входных напряжений (включая напряжение  $U_C$ , на емкостях  $GC$ -многополюсников, подключенных к входам и выходам  $LR$ -многополюсников);  $[E] = [e_1, e_2, \dots, e_n]^T$  - вектор ЭДС независимых источников напряжения;  $[Q_E]$ ,  $[Q_U]$  - матрицы, учитывающие состояния коммутационных элементов, а также режим заземления нейтралей источников питания и нагрузки;  $[C]$ ,  $[G]$  - квадратные матрицы емкостей и активных сопротивлений  $GC$ -многополюсников;  $[H]$  - безразмерная матрица, элементы которой (1 или 0) являются коэффициентами передачи токов между входами  $LR$ -многополюсника и  $GC$ -многополюсника.

Совокупность уравнений (1) и (2) для всех  $LR$ - и  $GC$ -многополюсников анализируемой электрической цепи, а также нелинейные зависимости  $L(i)$ ,  $R(i)$  и т.п. для нелинейных компонентов образуют общую модель. В математическую модель исследуемого ЭЭО в качестве переменных состояния в общем случае могут быть включены и величины неэлектрического характера (например, угол сдвига между ЭДС генераторных элементов и др.).

Формирование общей математической модели электрической цепи на основании рассмотренного подхода не приводит к изменению структуры и параметров уравнений как типовых блоков, так и самой модели в цепи любого из составляющих элементов. Все изменения структуры компонентных уравнений базисных блоков в таких случаях моделируются как дискретные изменения параметров этих уравнений.

**Способ декомпозиции сложного ЭЭО.** Для упрощения алгоритмов формирования общей математической модели сложные ЭЭО целесооб-

разно подвергнуть декомпозиции. Рассматриваемый ниже способ позволяет разделить схему электрической сети на части с образованием макроблоков, состоящих из типовых базисных элементов таким образом, чтобы уравнения вида (1) можно было формировать для каждого макроблока в отдельности. Затем укрупненные математические модели этих макроблоков соединяются в одну общую математическую модель всей сети с учетом граничных условий.

При построении общей математической модели сети с применением предлагаемого способа декомпозиции использовались следующие основные допущения и принципы:

а) для формирования общей математической модели по частям (методом подсхем) схема анализируемого ЭЭО разделяется на макроблоки, каждый из которых имеет один питающий и произвольное число отходящих элементов (включая генераторные элементы);

б) границами макроблока служат узлы, напряжения в которых равны нулю или являются переменными состояния, и нейтрали трехфазных элементов (рис. 2);

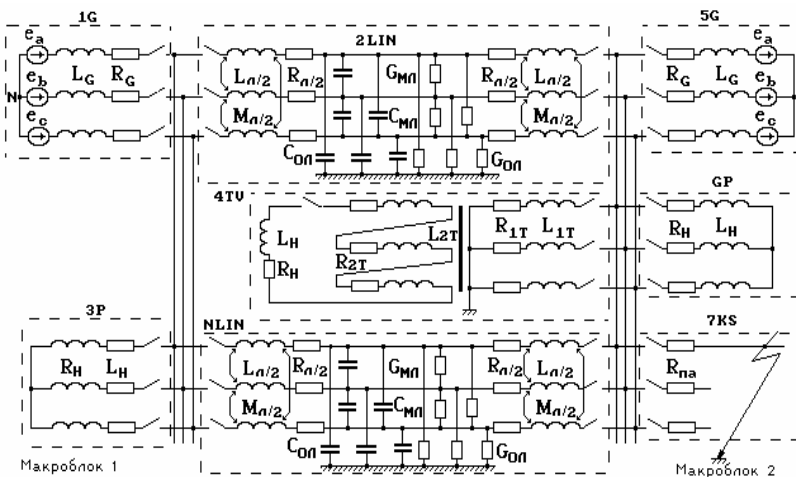
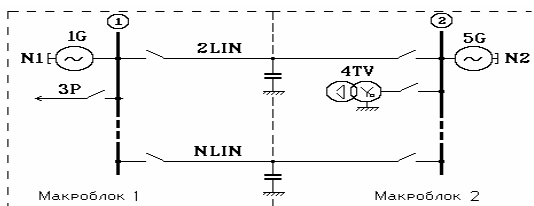


Рис. 2. Пример декомпозиции анализируемой трехфазной электрической сети на макроблоки

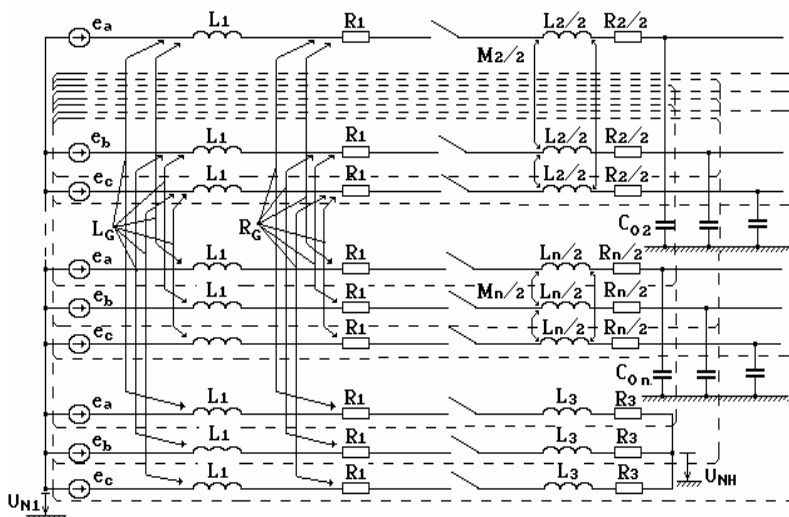
в) питающим элементом макроблока может быть только генераторный элемент или элемент с параллельной емкостью (например, Т-образная схема замещения линии), отходящим - любой из типовых элементов;

г) формирование общей математической модели осуществляется по частям, начиная с макроблока, принятого за "базисный"; в качестве базисного макроблока принимается любой макроблок, питающим элементом которого является генераторный элемент;

д) для исключения линейных зависимостей между переменными состояния - токами в индуктивностях каждый макроблок преобразуется в эквивалентную схему со взаимоиנדукциями и взаимными сопротивлениями (рис. 3);



а)



б)

Рис. 3. Преобразование индуктивного узла макроблока в эквивалентную схему с взаимоиנדукциями и взаимными сопротивлениями: а - исходная структурная схема сети; б - преобразованная трехфазная схема макроблока 1

е) для отходящих элементов, имеющих заземленную нейтраль или содержащих параллельную емкость, индуктивность или активное сопротивление, связанные с "землей", контурные уравнения по второму закону Кирхгофа формируются по контурам "фаза-земля", для остальных элементов - по контурам "фаза-фаза";

ж) если питающий элемент макроблока имеет изолированную нейтраль, учет всех возможных изменений в системе независимых контуров при коммутациях в цепях отходящих элементов, осуществляется путем формирования контурных уравнений "фаза-земля" как суммы уравнений по всем возможным контурам одноименных или разноименных фаз, включающих рассматриваемую фазу.

После преобразования к виду, показанному на рис. 4, каждый макроблок можно рассматривать как активно-индуктивный многополюсник ( $LR$ ), состоящий из последовательных  $LR$ -цепей, в общем случае связанных взаимной индукцией и взаимными активными сопротивлениями, входы и выходы которых подключены к источникам напряжения, входам или выходам активно-емкостных многополюсников ( $GC$ ) или образуют нейтраль.

Соответственно математическую модель макроблока можно представить как совокупность контурных уравнений  $LR$ -многополюсника и узловых уравнений  $GC$ -многополюсников и записать в форме (1) и (2).

Таким образом, разработанный способ декомпозиции позволяет свести задачу формирования общей математической модели сложных электрических цепей к последовательности более простых задач формирования непрерывно-дискретных уравнений состояния для схем вида рис. 4. При изменении конфигурации сети или параметров ее элементов преобразование будут происходить либо в определенном макроблоке, либо путем наращивания общей модели дополнительным макроблоком или отдельным базисным элементом.

Сборка новой схемы электрической сети может также осуществляться из уже сформированных макроблоков. Это упрощает и ускоряет процесс задания топологии сети и параметров элементов, трансляцию входных массивов в модели макроблоков и компиляцию общей модели электрической сети.

В общей математической модели ЭЭО напряжения на входах составляющих блоков являются сложной функцией, определяемой конфигурацией и параметрами элементов исследуемой электрической схемы. Для формирования общей математической модели схема исследуемого ЭЭО разделяется на макроблоки.

*Способ декомпозиции сложной электрической сети  
при исследовании электромагнитных переходных процессов  
методом непрерывно-дискретного моделирования*

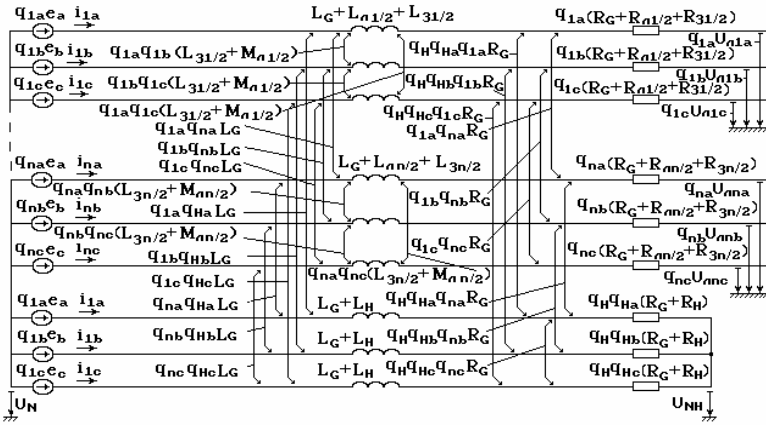


Рис. 4. Схемный эквивалент непрерывно-дискретной модели макроблока «генераторный элемент –  $n$  Т-образных линий – нагрузка» (на схеме не показаны параллельные емкости и проводимости линий)

При таком разбиении схемы ЭЭО его общая математическая модель в форме уравнений (1) и (2) может формироваться по частям для каждого макроблока в отдельности. Учитывая, что принципы формирования узловых уравнений вида (2) для токов элементарных  $GC$ -многополюсников, входящих в макроблок, достаточно просты, ограничимся рассмотрением только принципов формирования уравнений состояния для напряжений в форме (1), т.е. матриц  $L_Q$ ,  $R_Q$ ,  $Q$ .

Принципы и алгоритмы формирования уравнений состояния (1) для макроблока рассмотрим на примере узла электрической системы, включающего систему, работающую с изолированной нейтралью,  $n$  линий, представленных трехфазными Т-образными схемами замещения, и нагрузку (рис. 2, а, макроблок 1). Для исключения из общей математической модели алгебраических уравнений, связывающих токи в индуктивностях  $n-1$  линий, преобразуем рассматриваемый макроблок в эквивалентную схему со взаимными индукциями и взаимными сопротивлениями (рис. 4). Из схемы на рис. 4 уравнение для напряжений контура "фаза-земля" фазы  $k = a, b, c$   $j$ -той линии ( $j = 1, 2, \dots, n$ ) можно представить в следующей форме

$$q_{jk} e_k + q_j U_N = L_G \sum_{i(i \neq j)} q_{ik} \frac{di_{ik}}{dt} + \left( L_G + \frac{L_{Li}}{2} + \frac{L_{3i}}{2} \right) \frac{di_{jk}}{dt} + q_{jk} q_{jk-1} \left( \frac{L_{3j}}{2} + \frac{M_{Lj}}{2} \right) \frac{di_{jk-1}}{dt} +$$

$$\begin{aligned}
 &+q_{jk}q_{jk+l}\left(\frac{L_{3j}}{2}+\frac{M_{j\bar{j}}}{2}\right)\frac{di_{jk+l}}{dt}+R_G\sum_{i(i\neq j)}q_{ik}i_{ik}+q_{jk}\left(R_G+\frac{R_{\bar{L}i}}{2}+\frac{R_{3i}}{2}\right)i_{jk} \\
 &+q_{jk}q_{jk-l}\frac{R_{3i}}{2}i_{jk-l}+q_{jk}q_{jk+l}\frac{R_{3i}}{2}i_{jk+l}+q_{jk}U_{\bar{L}jk}+q_{jk}q_{Hk}L_G\frac{di_{Hk}}{dt}+q_{jk}q_{Hk}R_Gi_{Hk},
 \end{aligned} \tag{3}$$

где  $l = 1, 2, \dots, n$ .

Суммируя уравнения (3) для всех фаз ( $k = a, b, c$ ) и всех линий ( $l = 1, 2, \dots, n$ ) и исключая с помощью полученного таким способом уравнения напряжение на нейтрали  $U_N$  из (3), получим эквивалентное уравнение, представляющее собой сумму уравнений по всем контурам "фаза - земля" макроблока. Такой способ формирования контурных уравнений для напряжений  $LR$ -многополюсника автоматически обеспечивает учет всех возможных состояний коммутационных элементов для всех отходящих элементов макроблока. В результате рассмотренных преобразований получим систему уравнений вида (1), в которой:

$$[L_Q] = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \dots & L_{1n} & L_{1H} \\ L_{21} & L_{22} & \dots & L_{2n} & L_{2H} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ L_{n1} & L_{n2} & \dots & L_{nn} & L_{nH} \\ L_{H1} & L_{H2} & \dots & L_{Hn} & L_{HH} \end{bmatrix}; \tag{4}$$

$$[R_Q] = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & \dots & R_{1n} & R_{1H} \\ R_{21} & R_{22} & \dots & R_{2n} & R_{2H} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ R_{n1} & R_{n2} & \dots & R_{nn} & R_{nH} \\ R_{H1} & R_{H2} & \dots & R_{Hn} & R_{HH} \end{bmatrix}; \tag{5}$$

$$[Q_E] = [Q_{E1} Q_{E2} \dots Q_{En} Q_{E'}]^T; \quad [Q_U] = [Q_{U1} Q_{U2} \dots Q_{Un}]^T.$$

Из выражений (4) и (5) следует, что математическая модель линий в составе макроблока характеризуется появлением подматриц связи вида  $[L_{ij}]$ ,  $[R_{ij}]$ . Кроме того, как можно видеть из (3), изменяются параметры собственных подматриц каждой линии вида  $[L_{ij}]$ ,  $[R_{ij}]$ . Элементы собственных и взаимных подматриц для линий  $1 \dots n$  определяются из следующих выражений:



$$\left. \begin{aligned} [L_{jj}] &= [L_{Qlj}] + [L_{QG}] - [\Delta L^j] \\ [L_{ij}] &= [L_{QG}] - [\Delta L^j] \\ [R_{jj}] &= [R_{Qlj}] + [R_{QG}] - [\Delta R^j] \\ [R_{ij}] &= [R_{QG}] - [\Delta R^j] \end{aligned} \right\}. \quad (6)$$

где  $[L_{Qlj}]$ ,  $[L_{QG}]$ ,  $[R_{Qlj}]$ ,  $[R_{QG}]$  - соответственно матрицы индуктивностей и активных сопротивлений для  $j$ -й линии и генераторного элемента (системы), определяемые без учета связей с другими элементами макроблока;

$$[\Delta L^j] = \begin{bmatrix} \Delta L_{aa}^j & \Delta L_{ab}^j & \Delta L_{ac}^j \\ \Delta L_{aa}^j & \Delta L_{ab}^j & \Delta L_{ac}^j \\ \Delta L_{aa}^j & \Delta L_{ab}^j & \Delta L_{ac}^j \end{bmatrix};$$

$$\Delta L_{aa}^j = \Delta L_{ba}^j = \Delta L_{ca}^j = \frac{q_{ja}}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \left( L_G \left( \sum_i q_{ia} - q_{ja} \right) + \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{ja} q_{jb} + q_{ja} q_{jc}) \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{ja} q_{jb} + q_{ja} q_{jc}) \frac{M_{II}^j}{2} \right);$$

$$\Delta L_{ab}^j = \Delta L_{bb}^j = \Delta L_{bc}^j = \frac{q_{jb}}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \left( L_G \left( \sum_i q_{ib} - q_{jb} \right) + \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{jb} q_{jc} + q_{jb} q_{ja}) \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{jb} q_{jc} + q_{jb} q_{ja}) \frac{M_{II}^j}{2} \right);$$

$$\Delta L_{ac}^j = \Delta L_{bc}^j = \Delta L_{cc}^j = \frac{q_{jc}}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \left( L_G \left( \sum_i q_{ic} - q_{jc} \right) + \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{jc} q_{ja} + q_{jc} q_{jb}) \frac{L_{II}^j}{2} + (1 + q_{jc} q_{ja} + q_{jc} q_{jb}) \frac{M_{II}^j}{2} \right). \quad (7)$$

Подматрицу  $[\Delta L^j]$  можно представить в следующей общей форме:

$$[\Delta L^j] = [L_{QG}] [Q_1] + [L_{Qlj}] [Q_2], \quad (8)$$

где

$$[Q_1] = \frac{1}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \begin{bmatrix} q_{ja} \left( \sum_i q_{ia} + q_{ja} \right) & q_{jb} \left( \sum_i q_{ib} + q_{jb} \right) & q_{jc} \left( \sum_i q_{ic} + q_{jc} \right) \\ q_{ja} \left( \sum_i q_{ia} + q_{ja} \right) & q_{jb} \left( \sum_i q_{ib} + q_{jb} \right) & q_{jc} \left( \sum_i q_{ic} + q_{jc} \right) \\ q_{ja} \left( \sum_i q_{ia} + q_{ja} \right) & q_{jb} \left( \sum_i q_{ib} + q_{jb} \right) & q_{jc} \left( \sum_i q_{ic} + q_{jc} \right) \end{bmatrix};$$

$$[Q_2] = \frac{1}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \begin{bmatrix} q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \\ q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \\ q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \end{bmatrix}.$$

Элементы подматриц  $[\Delta R^i]$  определяются выражениями, аналогичными (4), (8).

Для взаимных подматриц  $[L_{jn}]$ , используя (3), получим

$$[L_{j'}] = [L_{QjG}] - [\Delta L^i] = [L_{QjG}] - [L_{QjG}][Q_{L}], \quad (9)$$

где

$$[Q_{L}] = \frac{q_{\cdot}}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \begin{bmatrix} q_{\cdot a} \sum_i q_{ia} & q_{\cdot b} \sum_i q_{ib} & q_{\cdot c} \sum_i q_{ic} \\ q_{\cdot a} \sum_i q_{ia} & q_{\cdot b} \sum_i q_{ib} & q_{\cdot c} \sum_i q_{ic} \\ q_{\cdot a} \sum_i q_{ia} & q_{\cdot b} \sum_i q_{ib} & q_{\cdot c} \sum_i q_{ic} \end{bmatrix}.$$

Элементы взаимных подматриц  $[R_{jn}]$  определяются выражениями, аналогичными (9). Отметим, что число элементов типа "нагрузка" или других блоков, работающих с изолированной нейтралью, не меняет структуру выражений (4) – (9)

Для подматриц  $[Q_{Ej}]$  и  $[Q_{Uj}]$  из (9) получим:

$$[Q_{Ej}] = [I] - [\Delta Q_{Ej}]; \quad (10)$$

$$[Q_{Uj}] = [I] - [\Delta Q_{Uj}];$$

$$[\Delta Q_{Ej}] = \frac{1}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \begin{bmatrix} \sum_i q_{ia} & \sum_i q_{ib} & \sum_i q_{ic} \\ \sum_i q_{ia} & \sum_i q_{ib} & \sum_i q_{ic} \\ \sum_i q_{ia} & \sum_i q_{ib} & \sum_i q_{ic} \end{bmatrix};$$

$$[\Delta Q_{Uj}] = \frac{1}{\sum_k \sum_i q_{ik}} \begin{bmatrix} q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \\ q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \\ q_{ja} & q_{jb} & q_{jc} \end{bmatrix}.$$

Для сохранения общего алгоритма формирования уравнений состояния нагрузки при любом числе включенных фаз выключателя запишем их в следующей форме:

$$q_{Hk}(e_k - e_{Hk}) + q_{Hk}(U_N - U_{NH}) = (L_G + L_H) \frac{di_{Hk}}{dt} + q_H q_{Hk} L_G \sum_i q_{ik} \frac{di_{Hk}}{dt} + (11) \\ + q_H q_{Hk} (R_C + R_H) i_{Hk} + q_H q_{Hk} L_G \sum_i q_{ik} i_{ik}.$$

Суммируя уравнения для фаз  $k = a, b, c$  и исключая из уравнений (11) переменную  $(U_N - U_{Nn})$ , после преобразований для подматриц  $[L_{nj}]$ ,  $[L_{nn}]$ ,  $[R_{nj}]$ ,  $[R_{nn}]$ ,  $[Q_{En}]$ ,  $[Q_{UH}]$  получим:

$$\left. \begin{aligned} [L_{HH}] &= [L_{QH}] + [L_{QG}] \\ [R_{HH}] &= [R_{QH}] + [R_{QG}] \\ [L_{Hj}] &= [L_{QG}] [Q_4] \\ [R_{Hj}] &= [R_{QG}] [Q_4] \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

$$[Q_4] = \frac{q}{\sum_k q_k} \begin{bmatrix} q_a q_{ja} & q_b q_{jb} & q_c q_{jc} \\ q_a q_{ja} & q_b q_{jb} & q_c q_{jc} \\ q_a q_{ja} & q_b q_{jb} & q_c q_{jc} \end{bmatrix};$$

$$\begin{aligned} [Q_{UH}] &= [0] \\ [Q_{EH}] &= [I] - [\Delta Q_{EH}]; \end{aligned}$$

$$[\Delta Q_{EH}] = \frac{q_H}{\sum_k q_{Hk}} \begin{bmatrix} q_{Ha} & q_{Hb} & q_{Hc} \\ q_{Ha} & q_{Hb} & q_{Hc} \\ q_{Ha} & q_{Hb} & q_{Hc} \end{bmatrix}.$$

Из полученных уравнений можно видеть, что собственные и взаимные подматрицы матриц  $[L_Q]$ ,  $[R_Q]$ ,  $[Q_E]$  и  $[Q_U]$  уравнений состояния макроблока легко вычисляются по уравнениям состояния входящих в него типовых блоков и матриц  $[Q_1]$ - $[Q_4]$ , учитывающих состояние коммутационных элементов всех отходящих присоединений.

Если питающий источник представлен в виде эквивалента с заземленной нейтралью (например, система с заземленной нейтралью, Т-образная схема замещения линии, содержащая в схеме параллельные емкости фаз на землю и т.п.), то в (3)  $U_N = 0$  и соответственно в (6)  $[\Delta L^j] = 0$ ,  $[\Delta R^j] = 0$ .

Формирование уравнений состояния для макроблока 2 (рис. 3), включающего генераторный элемент с заземленной нейтралью, трансформатор с нагрузкой,  $n$ -линий и ключ «короткое замыкание», легко осуществляется по аналогии с вышеизложенным. Полученные уравнения состояния макроблоков исследуемой электрической сети объединяются в

общую модель уравнениями  $GC$ -многополюсников, отражающих граничные условия макроблоков.

Рассмотренный алгоритм формирования уравнений (4) легко обобщается на макроблоки с любым другим составом элементов питающего узла. При этом все отходящие от рассматриваемого узла элементы (блоки) делятся на два типа:

- элементы, имеющие заземленную нейтраль или содержащие параллельную емкость, индуктивность, активное сопротивление, связанные с землей (условно называемые "элементами первого типа": например Т-образная схема замещения линии, трансформатор с заземленной нейтралью обмотки, подключенной к рассматриваемому узлу, узел "несимметричное КЗ на землю" и т.п.);
- элементы, имеющие изолированную от земли нейтраль (условно назовем их "элементами второго типа").

Для элементов первого типа уравнения состояния (3) формируются по алгоритму, определяемому выражениями (6)-(10), для элементов второго типа независимо от их числа - по алгоритму, определяемому выражением (12).

Разработанные алгоритмы формирования декомпозиции и поблочного формирования электрической сети составляют основу математического обеспечения разработанной в ИГЭУ программы моделирования электромагнитных переходных процессов в электрических системах МЭП.РЗ [6].

#### Библиографический список

1. **Федосеев А.М.** Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
2. **Лосев С.Б.** Некоторые вопросы поведения релейной защиты линий при переходных процессах в электрической системе и методы их расчета: Дис. ... канд. техн. наук. – М., 1962. – 444 с.
3. **Лосев С.Б., Чернин А.Б.** Расчет электромагнитных переходных процессов для релейной защиты на линиях большой протяженности. – М.: Энергия, 1972. – 144 с.
4. **Ильин В.Н.** Основы автоматизации схмотехнического проектирования. – М.: Энергия, 1979.
5. **Петренко А.И., Семенов О.И.** Основы построения систем автоматизированного проектирования. - Киев: Вища школа, 1984.
6. **Фролова О.В.** Разработка комплекса программных средств моделирования электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах для релейной защиты: Дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 1998. – 213 с.

УДК: 621.316.925.014.67

## Влияние способа заземления нейтрали сети 6 кВ собственных нужд на надежность работы энергоблока

*В.А. Шуш, д-р техн. наук, А.В. Гусенков, канд. техн. наук*

В последние несколько лет на различных совещаниях и в печати неоднократно подвергались обсуждению различные аспекты проблемы повышения надежности работы электроустановок и электробезопасности, связанные с режимами заземления нейтрали сетей 6-10 кВ, появились критические оценки существующих положений Правил устройства электроустановок в части выбора режимов заземления нейтрали и предложения по их совершенствованию. В большинстве публикаций предпочтение отдается системам с резистивным заземлением нейтрали.

Режим с резистивным заземлением нейтрали в сетях 6 кВ собственных нужд электростанций принят в настоящее время на всех АЭС и на некоторых тепловых электрических станциях. Однако при обосновании преимуществ использования режима заземления нейтрали через активное сопротивление в сетях собственных нужд электростанций, как нам представляется, допущен ряд неточностей. В частности, в [1] в качестве критерия для оценки влияния режима заземления нейтрали сети собственных нужд (СН) принята вероятность отключения электродвигателя, вызывающего ограничение мощности энергоблока (дутьевого вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса) за счет однофазных замыканий на землю  $K_3^{(1)}$ , перешедших в междуфазовое короткое замыкание ( $K^{(1,1)}$ ,  $K^{(1,1,1)}$ ,  $K_{ДВ}^{(1,1)}$  или  $K_{ТР}^{(1,1,1)}$ ). При этом принято, что равновероятно возникновение повреждения на любом из электродвигателей (ЭД) СН, а при оценке вероятности отключения ЭД не учитывается различие вероятностей возникновения двухфазных и трехфазных коротких замыканий ( $K^{(1,1)}$ ,  $K^{(1,1,1)}$ ), заканчивающихся отключением одного двигателя, и двойных и тройных замыканий ( $K_{ДВ}^{(1,1)}$ ,  $K_{ТР}^{(1,1,1)}$ ), заканчивающихся отключением двух или трех двигателей.

Оценим вероятность отключения ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, при равной вероятности возникновения повреждения любо-

го двигателя на секции СН, но с учетом различия вероятностей возникновения отдельных видов КЗ  $K^{(1,1)}$  ( $K^{(1,1,1)}$ ),  $K_{ДВ}^{(1,1)}$  и  $K_{ТР}^{(1,1,1)}$ .

Пусть  $P(K^{(1,1)}, K^{(1,1,1)})$ ,  $P(K_{ДВ}^{(1,1)})$ ,  $P(K_{ТР}^{(1,1,1)})$  – соответственно вероятности перехода  $K_3^{(1)}$  в двухфазное (трехфазное) короткое замыкание в данном ЭД, в двойное или тройное замыкание на землю, причем  $P(K^{(1,1)}, K^{(1,1,1)}) + P(K_{ДВ}^{(1,1)}) + P(K_{ТР}^{(1,1,1)}) = 1$ . Тогда вероятность отключения ЭД можно представить в следующем виде:

$$P_{\text{откл.}} = P(K^{(1,1)}, K^{(1,1,1)}) \cdot P_1 + P(K_{ДВ}^{(1,1)}) \cdot P_2 + P(K_{ТР}^{(1,1,1)}) \cdot P_3, \quad (1)$$

где  $P_1$  – вероятность того, что на ЭД, ограничивающем мощность энергоблока, возникнет двухфазное или трехфазное короткое замыкание;  $P_2$  – вероятность, что один или два ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, будут отключены при двойном замыкании на землю;  $P_3$  – вероятность, что один, два или три ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, будут отключены при тройном замыкании на землю.

Вероятности  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$  при равной вероятности повреждения любого из ЭД СН определяются гипергеометрическим распределением вероятностей (схемой случайной бесповторной выборки) [2]

$$P(n, m) = \frac{C_{N_1}^m \cdot C_{N-N_1}^{n-m}}{C_N^n}, \quad (2)$$

где  $N$  – полное число ЭД на одной секции СН;  $N_1$  – число ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, на одной секции СН;  $n$  – число ЭД, поврежденных при  $K_3^{(1)}$ ;  $m$  – число ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, поврежденных при данном  $K_3^{(1)}$ .

Отметим, что при  $n \ll N$ ,  $m \ll N_1$  вероятности  $P_2$  и  $P_3$  определяются биномиальным распределением вероятностей, как это принято в статье [1].

Из выражения (2)

$$P_1 = P(m = 1, n = 1) = N_1/N; \quad (3)$$

$$P_2 = P(m=1, n=2) + P(m=2, n=2) = 2 \cdot \frac{N_I(N-N_I)}{N(N-1)} + \frac{N_I(N_I-1)}{N(N-1)}; \quad (4)$$

$$P_3 = P(m=1, n=3) + P(m=2, n=3) + P(m=3, n=3) = \\ = 3 \cdot \frac{N_I(N-N_I)(N-N_I-1)}{N(N-1)(N-2)} + 3 \cdot \frac{N_I(N_I-1)(N-N_I)}{N(N-1)(N-2)} + \frac{N_I(N_I-1)(N_I-2)}{N(N-1)(N-2)}. \quad (5)$$

Из выражений (1) и (3) – (5)

$$P_{\text{откл}} = P(K^{(1,1)}, K^{(1,1,1)}) \cdot \frac{N_I}{N} + \\ + P(K_{\text{ДВ}}^{(1,1)}) \cdot \left[ 2 \frac{N_I(N-N_I)}{N(N-1)} + \frac{N_I(N_I-1)}{N(N-1)} \right] + \\ + P(K_{\text{ТП}}^{(1,1,1)}) \cdot \left[ 3 \frac{N_I(N-N_I)(N-N_I-1)}{N(N-1)(N-2)} + \right. \\ \left. + 3 \cdot \frac{N_I(N_I-1)(N-N_I)}{N(N-1)(N-2)} + \frac{N_I(N_I-1)(N_I-2)}{N(N-1)(N-2)} \right]. \quad (6)$$

Если пренебречь вероятностью перехода  $K_3^{(1)}$  в двойное или тройное короткое замыкание за время отключения ЭД защитой от этого вида повреждений, вероятность отключения двигателя, ограничивающего мощность энергоблока, при работе сети с нейтралью, заземленной через активное сопротивление

$$P'_{\text{откл}} = \frac{N_I}{N} \quad (7)$$

(в [1] при определении  $P'_{\text{откл}}$  учитывается не число ЭД СН  $N$ , а полное число присоединений СН, что приводит к неточности, т.к. общее число  $K_3^{(1)}$  в системе СН определялось с учетом только повреждений двигателей, а не всех присоединений СН).

Число автоматических (от защиты) отключений в год ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, будет равно:

– при изолированной нейтрали

$$N_{\text{откл}}^{(И)} = N_3(1 - \mathcal{E}_{\text{И}}) \cdot P_{\text{откл}}; \quad (8)$$

– при заземлении нейтрали через дугогасящий аппарат

$$N_{\text{откл}}^{(K)} = N_3(1 - \mathcal{E}_K) \cdot P_{\text{откл}}; \quad (9)$$

– при заземлении нейтрали через активное сопротивление

$$N_{\text{откл}}^{(R)} = N_3 \cdot P'_{\text{откл}}, \quad (10)$$

где  $N_3$  – число замыканий на землю, возникающих в ЭД СН, в год.

Из выражений (6)–(10) можно сделать вывод, что при отсутствии в сети двойных и тройных замыканий на землю  $N_{\text{откл}}^{(II)}$  и тем более  $N_{\text{откл}}^{(K)}$  всегда будут меньше, чем  $N_{\text{откл}}^{(R)}$ .

По данным [3] в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостного тока замыканий на землю двойные замыкания на землю составляют соответственно 0 – 13 % (в среднем 3,9 %) и 0 – 3,6 % (в среднем 3,3 %). Данных по сетям 6,3 кВ СН энергоблоков нет, но можно ожидать, что и в этих сетях доля двойных замыканий на землю будет также невелика. Например, по данным для блоков 300 МВт Костромской ГРЭС доля двойных замыканий на землю за период 1975 – 1987 гг. составила 5,3 %, тройных замыканий на землю – 2,6 % (1 случай), на Ивановской ТЭЦ-2 за период 1972 – 1987 гг. – двойных замыканий на землю – 6,6 %, тройных замыканий на землю не было.

На рис. 1 приведены зависимости  $N_{\text{откл.}}$  от вероятности  $P(K_{\text{ДВ}}^{(1,1)})$ , построенные при  $N_3 = 5,5$  (на две секции СН энергоблока,  $\mathcal{E}_И = 0,3$ ,  $\mathcal{E}_K = 0,5$ ,  $N = 30$ ,  $N_1 = 3$  (на 1 секцию), для различных режимов заземления нейтрали сети 6,3 кВ СН. Из рис. 1 можно видеть, что даже при очень большой доле двойных замыканий на землю частота автоматических (от защиты) отключений ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, при заземлении нейтрали сети через активное сопротивление остается существенно большей, чем в сети с изолированной нейтралью и тем более, чем в сети с компенсацией емкостного тока.

При оценке влияния режима заземления нейтрали сети 6,3 кВ СН на надежность энергоблока, кроме рассмотренных внезапных (от защиты) отключений ЭД, при работе сети СН с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока необходимо учитывать также отключения двигателей персоналом вручную при устойчивых  $K_3^{(1)}$  (при действии за-



щиты от этого вида повреждений на сигнал). Такие отключения, хотя и менее опасны для энергосистемы, но так же, как и внезапные отказы, приводят к ущербам.

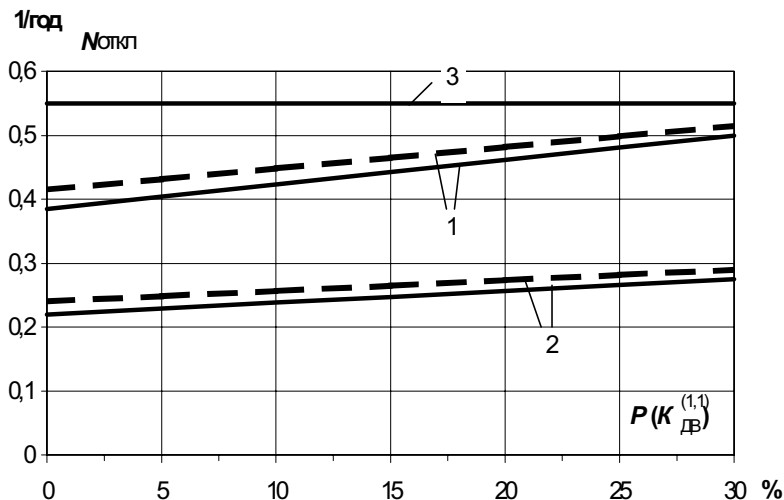


Рис. 1. Зависимости числа автоматических (от защиты) отключений ЭД, ограничивающих мощность энергоблока 500 МВт, от вероятности перехода  $K_3^{(1)}$  в двойное замыкание на землю для различных режимов заземления нейтрали сети 6,3 кВ СН (сплошной линией показаны зависимости при значениях вероятности  $P(K_{TP}^{(1,1,1)}) = 0$ , пунктирной линией при  $P(K_{TP}^{(1,1,1)}) = 5\%$ ):

1 – изолированная нейтраль; 2 – заземление нейтрали через дугогасящий трансформатор; 3 – заземление нейтрали через активное сопротивление

Суммарное число отключений ЭД (от защиты и вручную) зависит также от доли кратковременных (самоустраняющихся) повреждений в общем числе повреждений, связанных с  $K_3^{(1)}$   $\alpha_{кр} = N_{з\ кр}/N_3$ . Статистические данные о доле кратковременных  $\alpha_{кр}$  на присоединениях СН с ЭД в литературных источниках отсутствуют. По данным, полученным на основе опыта эксплуатации устройств типа «Феррит» на Костромской

ГРЭС (с 1975 г.) и Ивановской ТЭЦ-2 (с 1972 г.),  $\alpha_{кр} = 0,15 - 0,3$  (для кабельных линий  $\alpha_{кр} \cong 0,7$ ). На рис. 2 приведены зависимости суммарного числа отключений (от защиты и вручную при устойчивых  $K_3^{(1)}$ ) ЭД, ограничивающих мощность энергоблока, построенные для тех же условий, что и зависимости на рис. 1, и  $\alpha_{кр} = 0,15$  при работе сети с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока и  $\alpha_{кр} = 0$  при заземлении нейтрали сети через активное сопротивление (в предположении, что при данном режиме заземления нейтрали все кратковременные  $K_3^{(1)}$  переходят в устойчивые повреждения).

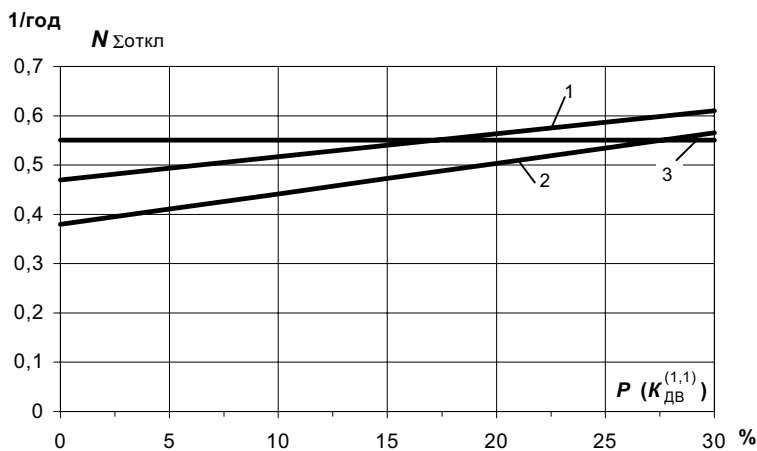


Рис. 2. Зависимости суммарного числа отключений (от защиты и вручную при устойчивых  $K_3^{(1)}$ ) ЭД, ограничивающих мощность энергоблока 500 МВт, от вероятности перехода  $K_3^{(1)}$  в двойное замыкание на землю для различных режимов заземления нейтрали сети 6,3 кВ СН при  $\alpha_{кр} = 0,15$ ,  $P(K_{ДВ}^{(1,1)}) = 0$ : 1, 2 и 3 то же самое, что и на рис. 1

Из рис. 2 можно видеть, что даже при сравнительно небольших значениях  $\alpha_{кр}$  и  $P(K_{ДВ}^{(1,1)}) < 0,15$  частота ограничений мощности энергобло-

ка при работе сети с нейтралью, заземленной через активное сопротивление, будет больше, чем при работе сети с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока. В свою очередь, увеличение числа отключений элементов сети при недостаточной степени автоматизации и резервирования электрической сети может привести к увеличению ущербов от ОЗЗ и, следовательно, к снижению надежности работы энергоблока.

Полученные результаты подтверждаются опытом применения режима заземления нейтрали через резистор в сети 6 кВ собственных нужд Рефтинской ГРЭС. Анализ статистики отключений электродвигателей при однофазных замыканиях на землю восьми секций СН энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС Свердловэнерго за период с 1980 по 1990 гг. показал, что число отключений электродвигателей на секциях с низкоомным заземлением нейтрали оказалось больше, чем на секциях, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока [4].

Таким образом, приведенные приближенные оценки и опыт эксплуатации позволяют сделать вывод, что внедрение режима заземления нейтрали сетей 6 кВ СН энергоблоков через активное сопротивление может привести не к ожидаемому повышению, а наоборот, к понижению их надежности.

В связи с этим представляется необходимым провести дополнительные исследования, включая технико-экономические расчеты, для обоснования наиболее целесообразного режима заземления нейтрали, принципов выполнения и способа действия (на сигнал или на отключение) защиты от  $K_3^{(1)}$  на ЭД СН.

#### Библиографический список

1. **Влияние** способа заземления нейтрали сети собственных нужд блока 500 МВт на перенапряжения и работу релейной защиты / В.А. Зильберман, И.М. Эпштейн, Л.С. Петрищев и др. // *Электричество*. – 1987. – № 12. – С. 52–56.
2. **Румшицкий Л.З.** Элементы теории вероятностей. – М.: Наука, 1970. – 256 с.
3. **Беляков Н.Н.** Анализ повреждений от замыканий на землю в кабельных сетях // *Электр. станции*. – 1952. – № 6. – С. 40–43.
4. **Ефимов Ю.К., Шилов В.И., Шишкина О.Г.** Опыт эксплуатации сетей собственных нужд блоков 500 МВт с заземлением нейтрали через резистор // *Электр. станции*. – 1992. – № 5. – С. 68–71.

УДК: 621.316.925.014.67

**Модель радиальной электрической  
сети 6-10 кВ для исследования переходных процессов  
при замыканиях на землю**

*В.А. Шуин, д-р техн. наук, А.В. Гусенков, канд. техн. наук,  
Д.И. Ганджаев, бакалавр*

**Введение.** Для обоснованного выбора информационных признаков определения поврежденного присоединения при разработке новых устройств защиты и сигнализации однофазных замыканий на землю требуется определить характер изменения и основные параметры контролируемых процессов – токов и напряжения нулевой последовательности, используемых для действия защиты. Требуемые зависимости можно получить аналитическим путем или методами математического моделирования.

Аналитическое решение позволяет установить в явной форме зависимости напряжения и тока нулевой последовательности электромагнитного переходного процесса и его отдельных компонентов (разрядных и зарядных составляющих от основных влияющих на переходный процесс факторов (потери в контуре нулевой последовательности, удаленность замыкания от шин, наличие смещения нейтрали в сети, начальный ток в дугогасящем реакторе в момент пробоя изоляции и т.д).

Однако аналитический путь решения уравнений не всегда эффективен, поскольку аналитические расчеты выполняются при определенных допущениях и ограничениях. Уравнения записываются, как правило, для упрощенных схем замещения сети 6-10 кВ, получаются громоздкими, при решении требуют больших затрат времени и неоднократных проверок полученных выражений. Использование упрощенных схем замещения сети не позволяет учитывать явно выраженный волновой переходный процесс при ОЗЗ в схеме с распределенными параметрами и не отражает в полной мере характера протекания переходных процессов в реальных кабельных сетях. Кроме того, аналитическое решение уравнений может быть получено только для случая малых потерь в контуре нулевой последовательности. При больших потерях в контуре нулевой последовательности (например, при ОЗЗ через переходное сопротивление) аналитическое решение становится очень громоздким.

Любое изменение режима работы сети требует решения новых уравнений. При этом даже незначительное усложнение схем замещения в целях более точного представления зависимостей приводит к росту порядка получаемых уравнений. Уравнения пятого порядка и выше аналитическими методами практически неразрешимы.

По этим причинам и с учетом современного уровня развития вычислительной техники наиболее перспективным представляется получение требуемых зависимостей токов и напряжения нулевой последовательности при ОЗЗ методами математического моделирования.

**Обоснование и разработка математической модели радиальной сети 6-10 кВ.** Для решения рассматриваемой задачи необходимо создание достаточно универсальной математической модели сети, позволяющей более точно изучать переходные процессы при ОЗЗ с учетом параметров реальных сетей при различных разновидностях замыканий на землю, двойных замыканий на землю, при изменении режимов заземления нейтрали, коммутационных переключениях в сети (включение линий под напряжением и отключение линий с учетом одновременности включения-отключения фаз сети), исследовать токи небаланса, возникающие при трехфазных КЗ или за счет пофазной несимметрии сетей (главным образом, воздушных) по проводимостям на землю и т.д.

Для построения указанной модели и ускорения сроков получения конечного результата целесообразно использовать уже готовые системы математического моделирования, такие как MATHCAD, ELECTRONICS WORKBENCH, MATLAB, MAPLE, SIMULINK и др.

Опыт использования указанных систем показал, что наиболее приемлемой для получения указанной выше модели сети является универсальная интегрированная система математического моделирования MATLAB [1] с входящим в нее пакетом расширения SIMULINK [2]. Система MATLAB ориентирована на персональные компьютеры класса IBM PC и имеет мощные средства диалога, графики и комплексную подсистему представления и отображения информации. Система хорошо апробирована и рассчитана на решение широкого круга технических задач, в том числе в области электроэнергетики и электроники.

Модель сети создавалась с учетом рассмотренных ниже особенностей ОЗЗ. В отличие от разновидностей коротких замыканий (трехфазное, двухфазное и т.д.) разновидности ОЗЗ существенно отличаются по форме и значениям электрических величин, подводимых к измерительным органам защиты от этого вида повреждений и, следовательно, условиям функционирования последней. Все разновидности ОЗЗ можно разделить на 2 группы: устойчивые и неустойчивые.

Устойчивые ОЗЗ, имеющие место при наличии надежной гальванической связи поврежденной фазы с землей (металлическая связь, переходное сопротивление, устойчиво горящая дуга), характеризуются наличием в токах и напряжениях только принужденных составляющих промышленной частоты и высших гармоник.

Неустойчивые дуговые замыкания – основной вид ОЗЗ – характеризуются прерывистой формой тока, в котором преобладают свободные составляющие переходного процесса с амплитудами, достигающими в зависимости от суммарного емкостного тока сети  $I_{c\Sigma}$ , удаленности точки ОЗЗ от шин, напряжения на поврежденной фазе в момент пробоя изоляции, параметров линий электрической сети и др. значений до сотен и даже тысяч ампер. Все неустойчивые ОЗЗ условно можно разделить на 2 разновидности: однократные самоустраняющиеся пробои изоляции – «клевки земли» и дуговые прерывистые замыкания – последовательность, в общем случае непериодическая, самоустраняющихся пробоев изоляции.

С учетом этих особенностей сформулированы требования к модели радиальной электрической сети:

1) модель должна быть универсальной, т.е. обеспечивать моделирование электромагнитных переходных и установившихся процессов как в кабельных, так и в воздушных электрических сетях;

2) модель сети должна быть трехфазной;

3) модель должна легко наращиваться, видоизменяться, обеспечивать быструю адаптацию к изменениям схемы и режимов работы сети;

4) модель должна содержать коммутационные аппараты (выключатели, ключи КЗ) и обеспечивать их подключение на любом участке сети;

5) модель должна обеспечивать возможность учета распределенного характера параметров линий электропередачи и наличия высших гармоник в сети;

6) модель должна содержать развитые средства визуального контроля и наблюдения за моделируемыми процессам.

На рис. 1. представлена трехфазная схема замещения радиальной электрической сети, удовлетворяющая рассмотренным требованиям. На основе указанной схемы замещения в системе MATLAB с помощью пакета расширения SIMULINK получена модель сети 6-10 кВ для исследования электромагнитных переходных процессов при ОЗЗ и коммутационных переключениях в сети.

На рис. 2 показано графическое представление упрощенной модели сети в системе MATLAB.

Полная трехфазная модель электрической сети (рис. 1) содержит:

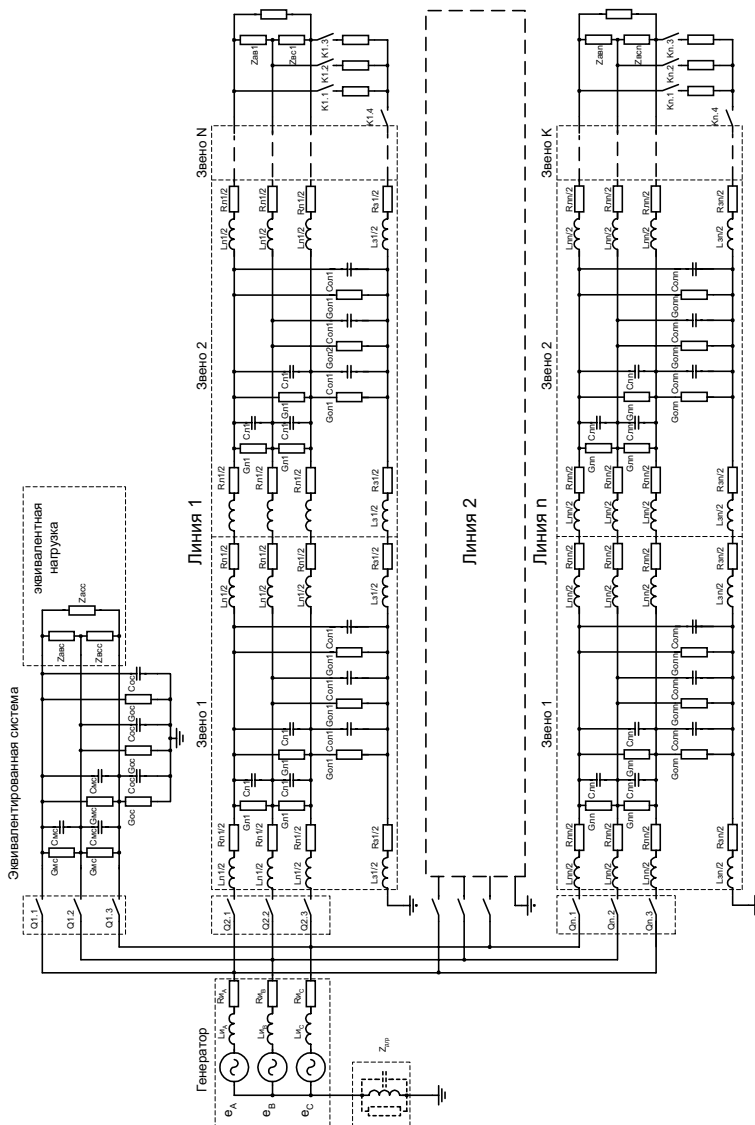


Рис. 1. Трехфазная схема замещения радиальной электрической сети 6-10 кВ

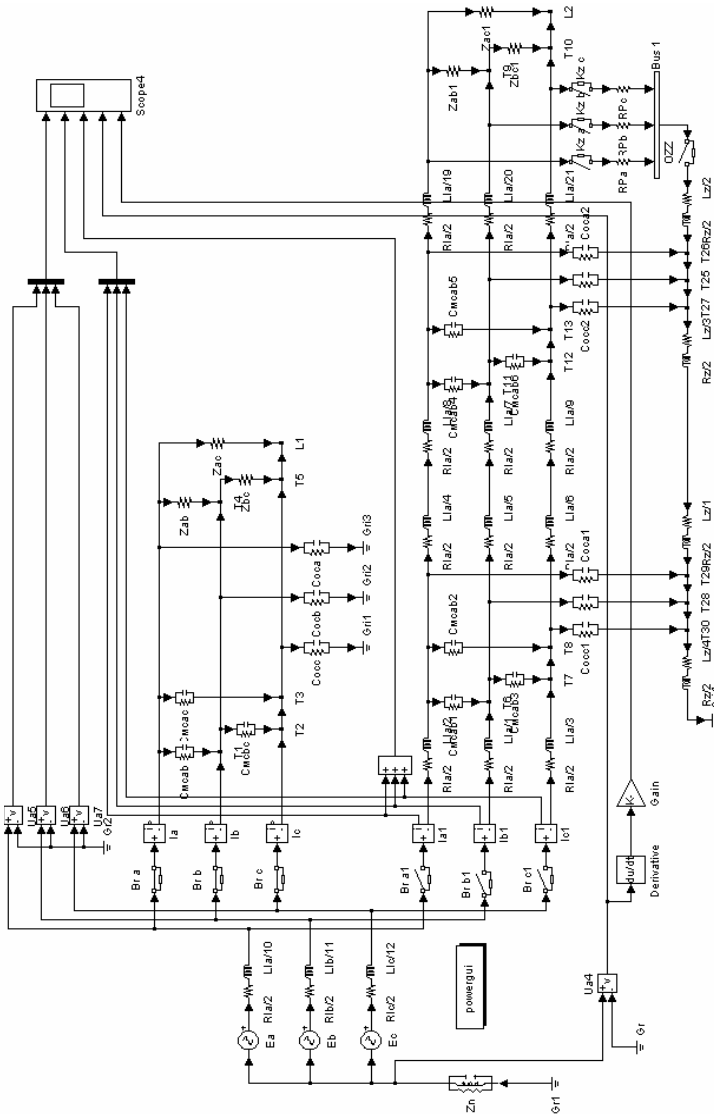


Рис. 2. Графическое представление упрощенной модели радиальной электрической сети 6-10 кВ в системе MATLAB



- 1) генерирующий источник питания;
- 2) эквивалентированную сеть;
- 3) три линии электропередачи;
- 4) коммутационную аппаратуру - выключатели и ключи КЗ;
- 5) нагрузку в конце каждой линии (активно – индуктивно – емкостную);
- 6) виртуальные измерители тока и напряжения – трансформаторы тока (ТТ) и трансформатор напряжения (ТН), многоканальные осциллографы, измерители амплитудно- и фазочастотных характеристик, анализатор спектра. При необходимости к любой точке сети можно подключить амперметры и вольтметры, измеритель импеданса и другие приборы.

Источник питания в схеме представлен фазными ЭДС  $e_A, e_B, e_C$ , индуктивностями  $L_{II}$  и активными сопротивлениями  $R_{II}$  в каждой фазе. Каждая фазная ЭДС представляет собой сумму основной гармонической составляющей (50 Гц) и высших гармоник до 15-й (и выше) включительно. Модель источника питания представлена на рис. 3. Процентный состав гармоник в фазных напряжениях устанавливается индивидуально по каждой из гармоник.

Для моделирования сети с компенсацией емкостных токов, высокоомным, низкоомным или комбинированным режимом заземления нейтрали сети в нейтраль генерирующего источника включена параллельная  $RL$  цепь, моделирующая дугогасящий реактор с параметрами  $R_{ДГР}$  и  $L_{ДГР}$ .

Неповрежденная часть сети моделируется суммарными междуфазными емкостями сети  $C_{MC}$ , суммарными емкостями фаз на землю  $C_{OC}$  и соответствующими проводимостями изоляции  $G_{MC}$  и  $G_{OC}$ .

Линии электропередачи содержат цепочечные схемы, состоящие из 5-10 звеньев. Каждое звено моделирует участок линии определенной длины и представлено T-образной схемой замещения со следующими параметрами:

- $L_{Л}$  – индуктивность звена линии;
- $R_{Л}$  – активное сопротивление звена линии;
- $C_{МЛ}$  – суммарная междуфазовая емкость звена линии;
- $C_{ОЛ}$  – суммарная емкость звена линии между фазой и землей;
- $G_{МЛ}$  – междуфазовая проводимость звена линии;
- $G_{ОЛ}$  – проводимость фаз на землю звена линии.

Кроме того, в схеме учитываются распределенные (соответственно длине звена линии) индуктивность и активное сопротивление земли ( $L_3, R_3$ ).

Количество звеньев линии может быть увеличено в целях более точного учета распределенного характера параметров линий электропередачи. Однако в этом случае резко возрастает порядок дифференциальных уравнений, описывающих схему, и соответственно растет время расчетов, особенно при моделировании сложных видов ОЗЗ.

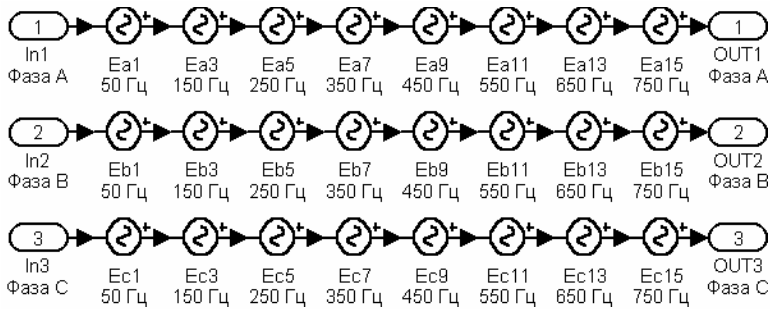


Рис. 3. Модель источника питания

Наличие в схеме трех линий электропередачи позволяет получать осциллограммы токов нулевой последовательности как в поврежденной линии, так и в неповрежденной линии даже при двойных замыканиях на землю, когда одновременно две линии являются поврежденными.

Выключатели и ключи КЗ в каждой линии имеют независимое фазное управление и обеспечивают включение (отключение) соответствующих цепей в произвольные моменты времени, задаваемые пользователем. Это позволяет моделировать включение (выключение) отдельных линий в произвольные моменты времени с учетом разновременности включения (отключения) отдельных фаз коммутационного аппарата. Количество последовательных коммутаций выключателей и ключей КЗ (включение-отключение) во времени не ограничено.

Возможно также задание паразитных сопротивлений и индуктивности выключателя, что позволяет (при необходимости) моделировать эффекты, связанные с неидеальностью выключателя.

Выключатели, как правило, располагаются на головном участке линий электропередачи, но при моделировании продольной несимметрии (обрыв фазного провода) могут включаться в произвольном месте линии между ее отдельными звеньями.

Ключ КЗ может располагаться как в начале (конце) линии, так и между отдельными звеньями в любой ее промежуточной точке. Ключ КЗ содержит четыре выключателя: три - в фазах, один - в нулевом проводе. Каждая фаза ключа КЗ содержит активно-индуктивно-емкостное сопротивление. Такое выполнение ключа КЗ позволяет моделировать все виды устойчивых и неустойчивых КЗ (между любыми фазами) и ОЗЗ, в том числе и через переходное сопротивление.

На каждой из линий имеется свой ключ КЗ. Это обеспечивает моделирование многоместных, в частности двойных, замыканий на землю.

Модель электрической сети также содержит идеальные трансформатор напряжения TV, включенный на шинах, и трансформаторы тока. Коэффициенты трансформации ТН и ТТ приняты равными 1.

Составляющие нулевой последовательности  $3i_0$  и  $3u_0$  вычисляются суммированием фазных токов и напряжений соответственно.

Для визуального наблюдения за вычислительным экспериментом в процессе расчета используются многоканальные осциллографы, подключенные к выходам ТН и ТТ.

Контролируемые сигналы с входа любого канала осциллографа могут подаваться на анализатор спектра, в котором с использованием быстрого преобразования Фурье рассчитываются энергетические характеристики спектральной плотности (мощности) сигнала.

#### **Математическое описание модели радиальной электрической сети.**

Рассмотрим принципы формирования системы дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих модель радиальной электрической сети. Поскольку схемы отдельных линий электропередачи модели сети идентичны и, следовательно, описываются однотипными уравнениями, ограничимся рассмотрением схемы сети, содержащей источник питания, эквивалентированную сеть, одно Т-образное звено поврежденной линии электропередачи, пофазно управляемые выключатель  $Q$  и ключ КЗ  $KS$ . Схема замещения модели сети для рассматриваемого случая приведена на рис. 4.

В рассмотрении ограничимся случаем работы сети с изолированной нейтралью. Для сети с компенсацией емкостных токов уравнения будут формироваться аналогично, необходимо лишь учесть наличие в нейтрали сети ДГР.

Таким образом, в сети с изолированной нейтралью для генерирующего источника с учетом наличия высших гармоник получим следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} e_A &= \sum_I^v E_{m_v} \cdot \sin(v \cdot \omega \cdot t + \varphi); \\ e_B &= \sum_I^v E_{m_v} \cdot \sin(v \cdot \omega \cdot t + \varphi - \frac{2 \cdot \pi}{3}); \\ e_C &= \sum_I^v E_{m_v} \cdot \sin(v \cdot \omega \cdot t + \varphi + \frac{2 \cdot \pi}{3}). \end{aligned} \right\} (1)$$

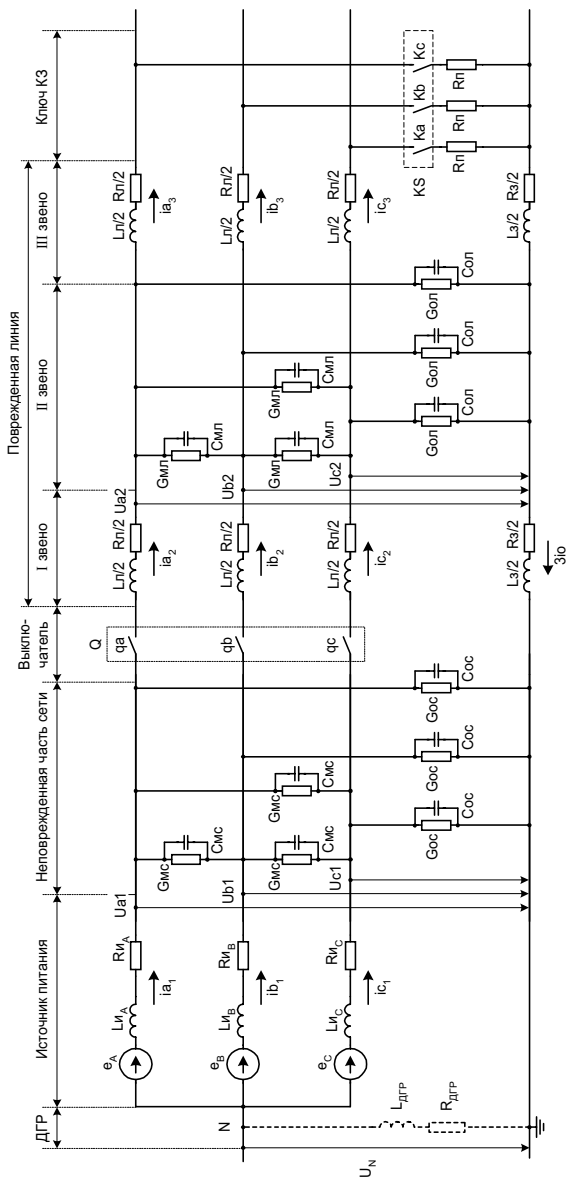


Рис. 4. Упрощенная схема замещения радиальной электрической сети 6-10 кВ

где  $\nu = 1, 3, 5, 7, \dots$  – номер гармоники,  $\omega = 2\pi f$  – круговая частота, соответствующая  $f = 50$  Гц.

На основании второго закона Кирхгофа для схемы, приведенной на рис. 1, можно записать:

$$\left. \begin{aligned} e_A &= L_{II} \cdot \frac{di_{A1}}{dt} + i_{A1} \cdot R_{II} + u_{A1} - u_N; \\ e_B &= L_{II} \cdot \frac{di_{B1}}{dt} + i_{B1} \cdot R_{II} + u_{B1} - u_N; \\ e_C &= L_{II} \cdot \frac{di_{C1}}{dt} + i_{C1} \cdot R_{II} + u_{C1} - u_N. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

В системе уравнений (2)  $u_N$  – напряжение нулевой последовательности, которое определяется из следующего выражения:

$$u_N = u_0 = \frac{1}{3} \cdot (u_{A1} + u_{B1} + u_{C1}). \quad (3)$$

Запишем полученную систему уравнений (2) в нормальной форме Коши (относительно переменных состояния – первых производных фазных токов в генерирующем источнике).

$$\left. \begin{aligned} \frac{di_{A1}}{dt} &= \frac{1}{L_{II}} \cdot (e_A - i_{A1} \cdot R_{II} - u_{A1} + u_N); \\ \frac{di_{B1}}{dt} &= \frac{1}{L_{II}} \cdot (e_B - i_{B1} \cdot R_{II} - u_{B1} + u_N); \\ \frac{di_{C1}}{dt} &= \frac{1}{L_{II}} \cdot (e_C - i_{C1} \cdot R_{II} - u_{C1} + u_N). \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Используя первый закон Кирхгофа для токов  $i_{A1}$ ,  $i_{B1}$ ,  $i_{C1}$  с учетом проводимостей  $G_{MC}$ ,  $G_{OC}$ , получим

$$\begin{aligned} i_{A1} &= i_{A2} + (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot \frac{du_{A1}}{dt} - G_{MC} \cdot \frac{du_{B1}}{dt} - G_{MC} \cdot \frac{du_{C1}}{dt} + \\ &+ (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot u_{A1} - G_{MC} \cdot u_{B1} - G_{MC} \cdot u_{C1}; \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} i_{B1} &= i_{B2} - G_{MC} \cdot \frac{du_{A1}}{dt} + (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot \frac{du_{B1}}{dt} - G_{MC} \cdot \frac{du_{C1}}{dt} - \\ &- G_{MC} \cdot u_{A1} + (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot u_{B1} - G_{MC} \cdot u_{C1}; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} i_{C1} &= i_{C2} - G_{MC} \cdot \frac{du_{A1}}{dt} - G_{MC} \cdot \frac{du_{B1}}{dt} + (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot \frac{du_{C1}}{dt} - \\ &- G_{MC} \cdot u_{A1} - G_{MC} \cdot u_{B1} + (G_{OC} + 2 \cdot G_{MC}) \cdot u_{C1}. \end{aligned} \quad (7)$$

Запишем выражение (5) – (7) в матричной форме:

$$[C_c] \cdot [U_1] + [G_c] \cdot [U_1] = [\Delta I_{1-2}], \quad (8)$$

где  $[C_c] = \begin{vmatrix} (C_{CO} + 2 \cdot C_{MC}) & -C_{MC} & -C_{MC} \\ -C_{MC} & (C_{CO} + 2 \cdot C_{MC}) & -C_{MC} \\ -C_{MC} & -C_{MC} & (C_{CO} + 2 \cdot C_{MC}) \end{vmatrix}$  - матрица емкостей

неповрежденной части сети;

$[U_1] = \begin{vmatrix} \frac{du_{A1}}{dt} \\ \frac{du_{B1}}{dt} \\ \frac{du_{C1}}{dt} \end{vmatrix}$  - матрица - столбец производных фазных напряжений в

неповрежденной части сети;

$[G_c] = \begin{vmatrix} (G_{CO} + 2 \cdot G_{MC}) & -G_{MC} & -G_{MC} \\ -G_{MC} & (G_{CO} + 2 \cdot G_{MC}) & -G_{MC} \\ -G_{MC} & -G_{MC} & (G_{CO} + 2 \cdot G_{MC}) \end{vmatrix}$  - матрица проводи-

мости неповрежденной части сети;

$[U_1] = \begin{vmatrix} u_{A1} \\ u_{B1} \\ u_{C1} \end{vmatrix}$  - матрица - столбец фазных напряжений в неповрежден-

ной части сети;

$[\Delta I_{1-2}] = \begin{vmatrix} i_{A1} - i_{A2} \\ i_{B1} - i_{B2} \\ i_{C1} - i_{C2} \end{vmatrix}$  - разность матриц фазных токов  $i_1$  и  $i_2$ .

После преобразования выражения (8) к нормальной форме Коши получим следующее уравнение:

$$[U_1] = [C_c]^{-1} \cdot ([\Delta I_{1-2}] - [G_c] \cdot [U_1]). \quad (9)$$

В уравнении (9)  $[C_c]^{-1}$  - обратная матрица емкостей неповрежденной части сети:

$$[C_C]^{-1} = \begin{vmatrix} \frac{C_{OC} + C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} \\ \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{OC} + C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} \\ \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} & \frac{C_{OC} + C_{MC}}{C_{OC}(C_{OC} + 3C_{MC})} \end{vmatrix}.$$

Таким образом, математическое описание модели неповрежденной части сети представляет собой систему уравнений (1) - (9). Математические описания моделей элементов поврежденной линии строятся аналогично, но получаются они значительно более сложными и громоздкими за счет наличия выключателей  $Q$  в линии и ключей КЗ  $K$ .

Используя второй закон Кирхгофа, запишем в матричной форме уравнения поврежденной линии без учета состояния коммутационных элементов, полагая выключатель линии  $Q$  включенным.

$$\begin{vmatrix} \frac{L_{J1} + L_3}{2} & \frac{L_3}{2} & \frac{L_3}{2} \\ \frac{L_3}{2} & \frac{L_{J1} + L_3}{2} & \frac{L_3}{2} \\ \frac{L_3}{2} & \frac{L_3}{2} & \frac{L_{J1} + L_3}{2} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \frac{di_{A2}}{dt} \\ \frac{di_{B2}}{dt} \\ \frac{di_{C2}}{dt} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} u_{A1} - u_{A2} \\ u_{B1} - u_{B2} \\ u_{C1} - u_{C2} \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \frac{R_{J1} + R_3}{2} & \frac{R_3}{2} & \frac{R_3}{2} \\ \frac{R_3}{2} & \frac{R_{J1} + R_3}{2} & \frac{R_3}{2} \\ \frac{R_3}{2} & \frac{R_3}{2} & \frac{R_{J1} + R_3}{2} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_{A2} \\ i_{B2} \\ i_{C2} \end{vmatrix}. \quad (10)$$

Для имитации одновременности включения фаз выключателя  $Q$  будем моделировать последний тремя ключами  $q_A$ ,  $q_B$ , и  $q_C$  с независимым друг от друга управлением. Такое построение модели выключателя позволяет моделировать любую последовательность коммутации фаз как при включении выключателя  $Q$  линии, так и при его отключении. Будем полагать, что если  $q = 0$ , то ключ соответствующей фазы разомкнут (разрыв цепи), а при  $q = 1$  – замкнут. В этом случае получим:

$$\begin{aligned} i_{A2} &= q_A \cdot i_{A2}; \\ i_{B2} &= q_B \cdot i_{B2}; \\ i_{C2} &= q_C \cdot i_{C2}. \end{aligned}$$

Кроме того, при учете состояний ключей  $q_A, q_B, q_C$  в уравнении (10) необходимо выполнить следующие условия:

1. Коэффициенты при  $\frac{di_2}{dt}$  не должны равняться нулю при любых состояниях ключей  $q$ , так как в диагональных элементах обратной матрицы  $[L]^{-1}$  получается деление на нуль в случае, когда хотя бы один из ключей находится в состоянии  $q = 0$ .

2. При решении уравнений относительно производных правая часть любого уравнения должна обращаться в нуль, если ключ рассматриваемой фазы разомкнут (например,  $q = 0, i_2 = 0$  и соответственно  $\frac{di_2}{dt} = 0$ ).

3. Коэффициенты правой части дифференциальных уравнений при токах в смежных фазах должны быть выбраны так, чтобы рассматриваемое слагаемое обращалось в нуль, если соответствующий ключ (ключи) разомкнут.

Этим требованиям удовлетворяет следующее уравнение:

$$[I_2] \cdot [L_Q] = [\Delta U_{1-2}] - [R_Q] \cdot [I_2], \quad (11)$$

$$\text{где } [I_2] = \begin{pmatrix} \frac{di_{A2}}{dt} \\ \frac{di_{B2}}{dt} \\ \frac{di_{C2}}{dt} \end{pmatrix} \text{ - матрица - столбец производных фазных токов } i_2;$$

$$[I_2] = \begin{pmatrix} q_A \cdot i_{A2} \\ q_B \cdot i_{B2} \\ q_C \cdot i_{C2} \end{pmatrix} \text{ - матрица фазных токов первого звена линии};$$

$$[L_Q] = \begin{pmatrix} \frac{L_L + L_3}{2} & q_A \cdot q_B \cdot \frac{L_3}{2} & q_A \cdot q_C \cdot \frac{L_3}{2} \\ q_A \cdot q_B \cdot \frac{L_3}{2} & \frac{L_L + L_3}{2} & q_B \cdot q_C \cdot \frac{L_3}{2} \\ q_A \cdot q_C \cdot \frac{L_3}{2} & q_B \cdot q_C \cdot \frac{L_3}{2} & \frac{L_L + L_3}{2} \end{pmatrix} \text{ - матрица индуктивностей поврежденной линии с учетом состояний ключей};$$

$$[\Delta U_{1-2}] = \begin{pmatrix} q_A(u_{A1} - u_{A2}) \\ q_B(u_{B1} - u_{C2}) \\ q_C(u_{C1} - u_{C2}) \end{pmatrix} \text{ - матрица напряжений поврежденной линии};$$



$$[R_Q] = \begin{vmatrix} q_A \frac{R_{Л} + R_3}{2} & q_A q_B \frac{R_3}{2} & q_A q_C \frac{R_3}{2} \\ q_A q_B \frac{R_3}{2} & q_B \frac{R_{Л} + R_3}{2} & q_B q_C \frac{R_3}{2} \\ q_A q_C \frac{R_3}{2} & q_B q_C \frac{R_3}{2} & q_C \frac{R_{Л} + R_3}{2} \end{vmatrix} \text{ – матрица сопротивлений.}$$

Решив уравнение (11) относительно производных, получим

$$[I_2] = [L_Q]^{-1} \cdot [\Delta U_{1-2}] - [R_Q] \cdot [I_2], \quad (12)$$

где

$$[L_Q]^{-1} = \frac{1}{\left(\frac{L_{Л} + L_3}{2}\right)^3 - (q_A q_B + q_A q_C + q_B q_C) \left(\frac{L_{Л} + L_3}{2}\right) \left(\frac{L_3}{2}\right)^2 + 2q_A q_B q_C \left(\frac{L_3}{2}\right)^2} \cdot \begin{vmatrix} \left(\frac{L_{Л} + L_3}{2}\right)^2 - q_B q_C \frac{L_3^2}{4} & q_A q_B \left(\frac{q_C L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) & q_A q_C \left(\frac{q_B L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) \\ q_A q_B \left(\frac{q_C L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) & \left(\frac{L_{Л} + L_3}{2}\right)^2 - q_A q_C \frac{L_3^2}{4} & q_B q_C \left(\frac{q_A L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) \\ q_A q_C \left(\frac{q_B L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) & q_B q_C \left(\frac{q_A L_3^2 + L_{Л} L_3 + L_3^2}{4}\right) & \left(\frac{L_{Л} + L_3}{2}\right)^2 - q_A q_B \frac{L_3^2}{4} \end{vmatrix}.$$

– обратная матрица индуктивностей поврежденной линии.

Как видно из схемы замещения рис. 1, второе звено поврежденной линии по своему составу полностью идентично модели неповрежденной части сети и описывается аналогичными уравнениями. Различие состоит только в параметрах и в необходимости учета состояний ключей  $q$  и  $K$  выключателя и ключа КЗ при токах  $i_2, i_3$ . Поэтому по аналогии с уравнением (9) можно записать:

$$[U_2] = [C_{Л}]^{-1} \cdot ([\Delta I_{2-3}] - [G_{Л}] \cdot [U_2]), \quad (13)$$

где

$$[U_2] = \begin{vmatrix} \frac{du_{A2}}{dt} \\ \frac{du_{B2}}{dt} \\ \frac{du_{C2}}{dt} \end{vmatrix};$$

$$[G_{Л}] = \begin{vmatrix} (G_{ОЛ} + 2 \cdot G_{МЛ}) & -G_{МЛ} & -G_{МЛ} \\ -G_{МЛ} & (G_{ОЛ} + 2 \cdot G_{МЛ}) & -G_{МЛ} \\ -G_{МЛ} & -G_{МЛ} & (G_{ОЛ} + 2 \cdot G_{МЛ}) \end{vmatrix};$$

$$[C_{Л}]^{-1} = \begin{vmatrix} \frac{(C_{ОЛ} + C_{МЛ})}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} \\ \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{(C_{ОЛ} + C_{МЛ})}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} \\ \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{C_{МЛ}}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} & \frac{(C_{ОЛ} + C_{МЛ})}{C_{ОЛ}(C_{ОЛ} + 3C_{МЛ})} \end{vmatrix};$$

$$[U_2] = \begin{vmatrix} u_{A2} \\ u_{B2} \\ u_{C2} \end{vmatrix}, \quad [\Delta I_{2-3}] = \begin{vmatrix} q_A \cdot i_{A2} - k_A \cdot i_{A3} \\ q_B \cdot i_{B2} - k_B \cdot i_{B3} \\ q_C \cdot i_{C2} - k_C \cdot i_{C3} \end{vmatrix}.$$

Модели выключателя  $Q$  и ключа КЗ  $K$  идентичны, поэтому при однотипности первого и третьего звеньев поврежденной линии можно сделать вывод, что уравнения, описывающие рассматриваемые звенья, также подобны. По аналогии с (12) и учитывая наличие переходного сопротивления  $R_{п}$ , получим:

$$[I_3] = \cdot [L_K]^{-1} \cdot ([U_2] - [R_K] \cdot [I_3]), \quad (14)$$

$$\text{где } [I_3] = \begin{vmatrix} \frac{di_{A3}}{dt} \\ \frac{di_{B3}}{dt} \\ \frac{di_{C3}}{dt} \end{vmatrix}, \quad [I_3] = \begin{vmatrix} k_A \cdot i_{A3} \\ k_B \cdot i_{B3} \\ k_C \cdot i_{C3} \end{vmatrix}, \quad [U_2] = \begin{vmatrix} k_A \cdot u_{A2} \\ k_B \cdot u_{B2} \\ k_C \cdot u_{C2} \end{vmatrix};$$

$$[R_k] = \begin{vmatrix} k_A \cdot \left( \frac{R_{Л} + R_3}{2} + R_n \right) & k_A \cdot k_B \cdot \frac{R_3}{2} & k_A \cdot k_C \cdot \frac{R_3}{2} \\ k_A \cdot k_B \cdot \frac{R_3}{2} & k_B \cdot \left( \frac{R_{Л} + R_3}{2} + R_n \right) & k_B \cdot k_C \cdot \frac{R_3}{2} \\ k_A \cdot k_C \cdot \frac{R_3}{2} & k_B \cdot k_C \cdot \frac{R_3}{2} & k_C \cdot \left( \frac{R_{Л} + R_3}{2} + R_n \right) \end{vmatrix};$$

$$[L_k]^{-1} = \frac{1}{\left( \frac{L_{Л} + L_3}{2} \right)^3 - (k_A k_B + k_A k_C + k_B k_C) \left( \frac{L_{Л} + L_3}{2} \right) \left( \frac{L_3}{2} \right)^2 + 2k_A k_B k_C \left( \frac{L_3}{2} \right)^2}.$$

$$\begin{vmatrix} \left(\frac{L_{\Gamma}+L_3}{2}\right)^2 - k_B k_C \frac{L_3^2}{4} & k_A k_B \frac{(k_C L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} & k_A k_C \frac{(k_B L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} \\ k_A k_B \frac{(k_C L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} & \left(\frac{L_{\Gamma}+L_3}{2}\right)^2 - k_A k_C \frac{L_3^2}{4} & k_B k_C \frac{(k_A L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} \\ k_A k_C \frac{(k_B L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} & k_B k_C \frac{(k_A L_3^2 + L_{\Gamma} L_3 + L_3^2)}{4} & \left(\frac{L_{\Gamma}+L_3}{2}\right)^2 - k_A k_B \frac{L_3^2}{4} \end{vmatrix}.$$

Ток нулевой последовательности в поврежденной линии определяется из следующего выражения:

$$i_0 = \frac{1}{3} \cdot (i_{A2} + i_{B2} + i_{C2}). \quad (15)$$

Таким образом, полученное в соответствии со схемой замещения рис. 4 математическое описание модели источника питания, эквивалентированной сети, одного Т - образного звена линии электропередачи, выключателя и ключа КЗ с пофазным управлением для радиальной сети 6-10 кВ представляет собой систему уравнений, включающую пять алгебраических (1), (3), (15) и пятнадцать дифференциальных уравнений первого порядка (4), (9), (12)–(14).

**Функциональные возможности модели электрической сети.** При соответствующем изменении параметров схемы замещения сети, задаваемых пользователем, модель (рис. 1 и 2) позволяет исследовать переходные процессы и установившиеся режимы при ОЗЗ для следующих типов радиальных электрических сетей:

- кабельных сетей;
- воздушных сетей;
- смешанных (кабельно-воздушных) сетей.

Рассматриваемая модель позволяет получить осциллограммы переходных процессов и установившихся режимов повреждений при следующих режимах заземления нейтрали сети 6-10 кВ:

- изолированной нейтрали;
- заземления нейтрали через дугогасящий реактор (компенсация емкостного тока ОЗЗ) с различной степенью компенсации емкостных токов (резонансная настройка, недокомпенсация, перекомпенсация);
- высокоомном заземлении нейтрали через резистор;
- низкоомном заземлении нейтрали через резистор;
- комбинированном (сочетании резонансного и высокоомного режима заземления нейтрали – шунтировании ДГР резистором).

Виды моделируемых повреждений (металлических и через переходное сопротивление) и коммутационных переключений:

- 1) трехфазные и двухфазные КЗ;
- 2) все разновидности ОЗЗ, в т.ч. устойчивые и неустойчивые (однократные самоустраняющиеся пробои изоляции, дуговые прерывистые замыкания, дуговые перемежающиеся замыкания);
- 3) двойные замыкания на землю;
- 4) продольная несимметрия (обрыв фазного провода);
- 5) замыкания на землю с обрывом фазного провода – так называемые «сетевые замыкания»;
- 6) пофазное включение линий под напряжение и их отключение;
- 7) однофазные замыкания на землю через емкостное сопротивление.

Последний вид замыканий часто используется эксплуатационным персоналом электрических станций и сетей при проведении опытов искусственных замыканий на землю, осуществляемых в целях замера величин емкостных токов замыкания на землю и оценки эффективности функционирования защит от данного вида повреждений.

Моделируется как возникновение повреждений, так и их отключение. Во всех рассматриваемых случаях рассчитываются и отображаются на многоканальных осциллограммах токи и напряжения (фазные и нулевой последовательности) переходных процессов, сопровождающих коммутационные переключения в сети, и установившегося (стационарного) процесса.

Кроме того, для момента времени  $t = 0$  и соответствующего ему состояния коммутационной аппаратуры (выключатели, ключи КЗ) рассчитываются в комплексной форме параметры установившегося режима (токи и напряжения во всех элементах схемы замещения сети) для всех частотных составляющих, задаваемых генерирующим источником.

Расчеты электромагнитных переходных и установившихся процессов при ОЗЗ и коммутационных переключениях в сети с использованием предлагаемой математической модели сети позволяют оперативно уточнить и оценить:

- уровни токов и напряжений (фазных и нулевой последовательности);
- частотный диапазон токов и напряжений;
- энергетический спектр (плотность спектральной мощности) сигналов (токов и напряжений) основной частоты, высших гармонических составляющих и составляющих электромагнитных переходных процессов;

– начальные фазные соотношения между токами  $3i_0$  и напряжением  $3u_0$  (производной напряжения  $du_0/dt$ ) нулевой последовательности в поврежденном и неповрежденных присоединениях;

– небаланс в токах и напряжении нулевой последовательности при трехфазных КЗ и пофазной несимметрии сетей.

На рис. 5. в качестве примера, иллюстрирующего возможности разработанной модели, приведены осциллограммы электромагнитного переходного процесса при сложном виде повреждения в сети с изолированной нейтралью. На рис. 6 показаны такие же, как в предыдущем случае, кривые, но для работы сети с компенсированной нейтралью (резонансной настройкой ДГР). На рис. 5 и 6 отдельным моментам времени соответствуют следующие события:

- |                     |   |
|---------------------|---|
| $t_1 = 0,0050$ с    | – включение фазы «А» линии Л1 под напряжение;   |
| $t_2 = 0,0055$ с    | – включение фазы «В» линии Л1 под напряжение;   |
| $t_3 = 0,0060$ с    | – включение фазы «С» линии Л1 под напряжение;   |
| $t_4 = 0,0120$ с    | – включение фазы «А» линии Л2 под напряжение;   |
| $t_5 = 0,0125$ с    | – включение фазы «В» линии Л2 под напряжение;   |
| $t_6 = 0,0130$ с    | – включение фазы «С» линии Л2 под напряжение;   |
| $t_7 = 0,0160$ с    | – включение фазы «А» линии Л3 под напряжение;   |
| $t_8 = 0,0163$ с    | – включение фазы «В» линии Л3 под напряжение;   |
| $t_9 = 0,0165$ с    | – включение фазы «С» линии Л3 под напряжение;   |
| $t_{10} = 0,0250$ с | – замыкание фазы «А» линии Л1 на землю через $R_{гг}=0,1$ Ом;                           |
| $t_{11} = 0,0320$ с | – восстановление изоляции фазы «А» линии Л1;  |
| $t_{12} = 0,0450$ с | – повторный пробой изоляции фазы «А» линии Л1 на землю;                                 |
| $t_{13} = 0,0530$ с | – пробой изоляции фазы «В» линии Л2 на землю (двойное замыкание на землю);              |
| $t_{14} = 0,0650$ с | – отключение двойного замыкания на землю (отключение фазы «А» выключателя Q2 линии Л2); |
| $t_{15} = 0,0660$ с | – отключение двойного замыкания на землю (отключение фазы «В» выключателя Q2 линии Л2); |
| $t_{16} = 0,0667$ с | – отключение двойного замыкания на землю (отключение фазы «С» выключателя Q2 линии Л2); |
| $t_{17} = 0,0699$ с | – восстановление изоляции фазы «А» линии Л1;  |
| $t_{18} = 0,0730$ с | – двухфазное КЗ между фазами «А» и «В» в конце линии Л1;                                |
| $t_{19} = 0,0750$ с | – переход двухфазного КЗ между фазами «А», «В» в трехфазное КЗ на линии Л1;             |
| $t_{20} = 0,0870$ с | – отключение 3-фазного КЗ (отключение фазы «А» выключателя Q1 линии Л1);                |
| $t_{21} = 0,0880$ с | – отключение 3-фазного КЗ (отключение фазы «В» выключателя Q1 линии Л1);                |
| $t_{22} = 0,890$ с  | – отключение 3-фазного КЗ (отключение фазы «С» выключателя Q1 линии Л1);                |

#### Библиографический список

1. Дьяконов В. Матлаб 6: учебный курс. – СПб.: Питер, 2001. – 592 с.
2. Дьяконов В. Simulink 4. Специальный справочник. – СПб.: Питер, 2002. – 528 с.

Модель радиальной электрической сети для исследования переходных процессов при замыканиях на землю

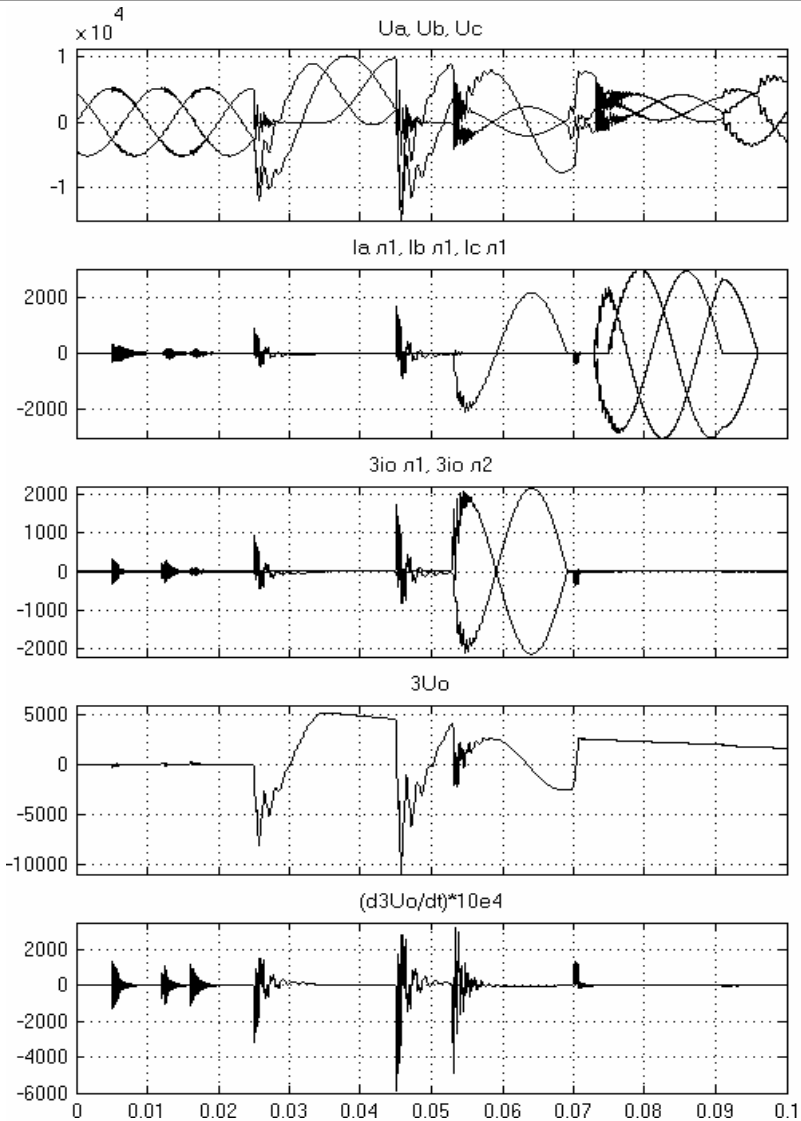


Рис. 4. Осциллограммы электромагнитного переходного процесса при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Модель радиальной электрической сети для исследования переходных процессов при замыканиях на землю

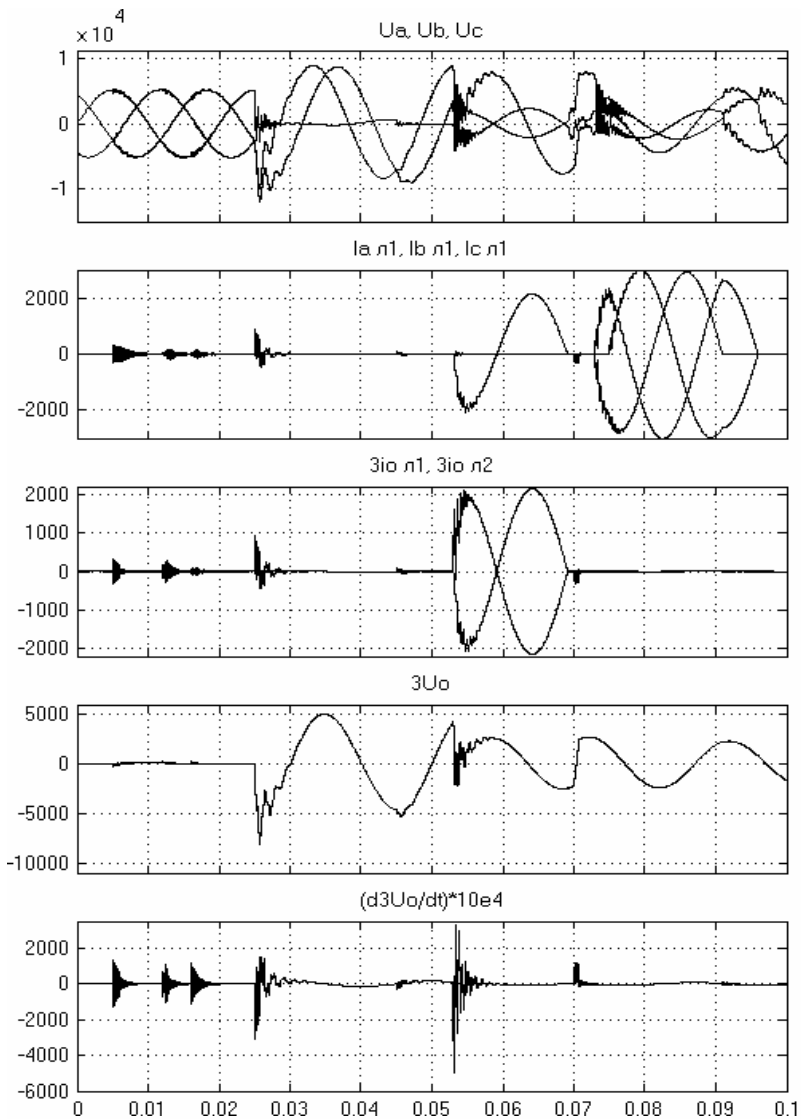


Рис. 5. Осциллограммы электромагнитного переходного процесса при ОЗЗ в сети с резонансно-заземленной нейтралью

УДК 621.311

## **Прогнозирование аварийности в электроэнергетических системах**

*Б.Г. Калашиников, Ю.В. Морошкин, кандидаты техн. наук,  
М.Ш. Мисриханов, В.А. Скопинцев, доктора техн. наук*

**Постановка задачи.** Целью проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) и энергообъектов является получение оптимальных показателей эффективности (качества) их работы, под которой понимается совокупность свойств (основные из них - экономичность, надёжность, безопасность и живучесть), определяющих способность системы (объекта) выполнить поставленные задачи. В процессе управления системой при решении многих практических задач требуется выполнять прогностические оценки функционирования (поведения) сложных технических комплексов на некоторую глубину по времени в будущее для принятия обоснованных решений в настоящем.

Так, например, оперативное, а тем более суточное планирование режимов и ремонтов силового оборудования ЭЭС, требует решения задачи суточного прогнозирования нагрузки [1].

Для выполнения перспективных работ, связанных с развитием ЭЭС, долгосрочное прогнозирование спроса на электроэнергию является наиболее сложной и важной задачей при выборе вариантов развития системы [2].

Нередко прогностические оценки тех или иных событий положены в основу действующих нормативов. Так указанные оценки выполняются при создании аварийного запаса материалов в необходимом объеме и номенклатуре для проведения аварийно-восстановительных работ от возможных аварий в будущем на ВЛ в регионах с повышенными гололёдно-изморозевыми и ветровыми нагрузками на линии.

При проектировании ВЛ важным этапом является обоснование таких расчётных климатических условий (максимальных скоростного напора ветра и толщины гололёдно-изморозевых отложений), чтобы при будущей эксплуатации линии снизить риск превышения этих условий. Иными словами, требуется иметь прогноз внешних климатических нагрузок на элементы и конструкции ВЛ на предстоящий срок эксплуатации в районе прохождения трассы линии.

Потребность в выполнении прогностических оценок при решении практических задач не ограничивается приведенными примерами. Об-



щим для них является то, что, как правило, оценке подлежат случайные во времени процессы или (и) их показатели.

Существенное влияние на выбор математической модели и методику прогнозирования, а также на получение точности оценок оказывает глубина прогноза во времени.

Для краткосрочного прогноза, каким является почасовое прогнозирование нагрузки в задачах оперативного и суточного управления режимами, находят практическое применение модели на основе искусственных нейронных сетей и метода нечёткой логики [1]. Предпочтение их традиционным статистическим моделям обусловлено простотой моделирования, работоспособностью модели при неполной входной информации, устойчивостью к помехам, высоким быстродействием и независимостью от состава потребителей узла нагрузки. Приведенные в [1] результаты исследования показали высокую точность суточного прогнозирования – средняя погрешность в зависимости от дня недели не превышает 1,3–3,4 % (среднеквадратичная погрешность 1,6–4,5 %). Для запуска в работу предложенных моделей необходимо обучение сети на ретроспективных данных о нагрузке двухнедельного периода давности, а в дальнейшем в целях увеличения точности прогноза и независимости его от сезона года перед выполнением каждого прогнозирования нагрузки проводится дообучение сети.

С увеличением глубины прогноза существенно возрастают трудности в выборе модели и методов прогнозирования. Это наглядно видно в задаче прогнозирования спроса на электроэнергию на глубину 10–20 лет при выполнении перспективных работ развития ЭЭС. Сравнительно недавно в прогностических оценках электропотребления использовался метод прямого счёта и его модификации, суть которого заключалась в выделении ограниченного числа наиболее масштабных электроёмких производств в экономике страны и последующем изучении динамики электроёмкости производства. Исходные данные для такой методики предоставлялись центральными органами управления страной. Точность такого прогнозирования была невысокой. Достаточно отметить, что показатели развития экономики за период 1960–1980 гг. были выполнены только на 1/3 [2].

В настоящее время получают развитие другие подходы к определению потребления электроэнергии с применением вероятностных, верификационных и эконометрических моделей, а также экспертного прогнозирования (метода «Дельфи»). Анализ тенденций и эконометрический анализ основаны на выявлении взаимосвязей в экономике и электропотреблении. Находит применение также метод межстрановых сравнений,

основанный на выявлении устойчивых закономерностей в развитии экономики и электропотреблении разных стран не только в период устойчивого развития, но и в периоды их кризисов. Этот метод аналогий оказался полезным для возможных оценок перспективного развития с учётом специфики нашей страны и изменений, произошедших в России в последние годы.

В практике эксплуатации ЭЭС всё большее применение получают задачи прогнозирования аварийности в ЭЭС, как одной из характеристик работы системы, определяемой числом технологических нарушений (аварий, инцидентов) и их последствиями за определённый период эксплуатации [3]. Так, например, прогностические оценки аварийности используются при составлении некоторых нормативов: аварийного запаса материалов, требований к сейсмической стойкости объектов, расчётных климатических условий на ВЛ, показателей надёжности электроустановок, их промышленной безопасности и других.

Следует отметить недостаточную методическую проработку применяемых моделей для прогноза аварийности. В то же время аварийность непосредственно влияет на надёжность энергоснабжения, промышленную безопасность, экономичность и, в конечном счёте, на эффективность работы системы.

Действительно, большинство случаев ограничения или прекращения электроснабжения потребителей происходит по причине технологических нарушений. При этом последствия для ЭЭС выражаются в виде упущенной выгоды из-за снижения объёма реализации продукции и возмещения убытков потребителям.

Технологические нарушения нередко связаны с необходимостью затрат на ремонтно-восстановительные работы и с безвозвратными потерями части средств производства. Нельзя исключать случаи загрязнения природной среды и негативные последствия для человека. Это в свою очередь приводит к необходимости возмещения экологического ущерба и проведения работ по устранению экологических последствий, а также возмещения социального ущерба в соответствии с законодательством о социальной защите.

Всё отмеченное стимулирует развитие и совершенствование моделей и соответствующих методик прогноза аварийности в ЭЭС. В настоящей публикации отражен некоторый опыт решения данной задачи.

**Общие принципы прогноза аварийности в ЭЭС.** Согласно [3, 4] прогноз – это вероятностная оценка состояния какого-либо объекта (процесса или явления) в определённый момент времени в будущем, а про-

гнозирование – это процесс формирования прогнозов функционирования объекта на основе анализа тенденций его поведения.

При прогнозировании аварийности каждое технологическое нарушение (авария, инцидент) в ЭЭС рассматривается как случайное событие, так как причины технологических нарушений и последствия от них, время и место возникновения, характер протекания этих нарушений зависят от многих случайных факторов. Технологические нарушения в многочисленных разнородных элементах ЭЭС образуют во времени поток событий – повреждений, появляющихся одно за другим в случайные моменты времени.

Аварийность в ЭЭС характеризуется рядом показателей. В сложившейся практике учёта технологических нарушений за определённый период эксплуатации (месяц, квартал года, год и т.д.) могут рассматриваться число технологических нарушений, экономический ущерб от них, недоотпуск тепловой и электрической энергии, объём повреждений (например, число повреждённых или разрушенных опор ВЛ), показатели безопасности и другие. Эти показатели с течением времени изменяются. При управлении ЭЭС для принятия обоснованных решений может возникать задача получения прогностической оценки того или иного показателя аварийности на некоторую глубину по времени в будущем.

Сначала необходимо оценить возможность осуществления такого прогнозирования. Некоторый опыт решения указанной задачи позволяет сформулировать следующие обобщающие положения.

Прогнозирование аварийности возможно при наличии и обнаружении некоторых закономерностей изменения во времени анализируемых показателей аварийности. Эти закономерности могут быть описаны каким-либо способом, при этом желательно иметь физическое представление о природе их проявления.

Должна присутствовать определённая доля уверенности в том, что обнаруженные закономерности изменения показателей аварийности сохранятся в будущем, по крайней мере, на заданную глубину прогноза.

Такая уверенность для сложных ЭЭС обусловлена инертностью свойств и характеристик таких систем [3] - при отсутствии искусственно созданных разрушающих воздействий изменение свойств и характеристик ЭЭС происходит постепенно с относительно небольшой скоростью. Указанная закономерность объясняется большой размерностью («массой») системы. Кроме того, знание физической природы закономерности изменения аварийности в ЭЭС позволяет вынести суждение о постоянстве или изменчивости существования этой закономерности.

Для установления закономерностей (гипотезы) изменения анализируемых показателей аварийности необходимо иметь ретроспективу технологических нарушений предшествующего периода эксплуатации. Период наблюдения должен быть таким, чтобы обеспечить репрезентативность выборки.

Успешность решения задачи прогнозирования зависит от объёма и качества информации о прогнозируемом процессе и наличия необходимых вычислительных средств. Если информация получена с большой погрешностью, то даже при большом объёме информации точность прогнозирования может быть не высокой.

При осуществлении прогнозирования следует рассматривать возможность упрощения прогностических моделей путем выявления доминирующих факторов и исключения менее существенных переменных величин, принятия некоторых переменных величин в качестве постоянных и др.

При эксплуатации ЭЭС необходимо обеспечить постоянный учёт и анализ аварийности для своевременной корректировки результатов прогноза.

Современные методы прогнозирования основаны на использовании различных математических теорий, к числу которых относятся теория временных рядов, теория экстраполяции и интерполяции, теория вероятностей и математическая статистика, теория случайных процессов, корреляционный анализ, спектральный анализ и другие.

Далее рассматривается подход к прогнозированию показателей аварийности в ЭЭС на основе ретроспективной информации о технологических нарушениях в элементах ЭЭС за определённый период эксплуатации.

**Методика прогнозирования аварийности.** Если свести в таблицу данные о технологических нарушениях в ЭЭС за определённый период эксплуатации – время наблюдения  $T$ , то получим временной ряд вида

$$\begin{aligned} t_i: t_0 = 0, t_1, t_2, \dots, t_n = T; \\ y_i: y_0, y_1, y_2, \dots, y_n. \end{aligned} \quad (1)$$

В (1) каждое значение временного ряда  $y_i$  ( $i = 0, 1, \dots, n$ ) связано с временным интервалом ( $t_i, t_{i+1}$ ). Значения временного ряда  $y_i$  получаются накоплением некоторых данных по аварийности (например, числа технологических нарушений, суммарного экономического ущерба от них или недоотпуска энергии и т.д.) за определённый промежуток времени (месяц, квартал года, год и т.д.). Полагаем промежуток времени между моментами времени  $t_i$  и  $t_{i+1}$  одинаковым при любых значениях  $i$ , что соответствует существующей практике учёта аварийности на предприятиях электроэнергетики.

Прежде чем приступить непосредственно к процессу прогнозирования, т.е. предсказанию будущих значений показателя аварийности на основе прошлых наблюдений временного ряда (1), выполняется анализ этого ряда. Целью такого анализа является построение математической модели ряда, с помощью которой можно объяснить поведение ряда и осуществить прогноз его дальнейшего поведения.

Значение временного ряда  $y_i$  формируется под совокупным влиянием множества длительно и кратковременно действующих факторов, в том числе различного рода случайностей. Следуя основной идее статистики, математическую модель временного ряда представляют в виде суммы закономерной (детерминированной) и случайной составляющих [5]:

$$y_i = d(t_i) + \zeta(t_i), \quad i = 0, 1, \dots, n. \quad (2)$$

В (2) детерминированная составляющая  $d(t_i)$  описывает некоторую усреднённую на периоде наблюдения тенденцию изменения  $y_i$  во времени и отражает действие множества факторов или причин, характер проявления которых во времени не всегда до конца ясен. Однако их совокупное влияние может быть устойчивым в течение достаточно длительных промежутков времени, что обеспечивает возможность прогноза для подобных временных рядов.

Если полностью выявить закономерную составляющую в поведении временного ряда, то оставшаяся часть представляет собой иррегулярную или случайную составляющую  $\zeta(t_i)$ . Для её описания используют понятие случайной последовательности, как процесса от целочисленного аргумента [5].

При решении практических задач наиболее удобно представить случайную составляющую в виде «гауссовского белого шума» – последовательности независимых нормально распределённых случайных величин с нулевыми математическими ожиданиями ( $M[\zeta_i] = 0$ ) и одинаковыми дисперсиями ( $D[\zeta_i] = \sigma_2$ ).

Следует отметить, что последовательность независимых случайных величин можно также представлять другими более сложными моделями, например процессами скользящего среднего, авторегрессии, обладающими марковским свойством, и другими [5].

Если детерминированная составляющая временного ряда обеспечивает возможность точечного прогноза на основе установленной тенденции изменения рассматриваемого показателя аварийности, то случайная составляющая позволяет дать оценку границам доверительных интервалов этого показателя с заданной вероятностью.

В детерминированной составляющей ряда (2) обычно различают три составляющих её части [5]: тренд  $tr(t_i)$ , сезонную компоненту  $s(t_i)$  и циклическую компоненту  $c(t_i)$ , т.е.

$$d(t_i) = tr(t_i) + s(t_i) + c(t_i), \quad i = 0, 1, \dots, n. \quad (3)$$

Трендом называют плавно изменяющуюся компоненту, описывающую влияние долговременных факторов, эффект которых сказывается постепенно. В качестве математической модели тренда часто используют линейную модель:

$$tr(t) = b_0 + b_1 t. \quad (4)$$

Если нелинейный характер тренда очевиден, то могут подойти следующие типы моделей: полиномиальная, логарифмическая, логистическая, Гомпертца и другие [4].

Сезонная компонента описывает периодические составляющие процесса в течение определённого отрезка времени и состоит из последовательности повторяющихся циклов (применительно к показателям аварийности в ЭЭС – 12-месячный природный цикл). В [6] для математического описания сезонной компоненты рекомендуется использовать полигармоническую модель вида

$$S(t) = \sum_{j=1}^6 [A_j \cos j\omega t + B_j \sin j\omega t], \quad (5)$$

где  $\omega = 2\pi/12$  – называется основной (найквистовой) частотой с периодом 12 месяцев;  $A_j, B_j$  – некоторые параметры.

Модель сезонной компоненты вида (5) получила также название «сезонного движения».

Циклическая компонента описывает длительные периоды относительного подъёма и спада и состоит из циклов, которые в общем случае меняются по амплитуде и протяженности. При исследовании аварийности в ЭЭС указанная компонента характеризует многолетние циклические изменения показателей аварийности. Математическая модель в общем случае имеет вид [6]

$$c(t) = \sum_{p=1}^r [A_p \cos(2\pi f_p t) + B_p \sin(2\pi f_p t)], \quad (6)$$

где  $r$  – число рассматриваемых гармоник; величина  $f_p$  ( $p = 1, 2, \dots, r$ ) характеризует частоты этих гармоник;  $A_p, B_p$  – некоторые параметры гармоник.

Циклические компоненты аварийности однородных объектов (например, только в электрических сетях или на тепловых электростанциях) нередко могут быть представлены полигармоническими моделями вида (5), где присутствует определённая основная частота, отличная от 12-месячного природного цикла, и несколько кратных ей гармоник.

Принятая в электроэнергетике система учёта технологических нарушений основывается на ежемесячной сводной отчётности энергопредприятий по установленной форме, в которой приводится число технологических нарушений за месяц с выделением наиболее крупных по тяжести последствий нарушений, классификационные и причинные признаки нарушений, недоотпуск тепловой и электрической энергии, экономический ущерб. Кроме того, на каждое технологическое нарушение в результате расследования оформляется акт единой формы с использованием компьютерной программы [7]. Указанные документы позволяют формировать временные ряды вида (1) с месячным или годовым временным интервалом по исследуемому показателю аварийности как по ЭЭС в целом, так и по её подсистемам, например электрическим сетям, ТЭС, ГЭС, тепловым сетям, видам оборудования и т.д.

При анализе аварийности по месячному временному ряду обычно рассматривают последние 3-5 лет (36-60 членов временного ряда) наблюдения. При этом в детерминированной составляющей ряда часто выделяется сезонная компонента, а влияние циклической компоненты можно учесть в тренде. В случае анализа временных рядов с годовым временным интервалом сезонная компонента отсутствует и при достаточном периоде наблюдения заметно выделяется циклическая компонента.

Таким образом, математическая модель детерминированной составляющей временного ряда (2), как правило, содержит тренд и одну из компонент – сезонную или циклическую.

Важным этапом ретроспективного анализа рассматриваемого показателя аварийности является предположение о виде функциональной зависимости детерминированной составляющей (3), особенно если в дальнейшем она будет использоваться для прогностических оценок. Желательно выбрать функцию так, чтобы она не только хорошо описывала закономерную составляющую, но и имела физическое объяснение такой зависимости. Последнее не всегда удаётся, поэтому приходится довольствоваться чисто эмпирическими, «подгоночными» формулами, однако при этом значительно снижается обоснованность распространения полу-

ченной зависимости на будущее время, особенно при среднесрочном и долгосрочном прогнозировании.

Следует признать, что выбор математической модели детерминированной составляющей является сложной проблемой и не имеет однозначного решения. В [4, 5] рекомендуют анализ временного ряда начинать с построения и изучения его графика, полагая, что человеческий глаз довольно уверенно определяет по графику временного ряда наличие тренда и его характер, а также наличие сезонных и циклических компонент. Полученные при этом определённые предположения следует рассматривать как направление дальнейшего анализа путём проверки и уточнения с помощью расчётов.

Для снижения влияния случайной составляющей в исходном ряду, а также «подавления» высокочастотных гармоник допускается предварительная обработка этого ряда путём процедуры сглаживания. Наиболее распространён способ осреднения по некоторой совокупности окружающих точек, причём при выполнении этой операции осуществляется перемещение вдоль ряда точек, в связи с чем она называется «скользящей средней». В самом простом варианте сглаживающая функция линейна и сглаживающая группа состоит из предыдущей и последующих точек (сглаживание по трём точкам), в более сложных – функция нелинейна и использует группу из произвольного числа точек [4].

Сглаживание даже в простом линейном варианте является во многих случаях весьма эффективным средством выявления тренда и наличия сезонных или циклических компонент.

При составлении математической модели детерминированной составляющей ряда наибольшую сложность представляет нахождение оценок  $\omega$  или  $f_p$  ( $p = 1, 2, \dots, r$ ) соответственно в формулах (5) и (6). Для решения данной задачи может оказаться полезным построение периодограммы, позволяющей рассматривать временной ряд не во временной области значения аргумента, а в частотной [5].

Для построения периодограммы используется выражение

$$s^2(f) = \left[ \frac{2}{n+1} \sum_{i=0}^n y_i \cos(2\pi f i) \right]^2 + \left[ \frac{2}{n+1} \sum_{i=0}^n y_i \sin(2\pi f i) \right]^2, \quad (7)$$

где  $f$  – некоторая фиксированная частота.

График зависимости  $s_2(f)$  при переменном  $f$  получил название периодограммы.



В [5] отмечается, что по замыслу функция (7) должна принимать большие значения (иметь локальные максимумы) для доминирующих периодических составляющих временного ряда  $y_i(t_i)$  с периодами, равными длинам волн  $\lambda = 1/f$ . Практически это далеко не так, и часть максимумов  $s_2(f)$  к реальным периодам ряда отношения не имеет. Рекомендуется к анализу периодограммы и соответствующим выводам подходить с осторожностью. Опыт анализа аварийности в ЭЭС свидетельствует о том, что в ряде случаев периодограмма исходного или сглаженного временного ряда позволяет получить лишь ориентиры на возможные гармонические составляющие и тем самым сформулировать некоторые гипотезы физического объяснения поведения временного ряда, которые должны быть обоснованы или отвергнуты последующими проверками и расчётами.

В качестве одной из проверок полученной математической модели детерминированной составляющей временного ряда является её проверка на статистическую значимость [8]. Статистическая значимость определяется по критерию Фишера на основе использования статистики вида

$$F = \frac{n-l}{l} \frac{\sum_{i=0}^n [d(t_i) - \bar{y}]^2}{\sum_{i=0}^n [y_i - d(t_i)]^2}, \quad (8)$$

где

$$\bar{y} = \frac{1}{n+1} \sum_{i=0}^n y_i$$

- среднее значение;  $l$  – число искомых параметров математической модели без учёта постоянной составляющей.

Математическая модель детерминированной составляющей в целом считается значимой с уровнем значимости  $\alpha$  (соответственно доверительная вероятность  $p = 1 - \alpha$ ), если значение статистики (8) удовлетворяет неравенству

$$F > F_{1-\alpha}(l, n-l), \quad (9)$$

в правой части которого находится определяемое по специальным таблицам критическое значение распределения Фишера, соответствующее уровню значимости  $\alpha$  с  $l$  и  $(n-l)$  степенями свободы.

В практических расчётах широкое употребление получил 5-процентный уровень значимости ( $\alpha = 0,05$ ), иногда ограничиваются 10-процентным уровнем. Для более уверенных заключений принимают 1-процентный уровень значимости. Если проверка на значимость показала выполнение неравенства (9), например, при 1-процентном уровне, то можно утверждать, что с доверительной вероятностью  $p = 0,99$  полученная оценка математической модели является статистически значимой.

Согласно (2) после исключения из исходного временного ряда детерминированной составляющей получим новый временной ряд остатков, характеризующихся случайной составляющей:

$$\varepsilon(t_i) = y_i - d(t_i), \quad i = 0, 1, \dots, n. \quad (10)$$

При анализе остатков (10) в первую очередь осуществляется проверка стационарности этого ряда. При этом проверяются гипотезы о нормальном распределении случайных величин остатков по критериям Колмогорова-Смирнова, «хи-квадрат» и др. Для проверки стационарности ряда остатков чаще всего используются выборочная автокорреляционная функция (кореллограмма) и частная автокорреляционная функция (при нестационарности подбор детерминированной составляющей нуждается в уточнении) [5].

Ранее отмечалось, что наиболее употребительной является проверка гипотезы о возможности представления случайной составляющей в виде гауссовского белого шума (подтверждается выполнением, например, критерия «хи-квадрат» и близостью к нулю выборочного среднего при условии одинаковости выборочной дисперсии  $\sigma^2$  для каждого  $i$ ). Оценка дисперсии важна для прогнозирования, так как исходя из неё вычисляется ширина доверительного интервала прогноза.

После построения математической модели временного ряда в виде суммы детерминированной и случайной составляющих и надлежащего обоснования представления (2) может быть выполнена процедура прогнозирования будущих значений исследуемого показателя аварийности с указанием точности этого прогноза на базе подобранной модели.

При заданной глубине прогноза аварийности ( $T_{np}$ ) по найденной модели закономерной (детерминированной) составляющей вычисляется будущее значение  $d(T+T_{np})$  в качестве точечного прогноза. Возможные оценки границ доверительных интервалов с заданной вероятностью могут быть приближённо найдены по случайной составляющей. Если эта составляющая может быть представлена в виде гауссовского белого шу-

ма с выборочной дисперсией  $\sigma^2$ , то будущее значение исследуемого показателя аварийности на глубину прогноза  $T_{np}$  с вероятностью 0,954 находится в границах  $d(T+T_{np}) \pm 2\sigma$ , и с вероятностью  $p = 0,997$  – в границах  $d(T+T_{np}) \pm 3\sigma$ .

В [5] отмечается, что хорошо подобрать математическую модель удаётся не для всякого временного ряда. Нередко подходящими оказываются сразу несколько моделей. Неоднозначность подбора моделей может иметь место как на этапе выделения детерминированной составляющей ряда, так и при выборе математической модели остатков (случайной составляющей). Поэтому исследователи прибегают к методу нескольких прогнозов, сделанных с помощью разных моделей.

Опыт прогнозирования аварийности в ЭЭС позволяет сделать вывод: если в результате анализа исходного временного ряда выявились пригодными для прогнозирования несколько математических моделей, то предпочтение следует отдавать той модели, которая имеет более обоснованную физическую интерпретацию исследуемого случайного процесса.

**Пример. Прогнозирование аварийности на ЛЭП-500 МЭС Центра.** Применение изложенной методик прогнозирования рассматривается на примере оценки аварийности в Центральных межсистемных электрических сетях РАО «ЕЭС России» (МЭС Центра). Объектами исследований являются воздушные линии электропередачи напряжением 500 кВ (ЛЭП-500) [12, 13]. В табл. 1 приведено число технологических нарушений (ТН) на этих линиях по годам за период с 1974 по 2001 годы. Фактически число нарушений на ВЛ было несколько больше, но часть из них была предотвращена успешными действиями АПВ и в табл. 1 не вошла.

Причинами большей доли ТН явились опасные внешние воздействия [12, 13]: грозовые разряды, гололёдные отложения, сильный ветер, низовые пожары, наезд техникой на опоры и др. В меньшем числе отмечались нарушения по причине человеческого фактора (некачественный ремонт и обслуживание), а также наличие заводских дефектов в материалах и конструкциях.

Как можно видеть из табл. 1, суммарная длина обслуживаемых ЛЭП-500 постоянно увеличивалась, поэтому в качестве показателя аварийности исследовалась удельная повреждаемость линий – число ТН при неуспешном АПВ на 100 км линий за год.

Графически временной ряд удельной повреждаемости приведён на рис. 1. Все вычисления и графические построения выполнялись с использованием отечественной программной статистической системы ЭВРИСТА (Экспериментальные Временные Ряды - Интерактивный Статистический Анализ), разработанной ТОО «Центр статистических исследований» [9].

Таблица 1. Технологические нарушения на ЛЭП 500 кВ МЭС Центра за 1974-2001 гг.

№ п/п	Год	Длина линий, км	Число ТН	Удельная повреждаемость ВЛ, 1/100 (км·год)
1	1974	4844,52	18	0,37
2	1975	5242,52	14	0,27
3	1976	5242,52	8	0,15
4	1977	5242,52	9	0,17
5	1978	5708,52	12	0,21
6	1979	5708,52	17	0,30
7	1980	6166,12	7	0,11
8	1981	6365,72	22	0,35
9	1982	6321,42	11	0,17
10	1983	6621,72	13	0,20
11	1984	6816,7	32	0,47
12	1985	7090,99	13	0,18
13	1986	7436,79	27	0,36
14	1987	10014,2	41	0,41
15	1988	10014,2	24	0,24
16	1989	9985,6	50	0,50
17	1990	10214,27	46	0,45
18	1991	10585,17	33	0,31
19	1992	10585,17	27	0,26
20	1993	10585,17	40	0,38
21	1994	10585,17	27	0,26
22	1995	9437,369	25	0,26
23	1996	9601,189	38	0,40
24	1997	9601,189	46	0,48
25	1998	10075,697	87	0,86
26	1999	10376,387	44	0,42
27	2000	10376,387	53	0,51
28	2001	10376,387	76	0,73

Простой визуальный анализ исходного ряда на рис.1 позволяет сделать следующие заключения: во-первых, в течение всего периода наблюдения имеет место тенденция постепенного роста удельной повреждаемости, и, во-вторых, не исключается присутствие циклической компоненты. Исходя из этого было принято, что математическая модель детерминированной составляющей ряда содержит линейный тренд в виде (4) и циклическую компоненту.

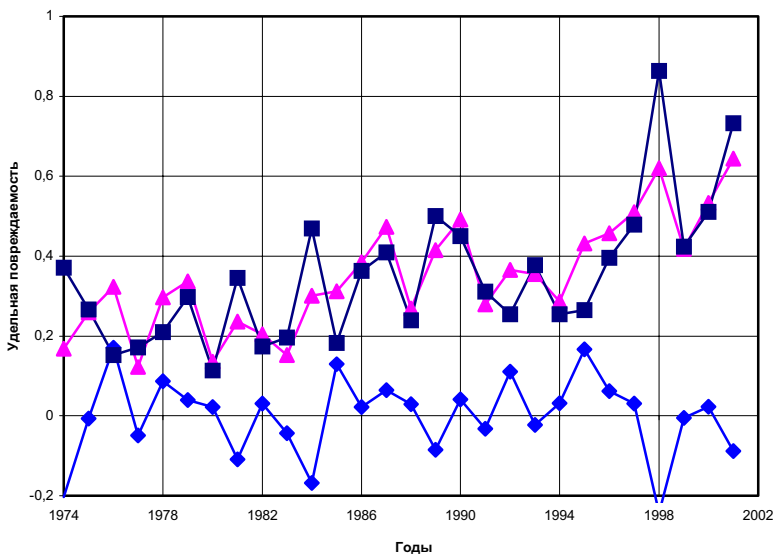


Рис.1. Исходный ряд и регрессия по 2-му варианту математической модели:

—◆— Остатки      —▲— Регрессия      —■— Исходный ряд

Для оценки возможных частот гармонических колебаний в циклической компоненте на рис. 2 приведена периодограмма, где около четырёх доминирующих максимумов отмечены периоды колебаний, измеренные в числе лет. Исходя из этого в первоначальном предположении была сформулирована математическая модель детерминированной составляющей временного ряда, состоящая из линейного тренда и четырёх гармоник (вариант 1 в табл. 2).

Оказалось, что указанная модель с приемлемой для практики точностью отражает тенденцию изменения удельной повреждаемости на линиях, а случайная составляющая может быть представлена в виде гауссовского белого шума. Поиск физического объяснения закономерности поведения временного ряда привёл к гипотезе о возможной связи аварийности на ВЛ с солнечной активностью.

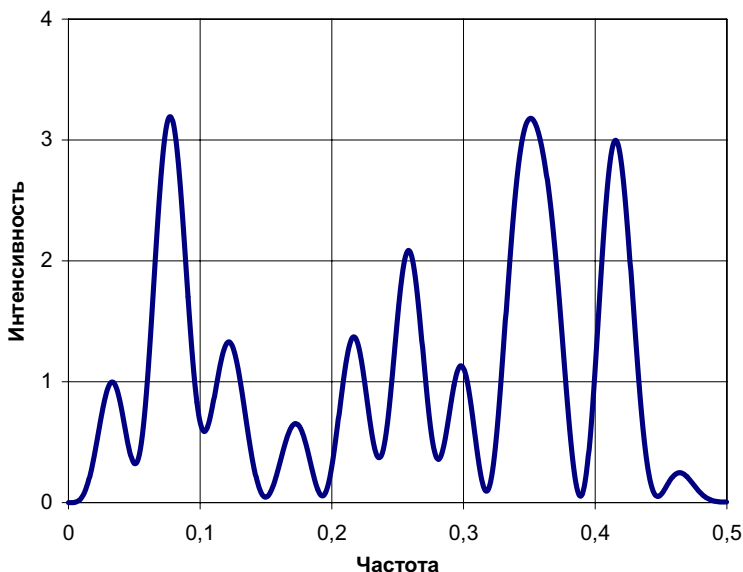


Рис. 2. Периодограмма исходного временного ряда

Известный русский ученый А.Л. Чижевский провёл исследования влияния солнечной активности на процессы, протекающие на нашей планете. Солнечная активность оценивается числом Вольфа, связанным с числом наблюдаемых на поверхности Солнца пятен, и колеблется с периодом одиннадцать лет (за 250 лет наблюдения средний период составил 11,06 лет; в отдельные промежутки времени отклонения от среднего периода могут быть в пределах половины года в ту или иную сторону).

Суть явления заключается в изменении уровня излучения Солнца в рентгеновском и ультрафиолетовых диапазонах, а также корпускулярного, в основном протонного, излучения (солнечный ветер), взаимодействие которого с радиационными поясами Земли и её магнитосферой приводят к колебаниям напряжённости магнитного поля. Эти колебания невелики — от 0,5 до 2,0 % от напряжённости геомагнитного поля. Тем не менее просматривается корреляция уровня солнечной активности с весьма разнообразными процессами на Земле: колебаниями уровня озёр и урожайности, землетрясениями, эпидемиями гриппа или холеры и числом сердечно-сосудистых заболеваний. Есть сведения о связи солнечной активности с аварийностью на транспорте [10].

В свете сказанного предположение о влиянии солнечной активности на аварийность ВЛ не лишено оснований, если учесть, что значительное число ТН на линиях происходит по причине опасных внешних воздействий природного характера.

В [11] утверждается, что многочисленные доказательства свидетельствуют в пользу реальной связи между кратковременными процессами на Солнце, сопровождающимися выделением энергии, и метеорологическими явлениями на Земле. Так, например, в некоторых областях Земли, особенно на высоких широтах, грозы и тесно связанный с ними параметр атмосферного электричества – градиент потенциала положительно коррелированы с квазиодинадцатилетним циклом.

С учётом сказанного был составлен второй вариант математической модели детерминированной составляющей ряда (табл. 2) – полигармоническая модель (5), где в качестве основной (найквистовой) частоты принята гармоника с периодом 11,06 лет и добавлены ещё четыре гармоники с кратными периодами. Простое сравнение параметров моделей первого и второго вариантов свидетельствует об их близости по величине за исключением второй гармоники ( $\lambda_2$  и  $G_2$ ).

Полигармоническая модель удовлетворительно отражает тенденцию изменения удельной повреждаемости на ВЛ, что подтверждается также графическим сопоставлением исходного временного ряда и регрессии на рис. 1. Приведённые на этом рисунке остатки (случайная составляющая) по полученным параметрам могут рассматриваться в качестве гауссовского белого шума (табл. 2). Так как на процессы солнечной активности влияет окружающий космос, то по аналогии с «сезонным движением» полигармоническую модель вида (5), где в качестве основной (найквистовой) частоты выступает квазиодинадцатилетний цикл солнечной активности, будем называть «космическим движением».

Таблица 2. Математические модели временного ряда удельной повреждаемости ЛЭП-500

Название составляющей	Параметр		Варианты		
	Обозначение	Ед. измерения	I	II	III
Тренд – формула (4)	$b0$	1/100 км-г	0,167	0,155	0,151
	$b1$	1/100 км-г	0,012	0,013	0,013

Продолжение табл. 2

Название составляющей	Параметр		Варианты		
	Обозначение	Ед. измерения	I	II	III
Гармоники циклической компоненты	$\lambda 1$	г	12,8	11,06	11,06
	$G1$	1/100 км·г	0,081	0,072	0,071
	$\lambda 2$	г	-	5,53	5,53
- формулы (5) и (6) $\lambda i=1/fi$ ;	$G2$	1/100км·г	-	0,032	0,029
	$\lambda 3$	г	3,9	3,69	3,69
	$G3$	1/100км·г	0,056	0,04	0,033
$G_i = \sqrt{A_i^2 + B_i^2}$ .	$\lambda 4$	г	2,8	2,77	-
	$G4$	1/100км·г	0,087	0,082	-
	$\lambda 5$	г	2,4	2,21	-
	$G5$	1/100км·г	0,083	0,009	-
Случайная составляющая	$m$	1/100км·г	$3,37 \cdot 10^{-17}$	$-2,78 \cdot 10^{-17}$	$1,13 \cdot 10^{-16}$
формула (10)	$\sigma$	1/100км·г	0,07	0,1	0,06

Рассматривался также третий вариант математической модели закономерной составляющей. Для этого в целях снижения влияния случайной составляющей и высокочастотных гармоник была выполнена процедура сглаживания исходного ряда по трём точкам. Графически сглаженный ряд показан на рис. 3.

Соответственно в математической модели детерминированной составляющей по сравнению с вторым вариантом были исключены последние две высокочастотные гармоники при неизменной основной частоте (табл. 2). График изменения удельной повреждаемости, построенный по принятой математической модели, также приведён на рис. 3. Из сопоставления двух графиков можно видеть, что математическая модель удовлетворительно отражает поведение сглаженного временного ряда. Случайная составляющая (остатки) может быть описана гауссовским белым шумом с параметрами, приведенными в табл. 2. Здесь же на рис. 3 показан график изменения годовых максимумов солнечной активности за период с 1974 по 1999 г., который подтверждает обоснованность гипотезы связи циклических изменений повреждаемости ЛЭП-500 с изменениями солнечной активности.



Таким образом, в результате анализа временного ряда выявлены три варианта математической модели ряда, из которых два варианта имеют физическое объяснение поведения ряда и могут быть использованы для осуществления прогноза изменения удельной повреждаемости линий.

На рис. 3 в качестве иллюстрации показан прогноз изменения удельной повреждаемости линий на глубину 10 лет (с 2002 по 2011 гг.). При этом точечные значения в эти годы вычислялись по параметрам математической модели закономерной составляющей 3-го варианта, а ширина доверительного интервала принималась равной  $2\sigma$  случайной составляющей этого варианта.

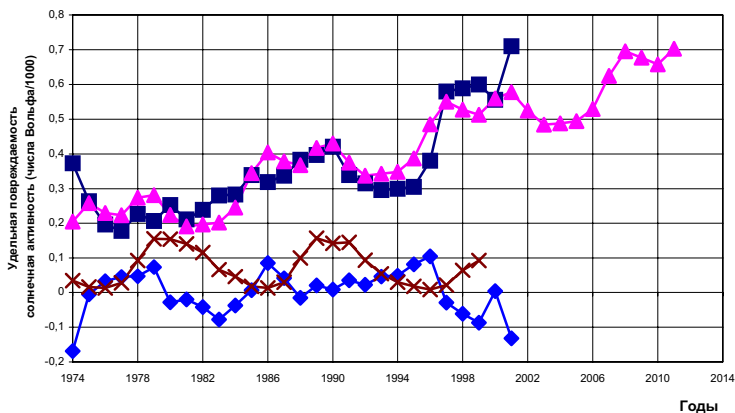


Рис. 3. Сглаженный временной ряд и прогноз аварийности:

- Сглаженный ряд
- ◆ Остатки
- ▲ Регрессия
- × Солнечная активность

**Выводы по результатам прогнозирования.** На примере выполненного прогноза аварийности на ЛЭП-500 в составе МЭС Центра можно наглядно продемонстрировать практическую ценность полученных при прогнозировании результатов.

Как следует из рассмотрения рис. 3, после 2002 г. ожидается некоторый спад величины удельной повреждаемости на ВЛ-500, и следующий пик аварийности может быть в 2010-2011 гг. Данный прогноз рекомендуется учитывать при планировании долгосрочных графиков вывода ВЛ в капитальный ремонт или при их реконструкции. Для поддержания необходимого уровня надёжности электроснабжения потребителей в ожидае-

мый период повышенной аварийности на линиях объёмы капитальных ремонтов по возможности следует ограничить, а реконструкцию вообще не проводить. Потребуется также более тщательная проверка работы релейной защиты на линиях и противоаварийной автоматики, обеспечение в полном объёме аварийных запасов материалов и средств для проведения внеплановых ремонтов, подготовка оперативного персонала и ремонтных бригад к действиям в экстремальных ситуациях и ряд других мер. Все эти меры направлены на уменьшение ущербов от повреждений на ВЛ и снижение величины «всплесков» удельной повреждаемости линий в неблагоприятные годы.

Определённая доля уверенности в ожидаемом пике аварийности на ЛЭП-500 основывается на обнаруженных постоянно повторяющихся квазидесятилетних циклах солнечной активности, которые учитываются в полигармонической математической модели аварийности линий. Кроме того, немаловажное значение имеет тот факт, что предметом рассмотрения является большая техническая подсистема, содержащая в своём составе свыше 10 тысяч километров ВЛ напряжением 500 кВ. Такие технические образования из-за своей «массы» обладают инертностью показателей свойств и характеристик [3]. Вследствие этого маловероятно существенное изменение параметров математической модели аварийности за период времени, равный глубине прогноза в 10 лет.

Обнаруженная тенденция роста удельной повреждаемости линий за время наблюдения, что наглядно видно из графиков на рис. 1 и особенно на рис. 3, должна вызвать повышенное внимание. Количественно этот рост оценивается величиной параметра  $b_1$  в линейном тренде (табл. 2).

В принятой практике проектирования электрических сетей для оценки надёжности электроснабжения широко используется параметр потока отказов, который по определению совпадает с используемым понятием удельной повреждаемости линий. При выполнении расчётов надёжности рекомендуется параметр потока отказов для ВЛ 500 кВ принимать равным 0,4 отказа на 100 км в год [15]. Из рис. 3 можно видеть, что до 1995 года удельная повреждаемость не превосходит указанной величины, а затем начинает превосходить и к настоящему времени превышает в полтора раза. К концу прогнозируемого периода это превышение может достигнуть двукратной величины.

В общем случае тенденция роста удельной повреждаемости может быть вызвана разными причинами, например процессом старения элементов линий, снижением качества организации эксплуатации, нарушением сроков выполнения ремонтных и профилактических работ, изменением природно-климатических условий эксплуатации линий в сторону

роста внешних нагрузок на элементы линий по сравнению с ранее принятыми проектными нагрузками и другими. Эти вопросы требуют самостоятельного изучения в целях формирования обоснованного управляющего решения, и будут рассмотрены в следующих публикациях.

#### **Библиографический список**

1. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Модели прогнозирования нагрузок ЭЭС на основе аппарата искусственных нейронных сетей // Методические вопросы исследования больших систем энергетики: Сб. Вып.51. Методические проблемы и междисциплинарные аспекты исследования надёжности систем энергетики. - Сыктывкар, 2000. – 360 с.
2. Коган Ю.М., Агеева Е.В. Прогнозирование потребления электроэнергии на современном этапе // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – С. 58-71.
3. Скопинцев В.А., Мисриханов М.Ш. Системный подход при решении задач управления электроэнергетическими системами // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – С. 124-141.
4. Теория прогнозирования и принятия решений / Под ред. С.А. Саркисяна. – М.: Высш. шк., 1977. – 351 с.
5. Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Статистический анализ данных на компьютере / Под ред. В.Э. Фигурнова. – М.: ИНФА-М, 1998. – 528 с.
6. Калашников Б.Г., Морoshкин Ю.В., Скопинцев В.А. Оценка сезонных циклов аварийности в электроэнергетических системах // Электричество. - 2002. - № 7. – С. 2-8.
7. Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. РД 153 – 34.0 – 20.801-2000. – М.: Минэнерго России; РАО «ЕЭС России», 2000. – 20 с.
8. Колемаев В.А., Староверов О.В., Турундаевский В.Б. Теория вероятностей и математическая статистика. - М.: Высш. шк., 1991. – 271 с.
9. Баласанов Ю.Г., Дойников А.Н., Королёва М.Ф., Юровский А.Ю. Прикладной анализ временных рядов с программой «ЭВРИСТА» - М.: Центр СП «Диалог», МГУ. – 1991.
10. Лимонад М.Ю., Цыганов А.И. Живые поля архитектуры. – Обнинск: Изд-во Титул, 1997. – 180 с.
11. Герман Дж. Р., Голдберг Р.А. Солнце, погода и климат. – Л.: Гидрометеоздат, 1981. – 240 с.
12. Мисриханов М.Ш., Скопинцев В.А. Проблемы аварийности на воздушных линиях электропередачи в энергосистемах со сложными природно-климатическими условиями // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – С. 210-220.
13. Повышение надёжности работы воздушных линий электропередачи СВН в условиях экстремальных снеговых, гололедных и ветровых нагрузок и других ситуаций / М.Ш. Мисриханов, В.Н. Седунов, В.А. Скопинцев, А.В. Васильев, Д.Ю. Костюнин // Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – С. 233-250.
14. Построение доверительных интервалов при анализе и прогнозе аварийности на энергопредприятиях / М.Ш. Мисриханов, В.А. Скопинцев, Ю.В. Морoshкин, Б.Г. Калашников, М.Е. Копченкова // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 5. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – С. 194-205.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 350 с.

УДК 621.315.176.002

## **О повышении надежности ВЛ 110 кВ с заземленным грозозащитным тросом**

*А.О. Мирзаабдуллаев, инж.*

Увеличение мощности в сетях 110 кВ и выше энергосистем приводит к росту токов короткого замыкания (КЗ). В связи с этим значительно возрастает и вероятность повреждения заземленных на каждой опоре грозозащитных тросов (ГТ) ВЛ термическим воздействием токов однофазного КЗ.

В последнее время широко распространяются волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) на ВЛ с оптическим кабелем, встроенным в ГТ (ОКГТ). Следовательно, проблема термической устойчивости ОКГТ приобретает особую актуальность в связи с существенно большей его стоимостью по сравнению с обычным ГТ, а также значительным дополнительным ущербом от нарушения канала связи при его повреждении. В [1] проведен анализ основных положений, принятых в [2], и предложена уточненная методика расчета термической устойчивости ГТ с описанием комплекса программного обеспечения. Вместе с тем необходимо заметить, что проблема термической устойчивости в [1, 2] рассмотрена лишь с точки зрения определения пороговых значений величины и длительности тока КЗ, при которых механическая прочность ГТ еще достаточна. Однако сравнительный анализ повреждений ГТ на ВЛ 110 и 220 кВ показывает, что на его надежность и срок службы влияют не только превышающие допустимое значение токи КЗ. Установлено, что токи однофазных КЗ, которые не превышают предельного значения по термической устойчивости, определяемого по [1], при многократном и длительном воздействии на ГТ в процессе эксплуатации могут оказывать существенное влияние на интенсивность процесса коррозии и привести к ухудшению его механических свойств. В настоящей работе приведена методика расчета вынесенного потенциала на заземленных элементах опор и ГТ при прохождении через них тока КЗ, выполнен анализ влияния заземленного ГТ на надежность эксплуатации ВЛ, а также обоснована необходимость изолированного крепления ГТ на ВЛ 110 кВ.

Под вынесенным потенциалом на ВЛ понимается падение напряжения на эквивалентном сопротивлении системы ГТ и опор при прохождении через них тока КЗ. При этом наибольший вынесенный потенциал бу-

дет на опоре, где произошло КЗ, а на остальных, связанных с ней ГТ, его значение убывает от опоры к опоре. Поэтому для оценки влияния токов КЗ на надежность ГТ на отключенной цепи двухцепной ВЛ 110 кВ необходимо определить долевое значение протекающих по ГТ токов и возможные температуры нагрева.

Рассмотрим однофазное КЗ на ВЛ 110 кВ при повреждении подвесной гирлянды изоляторов. Величина тока КЗ меняется при перемещении рассматриваемой точки вдоль линии. Например, для двухцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 15,61 км рассчитанное по программе «ТКЗ-3000» СИ ЭСП (г. Новосибирск) распределение токов однофазных КЗ по ВЛ приведено в табл. 1. Для упрощения расчетов примем, что величины всех пролетов ВЛ одинаковы, сопротивление контуров заземления подстанций (ПС)  $R_{nc} = 0,5$  Ом, а опор  $R_o = 10$  Ом, сопротивление ГТ одинаково во всех пролетах.

В этом случае эквивалентное сопротивление системы ГТ и опор  $Z_{э\text{кв}}$  в точке КЗ определяется по соотношению

$$Z_{\text{э\text{кв}}} = \frac{R_0(Z_T + Z_1)}{R_0 \frac{(Z_T + Z_1)}{(Z_T + Z_2)} + (R_0 + Z_T + Z_1)} \quad , \quad (1)$$

где  $R_0$  – сопротивление заземляющего устройство опор, Ом;  $Z_T$  – модуль полного сопротивления ГТ в пролете, определяемое из выражения

$$Z_T = l \sqrt{(0,35 + \rho_T)^2 + 0,021 \left( \lg \frac{D_s}{r} + 2 \sum_i^3 \lg \frac{D_s}{d_i} \right)^2} \quad , \quad (2)$$

где  $l$  - длина пролета, км;  $\rho_T$  - удельное активное сопротивление ГТ, Ом/км;  $D_s$  - эквивалентная глубина возврата тока нулевой последовательности через землю,  $\sim 1000$  м;  $r$  - радиус ГТ, м;  $d_i$  - расстояние от  $i$ -го провода ВЛ до ГТ, м;  $Z_1, Z_2$  – входное сопротивление однородной цепочки, состоящей из  $m$  звеньев, образованных сопротивлениями заземляющих устройств опор и ГТ и определяемых согласно [2] по выражению

$$Z_{1,2} (m) = \frac{Z_n Z_c + Z_c^2 \text{th}(mk)}{Z_c + Z_n \text{th}(mk)} \quad , \quad (3)$$

где  $Z_n$  – сопротивление, на которое замкнута однородная цепочка, Ом;  $m$  - количество пролетов однородного участка ВЛ;  $Z_c, k$  – параметры ВЛ, значения которых определяются как

$$Z_C = \sqrt{Z_T R_O}; \quad k = \sqrt{\frac{Z_T}{R_O}}.$$

Эквивалентное сопротивление такой цепочки зависит от координаты «х» рассматриваемой точки на ВЛ.

Изменение эквивалентного сопротивления системы «ГТ – опора» и величины вынесенного потенциала для вышеупомянутой двухцепной ВЛ с заданными параметрами: ГТ типа С-50,  $m = 78$ ,  $l = 0,2$  км, полученное при расчетах по формуле (1) с учетом значений (2) и (3), приведено в табл. 1.

Таблица 1. Зависимость тока КЗ,  $Z_{экв}$  и  $U_{оп}$  для различных опор ВЛ

№ опоры	1	5	10	15	35	50	65	74	78
Ток КЗ, кА	22,76	19,98	18,12	16,85	15,11	16,57	22,34	33,08	42,77
$Z_{экв}$ , Ом	0,42	1,47	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,44	0,42
$U_{оп}$ , кВ	9,5	29,38	27,00	25,1	22,53	23,9	33,3	47,63	17,96

В предлагаемой методике расчета термического воздействия токов КЗ на ГТ возможно не только определение достаточности сечения ГТ, но и его температуры нагрева при заданных значениях и длительности токов КЗ. Методика основана на определении температуры нагревания ГТ при выделении в его активном сопротивлении энергии протекающего тока КЗ. Учитывая малую длительность  $\tau$  воздействия тока КЗ, процесс можно считать адиабатным и пренебречь рассеянием тепла в атмосферный воздух за это время. Тогда вся тепловая энергия, выделяемая на активном сопротивлении ГТ, идет на повышение его внутренней энергии и температуры нагрева  $T_{zm}$ , определяемой по выражению

$$T_{zm} = T_{воз} + \frac{I_{zm}^2 r \tau}{cm}, \quad (4)$$

где  $T_{воз}$  - температура воздуха;  $I_{zm}$  - часть тока КЗ, протекающего по ГТ;  $c$  – теплоемкость ГТ длиной 0,2 км;  $m$  – масса пролета ГТ.

Предположим, что КЗ произошло на опоре № 65 (табл. 1), и величина тока КЗ известна -  $I_{кз}$ . Тогда значение тока для ГТ  $k$ -го пролета, при удалении от места КЗ, определяется по выражению

$$I_k = \frac{I_{кз}}{R_o^{(k-1)}} \frac{Z_{экв}}{(Z_T + Z_m)} \prod_j^{k-1} (R_0 - Z_{(n-j)}). \quad (5)$$

Результаты расчета температуры нагрева ГТ  $T_{zm}(k)$  для любого  $k$ -го пролета при удалении от места КЗ для значений  $\tau = 0,2$  с и  $T_{воз} = 20$  °С, приведены в табл. 2.

Таблица 2. Зависимость температуры нагрева ГТ от тока КЗ

k	1	2	3	4	5	6
$I_{zm}(k),$ кА	11,17	8,9	6,44	4,95	3,8	3,6
$T_{zm}(k),$ °С	3139	2000	1057	633	381	344

Как видно из табл. 2, при неизолированном креплении ГТ протекающие токи КЗ приводят к нагреву, что способствует испарению (разложению) защитной смазки ГТ и ускорению процесса коррозии.

Наиболее эффективным способом обеспечения надежности ГТ в таком случае может быть только его изолированное крепление на опорах ВЛ. Поэтому на ВЛ 110 кВ необходимо изолированное крепление ГТ так же, как и на ВЛ 220 кВ и выше, с шунтированием через искровые промежутки на каждой опоре и заземлением лишь на одной опоре анкерного пролета. Необходимо отметить, что изолированное крепление ГТ на вышеупомянутых ВЛ предусмотрено лишь для уменьшения потери мощности на ГТ. При этом искровой промежуток величиной 40 мм, предусмотренный согласно [3], определен исходя из максимальных значений наведенного напряжения на них, которые не должны пробивать этот промежуток, а длина анкерного пролета при этом не должна превышать 10 км.

Однако искровой промежуток в рассматриваемом случае необходимо выбирать по другим критериям. Следует учитывать, что он должен быть достаточным не только для максимального значения наведенного напряжения, но и для максимального значения вынесенного потенциала при однофазных КЗ. Величина вынесенного потенциала на ВЛ 110 кВ, как правило, значительно больше, чем наведенное напряжение. Удельное количество однофазных КЗ на ВЛ 110 кВ также несравнимо больше, чем на ВЛ 220 кВ и выше. Это объясняется рядом обстоятельств: во-первых, длина гирлянды изоляторов, а следовательно, и прямое расстояние от провода до заземленной конструкции опоры по воздуху на ВЛ 110 кВ меньше, чем на ВЛ более высокого напряжения; во-вторых, ВЛ 110 кВ имеют более плотную конфигурацию и располагаются в пределах населенных пунктов. По этой причине это

изоляция расстояние чаще перекрывается всевозможными токопроводящими набросами на ВЛ 110 кВ, особенно весной в период гнездования птиц. Набросы такой же длины на ВЛ 220 кВ и выше не всегда могут привести к короткому замыканию. Поскольку при изолированном креплении ГТ на многоцепных ВЛ 110 кВ вынесенный потенциал в пределе может возрастать до фазного, величина искрового промежутка должна быть достаточна для того, чтобы даже фазное напряжение не перекрыло его. Этот промежуток определяется из выражения, приведенного в [4],

$$l_u = 10 \left( \frac{U_{np}}{4,5} \right)^{0,97}, \quad (6)$$

где  $l_u$  – величина искрового промежутка, мм;  $U_{np}$  - напряжение пробоя, кВ.

Так для фазного напряжения ВЛ 110 кВ, равного примерно 64 кВ, искровой промежуток при определении по (6) должен быть 154 мм.

### **Выводы**

1. В условиях крупных населенных пунктов, где имеется разветвленная сеть ВЛ 110 кВ, расположенных в плотных коридорах, актуальны проблемы термической устойчивости ГТ и вынесенного потенциала при однофазных КЗ.

2. На основании анализа результатов проведенных измерений и расчетов и в целях повышения надежности ВЛ 110 кВ предлагается для многоцепных ВЛ, а также для ВЛ, имеющих общие или гальванически связанные между собой грозозащитные тросы, принять изолированную схему заземления ГТ. Схема заземления ГТ при этом будет такая же, как на ВЛ 220 кВ и выше.

### **Библиографический список**

1. **Барабанов Ю.А.** и др. Расчет термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи // Электр. станции. – 2001. - № 8.
2. **Методические** указания по термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи. - М.: Энергосетьпроект, 1976.
3. **Правила** устройства электроустановок. - М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.
4. **Справочник** по электрическим сетям высокого напряжения. – М.;Л.: Госэнергоиздат, 1962.



УДК 621.311.014.2

## **Методологические основы формирования схем выдачи мощности электростанций**

*А.В. Шунтов, М.Ш. Мисриханов, доктора техн. наук*

**Введение.** В настоящей работе исследуются методологические основы формирования схем выдачи мощности электростанций в энергосистемах. Представлена многоуровневая иерархия принятия решений, предусматривающая последовательное и взаимосвязанное решение задач определения целесообразности вводов генерирующей мощности, обоснования и выбора схем присоединения к энергосистеме, схем коммутации пристанционных узлов и средств общесистемного управления

**Постановка задачи.** Схемы повышенных напряжений электроустановок приоритетно выделяют среди прочих схем. На то имеется веская причина. Электростанции и крупные подстанции, являясь опорными коммутационными узлами внутри- и межсистемных связей, пунктами по поддержанию требуемого качества электроэнергии, регуляторами параметров графиков нагрузки систем, оказывают определяющее влияние на надежность и экономичность режимов их работы.

Формирование схем - часть более общей задачи проектирования развития энергосистем. Это сложная в научном и инженерном плане проблема. Здесь необходим учет неопределенности исходной информации и большого количества трудноформализуемых и противоречивых функциональных связей. Сказанное наиболее отчетливо проявляется при формировании схем электростанций.

Параметры вновь сооружаемых или расширяемых электростанций (мощность, состав агрегатов, очередность их ввода в эксплуатацию, режимы работы и др.) определяют в схеме развития отрасли, а затем объединенных и региональных систем раз в 5 лет на перспективу 10-15 лет. Перечисленные работы затрагивают общие вопросы развития отрасли. Поэтому для принятия решений по схемам электростанций требуются самостоятельные проработки. Они выполняются в технико-экономических обоснованиях и проектах энергообъектов. Схемы выдачи мощности электростанций являются их частью. Рассматриваемая перспектива здесь также не менее 10-15 лет. Но даже такая заблаговременность часто не охватывает перспективу выхода станции на проектную мощность.

При формировании схем выдачи мощности решают следующий блок взаимосвязанных вопросов: необходимости вводов генерирующей мощности; схем присоединения к энергосистеме; схем распределительных устройств (РУ); средств общесистемного управления. Как видно, формирование схем выдачи мощности выполняется не столько в плоскости данной станции и снабжаемых ею потребителей, сколько с позиции всей системы в целом. Поэтому главным фактором, влияющим на выбор схем, является сеть, ее структура и параметры. Проектирование схем жестко связано с организацией схемы коммутации и управления энергосистемы.

В сложившейся практике принятие решений принадлежит проектировщику, сравнивающему, как правило, не более двух-трех альтернативных вариантов схемы применительно к местным условиям в рамках преимущественно локальных технических ограничений, зафиксированных в тех или иных отраслевых нормативах. При этом не учитываются в полной мере общие принципы построения больших технических систем, что уже неоднократно приводило к негативным последствиям. С учетом изложенного в статье предпринята попытка обобщить подходы и сформулировать методологические основы формирования схем выдачи мощности электростанций, как неотъемлемой части энергосистем.

**Обоснование вводов генерирующей мощности.** При обосновании вводов действует единый принцип: установленная мощность электростанций планируется так, чтобы с учетом разрывов мощности и различного рода ограничений покрывать максимум нагрузки энергосистемы, компенсировать плановые и аварийные простои генерирующих агрегатов и случайные отклонения от расчетного баланса мощности. Таким образом, целесообразность вводов следует определять, принимая во внимание фактор резервирования. Анализ мировой практики свидетельствует [1, 2, 11], что критерии резервирования имеют преимущественно вероятностную природу независимо от принятых форм собственности в электроэнергетике:

- вероятность  $J_{\kappa}(\Delta P)$  потери нагрузки (дефицита мощности) значени-ем  $\Delta P$  и более - относительная часть расчетного периода, когда данное событие имеет место (Словения, Финляндия, ФРГ и др.); в России нормируется не  $J_{\kappa}(\Delta P)$ , а  $D = 1 - J_{\kappa}(\Delta P)$ , т.е. интегральная вероятность бездефицитной работы энергосистемы, именуемая показателем (индексом) расчетной надежности электроснабжения потребителей;

- ожидаемый недоотпуск электроэнергии  $M_{\kappa}(\Delta W)$  - математическое ожидание недоотпущенной потребителям электроэнергии вследствие дефицита мощности (Бразилия, Италия и др.);

- ожидаемая потеря нагрузки  $M_k(\Delta P)$  - математическое ожидание числа дней в году, когда генерирующая мощность не обеспечивает суточный максимум нагрузки (Великобритания, Канада, США, Франция, Швеция, Япония и др.), или ожидаемое количество часов в году, в течение которых генерирующая мощность не покрывает нагрузку (Австралия, Бельгия, Ирландия, ЮАР и др.); в соответствии с этим ставят размерность сут/год и ч/год, причем понимается не относительная продолжительность, а факт возникновения события.

Известно, что под критерием  $J_k(\Delta P)$  есть экономическая основа, и в этом заключается его основное достоинство и предпочтительность. Критерий  $M_k(\Delta W)$  имеет лишь косвенное экономическое обоснование через  $J_k(\Delta P)$ . В частности, для концентрированной системы

$$M_k(\Delta W) = \int_{J'(D)}^{\infty} (J(\Delta P)d(\Delta P)) / W,$$

где  $J(\Delta P)$  - интегральная функция распределения вероятностей дефицитов мощности;  $W$  - общая выработка электроэнергии в системе;  $J'$  - функция, обратная  $J(\Delta P)$ ;  $J'(D)$  равно значению оптимального резерва, вычисленного при фиксированной  $J_k(\Delta P)$ .

Наконец,  $M_k(\Delta P)$  - пример произвольной, но одновременно жесткой фиксации допустимой частоты событий, когда генерирующая мощность не обеспечивает суточный максимум. Таким образом, при выборе установленной мощности индексируется надежность покрытия генерирующей мощностью нагрузки.

Критерий  $D$  в ряде случаев подвергается критике, поскольку выведен для концентрированной системы. Тем не менее, его использование распространяется [2] на реальные энергообъединения с ограничениями на пропускную способность внутри- и межсистемных связей. Идея определения критерия  $D$  энергоузла, работающего в составе объединения, заключается в построении для каждой системы обобщенной функции распределения вероятностей дефицитов мощности в условиях обособленной работы и вычисления по ней значения  $D$  для полного значения резерва с учетом получения мощности по межсистемным связям (межсистемный эффект) за вычетом резерва мощности на плановые ремонты генерирующих агрегатов в рассматриваемом узле.

**Определение резервов мощности.** В концентрированной системе определение резервов мощности - тривиальная задача. Реализация меж-

системного эффекта оценивается различными способами, с той или иной степенью детализации расчетных условий и влияющих факторов. Так, одним из подходов является [3, 11] следующий метод:

- многоузловое объединение представляется совокупностью эквивалентных схем, получаемых делением графа сети на две связные части во всех расчетных сечениях (связность определяется классическими методами, например по алгоритму покрывающего дерева, расчетные сечения - минимальные пути - выявляются отработанными алгоритмами Дейкстры, Флойда или Данцига);

- для каждого расчетного сечения определяется зависимость  $\Delta R = \varphi(L)$  сокращения резерва мощности  $\Delta R$  в объединении (по сравнению с изолированной работой каждой выделенной его части) от пропускной способности  $L$  эквивалентной связи между его двумя частями. По  $\Delta R = \varphi(L)$  отыскиваются экономически целесообразные пропускные способности  $F_j$  связей во всех  $j$ -х сечениях объединения и необходимые располагаемые генерирующие мощности в его частях в условиях самобаланса с учетом взаиморезервирования каждого энергоузла и совмещения суммы максимумов покрытия нагрузки и ремонтов генерирующего оборудования;

- оцениваются требования к пропускной способности  $L_{ij}$  связей в отдельных направлениях объединения совместным решением системы линейных неравенств методами линейного программирования, где значения  $F_j$ , полученные при последовательном разделении объединения, рассматриваются как нижние границы (ограничения) при уравнении цели - минимуме затрат в эквивалентные связи;

- отыскиваются оптимальные располагаемые мощности всех  $i$ -х энергоузлов объединения, при этом принимаются во внимание полученные значения параметров, связанных с реализацией межсистемного эффекта; находятся разности  $\Delta P_{расч}$  между оптимальной и в общем случае фиксированной при наличии ограничений располагаемой мощности в энергоузлах;

- по первому закону Кирхгофа формируется матрица  $\Delta F_j$  балансовых потоков мощности при  $\Delta P_{расч} \neq 0$ , по нижним границам пропускных способностей  $F_j + \Delta F_j$  в сечениях объединения методами линейного программирования отыскиваются минимальные требования к пропускной способности  $L_{ij\Sigma}$  связей в отдельных направлениях объединения с учетом балансовых потоков мощности.

Обратим внимание, что при решении поставленной задачи учитываются изменения графиков нагрузки по часам расчетного периода и располагаемой генерирующей мощности в течение каждого месяца.

На основании вышеизложенного можно констатировать следующее:

- *во-первых*, целесообразность вводов генерирующей мощности на рассматриваемой электростанции зависит не только от планируемого баланса мощности в энергосистеме, но и от условий реализации межсистемного эффекта во всем объединении.
- *во-вторых*, пропускная способность связей станции с системой определяется не только выдачей располагаемой мощности, но и необходимостью пропуска потоков, связанных с реализацией межсистемного эффекта; последние достигают 10-15% мощности меньшей из объединяемых систем, поэтому потоки взаиморезервирования и совмещения максимумов могут стать превалирующими при выборе пропускной способности связей станции с системой.

Полученные значения  $L_{ij\Sigma}$  следует рассматривать в качестве требований к пропускной способности связей. Способы их обеспечения - сечения проводов линий, условия поддержания заданных уровней напряжений по узлам сети и пр. - подвергаются анализу при формировании схемы присоединения станции к системе.

**Формирование схем присоединения к энергосистеме.** При разработке схем присоединения обосновывают и выбирают:

- номинальные напряжения и количество линий по отдельным направлениям передачи;
- число РУ повышенного напряжения;
- распределение генераторов между ними;
- пропускную способность связей между сетями различного напряжения на сборных шинах электростанции;
- предельно допустимые токи КЗ по узлам сети;
- варианты схем РУ повышенных напряжений с учетом требований, предъявляемых к ним со стороны энергосистемы.

Критерии принятия решений по схемам присоединений представим в контексте двух методологических подходов. Первый из них сформулирован в [2] как обоснование эффективности сооружения элементов схем на базе критериев, свидетельствующих о необходимости последовательного усиления сети - ввода новых цепей, установки дополнительных (авто)трансформаторных связей и т.д. Принято, чтобы схемы сетей полностью обеспечивали выдачу мощности электростанций в систему и электроснабжение потребителей в нормальном режиме, а также при проведении плановых ремонтов элементов схем.

С позиций аварийных и послеаварийных режимов схема сети должна удовлетворять ряду ограничений, причем независимо от принятых форм хозяйствования и форм собственности в электроэнергетике, а именно:

- недопущение ограничений на перетоки мощности в установившихся режимах при неполной схеме по критериям статической устойчивости и термической стойкости проводников и аппаратов;
- недопущение нарушения динамической устойчивости при фиксированных возмущениях без воздействия противоаварийной автоматики (ПА);
- недопущение снижения уровня напряжения по узлам сети в послеаварийных режимах ниже заданной границы.

В мировой практике значения тех или иных критериев различны. Так, по первой позиции - критерии  $n-1$  (потеря одного элемента - Бельгия, Китай, Россия, Франция, Швеция и др.) или  $n-2$  (одновременно двух цепей - Великобритания, Испания, Италия, Канада и др.). По второй позиции расчетным возмущением, при котором должна обеспечиваться динамическая устойчивость без воздействия ПА, во многих странах считается трехфазное КЗ. В России в качестве расчетного аварийного возмущения принято двухфазное КЗ на землю; однофазное КЗ с успешным и неуспешным автоматическим повторным включением в сетях 500 кВ и ниже - дополнительное к критерию  $n-1$  требование по выбору схемы сети, так как динамическая устойчивость здесь должна обеспечиваться без воздействия ПА.

К указанным ограничениям, надо полагать, следовало бы добавить требование об обеспечении живучести энергосистем. Отказы оборудования на электростанции и работа средств ПА в какой-либо системе приводят к сбросу генерирующей мощности. Часть его в первые моменты времени компенсируется агрегатами других систем объединения, в частности, за счет первичного регулирования. В итоге из-за динамических набросов мощности может нарушиться их параллельная работа, вплоть до полного разделения последних (системные аварии). Экономические последствия системных аварий крайне неблагоприятны. Вследствие чего для обеспечения живучести систем должны выполняться расчеты устойчивости и определяться максимально допустимые сбросы  $\Delta P_{don}$  генерирующей мощности по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергоузлов по межсистемным связям. Схемы сетей следует выбирать так, чтобы при определенных (расчетных) авариях максимальный сброс генерирующей мощности  $\Delta P_{max} < \Delta P_{don}$ . В качестве последних достаточно учитывать единичные отказы элементов схем и отказы одного элемента во время планового ремонта другого.

Как показано в [2], сформировавшиеся за десятилетия в отечественной практике мотивации обоснования эффективности сооружения объектов основной сети согласуются с решениями, имеющими место в мировой практике. Вместе с тем до сих пор остается дискуссионным один из принципиальных вопросов. В России критерий  $n-1$  нормативно закреплён [4, 11] для сетей напряжением до 500 кВ включительно применительно к расчетным длительным потокам мощности. Положение распространяется и на схемы выдачи мощности. Представляется, что настоящий критерий следует использовать при проектировании применительно не к расчетным длительным, а к суммарным расчетным потокам мощности. Для основной сети последние определяются суммой трех потоков: балансового, взаиморезервирования и совмещения максимумов нагрузки и ремонтов генерирующего оборудования, притом, что, например, продолжительность потока взаиморезервирования не превышает 1-5 % расчетного периода.

Технико-экономическая целесообразность критерия  $n-1$  в части расчетных длительных потоков мощности не вызывает возражений, что подтверждалось рядом работ, например [5]. В России при нормативе  $D = 0,996$  продолжительность дефицитного состояния концентрированной системы  $t_{def} = (1-0,996)8760 \approx 40$  ч. При объединении энергоузлов межсистемной связью  $t_{def}$  в объединении несколько возрастает вследствие изменения режима резервирования систем по сравнению с их обособленной работой. Признается, что объединение энергосистем дает значительный экономический эффект. Поэтому естественным становится требование к обеспечению надежности электроснабжения потребителей в объединении систем на уровне, практически равном ее значению при их обособленной работе.

Ненадежность электроснабжения, вызванная созданием межсистемной связи, обусловлена отказами линий электропередачи, ее образующих, нарушениями статической и динамической устойчивости параллельной работы энергоузлов, объединенных через данную межсистемную связь. Частота аварийных отключений одноцепной линии достигает 5-10 и более 1/год (есть еще и плановые отключения), что потенциально снижает надежность электроснабжения потребителей в энергосистемах, объединенных такой линией, по сравнению с надежностью электроснабжения потребителей при их обособленной работе. Поэтому межсистемная связь, состоящая из одной цепи, не должна использоваться для реализации в полном объеме межсистемного эффекта, т.е. снижения необходимой располагаемой мощности в объединяемых энергоузлах (положение закреплено в практике). Следовательно, схема присоединения электростанции

при отключении любой линии выдачи мощности обязана не только обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности, одновременно в энергообъединении не должно возникать ограничений на пропуск потоков мощности, связанных с реализацией межсистемного эффекта. Изложенный подход классифицируем как набор формализованных предписаний, заданных пусть даже априори или исходя из опыта проектирования и эксплуатации.

Другой подход [2] базируется на предположении, что при реализации задачи в условиях многофакторности и заблаговременности в принятии решений в первую очередь выявляют рациональную структуру исследуемого объекта - состав генерирующих мощностей и топологию сети. Причем цель ее поиска заключается не в установлении конкретной структуры с территориальной и временной «привязкой» сетевых объектов, а в выработке общей стратегии, концепции, основных принципов ее построения, в определении того типа структуры, к которому следует стремиться. Результатом такого подхода является предположение о целесообразности формирования схем присоединения электростанций и других источников питания сетей энергосистем на базе принципа предпочтительности детерминированных структур.

Яркий пример тому - система Grid в Великобритании. Правила ее формирования приняты [6] в 30-х годах: центры производства и потребления электроэнергии должны совпадать или, по крайней мере, прилегать друг к другу (так называемый принцип распределенной генераторной мощности); топология сети - решетка с чередующимися питающими и нагрузочными узлами. В 30-40-х годах она была создана на напряжении 132 кВ. Далее практически по тем же направлениям заполнена сначала на 275 кВ, а затем и 400 кВ. Тем самым уже на первых этапах формирования системы принималась ее исходная структура, к которой стремились более полувека. Преимущества такого подхода очевидны - стабильность структуры и параметров сетей, унификация и стандартизация их элементов. Это облегчает планирование развития энергосистем. Так, для фактически детерминированной структуры энергосистемы Великобритании получены устойчивые соотношения между плотностью нагрузки и мощностью КЗ в сетях, с одной стороны, и предпочтительным номинальным напряжением сети, с другой.

Независимо от внешних условий регионы электроснабжения по мере развития объективно заполняются сетью в виде сеточной (решетчатой) структуры из комбинации обозримого количества типовых топологических фрагментов [2, 7]: радиальных конфигураций с одно- или двусто-



ронным питанием с подключением понижающих подстанций по двум линиям; радиально-узловых конфигураций (отличаются от радиальных тем, что в них хотя бы один нагрузочный узел подключен к сети более чем по двум линиям); кольцевых конфигураций с различным числом питающих и нагрузочных узлов в замкнутых контурах. Сети 110 кВ формируются преимущественно из радиальных конфигураций, сети 220 кВ - из радиальных или радиально-узловых, наконец, сети 330-750 кВ - из кольцевых.

На первый взгляд, предпочтительная топология сети - результат влияния многих противоречивых и случайных факторов. Тем не менее, все топологическое многообразие сводится [2] практически к одному техническому показателю - планируемым перетокам мощности по отдельным направлениям передачи. Анализ показывает, что в основных сетях при нагрузках в продолжительном режиме отдельных направлений выдачи мощности на уровне или выше натуральной мощности  $P_{нат}$  линии соответствующего класса напряжения предпочтительные технико-экономические показатели схем обеспечиваются при радиально-узловом (в некоторых частных случаях - при радиальном) принципе их построения, если класс напряжения ниже, то - при кольцевом, причем независимо от установленной мощности электростанции, радиусов распределения электроэнергии, конструкции фаз и пр. Основными влияющими факторами здесь являются затраты, связанные с капиталовложениями в линии электропередачи, возмещением потерь электроэнергии в элементах схемы и затратами на устройства поперечной компенсации реактивной мощности для поддержания в узлах сети требуемых уровней напряжения в эксплуатационных режимах. Долевое участие последних двух факторов в структуре целевой функции примерно одинаковое, одного порядка при превалировании фактора компенсации реактивной мощности. Устойчивость вывода объясняется тем, что затраты, связанные с возмещением потерь электроэнергии и компенсацией реактивной мощности, находятся примерно в квадратичной зависимости от передаваемой мощности, поэтому целевая функция при варьировании загрузки направлений имеет ярко выраженный экстремум в узкой зоне равноэкономичности сравниваемых конфигураций.

Данное положение приводит к тому, что в основных сетях минимальное экономически оправданное число линий выдачи мощности следует выбирать исходя из загрузки каждой линии в продолжительном режиме на уровне  $P_{нат}$  линии соответствующего класса напряжения. Следовательно, в рассматриваемых сетях при выборе числа связей станции с системой не вполне корректны ссылки на экономические токовые интер-

валы или экономические интервалы мощности, полученные без учета фактора компенсации реактивной мощности.

При надстройке энергосистем сетями более высокого напряжения экономические загрузки линий более низкой ступени напряжения должны возрастать, например, за счет использования в послеаварийных режимах компенсирующих устройств, установленных в общих узлах сети, но рассчитанных на возмущения в сети высшего напряжения. Поэтому загрузка линий, определенная методом экономических интервалов, - предельный случай, когда поддержание требуемых уровней напряжения по узлам сети полностью обеспечивается сетью более высокой ступени напряжения во всех эксплуатационных режимах.

Минимальное экономически оправданное число линий выдачи мощности обеспечивается в частном случае - выдаче всей мощности станции на шины приемной подстанции. Для кольцевых конфигураций при прочих равных условиях предпочтительное число отходящих линий может возрасти по сравнению с частным случаем. Так, в основных сетях широко распространена [2] трехузловая элементарная структура с одним источником питания (шины электростанции) и двумя нагрузочными узлами (шины приемных подстанций) в замкнутом контуре. Еще в работе [8] доказано, что контуры с нечетным числом ветвей не обладают свойствами заполняемости - пропускные способности отдельных элементов сети используются не полностью для передачи мощности нагрузки от генераторов. При загрузке двух ветвей до предельной пропускной способности в схеме до нуля разгружается третья ветвь. Именно поэтому альтернативные радиальные конфигурации (преобразование контура в радиальные конфигурации, т.е. выдача мощности в каждый нагрузочный узел по двум линиям или по одной линии от двух источников питания) становятся предпочтительными при планируемых перетоках мощности в каждом направлении ниже  $P_{\text{нат}}$  линии соответствующего класса напряжения.

Решения, принимаемые по схемам присоединения, - основа для организации схемы коммутации пристанционных узлов энергосистем, т.е. РУ электростанций. Их основная функция - обеспечение наиболее приемлемого секционирования присоединений для предотвращения потери всего или части коммутационного узла при возникновении в сети аварийных ситуаций.

**Формирование схем распределительных устройств.** Распределительные устройства определяются типом, мощностью, напряжением и особенностями технологического режима электроустановок и выполняются по различным схемам. Они группируются в зависимости от вида подключения присоединений следующим образом:

- схемы с коммутацией присоединения одним выключателем, так называемые радиальные схемы, - одна-две (в западноевропейских странах одна-две-три, реже - четыре или даже пять) системы сборных шин с обходной системой шин либо без нее;

- схемы с коммутацией присоединения двумя и более выключателями (кольцевые схемы) - две системы сборных шин с двумя выключателями на присоединение (схема 2/1), две системы сборных шин с тремя выключателями на два присоединения (схема 3/2 или полуторная), две системы сборных шин с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3), многоугольники (треугольник, шестиугольник, в США и Канаде считаются приемлемыми и десяти-двенадцатиугольники), связанные многоугольники, трансформаторы-шины и пр.;

- упрощенные схемы, в которых число выключателей меньше числа присоединений - блочные, ответвления от проходящих линий, мостики, расширенный четырехугольник, заход-выход, в некоторых из схем выключатели отсутствуют при использовании вместо них отделителей и короткозамыкателей.

Оставим критерии выбора упрощенных схем за рамками статьи, так как этот вопрос актуален при формировании схем присоединения потребительских подстанций в распределительных сетях. Для электростанций и крупных узловых подстанций решения по схемам РУ находятся в области радиальных и кольцевых схем.

**Области применения схем РУ.** Согласно нормам технологического проектирования (НТП) радиальные схемы предназначены в основном для РУ напряжением до 220 кВ, кольцевые - для 330 кВ и выше. Объективно среди всего многообразия присутствуют [9] три используемые в подавляющем числе случаев схемы - две системы сборных шин с обходной системой шин (РУ 110-220 кВ электростанций и узловых подстанций), полуторная (РУ 330 кВ и выше электростанций), трансформаторы-шины (РУ 330 кВ и выше подстанций). Формирование схем по предписаниям НТП имеет как положительную, так и отрицательную сторону. Позитивный момент заключается в простоте принятия решений. Многокритериальная задача сводится к упрощенному выбору схемы коммутации по заданному набору технических ограничений - количеству присоединений, напряжению, предельному числу выключателей на присоединение и пр. Отрицательная сторона - нормативный выбор схем не учитывает тенденций в структуре сетей. Решения, оптимальные сегодня, не оказываются таковыми в процессе их эволюции. Проиллюстрируем утверждение на примере наиболее распространенной, и не только в России,

схемы коммутации - схемы с двумя системами сборных шин с обходной системой шин.

Для отечественных электроустановок радиальная схема с двумя системами сборных шин являлась массовой, а в ряде случаев и единственно используемой до начала 50-х годов. С конца 40-х годов стали внедрять обходные системы шин. Характерным для схемы с двумя системами шин был режим, когда все присоединения группировались на одной из них, а вторая была свободной. Две системы шин предусматривались для различных целей: резервирования шин и выключателей присоединений (ремонтируемый выключатель шунтировался временной перемычкой и заменялся шиносоединительным выключателем), синхронизации и выделения источников питания сети из параллельной работы - так называемый процесс транспозиции источников питания с одной системы шин на другую по режимным соображениям в условиях изолированной работы частей системы.

После внедрения в практику обязательного применения при 110 кВ и выше обходной системы шин, окупаемой уже за счет снижения потерь электроэнергии в отходящих линиях в ремонтных режимах, оказались невостребованными резервные функции шиносоединительных выключателей. То есть функции второй, свободной системы шин частично отошли к обходной системе. При этом время простоя выключателей присоединений стало минимальным, определяемым в основном длительностью оперативных переключений, и практически одинаковым при плановых и аварийных простоях. Наконец, все более широкое и интенсивное объединение на параллельную работу отдельных энергоузлов и систем в целом исключило потребность в свободной системе шин для транспозиции источников питания сетей. В итоге с 50-х годов преимущественным для схемы с двумя системами сборных шин становится режим с фиксированными присоединениями, последние по возможности симметрично распределены между обеими системами шин, а шиносоединительный выключатель нормально включен и по сути выполняет секционирующие функции. Таким образом, применительно к современным электроустановкам можно говорить о том, что две рабочие системы сборных шин предусматриваются для одной цели - их собственного резервирования.

**Резервирование элементов схем.** Необходимость резервирования обосновывается с позиций двух расчетных режимов работы: ремонтных (по условиям надежности и потерь электроэнергии) и послеаварийных (по условию надежности) [11]. Наличие двух, а не одной системы сборных шин позволяет на время планового ремонта одной из них перевести без отключения

от сети все присоединения на другую систему. В отечественных условиях это полезно, но не всегда обязательное или необходимое свойство схемы.

Во-первых, распределительные сети 110-220 кВ формируются, как правило, так, чтобы обеспечивать электроснабжение потребителей, по крайней мере, по двум линиям электропередачи. На понижающих подстанциях устанавливается не менее двух (авто)трансформаторов. Пропускную способность питающих линий и (авто)трансформаторов выбирают так, чтобы с учетом их перегрузочной способности обеспечить полное электроснабжение потребителей в ремонтных режимах, например, при плановом отключении одного из элементов схемы. В этой связи вывод в плановый ремонт одной из систем шин с отключением всех ее элементов не ограничит электроснабжения потребителей. Во-вторых, длительность плановых ремонтов сборных шин невелика. Так, продолжительность текущего ремонта шинного разъединителя 110-220 кВ 3,5-4 часа или на наиболее трудоемкую операцию на собственно ошиновке - чистку гирлянды изоляторов - отводится 0,8 и 1,4 человеко-часов при напряжении 110 и 220 кВ и при расчетной численности ремонтной бригады 2 человека. Перевод присоединений с одной системы шин на другую с целью проведения на них профилактических работ осуществляется раз в год. Отсюда следует, что вывод в плановый ремонт одной из систем сборных шин с отключением ее всех присоединений не приведет и к заметному увеличению потерь электроэнергии в сети.

Иметь в электроустановке две, а не одну систему сборных шин по условиям послеаварийного режима может казаться полезным. Однако, как свидетельствуют статистические данные, полученные при обследовании крупных узловых подстанций за 15-летний период эксплуатации [2, 9], это не так. Наличие двух рабочих систем шин с развилкой из двух шинных разъединителей на каждом присоединении в большинстве случаев и порождает те отказы, при которых целесообразно располагать не одной, а двумя системами сборных шин. Иными словами, переход от схемы с одной секционированной системой сборных шин с обходной системой шин к альтернативной схеме с двумя системами сборных шин с обходной системой шин снижает (примерно на порядок) надежность РУ.

Возникает противоречивая ситуация. Эксплуатационный персонал, заинтересованный в наименьшем времени отключения потребителей, настаивает на использовании действительно более гибкой схемы с двумя системами сборных шин, позволяющей быстро восстанавливать электроснабжение потребителей при нарушении ее нормального функционирования. Тем не менее, сама эта схема и является причиной данных отказов.

Распределительные устройства электростанций и подстанций в сети одного и того же класса напряжения выполняют разные функции и даже при одинаковых схемах имеют отличные друг от друга свойства. Так, отказы выключателей присоединений энергоблоков могут приводить к аварийным сбросам генерирующей мощности на электростанциях и снижению общей мощности, выдаваемой в сеть. Данные события вызывают определенные экономические последствия - возникают ущербы, имеющие ту или иную природу. Последствия отказов элементов схем понижающих подстанций иные. Как уже отмечалось, в ремонтных режимах не допускается ограничение электроснабжения потребителей, и распределительные сети формируются чаще всего так, чтобы обеспечивать электроснабжение потребителей, по крайней мере, по двум линиям электропередачи и не менее чем от двух (авто)трансформаторов, что почти всегда экономически оправдано. Практически это приводит к тому, что, например, ни один из 29 обследованных в [2, 9] случаев внезапного погашения систем шин в схеме с двумя системами сборных шин с обходной системой шин реальных подстанций не сопровождался ограничением электроснабжения потребителей. На упомянутых подстанциях наблюдалось 11 случаев полного погашения РУ 110-220 кВ. Большая их часть (81 %) и была вызвана тем, что шинные разъединители помимо функций создания видимого разрыва при проведении ремонтных работ выполняли дополнительно оперативные функции, когда при оперативных переключениях разрушались опорные изоляционные колонки шинных разъединителей, ошибочно включались их заземляющие ножи и возникали другие аварии, приводящие к срабатыванию дифференциальных защит обеих систем сборных шин.

В схеме с одной системой сборных шин оперативные функции шинных разъединителей практически отсутствуют. Поэтому для распределительных сетей и применительно к подстанциям схема с одной секционированной системой сборных шин с обходной системой шин является для сети более низкого класса напряжения идеальным дублированным источником питания. В таких условиях при сопоставлении отмеченной схемы со схемой, выполненной по кольцевому принципу, допустим, с полуторной схемой, в структуре затрат можно не учитывать фактор надежности. И доказать здесь, принимая во внимание другие стоимостные факторы (стоимость оборудования, отчуждаемых земельных участков и др.), предпочтительность кольцевых схем представляется затруднительным. Исключение составляют схемы многоугольников или другие кольцевые схемы, где требуемое количество ячеек выключателей не более,

чем в альтернативной радиальной схеме. В основных сетях энергосистем при формировании схем РУ на первый план выходит ограничение  $\Delta P_{max} < \Delta P_{дон}$ , что приводит к безальтернативности решения о глубоком секционировании коммутационных узлов, обеспечиваемого кольцевыми схемами.

При прочих равных условиях и без учета фактора надежности кольцевые схемы РУ на 15-35 % требуют больших затрат по сравнению с радиальными. В распределительных сетях 110-220 и отчасти 330 кВ рассматриваемый фактор для РУ электростанций не может быть исключен из структуры целевой функции прежде всего из-за относительно высокого времени восстановления технологического процесса генерирующих агрегатов и экономических последствий вследствие сбросов генерирующей мощности. При всей неопределенности в оценке надежности, связанной с разнообразием расчетных условий, моделей отказов элементов схем, параметров надежности и характеристик экономических последствий отказов с определенной долей уверенности можно рекомендовать [9] для РУ повышенных напряжений электростанций расширение области применения кольцевых схем на электроустановки всех классов повышенного напряжения.

Изложенные доводы меняют сложившееся представление о предпочтительной сетке типовых схем РУ. Поэтому представляется необходимым периодически, раз в 10-20 лет, подвергать ее полной ревизии в контексте с предысторией и происходящими изменениями в структуре и параметрах сетей. Констатируем, что приведенные причинно-следственные связи стали находить отражение в отечественной проектной практике последних 5-10 лет в виде тенденции к использованию технических решений, повышающих надежность схем коммутационных узлов.

**Формирование средств общесистемного управления.** Это - завершающий этап формирования схем выдачи мощности. Полученным на предшествующих этапах обоснования и выбора схем расчетным пропускным способностям связей, допустимым сбросам генерирующей мощности и ее перетокам в различных сечениях, конфигурации прилегающей сети и схемам коммутации должны строго соответствовать те или иные средства автоматического управления для обеспечения надежности и экономичности всего многообразия ожидаемых эксплуатационных режимов работы станций в энергосистеме. К данным средствам относят релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику (ПА), автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), средства телемеханики, диспетчерского управления, связи.

Поэтому при формировании схем выдачи мощности неизбежна разработка рекомендаций по комплексу технических средств РЗА, обеспечению ее быстродействия по критерию динамической устойчивости, выполнению требований дальнего и ближнего резервирования. Оценивается чувствительность основных и резервных защит. Формируется структурная схема ПА, выбираются технические средства ее реализации и принципы взаимодействия с другими системами управления. Определяются требования к структуре и способам передачи информации для формирования воздействий ПА. Намечается архитектура общестанционной части АСУ ТП, включая автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ), напряжения и реактивной мощности. Даются требования к каналам связи средств диспетчерского и технологического управления.

В последние годы в стране идут стремительные преобразования в подходах к формированию систем контроля и управления (СКУ) электростанций (ЭС - АЭС, ГЭС, ГАЭС и ТЭС) и, в частности, средств общесистемного управления ими. Они заключаются в глубоком проникновении средств цифровой обработки и передачи данных в автоматическое и оперативное управление [10]. Переход от традиционных к цифровым СКУ энерготехнологической части ЭС (тепловой и топливной - на ТЭС, реакторной и тепловой - на АЭС, гидротехнической и гидромеханической - на ГЭС) начался за рубежом в 70-х годах (в России - в первой половине 90-х годов) и к середине 80-х годов был полностью отработан. Эволюция подобных систем в электрической части шла с запаздыванием в 5-10 лет по ряду причин, связанных с требуемыми быстродействием, вычислительными ресурсами и функциональной и территориальной распределенностью программно-аппаратных средств. Только в середине 80-х годов на мировом рынке появились полноценные цифровые СКУ электрической части ЭС. Аналогичная ситуация с «отставанием» наблюдается и в отечественных энергосистемах и на Федеральных электростанциях.

Объективно большая апробированность решений по цифровым СКУ энерготехнологической части ЭС сыграла для электротехнического персонала как положительную, так и отрицательную роль. Позитивный момент заключается в том, что представители энерготехнологических цехов (например: тепловой автоматики и измерений ТЭС или реакторной - на АЭС) подготовили почву, когда сошло на нет недоверчивое восприятие персоналом средств вычислительной техники в оперативном контуре управления. Отрицательная сторона - эти же специалисты нередко стали влиять на формирование структуры цифровых СКУ электрической части, принимая во внимание принципы, давшие положительные результаты



для энерготехнологической части. По прошествии времени стало все заметнее, что привнесенные ими в СКУ электрической части решения не учитывают в полной мере ее специфических особенностей. Опираясь на принятую методологию системного анализа предложим предпочтительную структуру СКУ электрической части ЭС.

Исторически сложилось так, что сигналы по энерготехнологической части заводились от всех датчиков на щиты управления: блочные, групповые, местные. Там же размещались контрольно-измерительные приборы, устройства технологических защит, регуляторы, ключи управления. Соответственно и формировалась структура цифровых СКУ энерготехнологической части ЭС, когда на щитах управления располагались программируемые контроллеры, включая модули ввода-вывода устройств связи с объектом, и велось централизованное управление основным и вспомогательным технологическим оборудованием. Таким образом, на протяжении многих десятилетий территориальная централизация остается устойчивым, характерным признаком СКУ энерготехнологической части ЭС.

Электрическая часть ЭС всегда выделялась в отдельный технологический участок - открытые, закрытые, комплектные, генераторные РУ. Устройства РЗА, измерительные приборы и ключи управления максимально приближены к объектам, некоторые из них вообще функционируют автономно, т.е. находятся в самих РУ. В ряде случаев последние отстоят на сотни метров и даже на километры от центральных или главных щитов управления. Для электрической части характерна и иная идеология управления и регулирования, когда к централизованным задачам относятся в основном контроль режима, групповое управление возбуждением генераторов, АРЧМ и ПА, а РЗА выполнена в виде автономных локальных устройств. Следовательно, цифровые устройства СКУ электрической части ЭС должны иметь не только функциональную, но и абсолютно гибкую территориальную распределенность. По большому счету, в электрической части объектом автоматизации является каждое отдельно взятое присоединение. Поэтому предпочтительная структура СКУ электрической части - набор функционально законченных подсистем автоматизации присоединений, способных функционировать практически независимо друг от друга. В этом главное отличие СКУ электрической части от СКУ энерготехнологической части.

Исходная мотивация функциональной законченности подсистем - малые временные циклы, отводимые для отслеживания электрических параметров и выдачи управляющих воздействий. Действительно, электрические и тепловые процессы обладают различными временными ха-

раактеристиками, особенно переходные процессы. Соответственно в электрической части ЭС необходимы такие устройства ввода сигналов, которые успевают бы отслеживать изменение режима. Так, в цифровых устройствах РЗА период квантования аналоговых сигналов 0,5-1,5 мс. По быстродействующим (основным) защитам цикл от обнаружения аварии до выдачи управляющего воздействия - не более 20-30 мс по условию сохранения динамической устойчивости энергосистем. Другой пример - при реализации противоаварийного управления энергоблоков (импульсная разгрузка турбин и ограничение мощности агрегатов в послеаварийных режимах) полное время цикла формирования управляющих воздействий не должно превышать 8-10 мс.

Территориальная централизация - дорогостоящее решение. Сигналы от тысяч датчиков, установленных на основном и вспомогательном теплотехническом оборудовании, выводятся кабельными связями по трассам длиной в десятки и сотни метров. При этом затраты на СКУ оказываются сопоставимыми со стоимостью основного оборудования. Только в последние годы принцип гибкой функциональной и территориальной распределенности стал проявляться и в энерготехнологической части. Появились «интеллектуальные» регуляторы, задвижки, датчики, устанавливаемые непосредственно у технологического оборудования и объединенные так называемыми полевыми (контроллерными) цифровыми сетями для обмена информацией. Следовательно, для автоматизации энерготехнологических процессов наметилась тенденция к воспроизведению структур-турпы СКУ электрической части.

Территориальная и функциональная ее распределенность - необходимое условие формирования безотносительно к используемым типам устройств, будь то на электромеханической, аналоговой электронной или цифровой базе. Но именно в последнем случае СКУ приобретают качественно новые свойства, меняющие сложившиеся представления об их предпочтительной структуре. Главной новацией видится тенденция построения СКУ электрической части на основе цифровых устройств РЗА, обладающих двумя особенностями. Первая заключается в многофункциональности. Помимо функций защиты, автоматики и блокировок они реализуют дистанционное управление коммутационной аппаратурой, регистрацию событий и электрических величин, электронное осциллографирование, измерение электрических величин, учет электроэнергии, самодиагностику, обмен информацией с вышестоящими уровнями СКУ по цифровым сетям. Вторая особенность - подавляющая часть информации в электрической части обеспечивается именно устройствами РЗА. Пер-

вые внедрения цифровых СКУ электрической части ТЭС с энергоблоками 100-300 МВт показали, что при сохранении существующей структуры оперативного управления 90-95 % их информационной емкости обеспечиваются устройствами РЗА. Не охваченными из упомянутых выше их функций остались: 100-процентная защита от замыканий на землю в обмотках статора генераторов, дифференциально-фазная и поперечная дифференциальная защиты линий; схемы управления коммутационными аппаратами 110 кВ и выше. В результате уже сейчас удастся формировать низовой программно-аппаратный уровень СКУ электрической части энергоблока из 50-80 многофункциональных цифровых терминалов РЗА и 3-5 мало- и среднечанальных программируемых контроллеров для оставшихся 5-10 % функций, не охватываемых РЗА, дистанционного управления разъединителями и выключателями 110 кВ и выше, теплового контроля турбогенераторов, автоматического регулирования возбуждением и пр. С учетом вышеизложенного определим идеальную структуру системы контроля и управления электрической части электростанции как совокупность цифровых устройств РЗА присоединений, объединенных многоуровневыми вычислительными сетями с целью организации информационно-управляющих потоков, требуемых для ведения режимов станций в энергосистемах. Наконец, затронем принципы организации централизованных задач контроля и управления электрической части электростанций.

В любой СКУ присутствует несколько информационно-управляющих уровней: низовой (полевой, контроллерный), агрегатный, блочный, общестанционный и другие вплоть до уровня диспетчерского и технологического управления региональных, объединенных и единой энергосистем. Низовой уровень формируется цифровыми устройствами контроля и управления (программируемыми контроллерами, терминалами РЗА), объединенными преимущественно бит-последовательными (маркерными) шинами данных с гарантированным доступом абонентов к каналу связи с целью ведения режима в реальном масштабе времени. Достигнутая пропускная способность рассматриваемых цифровых сетей достигла 1,5 Мбит/с (сеть Profibus-FMS, стандарт EN-50170 Европейского сообщества), что обеспечивает временной цикл шины, т.е. гарантированное время получения данных одним низовым устройством от других на уровне 100 мс. Следующий уровень - локальные вычислительные сети, объединяющие операторские станции персонала и прочее сетевое оборудование - серверы, маршрутизаторы и др. Стандартом де-факто здесь является высокоскоростная сеть со случайным доступом абонентов к каналу связи типа Fast Ethernet - спецификация ANSI/IEEE-802.3. Общепринятые пре-

дельные временные задержки от момента регистрации сигнала низовым устройством до его прохождения и отображения на уровне локальной вычислительной сети 0,5-1 с, что согласуется с физиологической инерционностью оператора. Следовательно, при выборе способов реализации централизованных задач в электрической части возможны два случая. Первый, когда по технологическим требованиям временные циклы сетей передачи данных недостаточны, поэтому для реализации задачи требуется локальное автономное устройство контроля и управления. Оно должно обеспечивать прием и обработку данных и выдачу управляющих воздействий без информационного обмена по интерфейсным связям в темпе процесса. Причем наличие последних может служить лишь для улучшения информационной обеспеченности персонала - считывание зарегистрированных событий, дистанционное изменение уставок и пр. Характерный пример реализации первого пути - станционная противоаварийная автоматика. Во втором случае технологические ограничения укладываются в отведенные временные рамки. При этом в СКУ целесообразна распределенная обработка информации, когда она единожды вводится в систему и многократно используется для решения различного рода задач. Примером второго случая является групповое управление возбуждением синхронных генераторов.

### **Выводы**

1. Схемы выдачи мощности, являясь одним из важнейших элементов электростанций, формируют структуру прилегающих сетей, организацию схем коммутации пристанционных узлов и средств общесистемного управления в энергосистемах.
2. Исходная методологическая основа формирования схем выдачи мощности электростанций - системный подход, предусматривающий последовательное и взаимоувязанное решение задач определения целесообразности вводов генерирующей мощности, обоснования и выбора схем присоединения к энергосистеме, схем коммутации и средств общесистемного управления.
3. Обоснование вводов генерирующей мощности на рассматриваемой электростанции, являясь общесистемной задачей, определяет не только условия сохранения баланса мощности и электроэнергии в энергоузлах, но и формирует исходные требования к пропускной способности связей станции с системой из условия выдачи ее располагаемой мощности и реализации межсистемного эффекта во всем энергообъединении.

4. Наиболее полная методология формирования схем присоединения электростанций к системе предусматривает учет не только общепринятых критериев или ограничений, свидетельствующих об эффективности сооружения тех или иных элементов сети, но и заранее выявленных закономерностей их построения в виде предпочтительных детерминированных структур, к которым следует стремиться.

5. Эволюция сетей энергосистем оказывает глобальное воздействие на предпочтительную структуру схем коммутационных узлов. Одним из подтверждений этого является факт, когда более чем за полувековой период развития сетей одна из самых распространенных в стране схем - схема с двумя системами сборных шин с обходной системой шин утратила практически все изначально заложенные в нее свойства, и наличие именно двух, а не одной рабочих систем сборных шин нередко оказывается не только атавизмом, но и излишним «усовершенствованием», снижающим надежность и экономичность электроустановок.

6. Стратегическим направлением в развитии систем контроля и управления электростанций видится структура, характеризующаяся абсолютной функциональной и территориальной распределенностью их элементов. Для электрической части электростанций идеальная структура представляется совокупность цифровых устройств релейной защиты и автоматики присоединений, объединенных многоуровневыми вычислительными сетями с целью организации информационно-управляющих потоков, требуемых для ведения возможных эксплуатационных режимов.

#### **Библиографический список**

1. **Review of adequacy standards for generation and transmission planing/C.** O'Riordan, E. Eunson, E. Stam, K. Takahashi//Electra. 1993. - № 150.
2. **Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.** Схемы выдачи мощности электростанций - М.: Энергоатомиздат, 2001.
3. **Расчетное** обоснование потоков мощности через системообразующую электрическую сеть / А.Т. Шевченко, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов, А.И. Барсуков // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4. - Иваново, 2001. - С. 166-176.
4. **Руководящие** указания и нормативы по проектированию развития энергосистем. - М.: Минэнерго СССР, 1981.
5. **Балаков Ю.Н., Шевченко А.Т., Шунтов А.В.** Надежность схем выдачи мощности электростанций / Под ред. А.Т. Шевченко. - М.: Изд-во МЭИ, 1993.
6. **Пелисье Р.** Энергетические системы. - М.: Высш. шк., 1982.
7. **Шапиро И.М.** Принципы унификации элементов электрической сети 110-330 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
8. **Васин В.П.** Области существования установившихся режимов электрических систем. - М.: Изд-во МЭИ, 1982.

9. **Коммутационные узлы энергосистем** / Под ред. А.В. Шунтова. - М.: Энергоатомиздат, 1997.
10. **Хомицкий С.В., Шунтов А.В.** Анализ принципов построения АСУ ТП электрической части электростанций // *Электричество*. - 1998. - № 7.
11. **Мисриханов М.Ш., Седунов В.Н., Шунтов А.В.** Основы резервирования в системах генерации и транспорта электроэнергии. - М.: Энергоатомиздат, 2002.

УДК 621.313.322.82.088

### **Особенности моделирования синхронных машин при двухчастотном асинхронном режиме**

*В.А. Серов, В.П. Гречин, кандидаты техн. наук,  
М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук*

**Введение.** Единая энергетическая система России является объединением мощных электроэнергетических систем (ЭЭС), расположенных на обширной территории и имеющих сложную структуру с большим числом замкнутых связей. Нарушение синхронизма в таких энергообъединениях может привести к каскадному характеру развития аварии со значительным ущербом [1]. В этих условиях большое значение приобретают вопросы управления ЭЭС для обеспечения их нормального функционирования и устойчивости в различных режимах работы [2].

Повышение надежности основного электротехнического оборудования, использование эффективных систем автоматического регулирования и управления (САУ) и противоаварийной автоматики (ПА) позволили в определенных условиях допускать в ЭЭС кратковременные асинхронные режимы (АР) отдельных генераторов или частей системы с последующей ресинхронизацией выпавших из синхронизма машин, что предопределяет сохранение результирующей устойчивости ЭЭС [1]. В этом режиме асинхронно работающие станции продолжают выдавать определенную активную мощность в систему, тем самым уменьшая ее дефицит, участвуя в выработке электроэнергии, что способствует повышению надежности и экономичности работы ЭЭС и более быстрому восстановлению нормального электроснабжения потребителей.

Для оценки допустимости АР в конкретных ЭЭС, выбора необходимых управляющих воздействий, направленных на скорейшее их прекра-

щение и обеспечение успешной ресинхронизации, необходимо определить параметры таких режимов.

Для расчетов АР в сложных ЭЭС применяются специализированные компьютерные комплексы, включающие программы анализа электро-механических переходных процессов, такие как «МУСТАНГ-92», «КОРОНА-93» и другие. Эти программы используют достаточно точные методы численного интегрирования дифференциальных уравнений и позволяют подробно учитывать в расчетах синхронные генераторы, их (САР), ПА, а также различные виды нагрузки. Однако время счета длительных переходных процессов в сложных ЭЭС с помощью этих программ достаточно велико, что затрудняет их использование для решения задач управления энергосистемой при возникновении АР в темпе процесса.

Ниже предлагается методика расчета двухчастотных АР режимов в сложных ЭЭС, основанная на методе декомпозиционного эквивалентирования [3] и применении простейших схем “исследуемый генератор - шины эквивалентного напряжения”, с помощью которых могут быть получены все необходимые для анализа режимов параметры при значительном сокращении времени расчета.

При расчете АР большое значение имеет представление генераторных и нагрузочных узлов ЭЭС с учетом их основных динамических характеристик и САР. В то же время подробный учет всех свойств данных элементов в сложной ЭЭС приводит к существенному увеличению времени расчетов и необходимого объема памяти вычислительных машин. Поэтому при разработке методики расчета АР в сложной ЭЭС существенное значение имеет получение математических моделей и асинхронных машин синхронных (СМ и АМ), учитывающих их статические и динамические характеристики и САР и позволяющих эффективно использовать возможности современных компьютеров.

**Моделирование СМ при двухчастотном АР.** Для практических расчетов результирующей устойчивости может быть использовано представление генераторов в виде постоянной переходной ЭДС [4] или ЭДС, величина которой определяется с учетом дополнительных токов в роторе от АР.

Однако данная модель не учитывает ряда существенных факторов, влияющих на параметры режима синхронного генератора при асинхронном ходе в ЭЭС, в частности влияние демпферной системы генератора и нелинейные ограничения параметров в системах регулирования возбуждения и скорости.

В настоящей работе для исследования АР сложной ЭЭС предлагается математическая модель СМ, учитывающая электромагнитные и элек-

трехмеханические переходные процессы и отражающая основные процессы в системах АРВ и АРС. Для упрощения записи уравнений переходных процессов в контурах ротора генератора используются операторные сопротивления и проводимости машины, которые могут быть определены по экспериментальным или типовым частотным характеристикам.

При двухчастотном АР в ЭЭС наблюдаются колебания всех режимных параметров синхронных генераторов, вызванные влиянием асинхронно работающих машин друг на друга. В этом случае в состав токов и напряжений генераторов будут входить составляющие, соответствующие основным частотам асинхронного хода и группе производных частот по цепочным схемам замещения [6]. Определяющими по величине являются составляющие основных частот, в связи с чем при неучете составляющих производных частот АР достаточно точно будет определяться только по основным частотам.

С учетом этого в настоящей работе при построении математической модели СМ принято допущение о том, что токи и напряжения складываются из двух частотных составляющих, соответствующих средним скоростям вращения роторов асинхронно работающих машин ЭЭС.

При возникновении в сложной ЭЭС двухчастотного АР все СМ системы разделяются на две асинхронно работающие группы (рис. 1), а электрическая система - на две подсистемы.

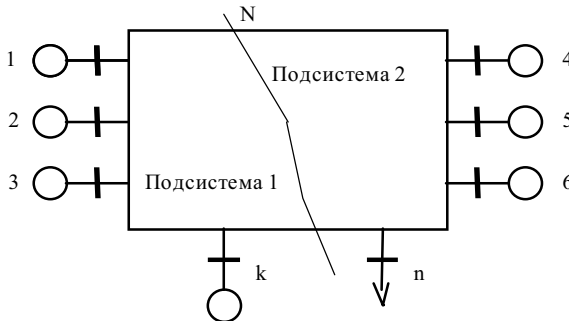


Рис. 1. Электрическая система при двухчастотном АР

Подсистема 1 будет иметь частоту  $\omega_1$ , соответствующую средней скорости вращения генераторов одной группы, а подсистема 2 – частоту  $\omega_2$ , соответствующую средней скорости вращения генераторов другой асинхронно работающей группы.



В каждой подсистеме будут свои синхронно вращающиеся оси, используемые для отсчета углов сдвига фаз между составляющими. Углы положения синхронно вращающихся осей определяются по средней скорости вращения генераторов в соответствующей подсистеме по выражению

$$\delta_\alpha = \int_0^t \omega_\alpha dt \quad (\alpha = 1, 2). \quad (1)$$

Предположим, что рассматриваемый генератор относится к группе машин, имеющих среднюю скорость вращения  $\omega_2$  (собственная частота). Скольжение этой группы машин относительно первой в оценке по средней скорости вращения найдется как

$$s = \omega_2 - \omega_1. \quad (2)$$

Отражая колебания скорости вращения ротора и напряжения возбуждения генератора в АР и учитывая лишь основную гармонику колебаний, угол положения ротора и напряжение на обмотке возбуждения в относительных единицах определится по выражениям

$$\delta = \delta_2 + \delta_0 + z_\delta \sin(\phi(t) + \phi_\delta); \quad (3)$$

$$u_e = u_{e0} + z_e \cos(\phi(t) + \phi_e), \quad (4)$$

где  $\delta_0$  - среднее значение угла между продольной осью ротора и синхронно вращающейся осью с частотой  $\omega_2$  (рис. 2);  $z_\delta, \phi_\delta$  - амплитуда и начальная фаза колебаний угла положения ротора генератора;  $z_e, \phi_e$  - то же для напряжения обмотки возбуждения;  $\phi(t) = \int_0^t s dt = \delta_2 - \delta_1$ .

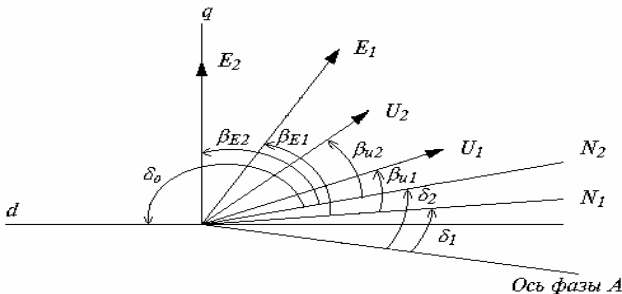


Рис. 2. Векторная диаграмма синхронного генератора при двухчастотном АР в ЭЭС:  
 $N_1$  - синхронно вращающаяся ось с частотой  $\omega_1$ ;  $N_2$  - то же с частотой  $\omega_2$

Переходный процесс в синхронном генераторе в системе обобщенных координат [6] при условии, что для предшествующего АР скорость вращения была равна  $\omega_c = p\delta$ , определится в относительных единицах системой уравнений:

$$U_\sigma = r_a I_\sigma + pe^{j\delta} [x_1(p)I_\sigma e^{-j\delta} + x_2(p)\dot{I}_\sigma e^{j\delta}] = -pe^{j\delta} G(p)u_\sigma; \quad (5)$$

$$T_j p^2 \delta + D(p\delta - \omega_c) = M_T + \operatorname{Re}(j\Psi_e \dot{I}_e), \quad (6)$$

где  $U_\sigma, I_\sigma, \Psi_\sigma$  - обобщенные векторы напряжения, тока и потокосцепления статора генератора;  $r_a$  - активное сопротивление статора;  $T_j, D$  - постоянная инерции и коэффициент механического демпфирования генератора;  $M_T$  - вращающий момент турбины;  $x_1(p), x_2(p), G(p)$  - операторные сопротивления и проводимость генератора, причем

$$x_1(p) = \frac{1}{2} [x_d(p) + x_q(p)]; \quad x_2(p) = \frac{1}{2} [x_d(p) - x_q(p)].$$

Обобщенные векторы режимных параметров при учете лишь основных определяющих частотных составляющих АР запишутся в виде

$$U_B = U_{B1} + U_{B2}; \quad (7)$$

$$I_B = I_{B1} + I_{B2}, \quad (8)$$

где

$$U_{B\alpha} = \dot{U}_\alpha e^{j\delta\alpha}; \quad I_{B\alpha} = \dot{I}_\alpha e^{j\delta\alpha} \quad (\alpha = 1, 2).$$

При разложении в ряд бесселевых функций для ограниченных по величине колебаний можно принять, что

$$e^{\pm jz_\delta \sin(\phi(t) + \phi_\delta)} = J_0(z_\delta) \pm J_1(z_\delta) [e^{j(\phi(t) + \phi_\delta)} - e^{-j(\phi(t) + \phi_\delta)}] + J_2(z_\delta) [e^{j2(\phi(t) + \phi_\delta)} - e^{-j2(\phi(t) + \phi_\delta)}], \quad (9)$$

где  $J_i(z_\delta)$  - функции Бесселя первого рода ( $i = 0, 1, 2$ ).

Тогда с учетом (7)-(9) уравнение (5) по основным частотным составляющим асинхронного хода можно представить двумя уравнениями:

$$\begin{aligned}
 U_{B1} + r_a I_{B1} + p e^{j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)} [(z_{1(11)}(p) I_{B1} + z_{1(12)}(p) \dot{I}_2 e^{j\delta_1}) e^{-j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)} + \\
 + (z_{2(11)}(p) \hat{I}_{B1} + z_{2(12)}(p) \hat{I}_2 e^{-j\delta_1}) e^{j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)}] = -p e^{j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)} \dot{E}_1;
 \end{aligned} \tag{10}$$

$$\begin{aligned}
 U_{B2} + r_a I_{B2} + p e^{j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)} [(z_{1(21)}(p) \dot{I}_1 e^{j\delta_2} + z_{1(22)}(p) \dot{I}_{B2}) e^{-j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)} + \\
 + (z_{2(21)}(p) \hat{I}_{1Y}^{-\text{в} \oplus_2} + z_{2(22)}(p) \hat{I}_{B2}) e^{j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)}] = -p e^{j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)} \dot{E}_2,
 \end{aligned} \tag{11}$$

где  $z_{1(ij)}(p)$ ,  $z_{2(ij)}(p)$ ,  $(i, j = 1, 2)$  – операторные сопротивления генератора при двухчастотном АР в ЭЭС (выражения для определения которых приведены в прил. 1);

$$\begin{aligned}
 \dot{E}_1 = -J_1(z_\delta)G(p)u_{\phi 0} + \frac{1}{2} [J_2(z_\delta)G(p + js)z_\delta e^{j(\phi_0 - \phi_\delta)} + \\
 + J_0(z_\delta)G(p - js)z_\delta e^{-j(\phi_0 - \phi_\delta)}] ;
 \end{aligned} \tag{12}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{E}_2 = -J_1(z_\delta)G(p)u_{\phi 0} - \frac{1}{2} [J_1(z_\delta)G(p + js)z_\delta e^{j(\phi_0 - \phi_\delta)} + \\
 + J_1(z_\delta)G(p - js)z_\delta e^{-j(\phi_0 - \phi_\delta)}] .
 \end{aligned} \tag{13}$$

В уравнениях (10), (11) значениями  $\beta_{E1}$  и  $\beta_{E2}$  определяются фазовые углы ЭДС генератора по основным частотным составляющим относительно их полярных осей (рис. 2):

$$\beta_{E1} = \delta_0 - \frac{\pi}{2} - \phi_\delta; \quad \beta_{E2} = \delta_0 - \frac{\pi}{2}. \tag{14}$$

Уравнение (10) определяет электромагнитные переходные процессы в синхронном генераторе для составляющих с частотой  $\omega_1$ , а уравнение (11) – для составляющих с частотой  $\omega_2$ . Операторные сопротивления в уравнениях (10), (11) зависят от параметров генератора  $x_1(p)$ ,  $x_2(p)$ , параметров колебания ротора и скольжения АР.

В прил. 1 приведены результаты расчетов сопротивлений  $z_{1(ij)}(p)$ ,  $z_{2(ij)}(p)$ ,  $(i, j = 1, 2)$  для турбо- и гидрогенераторов в зависимости от параметров колебания ротора при установившемся АР в системе ( $p = 0$ ) с различным скольжением.

Через операторные сопротивления  $z_{\alpha(12)}(p), z_{\alpha(21)}(p)$  в уравнениях (10), (11) отражается взаимное влияние переходных процессов по различным частотным составляющим. При ограниченных по амплитуде и частоте колебаниях ротора в установившемся АР эти сопротивления достаточно малы (табл. 1, 2) и при проведении практических расчетов могут не учитываться.

Электромагнитный момент генератора по уравнению (6) в записи через потокосцепление определяется выражением

$$M_{\vartheta} = -\operatorname{Re}(j\Psi_{\vartheta}\hat{I}_{\vartheta}^*). \quad (15)$$

Обобщенный вектор потокосцепления статора генератора также можно записать в виде двух частотных составляющих

$$\Psi_{\vartheta} = \dot{\Psi}_1 e^{j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)} + \dot{\Psi}_2 e^{j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)}, \quad (16)$$

где согласно уравнениям (10), (11)

$$\begin{aligned} \dot{\Psi}_1 &= \dot{E}_1 + [z_{1(11)}(p)I_{\vartheta 1} + z_{1(12)}(p)\dot{I}_2 e^{j\delta_1}] e^{j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)} + \\ &+ [z_{2(11)}(p)\hat{I}_{\vartheta 1} + z_{2(12)}(p)\hat{I}_2 e^{-j\delta_1}] e^{-j(\pi/2 + \beta_{E1} + \delta_1)}; \\ \dot{\Psi}_2 &= \dot{E}_2 + [z_{1(21)}(p)\dot{I}_1 e^{j\delta_2} + z_{1(22)}(p)I_{\vartheta 2}] e^{j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)} + \\ &+ [z_{2(21)}(p)\hat{I}_1 e^{-j\delta_2} + z_{2(22)}(p)\hat{I}_{\vartheta 2}] e^{-j(\pi/2 + \beta_{E2} + \delta_2)}. \end{aligned}$$

На основании этого электромагнитный момент может быть представлен в виде суммы двух составляющих: апериодической ( $M_{\vartheta 0}$ ) и периодической ( $M_{\vartheta n}$ ), изменяющейся с частотой скольжения асинхронного режима, т.е.

$$M_{\vartheta} = M_{\vartheta 0} + M_{\vartheta n}.$$

С учетом этого получим:

$$\begin{aligned} M_{\vartheta 0} &= \operatorname{Re}(\dot{\Psi}_1 \hat{I}_1 e^{j\beta_{E1}} + \dot{\Psi}_2 \hat{I}_2 e^{j\beta_{E2}}) = \operatorname{Re}\{j\hat{I}_1 e^{j\beta_{E1}} [-(z_{1(11)}(p)\dot{I}_1 + \\ &+ z_{1(12)}(p)\dot{I}_2) e^{-j\beta_{E1}} + (z_{2(11)}(p)\hat{I}_1 + z_{2(12)}(p)\hat{I}_2) e^{j\beta_{E1}} - j\dot{E}_1] + \\ &+ j\hat{I}_2 e^{j\beta_{E2}} [-(z_{1(21)}(p)\dot{I}_1 + z_{1(22)}(p)\dot{I}_2) e^{-j\beta_{E2}} + (z_{2(21)}(p)\hat{I}_1 + \\ &+ z_{2(22)}(p)\hat{I}_2) e^{-j\beta_{E2}} - j\dot{E}_2]\}, \quad (17) \end{aligned}$$

$$M_{Эн} = Re(\hat{\Psi}_1 \hat{I}_2 e^{j(\beta_{E1} - \phi(t))} + \hat{\Psi}_2 \hat{I}_1 e^{j(\beta_{E2} + \phi(t))}) = \\ = M_1 \cos(\phi(t) + \phi_\delta) - M_2 \sin(\phi(t) + \phi_\delta), \quad (18)$$

где

$$M_1 + jM_2 = (\Psi_1 \dot{I}_2 e^{-j\beta_{E1}} + \Psi_2 \dot{I}_1 e^{j\beta_{E2}}) e^{-j\phi_\delta}.$$

Рассмотрение двухчастотного АР с учетом системы возбуждения и АРВ может быть выполнено в соответствии со структурной схемой рис. 3, на котором система возбуждения представлена звеном 4 с передаточной функцией  $W_6(p)$ , а звено 5 отражает нелинейное ограничение в силовом блоке. Звеньями 1, 2, 3 с передаточными функциями  $W_i(p)$  учитываются динамические свойства системы АРВ по каналам регулирования с отклонением параметров  $\Delta n_i = n_i - n_{\infty}$  от их значений в установившемся режиме.

Выходной величиной системы АРВ является вынужденная ЭДС машины  $E_{qe}$ , значение которой до ограничения соответствует ЭДС  $E'_{qe}$ .

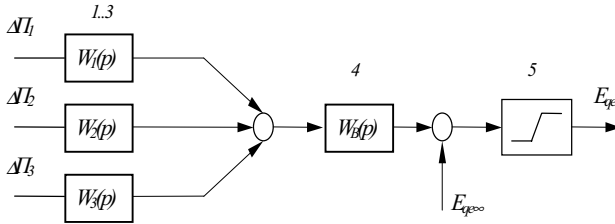


Рис. 3. Структурная схема системы АРВ генератора

Обобщенный вектор  $n_{e(i)}$ , по модулю и (или) частоте которого выбирается параметр регулирования  $\Pi_i$ , для двухчастотного АР определится в виде

$$n_{e(i)} = \dot{n}_{i1} e^{j\delta_1} + \dot{n}_{i2} e^{j\delta_2}, \quad (19)$$

где  $\dot{n}_{i\alpha} = n_{i\alpha} e^{j\phi_{i\alpha}}$  ( $\alpha = 1, 2$ ), а модуль и частота его найдутся по выражениям

$$n_i = \sqrt{n_{i1}^2 + n_{i2}^2 + 2n_{i1}n_{i2} \cos(\phi(t) + \phi_{i2} - \phi_{i1})}; \quad (20)$$

$$\omega_i = \frac{\omega_1 n_{i1}^2 + \omega_2 n_{i2}^2 + (\omega_1 + \omega_2) n_{i1} n_{i2} \cos(\phi(t) + \phi_{i2} - \phi_{i1})}{n_{i1}^2 + n_{i2}^2 + 2n_{i1} n_{i2} \cos(\phi(t) + \phi_{i2} - \phi_{i1})}. \quad (21)$$

Отклонение параметра регулирования  $\Delta n_i$ , как видно из (12), (21), является нелинейной функцией величин  $n_{i\alpha}$ ,  $\phi_{i\alpha}$  и в оценке по основной гармонике запишется в виде

$$\Delta n_i = \Delta n_{i0} + z_i \cos(\phi(t) + \phi_i), \quad (22)$$

где коэффициенты гармонической линеаризации определяются как

$$\Delta n_{i0} = \frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} (n_i - n_{i\infty}) d(\phi(t) + \phi_i);$$

$$z_i = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} (n_i - n_{i\infty}) \cos(\phi(t) + \phi_i) d(\phi(t) + \phi_i).$$

С учетом (20) для двухчастотного АР средняя составляющая и амплитуда колебания параметра регулирования в записи через эллиптические интегралы определяются выражениями

$$\Delta n_{i0} = \frac{2}{\pi} (n_{i1} + n_{i2}) E(K_n, \pi/2) - n_{i\infty}; \quad (23)$$

$$\Delta n_{i0} = \frac{8}{3\pi K_n^2 (n_{i1} + n_{i2})} [(n_{i1} - n_{i2})^2 F(K_n, \pi/2) - (n_{i1}^2 + n_{i2}^2) E(K_n, \pi/2)], \quad (24)$$

где  $F(K_n, \pi/2)$ ,  $E(K_n, \pi/2)$  - эллиптические интегралы соответственно первого и второго рода от аргумента

$$K_n = \left( 2\sqrt{n_{i1}n_{i2}} \right) / (n_{i1} + n_{i2}).$$

Согласно структурной схеме рис. 3 без учета влияния изменения параметров колебания на входе звена 5 получим ЭДС

$$E'_{qe} = E'_{qe0} + z_E \cos(\phi(t) + \phi_e), \quad (25)$$

где средняя составляющая ЭДС

$$E'_{qe0} = E_{qe\infty} + W_e(p) \sum_i W_i(p) \Delta n_{i0}$$

определяется значением вынужденной ЭДС в исходном синхронном режиме  $E_{qe\infty}$  и средними составляющими отклонения параметров регулирования системы АРВ, а амплитуда колебания

$$z_E e^{j\phi_d} = W_s(p) \sum_i W_i(p) z_{in} e^{j\phi_i} \quad (26)$$

определяется значениями амплитуд колебания параметров регулирования.

Тогда с учетом нелинейного ограничения в системе АРВ, ЭДС на выходе звена 5 будет определяться выражением

$$E_{qe} = E_{qe0} + W_{nn1} z_E \cos(\phi(t) + \phi_s), \quad (27)$$

где

$$E_{qe0} = E'_{qe0} + W_{nn0} z_E; \quad (28)$$

$W_{nn0}, W_{nn1}$  - коэффициенты гармонической линеаризации [6], зависящие от величин  $E'_{qe0}, z_E$ , а также от потолочных значений вынужденной ЭДС: максимального  $E_{qe1}$  и минимального  $E_{qe2}$ , которые находятся по соотношениям

$$W_{nn0} = \frac{1}{\pi} [(d_1 \arccos(d_1) - \sqrt{1-d_1^2}) - (d_2 \arccos(d_2) - \sqrt{1-d_2^2})]; \quad (29)$$

$$W_{nn1} = \frac{1}{\pi} [\arcsin(d_1) + d_2 \sqrt{1-d_1^2} + \arcsin(d_2) + d_2 \sqrt{1-d_2^2}]; \quad (30)$$

$$d_1 = \frac{E_{qe1} - E'_{qe0}}{z_E}; \quad d_2 = \frac{E'_{qe0} - E_{qe2}}{z_E}. \quad (31)$$

Согласно выражению (27) средняя составляющая и амплитуда колебания напряжения возбуждения в определении (4) запишется с учетом АРВ в виде

$$u_{s0} = \frac{E_{qe0}}{G(0)}, \quad z_s = \frac{W_{nn1} z_E}{G(0)}, \quad (32)$$

где  $G(0)$  - передаточная функция генератора при  $p = 0$ .

Таким образом, в уравнениях переходного процесса СМ при двухчастотном АР в ЭЭС согласно (10), (11) влияние системы АРВ отражается в значениях частотных составляющих ЭДС (12), (13) за счет изменения

средней составляющей и амплитуды колебания напряжения возбуждения.

Как известно [1], регулирование скорости вращения синхронного генератора оказывает существенное влияние на протекание АР. Для отражения этого влияния математическая модель турбины и системы АРС представлена структурной схемой рис. 4, в которой звеном 3 учитываются ограничения мощности турбины, проявляющиеся при больших значениях параметра регулирования в ограничении открытия сервомотора.

Звено 1 с передаточной функцией  $W_1(p)$  отражает влияние зоны нечувствительности в системе регулирования, которая при значительных изменениях скорости вращения в АР обычно равна  $W_1 = 1$ . Передаточной функцией  $W_2(p)$  звена 2 отражается исполнительный орган системы АРС и турбина. Функция  $W_2(p)$  будет определяться конкретным выполнением системы регулирования гидравлической или паровой турбины. Величиной  $\Delta X$  на рис. 4 моделируется воздействие механизма управления турбиной за счет АРЧМ, а  $\sigma_p$  – статизм регулятора скорости.

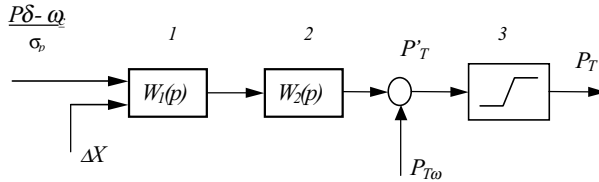


Рис. 4. Структурная схема турбины и АРС

Для рассматриваемого синхронного генератора входной сигнал системы АРС при двухчастотном АР (при неучете для колебательной составляющей влияния изменения ее параметров), согласно (14), представится в виде

$$p\delta - \omega_c = p\beta_{E2} + (\omega_2 - \omega_c) + z_\delta s \cos(\phi(t) + \phi_\delta). \quad (33)$$

Тогда на входе звена 3, согласно схеме рис. 5, получим

$$P'_T = P_{T\infty} + W_T(p) \left[ -\frac{p\delta - \omega_c}{\sigma_p} + \Delta X \right], \quad (34)$$



где  $P_{T\infty}$  – значение мощности турбины в исходном установившемся режиме;

$$W_T(p) = W_1 W_2(p).$$

С учетом (33) выражение (34) можно записать в виде двух составляющих – постоянной и периодически изменяющейся:

$$P'_T = P'_{T0} + z_M \cos(\phi(t) + \phi_\delta + \phi_T), \quad (35)$$

где

$$\begin{aligned} P'_{T0} &= P_{T\infty} + W_T(p) \left[ \Delta X - \frac{1}{\sigma_p} p \beta_{E2} - \frac{1}{\sigma_p} (\omega_2 - \omega_c) \right]; \\ z_M &= \frac{1}{\sigma_p} z_\delta s(W_T(js)); \\ \phi_T &= \arg(W_T(js)). \end{aligned}$$

Тогда вращающий момент турбины, определяемый как

$$M_T = P_T / \omega_c,$$

на выходе модели системы АРС с учетом влияния ограничений открытия сервомотора определится выражением

$$\begin{aligned} M_T &= M_{T\infty} + \frac{1}{\omega_c} W_T(p) \Delta X - \frac{1}{\omega_c \sigma_p} W_T(p) [p \beta_{E2} + (\omega_2 - \omega_c)] + \\ &+ W_{nn0} z_M + W_{nn1} z_M \cos(\phi(t) + \phi_\delta + \phi_T), \end{aligned} \quad (36)$$

где  $W_{nn0}, W_{nn1}$  – коэффициенты гармонической линеаризации, определяемые соотношениями (29), (30) при

$$d_1 = \frac{P_{T1} - P'_{T0}}{z_M}, \quad d_2 = \frac{P'_{T0} - P_{T2}}{z_M},$$

где  $P_{T1}, P_{T2}$  – соответственно максимальное и минимальное ограничения мощности турбины.

Если не учитывать влияние на рассматриваемый режим системы АРСМ, то в выражении (36) следует считать  $\Delta X = 0$ . В соответствии с этим для принятой модели системы АРС уравнение движения ротора

синхронного генератора (6) при двухчастотном АР режиме согласно (15), (33) и (36) может быть представлено двумя уравнениями:

- уравнением усредненного движения ротора генератора с собственной частотой  $\omega_2$

$$T_J(p) = -D(\omega_2 - \omega_c) + W_{m0}z_M + \left[ M_{T\infty} - W_T(p) \frac{\omega_2 - \omega_c}{\omega_c \sigma_p} \right] - M_{\Sigma 0}, \quad (37)$$

где

$$T_J(p) = T_J p^2 + \left[ D + \frac{I}{\omega_c \sigma_p} W_T(p) \right] p;$$

- уравнением колебания ротора

$$\begin{aligned} T_J p^2 [z_\delta \sin(\phi(t) + \phi_\delta)] + Dp [z_\delta \sin(\phi(t) + \phi_\delta)] = \\ = W_{m1} z_M \cos(\phi(t) + \phi_\delta + \phi_T) - M_{\Sigma n}, \end{aligned}$$

которое с учетом (18) можно представить в виде двух уравнений:

$$\begin{aligned} T_J [p^2 z_\delta - z_\delta (s + p\phi_\delta)^2] + Dp z_\delta + W_{m1} z_M \sin \phi_T - M_2 = 0; \\ T_J [2p z_\delta (s + p\phi_\delta) + z_\delta (s + p\phi_\delta)] + D z_\delta (s + p\phi_\delta) - \\ - W_{m1} z_M \cos \phi_T + M_1 = 0. \end{aligned} \quad (38)$$

Таким образом, переходный процесс в регулируемом синхронном генераторе при двухчастотном АР в электрической системе определится уравнениями (10), (11), (37) и (38).

Для оценки допустимости принятых при построении математической модели СМ упрощений произведено сравнение результатов расчета длительного двухчастотного АР, выполненного на основе рассмотренной в настоящей работе модели и с использованием полных уравнений Парка-Горева.

Результаты расчета длительного установившегося АР с различным скольжением на основе уравнений Парка-Горева показывают, что в состав режимных параметров генератора входят, кроме основных частотных составляющих, соответствующих средним скоростям вращения асинхронно работающих машин, составляющие ряда других частот, среди которых наибольшее значение имеют составляющие, изменяющиеся с двойной частотой скольжения асинхронного хода.

*Особенности моделирования синхронных машин  
при двухчастотном асинхронном режиме*

В табл. 1 приведены значения составляющих обобщенных векторов тока и напряжения генератора СВ-1500/200-88, полученные на основе обработки изменения во времени соответствующих кривых при исследовании АР в схеме "генератор - шины бесконечной мощности" при моделировании генератора полными уравнениями Парка-Горева. Здесь же даны результаты расчета соответствующих параметров на основе рассмотренной в настоящей работе модели синхронного генератора.

**Таблица 1. Значения составляющих тока и напряжения генератора СВ-1500/200-88 при АР относительно шин бесконечной мощности**

Модель	$s, \text{ о.е.}$	$U_1, \text{ о.е.}$	$U_2, \text{ о.е.}$	$U_3, \text{ о.е.}$	$I_1, \text{ о.е.}$	$I_2, \text{ о.е.}$	$I_3, \text{ о.е.}$
<b>Парка-Горева</b>	0.02	0.337	0.824	0.041	0.126	1.04	0.028
	0.03	0.316	0.822	0.04	0.125	1.041	0.027
	0.05	0.295	0.819	0.036	0.118	1.052	0.024
	0.08	0.248	0.815	0.032	0.108	1.065	0.019
<b>Упрощенная</b>	0.02	0.352	0.836	-	0.151	1.048	-
	0.03	0.341	0.835	-	0.146	1.051	-
	0.05	0.314	0.828	-	0.134	1.066	-
	0.08	0.271	0.8212	-	0.120	1.081	-

В табл. 2 приведены аналогичные результаты расчета режимных параметров того же генератора, но при асинхронном ходе в трехмашинной системе и при различном выполнении системы АРВ.

**Таблица 2. Значения составляющих тока и напряжения генератора СВ-1500/200-88 при АР в трехмашинной системе**

Модель	Тип АРВ	$U_1, \text{ о.е.}$	$U_2, \text{ о.е.}$	$U_3, \text{ о.е.}$	$I_1, \text{ о.е.}$	$I_2, \text{ о.е.}$	$I_3, \text{ о.е.}$
<b>Парка-Горева</b>	$u_e = \text{const}$	0.250	0.942	0.025	0.364	1.386	0.061
	АРВ-СД	0.114	1.017	0.04	0.552	1.455	0.124
	АРВ-ПД	0.206	0.980	0.036	0.507	1.423	0.093
<b>Упрощенная</b>	$u_e = \text{const}$	0.253	0.962	-	0.398	1.325	-
	АРВ-СД	0.148	1.031	-	0.461	1.589	-
	АРВ-ПД	0.215	0.994	-	0.520	1.413	-

Как видно из табл. 1 и 2, большее совпадение результатов расчета имеет место для простейшей схемы "генератор - шины бесконечной мощности". При отсутствии источника постоянного напряжения резуль-

таты отличаются в большей степени (особенно при регулировании возбуждения системой АРВ сильного действия), что может быть связано с увеличением нелинейности параметров колебаний.

Для рассмотренных режимов и схем ЭЭС расхождение результатов расчетов, полученных по различным моделям СМ (в оценке по основным частотным составляющим), не превышает 10 %, что можно считать вполне удовлетворительным. При увеличении нелинейности колебаний, например в период ресинхронизации СМ, значения режимных параметров, очевидно, определяются по предлагаемой математической модели с меньшей точностью.

### **Выводы**

1. Для расчета и анализа двухчастотного АР в сложной ЭЭС предложены математические модели регулируемого синхронного генератора, основанные на представлении режимных параметров двумя составляющими, соответствующими основным частотам рассматриваемого режима. Эти модели позволяют учитывать электромеханические и электромагнитные переходные процессы, а также вынужденные колебания, параметры которых определяются одночастотным приближением при их гармоническом разложении.

2. При ограниченных по амплитуде и частоте колебаниях ротора показана допустимость неучета у СМ и АМ взаимного влияния переходных процессов по основным частотам длительного АР с установившимся значением скольжения.

3. На основе вычислительного эксперимента проведена проверка математической модели регулируемого синхронного генератора при двухчастотном АР в простейшей схеме с шинами бесконечной мощности и в трехмашинной системе. Для рассмотренных схем и режимов результаты, полученные по предлагаемой модели, отличаются от результатов расчетов при моделировании генераторов по полным уравнениям Парка - Горева меньше чем на 10%.

4. Сложную ЭЭС при расчетах и анализе двухчастотных АР предложено моделировать в виде ряда простейших эквивалентных схем "исследуемый генератор - шины эквивалентного напряжения". Напряжение на эквивалентных шинах учитывает как составляющие, соответствующие основной частоте исследуемого генератора, так и составляющие, соответствующие частоте асинхронно работающих генераторов. При этом напряжение на эквивалентных шинах практически не зависит от режима

работы исследуемого генератора при ограниченных по амплитуде и частоте качаниях ротора этого генератора.

Приложение 1

**Выражения операторных сопротивлений статора СМ при двухчастотном АР в ЭЭС**

Выражения операторных сопротивлений, входящих в уравнения переходных процессов в синхронном генераторе при двухчастотном АР по (10), (11), имеют вид

$$z_{1(11)}(p) = J_0^2(z_\delta)x_1(p - js) + J_1^2(z_\delta)[x_1(p) + x_1(p - j2s)] + J_2^2(z_\delta)[x_1(p + js) + x_1(p - j3s)]; \quad (\text{П-1})$$

$$z_{1(12)}(p) = e^{-j\theta_\delta} \{ J_0(z_\delta)J_1(z_\delta)[x_1(p - js) - x_1(p)] + J_1(z_\delta)J_2(z_\delta)[x_1(p - j2s) - x_1(p + js)] \}; \quad (\text{П-2})$$

$$z_{1(21)}(p) = e^{j2\theta_\delta} z_{1(12)}(p); \quad (\text{П-3})$$

$$z_{1(22)}(p) = J_0^2(z_\delta)x_1(p) + J_1^2(z_\delta)[x_1(p + js) + x_1(p - js)] + J_2^2(z_\delta)[x_1(p + j2s) + x_1(p - j2s)]; \quad (\text{П-4})$$

$$z_{2(11)}(p) = J_1^2(z_\delta)x_2(p) + J_0(z_\delta)J_2(z_\delta)[x_2(p + js) + x_2(p - js)]; \quad (\text{П-5})$$

$$z_{2(12)}(p) = e^{j\theta_\delta} \{ J_1(z_\delta)J_2(z_\delta)[x_2(p + js) + x_2(p - j2s)] - J_0(z_\delta)J_1(z_\delta)[x_2(p) + x_2(p - js)] \}; \quad (\text{П-6})$$

$$z_{2(21)}(p) = e^{-j\theta_\delta} \{ J_1(z_\delta)J_2(z_\delta)[x_2(p - js) + x_2(p + j2s)] - J_0(z_\delta)J_1(z_\delta)[x_2(p) + x_2(p + js)] \}; \quad (\text{П-7})$$

$$z_{2(22)}(p) = J_0^2(z_\delta)x_2(p) - J_1^2(z_\delta)[x_2(p + js) + x_2(p - js)] + J_2^2(z_\delta)[x_2(p + j2s) + x_2(p - j2s)]. \quad (\text{П-8})$$

**Библиографический список**

1. **Веников В.А.** Переходные электрохимические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1978.
2. **Проблемы** управляемости ЕЭС России в условиях рынка энергии и развития ее международного сотрудничества / В.А. Коротков, Г.П. Кутовой, В.И. Решетов, М.Ш. Мисриханов // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 5. – Иваново, 2002.
3. **Гречин В.П.** Декомпозиция при исследовании переходных режимов в сложной ЭЭС // Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып.1.– Иваново, 1997.
4. **Руководящие** указания по устойчивости энергосистем / СПО Союзтехэнерго. – М., 1984.
5. **Ледянкин Д.П.** Изучение переходных процессов в объединенных системах векторными методами. / Дис. ... д-ра техн. наук. – М., 1960.
6. **Литкенс И.В.** Нелинейные колебания в регулируемых электрических системах. – М.: Энергия, 1975.