

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ  
НТЦ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ**

**№ 67(2)**

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург  
2012

УДК 621.311; 621.314–316

### **Редакционная коллегия**

Кошечев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;  
Асанбаев Ю. А., д-р техн. наук;  
Вагин В. П., канд. техн. наук;  
Васильев Ю. С., академик РАН;  
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;  
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;  
Горюнов Ю. П., канд. техн. наук, доцент;  
Зеккель А. С., д-р техн. наук, профессор;  
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;  
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;  
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;  
Фролов О. В., канд. техн. наук;  
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

### **Редакция**

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;  
Виленикина И. И. – секретарь редакции.

#### **Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете**

Общие сведения о научном журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы», условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

Журнал включен в базу данных «Российский индекс научного цитирования» (РИНЦ), размещенную на платформе Национальной электронной библиотеки на сайте: <http://www.elibrary.ru>.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».  
Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: [nto@ntcees.ru](mailto:nto@ntcees.ru).

## СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
<i>Асанбаев Ю. А.</i> Энергетические процессы в электрических цепях при периодических несинусоидальных напряжениях и токах.....	6
<i>Коровкин Н. В., Фролов О. В., Лисицын А. А., Язенин Р. А.</i> Методика определения зависимостей параметров установившегося режима энергосистемы от потенциальных управляющих воздействий .....	26
<i>Бердин А. С., Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю., Лагуткина М. А., Семенова Л. А., Юдин А. В.</i> Применение модального анализа для исследования низкочастотных колебаний в энергосистемах.....	34
<i>Севастьянова А. В., Смолвик С. В.</i> Анализ скорости изменения синхронизирующей мощности генератора при поиске предела статической аperiodической устойчивости методом утяжеления режима .....	42
<i>Артемьев М. С., Брилинский А. С., Паршина Н. И., Смолвик С. В.</i> Математическое моделирование токоограничивающего устройства, использующего эффект насыщения магнитопровода.....	51
<i>Капитула Ю. В.</i> Параметры и схема замещения биполярной воздушной линии ППТ с «металлическим» возвратом тока.....	67
<i>Капитула Ю. В.</i> Определение параметров и схемы замещения биполярной кабельной линии передачи постоянного тока .....	76
<i>Сказываева Н. С., Богданов Е. В.</i> Основные подходы к тестированию нового и имеющегося программного обеспечения для анализа динамической устойчивости энергосистем .....	83
<i>Кощев Л. А., Кутузова Н. Б.</i> К вопросу создания интеллектуальной электрической сети в центральной части ОЭС Северо-Запада с использованием элементов постоянного тока.....	93
<i>Новикова А. Н., Шмараго О. В., Носова А. М., Галкова Л. И.</i> Особенности влияния природно-климатических условий на грозоупорность воздушных линий на примере ВЛ 330 и 500 кВ МЭС Юга.....	105
<i>Иванова Е. А., Исаев Е. В., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И.</i> Определение места повреждения в высоковольтных линиях электропередачи переменного тока на основе двусторонних измерений.....	120

---

<i>Змазнов Е. Ю., Лозинова Н. Г., Ярох Н. С.</i> Об учете частотных характеристик сетей, примыкающих к преобразовательным подстанциям .....	131
<i>Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А.</i> Об учете надежности при разработке перспективных схем энергосистем.....	140
Комментарий редакционной коллегии к статье Ефимовой Е. В., Коробкова А. В., Шлайфштейна В. А. «Об учете надежности при разработке перспективных схем энергосистем»....	147
<i>Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А.</i> Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи .....	149
Комментарий редакционной коллегии к статье Ефимовой Е. В., Коробкова А. В., Шлайфштейна В. А. «Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи» .....	160
<i>Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А.</i> Памяти Дмитрия Евгеньевича Кадомского (к 85-летию со дня рождения).....	161

Технический редактор *М. В. Леонтьева*  
Компьютерная верстка *А. Г. Курбатов*

---

Подписано в печать 12.12.2012	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 10264b. Печ. л. 11,25

---

Отпечатано с готового оригинал-макета  
в типографии Издательства Политехнического университета.  
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

---

### **Уважаемый читатель!**

Предлагаемый номер журнала включает, в основном, статьи по результатам научно-исследовательских работ, выполненных ОАО «НТЦ ЕЭС» в 2012 г. по заказам ОАО «СО ЕЭС» и других энергетических компаний, а также инициативные статьи, в том числе дискуссионного характера.

Значительная часть статей – 1–8 – посвящена методическим вопросам, развитию математического моделирования и совершенствованию вычислительных программ в области нормальных и переходных режимов энергосистем различного уровня.

К традиционной тематике журнала относятся статьи 9–12, содержащие предложения в области развития энергосистем и технических решений, направленных на повышение надежности и эффективности электрической сети.

Статьи 13 и 14 по вопросам перспективы использования дальних линий электропередачи в ЕЭС России и по учету требований надежности при проектировании развития энергосистем публикуются в порядке обсуждения и сопровождаются комментариями редакционной коллегии.

Анонсируя следующий номер журнала, обращаю внимание читателей на его тематический характер. Номер будет посвящен в основном (или полностью) вопросам развития централизованной системы автоматического противоаварийного управления в энергосистемах с изложением в ряде статей различных аспектов разработанной по заданию ОАО «СО ЕЭС» системы централизованной противоаварийной автоматики на базе алгоритмов нового поколения. Приглашаем читателей принять участие в обсуждении вопросов централизации противоаварийного управления, конкретных предложений по дальнейшему совершенствованию устройств и других вопросов противоаварийного управления.

Статьи для помещения в следующий тематический номер журнала будут приниматься к рассмотрению до 25 апреля 2013 г.

Приглашаем также читателей принять участие в обсуждении дискуссионных статей, помещенных в данном номере.

Прием для публикации статей по всем направлениям тематики журнала осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными на последних страницах.

*Главный редактор  
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»  
Л. А. Коцеев*

УДК 621.319

Ю. А. Асанбаев

## Энергетические процессы в электрических цепях при периодических несинусоидальных напряжениях и токах

---

Предложен метод постоянных векторов, позволяющий производить анализ периодических процессов при несинусоидальных токах и напряжениях путем построения векторных диаграмм. В статье приводятся новые определения полной, активной, пассивной и ключевой составляющих энергии/мощности. Показано, что пассивные энергия/мощность в общем случае могут быть представлены в виде суммы ключевой, реактивной индуктивной и реактивной емкостной составляющих. Установлены взаимосвязи между активными и пассивными составляющими токов и напряжений в контурах, узлах и всей цепи в целом. Показано, что в узлах, контурах и цепи в целом соблюдается баланс отдельно для полной мощности/энергии и для ее активных и пассивных составляющих. Общие положения иллюстрируются примером.

*Ключевые слова:* Метод постоянных векторов, несинусоидальные процессы, составляющие напряжений и токов, активные и пассивные составляющие энергии и мощности, баланс активных, реактивных и ключевых составляющих энергии и мощности.

### Введение

Несмотря на все усилия, затраченные сообществом электротехников в XX веке на изучение энергетических свойств электрических цепей, общепринятой энергетической теории создать не удалось. Об этом красноречиво свидетельствует отсутствие определений реактивной мощности/энергии для несинусоидальных процессов [1–5]. Поэтому до сих пор не прекращаются попытки предложить все новые определения и толкования физической сущности механизма передачи электроэнергии. В частности в [6] предложена концепция описания энергетических свойств цепи во временной области, основанная на использовании мгновенных несинусоидальных токов и напряжений. Настоящая работа является дальнейшим развитием концепции, изложенной в [6], однако предлагаемая здесь система определений и понятий, связанных с периодическими энергетическими процессами в электрических цепях, опирается на векторный подход. Математическая трактовка сопровождается рассмотрением физического содержания предлагаемых определений.

### 1. Метод постоянных векторов

Пусть на интервале времени  $nT_0 = T_2 - T_1$  в разных точках электрической цепи заданы периодические мгновенные напряжения  $u(t)$  и токи  $i(t)$  произвольной формы:

$$u(t) = U_m \eta_u(t); \quad i(t) = I_m \eta_i(t), \quad (1)$$

где  $T_0$  – основной период, общий для всей совокупности токов и напряжений;  
 $U_m, I_m$  – максимальные значения напряжения и тока (амплитуды);

$\eta_u(t) = u(t)/U_m$ ;  $\eta_i(t) = i(t)/I_m$  – безразмерные периодические функции времени, не превышающие единицу, удовлетворяющие условиям Дирихле. Вся совокупность напряжений  $u(t)$  и токов  $i(t)$  образует функциональное пространство, разные элементы которого для упрощения формул можно обозначить как  $g(t) = G_m \eta_g(t)$  и  $f(t) = F_m \eta_f(t)$ .

Для заданных периодических функций справедливы соотношения:

$$\int_{T_1}^{T_2} g(t) dt = \int_{T_1+a}^{T_2+a} g(t) dt = \int_0^{T_0} g(t) dt. \quad (2)$$

Пусть определены правила, по которым элементам  $g(t)$ ,  $f(t)$  сопоставляются следующие числа [7]:

- скалярное произведение  $(g, f)$  элементов  $g(t)$ ,  $f(t)$ :

$$(g, f) = T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} g f dt = G_m F_m d_{gf}^2; \quad (3)$$

- приведенное скалярное произведение  $d_{gf}^2$ :

$$d_{gf}^2 = (\eta_g, \eta_f) = T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} \eta_g \eta_f dt; \quad (4)$$

- норма  $G = \|g\|$  элемента  $g(t)$ :

$$G = \|g\| = \sqrt{(g, g)} = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} g^2 dt} = G_m d_g; \quad (5)$$

- приведенная норма:

$$d_g = \sqrt{(\eta_g, \eta_g)} = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} \eta_g^2 dt}; \quad (6)$$

- угол  $\varphi$  между элементами  $G, F$ :

$$\cos \angle G, F = \frac{(g, f)}{\|g\| \|f\|} = \frac{d_{gf}^2}{d_g d_f}, \quad (7)$$

где  $\varphi \in [0, \pi]$ .

Если временные функции  $f$  и  $g$  отображают мгновенные значения несинусоидальных тока и напряжения одного источника, то эту формулу можно преобразовать к виду:

$$\cos \angle F, G = \frac{(f, g)}{\|f\| \|g\|} = \frac{(u, i)}{UI} = \frac{P}{S}.$$

Совокупность пар чисел  $F, \varphi_{fg}$  и  $G, \varphi_{gf}$  можно рассматривать как задание векторов  $F, G$ , отображающих в векторном пространстве временные функции  $f, g$  функционального пространства. Используя свойства векторов, можем найти следующие проекции  $F, G$ :

- проекция  $F_G$  вектора  $F$  на вектор  $G$ , и проекция  $G_F$  вектора  $G$  на вектор  $F$ :

$$F_G = \|f\| \cos \varphi = F \cos \varphi = F_m \frac{d_{fg}^2}{d_g}; \quad G_F = \|g\| \cos \varphi = G \cos \varphi = G_m \frac{d_{fg}^2}{d_f}; \quad (8)$$

- проекция  $F_{\perp G}$  вектора  $F$  на направление, перпендикулярное вектору  $G$ , и проекция  $G_{\perp F}$  вектора  $G$  на направление, перпендикулярное вектору  $F$ :

$$F_{\perp G} = \|f\| \sin \varphi = F \sin \varphi; \quad G_{\perp F} = \|g\| \sin \varphi = G \sin \varphi. \quad (9)$$

В синусоидальных процессах составляющие  $U_I$  и  $I_U$  называются также активными:  $U_I = U_a = U \cos \varphi$ ,  $I_U = I_a = I \cos \varphi$ , а составляющие  $U_{\perp I}$  и  $i_{\perp U}$  – реактивными:  $U_{\perp I} = U_p$ ,  $i_{\perp U} = i_p$  [1, 8].

Найдем условие, при котором  $\varphi = 0$ . Из (7) находим:

$$\|f\| \|g\| = (f, g) \rightarrow \eta_f \equiv \eta_g \equiv \eta. \quad (10)$$

Векторы  $F$ ,  $G$ , угол между которыми равен нулю, коллинеарны. Согласно (10) временные функции  $f$  и  $g$ , соответствующие коллинеарным векторам, имеют одинаковую форму. При встречном направлении коллинеарных элементов произведение  $(f, g)$  приобретает знак минус. Определим условия, при которых  $\varphi = \pi/2$ . Из (7) имеем:

$$(f, g) = 0, \quad \text{если} \quad \int_0^{T_0} \eta_f \eta_g dt = 0. \quad (11)$$

Векторы  $F$ ,  $G$ , угол между которыми равен  $\varphi = \pi/2$ , ортогональны.

Таким образом, периодическим функциям ставятся в соответствие *постоянные* отображающие векторы. Единую совокупность могут образовывать периодические функции и их высшие гармонические составляющие. В эту совокупность могут входить также постоянные функции. В отличие от известных методов вращающихся векторов, предлагаемую методику можно назвать *методом постоянных векторов*. Предлагаемая методика применима к широкому классу линейных, нелинейных и параметрических цепей. В [9, 10] приведены примеры решения задач с линейными, нелинейными и параметрическими элементами (цепи с постоянными  $R$ ,  $L$ ,  $C$ , цепи с преобразователями на управляемых и неуправляемых вентилях, цепи с электрической дугой, цепи с ключами и др.).

## 2. Векторные методы исследования несинусоидальных процессов

Метод постоянных векторов позволяет множеству функций времени функционального пространства по изложенным выше правилам поставить в соответствие множество отображающих векторов векторного пространства. Это позволяет операциям с временными функциями в функциональном пространстве сопоставить операции с постоянными векторами в векторном пространстве.

### 2.1. Векторная форма уравнений Кирхгофа

**Векторные соотношения для узла цепи.** Режим узла, в котором сходятся  $N$  ветвей (рис. 1, а), характеризуется  $N$  заданными токами ветвей и одним узловым напряжением. По формулам, изложенным в предыдущем параграфе, можно определить модули всех  $N$  векторов токов, угол каждого вектора относительно базового вектора напряжения, а при необходимости и углы между векторами токов.



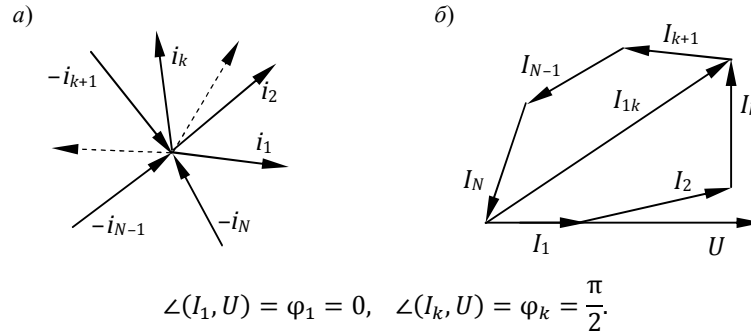


Рис. 1

Найдем модуль замыкающего вектора  $I_{1N}$ , равного сумме всех  $N$  узловых векторов:

$$I_{1N} = \left\| \sum_{k=1}^N I_k \right\| = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} [\sum_{k=1}^N i_k]^2 dt} = 0.$$

Поскольку модуль замыкающего вектора равен нулю, узловые токи образуют замкнутую систему, в которой начало последнего вектора  $I_N$  совпадает с концом первого вектора  $I_1$  (рис. 1, б). Отсюда получаем закон Кирхгофа для узловых токов в векторной форме:

$$\sum_{k=1}^N I_k = 0.$$

Известно, что для замкнутой системы сумма проекций всех векторов на любую ось равна нулю [7]. Спроектируем все узловые токи на направление напряжения  $U$ . Тогда проекция каждого тока даст активную составляющую, величина которой  $I_{ak} = I_k \cos \varphi_k$ . Сумма всех активных составляющих равна нулю:

$$\sum_{k=1}^N I_{ak} = \sum_{k=1}^N I_k \cos \varphi_k = 0. \quad (12)$$

Если спроектировать все узловые векторы на ось, перпендикулярную оси напряжения, то получим пассивные составляющие токов, сумма которых также равна нулю:

$$\sum_{k=1}^N I_{\pi k} = \sum_{k=1}^N I_k \sin \varphi_k = 0. \quad (13)$$

Уравнения баланса узловых токов и их активных и пассивных составляющих (11)–(13) справедливы для любых форм периодических токов.

**Векторные соотношения для контура цепи.** Электрический режим контура, состоящего из  $N$  ветвей, характеризуется  $N$  заданными напряжениями ветвей и одним контурным током. Определим модули всех  $N$  векторов напряжений, угол каждого вектора относительно базового вектора – контурного тока, а также (при необходимости) углы между векторами напряжений. На рис. 2, а схематически изображен отдельный  $k$ -й контур, содержащий  $N$  ветвей. В качестве контурного тока принимается ток, протекающий в собственной ветви. Для вывода векторных соотношений контура определим модули векторов напряжений и контурного тока. Из (1)–(9):

$$I_k = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} i_k^2 dt} = I_{km} \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} \eta_{ki}^2 dt} = I_{km} d_{ik}; \quad (14)$$

$$U_{kl} = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} u_{kl}^2 dt} = U_{klm} \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} \eta_{klu}^2 dt} = U_{klm} d_{ukl}. \quad (15)$$

Из (7) находим углы векторов напряжений относительно контурного тока:

$$\cos \angle(U_{kl}, I_{kk}) = \frac{(u_{kl}, i_{kk})}{U_{kl} I_{kk}} = \frac{\int_{T_1}^{T_2} \eta_{klu} \eta_{kki} dt}{\sqrt{\int_{T_1}^{T_2} \eta_{klu}^2 dt \int_{T_1}^{T_2} \eta_{kki}^2 dt}} = \frac{d_{uik}^2}{d_{ukl} d_{ikk}}. \quad (16)$$

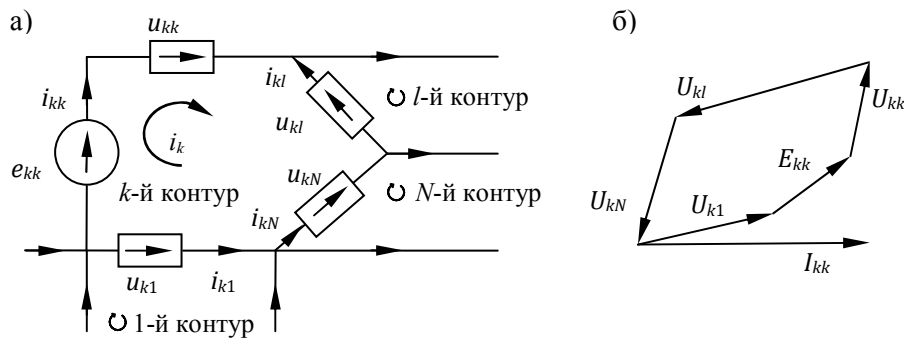


Рис. 2

Выражения (14)–(16) позволяют построить векторную диаграмму для напряжений контура (рис. 2, б). Определим модуль замыкающего вектора  $U_{k1N}$  суммы всех напряжений контура от  $U_{k1}$  до  $U_{kN}$ . Имеем:

$$U_{k1N} = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} u_{k1N}^2 dt} = \sqrt{T^{-1} \int_{T_1}^{T_2} \|\sum_{l=1}^N u_{kl}\|^2 dt} = 0.$$

Полученное соотношение показывает, что замыкающий вектор суммы всех контурных напряжений является нуль-вектором, т. е. сумма напряжений образует замкнутую систему, в которой конец последнего вектора совпадает с началом первого. Отсюда получаем выражение второго закона Кирхгофа в векторной форме для напряжений произвольной формы:

$$\sum_{l=1}^N U_{kl} = 0, \quad (17)$$

где  $k = 1, 2, \dots, N_K$ ;  $N_K$  – число независимых контуров цепи.

Спроектировав все напряжения на направление вектора контурного тока и на направление, перпендикулярное ему, из (17), воспользовавшись теоремой о сумме проекций замкнутой системы векторов, получим уравнения баланса активных и пассивных составляющих напряжений:

$$\sum_{l=1}^N U_{kla} = \sum_{l=1}^N U_{kl} \cos \varphi_{kl} = 0, \quad (18)$$

$$\sum_{l=1}^N U_{kl\pi} = \sum_{l=1}^N U_{kl} \sin \varphi_{kl} = 0, \quad (19)$$

где  $k = 1, 2, \dots, N_K$ .

Выражения (12), (13) и (18), (19) показывают, что в любой сложной цепи при любых формах периодических токов и напряжений сумма активных и пассивных составляющих узловых токов и составляющих напряжений в контурах равны нулю. Очевидно, что если просуммировать (12), (13) и (18), (19) по всем узлам и всем контурам сложной цепи, сумма всех активных и пассивных токов и напряжений останется равной нулю. Таким образом, теорема Ланжевена [8], устанавливающая такой же результат для линейных цепей с синусоидальными напряжениями и токами, является частным случаем более общих соотношений (12), (13) и (18), (19), справедливых для любых периодических процессов.

## 2.2. Основные энергетические определения и соотношения

Принятые в настоящее время определения различных форм энергии и мощности не всегда выражают сущность и отличительные особенности определяемого понятия. Ниже предлагаются определения энергии и мощности, использующие родовые признаки и видовые отличия. Для каждого понятия предлагается математическое описание и формулируется его физическая сущность.

*Определение 1. Полная мощность двухполюсника  $S$  есть величина, характеризующая скорость передачи или преобразования электрической энергии, равная произведению действующих значений (модулей векторов) напряжения и тока на входе двухполюсного элемента или участка цепи:*

$$S = UI = \left[ T_0^{-1} \int_0^{T_0} i^2 dt \right]^{0,5} \left[ T_0^{-1} \int_0^{T_0} u^2 dt \right]^{0,5} = U_m I_m d_u d_i. \quad (20)$$

*Определение 2. Полная энергия двухполюсного элемента или участка цепи  $W_s$  есть величина, характеризующая способность совершить работу, равная произведению полной мощности  $S$  на интервал  $T = nT_0$ :*

$$W_s = \int_0^{nT_0} S dt = nT_0 S = nT_0 UI = nT_0 U_m I_m d_u d_i. \quad (21)$$

Из (20), (21) следует, что полная энергия и мощность существуют в любом двухполюснике, на входе которого и ток, и напряжение отличны от нуля. Таким образом, полная энергия и мощность есть выражение наиболее общего родового понятия, охватывающего все другие виды энергии и мощности в цепи. Величины энергии и мощности зависят от величины  $U_m$ ,  $I_m$  и от формы мгновенных тока и напряжения, описываемых функциями  $\eta_u$ ,  $\eta_i$ . Полная энергия и мощность могут быть представлены в виде суммы составляющих, определяемых совокупностью элементов, из которых состоит двухполюсник или участок цепи. Любой двухполюсник обладает полным сопротивлением  $Z$ , равным отношению модулей тока  $I$  и напряжения  $U$  на входе:  $Z = U/I$ .

*Определение 3. Активная мощность  $P$  двухполюсного элемента или участка цепи есть величина, равная произведению действующих значений (модулей векторов) тока  $I$  и напряжения  $U$  на входе двухполюсника:*

$$P = UI = U_m I_m d_u d_i, \quad (22)$$

для которых выполняется условие коллинеарности:

$$\angle UI = \varphi = 0. \quad (23)$$

Условие коллинеарности (23) выполняется, если ток  $i(t)$  и напряжение  $u(t)$  имеют одинаковую форму:  $\eta_u \equiv \eta_i \equiv \eta$  и  $d_u d_i = d_\eta^2$ . Если для некоторого двухполюсника это условие не выполняется, мощность на его входе не может быть чисто активной. Условие коллинеарности (23) определяет видовое отличие активной мощности от родового понятия полной мощности (20). Можно показать, что условие (23) является необходимым и достаточным. Оно полностью определяет единственно возможный вид активной мощности.

*Определение 4.* Активная энергия  $W_P$  двухполюсного элемента или участка цепи на интервале времени  $T = nT_0$  есть работа, совершенная за этот интервал времени, равная произведению активной мощности двухполюсника  $P$  на интервал  $T$ :

$$W_P = \int_0^{nT_0} P dt = nT_0 P = nT_0 UI = nT_0 U_m I_m d_\eta^2. \quad (24)$$

Активная энергия и мощность определяют объем работы, выполненной в цепи источниками и приемниками в процессе необратимых преобразований энергии.

Наряду с определением 3 «если ток и напряжение на входе коллинеарны, то мощность активна», справедливо и обратное утверждение: «если мощность на входе чисто активна, то ток и напряжение коллинеарны». Такой двухполюсник характеризуется *активным* сопротивлением  $R = U/I$ .

*Определение 5.* Пассивная мощность двухполюсного элемента или участка цепи есть величина, равная произведению действующих значений (модулей векторов) напряжения  $U$  и тока  $I$  на входе:

$$Q = UI = U_m I_m \left[ \int_0^{T_0} \eta_u^2 dt \right]^{0,5} \left[ \int_0^{T_0} \eta_i^2 dt \right]^{0,5} = U_m I_m d_u d_i, \quad (25)$$

если для  $U$  и  $I$  выполняются условия ортогональности:

$$\angle UI = \varphi = \pi/2. \quad (26)$$

Условия (26) выполняются, если ортогональны мгновенные ток и напряжение  $\int_0^{T_0} u i dt = \int_0^{T_0} \eta_u \eta_i dt = 0$ .

*Определение 6.* Пассивная энергия  $W_\pi$  двухполюсного элемента или участка цепи на интервале времени  $T = nT_0$  есть величина, равная произведению пассивной мощности  $Q$  на интервал времени  $T$ :

$$W_\pi = \int_0^T Q dt = TQ = nT_0 UI = nT_0 U_m I_m d_u d_i. \quad (27)$$

Условие коллинеарности (23) удовлетворяется единственно при  $\eta_u \equiv \eta_i$ . Поэтому активные энергия и мощность имеют единственную форму (23), (24). Условие ортогональности, выражаемое интегральным уравнением  $\int_0^{T_0} \eta_u \eta_i dt = 0$ , имеет бесчисленное множество решений, поскольку это условие является необходимым, но недостаточным. Тем самым условие ортогональности (26) определяет не единственное, а родовое понятие «пассивная мощность/энергия». Этому понятию может соответствовать некоторое множество различных видовых понятий, каждому из которых соответствует реальное техническое воплощение, которое описывает некоторую видовую форму пассивной энергии и мощности и имеет свой физический смысл. Двухполюсник, у которого входные ток и напряжение ортогональны, обла-

дает пассивным сопротивлением  $X = U/I$ . Ниже рассматриваются наиболее распространенные виды пассивной энергии и мощности.

**Ключевые энергия и мощность.** В ключевом элементе ток  $I$  и напряжение  $U$  удовлетворяют условию ортогональности (26), поскольку в этом случае мгновенные ток  $i = I_m \eta_i$ , и напряжение  $u = U_m \eta_u$  отличны от нуля, но их произведение тождественно равно нулю на всем периоде. Таким образом, ключевому элементу можно приписать некоторый вид пассивной мощности  $Q_{\text{кл}}$  [9, 10].

*Определение 7.* Ключевая мощность двухполюсного элемента или участка цепи  $Q_{\text{кл}}$  есть величина, равная произведению действующих значений напряжения  $U$  и тока  $I$  на входе:

$$Q_{\text{кл}} = UI = U_m I_m d_u d_i, \quad (28)$$

если выполнение условия ортогональности (26) определяется дополнительным условием  $\eta_u \eta_i \equiv 0$ .

Ключевая мощность  $Q_{\text{кл}}$  всегда отлична от нуля, если ключ вместо периодического замыкания/размыкания постоянно находится в одном из крайних положений: постоянно включен или выключен.

*Определение 8.* Ключевая энергия двухполюсного элемента или участка цепи  $W_{\text{кл}}$  на интервале времени  $T = nT_0$  есть величина, равная произведению ключевой мощности  $Q_{\text{кл}}$  на интервал времени  $T$ :

$$W_{\text{кл}} = \int_0^{nT_0} Q_{\text{кл}} dt = T Q_{\text{кл}} = nT_0 UI = nT_0 U_m I_m d_u d_i. \quad (29)$$

В периодических процессах источниками (причиной возникновения) ключевой энергии и мощности являются идеальные ключи. Ортогональность тока и напряжения в ключе являются причиной сдвига по фазе векторов тока и напряжения в источнике и других участках цепи и появления в них пассивной мощности. Ключ сам не совершает работу, но делает активную мощность меньше полной. Его действие проявляется в пассивном сопротивлении ключа  $X_{\text{кл}} = U_{\text{кл}}/I$ . Поскольку векторы тока и напряжения ключа отличны от нуля, отлична от нуля и его полная энергия, численно равная ключевой  $W = TUI = W_{\text{кл}} = TUI \sin \varphi = TUI$ , так как  $\varphi = \pi/2$ . Поскольку выдавать энергию ключ не может, ключевая энергия  $W_{\text{кл}}$  характеризует количество энергии, которую ключ мог бы принять из цепи при заданных значениях  $U$  и  $I$ . Эту энергию ключ мог бы получить из источников энергии или из накопителей. Но так как ключ не получает эту энергию, она остается в источниках без всяких преобразований. Таким образом, ключевая энергия численно характеризует энергию, которая в данном периодическом процессе должна наличествовать и оставаться в источниках. При этом в цепи никакой реальной передачи и преобразований ключевой энергии нет. Реальное проявление ключевой энергии заключается в том, что в соответствующих участках цепи активная энергия всегда меньше полной вследствие несовпадения форм мгновенных тока и напряжения. В напряжениях и токах появляются реальные пассивные составляющие. Пассивные составляющие напряжений и токов можно измерить стандартными приборами. Измерение ключевой энергии в самом ключевом элементе возможно косвенно, путем измерения равной ей полной энергии и мощности. Измерить ключевую энергию в источниках энергии прямыми методами, используя ее механические, тепловые или иные про-

явления, нельзя принципиально, поскольку эта энергия не участвует ни в каких преобразованиях энергии.

**Энергия и мощность катушки индуктивности.** Индуктивности присущи два вида энергии – энергия магнитного поля  $W_{м.п}$  и реактивная энергия индуктивности  $W_L = UIT_0$  [1]. Мгновенная энергия магнитного поля  $w_{м.п} = Li^2/2$  колеблется около среднего значения:

$$W_{м.п} = LI^2/2. \quad (30)$$

Для синусоидального процесса

$$W_{м.п} = 0,5 LI^2 = (4\pi)^{-1}UIT_0 = (4\pi)^{-1}W_L. \quad (31)$$

Энергия поля  $W_{м.п}$  поступает от внешнего источника при установлении процесса. В периодическом процессе энергия поля колеблется с двойной частотой около этого среднего значения, так что в целом за период среднее значение остается неизменным и отбор энергии от источника не производится. Соотношение (31) показывает, что для синусоидального процесса энергия, затраченная на создание магнитного поля индуктивности, примерно в 10 раз меньше реактивной энергии индуктивности за один период частоты 50 Гц. Таким образом, сама по себе энергия магнитного поля в сравнении с реактивной энергией индуктивности невелика и в силу этого на энергетический процесс в цепи существенное влияние оказывают другие факторы. Наиболее существенное влияние оказывает ЭДС самоиндукции, противодействующая приложенному напряжению:

$$u_L = -L \frac{di}{dt} = -LI_m \frac{d\eta_i}{dt}.$$

Отсюда следует, что напряжение на индуктивности ортогонально току, поскольку их скалярное произведение равно нулю:

$$(u_L, i) = L \left( i, \frac{di}{dt} \right) = 0.$$

В силу этого свойства включение индуктивности в цепь приводит к сдвигу по фазе тока относительно напряжения. Это свойство индуктивности совпадает со свойством ключа, несмотря на то, что физические процессы в них не имеют ничего общего. Отличие в том, что мгновенная мощность ключа тождественно равна нулю, и на преодоление его сопротивления внешняя энергия не затрачивается. В индуктивности же внешний источник должен непрерывно поддерживать периодические изменения тока, обеспечивающие сохранение действия ЭДС самоиндукции.

*Определение 9. Реактивная мощность  $Q_L$  индуктивного двухполюсника есть величина, равная произведению действующих значений (модулей) векторов напряжения  $U$  и тока  $I$  на входе двухполюсника:*

$$Q_L = UI = U_m I_m d_u d_i, \quad (32)$$

если выполнение условия ортогональности (26) определяется дополнительными условиями:

$$\eta_u = \frac{d\eta_i}{dt} \quad \text{или} \quad \eta_i = \int_0^t \eta_u dt + \eta_u(0). \quad (33)$$

*Определение 10.* Реактивная энергия  $W_L$  индуктивного двухполюсника на интервале времени  $T = nT_0$  есть величина, равная произведению реактивной мощности  $Q_L$  на интервал  $T$ :

$$W_L = \int_0^{nT_0} Q_L dt = TQ_L = nT_0UI = nT_0U_m I_m d_u d_i, \text{ где } n = 1, 2, \dots \quad (34)$$

Принципиальная разница между средней энергией магнитного поля (30) и реактивной энергией (34) заключается в том, что энергия магнитного поля есть величина ограниченная, а реактивная энергия может возрасть во времени неограниченно. Это означает, что соотношения (30), (34) имеют разную физическую сущность. Энергия поля характеризует энергию, которую должен затратить источник на создание поля в индуктивности. В периодическом процессе эта энергия остается постоянной и возвращается после обесточивания цепи. Реактивная энергия как разновидность пассивной энергии, численно характеризует количество энергии, не полученной индуктивностью и не выданной источником в цепь. Для периодического процесса в соответствии с (34) такая величина принципиально не ограничена. ЭДС самоиндукции катушки в цепи выступает в роли ограничителя, действие которого приводит к постоянному сдвигу в разных участках цепи векторов напряжения и тока. Энергия источника на создание этого сдвига не затрачивается, хотя колебательный процесс обмена ограниченной мгновенной энергией существует. Однако, поскольку за любой целый период изменение энергии отсутствует, в векторном пространстве колебания мгновенной энергии, обуславливающие появление ЭДС самоиндукции, не отражаются. В такой модели реактивная индуктивная энергия имеет ту же физическую сущность, и те же свойства, что и ключевая энергия. Поэтому оба эти вида равноправно участвуют в формировании балансов пассивных мощностей цепи.

**Энергия и мощность емкости конденсатора.** Известны два вида энергии емкости – энергия электрического поля  $W_{э.п}$  и реактивная энергия  $W_C$ . Мгновенная энергия электрического поля конденсатора  $w_{э.п} = Cu^2/2$  колеблется около постоянного значения  $W_{э.п}$ :

$$W_{э.п} = CU^2/2. \quad (35)$$

Для синусоидального процесса

$$W_{э.п} = 0,5 CU^2 = (4\pi)^{-1}UIT_0 = (4\pi)^{-1}W_C.$$

Эта энергия поступает от внешнего источника при установлении процесса. В периодическом процессе энергия источника колеблется с двойной частотой около этого среднего значения, так что в целом за период среднее значение остается неизменным и отбор энергии от источника не производится. При включении конденсатора в цепь периодического тока на нем возникает напряжение, противодействующее приложенному напряжению:

$$u_C = C^{-1} \int_0^t i_C dt = C^{-1} I_m \int_0^t \eta_i dt.$$

Напряжение на емкости ортогонально току:

$$(u_C, i) = C^{-1} \left( i, \int_0^t i_C dt \right) = 0.$$

В силу этого свойства включение емкости в цепь, также как включение индуктивности, приводит к сдвигу по фазе тока относительно напряжения.

*Определение 11. Реактивная мощность  $Q_C$  емкостного двухполюсника есть величина, равная произведению действующих значений напряжения  $U$  и тока  $I$  на входе:*

$$Q_C = UI = U_m I_m d_u d_i, \quad (36)$$

если выполняются условия:

$$\eta_i = \frac{d\eta_u}{dt} \text{ или } \eta_u = \int_0^t \eta_i dt.$$

*Определение 12. Реактивная энергия  $W_C$  емкостного двухполюсника есть величина, равная произведению реактивной мощности  $Q_C$  на интервал времени  $T = nT_0$ :*

$$W_C = \int_0^{nT_0} Q_C dt = T Q_C = TUI = nT_0 U_m I_m d_u d_i; \quad n = 1, 2 \dots \quad (37)$$

Соотношения (36), (37) имеют такую же физическую сущность, что и соотношения (32), (33) для индуктивности. В обоих случаях энергия поля есть энергия, которую источник должен затратить на создание поля. По величине эта энергия конечна. Реактивная энергия, возникающая под действием емкостного падения напряжения, численно характеризует количество энергии, не полученной емкостью и не выданной источником в цепь. Для бесконечного периодического процесса такая величина не может быть ограниченной.

**Энергия и мощность двухполюсника.** Для каждого двухполюсника, входное напряжение  $U$  и ток  $I$  которого отличны от нуля, можно определить полную мощность и энергию:

$$S = UI = U_m I_m d_u d_i; \quad W_s = nT_0 S = nT_0 U_m I_m d_u d_i.$$

Полная энергия в периодическом процессе на интервале  $nT_0$  определяет минимальный запас энергии, который должен быть в источнике, чтобы на входе двухполюсника сохранялось заданное напряжение  $U$  при заданном токе  $I$ . Численно этот запас энергии равен работе, которую источник мог бы совершить при отсутствии ограничений (т. е. при отсутствии пассивной энергии, или при  $\varphi = 0$ ).

Если на входе двухполюсника  $\angle UI = \varphi \neq 0$ , полную энергию можно представить в виде суммы активной и пассивной составляющих:

$$\begin{aligned} W_s^2 &= (nT_0)^2 U^2 I^2 = (nT_0)^2 (U_a^2 + U_\pi^2) I^2 = (nT_0)^2 S^2 (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) = \\ &= (nT_0)^2 (P^2 + Q^2). \end{aligned}$$

Активная энергия численно равна работе, которую совершил источник при преобразовании его энергии в другую форму. Это энергия, безвозвратно выданная источником двухполюснику. Тогда пассивная составляющая численно равна энергии, которая осталась в источнике, и не была получена двухполюсником. Эта энергия не участвовала в преобразованиях и никак не проявила себя (энергия источника, заблокированная приемниками). Поэтому какие-либо проявления этой энергии отсутствуют и измерить эту энергию в произвольном двухполюснике прямыми методами невозможно. Однако пассивную энергию  $W_Q$  можно измерить косвен-



ным методом, как квадратичную разность полной  $W_S$  и активной  $W_P$  энергии:  $W_Q^2 = W_S^2 - W_P^2$ , поскольку  $W_S^2$  и  $W_P^2$  измерить можно всегда.

**Пассивные энергия и мощность источников энергии.** При допущениях, принимаемых в теории цепей, источник обладает неограниченным запасом энергии. Поэтому в периодических процессах полная, активная и пассивная энергия источника могут возрастать по величине неограниченно. При этом активная энергия характеризует энергию, выданную в цепь и претерпевшую там необратимые преобразования, а пассивная характеризует количество энергии, которую источник мог бы выдать в цепь помимо активной, но этой передаче воспрепятствовала ограничивающая (блокирующая) связь – пассивная составляющая напряжения (или тока) источника. Поэтому пассивная энергия источника количественно характеризует энергию, которая не участвовала в передаче и преобразованиях, и полностью осталась заблокированной в источнике. Квадратичная сумма активной и пассивной энергии равна полной энергии источника. Отсюда прямой метод измерения пассивной энергии и мощности источника заключается в нахождении разницы (квадратичной) полной и активной энергии и мощности.

**Другие формы пассивной энергии.** Помимо пассивных элементов в цепи существуют и другие причины появления фазового сдвига между напряжением и током [9, 10]. Наиболее распространенной является присутствие в цепи двух источников энергии, напряжения (или задающие токи) которых сдвинуты относительно друг друга. Например, в трехфазной системе каждое фазное напряжение ортогонально линейному напряжению двух смежных фаз. Поэтому, если в цепи одновременно действуют фазное и линейное напряжения, то в цепи может возникать пассивная мощность, которую в общем случае называют уравнивающей [9, 10]. Уравнивающая мощность может возникать также, если в цепи действуют источники энергии с разной частотой, или с разным спектральным составом. Во всех случаях в источниках выполняются условия ортогональности (26) и появляются уравнивающие энергия и мощность. Понятно, что для такой формы пассивной энергии и мощности в цепи, особенно многофазной, возможно огромное число вариантов.

### 3. Баланс энергии и мощности в сложной цепи

Рассмотрим баланс энергии и мощности в периодическом процессе в цепи произвольной сложности. Пусть цепь содержит  $K$  независимых контуров и в каждом  $k$ -м контуре действуют  $M_k$  источников ЭДС  $E_{km}$  и  $L_k$  пассивных элементов с падением напряжения  $U_{kl}$  на каждом (рис. 3).

Будем считать заданными мгновенные значения всех ЭДС, напряжений и токов всех контуров. Все элементы цепи могут быть линейными, нелинейными, параметрическими, но при этом все ЭДС, напряжения и токи должны иметь одинаковый период. Тогда можно определить модули всех векторов ЭДС, напряжений и токов и их углы относительно базового вектора – контурного тока. В соответствии со вторым законом Кирхгофа векторные уравнения для отдельного  $k$ -го контура имеют вид:

$$\sum_{m=1}^{M_k} \bar{E}_{km} = \sum_{l=1}^{L_k} \bar{V}_{kl}, \quad k \in [1, K]. \quad (38)$$

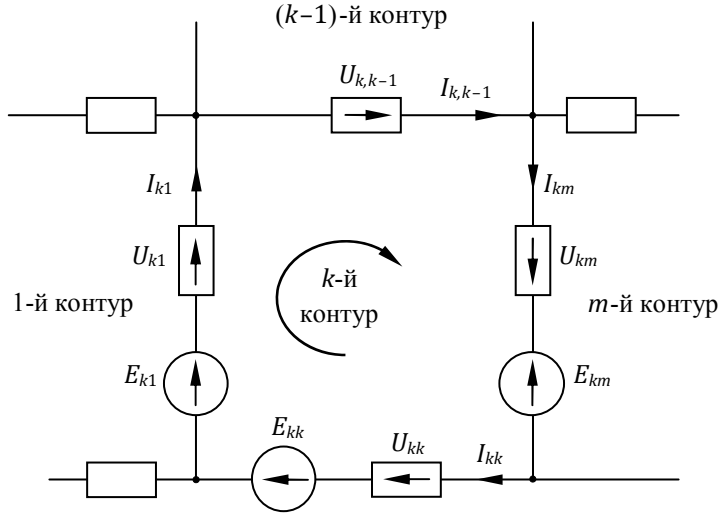


Рис. 3

Для всей цепи, содержащей  $K$  контуров,

$$\sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^{M_k} \bar{E}_{km} = \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^{L_k} \bar{V}_{kl}. \quad (39)$$

Здесь  $\bar{E}_{km}$  – вектор ЭДС, действующей в ветви, принадлежащей  $k$ -му и  $m$ -му контурам,  $\bar{V}_{kl}$  – вектор падения напряжения на пассивных элементах ветви, принадлежащей  $k$ -му и  $l$ -му контурам. Спроектируем все векторы  $\bar{E}_{km}$ ,  $\bar{V}_{kl}$   $k$ -го контура на вектор контурного тока  $\bar{I}_{kk}$ , и на направление, перпендикулярное вектору контурного тока. Для каждого вектора получим выражения для активных  $\bar{E}_{akm}$ ,  $\bar{V}_{akl}$  и пассивных  $\bar{E}_{\pi km}$ ,  $\bar{V}_{\pi kl}$  составляющих:

$$\left. \begin{aligned} E_{akm} &= E_{km} \cos \varphi_{km}; & E_{\pi km} &= E_{km} \sin \varphi_{km}; \\ V_{akl} &= V_{kl} \cos \varphi_{kl}; & V_{\pi kl} &= V_{kl} \sin \varphi_{kl}. \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

Из (39), (40) получаем уравнения баланса активных и пассивных составляющих ЭДС и напряжений в  $k$ -м контуре

$$\sum_{m=1}^{M_k} E_{akm} = \sum_{l=1}^{L_k} V_{akl}; \quad \sum_{m=1}^{M_k} E_{\pi km} = \sum_{l=1}^{L_k} V_{\pi kl}. \quad (41)$$

Умножив (41) на контурный ток  $k$ -го контура  $I_{kk}$  и на интервал времени  $T = nT_0$ , получим уравнения баланса активной и пассивной энергии в контуре за интервал времени  $T$ :

$$\left. \begin{aligned} \sum_{m=1}^{M_k} E_{akm} I_{kk} T &= \sum_{l=1}^{L_k} V_{akl} I_{kk} T, & k &\in [1, K]; \\ \sum_{m=1}^{M_k} E_{\pi km} I_{kk} T &= \sum_{l=1}^{L_k} V_{\pi kl} I_{kk} T, & k &\in [1, K]. \end{aligned} \right\} \quad (42)$$

Для  $K$  контуров:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^{M_k} E_{akm} I_{kk} T &= \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^{L_k} V_{akl} I_{kk} T; \\ \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^{M_k} E_{\pi km} I_{kk} T &= \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^{L_k} V_{\pi kl} I_{kk} T. \end{aligned} \right\} \quad (43)$$

Учитывая соотношения  $E_{akm} = E_{amk}$ ,  $E_{пкм} = E_{пmk}$ ,  $I_{kk} + I_{ll} = I_{kl}$ , где  $I_{kl}$  – ток в ветви, принадлежащей  $k$ -му и  $l$ -му контурам, уравнения (43) можно преобразовать к виду:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{k \geq m}^K \sum_{m=1}^{M_k} E_{akm} I_{km} T = W_{ae} = \sum_{k \geq l}^K \sum_{l=1}^{L_k} V_{akl} I_{kl} T = W_{au}; \\ \sum_{k \geq m}^K \sum_{m=1}^{M_k} E_{пкм} I_{km} T = W_{пе} = \sum_{k \geq l}^K \sum_{l=1}^{L_k} V_{пkl} I_{kl} T = W_{пу}. \end{aligned} \right\} \quad (44)$$

Первое уравнение (44) выражает баланс активных энергий: суммарное количество энергии  $W_{ae}$ , выданной в цепь источниками за интервал времени  $T$ , равно количеству энергии  $W_{au}$ , преобразованной в приемниках. Второе уравнение выражает тот же результат для пассивной энергии.

Для пассивных составляющих энергии необходимо установить правила определения знака пассивной энергии и мощности и правила, по которым одни элементы цепи можно отнести к источникам, а другие к приемникам пассивной энергии. По аналогии с синусоидальными процессами, положительной (генерирующей) пассивной мощностью, будем считать мощность (энергию), у которой ток опережает напряжение (емкостной источник). В противном случае (если вектор тока отстает от вектора напряжения) пассивная энергия и мощность считаются отрицательными, т. е. относятся к потребителям энергии из цепи (индуктивный приемник).

*Следствие 1. Полная энергия  $W_{se}$  всех источников энергии цепи равна полной энергии всех приемников  $W_{sv}$ :*

$$W_{ae}^2 + W_{пе}^2 = W_{se}^2; \quad W_{av}^2 + W_{пв}^2 = W_{sv}^2; \quad W_{se} = W_{sv}.$$

Для доказательства достаточно возвести в квадрат и сложить соотношения (44).

*Следствие 2. Сумма полных  $S_e$  (активных  $P_e$ , пассивных  $Q_e$ ) мощностей всех источников цепи равна сумме полных  $S_v$  (активных  $P_v$ , пассивных  $Q_v$ ) мощностей всех приемников цепи:*

$$S_e = S_v; \quad P_e = P_v; \quad Q_e = Q_v.$$

Для доказательства достаточно разделить выражения (44) на интервал интегрирования  $nT_0$ .

В (44) сумма активных составляющих энергии в резисторах  $W_{pv}$  всегда больше нуля (если только резисторы присутствуют в цепи), поэтому и сумма активных составляющих  $W_{pe}$  энергии для источников также всегда отлична от нуля. Поскольку пассивные составляющие энергии накопителей, ключевых и других элементов  $W_{пв}$  могут иметь разные знаки, то в частном случае их сумма может быть равной нулю (при компенсации пассивных составляющих в самих приемниках энергии). В этом случае суммарная пассивная энергия источников  $W_{пе}$  также равна нулю.

Таким образом, в сложной цепи с периодическими несинусоидальными токами и напряжениями для заданного интервала времени существует баланс полной, активной и пассивной энергии. Количество активной энергии, потребленной всеми приемниками энергии, равно количеству активной энергии, выданной в цепь всеми источниками. Для пассивной энергии в соответствии с ее физической сущностью это утверждение звучит несколько иначе: суммарное количество энергии, оставше-

еся в источниках не выданным в цепь (заблокированная энергия), равно количеству энергии, не полученной всеми приемниками. Или, поскольку заблокированная энергия равна суммарному количеству энергии, не полученной приемниками, баланс пассивной энергии можно сформулировать и так: «суммарное количество пассивной энергии, заблокированное всеми приемниками, равно количеству энергии, оставшемуся неиспользованным в данном периодическом процессе, во всех источниках энергии». Природа пассивной энергии не отличается от природы активной энергии, и при изменении заданного периодического режима на другой, в переходном процессе заблокированная (пассивная) энергия может превращаться в активную и наоборот. Баланс полной энергии можно сформулировать так: «суммарное количество полной энергии всех источников электрической цепи равно суммарной полной энергии всех приемников».

**4. Пример.** Проанализируем энергетические процессы в примере рис. 4, взятом из [6]. В статье [6] в этой схеме исследованы балансы мгновенной энергии и мощности. Здесь энергетические процессы в той же схеме рассматриваются на уровне среднеквадратичных (действующих) значений, что позволяет использовать метод постоянных векторов.

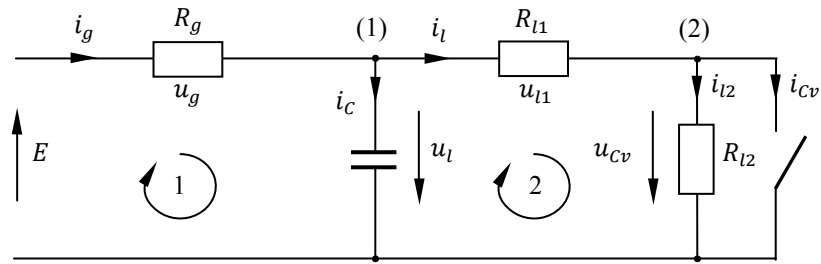


Рис. 4

**Векторные диаграммы токов и напряжений.** Ключ замкнут на интервале  $t_1$  периода  $T$  и разомкнут на интервале  $t_2$ . В относительном времени  $\tau = t/T$  получим  $\tau_1 + \tau_2 = 1$ . Все переменные – периодические с одинаковым периодом. Все переменные сугубо несинусоидальны. Положим, что величина емкости  $C$  очень велика, так что изменениями тока на входе цепи можно пренебречь (точное решение дифференциальных уравнений для данной цепи приведено в [10]). При сделанном допущении ток емкости  $i_c$  в момент переключения  $\tau_1$  скачком изменяется от постоянного значения  $I_{C1}$  до значения  $I_{C2}$ . Тогда мгновенные токи и напряжения:

$$i_g = I_g = \text{const}; \quad E = R_g i_g + u_l; \quad u_l = R_{l1} i_l + U_{cv}; \quad i_g = i_c + i_l; \quad i_l = i_{l2} + i_{cv};$$

$$u_{l2} = u_{cv} = R_{l2} i_{l2}; \quad \int_0^1 i_c d\tau = I_{C1} \tau_1 + I_{C2} \tau_2 = 0; \quad i_c = [I_{C1}, I_{C2}] = I_{C1} [1, -\tau_1/\tau_2];$$

где  $[I_{C1}, I_{C2}]$  – матрица межкоммутационных интервалов (подробнее см. [6]).

Уравнения входного тока для двух интервалов периода:

$$\begin{cases} i_g = \frac{u_l}{R_{l1}} + I_{C1}; & \text{при } 0 \leq \tau \leq \tau_1; \\ i_g = \frac{u_l}{R_{l1} + R_{l2}} - I_{C1} \tau_1/\tau_2; & \text{при } \tau_1 \leq \tau \leq 1. \end{cases}$$

Здесь и ниже мгновенные значения обозначаются малыми буквами, действующие – большими. Квадратные скобки обозначают только коммутационную матрицу.

Обозначим  $R_{\Sigma}^2 = R_{l1}(R_g + R_{l1} + R_{l2}) + \tau_1 R_g R_{l2}$ . Мгновенные токи и напряжения цепи:

$$\begin{aligned} u_g &= \frac{R_g(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E}{R_{\Sigma}^2}; & i_g &= \frac{(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})E}{R_{\Sigma}^2}; \\ u_l &= \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^2}; & i_l &= \frac{E}{R_{\Sigma}^2}[(R_{l1} + R_{l2}), R_{l1}]; \\ u_{l1} &= \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^2}[R_{l1} + R_{l2}, R_{l1}]; & i_c &= \frac{R_{l2}E}{R_{\Sigma}^2}[-\tau_2, \tau_1]; \\ u_{cv} &= \frac{R_{l1}R_{l2}E}{R_{\Sigma}^2}[0, 1]; & i_{l2} &= \frac{R_{l1}E}{R_{\Sigma}^2}[0, 1]; & i_{cv} &= \frac{(R_{l1} + R_{l2})E}{R_{\Sigma}^2}[1, 0]. \end{aligned}$$

Действующие значения токов и напряжений:

$$\begin{aligned} U_g = u_g &= \frac{R_g(R_{l1} + \tau_1 R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E; & I_g = i_g &= \frac{R_{l1} + \tau_1 R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; \\ U_l = u_l &= \frac{R_{l1}(R_{l1} + R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E; & I_l &= R_{\Sigma}^{-2} \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2} E; \\ U_{l1} &= \frac{R_{l1}}{R_{\Sigma}^2} \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2} E; & I_c &= \sqrt{\tau_1 \tau_2} \frac{R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; \\ U_{cv} &= \sqrt{\tau_2} \frac{R_{l1} R_{l2}}{R_{\Sigma}^2} E; & I_{l2} &= \sqrt{\tau_2} \frac{R_{l1}}{R_{\Sigma}^2} E; & I_{cv} &= \sqrt{\tau_1} \frac{(R_{l1} + R_{l2})}{R_{\Sigma}^2} E. \end{aligned}$$

Найдем косинусы и синусы углов  $\varphi_1 - \varphi_5$ , между вектором ЭДС  $E$ , токами  $I_{l2}, I_{cv}, I_l$  и напряжениями  $U_{cv}, U_l, U_{l1}$ :

$$\angle E, I_{l2} = \angle E, U_{cv} = \varphi_1 = \varphi_4; \quad \angle E, I_{cv} = \varphi_2; \quad \angle E, I_l = \angle E, U_{l1} = \varphi_5 = \varphi_6;$$

$$\angle E, U_l = \angle E, U_g = \angle E, I_g = \varphi_3 = 0; \quad \angle E, I_c = \pi/2;$$

$$\angle U_{cv}, I_l = \pi/2 - (\varphi_2 - \varphi_5) = \varphi_7;$$

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_4 = \frac{\int_0^1 e i_{l2} d\tau}{E I_{l2}} = \sqrt{\tau_2}; \quad \sin \varphi_1 = \sqrt{\tau_1};$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{\int_0^1 e i_{cv} d\tau}{E I_{cv}} = \frac{I \tau_1}{I \sqrt{\tau_1}} = \sqrt{\tau_1}; \quad \sin \varphi_2 = \sqrt{\tau_2};$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{\int_0^1 e u_l d\tau}{E U_l} = 1; \quad \varphi_3 = 0; \quad \cos \varphi_4 = \frac{\int_0^1 e u_{cv} d\tau}{E U_{cv}} = \sqrt{\tau_2}; \quad \sin \varphi_4 = \sqrt{\tau_1};$$

$$\cos\varphi_5 = \frac{\int_0^1 e i_l d\tau}{E I_l} = \frac{(R_{l1} + R_{l2})\tau_1 + R_{l1}\tau_2}{\sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2\tau_1 + R_{l1}^2\tau_2}}; \quad \sin\varphi_5 = \frac{R_{l2}\sqrt{\tau_1\tau_2}}{\sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2\tau_1 + R_{l1}^2\tau_2}};$$

$$\cos\varphi_7 = \frac{\int_0^1 u_{cv} i_l d\tau}{U_{cv} I_l} = \frac{\sqrt{\tau_2} R_{l1}}{\sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2\tau_1 + R_{l1}^2\tau_2}}; \quad \sin\varphi_7 = \frac{\sqrt{\tau_1} (R_{l1} + R_{l2})}{\sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2\tau_1 + R_{l1}^2\tau_2}}.$$

Проверим балансы активных и пассивных составляющих напряжений и токов. Для этого спроектируем напряжения  $U_{cv}, U_{l1}$  на направление вектора тока источника  $I_g$  и на направление перпендикулярное ему, а токи  $I_{l2}, I_{cv}, I_g, I_c$  и  $I_l$  на  $E$  и направление, ортогональное ей. Тогда получим уравнения баланса активных и пассивных составляющих напряжений и токов:

$$U_g + U_{l1}\cos\varphi_5 + U_{cv}\cos\varphi_4 = U_g + U_l = E; \quad I_{l2}\cos\varphi_1 + I_{cv}\cos\varphi_2 = I_g;$$

$$U_{l1}\sin\varphi_5 = U_{cv}\sin\varphi_4; \quad I_{l2}\sin\varphi_1 + I_{cv}\sin\varphi_2 = I_l\sin\varphi_5 = I_c.$$

Из векторной диаграммы (рис. 5) следует, что векторы напряжений  $U_g, U_l$ , и тока  $I_g$  по направлению совпадают с ЭДС  $E$  и поэтому являются чисто активными. Вектор тока  $I_l$ , по направлению совпадает с вектором  $U_{l1}$ , а  $I_{l2}$  с  $U_{cv}$ . Поэтому они тоже являются активными. Ток  $I_c$  ортогонален  $U_l$  и  $E$  и поэтому является чисто пассивным (реактивным), как и ток  $I_{cv}$ , ортогональный  $U_{cv}$  (ключевой ток).

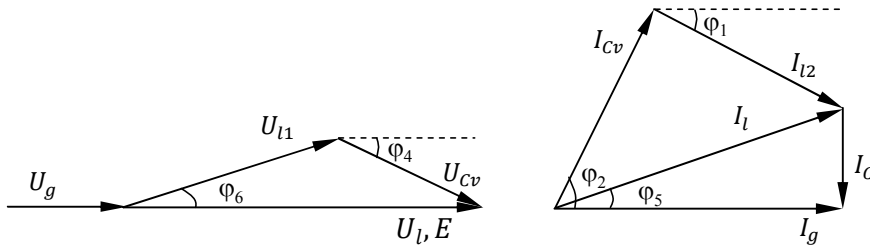


Рис. 5

**Анализ мощностей и энергии.** Найдем энергии и мощности элементов цепи. Активные мощности источника и резисторов, пассивные мощности емкости и ключа:

$$P_E = E I_g = \frac{R_{l1} + \tau_1 R_{l2}}{R_\Sigma^2} E^2; \quad P_g = U_g I_g = \frac{R_g (R_{l1} + \tau_1 R_{l2})^2}{R_\Sigma^4} E^2;$$

$$P_{l1} = U_{l1} I_l = R_{l1} \frac{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2}{R_\Sigma^4} E^2; \quad P_{l2} = U_{cv} I_{l2} = \tau_2 \frac{R_{l1}^2 R_{l2}}{R_\Sigma^4} E^2.$$

$$Q_C = U_l I_c = R_\Sigma^{-4} R_{l1} R_{l2} (R_{l1} + R_{l2}) \sqrt{\tau_1 \tau_2} E^2;$$

$$Q_{кл} = U_{cv} I_{cv} = R_\Sigma^{-4} R_{l1} R_{l2} (R_{l1} + R_{l2}) \sqrt{\tau_1 \tau_2} E^2.$$

Отсюда получаем формулы баланса активных и пассивных мощностей в элементах схемы:

$$P_E = P_g + P_{l1} + P_{l2}; \quad Q_C = Q_{\text{кл.}}$$

Полученные формулы показывают, что передача активной энергии сопровождается потреблением ее во всех резисторах цепи. Поток энергии по мере удаления от источника уменьшается. Передача же пассивной энергии от конденсатора к ключу, проходящая через те же резисторы, происходит без изменения величины пассивной энергии и мощности.

Полные мощности  $S_l$  и  $S_{Cv}$ :

$$S_l = U_l I_l = R_{\Sigma}^{-4} R_{l1} (R_{l1} + R_{l2}) \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 E^2};$$

$$S_{Cv} = U_{Cv} I_l = \sqrt{P_{l2}^2 + Q_{\text{кл}}^2} = R_{\Sigma}^{-4} R_{l1} R_{l2} \sqrt{\tau_2} \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 E^2}.$$

Рассмотрим баланс полных мощностей, считая, что цепь питается от источника энергии с напряжением  $U_l$  и током  $I_l$ . Тогда полная мощность источника и приемников:

$$S_{\text{ист}} = S_l = U_l I_l = R_{\Sigma}^{-4} R_{l1} (R_{l1} + R_{l2}) \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 E^2};$$

$$S_{\text{пр}} = \sqrt{(P_{l1} + P_{l2})^2 + Q_{\text{кл}}^2} = R_{\Sigma}^{-4} R_{l1} (R_{l1} + R_{l2}) \sqrt{(R_{l1} + R_{l2})^2 \tau_1 + R_{l1}^2 \tau_2 E^2} = S_{\text{ист}}.$$

Таким образом, полная мощность источника  $S_{\text{ист}}$ , равная суммарной квадратичной мощности источника и конденсатора  $S_{\text{ист}} = \sqrt{(P_E - P_g)^2 + Q_C^2} = S_{\text{пр}}$ , балансируется полной мощностью всех приемников, лежащих справа от ветви с конденсатором.

## Выводы

1. Метод постоянных векторов позволяет существенно упростить анализ энергетических процессов при несинусоидальных токах и напряжениях, получить наглядные результаты в виде векторных диаграмм. Предложенный метод свободен от внутренних противоречий, присущих методам Будяну, Фрезе, методу эквивалентных синусоид.

2. Строгие математические определения для составляющих энергии и мощности, сформулированные с учетом общих и отличительных свойств полной, активной и пассивной энергии и мощности, позволяют дать истолкование их физической сущности. Это особенно важно для понимания свойств пассивной энергии и мощности.

3. Все виды пассивной энергии численно характеризуют не количество переданной или преобразованной энергии, а ту часть полной энергии, которую нельзя превратить в работу из-за ограничивающего действия индуктивности, емкости, ключей. Это действие сводится к тому, что в преобразовании электромагнитной

энергии в работу участвует не все напряжение источника  $V$ , а только его активная составляющая  $V_a = V \cos \varphi$ . Пассивная часть напряжения источника  $V_p = V \sin \varphi$  есть прямая мера ограничивающего действия накопителей и ключей. Однако использование этого показателя при эксплуатационных колебаниях напряжения и тока источника неудобно. Поэтому на практике для оценки эффективности использования энергетических возможностей источников, входящих в состав энергосистемы, используют пассивную энергию, которая легко поддается интегрированию и позволяет сформировать энергетический баланс сложной энергосистемы.

4. Полная и активная энергия и мощность могут быть измерены в любых точках цепи. На зажимах индуктивных, емкостных и ключевых элементов полная энергия равна пассивной. Поэтому здесь могут быть измерены полные и пассивные мощности и энергия. В источниках пассивная энергия может быть измерена как квадратичная разность полной и активной энергии.

5. При несинусоидальных токах и напряжениях в узлах, контурах и сложных схемах существует отдельный баланс полных, активных и пассивных составляющих токов, напряжений, мощностей и энергии.

6. Несмотря на принципиальную разницу между физическими процессами в накопителях и ключах, баланс пассивной энергии и мощности в цепи обеспечивается совокупным действием всех элементов цепи: всех источников энергии, всех накопителей и всех ключей.

### Список литературы

1. Emanuel A. E. Power Definitions and the Physical Mechanism of Power Flow. Wiley, 2010, 265 p.p.
2. Ghassemi F. Should the Theory of Power be Reviewed? L'Energia Elettrica – Volume 81 (2004). Paper presented to the Sixth International Workshop on Power Definitions and Measurements under Non-Sinusoidal Conditions. Milano, October 13–15, 2003.
3. Filipski P. S. Apparent Power – a Misleading Quantity in the Non-sinusoidal Power Theory: Are all Non-Sinusoidal Power Theories Doomed to Fail? ETEP vol. 3. № 1, January/February 1993, p.p. 21–26.
4. Czarnecki L. S. Currents' Physical Components (CPC) In Circuits with Nonsinusoidal Voltages and Currents.
5. IEC 60050 – International Electrotechnical Vocabulary.
6. Асанбаев Ю. А. Мгновенные мощность и энергия при несинусоидальных процессах в электрических цепях // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 1(66), с. 6–22.
7. Ильин В. А., Позняк Э. Г. Линейная алгебра. – М.: Наука, 1984.
8. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В. Теоретические основы электротехники: в 3 т. Учебник для вузов. Том 1. – 5-е изд., – СПб.: Питер, 2009. 512 с.
9. Асанбаев Ю. А. Анализ энергетических процессов в механических и электрических системах. Приложение к сборнику «Известия НИИ постоянного тока // 2010, № 64, 110 с.
10. Асанбаев Ю. А. Периодические энергетические процессы в электрических системах. – СПб.: Политехника, 1997. 420 с.



*Асанбаев Юрий Алексеевич*, д-р техн. наук, доцент, главный научный сотрудник отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: assanbaev@rambler.ru

*Asanbaev Y. A.*

#### **Power Flow under Periodical Nonsinusoidal Conditions.**

This paper presents method of constant vectors for analysis of power flow in periodic nonsinusoidal conditions by means of vectors diagrams. The paper presents new apparent, active, reactive and switch power/energy components definitions. It is shown that apparent power can be exposed as sum of active and passive components. In general case passive components can be exposed as the sum of switch, reactive inductive and reactive capacitive components. It is established that there are interrelations between active and passive current and voltage components in the nodes, contours and the whole circuit. It is shown that for apparent, active and passive power/energy there are proper balances in the nodes, contours and the whole net. An example illustrates general conceptions.

*Key-words: instantaneous energy and power, nonsinusoidal, current and voltage components, power and energy components definitions, switch, reactive inductive, reactive capacitive components, active and passive power/energy components balances.*

УДК 621.314

*Н. В. Коровкин, О. В. Фролов, А. А. Лисицын, Р. А. Язенин*

## **Методика определения зависимостей параметров установившегося режима энергосистемы от потенциальных управляющих воздействий**

---

Представлен метод, позволяющий, в ряде случаев, ускоренно получить параметры установившегося режима энергосистемы без обращения к стандартным программам расчета установившегося режима.

*Ключевые слова: энергосистема, линеаризация, установившийся режим, оптимизация.*

### **Введение**

Задачи оптимизации параметров электроэнергетических систем (ЭЭС) являются одними из наиболее актуальных в теории обратных задач электротехники. К таким задачам относится оптимизация продольных потерь активной мощности ЭЭС, задача повышения запасов статической устойчивости ЭЭС, снятие токовых перегрузок и приведение напряжений в узлах к номинальным значениям в послеаварийных и утяжеленных режимах ЭЭС. Традиционный подход к решению таких задач подразумевает многократное итеративное обращение к программе расчета установившегося режима. Процесс оптимизации в таком случае требует значительных вычислительных мощностей и времени, в течение которого режим сети также может измениться. Полученные таким образом результаты могут оказаться не актуальными. В связи с этим, авторами предложен новый алгоритмический инструмент, позволяющий получать параметры установившегося режима без обращения к соответствующим программам.

Ниже рассмотрен новый подход к получению зависимостей параметров установившихся режимов энергосистем от управляющих воздействий, основанный на мелко-полиномиальных функциях, позволяющий существенно ускорить процесс оптимизации установившихся режимов энергосистем.

В данной статье область применения метода ограничивается задачей определения параметров режима линеаризованной схемы. Приведенные в статье структуры выражений для комплексов действующих токов и напряжений имеют достаточно общий характер и могут быть применены к описанию энергосистем в нелинейной постановке. Оценка погрешности такого обобщения нашего подхода требует дополнительного исследования.

### **1. Аналитические соотношения для зависимостей установившихся режимов ЭЭС от управляющих воздействий**

#### **1.1. Структура аналитических соотношений для комплексов напряжений и токов**

Определим зависимости для комплексных напряжений и токов элементов  $w$ -узловой ЭЭС от параметров схемы замещения ЭЭС, которые будем рассматривать как допустимые управляющие воздействия. В качестве управляющих воздействий

рассмотрим напряжения на шинах генератора  $\dot{U}_n$  и  $\dot{U}_m$  в узлах с номерами  $n$  и  $m$  соответственно, а также проводимость  $Y_i$  шунта в  $i$ -м узле. При записи уравнений метода контурных токов для линеаризованной модели ЭЭС [1]

$$\mathbf{Z}\mathbf{I} = \mathbf{E}, \quad (1)$$

где  $\mathbf{Z} = \{Z_{i,j}\}_{n \times n}$  – матрица сопротивлений контуров;

$\mathbf{I} = \{\dot{I}_k^{(c)}\}_{(1,n)}^T$ ,  $\mathbf{E} = \{\dot{E}_k\}_{(1,n)}^T$  – векторы контурных токов и ЭДС источников,  $n$  – число связей графа схемы ЭЭС.

Выберем дерево графа так, чтобы

$$Z_{i,i} = Z_{i,i_0} + 1/Y_i, \quad \dot{U}_q = \dot{U}_{q,0} + \dot{U}_n, \quad \dot{U}_p = \dot{U}_{p,0} + \dot{U}_m,$$

где  $Z_{i,i_0}$  – сопротивление  $i$ -го контура без учета проводимости шунта  $Y_i$ ,  $\dot{U}_{q,0}$ ;

$\dot{U}_{p,0}$  – сумма напряжений источников  $q$ -го и  $p$ -го контуров без учета входящих в них напряжений источников  $\dot{U}_n$  и  $\dot{U}_m$  соответственно.

Такая форма записи (1) соответствует отнесению ветвей с источниками  $\dot{U}_n$  и  $\dot{U}_m$  и шунтом  $Y_i$  к связям графа схемы ЭЭС. Решение (1) имеет вид:

$$\dot{I}_k^{(c)} = \frac{A + BY_i + C\dot{U}_n + D\dot{U}_n Y_i + F\dot{U}_m + G\dot{U}_m Y_i}{1 + \alpha Y_i}, \quad k = \overline{1, n}, \quad (2)$$

где  $A, B, C, D, F, G$  – комплексные константы, различные для различных контурных токов;

$\alpha$  – комплексная константа, одинаковая для всех токов.

Для определения этих констант достаточно выполнить семикратное (по числу констант) решение (1). В силу того, что ток любой ветви  $\dot{I}_k$ ,  $k = \overline{1, m}$  и напряжение любого узла  $\dot{U}_t$ ,  $t = \overline{1, w}$  есть линейная комбинация контурных токов структура выражений для  $\dot{I}_k$  и  $\dot{U}_k$  аналогична (2):

$$\dot{U}_t = \frac{A_t + B_t Y_i + C_t \dot{U}_n + D_t \dot{U}_n Y_i + F_t \dot{U}_m + G_t \dot{U}_m Y_i}{1 + \alpha Y_i}, \quad t = \overline{1, w}, \quad (3)$$

$$\dot{I}_k = \frac{a_k + b_k Y_i + c_k \dot{U}_n + d_k \dot{U}_n Y_i + f_k \dot{U}_m + g_k \dot{U}_m Y_i}{1 + \alpha Y_i}, \quad k = \overline{1, m}, \quad (4)$$

где константы  $A_k - G_k$ ,  $a_k - g_k$ ,  $\alpha$ , имеют тот же смысл, что и в (2), и могут быть легко вычислены по  $A - G$  уже без решения уравнений (1). Вывод выражений, аналогичных (3) и (4) в более общем виде приведен в [2]. Полученная структура выражений для комплексов действующих токов и напряжений имеет достаточно общий характер. В частности, она справедлива и для общепринятой нелинейной системы уравнений:

$$\mathbf{Y}\mathbf{U} = \mathbf{J}, \quad \mathbf{S} = \mathbf{U}\bar{\mathbf{J}},$$

характеризующей распределение потоков мощности в ЭЭС, так как исследуемая ЭЭС описывается линейными соотношениями. Здесь  $Y$  – матрица узловых проводимостей,  $U$  – вектор узловых напряжений,  $J$  – вектор задающих токов,  $S$  – вектор комплексных мощностей в ветвях. Далее мы приведем выражения аналогичные (3) и (4) и для более сложных комбинаций управляющих воздействий, а также приведем метод, существенно упрощающий нахождение входящих в них констант. Однако диспетчерские службы и противоаварийная автоматика оперируют, в основном, с действующими токами, напряжениями и мощностями. Поэтому предвзительно получим аналитические соотношения для этих величин.

## 2.2. Аналитические соотношения для действующих напряжений, токов и потоков мощностей

Действующие значения  $k$ -го тока  $I_k = |\dot{I}_k|$  или напряжения  $U_k = |\dot{U}_k|$  могут быть легко получены из (3), (4). Приведем пример для задачи с одним варьируемым параметром ( $Y_i$ ):

$$\dot{i}_k = \frac{a + b \cdot Y_i}{1 + \alpha \cdot Y_i};$$

$$I_k = \dot{I}_k \bar{I}_k = \left( \frac{|a|^2 + 2(a_1 y_1 + a_2 y_2) b_1 + 2(a_2 y_1 - a_1 y_2) b_2 + |b|^2 |Y_i|^2}{1 + 2(\alpha_1 y_1 - \alpha_2 y_2) + |\alpha|^2 |Y_i|^2} \right)^{\frac{1}{2}},$$

где  $a = a_1 + j a_2$ ,  $b = b_1 + j b_2$ ,  $Y_i = y_1 + j y_2$ ,  $\alpha = \alpha_1 + j \alpha_2$ .

Выражения для активной и реактивной мощностей в  $k$ -й ветви найдем из  $\dot{S}_k = \dot{U}_k \bar{I}_k$ :

$$P_k = \operatorname{Re} \left( \frac{1}{(1 + \alpha Y_i)^2} \left[ \sum_{k=0}^{k=2} c_k Y_i^k + \dot{U}_n \sum_{k=3}^{k=5} c_k Y_i^{k-3} + \dot{U}_m \sum_{k=6}^{k=8} c_k Y_i^{k-6} + \dot{U}_n^2 \sum_{k=9}^{k=11} c_k Y_i^{k-9} + \dot{U}_m^2 \sum_{k=12}^{k=14} c_k Y_i^{k-12} + \dot{U}_n \dot{U}_m \sum_{k=15}^{k=17} c_k Y_i^{k-15} \right] \right), \quad (5)$$

$$Q_k = \operatorname{Im} \left( \frac{1}{(1 + \alpha Y_i)^2} \left[ \sum_{k=0}^{k=2} c_k Y_i^k + \dot{U}_n \sum_{k=3}^{k=5} c_k Y_i^{k-3} + \dot{U}_m \sum_{k=6}^{k=8} c_k Y_i^{k-6} + \dot{U}_n^2 \sum_{k=9}^{k=11} c_k Y_i^{k-9} + \dot{U}_m^2 \sum_{k=12}^{k=14} c_k Y_i^{k-12} + \dot{U}_n \dot{U}_m \sum_{k=15}^{k=17} c_k Y_i^{k-15} \right] \right)$$

где  $c_1 - c_{17}$  – комплексные константы, различные для различных ветвей, определяемые константами  $A_k, \dots, G_k, a_k, \dots, g_k$  выражений (3) и (4).

Структура аналитических соотношений для иных наборов управляющих параметров сведена в табл. 1. Константы  $h_1 - h_8, b_1 - b_{8k}, w_1 - w_7$  имеют тот же смысл, что и в выражении (2).  $Y_1, Y_2, Y_3$  – варьируемые проводимости трех различных шунтов, а  $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_3$  – варьируемые напряжения на шинах трех генераторов энергосистемы.

## 2.3. Метод последовательного определения констант аналитических соотношений

Одним из возможных способов определения констант, входящих в (3)–(5), является составление системы уравнений из этих же выражений, в которой в качестве неизвестных выступают сами константы. Размерность такой системы равна числу констант, входящих в исследуемое выражение. Для обеспечения

Таблица 1

Вид аналитических соотношений для токов и напряжений энергосистемы при разном числе варьируемых параметров

Число варьируемых источников ЭДС	Число варьируемых проводимостей шунтов		
	1	2	3
1	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + h_2 Y_1 + \dot{U}_1 (h_3 + h_4 Y_1)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_2^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + h_4 Y_1 Y_2 + \dot{U}_1 (b_1 + \langle \mathbf{B}_2^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + b_4 Y_1 Y_2)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_3^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{H}_3^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + h_8 Y_1 Y_2 Y_3 + \dot{U}_1 (b_1 + \langle \mathbf{B}_{3,1}^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{B}_{3,1}^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + b_8 Y_1 Y_2 Y_3)]$
2	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + h_2 Y_1 + \sum_{k=1}^2 \dot{U}_k (h_{2k+1} + h_{2k+2} Y_1)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_2^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + h_4 Y_1 Y_2 + \sum_{k=1}^2 \dot{U}_k (b_{4k-3} + \langle \mathbf{B}_{2,k}^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + b_{4k} Y_1 Y_2)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_3^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{H}_3^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + h_8 Y_1 Y_2 Y_3 + \sum_{k=1}^2 \dot{U}_k (b_{8k-7} + \langle \mathbf{B}_{3,k}^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{B}_{3,k}^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + b_{8k} Y_1 Y_2 Y_3)]$
3	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + h_2 Y_1 + \sum_{k=1}^3 \dot{U}_k (h_{2k+1} + h_{2k+2} Y_1)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_2^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + h_4 Y_1 Y_2 + \sum_{k=1}^3 \dot{U}_k (b_{4k-3} + \langle \mathbf{B}_{2,k}^{(1)}, \mathbf{Y}_2 \rangle + b_{4k} Y_1 Y_2)]$	$\frac{1}{\Delta} [h_1 + \langle \mathbf{H}_3^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{H}_3^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + h_8 Y_1 Y_2 Y_3 + \sum_{k=1}^3 \dot{U}_k (b_{8k-7} + \langle \mathbf{B}_{3,k}^{(1)}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{B}_{3,k}^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + b_{8k} Y_1 Y_2 Y_3)]$
	$\Delta = 1 + w_1 Y_1$	$\Delta = 1 + \langle \mathbf{W}_{2,1}, \mathbf{Y}_2 \rangle + w_3 Y_1 Y_2$	$\Delta = 1 + \langle \mathbf{W}_{3,1}, \mathbf{Y}_3 \rangle + \langle \mathbf{W}_{3,1}^{(2)}, \mathbf{Y}_3, \mathbf{Y}_3 \rangle + w_7 Y_1 Y_2 Y_3$

$$\mathbf{B}_2^{(1)} = \{b_2, b_3\}; \mathbf{B}_{2,k}^{(1)} = \{b_{4k-2}, b_{4k-1}\}; \mathbf{B}_{3,k}^{(1)} = \{b_{8k-6}, b_{8k-5}, b_{8k-4}\}; \mathbf{B}_{3,k}^{(2)} = \begin{vmatrix} 0 & b_{8k-3} & b_{8k-1} \\ \frac{1}{2} b_{8k-3} & 0 & b_{8k-2} \\ b_{8k-1} & b_{8k-2} & 0 \end{vmatrix}; \mathbf{Y}_2 = \{y_1, y_2\}; \mathbf{Y}_3 = \{y_1, y_2, y_3\};$$

$$\mathbf{H}_2^{(1)} = \{h_2, h_3\}; \mathbf{H}_3^{(1)} = \{h_2, h_3, h_4\}; \mathbf{H}_3^{(2)} = \begin{vmatrix} 0 & h_5 & h_7 \\ \frac{1}{2} h_5 & 0 & h_6 \\ h_7 & h_6 & 0 \end{vmatrix}; \mathbf{W}_{2,1} = \{w_1, w_2\}; \mathbf{W}_{3,1}^{(1)} = \{w_1, w_2, w_3\}; \mathbf{W}_{3,1}^{(2)} = \begin{vmatrix} 1 & 0 & w_4 & w_6 \\ \frac{1}{2} w_4 & 0 & w_5 & \\ w_6 & w_5 & 0 & \end{vmatrix}.$$

линейной независимости строк системы, необходимо многократное обращение к модели энергосистемы и получение параметров установившегося режима при различных значениях варьируемых параметров. Число обращений должно быть не менее числа строк в системе уравнений. Для примера приведем вид системы уравнений для нахождения констант, входящих в выражение (3):

$$\begin{pmatrix} -\dot{U}_k^{(1)} Y_i^{(1)} & 1 & Y_i^{(1)} & \dot{U}_n^{(1)} & \dot{U}_n^{(1)} Y_i^{(1)} & \dot{U}_m^{(1)} & \dot{U}_m^{(1)} Y_i^{(1)} \\ -\dot{U}_k^{(2)} Y_i^{(2)} & 1 & Y_i^{(2)} & \dot{U}_n^{(2)} & \dot{U}_n^{(2)} Y_i^{(2)} & \dot{U}_m^{(2)} & \dot{U}_m^{(2)} Y_i^{(2)} \\ -\dot{U}_k^{(3)} Y_i^{(3)} & 1 & Y_i^{(3)} & \dot{U}_n^{(3)} & \dot{U}_n^{(3)} Y_i^{(3)} & \dot{U}_m^{(3)} & \dot{U}_m^{(3)} Y_i^{(3)} \\ -\dot{U}_k^{(4)} Y_i^{(4)} & 1 & Y_i^{(4)} & \dot{U}_n^{(4)} & \dot{U}_n^{(4)} Y_i^{(4)} & \dot{U}_m^{(4)} & \dot{U}_m^{(4)} Y_i^{(4)} \\ -\dot{U}_k^{(5)} Y_i^{(5)} & 1 & Y_i^{(5)} & \dot{U}_n^{(5)} & \dot{U}_n^{(5)} Y_i^{(5)} & \dot{U}_m^{(5)} & \dot{U}_m^{(5)} Y_i^{(5)} \\ -\dot{U}_k^{(6)} Y_i^{(6)} & 1 & Y_i^{(6)} & \dot{U}_n^{(6)} & \dot{U}_n^{(6)} Y_i^{(6)} & \dot{U}_m^{(6)} & \dot{U}_m^{(6)} Y_i^{(6)} \\ -\dot{U}_k^{(7)} Y_i^{(7)} & 1 & Y_i^{(7)} & \dot{U}_n^{(7)} & \dot{U}_n^{(7)} Y_i^{(7)} & \dot{U}_m^{(7)} & \dot{U}_m^{(7)} Y_i^{(7)} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \alpha \\ A_k \\ B_k \\ C_k \\ D_k \\ F_k \\ G_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{U}_k^{(1)} \\ \dot{U}_k^{(2)} \\ \dot{U}_k^{(3)} \\ \dot{U}_k^{(4)} \\ \dot{U}_k^{(5)} \\ \dot{U}_k^{(6)} \\ \dot{U}_k^{(7)} \end{pmatrix}.$$

Обусловленность матриц коэффициентов систем уравнений для определения констант растет с увеличением числа варьируемых параметров. Соответственно снижается точность определения констант, входящих в (3) и (4). Для повышения точности их определения, сведем решение задачи с тремя варьируемыми параметрами к решению четырех более простых. Для этого:

1. Определим зависимость напряжения  $\dot{U}_i$  в  $i$ -й ветви от управляющего параметра  $Y_i$  при фиксированных  $\dot{U}_n = \dot{U}_n^{(1)}$  и  $\dot{U}_m = \dot{U}_m^{(1)}$ . В силу теоремы об эквивалентном генераторе  $\dot{U}_i = A/(1 + \alpha Y_i)$ , где константы  $A$  и  $\alpha$  имеют тот же смысл, что и в (2). Для определения  $A$  и  $\alpha$  дважды рассчитаем режим ЭЭС при различных  $Y_i$  и найдем  $A$  и  $\alpha$  из решения системы двух линейных уравнений. Далее нам необходима только константа  $\alpha$  неизменная для всех напряжений и токов рассматриваемой схемы. Число обусловленности матрицы системы уравнений для определения  $A$  и  $\alpha \sim 3 \cdot 10^3$ , что обеспечивает требуемую точность определения токов и напряжений.

2. Далее при тех же  $\dot{U}_n = \dot{U}_n^{(1)}$  и  $\dot{U}_m = \dot{U}_m^{(1)}$  и найденной в п. 1 константы  $\alpha$  найдем  $A_k^{(1)}$  и  $B_k^{(1)}$ , входящие в выражения для напряжений  $\dot{U}_k$ ,  $k = \overline{1, n}$ ,  $k \neq i$ :

$$\dot{U}_k = (A_k^{(1)} + B_k^{(1)} Y_i) / (1 + \alpha Y_i), \quad (6)$$

решая для каждого  $k$  систему также из двух уравнений, число обусловленности которых не велико.

3. Повторяем дважды п. 2 при  $\dot{U}_n = \dot{U}_n^{(2)}$  и  $\dot{U}_m = \dot{U}_m^{(2)}$  и  $\dot{U}_n = \dot{U}_n^{(3)}$  и  $\dot{U}_m = \dot{U}_m^{(3)}$ . В результате имеем три набора  $\{A_k^{(m)}, B_k^{(m)}, k = \overline{1, f}, k \neq i\}$ ,  $f = 1, 2, 3$ .

4. Соотношение (6) – частный случай (3), тогда справедливо:

$$\frac{A_k^{(m)} + B_k^{(m)} Y_i}{1 + \alpha Y_i} = \frac{A_k + B_k Y_i + C_k \dot{U}_n^{(f)} + D_k \dot{U}_n^{(f)} Y_i + F_k \dot{U}_m^{(f)} + G_k \dot{U}_m^{(f)} Y_i}{1 + \alpha Y_i},$$

откуда, при  $\dot{U}_n^{(f)} = \text{const}$  и  $\dot{U}_m^{(f)} = \text{const}$  следует:

$$A_k^{(m)} = A_k + C_k \dot{U}_n^{(f)} + F_k \dot{U}_m^{(f)}, \quad B_k^{(m)} = B_k + D_k \dot{E}_1^{(m)} + G_k \dot{E}_2^{(m)}, \quad m = 1, 2, 3$$

и далее из уравнений

$$\begin{pmatrix} 1 & \dot{U}_n^{(1)} & \dot{U}_m^{(1)} \\ 1 & \dot{U}_n^{(2)} & \dot{U}_m^{(2)} \\ 1 & \dot{U}_n^{(3)} & \dot{U}_m^{(3)} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} A_k \\ C_k \\ F_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_k^{(1)} \\ A_k^{(2)} \\ A_k^{(3)} \end{pmatrix}; \quad \begin{pmatrix} 1 & \dot{U}_n^{(1)} & \dot{U}_m^{(1)} \\ 1 & \dot{U}_n^{(2)} & \dot{U}_m^{(2)} \\ 1 & \dot{U}_n^{(3)} & \dot{U}_m^{(3)} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} B_k \\ D_k \\ G_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_k^{(1)} \\ B_k^{(2)} \\ B_k^{(3)} \end{pmatrix}$$

находим  $A_k - G_k$ .

Таким образом, решение задачи определения семи коэффициентов для произвольного тока (напряжения), сведено к решению четырех систем уравнений с низкими обусловленностями матриц коэффициентов. Аналогично можно получить аналитические выражения для режимных параметров произвольной ЭЭС при любом числе варьируемых параметров.

Для исследования свойств соотношений (3)–(5) рассмотрим ЭЭС, представленную на рис. 1, содержащую шесть линий и пять узлов, с номинальным напряжением  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ, суммарной мощностью генерации 25 МВт и суммарной мощностью потребления 26 МВт при  $\text{tg } \varphi_n = 0,5$ . Нагрузки представлены в виде шунтов с постоянной проводимостью.

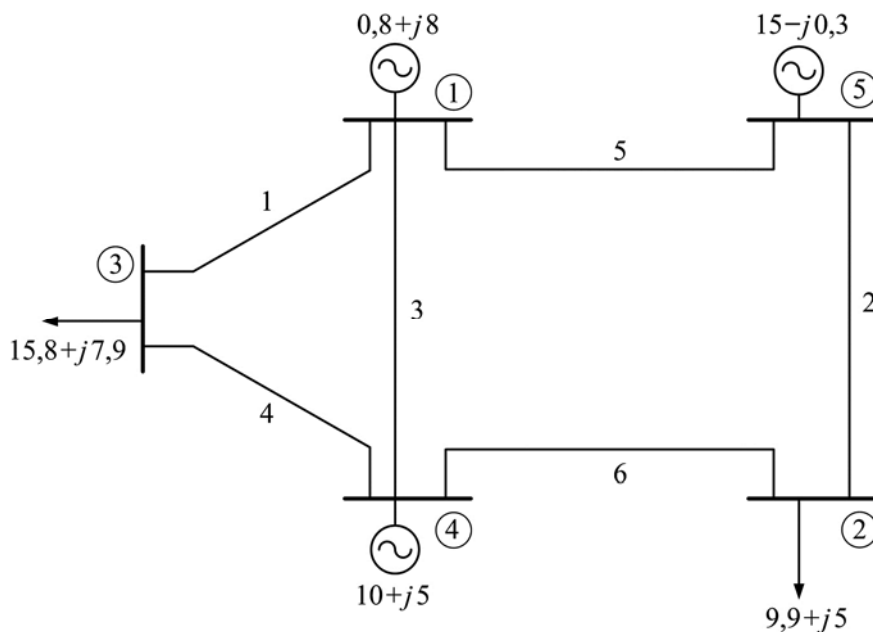


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС

Сравнение значений напряжений, полученных при расчете режима данной электрической сети с помощью ПВК «РАСТР» и с помощью выражений (3) и (4) показало, что относительная погрешность составляет не более 0,1 %. Относительная погрешность по току не превышает 1 %. Эти значения погрешностей соответствуют погрешности задания параметров схемы ЭЭС. В нашем подходе при вычислениях параметров режима ЭЭС при различных значениях управляющих воздействий

( $Y_2, \dot{U}_n, \dot{U}_m$  в рассматриваемом случае) расчет по выражениям (3)–(5) и им аналогичным заменяет расчет статических режимов работы ЭЭС с помощью специализированных программ.

Аналитические зависимости для токов и напряжений необходимы для записи различных целевых функций [3, 4] и исключения из процесса оптимизации программ расчета режимов электрических сетей, так как многократное обращение к ним катастрофически затягивает расчеты.

### Выводы

В ходе работы были получены аналитические выражения (2)–(5), которые связывают параметры установившегося режима линеаризованной модели энергосистемы с варьируемыми параметрами. Данные выражения в ряде случаев могут заменить программу расчета установившихся режимов при условии, что входящие в эти выражения константы известны. Выражения (2)–(5) могут быть применены в задачах оптимизации одного или нескольких параметров линеаризованной энергосистемы с точки зрения различных критериев оптимальности.

Результаты решений указанных задач подтверждены поверочными расчетами с помощью ПК «РАСТР».

Предложены новые методы определения аналитических зависимостей параметров режима ЭЭС от управляющих воздействий, сводящие определение констант к последовательному решению систем линейных уравнений малого порядка с низкой обусловленностью матриц коэффициентов.

В дальнейшем авторы оценят возможность расширения границ применимости данного метода на случай, при котором нагрузки учитывались бы реальными статическими характеристиками и, в случае достижения положительного результата, используют предложенный подход в основе алгоритмов решения оптимизационных задач.

### Список литературы

1. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В. Теоретические основы электротехники: в 3 т. Учебник для вузов. Том 1. – 5-е изд., – СПб.: Питер, 2009. 512 с.
2. Гехер К. Теория чувствительности и допусков электронных цепей. – Будапешт, 1971. Пер. с англ. Под ред. Ю. Л. Хотунцева. – М.: Советское радио, 200 с.
3. Коровкин Н. В., Адалев А. С., Фролов О. В., Чудный В. С. Свойства и методы решения обратных задач электротехники и электроэнергетики: учеб. пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 218 с.
4. Коровкин Н. В., Фролов О. В. Новый подход к исследованию режимов работы энергосистем // Известия РАН. Энергетика, 2012, № 6. С. 39–47.

*Коровкин Николай Владимирович*, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой ТОЭ Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com



*Фролов Олег Валерьевич*, канд. техн. наук, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: ntcees@ntcees.ru

*Лисицын Андрей Андреевич*, заместитель генерального директора – руководитель Инженерно-проектного центра Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: lisitsyn\_a@ntcees.ru

*Язенин Роман Анатольевич*, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: yazenin@gmail.com

*Korovkin N. V., Frolov O. V., Lisitsyn A. A., Yazenin R. A.*

**Method of determining the dependence of the parameters of the steady state regime power system of potential control actions.**

We represent method which allows receiving steady-state parameters of power networks in short terms without addressing to traditional programs of calculation of steady-state operating modes in a number of cases.

*Key-words: power system, linearization, steady-state regime, optimization.*

УДК 621.314

*А. С. Бердин, Ю. П. Захаров, П. Ю. Коваленко, М. А. Лагуткина,  
Л. А. Семенова, А. В. Юдин*

## **Применение модального анализа для исследования низкочастотных колебаний в энергосистемах**

---

Описана методология анализа низкочастотных колебаний с использованием Системы мониторинга переходных режимов. Для апробации подходов рассмотрен тестовый пример расчета динамики на ПК «RUSTAB».

*Ключевые слова:* низкочастотные колебания, система мониторинга переходных режимов, модальный анализ.

Для настоящего этапа развития энергетики характерно наличие протяженных и относительно слабых межсистемных связей. Это приводит к тому, что энергетическая система обладает свойствами, проявляющимися в возникновении низкочастотных (0,1–1,5 Гц) общесистемных колебаний ее режимных параметров. Важность и сложность задачи обеспечения статической устойчивости при возникновении таких колебаний привели к разработке новых методов ее оценки, основанных на серьезном изучении динамических свойств крупных энергообъединений [1, 2].

В статье описан новый подход, использующий Систему мониторинга переходных режимов (СМПП) [3–5] для отслеживания колебаний с целью идентификации вероятных источников их возникновения. Это позволит исследовать причины и развитие электромеханического переходного процесса и определить необходимые упреждающие управляющие воздействия для стабилизации системы.

В энергосистеме могут возникнуть условия, при которых демпфирование колебательных процессов отдельных параметров режима становится недостаточно эффективным. [5, 6]. Такие условия сложно воссоздать в расчетной динамической модели по ряду причин, в том числе из-за:

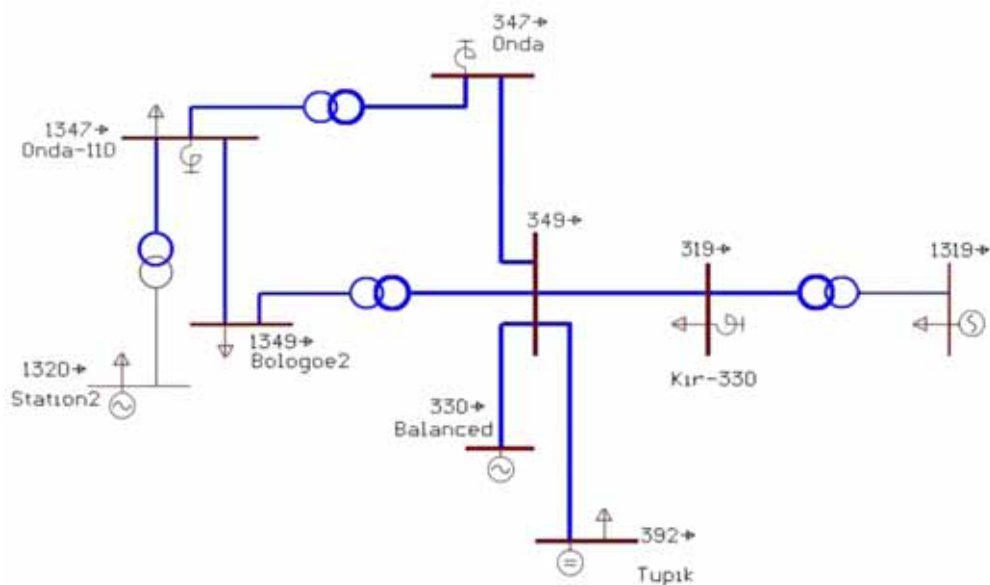
- непредвиденных динамических взаимодействий станций и системных регуляторов;
- влияния нагрузки, недетерминистической (слабо предсказуемой) по своей природе;
- изменений работы регуляторов со временем, связанных с механическим износом исполнительных механизмов;
- множественности сценариев отключений в сети (изменение топологии и состава оборудования) и др.

В настоящее время появилась возможность изучать реальные электромеханические процессы в энергосистеме, используя модальный анализ синхронизированных векторных измерений. Это позволит установить вероятные источники, причины возникновения и характеристики низкочастотных колебаний (НЧК) параметров режима, характеризующие эти процессы. Следует отметить, что обнаружение причин возникновения колебательных процессов не всегда очевидно из прямых измерений

и анализа их динамики, поскольку на текущем этапе развития СМПР векторные измерения не обеспечивают в энергосистемах полной наблюдаемости сети. Более того, есть вероятность, что у реального источника колебаний амплитуда колебаний будет наибольшей. Это может быть обусловлено настройкой систем регулирования или резонансными явлениями. Идентификация источника низкочастотных колебаний требует системной интерпретации выявленных явлений.

Модальный анализ НЧК основан на выделении доминантных мод колебаний параметров электрического режима, определении и сопоставлении их характеристик на интервале времени существования динамического процесса. Это, как правило, частота, амплитуда, фаза низкочастотных колебаний параметров режима и их характеристика демпфирования (коэффициент или логарифмический декремент затухания) в узлах системы, где установлены регистраторы СМПР.

Для апробации метода исследования низкочастотных колебаний был рассмотрен тестовый пример расчета динамики на программном комплексе «RUSTAB». Схема модели сети приведена на рис. 1. В момент времени 0,7 с в узле 1349 возникает трехфазное короткое замыкание (КЗ), которое устраняется через 2,3 с. Генерация представлена энергоблоком с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) генератора и автоматическим регулятором скорости (АРС) турбины в узле № 1320 и энергоблоком без АРВ в узле № 1319, при этом узел № 330 – балансирующий.



**Рис. 1.** Схема сети для тестового примера расчета переходного процесса в ПК «RUSTAB». Регистраторы СМПР установлены в узлах 330, 1320, 1319 и 1349

В момент времени 0,7 с в узле 1349 возникает трехфазное КЗ, которое устраняется через 2,3 с. Процесс изменения перетока активной мощности по линиям схемы при описанном возмущении представлен на рис. 2.

Колебания начались после ликвидации КЗ на третьей секунде и стабилизировались к четвертой. Для анализа НЧ колебаний рассматривался интервал времени от 4 до 20 с. На рис. 3 представлена доминантная мода частоты на этом интервале.

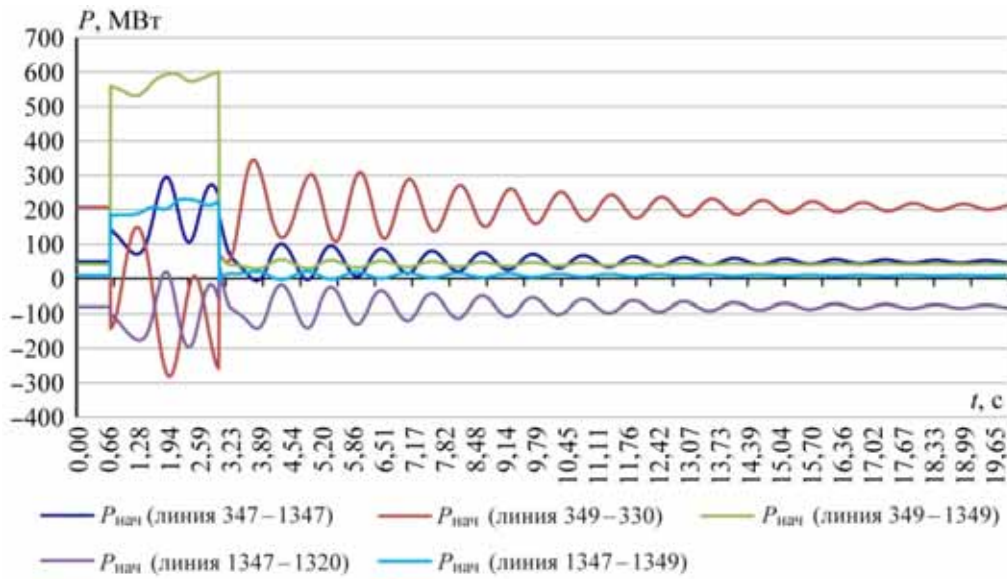


Рис. 2. Пример исходных данных

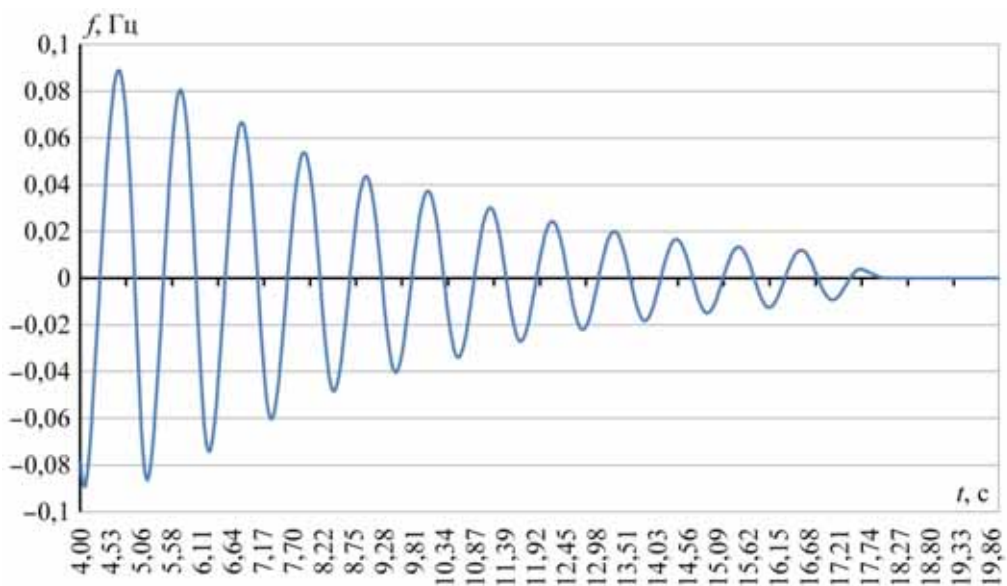


Рис. 3. Доминантная мода частоты

Анализ колебаний проводится с использованием ПО «Мониторинг низкочастотных колебаний» (МНЧК). По доминирующим модам, характеризующим колебания параметров режима в узлах, получены следующие характеристики:

- частоты мод;
- коэффициент демпфирования каждой моды (декремент затухания  $K_d$ );
- величины амплитуд каждой моды;
- значения фаз каждой моды.

Частоты мод характеризуют взаимодействие генераторов друг с другом и с нагрузками сети. Определение частот доминантных мод позволяет выделить наиболее важные колебательные электромеханические процессы в области низких частот. В общем случае частота (угловая скорость) моды – величина непостоянная. Коэффициент демпфирования моды – важный индикатор устойчивости, необходимый для раннего предупреждения о небезопасности режима. Так, слабое демпфирование показывает, что существует риск возникновения незатухающих колебаний при последующих изменениях системных условий. Коэффициент демпфирования моды предлагается использовать в качестве индикатора безопасности режима системы в реальном времени, а также как количественную характеристику запаса устойчивости. Слежение за амплитудами мод позволит визуализировать распределение мод НЧ колебаний по энергосистеме. Амплитуды, частоты и фазы мод колебаний в точках замера режимных параметров могут также использоваться для оценки качества динамических моделей энергосистемы и их верификации.

В табл. 1 приведены полученные характеристики доминирующих мод для узла № 1320, аналогично были получены характеристики для остальных узлов. Результаты приведены в графической форме на рис. 4–6.

Таблица 1

Характеристики мод в узле 1320

Параметры режима	Характеристики мод			
	Частота (средняя)	Амплитуда (максимальная)	Фаза ( $t = 6с$ )	Декремент затухания
$f_{1320}$	0,916	0,109	87,211	0,198
$U_{1320}$	0,917	0,153	186,708	0,198
$\delta_{отн\ 1320}$	0,918	5,562	5,188	0,196
$P_{нагр\ 1320}$	0,920	6,180	186,491	0,198
$Q_{нагр\ 1320}$	0,917	2,054	187,093	0,198
$P_{ген\ 1320}$	0,920	58,526	11,582	0,198
$Q_{ген\ 1320}$	0,919	25,119	8,957	0,198
$I_{воз\ 1320}$	0,916	10,823	7,363	0,203
$P_{нач\ 1320-1347}$	0,919	62,729	10,245	0,197
$Q_{нач\ 1320-1347}$	0,917	28,724	191,283	0,199

Далее представлен анализ рассчитанных параметров и их соотношений:

1. Наибольшая амплитуда доминантной моды частоты наблюдалась в генераторном узле № 1320, при этом она более чем в 2 раза превысила амплитуду в узле № 1319, что можно видеть на рис. 4. Таким образом, амплитуда НЧ колебаний частоты имеет наибольшее значение вблизи генераторов, которые сильнее участвуют в моде [7, 8].

2. Моды реактивной мощности и тока возбуждения находятся в противофазе с напряжением в узле № 1320 (рис. 5), что говорит о работе АРВ генератора для стабилизации напряжения.

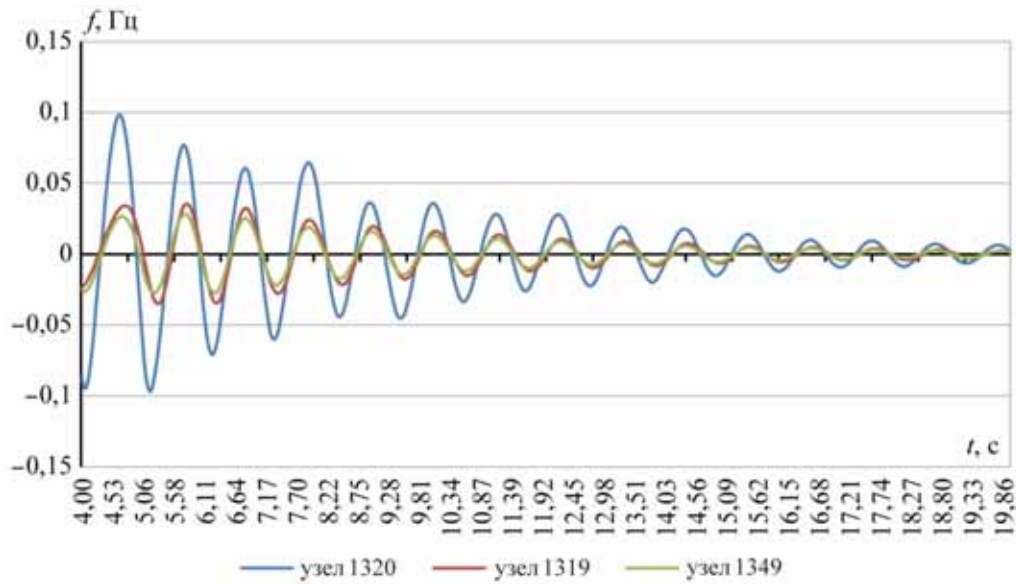


Рис. 4. Доминантные моды частоты

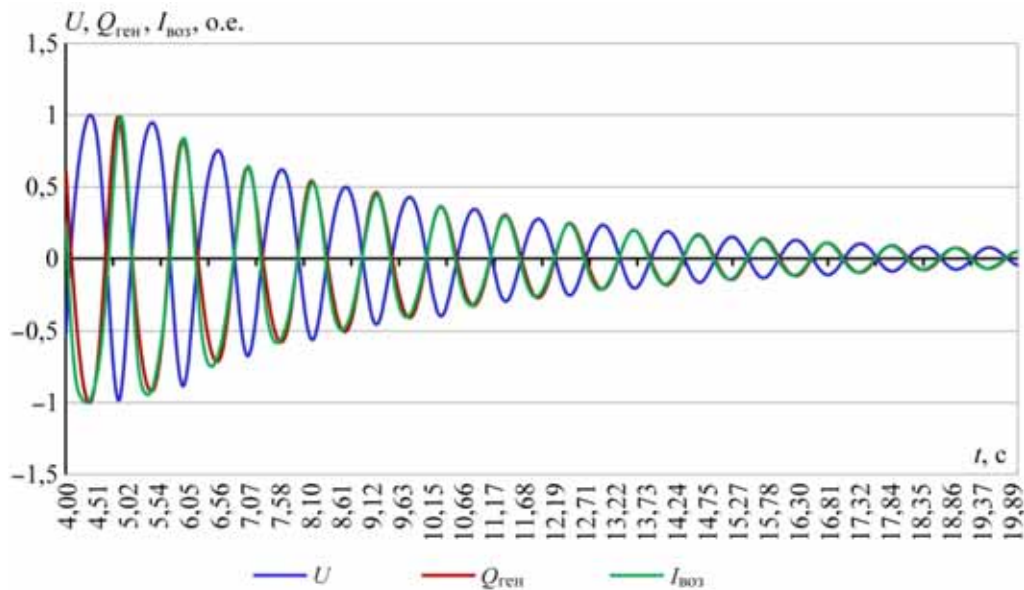


Рис. 5. Доминантные моды генератора в узле 1320 (о.е.)

3. Фаза моды активной мощности узла № 1320 практически совпадает с фазой моды относительного угла вектора напряжения этого узла и отстает от моды частоты на  $75^\circ$  (рис. 5). Данный факт указывает на участие генератора № 1320 в низкочастотных колебаниях и подтверждает, что если генератор участвует в конкретной моде, то колебания его активной мощности отстают от колебаний частоты на угол до  $90^\circ$  [5, 6].

4. Наибольшая амплитуда доминантных мод колебаний активной и реактивной мощностей наблюдается в линии 1320–1347, связывающей генератор с системой.

Следовательно, низкочастотные колебания перетока активной мощности наибольшее значение принимают на линиях между колеблющимися генераторами и остальной системой [6].

Разница фаз мод НЧК так же может быть использована для определения участника низкочастотных колебаний. Так, если генератор участвует в данной моде, то колебания его активной мощности отстают от колебаний частоты на угол до  $90^\circ$  [7, 8].

Колебания мощности по ВЛ согласованы по фазе с колебаниями частоты и угла. В этом случае также наблюдается сдвиг примерно на  $90^\circ$  мод мощности и частоты.

Для крупных энергосистем все более важным становится мониторинг динамических процессов с целью их анализа, своевременного обнаружения и выработки мер по стабилизации до того, как ситуация окажется критической.

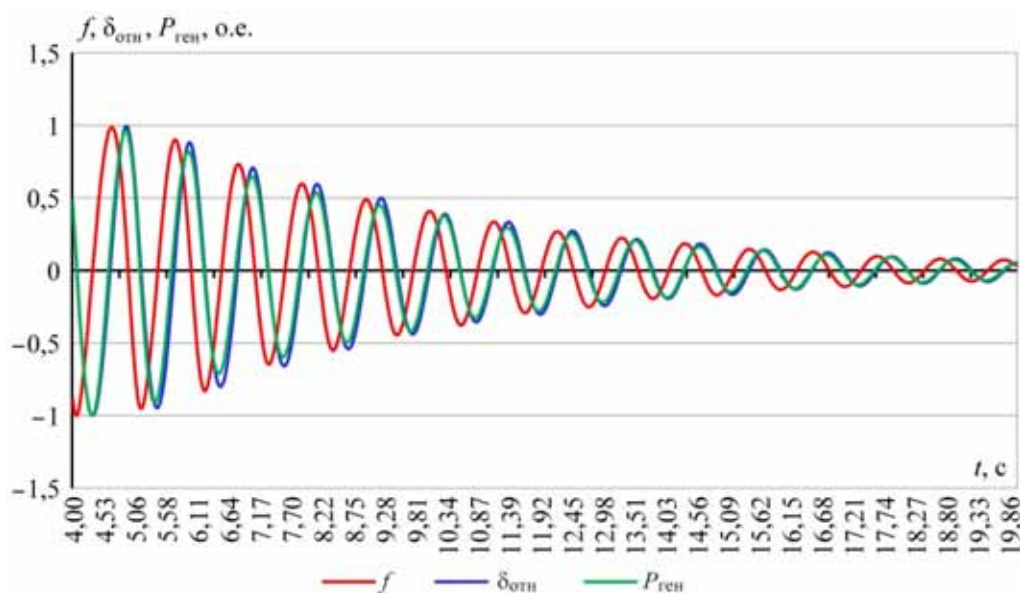


Рис. 6. Моды узла 1320 (о.е.)

## Выводы

1. Анализ рассчитанных динамических процессов позволяет сформулировать и апробировать основные положения для анализа без присущих реальным режимам множественных наложений.

2. Сравнение расчетных и фактических динамических режимов позволит оценить степень адекватности расчетной модели объекту управления.

3. Анализ амплитуд и фаз мод НЧК позволяет определить местоположение колеблющихся генераторов, а также направления, по которым передается обменная мощность при колебаниях (качаниях) генераторов.

4. Полученные по данным фактических измерений характеристики переходных процессов обеспечат возможность корректировки применяемых расчетных моделей.

### Список литературы

1. Шульгинов Н. Г., Коцеев Л. А., Жуков А. В., Демчук А. Т. Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления – Материалы 43-й сессии СИГРЭ, 2010.
2. Демчук А. Т., Жуков А. В., Кац П. Я., Данилин В. А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.
3. Аюев Б. И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок, № 2, 2006.
4. Куликов Ю. А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления // Энергетик, № 1, 2009.
5. California Institute for Energy and Environment (CIEE)/Kema: «Phasor Measurement Application Study», October 2006.
6. CIGRE WG601.SC4: «Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement», Jan 2007.
7. Identifying sources of damping issues in the icelandic power system Douglas Wilson, Karine Hay, Patrick McNabb и др. 16th PSCC, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
8. McNabb et al: «Dynamic Model Validation of the Icelandic Power System using WAMS based Measurement of Oscillatory Stability», PSCC, Glasgow UK, July 2008.

*Бердин Александр Сергеевич*, д-р техн. наук, профессор кафедры АЭС Уральского энергетического института (УралЭНИН УрФУ), заместитель директора по развитию новых технологий режимного и противоаварийного управления Филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Системы управления энергией».

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

*Захаров Юрий Павлович*, магистр техники и технологии, аспирант кафедры АЭС Уральского энергетического института (УралЭНИН УрФУ), специалист 1-й категории Службы электрических режимов Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала».

E-mail: zaharov@ural.so-ups.ru

*Коваленко Павел Юрьевич*, магистр техники и технологии, аспирант кафедры АЭС Уральского энергетического института (УралЭНИН УрФУ), специалист 1-й категории отдела информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления Филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Системы управления энергией».

E-mail: kovalenko@niipt-ems.ru

*Лагуткина Марина Алексеевна*, старший специалист-технолог отдела промышленного внедрения Филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Системы управления энергией».

E-mail: lagutkina@niipt-ems.ru



*Семенова Людмила Анатольевна*, канд. техн. наук, доцент кафедры ЭПП Оренбургского государственного университета, ведущий эксперт отдела информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления Филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Системы управления энергией».

E-mail: l\_sem@mail.ru

*Юдин Андрей Владимирович*, заместитель главного диспетчера по режимам Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала».

E-mail: udin@ural.so-ups.ru

*Berdin A. S., Zaharov Y. P., Kovalenko P. Y., Lagutkina M. A., Semenova L. A., Yudin A. V.*

**Applying modal analysis to low-frequency oscillations.**

A methodology of low-frequency oscillations analysis using WAMS is described. An example of power system dynamics calculated using «RUSTAB» is considered for approach validation.

*Key words: low-frequency oscillations, wide-area monitoring system (WAMS), modal analysis.*

УДК 621.314

А. В. Севастьянова, С. В. Смоловик

## Анализ скорости изменения синхронизирующей мощности генератора при поиске предела статической аperiodической устойчивости методом утяжеления режима

В статье представлены результаты исследования скорости изменения синхронизирующей мощности генератора в процессе утяжеления режима, выполняемого в ходе определения предела статической устойчивости. Анализировалось изменение синхронизирующей мощности генератора в процессе утяжеления режима по активной мощности. Рассматривалась работа генератора в системе «машина – шины бесконечной мощности» и в сложной энергосистеме. Особое внимание уделялось исследованию скорости изменения синхронизирующей мощности в токе, соответствующей нормативному запасу статической аperiodической устойчивости по активной мощности.

*Ключевые слова:* синхронизирующая мощность, утяжеление режима, нормативный запас статической устойчивости.

### 1. Исследование изменения синхронизирующей мощности генератора в системе «машина – ШБМ» в процессе утяжеления

В разделе приведены результаты исследования изменения синхронизирующей мощности системы «машина – шины бесконечной мощности (ШБМ)» в процессе утяжеления режима при увеличении генерации активной мощности. Показано, что в точке, соответствующей нормативному запасу статической устойчивости, скорость изменения синхронизирующей мощности имеет определенное значение и не зависит от параметров системы «машина – ШБМ».

Как известно, критерием статической аperiodической устойчивости является положительный знак синхронизирующей мощности генератора ( $dP/d\delta > 0$ ). При увеличении генерации активной мощности в процессе утяжеления, синхронизирующая мощность уменьшается и в предельном режиме принимает нулевое значение.

На рис. 1 представлено изображение системы «машина – ШБМ» с указанием принятых обозначений электрических величин.

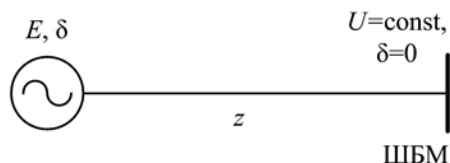


Рис. 1. Система «машина – ШБМ»

Мощность, передаваемая по ЛЭП, вычисляется следующим образом [1]:

$$P = \frac{E_1 \cdot U_2}{z_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2). \quad (1)$$

Так как напряжение на шинах бесконечной мощности неизменно, а значение угла  $\delta_2$  равно нулю, формула мощности примет следующий вид:

$$P = \frac{U^2}{z} \sin \delta, \quad (2)$$

где  $U$  – напряжение ШБМ, В;

$z$  – сопротивление ЛЭП, Ом;

$\delta$  – угол передачи генератора, град.

Формула для определения угла  $\delta$ , полученная из выражения (3):

$$\delta = \arcsin \left( \frac{P \cdot z}{U^2} \right). \quad (3)$$

Продифференцировав выражение (2) по переменной  $\delta$  и, подставив в него выражение для угла  $\delta$  (3), можно получить формулу синхронизирующей мощности в зависимости от передаваемой мощности  $P_{\text{ген}}$  для системы «машина – ШБМ»:

$$\frac{dP}{d\delta}(P_{\text{ген}}) = \frac{U^2}{z} \cos \left( \arcsin \left( \frac{P_{\text{ген}} \cdot z}{U^2} \right) \right). \quad (4)$$

С использованием выражения (4) можно вычислять значение синхронизирующей мощности в системе «машина – ШБМ» без использования угла передачи  $\delta$  в качестве переменной.

Синхронизирующая мощность генератора уменьшается в процессе утяжеления, при этом скорость изменения синхронизирующей мощности нарастает по абсолютной величине. Интерес представляет исследование изменения скорости синхронизирующей мощности при приближении к предельному значению мощности.

Как известно, значение предельной мощности соответствует нулевому значению синхронизирующей мощности. В рассматриваемой системе «машина – ШБМ», предельную мощность можно определить по формуле:

$$P_{\text{пред}} = \frac{U^2}{z}. \quad (5)$$

Обозначим желаемое соотношение генерируемой мощности к предельной как  $m$ .

$$m = \frac{P_{\text{ген}}}{P_{\text{пред}}}. \quad (6)$$

Рассмотрим формулу для определения соотношения мощности генерации к синхронизирующей мощности при заданном запасе статической устойчивости, подставив в формулу синхронизирующей мощности (4) выражение (6).

$$\frac{P_{\text{ген}}}{\frac{U^2}{z} \cos \left( \arcsin \left( \frac{P_{\text{ген}} \cdot z}{U^2} \right) \right)} = \frac{m \cdot \frac{U^2}{z}}{\frac{U^2}{z} \cos \left( \arcsin \left( \frac{\left( \frac{m \cdot U^2}{z} \right) \cdot z}{U^2} \right) \right)} = \frac{m}{\sqrt{1 - m^2}}. \quad (7)$$

Как следует из выражения (7), в любом режиме соотношение значения генерируемой мощности к синхронизирующей мощности не зависит от параметров системы, но зависит от запаса статической устойчивости (обозначенного  $m$ ).

Рассмотрим режим передачи активной мощности, в котором существует 8 %-ный запас статической устойчивости (нормативный запас статической апериодической устойчивости в послеаварийном режиме работы согласно [2]).

Определим соотношение между мощностью генерации и синхронизирующей мощностью для исследуемой точки 8 % запаса статической устойчивости по активной мощности:

$$\frac{P_{8\%}}{\frac{dP}{d\delta}(P)} = \frac{m}{\sqrt{1-m^2}} = \frac{0,92}{\sqrt{1-0,92^2}} = 2,347. \quad (8)$$

Таким образом, в точке, соответствующей 8 %-ному запасу статической устойчивости по активной мощности, соотношение мощности генерации и синхронизирующей мощности не зависит от электрических параметров и равно 2,347 рад.

Далее будет рассматриваться скорость изменения синхронизирующей мощности в режимах генерации, соответствующей какому-либо запасу статической устойчивости по активной мощности.

Рассмотрим скорость изменения синхронизирующей мощности в зависимости от значения генерируемой активной мощности и определим соответствующие значения данной величины с учетом нормативного запаса статической устойчивости по активной мощности.

Продифференцировав выражение (4) по переменной  $P_{\text{ген}}$ , можно получить формулу скорости изменения синхронизирующей мощности в зависимости от передаваемой мощности:

$$\frac{d\left(\frac{dP}{d\delta}\right)}{dP} = \frac{-1}{U^2} \cdot \frac{z}{\sqrt{1 - \frac{P_{\text{ген}}^2 \cdot x^2}{U^4}}} \cdot P_{\text{ген}}. \quad (9)$$

Определим значение скорости изменения синхронизирующей мощности в точке, соответствующей заданному запасу статической устойчивости по активной мощности. С учетом введенного обозначения (6), скорость изменения синхронизирующей мощности в исследуемой точке будет определяться следующим соотношением:

$$\left(\frac{d\left(\frac{dP}{d\delta}\right)}{dP}\right)'(P_{\text{ген}}) = \frac{-1}{U^2} \cdot \frac{z}{\sqrt{1 - \frac{m \cdot P_{\text{пред}}^2 \cdot x^2}{U^4}}} \cdot m \cdot P_{\text{пред}} = -\frac{m}{\sqrt{1-m^2}}. \quad (10)$$

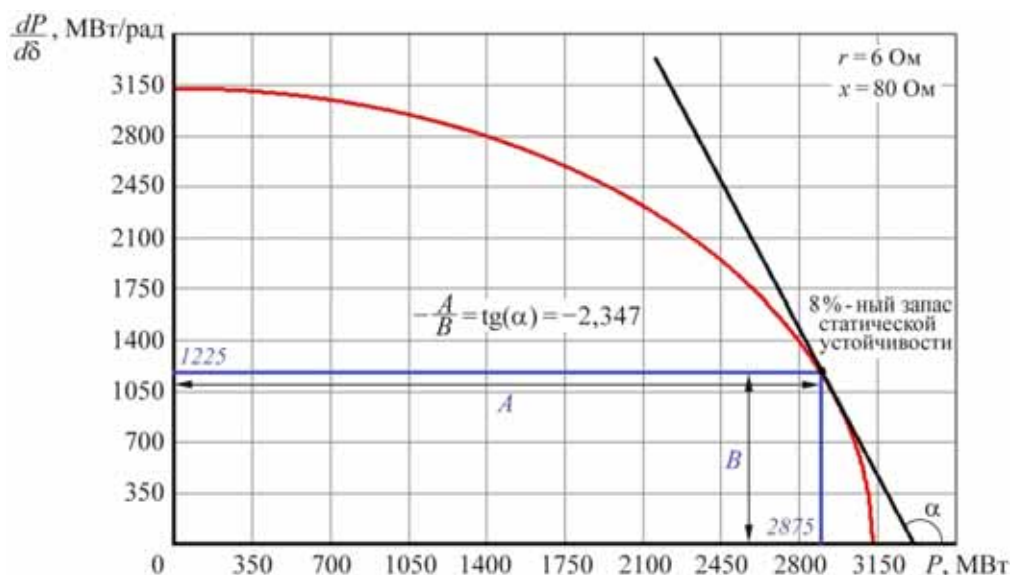
Определим скорость уменьшения синхронизирующей мощности в точке, соответствующей 8 %-ному запасу статической устойчивости. Выражение (11) представляет собой вычисление скорости изменения синхронизирующей мощности в точке 8 %-ного запаса статической устойчивости.

$$\frac{d\left(\frac{dP}{d\delta}\right)}{dP}(P_{8\%}) = -\frac{m}{\sqrt{1-m^2}} = -\frac{0,92}{\sqrt{1-0,92^2}} = -2,347. \quad (11)$$

Из сопоставления выражений (7) и (10) следует, что в точке, соответствующей определенному запасу статической устойчивости по активной мощности, значение скорости изменения синхронизирующей мощности численно равно соотношению между значением генерируемой мощности и синхронизирующей мощностью, взятому с обратным знаком.

Данное утверждение проиллюстрировано рис. 2, на котором показана касательная в точке 8 %-ного запаса статической устойчивости.

Из рис. 2 следует, что для режима, в котором передаваемая мощность соответствует нормативному запасу статической устойчивости 8 %, скорость изменения синхронизирующей мощности равна  $-2,347$  1/рад, в то время как соотношение между генерируемой мощностью и синхронизирующей мощностью равно  $2,347$  1/рад.



**Рис. 2.** Изменение синхронизирующей мощности в процессе утяжеления, касательная в точке  $0,92 \cdot P_{\text{пред}}$

Таким образом, при утяжелении режима, когда в качестве параметра утяжеления принята генерация активной мощности, для системы «машина – ШБМ» справедливы следующие утверждения:

- скорость изменения синхронизирующей мощности в процессе утяжеления не зависит от электрических параметров системы (номинального напряжения, сопротивления ЛЭП), а определяется значением запаса статической устойчивости в исследуемом режиме;
- в любом статически устойчивом режиме скорость изменения синхронизирующей мощности равна соотношению между активной мощностью генерации и синхронизирующей мощностью, взятому с противоположным знаком.

## 2. Исследование изменения синхронизирующей мощности генератора, работающего в сложной системе, в процессе утяжеления

В разделе рассмотрено изменение синхронизирующей мощности генератора в процессе утяжеления в сложной энергосистеме, когда в качестве параметра утяжеления принята активная мощность генерации. В разделе показано, что в точке, соответствующей нормативному запасу статической устойчивости скорость изменения синхронизирующей мощности генератора принимает определенное значение.

При исследовании изменения синхронизирующей мощности генератора в сложной схеме необходимо учитывать изменение напряжения, а также изменение угла передачи приемного узла.

На рис. 3 представлено условное изображение схемы исследуемой модели с указанием принятых обозначений.

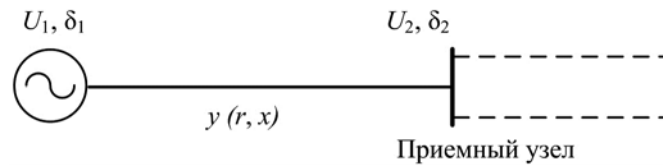


Рис. 3. Условное изображение схемы исследуемой модели

При выводе формул в настоящем исследовании принимались следующие допущения:

- здесь и далее рассматривается процесс утяжеления, когда в качестве параметра утяжеления принята активная мощность генерации;
- утяжеление проводится для исходного установившегося режима, для которого выполняются все условия, обеспечивающее совпадение значения якобиана со свободным членом характеристического уравнения.

Активная мощность генератора определяется из следующего выражения [1]:

$$P = U_1^2 y \cdot \sin(\alpha) + EU_2^2 \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2 - \alpha), \quad (12)$$

где  $E$  – ЭДС генератора, В;

$y$  – модуль проводимости ЛЭП, связывающей генератор и приемный узел, 1/Ом;

$$\alpha = 90^\circ - \arctg(x/r); \quad (13)$$

$U$  – модуль напряжения приемного узла, В;

$\delta_1$  – угол передачи генератора, град;

$\delta_2$  – угол передачи приемного узла, град.

Генерируемая реактивная мощность определяется исходя из следующего соотношения [1]:

$$Q = U_1^2 y \cdot \cos(\alpha) - EU_2^2 \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha). \quad (14)$$

Напряжение в конце ЛЭП определяется следующим образом [3]:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 \cdot r + Q_1 \cdot x}{U_1} - j \cdot \frac{P_1 \cdot x - Q_1 \cdot r}{U_1}, \quad (15)$$

где  $r$  – активное сопротивление ЛЭП, Ом;

$x$  – реактивное сопротивление ЛЭП, Ом.

Модуль напряжения приемного узла будет определяться следующим образом:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{E}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot x - Q \cdot r}{E}\right)^2}. \quad (16)$$

Чтобы получить выражение для синхронизирующей мощности генератора необходимо составить уравнение  $P(\delta_1)$ , в которое не будут входить переменные  $U$ ,  $Q$  и  $\delta_2$ . Такое уравнение можно получить, решая систему, состоящую из уравнений (12), (14), (16).

$$\begin{cases} P = U_1^2 y \cdot \sin(\alpha) + EU_2^2 \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2 - \alpha); \\ Q = U_1^2 y \cdot \cos(\alpha) - EU_2^2 \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha); \\ U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{E}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot x - Q \cdot r}{E}\right)^2}. \end{cases} \quad (17)$$

Решая систему (17) относительно переменных  $P$ ,  $Q$  и  $U$ , можно получить выражение для  $P(\delta_1, \delta_2)$ .

Далее преобразования проводятся в том же порядке, как для случая «машина – ШБМ». Необходимо произвести следующие преобразования.

1. Из формулы  $P(\delta_1, \delta_2)$  выражается переменная  $\delta_1$ . При этом получается формула для определения угла передачи  $\delta_1$  в зависимости от передаваемой мощности  $P$  и угла передачи в приемном узле:  $\delta_1(P, \delta_2)$ . В данную формулу также входят значения проводимости, сопротивления и угла  $\alpha$  для ЛЭП.

2. Проводится дифференцирование формулы  $P(\delta_1, \delta_2)$  по переменной  $\delta_1$ . Получается выражение для определения синхронизирующей мощности  $\partial P / \partial \delta_1$  в зависимости от узлов  $\delta_1, \delta_2$ .

3. В полученную формулу  $\partial P / \partial \delta_1(\delta_1, \delta_2)$  можно подставить выражение  $\delta_1(P, \delta_2)$ . При этом происходит освобождение от переменной  $\delta_2$ . Результатом является выражение для синхронизирующей мощности в зависимости от значения генерируемой активной мощности  $\partial P / \partial \delta_1(P)$ . В данную формулу также входят значения проводимости, сопротивления и угла  $\alpha$  для ЛЭП.

Рассмотрим изменение синхронизирующей мощности генератора в процессе утяжеления электрического режима, когда в качестве параметра утяжеления выбрана активная мощность генерации.

Поскольку в формулу  $\partial P / \partial \delta_1(P)$  входят параметры ЛЭП, связывающей генератор и приемный узел, рассмотрим изменение синхронизирующей мощности для различных параметров ЛЭП. Приведенные ниже исследования были проведены для ряда численных примеров. Параметры 3 вариантов энергосистем представлены в табл. 1.

На рис. 4 представлены графики изменения синхронизирующей мощности.

Найдем значение синхронизирующей мощности в точке, соответствующей 8 %-ному запасу статической устойчивости по активной мощности. Для этого необходимо произвести следующие преобразования:

- вычислить предельную мощность  $P_{\text{пред}}$  из уравнения  $\partial P / \partial \delta_1(P) = 0$ ;
- вычислить значение мощности, соответствующее 8 %-ному запасу статической устойчивости по активной мощности  $P_{8\%} = 0,92 \cdot P_{\text{пред}}$ ;
- определить значение синхронизирующей мощности по формуле  $\partial P / \partial \delta_1(P)$  в точке  $P_{8\%}$ .

Таблица 1

## Рассматриваемые варианты ЛЭП

Вариант	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$y$ , 1/Ом	$\alpha$ , град
1	1	12	0,083	4,764
2	5	20	0,049	14,036
3	10	30	0,032	18,435

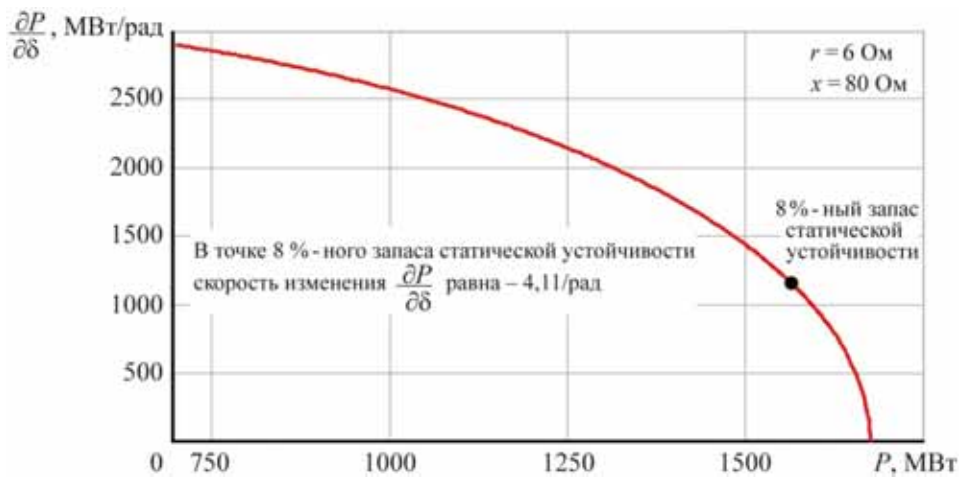


Рис. 4. Изменение синхронизирующей мощности в процессе утяжеления

В табл. 2 приведены значения предельной мощности, мощности передачи при 8 %-ном запасе статической устойчивости и соответствующей синхронизирующей мощности для трех рассматриваемых вариантов. В таблице также указано соотношение между значением мощности при 8 %-ном запасе статической устойчивости и синхронизирующей мощностью в данной точке.

Таблица 2

## Синхронизирующие мощности при 8 %-ном запасе статической устойчивости

Вариант	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$P_{8\%}$ , МВт	$\partial P / \partial \delta_1(P_{8\%})$ , МВт/рад	$P_{8\%} / (\partial P / \partial \delta_1(P_{8\%}))$ , 1/рад
1	11981,07	11022,59	8478,92	1,30
2	7559,65	6954,88	5349,91	1,30
3	5155,69	4743,23	3620,78	1,31

Как следует из данных табл. 2, при изменении значений сопротивления ЛЭП, соотношение между мощностью, при которой существует 8 %-ный запас статиче-



ской устойчивости, и значением синхронизирующей мощности в этой точке практически не изменяется.

Рассмотрим скорость изменения синхронизирующей мощности в процессе утяжеления режима и определим значения скорости в точке, соответствующей 8 %-ному запасу статической устойчивости по активной мощности.

Для определения скорости изменения синхронизирующей мощности в процессе утяжеления необходимо продифференцировать выражение  $\partial P / \partial \delta(P)$  по переменной  $P$  (табл. 3).

Таблица 3

**Скорость изменения синхронизирующей мощности при 8 %-ном запасе статической устойчивости**

Вариант	$P_{\text{пред}}$ , МВт	$P_{8\%}$ , МВт	$\left( \frac{d(\partial P / \partial \delta)}{dP} \right)' (P_{8\%})$ , 1/рад
1	11981,07	11022,59	-4,15
2	7559,65	6954,88	-4,15
3	5155,69	4743,23	-4,11

Из данных, приведенных в табл. 3, видно, что в точке, соответствующей 8 %-ному запасу статической устойчивости по активной мощности, скорость изменения синхронизирующей мощности равна  $-4,1$  1/рад, не зависит от параметров ЛЭП, по которой осуществляется передача, и от напряжения принимающего узла.

Таким образом, результаты исследования показали, что характеристика изменения синхронизирующей мощности генератора в сложной схеме идентична графику изменения синхронизирующей мощности в системе «машина – ШБМ». При этом:

- как и в случае «машина – ШБМ», соотношение между мощностью, при которой существует 8 %-ный запас статической устойчивости и значением синхронизирующей мощности в этой точке практически не изменяется в зависимости от параметров ЛЭП передачи;
- как и в случае «машина – ШБМ» в точке, соответствующей нормативному запасу статической устойчивости скорость изменения синхронизирующей мощности генератора определена, она принимает значение порядка  $-4,1$  1/рад.

Представленные в статье методические положения могут быть использованы при разработке методов и алгоритмов, позволяющих значительно сократить время расчета запаса статической аperiodической устойчивости.

### Список литературы

1. *Жданов П. С.* Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. 445 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем / утв. Минэнерго РФ 30.06.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
3. *Веников В. А.* Электрические системы. Электрические сети. – М.: Высшая школа, 1998. 511 с.

*Севастьянова Анна Вячеславовна*, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: sevastyanova@ntcees.ru

*Смоловик Сергей Владимирович*, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

*Sevastyanova A. V., Smolovik S. V.*

**Analysis of generator's synchronizing power change rate during searching of limit of steady-state stability whith using the procedure of system loading.**

The results of research of generator's synchronizing power change rate during the process of system loading, carried out with the aim of limit of stability finding, are provided in the article. Generator's synchronizing power changes during the process of active power system loading were analyzed. Generator's operation was considered either in «single machine – infinite buses» system and complex power system. The special focus of the article is on synchronizing power change rate in the point of the required active power margin required for aperiodic static stability sustention.

*Key words: synchronizing power, system loading, static stability margin.*

## Математическое моделирование токоограничивающего устройства, использующего эффект насыщения магнитопровода

Исследована возможность применения токоограничивающих устройств, использующих эффект насыщения магнитопровода, в сети 110 кВ энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Разработана компьютерная модель устройства, описан принцип его действия и даны рекомендации по выбору его параметров.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, ток короткого замыкания, токоограничивающее устройство, эффект насыщения магнитопровода.

### Введение

Надежность работы систем электроснабжения зависит от устойчивой работы сети и установленного в ней коммутационного оборудования. Повышение надежности работы систем электроснабжения имеет первостепенное значение.

В современной энергетике все острее встает проблема высоких уровней токов КЗ, значения которых заметно превышают отключающую способность установленных выключателей. Следует отметить, что в некоторых случаях замена существующей коммутационной аппаратуры не всегда технически реализуема ввиду ограниченности места. Вдобавок к этому стоимость замены коммутационной аппаратуры может приводить к значительным капитальным затратам.

В конце 2013 г. в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области планируется проложить и ввести в эксплуатацию две новые кабельные линии (КЛ) 110 кВ между подстанциями Дудергофская и Юго-Западные очистные сооружения (ЮЗОС) для разгрузки существующего двухцепного транзита ПС ЮЗОС – ПС Западная, образованного воздушными линиями электропередачи (ВЛ). Индуктивная электрическая схема замещения описанного участка транзита представлена на рис. 1.

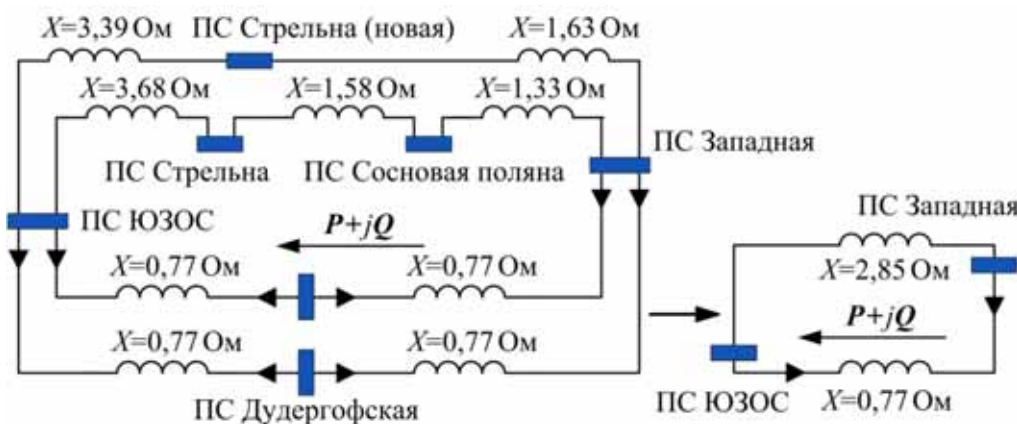


Рис. 1. Индуктивная схема замещения участка транзита 110 кВ ПС ЮЗОС – ПС Западная

Ввиду того, что погонное индуктивное сопротивление КЛ примерно в 4 раза меньше погонного индуктивного сопротивления ВЛ, значительная часть мощности в направлении ПС ЮЗОС будет передаваться по кабельным линиям, что в ряде послеаварийных схем приведет к их токовой перегрузке. Кроме того, ввод в эксплуатацию двух новых КЛ приведет к росту уровня токов короткого замыкания (КЗ) на шинах ПС ЮЗОС, величина которого превысит номинальный ток отключения установленных в настоящее время выключателей.

В результате проведенных расчетов [1] было установлено, что для равномерного распределения потоков мощности по кабельным и воздушным линиям электропередачи необходимо выполнить установку последовательно с КЛ токоограничивающих устройств с индуктивным сопротивлением около 4 Ом. В свою очередь для ограничения токов короткого замыкания требуется установка устройств с величиной индуктивного сопротивления не менее 15 Ом. Исходя из вышесказанного следует, что ввод в эксплуатацию новых КЛ требует установки токоограничивающих устройств с переменным индуктивным сопротивлением, значение которого должно изменяться от 4 Ом в нормальном режиме работы до 15 Ом в режиме короткого замыкания. Для решения поставленной задачи предлагается установка токоограничивающих устройств, использующих эффект насыщения магнитопровода (МТОУ) [2, 3].

### 1. Конструкция и принцип действия устройства

Упрощенная конструкция однофазного МТОУ представлена на рис. 2. МТОУ имеет магнитную систему, состоящую из двух стальных стержней (1), верхнего (2) и нижнего (3) горизонтальных ярмов и двух боковых ярмов (4). Сетевые обмотки (СО) (5) размещены на стержнях, соединены встречно-последовательно. Обмотка управления (ОУ) (6) охватывает два соседних стержня с сетевыми обмотками и подключена к управляемому источнику постоянного напряжения.

МТОУ работает как дополнительное индуктивное сопротивление, уменьшающее ток при коротком замыкании. Постоянный по направлению поток обмотки управления создает постоянное магнитное поле, насыщающее стальной сердечник.

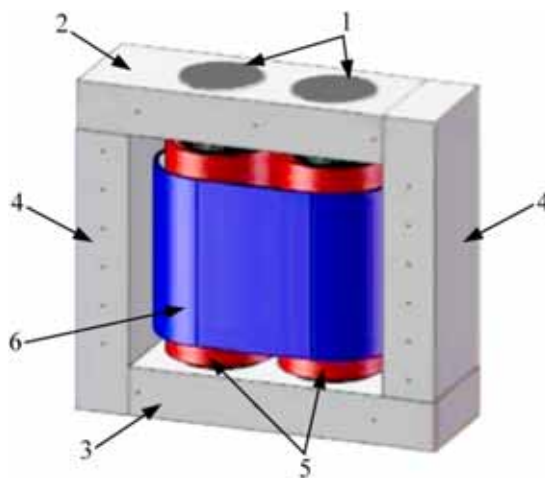


Рис. 2. Упрощенная конструкция МТОУ

В нормальном режиме работы величина магнитного потока переменного тока мала по сравнению с постоянным магнитным потоком, сердечник остается магнитно-насыщенным, и индуктивное сопротивление устройства низкое. При коротком замыкании величина потока переменного тока достаточна, чтобы вывести сердечник из насыщения, и сопротивление увеличивается, ограничивая ток КЗ до требуемой величины.

## 2. Описание методики моделирования токоограничивающего устройства

Расчеты переходных процессов в электрических цепях с учетом магнитных характеристик стальных магнитопроводов могут быть выполнены на основе применения магнитных схем замещения. При этом расчеты магнитных цепей на каждом шаге интегрирования выполняются аналогично расчетам в электрических цепях. Принцип аналогии действует как на физические величины, так и на связывающие их законы [4].

Мысленно выполнив разрез магнитопровода и обмоток в центральном сечении, может быть получено плоское изображение магнитной системы устройства (рис. 3). Положительные направления потоков в элементах магнитной системы выбираются произвольно.

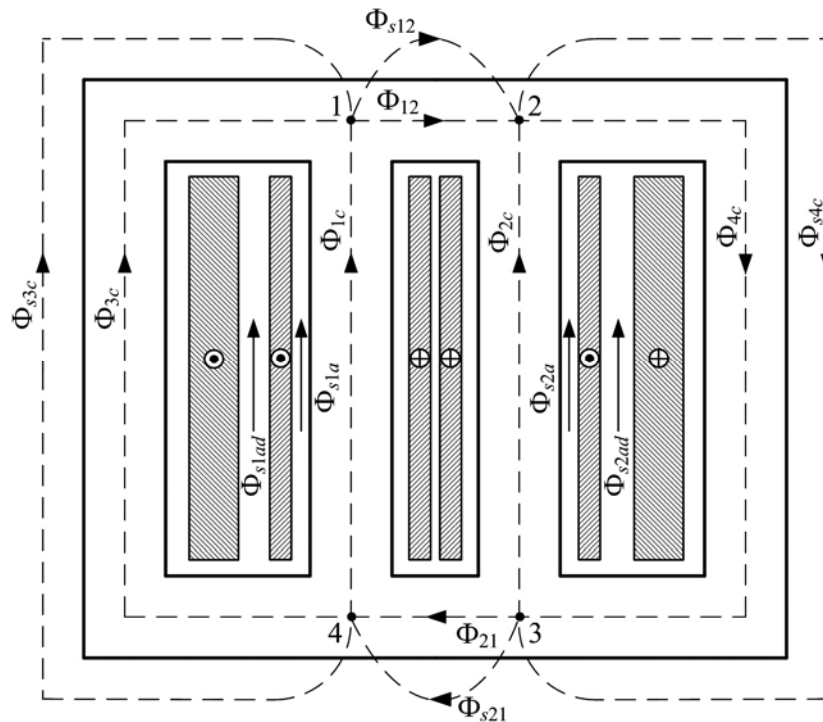


Рис. 3. Поперечное сечение устройства

Магнитная цепь задается узлами и наиболее важными путями (ветвями) распределения магнитного потока, которые должны аппроксимировать картину магнитного поля в соответствии с физическим представлением о ней. Точки 1–4 – характерные

точки (узлы) магнитной системы. Из рис. 3 видно, что при этом получается шесть основных магнитных путей по магнитопроводу. Соответствующие этим путям потоки обозначены как  $\Phi_{12}$ ,  $\Phi_{4c}$ ,  $\Phi_{21}$ ,  $\Phi_{3c}$ ,  $\Phi_{1c}$ ,  $\Phi_{2c}$ .

В МТОУ, как и в управляемых подмагничиванием электрических шунтирующих реакторах, нормальным рабочим режимом является режим глубокого насыщения стали магнитопровода, что делает необходимым точный учет магнитных путей рассеяния. Изображенным на рис. 3 магнитным путям вне магнитопровода соответствуют следующие потоки рассеяния:  $\Phi_{s1ad}$ ,  $\Phi_{s2ad}$  – потоки рассеяния в воздушных цилиндрах между обмотками СО и обмоткой ОУ;  $\Phi_{s1a}$ ,  $\Phi_{s2a}$  – потоки рассеяния в воздушных цилиндрах между СО и стержнями;  $\Phi_{s12}$ ,  $\Phi_{s21}$ ,  $\Phi_{s3c}$ ,  $\Phi_{s4c}$  – потоки рассеяния, замыкающиеся в воздушном промежутке вне магнитопровода МТОУ. С учетом вышеизложенного, магнитная цепь однофазного МТОУ может быть представлена в виде схемы замещения, приведенной на рис. 4.

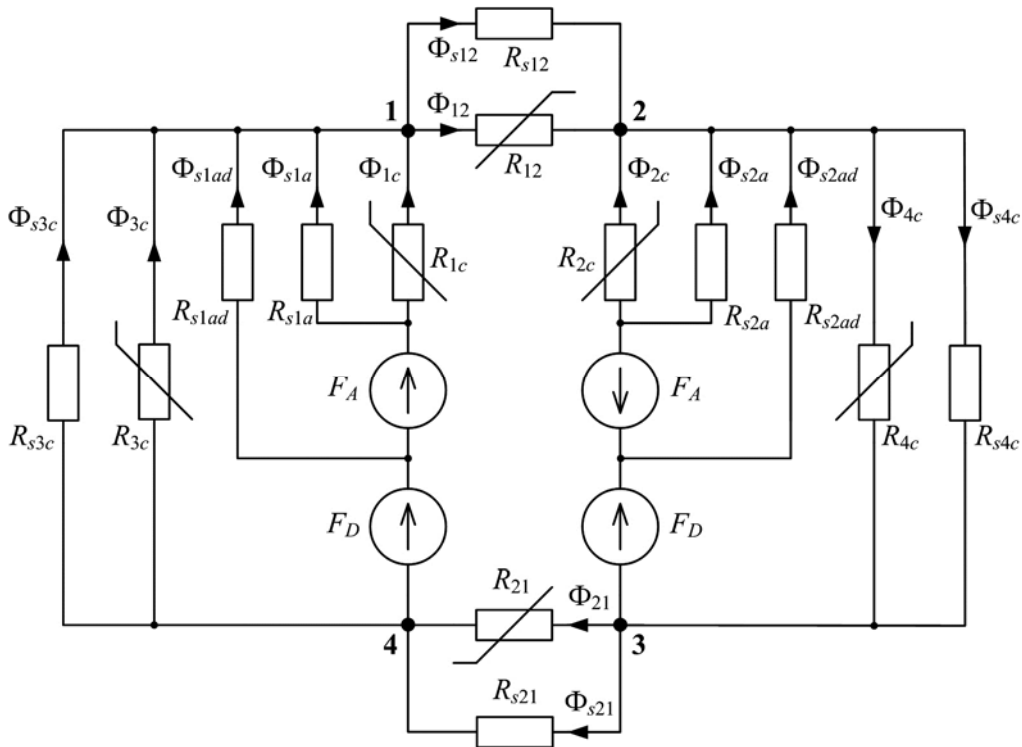


Рис. 4. Схема замещения магнитной цепи устройства

Схема замещения включает в себя как линейные (индекс  $s$ ), так и нелинейные магнитные сопротивления. Индексы у магнитных сопротивлений те же, что и у соответствующих потоков. Линейные магнитные сопротивления характеризуют пути замыкания магнитных потоков рассеяния по воздуху и могут быть вычислены при известных значениях длины  $l_i$  и сечения  $S_i$   $i$ -го воздушного цилиндра при допущении постоянства значений индукции и напряженности магнитного поля (НМП) вдоль участка цепи [4].

Нелинейные магнитные сопротивления характеризуют пути замыкания магнитных потоков в элементах стального магнитопровода (в стержнях, верхних, нижних

и боковых ярмах). Значения нелинейных магнитных сопротивлений также определяются по известным значениям длины  $l_i$  и сечения  $S_i$   $i$ -го стального участка магнитопровода, однако вследствие нелинейной характеристики намагничивания электротехнической стали  $B = f(H)$  абсолютная магнитная проницаемость материала магнитопровода  $\mu_a \neq \text{const}$ , и для вычисления магнитных сопротивлений используют дифференциальную магнитную проницаемость  $\mu_a = \partial B / \partial H$ . Дифференциальная магнитная проницаемость определяется по заданной характеристике материала магнитопровода  $B = f(H)$ . Таким образом, значения нелинейных магнитных сопротивлений должны вычисляться на каждом шаге расчета по известной заданной аппроксимации основной ветви кривой намагничивания. Аналитическая аппроксимация основной ветви кривой намагничивания представлена на рис. 5 и может иметь следующий вид:

$$H = B \cdot \left( a - c \cdot \left( 1 + (d \cdot B)^n \right)^{(-1/n)} \right),$$

где  $a, c, d, n$  – коэффициенты формы основной ветви кривой намагничивания.

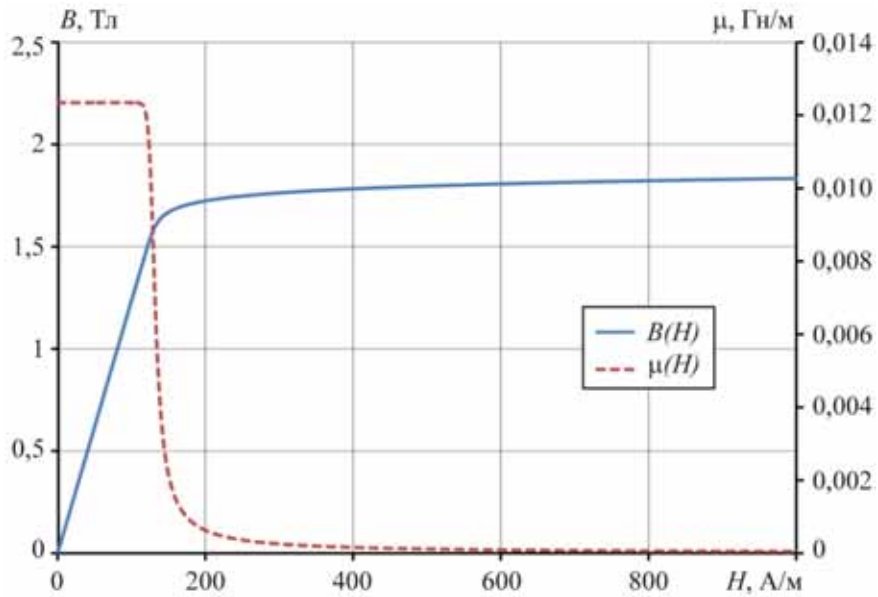


Рис. 5. Характеристика материала магнитопровода устройства  $B = f(H)$  и  $\mu(H)$

Для схемы, представленной на рис. 4, в соответствии с первым и вторым законами Кирхгофа могут быть составлены системы уравнений.

По первому закону Кирхгофа имеем  $q - 1 = 3$  уравнения, где  $q$  – число узлов расчетной схемы замещения:

$$\begin{cases} \Phi_{s3c} + \Phi_{3c} + \Phi_{s1ad} + \Phi_{s1a} + \Phi_{1c} - \Phi_{s12} - \Phi_{12} = 0; \\ -\Phi_{s4c} - \Phi_{4c} + \Phi_{s2ad} + \Phi_{s2a} + \Phi_{2c} + \Phi_{s12} + \Phi_{12} = 0; \\ -\Phi_{21} - \Phi_{s21} - \Phi_{2c} - \Phi_{s2a} - \Phi_{s2ad} + \Phi_{4c} + \Phi_{s4c} = 0. \end{cases} \quad (1)$$

По второму закону Кирхгофа имеем  $p - q + 1 = 11$  уравнений, где  $q$  – число узлов расчетной схемы замещения,  $p$  – число ветвей расчетной схемы замещения.

$$\begin{cases} H_{s3c} \cdot l_{s3c} - H_{3c} \cdot l_{3c} = 0; \\ H_{s4c} \cdot l_{s4c} - H_{4c} \cdot l_{4c} = 0; \\ H_{3c} \cdot l_{3c} - H_{s1ad} \cdot l_{s1ad} = -F_d; \\ H_{4c} \cdot l_{4c} - H_{s2ad} \cdot l_{s2ad} = F_d; \\ H_{s1ad} \cdot l_{s1ad} - H_{s1a} \cdot l_{s1a} = -F_a; \\ H_{s2ad} \cdot l_{s2ad} - H_{s2a} \cdot l_{s2a} = F_a; \\ H_{s12} \cdot l_{s12} - H_{12} \cdot l_{12} = 0; \\ H_{s21} \cdot l_{s21} - H_{21} \cdot l_{21} = 0; \\ H_{s1a} \cdot l_{s1a} - H_{1c} \cdot l_{1c} = 0; \\ H_{s2a} \cdot l_{s2a} - H_{2c} \cdot l_{2c} = 0; \\ H_{1c} \cdot l_{1c} + H_{12} \cdot l_{12} - H_{2c} \cdot l_{2c} + H_{21} \cdot l_{21} = 2 \cdot F_a. \end{cases} \quad (2)$$

Системы уравнений (1) и (2) должны быть дополнены уравнениями для электрической цепи и решаться совместно. Уравнение сетевой обмотки:

$$\Delta U_{CO} = i_{CO} \cdot R_{CO} + w_{CO} \cdot \frac{d(\Phi_{1c} + \Phi_{s1a})}{dt} - w_{CO} \cdot \frac{d(\Phi_{2c} + \Phi_{s2a})}{dt}. \quad (3)$$

Уравнение обмотки управления:

$$U_{Oy} = i_{Oy} \cdot R_{Oy} + w_{Oy} \cdot \frac{d(\Phi_{s1ad} + \Phi_{s1a} + \Phi_{1c} + \Phi_{s2ad} + \Phi_{s2a} + \Phi_{2c})}{dt}. \quad (4)$$

Уравнения магнитной системы (1) и (2), дополненные уравнениями связи (4) и (5), образуют полную систему уравнений, описывающую переходные процессы в однофазном управляемом подмагничиванием токоограничивающем реакторе с учетом реальной конструкции его магнитной системы.

Расчет электромагнитных переходных процессов целесообразно свести к задаче расчета на каждом шаге интегрирования системы линейных алгебраических уравнений. НМП на  $j$ -м участке может быть вычислена с использованием формулы неявного интегрирования метода Эйлера:

$$H_j^{n+1} = H_j^n + (H_j')^{n+1} \cdot \Delta T,$$

$$\text{где } (H_j')^{n+1} = \left. \frac{dH_j}{dt} \right|_{n+1} \approx \left. \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \right|_n \cdot \left. \frac{\partial B_j}{\partial t} \right|_{n+1} = \left. \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \right|_n \cdot \left. \frac{\partial \Phi_j}{\partial t} \right|_{n+1} \cdot \frac{1}{S_j}.$$

Тогда

$$H_j^{n+1} l_j = H_j^n l_j + (H_j' l_j)^{n+1} \cdot \Delta T = H_j^n l_j + \left[ (\Phi_j')^{n+1} \cdot \Delta T \right] \cdot r_j^{n+1},$$



где  $r_j^{n+1} = \left. \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \right|_n \cdot \frac{I_j}{S_j}$  – магнитное сопротивление стержня  $j$ , которое на шаге интегрирования  $n + 1$  можно принять постоянным, вычисленным на шаге  $n$  по известным значениям  $H_j^n, B_j^n, \left. \frac{\partial H_j}{\partial B_j} \right|_n$ ;

$\Delta T$  – шаг интегрирования.

Более подробно данный метод расчета описан в [5–7].

### 3. Расчет параметров токоограничивающего устройства

Для принятой конфигурации магнитопровода и радиальных размеров обмоток на основании формулы, приведенной в [8], может быть рассчитана индуктивность устройства в нормальной режиме работы, т. е. в режиме глубокого насыщения.

$$L = \frac{\pi}{4} \cdot \mu_0 \cdot w^2 \cdot \frac{d^2}{a} \cdot K_\alpha, \quad (5)$$

где  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м – магнитная постоянная;

$w$  – число витков соленоида;

$d$  – диаметр соленоида;

$a$  – длина соленоида;

$K_\alpha$  – коэффициент, значение которого зависит от  $\alpha = a/d$  (приведено в [8]).

В качестве исходной информации о требуемой величине индуктивного сопротивления устройства в нормальном режиме работы примем результаты работы [1]. Согласно [1], индуктивное сопротивление МТОУ в нормальном режиме работы должно быть равным около 4 Ом. Следовательно, индуктивное сопротивление, создаваемое одной сетевой обмоткой устройства, должно быть равно 2 Ом. В соответствии с формулой (5) может быть определено количество витков одной сетевой обмотки, при которой обеспечивается заданная величина индуктивного сопротивления.

При встречном включении обмоток эквивалентное индуктивное сопротивление может быть определено по формуле (6):

$$L_{\text{экв}} = L_1 + L_2 + 2M_{12}, \quad (6)$$

где  $L_1, L_2$  – индуктивность сетевой обмотки 1 или 2 соответственно;

$M_{12}$  – взаимная индуктивность обмоток.

Величина взаимной индуктивности двух одинаковых соленоидов, расположенных параллельно, может быть вычислена по формуле, приведенной в [8]. Однако данная величина мала по сравнению с собственной индуктивностью обмоток, следовательно, ею можно пренебречь.

Длина пути потоков рассеяния  $\Phi_{s1ad}, \Phi_{s2ad}, \Phi_{s1a}, \Phi_{s2a}$ , замыкающихся в воздушных промежутках, образованных пространством между СО и ОУ, а также между СО и стержнями, может быть принята равной высоте окна магнитопровода.

Длина пути основных потоков  $\Phi_{1c}$ ,  $\Phi_{2c}$ ,  $\Phi_{3c}$ ,  $\Phi_{4c}$ ,  $\Phi_{12}$ ,  $\Phi_{21}$ , замыкающихся по магнитопроводу, выбирается в соответствии с аппроксимацией картины магнитного поля, представленной на рис. 3, и геометрическими параметрами устройства.

Поперечное сечение воздушных стержней между обмоткой управления и сетевыми обмотками может быть вычислено по известным радиальным размерам обмоток СО и ОУ.

Для определения поперечного сечения магнитных сопротивлений, моделирующих пути потоков рассеяния, замыкающихся в воздушном промежутке вне магнитопровода МТОУ ( $\Phi_{s12}$ ,  $\Phi_{s21}$ ,  $\Phi_{s3c}$ ,  $\Phi_{s4c}$ ), может быть рассмотрен режим глубокого насыщения всех участков магнитопровода устройства при разомкнутой обмотке управления (или ее отсутствии). Для этого сетевые обмотки, соединенные последовательно, подключаются к источнику напряжения промышленной частоты, величина которого должна обеспечивать значение магнитной индукции во всех участках стального магнитопровода устройства более 2 Тл. При данных условиях обе сетевые обмотки эквивалентны соленоидам, имеющим воздушный сердечник, индуктивность которых может быть вычислена по формуле (5).

В свою очередь, согласно [4, 9], индуктивность, создаваемая обмотками МТОУ, с учетом конструкции магнитопровода может быть вычислена по электрической схеме замещения, которая обратна дуальна магнитной схеме замещения, приведенной на рис. 4. В электрической схеме источникам ЭДС (МДС)  $F = i \cdot w$  соответствуют источники тока  $J = i$ , магнитные сопротивления  $R_m$  – индуктивности  $L_m$ , причем  $L_m = w^2/R_m$ . В свою очередь ветви, образующие узел в магнитной схеме замещения, в электрической схеме составляют контур и наоборот. В итоге может быть получена электрическая схема замещения, приведенная на рис. 6.

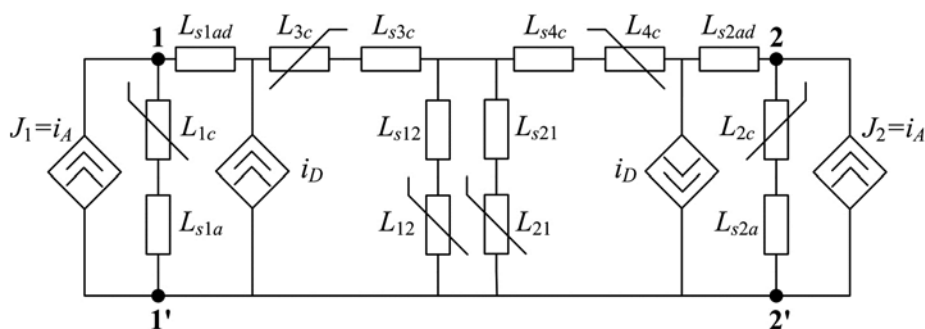


Рис. 6. Электрическая схема замещения магнитной цепи устройства

Эквивалентная индуктивность в данной схеме может быть определена путем вычисления напряжения  $u_{11}$  и  $u_{22}$  на зажимах источников тока  $J_1$  и  $J_2$ . Данные вычисления могут быть выполнены с помощью метода наложения, учитывая, что  $i_D = 0$  (так как ОУ в данном опыте разомкнута). Так как  $J_1 = J_2 = J$ , отношение  $u_{11}/J$  равно индуктивному сопротивлению, создаваемому одной сетевой обмоткой ТОУ.

В свою очередь отношение  $u_{22}/J$ , численно равное индуктивному сопротивлению, создаваемому второй сетевой обмоткой ТОУ, ввиду полной симметрии

магнитной системы будет равно отношению  $u_{11}/J$ . Требуемая величина индуктивного сопротивления ТООУ может быть получена путем корректировки значений поперечного сечения магнитных сопротивлений, моделирующих пути потоков рассеяния, замыкающихся в воздушном промежутке вне магнитопровода МТООУ ( $\Phi_{s12}$ ,  $\Phi_{s21}$ ,  $\Phi_{s3c}$ ,  $\Phi_{s4c}$ ).

Для расчета параметров обмотки управления рассмотрим принцип действия устройства, опираясь на график зависимости магнитной индукции  $B$  и магнитной проницаемости  $\mu$  от напряженности магнитного поля  $H$  (см. рис. 5). Для упрощения пренебрежем взаимным влиянием сетевых обмоток и обмотки управления в переходных процессах. В соответствии с зависимостью  $\mu(H)$  при напряженности магнитного поля  $|H| < 500$  А/м магнитная проницаемость стального сердечника становится значительно выше магнитной проницаемости воздуха, т. е. сердечник переходит из насыщенного в ненасыщенное состояние. На интервале  $0 < |H| < 120$  А/м величина магнитной проницаемости  $\mu(H)$  постоянна и равна  $1,24 \cdot 10^{-2}$  Гн/м. В свою очередь собственная индуктивность сетевой обмотки, охватывающей стальной сердечник, прямо пропорционально магнитной проницаемости сердечника. Следовательно, с ростом  $\mu$  будет увеличиваться индуктивность сетевой обмотки, и достигаться ограничение тока короткого замыкания.

Амплитуда напряженности магнитного поля в стальном сердечнике, создаваемого одной сетевой обмоткой, может быть вычислена по следующей формуле (7).

$$H_{m \text{ НР}} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НР}} \cdot w}{a}, \quad (7)$$

где  $I_{\text{НР}}$  – действующее значение тока в установившемся режиме работы;

$w$  – число витков сетевой обмотки;

$a$  – высота сетевой обмотки.

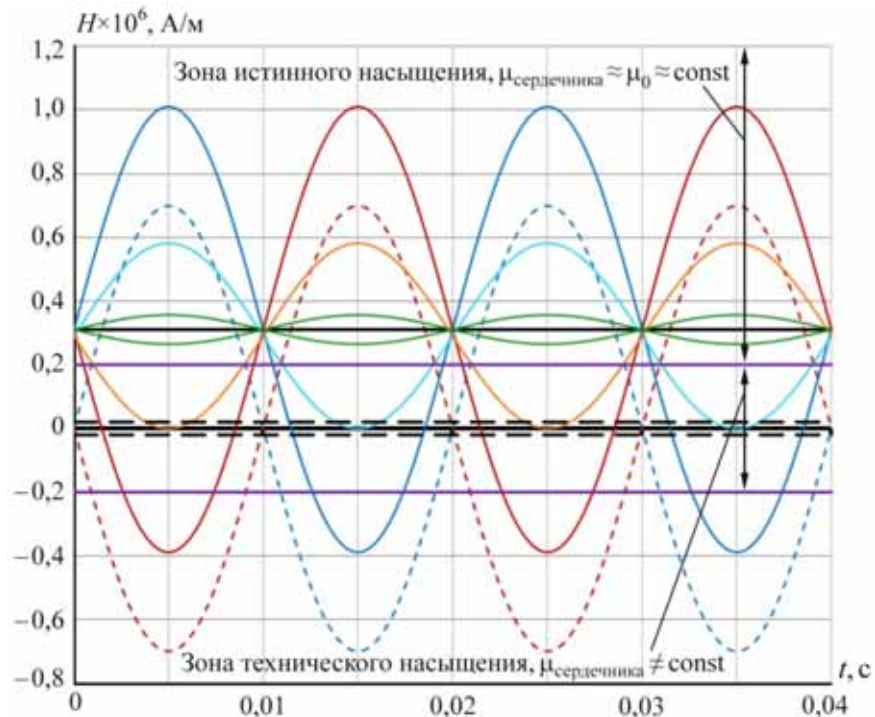
При трехфазном КЗ в начальный момент величина напряженности магнитного поля, создаваемого одной сетевой обмоткой, значительно увеличится, и ее амплитудное значение без учета токоограничивающего эффекта устройства (т. е. при сопротивлении устройства, равном 4 Ом) может быть определено аналогично:

$$H_{m \text{ КЗ1}} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ1}} \cdot w}{a}, \quad (8)$$

где  $I_{\text{КЗ1}}$  – действующее значение тока при КЗ без учета токоограничивающего эффекта устройства (т. е. при сопротивлении устройства, равном 4 Ом).

Согласно [1], минимальная величина индуктивного сопротивления, необходимая для ограничения тока КЗ на шинах РУ ПС ЮЗОС ниже отключающей способности установленных в настоящее время выключателей, составляет около 15 Ом. Значение тока при данном сопротивлении устройства также известно. Следовательно, по формуле (8) может быть найдено значение напряженности магнитного поля, создаваемого одной сетевой обмоткой при данном токе.

На рис. 7, показаны графики изменения напряженности магнитного поля, создаваемого первой гармоникой тока, которые характерны для трех рассмотренных выше режимов работы устройства.



**Рис. 7.** Изменение напряженности магнитных полей в стальном сердечнике в характерных режимах работы:

- 1 — Зона НМП, в которой магнитная проницаемость стального сердечника  $\mu_{\text{сердечника}} \gg \mu_0$ ;
- 2 — Напряженность магнитного поля, создаваемого обмоткой управления;
- 3 — Суммарная напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 1(2) и обмоткой управления, в нормальном режиме работы;
- 4 — Напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 1, при КЗ, без учета токоограничивающего эффекта устройства;
- 5 — Напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 2, при КЗ, без учета токоограничивающего эффекта устройства;
- 6 — Суммарная напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 1 и обмоткой управления, при КЗ, без учета токоограничивающего эффекта устройства;
- 7 — Суммарная напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 2 и обмоткой управления, при КЗ, без учета токоограничивающего эффекта устройства;
- 8 — Суммарная напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 1 и обмоткой управления, при КЗ, с учетом токоограничивающего эффекта устройства;
- 9 — Суммарная напряженность магнитного поля, создаваемого сетевой обмоткой № 2 и обмоткой управления, с учетом токоограничивающего эффекта устройства;
- 10 — Граница перехода из зоны технического намагничивания в зону истинного намагничивания (парапроцесса), в которой магнитная проницаемость стального сердечника  $\mu_{\text{сердечника}} \approx \mu_0$

Кривые 4–7 построены без учета изменения магнитной проницаемости стальных сердечников обмоток. При этом кривые 6 и 7 отражают фактическую НМП в сердечниках сетевых обмоток, т. е. построены с учетом влияния магнитного поля, создаваемого обмоткой управления. Также на рисунке кривыми 3 изображены напряженности магнитных полей, создаваемых токами сетевых обмоток в нормальном режиме работы. Как видно из рисунка, кривые 3 не пересекают зону НМП, ограниченную прямыми 1. Данная зона соответствует переходу стального сердеч-

ника из состояния насыщения в ненасыщенное состояние, при котором его магнитная проницаемость  $\mu_{\text{сердечника}}$  значительно превосходит магнитную проницаемость воздуха. Ввиду этого устройство в нормальном режиме работает с постоянной величиной индуктивного сопротивления, равного 4 Ом.

Следует обратить внимание на то, что ввиду встречного включения сетевых обмоток, в течение каждого из полупериодов одна из сетевых обмоток (кривая 6) будет иметь дополнительное насыщение магнитным полем, создаваемым собственным током (помимо магнитного поля обмотки управления), а вторая, наоборот, будет действовать встречно магнитному полю, создаваемого током обмотки управления, вызывая «рассыщение» охватываемого ею стального стержня (кривая 7).

На рис. 8 схематично показаны векторы напряженности магнитных полей, создаваемых сетевыми обмотками и обмоткой управления устройства.

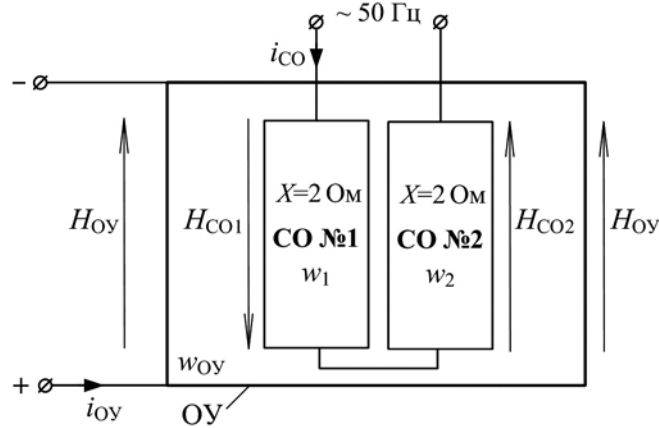


Рис. 8. Вектора напряженности магнитных полей устройства

Следовательно, при КЗ, если рассматривать интервал от 0 до 0,01 с, кривая напряженности магнитного поля, создаваемого током сетевой обмотки № 2 (кривая 7), пересечет зону НМП, ограниченную прямыми 1. При достижении кривой 7 данной зоны магнитная проницаемость стального сердечника сетевой обмотки № 2, согласно рис. 5, значительно увеличивается по мере уменьшения величины НМП. При этом пропорционально магнитной проницаемости происходит рост индуктивного сопротивления устройства. В зоне  $0 < |H| < 120$  А/м значение  $\mu$  достигает предельной величины, равной  $1,24 \cdot 10^{-2}$  Гн/м, а, следовательно, индуктивное сопротивление увеличивается примерно в  $10^4$  раз, ограничивая скорость нарастания мгновенного значения тока сетевой обмотки до нуля к моменту времени, равному 1/4 периода промышленной частоты. Далее ток проходит через нулевое значение, и меняет полярность. Процесс повторяется. На рисунке данному процессу соответствует кривая 9.

Очевидно, что на данном интервале времени напряженность магнитного поля (кривая 8), создаваемого током сетевой обмотки № 1, имеет полностью симметричный по отношению к кривой 9 вид.

Также из рис. 7 очевидно, что амплитудное значение тока КЗ с учетом эффекта ограничения во многом определяется величиной напряженности магнитного поля,

создаваемого ОУ. Следовательно, при известной требуемой величине ограничения тока КЗ, может быть вычислена величина напряженности магнитного поля, создаваемого обмоткой управления, т. е. ее магнитодвижущая сила (МДС):

$$F_{OY} = \sqrt{2} \cdot w \cdot I_{m \text{ КЗ2}}. \quad (9)$$

Далее по известной величине МДС может быть определено оптимальное число витков ОУ и ее рабочий ток.

#### 4. Работа МТОУ

В данном разделе приведены осциллограммы токов и напряжения, полученные в результате компьютерного моделирования работы устройства в программной среде *Dynola* по описанной в разделе 2 методике.

На рис. 9 представлена осциллограмма тока через устройство при коротком замыкании. Приведенный график показывает, что МТОУ снижает ток КЗ на 70 %.

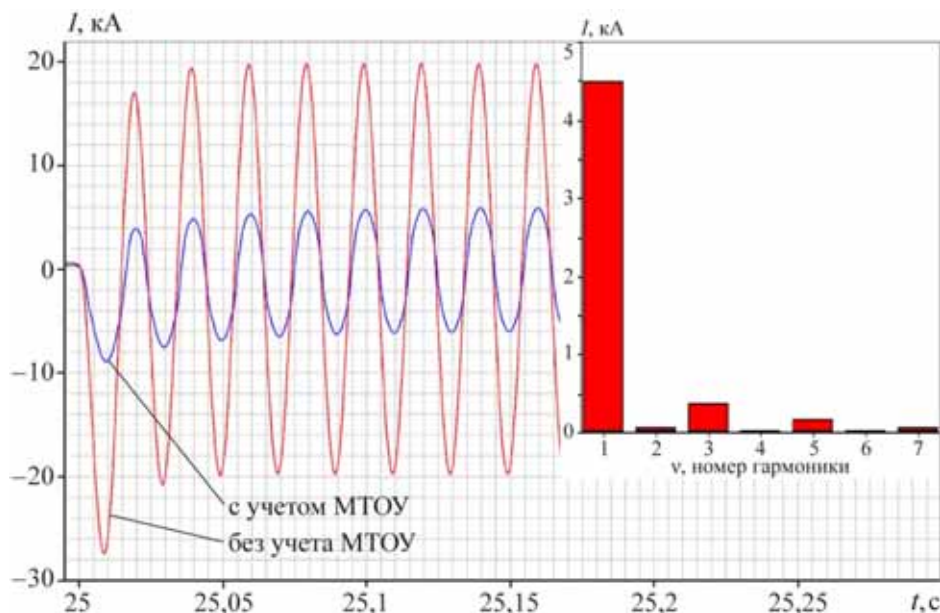


Рис. 9. Осциллограмма тока через устройство и его гармонический состав при КЗ с учетом и без учета действия МТОУ

На рис. 10 представлен график падения напряжения на устройстве и его гармонический состав в режиме короткого замыкания. В кривых падения напряжения и тока устройства наиболее выраженными являются 3 и 5 гармоники.

На рис. 11 представлена осциллограмма тока ОУ при коротком замыкании. Согласно рисунку в нормальном установившемся режиме работы отсутствует влияние сетевых обмоток МТОУ на ОУ ввиду его симметричной конструкции и встречного включения СО.

При КЗ за счет наличия электромагнитной связи между ОУ и СО в ОУ появляется дополнительная переменная составляющая тока, имеющая частоту 100 Гц.

Данная составляющая тока, главным образом, вызвана магнитными потоками в стержнях, создаваемыми СО.

Ввиду того, что при КЗ стержни каждый полупериод промышленной частоты имеют различную магнитную проницаемость, кривая потока в стержне с  $\mu \gg \mu_0$  искажается и принимает вид отличный от синусоидального, характерного для нормального режима работы устройства. Следовательно, встречное включение СО при КЗ не обеспечивает полную компенсацию потоков, создаваемых сетевыми обмотками.

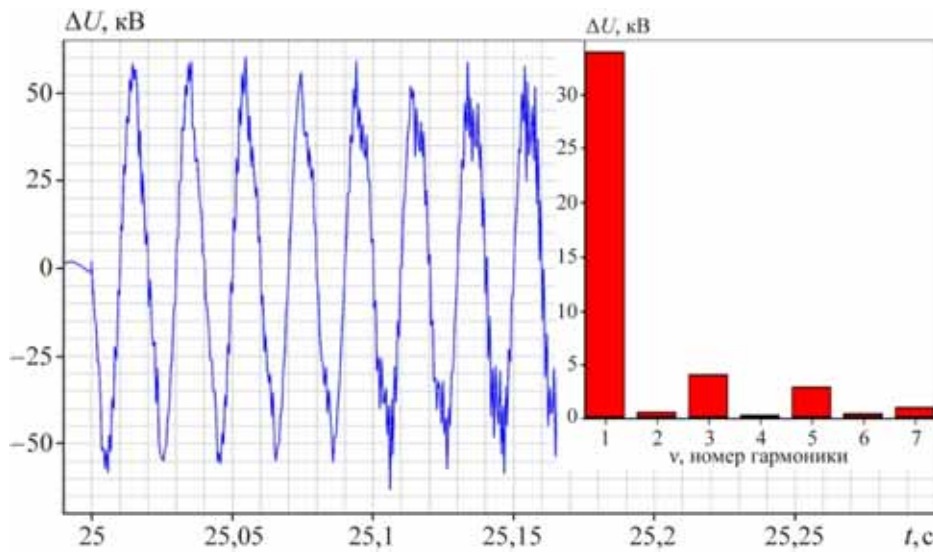


Рис. 10. Осциллограмма падения напряжения на МТОУ и его гармонический состав при КЗ

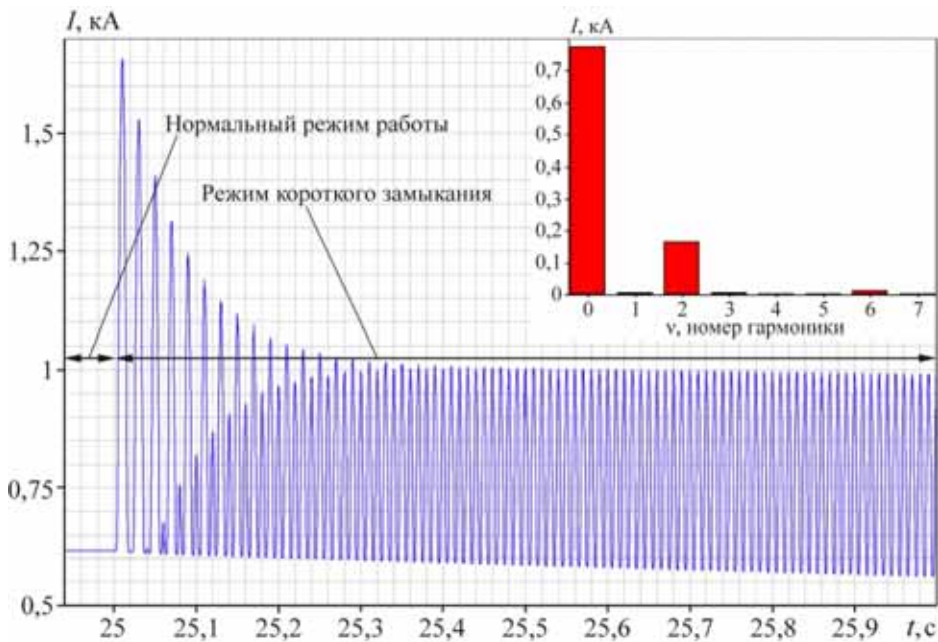


Рис. 11. Осциллограмма тока обмотки управления и его гармонический состав при КЗ

Результирующий поток от СО, имеющий частоту 100 Гц, наводит в короткозамкнутой ОУ ток той же частоты. Данный ток создает магнитный поток, имеющий частоту 100 Гц и направленный против действия результирующего потока СО, препятствуя процессу снижения степени насыщения стержней и, следовательно, снижая эффект ограничения устройством тока КЗ.

## 5. Возможные способы увеличения эффективности устройства

Эффективность ограничения тока КЗ устройством (степень увеличения сопротивления устройством при КЗ) зависит от величины напряженности магнитного поля, создаваемого ОУ, которая определяется произведением числа витков обмотки ОУ  $w_{OU}$  и протекающего по ней тока  $i_{OU}$ , а также степенью электромагнитного влияния сетевых обмоток на обмотку управления (величиной наведенного напряжения в ОУ магнитным полем тока СО при КЗ).

Очевидно, что величина наведенного напряжения в обмотке управления, а, следовательно, и протекающий в ней вследствие этого ток, могут быть снижены за счет уменьшения числа витков ОУ  $w_{OU}$ . Однако при этом должен быть увеличен номинальный ток ОУ, что увеличивает мощность ОУ и преобразовательного устройства. Следует отметить, что снижение числа витков ОУ (снижение ее индуктивности) и увеличение номинального тока снижают инерционность МТОУ, что в свою очередь отменяет необходимость в больших величинах кратности форсировки.

При заданной мощности ОУ может быть увеличена величина питающего ее номинального напряжения в  $n$  раз. При этом сопротивление ОУ должно быть увеличено в  $n^2$  раз. Увеличение сопротивления снизит наводимый при КЗ в ОУ ток. Следует отметить, что увеличение номинального напряжения повышает требования к изоляции обмотки управления, а также потребует включения в цепь ОУ дополнительно резистивного элемента.

Ввиду того, что величина наведенного напряжения в ОУ зависит, в частности, от площади поперечного сечения воздушного зазора между ОУ и СО, то она может быть снижена за счет оптимизации конструкции поперечного сечения стальных полустержней. Например, вместо рассмотренного в настоящей работе круглого сечения, может быть использована форма полукруга, что позволит сблизить между собой сетевые обмотки, повторяющие в данном случае форму полустержней. В этом случае воздушный зазор между СО и ОУ будет иметь минимальную величину.

## Заключение

В результате анализа результатов работы [1] определено, что в случае создания транзитов 110 кВ, выполненных кабельными линиями и работающими параллельно с существующими ВЛ, проблема ограничения токов КЗ и перегрузки КЛ может быть эффективно решена путем использования параметрических ТОУ, которые могут изменять параметр собственного индуктивного сопротивления в нормальных и послеаварийных установившихся режимах от 4 до 15 Ом при КЗ.

Принцип действия данного устройства основан на эффекте насыщения стали магнитопровода. Ввиду того, что электротехническая сталь является ферромагнит-



ным материалом, характеризующая ее магнитные свойства кривая  $B=f(H)$  имеет нелинейный характер. Поэтому для достоверного определения характеристик подобного токоограничивающего устройства, а также для исследования его влияния на внешнюю сеть в установившихся и переходных режимах работы необходима разработка компьютерной модели.

Для решения этой задачи может быть использована методика, основанная на применении схем замещения магнитной цепи устройства и заключающаяся в совместном решении системы алгебро-дифференциальных уравнений, описывающей процессы в схемах замещения магнитной и электрической цепей. При этом для учета нелинейных свойств материала магнитопровода, как правило, используется аналитическая аппроксимация основной ветви намагничивания.

Анализ характеристик МТОУ на основе описанных в статье методов математического моделирования позволил обосновать технические требования к параметрам устройства, обеспечивающим его эффективность как в условиях установившихся режимов работы (ограничение токовых перегрузок КЛ), так и необходимое ограничение величин токов КЗ. Также в статье приведены рекомендации по возможному увеличению эффективности ограничения токов КЗ устройством.

### Список литературы

1. Выбор мест установки токоограничивающих реакторов 110 кВ со сверхпроводящей регулирующей обмоткой в сетях ОАО «Ленэнерго». Отчет о работе, инв. № О-8032 – ОАО «НИИПТ», 2011.
2. Superconducting Fault Current Limiters: Technology Watch 2009. EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1017793.
3. Патент 2340028 РФ. МПК H01F29/14/ Способ ограничения тока короткого замыкания в сети / Брянцев А. М., Лурье А. И. Опубл. 27.11.2008, Бюл. № 33.
4. *Новгородцев А. Б.* Теоретические основы электротехники. 30 лекций по теории электрических цепей: Учебное пособие. 2-е издание. – СПб.: Питер, 2006. 576 с.
5. *Евдокунин Г. А., Кориунов Е. В., Септинг Э. А., Ярвик Я. Я.* Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепей. Электротехника. № 2. – М: Энергоатомиздат, 1991. 72 с.
6. *Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В.* Трансформаторы в электрической сети. Моделирование переходных процессов с учетом конфигурации магнитной системы // Новости ЭлектроТехники. 2008, № 5. С. 48–53.
7. *Евдокунин Г. А., Карпов А. С.* Компьютерное моделирование управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов / Электротехника глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т. 1. 433 с.
8. *Калантаров П. Л., Цейтлин Л. А.* Расчет индуктивностей: Справочная книга. – 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. 488 с: ил.
9. *Arturi C. M.* Transient simulation and analysis of a three-phase five-limb step-up transformer following an out-of-phase synchronization // IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 6, № 1, Jan. 1991, p.p. 196–207.

*Артемьев Максим Сергеевич*, заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «Ленэнерго».

E-mail: artemiev.ms@nwenergo.com

*Бриллинский Андрей Станиславович*, заведующий лабораторией исследования электрических режимов энергорайонов при проектировании энергообъектов, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

*Паршина Наталья Игоревна*, студентка Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (СПбГПУ).

E-mail: nataliia-parshina@yandex.ru

*Смоловик Сергей Владимирович*, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

*Artemiev M. S., Brilinskiy A. S., Parshina N. I., Smolovik S. V.*

#### **Mathematical modeling of current-limiting device using the effect of magnetic core saturation**

The possibility of the use of current-limiting devices using the effect of magnetic core saturation in the 110 kV electrical network of Saint-Petersburg and Leningrad Region has been investigated. The computer model of the device has been developed, its principle of operation has been described the recommendations on the choice of its parameters have been given.

*Key words: electric power system, short-circuit current, current-limiting device, effect of magnetic core saturation.*

УДК 621.314

Ю. В. Капитула

## Параметры и схема замещения биполярной воздушной линии ППТ с «металлическим» возвратом тока

В статье рассмотрен методический вопрос определения параметров биполярной воздушной линии ППТ с возвратом тока по дополнительному проводу в форме, удобной для моделирования.

*Ключевые слова:* биполярная воздушная линия, «металлический» возврат тока, схема замещения.

В статье рассмотрен вопрос определения распределенных параметров биполярной воздушной линии постоянного тока в удобной для математического моделирования форме.

Рассматривается биполярная трехпроводная линия с одинаковым расположением проводов в полюсах. Дополнительные провода, предназначенные для возврата тока, замещаются одним обратным с соответствующим эквивалентным радиусом расщепленного провода. Принято, что все провода находятся в одной горизонтальной плоскости. При этом не учитывается влияние грозозащитного троса, который оказывает небольшое влияние на некоторые параметры [1]. Заземление средней точки осуществлено на приемном конце.

Разложение такой трехпроводной линии (два полюсных провода и обратный провод (или нейтраль)) на однородные контуры позволит определить параметры (волновое сопротивление, коэффициент распространения, продольные и поперечные сопротивления) последних и обосновать эквивалентную схему участка реальной линии.

В [2] из уравнений Максвелла получены обычные телеграфные уравнения линии в матричной форме:

$$\begin{cases} -\frac{d}{dx}\dot{U} = Z\dot{I}; \\ -\frac{d}{dx}\dot{I} = Y\dot{U}, \end{cases} \quad (1)$$

где  $\dot{U}, \dot{I}$  – столбцевые матрицы напряжений и токов в проводах;

$Z, Y$  – квадратные симметричные матрицы погонных сопротивлений и проводимостей линии. Матрицы  $Z$  и  $Y$  вычисляются по формулам:

$$Z = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi}(N + F + M); \quad (2)$$

$$Y = 2\pi\epsilon_0 j\omega N^{-1}, \quad (3)$$

где  $N$  – матрица, характеризующая внешние и взаимные индуктивные сопротивления проводов при идеальной проводимости земли;

$F$  – матрица дополнительных внешних собственных и взаимных сопротивлений проводов, возникших из-за конечной проводимости земли;

$\mathbf{M}$  – матрица собственных внутренних сопротивлений проводов;

$\omega$  – круговая частота ( $\omega = 2\pi f$ );

$\mu_0$  – магнитная постоянная ( $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м);

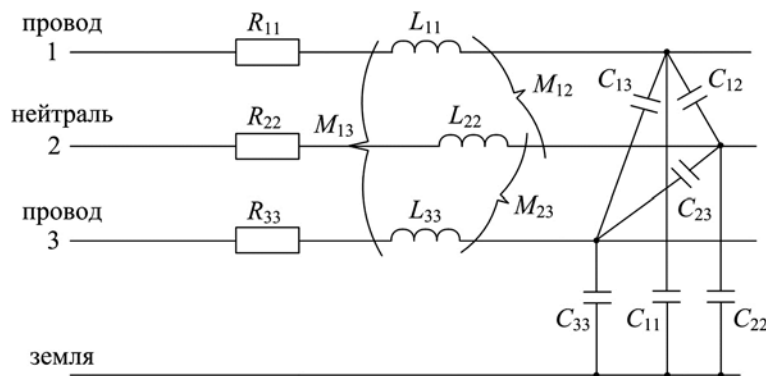
$\epsilon_0$  – электрическая постоянная  $\epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}$  Ф/м.

Формулы для расчета матриц  $\mathbf{N}$ ,  $\mathbf{F}$ ,  $\mathbf{M}$  приведены в [2].

Первичными параметрами для рассматриваемого участка (рис. 1) являются собственные продольные сопротивления полюсных ( $Z_{11} = Z_{33}$ ) и обратного эквивалентного ( $Z_{22}$ ) проводов, взаимные продольные сопротивления полюсных и обратного эквивалентного проводов ( $Z_{13} = Z_{31}$ ,  $Z_{12} = Z_{21} = Z_{32} = Z_{23}$ ), а также собственные ( $Y_{11} = Y_{33}$ ,  $Y_{22}$ ) и взаимные поперечные проводимости полюсных и обратного эквивалентного проводов ( $Y_{13} = Y_{31}$ ,  $Y_{12} = Y_{21} = Y_{23} = Y_{32}$ ):

$$\mathbf{Z} = \begin{Bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{33} & Z_{23} & Z_{33} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} R_{11} & R_{12} & R_{13} \\ R_{21} & R_{22} & R_{23} \\ R_{33} & R_{23} & R_{33} \end{Bmatrix} + j\omega \begin{Bmatrix} L_{11} & M_{12} & M_{13} \\ M_{21} & L_{22} & M_{23} \\ M_{33} & M_{23} & L_{33} \end{Bmatrix};$$

$$\mathbf{Y} = j\omega \begin{Bmatrix} C_{11} & -C_{12} & -C_{13} \\ -C_{21} & C_{22} & -C_{23} \\ -C_{33} & -C_{23} & C_{33} \end{Bmatrix}.$$



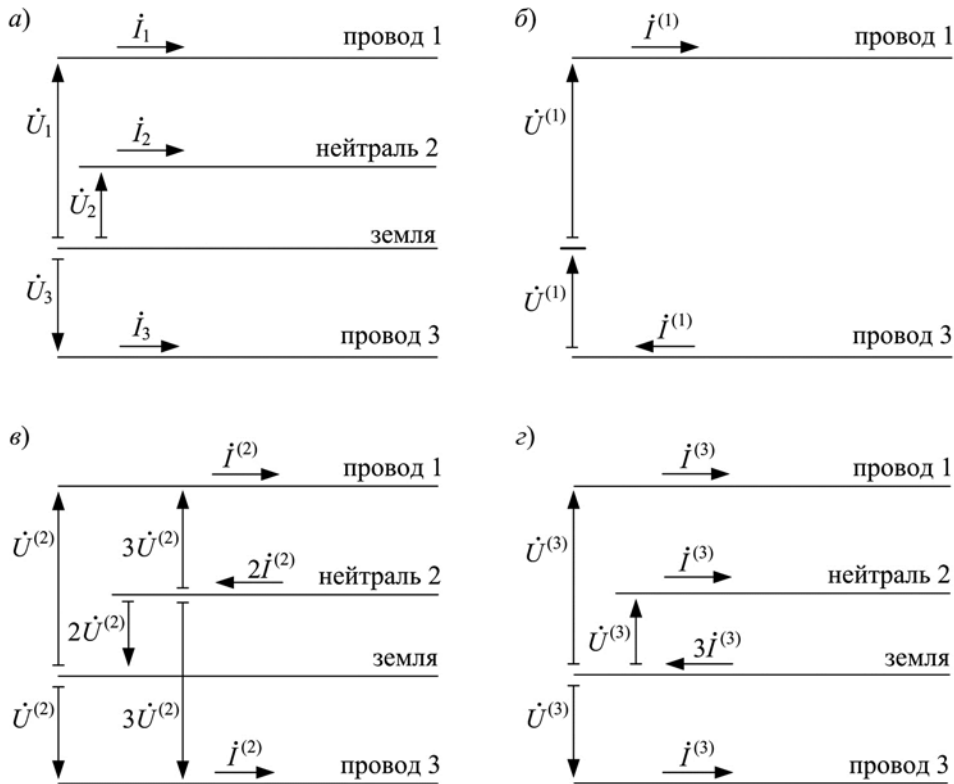
**Рис. 1.** Погонные параметры участка биполярной линии единичной длины с металлическим возвратом

Представим напряжения проводов относительно земли и токи в проводах в виде суммы или разности трех составляющих (рис. 2):

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{U}^{(1)} + \dot{U}^{(2)} + \dot{U}^{(3)}; \\ \dot{I}_1 = \dot{i}^{(1)} + \dot{i}^{(2)} + \dot{i}^{(3)}; \\ \dot{U}_2 = -2\dot{U}^{(2)} + \dot{U}^{(3)}; \\ \dot{I}_2 = -2\dot{i}^{(2)} + \dot{i}^{(3)}; \\ \dot{U}_3 = -\dot{U}^{(1)} + \dot{U}^{(2)} + \dot{U}^{(3)}; \\ \dot{I}_3 = -\dot{i}^{(1)} + \dot{i}^{(2)} + \dot{i}^{(3)}. \end{cases} \quad (4)$$

Ток  $\dot{i}^{(1)}$  проходит под действием напряжения  $2\dot{U}^{(1)}$  только по проводам линии в контуре «провод–провод» (рис. 2, б). Ток  $\dot{i}^{(2)}$  проходит под действием напряжения

$\dot{U}^{(2)}$  в каждом полюсном проводе в одном направлении, и по обратному проводу возвращается ток  $2\dot{I}^{(2)}$  (рис. 2, в). Данный контур можно охарактеризовать как «два провода – нейтраль». Ток  $\dot{I}^{(3)}$  проходит под действием напряжения  $\dot{U}^{(3)}$  в каждом проводе в одном направлении, и через землю возвращается ток  $3\dot{I}^{(3)}$  (рис. 2, г). Контур, в котором принимает участие земля, можно назвать «все провода – земля».



**Рис. 2.** Биполярная воздушная линия с металлическим возвратом:  
 а) исходная схема; б) контур «полюс–полюс»;  
 в) контур «два полюса – нейтраль»; г) контур «все провода – земля»

Таким образом, несимметричный электромагнитный процесс в биполярной линии с металлическим возвратом тока представляет собой наложение частных процессов и зависит от параметров всех указанных выше контуров. Контур «провод–провод» – это двухпроводная линия, расположенная над землей, вследствие чего проводимость земли может повлиять на ее параметры [1]. При условиях одинаковости проводов в горизонтальной плоскости и  $\gamma_3 = \text{const}$ , где  $\gamma_3$  – удельная проводимость земли, рассматриваемая двухпроводная линия обладает однородностью. Второй контур «два провода – нейтраль» также будем считать однородной двухпроводной линией при условии параллельного соединения обоих полюсов. При параллельном соединении двух полюсных проводов и эквивалентного обратного провода в контуре «все провода – земля» в первом приближении примем допущение и об однородности такой линии. Таким образом, обосновано необходимое допущение, что каждый из контуров обладает свойствами двухпроводной однородной линии.

В соответствии с [3] коэффициент распространения для контура «провод – провод» рассматриваемой линии вычисляется по формуле:

$$(\gamma^{(1)})^2 = \frac{\omega^2}{c^2} \left( \frac{F_{11} + M_1 - F_{13}}{\ln \frac{2hr'_{13}}{ar'_{13}}} - 1 \right), \quad (5)$$

где  $c$  – скорость света в пустоте ( $c = 3 \cdot 10^8$  м/с);

$M_1$  – определяет внутреннее сопротивление полюсного провода (формула для вычисления приведена в [1]);

$F_{11}$  и  $F_{13}$  – комплексные величины, учитывающие влияние земли по Карсону, где комплекс  $F_{11}$  – определяет взаимное влияние земли на активное сопротивление и индуктивность цепи «полюс–земля», а комплекс  $F_{13}$  – определяет взаимное влияние земли на взаимное сопротивление между двумя цепями «провод 1 – земля» и «провод 3 – земля» (расчет этих величин приведен в [1, 4]).

Геометрические параметры, входящие в формулу (5), приведены на рис. 3.

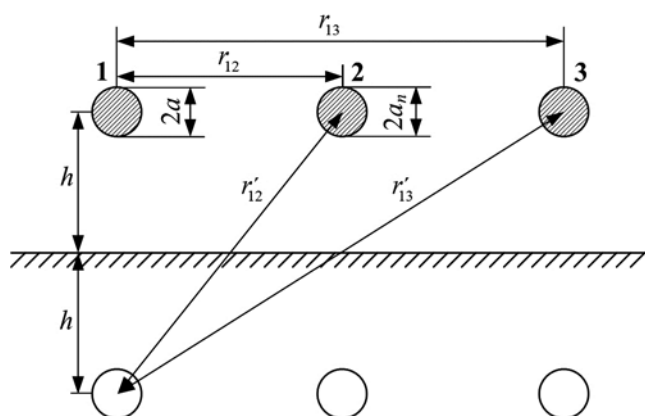


Рис. 3. Взаимное расположение проводов воздушного участка

Согласно [3] для системы трех проводов при наличии оси симметрии относительно среднего провода при одинаковых параметрах крайних проводов коэффициенты распространения для контуров «два провода – нейтраль» ( $\gamma^{(2)}$ ) и «все провода – земля» ( $\gamma^{(3)}$ ) находятся по формулам:

$$(\gamma^{(2)})^2 = \frac{\omega^2}{c^2} \left( \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} - 1 \right); \quad (6)$$

$$(\gamma^{(3)})^2 = \frac{\omega^2}{c^2} \left( \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} - 1 \right), \quad (7)$$

где  $A = 2 \cdot \ln^2 \frac{r'_{12}}{r_{12}} - \ln \frac{2hr'_{13}}{ar'_{13}} \cdot \ln \frac{2h}{a_n}$ ;

$$B = -4 \cdot F_{12} \ln \frac{r'_{12}}{r_{12}} + (F_{22} + M_2) \cdot \ln \frac{2hr'_{13}}{ar'_{13}} + (F_{11} + M_1 + F_{13}) \ln \frac{2h}{a_n};$$

$$C = -(F_{11} + M_1 + F_{13})(F_{22} + M_2) + 2 \cdot F_{12}^2,$$

где комплекс  $F_{12}$  – определяет взаимное влияние земли на взаимное сопротивление между двумя цепями «провод 1 (либо провод 3) – земля» и «нейтраль 2 – земля»;

комплекс  $F_{22}$  – определяет влияние земли на активное сопротивление и индуктивность цепи «нейтраль – земля».

Зная коэффициенты распространения всех контуров и поперечные проводимости, несложно найти волновое и продольное сопротивления для каждого контура [1]:

$$Z_B = \frac{Y}{Y_0}; Z_0 = \frac{Y^2}{Y_0}. \quad (8)$$

Продольное сопротивление контура «провод – провод» определяется как (рис. 4, а)

$$Z_0^{(1)} = 2(R_0^{(1)} + j\omega L_0^{(1)}), \quad (9)$$

а поперечное соответствует:

$$Y_0^{(1)} = j\omega C_0^{(1)}, \text{ где } C_0^{(1)} = C_{13} + \frac{1}{2}C_{11}.$$

Аналогично, для контуров «два провода – нейтраль» (рис. 4, б) имеем:

$$\left. \begin{aligned} Z_0^{(2)} &= R_0^{(2)} + j\omega L_0^{(2)}; \\ Y_0^{(2)} &= j\omega C_0^{(2)}, \text{ где } C_0^{(2)} = 2C_{12}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Для контура «все провода – земля» (рис.4, в):

$$\left. \begin{aligned} Z_0^{(3)} &= \frac{1}{3}(R_0^{(3)} + j\omega L_0^{(3)}); \\ Y_0^{(3)} &= j\omega C_0^{(3)}, C_0^{(3)} = 2C_{11} + C_{22}. \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

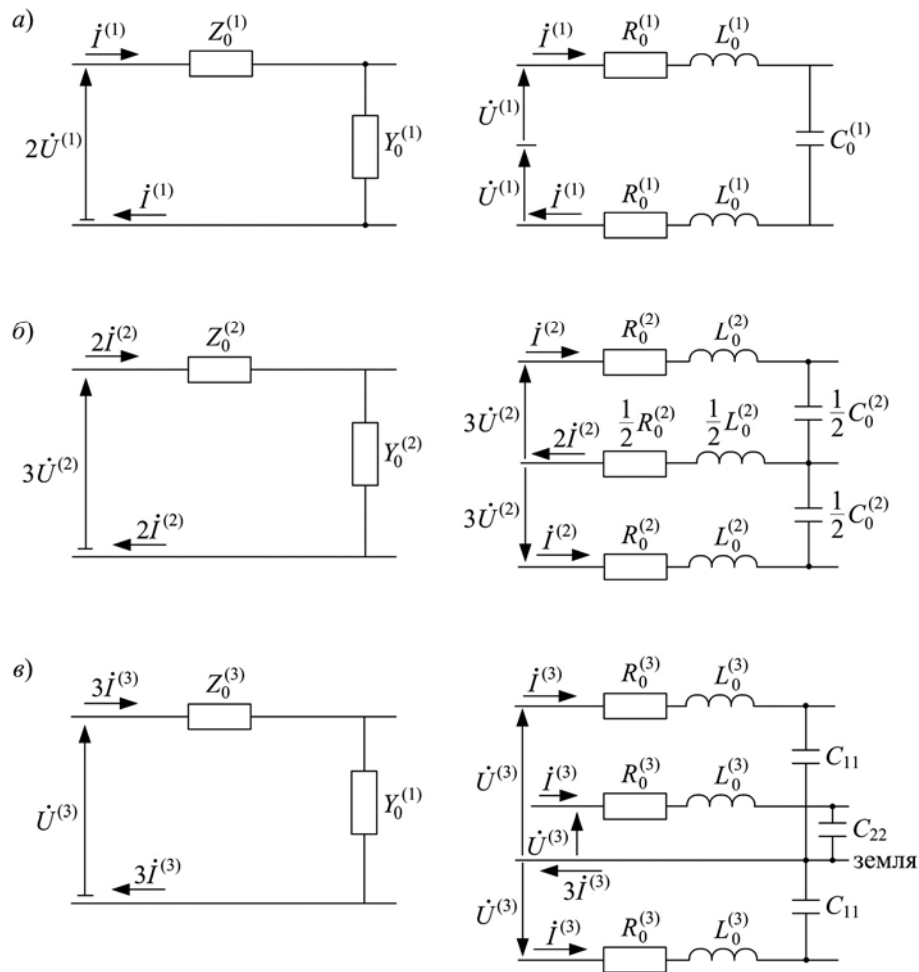
Для получения эквивалентной схемы воздушного участка биполярной линии с металлическим возвратом нужно объединить три схемы в одну так, чтобы не изменились условия для прохождения всех составляющих тока (рис. 5). Для этого в полюсах эквивалентной схемы нужно оставить продольные сопротивления  $\frac{1}{2}Z_0^{(1)}$ .

Далее необходимо найти сопротивление  $Z_H$ , включенное в эквивалентный обратный провод и сопротивление  $Z_{30}$ , включенное в земляной провод. Для начала найдем сопротивление  $Z_{30}$ . Оно должно быть таким, чтобы не изменились условия для прохождения составляющей тока контура «все провода – земля»  $I^{(3)}$  (рис. 5):

$$\frac{1}{2}Z_0^{(1)}I^{(3)} + 3Z_{30}I^{(3)} = 3Z_0^{(3)}I^{(3)}$$

или

$$Z_{30} = Z_0^{(3)} - \frac{1}{6}Z_0^{(1)}. \quad (12)$$



**Рис. 4** – Параметры контуров воздушного участка линии постоянного тока:  
 а) контур «провод–провод»; б) контур «два провода – нейтраль»;  
 в) контур «все провода – земля»

Сопротивление в ветви «нейтраль» эквивалентной схемы  $Z_n$  должно быть таким, чтобы не изменились условия для прохождения составляющей тока контура «два провода – земля»  $i^{(2)}$ :

$$\frac{1}{2}Z_0^{(1)}i^{(2)} + 2Z_n i^{(2)} = 2Z_0^{(2)}i^{(2)}$$

или

$$Z_n = Z_0^{(2)} - \frac{1}{4}Z_0^{(1)}. \quad (13)$$

Рассмотрим контур «нейтраль 2 – земля» (рис. 5). Из него для составляющей тока  $i^{(3)}$  с учетом (12) и (13) имеем следующее соотношение:

$$Z_0^{(2)} = \frac{3}{4}Z_0^{(1)}. \quad (14)$$



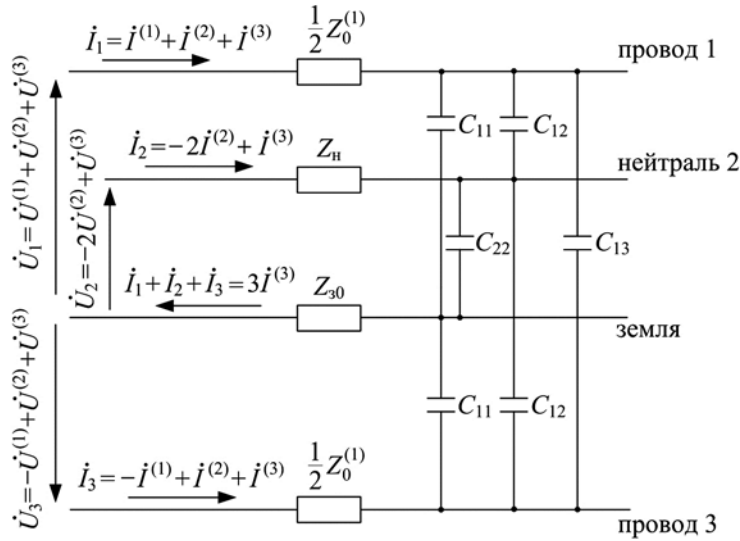


Рис. 5. Эквивалентная схема и параметры воздушного участка единичной длины

Подставив равенство (14) в (13), получим:

$$Z_{н} = \frac{1}{2} Z_0^{(1)}. \tag{15}$$

В результате расчета распределенных параметров воздушного участка линии при принятых допущениях об одинаковых проводах трехпроводной системы, получено соответствующее равенство (15). Для перехода к реальным параметрам эквивалентного обратного провода с учетом расщепления необходимо откорректировать параметр, включенный в ветвь «нейтраль 2» (см. рис. 5):

$$Z_{н0} = \frac{N_{п}}{N_{н}} Z_{н}, \tag{16}$$

где  $N_{п}$  – количество составляющих в расщепленном полюсном проводе;

$N_{н}$  – количество составляющих в расщепленном проводе, предназначенном для возврата тока.

На рис. 6 и 7 показаны частотные зависимости погонных параметров эквивалентной схемы, полученные по приведенным выше формулам (9), (12) и (16). Данные параметры рассчитаны для воздушной линии применительно к ППТ ЛАЭС-2 - ПС Выборгская при условии выполнения каждого полюса из расщепленного провода марки 3×750А3F и обратного провода – 4×750А3F. Удельное электрическое сопротивление провода 750А3F при 20°С составляет 0,04538 Ом/км.

Как можно видеть из рис.6, вследствие поверхностного эффекта при протекании тока по проводам наблюдается увеличение активного сопротивления полюсных  $R_{п}$  и эквивалентного обратного (нейтрального)  $R_{н}$  проводов. Из-за приближения тока к поверхности земли по мере увеличения его частоты происходит возрастание активного сопротивления  $R_{30}$  и снижение индуктивности  $L_{30}$ , включенных в земляной провод (рис. 7).

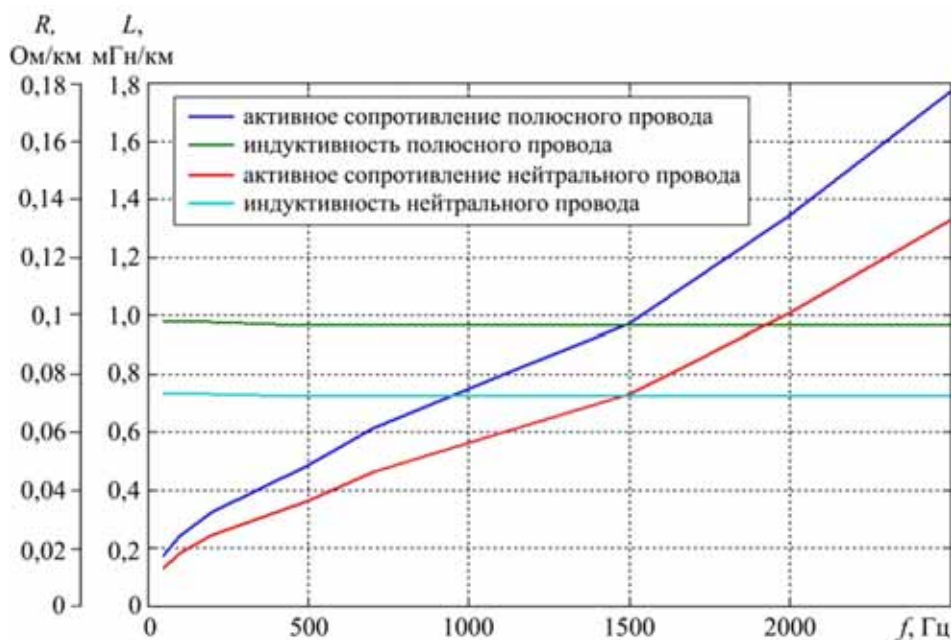


Рис. 6. Частотная зависимость активного сопротивления и индуктивности полюсного и нейтрального проводов

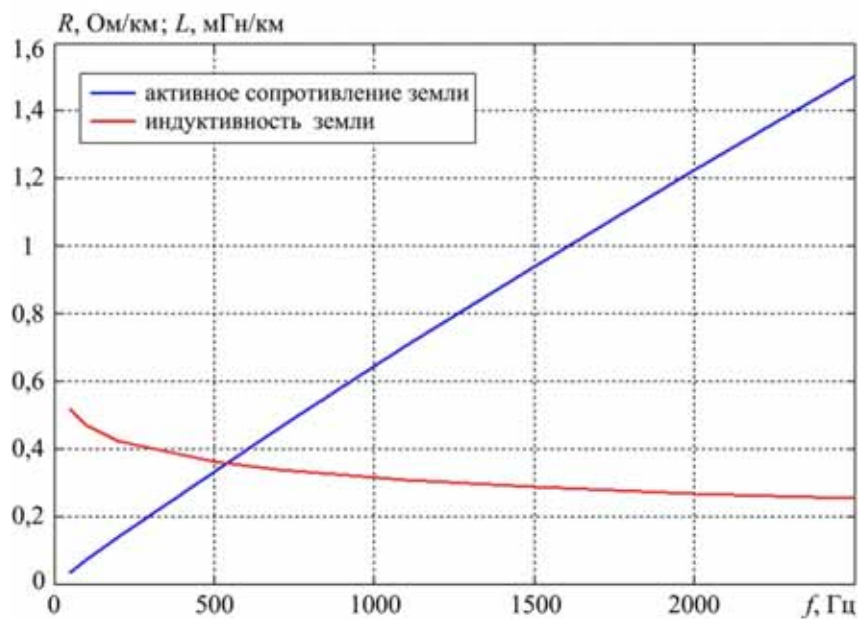


Рис. 7. Частотная зависимость активного сопротивления и индуктивности земли

## Выводы

С применением основных положений теории распространения электромагнитных волн вдоль воздушной однородной линии определены параметры эквивалентной схемы замещения участка воздушной биполярной линии с дополнительным проводом для возврата тока.

### Список литературы

1. *Поссе А. В.* Схемы и режимы электропередач постоянного тока. – Л.: Энергия. Ленинградское отделение. 1973.
2. *Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П.* Волновые помехи и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. – М.: Энергия, 1973.
3. *Перельман Л. С.* Уточнение теории распространения волн вдоль длинной многопроводной линии в связи с некоторыми техническими вопросами // Известия НИИ постоянного тока. 1963, вып. 10.
4. *Перельман Л. С.* Таблица интегралов Карсона для использования в расчетах волновых процессов в линиях с учетом земли // Известия НИИ постоянного тока. 1965, вып. 11.

*Капитула Юлия Владимировна*, научный сотрудник отдела постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: kapitula\_y@niipt.ru

*Y. V. Kapitula*

#### **Parameters and equivalent circuit of bipolar overhead line HVDC with metallic return.**

This article considers the methodological question of assignment the bipolar line HVDC parameters with metallic return in a form suitable for modeling.

*Key words: bipolar overhead line, an additional wire, equivalent circuit.*

УДК 621.314

Ю. В. Капитула

## Определение параметров и схемы замещения биполярной кабельной линии передачи постоянного тока

---

В статье рассмотрено получение удобной для математического моделирования схемы замещения биполярной кабельной линии ППТ с «металлическим» возвратом тока.

*Ключевые слова:* биполярная кабельная линия, «металлический» возврат тока, схема замещения.

В статье рассмотрен методический вопрос получения схемы замещения кабельного участка линии постоянного тока, адекватно отображающей процессы взаимного электромагнитного влияния кабелей при переходных процессах, сопровождающихся низкими частотами собственных колебаний либо вызванных пробоями изоляции полюсного кабеля на оболочку.

Рассматривается биполярная трехпроводная линия с одинаковым выполнением полюсов. Конструкция обратного кабеля, предназначенного для возврата тока, в общем случае может отличаться от конструкции полюсных кабелей. В [1] был проведен анализ электрических параметров биполярной кабельной линии с учетом заземления средних точек преобразовательных схем на концевых подстанциях. В данной статье приводится методика определения параметров участка единичной длины для биполярной кабельной линии с обратным кабелем. Исследования переходных процессов проводятся для линии, имеющей два полюса, выполненных, например, одножильными кабелями с комбинированной бумажно-пропиленовой изоляцией и свинцовой оболочкой, и обратного кабеля (нейтрали), выполненного также одножильным, с изоляцией из сшитого полиэтилена и свинцовой оболочкой (рис. 1). Приняты основные допущения об отсутствии влияния стальной брони кабеля и о пренебрежении малым переходным сопротивлением кабельных оболочек на землю.

На рис. 2 представлена схема замещения элементарного участка, которую удобно рассматривать состоящей из трех контуров «жила – земля» ( $ж_1зем$ ,  $ж_2зем$  и  $ж_3зем$ ) и трех контуров «жила – оболочка кабеля» ( $ж_1о_1$ ,  $ж_2о_2$  и  $ж_3о_3$ ), где индекс 1 относится к кабелю «полюс 1», индекс 2 – к кабелю «полюс 2» и индекс 3 – к обратному кабелю «нейтраль».

Через  $L_{ж_кзем}$  и  $L_{ж_кo_к}$ , где  $k = 1, 2$ , обозначены собственные индуктивности контуров «жила–земля» и «жила–оболочка кабеля» полюсов, а через  $L_{ж_кзем}$  и  $L_{ж_кo_к}$ , где  $k = 3$ , – собственные индуктивности аналогичных контуров обратного кабеля. Через  $R_{ж_к}$ ,  $R_{o_к}$ , где  $k = 1, 2$  и 3, обозначены активные сопротивления жилы полюсных и обратного кабелей и активные сопротивления их оболочек, через  $R_{зем}$  обозначено активное сопротивление земли. Через  $C_{ж_к}$ , где  $k = 1, 2$  и 3 обозначены емкости между жилами соответствующих кабелей и их оболочками.

Из-за концентричности оболочек по отношению к жилам соответствующих кабелей, потоки, образуемые токами, протекающими в контурах «жила–оболочка» каждого кабеля, не выходят за пределы своей кабельной оболочки, и эти потоки не сцепляются с контурами «жила–земля» и «жила–оболочка» соседних кабелей.

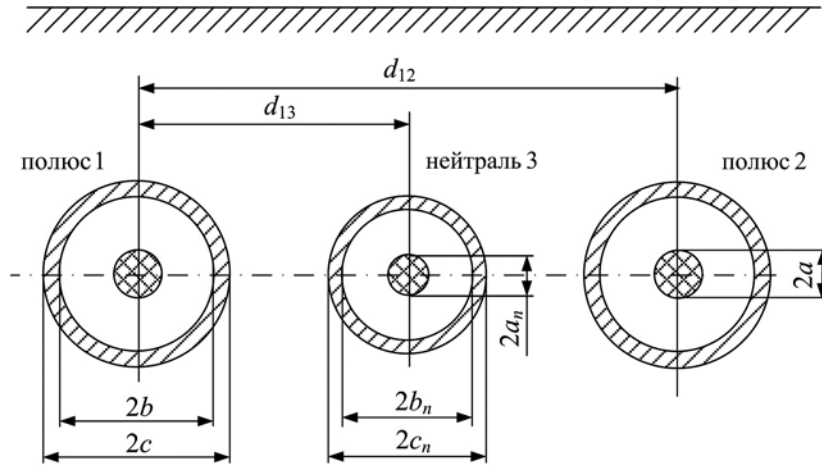


Рис. 1. Bipolarная кабельная линия с «металлическим» возвратом тока

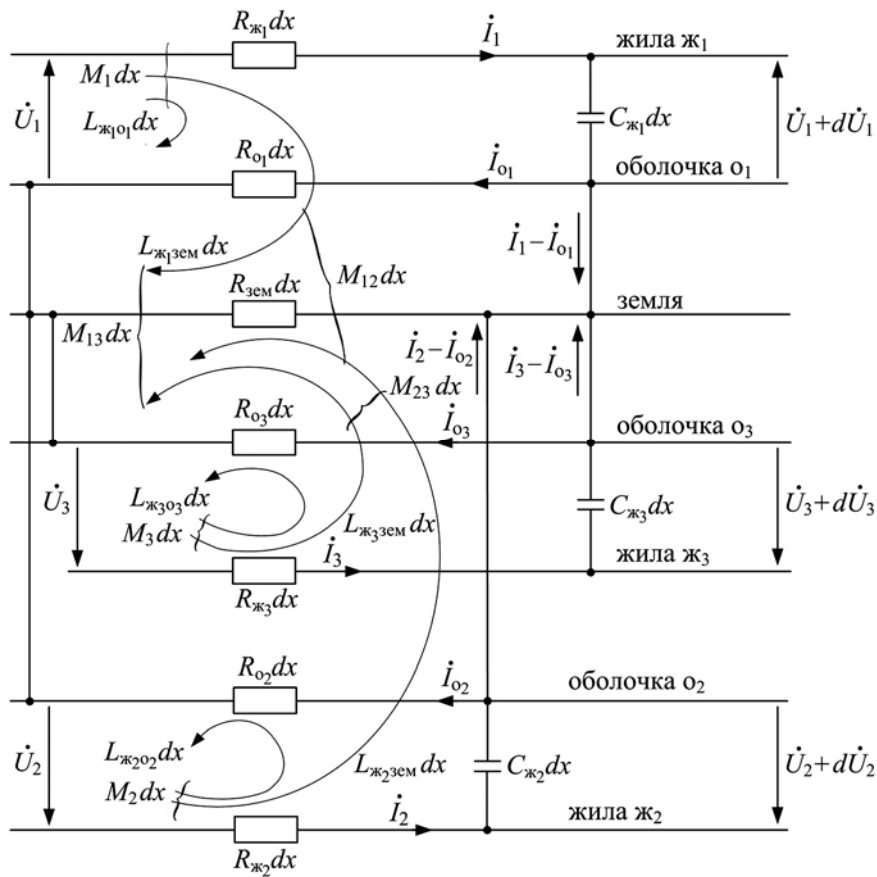


Рис. 2. Схема замещения элементарного участка кабельной линии

Описываемые потоки являются одновременно потоками собственных индуктивностей контуров «жила–оболочка» каждого кабеля и потоками взаимных индуктивностей между контурами «жила–оболочка» и контурами «жила–земля» того же кабеля. Следовательно, индуктивная связь шести контуров может быть описана всего лишь четырьмя взаимными индуктивностями:

$M_1 = L_{ж_1о_1} = L_{ж_2о_2}$  – взаимная индуктивность между контурами ж<sub>1</sub>зем и ж<sub>1</sub>о<sub>1</sub> (в силу симметричного исполнения полюсов – ж<sub>2</sub>зем и ж<sub>2</sub>о<sub>2</sub>);

$M_3 = L_{ж_3о_3}$  – взаимная индуктивность между контурами ж<sub>3</sub>зем и ж<sub>3</sub>о<sub>3</sub>;

$M_{12}$  – взаимная индуктивность между контурами ж<sub>1</sub>зем и ж<sub>2</sub>зем;

$M_{13}$  – взаимная индуктивность между контурами ж<sub>1</sub>зем и ж<sub>3</sub>зем.

По законам Кирхгофа для схемы рис.2 имеем следующие уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{-d\dot{U}_1}{dx} = \dot{I}_1 (R_{ж_1} + j\omega M_1) + \dot{I}_{о_1} R_{о_1}; \\ \frac{-d\dot{U}_2}{dx} = \dot{I}_2 (R_{ж_1} + j\omega M_1) + \dot{I}_{о_2} R_{о_1}; \\ \frac{-d\dot{U}_3}{dx} = \dot{I}_3 (R_{ж_3} + j\omega M_3) + \dot{I}_{о_3} R_{о_3}; \\ \frac{-d\dot{U}_1}{dx} = \dot{I}_1 (R_{ж_1} + R_{зем} + j\omega L_{ж_1зем}) - \dot{I}_{о_1} (R_{зем} + j\omega (L_{ж_1зем} - M_1)) + \\ \quad (\dot{I}_2 - \dot{I}_{о_2}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{12}) + (\dot{I}_3 - \dot{I}_{о_3}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{13}); \\ \frac{-d\dot{U}_2}{dx} = (\dot{I}_1 - \dot{I}_{о_1}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{12}) + \dot{I}_2 (R_{ж_1} + R_{зем} + j\omega L_{ж_1зем}) - \\ \quad - \dot{I}_{о_2} (R_{зем} + j\omega (L_{ж_1зем} - M_1)) + (\dot{I}_3 - \dot{I}_{о_3}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{13}); \\ \frac{-d\dot{U}_3}{dx} = (\dot{I}_1 - \dot{I}_{о_1}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{13}) + (\dot{I}_2 - \dot{I}_{о_2}) \cdot (R_{зем} + j\omega M_{13}) + \\ \quad \dot{I}_3 (R_{ж_3} + R_{зем} + j\omega L_{ж_3зем}) - \dot{I}_{о_3} (R_{зем} + j\omega (L_{ж_3зем} - M_3)). \end{array} \right. \quad (1)$$

Исключив из уравнений системы (1) токи в оболочках кабелей, получим:

$$\left. \begin{array}{l} -\frac{d\dot{U}_1}{dx} = Z_1 \dot{I}_1 + Z_4 (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3); \\ -\frac{d\dot{U}_2}{dx} = Z_2 \dot{I}_2 + Z_4 (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3); \\ -\frac{d\dot{U}_3}{dx} = Z_3 \dot{I}_3 + Z_4 (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3). \end{array} \right\} \quad (2)$$

Системе уравнений (2) соответствует расчетная схема замещения, изображенная на рис. 3. Эта эквивалентная схема, как можно видеть, является четырехпроводной.

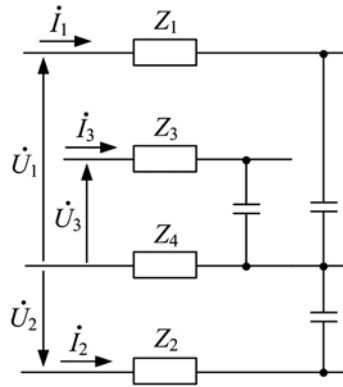


Рис. 3. Эквивалентная схема замещения элементарного участка кабельной линии

Все параметры – погонные, и поэтому эквивалентная схема соответствует участку кабельной линии единичной длины. На основе вывода уравнений (2) получены формулы для расчета сопротивлений  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  и  $Z_4$ . Сопротивление  $Z_1$  соответствует сопротивлению на единицу длины полюсного кабеля реальной линии:

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j\omega L_1,$$

где  $R_1 = R_{ж1} + \frac{(\omega L_{o1})^2}{R_{o1}^2 + (\omega L_{o1})^2} R_{o1}$ ;

$$L_1 = L_{ж1} - \frac{(\omega L_{o1})^2}{R_{o1}^2 + (\omega L_{o1})^2} L_{o1}.$$

Аналогично, сопротивление  $Z_3$  соответствует сопротивлению на единицу длины обратного кабеля реальной линии:

$$Z_3 = R_3 + j\omega L_3,$$

где  $R_3 = R_{ж3} + \frac{(\omega L_{o3})^2}{R_{o3}^2 + (\omega L_{o3})^2} R_{o3}$ ;

$$L_3 = L_{ж3} - \frac{(\omega L_{o3})^2}{R_{o3}^2 + (\omega L_{o3})^2} L_{o3}.$$

Здесь введены обозначения:

$$L_{ж1} = L_{ж1зем} - M_{12}; \quad L_{ж3} = L_{ж3зем} - M_{13}; \quad L_{o1} = L_{ж1зем} - M_1 - M_{12}; \quad L_{o3} = L_{ж3зем} - M_3 - M_{13}.$$

Ветка расчетной схемы рис. 3 с сопротивлением  $Z_4$  соответствует пути протекания тока в земле и по кабельным оболочкам (в зависимости от частоты протекающего тока):

$$Z_4 = R_4 + j\omega L_4,$$

где  $R_4 = \frac{R_{зем}\lambda + \omega^2 M_{13}\mu}{\lambda^2 + (\omega\mu)^2} R_{o1} R_{o3}$ ;

$$L_4 = \frac{M_{13}\lambda - R_{зем}\mu}{\lambda^2 + (\omega\mu)^2} R_{o1} R_{o3}.$$

В эти формулы введены следующие обозначения:

$$\lambda = R_{o_1} R_{o_3} + R_{o_1} R_{зем} + 2R_{o_3} R_{зем} + \omega^2 (2M_{13}^2 - (L_{o_1} + 2M_{12})(L_{o_3} + M_{13}));$$

$$\mu = R_{o_3} (L_{o_1} + 2M_{12}) + R_{o_1} (L_{o_3} + M_{13}) + R_{зем} (L_{o_1} + 2M_{12} + 2(L_{o_3} - M_{13})).$$

Сопротивление  $Z_4$  определяет взаимное электромагнитное влияние процессов, происходящих в двух контурах «полюс–земля» и в контуре «обратный кабель – земля».

В табл. 1 представлены характеристики полюсных и обратного кабелей. Расстояние между осями полюсных кабелей принято  $d_{12} = 1$  м, между осями полюсного и обратного кабелей –  $d_{13} = 0,5$  м. Расчет собственных и взаимных индуктивностей проводился по формулам, представленным в [2]. Погонное активное сопротивление земли принято  $R_{зем} = \frac{\pi}{4} \mu_0 f$ , где  $\mu_0$  – магнитная постоянная ( $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м).

Таблица 1

Основные технические характеристики кабелей производства АББ

Наименование параметра	Полюсной кабель (выпрямленное напряжение $U_d = 330$ кВ)	Обратный кабель (выпрямленное напряжение $U_d = 35$ кВ)
Сечение жилы (медь)	1600 мм <sup>2</sup>	3000 мм <sup>2</sup> (2×1500 мм <sup>2</sup> )
Наружный диаметр кабеля	$2c = 122$ мм	$2c_n = 115$ мм
Диаметр жилы	$2a = 52$ мм	$2a_n = 72$ мм
Диаметр по изоляции	$2b = 106$ мм	$2b_n = 92$ мм
Толщина изоляции	25 мм	10 мм
Сопротивление жилы постоянному току	0,0106 Ом/км	0,0057 Ом/км
Толщина оболочки	5 мм	3 мм
Сопротивление оболочки постоянному току	0,125 Ом/км	0,068 Ом/км

На рис. 4 построены частотные зависимости продольных параметров полюсных ( $R_1, L_1$ ), обратного ( $R_3, L_3$ ) кабелей и «земляного провода» ( $R_4, L_4$ ). Как можно видеть, значения параметров «земляного провода»  $R_4, L_4$  при частотах выше порядка 30 Гц меньше значений параметров полюсных кабелей  $R_1$  и  $L_1$ , обратного кабеля  $R_3$  и  $L_3$  и сопротивления земли  $R_{зем}$ . Это говорит о том, что в переходных процессах с частотами ниже порядка 10–30 Гц обратный ток будет протекать по земле с сопротивлением  $R_{зем}$ , а при частотах выше 30 Гц сопротивление земли будет значительно больше сопротивления  $R_4$ , и весь обратный ток будет протекать только по оболочкам кабелей. Металлические оболочки будут экранировать один кабель от другого. Процессы, происходящие в одном кабеле, не окажут влияния на другие кабели. По рис. 4 можно видеть, что при частотах выше порядка 300–350 Гц, эквивалентное сопротивление  $R_1 = R_{ж1} + R_{o1}$ , а  $L_1 = L_{ж1} - L_{o1}$  в силу того, что  $\omega L_{o1} \gg R_{o1}$ .

В результате для исследования установившихся режимов либо процессов, сопровождающихся низкими частотами (10–30 Гц), в схему замещения кабельного



участка рис. 2 вместо  $Z_4$  необходимо включить сопротивление  $R_{зем}$ . При моделировании пробоя изоляции полюсного кабеля частоты будут превышать 300 Гц, и значения параметров ветви, содержащей сопротивление  $Z_4$ , окажутся во много раз меньше значений соответствующих параметров остальных проводов. Вместо  $Z_4$  в схему замещения рис. 2 нужно включить активное сопротивление, полученное в результате параллельного сложения сопротивлений оболочек всех кабелей.

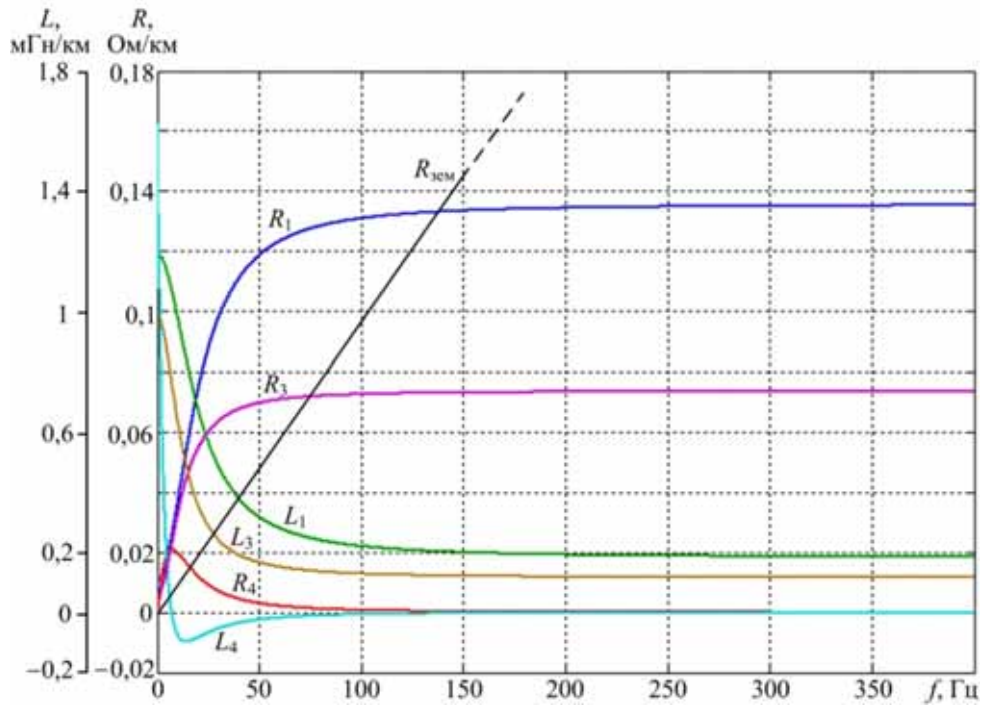


Рис. 4. Эквивалентные параметры кабельной линии

Погонная емкость может быть вычислена по формуле  $C_0 = 2\pi\epsilon / \ln(b/a)$ , где  $\epsilon$  – абсолютная диэлектрическая проницаемость изоляции кабеля. Для комбинированной бумажно-пропиленовой изоляции принято  $\epsilon = 4\epsilon_0$ , для изоляции из сшитого полиэтилена –  $\epsilon = 2,3\epsilon_0$ . С учетом вышесказанного в табл. 2 представлены параметры схемы замещения рис. 2 для исследования процессов с частотами выше 300 Гц.

Таблица 2

Параметры эквивалентного участка кабельной линии

Параметры	Значение
Активное сопротивление полюсного кабеля, Ом/км	0,136
Индуктивность полюсного кабеля, мГн/км	0,1836
Активное сопротивление обратного кабеля, Ом/км	0,0737
Индуктивность обратного кабеля, мГн/км	0,1159
Активное сопротивление протеканию обратного тока, Ом/км	0,0326
Емкость полюсного кабеля, мкФ/км	0,312
Емкость обратного кабеля, мкФ/км	0,522

## Выводы

Моделирование кабельной линии постоянного тока с помощью полученной схемы замещения позволяет адекватно отображать взаимное электромагнитное влияние полюсных и возвратных кабелей при установившихся режимах и при переходных процессах, вызванных пробоями изоляции полюсного кабеля на оболочку.

## Список литературы

1. Крайчик Ю. С., Пинцов А. М. Электрические параметры линий электропередач постоянного тока с одножильными кабелями в металлических оболочках // Известия НИИПТ, вып.3, 1958.
2. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока, 1973.

*Капитула Юлия Владимировна*, научный сотрудник отдела постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: kapitula\_y@niipt.ru

*Kapitula Y. V.*

### **Parameters and equivalent circuit of bipolar cable line HVDC with metallic return.**

This article considers the methodological question of assignment the bipolar cable line HVDC parameters with metallic return in a form suitable for modeling.

*Key words: bipolar cable line, metallic return, equivalent circuit.*

УДК-621.311

*Н. С. Сказываева, Е. В. Богданов*

## **Основные подходы к тестированию нового и имеющегося программного обеспечения для анализа динамической устойчивости энергосистем**

---

В статье приведены результаты анализа отечественного и зарубежного опыта тестирования программного обеспечения (ПО) для расчетов динамической устойчивости энергосистем. Излагается предлагаемая методика тестирования вновь разрабатываемого ПО для анализа переходных процессов.

*Ключевые слова:* программно-вычислительный комплекс, EUROSTAG, PSS<sup>ТМЕ</sup>, RASTRWIN, RUSTAB, энергосистема, режим, переходный процесс, методика, тестирование.

В 2006 г. ОАО «СО ЕЭС» принято решение о создании отечественного программного обеспечения (ПО) для анализа динамической устойчивости энергосистем – программного комплекса (ПК) RUSTAB. В нем предполагается реализовать все лучшие алгоритмические и программные решения, содержащиеся в существующих отечественных и зарубежных ПК. Составлено техническое задание (ТЗ) на разработку этого ПК [1]. ОАО «НТЦ ЕЭС» поручено выполнение экспертизы ПК RUSTAB на его соответствие ТЗ, проверки правильности и эффективности его функционирования.

Из практики известно, что тестирование разрабатываемого ПО может производиться двумя способами:

- сравнением результатов расчетов в тестовой схеме при определенных видах возмущений с результатами расчетов, полученными с использованием эталонных ПК;
- воспроизведением с помощью ПК аварий, имевших место в реальной энергосистеме, и сравнением с натурными осциллограммами переходных процессов.

Первый способ предполагает предварительное создание тестовой схемы, определение расчетных возмущений и получение результатов расчетов по эталонным ПК. Второй способ является более сложным и менее универсальным. В этом случае нет необходимости разрабатывать схему системы, так как она уже существует, параметры схемы и оборудования должны быть известны. Однако удовлетворить этим требованиям на практике удается крайне редко. Поэтому, как правило, для тестирования математического обеспечения ПК используется первый способ.

Прежде чем перейти к разработке методики тестирования разрабатываемого ПК был проанализирован отечественный и зарубежный опыт по данному вопросу.

В отечественной практике в 1980-е годы делалась попытка тестирования вычислительных программ, предназначенных для расчета динамической устойчивости энергосистем (КДУ-2, КУ-3 и др.) [2]. При этом использовалась тестовая схема энергосистемы, предложенная институтом «Энергосетьпроект». Схема характеризовалась числом узлов – 14, ветвей – 15 и числом генераторов – 6. Оценивалась близость пределов динамической устойчивости в первом цикле качаний при раз-

личных аварийных возмущениях и по степени их близости устанавливалась идентичность программ. В дальнейшем возможности отечественных вычислительных программ (*MUSTANG*, *DAKAR* и др.) выросли, однако тестирование этих программ не производилось, поэтому соответствующий опыт отсутствует.

Вопросу тестирования программного обеспечения, предназначенного для расчета динамических процессов энергосистем, посвящен ряд зарубежных работ. Наиболее обобщающей работой является доклад рабочей группы СИГРЭ [3]. В этом докладе содержится тестирование различных ПК путем сравнения результатов расчетов в различных схемах энергосистем. Рассматривались 5 тестовых схем (ВРА, Бельгийско-французская, Шведская, Ирландская и Испанская) с реальными длительными переходными процессами. В первых трех энергосистемах наблюдалась потеря устойчивости в результате возникновения лавины напряжения, в двух других – лавины частоты. Расчеты таких процессов производились с использованием 10 ПК, в качестве базовых использовались ПК *EUROSTAG* [4] и ПК *PSS<sup>TME</sup>* [5]. Было проведено 19 тестовых расчетов. В табл. 1 приведена сводная информация о расчетных схемах и ПО, с использованием которого проводились тестовые расчеты.

Таблица 1

Таблица выполненных тестовых расчетов

ПК	Тестовые схемы энергосистемы				
	ВРА	Бельгийско-французская	Шведская	Ирландская	Испанская
<i>LTSP</i>	⊗	×			
<i>EUROSTAG</i>	×	⊗	×	×	×
<i>PSS<sup>TME</sup></i>		×	⊗	⊗	⊗
<i>CHAMPS V1 – V2</i>		×			
<i>APSA</i>		×			
<i>TNS</i>	×				
<i>ADVANCE</i>		×			
<i>EXSTAB</i>		×			×
<i>MODES</i>		×			
<i>POSSUM</i>				×	

В таблице значком ⊗ обозначены ПК, принимаемые в качестве эталонных.

Результаты расчетов оказались достаточно близкими, что позволило сделать вывод о том, что все ПК работают правильно. Некоторые наблюдаемые различия объясняются различиями в принятых моделях.

Участниками международной группы, выполнявшей тестовые расчеты, из всех рассмотренных программ отмечены две программы – ПК *EUROSTAG* и ПК *PSS<sup>TME</sup>*, выделяющиеся своими следующим положительными качествами:

- пригодны для исследования как быстрых (электромеханических переходных процессов в роторных контурах), так и медленных длительных переходных процессов (учет переходных процессов в котле, регулирования напряжения

- путем воздействия на РПН трансформаторов, регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте, защит от перегрузки по току, от понижения или повышения напряжения и потери синхронизма, АЧР, ЧАПВ и т. д.);
- в них используются неявные методы численного интегрирования дифференциальных уравнений, причем в ПК *EUROSTAG* – с переменным шагом интегрирования, позволяющим существенно ускорить выполнение расчетов при сохранении их точности;
  - оба ПК имеют библиотеки жестко запрограммированных моделей для большого числа элементов энергосистемы;
  - в обоих ПК имеется пользовательский интерфейс, позволяющий пользователю создавать свои модели и добавлять их в библиотеку ПК.

Из сказанного следует, что оба эти ПК могут быть использованы в качестве эталонных при тестировании вновь разрабатываемого ПО.

Таким образом, анализ зарубежного опыта тестирования показал, что тестирование ПО, как правило, производится путем сравнения результатов расчетов в тестовой схеме при определенных видах возмущений с результатами расчетов, полученными по эталонным программам.

Такой способ тестирования ПО принят в предлагаемой методике тестирования разрабатываемого ПО для анализа переходных процессов. В качестве эталонного ПК возможно использование ПК *EUROSTAG* и ПК *PSS<sup>TME</sup>*. При этом следует отметить, что эти комплексы разработаны для оборудования и практики эксплуатации зарубежных энергосистем и требуют при использовании их для расчетов отечественных энергосистем дополнительной адаптации путем включения в состав этих ПК математических моделей отечественного оборудования и систем регулирования и управления.

Структурная схема предлагаемой методики тестирования нового и имеющегося ПО для анализа динамической устойчивости приведена на рис. 1.

Методика включает следующие разделы:

- 1) разработка требований к тестовой схеме энергосистемы и создание самой тестовой схемы (или тестовых схем);
- 2) разработка программы тестирования ПО расчета установившихся режимов;
- 3) разработка программы тестирования ПО расчета переходных процессов, включающей в себя поэлементное тестирование моделей отдельных объектов ЭС, систем регулирования и управления и комплексное тестирование ПО в целом;
- 4) разработка программы тестирования ПО в части проверки пользовательского интерфейса и сервисных возможностей.

Рассмотрим подробнее каждый раздел методики.

## **1. Требования к тестовой схеме энергосистемы**

Сформулированы требования к схеме энергосистемы для тестирования вновь разрабатываемых ПК. В общем случае, тестовая схема энергосистемы должна:

- основываться на существующей реальной схеме энергосистемы со всеми ее особенностями;
- содержать в себе структуры схем реальных энергосистем (радиальные, кольцевые, цепочечные и смешанные схемы);



**Рис. 1.** Структурная схема предлагаемой методики тестирования нового и имеющегося ПО для анализа динамической устойчивости

- иметь структуру, содержащую: протяженные распределительные сети для создания режимов передачи мощности с большими взаимными углами; сети с большим соотношением параметров  $R/X$  (близким к единице) и отрицательными сопротивлениями (свойственно российским сетям 35–110–220 кВ); сети с неоднородными параметрами линий, примыкающих к одному узлу. Это необходимо для проверки сходимости итерационных вычислительных процессов при расчетах режимов и их устойчивости в схемах протяженных энергосистем;
- содержать достаточно большое разнообразие нагрузок по величинам мощностей, типам статических и динамических характеристик. Должны присутствовать в схеме нагрузки, сильно различающиеся по своим величинам, для того, чтобы проверить возможность их балансировки с единой заданной абсолютной точностью;
- содержать электростанции с турбо-, гидро- и парогазовыми агрегатами, синхронные компенсаторы с различными системами регулирования возбуждения и скорости. Их процентное соотношение должно в среднем соответствовать реальным энергосистемам;
- содержать слабые внутрисистемные и межсистемные связи переменного тока, поскольку в таких связях необходимо вводить запас на нерегулярные колебания мощности;
- содержать или иметь возможность подключения элементов новой техники (ППТ, ВПТ, *FACTS* и др.).

## 2. Программа тестирования ПО расчета установившихся режимов

Расчетам переходных процессов предшествуют расчеты установившихся режимов (УР). Поэтому необходимо разработать программу тестирования ПО расчета УР, обеспечивающую возможность проверки основных особенностей вычислительных алгоритмов расчета режимов. К ним относятся:

- проверка сходимости итерационных вычислительных процессов к имеющим практическое значение корням системы алгебраических уравнений электрического режима энергосистемы. При задании узловых нагрузок статическими характеристиками или постоянными отборами мощности режим системы не является однозначным и может характеризоваться несколькими наборами множеств корней. Какой набор корней и, соответственно, режимов будет в этом случае выявляться, зависит от итерационного процесса. Каждое множество корней характеризуется определенной областью «притяжения», поэтому надо, чтобы итерационный расчет приводил к области «притяжения» нужного множества корней, т. е. к нужному электрическому режиму. Выявление подходящего электрического режима системы является процедурой неоднозначной и требует определенных навыков и «инженерной» интуиции со стороны пользователя. Для определенности тестирования ПО предлагается использовать «плоский старт», как наиболее простой в реализации способ, дающий вполне определенный электрический режим, который можно сравнивать с аналогичными режимами, рассчитанными в других ПК и тем самым произвести их проверку;
- проверка завершения итерационного вычислительного процесса при задании малых невязок узловых мощностей без каких-либо «зависаний». Для проверки этой особенности алгоритма ПО было сформулировано требование к тестовой схеме энергосистемы, предусматривающее наличие в составе тестовой схемы несоизмеримых по величине мощностей узловых нагрузок;
- проверка алгоритма ввода реактивной мощности генераторов в заданные уровни ограничения. При вводе ограничений итерационный процесс может сходиться к режиму, выбор которого обуславливается принятым алгоритмом постановки генераторов на ограничения. Необходимо, чтобы номера и количество генераторов, поставленных на ограничение, совпадало;
- проверка надежности перехода с одного метода расчета на другой в пределах одного расчета. Обычно в программах расчета электрических режимов используются два метода, первый из которых обеспечивает быструю сходимость итерационного процесса в начальной стадии итерационного процесса, а второй – в завершающей. Переход от первого метода расчета ко второму организуется по определенным признакам, например в зависимости от степени балансировки режима. При этом может возникать определенная неустойчивость, которая проявляется в том, что делается переход от первого метода ко второму, а затем обратный переход и такая ситуация может повторяться несколько раз. Такая неустойчивость может быть обнаружена лишь в результате выполнения тестовых расчетов. В случае обнаружения такого факта делается сообщение разработчикам ПО;

- проверка возможности определения предельных режимов энергосистем, характеризующихся наибольшими расхождениями углов между векторами напряжений узлов в отправной и приемной частях энергосистемы. В практике инженерных расчетов часто используется упрощенный метод определения пределов статической устойчивости энергосистем по расходимости итерационного процесса. Таким образом, величина предельной мощности зависит от сходимости итерационного вычислительного процесса, а она зависит от использованного математического метода. Поэтому ПК могут приводить к различным величинам предельных мощностей. ПК, которые обеспечивают получение наибольших предельных величин мощностей, являются предпочтительными;
- проверка факта автоматического прекращения расчета в случае обнаружения несходимости вычислительного процесса. Эта особенность проверяется прямым расчетом расходящегося режима;
- расчеты базовых и предельных режимов в тестовой схеме, сравнение с результатами, полученными по эталонным ПК, оценка погрешностей. При оценке погрешностей в качестве эталонных условно можно принять данные, полученные по одной из эталонных программ. При тестировании ПО расчета установившихся режимов в качестве эталонных, помимо ПК *EUROSTAG* и ПК *PSSTME*, необходимо использование отечественного программного комплекса *RASTRWIN*. ПК *RASTRWIN*, по сравнению с зарубежными ПК, обладает лучшей сходимостью для российских энергосистем, характеризующихся наличием протяженных распределительных сетей, сетей с большим соотношением параметров  $R/X$ , отрицательными сопротивлениями, неоднородными параметрами линий, примыкающих к одному узлу и т. д. Программа *RASTRWIN* прошла многолетнюю проверку в эксплуатационных, проектных и научно-исследовательских организациях, сопровождается разработчиками и постоянно совершенствуется.

### **3. Программа тестирования ПО для анализа электромеханических переходных процессов энергосистем**

Программа тестирования разрабатываемого ПО расчета переходных процессов включает в себя:

- на начальном этапе поэлементное тестирование моделей энергетического и электротехнического оборудования, систем управления и регулирования (синхронных машин (СМ), их систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и скорости (АРС), трансформаторов, линий электропередачи, синхронных и асинхронных двигателей (СД, АД), реакторов, управляемых шунтовых реакторов (УШР), статических тиристорных компенсаторов (СТК), СТАТКОМ, вставок постоянного тока (ВПТ), систем релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) и т. д.);
- после завершения поэлементного тестирования необходимо провести комплексное тестирование ПО в целом (расчеты в разработанной на первом этапе тестирования большой тестовой схеме энергосистемы).



### 3.1. Поэлементное тестирование моделей объектов энергосистемы

Поэлементное тестирование моделей энергетического и электротехнического оборудования, систем управления и регулирования включает следующие этапы:

- проверка реализованных в ПО моделей на соответствие ТЗ на разработку ПК;
- создание простейших тестовых схем, соответствующих функциональным назначениям тестируемых моделей объектов энергосистемы. Для каждого объекта разрабатывается своя индивидуальная тестовая схема;
- разработка программ тестовых расчетов, отображающих проверку основных характеристик тестируемого объекта (определение предельных режимных параметров и аварийных возмущений). Для каждого объекта энергосистемы разрабатывается своя индивидуальная программа тестирования. Проведение тестовых расчетов в соответствии с этой программой для тестируемого и эталонных ПК;
- сопоставление результатов расчетов (из предыдущего пункта), полученных по тестируемому и эталонному ПК, оценка погрешностей. При оценке погрешностей в качестве эталонных условно могут быть приняты данные, полученные по одной из эталонных программ;
- сравнение характера изменения одноименных переменных, характеризующих тестируемый объект (напряжений, токов, мощностей, взаимных углов роторов генераторов и т. д.) в переходных процессах, полученных по тестируемому и эталонным ПК. Оценка близости рассчитанных переходных процессов путем сопоставления основных характерных параметров переходного процесса, а именно: постоянных времени затухания составляющих переходных процессов, их частот, наибольших и наименьших значений переменных в переходном процессе, уровней их величин в послеаварийном установившемся режиме и др.

По завершении этапа поэлементного тестирования необходимо проводить комплексное тестирование ПО в целом.

### 3.2. Комплексное тестирование ПО в целом

Под комплексным тестированием подразумеваются расчеты переходных процессов в разработанной сложной тестовой схеме энергосистемы. Программа комплексного тестирования включает три этапа:

**Этап 1.** Расчет переходного процесса без аварийных возмущений.

Расчет переходного процесса заключается в интегрировании исходного (доаварийного) установившегося режима на довольно большом интервале времени (300–700 с). Это делается для того, чтобы убедиться, что доаварийный режим стабилен и никакого переходного процесса в системе не возникает. Такая проверка нужна в связи с тем, что при переходе от расчета режима к расчету динамики производится замена моделей отдельных элементов энергосистемы. Генераторы замещаются различными типами моделей, оснащаются моделями возбудителей, регуляторов возбуждения и скорости. При этом следует обратить особое внимание на настройку АРВ генераторов, поскольку неправильно выбранные коэффициенты регулирования могут приводить к возникновению явления неустойчивости. Нагрузочные узлы моделируются комплексными нагрузками (статическими и

динамическими – синхронными и асинхронными двигателями). ВПТ, УШР, СТК и другие замещаются динамическими моделями.

**Этап 2.** Расчеты переходных процессов при различных видах аварийных возмущений без использования противоаварийной автоматики.

Они включают следующие четыре раздела:

1. Проверка правильности функционирования ПО для следующих аварийных возмущений, предусмотренных ТЗ:

- отключение ВЛ;
- одно-, двух- и трехфазные короткие замыкания в электрических сетях;
- успешные и неуспешные ОАПВ и ТАПВ линий;
- короткие замыкания на ВЛ при отказе фаз выключателя и работе УРОВ;
- аварийное отключение генераторов (ОГ);
- аварийное отключение нагрузки (ОН).

2. Разработка программы тестовых расчетов переходных процессов в тестовой схеме и выполнение тестовых расчетов при определенных аварийных возмущениях в соответствии с программой с использованием тестируемого и эталонных ПК, оценка погрешностей. Программа тестовых расчетов включает определение предельных величин режимных параметров и предельных по величине и длительности аварийных возмущений, сравнение их значений со значениями, полученными по эталонным ПК.

3. Сравнение характера изменения переменных, характеризующих рассматриваемый переходный процесс (напряжений узлов, взаимных углов роторов генераторов, потоков мощностей по контролируемым сечениям и т. д.), полученных по тестируемому и эталонным ПК. Определение их близости по указанным выше признакам.

4. Оценка длительности расчета переходных процессов по тестируемому и эталонному ПК, характеризующей эффективность используемых в ПК математических методов численного интегрирования дифференциальных уравнений и методов расчета режима.

**Этап 3.** Расчеты переходных процессов при различных видах аварийных возмущений с учетом действия релейных защит и противоаварийной автоматики.

Они включают также следующие четыре раздела:

1. Проверка возможности реализации всех видов противоаварийной автоматики (ПА), предусмотренных ТЗ, и проверка правильности их функционирования в простейших тестовых схемах. Это следующие основные виды ПА:

- отключение генераторов (ОГ);
- отключение нагрузки (ОН);
- электрическое торможение генераторов (ЭТГ);
- импульсная разгрузка мощности турбины (ИРТ);
- автоматика форсировки мощности турбины (АФМТ);
- специальная автоматика отключения нагрузки (САОН);
- автоматика включения/отключения шунтовых реакторов (ВШР, ОШР);
- автоматика форсировки возбуждения генераторов (ФВ);

- деление системы на несинхронно работающие части (ДС);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- автоматика ограничения повышения/снижения частоты (АОПЧ, АОСЧ);
- автоматика ограничения повышения/снижения напряжения (АОПН, АОСН);
- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

2. Разработка программы тестовых расчетов, включающей в себя неустойчивые переходные процессы из рассмотренных на предыдущем этапе тестирования, с применением средств ПА, обеспечивающих устойчивость. Проведение в тестовой схеме тестовых расчетов переходных процессов с использованием тестируемого и эталонных ПК, оценка погрешностей.

3. Сравнение характера изменения одноименных режимных переменных, полученных по тестируемому и эталонным ПК, определение их близости по указанным выше признакам.

4. Оценка длительности расчета переходных процессов по тестируемому и эталонному ПК.

#### **4. Программа тестирования ПО в части проверки пользовательского интерфейса и сервисных возможностей**

Включает в себя проверку соответствия требованиям, заложенным в ТЗ, и предполагает тестирование по следующим направлениям:

- графический интерфейс пользователя – *Graphic User Interface (GUI)*;
- работа с базой данных элементов схемы энергосистемы;
- экспорт/импорт исходных данных в/из различных форматов;
- вывод явлений в ходе выполнения расчета;
- анализ результатов расчетов и их экспорт в другие приложения;
- создание и редактирование моделей нового оборудования:
  - ◆ тестирование редактора на предмет удобства использования;
  - ◆ проверка корректности стыковки новой созданной пользователем модели с ПК, а также анализ удобства отладки новой модели.

#### **Выводы**

1. Выполнен анализ отечественного и зарубежного опыта тестирования программного обеспечения расчета динамической устойчивости энергосистем.

2. Предложена методика тестирования вновь разрабатываемого программного обеспечения анализа динамической устойчивости, заключающаяся в:

- проведении сравнительных расчетов в тестовой схеме энергосистемы при определенных видах возмущений с использованием тестируемого и эталонных ПО. В качестве эталонного ПК возможно использование ПК *EUROSTAG* и ПК *PSS<sup>TM</sup>E*;
- разработке тестовой схемы энергосистемы, отвечающей всем требованиям, предъявляемым к тестовым схемам;

- разработке программы тестирования ПО расчета установившихся режимов, проведение тестовых расчетов с использованием тестируемого и эталонных ПК, оценка погрешностей;
- разработке программы тестирования ПО расчета динамической устойчивости, включающей:
  - ◆ поэлементное тестирование моделей энергетического и электротехнического оборудования, систем управления и регулирования;
  - ◆ комплексное тестирование ПО в целом;
  - ◆ тестирование ПО в части проверки пользовательского интерфейса и сервисных возможностей.

3. По предложенной методике в настоящее время в ОАО «НТЦ ЕЭС» выполняются работы по тестированию создаваемого отечественного ПО для анализа переходных процессов энергосистем ПК *RUSTAB*.

### Список литературы

1. Техническое задание на разработку программного комплекса для моделирования электромеханических переходных процессов в ЭЭС. – ОАО «Системный оператор – ЦДУ ЕЭС», Москва, 2007.
2. Попов В. Н., Рудницкий М. П., Больщиков А. А., Смирнов В. А. Экспресс-анализ // Сб. научных трудов ЭСП «Методы исследования устойчивости сложных электрических систем и их использование». – М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. CIGRE TF 38.02.08 Tools for simulating Long Term Dynamics // *Electra* № 163, 12/1995, p.p. 151–166.
4. Fillatre O., Evrard C., Paschini P., Bihain A., Karoui K., Antoine J. P. A Powerful Tool for Simulation of Unbalanced Phenomena: Hong-Kong, APSCOM, 1997.
5. Lynch C. A., Tait I. C. PSS/E's advanced analytical and graphical techniques in system operation and planning. Interactive Graphic PowerSystem Analysis Programs: IEE Colloquium on London, 1992.

*Сказываева Нина Степановна*, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: skazyvaeva\_n@ntcees.ru

*Богданов Евгений Викторович*, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: bogdanov\_e@ntcees.ru

*Skazyvaeva N. S., Bogdanov E. V.*

### **Basic approaches to testing of new and existing software for power system's transient stability analysis.**

Analysis of Russian and foreign experience of testing of software for power systems dynamics simulation is presented in the article. Suggested method of testing of software for power system's transient stability analysis is presented.

*Key-words: Simulation software, EUROSTAG, PSS<sup>TM</sup>E, RASTRWIN, RUSTAB, power system, regime (state), transient, methodology, testing.*

УДК 621.311

Л. А. Кощев, Н. Б. Кутузова

## **К вопросу создания интеллектуальной электрической сети в центральной части ОЭС Северо-Запада с использованием элементов постоянного тока**

---

Рассмотрены перспективы применения техники передачи постоянным током для организации несинхронных связей с зарубежными энергообъединениями, повышения устойчивости, надежности и управляемости энергосистемы на примере центральной части ОЭС Северо-Запада. Для мегаполиса С.-Петербурга при решении задач ограничения токов короткого замыкания и организации централизованного управления перетоками мощности показаны преимущества многомодульной вставки постоянного тока. Приведены технико-экономические характеристики предлагаемых объектов постоянного тока.

*Ключевые слова:* ОЭС Северо-Запада, повышение управляемости, ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская, многоподстанционная ППТ, многомодульная ВПТ, технико-экономические характеристики, повышение пропускной способности.

Создание интеллектуальной сети не является самоцелью. Цели остаются традиционными – повышение уровня устойчивости, надежности и управляемости энергосистемы, оптимизация режимов по условиям минимума потерь и максимального качества электроэнергии. Уровень интеллектуализации определяется использованием управляемых сетевых элементов и качеством алгоритмов и устройств управления в нормальных и аварийных режимах.

Известно, что наибольшими возможностями управления обладают передачи и вставки постоянного тока (ППТ, ВПТ). В статье рассмотрена возможность получения перечисленных выше эффектов, прежде всего, с использованием ППТ и ВПТ на примере центральной части объединенной энергосистемы (ОЭС) Северо-Запада.

ОЭС Северо-Запада географически располагается вблизи границ двух европейских энергообъединений – *UCTE* и *NORDEL* (с 2009 г. – *ENTSO-E*), что стимулировало использование объектов постоянного тока для организации связи с этими энергообъединениями. Уже более трех десятилетий находится в эксплуатации ВПТ в составе электропередачи Россия – Финляндия. В 1990-е годы был разработан международный проект многоподстанционной ППТ ±500 кВ Россия – Белоруссия – Прибалтика – Польша – Германия, проводились и другие предпроектные проработки связей с *UCTE* и *NORDEL*. В настоящее время разрабатываются проекты ППТ и ВПТ для международных связей Калининградской и Кольской энергосистем с энергосистемами Польши и Норвегии (*ENTSO-E*), заканчивается разработка проекта модернизации Выборгского преобразовательного комплекса.

В ОЭС Северо-Запада нет оснований к созданию сверхмощных и сверхдальних линий электропередачи. Вместе с тем конфигурация ОЭС Северо-Запада (протяженные и сравнительно слабые связи между энергосистемами, входящими в ее состав, и неравномерное развитие этих энергосистем) определяет необходимость повышения уровня надежности параллельной работы и управляемости объединения в целом. Наличие крупного мегаполиса (Санкт-Петербург) предполагает

возможность использования ППТ и ВПТ для создания глубоких вводов и гибких связей между районами города, снижения токов короткого замыкания и гибкого управления перетоками мощности в городских сетях. Кроме того, в составе ОЭС имеются островные территории, что определяет необходимость кабельных связей, в том числе, постоянного тока.

Техника электропередачи постоянным током во всем мире в настоящее время интенсивно развивается. По уровню технической надежности современные биполярные ППТ не уступают двухцепным передачам переменного тока. По капитальным затратам воздушные ППТ с характерной для ОЭС Северо-Запада небольшой протяженностью (менее 500 км) уступают воздушным линиям переменного тока (ВЛ). В зоне больших удельных капитальных затрат преимущества ППТ определяются их техническими характеристиками (прежде всего – повышенной управляемостью). Большинство существующих в мире ППТ имеют протяженность менее 500 км, т. е. обосновываются решением системных задач.

Кабельные линии постоянного тока требуют меньших капитальных затрат по сравнению с кабельными линиями переменного тока (КЛ), начиная с длины порядка 40 км.

## **1. Проблемы ОЭС Северо-Запада в области надежности и управляемости и их решение с использованием элементов постоянного тока**

Ниже перечислены несколько задач, решение которых можно найти применением ППТ.

### **1.1. Повышение надежности электроснабжения Санкт-Петербурга и разгрузка его сетей от транзитного перетока мощности в энергосистему Финляндии**

Решение этих задач в значительной степени обеспечивается сооружением воздушно-кабельной ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская пропускной способностью 1000 МВт, замыкающей так называемое «большое кольцо» вокруг Санкт-Петербурга (рис. 1), [1]. Замыкание кольца с использованием передачи переменного тока сопряжено с опасностью ее перегрузки при аварийных набросах мощности. Решение этой проблемы путем установки фазоповоротного устройства увеличивает капитальные затраты и усложняет схему, завышение пропускной способности линии переменного тока также требует значительного увеличения капитальных затрат, особенно если иметь в виду наличие кабельного участка линии.

ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская решает и проблему модернизации Выборгской ВПТ в составе передачи Россия – Финляндия, обеспечивает маневренную связь с энергосистемой Финляндии, так как передаваемая от ЛАЭС мощность может направляться как в сторону Санкт-Петербурга, так и в сторону энергосистемы Финляндии. На рис. 2 представлены два варианта схемы Выборгского преобразовательного комплекса как элемента ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская, обеспечивающие связь с энергосистемой Финляндии. Связь между ОЭС Северо-Запада и энергосистемой Финляндии может осуществляться и через остающиеся в эксплуатации после реконструкции один или два комплектных преобразовательных устройства (на рис. 2 показано одно из таких устройств – КВПУ-4).



Рис. 1. «Большое кольцо» Санкт-Петербурга

Технические свойства ППТ позволят предотвращать аварийные набросы мощности на саму ППТ и в то же время принудительно воздействовать на передаваемую мощность в пределах от нуля до максимума с учетом форсировочных возможностей преобразователей. При необходимости может быть осуществлен автоматический перевод мощности из энергосистемы Финляндии в ОЭС Северо-Запада или обратно. Таким образом, обеспечивается возможность оптимизировать режим и в то же время организовать управляющие воздействия от противоаварийной автоматики с широким варьированием этих воздействий в зависимости от исходных условий и аварийных возмущений.

### 1.2. Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Карелии и повышение надежности параллельной работы энергосистем в составе ОЭС Северо-Запада

Значительная часть баланса мощности и энергии энергосистемы Карелии обеспечивается за счет передачи по межсистемным связям со стороны Кольской и Ленинградской энергосистем. Пропускная способность этих межсистемных связей в некоторых случаях недостаточна по условию устойчивости при аварийных набросах мощности. В наибольшей мере этот недостаток проявится при выводе из эксплуатации отработавших срок энергоблоков Кольской АЭС и последующем замещении их более мощным энергоблоком Кольской АЭС-2.

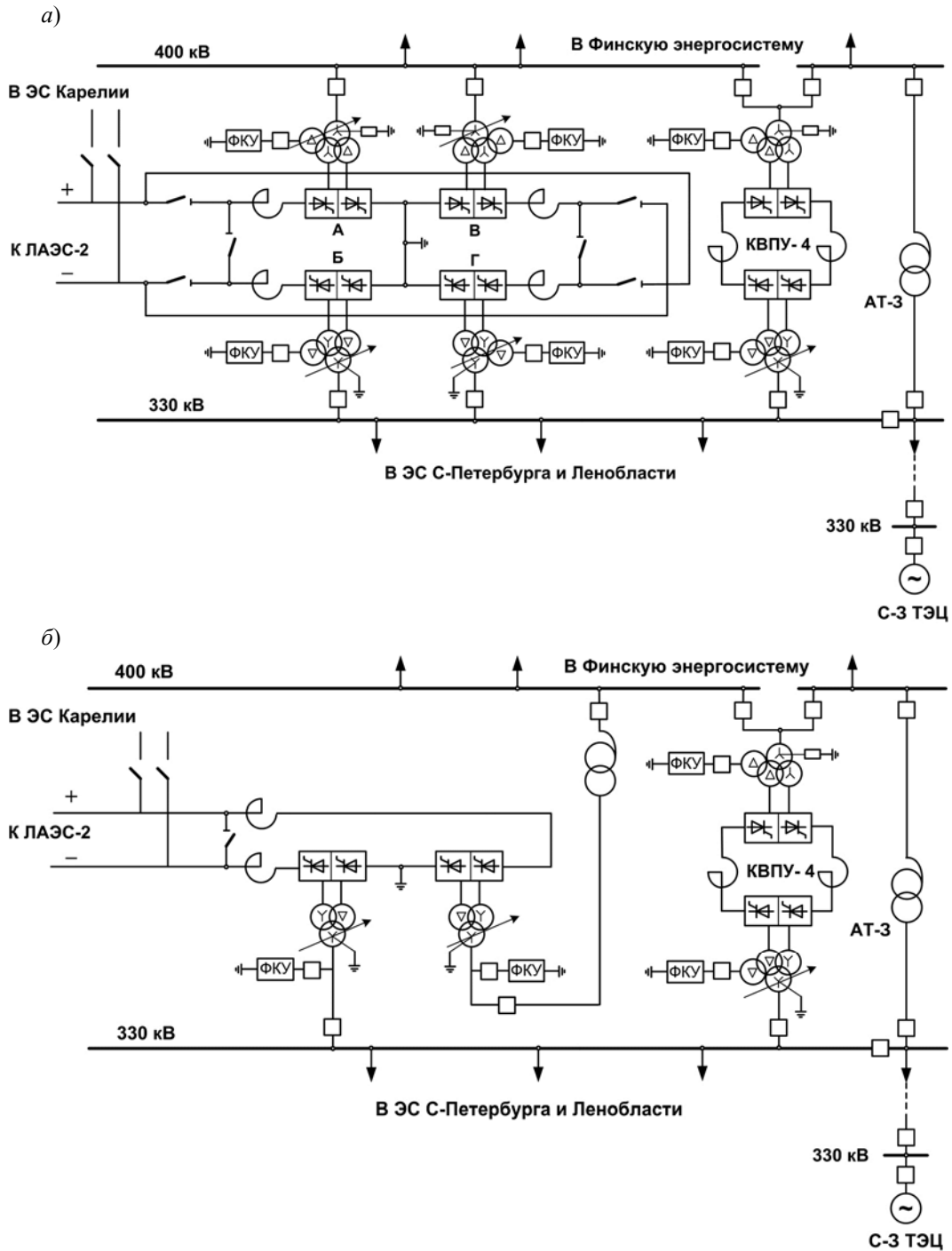


Рис. 2. Схема Выборгского преобразовательного комплекса:  
а) со специальным инвертором; б) с традиционным инвертором



Сооружение дополнительной линии 330 кВ переменного тока или увеличение пропускной способности существующих линий за счет установки устройств *FACTS*, как показывают сопоставительные оценки, требуют больших затрат в расчете на 1 МВт дополнительной пропускной способности межсистемных связей по сравнению с затратами при сооружении ППТ.

Рассматриваются два варианта реализации ППТ для повышения надежности электроснабжения Карельской энергосистемы:

- продлением ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская до одной из подстанций 330 кВ в энергосистеме Карелии (рис. 3);
- сооружением ППТ в тот же район от одной из подстанций 750 кВ Ленинградской энергосистемы (рис. 4).

В первом случае создается многоподстанционная ППТ с возможностью координированного управления перетоками мощности от ЛАЭС в трех направлениях и организации взаимопомощи в аварийных ситуациях в объеме до 1000 МВт для любой из трех энергосистем (Ленинградской, Карельской и Финской).

Во втором случае энергосистема Карелии получает дополнительную связь с сетью 750 кВ и независимое управление мощностью в нормальных и послеаварийных режимах.

Таким образом, сооружение ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская и продление этой ППТ до Карельской энергосистемы, или сооружение независимой ППТ, связывающей Карельскую энергосистему с мощной сетью 750 кВ, обеспечивает новые возможности управления режимами транзита Санкт-Петербург – Карелия – Кола, повышая надежность объединяемых энергосистем центральной части ОЭС Северо-Запада, улучшает условия обмена и взаимопомощи с энергосистемой Финляндии.

Дополнительные возможности повышения управляемости может внести реализация проекта реверсивной вставки постоянного тока пропускной способностью  $\pm 200$  МВт для связи Кольской энергосистемы с энергосистемой Норвегии. Как любой элемент постоянного тока в составе межсистемной связи ВПТ позволяет независимо от режима примыкающих энергосистем распоряжаться перетоками мощности по этой связи в пределах располагаемой установленной мощности ВПТ.

### **1.3. Ограничение токов короткого замыкания и повышение управляемости и надежности энергосистемы мегаполиса Санкт-Петербурга**

Эти характерные для мегаполиса задачи возникают в связи с ростом нагрузки и усложнением внутренней электрической сети.

В качестве одного из подходов к решению проблемы повышения уровня надежности энергосистемы мегаполиса в проектах развития городской сети рассматривается замыкание так называемого «малого кольца». Кольцо образуется сооружением трех магистральных кабельных линий 330 кВ от новой ПС 330 кВ Василеостровская (рис. 5). Известно, что любая кольцевая структура, повышая уровень надежности и связанность энергосистемы, одновременно приводит к увеличению уровня токов короткого замыкания и создает определенные проблемы управления перетоками мощности. Для решения этих задач в схеме «малого кольца» предусматривается включение токоограничивающих реакторов по 10 Ом и фазоповоротных устройств мощностью 630 МВ·А.

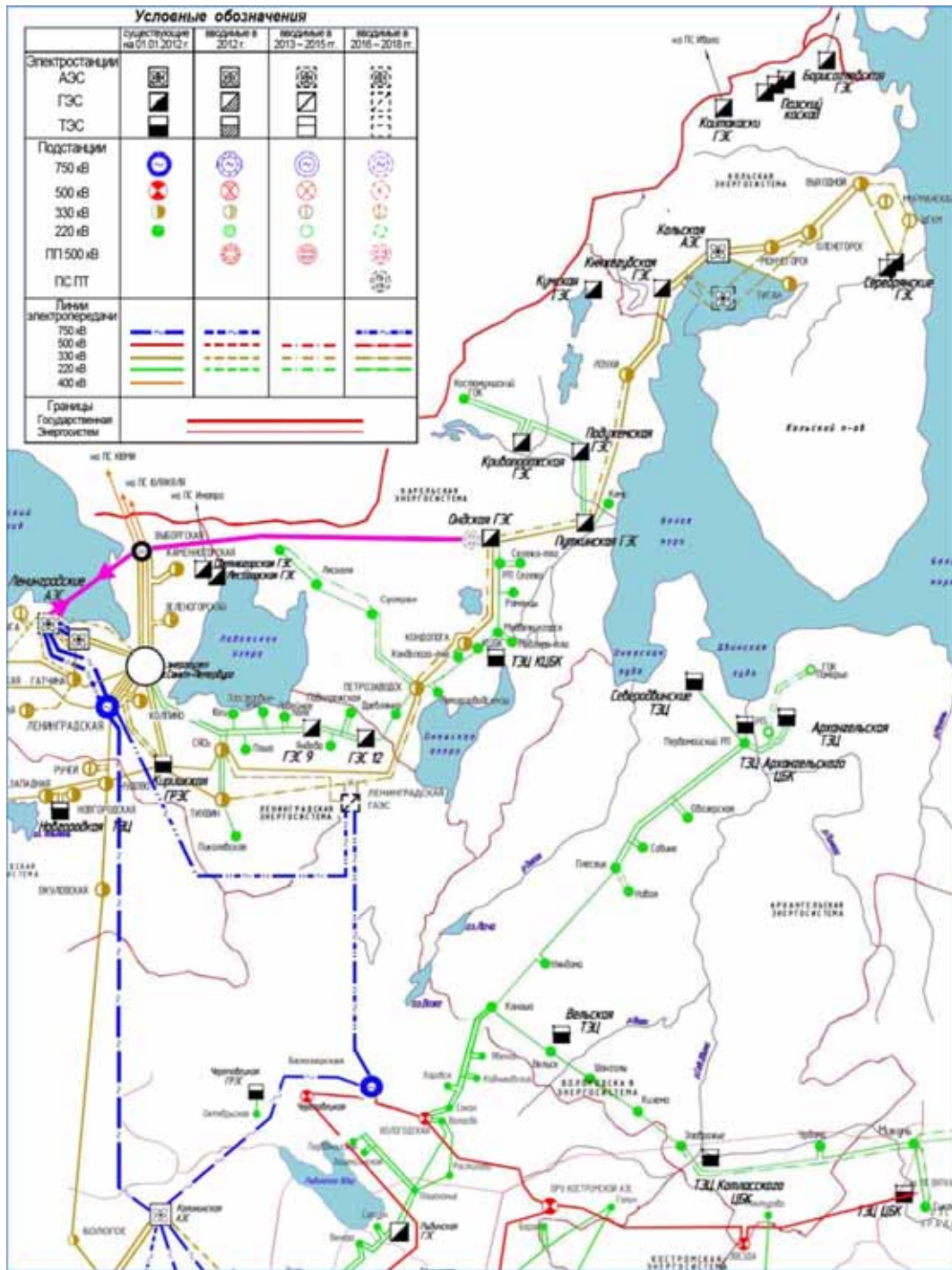


Рис. 3. Продление ПЛТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская до ПС Онда

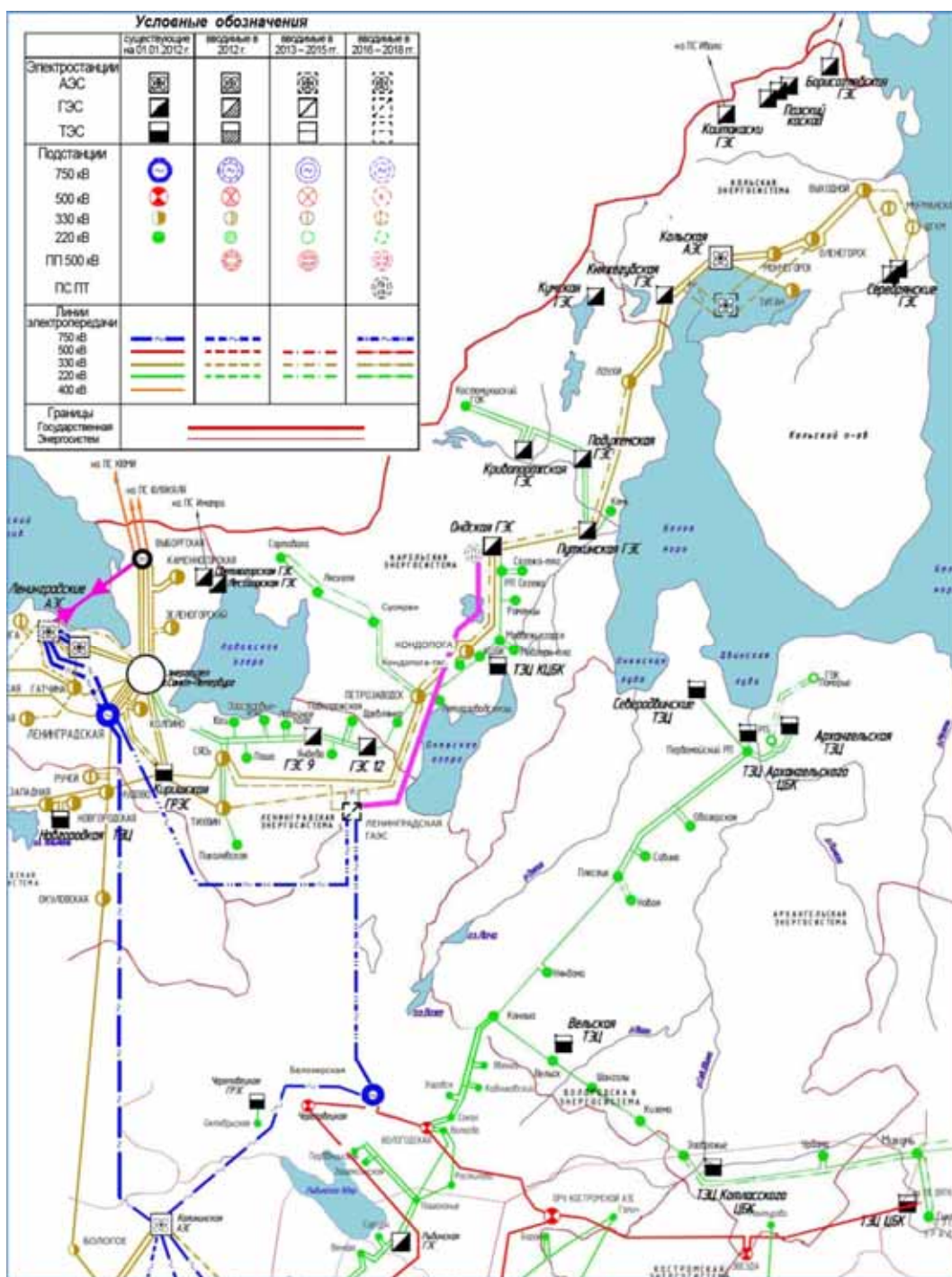


Рис. 4. Сооружение ППТ от ПС 750 кВ Ленинградская (Ленинградская ГАЭС) до ПС Онда

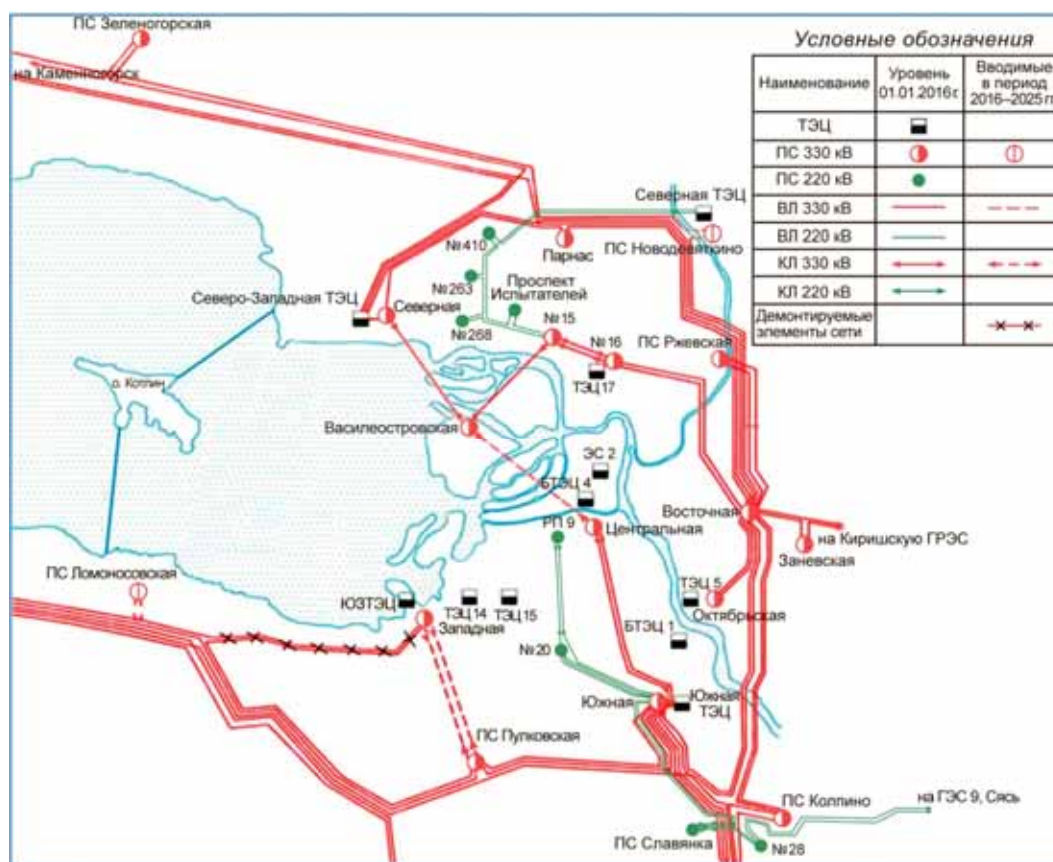


Рис. 5. «Малое кольцо» Санкт-Петербурга

Достойной альтернативой является предложение о сооружении многомодульной вставки постоянного тока (МВПТ), обеспечивающей (в данном случае) связь трех новых кабельных линий (рис. 6) с возможностью независимого управления перетоками по этим линиям. Управление осуществляется в пределах установленной мощности преобразовательного оборудования с соблюдением общего баланса активных мощностей. Использование устройства постоянного тока приводит и к ограничению роста токов короткого замыкания. Однако наибольший интерес МВПТ представляет для организации централизованного управления перетоками мощности.

Это предложение пока не нашло проектного решения. Собственно многомодульная вставка постоянного тока, как новое устройство, разработана на уровне технического предложения как в части силовой схемы, так и в части систем управления и регулирования [2].

В схеме мегаполиса Санкт-Петербурга рассматриваются и другие объекты постоянного тока. В настоящее время ведется проектирование кабельной линии постоянного тока с применением сверхпроводящего кабеля в центральной части города (между ПС РП-9 и ПС Центральная). Пока это одиночная линия протяженностью 2,5 км, которая решает ограниченный круг задач, но она рассматривается как начальный этап создания в последующем ряда таких линий или даже сети постоянного тока.

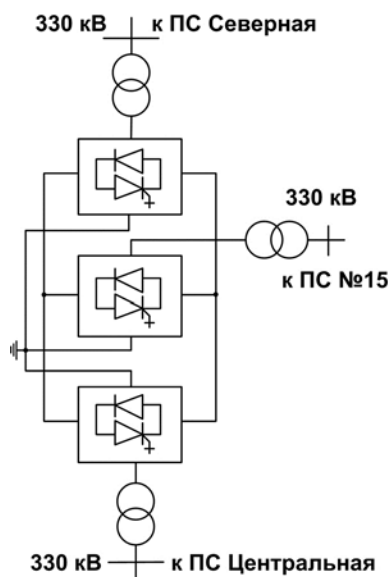


Рис. 6. Условная схема трехмодульной ВПТ на базе преобразователей напряжения для «малого кольца» энергосистемы Санкт-Петербурга

## 2. Техничко-экономические характеристики предлагаемых объектов постоянного тока

Все перечисленные передачи постоянного тока предполагаются мощностью порядка 1000 МВт и протяженностью не более нескольких сотен километров. Это обстоятельство позволяет в значительной мере унифицировать технические решения. В наибольшей мере проработана ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская. Для этой передачи используются тиристорные преобразовательные блоки мощностью 500 МВт при напряжении линии  $\pm 300$  кВ. Эти технические решения могут быть приняты и для других ППТ.

На базе тиристорных преобразователей тока могут быть выполнены и ВПТ в составе межгосударственных связей.

Иная ситуация с ВПТ и преобразователями кабельных ППТ в энергосистеме мегаполиса. Для этих объектов большое значение имеют габариты преобразовательных подстанций, в частности, необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности. Через преобразователь напряжения может обеспечиваться питание выделившегося района нагрузки. Кроме того, согласно мировой практике преобразователи этого вида лучше согласуются с кабельными линиями постоянного тока [3]. По этим причинам в наибольшей мере требованиям мегаполиса отвечают преобразовательные установки на базе преобразователей напряжения.

С точки зрения ограничения токов короткого замыкания и управления режимом передачи ППТ и ВПТ на базе преобразователей тока и напряжения имеют примерно равные возможности.

Капитальные затраты на сооружение рассматриваемых ППТ в первом приближении можно оценить по аналогии с приведенными в ТЭО ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская, которые были определены на основе данных отечественных производи-

телей оборудования. Согласно этим данным удельные капитальные затраты на сооружение подстанции ППТ установленной мощностью 1000 МВт составляют 5800 руб./кВт. Удельные затраты на сооружение воздушной линии постоянного тока  $\pm 300$  кВ пропускной способностью 1000 МВт составляют 19,5 млн руб./км.

При протяженности воздушной линии порядка 500 км затраты на сооружение ППТ в общем случае превышают затраты на сооружение линии переменного тока равной пропускной способности. В случае ППТ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская, несмотря на еще меньшую протяженность линии, капитальные затраты на ее сооружение не превышают затрат на сооружение соответствующей линии переменного тока, так как в составе передачи имеется кабельный участок и, кроме того, требуется установка фазоповоротного устройства или завышение (примерно в 1,5 раза) пропускной способности линии переменного тока, в том числе и кабеля.

Продление ППТ от ПС Выборгская до одной из подстанций 330 кВ энергосистемы Карелии связано с сооружением только одной преобразовательной подстанции, что примерно выравнивает капитальные затраты на сооружение ППТ и ВЛ 330 кВ пропускной способностью 1000 МВт. Альтернативная ППТ в Карельскую энергосистему (см. рис. 4) уступает с точки зрения затрат сооружению передачи переменного тока соответствующей пропускной способности. Однако в этом случае, как и в предыдущем, сопоставлять ППТ и линию переменного тока следует не по пропускной способности собственно передачи, а по увеличению максимально допустимого перетока (МДП) в сечении за счет ввода нового элемента сети.

ППТ имеет две независимые полуцепи, одновременное отключение которых следует относить к аварийной ситуации, предполагающей при определении МДП использование противоаварийной автоматики [4]. При этом с учетом независимого управления мощностью ППТ в исходном режиме в сечении может быть достигнута существенно бóльшая суммарная мощность, чем при дополнительной передаче переменного тока равной с ППТ пропускной способности. Таким образом, если капитальные затраты соотносить не с пропускной способностью передачи, а с увеличением МДП, что и является основной целью усиления сети, то преимущество ППТ оказывается достаточно очевидным. Следует отметить, что большинство ППТ в мире имеют протяженность меньшую, чем так называемая критическая длина линии, при которой затраты на ППТ и ВЛ переменного тока оказываются равными.

Удельная стоимость ВПТ составляет примерно 0,8–0,9 от удельной стоимости выпрямительной и инверторной подстанций ППТ равной пропускной способности при сходных условиях примыкания к сети переменного тока. Более низкая удельная стоимость определяется, прежде всего, установкой выпрямителя и инвертора на одной ПС и меньшим уровнем напряжения на стороне постоянного тока. Выбор ВПТ вместо ППТ часто определяется исходными условиями сети, отсутствием необходимости в сооружении сколь-нибудь протяженных дополнительных линий, сооружением объекта в пределах одной территории, страны и другими обстоятельствами.

Многомодульная ВПТ, очевидно, должна оцениваться по суммарным затратам на все полюса, затраты на каждый из которых примерно равны 0,5 от затрат на ВПТ соответствующей пропускной способности. Таким образом, сооружение МВПТ вдвое дешевле установки ВПТ в каждой из отходящих от ПС кабельных линий, не считая экономии площади, что в условиях города может иметь решающее значение.

Дальнейшее сокращение площади может быть достигнуто при отказе от трансформаторов. Принципиально такая схема может быть реализована в случае МВПТ на базе преобразователей напряжения и включена в сеть переменного тока одного класса напряжения (в данном случае – 330 кВ).

### **3. Сопоставление ППТ и ВПТ с другими мероприятиями по повышению управляемости**

Наряду с использованием объектов постоянного тока в ОЭС Северо-Запада рассматривались и другие средства для повышения управляемости энергосистемы<sup>1</sup>. Прежде всего, речь идет о фазорегулирующих устройствах, СТАТКОМ и УПК, применение которых обеспечивает повышение управляемости и пропускной способности (МДП) в сечениях электрической сети.

Применение фазоповоротного устройства в схеме передачи переменного тока ЛАЭС-2 – ПС Выборгская, как уже отмечалось, не дает экономических преимуществ переменному току по сравнению с ППТ, причем ППТ обеспечивает более высокий уровень управляемости.

В качестве мероприятий по повышению пропускной способности транзита Санкт-Петербург – Карелия – Кола рассматривалась установка СТАТКОМ на двух подстанциях 330 кВ и УПК на линиях 330 кВ этого же транзита. На основе данных отечественных производителей оборудования выполнена сравнительная оценка по удельным капитальным затратам на 1 МВт повышения МДП в сечении межсистемной связи. Результаты расчетов показывают существенно большую эффективность ППТ по сравнению с УПК и СТАТКОМ. Соотношения удельных капитальных затрат примерно 1:2. Однако это справедливо, если речь идет о значительном повышении МДП, которое обеспечивается за счет ППТ.

Таким образом, использование средств повышения пропускной способности существующих ВЛ переменного тока с использованием устройств *FACTS* имеет преимущество по сравнению с применением ППТ только при необходимости сравнительно небольшого повышения пропускной способности в сечении межсистемной связи. С учетом принятого подхода к оценке надежности энергосистем сооружение дополнительной линии имеет безусловное преимущество по сравнению с повышением пропускной способности существующих линий. Кроме того, использование ППТ как дополнительного элемента сети снижает удельные потери. Очевидно и более существенное повышение общей управляемости энергообъединения. Практически вне конкуренции ППТ (ВПТ) и для решения задачи несинхронного объединения энергосистем.

### **Заключение**

Применение ППТ и ВПТ в схеме центральной части ОЭС Северо-Запада существенно повышает управляемость энергообъединения, повышает уровень надежности, позволяет существенно увеличить допустимые перетоки в сечениях меж-

---

<sup>1</sup> Работа выполнена под руководством канд. техн. наук, доцента А. С. Герасимова.

системных связей, не приводит к росту токов короткого замыкания, обеспечивает несинхронные связи с зарубежными энергообъединениями. Преобразовательные подстанции ППТ и ВПТ на межсистемных и межгосударственных связях в настоящее время целесообразно строить на базе преобразователей тока, а объекты в схеме мегаполиса – на базе преобразователей напряжения.

Применение устройств *FACTS* для повышения управляемости и решения других системных задач в ОЭС Северо-Запада менее эффективно, за исключением случаев повышения пропускной способности существующей сети в ограниченном объеме.

### Список литературы

1. Коцеев Л. А., Шульгинов Н. Г. Электропередача постоянного тока ЛАЭС-2 – ПС Выборгская // Электрические станции, № 11, 2010.
2. Патент на изобретение № 2451379 «Способ для ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости перетоками мощности в энергосистемах и устройство для его осуществления – многомодульная вставка постоянного тока (МВПТ)». Патентообладатель ОАО «НИИПТ» (RU).
3. Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies. CIGRE, WG B4.46, 2012.
4. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003.

*Коцеев Лев Ананьевич*, д-р. техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: ntc@ntcees.ru

*Кутузова Наталия Борисовна*, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: kutuzova@ntcees.ru

*Koshcheev L. A., Kutuzova N. B.*

#### **To intelligent grid with DC objects development in the central part of Northwest IPS.**

The prospects of direct current transmission technology used for asynchronous links with ENTSO-E, improving of stability, reliability and controllability of the power grids are discussed with the example of Northwest IPS. The advantages of multi-module back-to-back are shown as concerns with the problems of short-circuit currents reducing and centralized power flows control organization in St. Petersburg megapolis. The technical and economical characteristics of the proposed DC projects are given.

*Key-words: Northwest IPS, controllability improving, HVDC transmission Leningradskaya NPP-2 – Vyborgskaya substation, multi-terminal HVDC transmission, multi-module back-to-back, technical and economical characteristics, transmission capacity increasing.*



УДК 621.316.93; 551.594

А. Н. Новикова, О. В. Шмараго, А. М. Носова, Л. И. Галкова

## Особенности влияния природно-климатических условий на грозоупорность воздушных линий на примере ВЛ 330 и 500 кВ МЭС Юга

По результатам анализа опыта эксплуатации по грозовым отключениям двух ВЛ СВН: ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» с неполноценной тросовой защитой и идущей последовательно за ней ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» без троса выявлено изменение коэффициента пропорциональности между плотностью разрядов молнии на землю и продолжительностью гроз в часах в направлении с северо-запада на юго-восток в связи с уменьшением доли разрядов молнии на землю. Показана нецелесообразность разработки региональной карты среднегодовой продолжительности гроз в часах и необходимость первоочередного построения карты плотности разрядов молнии на землю для региона «МЭС Юга».

*Ключевые слова:* продолжительность гроз в часах, число дней с грозой, плотность разрядов молнии на землю, межоблачные разряды, селекция разрядов молнии, грозоупорность ВЛ, опыт эксплуатации воздушных линий сверхвысокого напряжения без троса.

### Введение

Грозоупорность воздушных линий определяется классом номинального напряжения (т. е. уровнем изоляции), конструкцией опоры (одностоечная или порталная), используемыми средствами грозозащиты (числом и расположением тросов, сопротивлением заземления опоры), а также природно-климатическими условиями, к которым, в первую очередь, относится интенсивность грозовой деятельности в районе трассы. Однако на практике оказывается, что и прочие природно-климатические условия, особенно гололедно-ветровые нагрузки, определяют политику по выбору средств грозозащиты, а именно отказ от тросовой защиты с использованием ограничителей перенапряжений (ОПН), в том числе, на ВЛ СВН.

С конца 90-х годов прошлого века Решение № Э-1/94 Департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России» «О допустимости снятия с ВЛ 110 и 220 кВ грозозащитных тросов» стало распространяться и на ВЛ 330 и 500 кВ МЭС Юга. К грозосезону 1996 г. на ВЛ 330 кВ «ГЭС-2 – Машук – Прохладный» (длиной 172 км) трос был оставлен только на подходах к подстанциям. На ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» (длиной 431,9 км), введенной в эксплуатацию в 2000 г. со 100 %-ной тросовой защитой, в 2004 г. на участках интенсивного гололедообразования, общей длиной 135,7 км, трос был снят. ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» (длиной 408,7 км) была введена в эксплуатацию в 2002 г. с тросовой защитой только на подходах к подстанциям (9,3 км). На рис. 1 показаны трассы, а в табл. 1 приведены сведения о показателях грозоупорности двух последних, близких по протяженности ВЛ. Прерывистыми линиями обозначены бестросовые участки.

Удельные числа грозовых отключений (на 100 км) приведены в среднем по ВЛ ( $n_r$ ) и для участков без троса ( $n_{г. б/тр}$ ). Значения  $n_{г. б/тр}$  определены по выражению:

$$n_{г. б/тр} = \frac{N_{г. б/тр}}{T} \cdot \frac{100}{L_{б/тр}}, \quad (1)$$

где  $N_{г. б/тр}$  – число грозových отключений ВЛ из-за перекрытий изоляции на участках без троса;

$T$  – число лет эксплуатации;

$L_{б/тр}$  – общая длина участков без троса, км.

Таблица 1

Эксплуатационные показатели грозупоpности ВЛ 330 и 500 кВ МЭС Юга

Название ВЛ	Длина, км	Доля троса, %	Период эксплуатации	Число грозových отключений			
				за период	в год		$n_{г. б/тр}$
					ВЛ	на 100 км	
		$n_{г. б/тр}$					
ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»	408,7	2,3	12 лет (2000–2011)	83	6,9	1,69	1,73
ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»	431,9	68,5	5 лет (2007–2011)	31	6,2	1,43	4,27

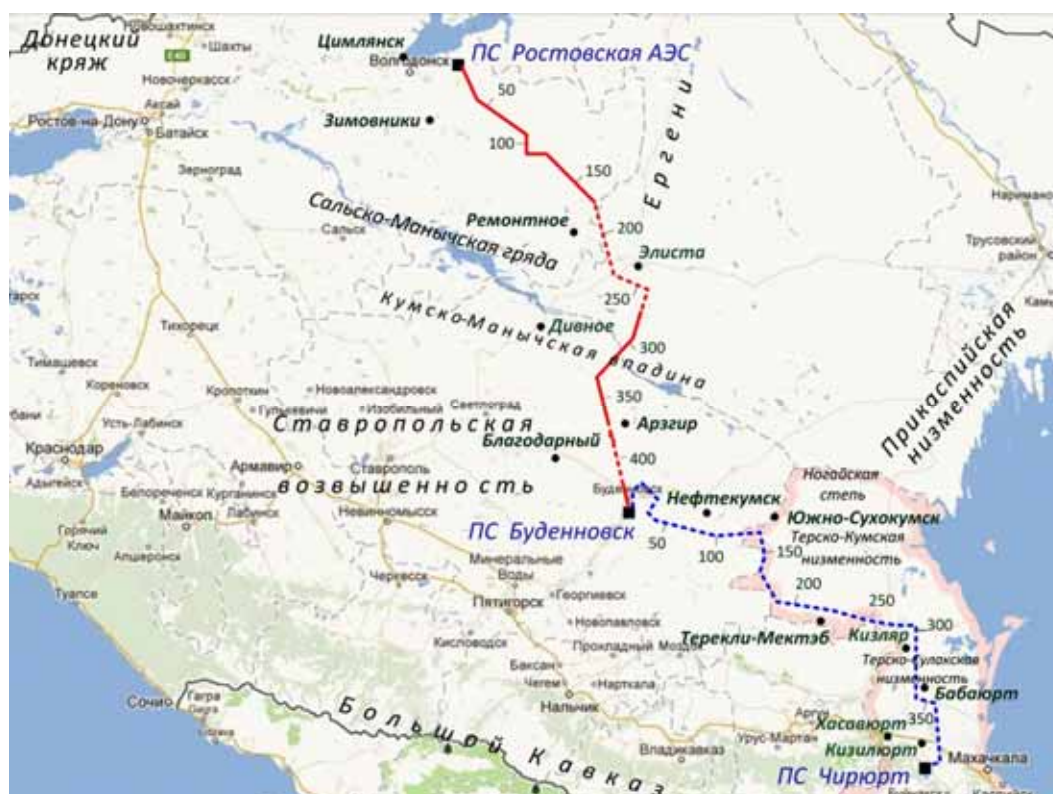


Рис. 1. Трассы анализируемых воздушных линий:

----- ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»;

----- ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»

Для ВЛ 330 кВ, имеющей тросы только на подходах, удельные числа грозовых отключений в среднем по ВЛ и для участка без троса различаются незначительно. За анализируемый период грозовых перекрытий изоляции на подходах к подстанциям, защищенных тросами, не было.

Значение  $n_{г. б/тр}$  для ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» было определено по результатам анализа опыта эксплуатации, выполненного в работе [1], посвященной проблемам повышения грозоупорности этой ВЛ с использованием ОПН на бестросовых участках. Установлено, что 29 из 31-го грозовых отключений ВЛ были вызваны перекрытиями изоляции на участках без троса.

По данным табл. 1 необходимо отметить следующее. Во-первых, обе ВЛ имеют удельные числа грозовых отключений (на 100 км в год) значительно больше средних по отрасли (ВЛ 330 кВ –  $n_{г. б/тр} = 1,69$  вместо 0,3; ВЛ 500 кВ –  $n_{г. б/тр} = 1,43$  вместо 0,1 грозовых отключений в год).

Во-вторых, удельное число грозовых отключений из-за перекрытия изоляции на участках без троса для ВЛ 500 кВ, имеющей большую (примерно на 40 %) импульсную прочность линейной изоляции, оказалось в 2,5 раза больше, чем для ВЛ 330 кВ (высоты опор ВЛ различаются незначительно, рис. 2). Это стало причиной того, что различие в удельных числах грозовых отключений в среднем по ВЛ между ВЛ 330 кВ с тросом только на подходах к подстанциям и ВЛ 500 кВ, имеющей тросовую защиту более, чем на половине трассы, составило всего около 20 %.

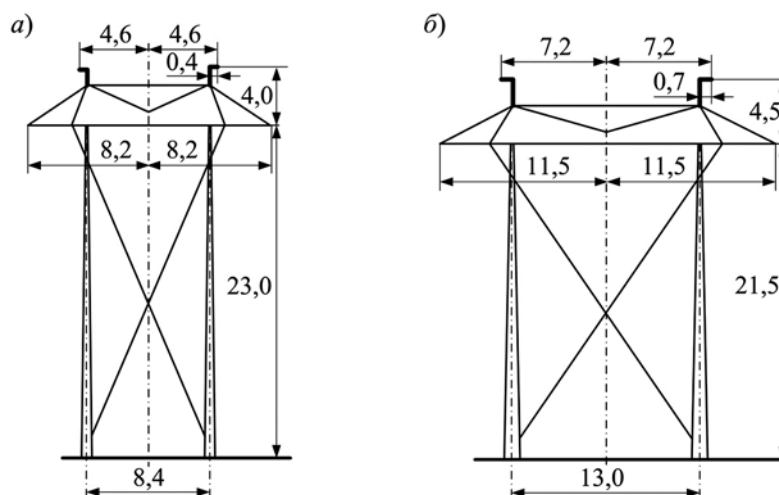


Рис. 2. Эскизы опор: а) ВЛ 330 кВ; б) ВЛ 500 кВ

Для выяснения причин создавшейся ситуации, прежде всего, необходимо проанализировать характеристики интенсивности грозовой деятельности в районе трасс ВЛ в рассматриваемый период эксплуатации.

### Корреляция между числом грозовых отключений и продолжительностью гроз

Число грозовых отключений ВЛ пропорционально плотности разрядов молнии на землю ( $p_0$ ). В отсутствие карт  $p_0$  для территории РФ в нормативных документах [2] используется линейная зависимость плотности разрядов молнии от продолжи-

тельности гроз в часах ( $N_{г.ч}$ ), а именно  $p_0 = k_p \cdot N_{г.ч} = 0,05 \cdot N_{г.ч}$ , единая для всей территории РФ.

Однако при анализе грозоупорности ВЛ 110–150 кВ в МРСК «Колэнерго» [3] с привлечением данных финской пеленгационной сети разрядов молнии было показано, что коэффициент пропорциональности между  $p_0$  и  $N_{г.ч}$  для территории севера Кольского полуострова должен быть в 2,5–3 раза меньше, используемого в [2].

В настоящее время территория МЭС Юга не охватывается стационарной пеленгационной сетью, поэтому для выявления фактической зависимости между числом грозовых отключений и продолжительностью гроз необходимо провести сравнительный анализ эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности ВЛ 330 и 500 кВ. Для этого, прежде всего, необходимо убедиться, что по используемым методикам оценки грозоупорности ВЛ получают числа грозовых отключений, не противоречащие эксплуатационным показателям.

На рис. 2 приведены эскизы опор рассматриваемых ВЛ, в табл. 2 – исходные данные для расчета.

Таблица 2

Исходные данные для расчета числа грозовых отключений

Параметры	Значения	
	330	500
Класс номинального напряжения, кВ	330	500
Тип опоры	ПБ330-7Н (рис. 2, а)	ПБ500-5Н (рис. 2, б)
Изоляция (строительная высота изолятора, м)	25 × ПСД-70ДМ (0,127)	28 × ПСВ-120А (0,146)
Длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, м	3,175	4,09
Сопrotивление заземления, $R_3$ , Ом	15	6
Трос (диаметр, мм)	С-70 (Ø 11,0)	АЖС-70/39 (Ø 13,3)
Провод (диаметр, мм)	2 × АС-300/39 (Ø 24,0)	3 × АС-330/43 (Ø 24,0)
Длина пролета, м	250	220

В табл. 3 приведены расчетные удельные числа грозовых отключений для ВЛ 330 и 500 кВ, полученные по методике [2]:  $n_{оп}$  – от ударов молнии в опоры;  $n_{пр}$  – от прорывов или ударов молнии в провода на ВЛ без троса;  $n_r$  – общее число грозовых отключений.

Таблица 3

Расчетные числа грозовых отключений ВЛ 330 и 500 кВ  
(на 100 км и 100 грозовых часов)

Составляющие числа грозовых отключений	Число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
	ВЛ 330 кВ		ВЛ 500кВ	
	с тросами	без тросов	с тросами	без тросов
$n_{оп}$	0,24	2,6	0,01	0,24
$n_{пр}$	0,19	17,2	0,12	14,1
$n_r$	0,43	19,8	0,13	14,3

Если учесть, что в районах прохождения ВЛ 330 и 500 кВ в РФ продолжительность гроз составляет 30–60 грозовых часов, т. е. менее 100 часов, расчетные показатели грозоупорности ВЛ с тросом хорошо согласуются с эксплуатационными, средними по отрасли.

Расчетные числа грозовых отключений ВЛ без троса (при  $N_{г.ч} = 100$  грозовых часов) значительно превосходят эксплуатационные, полученные для фактической продолжительности гроз, отличной от 100 грозовых часов. Для ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» – на порядок (по опыту эксплуатации  $n_{г.б/тр} = 1,73$ ); для 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» – в 3 раза ( $n_{г.б/тр} = 4,27$ ). Для получения действительного различия необходимо привести эксплуатационные показатели к  $N_{г.ч} = 100$  грозовым часам. Для этого необходимо выделить места точек КЗ при перекрытиях изоляции при грозе на трассе ВЛ 330 кВ и на бестросовых участках ВЛ 500 кВ и обязательно использовать данные по фактической продолжительности гроз по показаниям ближайших к трассе гидрометеостанций (ГМС).

Трассы рассматриваемых ВЛ являются продолжением друг друга. Для анализа характеристик грозовой деятельности в районе двух ВЛ, общей протяженностью 840 км, могут быть использованы данные наблюдений 13 ГМС. На рис. 3 по материалам [1] воспроизведена трасса ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» с указанием средних значений числа грозовых часов по 8 ГМС за период 2007–2011 гг. и нанесены изолинии  $N_{г.ч}$ , построенные по этим данным. Пунктиром показаны участки без троса.

В табл. 4 последовательно по участкам трассы приведены средние за 5 лет значения  $N_{г.ч}$ , определенные с использованием рис. 3, и числа перекрытий изоляции на каждом участке, полученные по данным регистраций точек КЗ при грозовых отключениях по показаниям фиксирующих приборов и результатам обследования ВЛ после автоматических отключений. Там же даны удельные числа грозовых отключений на 100 км для участков без троса при фактической продолжительности гроз, а также значения  $n_{г.}$ , приведенные к базовой продолжительности – 100 грозовым часам.

По данным табл. 4 необходимо отметить следующее:

- для бестросового участка (№ 4) вблизи ПС «Буденновск» при большей продолжительности гроз (примерно на 30 %) удельный показатель грозоупорности (при фактическом числе грозовых часов) оказался в 2,3 раза лучше, чем для другого бестросового участка (№ 2);
- при расчетном показателе  $n_{г.расч} = 14,3$  различие с эксплуатационным для участка № 2 ( $n_{г.экс} = 15,9$ ) составляет около 10 %, а для участка № 4 ( $n_{г.экс} = 4,9$ ) более, чем в 2 раза.

Однако участок № 2 имеет небольшую длину (36,6 км), поэтому полученные результаты при сравнительно небольшом периоде эксплуатации (5 лет) могут оказаться случайными.

С этой точки зрения ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» имеет более благоприятные характеристики для анализа: 12-летний период эксплуатации и длину участка без троса 399,4 км. Целесообразно проанализировать удельные показатели грозоупорности этой ВЛ по 100-километровым участкам, предварительно определив среднюю за период эксплуатации продолжительность гроз для каждого из участков.

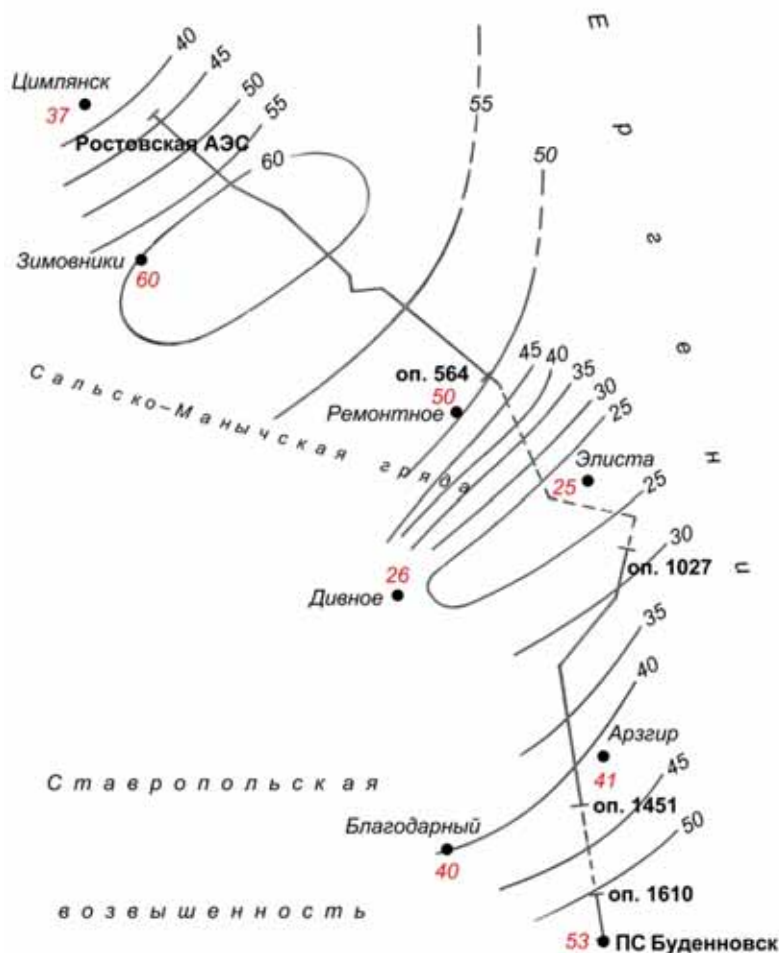


Рис. 3. К оценке фактической интенсивности грозовой деятельности на участках трассы ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

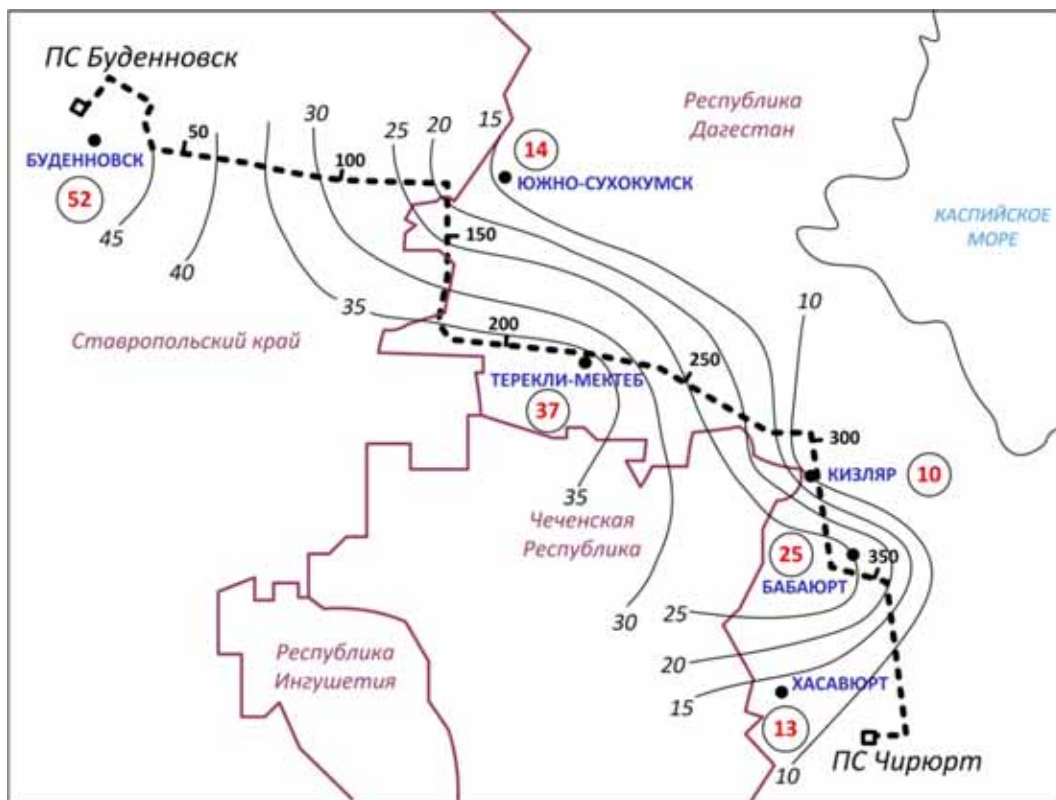
Таблица 4

Корреляция числа грозовых отключений и продолжительности гроз по трассе ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск»

Участки				$N_{г.ч}$ , ч (среднее за 5 лет)	Число грозовых отключений		
№	наличие троса	опоры	длина, км		общее за 5 лет	$n_{г}$ на 100 км в год	
						при факти- ческом $N_{г.ч}$	при 100 гро- зовых часах
1	с тросом	АЭС – 564	173,2	55,2	1	–*	–*
2	без троса	564 – 1027	99,1	31,6	25	5,04	15,9
3	с тросом	1027 – 1451	109,9	33,6	1	–*	–*
4	без троса	1451 – 1610	36,6	45,0	4	2,19	4,9
5	с тросом	1610 – ПС	13,1	52,0	–	–*	–*

\* При высокой грозоупорности ВЛ 330 и 500 кВ с тросом объем опыта эксплуатации мал для получения эксплуатационных показателей

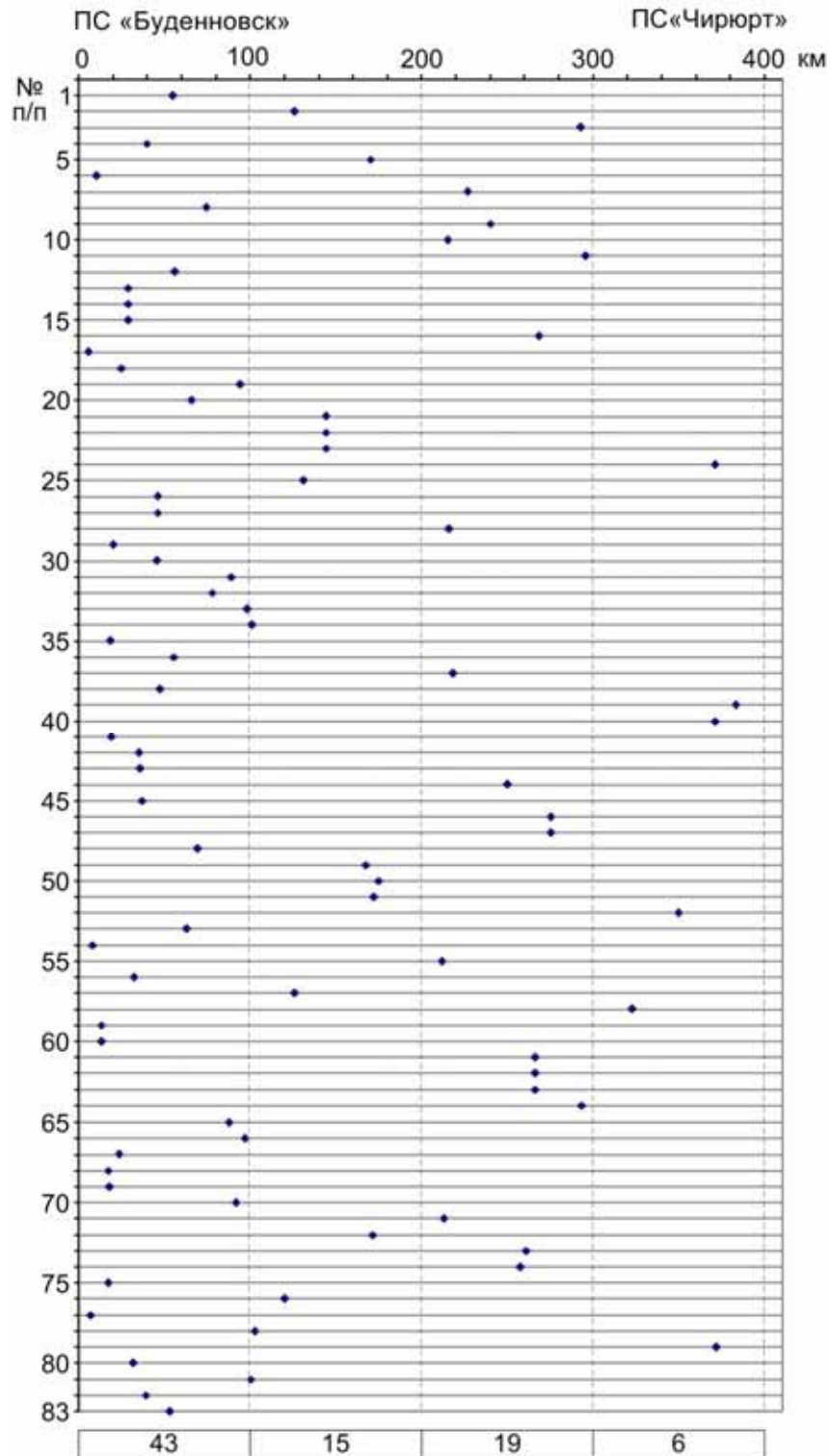
На рис. 4 по данным 6 близлежащих ГМС проведены изолинии среднего за 12 лет числа грозных часов для территории трассы этой ВЛ. На рис. 5 показано распределение мест точек КЗ на трассе ВЛ при грозных отключениях. В табл. 5 дана информация, аналогичная табл. 4, но для ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт».



**Рис. 4.** Изолинии среднего за 12 лет числа грозных часов для территории трассы ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»

По результатам табл. 5 видно, что тенденция уменьшения удельного числа грозных отключений, приведенного к базовой продолжительности гроз (100 часов), проявившаяся на трассе ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск», характерна и для трассы ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт». В последнем столбце табл. 5 с учетом различия в расчетных значениях  $n_{г.расч}$  для этих ВЛ сделана оценка  $n_r$  для случая прохождения ВЛ 500 кВ по трассе ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт». При введении такой поправки значения  $n_r$  при 100 грозных часах участка № 4 табл. 4 и участка № 1 табл. 5 сближаются: различие составляет 22 %.

Из рис. 4 видно, что преобладающее направление 100-километровых участков постоянно меняется. В табл. 6 сопоставлены показатели грозоупорности по участкам, ориентированным с севера на юг и с запада на восток, при условии, что по трассе ВЛ 330 кВ (после ПС «Буденновск») проходит ВЛ 500 кВ.



**Рис. 5.** Распределение точек КЗ при грозовых отключениях по трассе ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»



Таблица 5

**Корреляция числа грозовых отключений и продолжительности гроз  
по трассе 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»**

Участки		$N_{г.ч}$ , ч (среднее за 12 лет)	Число грозовых отключений			
№	пределы по длине, км		общее за 12 лет	$n_g$ на 100 км в год		
				при фактическом $N_{г.ч}$	при 100 грозовых часах	
				ВЛ 330 кВ	ВЛ 500 кВ*	
1	0–100	43	43	3,58	8,3	6,0
2	100–200	28	15	1,25	4,5	3,2
3	200–300	26	19	1,58	6,1	4,4
4	300–400	16	6	0,50	3,1	2,2

\* При условии прохождения ВЛ 500 кВ по трассе ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт»

Таблица 6

**Сопоставление удельных показателей грозоупорности  
по участкам разной ориентации**

Номер участка	$n_{г.б/тр}$ на 100 км и 100 грозовых часов при ориентации участка	
	Север–Юг	Запад–Восток
№ 4 табл. 4	4,9	–
№ 1 табл. 5	–	6,0
№ 2 табл. 5	3,2	–
№ 3 табл. 5	–	4,4
№ 4 табл. 5	2,2	–

Из данных табл. 6 видно, что существуют природные факторы, влияющие на коэффициент пропорциональности между плотностью разрядов молнии и числом грозовых часов, влияние которых проявляется как в направлении с севера на юг, так и с запада на восток.

Бестросовый участок № 2 табл. 4 не имеет четко выраженного преобладающего направления, при этом находится значительно севернее остальных бестросовых участков. Значение  $n_{г.б/тр} = 15,9$  на 100 км и 100 грозовых часов для данного участка, имеющего достаточно большую длину (99,1 км), согласуется с расчетным показателем грозоупорности ВЛ 500 кВ ( $n_{г.б/тр} = 14,3$ ). Это свидетельствует как о правильности расчетной методики, так и о правомерности использования для района его расположения коэффициента пропорциональности  $k_p = 0,05$ .

Поскольку на следующих в юго-восточном направлении участках ВЛ расхождение между расчетными и приведенными к 100 грозовым часам эксплуатационными показателями постепенно увеличивается, следует предположить, что причиной этого является уменьшение коэффициента пропорциональности  $k_p$  примерно после ГМС «Элиста». По данным последнего столбца табл. 5 можно заключить, что значение  $k_p$  уменьшается в  $15,9/2,2 \approx 7$  раз.

Одной из причин этого может быть увеличение доли разрядов молнии внутри и между облаками, которые воспринимаются метеонаблюдателем как фактор грозовой обстановки, но не представляют опасности для ВЛ. Для обоснования этой гипотезы необходимо проанализировать природно-климатические условия указанной территории.

### **Природно-климатические условия в районе трассы ВЛ**

Трасса ВЛ 330 и 500 кВ (см. рис. 1) проходит от Цимлянского водохранилища между Сальско-Маньчской грядой и районом возвышенностей Ергени (ГМС «Цимлянск», «Зимовники», «Ремонтное»), пересекает Кумско-Маньчскую впадину (ГМС «Элиста» и «Дивное») и подходит к восточным отрогам Ставропольской возвышенности (ГМС «Арзгир» и «Буденновск»). Затем через полупустыни Ногайской степи (ГМС «Южно-Сухокумск» и «Терекле-Мектеб») трасса идет по Терско-Кумской и Терско-Сулакской низменностям (ГМС «Кизляр», «Бабаюрт» и «Хасавюрт»). В соответствии с данными, представленными в [4], можно характеризовать природно-климатические условия районов прохождения трассы следующим образом.

В бассейне нижнего течения Дона (северная часть трассы до ГМС «Ремонтное») в условиях однообразно плоского, слегка волнистого рельефа, климат континентальный. Но с продвижением к востоку (район возвышенностей Ергени и северной части Прикаспийской низменности – ГМС «Элиста») климат становится резко континентальным, засушливым, с сильными ветрами, горячим и сухим летом. Такой характер погодных условий приводит к снижению грозовой активности.

В среднем Предкавказье (ГМС «Дивное», «Арзгир», «Благодарный», «Буденновск») преобладает возвышенный рельеф со степными ландшафтами. Трасса проходит по нижним северо-восточным склонам Ставропольской возвышенности с высотами до 200 м. Рельеф густо расчленен оврагами, балками, долинами временных водотоков. Климат умеренно-континентальный и в теплый период года формируется под влиянием теплых, влажных воздушных масс с запада и северо-запада и воздушных масс с востока и северо-востока, приносящих жару и сухость. Развитие грозовой активности происходит в зависимости от характера атмосферной циркуляции.

В восточном Предкавказье на Терско-Кумской низменности и на юго-западе Прикаспийской низменности (ГМС «Южно-Сухокумск», «Терекле-Мектеб») равнинный рельеф слабо расчленен. Преобладают полупустынные, лугово-болотные ландшафты. На Терско-Сулакской дельтовой равнине (ГМС «Кизляр», «Бабаюрт», «Хасавюрт») в условиях чрезмерного грунтового увлажнения сформировались лугово-болотные и солончаковые ландшафты. Климат отличается резкой континентальностью, сухостью, жарким летом с засухами, суховеями, песчаными и пыльными бурями. Такой климат обусловлен господством восточных и северо-восточных сухих воздушных масс. Воздушные массы с запада поступают сюда в иссушенном виде.

Таким образом, трасса ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» переходит из области ВЛ с континентальным климатом в область с резко-континентальным,

а далее – с умеренно-континентальным климатом. Трасса ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» начинается в области умеренно-континентального климата, но большая ее часть проходит по областям с резко-континентальным климатом, отличающимся засушливостью и более резкими колебаниями температуры. Континентальность климата здесь усиливается благодаря орографической защищенности от влияния воздушных масс с запада и юга.

### Характеристики грозовой деятельности

Продолжительность грозовой деятельности на рассматриваемой территории снижается с северо-запада на юго-восток. По наблюдениям за 30-летний период (1936–1965) среднегодовая продолжительность гроз составила: в районе Цимлянского водохранилища 80 ч; на восточных отрогах Ставропольской возвышенности – 40 ч; в районе Кизляра и побережья Каспийского моря – 20 ч и менее [5].

Карта среднегодовой продолжительности гроз в часах в ПУЭ [6] не дает полного представления о распределении интенсивности грозовой деятельности по указанной территории. Региональная карта среднемноголетней продолжительности гроз в часах, подобная представленной в [2] для Ленинградской области в масштабе, позволяющем построить изолинии через 5 часов, для данной территории не разрабатывалась.

В монографии И. С. Стекольниковой [7] дана карта среднемноголетнего числа дней с грозой ( $N_{г.д}$ ) для Европейской части СССР с изолиниями через 5 грозовых дней. На рис. 6 эта карта воспроизведена для южного региона. Трассы ВЛ 330 и 500 кВ проходят через несколько областей по числу грозовых дней. До ГМС «Элиста» трасса расположена в области с числом дней, равным 25. Далее она несколько раз пересекает границы областей сложной конфигурации.

После Буденновска изолинии (25, 20 и 15 дней с грозой) меняют направление с северо-южного на западно-восточное. Учитывая, что зависимость между числом дней с грозой и продолжительностью гроз в часах в общем случае описывается выражением:

$$N_{г.ч} = 0,72 N_{г.д}^{1,3} [2], \quad (2)$$

можно предположить, что такой же характер изменения будут иметь и изолинии числа грозовых часов. По крайней мере, ход изолиний  $N_{г.д}$  согласуется с удельными показателями грозоупорности, а именно с уменьшением значений  $n_{г.б/тр}$  по двум направлениям (см. табл. 6).

Высказанное выше предположение об изменении коэффициента пропорциональности между числом грозовых часов и плотностью разрядов молнии на землю подтверждает фрагментарная информация о доле разрядов молнии на землю, представленная на рис. 7 по материалам [7].

На территории между реками Дон и Терек происходит постепенное уменьшение доли разрядов молнии на землю от 60 % до 10 %. По характеру изменения доли наземных разрядов можно предположить, что восточнее г. Грозного, т. е. там, где проходит трасса ВЛ 330 кВ, доля наземных разрядов будет меньше 10 %. По результатам анализа опыта эксплуатации плотность разрядов молнии на землю на участке после ГМС «Элиста» уменьшается в 7 раз.

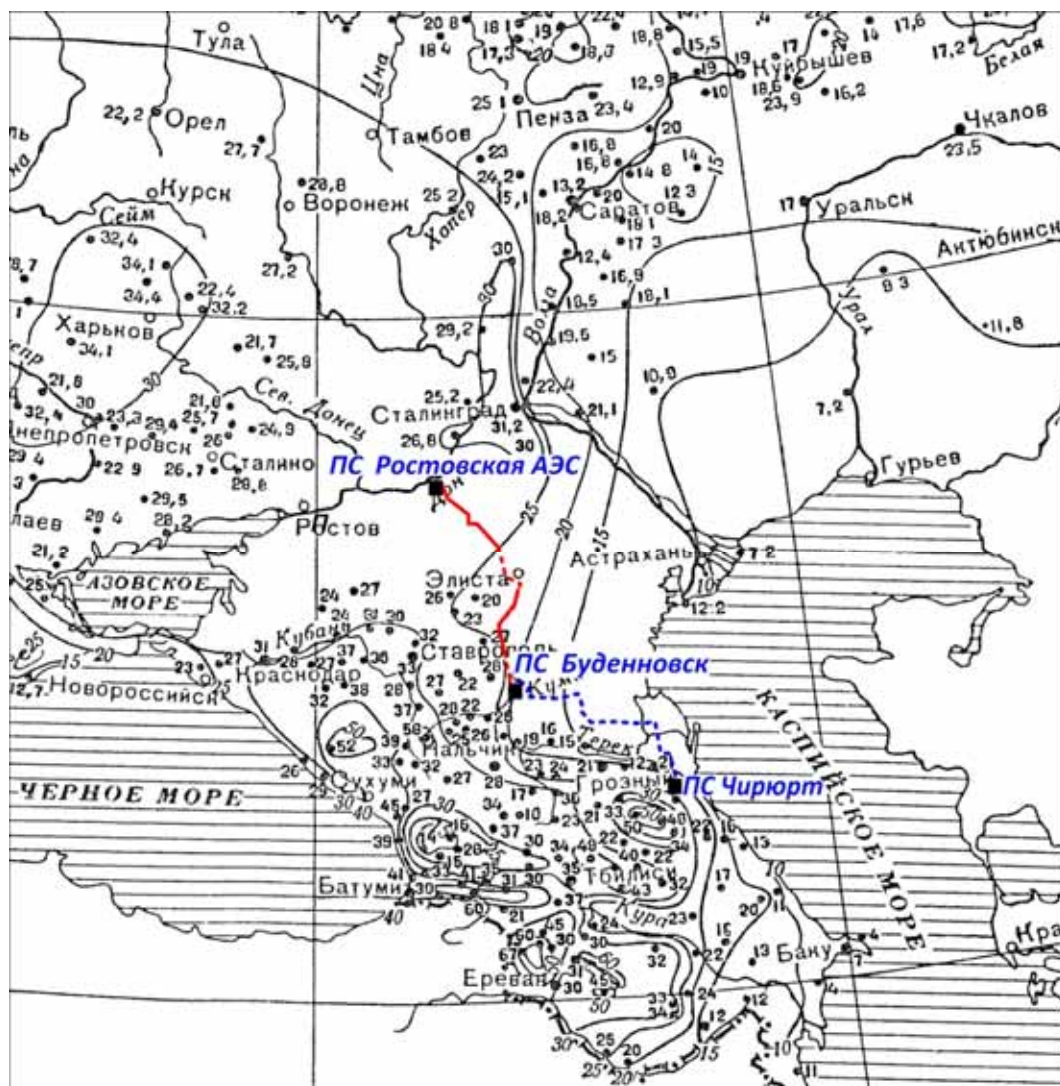


Рис. 6. Фрагмент карты среднегогодового числа дней с грозой для юга Европейской части СССР [7]

Учитывая характеристики гроз на рассматриваемой территории, представленные на рис. 6 и 7, следует признать, что разработка региональной карты продолжительности гроз в часах (вместо карты числа дней с грозой) не может дать исчерпывающей информации для проектирования систем грозозащиты. В данном случае необходима региональная карта плотности разрядов молнии на землю, которая может быть разработана по результатам регистрации разрядов молнии сетью пеленгации.

Одним из требований к техническим характеристикам пеленгационной сети является разделение разрядов на межоблачные и наземные. Калибровка этой характеристики сети должна осуществляться на основе полевых исследований с использованием магнитных регистраторов и других средств фиксации поражаемости ВЛ разрядами молнии, а также защищенного авторским свидетельством «Способа определения плотности разрядов молнии на землю» [8]. Результаты анализа опыта

эксплуатации ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» и ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» показали, что регион прохождения трасс этих ВЛ должен стать одним из первых в плане развития национальной пеленгационной сети.

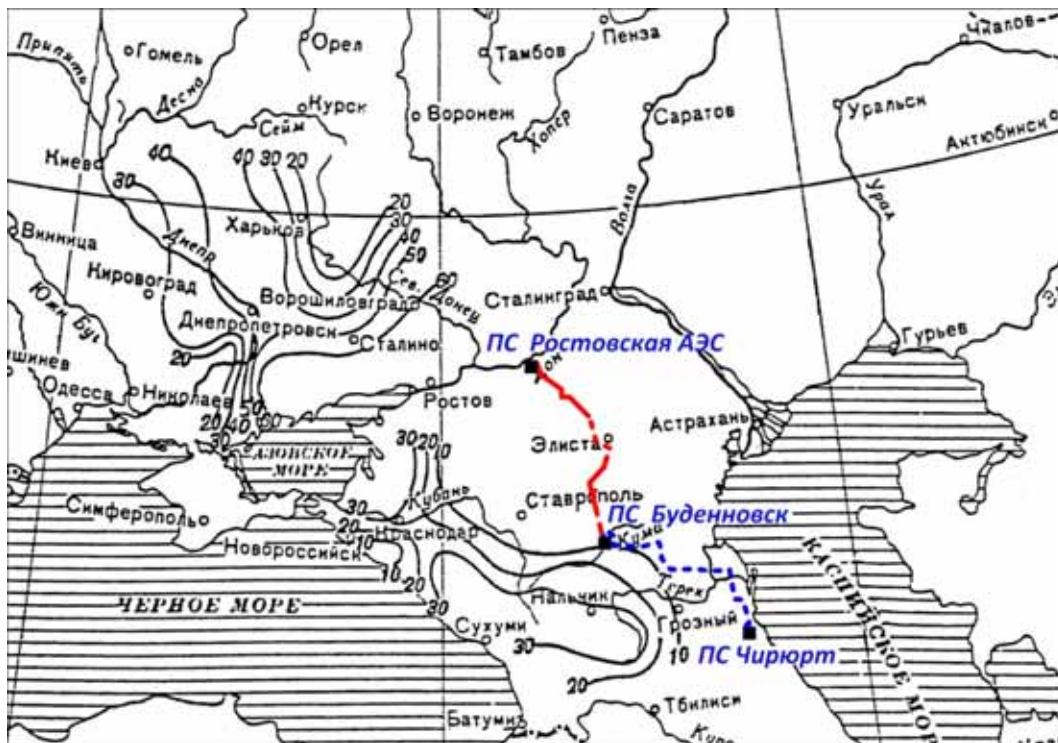


Рис. 7. Фрагмент карты распределения процента разрядов молнии на землю (от общего числа разрядов) [7]

## Выводы

1. ВЛ без троса имеют низкую грозоупорность, поскольку каждый 2-й, 3-й удар молнии в провода вызывает грозовое отключение ВЛ. Вследствие этого для ВЛ СВН большой протяженности без троса, даже проходящих в районах с умеренной интенсивностью грозовой деятельности, достаточно быстро накапливается объем информации, позволяющий сопоставить число грозовых перекрытий изоляции и продолжительность гроз в часах по отдельным участкам ВЛ и выявить особенности характеристик грозовой деятельности в районе прохождения трассы ВЛ.

2. Особенностью региона прохождения трасс ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Буденновск» и ВЛ 330 кВ «Буденновск – Кизляр – Чирюрт» является наличие сменяющихся климатических зон вдоль каждой из трасс и повышение засушливости климата в юго-восточном направлении, что на фоне уменьшения грозовой активности в направлении с северо-запада на юго-восток проявляется в изменении процентного соотношения между наземными и внутри- или междуоблачными разрядами молнии. В результате получается несоответствие между приведенными к одинаковой продолжительности гроз в часах показателями грозоупорности ВЛ 500 и 330 кВ.

3. Выявленные особенности характеристик грозовой деятельности позволяют утверждать, что разработка детальной региональной карты продолжительности гроз в часах для рассматриваемой территории не может дать исчерпывающей информации для разработки и модернизации систем грозозащиты. В данном случае необходима региональная карта плотности разрядов молнии на землю, поэтому регион МЭС Юга должен быть одним из первых в плане развития национальной пеленгационной сети.

4. При отсутствии карт плотности разрядов молнии на землю оптимизация систем грозозащиты ВЛ, особенно с применением ОПН, может быть выполнена только с использованием результатов анализа предшествующего опыта эксплуатации ВЛ.

### Список литературы

1. Новикова А. Н., Шмараго О. В., Данилевский С. С. Проблемы грозозащиты ВЛ СВН в гололедных районах // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 1(66) – Санкт-Петербург, 2012.
2. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.129-99. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.
3. Новикова А. Н.; Шмараго О. В., Ефимов Б. В., Данилин А. Н., Невретдинов Ю. М. Опыт эксплуатации ВЛ 110–150 кВ Северных электросетей ОАО «Колэнерго»: вопросы грозозащиты // Известия НИИ постоянного тока, 2011, № 65.
4. Физико-географическое районирование СССР (под ред. проф. Гвоздецкого Н.А.). – М.: Изд-во МГУ, 1968.
5. Атмосфера. Справочник (справочные данные, модели). – Л.: Гидрометеиздат, 1990.
6. Правила устройств электроустановок. 7-е издание. – М.: Энергосервис, 2003.
7. Стекольников И. С. Физика молнии и грозозащита. – М.-Л.: Издательство Академии наук СССР, 1943.
8. Мезгин В. А. Способ определения плотности разрядов молнии в землю. – АС SU № 1795400 А1G01W1/06. 1992.

*Новикова Александра Николаевна* – заведующая сектором защиты от перенапряжений отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: novikova\_a@ntcees.ru

*Шмараго Оксана Владимировна* – научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: shmarago@yandex.ru

Носова Антонина Михайловна, канд. геогр. наук.

E-mail: ant.nosova2011@yandex.ru

Галкова Людмила Ивановна

E-mail: novikova\_a@ntcees.ru

*Novikova A. N., Shmarago O. V., Nosova A. M., Galkova L. I.*

**Peculiarities of impact of environment and weather conditions on lightning proof of overhead transmission lines for instance of the 330 and 500 kV power transmission lines of main power networks in the South**

The results of operating experience analysis in terms of lightning outages of two extra high voltage power transmission lines: 500 kV «Rostovskaya NPP – Budennovsk» with the partial lightning protection by ground wires followed by 300 kV «Budennovsk – Kizlyar – Chir-Yurt» overhead line without ground wires have shown changing of proportion factor between ground lightning strike density and thunderstorm duration in hours in the direction from North-West to South-East that is due to decreased share of lightning strikes on ground. It has been shown the purposeless to design the regional map of mean annual thunderstorm rates in hours and to draw as a top priority the map of lightning ground strike density for main power networks in the South.

*Key words: thunderstorm rate in hours, number of days with thunderstorm, lightning ground strike density, cloud-to-cloud strikes, selection of lightning strikes, OHL lightning proof, operating experience of extra high voltage OHL without ground wires.*

УДК 621.314

*Е. А. Иванова, Е. В. Исаев, Н. Г. Лозинова, М. И. Мазуров*

## **Определение места повреждения в высоковольтных линиях электропередачи переменного тока на основе двусторонних измерений**

---

Рассмотрены методы определения места повреждения в высоковольтных воздушных линиях переменного тока на основе измерений составляющих тока и напряжения основной частоты. Выявлены преимущества метода вычисления расстояния до места повреждения на основе двусторонних измерений.

*Ключевые слова: определение места повреждения, электропередача переменного тока, высоковольтная линия, короткое замыкание, переходное сопротивление.*

### **Введение**

Воздушные линии электропередачи являются наиболее повреждаемыми элементами электрических сетей и требуют привлечения значительных ресурсов на поиск мест повреждений и проведение ремонтно-восстановительных работ.

По данным прошлых многолетних наблюдений [1] на 1000 км электрических линий в год происходило в среднем на ВЛ 110 кВ – 11 повреждений, на ВЛ 220 кВ – 6 повреждений, на ВЛ 330 кВ – 5 повреждений, и на ВЛ 500–750 кВ – 4 повреждения.

Наиболее частым и тяжелым видом повреждения ВЛ являются короткие замыкания (КЗ), которые в зависимости от числа замкнувшихся фаз, подразделяются на однофазные КЗ на землю (для ВЛ 110 кВ их вероятность достигает 85 %), и на двухфазные и трехфазные КЗ с землей и без земли.

Линейный персонал при поиске мест повреждений ВЛ использует, как правило, показания специальных приборов для определения места повреждения (ОМП), установленных на ПС по концам ВЛ. Однако, указанные приборы чаще могут указать только возможную зону обхода линии, а не точное место повреждения.

В настоящее время наиболее распространенными являются устройства определения мест повреждения ВЛ, анализирующие токи и напряжения, зафиксированные на одном конце ВЛ (метод одностороннего измерения). Такие устройства, однако, имеют принципиальные погрешности, основной вклад в которые вносят неизвестное переходное сопротивление в месте КЗ и трудности учета взаимоиндукции с близко расположенными другими проводами соседних ВЛ [2].

Обработка статистических данных о точности метода односторонних измерений (ОИ) при повреждениях на ВЛ, проведенная в [2], дала следующие результаты:

- если задавать зону обхода  $\pm 2$  % от длины ВЛ, то только в 19 % случаев повреждение окажется в зоне;
- если зона  $\pm 5$  %, то попадание составит 44,5 %;
- при зоне  $\pm 10$  % – попадание 76,2 %;
- при зоне  $\pm 15$  % – попадание 92,3 %.



Таким образом, при значительной длине ВЛ алгоритмы работы действующих устройств ОМП, основанных на односторонних измерениях, явно нуждаются в совершенствовании с целью повышения точности результата.

### 1. Недостатки метода ОМП, основанного на односторонних измерениях токов и напряжений

Как отмечено в [2], при решении задачи одностороннего ОМП (т. е. определение расстояния  $l_X$  до места КЗ по фиксированным токам и напряжениям с одного конца ВЛ) неизбежно возникает ошибка из-за неизвестной величины переходного сопротивления в месте КЗ, а также неизвестного тока КЗ противоположной ПС. Это поясняется рис. 1 для однофазного КЗ

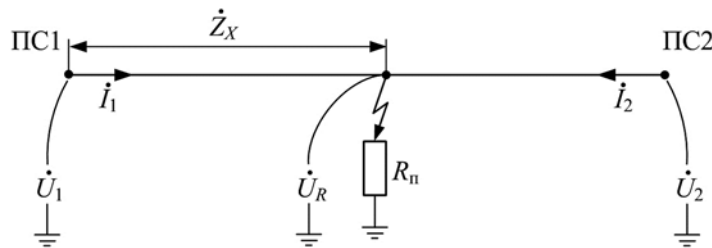


Рис. 1. Схема КЗ на ВЛ переменного тока через переходное сопротивление  $R_n$

Для схемы рис. 1 справедливы уравнения:

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_1 \cdot Z_X + \dot{U}_R, \tag{1}$$

$$\dot{U}_R = R_n (\dot{I}_1 + \dot{I}_2), \tag{2}$$

$$\dot{Z}_X = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_R}{\dot{I}_1} = \frac{\dot{U}_1 - R_n (\dot{I}_1 + \dot{I}_2)}{\dot{I}_1}, \tag{3}$$

$$\Delta \dot{Z}_X = - \frac{R_n (\dot{I}_1 + \dot{I}_2)}{\dot{I}_1}. \tag{4}$$

где  $\dot{U}_1, \dot{U}_2$  – фазное напряжение линии со стороны ПС1, ПС2 соответственно;

$\dot{I}_1, \dot{I}_2$  – фазный ток линии со стороны ПС1, ПС2 соответственно;

$\dot{Z}_X$  – сопротивление короткозамкнутого участка линии;

$R_n$  – переходное сопротивление;

$\dot{U}_R$  – падение напряжения на переходном сопротивлении.

При этом  $\Delta \dot{Z}_X$  из (4) и есть причина принципиальной ошибки одностороннего метода.

Таким образом, в случае одностороннего метода ОМП нет информации о токе  $\dot{I}_2$ , а переходное сопротивление  $R_n$  не известно и, практически, не бывает нулевым, поэтому величина:

$$l_X = \dot{Z}_X / X_0 \text{ (км)}, \tag{5}$$

где  $X_0$  – погонное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км), получается неточной.

Так, например, для наиболее частого случая однофазного КЗ на ВЛ с переходным сопротивлением  $R_n$  в месте КЗ сопротивление короткозамкнутого участка [2] составляет:

$$\dot{Z}_{1X\text{ ПС1}} = \frac{\dot{U}_{\text{ПС1}} - \dot{U}_R}{\dot{I}_{\text{ПС1}} + \frac{\dot{Z}_0 - \dot{Z}_1}{3\dot{Z}_1} \cdot 3\dot{I}_0}, \quad (6)$$

где  $\dot{U}_{\text{ПС1}}$  – фазное напряжение линии со стороны ПС1;

$\dot{U}_R = R_n \cdot \dot{I}_{\text{КЗ}}$  – падение напряжения на переходном сопротивлении;

$\dot{I}_{\text{КЗ}} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_0$  – ток короткого замыкания (в точке КЗ);

$\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$  – ток КЗ прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$\dot{I}_{\text{ПС1}}$  – фазный ток линии со стороны ПС1;

$\dot{Z}_0, \dot{Z}_1$  – полное сопротивление нулевой и прямой последовательности ВЛ соответственно.

Как видно из (6) неучет  $\dot{U}_R$  (напряжение на переходном сопротивлении) может привести к погрешности ОМП (в [2] показано, что уже при  $R_n = 10$  Ом погрешность может превысить 16 %, что неприемлемо).

Для распространенных в сетях России устройств ОМП [3] средняя относительная погрешность определения расстояния до места повреждения односторонним методом оценивается в 5 % при значении тока не менее номинального и угле между током и напряжением ( $\varphi$ ) от 45 до 90°. Таким образом, отметим следующие недостатки метода ОМП на основе одностороннего замера:

- сравнительно низкая точность (5 %). Для ВЛ длиной, например, 400 км – погрешность в ОМП может составить 20 км;
- зависимость точности от фазового сдвига  $\varphi$  между током и напряжением. При уменьшении угла, которое происходит с ростом  $R_n$  погрешность возрастает, и при угле менее 45° может превысить 5 %.

## 2. Метод ОМП, основанный на двусторонних измерениях тока и напряжения

### 2.1. Использование аварийных составляющих основной частоты

Алгоритм такого метода предполагает использование микропроцессорной техники на каждом конце ВЛ для записи трехфазных напряжений и токов во время аварии с кодированием сигналов и передачей данных на другой конец линии с помощью *Internet*-технологий. Синхронизация сигналов обеих подстанций осуществляется с помощью *GPS*-приемников.

Известные уравнения для ОМП при двусторонних замерах [2] позволяют определить сопротивление короткозамкнутого участка на основе анализа данных об аварийных токах и напряжениях по обоим концам ВЛ. Однако они дают неполную картину аварии.

Для более подробного рассмотрения аварии представим схему замещения поврежденной фазы ВЛ для однофазного замыкания согласно рис. 2, где  $x_{л}$  – отношение искомого расстояния к длине всей линии;  $\dot{Z}(1-x_{л})$  – полное сопротивление фазы линии;  $\dot{Z}x_{л}$  – сопротивление участка от начала линии до точки КЗ;  $\dot{Z}(1-x_{л})$  – сопротивление оставшегося участка линии;  $\dot{Z}_3$  – полное эквивалентное сопротивление земли;  $\dot{Z}_3x_{л}$  – эквивалентное сопротивление земли от начала линии до точки КЗ;  $\dot{Z}_3(1-x_{л})$  – эквивалентное сопротивление земли оставшегося участка линии;  $R_{п}$  – переходное сопротивление;  $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{I}_1, \dot{I}_2$  – фазные напряжения и токи, измеренные на подстанциях 1 и 2 во время КЗ.

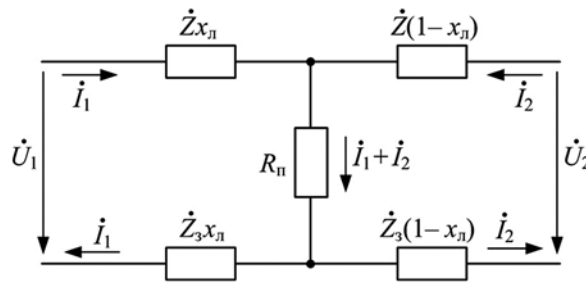


Рис. 2. Схема замещения поврежденной фазы ВЛ при однофазном замыкании

Используя информацию об амплитуде и фазе основной гармоники токов и напряжений, полученную на основе анализа аварийных сигналов, вычислим  $R_{п}$  и  $x_{л}$  по формулам:

$$\left. \begin{aligned} x_{л} &= \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{I}_2 \cdot (\dot{Z} + \dot{Z}_3)}{(\dot{I}_1 + \dot{I}_2) \cdot (\dot{Z} + \dot{Z}_3)} \\ R_{п} &= \frac{\dot{U}_1 - \dot{I}_1 \cdot x_{л} \cdot (\dot{Z} + \dot{Z}_3)}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Расстояние до места повреждения определяется, как:

$$l_{x \text{ двустор}} = l_{л} \cdot x_{л}, \quad (11)$$

где  $l_{л}$  – полная длина линии.

В зависимости от вида КЗ изменяется схема замещения ВЛ и соответствующие выражения для определения  $R_{п}$  и  $x_{л}$  (рис. 3, 4).

Во всех случаях КЗ система уравнений сводится к двум уравнениям с двумя неизвестными –  $R_{п}$  и  $x_{л}$ .

Для двухфазного замыкания, например, фаз  $A$  и  $B$  на землю  $R_{п}$  и  $x_{л}$  вычисляются по формулам:

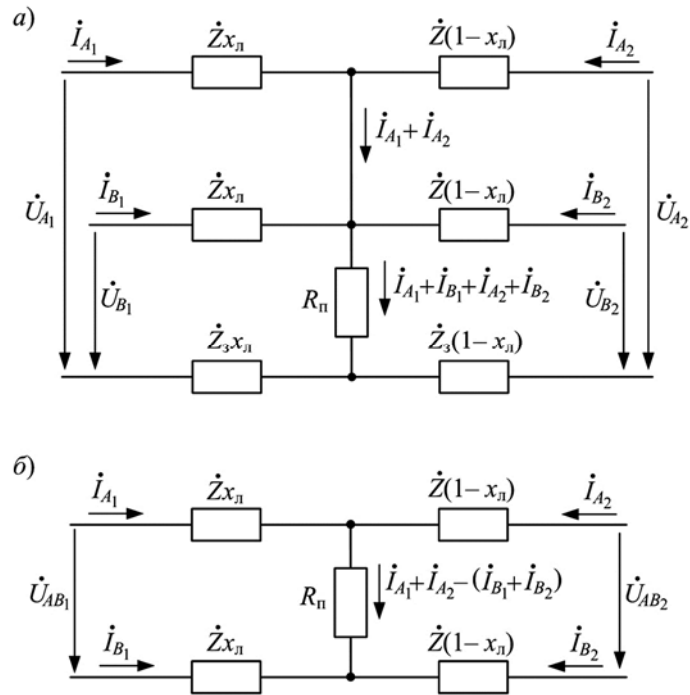
$$\left. \begin{aligned} x_{л} &= \frac{\dot{U}_{AB1} - \dot{U}_{AB2} + \dot{Z} \cdot \dot{I}_{AB2}}{\dot{Z} \cdot (\dot{I}_{AB1} - \dot{I}_{AB2})} \Leftrightarrow \frac{\dot{U}_{B1} - \dot{U}_{B2} + (\dot{Z} + \dot{Z}_3) \cdot \dot{I}_{B2}}{(\dot{Z} + \dot{Z}_3) \cdot (\dot{I}_{AB1} + \dot{I}_{AB2})} \\ R_{п} &= \frac{\dot{U}_{B1} - (\dot{Z} + \dot{Z}_3) \cdot \dot{I}_{B1} \cdot x_{л}}{\dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2}} \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

где  $\dot{U}_{AB1}$ ,  $\dot{U}_{AB2}$  – линейные напряжения с конца 1 и конца 2 ВЛ соответственно;

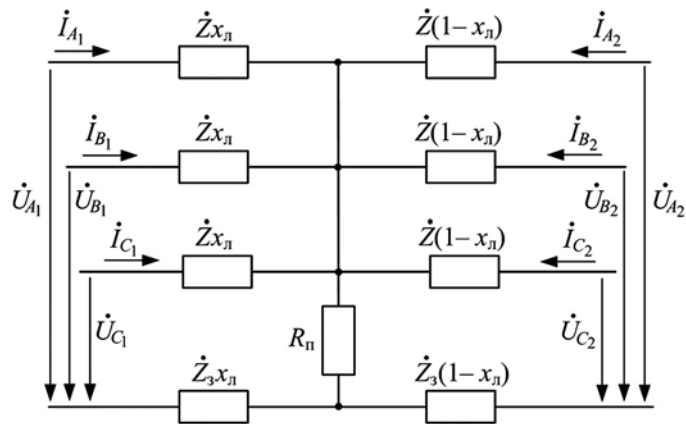
$\dot{I}_{AB1}$ ,  $\dot{I}_{AB2}$  – линейные токи по концам 1 и 2 ВЛ соответственно.

Для трехфазного замыкания на землю  $R_{\Pi}$  и  $x_{\Pi}$  вычисляются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Pi} &= \frac{\dot{U}_{A1} - \dot{U}_{B1}}{\dot{Z} \cdot (\dot{I}_{A1} - \dot{I}_{B1})} = \frac{\dot{U}_{B1} - \dot{U}_{C1}}{\dot{Z} \cdot (\dot{I}_{B1} - \dot{I}_{C1})} = \frac{\dot{U}_{C1} - \dot{U}_{A1}}{\dot{Z} \cdot (\dot{I}_{C1} - \dot{I}_{A1})} \\ R_{\Pi} &= \frac{\dot{U}_{A1} - \dot{Z} \cdot x_{\Pi} \cdot \dot{I}_{A1}}{\dot{I}_{A1} + \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{C1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{C2}} \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

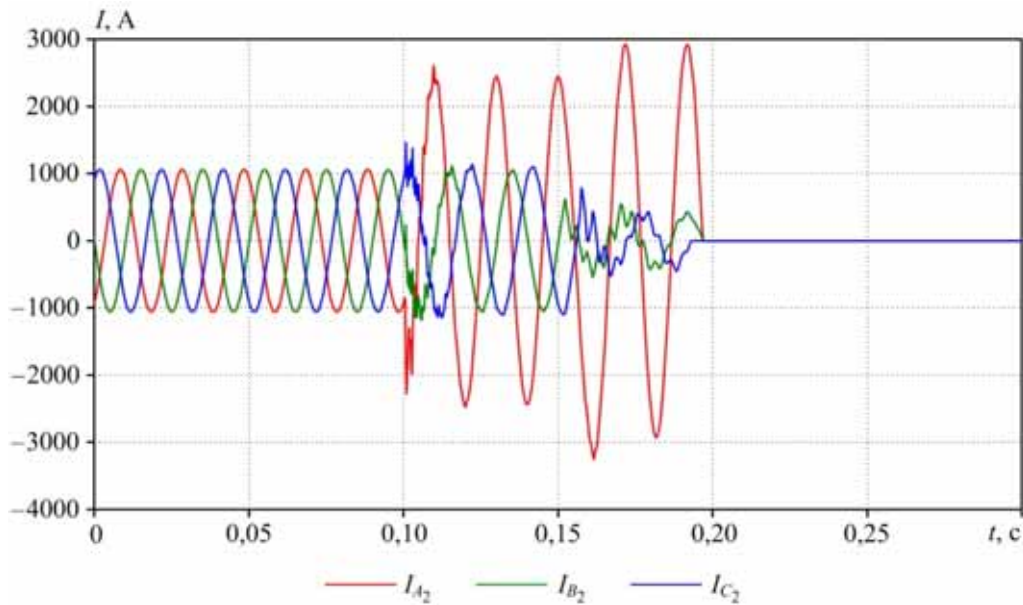


**Рис. 3.** Схемы замещения поврежденных фаз для:  
а) двухфазного КЗ на землю; б) межфазного КЗ без земли



**Рис. 4.** Схема замещения поврежденных фаз для трехфазного КЗ на землю

Как правило, при КЗ на ВЛ отключение токов по концам происходит несинхронно, что приводит к неоднородности процесса КЗ. Например, при однофазном КЗ (с переходным сопротивлением  $R_{\Pi}$  в месте КЗ) отключение ВЛ с одного конца приводит к возрастанию тока в фазе ВЛ другого конца (рис. 5).



**Рис. 5.** Оциллограмма фазных токов линии со стороны ПС2 при однофазном КЗ при отключении линии с противоположного конца (ПС1) в момент времени  $t = 0,157$  с ( $R_{\Pi} = 50$  Ом)

После первого по времени отключения выключателя ВЛ с одного конца линии, ВЛ остается фактически замкнутая на место КЗ с другого конца ВЛ. Это обстоятельство позволяет применить к промежутку времени между первым и вторым отключениями алгоритм одностороннего метода ОМП.

Покажем, как использование метода ОМП, основанного на двусторонних измерениях, позволяет повысить точность результата (снизить погрешность) и обеспечить независимость результата от фазового угла между током и напряжением.

Так, например, при однофазном коротком замыкании фазы  $A$  на землю (переходное сопротивление  $R_{\Pi} = 15$  Ом) на расстоянии 30 км до точки КЗ, реализованном на цифровой модели линии ВЛ (330 кВ, длина 200 км), кривые аварийных токов и напряжений имеют вид рис. 6–9.

Обработка аварийных сигналов, фиксируемых по обоим концам ВЛ, производится с помощью Фурье-анализа. Для определения амплитуд и фаз основной гармоники выполняется Фурье-преобразование входных сигналов в диапазоне частот 45–55 Гц с шагом 0,05 Гц. Основной гармоникой считается составляющая с максимальной амплитудой. Обработка аварийных сигналов дает следующую информацию об основной гармонике токов и напряжений по концам ВЛ:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{A1} &= 289,3 \cdot 10^3 \cdot e^{-j8,1^\circ}; & \dot{I}_{A1} &= 9497,2 \cdot e^{-j44,5^\circ}; \\ \dot{U}_{A2} &= 321,7 \cdot 10^3 \cdot e^{j11,4^\circ}; & \dot{I}_{A2} &= 2985,76 \cdot e^{-j33,9^\circ}. \end{aligned}$$

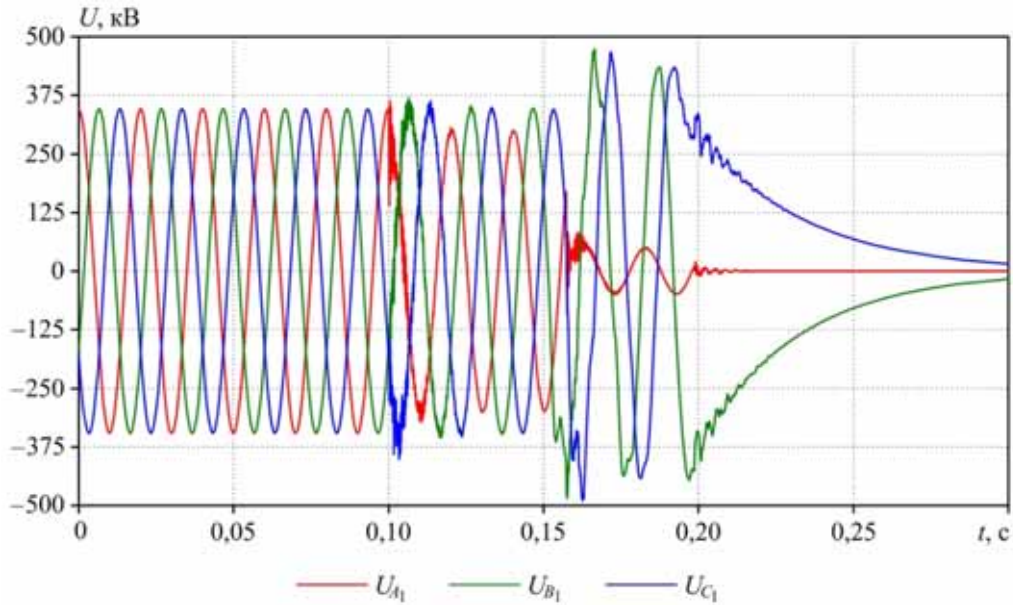


Рис. 6. Осциллограмма фазных напряжений линии со стороны ПС1 при однофазном КЗ ( $l_{кз} = 30$  км со стороны ПС1,  $R_{л} = 15$  Ом)

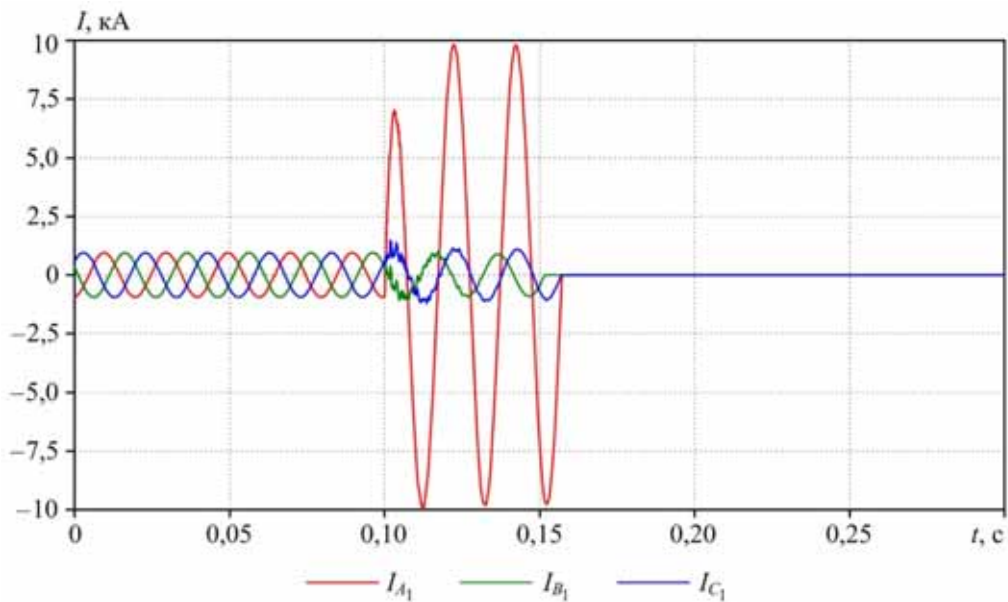
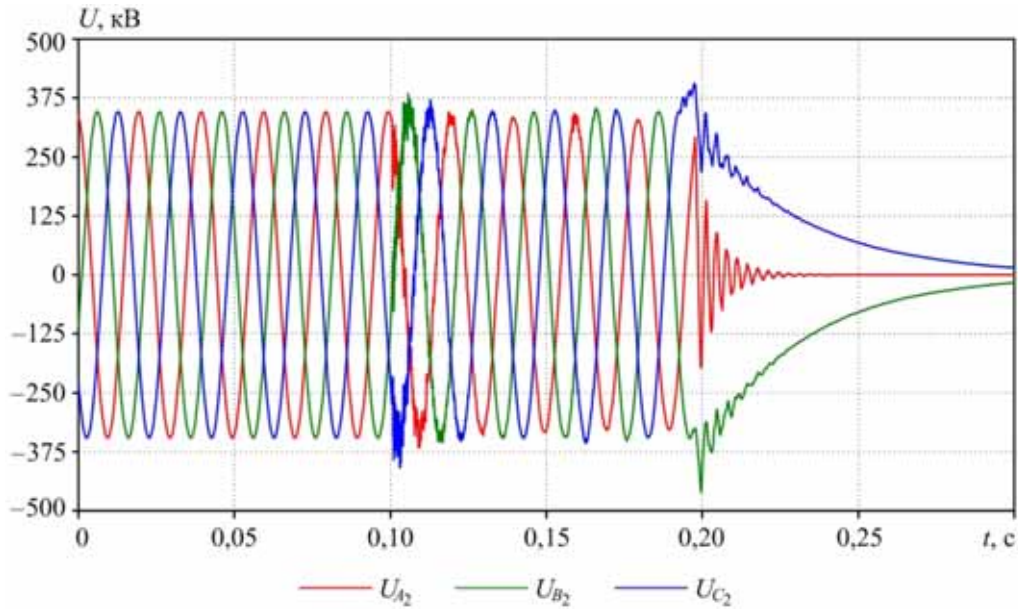
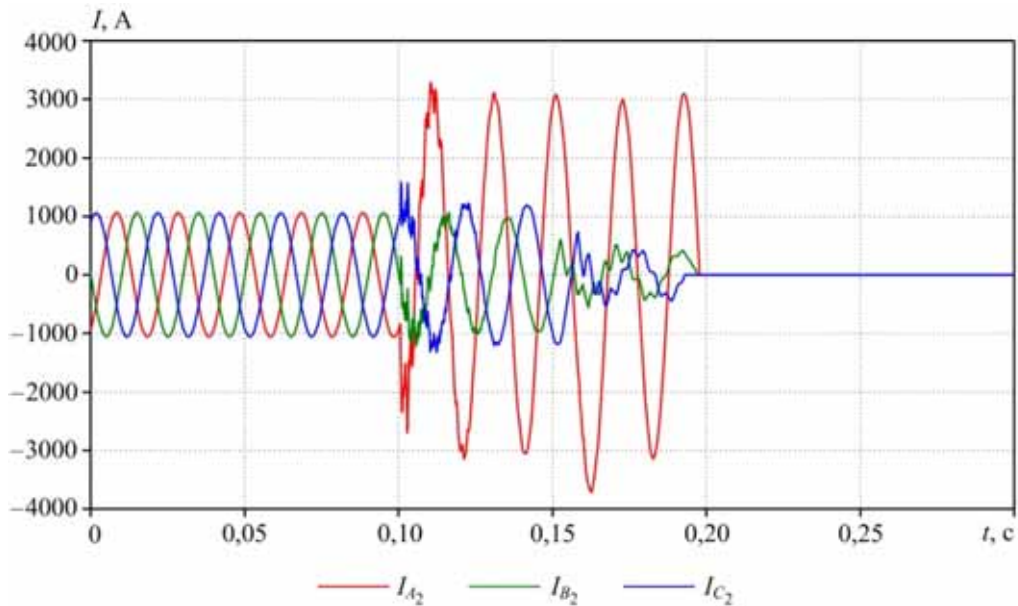


Рис. 7. Осциллограмма фазных токов линии со стороны ПС1 при однофазном КЗ ( $l_{кз} = 30$  км со стороны ПС1,  $R_{л} = 15$  Ом)



**Рис. 8.** Осциллограмма фазных напряжений линии со стороны ПС2 при однофазном КЗ ( $l_{кз} = 30$  км со стороны ПС1,  $R_{л} = 15$  Ом)



**Рис. 9.** Осциллограмма фазных токов линии со стороны ПС2 при однофазном КЗ ( $l_{кз} = 30$  км со стороны ПС1,  $R_{л} = 15$  Ом)

Расчет переходного сопротивления при наличии информации со второго конца ВЛ по (10) дает:  $R_n = 15,2$  Ом. Эта величина  $R_n$  несколько отличается от величины  $R_n = 15$  Ом, заложенной при моделировании КЗ, что объясняется методической погрешностью.

Расстояние до места повреждения без учета переходного сопротивления с использованием одностороннего метода ОМП для прибора, установленного на ПС1, составило бы:

$$l_X = \frac{3K_T}{2X_{1\text{уд}} + X_{0\text{уд}}} \cdot \frac{U_{1\phi}}{I_{1\phi}} \sin \varphi = \frac{1}{0,532} \cdot \frac{289,3 \cdot 10^3}{9497,2} \cdot \sin 36,5^\circ = 33,7 \text{ км},$$

где  $K_T$  – коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_T = \frac{K_{ТН}}{K_{ТТ}} = \begin{cases} 50 \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}} & \text{для } I_{\text{ном}} = 5 \text{ А;} \\ 10 \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}} & \text{для } I_{\text{ном}} = 1 \text{ А,} \end{cases}$$

где  $K_{ТТ}$ ,  $K_{ТН}$  – коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока линии электропередачи соответственно;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное значение напряжения трансформаторов напряжения линии электропередачи;

$I_{\text{ном}}$  – номинальное значение тока трансформаторов тока линии электропередачи;

$X_{1\text{уд}}$ ,  $X_{0\text{уд}}$  – удельное реактивное сопротивление линии прямой и нулевой последовательности соответственно;

$U_{1\phi}$  – фазное напряжение, измеренное на ПС1;

$I_{1\phi}$  – фазный ток, измеренный на ПС1;

$\varphi$  – угол между фазным током и фазным напряжением, измеренными на ПС1.

Погрешность в этом случае составила бы  $\delta_1 = 12,3$  % от длины короткозамкнутого участка.

Расчет расстояния до места повреждения с учетом  $R_n$  дает результат:

$$l_X = \frac{1}{R_{1\text{уд}}} \cdot \left( \frac{U_{1\phi}}{I_{1\phi}} \cdot \cos \varphi - R_n \right) = \frac{1}{0,3} \cdot \left( \frac{289,3 \cdot 10^3}{9497,2} \cdot \cos 36,5 - 15,2 \right) = 31,02 \text{ км}.$$

где  $R_{1\text{уд}}$  – удельное активное сопротивление линии прямой последовательности.

Погрешность в этом случае составит  $\delta_1 = 3,3$  % от длины короткозамкнутого участка.

Таким образом, погрешность ОМП снизилась более чем в 3 раза.

Величина переходного сопротивления  $R_n$  позволяет судить о характере перекрытия. Так, если переходное сопротивление  $R_n$  оказывается равным 10–30 Ом, то скорее всего мы имеем случай перекрытия на опору, поскольку, как известно, величина сопротивления заземления опоры ВЛ нормируется ПУЭ и находится в пределах 10–30 Ом. В другом случае, когда величина переходного сопротивления  $R_n$ , например, превышает несколько десятков Ом, возможно идентифицировать такое



повреждение как перекрытие на дерево. Найденная величина  $R_{\Pi}$  может оказаться полезной при оценке затухания переходных составляющих в других методах ОМП и подготовке к ремонту ВЛ.

## 2.2. Волновой метод ОМП

Метод ОМП для кабельных и воздушных линий электропередачи, основанный на принципе распространения электромагнитной волны вдоль линии, известен еще с 1931г. Алгоритм такого метода ОМП основан на определении повреждения на основе характеристик пробега волн напряжения или тока высокой частоты, фиксируемых в месте установки прибора. В частности, для выявления повреждения используются первая, возникшая в момент замыкания, волна и несколько последующих, отраженных от концов линии и места повреждения, волн.

В течение 1940-х годов метод активно приспособлялся для использования его в разряженных подземных кабелях, но дальнейшего применения не получил в связи со сложностью практической реализации. Вернувшийся на сегодняшний день интерес к методам ОМП на принципе бегущих волн связан с техническими достижениями в области сбора данных: появлением системы GPS синхронизации и усовершенствованием процесса обмена данными.

Среди недостатков методов ОМП по принципу бегущих волн часто указывают требование высокой частоты дискретизации сигналов. Другими недостатками считаются неопределенность при назначении окна выборки и проблемы различия волн, отраженных от точки замыкания и отраженных от удаленного конца ВЛ.

Метод ОМП на основе теории бегущих волн обеспечивает хорошую точность (погрешность до длины пролета ВЛ – 400 м). Однако, очевидно, что применение этого метода ОМП требует серьезных затрат, обусловленных необходимостью установки специальных датчиков, обеспечивающих выявление моментов прихода волн на подстанцию после аварии на линии с точностью до сотни наносекунд, весьма быстродействующих АЦП с дискретностью менее 1 мкс, записывающих устройств с обширной памятью и определителем фронтов волн.

## Выводы

1. Применение устройств ОМП в ВЛ переменного тока, основанных на методе односторонних измерений токов и напряжений по концам ВЛ, сопровождается значительными погрешностями результатов ввиду неопределимого в этом методе переходного сопротивления в месте короткого замыкания. Погрешность метода односторонних измерений при ОМП возрастает с ростом величины переходного сопротивления и во многих случаях превышает 5 % от длины ВЛ.

2. Современные средства связи (Интернет и GPS) позволяют использовать метод двусторонних измерений при ОМП на ВЛ переменного тока, который не только повышает точность, снижая погрешность ОМП в несколько раз, но и позволяет определить величину переходного сопротивления в месте КЗ.

3. Определенная при ОМП с помощью двусторонних измерений величина переходного сопротивления позволяет оценить характер повреждения.

4. Наиболее точным является волновой метод ОМП, хотя реализация его и затруднена необходимостью установки специальных датчиков.

### Список литературы

1. Арцишевский Я. Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью. – М.: Высшая школа, 1988.
2. Беляков Ю. С. Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи. – СПб.: Изд-во ФГОУ ДПО «ПЭИПК», 2008.
3. Применение и техническое обслуживание микропроцессорных устройств на электростанциях и в электросетях. Часть 1. Фиксирующие индикаторы для определения мест повреждений на воздушных линиях электропередачи / Под ред. Б. А. Алексева. – М.: Изд. НЦЭНАС, 2001.

*Иванова Елена Алексеевна*, инженер отдела постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: ivanova\_e@niipt.ru

*Исаев Егор Владимирович*, инженер-программист отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: isaev-egor@yandex.ru

*Лозина Наталья Георгиевна*, канд. техн. наук, доцент, заведующая отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: lozinova\_n@niipt.ru

*Мазуров Михаил Иванович*, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: mazurov\_m@niipt.ru

*Ivanova E. A., Isaev E. V., Lozinova N. G., Mazurov M. I.*

**Line fault location methods for the AC transmission lines based on the two-end measurements.**

*Key words: line fault location, ac power transmission, high-voltage line, short circuit, fault resistance.*

УДК 621.314

*Е. Ю. Змазов, Н. Г. Лозинова, Н. С. Ярох*

## **Об учете частотных характеристик сетей, примыкающих к преобразовательным подстанциям**

---

В статье показана необходимость учета частотного эквивалента сети для исследования электромагнитных процессов на объектах постоянного тока.

*Ключевые слова: частотный эквивалент сети, синтез частотного эквивалента сети, схема Фостера, ВПТ, ППТ, электромагнитные переходные процессы.*

### **Введение**

При проектировании передач (ППТ) и вставок постоянного тока (ВПТ) исследования методически разделяются на системные (объекты постоянного тока представлены внешними характеристиками) и электромагнитные (объекты постоянного тока (ПТ) представлены подробными моделями). В полных моделях объектов постоянного тока для исследований электромагнитной совместимости, систем регулирования, эффективности фильтрации, резонансных и феррорезонансных явлений требуется корректно отображать примыкающую сеть, которая состоит из большого числа элементов.

Частотная характеристика входного сопротивления сети дает информацию о примыкающей сети и позволяет проводить анализ электромагнитных процессов (резонансных, феррорезонансных, динамических с учетом регуляторов, перенапряжений и др.). Методически удобно по частотной характеристике входного сопротивления, построенной по полной модели сети, синтезировать эквивалент, имеющий аналогичную частотную характеристику, но состоящий из меньшего количества элементов, чем реальная сеть.

Целями статьи являются анализ частотных эквивалентов сетей различных структур и рекомендации по синтезу частотных эквивалентов сетей различных структур.

### **1. Частотные характеристики входного сопротивления сетей с различной структурой**

Частотные характеристики входного сопротивления сетей с различной структурой, именуемые в дальнейшем оригиналами частотных характеристик входного сопротивления сети, рассчитываются по полной модели сети с учетом распределенности параметров воздушных и кабельных линий электропередач [1].

На примере примыкания к сети ниже приведенных объектов ПТ показывается недостаточность использования информации только на частоте 50 Гц.

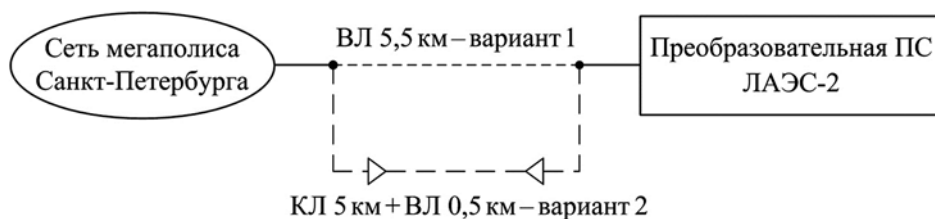
Для рассматриваемых объектов ПТ полные входные сопротивления сетей на основной частоте приблизительно одинаковые и имеют активно-индуктивный характер.

Для анализа используются частотные характеристики входного сопротивления сети, примыкающей к преобразовательной подстанции ЛАЭС-2 (ППТ ±300 кВ

«ЛАЭС-2 – ПС Выборгская»), и входного сопротивления сети, примыкающей со стороны Российской (Кольской) энергосистемы к ВПТ «Печенгский энергомот».

Преобразовательная подстанция ЛАЭС-2 примыкает к мощным сетям мегаполиса, в состав которых входят кабельные линии и две мощные атомные станции. Рассматриваются два варианта связи преобразовательной ПС с атомной станцией ЛАЭС-2: воздушной линией или кабельно-воздушной линией длиной 5,5 км (рис. 1).

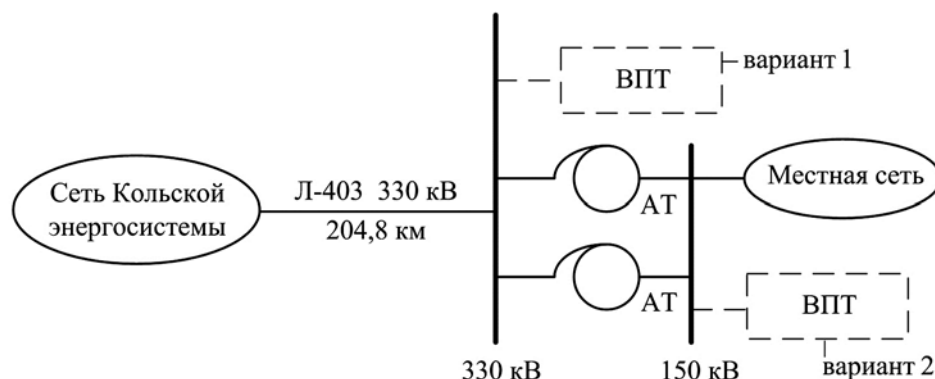
Входное сопротивление на частоте 50 Гц, приведенное к напряжению 330 кВ, для каждого из вариантов соответственно составляет  $Z_{\text{вх ВЛ } 330} = 10,56 \text{ Ом}$  и  $Z_{\text{вх ВЛ} + \text{КЛ } 330} = 10,13 \text{ Ом}$ . Разница в величинах составляет 4 %.



Вариант 1 – подключение преобразовательной ПС через ВЛ 330 кВ длиной 5,5 км.  
Вариант 2 – подключения преобразовательной ПС через кабельно-воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км.

**Рис. 1.** Варианты подключения преобразовательной ПС ЛАЭС-2 к сети мегаполиса Санкт-Петербурга

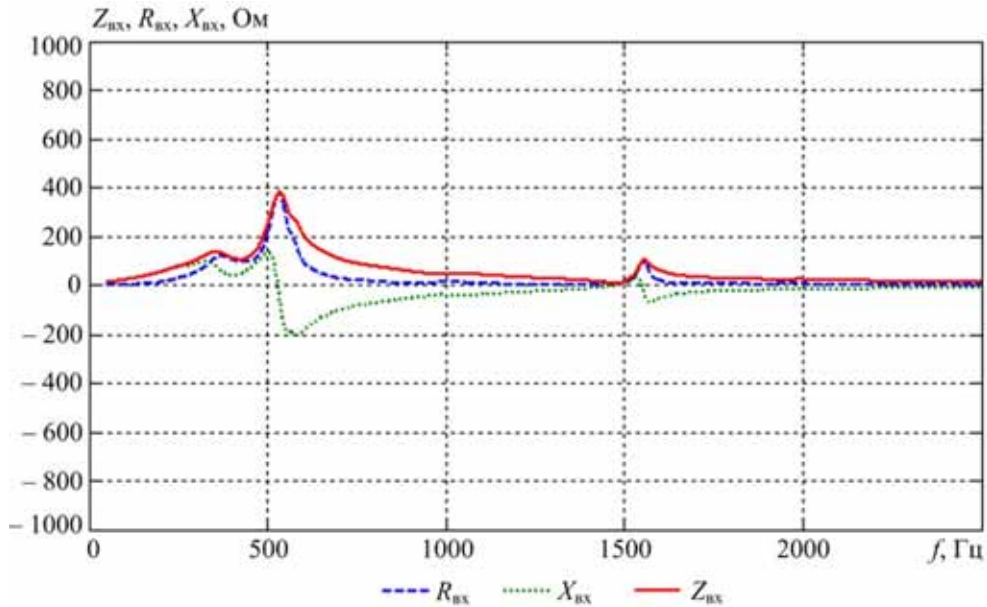
ВПТ «Печенгский энергомот» планируется разместить в Кольской энергосистеме рядом с ПС Никель. Рассматриваются варианты подключения ВПТ к шинам 330 кВ или 150 кВ (рис. 2). При подключении к шинам 330 кВ ВПТ связана с мощной энергосистемой линией 330 кВ длиной 204,8 км. При подключении к шинам 150 кВ ВПТ отделена от сети 330 кВ двумя автотрансформаторами, а к шинам 150 кВ подключена местная распределительная сеть, включающая не только нагрузочные узлы, но и маломощные ГЭС. Входное сопротивление на частоте 50 Гц, приведенное к напряжению 150 кВ, для каждого из вариантов составляет соответственно  $Z_{\text{вх } 330 \text{ кВ}} = 11,4 \text{ Ом}$  и  $Z_{\text{вх } 150 \text{ кВ}} = 9,81 \text{ Ом}$ . Разница в величинах составляет 16 %.



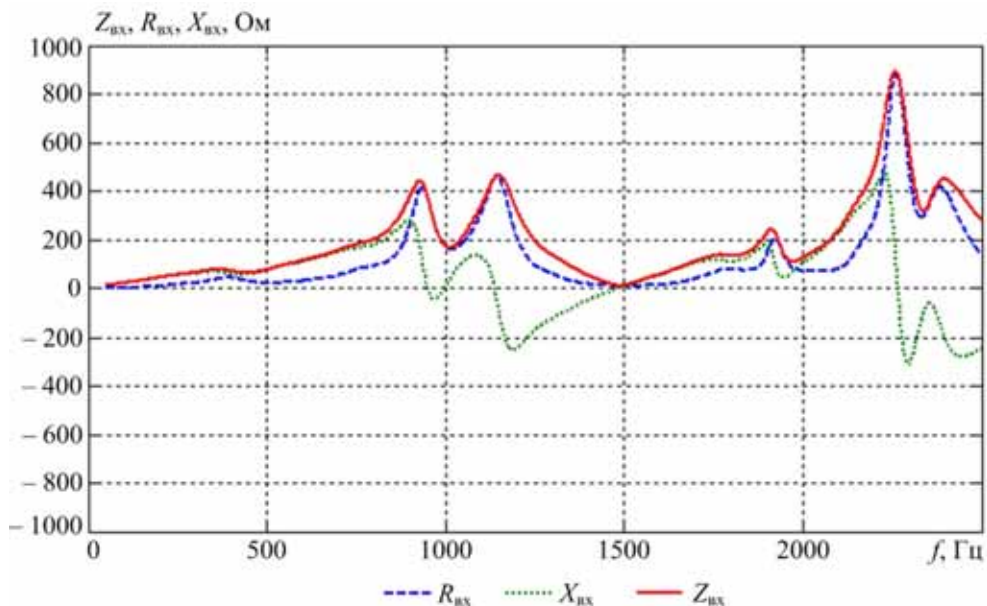
Вариант 1 – подключение ВПТ на шины 330 кВ.  
Вариант 2 – подключение ВПТ на шины 150 кВ.

**Рис. 2.** Варианты подключения ВПТ «Печенгский энергомот» к Кольской энергосистеме

На рис. 3, 4 представлены оригиналы частотных характеристик входного сопротивления сети при подключении преобразовательной ПС ЛАЭС-2 согласно вариантам 1 и 2 соответственно.

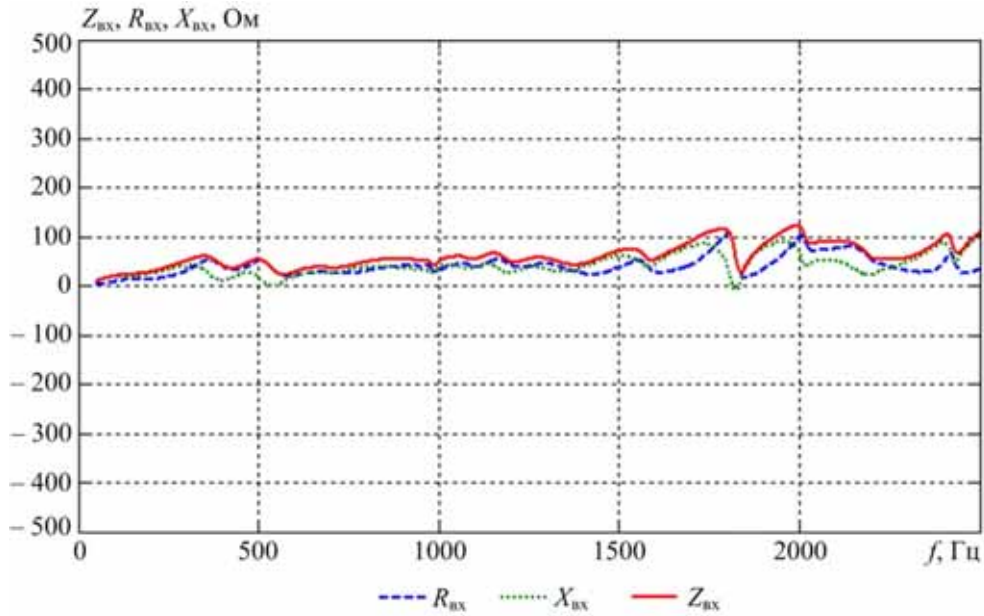


**Рис. 3.** Частотная характеристика входного сопротивления сети при подключении преобразовательной ПС к сети мегаполиса Санкт-Петербурга через кабельно-воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км

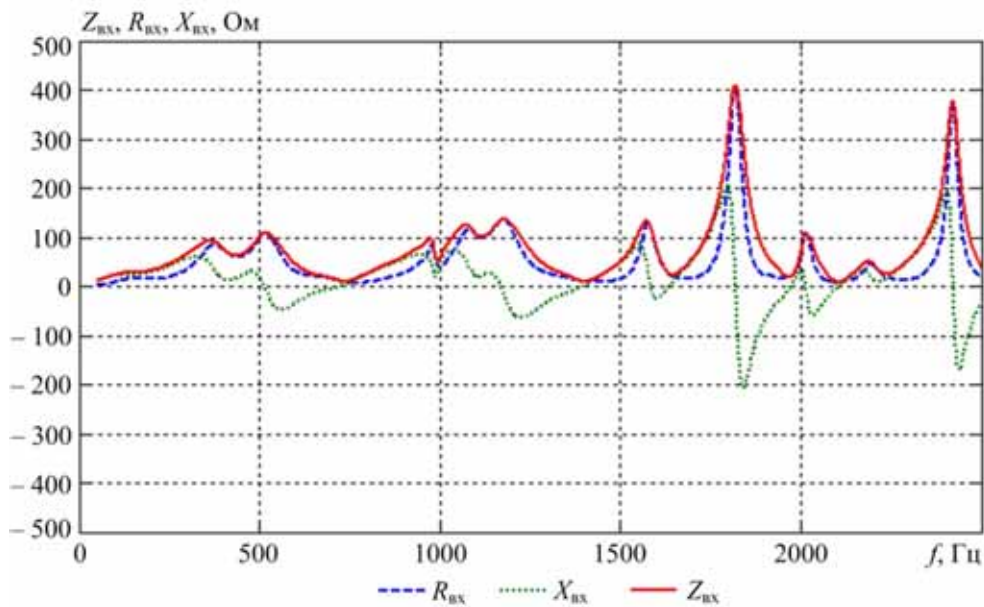


**Рис. 4.** Частотная характеристика входного сопротивления сети при подключении преобразовательной ПС к сети мегаполиса Санкт-Петербурга через воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км

На рис. 5, 6 представлены оригиналы частотных характеристик входного сопротивления сети при подключении ВПТ «Печенгский энергомот» согласно вариантам 1 и 2.



**Рис. 5.** Частотная характеристика входного сопротивления сети при подключении ВПТ на шины 150 кВ



**Рис. 6.** Частотная характеристика входного сопротивления сети при подключении ВПТ на шины 330 кВ

Проведем качественное сравнение частотных характеристик, представленных на рис. 3–6. Сети с разной структурой могут иметь одинаковые входные сопротивления на частоте 50 Гц, но совершенно разное распределение нулей и полюсов на более высоких частотах.

Характерной особенностью сети мегаполиса Санкт-Петербурга оказалось отсутствие на ее частотной характеристике сети ярко выраженных нулей. Это объясняется структурой сети: наличием большого количества кабельных линий, коротких воздушных линий. Использование воздушной линии, вместо кабельно-воздушной для подключения ПС ЛАЭС-2 к сети приводит к значительным смещениям нулей и полюсов частотной характеристики входного сопротивления сети на более высоких частотах (см. рис. 3, 4).

На рис. 5 частотная характеристика входного сопротивления сети имеет монотонный характер, что определяется большим количеством нагрузочных узлов.

На рис. 6 наличие длинной линии 330 кВ вносит в частотную характеристику полюса на частотах близких к 1750 и 2400 Гц.

Частотная характеристика сопротивления (рис. 3) на частотах, генерируемых преобразователем, имеет емкостной характер. Это означает, что применение стандартного подхода к установке фильтров на шинах высокого напряжения на наиболее выраженные гармоники приведет к тому, что гармоники более высоких порядков будут иметь резонансное усиление. Условия возникновения резонансных усилений при использовании кабельных линий показаны в [2, 3].

## 2. Синтез частотных характеристик сети

Существуют различные методы синтеза электрических цепей: метод Фостера – использует 2 схемы (одна для корректного отражения нулей, вторая для корректного отражения полюсов оригинала частотной характеристики) [4, 5], метод Кауэра и др.

Ввиду неоднозначности решения задач синтеза электрической цепи по частотной характеристике входного сопротивления, выбор метода нахождения параметров эквивалентов определяется простотой отыскания параметров либо удобством моделирования.

В данном случае удобным оказался метод, при котором система переменного тока рассматривается вначале без потерь, то есть чисто реактивной. При этом на частотной характеристике входного сопротивления выделяется его мнимая часть. Затем введением активных сопротивлений осуществляется корректировка частотной характеристики для отражения добротности сети и нагрузки потребителей.

Наиболее приемлемыми для реализации чисто реактивной цепи являются канонические методы, при которых цепь набирается из минимального количества элементов по схеме Фостера (рис. 7). Количество элементов схемы замещения определяется числом нулей полюсов оригинала частотной характеристики.

Входная проводимость цепи рис. 7 может быть представлена в виде

$$Y(p) = \frac{1}{p\alpha} \cdot \frac{(p^2 + \upsilon_1^2)(p^2 + \upsilon_3^2) \dots (p^2 + \upsilon_{2n-1}^2)}{(p^2 + \upsilon_2^2)(p^2 + \upsilon_4^2) \dots (p^2 + \upsilon_{2n}^2)}, \quad (1)$$

где  $\upsilon_n = \omega_n / (2\pi \cdot 50)$ .

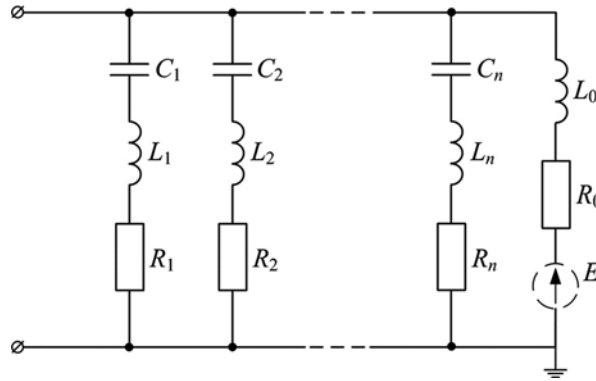


Рис. 7. Схема Фостера для синтеза схемы замещения сети по ее частотной характеристике

Выражение (1) можно привести к виду:

$$Y(p) = \frac{A_0}{p} + \frac{A_2 p}{p^2 + \nu_2^2} + \dots + \frac{A_{2n} p}{p^2 + \nu_{2n}^2}. \quad (2)$$

Первый член этого разложения соответствует проводимости звена с отсутствующей емкостью (в данном случае приближенно отражает входное сопротивление сети на первой гармонике), а остальные члены представляют проводимости параллельных резонансных контуров. Параметры резонансного контура находятся из преобразованного общего члена ряда (2).

$$\frac{A_{2m} p}{p^2 + \nu_{2m}^2} = \frac{1}{\frac{1}{A_{2m}} p + \frac{\nu_{2m}^2}{A_{2m} p}}. \quad (3)$$

Учитывая, что  $p = j314\nu$ , получим:

$$L_{2m} = \frac{1}{314 A_{2m}}; \quad C_{2m} = \frac{A_{2m}}{314 \nu_{2m}^2}.$$

Коэффициенты ряда (2) вида  $A_{2m}$  можно выразить через относительные частоты резонансов (нулей и полюсов).

Для этого приравниваются правые части уравнений (1) и (2) и раскрываются получающиеся неопределенности. В нашем случае

$$\left. \begin{aligned} A_0 &= \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\nu_1^2 \cdot \nu_3^2 \cdot \dots \cdot \nu_{2n-1}^2}{\nu_2^2 \cdot \nu_4^2 \cdot \dots \cdot \nu_{2n}^2}; \\ A_2 &= \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{(\nu_1^2 - \nu_2^2)(\nu_3^2 - \nu_2^2) \dots (\nu_{2n-1}^2 - \nu_2^2)}{(0 - \nu_2^2) \cdot 1 \cdot (\nu_4^2 - \nu_2^2) \dots (\nu_{2n}^2 - \nu_2^2)}; \\ A_{2m} &= \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{(\nu_1^2 - \nu_{2m}^2) \cdot \dots \cdot (\nu_{2n-1}^2 - \nu_{2m}^2)}{(0 - \nu_{2m}^2)(\nu_2^2 - \nu_{2m}^2) \dots (\nu_{2(m-1)}^2 - \nu_{2m}^2) \cdot 1 \cdot (\nu_{2(m+1)}^2 - \nu_{2m}^2) \dots (\nu_{2n}^2 - \nu_{2m}^2)}. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

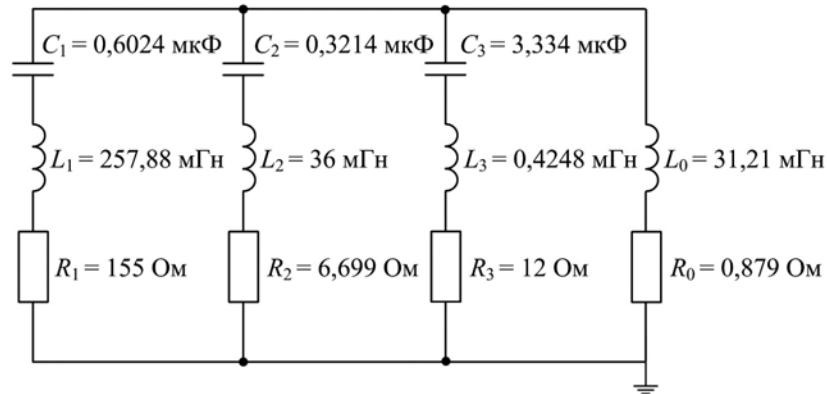
Коэффициент  $\alpha$  определяется из (1) для проводимости сети на частоте 50 Гц.



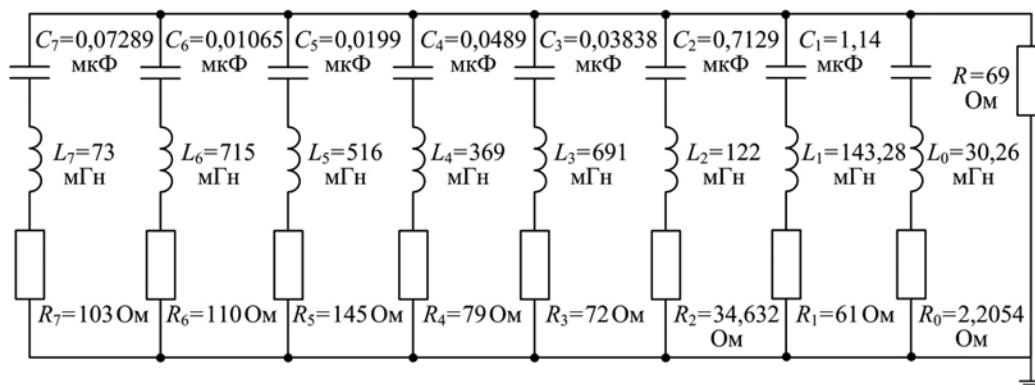
### 3. Эквивалентирование частотной характеристики входного сопротивления сети, примыкающей к объектам ПТ

Для примера эквивалентирование проведено для двух случаев:

- 1) при подключении преобразовательной ПС ЛАЭС-2 к сети мегаполиса Санкт-Петербурга через кабельно-воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км (рис. 8);
- 2) при подключении ВПТ «Печенгский энергомоост» на шины 150 кВ (рис. 9).



**Рис. 8.** Схема замещения частотной характеристики входного сопротивления сети при подключении преобразовательной ПС к сети мегаполиса Санкт-Петербурга через кабельно-воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км



**Рис. 9.** Схема замещения частотной характеристики входного сопротивления сети при подключении ВПТ на шины 150 кВ

Эквивалентирование реальной части комплексного входного сопротивления системы на первом этапе осуществляется подстановкой соответствующих активных сопротивлений  $r'_0$ , взятых из нулей частотной характеристики (табл. 1, 2). Свободная индуктивность  $L_0$  последовательно с активным сопротивлением  $r_0$  определяется значением входного сопротивления на частоте 50 Гц.

На втором этапе подбираются активные сопротивления звеньев. Критерием выбора является приблизительное численное равенство (меньше или равно) модулей входных сопротивлений сети на частотах нулей частотных характеристик оригинала и эквивалента.

Таблица 1

**Исходные данные для получения эквивалента для варианта подключения преобразовательной ПС к сети мегаполиса Санкт-Петербурга через кабельно-воздушную линию 330 кВ длиной 5,5 км**

Полюс/нуль, Гц	50	357/404	530/1482	1549/4225
$r'_0$ , Ом	0,879	101,8	6,699	0,639

Таблица 2

**Исходные данные для получения эквивалента для варианта подключения ВПТ к шинам 150 кВ**

Полюс/нуль, Гц	50	350/394	500/540	962/978	1153/1185	1537/1572	1791/1825	1994/2183
$r'_0$ , Ом	2,2	43,5	34,632	38,335	49,133	62,102	55,081	65,65

Для получения частотного эквивалента сети, имеющей высокую добротность, что проявляется в выраженных нулях и полюсах, в качестве исходных данных рекомендуется использовать значения активных сопротивлений в нулях оригинала частотной характеристики.

Для получения частотного эквивалента сети, частотная характеристика которой не имеет переходов через нуль, методически предлагается назначать нули по локальным минимумам фазы и использовать в качестве начальных значений активные сопротивления в этих точках.

Сеть 330 кВ энергосистемы Кольского полуострова является высокочастотной и характеризуется наличием большого количества длинных линий. Сеть 150 кВ, напротив, сформирована линиями малой протяженности и характеризуется значительной местной нагрузкой. И, следовательно, частотная характеристика сети 150 кВ на шинах ПС Никель также имеет мало ярко выраженных нулей и полюсов – является монотонной. Рекомендуется модифицировать схему Фостера включением звена, имеющего чисто активное сопротивление, величина которого определяется средневзвешенным значением местной нагрузки (по балансам составляет 326 МВт).

## Выводы

В статье показано, что, несмотря на близкие входные сопротивления на первой гармонике, структура сети значительно влияет на вид частотных характеристик входного сопротивления.

Синтез частотных характеристик входного сопротивления позволяет корректно отображать сеть посредством минимального количества элементов, что значительно упрощает анализ исследуемых процессов.

Предложена методика построения частотных эквивалентов с минимальным количеством реактивных элементов для синтеза оригинальной частотной характеристики входного сопротивления сети. Даны рекомендации по методическим приемам при синтезе частотных эквивалентов нагрузочного узла энергосистемы.

Приведен результат синтеза частотных эквивалентов для двух характерных примеров оригинала частотной характеристики входного сопротивления сети: при связи объекта ПТ с энергосистемой кабельной линией и размещении объекта ПТ в распределительной сети.

### Список литературы

1. Крайчик Ю. С., Мазуров М. И., Набутовский И. Б., Чикова В. Т. Методика расчета частотных характеристик электрических сетей, примыкающих к мощным передачам постоянного тока // Труды НИИПТ, вып. 23 – Л.: Энергия, 1976.
2. Карань Е. В., Кучумов Л. А. Резонансные процессы в системах электроснабжения с преобразовательной нагрузкой // Сборник научных трудов НИИПТ «Совместная работа мощных преобразователей энергосистем». – Л.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Крайчик Ю. С., Минин В. Т., Карань Е. В., Кучумов Л. А. Натурные исследования совместной работы преобразователей с шунтовой конденсаторной батареей и кабельными линиями // Сборник научных трудов НИИПТ «Совместная работа мощных преобразователей энергосистем». – Л.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Крайчик Ю. С., Мазуров М. И. Частотные характеристики и эквивалентирование систем переменного тока, примыкающих к передаче Экибастуз–Центр. Отчет о НИР. – НИИПТ, 1972.
5. Толстов Ю. Г. Теория линейных электрических цепей. – М.: Высшая школа, 1978.

*Змазнов Евгений Юрьевич*, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: zmaznov\_e@niipt.ru

*Лозина Наталья Георгиевна*, канд. техн. наук, доцент, заведующая отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: lozinova\_n@niipt.ru

*Ярох Нина Сергеевна*, инженер отдела постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

E-mail: norbert\_nina@mail.ru

*Zmaznov E. J., Lozinova N. G., Yarokh N. S.*

**On the issue of the need for frequency characteristic to be calculated to networks, which are sides with converter stations.**

This article shows the need to consider the network frequency equivalent for study of electromagnetic processes at the DC projects.

*Keywords: network frequency equivalent, synthesis of network frequency equivalent, Foster's diagram, DC link, DC transmission, electromagnetic transients.*

УДК 621.311

*Е. В. Ефимова, А. В. Коробков, В. А. Шлайфштейн*

## **Об учете надежности при разработке перспективных схем энергосистем**

---

Рассмотрены вопросы оценки надежности работы энергосистем на перспективных этапах развития и сформулированы предложения, направленные на повышение эффективности таких исследований.

*Ключевые слова:* ЭЭС России, надежность, перспективные разработки.

Обеспечение удовлетворительной надежности энергоснабжения потребителей является неперенным условием как эксплуатации, так и развития энергосистем. Критериями для определения оптимального уровня надежности и выборе мероприятий по его обеспечению при проектировании развития электроэнергетических систем являются [1]:

1. Выполнение обязательных нормативных требований, установленных с учетом санитарных, социальных и экологических условий. Указанные нормативы, характеризующие обязательный минимальный уровень надежности, устанавливаются, как правило, экспертным путем с учетом опыта эксплуатации.

Нормативы надежности могут устанавливаться как в форме значений тех или иных показателей надежности, так и в форме правил и нормативов, регламентирующих принципы построения электрических сетей и схемы питания отдельных групп потребителей, структуру и объемы резервов и т. п.

2. Достижение при условии выполнения п. 1 минимума суммарных приведенных затрат по системе, включающих математическое ожидание экономического ущерба от ненадежности энергоснабжения потребителей.

Методика расчета надежности работы энергообъединения по условиям устойчивости при аварийных небалансах мощности была предложена в [2]. Постановка задачи сводилась к тому, что при фиксированных узлах генерации и потребления часто возникает такое положение, когда имеется несколько различных вариантов развития системообразующих сетей, одинаково хорошо решающих задачу обеспечения электроэнергетического баланса рассматриваемого района страны при равных или отличающихся капитальных вложениях. При этом возникает вопрос, какому из вариантов развития сети следует отдать предпочтение. Аналогичные вопросы возникают при выборе рода тока дальней электропередачи, а также при обосновании необходимости деления энергосистемы на несинхронно работающие части при помощи вставок постоянного тока. Близкие к этим вопросы возникают при организации противоаварийной автоматики сложных энергообъединений. Как указывалось в [2], к решению этих и подобных им задач можно подойти с позиций оценки надежности электроснабжения сравниваемых вариантов. При этом под расчетом надежности предлагалось понимать оценку ущерба, связанного с недоотпуском в течение, например, года, электроэнергии потребителям в результате образования в энергосистемах объединения аварийных дефицитов мощности.

Вместе с тем констатировалось, что на момент подготовки публикации (1977 г.) величина ущерба в денежном выражении могла быть подсчитана далеко не для всех групп потребителей. В этих случаях рекомендовалось пользоваться либо средними величинами ущерба, либо более узкими количественными характеристиками надежности электроснабжения, такими, как средние объемы отключений определенных групп потребителей, среднее число работы делительных защит межсистемных связей в течение года и др. Эти характеристики представлялись пригодными для оценки эксплуатационной надежности схем электроснабжения, а также для сопоставления различных вариантов развития электрических сетей в тех случаях, когда денежные затраты, связанные с их осуществлением, приблизительно одинаковы.

Задача расчета надежности энергообъединения при этом должна была сводиться к многократным расчетам устойчивости электромеханических переходных процессов в системе, выполняемых для всех основных возмущающих воздействий, характеризующихся средним числом их возникновения в течение заданного периода времени (например, одного года), во всех основных режимах работы системы. В результате каждого такого расчета с учетом действия противоаварийной автоматики устанавливается факт устойчивости или неустойчивости процесса. В случае нарушения устойчивости рассматривается дальнейшее развитие аварии с определением объемов отключения потребителей под действием АЧР.

Поскольку частота возникновения конкретной аварии и длительность существования режимов предполагаются известными, то это позволяет рассчитать частоту действия и объемы противоаварийного управления.

Для реализации такого подхода была разработана специальная программа [3], явившаяся основой проведения ежегодных работ по анализу показателей надежности ЕЭС СССР, решение о систематическом выполнении которых силами НИИПТ совместно с ЦДУ ЕЭС СССР, институтом «Энергосетьпроект» и ВНИИЭ было принято Минэнерго СССР в конце 1981 г.

Представляется, что заложенный в [2] в качестве варианта принцип использования усредненного значения удельного ущерба вполне допустим. Эффективность же методики, не опирающейся ни на нормативные, ни на экономические показатели, вызывает сомнение, поскольку отсутствуют показатели, которые можно было бы убедительно противопоставить даже небольшой разнице в затратах по альтернативным вариантам.

Результаты одной из последних работ этого направления приведены в [4], где выполнено исследование надежности работы ЕЭС России на перспективу 2007 г. В работе определены объемы противоаварийного управления в различных режимах работы ЕЭС, которые, по мнению авторов, оказались значительными, что позволило им сделать вывод о том, что «актуальность проблемы обеспечения системной надежности ЕЭС в рассматриваемой перспективе не ослабевает».

Означает ли этот вывод, что следует стремиться к усилению энергосистемы, не ясно. Как известно, в России нет запрета на работу противоаварийной автоматики, действующей, в том числе, и на отключение потребителей. К надежности не предъявляется требование «чем выше, тем лучше», регламентируется принцип разумной достаточности, направленный на минимизацию суммарных затрат на мероприятия по обеспечению надежности и на компенсацию ущербов от ненадежности.

Представляется, что введение нормативных либо экономических критериев оценки надежности повысило бы эффективность работ указанного направления. Использование нормативных критериев типа « $n - 1$ » не нуждается в пояснениях. Экономические критерии в соответствии с ранее высказывавшимися предложениями могли бы опираться на величину средневзвешенного ущерба у потребителей.

Именно такой подход был реализован применительно к частному случаю надежности, так называемой балансовой надежности, позволивший определить оптимальный индекс надежности и разработать подходы к выбору оперативного резерва энергосистем [5]. Основой для реализации такого подхода явились вероятностные характеристики отказов оборудования и величина удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Указанные характеристики не претендуют на высокую точность, и, тем не менее, они позволили удовлетворительно решить задачу обеспечения балансовой надежности. Заметим, что этому способствует и весьма мягкая зависимость суммарных затрат  $Z_{\text{сумм}} = Z_{\text{ген}} + Z_{\text{ущ}} = f(Z_{\text{ген}})$  в зоне оптимальных значений  $Z_{\text{ген}}$ , где  $Z_{\text{ген}}$  – затраты на резервирование, а  $Z_{\text{ущ}}$  – затраты на компенсацию ущерба потребителям. Такая зависимость на основании данных [5] приведена на рис. 1.

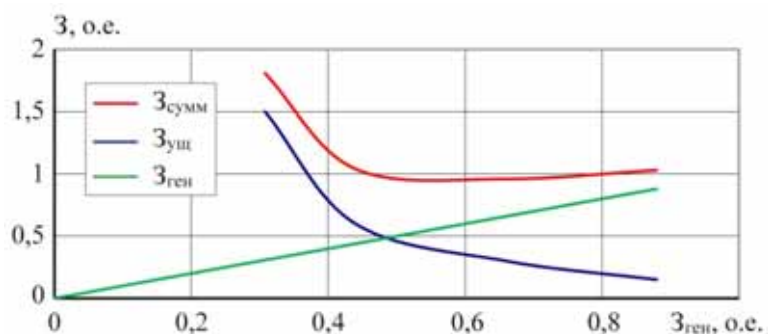


Рис. 1. Зависимость  $Z_{\text{сумм}} = f(Z_{\text{ген}})$

Как следует из рисунка, погрешность в задании оптимального значения  $Z_{\text{ген}}$ , равного примерно 0,6 о.е., на 0,15 о.е., т. е. на 25 %, создает погрешность в величине суммарного ущерба  $Z_{\text{сумм}}$  на 0,05 о.е., что составляет лишь около 5 % от его оптимального значения.

Хотелось бы с этих же позиций подойти и к проблеме надежности параллельной работы. Для этого требуется информация о вероятностных характеристиках отключения ВЛ высших классов напряжения и об ущербах у потребителей, отключаемых системой противоаварийной автоматики.

Остановимся первоначально на характеристиках длительных отключений ВЛ, т. е. отключений без АПВ и с неуспешными АПВ. Обработка статистических данных ФСК ЕЭС по отключениям ВЛ на этапе 1999–2003 годы, выполненная в [4], дала следующие усредненные показатели аварийности в год на 100 км ВЛ 500 и 330 кВ:

$$\lambda_{500} = 0,23L + 0,08; \quad (1)$$

$$\lambda_{330} = 0,58L + 0,08, \quad (2)$$

где  $\lambda_{ВЛ}$  – удельное число устойчивых отключений ВЛ (1/год на 100 км ВЛ);

$$L = l/100, l – \text{длина ВЛ (км)}.$$

Современные показатели аварийности, полученные на основании обработки материалов информационно-справочной службы ИСС СО «ЕЭС России» на интервале 5 лет (2006–2010), заметно отличаются от вышеприведенных. Так, если по данным ФСК ЕЭС количество ежегодно отключаемых ВЛ 500 кВ без АПВ либо с неуспешными АПВ составляет в среднем 90–100, то по данным СО ЕЭС – более чем в два раза больше. В последнем случае имеют место следующие показатели аварийности:

$$\lambda_{500} = 0,48L + 0,26; \quad (3)$$

$$\lambda_{330} = 0,79L + 0,37. \quad (4)$$

Это различие нельзя объяснить нарастанием аварийности во времени, такой тенденции на протяжении с 2006 по 2010 г. не прослеживается. Скорее всего, это обусловлено особенностями сбора и обработки информации. Полученное несоответствие нуждается в разрешении. Любопытно, что показатели аварийности ВЛ 500 кВ по данным ЦДУ ЕЭС тридцатилетней давности (на этапе 1980–1984 гг.) весьма близки к современным значениям, они характеризовались выражением:

$$\lambda_{500} = 0,48L + 0,1.$$

В качестве второй составляющей учета аварийности ВЛ в расчетах надежности следует, возможно, рассмотреть вопрос о целесообразности учета сезонности. До настоящего времени в таких расчетах использовались показатели аварийности, аналогичные вышеприведенным, усредненные в течение года, расчетные же режимы подразделялись на зимние и летние. Из материалов, подготовленных Е. А. Марченко на основании данных информационно-справочной службы ИСС СО-ЦДУ ЕЭС России за 2010 г., следует, что аварийные отключения электропередач из-за неисправностей ВЛ весьма неравномерно распределены в течение года. В меньшей степени они имеют место в зимний период времени, в наибольшей степени характерны для летнего сезона. Так, например, повреждения ВЛ 500 кВ в зимний период составили лишь около 3,5 % от суммарного количества повреждений за год, при том что в летний период доля повреждений составила порядка 48 %. Именно на летний период приходится значительная доля повреждений, обусловленная грозовой деятельностью, проблемами, обусловленными, некачественной расчисткой просек, лесными и низовыми пожарами. Меньшая неравномерность аварийности линий электропередачи по вине ВЛ оказалась характерна для ВЛ 330 и 220 кВ, для которых доля повреждений в зимний период составила 12 и 8 %, а в летний – 41 и 47 % соответственно. Неравномерность аварийных отключений линий по вине подстанций в течение 2010 г. проявилась достаточно слабо.

С учетом изложенного, выражения, характеризующие аварийность ВЛ 500 кВ для условий зимы и лета, вместо усредненного на протяжении года выражения (3) принимают вид:

$$\lambda_{500} = 0,07L + 0,26 \text{ (для зимы);}$$

$$\lambda_{500} = 0,92L + 0,26 \text{ (для лета).}$$

Перейдем далее к обсуждению вопроса удельных ущербов у потребителей, возникающих при их аварийных отключениях. Как указывается в [6], в настоящее время в России отсутствует рекомендованная регулирующими органами стоимость компенсации ущерба от аварийных ограничений потребителей электроэнергии. Вместе с тем, в Справочнике [6] дается рекомендация исходя из зарубежного опыта оценивать ущерб у потребителей в размере 1,5–4 долл./кВт·ч.

Использование этой рекомендации в современных условиях вызывает, однако, определенные сомнения. Дело в том, что этот Справочник выдержал уже четыре издания, первое из которых вышло в 2006 г., последнее – в 2012-м. За этот промежуток времени индексы цен в отраслях народного хозяйства и промышленности по данным журнала «КО-инвест» выросли примерно в 1,8 раза, причем в условиях средневзвешенного постоянства соотношения рубль–доллар, указанные индексы выросли в равной степени как в рублевом, так и в долларовом исчислении. В указанных же изданиях значения ущербов заданы одинаковыми, чего быть не может. Представляется, что правильнее было бы для оценки ущербов, как и для стоимостных показателей оборудования, использовать систему базовых показателей с переводом их в текущие цены применением соответствующих индексов.

Если предположить, что заложенный в Справочнике диапазон ущербов при подготовке его первого издания был определен правильно, а в последующем его величина должна изменяться в соответствии с индексами цен, например, по капитальным вложениям, то его современные значения должны находиться в диапазоне 2,7–7,2 долл./кВт·ч, а среднее значение находится на уровне 5 долл./кВт·ч. Это значение оказывается близким к величине, которая соответствовала бы пропорциональному изменению во времени стоимости на резервирование генерирующей мощности и ущербов у потребителей по причине недоотпуска электроэнергии. Действительно, на момент выпуска книги [5] в соответствии с приведенными в ней данными удельная приведенная стоимость резервной мощности составляла 22 руб./кВт, а ущерб у потребителей оценивался величиной 0,6 руб./кВт·ч, чему соответствовал оптимальный индекс балансовой надежности 0,996.

В настоящее время по данным института «Энергосетьпроект» приведенная стоимость резервной мощности составляет порядка 220 долл./кВт, чему при пропорциональном изменении стоимостей на резервирование и ущербов у потребителей соответствует величина ущерба порядка 6 долл./кВт·ч. Эта величина близка к уровню средневзвешенного минимального удельного ущерба экономике России от нарушения электроснабжения потребителей (178,4 руб/кВт·ч), полученного в [7]. Представляется целесообразным обсудить возможность использования такого уровня условных удельных ущербов для целей оптимизации схемы энергосистем с учетом ущербов от ненадежности. Особо подчеркнем, что предложение не предполагает использования условных ущербов для расчета с потребителями, ущербы которых от отключения могут меняться в широком диапазоне, а лишь для целей оптимизации схемы энергосистем.

Еще более перспективным представляется использование предусмотренных Федеральным законом «Об электроэнергетике», но пока еще не реализованных системных услуг потребителей. В этом случае появится возможность ориентировать-



ся на утвержденный тариф, в соответствии с которым потребителям, прошедшим конкурентный отбор мощности, будут оплачиваться их услуги, заключающиеся в согласии на отключение их мощности от системы противоаварийной автоматики. Такая идея изложена, в частности, в докладе [8].

При наличии нормативной величины среднего ущерба либо тарифа появляется возможность оценки границы целесообразного экономически обоснованного применения отключения потребителей от противоаварийной автоматики либо усиления сети. Такая оценка может быть выполнена на основе сопоставления ущерба у потребителей (либо затрат на оплату системных услуг) и приведенных годовых затрат на усиление связей. Последние могут быть определены на основе данных по удельным капитальным затратам на сооружение ВЛ, нормы возврата на вложенный капитал и эксплуатационных издержек.

### Выводы

Рассмотрен вопрос о повышении эффективности работ в части учета надежности на стадии планирования развития энергосистем. С этой целью предлагается вернуться к идее использования средневзвешенных ущербов от отключения потребителей от системы противоаварийной автоматики, а в перспективе предлагается использование тарифов на участие потребителей в системных услугах.

Обращается внимание на имеющее место несоответствие расчетных уровней аварийности ВЛ высших классов напряжения, соответствующих данным сетевых компаний на этапе 1999–2003 гг. и современных данных ОАО «СО ЕЭС», а также на целесообразность в расчетах надежности работы ЕЭС на перспективу учитывать сезонные характеристики аварийности ВЛ высших классов напряжения.

### Список литературы

1. Зейлигер А. Н., Китушин В. Г., Лялик Г. Н., Шлимович В. Д. Основные положения учета надежности при проектировании развития электроэнергетических систем // Сборник научных трудов НИИПТ «Проблема обеспечения надежности работы энергосистем», 1981.
2. Андреюк В. А., Марченко Е. А. Методика расчета надежности работы энергообъединения по условиям устойчивости при аварийных небалансах мощности // «Труды НИИПТ», 1977, вып. 24–25.
3. Андреюк В. А., Кац П. Я., Марченко Е. А. Методика расчета надежности параллельной работы энергосистем при аварийных небалансах мощности // Сборник научных трудов НИИПТ «Проблема обеспечения надежности работы энергосистем», 1981.
4. Марченко Е. А., Тиходеев Н. Н. Опыт прогнозирования надежности работы ЕЭС России в новых условиях // Электрические станции, 2005, № 12.
5. Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981.
6. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд. – М.: ЭНАС, 2007.

7. *Непомнящий В. А.* Оценка ущерба от нарушений электроснабжения потребителей // Академия Энергетики, 2012 № 5(49).
8. *Lazebnik Anatoly I., Rudkevich Aleksandr, Sorokin Igor S.* A Market-based Approach to Power System Expansion Planning. Presentation at the FERC Technical Conference on Planning Models and Software. Washington, DC, June 10, 2010.

*Ефимова Елена Владимировна*, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: efimova\_e@ntcees.ru

*Коробков Андрей Викторович*, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: korobkov\_a@ntcees.ru

*Шлайфштейн Владимир Аронович*, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: shlaifshtein\_v@ntcees.ru

*Efimova E. V., Korobkov A. V., Shlayfstein V. A.*

**About the accounting of reliability when developing perspective schemes.**

Questions of an assessment of reliability of work of power supply systems at perspective stages of development are considered and the offers directed on increase of efficiency of such researches are formulated.

*Keywords: UPS of Russia, reliability, perspective development.*

## **Комментарий редакционной коллегии к статье Ефимовой Е. В., Коробкова А. В., Шлайфштейна В. А. «Об учете надежности при разработке перспективных схем энергосистем»**

---

В статье авторы предлагают вернуться к экономической оценке системной надежности через определение ущербов у потребителей. Эта методика разрабатывалась и широко обсуждалась в 1960-е – 1970-е годы как в СССР, так и во многих других странах. Однако она не нашла практического применения, и во всем мире в настоящее время используются те или иные варианты нормативного задания требований надежности.

В статье упомянут пример практического использования разработанной в НИИПТ в 1970-е годы программы оценки системной надежности через ущербы у потребителей. Эта программа действительно использовалась в практических расчетах для Минэнерго СССР. Однако при этом не использовались собственно показатели ущерба в рублях, более того, и косвенные показатели (годовой объем отключения потребителей, число случаев развития аварий с нарушением устойчивости и др.) использовались лишь сопоставительно. Для оценки влияния ввода тех или иных объектов на уровень надежности был разработан специальный подход к формированию расчетной схемы и группы перспективных представительных режимов с соответствующей длительностью их существования в течение года. Далее на основе статистических данных по удельным показателям аварийных возмущений и вероятности отказа средств защиты и автоматики определялись ожидаемый объем отключения потребителей от САОН и АЧР, а также число ожидаемых аварийных ситуаций, чреватых развитием аварии, в год. С использованием этих результатов можно было, например, сопоставить эффективность с точки зрения системной надежности вариантов развития электрической сети или ранжировать проектируемые элементы сети по очередности их реализации с учетом воздействия на надежность энергосистемы. Результаты ежегодно проводимых расчетов учитывались в деятельности Сетевой компании Минэнерго СССР.

Как видно, в этом, безусловно положительном примере использования методов оценки системной надежности, базирующихся на расчетах косвенных показателей ущерба, использовались только сопоставительные данные. Подобный подход использовался также и в некоторых совместных с институтом «Энергосетьпроект» работах НИИПТ в части оценки надежности перспективных схем развития энергосистем.

В настоящее время при меньшей интенсивности развития энергосистем с одной стороны и существенно менее напряженных режимах – с другой, результаты расчета относительных характеристик надежности, очевидно, имеют меньшее значение. Однако не следует исключать возможность использования подобных методов в тех или иных случаях и, возможно, следовало бы обновить программы расчета подобных показателей надежности с использованием современных средств и методов исследования режимов, а также современных подходов к прогнозированию развития схем и режимов энергосистем.

Вместе с тем представляется малореальным непосредственное использование предполагаемых ущербов для решения практических задач проектирования развития энергосистем. Как показывают многочисленные попытки определения показателей ущерба, не удастся получить надежные данные, позволяющие их практически использовать. Этим прежде всего и объясняется повсеместно используемый нормативный подход к определению требований надежности при проектировании развития и эксплуатации энергосистем.

УДК 621.311

*Е. В. Ефимова, А. В. Коробков, В. А. Шлайфштейн*

## **Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи**

---

Рассмотрены вопросы перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи. Сформулирован вывод о имеющейся тенденции к снижению эффективности таких линий. В качестве причин называется широкое распространение атомной и газовой генерации, способной вырабатывать электроэнергию по близким ценам в весьма удаленных регионах страны, существенный рост стоимости сетевого строительства, уплотнение графиков загрузки ОЭС, развитие ГАЭС.

*Ключевые слова:* *ЕЭС России, дальние линии электропередачи, стоимостные показатели, эффективность, надежность.*

### **Введение**

В качестве одного из направлений сетевого строительства на протяжении нескольких десятилетий в СССР, а затем в России рассматривалось сооружение сверхдальних мощных линий электропередачи. В качестве наиболее перспективной рассматривалась передача из Сибири в Европейскую часть страны.

Был выполнен ряд исследований, в которых в качестве альтернативных вариантов линий электропередачи рассматривались ВЛ 1150 кВ переменного тока, передачи постоянного тока  $\pm 750$  кВ и настроенные электропередачи. В данной статье анализируется тенденция изменения полученных в этих работах выводов.

В статье обсуждаются также вопросы перспективности сооружения в настоящее время в России сверхдальних линий электропередачи.

### **1. Обзор работ по обоснованию связи Сибирь – Европейская часть страны**

Первые работы этого направления относятся к тому периоду, когда не была развита в должной мере ни атомная, ни газовая генерация, в связи с чем, по существу, безальтернативным энергетическим ресурсом для тепловой электроэнергетики являлся уголь. Поскольку основные залежи угля находятся на востоке, а потребление в наибольшей степени росло на западе страны, обсуждался вопрос сравнительной эффективности железнодорожного транспорта угля для европейских электростанций либо электронного транспорта энергии от сибирских электростанций, которые предполагалось построить вблизи угольных месторождений.

Обсуждались и некоторые побочные обстоятельства. Так, например, в [1] указывалось, что «большие трудности возникают в связи с необходимостью дальнего транспорта больших объемов кузнецких и канско-ачинских углей, что требует вложения значительных средств в развитие железнодорожного хозяйства с целью резкого увеличения пропускной способности сети железных дорог в направлении Сибирь – Казахстан – Европейская часть страны. Особой проблемой является транспорт на большие расстояния бурых канско-ачинских углей в связи с опасностью их самовозгорания в летний период и смерзания зимой. Указанные свойства

канско-ачинских углей исключают возможность дальнего транспорта его в натуральном виде и требуют предварительной переработки на месте добычи с получением высококалорийного полукокса для нужд энергетики», что существенно повышает его стоимость.

В связи с этим делался вывод о том, что «одним из путей снижения потока угля в европейскую часть страны является частичная замена железнодорожного транспорта низкокалорийных канско-ачинских углей и экибастузских углей передачей электроэнергии от электростанций, сооружаемых на месте добычи этих углей».

Совместная работа института «Энергосетьпроект» и НИИПТ в 1992 г. была ориентирована на почти 20-летнюю перспективу, соответствующую в то время этапу развития ЕЭС 2010 г. Рассматривалось два варианта энергобаланса. По первому варианту намечалось к 2010 г. ввести ГРЭС на канско-ачинском угле в Европейской части России и на Урале общей мощностью до 14 ГВт, в Сибири – 8 ГВт. При этом балансовые перетоки мощности по основному межсистемному транзиту Восток–Запад должны были на уровне 2005–2010 гг. составить 5 ГВт в сечениях Сибирь – Казахстан – Урал – Средняя Волга и 6–7,5 ГВт в сечении Средняя Волга – Центр.

Другой вариант балансов мощности предполагал уменьшение транспортируемого в Европейскую зону канско-ачинского угля, форсированное освоение мощности ГРЭС КАТЭКа, увеличение перетока мощности из Сибири до 11–14 ГВт с соответствующим снижением вводов ГРЭС в Европейской части России и на Урале.

Сопоставление рассматриваемых вариантов выявило экономические преимущества:

- варианта использования ППТ 1500 кВ перед использованием ВЛ 1150 кВ в условиях энергобаланса с меньшим объемом транспортировки угля в Европейскую часть;
- варианта с большим объемом транспорта электроэнергии перед использованием большого объема транспортировки угля.

Тем самым была доказана эффективность сооружения энергомоста Сибирь – Центр, причем с использованием электропередач постоянного тока.

Следующим большим этапом в части разработки предложений по формированию транзита Восток – Запад явилась работа 1997 года «Создание электрической связи большой пропускной способности между Сибирью и Европейской частью России», выполнявшаяся совместно Московским и Санкт-Петербургским временными творческими коллективами (ВТК), представленными соответственно институтами Энергосетьпроект и НИИПТ и Сибирской Ассоциацией Энергетиков, представленной ИСЭМ РАН.

В качестве исходных условий при проведении этой работы были сформулированы требования по вариантам перетоков мощности из ОЭС Сибири на Урал и в Европейскую часть России на этапах 2015–2030 гг., максимальные значения которых из Сибири достигали 20 ГВт с доведением мощности до ОЭС Центра на уровне до 12 ГВт.

В более поздних работах, выполненных в 2000-х годах, в частности в выполненном институтом «Энергосетьпроект» ТЭО «Развитие транспортных связей Сибирь – Европейская часть страны», а также работе ИНЭИ [2] рассматриваемые

перетоки мощности из Сибири в Центр становятся существенно меньше, они уже не превышают 4–6 ГВт, причем в последней работе по экономическим показателям более предпочтительным оказывается вариант передачи не базисной, а пиковой мощности.

И наконец, остановимся на материалах Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с перспективой до 2030 г. В редакции этого документа 2008 г. на этапе до 2020 г. было предусмотрено сооружение линии электропередачи постоянного тока ( $\pm 750$  кВ) Сибирь – Урал – Центр пропускной способностью 3000 МВт и протяженностью 3700 км. В результате корректировки Генеральной схемы в 2010 г. эта передача была исключена из перечня перспективных сетевых объектов.

В связи с изложенной тенденцией изменения решений по связи Сибирь–Центр возникает желание проанализировать перспективность сооружения в России не конкретного объекта, а сверхдальних линий электропередачи вообще.

Ниже сделана попытка обсудить вопросы перспективности сооружения в России дальних линий электропередачи с позиций:

- организации экономически эффективных базисных перетоков мощности между ОЭС;
- доставки пиковой мощности от удаленных ОЭС;
- снижения оперативного резерва в ЕЭС;
- реализации широтного эффекта (для связей Восток–Запад).

## **2. Условия экономичности режимных перетоков мощности между ОЭС**

Критерий эффективности передачи электроэнергии из энергообъединения  $i$  в энергообъединение  $j$  может быть представлен в виде:

$$Z_i + Z_{ij} < Z_j,$$

где  $Z_i$ ,  $Z_j$  – удельные дисконтированные затраты на отпуск электроэнергии в объединении  $i$  и  $j$ ;

$Z_{ij}$  – затраты на транспортировку электроэнергии.

С точки зрения требований к характеристикам электропередачи указанный критерий удобнее переписать в виде:

$$Z_{ij} < Z_j - Z_i.$$

Известен способ определения стоимости электроэнергии, генерируемой электростанциями в тех или иных регионах, на основании данных по стоимости сооружения электростанций, их эксплуатационных затрат и топливной составляющей. С точки зрения оценки коммерческой эффективности передачи электроэнергии из одного региона в другой в настоящее время, при наличии оптового рынка электроэнергии, представляется возможным с достаточной точностью оценивать разницу в стоимости электроэнергии в отдельных регионах на основании индексов цен оптовых рынков на сутки вперед РСВ.

Российский оптовый рынок подразделяется на две ценовые зоны, первую европейскую и вторую сибирскую. На рис. 1, заимствованном с сайта Администратора торговой сети АТС, приведены, в качестве примера, уровни цен в зонах на протя-

жении одного из дней (24.01.2012). Как следует из рисунка, стоимость электроэнергии в первой зоне превышает стоимость электроэнергии во второй зоне примерно на 500 руб/(МВт·ч) или в долларовом исчислении на 1,7 цент/(кВт·ч). Анализ дополнительной информации, приведенной на сайте АТС, позволяет заключить, что порядок указанной разницы цен по зонам оптового рынка сохраняется на протяжении всего года.

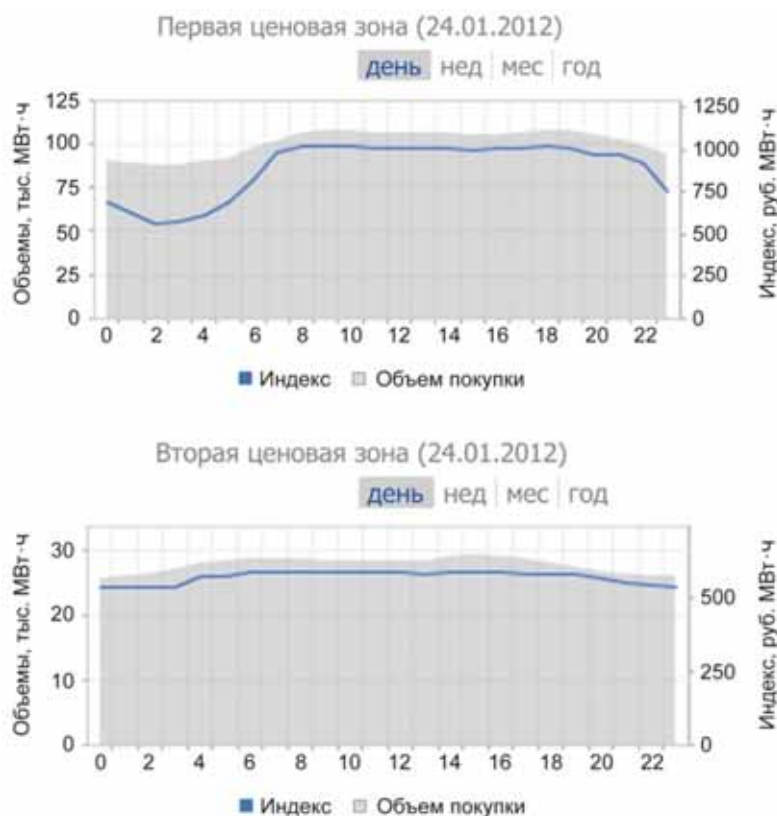


Рис. 1. Суточные индексы и объемы продаж на РСВ

Помимо платы за электроэнергию, потребители платят и за мощность, однако плата за мощность по ценовым зонам различается мало, в связи с чем ее учет слабо сказывается на разнице оплаты потребителями электроэнергии в первой и второй зонах.

Сопоставим полученную разность цен на электроэнергию в европейской и сибирской зонах с затратами на транспорт электроэнергии по передаче постоянного тока при числе часов использования максимума  $T_m = 5000$  ч, приведенными на рис. 2. Сопоставление со стоимостными показателями передачи именно постоянного, а не переменного тока обусловлено тем, что при рассматриваемых длинах такие передачи характеризуются меньшими удельными затратами.

Как следует из рисунка, для всех принятых значений номинальной мощности ППТ приведенные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии превышают величину разности индексов стоимости электроэнергии первой и второй ценовых зон оптового рынка (1,7 цент/(кВт·ч)) уже при дальности передачи 1000 км.



Выполненная оценка указывает на то, что современная высокая стоимость передачи электроэнергии является препятствием для эффективного использования режимных перетоков базисной мощности на большие расстояния в перспективных схемах.

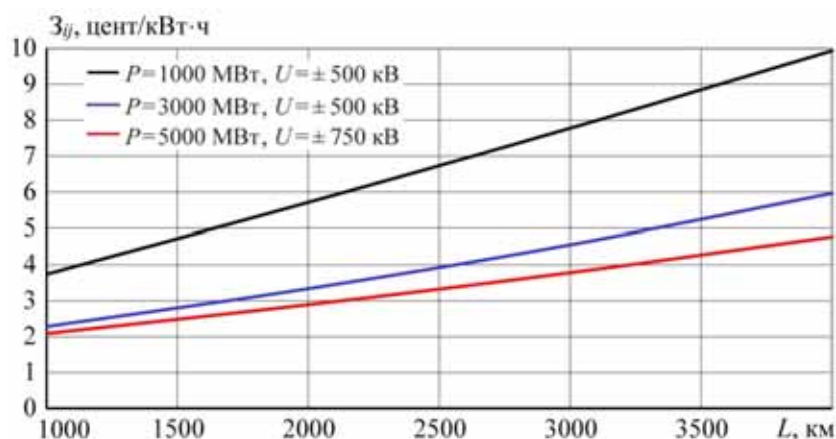


Рис. 2. Удельные затраты на транспорт электроэнергии

### 3. Сопоставление стоимости получения пиковой электроэнергии в ОЭС Центра от ППТ Сибирь–Центр и от ГАЭС

В последние десятилетия гидроаккумулирующие электростанции стали непременным объектом энергосистем. По состоянию на 2005 г. в мире существовало порядка 460 ГАЭС общей мощностью около 200 ГВт, в том числе в США – свыше 20 ГВт.

В табл. 1 приведена информация по технико-экономическим характеристикам двух перспективных ГАЭС – Ленинградской и Загорской-2 – и соответствующие их данным в части числа часов использования максимума характеристики ППТ Сибирь–Центр мощностью 3000 МВт.

Таблица 1

Сравнительные технико-экономические характеристики перспективных ГАЭС и ППТ Сибирь–Центр

Технико-экономические характеристики	Ленинградская ГАЭС	Загорская ГАЭС-2	ППТ Сибирь–Центр
Мощность (МВт)	1560	840	3000
Выработка электроэнергии (млрд кВт·ч)	2,34	1,932	–
$T_m$ (ч)	1500	2300	1500/2300
Капитальные вложения (млрд руб)	100	70	155
Удельные капвложения (долл/кВт)	2100	2780	2200
Удельные стоимости электроэнергии (ц/кВт·ч)	13–14	12	$17^1/11^2/(20^3)^*$

\* Удельные стоимости электроэнергии при 1)  $T_m = 1500$  ч; 2)  $T_m = 2300$  ч; 3)  $T_m = 2300$  ч и мощности ППТ 1000 МВт.

Как следует из полученных результатов, удельные капвложения в ГАЭС и ППТ и удельные стоимости электроэнергии оказываются близкими.

Сопоставленные результаты учитывают не все расходы на получение мощности и электроэнергии по альтернативным вариантам, к ним непременно следует добавить затраты на генерацию. Для ГАЭС это ночная генерация атомных электростанций, потребление которой следует рассматривать скорее как благо, чем как дополнительные затраты. Для ППТ это генерация сибирских ГЭС, которая участвует в балансе энергии ОЭС Сибири, хотя возможно, и не оптимальным образом. Ее можно было бы заменить базовой, более дешевой энергией, однако затраты на получение этой энергии, в том числе и на сооружение соответствующих электростанций, следует учитывать. Возможно, однако, что эта генерация в Сибири в течение прохождения максимума нагрузки в ОЭС Центра не будет востребована благодаря широтному эффекту. Оценим этот эффект.

#### **4. Реализация широтного эффекта (для связей Восток–Запад)**

Существует мнение, что сооружение широтных связей может быть в значительной степени обосновано снижением установленной мощности генерации за счет одновременности достижения максимальных и минимальных уровней нагрузки ОЭС, расположенных в широтном направлении. Проанализируем степень одновременности достижения максимальных и минимальных уровней нагрузки ОЭС на основании данных по суточным графикам нагрузки ОЭС и ЕЭС на день зимнего (17.12) контрольного замера 2008 г., заимствованным из [3].

Как следует из указанных данных, максимум нагрузки по ЕЭС, за вычетом нагрузки ОЭС Востока, которая, как правило, не принимается в расчет при анализе эффективности обмена мощностью между ОЭС, и сумма максимумов нагрузок по ОЭС равны соответственно 134 573 МВт и 136 036 МВт. Разница между этими значениями составляет всего 1,46 ГВт, или 1,1 %. Полученный результат обусловлен весьма пологими графиками загрузки ОЭС. Примерно так же обстоит дело с минимальными нагрузками.

Максимум суммарной нагрузки ОЭС Сибири и ОЭС Центра приходится на 17 часов и составляет 60 869 МВт, а сумма максимумов потребления этих ОЭС составляет 61 628 МВт, разница этих величин равна 760 МВт. Вот и вся величина мощности, обусловленная одновременностью достижения максимумов нагрузки, которой Сибирь может помочь Центру при наличии соответствующей связи. При этом следует еще оценить, что экономичнее: ввести дополнительную генерацию такой мощности в ОЭС Центра или соорудить связь между указанными ОЭС такой пропускной способности.

Такая оценка была выполнена выше. Из нее следует, что при существующих затратах на сооружение ППТ один лишь транспорт электроэнергии без учета затрат на ее генерацию стоит примерно столько же, сколько ее генерация на приемном конце, что свидетельствует о неэффективности передачи электроэнергии из ОЭС Сибири в ОЭС Центра, и тем самым о неэффективности реализации широтного эффекта.

Для более близких энергосистем транспорт электроэнергии, конечно, дешевле, но при этом снижается величина избытка генерации в восточной энергосистеме на момент прохождения максимума нагрузки в западной энергосистеме. Так, разновременность достижения максимумов Урала и Центра выражается величиной всего-то около 100 МВт.

Интересно проанализировать, почему эффект от реализации широтного эффекта оказывается сравнительно небольшим. В 1970–1980-х годах, когда велись работы по обоснованию формирования ЕЭС СССР, этот эффект представлялся существенно большим. Для того чтобы разобраться с этим несоответствием, сопоставим зимние суточные графики нагрузки  $P_n$  одной из ОЭС, а именно ОЭС Центра, периода 1975 г. и 2008 г. Данные по графику нагрузки 1975 г. заимствованы из [4], данные 2008 г. из [3].

Сопоставим характеристики этих графиков, приведенных на рис. 3.

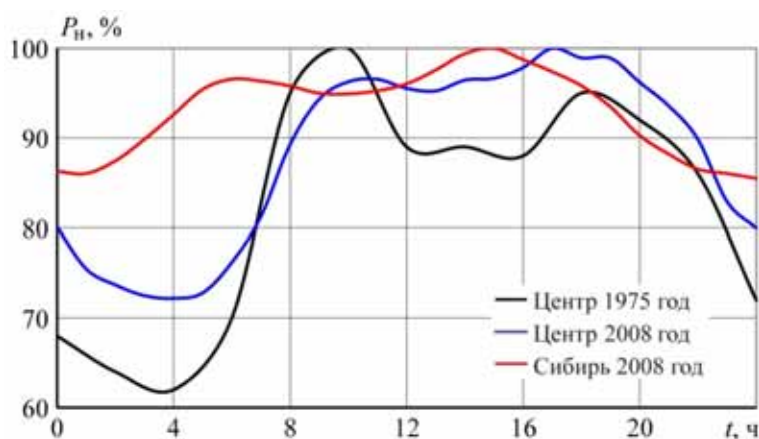


Рис. 3. Суточные графики зимней нагрузки ОЭС на этапах 1975 и 2008 гг.

Как известно [4], суточные графики нагрузки характеризуются максимальной нагрузкой  $P_{\max}$ , среднесуточной нагрузкой  $P_{\text{ср}}$ , плотностью графика нагрузки  $\beta_c = P_{\text{ср}}/P_{\max}$ , показателем неравномерности нагрузки  $\alpha_n$ , равным отношению минимальной ночной нагрузки к максимальной. Введем еще показатель дневной неравномерности нагрузки  $\psi_{\text{дн}} = P_{\text{мин.дн}}/P_{\max}$ , где  $P_{\text{мин.дн}}$  — минимальный уровень дневной нагрузки. Сопоставление значений указанных коэффициентов, соответствующих графикам нагрузки 1975 и 2008 гг., выполнено в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики суточных графиков нагрузки ОЭС

Коэффициенты	ОЭС Центра		ОЭС Сибири
	1975 г.	2008 г.	2008 г.
Показатель неравномерности $\alpha_n$	0,62	0,722	0,855
Плотность графика нагрузки $\beta_c$	0,81	0,884	0,933
Показатель дневной неравномерности $\psi_{\text{дн}}$	0,88	0,952	0,949

Как следует из выполненного сопоставления, за последние несколько десятилетий графики нагрузки ОЭС стали более равномерными. На рис. 3 приведен и график нагрузки ОЭС Сибири на этапе 2008 г., характеризующийся еще большей степенью равномерности. Достигнутая степень равномерности загрузки отдельных ОЭС и является причиной того, что значимость широтного расположения ОЭС к настоящему времени заметно снизилась.

Тенденцию снижения неравномерности суточных графиков нагрузки предполагается продолжить и впредь. Так, в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики указывается, что в период 2010–2030 гг. «темпы прироста максимума нагрузки будут меньше темпов прироста электропотребления, потому что ожидается уплотнение режимов электропотребления за счет более интенсивного производства в летнее, а также в вечернее и ночное время».

## 5. Резервирование объединенных энергосистем

Балансовая надежность энергосистем обеспечивается наличием резервной генерации. Оптимальное значение оперативного резерва соответствует, как известно, минимуму суммарных затрат на установку резервных агрегатов и затрат на возмещение ущерба. Объем относительной величины аварийного резервирования снижается по мере роста ее мощности. Для концентрированного объединения этот эффект проявляется в соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 4, заимствованном из [4].

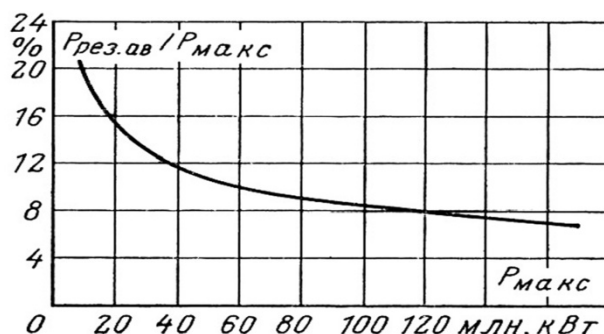


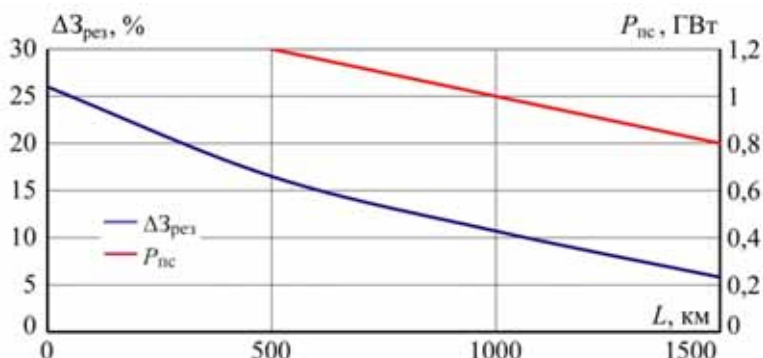
Рис. 4. Зависимость относительной величины оперативного резерва от мощности энергосистемы

Как следует из рисунка, концентрированное объединение двух энергосистем мощностью, например, по 30 ГВт приводит к снижению относительной величины резерва с 13,5 до 10 %, а абсолютной величины резервной генерации на  $60 \cdot (0,135 - 0,1) = 2,1$  ГВт или на  $100 \cdot (0,135 - 0,1) / 0,135 = 26$  %.

В случае удаленного расположения объединяемых энергосистем по мере их удаления эффект резервирования снижается из-за затрат на линию связи и при  $Z_{\text{вл}}/Z_{\text{рез}} > 2$  исчезает вовсе. Здесь  $Z_{\text{вл}}$  и  $Z_{\text{рез}}$  — приведенные удельные затраты на сооружение и эксплуатацию ЛЭП и резервной генерации.

Результаты расчетов в части влияния протяженной линии связи напряжением 500 кВ переменного тока между объединяемыми энергосистемами на степень сни-

жения затрат на резервирование (с учетом затрат на сооружение и эксплуатацию линии связи)  $\Delta Z_{рез}$  и на требования к ее оптимальной пропускной способности  $P_{пс}$  приведены на рис. 5.



**Рис. 5.** Изменение затрат на резервирование  $\Delta Z_{рез}$  и требований к оптимальной пропускной способности связи  $P_{пс}$  в зависимости от ее протяженности

Как следует из рисунка, по мере увеличения протяженности связи от 500 до 1500 км требования к пропускной способности связи снижаются от 1,2 до 0,8 ГВт, снижается и выигрыш в объеме суммарных резервов по сравнению с концентрированным объединением при протяженности связи 1000 км примерно в 2,5 раза, при протяженности 1500 км – в 5 раз.

Полученные результаты указывают на существенное снижение эффективности связей на условия резервирования энергообъединений по мере роста их протяженности.

## 6. О сопоставлении электронного транспорта энергии и железнодорожного транспорта угля

Этот вопрос также примыкает к проблеме обоснования дальнего транспорта электроэнергии. Как отмечалось выше, в работе института «Энергосетьпроект» и НИИПТ 1992 г. было выявлено экономическое преимущество транспорта электроэнергии по транзиту Сибирь–Центр по сравнению с железнодорожным транспортом угля. Вывод этот был сформулирован на основании сопоставления суммарных приведенных затрат по альтернативным вариантам, включающим составляющие, относящиеся к генерации, затратам на топливо и на сетевое строительство.

Как показало сопоставление удельных затрат на генерацию и транспортные передачи периода выполнения указанной работы и их современных значений, современное отношение удельной стоимости линий электропередачи к удельной стоимости генерации превышает принимавшееся в указанной работе в 2,2–2,6 раза. Заметим, что на это же обстоятельство на основании анализа других документов было обращено внимание в [5].

Это обстоятельство, как показали выполненные оценки, изменило приоритетность сопоставляемых вариантов: если при прежних данных несколько экономич-

нее оказывался вариант транспорта электроэнергии, то при современных данных некоторое преимущество оказалось за вариантом перевозки угля.

Таким образом, повышенный рост удельной стоимости линий электропередачи относительно удельной стоимости генерации внес дополнительный вклад в снижение эффективности сверхдальнего транспорта электроэнергии.

### **Заключение**

Выявлена тенденция снижения эффективности использования в России сверхдальних линий электропередачи. Одной из основных причин возникновения этой тенденции является процесс глобализации электроэнергетики, обусловленный широким распространением атомной и газовой генерации, способной вырабатывать электроэнергию по близким ценам в весьма удаленных регионах страны. В качестве других причин могут быть указаны существенный рост стоимости сетевого строительства в последние годы, развитие гидроаккумулирующих электростанций, уплотнение графиков загрузки ОЭС. Тенденция согласуется с развитием во времени работ по обоснованию связи Сибирь – Европейская часть страны.

### **Список литературы**

1. *Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: «Энергия», 1981.
2. *Волкова Е. А., Шульгина В. С., Урванцев В. И., Хоршев А. А.* Сравнение вариантов передачи мощности и энергии из ОЭС Сибири в ОЭС Центра и ОЭС Урала // Электрические станции, № 8, 2007.
3. *Кутузова Н. Б., Кынев С. С., Смирнова Л. С., Чудный В. С.* Определение максимумов и минимумов потребления мощности в перспективных схемах ЕЭС России // Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010.
4. *Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: «Энергия», 1981.
5. *Малкин П. А., Шлайфштейн В. А.* Об обеспечении надежности в электроэнергетике // Электрические станции, № 6, 2010.

*Ефимова Елена Владимировна*, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: efimova\_e@ntcees.ru

*Коробков Андрей Викторович*, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: korobkov\_a@ntcees.ru

*Шлайфштейн Владимир Аронович*, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: shlaifshtein\_v@ntcees.ru

*Efimova E. V., Korobkov A. V., Shlaifshtein V. A.*

**Consideration of prospects of a construction in Russia of long-distance lines of an electricity transmission.**

Questions of prospects of a construction in Russia of long-distance lines of an electricity transmission are considered. The conclusion about an available tendency to decrease in efficiency of such lines is formulated. As the reasons the wide circulation of the nuclear and gas generation, capable to develop the electric power at the close prices in very remote regions of the country, essential growth of cost of network construction, consolidation of schedules of loading of OES, GAES development is called.

*Keywords: EES of Russia, distant power lines, cost indicators, efficiency, reliability.*

## **Комментарий редакционной коллегии к статье Ефимовой Е. В., Коробкова А. В., Шлайфштейна В. А. «Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи»**

---

В статье обсуждаются вопросы перспективности сооружения в настоящее время в России дальних линий электропередачи как способа энергетического обеспечения наиболее заселенной Европейской части страны. В качестве наиболее перспективной рассматривалась передача из Сибири в Европейскую часть страны и сделана попытка аргументировано рассмотреть вопросы перспективности сооружения в России дальних линий электропередачи с позиций:

- организации экономически эффективных базисных потоков мощности между ОЭС;
- доставки пиковой мощности от удаленных ОЭС;
- снижения оперативного резерва в ЕЭС;
- реализации широтного эффекта (для связей Восток–Запад).

На основе выполненного анализа делается вывод о снижении эффективности использования в России дальних линий электропередачи. Однако, используемые авторами доказательства не сохраняются неизменными в течение длительного времени (что, в частности, подтверждается и материалами статьи), а кроме того, авторы учли далеко не все факторы и причины, по которым может оказаться необходимым сооружение дальних электропередач в нашей протяженной стране.

Межсистемные связи в России имеют относительно малую пропускную способность (по отношению к мощности объединяемых частей ЕЭС). Даже не очень значительные отклонения в реализации планов развития генерации и потребления могут приводить к существенному отклонению величин реальных потоков от планируемых. На электрические сети накладывается решение задачи компенсации этих несоответствий. Усиление межсистемных связей улучшает управляемость ЕЭС в целом, особенно при использовании передач постоянного тока.

Особого рассмотрения требует вопрос использования в схеме ЕЭС России многоподстанционных межсистемных передач постоянного тока, в том числе достаточно протяженных.

Необходимо также отметить, что масштабная реализация проектов сооружения мощных ГЭС, ГАЭС и приливных электростанций, а также удаленных месторождений угля в районах Восточной Сибири и Дальнего Востока России может обусловить необходимость сооружения протяженных межсистемных электропередач, в том числе и электропередач постоянного тока.

Наконец, ценовые характеристики носят в значительной мере конъюнктурный характер.



УДК 621.311 (091)

Л. Л. Балыбердин, Л. А. Кощеев

## Памяти Дмитрия Евгеньевича Кадомского (к 85-летию со дня рождения)

---

Приведены материалы о жизненном и творческом пути старейшего сотрудника НИИПТ, доктора технических наук, профессора Д. Е. Кадомского (1927–2000), крупного ученого и специалиста в области преобразовательной техники и электропередач и вставок постоянного тока.

*Ключевые слова:* Д. Е. Кадомский, преобразовательная техника, передачи и вставки постоянного тока, надежность.



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) был образован в октябре 1945 г. Его подлинное становление как научного учреждения началось в конце сороковых – начале пятидесятых годов прошлого века после прихода в институт из ВУЗов молодых талантливых инженеров-электриков. В их числе был и выпускник электромеханического факультета Ленинградского политехнического института (ЛПИ) 1950 г. по кафедре техники высоких напряжений (ТВН) Д. Е. Кадомский, ставший вскоре одним из ведущих сотрудников в области преобразовательной техники и электропередач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ), доктором наук, профессором, оставившим заметный след в этих областях техники.

Дмитрий Евгеньевич Кадомский родился 13 декабря 1927 г. в Ленинграде в семье служащих. Его отец был известным инженером-гидростроителем. До 1941 г. Дмитрий Евгеньевич учился в одной из школ Василеостровского района Ленинграда. В начале войны с матерью и сестрой был эвакуирован за Урал. Среднюю школу окончил экстерном в г. Томске и поступил на первый курс МЭИ, откуда был переведен в 1945 г. в ЛПИ. Уже на 4-м курсе опубликовал первую научную работу [1].

Д. Е. Кадомский за время работы в НИИПТ прошел все должности – от инженера до заведующего лабораторией нетрадиционных источников энергии. В 1956 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Внутренние перенапряжения в преобразовательных схемах электропередачи постоянного тока», в 1977 г. – докторскую диссертацию. В 1985 г. ему было присвоено ученое звание профессора. В 1995 г. он был избран в члены Международной Энергетической Академии. Дмитрий Евгеньевич был отмечен рядом правительственных и ведомственных наград. В конце статьи приведен список научных печатных работ и изобретений Д. Е. Кадомского, расположенных в хронологическом порядке.

Природные способности Дмитрия Евгеньевича и глубокие знания по математике, физике и специальным электротехническим дисциплинам, полученные им на кафедре ТВН ЛПИ, позволили в короткие сроки стать одним из ведущих сотрудников НИИПТ. В год поступления его в НИИПТ проводились интенсивные работы по освоению электропередачи постоянного тока Кашира–Москва, в которые включился молодой специалист. Его работу отличали творческий подход, высокая активность, стремление к генерированию новых идей. Им были получены замечательные результаты по исследованию переходных процессов при работе преобразователей ППТ, не потерявшие своего значения до сего времени. При анализе причин аварий при пусках ППТ Кашира–Москва им были объяснены причины нарушений нормальной коммутации как во включающемся, так и в выключающемся вентилях. Им было предложено, впервые в преобразовательной технике, рассматривать схемы преобразователей с учетом собственных емкостей и индуктивных сопротивлений, которые могут вызывать перенапряжения на оборудовании, разделить эти процессы на 3 типа:

- колебательные процессы при запертых вентилях (режим 0);
- переходные процессы при неодновременном отпирании вентилях из-за разбросов в моментах подачи отпирающих импульсов в последовательных цепях, состоящих из вентилях или преобразовательных мостов;
- переходные процессы при неодновременном включении вентилях из-за отрицательного напряжения на одном из них в контуре (режим 0-1).

Частотный диапазон колебательных процессов было предложено разделять на 4 группы (табл. 1), основанные на учете индуктивностей в преобразователе:  $L_{ш}$  – соединительных шин;  $L_a$  – анодных реакторов,  $L_T$  – рассеяния трансформаторов;  $L_p$  – сглаживающих реакторов ( $L_{ш} \ll L_a \ll L_T \ll L_p$ ), которые в сочетании с собственными емкостями оборудования образуют различные колебательные контуры.

Таблица 1

№ группы	Диапазон частот, Гц	$L_{ш}$	$L_a$	$L_T$	$L_p$
0	$10^5$ – $10^6$	$L_{ш}$	$\infty$	$\infty$	$\infty$
1	$10^4$ – $10^5$	0	$L_a$	$\infty$	$\infty$
2	$10^3$ – $10^4$	0	0	$L_T$	$\infty$
3	$10^2$ – $10^3$	0	0	0	$L_p$

Колебательные процессы указанных групп оказывают различные воздействия на преобразователь и окружающую среду. Нулевая группа вызывает перенапряжения импульсного характера и создает радиопомехи. Первая группа влияет на работу вентилях, создавая колебательную составляющую в токе вентиля при его включении; она формирует перенапряжения импульсного характера, может создать помехи для высокочастотной проводной связи. Вторая группа, в основном, определяет форму восстанавливающего анодного напряжения, она может оказать влияние на характер коммутации тока вентилями. Третья группа, в основном, определяет значение и форму коммутационных перенапряжений. Д. Е. Кадомским были разрабо-

таны меры ограничения перенапряжений и определены критерии выбора допустимых разбросов отпираания последовательно соединенных вентилей и минимальной длительности (ширины) отпирающих импульсов. Эти рекомендации имеют особенно большое значение для создания надежно работающих тиристорных вентилей из большого числа последовательно соединенных полупроводниковых приборов, в частности, при разработке вентилей с системой управления со «следящими» импульсами и, особенно, вентилей на фототиристорах, световой импульс управления которых из-за большой мощности составляет только единицы микросекунд.

Д. Е. Кадомским рассмотрены методики расчета высокочастотной колебательной составляющей анодного тока сразу после момента начала коммутации тока вентилями и колебательной составляющей анодного напряжения после выключения вентиля с одновременным определением параметров демпфирующих цепей и анодных реакторов.

На основе этих двух методик предложена общая методика исследования колебательных процессов в мощных высоковольтных преобразователях, охватывающая все виды колебаний, возникающих при нормальных и аварийных коммутациях. Сущность ее заключается в разделении колебаний на отдельные группы с существенно различными частотами и рассмотрении каждой группы по приближенной эквивалентной схеме.

Опыт исследований преобразователей ППТ Кашира–Москва позволил Д. Е. Кадомскому принять успешное участие в работах по устранению перенапряжений в установке для высокочастотной варки оптического стекла в Государственном Оптическом институте им. С. И. Вавилова (ГОИ) и в разработке преобразователей на ионных вентилях для систем возбуждения синхронных генераторов.

В системе требовалось получить малоискаженное выпрямленное напряжение от преобразователя, который питается от системы переменного тока, соизмеримой с ним мощности. По изобретению, предложенному Дмитрием Евгеньевичем, решение заключалось в создании устройства, компенсирующего искажения синусоидального линейного напряжения, вносимые коммутациями силовых вентилей. Интересно, что развитие этой идеи воплотилось в дальнейшем при создании активных фильтров высших гармоник (так называемый «фильтр Кадомского»).

Материалы всех исследований этих лет были положены Д. Е. Кадомским в диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук, которую он успешно защитил в ЛПИ.

Ретроспективное рассмотрение работ Д. Е. Кадомского показывает, что высокий интеллект позволил ему быстро перейти от исследований с достаточно узкими техническими задачами к постановке и решению масштабных задач по исследованию мощных высоковольтных преобразователей для ППТ и ВПТ, как сложных элементов энергетических систем, и преобразователей для альтернативных источников электроэнергии.

Так, на ранней стадии работы НИИПТ, например, при создании и освоении первой опытно-промышленной ППТ 30 МВт, 200 кВ Кашира–Москва, разработке общих методических проблем надежности не уделялось должного внимания. Не было требований по надежности к проекту этой ППТ и со стороны заказчика – Мосэнерго. И поэтому нормирование требований к собственной надежности ППТ не формиро-

валось. Более того, и в мировой практике надежность, как организованная ветвь науки и техники постоянного тока, не была сформирована.

Заслугой Д. Е. Кадомского является то, что в НИИПТ появилось новое направление исследований – надежность ППТ и ВПТ, которое он и возглавил. Прикладная направленность работ позволила достаточно быстро сократить число этапов исследований по надежности. Чисто теоретические разработки перешли в стадию, требующую экспериментальных подтверждений требований по надежности, а затем и в стадию обеспечения надежности проектируемых объектов, что потребовало разработки методик анализа надежности в условиях испытаний и эксплуатации объектов при ограниченном времени наблюдений.

Дмитрием Евгеньевичем и коллективом его сотрудников были сформулированы общие подходы к надежности ППТ и ВПТ и их элементов с учетом специфики, заключающейся в том, что ППТ и ВПТ, с одной стороны, являются элементами энергосистем, а с другой, являются сложными системами, содержащими большое количество элементов.

Д. Е. Кадомским были проведены теоретические и прикладные исследования, в результате которых была создана методика нормирования надежности ППТ и ВПТ с учетом их специфики и требований экономической надежности и устойчивости работы объединенных энергосистем.

В процессе исследований была выявлена необходимость четкой формулировки основных нормируемых интегральных условий надежности ППТ и ВПТ, невыполнение хотя бы одного из которых квалифицируется как отказ объекта выполнить свои функции в составе объединенных энергосистем. Такими требованиями являются:

- энергетическое требование – эквивалентное число часов использования максимума пропускной способности;
- оперативное требование – вероятность безотказной работы на определенном уровне пропускной способности в течение заданного времени оперативной готовности (прохождение максимума нагрузки в течение такого-то времени);
- динамическое требование – количество, значение, продолжительность внезапных ограничений пропускной способности, воздействующих на примыкающие энергосистемы.

Сопоставление различных вариантов схемного решения ППТ должно производиться с учетом способности сравниваемых решений удовлетворять нормированным критериям. Методика обобщила ряд частных методик расчета надежности релейных, информационных и транспортных сетей и доведена до возможностей использования вычислительной техники без ограничения сложности исследуемых схем. Учитывая сложность высоковольтных преобразовательных подстанций, применялись вероятностные методы анализа характеристик подстанций и их элементов.

Применение разработанной методики при создании ППТ Волгоград–Донбасс с активным участием НИИПТ позволило сделать совершенно неожиданный вывод: только за счет координации действий диспетчерских служб и совмещения плановых ремонтов на обеих подстанциях ППТ можно повысить коэффициент готовности с 30 до 86 %.

Результаты разработок Д. Е. Кадомского по надежности ППТ были использованы при разработке проекта реконструкции ППТ Волгоград–Донбасс (1969 г.), в проектном задании ППТ 1500 кВ Экибастуз–Центр и при разработке самого проекта этой электропередачи (1968 и 1971–1972 гг., соответственно), при создании Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции.

То обстоятельство, что Д. Е. Кадомский окончил кафедру ТВН, позволило ему внести огромный вклад в понимание условий работы высоковольтного оборудования и высоковольтной изоляции мощных преобразовательных подстанций ППТ и ВПТ для рационального выбора преобразовательных схем и параметров преобразовательного оборудования, для разработки системы защиты от перенапряжений, демпфирования колебательных процессов и устройств автоматического управления преобразователей.

Эти исследования имели большое значение для повышения надежности электропередач и вставок постоянного тока и уменьшения их стоимости, учитывая, что в них применяется оборудование, обладающее предельно допустимыми параметрами по напряжению, мощности, габаритам и т. п. Дмитрием Евгеньевичем было показано, что воздействия, которым подвергается высоковольтное оборудование преобразовательных подстанций, существенно отличается от воздействий, которые могут быть определены с применением классической теории преобразователей. В реальных объектах весь комплекс воздействий определяется как процессами в электропередаче в целом, так и процессами, локализующимися в пределах отдельных подстанций, преобразовательных мостов и комплектующего оборудования. Д. Е. Кадомским были разработаны и применены для создававшихся объектов методы анализа, позволяющие учитывать влияние реальных режимов, структур главной схемы электропередачи и преобразовательных подстанций (с учетом собственных емкостей и индуктивностей преобразовательного оборудования) на условия работы высоковольтного оборудования и высоковольтной изоляции. Им были сформулированы рекомендации по использованию целесообразных для каждого конкретного случая методов исследования:

- качественный анализ исследуемых режимов, предшествующий постановке других видов исследований. Он обеспечивает физические оценки правильности полученных результатов;
- математическое моделирование при возможности со стороны исходных данных сформулировать задачу большой сложности;
- физическое моделирование (в основном, для исследования колебательных процессов и перенапряжений), так как оно практически невозможно с учетом сложности схем и воздействующих факторов;
- натурные испытания в реальных условиях действующих электропередач и вставок постоянного тока, способствующих накоплению опыта работы, контролю принятых решений и разработке технических мероприятий по повышению надежности.

На материалах проведенных исследований и разработок в 1977 г. Д. Е. Кадомский защитил докторскую диссертацию на тему «Исследования особенностей работы высоковольтных преобразователей в электропередачах постоянного тока».

Когда НИИПТ было поручено заниматься нетрадиционными источниками энергии, Д. Е. Кадомского назначили заведующим лабораторией таких источников. К этому времени он со своим сектором накопил большой опыт в исследованиях и разработках по инверторам для выдачи мощности от МГД-генераторов. В частности, эти работы были направлены на создание МГД-электростанции мощностью 500 МВт на Рязанской ГРЭС. Под руководством Дмитрия Евгеньевича разработки были продвинуты практически до их реализации. По причинам, не зависящим от разработчиков преобразователей, работы по МГД-электростанциям были свернуты. Обобщающей публикацией по данному направлению работ являются материалы доклада [40].

В лаборатории нетрадиционных источников энергии проводились исследования по созданию преобразователей для ветровых и солнечных электростанций. Энергетический подход к исследованиям установившихся режимов в системах с мощными преобразователями, разработанный Дмитрием Евгеньевичем применительно к ППТ и ВПТ, был использован и дополнен для создания преобразователей с нетрадиционными источниками. Около пятнадцати печатных работ и изобретений было посвящено этим вопросам.

По общему мнению, работы по исследованию и разработке преобразователей для ветровых и солнечных источников опережали работы по созданию силовой части таких электростанций. После ухода Дмитрия Евгеньевича из жизни работы по данному направлению в НИИПТ, к сожалению, были прекращены.

Д. Е. Кадомский уделял много внимания общетеоретическим вопросам по преобразовательной технике и примыкающим к ней областям электротехники. Он был также мощным генератором новых идей, изложенных в немалом числе изобретений. В частности, он занимался общей теорией многофазных преобразователей, предложив метод расчета гармоник напряжения на изоляции относительно земли в многомостовых каскадно соединенных преобразователях с помощью разработанного им табличного метода суммирования гармоник напряжения.

Известно, что теоретическая целесообразность повышения пульсности преобразования при большой мощности преобразователей была обоснована давно. Практическая же реализация схем преобразования с пульсностью более 12 для ППТ и ВПТ очень проблематична. Это объясняется необходимостью применять специальные преобразовательные трансформаторы, экономическая целесообразность установки которых, как показано Д. Е. Кадомским, должна исходить из условий предельной минимизации следующих показателей мощной высоковольтной преобразовательной подстанции:

- количество единичных трансформаторов;
- число типовых модификаций их;
- количество высоковольтных вводов на каждом трансформаторе;
- количество резервных единиц трансформаторов;
- суммарная трансформаторная мощность.

Дмитрием Евгеньевичем, в развитие идей профессора Н. Н. Щедрина, была предложена методика обобщенной оценки активной и реактивной мощности преобразователей. Ему удалось достаточно строго связать определение реактивной

мощности исходя из теории цепей с уравнениями электромагнитного поля, подобно тому как это излагается для активной мощности с помощью теоремы Умова–Пойнтинга. Полученные соотношения справедливы для периодических электромагнитных процессов без применения условия об их синусоидальности. Такой подход полезен для определения реактивной мощности нелинейных нагрузок энергосистемы.

В одной из работ [52] приведена методика оценки перенапряжений, которые могут возникнуть во время работы преобразователя на холостых обмотках многообмоточного преобразовательного трансформатора.

В развитие теории о влиянии МГД-эффекта на кровь человека, ограничивавшейся рассмотрением только эффекта, вызываемого переменным магнитным полем, Дмитрий Евгеньевич предположил, что магнитное поле и постоянного тока не является безопасным для человека. Он показал, что и в магнитном поле постоянного тока в системе кровообращения человека имеет место МГД-эффект, вызванный движением крови в постоянном магнитном поле. При этом была выполнена оценка предельно допустимого уровня индукции внешнего постоянного магнитного поля при длительном воздействии с использованием физиологических критериев допустимой плотности тока в теле человека и допустимой энергии, выделяемой в кровеносных сосудах.

В человеческих проявлениях Дмитрий Евгеньевич был неординарной, очень интересной личностью. Он обладал большим педагогическим талантом, желанием и стремлением передать ученикам свои знания. Почти все его коллеги-ученики защитили кандидатские диссертации и стали специалистами в различных областях теории и практики передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения. Представляется, что под этими строками подписались бы К. А. Герцик, В. П. Тетерин, А. С. Назаров, Р. А. Дайновский и другие.

Многие годы Д. Е. Кадомский с успехом занимался лыжным спортом, сначала гладким бегом, а затем горными лыжами. Характерной чертой Дмитрия Евгеньевича являлось стремление проникнуть в суть вещей и проблем и, по возможности, найти их решение. Это относится как к его инженерной и научной деятельности, так и к обыденной жизни. Встав в 43 года на слаломные лыжи, он провел научный анализ сложных движений горнолыжника, освоил их и предложил свою методику обучения начинающих горнолыжников, оформив их в виде «Заметок Кавголовского дилетанта» в журнале «SKI».

Дмитрий Евгеньевич хорошо водил автомобиль, любил это дело и совершал регулярные ближние и дальние поездки по стране. Находил время также для водномоторных путешествий. Он был инициатором и душой компании с участием коллег по работе, во время которых блистал как остроумный оратор и хороший поэт. Запомнился Дмитрий Евгеньевич и как заботливый отец и дедушка.

Память о большом ученом, инженере, неординарной личности – Дмитрии Евгеньевиче Кадомском – сохранится в памяти всех, кто с ним работал и общался в НИИПТ, а его научные работы еще долго будут необходимы электроэнергетикам, занятым в области преобразовательной техники и электропередач и вставок постоянного тока.

## Список научных трудов Дмитрия Евгеньевича Кадомского

### Печатные труды

1. *Кадомский Д. Е.* Графическое решение операционных уравнений с помощью логарифмической спирали // Труды ЛПИ. ТВН. 1954. № 1.
2. *Кадомский Д. Е.* Исследование высоковольтных вентилях // ЦИНИТИ ЭП. Сб. «Преобразовательная техника». 1960.
3. *Гройс Е. С., Кадомский Д. Е.* Внутренние перенапряжения в одномостовых преобразовательных подстанциях электропередачи постоянного тока // Известия НИИПТ. 1960. № 5.
4. *Кадомский Д. Е.* Гармонический состав напряжений, воздействующих на изоляцию многомостовых каскадных схем // Известия НИИПТ. 1961. № 7.
5. *Кадомский Д. Е.* Защита от перенапряжений, возникающих в выпрямительной схеме питания высокочастотных генераторов // Известия НИИПТ. 1961. № 7.
6. *Кадомский Д. Е., Ступель А. И.* Перенапряжения в линии электропередачи постоянного тока Волгоград-Донбасс // Известия НИИПТ. 1961. № 8.
7. *Герцик К. А., Гройс Е. С., Кадомский Д. Е., Мерхалев С. Д., Ступель А. И., Шехтман М. Г., Мержеевский В. А., Тетерин В. П.* Исследование внутренних перенапряжений выравнивания напряжения, демпфирования колебаний схемы и устройств для защиты от перенапряжений и выбор уровней изоляции в передаче постоянного тока Сталинградская ГЭС-Донбасс // НИР № 22672. 1961.
8. *Кадомский Д. Е., Ступель А. И.* Исследование перенапряжений в линиях передач постоянного тока при помощи их моделирования на передаче Кашира-Москва // Доклад на совещании по повышению напряжения электропередач. УПИ. 1961.
9. *Кадомский Д. Е., Тетерин В. П., Ступель А. И.* Моделирование электропередач постоянного тока для исследований колебательных процессов и перенапряжений // Доклады IV межвузовской конференции по моделированию. МЭИ. 1962. Сб. № 4.
10. *Кадомский Д. Е.* Надежность установок, передающих и преобразовывающих энергию // Известия НИИПТ. 1965. № 11.
11. *Кадомский Д. Е.* Надежность энергетических установок, состоящих из независимых однородных блоков // Известия НИИПТ. 1965. № 11.
12. *Кадомский Д. Е.* Определение закона распределения долговечности элементов в случае ограниченной продолжительности испытаний на различных объектах // Известия НИИПТ. 1965. № 11.
13. *Кадомский Д. Е.* Надежность дискретных каналов из элементов с ограниченной пропускной способностью // Известия НИИПТ. 1966. № 12.
14. *Кадомский Д. Е.* Определение характеристик надежности элементов по данным начального периода эксплуатации // Известия НИИПТ. 1966. № 12.
15. *Кадомский Д. Е.* Компенсирующее устройство для схем управления преобразователями // Электротехника. 1966. № 6.
16. *Кадомский Д. Е.* Надежность элементов при случайном стационарном процессе колебаний нагрузки // Известия НИИПТ. 1967. № 13.
17. *Кадомский Д. Е.* Статистический анализ надежности невосстанавливаемых элементов, эксплуатируемых в условиях случайных колебаний нагрузки // Тезисы



докладов 3-й Ленинградской конференции по повышению качества и надежности изделий. ЛОСНТО. 1967.

18. *Кадомский Д. Е.* Вопросы надежности при проектировании электропередач постоянного тока // Тезисы докладов на совещании по высокогорным электропередачам. КирНИОЭ. г. Фрунзе. 1968.

19. *Кадомский Д. Е.* К методике выбора вариантов электропередачи с учетом ее надежности и структуры приемной системы // Известия НИИПТ. 1969. № 15.

20. *Кадомский Д. Е.* Методика определения функций надежности энергетического оборудования по эксплуатационным данным // Доклад на 11 конференции по устойчивости и надежности энергосистем СССР. 1969.

21. *Алексеева Н. Д., Кадомский Д. Е.* Применение вероятностной модели критического состояния для статистической оценки надежности многократно коммутирующих элементов в условиях изменений режимов работы // Известия НИИПТ. 1970. № 16.

22. *Герцик К. А., Кадомский Д. Е.* Измерение параметров ЛЭП  $\pm 400$  кВ на промышленной частоте // Известия НИИПТ. 1970 № 16.

23. *Герцик К. А., Кадомский Д. Е., Шлайфштейн А. Х.* Особенности исследования переходных процессов в электропередаче постоянного тока, содержащей длинную линию // Доклад на секции III по теоретическим и электрофизическим проблемам ЭЭ АН СССР. 1970.

24. *Назаров А. С., Кадомский Д. Е.* Качественный анализ переходных процессов при коммутациях тока в преобразовательных схемах // Доклад на секции III по теоретическим и электрофизическим проблемам ЭЭ АН СССР. 1970.

25. *Кадомский Д. Е.* Сб. «Электропередачи постоянного тока средней и малой мощности». КирНИОЭ. г. Фрунзе. 1970.

26. *Кадомский Д. Е.* К вопросу о выборе схемы примыкания преобразовательных подстанций к энергосистеме ограниченной мощности // Доклад на V совещании по высокогорным передачам. КирНИОЭ. г. Фрунзе. 1971.

27. *Алексеева Н. Д., Кадомский Д. Е.* Анализ надежности системы электропередачи по пропускной способности // Известия НИИПТ. 1972. № 18.

28. *Герцик К. А., Кадомский Д. Е., Шлайфштейн А. Х.* Некоторые особенности решения уравнений двухпроводных линий электропередачи постоянного тока методом «бегущих волн» // Известия НИИПТ. 1973. № 19.

29. *Кадомский Д. Е.* К методике расчетов надежности сети со случайной пропускной способностью // Сб. докладов на III Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – М.: Энергия. 1973.

30. *Кадомский Д. Е., Назаров А. С.* Качественный анализ переходных процессов при коммутации тока в преобразовательных схемах // Сб. Теоретические и электрофизические проблемы электроэнергетики. Изд. АН СССР. 1973.

31. *Герцик К. А., Дайновский Р. А., Кадомский Д. Е.* Особенности развития колебательных процессов в каскадно-мостовой схеме преобразовательной подстанции // Известия НИИПТ. 1974. № 20.

32. *Кадомский Д. Е.* Живучесть систем энергетики. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики // Вып. 20 СО АН СССР. Иркутск. 1980.

33. *Кадомский Д. Е.* Интегральное определение реактивной мощности в нелинейных цепях. Проблемы нелинейной электротехники. Ч. 1. – Киев: Наукова думка. 1981.

34. Алексеева Н. Д., Кадомский Д. Е. Влияние временных характеристик управляющих импульсов на переходные процессы в высоковольтных преобразователях // Известия НИИПТ «Испытания полупроводниковых преобразователей большой мощности». 1981.

35. Дижур Д. П., Иванов В. Ф., Кадомский Д. Е., Шлайфштейн В. А. Определение требований к регулированию и автоматике электропередачи постоянного тока по условиям устойчивости энергосистемы. Проблема обеспечения надежности работы энергосистем. – Л.: Энергоиздат. 1981 (Сборник научных трудов НИИПТ).

36. Дижур Д. П., Иванов В. Ф., Кадомский Д. Е., Шлайфштейн В. А. Оценка требований к характеристикам надежности преобразовательных блоков электропередач постоянного тока // Известия НИИПТ «Испытания полупроводниковых преобразователей большой мощности». 1981.

37. Кадомский Д. Е., Казачков Ю. А., Краснова Б. П., Филочкина Э. Н. Основные концепции разработки инверторных подстанций для промышленных электростанций с МГД-генераторами // Труды 8 Международной конференции по МГД-преобразованию энергии. Институт высоких температур АН СССР. Т. 2. 1983.

38. Кадомский Д. Е. О реактивной мощности вентильных преобразователей. Исследование и разработка мощных электропередач постоянного тока // Известия НИИПТ. 1983.

39. Кадомский Д. Е., Назаров А. С. Эквивалентные схемы оценки электрических условий работы вентилях в высоковольтных преобразователях // Известия НИИПТ. 1983.

40. Кадомский Д. Е. Влияние собственных емкостей на режимы работы преобразователей // В кн. Передача энергии постоянным током. – М.: Энергоатомиздат. 1985.

41. Гордин Б. И., Кадомский Д. Е., Лебедев Г. А. Координация изоляции электрооборудования линий электропередачи постоянного тока. Тр. ВЭИ, вып. 85

42. Кадомский Д. Е., Лавров А. Н., Павловский А. М. Энергетический подход к исследованиям установившихся режимов в системах с мощными преобразователями // Сб. «Преобразовательная техника в энергетике». Л.: Энергоатомиздат. 1986.

43. Бородулин М. Ю., Дижур Д. П., Кадомский Д. Е. Применение неявных методов к цифровому моделированию электромагнитных процессов в схемах с вентильными устройствами // Сб. «Преобразовательная техника в энергетике». Л.: Энергоатомиздат. 1986.

44. Кадомский Д. Е. Активная и реактивная мощности – характеристики средних значений работы и энергии периодического электромагнитного поля в элементах нелинейных цепей // Электричество. 1987, № 7.

45. Кадомский Д. Е. Надежность элементов при случайном стационарном процессе колебаний нагрузки // Известия НИИПТ. 1987.

46. Бородулин М. Ю., Дижур Д. П., Кадомский Д. Е. Точность численного интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в электрических цепях // Электричество. 1988, № 6.

47. Филочкина Э. Н., Кадомский Д. Е. Влияние флуктуаций параметров источника постоянного тока на выбор фильтров гармоник сетевого тока нагрузочного инвертора. Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем // Известия НИИПТ. 1988.

48. Кадомский Д. Е. Нормирование и обеспечение надежности преобразовательных подстанций. Повышение эффективности мощных преобразователей. – Энергоатомиздат // Известия НИИПТ. 1989.

49. *Кадомский Д. Е.* Перенапряжения на холостых обмотках многообмоточных трансформаторов в высоковольтных преобразователях // Известия НИИПТ. 1989.
50. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е., Павловский А. М.* Цифровое моделирование энергетических объектов с вентильными преобразователями // Проблемы энергосбережения. – Киев. 1991. Вып. 8.
51. *Кадомский Д. Е.* Цифровое моделирование электрических режимов инверторной подстанции промышленного МГД-энергоблока // Проблемы энергосбережения. – Киев. 1991. Вып. 8.
52. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Ограничение пульсаций тока регулируемых нагрузочных инверторов при флуктуациях напряжения МГД-генератора // Проблемы энергосбережения. Киев. 1992. Вып. 9.
53. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Ограничение пульсаций выходного тока инверторов мощных промышленных МГД-генераторов // Проблемы энергосбережения. – Киев. 1992. Вып. 9.
54. *Кадомский Д. Е.* О региональных особенностях применения ППТ и ВПТ // Энергетическое строительство. 1994, № 3.
55. *Галанов В. И., Кадомский Д. Е.* Основные выводы по материалам подборки «Круглого стола» по теме «Передачи и вставки постоянного тока и их альтернативы» // Энергетическое строительство. 1994, № 4.
56. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е., Павловский А. М., Шлайфштейн В. А.* Electrotechnical problems of development of Solar power plants on the basis of moduls with Stirling Engines // Book of Abstrachts. 7<sup>th</sup> International Symposium on Solar Thermal Concetrating Technologies Moskow. 1994. Russia.
57. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Conditions of the main circuit of a Solar power plants with Stirlingand DC component // Book of Abstrachts. 7<sup>th</sup> International Symposium on Solar Thermal Concetrating Technologies Moskow. 1994. Russia.
58. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е., Павловский А. М.* Problems of digital simulation of Electrotechnic processes for a Solar Power plant with Stirling Engines // Book of Abstrachts. 7<sup>th</sup> International Symposium on Solar Thermal Concetrating Technologies Moskow. 1994. Russia.
59. *Кадомский Д. Е., Крайчик Ю. С., Поссе А. В.* Развитие теории преобразования тока // Электрические станции. 1995, № 12.
60. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Электротехнические проблемы создания термодинамического энергоблока экспериментальной солнечной электростанции в Кисловодске // Энергетическое строительство. 1995, № 6.
61. *Кадомский Д. Е.* Влияние электромагнитных процессов в магнитопроводах трансформаторов и генераторов на работу вентильных преобразователей // Известия РАН. «Энергетика». 1996, № 1.
62. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Особенности управления группой инверторов с различным напряжением питания // Известия НИИПТ. 1997, № 56.
63. *Галанов В. И., Кадомский Д. Е., Соболева Е. С.* К выбору схемы высоковольтного 24-фазного преобразователя дл ППТ и ВПТ // Известия НИИПТ. 1997, № 56.
64. *Кадомский Д. Е.* Развитие работ по надежности ППТ и ВПТ // Известия НИИПТ. 1997. № 56.
65. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Электротехнические проблемы создания преобразовательных установок для солнечных и ветровых электростанций // Электрические станции. 1997.

66. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* О научно-экспериментальной базе для проектирования электрической части альтернативных источников энергии // Энергетик. 1997.

67. *Бородулин М. Ю., Кадомский Д. Е.* Научно-технические проблемы создания преобразовательных установок альтернативных источников энергии // Известия НИИПТ. 1997. № 56.

68. *Кадомский Д. Е.* Влияние электромагнитных процессов в магнитопроводах трансформаторов и генераторов на перенапряжения в преобразователях с запираемыми вентилями // Известия РАН. «Энергетика». 1998.

69. *Александрова Н. П., Кадомский Д. Е.* Биофизическая оценка влияния внешнего постоянного магнитного поля на человека // 11-й Международный конгресс «Слабые и сверхслабые поля и излучения в биологии и медицине». 2000.

### Изобретения

1. А.С. 111060. Ионный одномостовой или многомостовой преобразователь с заземленным полюсом / Д. Е. Кадомский. Оpubл. 1957.

2. А.С. 119623. Генератор широких импульсов управления ионными преобразователями / Д. Е. Кадомский. Оpubл. 1959.

3. А.С. 139358. Способ защиты линий электропередачи постоянного тока от коммутационных и резонансных перенапряжений / Л. А. Вахрамеев, Д. Е. Кадомский, А. И. Ступель, М. Г. Шехтман. Оpubл. 1961.

4. А.С. 140879. Устройство для питания цепей зажигания, сеточного управления и регулирования вентильного преобразователя / Д. Е. Кадомский. Оpubл. 1961.

5. А.С. 276244. Устройство для измерения переменного напряжения в цепях с вентильными преобразователями / Д. Е. Кадомский. 1963.

6. А.С. 237981. Преобразовательная подстанция электропередачи постоянного тока / К. А. Герцик, В. И. Емельянов, Д. Е. Кадомский, А. С. Назаров, В. П. Тетерин. Оpubл. 1968.

7. А.С. 276242. Измерительный трансформатор напряжения / Б. И. Гордин, Д. Е. Кадомский, В. А. Мержеевский. Оpubл. 1970.

8. А.С. 277068. Выходное устройство электропередачи постоянного тока / А. М. Берковский, Д. Е. Кадомский. Оpubл. 1970.

9. А.С. 289476. Преобразовательное устройство электропередачи постоянного тока / А. М. Берковский, Е. С. Гройс, Д. Е. Кадомский, А. В. Поссе. Оpubл. 1970.

10. А.С. 299906. Преобразовательный мост электропередачи постоянного тока / А. М. Берковский, М. И. Гольберг, Д. Е. Кадомский, Н. Ф. Зитта, А. Д. Тарасов. Оpubл. 1971.

11. А.С. 308686. Устройство для демпфирования колебательных процессов в мостовых преобразовательных схемах / Д. Е. Кадомский, А. С. Назаров. Оpubл. 1971.

12. А.С. 458298. Преобразовательный мост для асинхронной связи энергосистем / В. И. Емельянов, Д. Е. Кадомский, Ю. А. Казачков. Оpubл. 1970.

13. А.С. 510966. Преобразовательная подстанция / Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик. Оpubл. 1976.

14. А.С. 539489. Преобразовательный блок преобразовательной подстанции / Х. Ш. Гройс, Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик, А. Г. Левит. Оpubл. 1976.

15. А.С. 553894. Преобразовательная подстанция передачи постоянного тока / Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик, А. В. Поссе. Оpubл. 1976.

16. А.С. 561469. Преобразовательная подстанция / С. П. Байков, А. М. Берковский, Х. Ш. Гройс, В. И. Емельянов, Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик, А. Г. Левит, А. И. Савченко. Оpubл. 1977.

17. А.С. 677050. Преобразовательная подстанция / Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик, М. И. Мазуров, И. А. Токмакова. Оpubл. 1979.

18. А.С. 847877. Способ регулирования передачи мощности выпрямительно-инверторной подстанции / Х. Ш. Гройс, В. И. Емельянов, Д. Е. Кадомский, Ю. С. Крайчик, М. Г. Шехтман. Оpubл. 1981.

19. А.С. 591099. Преобразовательный блок преобразовательной подстанции постоянного тока / В. И. Емельянов, Е. С. Гройс, Д. Е. Кадомский. Оpubл. 1982.

20. А.С. 1304704. 24-фазный вентильный преобразователь / В. Ф. Иванов, Д. Е. Кадомский, Г. В. Козлович, Ю. С. Крайчик, И. А. Токмакова. Оpubл. 1987.

21. А.С. 1419453. Способ защиты инвертора подстанции МГД-электростанции от перенапряжений при обрыве энергетической связи с электрической сетью / Л. Л. Балыбердин, Д. Е. Кадомский, А. Н. Лавров. Оpubл. 1988.

22. А.С. 1750000. Способ управления преобразователем с помощью управляемых вентилях для регулирования мощности неиндуктивной нагрузки / Д. Е. Кадомский, А. М. Павловский, А. Е. Гуревич, М. К. Гуревич, А. Б. Альбертинский, Я. Ю. Солодухо. Оpubл. 1992.

23. Патент 2035818 РФ Солнечная фотоэлектрическая станция / Н. Д. Алексеева, Ю. А. Гушин, Д. Е. Кадомский, В. Т. Минин, А. М. Павловский, А. А. Чернявский. Оpubл. 1995.

24. Патент 2044231. Коллектор солнечного излучения / Б. И. Гордин, Ю. А. Гушин, Д. Е. Кадомский, Н. Ф. Зитга, А. Д. Тарасов. Оpubл. 1995.

25. Заявка 93034401 РФ. Способ совместного регулирования активной и реактивной мощностей управляемого тиристорного преобразователя / Д. Е. Кадомский, Е. И. Шерпаева. Оpubл. 1996.

26. Патент 15821 РФ. Многопроводная воздушная линия постоянного тока высокого напряжения / В. И. Галанов, Д. Е. Кадомский, Н. Н. Тиходеев, В. С. Чудный. Оpubл. 2000.

*Кощеев Лев Ананьевич*, д-р. техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: ntc@ntcees.ru

*Балыбердин Леонид Леонидович*, канд. техн. наук, доцент.

E-mail: nto@ntcees.ru

*Balyberdin L. L., Koshcheev L. A.*

#### **In Memoriam – Dmitriy Ev. Kadomskiy (to the 85th anniversary of the birth).**

The paper describes the life and creative path of NIPT's oldest employee, DrSc, Ph.D, professor D. E. Kadomskiy (1927–2000), an outstanding scientist and specialist in the field of converting equipment, HVDC power transmissions and back-to-backs.

*Key-words: D. E. Kadomskiy, converter equipment, HVDC power transmissions and back-to-backs, reliability.*

# ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии постоянным током и преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

## 2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

### 2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

**Шрифт** Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

**Образец и шаблон оформления статьи** приведены на сайте:

<http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

## **2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:**

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

## **2.3. Рассмотрение материалов**

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: [nto@ntcees.ru](mailto:nto@ntcees.ru).