



*Российская Академия Наук*

**ТРУДЫ**

**Кольского научного центра РАН**

**1/2011 (4)**

**ЭНЕРГЕТИКА**  
выпуск 2

Апатиты  
2011

---

*Российская Академия Наук*

# ТРУДЫ

**1/2011(4)**

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISBN 978-5-91137-151-7

**Кольского научного центра РАН**

Главный редактор - академик В.Т.Калинников  
Заместитель главного редактора  
д.г.-м.н. В.П.Петров  
.....д.т.н. Б.В.Ефимов

Редакционный совет:

академик Г.Г. Матишов, академик Н.Н.Мельников,  
академик Ф.П.Митрофанов, чл.-корр. В.К.Жиров,  
чл.-корр. А.И.Николаев, д.г.-м.н. Ю.Л.Войтеховский,  
д.э.н. Ф.Д.Ларичкин, д.т.н. В.А.Маслобоев,  
д.т.н. В.А.Пугилов, д.ф.-м.н. Е.Д.Терещенко,  
к.г.-м.н. А.Н.Виноградов (ответственный секретарь)

## ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 2

Редколлегия серии «Энергетика»

д.т.н. Б.В.Ефимов (отв. ред., энергетика),  
д.т.н. А.А.Жамалетдинов (электрофизика),  
д.т.н. Н.В.Коровкин (теоретическая электротехника),  
д.т.н. Ф.Х.Халилов (электроэнергетика),  
к.т.н. Б.Г.Баранник (энергетика),  
к.т.н. Н.И.Гумерова (электроэнергетика)  
к.т.н. А.Н.Данилин (электроэнергетика),  
к.т.н. В.А.Минин (возобновляемые источники энергии),  
к.т.н.Ю.М.Невретдинов (электроэнергетика),  
к.т.н. В.Н.Селиванов (электроэнергетика),  
к.т.н. А.Ф.Усов (электротехнологии)

184200, Мурманская область, г.Апатиты, ул.Ферсмана, д.14  
Кольский научный центр РАН  
Тел.(81555)79226.Факс(81555)76425  
E-mail: [admin@admksk.apatity.ru](mailto:admin@admksk.apatity.ru) <http://www.kolasc.net.ru>

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Вступление.....	7
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ.....	9
Кадомская К.П., Кандаков С.А., Лавров Ю.А., Степанов И.М., Шевченко С.С.	9
Электромагнитная совместимость каналов передачи электроэнергии с биосферой.....	
Карпов А.С., Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П.	29
Разработка требований к устройствам защиты подземных проводных коммуникаций от опасных влияний аварийных токов в действующей сети.....	
Залесова О.В., Якубович М.В.	37
Расчет наведенного напряжения на отключенной ЛЭП с помощью программы FEMM.....	
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ.....	43
Ефимов Б.В., Гумерова Н.И., Стогова Я.А.	43
Анализ деформации грозовых волн при их распространении по ВЛ на расстояние более 100 км.....	
Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г.	60
Оценка степени влияния допущений на результаты моделирования переходных процессов при ударах молнии в воздушные линии электропередачи.....	
Гумерова Н.И., Ефимов Б.В.	66
Распространение грозовых волн в многопроводной коронирующей линии, подвешенной над идеально проводящей землей.....	
Невретдинов Ю.М., Власко Д.И.	79
Исследование защиты подстанции 150 кВ от грозовых волн с учетом реальных заземлителей опор ЛЭП на подходах.....	
Токарева Е.А., Фастий Г.П., Карпов А.С., Власко Д.И., Домонов А.П.	89
Обследование технического состояния воздушных ЛЭП, эксплуатируемых в Кольском регионе.....	
Куклин Д.В.	100
Применение метода конечных разностей во временной области для расчета волновых процессов в протяженных подземных проводниках.....	
Колычев А.В., Боровских А.Н.	107
Регистратор срабатываний нелинейных ограничителей перенапряжений на основе пояса Роговского.....	

Халилов Ф.Х., Хохлов Г.Г.	Выбор модели опоры ВЛ 35-220 кВ при анализе грозových перенапряжений.....	112
Халилов Ф.Х., Попова Ю.С., Хохлов Г.Г.	Обоснование установки ОПН на ВЛ 35-110 кВ нефтяной и газовой промышленности.....	118
	ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	128
Кузнецов Н.М.	Рациональное электропотребление на горных предприятиях	128
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Разработка комплекса энергосберегающих мероприятий в промышленных распределительных электрических сетях напряжением 6-10 кВ.....	135
	ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ.....	150
Рожкова А.А.	Перспективы участия ветровых энергетических установок в энергоснабжении г.Островной на побережье Баренцева моря.....	150

*Russian Academy of Sciences*

1/2011 (4)

UDK 621.314

ISBN 978-5-91137-151-7

# transactions

## Kola Science Centre

Editor - Academician V.T Kalinnikov

Deputy editor in chief:  
Doctor of Geology and Mineralogy V.P. Petrov,  
Dr of Sciences B.V. Efimov

Editorial Council:  
Academicians:"

G.G Matishov, NN . Melnikov, F.P Mitrofanov.  
Corresponding Member of RAS:  
V.S.Zhirov, A.I. Nikolaev.  
Dr.of Sciences:

Yu.L. Voitekhovskiy, F.D. Larichkin, V.A. Masloboev,  
V.A. Putilov, ED . Tereshchenko,  
Ph.D. A.N Vinogradov (executive secretary)

## POWER INDUSTRY

series 2

Editorial board of Energy Technology Series:

Dr. of Sciences:  
B.V. Efimov (executive editor, energy technology),  
A.A. Zhamaletdinov (electrophysics),  
N.V. Korovkin (theoretical electrotechnology),  
F.Ch Chalilov (power engineering),

Ph.D.:

B.G. Barannik (energy technology).  
N.I. Gumerova (power engineering),  
A.N. Danilin (power engineering),  
V.A. Minin (renewable energy),  
Yu.M. Nevretdinov (power engineering),

V.N. Selivanov (power engineering),  
A.F. Usov (electrotechnology)

CONTENTS

	Pages
Introduction.....	7
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY.....	9
Kadomskaya K.P., Kandakov S.A., Lavrov Yu.A., Stepanov I.M., Shevchenko S.S.	9
Power transmission channels electromagnetic compatibility with biosphere.....	
Karpov A.S., Nevretdinov Yu.M., Fastiy G.P.	29
Analytical solution for the electric field components in the medium location of underground utilities.....	
Zalesova O.V., Yakubovich M.V.	37
Calculation of induced voltage in deenergized transmission line by FEMM program.....	
PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	43
Efimov B.V., Gumerova N.I., Stogova Ya.A.	43
Analysis of deformation of surge-wave propagated in transmission line over a distance greater than 100 km.....	
Khalilov F.Kh., Gumerova N.I., Hochlov G.G.	60
Estimation of influence of assumptions on results of modeling of transient responses when lightning strikes transmission line.....	
Gumerova N.I., Efimov B.V.	66
Propagation of lightning surge in the multiwire line with corona above an ideally conducting earth.....	
Nevretdinov Yu.M., Vlasko D.I.	79
Research of 150 kV substation protection from lightning waves with a glance real power line pole grounding electrode at approaches.....	
Tokareva E.A., Fastiy G.P., Karpov A.S., Vlasko D.I., Domonov A.P.	89
Survey of technical condition of overhead transmission lines, operated in the Kola region.....	
Kuklin D.V.	100
Electromagnetic modeling of long buried thin wires by using finite-difference time-domain method.....	
Kolychev A.V., Borovskykh A.N.	107
The surge arrester counter based on the Rogowski coil.....	
Khalilov F.Kh., Hochlov G.G.	112
Selection of transmission line 35-220 kV tower model for lightning surges analysis.....	

Khalilov F.Kh., Popova Yu.S., Hochlov G.G.	Substantiation of installation of arresters overhead 35-130 kV lines of oil and gas industry.....	118
	ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION.....	128
Kuznetsov N.M.	Rational electroenergy consumption at mining enterprises.....	128
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	Development of energy-saving measures complex in industrial distributive 6-10 kV networks.....	135
	RENEWABLE ENERGY.....	150
Rozhkova A.A.	Prospects for participation of wind energy converters in energy supply of Ostrovnoy at the Barents Sea coast.....	150

## ВСТУПЛЕНИЕ

---

Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (до 2005 г. Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН) начиная с 1990-х гг. выпускает сборники статей, освещающих проблемы техники и физики высоких напряжений применительно к актуальным задачам электроэнергетики и электротехники.

Ряд статей по электроэнергетической тематике опубликован в сборниках "Проблемы развития энергетики Мурманской области" (1996), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренц-региона" (1997).

Этой проблеме целиком посвящены сборники:

Переходные процессы и перенапряжения в элементах энергосистем Севера (1992);

Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей и цепей управления (1999);

Теоретическая и экспериментальная оценка состояния высоковольтного оборудования (2002);

Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей (2004);

Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях (2004);

Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей (2005);

Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера (2007);

Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети (2008);

Научно-технические проблемы развития энергетики Севера (2009).

Начиная с 2008 г. тематика расширилась. Помимо статей на определенную электроэнергетическую тематику, публикация которых стала традицией ЦФТПЭС КНЦ РАН, в сборники включались статьи, посвященные исследованию установившихся режимов в участках высоковольтных сетей. Кроме того, освещались проблемы создания аппаратуры для генерации мощных низкочастотных сигналов переменной частоты и разработки устройств диагностики высоковольтного оборудования. В 2009 г. в сборник были включены статьи, посвященные проблемам развития энергетики региона, а также вопросам энергоэффективности и энергосбережения.

Поскольку публикация сборников статей ЦФТПЭС КНЦ РАН стала регулярной, то в 2010 г. было принято решение о постоянном издании под названием «Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика», в декабре того же года был осуществлен первый выпуск, настоящее издание является вторым выпуском.





# ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

---

УДК 621.311

К.П.Кадомская, С.А.Кандаков, Ю.А.Лавров, И.М.Степанов, С.С.Шевченко

## ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ КАНАЛОВ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С БИОСФЕРОЙ

### Аннотация

Приведены результаты исследований влияния электромагнитных полей каналов передачи электроэнергии различного конструктивного исполнения на биосферу. Сформулированы рекомендации для специалистов проектных организаций и эксплуатирующего персонала по снижению антропогенного влияния электрических и магнитных полей на биосферу.

### Ключевые слова:

*электромагнитная совместимость, воздушные и кабельные линии электропередачи, электромагнитное поле, напряженность магнитного и электрического полей, ихтиофауна, биосфера.*

K.P.Kadomskaya, S.A.Kandakov, Yu.A.Lavrov, I.M.Stepanov, S.S.Shevchenko

## POWER TRANSMISSION CHANNELS ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY WITH BIOSPHERE

### Abstract

The papers states the results of investigations how electromagnetic fields in power transmission channels of different configurations influence on biosphere. The ways to reduce man-made electric and magnetic fields influence on biosphere are recommended for engineers and operating staff.

### Keywords:

*electromagnetic compatibility, air and cable power transmission lines, electromagnetic field, magnetic and electric field intensity, ichthyofauna, biosphere.*

**Введение.** В течение ряда последних лет в Новосибирском государственном техническом университете ведутся исследования по влиянию электромагнитных полей, инициируемых воздушными и кабельными линиями (ВЛ и КЛ) электропередачи высокого напряжения (ВН), на биосферу. При этом рассматриваются вопросы влияния этих полей как на ихтиофауну пересекаемых водоемов, так и на жизнедеятельность человека, проводящего длительное время в области влияния этих полей, в том числе и при осмотре и ремонте ВЛ и КЛ. Некоторые из этих вопросов отражены в ряде публикаций авторов настоящей статьи, в том числе в монографиях [1; 2]. В настоящей статье обобщаются основные результаты этих исследований.

**Влияние электромагнитного поля на ихтиофауну.** На интенсивность электромагнитного поля в водной среде по трассе подводной кабельной линии влияет целый ряд факторов. К основным из них можно отнести:

- плотность продольного тока в водной среде;
- конструкцию кабелей;

- способ прокладки КЛ – бестраншейный, в траншее, вырытой в дне водоёма, в металлической (пластмассовой) трубе, проложенной по дну водоёма.

Высокая электропроводность воды, различия в диэлектрических свойствах многих водных объектов и, наконец, способность рыб генерировать биоэлектрические токовые поля послужили предпосылкой появления у рыб высокой электрической чувствительности. Многие виды рыб оказались единственными особями, обладающими способностью воспринимать и анализировать окружающий мир с помощью электрических токовых полей. По степени развития электрического чувства рыб можно разбить на 2 группы: на имеющих и на не имеющих морфологически выраженные рецепторы. Однако, по сравнению с другими позвоночными особями, все рыбы обладают высокой электрочувствительностью.

Опасным воздействием на ихтиофауну следует считать не только гибель ее представителей, но и разрушение сложившихся внутри- и межвидовых взаимоотношений. Особенно опасным может оказаться нарушение нерестового цикла. Например, рыбы семейства осетровых способны метать икру только в том месте, где они родились. Достаточно один раз не "пустить" рыбу в нерестовый водоём, чтобы он перестал быть нерестовым. Подобный эффект был обнаружен, например, на Волге после сооружения плотин Волжских ГЭС и воздушных переходов ВЛ 500 кВ через Волгу [3]. Этот "барьер" антропогенного происхождения на время приостановил миграцию волжского осетра.

Рыбы гораздо легче переносят импульсные, или кратковременные, воздействия электрического поля, чем длительно экспонированное поле частотой 50 Гц. Необходимо также учитывать дозы электрических воздействий, вызывающих гибель эмбрионов. В поле переменного тока не наблюдается анодной реакции, но существенно более ярко выражена реакция возбуждения. После снятия электрического воздействия в виде поля постоянного тока рыба "приходит в себя" в течение нескольких секунд, при аналогичном снятии поля промышленной частоты – в течение нескольких минут. Следует отметить, что в электрическом поле (ЭП) промышленной частоты рыбы, находящиеся в стадии возбуждения (или оборонительной реакции), не травмируются, однако при увеличении напряженности ЭП их дальнейшая судьба зависит от времени пребывания в зоне действия электромагнитного поля (ЭМП).

Характерные зоны влияния на ихтиофауну неоднородного ЭП переменного тока приведены на рис.1. Если градиент плотности тока в зоне градиентной ориентации рыбы (область  $r_1 \dots r_2$ ) превышает определенное значение, то возникает реакция отпугивания и рыба движется в область более слабого электромагнитного поля. Если же градиент плотности тока невелик, то рыба продолжает двигаться к источнику поля и попадает в зону иммобилизации (между источником и границей  $r_2$ ), в которой наступает гибель особи в результате электрошока (электронаркоза), сопровождающегося параличом дыхания и мышц.

Пороговые значения характеристик электромагнитного поля для некоторых видов рыб приведены в табл.1, из которой следует, что пороговые значения продольной плотности тока в водной среде лежат в диапазонах:  $\delta_{\text{возб}} = 0.01 \dots 0.15 \text{ A/m}^2$ ,  $\delta_{\text{иммоб}} = 0.05 \dots 0.25 \text{ A/m}^2$  и зависят как от вида и размера рыб, так и от таких характеристик водоёма, как проводимость водной среды и ее температура.

При проектировании подводных КЛ и надводных ВЛ следует ориентироваться на условие  $\delta_{\text{расч}} < \delta_{\text{возб}}$ .

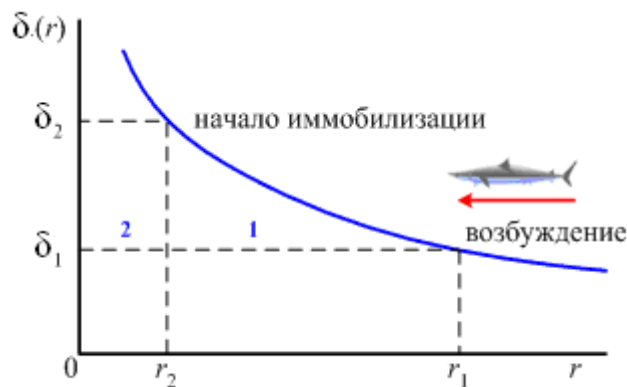


Рис.1. Зоны характерного поведения рыб в неоднородном электромагнитном поле:  
1 – зона градиентной ориентации; 2 – зона иммобилизации

Таблица 1

Пороговые значения характеристик электромагнитного поля в водной среде

Вид рыбы	Длина рыбы, см	$\gamma_B \cdot 10^3$ 1/Ом·м	$t_B$ °C	$\delta$ , А/м <sup>2</sup>	
				реакция возбуждения	реакция иммобилизации
Гольян	3...4	-	-	0.97	1.25
Карп	5...7	30.3	15...16	0.11	0.95...1,26
Плотва	12.6	24.5	15...18	0.12	0.55
Окунь	12	19.5	9...10	0.11	0.41
Форель	5...7	30.3	15...16	0.08...0,11	0.86...0.96
Скорпена	17,1	24.6	16...17	0.13	0.59
Чавыча	62...80	25.1	7	-	0.19...0.25
Щука	32	70.7	-	0.09	0.56
Кета	-	6	2...7	0.01...0.04	0.06...0.11

**Влияние способов прокладки подводных КЛ на ихтиофауну водоёмов.** В настоящее время разрабатываются подводные каналы передачи электроэнергии на основе кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели). При прокладке трех фаз СПЭ-кабелей одножильного исполнения (ОИ) непосредственно на дне водоёма целесообразно их укладывать в специально вырытых в дне водоёма траншеях, располагая центры фаз в вершинах правильного треугольника (рис.2, г).

Однако в ряде случаев, например при прокладке подводных КЛ в северных реках, зачастую возникают затруднения, связанные с ограниченным временем возможности организации траншейной прокладки. Краткий возможный период подготовки траншей для кабелей нередко совпадает с периодом нереста рыб в этих реках, что приводит к их "отпугиванию" и, соответственно, к потере промыслового водоёма на длительное время. Альтернативой использования кабелей одножильного исполнения для подводной прокладки могут служить кабели трехжильного исполнения (ТИ). На рис.3 приведен эскиз такого кабеля фирмы NEXANS.

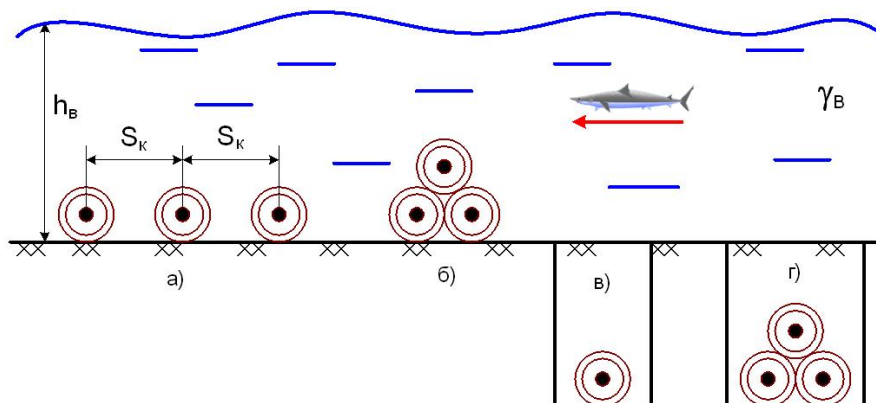


Рис.2. Возможные способы прокладки фаз СПЭ-кабелей на дне водоема

Анализ экологической совместимости СПЭ-кабелей ТИ с ихтиофауной пересекаемого водоема произведен на примере КЛ (рис.3), осуществляющей передачу электроэнергии с береговой части материка озера Байкал на остров Ольхон. Номинальное напряжение кабеля – 35 кВ; сечение медной уплотненной жилы – 70 мм<sup>2</sup>; сечение медного экрана – 25 мм<sup>2</sup>; наибольший рабочий ток – 245 А. Основные расчетные геометрические размеры кабеля: радиус жилы – 4.95 мм; внутренний радиус экрана – 14.55 мм; внешний радиус экрана – 14.82 мм; внутренний радиус брони – 39.75 мм; внешний радиус брони – 43.72 мм; внешний радиус полиэтиленовой оболочки – 47.72 мм. На рис.4 приведены распределения продольной плотности тока в направлении, перпендикулярном оси кабельной системы, для двух способов прокладки кабелей одножильного исполнения (рис.2, а и б) и для случая прокладки кабеля трехфазного исполнения (рис.3).

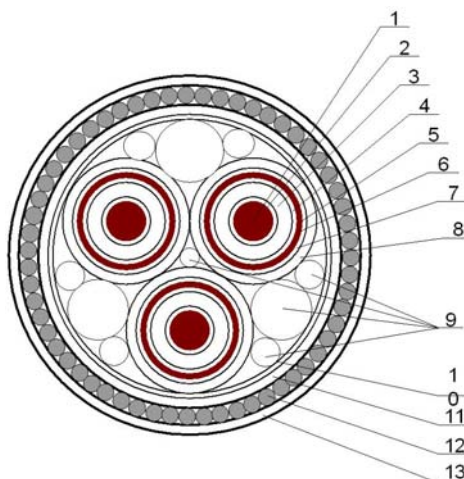


Рис.3. Конструкция подводного кабеля трехжильного исполнения фирмы NEXANS:  
 1 – многопроволочная медная жила; 2 – полупроводящий слой по жиле;  
 3 – изоляция из сшитого полиэтилена; 4 – полупроводящий слой по изоляции;  
 5 – экран из медной проволоки и медной ленты;  
 7 – водонабухающий блокирующий слой; 8 – полиэтиленовая оболочка;

9 – три фазных изолированных провода с пропиленовыми лентами;  
 10 – оплетка, выполненная из пластиковых лент; 11 – подушка брони из полипропиленовых жгутов; 12 – броня из стальных проволок;  
 13 – защитная оболочка

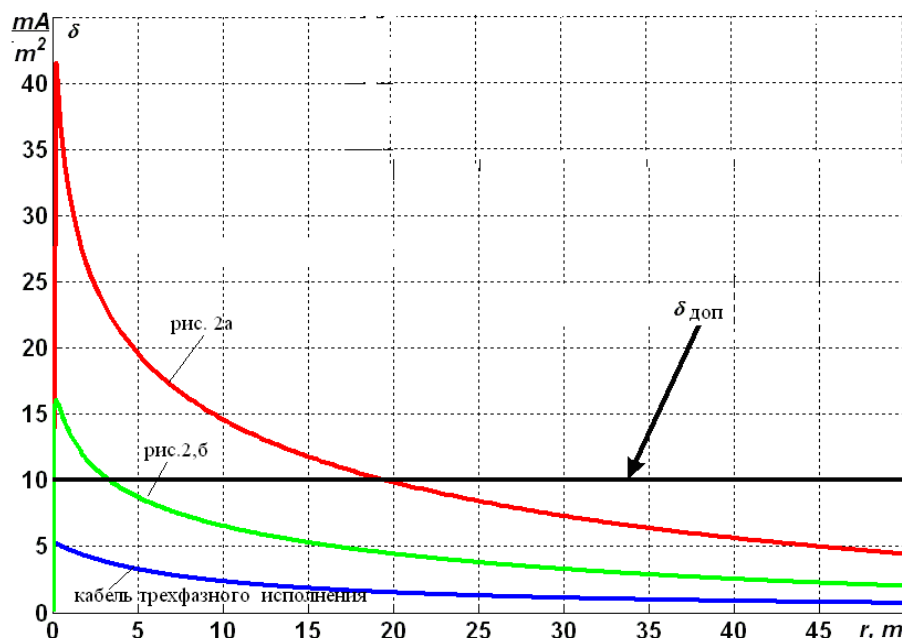


Рис.4. Распределения плотности продольного тока в водной среде при различных конструкциях кабелей и способах их прокладки

Расчеты производились численным методом, при этом учитывались токи, протекающие по всем металлическим элементам кабельных систем. Методика численных расчетов изложена в [4]. В случае трехжильной конструкции подводного кабеля (рис.3) наблюдается почти полная компенсация магнитных полей, инициируемых токами во всех металлических элементах этой конструкции (в жилах и металлических оболочках отдельных фаз и в общей металлической оболочке конструкции).

Следует, однако, отметить, что при прокладке кабелей однофазной конструкции целесообразно для повышения надежности питания энергообъектов прокладывать дополнительно и резервную фазу. Прокладка резервного кабеля трехфазной конструкции зачастую оказывается экономически неоправданной. Поэтому вопрос о конструкции подводного кабеля и способе его прокладки должен решаться индивидуально при учете типа водоёма (река, озеро, море), особенностей его ихтиофауны и промысловых характеристик, возможности прокладки в траншее, вырытой в дне водоёма.

**Влияние воздушных линий электропередачи на ихтиофауну пересекаемых водоёмов.** Плотность продольного тока в водоёме, пересекаемом ВЛ, может быть определена на основе численного решения уравнений Максвелла, записанных для проводящей среды :

$$\operatorname{rot}\mathbf{H} = \delta, \quad \operatorname{rot}\delta = -i\omega\mu\mathbf{H}, \quad \mathbf{E} = \delta / \gamma_{cp}, \quad (1)$$

где  $\mathbf{H}$  – вектор напряженности магнитного поля;  $\mathbf{E}$  – вектор напряженности продольного электрического поля;  $\delta$  – вектор плотности продольного тока;  $\mu$  и  $\gamma_{cp}$  – магнитная проницаемость и активная проводимость водной среды.

Аналитическая методика решения уравнений (1) может быть построена на основе модели Карсона [5]. Эта модель справедлива при следующих допущениях:

- глубина водоема принимается бесконечной, так как проникновение поля в водную среду, как правило, существенно меньше глубины водоема;
- не учитываются поперечные токи проводимости и смещения в водной среде, так как последние существенно меньше продольных токов проводимости;
- плотность продольного тока определяется на поверхности водоема, так как из-за небольшого градиента уменьшения интенсивности продольного поля в направлении, перпендикулярном зеркалу водоема, поле на глубине миграции рыб несущественно отличается от поля на его поверхности.

Поле в воздухе в системе провод – водная среда (рис.5), согласно принципу наложения, может быть найдено как :

$$\mathbf{E}^{(0)} = \mathbf{E}_{\text{пр}}^{(0)} + \mathbf{E}_{\text{ср}}^{(0)}, \quad (2)$$

где  $\mathbf{E}_{\text{ср}}^{(0)}$  и  $\mathbf{E}_{\text{пр}}^{(0)}$  – напряженности электрического поля в воздухе от токов, протекающих в водной среде и проводе, соответственно.

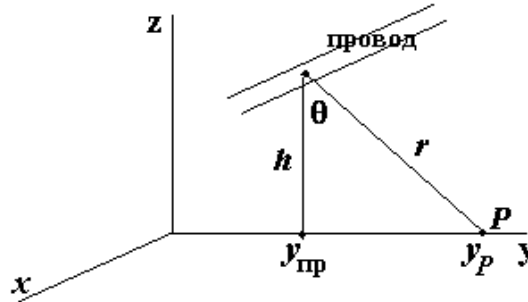


Рис.5. К определению плотности продольного тока на поверхности водоема

Напряженности в воздушной среде, инициируемые током в проводе, содержат две составляющие – продольную по оси  $x$  (вдоль трассы ВЛ) и поперечную по оси  $z$  (перпендикулярно к поверхности водоема):

$$E_{xnp}^0 = (m_0^2 / 4\omega\varepsilon_0) I H_0(m_0 r), \quad E_{znp}^0 = \frac{1}{4\omega\varepsilon_0} \frac{dI}{dx} \frac{\partial}{\partial r} [H_0(m_0 r)], \quad (3)$$

где  $m_0^2 = 2\omega^2 \varepsilon_0 \mu_0$ ,  $H_0$  – функция Ханкеля (Бесселя) нулевого порядка.

Продольные составляющие поля в среде и в воздухе, инициируемые током в среде, находятся из уравнения:

$$\left( \frac{d^2}{dy^2} + \frac{d^2}{dz^2} \right) E_x + k^2 E_x = 0. \quad (4)$$

Для проводящей среды  $k_{cp}^2 = -j\omega\mu\gamma_{cp}$ , для воздушной –  $k^2 = \omega^2\mu_0\varepsilon_0$ ,

$\gamma_{cp}$  – удельная проводимость водной среды.

Для определения продольной составляющей поля уравнения (3) и (4) должны быть дополнены граничными условиями в месте сопряжения двух сред – воздушной и водной:

$$E_x^0 = E_x^{cp} / z = 0, \quad H_y^0 = H_y^{cp} / z = 0. \quad (5)$$

Составляющие магнитного поля можно выразить через составляющие электрического поля. Тогда второе условие (5) переписывается в виде:

$$\frac{\partial E_x^{(0)}}{\partial z} - \frac{\partial E_z^{(0)}}{\partial x} = \frac{\partial E_x^{(cp)}}{\partial z} / z = 0. \quad (6)$$

При принятом допущении о пренебрежении поперечными полями и токами в водной среде поле  $E_{znn}^{(0)}$  – потенциальное и определяется зарядами на поверхности земли. Поскольку  $E_z^0 = 0$ , то

$$E_{znp}^0 = E_{zcp}^0 / z=0 \quad \text{и} \quad E_z = 2E_{znp}^0 / z=0. \quad (7)$$

Решая систему уравнений (3) и (4) при приведенных граничных условиях, получим в точке Р (рис.5) на поверхности водоема плотность продольного тока, инициируемого током  $I$ , текущим в фазном проводе ВЛ:

$$\delta_x(y) = -\frac{j\omega\mu_0\gamma_{cp}}{2\pi} I \cdot F(y), \quad (8)$$

$$\text{где } F(y) = 2 \int_0^\infty \frac{1}{\sqrt{v^2 - k_0^2} + \sqrt{v^2 - k_{cp}^2}} \exp(-\sqrt{v^2 - k_0^2} \cdot h) \cdot \cos(v(y - y_{np})) dv \quad (9)$$

– интеграл Карсона.

При  $rk_{cp} \leq 0.25 \dots 0.35$  интеграл (9) для  $k$ -го провода может быть представлен в виде:

$$F_k(y) \approx -0.0772 - \ln \frac{r_k \cdot k_{cp}}{2} + \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot k_{cp} h_k - j \cdot \left[ \frac{\pi}{4} - \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot k_{cp} h_k \right]. \quad (10)$$

Плотность продольного тока в водной среде под системой из  $n$ -проводов в нормальном эксплуатационном режиме определится как:

$$\delta_x^\circ(y) = -\frac{j\omega\mu_0\gamma_{cp}}{2\pi} I \sum_{k=1}^n e^{j\varphi_k} F_k(y), \quad (11)$$

где  $I$  – эффективное значение тока в проводах ВЛ,  $\varphi_k$  – фаза напряжения на  $k$ -м проводе.

При горизонтальной подвеске трех фаз ( $h_1=h_2=h_3=h$ ) и расстоянии между соседними фазами  $d$  выражение (11) может быть упрощено:

$$\delta_x(y) = \frac{\omega\mu_0\gamma_{cp}}{2\pi} I \sqrt{\ln^2 \frac{\sqrt{r_3'}}{r_1'} + 0.75 \ln^2 r_3'}, \quad (12)$$



$$\text{где } r_1' = \frac{\sqrt{h'^2 + (y' - 1)^2}}{\sqrt{h'^2 + y'^2}}, \quad r_3' = \frac{\sqrt{h'^2 + (y' + 1)^2}}{\sqrt{h'^2 + y'^2}}, \quad h' = h/d, \quad y' = y/d.$$

Из выражения (12) видно, что коэффициент

$$m = \frac{\delta_x(y) \cdot 2\pi}{I\omega\mu_0\gamma_{cp}} = \sqrt{\ln^2 \frac{\sqrt{r_3'}}{r_1'} + 0.75 \ln^2 r_3'} \quad (13)$$

зависит лишь от геометрических габаритов опоры и от расстояния до точки наблюдения поля  $y$  и не зависит от «фазировки» напряжений на проводах ВЛ. Зависимость максимума коэффициента  $m$  в диапазоне  $h/d \geq 1$  может быть аппроксимирована в следующем простейшем виде:

$$m_{\max} \approx \frac{0.75}{h/d}. \quad (14)$$

Из выражения (12) следует достаточно очевидное обстоятельство, что плотность тока в водной среде под ВЛ при заданных габаритах ВЛ прямо пропорциональна току в фазах ВЛ и удельной проводимости водоема, т.е. в соленых водоемах плотность продольного тока выше, чем в пресных. Поэтому при расчетах поля в водоемах, в которых удельная проводимость воды не является постоянной (например, в устьях рек, впадающих в соленые моря), в качестве расчетной следует принимать наибольшую удельную проводимость водоема или проводимость, отвечающую периоду нереста рыб в рассматриваемом устье реки.

Плотность продольного тока в водной среде, пересекаемой двухцепными ВЛ, зависит не только от приведенных выше факторов, но и от «фазировки» проводов на опорах. На рис.6 приведены распределения плотности продольного тока в направлении, перпендикулярном трассе ВЛ напряжением 500 кВ при различной «фазировке» проводов. Высоты подвеса проводов – 36, 25 и 14 м, расстояния проводов цепей от оси опоры – 6.8, 11.1 и 6.8 м соответственно.

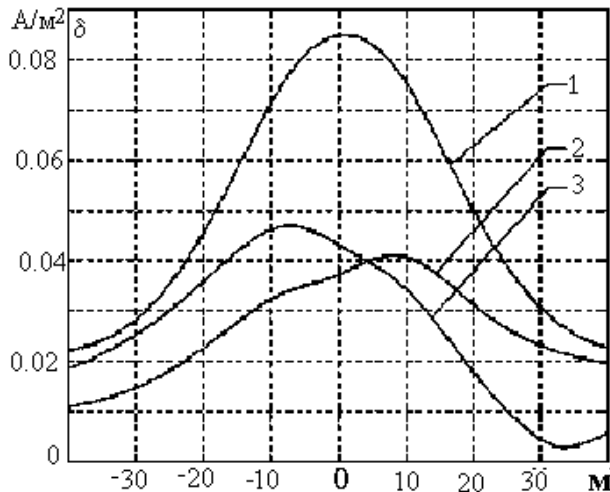


Рис.6. Влияние фазировки проводов цепей на интенсивность магнитного поля в водной среде:

1 – ABC-авс, 2 – BAC-сва, 3 – CAB-вса

Из приведенного рисунка следует, что рациональная "фазировка" проводов двухцепных ВЛ приводит к уменьшению плотности продольного тока в водной среде в 2-3 раза.

Плотность продольного тока в водоеме при любой конфигурации ВЛ, пересекающей водоем, и любой "фазировке" проводов ВЛ может быть определена с помощью любого численного метода решения приведенных выше уравнений в частных производных, в частности, при использовании метода конечных элементов.

Приведенная выше методика так же, как и другие аналитические методики, опирается на те или иные допущения. Сама природа численных расчетов также не свободна от погрешностей, обусловленных заменой непрерывной среды на конечные элементы. Поэтому проведение натуральных экспериментов позволяет оценить правомочность тех или иных допущений, заложенных в основу как аналитических, так и численных методов расчета. Очевидно, что результаты натуральных экспериментов также не свободны от погрешностей, связанных с неминуемой погрешностью измерений. Поэтому ожидать полного согласия расчетных и экспериментальных данных было бы неправильно. Следует ориентироваться на достаточную близость результатов экспериментов с результатами, полученными по тем расчетным методикам, которые обладают меньшими погрешностями. Ибо конечной целью расчетов электромагнитных полей по трассам ВЛ ВН является проектирование таких конструкций ВЛ, которые бы обладали наименьшим антропогенным влиянием на биосферу и, в частности, на ихтиофауну пересекаемых водоемов по их трассе.

Летом 2002 г. сотрудниками ГОУ ВПО "НГТУ" при участии одного из авторов настоящей статьи был проведен ряд экспериментов по измерению характеристик электромагнитного поля в водоеме. Измерения проводились как в продольном, так и в поперечном направлении по отношению к трассе ВЛ. Измерения вдоль трассы ВЛ проводились на некотором расстоянии от линии, в местах максимальных значений плотности тока. Измерялось также удельное сопротивление водоёма. Высота подвеса проводов определялась лазерным дальномером. Измерения характеристик электромагнитного поля были проведены в акватории реки Чулым Алтайского края, пересекаемой одноцепной ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением фазных проводов и двухцепной ВЛ 220 кВ с вертикальным расположением фаз .

Расстояние между крайними проводами ВЛ 220 и 500 кВ составляло 200 м, что позволяет не учитывать взаимного влияния этих ВЛ друг на друга. Высота подвеса проводов ВЛ над зеркалом водоема составляла примерно 15 м, глубина реки в месте её пересечения ВЛ – около 1 м. В средней части реки находился небольшой остров. Эскиз объекта исследования в плане приведен на рис.7.

Измерения напряженности магнитного поля в поперечном направлении относительно трасс ВЛ проводились на расстоянии 20 м от правого берега для трех случаев: 1 – на воздухе на расстоянии 1 м от зеркала водоема; 2 – на поверхности раздела сред воздух – вода; 3 – на глубине 1 м (следует отметить, что это условие не всегда выполнялось, так как глубина водоема местами была менее метра). На рис.8 приведены зависимости расчетной плотности продольного тока от координаты  $y$  (в направлении, перпендикулярном трассе ВЛ 500 кВ). Из-за погрешностей при экспериментальном определении высоты подвеса проводов, сопротивления водной среды и плотности тока расчетные

кривые даны в возможных диапазонах этих параметров. На этом же рисунке крестиками нанесены экспериментальные точки. При проведении расчетов эффективное значение тока в ВЛ 500 кВ составляло 280 А, провода расщеплены на три составляющих (3хАС 400/51).

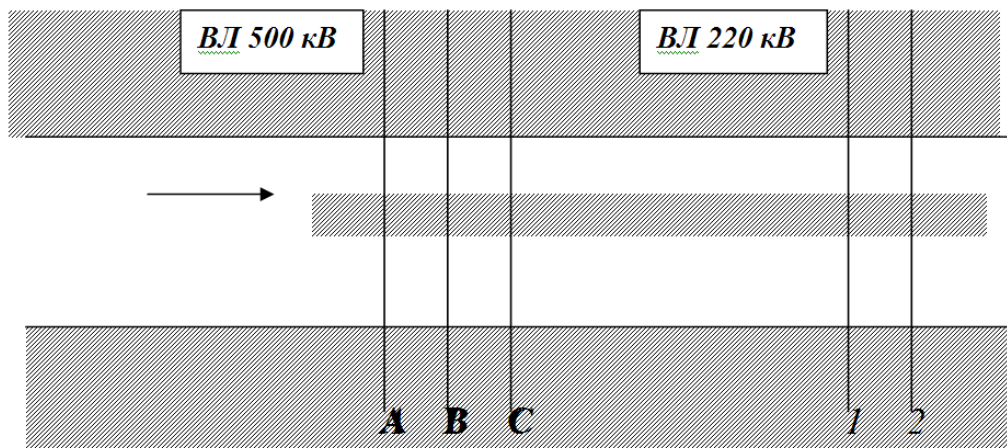


Рис.7. Эскиз объекта натурного эксперимента

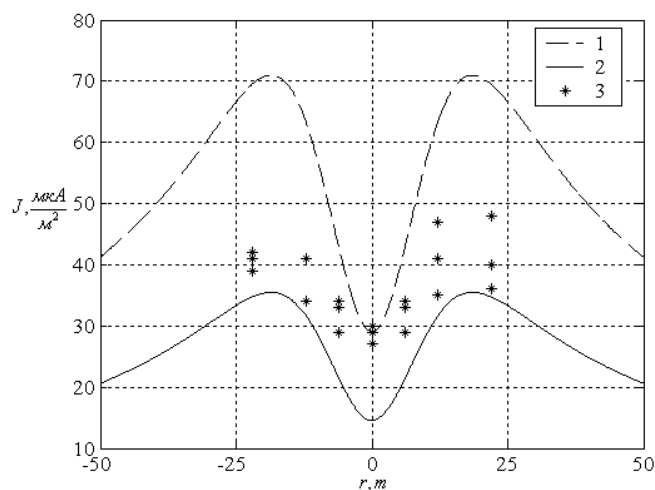


Рис.8. Плотность тока в водной среде под ВЛ 500 кВ; 1 и 2 – верхняя и нижняя границы возможных расчетных значений; 3 – экспериментально полученные значения

Приемлемое согласие результатов эксперимента с результатами расчетов позволяет оценить экологическую совместимость ВЛ 500 кВ с ихтиофауной пересекаемых водоемов. При проведении эксперимента передача была не нагружена: активная мощность, передаваемая по ВЛ, не превышала 190-220 МВт. Следовательно, и интенсивность электромагнитного поля оказалась небольшой. Поэтому с помощью численного метода было рассчитано поле при более "жестких" условиях: эффективное значение тока в ВЛ было принято равным 800 А, проводимость водной среды – 1.0 1/Ом·м, высота подвеса проводов над

водоемом – 10 м. Результаты расчета приведены на рис.9. На этом же рисунке нанесены значения продольной плотности тока, отвечающие диапазону пороговых значений реакции возбуждения достаточно широкого класса рыб. Как видно из рисунка, значения плотности продольного тока могут достигать величин, опасных для ихтиофауны водоемов. В связи с этим при пересечении водоемов ВЛ напряжением 500 кВ и выше, в которых обитают, нерестятся или мигрируют представители ихтиофауны, необходимо принимать меры по снижению интенсивности электромагнитного поля. Так, например, простейшей мерой снижения интенсивности поля в водоеме может служить выбор места его пересечения, характеризуемого наиболее высокими берегами.

Для локального снижения электромагнитного поля под ВЛ можно предложить локальное уменьшение междуфазного расстояния путем установки жестких изолирующих распорок в середине пролета (рис.10), где наблюдается максимальный провис проводов, и, следовательно, максимальные напряженности электрического и магнитного полей. Длины распорок для ВЛ 500 кВ в зависимости от трассы её прохождения могут быть приняты равными от 4 до 6 м (4 м отвечает условию неперекрывания воздушного промежутка при грозových поражениях ВЛ, 6 м – соответствует практике сооружения компактных ВЛ 500 кВ).

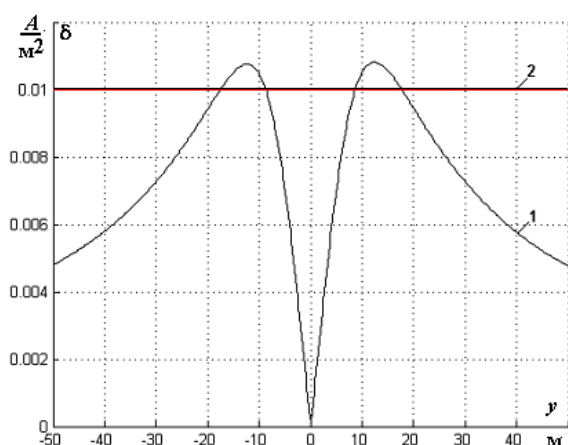


Рис.9. Распределение плотности продольного тока в водной среде под ВЛ 500 кВ при передаче мощности, близкой к натуральной,  $\gamma_{cp} = 1/\text{Ом}\cdot\text{м}$ ; 1 – результаты численного расчета; 2 – порог реакции возбуждения некоторых видов рыб

В рассмотренной выше ВЛ 500 кВ применение таких распорок позволило уменьшить плотность продольного тока в водной среде на 40...60%.

Снижение интенсивности электромагнитного поля в водоемах, пересекаемых ВЛ ВН, можно осуществить с помощью прокладки дополнительных проводников в месте пересечения водоема ВЛ, параллельно её трассе. Проводники можно располагать как в водной, так и в воздушной средах в сечениях, отвечающих максимуму плотности продольного тока. Окончательный выбор трассировки

дополнительных проводников следует осуществлять с учетом местных условий (судоходства, высоты ВЛ, глубины водоема и т.д.).

Для эксплуатируемых ВЛ, пересекающих водоем, можно также рекомендовать снижать нагрузку ВЛ в ответственные периоды жизнедеятельности рыб: при их нерестах или миграции.

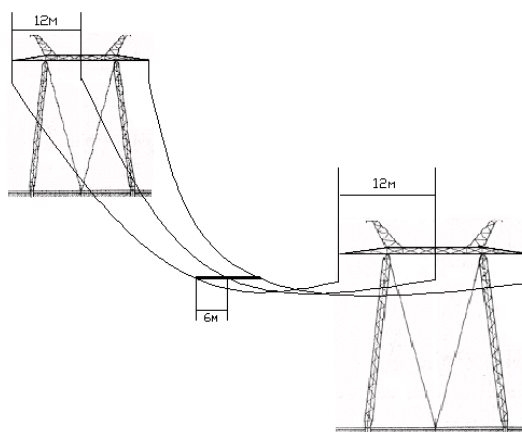


Рис.10. Эскиз установки изолирующих распорок в середине пролета ВЛ

**Влияние магнитных полей, инициируемых ВЛ и другим электрооборудованием ВН, на человека.** Потенциальная опасность здоровью населения, проживающего вблизи электроустановок высокого напряжения и эксплуатационного персонала, находящегося в непосредственной близости от них, является темой, периодически обсуждаемой в средствах массовой информации. Как в России, так и за рубежом проводилось достаточно большое количество исследований по влиянию магнитных полей промышленной частоты на повышение риска онкологических заболеваний у эксплуатационного персонала или у населения, находящегося в течение достаточно продолжительного времени вблизи от ВЛ ВН или от распределительных устройств высокого напряжения (РУ ВН). Эти исследования продолжаются и до настоящего времени. Единого мнения о предельных значениях напряженности магнитного поля или токов, индуцированных в теле человека вследствие воздействия электромагнитного поля, не существует. Более того, приводимые в документах разных стран значения пороговых напряженностей существенно различаются между собой.

В работе [5] изложены результаты различных медико-биологических исследований. Согласно исследованиям, проведенным в лаборатории Л. Берклея, уже при воздействии магнитного поля напряженностью порядка 1 А/м здоровье человека подвергается риску. В одном из последних исследований, проведенных авторами [6], отмечается, что максимальное значение напряженности магнитного поля, которое не оказывает сколь-нибудь опасного влияния на организм человека, составляет 5 А/м.

Согласно действующим в Европе нормативам и принятым в России в 2003 г. «Санитарным правилам и нормативам» [7], максимальное значение напряженности магнитного поля при воздействии в течение рабочего дня

составляет 80 А/м. Также согласно источнику [7], максимальное значение напряженности электрического поля при воздействии в течение рабочего дня составляет 5 кВ/м, при неограниченном времени воздействия – 1 кВ/м. Причем, в отличие от магнитного поля, механизм воздействия электрического поля на организм человека изучен более полно и нормативы являются вполне обоснованными. В связи с этим в предыдущие годы при проектировании и эксплуатации электроустановок высокого напряжения, в частности ВЛ ВН, основное внимание уделялось анализу электрического поля. Значение напряженности магнитного поля при этом считалось существенно меньшим нормируемого и при проектировании не учитывалось.

Кроме того, о том, что нормативы по напряженности магнитного поля слишком завышены говорит и тенденция к постепенному снижению допустимых напряженностей магнитного поля. Так, до 2003 г., воздействие магнитного поля промышленной частоты регулировалось СанПиН предыдущего издания, согласно которому допускалось общее воздействие магнитного поля частотой 50 Гц напряженностью 3200 А/м в течение рабочего дня. В настоящий же момент этот норматив снижен до 80 А/м. Кроме того, согласно документу [7], допустимые нормативы по воздействию вредных факторов вне промышленной зоны, должны быть снижены до 10% от нормы внутри этой зоны. В качестве одного из наиболее вероятных механизмов воздействия магнитного поля промышленной частоты на организм человека в настоящее время признаются индуктированные (вихревые) токи в теле человека, значение плотности которых зависит от следующих параметров: частоты магнитного поля, проводимости его органов и тканей, направления вектора магнитной индукции. Существенно также на какой из органов тела человека преимущественно воздействует магнитное поле. Поэтому при анализе влияния магнитного поля на человека (в том числе и при ремонте ВЛ под напряжением) на кафедре "Техника и электрофизика высоких напряжений" ГОУ ВПО "НГТУ" была разработана более полная модель тела человека, учитывающая различные проводимости его основных органов: сердца, мозга, печени и почек. Рассматривалось также влияние на индуктированные токи в теле человека направления вектора индукции магнитного поля по отношению к расположению человека относительно токоведущих частей электроустановки. Решение поставленной задачи, т.е. решение уравнений, позволяющих определить индуктированные токи в теле человека при воздействии магнитного поля, производилось при помощи численного векторного метода конечных элементов (ВМКЭ). При этом средний рост человека принимался равным 180 см. Геометрические размеры тела человека и принятые в разработанной методике координаты показаны на рис.11, а.

Как видно из рис.11, модель тела человека составлена из отдельных эллипсоидов и цилиндров. Причем полуоси всех частей тела кроме туловища в координатах X и Y одинаковы: голова – 8 см, шея – 5 см, верхняя часть руки – 4.5 см, нижняя часть руки – 3 см, верхняя часть ноги – 6 см, нижняя часть ноги – 3.5 см. Размеры полуосей туловища: 17.5 см вдоль оси X и 12.5 см вдоль оси Y. При выбранных пропорциях различных частей тела человека было разработано две модели. В первой модели тело человека моделировалось лишь средней проводимостью, которая составляет 0.04 См/м. Эта проводимость близка к проводимости соленой воды. Так как тело человека на 80% состоит из воды, то

моделирование тела в качестве проводящей среды с такой проводимостью достаточно справедливо. С помощью этой модели рассмотрено влияние направления воздействующего вектора магнитной индукции на величины индуцированных токов в теле человека. Вторая модель тела человека была более подробной (рис.11, б), так как кроме средней проводимости тканей человека в ней учтены также проводимости его отдельных органов.

Средние проводимости отдельных органов человека, См/м  
 мозг, сердце – 0.7  
 печень, почки – 0.1.

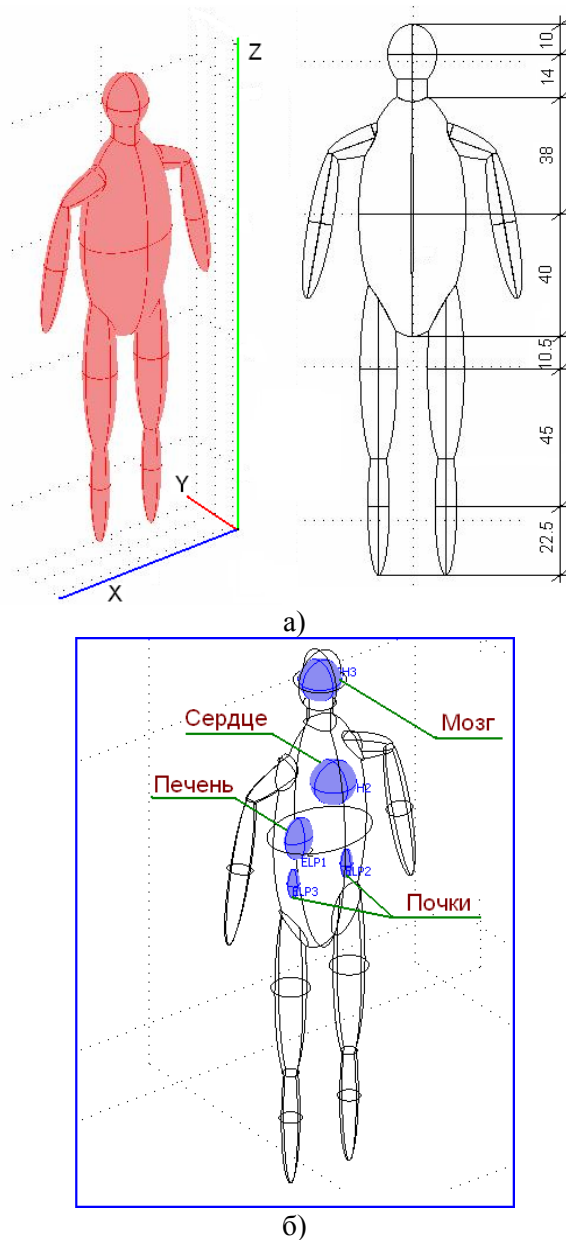


Рис.11. Геометрические размеры тела человека и направления осей координат (а), расчетное расположение его внутренних органов (б)

Расчет индуцированных токов производился при помощи численного решения двух фундаментальных уравнений Максвелла:  $\text{rot } \vec{H} = \vec{J}$  – закон полного тока,  $\text{rot } \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}$  – уравнение электромагнитной индукции.

В качестве границы расчетной области выбрана сфера диаметром 4 м, который более чем в два раза превышает максимальные размеры тела человека.

Это непрерывное пространство разбивалось на конечное число тетраэдров. Причем наименьший размер тетраэдра задавался внутри модели тела человека. Пример сетки разбиения всего расчетного пространства на конечные элементы показан на рис.12. Графики распределения плотности индуцированного тока по высоте человека при трех направлениях вектора магнитной индукции воздействия показаны на рис.13. Как видно из этого рисунка, при различных углах воздействия вектора напряженности магнитного поля, плотность тока, индуцированного в различных частях тела человека, также различна, причем её максимум наблюдается при вертикальном воздействии этого вектора по отношению к телу человека.

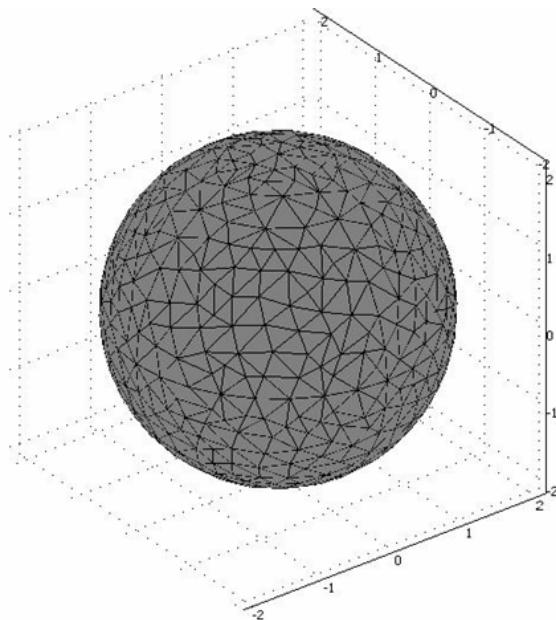


Рис.12. Примерная сетка разбиения расчетного пространства

При анализе второй модели тела человека, т.е. с учетом различных проводимостей его внутренних органов (рис.11, б), самым тяжелым вариантом воздействия является, как и для первой модели, вертикальное направление вектора магнитной индукции. Максимальные значения рассчитанных плотностей индуцированных токов в различных органах человека в этой модели приведены в табл.2.



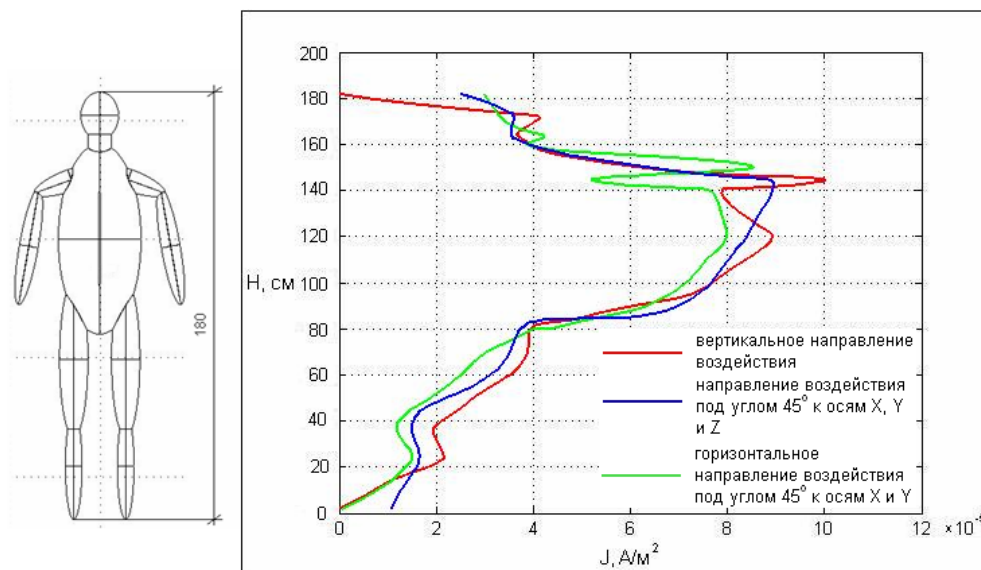


Рис.13. Распределение максимальной плотности тока, индуктированного в теле человека, при различных направлениях воздействия вектора магнитной индукции

Таблица 2

Максимальные значения плотностей индуктированных токов в органах человека при воздействии поля с магнитной индукцией 100 мкТл

Орган	Мозг	Сердце	Печень	Почки
Максимальная плотность тока, мкА/м <sup>2</sup>	605	720	131	130

Из табл.2 следует, что наибольшие плотности индуктированных токов наблюдаются в наиболее жизненно важных органах человека – его сердце и мозге.

Наиболее опасному воздействию электромагнитного поля подвергается персонал, проводящий ремонты на линиях электропередачи без снятия напряжения. Во время таких ремонтов человек находится в непосредственной близости от токоведущих проводов. Никаких ограничений на режим работы ВЛ, например, на ограничение нагрузки с целью уменьшения рабочих токов во время ремонта линии, как правило, не применяется. Следовательно, человек, проводящий ремонт под напряжением, подвержен воздействию электрических и электромагнитных полей, инициируемых ВЛ при нормальном режиме её эксплуатации.

Для защиты персонала от воздействия электрических полей применяются специальные экранирующие костюмы. Внутри костюмов может быть либо вшита металлическая сетка, либо сам костюм выполнен из высокопроводящей ткани. При принятии этих мер, значение напряженностей электрических полей, воздействующих на человека, не превышает нормируемых значений. В качестве одного из способов уменьшения опасности от воздействия магнитного поля при ремонте ВЛ ВН без снятия напряжения может быть

предложена такая мера, как расположение человека относительно токоведущих проводов таким образом, чтобы плотности индуцированных в его теле токов были бы минимальны. Расчеты для ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением фаз при ремонте средней фазы показали, что в случае расположения человека перпендикулярно проводу максимальная плотность индуцированного в его теле тока оказывается в 1.8 раза меньше, чем при воздействии магнитного поля с нормированной в настоящее время напряженностью 80 А/м. В случае же расположения человека параллельно проводам максимальная плотность токов в его теле примерно в 1.8 раза больше, чем при воздействии нормированного магнитного поля. При расположении человека внутри расщепленной фазы ВЛ 750 кВ максимальная плотность продольного тока в его теле превышает плотность при нормированном поле 80 А/м примерно в 6 раз. Эти расчеты позволяют при ремонте ВЛ под напряжением рекомендовать использование таких приспособлений, которые позволяли бы человеку находиться перпендикулярно проводам ВЛ в течение максимального времени, и минимизировать по времени работы, при которых человек расположен либо параллельно проводам, либо внутри фаз. Нельзя забывать и о такой радикальной мере, как снижение токовой нагрузки ВЛ при её ремонте под напряжением.

В случаях, если какие-либо производственные помещения располагаются вблизи ЛЭП ВН, для снижения интенсивности электромагнитного поля около или внутри этих помещений могут применяться специальные пассивные и активные экраны, в замкнутых контурах которых под действием внешнего поля возникают токи, частично компенсирующие внешнее электромагнитное поле [8].

**Электромагнитные поля вблизи ошинок и спусков на ОРУ ВН.** Типовые решения подстанций различных классов напряжения позволяли совмещать здания закрытых распределительных устройств (ЗРУ) напряжением 6-10 кВ и общеподстанционный пункт управления (ОПУ), в котором находится помещение оперативного персонала. При этом рабочие токи сборных шин ЗРУ зачастую превышают килоамперы, а значение напряженности магнитного поля на рабочих местах в некоторых помещениях превышает нормируемое в настоящее время, по всей видимости завышенное значение (80 А/м). В настоящее время проведение численных расчетов электрических и магнитных полей промышленной частоты позволяет учесть практически все конструктивные особенности распределительных устройств. Типовые решения практически всех ОРУ предусматривают горизонтальное расположение фаз. С точки зрения компенсации электрических и магнитных полей в нормальном эксплуатационном режиме этот случай является наихудшим. Однако такое расположение фазных проводов обусловлено удобством монтажа РУ. Габарит ошинок до земли также в настоящее время является типовым (табл.3).

Значения рабочих токов ошинок напряжением 35-220 кВ обычно ограничиваются 2000 А, шинных мостов 6-10 кВ – 5000 А. Максимальные значения напряженности магнитного поля в диэлектрике, каким является воздушная среда, линейно зависят от тока:  $H_{\max} = kI$ .

Проведенные расчеты электромагнитных полей для типовых ошинок напряжением 6-220 кВ позволили предложить следующие значения коэффициентов  $k$  для типовых ошинок разных классов напряжения:  $k=0.010$ ,

0.011, 0.023 и 0.089 для ошинок 220, 110, 35 и 6-10 кВ соответственно. В отличие от конструкции ошинок ОРУ, конструкция аппаратных спусков не является унифицированной. Это обусловлено тем, что высота аппаратов, подключаемых к ошиновкам распределительных устройств, различна. Различно и исполнение аппаратов с точки зрения путей замыкания магнитного потока. Магнитные поля, инициируемые токами в спусках, следует рассчитывать в трехмерной постановке задачи при использовании численных методов, например ВМКЭ. Расчеты, произведенные для конкретного ОРУ 220 кВ, показали, что напряженность магнитного поля вблизи спусков к аппаратам существенно превышает напряженность магнитного поля вблизи ошиновки. Это позволяет говорить о том, что при проектировании подстанций необходимо рассчитывать интенсивности электромагнитного поля вблизи эксплуатируемого электрооборудования с целью ограничения времени пребывания обслуживающего персонала в этой зоне.

Таблица 3

Габариты ошинок типовых подстанций 6-220 кВ

Класс напряжения, кВ	220	110	35	6-10 (шинный мост)
Расстояние до земли, м	13.6	11.5	6.75	3.4
Междуфазное расстояние, м	4	3	1.6	0.7

**Заключение.** Проведенные исследования позволяют выдвинуть комплекс рекомендательных мер для проектировщиков и персонала, эксплуатирующего ВЛ, КЛ и ОРУ ВН.

1. Рекомендации для проектных организаций:

- при проектировании ВЛ, КЛ и ОРУ ВН необходимо учитывать интенсивности не только электрических, но и магнитных полей в средах, окружающих эти конструкции, и по возможности предлагать конструктивные решения, обеспечивающие сниженную интенсивность электромагнитного поля в окружающей среде. Для решения этой задачи можно применить как аналитические, так и численные методики расчетов интенсивности магнитных полей, инициируемых токами в токоведущих частях электрооборудования. В качестве критерия при анализе влияния ВЛ и КЛ на ихтиофауну пересекаемых водоемов следует принимать допустимую для рыб плотность продольного тока в водной среде, отвечающую реакции их возбуждения. При анализе влияния электромагнитного поля, инициируемого токопроводящими элементами ВЛ и РУ ВН, на человека следует ориентироваться на допустимую плотность индуцированных токов в теле человека;
- при проектировании ВЛ ВН преимущественно использовать конструкции опор и способы подвески проводов, обеспечивающие пониженный уровень электромагнитного поля по их трассам: в одноцепных ВЛ – конструкции опор с расположением фазных проводов треугольником, в двухцепных – применять соответствующую фазировку проводов цепей;
- при проектировании КЛ подводного исполнения в рыбных водоёмах применять либо траншейную прокладку фаз КЛ одножильного исполнения при их расположении треугольником, либо использовать кабели трехжильного исполнения, проложенные в металлической трубе с защитной оболочкой;

- в случае необходимости расположения каких-либо служебных помещений вблизи ВЛ ВН предусматривать вблизи этих зданий сооружение активных или пассивных экранов, уменьшающих интенсивность электромагнитного поля в зоне длительного пребывания эксплуатационного персонала в этих помещениях;

- целесообразно в соответствующую проектную документацию включать раздел, содержащий карту интенсивности электромагнитных полей по трассам ВЛ и КЛ и на ОРУ ВН.

#### 2. Рекомендации эксплуатирующему персоналу:

- при проведении ремонтов линий электропередачи без снятия напряжения необходимо минимизировать время пребывания персонала вблизи токоведущих проводов и, по возможности, располагаться перпендикулярно им. Производить необходимые работы следует при сниженной мощности, передаваемой по ВЛ, ремонтируемой без снятия напряжения;

- необходимо измерять значения напряженностей электрических и магнитных полей на действующих подстанциях для определения мест с наибольшей напряженностью, чтобы минимизировать время пребывания персонала в этих местах.

### Литература

1. Электромагнитная совместимость воздушных, подземных и подводных линий электропередач высокого напряжения с биосферой и окружающей средой / К.П.Кадамская, С.А.Кандаков, Ю.А.Лавров, С.С.Шевченко. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. 119 с. (Монографии НГТУ).
2. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы / К.П.Кадамская, Ю.А.Лавров, О.И.Лаптев. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. 343 с. (Монографии НГТУ).
3. Поддубный А.Г. Экологическая топография популяций рыб в водохранилищах. М.: Наука. 1971. 312 с.
4. Кандаков С.А. Исследование и разработка математических моделей силового электрооборудования, повышающих достоверность анализа его эксплуатационной надежности и электромагнитной совместимости с биосферой: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.12. Новосибирск, НГТУ. 2007. 182 с.
5. Электромагнитная обстановка и оценка ее влияния на человека / А.Ф.Дьяков, И.И.Левченко, О.А.Никитин, О.А.Аношин, И.П.Кужекин, Б.К.Максимов // Электричество. 1997. № 7.
6. Biological effects of power frequency magnetic fields: a holistic approach / R.Rajendra, R.B.Sashidhar, C.Subramaniam; Department of biochemistry, University college of science, Osmania university, India // Proc. of the 14th Intern. symposium of high voltage engineering, Tsinghua university, Beijing, China. 2005. A-33. P. 1-6.
7. СанПиН 2.2.4.1191-03. Гл. 3.4: Предельно допустимые уровни электромагнитного поля частотой 50 Гц. М., 2003.
8. Методы расчета магнитных полей по трассам воздушных линий высокого напряжения при учете петлевых экранов / К.П.Кадамская, И.М.Степанов // Докл. Академии высшей школы России. 2008. № 2 (11). С. 120-127.

### **Сведения об авторах**

**Кадомская Кира Пантелеймоновна,**

профессор кафедры "Техника и электрофизика высоких напряжений" (ТЭВН)  
ГОУ ВПО "Новосибирский государственный технический университет"  
(ГОУ ВПО "НГТУ"), д.т.н.

Россия, 630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, д.20

эл. почта: [kpkadomakaya@mail.ru](mailto:kpkadomakaya@mail.ru)

**Кандаков Семен Александрович,**

директор Филиала ОАО "НТЦ электроэнергетики" – СибНИИЭ, к.т.н.

Россия, 630126, Новосибирск, ул. Кленовая, 10/1

эл. почта: [kandakovsa@mail.ru](mailto:kandakovsa@mail.ru)

**Лавров Юрий Анатольевич,**

заведующий кафедрой ТЭВН НГТУ, к.т.н.

Россия, 630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, д.20

эл. почта: [lavrov-08@ngs.ru](mailto:lavrov-08@ngs.ru)

**Степанов Илья Михайлович,**

ассистент кафедры ТЭВН НГТУ, к.т.н.

Россия, 630092, г. Новосибирск, пр. К.Маркса, д.20

эл. почта: [st\\_ilya@list.ru](mailto:st_ilya@list.ru)

**Шевченко Станислав Сергеевич,**

ассистент кафедры ТЭВН НГТУ

Россия, 630092, г.Новосибирск, пр. К.Маркса, д.20

эл. почта: [stas@power.nstu.ru](mailto:stas@power.nstu.ru)

УДК 621.311

**А.С.Карпов, Ю.М.Невретдинов, Г.П.Фастий**

**РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К УСТРОЙСТВАМ ЗАЩИТЫ  
ПОДЗЕМНЫХ ПРОВОДНЫХ КОММУНИКАЦИЙ  
ОТ ОПАСНЫХ ВЛИЯНИЙ АВАРИЙНЫХ ТОКОВ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СЕТИ\***

**Аннотация**

Определено направление совершенствования защиты кабельных коммуникаций с помощью включения токоограничивающих элементов, которые обеспечивают изменение перераспределения напряжения на изоляции по всей трассе кабеля до безопасного уровня. Определены критерии для выбора характеристик токоограничивающих элементов.

**Ключевые слова:**

*электрическое поле, электромагнитная совместимость*

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 09-08-00276).

**A.S.Karpov, Yu.M.Nevretdinov, G.P.Fastiy**

## **ANALYTICAL SOLUTION FOR THE ELECTRIC FIELD COMPONENTS IN THE MEDIUM LOCATION OF UNDERGROUND UTILITIES**

### **Abstract**

The direction of cable communications protection perfection by means of current limitation elements inclusion provided change voltage redistribution on isolation along the full length of a cable to safe level is defined. Criteria for selection of characteristics current limitation elements are defined.

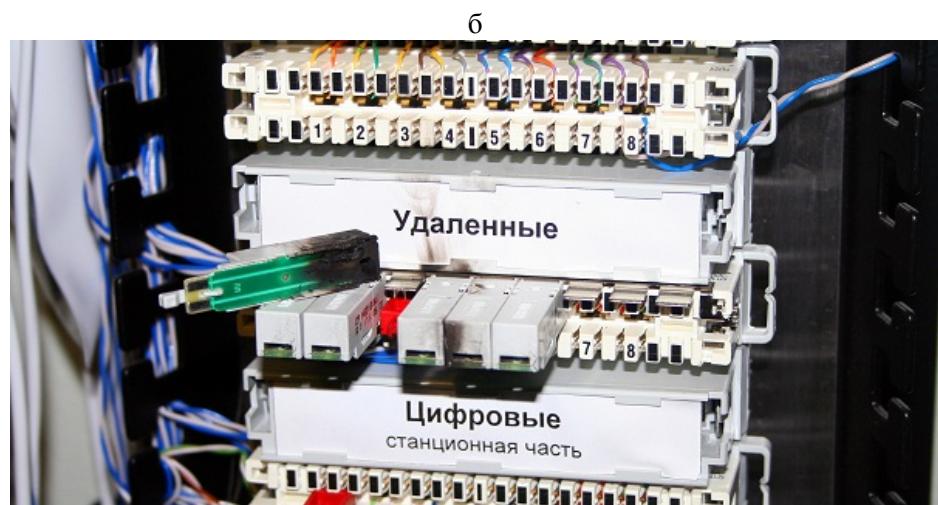
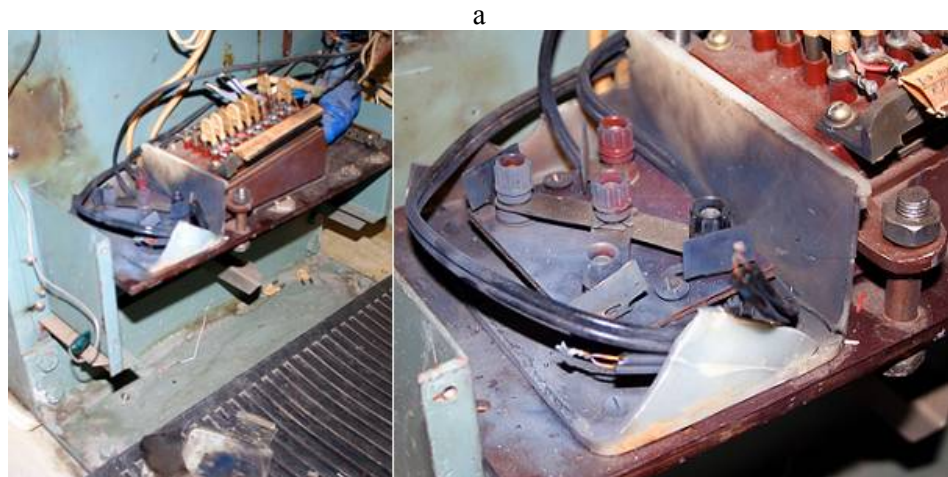
### **Keywords:**

*electric field, electromagnetic compatibility*

В настоящее время защита кабельных линий связи (КЛ) от перенапряжений предполагает удаление их трассы от высоковольтных ЛЭП на расстояние не менее 100 м [1], прокладку тросов для защиты от разрядов молний и установку защитных разрядников, а также использование разделительных, редуцирующих и нейтрализующих трансформаторов [2]. Выполнение требований ПУЭ к сопротивлению растекания контуров заземления электроэнергетических объектов также позволяет уменьшить опасность выноса потенциалов и сопровождающих токов в КЛ при замыканиях на землю в ОРУ электростанций и подстанций [3, 4]. Однако специфические грунтовые условия ряда регионов, в том числе Кольского п-ова, затрудняют или исключают возможность выполнения этого защитного мероприятия, что снижает надежность работы и вызывает повреждение кабельных линий [5, 6]. При этом возможны повреждения концевых аппаратов, а также повреждения кабелей на трассе. В процессе развития повреждения происходят перекрытия изоляции и прожигание жил и токопроводов в точках заземления оболочки кабеля. Пример повреждения концевого присоединения на линии связи при возникновении замыкания в высоковольтной сети показан на рис.1.

По данным эксплуатации, такие повреждения характерны на линиях связи, соединяющих ГЭС одного каскада между собой, так как они находятся в зоне влияния высоковольтных линий и распределительных устройств ГЭС. При этом по элементам кабельной линии протекают токи, обусловленные индуктивным влиянием аварийных токов высоковольтных ЛЭП и повышением потенциалов контуров концевых устройств. В статье рассматривается метод совершенствования защиты кабельных магистралей от опасных влияний замыканий на землю в высоковольтной сети.

Опасность электромагнитных влияний зависит от электрической прочности изоляции, термической стойкости жил и оболочки кабельных линий. Испытательные напряжения изоляции кабелей дальней связи типа ТЗГСА, ТЗПкА, NPGF между жилой и оболочкой, а также между жилами составляют 1500-2000 В. Электрическую прочность изоляции аппаратуры и кабелей связи следует проверять в течение 1-2 мин испытательным напряжением (при частоте 50 Гц), равным 60-70% от пробивного напряжения. Таким образом, электрическая прочность изоляции кабелей связи указанных типов составляет 2100-3300 В.



*Рис.1. Пример повреждений кабеля связи:*

*а) выгорание ввода кабеля связи; б) повреждение на пульте подключения аппаратуры связи*

Как было указано выше, основным средством защиты элементов линий связи от перенапряжений являются искровые разрядники, в том числе разрядники типа РБ-380, РА-350, NB 3/250, разрядники серии Р-175, Р-176, серии А60, А61, N80, N81 и др. Защитными характеристиками разрядников являются напряжение срабатывания (уровень защиты) и пропускная способность (энергетическая характеристика).

Защитные разрядники аппаратуры связи, как правило, предотвращают действие импульсных перенапряжений и практически не обеспечивают защиту от действия перенапряжений промышленной частоты. Например, разрядники серии Р-175, Р-176 имеют следующие характеристики:

- напряжение срабатывания –  $300 \pm 55$  В и  $400 \pm 70$  В;
- напряжение гашения – 150 В;

- допустимые амплитуды тока в импульсе 1.0 кА (50/140 мкс), 10.0 кА (8/20 мкс), 0.5 кА (10/1000 мкс);
- допустимые амплитуды синусоидального тока частотой 50 Гц в течение 1с не более 10 А.

Разрядники двухэлектродные серии А60, А61, N80, N81 допускают действие разрядного тока 50 Гц в течение 1 с величиной до 10 А и 9 циклов тока величиной до 50-65 А.

Разрядники серии А80, А81 (20 кА/20 А) допускают действие разрядного тока 50 Гц в течение 1 с величиной до 20 А и 9 циклов тока до 50 ... 100 А.

Разрядники высоковольтной серии V10/V12 допускают действие тока до 40 А (50 Гц 1 с) и до 65 А (9 циклов) – V12-А600Х.

Рассмотрим электромагнитные влияния аварийных токов высоковольтной сети на проводные магистрали на примере подземной линии связи между двумя ГЭС Пазского каскада. Для каскада характерны высокие сопротивления растеканию заземляющих контуров ( $R_3$  от 1.5 до 4.0 Ом) вследствие низкой проводимости грунта ( $\rho_{гр}$  от 5000 до 10000 Ом·м и более). Наиболее опасными для подземных коммуникаций являются случаи замыканий на землю в пределах распределительных устройств электростанций или на подходах ЛЭП. Характер распределения составляющих аварийных токов для участка, связывающего две электростанции, показан на рис.2.

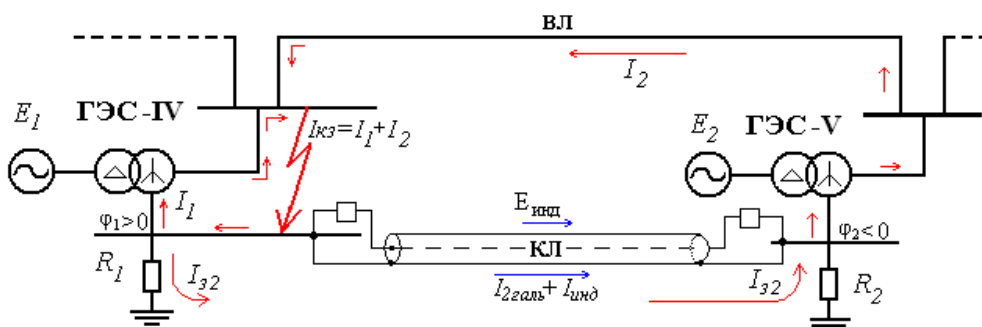


Рис.2. Физический процесс распределения аварийных токов в контурах и воздушных линиях

Как видно, через контур общего распределительного устройства (ОРУ) с замыканием (ГЭС-IV) протекает часть тока замыкания, обусловленная внешними источниками энергии (ГЭС-V, система). Однако гальваническое влияние, определяемое разностью потенциалов концевых контуров заземлений, увеличивается за счет того, что токи в контурах находятся в противофазе относительно земли. Так, для приведенного на рис.2 направления тока в земле  $I_{32}$  потенциал контура ГЭС-IV ( $\varphi_1$ ) имеет положительное значение, а потенциал контура ГЭС-V ( $\varphi_2$ ) – отрицательное. Кроме того, аварийный ток во влияющей ЛЭП ( $I_2$ ) и индуцированная в кабеле напряженность электрического поля ( $E_{инд}$ ) не меняют направленность на протяжении всей трассы (в отличие от случаев замыканий на трассе ЛЭП на удалении от электростанций), что способствует увеличению наведенной ЭДС [6].

Исследования распределения напряжений на оболочке, жилах и изоляции выполнены на основе разработанного метода расчета наведенной напряженности



электрического поля в подземном кабеле от тока во влияющей воздушной ЛЭП [7]. Распределение составляющих тока замыкания на землю в элементах сети (в ЛЭП, контурах заземления) определено с учетом влияния связи между контурами по кабельной линии.

Иллюстрации распределения напряжений по трассе кабеля связи между ГЭС-IV и ГЭС-V при однофазном замыкании в ОРУ ГЭС-IV на разных стадиях развития повреждения представлены на рис.3.

Векторы установившихся падений напряжений соответствуют рабочей частоте и имеют фазовые сдвиги, поэтому на графиках приведены значения их модулей. График (рис.3, а) соответствует первоначальному режиму при отсутствии пробоев изоляции и срабатываний защитных разрядников. Как видно, модуль напряжения на оболочке ( $|U_0|$ ) определяется на концах кабельной линии напряжением на контурах заземления ГЭС-IV и ГЭС-V. Распределение напряжения на жилах кабеля определяется наведенной напряженностью электрического поля  $E_{инд}$  от тока во влияющей ЛЭП и влиянием потенциалов контуров заземлений концевых устройств через сопротивления концевой аппаратуры. В результате напряжение на изоляции кабельной линии ( $|U_{из}|$ ) имеет наибольшую величину на концах КЛ в точках подключения и превышает уровень допустимого напряжения 2 кВ ( $U_{доп}$ ) на участках около 1.5 км от обоих концевых ГЭС (заштрихованная область на рис.3). Такое повышение напряжения вызывает срабатывание защитных разрядников, перекрытия изоляции в точках подключения кабеля или пробой изоляции кабеля.

Распределение напряжений для случая срабатывания разрядников со стороны ГЭС-IV (в начале КЛ) в предположении, что на противоположном конце разрядники еще не сработали, показано на рис.3, б. На графиках видно, что односторонние срабатывания защит вызывают значительное повышение напряжения на изоляции кабельной линии на противоположном конце (более 5 кВ) и по трассе на длине около 7 км (заштрихованная область на рис.3, б). В результате происходит срабатывание разрядников (или пробой изоляции КЛ) на противоположном конце (или на трассе).

При срабатывании защитных разрядников с обоих концов кабельной линии напряжение изоляции кабеля по трассе снижается до нескольких вольт (см. рис.3, в). Ток в жилах зависит от наведенной ЭДС и разности напряжений между контурами заземления концевых станций, которая непосредственно зависит от токов, стекающих в землю. При увеличении составляющей аварийного тока на землю до 3 кА и более (на ГЭС-IV) уравнивающий ток в жилах может достигать 390 А (около 25 А на один разрядник). При выводе пар жил из работы токи в отдельных разрядниках могут увеличиться до 30 А и более. Время термического действия уравнивающих токов ограничено временем срабатывания защит на отключение замыкания от 0.5 до 1 секунды с повторением опасного действия при работе АПВ в случае отсутствия ликвидации замыкания. Следовательно, действие тока превышает по величине допустимый уровень для большинства защитных разрядников (кроме V12-А600Х) и по времени действия превышает допустимую длительность действия больших токов в пределах 9 циклов (менее 0.2 с).

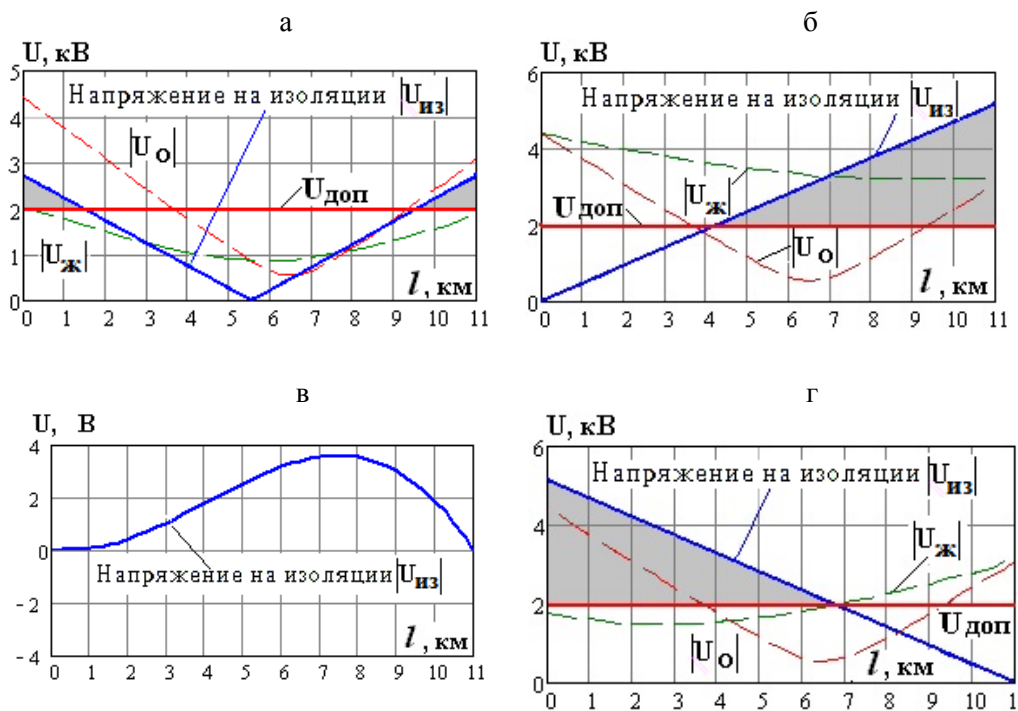


Рис.3. Распределения напряжений по трассе кабеля связи между ГЭС-IV и ГЭС-V при однофазном замыкании в ОРУ ГЭС-IV на разных стадиях развития повреждения:

- а) отсутствие срабатываний разрядников и перекрытий изоляции;
- б) срабатывание разрядников в начале кабельной линии;
- в) срабатывание разрядников в начале и в конце кабельной линии;
- г) распределение напряжения при пережигании жил в начале КЛ

Термическое разрушение разрядников или пережигание жил приводит к режиму обрыва контура с одновременным повышением напряжения в точке обрыва, распределение напряжения при пережигании жил в начале КЛ показано на рис.3, г. Далее происходят повторные пробой изоляции в токах пережигания жил и циклическое развитие повреждения кабеля и пунктов подключения. При этом повреждения на трассе могут сопровождаться повреждениями в пунктах подключения.

По результатам расчетов электромагнитных влияний аварийных токов высоковольтной сети на кабельные линии выявлены следующие особенности:

- наибольшие повышения напряжения в пунктах подключения и на трассе КЛ возникают при обрыве контура жила – земля (оболочка);
- наиболее опасные токи протекают при замыканиях жил на оболочку с обоих концов (в короткозамкнутых режимах).

Таким образом, существующая защита разрядниками, ограничивая перенапряжения, вызывает опасные токи в элементах КЛ. Совершенствование защиты от опасных влияний возможно путем поиска компромиссного варианта

ограничения тока, когда при безопасной величине токов обеспечивается снижение напряжения на изоляции ниже допустимого уровня.

Для оценки возможности реализации указанного условия выполнены расчеты распределения напряжения на изоляции при включении в контур (со сработавшими разрядниками) добавочного сопротивления для ограничения тока в контуре. Результаты расчетов представлены на рис.4.

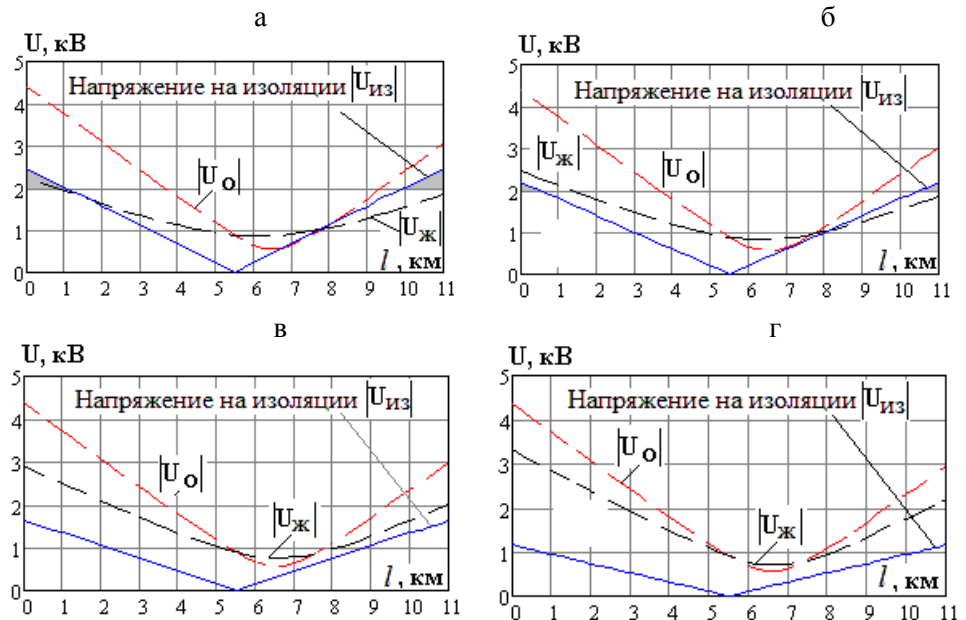


Рис.4. Влияние токоограничивающих сопротивлений на распределение напряжений на оболочке, жилах и изоляции. Эквивалентное сопротивление токоограничивающих элементов  $R_{Э}$ : 50 Ом (а); 25 Ом (б); 10 Ом (в); 5 Ом (г)

Как видно из рис.4, а и б, включение резисторов с эквивалентным сопротивлением 50-25 Ом не позволяет снизить уровень напряжения на изоляции  $|U_{из}|$  рассматриваемой линии связи до безопасного. Необходимый эффект достигается при включении эквивалентного сопротивления 10 Ом и менее. При этом происходит увеличение тока в жилах и разрядниках. Для определения области значений эквивалентных токоограничивающих сопротивлений на рис.5 дано сопоставление зависимостей напряжения на изоляции кабельной линии с суммарным током в жилах кабеля и защитных разрядниках от величины эквивалентного сопротивления токоограничивающих элементов.

Из приведенных зависимостей следует, что эффективное снижение напряжения на изоляции до допустимых уровней (менее 2 кВ) в наиболее опасной ситуации срабатывания всех разрядников достигается в случае, когда эквивалентное сопротивление всех резисторов составляет 10 Ом и менее. Указанная величина определена из условия срабатывания разрядников на всех жилах и, соответственно, параллельного включения токоограничивающих элементов. При этом суммарный ток через параллельно включенные резисторы снижается до 160 А

и менее, т.е. менее 10 А на жилу и разрядник. Для 16-жильного кабеля на каждое присоединение включается последовательно с разрядником дополнительный резистор, сопротивление которого должно быть не более 160 Ом. Тогда токовая нагрузка на искровой разрядник и резистор составит не более 10 А в наихудшей ситуации.

Мощность токоограничивающих элементов выбирается в соответствии с уставками релейной защиты и временем срабатывания коммутационных аппаратов на ликвидацию аварийного режима. Реализация компактных токоограничивающих элементов при длительности токовых воздействий до 1.5 сек является большой проблемой.

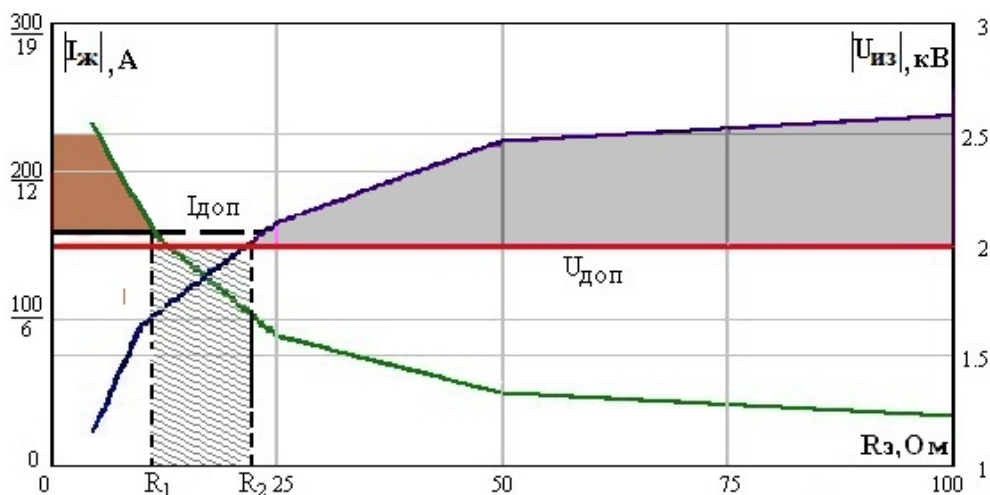


Рис.5. Зависимость напряжения на изоляции кабеля  $|U_{из}|$  и токов в жилах  $|I_{ж}|$  от величины эквивалентного сопротивления токоограничивающих элементов  $R_{э}$

Так как изменение сопровождающего тока практически сфазировано с напряжением на изоляции, термическое действие сопровождающего тока можно значительно ограничить за счет увеличения динамического сопротивления токоограничивающего элемента в интервалах времени с безопасным снижением напряжения. Для этого токоограничивающий элемент должен иметь нелинейную вольт-амперную характеристику.

Напряжение на изоляции кабельной линии по концам  $U_{из}(0)$  и  $U_{из}(l)$  определяется падением напряжения  $\Delta U_{ТЭ}$  поэтому вольт-амперная характеристика токоограничивающего элемента должна быть скоординирована с допустимым напряжением на изоляции  $U_{доп}$ . При этом возможно противоречие, когда разность напряжений между концами кабеля ( $U_o(0) - U_o(l)$ ) не позволяет одновременно снизить напряжение на изоляции на концах кабеля до допустимых значений.

Условие координации защитных характеристик токоограничивающих элементов можно записать следующим образом [8]:

$$|\dot{U}_o(0) - \dot{U}_o(l)| \leq |2 \cdot \Delta \dot{U}_{ТЭ}(I_{ТЭ}) + \Delta \dot{U}_{ж}(I_{ж})|, \quad (1)$$

$$\Delta U_{TЭ}(I_{TЭ}) \leq U_{доп} ,$$

где  $\Delta \dot{U}_{TЭ}(I_{TЭ})$  – падение напряжения на токоограничивающем элементе при протекании тока  $I_{TЭ}$  (определяется по вольт-амперной характеристике элемента),  $\Delta \dot{U}_{ж}(I_{ж})$  – напряжение на жилах между концами кабеля при протекании тока  $I_{ж}$ .

Таким образом, устанавливается связь между падением напряжения на дополнительном элементе (зависит от  $U_{доп}$ ) и допустимым током в жилах кабеля и самом элементе  $I_{ж} < I_{доп}$ . При этом в условии координации (1) необходимо учесть векторное сложение  $\Delta U_{TЭ}$  и  $\Delta U_{ж}$ .

## Выводы

1. Определено направление совершенствования защиты кабельных коммуникаций с помощью включения токоограничивающих элементов, которые обеспечивают изменение перераспределение напряжения на изоляции по всей трассе кабеля до безопасного уровня.
2. Определены критерии для выбора характеристик токоограничивающих элементов в зависимости от уровня перенапряжений, допустимых на изоляции кабельной линии, и от величины токовых нагрузок на жилы кабельной линии и защитные разрядники.

## Литература

1. Правила устройств электроустановок. М.: Энергосервис, 2003. 420 с.
2. Михайлов М.И. Влияние внешних электромагнитных полей на цепи проводной связи и защитные мероприятия. М.: Связь, 1967. 583 с.
3. Защита устройств проводной связи от электромагнитного влияния линий высокого напряжения / М.И.Михайлов, Л.Д.Разумов, А.С.Хоров. М.: Связьиздат, 1961. 72 с.
4. Шваб А. Электромагнитная совместимость / пер. с нем. В.Д.Мазина и С.А.Спектора; под ред. И.П.Кужекина. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1998. 508 с.
5. Совершенствование защиты линий связи от влияния токов в высоковольтной сети / Ю.М.Невретдинов, А.С.Карпов, Г.П.Фастий // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С.65-69.
6. Распределение токов коротких замыканий на землю на ГЭС при оценке опасности «выноса» потенциалов / Ю.М.Невретдинов, Г.П.Фастий, А.С.Карпов // Технико-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера: сб. науч. тр. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2007. С.95-100.
7. Аналитическое решение для компонент электрического поля в среде расположения подземных коммуникаций / Б.В.Ефимов, А.С.Карпов, Ю.М.Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. 2010. № 1. С.76-83.
8. Карпов А.С. Исследование опасных влияний высоковольтной сети каскадов ГЭС на подземные проводные коммуникации и разработка мер по повышению надежности их работы в условиях с низкой проводимостью грунта: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.12. СПб., 2010. 17 с.

## **Сведения об авторах**

### **Карпов Алексей Сергеевич,**

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д. 21А  
эл. почта: dal\_par07@ien.kolasc.net.ru

### **Невретдинов Юрий Масумович,**

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д. 21А  
эл. почта: умневг@mail.ru

### **Фастий Галина Прохоровна,**

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д. 21А  
эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

**О.В.Залесова, М.В.Якубович**

## **РАСЧЕТ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННОЙ ЛЭП С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ FEMM**

### **Аннотация**

Рассмотрено использование программы моделирования электромагнитных полей методом конечных элементов FEMM для расчёта наведённого напряжения на отключённой линии электропередачи, вызванного работой тяговой сети железной дороги.

### **Ключевые слова:**

*железная дорога, линия электропередачи, электромагнитное влияние, программа FEMM.*

**O.V.Zalesova, M.V.Yakubovich**

## **CALCULATION OF INDUCED VOLTAGE IN DEENERGIZED TRANSMISSION LINE BY PROGRAM FEMM**

### **Abstract**

This paper presents an application of program for electromagnetic fields simulating by finite element method (FEMM) to calculate induced voltage in deenergized transmission line. Induced voltage caused by electric railway is considered for various ground-return current values.

### **Keywords:**

*railway, transmission line, electromagnetic influence, FEMM program.*

Благодаря высокому уровню развития цифровой вычислительной техники в последнее время широкое применение получили численные методы

теории поля для расчета магнитных систем. К ним относятся метод конечных разностей (сеток), интегральный метод и метод конечных элементов. Последний используется во многих компьютерных программах, таких как FEMM, ANSYS, Comsol Multiphysics, ELCUT и др. В основе расчетов лежат дифференциальные уравнения второго порядка в частных производных.

Конечно-элементные программы условно делят на две группы: программы, специально предназначенные для расчета магнитных полей, и программы общего назначения, в которых метод конечных элементов используется для компьютерного моделирования разнообразных физических процессов и явлений [1]. Программы первой группы предназначены только для счета двумерных полей. Программы второй группы обладают гораздо большими возможностями (решение трехмерных задач), но они сложны в освоении и, кроме того, отличаются высокой стоимостью, поскольку применяются промышленными предприятиями [2].

Остановимся более подробно на программе FEMM (магнитные расчеты методом конечных элементов). Она относится к первой группе и является общедоступной.

Данная программа позволяет на персональном компьютере создать модель для расчета плоскопараллельного или плоскомеридианного стационарного и квазистационарного магнитного и стационарного электростатического полей, построить их картины и определить полевые и цепные параметры. С помощью FEMM несложно выполнять интерактивные расчеты, задавая числовые значения параметров модели, а при необходимости можно воспользоваться возможностями пакетного режима, применяя интерпретируемый язык программирования Lua [<http://www.lua.ru>]. В работе [1] автор отмечает, что неудобство, связанное с необходимостью знания данного языка программирования, можно обойти с помощью программы Mathematica с использованием интерфейса MathLink.

Задачи расчета полевыми методами могут быть прямыми и обратными. При прямой задаче расчета поля считаются известными размеры и характеристики всех материалов и сред. Считаются также заданными скалярные магнитные потенциалы или векторные потенциалы на границах поля или их производные по нормали к границам. В совокупности это – граничные условия (Неймана, Дирихле либо смешанные), необходимые для однозначности решения. В зависимости от типа электромагнитного поля по значению скалярного магнитного потенциала  $\varphi_m$  либо по значению векторного потенциала  $\mathbf{A}$  определяются напряженность магнитного поля  $\mathbf{H}$  и магнитная индукция  $\mathbf{B}$ . Затем по известным уравнениям теории поля определяются интегральные характеристики рассматриваемой системы. Обратная задача заключается в определении источников поля по заданному распределению параметров [1].

В рамках данной статьи мы рассмотрим возможность решения задачи электромагнитной совместимости электрифицированной железной дороги переменного тока и линий электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения с помощью конечно-элементной программы FEMM.

В качестве примера была выбрана модель сближения ЛЭП с однопутным участком железной дороги, электрифицированной на переменном токе по

системе 1×25 (рис.1). Данный участок железной дороги имеет одностороннее питание. Длина сближения ЛЭП и контактной сети  $l = 30$  км, ширина сближения  $b = 1.5$  км. Расчёт ведётся для момента, когда электровоз расположен в 30 км от питающей его тяговой подстанции. Ток в контактном проводе составляет 200 А. Обратный ток равен ему по модулю и противоположен по фазе. Удельное сопротивление грунта  $\rho_3 = 100$  Ом·м, рельса –  $\rho_p = 0.1$  мкОм·м. Высота подвеса контактного провода составляет 5 м, провода ЛЭП – 20 м. Диаметр каждого провода 0.02 м. Размер сечения эквивалентного рельса  $0.1 \times 0.2$  м<sup>2</sup>.

Создание модели в программе FEMM начинается с диалога Problem Definition. Здесь выбирается тип задачи, в нашем случае – Planar (расчет и построение плоскопараллельного поля), единицы измерения – метры, частота – 50 Гц и глубина (протяжённость модели в направлении, перпендикулярном поперечному сечению, в котором рассматривается картина поля) – 30 км. Затем создаются элементы модели: воздух; провод контактной сети (два блока); рельсы; провод ЛЭП; земля, по которой проходит обратный ток контактной сети (полукруг 6 радиусом  $r = 500$  м), и удаленная земля, в которую обратный ток не проникает (рис.2). Поскольку ток, питающий электровоз, возвращается на тяговую подстанцию как по рельсам, так и по земле, то для удобства задания контуров, по которым протекает тяговый и обратные токи, контактный провод разделен на два блока. По той же причине рельсы представлены как один блок.

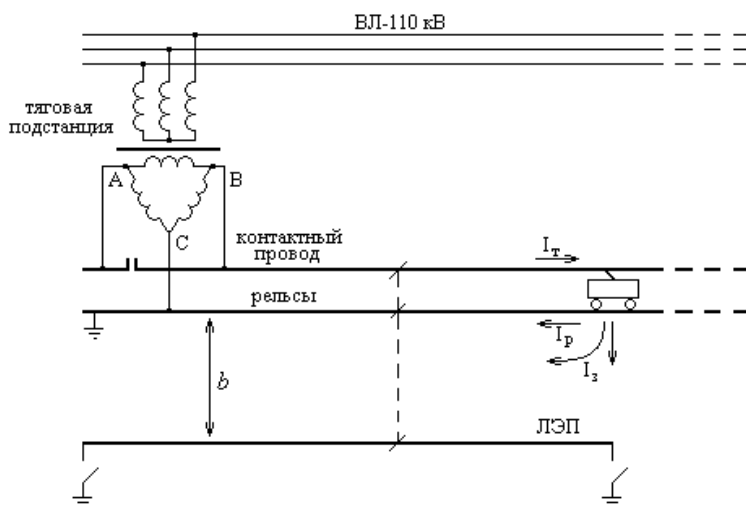


Рис.1. Схема сближения ЛЭП и влияющего участка железной дороги

Каждый блок построен с помощью опорных точек, соединенных прямыми линиями и дугами окружностей. Свойства материалов, из которых состоят блоки, задаются в пункте Properties главного меню в папке Materials.

Ввод свойств контуров осуществляется в диалоге Property Definition (пункт Properties главного меню папка Circuits). В данной модели заданы два контура с величиной тока, отличной от нуля: “контактный провод – рельс” и “контактный провод – земля”. Для блоков “провод линии электропередачи” и “удаленная земля” заданы контуры, в которых значение тока принято равным нулю.



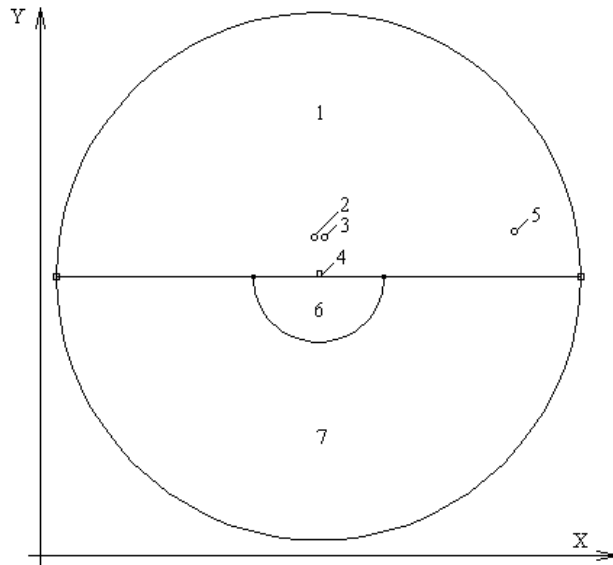


Рис.2. Модель сближения ЛЭП с влияющим участком железной дороги в программе FEMM:  
 1 – воздух; 2 и 3 – контактный провод; 4 – рельсы; 5 – провод ЛЭП;  
 6 – земля, в которой протекает обратный ток тяговой сети;  
 7 – удаленная земля

Далее осуществляется ввод граничных условий. В программе FEMM предлагаются несколько способов задания открытых границ модели, поле которой занимает всё бесконечно протяжённое пространство. В нашем случае удобно использовать смешанные граничные условия вида:

$$\frac{1}{\mu} \frac{\partial A}{\partial r} + C_0 \cdot A + C_1 = 0.$$

Бесконечно удалённые границы можно выполнить в виде круга с заданием следующих коэффициентов:

$$C_1 = 0 \text{ и } C_0 = 1/(\mu_0 \cdot r_0),$$

где  $\mu_0$  – магнитная постоянная,  $r_0$  – радиус круга, м. В рассматриваемом примере ширина сближения линии с железной дорогой составляет 1.5 км, поэтому радиус круга  $r_0$  примем равным 2000 м. Таким образом, для нашего случая получаем коэффициент  $C_0 = 398$ .

После создания геометрической модели строится сетка конечных элементов с помощью программы Triangle, далее запускается программа Fkern, выполняющая анализ модели. Расчётная область представляет собой круг диаметром 4000 м, в центре которого расположен блок "рельс".

При просмотре результатов расчета FEMM строит картину поля из трубок магнитного потока, число которых можно менять в диапазоне от 4 до 999. Для квазистационарного магнитного поля по умолчанию изображаются линии вещественной составляющей векторного магнитного потенциала (Real component of A) с возможностью переключения на линии мнимой составляющей магнитного потенциала (Imaginary component of A). На рис.3 представлена

картина магнитного поля (Real component of A) для рассматриваемой модели в случае распределения обратного тока поровну между рельсами и землей.

Программа FEMM позволяет также вычислять комплексные значения токов, напряжений, мощностей и др. интегральных характеристик для каждого контура модели.

Нами были проведены расчёты наведённого напряжения на отключённой линии для различных вариантов распределения обратного тягового тока между рельсами и землей. В соответствии с распределением обратного тока контактной сети коэффициенты защитного действия рельсов  $K_{зд}$  принимались равными: в первом случае – 0.4 (обратный ток в рельсе – 60%, в земле – 40%), во втором случае – 0.5 (обратный ток в рельсе и в земле составил по 50%) и в третьем случае – 0.6 (обратный ток в рельсе – 40%, в земле – 60%). Результаты расчетов приведены в таблице, они аналогичны результатам, полученным при расчётах методами теории цепей.

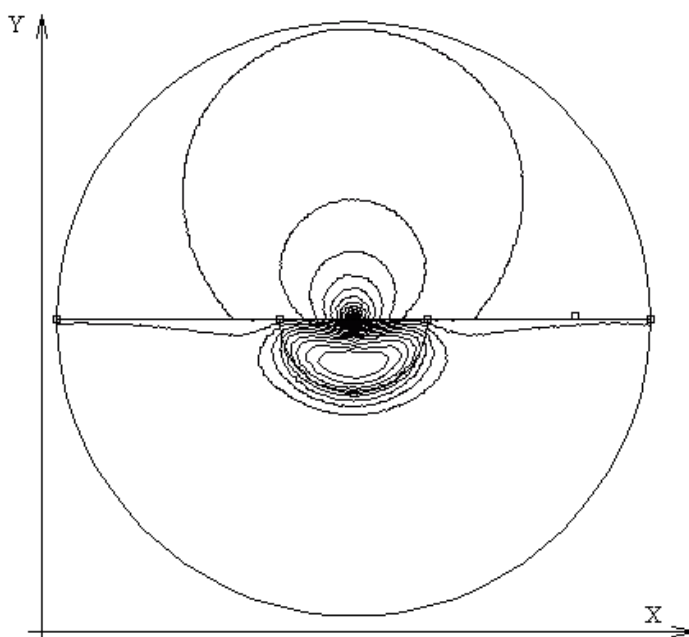


Рис.3. Картина магнитного поля (линии действующей составляющей векторного магнитного потенциала)

#### Наведенное напряжение на ЛЭП

№	$K_{зд}$	Ток в рельсе $I_p, A$	Ток в земле $I_3, A$	Модуль навед. напряжения $ U_{нав} , B$
1	0.4	120	80	22.0
2	0.5	100	100	27.5
3	0.6	80	120	32.9

Таким образом, программа FEMM позволяет оценить величину наведенного напряжения на полностью изолированной ЛЭП, имеющей участок сближения с железной дорогой, в момент, когда электровоз находится на противоположном конце участка сближения относительно тяговой подстанции. С её помощью можно увидеть картину распределения магнитного поля в “поперечном сечении” в произвольной точке, достаточно удалённой как от электровоза, так и от тяговой подстанции. Недостатком программы в нашем случае является невозможность рассмотрения различных вариантов заземления подверженной влиянию линии по концам на сопротивления подстанций и в месте ремонта. Соответственно в таких случаях нельзя определить величину наведенного напряжения на проводе ЛЭП в любой её точке и увидеть распределение этой величины на всем протяжении линии.

Поэтому для дальнейшего изучения проблемы электромагнитной совместимости железной дороги, электрифицированной на переменном токе и проходящей вблизи неё линии электропередачи, с помощью численных методов расчета полей следует обратиться к программам, позволяющим решать трехмерные задачи электромагнитного поля (например, ANSYS).

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках проекта № 09-08-00276 "Теоретическое и экспериментальное исследование наведённых напряжений и токов проводных воздушных и кабельных линий, находящихся в зоне влияния разветвлённой высоковольтной сети".

## **Литература**

1. Буль О.Б. Методы расчета магнитных систем электрических аппаратов: Магнитные цепи, поля и программа FEMM. М.: Академия, 2005. – 336 с.
2. Селиванов В.Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т.12, № 1. С. 107-112.

### ***Сведения об авторах***

#### **Залесова Ольга Валерьевна,**

младший научный сотрудник лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

#### **Якубович Марина Викторовна,**

научный сотрудник лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: yakubovich@ien.kolasc.net.ru

# ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

---

УДК 621.311

**Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова, Я.А.Стогова**

## **АНАЛИЗ ДЕФОРМАЦИИ ГРОЗОВЫХ ВОЛН ПРИ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИИ ПО ВЛ НА РАССТОЯНИЕ БОЛЕЕ 100 КМ**

### **Аннотация**

Рассмотрена физика распространения волн в длинной четырехпроводной линии при напряжении ниже начала короны. Показана определяющая роль затухания сигналов в междупроводных каналах для формирования фронтов волн, отраженных от дальнего конца линии. Приведены расчеты деформации фронтов волн при пробеге 120 км для линии электропередачи 330 кВ, в начале которой включен емкостной генератор импульсов напряжения. Расчеты сопоставлены с экспериментом, показана хорошая сходимость теоретических и опытных данных и объяснены характерные особенности экспериментальных кривых.

### **Ключевые слова:**

*грозовые волны, многопроводная линия электропередачи, волновые каналы, эксперименты на высоковольтной линии.*

**B.V.Efimov, N.I.Gumerova, Ya.A.Stogova**

## **ANALYSIS OF DEFORMATION OF SURGE-WAVE PROPAGATED IN TRANSMISSION LINE OVER A DISTANCE GREATER THAN 100 KM**

### **Abstract**

Propagation of waves in the long four-wire line under voltage lower than corona starting voltage is examined. It is shown the determining role of attenuation of signals in the wire-to-wire channels for the forming of the wave fronts, reflected from the far end of the line. The calculations of the wave fronts deformation in the transmission line of 330 kV and 120 km length are given. Calculations are compared with the experiment. A good convergence of theoretical and experimental data is shown and characteristic properties of experimental curves are explained.

### **Keywords:**

*lightning surge, multiwire transmission line, wave channels, high-voltage line test.*

**Постановка проблемы.** В 2010 г. на Кольском п-ове проводились исследования развития атмосферных перенапряжений на одной из подстанций 330 кВ. Грозовые волны имитировались апериодическими импульсами напряжения с амплитудой в десятки киловольт, фронтами в доли микросекунды и длительностью в десятки микросекунд. Эти волны подавались с третьей опоры ВЛ 330 кВ, подходящей к подстанции. Расстояние между генератором импульсов и силовым трансформатором на подстанции составило порядка 1 км. Длина подходящей ВЛ была равна (почти точно) 60 км. На исследуемой подстанции все фазы линии были подключены к силовому трансформатору. На дальнем конце все фазы линии были заземлены. Грозозащитный трос,

повешенный по всей длине линии, был заземлен на обеих оконечных подстанциях. В различных точках подстанции, в том числе и у входного портала, регистрировались импульсы напряжения, набегающие с линии и в качестве попутного результата пришедшие от дальнего конца линии. Осциллограмма процесса на трансформаторе напряжения, расположенном у входного портала, приведена на рис.1.

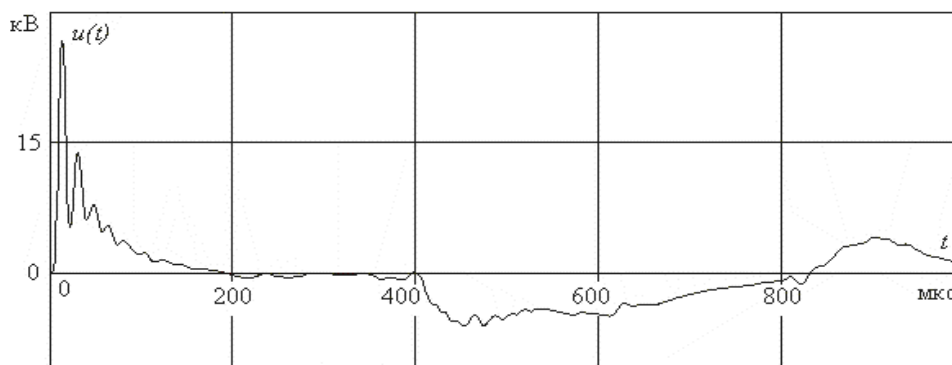


Рис.1. Осциллограмма напряжения в начале линии

Развертка по времени была очень медленной для исследования атмосферных перенапряжений – 1000 мкс на экран. Это позволило одновременно зафиксировать перенапряжения, созданные исходным импульсом, и отражение, пришедшее с дальнего конца линии. Колебания в начальной части кривой на рис. 1 вызваны волновыми процессами в участке линии от генератора до подстанции и в самой схеме подстанции. Для их анализа по форме фронтов, амплитуде и длительности нужны данные при более быстрых развертках. Эти процессы в данной работе не рассматриваются. Высокочастотные колебания быстро затухают при распространении по линии и практически не сказываются на форме волны, отраженной от дальнего конца ВЛ. Будем считать, что в линию уходил аперриодический импульс с амплитудой и формой, конкретизируемой далее.

Из рассмотрения рис.1 видно, что начало отражения пришло почти точно через 400 мкс, что соответствует скорости распространения электромагнитных волн в воздухе, то есть 300 м/мкс. Это на первый взгляд непонятно, так как влияние проникновения поля в грунт должно было существенно снизить скорость распространения волн. Далее длительность отраженного импульса, намного больше длительности исходного. Мало того, при временах, превышающих 100-200 мкс от начала отраженного импульса, напряжение снова начинает расти (по абсолютной величине), а затем очень медленно спадает. Объяснению этих факторов и посвящена основная часть настоящей статьи.

На осциллограмме рис.1 просматриваются колебания небольшой амплитуды. Можно предположить, что эти колебания вызваны неоднородностями ВЛ по длине и, в частности, процессами в начале линии и отражениями от мест транспозиций проводов. Они не определяют основные характеристики исходного и отраженного импульсов и далее не рассматриваются.

**Схема замещения линии.** Самая упрощенная схема, описывающая моделирование разряда молнии в четырехпроводную линию, приведена на рис.2, а.

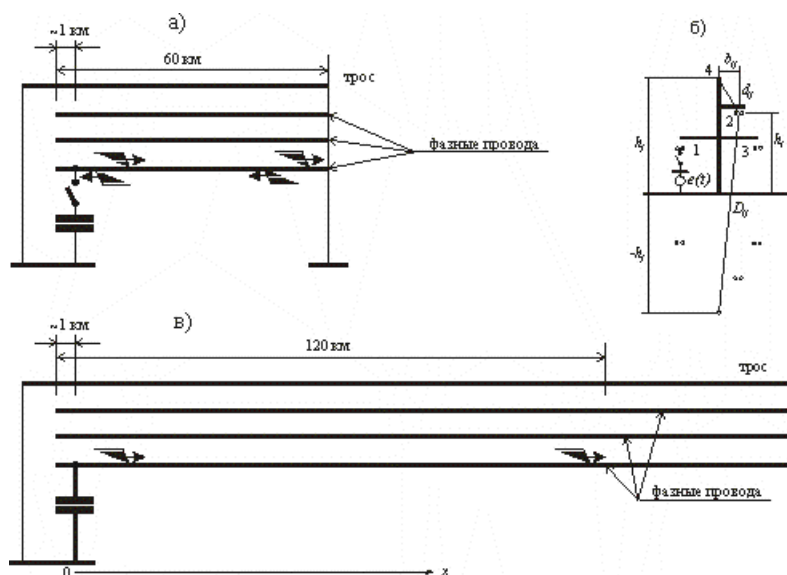


Рис.2. Схемы замещения линии 330 кВ:

- а – схема линии с коротким замыканием и отраженными волнами;
- б – схема расположения проводов, их отражений в земле и подключения генератора импульсом;
- в – схема однородной линии

Здесь  $C$  – емкость генератора импульсов, ключ  $K$  – модель искрового промежутка генератора импульсов. После замыкания  $K$  начинается процесс разряда генератора на волновое сопротивление многопроводной линии. К моменту прихода отражения от дальнего конца линии ключ может быть как замкнут, так и разомкнут в зависимости от предположения о сохранении или потере проводимости искрового канала через почти 200 мкс паузы между окончанием исходного и приходом отраженного импульсов. Оба варианта рассматриваются далее. На подстанции в начале линии входные емкости автотрансформатора можно оценить как 4000 пФ. При волновом сопротивлении фаз ВЛ 330 кВ порядка 400 Ом постоянная заряда этой емкости составит 0.16 мкс. Поэтому для процессов длительностью в десятки и сотни мкс можно с большой точностью считать, что все фазы в начале линии изолированы от земли. Конец линии заземлен на контур мощной подстанции, сопротивление которого на порядки меньше волновых сопротивлений линии. Исходя из этого, считаем, что режим в конце линии – идеальное короткое замыкание.

Расположение и нумерация проводов и троса на опоре ПОМ-330 приведены на рис.2, б. В дальнейшем использованы следующие исходные данные. Фазы линии выполнены проводом АС-300 и расщеплены на две составляющие. При расчете индуктивных, емкостных и волновых параметров трех проводов, замещающих три расщепленные фазы, эквивалентный радиус принимается 6.9 см. Материал проводов – алюминий с удельным

сопротивлением  $\rho_{ал}=2.9 \cdot 10^{-8}$  Ом-м. Влиянием стального сердечника проводов пренебрегаем. Стальной трос С-70 имеет радиус 5.7 мм. Учитывая поправочный характер учета влияния троса на деформацию волны, для упрощения задачи удельную проводимость троса примем такую же, как и у проводов. Расположение проводов в поперечном сечении линии принято следующее:

- средние высоты подвеса нижних (1 и 3) проводов – 13 м, расстояние от оси опоры этих проводов  $\pm 8$  м;
- средняя высота подвеса верхнего (2) провода – 20.5 м, расстояние от оси опоры провода 5 м;
- средняя высота подвеса троса (4) – 25 м.

Расчет волнового процесса в линии производился частотным методом с использованием интегрального преобразования Фурье и перехода от фазных координат к модальным.

Поскольку частотный метод напрямую не позволяет использовать ненулевые начальные условия для напряжения на емкости, генератор, подключенный к первому проводу, замещался незаряженной емкостью (в опытах (рис.1) – 0.1 мкФ) и последовательно включенной почти прямоугольной э.д.с.:  $e(t) = e^{-\alpha t} - e^{-\beta t} = e^{-0.0000001t} - e^{-10t}$ , где  $t$  в мкс. Это соответствовало фронту порядка 0.1 мкс и постоянной времени спада порядка секунды. Сумма напряжения на емкости и э.д.с. дает напряжение на проводе в месте подключения генератора импульсов. Учитывалось, что после затухания колебаний между генератором и подстанцией этот (уже заряженный) участок линии фактически подключался параллельно с емкостью генератора. Емкость расщепленной фазы 330 кВ близка к 10 нФ/км. Поэтому емкость генератора в расчетах была увеличена на 10%, то есть  $C$  принималось равным 0.11 мкФ.

Такая схема подачи входного воздействия в линию позволила учесть изменение волновых параметров проводов в зависимости от частоты (во времени). Действительно, как показывает анализ, спад импульса в начале линии (рис.1) заметно длиннее, чем это было бы при разряде емкости на постоянное волновое сопротивление.

Применялось преобразование Фурье по Карсону, то есть частотная характеристика э.д.с. как функция круговой частоты  $\omega$  имела вид:

$$E(j\omega) = \frac{j\omega}{\alpha + j\omega} - \frac{j\omega}{\alpha + j\omega}. \quad (1)$$

Обратное преобразование Фурье для перехода от частотных характеристик напряжений на проводах к временным зависимостям этом случае имеет вид:

$$u(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \text{Re}[U(j\omega)] \frac{\sin \omega t}{\omega} d\omega. \quad (2)$$

**Погонные продольные и поперечные параметры четырехпроводной линии.** В частотной области продольные сопротивления проводов определяются формулами, описанными в работе [1]. При заданной  $\omega$  они определяются как сумма трех составляющих. Обозначим матрицу этих сопротивлений через  $Z$ . В соответствии с работой [1] имеем:

$$\mathbf{Z} = j\omega \cdot \mathbf{L} + \mathbf{Z}^{(PP)} + \mathbf{Z}^{(3)}, \quad (3)$$

где  $\mathbf{L}$  – квадратная матрица собственных и взаимных индуктивностей линии без потерь (рис.2, б):

$$\mathbf{L} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N}; \quad n_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right); \quad n_{ij} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}}\right),$$

$\mathbf{Z}^{(PP)}$  – диагональная матрица собственных сопротивлений многожильных витых проводов с учетом магнитных потоков, проникающих в эти провода;  $\mathbf{Z}^{(3)}$  – квадратная матрица собственных и взаимных вносимых сопротивлений, вызванных изменением геометрии поля, проникающего в проводящий грунт.

Для проводов линии электропередачи можно принять осесимметричное распределение плотности тока внутри проводов даже для расщепленных фаз. При этом внутреннее сопротивление провода будет:

$$Z_{ii}^{(PP)} = \frac{m_i \rho_{al}}{2\pi r_i} \cdot \frac{I_0(m_i r_i)}{I_1(m_i r_i)} \cdot s_i, \quad (4)$$

где  $r_i$  – радиус эквивалентного  $i$ -го провода;  $s_i=1.4-1.7$  – поправочный коэффициент, учитывающий многожильную структуру витых проводов;  $m_i \approx \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_i}}$  – волновое число материала провода;  $I_0, I_1$  – функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Численное значение  $s_i$  для фазных проводов было подобрано из условия совпадения активного сопротивления на частоте 50 Гц с паспортными данными для провода АС-300, равного 0.1 Ом/км. Получено  $s_i=1.6$ .

При относительно высоких частотах ( $f \geq 30$  кГц) формула (4) переходит в следующее выражение:

$$Z_{ii}^{(PP)} = \frac{1+j}{2\pi \cdot r_i} \cdot \sqrt{\frac{\omega\mu_0\rho_{al}}{2}}. \quad (5)$$

Далее для фазы, состоящей из двух проводов, комплексное сопротивление, рассчитанное по (4) или (5), просто делилось на 2.

Коэффициенты матрицы  $\mathbf{Z}^{(3)}$ , имеют вид:

$$Z_{ij}^{(3)} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_i+h_j)} \cos(\lambda b_{ij})}{\lambda + A(\lambda)} d\lambda. \quad (6)$$

В выражении (6) для однослойной земли и при пренебрежении токами смещения в грунте:

$$A(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}} \quad (\text{решение Карсона}). \quad (7)$$

В работе [1] дано более общее решение для двухслойной земли с учетом токов смещения в грунте:



$$A(\lambda) = \frac{\eta_1 \left( \frac{\eta_1}{\eta_2} + \operatorname{cth} \eta_1 d \right)}{1 + \frac{\eta_1}{\eta_2} \cdot \operatorname{cth} \eta_1 d};$$

$$\eta_1 = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_1}{\rho_1} + \omega^2(\mu_0\varepsilon_0 - \mu_1\varepsilon_1)}$$

$$\eta_2 = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_2}{\rho_2} + \omega^2(\mu_0\varepsilon_0 - \mu_2\varepsilon_2)} \quad (8)$$

где  $d$  – толщина верхнего слоя;  $\rho_1, \mu_1, \varepsilon_1$  – удельное сопротивление, магнитная проницаемость и диэлектрическая постоянная грунта в верхнем слое;  $\rho_2, \mu_2, \varepsilon_2$  – удельное сопротивление, магнитная проницаемость и диэлектрическая постоянная грунта остального грунта.

Обе модели грунта были использованы при анализе формы импульса, отраженного от дальнего конца линии. Путем многовариантных расчетов было получено, что удовлетворительное приближение расчетных кривых к опытным данным происходит при моделировании грунта однородной средой (на всем протяжении линии) с эквивалентным удельным сопротивлением в диапазоне (300÷700) Ом·м. Основные результаты, приведенные далее, были получены для простейшей модели грунта при  $\rho=500$  Ом·м. Вопрос о влиянии двухслойности грунта обсуждается в конце статьи.

Здесь можно отметить, что определение коэффициентов матрицы  $\mathbf{Z}^{(3)}$  четвертого порядка в приближении Карсона производится путем вычисления быстро сходящихся рядов [2]. Для двухслойного грунта нужно вычислять 10 интегралов от комплексных функций на каждой из сотен частот для подробного описания частотных характеристик напряжений на проводах. Это существенно увеличивает время счета даже на самых быстродействующих персональных компьютерах, что затрудняет процесс многовариантных численных исследований без принципиального повышения точности счета.

Относительно низкое эквивалентное удельное сопротивление грунта позволяет с большой точностью говорить о том, что в диапазоне исследуемых частот электрическое поле практически не проникает в грунт, потенциал поверхности земли равен нулю и поперечные емкостные параметры многопроводной линии можно определять по формулам электростатики. Соответственно матрицы потенциальных коэффициентов и проводимостей рассчитываются по формулам:

$$\mathbf{A} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \mathbf{N}; \quad \mathbf{Y} = j\omega\mathbf{A}^{-1}. \quad (9)$$

**Параметры волновых каналов ВЛ.** В дальнейшем напряжения на фазных проводах и тросе относительно земли будем называть общим термином – фазные напряжения, составляющие напряжений, распространяющиеся по всем (или нескольким) проводам с одной скоростью, – модальными напряжениями или напряжениями в волновых каналах.

Матричное уравнение для фазных напряжений на проводах будет:

$$\frac{d^2 \mathbf{U}(j\omega)}{dx^2} = \mathbf{ZY} \cdot \mathbf{U}(j\omega), \quad (10)$$

где  $\mathbf{ZY}$  – комплексная, несимметричная, характеристическая матрица четвертого порядка, все коэффициенты которой сложным образом зависят от частоты,  $\mathbf{U}$  – вектор напряжений на проводах. Диагонализируя эту матрицу, то есть, выполняя преобразование вида  $\mathbf{ZY} = \mathbf{W} \cdot \mathbf{\Lambda} \cdot \mathbf{W}^{-1}$ , где  $\mathbf{W}$  – квадратная матрица собственных векторов (СВ) матрицы  $\mathbf{ZY}$ , а  $\mathbf{\Lambda}$  – диагональная матрица собственных значений (СЗ) матрицы  $\mathbf{ZY}$ , можно систему (10) разделить на 4 независимых уравнения:

$$\frac{d^2 [\mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}(j\omega)]}{dx^2} = \mathbf{\Lambda} \cdot [\mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}(j\omega)], \quad \text{или} \quad \frac{d^2 \mathbf{U}_s(j\omega)}{dx^2} = \mathbf{\Lambda} \cdot \mathbf{U}_s(j\omega), \quad (11)$$

где индекс  $s$  означает, что напряжения относятся к одному из четырех волновых каналов.

Напряжения в каждом волновом канале, в свою очередь, можно разложить на составляющие напряжения на всех фазных проводах и тресе. Результаты такого разложения для расположений проводов линий симметричных относительно оси опоры подробно проанализированы в работе [2].

Исследуемая линия из-за положения верхней фазы существенно несимметрична. Тем не менее, предварительно рассмотрим простейший пример условной трехпроводной симметричной линии с одинаковыми проводами радиусом 6.9 см, расположенными на одной высоте 13 м. Расстояния по горизонтали  $2 \times 8$  м. Удельное сопротивление грунта – 500 Ом·м.

Все дальнейшие расчеты выполнены с использованием стандартной программы EVCCG() поиска СЗ и СВ комплексной матрицы общего вида из библиотеки математических программ IMSL системы программирования Visual Fortran.

Вообще говоря, собственные векторы матрицы  $\mathbf{ZY}$  являются комплексными величинами. Однако мнимые части на любой частоте на несколько порядков меньше вещественных. Вещественные части остаются примерно постоянными в очень широком диапазоне частот. На частоте 10 кГц собственные векторы характеристической матрицы условной линии приведены в табл 1.

Таблица 1

Собственные векторы характеристической матрицы трехпроводной линии с симметричным относительно оси опоры расположением проводов

Номер провода	1-й канал	2-й канал	3-й канал
1	0.574	-0.707	-0.381
2	0.584	0.000	0.842
3	0.574	0.707	-0.381

Все СВ определяются с точностью до произвольного множителя и автоматически нормируются программой из условия равенства единице длины вектора. Порядок векторов, то есть столбцов в табл.1, также определяется автоматически программой в порядке убывания модуля собственных значений.

Соотношения между напряжениями в разных каналах определяются только граничными и начальными условиями.

Из табл.1 видно, что в первом канале все напряжения примерно равны, имеют один знак и определяют канал «все провода – земля». Небольшое превышение напряжения на среднем проводе объясняется его расположением между двумя крайними проводами.

Во втором канале напряжения на крайних проводах равны друг другу по абсолютной величине и противоположны по знаку. На среднем проводе напряжение равно нулю. Это канал «провод – провод крайние».

Наконец, третий канал определяет независимую составляющую напряжений, имеющую один знак на крайних проводах и противоположный на среднем проводе. Это канал «два крайних провода – средний провод».

Все это известные результаты, и здесь они приводятся только из-за того, что два первых канала сохраняют свою структуру и для четырехпроводной линии. Для условной линии, симметричной относительно оси опоры, то есть со средним проводом на оси опоры и на высоте 20.5 м (крайние провода по-прежнему расположены на высоте 13 м) и четвертым проводом (радиус, как и остальных проводов, 6.9 см), расположенным на оси опоры на высоте 25 м, собственные вектора на той же частоте 10 кГц приведены в табл.2. Из табл.2 видно, что теперь существует канал «четыре провода – земля». Канал «провод – провод крайние» вообще остался без изменений. Третий канал можно назвать «нижний средний провод – верхний средний провод». Четвертый канал – это «два средних провода – крайние провода».

*Таблица 2*

Собственные векторы характеристической матрицы четырехпроводной линии с симметричным относительно оси опоры расположением проводов

Номер провода	1-й канал	2-й канал	3-й канал	4-й канал
1	0.529	-0.707	-0.005	0.325
2	0.482	0.000	-0.637	-0.558
3	0.529	0.707	-0.005	0.325
4	0.456	0.000	0.704	-0.651

Наконец, рассмотрим реальное расположение проводов в линии 330 кВ, то есть сдвинем средний провод на 4.5 м в сторону третьего провода и зададим радиус троса 5.6 мм. Собственные векторы такой линии приведены в табл.3 (частота та же – 10 кГц).

*Таблица 3*

Собственные векторы характеристической матрицы четырехпроводной линии с реальным расположением проводов

Номер провода	1-й канал	2-й канал	3-й канал	4-й канал
1	0.529	-0.732	-0.175	-0.172
2	0.482	-0.207	0.870	-0.063
3	0.530	0.707	-0.404	-0.140
4	0.455	0.023	0.084	0.964

Первый канал практически равен предыдущему случаю. Во втором канале появилось заметное напряжение на сдвинутом среднем проводе. Но физический смысл канала не изменился. Это система напряжений на проводах, у которой напряжения на крайних проводах близки по абсолютной величине, но противоположны по знаку. Два остальных канала теперь интерпретировать труднее, но это, как видно из дальнейшего, и не нужно.

Теперь перейдем к СЗ. Они определяют постоянные распространения по формуле:

$$\gamma_i = \pm\sqrt{\lambda_i} = \pm(\alpha_i + j\beta_i) = \pm\left(\alpha_i + j\frac{\omega}{v_i}\right), \quad (12)$$

где  $\lambda_i$  – составляющие вектора  $\Lambda$  ( $i=1,2,3,4$ );  $\alpha_i$  – коэффициенты, определяющие затухание волн при продвижении по  $x$ ;  $v_i$  – скорости распространения волн в волновых каналах.

При распространении синусоидальной волны в каждом канале в сторону возрастания координаты  $x$  изменение напряжения по длине однородной линии будет:

$$U_{Si}(j\omega, x) = e^{-\gamma_i x} \cdot U_{Si}(j\omega, 0) = e^{-\alpha_i x} \cdot e^{-j\frac{\omega}{v_i} x} \cdot U_{Si}(j\omega, 0); \alpha_i > 0, \quad (13)$$

где  $U_{Si}(j\omega, 0)$  – напряжение в некоторой точке линии, для которой принято  $x=0$ .

В реальной линии 330 кВ, рассматриваемой в данной работе, волна напряжения до прихода отражения от ее дальнего конца проходит  $60+60=120$  км. В качестве модельной задачи рассмотрим однородную линию, начинающуюся при  $x=0$  и уходящую в бесконечность (рис.2, в). Будем рассматривать напряжения на различных удалениях от начала. На рис.3 приведено затухание синусоидального напряжения единичной амплитуды в разных волновых каналах четырехпроводной линии.

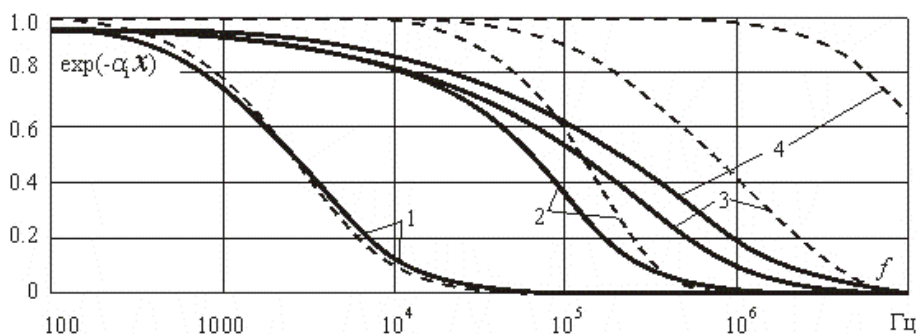


Рис.3. Множители, определяющие затухания синусоидальных сигналов в волновых каналах четырехпроводной линии длиной 120 км (1,2,3,4 – номер каналов):

— с учетом потерь в проводах    - - - - - без учета потерь в проводах

Видно, что первый канал «все провода – земля» для линии длиной более 100 км практически не пропускает частоты выше 10 кГц. При этом учет потерь внутри проводов не влияет на затухание волн в этом канале.

Второй канал определяется процессами в петле, состоящей из двух крайних фаз линии. При расстоянии между проводами этих фаз 16 м и высоте их подвеса 13 м значительное влияние на конфигурацию электромагнитного поля оказывает земля. Поэтому затухание сигналов в этом канале, хотя и ослабленное по сравнению с первым каналом, является вторым по значению для расчета увеличения длительности фронтов волн по мере их распространения по линии. При частоте 100 кГц на длине 120 км синусоидальный сигнал затухает более чем в 2.5 раза. Очень существенную роль здесь играют потери внутри проводов. Это фактор, которым обычно пренебрегают при анализе волновых процессов в задачах грозозащиты линий и подстанций. Как показано далее, для длинных линий именно этот канал определяет крутизну фронта волны, отраженной от дальнего конца.

Затухание в двух остальных межпроводных каналах, особенно на высоких частотах, значительно меньше, чем в двух первых, но амплитуды напряжений в этих каналах при подаче волны в один из проводов невелики. Расчет процессов в этих каналах носит вспомогательную роль.

Скорости распространения волн и время пробега по рассматриваемой модельной линии в различных волновых каналах приведены в табл.4.

*Таблица 4*

Скорости распространения волн ( $v_i$ ) и время пробега расстояния в 120 км ( $t_{\text{зап } i}$ ) в волновых каналах четырехпроводной линии

Частота, Гц	1-й канал		2-й канал		3-й канал		4-й канал	
	$v_1$ , м/мкс	$t_{\text{зап } 1}$ , мкс	$v_2$ , м/мкс	$t_{\text{зап } 2}$ , мкс	$v_3$ , м/мкс	$t_{\text{зап } 3}$ , мкс	$v_4$ , м/мкс	$t_{\text{зап } 4}$ , мкс
1	161	745	295	406	299	401	300	400
10	173	693	295	406	299	401	300	400
100	188	638	295	406	299	401	300	400
1000	207	597	295	406	299	401	300	400
10000	231	519	295	406	299	401	300	400
100000	259	464	296	405	299	401	300	400
1000000	282	425	297	404	300	400	300	400

Время пробега волны со скоростью  $c=300$  м/мкс для линии длиной 120 км равно 400 мкс. Из табл. 4 видно, что в широком диапазоне частот скорости в 3-м и 4-м каналах практически равны скорости света в вакууме. Во втором канале дополнительное запаздывание сигнала составляет (4÷6) мкс. В канале «все провода – земля» волны распространяются значительно медленнее. При частоте 1 кГц дополнительное запаздывание сигнала на длине 120 км составляет почти 200 мкс. Даже на уровне анализа процессов в частотной области ясно, что при таком различии в скоростях первый канал не может определять фронтовые части импульсов, отраженных от дальнего конца реальной линии 330 кВ.

**Расчет деформации импульсов.** В частотной области определение напряжений в волновых каналах позволяет просто получить напряжения на всех проводах относительно земли на любом расстоянии при заданном векторе напряжений в начале линии  $U(j\omega, 0)$ :

$$U(j\omega, x) = \mathbf{W}e^{-\gamma x}\mathbf{W}^{-1} \cdot U(j\omega, 0), \quad (14)$$

где  $e^{-\gamma x}$  – диагональная матрица, коэффициенты которой являются экспонентами от показателей  $\gamma_i x$ .

Из-за значительного запаздывания волн при больших  $x$  частотные характеристики напряжений в выражении (14) представляют собой сложные зависимости от частоты. Этого можно избежать, если из мнимых частей постоянных распространения вычесть величину, определяющую запаздывание со скоростью света в вакууме, а именно:  $j\omega/c$ . Остаток будет определять лишь дополнительное запаздывание, вызванное проникновением поля в проводники. На всех графиках как частотных характеристик, так и временных зависимостей запаздывание со скоростью  $c$  вычтено. При этом моменты начал импульсов напряжений (в функциях  $t$ ), распространяющихся со скоростью  $c$ , на рисунках совмещаются.

Частотная характеристика вектора напряжений в начале линии вычисляется по выражению:

$$U(j\omega, 0) = \mathbf{Z}_w(\mathbf{Z}_c + \mathbf{Z}_w)^{-1}\mathbf{E}(j\omega), \quad (15)$$

где  $\mathbf{Z}_w$  – квадратная матрица входных (волновых) сопротивлений линии, вычисляемая по формуле  $\mathbf{Z}_w = \mathbf{W} \cdot \boldsymbol{\gamma} \cdot \mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{Z}$  [3];  $\mathbf{Z}_c$  – диагональная матрица, у которой первый элемент равен  $1/j\omega C$ , а остальные элементы вычисляются или очень большими (для изолированных от земли проводов) или очень маленькими (для заземленных тросов);  $\mathbf{E}(j\omega)$  – вектор, у которого все элементы (кроме первого) в данной задаче равны нулю, а первый элемент определяется по формуле (1).

Переход от частотных зависимостей  $U(j\omega, 0)$  и  $U(j\omega, x)$  к функциям времени производился по выражению (2) с использованием алгоритма [3].

На рис.4 приведены результаты расчетов разряда емкости генератора импульсов на первый провод четырехпроводной линии бесконечной длины для различных расстояний от начала.

Видно, что волна напряжения с крутым фронтом и плавным спадом на первых 30 км более чем в два раза уменьшается по амплитуде. Это происходит в основном из-за запаздывания составляющей напряжения в 1-м волновом канале. Волна в этом канале не только запаздывает относительно волн в остальных каналах, но затухает и постепенно «размазывается» из-за значительной дисперсии скоростей составляющих ее спектра. Она составляет для данной линии и схемы включения источника напряжения около 50% при  $x=0$ . После пробега 120 км от этой волны остается небольшой и плавный подъем напряжения при временах от ~90 до ~170 мкс и затем медленный спад. Сравнение кривых напряжений при пробегах 30, 60 и 120 км наглядно показывает процесс запаздывания, затухания и растягивания волны в канале «все провода – земля».

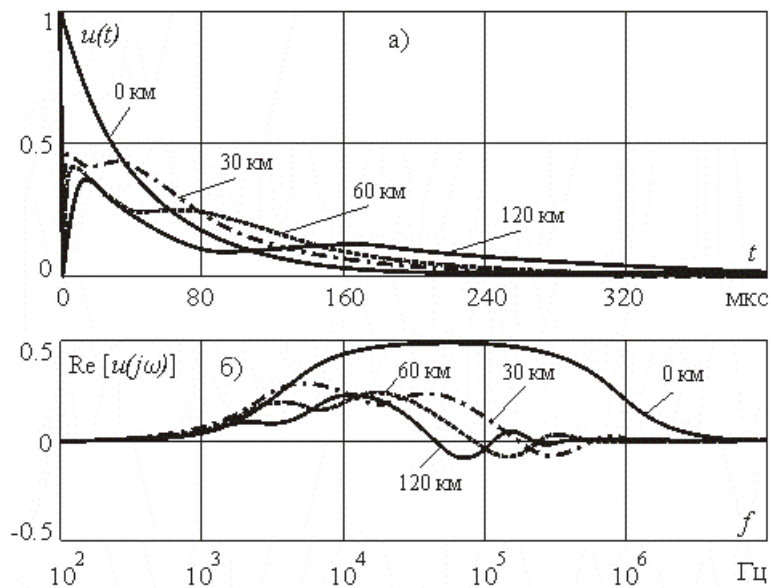


Рис.4. Изменение формы (а) и спектра (б) волны при распространении по однородной линии

При продвижении за пределами первых десятков километров процесс снижения ее амплитуды существенно замедляется. Здесь основную роль играют междупроводные каналы. Прежде, чем перейти к их описанию, рассмотрим спектры волн. В начале линии спектр импульса очень широкий (от сотен герц до нескольких мегагерц). Он, кстати, близок к спектру разрядов молнии с фронтами в доли микросекунды и спадами в десятки микросекунд и более. По мере распространения этой волны высокочастотная часть спектра быстро «съедается». Спектры сужаются. Верхняя граница частот, значимых для точного воспроизведения формы импульсов во времени, сдвигается сначала в область сотен, а затем десятков килогерц. Нижняя граница спектра, определяемая длительностью импульсов, практически не изменяется, несмотря на явное затягивание отраженного импульса напряжения на рис.1. С вычислительной точки зрения кривые частотных зависимостей напряжений на любом расстоянии от начала имеют плавные подъемы и спады. Поэтому интегрирование по выражению (2) не представляет трудностей. Обычно во всех расчетах количество точек по частоте, для которых вычислялась характеристическая матрица линии, постоянные распространения, составляющие напряжений в волновых каналах и т.д., составляло 40 точек на декаду изменения частоты.

Расчеты в функции времени подтверждают вывод о том, что в междупроводных каналах потери в земле сказываются значительно слабее, чем в канале «все провода – земля». Как видно из рис.5 (кривая 1) при учете только потерь в земле длительность фронта после пробега 120 км возрастает с почти нулевой до 7-8 мкс. При этом можно особо отметить, что земля практически не влияет на амплитуду волн в междупроводных каналах, которая остается примерно на уровне 0.5 от амплитуды исходной волны на протяжении всех 120 км. Потери в проводах дополнительно сглаживают форму волны, несколько

увеличивают фронт и существенно уменьшают амплитуду рассматриваемых волн (рис.5, кривая 2). При этом активное сопротивление фазы линии 330 кВ длиной 120 км на низкой частоте составляет всего 6 Ом, что в 60÷70 раз меньше волнового сопротивления фазы, расщепленной на две составляющие. Это сопротивление не может определять заметные изменения амплитуд волн. Поэтому точность расчетов затухания волн в междуфазных каналах во многом определяется правильным учетом скин-эффекта в проводах расщепленных фаз.

В реальной линии на форму волн влияют транспозиции, неоднородности по длине и граничные условия в конце линии. Пренебрежем влиянием транспозиций и других неоднородностей. В конце, то есть на расстоянии 60 км от начала, все провода линии будем считать идеально заземленными. Тогда волна (пунктир на рис.4) полностью отразится с обратным знаком. Далее после пробега еще 60 км она приобретет форму волны после пробега 120 км по однородной линии (сплошная линия на рис.4), но знак напряжения будет противоположный исходному импульсу. Эта волна будет еще раз отражаться от ближнего (разомкнутого) конца с тем же знаком, что приведет к удвоению напряжения волны. Именно это напряжение, представленное в виде суммы напряжений в волновых каналах, приведено на рис. 6.

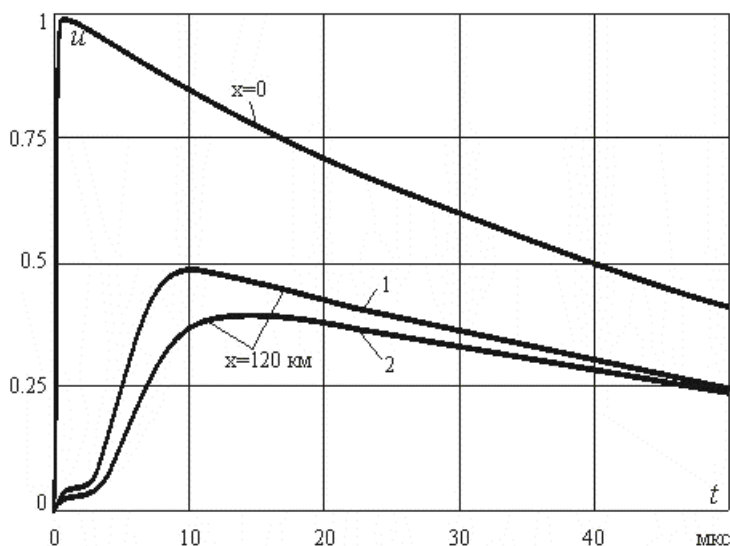


Рис.5. Деформация фронта волны в междупроводных каналах:  
1 – без учета потерь в проводах; 2 – с учетом потерь в проводах

Из рис.6 видно, что основную роль в формировании импульса играют второй канал (на фронте волны) и первый (на ее спаде). Каналы, связанные с тросом (3 и 4) вносят заметный, но не определяющий вклад. Эти каналы, скорости распространения волн в которых практически равны  $c$ , имеют определяющее значение только в самом начальном участке фронта волны (рис.7) до тех пор, пока не придет волна второго канала.



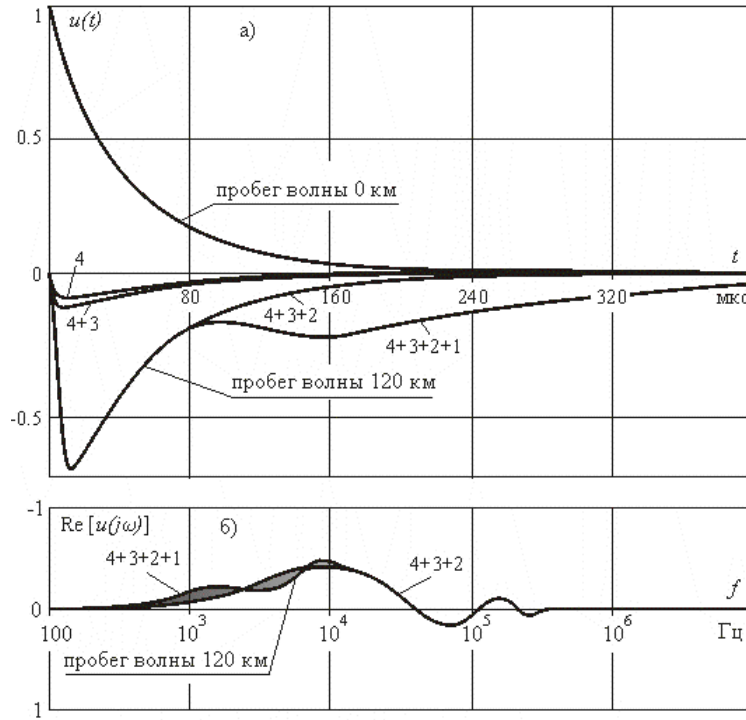


Рис.6. Напряжения в начале линии:

а – функции времени; б – частотные характеристики; 4 – напряжение в четвертом волновом канале; 4+3 – сумма напряжений в четвертом и третьем волновых каналах; 4+3+2 – сумма напряжений в трех междупроводных волновых каналах; 4+3+2+1 – сумма напряжений во всех волновых каналах; серая область – частотная характеристика напряжения в первом канале

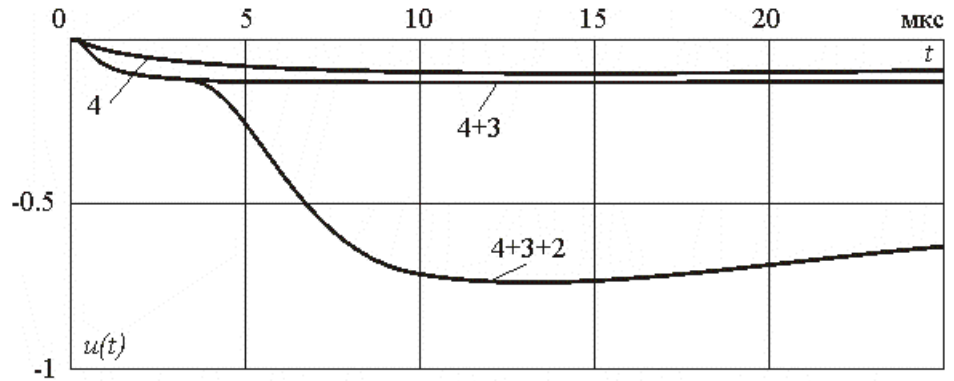


Рис.7. Фронтные части напряжения в начале линии, созданного волной, отраженной от конца:

4 – волна в четвертом волновом канале; 4+3 – сумма волн в четвертом и третьем волновых каналах; 4+3+2 – сумма волн в четвертом, третьем и втором волновых каналах

Из приведенных данных видно, что, в отличие от обычных расчетов грозоупорности линий и подстанций, когда деформация фронта волны определяется каналом «все провода – земля» при пробегах волн более нескольких десятков километров, необходимо подробно моделировать процессы в канале «провод – провод крайние». В этом канале потери в земле и внутри проводов вносят сравнимый вклад в изменение формы волны. Это вносит существенные ограничения на волновой метод расчета распространения грозовых волн в виде, изложенном в работе [3], то есть в варианте, когда потери, вносимые землей, считаются одинаковыми во всех проводах, а потерями внутри проводов пренебрегают.

Напряжение, изображенное в опытах (рис.6, 7), описанных в начале статьи, непосредственно зарегистрировать не представлялось возможным. Анализ данных рис.1 показал, что канал искры в разряднике генератора импульсов не терял проводимость во время паузы с двухсотой по четырехсотую микросекунду и волна, приходящая от дальнего конца линии, начинала вновь заряжать емкость генератора. Расчет напряжения на генераторе в этом случае с математической точки зрения ничем не отличается от расчета процесса его разряда. Это напряжение вычислялось на уровне расчета частотных зависимостей и затем интегрировалось по формуле (2). Результаты приведены на рис.8. Здесь наложены и опытные (рис.1). Масштаб по напряжению в опытных данных был подобран по условию максимального приближения кривых при основном разряде генератора. Можно еще раз подчеркнуть, что длительности процессов не подбирались. Они получались автоматически при расчете разряда емкости генератора на переменное волновое сопротивление многопроводной линии. Видно, что в пределах сделанных допущений об однородности самой линии и трассы ее прохождения совпадение теоретических и опытных данных удовлетворительное.

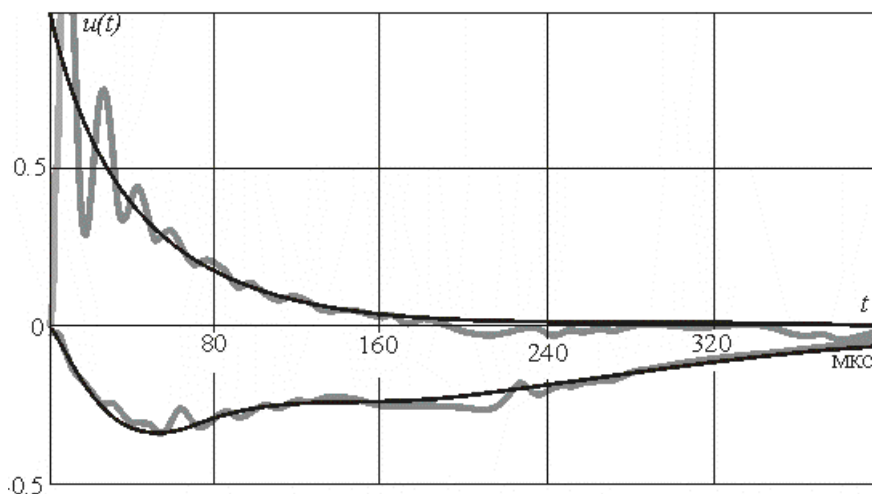


Рис.8. Расчетные напряжения в начале линии при учете заряда емкости генератора волной, приходящей от дальнего конца ВЛ с наложенными участками осциллограмм исходного и отраженного импульсов из рис.1  
 расчет     опытные данные

Во всех расчетах принималось постоянное по трассе линии удельное сопротивление однородного грунта, равное  $\rho=500$  Ом·м. Для условий Кольского п-ова это значение необычно мало. Основные скальные породы обычно имеют удельное сопротивление в тысячи ом-метров. Часто эти породы покрыты относительно тонким слоем, проводимость которого изменяется в широких пределах, но обычно значительно меньше, чем у основной части грунта. В связи с этим возможны две модели двухслойного грунта. В первой модели расчетное значение  $\rho=500$  Ом·м относится только к верхнему слою, а нижний слой с низкой проводимостью на частотах, характерных для грозовых импульсов, оказывается экранированным верхним слоем. Расчеты с привлечением выражений (8) показали, что такая модель противоречит опытным данным. При введении в расчет высокоомного второго слоя волна в первом канале запаздывает еще сильнее, ее затухание увеличивается и спад расчетного импульса напряжения происходит быстрее, чем в опытах на ВЛ. Вторая модель состоит в том, что  $\rho=500$  Ом·м понимается как среднее эквивалентное сопротивление двух слоев. Действительно, расчеты показывают, что, если задаться толщиной верхнего слоя 5÷10 м, можно без заметного изменения формы импульсов напряжения уменьшить удельное сопротивление верхнего слоя до 5 раз при одновременном увеличении  $\rho$  нижнего слоя во столько же раз. Вообще при такой модели грунта результаты расчетов мало чувствительны к параметрам слоев. С другой стороны, задание удельного сопротивления верхнего слоя равным 100 Ом·м (соответственно нижнего слоя равным 2500 Ом·м) представляется более физически обоснованным для Кольского региона. В любом случае введение уточнения, связанного с учетом слоистости грунта, не вносит существенных изменений в результаты расчетов, что говорит о допустимости использования в данном конкретном случае простейшей модели однородного грунта. Для более общих выводов необходимо проведение аналогичных опытов на ряде линий с подобными грунтовыми условиями.

### **Заключение**

Выполненный анализ впервые позволил сопоставить расчетные и опытные данные при пробеге волны с микросекундным фронтом и длительностью по линии, длина которой превышала 100 км. При этом достаточно четко виден момент прихода отраженной волны. Оказалась возможной интерпретация амплитуды и длительности ее фронта, крутизны подъема напряжения. Это позволяет сделать вывод о возможности регистрации на одном из концов линии реальных грозовых поражений ВЛ по фиксации моментов прихода основной волны и ее отражения от противоположного конца. Грозные волны на ВЛ могут возникать при прорывах молнии сквозь тросовую защиту и быть индуктированными при близких разрядах молнии. Не обязательно эти волны приведут к перекрытию гирлянд изоляторов. При обратных перекрытиях с пораженного молнией троса, как и в других случаях, импульсное перекрытие гирлянды, не перешедшее в дугу переменного тока, также никак не фиксируется в практике эксплуатации. Все это приводит к тому, что реальная грозопоражаемость линии остается неизвестной. Поэтому при анализе грозоупорности линий обычно используются трудно проверяемые соотношения и коэффициенты для расчета эффективности тех или иных

грозозащитных мероприятий. В частности, это относится к ширине зоны перехвата линией ударов молнии в землю, вероятности перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, реальным вольт-секундным характеристикам линейной изоляции при нестандартных видах воздействия и т.д. Регистрация грозопоражаемости с записью процесса в функции времени позволит решить многие из этих проблем. Особенностью фиксации грозовых волн даже очень большой исходной амплитуды является то, что при ударах, удаленных от места регистрации на несколько километров, в начале линии не смогут появиться напряжения, существенно превышающие уровень линейной изоляции и порог начала короны на проводах. При близких ударах молнии это же можно сказать об отражениях от дальнего конца линии. Поэтому анализ распространения волн в линейной постановке задачи, выполненный в настоящей работе, будет актуальным и для обработки результатов регистрации грозопоражаемости реальных линий.

## **Литература**

1. Влияние многослойности грунта на параметры многопроводной линии и деформацию фронтов грозовых волн / Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов. СПб.: НТВ СПбГПУ, 2009. 4-1 (89). С. 188-201.
2. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения / М.В.Костенко, Л.С.Перельман, Ю.П.Шкарин. М.: Энергия, 1973. 270 с.
3. Ефимов Б.В. Грозовые волны в воздушных линиях. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2000. 134 с.

## ***Сведения об авторах***

### **Ефимов Борис Васильевич,**

директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, д.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: efimov@ien.kolasc.net.ru

### **Гумерова Натэлла Идрисовна,**

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений»  
Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с.  
Россия, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29  
тел. 8-911-257 3809  
эл. почта: [nigumerova@mail.ru](mailto:nigumerova@mail.ru)

### **Стогова Яна Андреевна,**

аспирант Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

УДК 621.311

**Ф.Х.Халилов, Н.И.Гумерова, Г.Г.Хохлов**

**ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ДОПУЩЕНИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ  
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ  
ПРИ УДАРАХ МОЛНИИ В ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

**Аннотация**

В статье сделана оценка степени влияния различных упрощений и допущений в физической модели ВЛ при моделировании переходного процесса удара молнии при расчёте числа грозových отключений.

**Ключевые слова:**

*Моделирование, молния, молниезащита, количество грозových отключений.*

**F.Kh.Khalilov, N.I.Gumerova. G.G.Hochlov**

**ESTIMATION OF INFLUENCE OF ASSUPTIONS ON RESULTS OF MODELING  
OF TRANSIENT RESPONCES WHEN LIGHING STRIKES TRANSMISION LINE**

**Abstract**

The article presents an assessment of the influence of various simplifications and assumptions in the physical model of transmission line in case of simulation transients at lightning strikes for number outages calculation.

**Keywords:**

*modeling, lightning, lightning protection, the number of lightning outages.*

Повышение грозоупорности воздушных линий электропередачи (ВЛ) в настоящее время является актуальной задачей, так как значительная часть суммарного числа отключений линий вызвана грозовой деятельностью. С развитием вычислительной техники для оценки эффективности различных мероприятий по молниезащите появилась возможность применения методик, основанных не только на применении аналитических формул, но и на непосредственном расчёте переходных процессов в линиях при ударах в них молнии. При таком подходе к анализу грозových перенапряжений в ВЛ и эффективности грозозащитных мероприятий невозможно обойтись без ряда допущений в модели линии.

В данной статье сделана попытка оценить степень влияния различных допущений на интегральный результат расчёта грозоупорности ВЛ – суммарное количество грозových отключений линии в год, то есть установить, какими элементами схемы расчёта переходного процесса при ударах молний в линии можно пренебречь. Для этого в пакете визуального программирования “Simulink” был создан ряд моделей, реализующих различные схемы замещения ВЛ. По результатам расчётов можно судить о степени влияния принимаемых в этих моделях допущений.

Для выявления степени влияния того или иного фактора в качестве примера проведены расчеты числа грозových отключений в год для ВЛ 150 кВ, выполненной из опор ПБ150-1 (длина пролёта 300 м, один молниезащитный трос С70 на вершине опоры, провода АС120/19). Расчёты выполнялись для длины линии 100 км, 100 грозových часов и без учета АПВ.

Для определения значения в каждой расчётной модели находилась кривая опасных токов (КОТ): для ряда значений длин фронтов импульса тока молнии  $\tau_{об}$  находится минимальная величина амплитуды импульса, при которой происходит перекрытие хотя бы одной гирлянды изоляторов на любой из опор моделируемого участка линии. Из этих пар чисел вычислялись скорости нарастания токов молний. Вероятность перекрытия линейной изоляции определялась путем вычисления двойного интеграла произведения плотностей вероятностей амплитуд и крутизн токов молнии. Эти распределения задавались законом Вейбулла [1]:

$$P(I > I_{max}) = \exp\left(-\frac{1}{26} \cdot I_{max}\right).$$

Следует отметить, что при таком определении вероятностей для построения КОТ можно ограничиться, с приемлемой точностью для оценки числа отключений, тремя точками.

Импульс тока молнии моделируется косоугольным импульсом с длиной фронта  $\tau_{об}$ , временем полуспада волны  $\tau_{в}$  и максимальным значением тока. Стоит отметить, что в практических расчётах задач молниезащиты (за исключением расчёта энергоёмкости ОПН) моделируется только первый импульс молнии, так как вероятность перекрытия линейной изоляции при воздействии последующих импульсов на порядок меньше [2].

Участки ВЛ между пролётами моделировались многопроводными однородными линиями. Параметры таких многопроводных линий рассчитывались с учётом проникновения электромагнитного поля в землю, посредством расчёта глубины, на которой находится нулевой потенциал. Данная глубина зависит от удельной проводимости грунта и частоты импульса перенапряжения. Расчет  $h$ , выполнялся на частоте, характерной для фронта импульса. Потери в земле, определяемые с учетом скин-эффекта, моделировались при помощи асимптотических приближений интеграла Карсона.

Данный способ моделирования участка ВЛ достаточно точно отражает связь между проводами и тросами. Отсутствие в методике учёта связи между проводами и потерь в земле приводит к ощутимой погрешности в результатах (рис. 1).

Импульсная корона на проводах и тросах моделировалась представлением линии в виде последовательных отрезков длиной  $l_k$ . При превышении напряжения начала короны на каждом из таких участков включается дополнительная сосредоточенная динамическая ёмкость  $C_d \cdot l_k$  [3]. Значение такой ёмкости зависит от напряжения на соответствующем участке линии  $C_d = f(U)$ . Длину участка линии  $l_k$  достаточно принять равной 50-70 м. Как только напряжение на фронте волны превосходит напряжение начала короны (200-300 кВ для нерасщеплённых проводов), увеличивается сглаживание фронта волны. Таким образом, импульсная корона оказывает существенное влияние на результаты расчёта грозоупорности ВЛ. Из рис.2, а видно, что напряжение на гирлянде изоляторов существенно снижается за счёт действия импульсной короны при ударе в ВЛ молнии с коротким фронтом. Однако влияние импульсной короны менее ощутимо при воздействии молний с более пологими фронтами (рис.2, б).

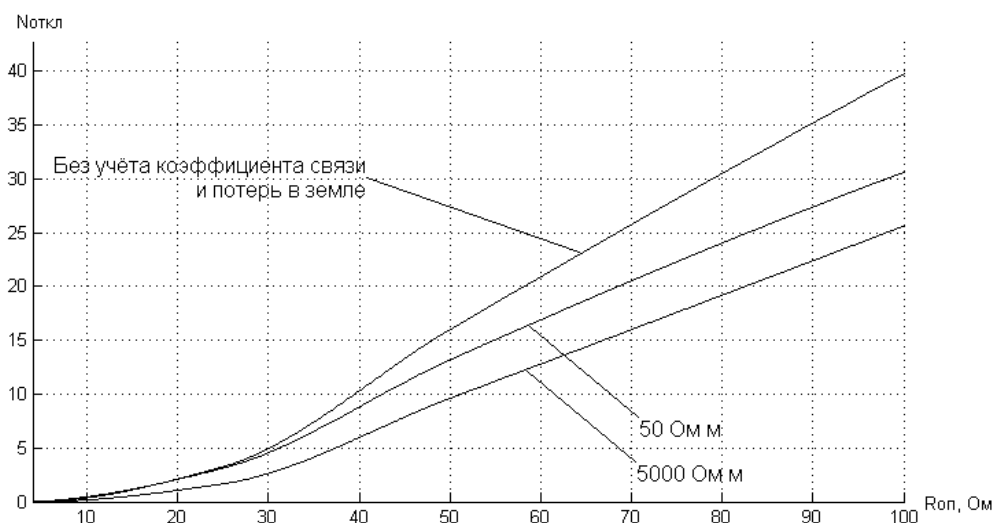


Рис.1. Влияние учёта потерь в земле и связи между проводами на зависимость числа грозовых отключений от импульсного сопротивления опор, при различных значениях удельного сопротивления грунта

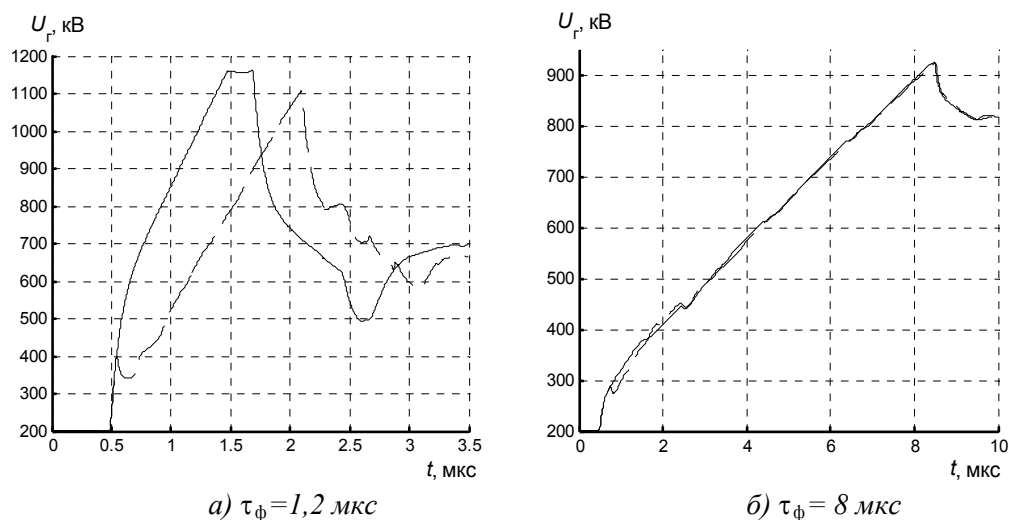


Рис.2. Напряжения на нижней гирлянде изоляторов опоры

— — — с учётом импульсной короны;  
 ————— без учёта импульсной короны

Напряжение на проводе складывается из напряжения, вызванного ударом молнии, и рабочего напряжения. Удар молнии в линию может произойти при любом мгновенном значении фазного напряжения. Переходные процессы, вызванные ударом молнии, почти полностью заканчиваются за время, приблизительно равное  $100 \div 200 \text{ мкс}$ , поэтому рабочее напряжение можно

рассматривать как постоянное во времени  $u_{\text{раб}}(t) = \text{const}$ . Расчёты при разных мгновенных значениях рабочего напряжения показали, что мгновенное значение рабочего напряжения изменяет величину на 10-20% (в зависимости от сопротивления заземления опоры). Наибольшее количество отключений происходит, когда на проводе нижней фазы мгновенное значение напряжения имеет полярность, противоположную полярности молнии ( $\varphi_0 = 30^\circ$ ).

При разработке методики расчёта важным вопросом является минимальное количество опор в модели, позволяющее произвести корректный расчёт переходного процесса. Отражённые волны от соседних опор существенно снижают величину напряжения на гирляндах изоляторов поражённой опоры (см. рис.3), поэтому количество, рассчитанное с учетом только одной опоры, будет завышенным. С другой стороны, за счёт стекания тока в землю на соседних опорах и потерь при распространении волн перенапряжений за счет импульсной короны и конечного сопротивления проводов и грунта, напряжение на гирляндах изоляторов опор, удалённых от места удара молнии, будет существенно ниже, чем в месте удара. Расчёт в моделях с разным количеством опор показал, что глубину распространения грозового перенапряжения в ВЛ можно оценить 4-6 опорами. Увеличение количества опор свыше шести в модели линии дает уточнение конечного результата не более чем на 2 %.

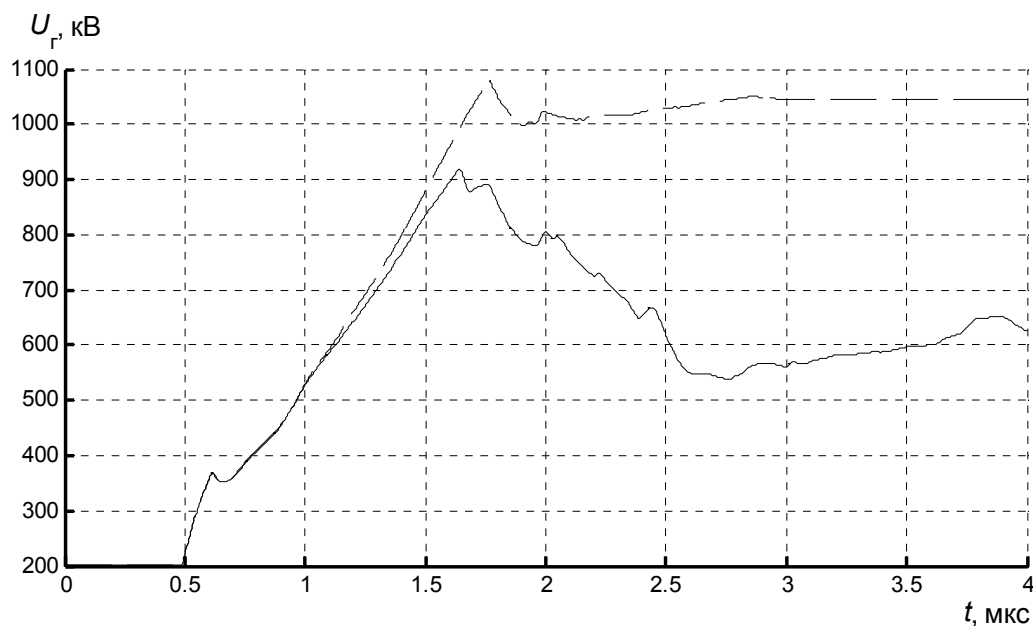


Рис.3. Напряжения на гирляндах изоляторов:  
 — с учётом соседних опор; — — — без учёта соседних опор

Расчёты в моделях с различными схемами замещения опор ВЛ показали, что без особой погрешности для результата, достаточно использовать схему замещения опоры, учитывающую индуктивности тела опоры между траверсами. Учёт индуктивностей траверс и ёмкости тела опоры на землю не даёт значительного (более 5%) уточнения результатов.



Значение погонной индуктивности тела опоры зависит от типа опоры и лежит в пределах от 0.5 мкГн/м (металлическая опора с оттяжками) до 1.5 мкГн/м (портальная деревянная опора). Из графика (рис.4, а) видно, что значение погонной индуктивности тела опоры начинает влиять на суммарное количество грозовых отключений в том случае, если оно превышает 1.1 мкГн/м. Варьирование в меньших пределах не изменяет значения.

Напряжение на опоре, поражённой молнией, содержит, кроме падения напряжения на сопротивлении заземления и индуктивностях тела опоры, ещё составляющую, вызванную индуктивной связью между каналом молнии и телом опоры. Коэффициент взаимной индукции вертикального участка тела опоры принимается равным 0.2 мкГн/м. Вклад такого снижения напряжения в суммарное количество грозовых отключений ВЛ составляет 12% при низких значениях сопротивления опоры (см. рис.4, б) и быстро падает при увеличении сопротивления заземления.

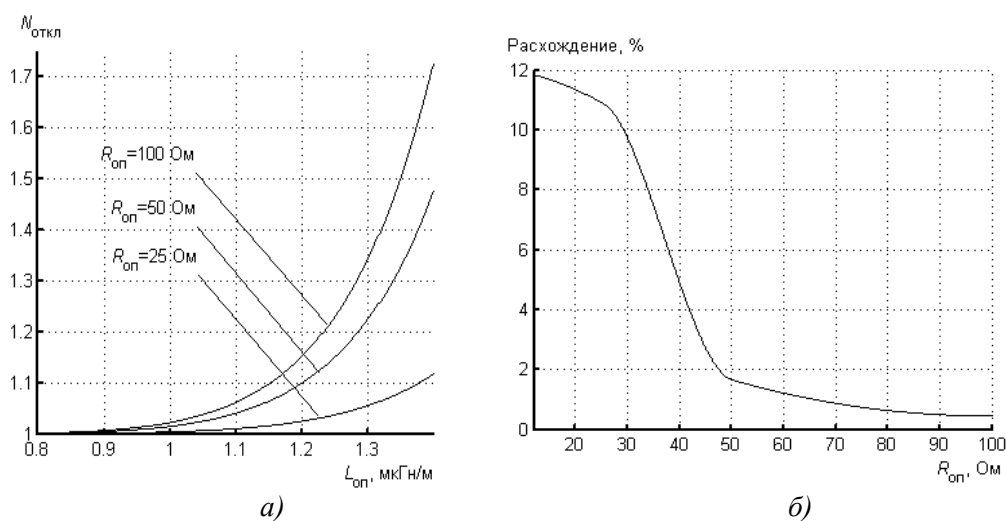


Рис.4. Влияние погонной индуктивности тела опоры и индуктивности между опорой и каналом молнии на количество грозовых отключений (а) и вклад напряжения в суммарное количество грозовых отключений ВЛ (б)

### Выводы

1. При использовании распределения амплитуд токов молнии и скоростей их нарастания, описанного законом Вейбулла, для построения КОТ можно ограничиться тремя точками с приемлемой точностью для оценки числа отключений.
2. Коэффициент связи и потери в земле за счёт проникновения электромагнитного поля в грунт существенно снижают годовое количество грозовых отключений линии.
3. Импульсная корона приводит к увеличению времени нарастания напряжения и снижению его максимального значения на гирляндах изоляторов при импульсах молнии с короткими фронтами.

4. Наибольшее количество отключений происходит при полярности рабочего напряжения нижней фазы на опоре, противоположной полярности молнии ( $\varphi_0=30^\circ$ ).

5. Для расчёта переходного процесса при ударе молнии в ВЛ достаточно использовать модель, состоящую из шести опор.

6. Схема замещения опоры ВЛ, учитывающая индуктивности тела опоры только между траверсами, даёт достаточно точный результат.

7. Варьирование значения погонной индуктивности тела опоры в пределах до 1.1 мкГн/м практически не влияет на годовое количество грозовых отключений линии.

8. Учёт взаимной индуктивности между телом опоры и каналом молнии изменяет конечное количество грозовых отключений линии в год ориентировочно на 12% при малых сопротивлениях заземления опоры, и это изменение снижается до 2% при увеличении сопротивления заземления.

## **Литература**

1. Теория вероятности и её приложения к задачам электроэнергетики / К.П.Кадомская, М.В.Костенко, М.Л.Левинштейн. СПб.: Наука, 1992.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / под науч. ред. акад. РАН Н.Н.Тиходеева. 2-е изд. СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
3. Анализ надёжности грозозащиты подстанций / М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И.Гумерова. Л.: Наука, 1981. 128 с.

## ***Сведения об авторах***

### **Халилов Фрудин Халилович,**

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н.

Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29

### **Гумерова Натэлла Идрисовна,**

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений»

Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с.

Россия, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Тел. 8-911-257 3809

эл. почта: [nigumerova@mail.ru](mailto:nigumerova@mail.ru)

### **Хохлов Григорий Григорьевич,**

аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического

университета Россия, 195251, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29

Тел. +7-905-278-94-90

эл. почта: [ceastwood@mail.ru](mailto:ceastwood@mail.ru)

УДК 621.311

**Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов**

**РАСПРОСТРАНЕНИЕ ГРОЗОВЫХ ВОЛН  
В МНОГОПРОВОДНОЙ КОРОНИРУЮЩЕЙ ЛИНИИ,  
ПОДВЕШЕННОЙ НАД ИДЕАЛЬНО ПРОВОДЯЩЕЙ ЗЕМЛЕЙ**

**Аннотация**

Подробно рассмотрена физика распространения волн в трехпроводной коронирующей линии. Результаты обобщены на случай произвольного числа проводов и грозозащитных тросов. Приведены расчеты деформации фронтов волн для характерных расположений проводов и тросов линий электропередачи 110-330 кВ.

**Ключевые слова:**

*грозовые волны, многопроводная линия электропередачи, импульсная корона.*

**N.I.Gumerova, B.V.Efimov**

**PROPAGATION OF LIGHTNING SURGE IN THE MULTIWIRE LINE  
WITH CORONA ABOVE AN IDEALLY CONDUCTING EARTH**

**Abstract**

The physics of waves propagation in the three-wire line with corona is examined in detail. Results are generalized for the case of an arbitrary number of wires. The calculations of wave front deformations for the typical wire arrangement of the 110-330 kV transmission lines are given.

**Keywords:**

*lightning surge, multiwire transmission line, impulse corona.*

Физика распространения грозовых волн в простейшей двухпроводной линии при отсутствии активных потерь в проводах и земле подробно рассмотрена в работе [1]. Данная статья является продолжением и развитием той работы, ее результаты обобщены на линии с произвольным числом проводов и грозозащитных тросов.

Обозначения геометрических размеров линии, электрических параметров и матриц коэффициентов полностью соответствуют начальной части [1] и здесь заново не вводятся.

Начнем рассмотрение с трехпроводной линии без грозозащитных тросов с горизонтальным расположением проводов. Нумерация проводов следующая: первый и третий провода – крайние, второй провод – средний. Для численных оценок получаемых формульных результатов примем радиусы проводов 1 см, высоту подвеса проводов 10 м, а расстояние между ближайшими проводами по 4 м, то есть  $b_{12}=4$  м,  $b_{23}=4$  м,  $b_{13}=8$  м. Это примерно соответствует линии электропередачи класса 110 кВ.

Рассмотрим задачу распространения грозовой волны по одному из проводов. Это может быть или один из крайних проводов (например, для определенности первый), или средний провод. Этот провод коронирует. На остальных проводах существуют наводки от пораженного молнией провода. Пока предположим, что на них корона отсутствует при любых напряжениях и зарядах.

Пусть грозовая волна распространяется по первому проводу. Принципиальных отличий от двухпроводной линии нет и можно рассмотреть линейную модель, описанную в статье [1]. Матрица логарифмов теперь будет:

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} & n_{13} \\ n_{21} & n_{22} & n_{23} \\ n_{31} & n_{32} & n_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.60 & 1.63 & 0.99 \\ 1.63 & 7.60 & 1.63 \\ 0.99 & 1.63 & 7.60 \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Предположим, что первый провод интенсивно коронирует –  $n_{д11} = \Delta_1 = 0.5n_{11} = 3.80$ , что, как уже отмечено [1], для одиночного провода соответствует превышению критических значений: по напряжению – в 3.09 раза; по заряду – в 4.35 раза.

Матрица, для которой нужно найти СЗ и СВ при расчете напряжений на проводах имеет вид:

$$\mathbf{P} = \mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_д^{-1} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{12} \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.119 & -0.219 & -0.099 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (2)$$

В отличие от двухпроводной линии теперь видна общая структура этой матрицы в  $n$ -проводном случае. Кроме первой строки это единичная матрица. Коэффициенты первой строки можно вычислить без обращения и перемножения матриц для каждого  $\Delta_1$  по формулам [2]:

$$p_{11} = \frac{1}{1 - s_{11} \cdot \Delta_1}; \quad p_{1i} = \frac{s_{1i} \cdot \Delta_1}{1 - s_{11} \cdot \Delta_1} \quad i=2 \dots n, \quad (3)$$

где  $s_{11}$  и  $s_{1i}$  – коэффициенты матрицы, обратной  $\mathbf{N}$ .

Далее относительные скорости можно найти как нули определителя

$$\det(\mathbf{P} - \lambda_i \mathbf{E}) = \det\left(\mathbf{P} - \frac{1}{v_{отн i}^2} \mathbf{E}\right) = 0 \quad (4)$$

или в развернутом виде  $(p_{11} - \lambda_1) \cdot (1 - \lambda_2) \cdot (1 - \lambda_3) = 0$ .

Отсюда  $\lambda_2 = \lambda_3 = 1$ ,  $v_{отн 2} = v_{отн 3} = 1$ ,  $v_2 = v_3 = c$ , т.е. вторая и третья моды не зависят от наличия короны и соответствующие волны напряжений, токов и зарядов распространяются так же, как и в обычной однородной линии без потерь. Для первой моды:

$$\lambda_1 = p_{11}, \quad v_{отн 1}^2 = \frac{1}{p_{11}} = 1 - s_{11} \cdot \Delta_1, \quad v_{отн 1} = \sqrt{1 - s_{11} \cdot \Delta_1}, \quad (5)$$

что совпадает с двухпроводной линией. Отсюда изменение скорости распространения волн в трехпроводной линии (по сравнению с двухпроводной) определяется только изменением коэффициента  $s_{11}$ , который зависит от числа и расположения всех проводов. Для заданного  $\Delta_1$  относительная скорость получается  $v_{отн 1} = 0.686$ . Для двух проводов было 0.689. Различие не существенно даже для самых точных расчетов грозозащиты.

Так же как и в 2-проводном случае, матрица собственных векторов будет:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 1 & k_{21} & k_{31} \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0.19537 & 0.08844 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Теперь существенно, что коэффициенты связи со второго и третьего провода на первый надо вычислять через отношения соответствующих коэффициентов матрицы  $\mathbf{S}$ , а не  $\mathbf{N}$ . Так, вычисление первой строки  $\mathbf{W}$  через  $\frac{n_{i1}}{n_{ii}}$  дает: [1; 0.214; 0.130], что отличается от выражения (6). И система Mathcad и стандартные программы библиотеки IMSL Visual Fortran нормируют СВ по модулю. Поэтому численные результаты несколько отличаются от выражения (6). В данном случае Mathcad дает следующую матрицу:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 1 & 0.19487 & 0.08812 \\ 0 & 0.98007 & 0.00011 \\ 0 & 0.03844 & 0.99611 \end{bmatrix},$$

что очень близко к формуле (6).

Расчеты по изложенному выше алгоритму деформации волн после пробега 3000 м по первому проводу линии, состоящей только из первого и второго проводов, и для трехпроводной линии дают результаты, совпадающие с точностью ширины линий на графиках. Такое совпадение получено как для изолированных стальных проводов, так и при их заземлении при  $x=0$ . Поэтому с большой степенью точности можно считать, что для высоковольтных линий обычного исполнения с горизонтальным расположением проводов влиянием дальней фазы при поражении молнией одной из крайних можно пренебречь.

В качестве еще одного модельного варианта можно рассмотреть маловероятный удар молнии в средний провод линии без тросов. На рис.1 приведена исходная стандартная волна (1.5/40 мкс отрицательной полярности) и деформированный фронт после пробега 3000 м по участку линии с описанными выше параметрами. При наложении кривых в начале и конце участка линии запаздывание сигнала со скоростью распространения электромагнитной волны в вакууме (300 м/мкс) вычтено. Амплитуда волны в начале линии задана равной  $U_m = -1200$  кВ, что намного выше вольт-секундной характеристики изоляции обычных линий с расстоянием между фазами по 4 м. Однако для методических целей считалось, что изоляция линии не перекрывается при любых напряжениях и срез волны отсутствует. Такое большое напряжение задано только для того, чтобы сильнее выявить влияние параллельных проводов. По отношению к среднему проводу оба крайних расположены симметрично, и здесь влияние второго и третьего провода заметно, особенно при заземлении обоих крайних проводов. Однако последний случай является чисто расчетным и не может реализоваться в эксплуатации линий.

Значительно более вероятны двух- и трехфазные перекрытия в месте удара молнии. Во всяком случае, такие факты отмечены и на Кольском п-ове, и в Карелии. С точки зрения грозозащиты подстанционного оборудования, приход волн по всем трем фазам – наиболее тяжелый случай. Рассмотрим физику деформации волн в этом случае. На рис.2, а, приведены кривые напряжений на

проводах после пробега 3 км при подаче на входе линии одинаковой стандартной волны  $U_m = -1200$  кВ на все 3 фазы. Линия та же, что и рассматриваемая ранее. Возможность перекрытия линейной изоляции по-прежнему не учитывалась.

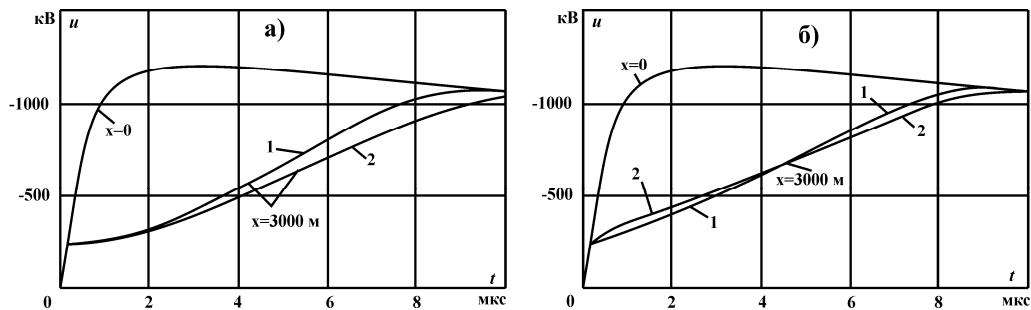


Рис.1. Влияние третьего провода на интенсивность короны при горизонтальном расположении проводов и коронировании одного из них: а – некоронирующие провода заземлены; б – некоронирующие провода изолированы; 1 – двухпроводная линия; 2 – трехпроводная линия со средним коронирующим проводом

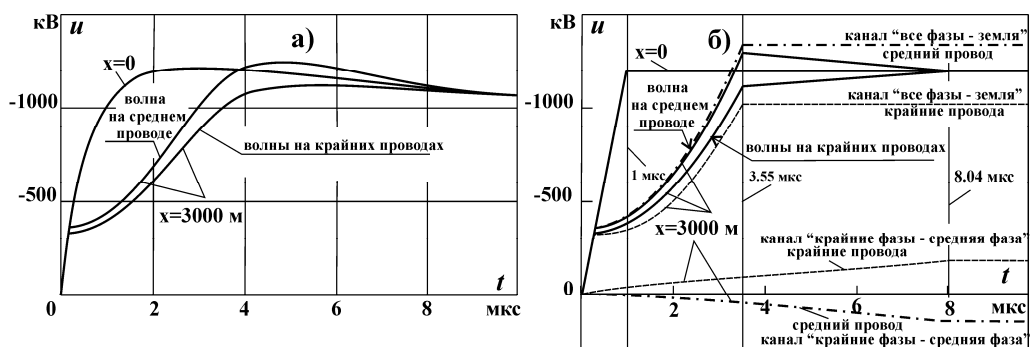


Рис.2. Волны в трехпроводной линии с горизонтальным расположением проводов при включении при  $x=0$  одинаковых источников э.д.с. На все три фазы: а – стандартная форма грозовой волны; б – волна косоугольной формы с длительностью фронта 1 мкс

Как и следовало ожидать, деформация волн на крайних фазах не вызывает особых вопросов. Она значительно ослаблена из-за взаимного влияния проводов по сравнению с поражением молнией одного провода (рис.1). Действительно, трехпроводную линию в этом случае можно рассматривать как одну фазу с очень глубоким расщеплением. Это же относится и к каналу «все провода – земля», который рассмотрен ниже.

На средней фазе корона начинается позже. Это становится понятным, если учесть, что эта фаза экранируется от земли крайними проводами. Корона на средней фазе развивается также слабее, чем на крайних фазах.

Основной вопрос может вызвать заметное превышение напряжения на средней фазе по сравнению с амплитудой *исходной* волны. Такое превышение при ранних реализациях метода бегущих волн просто считалось погрешностью численного счета. Можно показать, что форма напряжения на средней фазе соответствует физике явления. Для ее выявления рассмотрим волну с косоугольным фронтом (рис.2, б). Как и двухпроводном случае, каждое приращение напряжения распространяется в независимых волновых каналах. Теперь таких каналов будет три. Они известны для линий с потерями в земле. Для коронирующих линий аналогия полная. Основные параметры каналов приведены в табл.1. Для упрощения анализа считаем, что волны в начале линии имеют положительную полярность.

Таблица 1

Независимые волновые каналы в трехпроводной линии

Номер и название канала	Знаки напряжений на проводах		
	1 (правый)	2 (средний)	3 (левый)
1. Все фазы – земля	+	+	+
2. Крайние фазы – средняя фаза	+	-	+
3. Фаза – фаза крайние	+(-)	0	- (+)

Существенно подчеркнуть, что не существует другого разложения на каналы, в которых приращения напряжения распространяются независимо (со своими скоростями). Первый и второй каналы симметричны относительно порядка нумерации проводов справа налево и наоборот. Третий канал несимметричен. Поэтому для линий с горизонтальным расположением проводов и одинаковыми напряжениями на них в точке  $x=0$  этот канал не работает.

Остаются два первых канала. Пример разложения последнего приращения напряжений перед прекращением образования объемного заряда приведен в табл.2. При  $x=0$  на всех проводах были заданы одинаковые напряжения с амплитудой 1200 кВ и косоугольным фронтом длительностью 1 мкс. Шаг по времени задавался равным  $\Delta t=0.005$  мкс, что соответствовало постоянному на каждом шаге приращению напряжения на фронте волны (при  $x=0$ )  $\Delta u=6.0$  кВ. Число шагов по времени на фронте напряжений – 200.

Таблица 2

Разложение последнего приращения напряжения 6 кВ косоугольной волны 1200 кВ при подаче напряжения на три провода

Номер и название канала	Дополнительное запаздывание, мкс	Напряжения на проводах, В		
		1	2	3
1. Все фазы – земля	2.55	5.27841	6.97208	5.27841
2. Две крайние – средняя	7.04	0.72159	-0.97208	0.72159
3. Фаза – фаза крайние	5.96	0	0	0
Сумма приращений напряжений в каналах	-	6.0	6.0	6.0

Из табл.2 видно, что формально сумма составляющих точно равна приращению напряжений на проводах в начале линии. Однако нужно учесть, что эти составляющие распространяются с разными скоростями и их нельзя просто суммировать для каждого момента времени или, что то же самое, для каждого расстояния от начала линии.

Поскольку данные табл.2 относятся к концу фронта, то есть к 199-му шагу по времени, то даже при отсутствии короны приращения волн во всех каналах при пробеге 3000 м запаздывают на  $10+1=11$  мкс. Здесь 10 мкс составляет запаздывание сигнала со скоростью света в вакууме (смещено на рис.3) и 1 мкс длина фронта волны. Кроме того, при коронировании линии они по-разному запаздывают в разных каналах. Минимальное дополнительное запаздывание происходит в канале с наименьшим искажением вследствие короны, это канал «все фазы – земля». Для последнего приращения это запаздывание составит  $1+2.55=3.55$  мкс. При прочих равных условиях наибольшая напряженность поля на поверхности проводов возникает при распространении двух одинаковых волн по крайним фазам и волны другого знака по среднему проводу, это канал «крайние фазы – средняя фаза». В нем дополнительное запаздывание максимально. Для последнего приращения это запаздывание составит  $1+7.04=8.04$  мкс. Отметим, что в третьем канале, который в данном случае не работает, запаздывание приращений напряжений имеет промежуточное значение.

Разложение приращений на независимые каналы можно интерпретировать на графиках как продвижение горизонтальных «полосок» напряжений на каждом проводе. Можно просуммировать эти полоски и тем самым получить волны в каждом канале на каждом проводе. Поскольку все полоски распространяются независимо (нелинейность задачи проявляется только в определении скоростей распространения полосок, зависящих от суммарного напряжения (заряда) на проводе), то для каждого момента времени общее напряжение на каждом из проводов будет равно сумме напряжений в каналах.

Результаты численного расчета суммарных напряжений на проводах и напряжений в первых двух каналах с переменными скоростями распространения для всех 200 ступенек напряжения приведены на рис.2, б. В канале «все фазы – земля» напряжение на среднем проводе выше, чем амплитуда исходной волны, на крайних проводах ниже. Это видно и из табл.2. Исходное приращение равно 6 кВ на всех проводах. Последнее приращение на среднем проводе – 6.97208 кВ. На крайних проводах – 5.27841 кВ. Физический смысл этого явления состоит в том, что средний провод частично экранирован от земли. Напряженность поля на его поверхности и заряд на нем меньше, чем на крайних проводах. Корона развивается слабее не только по отношению к крайним проводам.

Как уже говорилось, если бы скорости распространения волн в обоих каналах были равны (например, линия без короны и все скорости равны  $c$ ), то сумма приращений в каждый момент времени дала бы точно исходные 6 кВ. Однако волны во втором канале запаздывают относительно волн в первом канале. Поэтому некоторое время напряжение на проводах в основном определяется первым каналом с постепенным нарастанием влияния второго канала. Для последнего приращения это время составит  $7.04-3.55=3.49$  мкс.



Именно столько времени на рис.2, б продолжается спад напряжения на среднем проводе.

После окончания деформации фронтовых участков волн напряжения на всех фазах становятся равными заданным в начале. Для волн стандартной формы физика процесса та же, но все эффекты сглажены.

Если чисто теоретически поставить задачу выравнивания деформации напряжений на всех трех фазах, то нужно усилить корону на среднем проводе. Это достигается снижением высоты его подвеса. В данном случае с 10 м примерно до 7 м. Реально в линиях электропередачи, наоборот, при треугольном расположении фаз средний провод поднят над крайними, причем несимметрично относительно их расположения. Деформация волн в таких линиях рассмотрена далее.

Из вариантов многопроводных линий аналитически можно рассмотреть линию с одним коронирующим проводом при произвольном числе остальных проводов. Общее решение для этого случая получено в работе [2]. В связи с его важностью для анализа грозозащиты подстанций кратко приведем основные результаты.

При коронировании одного провода в  $n$ -проводной линии, имеющей  $n$  волновых каналов, появляется только одна составляющая (мода), бегущая по линии со скоростью, меньшей скорости света:

$$v_1 = \left| c \sqrt{1 - s_{11} \cdot \Delta_1} \right| < c; \quad v_2^2 = v_3^2 = \dots = v_n^2 = c^2. \quad (7)$$

В дальнейшем обозначим составляющие  $u_1^v, i_1^v, q_1^v$  и  $u_i^c, i_i^c, q_i^c$  для скоростей распространения волн  $v_1$  и  $c$  соответственно.

Полная система собственных векторов будет:

$$\mathbf{W}_U = \begin{bmatrix} 1 & k_{CB21} & \dots & k_{CBn1} \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix}. \quad (8)$$

С использованием этого выражения можно получить составляющие, бегущие с разными скоростями по всем проводам:

$$\begin{aligned} \Delta u_1(t, x) &= \left[ \Delta u_1 \left( t - \frac{x}{v_1} \right) - \sum_{i=2}^n k_{CBi1} \cdot \Delta u_i \left( t - \frac{x}{v_1} \right) \right] + \sum_{i=2}^n k_{CBi1} \cdot \Delta u_i \left( t - \frac{x}{c} \right); \\ \Delta u_2(t, x) &= \Delta u_2 \left( t - \frac{x}{c} \right); \\ \Delta u_n(t, x) &= \Delta u_n \left( t - \frac{x}{c} \right). \end{aligned} \quad (9)$$

Отсюда можно обобщить результаты, полученные для двух- и трехпроводной линии. При коронировании одного из проводов, составляющая напряжения, бегущая со скоростью  $v_1 < c$ , появляется только на этом проводе

независимо от числа проводов линии. Она равна суммарному приращению напряжения минус сумма электростатических наводок от остальных проводов. Последние распространяются по коронирующему проводу со скоростью света. По остальным проводам волны напряжений распространяются со скоростью света независимо от наличия или отсутствия короны. Их значения определяются только граничными условиями при  $x=0$ .

В краткой форме это запишется так:

$$\begin{aligned}\Delta u_1 &= \Delta u_1^c + \Delta u_1^v; \\ \Delta u_2 &= \Delta u_2^c; \\ \Delta u_n &= \Delta u_n^c.\end{aligned}\quad (10)$$

Для волн токов и зарядов даже в случае короны только на одном проводе волновой процесс оказывается сложнее, например, для приращений токов:

$$\begin{aligned}\Delta i_1(t, x) &= \Delta i_1\left(t - \frac{x}{v_1}\right); \\ \Delta i_2(t, x) &= -k_{CB21} \Delta i_1\left(t - \frac{x}{v_1}\right) + \left[\Delta i_2\left(t - \frac{x}{c}\right) + k_{CB21} \Delta i_1\left(t - \frac{x}{c}\right)\right]; \\ \Delta i_n(t, x) &= -k_{CBn1} \Delta i_1\left(t - \frac{x}{v_1}\right) + \left[\Delta i_n\left(t - \frac{x}{c}\right) + k_{CBn1} \Delta i_1\left(t - \frac{x}{c}\right)\right].\end{aligned}\quad (11)$$

Или:

$$\begin{aligned}\Delta i_1 &= \Delta i_1^v; \\ \Delta i_2 &= \Delta i_2^v + \Delta i_2^c; \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta i_n &= \Delta i_n^v + \Delta i_n^c.\end{aligned}\quad (12)$$

Таким образом, по коронирующему проводу все приращение тока распространяется только со скоростью меньше скорости света. На остальных проводах существуют обе составляющие. Причем величина наведенных токов, бегущих со скоростью  $v_1$ , определяется только геометрическими коэффициентами связи между  $i$ -м и первым проводом и также не зависит от процесса коронирования.

Для зарядов, которые определяют интенсивность коронирования, можно воспользоваться известным соотношением из теории матриц. Для любой функции от матрицы справедливо:

$$f(\mathbf{A}) = \mathbf{W} \cdot f(\mathbf{D}) \cdot \mathbf{W}^{-1},$$

где  $\mathbf{W}$  – матрица собственных векторов, а  $f(\mathbf{\Gamma})$  та же функция, что и  $f(\mathbf{A})$ , но от диагональной матрицы собственных значений. Поскольку  $\mathbf{A}^{-1}\mathbf{L} = (\mathbf{L}^{-1}\mathbf{A})^{-1}$ , то для зарядов из этого соотношения следует, что  $\mathbf{W}_Q = \mathbf{W}_I$ , а собственные значения для токов и зарядов обратны друг другу. Поэтому все сказанное выше для СЗ и СВ, а также для составляющих волн токов выполняется и для зарядов.

Все сказанное вытекает из рассмотрения разделения зарядов в двухпроводной линии. Действительно,  $n$ -проводную с одним коронирующим

проводом можно представить как двухпроводную, объединив все некоронирующие провода в эквивалентную однопроводную идеальную линию. Определение параметров такой линии здесь не рассматривается, поскольку в общем случае оно достаточно сложно, так как часть из них может быть изолирована по всей длине (фазные провода), а часть заземлена на опорах (1 или 2 грозозащитных троса).

Однако вопрос об упрощении схем замещения при поражении молнией одного из проводов качественно можно исследовать уже на стадии анализа процессов в коронирующей линии (без учета потерь в земле и проводах). Для количественного анализа погрешностей, возникающих из-за вводимых далее допущений, нужно проводить расчеты чувствительности конечных результатов – показателей надежности грозозащиты подстанций – к изменению схем замещения подходов.

Рассмотрим несколько конкретных примеров линий 110-330 кВ. Для целей качественных оценок влияния конструкции линий в данном разделе будем принимать наиболее распространенные типы опор и усредненные параметры взаимного расположения проводов в пролете. В первую очередь это относится к средней высоте подвеса провода над землей. Оценку этого параметра можно сделать исходя из следующих положений. Высоты траверсы для всех стандартных опор имеются в справочниках. В частности, данные по расположению проводов здесь и далее взяты из справочника [3]. Длина гирлянды с арматурой принимается как 0.5 м плюс среднее для данного класса напряжения число изоляторов, умноженное на 17 см. Нижняя точка гирлянды принимается за высоту подвеса провода над землей. Минимальная высота подвеса провода в пролете неизвестна даже для линий, проходящих в равнинной местности. За неимением других данных считаем, что она равна минимальной по безопасности длине промежутка провод – земля (обычно 5-7 м). Теперь определяется стрела провеса. Средняя высота подвеса провода принимается как высота его подвеса на опоре минус 2/3 стрелы провеса. Результат округляется до целых метров.

**Линия 110 кВ с горизонтальным расположением проводов без тросов.** Обычно это линии на деревянных опорах. Выбрана промежуточная опора ПД110-1.

Высота траверсы 12 м.

Высота подвеса провода на опоре 11 м.

Минимальная высота в середине пролета 6 м.

Стрела провеса 5 м.

Средняя высота подвеса провода 8 м.

Поскольку деформация волн слабо зависит от высоты подвеса проводов, то все сказанное выше о процессах в трехпроводной линии при  $h=10$  м относится и к рассматриваемому случаю.

На рис.3, а приведены результаты расчетов деформации волны 600 кВ (близко к горизонтальному участку вольт-секундной характеристики для линейной изоляции линий 110 кВ) после пробега 3 км по линии со средней высотой подвеса проводов 8 м, радиусом 1 см и расстоянием между ближайшими фазами 4 м.

Видно, что даже однопроводная постановка задачи в этом случае дает вполне удовлетворительные результаты. Третий провод практически не влияет на деформацию.

**Линия 110 кВ с горизонтальным расположением проводов с двумя тросами.** Принимаем, что опоры также деревянные. Варианты расчетов представлены на рис.3, б. Расположение фаз прежнее. Тросы заземлены только при  $x=0$  и расположены на 2.5 м выше фазных проводов. По горизонтали тросы сдвинуты на  $\pm 2$  м от оси симметрии опоры. Рассчитано влияние всех пяти проводников и варианты с последовательным их исключением по мере уменьшения номеров в схеме на рис.3, б. Видно, что даже в точных расчетах нужно учитывать только ближайший трос, то есть на уровне качественного анализа можно сделать вывод о необходимости и достаточности двухпроводной постановки задачи.

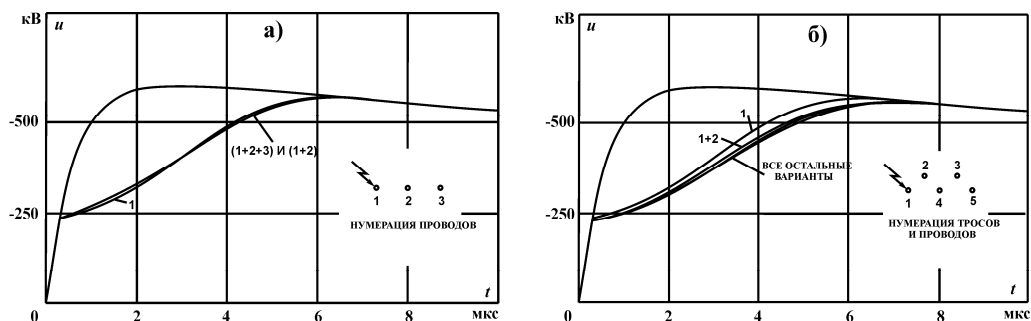


Рис.3. Влияние параллельных проводов на линии 110 кВ с горизонтальным расположением проводов:  
а – линии без тросов; б – линия с двумя тросами

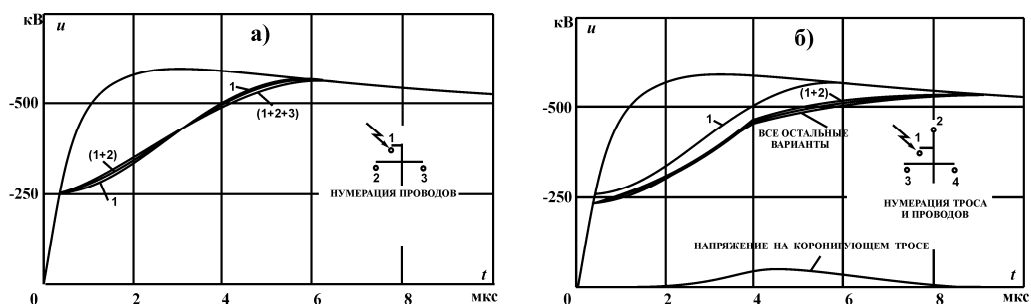


Рис.4. Влияние параллельных проводов на линии 110 кВ с треугольным расположением проводов:  
а – линия без троса; б – линия с тросом

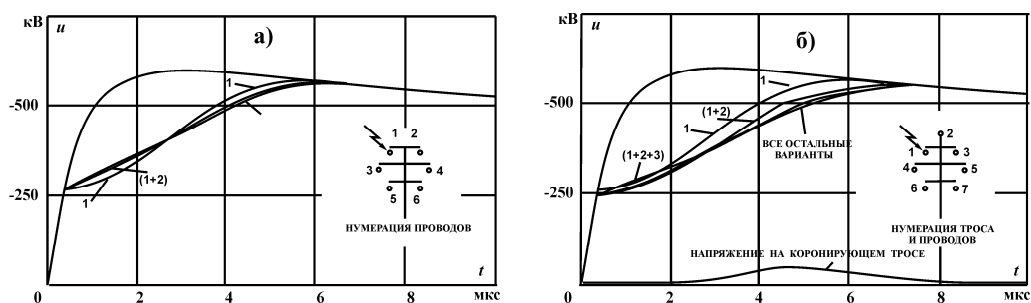


Рис.5. Влияние параллельных проводов на двухцепной линии 110 кВ:  
а – линии без троса; б – линия с тросом

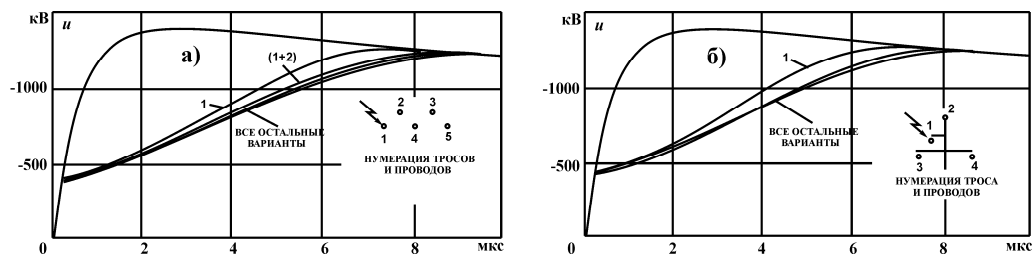


Рис.6. Влияние параллельных проводов на линии 330 кВ:

*а* – линия с горизонтальным расположением проводов и двумя тросами;  
*б* – линия с треугольным расположением проводов и одним тросом

**Линия 110 кВ с треугольным расположением проводов без троса и с одним грозозащитным тросом.** В качестве типовой выбрана промежуточная стальная опора П110-1 (близкий аналог с несколько меньшими габаритами железобетонная опора ПБ110-1). Высота траверс 19 м и 23 м, удаление точки подвеса гирлянды от оси опоры на нижней траверсе 4 и 2 м, на верхней траверсе 2 м. Средняя высота подвеса расчетного (верхнего) провода 14 м. Трос подвешен на 2 м выше. Две остальные фазы на 4 м ниже расчетной. Результаты расчетов приведены на рис.4. Видно, что и при треугольном расположении проводов выводы о возможности сведения 3- и 4-проводных задач к одно-двухпроводному случаю вполне правомерны.

**Двухцепная линия 110 кВ без троса и с одним грозозащитным тросом.** Особенности распространения волн в 6- и 7-проводных линиях те же, что и в предыдущих случаях (рис.5). Все же можно отметить, что с увеличением числа проводов и более компактным их взаимным расположением влияние соседних фаз увеличивается, но всегда второй учитываемый провод вносит заметные уточнения в формы кривых. Учет всех остальных проводов носит характер поправок второго порядка малости.

**Линии 150-220 кВ.** С точки зрения развития короны принципиальных отличий этих линий от рассмотренных выше нет. Провода, используемые на этих линиях, схожие. С ростом рабочего напряжения увеличиваются расстояния между проводами, но одновременно растет и высота их подвеса. Приблизительно можно считать, что соответствующие типы опор геометрически подобны. Основное отличие линий 150-220 кВ от линий 110 кВ заключается в повышении вольт-секундных характеристик по отношению к напряжению начала короны. В целом для волн, приближающихся по амплитуде к горизонтальному участку ВСХ, корона будет протекать интенсивнее и деформация фронтов наиболее опасных полных волн, не срезанных из-за перекрытия гирлянд на опорах, увеличится. Для решения вопроса о введении в расчетные схемы замещения подходов линий к подстанциям более двух проводов этот факт не является принципиальным.

**Линии 330 кВ.** Фазы линии расщеплены на две составляющие. Обычно расстояние между ними составляет 40 см. Типичными проводами для этих линий являются марки АС-300 или АС-400 с различным числом проволок в стальном сердечнике. Можно считать, что обычно диаметр провода близок к 24 мм. Эквивалентный радиус для расчета параметров линии примерно равен 7 см. Расщепление фазы существенно влияет на процесс коронирования. Теперь

$U_{кр}=399$  кВ (при средней высоте подвеса провода 12 м). Остальные размеры линии приняты по их расположению на опоре П330-9 (горизонтальное расположение фазных проводов) и на опоре П330-1 (треугольное расположение проводов). Эти опоры на оттяжках наиболее типичны для линий 330 кВ в северных регионах России.

При больших временах ВСХ линейной изоляции приближается сверху к 1400 кВ. Из-за большего эквивалентного радиуса при прочих равных условиях растут коэффициенты связи между проводами. Но и расстояния между фазами по горизонтали и вертикали существенно больше, чем на линиях более низких классов напряжения. В целом можно считать, что переход к линиям классов напряжения 330 кВ и выше от линий 110-220 кВ слабо влияет на относительную деформацию фронтов полных (не срезанных из-за перекрытия линейной изоляции) волн. На рис. 6 приведены расчеты деформации фронтов волн при пробеге 3000 м по линиям 330 кВ с горизонтальным и треугольным расположением фаз и грозозащитным тросом. Из этого рисунка видно, что введение в расчетные схемы более двух проводников (пораженного молнией провода и ближайшего троса) не имеет практического смысла.

## **Выводы**

1. Разработана математическая модель, позволившая впервые подробно рассмотреть процессы распространения волн атмосферных перенапряжений в трехпроводной линии, при коронировании одного и трех проводов.

2. Показано, что приращения напряжений распространяются в трех независимых каналах, аналогичных волновым каналам трехфазной линии с потерями в земле и проводах.

3. Однако в противоположность линии с потерями в земле в трехпроводной коронирующей линии наименьшее искажение фронта происходит в канале «все провода земля», а наибольшее искажение происходит в канале «два крайних провода – средний провод».

4. Рассмотрена физика повышения напряжения на среднем проводе трехпроводной линии при коронировании всех проводов, и показано, что это повышение естественным образом объясняется различием скоростей волн в независимых каналах.

5. Выполнены расчеты влияния соседних фаз и грозозащитных тросов на форму фронтов волн на проводе, пораженном молнией, для типовых конструкций линий классов 110-330 кВ. На качественном уровне показано, что для точного расчета формы фронта грозовой волны достаточно учитывать только пораженный провод и ближайший грозозащитный трос. Более точные числовые оценки влияния параллельных проводов и тросов могут быть получены при сравнительных расчетах показателей надежности грозозащиты подстанций с различной степенью детализации конструкций линий на подходах.

## Литература

1. Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов. Анализ влияния короны в двухпроводной линии, подвешенной над идеально проводящей землей // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2008. С.16-38.
2. Б.В.Ефимов. Грозовые волны в воздушных линиях. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2000. 134 с.
3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А.Баумштейна, С.А. Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.

### *Сведения об авторах*

#### **Гумерова Натэлла Идрисовна,**

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с.  
Россия, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29  
Тел. 8-911-257 3809  
эл. почта: [nigumerova@mail.ru](mailto:nigumerova@mail.ru)

#### **Ефимов Борис Васильевич,**

директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, д.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [efimov@ien.kolasc.net.ru](mailto:efimov@ien.kolasc.net.ru)

УДК 621.311

**Ю.М.Невретдинов, Д.И.Власко**

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ 150 кВ ОТ ГРОЗОВЫХ ВОЛН С УЧЕТОМ РЕАЛЬНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ОПОР ЛЭП НА ПОДХОДАХ**

#### **Аннотация**

В статье рассмотрены особенности молниезащиты подстанций в районах с низкой проводимостью грунта. На примере типовой подстанции с использованием показателя опасности ударов молнии показана опасность обратных перекрытий изоляции ВЛ на подходах. Обоснована эффективность дифференцированного подхода к выбору грозозащитных мероприятий и применения показателя опасности ударов молнии. Показана необходимость совершенствования защиты подстанций от грозовых волн, набегающих по ВЛ.

#### **Ключевые слова:**

*грозозащита, подстанция, перенапряжение*

**Yu.M.Nevretdinov, D.I.Vlasko**

### **RESEARCH OF 150 kV SUBSTATION PROTECTION FROM LIGHTNING WAVES WITH A GLANCE REAL POWER LINE POLE GROUNDING ELECTRODE AT TO APPROACHES**

## Abstract

The substations lightning protection features on areas with the low conductivity of ground have been examined in the article. The danger of power line insulation backflashes by the example of type substation with application danger lightning strikes index have been shown. The efficiency of varied approach for choice lightning protection action and application of danger lightning strikes index have been shown. The need of protection substation improving from lightning waves surged along power line have been shown.

## Keywords:

*lightning protection, substation, overvoltage*

Линии электропередачи (ЛЭП) являются протяженными элементами электрических систем, поэтому они наиболее часто подвергаются воздействию атмосферных перенапряжений. Грозовые волны, образованные на проводах ЛЭП в результате прорывов мимо грозозащитных тросов и обратных перекрытий с опоры на провод, могут представлять большую опасность для высоковольтного оборудования на подстанциях. Наибольшую актуальность эта проблема имеет в районе с низкой проводимостью грунта [1], в частности, на Кольском п-ове.

Рассмотрим эту проблему на примере подстанции ПС-81, которая выполняет функции распределения энергии и обеспечивает связь ГЭС Туломского каскада.

Подстанция включает два идентичных не связанных между собой ОРУ 150 кВ, в каждом из которых установлены по два силовых трансформатора 40 МВА 150 кВ и подключены по две воздушные ЛЭП (ВЛ) 150 кВ (рис.1).

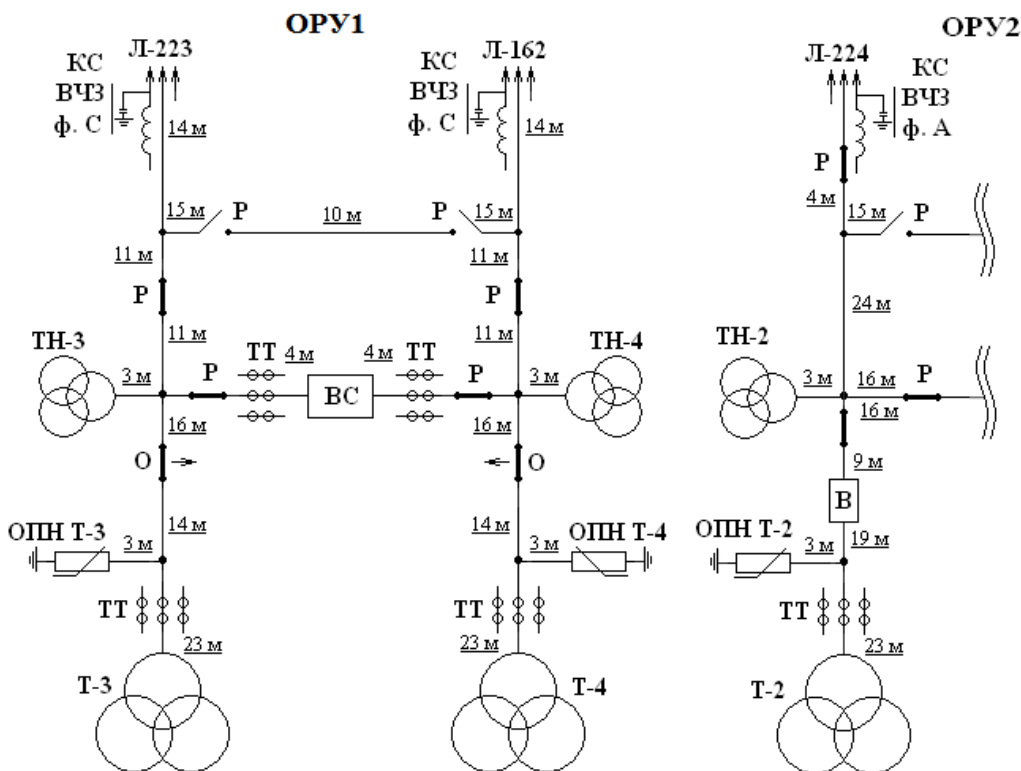


Рис.1. Принципиальная схема подстанции ПС-81



Открытые распределительные устройства (ОРУ) имеют компактное расположение оборудования и незначительно отличаются друг от друга типом коммутационных аппаратов и длиной шин присоединения силовых трансформаторов.

Грозозащита подстанции ПС-81 включает защиту от прямых ударов молнии (ПУМ) в ОРУ и защиту от волн перенапряжений, набегающих по линиям. Защита от ПУМ осуществляется стержневыми молниеотводами, установленными на ОРУ подстанции. Защита оборудования от грозовых перенапряжений (ГПН) выполнена с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений ОПН-Ф-150/105/101, установленных на удалении 26 м по ошиновке, от силовых трансформаторов (рис.1), что соответствует требованиям ПУЭ [2].

Условия формирования перенапряжений от набегающих по ВЛ волн определяются отводом части энергии волны в другую ВЛ и во второй комплект защитных аппаратов. Снижение напряжения и энергии волн происходит в узлах разветвления ошиновки, а защитное действие второго комплекта проявляется с некоторым запаздыванием. Например, при рассмотрении перенапряжений на силовом трансформаторе Т-3 запаздывание защитного действия второго ОПН, удаленного на расстоянии 160 м от узла разветвления ошиновки (с ТН-3), проявляется за 0.58 мкс. Таким образом, обеспечивается эффект каскадного ограничения перенапряжений и повышение эффективности традиционной схемы грозозащиты при выполнении требований к грозозащите подходов ЛЭП [2].

Для исследования эффективности защиты электрооборудования ПС-81 от грозовых волн разработаны расчетные модели с учетом конструктивного исполнения ОРУ и подходов (рис.2).

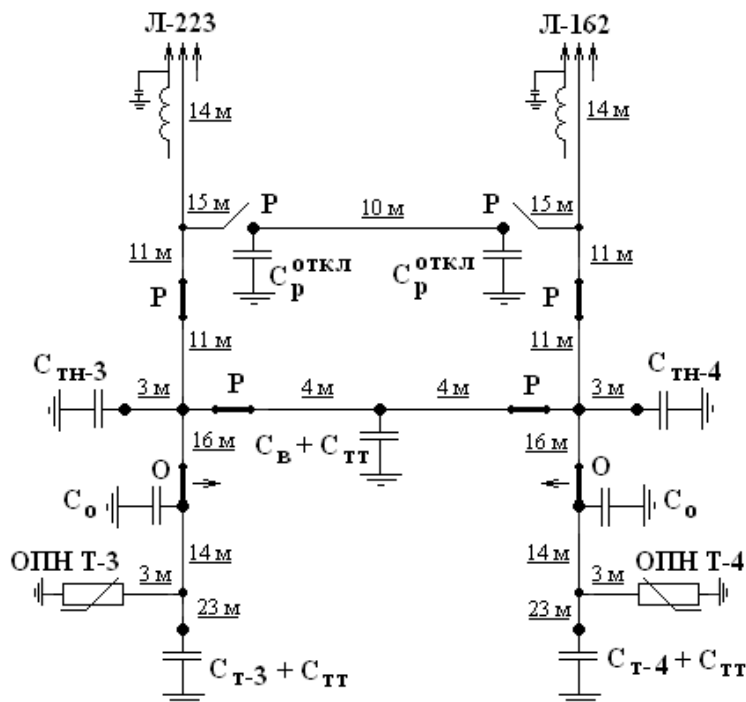


Рис.2. Расчетная модель ОРУ 150 кВ подстанции ПС-81

Модели соответствуют методике составления схем замещения для расчетов грозозащиты подстанций по РД 153-34.3-35.125-99 [3]. Расчетная модель ОРУ 150 кВ ПС-81, на которой указаны расстояния по ошиновке, представлена на рис.2.

По данным обследования подходов определены конструктивные характеристики ВЛ, в том числе взаимные расположения трасс (рис.3).

Линии 150 кВ на подходе к ПС-81 имеют двухцепное исполнение, расположены вблизи друг друга на расстоянии около 90 м, их зоны ориентации разрядов молнии частично перекрываются. Поэтому на подходе проявляется эффект взаимного экранирования линий от разрядов молнии [4], который учтен при анализе эффективности грозозащиты ПС-81.

Для повышения точности анализа эффективности грозозащиты экспериментально измерены импульсные характеристики ( $R_{зи}$ ) заземлителей опор. Результаты измерений приведены в табл.1. Как видно,  $R_{зи}$  опор № 3 и 4 не соответствуют требованиям ПУЭ [3], что характерно для грунтовых условий Мурманской обл.

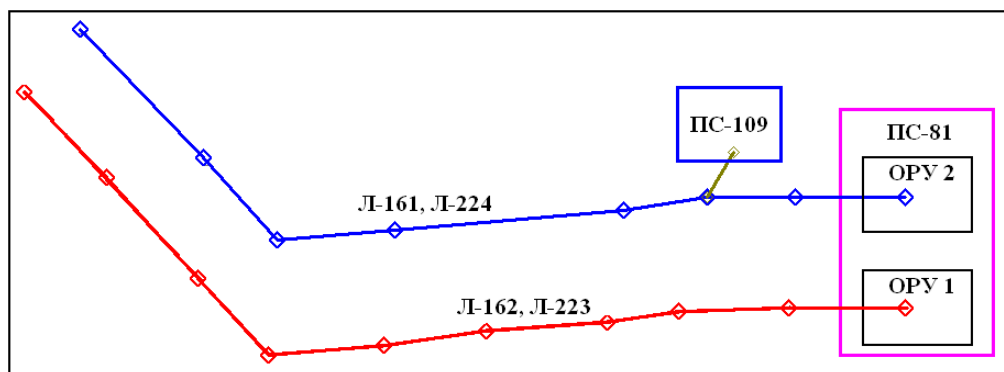


Рис.3. Трассы линий 150 кВ на подходе к ПС-81

Таблица 1

Результаты измерений импульсных характеристик заземлителей опор

Л-161/Л-224		Л-162/Л-223	
номер опоры	сопротивление $R_{зи}$ , Ом	номер опоры	сопротивление $R_{зи}$ , Ом
№ 1	8	№ 1	14
№ 2	18	№ 2	20
№ 3	73	№ 3	53
№ 4	70	№ 4	50

На модели ОРУ с подходами ВЛ выполнены расчеты формирования перенапряжений при прорывах молнии на провода на подходах ВЛ, а также при ударах в опоры и тросы с последующими обратными перекрытиями изоляции с опоры на провод. В модели учтены:

- волновые процессы в схеме ОРУ и на подходе;
- возможность импульсных перекрытий изоляции с провода на опору и обратных перекрытий с опоры на провод;
- нелинейность вольт-секундной характеристики линейной изоляции;
- действие импульсной короны;
- экспериментально полученные характеристики заземлителей опор на подходах ( $R_{зи}$  от 14 до 70 Ом).

Промежуточные результаты расчетов получены в виде кривых опасных токов молнии (КОТМ) для случаев ударов с прорывами на провода или с обратными перекрытиями изоляции ВЛ на различном удалении ( $lx$ ) от портала ОРУ. На рис.4 даны КОТМ для трансформатора Т-3 (ОРУ1, рис.1) при прорывах молнии на провода (рис.4, а) или обратных перекрытиях изоляции ВЛ (рис.4, б).

По полученным КОТМ рассчитаны интегральные вероятности опасных токов молнии (ОТМ). Так, для разрядов молнии в непосредственной близости от портала ( $lx = 0$  м) с прорывами на провода (кривые 1, рис.4, а) при ударе в подход Л-162 (сплошная) и Л-223 (пунктирная) интегральные вероятности появления ОТМ составляют 0.674 и 0.76 для случаев ударов в подход Л-162 (сплошная) и Л-223 (пунктирная) соответственно. Вблизи опоры № 1 ( $lx \approx 70$  м) (кривые 2, рис.4, а) интегральные вероятности появления ОТМ снижаются до 0.0477 и 0.078 для случаев ударов в подход Л-162 и Л-223 соответственно. На удалении  $lx \approx 320$  м при разряде молнии вблизи опоры № 2 в результате прорывов опасные волны появляются лишь на Л-223, интегральная вероятность появления ОТМ равна 0.019 (кривая 3, рис.4, а). При прорывах молнии на провода Л-162 и Л-223 вблизи опоры № 3 ( $lx \approx 570$  м) интегральные вероятности ОТМ (для Т-3) составляют 0.0236 и 0.036 соответственно (кривые 4, рис.4, а). При прорывах молнии на провода Л-162 и Л-223 вблизи опоры № 4 и далее опасных для Т-3 перенапряжений не возникает.

Рассмотрим вероятности появления ОТМ для разрядов молнии в трос вблизи опоры с последующими обратными перекрытиями. Так, для разрядов молнии в непосредственной близости от портала ( $lx = 0$  м) с обратными перекрытиями изоляции ВЛ (кривые 1, рис.4, б) при ударе в подход Л-162 (сплошная) и Л-223 (пунктирная) интегральные вероятности появления ОТМ составляют 0.0197 и 0.016. Вблизи опоры № 1 ( $lx \approx 70$  м) (кривые 2 рис.4, б) интегральные вероятности появления ОТМ снижаются до 0,0243 и 0,03 для случаев ударов в подход Л-162 и Л-223 соответственно. На удалении  $lx \approx 320$  м при разряде молнии вблизи опоры № 2 в результате обратных перекрытий изоляции опасные волны практически невозможны. Кривая 3 на рис.4, б отсутствует. При обратных перекрытиях изоляции Л-162 и Л-223 вблизи опоры № 3 ( $lx \approx 570$  м) интегральные вероятности ОТМ (для Т-3) составляют 0.0236 и 0.024 соответственно (кривые 4 рис.4, б). При обратных перекрытиях изоляции Л-162 и Л-223 вблизи опоры №4 и далее опасных для Т-3 перенапряжений не возникает.

Расчетное число опасных перенапряжений на изоляции трансформатора Т-3, возникающих в результате прорывов молнии на провода и обратных перекрытий на подходах Л-162 и Л-223, составит 0.00113 (1/год). Таким образом, расчетное число лет без грозовых повреждений трансформатора Т-3 соответственно составит 889 лет. Результаты расчетов показателей надежности грозозащиты силового трансформатора Т-3 сведены в табл.2.

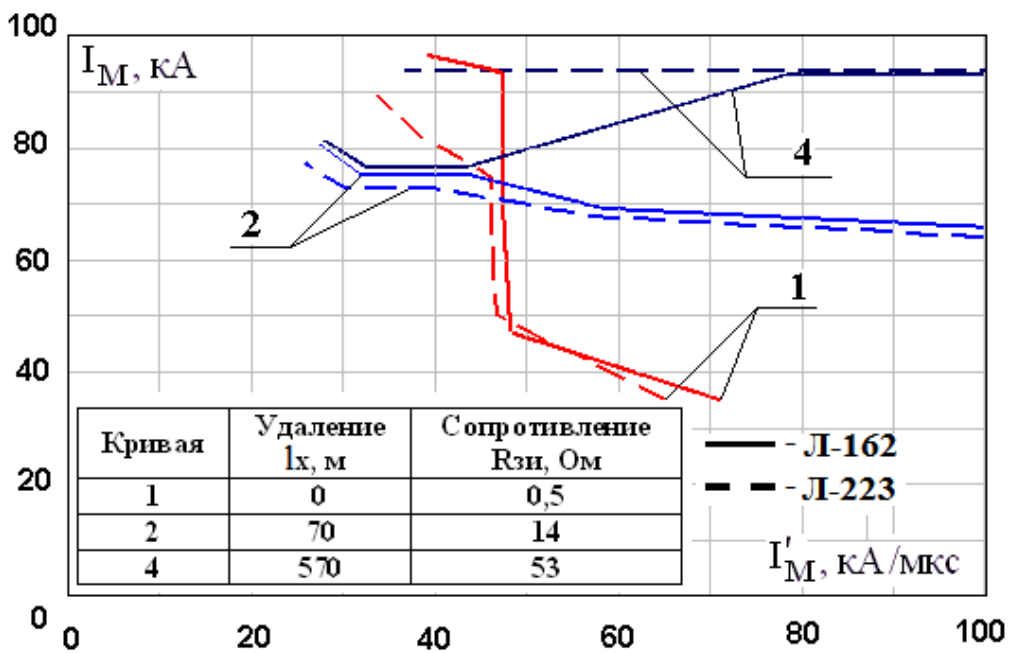
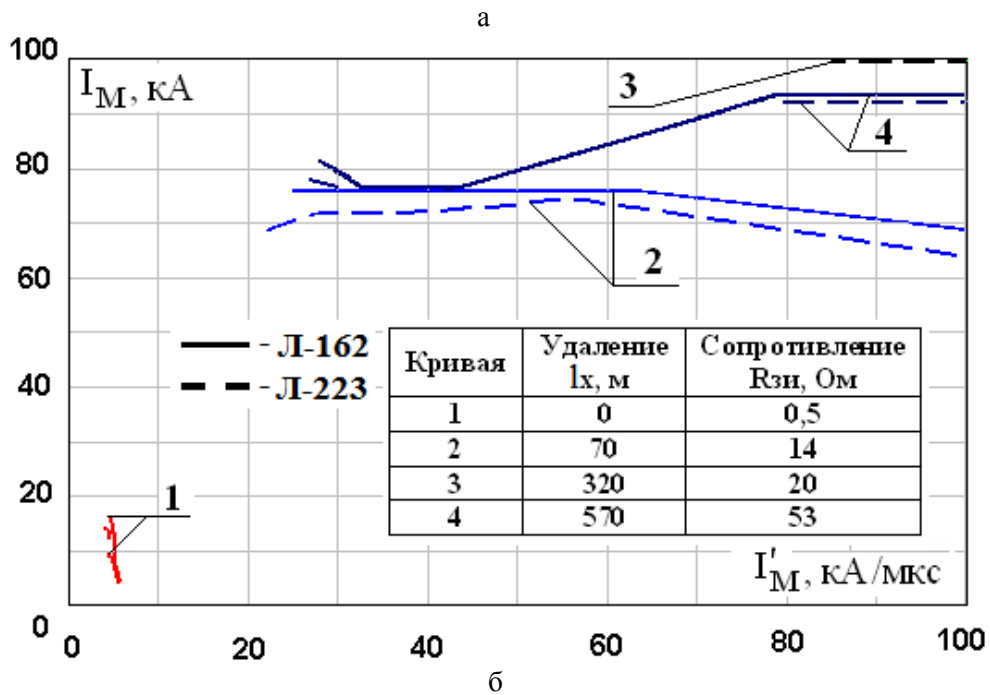


Рис.4. Пример кривых опасных для Т-З токов молнии при ударах в подход Л-162 (сплошная линия) и Л-223 (пунктирная линия) с прорывами молнии на провода (а) и с обратными перекрытиями изоляции ВЛ (б)

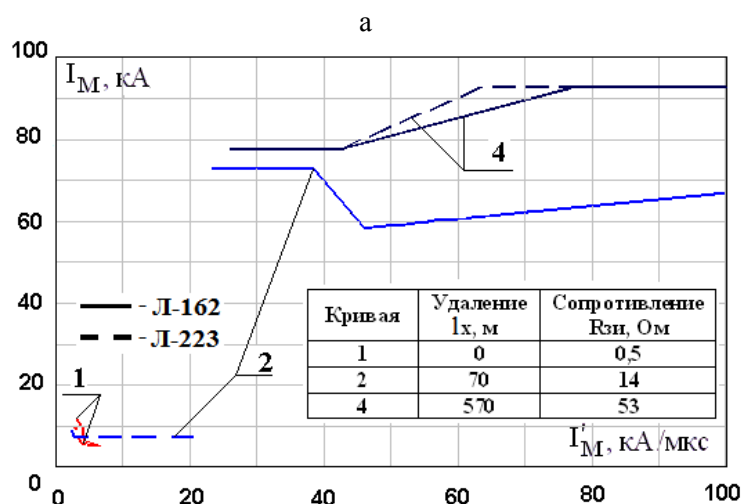
Таблица 2

Результаты расчетов показателей надежности грозозащиты силового трансформатора Т-3

Образование волны на ВЛ	Вероятность опасных токов молнии при ударе вблизи портала или опор, $P_{ПН.Л.к}(I_M, I'_M, I_X)$				Вероятное число опасных перенапряжений $\times 10^{-3}$ , 1/год
	портал	№ 1	№ 2	№ 3	
	0,5 Ом	14 Ом	20 Ом	53 Ом	
Прорывы на Л-162	<b>0.674</b>	0.048	0	0.024	0.01
Обратные перекрытия на Л-162	0.02	0.024	0	0.024	<b>0.53</b>
Прорывы на Л-223	<b>0.76</b>	0.078	0.019	0.036	0.015
Обратные перекрытия на Л-223	0.016	0.03	0	0.024	<b>0.571</b>
Всего					1.125
Число лет без грозových повреждений					889

Из табл.2 видно, что основную часть числа опасных для Т-3 перенапряжений создают не прорывы молнии на провода, а обратные перекрытия, несмотря на то, что вероятность опасных токов молнии при прорывах вблизи портала значительно превосходит по величине вероятность опасных токов молнии при обратных перекрытиях вблизи портала. Это вызвано тем, что при определении числа опасных перенапряжений вероятность опасных токов молнии в случаях обратных перекрытий уже учитывает факт образования волны на проводе, т.е. вероятность прорывов мимо тросовой защиты  $P_{ПР.Л.к}(I_X) \approx 0.0062$ .

Аналогичные расчеты выполнены для трансформаторов напряжения. Примеры КОТМ для ТН-3 даны на рис.5. Результаты расчетов показателей надежности грозозащиты ТН-3 сведены в табл.3.



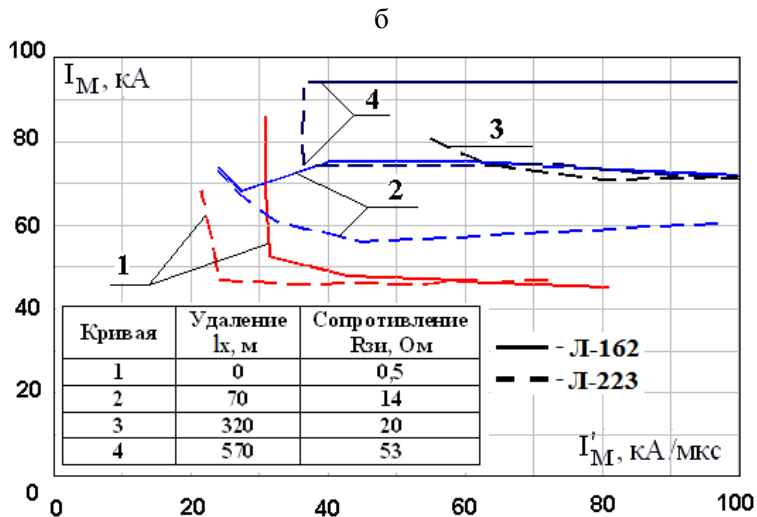


Рис.5. Пример кривых опасных для ТН-3 токов молнии при ударах в подходы Л-162 (сплошная линия) и Л-223 (пунктирная линия) с прорывами молнии на провода (а) и с обратными перекрытиями изоляции ВЛ (б)

Приведенные показатели надежности для Т-3 и ТН-3 получены для нормального режима работы подстанции. Как было указано выше, повышение эффективности защиты обеспечивается за счет отвлечения энергии грозовой волны в другую линию и срабатывания второго комплекта ОПН, что создает эффект каскадной защиты [4]. В ремонтных режимах с выводом силового трансформатора из работы отключение второго комплекта ОПН приводит к снижению надежности примерно на 120 лет.

Таблица 3

Результаты расчетов показателей надежности грозозащиты трансформатора напряжения ТН-3

Образование волны на ВЛ	Вероятность опасных токов молнии при ударе вблизи портала или опор, $P_{ПН..Л.к}(I_M, I'_M, I_X)$				Вероятное число опасных перенапряжений $\times 10^{-3}, 1/\text{год}$
	портал	№ 1	№ 2	№ 3	
	0,5 Ом	14 Ом	20 Ом	53 Ом	
Прорывы на Л-162	<b>0.727</b>	0.056	0	0.044	0.013
Обратные перекрытия на Л-162	0.012	0,027	0	0,023	<b>0,523</b>
Прорывы на Л-223	<b>0.786</b>	<b>0.773</b>	0	0.021	0.043
Обратные перекрытия на Л-223	0.03	0.032	0.018	0.003	<b>0.595</b>
Всего					1.173
Число лет без грозových повреждений					852

Для дальнейшего анализа возможности совершенствования грозозащиты рассмотрим показатель опасности ударов молнии, предложенный в работе [5], в соответствии с которой рассчитаны степени опасности ударов молнии в подход  $k$ -й ВЛ на удалении  $l_X$  от ОРУ для следующих случаев:

- прорывов молнии на провода с учетом вероятности прорывов

$P_{ПР.Л.k}(l_X)$  на удалении  $l_X$ :

$$S_{ПР}(l_X) = P_{ПР}(l_X) \cdot P_{ПН.ПР.}(I_M, I'_M, l_X | C_{ПР.}), \quad (1)$$

- обратных перекрытий с опоры на провод:

$$S_{ОП}(l_X) = P_{ОП}(I_M, I'_M, l_X) \cdot P_{ПН.ОП}(U_{Оп.ПН.}, l_X | C_{ОБР.}) = P_{ПН.ОП}(I_M, I'_M, l_X), \quad (2)$$

где  $P_{ПН.ПР.}(I_M, I'_M, l_X | C_{ПР.})$  – условная вероятность ОТМ при прорывах молнии на провода ВЛ на удалении  $l_X$ ;  $P_{ОП}(I_M, I'_M, l_X)$  – вероятность образования обратных перекрытий при ударах молнии в опору или трос  $k$ -й ВЛ на удалении  $l_X$ ;  $P_{ПН.ОП}(I_M, I'_M, l_X | C_{ПР.})$  – условная вероятность ОТМ при возникновении обратных перекрытий изоляции ВЛ на удалении  $l_X$  от портала ОРУ.

Результаты расчетов показателя опасности для Т-3 ударов молнии приведены на рис.6. Показатель опасности для прорывов молнии на провода  $S_{ПР}$  значительно меньше показателя опасности при опасности ударов молнии с последующими обратными перекрытиями  $S_{ОП}$ . Наибольшую опасность представляют прорывы молнии вблизи портала ( $S_{ПР}(l_X)=0.0035$ ). Поэтому для наглядности значения  $S_{ПР}$  умножены на 10. В расчетах учтены реальные характеристики заземлителей опор Л-162/223 (табл.1).

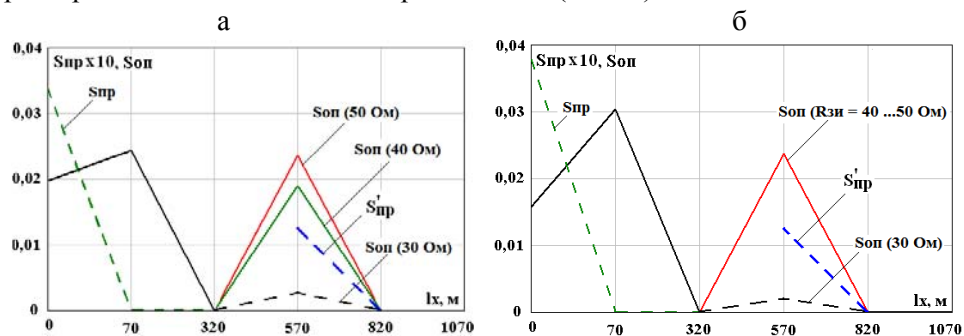


Рис.6. Зависимости опасности ударов молнии  $S_{\Sigma}$  для Т-3 с прорывами и обратными перекрытиями на Л-162 (а) и Л-223 (б) от длины подхода при различных импульсных сопротивлениях заземления опоры № 3

Из рис.6 видно, что для изоляции оборудования ПС существенную опасность представляют удары молнии с прорывами на провода в пределах первого пролета.

Опасность ударов молнии вблизи опоры № 2 пренебрежимо мала как при прорывах молнии, так и при ударах в опору или трос с последующим перекрытием. Удары молнии в обе линии Л-162 и Л-223 вблизи опоры № 3 представляют значительную опасность для изоляции оборудования. Сопротивление заземления опоры № 1 составляет 14 Ом, и дальнейшее его снижение достигнуть трудно, поэтому рассмотрим повышение эффективности

грозозащиты за счет снижения сопротивления заземления опоры № 3 (опасность ударов молнии вблизи опоры № 3 составляет  $S_{ОП} = 0.024$ ). Расчеты  $S_{ОП}$  при снижении  $R_{зи}$  опоры № 3 также приведены на рис.6. Как видно, при снижении  $R_{зи}$  опоры № 3 до 40 Ом вероятность опасных ударов молнии снижается незначительно ( $S_{ОП} \approx 0.0018$ ). Дальнейшее снижение  $R_{зи}$  до 30 Ом дает весьма значительный эффект, при этом опасность ударов молнии вблизи опоры № 3 для Л-162 и Л-223 снижается практически на порядок до 0.002. Таким образом, это мероприятие является достаточно эффективным.

По полученным оценкам опасности ударов молнии  $S_{ПР}$  и  $S_{ОП}$  рассчитано вероятное число опасных для Т-3 перенапряжений для ударов молнии с прорывами на провод (3)  $N_{ПР.Л-162}$  и  $N_{ПР.Л-223}$  и для ударов молнии с обратными перекрытиями (4)  $N_{ОП.Л-162}$  и  $N_{ОП.Л-223}$ , а также полное число опасных перенапряжений  $N_{ПН}$  (5):

$$N_{ПР.Л.} = n_{УМ.Л.} \sum_X K_{УМ.Л.}(l_X) \cdot [S_{ПР.Л-162}(l_X) + S_{ПР.Л-223}(l_X)], \quad (3)$$

$$N_{ОП.Л.} = n_{УМ.Л.} \sum_X K_{УМ.Л.}(l_X) \cdot [S_{ОП.Л-162}(l_X) + S_{ОП.Л-223}(l_X)], \quad (4)$$

$$N_{ПН} = N_{ПР.Л.} + N_{ОП.Л.} = (N_{ПР.Л-162} + N_{ПР.Л-223}) + (N_{ОП.Л-162} + N_{ОП.Л-223}), \quad (5)$$

где  $K_{УМ.Л.}(l_X)$  – коэффициент, учитывающий долю ударов молнии в элемент подхода ВЛ на удалении  $l_X$  от ОРУ;  $n_{УМ.Л.}$  – число ударов молнии в ВЛ (для 20 грозových часов в году).

Результаты расчетов  $N_{ПР.Л.}$  и  $N_{ОП.Л.}$  для каждой ВЛ в зависимости от сопротивления заземления опоры № 3 приведены на рис.7, а. Результаты расчетов вероятного числа опасных перенапряжений на Т-3 и вероятное число лет работы без грозových повреждений приведены на рис.7, б, в виде зависимостей от сопротивления заземления опоры № 3.

Из приведенных графиков видно, что вероятное число опасных перенапряжений  $N_{ПН}$  может быть эффективно уменьшено до 0.0018 1/год с помощью предлагаемого снижения  $R_{зи}$  опоры № 3 до 30 Ом. Дальнейшее уменьшение  $N_{ПН}$  ограничено опасностью ударов в первый и частично второй пролеты.

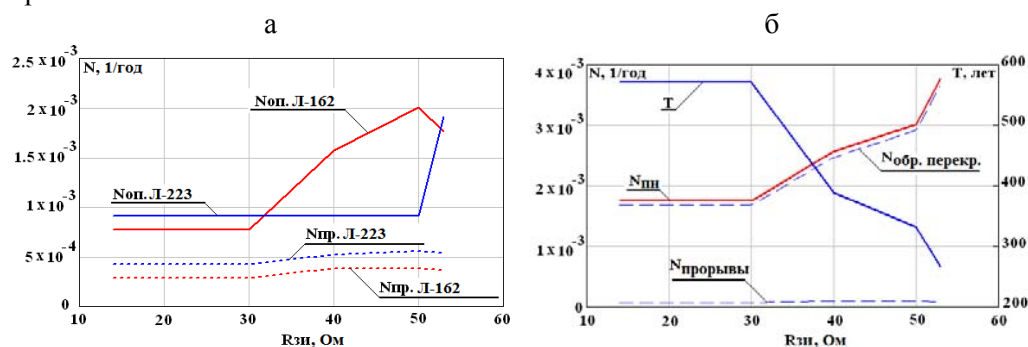


Рис.7. Зависимости показателей надежности грозозащиты трансформатора Т-3 от величины сопротивления заземления при изменении  $R_{зи}$  опоры № 3



Критерием эффективности снижения  $R_{зи}$  опоры № 3 может быть показатель  $T$  (число лет работы без грозовых повреждений):

$$T = N_{ПН}^{-1}. \quad (6)$$

Например, при необходимости обеспечения  $T = 450$  лет  $R_{зи}$  опоры № 3 должно быть не более 35 Ом (рис.7, б).

Приведенным примером иллюстрируется целесообразность использования показателя опасности ударов молнии при дифференцированном выборе грозозащитных мероприятий, в данном случае путем уменьшения сопротивления заземления одной из опор.

Удары молнии вблизи опоры № 4 опасности не представляют. Следовательно, длина опасной зоны не превышает 800 м.

Рассмотрим возможность демонтажа грозозащитного троса на четвертом пролете. Это приведет к увеличению опасности ударов молнии в провод на этом пролете (кривая  $S'_{ПР}$ , рис.6);  $S_{ПР}(l_x \approx 570)$  составляет 0,013.

### Выводы

1. Показано, что даже при выполнении требований ПУЭ [2] к размещению защитных аппаратов и применении ОПН возможно появление опасных грозовых перенапряжений от волн, набегающих по ЛЭП. В районах с низкой проводимостью грунта опасность этих перенапряжений увеличивается.

2. На примере грозозащиты подстанции показано, что значительную опасность представляет образование волн на проводе вследствие обратных перекрытий.

3. Показана эффективность дифференцированного подхода к выбору грозозащитных мероприятий и целесообразность применения показателя опасности ударов молнии. В приведенном примере достаточным мероприятием является снижение сопротивления заземления только опоры № 3 до 30-35 Ом, то есть снижаются требования к заземлениям последующих опор.

### Литература

1. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта / М.В.Костенко, Ю.М.Невретдинов, Ф.Х.Халилов. Л.: Наука, 1984. – 112 с.
2. Правила устройства электроустановок / Госэнергонадзор. 6-е изд. М., Энергосервис, 2002. 608 с.
3. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений: РД 153-34.3-35.125-99. М., 1999.
4. Анализ надежности грозозащиты подстанции / М.В.Костенко., Б.В.Ефимов, И.М.Зархи, Н.И.Гумерова; под ред. И.Р.Степанова. Л.: Наука, 1981.
5. Проблемы молниезащиты подстанций высоковольтной сети при низкой проводимости грунта / Д.И.Власко, Ю.М.Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2010, № 1.

### *Сведения об авторах*

#### **Власко Денис Игоревич,**

стажер-исследователь лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: den-energy@yandex.ru

#### **Невретдинов Юрий Масумович,**

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: ymnevrg@mail.ru

УДК 621.311

**Е.А.Токарева, Г.П.Фастий, А.С.Карпов, Д.И.Власко, А.П.Домонов**

### **ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В КОЛЬСКОМ РЕГИОНЕ**

#### **Аннотация**

Выполнено обследование технического состояния воздушных линий электропередачи 150 и 330 кВ Кольской энергосистемы на основе технической документации подразделений «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», актов технического освидетельствования воздушных линий и выборочного наружного осмотра. По результатам документального и выборочного натурного обследований элементов ЛЭП определен коэффициент дефектности ВЛ и даны оценки реального состояния воздушных линий электропередачи, степень износа рассматриваемых линий Кольской энергосистемы.

#### **Ключевые слова:**

*воздушные линии электропередачи, оценка технического состояния*

**E.A.Tokareva, G.P.Fastiy, A.S.Karpov, D.I.Vlasko, A.P.Domonov**

### **SURVEE OF TECHNICAL CONDITION OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES, OPERATED IN THE KOLA REGION**

#### **Abstract**

The technical state investigation of overhead transmission lines 150 and 330 kV of the Kola power system based on the technical documentation of the IDGC North-West Kolenergo departments, technical inspection acts of overhead lines and selective visual inspection have been carried out. The overhead lines deficiency coefficient as a result of documental and selective power lines elements field observation has been determined, the actual state estimates of overhead power lines and considered lines wear degree of the Kola power system have been given.

#### **Keywords:**

*overhead transmission line, estimate of technical state*

Мурманская обл. имеет стратегическое значение для российского Севера. Богатые запасы природных ресурсов, содержащихся в недрах Кольского п-ова, необходимость надежного энергоснабжения мощностей морских портов,

транспортной инфраструктуры, частей и соединений Вооруженных сил обусловили развитие заполярной энергетики начиная со второй половины 1930-х годов.

Нормальная работа любой энергосистемы невозможна без сетевого комплекса. Общая протяженность сетей составляет 6683 км, в том числе воздушных линий (ВЛ) электропередачи 150 кВ – 2135 км и 330 кВ – 757 км (состояние на 2005 г.).

Анализ опыта эксплуатации выявил наличие в энергосистеме Кольского п-ова большого числа ВЛ с большим сроком эксплуатации, достигающим 30 ÷ 50 лет и более.

Кольский п-ов является крайней северо-западной частью территории России. Территория полуострова относится в основном к районам, подверженным гололедообразованию и значительным ветровым нагрузкам. Кроме того, на территории области выбрасывается в атмосферу большое количество загрязняющих веществ, основная доля которых приходится на цветную металлургию. Основными источниками выбросов являются ОАО ГМК «Печенганикель» и ОАО «Комбинат «Североникель». Все это оказывает влияние на износ электрооборудования. Поэтому для поддержания технического состояния воздушных линий электропередачи необходимо проводить периодические осмотры оборудования.

Техническое освидетельствование энергетических объектов проводится в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», п.1.5.2, утвержденных Минэнерго России № 229 от 19.06.03, зарегистрированных Минюстом России № 4799 от 20.06.03, и «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», п.п.1.6.7; 2.3.7 и 2.3.11, утвержденных Минэнерго России № 6 от 13.01.93, зарегистрированных Минюстом России № 4145 от 22.01.03 [1].

Целью технического освидетельствования является определение возможности сохранять во времени значение технических параметров, характеризующих способность энергетического объекта выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения (оценка возможности продления срока эксплуатации).

В объем технического освидетельствования входят следующие работы:

- а) наружный и внутренний осмотры;
- б) проверка технической документации, предусмотренной нормативными документами;
- в) испытания на соответствие условиям безопасности;
- г) проверка выполнения предписаний надзорных органов и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений в работе объекта, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Наружный и внутренний осмотры проводятся визуально. При осмотре обращается внимание на состояние наиболее ответственных деталей и узлов, обеспечивающих технические параметры, работоспособность оборудования и его безопасность. Все обнаруженные дефекты должны быть зафиксированы фотографированием.

При наружном и внутреннем осмотрах воздушных линий электропередачи обследуются следующие основные элементы: опоры, фундаменты, провода, грозозащитные тросы, оттяжки опор, линейная изоляция, линейная арматура, заземляющие устройства. Обследованию подлежит не менее 10% протяженности ВЛ в пределах одной однородной зоны.

При осмотре особо отмечаются наиболее существенные неисправности ВЛ, угрожающие аварийным отключением, создающие угрозу безопасности эксплуатационного персонала и населения или препятствующие дальнейшей эксплуатации ВЛ.

Предварительно проводится идентификация объекта по следующим характеристикам и эксплуатационным документам освидетельствуемой ВЛ:

- год ввода в эксплуатацию;
- общая протяженность ВЛ;
- состав и характеристика элементов ВЛ (опор и фундаментов, проводов, изоляторов, арматуры);
- метеорологические характеристики, климатические условия и нагрузки: районы по ветру, гололеду, температуре воздуха, «пляске» проводов, интенсивности грозовой деятельности, степени загрязнения атмосферы;
- сведения о выполненных ремонтах и реконструкциях ВЛ.

Развитие электрической сети Кольской энергосистемы идет в основном за счет строительства подстанций и ВЛ класса 330 кВ и реконструкции отдельных участков линий напряжением 110-150 кВ.

Запланированная на 2013 г. разработка Штокмановского газоконденсатного месторождения и строительство завода сжиженного газа тоже окажет влияние на развитие Кольской энергосистемы. Поэтому в 2010 г. ЦФТПЭС КНЦ РАН было организовано независимое низовое выборочное обследование состояния ряда воздушных линий электропередач класса 150 и 330 кВ на основе технической документации и актов технического освидетельствования воздушных линий.

Всего выборочно было проведено низовое обследование 116 опор на 13 ВЛ: Л-153/154 – 12 опор; Л-171/172 – 6 опор; Л-179 – 4 опоры; Л-226 – 4 опоры; Л-397 – 16 опор; Л-398 – 15 опор; Л-399 – 12 опор; Л-400 – 17 опор; Л-401 – 6 опор; Л-404 – 8 опор и Л-406 – 16 опор. Из них дефектными являются 7 опор Л-153/154; 4 опоры Л-171/172; 2 опоры Л-179; 2 опоры Л-226; 12 опор Л-397; 9 опор Л-398; 3 опоры Л-399; 12 опор Л-400; 4 опоры Л-404 и 10 опор Л-406.

При обследовании опор были обнаружены следующие дефекты:

- проседание фундамента – на 3 опорах;
- разрушение фундамента (сколы, раковины, трещины) – на 45 опорах;
- оголение арматуры подножников – на 8 опорах;
- неплотное прилегание пят к подножникам – на 29 опорах;
- язвенная коррозия пяты и подпятника – на 2 опорах;
- язвенная коррозия пяты – на 5 опорах;
- отсутствие болтов в креплениях стяжек опоры – на 2 опорах;
- отсутствие одной из стяжек опоры – на 2х опорах;
- коррозия оттяжек и их креплений к фундаментам – на 3 опорах;
- язвенная коррозия заземляющих спусков с разрушением более 50% сечения – на 3 опорах;
- коррозия заземляющих спусков – на 65 опорах;
- отсутствие заземляющих спусков – на 27 опорах;
- обрыв заземляющего спуска – на 2 опорах;
- повреждения изоляции (количество разбитых изоляторов) – 56 изоляторов;
- налет ржавчины на верхних изоляторах всех поддерживающих гирлянд обследованных опор – на всех обследованных 116 опорах;
- коррозия на поверхности арматуры – на 106 опорах;

- деформация траверсы – на 1 опоре;
- погнутость троса гасителя вибрации – на 1 опоре;
- наличие птичьего гнезда – на 1 опоре.

Примеры дефектов представлены на рис.1-6.

На опорах № 292 и № 324 линии Л-153/154 имеется существенное оседание фундаментов. К одной ноге опоры № 292 приварена накладка (рис.1, а). На опоре № 2 отсутствует одна из стяжек между ногами опоры (рис.1, б).



Рис.1. Оседание фундамента опоры линии (а) и отсутствие стяжки между ногами опоры (б) (Л-153/154)

У опоры № 8 Л-153/154 отмечен дефект установки - неплотное прилегание одной из пят опоры к фундаменту вследствие разрушения фундамента (рис.2, а). Кроме того, у опоры № 8 имеются дефекты одного из подножников – раковины размером около 70х50 мм и глубиной 15 мм, 70х30 мм и глубиной 25 мм, а также раковины меньших размеров (рис.2, б); у двух других подножников имеются большие сколы бетона с оголением арматуры фундамента. Один из заземляющих спусков имеет коррозию, в результате которой произошло его истончение на длине около 15 см (рис.2, в).

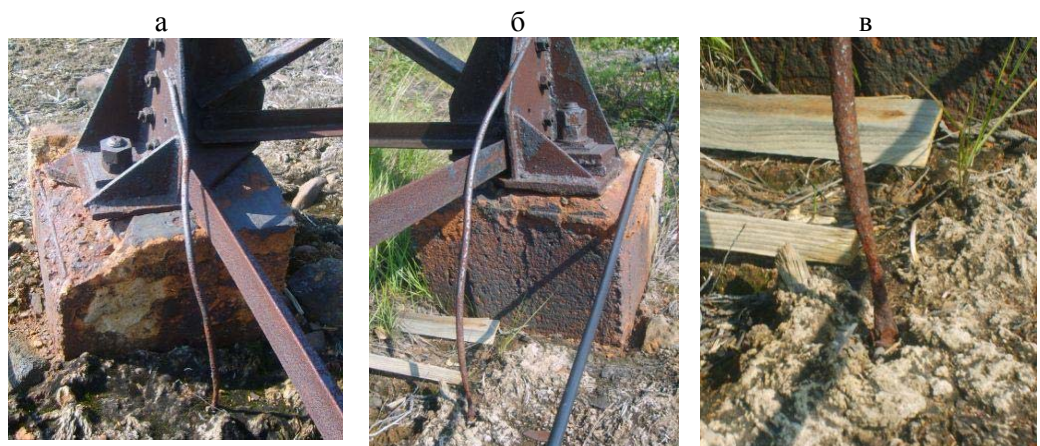
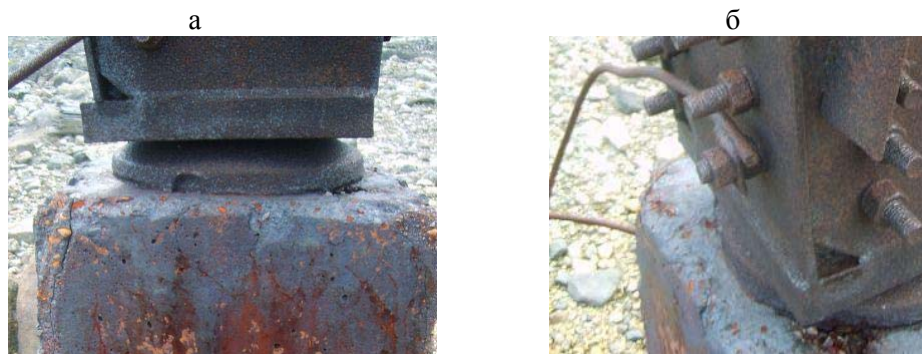


Рис.2. Дефекты фундаментов опоры и заземляющего спуска № 8 линии Л-153/154



*Рис.3. Сколы бетона, раковины и трещины, неплотное прилегание одной из пят к подножнику с образованием щели шириной 1-4 см на опоре № 8 линии Л-171/172*

У опоры № 22 Л-397 вследствие частичного разрушения фундамента наблюдается неплотное прилегание подпятника к подножнику. В пяте опоры имеются 2 раковины размером 20x30 мм и глубиной около 15 мм (рис.4, а). На подножнике имеются трещины, раковины площадью более 25 см<sup>2</sup>, сколы бетона. Начинается разрушение нижней части фундамента.



*Рис.4. Опора № 22 линии Л-397*

Оценка технического состояния ВЛ и ее элементов основывается на сравнении выявленных дефектов и неисправностей ВЛ. По результатам проведенного обследования ВЛ, а также на основе полученных данных расчетов или испытаний элементов ВЛ (если последние проводились) определяется комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ в целом и ее элементов (опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры) с требованиями норм и допусками, приведенными в проектных материалах обследуемой ВЛ, в государственных стандартах и ПУЭ.

В соответствии с «Методическими указаниями по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ и их элементов» (СПО ОРГРЭС, Москва 1996 г.) по результатам оценки всех элементов ВЛ определяется коэффициент дефектности ВЛ. Расчет комплексной качественной оценки технического состояния ВЛ производится на основе коэффициентов дефектности элементов (табл.1).



Рис.5. Неплотное прилегание пят опоры № 171 Л-398 к подножникам с образованием зазора между пятой и подножником: в одном случае – около 1 см (а), в другом случае – порядка 4 см (б)



Рис.6. Дефект установки опоры № 77 линии Л-400 на подножник

Таблица 1

Коэффициент дефектности	Количество дефектных элементов, зарегистрированных на данной ВЛ по состоянию на 31 декабря отчетного года	Количество установленных элементов, находящихся в эксплуатации на данной ВЛ по состоянию на 31 декабря отчетного года
1	2	3
Опоры, $K_{ДО} = \frac{n_o^o}{n_y^o} \cdot 100$	$n_o^o$ – количество опор	$n_y^o$ – количество опор
Фундаменты (КДФ), $K_{ДФ} = \frac{n_o^{\phi}}{n_y^{\phi}} \cdot 100$	$n_o^{\phi}$ – количество фундаментов	$n_y^{\phi}$ – количество фундаментов
Провода (КДП), $K_{ДП} = \frac{L_o^n}{L_y^n} \cdot 100$	$L_o^n$ – протяженность проводов, км	$L_y^n$ – протяженность проводов, км

1	2	3
Тросы (КДТ), $KДТ = \frac{L_o^m}{L_y^m} \cdot 100$	$L_o^m$ – протяженность тросов, км	$L_y^m$ – протяженность тросов, км
Изоляторы (КДИ), $KДИ = \frac{n_o^u}{n_y^u} \cdot 100$	$n_o^u$ – количество изоляторов	$n_y^u$ – количество изоляторов
Арматура (КДА), $KДА = \frac{n_o^a}{n_y^a} \cdot 100$	$n_o^a$ – количество арматуры	$n_y^a$ – количество арматуры

Комплексная качественная оценка технического состояния одной ВЛ 35-750 кВ устанавливается на основании коэффициента дефектности (КДВЛ) данной ВЛ:

$$КДВЛ = 0.40 КДО + 0.10 КДФ + 0.30 КДП + 0.10 КДТ + 0.07 КДИ + 0.03 КДА,$$

где 0.40; 0.10; 0.30; 0.10; 0.07 и 0.03 – весовые коэффициенты, отражающие соответственно влияние технического состояния опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов ВЛ 35-750 кВ исправными аналогичными элементами [2].

На основании значения коэффициента дефектности обследованной ВЛ 35-750 кВ устанавливается комплексная качественная оценка ее технического состояния и срок следующего технического освидетельствования рекомендуется устанавливать в зависимости от коэффициента дефектности (табл.2).

Таблица 2

Значение коэффициента дефектности, (КДВЛ)	Комплексная качественная оценка технического состояния ВЛ	Срок следующего технического освидетельствования
0	Хорошее	Через 5 лет
1-10	Удовлетворительное	Через 4 года
10-20		Через 3 года
20-30		Через 2 года
30-60	Неудовлетворительное	Очередное техническое освидетельствование проводится после устранения дефектов, определивших неудовлетворительное состояние ВЛ
Выше 61	Непригодное	Не устанавливается. ВЛ должна быть немедленно выведена из эксплуатации

По результатам документального и выборочного натурного обследований получены ориентировочные оценки реального состояния воздушных линий электропередачи, степени износа рассматриваемых линий Кольской энергосистемы (табл.3).



Таблица 3

## Характеристика технического состояния линий электропередачи

Системный номер линии	Класс напряжения, кВ	Год постройки	Срок эксплуатации, лет	Кол-во опор, шт	Коэффициент дефектности ВЛ, КДВЛ	Оценка состояния, мероприятия	Степень износа, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Л-153/154	150	1968	41	447	30 (75.4)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, опор, изоляторов, арматуры.	70
Л-171/172	150	1966/1980	43/29	128	30 (67.1)	То же	70
Л-179	150	1982	27	100+26	30 (75.4)	«	54
Л-223/224	150	1957	52	160/158	30	Удовлетворительное. Требуется обследование.	60
Л-226	150	1988	21	303	30 (более 80)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, восстановление заземлений.	42
Л-397	330	1980	29	204	20 (более 80*)	Требуется восстановление и защита фундаментов и крепежа опор.	58
Л-398	330	1973	36	193	20 (более 80*)	Неудовлетворительное. Требуется замена фундаментов, восстановление заземлений.	70

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
Л-399	330	1976	33	85	20 (42.1)	Удовлетворительное. Требуется восстановление фундаментов и заземлений.	66
Л-400	330	1976	33	263	20 (более 80)	Неудовлетворительное. Требуется восстановление фундаментов и заземлений.	66
Л-401	330	1973 2001 (рек)	8 (после рек.)	332	20 (9.6)	Удовлетворительное. Требуется контроль.	16
Л-404	330	1989	20	180	20 (57.1)	Удовлетворительное. Требуется восстановление и защита фундаментов, защита опор и крепежа от коррозии.	40
Л-406	330	1989	20	290	10 (62.5)	То же	40

Примечание. Коэффициент дефектности выборочно обследованных опор приведен в скобках. Полученная оценка имеет ограниченный характер вследствие несоответствия числа обследованных опор рекомендациям РД и ограниченного объема обследований.

Основой для расчетов степени физического износа является нормативный срок службы оборудования и нормы амортизационных отчислений, который, по рекомендации руководящих указаний, берется из постановления Совета Министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072 [3]. Нормативный срок службы воздушных линий электропередачи напряжением 35-220, 330 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах составляет 50 лет [4].

Расчетные оценки степени износа приведены в табл.3. Были учтены проведенные реконструкции и частичная замена элементов линий при проведении ремонтных работ, ориентировочные оценки, полученные при выборочном обследовании линий, а также принята ограниченная представительность этих обследований вследствие относительно небольшого числа опор и обследованных участков ВЛ. В приведенном материале по обследованиям линий отмечается значительная разница с данными эксплуатации.

Для всех обследованных участков характерен недостаточный уровень эксплуатационных обследований линий (особенно ВЛ 330 кВ) и принятие своевременных решений об устранении недостатков. Об уровне осмотров и принятии мер свидетельствует наличие на опоре Л-398 птичьего гнезда (рис.7). Поэтому необходимым мероприятием улучшения эффективности эксплуатации воздушных линий электропередачи и продления их срока службы является повышение качества осмотров и обследований их специализированными службами и своевременное принятие решений об устранении выявленных недостатков.



*Рис.7. Наличие гнезда на опоре № 134 линии Л-398*

В «Положении об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше» сформулированы методические рекомендации по организации внутреннего контроля (самоаудита) состояния и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи [5].

Проведение экспертизы и оценки является одним из элементов самоаудита, осуществляемого собственными специалистами и техническими руководителями энергопредприятий в соответствии с «Основными положениями контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем» [6].

Выполненные обследования показали, что независимый аудит при техническом освидетельствовании энергетических объектов может оказать существенную помощь при оценке состояния ВЛ и послужить гарантией повышения объективности самооценки состояния и уровня эксплуатации воздушных линий электропередачи.

## Литература

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: Энергосервис, 2003.
2. Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ и их элементов / СПО ОРГРЭС. М., 1996.
3. О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР: постановление Совета Министров СССР от 22 октября 1990 г. N 1072. М., 1990.
4. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей: СО 34.04.181-2003 / Российское ОАО энергетики и электрификации «ЕЭС России». М., 2003.
5. РД 153-34.3-20.524-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше. М., 2000.
6. РД 153-34.0-08.102-98. Основные положения контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем. М., 1998.

### *Сведения об авторах*

#### **Токарева Евгения Александровна,**

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

#### **Фастий Галина Прохоровна,**

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [fastiy@ien.kolasc.net.ru](mailto:fastiy@ien.kolasc.net.ru)

#### **Карпов Алексей Сергеевич,**

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [dal\\_par07@ien.kolasc.net.ru](mailto:dal_par07@ien.kolasc.net.ru)

#### **Власко Денис Игоревич,**

стажер-исследователь лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [den-energy@yandex.ru](mailto:den-energy@yandex.ru)

#### **Домонов Александр Петрович,**

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: [domonovap@mail.ru](mailto:domonovap@mail.ru)

УДК 621.311

**Д.В.Куклин**

### **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ РАЗНОСТЕЙ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ РАСЧЕТА ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПРОТЯЖЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ПРОВОДНИКАХ**

#### **Аннотация**

Проанализированы методы, используемые для моделирования импульсных характеристик заземлителей сложной конфигурации. Приведены результаты модельных расчетов процессов в подземном проводнике методом конечных разностей во временной области (FDTD) и выполнено сравнение с экспериментальными данными.

#### **Ключевые слова:**

*метод конечных разностей во временной области, переходное сопротивление, заземление*

**D.V.Kuklin**

### **ELECTROMAGNETIC MODELING OF LONG BURIED THIN WIRES BY USING FINITE-DIFFERENCE TIME-DOMAIN METHOD**

#### **Abstract**

Analysis of methods for modeling transient characteristics of complex grounding was made. Calculation results of buried wires transient behavior received by FDTD method and their comparison with experiments are shown.

#### **Keywords:**

*finite difference time domain method, transient resistance, grounding*

Заземлитель – это проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду. Заземлитель может состоять из одного (например, простого металлического стержня) или многих вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется значением сопротивления заземлителя, которое равно отношению потенциала на заземлителе к стекающему с него току.

В общем случае сопротивление заземлителя является переходной (импульсной) характеристикой заземлителя и оказывается различным при растекании с него импульсного тока молнии и при токе 50 Гц. Поэтому для объектов, сопротивление заземления которых должно определяться требованиями грозозащиты, необходимо учитывать импульсное сопротивление заземлителей. Чем ниже импульсное сопротивление заземлителя, тем меньше потенциал на заземленном объекте и меньше вероятность обратного перекрытия изоляции. Вероятность обратного перекрытия изоляции оказывается выше при больших сопротивлениях грунта, а также на подстанциях небольших размеров.

Согласно ПУЭ [1], сопротивление заземлителей нормируется по сопротивлению только при промышленной частоте. Однако появление большого количества методов расчета электромагнитных полей, а также развитие компьютерных возможностей позволяет рассчитывать сопротивления заземлителей с достаточной точностью.

Одним из распространенных методов, используемых для моделирования переходных характеристик заземлителей сложной конфигурации, является **метод создания эквивалентной цепи с сосредоточенными параметрами (Circuit approach)** [2].

При использовании метода необходимо пройти следующие этапы:

1. Разделить заземлитель на множество конечных элементов.
2. Создать эквивалентную цепь с сосредоточенными параметрами и вычислить их значения (собственную и взаимную индуктивность, емкость, проводимость и внутреннее сопротивление).
3. Решить уравнения получившейся эквивалентной цепи, представляющей весь заземлитель, с помощью законов Кирхгофа. Уравнения цепи с распределенными параметрами могут быть представлены с помощью различных методов.

Этот метод является относительно простым для понимания в том смысле, что сложные переходные процессы в заземляющих устройствах приводятся к простому анализу переходных характеристик эквивалентных цепей. Такое преобразование делает задачу более удобной для исследования. Основным недостатком этого метода является то, что он не позволяет предсказывать задержку распространения волн [2].

**Метод моментов (Method of Moments, MOM)** [2] основан на поверхностных токах (определяются только поверхностные токи, весь объем сеткой не делится). Анализируемая структура разделяется на металлические пластины и проводники (в некоторых алгоритмах пластины не применяются; в них сплошные объекты заменяются их каркасными моделями). После того как структура определена, все проводники разделяются на отрезки проводников (они должны быть достаточно короткими по сравнению с длиной волны вследствие допущения, согласно которому ток не меняется при переходе через сегмент), а пластины разделяются на небольшие (по сравнению с длиной волны) участки. После этого для получившейся структуры создается система линейных уравнений. Через решение этой системы линейных уравнений вычисляются токи для каждого отрезка провода и участка пластины. После нахождения токов можно узнать электрическое поле в любой точке пространства через векторную сумму решений уравнений для каждого отрезка/участка.

Так как с помощью этого метода рассчитываются токи через проводники, он хорошо подходит для моделирования протяженных металлических объектов окруженных воздухом. Однако добавление диэлектриков усложняет использование этого метода и увеличивает объем требуемой для расчета оперативной памяти ЭВМ.

**В методе конечных элементов (Finite Element Method, FEM)** [2] вычисления производятся по всему объему. Рассчитываемая область разделяется на небольшие элементы, обычно треугольной или тетраэдрической формы, и представляется как сетка, состоящая из конечных элементов. В этом методе используется допущение, согласно которому поля постоянны внутри каждого элемента сетки. Поле в каждом элементе аппроксимируется полиномом небольшого порядка с неизвестными коэффициентами. Эти аппроксимирующие функции подставляются в вариационное выражение, которое выводится из уравнений Максвелла, и получающаяся в результате система уравнений

решается для определения неизвестных коэффициентов. После того как коэффициенты найдены, поля внутри каждого элемента известны.

**Метод длинной линии (Transmission line approach)** [2] является первым методом, который был применен для расчета переходных процессов в заземлителях. Однако разработка этого метода не была столь быстрой, как для других методов, и поначалу он мог применяться только для заземлителей простой формы. Он исходит из теории длинных линий и основывается на решении телеграфных уравнений, либо уравнений Зунде. Имея современные вычислительные возможности, этот метод получил дальнейшее развитие, и совместно с другими методами он теперь может быть применен для заземлителей более сложной формы [2]. Однако он нуждается в экспериментальной проверке.

**Метод конечных разностей во временной области (Finite Difference Time Domain, FDTD)** [3] основан на центрально-разностной дискретизации уравнений Максвелла во времени и пространстве.

Уравнения Максвелла для изотропной среды:

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t},$$

где

$$\begin{aligned} \vec{D} &= \varepsilon \vec{E}, \\ \vec{B} &= \mu \vec{H}. \end{aligned} \quad (2)$$

В декартовой системе координат уравнения (1), с учетом материальных соотношений (2), эквивалентны следующей системе уравнений:

$$\frac{\partial E_x}{\partial t} = \frac{1}{\varepsilon} \left[ \left( \frac{\partial H_z}{\partial y} - \frac{\partial H_y}{\partial z} \right) - J_x \right] \quad (3a)$$

$$\frac{\partial E_y}{\partial t} = \frac{1}{\varepsilon} \left[ \left( \frac{\partial H_x}{\partial z} - \frac{\partial H_z}{\partial x} \right) - J_y \right] \quad (3б)$$

$$\frac{\partial E_z}{\partial t} = \frac{1}{\varepsilon} \left[ \left( \frac{\partial H_y}{\partial x} - \frac{\partial H_x}{\partial y} \right) - J_z \right] \quad (3в)$$

$$\frac{\partial H_x}{\partial t} = \frac{1}{\mu} \left( \frac{\partial E_y}{\partial z} - \frac{\partial E_z}{\partial y} \right) \quad (3г)$$

$$\frac{\partial H_y}{\partial t} = \frac{1}{\mu} \left( \frac{\partial E_z}{\partial x} - \frac{\partial E_x}{\partial z} \right) \quad (3д)$$

$$\frac{\partial H_z}{\partial t} = \frac{1}{\mu} \left( \frac{\partial E_x}{\partial y} - \frac{\partial E_y}{\partial x} \right) \quad (3е)$$

Обозначим точку пространства как

$$(i, j, k) = (i\Delta x, j\Delta y, k\Delta z), \quad (4)$$

тогда для функции пространства и времени

$$F(i\Delta x, j\Delta y, k\Delta z, n\Delta t) = F^n(i, j, k). \quad (5)$$

Запишем уравнение (3а), используя центрально-разностную аппроксимацию во времени и пространстве:

$$\frac{E_x^n(i+1/2, j, k) - E_x^{n-1}(i+1/2, j, k)}{\Delta t} = \frac{1}{\varepsilon(i+1/2, j, k)} \times \left( \frac{H_z^{n-1/2}(i+1/2, j+1/2, k) - H_z^{n-1/2}(i+1/2, j-1/2, k)}{\Delta y} - \frac{H_y^{n-1/2}(i+1/2, j, k+1/2) - H_y^{n-1/2}(i+1/2, j, k-1/2)}{\Delta z} - J_x^{n-1/2}(i+1/2, j, k) \right) \quad (6)$$

Соответствующим образом записываются уравнения (3б) и (3в).

Для (3г) получаем:

$$\frac{H_x^{n+1/2}(i, j+1/2, k+1/2) - H_x^{n-1/2}(i, j+1/2, k+1/2)}{\Delta t} = \frac{1}{\mu(i, j+1/2, k+1/2)} \times \left( \frac{E_y^n(i, j+1/2, k+1) - E_y^n(i, j+1/2, k)}{\Delta z} - \frac{E_z^n(i, j+1, k+1/2) - E_z^n(i, j, k+1/2)}{\Delta y} \right) \quad (7)$$

Соответствующим образом записываются уравнения (3д) и (3е).

Рис.1 поясняет уравнения (6) и (7) и взаимное расположение векторов электрического и магнитного поля.

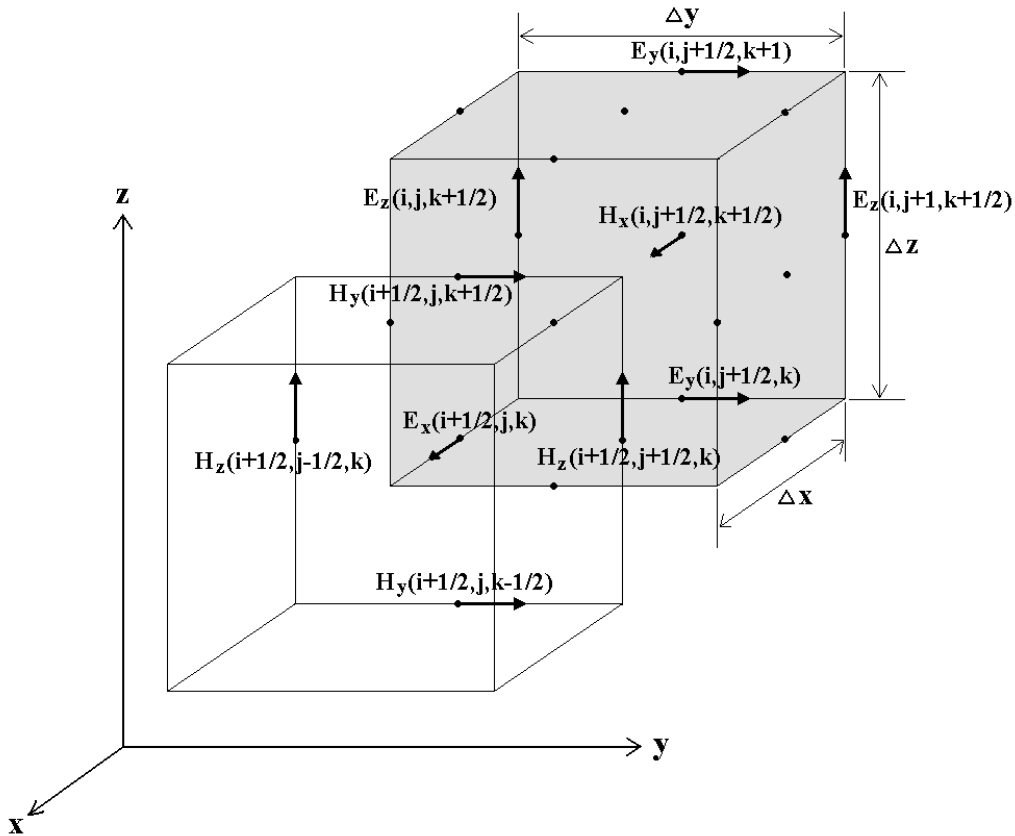


Рис.1. Относительное расположение векторов электрического и магнитного полей



В итоге мы получаем систему из шести конечно-разностных уравнений, являющихся основой FDTD алгоритма, который позволяет рассчитывать взаимодействия электромагнитных волн с трехмерными объектами.

Среди методов численного решения задач электродинамики метод FDTD оказался довольно эффективным методом для расчета переходных сопротивлений заземлителей. Точность этого метода по сравнению с экспериментальными результатами для заземлителей различных конфигураций проверена и является удовлетворительной [4].

Опишем эксперимент, согласно которому измерялось переходное (локальное) импульсное сопротивление тонкого подземного проводника. В начало тонкого подземного проводника, диаметром 4 мм, зарытого на глубину примерно 10-15 см, подавался импульс тока от генератора импульсного тока. Длина заземленного проводника – 200 м, токового и потенциального контуров – по 100 м. Токовый и потенциальный контуры (ТК и ПК) размещены перпендикулярно заземленному проводнику. Осциллографом измеряются ток через проводник и напряжение на нем, как показано на рис.2. Результаты измерений показаны на рис.3.

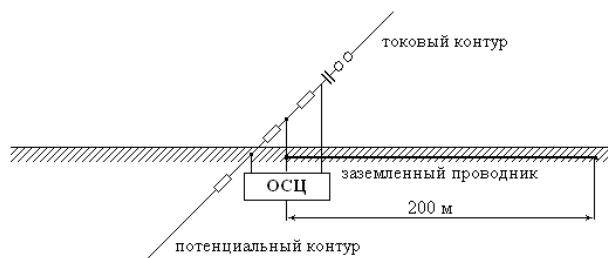


Рис.2. Схема измерения переходного сопротивления тонкого подземного проводника

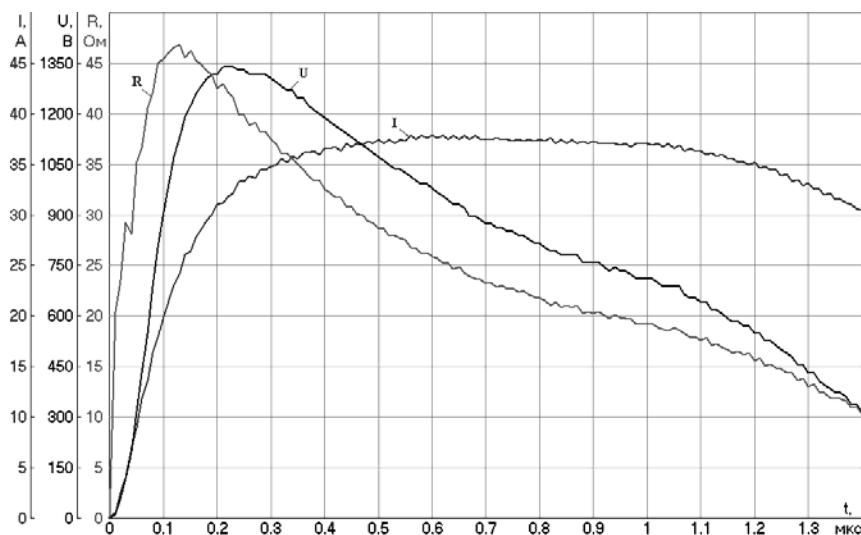


Рис.3. Измеренные ток через проводник, напряжение на нем и его сопротивление

Произведем расчет переходного импульсного сопротивления тонкого подземного проводника с помощью метода FDTD для случая, аналогичного экспериментам.

Шаг сетки выберем равным 0.25 м, так как больший шаг приведет к существенной неточности моделирования глубины, на которую зарыт проводник, а меньший шаг – к нехватке ресурсов компьютера. Для предотвращения неустойчивости численного решения временной шаг вычисляется по формуле:

$$\Delta t \leq \frac{\Delta x}{\sqrt{3}c},$$

где  $c$  – скорость света в вакууме,  $\Delta x$  – шаг сетки. Выбирая максимальное значение  $\Delta t$ , получаем  $\Delta t = 481,5$  пс.

Для решения задач методом FDTD область вычислений должна быть ограничена. Вследствие этого необходимо применение граничных условий на границах области для имитации бесконечности (в случае отсутствия граничных условий появляются отражения от границ области). Существует несколько различных методов для создания граничных условий, но UPML (Uniaxial Perfectly Matched Layer) [5] обладает на порядки меньшими коэффициентами отражений от границ, чем остальные.

Все проводники смоделированы с помощью метода моделирования тонкого провода (thin wire technique) [6], так как их диаметр меньше шага сетки.

Зададим ток в проводе через напряженность поля вокруг него так, чтобы он совпадал с током в эксперименте. Относительная диэлектрическая проницаемость земли принята равной 20, что примерно соответствует экспериментальным данным. Удельная электрическая проводимость земли принята равной 5 мСм/м, так как измерение удельного сопротивления грунта дало 220 Ом·м. На рис.4 показаны расчетные ток, стекающий с заземлителя, напряжение на нем, а также значение импульсного сопротивления заземлителя, которое определено как отношение мгновенных значений напряжения к мгновенным значениям тока.

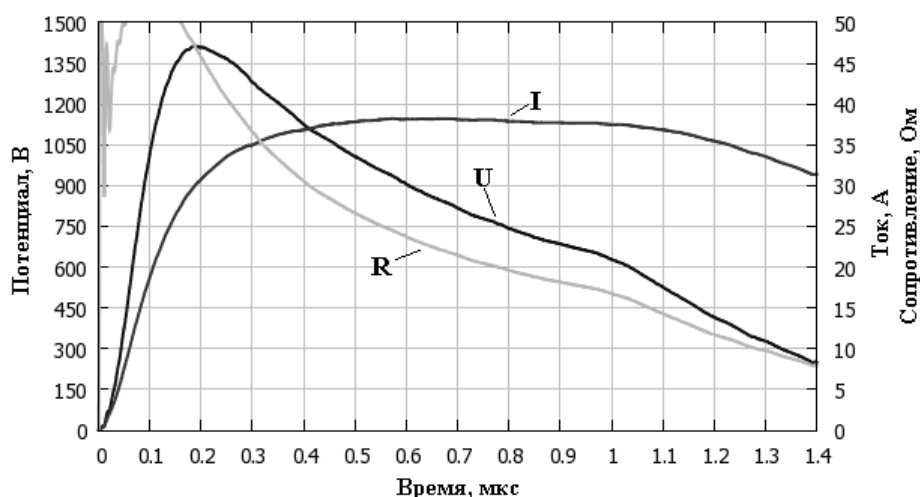


Рис.4. Результаты вычислений

Метод FDTD требует больших вычислительных ресурсов. Но при использовании параллельных вычислений [7] в многопроцессорных системах время расчета может быть существенно снижено или может быть значительно увеличена моделируемая область, хотя при увеличении области время расчета растет нелинейно (увеличивается быстрее). Также нужно учитывать, что при большом количестве точек сетки этот метод требует большого объема ОЗУ, но объем занимаемой памяти с увеличением области расчетов растет линейно.

Большие импульсные токи, создаваемые разрядом молнии приводят к ионизации в почве, и эффект ионизации должен учитываться при расчетах переходных характеристик заземлителей. Нелинейное поведение характеристик заземлителей еще не изучено по причине сложности данного явления. Однако, используя существующие модели этого явления, его можно учитывать, в том числе и в расчетах методом FDTD [8].

### **Литература**

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: ДЕАН, 2008. 704 с.
2. Transient Response of Grounding Systems Caused by Lightning: Modeling and Experiments / Y.Liu //Acta Universitatis. Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology. 1015. 2004.
3. Numerical solution of initial boundary value problems involving Maxwell's equation in isotropic media / Kane S. Yee. 1966.
4. Novel method for analyzing the transient behavior of grounding systems based on the finite-difference time-domain method / Kazuo Tanabe. 2001.
5. An Anisotropic Perfectly Matched Layer-Absorbing Medium for the Truncation of FDTD Lattices / Stephen D. Gedney. 1996.
6. The treatment of geometrically small structures in FDTD by the modification of assigned material parameters / C.J.Railton, D.L.Paul, I.J.Craddock, G.S.Hilton. 2005.
7. Parallel Finite-Difference Time-Domain Method / W.Yu, R.Mitra, T.Su, Y.Liu, X.Yang. Artech House, 2006. 262 p.
8. Soil Ionization in Different Types of Grounding Grids Simulated by FDTD Method / T. L. T. dos Santos, R. M. S. de Oliveira, C. L. da S. S. Sobrinho, J. F. Almeida. 2009.

### **Сведения об авторах**

#### **Куклин Дмитрий Владимирович,**

инженер лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: kuklindima@gmail.com

УДК 621.311

**А.В.Колычев, А.Н.Боровских**

## **РЕГИСТРАТОР СРАБАТЫВАНИЙ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ПОЯСА РОГОВСКОГО**

### **Аннотация**

Разработан регистратор срабатываний импульсных токов через нелинейные ограничители перенапряжений на базе пояса Роговского, легко устанавливаемый на данных ограничителях, позволяющий сохранять и дистанционно передавать информацию о срабатывании ОПН.

### **Ключевые слова:**

*ограничитель перенапряжений, регистратор срабатываний, радиоканал*

**A.V.Kolychev, A.N.Borovskykh**

## **THE SURGE ARRESTER COUNTER BASED ON THE ROGOWSKI COIL**

### **Abstract**

The counter is to operate impulse current from surge arrester based on the Rogowski coil is developed. It easily established on surge arrester, allowing to keep and to transfer the information on operation surge arrester by radio channel.

### **Keywords:**

*surge arrester, counter, Rogowski coil, radio channel*

В России, а также странах СНГ для защиты ВЛ 110-500 кВ от грозовых перекрытий все большее применение находят линейные защитные аппараты (ЛЗА). В качестве ЛЗА применяются подвесные нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) и линейные разрядники (ЛР, ОПН с искровыми промежутками). Опыт эксплуатации ЛЗА во многих странах мира (Японии, США и др.) на линиях класса напряжения от 6 до 500 кВ, за редким исключением, оценивается как положительный. Они подтвердили свою надежность и эффективность в качестве радикального средства защиты ВЛ от грозовых перекрытий и аварийных отключений. Первый опыт применения ЛЗА в России – грозозащита двухцепной ВЛ 400 кВ «Линке-1,2» (МЭС Северо-Запада), который можно признать положительным. За истекший период с 2004 г. линия не имела ни одного аварийного отключения.

К сожалению, на данном этапе нет разработанной и утвержденной универсальной методики применения ЛЗА для ВЛ различных классов напряжения. Поэтому эксплуатационные организации, которым принадлежат ВЛ (МЭС, Энергосистемы), испытывают определенные затруднения в разработке технических мероприятий по защите проблемных ВЛ. Необходимо отметить, что исследования по применению ЛЗА для молниезащиты ВЛ проводятся ведущими научными центрами России в области электроэнергетики, такими как СибНИИЭ, НИИПТ, СПбГПУ, НГТУ. При этом одним из главных вопросов молниезащиты ВЛ с помощью ЛЗА является экономическая обоснованность такого типа молниезащиты. Она определяется количеством ЛЗА, которые должны быть установлены. Поэтому сбор информации по работающим ВЛ с уже установленными ЛЗА является актуальной задачей.

Анализ данной информации позволит разработать методику по эффективному применению ЛЗА.

В качестве примера в таблице представлены результаты регистрации импульсных токов через подвесные ОПН, установленные на ВЛ 400 кВ «Линке-1,2». Всего на линии было установлено 102 фазы ОПН на 40 опорах [1]. Все ограничители были снабжены устройствами мониторинга работы ОПН Excount-II, которые позволяют регистрировать импульсные. Как видно из таблицы, за 2 года наблюдений датчики фиксировали протекание импульсных токов на 4 опорах из 40.

Процедура регистрирования импульсов тока как грозовых проведена по дате и значению тока. К сожалению, информация по грозовой деятельности на время регистрации импульсов тока отсутствует. Согласно расчетам, проведенным специалистами НИИПТ [2], число импульсных воздействий на ОПН, установленных на 40 опорах, в год составит в среднем 4. Согласно таблице, от 25 до 50% грозовых поражений в год приходится на 3 опоры.

Таблица зафиксированных в 2009 г. перенапряжений

ВЛ	Номер опоры, фаза	Дата срабатывания	Время срабатывания	Ток, А	Вероятная причина импульсного тока
ЛЛн-1	29с	26.03.2008г.	16:37:00	10-99	Комутац. перен.
	28с	20.05.2008г.	0:51:05	10-99	Комутац. перен.
ЛЛн-2	29в	22.03.2007г.	7:11:17	1000-4999	-
	46в	01.05.2008г.		5000-9999	Грозов. перен
	45в	20.04.2008г.	12:23:56	>10000	Грозов. перен
	45с	06.04.2008г.	18:34:50	10-99	Комутац. перен.
	29в	16.03.2009г.	21:04:37	1000-4999	-
	29в	08.09.2009г.	9:54:40	1000-4999	Грозов. перен

Необходимо отметить, что при монтаже датчиков Excount-II и их первичной эксплуатации были проблемы по передаче данных. Передача данных от сенсора, установленного у ОПН, на трансивер (устройство для приема данных), которым управляет оператор на земле, осуществляется на частоте 868.35 МГц. Данная частота попадает в частотную область радиопомех ВЛ. Еще одним недостатком системы мониторинга Excount-II является ее достаточно высокая стоимость. В зависимости от номинального напряжения цена может составлять до 50% от стоимости ОПН.

В настоящее время в России для учета срабатываний подстанционных ОПН, установленных на шинах подстанций в ОРУ, используются импульсные регистраторы с числовой индикацией срабатываний, например, регистраторы срабатываний типа РС-1, РС-2, РС-3 производства «ЗЭТО» (Россия), DC-904 фирмы «ELPRO» (Индия), а также других производителей. У большинства производителей регистраторов принцип работы основан на использовании дополнительного нелинейного резистора (обычно металлоксидного варистора), устанавливаемого в разрыв шины заземления ОПН, конденсатора и индуктивности, образующих колебательный контур LC (рис.1). Протекающий импульсный ток через ОПН приводит к повышению напряжения на нелинейном

резисторе и зарядке импульсного конденсатора. В дальнейшем конденсатор разряжается на индуктивность, что приводит к срабатыванию механического счетчика. Информация на регистраторах отображается в виде цифр на панели или стрелочном индикаторе, поэтому считывание информации персоналом подстанции происходит с помощью визуального наблюдения.

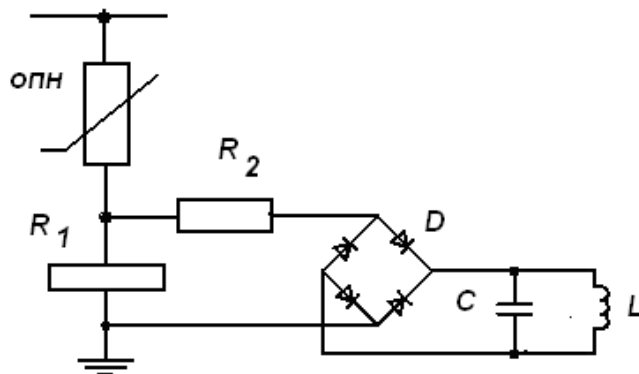


Рис.1. Принципиальная схема регистратора срабатываний типа РС:  
 $C$  – импульсный конденсатор;  $L$  – электромагнитный счетчик;  
 $D$  – диодный мост;  $R_1$  – нелинейный резистор;  $R_2$  – резистор

Использование данных типов регистраторов для регистрации срабатываний ЛЗА на ВЛ имеет ряд недостатков и трудностей. Во-первых, затруднения вызывает считывание информации с регистратора, который должен быть установлен на достаточно большой высоте у ОПН или на теле опоры. Во-вторых, регистратор фиксирует также импульсные токи, вызванные коммутационными перенапряжениями. В-третьих, не происходит регистрация времени срабатывания ОПН и максимальной амплитуды импульса тока.

Применение дополнительного варистора приводит к увеличению остающегося напряжения, а также требует согласования его энергетических характеристик с параметрами ЛЗА.

Исходя из вышесказанного, технические специалисты ОАО «Позитрон» разработали регистратор срабатываний РС-ОПН на базе пояса Роговского (ПР).

Для измерения больших импульсных токов на практике широко применяются воздушные трансформаторы тока, имеющие название пояс Роговского, представляющий собой тороидальную катушку.

С изменяющимся во времени импульсным током связано образование вблизи проводников электромагнитного поля. Магнитное поле индуцирует в витках катушки, охватывающей провод с током, э.д.с.  $e_2(t)$ , пропорциональную производной тока  $di_1/dt$  [2]. С помощью интегрирующей схемы, на которую подается сигнал с катушки, можно получить импульс напряжения  $u_n(t)$ , пропорциональный измеряемому току  $i_1(t)$ .

Обмотка пояса вместе с РС интегрирующей цепочкой представляет собой колебательный контур с затуханием, последовательно с которым включена внешняя э.д.с.  $e(t)$ . Уравнение, связывающее напряжение и ток в ПР, имеет следующий вид:

$$L \cdot \frac{di_2}{dt} + (r + R) \cdot i_2 + u_C = e_2(t) ,$$

где  $r$  и  $L$  – внутреннее сопротивление и индуктивность пояса Роговского,  $i_2$  – ток, протекающий в контуре ПР.

Напряжение на конденсаторе определяется, как  $u_C = \frac{1}{C} \cdot \int_0^t i_2 \cdot dt$ .

Э.д.с., индуцируемая в катушке,  $- e_2(t) = \frac{L}{N} \cdot \frac{di_1(t)}{dt}$ .

Ток  $i_1(t)$  является импульсным током, протекающим через нелинейный ограничитель перенапряжений. По своей форме ток через ОПН совпадает с током молнии, отличается лишь амплитудой, которая меньше амплитуды тока молнии, и зависит от места установки ОПН, их количества, места удара молнии (опора, фазный провод), сопротивления заземления опоры. Поэтому ток  $i_1(t) = i_{онн}(t) = k_m \cdot i_m(t)$ , где  $k_m < 1$  – коэффициент, учитывающий снижение тока через ОПН по сравнению с током молнии.

Проведенные расчеты позволили определить характеристики ПР для регистрации импульсных токов молнии. На рис.2 представлена структурная схема регистратора импульсных токов ОПН (РС-ОПН) производства ОАО «Позитрон». Регистрация импульсов тока происходит при превышении напряжения на конденсаторе свыше 1 В, что соответствует протеканию через ОПН тока с амплитудой 150 А. Минимальное напряжение срабатывания 1 В позволяет «отстроиться» от возможных наводок на ПР от внешних электрических полей.

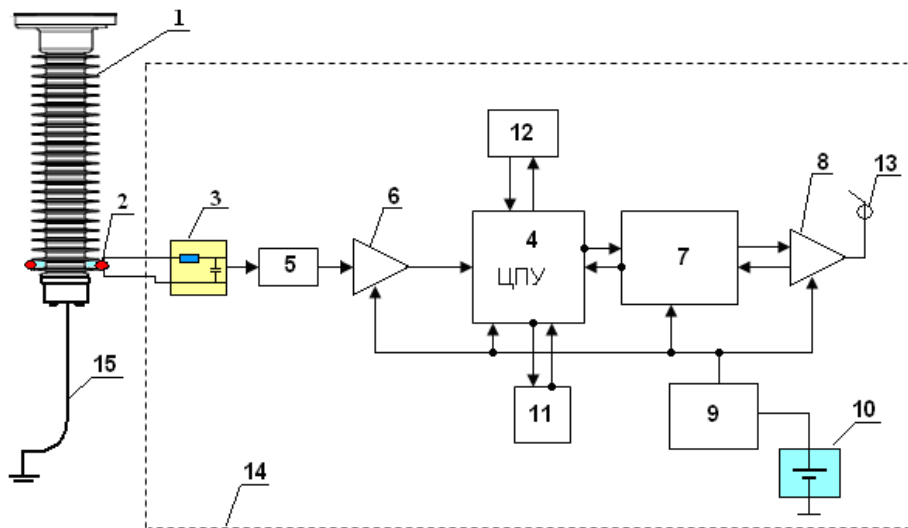


Рис.2. Структурная схема регистратора срабатываний ОПН (РС-ОПН), для определения числа срабатываний ОПН при протекании импульсных токов грозовых перенапряжений:

1 – нижний модуль подвесного ОПН-500; 2 – пояс Роговского (ПР);  
3 – дифференциальная RC-цепочка; 4 – ЦПУ (микропроцессор);

5 – ограничитель напряжения (мощность 120 Вт); 6 – преобразователь сигнала из аналогового в цифровой; 7 – приемопередающий модуль (РМ) с частотой 2,4 ГГц; 8 – усилитель мощности РМ; 9 – менеджер питания; 10 – источник питания, напряжение 3.6 В, емкость – 6.5 А/ч; 11 – флеш-память (ПЗУ); 12 – часы реального времени; 13 – антенна; 14 – регистрирующий модуль; 15 – заземляющий провод ОПН

РС-ОПН состоит из пояса Роговского, который изготавливается намоткой медной проволоки ( $w=1100$  витков) на изоляционную оправку, модуля регистрации и базового модуля, соединенного с персональным компьютером. Пояс Роговского вместе с регистрирующим модулем без затруднений крепится между ребрами ОПН с помощью специальных винтов. РС-ОПН позволяет регистрировать импульсные токи, протекающие через ОПН, в диапазоне амплитуд от 150 А до 100 кА, фиксирует время и дату прохождения импульса через ОПН, накапливает информацию о количестве импульсов тока.

Передача информации от модуля регистрации, установленного на ОПН, к базовому модулю осуществляется на частоте 2.4 ГГц при дальности радиосвязи 250 м. Управление, обработка, прием и передача данных осуществляется с помощью программного обеспечения на персональном компьютере.

Для получения информации достаточно с персональным компьютером (ноутбуком) расположиться вблизи опоры. Программное обеспечение с помощью интерфейса позволяет установить радиосвязь с ближайшими регистрирующими модулями (ОПН), получить информацию о номерах опор, номере и типе ОПН, дате и времени каждого срабатывания, количестве срабатываний между измерениями и уровне тока через ОПН. Отображение получаемой информации на экране монитора происходит в виде таблиц, удобных для восприятия. В приборе также отображается уровень заряда батареи и уровень радиосвязи.

## Литература

1. Шваб А. Измерения на высоком напряжении: Измерительные приборы и способы измерения. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 264 с.
2. Модернизация системы грозозащиты ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская – Госграница» с использованием ОПН / А.Н.Новикова, О.В.Шмараго, А.Н.Лубков, Л.И.Галкова, Е.А.Макашин, В.Р.Бельцер // Известия НИИ постоянного тока. 2007. № 62.

### *Сведения об авторах:*

#### **Кольчев Александр Валерьевич,**

доцент кафедры «Электроэнергетика и техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н.  
Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29  
эл. почта: kolychev@positron.spb.ru

#### **Боровских Андрей Николаевич,**

начальник сектора электронных устройств НПК ОАО «Позитрон», инженер  
Россия, 194295, г. Санкт-Петербург, ул. Ивана Фомина, д. 6  
эл. почта: a\_borovskikh@positron.spb.ru



УДК 621.311

**Ф.Х.Халилов, Г.Г.Хохлов**

## **ВЫБОР МОДЕЛИ ОПОРЫ ВЛ 35-220 кВ ПРИ АНАЛИЗЕ ГРОВОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ**

### **Аннотация**

Проанализированы пять вариантов расчетной схемы замещения опоры воздушной линии электропередач. Цель такого анализа – определить, какими элементами схемы можно пренебречь без ухудшения точности расчета количества грозových отключений линии. Результаты расчета показали, что предпочтительной схемой замещения опоры является схема с рассредоточенной индуктивностью и без учёта индуктивностей траверс.

### **Ключевые слова:**

*модель опоры линии электропередачи, молниезащита*

**F.Kh.Khalilov, G.G.Hochlov**

## **SELECTION OF TRANSMISSION LINE 35-220 KV TOWER MODEL FOR LIGHTNING SURGES ANALYSIS**

### **Abstract**

Five versions of transmission line tower substitution circuit are analyzed. The purpose of analysis is to determine the network elements disregarded without calculation accuracy degradation of a transmission line lightning faults. The results of calculation shows that the preferred transmission line tower substitution circuit is the diagram with the distributed inductance and without taking into account the inductance of crossarms.

### **Keywords:**

*transmission line tower model, lightning protection*

Снижение числа отключений высоковольтных воздушных линий (ВЛ) является важной задачей современной электроэнергетики. Значительная доля отключений ВЛ (до 60%) спровоцирована ударами молний. Как известно, надёжность электрической системы в целом зависит от надёжности её компонентов. Наиболее уязвимыми являются линии электропередачи, поскольку вследствие большой протяжённости они более всего подвержены различным атмосферным воздействиям.

Для оценки эффективности средств молниезащиты, в том числе и альтернативных средств (например, подвеска ОПН на опорах ВЛ), используемых в случае недостаточной грозоупорности линий, защищённых в соответствии с ПУЭ [1], широко применяются различные расчётные методики.

От выбора модели опоры в значительной степени зависит результат вычисления т.е. показатель надёжности молниезащиты – количество грозových отключений ВЛ в год, так как именно на опоре происходит перекрытие линейной изоляции (именно оно является наиболее вероятной причиной отключения линии).

Ниже будут проанализированы несколько вариантов эквивалентной расчетной схемы опоры. Цель такого сравнения – установить, какие допущения и в какой мере влияют на интегральный результат (количество грозových

отключений линии), т.е. определить, какими элементами схемы можно пренебречь без ухудшения точности расчета.

Сравнение выполнено для следующих пяти схем замещения опоры:

1) самая простая с точки зрения моделирования схема – замещение активным сопротивлением растеканию тока в землю без учёта индуктивностей тела опоры (рис.1, а). Расчёт переходного процесса в такой схеме не требует решения дифференциальных уравнений, ввиду отсутствия реактивных элементов;

2) схема с сосредоточенной полной индуктивностью тела опоры, без учёта индуктивностей траверс (рис.1, б) [2];

3) схема (рис.1, в), в отличие от предыдущей схемы, учитывает индуктивности между траверсами, т.е. траверсы имеют разный потенциал;

4) схема с учетом индуктивностей траверс (рис.1, г). По сути, напряжения и токи в такой модели будут отличаться от рассчитанных по предыдущей схеме только после перекрытия гирлянды изоляторов (срабатывания ОПН), когда по траверсам опоры начинает течь ток. Поэтому, до перекрытия линейной изоляции результат для схем, указанных на рис.1, в и г будет одинаков;

5) схема, учитывающая ёмкости участков тела опоры. Индуктивность такого участка разбивается на две равные половины, и между ними включается ёмкость на землю (рис.1, д).

Индуктивность участка тела опоры определяется из высоты опоры  $h$  по формуле:  $L = L_{\text{пог}} \cdot h$ , где  $L_{\text{пог}}$  – погонная индуктивность опоры (0.6-0.8 мкГн/м).

Для схемы на рис.1, д, погонная ёмкость составляет 12-32 пФ/м.

В грунтах с удельным сопротивлением менее 5000-10000 Ом·м даже при импульсах с длиной фронта порядка нескольких микросекунд емкостные токи пренебрежимо малы по сравнению с токами проводимости. В этом случае схема замещения заземления будет содержать только индуктивности и проводимости (активные сопротивления).

При длинах лучей более 10 м индуктивность несколько увеличивает сопротивление заземления опор. С другой стороны, при больших импульсных токах напряженность электрического поля вблизи заземлителя достигает критической величины и в грунте возникает дуго- и искрообразование, что уменьшает сопротивление заземлителя опоры. Поэтому будем считать, что приведенные факторы взаимно компенсируют друг друга и, в первом приближении, в расчетах можно в качестве импульсного сопротивления заземления использовать постоянное активное сопротивление растеканию.

Различия результатов расчётов в разных моделях проиллюстрированы зависимостями напряжений на гирляндах изоляторов от времени. Эти зависимости представлены на рис.2 для различных параметров импульсов молнии и сопротивлений заземления опор. Значение тока молнии в расчетах выбиралось таким, чтобы напряжения на гирляндах изоляторов не вызывали перекрытий.

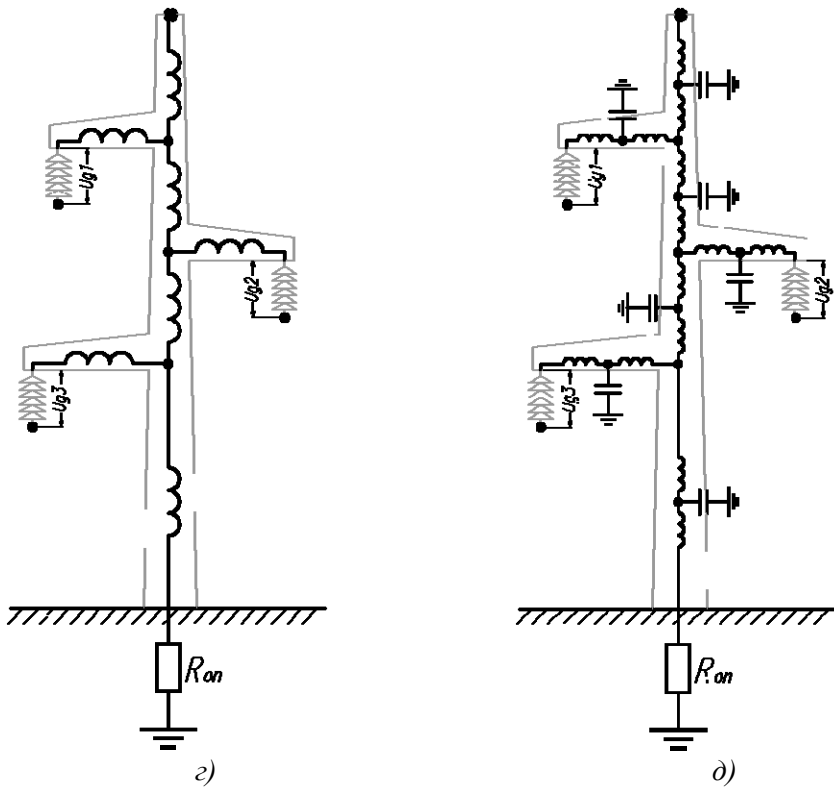
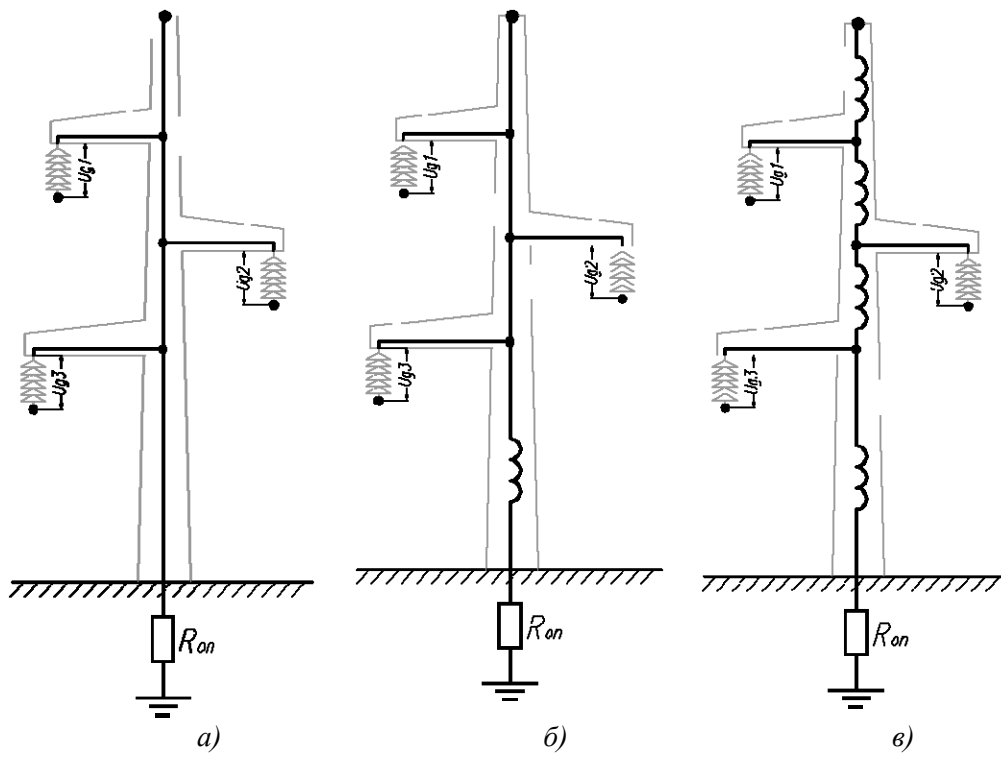


Рис. 1. Модели опор ВЛ

Из рисунков видно, что результаты несколько различаются между собой. Это различие зависит от величины сопротивления заземления опоры, так как активное сопротивление изменяет постоянную времени схемы. Также различие тем больше, чем короче длина фронта импульса молнии, так как реактивные элементы «реагируют» на высокие частоты намного сильнее, чем на низкие. Поэтому наиболее различаются результаты при низком сопротивлении заземления опоры и воздействии молнии с коротким фронтом (рис.2, а). При больших сопротивлениях заземления опоры и пологих фронтах результат для разных моделей практически одинаков (рис.2, г). Однако при любых расчётных параметрах, результат для модели с учётом всех индуктивностей (рис.1, г) и модели с ёмкостью (рис.1, д) фактически один и тот же, ввиду малой величины погонной ёмкости тела опоры на землю.

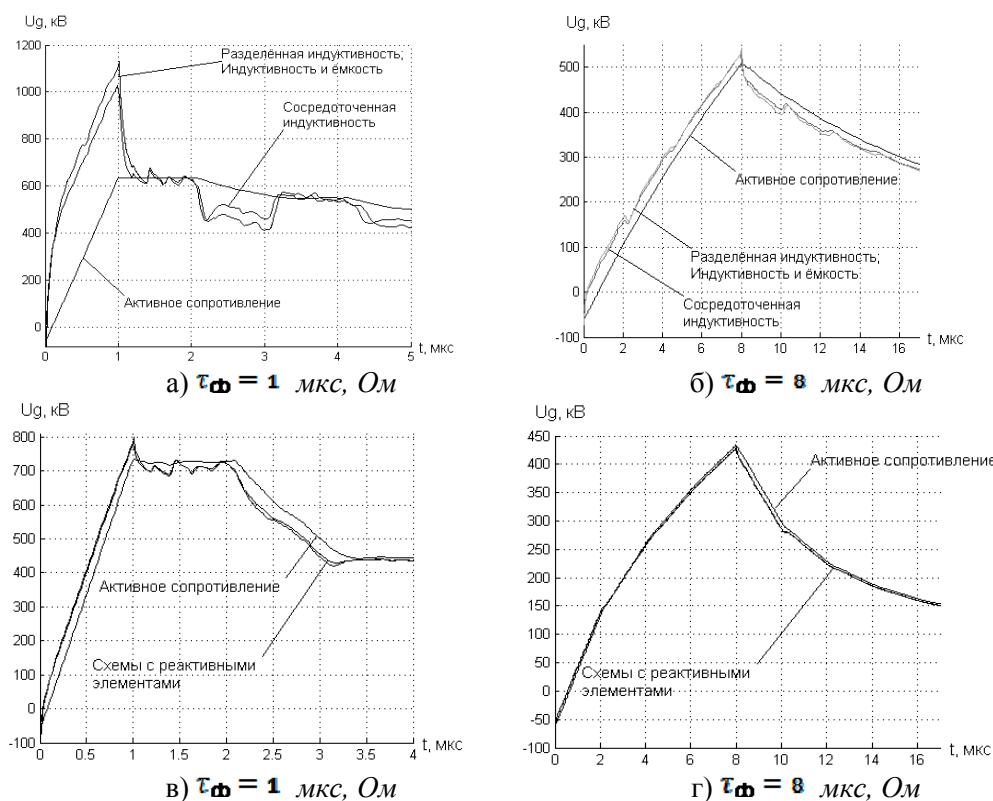
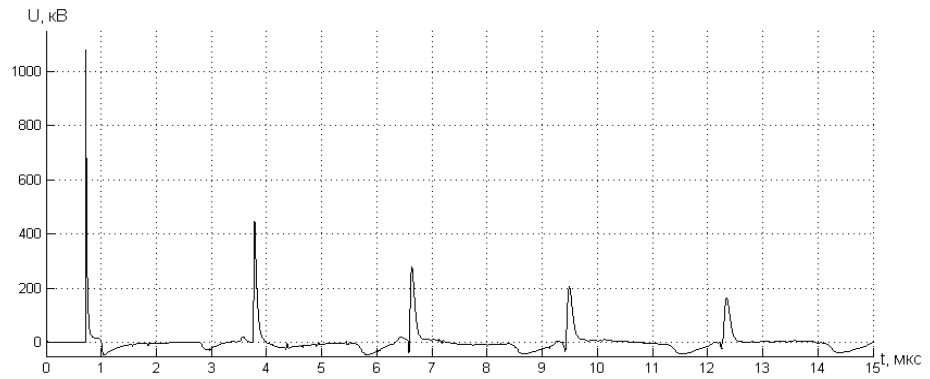


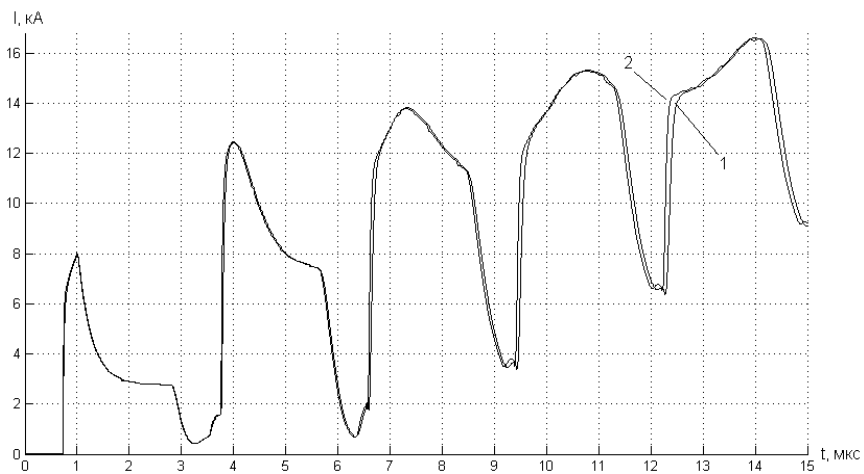
Рис.2. Напряжения на верхней гирлянде изоляторов для различных схем замещения опоры ВЛ

Для оценки влияния индуктивностей траверс рассматриваем напряжение на этих индуктивностях (рис.3). Напряжение имеет большие пиковые значения при резком изменении тока через индуктивность (при перекрытии гирлянды изоляторов и приходе отражённых волн от соседних опор). Однако действующее значение напряжения невелико и составляет примерно 45 кВ. Поэтому влияние индуктивности траверсы на ток в фазном проводе при перекрытии линейной изоляции незначительно (рис.4).



*Рис.3. Напряжение на индуктивности траверсы*

Количество грозовых отключений, полученное при расчётах на моделях с различными схемами опор, представлено на рис.5. Расхождение в результатах для схем рис.1, а и б, достаточно велико, особенно при малых значениях сопротивления опор, и может достигать 50-70% (рис.6). Однако с ростом сопротивления заземления опор, из-за изменения постоянной времени, результаты для различных моделей становятся более близкими друг к другу. Расхождение результатов для схем рис.1, в, г и д, не превышает 2%. Количество грозовых отключений линии, рассчитанное в модели с рассредоточенной индуктивностью (рис.1, в), такое же, как и в самой полной модели (рис.1, д).



*Рис.4. Ток дуги при перекрытии линейной изоляции с учётом индуктивности траверс (1) и без такого учёта (2)*

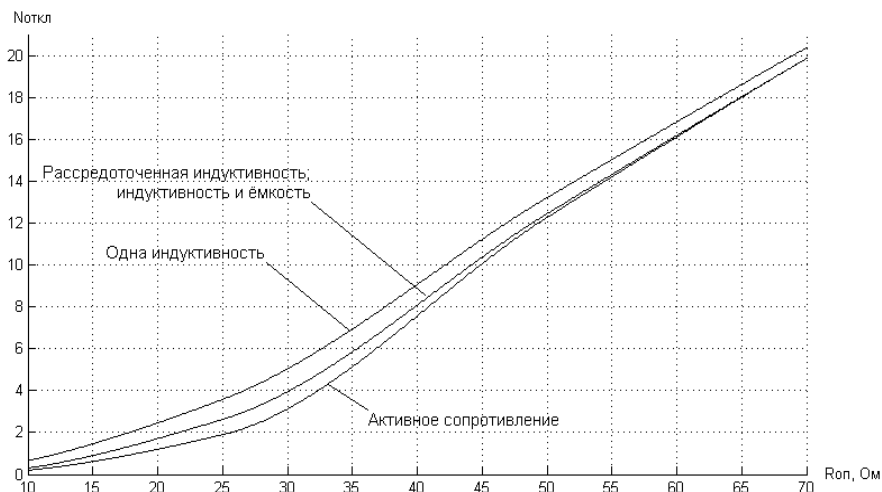


Рис. 5. Количество грозных отключений ВЛ для различных моделей опоры

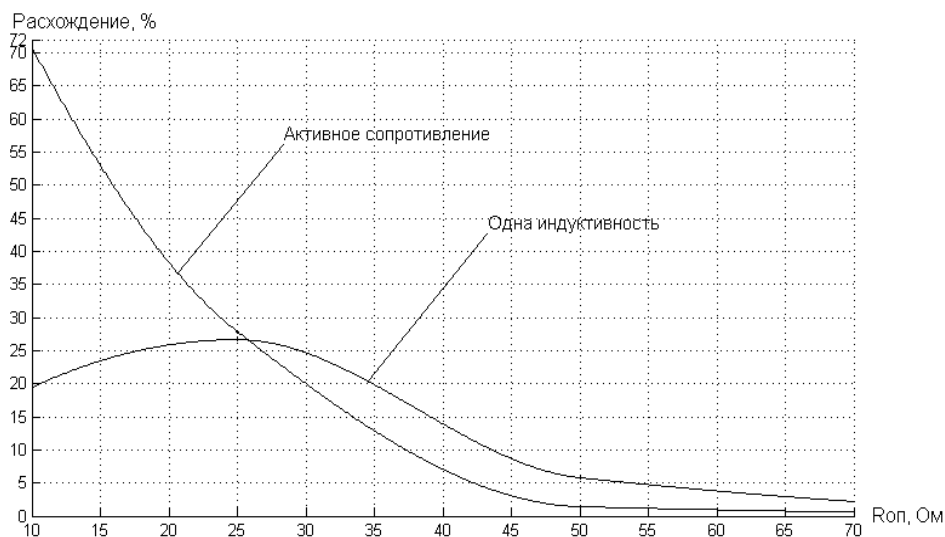


Рис. 6. Отличие результатов, полученных при расчётах в разных моделях, от результатов наиболее полной модели опоры ВЛ (учитывающей все индуктивности и ёмкости тела опоры)

Таким образом, предпочтительной схемой замещения опоры представляется схема с рассредоточенной индуктивностью (рис. 1, в), без учёта индуктивностей траверс. Результаты расчётов для этой схемы практически идентичны результатам для более «подробных» схем замещения. Она является более простой для описания в модели (в случае аналитического расчёта количества грозных отключений), и её применение позволяет повысить скорость расчёта (при численном моделировании переходного процесса в линии).

## Литература

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: ДЕАН, 2008. 704 с.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под науч. ред. акад. РАН Н.Н.Тиходеева. 2-е изд. СПб: Изд-во ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

### *Сведения об авторах*

**Халилов Фрудин Халилович,**

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета,  
д.т.н.

Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29

**Хохлов Григорий Григорьевич,**

аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета

Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29

Тел.: +7-905-2789490

E-mail: ceastwood@mail.ru

УДК 621.311

**Ф.Х.Халилов, Ю.С.Попова, Г.Г.Хохлов**

### **ОБОСНОВАНИЕ УСТАНОВКИ ОПН НА ВЛ 35-110 кВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

#### **Аннотация**

В статье проведён анализ грозových отключений линий в районах нефте- и газодобычи. Представлены результаты расчётов числа грозových отключений для ВЛ, питающих предприятия нефти и газа.

#### **Ключевые слова:**

*молниезащита, грозозащитный трос, число грозových отключений*

**F.Kh.Khalilov, Y.S.Popova, G.G.Hochlov**

### **SUBSTANTIATION OF INSTALLATION OF ARRESTERS OVERHEAD 35-110 kV LINES OF OIL AND GAS INDUSTRY**

#### **Abstract**

The article analyzes the lightning outages of lines in the areas of oil and gas production. The results of calculations of lightning outages for overhead lines, supplying of oil and gas manufacturing capacity.

#### **Keywords:**

*lightning protection, ground wire, the number of lightning outages*

Нефтяная и газовая отрасли промышленности России представляют собой сложные производственные процессы и являются одними из важнейших в экономике. Большинство линий 35-110 кВ на месторождениях нефти и газа

выполнены в двухцепном варианте. При этом грозоупорность таких ВЛ в целом ниже грозоупорности одноцепных линий, поэтому неприемлемый показатель надежности грозозащиты приводит к серьезным финансовым потерям вследствие отключения линий и повреждения электрооборудования (выключателей, разъединителей, кабелей, трансформаторов и др.). Таким образом, в последние годы основное внимание научных, проектных и эксплуатирующих организаций направляется на обеспечение надежности работы ВЛ, в том числе при воздействии на их изоляцию грозových перенапряжений.

При ударе молнии в двухцепные линии, помимо отключения одной из цепей, в ряде случаев одновременно отключаются обе цепи. Так, по данным «Тюменьэнерго», в 2003 г. из 350 грозových отключений ВЛ энергосистемы в 105 случаях одновременно отключались обе цепи, то есть доля двухцепных отключений составляет приблизительно 35%. В частности, обработка информации о грозových отключениях показывает, что в 2003 г. в Ноябрьских электрических сетях (НЭС) ОАО «Тюменьэнерго», откуда получают электроэнергию объекты ОАО «Ноябрьскнефтегаз», имело место 132 отключения ВЛ 110 кВ, из которых в 40 случаях одновременно отключались обе цепи, то есть для НЭС доля двухцепных отключений равна приблизительно 30%.

Двухцепные отключения, о которых речь шла выше, главным образом происходят из-за большого значения удельного сопротивления грунтов в некоторых районах по трассе ВЛ, где не удается обеспечить сопротивление заземления опор менее 10-20 Ом. В итоге происходят обратные перекрытия на различных фазах различных цепей.

Кроме того, при грозových ситуациях повреждалось электрооборудование подстанций. Почему же в предыдущий период эксплуатации на подстанциях 110 кВ оборудование не выходило из строя, а в последние годы при грозových ситуациях все чаще они выходят из строя? Здесь отметим следующее:

- по мере освоения новых месторождений нефти увеличивается количество и общая протяженность ВЛ 35-110 кВ, а следовательно, и количество распределительных устройств, поэтому будет расти число грозových отключений ВЛ и повреждений электрооборудования; в этой ситуации следовало бы определить удельную повреждаемость, причем за базис принимать общую протяженность ВЛ и общее число подстанций;
- значительная часть электрооборудования эксплуатируется более 15-20 лет, вследствие чего оно исчерпало свой ресурс и электрическая прочность изоляции существенно снизилась.

Существует два подхода к обеспечению требуемой надежности изоляции[1]:

1) конструирование и изготовление изоляции, способной обеспечить необходимый уровень электрической прочности в течение всего периода ее эксплуатации, что весьма сложно и не всегда экономически целесообразно;

2) проведение для изоляции профилактических мероприятий в процессе ее эксплуатации (испытание повышенным напряжением). Именно этот подход определяет основной способ выявления слабых мест в изоляции в настоящее время.

Аналогичная ситуация имеет место и в сетях 35 кВ. Это показывают статистические данные, собранные на ряде предприятий нефти и газа за 1995-2005 г. (табл.1).

Применение традиционных мероприятий в ряде случаев не дает желаемого результата (приемлемой величины допустимого числа грозových



отключений при заданных грозовой интенсивности и длине линий) [2-4], и поэтому предпочтение отдается нетрадиционным способам грозозащиты ВЛ 35-110 кВ. Основным элементом нетрадиционного способа грозозащиты ВЛ является нелинейный ограничитель перенапряжений – ОПН.

Подвеска грозозащитных тросов, являющихся основным грозозащитным мероприятием на линиях классов напряжения 110 кВ и выше, малоэффективна для линий 35 кВ, что вызвано сравнительно низкой импульсной прочностью изоляции 35 кВ. Вследствие этого вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в опору или в трос оказалась бы при обычных значениях сопротивления заземления опор весьма значительной. Поэтому линии 35 кВ сооружаются, как правило, без тросов. Исключения составляют лишь особо ответственные линии 35 кВ на металлических опорах.

Несмотря на отсутствие тросов, линии 35 кВ имеют ряд особенностей, создающих более благоприятные условия для их грозозащиты. Во-первых, эти линии реже подвергаются прямым ударам молнии из-за их относительно небольшой высоты и протяженности. Нередко они оказываются частично защищенными от прямых ударов молнии расположенными вблизи линии возвышающимися объектами: зданиями, высокими деревьями, линиями более высокого напряжения и т. п.

*Таблица 1*

Соотношение грозовых отключений одноцепных и двухцепных ВЛ 35 кВ

Годы	Общее число отключений при ударах молнии	Число одновременного отключения обеих цепей	Доля двухцепных отключений, %
1995	149	51	34.2
1996	165	55	33.3
1997	203	63	31.0
1998	153	51	33.3
1999	163	54	33.1
2000	170	58	34.1
2001	181	63	34.8
2002	191	70	36.6
2003	203	75	36.9
2004	148	51	34.4
2005	147	50	34.0

Во-вторых, наличие изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтрали в сетях 35 кВ облегчает борьбу с последствиями импульсных перекрытий изоляции, способствует гашению дуги однофазного замыкания на землю. Можно считать, что случаи грозовых перекрытий изоляции только одной из фаз линии не вызывают ее отключения. Возникшая дуга однофазного перекрытия гаснет, и опасность для линий 35 кВ представляют лишь перекрытия между фазами или одновременные перекрытия с нескольких фаз на землю. При междуфазных перекрытиях остается высокой вероятность погасания дуги, потому что градиент рабочего напряжения вдоль пути перекрытия на этих линиях невелик.

В отличие от линий более высоких классов напряжения, линии 35 кВ на металлических и железобетонных опорах часто отключаются вследствие воздействия индуктированных перенапряжений. Расчеты показывают, что число индуктированных перенапряжений, способных вызвать перекрытие изоляции

35 кВ, в пять раз больше, чем число таких же перенапряжений, опасных для сети 110 кВ. Причиной этого также является невысокая импульсная прочность изоляции линий 35 кВ на металлических и железобетонных опорах.

При отсутствии тросов основными грозозащитными мероприятиями на линиях 35 кВ являются использование дугогасящего реактора (или изолированной нейтрали) и АПВ.

В целях защиты отдельных мест с ослабленной изоляцией или с повышенными требованиями к надежности защиты (пересечение с другими линиями или транспортными магистралями, подходы линий к подстанциям или переключательным пунктам и т.п.) на линиях 35 кВ используются различные защитные аппараты.

Линии 110 кВ на металлических или железобетонных опорах в большинстве случаев также защищаются по всей длине тросами. Угол защиты для этих линий обычно выбирается в пределах 20-30°, что при относительно небольших высотах и длинах этих линий обеспечивает удовлетворительную надежность защиты. Однако нередко линии 110 кВ эксплуатируются и без тросовой защиты. К таким случаям относятся: а) прохождение линии в районах со слабой интенсивностью грозовой деятельности ( $T_{ч} < 20$  ч); б) высокое удельное сопротивление грунта, не позволяющее обеспечить малое сопротивление заземления опор и эффективную работу троса; в) расположение линий в особо гололедных районах, где часто наблюдается пляска проводов и большие механические нагрузки на трос при обледенении создают опасность обрыва троса; г) наличие на трассе линии районов с агрессивными уносами промышленных предприятий, вызывающими быструю коррозию тросов и опасность их обрыва; д) расположение линии в горной местности, где разряды с большими токами молнии редко достигают проводов линии, ориентируясь преимущественно на возвышающиеся поблизости горные массивы.

Отсутствие грозозащитного троса приводит к повышению числа коротких замыканий на линии вследствие грозовых перекрытий, при этом часто срабатывают устройства АПВ и увеличивается число опасных влияний на линии связи и число воздействий токов коротких замыканий на электрооборудование сети. Возрастает также и вероятность протекания больших токов через заземляющие устройства подстанции. Несмотря на это, с технико-экономической точки зрения отсутствие тросов на линиях 110 кВ на металлических опорах в ряде случаев оказывается оправданным, а грозозащита оказывается удовлетворительной благодаря относительно небольшой высоте и длине таких линий.

Линии 110 кВ на деревянных опорах не требуют подвески грозозащитных тросов, достаточная грозоупорность этих линий обеспечивается высокой импульсной прочностью линейной изоляции и малым градиентом напряжения вдоль пути перекрытия, обуславливающим малую вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу. Если на линии некоторые опоры выполнены металлическими или железобетонными (например, угловые или анкерные), то на них должны устанавливаться вентильные разрядники или ОПН.

Во внутренних сетях предприятий нефти и газа деревянные опоры не применяются. Часто опоры сооружаются на основе отработанных металлических труб.

В данной статье не рассматривается какая-либо конкретная линия и все расчёты в стадии разработки модели происходят на «абстрактной» линии. По этой причине степень влияния того или иного фактора на грозоупорность линии будет определяться числом грозовых отключений в год, рассчитанным для ВЛ 35-110 кВ,

состоящих из опор, представленных в табл.2-3. Длины пролёта, молниезащитные тросы и провода приведены в табл.4 и 5 [5, 6]. Расчёты выполняются для 100 км длины линии, 100 грозových часов и при вероятности успешного АПВ равной нулю.

Таблица 2

Опоры 35 кВ

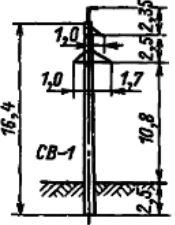
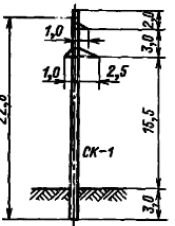
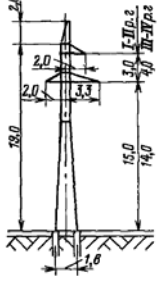
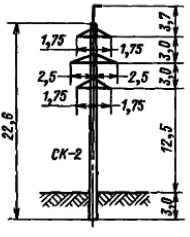
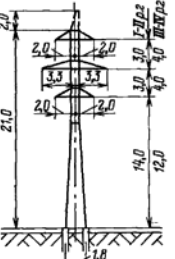
Тип и условное обозначение	Материал опоры	Провод	Расчетный габаритный пролет, м
Промежуточная одноцепная свободностоящая ПБ35-1в 	Железобетонная	АС 70/11	195
Промежуточная одноцепная свободностоящая ПБ35-1 	Железобетонная	АС 95/16	340
Промежуточная одноцепная свободностоящая ПЗ5-1 	Стальная	АС 95/16	330
Промежуточная двухцепная свободностоящая ПБ35-2 	Железобетонная	АС 95/16	275
Промежуточная двухцепная свободностоящая ПЗ5-2 	Стальная	АС 95/16	310

Таблица 3

Опоры 110 кВ

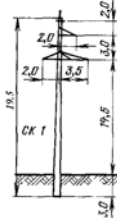
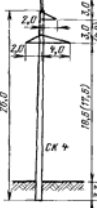
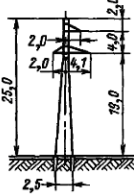
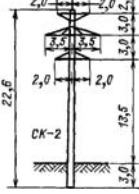
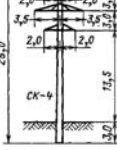
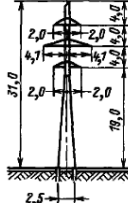
Тип и условное обозначение	Материал опоры	Провод	Расчетный габаритный пролет, м
Промежуточная одноцепная свободстоящая ПБ110-1 	Железобетонная	АС 70/11	295
Промежуточная одноцепная свободстоящая повышенная ПСБ110-1 	Железобетонная	АС 70/11	До 410
Промежуточная одноцепная свободстоящая П110-1 	Стальная	АС 70/11	380
Промежуточная двухцепная свободстоящая ПБ110-2 	Железобетонная	АС 70/11	275
Промежуточная двухцепная свободстоящая ПБ110-4 	Железобетонная	АС 185/29	275
Промежуточная двухцепная свободстоящая П110-2 	Стальная	АС 70/11	380

Таблица 4

Количество изоляторов ПФ6-Б (ПМ-45) в гирляндах ВЛ

Строительная высота линейных изоляторов	Количество изоляторов, шт., при напряжении ВЛ	
	35 кВ	110 кВ
140	3	7

Таблица 5

Параметры проводов и тросов

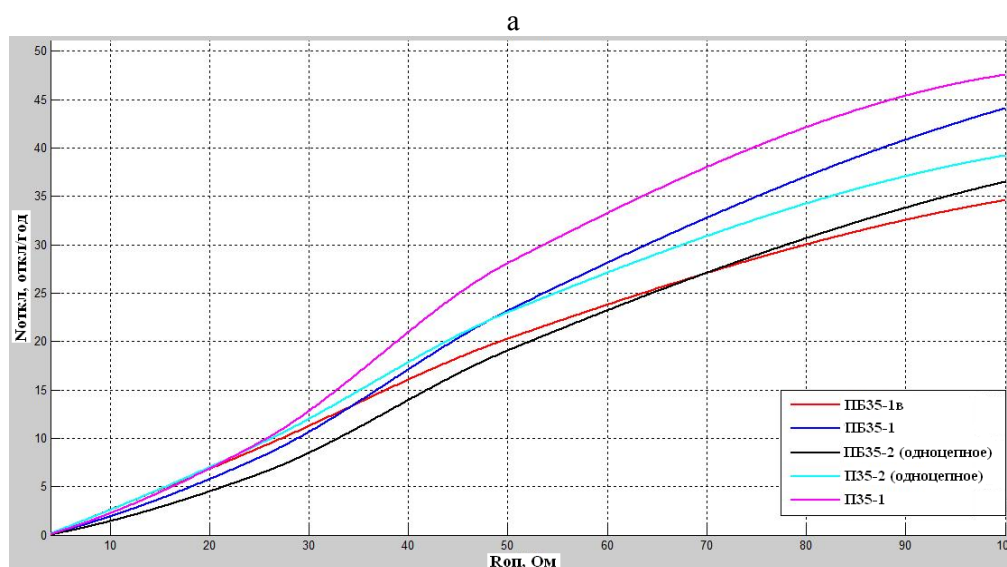
Провод / трос	Расчётное сечение, мм <sup>2</sup>	Расчётный диаметр, мм	Масса, кг/км	Нагрузка от веса, Н*	Механическое напряжение, Па**
АС70/11	79.3	11.4	276	0.0341	90
АС95/16	111.3	13.5	385	0.0339	102
АС185/29	210	18.8	728	0.0340	90
С50	49.4	9.2	389	0.0772	216

\* Рассчитывается по формуле  $\gamma = g \frac{G_0}{F_D}$ , где  $G_0$  – масса провода (кг/м);  $F_D$  – расчётное сечение (мм<sup>2</sup>).

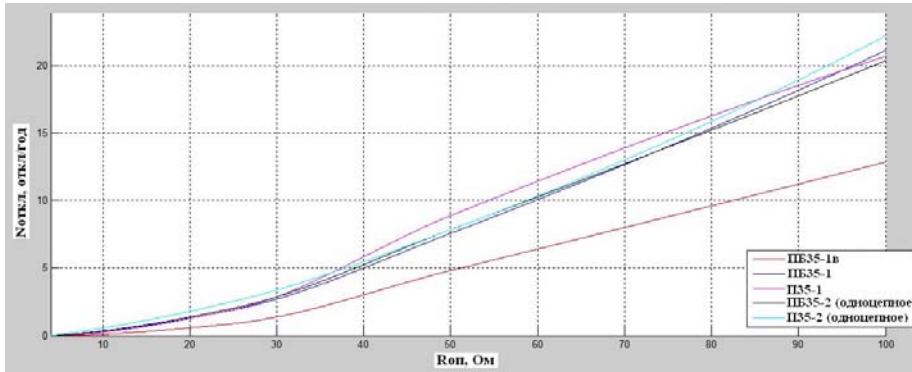
\*\*ПУЭ [5, табл.2.5.7].

На рис.1-3 представлены зависимости количества грозовых отключений ВЛ 35-110 кВ от сопротивления заземления опоры, рассчитанные по методике [7] при расположении грозозащитного троса: а) сверху; б) сверху и двух снизу; в) снизу; г) сверху и снизу.

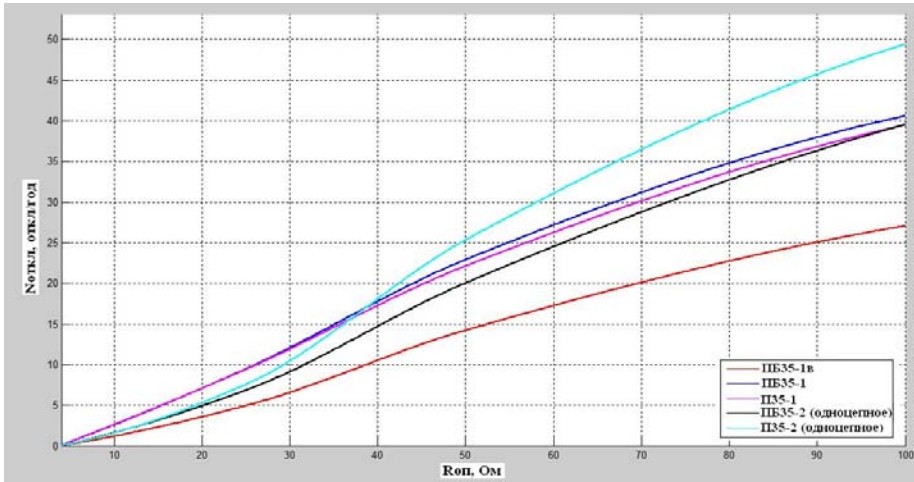
Для всех рассмотренных линий при различных мероприятиях по грозозащите, связанных с применением дополнительных тросов, годовое число грозовых отключений превышает допустимое (1 грозовое отключение в год) уже при сопротивлениях заземления  $R_{оп}$ , больших 20-25 Ом. Поэтому для повышения грозоупорности ВЛ 35-110 кВ требуется применение нетрадиционных способов, одним из которых является установка ОПН на ВЛ.



б



в



г

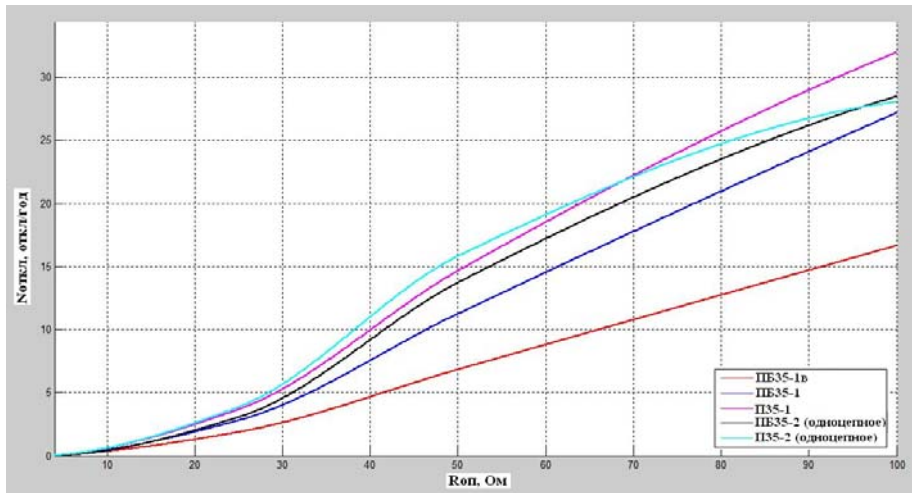


Рис.1. Количество грозных отключений в год одноцепных ЛЭП 35 кВ, состоящих из стальных и железобетонных опор, при расположении грозозащитного троса сверху (а), сверху и двух снизу (б), снизу (в), сверху и снизу (г)

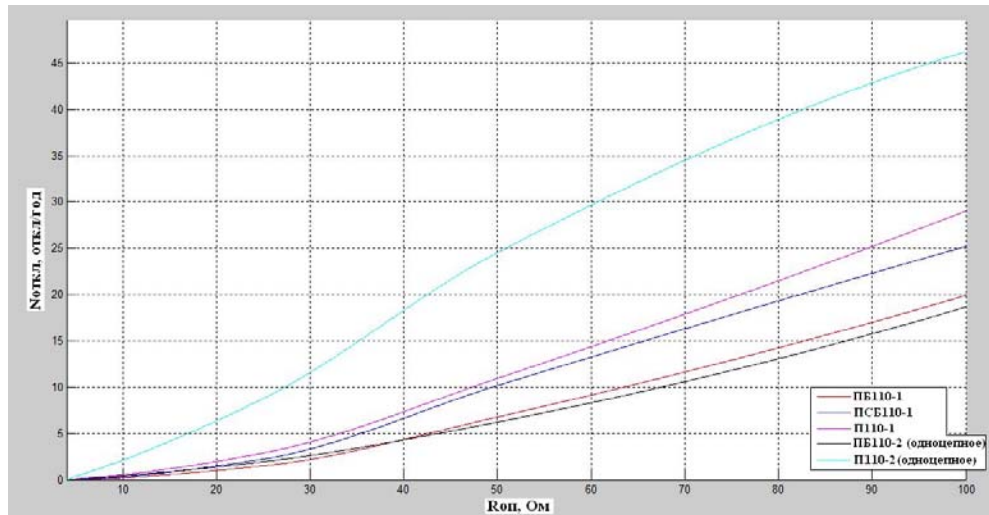


Рис.2. Количество грозных отключений в год одноцепных ЛЭП 110 кВ, состоящих из стальных и железобетонных опор (расположение грозозащитного троса сверху и двух снизу)

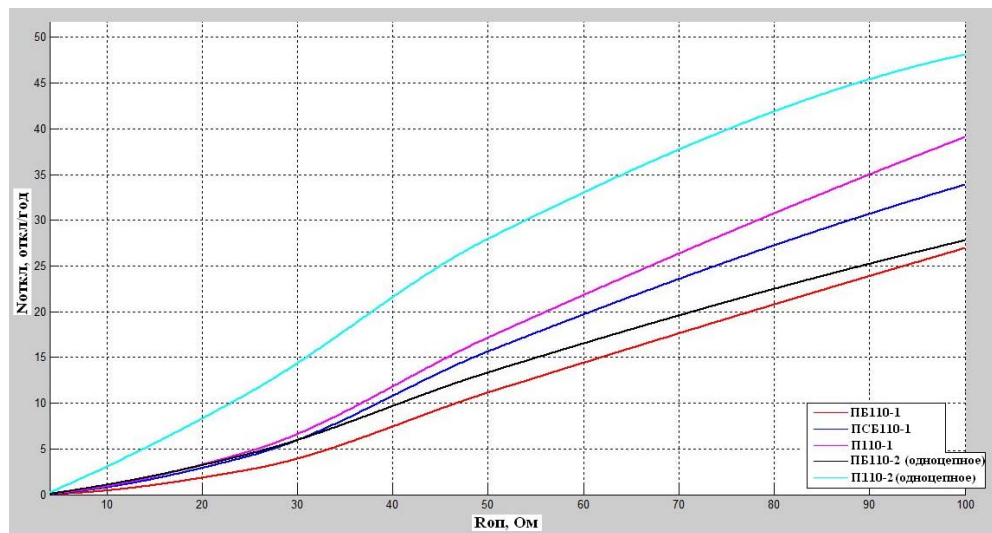


Рис.3. Количество грозных отключений в год одноцепных и двухцепных ЛЭП 110 кВ, состоящих из стальных и железобетонных опор (расположение грозозащитного троса сверху и снизу)

### Литература

1. Техника высоких напряжений / под ред. Г.С.Кучинского. СПб.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / под науч. ред. академика РАН Н.Н. Тиходева. 2-е изд. СПб.: Изд-во ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

3. Области рационального использования подвесных ОПН (ОПНЛ) для повышения грозозащиты ВЛ 110 и 220 кВ / В.В.Крыжановский, А.Н.Новикова, О.В.Шмараго. СПб., 1999.
4. Сви П.М. Контроль изоляции электрооборудования высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: ДЕАН, 2008. 704 с.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А.Баумштейна. 3-е изд. М.: Энергия, 1989.
7. Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г. Оценка степени влияния допущений на результаты моделирования переходных процессов при ударах молнии в ВЛ // Труды Кольского научного центра. Серия «Энергетика». Апатиты, 2011. № 1. С. 60-65.

#### ***Сведения об авторах***

##### **Халилов Фрудин Халилович,**

профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, д.т.н.  
Россия, 194251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д.29

##### **Попова Юлия Сергеевна,**

аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета,  
инженер I категории ЗАО "РОСПРОЕКТ"  
Россия, 191317, Санкт-Петербург, пл. Александра Невского, д.2, литера Б, БЦ "Москва"  
Тел. 8 (812) 494-72-18  
E-mail: j\_popova@rosproject.com

##### **Хохлов Григорий Григорьевич,**

аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета  
Россия, 195251, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, 29  
тел. +7-905-278-94-90  
E-mail: ceastwood@mail.ru



# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

---

УДК 658.26:621.31:622.012

**Н.М.Кузнецов**

## **РАЦИОНАЛЬНОЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ НА ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ**

### **Аннотация**

Рассмотрены методические основы расчета потребления электрической энергии при добыче и обогащении руд. Установлены закономерности электропотребления при добыче и обогащении апатитонефелиновой руды, а также дан анализ факторов, влияющих на электропотребление. Изложены вопросы рационального электропотребления на горных предприятиях.

### **Ключевые слова:**

*добыча и обогащение руды, потребление электрической энергии, закономерности электропотребления, рациональное электропотребление, энергоаудит и энергосбережение.*

**N.M.Kuznetsov**

## **RATIONAL ELECTROENERGY CONSUMPTION AT MINING ENTERPRISES**

### **Abstract**

Methods of estimation of the electrical energy consumption for ore extraction and dressing at mining enterprises are considered. The regularities of the electrical energy consumption for extraction and dressing of apatite-nefeline ore are established. An analysis of factors affecting of the electrical energy consumption is given. The questions of rational consumption of the electrical energy at mining enterprises are discussed.

### **Keywords:**

*extraction and dressing of ore, consumption of the electrical energy, the regularities of the electrical energy consumption, rational electrical energy consumption, energy audit and energy conservation*

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов является одним из факторов, способствующим стабильности и устойчивому развитию экономики во всех отраслях промышленности. Одной из наиболее энергоемких сфер промышленности является горно-обогатительное производство, характерной закономерностью которого является опережающий рост энергопотребления по отношению к темпам роста промышленной продукции. Увеличение электропотребления горной промышленностью вызывается не только абсолютным ростом производства, но и качественными изменениями технологии, усложнением горно-геологических условий добычи руды, внедрением природоохранных мероприятий.

Основным фактором, влияющим на электропотребление, является производительность. Характер изменения электрической нагрузки потребителей предприятий определяется технологическими режимами работы установок и представляется графиками нагрузок. По охватываемому периоду времени графики нагрузок разделяются на сменные, суточные, годовые.

Режимы работы потребителей горных предприятий определяют расход электроэнергии электроприемниками.

Режимы работы электроприемников разделяются на три характерные группы:

1. Режим с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой (электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, дробилок, мельниц, сушильных барабанов, долотомашин).

2. Режим кратковременной нагрузки (электродвигатели приводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков, гидравлических затворов).

3. Режим повторно-кратковременной нагрузки (электродвигатели кранов, экскаваторов, сварочные аппараты).

Отличительными особенностями электропотребления на горных предприятиях являются:

- неравномерность графика производства и потребления электроэнергии;
- необходимость покрытия потребляемой мощности электроприемников для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей;
- обеспечение качества электроэнергии и влияние режимов работы электроприемников потребителей на качество электроэнергии;
- обеспечение учета электроэнергии для расчета с энергоснабжающей организацией в соответствии с заданным режимом работы электроустановки и особенностями электроприемников.

Режимы работы потребителей на предприятиях зависят от многих факторов, определяющих технологический процесс производства, что, в свою очередь, оказывает решающее влияние на потребление электроэнергии различными электроприемниками (рис.1).

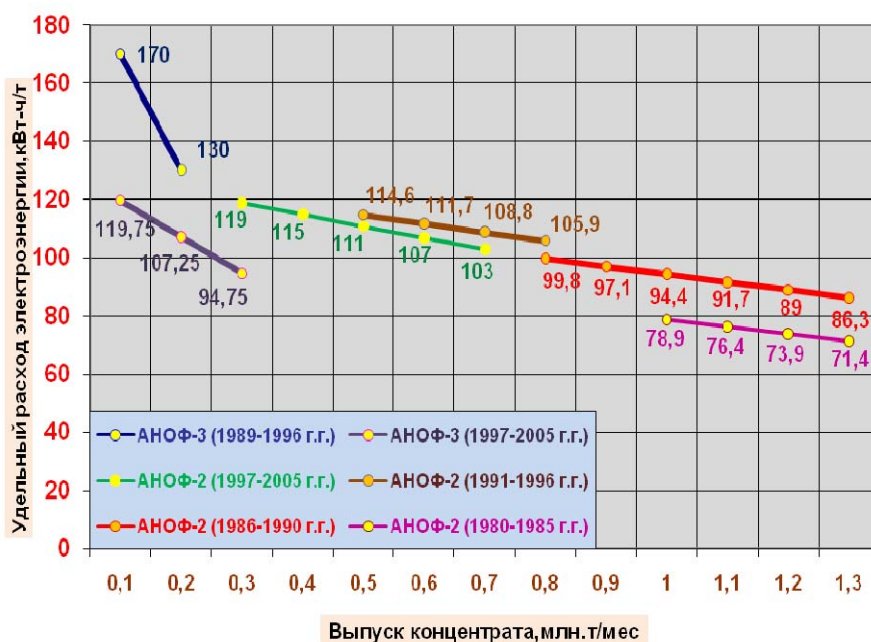


Рис.1. Энергетические характеристики на примере обогатительных фабрик ОАО «Апатит»

Режим работы электроприемников рудника (рис.2) зависит от типа применяемых средств выемки и доставки, участок вентиляции работает в непрерывном режиме, а участок водоотлива – в прерывном, определяемом вместимостью водосборников, соотношением подачи насоса и притока воды.

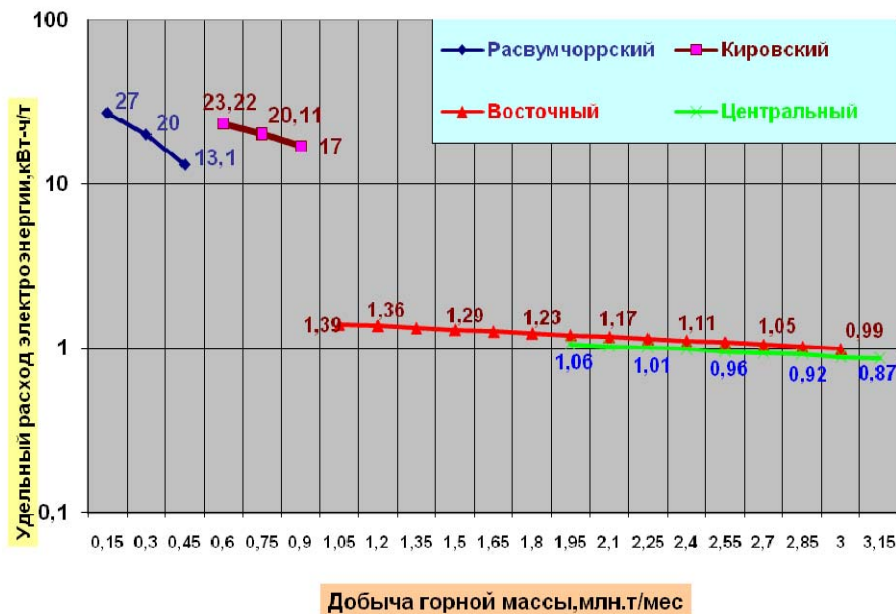


Рис.2. Энергетические характеристики на примере рудников ОАО «Апатит»

Одноковшовые экскаваторы работают в режиме меняющейся повторнократковременной нагрузки, характер которой зависит от числа, назначения и типа экскаваторов, а также условий экскавации и физических характеристик грунта, угла поворота, вида работы (погрузка на транспорт, работа в отвале).

Насосы, вентиляторы, компрессоры работают в продолжительном режиме с малым числом пусков и торможений.

Расход электроэнергии мельницами зависит от производительности, шаровой загрузки, крупности исходного и конечного продукта, типа и состояния футеровки и других факторов.

Потребление электроэнергии в горной промышленности зависит от множества горно-технологических факторов, большинство которых в настоящее время не учитывается при анализе и планировании на всех уровнях. В связи с этим необходимо установление взаимосвязей между технологическими и энергетическими режимами производственных процессов. При этом во многих случаях оптимальным режимам электропотребления соответствует максимальная производительность технологического оборудования с минимальными удельными расходами электроэнергии. Поэтому интенсификация производственных процессов и улучшение их организации почти всегда обуславливают экономию электроэнергии. В этом смысле удельный расход электроэнергии представляет собой обобщающий показатель технико-экономического уровня производства в целом.

Установление закономерностей электропотребления для энергоемких установок и технологических переделов от производственных факторов является первоочередной задачей при анализе, нормировании и планировании расхода электроэнергии, а также для оптимизации режима потребления энергии. При этом достоверность и точность результатов, полученных на этом этапе, в значительной мере определяет обоснованность плановых расчетов и экономических показателей производства в целом. Для создания методического инструмента при обосновании управленческих решений и автоматизации процесса их подготовки на горных предприятиях необходимо внедрение информационно-моделирующих систем анализа электропотребления.

Построение информационно-моделирующей системы, возможности которой позволяют решить намеченный круг задач, должно осуществляться на основе концепции единства методического, программного, информационного, технического и организационного обеспечения.

Методическое обеспечение системы представляет собой комплекс математических моделей, описывающих исследуемые системы с различной степенью детализации и на разных иерархических уровнях в соответствии с многоуровневым характером изучаемых систем.

Программное обеспечение включает общесистемные и прикладные программы, предназначенные для реализации математических моделей, организации вычислительных процедур, обеспечения диалога пользователя с системой выдачи информации в удобном для пользователя виде. Программы должны разрабатываться на основе модульного принципа, обеспечивающего наращиваемость и нерасстраиваемость структуры комплекса. Другими словами, базовым строительным блоком и наименьшей заменяемой единицей модели является программный модуль, воплощающий расчетную методику или алгоритм обслуживания. Связи между модулями должны иметь иерархическую структуру: связи верхнего уровня, определяющие конфигурацию системы, и связи нижнего уровня – по входу и выходу.

Информационное обеспечение включает в себя базу данных и средства управления базой данных. В этой базе должны содержаться все необходимые справочные и расчетные данные, требующиеся и получаемые в ходе решения задач, которые могут быть сгруппированы по следующим признакам: показатели энергетических ресурсов, электропотребления; физико-технические и технологические параметры оборудования; экономические показатели; данные, отражающие структурные характеристики системы; региональные и природные факторы и т.д. (рис.3). Укрупненная структурная блок-схема информационно-моделирующей системы приведена на рис.4.

Кроме базы данных и системы управления базой данных в блок-схему входит банк программных модулей, из которого управляющая программа выбирает функциональные программные модули для формирования системной модели исследуемого объекта. Блок поддержки поиска и принятия решений предназначен для разработки сценариев развития исследуемой системы, выявления зоны неопределенности оптимальных решений.

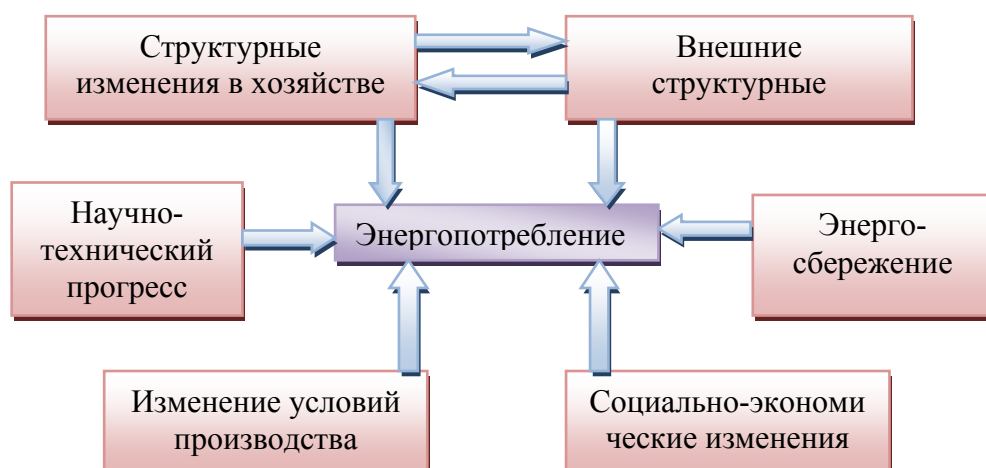


Рис.3. Схема комплексного решения проблемы энергопотребления

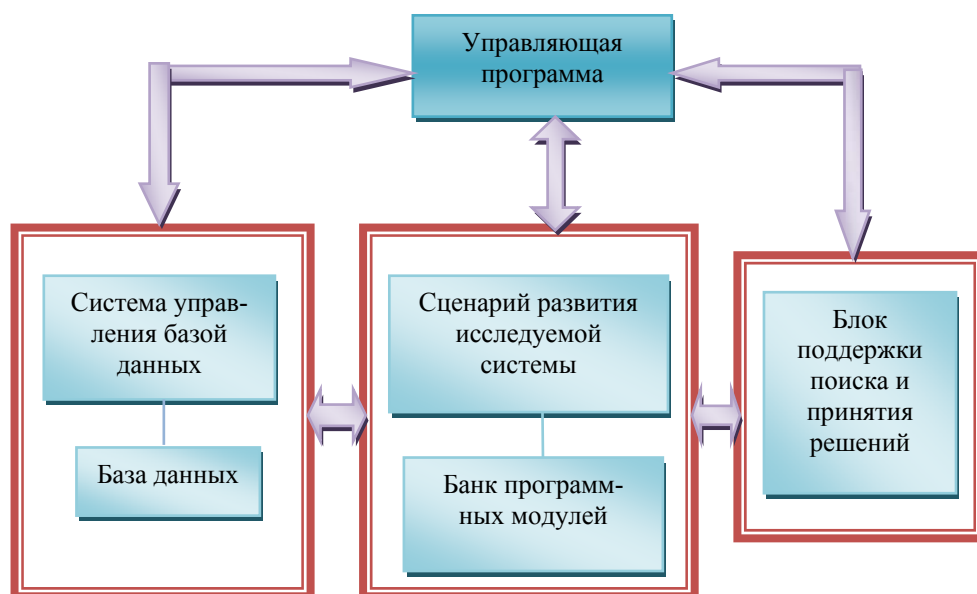


Рис.4. Блок-схема информационно-моделирующей системы

Техническое обеспечение базируется на использовании современных средств вычислительной техники, обладающих необходимым быстродействием, объемом памяти и широким набором сервисных возможностей, предоставляемых пользователю.

Организационное обеспечение подразумевает налаживание четкого взаимодействия между разработчиками отдельных блоков информационно-моделирующей системы электропотребления, программистами и специалистами в области энергопотребления.

Информационно-моделирующая система электропотребления должна включать в себя обширный банк данных энерготехнологических и производственных показателей предприятия, в ней должны быть предусмотрены возможности агрегирования и разверстки информации, а также аппарат заполнения отсутствующей информации ее экспертно-оценочными значениями, должен быть адаптируема к технологической системе любой структуры (энергоустановка, технологический передел, предприятие).

Для объективного обоснования принимаемых решений необходимы заблаговременные оценки их возможных и наиболее вероятных результатов, поэтому одной из главных задач при формировании планов и их нормативной базы является подготовка прогнозов. При перспективном планировании электропотребления в составе информации непременно используются прогнозные значения производственных показателей, поэтому основным методом для определения будущих значений расхода электроэнергии является метод многофакторного регрессионного моделирования. Обычно он дает хорошие результаты, если изменения расхода электроэнергии и механизм формирования ее значения устойчивы и сохраняются в планируемом периоде.

Анализ энергопотребления предприятия, проводимый системой, дает возможность прогнозировать электропотребление, разрабатывать рекомендации по формированию политики технического перевооружения, рассчитывать как плановые, так и фактические удельные расходы электроэнергии при отклонении технологических параметров от плановых, указывая при этом, какие факторы повлияли на изменение удельных расходов.

Важную роль для анализа и планирования электропотребления, ведения технически обоснованного нормирования играет правильная организация учета расхода электроэнергии. Учет электроэнергии является непременным условием планового ведения энергохозяйства, осуществления хозяйственного расчета между производителями и потребителями электроэнергии. Правильная организация учета электрической энергии необходима, потому что ее производство и потребление практически совпадают во времени и допущенная ошибка в учете электроэнергии при ее производстве или потреблении не поддается исправлению методом повторного измерения.

Переход горных предприятий на новые условия работы, внедрение технически обоснованного нормирования расхода электроэнергии и системы премирования за экономию электроэнергии, применение дифференцированных тарифов для стимулирования предприятий и для снижения электропотребления еще более повышают требования к учету электроэнергии. Учет, осуществляемый по контрольным счетчикам, служит для контроля выполнения норм, составления электробалансов, дифференциации общего расхода, например, для определения поцехового расхода электроэнергии и выделения расхода на посторонних потребителей.

Значительным достижением в совершенствовании управления электропотреблением на горных предприятиях стало внедрение в целях улучшения учета и усиления контроля за расходованием энергетических ресурсов автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Спрос на энергию в рыночных условиях определяется развитием экономики, эффективностью энергоиспользования и динамикой цен на

энергоносители. Поэтому одной из основных задач при управлении электропотреблением на горных предприятиях является определение объема энергосбережения и реализация энергосберегающих проектов.

Процесс энергосбережения выполняется в пять этапов: идентификация проекта, сканирование, энергоаудит, осуществление мероприятий, реализация проекта (рис.5).

Этап идентификации проекта включает:

- диалог со специалистами предприятий, для которых предполагается выполнение проекта энергосбережения;
- сбор энерготехнологической информации;
- оценку возможностей предприятия и его интереса к осуществлению проекта энергосбережения.

Если идентификация проекта покажет, что его осуществление будет положительным, то процесс выполнения проекта энергосбережения продолжается на стадии сканирования, когда определяется экономия энергии и получаемая прибыль. При решении продолжить выполнение проекта энергосбережения выполняется этап энергоаудита, в результате которого определяется экономия и окупаемость каждого энергосберегающего мероприятия энергосберегающего проекта.

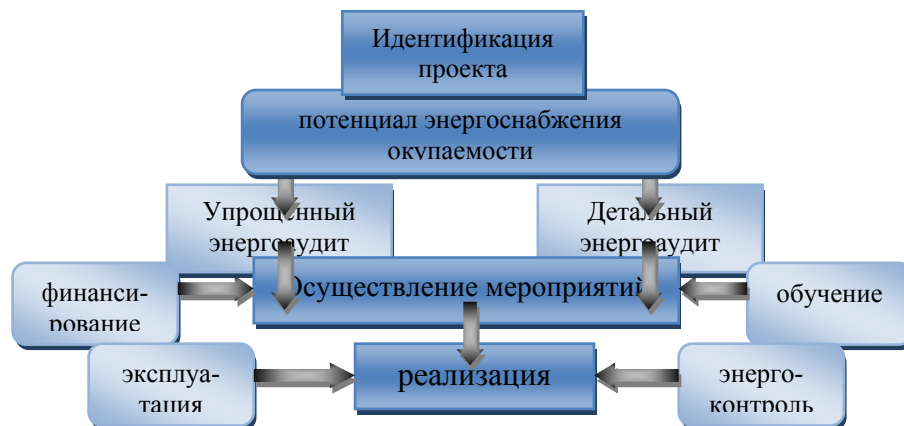


Рис.5. Процесс энергосбережения

На следующем этапе выполняются намеченные мероприятия по энергосбережению, которые включают в себя следующие пункты: проектирование, руководство проектом, осуществление мероприятий, контроль доставки энергосберегающего оборудования, обучение персонала, строительная документация, управление энергопотреблением, мониторинг, помощь в обслуживании энергосберегающего оборудования.

Для управления электропотреблением на горных предприятиях необходимо выполнение следующих важных задач:

1. Внедрение информационно-моделирующих систем анализа электропотребления.
2. Выявление закономерностей электропотребления горных машин и оборудования, технологических переделов.
3. Проведение энергоаудита и реализация энергосберегающих мероприятий.

### *Сведения об авторах*

**Кузнецов Николай Матвеевич,**

заведующий кафедрой электроснабжения и электромеханики Мирнинского политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Амосова, к.т.н.

Россия, 678170, Республика Саха (Якутия), г.Мирный, ул. Тихонова 5/1

эл. почта: kafesem@rambler.ru

УДК 621.311.1:658.26

**А.Е.Веселов, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий**

### **РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ПРОМЫШЛЕННЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ**

#### **Аннотация**

Разработан комплекс технических мероприятий по регулированию электропотребления и уменьшению платы за электроэнергию для предприятий Мурманской области. Разработаны методики расчета установившихся режимов на базе энергосберегающего алгоритма регулирования электропотребления и оценки экономических эффектов от внедрения энергосберегающих мероприятий.

#### **Ключевые слова:**

*энергосбережение, трансформатор, потери электроэнергии, активная и реактивная мощности*

**A.E.Veselov, V.V.Yaroshevich, E.A.Tokareva, G.P.Fastiy**

### **DEVELOPMENT OF ENERGY-SAVING MEASURES COMPLEX IN INDUSTRIAL DISTRIBUTIVE 6-10 kV NETWORKS**

#### **Abstract**

The complex of technical measures on the energy use regulation and the electrical energy cost decreasing for enterprises of the Murmansk region have been developed. The calculating methods of steady states based on energy-saving algorithm of the energy use regulation and estimate of economic effects from the energy-saving measures introduction have been developed.

#### **Keywords:**

*energy efficiency, the transformer, power losses, active and reactive powers*

В сложившихся исторических условиях экономика России характеризуется высокой энергоемкостью, удельные показатели которой в несколько раз превышают аналогичные показатели экономически развитых стран. Проблема энергосбережения является одной из наиболее актуальных для всего народного хозяйства России. Её успешное решение позволит существенно повысить эффективность использования топливно-энергетических и материальных ресурсов и снизить энергопотребление оборудования.

В настоящее время в связи с резким увеличением платы за потребляемую электроэнергию особую актуальность приобретает проблема мобилизации всех



имеющихся на промышленных предприятиях малозатратных технических мероприятий по энергосбережению. Практическое внедрение подобных мероприятий требует проведения всесторонних исследований, которые, как правило, не могут быть выполнены силами энергослужб предприятий.

Исследования и разработки, проведенные сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН в 2003-2009 гг. в области совершенствования режимов работы крупных промышленных предприятий Мурманской обл., показали практическую значимость проблемы энергосбережения в существующих системах электроснабжения (СЭ). В ЦФТПЭС накоплен значительный опыт в области разработки мероприятий по регулированию электропотребления в целях экономии электроэнергии (энергосберегающих алгоритмов регулирования электропотребления) в промышленных электрических сетях и проведения расчетов экономической эффективности подобных мероприятий.

Результаты исследований ЦФТПЭС рекомендованы для использования на промышленных предприятиях Мурманской обл. и опубликованы в печати [1-4].

По результатам анализа режимов электропотребления предприятий разработан комплекс технических мероприятий по энергосбережению (в первую очередь малозатратных) и уменьшению платы за электроэнергию.

Ниже все предлагаемые мероприятия рассмотрены более подробно.

### **Корректирование показателей договора электроснабжения предприятий**

В технической литературе [5] достаточно подробно рассматриваются методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению. В то же время вопросам практического применения этих методов, как показало обследование ряда предприятий России, не уделяется должного внимания. В связи с этим представляет интерес систематизация методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям.

В общем случае потери активной электроэнергии ( $\Delta W$ ) в распределительных сетях предприятий состоят из нагрузочных потерь ( $\Delta W_H$ ) в элементах СЭ, потерь холостого хода в трансформаторах ( $\Delta W_{X.X.}$ ) и потерь на корону в воздушных линиях ( $\Delta W_K$ ).

Подробная классификация и сопоставительный анализ методов расчета потерь приводится в работе [6], где показано, что наиболее распространены метод числа часов наибольших потерь  $\tau$  и метод средних нагрузок. Метод числа часов наибольших потерь использует для расчета нагрузочных потерь формулу:

$$\Delta W_H = \Delta P_{MAX} \cdot \tau,$$

где  $\Delta P_{MAX}$  – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети, кВт.

Метод средних нагрузок использует формулу:

$$\Delta W_H = \Delta P_{CP} \cdot K_\phi^2 \cdot T,$$

где  $\Delta P_{CP}$  – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов за время  $T$ , кВт;  
 $K_\phi$  – коэффициент формы графика мощности или тока.

В практических расчетах за потребление электроэнергии между энергосистемами и предприятиями в настоящее время применяется достаточно хорошо зарекомендовавший себя метод средних нагрузок.

Для расчета потерь электроэнергии в цепи питания, в соответствии с этим методом, требуется знание следующей исходной информации: данные о потреблении активной и реактивной энергии в характерные дни работы предприятия, суточные графики нагрузки, а также каталожные параметры трансформаторов, погонные параметры линий электропередачи.

По этим данным определяются:

1. Коэффициенты заполнения графиков полной нагрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{S_{MAX} \cdot T},$$

где  $S_{MAX} = \sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2}$  – максимальная 30-минутная полная мощность;  $T$  – время измерения электропотребления в часах, например, за месяц.

2. Коэффициенты формы графиков полной мощности нагрузки:

$$K_\phi^2 = \left( \frac{0.124}{K_3} + 0.876 \right)^2.$$

3. Нагрузочные активные потери энергии в трансформаторах и линиях электропередачи:

$$\Delta W_H = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{V_{CP}^2 \cdot T} \cdot K_\phi^2 (R_T + R_L),$$

где активное сопротивление трансформатора  $R_T$  и участка линии электропередачи  $R_L$  приведены к среднему напряжению  $V_{CP}$  сети, в которой установлены приборы учета электроэнергии.

4. Потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи 220 кВ и выше:

$$\Delta W_K = \Delta P_{CP} \cdot l_\Sigma \cdot T,$$

где  $\Delta P_{CP}$  – среднее значение удельных потерь мощности на корону для рассматриваемого региона, принимается по данным [7];  $l_\Sigma$  – суммарная длина линий.

5. Потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах:

$$\Delta W_{X.X.} = \Delta P_{X.X.} \cdot T,$$

где  $\Delta P_{X.X.}$  – каталожные потери холостого хода трансформатора.

В результате величина активных потерь энергии в процентах по отношению к активной энергии  $W_P$ , фиксируемой счетчиками в точках учета электроэнергии (обычно шины 6-10 кВ), составляет:

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_H + \Delta W_{X.X.} + \Delta W_K}{W_P} \cdot 100\%.$$

Анализ этой формулы показывает, что значение  $\Delta W_{P\%}$  зависит от изменяющихся во времени величин потребления активной  $W_P$  и реактивной  $W_Q$

энергий, а также коэффициента  $K_\phi$ , характеризующего форму графика полной мощности. Процент потерь  $\Delta W_{P\%}$  тем выше, чем меньше потребление энергии и меньше коэффициент заполнения графика нагрузки  $K_3$  и, соответственно, выше коэффициент  $K_\phi^2$ . В частности,  $\Delta W_{P\%}$  является наибольшим, как правило, в летние месяцы – в периоды малой интенсивности работы предприятий (что характерно для настоящего времени).

Приведенная методика может быть рекомендована для технико-экономической оценки потерь активной электроэнергии в системах внешнего электроснабжения 35-150 кВ промышленных предприятий с целью корректировки задаваемых энергосистемой договорных показателей в сторону их уменьшения. Расчеты по этой методике для ряда предприятий Мурманской обл. показали, что снижение показателя потерь во внешней сети  $\Delta W_{P\%}$  позволит получить экономию в плате за электроэнергию в размере 0.5-1.0%.

### Совершенствование показателей компенсации реактивной мощности (КРМ)

В этом разделе основное внимание уделено проблеме использования компенсирующей способности мощных синхронных электродвигателей, что является наиболее актуальным для предприятий Мурманской обл.

В условиях работы с полной нагрузкой и при номинальном напряжении на зажимах синхронный двигатель (СД) характеризуется номинальными значениями потребляемой активной мощности  $P_{СД}^{НОМ}$ , потерь активной мощности  $\Delta P_{СД}^{НОМ}$  и располагаемой реактивной мощностью  $Q_{СД}^{НОМ}$  (в режиме перевозбуждения), которую СД способен выдавать в сеть. Выпускаемые промышленностью СД рассчитаны, как минимум, на работу с «опережающим» значением коэффициента мощности  $\cos \varphi_{СД.НОМ} = 0.9$  ( $\operatorname{tg} \varphi_{СД.НОМ} = 0,484$ ), т.е. способны при номинальной активной нагрузке (коэффициент загрузки  $\beta = P_{СД} / P_{СД}^{НОМ} = 1,0$ ) генерировать реактивную мощность:

$$Q_{СД}^{НОМ} = \frac{0.484 \cdot P_{СД}^{НОМ}}{\eta}, \quad (1)$$

где  $\eta$  – коэффициент полезного действия двигателя.

Применению СД для КРМ посвящена обширная литература [8-11], где в основном исследовался вопрос об определении располагаемой реактивной мощности СД –  $Q_{СД}^{РАСП}$ , зависящей от типа и параметров СД, степени активной загрузки  $\beta$  и величины напряжения  $U$  на зажимах СД, которое, в общем случае, может быть больше или меньше номинального  $U_H$ .

Значение коэффициента загрузки  $\beta$ , характеризующего относительную величину потребляемой СД активной мощности, может изменяться на практике от величины порядка 0.05 (режим, близкий к холостому ходу) до 1.1. Относительная величина реактивной мощности может изменяться от (-0.6) –

режим потребления реактивной мощности до величины располагаемой реактивной мощности  $Q_{СД}^{РАСП}$  при рассматриваемых значениях  $\beta$  и напряжения  $U$ .

Отметим, что при ненормальной активной нагрузке СД ( $\beta < 1$ ) возможно даже некоторое увеличение выдачи реактивной мощности по сравнению со значением, рассчитанным по формуле (1).

Точные результаты по оценке выдачи активной мощности от СД могут быть получены в случаях, когда известны его параметры из заводского формуляра. Строгая методика расчета базируется на соотношениях, вытекающих из уравнений Парка-Горева [8], применительно к установившемуся режиму работы СД.

Расчетные формулы отличаются для неявнополусных СД, имеющих одинаковые синхронные реактивные сопротивления по продольной  $X_d$  и поперечной  $X_q$  осям, и явнополусных, для которых  $X_d$  не равно  $X_q$ . К первому типу относятся все СД, которые имеют одну пару полюсов на роторе ( $n=3000$  об/мин). Ко второму типу относятся СД со скоростью вращения 1500 об/мин и менее.

Приведем расчетные формулы для оценки выдаваемой реактивной мощности СД. Из векторной диаграммы, соответствующей уравнениям Парка-Горева для синхронной машины, следуют нижеприведенные формулы для нахождения  $Q_{СД}^{РАСП}$ :

1) для неявнополусных СД:

$$\frac{Q'_{СД.РАСП}}{S_{СД}^{НОМ}} = \frac{(U/U_H)^2}{X_d^2} + \sqrt{\frac{C(U/U_H)^2}{X_d^2} - \beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_{СД.НОМ}}, \quad (2)$$

$$\frac{Q''_{СД.РАСП}}{S_{СД}^{НОМ}} = \sqrt{(U/U_H)^2 - \beta^2 \cdot \cos^2 \varphi_{СД.НОМ}}, \quad (3)$$

$$Q_{СД}^{РАСП} = \min \left\{ \begin{array}{l} Q'_{СД.РАСП} \\ Q''_{СД.РАСП} \end{array} \right., \quad (4)$$

где  $Q'_{СД.РАСП}$  – располагаемая мощность, рассчитанная из условия поддержания тока возбуждения СД на предельно допустимом уровне,  $Q''_{СД.РАСП}$  – располагаемая мощность, рассчитанная из условия поддержания тока статора СД на номинальном уровне.

Формула (4) показывает, что в качестве располагаемой мощности СД следует принять наименьшее из значений, рассчитанных по формулам (2) и (3).

2) для явнополусных СД:

$$\frac{Q'_{СД.РАСП}}{S_{СД}^{НОМ}} = \frac{-2 \cdot \left( X_q + \frac{C(X_d - X_q)}{U/U_H} \right) + \sqrt{2 \cdot \left( X_q + \frac{C(X_d - X_q)}{U/U_H} \right)^2 - 4 \cdot \left( \frac{X_q^2 - (X_d - X_q)^2}{(U/U_H)^2} \right)}}{2 \cdot \left( \frac{X_q^2 - (X_d - X_q)^2}{(U/U_H)^2} \right)} \times \sqrt{[(U/U_H) - C^2 + X_q^2 \frac{\beta^2 \cos^2 \varphi_{СД.НОМ}}{(U/U_H)^2}]}, \quad (5)$$

$$Q'_{СД.РАСП} = \sqrt{\left(\frac{U}{U_H}\right)^2 - \beta^2 \cos^2 \varphi_{СД.НОМ}}, \quad (6)$$

$$Q_{СД.РАСП} = \min \left\{ \begin{array}{l} Q'_{СД.РАСП} \\ Q''_{СД.РАСП} \end{array} \right\}, \quad (7)$$

где  $Q'_{СД.РАСП}$  и  $Q''_{СД.РАСП}$  – рассчитаны для тех же условий работы, что и в случае с неявнополносными СД.

$$C = \sqrt{1 + 2 \cdot X_q \cdot \sin \varphi_H + X_q^2 + \sin \varphi_H (X_d - X_q)}.$$

В качестве располагаемой мощности здесь также следует принять наименьшее из значений  $Q_{СД}^{РАСП}$ , определенных по выражениям (5) и (6).

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения СД и, соответственно, решения вопроса об использовании его располагаемой реактивной мощности являются дополнительные активные потери на генерацию реактивной мощности  $\Delta P_Q$ , которые могут быть определены по следующей расчетной формуле:

$$\Delta P_Q = \left( D_1 \cdot \frac{Q_{СД}}{Q_{СД.НОМ}} + D_2 \cdot \frac{Q_{СД}^2}{Q_{СД.НОМ}^2} \right), \quad (8)$$

где  $D_1$  и  $D_2$  – расчетные величины, зависящие от параметров конкретного двигателя [12], кВт.

Формула (8) характеризует функциональную связь потерь с величиной реактивной мощности и ее квадратом, что отражает реальную зависимость активных потерь в статоре и роторе СД при приращении выдаваемой реактивной мощности.

Более наглядной является запись формулы (8) в виде удельных потерь в СД при выработке реактивной мощности:

$$\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{кВ} \cdot A_p} \right) = \frac{D_1}{Q_{СД.НОМ}} + \frac{D_2}{Q_{СД.НОМ}} \cdot \frac{Q_{СД}}{Q_{СД.НОМ}}. \quad (9)$$

Как видно,  $\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}}$  изменяется в зависимости от величины относительной

загрузки по реактивной мощности  $\frac{Q_{СД}}{Q_{СД.НОМ}}$ .

Следует помнить, что СД не является таким же экономичным источником реактивной мощности, как конденсаторная батарея, имеющая относительные потери активной мощности порядка 0.002 кВт/кВ · А<sub>р</sub>, то есть 0.2% и менее. Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

синхронным двигателем  $\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}}$  существенно зависят от его номинальных

параметров и числа оборотов. Так, например, для двигателей типовой серии СДН напряжением 6 кВ потери при их номинальной нагрузке находятся в

пределах 0.9-5.4%. Из зависимостей для различных СД следует, что чем ниже номинальная мощность и число оборотов СД, тем выше потери  $\Delta P_Q$  в двигателе на генерацию реактивной мощности.

Так, для быстроходных мощных СД при  $Q_{СД} = Q_{СД.НОМ}$  характерны соотношения  $\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}} < 1.5\%$ . Для явнополюсных двигателей ( $n < 3000$  об/мин),

в особенности малой мощности  $P_{СД.НОМ} < 1000$  кВт характерно  $\frac{\Delta P_Q}{Q_{СД}} > 1.5\%$ .

Привлечение СД к генерации реактивной мощности требует проведения относительно несложных организационно-технических мероприятий, включающих некоторые добавления в схемы регуляторов систем возбуждения СД. Необходима схема дистанционного изменения тока возбуждения СД, причем эти изменения могут проводиться персоналом вручную или автоматически при установке контактных часов для гарантированной выдачи  $Q_{СД}$  в часы максимума энергосистемы.

Полученные в данном разделе результаты об эффективности привлечения СД к КРМ несколько противоречат сложившимся ранее представлениям об этом вопросе.

Это обусловлено следующими обстоятельствами. В литературе и нормативно-технических документах экономичность генерирования от СД реактивной мощности обосновывалась снижением результирующих активных потерь мощности как в самом СД, так и, главное, в питающей сети – из-за ее разгрузки от реактивных токов. В теории КРМ затраты на оплату реактивной мощности и энергии не учитывались.

В рассмотренном подходе к определению эффективности СД учитывается, что ущербы в питающей сети из-за повышенных потерь уже косвенно отражены в тарифах оплаты энергии, а экономический эффект для предприятия выражается величиной конкретного изменения оплаты электроэнергии после внедрения мероприятий по КРМ.

Отметим также, что рассматриваемый эффект во многом зависит от политики ценообразования, вернее от соотношения цен на активную и реактивную составляющие энергии. При существующей тенденции введения платы за реактивную энергию эффективность привлечения СД к генерации реактивной мощности значительно возрастает.

Таким образом, разработана методика расчета располагаемой реактивной мощности СД при их работе в режиме перевозбуждения и оценки технико-экономической целесообразности привлечения высоковольтных СД к КРМ.

Достоверность аналитических расчетов подтверждена результатами ранее проведенных экспериментальных исследований с участием сотрудников ЦФТПЭС на действующем СД мощностью 17.5 МВт.

Расчеты по данной методике показали, что при работе в режиме перевозбуждения мощных синхронных турбодвигателей (мощностью до 10 МВт и частотой вращения 3000 об/мин.) комбината «Североникель» практически без затрат обеспечивается выдача реактивной мощности порядка 40 МВ·А<sub>р</sub>, что позволяет разгрузить питающую высоковольтную сеть от излишних перетоков мощности и существенно повысить качество электроэнергии.

## Мероприятия по оптимизации напряжения в системе электроснабжения

Напряжения на зажимах электроприемников (ЭП) оказывают влияние на потребляемую ими активную и реактивную мощности, а также на выходные технологические параметры, определяющие производительность оборудования.

Расчет электрических режимов распределительных сетей с учетом зависимостей мощности различных ЭП от напряжения в точках их питания и технических возможностей имеющихся средств регулирования напряжения следует производить, как отмечается в технической литературе [13-15], на базе использования статических характеристик нагрузки (СХН).

Они представляют собой зависимости потребления активной  $P_{ЭП}$  и реактивной  $Q_{ЭП}$  мощности от напряжения на зажимах ЭП и в общем случае могут быть аппроксимированы квадратичными формулами вида:

$$\begin{aligned} P_{ЭП}(U) &= P_{ЭП_0} \cdot \left[ a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_0} + a_2 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 \right], \\ Q_{ЭП}(U) &= Q_{ЭП_0} \cdot \left[ \epsilon_0 + \epsilon_1 \cdot \frac{U}{U_0} + \epsilon_2 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 \right], \end{aligned} \quad (10)$$

где индекс «0» выражает принадлежность к одному и тому же исходному режиму, для которого и определяются постоянные коэффициенты  $a_0, a_1, a_2, \epsilon_0, \epsilon_1, \epsilon_2$ , входящие в эту зависимость.

В технической литературе можно найти значения этих коэффициентов для некоторых типов ЭП. В качестве исходного режима чаще всего принимается номинальный режим, для которого:  $U_0 = U_{ЭПн}; P_{ЭП_0} = P_{ЭПн}; Q_{ЭП_0} = Q_{ЭПн}$ .

Выражение (10) можно несколько преобразовать, рассматривая не полное фактическое напряжение  $U$ , а его отличие от напряжения в исходном режиме  $\Delta U = U - U_0$ .

Значительно удобнее также использовать «спрямленные», линеаризованные зависимости, которые получаются при пренебрежении членами второго порядка малости  $\left( \frac{\Delta U}{U_0} \right)^2$  из выражения (10):

$$\begin{aligned} P_{ЭП}(U) &\cong P_{ЭП_0} \cdot \left[ 1 + K_{PU} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right] = P_{ЭП_0} \cdot \left[ (1 - K_{PU}) + K_{PU} \cdot \frac{U}{U_0} \right], \\ Q_{ЭП}(U) &\cong Q_{ЭП_0} \cdot \left[ 1 + K_{QU} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right] = Q_{ЭП_0} \cdot \left[ (1 - K_{QU}) + K_{QU} \cdot \frac{U}{U_0} \right], \end{aligned}$$

где  $K_{PU}$  и  $K_{QU}$  – регулирующие эффекты активной и реактивной мощности нагрузки по напряжению:

$$K_{PU} = \frac{\partial P_{ЭП}}{\partial U} \Big/ \frac{P_{ЭП_0}}{U_0} \approx \frac{(P_{ЭП} - P_{ЭП_0})/P_{ЭП_0}}{(U - U_0)/U_0},$$

$$K_{QU} = \frac{\partial Q_{ЭП}}{\partial U} \bigg/ \frac{Q_{ЭП_0}}{U_0} \approx \frac{(Q_{ЭП} - Q_{ЭП_0})/Q_{ЭП_0}}{(U - U_0)/U_0}.$$

Регулирующие эффекты  $K_{PU}$  и  $K_{QU}$  связаны с коэффициентами, входящими в выражение (10), следующими соотношениями:

$$K_{PU} = a_1 + 2 \cdot a_2, \quad K_{QU} = e_1 + 2 \cdot e_2.$$

При линеаризации зависимостей (10) полагаем:

$$\begin{aligned} a_0 &= 1 - K_{PU}, & a_1 &= K_{PU}, & a_2 &= 0, \\ e_0 &= 1 - K_{QU}, & e_1 &= K_{QU}, & e_2 &= 0. \end{aligned}$$

Электроприемники разного вида, подключенные к одним и тем же точкам распределительной сети, могут быть эквивалентированы зависимостью их суммарной активной и реактивной мощности от напряжения в этом узле:

$$\begin{aligned} P_{НГ}(U) &= P_{НГ0\Sigma} \cdot \left[ 1 + K_{PU_{ЭКВ}} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right], \\ Q_{НГ}(U) &= Q_{НГ0\Sigma} \cdot \left[ 1 + K_{QU_{ЭКВ}} \cdot \frac{\Delta U}{U_0} \right], \end{aligned}$$

где 
$$P_{НГ0\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{ЭП0i}; \quad Q_{НГ0\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{ЭП0i}; \quad K_{PU_{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^n K_{PUi} \cdot \frac{P_{ЭП0i}}{P_{НГ0i}};$$

$$K_{QU_{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^n K_{QUi} \cdot \frac{Q_{ЭП0i}}{Q_{НГ0i}}.$$

Этими формулами широко пользуются для эквивалентирования комплексной нагрузки в различных узлах сети, если известен процентный состав (по мощности) отдельных видов ЭП, входящих в нее.

По данным [13, 14], отражающим натурные исследования регулирующих эффектов нагрузки при различных уровнях напряжения из реального диапазона ( $0.9 \cdot U_H \leq U_0 \leq 1.1 \cdot U_H$ ) и различных уровнях загрузки по мощности, значения  $K_{PU}$  для комплексной нагрузки узлов промышленных предприятий колеблются в пределах  $K_{PU} = 0.3 \div 1.5$ . Что касается регулирующих эффектов  $K_{QU}$ , то разброс в их значениях значительно больше.

Нужно заметить также, что если ЭП подключен к общим шинам с напряжением  $U$  через эквивалентное сопротивление  $Z_{Эi} = R_{Эi} + jX_{Эi}$  (например, кабельная линия, понижающий трансформатор 6-10/0.4 кВ и т.д.), то на регулирующий эффект данного ЭП по напряжению на общих шинах могут оказать заметное влияние потери мощности на этом сопротивлении.

Исследование возможностей и разработка оптимальных алгоритмов энергоснабжения за счет изменения уровней напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий без применения специальной программы расчета сложной сети невозможно. Причем эта программа должна удобно для пользователя моделировать все способы изменения уровней напряжения, используемые на практике, и алгоритмически адекватно отражать тонкость реакции ЭП и компенсирующих устройств (КУ) на изменение напряжения.



Использованная в работе программа позволяет:

- рассчитать уровни и фазу напряжения во всех узлах разветвленной сети, перетоки активной и реактивной мощностей в любых ветвях, потери активной и реактивной мощностей поэлементно и в сумме;
- моделировать подключение к любым шинам сети различных КУ с учетом потерь в них самих;
- вести расчёт как без учёта, так и с учётом статических характеристик ЭП и КУ;
- учитывать коэффициенты трансформации трансформаторов;
- моделировать некоторые другие способы влияния на уровни напряжения в местной сети, корректировать параметры сетевого оборудования, перераспределение суммарной нагрузки между отдельными секциями сборных шин и др.

Для успешного решения предприятием задачи поддержания напряжения на уровне желаемых величин, необходимо знать данные:

- о схеме и параметрах питающей сети;
- о суточных и, если нужно, сезонных изменениях нагрузки предприятия;
- о фактических величинах напряжения на шинах трансформатора со стороны системы и со стороны нагрузки;
- о суточных изменениях напряжения и величинах желаемых напряжений.

Известно, что каждое изменение нагрузки немедленно отражается на величине напряжений. Так, в часы максимальной нагрузки предприятия оно понижается, а в часы провалов нагрузки напряжение может оказаться недопустимо высоким. Современные схемы питания потребителей, как правило, предусматривают наличие нескольких ступеней трансформации напряжения, а сами электрические сети редко бывают радиальными. Наличие многочисленных потребителей, питающихся от одной и той же сети, приводит иногда к тому, что качество электрической энергии по напряжению зависит как от самого потребителя, так и от режима работы смежных предприятий, питающихся от той же линии. Ставя перед собой задачу регулирования напряжения при его ступенчатом изменении в ту или иную сторону, не следует упускать из виду, что в сетях, связанных через трансформаторы, режим поддержания напряжения в сети низкого напряжения можно, а иногда и более целесообразно осуществлять регулировочными мероприятиями на стороне более высокого напряжения. Следует, однако, иметь в виду, что по мере удаления от точки, в которой непосредственно должно быть отрегулировано напряжение, эффективность регулирующих средств уменьшается, а также возникают трудности одновременного удовлетворения требований различных потребителей или приемников, питающихся от данной сети.

Нагрузка меняется не только в течение суток, но и в течение всего года. Например, наибольшая нагрузка в течение года – это нагрузка в осенне-зимний период, а наименьшая – в летний период. Поэтому регулирование напряжения требуется в зависимости не только от суточных, но и от сезонных изменений нагрузки в течение года.

Изучение литературы и натурные исследования в действующих электрических сетях говорят о том, что энергослужбы предприятий слабо контролируют уровни напряжения в сетях 6-10 кВ и в особенности в сетях 0,4 кВ. Напряжения на зажимах ЭП значительное время суток на 3-5% превышают номинальные значения, что технически допустимо, но экономически расточительно. Действительно, ГОСТ 13103-87 допускает следующие уровни напряжения на зажимах электроприемников общего назначения:

$$0.95 \cdot U_H \leq U \leq 1.05 \cdot U_H.$$

Таким образом, если считать, например, что регулирующий эффект активной мощности ЭП по напряжению  $K_{PU} = 0.3$  [8], то получается, что уровни напряжения  $U = (1.03 \div 1.05) \cdot U_H$  приводят к повышенному потреблению активной мощности (энергии) на 1-1.5% от потребления при номинальном уровне напряжения. И, наоборот принудительное поддержание напряжения на минимальном рабочем уровне  $0.95 \cdot U_H$  даёт возможность снизить активное энергопотребление на 1.5% по сравнению с номинальным, или на 2.5-3% по сравнению с потреблением при повышенном напряжении.

И еще в большей степени зависит от напряжения потребление реактивной мощности (энергии), так как регулирующий эффект для многих ЭП лежит в диапазоне 2÷3.

Возможность снижения потребления активной и реактивной мощности ( $P$ ,  $Q$ ) и энергии ( $W_P$ ,  $W_Q$ ) из питающей сети за счет поддержания пониженных уровней напряжения в сети предприятия также должна заинтересовать энергослужбы потребителей.

Одним из средств, влияющих, с одной стороны, на уровни напряжения, а с другой – на потери в сетях, являются компенсирующие устройства реактивной мощности нагрузок.

Реакцию потребителей на отклонение напряжения хорошо можно изучить при использовании статических характеристик нагрузок (СХН), то есть  $P = f(U)$ ,  $Q = f(U)$ . СХН в целом получаются как сумма соответствующих характеристик всех потребителей с учетом потерь в распределительной сети, входящей в узел нагрузки.

Опыт эксплуатации систем электроснабжения ряда промышленных предприятий Северо-Запада России свидетельствует о целесообразности пересмотра традиционно поддерживаемых режимов напряжения в распределительных сетях 6-10 и 0,4 кВ с превышением на шинах питающих подстанций и распределительных устройств номинального напряжения на 5% и более. Рациональным режимом напряжения, обеспечивающим оптимальное потребление активной и реактивной мощности, следует признать режим, когда за счет регулирования на питающих трансформаторах ГПП (110-150/6-10 кВ) и ТП (6-10/0.4 кВ) в часы максимальных нагрузок на шинах 6-10 и 0.4 кВ предприятий напряжения близки к номинальным значениям.

Результаты оптимизационных расчетов режимов напряжения и оценки возможных экономических эффектов, ориентированных на переход от существующих режимов с превышением уровней напряжений на 5-10% выше

номинальных к режимам с номинальными напряжениями (6.0; 10.0; 0.38 кВ), показали, что за счет уменьшения оплаты электроэнергии возможно получение экономии по самым минимальным оценкам не менее 3.5-4.0% от суммарной годовой платы за электроэнергию промышленных предприятий. Реально эффект будет еще значительнее вследствие непрерывного роста тарифов на электроэнергию.

Оптимизация уровней напряжений в распределительной сети 6, 10 и 0.4 кВ до значений, близких к номинальным, может быть достигнута в результате следующих малозатратных технических мероприятий:

а) регулирование напряжения в головной части схемы, то есть с помощью трансформаторов ГПП, на которых установлены устройства РПН с широким диапазоном регулирования. Основная трудность применения этого технического средства заключается в необходимости согласования регулирования напряжения с энергосистемой;

б) местное регулирование напряжения с помощью внутрицеховых трансформаторов 6-10/0.4 кВ, на которых установлены регуляторы типа ПБВ, то есть с отключением трансформаторов от сети. Реализация этого мероприятия находится в ведении энергослужбы предприятия.

Выполненные исследования позволили разработать комплексный подход к решению проблемы энергосбережения на основе малозатратных технических мероприятий по экономии электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий Мурманской обл.

Результаты обследования и анализа режимов работы систем электроснабжения этих предприятий позволили обобщить данные по параметрам нагрузки и электропотребления и разработать комплекс технических мероприятий по энергосбережению (в первую очередь малозатратных) и уменьшению платы за электроэнергию.

В состав предлагаемого комплексного подхода к проблеме энергосбережения следует отнести следующие направления:

- корректировка показателей договора электроснабжения в сторону уменьшения, с учетом коммерческих интересов предприятий;
- совершенствование показателей компенсации реактивной мощности нагрузки предприятий;
- оптимизация уровней напряжений в распределительных электрических сетях 6, 10 и 0.4 кВ.

Разработана методика проведения практических расчетов потерь активной электроэнергии в системах внешнего электроснабжения напряжением 35-220 кВ промышленных предприятий региона с целью уточненной корректировки договорных показателей в сторону их существенного снижения. Расчеты показали, что корректирование показателя потерь во внешних сетях предприятий до рекомендуемых для каждого предприятия значений  $\Delta W_p\%$  позволяет получить существенный экономический эффект и, соответственно, уменьшение платы за электроэнергию не менее 0.5-1% от годовых показателей.

Рассмотрены вопросы совершенствования показателей компенсации реактивной мощности (КРМ) предприятий. Предложена и детально проработана методика расчета располагаемой реактивной мощности синхронных электродвигателей (СД) при их работе в режиме перевозбуждения. Дается

оценка технико-экономической целесообразности привлечения высоковольтных СД к КРМ, в первую очередь, достаточно мощных ( $P_n \geq 630$  кВт) и высокооборотных ( $n \geq 1000$  об/мин). Выполнены технико-экономические расчеты компенсирующей способности СД для предприятий региона. Так, для комбината «Североникель» практически единственным средством решения проблемы КРМ является использование реактивной мощности СД порядка  $40 \text{ МВ} \cdot \text{А}_p$ , так как установка конденсаторных батарей неэффективна вследствие наличия высших гармоник в питающем напряжении. Выдача такой реактивной мощности практически без затрат позволит разгрузить питающую высоковольтную сеть от излишних перетоков мощности и существенно повысить качество электроэнергетики.

Достоверность аналитических расчетов по предлагаемой методике подтверждена результатами экспериментальных исследований с участием сотрудников ЦФТПЭС на действующих синхронных двигателях.

Следует отметить, что привлечение СД к КРМ обеспечивается проведением ряда малозатратных организационно-технических мероприятий, связанных с обеспечением дистанционного управления режимом регулирования возбуждения.

Разработан энергосберегающий алгоритм регулирования электропотребления, в основу которого положена методика расчета установившихся режимов работы с использованием математических моделей на базе учета регулирующих эффектов мощности и энергии нагрузки. Этот алгоритм реализован в специальной программе расчета режимов сложных электрических сетей, которая моделирует все способы изменения уровней напряжения на практике и адекватно отражает реакцию всех электроприемников на изменение напряжения.

Результаты оптимизационных расчетов режимов электропотребления и оценки ожидаемых экономических эффектов при переходе от существующих режимов с повышенными уровнями напряжений на 5-10% относительно номинальных к режимам с близкими к номинальным напряжениями (6.0; 10.0; 0.4 кВ) показали, что за счет снижения потребления мощности и энергии из сети системы возможно получение экономии порядка 3.5-4% от суммарной годовой платы за электроэнергию промышленных предприятий.

Следует отметить, что оптимизация уровней напряжений в распределительных электрических сетях до номинальных значений может быть обеспечена за счет технических средств регулирования напряжения, имеющихся в распоряжении энергослужб предприятий.

Подводя итог вышесказанному, необходимо отметить, что внедрение предлагаемого комплекса малозатратных энергосберегающих мероприятий, даже без учета корректировки заявленного максимума мощности, которая представляется проблематичной, позволит получить экономический эффект не менее 5% от годовой платы за электроэнергию. Реально этот эффект будет существенно возрастать вследствие непрерывного роста тарифов на электроэнергию для промышленных предприятий.

## Литература

1. Энергосберегающий алгоритм регулирования напряжения в промышленных схемах электроснабжения / В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С.86-92.
2. Техничко-экономическая оценка потерь во внешних сетях промышленных предприятий / В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С.74-80.
3. Структура и анализ отчетных потерь в энергосистеме / Ю.М.Невретдинов, А.Е.Веселов, А.С.Карпов // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С.80-86.
4. Критерий эффективности привлечения синхронных электродвигателей предприятий к генерации реактивной мощности / В.Л.Благодаров, А.Е.Веселов, А.С.Кострюкова, В.В.Ярошевич // Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С.67-73.
5. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. / Ю.С.Железко, А.В.Артемьев, О.В.Савченко. М.: Изд. НЦ ЭНАС. 2002.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С.Рокотяна. М.: Энергия, 1985.
8. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. М.: Госэнергоиздат, 1963.
9. Согомоян С.В. Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя при различных режимах его работы: тр. / ВНИИЭ. 1967. Вып. 30. С.45-47.
10. Применение электродвигателей в нефтяной промышленности / П.М.Першина, С.И.Бок, Ю.С.Першин, С.П.Читипаховян. М.: Недра, 1980. С.167.
11. Карпов Ф.Ф., Солдаткина А.А. Регулирование напряжения в электрических сетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. Т. 1: Электрооборудование / под общ. ред. А.А.Федорова. М.: Энергоиздат, 1986.
13. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 1984.
14. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. М.: Энергоатомиздат, 1990.
15. Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985.

### *Сведения об авторах*

#### **Веселов Анатолий Евгеньевич,**

доцент кафедры электроэнергетики и электротехники Кольского Филиала ПетрГУ, к.т.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Энергетическая, д. 19

**Ярошевич Вера Васильевна,**

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: yaroshevich@ien.kolasc.net.ru

**Токарева Евгения Александровна,**

младший научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

**Фастий Галина Прохоровна,**

научный сотрудник лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

# ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

---

УДК 621.548.001.5 (470.21)

**А.А.Рожкова**

## **ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ ВЕТРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ г.ОСТРОВНОЙ НА ПОБЕРЕЖЬЕ БАРЕНЦЕВА МОРЯ**

### **Аннотация**

Рассмотрен вопрос о модернизации электроснабжения города Островной за счет использования ветроэнергетических установок. Разработаны схемы выдачи мощности ветропарка в электрическую сеть. Приведены результаты технико-экономической оценки эффективности работы ветроустановок.

### **Ключевые слова:**

*энергоснабжение, ветропарк, экономическая оценка*

**A.A.Rozhkova**

## **PROSPECTS FOR PARTICIPATION OF WIND ENERGY CONVERTERS IN ENERGY SUPPLY OF OSTROVNOY AT THE BARENTS SEA COAST**

### **Abstract**

The question of modernization of power supply of the Ostrovnoy city through the use of wind turbines. The schemes of power output wind park in the grid. The results of the technical and economical evaluation of the efficiency of wind turbines.

### **Keywords:**

*wind energy, wind park, the economical evaluation*

Электроснабжение закрытого административно-территориального образования (ЗАТО) г. Островной осуществляется от каскада Серебрянских ГЭС по одноцепной ЛЭП. При возникновении аварии на линии происходит полное отключение объектов города от сети и переход на резервное питание от дизельной электростанции, оборудованной 6 дизель-генераторами. Моторесурс дизель-генераторов 1970 г. выпуска практически выработан, здания ДЭС и вспомогательные системы находятся в неудовлетворительном состоянии.

Руководство ЗАТО предлагает модернизировать электроснабжение города с использованием возобновляемых источников энергии. Для этого предлагается параллельно с двумя газотурбинными установками единичной мощностью по 2500 кВт ввести в действие несколько ветроэнергетических установок суммарной мощностью 4-6 МВт.

Вблизи г.Островной есть две площадки (рис.1), пригодные для сооружения ветропарка. Первая площадка находится в 4 км к юго-западу от города. Предполагаемое значение среднегодовой скорости ветра составляет 7 м/с. Вторая площадка расположена в 4 км к северу от города на о.Витте. Среднегодовое значение скорости ветра на острове составляет около 8 м/с.

Для выбора наиболее выгодной площадки были разработаны схемы выдачи мощности ветропарка в электрическую сеть, а также выполнены технико-экономические расчеты по оценке эффективности работы ветропарка.

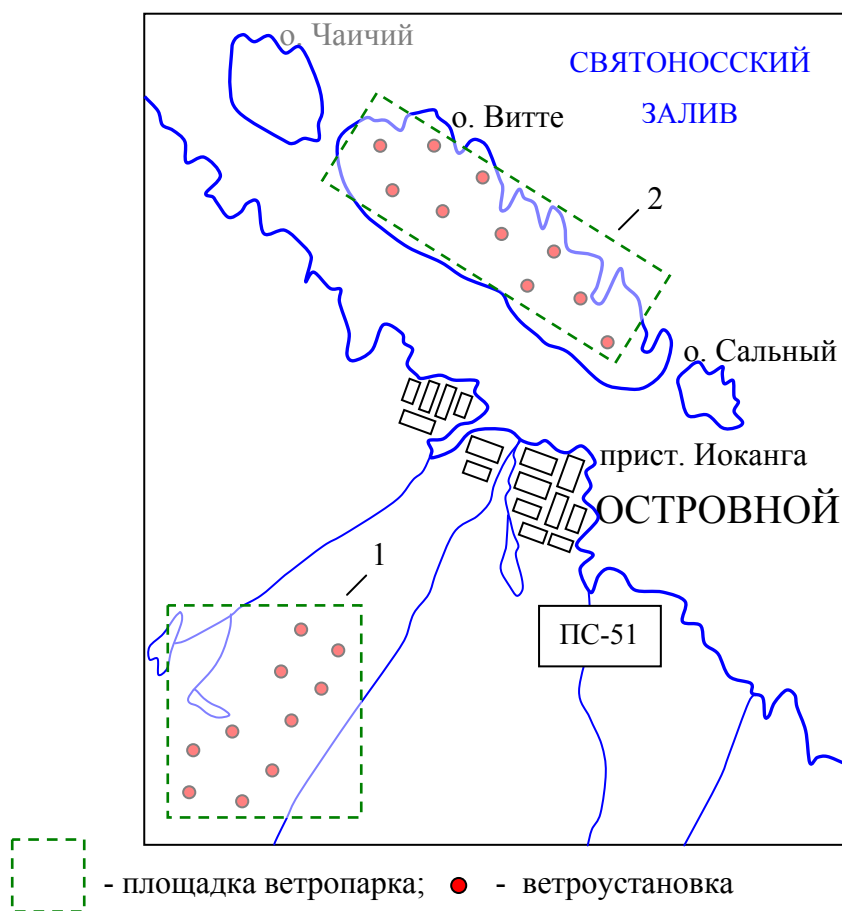


Рис.1. Ветропарк в районе ЗАТО г. Островной

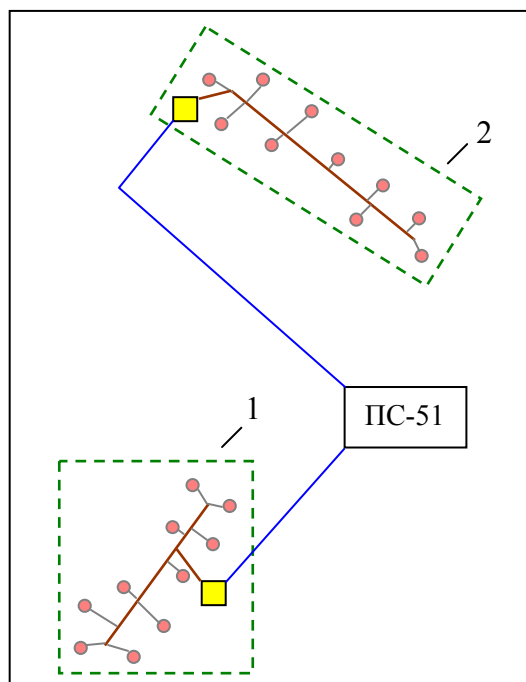
На выбранных площадках предлагается разместить по 10 ветроустановок (ВЭУ) мощностью 1 МВт каждая, которые устанавливаются с учетом местной розы ветров, преимущественно на возвышенностях, на расстоянии около 10 диаметров ветроколеса друг от друга.

Выдачу мощности от ветропарка в систему можно выполнить с помощью подключения к шинам 150 кВ подстанции 51, находящейся в 1 км к востоку от ЗАТО (рис.2).

Для уменьшения суммарной длины линий было принято решение объединить ВЭУ в группу, а затем подключить к шинам главной повышающей подстанции (ГПП).

Напряжение на выходе генератора ВЭУ составляет 0.69 кВ, на шинах подстанции 51-150 кВ. Для выдачи энергии ветропарка в сеть требуется повысить напряжение с 0.69 до 35 кВ, для этого возле каждой ВЭУ требуется установить трансформатор, а затем на ГПП повысить напряжение с 35 до 150 кВ.





- главная повышающая подстанция
- линия 35 кВ, соединяющая ВЭУ с главной линией
- главная линия 35 кВ
- линия 150 кВ, соединяющая ГПП с ПС-51.

Рис.2. Схема сетей ветропарка

По данным зарубежных каталогов [1; 2], удельная заводская стоимость ВЭУ составляет около 900 евро/кВт. Расходы, связанные с сооружением ветропарка и включающие в себя таможенные сборы, фундамент ветроустановки, подъездные дороги, а также транспортировку и монтаж ВЭУ, составляют около 40% от стоимости ВЭУ. В итоге удельная стоимость сооружения ветроустановки возрастает до 1300 евро/кВт, или около 50 тыс. руб/кВт.

Федеральной энергетической комиссией для Мурманской обл. на 2010 г. установлены предельные тарифы в размере 1.30-1.35 руб/кВт·ч. Если учесть запланированный правительством рост тарифов в 2011-2012 г.г. на 20% и предположить, что дальше этот рост будет, по крайней мере, не ниже инфляции, то в итоге за время службы ВЭУ (20 лет) он возрастет с 1.60 руб/кВт·ч в 2011 г. до 3.30 руб/кВт·ч в 2031 г.

В качестве критерия прибыльности строительства ветропарка был использован чистый дисконтированный доход (ЧДД), который показывает, какая прибыль может быть получена в результате реализации проекта в течение всего срока службы ветропарка с учетом изменения уровня инфляции и тарифа на электроэнергию (рис.3).

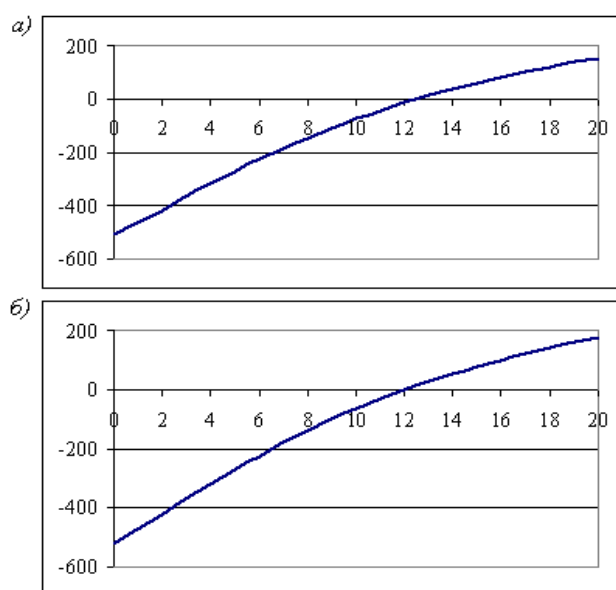


Рис.3. Формирование чистого дисконтированного дохода:  
 а) ветропарк на материке; б) ветропарк на о.Витте

Расчеты показали, что вариант строительства ветропарка на о. Витте более выгоден. Капиталовложения составили около 519 млн руб., ЧДД – 178 млн руб., в то время как на материке 508 млн руб. и 156 млн руб. соответственно. Однако в расчеты для ветропарка на о.Витте не входила стоимость причальных сооружений, которая увеличит стоимость строительства ветропарка. В конечном счете, оба ветропарка оказываются по стоимости примерно одинаковыми.

Строительство ветропарка позволит сократить объемы потребления электроэнергии от Серебрянских ГЭС и снизить расходы на содержание резервной системы электроснабжения за счет экономии дорогого привозного жидкого топлива. Кроме того, представляется возможным использовать выработку ветропарка и для целей теплоснабжения.

## Литература

1. Windenergie-2002. Osnabrueck, Deutschland Bundesverband WindEnergie Service GmbH. 2002. 264 p.
2. Wind Energy-2004. Osnabrueck, Deutschland Bundesverband WindEnergie Service GmbH. 2004. 196 p.

## Сведения об авторах

### Рожкова Анастасия Александровна,

стажер-исследователь лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН  
 Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
 эл. почта: yamalechka@mail.ru