



*Российская Академия Наук*

**ТРУДЫ**

**Кольского научного центра РАН**

**1/2010(1)**

**ЭНЕРГЕТИКА**

выпуск 1

Апатиты  
2010

---

*Российская Академия Наук*

# ТРУДЫ

**1/2010**(1)

издается с декабря 2010 г.

ISBN 978-5-91137-128-9 **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

Редационный 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.Путилов, д.ф.-м.н. Е.Д.Терещенко,  
к.г.-м.н. А.Н.Виноградов (ответственный секретарь)

## ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 1

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@admjsc.apatity.ru](mailto:admin@admjsc.apatity.ru) <http://www.kolasc.net.ru>

---

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Вступление.....	7
<b>ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>9</b>
Ефимов Б.В., Халилов Ф.Х, Селиванов В.Н. Грозовая повреждаемость высоковольтного оборудования подстанций и проблемы обеспечения надежности его эксплуатации в условиях грунтов с низкой проводимостью.....	9
Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Куклин Д.В., Селиванов В.Н. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции.....	17
Кривошеев С.И, Бочаров Ю.Н., Коровкин Н.В., Нетреба К.И., Шишигин С.Л. Идентификация RLC параметров заземляющих устройств опор воздушных линий с тросом импульсным методом.....	26
Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Ширковец А.И. Современные закрытые электропередачи высокого напряжения (газоизолированные линии и сверхпроводящие кабели).....	33
Власко Д.И., Невретдинов Ю.М. Особенности молниезащиты подстанций высоковольтной сети при низкой проводимости грунта.....	46
Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И., Малочка М.В. Анализ грозových перенапряжений в подстанциях с КРУЭ.....	55
Бахышев И.М., Колычев А.В., Халилов Ф.Х. Показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ при установке на ней нелинейных ограничителей перенапряжений 500 кВ.....	64
<b>ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ.....</b>	<b>76</b>
Ефимов Б.В., Карпов А.С., Невретдинов Ю.М. Аналитическое решение для компонент электрического поля в среде расположения подземных коммуникаций.....	76
Селиванов В.Н., Данилин А.Н., Колобов В.В., Сахаров Я.А., Баранник М.Б. Результаты длительных регистраций токов в нейтралях силовых трансформаторов.....	84

Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Залесова О.В., Селиванов В.Н., Якубович М.В.	Повышение безопасности работ на линиях под наведенным напряжением.....	91
Залесова О.В., Якубович М.В.	Моделирование влияния железной дороги на линии электропередачи с учётом гармоник тяговой сети .....	102
	ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	110
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Анализ опыта применения энергосберегающих мероприятий в муниципальных распределительных электрических сетях Мурманской области .....	110
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Разработка схемных решений в промышленных распределительных электрических сетях для повышения качества электроэнергии и эффективного ограничения токов короткого замыкания.....	115
Ярошевич В.В., Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Карпов А.С.	Проблемы локализации источников искажений электроэнергии и определение вклада подключенных потребителей в искажение или нормализацию качества электроэнергии.....	126
	КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ.....	139
Баранник Б.Г., Калинина Н.В., Абрамов Ю.В., Трибуналов С.Н.	Возможные варианты топливно-энергетического баланса мурманской области на перспективу.....	139
	ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ.....	158
Бежан А.В., Минин В.А.	Математическое моделирование работы теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с участием ВЭУ.....	158
Минин В.А.	Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения рудника центральный ОАО «Апатит».....	165

*Russian Academy of Sciences*

1/2010<sup>(1)</sup>

# transactions

ISBN 978-5-91137-128-9

**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)

## ENERGY TECHNOLOGY

series 1

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)

14, Fersman str., Apatity, Murmansk region. 184209, Russia  
Tel.(81555) 75350. 79595. Fax.:(81555) 76425  
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

---

CONTENTS

	Pages
Introduction.....	7
PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	9
Efimov B.V., Chalilov F.Ch., Selivanov V.N. Lightning Fault of High-Voltage Substation Equipment and Problem of Operation Reliability under of the Low-Conductivity Soil Conditions.....	9
Danilin A.N., Efimov B.V., Kolobov V.V., Kuklin D.V., Selivanov V.N. Experimental Studies of the Wave Processes in Substation Busbars and Grounding Grid.....	17
Krivosheev S.I., Bocharov Yu.N., Korovkin N.V., Netreba K.I., Shisheegin S.L. The identification of RLC parameters of grounding resistance of transmission tower with a lightning guard rope by using pulsing method .....	26
Kadomskaya K.P., Lavrov Yu.A., Shirkovetz A.I. Modern insulated high-voltage transmission lines (gas-insulated lines and superconductive cables).....	33
Vlasko D.I., Nevretdinov Y.M. The substations lightning protection features of high-voltage network under low ground conductivity.....	46
Xalilov F.X., Gumerova N.I., Malochka M.V. Analysis of the Lightning Overvoltage's in a Gas Insulated Substations.....	55
Bachyshev I.M., Kolychev A.V., Chalilov F.Ch. The opposite parameters to lightning outage rates of 500 kV line with utilising line surge arresters 500 kV class voltage.....	64
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY.....	76
Efimov B.V., Karpov A.S., Nevretdinov Y.M. The analytical solution for the electric field components in the medium location of underground utilities.....	76
Selivanov V.N., Kolobov V.V., Danilin A.N., Sakharov Ya.A., Barannik M.B. Results of Long-Term Monitoring of Neutral Currents in a Power Transformer.....	84

Danilin A.N., Efimov B.V., Zalesova O.V., Selivanov V.N., Yakubovich M.V.	Increasing the Safety of Works on the Overhead Lines under Induced Voltage.....	91
Zalesova O.V., Yakubovich M.V.	Modeling of electric rail way influence on transmission lines with consideration of traction harmonics.....	102
	ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION.....	110
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	Analysis of experience with energy efficiency measures in municipal distribution networks of the Murmansk region.....	110
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	. Development of circuit solutions for industrial distribution networks to improve power quality and effective control of short circuit currents.....	115
Yaroshevich V.V., Nevretdinov Y.M., Fastiy G.P., Karpov A.S.	Problems of localization of distortion power and determination of the contribution of connected consumers in the distortion or the normalization of the power quality.....	126
	INTEGRATED CHALLENGES OF ENERGY TECHNOLOGY.....	139
Barannik B.G., Kalinina N.V., Abramov J.V., Tribunalo S.N.	Possible variants of fuels and energy balance of Murmansk region's on prospect.....	139
	RENEWABLE ENERGY.....	158
Bezhan A.V., Minin V.A.	Mathematical modeling of heat storage in the heating system wind turbines.....	158
Minin V.A.	Prospects of using wind energy for heating mine Central OAO «Apatit».....	165

## ВСТУПЛЕНИЕ

Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (до 2005 г. Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН), начиная с 1980-х годов прошлого века, 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 г.), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренцрегиона" (1997 г.).

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);

- Техничко-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 года, тематика сборника расширялась. Помимо вопросов, ставших уже традиционными для публикаций 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 году в сборник были включены статьи, посвященные проблемам развития энергетики региона, а также вопросам энергоэффективности и энергосбережения.

Настоящее издание включает практически все направления исследований ЦФТПЭС КНЦ РАН по планам госбюджетных НИР, хоздоговорам и грантам РФФИ. Кроме того, в написании статей участвовали

13 сотрудников других научно-производственных организаций и высших учебных заведений энергетического профиля.

В связи с тем, что публикация сборников статей ЦФТПЭС КНЦ РАН фактически стала регулярным рецензируемым изданием, с 2010 года вводится постоянное название этого издания – Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Планируемая периодичность выхода этого издания – два раза в год.



# ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

---

УДК 621.311

**Б.В.Ефимов, Ф.Х.Халилов, В.Н.Селиванов**

## **ГРОЗОВАЯ ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГРУНТОВ С НИЗКОЙ ПРОВОДИМОСТЬЮ**

### **Аннотация**

Приведен обзор аварийности высоковольтного оборудования из-за грозовых поражений линий и подстанций. Показана важность учета импульсных параметров заземления отдельных аппаратов при анализе грозоупорности подстанций.

### **Ключевые слова:**

*оборудование подстанций, грозовая повреждаемость, надежность эксплуатации*

**B.V.Efimov, F.Ch.Chalilov, V.N.Selivanov**

## **LIGHTNING FAULT OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION EQUIPMENT AND PROBLEM OF OPERATION RELIABILITY UNDER OF THE LOW-CONDUCTIVITY SOIL CONDITIONS**

### **Abstract**

Review of high-voltage equipment fault rate for stroke of lightning to transmission lines and substations is presented. The importance of the grounding pulse parameters of apparatuses for substation lightning resistance analysis is shown.

### **Keywords:**

*substation equipment, lightning fault, operation reliability*

В первой части настоящей статьи приведен обзор аварийности подстанционного оборудования, выполненный одним из соавторов по многочисленным публикациям данных об авариях, изучение причин которых позволило с уверенностью говорить о том, что в основе их возникновения были грозовые поражения линий и подстанций.

Грозозащита подстанций (ПС) определяется показателем надежности при прямых ударах молнии (ПУМ) на ПС и от волн, набегающих с подходящих воздушных линий (ВЛ) электропередачи [1].

Анализ опыта эксплуатации ПС 35-750 кВ показывает, что показатель надежности при ПУМ может быть оценен как очень высокий. В нашем распоряжении имеются достоверные данные по классам напряжения от 35 кВ до 220 кВ. В таблице 1, приведены характеристики грозозащиты ПС двадцати восьми энергосистем бывшего СССР, находящихся на Северо-Западе, Центре, Юге, Поволжье, Урале, Западной Сибири, Закавказье.

Таблица 1

Число повреждений оборудования подстанций и математическое ожидание числа лет безаварийной работы единицы оборудования при прямых ударах молнии

Класс напряжения, кВ	Объем информации, ПС×лет	Число повреждений ЭО при ПУМ, шт	$T_{\text{э}}$ , лет
35	27000	2	13500
110	23500	2	11750
150	1500	–	–
220	7500	1	7500

Показатели надежности грозозащиты ПС от волн, набегающих с ВЛ значительно ниже. Далее все ПС подразделены на 2 группы: группа I – ПС с нормальной изоляцией электрооборудования (ЭО); группа II – ПС с ослабленной (в ряде случаев с дефектами) изоляцией ЭО. Эксплуатационные показатели надежности приведены в табл.2. Данные этой таблицы охватывают 54 энергосистемы бывшего СССР и 24 энергосистемы РФ.

В таблице 2  $T_{\text{э}}$  означает математическое ожидание периода между двумя повреждениями отдельно взятой единицы оборудования ПС. Значения  $T_{\text{э}}$  составляют сотни лет для отдельно взятой единицы оборудования и не являются наглядными для реальной оценки состояния грозоупорности большого количества подстанций. Для всей совокупности оборудования можно привести данные из табл.3.

Таблица 2

Математическое ожидание числа лет безаварийной работы единицы оборудования подстанций из-за грозовых перенапряжений, возникающих при ударах молнии в линии электропередачи на подходах к подстанциям

Класс напряжения, кВ	Объем информации, ПС×лет	$T_{\text{э}}$ , лет	
		I группа	II группа
35	74000	480	310
110	76500	700	400
150	2500	750	450
220	16000	1005	600

Сказанное выше относится только к оборудованию подстанций. Линии электропередачи повреждаются значительно чаще. Ситуация с относительно низкой грозоупорностью ряда высоковольтных линий обсуждается уже много лет. Во многом это связано с высокими сопротивлениями заземлений опор.

Следует отметить, что многие повреждения подстанционного оборудования, происходящие по причинам, не связанным с грозами, так или иначе можно объяснить недостатками в проведении своевременной профилактики и ремонтов, а также влиянием человеческого фактора. Количество таких повреждений можно сокращать организационно-техническими методами.

С грозовыми повреждениями ситуация иная. Они определяются низкой эффективностью грозозащиты даже в том случае, когда она выполнена в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ [2]. Причины такого положения во многом определяются недостаточной изученностью развития

атмосферных перенапряжений в системах «подход ВЛ – подстанция», в том числе и характеристик заземляющих устройств подстанций и опор ВЛ при малых временах и больших импульсных токах.

Таблица 3

Число повреждений оборудования ПС по данным опыта эксплуатации

Класс напряжения, кВ	Объем информации, ПС-лет	Число повреждений		Общее число повреждений
		I группа	II группа	
35	74000	57	37	94
110	76500	44	25	69
150	2500	1	1	2
220	16000	6	4	10
Общее число грозových повреждений оборудования ПС 35-220 кВ				185

Следующие примеры демонстрируют важность учета импульсных параметров заземления отдельных аппаратов на территории подстанций.

На подстанции 330 кВ, расположенной на Кольском п-ове, разъединитель был установлен на свайном фундаменте, который со временем «всплыл», перекосив аппарат. Фундамент срезали и установили разъединитель на металлоконструкцию. Оказалось, что свайный фундамент выполнял роль вертикального импульсного заземлителя, и после его удаления коммутации разъединителем стали приводить к выходу из строя вторичных цепей из-за высокочастотных перенапряжений. Из осциллограммы на рис.1 видно, что на заземлителе разъединителя в течение первой микросекунды возникали

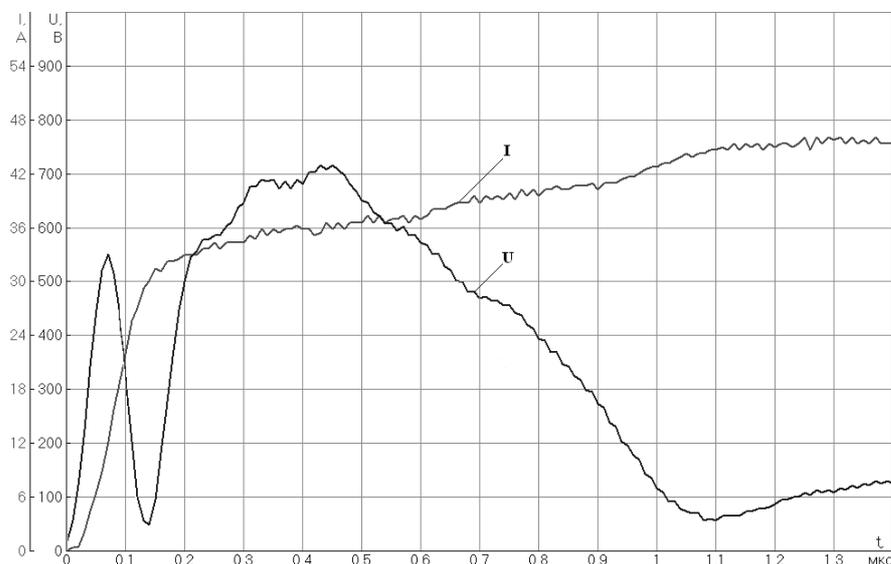
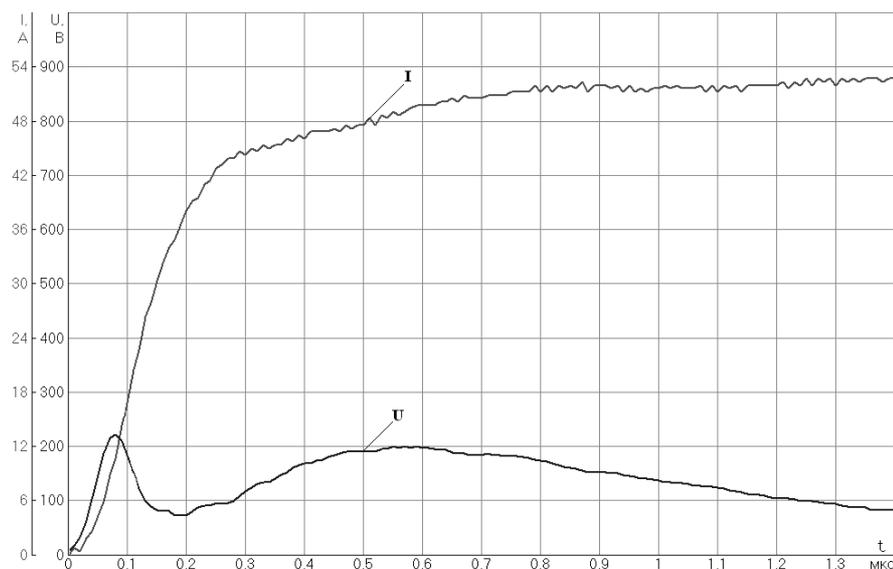


Рис.1. Напряжение и ток на неисправном заземлителе разъединителя

значительные перенапряжения. По рекомендации Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН (ЦФТПЭС КНЦ) были установлены дополнительные вертикальные заземлители и ситуация исправилась, как видно из осциллограммы на рис.2. Напряжение на заземлителе при практически том же токе снизилось в 3.5 раза. Резко уменьшились разности потенциалов между отдельными элементами контура заземления. Во вторичных цепях напряжения снизились до допустимого уровня и аварии на подстанции прекратились. Можно подчеркнуть, что низкочастотные измерения параметров контура заземления на этой подстанции во всех случаях показывали, что контур соответствует всем нормативным требованиям.



*Рис.2. Напряжение и ток на заземлителе разьединителя после реконструкции*

На рисунке 3 показано влияние локального сопротивления заземления защитного устройства на показатели надежности грозозащиты конкретного автотрансформатора на подстанции 110 кВ Кольской энергосистемы. Учет локального импульсного сопротивления указывает на резкое снижение уровня надежности уже при сопротивлениях порядка единиц Ом. Допустимое значение математического ожидания числа лет безаварийной работы ( $T_{доп}$ ) по руководящим указаниям составляет примерно 400 лет. При дополнительном сопротивлении, равном нулю имеем многократный запас по надежности грозозащиты. Уже при сопротивлении 12-15 Ом расчетная и нормативная надежности становятся равными, и далее расчетная надежность падает. Многочисленные опыты в электрических сетях показывают, что локальные сопротивления могут иметь значительно бóльшие значения, чем 15 Ом. Резкое снижение надежности грозозащиты понятно. Включение большого дополнительного сопротивления последовательно с защитным аппаратом равносильно резкому ухудшению его защитных характеристик.

Подобные значения сопротивлений защитных аппаратов неоднократно выявлялись при исследованиях ЗУ подстанций, причем традиционные методы демонстрировали надежную металlosвязь аппарата с ЗУ, и только измерения на импульсах с крутым фронтом позволяли выявить дефекты или несовершенство заземления.

Для измерения локального импульсного сопротивления заземления нами разработана генераторно-измерительная система (рис.4), которая включает в себя высоковольтный генератор импульсного тока (ГИТ), устанавливаемый

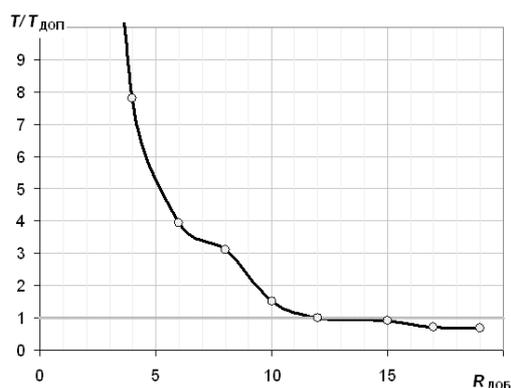


Рис.3. Влияние локального сопротивления заземления защитного устройства на показатели надежности грозозащиты автотрансформатора

в точке измерения у заземленного аппарата, разомкнутые токовый и потенциальный контуры (ТК, ПК), а также систему измерений тока в заземлителе и падения напряжения на нем. Методика основана на известном способе измерения сопротивлений – методе трех электродов. Однако фактически потенциальный и токовый электроды отсутствуют. Провода на всем протяжении изолированы от земли и на дальних концах не заземляются. Все измерения проводятся при временах

меньших, чем время двойного пробега электромагнитной волны по проводам. При обычной длине обоих проводников до 100 м время, при котором измерения можно считать достоверными для целей определения локальных сопротивлений, составляет порядка 1 мкс. Это случай измерений сопротивлений отдельных аппаратов на подстанциях и опор линий электропередачи. Для измерения сопротивлений протяженных или высокоомных заземлителей используются более длинные провода (до 2 км).

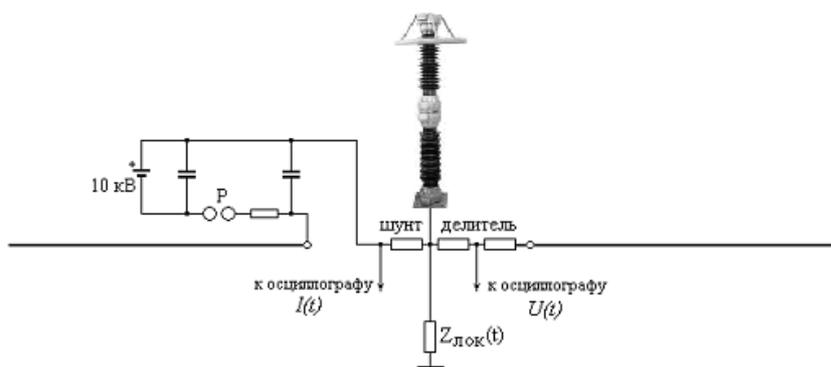


Рис.4.Схема генераторно-измерительной системы для измерения локального импульсного сопротивления заземления

На рисунке 5 представлены импульсные характеристики ЗУ подстанции 150 кВ с диагональю порядка 100 м. При измерении сопротивления ЗУ подстанции использовались проводники длиной 500 м, расположенные под углом более 90 град. для исключения взаимного влияния токового и потенциального контуров. Традиционный трехточечный метод на низкой частоте дал сопротивление 2,37 Ом, и как видно из осциллограмм, импульсный метод уже в пределах первой микросекунды дает близкие значения, что позволяет во многих случаях использовать более короткие проводники.

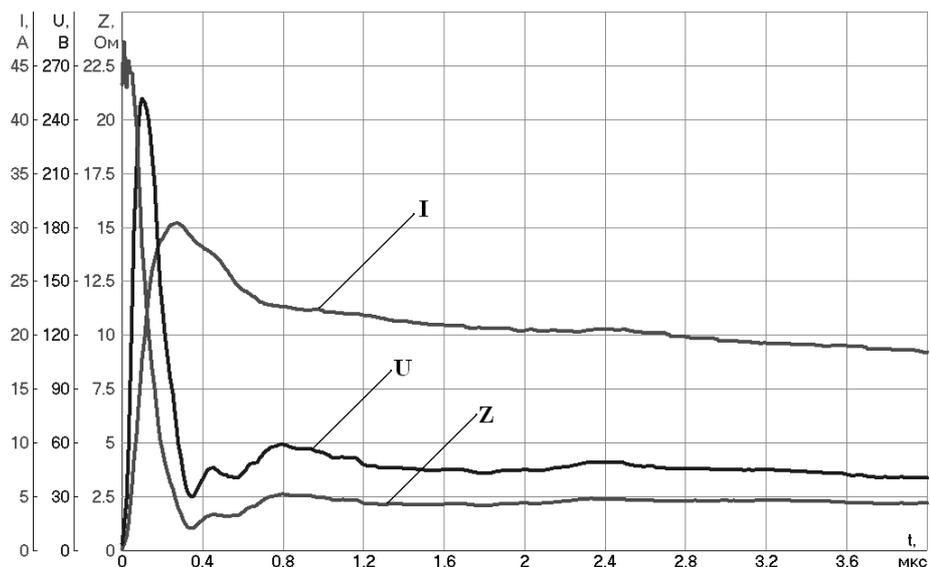


Рис.5. Импульсные характеристики ЗУ подстанции

На рисунке 6 продемонстрировано доказательство справедливости понятия локального импульсного сопротивления заземлителей отдельных аппаратов. На рис.6а дана предыдущая осциллограмма за меньшее время (масштаб по напряжению изменен в два раза). В пределе сопротивление всех аппаратов стремится к сопротивлению ЗУ подстанции, но в течение первой микросекунды проявляются отличия в импульсных характеристиках. Предварительные исследования с использованием комплекса КДЗ фирмы ЭЛНАП показали удовлетворительное состояние металловязей. Тем не менее, импульсные измерения позволили сделать вывод о неэффективном, неоптимальном заземлении таких ответственных устройств, как трансформатор (рис.6б) и молниеотвод (рис.6в).

Оказалось, что трансформатор соединялся с контуром заземления длинным проводником с большой индуктивностью, а молниеотвод был связан с основным контуром подстанции длинными подземными металлическими связями. Можно еще раз подчеркнуть, что обычные измерения сопротивлений контуров этих недостатков не выявляют.

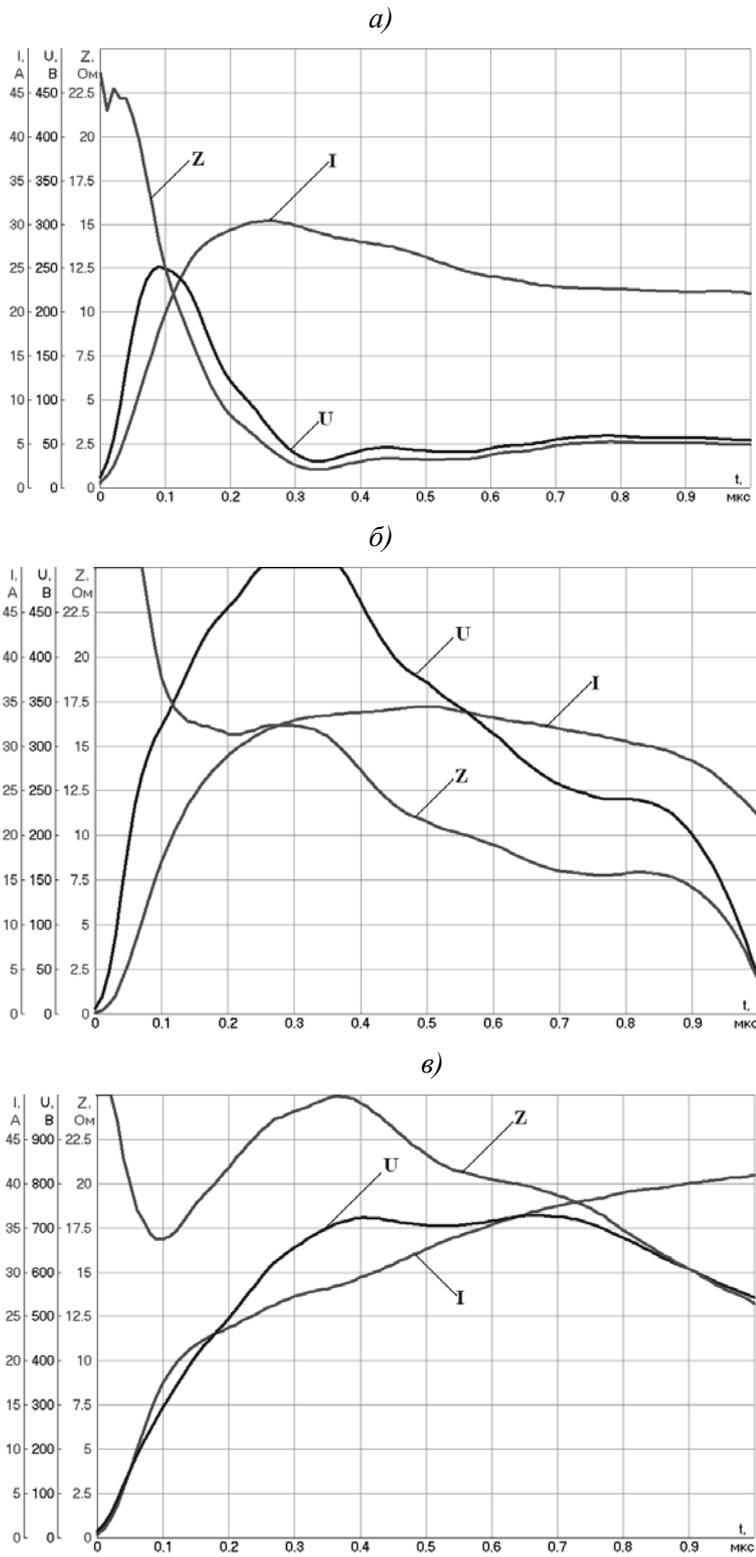


Рис.6. Импульсные сопротивления заземлителей аппаратов

В сентябре 2010 г. были выполнены опыты на одной из подстанций 330 кВ при имитации набегания грозовой волны с подходящей линии. Амплитуда волны составляла около 30 кВ. Длина фронта на входе подстанции была примерно 0.3 мкс, что соответствует близкому к подстанции удару молнии с крутым фронтом. Вместо разрядника на подстанции была включена модель нелинейного ограничителя перенапряжений (ОПН) с вольт – амперной характеристикой (ВАХ), почти горизонтальной (при больших токах) на уровне 5 кВ. На защищаемом автотрансформаторе максимум напряжения составил почти 13 кВ, что составляет 2.6 от напряжения на модели ОПН. Объяснить такое превышение напряжения только волновыми процессами в схеме подстанции невозможно. Действительно оказалось, что действующий разрядник и модель ОПН были подключены к контуру подстанции через большое локальное сопротивление. Автотрансформатор наоборот заземлен очень хорошо. Предварительные оценки показывают, что с учетом развития перенапряжений в схеме подстанции именно неудачная конструкция заземления разрядника является причиной повышения напряжения выше обычных 1.5-1.7 от напряжения на разряднике. При измеренном соотношении напряжений на защитном и защищаемом оборудовании любой разряд молнии с крутым фронтом в линию вблизи подстанции приведет к повреждению изоляции оборудования.

В целом можно отметить, что практически на всех подстанциях (более 10 контуров заземлений), многих опорах ВЛ на подходах к подстанциям (сотни заземлений опор), обследованных ЦФТПЭС КНЦ РАН, имеются проблемы с заземлениями в условиях высокого удельного сопротивления грунта, характерного для Кольского п-ова. Без сомнения можно утверждать, что эти проблемы существуют и в других регионах нашей страны, имеющих аналогичные грунтовые условия.

## **Литература**

1. Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М., Данилин А.Н., Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И. Анализ надежности грозозащиты подстанций. Современные проблемы // Новости электротехники, 2009, № 4(58) и № 5(59).
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд., перераб. и доп.

## ***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

### **Халилов Фрудин Халилович**

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

### **Селиванов Василий Николаевич**

ведущий 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

**А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, В.В.Колобов, Д.В.Куклин, В.Н.Селиванов**

## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ НА ШИНАХ И ЗАЗЕМЛИТЕЛЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ**

### **Аннотация**

В статье приводятся результаты измерений распространения и деформации грозовых волн напряжения с большой крутизной фронта, приходящих на ошиновку и оборудование подстанции по воздушным линиям электропередачи.

### **Ключевые слова:**

*подстанция, грозовая волна, перенапряжение, импульсный генератор*

**A.N.Danilin, B.V.Efimov, V.V.Kolobov, D.V.Kuklin, V.N.Selivanov**

## **EXPERIMENTAL STUDIES OF THE WAVE PROCESSES IN SUBSTATION BUSBARS AND GROUNDING GRID**

### **Abstract**

Propagation and deformation of lightning voltage waves with high rate of pulse rise have been investigated. Measuring of these waves, becoming to substation busbars and apparatus via overhead transmission lines were carried out. Experimental data are presented.

### **Keywords:**

*substation, lightning surge, overvoltage, pulse generator*

В статье приводятся результаты измерений распространения и деформации волн напряжения, приходящих на ошиновку и оборудование подстанции по воздушным линиям. Данная работа выполнена с целью изучения этих процессов при моделировании прихода по линии на подстанцию грозовой волны напряжения с большой крутизной фронта. Ранее, в 1960-х, 1970-х годах, такие работы проводились, их повторение обусловлено тем, что за истекший срок кардинально изменилась генераторная и измерительная техника, позволяющая уточнить результаты экспериментов, а также получить новые данные по переходным процессам, измерение которых ранее было крайне неточным и имеющим большие погрешности. Это объясняется тем, что используемое в те времена измерительное оборудование имело паразитные параметры, соизмеримые с параметрами измеряемых объектов, главным образом их распределенных емкостей относительно земли, что и приводило к трудно учитываемому искажению результатов измерений.

Для получения хорошо интерпретируемых результатов на начальном этапе исследований необходимо было выбрать подстанцию, простую по конструкции, имеющую большую площадь и протяженную ошиновку. Это позволяло достаточно точно регистрировать и объяснять процессы распространения, отражения и преломления волн на разных участках шин. Одной из подстанций, отвечающих указанным требованиям, является подстанция № 204 Карельского предприятия МЭС, расположенная в 3 км от г.Апатиты. На данной подстанции наибольшая протяженность ошиновки от

вводного портала до вводов автотрансформатора 330/150/35 кВ составляет около 200 м, что позволяет достаточно точно измерить переходные процессы.

По договоренности с руководством Межрегиональных электрических сетей ЦФТПЭС была предоставлена возможность выполнить серию опытов в период вывода подстанции и питающей линии 330 кВ в ремонт. Согласно утвержденной программе на третьей опоре от подстанции к проводу линии был подключен генератор высоковольтных импульсов, имитирующий грозовую волну, набегающую на подстанцию. Импульс генерировался относительно опоры. В ряде точек на оборудовании подстанции выполнены осциллографические измерения приходящей волны. Осциллографировался также импульс на выходе генератора. Место подключения генератора показано на рис. 1.

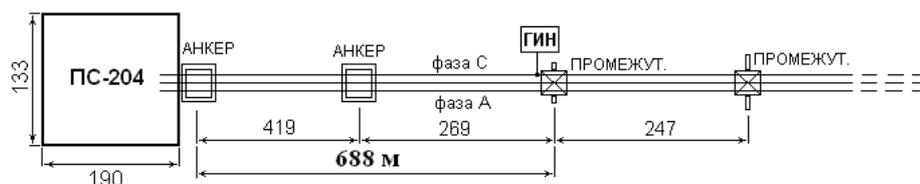


Рис.1. Расположение опор до места включения ГИИ

Измерения переходных процессов на шинах и оборудовании подстанции № 204 при моделировании грозовой волны, приходящей на подстанцию по проводам воздушной линии Л-404 проводилось на одной из обесточенных ячеек, у которой протяженность ошиновки максимальна. На рис.2 приведена схема подстанции с указанием положения коммутационных аппаратов по сторонам 330/150/35 кВ и точек на ОРУ-330 кВ, в которых производились измерения параметров волны, набегающей по линии.

Для выполнения расчетов волновых процессов в ошиновке и интерпретации измеренных волновых процессов необходим план размещения оборудования на территории подстанции и профили, на которых указаны высоты аппаратов, шин и соединений. План и профиль подстанции по ошиновке ячейки, в которой выполнялись измерения, приведены на рис.3.

Импульсный генератор разработан для выполнения исследований в полевых условиях. Он имеет автономное питание и может генерировать импульсы амплитудой до 20 кВ с частотой 0,2 Гц в течение полной рабочей смены. Регулируемые параметры генератора: величина зарядного напряжения выходного накопителя, частота следования импульсов, длительность фронта импульса на эквивалентной нагрузке 470 Ом в диапазоне от 0,05 мкс до 2 мкс. Параметры фронтов импульса, а также спад импульса на эквивалентной нагрузке представлены на рис.4 и 5. Подключение генератора к проводу воздушной линии приведено на рис.6. Для этого выбран провод фазы С, в цепи которого отсутствуют катушки ВЧ заградителей связи. Остался открытым вопрос согласования волновых сопротивлений участков линии: провод от генератора к фазному проводу и сам фазный провод. Волновое сопротивление линии генератор – фазный провод – величина переменная по длине и за счет этого ожидалось отражения, накладывающиеся на генерируемый импульс, создающие помехи изучению переходных процессов на подстанции. Опыт показал, что согласовать эти участки волновых линий не удается, однако

этот процесс достаточно быстро затухающий и по мере движения волны по линии за счет потерь эти высокочастотные процессы «заглаживаются».

Измерение сопротивления заземлителя опоры было выполнено импульсным методом с использованием генератора 10 кВ по ранее разработанной методике. Осциллограммы тока, напряжения и импульсного сопротивления приведены на рис.7. Среднее значение сопротивления заземлителя опоры в интервале времени 0,5-2,0 мкс составляет примерно 38 Ом.

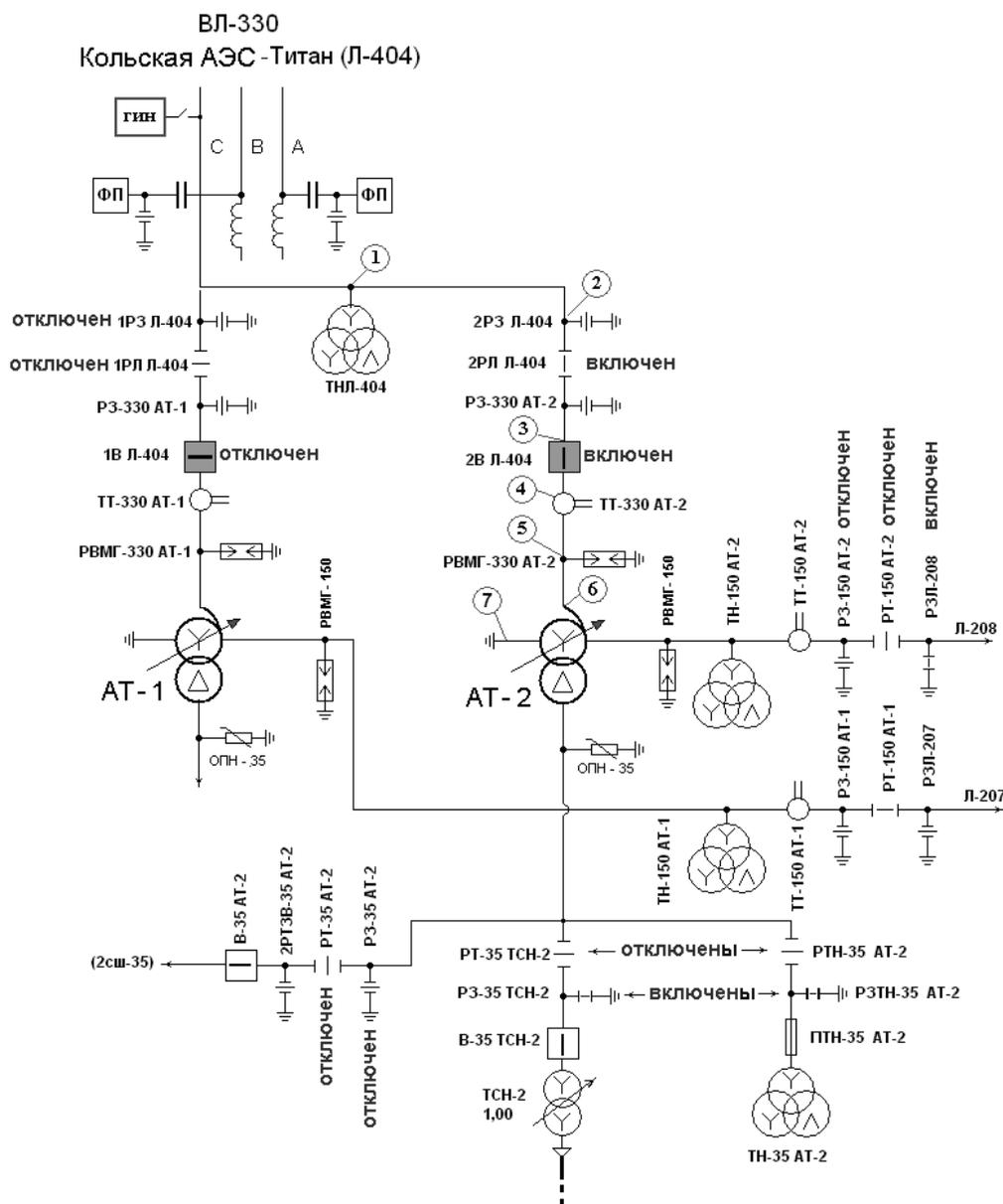


Рис.2. Схема подстанции № 204 с указанием точек измерения

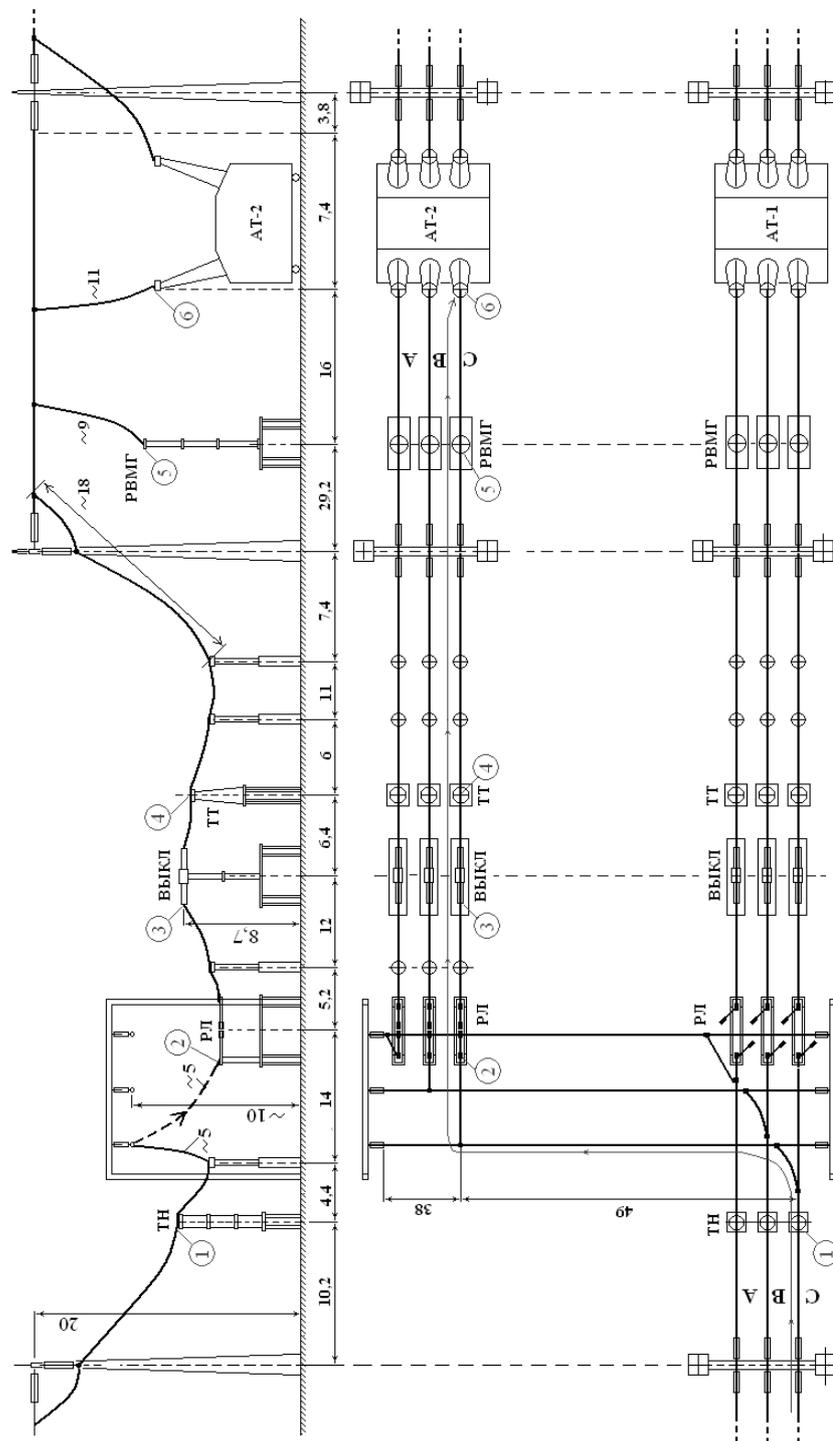


Рис.3. План размещения оборудования на подстанции № 204

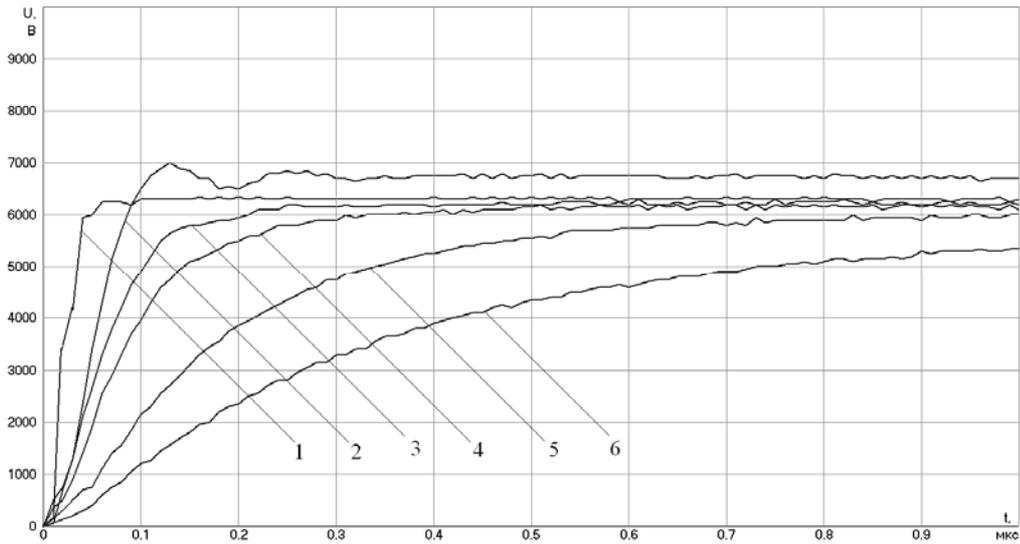


Рис.4. Фронты импульсов генератора на резистор 470 Ом при различных значениях фронтовых емкостей:  
 1 –  $C_{\phi}=0$ ; 2 –  $C_{\phi}=470$  нФ; 3 –  $C_{\phi}=940$  нФ; 4 –  $C_{\phi}=1410$  нФ; 5 –  $C_{\phi}=5170$  нФ; 6 –  $C_{\phi}=9870$  нФ

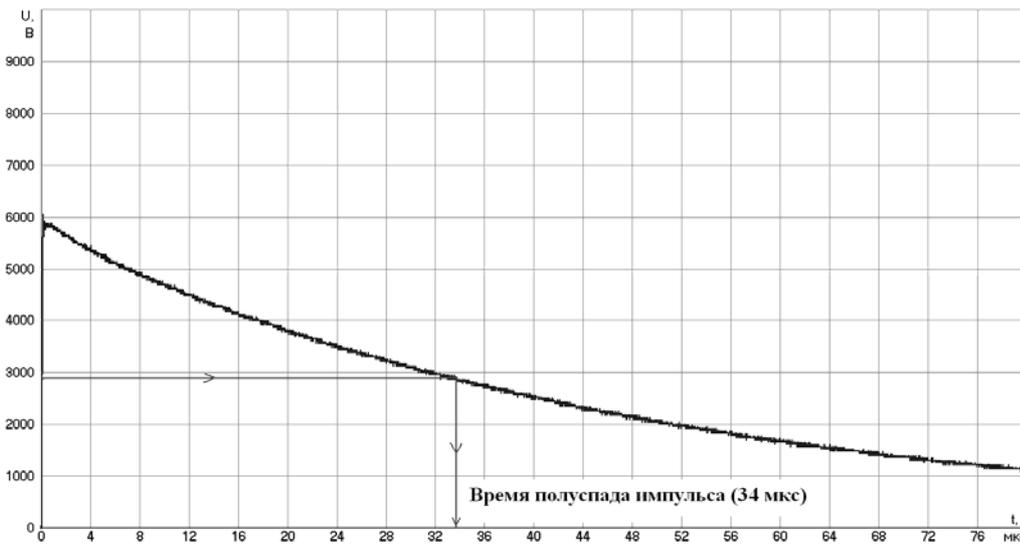


Рис.5. Форма импульса на медленной развертке

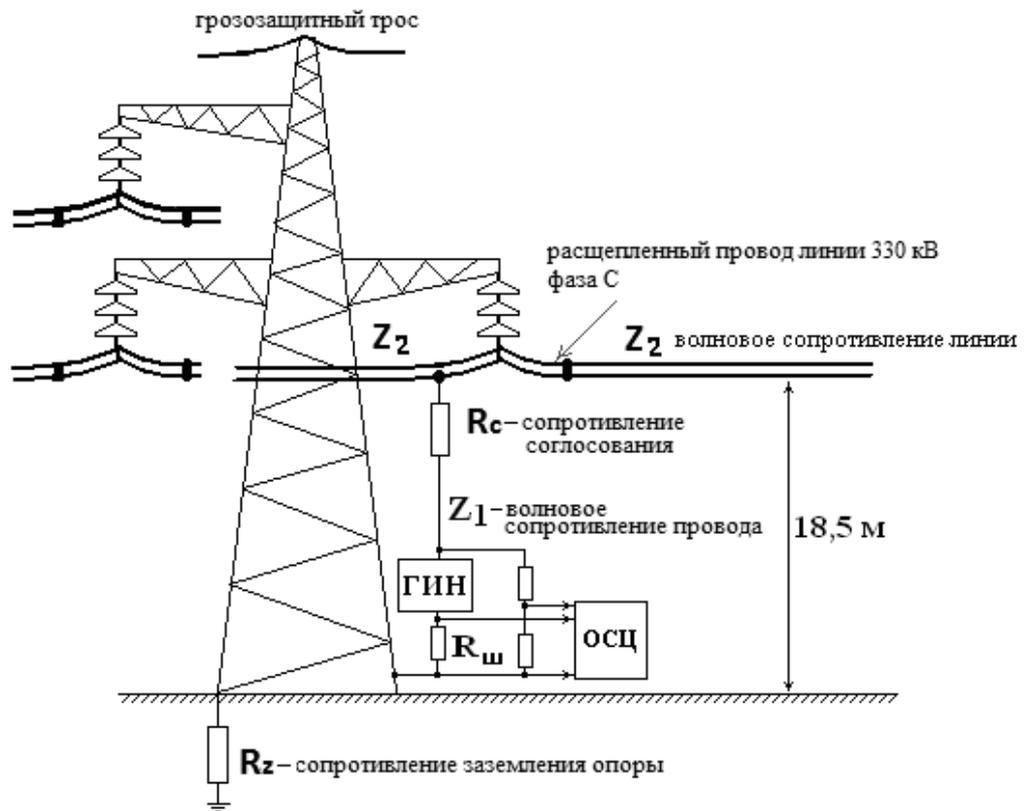


Рис.6. Схема подключения генератора (ГИН) к линии при имитации грозовой волны

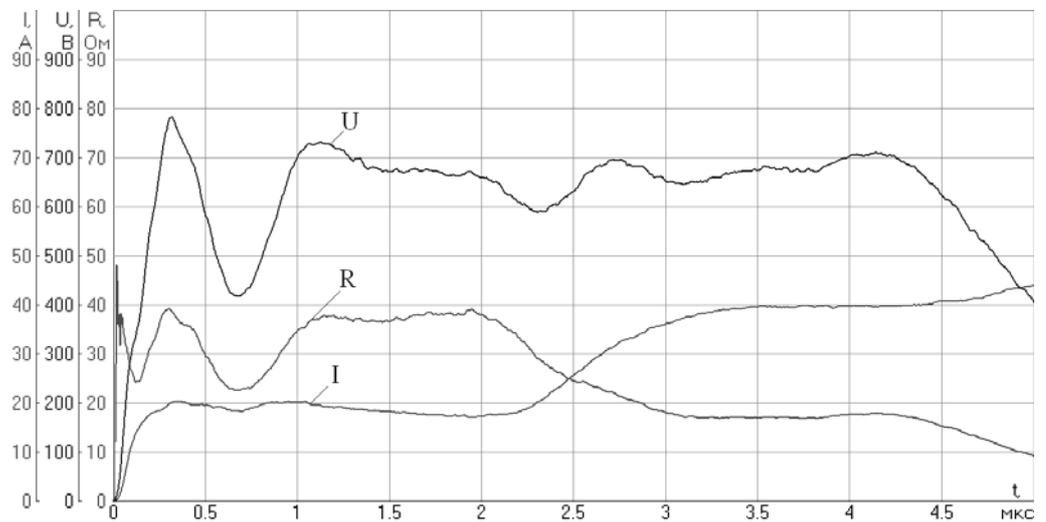


Рис.7. Осциллограммы тока, напряжения и импульсного сопротивления заземлителя опоры

На подстанции № 204 (см. схему рис.2) в качестве защитных аппаратов использованы вентильные разрядники РВМГ-330. Поскольку в энергосистеме запланирована замена вентильных разрядников на оксидно-цинковые ограничители перенапряжений (ОПН), решено эксперименты проводить с моделью ОПН, включаемой параллельно РВМГ-330. Выбор типа и параметров модели ОПН был выполнен исходя из следующих критериев подобия.

Для сети 330 кВ фазное напряжение  $U_{\phi} = 190$  кВ, амплитуда фазного напряжения  $U_{\phi m} = 270$  кВ. Остающееся напряжение при расчетном токе грозового перенапряжения в 1,75 раз больше амплитуды фазного напряжения и составляет 465 кВ. Несрезанная грозовая волна, приходящая по линии, для подвесной изоляции 330 кВ составляет  $7U_{\phi m} = 2000$  кВ. Исходя из этого, если амплитуда импульса генератора, моделирующего грозовую волну, составляет 20 кВ, параметры среза модели ОПН должны быть меньше примерно в 100 раз, т.е. необходимо выбрать ОПН с напряжением среза 4,0-4,5 кВ.

Другим фактором модели должно быть равенство величин емкости ОПН и его модели при рабочем напряжении. Емкость ОПН 330 кВ составляет примерно 20-30 пФ и практически никак не сказывается на переходных процессах в ошиновке. На основе этих данных был выбран модельный ОПН, выполненный из четырех последовательно соединенных ОПН типа S10K510 фирмы Epcos. Емкость каждого элемента составила примерно 100 пФ, поэтому при последовательном соединении четырех элементов емкость модельного ОПН равна примерно 25 пФ, что соответствует ОПН 330 кВ. В табл.1 приводятся значения вольт-амперной характеристики ОПН.

Таблица 1

Значения вольт-амперной характеристики ОПН типа S10K510

I, А	0,25	0,5	1,0	2,0	5,0	10	20	30	40	50	60	66
U, В	980	1010	1030	1040	1110	1130	1170	1200	1220	1250	1270	1310

Ниже приводятся обобщенные исходные условия опытов.

1. Генерирование производится в провод фазы С, в которой отсутствует заградитель ВЧ связи.

2. Измерения производятся на выходе генератора импульсов и на аппаратах подстанции, подключенных к шинам фазы С, а также наведенные напряжения на вводах автотрансформатора АТ-2 на фазах А и В в точках указанных на схеме ПС (рис. 2) и плане подстанции (рис.3).

3. ГИН установлен у 3-й опоры. Расстояния между опорами до места включения ГИН приведены на рис.1, способ подключения приводится на рис.1 и 6. Электрическая схема генератора и его формирующие параметры приведены на рис.4 и 5. Все опыты проводятся при амплитуде напряжения на выходе генератора 20 кВ, и фронтах 0,05 мкс и 0,3 мкс.

4. В качестве устройства, моделирующего защитный аппарат, установлены четыре последовательно соединенных ОПН типа S10K510 фирмы Epcos.

5. При измерениях в указанных точках на подстанции использован осциллограф АКИП и делитель с параметрами  $R_1 = 16,78$  кОм,  $R_2 = 926,2$  Ом. При работе на вход осциллографа 50 Ом – коэффициент деления  $K_d = 356,7$ .

6. При генерировании импульсов в линию измерялись напряжение и ток на выходе ГИН. Параметры собственного делителя ГИН:  $R_1 = 17,86$  кОм,

$R_2 = 52,6$  Ом. При использовании для этого двухканального цифрового осциллографа Актаком с входным сопротивлением 51 Ом, коэффициент деления составил  $K_d = 691$ . Сопротивление шунта  $R_{ш} = 1,41$  Ом, входное сопротивление канала тока 50,2 Ом. На 1-м канале измерялся ток, на втором – напряжение.

7. При измерениях импульсного сопротивления заземлителя опоры использовался ГИН 10 кВ с делителем напряжения и токовым шунтом на выходе с параметрами:  $K_d = 370$ ,  $R_{ш} = 0,325$  Ом

В ходе эксперимента получены десятки осциллограмм токов и напряжений в различных точках подстанции при разных параметрах воздействия. Эти данные требуют тщательного анализа, результаты которого будут представлены позже. В качестве примера на рис.8 приведено напряжение на модели ОПН, демонстрирующее влияние импульсного сопротивления заземления ОПН. Представлены кривые напряжения на ОПН относительно шины его заземления (1) и напряжение на ОПН (2) относительно удаленной земли. Кривая (3) – падение напряжения на локальном импульсном сопротивлении заземления ОПН относительно удаленной земли, которое добавляется к остающемуся на ОПН напряжению. Такое же значение получается относительно защищаемого автотрансформатора. Как видно из осциллограммы, в данных условиях напряжение на ОПН превышает на 30% его защитный уровень за счет падения напряжения на заземлителе ОПН, локальное импульсное сопротивление которого оказалось достаточно высоким.

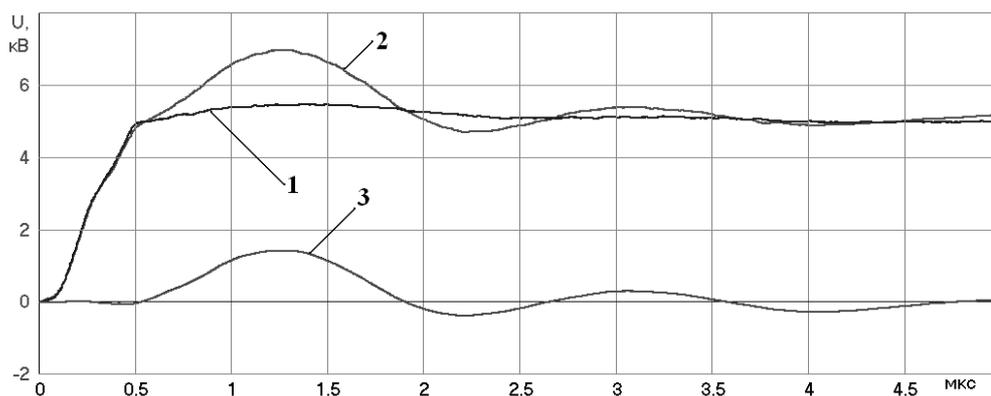


Рис.8. Осциллограммы напряжений на заземлителе модели ОПН:

- 1 – напряжение на ОПН относительно заземляющей шины;
- 2 – напряжение на ОПН относительно удаленной земли;
- 3 – напряжение на заземлителе ОПН относительно удаленной земли

Предварительные оценки показывают, что при полученном соотношении напряжений на защитном аппарате и его заземлителе разряд молнии с крутым фронтом в линию вблизи подстанции может привести к повреждению изоляции оборудования. На рис.9 представлены осциллограммы напряжений на вводе автотрансформатора и на ОПН относительно шин заземления. На защищаемом автотрансформаторе максимум напряжения в 2.6 раза выше напряжения на модели ОПН. С учетом развития перенапряжений в схеме подстанции неудачная конструкция заземления защитного аппарата может стать причиной повышения напряжения выше обычных 1.5-1.7 от напряжения на нем.

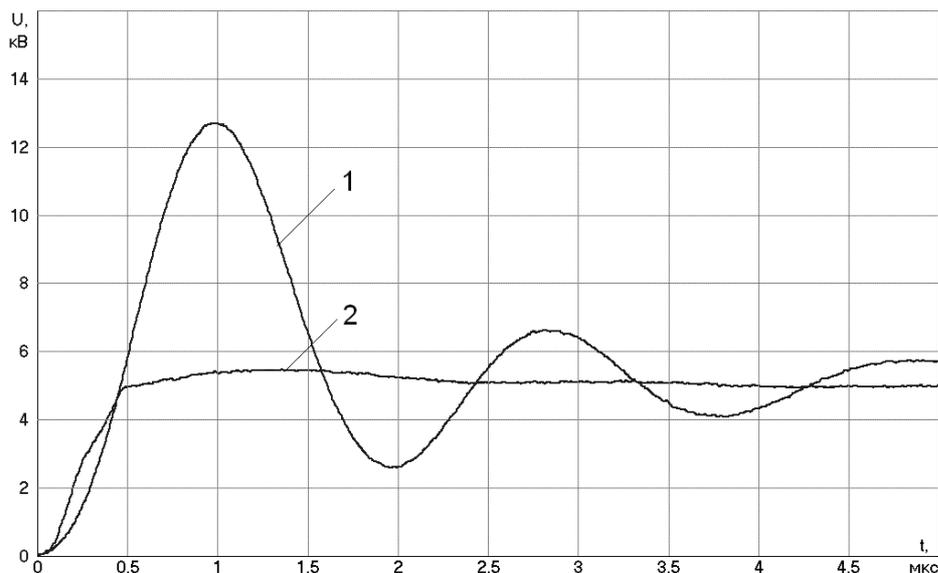


Рис.9. Осциллограммы напряжений на защитном аппарате и вводе автотрансформатора:

1 – напряжение на вводе АТ-2 относительно его заземлителя;  
 2 – напряжение на ОПН относительно его заземлителя

#### Сведения об авторах

##### Данилин Аркадий Николаевич

заведующий лабораторией 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: danilin@ien.kolasc.net.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

##### Колобов Виталий Валентинович

старший 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

##### Куклин Дмитрий Владимирович

инженер 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

##### Селиванов Василий Николаевич

ведущий 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

УДК 621

С.И.Кривошеев, Ю.Н.Бочаров, Н.В.Коровкин, К.И.Нетреба, С.Л.Шишигин

## ИДЕНТИФИКАЦИЯ RLC ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С ТРОСОМ ИМПУЛЬСНЫМ МЕТОДОМ

### Аннотация

Предложена методика определения эквивалентных электромагнитных параметров заземляющих устройств (ЗУ) опор воздушных линий (ВЛ) при действии грозовых импульсов, основанная на использовании экспериментальных данных, полученных с помощью оригинальной мобильной экспериментальной установки

### Ключевые слова:

*Идентификация параметров, заземление опор ЛЭП, сопротивление заземления, сопротивление фундамента опоры*

S.I.Krivosheev, Yu.N.Bocharov, N.V.Korovkin, K.I.Netreba, S.L.Shisheegin

## THE IDENTIFICATION OF RLC PARAMETERS OF GROUNDING RESISTANCE OF TRANSMISSION TOWER WITH A LIGHTNING GUARD ROPE BY USING PULSING METHOD

### Abstract

The identification of RLC parameters of grounding resistance of transmission tower with a lightning guard rope by using pulsing method are analyzed. An examples of resistance definition of the transmission tower foundation and grounding conductors of transmission tower with the lightning guard rope are given.

### Keywords:

*Identification of RLC parameters, grounding of transmission tower, resistance of grounding, resistance of the transmission tower foundation.*

Стационарное сопротивление, определяемое экспериментальным или расчетным путем, – основная интегральная характеристика ЗУ как в России, так и в других странах. На частотах грозового импульса существенное влияние на процессы растекания тока оказывает индуктивность ЗУ, а при высоком удельном сопротивлении грунта – и его емкость. В подобных задачах широкое распространение нашло понятие "импульсного" сопротивления  $R_{и} = \max(u) / \max(i)$  или  $r_{и}(t) = u(t) / i(t)$  (последнее точнее назвать мгновенным сопротивлением). "Импульсное" сопротивление  $R_{и}$  - чисто расчетная величина, зависящая от частоты, поэтому при изменении длительности входного импульса для него вводятся поправочные коэффициенты [1]. Существуют проблемы и с измерением "импульсного" сопротивления. В работах [2, 5] показано, что между "импульсными" сопротивлениями, полученными при апериодическом и затухающем колебательном воздействиях, корреляции не наблюдается. В статье предлагается методика построения *RLC* моделей ЗУ, позволяющих анализировать импульсные режимы работы этих устройств в системах грозозащиты на строгой теоретической основе.

Вместо «импульсного» сопротивления, ЗУ характеризуется реакцией на скачкообразную функцию (переходное сопротивление). Понятие переходной

характеристики позволяет записать выражение для напряжения (тока) на ЗУ при произвольном токе (напряжении). С помощью переходного сопротивления  $z(t)$ , напряжение  $u(t)$  ЗУ может быть выражено через его ток  $i(t)$  с помощью интеграла Дюамеля:

$$u(t) = i(0) \cdot z(t) + \int_0^t z(t-x) \cdot i'(x) dx \quad (1)$$

Последнее соотношение, рассматриваемое как интегральное уравнение для  $z(t)$ , дает возможность определить по экспериментально полученным  $u(t)$  и  $i(t)$  величину  $z(t)$  ЗУ. Найденная таким образом величина  $z(t)$  инвариантна к форме и длительности импульса тока молнии, а её реализация методами синтеза электрических цепей позволяет определить схему замещения и электромагнитные параметры ЗУ.

Для проведения исследований сопротивления заземления в условиях импульсных воздействий микросекундной длительности разработан специальный генератор ГИ 1,2/50-10, формирующий на активном сопротивлении 100 Ом импульс напряжения, близкий к стандартному грозовому с амплитудой до 10 кВ. Схема разрядного контура генератора приведена на рис.1. На рисунке в качестве нагрузки изображено разрядное сопротивление, используемое для калибровки генератора. Измерения тока проводились с помощью пояса Роговского, обеспечивающего измерения тока в диапазонах чувствительности 1; 7,2 и 40 А/В. Измерения импульса напряжения осуществлялись омическим делителем с передающим трактом длиной 100 м (коэффициент деления – 1:770). Запись импульсов производилась на цифровой осциллограф Tektronix TDS 2022.

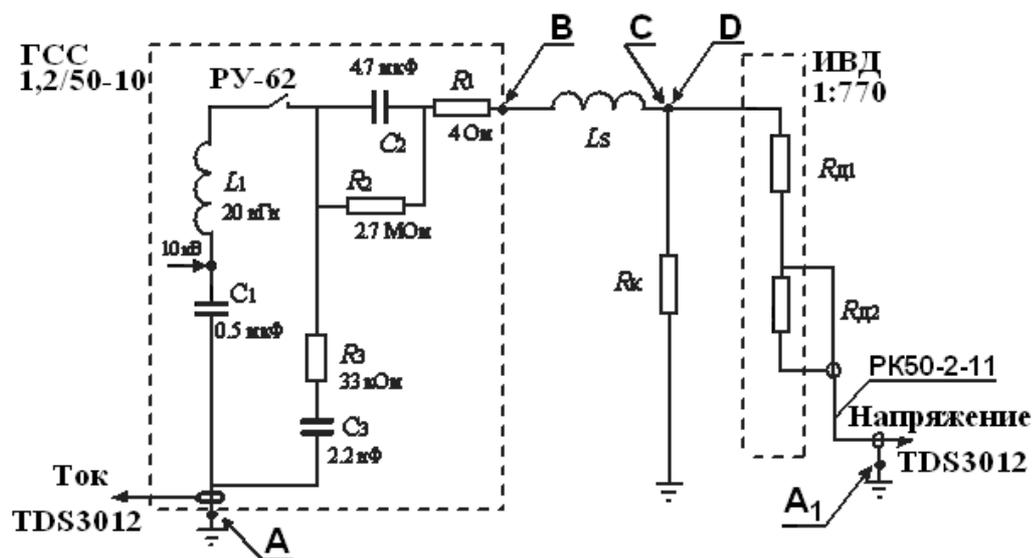


Рис.1. Разрядный контур генератора ГСС-1,2/50-10, нагруженный на калибровочное сопротивление  $R_k$ . Расстояние между точками В и С - 100 м. ИВД – высоковольтный импульсный делитель; Точка А – подключение к выходу ЗУ

Задача синтеза схемы замещения и подбора её параметров относится к классу обратных задач электротехники [4] и сведена к задаче поиска минимума функционала при линейных ограничениях на параметры минимизации. Для решения этой задачи были изучены и реализованы такие «мягкие методы вычисления» как генетические алгоритмы, метод «искусственной пчелиной колонии» и метод имитации отжига, позволившие решить проблему поиска глобального минимума функции.

Разработанная методика определения электромагнитных параметров ЗУ была апробирована для синтеза схем замещения ЗУ опор ВЛ. Для фундамента опоры № 27 ВЛ 110 кВ Каменногорск-Светогорск (при отсоединенном тресе) результаты расчетов приведены на рис.2.

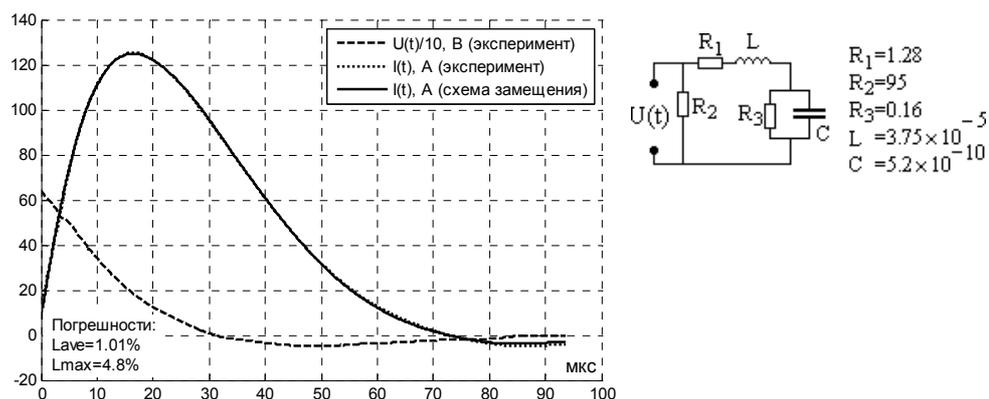


Рис.2. Осциллограммы тока и напряжения, схема замещения

Для определения влияния модели ЗУ на величину перенапряжений, возникающих на ПС и её подходах, рассмотрим развитие процесса при ударе молнии в опору 150 кВ. На рис.3 приведена модель системы для определения влияния параметров ЗУ на уровни перенапряжений, возникающих на защищаемом объекте (ЗО). На установившийся синусоидальный режим сети в момент максимума напряжения накладывается стандартный грозовой импульс с 1,2/50 мкс с амплитудой 350 кВ. Волна перенапряжения распространяется к защищаемому объекту по линии Л1. Длина Л1 взята такой, чтобы волновые процессы между ЗО и ОПН успели затухнуть до прихода отраженной от источников напряжения волны по Л1. ЗО представляет собой трансформатор, работающий на активно-индуктивную нагрузку. Активное сопротивление нагрузки принято равным волновому сопротивлению ( $R=300 \text{ Ом}$ ). Таким образом, при рассмотрении волновых процессов ЗО можно считать подстанцией. ОПН, представленный своей вольт-амперная характеристикой, установлен на расстоянии 450 м (линия Л2) от ЗО и соединен с ЗУ.

Рассмотрим несколько вариантов схем замещения ЗУ. В первом случае (схема а, рис.4) пренебрежем активно-индуктивным сопротивлением заземлителя, приняв за его значение сопротивление полной схемы в установившемся режиме (резистивная модель ЗУ). Во втором случае (схема б, рис.4) ЗУ эквивалентуется упрощенно, частью полной схемы замещения. В третьем случае (схема в, рис.4) используем полную схему замещения ЗУ, полученную в результате применения методики, описанной выше. Результаты расчетов представлены на рис.4.

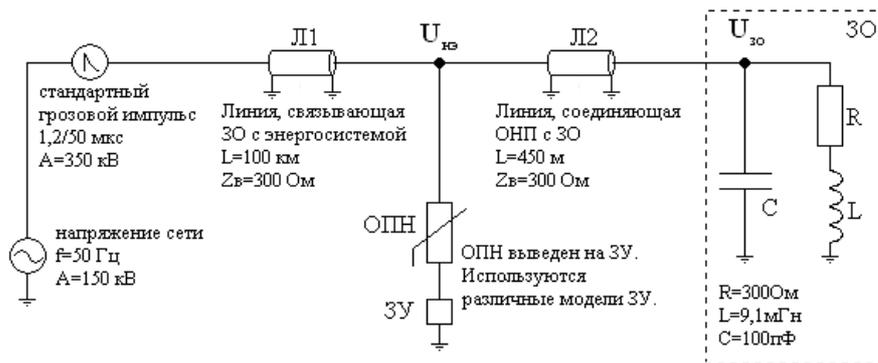
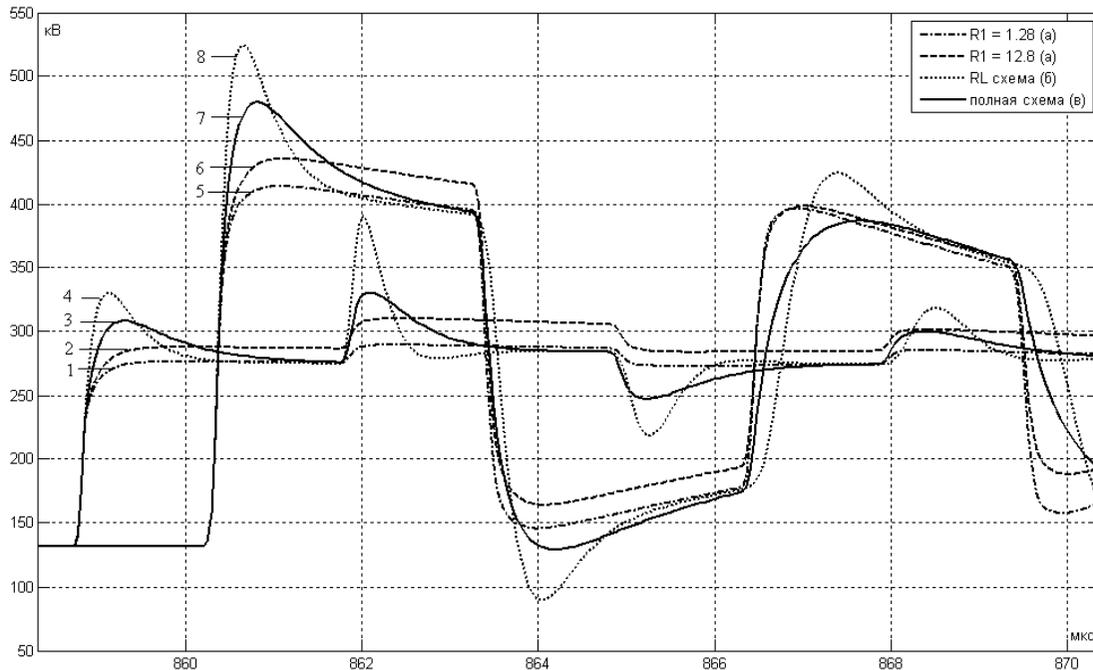


Рис.3. Влияние параметров ЗУ на уровни перенапряжений, возникающих на ЗО

Рассмотрим общие положения развития волнового процесса между ОПН и ЗО на примере резистивной модели ЗУ (кривые 1, 5). Как видно из графиков, напряжение на ЗО может значительно превышать напряжение на ОПН. Действительно, при подходе к трансформатору волна напряжения отражается без перемены знака, приводя к удвоению напряжения на трансформаторе по сравнению с напряжением набегающей волны (при длительности фронта волны грозового перенапряжения порядка нескольких микросекунд трансформатор эквивалентен конденсатору).

Согласно результатам, приведенным на рис.4, схема замещения ЗУ оказывает большое влияние на максимальные уровни перенапряжений, возникающих на ЗО и на ОПН. Использование в качестве ЗУ  $RLC$  схем замещения приводит к появлению выраженных максимумов при возникновении любых возмущений. Так, для резистивной модели при первом срабатывании ток через ОПН моментально увеличился, ограничив напряжение. Для  $RLC$  схемы из-за наличия индуктивности ток через ОПН не может измениться моментально (см. рис.5), вследствие чего возникает переходный процесс, определяющий более высокое максимальное значение перенапряжения. Как видим, максимальное напряжение на ОПН занижено на 10,3%, что является существенным. Для ЗО погрешности для первых максимумов будут еще больше из-за удвоения максимума, обусловленного переходным процессом и не описываемым в рамках резистивной модели (см. таблицу рис.4). При использовании резистора в качестве ЗУ максимальный уровень перенапряжения на ЗО занижен на 13,8% по сравнению с перенапряжением, возникающим при использовании полной схемы. В качестве компенсации активно-индуктивного характера ЗУ иногда предлагается просто увеличить величину активного сопротивления. Такой подход, как показывают расчеты, не дает должной качественной и количественной корреляции. При увеличении активного сопротивления заземлителя в десять раз (с 1,28 Ом до 12,8 Ом) разница в максимумах перенапряжений остается довольно существенной (см. кривые 2, 3 и 6, 7 рис.4). В тоже время, приближенный учет индуктивного характера заземлителя дает искаженные результаты. В данном случае результат завышен (кривые 4, 8 рис.4).



ЗУ	$\bar{U}_{\text{ю}}^{(1)} \%$	$\bar{U}_{\text{зо}}^{(1)} \%$	$\bar{U}_{\text{ю}}^{(2)} \%$	$\bar{U}_{\text{зо}}^{(2)} \%$	$\bar{U}_{\text{ю}}^{(3)} \%$	$\bar{U}_{\text{зо}}^{(3)} \%$
R <sub>1</sub>	-10.3	-13.8	-12.4	2.5	-4.9	9.1
R <sub>1</sub> -10	-6.6	-9.3	-6.1	3.0	0.5	5.9
RL	6.9	9.1	17.94	9.8	-6.2	9.7

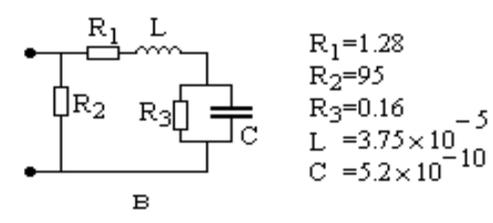
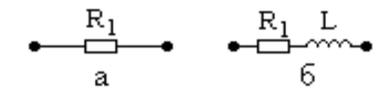


Рис.4. Напряжения на ОПН (1,2,3,4) и ЗО (5,6,7,8), таблица отклонения максимумов (относительно полной схемы замещения), варианты схем замещения ЗУ

Из проведенных расчетов следует, что причина возникновения перенапряжений, достигающих до ЗО, несмотря на установку таких защитных аппаратов как ОПН, в данном случае не зависит от характеристик самого аппарата. Погрешность в определении реальных уровней перенапряжений, возникающих при различного рода коммутациях, определяется погрешностью в измерении переходного сопротивления ЗУ. В настоящее время, как отмечалось выше, вместо переходного сопротивления используется «импульсное» сопротивление  $R_{и} = \max(u) / \max(i)$ . Корреляция между таким сопротивлением при измерениях под воздействием аperiodических и колебательных импульсов, как показано в работе [2], не наблюдается. Разработанная авторами методика моделирования ЗУ позволит более точно оценить параметры ЗУ, и при необходимости определять какие корректировки необходимо вносить в систему гроззащиты для её надёжного функционирования.

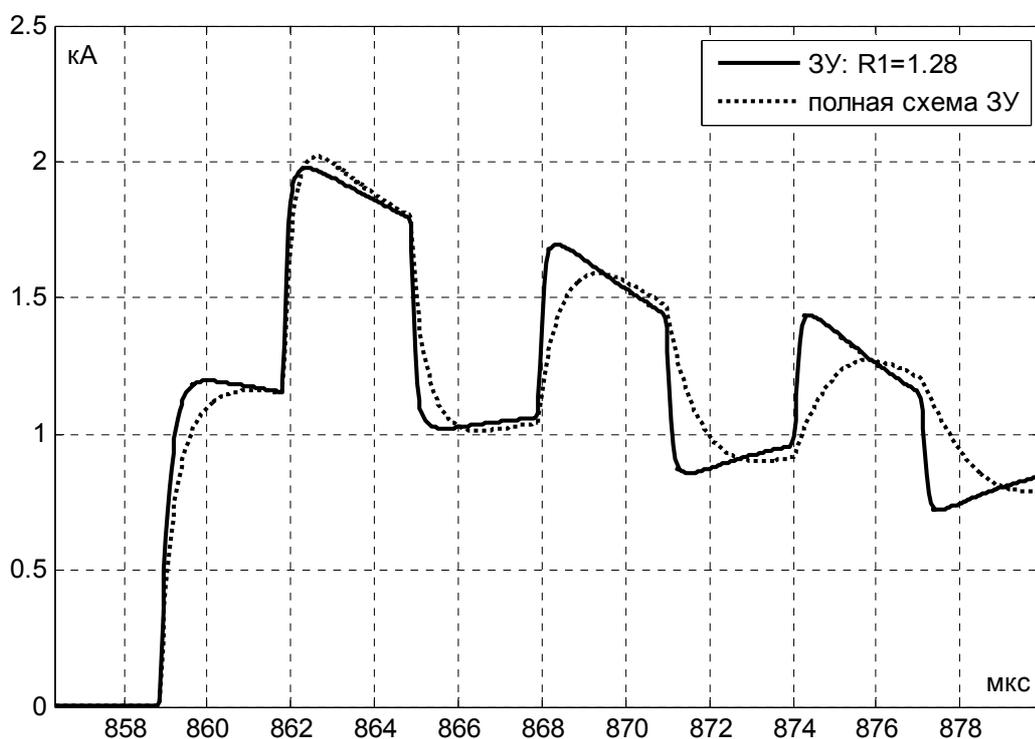


Рис.5. Ток через ОПН

## Выводы

Переходное сопротивление дает полную информацию о характеристиках ЗУ при импульсных воздействиях, и его измерение импульсным методом с осциллографированием тестовых сигналов целесообразно рекомендовать для практического использования и включить в действующие Руководящие Документы (РД).

## Литература

1. Рябкова Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения М.: Энергия, 1978.
2. Целебровский Ю.В., Нестеров С.В., Цилько В.А. Импульсные сопротивления заземления молниеотводов ОРУ подстанций / Первая Российская конференция по молниезащите: Сборник докладов Сибирская энергетическая академия. Новосибирск, 2007. С. 243-248
3. Ю.С.Завьялов, Б.И.Квасов, В.Л.Мирошниченко, Методы сплайн-функций. – М.: Наука. 1980.
4. N.V.Korovkin, V.L.Chechurin, M.Nayakawa, Inverse problems in electric circuits and electromagnetics, USA, Springer, 2006.
5. Анализ результатов измерений сопротивления заземления опор ВЛ с тросом при модернизации заземляющих устройств / А.Н.Новикова, А.Н.Лубков, О.В.Шмараго, Л.И.Галкова, В.Р.Бельцер, О.А.Прохореня, С.И.Кривошеев, А.П.Ненашев, А.А.Парфентьев // Электрические станции. – 2007. – № 9

## Сведения об авторах

### **Бочаров Юрий Николаевич**

д.т.н., проф., академик РАЭН, декан ЭлМФ, СПбГПУ, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая 29,  
(812) 247 2146

### **Коровкин Николай Владимирович**

д.т.н., проф., академик РАЭН, зав. Каф. ТОЭ, ЭлМФ, СПбГПУ, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая 29, (812)552 7572, 8 921 303 4064  
[Nikolay.korovkin@gmail.com](mailto:Nikolay.korovkin@gmail.com)

**Кривошеев Сергей Иванович**, д.т.н., проф. каф Э,ТВН, ЭлМФ, СПбГПУ, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая 29, (812)555 4286, 8 911 247 0703  
[ksi.mgd@spbstu.ru](mailto:ksi.mgd@spbstu.ru)

**Нетреба Кирилл Иванович**, студент ЭлМФ, СПбГПУ, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая 29

**Шишигин Сергей Леонидович**, к.т.н., доц, докторант Каф. ТОЭ, ЭлМФ, СПбГПУ, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая 29, 8 921 231 5798  
[ctod28@gmail.com](mailto:ctod28@gmail.com)

УДК 621.311

К.П.Кадомская, Ю.А.Лавров, А.И.Ширковец

### **СОВРЕМЕННЫЕ ЗАКРЫТЫЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ГАЗОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИНИИ И СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ КАБЕЛИ)**

#### **Аннотация**

Приведены конструкции газоизолированных линий (ГИЛ) и высокотемпературных сверхпроводящих кабелей (ВТСПК) высокого напряжения, а также методики определения их первичных продольных и поперечных параметров. Проанализированы потери в рассмотренных конструкциях ГИЛ и ВТСПК, а также сформулированы требования, позволяющие обеспечить надежность их эксплуатации.

#### **Ключевые слова:**

*газоизолированные линии, высокотемпературные сверхпроводящие кабели, параметры, потери, области применения*

K.P.Kadomskaya, Yu.A.Lavrov, A.I.Shirkovetz.

### **MODERN INSULATED HIGH-VOLTAGE TRANSMISSION LINES (GAS-INSULATED LINES AND SUPERCONDUCTIVE CABLES)**

#### **Abstract**

The paper describes constructions of high-voltage gas-insulated transmission lines (GIL) and high-voltage high-temperature superconductive cables (HVHTSCC). Techniques how to determine primary longitudinal and transversal parameters are also stated. Losses in the considered GIL and HVHTSCC have been analyzed. Operation reliability demands have been formulated.

#### **Keywords:**

*gas-insulated lines, high-temperature superconductive cable, parameters, losses, application areas*

В настоящее время в электроэнергетике большое внимание уделяется вопросам энергосбережения, экологичности и безопасности эксплуатации силового электрооборудования и электрических сетей. Обеспечению этих требований, в частности, удовлетворяют такие каналы передачи электрической энергии как газоизолированные линии (ГИЛ) и сверхпроводящие кабели на базе высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСПК).

**Газоизолированные линии высокого напряжения.** При проектировании ГИЛ, так же, как и при проектировании любого технического устройства, необходим системный подход. В рассматриваемом случае этот подход включает в себя как выбор и проектирование конструкции ГИЛ, так и анализ целесообразных зон сооружения ГИЛ и организации их обслуживания. Целесообразными зонами использования ГИЛ высокого напряжения подземного исполнения могут служить, например: глубокие вводы мощности в крупные города и промышленные центры, осуществление связи комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) с ВЛ, надежные каналы передачи больших энергетических мощностей в районах с агрессивной окружающей средой, вывод мощности с ГАЭС и ГЭС по трассам с большим перепадом высот.

Следует отметить, что использование в электрических сетях ГИЛ ВН позволяет уменьшить затраты на сооружение устройств для компенсации реактивной мощности, осуществляемой в настоящее время при использовании кабелей с твердой и жидкой изоляцией с помощью различного рода устройств, например, управляемых и неуправляемых шунтирующих реакторов. Это преимущество ГИЛ связано с использованием в них изолирующей газовой среды ( $\text{SF}_6$ -элегаза, и азота), диэлектрическая проницаемость которой в 2-3 раза меньше диэлектрической проницаемости твердой современной изоляционного полиэтилена. Это обстоятельство приводит к уменьшению емкостного тока, потребляемого ГИЛ, и, соответственно к уменьшению мощности шунтирующих реакторов, устанавливаемых в электрических сетях ВН.

В настоящее время в основном применяются ГИЛ однофазного исполнения (ГИЛ ОИ), но в ряде случаев проектируются и сооружаются ГИЛ трехфазного исполнения (ГИЛ ТИ). Эскизы этих конструкций ГИЛ приведены на рис.1.

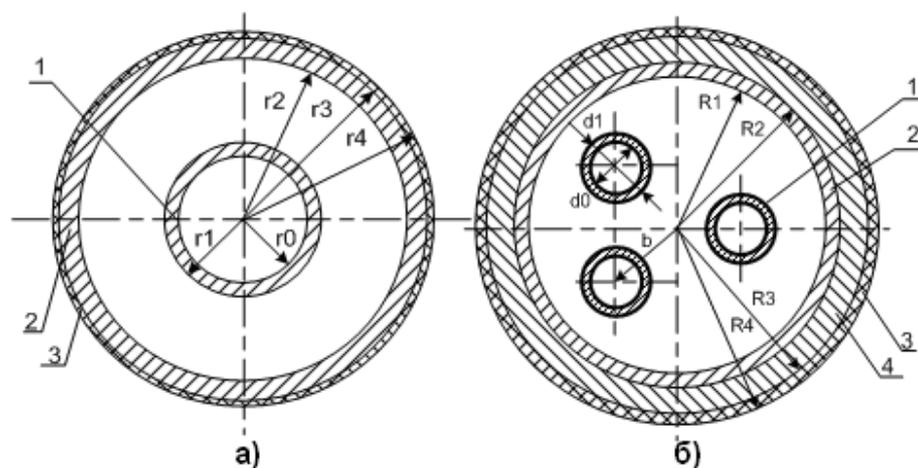


Рис.1. Эскизы конструкций ГИЛ ВН:  
а – ГИЛ ОИ, б – ГИЛ ТИ

Использование той или иной конструкции ГИЛ определяется, в основном, требованиями надежности энергоснабжения. При прокладке ГИЛ ОИ эта надежность может быть повышена путем прокладки резервной фазы. Однако, при этом возрастают затраты на сооружение канала передачи электроэнергии.

**Мощность активных потерь в конструкциях ГИЛ.** Следует отметить, что в ГИЛ ОИ нетехнологические потери в металлических оболочках существенно превышают соответствующие потери в ГИЛ ТИ. Это связано с тем, что в ГИЛ ОИ в режиме нормальной эксплуатации в оболочке наводится существенный ток. В оболочках ГИЛ ТИ происходит частичная компенсация токов, наводимых в них токами в фазах, сдвинутых на 120 электрических градусов. Для снижения нетехнологических потерь в металлических оболочках ГИЛ ОИ эти оболочки выполняются двухслойными: внутренняя оболочка выполняется из хорошо проводящего алюминия, внешняя – для обеспечения

необходимой механической стойкости – из стали. В [1,2] изложена методика определения потерь в двухслойной оболочке ГИЛ ТИ. Согласно этой методике мощность потерь в составляющих двухслойной оболочки может быть определена как: (индекс 1 соответствует внутренней оболочке из алюминия, индекс 2 – внешней стальной оболочке):

$$P_1 = \frac{9I_{эфф}^2 k_1 Q^2}{4\sqrt{2} \cdot \gamma_1 \pi R_1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(b/R_1)^n}{A_1^2 + B_1^2}, \quad P_2 = \frac{9I_{эфф}^2 k_2}{2\sqrt{2} \cdot \gamma_2 \pi R_1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(b/R_1)^n}{A_1^2 + B_1^2},$$

где  $R_1$  – радиус внутренней оболочки,  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  – проводимости внутренней и внешней оболочек,

$$Q^2 = sh2\nu - \sin 2\nu + \chi^2 (sh2\nu + \sin 2\nu) + 4\chi sh^2 \nu,$$

$$A_1 = \cos \nu (ch \nu + \chi sh \nu) + \frac{n}{\sqrt{2}R_1} (\eta_1 \cos \nu + \eta_2 \sin \nu), \quad k_1 = \sqrt{\omega \mu_1 \gamma_1},$$

$$B_1 = \sin \nu (sh \nu + \chi ch \nu) + \frac{n}{\sqrt{2}R_1} (\eta_2 \sin \nu - \eta_1 \cos \nu), \quad k_2 = \sqrt{\omega \mu_2 \gamma_2},$$

$$\chi = \frac{g_1 k_2}{g_2 k_1} = \frac{\mu_2 k_1}{\mu_1 k_2}, \quad \eta_1 = ch \nu \frac{\mu_2}{k_2} + sh \nu \frac{\mu_1}{k_1}, \quad \eta_2 = ch \nu \frac{\mu_1}{k_1} + sh \nu \frac{\mu_2}{k_2},$$

$\mu_1$  и  $\mu_2$  – магнитные проницаемости внутренней и внешней оболочек.

Так, например, в ГИЛ 400 кВ ( $I_{эфф} = 3$  кА,  $P_{ток} = 120$  Вт/м) потери в однослойной стальной оболочке толщиной 7-9 мм составляют 1200 Вт/м, а в конструкции с двухслойной оболочкой (толщина оболочки из алюминия составляет 2 мм) общие потери составляют 290 Вт/м. Распределение плотности тока по двухслойной оболочке для ГИЛ 400 кВ приведено на рис.2.

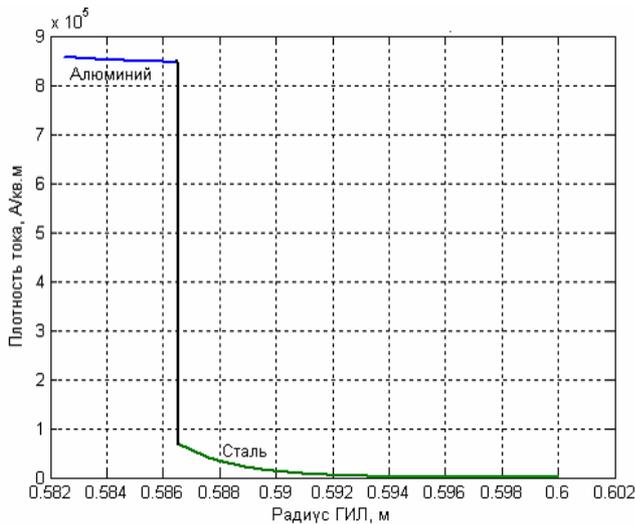


Рис.2. Распределение плотности тока по двухслойной оболочке ГИЛ ОИ в радиальном направлении

Изоляционные габариты ГИЛ ОИ и ТИ определяются величиной максимальной напряженности в их конструкциях. В ГИЛ ОИ минимуму напряженности электрического поля на поверхности токопровода отвечает отношение внутреннего радиуса оболочки к внешнему радиусу токопровода  $R/r \approx e$  (основание натурального логарифма). В ГИЛ ТИ этому критерию отвечают:  $r/R \approx 0,18 \dots 0,2$  и  $b/R \approx 0,5$  [1]. Выбор абсолютных значений поперечных габаритов ГИЛ определяется:

- электрической прочностью чисто газового промежутка, собственно твердого диэлектрика и комбинированной изоляции (на границе раздела двух диэлектрических сред);
- условиями теплоотдачи и температурным режимом оболочки (не более  $70^\circ\text{C}$ ) и токоведущей жилы (не более  $105^\circ\text{C}$ ).

**Тепловой режим эксплуатации ГИЛ.** При прокладке ГИЛ в грунте пропускная способность ГИЛ может быть ограничена не допустимым нагревом токопровода и оболочки, а допустимым нагревом окружающего грунта. Разность температур между температурой жилы ( $T_{\text{ж}}$ ) и температурой среды прокладки ( $T_0$ ) согласно простейшей тепловой схеме определится как [1]:

$$T_{\text{ж}} - T_0 = P_{\text{ж}}(R_{\text{из}} + R_{\text{пвх}} + R_0) + P_{\text{д}}\left(\frac{R_{\text{из}}}{2} + R_{\text{пвх}} + R_0\right) + P_{\text{об}}(R_{\text{об}} + R_0),$$

где  $R_{\text{из}}$ ,  $R_{\text{пвх}}$ ,  $R_0$  – тепловые сопротивления изоляции, полихлорвинидной внешней оболочки ГИЛ и грунта, соответственно;  $P_{\text{ж}}$ ,  $P_{\text{об}}$ ,  $P_{\text{д}}$  – мощности активных потерь в жиле, металлической оболочке и диэлектрике.

Расчеты показали, что при прокладке ГИЛ непосредственно в грунте их пропускная способность может определяться допустимым нагревом среды прокладки. Так, например, в ГИЛ ОИ 500 кВ (Япония) при толщине алюминиевой оболочки 2 мм и допустимой для ГИЛ температуре жилы  $105^\circ\text{C}$  температура среды прокладки при её удельном термическом сопротивлении, равном  $1 \text{ К}^*\text{м}/\text{Вт}$ , составляет  $46^\circ\text{C}$ . Эта температура существенно превышает обычно принимаемое предельное значение  $15^\circ\text{C}$ , при котором не наблюдается «лавинного» осушения почвы на значительном расстоянии от проложенной в грунте ГИЛ. Одной из радикальных мер экологической совместимости ГИЛ с подземной средой является их прокладка в специальных траншеях.

**Определение погонных параметров ГИЛ.** При анализе стационарных и переходных процессов в сетях, содержащих ГИЛ, необходимо знание их продольных (индуктивности и активного сопротивления) и поперечных (емкости и активные проводимости) погонных параметров. Для определения продольных параметров ГИЛ ОИ коаксиальной конструкции (при двухслойной конструкции металлической оболочки – внутренней алюминиевой и внешней стальной) целесообразно воспользоваться моделью Ведепола [3], позволяющей учесть поверхностный эффект в металлических элементах конструкции. Собственные внутренние продольные сопротивления токопровода ( $Z_1$ ) и алюминиевой оболочки ( $Z_3$ ) (магнитное поле в ГИЛ с двухслойной оболочкой практически не проникает в стальную оболочку) определяются как:

$$Z_1 = \frac{\dot{k}}{2\pi_1 \gamma_{AL}} \frac{I_0(\dot{k}r_1)K_1(\dot{k}r_0) + K_0(\dot{k}r_1)I_1(\dot{k}r_0)}{I_1(\dot{k}r_1)K_1(\dot{k}r_0) - K_1(\dot{k}r_1)I_1(\dot{k}r_0)}, \quad (1)$$

$$Z_3 = \frac{\dot{k}}{2\pi r_2 \gamma_{AL}} \frac{I_0(\dot{k}r_2)K_1(\dot{k}r_3) + K_0(\dot{k}r_2)I_1(\dot{k}r_3)}{I_1(\dot{k}r_3)K_1(\dot{k}r_2) - K_1(\dot{k}r_3)I_1(\dot{k}r_2)}, \quad (2)$$

где  $\dot{k} = e^{j\pi/4} \sqrt{\omega \mu \gamma} = k e^{j\pi/4}$  – комплексное волновое число,  $I_0, I_1, K_0, K_1$  – модифицированные функции Бесселя первого и второго рода, нулевого и первого порядков соответственно. На рис.2 приведены частотные зависимости индуктивности и активного сопротивления в контуре токопровод-металлическая оболочка ГИЛ ОИ ( $Z = Z_1 + Z_3 + Z_2$ , где  $Z_2 = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_3}{r_2}$  – внешнее сопротивление контура по диэлектрику).

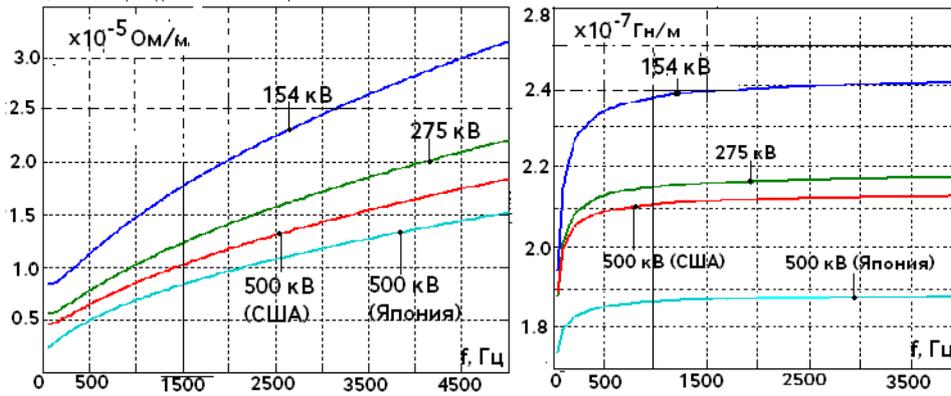


Рис.2. Частотные зависимости погонного активного сопротивления и индуктивности контура токопровод-металлическая оболочка ГИЛ ОИ

Методика определения продольных погонных сопротивлений в ГИЛ ТИ достаточно подробно изложена в [1]. Здесь же приведем лишь результирующие выражения. Собственные ( $Z_{kk}$ ) и взаимные ( $Z_{kl}$ ) продольные погонные сопротивления определяются как:

$$Z_{kk} = i\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{1}{2} \ln \frac{R_1}{r_1} + \sum_n G_n \right) + \frac{\dot{k} \coth z_0}{2\pi R_1 \gamma_{st}}, \quad (3)$$

$$Z_{kl} = i\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{1}{2} \ln \frac{R_1^2}{2b^2(1 - \cos \theta_{kl})} + \sum_n G_n \cos n\theta_{kl} \right) + \frac{\dot{k} \coth z_0}{2\pi R_1 \gamma_{st}}, \quad (4)$$

где

$$G_n = \frac{1}{n} \left( \frac{b}{R_1} \right)^{2n} \left( 2\mu_{st} n \frac{z_2 \coth z_0 + n(\mu_{st} + 1)}{n^2(\mu_{st}^2 - 1) + z_1 z_2 + n(z_1(\mu_{st} + 1) + z_2(\mu_{st} - 1)) \coth z_0} - 1 \right),$$

$$z_1 = \dot{k}R_1, z_2 = \dot{k}R_3, z_0 = z_2 - z_1.$$

Частотные зависимости продольных активных сопротивлений и индуктивностей для ГИЛ 400 кВ ТИ приведены на рис.3.

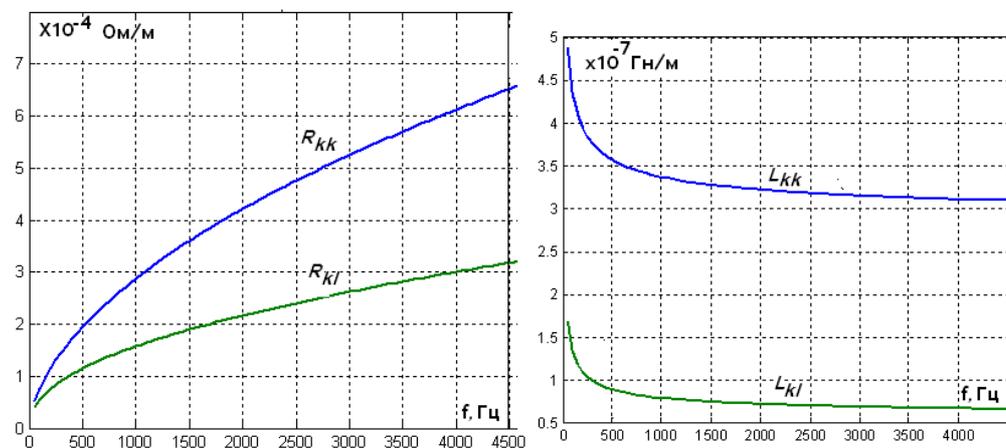


Рис.3. Частотные зависимости погонных собственного и взаимного активного сопротивления и собственной и взаимной индуктивности ГИЛ ТИ 400 кВ

Погонная емкость в ГИЛ ОИ определяется по известному выражению:  

$$C = \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0}{\ln(r_2/r_1)}$$
 В [1] приведена аналитическая методика определения

собственных и взаимных емкостей в конструкции ГИЛ ТИ (при симметричном расположении токопроводов в металлической трубе), основанная на использовании метода конформных отображений. В [1] приведены также результаты численных расчетов емкостей ГИЛ ТИ при расчете электрического поля в конструкции с помощью векторного метода конечных элементов (ВМКЭ). Сравнение результатов расчетов емкостей для ГИЛ ТИ 500 кВ, произведенных двумя методами, показало, что различие в их значениях не превышает 5%. В таблице приведены значения погонных емкостей для конструкций ГИЛ 500 кВ ОИ и ТИ.

Таблица 1  
 Значения погонных емкостей для ГИЛ 500 кВ

Тип ГИЛ	$C_{\phi}$ , нФ/ км	$C_{\phi\phi}$ , нФ/ км
ОИ	52-59	-
ТИ	30	6.3

Следует заметить, что фазные и междупазные емкости ВЛ 500 кВ традиционной конструкции с горизонтальным расположением фазных проводов составляют:  $C_{\phi} = 8$  нФ/ км,  $C_{\phi\phi} = 1$  нФ/ км. Емкости же кабелей с твердой изоляцией составляют сотни нФ/км, т.е. ГИЛ по сравнению с этими кабелями потребляют существенно меньший емкостный ток, что и обеспечивает меньшую мощность управляемых компенсирующих устройств, входящих в настоящее

время в состав Smart Grids. При исследовании волновых процессов в ГИЛ (например, при исследовании грозových перенапряжений) целесообразно зачастую переходить к исследованию процессов в так называемых волновых, или модальных независимых, каналах. В [4] дано определение волнового канала: «Волновой канал, или мода, – форма распространения волны вдоль многопроводной линии, которая характеризуется определенной формой электромагнитного поля и связанной с ней определенной системой токов и напряжений, распространяющихся вдоль линии с одним коэффициентом распространения независимо от возбуждения других форм волн». При частотах, характерных для грозových перенапряжений (порядка 25-50 кГц, отвечающих примерно длительности фронта грозовой волны 5-10 мкс), волновые параметры ГИЛ ОИ 500 кВ разных фирм изготовления составили:  $Z_B=(55\dots60)-j(1.0\dots1.2)$  Ом,  $\alpha=(2.0\dots3.8)\times 10^{-5}$  1/км,  $v=300$  м/мкс. Волновые параметры ГИЛ ТИ 400 кВ на частоте 50 кГц оказываются равными:  $Z_B=70-j0.6$  Ом,  $Z_{B0}=120-j0.2$  Ом,  $\alpha=9\times 10^{-3}$  1/км,  $v_1=297$  м/мкс,  $v_0=291$  м/мкс. Анализ приведенных результатов, показывает, что распространение грозовой волны по ГИЛ (как однофазного, так и трехфазного исполнения) происходит с фазовой скоростью, практически равной скорости распространения электромагнитного поля в газовой среде. Это свидетельствует о целесообразности следующего допущения: при набегании на ГИЛ грозовой волны с ВЛ на процесс ее распространения по фазе ГИЛ практически не оказывают влияния волны, наведенные в других её фазах. Приведенные значения волновых параметров ГИЛ позволяют также при анализе грозových перенапряжений в ГИЛ вследствие их небольших протяженностей не учитывать затухание грозových волн при их распространении по ГИЛ.

#### ***Координация уровней грозových перенапряжений в схемах использования ГИЛ с электрической прочностью их изоляции***

Поскольку в настоящее время ГИЛ характеризуются относительно небольшой протяженностью, при анализе электрической прочности изоляции ГИЛ определяющими являются именно гроззовые перенапряжения. Вопросы, связанные с гроззовыми перенапряжениями в ГИЛ ВН, достаточно подробно изложены в [1,5]. Расчетными, как правило, являются схемы, в которых ГИЛ непосредственно связана с воздушной линией (например, вставка в виде ГИЛ в ВЛ в месте прохождения ВЛ по району с агрессивной средой, не позволяющей надежно эксплуатировать линейную изоляцию). На изоляцию ГИЛ могут воздействовать как срезанные волны при перекрытиях линейной изоляции, так и полные волны, т.е. волны, не приведшие к перекрытию линейной изоляции.

Поскольку волновое сопротивление ГИЛ в два и более раза меньше волнового сопротивления ВЛ того же класса напряжения, то, амплитуда волны в начале ГИЛ во столько же раз меньше амплитуды грозовой волны, набегающей по ВЛ на ГИЛ. Если ГИЛ подключена к распределительному понижающему устройству, то гроззовая волна набегает по ГИЛ на трансформатор и воздействует не только на изоляцию трансформатора относительно корпуса (земли), но и на витковую изоляцию его обмотки ВН. При этом защитный аппарат (ОПН), установленный на входе трансформатора, в случае воздействия грозových волн, обладающих большой крутизной, в ряде случаев не позволяет ограничить градиентные перенапряжения на витковой изоляции до допустимой

величины. Поэтому при проведении исследований грозových перенапряжений в реальных схемах эксплуатации ГИЛ необходимо наиболее достоверно моделировать не только максимальное значение волны напряжения, набегающей по ГИЛ на то или иное электрооборудование, но и по возможности достоверно моделировать длину фронта этой волны. В [5] показано, что при относительно небольших длинах ГИЛ можно не учитывать искажение грозовой волны, распространяющейся по ГИЛ. Исследования по анализу электрической прочности элегазовых устройств, результаты которых изложены в частности, в [7,8] показали, что электрическая прочность промежутка при отрицательной полярности импульсного напряжения меньше, чем при положительной, но разница не превышает 10%. Интересно также отметить, что элегазовые промежутки с квазиоднородным полем ГИЛ и КРУЭ имеют пологий характер ВСХ (вольт-секундной характеристики) вплоть до 1,0... 1,5 мкс в отличие от ВСХ ВЛ [7]. В настоящее время представляется целесообразным за базовые принять выдерживаемые импульсные уровни реально существующих конструкций ГИЛ и КРУЭ: при  $U_{ном}=220-245$  кВ  $U_{исп.имп.}=900-950$  кВ, при  $U_{ном}=500-550$  кВ  $U_{исп.имп.}=1550-1600$  кВ. Использование в качестве защитных аппаратов ОПН позволяет несколько снизить уровень изоляции ГИЛ и, как следствие, за счет уменьшения поперечных габаритов ГИЛ, повысить их экономичность. Примером может служить положительный опыт Японии, где после улучшения диэлектрических характеристик опорной изоляции и применения в качестве защитных аппаратов ОПН был снижен допустимый уровень импульсной электрической прочности для ГИЛ 550 кВ с ранее принятого значения 1425... 1550 кВ до 1300...1425 кВ.

#### ***Основные меры, определяющие повышение надежности эксплуатации ГИЛ ВН***

Вопросам обеспечения надежности эксплуатации ГИЛ необходимо уделять внимание как на стадии **проектирования и изготовления ГИЛ**, так и на стадии их **эксплуатации** при осуществлении **постоянного мониторинга** состояния изоляционной системы ГИЛ.

Для своевременного выявления возможных будущих повреждений и отказов ГИЛ необходимо по возможности оперативно контролировать и выявлять:

- **снижение давления газа;**
- **электрические дуги**, фиксация которых (в отличие от утечки газа) должна быть по возможности мгновенной;
- **температурный режим.** Поскольку ГИЛ выполняется из составных секций, эффективным средством диагностики является выявление мест повышенного нагрева контактных соединений, так называемых "тепловых пятен", которое производится при помощи оптоволоконного кабеля, прокладываемого вдоль оболочки ГИЛ. Надежность и эффективность таких устройств в настоящее время проверена при эксплуатации КРУЭ;
- **частичные разряды.** Для своевременной диагностики снижения диэлектрических свойств комбинированной изоляции ГИЛ необходимо проведение с заданной периодичностью замеров ЧР. Устройства регистрации ЧР основаны на улавливании высокочастотного электромагнитного излучения,

возникающего при разряде частицы около электрода либо при столкновении (приближении) с другой такой же частицей. Существуют так же акустические датчики, настроенные на улавливание аудиосигнала определенной частоты, соответствующей появлению ЧР.

Наиболее экономически целесообразным способом повышения эксплуатационной надежности ГИЛ является своевременное проведение профилактических мероприятий по выявлению в процессе эксплуатации "слабых мест" в изоляционной системе с целью предупреждения будущего отказа ГИЛ. В настоящее время при современном развитии аппаратно-измерительной техники не представляет каких либо сложностей осуществление постоянного мониторинга за уровнем давления в ГИЛ, регистрации ЧР, выявления "тепловых пятен" и других диагностируемых параметров.

### Сверхпроводящие кабели высокого напряжения

Основным преимуществом кабелей из высокотемпературного сверхпроводящего (ВТСП) материала перед маслонаполненными кабелями, кабелями с вязкой пропиткой или кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена является их высокая пропускная способность при малом сечении. При повышении токовых нагрузок общие потери в ВТСП кабеле существенно меньше, чем в линиях традиционного исполнения. Высокая плотность тока и, в результате, малые габариты позволяют передавать по крайней мере удвоенную мощность при меньшем напряжении и при исключении промежуточных подстанций. Интересы промышленно-технической безопасности России требуют энергичного развития и использования сверхпроводниковых технологий как в электроэнергетике, так и в других отраслях. В 1911 г. Каммерлинг-Оннесом было открыто явление сверхпроводимости, изучение которого интенсивно продолжается до наших дней и составляет одно из важнейших направлений физики твердого тела. Начало новому этапу в изучении сверхпроводимости положила работа А.Мюллера и Г.Беднорца в исследовательской лаборатории фирмы IBM в Швейцарии. На рубеже 1985-1986 гг. этим ученым удалось синтезировать соединение бария, лантана, меди и кислорода – так называемую металлоксидную керамику  $La-Ba-Cu-O$ , которая проявляла признаки сверхпроводимости уже при температуре 35 K. Затем феномен высокотемпературной сверхпроводимости был подтвержден японскими, американскими, китайскими, российскими [8] физиками. Критическая температура быстро повышалась: для соединения  $La-Sr-Cu-O$  она составила уже 45 K, для  $La-Ba-Cu-O$  (под давлением) поднялась до 52 K и, наконец, в феврале 1987 г., при исследовании только что синтезированного соединения  $Y-Ba-Cu-O$ , превысила "азотный рубеж", достигнув 93 K. Далее она была повышена до 98K. Вот тогда и появился термин «теплая сверхпроводимость» и появилась реальная возможность использовать это физическое явление для передачи на расстояние электроэнергии. К середине 1990-х годов были разработаны конструкции первого поколения ВТСП-проводов (применялась проволока из сплава  $(Bi, Pb)_2Sr_2Ca_2Cu_3O_{10}$ , покрытая серебром) и начат их опытно-промышленный выпуск в США, Японии, странах Европы и в России. Первый прототип высокотемпературной сверхпроводящей кабельной системы для передачи мощности 100 МВА (66 кВ - 1кА), разработанный в совместном проекте Sumimoto Electric Industries (SEI), Tokyo Electric Power Company (TEPCO), Power

*Engineering R&D Center*, состоял из однофазного кабеля длиной 30 м, концевых устройств, кабеля типа XLPE (с твердой изоляцией на основе пероксидно-сшитого полиэтилена) напряжением 66 кВ, а также закрытого цикла системы охлаждения на жидком азоте. В настоящее время в мировой электроэнергетике разработаны и разрабатываются четыре модификации конструкции ВТСПК – однофазный, однофазный коаксиальный, однофазный триаксиальный и трехфазного исполнения. На рис.4 в качестве примера приведена конструкция однофазного ВТСПК триаксиального исполнения, разработанного фирмой *FURUKAWA ELECTRIC*-3кА, 7 7 кВ [9]. На рис.5 приведено сечение этого ВТСПК в осевом направлении с обозначениями, используемыми при определении его параметров. Погонные продольные параметры ВТСПК этой конструкции при учете их частотных зависимостей могут быть определены так же, как и параметры ГИЛ ОИ, при использовании модели Ведепола, учитывающей внутренние сопротивления всех металлических элементов конструкции. Подробный вывод выражений для определения погонных продольных параметров конструкции ВТСПК, приведенной на рис.4 и 5, и сами выражения опубликованы в статье авторов [10]. На рис.6 приведены частотные зависимости погонных продольных сопротивлений контуров жила-среда прокладки и экран-среда прокладки для рассмотренной конструкции ВТСПК, определенные по методике, изложенной в [10].

Из приведенных результатов расчетов (рис.6) следует практическое отсутствие сопротивления току в жиле и экране ВТСПК на промышленной и повышенных частотах. Следовательно, тепловые потери в кабеле, не превышающие по оценкам зарубежных специалистов 1 Вт/м, обусловлены лишь тепловыделением с поверхности стабилизатора – медной или алюминиевой жилы-формера, поскольку сам навитый на формер проводник обладает практически нулевым сопротивлением.

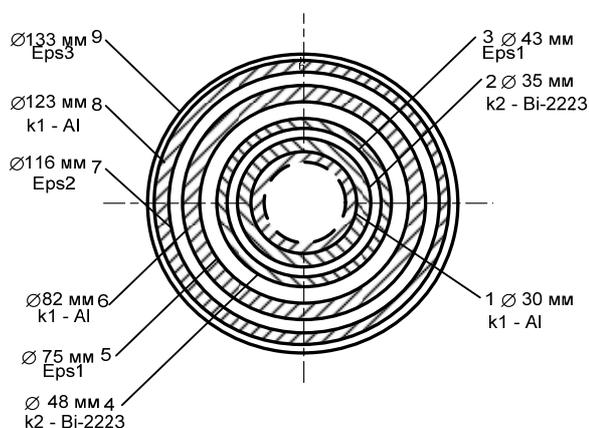


Рис.4. Сечение ВТСПК производства *FURUKAWA ELECTRIC*:

- 1 – формирующая жила (алюминий);
- 2 – сверхпроводник (2 спирали);
- 3 – многослойная полусинтетическая бумажная изоляция (с пропиткой LN<sub>2</sub>);
- 4 – сверхпроводящий экранирующий слой (2 спирали);
- 5 – многослойная полусинтетическая бумажная изоляция (с пропиткой LN<sub>2</sub>);
- 6 – внутренняя гофрированная труба (алюминий);
- 7 – суперизоляция;
- 8 – внешняя гофрированная труба (алюминий);
- 9 – ПВХ – защитная оболочка

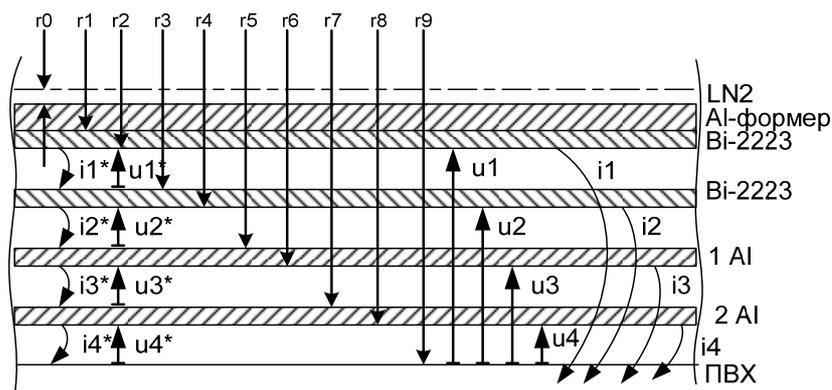


Рис.5. Продольное сечение ВТСПК производства FURUKAWA ELECTRIC (77 кВ, 3 кА)

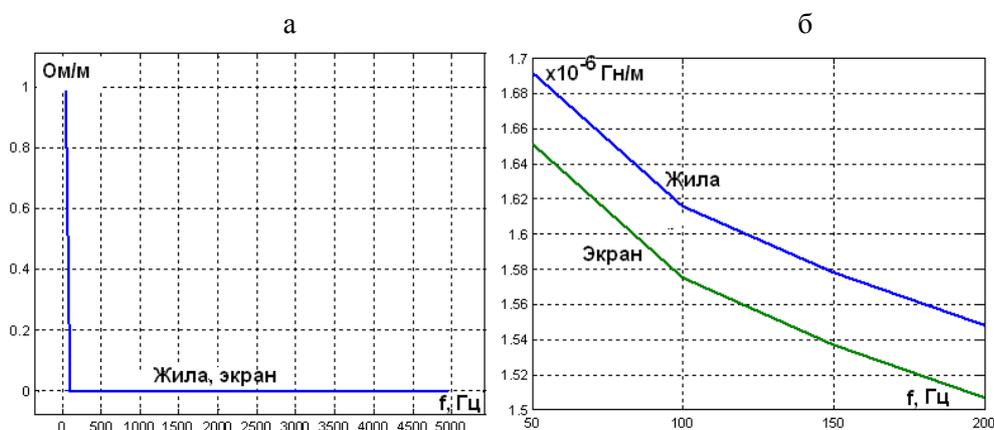


Рис.6. Частотные характеристики продольных параметров контуров жилы и экрана относительно среды прокладки:  
а – погонных активных сопротивлений; б – погонных индуктивностей

Следует отметить, что погонные индуктивности в ВТСПК так же, как и в кабеле традиционного исполнения, снижаются с ростом частоты (поверхностный эффект), однако указанное снижение имеет заметную динамику лишь до некоторого значения частоты (в данном случае 200 Гц), затем погонная индуктивность (как жилы, так и экрана) не меняется. Следовательно, в нормальном режиме эксплуатации ВТСПК ток протекает лишь в тонком приповерхностном слое сверхпроводника.

**Разработки ВТСПК в России.** Разработка и создание прототипа промышленного ВТСПК в ОАО "Всероссийский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт кабельной промышленности" (ОАО «ВНИИКП») при поддержке ФСК «ЕЭС» начались в 2005 г.

Согласно сообщению INFOLine от 25.12.2009 г. ОАО "ФСК ЕЭС" совместно с ОАО "НТЦ электроэнергетики" успешно завершили испытания первой в России высокотемпературной сверхпроводящей (ВТСП) кабельной

линии длиной 200 м на напряжение 20 кВ (рис.7). Испытания ВТСПК проводились на специально созданном в ОАО "НТЦ электроэнергетики" полигоне. Стенд оснащен криогенной системой охлаждения и позволяет проводить всесторонние испытания сверхпроводящих кабелей под нагрузкой. В условиях, максимально приближенных к реальной эксплуатации, было получено подтверждение соответствия характеристик ВТСП кабельной линии всем требованиям, заложенным при ее разработке.



Рис.7. Эскиз конструкции ВТСПК 20 кВ (Россия)

Сверхпроводящий кабель работал под нагрузкой около 50 МВА (ток 1500 А), при этом температура кабеля полностью соответствовала расчетным значениям. Изоляция кабеля выдержала высоковольтные испытания. Критический ток кабеля, при котором сверхпроводник теряет свои сверхпроводящие свойства, составил более 4000 А. Прошедшая испытания ВТСП кабельная линия будет установлена на подстанции 110 кВ Динамо в Москве для опытной эксплуатации в 2011-2012 годах. Поддерживать необходимую температуру сверхпроводника в ВТСП кабеле будет криогенная система охлаждения, разработанная Институтом низких температур Московского авиационного института.

Проект создания ВТСПК с характеристиками, не уступающими зарубежным аналогам, был осуществлен совместными усилиями ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского", ОАО "Всероссийский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт кабельной промышленности", ОАО "НТЦ электроэнергетики", ОАО "Камкабель". Работы над совершенствованием конструкции высокотемпературных сверхпроводников (второго поколения) в настоящее время продолжаются.

## Литература

1. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Лаптев О.И. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы. – Монография НГТУ. Новосибирск, изд-во НГТУ, 2008. – 343 с. (Серия «Монографии НГТУ»).
2. Кадомская К.П., Розаков Д.В., Хорошева О.Т. Методика определения потерь в стальных трубах высоковольтных кабелей с газовой изоляцией с покрытием из проводящего немагнитного материала // Изв. вузов. Электромеханика. – 1987. – № 4. – С. 19-22.
3. Wedepohl L.M., Wilcox D.J. Transient analysis of underground power transmission systems. System model & wave-propagation characteristics // Proc. Inst. El. Eng., 1973. Vol. 120, № 2. – P. 253-260.
4. Костенко М.В., Перельман Л.С., Шкарин Ю.П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. – М.: Энергия, 1973. – 245 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – 368 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
6. Борин В.Н. Расчет электрической прочности изоляционных конструкций в элегазовых КРУ // Электричество. – 1976. – № 9. С. 18-23.
7. Хегг, Шидт. Применение пониженных уровней изоляции у КРУ высокого напряжения с элегазовой изоляцией. В кн. Подстанции переменного тока, (СИГРЭ – 78). Под ред. Ю.А.Якуба. – М.: Энергия, 1980. С. 5-18.
8. Гинзбург В.Л. О сверхпроводимости и сверхтекучести (что мне удалось сделать, а что не удалось), а также о «физическом минимуме» на начало XXI века (Нобелевская лекция. Стокгольм, 8 декабря 2003 г.) //Успехи физических наук. – 2004. – Том 174, № 11. – С.1240-1255.
9. Shin'ichi Mukoyama, Noboru Ishii, Hiroyuki Iizuka, Masashi Yagi, Hironobu Hirano, Satoru Maruyama, Yukihiro Yagi, Masanao Mimura, Osamu Sato and Ayafumi Kikuchi Development of High-Tc Superconducting Power Cable. – Furukawa Review, No. 23. – 2003. – P. 82-87.
10. Кадомская К., Крамаренко В., Ширковец А. Методика определения продольных погонных параметров сверхпроводящих кабелей высокого напряжения. – Энергоэксперт, 2010, № 1. – С.15-18.

### *Сведения об авторах:*

#### **Кадомская Кира Пантелеймоновна**

Профессор кафедры «Техника и электрофизика высоких напряжений» (ТЭВН) Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), д.т.н.

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

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

#### **Ширковец Андрей Игоревич**

Аспирант каф. ТЭВН НГТУ Россия, 630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, д.20

эл.почта: [nio\\_bolid@ngs.ru](mailto:nio_bolid@ngs.ru)

УДК 621.311

**Д.И.Власко, Ю.М.Невретдинов**

## **ОСОБЕННОСТИ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ ПРИ НИЗКОЙ ПРОВОДИМОСТИ ГРУНТА**

### **Аннотация**

В статье рассмотрены особенности молниезащиты подстанций в районах с низкой проводимостью грунта. Для повышения эффективности анализа молниезащиты подстанций предложен показатель опасности ударов молнии. На примере стандартной молниезащиты подстанции показана опасность обратных перекрытий изоляции ВЛ на подходах. Показана необходимость совершенствования молниезащиты подстанций от грозových волн, набегających по ВЛ. Ил. – 6, библиогр. – 6 назв.

### **Ключевые слова:**

*молниезащита, подстанция, перенапряжение*

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

## **THE SUBSTATIONS LIGHTNING PROTECTION FEATURES OF HIGH-VOLTAGE NETWORK UNDER LOW GROUND CONDUCTIVITY**

### **Abstract**

In the article features lightning protection of substations in areas with low conductivity of the soil. To improve the analysis of lightning protection of substations are proposed danger of lightning. On the example of a standard lightning substation are showed the dangers of reverse floor insulation overhead on its way. The necessity of improving lightning protection of substations against storm waves, impinging on the high-voltage lines.

### **Keywords:**

*lightning protection, substation, overvoltage*

Надежность работы электрической сети непосредственно связана с эффективностью молниезащиты ее элементов. В настоящее время широко внедряются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), в том числе для молниезащиты высоковольтных линий (ВЛ) и обсуждается перспективность каскадных схем, разработанных еще в 1980-х годах [1].

При этом создается впечатление, что замена вентильных разрядников (РВ) на ОПН полностью решает проблему защиты от грозových перенапряжений. Однако ряд публикаций отмечает проблемы при организации молниезащиты высоковольтных сетей, в частности, в районах с низкой проводимостью грунта [1-3]. Подчеркивается также актуальность совершенствования молниезащиты элементов сети, развития методических подходов и проведения экспериментальных исследований на современном приборном уровне.

Анализ молниезащиты подстанции (ПС) включает рассмотрение процессов поражаемости разрядами молнии ПС и воздушных линий на подходах, сопровождающихся следующими событиями:

- прорывами молнии на ошиновку и оборудование открытых распределительных устройств (ОРУ), а также на провода подходов ВЛ;

- обратными перекрытиями изоляции при ударах молнии в молниеотводы ПС, в опоры и тросы подходов ВЛ.

Так как не все удары молнии представляют опасность, то при расчете показателей эффективности молниезащиты учитывают вероятность формирования опасных грозových перенапряжений на изоляции в результате указанных событий.

Представим выражения для расчета числа опасных грозových перенапряжений на изоляции оборудования подстанции  $N_{ПН}$  в следующем виде:

$$N_{ПН} = N_{ПН.ОРУ} + \sum_k N_{ПН.ГВ.Л_k}, \quad (1)$$

где  $N_{ПН.ОРУ}$  – число опасных перенапряжений от ударов молнии в ОРУ подстанции:

$$N_{ПН.ОРУ} = n_{УМ.ОРУ} \left[ P_{ПР.ОРУ} P_{ПН.ПР.ОРУ} (I_M, I'_M | C_{ПР.ОРУ}) \right] + n_{УМ.ОРУ} \left[ P_{ОБР.ОРУ} P_{ПН.ОБР.ОРУ} (U_{Оп.ПН} | C_{ОБР.ОРУ}) \right], \quad (2)$$

$N_{ПН.ГВ.Л_k}$  – число опасных перенапряжений от грозových волн, набегающих по  $k$ -й линии, определяется как сумма опасных волн, образованных на удалении  $\Delta l_x$  от ПС вследствие прорывов молнии на провода и обратных перекрытий:

$$N_{ПН.ГВ.Л_k} = \sum_x n_{УМ.Л_k}^* (l_x) \cdot \Delta l_x \cdot \left[ P_{ПР.Л_k} \cdot P_{ПН.ПР.Л_k} (I_M, I'_M, l_x | C_{ПР.Л_k}) \right] + P_{ОБР.Л_k} (I_M, I'_M, l_x) \cdot P_{ПН.ОБР.Л_k} (U_{Оп.ПН}, l_x | C_{ОБР.Л_k}). \quad (3)$$

В выражениях (2) и (3) приняты следующие обозначения:

$n_{УМ.ОРУ}$  и  $n_{УМ.Л_k}^* \cdot \Delta l_x$  – поражаемость разрядами молнии;  $\Delta l_x$  – длина отрезка ВЛ на удалении  $l_x$  от ПС;  $P_{ПР.ОРУ}$  и  $P_{ПР.Л_k}$  – вероятности событий образования волн на проводах, т.е. прорывов молнии на ошиновку и провода ВЛ;  $P_{ПН.ПР.ОРУ}(I_M, I'_M | C_{ПР.ОРУ})$  и  $P_{ПН.ПР.Л_k}(I_M, I'_M, l_x | C_{ПР.Л_k})$  – условные вероятности образования опасных перенапряжений при прорывах молнии на ошиновку и провода ВЛ;  $P_{ПН.ОБР.ОРУ}(U_{Оп.ПН} | C_{ОБР.ОРУ})$  и  $P_{ПН.ОБР.Л_k}(U_{Оп.ПН}, l_x | C_{ОБР.Л_k})$  – условные вероятности образования опасных перенапряжений при обратных перекрытиях.

Следует отметить, что последние две составляющие зависят от условий формирования перенапряжений, таких как действие импульсной короны, повторных перекрытий изоляции, потерь в канале распространения волны, отражений и т.п. Кроме того, условные вероятности зависят от удаления точки образования волны и от действия молниезащитных мер.

Для оценки влияния распределения ударов молнии в подстанцию и подходы ВЛ на эффективность молниезащиты подстанции сопоставим вероятное число ударов молнии в ОРУ и подходы ВЛ, исключая при этом число грозových часов в году –  $n_{ГР.ч}$ , зависящее только от достоверности знаний о грозовой деятельности [4].

На рис.1 приведена иллюстрация числа расчетных ударов молнии в ОРУ  $N'_{УМ.В.ПС}$  и подходы  $N'_{УМ.В.ПОДХОД}$ . Число ударов молнии в подходы ВЛ дано в зависимости от расчетной длины, в пределах которых возможно

возникновение опасных для оборудования ОРУ грозовых волн. На рис.1  $I_x$  ограничено в пределах 1 км.

Зависимости получены в обобщенном виде для различных типов подстанций с ОРУ 110-330 кВ. При этом учтено взаимное экранирующее действие ВЛ вблизи ОРУ, где, как правило, трассы линий проходят в непосредственной близости друг от друга. По мере удаления от ОРУ трассы линий расходятся. На рис.1 число ударов молнии дано в относительных единицах: на рис.1а по отношению к числу грозовых часов в году и на рис.1б по отношению к числу ударов молнии в ПС.

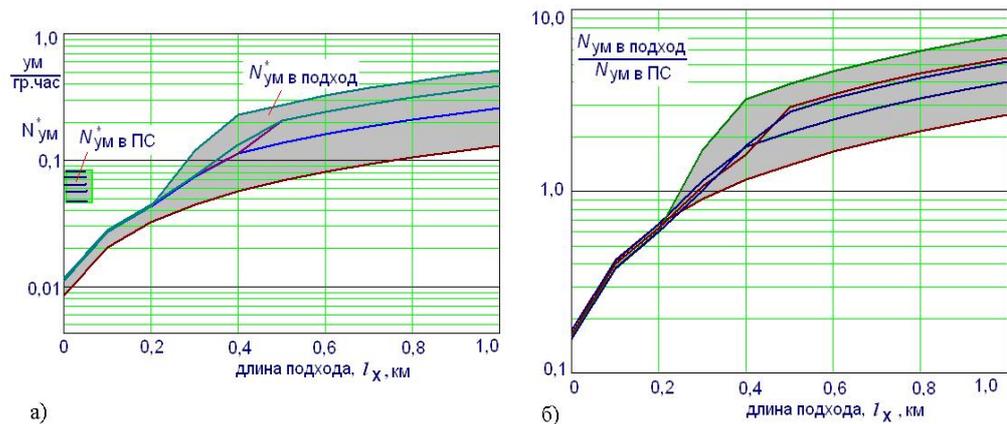


Рис.1. Расчетное число ударов молнии в подстанцию и в подходы ВЛ (а) и зависимость отношения расчетного числа ударов молнии в подходы и в подстанцию от длины подходов (б)

Как видно из рис.1, число ударов молнии в подходы в подавляющем большинстве в несколько раз превышает число ударов молнии в ОРУ при длине подхода более 0,3 км. Поэтому особого внимания заслуживают мероприятия, снижающие длину опасной зоны подключенных ВЛ до 0,3 км и менее, например, с помощью каскадной защиты [1].

В настоящее время распространены несколько методических подходов к оценке эффективности молниезащиты ПС, которые в основном ориентированы на получение только конечных интегральных показателей (вероятного числа опасных перенапряжений за расчетный период или числа лет, в течение которых возникнет хотя бы одно опасное перенапряжение).

Отдельные методики позволяют получать промежуточные результаты, в т.ч. формы перенапряжений на оборудовании, кривые опасных волн (КОВ) или области опасных токов молнии (ООТМ).

К последним относится метод, предполагающий для заданных параметров токов молнии расчет волновых процессов в схеме ОРУ с подключенными ВЛ. Результатом последовательных циклических расчетов является объемная ООТМ, построенная в следующих координатах: амплитуда тока молнии, крутизна или длина фронта тока молнии и удаление точки удара от ОРУ [5].

Для примера рассмотрена стандартная схема молниезащиты ПС с двумя силовыми трансформаторами (СТ) и двумя ВЛ от набегающих грозовых волн (рис.2).

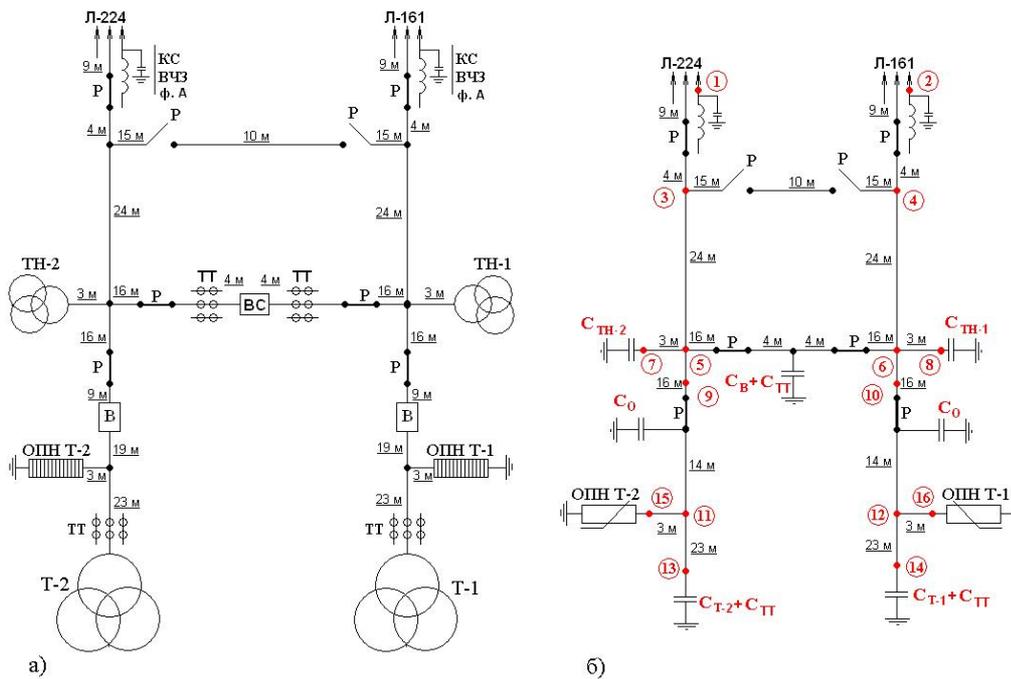


Рис.2. Принципиальная схема (а) и расчетная модель (б) ОРУ 150 кВ

Подстанция имеет наиболее благоприятные условия для обеспечения эффективной молниезащиты по традиционной схеме с помощью ОПН-150, расположенных от силовых трансформаторов на удалении 26 м (по ошиновке). Дополнительное ограничение перенапряжений осуществляется за счет ответвления части энергии грозовой волны, набегающей по одной из ВЛ, во вторую подключенную ВЛ, а также благодаря небольшому запаздыванию защитного действия второго комплекта ОПН (около 0,58 мкс).

Характерные для такой подстанции области опасных токов молнии приведены на рис.3. Расчеты выполнены для трансформатора напряжения ТН-1 при образовании грозовых волн на линии Л-224.

Здесь рассмотрены ООТМ для прорывов молнии на провода ВЛ и обратных перекрытий изоляции. В приведенном расчетном варианте принято импульсное сопротивление заземления опор  $R_{зи} = 90 \text{ Ом}$  на подходе ВЛ.

Как видно из рис.3, ООТМ дают возможность сопоставления условий формирования грозовых перенапряжений. По мере удаления от ОРУ ПС кривые опасных токов молнии для обратных перекрытий и прорывов молнии на провода сближаются. Так для волн, образованных вблизи портала, критические значения токов молнии для прорывов существенно меньше, чем для обратных перекрытий.

Однако, такое представление ООТМ может привести к ошибочным заключениям, так как ООТМ для обратных перекрытий учитывает вероятность образования волны на проводе, а ООТМ для прорывов не учитывает вероятность прорывов молнии на провода.

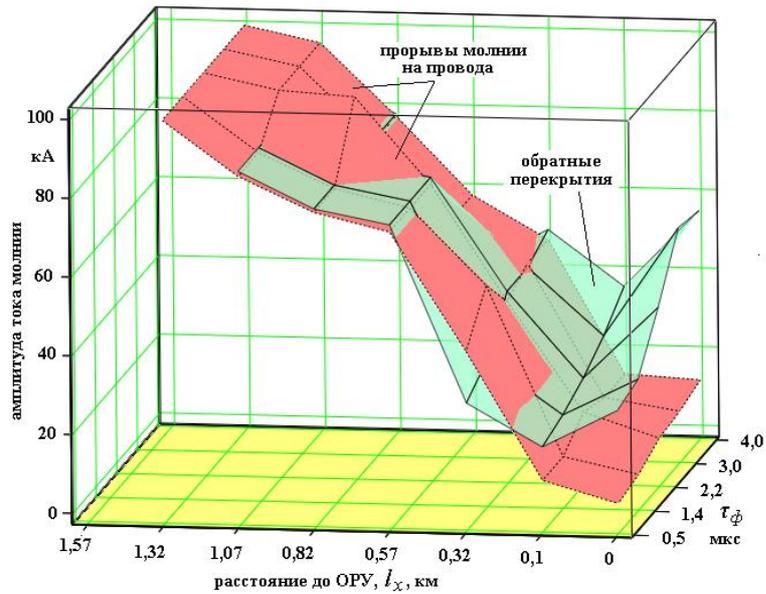


Рис.3. Области опасных токов молнии для ТН-1 ОРУ 150 кВ при прорывах молнии на провода ВЛ и обратных перекрытиях изоляции ВЛ (опоры с  $R_{zi} = 90 \text{ Ом}$ )

Кроме того, представление зависимости ООТМ от какого либо параметра, например, от величины сопротивления заземления опор затруднительно, так как это требует построения 4-х мерного графика.

Показатель опасности ударов молнии в ОРУ подстанции и подходы ВЛ.

Введем показатель опасности удара молнии ( $S_{ум}$ ), в котором для сопоставимости прорывов молнии на провода и ошиновку учитываем вероятность образования волны на проводе (прорывов), также как для обратных перекрытий изоляции автоматически учитывается вероятность этих событий.

В этом случае показатель опасности ударов молнии в ОРУ имеет вид:

- для случаев прорывов молнии:

$$S_{ум.ОРУ.ПР} = P_{ПР.ОРУ} \cdot P_{ПН.ПР.ОРУ} (I_M, I'_M | C_{ПР.ОРУ}); \quad (4)$$

- для случаев обратных перекрытий в ОРУ:

$$S_{ум.ОРУ.ОБР} = \sum_k P_{ОБР.ОРУ.k} \cdot P_{ПН.ОБР.ОРУ.k} (U_{Оп.ПН} | C_{ОБР.ОРУ}) = \sum_k P_{ПН.ОБР.ОРУ.k} (I_M, I'_M). \quad (5)$$

С учетом (4) и (5) выражение для числа опасных перенапряжений можно записать через предлагаемые показатели опасности ударов молнии:

$$N_{ПН.ОРУ} = n_{ум.ОРУ} [S_{ум.ОРУ.ПР} + S_{ум.ОРУ.ОБР}]. \quad (6)$$

Для современных систем молниеотводов в ОРУ, как правило, вероятность обратных перекрытий пренебрежимо мала. Поэтому для опасности ударов молнии в ОРУ ПС получаем:

$$S_{ум.ОРУ.ОБР} = S_{ум.ОРУ.ПР} + S_{ум.ОРУ.ОБР} \approx 0,001 \dots 0,005.$$

Аналогично определяем показатели опасности ударов молнии в подход  $k$ -й ВЛ на удалении  $l_X$  от ОРУ для случаев прорывов молнии на провода ( $S_{УМ.Л.к.ПР}(l_X)$ ) и обратных перекрытий ( $S_{УМ.Л.к.ОБР}(l_X)$ ):

$$S_{УМ.Л.к.ПР}(l_X) = P_{ПР.Л.к}(l_X) \cdot P_{ПН.ПР.Л.к}(I_M, I'_M, l_X | C_{ПР.Л.к}). \quad (7)$$

$$S_{УМ.Л.к.ОБР}(l_X) = P_{ОБР.Л.к}(I_M, I'_M, l_X) \cdot P_{ПН.ОБР.Л.к}(U_{Оп.ПН}, l_X | C_{ОБР.Л.к}) = P_{ПН.ОБР.Л.к}(I_M, I'_M, l_X). \quad (8)$$

Число опасных перенапряжений от волн, набегающих по ВЛ, после включения показателей опасности ударов молнии примет вид:

$$N_{ПН.ГВ.Л.к} = n_{УМ.Л.к} \sum_X K_{УМ.Л.к}(l_X) \cdot [S_{УМ.Л.к.ПР}(l_X) + S_{УМ.Л.к.ОБР}(l_X)] \quad (9)$$

где  $K_{УМ.Л.к}(l_X)$  – коэффициент, учитывающий долю ударов молнии в элемент подхода ВЛ на удалении  $l_X$  от ОРУ.

Графическая иллюстрация результатов расчетов вероятности ударов молнии с опасными параметрами приведена на рис.4 в виде зависимости кривых распределения показателей опасности ударов молнии в подход линии Л-223 от величины импульсного сопротивления заземления опор ( $R_{зи}$ ).

Для удобства сопоставления показатель опасности ударов молнии разделен на составляющие:  $S_{УМ.ПР}(l_X)$  – для прорывов молнии на провода;  $S_{УМ.ОБР}(l_X)$  – для обратных перекрытий изоляции линии. Ввиду значительного различия значений  $S_{УМ.ПР}(l_X)$  и  $S_{УМ.ОБР}(l_X)$  для наглядности график  $S_{УМ.ПР}(l_X)$  дан с увеличением на порядок.

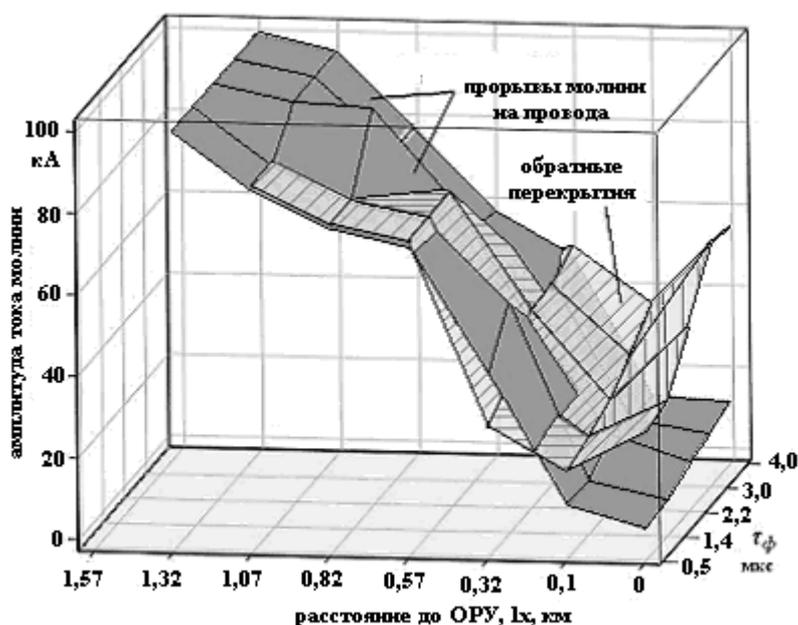


Рис.4. ООТМ для ТН-1 ОРУ 150 кВ при прорывах молнии на провода ВЛ и обратных перекрытиях изоляции ВЛ (опоры с  $R_{зи} = 90 \text{ Ом}$ )

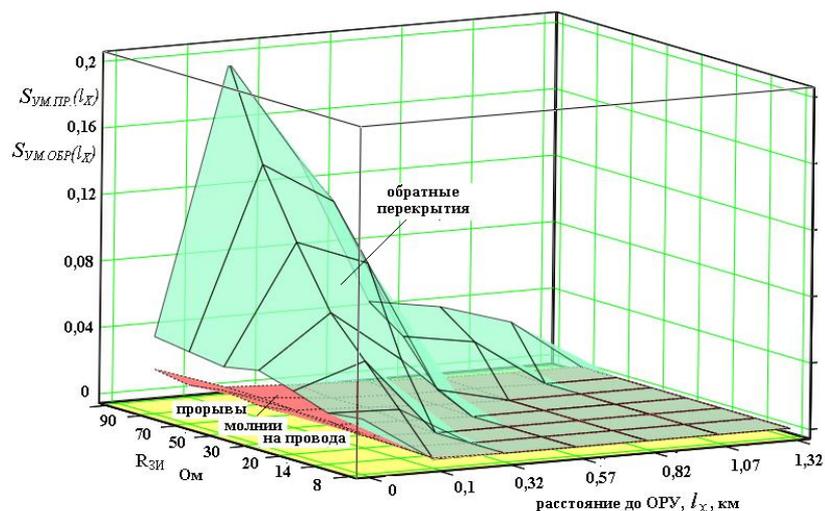


Рис.5. Распределение значений составляющих показателя опасности ударов молнии  $S_{UM,ПР}(l_x)$  и  $S_{UM,ОБР}(l_x)$  по длине подхода при изменении сопротивления заземления опор  $R_{ЗИ}$  на подходе. Расчет для Т-1 при образовании волн на Л-224

Как видно, степень опасности ударов молнии в подход ВЛ  $S_{UM}$  значительно превышает опасность ударов в ОРУ  $S_{UM,ОРУ} = 0,001..0,005$  и достигает 0,2 при  $R_{ЗИ} = 90$  Ом. Опасность ударов молнии в подходы, в основном, определяется обратными перекрытиями и зависит от  $R_{ЗИ}$ .

Пример аналогичных составляющих  $S_{UM}$  по результатам расчетов перенапряжений на ТН-1 приведен на рис.5а и 5б.

На рис.5а показано сопоставление составляющих опасности ударов молнии для случаев прорывов молнии на провода Л-224 и для случаев обратных перекрытий. На рис.5б приведено наложение составляющих опасности ударов молнии для случаев обратных перекрытий на линии Л-224 и Л-161 при ограничении значений импульсных сопротивлений заземления опор на подходах в соответствии с ПУЭ.

Из приведенных данных видно, что опасность ударов молнии в подходы, в основном, определяется обратными перекрытиями. Даже при обеспечении заземлений опор на подходах в соответствии с требованиями ПУЭ степень опасности (вероятность появления опасных грозовых волн) достигает 0,1. Наиболее сильное влияние на снижение надежности молниезащиты оказывают последствия ударов молнии в первые два пролета подключенных ВЛ. Величина импульсного сопротивления заземления  $R_{ЗИ}$  опор на подходе существенно влияет на увеличение длины опасной зоны подключенной ВЛ. Одновременно растет опасность ударов молнии. Так в приведенном на рис.5а примере при  $R_{ЗИ} = 50$  Ом показатель опасности  $S_{UM,ОБР}$  достигает 0,16 (рис.5а).

С использованием полученных результатов по формуле (9) рассчитаны показатели надежности молниезащиты трансформатора напряжения ТН-1, которые приведены на рис.6. Расчет выполнен для  $n_{ГР,ч} = 20$  грозовых часов в году.

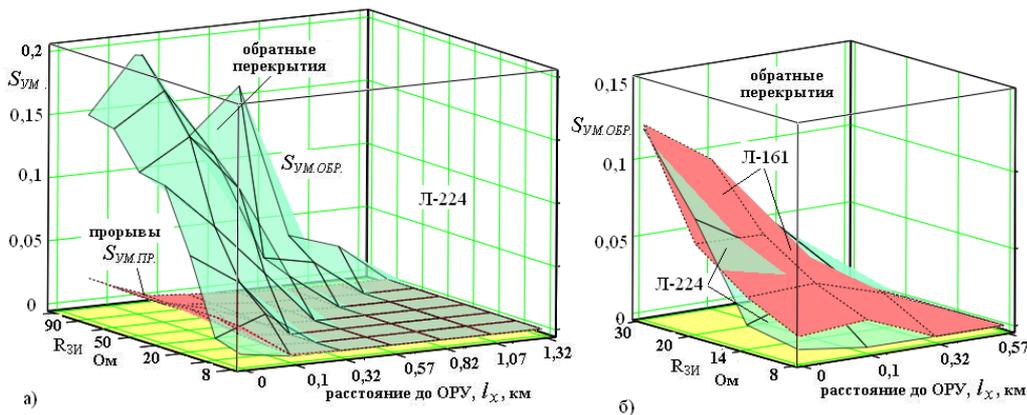


Рис.6. Распределение составляющих опасности ударов молнии  $S_{UM,ПР}(l_x)$  и  $S_{UM,ОБР}(l_x)$  по длине подхода для различных значений импульсного сопротивления заземления опор  $R_{3И}$  на подходе. Расчет для ТН-1 при образовании волн на Л-224 (а) и при образованиях волн на Л-224 и Л-161 с ограничением  $R_{3И}$  по ПУЭ

Как видно из полученных результатов, определяющее влияние на снижение эффективности молниезащиты имеют грозовые волны, набегающие по ВЛ. При этом, основным фактором являются обратные перекрытия изоляции при ударах молнии в опоры и трос на подходах ВЛ. Даже при нормированной величине сопротивления заземления опор 20 Ом молниезащита ТН имеет недостаточную надежность [6]. Число опасных грозовых волн, набегающих по обеим ВЛ, практически одинаково.

## Выводы

1. Для повышения эффективности анализа молниезащиты подстанций предложен показатель опасности ударов молнии, включающий вероятность образования грозовых перенапряжений на шинах ОРУ или проводах подхода ВЛ и условную вероятность появления опасных параметров тока молнии.
2. На примере молниезащиты подстанции показано, что определяющее влияние на снижение эффективности молниезащиты имеют грозовые волны, набегающие по ВЛ. При этом, значительную опасность представляет образование волн на подходах ВЛ вследствие обратных перекрытий.
3. Применение ОПН не исключает полностью появление опасных грозовых перенапряжений на изоляции оборудования подстанций. Даже при нормированной величине сопротивления заземления опор 20 Ом молниезащита отдельных элементов ПС может иметь недостаточную надежность. Значительное повышение числа опасных перенапряжений возможно в районах с низкой проводимостью грунта.
4. Необходим дифференцированный подход к выбору молниезащитных мероприятий, а также развитие методов анализа молниезащиты подстанций.

## Литература

1. Костенко М.В., Невретдинов Ю.М., Халилов Ф.Х. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта – Л.: Наука, 1984, 112 с.
2. Первая российская конференция по молниезащите: Сборник докладов / Анализ надежности грозозащиты подстанций при повышенных сопротивлениях заземления опор на подходе. Гумерова Н.И., Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М. – Новосибирск: Сибирская энергетическая академия, 2007. – 480 с.
3. Анализ надежности грозозащиты подстанций (Современные проблемы). Ефимов Б.В., Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И. и др. – Новости электротехники № 4 (58), № 5 (59) 2009.
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
5. Анализ надежности грозозащиты подстанции / Костенко М.В., Ефимов Б.В., Зархи И.М., Гумерова Н.И. / Под редакцией Степанова И.Р. – Л.: Наука, 1981.
6. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3.125-99 / Под научн. ред. Н.Н.Тиходева. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

### *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: ymnev@mail.ru

**Ф.Х.Халилов, Н.И.Гумерова, М.В.Малочка**

## **АНАЛИЗ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ПОДСТАНЦИЯХ С КРУЭ**

### **Аннотация**

В настоящей статье проведен анализ грозových перенапряжений на подстанциях с использованием КРУЭ. Анализировались различные подстанции от 110 кВ до 500 кВ, с использованием кабельных вставок, газоизолированных линий и участков традиционной воздушной ошиновки. Предварительные результаты показали, что при грозových воздействиях в самом КРУЭ опасные перенапряжения отсутствуют. Однако, при использовании участков с воздушной ошиновкой и при больших расстояниях между КРУЭ и силовыми трансформаторами возможно развитие опасных перенапряжений со значительной колебательной компонентой.

### **Ключевые слова:**

*комплектное элегазовое распределительное устройство, грозových перенапряжения, силовой трансформатор*

**F.Ch. Chalilov, N.I. Gumerova, M.V. Malochka**

## **ANALYSIS OF THE LIGHTNING OVERVOLTAGE'S IN A GAS INSULATED SUBSTATIONS**

### **Abstract**

In this paper authors carry out an analysis of lightning overvoltage's in a gas insulated substations. It was analyzed different substations from 110 kV to 500 kV, with using of the cable lines, gas insulated lines and traditional overhead lines. The first results showed that it was not the dangerous lightning overvoltage's inside the gas insulated substations. But the dangerous lightning overvoltage's are possible than we use the long overhead lines between the gas insulated substation and the power transformer.

### **Keywords:**

*gas insulated substation, lightning overvoltage's, power transformer*

Использование комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) в качестве основных элементов подстанций объясняется их компактностью, что напрямую влияет на требования к площади размещения и возможные технические приложения. Экономия общей площади территории зависит от конкретного уровня напряжения и от способа соединения КРУЭ с трансформаторами, реакторами и входящими и исходящими линиями. Максимальная экономия достигается при использовании кабельных соединений.

Подстанция, содержащая в виде основного компонента элегазовое распределительное устройство, имеет несколько различных видов ошиновки: собственно элементы КРУЭ и газоизолирующие линии (ГИЛ), кабельные линии (КЛ) и воздушные линии (ВЛ). Ошиновка в виде ВЛ может иметь место не только на входах линий электропередачи на подстанцию, но также и при присоединении газоизолирующих или кабельных линий к трансформаторам открытой установки, соединяющим КРУЭ различных классов напряжения или КРУЭ с открытыми распределительными устройствами (ОРУ). Это предъявляет особые требования к координации изоляции подстанции в целом.

Координация изоляции в КРУЭ зависит от перенапряжений, генерируемых в ассоциированной системе и в самом КРУЭ. К наружным перенапряжениям, прежде всего, относятся перенапряжения вследствие молниевых разрядов и перенапряжения, созданные коммутациями во внешней системе. Из внутренних перенапряжений следует отметить перенапряжения, появляющиеся при коммутациях внутри КРУЭ.

В настоящей работе, в первую очередь, рассматриваются перенапряжения, возникающие вследствие грозовой деятельности. Особенностью развития перенапряжений в анализируемых схемах является малое затухание, что приводит к появлению в ошиновке волн с более крутыми фронтами, чем в обычных ОРУ, а также к развитию высокочастотных колебаний. Наличие участков ошиновки с различными параметрами (волновыми сопротивлениями и скоростями распространения), в дополнение к вышесказанному, делает непосредственное использование рекомендаций, разработанных для обычных распределительных устройств, затруднительным. Не обязательно это будет приводить к усилению требований к организации снижения перенапряжений, но они будут несколько другими.

В этих подстанциях также имеется еще одна особенность, существенная для развития колебательного процесса: очень малые расстояния между высоковольтным оборудованием самого КРУЭ и достаточно длинные шинопроводы, чаще всего в виде КЛ, для связи с ВЛ и силовыми трансформаторами.

В настоящее время в России отсутствует опыт эксплуатации подстанций с КРУЭ. Отечественные разработки практически не поднимаются выше 110 кВ.

Эти и другие факторы приводят к тому, что при выборе мер защиты от перенапряжений невозможно напрямую пользоваться рекомендациями ПУЭ. Соответственно в каждом конкретном случае следует проводить численный анализ развития перенапряжений и выработку рекомендаций по разработке защитных мероприятий. Причем, следует учесть горизонтальность пробивных характеристик элегаза по сравнению с воздушной изоляцией. Соответственно, в КРУЭ отсутствует запас по пробивным напряжениям при крутых фронтах, характерный для ошиновки ОРУ, да и для ряда высоковольтного оборудования, имеющего в конструкции воздушную изоляцию.

Процесс координации изоляции обычно приводит к использованию металло-оксидных ограничителей перенапряжений на воздушной линии или в местах кабельного ввода и на сопряжениях КРУЭ/трансформатор и КРУЭ/реактор. Согласно предложениям изготовителей при больших геометрических размерах подстанции и длинных шинопроводах предлагается устанавливать непосредственно в КРУЭ большое количество защитных аппаратов – нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Это определяется сложностями устранения результатов нештатных ситуаций по сравнению с открытыми схемами, именно вследствие закрытости системы.

Выбор ограничителя представляет собой компромисс между способностью выдерживать длительные повышения рабочего напряжения, способностью поглощать энергию при перенапряжениях, обусловленных коммутациями и грозowymi разрядами, и необходимостью обеспечивать достаточный уровень защиты при набегании грозowych волн.

Поскольку эта тематика является достаточно новой для России, рассмотрим особенности развития грозowych перенапряжений в КРУЭ на нескольких конкретных примерах. Авторы исследовали грозозащиту нескольких подстанций 110-500 кВ с КРУЭ и отходящими кабельными линиями с изоляцией из сшитого полиэтилена для выбора комплекса грозозащитных мероприятий.

Для всех классов напряжения волновые сопротивления КРУЭ и ГИЛ примерно в 5 раз меньше, чем волновые сопротивления воздушных линий. Волновые сопротивления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) на порядок и более меньше, чем волновые сопротивления ВЛ. Потери в КРУЭ и КЛ тоже примерно на порядок ниже, чем в ВЛ. Как отмечалось выше, во всех рассмотренных схемах имеются 2 группы защитных аппаратов. Ограничители перенапряжений расположены в местах входа воздушных линий электропередачи на подстанцию, где, как правило, размещены конденсаторы связи или трансформаторы напряжения. Вторая группа защитных аппаратов – это ограничители у силовых трансформаторов, т.е. за КРУЭ. В большинстве рассмотренных схем, между ВЛ и КРУЭ имеются кабельные вставки. Длина этих вставок колеблется от десятков метров до нескольких сотен. Размещение защитных аппаратов на шинах КРУЭ является прерогативой завода – изготовителя. Наличие здесь защитных аппаратов приводит к удорожанию КРУЭ, поэтому один из первых вопросов при анализе перенапряжений касается необходимости их использования.

Несомненным достоинством КРУЭ является тот факт, что для этого распределительного устройства прямые удары молнии в ошиновку и высоковольтное оборудование не имеют места. Однако остается вероятность появления в схеме КРУЭ грозовых волн, возникающих при поражениях молниями воздушных линий электропередачи, приходящих к КРУЭ. Из-за невозможности использования ПУЭ [1] для грозозащиты таких подстанций, анализ надежности грозозащиты выполняется в соответствии с рекомендациями РД [2]. В качестве инструмента численного анализа выбран статистический метод, рекомендованный РД к применению. Суть метода заключается в том, что с помощью специализированного программного комплекса рассчитываются показатели надежности грозозащиты определенного высоковольтного оборудования и сопоставляются с рекомендациями РД. В качестве такого показателя используется математическое ожидание  $T$  появления грозовых волн, превышающий заданный уровень, или, другими словами, период в годах между появлением двух волн, превышающих этот уровень. Эта величина является обратной вероятному числу таких волн, которые могут появиться на анализируемом оборудовании за 1 год. В РД [2] для наиболее ответственного высоковольтного оборудования приняты показатели надежности грозозащиты, представленные в таблице.

Во всех рассмотренных авторами схемах грозовые перенапряжения непосредственно в КРУЭ не превышают допустимого уровня. Показатели надежности грозозащиты, определенные в соответствии с рекомендациями [2], показывают запас в несколько порядков. Таким образом, по крайней мере, в рассмотренных подстанциях (2 КРУЭ на напряжение 500 кВ, КРУЭ на напряжение 330 кВ, 2 КРУЭ на напряжение 220 кВ и 2 КРУЭ на напряжение 110 кВ) нет необходимости использования непосредственно в КРУЭ нелинейных ограничителей перенапряжений для ограничения грозовых перенапряжений. Возможность использования ОПН для ограничения высокочастотных перенапряжений должна быть проанализирована особо, поскольку возникающие при этом колебания характеризуются амплитудами практически не превышающими  $2U_n$ , что в совокупности с высокими частотами снижает эффективность работы ОПН.

Кроме того практически во всех рассмотренных подстанциях показатели надежности грозозащиты для силовых трансформаторов и автотрансформаторов также превышают регламентируемые показатели как минимум на порядок.

## Показатели надежности грозозащиты высоковольтного оборудования

$U_n$ , кВ	35	110	150	220	330	500	750	1150
$T$ , годы	200-300	300-400	340-480	400-600	600-800	800-1000	1000-1200	1200-1500

Рассмотрим соответствующие показатели на примере подстанции 330 кВ «Южная», принципиальная схема которой приведена на рис.1. Следует отметить, что данная схема с большим количеством входящих воздушных и кабельных линий и большим числом защитных аппаратов в принципе является достаточно хорошо защищенной от набегающих грозовых волн. Оценки по предельно допустимым напряжениям (950 кВ для автотрансформаторов и 1050 кВ для КРУЭ и для трансформаторов напряжения) показывают успешную защищенность как для подстанции, выполненной в виде ОРУ, так и для подстанции, выполненной с использованием КРУЭ. На рис.2 приведены показатели  $T$  (лет) для АТ-3 и ТН1 обоих вариантов анализируемой подстанции.

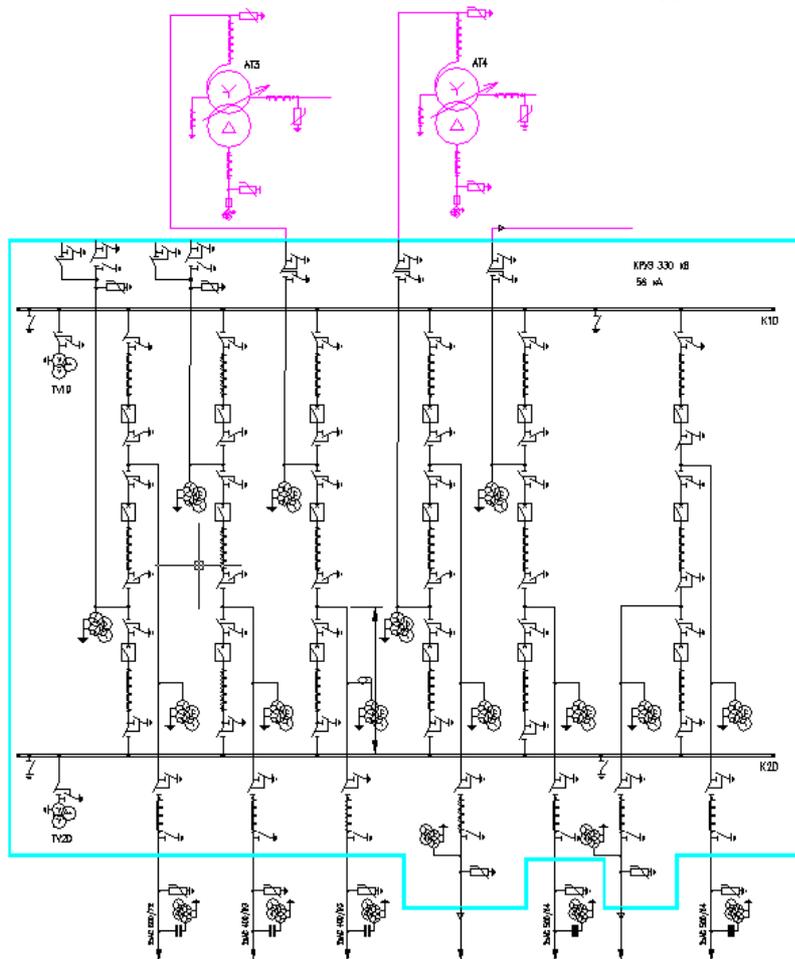


Рис.1. Принципиальная схема подстанции 330 кВ с КРУЭ

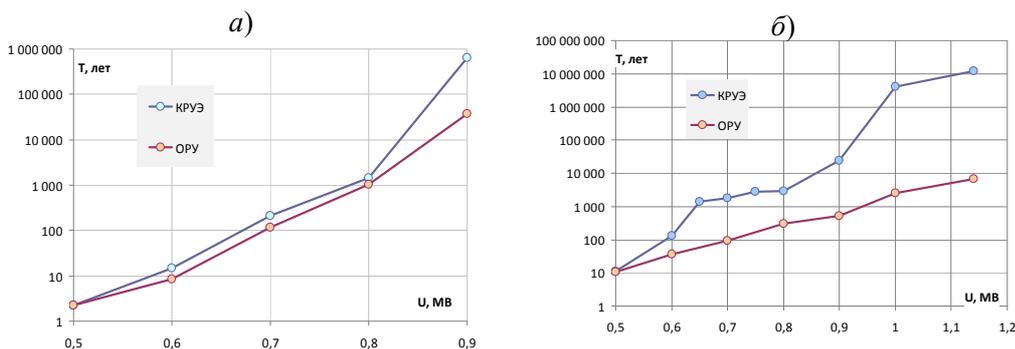


Рис.2. Показатели  $T$  (лет) для АТ-3 (а) и ТН-1 (б) КРУЭ и ОРУ в зависимости от уровня перенапряжений

Из графиков видно, что практически во всех случаях показатели надежности грозозащиты автотрансформаторов в 1,5-2 раза лучше для КРУЭ, нежели для ОРУ. Прежде всего, это объясняется более низким волновым сопротивлением ошиновки КРУЭ и меньшими расстояниями от защитных аппаратов до защищаемых объектов. Абсолютная величина амплитуды перенапряжений на автотрансформаторах не превышает 0,9 МВ, что на 5 % ниже предельно допустимой величины. Перенапряжения, частота появления которых соответствует рекомендуемой в РД, составляют примерно 0,75 МВ, что на 20-25 % ниже предельно допустимого значения.

Аналогичные результаты получены для трансформаторов напряжения. Если для автотрансформатора опасные волны могут приходиться с любой из ВЛ, то для трансформаторов напряжения опасны воздействия только с ближайших линий. Доля тока в ограничителях перенапряжений, расположенных на входах соседних ВЛ, составляет не более 1/5 от тока в ОПН на входе ВЛ, пораженной молнией. Причем, в этих расчетах были учтены все защитные аппараты, как размещенные на входах входящих линий, так и у автотрансформаторов.

Отсюда естественно возникает предположение о возможности снижения допустимых импульсных напряжений для автотрансформаторов, аналогично тому, как это было выполнено для блочных трансформаторов гидроэлектростанций.

Таким образом, во всех проанализированных подстанциях имеется значительный запас с точки зрения ограничения грозовых перенапряжений. Однако в схемах с КРУЭ имеются некоторые процессы, которые могут представлять опасность. Так в КРУЭ 500 кВ, выполненном по схеме четырехугольника, при достаточной защищенности самого КРУЭ и автотрансформаторов от грозовых перенапряжений продолжительность токов через ОПН существенно выше длительности испытательных токов (8/20 мкс).

На рис.3 показаны токи через ОПН, размещенный на входе ВЛ на подстанцию, при варьировании амплитуды импульса тока молнии. Из графиков видно, что рассматриваемая подстанция представляет собой схему, в которой длительное время развиваются слабо затухающие колебания. Крутизны нарастания токов через ОПН также превышают крутизну испытательного импульса тока.

Представленные графики являются результатом прорыва молнии мимо тросовой защиты непосредственно на фазный провод. Особенностью схем с КРУЭ и ОПН на входе подстанции является снижение напряжения на гирляндах опор близких к входу ВЛ на подстанцию при прорывах молнии. Это вызвано появлением большой отраженной волны напряжения противоположного знака. Так в демонстрируемом примере падающая волна срезается только при превышении амплитудой тока молнии величины 80 кА. Благодаря срезу длительность тока через ОПН резко снижается.

На рис.4 представлена зависимость тока молнии, при котором может произойти перекрытие линейной изоляции ближайшей к входу подстанции опоры при прорывах молнии мимо тросовой защиты, от удаленности от входа подстанции. Расчеты выполнены для подстанции с КРУЭ 500 кВ, где между КРУЭ и ВЛ находится кабельная вставка. К подстанции приходят 4 ВЛ, КРУЭ через ГИЛ присоединяется к четырем автотрансформаторам. Как на входах ВЛ, так и у автотрансформаторов размещены ОПН. Расчеты выполнены для тока молнии с фронтом 1 мкс и длительностью 70 мкс.

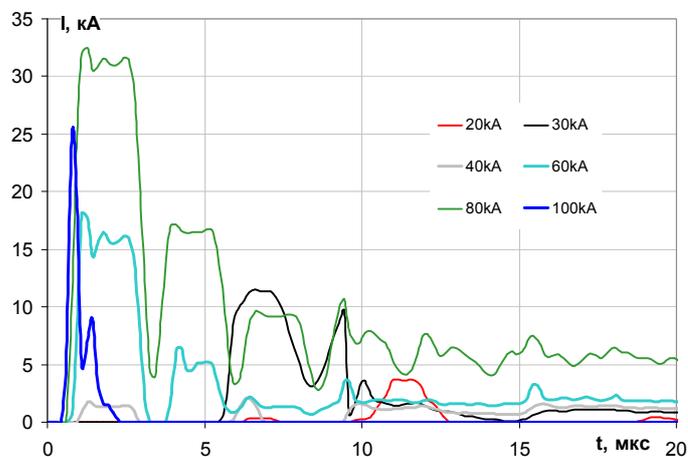


Рис.3. Токи через ОПН у ВЛ подстанции с КРУЭ 500 кВ, выполненной по схеме четырехугольник, при варьировании амплитуды тока молнии (фронт – 1 мкс)

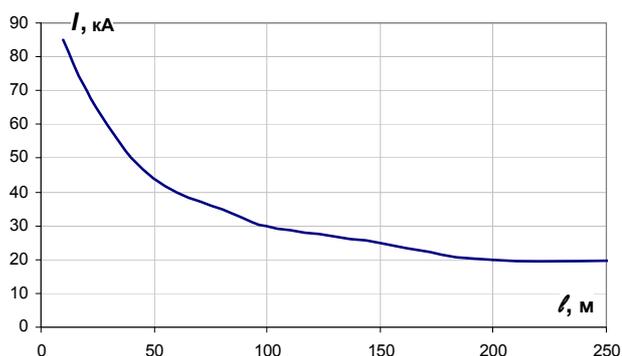


Рис.4. Зависимость амплитуды тока молнии, при которой происходит перекрытие линейной изоляции, от расстояния от входа подстанции

В ОРУ также имеет место повышение тока молнии при прорывах, при котором возможно перекрытие линейной изоляции первой опоры, что приводит к повышению опасности ближайших к подстанции прорывов молний. Однако там это проявляется не так сильно. В схемах с КРУЭ практически даже для класса напряжения 110 кВ используются ОПН на входах ВЛ, а волновые сопротивления кабельных вставок на порядок меньше волновых сопротивлений воздушных линий.

В рассматриваемом случае отражение от подстанции прекращает свое влияние только при удалении на 200 м от входа. Соответственно токи молнии, протекающие через ОПН в этой ситуации, будут иметь длительность, определяемую параметрами исходного импульса тока молнии.

Уже в стандартных ОРУ с использованием в качестве защитных аппаратов нелинейных ограничителей перенапряжений отмечалось, что в ряде случаев при грозовых воздействиях на защищаемых объектах появляются перенапряжения с большой колебательной компонентой. В подстанциях с КРУЭ, когда защитный аппарат находится на некотором удалении от защищаемого объекта, такие ситуации также имеют место. Так, например, при реконструкции подстанции 110 кВ для металлургического комбината между КРУЭ и трансформатором находился достаточно большой участок воздушной ошиновки. Подстанция имеет самую простую конфигурацию – одна приходящая ВЛ, далее конденсатор связи, ограничитель перенапряжений, кабельная вставка – 170 м, КРУЭ, кабельная линия длиной 500 м, ОПН, воздушная ошиновка – длиной 250 м и автотрансформатор. По первому варианту реконструкции дополнительно использовался вентильный разрядник, размещенный на расстоянии 50 м от автотрансформатора. На втором этапе длина воздушной ошиновки сокращена до 30 м, вентильный разрядник убран, поскольку расстояние от ОПН до трансформатора при этом составляет всего 30 м.

На рис.5 показаны напряжения на конденсаторе связи, КРУЭ и автотрансформаторе для первого и второго этапа развития. Расчеты выполнены для амплитуды тока молнии 40 кА, длина фронта 1 мкс, длина волны 70 мкс, прорыв молнии на фазный провод в непосредственной близости от входа подстанции.

В схеме, где используется только ОПН, перенапряжения на автотрансформаторе имеют довольно большую колебательную компоненту, и это несмотря на то, что расстояние до защитного аппарата уменьшилось, по сравнению с первым вариантом. Такие колебания могут иметь место в любой схеме с использованием КРУЭ и ОПН, когда расстояние между ограничителем и трансформатором увеличивается и это соединение выполнено с использованием воздушной ошиновки, в том числе и для подстанций более высоких классов напряжения, например, 500 кВ. Необходимо уточнить, насколько такая форма воздействия будет сказываться на перенапряжениях в обмотках трансформаторов, не будут ли при этом возникать резонансы и каким будет допустимое напряжение для трансформаторов.

Интегральными выводами проведенных исследований являются следующие.

1. Грозозащита подстанций 110-500 кВ с КРУЭ и отходящими кабельными линиями с изоляцией из СПЭ в целом значительно выше, чем грозозащита тех же подстанций при их традиционной схеме.

2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы имеют достаточно хорошую защиту от грозовых перенапряжений при непосредственном присоединении к ним ГИЛ или КЛ.

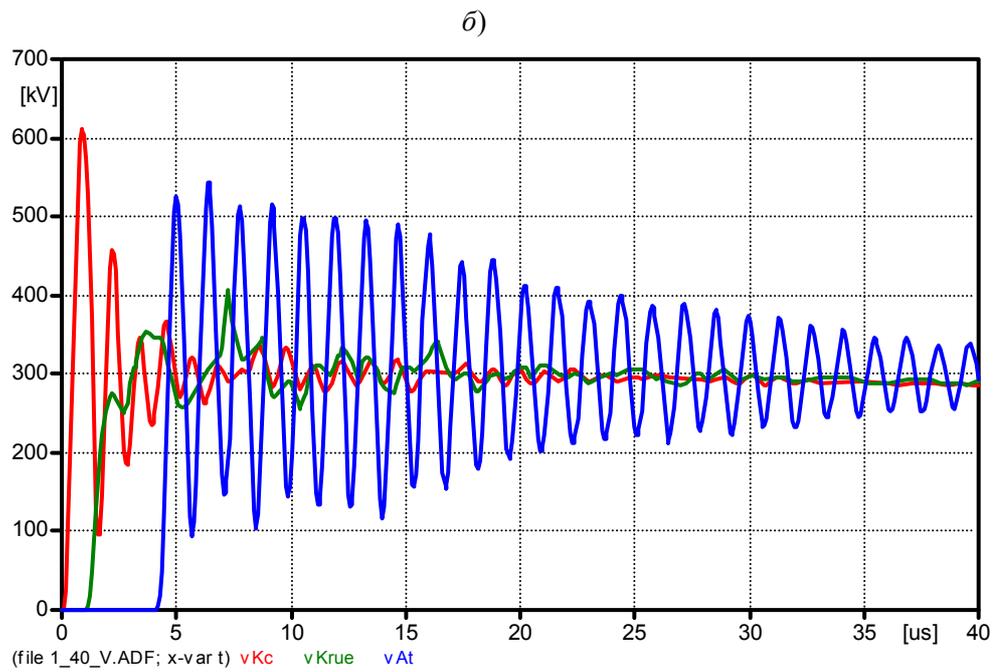
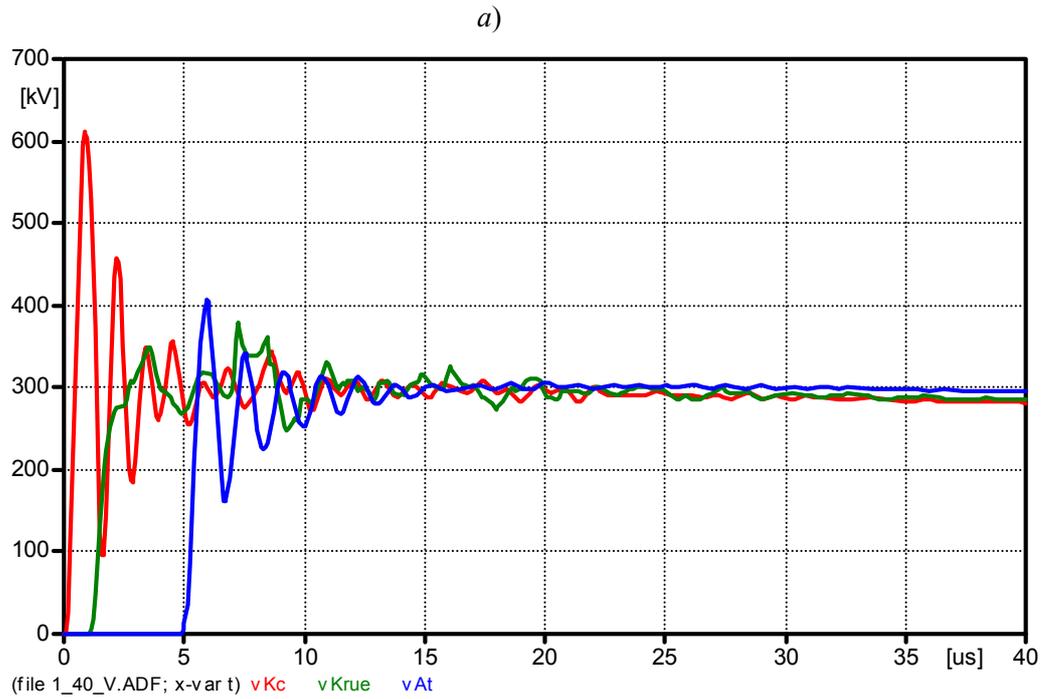


Рис.5. Напряжения на КС (—), КРУЭ (—) и АТ (—):  
а – вариант 1, б – вариант 2 схемы

3. При наличии между соединительными ГИЛ или КЛ и трансформаторами достаточно длинной воздушной ошиновки перенапряжения на последних будут превышать значения, полученные при отсутствии воздушной ошиновки, на 10% и более. В осциллограммах напряжений появляется большая высокочастотная компонента, что затрудняет использование привычных подходов к допустимым напряжениям.

4. Токи через ОПН, расположенные непосредственно на подходах ВЛ к КРУЭ, превышают токи через ОПН у трансформаторов в 2-5 раз. Соответственно номинальный грозовой (разрядный) ток через эти ОПН должен быть больше, чем для ОПН у трансформаторов.

5. Длительности токов через ОПН могут существенно превышать длительности испытательных грозовых токов для них.

6. При больших длинах кабельных вставок между ВЛ и КРУЭ отраженные от ОПН и КЛ волны напряжений, возникшие в результате прорывов молний непосредственно на фазный провод, задерживают процесс перекрытия линейной изоляции и способствуют повышению напряжения на изоляции высоковольтных аппаратов, размещенных в этом месте.

7. Необходимо уточнение вольтамперных характеристик ОПН с учетом возникновения крутых коротких импульсов напряжения на них.

8. Для защиты элементов подстанций, расположенных вне КРУЭ, нет необходимости использовать защитные аппараты непосредственно в КРУЭ.

Все приведенные выводы являются предварительными и требуют уточнений и проверок на других схемах подстанций и КРУЭ.

## **Литература**

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под научн. ред. Н.Н.Тиходева. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

### ***Сведения об авторах:***

#### **Халилов Фирудин Халилович**

профессор кафедры «Электроэнергетика и Техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (С-ПбГПУ), д.т.н. Россия, 195251, г. 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, Политехническая ул., д.29  
Тел. 8-911 – 257 3809, эл. почта: [nigumerova@mail.ru](mailto:nigumerova@mail.ru)

#### **Малочка Максим Владимирович**

инженер I категории по наладке и испытаниям, филиал ОАО "Ленэнерго" "ПрЭС" СИП, аспирант кафедры Э,ТВН СПбГПУ  
моб. тел.: 8-906-264-92, раб. тел.: 595-31-60

УДК 621.311

**И.М.Бахышев, А.В.Колычев, Ф.Х.Халилов**

### **ПОКАЗАТЕЛИ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ 500 КВ ПРИ УСТАНОВКЕ НА НЕЙ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ 500 КВ**

#### **Аннотация**

Проведен расчет показателя грозоупорности линии 500 кВ энергосистемы Кыргызстана при установке на ней нелинейных ограничителей перенапряжений 500 кВ. Показано, что применение ОПН на линии без троса уменьшает число грозовых отключений линии, при этом ОПН увеличивает защиту от грозовых перекрытий изоляции ближайших опор без ОПН.

#### **Ключевые слова:**

*линия 500 кВ, показатель грозоупорности, трос, ограничитель перенапряжений*

**I.M.Bachyshev, A.V.Kolychev, F.Ch.Chalilov**

### **THE OPPOSITE PARAMETERS TO LIGHTNING OUTAGE RATES OF 500 KV LINE WITH UTILISING LINE SURGE ARRESTERS 500 KV CLASS VOLTAGE**

#### **Abstract**

The opposite parameters to lightning outage rates of 500 kV line with using line surge arresters 500 kV class voltage in a Kyrgyzstan power systems is calculated. It is shown, that using line surge arresters of a line without the shield wire reduces outage lightning rate by lines, thus surge arresters increases protection against the risk of lightning flashover isolation of the nearest tower without surge arrester.

#### **Keywords:**

*500 kV line, opposite parameter to lightning outage rate, shield wire, surge arrester*

Снижение числа аварийных отключений высоковольтных воздушных линий (ВЛ) является важной задачей современной электроэнергетики. В последнее время в России и странах СНГ защиту ВЛ от грозовых перекрытий стали осуществлять с помощью линейных защитных аппаратов (ЛЗА). Целесообразность применения ЛЗА бесспорна, когда традиционные мероприятия не дают желаемого результата (приемлемой величины числа грозовых отключений при заданных грозовой интенсивности и длине линий). Они применяются во многих странах мира (Японии, США и др.) на линиях классов напряжения от 6 до 500 кВ. Опыт эксплуатации 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 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.

Однако, применение ЛЗА, в частности подвесных ОПН, должно осуществляться при проведении ответствующих расчетов и технико-экономического обоснования. Обладая полной информацией о характеристиках ВЛ (сопротивление заземления опор, высотная характеристика трассы ВЛ, наличие геологических разломов, поражаемости молнией опор) можно

существенно уменьшить количество применяемых ОПН, обеспечивая высокую эффективность грозозащиты. Рассмотрим этот вопрос на примере ВЛ 500 кВ республики Кыргызстан.

Число отключений ВЛ 500 кВ на бестросовом участке № 2 «Токтогульская ГЭС – ПС «Фрунзенская» из-за ударов молнии в фазные провода в среднем составляет 8,6 откл. на 100 км/год, вместо 1,1 откл. на 100 км по РД [1] или 0,15 грозовых отключений на 100 км, если бы участок имел трос по всей длине, или 0,63 откл. на 100 км – эксплуатационного показателя для ВЛ-500 кВ Кыргызстана. Поэтому, на первом этапе необходимо добиться нормализации работы участка № 2 Л509 по грозовым отключениям, привести количество грозовых отключений к показателям, требуемым РД [1].

При расстановке подвесных ОПН на участке № 2 необходимо учитывать неравномерность распределения числа грозовых отключений по участку. В табл.1 представлены значения отключений ВЛ 500 кВ при ударе молнии в провод и опоры на 100 км/год по расчетным частям участка № 2. Наибольшее количество отключений происходит на второй и третьей расчетной части. Поэтому, наибольшее количество ОПН должно быть установлено в пределах этих частей. Суммарное количество отключений на четвертой части участка не превосходит 0,288 откл. на 100 км /год. Установка ОПН на этой части участка № 2 может быть оправдана, если необходимо достигнуть эксплуатационного показателя отключений ВЛ 500 кВ – 0,63 откл. на 100 км/год.

Для линий без троса расчетными случаями являются удар молнии в провод и опору (рис.1). При ударе молнии в провод грозовая волна распространяется в две стороны от точки удара молнии. Через ОПН, установленный между фазным проводом и телом опоры, протекает импульсный ток (рис.1). Напряжение, воздействующее на линейную изоляцию опоры, в этом случае будет ограничено остающимся напряжением на ограничителе, практически не зависящим от сопротивления заземления опоры.

Таблица 1

Расчетные значения грозовых отключений для участка № 2 ВЛ 500 кВ «Токтогульская ГЭС – ПС Фрунзенская» без тросовой защиты

Номер расчетной части участка	I	II	III	IV	Участок № 2
Допустимое число откл. ВЛ по расчетным частям на 100 км/год	0,275	0,275	0,275	0,275	1,1
Расчетное число откл. ВЛ при ударе молнии в провод на 100 км/год	0,595	2,377	5,347	0,275	8,6
Расчетное число откл. ВЛ при ударе молнии в опору на 100 км/год	0,113	0,113	0,254	0,013	0,493
Расчетное число откл. ВЛ на 100 км/год	0,708	2,49	5,60	0,288	9,09
Необходимая эффективность грозозащиты ОПН участка, %	53,8	88,4	94,9	0	87,9

Амплитуда отраженной от ОПН волны, распространяющейся с обратным знаком в сторону места удара молнии, а также преломленной волны, зависят от многих факторов. Напряжение на опоре равно значению преломленной волны и

равно сумме напряжений – остающегося напряжения на ОПН и падения напряжения на сопротивлении заземления опоры и части индуктивности опоры. При увеличении сопротивления заземления опоры также увеличивается напряжение на опоре и амплитуда преломленной волны, но значение падения напряжения на ОПН, и соответственно, напряжение на изоляции, зависит только от протекающего через ОПН импульсного тока. Волновые процессы, происходящие в этом случае, могут быть описаны с помощью метода бегущих волн.

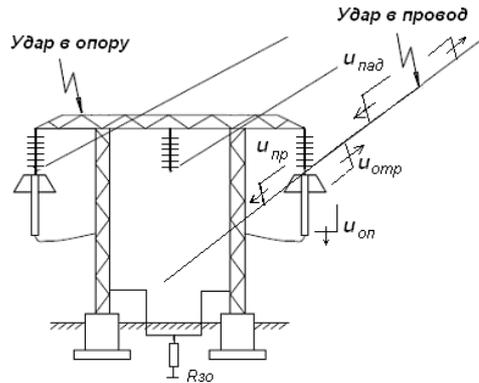


Рис.1. Расчетные случаи при ударе молнии в ВЛ без троса

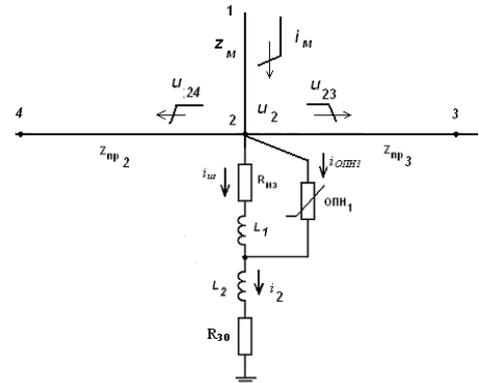


Рис.2. Однолинейная схема замещения трехфазной электропередачи с ОПН на опоре для расчета волновых процессов при ударе молнии в провод

Рассмотрим ВЛ в однолинейной схеме замещения (рис.2), в одну из фаз которой ударяет молния (например, в фазу «А»). На этом рисунке  $z_{пр}$  – волновые сопротивления провода с учетом короны.

Для напряжения и токов в точке установки ОПН воспользуемся правилом эквивалентной волны для узловой точки с нелинейным сопротивлением молнии [1].

$$u_2 + i_2 \cdot z_{\Sigma} = i_M \cdot z_{\Sigma} + \sum_{j=2}^3 \frac{2 \cdot u_{j2}}{z_j} \cdot z_{\Sigma} ,$$

где через  $z_{\Sigma}$  обозначено параллельное соединение волновых сопротивлений линий, в том числе и молнии;  $u_{j2}$  – волны напряжения приходящие к узлу 2;  $i_2$  – ток, стекающий в землю.

Так как набегающие волны по линиям 2 и 3 отсутствуют, то  $i_M = i_2$ . Напряжение в узле 2 (на опоре) состоит из суммы напряжений:

$$u_2 = u_{опн} + u_{L2} + u_{Rзз} .$$

Форма падающей грозовой волны  $u_{12}$  и ее амплитуда определяется формой и амплитудой тока молнии. При равенстве волновых сопротивлений

$$z_{пр2} = z_{пр3} = z_{пр} \text{ падающая волна равняется } u_{12} = \frac{i_M}{2} \cdot z_{пр} .$$

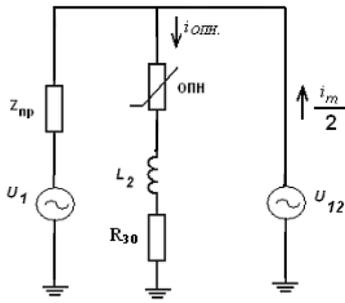


Рис.3. Схема для расчета импульсных токов через ОПН и напряжений при ударе молнии в провод и установке одного ОПН на опоре:

$R_{30}$  – сопротивление заземления опоры;  $L_2$  – индуктивность нижней части опоры, относительно точки подсоединения ОПН;  $Z_{np}$  – волновое сопротивление провода.  $U_1$  – рабочее фазное напряжение провода I

молнией проводом, протекают незначительные импульсные токи. Фактически, при ударе молнии в провод работает только один ОПН, соединенный с пораженной молнией фазой.

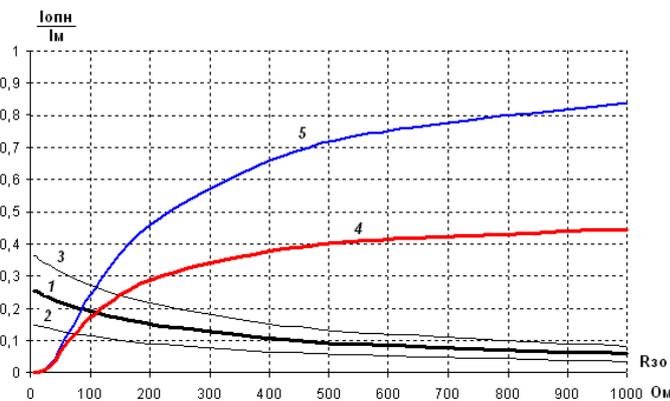


Рис.4. Зависимость тока через ОПН1 от сопротивления заземления опоры при амплитуде тока молнии  $I_m = 14,96$  кА. Кривые 1, 2 и 3 при ударе молнии в провод; 4, 5 – при ударе в опору:

1 – при  $U_1 = 0$  кВ; 2 – при  $U_1 = -428$  кВ (напряжение провода совпадает по полярности с импульсом тока молнии); 3 – при  $U_1 = +428$  кВ; 4- при установке на опоре двух ОПН; 5 – при установке на опоре одного ОПН

Эквивалентная схема замещения для расчетов токов и напряжений при установке одного ОПН на опоре представлена на рис.3. Аналогичные схемы можно построить при использовании двух и более ОПН на опоре.

Исследования распределения токов, протекающих через ОПН при ударе молнии в провод и опору в зависимости от сопротивления заземления опоры, представлены на рис.4, где показаны значения тока, протекающего через ОПН1 отнесенные к среднестатистическому току молнии для высокогорной местности  $I_m = 14,96$  кА, при ударе молнии в провод и опору.

Как видно из рис.4, при малых сопротивлениях заземления опоры наибольшие токи через ОПН протекают при ударе молнии в провод. Их величина не превышает 40% процентов от амплитуды тока молнии в месте ее удара в провод, а среднее значение при напряжении на проводе  $U_2 = 0$  кВ составляет 25% от амплитуды. Наибольшие импульсные токи протекают через ОПН, установленный на пораженной молнией фазе. Через второй ОПН, соединенный с непораженным

При увеличении сопротивления заземления опоры наибольшие токи через ОПН протекают при ударе молнии в опору. При  $R_{30}$  менее 100 Ом импульсные токи через ОПН не превышают 30% от амплитуды тока молнии. При  $R_{30}$  свыше 200 Ом и установке ОПН на одной фазе, ток, протекающий через ОПН, возрастает до 50% от  $I_M$  и до 80% при  $R_{30}$ , равном 1000 Ом. При установке на опоре в двух фазах ограничителей, при ударе молнии в опору токи через ОПН не превышают 50% от значений  $I_M$ .

Напряжение на опоре и, соответственно преломленная и отраженная волны, зависят от величины сопротивления заземления опоры. Поэтому, на участках с высокими сопротивлениями заземления опор необходимо использовать спаренную расстановку ОПН – на соседних опорах на одних и тех же фазах.

### Расстановка ОПН на ВЛ

Если провести расстановку ОПН вдоль всей ВЛ на каждой опоре, это приведет к практически нулевому количеству грозовых отключений ВЛ. Но, с другой стороны, это обусловит достаточно высокую стоимость такой защиты. Поэтому, ответ на вопрос, нужно ли подвешивать ОПН на каждой опоре, должен быть экономически обоснован.

Рассмотрим участок ВЛ из двух опор, на одной из которых установлен ОПН. При наличии ОПН на соседней опоре, вероятность перекрытия изоляции опоры без ОПН при ударе молнии в провод ( $P_{пр.ОПН}$ ) будет меньше вероятности перекрытия изоляции в случае отсутствия защитного аппарата на ближайшей опоре.

Это следствие того, что результирующая волна перенапряжений, воздействующая на незащищенную ОПН изоляцию опоры, будет равна сумме воздействующей грозовой волны и отраженной с обратным знаком волны напряжения от ОПН. В зависимости от статистических характеристик тока молнии (амплитуды и фронта), характеристик защитного аппарата, сопротивления заземления опоры, на которой установлен ОПН, и расстояния от ОПН до опоры без ОПН, будет определяться степень снижения воздействующего грозового напряжения. В зависимости от этих факторов будет ограничена по амплитуде и длительности воздействующая на изоляцию грозовая волна после прихода отраженной от ОПН.

Рассмотрим влияние ограничителей перенапряжений на защиту изоляции ближайших опор на примере двух опор № 0 и № 1. На опоре № 1 установлен ОПН, на опоре № 0 – нет.

Допустим, что произошел удар молнии в провод вблизи незащищенной опоры № 0. Грозовая волна перенапряжений распространяется в обе стороны от места поражения молнии. Отраженная волна от ОПН через время  $t_{отр} = \frac{(2 \cdot l_{провод})}{c} = 1,76$  мкс достигнет опоры № 0. При этом, напряжение на изоляции будет ограничено максимальным значением согласно [2]:

$$U_{u.max} = U_{отн} + U_{Rзз} + \Delta t \cdot \frac{I_{M.max}}{\tau_{\phi}} \cdot \frac{Z_{пр}}{2},$$

где  $U_{онн}$  – остающееся напряжение на ОПН;  $U_{Rзз}$  – падение напряжения на сопротивлении заземления опоры;  $I_{M.max}$  – амплитуда первой компоненты тока молнии (кА);  $\tau_\phi$  – фронт первой компоненты тока молнии при его косоугольной форме (мкс);  $\Delta t = \frac{(2 \cdot l_{прот})}{c}$  – время прихода отраженной волны от ОПН.

Таким образом, напряжение на изоляции опоры без ОПН будет ограничено остающимся напряжением соседнего ограничителя, падением напряжения на сопротивлении заземления опоры с ОПН и напряжением грозовой волны до момента времени прихода отраженной волны от ОПН.

На рис.5 показаны кривые напряжений на изоляции опоры № 0 без ОПН, без учета влияния соседнего ОПН (кривая 1) и с учетом влияния соседнего ОПН (кривая 2). Расчеты проведены для нормальной изоляции при ударе в провод молнии с амплитудой, равной критическому току молнии, при котором происходит перекрытие изоляции  $I_{МК} = 14,85$  кА ( $P_{I_{сп}} = 0,506$ ) с фронтом  $\tau_\phi = 4,5$  мкс. Удар молнии происходит соответственно вблизи опоры № 0. Максимальное напряжение на изоляции составит  $U_{u.max} = 1510$  кВ, что меньше пятидесятипроцентного разрядного напряжения  $U_{50\%}^{(-)} = 1778$  кВ. Перекрытие изоляции произойдет при ударе молнии с большим значением амплитуды тока, которое может быть определено из уравнения:

$$U_{50\%}^{(-)} = A_{онн} \cdot (k_{онн} \cdot I_{M.max})^\alpha + I_{M.max} \cdot R_{зо} + \Delta t \cdot \frac{I_{M.max}}{\tau_\phi} \cdot \frac{Z_{пр}}{2}, \quad (2)$$

где  $k_{онн} = \frac{I_{онн}}{I_{M.max}}$  – коэффициент, учитывающий уменьшение тока через ОПН по отношению к току молнии;  $A_{онн}$  и  $\alpha$  – коэффициенты ВАХ ОПН.

При значениях, рассмотренных выше, перекрытие изоляции произойдет при  $I_{M.max} > 19$  кА. Соответственно, вероятность  $P_{I_{сп}} = 0,34$ . Влияние ближайшего ОПН можно определить отношением вероятностей критических токов:  $k_{опн} = P(I_{онн}) / P(I_{U50\%}) = 0,34 / 0,506 = 0,67$ . То есть, ближайший ОПН к опоре без защиты снизит число перекрытий изоляции при ударе молнии в провод на 67% при  $\tau_\phi = 4,5$  мкс.

Для оценки влияния ОПН в горной местности можно рассмотреть случай с током молнии, имеющим среднестатистическую длину фронта первой компоненты. Длина фронта первой компоненты тока молнии определяется отношением амплитуды тока к крутизне тока молнии при вероятности 0,5:

$$\tau_\phi = \frac{I_{0,5}}{A'_{0,5}} = 0,86 \text{ мкс.}$$

Рассмотрим влияние ограничителей перенапряжений, установленных на одной опоре, на защиту изоляции ближайших опор для схемы, изображенной на рис.6.

В этом случае отраженная волна от ОПН с обратным знаком от опоры № 0 будет ограничивать грозовую волну, воздействующую на незащищенную изоляцию ближайших опор № 1, № 2 с некоторой временной задержкой,

в течение которой на линейную изоляцию воздействует напряжение грозовой волны без ограничения. Время прихода отраженной волны от ОПН будет

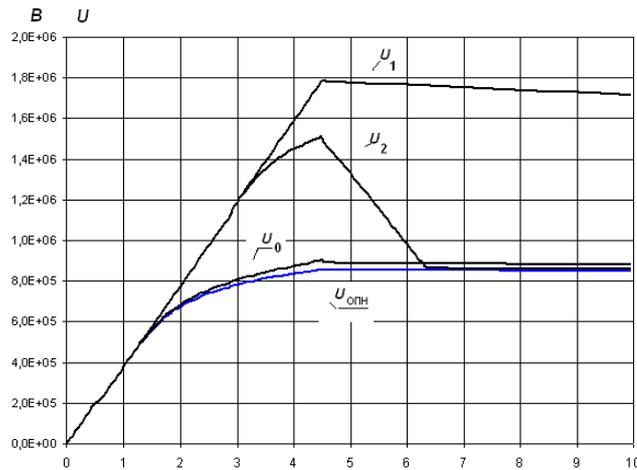


Рис. 5. Кривые напряжения на опоре без ОПН: 1 – без влияния соседнего ОПН; 2 – при влиянии ОПН. Сопротивление заземления опоры № 0 равно 10 Ом

зависеть от места удара молнии (расстояния по отношению к опоре с ОПН). Чем больше это расстояние, тем больше будет время до прихода отраженной волны от ОПН.

Ниже рассмотрены варианты места удара молнии в пролете и определение номера опоры, воздействие грозовой волны на которую наиболее опасно. Например, при ударе молнии на участке “1–1<sub>2</sub>” грозовая волна при скорости распространения 300 м/с и длине пролета

264,4 м придет к точке установки ОПН за время превышающее  $\frac{264}{2 \cdot 300} = 0,44$  мкс.

Грозовая волна, распространяющаяся к первой опоре, дойдет за время менее 0,44 мкс. Поэтому, отраженная волна от ОПН будет ограничивать грозовую волну, воздействующую на изоляцию на опоре № 1 с временной задержкой в диапазоне  $t_{\text{зад}} = \frac{(\ell_{\text{прол}} \div 2 \cdot \ell_{\text{прол}})}{300} = 0,88 \div 1,76$  мкс. В последнем случае ( $2\ell_{\text{прол}}$ ) –

при ударе молнии вблизи опоры №1. Аналогично можно определить время задержки для других точек удара молнии: “1<sub>3</sub> – 1<sub>2</sub>” – 1,76 мкс; “2<sub>2</sub>–2<sub>1</sub>” – 2,64/3,52 мкс; “2<sub>3</sub>–2<sub>2</sub>” – 3,52 мкс.

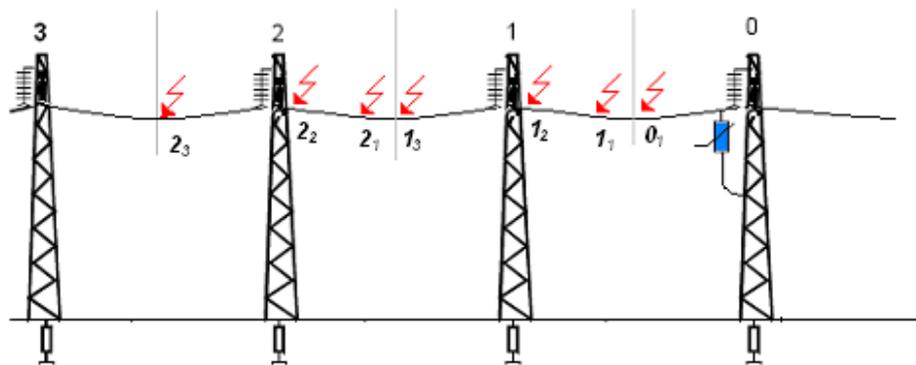


Рис.6. К расчету влияния ОПН на воздействующую волну на соседних опорах при ударе молнии в пролет

Рассмотрим влияние ОПН для нормальной изоляции проводов при ударе в провод молнии с амплитудой, равной критическому току молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:  $I_{МК} = 14,85$  кА ( $P_{I_{кр}} = 0,506$ ). Удар молнии происходит соответственно вблизи опор № 1 и № 2.

На рис.7 и рис.8 показаны кривые напряжений для схемы рис.6 – падающей грозовой волны, отраженной волны от ОПН (опора № “0”), а также результирующие волны напряжений воздействующие на изоляцию опор № “1” и № “2” незащищенных ОПН, при сопротивлении заземления опоры № 0 –  $R_{зо} = 10$  Ом (рис.7) и  $R_{зо} = 100$  Ом (рис.8).

При ударе молнии вблизи опор № 1 и № 2, грозовая волна будет распространяться в две противоположные стороны. Воздействие грозовой волны на изоляцию опоры № 0 и ОПН, установленный на этой опоре, приведет к возникновению отраженной волны (кривая 3), равной разности падающей волны и напряжения на опоре № 0:  $u_{отр} = U_{пад} - U_0$ . Отраженная волна достигнет первой опоры с максимальным временем задержки 1,76 мкс (кривая 4) и второй опоры – с временем 3,52 мкс. После прихода отраженной волны на изоляцию первой и второй опоры будет воздействовать напряжение, соответственно  $U_1$  и  $U_2$ , равное сумме падающей и отраженной от опоры с ОПН волны. Кривая “01” соответствует волне, отраженной от опоры с ОПН, с временем задержки 0,88 мкс при ударе молнии в середину пролета “0-1” (1 пролет), а кривая  $U_{10}$  – результирующее напряжение, воздействующее на изоляцию опоры № 1.

Таким образом, при наличии ОПН на ближайших опорах на изоляцию опор № 1 и № 2 будет воздействовать усеченная (срезанная) грозовая волна напряжения молнии, близкая к стандартной срезанной грозовой волне с фронтом 0,86 мкс. Время среза (резкого снижения напряжения на изоляции) зависит от удаленности опоры от опоры с ОПН. Снижение напряжения на изоляции происходит до значения преломленного напряжения на опоре № 0  $U_0$ , то есть до напряжения на опоре № 0. При наличии дополнительного ОПН через опору, например, на опоре № 2, воздействующее напряжение на изоляцию первой опоры будет уменьшено только после времени среза (кривая  $U_{11}$ , рис.7).

Импульсная прочность изоляции на срезанном импульсе больше, чем  $U_{50\%}$  – 50% разрядное напряжение полной грозовой волны, и будет определяться по ВСХ гирлянды при соответствующих предразрядных временах. Поэтому, чтобы произошло перекрытие изоляции при наличии ОПН на соседней опоре, должна воздействовать грозовая волна с большей амплитудой, а это может произойти, соответственно, при ударе молнии с большей амплитудой тока.

Влияние ОПН на снижение перекрытий изоляции линии опоры в горной местности при ударе молнии в провод, будет определяться отношением вероятности критического тока молнии  $I_{U_{mn}}$ , соответствующего напряжению перекрытия изоляции при предразрядном времени, к вероятности критического тока молнии  $I_{U_{50\%}}$ , соответствующего 50%-му разрядному напряжению перекрытия изоляции  $k_{ОПН} = P(I_{U_{mn}}) / P(I_{U_{50\%}})$ .

Необходимо отметить, что для равнинной местности со среднестатистическим значением фронта импульса тока молнии – 4,5 мкс

защитное действие ближайших ОПН заключается не только в снижении времени воздействия грозовой волны, но и в ограничении ее амплитуды.

Как видно из рис.7 и 8, время задержки прихода отраженной волны от ОПН для первой опоры составляет 2,1-2,15 мкс, для второй – 3,81-3,85 мкс. При увеличении амплитуды тока молнии при ударе молнии в провод время задержки имеет тенденцию к уменьшению и не превышает значений для критического тока  $I_{МК} = 14,85$  кА.

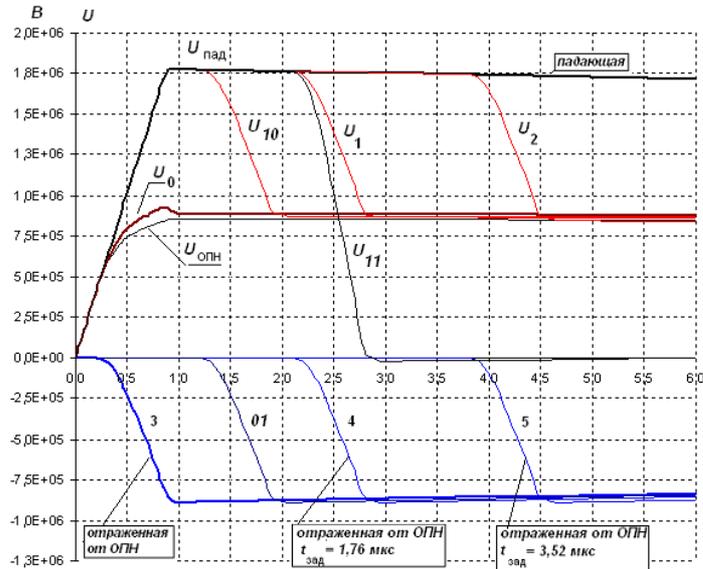


Рис.7. Кривые напряжения на опорах № 0, № 1 и № 2 для схемы расположения на рис.6, при ударах молнии вблизи опор № 1 и № 2. Сопротивление заземления опоры № 0 равно 10 Ом

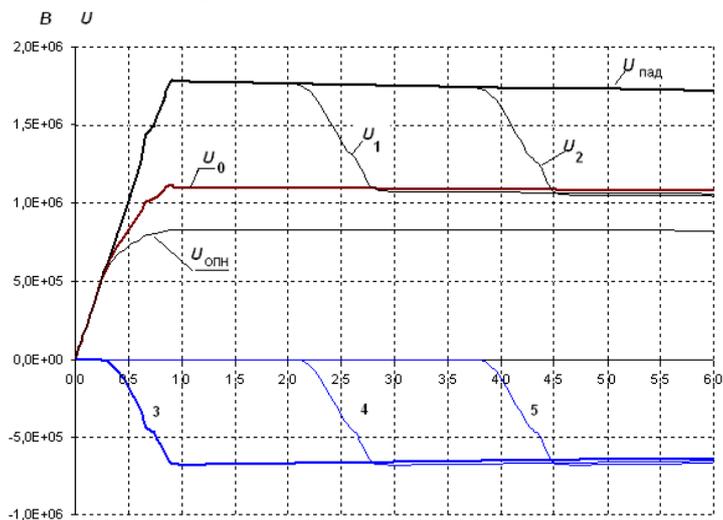


Рис.8. Кривые напряжения на опорах № 0, № 1 и № 2 для схемы расположения на рис.6, при ударах молнии вблизи опор № 1 и № 2. Сопротивление заземления опоры № 0 равно 100 Ом

В таблице 2 представлены значения вероятности критических токов молнии, соответствующие амплитудам с различными предразрядными временами и коэффициент снижения количества отключений ВЛ при наличии ОПН.

Таблица 2

Расчет влияния ОПН на защиту изоляции ближайших опор

Время задержки прихода отраженной волны от ОПН, мкс	Предразрядное время, мкс	Разрядное напряжение определяемое по ВСХ, кВ	Значение критического тока молнии, кА	$P(I_{МК})$	$k_{ОПН} = \frac{P(I_{U_{нн}})}{P(I_{U_{50\%}})}$
0,88	1,25	2551	22,56	0,214	0,423
1,76	2,15	2215	19,0	0,324	0,64
3,52	3,85	1980	16,9	0,410	0,81

Число отключений линии на участке с  $n_{\text{прол.}}$  длиной  $n_{\text{прол.}} \times \ell_{\text{прол}}$  от ударов молнии в провод с учетом установки ОПН на опорах можно определить по формулам:

$$n_{\text{у.ОПН}} = \frac{\ell_{\text{прол.}}}{L_{Б/м}} \cdot n_{\text{у.лр.}} \cdot [K_{\text{ср}} \cdot n_{\text{у.прол.ср}} + K_{\text{кр}} \cdot n_{\text{у.прол.кр}}], \quad (3)$$

$$n_{\text{у.прол.ср}} = n_{\text{прол.}} - [n_{0,\text{прол.ср}} \cdot (1 - k_{0,\text{ОПН}}) + n_{1,\text{прол.ср}} \cdot (1 - k_{1,\text{ОПН}}) + n_{2,\text{прол.ср}} \cdot (1 - k_{2,\text{ОПН}})] \quad (4)$$

$$n_{\text{у.прол.кр}} = n_{\text{прол.}} - [n_{0,\text{прол.кр}} \cdot (1 - k_{0,\text{ОПН}}) + n_{1,\text{прол.кр}} \cdot (1 - k_{1,\text{ОПН}}) + n_{2,\text{прол.кр}} \cdot (1 - k_{2,\text{ОПН}})], \quad (5)$$

где  $n_{\text{у.ОПН}}$  – число отключений линии (участка ВЛ) на 100 км/год с учетом установки ОПН;  $n_{\text{у.прол.ср}}$ ,  $n_{\text{у.прол.кр}}$  – абсолютное число уменьшения пролетов при учете влияния ОПН для средней и крайних фаз;  $n_{0,\text{прол.ср}}$ ,  $n_{0,\text{прол.кр}}$  – число пролетов, защищаемых ОПН, для средней и крайних фаз, с практически нулевой вероятностью отключений при ударе молнии в провод;  $n_{1,\text{прол.ср}}$ ,  $n_{2,\text{прол.ср}}$  – число пролетов для средней фазы, на которые влияет ОПН, установленный на соседней опоре и через опору;  $n_{1,\text{прол.кр}}$ ,  $n_{2,\text{прол.кр}}$  – число пролетов для средней фазы, на которые влияет ОПН, установленный на соседней опоре и через опору;  $k_{0,\text{ОПН}}$ ,  $k_{1,\text{ОПН}}$ ,  $k_{2,\text{ОПН}}$  – коэффициенты влияния ОПН на уменьшение количества отключений от ударов молнии в пролет, в зависимости от расстояния до ОПН – вблизи опоры с ОПН, на соседней опоре, через опору;  $\ell_{\text{прол}}$  – длина пролета, км, расчетное значение 0,264 км.

Относительная величина ( $\delta n_{\text{у.ОПН}}$ ) снижения числа перекрытий изоляции при ударе молнии в провод при установке ОПН на участке длиной  $n_{\text{прол.}} \times \ell_{\text{прол}}$  может быть определена следующим образом:

$$\begin{aligned} \delta n_{y..ОПН} &= \frac{n_{y.нр} - n_{y..ОПН}}{n_{y.нр}} \cdot 100\% = \\ &= \frac{1}{n_{прол}} (K_{ср} \cdot n_{y.прол.ср} + K_{кр} \cdot n_{y.прол.кр}) \cdot 100\% \end{aligned} \quad (6)$$

Используя формулы (3)-(6), можно определить эффективность гроззащиты при различных вариантах применения ОПН (на крайних и средних фазах, через опору, через две опоры и т.д.).

Ниже представлен пример расчета учета влияния ОПН на число отключений ВЛ при ударе молнии в провод. Рассмотрим участок линии с шестью опорами. Ограничители перенапряжений установлены в середине участка на опорах № 3 и № 4 в трех фазах на каждой опоре. Длина пролета  $\ell_{прол} = 264$  м, число расчетных пролетов составит семь ( $n_{прол} = 6 + 2 \cdot 0,5 = 7$ ). Число отключений на 100 км/год  $n_{y.нр.1}$  для шести опор без ОПН можно определить по

$$\text{следующей явной формуле: } n_{y.нр.1} = \frac{\ell_{прол} \cdot n_{прол}}{L_{Б/тр}} \cdot n_{y.нр} = \frac{0,2644 \cdot 6}{15,6} \cdot 8,6 = 0,875 \text{ откл.}$$

на 100 км/год, где  $n_{y.нр}$  – удельное число отключений участка № 2 от ударов молнии в провод на 100 км/год.

Число пролетов, защищаемых ОПН с практически нулевой вероятностью, составит 2 пролета, как для крайних, так и для средних фаз. Число пролетов, на которые влияет ОПН, установленный на соседней опоре – 2, и 2 пролета – для ОПН через опору.

Абсолютное число уменьшения пролетов при учете влияния ОПН для средней и крайних фаз:

$$n_{y.прол.ср} = n_{y.прол.кр} = 6 - [2 \cdot (1 - 0,05) + 2 \cdot (1 - 0,64) + 2 \cdot (1 - 0,81)] = 3,0;$$

Число отключений линии на 100 км/год с учетом установки ОПН:

$$\begin{aligned} n_{y..ОПН} &= \frac{\ell_{прол}}{L_{Б/тр}} \cdot n_{y.нр} \cdot [K_{ср} \cdot n_{y.прол.ср} + K_{кр} \cdot n_{y.прол.кр}] = \\ &= \frac{0,2644}{15,6} \cdot 8,6 \cdot (0,116 \cdot 3,0 + 0,884 \cdot 3,0) = 0,437 \end{aligned}$$

где  $K_{ср} = 0,116$  – процентное количество ударов в среднюю фазу;  $K_{кр} = 0,884$  – процентное количество ударов в крайние фазы.

Относительная величина  $\delta n_{y..ОПН}$  снижения числа перекрытий изоляции при ударе молнии в провод вычисляется для участка из шести опор:

$$\delta n_{y.1.ОПН} = \frac{n_{y.1.нр} - n_{y..ОПН}}{n_{y.1.нр}} \cdot 100\% = \frac{0,875 - 0,437}{1,02} \cdot 100\% = 50\% .$$

Таким образом, установка ОПН в трех фазах на двух опорах на участке с шестью опорами приводит к снижению числа перекрытий изоляции при ударах молнии в провод на 50%.

В таблице 3 представлены результаты расчетов эффективности применения ОПН, их количества при расстановке на расчетных частях участка

№ 2. Применение 54 фаз ОПН снизит число грозových отключений участка № 2 на 88% и составит 1,06 откл. на 100 км/год.

Таблица 3

Расчетные значения грозových отключений для участка № 2 ВЛ 500 кВ «Токтогульская ГЭС – ПС Фрунзенская» без тросовой защиты с применением ОПН

Номер части участка	I	II	III	IV	Участок № 2
Допустимое число откл. ВЛ по расчетным частям на 100 км/год	0,275	0,275	0,275	0,275	1,1
Число опор на участке	6	10	12	32	60
Число ОПН на участке	6	20	28	-	54
Расчетное число откл. ВЛ без ОПН на 100 км/год	0,708	2,49	5,60	0,288	9,09
Расчетное число откл. ВЛ с ОПН 100 км/год	0,294	0,276	0,219	0,274	1,06
Эффективность грозозащиты с ОПН участка, %	60	88,4	95,9	5	88,26

### Литература

1. Руководящие указания по защите сетей 6-500 кВ от грозových и внутренних перенапряжений, Бишкек, Кыргызэнергохолдинг, 1997.
2. Костенко М.В. Обобщенное правило эквивалентной волны для многопроводных линий. Электричество, 1985 г., № 12, с. 16-21.
3. Правило эквивалентной волны для узловой точки с нелинейным сопротивлением молнии. М.В.Костенко, Известия академии наук СССР. Энергетика и транспорт. М.: Энергоатомиздат 1989 г.
4. Александров Г.Н. Молния и молниезащита. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. 280 с.

### Сведения об авторах

#### Бахышев Икрам Мамедович

начальник Центральной Службы Изоляции, Защиты от Перенапряжений и Испытаний электрооборудования, ОАО "Национальная Электрическая Сеть Кыргызстана", инженер Кыргызская Республика, 720070, г. Бишкек, проспект Жибек Жолу, д.326  
эл. почта: [bahishev@mail.ru](mailto:bahishev@mail.ru)

#### Колычев Александр Валерьевич

доцент кафедры «Электроэнергетика и Техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (С-ПбГПУ), к.т.н. Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29  
эл. почта: [kolychev@positron.spb.ru](mailto:kolychev@positron.spb.ru)

#### Халилов Фирудин Халилович

профессор кафедры «Электроэнергетика и Техника высоких напряжений» Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (С-ПбГПУ), д.т.н. Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29

# ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

---

УДК 621.311

**Б.В.Ефимов, А.С.Карпов, Ю.М.Невретдинов**

## **АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ КОМПОНЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ В СРЕДЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ\***

### **Аннотация**

Показаны результаты интерпретации решений для векторного потенциала поля диполя, для расчетов напряженности электрического поля в нижнем полупространстве. Показаны зависимости изменения характеристик поля от удаления и электропроводности грунта, а также возможности ограничения объемов вычислений по заданной погрешности.  
Ил. - 3, библиогр. - 4 назв.

### **Ключевые слова:**

*электрическое поле, электромагнитная совместимость*

**B.V.Efimov, A.S.Karpov, Y.M.Nevretdinov**

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

### **Abstract**

Shows the results of interpretation of solutions for the vector potential dipole field, to calculate the electric field in the bottom half. Shows the variation of field characteristics on the distance and the electrical conductivity of soil, as well as ways to limit the amount of calculations for a given error.

### **Keywords:**

*electric field, electromagnetic compatibility*

Для решения задач электромагнитной совместимости с высоковольтной сетью, в том числе исследований индуктивного влияния аварийных токов в воздушных ЛЭП, расположенных вблизи подземных коммуникаций, необходимо определение параметров электромагнитного поля, созданного аварийным током в воздушной линии. Расчет распределения продольной Э.Д.С. в среде расположения подземных коммуникаций от аварийного тока в воздушной линии возможен с помощью интерпретации общего решения для поля диполя с током, получаемого в виде векторного потенциала. При этом источник электромагнитного поля представляется совокупностью диполей с током, а результирующее поле в произвольной точке пространства является суперпозицией полей этих диполей.

Рассмотрим поле диполя с током, расположенного над землей на высоте  $h$  (рис.1).

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 09-08-00276).

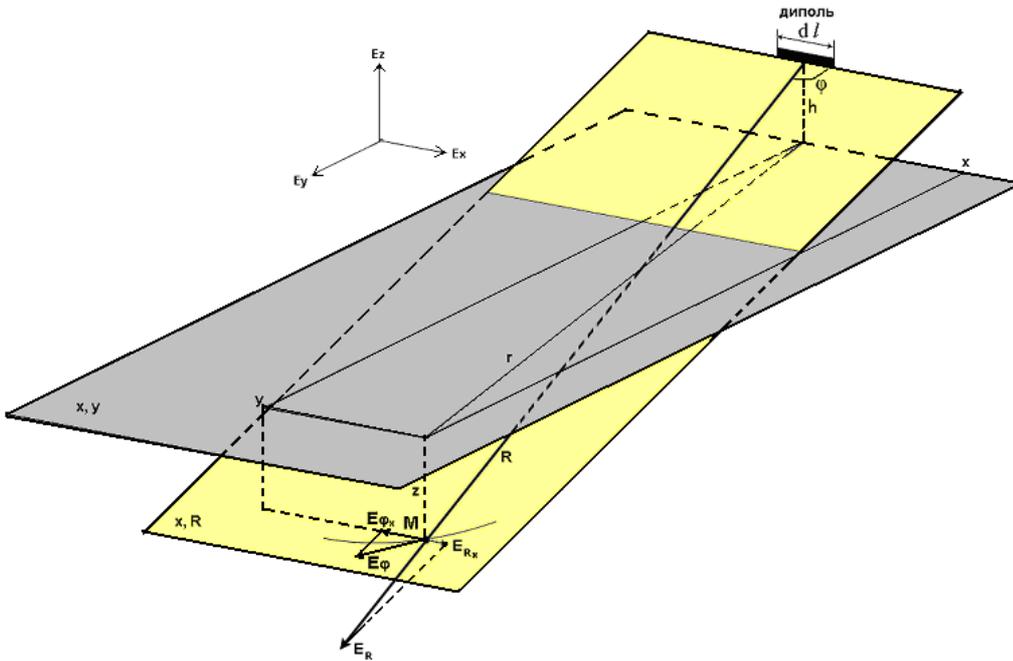


Рис.1. Компоненты электрического поля диполя в нижнем полупространстве

На рисунке показано расположение осей декартовой системы координат, диполя с током и векторов напряженности поля. Горизонтальный электрический диполь, расположен в точке  $z = h$  на оси  $z$  и ориентирован в  $x$  – направлении, причем, декартовы координаты выбраны так, что плоскость  $z = 0$  соответствует поверхности земли, а полупространство  $z > 0$  занимает верхняя непроводящая область с параметрами  $(\epsilon_0, \mu_0)$ . Здесь  $R$  – расстояние от центра диполя до расчетной точки;  $r$  – проекция  $R$  на плоскость  $x, y$ .

Нахождение составляющих напряженности электрического поля диполя для случая расположения расчетной точки в той же среде, где находится сам диполь, было рассмотрено в [1].

Согласно [2] общие выражения для векторного потенциала в однородном нижнем полупространстве имеют следующий вид при  $z < 0$ :

$$A_x = \frac{Idl}{4\pi} \int_0^{\infty} M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda \quad (1)$$

$$A_z = \frac{Idl}{4\pi} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \cdot \int_0^{\infty} \left[ B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda) \cdot z} - \left( \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z} \right] \cdot J_0(\lambda \cdot r) d\lambda \quad .$$

где  $U(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \gamma^2}$ ;  $U_0(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \gamma_0^2}$ , а  $\gamma_0^2 = -\epsilon_0 \cdot \mu_0 \cdot \omega^2$  и  $\gamma^2 = J \cdot \mu_0 \omega \sigma$  – постоянные распространения в воздухе и в грунте  $V(\lambda) = U(\lambda)$  .

В выражении (1) необходимо определить входящие в основные уравнения компоненты  $M(\lambda)$  и  $B(\lambda)$ , которые выводятся из граничных условий при  $z = 0$  и имеют следующий вид:

$$B(\lambda) = \frac{1}{\lambda^2} \left[ \frac{U_0(\lambda) \cdot (U(\lambda) + U_0(\lambda))}{U_0(\lambda) + \left(\frac{\gamma_0}{\gamma}\right)^2 \cdot V(\lambda)} \right] \cdot M(\lambda) \quad (2)$$

$$M(\lambda) = \left( \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \right) \cdot \left( 1 + \frac{U_0(\lambda) - U(\lambda)}{U_0(\lambda) + U(\lambda)} \right) \cdot e^{-U_0(\lambda)h}. \quad (3)$$

Выражения для компонент поля  $E_x$ ,  $E_y$  и  $E_z$  для нижней полусферы могут быть получены из соотношений (исходя из уравнений Максвелла с учетом условий, которым удовлетворяет векторный потенциал):

$$E_x = \frac{1}{\sigma} \left[ -\gamma^2 \cdot A_x + \frac{\partial}{\partial x} \cdot \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) \right], \quad (4)$$

$$E_y = \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\partial}{\partial y} \cdot \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right), \quad (5)$$

$$E_z = \frac{1}{j \cdot \epsilon_0 \cdot \omega} \cdot \left[ -\gamma^2 \cdot A_z + \frac{\partial}{\partial z} \cdot \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) \right]. \quad (6)$$

Однако, использовать уравнения (4-6) в представленном виде нельзя, так как значения  $A_x$ ,  $A_z$ , позволяющие исключить векторный потенциал, неизвестны. Поэтому, для нахождения компонент напряженности электрического поля как функций координат в общем случае, подставим уравнения (1-3) в уравнения (4-6).

Преобразуем выражение (1) для  $A_z$ , содержащее частную производную по  $x$ . Учтываем, что  $\left[ B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda)z} - \left( \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z} \right]$  от  $x$  не зависит,

а  $J_0(\lambda \cdot r(x))$  – непрерывная функция Бесселя [3] первого рода нулевого порядка имеет непрерывную производную и определяется как  $\frac{\partial}{\partial x} J_0(\lambda \cdot r) = -\frac{\lambda x}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x))$ . Тогда  $A_z$  можно представить в следующем виде:

$$A_z = \frac{Idl}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda)z} - \left( \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z} \right] \left[ -\frac{\lambda x}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \right] d\lambda.$$

Введем обозначения:

$$P_1(\lambda, z) = B(\lambda) \cdot e^{V(\lambda)z} - \left( \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \right) \cdot M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z} \text{ и } P_2(\lambda, z) = M(\lambda) \cdot e^{U(\lambda)z}, \quad P_1(\lambda, z)$$

и  $P_2(\lambda, z)$  учитывают характеристики среды  $\gamma$ ,  $U(\lambda)$ ,  $h$  и не зависят от  $x$  и  $y$ .

Рассчитав частные производные  $\frac{\partial A_x}{\partial x}$  и  $\frac{\partial A_z}{\partial z}$ , получим выражение для  $div A$

$$\frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} = \frac{I \cdot dl}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \left( \frac{-\lambda x}{r(x)} \right) \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda.$$

В результате проекция  $grad (div \mathbf{A})$  на ось  $x$  примет следующий вид:

$$\begin{aligned} grad_x div \mathbf{A} &= \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) = \\ &= -\frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ \frac{\lambda(y^2 - x^2)}{r(x)^3} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) + \left( \frac{\lambda x}{r(x)} \right)^2 \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) \right] \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda; \end{aligned} \quad (7)$$

Аналогично получаем:

$$\begin{aligned} grad_y div \mathbf{A} &= \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) = \\ &= \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ -\frac{\lambda^2 \cdot y \cdot x}{r(x)^2} \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) + \left( \frac{2\lambda^2 \cdot x \cdot y}{r(x)^3} \right) \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \right] \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} grad_z div \mathbf{A} &= \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \right) = \\ &= \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ -\frac{\lambda \cdot x}{r(x)} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \right] \cdot U(x) \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda \end{aligned} \quad (9)$$

С учетом выполненных преобразований (7-9) выражения для компонент напряженности электрического поля  $E_x, E_y, E_z$  имеют вид:

$$\begin{aligned} E_x &= \frac{1}{\sigma} \cdot \left[ -\gamma^2 \cdot \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty P_2(\lambda, z) \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) d\lambda \right] + \\ &+ \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \frac{-1}{\sigma} \cdot \int_0^\infty \left[ \frac{\lambda \cdot (y^2 - x^2)}{r(x)^3} \cdot J_1(\lambda \cdot r) + \left( \frac{\lambda \cdot x}{r(x)} \right)^2 \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) \right] \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda, \\ E_y &= \frac{-1}{\sigma} \cdot \left[ \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \frac{\lambda^2 \cdot x \cdot y}{r(x)^2} \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) + \frac{2\lambda^2 \cdot x \cdot y}{r(x)^3} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \right] \cdot [U \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda \\ E_z &= \frac{1}{\sigma} \cdot \left[ -\gamma^2 \cdot \frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty P_1(\lambda, z) \cdot \left( \frac{-\lambda x}{r(x)} \right) \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) d\lambda \right] + \\ &+ \left[ -\frac{I \cdot \partial l}{4\pi} \cdot \int_0^\infty \frac{\lambda x}{r(x)} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) \cdot U(\lambda) \cdot [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] d\lambda \right] \end{aligned} \quad (10)$$

Выведенные формулы действительны в предположении изотропности нижнего полупространства.

Предложенные в данной статье выражения для компонент электрического поля в среде расположения подземных коммуникаций могут быть использованы для решения задач электромагнитного влияния воздушных линий на подземные линии связи, цепи контроля и автоматики через введение интегральной характеристики. Это позволяет оценить индуктивное влияние для параллельно расположенных проводных магистралей.

Наибольший интерес представляет компонента  $E_x$  – проекция напряженности электрического поля на ось  $x$ , параллельной оси направления диполя (рис. 1), которая может быть представлена в виде суммы [4]:

$$E_x = \frac{-\gamma_0^2}{j \cdot \omega \cdot \epsilon_0} \cdot A_x - \text{grad}_x U = E_x^A + E_{x2}^U + E_{x3}^U,$$

где слагаемое  $E_x^A$  определяется производной векторного потенциала по времени или первым интегралом в выражении (10):

$$E_x^A = -\frac{\gamma^2 \cdot I \cdot dl}{4\pi \cdot \sigma} \int_0^\infty P_2(\lambda, z) \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) d\lambda,$$

а  $E_x^U = E_{x2}^U + E_{x3}^U$  – слагаемое определяется градиентом скалярного потенциала или вторым интегралом в выражении (10).

Следовательно, имеем:

$$\begin{aligned} E_{x2}^U &= \frac{-I \cdot dl}{\sigma \cdot 4\pi} \cdot \frac{x^2}{r(x)^2} \cdot \int_0^\infty [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] \cdot \lambda^2 \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) d\lambda, \\ E_{x3}^U &= \frac{-I \cdot dl}{\sigma \cdot 4\pi} \cdot \frac{y^2 - x^2}{r(x)^2} \cdot \int_0^\infty [U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)] \cdot \frac{\lambda}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) d\lambda. \end{aligned} \quad (11)$$

В подынтегральные выражения (11) входит общий множитель –  $[U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z)]$ , который можно преобразовать подставив  $M(\lambda)$  и  $B(\lambda)$  следующим образом:

$$\begin{aligned} &U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z) = \\ &= \left[ \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \left( \frac{U_0^2(\lambda) - \left(\frac{\gamma_0}{\gamma}\right)^2 \cdot U^2(\lambda)}{U_0(\lambda) + \left(\frac{\gamma_0}{\gamma}\right)^2 \cdot U(\lambda)} \right) + 1 \right] \cdot \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \cdot \frac{2U_0(\lambda_0)}{U_0(\lambda) + U(\lambda)} \cdot e^{U(\lambda) \cdot z - U_0(\lambda) \cdot h}. \end{aligned} \quad (12)$$

Для дальнейшего анализа, равенство [12] представим следующим образом:

$$\begin{aligned} U(\lambda) \cdot P_1(\lambda, z) + P_2(\lambda, z) &= [1 + \delta K(\gamma)] \cdot \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \cdot K_{\text{прел}}(\gamma) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z - U_0(\lambda) \cdot h}, \\ K_{\text{прел}}(\gamma) &= \frac{2U(\lambda)}{U_0(\lambda) + U(\lambda)}, \quad \delta K(\gamma) = \frac{U(\lambda)}{\lambda^2} \cdot \left( \frac{U_0^2(\lambda) - \left(\frac{\gamma_0}{\gamma}\right)^2 \cdot U^2(\lambda)}{U_0(\lambda) + \left(\frac{\gamma_0}{\gamma}\right)^2 \cdot U(\lambda)} \right), \end{aligned} \quad (13)$$

где отношение  $K_{\text{прел}}(\gamma)$  является коэффициентом преломления на границе раздела воздух-земля, а множитель  $\delta K(\gamma)$  можно рассматривать как поправку, учитывающую различие в условиях преломления составляющих напряженности электрического поля от векторного и скалярного потенциалов.

Множитель, стоящий перед первым интегралом (11), равен  $\frac{x^2}{r^2} = \cos^2 \varphi_r$ , где  $\varphi_r$  – угол между осью  $x$  и направлением  $r$ . Аналогично множитель  $\frac{y^2 - x^2}{r^2}$ , перед вторым интегралом (11) можно представить, как

$(\sin^2 \varphi_r - \cos^2 \varphi_r) = -\cos(2\varphi_r)$ . Остальные составляющие не зависят от  $\varphi_r$ . Поэтому рассмотренные множители определяют изменение  $E_x$  вокруг диполя в плоскости, параллельной разделу сред, при фиксированных  $r$ . В результате преобразований  $E_{x2}^U$  и  $E_{x3}^U$  с учетом выражений для  $K_{\text{перел.}}(\gamma)$  и  $\delta K(\gamma)$  (13) имеют следующий вид:

$$E_{x2}^U = \frac{-I \cdot dl \cdot \cos^2 \varphi_r}{\sigma \cdot 4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ (\delta K(\gamma) + 1) \cdot \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \cdot K_{\text{перел.}}(\gamma) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z - U_0(\lambda) \cdot h} \right] \cdot \lambda^2 \cdot J_0(\lambda \cdot r(x)) d\lambda,$$

$$E_{x3}^U = \frac{-I \cdot dl \cdot \cos(2\varphi_r)}{\sigma \cdot 4\pi} \cdot \int_0^\infty \left[ (\delta K(\gamma) + 1) \cdot \frac{\lambda}{U_0(\lambda)} \cdot K_{\text{перел.}}(\gamma) \cdot e^{U(\lambda) \cdot z - U_0(\lambda) \cdot h} \right] \cdot \frac{\lambda}{r} \cdot J_1(\lambda \cdot r(x)) d\lambda.$$

Первая из них ( $E_{x2}^U$ ) становится максимальной на оси диполя ( $\varphi=0$ ,  $\varphi=180^\circ$ ) и равна нулю в плоскости, перпендикулярной этой оси и проходящей через середину диполя ( $2\varphi=90^\circ$ ,  $2\varphi=270^\circ$ ). Вторая ( $E_{x3}^U$ ) – достигает максимальных значений, как на самой оси, так и на плоскости, нормальной к оси диполя. Она становится равной нулю при углах в  $45^\circ$  и  $135^\circ$ . Следует подчеркнуть, что в данном случае речь идет об углах в плоскости, параллельной плоскости раздела сред. Экспоненту  $e^{U(\lambda) \cdot z - U_0(\lambda) \cdot h}$  можно рассматривать как коэффициент, определяющий поле, созданное рассматриваемым горизонтальным диполем.

Для иллюстрации результатов решения уравнения  $E_x^A$  как слагаемого, определяемого производной векторного потенциала по времени и характеризующего величину напряженности электрического поля диполя, выведена зависимость, полученная в результате варьирования удаления расчетной точки от оси диполя, как в продольном, так и в поперечном направлениях (рис.2).

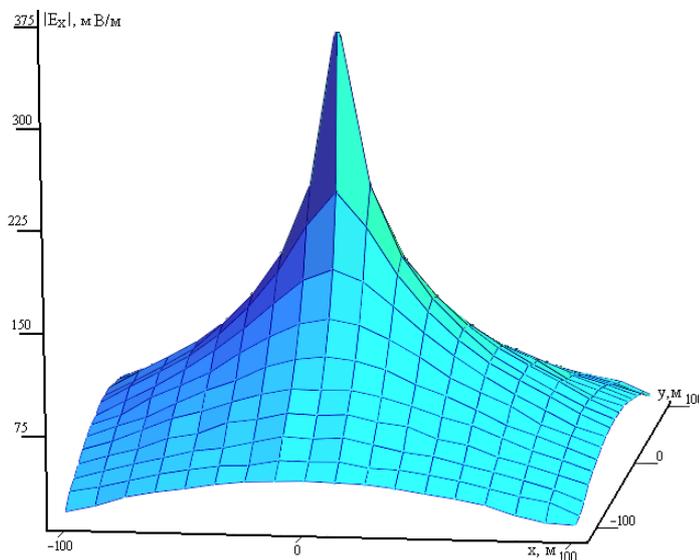


Рис.2. Пример распределения напряженности поля в нижнем полупространстве на глубине 1 м; диполь на высоте 10 м с током 1 кА частотой 50 Гц

В рассмотренном примере удаление расчетной точки по горизонтали изменяется по  $x$  и  $y$  от 100 м до 100 м. Изменение напряженности поля диполя при удалении от источника с током имеет экспоненциальный характер как по оси  $x$ , так и по оси  $y$ . В приведенном примере характер изменений компоненты  $E_x$  по  $x$  и  $y$  практически одинаков. В частности, при удалении расчетной точки от начальной координаты  $x = 0$  и  $y = 0$  на расстояние 510 м приводит к уменьшению напряженности на 250 мВ/м, что составляет около 78%. При дальнейшем удалении еще на 10 м напряженность уменьшается еще на 20 мВ/м, то есть примерно на 10%.

Характер изменения компоненты  $E_x$  дает возможность упрощения расчетов по полученным формулам при решении задач электромагнитной совместимости. Уменьшение компоненты  $E_x$  в зависимости от удаления позволяет использовать ограничение интервала интегрирования в практических расчетах результирующей напряженности поля в подземных коммуникациях.

Влияние грунтовых условий на распределение продольной компоненты напряженности поля  $E_x$  по оси  $y$  для различных значений проводимости грунта  $\sigma$  приведено на рис.3.

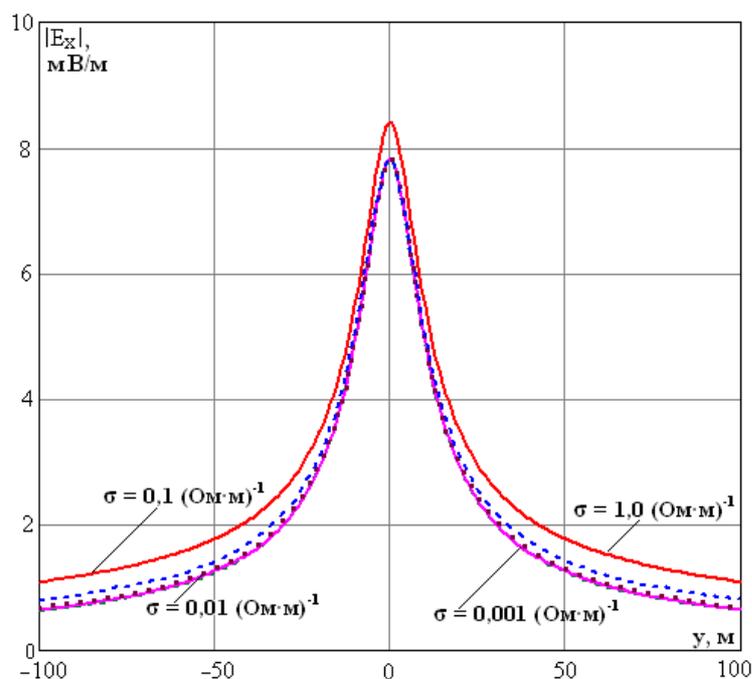


Рис.3. Распределение значений продольной компоненты напряженности электрического поля по оси  $y$  для различных значений проводимости грунта  $\sigma$

На рисунке показана напряженность, наводимая на кабель, находящийся под землей на глубине  $z = 1$  м, от диполя длиной  $dl = 1$  м, находящегося на высоте  $h = 10$  м, по которому протекает ток  $I = 1000$  А, в зависимости от перпендикулярного удаления от направления диполя, для разных значений удельной проводимости ( $\sigma$ ) на частоте  $f = 50$  Гц. Как видно, величина  $E_x$  уменьшается на порядок при удалении на 100 м.

## **Выводы**

1. Получено решение уравнений электрического поля в произвольной точке земли на основе решения для векторного потенциала поля горизонтального диполя, расположенного над поверхностью однородной земли. Аналитические выражения получены для составляющих компонент электрического поля.

2. Выполнен анализ решений для напряженности электрического поля в нижнем полупространстве.

3. Для составляющих напряженности электрического поля выведены расчетные зависимости в функции удаления расчетной точки от вертикальной оси диполя.

4. Решение уравнений электрического поля в произвольной точке земли может быть использовано в дальнейшем для исследований наведённых напряжений и токов в элементах подземной проводной коммуникации.

## **Литература**

1. Якубович М.В. Диссертация кандидата технических наук: 05.14.12 Исследование наведённых напряжений на отключённых воздушных линиях, находящихся в зоне влияния разветвлённой высоковольтной сети: дис. канд. Тех. наук: 05.14.12: Апатиты, 2007. – 135 с. – РГБ ОД, 61:07-5/3286.
2. Уэйт Дж. Р. Геоэлектромагнетизм. Под ред. М.Н.Бердичевского. – М.: Недра, 1987. – 235 с.
3. Бейтмен Г., Эрдейи А. Высшие трансцендентные функции. Том 2. Функции Бесселя, функции параболического цилиндра, ортогональные многочлены (2-е изд.). – М.: Наука, 1974.
4. Ефимов Б.В., Якубович М.В. Трёхмерное электромагнитное поле неоднородной воздушной линии электропередачи. – Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2003. – 51 с.

## **Сведения об авторах**

### **Ефимов Борис Васильевич**

Директор Центра физико-технических проблем энергетики Севера Учреждения Российской академии наук Кольского научного центра РАН; д.т.н., с.н.с., проф.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: efimov@ien.kolasc.net.ru

### **Карпов Алексей Сергеевич**

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: dal\_pap07@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: ymnevtr@mail.ru

УДК 621.311

**В.Н.Селиванов, А.Н.Данилин, В.В.Колобов, Я.А.Сахаров, М.Б.Баранник**

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕГИСТРАЦИЙ ТОКОВ В НЕЙТРАЛЯХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

### **Аннотация**

Проведен анализ результатов длительного измерения токов в нейтральных силовых трансформаторов Кольской энергосистемы, полученных с помощью системы регистрации геоиндуцированных токов. Показано, что измерение тока в нейтрали позволяет проводить сбор и анализ данных, прямо или косвенно характеризующих влияние различных внешних воздействий на работу энергосистемы и исследовать ее реакцию на эти воздействия.

### **Ключевые слова:**

*силовой трансформатор, нейтраль, измерение тока*

**V.N.Selivanov, V.V.Kolobov, A.N.Danilin, Ya.A.Sakharov, M.B.Barannik**

## **RESULTS OF LONG-TERM MONITORING OF Neutral Currents IN A POWER TRANSFORMER**

### **Abstract**

The results of long-term neutral currents monitoring in a Kola power system transformer is analyzed. It is shown that the measurement of neutral current makes it possible to carry out acquisition and analysis of data, directly or indirectly characterizing influence different external actions on the work of power system and to investigate its reaction to these actions.

### **Keywords:**

*power transformer, neutral, current measurement*

С ноября 2003 г. на ряде подстанций Кольской энергосистемы нами проводятся измерения токов в нейтральных трансформаторов и автотрансформаторов. Основная цель этих измерений – регистрация геоиндуцированных токов (ГИТ), протекающих в нейтральных в периоды геомагнитных бурь (ГМБ) [1]. Однако анализ накопленных данных показывает, что устройства регистрации ГИТ позволяют также получать информацию о таких явлениях в энергосистеме, как переходные процессы при коммутациях, грозовые перенапряжения, влияние сторонних источников и т.д.

Система регистрации ГИТ подробно описана в предыдущих работах [2, 3]. В данной статье основное внимание уделим частотным характеристикам измерительного канала.

Измеряемый ток протекает в нейтральных силовых трансформаторов и автотрансформаторов в сетях 110-330 кВ с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью. Этот ток складывается из токов нулевой последовательности, возникающих в результате несимметрии и нелинейности источников и нагрузок сети в нормальных и аварийных режимах, а также синфазных токов от сторонних источников энергии, таких как молния, геомагнитные возмущения, железнодорожные тяговые сети и др. В частотном спектре тока нейтрали могут присутствовать как постоянные (или квазипостоянные) составляющие – геоиндуцированные и тяговые токи, так и

высокочастотные компоненты коммутационных и грозовых перенапряжений в высоковольтной сети. При разработке системы регистрации ГИТ выбор первичного преобразователя определялся частотным диапазоном геомагнитных возмущений, которые представляют собой короткопериодные колебания геомагнитного поля и характеризуются квазипериодической структурой, занимая диапазон частот от тысячных долей герца до нескольких герц. Кроме того, в нейтральных трансформаторов помимо геомагнитного тока присутствует ток несимметрии, имеющий сложный гармонический состав. При больших значениях ГИТ магнитопровод трансформатора может насыщаться, что приводит к повышению уровня гармоник в нейтрали, поэтому информация об уровне гармоник является столь же полезной, как и значение ГИТ. Это означает, что полоса пропускания первичного датчика должна быть достаточной для регистрации нескольких гармоник промышленной частоты.

Для измерения токов в нейтральных трансформаторов наилучшим решением является использование токовых клещей с датчиком Холла. Эти датчики предназначены для бесконтактного измерения постоянного, переменного и импульсного токов в широком диапазоне частот и амплитуд. При проведении измерения клещи смыкаются вокруг проводника с током без разрыва цепи, обеспечивая гальваническую развязку между проводником и цепью преобразования сигнала. Датчики имеют аналоговый выход, напряжение на котором прямо пропорционально величине тока, протекающего через проводник. Для системы регистрации ГИТ мы выбрали две модели недорогих клещей-адаптеров с датчиком Холла открытого типа – АРРА 32 фирмы АРРА Technology Corporation (<http://www.appatech.com>) и АТА-2502 производства Актаком ([www.aktakom.ru](http://www.aktakom.ru)). Одним из критериев выбора был диаметр захвата, так как клещи должны охватывать плоскую шину заземления нейтрали трансформатора, ширина которой может достигать 40-50 мм. Эти модели имеют похожие характеристики, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики токовых клещей

Модель	Пределы измерений, А	Погрешность	Частотный диапазон, Гц	Коэффициент преобразования
АРРА 32	100	$\pm(2\%+2 \text{ А})$	DC, 45...400	10 мВ/А
	600			1 мВ/А
АТА-2502	200	$\pm(1,5\%+1 \text{ А})$	DC, 40...400	1 мВ/А
	1000			$\pm(2\%+5 \text{ А})$

Клещи-адаптер предназначены для работы с мультиметром, поэтому производители указывают соответствующий им частотный диапазон. Исходя из принципа работы преобразователей с датчиком Холла, можно было ожидать более широкого частотного диапазона, поэтому нами была экспериментально определена амплитудно-частотная характеристика клещей АТА-2502, приведенная на рисунке 1. Клещи АРРА 32 имеют похожую АЧХ.

Как видно из рисунка, реальный частотный диапазон клещей находится в пределах от 0 до 5000 Гц (в пределах погрешности, указанной производителем). На более высоких частотах клещи переходят в дифференцирующий режим (выходное напряжение возрастает пропорционально частоте измеряемого тока).

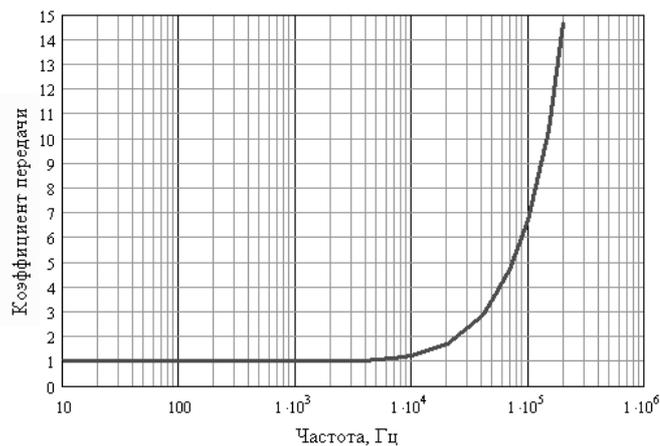


Рис.1. АЧХ токовых клещей

Аналоговый сигнал с токовых клещей после усиления поступает на интегрирующий фильтр, который “размазывает” высокочастотные составляющие и выбросы, после чего сигнал преобразуется в дискретную форму посредством 10-битного аналого-цифрового преобразователя (АЦП) с частотой дискретизации порядка 15 кГц, входящего в состав микроконтроллера. Следующий этап преобразования происходит в микроконтроллере уже в цифровом виде по заданному алгоритму. Для уменьшения объема регистрируемой информации оцифрованный сигнал подвергается преобразованию Фурье на временном интервале 0,1 с, т.е. в операции участвует порядка 1500 точек. На хранение передаются следующие составляющие полного тока: квазипостоянная составляющая (диапазон частот 0-5 Гц), несущая информацию непосредственно о ГИТ, амплитудные значения токов первой, второй и третьей гармоники сети, позволяющие оценить изменение гармонического состава полного тока в нейтрали при протекании геоиндуктированных токов значительной амплитуды.

Таким образом, частотные характеристики устройства вполне удовлетворяют поставленной задаче – регистрация геоиндуктированных токов и первых гармоник сетевого напряжения.

За годы проведения регистраций ГИТ накопилось значительное количество данных, касающихся не только ГМБ, но и иных явлений, как в высоковольтных сетях, так и в магнитосфере. В качестве примера, относящегося к магнитосферным явлениям, можно привести регистрацию пульсаций типа Pс1.

Геомагнитные пульсации Pс1 представляют собой квазисинусоидальные колебания с периодом от 0.2 до 5 с, имеющие характерную модуляцию амплитуды в виде отдельных волновых пакетов, создающих сложную картину биений. Пульсации Pс1 иногда называют “жемчужинами”, поскольку их магнитограмма напоминает нитку жемчужного ожерелья. Длительность серий Pс1 составляет от получаса до нескольких часов [4]. Амплитуда данных пульсаций не превышает десятков пТл, тем не менее система регистрации ГИТ неоднократно фиксировала возмущения, подобные приведенным на рис.2.

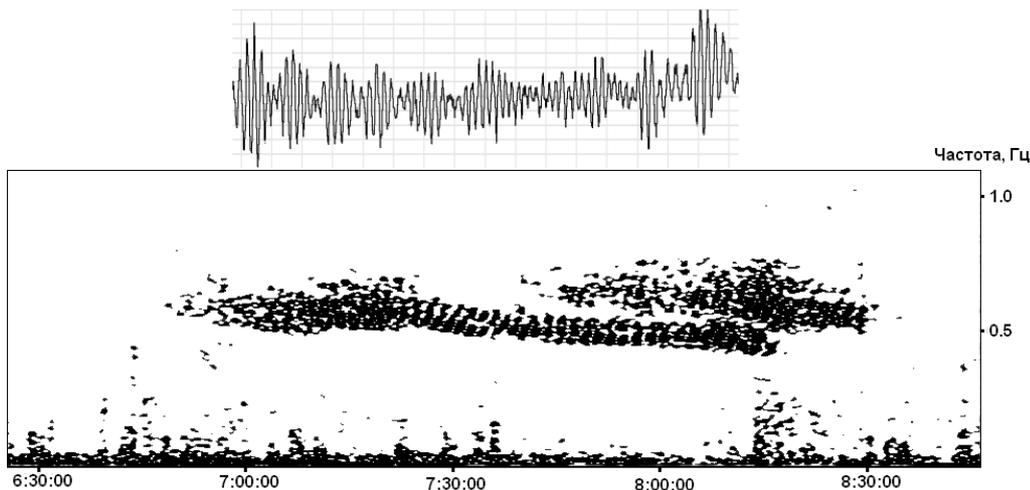


Рис.2. Пример участка осциллограммы и динамического спектра геомагнитный пульсаций Pc1 10 апреля 2010 г.

Следующий пример связан с процессами в самих электрических сетях. Установленное на одной из подстанций Кольской энергосистемы устройство регистрации ГИТ регулярно фиксирует возникновение постоянной составляющей тока в нейтрали силового трансформатора явно техногенного характера. Источник этого тока пока не выяснен, это может быть либо тяговая подстанция проходящей рядом железной дороги, либо, что наиболее вероятно, технологические установки ОАО «Апатит», питание которых осуществляется от сети 150 кВ данной подстанции. На рис.3 приведена схема питания потребителей 150 кВ от подстанции. В нормальном режиме к линии 330 кВ подключены два автотрансформатора 330/150 кВ, от каждого из которых отходит по одной ЛЭП 150 кВ. В этом режиме максимальное значение постоянной составляющей тока в нейтрали не превышает 2 А, амплитуда второй гармоники тока порядка 0,1 А, что составляет от 0,5 до 1% от амплитуды тока первой гармоники (что, кстати, превышает значения, нормируемые ГОСТ 13109-97).

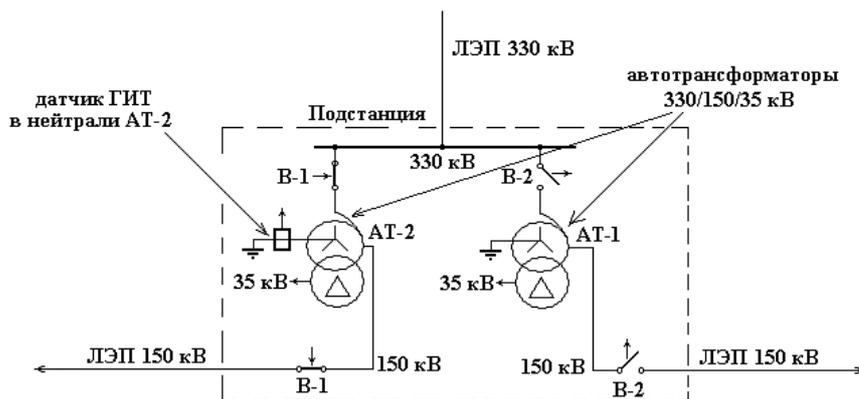


Рис.3. Схема подключения потребителей 150 кВ

Периодически один из автотрансформаторов вместе с линией 150 кВ выводится из работы для планового профилактического обслуживания. В этом режиме постоянная составляющая тока многократно увеличивается, вплоть до значения 50 А, что сопровождается значительным ростом содержания второй гармоники, что связано с намагничиванием магнитопровода автотрансформатора и смещением его рабочей точки. На рисунке 4 приведены кривые токов постоянной составляющей и второй гармоники тока в нейтрали АТ-2 в момент изменения режима работы подстанции. Процентное содержание второй гармоники в токе нейтрали, а, следовательно, и в фазных токах автотрансформатора, достигает 10%. Каждое такое воздействие длится до 10 минут с периодом повторения от 0,5 до 2 ч. При этом содержание третьей гармоники увеличивается незначительно, примерно на 20-30%, и составляет 1,5-2% от уровня первой гармоники тока нейтрали. Полученные результаты демонстрируют, чего можно ожидать в данном узле энергосистемы при воздействии на нее экстремальной геомагнитной бури, во время которой могут возникать геоиндуцированные токи со значением до 100 А. Также по полученным данным можно произвести оценочный расчет параметров магнитной системы автотрансформатора для использования их в модели воздействия ГМБ на энергосистему.

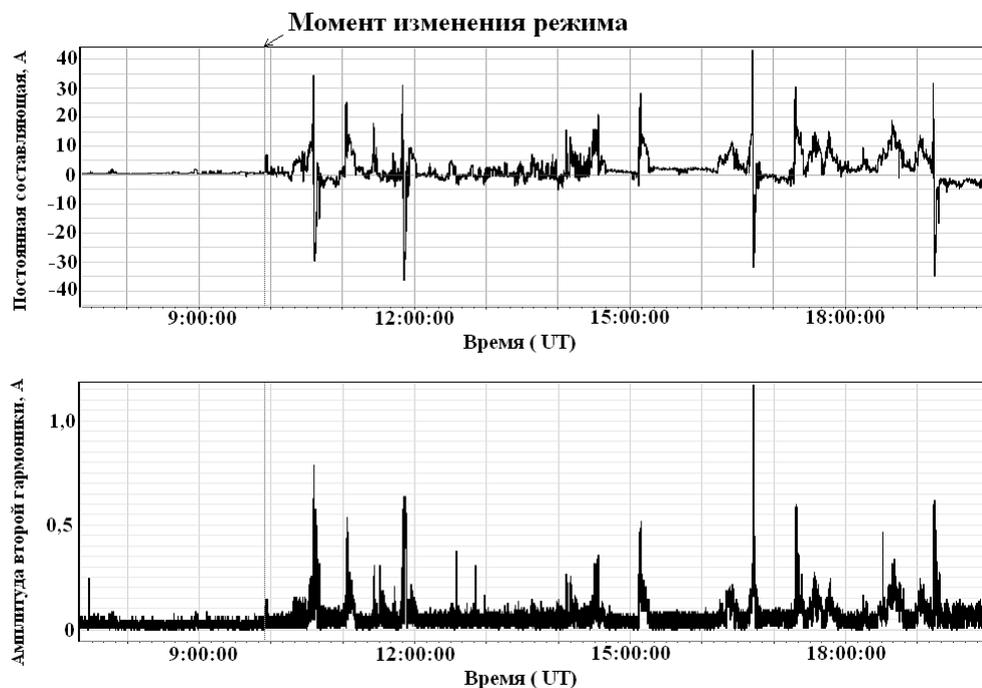


Рис.4. Кривые токов постоянной составляющей и второй гармоники тока в нейтрали автотрансформатора

Приведенные выше примеры касаются сигналов, частотный спектр которых соответствует полосе пропускания измерительной системы. Анализ накопленных данных свидетельствует о том, что система позволяет также фиксировать явления с гораздо более высокой частотой, такие, как грозовые

воздействия или коммутационные процессы в сети. Несмотря на то, что любые процессы с длительностью меньшей, чем 0,2 с, будут зафиксированы единственной точкой на кривой тока в нейтрали, факт возникновения такого события регистрируется достаточно надежно, а в некоторых случаях можно даже оценить относительную энергию явления. Этот факт обусловлен тем, что уже по мере распространения в сети, прохождения по обмоткам автотрансформатора спектр высокочастотного сигнала расширяется (рассеивается), в целом сохраняя свое энергетическое содержание. Измерительный тракт регистрирующего устройства также вносит свой вклад в “размывание” спектра. Уровень интенсивных воздействий оказывается достаточным для того, чтобы отличить их от низкочастотных составляющих. В качестве примера приведем записи, полученные во время грозового сезона 2010 г., который на Кольском п-ове отличался особой интенсивностью. Острые пики на рис.5 соответствуют воздействиям молнии, причем на осциллограмме постоянной составляющей тока нейтрали таких пиков в десятки раз больше за тот же промежуток времени, но только некоторые из них имеют отклик в токе первой гармоники. Можно предположить, что такие разные картины дают перенапряжения от далеких разрядов и от прямых или близких ударов молнии. Прямые удары молнии возбуждают в сети переходные процессы длительностью в десятки секунд, подобные показанным на рис.6.

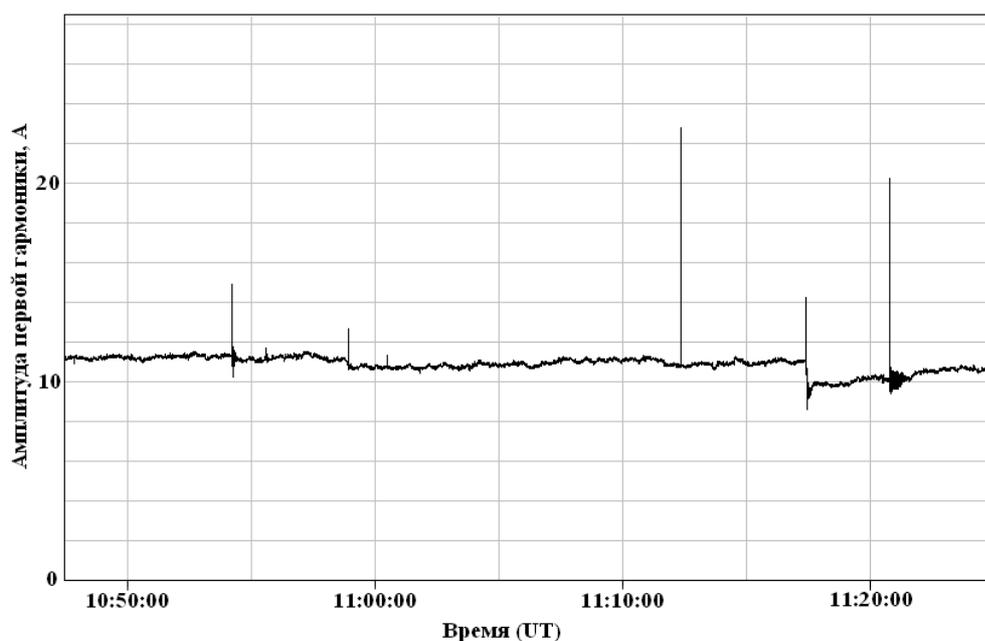


Рис.5. Кривая тока первой гармоники тока в нейтрали автотрансформатора во время грозы 27 июня 2010 г.

Можно привести еще ряд примеров различного рода воздействий как техногенного, так и природного происхождения, зарегистрированных за семь лет практически непрерывной регистрации токов в нейтралях четырех трансформаторов Кольской энергосистемы. Линии электропередачи, связанные с этими трансформаторами, являются гигантскими антенными системами,

улавливающими электромагнитные волны на большой территории. Измерение тока в нейтрали позволяет проводить сбор и анализ данных, прямо или косвенно характеризующих влияние различных внешних воздействий на работу энергосистемы и исследовать ее реакцию на эти воздействия.

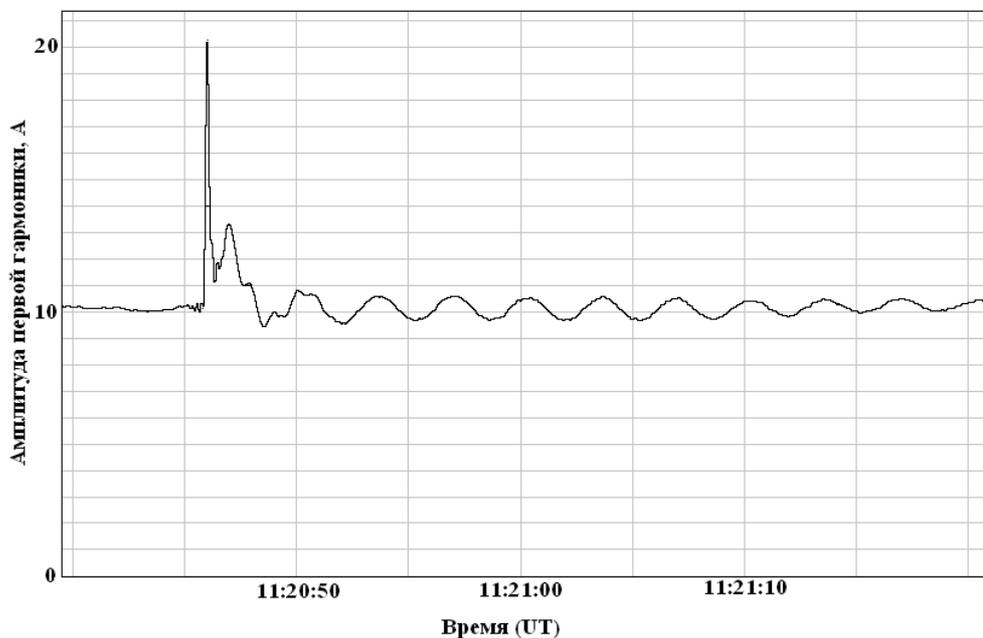


Рис.6. Переходный процесс, вызванный грозovým перенапряжением

### Литература

1. Данилин А.Н., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н. Регистрация геоиндуктированных токов в Кольской энергосистеме // Сборник докладов Десятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2008 (24-26 сентября 2008 г., Санкт-Петербург, Россия). – Санкт-Петербург: ВИТУ. – 2008.
2. Катькалов Ю.В., Колобов В.В., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н. Разработка системы регистрации геоиндуктированных токов // Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2009.
3. Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Первичные преобразователи для системы регистрации геоиндуктированных токов // Научно-технические проблемы развития энергетики Севера. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2009.
4. Клейменова Н.Г. Геомагнитные пульсации // <http://www.kosmofizika.ru/abmn/kleimenova/pulsations.htm>.

## **Сведения об авторах**

### **Селиванов Василий Николаевич**

ведущий 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

### **Данилин Аркадий Николаевич**

заведующий лабораторией 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: danilin@ien.kolasc.net.ru

### **Колобов Виталий Валентинович**

старший 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

### **Сахаров Ярослав Алексеевич**

заведующий лабораторией геофизических наблюдений Полярного геофизического института КНЦ РАН, к.ф.-м.н.  
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 26А  
эл.почта: sakharov@pgia.ru

### **Баранник Максим Борисович**

ведущий инженер 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: maxbar@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

**А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, О.В.Залесова, В.Н.Селиванов, М.В.Якубович\***

## **ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ НА ЛИНИЯХ ПОД НАВЕДЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ**

### **Аннотация**

Рассмотрены причины появления наведенных напряжений на выведенных в ремонт высоковольтных линиях. Приведены расчетные и экспериментальные данные по оценке значений наведенных напряжений, рассмотрены способы снижения уровня наведенных напряжений, уменьшающие опасность поражения персонала, выполняющего работы на отключенной линии.

### **Ключевые слова:**

*линии электропередачи, наведенное напряжение, безопасность работ*

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 09-08-00276).

A.N. Danilin, B.V. Efimov, O.V. Zalesova, V.N. Selivanov, M.V. Yakubovich

## INCREASING THE SAFETY OF WORKS ON THE OVERHEAD LINES UNDER INDUCED VOLTAGE

### Abstract

The causes of induced voltage appearance on deenergized overhead lines are discussed. Calculated and experimental values of induced voltage are presented. The techniques to decrease induced voltage values and improve safety of operating staff are considered.

### Keywords:

*overhead lines, induced voltage, safety of works*

Существующие Межотраслевые правила по охране труда (ПОТ РМ-016-2001) содержат следующие положения:

4.15.52. Из числа высоковольтных линий (ВЛ) под наведенным напряжением организациям необходимо определить измерениями линии, при отключении и заземлении которых по концам (в распределительных устройствах (РУ)) на заземленных проводах остается потенциал наведенного напряжения выше 25 В при наибольшем рабочем токе действующей ВЛ. Все виды работ на этих ВЛ, связанные с прикосновением к проводу без применения основных электрозащитных средств, должны выполняться по технологическим картам или ППР, в которых должно быть указано размещение заземлений исходя из требований обеспечения на рабочих местах потенциала наведенного напряжения не выше 25 В.

4.15.53. Если на отключенной ВЛ (цепи), находящейся под наведенным напряжением, не удастся снизить это напряжение до 25 В, необходимо работать с заземлением проводов только на одной опоре или на двух смежных. При этом заземлять ВЛ (цепь) в РУ **не допускается**. Допускается работа бригады только с опор, на которых установлены заземления, или на проводе в пролете между ними.

Опыт применения этих правил показал ряд их негативных сторон. В статье рассмотрены причины появления наведенных напряжений на отключенных ВЛ. Приведены расчетные и экспериментальные данные по оценке значений наведенных напряжений и рассмотрены способы снижения уровня наведенных напряжений, понижающие опасность поражения персонала, выполняющего работы на отключенной линии.

### Причины возникновения наведенных напряжений

Данный вопрос анализировался многими специалистами, являющимися авторами разработанных методик расчетов наведенных напряжений и разработчиками рекомендаций по снижению опасности наведенных напряжений для персонала, поэтому он будет рассмотрен кратко со ссылками на основные источники.

Возникновение наведённых напряжений обусловлено двумя механизмами, связанными с воздействием электромагнитного поля соседних ВЛ: влиянием магнитного поля, возникающего вокруг проводов действующей

линии, и влиянием электрического поля этих проводов, имеющих электрический потенциал относительно земли.

Для ВЛ переменного тока в нормальном режиме работы задачу о наведённых напряжениях можно рассматривать как квазистатическую или стационарную. В этой задаче теоретически можно выделить два крайних случая:

1) в действующей линии протекает ток, но она имеет нулевой потенциал относительно земли (линия по концам закорочена на землю);

2) в действующей линии ток не протекает, но она имеет ненулевой потенциал (на линию подано напряжение, но она изолирована от земли).

В первом случае наведённые напряжения, создаваемые на соседней отключённой линии, будут обусловлены только влиянием магнитного поля, а во втором – только влиянием электрического поля действующей линии. Назовём наведённое напряжение в первом случае магнитной составляющей, а во втором электрической составляющей.

Электрическая составляющая наведённого напряжения определяется соотношением взаимной ёмкости между отключёнными и влияющими проводами и ёмкости отключённого провода относительно земли [1, 2]. Ёмкость провода относительно земли обратно пропорциональна высоте подвеса провода. Взаимная ёмкость между двумя проводами обратно пропорциональна расстоянию между ними. Отсюда понятно, что чем ближе друг к другу расположены влияющая и отключённая линии, тем больше будет уровень электрической составляющей наведённого напряжения.

В простейшем случае влияния магнитная составляющая наведённого напряжения от работающей в нормальном режиме трёхфазной линии электропередачи (ЛЭП) обусловлена некоторой несимметрией расположения проводов влияющей линии относительно отключённого провода. Она равна продольной составляющей суммарной э.д.с. взаимоиндукции, наводимой фазными токами влияющей линии. При длине параллельного сближения, значительно превышающей его ширину, э.д.с. от каждого из проводов влияющей линии можно определить по формуле [3]

$$\dot{E}_2 = \dot{I}_1 Z_{12} k_{зд} l$$

где индексы 1 и 2 относятся к влияющему и отключённому проводам соответственно,  $I_1$  – ток во влияющем проводе,  $k_{зд}$  – коэффициент защитного действия соседних проводов,  $l$  – длина участка сближения,  $Z_{12}$  – модуль взаимного сопротивления между проводами 1 и 2 на единицу длины эквивалентного параллельного сближения с учётом влияния земли.

Эта э.д.с. прямо пропорциональна взаимному сопротивлению влияющего и отключённого проводов, которое, в свою очередь, зависит от геометрии сближения и удельного сопротивления земли. Магнитное влияние имеет большую дальность действия, чем электрическое, т.е. при ширине сближения в сотни метров и более основной вклад в наведённое напряжение даёт именно магнитная составляющая.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы. На двухцепных линиях всегда основной вклад в наведенное напряжение будет вносить электрическая составляющая. Для одноцепной линии, подверженной влиянию соседних ВЛ, соотношение электрической и магнитной составляющей

зависит от целого ряда факторов, таких как ток влияющей линии, геометрия сближения (количество и расположение влияющих линий, длина, ширина, однородность каждого из участков сближения), сопротивление грунта. В простых случаях одной влияющей линии основной обычно является магнитная составляющая наведённого напряжения.

На примере линий ОАО «Колэнерго» рассмотрены задачи по снижению наведенных напряжений.

### **Постановка задачи**

В Северных электрических сетях ОАО "Колэнерго" имеется несколько линий, на проводах которых при их отключении и заземлении в распределительных устройствах (РУ) подстанций наведенные напряжения значительно превышают 25 В, а при их изоляции в РУ – наведенные напряжения достигают нескольких киловольт. В первую очередь к таким линиям относятся двухцепная ЛЭП Л-163/164 и одноцепная ЛЭП № 226, при эксплуатации которых необходима их изоляция в РУ.

При выполнении требований по установке на изолированных линиях заземлений в местах производства работ (на опоре, с которой производится ремонт, или на двух соседних опорах при работах в пролете) возникает опасность поражения персонала наведенным напряжением в следующих случаях:

1. случайное прикосновение к проводам при установке заземлений;
2. обрыв заземляющего провода при некачественной установке заземлителя или его отсоединение в процессе работы из-за сильных ветровых нагрузок, которые в Северных сетях весьма велики;
3. нарушение контакта в механизмах и приспособлениях, используемых при выполнении работ на проводе в пролете.

В связи с этим были поставлены следующие задачи:

1. измерить значения наведенных напряжений на линиях при изоляции их от земли на РУ конечных подстанций, а также оценить распределение наведенного потенциала по длине линий;
2. измерить те же параметры при заземлении линий на РУ конечных подстанций;
3. расчетами подтвердить результаты измерений по первым двум пунктам;
4. разработать рекомендации по повышению безопасности обслуживания указанных линий при работах под наведенным напряжением.

### **Организация, методика и средства измерений наведенных напряжений на линиях и подстанциях**

Работы по измерениям наведенных напряжений на линиях Л-163/164 и Л-226, а также на ОРУ-150 кВ подстанций № 6 и ГЭС-12 выполнялись согласно утвержденным программам, где должны быть приведены:

- персонал, участвующий в производстве измерений;
- приборы, приспособления и средства защиты, применяемые при измерениях;
- методика измерений и меры безопасности при выполнении измерений.

Измерения наведенных напряжений на проводах отключенной линии выполняются приборами, присоединенными через делитель напряжения к клеммам пункта подключения. К этим же клеммам при помощи спусков подключены фазные провода линии (рис. 1).

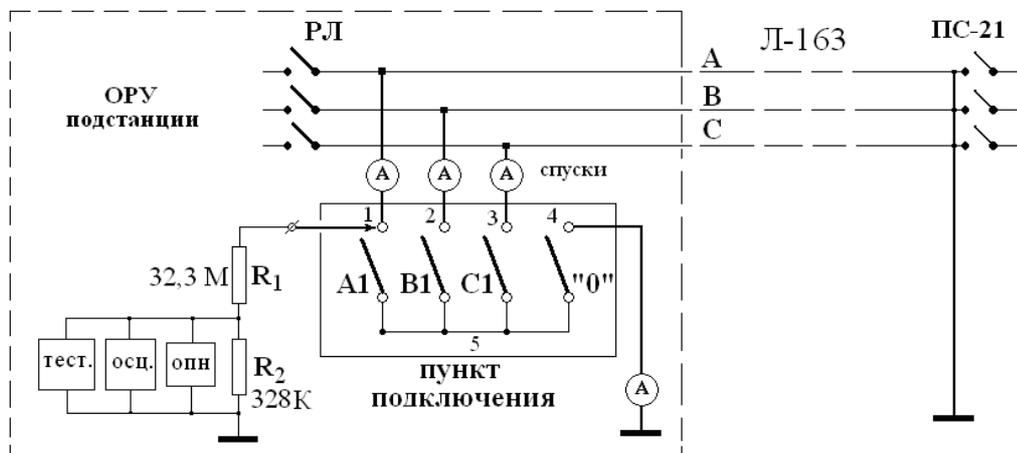


Рис.1. Схема выполнения измерений наведенных напряжений

Присоединение спусков к пункту подключения производится при заземлённых на опору проводах линии. После подключения спусков к пункту заземлители проводов снимают, и пункт считается устройством под полным наведенным напряжением. Изоляция пункта должна выдерживать максимальные наведенные напряжения, как междуфазные, так и относительно земли.

Конструкция разработанного пункта подключения выполнена так, чтобы при коммутациях четырех ножевых рубильников изолирующей оперативной штангой осуществлялась возможность всех возможных вариантов измерений, включающих в себя измерения напряжений на фазных проводах относительно земли по отдельности, при поочередном заземлении фазных проводов, при соединении этих проводов вместе. Устройство позволяет также измерить токи в заземленных проводах, вызванные наведенными напряжениями.

Измерительные приборы - осциллограф АКИП – 4113, тестер МУ – 67 и токоизмерительные клещи.

Делитель напряжения допускает выполнение измерений при трех коэффициентах деления за счет изменения сопротивления верхнего плеча делителя  $R_1$  в пределах от 3 Мом до 33 МОм. Величина  $R_2$  постоянна и включает параллельно соединенные резистор 328 кОм и входные сопротивления осциллографа и тестера, равные 10 МОм каждый. Резисторы подобраны так, чтобы коэффициенты деления составили 10 или 100. Измерительные приборы, подключаемые к делителю напряжения, защищены ОПН, установленным параллельно нижнему плечу делителя.

## Результаты измерений и расчетов наведенных напряжений на линиях, заземленных на концевых ОРУ

Результаты измерений на двухцепной ЛЭП № 163/164 (150 кВ) между подстанциями ГЭС-12 и ПС № 21. Длина линии – 117,3 км. Влияющая линия № 164 под рабочим напряжением. Приводятся результаты измерений наведенных напряжений на проводах отключенной линии № 163 относительно опор.

Первая точка измерений – опора № 223, 61,4 км от п/с № 21 – практически середина линии, вторая – на РУ подстанции ГЭС-12, при заземлении линии только на РУ ПС № 21. Результаты представлены в табл.1.

Таблица 1

Место измерений	Фазный провод			А+В+С (провода соединены)
	А	В	С	
61,4 км от п/с № 21 оп. № 223	27	40	35	27
ОРУ ГЭС-12	360	333	335	25

Результаты измерений на одноцепной ЛЭП № 226 (150 кВ). Длина ВЛ – 117,3 км. Основная влияющая линия № 401 (330 кВ) на переменном расстоянии от ВЛ № 226 (от 40 до 400 м). Результаты измерений наведенных напряжений на проводах отключенной линии № 226 относительно опор и "удаленной земли", в качестве которой используются опоры соседней линии № 401 или вбитые в землю электроды приведены в табл.2. Взаимное продольное размещение этих линий показано на рис.2.

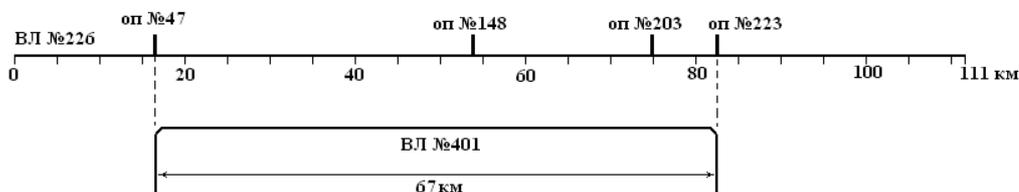


Рис.2. Взаимное продольное размещение влияющей линии (ВЛ № 401) и линии, на которой выполнены измерения наведенных напряжений (ВЛ № 226)

Таблица 2

Место измерений	Фазные провода						А+В+С провода соединены	
	А		В		С		опора	удал. земля
	опора	удал. земля	опора	удал. земля	опора	удал. земля		
Опора № 47	12,5	21,5	13,3	20,9	21,4	19,3	16,0	21,0
Опора № 148	161	164	156	158	133	136	150	153
Опора № 203	157	157	154	154	173	175	160	161

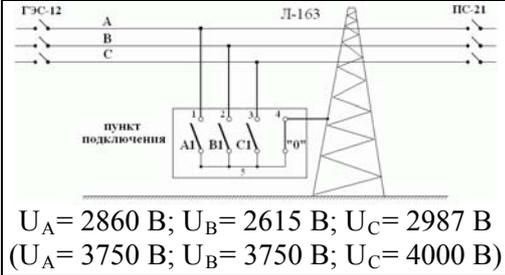
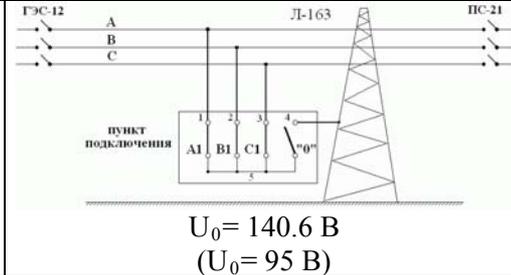
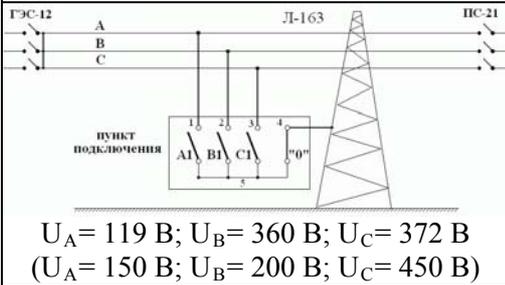
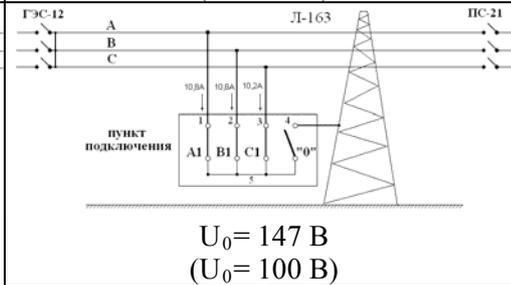
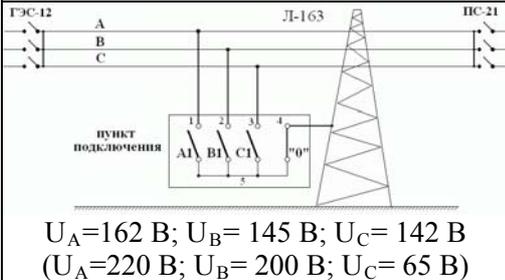
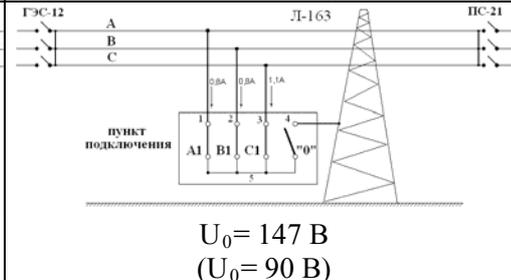
## Результаты измерений и расчетов наведенных напряжений на линиях, изолированных на конечных ОРУ

Двухцепная ЛЭП № 163/164 (150 кВ). Место измерений – опора № 223, расположенная в 61,4 км от п/с № 21 – середина линии. Измерения производятся относительно опоры. Рассмотрено несколько вариантов изоляции линии на конечных ОРУ:

- фазные провода изолированы от земли и друг от друга;
- фазные провода изолированы от земли и соединены между собой на ОРУ ГЭС-12;
- фазные провода изолированы от земли и соединены между собой на обоих ОРУ.

Схемы и результаты измерения приведены в табл.3. В скобках приведены расчетные результаты.

Таблица 3

 <p><math>U_A = 2860 \text{ В}; U_B = 2615 \text{ В}; U_C = 2987 \text{ В}</math>  <math>(U_A = 3750 \text{ В}; U_B = 3750 \text{ В}; U_C = 4000 \text{ В})</math></p>	 <p><math>U_0 = 140.6 \text{ В}</math>  <math>(U_0 = 95 \text{ В})</math></p>
 <p><math>U_A = 119 \text{ В}; U_B = 360 \text{ В}; U_C = 372 \text{ В}</math>  <math>(U_A = 150 \text{ В}; U_B = 200 \text{ В}; U_C = 450 \text{ В})</math></p>	 <p><math>U_0 = 147 \text{ В}</math>  <math>(U_0 = 100 \text{ В})</math></p>
 <p><math>U_A = 162 \text{ В}; U_B = 145 \text{ В}; U_C = 142 \text{ В}</math>  <math>(U_A = 220 \text{ В}; U_B = 200 \text{ В}; U_C = 65 \text{ В})</math></p>	 <p><math>U_0 = 147 \text{ В}</math>  <math>(U_0 = 90 \text{ В})</math></p>

Вторым местом измерений наведенных напряжений на линии № 163 было ОРУ подстанции ГЭС-12. Измерения производились относительно контура заземления подстанции. Результаты измерений приведены в табл.4. Измерения выполнены для схем:

- фазные провода изолированы от земли и друг от друга;
- фазные провода изолированы от земли и соединены между собой на ОРУ ПС-21.

Таблица 4

$U_A = 2960 \text{ В}; U_B = 2693 \text{ В}; U_C = 3050 \text{ В}$	$U_0 = 147 \text{ В}$
$U_A = 490 \text{ В}; U_B = 310 \text{ В}; U_C = 300 \text{ В}$	$U_0 = 147 \text{ В (5)}$

Одноцепная ЛЭП № 226 (150 кВ). Измерения выполнены для вариантов: фазные провода изолированы от земли и друг от друга, изолированы от земли и соединены между собой на ОРУ ГЭС-18, изолированы от земли и соединены между собой на обоих ОРУ. Результаты измерений приведены в табл.5.

Таблица 5

$U_1 = 729 \text{ В}; U_2 = 980 \text{ В}; U_3 = 825 \text{ В}$	$U_0 = U_5 = 787 \text{ В}$
$U_1 = 802 \text{ В}; U_2 = 805 \text{ В}; U_3 = 805 \text{ В}$	$U_0 = U_5 = 800 \text{ В}$
$U_1 = 815 \text{ В}; U_2 = 844 \text{ В}; U_3 = 823 \text{ В}$	$U_0 = U_5 = 808 \text{ В}$

## Сравнительный анализ полученных результатов

Как указывалось, конечной целью работы была разработка предложений по повышению безопасности работ на высоковольтных линиях под наведённым напряжением. Анализ полученных результатов измерений позволяет сделать несколько предложений по повышению безопасности работ для двух типов линий под наведённым напряжением: для линий, имеющих сильную связь по взаимному влиянию – это двухцепные линии, и одноцепных линий, располагающихся в одном коридоре на большом протяжении.

Рассмотрим первый случай: двухцепная линия № 163/164.

Из таблицы 3 следует, что соединение фазных проводов на подстанциях в РУ примерно в 20 раз снижает напряжение на фазных проводах в месте ремонта (в середине линии). Измерения на РУ ГЭС-12 показали, что высокий потенциал на изолированной линии (до 3 кВ) примерно одинаков по всей длине.

В таблице 6 приведены результаты измерений наведённых напряжений при различных способах заземления линии и ее проводов в месте производства работ (середина линии).

Поскольку правила допускают работы на линиях при уровне наведённых напряжений ниже 25 В, из табл.6 видно (кадры 3, 4), что работы на данных линиях могут вестись только на изолированной по концам линии и наложении заземлений в месте работ. При этом наведённые напряжения на проводах относительно опор составляют около 3000 В (кадр 1). При обрыве заземлителя на одной из фаз (кадр 2) напряжение на нем поднимется выше 3000 В, что можно считать смертельно опасной аварией.

Предлагается способ снижения наведённого напряжения, не противоречащий пункту 4.15.53 Межотраслевые правила по охране труда (ПОТ РМ-016-2001), указывающему, что при наведённом напряжении выше 25 В заземление ВЛ (цепи) в РУ **не допускается.**

1. Если в одном из РУ фазные провода соединить между собой (кадр 5) не заземляя их, что не противоречит приведенному правилу, наведённое напряжение при обрыве одного заземлителя снизится почти на порядок (с 3360 В до 380 В). Такое снижение резко снизит опасность смертельного поражения.

2. При соединении фазных проводов на обоих РУ наведённое напряжение в той же ситуации снизится еще на порядок (до 36 В, кадр 6). Значение этого напряжения останется таким же при обрыве даже двух заземлителей (кадр 7). Наконец, величины наведённых напряжений на проводах, незаземлённых в месте ремонта, при их соединении между собой в РУ будут снижены в 20 раз (с 3000 В до 150 В, кадр 8).

Итак, предложенное мероприятие – соединение фазных проводов между собой в обоих концевых РУ (что не противоречит правилам) – снизит опасность поражения персонала как при установке заземлителей в месте производства работ, так и при производстве самих работ при случайных обрывах или отсоединениях заземляющих проводов от опоры.

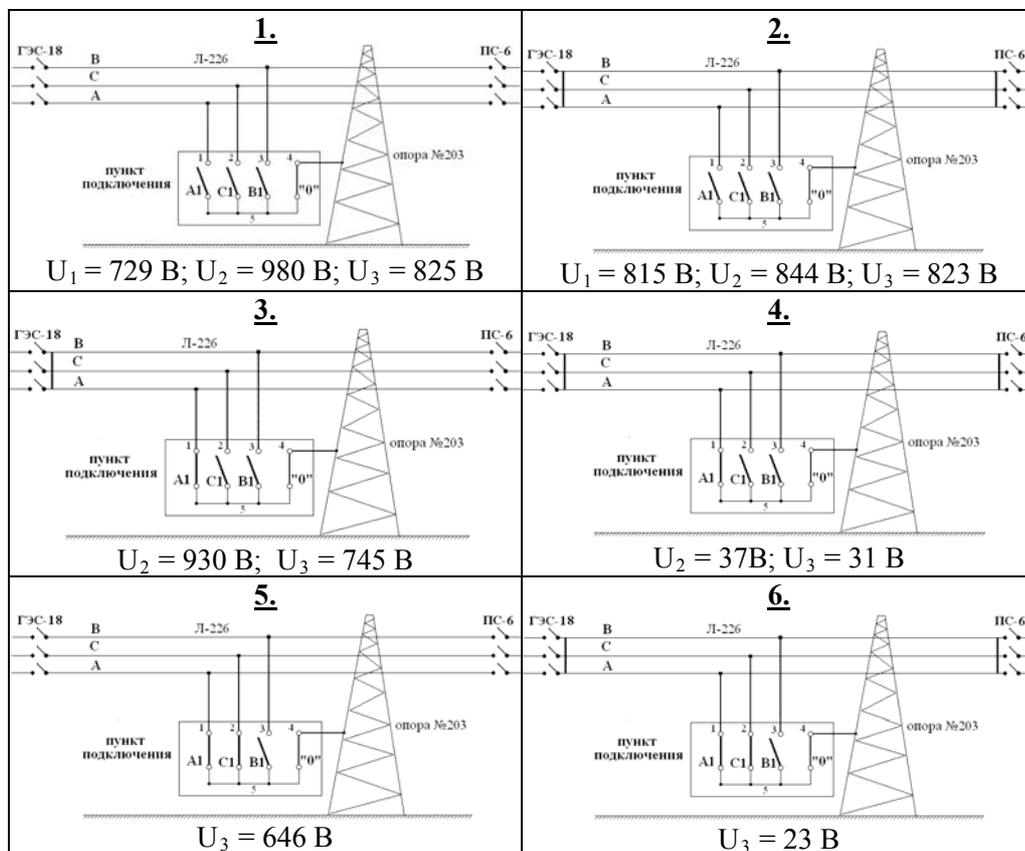
Таблица 6

<p style="text-align: center;"><b>1.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 2860 \text{ В}, U_B = 2615 \text{ В}, U_C = 2987 \text{ В}</math></p>	<p style="text-align: center;"><b>2.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 3360 \text{ В}</math></p>
<p style="text-align: center;"><b>3.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 27 \text{ В}, U_B = 40 \text{ В}, U_C = 35 \text{ В}</math></p>	<p style="text-align: center;"><b>4.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 33 \text{ В}</math></p>
<p style="text-align: center;"><b>5.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 380 \text{ В}</math></p>	<p style="text-align: center;"><b>6.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 36 \text{ В}</math></p>
<p style="text-align: center;"><b>7.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 35 \text{ В}, U_C = 36 \text{ В}</math></p>	<p style="text-align: center;"><b>8.</b></p> <p style="text-align: center;"><math>U_A = 162 \text{ В}, U_B = 145 \text{ В}, U_C = 142 \text{ В}</math></p>

Выше были рассмотрены наведенные напряжения на двухцепных линиях. Рассмотрим ситуацию с одноцепной линией на примере ЛЭП № 226. Как и в предыдущем случае, на протяжении примерно половины длины линии наведенные напряжения превышают 25 В (в максимуме достигают 180 В в середине линии) при заземлении фазных проводов в концевых РУ. Наведенные напряжения на проводах линии при отсутствии заземлений на концевых РУ составляют значения от 730 В до 980 В независимо от того, соединены в РУ фазные провода между собой или нет (таблица 8, кадры 1, 2). В этом случае опасность для персонала во время наложения заземлений на фазные провода в обоих случаях велика. Она остается такой же высокой при отсоединении одного или двух заземлителей фазных проводов в месте работы (кадры 3 и 5) в том случае, если фазные провода не соединены между собой в концевых РУ. Однако

при соединении фазных проводов между собой хотя бы в одном концевом РУ эти значения наведенных напряжений снижаются более чем в 20 раз и составляют 23-37 В (кадры 4, 6).

Таблица 7



## Выводы

Соединение между собой изолированных фазных проводов в концевых РУ при наведённых напряжениях, превышающих 25 В, значительно снижает опасность тяжелого поражения ремонтного персонала электрическим током при возникновении аварийных ситуаций, связанных с обрывами заземляющих проводов в местах проведения ремонтов на линии.

## Литература

1. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники: В 2-х т. Учебник для вузов. Том 2. – Л.: Энергоиздат. 1981. – 416 с.
2. Тураев В.А. О наведённых напряжениях на воздушных линиях // Электрические станции. 1995. № 8. – С.48-53.
3. Костенко М.В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Учебное пособие. – Л., изд. ЛПИ, 1984. – 56 с.

### **Сведения об авторах**

#### **Данилин Аркадий Николаевич**

заведующий лабораторией 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: danilin@ien.kolasc.net.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

#### **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

#### **Селиванов Василий Николаевич**

ведущий 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: selivanov@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

**О.В.Залесова, М.В.Якубович**

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ НА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЁТОМ ГАРМОНИК ТЯГОВОЙ СЕТИ\***

#### **Аннотация**

Рассмотрено воздействие тяговой сети железной дороги на переменном токе на смежные линии электропередачи с учётом спектра тока и напряжения контактной сети. Дана оценка вклада высших гармоник в наведённое напряжение при различной ширине сближения ЛЭП и железной дороги.

#### **Ключевые слова:**

*железная дорога, линия электропередачи, взаимное влияние*

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 09-08-00276).

O.V.Zalesova, M.V.Yakubovich

## MODELING OF ELECTRIC RAILWAY INFLUENCE ON TRANSMISSION LINES WITH CONSIDERATION OF TRACTION HARMONICS

### Abstract

Effect electric railway on neighbouring transmission lines allowing for traction current and voltage spectra was considered. Higher harmonics contribution to induced voltage have been evaluated for various distances between railway and transmission line.

### Keywords:

*railway, transmission lines, mutual influence*

С каждым годом грузооборот железных дорог непрерывно растет, что ведёт к повышению мощности электровозов, а также потребляемого ими тока. В связи с этим актуальным стало применение переменного тока для электрической тяги. Его способность к трансформации, позволила подводить высокое напряжение к контактному проводу и понижать его на электровозе, на котором с помощью кремниевых выпрямителей преобразовывать переменный ток в постоянный. На сегодняшний день в России электрифицирована половина всей сети железных дорог и более 22 тыс. км из них работает на переменном токе.

Характерной особенностью тяговых сетей переменного тока является создаваемое ими мощное электромагнитное поле, которое наводит ЭДС на смежных линиях различного назначения. Наибольшее магнитное влияние оказывает контактная сеть с системой электроснабжения на переменном токе напряжением 25 кВ. Влияние тяговой сети  $2 \times 25$  кВ, по оценкам исследователей, в несколько раз меньше [1].

Со стороны железнодорожной энергетики этой проблеме уделяется особое внимание. В первую очередь рассматриваются взаимные влияния друг на друга контактных сетей соседних путей многопутных участков, затем влияние тяговой сети на смежные линии низкого и среднего напряжения, линии связи и проводного вещания, цепи сигнализации, централизации и автоблокировки (СЦБ). Для таких случаев в литературе встречаются описания различных математических моделей и методов расчета электромагнитного влияния тяговых сетей [1, 2, 3, 4, 5, 6]. В них учитывается электрическое и магнитное взаимодействие проводов контактной подвески, рельсов и смежных линий. Разработанные модели и методы расчёта позволяют определить токи и напряжения во всех проводниках рассматриваемой электрической системы. В соответствии с результатами моделирования и расчётов разрабатываются мероприятия по обеспечению электробезопасности рабочих при эксплуатации и ремонте тяговых сетей переменного тока, а также обеспечению надёжной работы систем СЦБ и связи.

Тяговые сети железных дорог переменного тока оказывают влияние не только на объекты железнодорожной энергетики, но и на линии электропередачи энергосистем (ЛЭП), имеющие участки сближения с железной дорогой. К сожалению, в известных нам публикациях практически не рассматривается данная проблема, связанная с безопасностью работы персонала энергосетевых предприятий.

Однако, рассматривая вопросы внутренней ЭМС железной дороги, некоторые исследователи фактически затрагивают проблему взаимодействия электрифицированной железной дороги и ЛЭП высокого напряжения. К подобным публикациям принадлежит статья [5], посвящённая моделированию влияния контактной сети на смежные линии электропередачи, предназначенные для электроснабжения нетяговых объектов железной дороги. Авторы отмечают резкую несинусоидальность тока тяговой сети, возникающую из-за работы выпрямительных устройств электровозов, и сосредоточивают своё внимание на исследовании вклада высших гармоник в наведённое напряжение.

Авторы [5] используют для расчётов созданный ими программный комплекс Fazonord-Качество. Для исследования они выбрали модель двухпутного участка железной дороги длиной 25 км, электрифицированного на напряжении 1×25 кВ. Отключённая линия была задана той же длины и изолирована по обоим концам. Удельное сопротивление грунта принято 100 Ом·м. Ширина сближения принималась равной 20, 50, 100 м. Рассматривалось влияние тяговой сети на отключённую линию при движении пяти поездов по каждому из путей с интервалами 11 мин. Более подробного описания графика движения поездов авторы, к сожалению, не приводят.

Исследователи традиционно выделяют две составляющих наведённого напряжения: электрическую и магнитную, обусловленные воздействием электрического и магнитного полей тяговой сети, соответственно. Они справедливо отмечают, что напряжение электрического влияния снижается с ростом ширины сближения гораздо быстрее напряжения магнитного влияния.

Результаты расчётов в [5] показывают, что с увеличением ширины сближения действующее значение наведённого напряжения основной частоты уменьшается быстрее, чем действующее значение наведённого напряжения высших гармоник (3, 5 и 7-й). Авторы отмечают, что это явление обусловлено существенным вкладом электрической составляющей первой гармоники при ширине сближения 20 м. При ширине сближения 100 м величины наведённых напряжений первой гармоники и высших гармоник становятся сравнимыми (в описываемом исследовании напряжение высших гармоник в некоторые моменты даже превышало напряжение основной гармоники в несколько раз). Таким образом, с ростом ширины сближения наблюдается возрастание коэффициента несинусоидальности наведённого напряжения. По данным [5] он может порой достигать сотен процентов (при ширине сближения более 70 м).

Для исследования воздействия тяговой сети на отключённые ЛЭП нами была выбрана более простая модель, состоящая из однопутного участка железной дороги, электрифицированного на напряжении 1×25 кВ, вдоль которого проходит линия электропередачи длиной 20 км – аналог конфигурации сближения реальной ЛЭП с железной дорогой (рис.1). Спектры тока и напряжения тяговой сети, использованные в расчётах, получены в ходе экспериментальных исследований, проведённых сотрудниками нашей лаборатории в 2006-2008 гг.

Питание влияющего участка железной дороги двустороннее. Электроподвижной состав, находящийся на участке, получает энергию от двух тяговых подстанций и ток, потребляемый электровозом, поступает к нему с двух сторон, складываясь из токов  $I_{1кп}$  и  $I_{2кп}$  (рис.2). Величины  $I_{1кп}$  и  $I_{2кп}$  обратно пропорциональны расстоянию от электровоза до соответствующей тяговой

подстанции (чем ближе к тяговой подстанции находится электровоз, тем большая часть тока поступает к нему от этой подстанции) [8].

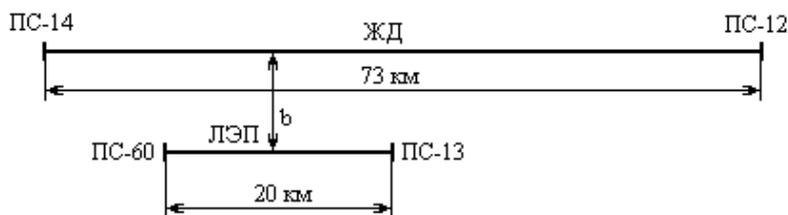


Рис.1. Схема параллельного сближения участка железной дороги и ЛЭП

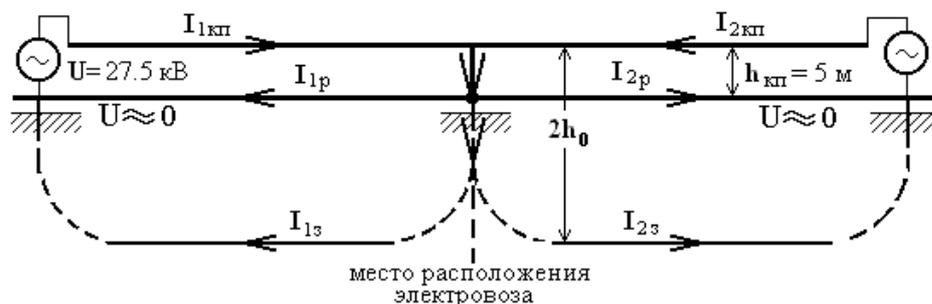


Рис.2. Схема замещения влияющего участка железной дороги

Тяговый ток возвращается на подстанции частично по рельсам и частично через землю. Доля тока, стекающего в землю, зависит от ряда параметров: сопротивления рельсов, переходного сопротивления рельсы - земля, качества и состояния электрических соединителей, насыпи и т.п. Глубина проникновения тока, стекающего с рельса, в землю определяется выражением:  $h = 2 \cdot h_0 = 2 \cdot 400 \cdot \sqrt{\rho/f}$  (м), где  $f$  – частота (Гц),  $\rho$  – удельное сопротивление земли, в нашем случае принятое равным 100 Ом·м [7]. Наведенное напряжение на проводах отключенной ЛЭП зависит от распределения обратного тягового тока между рельсами и землей. В расчетах доля обратного тягового тока в рельсе принимается равной 40%, в земле – 60%.

Решение задачи влияния тяговой сети железной дороги на отключенную линию электропередачи сводится к расчету плоскопараллельного поля квазистационарных токов в двух проводящих средах.

Расчет ЭДС взаимной индукции на единицу длины провода ЛЭП, подверженной влиянию, проводился по общеизвестной формуле [7]:

$$E_n = I_i \cdot Z_{in} \cdot k_{з0} = I_i \cdot j \cdot \omega \cdot M_{in} \cdot k_{з0},$$

где  $i$  – влияющий провод,  $n$  – провод отключенной линии,  $I_i$  – ток во влияющем проводе,  $Z_{in}$  – взаимное сопротивление между проводами  $i$  и  $n$ ,  $M_{in}$  – взаимная индуктивность между проводами  $i$  и  $n$ ,  $\omega = 2\pi f$  – угловая частота,  $k_{з0}$  – коэффициент защитного действия рельса, принятый равным 0,6. При определении магнитной составляющей наведенного напряжения была внесена поправка на экранирующий эффект встречных токов в месте расположения

электровоза. В расчетах наведенного напряжения учитывалась также электрическая составляющая.

Расчеты проводились для отключенной линии, изолированной по концам. Значения гармоник тока и напряжения контактной сети задавались в соответствии с экспериментально полученными спектрами. Ширина сближения линии с участком железной дороги варьировалась в диапазоне от 50 м до 1500 м. Результаты расчетов представлены в табл.1.

Таблица 1

Наведенные напряжения на отключенной линии электропередачи, вызванные гармониками тока и напряжения контактной сети

№ гармоники	$I_{кп}, A$	Наведенное напряжение на ЛЭП, В				
		ширина сближения ЖД с линией, м				
		50	100	500	1000	1500
1	193.20	267.7	89.5	21.5	9.7	5.3
3	43.16	41.6	30.0	8.0	2.9	1.4
5	20.95	30.7	21.4	4.7	1.5	0.7
7	13.52	26.1	17.6	3.4	1.0	0.5
9	8.55	20.4	13.3	2.3	0.7	0.3
11	5.57	15.9	10.0	1.6	0.5	0.2
$\Sigma$	199.78	275.1	99.8	23.8	10.3	5.6

Исследование проводилось для момента расположения электровоза напротив середины ЛЭП. При этом максимальное напряжение наводилось на конце линии со стороны ПС-60, что объясняется неравным соотношением тяговых токов поступающих к электровозу с двух сторон (электровоз получает большую часть питания со стороны ПС-14 г.Апатиты).

По результатам расчетов были построены графики зависимости наведенного напряжения от ширины сближения  $b$  отдельно для каждой гармоники (рис.3).

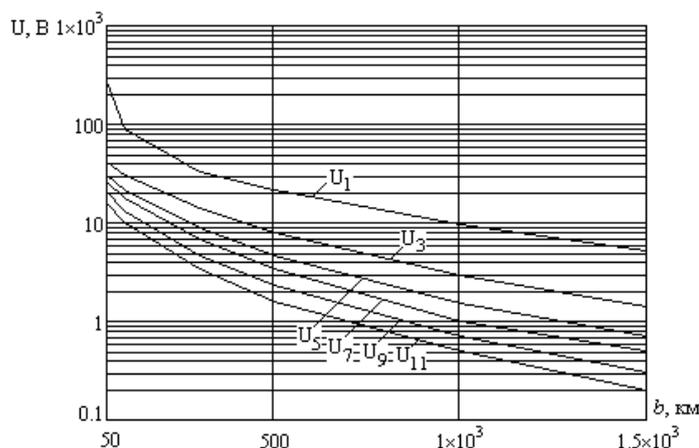


Рис.3. Изменение гармонических составляющих наведенного напряжения с увеличением ширины сближения  $b$

Из рисунка 3 видно, что основной вклад в наведенное напряжение вносит первая гармоника. Значение наведенного напряжения основной гармоники при ширине сближения в десятки метров определяется главным образом электрической составляющей. Так, при ширине сближения  $b = 50$  м наведенное напряжение, вызванное электрическим влиянием, составляет 90% от полного значения наведенного напряжения, при  $b = 100$  м – 62%. С увеличением ширины сближения электрическая составляющая быстро уменьшается, и при  $b = 500$  м электрическое влияние фактически отсутствует, то есть наведенное напряжение определяется магнитным влиянием.

Наличие высших гармоник в тяговой сети приводит к увеличению электромагнитного влияния. Значительный вклад в наведенное напряжение вносит третья гармоника. Как видно из рис.3, её влияние заметно больше влияния других высших гармоник. Однако её составляющая при любой ширине сближения не превышает составляющую первой гармоники. При ширине сближения  $b = 500$  м, где электрическое влияние фактически отсутствует, вклад третьей гармоники составляет 34% от полного значения наведенного напряжения, при  $b = 1000$  м – 28%, при  $b = 1500$  м – 25%.

На основе результатов расчета была также определена степень нелинейного искажения формы наведенного напряжения на ЛЭП, которая оценивается коэффициентом гармоник, определяемым по следующей формуле [9]:

$$K_{\Gamma} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n U_i^2}}{U_1},$$

в числителе стоит действующее значение суммы гармонических составляющих наведенного напряжения без основной гармоники, в знаменателе – действующее значение основной гармоники наведенного напряжения. Зависимость изменения коэффициента гармоник от ширины сближения  $b$  представлена на рис.4.

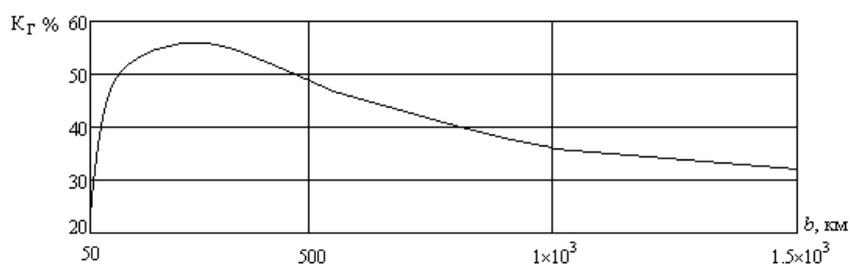


Рис.4. Зависимость изменения коэффициента  $K_{\Gamma}$  от ширины сближения  $b$

Коэффициент  $K_{\Gamma}$  резко возрастает до 56% с увеличением ширины сближения от 50 до 300 м, а затем начинает медленно спадать: при  $b = 1000$  м он составляет 36%. Данное явление объясняется тем, что электрическое влияние, вызванное напряжением основной гармоники, ощутимо на ширине сближения до 300 м, но уже после 300 м электрическая составляющая не так велика, а от 500 м – пренебрежимо мала, поэтому при ширине сближения большей нескольких сотен метров величина наведенного напряжения первой гармоники может быть на порядок меньше величины напряжения первой гармоники при ширине сближения до 300 м.

Таким образом, коэффициент гармоник, определяющий степень искажения формы наведенного напряжения, динамично увеличивается до тех пор, пока ощутимо электрическое влияние на линию, а затем плавно уменьшается.

Следует отметить, что при исследовании нами простой модели влияния тяговой сети на отключённую линию суммарный вклад высших гармоник в наведённое напряжение становился существенным при ширине сближения от сотни метров и выше, но ни в одном случае он не превысил вклад первой гармоники, в отличие от результатов исследования [5].

## **Заключение**

Тяговая сеть электрифицированной железной дороги переменного тока оказывает существенное влияние на смежные линии электропередачи, расположенные в десятках и сотнях метров от неё. Сложность оценки этого влияния связана с несинусоидальным характером как тока, так и напряжения тяговой сети. В соответствии с этим и наведённые напряжения на отключённых ЛЭП имеют несинусоидальный характер, причём вклад высших гармоник в наведённое напряжение на удалённых от железной дороги линиях оказывается весьма существенным. Степень несинусоидальности наведённого напряжения зависит от целого ряда параметров, таких как количество путей на участке сближения, число составов находящихся на дистанции, потребляемые ими мощности, режимы работы электровозов, ширина сближения, и т.д. Определение закономерностей воздействия тяговой сети на отключённые линии требует продолжения расчётных и экспериментальных исследований для наиболее типичных случаев сближений.

## **Литература**

1. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Асташин С.М.. Электронный журнал "Исследовано в России", 6, 68-77, 2008. <http://zhurnal.ape.relarn.ru/artides/2008/006.pdf>
2. Карякин Р.Н. Тяговые сети переменного тока: 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт – 279 с., 1987.
3. Гаврилюк В.И., Завгородний А.В. Модель распределения гармоник тягового тока в рельсовой линии // Інформаційно керуючі системи на залізничному транспорті, ІКСЗТ, 2009, № 4, С.40-43.
4. Косарев А.Б., Наумов А.А., Закиев Е.Э. Опасное влияние системы тягового электроснабжения переменного тока на кабельные линии СЦБ и связи // Вестник ВНИИЖТ, 2004, № 1, С. 29-31.
5. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Кобычев Д.С. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети железных дорог на смежные линии электропередачи // Электротехнические комплексы и системы управления, 2009, № 1, С.2-7
6. Лукьянов П.Ю. Математические модели контактной сети и рельсовых цепей // Электричество, 2008, № 10, С. 40-45.
7. Костенко М.В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Учебное пособие. – Л., изд. ЛПИ, 1984. – 56 с.

8. Фрайфельд А.В., Марков А.С., Тюрнин Г.А. Устройство, монтаж и эксплуатация контактной сети. Изд. 3-е, перераб. и доп. – М., “Транспорт”, 1974, 416 с.
9. Поливанов К.М. “Теоретические основы электротехники” ч. 1, Линейные электрические цепи с сосредоточенными постоянными, М.-Л., изд. «Энергия», 1965, 360 с.

### ***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

# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

---

УДК 621.311

**А.Е.Веселов, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий**

## **АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

### **Аннотация**

Рассмотрены технические мероприятия по энергосбережению в распределительных электрических сетях. Выполнен анализ их применения в муниципальных сетях 6 и 10 кВ Мурманской области. Показано, что внедрение рассмотренных энергосберегающих мероприятий позволит существенно повысить эффективность использования сетевого электрооборудования и получить значительный экономический эффект.  
Библиограф. - 2 назв.

### **Ключевые слова:**

*распределительные электрические сети, силовой трансформатор*

**A.E.Veselov, V.V.Ya roshevich, E.A.Tokareva, G.P.Fasti**

## **ANALYSIS OF EXPERIENCE WITH ENERGY EFFICIENCY MEASURES IN MUNICIPAL DISTRIBUTION NETWORKS OF THE MURMANSK REGION**

### **Abstract**

The technical energy saving measures in electric distribution networks. The analysis of their use in municipal networks 6 and 10 kV of the Murmansk region. It is shown that the introduction of energy conservation measures considered will significantly enhance the efficiency of electrical power and gain significant economic benefits.

### **Keywords:**

*power distribution networks, power transformer*

Муниципальные предприятия городских электрических сетей Мурманской области осуществляют централизованное электроснабжение всех потребителей, обеспечивая потребности жилищно-коммунального сектора населенных пунктов в электроэнергии, а также промышленных предприятий, расположенных в черте города. Основным источником питания муниципальных сетей являются, как правило, подстанции глубокого ввода, с шин 6-10 кВ распределительных устройств которых поступает электроэнергия к потребителям.

Критерием, позволяющим дать достаточно объективную оценку работы муниципальных сетей, служит энергетический баланс, который составляется по каждому источнику питания для определенной административной территории. Одной из важнейших составляющих расходной части энергобаланса являются потери активной электроэнергии в элементах системы электроснабжения на пути ее транзита от источника питания к месту потребления.

В технической литературе [1, 2] достаточно подробно рассматриваются методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению. Потери электроэнергии в распределительных сетях должны быть пропорциональны величине технологического расхода энергии при ее передаче, преобразовании и распределении. Корректировка величины потерь в сторону ее уменьшения проводится в тех электрических сетях, где имеются отклонения от рациональной схемы и режима эксплуатации.

Все мероприятия по снижению потерь электроэнергии в муниципальных электрических сетях можно условно разделить на две группы: 1) мероприятия по общей оптимизации структуры всей распределительной сети; 2) мероприятия по снижению, в первую очередь, технических потерь.

К мероприятиям первой группы относятся:

- перевод действующих линий с 6 на 10 кВ с использованием существующих кабелей, проводов и соответствующего оборудования или с прокладкой новых линий и заменой оборудования;
- усиление элементов действующей сети путем прокладки новых и дополнительных линий, а также замены проводов и кабелей меньшего сечения проводами и кабелями большего сечения;
- проведение работы по компенсации реактивных нагрузок с устранением излишних перетоков реактивной мощности в сетях;
- переход на замкнутые сети 0,4 кВ;
- поддержание оптимального уровня напряжения в распределительной сети с использованием, как правило, общесетевых регулирующих средств.

Анализ режимов работы муниципальных электрических сетей в Мурманской области, например, в г.Мончегорске, показал, что мероприятия этой группы постоянно находятся в центре внимания служб эксплуатации и практически все они реализованы или находятся в стадии реализации.

К мероприятиям второй группы относятся:

- установление оптимальных точек разрыва в замкнутых распределительных сетях;
- уменьшение числа отключений линий или участков линий на ремонт; сокращение времени, необходимого для проведения ремонта;
- устранение неравномерной загрузки фаз распределительных сетей с достижением практической симметрии нагрузок по фазам;
- замена малозагруженных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности и отключение на летний период малозагруженных трансформаторов.

Эти мероприятия следует классифицировать как малозатратные технические мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений. Экономическая эффективность этих мероприятий обычно оценивается стоимостью сэкономленных потерь

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta A * C, \text{ руб.},$$

где  $\Delta A$  - величина снижения потерь электроэнергии в результате проведения мероприятия, кВт\*ч;  $C$  - стоимость 1 кВт\*ч электроэнергии, руб/кВт\*ч.

Уменьшение числа отключений линий определяется уровнем эксплуатации и техническим состоянием электрической сети. Рациональная

организация труда ремонтного персонала выполняется по ежегодным планам профилактических (эксплуатационных) работ по всем подразделениям электросетей.

При коэффициенте загрузки трансформаторов 10/0,4 кВ, меньшем 0,5, имеет место относительное увеличение потерь электроэнергии за счет потерь холостого хода. Анализ показателей загрузки трансформаторных подстанций даже в режимные дни зимнего максимума показывает, что значительная часть трансформаторов городских сетей работает с нагрузкой порядка 20-30% от номинала. В качестве мероприятия, позволяющего снизить потери холостого хода и уменьшить стоимость сети, теоретически может быть рекомендована замена малозагруженных трансформаторов трансформаторами меньшей мощности. Снижение суммарных потерь энергии в результате замены трансформаторов определяют по формуле:

$$\Delta A = (\Delta P_{xx1} - \Delta P_{xx2}) * T + (\Delta P_{K31} * K_{31}^2 - \Delta P_{K32} * K_{32}^2) * \tau,$$

где  $\Delta P_{xx1}$ ,  $\Delta P_{xx2}$  – потери мощности холостого хода трансформаторов, соответственно, до и после замены, кВт;  $\Delta P_{K31}$ ,  $\Delta P_{K32}$  – потери мощности короткого замыкания трансформаторов, кВт;  $K_{31}$ ,  $K_{32}$  – коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме;  $T$  – время подключения трансформаторов к сети, в пределе  $T = 8760$  ч;  $\tau$  – число часов максимальных потерь, ч/год.

При замене трансформаторов происходит изменение, как стоимости установленного оборудования, так и ежегодных отчислений, обусловленных её изменением. В [1, 2] приводятся достаточно подробные примеры расчета экономической эффективности от замены малозагруженных трансформаторов, например, мощностью 180 кВ\*А на 100 кВ\*А и др. Однако, применительно к условиям работы конкретных электрических сетей, реализация этого мероприятия в настоящее время представляется проблематичной.

Практически отключение трансформаторов должно быть согласовано с графиком изменения их нагрузок, стремясь к минимально возможному числу переключений в распределительной сети. Поэтому отключения трансформаторов обычно производят на сравнительно длительный период – на ночь, на выходные дни, на летний период. При этом надо иметь в виду, что для выполнения отключений трансформаторов должна иметься соответствующая коммутационная аппаратура. При условии электроснабжения ответственных потребителей в случае отключения одного из трансформаторов должно быть предусмотрено устройство автоматического ввода резерва (АВР). В [1, 2] приводятся расчеты экономических режимов работы трансформаторов с обоснованием целесообразности их отключения.

Увеличение эффективности использования трансформаторов в условиях эксплуатации возможно за счет сезонного отключения одного из двух трансформаторов двухтрансформаторной подстанции. При этом обычно отключается трансформатор, работающий с наименьшей нагрузкой, и его нагрузка переводится на второй трансформатор. Потери электрической энергии при отключении одного трансформатора на летний период уменьшаются. Обычно летний период отключений трансформаторов для условий Мурманской области может быть принят равным 2000-3000 ч.

Характерной особенностью режима работы значительной части муниципальных электрических сетей является неравномерность загрузки фаз, что приводит к дополнительным потерям мощности и энергии в этих сетях.

Это обусловлено присоединением многочисленных однофазных электроприёмников (бытовых электроприборов, светильников и т.п.), работа которых к тому же взаимнезависима. Это вызывает асимметрию нагрузок в трехфазных распределительных линиях, в результате чего по нулевому проводу начинает протекать ток. С ростом числа присоединенных электроприемников асимметрия фазных нагрузок уменьшается, что особенно отчетливо видно на примере жилых зданий. В 20-40-квартирных домах асимметрия на вводе обычно составляет 30-40%, а в 100-квартирных и более-менее 20%. Выравнивание фазных нагрузок позволяет не только снизить потери мощности в нулевом проводе, но и в ряде случаев улучшить качество напряжения. Переключение нагрузки с одной фазы на другую следует осуществлять только по результатам нескольких повторных замеров нагрузки в период вечернего максимума (или в часы собственного максимума), сопоставляя результаты этих замеров с уровнями электропотребления отдельными квартирами и другими потребителями.

Выравнивание нагрузки фаз следует осуществлять на ответвлениях от магистралей, на головных участках магистралей, на низкой стороне трансформаторов, на вводах в многоэтажные здания. При распределении однофазных нагрузок в городских воздушных сетях следует обеспечить их симметричное распределение не только по фазам, но и по длине фазных проводов. Методика оценки экономической эффективности от реализации данного мероприятия изложена в [1, 2].

Установление оптимальных точек разрыва в замкнутых сетях производится на основе анализа результатов электрического расчета сети [2]. В настоящее время муниципальные электрические сети 10 кВ, как правило, эксплуатируются по разомкнутым схемам с возможностью взаимного резервирования. В этих условиях основным средством оптимизации режима эксплуатации сетей, обеспечивающим надежность электроснабжения и минимальные потери мощности и энергии электрических сетей без дополнительных капиталовложений, является правильный выбор точек разрезов, под которыми понимают места размыкания сети. Положение разрезов обуславливает конфигурацию электрических сетей и должно обеспечивать токораспределение, максимально приближающееся к экономичному. В большинстве случаев на практике положение мест размыкания определяется эмпирически, на основе личного опыта и интуиции обслуживающего персонала так, чтобы они обеспечивали необходимые условия эксплуатации и возможность скорейшего восстановления электроснабжения при аварии.

Расчет муниципальных электрических сетей и выбор оптимального с точки зрения уменьшения потерь электроэнергии режима их эксплуатации является сложной инженерной задачей и требует большого объема измерительных и вычислительных работ. Для решения этой проблемы необходимо применение специальных программ расчета на персональных компьютерах.

Возникающий при анализе режимов электропотребления небаланс потерь электрической энергии в городских электрических сетях обусловлен погрешностями расчета расхода электроэнергии и измерительных приборов, а также возможным недоучетом расхода электроэнергии у потребителей.

В идеальном, чисто теоретическом случае, небаланс потерь равен нулю, на практике его величина может быть как положительной, так и отрицательной.

Для устранения небаланса потерь необходимо, прежде всего, обеспечить высокие метрологические характеристики приборов учета электроэнергии и систем их расстановки в распределительной сети, например, применение электронных счетчиков. В тех случаях, когда абсолютное значение небаланса потерь невелико, то есть не превышает  $\pm 0,5\%$  суммарной величины приходной или расходной части энергии, он может быть отнесен к "метрологическим" потерям, так как такая величина соответствует требованиям ГОСТ к точности приборов учета электрической энергии.

Если небаланс потерь превышает 1%, то необходимо принимать меры к установлению и устранению причин небаланса. В целях уменьшения небаланса потерь электроэнергии необходимо:

- обеспечивать регулировку и проверку счетчиков энергии на всех питающих линиях в соответствии с требованиями ГОСТ;
- избегать установки счетчиков в неотапливаемых помещениях и работы их в условиях перегрузки или значительной недогрузки;
- не допускать случаев хищения электрической энергии, детально инструктировать персонал Энергосбыта по способам хищений и неисправностей в работе приборов учета, то есть исключить получившие достаточно широкое распространение в последнее время случаи безучетного использования электроэнергии.

## **Выводы**

1. В муниципальных электрических сетях Мурманской области накоплен многолетний положительный опыт рациональной, технически правильно ориентированной эксплуатации распределительных сетей 6-10 кВ с использованием современных принципов построения высокоэффективного электрооборудования.

2. Значительное место в практической деятельности эксплуатационных служб уделяется применению технических и организационных мероприятий по экономии электроэнергии и энергосбережению, в первую очередь, по уменьшению потерь активной электроэнергии в распределительных электрических сетях.

3. Рассмотрены и достаточно подробно проанализированы малозатратные мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии, не требующие дополнительных капитальных вложений.

Следует отметить, что эти мероприятия находятся на текущем контроле производственно – технических отделов муниципальных электрических сетей и практически все они находятся в стадии постоянной реализации.

## **Литература**

1. Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И. Экономия энергии в электроустановках жилищно-коммунального хозяйства. – М.: Стройиздат, 1989. – 275с.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Изд. НЦЭНАС. – 2002 г. 208 с.

## **Сведения об авторах**

### **Веселов Анатолий Евгеньевич**

Доцент кафедры «Электроэнергетики и электротехники» КФ 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

УДК 621.311.1:658.26

**А.Е.Веселов, В.В.Ярошевич, Е.А.Токарева, Г.П.Фастий**

## **РАЗРАБОТКА СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭФФЕКТИВНОГО ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

### **Аннотация**

Предложены и всесторонне проанализированы новые схемы распределительных электрических сетей 6-10 кВ с параллельной работой секций сборных шин через шиносоединительные токоограничивающие устройства (ТОУ), а также с параллельной работой внутрицеховых трансформаторов через замкнутые сети 0,38 кВ. Рассмотрены схемы включения ТОУ в цепях связи секций. Реализация разработанных схем приводит к существенному улучшению качества электроэнергии и ограничению токов короткого замыкания в промышленных электрических сетях. Ил. - 7, библиогр. - 3 назв.

### **Ключевые слова:**

*распределительная электрическая сеть, токоограничивающее устройство*

**A.E.Veselov, V.V.Yaroshevich, E.A.Tokareva, G.P.Fastiy**

## **DEVELOPMENT OF CIRCUIT SOLUTIONS FOR INDUSTRIAL DISTRIBUTION NETWORKS TO IMPROVE POWER QUALITY AND EFFECTIVE CONTROL OF SHORT CIRCUIT CURRENTS**

## Abstract

We propose and comprehensively analyzed the new scheme of electric distribution networks, 6-10 kV, with parallel operation of sections of busbars shinosoedinitelnye through current-limiting device (TOW), as well as parallel operation of transformers intrashop through the closed network of 0.38 kV. A scheme for inclusion in the telecommunications circuits TOW sections. Implementation of the developed schemes leads to a significant improvement in power quality and limit short circuit currents in industrial power networks.

## Keywords:

*power distribution networks, current-limiting device*

Опыт эксплуатации промышленных систем электроснабжения (СЭ) свидетельствует об актуальности исследований и разработок, направленных на поиск новых технических решений по преодолению противоречивых требований повышения качества электроэнергии и координации уровней токов короткого замыкания (КЗ).

В качестве направлений совершенствования режимов работы СЭ могут быть предложены внедрение в распределительных сетях электрооборудования нового типа, в частности, токоограничивающих устройств (ТОУ), коммутационной аппаратуры и токоограничителей на базе силовой полупроводниковой техники, а также разработка новых схемных решений, позволяющих с минимальными затратами обеспечить глубокое ограничение токов короткого замыкания при сохранении в нормальном режиме высокого качества электроэнергии.

Ниже приведены результаты исследований режимов работы СЭ, связанных с объединением на параллельную работу в нормальном режиме секций сборных шин 6 – 10 кВ и трансформаторов на стороне 0,4 кВ.

Параллельная работа секций сборных шин 6-10 кВ на главных понизительных подстанциях (ГПП) через шиносоединительные токоограничивающие устройства является одним из главных направлений совершенствования режимов и технико-экономических характеристик систем электроснабжения в нормальном режиме при сохранении на приемлемом уровне токов КЗ.

Параллельная работа секций сборных шин приводит к снижению в нормальном режиме сопротивления цепей питания и, следовательно, уменьшению отклонений и колебаний напряжения, уровней напряжения высших гармоник и обратной последовательности. Появляется возможность значительного снижения мощности устройств, предназначенных для улучшения качества электроэнергии при наличии резкопеременной, нелинейной и несимметричной нагрузок. Улучшаются условия пуска и самозапуска электродвигателей, что повышает надежность электроснабжения. Равномерная загрузка трансформаторов снижает в них активные потери. Благодаря известному эффекту статистического выравнивания графика суммарной нагрузки снижается отношение максимальной нагрузки трансформаторов к их средней (эффективной) нагрузке. Сохраняется бесперебойное электроснабжение при потере питания или кратковременном понижении напряжения на вводе к отдельной секции.

Реализация указанных преимуществ связана с затратами на ТОУ, поэтому в каждом конкретном случае необходимо технико-экономическое обоснование такого мероприятия. Причем в случаях, когда за счет применения ТОУ достигается

более высокий уровень ограничения токов КЗ, следует учитывать возможность снижения затрат на коммутационную аппаратуру.

На ГПП могут быть установлены один или два трансформатора, причем в последнем случае они для повышения надежности электроснабжения обычно подключаются к шинам ВН, получающим питание от различных частей энергосистемы. Допустимость параллельной работы секций сборных шин различных трансформаторов должна рассматриваться и согласовываться с энергосистемой в каждом конкретном случае, поскольку при этом могут возникнуть нежелательные уравнивательные токи через трансформаторы, нарушения функционирования устройств релейной защиты и автоматики. При параллельной работе двух секций сборных шин, подключенных к обмоткам отдельного трансформатора непосредственно или через сдвоенный реактор, таких проблем не возникает.

На рис.1 приведена схема понизительной двухтрансформаторной подстанции с четырьмя секциями сборных шин и двумя ТОУ, установленными для соединения на параллельную работу расщепленных обмоток отдельных трансформаторов. Показаны связи между секциями шин различных трансформаторов с нормально разомкнутыми выключателями, которые включаются при потере питания одного из трансформаторов. Подключение ТОУ непосредственно на шины обмоток низкого напряжения трансформатора до вводных выключателей секций обеспечивает нормальное функционирование схемы после отключения одной из секций сборных шин.

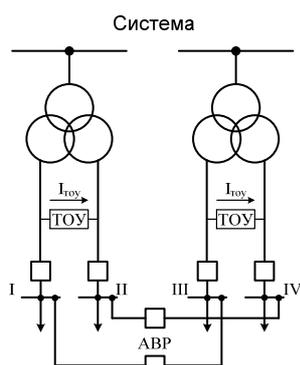


Рис.1. Двухтрансформаторная подстанция с параллельной работой через ТОУ расщепленных обмоток трансформатора

Требуемая проходная мощность ТОУ может быть оценена по максимально возможному перетоку через цепь с ТОУ при небалансе нагрузок секций. При одинаковых нагрузках ток  $I_{\text{ТОУ}} = 0$ . При отличающихся нагрузках переток равен  $I_{\text{ТОУ}} = (I_1 - I_2)$ , и он максимален при наибольшей возможной нагрузке одной секции и нулевой на другой:  $I_{\text{ТОУ расч}} = 0,5 \cdot I_{\text{секц max}}$ .

Считая в послеаварийном режиме при отказе одного из трансформаторов и срабатывании АВР возможной достаточно длительную 40%-ю перегрузку трансформатора ( $I_T = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$ ) можно принять  $I_{\text{секц max}} = 0,7 \cdot I_{\text{T ном}}$  и  $S_{\text{ТОУ ном}} = 0,35 \cdot S_{\text{T ном}}$ . Без учета перегрузки ТОУ в послеаварийном режиме достаточно иметь  $S_{\text{ТОУ ном}} = 0,25 \cdot S_{\text{T ном}}$ .

В схеме рис.1 уровни токов КЗ зависят от токоограничивающих характеристик ТОУ [1].

Если применяются ТОУ, обеспечивающие быстрый разрыв цепи после возникновения аварии, например, тиристорный выключатель с блоком искусственной коммутации (ТВ с ИК), реакторно-тиристорные устройства (РТУ), то токи, отключаемые выключателями аварийной секции, соответствуют раздельной работе секций. Ударные значения токов КЗ могут превышать их значения при раздельной работе. Это зависит от того, как суммируются токи, текущие от трансформатора, двигательной нагрузки (если она имеется) и ТОУ.

При применении в качестве ТОУ ТВ с искусственной коммутацией или жидкометаллических предохранителей-токоограничителей (ЖМТ) токоограничение и разрыв цепи обычно оканчиваются к моменту формирования ударного тока секции ( $\Delta t = 0,01$  с) – нет увеличения ударного тока. ТОУ типа РТУ, хотя и имеют несколько затянутый процесс токоограничения, также не более чем на 10% увеличивают ударное значение аварийного тока секции.

Итак, коммутирующая аппаратура в схеме СЭ по рис.1 может быть рассчитана на аварийные токи КЗ при раздельной работе секций. Не требуется также пересмотр традиционных решений в области релейной защиты и автоматики СЭ. При необходимости еще более глубокого ограничения тока КЗ с сохранением того же качества напряжения в нормальном режиме можно применить предложенные в [2] схемы СЭ, содержащие в цепях связи обмоток трансформаторов и секций сборных шин сдвоенные реакторы (СР) или двухобмоточные реактор-трансформаторы с большим коэффициентом электромагнитной связи между обмотками (рис.2 а, б, в).

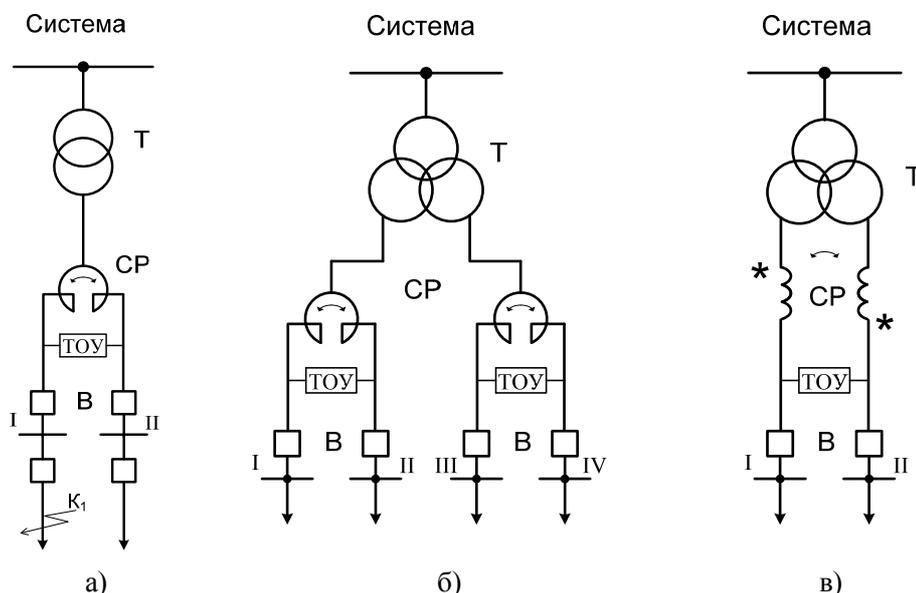


Рис.2. Системы электроснабжения со специальными реакторами в цепи питания и ТОУ

Соединение через ТОУ плечей СР делает токи в них одинаковыми, что позволяет сопротивление цепи питания в нормальном режиме, например, для схемы рис.2а, записать как

$$X_{np} = X_c + X_T + 0,5 \cdot (1 - k_{cb}) \cdot X_{cp}$$

где  $X_c$ ,  $X_T$ ,  $X_{cp}$  – индуктивное сопротивление соответственно системы питания, трансформатора и одного плеча СР (обычно  $X_c \ll X_T$ ). Благодаря встречной намотке витков в СР при реально достижимых коэффициентах электромагнитной связи  $k_{cb} = 0,95$  вносимое в цепь сопротивление СР становится весьма малым – на реакторе не будет падения напряжения, отсутствуют потери реактивной мощности.

При КЗ разрыв цепи с ТОУ увеличивает сопротивление цепи питания  $X_{кз}$  до значения  $X_{ав} = X_c + X_T + X_{ср}$ , что при реальных значениях  $X_{ср} = (1,0 \dots 1,5) \cdot X_T$  позволяет более чем в два раза уменьшить токи КЗ.

В случае применения трансформатора с расщепленными обмотками схему рис.2б целесообразно заменить на схему рис.2в, в которой вместо СР включается двухобмоточный трансформатор с идентичными и встречно включенными обмотками (реактор-трансформатор РТ). В нормальном режиме здесь также нет дополнительного реактирования цепи питания при тесной электромагнитной связи обмотки РТ, а в режиме КЗ имеем сопротивление  $X_{РТ ав} = X_c + 1,875 \cdot X_T + X_{РТ}$ , которое заметно превышает сопротивление  $X_{СР ав}$  при равенстве  $X_{ср} = X_{РТ}$ . Увеличение сопротивления  $X_T$  в 1,875 раза принято в соответствии с расчетами для реального коэффициента расщепления обмоток выпускаемых трансформаторов  $k_p=3,5$ .

В случае применения схем СЭ с СР и РТ (рис.2) в аварийных режимах КЗ при разрыве цепи с ТОУ возникают перенапряжения на неаварийных секциях. Они максимальны при отсутствии нагрузки на неаварийной секции и тем выше, чем больше величины  $X_{ср}$  и  $X_{РТ}$ , а также  $k_{св}$ . Выполненные исследования [2] показали, что при сопротивлении  $X_{ср}$  и  $X_{РТ}$ , меньше 15% и  $k_{св} < 0,9$  кратковременные перенапряжения в течение режима КЗ ( $\Delta t = 0,1 - 0,3$  с) не превышают  $1,35 U_{ном}$ , что можно считать допустимым.

Параллельная работа через ТОУ секций сборных шин 6-10 кВ двух и более трансформаторов, выводы которых подключены к одной точке энергосистемы, не вызывает принципиальных затруднений. Возможные варианты включения ТОУ на двухтрансформаторной подстанции показаны на рис.3. В схеме рис.3б для соединения четырех секций применены три ТОУ (четыре ТОУ при кольцевой схеме соединения секций). При числе соединяемых параллельно секций больше двух целесообразно применение ТОУ с тиристорными ключами или быстродействующими выключателями на присоединениях к секциям и общим для всех присоединений токоограничивающим элементом, например, групповые реакторно-тиристорные ТОУ [1]. Условно такое соединение показано на рис.3в.

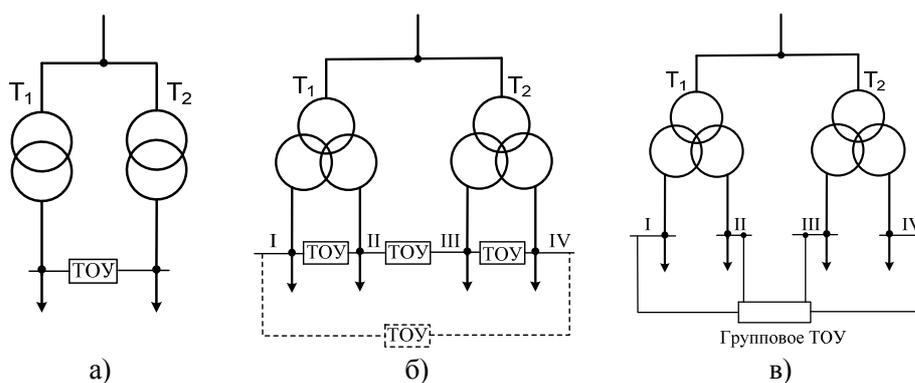


Рис.3. Схемы включения токоограничивающих устройств на двухтрансформаторных подстанциях

Параллельная работа через ТОУ на напряжении 6-10 кВ двух и более однотипных трансформаторов, питающихся от разных точек энергосистемы,

затруднена, как уже указывалось выше, опасностью появления уравнильных токов при неравенстве модулей и фаз векторов напряжения на стороне ВН. Применительно к расчетной схеме рис.4 ток  $I_{yp}$  может быть выражен ( $Z_{TOY} = 0$ ):

$$I_{yp} \cong \frac{|\Delta \dot{U}_{12}|}{X_{T1} + X_{T2}},$$

где  $|\Delta \dot{U}_{12}| = \sqrt{\Delta U^2 + (U_1 \cdot \text{tg} \delta_U)^2}$ .

При  $X_{T1} = X_{T2} = 0,1$  о.е.,  $U_1 = 1,0$  и  $\delta_U = 0$  имеем  $I_{yp} = 5\Delta U$ , т.е. при  $\Delta U = 2\%$  уравнильный ток равен 10% номинального тока трансформатора. При  $\Delta U = 0$  и  $\delta_U \neq 0$   $I_{yp} \cong 5\text{tg} \delta_U \cong 5\delta_U$  (рад), т.е. уже при  $\delta_U = 0,02$  рад ( $1,15^0$ ) имеем  $I_{yp} = 0,1 \cdot I_{Tном}$ .

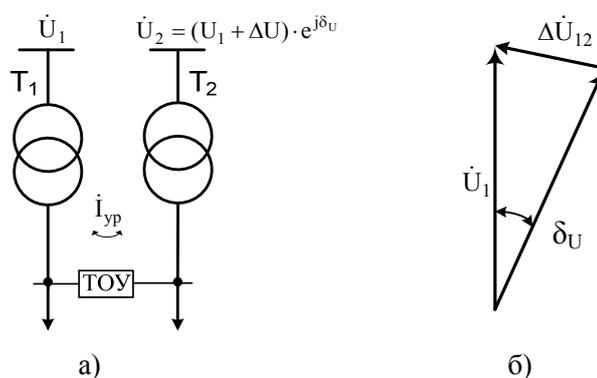


Рис.4. Расчетная схема для определения уравнильных токов (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

Составляющие уравнильных токов, обусловленные неравенством модулей напряжений, можно частично устранить путем переключения отпаек одного из трансформаторов, оборудованных устройством РПН. Для компенсации углового сдвига требуются трансформаторы с продольно-поперечным регулированием напряжения, что вряд ли будет применяться в СЭ. Указанные соображения должны учитываться при принятии решения об установке шиносоединительных ТОУ на двухтрансформаторных подстанциях.

Рассмотрим также возможные схемы, при которых обеспечивается параллельная работа трансформаторов через замкнутые сети 0,38 кВ.

На номинальном напряжении 0,38 кВ распределяется около 80% мощности, потребляемой в промышленности и в быту. В то же время нельзя признать, что применяемые схемы распределения энергии на этом напряжении совершенны и не могут быть улучшены с целью снижения затрат на их сооружение, потерь активной мощности и повышения качества электроэнергии.

В настоящее время повсеместно практикуется раздельная работа трансформаторов 6-10/0,4 кВ в нормальных режимах. Причиной этого является стремление ограничить уровни токов КЗ, упростить выполнение защиты сети при КЗ, применить более дешевые автоматы. Однако раздельная работа

трансформаторов приводит к таким негативным последствиям, как их неравномерная и низкая загрузка, неудовлетворительное в ряде случаев качество напряжения из-за маломощности сети 0,38 кВ.

Требование неполной загрузки трансформаторов 6-10/0,4 кВ заложено в нормах проектирования. При значительном количестве потребителей I категории подстанции выполняются преимущественно двухтрансформаторными с АВР на шинах 0,4 кВ из расчета загрузки трансформаторов в нормальном режиме на  $0,65 \div 0,75\%$ , чтобы кратковременно обеспечить питание всех потребителей при выходе из строя одного из трансформаторов. В случае питания нагрузок II категории и возможности быстрого использования централизованного резерва трансформаторов для их замены при авариях допускается применение однострансформаторных подстанций с загрузкой трансформаторов до 90-95%. Однако на практике средняя загрузка трансформаторов в промышленности не превышает 30%, что обусловлено неизбежными ошибками прогнозирования нагрузки при проектировании, тенденциями совершенствования технологии и, соответственно, расхода электроэнергии. Отключение части ненагруженных трансформаторов при существующих принципах построения сетей затруднено.

В свете сказанного, следует привлечь внимание к пересмотру норм проектирования в направлении создания предпосылок для полного использования установленной мощности трансформаторов в максимальных режимах и экономии тем самым материальных и трудовых ресурсов, затрачиваемых на излишнюю трансформаторную мощность [3].

Исходя из опыта проектирования и эксплуатации промышленных распределительных электрических сетей разработаны «Рекомендации по проектированию внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов», согласно которым признано целесообразным рассредоточивать трансформаторы 6-10/0,4 кВ по площади цеха и соединять их друг с другом по кратчайшему расстоянию через магистрально-распределительные шинопроводы (ШМА) так, чтобы они создавали схему сети 0,38 кВ типа "кольцо" или "разомкнутое кольцо". Количество трансформаторов в замкнутой ЗСЭ (ЗСЭ) должно быть не менее трех, чтобы отказ одного из них не приводил к недопустимой перегрузке оставшихся в работе трансформаторов. Желательна параллельная работа однотипных трансформаторов и осуществление их питания от одного источника 6-10 кВ (шины ГПП) во избежание протекания через сеть ЗСЭ уравнивающих токов.

Согласно выполненным оценкам применение параллельной работы цеховых трансформаторов позволяет на 25-30% уменьшить их суммарную установленную мощность за счет использования более высокого коэффициента загрузки при параллельной работе и меньшей требуемой резервной мощности на случай выхода одного из них из строя, а также снижения суммарной нагрузки из-за несовпадения максимумов нагрузок в зонах обслуживания отдельных трансформаторов. В ЗСЭ выше качество напряжения, повышается надежность срабатывания автоматов при однофазных КЗ, появляется возможность отключения части ненагруженных трансформаторов при одно- и двухсменных режимах работы промышленного предприятия. Сооружение ЗСЭ позволяет также избежать негативных последствий от неизбежных ошибок на стадии проектирования в определении расчетной нагрузки предприятия, поскольку при выявлении

излишней запроектированной мощности, в процессе выхода объекта на фактическую нагрузку, ее можно не вводить и передать на другие объекты.

Пример схемы СЭ промышленного предприятия с двумя отдельно работающими секциями сборных шин на ГПП и с двумя ЗСЭ 0,4 кВ, подключенной к этим секциям, показан на рис.5. Нагрузка 0,4 кВ распределяется от ШМА, образующих кольцевую сеть, и частично от шин КТП. Подключение ЗСЭ к ГПП может быть выполнено, как показано на рис.5, одним многоамперным или несколькими кабелями. В цепях ШМА используется только один автомат А<sub>Ш</sub>. Потребители I категории, которые обычно составляют небольшую долю нагрузки, подключены к отдельному РП, имеющему питание от двух различных ЗСЭ.

В ЗСЭ точкой с наибольшим ожидаемым током КЗ являются шины 0,4 кВ КТП. При отдельной работе трансформаторов расчетные токи при максимальной ожидаемой мощности КЗ на шинах 6-10 кВ  $S_{КЗ} = 500 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  не превышают 16, 25, 38 кА соответственно для КТП с трансформаторами мощностью 630, 1000 и 1600 кВ·А. В ЗСЭ за счет подпитки точки КЗ через шинопроводы от соседних КТП расчетные токи увеличиваются. Их предельные значения для КТП указанных типов могут быть приняты на уровне 100 кА для ударного тока, что соответствует предельно допустимому значению для ошиновки КТП и приемлемо для применяемой коммутационной аппаратуры 0,4 кВ.

При расчете КЗ в сети 0,4 кВ, как известно, необходим учет всех активных и реактивных сопротивлений цепи КЗ, включая сопротивления контактных соединений, катушек автоматов. Следует также обратить внимание на то, что неучет сопротивлений системы  $X_C = U_{НОМ}^2 / S_{КЗ}$  при ожидаемом уровне ударного тока КЗ порядка  $i_y = 100 \text{ кА}$  приводит к завышению тока на 7 и 18 % при  $S_{КЗ} = 500$  и 200 МВ·А соответственно.

В ЗСЭ с трансформаторами  $S_{Т НОМ} = 630 \div 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  следует использовать шинопроводы типа ШМА-4 на номинальный ток 1250 и 1600 А. Их погонные параметры составляют соответственно  $Z = (0,034 + j\cdot 0,016) \text{ мОм/м}$  и  $Z = (0,015 + j\cdot 0,026) \text{ мОм/м}$ . Существенно большие погонные сопротивления имеют применяемые в сетях 0,4 кВ на отдельных участках со сложным профилем трассы одножильные многоамперные кабели.

В сетях 0,4 кВ значительное влияние на токи КЗ оказывает электрическая дуга, вносящая в цепь КЗ активное сопротивление. В упомянутых выше "Рекомендациях" по проектированию ЗСЭ предложена методика учета дуги путем введения в цепь КЗ эквивалентного фазного напряжения дуги  $U_d = 50 \text{ В}$ .

Векторное уравнение для контура КЗ (рис.6а) с учетом совпадения фаз векторов  $U_d$  и  $I_d$  имеет вид

$$\dot{U} = U_d + I_d \cdot r_{КЗ} + j \cdot I_d \cdot x_{КЗ}. \quad (1)$$

Его численное решение относительно тока  $I_d$  целесообразно представить

$$I_d = K_d \cdot I_{мет}, \quad (2)$$

где  $I_{мет} = U / Z_{КЗ}$  – известное решение для металлического КЗ,  $K_d$  – коэффициент, зависящий от фазного угла сопротивления контура КЗ  $\varphi_{КЗ} = \text{arctg } x_{КЗ} / r_{КЗ}$  – рис.6б. Наибольший эффект учета дуги достигается при преобладании в контуре КЗ активного сопротивления. При реальных для ЗСЭ параметрах сетей ( $\varphi_{КЗ} = 50-70^\circ$ ) имеем согласно (2) снижение тока металлического КЗ на 10-15%.

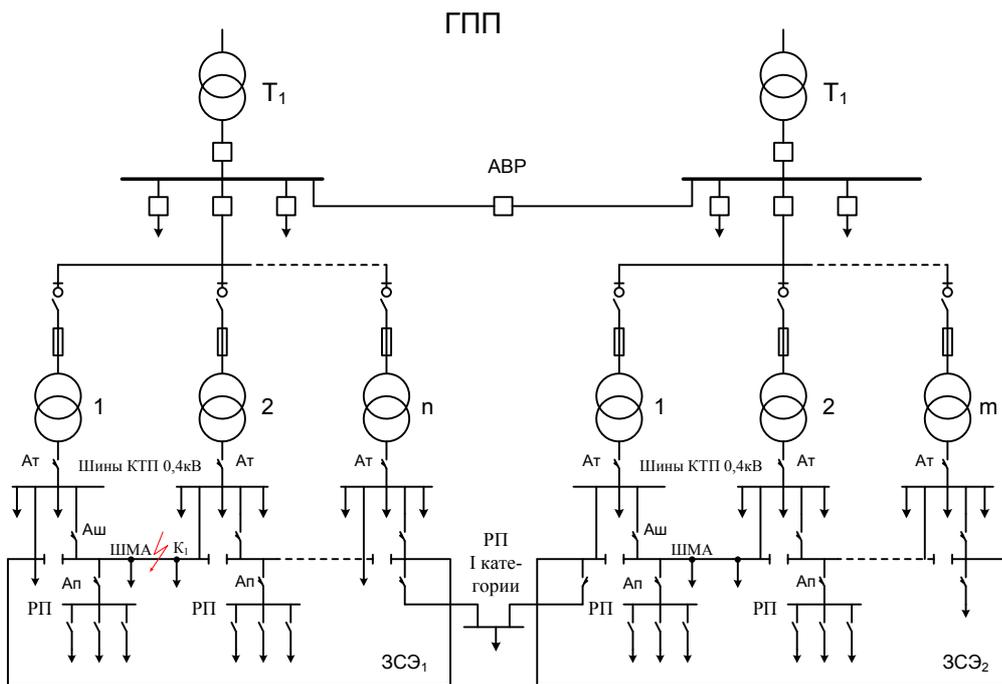


Рис.5. Принципиальная схема системы электроснабжения с ЗСЭ 0,4 кВ

Оценку ударного тока КЗ при учете переходного сопротивления в месте КЗ предлагается проводить по приближенным формулам

$$i_{ду} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_D, \quad k_y = 1 + e^{-\frac{0,01\omega(\tau_{кз} + R_D)}{X_{кз}}}, \quad R_D = U_D / I_D. \quad (3)$$

Ударные токи  $i_{ду}$  по сравнению с  $i_{мет}$  у снижаются на 18-20%.

Кардинально решить задачи ограничения в ЗСЭ токов КЗ и одновременного нераспространения провалов напряжения при КЗ за пределы зоны обслуживания одного трансформатора можно с помощью ТОУ, включаемых в рассечку каждого из ШМА. Наиболее перспективным типом ТОУ для сетей 0,4 кВ являются жидко-металлические самовосстанавливающиеся токоограничители ЖМТ. Целесообразные места включения ЖМТ показаны на рис.7. Они устанавливаются последовательно с автоматами в цепях ШМА и их количество соответствует числу трансформаторов ЗСЭ.

При КЗ, например, в зоне обслуживания трансформатора  $T_2$  (точки  $K_1, K_2, K_3$ ) быстро срабатывают ЖМТ<sub>1</sub> и ЖМТ<sub>2</sub>, практически исключая подпитку тока от трансформаторов  $T_1$  и  $T_3$  к моменту  $t_{кз} \cong 0,01$  с, когда наблюдается ударное значение тока КЗ в неблагоприятной фазе. Наибольший ток КЗ здесь, как и в разомкнутых СЭ, определяется только подпиткой от одного питающего трансформатора. Расчеты и испытания показали, что линейные автоматы  $A_{ш}$  при этом остаются во включенном состоянии. Короткое замыкание на отходящей линии (точка  $K_1$ ) обычно отключается за время, меньшее 0,1 с – на шинах восстанавливается напряжение, а спустя 0,2-0,4 с, после перехода ЖМТ в проводящее состояние, вновь собирается нормальная схема ЗСЭ.

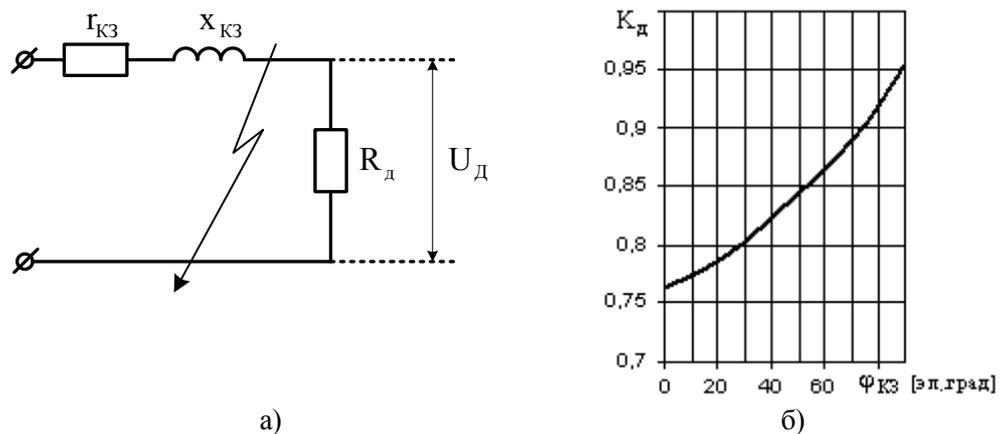


Рис.6. Схема для расчета тока трехфазного КЗ (а), зависимость  $K_d = f(\phi_{K3})$

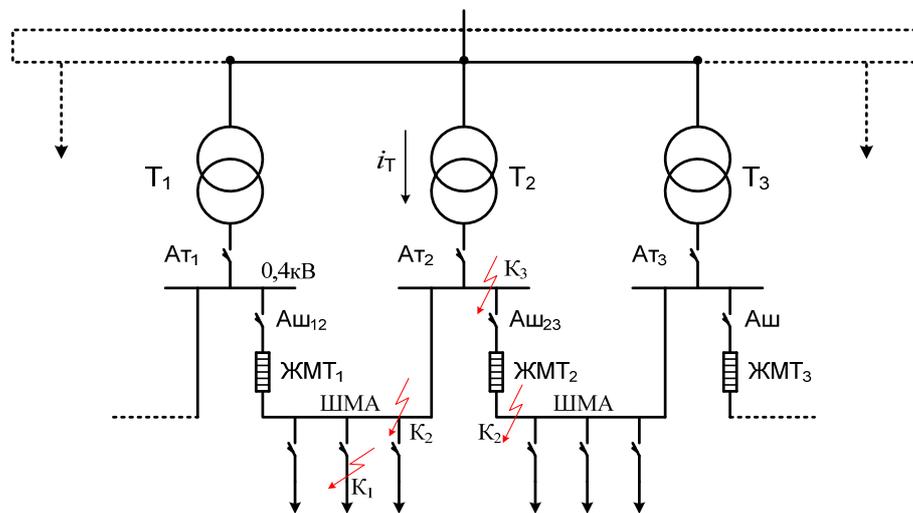


Рис.7. Схема замкнутой системы электроснабжения с жидкометаллическими токоограничителями

В случае КЗ непосредственно на КТП или ШМА (точки  $K_2$  и  $K_3$ ) авария ликвидируется отключением вводного автомата  $A_{T2}$ , с выдержкой времени  $\Delta t_{AT}$ . При этом теряют питание нагрузки в зоне обслуживания трансформатора  $T_2$ . Во избежание в данном случае включения неаварийной части ЗСЭ на неустраненное КЗ через самовосстанавливающийся ЖМТ следует предусмотреть выработку команды на отключение автоматов  $A_{ш12}$  и  $A_{ш23}$  с выдержкой времени  $\Delta t_{Aш} \geq \Delta t_{AT}$  и блокировку этой команды, если напряжение на ШМА восстанавливается за время  $\Delta t < \Delta t_{Aш}$ .

Предварительные расчеты показали, что при новом проектировании или реконструкции действующих предприятий с использованием ЗСЭ с параллельной работой понижающих трансформаторов может быть достигнут существенный экономический эффект. Перспективным представляется массовое применение

схем с использованием ЖМТ, вследствие их компактности, высоких токоограничивающих свойств, простоты эксплуатации и способности к самовосстановлению.

## **Литература**

1. Поскробко А.А., Братолобов В.Б. Бесконтактные коммутирующие и регулирующие полупроводниковые устройства на переменном токе. – М.: Энергия, 1983. – 190 с.
2. Кучумов Л.А., Утегулов Н.И. Применение в распределительных электрических сетях сдвоенных реакторов в сочетании с токоограничивающими устройствами. – Электричество, 1976, № 12, с.8-13.
3. Шевченко В.В., Менчик В.В. Проблемы повышения эффективности использования трансформаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий. Промышленная энергетика, 1987, № 9, с.27-30

## ***Сведения об авторах***

### **Веселов Анатолий Евгеньевич**

Доцент кафедры «Электроэнергетики и электротехники» КФ 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](mailto:fastiy@ien.kolasc.net.ru)

УДК 622.311.1:658.26

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

**ПРОБЛЕМЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВКЛАДА ПОДКЛЮЧЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ИСКАЖЕНИЕ ИЛИ НОРМАЛИЗАЦИЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**Аннотация**

Выполнено обобщение и дан анализ опыта мониторинговых регистраций в схемах электроснабжения промышленных предприятий и населения городов Архангельска, Ковдор, Апатиты и Ревдинского района. Выявлены проблемы, возникающие при определении степени участия каждого потребителя в снижении качества электроэнергии. Ил. 7, табл. -1, библиогр.-5 назв.

**Ключевые слова:**

*распределительная электрическая сеть, качество электрической энергии*

**V.V.Yaroshevich, Y.M.Nevretdinov, G.P.Fastiy, A.S.Karpov**

**PROBLEMS OF LOCALIZATION OF DISTORTION POWER AND DETERMINATION OF THE CONTRIBUTION OF CONNECTED CONSUMERS IN THE DISTORTION OR THE NORMALIZATION OF THE POWER QUALITY.**

**Abstract**

The generalization and an analysis of experience in the monitoring of registrations in the schemes of power industry and the urban population in Arkhangelsk, Kovdor, Apatity and Revdinskogo area. The problems that arise in determining the extent of participation of each consumer in the reduction of power quality.

**Keywords:**

*power distribution networks, electrical energy quality*

В настоящее время интенсивно увеличивается доля электроприемников с повышенными требованиями к качеству электроэнергии. С другой стороны развитие промышленности сопровождается увеличением мощности технологических установок и внедрением специфической нагрузки. Такая нагрузка зачастую является источником искажений напряжения в общих точках подключения потребителей. При выявлении таких источников возникают трудности, обусловленные незаинтересованностью промышленных предприятий и их взаимным влиянием.

С 2007 года ЦФТПЭС КНЦ РАН выполнена серия работ по регистрации качества электроэнергии и выявлению источников искажений. Проведены регистрации в схемах электроснабжения промышленных предприятий и населения городов Северодвинск, Ковдор и Ревдинского района, а также энергоаудит распределительной сети Кольского научного центра КНЦ РАН. Общая длительность регистраций составила более 2500 ч. В ходе выполнения работ накоплен большой опыт использования сертифицированных приборов серии «Парма» для решения задач контроля качества электроэнергии, выявления источников искажений.

## Регистрации на подстанции ПС-40А г.Ковдор

Задача исследований – контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на шинах ПС-40А и определение источника искажений.

Подстанция ПС-40А, питающая г.Ковдор, является основной в группе подстанций и включает ОРУ 150, 110, 35 и 6 кВ (см. рис.1). Она обеспечивает распределение электроэнергии и связь сети 110 и 150 кВ через автотрансформатор АТДТГ 90000/158/121/6,6.

Для рассматриваемого участка сети характерно: 1) значительное удаление (более 200 км) от ближайших электростанций и узла подключения к магистральной сети; 2) гальваническая связь между системами шин 6 кВ через реакторы; 3) смешанный характер нагрузки на каждой из систем шин 6 кВ. Потребителями электроэнергии являются городская сеть, ОАО «Ковдорский ГОК», апатитобадделейтовая фабрика, ОАО «Ковдорслюда», ТЭЦ, вермикулитовая фабрика, железная дорога и городские предприятия. Задача выявления источника искажений появилась в результате предъявления горсетью претензии к филиалу ОАО «МРСК Северо-запада» «Колэнерго» на качество электроэнергии.

Сложность исследований на ПС-40А определяется вероятностью эмиссии искажений со стороны сети 150 и 110 кВ, а также от нагрузки, подключенной к РУ 35 кВ и 6 кВ. Так как городская нагрузка подключена к четырем системам шин 6 кВ искажающее действие может проявляться по любому из 60 подключений. Выявлено, что режим искажающих действий имеет разносторонний и нерегулярный характер. Кроме того в процессе регистраций менялся режим работы РУ 6 кВ: отключение систем шин, переключения потребителей, изменение графиков нагрузок. И как следствие выше перечисленного, потребовалось большое количество точек длительных измерений и совместные регистрации на гальванически связанных системах шин.

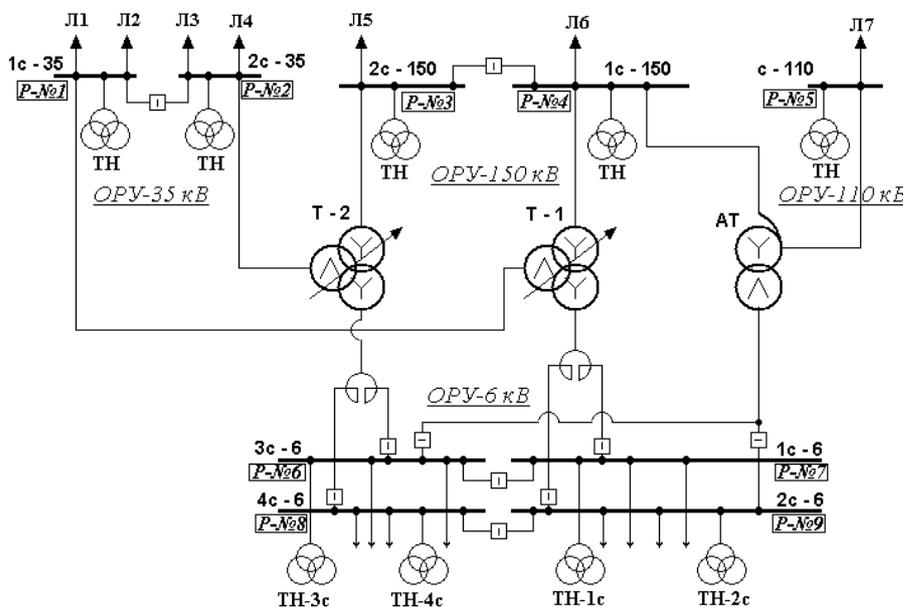


Рис.1 Принципиальная схема подстанции № 40А

Для изучения характера и локализации источника искажений были выполнены многочисленные регистрации с помощью сертифицированных регистраторов [1, 2] серии «Парма» – РК3.01 и РК6.05.

Проведены мониторинговые регистрации на стороне 150 (P-№ 3, P-№ 4) и 110 кВ (P-№ 5), 1с и 2с 35 кВ (P-№ 1 и P-№ 2), а также на всех шинах 6 кВ (P-№ 6-9). Анализ регистраций выявил искажения напряжения по ряду показателей: отклонение установившегося напряжения, искажения синусоидальности (коэффициентов синусоидальности и гармонических составляющих) [3].

При регистрации на шинах 150 кВ (энергосистема) отклонений установившегося напряжения, превышающих нормально допустимые и предельно допустимые значения [1], не зарегистрировано. Зарегистрированные отклонения напряжения  $\delta U$  составили от -4,4% до -2,1%, таким образом, интервал отклонений не превышает 2,3%.

На шинах 35 кВ зарегистрированы отклонения установившегося напряжения по фазам, которые составили от +0,8 до +11,6 % на 1с-35 и от -2,2 до +12,6, на 2с-35. Это свидетельствует о неравномерном распределении отклонения напряжения по фазам, которое объясняется появлением несимметрии по обратной и нулевой последовательностям. Наибольшее за сутки значение коэффициента несимметрии по нулевой последовательности  $K_{0U}$  составило 4,67% для 1с-35 и 6,99% для 2с-35. Причем суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые и предельно допустимые значения составляет 100% от расчетного периода регистрации (24 ч). Отклонения установившегося напряжения по прямой последовательности  $U_{1(1)}$  от +5,3 до +7,8% на 1с-35, на 2с-35 от +4,7 до +7,8%. Интервал отклонений соответственно составляет 2,5% и 3,1%. Это объясняется регулированием коэффициента трансформации с помощью РПН питающих трансформаторов для поддержания напряжения на шинах 6 кВ.

По результатам регистраций на шинах 6 кВ отклонения установившегося напряжения составили: на 1с-6 от +2,7 до +5,3% (интервал отклонений 2,6%); на 2с-6 – интервал отклонений изменялся от 2,4 до 6,4%; на 3с-6 – интервал отклонений изменялся от 0,9 до 11,5%; на 4с-6 от 0 до +4,2%.

Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности  $K_{0U}$  составляет 6,36% для 1с-6 и 9,22% для 4с-6. Для 2с-6 и 3с-6 коэффициент  $K_{0U}$  зарегистрирован в диапазонах 4,14÷17,33% и 7,98÷14,91%, соответственно. Причем суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые и предельно допустимые значения за все время регистраций составляет 100%. На рис.2 приведены примеры характерных изменений напряжения зарегистрированных на 2с-6 в течение суток в разные дни.

Из рис.2 видно, что величина отклонения напряжения достаточно велика и достигает 12-14%. Отклонения имеют не системный характер и вызваны значительными изменениями мощности нагрузки, а также переключениями РПН. Регистрации показали, что между искажающими воздействиями возможны перерывы (более двух суток).

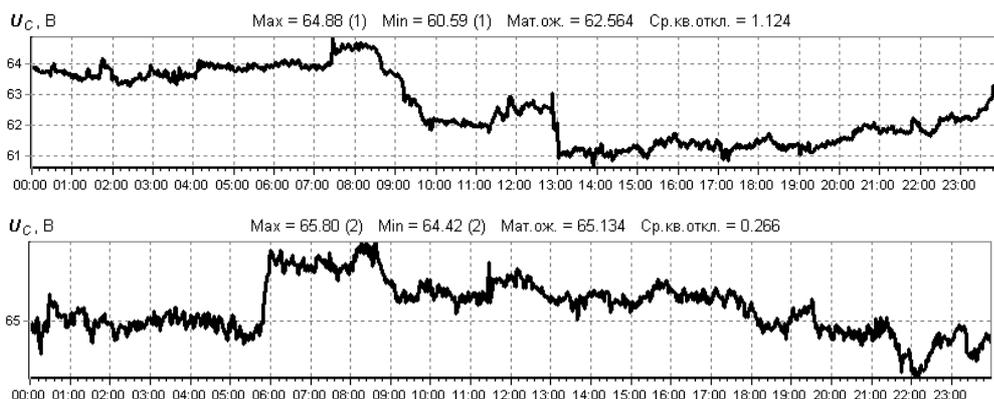


Рис.2 Изменение напряжений на фазе С (регистрация Пармой РК3.01)

Регистрации в режиме мониторинга позволили определить распределение уровней искажений синусоидальности напряжения на шинах 6 кВ ПС-40А. Систематизация регистраций гармонических искажений приведена в табл.1. На 3с-6 кВ зарегистрированы наибольшие систематические искажения с превышением предельно допустимых значений в широком диапазоне четных гармоник – с 6-й по 20-ю, а также превышение нормально допустимых значений на нечетных - 3, 7, 15 и 21-й гармониках.

Таблица 1

Результаты измерений гармонических искажений напряжения

№ п/п	№ гармоники	ГОСТ 13109-97[1]	Изменение коэффициента гармонических составляющих напряжения (%)	Система шин
1	3	0,75	0,66 ÷ 1,03	2 сш 150 кВ
2		1,5	0,54 ÷ 2,09	2 сш 6 кВ
3		1,5	<b>2,35 ÷ 4,57</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
4	6	0,3	<b>0,27 ÷ 2,29</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
5	7	1,0	0,81 ÷ 1,02	2 сш 150 кВ
6		3,0	<b>3,01 ÷ 9,79</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
7	8	0,3	<b>0,33 ÷ 0,98</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
8	12	0,2	0,05 ÷ 0,41	2 сш 6 кВ
9		0,2	<b>0,19 ÷ 1,05</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
10	14	0,2	<b>0,13 ÷ 0,54</b>	3 сш 6 кВ
11	15	0,3	0,26 ÷ 0,32	2 сш 35 кВ
12		0,3	<b>0,19 ÷ 0,58</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
13	16	0,2	<b>0,04 ÷ 0,48</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
14	18	0,2	0,13 ÷ 0,25	2 сш 35 кВ
15		0,2	<b>0,02 ÷ 0,58</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
16	20	0,2	<b>0,01 ÷ 0,37</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>
17	21	0,2	0,24 ÷ 0,25	2 сш 150 кВ
18		0,2	0,22 ÷ 0,29	2 сш 35 кВ
19		0,2	<b>0,04 ÷ 0,91</b>	<b>3 сш 6 кВ</b>

Как видно из табл.1, искажения на шинах 35 и 150 кВ значительно меньше, чем на шинах 6 кВ. Следовательно, источник искажений подключен к шинам 6 кВ. На остальных системах шин искажений, превышающих нормально допустимых значений, не выявлено [4, 5].

Из сопоставления результатов одновременной регистрации на гальванически связанных (через токоограничивающие реакторы) системах шин 3с-6 и 4с-6 (рис.1 Р-№ 6 и Р-№ 8), можно сделать вывод, что искажения присутствуют в основном на системе шин 3с-6. В случае эмиссии искажений со стороны 35 и 150 кВ через силовой трансформатор Т-2 искажения на системах шин 3с-6 и 4с-6 при равномерном распределении нагрузки были бы примерно одинаковы.

Искажения синусоидальности напряжения на 3с-6 зарегистрированы как в рабочие, так и в выходные дни. При этом искажения на четных гармониках имеют систематический и длительный характер. На рис.3 приведены примеры зарегистрированных изменений четных гармоник напряжения, превышающих нормально допустимое (0,3) и предельно допустимое (0,45) значение для 6-й и 8-й гармоник. Длительность (выходы) предельно допустимых значений достигала 99-100% в течение суток.

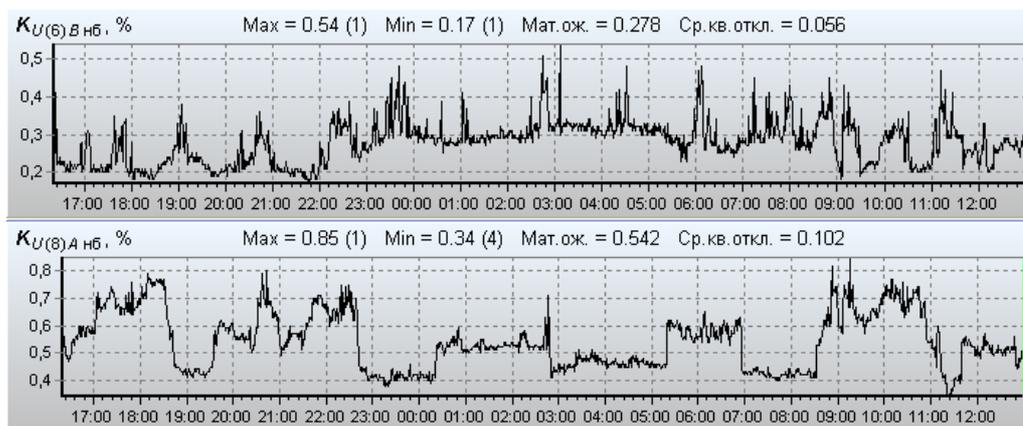


Рис.3. Изменение 6 и 8 гармоник напряжения на 3с-6 кВ подстанции ПС-40А

Сопоставление регистраций спектрального состава напряжения на шинах 6 кВ, 35 кВ и 150 кВ ПС-40А позволило локализовать шины с источниками искажений ПКЭ – в основном система шин 3с-6 кВ.

Для дальнейшей локализации источников искажений с помощью регистрации качества напряжения необходима одновременная регистрация в точках сети, разделенных каким-либо элементом, например, регистрация на шинах в ОРУ 6 кВ и на шинах подстанции потребителя. В связи с невозможностью проведения объективных измерений выполнена регистрация токов на вводных выключателях и выключателях присоединений. Гармонический состав тока в сравнении со спектром напряжения непосредственно не позволяет определить источник искажения, т.к. определяется относительно переменной величины – тока в присоединении. Поэтому локализация источника искажений выполнена по результатам

сопоставления гармонических искажений токов в присоединениях и напряжения на шинах с учетом мощности искажающих воздействий:  $W_{гк} \sim (I_{гк})^2$ , где  $I_{гк}$  – сила тока гармоники. Анализ распределения мощности гармонических искажений также позволил выделить присоединения с наибольшей мощностью четных гармоник.

Из сопоставления полученных данных выяснено, что изменения напряжения на шинах 150 кВ не могут являться причиной ухудшения ПКЭ в части отклонений напряжения у потребителя. Отклонения напряжения на шинах 35 кВ, в основном, определяются изменениями нагрузки и также находятся в пределах нормативных требований. Наибольшие установившиеся отклонения напряжения имеются на шинах 6 кВ, что объясняется неравномерностью графика нагрузки ГОК. Преимущественное влияние на отклонения напряжений оказывает нагрузка, подключенная к системам шин 2с-6 и 3с-6.

По результатам энергетического обследования спектра токов в присоединениях источники гармонических искажений присутствуют на фф.42-48 3с-6. Наиболее мощный источник четных гармоник подключен по ф.48 3с-6. Таким образом, выявлены характер и наиболее мощный источник искажающих воздействий. Однако результирующее искажение определяется наложением искажающих и нормализующих действий электроустановок всех потребителей и питающей сети. Поэтому объективная оценка виновности конкретного потребителя должна определяться с учетом степени влияния остальных подключений. Решение этой задачи затруднено вследствие ограниченности возможностей приборов «Парма» и отсутствия соответствующей нормативной базы.

## **Регистрации на подстанции г.Северодвинска**

Исследования выполнялась с июня по октябрь 2007 г. по заказу ОАО «Архэнерго». Основанием для выполнения работы послужили данные эксплуатации о повышенном расходе ресурса силовых трансформаторов ПС № 38, а также данные о наличии у потребителя мощных приемников с нелинейными характеристиками, в том числе предположительно установки, являющиеся источником искажений показателей качества электроэнергии.

Задачей работы являлось исследование влияния нагрузок, выявление причины повышенного износа силовых трансформаторов на ПС 110/10кВ № 38 и выдача предложения по ограничению опасных электромагнитных воздействий.

Подстанция ПС-38 110/10/10 кВ (рис.4) относится к филиалу «Архангельские электрические сети» Северодвинский РЭС и находится в промышленной зоне города Северодвинск. Основным потребителем подстанции является Северное Машиностроительное Предприятие. По некоторым отходящим фидерам 10 кВ питаются городские потребители.

На момент измерений трансформатор Т-2 был выведен из работы. Системы шин 10 кВ запитаны от трансформатора Т-1, поэтому секционные выключатели находились во включенном состоянии. Таким образом, системы шин I с.ш. и II с.ш., а также III с.ш. и IV с.ш. были попарно гальванически связаны через секционные выключатели (рис.4). Поэтому регистрация ПКЭ по

напряжению на каждой системе шин отдельно была не возможна и не позволила локализовать источник искажений. Для выявления источника искажений выполнена регистрация изменения характеристик перетоков энергии и токов. Регистрации выполнены на трансформаторах токов вводных (рис.4 № 1-4) и секционных выключателях (рис.4 № 5, 6).

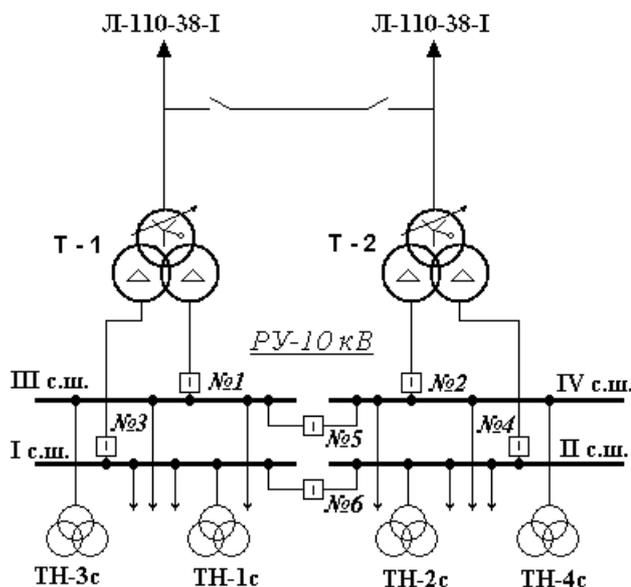


Рис.4. Принципиальная схема подстанции ПС-38

По данным мониторинга систематически регистрируются искажения синусоидальности напряжения с появлением большого числа четных и нечетных гармоник. Так на объединенных III с.ш. и IV с.ш. зарегистрировано постоянное наличие гармоник до 40-й. Величина гармоник составила десятые или сотые (26-я гармоника и выше) доли процента. Превышают 1% 3-я, 5-я и 7-я гармоники. Превышение нормально допустимого уровня зарегистрировано для 15-й и 21-й гармоник с выходом менее 2% от времени регистрации. Превышений предельно допустимого уровня не отмечено.

По данным длительной регистрации после разделения шин гармонический состав искажений напряжения на III с.ш. и IV с.ш. не изменился.

В режиме раздельной работы регистрация на I с.ш. показала повышение суммарного коэффициента искажения синусоидальности напряжения до 3%. Однако выход превышений нормально допустимого уровня для всех гармоник равен нулю.

Регистрации на II с.ш. также показали увеличение суммарного коэффициента искажения синусоидальности напряжения до 3%. В распределении искажений по гармоникам превышение нормально допустимого уровня для 28-й гармоники (выходы более 5% от времени регистрации) и для 30-й гармоники (выходы до 1,5%).

Таким образом, гармонические искажения напряжения, превышающие нормально допустимые уровни, зарегистрированы для 15-й и 21-й гармоник на

III с.ш. и IV с.ш. и для 28-й и 30-й гармоник на II с.ш. Выходы превышений составляют 2...5% от времени регистрации.

Регистрации токов нагрузки выполнены в цепях трансформаторов тока вводных выключателей (полный ток нагрузки на одну из обмоток 10 кВ силового трансформатора), секционных выключателей (в ремонтном режиме работы с одним силовым трансформатором), а также выключателей присоединений к каждой из систем шин 10 кВ. Результаты регистрации показали, что токи нагрузки I с.ш. и II с.ш. имеют медленно меняющийся характер и достигали 780.860 А. Токи III с.ш. с IV с.ш. достигали 500 А и более. Зарегистрированы резкие повышения тока нагрузки III с.ш. и IV с.ш., величиной до 600 А. По данным регистратора РК6.05 ударные изменения повторяются с высокой интенсивностью и сопровождаются значительным увеличением колебательных отклонений частоты.

Появление ударных токов происходит преимущественно после 17 ч и в ночное время. Отсутствие таких воздействий отмечено в выходные дни. Это свидетельствует о нахождении источника на промышленном предприятии. Проведенные регистрации позволили исключить нагрузку, подключенную к I с.ш. и II с.ш., из состава источников интенсивной ударной нагрузки.

Зарегистрированные искажения синусоидальности вызывают увеличение потерь намагничивания и некоторое увеличение потерь электроэнергии, но не являются опасными для силовых трансформаторов. Поэтому специальных мероприятий по снижению гармонических искажений с целью уменьшения негативных влияний на силовые трансформаторы не требуется. Локализация источников искажений синусоидальности в связи с отсутствием опасности для силовых трансформаторов не требуется. Можно отметить, что источники искажений подключены ко II с.ш., III с.ш. и IV с.ш. 10 кВ ПС № 38.

В результате регистраций выявлено, что при относительно небольших отклонениях ПКЭ по напряжению возможны опасные токовые воздействия, повышающие износ силового оборудования, в том числе ударные изменения силы тока, а также изменения частоты и синусоидальности тока.

### **Измерения на ПС-33 п. Ревда и на ПС-361 с.Ловозеро**

Целью этой работы являлось обследование нагрузки потребителей, подключенных к подстанциям ПС-33 и ПС-361 для определения вариантов ее перераспределения и контроль ПКЭ.

Обследуемые участки сети 6 (рис.5) и 10 кВ (рис.6), подключенные к ПС-33 и ПС-361, включают 43 ТП и 32 КТП и имеют сложную структуру, включающую несколько закольцованных участков. В сети имеется большое число узлов с возможностью перераспределения потоков энергии. Тщательное обследование этих участков сети с регистрацией распределения потоков энергии в режиме мониторинга (непрерывная регистрация в течение недели на каждом присоединении) в течение одного года практически невозможно даже с использованием нескольких измерительных комплексов. Поэтому была разработана методика одновременной регистрации потоков электроэнергии и ПКЭ в нескольких точках сети и в первую очередь проведены регистрации на присоединениях к шинам подстанций ПС-33 и ПС-361, а затем, выполнены выборочные регистрации на подключенных ТП.



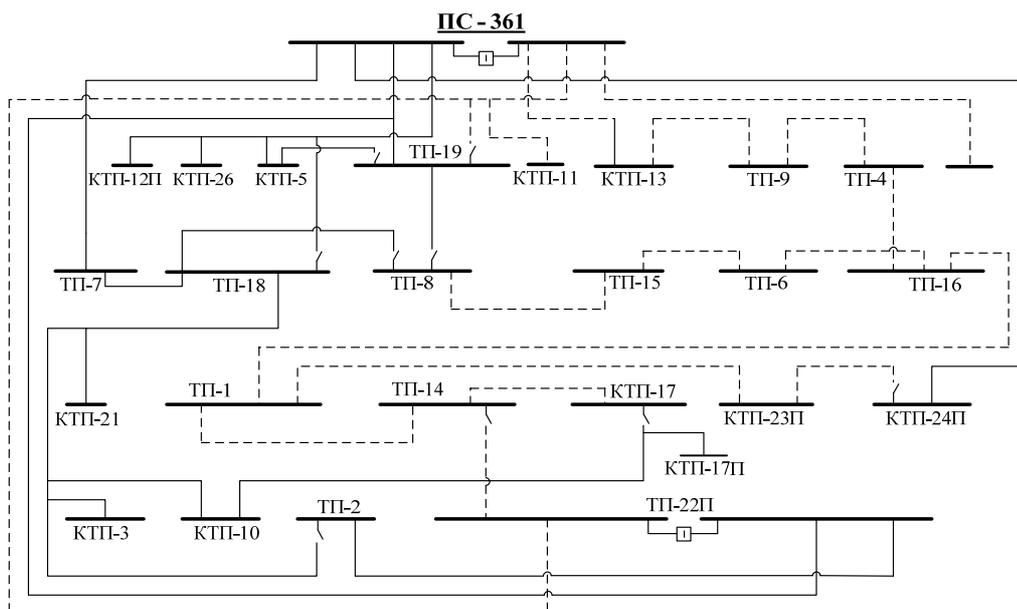


Рис.6. Схема распределительной сети 10 кВ, подключенной к подстанции ПС-361

Нарушения коэффициента искажений синусоидальности напряжения зарегистрированы на 1 сш и 2 сш 6 кВ ПС-33 с превышением, как нормально допустимых, так и предельно допустимых уровней. Коэффициент искажений синусоидальности превышает 9%.

При этом коэффициент гармонических составляющих напряжения на 1 сш 6 кВ ПС-33 превышает предельно допустимый уровень для 14-ти гармоник. В том числе многократные нарушения зарегистрированы на 5-ти гармониках – для 15-й почти в 10 раз, для 9-й в 8 раз, для 12-й в 6 раз, для 10-й и 11-й в 3 раза.

Коэффициент гармонических составляющих напряжения на 2 сш 6 кВ ПС-33 превышает предельно допустимый уровень для 10-ти гармоник. В том числе многократные нарушения зарегистрированы на 9-й гармонике. Предельно допустимый уровень превышался более чем в 5 раз.

Нарушения коэффициента искажений синусоидальности напряжения зарегистрированы на 1 сш и 2 сш 10 кВ ПС-361 с превышением нормально допустимого уровня. На 2 сш 10 кВ ПС-361 также зарегистрированы нарушения предельно допустимых уровней. Коэффициент искажений синусоидальности превышает 8%.

При этом коэффициент гармонических составляющих напряжения на 1 сш 10 кВ ПС-361 превышает предельно допустимый уровень для 13-ти гармоник. В том числе многократные нарушения зарегистрированы на 4-х гармониках – для 9-й почти в 9 раз, для 15-й почти в 8 раз, для 3-й и 21-й в 3 раза.

Коэффициент гармонических составляющих напряжения на 2 сш 10 кВ ПС-361 превышает предельно допустимый уровень для 11-ти гармоник. В том числе многократные нарушения зарегистрированы на 4-х гармониках – на 6-й и 9-й около 6 раз, на 3-й и 21-й немногим менее 3 раз. Как видно искажения синусоидальности напряжения на шинах 10 кВ ПС-361 несколько ниже, чем на шинах 6 кВ ПС-33.

Результаты регистраций выявили нарушения ПКЭ и наличие нескольких источников искажений. В связи с этим определение ответственности искажающих потребителей должно базироваться на степени участия каждого потребителя в снижении качества электроэнергии.

### Измерения на ТП КНЦ РАН

Регистрации определены задачами энергоаудита организации.

Схема распределительной сети 10 кВ, снабжающая электроэнергией потребителей КНЦ РАН, приведена на рис.7. Точки подключения регистраторов качества электроэнергии Парма РК3.01 выбирались произвольно с учетом загрузки трансформаторов.

Регистрации проводились на выводах трансформаторов (со стороны подключения потребителей 220 кВ) трансформаторных подстанций ТП-63 (Т-2), ТП-70 (Т-1 и Т-2). Зарегистрированы искажения напряжения по ряду показателей: отклонений установившегося напряжения и искажения синусоидальности (коэффициентов синусоидальности и гармонических составляющих).

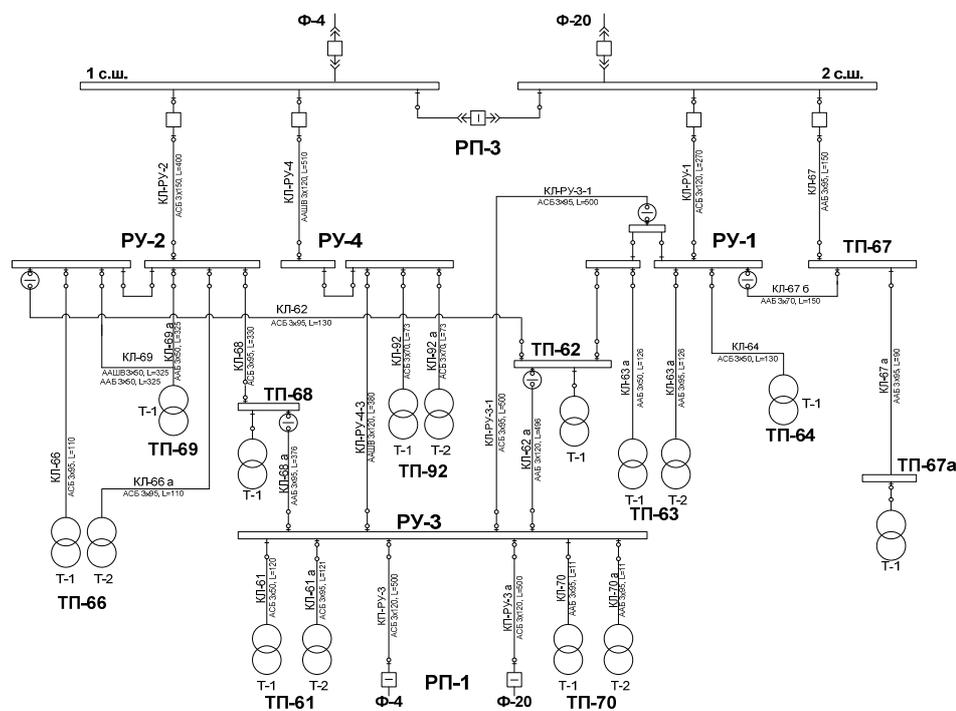


Рис.7. Схема распределительной сети 10 кВ КНЦ РАН

На шинах ТП зарегистрированы отклонения уровня напряжения как в сторону снижения так и в сторону увеличения. Длительность отклонений напряжения всегда превышает нормально допустимые значения и не превышает предельно допустимых нормативных требований ГОСТ 13109-97.

Зарегистрированы также отклонения (в сторону увеличения) установившегося напряжения прямой последовательности. Диапазон максимальных отклонений составил – от 223,0 В до 241,6 В т.е.  $+1,4 \div 9,8\%$ . Наибольшие и наиболее длительные искажения установившегося напряжения зафиксированы на фазе С.

Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности достигает 6,61%, что превышает предельно допустимые значения. Несимметрия имеет систематический характер, искажения зафиксированы только в рабочее время в будние дни. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности не превышает 0,91%, т.е. превышений нормативных требований по ГОСТ 13109-97 не зафиксировано.

Значения коэффициентов гармонической составляющей напряжения имеют превышения нормально и предельно допустимых значений для гармоник с 3-й по 33-ю (превышения зафиксированы для 15-ти гармоник). Наибольшие превышения искажений зафиксированы для гармоник кратных 3-м (3, 9, 15, 21, 27).

Таким образом, в результате регистраций выявлены систематические искажения ПКЭ. Полученные данные являются основой для разработки мероприятий по обеспечению потребителей электроэнергией надлежащего (ГОСТ 13109-97) качества.

## **Выводы**

Обобщение и анализ опыта регистрации в схемах электроснабжения промышленных предприятий и населения городов Архангельска, Ковдор, Ревдинского района и в сети 0,4-10 кВ КНЦ РАН позволили выявить следующее:

1. Проблема качества является актуальной для распределительной сети 35-6 кВ, а также 0,4 кВ в связи с длительным отсутствием контроля за качеством электроэнергии и недостаточностью нормативной базы, методических разработок и технических средств, а также ограниченностью средств защиты от искажающих факторов.

2. Значительные трудности возникают при выявлении источников искажений и обеспечения доказательной базы для судебных разбирательств с виновниками искажений.

3. Недостаточная возможность регистрирующей аппаратуры для комплексного обследования показателей качества на шинах мощных распределительных подстанций и отсутствие эффективных методик определения степени участия каждого потребителя в снижении качества электроэнергии.

4. Контроль ПКЭ по напряжению в ряде случаев не дает полной информации об опасных искажениях качества электроэнергии.

## **Литература**

1. ГОСТ 13109-97. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

2. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. РД 153-34.0-15.502-2002.
3. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанций / Вестник МГТУ, том 12, № 1, 2009 г. 58-64 с.
4. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Исследование возможности локализации источника гармонических искажений напряжения на питающих подстанциях. / Сборник научных трудов ЦФТПЭС КНЦ РАН «Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети» Апатиты 2008 г., 140-147 с.
5. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Проблемы локализации источника искажений качества электроэнергии. / Сборник докладов десятой Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2008, Санкт-Петербург ВИТУ, 138-142 с.

#### ***Сведения об авторах***

##### **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

##### **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: ymnevtr@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

##### **Карпов Алексей Сергеевич**

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: dal\_par07@ien.kolasc.net.ru

# КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

---

УДК.519.67:620.9 (470.21)

**Б.Г.Баранник, Н.В.Калинина, Ю.В.Абрамов, С.Н.Трибуналов**

## **ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРСПЕКТИВУ**

### **Аннотация**

Представлены возможные варианты топливно-энергетического баланса Мурманской области в 2025 г. Одним из основных факторов, определяющих конфигурацию этих вариантов, является предполагаемые технические решения проблемы энергообеспечения сухопутной части проекта освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения

### **Ключевые слова:**

*Топливо-энергетический баланс, перспективы, Мурманская область.*

**B.G.Barannik, N.V.Kalinina, J.V.Abramov, S.N.Tribunalov**

## **POSSIBLE VARIANTS OF FUELS AND ENERGY BALANCE OF MURMANSK REGION'S ON PROSPECT**

### **Abstract**

Possible variants of fuels and energy balance of Murmansk region's in 2025 are presented. One of major factors of these variants defining a configuration is prospective technical decisions of a problem of power supply of an overland part of the project of development Shtokman gas and condensate.

### **Keywords:**

*fuel and energy balance, perspective, Murmansk region's.*

Разработка топливно-энергетического баланса (ТЭБ), которая является основной целью завершающего этапа системных исследований перспектив развития (ТЭК) как страны в целом, так и отдельных ее регионов, дает необходимую информационную базу, инструмент для проведения анализа, прогноза и индикативного планирования развития ТЭК [1].

Формирование ТЭБ Мурманской области как в ретроспективе, так и в перспективе имеет свои особенности, обусловленные внешними и внутренними факторами, влияющими на количественную и качественную его характеристики и структуру в целом.

Среди них основными являются.

1. Отсутствие собственной топливной базы на территории области.
2. Кольская электроэнергетическая система (энергосистема), занимающая периферийное, относительно обособленное положение в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Северо-Запада, небольшой мощности. Появление на территории области любого достаточно крупного потребителя энергоресурсов может существенным образом отразиться на расходной и приходной части энергетических балансов региона.

Для Мурманской области в перспективе такими основополагающими объектами являются, в первую очередь, освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГKM), а также развитие Мурманского транспортного узла (MTY). Потребители энергоресурсов, появление которых обусловлено реализацией других инвестиционных проектов, не столь существенны.

Немаловажным фактором, определяющим исходные предпосылки для формирования перспективных ТЭБ, является и финансово-экономический кризис и динамика его преодоления.

В данной статье анализируется ТЭБ Мурманской области, сложившийся к предкризисному 2007 г., и рассматриваются варианты перспективных ТЭБ региона, основным определяющим фактором которых является принятое техническое решение проблемы энергообеспечения сухопутной части проекта ШГKM.

В таблице 1 представлен отчетный топливно-энергетический баланс области, который в некоторой степени является расчетным, так как построен не только на данных органов госстатистики, а и на информации, полученной непосредственно от основных потребителей и производителей энергоресурсов, что позволило сделать его более отвечающим действительности.

Составление баланса производилось исходя из следующих основных положений.

1. Гидроэнергия и ядерная энергия учитывалась по количеству выработанной на их базе электроэнергии с пересчетом в условное топливо по среднему удельному его расходу на ее отпуск равному  $b = 0,325$  т. у.т./МВт·ч, как это следует из [2].

2. Произведенная на ТЭЦ электроэнергия в полном объеме ( $W_{\text{ТЭЦ}}$ , МВт·ч) потребляется непосредственно на территории региона.

3. Пересчет расхода на собственные нужды электростанций, потерь в электрических сетях и конечно потребляемой электроэнергии (в том числе электродвигательными) в условное топливо производился на основе фактического средневзвешенного значения его удельного расхода на отпускаемую электроэнергию, определяемого по формуле:

$$b_{\text{cp}} = \frac{W_{\text{ТЭЦ}} \cdot b_{\text{ТЭЦ}} + W \cdot b}{W_{\text{ТЭЦ}} + W},$$

где  $b_{\text{ТЭЦ}}$  – удельный расход условного топлива на отпускаемую от ТЭЦ электроэнергию, т. у.т./МВт·ч.

При этом  $W = W_{\Sigma} - W_{\text{ТЭЦ}}$ , МВт·ч, где  $W_{\Sigma}$  – годовое потребление электроэнергии по области, МВт·ч.

4. Пересчет тепловых потерь в сетях и конечно потребляемой теплоэнергии в условное топливо производился с учетом средневзвешенного фактического расхода условного топлива на отпущенную теплоэнергию  $q_{\text{cp}}$ , определяемого по формуле:

$$q_{\text{cp}} = \frac{Q_{\text{т}} \cdot q_{\text{т}} + Q_{\text{к}} \cdot q_{\text{к}}}{Q_{\text{т}} + Q_{\text{к}}}, \text{ т у. т./Гкал},$$

где  $Q_{\text{т}}$  и  $Q_{\text{к}}$  – отпуск тепла от ТЭЦ и котельных (соответственно), Гкал;  $q_{\text{т}}$  и  $q_{\text{к}}$  – удельный расход условного топлива на отпускаемую теплоэнергию от ТЭЦ и котельных, соответственно, т у.т./Гкал.

5. Общий расход угля по области (в т у.т.) определялся с учетом сложившейся видовой структуры его потребления и калорийного эквивалента каждого из его видов.

Таблица 1

Единый топливно-энергетический баланс Мурманской области за 2007 г., тыс.т у.т.

	Наименование	Уголь	Мазут	Моторное топливо	Прочие виды топлива	Гидро и атомная энергия	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Блок ресурсов	Производство				4	5490			5494
	Ввоз	633	2367	1079	30				4109
	Вывоз					-1520			-1520
	Потребление первичной энергии	633	2367	1079	34	3970			8083
Блок преобразования	Производство электроэнергии	-120	-60			-3970	4150		
	Производство теплоэнергии	-220	-2030				-70	2320	
	Собственные нужды						-280		-280
	Потери в сетях						-200	-335	-535
Блок конечного потребления	Потребление конечной энергии	293	277	1079	34		3600	1985	7268
	Промышленность	289	187	550	9		2300	705	4040
	Транспорт	4	80	180			210	5	479
	Население			125	25		270	1140	1560
	Прочее		10	224			820	135	1189

При распределении угля по направлениям его использования как конечного энергоресурса пересчет из натурального исчисления (т н.т.) в условное (т у.т.) производился с помощью средневзвешенного значения калорийного эквивалента  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ , определяемого по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{\sum_i^n B_i \cdot \mathcal{E}_i}{\sum_i^n B_i},$$

где  $B$  и  $\mathcal{E}$  – расход (т н.т.) и калорийный эквивалент, соответственно,  $i$ -го вида угля. Анализируя данные табл.1, видим, что в целом Мурманская область является дефицитной по первичным энергоресурсам, ввоз которых (котельно-печное и моторное топливо) составляет более 50% потребляемой областью первичной энергии. Наряду с этим область экспортирует первичный энергоресурс в виде электроэнергии, объем которой эквивалентен более 1,5 млн т у.т., что соответствует примерно пятой части потребляемой первичной энергии. Несмотря на суровые природно-климатические условия и географическое положение, преобладающей конечной энергией в области является электроэнергия на долю которой приходится около половины потребляемой конечной энергии (рис.1). Это обусловлено сложившейся ориентацией промышленности области на электроемкие производства.

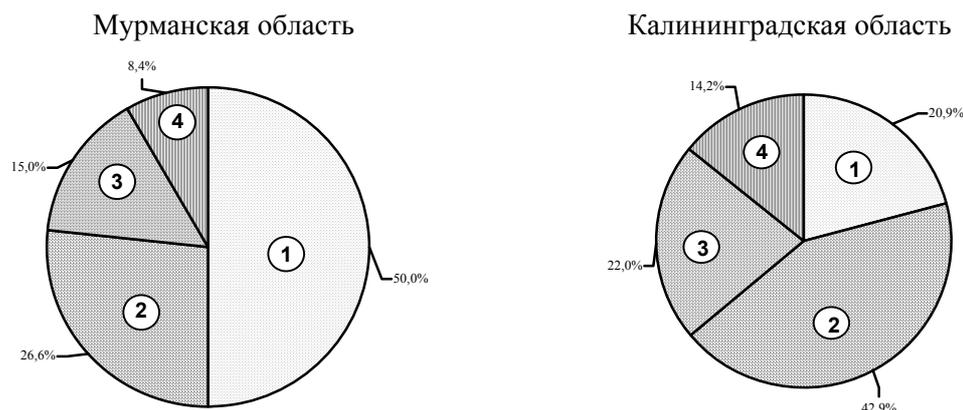


Рис.1. Структура потребляемой конечной энергии:

1 – электроэнергия; 2 – теплоэнергия; 3 – моторное топливо; 4 – котельно-печное топливо

В общем объеме потребляемого топлива как конечной энергии основную роль играет моторное топливо. Доля котельно-печного топлива, непосредственно используемого как конечный энергоресурс, невысока (менее 9%).

Для сравнения на рис. 1 представлена структура потребляемой конечной энергии Калининградской области [3], в которой, как и в целом по стране, преобладает потребление конечной энергии в виде тепла. Это сравнение лишний раз подчеркивает, что именно сводный топливно-энергетический баланс региона является отражением его производственной специализации.

Анализ развития систем энергообеспечения в предкризисный период показывает, что наряду с отсутствием собственной топливной базы в ТЭК области присутствуют следующие негативные явления (факторы).

1. Несовпадение по территории крупных производителей и потребителей электроэнергии при недостаточном развитии сетевого хозяйства. До 70% производства электроэнергии сосредоточено в южном и центральном районах, а на севере отсутствует мощный источник электроэнергии, в то время как здесь сосредоточены крупные и ответственные потребители. Магистральные ЛЭП из центрального района на север используются на пределе пропускной способности (450-500 МВт).

2. Угроза возникновения дефицита мощности в условиях роста потребления электроэнергии после вывода из эксплуатации первых двух энергоблоков Кольской АЭС в случае, если им не будет обеспечена замена;

3. Угроза снижения надежности работы Кольской энергосистемы вследствие общего старения энергетического оборудования;

4. Незрелость энергосбережения, отсутствие повсеместного использования приборов учета и контроля потребляемой теплоэнергии, что стимулирует энергоснабжающие предприятия к снижению потерь в сетях.

В этих условиях основными задачами развития энергетического комплекса Мурманской области являются:

- сохранение и усиление достаточно эффективного электроэнергетического потенциала области за счет модернизации основного генерирующего оборудования, своевременной и равноценной его замены после исчерпания им ресурса и сооружения новых технико-экономически обоснованных источников энергии;

- развитие электросетевого хозяйства региона как для надежного и эффективного обеспечения внутреннего спроса на электроэнергию действующих и вновь вводимых потребителей, так и для усиления связи с соседними электросистемами и свободного выхода генерирующих мощностей на оптовый энергетический рынок Северо-Запада;

- повышение эффективности систем теплоснабжения за счет перехода на более дешевое топливо, снижения потерь при распределении энергии путем улучшения теплоизоляции тепловых сетей, отрегулированности их режимов и внедрения приборов учета и контроля у потребителей тепла, а так же развития децентрализованных источников, использующих природный газ Штокмановского месторождения;

- использование местных энергоресурсов (в первую очередь, энергии ветра).

Поэтому решение указанных задач было положено в основу формирования ТЭБ области, главной целью которого является обеспечение условий для реализации целевого инновационного сценария ее развития, который в актуализированной в 2010 г. Фондом Центра Стратегических разработок «Северо-Запад» версии проекта Стратегии социально-экономического развития Мурманской области, разработанного в 2008-2009 гг. Кольским Научным Центром РАН (далее – Стратегия), назван «Столица Арктики» [4]\*.

При этом учитывался ряд обстоятельств.

I. Разразившийся осенью 2008 г. финансово-экономический кризис не заставил отказаться от инвестиционно-привлекательных проектов на территории

---

\* Региональным правительством Стратегия 15 июня 2010 г. рассмотрена и принята за основу.

области. Однако сроки начала их реализации были перенесены на 3-5 лет. Так, например, выдача первого газа ШГКМ на берег приурочена к 2016 г. (вместо 2013 г.), начало производства сжиженного природного газа (СПГ) – на 2017 г. Окончательное решение о производстве трубопроводного газа планируют принять в марте 2011 г., а решение о производстве СПГ – до конца 2011 г. [5].

II. Спад в ТЭК региона в результате кризиса был не более глубоким, а темпы его преодоления были не медленнее, чем в целом по стране. Например, в 2009 г. в Мурманской области производство электроэнергии составило 96,3%, а ее потребление – 101,4% от уровня кризисного 2008 г. (табл.2).

Таблица 2

Отчетные балансы электроэнергии Мурманской области, млн кВт·ч

Год	Производство			Потребление			
	Всего	ГЭС	АЭС	ТЭЦ	Мурманская область	Передача в Карелию	Экспорт
2007	17511	6734	10291	526	12881	3942	728
2008	17861	6704	10670	487	12945	4343	573
2009	17198	6814	9891	493	13122	3275	801

В целом по стране ожидается, что предкризисный уровень (2007 г.) в электропотреблении будет достигнут к 2012 г. (табл.3). В Мурманской области уже в 2009 г. электропотребление было выше, чем в 2007 г.

Сложившаяся относительно благополучная ситуация в производстве и потреблении электроэнергии в области в кризисные 2008-2009 гг. дает основание полагать, что темпы развития ее электроэнергетической отрасли не будут отставать от темпов развития, предполагаемых для ОЭС Северо-Запада и Российской Федерации в целом. Это касается традиционного электропотребления, обусловленного обеспечением нужд уже действующих на территории области потребителей. В результате реализация новых проектов (в первую очередь, освоение ШГКМ) может привести к более высоким темпам роста электропотребления на территории области.

Скорректированные с учетом кризиса уровни электропотребления новых производств представлены в табл.4.

При этом потребность в электроэнергии предприятий, связанных с проектом освоения ШГКМ, принималась на основе презентационных материалов «О прогнозном балансе выработки и потребления электроэнергии на территории Мурманской области», представленных филиалом ОАО «СО ЕЭС» и «РДУ энергосистемы Мурманской области» на заседании Рабочей группы по координации работ по обеспечению надежности и развитию энергетики Мурманской области 22 декабря 2008 г., г.Полярные Зори (табл.5).

В этой таблице объем электропотребления портового транспортно-технологического комплекса и компрессорных станций определен при числе часов использования мощности (максимальной нагрузки) в 6500 и 7400 ч/год, соответственно.

Таблица 3

Прогноз электропотребления по данным ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» [6]

	2008 г. млрд кВт·ч	Рыночное ожидание						Целевой вариант					
		2010 г. млрд кВт·ч	2015 г. млрд кВт·ч	2020 г. млрд кВт·ч	Среднегодовой прирост млрд. кВт·ч / %			2010 г. млрд кВт·ч	2015 г., млрд кВт·ч	2020 г. млрд кВт·ч	Среднегодовой прирост млрд кВт·ч/%		
					2009-2015	2016-2020	2009-2020				2009-2015	2016-2020	2009-2020
ОЭС Северо-Запада	91,3	90,1	99,4	115,1	1,2/1,2	3,1/3,0	2,0/2,0	91,8	104,3	125,0	1,9/1,9	4,1/3,7	2,8/2,7
ОЭС Центра	220,5	209,8	242,0	284,6	3,1/1,3	8,5/3,3	5,3/2,2	217,4	258,2	315,1	5,4/2,3	11,4/4,1	7,9/3,0
ОЭС Юга	81,0	80,8	93,3	109,4	1,8/2,0	3,2/3,2	2,4/2,5	84,4	105,2	126,8	3,5/3,8	4,3/3,8	3,8/3,8
ОЭС Ср.Волги	108,0	101,6	113,1	128,9	0,7/0,7	3,2/2,6	1,7/1,5	106,6	126,7	152,8	2,7/2,3	5,2/3,8	3,7/2,9
ОЭС Урала	251,0	235,4	266,6	308,1	2,2/0,9	8,3/2,9	4,8/1,7	245,8	286,3	340,2	5,0/1,9	10,8/3,5	7,4/2,6
ОЭС Сибири	209,2	198,4	233,3	256,1	3,4/1,6	4,6/1,9	3,9/1,7	206,9	245,3	275,7	5,2/2,3	6,1/2,4	5,5/2,3
Энергозона Востока	40,5	40,7	46,8	54,9	1,2/2,7	1,2/2,4	1,2/2,6	42,4	53,8	61,9	1,9/4,1	1,6/2,8	1,8/3,6
Россия (централиз. зона)	1001,5	956,8	1096,4	1257,1	13,6/1,3	32,1/2,8	21,3/1,9	995,1	1179,7	1397,4	25,5/2,4	43,5/3,4	33,0/2,8
Децентрализация	19,9	20,4	24,6	28,1	0,7/3,1	0,7/2,7	0,7/2,9	20,9	25,7	31,8	0,8/3,7	1,2/4,4	1,0/4,0
Россия	1021,4	977,2	1221,0	1285,2	14,2/1,3	32,8/2,8	22,0/1,9	1016,0	1205,4	1429,2	26,3/2,4	44,8/3,5	34,0/2,8

Таблица 4

Скорректированные уровни нового электропотребления, млн кВт·ч

Потребители	2012 г.	2016 г.	2020 г.	2025 г.
1. ЗАО «Северо-Западная фосфорная компания»	40	150	400	450
2. Предприятия портовой инфраструктуры (МТУ)	200	500	850	900
3. ОАО «Газпром» (Штокмановский проект)	-	2950	10670	10670
4. ЗАО «Федорово Ресорсес»	-	-	150	400
5. ООО ГРК «Гремяха»	-	-	175	180
6. ЗАО «Синтез Петролеум» (нефтеперерабатывающий завод)	-	-	150	300
7. ООО «Северная хромовая компания»	-	10	25	50
Прочие предприятия	50	100	300	400
Всего	290	3710	12720	13350

Таблица 5

Ввод мощности и прирост электропотребления при реализации фаз  
Штокмановского проекта

Наименование	I фаза	II фаза	III фаза
Мощность, МВт			
Портовый транспортно-технологический комплекс (завод по производству сжиженного газа, установка комплексной подготовки газа, специализированный морской порт)	400	335	670
Компрессорные станции (КС-1 Териберская, КС-2 Оленегорская, КС-3 Зеленоборская)	48	64	96
Всего	448	399	766
Электропотребление, млн.кВт·ч			
Всего	2,95	2,65	5,07

III. Правительство Российской Федерации распоряжением № 1715-р от 13 ноября 2009 г. утвердило Энергетическую стратегию России на период до 2030 года (далее – ЭС 2030) [7]. Это решение имеет огромное значение как для будущего российского энергетического сектора, так и для перспектив стратегического планирования в России. Основные положения ЭС-2020 подлежат использованию при разработке и корректировке стратегий и программ социально-экономического развития, энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации. В ходе разработки ЭС-2030 и материалов мониторинга реализации «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года» (далее – «Генеральная схема») [8] были разработаны Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года» (далее – «Сценарные условия»). Развитие электрогенерации в Мурманской области в соответствии со «Сценарными условиями» характеризуется данными представленными в таблицах 6 и 7.

*Таблица 6*

Динамика установленной мощности действующих электростанций  
Кольской энергосистемы, МВт

Источник	Годы								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ГЭС	1593	1593	1593	1593	1594	1602	1611	1613	1615
Кольская АЭС	1770	1802	1833	1833	1833	1833	1389	946	946

*Таблица 7*

Прирост установленной мощности Кольской энергосистемы  
за счет ввода новых энергоисточников, МВт

Источник	Годы								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Кольская АЭС-2	-	-	-	-	-	300	300	300	300
I вариант: 4×ВБЭР-300									
II вариант ВВЭР-1150	-	-	-	-	-	-	-	-	1150
Мурманская ТЭЦ-2 (3×192-130)	-	-	-	-	-	-	192	192	192
Северная приливная электростанция (ПЭС)		12	-	-	-	-	-	-	-

Анализируя данные этих таблиц необходимо отметить следующее.

1. Незначительный прирост установленной мощности ГЭС, обусловлен реконструкцией и модификацией нескольких ГЭС Пазского каскада (Янискоски ГЭС, Кайтакоски ГЭС, Раякоски ГЭС).

2. Изменение мощности Кольской АЭС определяется реализацией мероприятий по повышению установленной мощности ее энергоблоков и намечаемым выводом из эксплуатации в 2018-2019 гг. первых двух из них. До сих пор не определена конфигурация Кольской АЭС-2. Госкорпорация «Росэнергоатом» планирует решить эту проблему в 2011 г., при этом предпочтение отдается II варианту КАЭС.

3. В приросте установленной мощности Кольской энергосистемы не учтена мощность ветропарка в 200 МВт, вероятность строительства которого к 2020 г. достаточно высока [9].

4. Особое место в развитии как системы электроснабжения так и системы теплоснабжения региона занимает Мурманская ТЭЦ-2, сооружение которой в соответствии со «Сценарными условиями» предусмотрено с использованием угля и паросилового оборудования.

Необходимо отметить, что одним из основных аргументов принятия решения в пользу пылеугольного варианта ТЭЦ-2 было отсутствие гарантий иметь к моменту пуска первой турбины (2013 г.) на территории области природный газ и заключенный предварительный договор на гарантированную поставку Кузнецкого угля.

В связи с новыми сроками ввода первой турбины Мурманской ТЭЦ-2 (2018 г.) поставки природного газа от Штокмановского месторождения для ее нужд могут быть гарантированы в рамках 5% обязательной квоты

для территории, по которой проходит газопровод. Поэтому представляется целесообразным пересмотреть тип оборудования и вид топлива для Мурманской ТЭЦ-2.

ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» (ВТИ) и ОАО «ЭНИН им.Г.М.Кржижановского» было выполнено технико-экономическое сравнение пылеугольного и газового вариантов Мурманской ТЭЦ-2. По всем критериям коммерческой эффективности вариант с парогазовым оборудованием выглядит более привлекательным [10].

5. В «Сценарных условиях» не упомянуто мероприятие по развитию генерации электроэнергии за счет увеличения ее производства на действующих ТЭЦ, в частности Апатитской ТЭЦ. Следует отметить, что кризис сказался на планах реализации этого проекта. Темпы строительства теплопровода Апатитская ТЭЦ – г.Кировск несколько снизились. Вместе с тем, это мероприятие считается одним из основных в программе энергосбережения г.Апатиты, поэтому можно ожидать увеличение выработки Апатитской ТЭЦ к 2015 г. в полтора раза.

6. Большая неопределенность в развитии генерирующих мощностей и линий электропередач в Кольской энергосистеме, необходимых для организации надежного энергоснабжения сухопутной части Штокмановского проекта, побудило компанию «Shtokman Development AG», утвержденную для решения задач финансирования, проектирования, строительства первой фазы освоения ШГКМ, принять решение о рассмотрении в качестве одного из возможных вариантов энергоснабжения завода по сжижению природного газа от собственной газотурбинной электростанции мощностью 650 МВт (при максимальной нагрузке 400 МВт), объявить открытый конкурс на выполнение ее строительства «под ключ». [11]. Изложенные выше обстоятельства и соображения послужили основой для формирования баланса электроэнергии Мурманской области (табл.8).

Анализируя полученные результаты оценки баланса электроэнергии, можно сделать вывод о том, что на протяжении практически всего рассматриваемого периода этот баланс будет бездефицитным. Опасение вызывает только 2019 г., когда в случае реализации II фазы проекта освоения ШГКМ через три года после выполнения его I фазы и осуществления проекта строительства Кольской АЭС-2 (КАЭС-2) по второму варианту может возникнуть дефицит энергии по причине несоблюдения своевременной и адекватной замены снимаемых с эксплуатации первых двух блоков действующей Кольской АЭС (КАЭС-1).

Вместе с тем, ожидаемый дефицит электроэнергии будет относительно небольшим (2,5 млрд кВт·ч), что составляет около 11% от всей потребности области в электроэнергии и относительно недолгим (всего год). Представляется реальным, что ликвидация этого дефицита будет обеспечена за счет подачи электроэнергии из ОЭС Северо-Запада. Во всяком случае, такую возможность необходимо предусмотреть при окончательном обосновании конфигурации КАЭС-2.

В соответствии с прогнозом баланса мощности в ОЭС Северо-Запада при целевом варианте в 2015-2020 гг. будет наблюдаться ее избыток в 2,8 и 1,3 ГВт, соответственно [12]. Имеющиеся электрические связи Кольской энергосистемы с ОЭС Северо-Запада в состоянии обеспечить дополнительную подачу электроэнергии.

Таблица 8

Баланс электроэнергии Мурманской области (округленно), млрд кВт·ч

	Факт 2008	Оценка					
		2012	2016	2018	2019	2020	2025
<b>I Потребность</b>							
традиционное потребление	13,0	13,0	13,4	13,8	13,9	14,1	14,8
потребление новых производств	-	0,3	3,8	7,0	7,5	12,7	13,4
экспорт	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,0
Итого потребность	13,6	13,9	17,9	21,6	22,4	27,8	29,2
<b>II Производство</b>							
ГЭС	6,7	6,6	6,6	6,7	6,7	6,8	6,8
ТЭЦ	0,5	0,9	0,9	2,1	3,3	4,3	4,5
АЭС, всего	10,7	11,5	13,2	<u>12,1*</u>	<u>13,1</u>	<u>15,3</u>	<u>15,3</u>
				10,0	6,8	14,9	14,9
в том числе действующая АЭС-1	10,7	11,5	13,2	10,0	6,8	6,8	6,8
новая АЭС-2	-	-	-	<u>2,1</u>	<u>6,3</u>	<u>8,5</u>	<u>8,5</u>
				-	-	8,1	8,1
нетрадиционные источники энергии	-	-	0,1	0,3	0,5	0,8	0,8
ГТУ собственных нужд	-	-	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Итого производство	17,9	19,0	23,4	<u>23,8</u>	<u>26,2</u>	<u>29,8</u>	<u>30,0</u>
				21,7	19,9	29,4	29,6
избыток (+), дефицит (-)	+4,3	+5,1	+5,5	<u>+2,2</u>	<u>+3,8</u>	<u>+2,0</u>	<u>+0,8</u>
				+0,1	-2,5	+1,6	+0,4

Частично дефицит 2019 г. может быть ликвидирован путем «форсированного» развития генерации с использованием НВИЭ на территории области. Потенциальная возможность такого решения имеется.

Системы теплоснабжения в целом слабо зависят от протекания социально-экономических процессов. Поэтому теплоснабжение Мурманской области в меньшей степени, чем ее электропотребление подвержено воздействию кризисных явлений и изменений в экономике. Тем более, что в потреблении тепла в области преобладает его расход населением и в социальной сфере, стабилизация положения которых является первоочередной задачей федерального и регионального правительств в период кризиса. Кроме того, производственное потребление тепла в области связано в основном с отоплением и вентиляцией производственных помещений, используемые объемы которых слабо зависят от количества выпускаемой продукции.

Возможный вариант перспективного теплоэнергетического баланса региона приведен в табл.9.

Представляется целесообразным сопоставить его основные характеристики с аналогичными характеристиками прогноза развития теплоснабжения в России в целом.

\* В числителе – проект Кольской АЭС реализуется по первому варианту; в знаменателе – по второму варианту.

Так, согласно материалам ЭС-2030 ожидается, что производство тепловой энергии в России к 2020 г. увеличится по сравнению с 2008 г. на 7,7%. Вместе с тем, осуществленный в 2008-2009 гг. мониторинг «Генеральной схемы» показал, что прирост производства тепловой энергии по стране в целом может быть выше и составит 16,3% [13].

Ожидаемый прирост производства тепловой энергии в регионе в соответствии со сформированной версией ее баланса (табл.9) приходится практически в середине приведенного диапазона значений этого показателя и составляет 12,6%.

Таблица 9

Баланс теплоэнергии Мурманской области на период до 2025 г.

	Оценка							
	2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.	
		%		%		%		%
Произведено, млн Гкал	14,3	100,0	15,2	100,0	16,1	100,0	17,0	100,0
%	100,0		106,3		112,6		118,9	
В т.ч.: котельными ТЭЦ	10,7	74,8	10,9	71,7	8,4	52,2	8,6	50,6
другими установками	3,3	23,1	3,9	25,7	7,2	44,7	7,8	45,9
потери	0,3	2,1	0,4	2,6	0,5	3,1	0,6	3,5
Потреблено, млн Гкал	-2,3	-16,1	-1,7	-11,2	-1,3	-8,1	-1,2	-7,0
%	12,0	83,9	13,5	88,8	14,8	91,9	15,8	93,0
%	100,0		112,5		123,3		131,7	
населением	5,8	40,6	6,2	40,8	6,6	41,0	6,8	40,0
промышленностью	3,8	26,6	4,7	30,9	5,4	33,5	6,0	35,3
прочие отрасли экономики	2,4	16,7	2,6	17,1	2,8	17,4	3,0	17,7

Доля ТЭЦ в общем объеме производства тепловой энергии по стране может возрасти с 44% в настоящее время до 47% к 2020 г. [7]. Примерно такой же уровень теплофикации (44,7%) можно ожидать при развитии теплоснабжения в регионе по предлагаемой версии.

Утверждение Федеральных законов «Об энергосбережении и повышении эффективности использования энергии» и «О теплоснабжении», обеспечивающих нормативно-правовую базу эффективного взаимодействия производителей тепловой энергии, организаций, осуществляющих ее транспортировку и распределение, а так же потребителей в рыночных условиях функционирования отрасли и разработка мероприятий по их реализации дают основание надеяться, на существенные положительные сдвиги в системах теплоснабжения региона.

Одной из основных задач формирования рационального ТЭБ области в перспективе является диверсификация его структуры и ликвидация монопольного преобладания в ней одного вида топлива – мазута.

В зависимости от вида топлива, заменяющего в разумных (экономически обоснованных) объемах мазут, можно рассматривать два возможных варианта сводных ТЭБ области, отличающихся структурами приходной части их топливных балансов, а именно: «газовый» и «угольный».

*Газовый вариант* характеризуется высоким уровнем в балансе топлива природного газа, ограниченным сверху допустимой квотой его потребления для территории, предусматривает замену мазута на котельных и, где это возможно, в промышленном производстве, а так же реализацию проекта Мурманской ТЭЦ-2 с парогазовым оборудованием и перевод трех новых угольных котельных в гг. Мончегорск и Заполярный и п.Никель на газ. Возможность такого решения учитывалась при технико-экономическом обосновании строительства этих теплоисточников.

Для *угольного варианта* характерным является высокая доля угля в топливном балансе области, обусловленная реализацией проектов Мурманской ТЭЦ-2 и трех упомянутых котельных, как и планировалось ранее, на угольном топливе.

Сформированный укрупненный сводный топливно-энергетический баланс региона на 2025 г. представлен в табл.10. В ней данные для «угольного» варианта приведены в числителе, для «газового» – в знаменателе. Анализ этих данных свидетельствует о том, что Мурманская область остается дефицитной по первичным топливным ресурсам. Однако характер их ввоза несколько изменится. Так природный газ в область будет поступать по ответвлениям от магистрального газопровода Териберка-Волхов. Значительная часть потребности в жидком топливе (нефтепродуктах) будет обеспечиваться за счет работы НПЗ на территории области, нефтяное сырье для которого будет поставляться морем. Вывоз энергетических ресурсов в виде электроэнергии может быть расширен за счет использования в области НВИЭ.

Построенные на данных таблицы диаграммы (рис.2) свидетельствуют о том, что структура топливопотребления для «угольного» варианта достаточно диверсифицирована. В свою очередь структура топливопотребления для «газового» варианта отличается монопольным преобладанием одного вида топлива – природного газа, что может сказаться на энергетической безопасности региона. Если учесть, что пятая часть газа (900 тыс. т.у.т.) израсходована на собственные нужды завода по сжижению природного газа на ПГУ, в общем объеме потребляемых топливных ресурсов для внутренних нужд области доля природного газа снизится до 54%, т.е. преобладающий монопольный характер этого вида топлива сохранится.

Поэтому полагаем, что наиболее вероятным вариантом структуры приходной части топливного баланса будет некий промежуточный вариант, лежащий в границах очерченных «угольным» и «газовым» вариантами.

Его уточнение будет итогом – обобщением результатов решения конкретных экономически обоснованных задач энерго- и топливоснабжения, в том числе, связанных с газификацией области.

В целом за 2007-2025 гг. рост потребления первичных энергетических ресурсов может составить 66% при ожидаемом росте ВРП в 3,5 раза, как предусмотрено в инновационном сценарии Стратегии.

Представляет интерес сопоставление воздействия рассмотренного варианта ТЭБ на изменение энергоемкости ВРП области и влияния реализации ЭС-2030 на динамику энергоемкости ВВП страны в целом (табл.11).

Таблица 10

Перспективный топливно-энергетический баланс Мурманской области (2025 г), тыс. т у.т. (округлено)

	Наименование	Уголь	Мазут	Природный газ	Моторное топливо	Гидроэнергия и атомная энергия	НВИЭ	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Блок ресурсов	Производство					6690	250			6940
	Ввоз	<u>2245</u>	520	<u>2430</u>	1560					6755
		600		4075						
	Вывоз					-240				-240
	Потребление первичной энергии	<u>2245</u>	520	<u>2430</u>	1560	6450	250			13455
		600		4075						
Блок преобразования	Производство электроэнергии	<u>890</u>		<u>900</u>		6450	250	8490		
		180		1610						
	Производство теплоэнергии	<u>1100</u>	380	<u>1200</u>				80	2760	
		165		2135						
	Собственные нужды							570		570
	Потери в сетях							400	200	600
Блок конечного потребления	Потребление конечной энергии	255	140	330	1560			7440	2560	12285
	Промышленность	250	50	250	690			5530	990	7810
	Транспорт	5	80	50	540			600	100	1375
	Население			30	130			350	1320	1830
	Прочее		10		200			910	150	1270

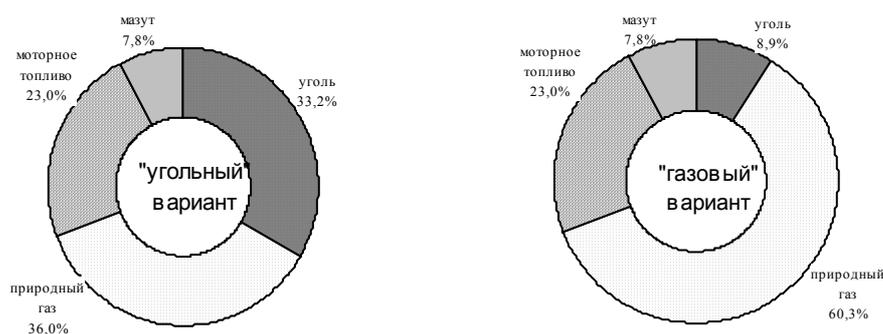


Рис.2. Структура топливопотребления Мурманской области в 2025 г.

Таблица 11

Ключевые показатели энергоэффективности и энергоиспользования на конец рассматриваемого периода, % к уровню 2007 г.

Наименование показателей	Россия, 2030 г. [7]	Мурманская область, 2025 г.
Удельная энергоемкость ВВП (ВРП)	47-50	49
Удельная электроемкость ВВП (ВРП)	63-66	58
Удельная теплоемкость ВВП (ВРП)	35-43	40

Как следует из таблицы, можно полагать, что развитие ТЭБ области по рассмотренным вариантам позволит уже к 2025 г. достичь значений индикаторов энергоэффективности и энергосбережения, которые ожидаются к 2030 г. в целом по стране при реализации ЭС-2030.

Структура приходной части электроэнергетического баланса и сводного ТЭБ области может быть скорректирована после принятия окончательного решения по выбору схемы электроснабжения проекта освоения ШГКМ.

Наряду с этим следует отметить, что, начиная с конца 2009 года, в СМИ в связи с успехами в сфере добычи сланцевого газа (в основном в США) развернулась дискуссия о роли этого нетрадиционного энергоресурса в развитии мировой энергетики [14], наблюдаемый разброс мнений по данной проблеме чрезвычайно широк.

С одной стороны, эксперты полагают, что сланцевый газ может рассматриваться в качестве альтернативы природному, транспортируемому по трубопроводам, и сжиженному газу. Подтверждением этому является предполагаемое увеличение доли сланцевого газа в топливном балансе США к 2030 г. с 10-12% (как планировалось ранее) до 50%. Это существенным образом может сказаться на спросе сжиженного природного газа (СПГ) Штокмановского ГКМ, так как именно на поставки в США было сориентировано его производство.

С другой стороны, некоторые видные отечественные и зарубежные эксперты считают, что поднявшаяся шумиха со сланцевым газом является надуванием очередного пузыря на фондовом рынке и перспективы этого энергоресурса по ряду технических и экологических причин не столь радужны.

Российские и зарубежные участники проекта освоения ШГМК достаточно спокойно отреагировали на эту дискуссию. Тем не менее, совет директоров

«Shtokman Development AG», принимая во внимание возможные изменения рыночной конъюнктуры с СПГ, решил выделить в отдельный этап в рамках проекта освоения ШГМК строительство пускового комплекса трубопроводного газа. Как уже отмечалось, окончательное инвестиционное решение о производстве трубопроводного газа планируется принять в марте 2011 года, а решение о производстве СПГ – до конца 2011 г. Этот подход позволит начать добычу газа для поставки по трубопроводу в 2016 году и обеспечить производство СПГ в 2017 г. [15]. Вместе с тем подчеркивается, что, если на момент принятия окончательного инвестиционного решения по Штокману в декабре 2011 года не будет получен позитивный прогноз по рынку СПГ, проект может быть реализован только для производства сетевого газа. Но даже в этом случае проект будет коммерчески привлекателен, так как его внутренняя норма доходности должна превысить 17,5% при цене нефти в 60 долл. США за баррель [16]. Таким образом, Штокмановское ГКМ может стать основной базой для газопровода «Северный поток» с пропускной способностью 55 млрд м<sup>3</sup>/год газа, реализация проекта которого уже началась [17].

Поэтому представляется заслуживающим внимания рассмотрение возможных электроэнергетического и сводного топливно-энергетического балансов области на период 2025 г. для данного случая.

Электроэнергетический баланс для характерных лет представлен в табл.12.

Сформированный на основе вышеприведенного электроэнергетического баланса ТЭБ области на 2025 г. представлен в табл.13.

Анализ данных приведенных в табл.12 показывает, что на протяжении всего рассматриваемого периода баланс электроэнергии в области для обсуждаемых условий будет бездефицитным. Напряженность с обеспечением электроэнергией может возникнуть в годы вывода из эксплуатации первых двух блоков Кольской АЭС. Поэтому представляется необходимым ускорить принятие решения о строительстве АЭС-2 и вводе первого ее блока не в 2020 г., а в 2019 г. Это позволит не только обеспечить растущие потребности области в электроэнергии, а и экспорт

Таблица 12

Перспективный баланс Мурманской области при специализации освоения ШГМК только для производства сетевого газа (округленно), млрд кВт

Наименование	Факт 2009	Оценка				
		2012	2018	2019	2020	2025
<b>I Потребность</b>						
традиционное потребление	13,1	13,1	13,8	13,9	14,1	14,8
потребление новых производств		0,3	2,5	2,8	5,0	7,1
в том числе: Штокмановский проект			1,5	1,5	2,9	4,4
экспорт		0,8	0,8	0,9	1,0	1,0
Итого потребность	13,9	14,2	17,1	17,6	20,1	22,9
<b>II Производство</b>						
ГЭС						
ТЭЦ	0,5	0,9	2,1	3,5	4,3	4,5
АЭС всего	9,9	11,5	10	6,8	14,9	14,9
в том числе: АЭС-2					8,1	8,1
нетрадиционные источники			0,3	0,4	0,5	0,8
Итого производство	17,2	19,0	19,1	17,5	26,5	27,0
избыток (+), дефицит (-).	+3,3	+4,9	+2,0	-0,1	+6,4	+4,1

Таблица 13

Перспективный топливно-энергетический баланс Мурманской области (2025 г) при специализации освоения ШГКМ  
только для производства сетевого газа, тыс. т у.т. (округлено)

	Наименование	Уголь	Мазут	Природный газ	Моторное топливо	Гидроэнергия и атомная энергия	НВИЭ	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Блок ресурсов	Производство					6510	250			6760
	Ввоз	<u>2245</u>	520	<u>1530</u>	1560					5855
		600		3175						
Блок преобразования	Вывоз					-1230				-1230
	Потребление первичной энергии	<u>2245</u>	520	<u>1530</u>	1560	5280	250			11385
		600		3175						
Блок преобразования	Производство электроэнергии	<u>890</u>		=		5280	250	6420		
		180		710						
	Производство теплоэнергии	<u>1100</u>	380	<u>1200</u>				80	2760	
		165		2135						
Блок конечного потребления	Собственные нужды							430		430
	Потери в сетях							300	200	500
	Потребление конечной энергии	255	140	330	1560			5610	2560	10455
	Промышленность	250	50	250	690			3750	990	5980
	Транспорт	5	80	50	540			600	100	1375
Блок конечного потребления	Население			30	130			350	1320	1830
	Прочее		10		200			910	150	1270

первичного энергоресурса в наиболее квалифицированном его виде – электроэнергии, объем которой эквивалентен более 1,2 млн т у.т. (см. табл.12), что создаст благоприятные возможности для реализации проекта «Кольский энергомоет», идею которого поддержали все участники второго блока Второй Международной практической конференции по проблемам и перспективам взаимодействия субъектов электроэнергетики, прошедшему 26-27 марта 2010 г. в Финляндии [18]. Организация экспорта электроэнергии в Финляндию позволит не только повысить надежность системы энергоснабжения в регионе, но и будет способствовать росту регионального валового продукта, налоговых отчислений в региональный бюджет и созданию новых рабочих мест, т.е. частично компенсирует те выпадающие экономические выгоды в случае отказа от производства СПГ при освоении ШГКМ.

## **Выводы**

1. Формирование сводного ТЭБ субъекта Российской Федерации обычно является завершающим этапом исследований перспектив развития его энергетического хозяйства, предусматривающих комплексное (системное) рассмотрение региональных проблем на основе непротиворечивости технико-экономических обоснованных их решений.

2. В условиях Мурманской области одной из основных проблем в перспективном развитии ее топливно-энергетического комплекса является проблема энергообеспечения проекта освоения ШГКМ, решение которой во многом будет определять структуру ТЭБ региона.

3. Основной целью развития ТЭК области наряду с обеспечением условий для реализации инновационного варианта ее социально-экономического развития, который в ее Стратегии назван «Столица Арктики», является также диверсификация ее перспективного ТЭБ. Достижение этой общей цели связано с успешным осуществлением Штокмановского проекта.

4. Рассмотренные «угольный» и «газовый» варианты ТЭБ определяют границы, в пределах которых может быть сформирован реальный ТЭБ области на 2025 г., отражающий результаты реализации варианта «Столица Арктики» ее Стратегии социально-экономического развития.

## **Литература**

1. Башмаков И.А. Топливо-энергетический баланс как инструмент анализа, прогноза и индикативного планирования развития энергетики // Энергетическая политика – 2007. – № 2. – С.16-25.
2. Инструкция о порядке составления топливно-энергетического баланса за 1990 год по формам № 1-ТЭБ и № 1-ТЭБ (СВ). – М.: Госкомстат СССР. –1990, 46 с.
3. Регионы Северо-Западного округа. Социально-экономические показатели. 2008 / Стат. Сб. Комистат, 2008. - 188 с
4. Стратегия социально-экономического развития Мурманской области до 2025 года. [http://economics.gov-murman.ru/economika\\_oblast/ostrategiya\\_soci/](http://economics.gov-murman.ru/economika_oblast/ostrategiya_soci/).
5. Добыча газа на Штокмане отложена на три года <http://www.hibiny.ru/news/ru/arhive/16684>.
6. Состоялось обсуждение прогнозного баланса электроэнергетики на период 2009-2015 гг. и на 2020 г. <http://e-apbe.ru/actions/detail.php?ID=19363>.
7. Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года. – М.; ГУ Институт энергетической стратегии. 2010, 180 с.

8. О «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» <http://minenergo.gov.ru/news/expert/279.html>.
9. Решение о строительстве ветропарка в Мурманской области уже принято. <http://www.hibiny.ru/news/ru/arhive/14167>.
10. Особенности технико-экономического обоснования инвестиционных проектов тепловых электростанций / Автомонов А.Б., Денисов В.И., Морозов О.В. – Электрические станции, 2008. № 3. С. 24-30.
11. «Штокман Девелопмент АГ» объявила тендер на строительство электростанции. <http://www.hibiny.ru/news/ru/arhive/13438>.
12. Кожуховский И.С. Среднесрочный прогноз электропотребления и мощности / Доклад на международной профессиональной конференции «Электроэнергетика: инвестпрограмма и финансирование в новых условиях». <http://e-apbe.ru/actions/detail.php?ID=20652>.
13. Завершена работа по мониторингу Генеральной схемы. <http://e-apbe.ru/actions/detail.php?D=17385>
14. Сланцевый газ: революционный энергоисточник или мыльный пузырь. <http://www.k2kapital.com> 11.10.2009.
15. Утверждены направления развития Штокмановского проекта <http://energyland.info/news-shoe-tek-neftegaz-40142> .
16. Штокман спустят в трубу, если конъюнктура на рынке газа не улучшится. <http://energyland.info/news-shoe-tek-neftegaz-40818> .
17. Начало строительства морской части газопровода «Северный поток» <http://www.kremlin.ru/news/7408/>.
18. Будет ли область экспортировать киловатты в Европу? Г-та «Мурманский вестник» № 60 (4703) от 07.04.2010.

#### ***Сведения об авторах***

##### **Баранник Борис Григорьевич**

Заведующий лабораторией региональной энергетической политики Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

Россия, 184209 Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, 21а.

эл.почта: [barannik@ien.kolasc.net.ru](mailto:barannik@ien.kolasc.net.ru)

##### **Калинина Нина Викторовна**

Ведущий инженер лаборатории региональной энергетической политики Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

Россия, 184209 Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, 21а.

эл.почта: [kalinina@ien.kolasc.net.ru](mailto:kalinina@ien.kolasc.net.ru)

##### **Абрамов Юрий Владимирович**

Ведущий инженер лаборатории региональной энергетической политики Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

Россия, 184209 Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, 21а.

эл.почта: [abr@ien.kolasc.net.ru](mailto:abr@ien.kolasc.net.ru)

##### **Трибуналов Сергей Николаевич**

Старший инженер лаборатории региональной энергетической политики Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

Россия, 184209 Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, 21а.

эл.почта: [tribunal@ien.kolasc.net.ru](mailto:tribunal@ien.kolasc.net.ru)

# ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

---

УДК 628.81+621.548.9 (470.21)

**А.В.Бежан, В.А.Минин**

## **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ТЕПЛООВОГО АККУМУЛЯТОРА В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С УЧАСТИЕМ ВЭУ**

### **Аннотация**

Рассмотрена совместная работа котельной установки на органическом топливе, ветроэнергетической установки и теплового аккумулятора. Применение ветроустановки направлено на снижение нагрузки котельной и обеспечение экономии органического топлива, а теплового аккумулятора – на более полное использование неравномерно поступающей ветровой энергии. Получена математическая модель теплового аккумулятора, позволяющая проводить вычислительный эксперимент зарядки, разрядки и хранения тепловой энергии.

### **Ключевые слова:**

*ветроэнергетическая установка, тепловой аккумулятор, система теплоснабжения*

**A.V.Bezhan, V.A.Minin**

## **MATHEMATICAL MODELING OF HEAT STORAGE IN THE HEATING SYSTEM WIND TURBINES**

### **Abstract**

We consider the joint work of the boiler plant on fossil fuel, wind turbines plant and heat storage. The use of wind turbines aimed at reducing the boiler load and providing savings of fossil fuels, and heat storage - the fuller utilization of wind energy unevenly received. A mathematical model of heat storage to allow a computer experiment charging, discharging and storing thermal energy.

### **Keywords:**

*wind turbine, heat storage, heating system*

В районах с повышенным потенциалом ветра в качестве дополнительного источника тепловой энергии могут использоваться ветроэнергетические установки (ВЭУ). При совместной работе котельной и ВЭУ часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ, а остальная – от котельной. В периоды с сильным ветром ВЭУ может в значительной мере или полностью обеспечить потребности в тепле, а иногда даже создать избыток энергии. Зато в периоды холодной маловетреной погоды почти вся нагрузка ложится на котельную [1].

Эффект от использования энергии ветра на нужды отопления может быть повышен за счёт применения аккумулирующих устройств, которые позволяют не сбрасывать вхолостую появляющиеся периодически избытки ветровой энергии, а запасать их и в нужное время полезно использовать. Применение аккумулирующих устройств повышает экономичность систем «ВЭУ + котельная» за счёт более эффективного использования энергии ветра.

Основные элементы такой системы теплоснабжения: здание (потребитель тепловой энергии), котельная установка (основной источник тепловой энергии), ВЭУ (дополнительный источник тепловой энергии),

тепловой аккумулятор (ёмкость для накопления и хранения тепловой энергии в виде горячей воды), элеватор (для понижения температуры горячей воды и создания требуемого напора в системе отопления).

### Математическое описание теплового аккумулятора

Движущийся в тепловом аккумуляторе поток воды рассматривается как однофазная, однокомпонентная среда. Для неё можно записать уравнения балансов, базирующиеся на модели идеального смешения. Поскольку уравнения балансов включают производные по времени, то строятся динамические математические модели, описывающие нестационарные режимы движения потока.

Модель идеального смешения соответствует такой гидродинамике аппарата, при которой поступающий в него поток воды мгновенно распределяется по всему его объёму. То есть температура воды в каждой точке аккумулятора и на выходе из него будут одинаковы [2].

Работа теплового аккумулятора происходит следующим образом: остывшая вода с температурой  $T_2$  из обратного трубопровода системы отопления здания поступает в аккумулятор в количестве  $v_1$ . В нём она смешивается с водой аккумулятора, имеющего температуру  $T_{ТА}$ . После смешения температура воды в аккумуляторе может понизиться. С другой стороны, если в аккумулятор установить нагревательные устройства, запитанные от ВЭУ, то она может и повыситься за счёт поступления энергии в периоды активного ветра. Из аккумулятора вода с температурой  $T_{ТА}$  и в количестве  $v_1$  подаётся по трубопроводу к котельной, в которой она при  $T_{ТА} < T_1$  догревается до расчётной величины  $T_1$ . В случае, если  $T_{ТА} = T_1$ , то потребность в работе котельной полностью отпадает, вода сразу же поступит в систему отопления здания, где в элеваторе она смешается с обратной водой. Далее вода повторит своё движение, циркулируя по системе теплоснабжения.

Количество тепловой энергии, содержащейся внутри аккумулятора в виде нагретой воды, всё время меняется. Оно зависит от количества тепла, поступающего в аккумулятор от ВЭУ и удаляемого из него, а также от тепловых потерь через стенки теплового аккумулятора.

Уравнение теплового баланса, описывающее состояние аккумулятора, представляет собой зависимость следующего вида:

$$\frac{d(V_{ТА} C_p T_{ТА})}{dt} = v_1 C_p T_2 - v_1 C_p T_{ТА} - K_{ТА} F_{ТА} (T_{ТА} - T_b) + Q_{ВЭУ}, \quad (1)$$

где  $V_{ТА}$  и  $T_{ТА}$  – соответственно объём и температура воды теплового аккумулятора,  $m^3$  и  $^{\circ}C$ ;  $C_p$  – теплоёмкость воды,  $kВт \cdot ч / m^3 \cdot град$ ;  $v_1$  – расход воды, поступающей и выходящей из ТА,  $m^3 / ч$ ;  $T_2$  – температура воды, поступающая в аккумулятор,  $^{\circ}C$ ;  $K_{ТА}$  – коэффициент теплоотдачи аккумулятора,  $kВт / m^2 \cdot град$ ;  $F_{ТА}$  – площадь поверхности стенок аккумулятора,  $m^2$ ;  $T_b$  – внутренняя температура воздуха ( $18-20^{\circ}C$  для жилых помещений согласно СНиПу [3]);  $Q_{ВЭУ}$  – мощность ВЭУ,  $kВт$ .

Так как объём аккумулятора  $V_{ТА}$  и теплоёмкость воды  $C_p$  величины постоянные, то дифференциальное уравнение (1) сводится к выражению:

$$\frac{dT_{TA}}{dt} = \frac{v_1 (T_2 - T_{TA})}{V_{TA}} - \frac{K_{TA} F_{TA} (T_{TA} - T_b)}{V_{TA} C_p} + \frac{Q_{ВЭУ}}{V_{TA} C_p} \quad (2)$$

Интегрирование уравнения (2) даёт экспоненциальную зависимость температуры теплового аккумулятора от времени при начальных условиях ( $t=0$ )  $T_{TA_0}, v_{1_0}, T_{2_0}, T_{b_0}, Q_{ВЭУ_0}$ :

Максимальную расчётную рабочую температуру теплоносителя (воды) для ТА можно принять равной  $95^\circ\text{C}$ . Такая температура воды соответствует полной зарядке аккумулятора, не допускает закипания воды и разрушения аккумулятора.

Обратимся к практическому использованию полученных выражений. Рассмотрим работу теплового аккумулятора применительно к зданию объёмом  $1000 \text{ м}^3$ , расположенному в Мурманске и отапливаемому от комплекса «котельная + ВЭУ».

В отапливаемых зданиях вследствие разности температур между внутренним и наружным воздухом постоянно происходят потери тепла через ограждающие конструкции. Система отопления восполняет эти потери, поддерживая в помещениях температуру, определяемую санитарными нормами и правилами (СНИП) [3].

Выбор максимальной установленной мощности ветроэнергетической установки  $Q_{ВЭУ}^{\text{MAX}}$ , работающей совместно с котельной соизмеримой мощности  $Q_{КОТ}^{\text{MAX}}$ , определяется равенством:

$$Q_{ВЭУ}^{\text{MAX}} = \beta Q_{КОТ}^{\text{MAX}} = \beta q V_{зд} k_v (T_b - T_{p,0}), \quad (4)$$

где  $\beta$  – соотношение мощностей ВЭУ и котельной [4];  $q$  – тепловая характеристика здания,  $\text{кВт/м}^3\cdot\text{град}$ ;  $V_{зд}$  – объём здания по наружному обмеру,  $\text{м}^3$ ;  $T_{p,0}$  – расчётная температура наружного воздуха,  $^\circ\text{C}$  (табл.1) [5];  $k_v$  – коэффициент, учитывающий увеличение теплопотерь от ветра (рис.1) [4].

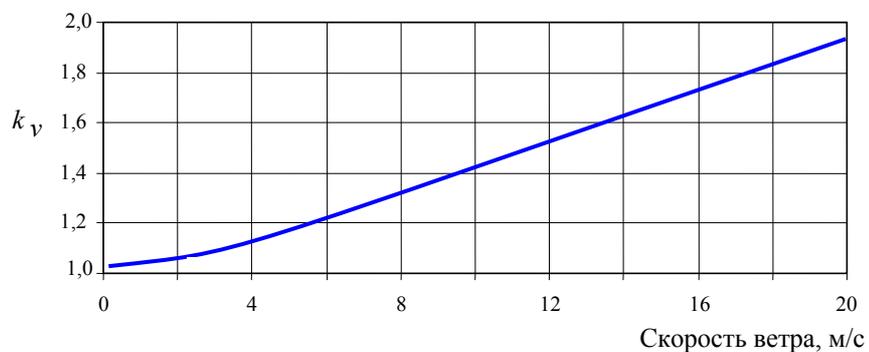


Рис.1. Относительное увеличение теплопотерь здания от скорости ветра

Оптимальное соотношение мощностей ВЭУ и котельной (параметр  $\beta$ ) определяют, исходя из технико-экономической оценки, используя, например, критерии минимума приведённых затрат или максимума прибыли.

В нашем случае все расчёты будут проводиться для случая, когда мощность котельной и ВЭУ равны ( $\beta=1$ ). Тогда расчётная потребная мощность котельной и

ВЭУ, определённые по средней температуре самой холодной пятидневки (с учётом ветра), составляют 35 кВт, при этом осуществляется качественное регулирование отопительной нагрузки согласно температурному графику тепловой сети (рис.2).

Таблица 1

Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки  $T_{p,0}$ , °С  
(обеспеченностью 0,98 и 0,92) для некоторых населённых пунктов Мурманской области

Населённый пункт	Обеспеченность	
	0,98	0,92
Вайда-Губа	-19	-17
Кандалакша	-35	-30
Ковдор	-41	-34
Краснощелье	-35	-32
Ловозеро	-33	-31
Мончегорск	-34	-30
Мурманск	-29	-27
Ниванкюль	-38	-36
Пулозеро	-40	-35
Пялица	-28	-25
Териберка	-23	-21
Терско-Орловский	-24	-22
Умба	-34	-29
Юкспор	-27	-24

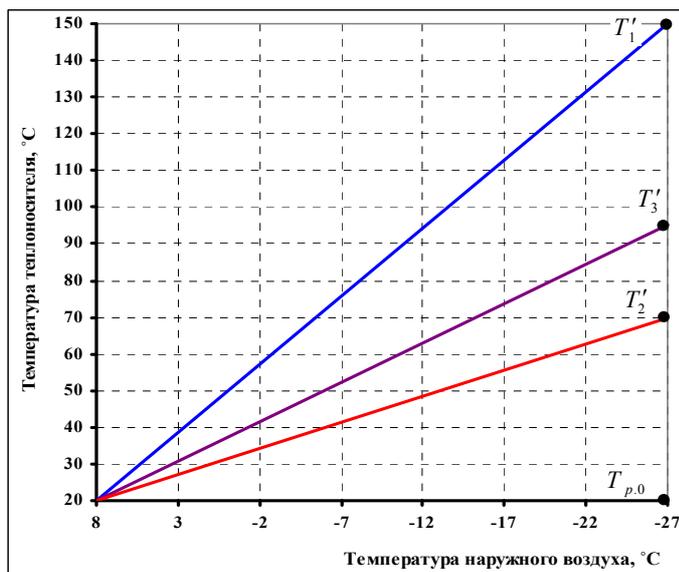


Рис.2. Температурный график качественного регулирования отопительной нагрузки от котельной для г.Мурманска (при расчётных данных  $T'_1=150^{\circ}\text{C}$ ,  $T'_2=70^{\circ}\text{C}$ ,  $T'_3=95^{\circ}\text{C}$ )  $T_1$ ,  $T_3$  и  $T_2$  – температура теплоносителя соответственно в подающем трубопроводе тепловой сети, после элеватора и в обратном трубопроводе

## Результаты математического моделирования теплового аккумулятора

Можно проследить, как менялась бы картина теплоснабжения при участии комплекса «ВЭУ + ТА», если бы в начальный момент времени ( $t=0$ ) температура воды теплового аккумулятора составляла  $T_{T_{A_0}}=20^{\circ}\text{C}$ , а мощность, выдаваемая ВЭУ, изменялась бы согласно графику на рис.3, кривая 1.

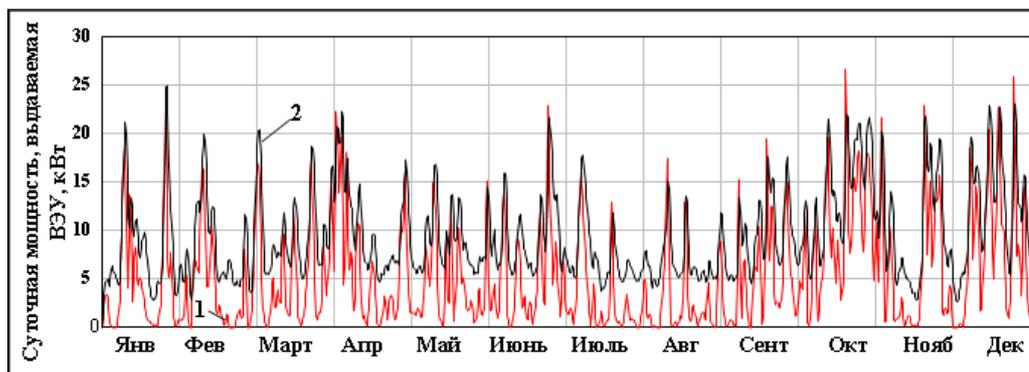


Рис.3. Динамика изменения мощности ВЭУ (1) и график отопительной нагрузки котельной (2)

Результаты расчётов представлены на рис.4, из которого видно, что часть графика отопительной нагрузки покрывается за счёт ВЭУ, а другая – за счёт котельной (соответственно области белого и серого цвета между кривыми 1 и 2). Представленный рисунок наглядно иллюстрирует положительный эффект от применения комплекса «ВЭУ + ТА». Он выражается в снижении нагрузки котельной и экономии (вытеснении) органического топлива в размере 30-40%.

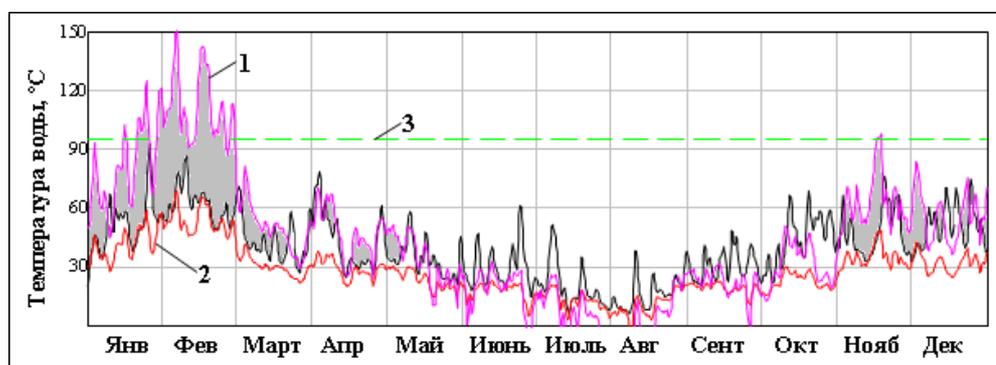


Рис.4. Суточные колебания температуры воды. В подающем трубопроводе тепловой сети (1) и в обратном трубопроводе (2); 3 – максимальная температура воды в тепловом аккумуляторе, соответствующая его зарядке

Из рис.3, на котором изображён график снижения отопительной нагрузки котельной (кривая 2) за счёт работы ВЭУ (кривая 1), видно, что периодически мощность ВЭУ оказывается больше мощности котельной. То есть в отдельные

промежутки времени, когда мощность ВЭУ в избытке, появляется возможность для того, чтобы нагреть воду теплового аккумулятора, а в последующие периоды времени, когда мощность ВЭУ мала, сработать накопленную энергию, и тем самым обеспечить дополнительную экономию (вытеснение) органического топлива на котельной.

Применение аккумуляторов позволяет накапливать, хранить и полезно использовать всю энергию, поступающую от ВЭУ, исключить холостые сбросы избытков ветровой энергии и сглаживать неравномерность поступления энергии ветра.

### Зарядка теплового аккумулятора

Представляет интерес рассмотреть зарядку теплового аккумулятора, когда все источники энергии (котельная и ВЭУ) включены, мощность ВЭУ составляет 25 кВт. На рис.5а приведены графики зависимости возрастания температуры воды аккумулятора от времени. Чтобы при начальной температуре 40°C нагреть воду до 95°C потребуется 1,5 дня при  $V_{TA}=4 \text{ м}^3$  (рис.5а, кривая 1), а уже при  $V_{TA}=14 \text{ м}^3$  – около 5 суток (рис.5а, кривая 4).

На рис.5б показано, как менялся бы график температуры воды теплового аккумулятора объёмом 6 м<sup>3</sup> в случае вовлечения ВЭУ мощностью 5, 10, 15 и 25 кВт и начальной температуре воды  $T_{TA}=40^\circ\text{C}$ . Естественно, что ВЭУ мощностью 25 кВт способна зарядить тепловой аккумулятор быстрее (кривая 4).

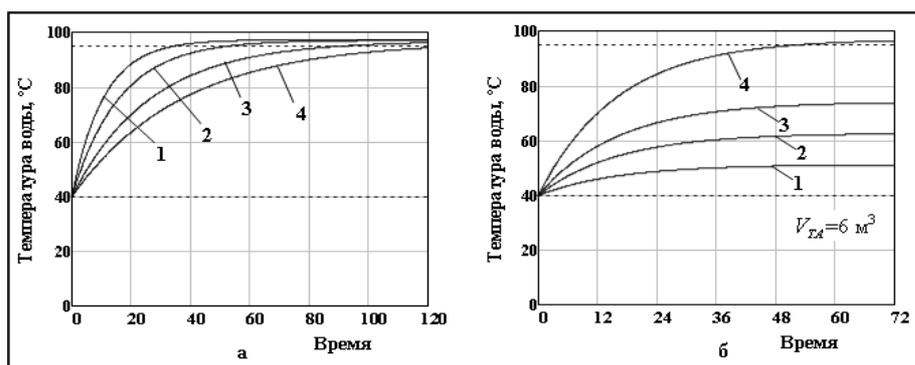


Рис.5. Кривые зарядки теплового аккумулятора:  
 а – при мощности ВЭУ 25 кВт, кривые 1-4 соответствуют объёму теплового аккумулятора 4, 6, 10 и 14 м<sup>3</sup>; б – при мощности ВЭУ 5, 10, 15 и 25 кВт, соответственно кривые 1-4

### Разрядка теплового аккумулятора

Рассмотрим частный случай работы теплового аккумулятора в периоды затиший, когда энергия, поступающая от ВЭУ, равна нулю ( $Q_{ВЭУ}=0$ ).

В зависимости от температуры обратной воды  $T_2$ , поступающей в тепловой аккумулятор, возможна разная динамика его разрядки. Основные исходные данные остаются те же, что и в предыдущем случае. Результаты расчётов приведены на

рис.6а. При начальной температуре воды в аккумуляторе  $T_{TA} = 95^\circ\text{C}$  и постоянной температуре воды в обратном трубопроводе  $T_2 = 40^\circ\text{C}$  время на разрядку аккумулятора до температуры  $T_2$  составляет 2,5 суток (при объеме аккумулятора  $4 \text{ м}^3$ ), 3 суток (при  $6 \text{ м}^3$ ), около 5 суток (при  $10 \text{ м}^3$ ) и более 5 суток (при  $14 \text{ м}^3$ ).

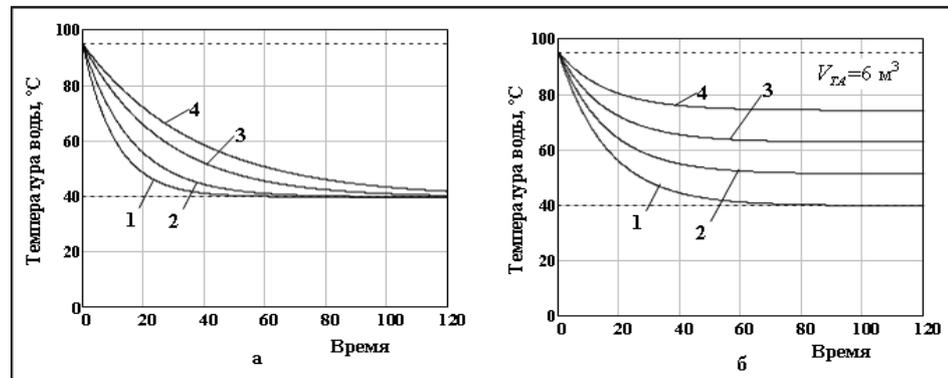


Рис.6. Кривые разрядки теплового аккумулятора:

*а – при отключении ВЭУ, кривые 1-4 соответствуют объёму теплового аккумулятора 4, 6, 10 и  $14 \text{ м}^3$ ; б – при работе ВЭУ, кривые 1-4 соответствуют мощности ВЭУ 0, 5, 10 и  $15 \text{ кВт}$*

Оценим изменение температуры воды теплового аккумулятора при участии ВЭУ. На рис. 6б представлено семейство кривых, соответствующих мощности ВЭУ 0, 5, 10 и 15 кВт. При отсутствии источника тепловой энергии  $Q_{вэу} = 0$  снижение температуры воды в аккумуляторе будет иметь более чётко выраженный убывающий характер (рис.6б, кривая 1). Из графика видно, что примерно через 4 суток температура воды в аккумуляторе опустится до значения  $T_2 = 40^\circ\text{C}$ .

## Выводы

1. Предложен вариант системы теплоснабжения, предполагающий совместную работу котельной с ветроэнергетической установкой и тепловым аккумулятором. Такое сочетание традиционного и возобновляемого источников энергии направлено на повышение надёжности и экономичности системы теплоснабжения.

2. Применение теплового аккумулятора может обеспечить более полное использование избытков ветровой энергии в случаях, когда мощность ВЭУ превышает нагрузку.

3. Получена математическая модель водяного аккумулятора тепла, работающего в комплексе с ветроэнергетической установкой, позволяющая проводить вычислительный эксперимент и моделировать процессы зарядки, разрядки и хранения тепловой энергии.

4. Использование представленной модели теплового аккумулятора позволило установить, что применение комплекса «ВЭУ + ТА» обеспечивает снижение нагрузки котельной и обеспечивает экономию (вытеснение) органического топлива в размере 30-40%.

## Литература

1. Минин В.А., Бежан А.В. Теплоснабжение зданий с участием ветроэнергетических установок // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009. – № 2. – С. 17-21.
2. Дворецкий С.И., Егоров А.Ф., Дворецкий Д.С. Компьютерное моделирование и оптимизация технологических процессов и оборудования: Учеб. пособие. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та. 2003. – 224 с.
3. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: ГУП ЦПП Госстроя России, 2004. – 64 с.
4. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. – Л.: Наука. 1989. – 208с.
5. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология. – М.: ФГУП ЦПП, 2006. – 70 с.

## Сведения об авторах

### **Бежан Алексей Владимирович**

младший научный сотрудник лаборатории нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
эл.почта: [yeskela@rambler.ru](mailto:yeskela@rambler.ru)

### **Минин Валерий Андреевич**

заведующий лабораторией нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А  
Эл.почта: [minin@ien.kolasc.net.ru](mailto:minin@ien.kolasc.net.ru)

УДК 621.548.001.5 (470.21)

**В.А.Минин**

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РУДНИКА ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОАО «АПАТИТ»**

### **Аннотация**

Рассмотрен вопрос о применении ветроэнергетических установок (ВЭУ) для экономии топлива на котельной рудника Центральный, расположенного на плато Расвумчорр на высоте около 1000 м над уровнем моря. Дан анализ потенциала ветровой энергии в районе рудника и предпосылок ее использования на нужды теплоснабжения. Решена задача по определению оптимальной мощности ветропарка. Представлены предложения по размещению ветроэнергетических установок на местности. Приведены результаты технико-экономической оценки возможной совместной работы ветропарка и котельной.

### **Ключевые слова:**

*котельная, теплоснабжение рудника, ветропарк*

**V.A.Minin**

## **PROSPECTS OF USING WIND ENERGY FOR HEATING MINE CENTRAL OAO «APATIT»**

### **Abstract**

The question of the use of wind turbines (wind farm) to conserve fuel boiler Central Mine, is located on a plateau Rasvumchorr at an altitude of 1000 meters above sea level. The analysis of the potential of wind energy in the mine and the prerequisites for its use on heating needs. Solved the problem of determining the optimal capacity wind farm. The proposals to place wind turbines on the ground. The results of the technical and economic evaluation of possible joint working wind farm and a boiler.

### **Keywords:**

*a boiler, heating mine, wind farm*

### **Предпосылки использования энергии ветра для теплоснабжения**

Прибрежные и горные районы Мурманской области располагают повышенным потенциалом ветровой энергии [1,2]. Наибольшие скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря, где они достигают 7-8 м/с и более. Чуть ниже потенциал ветра в горных районах в центре Кольского полуострова – в Хибинах и Мончегорских тундрах. Здесь среднегодовые скорости ветра составляют 5-7 м/с.

Названные районы располагают благоприятными предпосылками для эффективного использования энергии ветра на нужды теплоснабжения. В числе их можно отметить продолжительный отопительный сезон, который длится около 9-10 мес. Сезонное изменение поступления энергии от ветроэнергетических установок (ВЭУ) совпадает с максимумом потребности в тепловой энергии со стороны потребителя. Применение ВЭУ позволит превратить ветер из негативного климатического фактора, вызывающего повышенные теплопотери, в источник покрытия этих потерь. При использовании ВЭУ для отопления не предъявляются высокие требования к качеству вырабатываемой энергии. Это удешевляет и упрощает конструкцию установок. При использовании ВЭУ для теплоснабжения потребителей не критичным становится основной недостаток ветровой энергии – ее непостоянство во времени. Кратковременные изменения мощности могут быть сглажены за счет аккумулирующей способности системы теплоснабжения. Более продолжительные колебания (десятки минут, часы) могут сглаживаться за счет аккумулирующей способности строительных конструкций. Также в работу могут включаться специальные аккумулирующие устройства или дублирующие источники тепла на органическом топливе.

### **Характеристика режима ветра в районе рудника Центральный**

Вблизи рудника “Центральный” работает метеостанция с одноименным названием. Как и рудник, она находится на высоте около 1000 м над ур. м. Площадка метеостанции характеризуется высокой степенью открытости на местности, в основном это класс 7 по классификации В.Ю.Милевского (абсолютно ровная местность, без каких-либо элементов защищенности).

Средняя многолетняя скорость ветра на метеостанции составляет 6,3 м/с на высоте 10 м от поверхности земли. Годовой ход ветра характеризуется максимумом в зимние месяцы. Среднемесячные скорости ветра в холодное время года могут достигать 8-9 м/с. Сезонное изменение потребности в тепловой энергии на объектах рудника Центральный происходит почти синхронно с изменением интенсивности ветра (рис.1). Максимум приходится на период с октября по апрель.

Внутренняя структура ветра определяется такой кадастровой характеристикой как повторяемость. На рис.2 показана гистограмма эмпирической повторяемости скоростей на метеостанции Центральная. На гистограмму нанесена аппроксимирующая кривая, полученная по уравнению Вейбулла:

$$t(v) = \frac{\gamma}{\beta} \left( \frac{v}{\beta} \right)^{\gamma-1} \exp \left[ - \left( \frac{v}{\beta} \right)^\gamma \right], \quad (1)$$

где  $\beta$  и  $\gamma$  – параметры распределения,  $v$  – скорость ветра

Площадь гистограммы и площадь под аналитической кривой равны 100% (или 8760 ч годового времени).

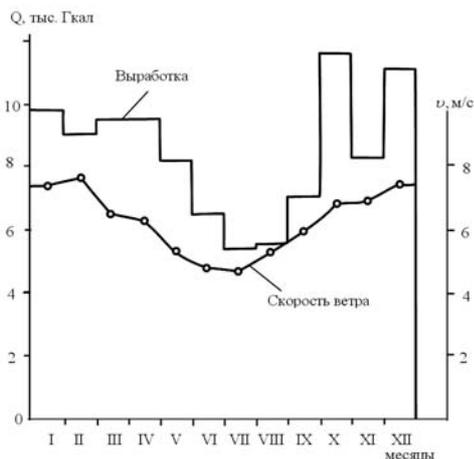


Рис.1. Сезонное изменение месячной выработки тепловой энергии и среднемесячной скорости ветра на руднике Центральный

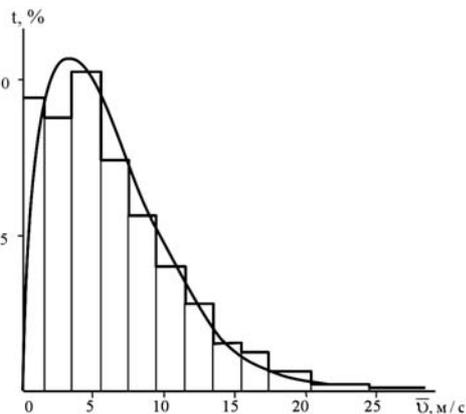


Рис.2. Эмпирическая повторяемость скоростей ветра (гистограмма) и аппроксимирующая кривая повторяемости по уравнению Вейбулла на метеостанции Центральная

Согласно [3] параметр  $\beta$  уравнения Вейбулла определяется выражением:

$$\beta = \frac{\bar{v}}{\Gamma \left( 1 + \frac{1}{\gamma} \right)}, \quad (2)$$

где  $\Gamma$  – гамма-функция,  $\bar{v}$  – средняя многолетняя скорость ветра.

Если обозначить:

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) = \alpha,$$

то уравнение Вейбулла может быть представлено в виде:

$$t(v) = \frac{\alpha \gamma}{\bar{v}} \left(\alpha \frac{v}{\bar{v}}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\alpha \frac{v}{\bar{v}}\right)^{\gamma}\right] \quad (3)$$

Обработка фактических данных показала, что для рассматриваемой метеостанции Центральная  $\gamma = 1,5$ ,  $\alpha = 0,9$ ,  $\bar{v}_{10} = 6,3$  м/с. Тогда уравнение Вейбулла принимает вид:

$$t(v) = 0,214 (0,143 v)^{0,5} \exp\left[-(0,143 v)^{1,5}\right] \quad (4)$$

Результаты расчета аппроксимирующей кривой, соответствующей этому уравнению, представлены выше на рис.2.

### Определение основных параметров ветропарка

*Выбор типа ВЭУ.* В качестве прототипа взята ВЭУ Vestas V80 – 2 MW с диаметром ветроколеса 80 м и высотой башни около 70 м, производимая в Германии. Основные технические данные ветроустановки, заимствованные из [4], приведены в табл.1, её рабочая характеристика представлена на рис.3.

Таблица 1

Технические данные ветроустановки Vestas V80 – 2 MW

Показатели	Единица измерения	Численные значения
Мощность ВЭУ	МВт	2,0
Расчетная скорость ветра на оси ветроколеса	м/с	15,0
Диапазон рабочих скоростей	м/с	4-25
Высота башни	м	67
Диаметр ветроколеса	м	80,0
Число лопастей	шт.	3
Число оборотов ветроколеса	1/мин.	9-19
Тип генератора	-	асинхр.
Напряжение	кВ	0,69

*Расчет годовой выработки ВЭУ.* Для этого необходима информация о повторяемости скоростей ветра на высоте оси ветроколеса ВЭУ. Известно, что с высотой от поверхности земли средние многолетние скорости ветра существенно возрастают. В работах [1,2] показано, что вертикальный профиль среднегодовых скоростей ветра может быть описан степенной функцией вида:

$$v = \bar{v}_{10} \left(\frac{H}{10}\right)^{0,6} (\bar{v}_{10})^{-0,77}, \quad (5)$$

где  $\bar{v}$  и  $\bar{v}_{10}$  – среднегодовые скорости ветра соответственно на высоте H и 10 м.

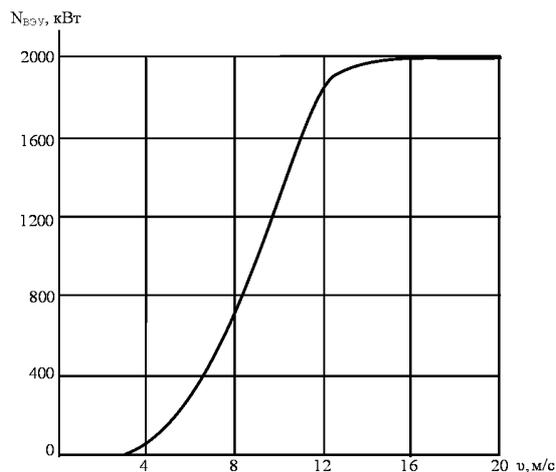


Рис.3. Зависимость мощности ВЭУ Vestas V80 – 2 MW от скорости ветра на оси ветроколеса

Оказалось, что значение среднегодовой скорости ветра на высоте 70 м равно 8,5 м/с. Если его подставить в выражение (4), то получим значения повторяемости скоростей ветра на этом высотном уровне сначала в относительных единицах, а затем и в часах. Результаты таких расчетов представлены в табл.2. Заимствуя

теперь из [4] рабочую характеристику ВЭУ (зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра), представленную на рис.3, можно определить выработку энергии сначала в каждом диапазоне скоростей ветра, а затем и в целом за год. Получаем, что одна 2-х мегаваттная ВЭУ может выработать 7240 тыс. кВт·ч, а число часов использования в году установленной мощности ВЭУ составит 3620 ч.

Таблица 2

Повторяемость скоростей ветра на высоте 70 м и выработка энергии ВЭУ Vestas V80 – 2MW в ветровых условиях метеостанции Центральная

Скорость ветра, м/с	Повторяемость скоростей		Мощность ВЭУ, кВт	Выработка энергии, тыс. кВт·ч
	%	ч		
1	4,99	437	-	-
2	6,63	581	-	-
3	7,48	655	-	-
4	7,85	688	62	43
5	7,86	689	151	104
6	7,63	668	288	192
7	7,22	632	476	301
8	6,70	587	742	435
9	6,12	536	1037	556
10	5,50	482	1352	652
11	4,88	427	1599	683
12	4,27	374	1854	693
13	3,71	325	1950	634
14	3,18	279	1972	550
15	2,70	237	1993	472
16	2,28	200	1994	399
17	1,90	166	1995	331
18	1,58	138	1996	275
19	1,30	114	1997	228
20	1,06	93	1998	186
21	0,86	75	1999	150
22	0,69	60	2000	120
23	0,55	48	2000	96
24	0,44	39	2000	78
25	0,35	31	2000	62
Итого				7240

*Определение оптимальной мощности ветропарка.* В качестве критерия оценки технико-экономической эффективности вариантов теплоснабжения с участием ВЭУ можно использовать критерий минимума приведенных затрат, определяемых выражением:

$$Z_i = S_i + E_n K_i, \text{ руб.}, \quad (6)$$

где  $Z_i$  – годовые эксплуатационные расходы в  $i$ -м варианте;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений  $K_i$ .

Использование этого критерия предполагает, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект (одинаковую годовую выработку и одинаковую надежность энергоснабжения).

При теплоснабжении только от котельной приведенные затраты равны:

$$Z_k = S_k^T + S_k^{3П} + S_k^{ам} + S_k^{пр} + E_n K_k, \text{ руб.}, \quad (7)$$

где  $S_k^T$  и  $S_k^{3П}$  – затраты на топливо и заработанную плату;  $S_k^{ам}$  – амортизационные отчисления по котельной;  $S_k^{пр}$  – прочие расходы (около 20% от расходов на заработную плату и амортизацию);  $K_k$  – капиталовложения в котельную.

Для топливной составляющей можно записать:

$$S_k^T = \frac{0,143 \cdot W_k}{\eta_k \cdot \eta_{тх}} \cdot z^T, \quad (8)$$

где  $0,143 \frac{\text{т у.т.}}{\text{Гкал}}$  – коэффициент перевода топлива в энергию;  $W_k$  – годовая выработка котельной в 2009 г. (101 тыс. Гкал);  $z^T$  – стоимость топлива (12000 руб/т или 8570 руб/т у.т.);  $\eta_k$  – КПД котельной;  $\eta_{тх}$  – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении (для жидкого топлива  $\eta_{тх} = 0,95$ ).

Составляющая заработной платы определится выражением:

$$z_k^{3П} = p_k \cdot N_k \cdot \Pi_k, \quad (9)$$

где  $p_k$  – штатный коэффициент по котельной ( $3 \frac{\text{чел.}}{\text{Гкал/ч}}$ );  $N_k$  – мощность котельной (30,5 Гкал/ч);  $\Pi_k$  – заработная плата 1 работника за год (20 тыс. руб. · 12 = 240 тыс. руб/год·чел).

Амортизационные отчисления:

$$S_k^{ам} = b_k \cdot K_k, \quad (10)$$

где  $b_k$  – норма амортизационных отчислений по котельной (10%).

Подставляя полученные выражения в (7), будем иметь:

$$Z_k = \frac{0,143 W_k}{\eta_k \cdot \eta_{тх}} \cdot z^T + 1,2 (p_k \cdot N_k \cdot \Pi_k + b_k \cdot K_k) + E_n K_k. \quad (11)$$

Если совместно с котельной будут работать ветроэнергетические установки (ВЭУ), то, как показано в [1,2], доля участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки будет определяться выражением:

$$\alpha^T = 1 - \exp \left[ -3,2 \left( \frac{v_p}{v_r} \right)^2 \beta^T \right]. \quad (12)$$

Доля участия  $\alpha^T$  зависит от ветровых условий (среднегодовой скорости ветра  $v_r$ ), технической характеристики ветроустановки (расчетной скорости  $v_p$ , при которой ВЭУ развивает номинальную мощность) и от соотношения мощностей ВЭУ и котельной (параметра  $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}} / N_k$ ).

Приведенные затраты в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ (ветропарка) составят:

$$z_{\text{к+ВЭУ}} = (1 - \alpha^T) \frac{0,143 \cdot W_k}{\eta_k \eta_{\text{ТХ}}} \cdot z^T + 1,2 (p_k N_k \Pi_k) + b_k K_k + E_n K_k + 1,2 b_{\text{ВЭУ}} K_{\text{ВЭУ}} + E_n K_{\text{ВЭУ}}, \text{ руб.} \quad (13)$$

Поделив все составляющие на годовую выработку котельной  $W_k = N_k h_k$  ( $h_k$  – число часов использования в году установленной мощности котельной), получим выражение для удельных приведенных затрат:

$$z_{\text{к+ВЭУ}} \frac{0,143 z^T}{\eta_k \eta_{\text{ТХ}}} \exp \left[ -3,2 \left( \frac{v_p}{v_r} \right)^2 \beta^T \right] + \frac{1,2}{h_k} (p_k \Pi_k + b_k k_k) + \frac{E_n k_k}{h_k} + \frac{1,2 b_{\text{ВЭУ}}}{h_k} k_{\text{ВЭУ}} \cdot 1160 \cdot \beta^T + \frac{E_n k_{\text{ВЭУ}}}{h_k} \cdot 1160 \cdot \beta^T, \text{ руб./Гкал} \quad (14)$$

Здесь  $k_k = \frac{K_k}{N_k}$  – удельные капиталовложения в котельную, в наших расчетах

принимаются равными  $1 \cdot 10^6 \frac{\text{руб.}}{\text{Гкал/ч}}$ ;  $k_{\text{ВЭУ}} = \frac{K_{\text{ВЭУ}}}{N_{\text{ВЭУ}}}$  – удельные капиталовложения в ВЭУ, принимаются равными 1200 евро/кВт; 1160 – переводной коэффициент, кВт·ч/Гкал.

При расчете приведенных затрат следует также учесть еще одно важное обстоятельство. Большинство стран стимулируют развитие ветроэнергетики за счет дотаций. В России также готовятся соответствующие нормативные акты, определяющие величину субсидирования. Согласно проработкам, представленным в [5], дотации за энергию, выработанную на ВЭУ в районах Севера или приравненных к ним районах, могут достигать 2,5 руб/кВт·ч. Можно для сравнения отметить, что за энергию от солнечных установок планируется приплачивать 9 руб/кВт·ч.

В табл.3 приведены результаты расчетов приведенных затрат в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ (ветропарка). Параметр  $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}} / N_k$

изменялся в пределах от 0 до 1. Максимальный размер дотации принимался в размере 2,5 руб/кВт·ч. При расчете выработки ВЭУ учитывалось, что:

$$W_{\text{ВЭУ}} = \beta^T \cdot N_k \cdot h_{\text{ВЭУ}} = \beta^T \cdot 35,5 \cdot 10^3 \cdot 3620 = 128,5 \cdot \beta^T, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (15)$$

Кроме того, принималось во внимание, что по мере наращивания мощности ветропарка (параметры  $\beta^T$ ) увеличивается число случаев, когда его мощность выходит за пределы графика нагрузки. Избыточная энергия оказывается невостребованной, а доля энергии от ВЭУ, вписавшейся в график, сокращается. Это хорошо видно из рис.4. В итоге величина годовой выработки  $W_{\text{ВЭУ}}$  в расчетах корректировалась по представленной кривой в соответствии с параметром  $\beta^T$ , и только после этого определялась величина полагающейся дотации.

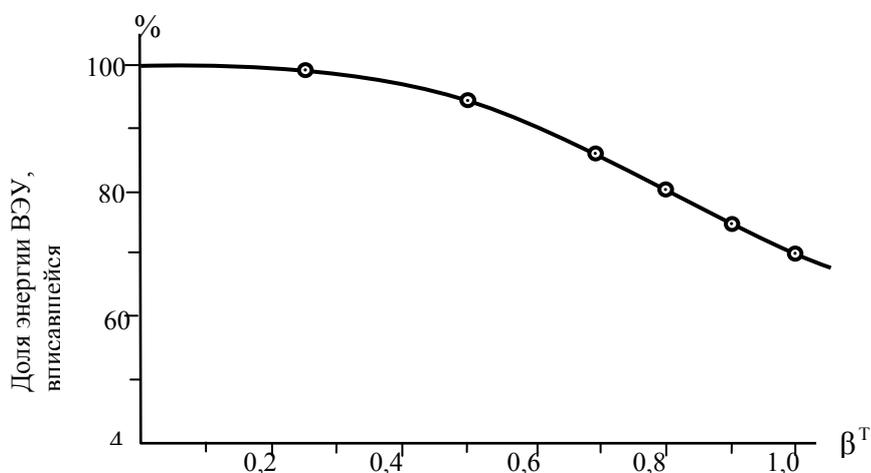


Рис. 4. Зависимость доли энергии ВЭУ, вписавшейся в график отопительной нагрузки населенного пункта со среднегодовой скоростью ветра  $\bar{v}_{10} = 6,1 \text{ м/с}$ , от мощности ветропарка ( $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_k$ )

Таблица 3

Приведенные затраты в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ

$\beta^T$	Составляющие затраты, руб/Гкал				Всего затрат, руб/Гкал	Дотация, руб/Гкал	Итого, руб/Гкал
	Топливо	Постоянные затраты (зарпл., амортиз., проч. расходы)	Амортиз. ВЭУ	Составляющая $E_n k_{\text{ВЭУ}}$			
0	1720	334	0	0	2054	0	2054
0,1	1500	334	142	203	2179	320	1859
0,2	1308	334	284	406	2332	640	1692
0,3	1141	334	426	609	2510	960	1550
0,4	994	334	568	812	2708	1258	1450
0,6	756	334	853	1217	3160	1755	1405
0,8	575	334	1137	1623	3669	2055	1614
1,0	437	334	1421	2029	4221	2248	1973

На рис.5 представлены конечные результаты расчета приведенных затрат в варианты совместной работы котельной и ветропарка. Нижняя кривая показывает, что минимум приведенных затрат достигается при соотношении мощностей котельной и ветропарка, равном 0,53. В дополнение к этой кривой был выполнен расчет, ориентированный на меньшие дотационные выплаты – в размере 2,0 руб/кВт·ч. В этом случае оптимальным оказывается вариант с  $\beta^T = 0,45$ .

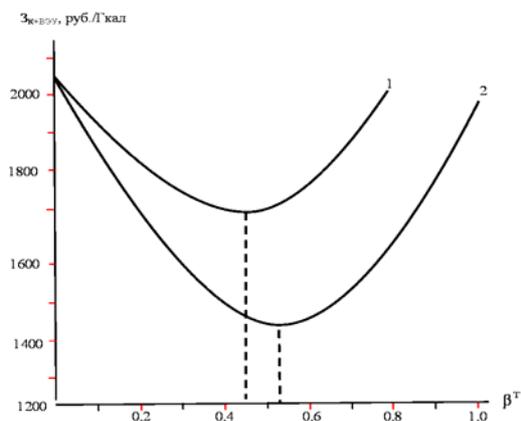


Рис.5. Зависимость удельных приведенных затрат на тепловую энергию, вырабатываемую комплексом “котельная + ветропарк”, от мощности ветропарка ( $\beta^T = N_{ВЭУ}/N_k$ ) и размера дотации (1 – 2 руб/кВт·ч; 2 – 2,5 руб/кВт·ч)

В итоге для дальнейших расчетов мощность ветропарка может быть принята равной 18 МВт, что соответствует  $\beta^T = 18/35,5 \approx 0,5$ .

*Выбор площадки ветропарка и размещение ВЭУ на местности.* Рудник Центральный расположен на плато Расвумчорр на высоте около 1000 м. На руднике по склону Хибинских гор проложена благоустроенная автомобильная дорога (рис.6), по которой доставляются различные грузы, техника, топливо, персонал и т.д. По этой же дороге в окрестности рудника могут быть доставлены и ветроустановки, техника для прокладки дорог, сооружения фундаментов, монтажа ВЭУ и других целей.

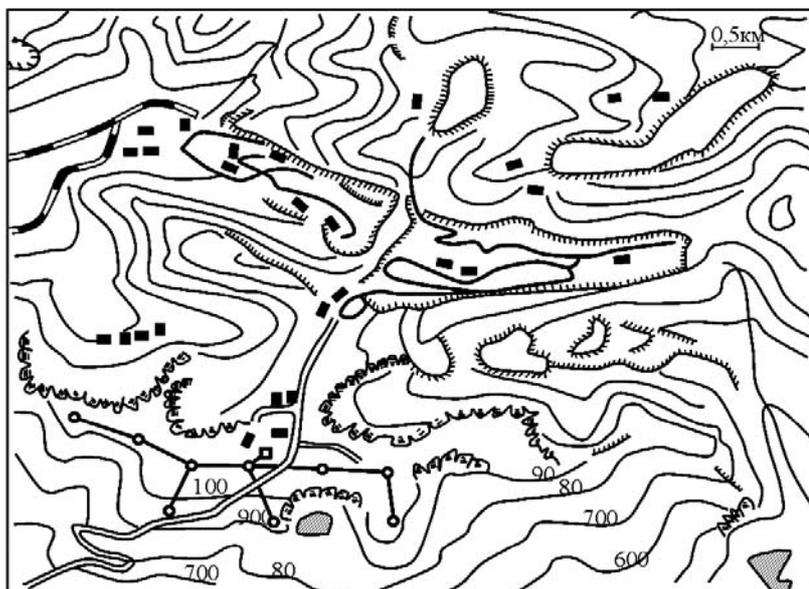


Рис.6. Размещение ветропарка, состоящего из 9 ВЭУ по 2 МВт, на въезде в рудник Центральный

При размещении ВЭУ на местности принималась во внимание необходимость того, чтобы площадки для ВЭУ были сравнительно недалеко от существующей автодороги, были доступны даже в условиях пересеченности рельефа местности, располагали достаточно высоким потенциалом ветра и, наконец, были расположены не слишком далеко от местной котельной. На рис.6 показано размещение 9 ВЭУ, отвечающее перечисленным требованиям. Ветроустановки отстоят друг от друга на расстоянии, равном 10 диаметрам ветроколеса (это около 800 м).

*Расчет технико-экономических показателей работы ветропарка.* Применение ВЭУ для целей теплоснабжения может быть оценено не только по критерию минимума приведенных затрат, что было сделано выше, но и по критерию максимума прибыли, которая может быть получена в результате применения ВЭУ. В последнем случае встает вопрос об окупаемости средств, вкладываемых в сооружение ВЭУ. Следует отметить, что в случае отсутствия собственных средств у потребителя их придется заимствовать в банке под определенный процент и возвращать в дальнейшем с учетом существующего уровня инфляции. Если исходить из возможности получения кредита по заемной ставке  $n_r = 15-17\%$  годовых и показателя инфляции  $b=7-9\%$  (ожидаемый уровень 2010 года), то так называемая реальная процентная ставка  $r$ , определяемая выражением:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b}, \quad (16)$$

составит около 10%.

В качестве критерия для оценки прибыльности мероприятия, связанного с внедрением ВЭУ, можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД) (net present value, NPV – чистая приведенная стоимость). Этот показатель определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу:

$$\text{ЧДД} = \left[ \frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_0, \quad (17)$$

где  $B_1, B_2, \dots, B_n$  – текущий эффект (доход) от работы ВЭУ за соответствующий год (с года 1 до года  $n$ ) в течение всего срока службы  $n$ ;  $r$  – реальная процентная ставка;  $I_0$  – инвестиции в сооружение объекта.

Чистый дисконтированный доход выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течение всего срока его службы, приведенный к начальному моменту. Этот показатель позволяет учесть изменение стоимости финансовых средств с течением времени и сопоставить капиталовложения, сделанные сегодня, с доходами, которые будут поступать позже, в едином масштабе цен. Положительный результат расчёта по выражению (17) свидетельствует об эффективности предлагаемого объекта или, другими словами, о том, что в результате его реализации инвестор в течение срока эксплуатации ВЭУ получит прибыль. Чем большее значение прибыли будет получено, тем выгоднее объект. Если результат расчёта отрицательный, инвестор потерпит убытки. В вариантах совместной работы котельной и ВЭУ прибыль зависит от ветровых условий, в которых работает ВЭУ, стоимости топлива, затрат в сооружении ВЭУ и от тарифа, по которому вырабатываемая тепловая энергия может быть реализована.

Выше было показано, что при отсутствии ВЭУ котельная рудника Центральный мощностью 30,5 Гкал/ч, работая на мазуте стоимостью 8570 руб/т у.т., вырабатывает тепловую энергию по себестоимости около 2 тыс. руб/Гкал. Применение ВЭУ способствует экономии дорогостоящего топлива и снижению себестоимости вырабатываемой энергии. Однако за этим стоят немалые инвестиции. Удельные капиталовложения современных ВЭУ мегаваттного класса с учетом транспортных расходов по доставке, затрат на сооружение фундамента, монтаж и пуско-наладочные работы достигают 1200-1400 евро/кВт.

Расчеты показали, что внедрение ВЭУ в комплекс “котельная + ВЭУ” разумно до определенного предела, после которого дальнейшее наращивание мощности ВЭУ не оправдывается. Расчеты чистого дисконтированного дохода (ЧДД) согласно выражению (3.21) позволяют учесть порядок и условия заимствования средств на сооружение ВЭУ, инфляционные процессы и обусловленный ими рост тарифов на энергию.

Выше было показано, что при заимствовании средств в банке под 15-17% годовых и инфляции 7-9% реальная процентная ставка (ставка дисконтирования) составит около 10%. В настоящее время правительством России принят курс на последовательное снижение уровня инфляции. Если предположить, что за 10 лет удастся снизить инфляцию до европейского уровня (около 2%), и сохранить таковой далее, то в целом за 20-летний период (срок службы ВЭУ) динамика изменения инфляции может выглядеть так, как показано на рис.7. Вслед за инфляцией будет снижаться и процентная заемная ставка по кредиту, при этом реальная процентная ставка согласно (16) сохранится примерно на том же уровне.

При расчете ЧДД будем исходить из того, что доля  $\alpha^T$  участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки зависит от мощности ВЭУ (параметра  $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}} / N_{\text{к}}$ ), режима ветра (соотношения расчетной скорости ветра  $v_p$ , определяющей номинальную мощность ВЭУ, и среднегодовой скорости  $\bar{v}$  на высоте оси ветроколеса) и определяется аналитически выражением (12).

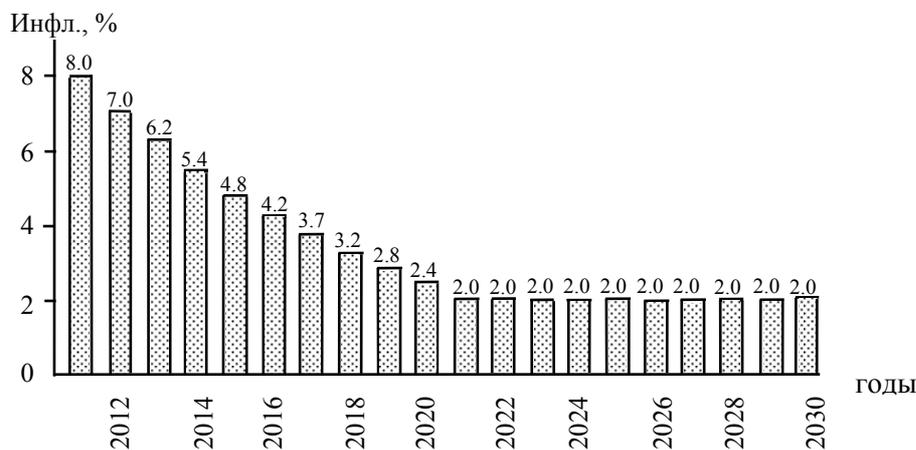


Рис.7. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России за 20-летний период

Будем также предполагать, что тариф на тепловую энергию, заработная плата обслуживающего персонала и стоимость топлива изменяются (возрастают) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (рис.7).

Эффект от применения в  $i$ -году комплекса “котельная + ВЭУ” определится как разница между доходом от реализованной по тарифу  $f_i$  тепловой энергии плюс дотация за энергию, выработанную ВЭУ, и минус расходы на зарплату, топливо и прочие расходы:

$$B_i = Wf_i + D_i - (1,2 \cdot p_k N_k \Pi_{k_i} + \frac{W(1-\alpha^T)z_i^T}{\eta_k \cdot \eta_{тх}}), \quad (18)$$

где  $W$  – годовая выработка энергии, Гкал;  $D_i$  – дотация в  $i$  том году;  $p_k$  – штатный коэффициент на котельной, чел/Гкал/ч;  $N_k$  – мощность котельной, Гкал/ч;  $\Pi_k$  – годовая заработная плата в  $i$ -м году, руб.; 1,2 – коэффициент, учитывающий долю прочих расходов;  $z_i^T$  – стоимость топлива в  $i$ -м году, руб/т у.т.;  $\eta_k$  – к.п.д. котельной  $\eta_{тх} = 0,95$  – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении.

Инвестиционные затраты в сооружение комплекса “котельная + ВЭУ” определяются их удельными капиталовложениями и мощностями:

$$I_0 = k_k N_k + k_{ВЭУ} N_{ВЭУ} \quad (19)$$

Результаты расчета ЧДД представлены в табл.4. В ней тариф на тепловую энергию в 2011 году взят как затраты на производство единицы теплоты в 2010 году (см. табл.3), увеличенные с учетом ожидаемой инфляции на 8%, то есть  $2054 \cdot 1,08 = 2200$  руб/Гкал. Годовая выработка комплекса “котельная + ВЭУ” принималась равной фактической выработке котельной в 2009 году – 101 тыс. Гкал.

Годовая выработка энергии от ветропарка определялась как

$$W_{ВЭУ} = N_{ВЭУ} \cdot h_{ВЭУ} \cdot 0,94 = 18 \cdot 10^3 \cdot 3620 \cdot 0,94 = 61,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 52,8 \text{ , тыс. Гкал} \quad (20)$$

Здесь коэффициент 0,94 означает, что при принятом соотношении мощностей ветропарка и котельной ( $\beta^T = \frac{N_{ВЭУ}}{N_k} = 0,5$ ) около 6% энергии

ветропарка согласно рис.6 не вписывается в график отопительной нагрузки и остается невостребованным.

Расходы комплекса “котельная + ВЭУ” на топливо определялись, исходя из следующего:

$$\begin{aligned} S^T &= \frac{(W_k - W_{ВЭУ}) \cdot 0,143 \cdot z^T}{\eta_k \cdot \eta_{тх}} = \\ &= \frac{(101 - 52,8) \cdot 10^3 \cdot 0,143 \cdot 8570}{0,75 \cdot 0,95} \approx 81 \cdot 10^6 \text{ , руб.} \end{aligned} \quad (21)$$

Из рис.8, где дана графическая иллюстрация выполненных расчетов, следует, что в начальный момент, сразу после сооружения комплекса “котельная + ВЭУ”, имеют место только инвестиции  $I_0$ . Они отложены вниз по оси ординат. По мере совместной эксплуатации двух источников энергии формируется доход, за счет которого постепенно, год за годом, инвестиции могут окупиться. Точка пересечения кривой ЧДД с осью абсцисс дает значение дисконтированного срока окупаемости капиталовложений. Участок кривой над осью абсцисс означает формирование прибыли.

Таблица 4

Расчет чистого дисконтированного дохода при совместной работе котельной Центрального рудника (30,5 Гкал/ч) и ветропарка (18 МВт)

Год	n, лет	Инфляция, %	Тариф на тепл. энергию руб/Гкал	Доходы, млн. руб.		Всего доходы, млн руб.	Расходы, млн. руб.			Всего расходы, млн руб.	Итог. доход $V_n$ , млн руб.	Дисконт. доход $\frac{V_n}{(1+r)^n}$	Доход нарастающим итогом, млн руб.	ЧДД (доход минус инвест.) млн руб.
				от реализации тепловой энергии	дотация за энергию от ВЭУ		топливо	зараб. плата + проч.	обслуж. жив. ВЭУ					
2011	1	8	2200	220	153	373	81	26	4	111	262	238	238	- 802
2012	2	7	2354	235	164	399	87	28	4	119	280	232	470	- 507
2013	3	6	2495	250	174	424	92	30	4	126	298	223	693	- 347
2014	4	5,5	2632	263	183	446	97	32	4	133	313	212	905	-135
2015	5	5	2754	276	192	468	102	33	5	140	328	203	1108	+68
2016	6	4,5	2888	289	201	490	106	35	5	146	344	192	1300	260
2017	7	4	3004	300	209	509	111	36	5	152	357	182	1482	442
2018	8	3,5	3109	311	216	527	114	37	5	156	371	174	1656	616
2019	9	3	3202	320	223	543	118	38	5	161	382	160	1816	776
2020	10	2,5	3282	328	228	556	121	39	5	165	391	152	1968	928
2021	11	2	3348	335	233	568	123	40	5	168	400	140	2108	1068
2022	12	2	3415	342	238	580	126	41	6	173	407	130	2238	1198
2023	13	2	3483	348	242	590	128	42	6	176	414	120	2358	1318
2024	14	2	3553	355	247	602	131	43	6	180	422	110	2468	1428
2025	15	2	3624	362	252	614	133	43	6	182	432	104	2572	1532
2026	16	2	3697	370	257	627	136	44	6	186	441	97	2669	1629
2027	17	2	3770	377	262	639	139	45	6	190	449	90	2759	1719
2028	18	2	3846	385	267	652	142	46	6	194	458	82	2841	1801
2029	19	2	3923	392	273	665	144	47	6	197	468	75	2916	1876
2030	20	2	4001	400	278	678	147	48	7	202	476	71	2987	1947

ЧДД, млн. руб.

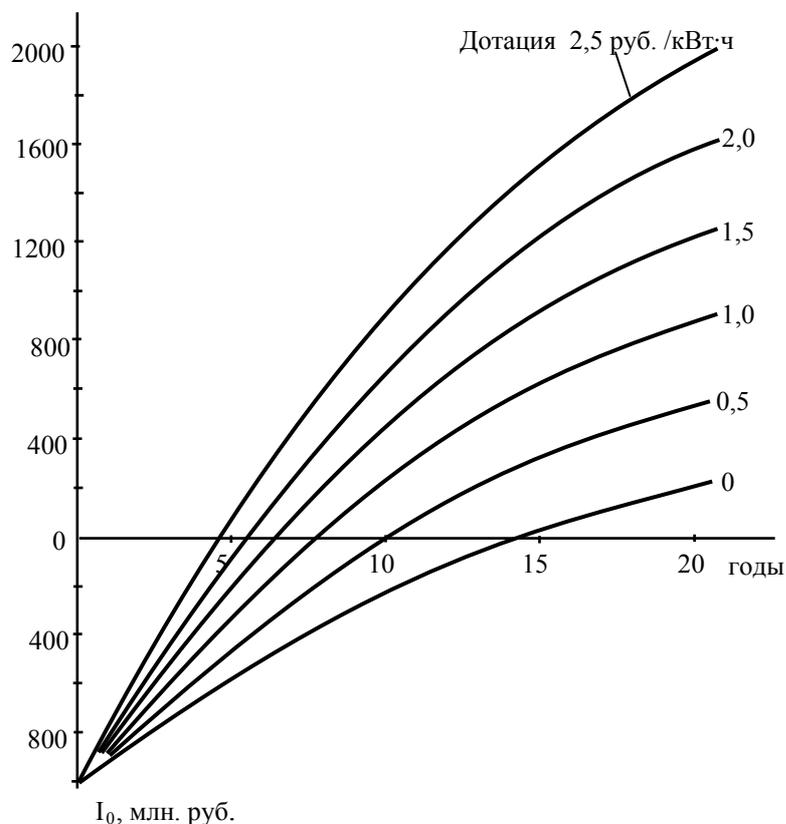


Рис.8. Зависимость чистого дисконтированного дохода от срока эксплуатации ВЭУ и размера дотации

Нижняя кривая на рисунке соответствует случаю, когда никаких дотаций за выработанную энергию от ВЭУ не выплачивается (нулевой вариант). Видно, что даже в этом случае внедрение ветропарка окупается через 14 лет, а к 20-му году эксплуатации ветропарка сформируется прибыль в размере 20% от первоначальных инвестиций. Дотации за выработанную ветропарком энергию существенно улучшают доходность мероприятия с применением ветропарка по сравнению с “нулевым вариантом”. Планируемая согласно [5] дотация в 2,5 руб/кВт·ч, конечно же, сильно повышает эффективность применения ВЭУ. Дисконтированный срок окупаемости в этом случае сокращается до 5 лет. Даже если предположить, что в ходе прохождения выдвинутых предложений на дотацию величина последней будет сокращена до 1,0-1,5 руб/кВт·ч, привлекательность сооружения ветропарка все равно сохраняется высокой. Инвестиции и в этом случае окупаются за период менее 8 лет, что для объектов энергетики является весьма эффективным.

## **Литература**

1. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование ветра в районах Севера – Л.: Наука, 1989. – 208 с.
2. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / Минин В.А., Дмитриев Г.С., Иванова Е.А., Морошкина Т.Н., Никифорова Г.В., Бежан А.В. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2006. – 73 с.
3. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. – Л. : Гидрометеиздат, 1989. – 80 с.
4. Wind Energy – 2004 // Osnabrueck, Deutschland Bundesverband Wind Energie Service GmbH. – 2004. – 196 p.
5. Копылов А.Е. Экономика развития возобновляемой энергетики в России // Энергия: экономика, техника, экология, № 7, 2008. – С. 22-31.

## ***Сведения об авторах***

### **Минин Валерий Андреевич**

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

Эл.почта: [minin@ien.kolasc.net.ru](mailto:minin@ien.kolasc.net.ru)