



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

8/2017 (8)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 15

Апатиты
2017

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

8/2017 (8)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISSN 2307-5252

Кольского научного центра

Главный редактор —
чл.-корр. РАН, д. г.-м. н., проф. С. В. Кривовичев

Заместители главного редактора:
д. г.-м. н., проф. В. П. Петров,
д. т. н., проф. Б. В. Ефимов

Редакционный совет:
академик РАН Г. Г. Матишов,
академик РАН Н. Н. Мельников,
чл.-корр. РАН В. К. Жиров,
чл.-корр. РАН А. Н. Николаев,
д. э. н. Ф. Д. Ларичкин,
д. т. н. В. А. Маслобоев,
д. г.-м. н. В. П. Петров (зам. главного редактора),
д. т. н. В. А. Путилов,
д. ф.-м. н. Е. Д. Терещенко,
к. г.-м. н. А. Н. Виноградов (отв. секретарь)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 15

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. А. Н. Данилин (электроэнергетика),
к. т. н. Н. М. Кузнецов (энергетика),
к. т. н. В. А. Минин (возобновляемые
источники энергии),
к. т. н. В. Н. Селиванов (электроэнергетика)

Научное издание

Технический редактор: В. Ю. Жиганов

Подписано к печати 07.12.2017. Формат бумаги 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 9,63. Заказ № 41. Тираж 300 экз.
ФГБУН КНЦ РАН
184209, г. Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14

184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана, 14,
Кольский научный центр РАН
Тел.: (81555) 79393, 79380, факс: (81555) 76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.kolasc.net.ru>

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Минин В. А. Состояние и перспективы развития электроэнергетики Мурманской области.....	7
Коновалова О. Е. Современное состояние энергоснабжения Архангельской области.....	15
Победоносцева В. В., Никифорова Г. В. Механизм организации и инвестирования строительства энергосберегающих зданий в Мурманской области	25
Ярошевич В. В., Карпов А. С., Бурцев А. В., Фастий Г. П. Разработка мероприятий по повышению эффективности работы систем электроснабжения.....	36
Минин В. А., Рожкова А. А. Перспективы работы ветродизельных электростанций в прибрежных районах Мурманской области.....	41
ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ	
Бурцев А. В., Ярошевич В. В., Фастий Г. П., Карпов А. С. Анализ результатов регистрации грозовой активности на Кольском полуострове за 2014-2016 годы.....	50
Куклин Д. В. Определение параметров модели для выбора методики измерения удельного сопротивления и диэлектрической проницаемости грунта.....	56
Бурцев А. В., Ярошевич В. В., Фастий Г. П., Карпов А. С. Систематизация объектов электроэнергетики для построения концепции «BIGDATA» на примере металлических опор воздушных линий.....	61

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

Еремич Я. Э., Пашичева С. А., Халилов Ф. Х., Ефимов Б. В.	Проблемы электромагнитной совместимости сетей высокого напряжения. Вопросы стандартизации.....	70
Залесова О. В.	Расчет опасных влияний тяговой сети переменного тока на смежные линии СЦБ.....	78
Еремич Я. Э., Пашичева С. А., Халилов Ф. Х., Ефимов Б. В.	Градиентные перенапряжения в обмотках трансформаторов и электрических машин....	87
Потокин А. С., Хи М., Ильин Д. В., <u>Усов А. Ф.</u>	Способы энергетической оптимизации процесса генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного бурения скважин.....	93
Бурцев А. В.	Подпрограмма геометрического моделирования опор ЛЭП на основе введенных пользователем данных.....	104

Russian Academy of Sciences

8/2017 (8)

transactions

of the Kola Science Centre

UDC 621.314
ISSN 2307-5252

Editor-in-Chief – Editorial Council:

S. V. Krivovichev, Cor. Member of RAS,
Dr. Sc. (Geology & Mineralogy), Prof.

G. G. Matishov, Acad. of RAS,

N. N. Melnikov, Acad. of RAS,

V. K. Zhironov, Cor. Member of RAS,

A. N. Nikolaev, Cor. Member of RAS,

F. D. Larichkin, Dr. Sc. (Economics),

V. A. Masloboev, Dr. Sc. (Engineering),

V. P. Petrov, Dr. Sc. (Geology & Mineralogy),

V. A. Putilov, Dr. Sc. (Engineering),

Ye. D. Tereshchenko, Dr. Sc. (Physics & Mathematics),

A. N. Vinogradov, Dr. Sc.

(Geology & Mineralogy) — Executive Secretary

Deputy Editors-in-Chief:

V. P. Petrov, Dr. Sc.

(Geology & Mineralogy),

B. V. Efimov, Dr. Sc.

(Engineering)

ENERGY TECHNOLOGY

Series 15

Editorial Board of Energy Technology Series:

B. V. Efimov, Dr. Sc. (Eng.), Executive Editor,
power industry,

A. A. Zhamaletdinov, Dr. Sc. (Eng.), electrophysics,

N. V. Korovkin, Dr. Sc. (Eng.),

theoretical electrotechnology,

F. Ch. Khalilov, Dr. Sc. (Eng.), power engineering,

A. N. Danilin, PhD (Eng.), power engineering,

N. M. Kuznetsov, PhD (Eng.), energy technology,

V. A. Minin, PhD (Eng.), renewable energy,

V. N. Selivanov, PhD (Eng.), power engineering,

14, Fersman str., Apatity, Murmansk Region, 184209, Russia

Tel. (81555) 79380. Fax: (81555) 76425

E-mail: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.kolasc.net.ru>

CONTENTS

	Pages
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Minin V. A. The state and prospects of Murmansk region electric power development.....	7
Konovalova O. E. The modern state of power supply in Arkhangelsk region.....	15
Pobedonosceva V. V., Nikiforova G. V. Mechanism of organization and investment of construction of energy-saving buildings in Murmansk region.....	25
Yaroshevich V. V., Karpov A. S., Burtsev A. V., Fastiy G. P. Development of activities to increase efficiency of electrical supply systems.....	36
Minin V. A., Rozhkova A. A. Prospects of joint work of wind diesel power plants in the coastal areas of the Murmansk region.....	41
PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Burtsev A. V., Yaroshevich V. V., Fastiy G. P., Karpov A. S. Analysis of registration results of lightning discharges on the Kola peninsula in 2014-2016	50
Kuklin D. V. Determination of calculation model parameters for choosing measurement method of soil resistivity and permittivity.....	56
Burtsev A. V., Yaroshevich V. V., Fastiy G. P., Karpov A. S. Systematization of electric power objects for construction of the "BIGDATA" concept on the example of metal transmission towers.....	61

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY

Eremich Y. E., Pashicheva S. A., Khalilov F. Kh., Efimov B. V.	Issues of electromagnetic compatibility in high voltage power systems. Questions of standartization.....	70
Zalesova O. V.	Calculation of dangerous influences of AC electric traction network on the lines of signals and interlocking.....	78
Eremich Y. E., Pashicheva S. A., Khalilov F. Kh.	Gradient overvoltages in windings of transformers and electrical machines.....	87
Potokin A. S., He M., Ilin D. V., <u>Usov A. F.</u>	Energy optimization methods of the process generation high-voltage pulses for electric pulse drilling of wells.....	93
Burtsev A. V.	Subprogramme of geometrical modeling of power transmission towers on the basis of the data entered by the user.....	104

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 621.9 (470.21)

В. А. Минин

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Дана общая характеристика Мурманской области. Рассмотрено современное состояние Кольской электроэнергетической системы. Показаны основные показатели работы действующих электростанций (Кольской АЭС, Апатитской и Мурманской ТЭЦ, 17 гидроэлектростанций). Дана характеристика электросетевого хозяйства энергосистемы. Представлены направления возможного развития электроэнергетики региона на перспективу.

Ключевые слова:

Кольская энергосистема, АЭС, ТЭЦ, ГЭС, электрические сети, перспективы развития.

V. A. Minin

THE STATE AND PROSPECTS OF MURMANSK REGION ELECTRIC POWER DEVELOPMENT

Abstract

The general characteristic of the Murmansk region is given. The modern condition of the Kola electric power system is considered. The main performance indicators of operating power plants (Kola NPP, Apatity and Murmansk TPP, 17 hydroelectric power plants) are shown. The characteristics of the power grid facilities of the power system are given. The possible development directions of the region electric power industry for the prospect are presented.

Keywords:

Kola power system, nuclear power plant, thermal power plant, hydropower plant, electric networks, development prospects.

Общая характеристика региона. Мурманская область расположена на северо-западе европейской части России, занимает Кольский полуостров, граничит с Финляндией и Норвегией. Большая часть территории региона расположена за Полярным кругом. Население области на начало 2017 года составляло 760 тыс. чел., в том числе областной центр Мурманск – 298 тыс. Североморск - 60,4 тыс. , Апатиты - 56,4 тыс., Мончегорск - 46,0 тыс., Кандалакша - 32,0 тыс., Оленегорск - 29,8 тыс., Кировск - 28,9 тыс. Еще девять городов имеют численность населения от 10 до 20 тыс. человек.

Кольский полуостров располагает крупными месторождениями различных видов минерального сырья: медно-никелевые, железные, апатитонефелиновые руды и руды редкоземельных металлов. В свете сказанного основу экономики региона составляют добыча полезных ископаемых, их переработка, обогащение. Большое развитие получили цветная металлургия,

химическая промышленность, рыболовство и рыбопереработка. В масштабах страны на долю Мурманской области приходится производство 100% апатитового концентрата, 10% концентрата железной руды, 44% никеля, 7% рафинированной меди, около 20% пищевой рыбной продукции.

Ведущими предприятиями Мурманской области являются [1]:

- ОАО «Апатит» (г. Кировск) – производство апатитового концентрата;
- Филиал ОАО «СУАЛ» - «Кандалакшский алюминиевый завод – СУАЛ» (г. Кандалакша) – производство первичного алюминия;
- ОАО «Кольская горно-металлургическая компания (Мончегорск, Заполярный, Никель) – производство никеля, рафинированной меди, серной кислоты;
- ОАО «Оленегорский горно-обогатительный комбинат» - ОАО «Олкон» (г. Оленегорск) – производство железорудного сырья;
- ОАО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат» (г. Ковдор) – производство апатитового, бадделитового и железорудного концентратов;
- ОАО «Мурманский морской торговый порт (г. Мурманск);
- Мурманское отделение Октябрьской железной дороги.

Характеристика Кольской энергосистемы. По величине установленной мощности она является второй на Северо-Западе России и самой крупной в мире за Полярным кругом. Её суммарная установленная мощность составляет 3640 МВт. Энергосистема уникальна по своему составу. Она имеет 17 гидроэлектростанций (их доля в структуре мощностей энергосистемы значительно превышает среднероссийские показатели), 2 ТЭЦ на органическом топливе, Кольскую атомную электростанцию и единственную в России приливную электростанцию. Высоковольтная сеть (рис.1) объединяет все электростанции для работы под единым диспетчерским управлением. Кольская энергосистема связана по ЛЭП 330 кВ с Карелией и через нее - с ОЭС Северо-Запада России. Имеются также выход в энергосистемы Норвегии и Финляндии. Энергосистема существует более 70 лет и относится к разряду достаточно “старых” энергосистем, с чем связаны и некоторые проблемы ее функционирования и дальнейшего развития.

В настоящее время на территории Мурманской области работают следующие субъекты электроэнергетики, осуществляющие производство электроэнергии: ОАО «Концерн Росэнергоатом»; ОАО «ТГК-1» (филиал Кольский); ОАО «Ленинградская ГАЭС» (в части, касающейся Кислогубской приливной электростанции).

Основным производителем электроэнергии в Мурманской области является Кольская АЭС, которая входит в ОАО «Концерн Росэнергоатом». Она имеет в своем составе четыре энергоблока. Суммарная электрическая мощность станции составляет 1760 МВт. Ожидаемые сроки эксплуатации действующих энергоблоков Кольской АЭС с учетом проведения мероприятий по продлению сроков их эксплуатации следующие: первый энергоблок - до 2033 г., второй - до 2034 г., третий - до 2036 г., четвертый - до 2039 г.

Динамика выработки и потребления электрической энергии в Мурманской области приведена в табл. 1. Как видно из представленных данных, за последние годы производство, потребление и экспорт энергии довольно стабильны, отклонение от среднего не превышает 3%.

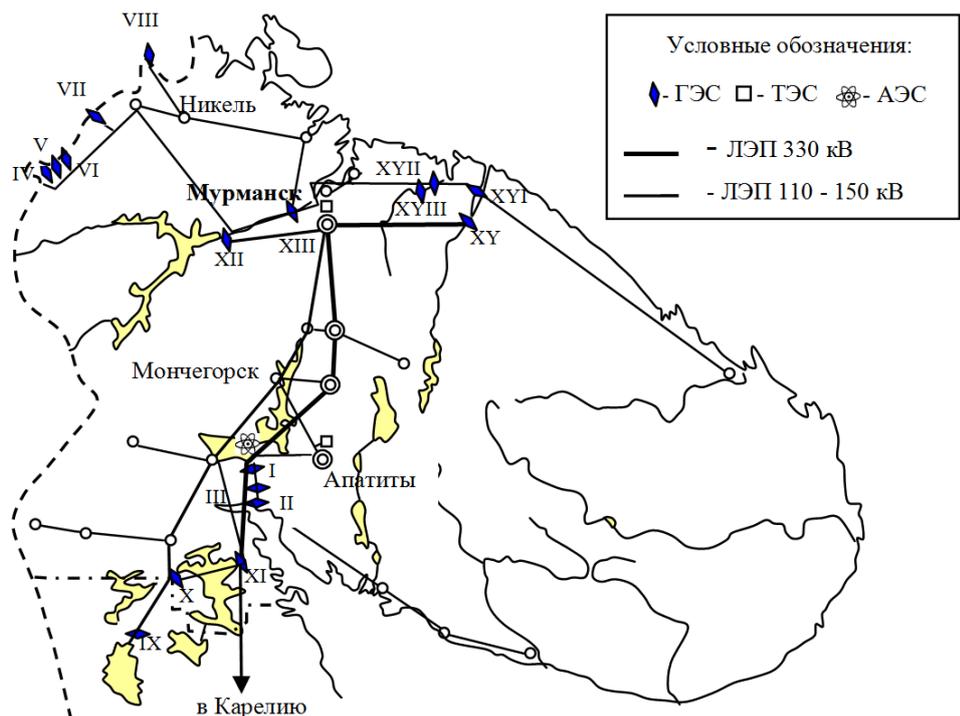


Рис. 1 - Схема электрических сетей Кольской энергосистемы.
Каскады ГЭС: I-III – Нивский, IV-VIII - Пазский, IX-XI - Ковдинский, XII-XIII – Туломский, XV-XVI – Серебрянский, XVII-XVIII – Териберский

Таблица 1

Показатели производства и потребления электроэнергии в Мурманской области и ее экспорта за пределы региона [2, 3], млрд. кВт·ч

Показатели	Годы					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Производство электроэнергии	17,6	17,2	16,9	16,4	16,6	17,2
Потребление	12,4	12,6	12,3	12,3	12,2	12,3
Экспорт	5,2	4,6	4,6	4,2	4,3	4,8

Характеристика тепловых электростанций. Тепловые электростанции, расположенные на территории Мурманской области, входят в состав филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Это, в первую очередь, Апатитская ТЭЦ мощностью 230 МВт, работающая на угле. Ее установленная тепловая мощность равна 535 Гкал/ч. В 2016 году выработка электроэнергии Апатитской ТЭЦ составила 0,431 млрд. кВт·ч, отпуск тепловой энергии – 1,5 млн. Гкал. Вторым подобным источником электрической энергии является Мурманская ТЭЦ. Она также входит в состав филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», является его дочерним предприятием и служит основным источником теплоснабжения города Мурманска. Установленная электрическая мощность Мурманской ТЭЦ составляет 12 МВт, тепловая мощность – 1122 Гкал/ч. Среднегодовая выработка электроэнергии в 2016 году составила 16,7 млн. кВт·ч, а отпуск тепловой

энергии – 2,1 млн. Гкал. Мурманская ТЭЦ работает на мазуте, обеспечивает около 2/3 потребностей Мурманска в тепловой энергии и горячей воде.

Основные технико-экономические параметры действующих тепловых электростанций Мурманской области сведены в табл.2. Теплоэлектроцентрали работают в соответствии с графиком тепловой нагрузки.

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели тепловых электростанций
Мурманской области

Наименование станции	Год ввода в эксплуатацию	Уст. мощн., МВт	Среднегод. Выработка э/энергии, млн. кВт·ч	Число часов использ. установл. мощности
Апатитская ТЭЦ	1959-1964	230	431*	1401
Мурманская ТЭЦ	1934	12	17*	1417
Кольская АЭС	1973-1984	1760	10093**	5735
Итого		2002	10541	

* Данные за 2016 г.

** Средние показатели за 2011-2016 гг.

Основным источником электрической энергии в регионе на протяжении последних 40 лет является Кольская атомная электростанция. Ее доля в балансе суммарной мощности Кольской энергосистемы составляет около 48%, а в балансе выработки - 63%.

Начиная с 90-х годов прошлого века, когда страна и регион перешли на новую систему хозяйствования и рыночные экономические отношения, в Мурманской области произошло некоторое снижение объемов производства, особенно в добывающих отраслях промышленности. Из-за снижения энергопотребления появился избыток установленных мощностей. Это, в свою очередь, привело к систематической недогрузке Кольской АЭС.

Характеристика гидроэлектростанций. В состав Кольской энергосистемы входят 17 гидроэлектростанций (табл. 3), объединенных в 6 каскадов, расположенных на реках Нива, Паз, Ковда (Кума, Иова), Тулома, Воронья, Териберка. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 1594 МВт или около 44% от суммарной установленной мощности энергосистемы. Удельный вес гидроэлектростанций в годовой выработке не постоянен и зависит от водности года. В среднем он составляет около 35-40%.

Большинство ГЭС Кольской энергосистемы являются станциями плотинно-деривационного типа. Семь гидростанций построены с безнапорной деривацией каналами разной длины. Это станции Нива-1, Нива-2, Князегубская, Иовская, Кумская, Серебрянская-1 и Серебрянская-2. Три ГЭС с подземным расположением машинного зала имеют тоннельную напорную деривацию: Нива-3, Верхне-Тулумская и Борисоглебская. Шесть ГЭС являются низконапорными станциями приплотинного типа: Кайтакоски, Янискоски, Хевоскоски, Нижне-Тулумская и Нижне-Териберская. Одна станция плотинно-деривационного типа с напорной деривацией трубопроводом - Верхне-Териберская ГЭС. Основные энергетические показатели перечисленных ГЭС приведены в табл. 3.

Основные показатели действующих гидроэлектростанций Кольской энергосистемы

Название ГЭС	Река	Год пуска	Уст. мощн. ГЭС, МВт	Кол-во турбин	Расч. напор, м	Расч. расход, м ³ /с	Вид регулирования	Исп-е уст. мощн., ч	Ср.мн.лет. уд. расход, м ³ /кВт·ч	Ср.год. выработ., млн. кВт·ч
Нива -I	Нива	1952	26,0	2	11,5	276	мн.летн.	4961	38,2	129
Нива-II	Нива	1934	60,0	4	36,0	200	недельн.	6833	12,0	410
Нива-III	Нива	1949	155,5	4	74,0	250	суточн.	5466	5,8	850
Кайтакоски	Паз	1959	11,2	2	7,0	180	мн.летн.	6250	57,8	68
Янискоски	Паз	1950	30,5	2	21,5	166	суточн.	6885	19,6	210
Раякоски	Паз	1955	43,2	3	20,5	255	суточн.	5116	21,2	220
Хеваскоски	Паз	1970	47,0	2	16,9	325	суточн.	4532	24,9	213
Борисоглебская	Паз	1964	56,0	2	19,3	348	суточн.	4910	22,4	275
Кумская	Кума	1962	80,0	2	32,0	350	мн.летн.	4325	13,0	346
Иовская	Иова	1960	96,0	2	36,0	350	сезонное	5585	11,1	536
Князегубская	Ковда	1955	152,0	4	34,0	460	сезонное	4645	10,9	706
В.-Тулomsкая	Тулoма	1965	268,0	4	58,5	480	мн.летн.	2985	6,4	800
Н.-Тулomsкая	Тулoма	1937	57,2	4	17,5	360	суточн.	4371	24,4	250
Серебрянская-I	Воронья	1970	204,9	3	75,0	303	мн.летн.	2684	5,3	550
Серебрянская-II	Воронья	1972	156,0	3	62,5	276	сезонное	3460	6,6	519
В.-Териберская	Териберка	1984	130,0	1	111,0	133	сезонное	1815	5,8	236
Н.-Териберская	Териберка	1987	26,5	1	21,4	139	сезонное	2037	15,9	54
Итого:			1600							6372

Гидроэлектростанции Кольской энергосистемы в основном являются низко- и средненапорными и оборудованы, как правило, турбинами поворотно-лопастного типа. Только три ГЭС имеют напор выше семидесяти метров - это гидроэлектростанции Нива-3 (напор 74 м), Серебрянская ГЭС-1 (напор 75 м) и Верхне-Териберская (напор 111 м).

Всего на гидроэлектростанциях установлено 45 гидроагрегатов мощностью от 5,6 до 130 МВт. Подавляющее большинство ГЭС спроектированы Ленинградским отделением ВГПИ и НИИ "Гидропроект" и построены отечественными строительными организациями с установкой отечественного оборудования. Некоторые гидроэлектростанции сооружены финскими и норвежскими фирмами, на них часть гидросилового оборудования изготовлена финской фирмой "Тампелла" и шведской "КМ".

У пяти из шести каскадов ГЭС АО "Колэнерго" верхнее водохранилище обладает емкостью, достаточной для ведения многолетнего регулирования. С помощью водохранилища Верхне-Териберской ГЭС ведется годовое регулирование. Практически каждая гидроэлектростанция имеет как минимум водохранилище суточного, а иногда, как Нива ГЭС-2, недельного или, как Иовская и Княжегубская ГЭС - сезонного регулирования.

Состояние электросетевого хозяйства. Энергосистема Мурманской области имеет электрические связи с энергосистемами Республики Карелии (две воздушные линии 330 кВ от подстанции Княжегубской ГЭС до подстанции Лоухи, ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС 11 – ПС Лоухи), Финляндии (ВЛ 110 кВ ГЭС Кайтакоски – ПС Ивало) и Норвегии (ВЛ 150 кВ Борисоглебская ГЭС – ПС Киркенес). Крупнейшей распределительной сетевой компанией Мурманской области является филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго». Сводные данные о протяженности воздушных линий электропередачи 110-150 кВ, количестве и мощности подстанций, находящихся на балансе «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», приведены в табл. 4. Протяженность воздушных линий 110-150 кВ сельскохозяйственного назначения составляет 149 км.

Таблица 4

Суммарная протяженность ВЛ 110-150 кВ и установленная мощность силовых трансформаторов на ПС 110-150 кВ, находящихся на балансе «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» [1]

Напряжение, кВ	Протяженность линий в одноцепном исчислении, км	Количество подстанций	Мощность подстанций, МВ·А
110 кВ	2015	42	1215
150 кВ	2671	30	2561

В настоящее время переток мощности из энергосистемы Мурманской области в направлении Республики Карелии составляет около 600 МВт. С целью повышения пропускной способности и надежности работы сети 330 кВ на транзите Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго в настоящее время по заданию МЭС Северо-Запада выполнен проект строительства второй ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – ПС 330 кВ Княжегубская – ПС 330 кВ Лоухи – ПС 330 кВ Путкинская – ПС 330 кВ Онда – ПС 330 кВ Петрозаводская, а также ПС 330 кВ Петрозаводская – ПС 330 кВ Сясь – ПС 330 кВ Тихвин.

Распределительные сети Кольской энергосистемы на напряжение 35-110-150 кВ обеспечивают электроснабжение всех потребителей Мурманской области, включая крупные промышленные объединения, города, поселки, электроснабжение Октябрьской железной дороги на участке Мурманск – Полярный Круг и сельскохозяйственных потребителей.

Перспективы развития Кольской энергосистемы. Они связаны, в первую очередь, с развитием атомной энергетики. Существенное значение может иметь дальнейшее развитие гидроэнергетики, а также возобновляемой энергетики (малой гидроэнергетики, ветроэнергетики и приливной энергетики).

Развитие атомной энергетики на территории области до недавнего времени определялось продлением на 15 лет срока эксплуатации первого и второго энергоблоков Кольской АЭС, соответственно, до 2018 и 2019 годов. В настоящее время обоснована возможность продления сроков эксплуатации этих энергоблоков еще на 15 лет, т.е. до 2033 и 2034 гг. [4]. В свою очередь, сроки эксплуатации третьего и четвертого энергоблоков продлены на 25 лет до 2036 и 2039 гг.

Что касается гидроэнергетики, то следует отметить, что наиболее эффективные гидроресурсы Мурманской области уже освоены (58%). Имеющиеся проекты сооружения ГЭС на реках восточной части Кольского полуострова, разработанные в 80-х годах прошлого века, пока не реализуются из экологических соображений (возможного негативного воздействия на окружающую среду). На сегодня развитие гидроэнергетики в регионе компания «ТГК-1» связывает с поддержкой на должном техническом уровне функционирования всех действующих ГЭС.

В Мурманской области может получить развитие малая гидроэнергетика. На Кольском полуострове имеются благоприятные створы как для сооружения системных малых ГЭС, работающих в составе энергосистемы, так и автономных малых ГЭС, работающих в интересах удаленных децентрализованных потребителей. За счет сооружения 11 системных ГЭС на реках Пиренга, Тумча, Умба, Лотта, Ура, Рында, Титовка и Б. Оленка установленная мощность гидроэлектростанций Кольской энергосистемы может быть увеличена на 67 МВт, а выработка – на 320 млн.кВт·ч [5, 6]. За счет строительства малых автономных ГЭС на Ельреке и Чаваньге эти показатели могут быть дополнительно подняты соответственно на 1,7 МВт и 8 млн.кВт·ч.

Кольский полуостров располагает огромным потенциалом ветровой энергии, сосредоточенным, главным образом, в прибрежных районах Баренцева и Белого морей [7]. Здесь может получить развитие как системная, так и автономная ветроэнергетика [8]. Системной ветроэнергетике (сооружению ветропарков) может быть положено начало на пяти первоочередных площадках, выбранных вблизи северного побережья Кольского полуострова. Все они находятся сравнительно недалеко от гидроэлектростанций Серебрянского и Териберского каскадов ГЭС, способных компенсировать непостоянство ветра, и это облегчит вписывание энергии от ветропарков в график электрической нагрузки энергосистемы. Мощность ветропарков может составить: 10 МВт на площадке вблизи пос. Лодейное, 10-15 МВт на берегу Верхне-Териберского водохранилища, 50 МВт – около Серебрянской ГЭС-2, 100 МВт – в районе Лиинахамари на крайнем северо-западе региона, 200 МВт – на площадке вблизи 81 км автодороги Мурманск-Териберка (развилка на Туманный). Суммарная мощность этих ветропарков составит около 375 МВт, годовая выработка энергии – свыше 1 млрд.кВт·ч.

Автономная ветроэнергетика может быть ориентирована на электроснабжение удаленных децентрализованных потребителей. К их числу

относятся прибрежные метеостанции, маяки, пограничные заставы, рыболовецкие колхозы, объекты Северного флота и др. Внедрение ветроэнергетических установок в местные системы электро- и теплоснабжения (дизельные электростанции, котельные) может способствовать экономии до 30-50% привозного органического топлива.

Говоря о приливной энергетике, следует отметить, что ОАО «РусГидро» на площадке Кислогубской приливной электростанции в 2006 году испытало изготовленное на «Севмаше» в Северодвинске ортогональное рабочее колесо гидроагрегата диаметром 5 м мощностью 1,1 МВт. Проведенные испытания позволили начать сооружение Северной приливной электростанции в Мурманской области. Эта ПЭС располагается в створе губы Долгой (в 6 км западнее Териберки) на северном побережье Кольского полуострова. Мощность Северной ПЭС составит 12 МВт (3 блока по 4 МВт), станция явится прямым прототипом для Мезенской ПЭС в Архангельской области мощностью 8000 МВт.

Выводы

1. Кольская электроэнергетическая система уникальна по своей структуре, она имеет в своем составе одну АЭС, две ТЭЦ, семнадцать ГЭС, одну приливную электростанцию. Большое количество высокоманевренных гидроэлектростанций позволяет успешно покрывать реальный переменный график электрической нагрузки и служит основой для освоения в перспективе высокопотенциальных ветроэнергетических ресурсов региона.

2. Энергосистема вырабатывает в год около 17-18 млрд.кВт·ч электроэнергии, является энергоизбыточной, способной производить на 2-3 млрд.кВт·ч больше. Из всей вырабатываемой энергии около 13 млрд.кВт·ч потребляется внутри Мурманской области, 4,0-4,5 млрд.кВт·ч передается в Карелию и далее в ОЭС Северо-Запада, 0,6-0,8 млрд.кВт·ч экспортируется в Финляндию и Норвегию.

3. Энергосистема располагает развитым электросетевым хозяйством, включающим магистральные системообразующие линии электропередачи напряжением 330 кВ и распределительные сети на напряжение 35-110-150 кВ. Продолжаются работы, направленные на увеличение возможностей транзита энергии в Республику Карелию и далее в ОЭС Северо-Запада.

4. Перспективы развития Кольской энергосистемы связываются с продлением сроков эксплуатации всех четырех блоков Кольской АЭС, поддержанием на должном уровне функционирования всех действующих гидроэлектростанций, дальнейшим развитием приливной энергетике (сооружением Северной ПЭС мощностью 12 МВт), началом освоения высокопотенциальных ветроэнергоресурсов (сооружением ветропарков) в прибрежной зоне Кольского полуострова.

Литература

1. Разработка научных основ эффективного развития энергосбережения, энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии в районах Севера: Отчет о НИР / Центр физико-технических проблем энергетике Севера (ЦФТПЭС) Кольского научного центра РАН; Руководитель

- В.А. Минин, отв. исполнитель Н.М. Кузнецов, 2-14-2011, № ГР 01201454701, Инв. № АААА-Б17-217020640098-5. -Апатиты, 2016. -234 с.
2. Регионы Северо-Западного федерального округа. Социально-экономические показатели. 2012: статистич. сборник / Комистат. – Сыктывкар, 2013. - 204 с.
 3. Использование топливно-энергетических ресурсов в Мурманской области / Федеральная служба государственной статистики / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Мурманской области – Мурманск, 2015. – 49 с.
 4. Фуртаев А.И., Минин В.А., Якимов М.Ю. Кольская АЭС, её роль в энергетике Кольско-Карельского региона, перспективы развития. // Вестник КНЦ РАН, № 2017/3. –Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2017.
 5. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы использования энергии ветра и малых ГЭС в удаленных районах Мурманской области. – Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2007. -97 с.
 6. Минин В.А. Перспективы развития возобновляемой энергетики в зонах децентрализованного энергоснабжения Мурманской области. // Труды КНЦ РАН. Серия Энергетика. Вып. 4, №1/2012(8). –Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2012. –С.110-122.
 7. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / Минин В.А., Дмитриев Г.С., Иванова Е.А. и др. Препринт. – Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2006. -73 с.
 8. Минин В.А. Перспективы внедрения возобновляемых источников энергии в топливно-энергетический баланс Мурманской области. // Труды КНЦ РАН. Серия Энергетика. Вып. 5, №3/2012(10). –Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2012. –С.105-111.

Сведения об авторе

Минин Валерий Андреевич,

заведующий лабораторией энергосбережения 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

УДК 621.311

О. Е. Коновалова

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

В статье дан анализ современного состояния энергетического хозяйства Архангельской области. Выявлены проблемы и узкие места энергоснабжения региона. Рассмотрены перспективы развития Архангельской энергосистемы.

Ключевые слова:

энергосистема, тепловые станции, газотурбинные станции, дизельные установки, возобновляемые источники энергии, линии электропередач, котельные на древесных отходах.

O. E. Konovalova

THE MODERN STATE OF POWER SUPPLY IN ARKHANGELSK REGION

Abstract

The article analyzes the current state of the energy sector of the Arkhangelsk region. The problems and bottlenecks of energy supply in the region are identified. The prospects for the development of the Arkhangelsk power system are considered.

Keywords:

power system, thermal stations, gas turbine stations, diesel plant, renewable energy sources, power lines, boilers houses on wood waste.

Архангельская область – одна из самых северных областей России. На западе область граничит с Республикой Карелия, на юге - с Вологодской и Кировской областями, на востоке – с Республикой Коми, а на севере омывается Белым, Баренцевым и Карским морями. Северная часть области, включая г. Архангельск, входит в Арктическую зону РФ.

Территория Архангельской области, вместе с Ненецким автономным округом, составляет 587 тыс. кв. км. В состав области входит большое количество островов – Земля Франца Иосифа, Новая Земля, Соловецкие острова, остров Колгуев, Вайгач и другие.

Население области на 1 января 2017 года составляет – 1165,7 тыс. человек [1]. В области имеются 26 муниципальных образований. Из них муниципальные образования «Северодвинск», «Мезенский», «Лешуконский» и «Пинежский» муниципальные районы отнесены к районам Крайнего Севера.

Централизованным электроснабжением охвачены в основном западные и южные районы области, северные и северо-восточные территории находятся в децентрализованной зоне и не имеют связи с единой энергосистемой.

Для обеспечения потребителей Архангельской области электроэнергией и теплом построены три крупные ТЭЦ суммарной установленной мощностью 1048,5 МВт (Архангельская ТЭЦ, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 г. Северодвинска), расположенные на северо-западе. На юге области имеются блок - станции, принадлежащие предприятиям целлюлозно-бумажной и гидролизной промышленности суммарной мощностью 631 МВт, а также ТЭЦ филиала ОАО «Группы «Илим» в городе Коряжме и Вельская газотурбинная теплоэлектроцентраль (ГТ ТЭЦ) суммарной электрической мощностью 18 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/ч (табл. 1).

Блок-станции обеспечивают в основном собственных потребителей, а излишки мощности поставляют в электрические сети филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго». Тепловые станции используют разные виды топлива: уголь, мазут, газ. Архангельская ТЭЦ и Северодвинская ТЭЦ-2 с 2011 года работают на газе. С переводом на газ двух ТЭЦ ежегодное замещение мазута составляет около 800 тыс. тонн. Использование газа снижает зависимость энергетики Архангельской области от поставок мазута и уменьшает выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.

Все эти ТЭЦ объединены воздушными линиями электропередач 220 и 110 кВ в единую сеть (рис. 1), которая не имеет непосредственной электрической связи с Объединенной энергосистемой Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада), а связана с энергосистемой Вологодской области (ОЭС Центра) и с энергосистемой Республики Коми.

Таблица 1

Основные существующие электростанции энергосистемы Архангельской области

Собственник электростанции		Тип электростанции	Наименование электростанции	Уста-нов. мощн., МВт
ОАО ТГК-2		ТЭЦ	Архангельская ТЭЦ	450
			Северодвинская ТЭЦ-1	188,5
			Северодвинская ТЭЦ-2	410
Блок-станции	Австрийская компания Pulp Mill Holding	ТЭЦ	ТЭЦ-1,2,3 Архангельского ЦБК	205
	Филиал ОАО «Группа «Илим»	ТЭЦ, ТЭС	ТЭЦ-1, ТЭС – 2,3 Котлаского ЦБК	353
	ОАО «Соломбальский ЦБК»	ТЭЦ	ТЭЦ-1 Соломбальского ЦБК»	36
	ОАО «Энергомашкорпорация»	ТЭЦ	Вельская ГТ ТЭЦ	18
ГУП НАО Нарьян-Марская ГТЭС		ГТЭС	Нарьян-Марская ГТЭС	36,3
Филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго»		ДЭС	Мезенская ДЭС	7,03
ОАО АрхоблЭнерго и ведомственные предприятия		ДЭС	ДЭС в децентрализованной зоне	35

Северные районы области, включая Ненецкий автономный округ (НАО), входящий в состав Архангельской области и расположенный за Полярным кругом, не подключены к энергосистеме области. Крупнейшим источником электроэнергии в округе является Нарьян-Марская газотурбинная станция (ГТЭС) мощностью 36,3 МВт, которая работает на природном газе Василковского месторождения и снабжает электроэнергией город Нарьян-Мар, поселок Искателей и село Тельвиска.

Электроснабжение остальных поселков осуществляется, в основном, дизель-электрическими станциями. В зонах децентрализованного электроснабжения работают 63 местных дизельных электростанций (ДЭС) общей установленной мощностью около 35 МВт. Кроме того в районах разработки месторождений углеводородов нефтегазовые компании имеют как стационарные довольно крупные электростанции на базе газотурбинных установок (табл. 2), так и передвижные дизель-генераторные и газо-поршневые установки (ДГУ и ГПУ) суммарной установленной мощностью более 350 МВт.

Электрические сети, расположенные на территории Ненецкого автономного округа и северных муниципальных районов области, представляют собой локальные сети поселков и сельских поселений и сети, расположенные в районах разработки месторождений углеводородов и предназначенные для передачи и распределении электрической энергии внутри месторождений и между ними. Сети 1 группы включают в себя распределительные устройства, подстанции и линии электропередач с классами напряжения 0,6 кВ, 6 кВ, 10 кВ. Сети 2 группы представляют собой ВЛ напряжением 35 кВ и 220 кВ общей протяженностью около 300 км (рис. 2).

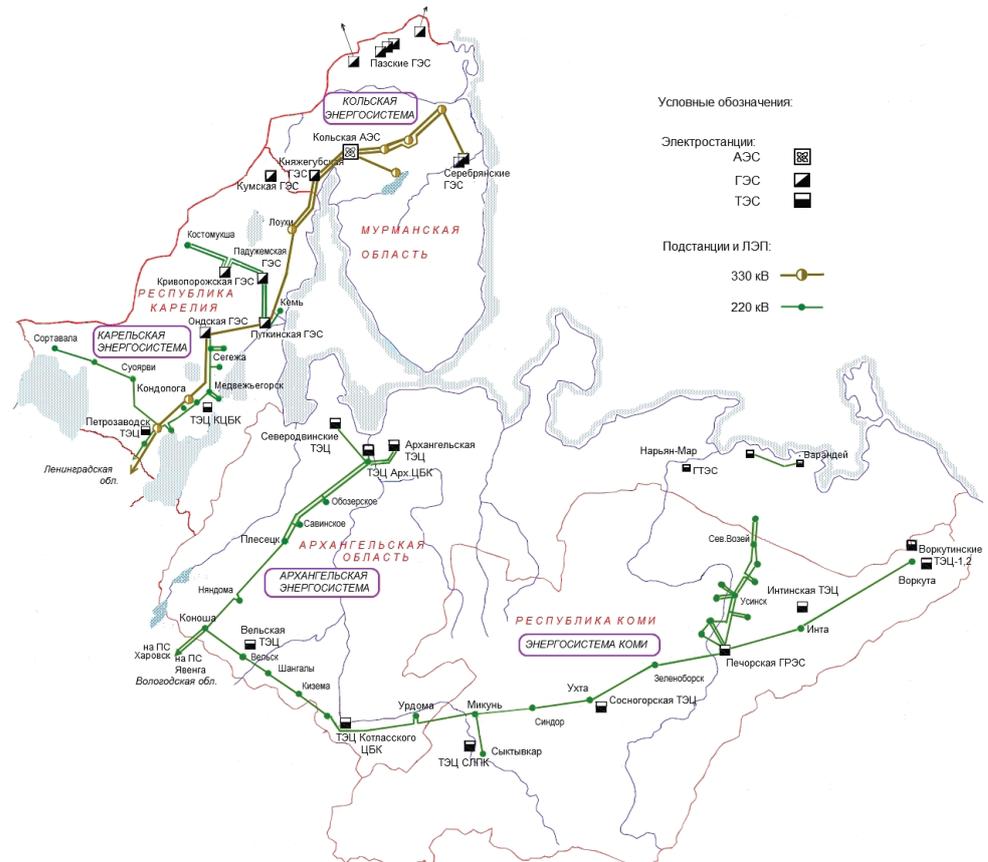


Рис.1. Схема основных электроэнергетических объектов северо-запада РФ [2].

В целом энергосистема Архангельской области является энергодефицитной. Примерно 74,7 % выработки электроэнергии обеспечивают ТЭЦ ОАО «ТГК-2», 1,1 % – Вельская ГТЭС, остальные 24,2 % - межсистемные перетоки из Вологодской области и Республики Коми [3].

Теплоснабжение небольших городов и поселков осуществляется в основном котельными, общее количество которых превышает 700 штук.

В энергосистеме территориально сформировалось два крупных энергоузла: Архангельский энергоизбыточный - на севере области и Котласский энергодефицитный - на юге. Из-за слабых электрических связей на участке Плесецк – Няндама (одноцепная ВЛ-220 кВ) часть мощности Архангельского энергоузла оказывается "запертой". А полное потребление Котласского узла обеспечивается внешними перетоками мощности из ОЭС Центра и энергосистемы Коми. Причем связь с энергосистемой Коми осуществляется по одноцепной ВЛ-220 кВ протяженностью 603 км, срок эксплуатации которой на участке Коноша – Микунь составляет 28–29 лет. Из-за недостаточной пропускной способности нет возможности передавать больше электроэнергии от Печорской ГРЭС (Республика Коми), поэтому части мощности этой станции недоиспользована. Необходимо строительство второй одноцепной ВЛ – 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье.

Таблица 2

Основные технические характеристики крупных ГТЭС нефтегазовых компаний в Ненецком автономном округе [4]

ГТЭС	«Южно-Хыльчюуская»	«Южно-Шапкинская»	«Хасырейс-кая»	«Ардалинская»
Собственник	ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	ООО «РН-Северная Нефть» (ОАО «НК «Рос-нефть»)	ООО «Компания Полярное Сияние» (ОАО «НК Роснефть», JSC ConocoPhillips)
Расположение	ЦПС «Южно-Хыльчюуского» нефтегазового месторождения	ЦПС «Южно-Шапкинского» нефтегазового месторождения	ДНС «Хасырейского» месторождения («Вал Гамбурцева»)	ЦПС «Ардалинского» месторождения
Тип	Газотурбинная с утилизацией тепла	Газотурбинная	Газотурбинная	Газотурбинная
Установленная мощность	125 МВт	30 МВт	33,1 МВт	17,6 МВт
Тип ГТУ	SGT-600 (Siemens)	ГТА-6PM (ОАО НПО «Сатурн»)	Siemens SGT-100 (Typhoon), SGT-300 (Tempest)	Allison (Rolls-Royce), Taurus 60 (Solar Turbines)
Количество x единичная мощность ГТУ	5x25 МВт	5x6 МВт	2x4,7 МВт, 3x7,9 МВт	4x3,2 МВт, 1x4,8 МВт
Вид вырабатываемой энергии	Электроэнергия, горячая вода	Электроэнергия	Электроэнергия	Электроэнергия
Год постройки	2008	2004	2004-2008	1993
Вид топлива (основное/резервное)	Природный или попутный газ/дизельное топливо	Попутный газ/дизельное топливо	Попутный газ/дизельное топливо	Попутный газ

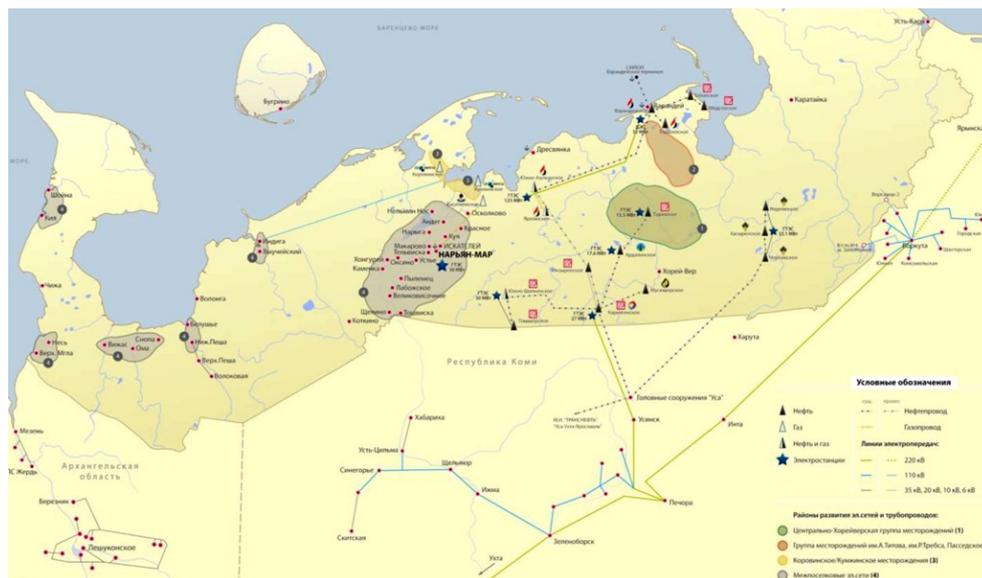


Рис. 2. Схема развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа [4]

Воздушные линии напряжением 220 кВ и ПС "Вологодская", связывающие Архангельскую область с Вологодской энергосистемой, также работают с предельными нагрузками.

На территории Архангельской области свою деятельность ведут такие организации как:

- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Северное предприятие Магистральных электрических сетей (ПМЭС) (сети и ПС напряжением 220 кВ);
- филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» (в основном сети напряжением 0,4-110 кВ);
- служба электрификации и электроснабжения Северной железной дороги – филиала ОАО «РЖД» (электроснабжение потребителей железнодорожного транспорта).

Электрические сети Архангельской энергосистемы характеризуется высокой изношенностью оборудования. Так, к 2017 году полностью отработали нормативный срок службы 130 из имеющихся 166 подстанций (ПС) 35-110 кВ, а также ВЛ-110 кВ протяженностью 540,2 км, ВЛ - 35 кВ - 264 км. Оборудование ПС физически и морально устарело, средний физический износ составляет более 75%.

Проблемой является недостаток трансформаторных мощностей в г. Архангельск. Для ее решения предусматривается сооружение ПС 110/10кВ «Центральная» в г. Архангельске для подключения новых потребителей и переключения части нагрузок с ПС № 14 и ПС № 2. И еще 35 подстанций напряжением 35-110 кВ «Архэнерго» имеет дефицит по мощности в размере 142,2 МВА с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение.

На некоторых подстанциях 35-110 кВ наблюдается перегрузка трансформаторов в зимние максимумы нагрузок (ПС 110/35/10кВ №27 «Северодвинская», ПС 110/10кВ №301 «Котлас», ПС 110/35/10кВ №151 «Плесецк», ПС 110/10кВ №116 «Онега», ПС 110/35/10 №150 «Няндама» и другие).

Ненадежной является одноцепная ВЛ - 110 кВ «Луковецкая - Пинега», от которой запитаны десять ПС 110/10 кВ, не имеющих резервного питания. Имеется ряд других участков воздушных линий, к которым подключено еще большее количество подстанций.

Для ликвидации указанных проблем необходима реконструкция подстанций с увеличением мощности трансформаторов и строительство новых ВЛ – 110 кВ для увеличения пропускной способности и повышения надежности сети.

Схема магистральных электрических сетей Архангельской области практически не менялась с советских времен. Была только построена высоковольтная линия, принадлежащая ОАО «Российские железные дороги», от Северодвинска (ТЭЦ-2) до Вонгуды (Онежский район).

Энергосистема не рассчитана на современные нагрузки и работает на пределе своих возможностей. Общая протяженность ЛЭП, обслуживаемых «Архэнерго», составляет более 25 тыс. км. Для ее реконструкции, по мнению специалистов, требуется не менее 10 млрд. рублей. Для сравнения, инвестиционная программа «Архэнерго» в 2017 году предполагает выделение лишь 660 млн. рублей на развитие электросетей. Необходимы более значительные денежные вливания.

Варианты развития Архангельской энергосистемы не раз обсуждались и докладывались на Международных Арктических форумах и частично зафиксированы в схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Архангельской области на 2013–2017 годы.

Для улучшения электроснабжения и развития генерирующих мощностей предлагается:

- строительство газотурбинной станции в районе города Котласа ориентировочной мощностью 200 МВт;

- строительство теплоэлектростанции в г. Котласе, работающей на древесных отходах, общей мощностью 30 МВт (тепловая мощность 26,4 Гкал/ч, электрическая мощность 3,6 МВт);

- строительство газотурбинных станций в городах Мирный и Няндомы ориентировочной электрической мощности по 40 МВт;

- перевод ТЭЦ городов Архангельска, Северодвинска и Онеги на газовое топливо, замена паровых турбин Архангельской ТЭЦ на парогазовые, что позволит увеличить установленную мощность ТЭЦ к 2030 году до 510 МВт;

- для электроснабжения проектируемых ГОКов на о. Новая Земля схемой предусматривается строительство локальных энергоисточников. В качестве таковых возможно использование плавучих АЭС;

- строительство Мезенской приливной электростанции мощностью 6-14 ГВт.

Для развития электросетевого хозяйства области необходимо:

- строительство второй ВЛ – 220 кВ на участке Коноша – Вельск – Котлас –ЭС Коми;

- строительство второй ВЛ – 220 кВ на участке Коноша – Няндомы – Плесецк;

- строительство ВЛ-500 кВ «Вологда - Коноша» с подстанцией 500 кВ «Коноша» стоимостью ориентировочно 19 млрд. рублей;

- строительство ВЛ-220 кВ «Дв. Березник - Карпогоры» с ПС 220 кВ «Карпогоры»;
- строительство двухцепной ВЛ-110 кВ «Архангельск - ГОК Поморье»;
- строительство ВЛ -110 кВ и ВЛ-35 кВ, двух подстанций 110/35/10 кВ и трех комплектных трансформаторных подстанции 35/0,4 кВ для централизованного электроснабжения потребителей Мезенского и Лешуконского районов из Архангельска («Россети» инвестируют 3 млрд. руб.);
- сооружение ПС 110/10 кВ «Центральная» в г. Архангельске для подключения новых потребителей;
- реконструкция и модернизация 21 ПС 35-110 кВ, строительство пяти новых ПС 35-110 кВ;
- в случае строительства Мезенской ПЭС Схемой территориального планирования Архангельской области предусматривается строительство межрегиональных коридоров многоцепных ВЛ-500 кВ и выше по направлениям «Мезень – Республика Коми», «Мезень – Архангельск – Плесецк – Няндама – Коноша».

В области теплоснабжения:

- временная эксплуатация плавучей АЭС в городе Северодвинске в качестве когенерирующего источника;
- строительство мини ТЭС на биотопливе мощностью 5 МВт в селе Лешуконское;
- перевод котельных в малых городах и сельских населенных пунктах на биотопливо (отходы деревообработки) в рамках программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Архангельской области на 2010-2020 годы".

В 2011-2015 годах были введены в строй 10 современных котельных, среди них крупнейшая в Восточной Европе котельная в п. Октябрьский Устьяновского района, мощностью 38,68 Гкал/ч. По данным Госкомстата из 717 котельных области более 400 работают на дровах, щепе, древесно-топливных гранулах [6]. К 2030 году планируется полностью отказаться от жидкого топлива (мазута, дизтоплива).

Основными направлениями развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа являются:

- перевод на централизованное электро- и газоснабжение части населенных пунктов НАО (строительство ВЛ – 110 кВ между Индигой и месторождением Коровинское/Кумжинское в Печорской губе и газопроводов Тельвиска - Великовисочное - Коткино, Тельвиска –Макарово – Андег - Тельмин нос (рис. 2, 3));
- увеличение установленной электрической и тепловой мощности «Нарьян-Марской электростанции» путем ввода в эксплуатацию двух газотурбинных установок мощностью по 2,5 МВт и котлов-утилизаторов тепловой энергии;
- комплексная модернизация ДЭС в сельских населенных пунктах, характеризующихся высоким удельным расходом топлива существующих дизель-генераторных установок (от 339 г/кВт·ч до 657 г/кВт·ч, средний по округу 355 г/кВт·ч) и высоким износом оборудования;
- использование возобновляемых источников энергии (строительство ветродизельных комплексов в населенных пунктах Усть-Кара, Амдерма, Индига, Несь, Каратайка).

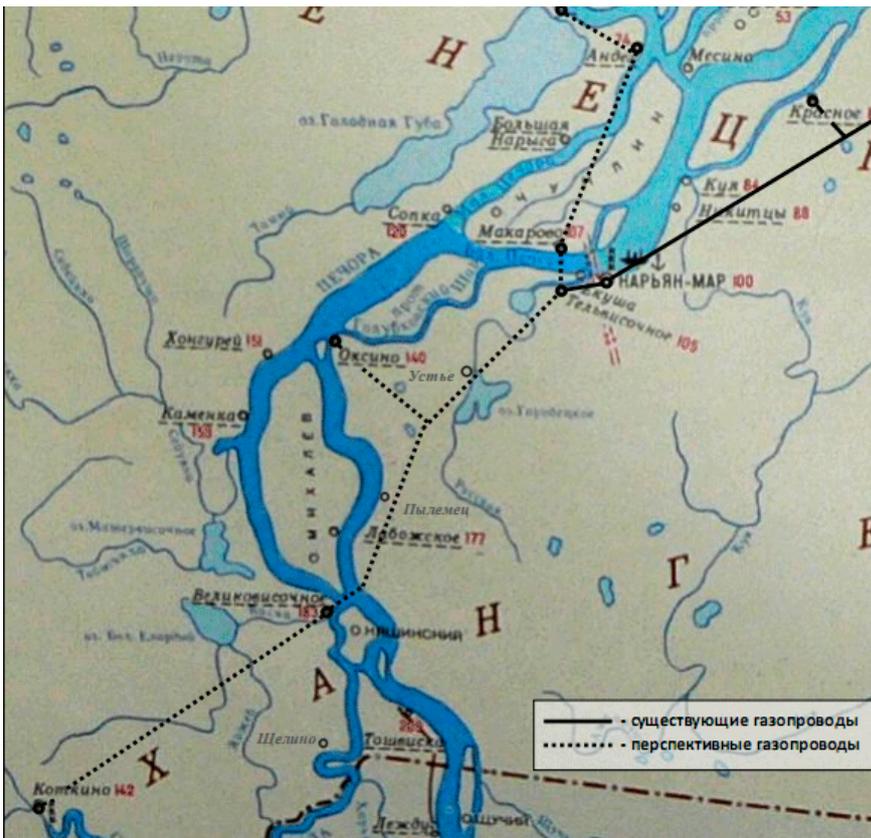


Рис.3. Схема строительства предполагаемых газопроводов НАО [5]

Но в условиях переживаемого финансово-экономического кризиса, санкций против России, падения спроса в мире на нефть и газ, обострения геополитической ситуации реализация масштабных инвестиционных энергетических проектов, особенно на региональном уровне, кажется весьма проблематичной. Поэтому целесообразнее сосредоточиться на реализации конкретных локальных проектов, обеспеченных необходимыми материальными ресурсами. И добиваться включения необходимых проектов в государственную программу РФ «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года», и в документ «Перечень приоритетных проектов, реализуемых на территории АЗРФ, и меры по обеспечению их реализации» для получения субсидий из федерального бюджета.

Выводы

1. Энергосистема Архангельской области создавалась еще в советские годы, ее основу составляют крупные тепловые станции, расположенные неравномерно по территории региона. Архангельский энергоизбыточный узел, имеет "запертые" мощности, а Котласский испытывает дефицит энергии. Северные районы и Ненецкий автономный округ находятся в зоне децентрализованного энергоснабжения, здесь преобладают дизельные электростанции в населенных пунктах и газотурбинные установки в местах добычи нефти и газа.

2. Электрические сети и трансформаторные мощности характеризуются высокой изношенностью (свыше 75%) и требуют модернизации. Для повышения надежности и качества электроснабжения необходимо строительство второй ВЛ – 220 кВ на участке Коноша –Вельск –Котлас –ЭС Коми и ВЛ-500 кВ «Вологда - Коноша» с подстанцией 500 кВ «Коноша», а также реконструкция и модернизация 21 ПС 35-110 кВ и строительство новых современных ПС 35-110 кВ. В настоящее время правительство Архангельской области поддерживает проект строительства вторых ВЛ-220 кВ «Заовражье–Коноша» и «Коноша– Плесецк» с целью заключения соглашения о взаимодействии и корректировке инвестиционной программы ОАО «Российские электрические сети» для включения в нее данных мероприятий.

3. Для централизованного электроснабжения потребителей Мезенского и Лешуконского районов корпорация «Россети» готова инвестировать 3 млрд. рублей в строительство ВЛ-110 кВ и ВЛ-35 кВ из Архангельска.

4. Предполагается использование ветродизельных комплексов в децентрализованных районах области.

5. Ведется активная работа по переводу котельных на биотопливо.

Литература

1. Численность населения на 1 января. Архангельская область, включая Ненецкий автономный округ: сайт URL:http://arhangelskstat.gks.ru/wps/connect/rosstat_ts/arhangelskstat/ru/statics/population, (дата обращения 23.03.2017 г.).
2. Чайка Л.В. Пространственное развитие электроэнергетики Европейского севера России// Развитие Севера и Арктики: проблемы и перспективы: Материалы межрег. научно-практ. конф., Апатиты, 14-16 нояб. 2012.- с.68-70.
3. Схема и программа развития электроэнергетики Архангельской области на 2013-2017 годы: сайт URL: <http://dvinaland.ru/searchresults?searched=2190570&text> (дата обращения 12.05.2017 г.).
4. Программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2014-2018 годы: сайт URL: http://gkh.adm-nao.ru/media/acts/2014/04/16/Программа_НАО_2014_1.pdf (дата обращения 19.05.2017 г.).
5. Развитие сельской энергетики НАО: сайт URL: <http://www.energybalance.ru/razvitie-selskoj-energetiki-nao/vse-stranitsi.html>, (дата обращения 19.05.2017 г.).
6. Коновалова О.Е., Никифорова Г. В. Малая возобновляемая энергетика на северо-западе Арктики / Научное издание. Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика, выпуск 12, 2016 г. с. 116-130.

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна,

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: konovalova@ien.kolasc.net.ru

УДК 620.9 (470.21)

В. В. Победоносцева, Г. В. Никифорова

МЕХАНИЗМ ОРГАНИЗАЦИИ И ИНВЕСТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ЗДАНИЙ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

В работе обозначены некоторые основные проблемы строительства энергоэффективных многоквартирных домов в России и, в частности, в Мурманской области. Анализируются возможные пути решения этих проблем и различные мнения экспертов о первых. Рассмотрен механизм выкупа объектов инженерной инфраструктуры, строительство которых осуществляется с целью обеспечения коммунальными сетями домов, строящихся по программе «Жильё для российской семьи». Предложена концептуальная схема мотивирующего механизма организации и инвестирования строительства энергоэффективного жилья в Мурманской области с использованием наилучших доступных технологий в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Ключевые слова:

энергосбережение, энергоэффективный дом, инвестор, застройщик, инженерная инфраструктура, комплексный подход, облачный сервис, механизм инвестирования.

V. V. Pobedonosceva, G. V. Nikiforova

MECHANISM OF ORGANIZATION AND INVESTMENT OF CONSTRUCTION OF ENERGY-SAVING BUILDINGS IN MURMANSK REGION

Abstract

The paper identifies two main problems in the construction of energy-efficient multi-family houses, including the economy class in Russia. The possible ways of their solution and various opinions of experts on the first are analyzed. Considered is the mechanism developed for the purchase of engineering infrastructure, the construction of which is carried out with the purpose of providing the households with houses built under the program "Housing for the Russian family". Conceptual scheme of the motivating mechanism for investing in the construction of energy-efficient housing in the Murmansk region is proposed.

Keywords:

energy saving, energy efficient house, investor, developer, engineering infrastructure, integrated approach, cloud service, investment mechanism.

Рост энергоэффективности является важнейшим фактором в развитии современной экономики. Повышение эффективности использования энергоресурсов является одной из тенденций, к усилению которой привёл рост цен на нефть [1].

В современных условиях особой актуальности энергосбережения и повышения энергоэффективности, активизации государственной и международной политики в этой области серьёзного исследования и регулирования требуют вопросы мотивации внутрироссийского энергосбережения у всех потенциальных заинтересованных лиц этого процесса на российском и мировом уровнях (производителей и потребителей энергии, прочих субъектов и институтов). При этом надо иметь в виду, что технические и технологические решения в области энергосбережения для производителей и потребителей энергии давно известны и апробированы, а вот финансово-экономические процессы требуют серьёзного исследования.

Для того чтобы определить, кому выгодно и кто поэтому может и будет инвестировать в энергосбережение и соответствующие проекты, необходимо искать выгодоприобретателей энергосбережения, повышения энергоэффективности и разрабатывать механизмы их мотивации. Однако представляется, что можно идти и другим путём, а именно: разрабатывать такие механизмы инвестирования в энергосберегающие проекты, в рамках которых такое инвестирование становится выгодным для всех участников. Другими словами, можно сначала выявить потенциальных выгодоприобретателей искомого процесса или проекта, определить участников инвестирования и после этого выстраивать между ними взаимосвязи, а можно идти другим путём и разрабатывать схему такого инвестиционного механизма, участие в котором делает его участников выгодоприобретателями вложений в энергосбережение и повышение энергоэффективности.

Реализация ряда технических мероприятий, необходимых для развития энергосистемы Мурманской области и повышения уровня энергоэффективности, требует совершенствования нормативно-правового поля, создания благоприятной мотивационной среды и формирования различных стимулирующих механизмов [2]. Учитывая, что городское население в Мурманской области составляет 91,2%, энергосбережение в жилищной сфере должно стать одним из приоритетных направлений [3].

Мониторинг внедрения энергосберегающих мероприятий показал, что в сфере жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) области имеется значительный потенциал энергосбережения [2]. Одним из направлений, по которым проводятся энергосберегающие мероприятия в жилищной сфере, является строительство многоквартирных домов в соответствии с требованиями энергетической эффективности [4]. Следует заметить, что строительство современных энергоэффективных многоквартирных домов (МКД) требует внедрения наилучших доступных технологий (НДТ) и интеллектуальных систем (ИС) управления энергопотреблением в ЖКХ.

Рассмотрим, например, наиболее распространённую сейчас форму строительства жилых объектов «под ключ», когда функции заказчика, застройщика, а в определённых случаях и инвестора, передаются генеральному подрядчику. Генподрядная строительная организация в этом случае принимает на себя полную ответственность за строительство объекта в соответствии с утверждённым проектом. Она осуществляет строительство в установленные сроки и в пределах утверждённой сметной стоимости [5].

Согласно Федеральному закону от 23.11.2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» застройщики обязаны «обеспечить соответствие зданий, строений, сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащённости их приборами учёта используемых энергетических ресурсов путём выбора оптимальных архитектурных, функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений и их надлежащей реализации при осуществлении строительства, реконструкции, капитального ремонта» [6]. За неисполнение закона предусмотрено административное наказание. Тем не менее, по мнению многих экспертов ([7], [8], [9] и др.), строительство энергоэффективных многоквартирных домов в России (в том числе в Мурманской области) тормозится, и это первая проблема, поиску решения которой посвящена настоящая работа.

Несколько лет назад в Минстрое РФ был подписан приказ по нормам потребления энергоресурсов. Здание должно потреблять 150 кВт·ч на 1 м² площади [7]. Согласно Федеральному закону № 261 [6] предусматривается постепенное снижение потребления энергетических ресурсов, начиная с 2010 года и до 2020 года, на 40 %.

Существуют разные мнения о том, что мешает осуществлению таких планов. Во-первых, отсутствие энергоэффективного оборудования отечественного производства, во-вторых, большие затраты на инженерные сети с энергоэффективными характеристиками [7]. Есть и такое мнение: вообще строительство энергоэффективных многоквартирных домов в России дорого [8]. Энергосбережение, как и любые другие реальные проекты и процессы, часто требует немалых инвестиций.

По мнению автора статьи [8], основной причиной, тормозившей развитие этого направления в стране, было отсутствие, как такового, комплексного подхода к проектированию зданий и сооружений такого типа и класса, проектирования здания, как единого организма с точки зрения энергоэффективности. Поясним. Комплексный подход заключается в том, что в многоквартирном доме лучший результат по повышению энергоэффективности будет достигнут, если мероприятия будут направлены на улучшение всего здания в целом – повышение теплоизолирующих характеристик ограждающих конструкций, всех общедомовых помещений и отдельных квартир, повышение эффективности отопления с использованием для этого всех имеющихся «внутренних» ресурсов дома, экономия и эффективное использование электричества и воды.

Автор работы [9] отмечает особенно прохладное отношение министерских чиновников к проблеме повышения энергетической эффективности строящихся и капитально ремонтируемых зданий. С другой стороны, и отечественных застройщиков необходимо экономически заинтересовывать в строительстве таких зданий.

В декабре 2014 года Национальным объединением проектировщиков (НОП) был издан стандарт «Требования к содержанию и расчёту показателей энергетического паспорта проекта жилого и общественного здания», СТД НОП 2.1-2014, разработанный некоммерческим партнёрством (НП) «АВОК», который дополняет приказ Минэнерго РФ № 400, зарегистрированный Минюстом РФ 3 декабря 2014 г., применительно к отдельным зданиям. С точки зрения автора [9], этот стандарт открывает дорогу к его обязательной реализации в практике строительства энергоэффективных зданий даже при отсутствии в полном объёме отечественной нормативной и правовой базы. Минэнерго РФ должно издать распоряжение о том, что расчёт энергетического паспорта отдельного здания, составленного по проектной документации и по результатам энергетического обследования эксплуатируемого здания, следует выполнять по вышеуказанному стандарту.

При строительстве жилых домов, в том числе энергоэффективных, возникает другая большая проблема. Это затраты на обеспечение новых домов ресурсами, то есть подключение им воды, канализации, тепла и электричества. В зависимости от региона такое подключение составляет от 13,5 до 25% стоимости квадратного метра [10].

На инженерной инфраструктуре и её подключении к сетям сходятся интересы как застройщиков, региональных властей, ресурсоснабжающих организаций (РСО), так и потребителей жилья и коммунальных услуг. Застройщикам нужно минимизировать затраты, подключаясь к действующим сетям, и они просят выставлять на аукционы земельные участки, уже подключённые к инфраструктуре. Властям важно получить новые сети и снизить нагрузку на имеющиеся, сэкономив бюджетные средства. РСО хотят переложить на застройщика обязанности по развитию и модернизации коммунальной инфраструктуры и стремятся в разы завысить сметную стоимость подключения, пользуясь своей монополией. А потребители - покупатели недвижимости - заинтересованы в понижении стоимости коммунальных услуг, 1 квадратного метра жилья и платы за подключение.

Стоимость технологического присоединения к объектам РСО оплачивают застройщики. Подключение к магистральной инфраструктуре в итоге оплачивает покупатель недвижимости, что существенно увеличивает инвестиционную нагрузку на конечный тариф и делает квадратный метр жилья с учетом строительства дорог и объектов соцкультбыта фактически дороже на 4–12 тыс. рублей. После этого ресурсоснабжающие организации формируют на своем балансе полную стоимость инфраструктуры, относят ее в тариф и получают тариф с амортизацией, то есть возвращают из амортизации капитальные затраты, не ими понесенные [10]. Таким образом, основной вопрос сегодня: кто должен строить и платить за инфраструктуру, в частности, жилищно-коммунальную. В настоящее время её могут строить как девелоперы (застройщики) или (и) РСО, так и местные подрядные организации под влиянием региональных и (или) муниципальных властей, если последние берут инициативу в разрешении таких противоречий на себя.

В рамках государственной программы Российской Федерации «Обеспечение доступным и комфортным жильём и коммунальными услугами граждан Российской Федерации» реализуется программа «Жильё для российской семьи». В этой программе (на Мурманскую область она, к сожалению, не распространяется) проблема с подключением к инфраструктуре РСО имеет решение.

Для привлечения застройщиков группой компаний «Агентство по ипотечному жилищному кредитованию» (АИЖК) разработан специальный инновационный финансовый механизм выкупа объектов инженерно-технической инфраструктуры (рис.1 [11]), строительство которых осуществляется с целью обеспечения коммунальными сетями домов, строящихся по уже упомянутой программе «Жильё для российской семьи». Объекты инфраструктуры выкупаются у застройщика за счёт выпуска долгосрочных облигаций с залоговым обеспечением из самих объектов и денежного потока в виде коммунальных платежей. Выпускают облигации на сумму выкупа четыре специализированных общества проектного финансирования (СОПФ) по видам коммунальной инфраструктуры: СОПФ объектов теплоснабжения, СОПФ энергетики, СОПФ газоснабжения и СОПФ водоснабжения, водоотведения. Все СОПФ учреждает АИЖК. Облигации погашаются из тарифов на соответствующие коммунальные услуги. Выкуп осуществляется из расчёта стоимости каждого объекта инженерно-технического обеспечения не более 4 тысяч рублей за 1 м² построенного жилья эконом-класса. То есть, если проектом предусмотрено строительство, например, 25 тыс. м²,

то максимальная стоимость выкупа всех объектов инженерии составит 100 млн. рублей. Выкупленные объекты СОПФ сдаёт в аренду (лизинг) ресурсоснабжающей организации на срок до 30 лет. Ожидается, что данный механизм позволит снизить себестоимость строительства и подключений к инженерной инфраструктуре, хотя он тоже не без изъянов.

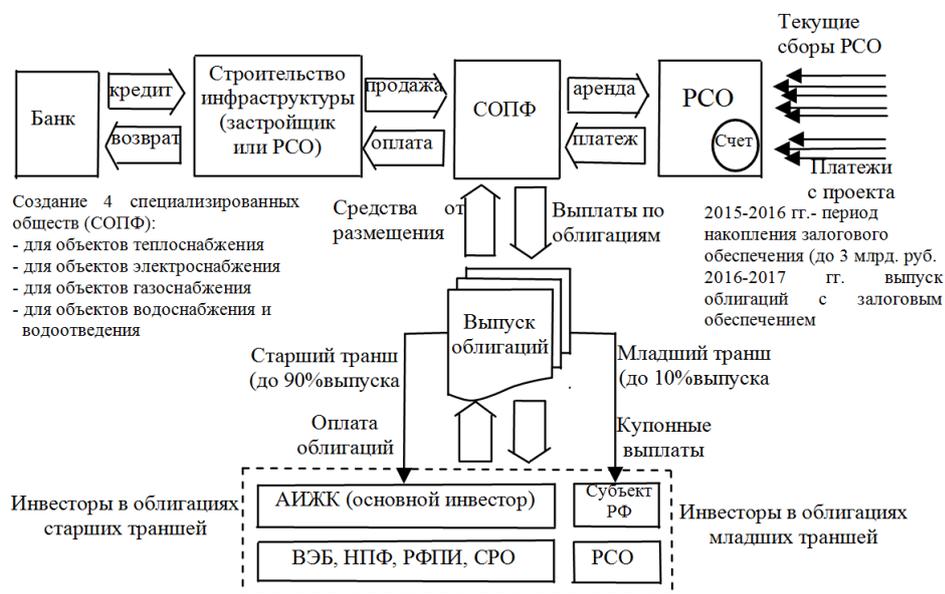


Рис.1. Специализированные общества (СОПФ) и выпуск облигаций

Существует мнение [12], что строительство новых зданий высокой энергетической эффективности и приобретение аналогичного оборудования для собственных нужд инвестора может рассматриваться в качестве инвестиционных проектов в области энергосбережения, но только в части инвестиций, превышающих расходы на строительство или приобретение таких же объектов средней энергоэффективности. Такие инвестиции будут окупаться за счет экономии расходов на энергоресурсы, определяемой как разница между предполагаемыми расходами на эти ресурсы при строительстве (или приобретении) объектов средней энергоэффективности и расходами при строительстве аналогичных объектов высокой энергоэффективности.

Определение «объекта средней энергетической эффективности», а также базовой линии, определяющей расходы на энергетические ресурсы при строительстве или приобретении таких объектов является наиболее сложной задачей. В данном случае необходимо провести анализ рынка и различных проектных решений [12].

Механизмом же финансирования инвестиционных проектов энергосбережения является контракт на энергосервис. А энергосервисный контракт носит ярко выраженный инвестиционный характер, если он осуществляется на внебюджетные или привлеченные средства. Но в законе № 261-ФЗ ни одно из определений энергосервисного контракта не указывает прямо на его возможный инвестиционный характер и его отличие от государственного подряда. Однако, по мнению [13], такие отличия весьма существенны:

- не требуется целевого выделения дополнительных бюджетных средств, как в подрядном договоре;
- в случае неуспеха у государства нет обязательств обязательного возмещения расходов;
- компания-инвестор прямо заинтересована в достижении экономии энергии в натуральных показателях и возврате инвестированных средств, в отличие от подрядчика, который заинтересован только в полном использовании бюджетных средств;
- существует объективный механизм подтверждения эффективности энергосервисного контракта – данные приборов учета, которые исключают субъективный подход к оценке исполнения контрактов и тем самым устраняют изначально коррупционную составляющую.

В Мурманской области первые энергоэффективные дома появились в рамках программы переселения жителей аварийного жилищного фонда.

Исходя из всего вышеизложенного и учитывая, что для решения проблемы расселения ветхого и аварийного жилья в Мурманской области было бы своевременным и необходимым активное возведение энергоэффективных многоквартирных домов (МКД) эконом-класса, представляется возможным предложить следующую концептуальную схему мотивирующего механизма организации и инвестирования строительства таких зданий в регионе (рис.2).

Учредители (организации, учреждения, предприятия области, другие физические и юридические лица), заинтересованные в получении энергоэффективного жилья эконом-класса, создают РИЭСКО (региональную инвестиционную энергосервисную компанию) в такой организационно-правовой форме как открытое акционерное общество (ОАО). В её создании также участвует государственный орган в лице областного Правительства. Возможно участие региональных муниципальных органов власти. Все они делают взносы в уставной капитал РИЭСКО (на рис.2 стрелка 2), а государственный орган заключает с компанией договор государственно-частного партнёрства и осуществляет единичный основной платёж. В свою очередь, ОАО выпускает акции и размещает их среди своих учредителей (стрелка 1), которые таким образом становятся акционерами. Следует отметить, что в российской практике есть примеры образования и функционирования инвестиционных энергосервисных компаний, например, Первая национальная энергосервисная компания (ПНЭСКО), которая была создана как инвестиционная.

Как инвестиционная компания РИЭСКО эмитирует и распространяет свои акции среди других крупных инвесторов (стрелка 3), а они вкладывают свой капитал в акции компании (стрелка 4). Полученные средства ОАО инвестирует (стрелка 6) в ценные бумаги строительных и энергетических компаний (стрелка 5). Инвестиционные компании относятся к профессиональным участникам рынка ценных бумаг, следовательно, РИЭСКО может быть членом фондовой биржи и принимать участие в биржевых торгах ценными бумагами (стрелки 7, 8).

В качестве энергосервисной компании РИЭСКО заключает и реализует договора энергосервиса с потребителями электрической и тепловой энергии (стрелка 9), которые оплачивают услуги первой из полученной экономии (стрелка 10) и коммунальные услуги ресурсоснабжающих организаций (стрелка 11). Для управления проектами инвестиционная компания может использовать облачный сервис (пунктир вокруг РИЭСКО на рис.2). Таким образом, становятся ясными потенциальные источники доходов РИЭСКО.

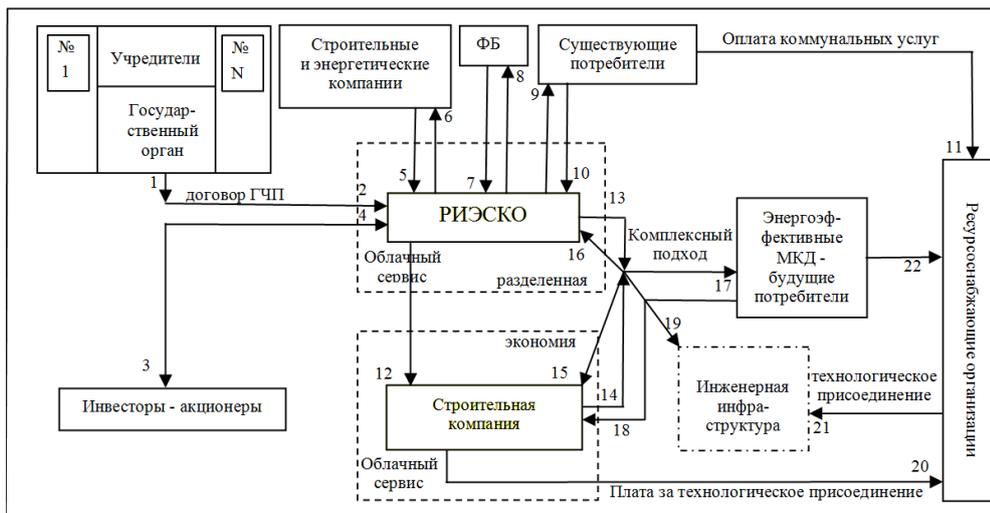


Рис.2. Концептуальная схема мотивирующего механизма организации и инвестирования строительства энергоэффективных МКД:

1- акции РИЭСКО; 2 - взносы учредителей в Уставной капитал РИЭСКО и едиличный основной платёж государственного органа; 3 - акции РИЭСКО; 4 - капитал инвесторов; 5 - ценные бумаги строительных и энергетических компаний; 6 - капитал, мобилизованный РИЭСКО; 7 - участие в торгах на фондовой бирже; 8 - участие в торгах на фондовой бирже; 9 - энергосервисные услуги; 10 - оплата энергосервиса из полученной экономии; 11 - оплата коммунальных услуг РСО существующими потребителями; 12 - целевой кредит на возведение энергоэффективного МКД; 13 - проектирование и строительство энергоэффективного МКД; 14 - проектирование и строительство энергоэффективного МКД; 15 - доля строительной компании в доходе от экономии будущими потребителями; 16 - доля РИЭСКО в доходе от экономии будущими потребителями; 17 - проектирование и строительство энергоэффективного МКД; 18 - плата за построенное жильё будущих потребителей и их плата за подключение; 19 - строительство инженерной инфраструктуры; 20 - плата за технологическое присоединение к ресурсоснабжающим сетям; 21 - технологическое присоединение к ресурсоснабжающим сетям; 22 - оплата коммунальных услуг будущими потребителями

Как специализированное кредитно-финансовое учреждение, инвестор (инвестиционная компания РИЭСКО) предоставляет целевой кредит строительной компании (стрелка 12), которая рассматривается в данной схеме как застройщик и генподрядчик энергоэффективных МКД эконом-класса в Мурманской области. Одновременно РИЭСКО участвует в проектировании и строительстве энергоэффективного жилья вместе с рассматриваемой строительной компанией (стрелки 13, 14, 17), применяя при этом комплексный подход и используя метод разделения доходов от экономии (стрелки 15, 16). Это означает, что доли сторон в доходе от экономии ЭСКО и заказчика- застройщика подсчитываются заранее. Будущие потребители – жильцы построенного МКД – вносят плату за жильё и плату за подключение застройщику (стрелка 18). Для управления проектами и для эффективного планирования деятельности последний также использует облачный сервис (на схеме – пунктир). Пример использования облачного сервиса многопрофильной строительной компанией «Корпорация Кошелев» изложен в [14].

Генподрядчик с помощью РИЭСКО строит энергоэффективную инженерную инфраструктуру на осваиваемом участке (стрелка 19) и оплачивает её технологическое присоединение к магистральным сетям (стрелка 20). Ресурсоснабжающие организации осуществляют такое подключение (стрелка 21). Жильцы нового дома осуществляют плату за коммунальные услуги РСО (стрелка 11).

Как уже говорилось, механизмом финансирования инвестиционных проектов энергосбережения является контракт на энергосервис. Обычно идея энергосервисного контракта излагается следующим образом [15]: конечный потребитель энергии уменьшает свое потребление за счет мероприятий по энергосбережению (снижение непроизводительных потерь). Вследствие этого уменьшается его плата (P) за потребленный энергоресурс. А оплата расходов подрядчика - энергосервисной компании (ЭСКО) на проведение мероприятий по энергосбережению возмещается потребителем за счет сохранения на прежнем уровне его платы на срок действия контракта.

Как правило, при заключении энергосервисного контракта предполагается, что тариф (T) на тепловую энергию (Q) не изменяется в пределах регулируемого периода, т.е. $dT/dQ=0$, а в последующие регулируемые периоды изменяется (возрастает) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (тангенс угла наклона графика на рис.3), т.е. $dT/dQ = \text{const}$. Однако, это справедливо только для локальных проектов, поскольку кривая издержек AC (AC – средние издержки) в этом случае может быть аппроксимирована прямой, параллельной оси абсцисс (рис.3).

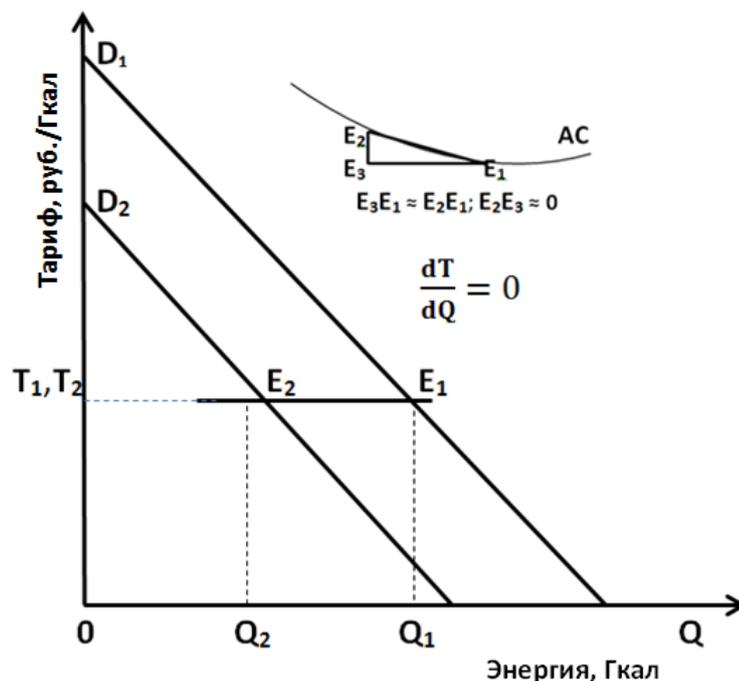


Рис.3. Локальный энергосервисный контракт.

Поскольку размер платы за теплоэнергию определяется как произведение количества потребленной энергии на величину тарифа $P = Q \times T$, этому случаю при 50% экономии потребления на рис. 4 будет соответствовать P_1 , а финансовая экономия потребителей, соответственно, $\Delta P_1 = P_0 - P_1$.

Для масштабных проектов необходимо рассмотреть ситуацию в системе потребитель–производитель (PCO – ресурсоснабжающая организация, в т.ч. сетевая).

Ситуация, показанная на рис. 3, может возникать в условиях быстрого экономического роста, когда PCO не успевает ввести в действие новые генерирующие мощности вслед за растущим спросом. В этих условиях энергосбережение потребителей (уменьшение спроса), так же как и уменьшение издержек PCO, влечет снижение тарифа (P_4 на рис. 4).

При энергосбережении (уменьшении издержек) PCO тариф будет снижаться до тарифа P_3 (рис. 4, повышение коэффициента использования топлива), а при энергосбережении потребителей (уменьшении спроса) – повышаться до тарифа P_2 (рис. 4, снижение коэффициента использования установленной мощности). Разумеется, при энергосбережении потребитель получит финансовую выгоду, однако при оценке финансовой привлекательности инвестиционных проектов это обстоятельство следует учитывать, поскольку для реализации энергосберегающих проектов требуется понести финансовые затраты, следовательно, такие проекты могут из финансово привлекательных стать лишь экономически привлекательными (экономия топлива).

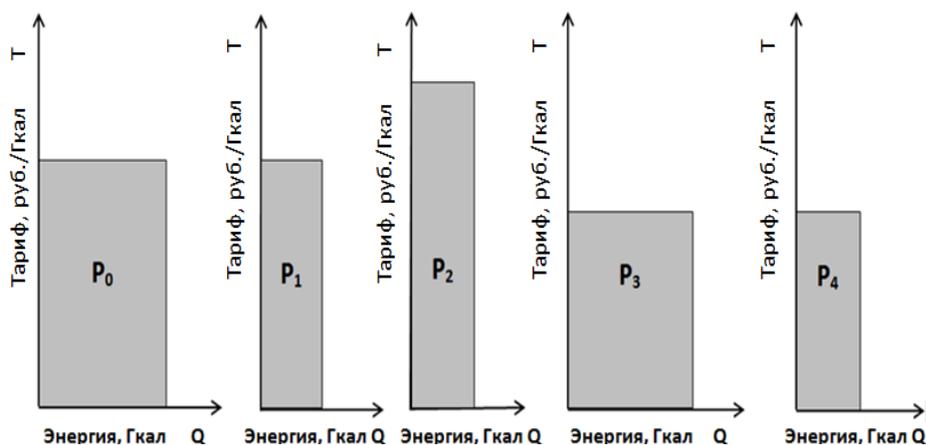


Рис.4. Изменение платы потребителей теплоэнергии при различных вариантах энергосбережения

Предполагаем, что в нашем случае деятельность тандема РИЭСКО и строительной компании способствовала бы ускорению строительства энергоэффективных МКД, а значит, ускорению роста спроса на энергию. PCO в этом случае не успевает ввести в действие новые генерирующие мощности, а в таких условиях энергосбережение потребителей (уменьшение спроса), так же как и уменьшение издержек PCO, влекут за собой снижение тарифа и, следовательно, платы за подключение будущих потребителей.

Вообще, реализация любой программы кредитования проектов, связанных с оптимизацией энергетических решений, снижением энергозатрат и повышением энергоэффективности в части энергосбережения, повышения энергоэффективности бюджетных зданий и МКД должна в обязательном порядке осуществляться на принципах государственно-частного партнёрства с использованием энергосервисных контрактов и софинансирования потребителями, чтобы повысить заинтересованность всех участников процесса и избежать иждивенческих настроений [16].

Выводы

1. По мнению многих экспертов строительство энергоэффективных МКД в России и, в частности, в Мурманской области тормозится. Этому кроме всего прочего способствует высокая плата за подключение инженерной инфраструктуры новых МКД к сетям ресурсоснабжающих организаций.

2. Для переселения из ветхого жилья в Мурманской области предлагается строить новые энергоэффективные МКД эконом-класса, используя при этом механизм государственно-частного партнёрства, объединив в процессе проектирования и строительства застройщика и инвестиционную ЭСКО, и применять при этом комплексный подход к проектированию зданий и облачный сервис для управления проектами. Предложена концептуальная схема механизма организации и инвестирования строительства энергоэффективных МКД. Данный механизм является мотивирующим, так как он прямо или косвенно мотивирует (стимулирует) всех его участников к организации и вложениям в энергосбережение и повышение энергоэффективности.

3. Уровень активности процесса энергосбережения как в случае локальных так и в случае масштабных проектов определяется результирующей разнонаправленных векторов интересов потенциальных выгодоприобретателей в системе «производитель – потребитель».

4. Предлагается следующее определение понятия механизма инвестирования как самоорганизованной системы, элементами которой являются прямые и (или) косвенные выгодоприобретатели инвестирования в искомый объект, реализация организационно- и (или) финансово-экономических, а также правовых отношений между которыми приводит к функционированию системы и в результате - к инвестированию искомого объекта.

Литература

1. Факторный анализ и прогноз грузопотоков Северного морского пути / Науч. ред. д.э.н., проф. Селин В.С., д.э.н., проф. Козьменко С.Ю. (гл. 4). – Апатиты: КНЦ РАН, 2015. – 335 с. С. 98.
2. Кузнецов Н.М., Клюкин А.М., Трибуналов С.Н. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Мурманской области / Труды Кольского научного центра РАН. 2017. № 1 – 14 (8). Энергетика. С. 77-87.
3. Исследование потенциала энергосбережения в теплоснабжении Мурманской области: отчёт о НИР (заключительный): 2-11-2010 / ЦФТПЭС КНЦ РАН; науч. рук. Минин В.А.; отв. исп. Кузнецов Н.М.; исполн.: Баранник Б.Г. [и др.] – Апатиты, 2013. – 169 с. - № ГР01201153313. – Инв. № 02201452713.
4. Клюкин А.М., Кузнецов Н.М., Трибуналов С.Н. Повышение эффективности использования энергоресурсов в Мурманской области / Научное издание. Труды Кольского научного центра РАН. 2016. № 5 - 13 (39). Энергетика. С. 107 -118.

5. Экономика строительства: учебник / под общей ред. И.С.Степанова. 3-е изд., доп. и перераб. – М.: Юрайт-Издат, 2007. – 620 с.
6. Об энергосбережении и о повышении энергоэффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федер. закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ // Российская газета. Федеральный выпуск. – 2009. – 27 ноября.
7. Мацейко Е. Почему в России невыгодно строить энергоэффективные дома / Всероссийский отраслевой интернет-журнал «Строительство», 13.01.2015 г. URL: <http://www.rcmm.ru/svoy-dom-nedvizhimost/22338-pochemu-v-rossii-nevygodno-stroit-energoeffektivnye-doma.html> (дата обращения 31.03.2017)
8. Сафронов Н.С. Энергоэффективные здания в России. Массовое строительство возможно и выгодно! Портал-Энерго.ru – энергоэффективность и энергосбережение. 14.11.2013. URL: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/728> (дата обращения 21.03.2017)
9. Ливчак В.И. Об энергетическом паспорте зданий / Энергосовет № 6, 2014 г. С. 37
10. Кошелев В. Как избавить дом от всего лишнего / Эксперт № 15 (894) 14.10.2016. [Электронный ресурс] URL: <file://G\ЖКХ и застройщики> (дата обращения 31.03.2017)
11. Вопросы жилищной политики и жилищно-коммунального хозяйства. Информационно-аналитические материалы / Под общей ред. Г.П.Хованской. – М.: Издание Государственной Думы, 2014. – 320 с. С.60.
12. Туликов А.В. Внебюджетные источники инвестиций в энергосбережение/ Энергосбережение № 3'2013. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5518 (дата обращения 04.05.2017)
13. Цакунов С.В. Реализация энергосервисных контрактов в России / Энергосбережение № 3, 2012. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5231 (дата обращения 27.10.2016)
14. «Корпорация Кошелев» внедрила систему управления проектами/ 1 марта 2017 г. URL: <https://www.iemag.ru/news/detail.php?ID=38952> (дата обращения 29.05.2017)
15. Победоносцева В.В., Победоносцева Г.М. Механизмы инвестирования в энергетическом комплексе региона Крайнего Севера. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2014. – 118 с.
16. Победоносцева В.В. Организационный механизм реализации энергосервисного контракта / Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 2 - 3 (5). Энергетика. С. 188-193.

Сведения об авторах

Победоносцева Вероника Валерьевна,

старший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.э.н. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: pobedonosceva@ien.kolasc.net.ru

Никифорова Галина Викторовна,

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: nikiforova@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

В. В. Ярошевич, А. С. Карпов, А. В. Бурцев, Г. П. Фастий

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Аннотация

В статье показаны результаты исследований по работе систем электроснабжения. Проведены результаты анализа эффективности эксплуатации высоковольтных сетей. Приведен пример обследования разветвленной сети, на основании которой сформулированы мероприятия по модернизации распределительных сетей, а также рассмотрены положительные и отрицательные эффекты от их применения.

Ключевые слова:

высоковольтные воздушные линии, электробезопасность, энергоэффективность работы, подстанции, трансформаторы, потери электроэнергии.

V. V. Yaroshevich, A. S. Karpov, A. V. Burtsev, G. P. Fastiy

DEVELOPMENT OF ACTIVITIES TO INCREASE EFFICIENCY OF ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS

Abstract

The article shows the results of research on the power supply systems operation. The results of the analysis of the operation efficiency of high-voltage networks are presented. An example of the extensive network survey is given, on the basis of which measures for the modernization of distribution networks have been formulated, and positive and negative effects from their application have been considered.

Keywords:

high-voltage overhead lines, cable lines, electrical safety, energy efficiency of work, substations, transformers, power losses.

Сотрудники Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра (ЦФТПЭС КНЦ РАН) уже много лет занимаются изучением проблем в распределительных сетях не только Кольского полуострова и достаточно хорошо изучили проблемы, связанные с их эксплуатацией [1-6].

Накопленный опыт исследований позволил сформулировать и предложить ряд мероприятий для улучшения работы систем электроснабжения. Все мероприятия, связанные с эффективной работой разветвленных электрических сетей 10/0,4 кВ, можно укрупнено разделить на 2 группы:

1. Мероприятия по общей оптимизации всей сети.

2. Мероприятия по снижению, в первую очередь, технических потерь активной электроэнергии.

К мероприятиям первой группы относятся:

1. Замена электрооборудования, что связано с существенными капитальными затратами, в особенности в современных экономических условиях.

Например, анализ данных о трансформаторных подстанциях распределительной сети Кольского научного центра [1] показывает, что, за исключением Т-2 ТП-63, Т-1 ТП-68, Т-1 ТП-70, все остальные

13 трансформаторов имеют срок эксплуатации, превышающий нормативный 25 лет. Однако оценка реального состояния этих трансформаторов в эксплуатации после диагностического обследования позволила сделать вывод о возможности их дальнейшего использования. В то же время замена трансформаторов, в первую очередь 1960-х годов выпуска (Т-1 ТП-61 мощностью 320 кВ·А, Т-1 ТП-62 мощностью 400 кВ·А, Т-1 ТП-63 мощностью 560 кВ·А, Т-1 ТП-64 мощностью 560 кВ·А, Т-2 ТП-70 мощностью 320 кВ·А), должна быть предусмотрена в планах модернизации системы электроснабжения КНЦ РАН.

Обосновано это возможным повреждением трансформатора (что вполне вероятно для трансформаторов с большим сроком эксплуатации) и может привести к значительным затратам на его ремонт. При этом вся нагрузка поврежденных трансформаторов переносится на резервные трансформаторы с учетом их загрузки на 80%. Длительная работа резервов приведет к выходу из строя и резервных трансформаторов.

С учетом невозможности проведения полной технической диагностики на базе электротехнической лаборатории отдела электротехнического обеспечения КНЦ РАН силовых трансформаторов, требуется длительное время для обоснования продления работы трансформаторов 1960-х годов. Стандартной диагностики состояния таких силовых трансформаторов недостаточно, поскольку некоторые из них в работе уже третий нормативный эксплуатационный срок. Необходимо проведение анализа состояния металла обмоток и магнитопровода, требующее специального дорогостоящего оборудования. Продолжение эксплуатации силовых трансформаторов без полной диагностики может привести к их повреждению из-за перегрева. Учитывая особенности и структуру сети КНЦ РАН, эффективной мерой является замена трансформаторов 1960-х годов современными.

Обследование кабельных линий 10 и 0,4 кВ показало, что практически все линии имеют срок эксплуатации, существенно превышающий нормативный – 25 лет. В результате происходит интенсивное старение изоляции кабелей, что периодически приводит к возникновению повреждений кабельных линий в процессе эксплуатации с последующим их отключением. Все повреждения ликвидируются путем установки соединительных муфт, что снижает уровень надежности работы схемы электроснабжения. На перспективу необходимо также предусмотреть возможность замены кабельных линий 1960-70-х годов прокладки, в особенности тех, где имеются муфты.

2. Замена всех устаревших электросчетчиков на современные приборы учета, работающие в реальном режиме времени. Как показывает мировая практика, это мероприятие позволит сократить расход электроэнергии на 3 – 5%. Экономия достигается за счет повышения достоверности информации об объемах потребления электроэнергии, уменьшения потерь, оперативного управления процессом электропотребления.

3. Усиление элементов действующей сети прокладкой новых и дополнительных линий, а также заменой кабелей меньшего сечения на кабели большего сечения.

4. Поддержание оптимального уровня напряжения [7] в распределительной сети с использованием общесетевых регулирующих средств (регулирование типа ПБВ - «переключение без возбуждения» на трансформаторах ТП).

5. Применение фильтро-компенсирующих устройств.

Регистрации показателя качества электроэнергии (ПКЭ) в сети КНЦ РАН [2] показали наличие у потребителей нелинейной нагрузки, которая в значительной степени влияет на коэффициент мощности. Нелинейная нагрузка влияет на появление в сети высших гармоник, что вызывает дополнительные электрические потери. Наличие высших гармоник в сети существенно влияет на функционирование оборудования. Для борьбы с высшими гармониками наибольший эффект дает применение фильтро-компенсирующих устройств.

6. Применение энергосберегающих технологий в системах освещения.

Значительная часть энергопотребления сети КНЦ РАН приходится на освещение. Энергетический эффект определяется степенью использования энергоэффективных источников света. В настоящее время наиболее энергоэффективными являются светодиодные, галогенные и люминесцентные лампы. Но, поскольку, галогенные и люминесцентные лампы содержат ртуть т.е. представляют экологическую угрозу, то предпочтительно использовать светодиодные лампы. Кроме того, существуют проблемы по утилизации ртутьсодержащих ламп из-за отсутствия перерабатывающих организаций на территории Мурманской области.

Следует отметить, что мероприятия этой группы постоянно находятся в центре внимания службы эксплуатации отдела электротехнического обеспечения КНЦ РАН.

К мероприятиям второй группы относятся:

1. Уменьшение числа отключений линий на ремонт; сокращение времени, необходимого для проведения ремонта.

2. Устранение неравномерной загрузки фаз распределительных сетей с достижением практической симметрии нагрузок по фазам.

3. Оптимизация сети за счет отключения недогруженного оборудования и увеличения степени загрузки остальных трансформаторов. При недогрузке трансформаторов, когда потребляемая мощность значительно ниже номинальной мощности, трансформаторы работают в режиме близком к режиму холостого хода. При этом потери составляют 0,2 до 0,5 % от номинальной мощности трансформатора. Для того чтобы избежать сверхнормативных потерь электроэнергии загрузка трансформаторов должна быть более 30%. Сравнительная диаграмма потерь в элементах сети [8] показывает, что наибольшие суммарные потери (более 4%) имеют место в трансформаторах 10/0,4 кВ. Это обусловлено моральным и физическим износом оборудования, а также их неравномерной загрузкой.

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

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

где ΔA - величина снижения потерь 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 [3]. Рациональная

организация труда ремонтного персонала выполняется в отделе электротехнического обеспечения КНЦ РАН по ежегодным планам профилактических (эксплуатационных) работ.

При коэффициенте загрузки трансформаторов 10/0,4 кВ, меньшем 0,5, имеет место относительное увеличение потерь электрической энергии за счет потерь холостого хода. Опыт эксплуатации показал, что даже в часы зимнего максимума большую часть времени часть трансформаторов ТП 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:

$$\Delta A = (\Delta P_{xx1} - \Delta P_{xx2}) \cdot T + (\Delta P_{кз1} \cdot K_{з1}^2 - \Delta P_{кз2} \cdot K_{з2}^2) \cdot \tau,$$

где ΔP_{xx1} , ΔP_{xx2} - потери мощности холостого хода, кВт; $\Delta P_{кз1}$, $\Delta P_{кз2}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт; T - время подключения к сети, час; τ - число часов максимальных потерь, час в год.

При замене трансформаторов происходит изменение, как стоимости установленного оборудования, так и ежегодных отчислений, обусловленных ее изменением. Однако, применительно к условиям работы системы электроснабжения КНЦ РАН, реализация этого мероприятия в настоящее время представляется проблематичной.

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.

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, а его нагрузка переводится на второй трансформатор. Потери электрической энергии при отключении одного трансформатора уменьшаются. Обычно летний период отключений трансформаторов для условий Мурманской области может быть принят равным 2000-3000 часам.

Характерной особенностью режима работы значительной части электроприемников КНЦ РАН является неравномерность загрузки фаз [4], что приводит к дополнительным потерям мощности и энергии в этих сетях [8]. Это обусловлено присоединением многочисленных однофазных приемников (бытовых электроприборов, светильников, компьютеров и других), работа которых к тому же взаимонезависима. Это вызывает асимметрию нагрузки в трехфазных распределительных сетях, 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, которые входят также в число объектов, получающих питание от электрических сетей КНЦ РАН. В 20-40 квартирных домах асимметрия на вводе обычно составляет 30-40%, в 80-100 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 ее 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 дома.

В статье предложены варианты модернизации распределительных сетей. Предложенный вариант необходимо внедрять только после того, как проведено комплексное обследование сети и выявлены её слабые точки [1], иначе дорогостоящая модернизация не принесёт ожидаемого результата и может даже ухудшить работу сети в целом.

Литература

1. В.В. Ярошевич, А.С. Карпов, Г.П. Фастий, И.С. Шиханов. Алгоритм исследования эффективности работы участка сети // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2017. Вып.14. С.87-92.
2. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В., Карпов А.С. Анализ результатов мониторинговой регистрации показателей качества электроэнергии // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2014. Т. 17. № 1. С. 67-76.
3. Бурцев А.В., Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П. Результаты экспериментальных регистраций грозовой активности на Кольском полуострове // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2015. Т. 18. № 4. С. 680-689.
4. Карпов А.С., Ярошевич В.В., Юшков М.Г. Обоснование технического решения для разработки программно-аппаратного комплекса, способного локализовать источники искажения электроэнергии // Вестник Кольского научного центра РАН. 2014. № 4. С. 102-106.
5. Залесова О.В. Исследование уровня наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока // Вестник МГТУ, т. 17, № 1, стр.40-45, 2014.
6. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П. Проблема электробезопасности сетей среднего напряжения в условиях Кольского полуострова // Вестник Кольского научного центра РАН. 2016. №2. С. 103-110.
7. Соснина Е.Н., Бедретдинов Р.Ш. Основные направления развития интеллектуальных электрических сетей на основе адаптивного управления // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. – № 5. – С. 25-28.
8. Арефьева Ю.А., Веселов А.Е., Карпов А.С., Токарева Е.А., Фастий Г.П. Обзор электропотребления разветвлённой электрической сети напряжением 10/0,4 кВ Кольского научного центра Российской академии наук // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. Вып.10. С.24-33.

Сведения об авторах

Ярошевич Вера Васильевна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

Карпов Алексей Сергеевич,

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: info@ien.kolasc.net.ru

Бурцев Антон Владимирович

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: a.burtsev@tehnnonord.ru

Фастий Галина Прохоровна

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
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 621.548.001.5 (470.21)

В. А. Минин, А. А. Рожкова

ПЕРСПЕКТИВЫ РАБОТЫ ВЕТРОДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ПРИБРЕЖНЫХ РАЙОНАХ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Оценена транспортная составляющая в затратах на топливо, доставляемое небольшим рассредоточенным потребителям Мурманской области для использования на местных дизельных электростанциях (ДЭС). Рассмотрен вопрос о возможном участии ветроэнергетических установок (ВЭУ) в электроснабжении удаленных потребителей, расположенных в районах с повышенным потенциалом энергии ветра. Выполнена технико-экономическая оценка возможного участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки.

Ключевые слова:

автономные потребители энергии, дизельные электростанции, ветроэнергетические установки, технико-экономическая оценка.

V. A. Minin, A. A. Rozhkova

PROSPECTS OF JOINT WORK OF WIND DIESEL POWER PLANTS IN THE COASTAL AREAS OF THE MURMANSK REGION

Abstract

The transport component in the cost of fuel to be delivered to a small dispersed consumers Murmansk region for use on local diesel power plants (DPP) is evaluated. The question of the possible involvement of wind turbines (windmills) in the power supply to remote customers located in areas with high potential for wind energy is considered. Technical and economic assessment of the possible participation of wind turbines in the coating schedule electrical load is carried out.

Keywords:

autonomous energy consumers, diesel power plants, wind turbines, techno-economic evaluation.

В Мурманской области имеется большое число удаленных потребителей энергии, таких как метеостанции, маяки, пограничные заставы, объекты специального назначения, электроснабжение которых осуществляется от автономных дизельных электростанций. Способы доставки топлива таким потребителям от опорных баз топливоснабжения весьма разнообразны. Это автомобильный, водный морской транспорт, авиация. За счет высокой транспортной составляющей стоимость топлива возрастает в 1,5-2,0 раза и более. В результате при отпускной цене на дизельное топливо 40-42 тыс. руб./т стоимость его после доставки может достигать 60-70 тыс. руб./т.

Высокая стоимость топлива оказывает негативное влияние на технико-экономические показатели работы местных дизельных электростанций (ДЭС). Себестоимость вырабатываемой энергии достигает 25-35 руб./кВт·ч, что в 10-15 раз выше, чем при централизованном электроснабжении. Поэтому в удаленных населенных пунктах очень остро стоит вопрос об экономном использовании привозного дизельного топлива. Одним из возможных направлений его экономии может быть использование местных возобновляемых источников энергии, в том числе энергии ветра.

Потенциал ветра и предпосылки его использования. В Мурманской области наибольшая интенсивность ветра наблюдается в прибрежных районах [1, 2]. На побережье Баренцева моря среднегодовые скорости на высоте 10 м составляют 6-9 м/с, на побережье Белого моря – 5-6 м/с. В рассматриваемых районах имеет место существенная сезонная неравномерность интенсивности ветра. Максимум скоростей ветра и, соответственно, максимум возможной выработки ветроэнергетических установок (ВЭУ) приходится на холодное время года. Он совпадает с сезонным максимумом потребности в энергии со стороны потребителей, и это является основной предпосылкой для участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки.

Возможное участие ВЭУ в электроснабжении автономных потребителей. Для определения доли α^{\ominus} участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки были использованы результаты многолетних непрерывных наблюдений за ветром на ветроэнергетическом полигоне Кольского научного центра РАН в пос. Дальние Зеленцы на северном побережье Кольского полуострова. По этим данным определялся график возможной выработки ВЭУ, который затем накладывался на соответствующий характерный зимний, осенне-весенний или летний график электрической нагрузки. Расчеты выполнялись сериями

с изменением $\beta^{\ominus} = \frac{N_{ВЭУ}^{max}}{N_{ДЭС}^{max}}$ в пределах от 0 до 1. Результаты расчета доли

участия ВЭУ в покрытии графика электрической нагрузки в обобщенном виде представлены на рис.1.

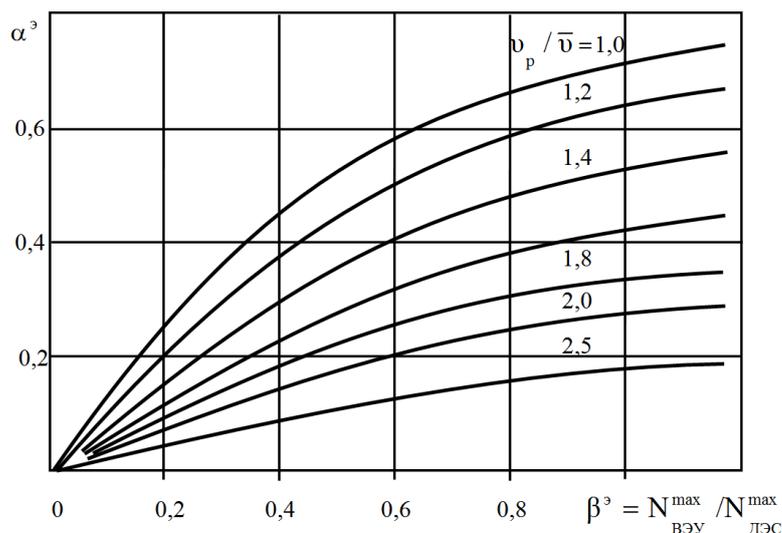


Рис.1. Зависимость доли участия ВЭУ α^3 в покрытии графика электрической нагрузки от соотношения мощностей $\beta^3 = N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}} / N_{\text{ДЭС}}^{\text{max}}$ и расчетной и среднегодовой скоростей ветра v_p / \bar{v}

Технико-экономическая оценка совместной работы ВЭУ и ДЭС.

Для технико-экономической оценки перспектив применения ВЭУ можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД):

$$\text{ЧДД} = \left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_0,$$

где B_1, B_2, \dots, B_n – текущий эффект от совместной работы ВЭУ и ДЭС за каждый год; n – срок службы ВЭУ; r – реальная процентная ставка; I_0 – суммарные инвестиции в ВЭУ и ДЭС.

Если исходить из возможности получения банковского кредита в 2017 г. по заемной ставке $n_r = 0,13$ (13% годовых) и показателя инфляции $b = 0,04$ (0,4%) (уровень 2017 года), то реальная процентная ставка $r = (n_r - b) / (1 + b)$ составит около 8%.

В настоящее время в России принят курс на последовательное снижение уровня инфляции. Минэкономразвития РФ улучшило прогноз инфляции в стране на 2017 год до 3,7-3,8%. Если предположить, что за ближайшие 10 лет удастся снизить инфляцию с нынешнего высокого уровня до европейского (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.2.

При расчете ЧДД можно исходить из того, что тариф на электрическую энергию, заработная плата обслуживающего персонала и стоимость топлива будут изменяться (возрастать) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции.

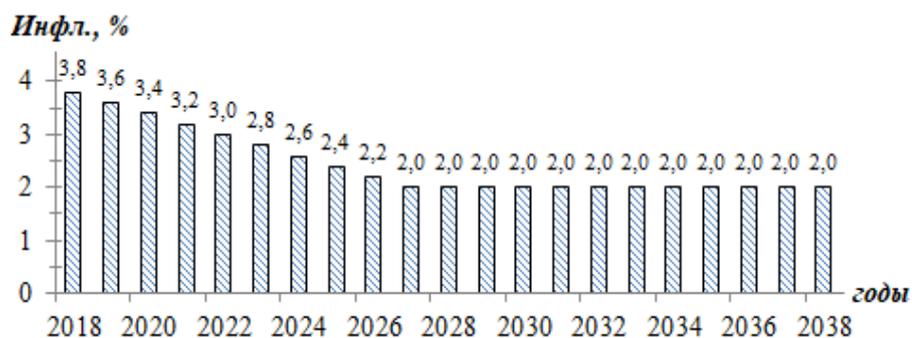


Рис.2. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России.

Эффект от применения в i – м году комплекса “ДЭС + ВЭУ” определится как разница между доходом от реализованной по тарифу f_i электрической энергии и расходами на зарплату, топливо и прочие расходы:

$$B_i = Wf_i - (1,2 \cdot p_{\text{ДЭС}} N_{\text{ДЭС}} \Pi_{\text{ДЭС}_i} + \frac{W(1 - \alpha^3) \cdot g \cdot z_i^T}{\eta_{\text{ТХ}}}),$$

где $W = N_{\text{ДЭС}} h_{\text{ДЭС}}^{\text{max}}$ - годовое потребление энергии, кВт·ч; $p_{\text{ДЭС}}$ - штатный коэффициент на ДЭС, чел./кВт; $N_{\text{ДЭС}}$ - мощность ДЭС, кВт; $\Pi_{\text{ДЭС}_i}$ - годовая заработная плата 1 работника ДЭС в i – том году, руб.; 1,2 – коэффициент, учитывающий долю прочих расходов; z_i^T - стоимость топлива у потребителя в i – том году, руб./т у.т.; g - удельный расход топлива на дизельной электростанции, т у.т./кВт·ч; $\eta_{\text{ТХ}} = 0,95$ – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении.

Инвестиционные затраты в сооружение комплекса “ДЭС + ВЭУ” определяются их удельными капиталовложениями и мощностями:

$$I_0 = k_{\text{ДЭС}} N_{\text{ДЭС}} + k_{\text{ВЭУ}} N_{\text{ВЭУ}}.$$

Пример расчета, анализ полученных результатов. Можно обратиться к показателям работы ДЭС мощностью 200 кВт, у которой: число часов использования максимальной мощности в году $h_{\text{ДЭС}}^{\text{max}} = 3000$ ч; стоимость условного топлива франко-электростанция $z^T = 55$ тыс. руб./т у.т.; удельные капиталовложения $k_{\text{ДЭС}} = 12$ тыс. руб./кВт; удельный расход топлива $g = 395$ г у.т./кВт·ч (к.п.д. ДЭС $\eta_{\text{ДЭС}} = 0,31$); штатный коэффициент $p_{\text{ДЭС}} = 0,036$ чел./кВт; годовая зарплата одного работника $\Pi_{\text{ДЭС}} = 40$ тыс. руб. х 12 мес. = 480 тыс. руб./чел.; прочие расходы – 20% от суммы расходов на зарплату и амортизацию. Расчеты показали, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой такой ДЭС, составит 30,4 руб./кВт·ч.

Применение ВЭУ будет способствовать экономии дорогостоящего топлива и снижению стоимости вырабатываемой электроэнергии. Однако за этим стоят немалые капиталовложения [3,4]. В условиях Севера стоимость одного установленного киловатта ВЭУ с учетом повышенных транспортных расходов и других удорожающих факторов составит около 1500 евро/кВт. При курсе 68 руб./евро (октябрь 2017 г.) каждый кВт ВЭУ обойдется в 102 тыс. рублей.

Результаты расчета ЧДД для рассматриваемого примера представлены на рис.3. Расчеты выполнены для стартового (на нулевой 2018 год) тарифа на отпускаемую электроэнергию в размере 30,4 руб./кВт·ч. Из рисунка следует, что в начальный момент, сразу после сооружения комплекса «ДЭС + 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 каждой кривой с осью абсцисс дает значение дисконтированного срока окупаемости капиталовложений. Участок кривой над осью абсцисс означает формирование прибыли.

Кривые на рис.3 свидетельствуют, что увеличение мощности ВЭУ (параметра β^3) вначале ведет к росту ЧДД за счет экономии дорогого топлива. Но это целесообразно до определенного предела, после которого дальнейшее наращивание мощности ВЭУ (а, значит, и капиталовложений) не дает ощутимой выгоды. В связи с этим можно обратиться к рис.4, на котором показана отдача (доход) на каждый вложенный рубль инвестиций. Максимум такой отдачи, равный 2,8 имеет место при соотношении мощностей ВЭУ и ДЭС около 0,4. Достаточно высокое значение отдачи сохраняется в довольно широком диапазоне изменения соотношения β^3 - от 0,2 до 0,9. Исходя из стремления получить наибольшую экономию дорогостоящего топлива и обеспечения скорейшего возврата инвестиций, вложенных в создание комплексов «ДЭС + ВЭУ», в дальнейших расчетах будем ориентироваться на мощность ВЭУ, равную 0,8 от мощности ДЭС.

Представленная выше информация позволяет рассмотреть вопрос о механизме снижения тарифа на электроэнергию. На рис.5 показаны кривые чистого дисконтированного дохода, построенные для комплекса «ДЭС + ВЭУ» при разных значениях тарифа на отпускаемую энергию. Видно, что снижение тарифа влечет за собой увеличение срока окупаемости вплоть до предельного 20-летнего, равного сроку службы ВЭУ.

Поскольку увеличение срока окупаемости отталкивает потенциального инвестора, можно предложить следующий подход к снижению тарифа. Вначале, сразу после ввода ВЭУ в эксплуатацию, тариф сохранять таким, каким бы он был без применения ВЭУ. Тогда в первоочередном порядке будет решаться задача по возвращению инвестиций, вложенных в ВЭУ. Такое положение предлагается сохранять вплоть до полной окупаемости капиталовложений в ВЭУ и получения прибыли в размере 30-50% от первоначальных вложений. После этого возможно снижение тарифа на электроэнергию в интересах потребителя.

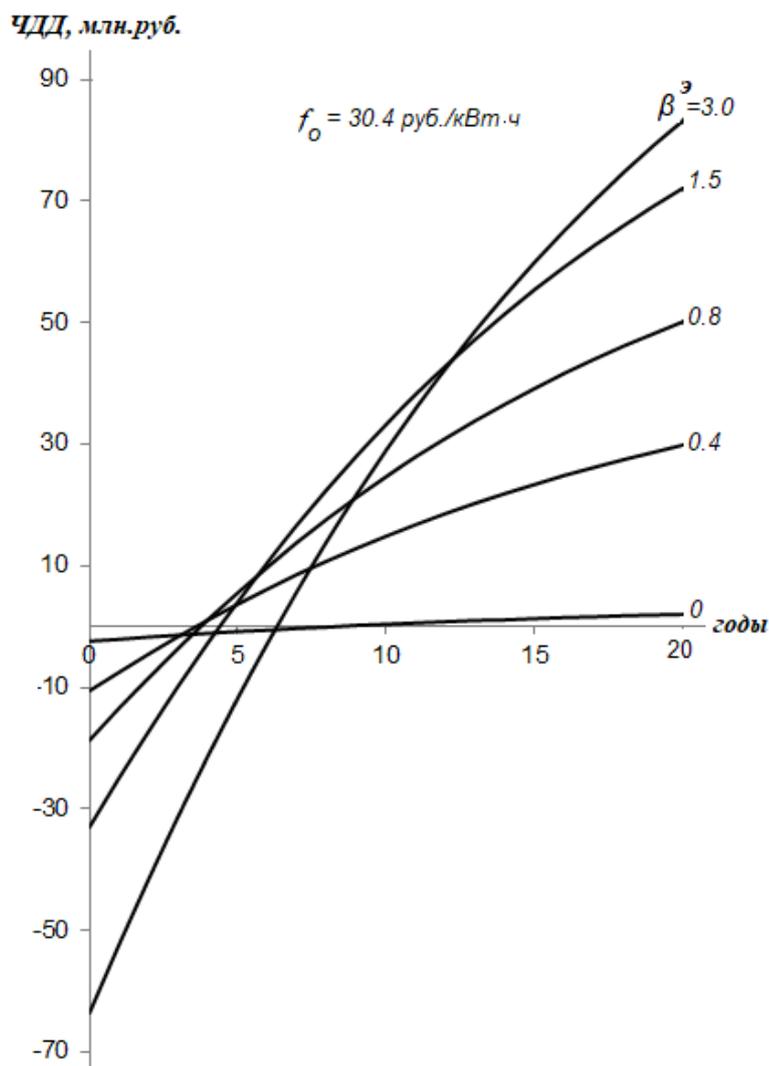


Рис.3. Формирование чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при совместной работе ДЭС и ВЭУ в зависимости от срока эксплуатации n и соотношения мощностей $\beta^{\mathcal{E}}$

Графически сказанное проиллюстрировано на рис.6. В верхней части этого рисунка приведена кривая чистого дисконтированного дохода, заимствованная из рис.3. Она соответствует соотношению мощностей ВЭУ и ДЭС $\beta^{\mathcal{E}} = 0,8$ и тарифу на энергию в нулевой год $f_0 = 30,4$ руб./кВт·ч. Кривая берет начало на оси ординат в точке, определяющей инвестиции в комплекс «ДЭС + ВЭУ». Из этой же точки на рисунке исходят и две другие кривые, изображенные пунктиром. Они показывают, как изменялся бы ЧДД, если бы в нулевой год эксплуатации комплекса тариф на энергию был не 30,4 руб./кВт·ч, а 22 и 23 руб./кВт·ч. В нижней части рис.6 показано, как возрастал бы за рассматриваемые годы тариф на энергию с учетом предполагаемой инфляции (рис.2).

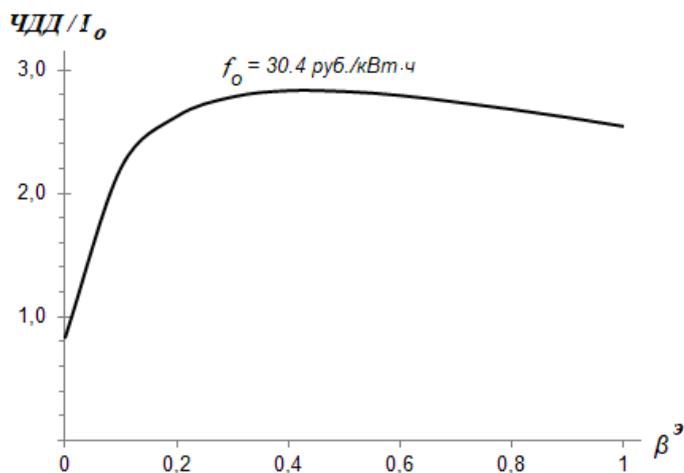


Рис.4. Зависимость дохода, получаемого на каждый рубль инвестиций, от соотношения мощностей ВЭУ и ДЭС

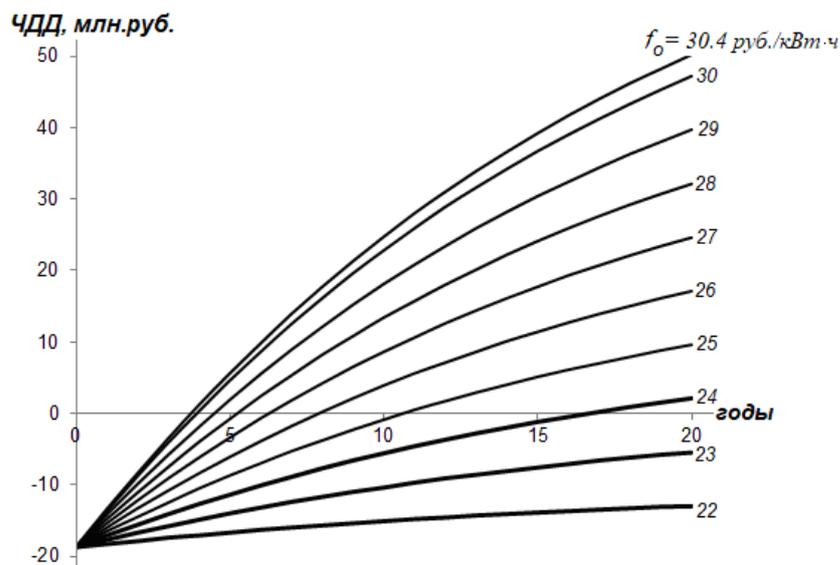


Рис.5. Зависимость чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при совместной работе ДЭС и ВЭУ от срока эксплуатации ВЭУ и тарифа на отпускаемую электроэнергию

Возвращаясь обратно к кривой ЧДД с тарифом 30,4 руб./ кВт·ч, можно отметить, что капиталовложения в ВЭУ окупаются примерно через 4 года. Через 6 лет достигается прибыль в размере около 50 % от вложенных инвестиций. Тариф на энергию за это время за счет инфляции возрастает с 30 до 36 руб./кВт·ч (см. нижнюю часть рисунка). Можно отметить также, что если бы в нулевой 2018 год тариф был 22 или 23 руб./кВт·ч, то через 6 лет он, соответственно, возрос бы до 26 и 27,5 руб./кВт·ч.

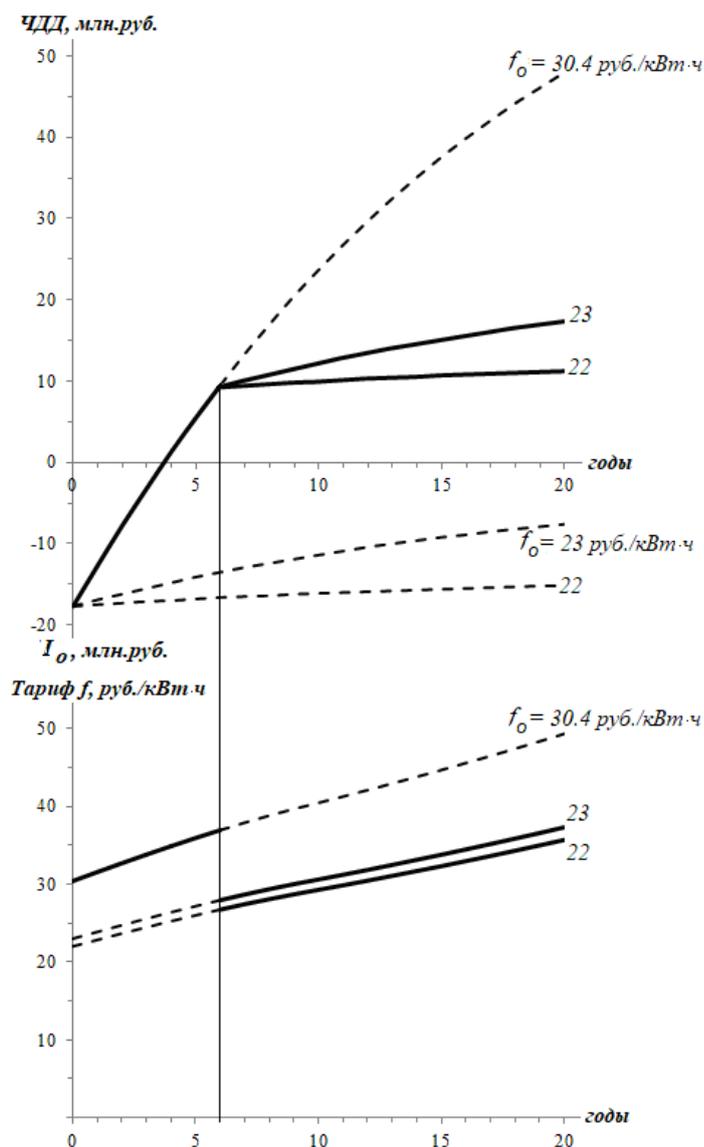


Рис.6. Изменение чистого дисконтированного дохода комплекса «ДЭС + ВЭУ» при снижении тарифа на отпускаемую электроэнергию после окупаемости инвестиций

Возвращаясь к верхней кривой чистого дисконтированного дохода, можно выделить два характерных варианта возможного снижения тарифа. Если через 6 лет эксплуатации ВЭУ (в 2024 году) перейти с тарифа 36 на 27,5 руб./кВт·ч, то чистый дисконтированный доход сохранит свой рост, хотя и с заметно меньшими темпами. Переход на тариф 26 руб./кВт·ч позволит сохранить безубыточную эксплуатацию комплекса «ДЭС + ВЭУ». Таким образом, при рассмотренном подходе после 6-летней эксплуатации ВЭУ и ее полной окупаемости возможно снижение стоимости электроэнергии на 24-28%.

Выводы

1. На конец 2017 года себестоимость электрической энергии на дизельных электростанциях удаленных потребителей Мурманской области достигает 25-35 руб./кВт·ч, что в 10-15 раз выше, чем при централизованном электроснабжении.

2. Прибрежные районы Кольского полуострова располагают благоприятными предпосылками для эффективного использования энергии ветра: высоким потенциалом ветра и совпадением зимнего максимума интенсивности ветра с сезонным максимумом потребности в энергии со стороны потребителя.

3. Предложен порядок снижения тарифа на электроэнергию от ДЭС за счет применения ВЭУ, учитывающий как интересы инвестора (окупаемость капиталовложений и прибыль), так и потребителя (снижение расхода привозного топлива и себестоимости вырабатываемой энергии на 24-28%).

Литература

1. Зубарев В.В., Минин В.А. Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. -Л.: Наука, 1989. -208 с.
2. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / В.А.Минин, Г.С.Дмитриев, Е.А.Иванова и др.: Препринт. –Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2006. -73 с.
3. Безруких П.П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика, 2009, №5. – С.5-11.
4. <http://ecomotors.ru/index.php?productID=2292>

Сведения об авторах

Минин Валерий Андреевич,

заведующий лабораторией энергосбережения 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

Рожкова Анастасия Александровна,

младший научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
эл.почта: nastasya_rozhkova@bk.ru

ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311+551.594.221:551.506

А. В. Бурцев, В. В. Ярошевич, Г. П. Фастий, А. С. Карпов

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕГИСТРАЦИИ ГРОЗОВОЙ АКТИВНОСТИ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ ЗА 2014-2016 ГОДЫ

Аннотация

Приведены результаты обработки регистрации грозовой активности на Кольском полуострове за период 2014-2016 гг. Проведена корректировка отображения географической карты, используемой в разработанном приложении. Устранены отклонения при регистрации грозовых разрядов, вызванные конструктивной особенностью приемной антенны.

Ключевые слова:

Voltek StormTracker, разряды молнии, распределение разрядов молнии, плотность разрядов на землю.

A. V. Burtsev, V. V. Yaroshevich, G. P. Fastiy, A. S. Karpov

ANALYSIS OF REGISTRATION RESULTS OF LIGHTNING DISCHARGES ON THE KOLA PENINSULA IN 2014-2016

Abstract

Results of registration processing of storm activity in the Kola Peninsula during 2014-2016 are given. Correction of display of the map used in the application is carried out. The deviations when filing lightning discharges caused by design feature of a receiving antenna are eliminated.

Keywords:

Voltek StormTracker, lightning, lightning distribution, lightning strike density.

В процессе анализа регистраций грозовой активности 2014-2016 годов выявлены выраженные неравномерности распределения грозовых разрядов, имеющих системный характер в виде участков, расположенных по диагоналям, в которых не зарегистрированы разряды (пустоты). Данное обстоятельство определило задачу корректировки результатов регистрации атмосферных разрядов [1]. Наличие на карте данных пустот позволяет предположить о конструктивной и интерпретационной погрешности. К приборной погрешности можно отнести особенность приемной полярной антенны, конструкция которой экранирует указанные области. Так же одной из причин погрешности является сферическая поверхность Земли, поэтому используемая ранее карта подлежит корректировке. Возникающие погрешности можно устранить с помощью компенсации неточности карты методом корректировки равноугольной проекцией [2] и компенсацией вторым регистрирующим устройством.

Для мониторинга грозовой активности на территории Кольского полуострова изначально использовалась карта с равноугольной проекцией, изображенная на рисунке 1 (слева). Данная карта не приспособлена для анализа и регистрации разрядов, так как построена без учёта особенности земной поверхности, что приводит к получению некорректных данных. После несложных преобразований исследуемая карта, изображенная на рис.1, принимает более точный вид (рис.2).



Рис.1. Преобразование географической карты. Слева – ранее используемая карта, справа – реальная исследуемая площадь



Рис.2. Карта после проведенных преобразований

Для устранения выявленных диагональных пустот и реализации метода компенсации вторым устройством была установлена дополнительная система грозопеленгации с идентичными компонентами. Ключевым параметром при корректировке результатов является точная синхронизация по времени двух установленных систем. Использование поставляемого в комплекте с антенной программного обеспечения (ПО) не позволяет использовать синхронизацию нескольких устройств. Для решения этой проблемы производитель предлагает установить GPS-синхронизатор на каждую из работающих систем, что в сумме обойдется в \$3000. Поэтому выходом из сложившейся ситуации является разработка собственного ПО, которое будет построено по принципу клиент-сервер. Клиентский модуль будет регистрировать грозовые разряды так же, как и серверный модуль, но информацию о времени события будет брать с сервера.

Вертикальная и горизонтальная симметричность пустот позволяет рассматривать любую четверть полученной карты (рис.3). При детальном изучении пустых участков можно выделить несколько особенностей. Ширина указанной пустоты составляет около 6° . На границе между пустотой и областью с зарегистрированными разрядами находится область с пониженной концентрацией разрядов, ширина которой составляет 2° . Суммарно область в 10° является областью с нелинейным распределением. Остающиеся две области по 35° в рассматриваемой четверти для упрощения будем считать областями с линейным распределением.

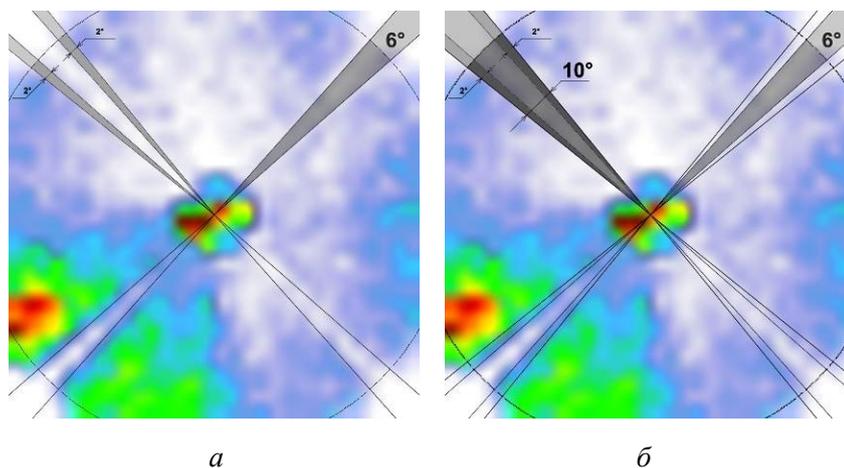


Рис.3. Области, нуждающиеся в корректировке а) пустая область 6° и области пониженной концентрации 2° ; б) суммарная нелинейная область 10°

Для корректировки полученных результатов вторая аналогичная система регистрации атмосферных разрядов установлена в том же месте, где установлена первая система, но с поворотом полярной антенны на 45° относительно первой. Наложив зарегистрированные разряды с одной системы на разряды со второй системы, полученные нелинейные и пустые области взаимно компенсируются (рис.4).

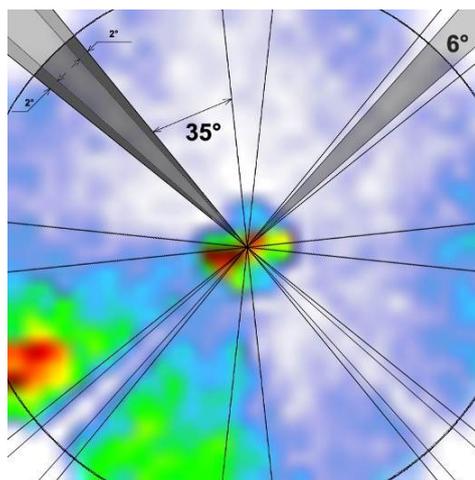


Рис.4. Компенсация областей с пустотами и нелинейным распределением

В линейных пересекающихся областях размером 35° результирующие значения координат атмосферных разрядов можно получить расчетом среднего арифметического значения. В областях шириной 2° и 6° результирующие значения принимаются с той антенны, которая полностью перекрывает эту область.

С учетом разработанного алгоритма проведена корректировка грозовых сезонов 2015 и 2016 годов. В связи с этим была полностью переработана географическая карта Мурманской области и прилежащих территорий и акваторий для точного визуального представления распределения на ней атмосферных разрядов.

Статистика грозовых разрядов за сезоны 2014-2016 годов сведена в таблице 1. За указанный период представлены суммарные и среднегодовые карты распределения разрядов и грозовых часов (рис. 5-8). На картах распределения сознательно не учитываются междуоблачные разряды, т.к. принято считать, что они не представляют опасности для объектов электроэнергетики.

Таблица 1

Статистика грозовых разрядов за 2014-2016 годы

Период	Разряды молнии на землю		Междуоблачные разряды	
	CG+	CG-	IC+	IC-
2014-2016	Всего разрядов молнии - 178930 (100%)			
	58366 (32,6%) / (100%)		120564 (67,4%) / (100%)	
	18320 (31,4%)	40046 (68,6%)	56234 (46,6%)	64330 (53,4%)
	10,2%	22,4%	31,4%	(36%)

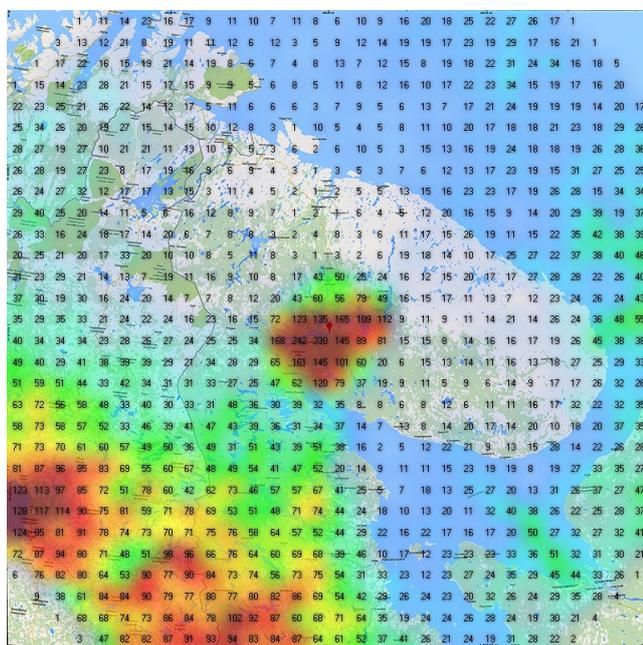


Рис.5. Суммарное распределение разрядов за 2014-2016 годы

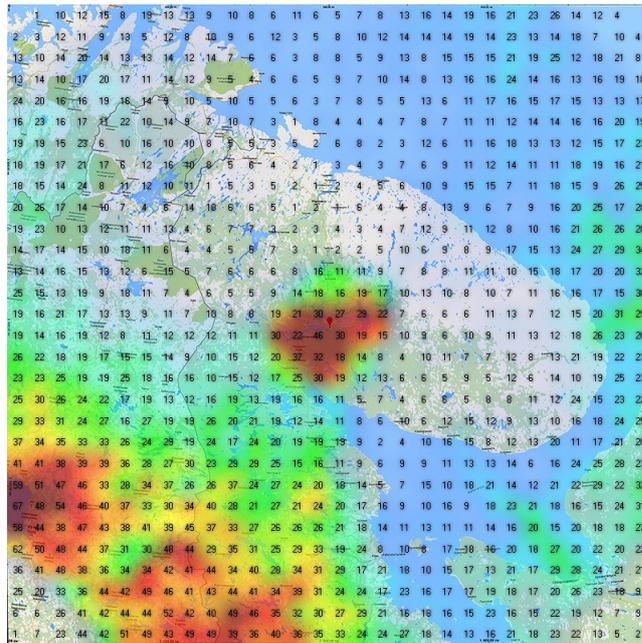


Рис.6. Суммарное распределение грозных часов за 2014-2016 годы

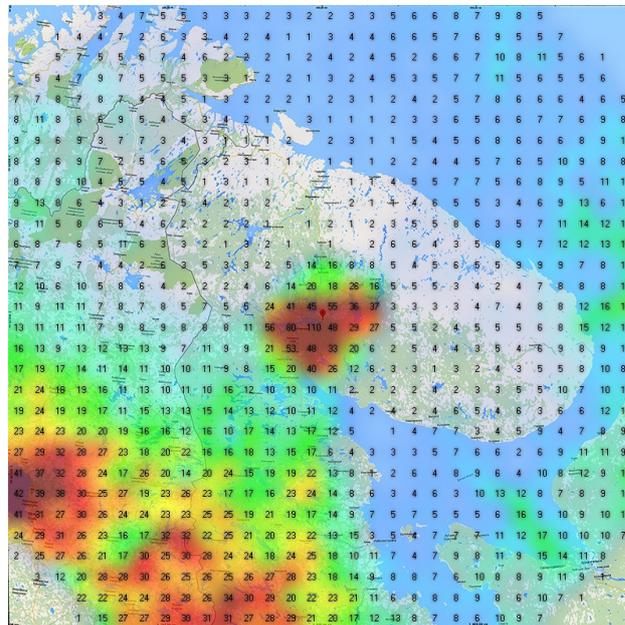


Рис.7. Среднегодовое распределение разрядов за 2014-2016 годы

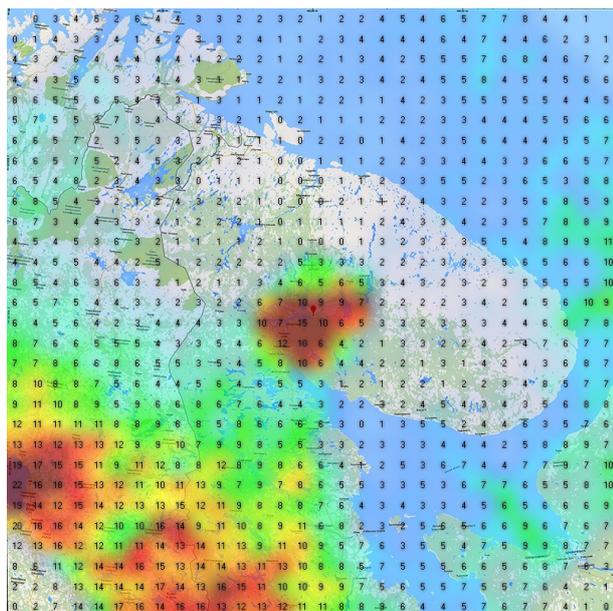


Рис.8. Среднегодовое распределение грозовых часов за 2014-2016 годы

Выводы

1. Произведена корректировка географической карты для точного представления визуальной информации по распределению атмосферных разрядов.

2. Выявленные отклонения при регистрации в виде пустот по диагоналям квадрата карты, получаемые из-за конструктивной особенности приемной антенны, полностью устранены с помощью дополнительного грозопеленгатора и специально разработанного алгоритма корректировки.

3. Проведен анализ грозовой активности за 2014-2016 годы и представлены карты распределения атмосферных разрядов и грозовых часов за каждый год, среднегодовые и суммарные значения распределения за три года. Предполагается использование полученных карт для выявления участков, представляющих особую грозовую опасность для объектов электроэнергетики.

Также, при возможном дальнейшем сотрудничестве с геофизическими и геологическими институтами региона, имеющиеся устройства грозопеленгации и полученные карты можно применить, например, для геофизического мониторинга геологической среды, при котором дистанционно отслеживаются процессы в земной коре. На данный момент установлена физическая природа электромагнитного излучения (ЭМИ) горных пород в условиях изменяющегося деформационного процесса недр Земли [3].

Литература

1. Бурцев А.В., Невретдинов Ю.М. Задача корректировки результатов регистрации разрядов молний на территории Кольского полуострова. Математические исследования в естественных науках Труды XII Всероссийской (с международным участием) научной школы, посвящённой 100-летию со дня рождения д.г.-м.н. А.Б. Вистелиуса. 2015. С. 26-29.
2. Родыгин А. И. Азимутальные проекции в структурной геологии. Томск: Изд-во Том. ун-та, 1992.
3. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах. Томск: Изд-во Томского ун-та, 1980. – 211 с.

Сведения об авторах

Бурцев Антон Владимирович,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: a.burtsev@tehnnonord.ru

Ярошевич Вера Васильевна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
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,

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: info@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

Д. В. Куклин

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ДЛЯ ВЫБОРА МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГРУНТА

Аннотация

Выбор метода измерения электрических характеристик грунта на частотах до единиц мегагерц можно осуществить на основе расчетов. В статье определяются основные параметры расчетной модели.

Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, заземлитель, диэлектрическая проницаемость, дисперсия.

D. V. Kuklin

DETERMINATION OF CALCULATION MODEL PARAMETERS FOR CHOOSING MEASUREMENT METHOD OF SOIL RESISTIVITY AND PERMITTIVITY

Abstract

Measurement method for electrical characteristics of soil for frequencies up to several megahertz can be chosen by means of computations. Main parameters of computational model are determined in the article.

Keywords:

finite-difference time-domain method, grounding, permittivity, dielectric dispersion.

Введение

Один из существующих способов измерения частотной зависимости диэлектрической проницаемости грунта основан на применении полусферического заземлителя [1]. Однако этот способ обладает тем недостатком, что измеряемая разность потенциалов включает в себя падение напряжения на заземлителе, что приводит к ошибке измерения в случае плохого контакта заземлителя с окружающим грунтом.

Чтобы избежать данной ошибки, можно воспользоваться установками метода вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), в которых измерение напряжения производится независимо от пути ввода тока, т.е. разность потенциалов измеряется при помощи электродов, не присоединенных непосредственно к электродам, через которые ток вводится в грунт. Таковы, например, установки Веннера, Шлюмберже, дипольные установки.

При измерениях на частотах до нескольких мегагерц расположение измерительных проводников может влиять на результаты измерения. Поэтому следует выбрать такую установку, результаты измерений для которой будут наиболее точными. Это можно осуществить расчетным способом. Однако до проведения расчетов с целью выбора установки необходимо определить основные параметры модели расчетов.

Измерения могут проводиться как во временной, так и в частотной области. Преимуществом измерений во временной области является получение непрерывного спектра измеренных характеристик. Однако импульс какой-либо формы позволяет проводить измерения лишь для определенного диапазона частот, поэтому для получения результатов в диапазоне частот от единиц (долей) кГц до единиц МГц необходимо использовать несколько импульсов с разными параметрами [1].

Расчеты электрических характеристик грунта. Для расчетов в статье используется метод конечных разностей во временной области [2].

Поскольку для выбора методики измерения предполагается выполнить множество расчетов, необходимо выбрать параметры модели так, чтобы минимизировать время расчетов (которое в применяемом методе может быть существенным): необходимо определить максимальный размер шага расчетной сетки, не приводящий к заметной ошибке, тип поглощающих граничных условий, а также расстояние до них. Также следует выявить, какие прочие ошибки возможны при данных расчетах.

Расчетная модель изображена на рисунке 1. В данной статье будут рассмотрены только основные параметры модели, поэтому расчеты проведены с упрощенной моделью. Проводники моделировались при помощи метода [3]. Поглощающие граничные условия — CPML (convolutional perfectly matched layer, [2]).

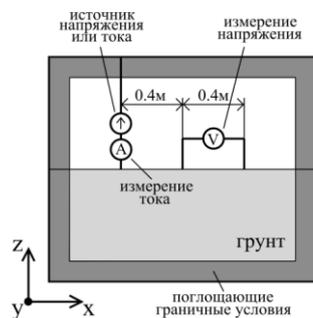


Рис.1. Модель расчетов

Форма тока задавалась функцией Хейдлера [4].

$$i(t) = \frac{i_{\max}}{\eta} \frac{\left(\frac{t}{T}\right)^n}{1 + \left(\frac{t}{T}\right)^n} \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right) + 0,5\tau, \quad (1)$$

где $n = 10$, $T = 10^{-5}$, $\tau = 2 \cdot 10^{-7}$, $\eta = 1$. Функция сдвинута на $0,5\tau$, т.к. вначале растет слишком медленно.

Расчеты в данной статье для упрощения проводились с диэлектрической проницаемостью без учета ее частотной зависимости (которая может быть учтена при помощи соответствующих методов [2,5]). Удельное сопротивление грунта равно 1500 Ом·м, относительная диэлектрическая проницаемость — 20 (что близко к диэлектрической проницаемости на частоте в несколько МГц по данным из [1]). Время рассчитанного процесса — 100 мкс.

Заданный ток и рассчитанное напряжение показаны на рисунке 2.



Рис.2. Заданный ток и рассчитанное напряжение для первых 3 мкс

После расчета напряжения и тока, рассчитывается их отношение в частотной области, откуда выражаются значения удельного сопротивления и диэлектрической проницаемости [1].

Результаты расчета для сетки с размером ячейки 0,05 м показаны на рисунке 3.

После этого были проведены расчеты для сеток с размерами 0,1 и 0,2 м. Результаты расчета представлены на рисунках 4 и 5. Из результатов видно, что рассчитанное удельное сопротивление для сетки 0,2 м заметно отличается от удельного сопротивления для меньшего шага. Т.е., по-видимому, расстояние в две ячейки между электродами мало.

Проведены также расчеты для граничных условий UPML (uniaxial perfectly matched layer, [2]). Из результатов на рисунке 6 видно, что применение данных граничных условий приводит к недопустимо большой ошибке на низких частотах для диэлектрической проницаемости. Вероятно, увеличение объема уменьшило бы ошибку, но это привело бы к заметному увеличению времени расчета. Поэтому граничные условия CPML более предпочтительны.

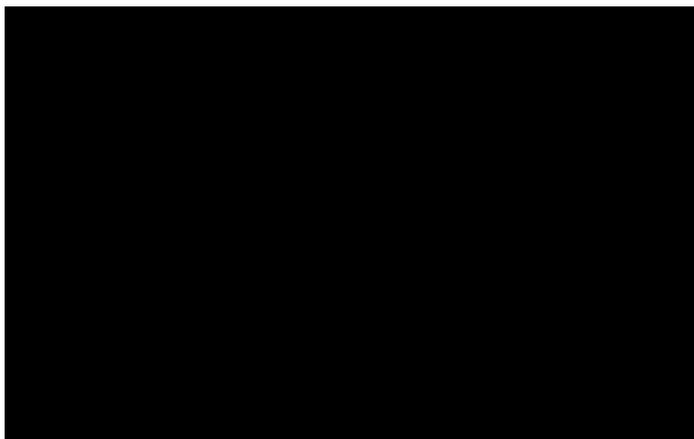


Рис.3. Результаты расчета удельной проводимости и относительной диэлектрической проницаемости. Размер ячейки — 0,05 м

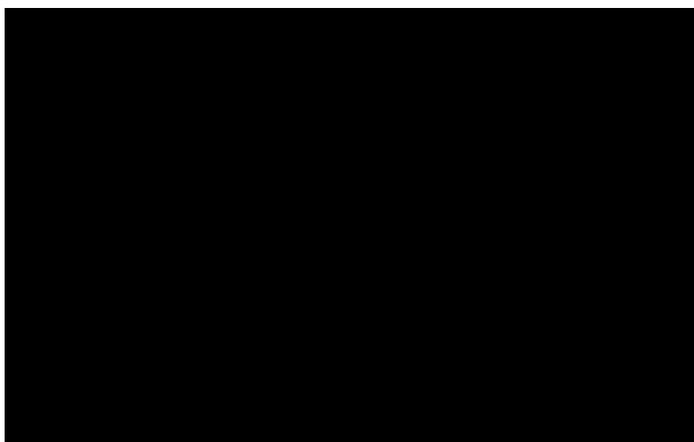


Рис.4. Результаты расчета удельной проводимости и относительной диэлектрической проницаемости. Размер ячейки - 0,1 м

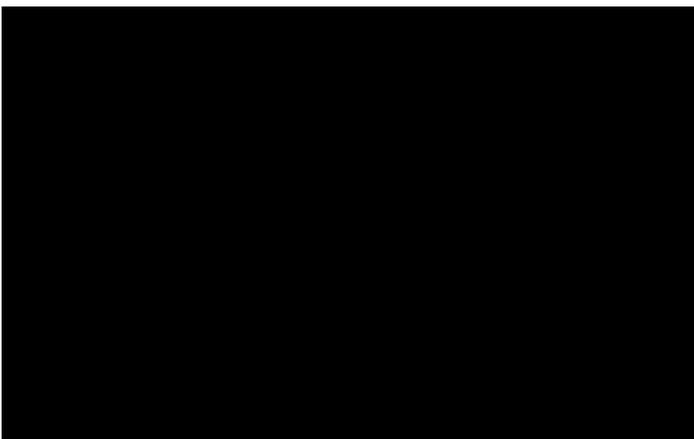


Рис.5. Результаты расчета удельной проводимости и относительной диэлектрической проницаемости. Размер ячейки - 0,2 м

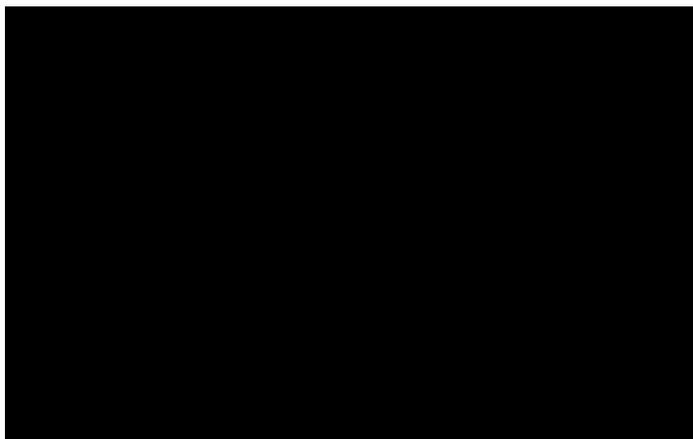


Рис.6. Результаты расчета удельной проводимости и относительной диэлектрической проницаемости с граничными условиями UPML. Размер ячейки - 0,1 м

Также проведены расчеты с относительной диэлектрической проницаемостью грунта, равной 40. Из результатов расчета на рисунке 7 видно, что абсолютная величина ошибки расчета диэлектрической проницаемости близка к величине ошибки для диэлектрической проницаемости, равной 20. Т.е. относительная ошибка для диэлектрической проницаемости, равной 40 примерно в два раза меньше. Иными словами, ошибка расчетов диэлектрической проницаемости с учетом дисперсии ожидается существенно более низкой (т.к. значения диэлектрической проницаемости на низких частотах в десятки раз выше рассмотренных здесь).

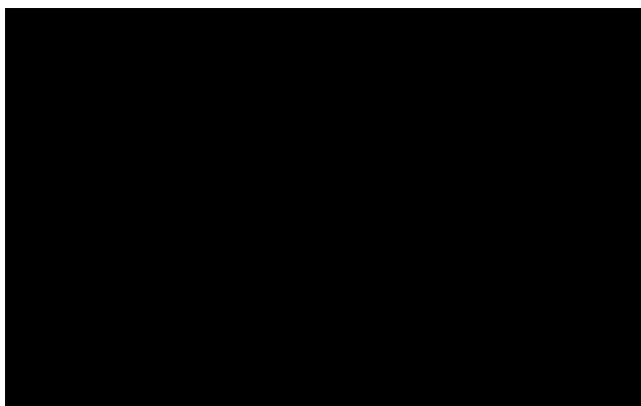


Рис.7. Результаты расчета удельной проводимости и относительной диэлектрической проницаемости. Размер ячейки - 0,1 м

Выводы

В статье определены параметры модели, позволяющей применить метод конечных разностей во временной области к выбору методики измерений электрических характеристик грунта с учетом их частотной зависимости. Выводы: в качестве поглощающих граничных условий следует использовать CPML (в процессе расчетов выявлено, что при расстоянии

до граничных условий менее десяти ячеек, может возникать заметная ошибка); размер ячейки должен быть таким, чтобы расстояние между электродами составляло порядка 4-х ячеек и более; для небольших значений диэлектрической проницаемости возможна ошибка расчетов, которая падает с увеличением значения диэлектрической проницаемости (также величина данной ошибки может зависеть от используемой установки ВЭЗ). Пользуясь данной моделью можно определить влияние различных факторов на результаты измерений (взаимное влияние между проводниками, предпочтительное расположение электродов и пр.). Для этого необходимо провести расчеты с различными установками метода ВЭЗ и определить наиболее предпочтительный (с точки зрения точности и удобства измерений).

Литература

1. Visacro S. Frequency dependence of soil parameters: experimental results, predicting formula and influence on the lightning response of grounding electrodes / S. Visacro, R. Alipio // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2012. – Т. 27. – № 2. – С. 927-935.
2. Taflove A. Computational electrodynamics: the finite-difference time-domain method. Computational Electrodynamics / A. Taflove, S.C. Hagness. – Artech House, 2005. – 1006 с.
3. The treatment of geometrically small structures in FDTD by the modification of assigned material parameters / C.J. Railton [и др.] // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. – 2005. – Т. 53. – № 12. – С. 4129–4136.
4. Heidler F. A class of analytical functions to study the lightning effects associated with the current front / F. Heidler, J. Cvetic // European Transactions on Electrical Power. – 2002. – Т. 12. – № 2. – С. 141–150.
5. Kuklin D. Extension of thin wire techniques in the FDTD method for Debye media / D. Kuklin // Progress In Electromagnetics Research M. – 2016. – Т. 51. – С. 9-17.

Сведения об авторе

Куклин Дмитрий Владимирович,

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

УДК 621.315.1+004.04

А. В. Бурцев, В. В. Ярошевич, Г. П. Фастий, А. С. Карпов

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «BIGDATA» НА ПРИМЕРЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Аннотация

В статье приведена начальная структурная схема воздушной линии для применения в разработке концепции системы обработки больших объемов данных для нужд электроэнергетических предприятий. Показан пример представления в числовом виде металлических опор воздушных линий электропередачи для их записи в базе данных.

Ключевые слова:

база данных, систематизация, опора, воздушная линия электропередачи.

A. V. Burtsev, V. V. Yaroshevich, G. P. Fastiy, A. S. Karpov

SYSTEMATIZATION OF ELECTRIC POWER OBJECTS FOR CONSTRUCTION OF THE "BIGDATA" CONCEPT ON THE EXAMPLE OF METAL TRANSMISSION TOWERS

Abstract

The initial structural scheme of an overhead transmission line for application in development of the big data system concept for the needs of electricity enterprises is given. An example of a representation in a numerical form of metal supports of overhead transmission lines for recording in a database is shown.

Keywords:

Big Data, database, systematization, transmission tower, air transmission line.

Термин «BIGDATA» или «Большие данные» подразумевает под собой гигантское количество информации. Объем этой информации столь велик, что его обработка стандартными аппаратными и программными средствами представляется крайне сложной задачей. То есть, «BIGDATA» – это достаточно серьезная проблема – проблема обработки и хранения огромных объемов данных. Но обработка больших объемов информации – это только одна сторона вопроса. Как правило, термин «BIGDATA» определяет три составляющих: объем данных, большая скорость обработки информации, многообразие и недостаточная структурированность данных. Для любой электрической сети существует множество технических параметров, которые из бумажных носителей для упрощения документооборота переводят в электронный вид. Однако это не позволяет упростить нахождение информации по объекту и установить связи между объектами и событиями. Систематизация электронных документов с информацией об объектах подразумевает под собой создание централизованной базы данных, учитывающей взаимосвязи между всеми объектами. Необходимость создания таких баз данных диктуется, прежде всего, ростом объемов самих данных, которые требуется контролировать и систематизировать. Последующая аналитическая обработка систематизированных данных позволит оптимально применить результаты обработки и предоставить нужную информацию заинтересованным предприятиям.

При создании базы данных требуется определить ее структуру, то есть установить связи между таблицами базы [1]. Например, для описания в виде числовых данных воздушной линии электропередачи, прежде всего, нужно разбить воздушную линию на компоненты, и записать в числовом виде каждый из этих компонентов. К основным компонентам воздушной линии относятся опоры, провода, молниезащитный трос, изоляторы, арматура, заземление. Начальная структурная схема воздушной линии приведена на рис. 1.

Опоры в числовом виде выглядят как набор геометрических размеров, необходимых для ее достаточного описания и идентификации среди множества других опор, а также некоторых физических величин, например, вес. От материала же, обычно, зависит лишь конструктивная особенность опоры. Таким же образом нужно описать провода и тросы, но в этом случае необходимо учесть материал изготовления, т.к. именно от него зависят физические свойства проводника. При этом провод может сочетать в себе несколько материалов, что усложняет его описание. Поэтому, до описания провода в числовом виде,

необходимо сначала в таком виде описать возможные материалы провода. К таким материалам относятся алюминий, сталь, бронза, медь. Систематизация материалов проводников уже предложена в виде таблиц в различных электротехнических справочниках [2, 3]. Точно так же следует описать изоляторы, применяемые на опорах. Основные параметры изолятора зависят от используемого материала, поэтому требуется заранее описать эти материалы. Систематизированная информация по материалам изоляторов также присутствует в различных справочниках по высоковольтным установкам [4]. Таким образом, выстраивается структура воздушной линии для описания ее в числовом виде. Структурированные данные по компонентам воздушной линии, занесенные в общую базу данных, позволяют применять различные аналитические алгоритмы для обработки этих данных, учитывая, при этом, все связи между компонентами и все параметры компонентов, что, в целом, позволяет говорить о создании физической модели воздушной линии.

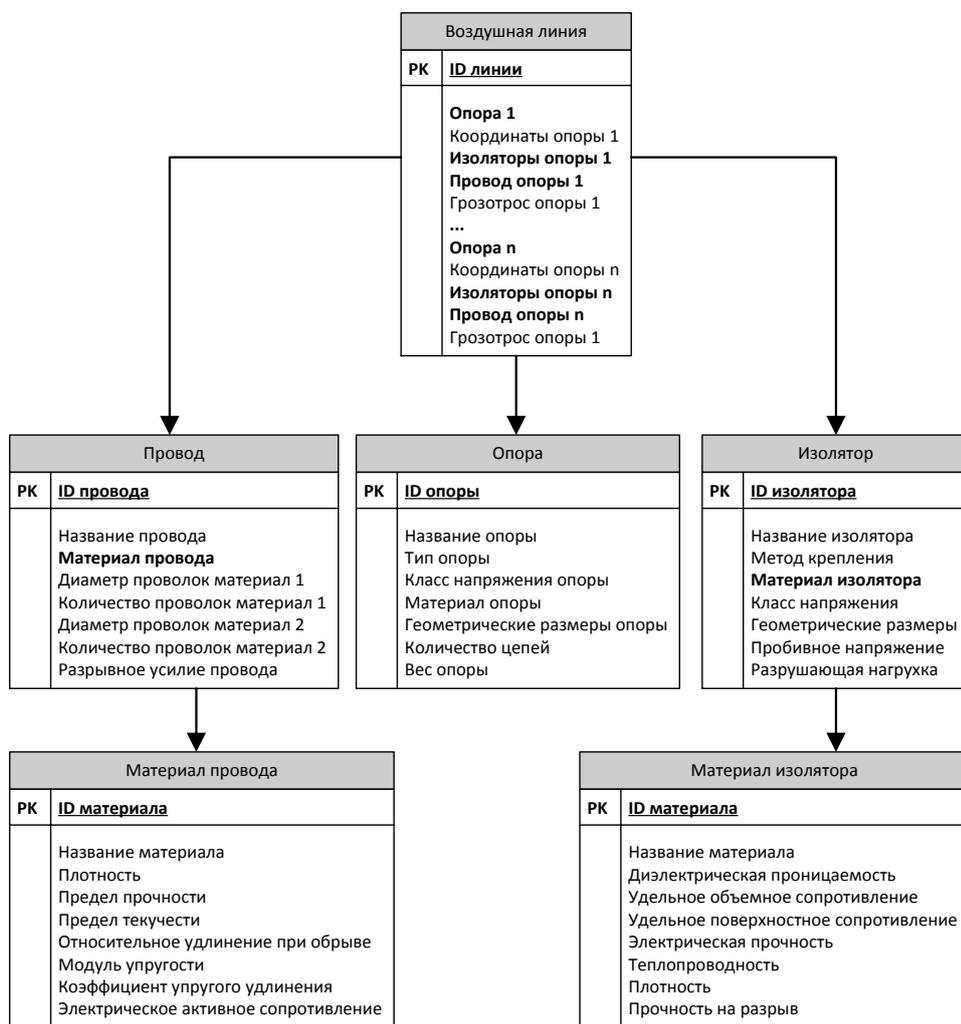


Рис. 1. Начальная структурная схема воздушной линии

Рассмотрим представление в числовом виде металлических опор воздушных линий более подробно. Данное представление ставит задачу определения наименьшего числа геометрических параметров и физических величин, с помощью которых можно идентифицировать конкретную опору. Для этого проведем анализ конструкций опор классов напряжения 35-330 кВ, как наиболее распространенных на Кольском полуострове, и определим у них общие параметры (рис. 2 – 3). Опоры классов напряжения выше 330 кВ на данном этапе умышленно не рассматриваются ввиду значительного конструктивного отличия от опор классов напряжения до 330 кВ.

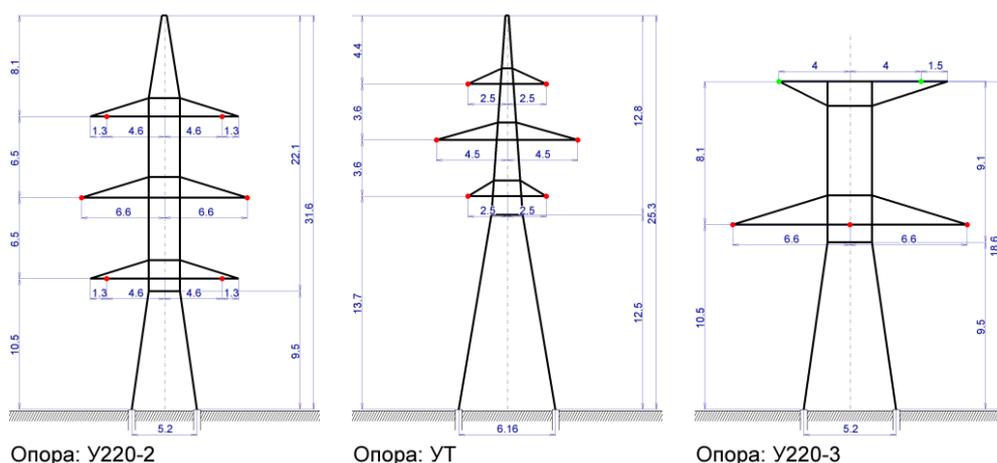


Рис.2. Анкерно-угловые металлические опоры разных классов напряжения

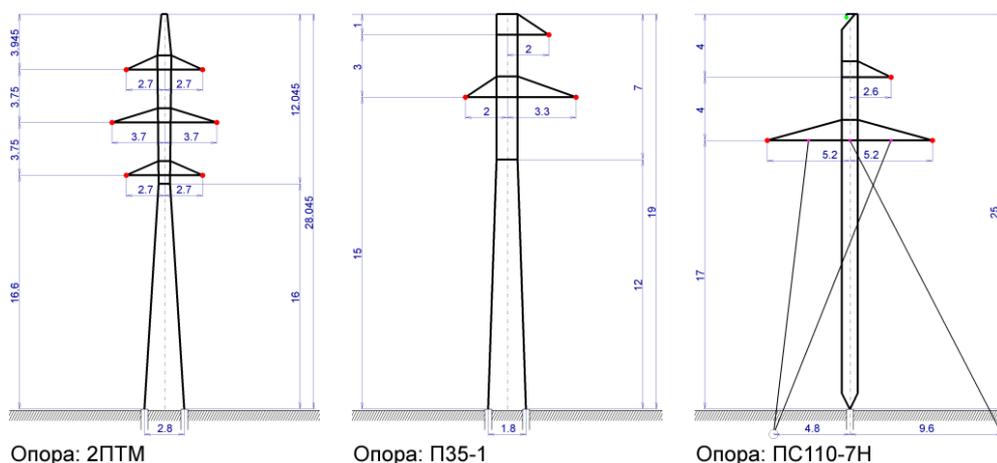
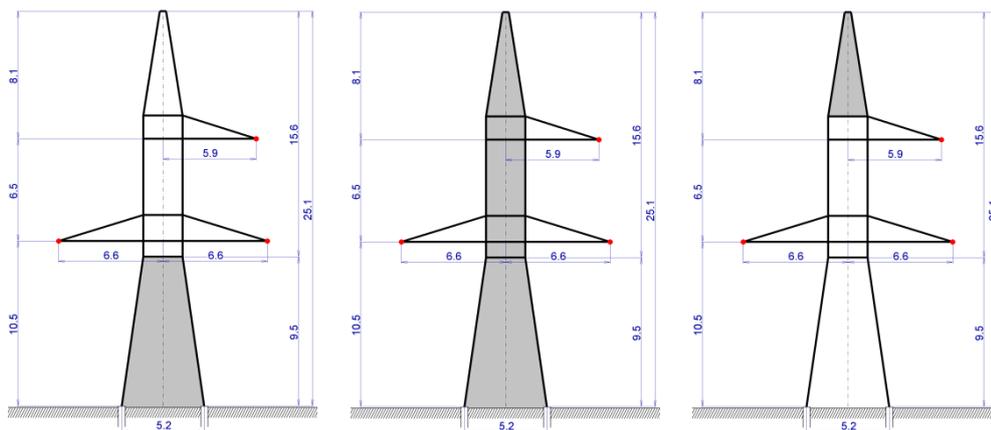


Рис.3. Промежуточные металлические опоры разных классов напряжения

Решетчатая металлическая опора состоит из следующих основных элементов: стойка (ствол), тросостойка, траверсы [5]. Возможно отсутствие тросостойки или наличие оттяжек, а также подставки у опор без оттяжек.

У пяти из шести опор, изображенных на рис. 2 – 3, имеется база – нижняя секция ствола, основание опоры. База, как правило, имеет два габаритных размера: высоту и ширину (рис. 4 а). Для опор на оттяжках база отсутствует, т.к. ствол опоры упирается в точечный фундамент (опора ПС110-7Н на рис. 3). Поэтому ее ширину учитывать не требуется.



а) Основание (база) опоры ЛЭП

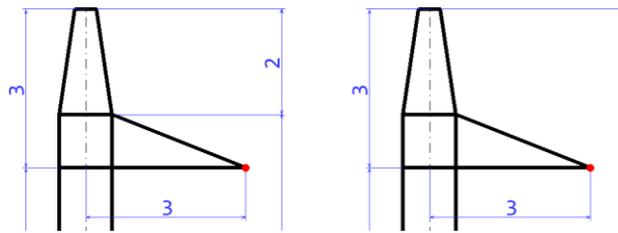
б) Стойка (ствол) опоры ЛЭП

в) Тросостойка опоры ЛЭП

Рис.4. Элементы опоры ЛЭП

Ствол опоры предназначен для обеспечения требуемых габаритов проводов, т.е. вертикального расстояния от проводов в пролёте до пересекаемых трассой инженерных сооружений или поверхности земли. Конструкция опоры может содержать одну, две, три и более стойки. Двухстоечные опоры обычно выполняют из железобетона, а трёхстоечные и многостоечные предназначены для более высоких классов напряжения. Поэтому почти все рассматриваемые в данной работе металлические опоры имеют одну стойку. Основные габаритные размеры у стойки – это высота, а также ширина диафрагмы (рис. 4 б). Диафрагма находится на месте стыка базы и верхней секции стойки, а также в местах крепления траверс. Как правило, достаточно задать размеры двух диафрагм: нижней (на стыке с базой) и верхней (около тросостойки). На рис. 4 размеры двух диафрагм у опоры равны. Однако, на рис. 2 опора УТ имеет разные значения диафрагм. Поэтому, для числовой записи стойки требуется минимум три параметра: ширина двух диафрагм и высота стойки.

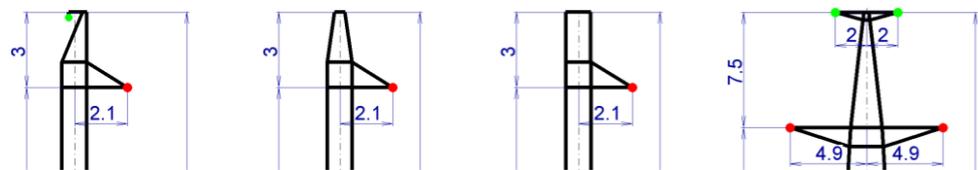
Тросостойка опоры предназначена для поддержания грозозащитного троса (рис. 4 в). На опорах классов напряжения до 330 кВ обычно размещается одна тросостойка с поддержкой одного или двух грозотросов. На некоторых опорах 330 кВ и большинства классов выше используют две тросостойки. Тросостойка может быть выполнена в качестве отдельного элемента, тогда требуется знать ее высоту, или быть продолжением ствола опоры (рис. 5). Также тросостойка может быть выполнена в нескольких вариациях: односкатная, симметричная, для плавки гололеда, с поддержкой двух тросов (рис. 6). Крепление троса к тросостойке может быть выполнено не на краю траверсы тросостойки, а со смещением, как, например, на опоре У220-3 (рис. 2). Таким образом, для числовой записи тросостойки необходимо семь параметров: ее наличие, тип, высота, длина правой и левой траверсы при их наличии, а также смещение крепления троса от края траверсы.



а) Тросостойка как отдельный элемент

б) Тросостойка как часть ствола

Рис.5. Тросостойка опоры ЛЭП



а) односкатная

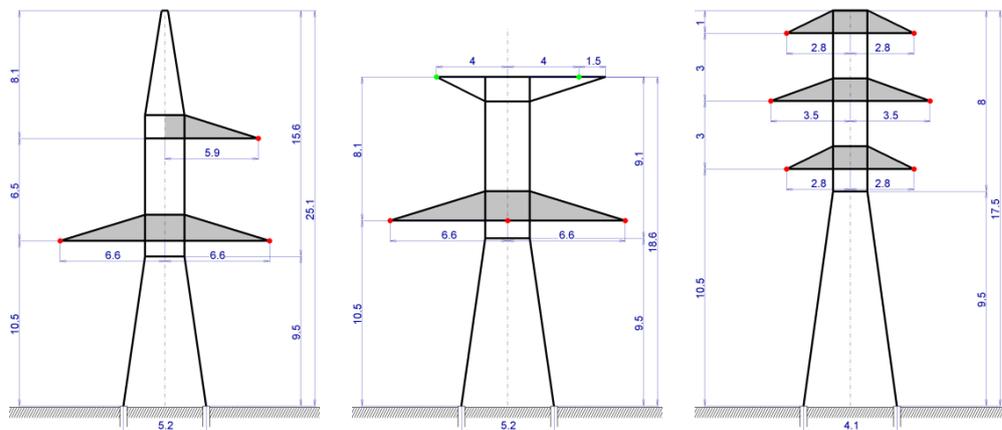
б) симметричная

в) для плавки гололеда

г) поддержка двух тросов

Рис.6. Типы тросостоек опор ЛЭП

Траверса опоры — конструкция, предназначенная для удержания проводов линии электропередачи на опоре. Примеры размещения траверс на опоре приведены на рис.7.



а) одноцепная линия

б) одноцепная линия с горизонтальным размещением проводов

в) двухцепная линия

Рис.7. Размещение траверс на опоре ЛЭП

На одной опоре могут быть размещены одна, две или несколько линий электропередачи. В таких случаях линия называется одноцепная (рис. 7 а), двухцепная (рис. 7 в) или многоцепная. Для одноцепной линии используют не более трех траверс, для двухцепной линии — не более шести. Каждая траверса находится на определенной высоте от земли и имеет длину. Обычно на конце траверсы размещают крепление для гирлянды изоляторов. Но бывают случаи, когда крепление изоляторов осуществляют не с самого края, а отступают от него на некоторое расстояние. На рис. 2 изображена анкерно-угловая двухцепная опора У220-2, на которой крепление провода к верхним и нижним траверсам выполнено со сдвигом. Следовательно, для числовой записи траверс опоры необходимо минимум девять параметров для каждой цепи опоры (по три параметра на траверсу) и один параметр для определения количества цепей.

На некоторых опорах применяются оттяжки. Оттяжки предназначены для устройства угловых, переходных и концевых опор для компенсации сил, возникающих от тяжения проводов при повороте и окончании трассы ЛЭП. Оттяжки также применяются на промежуточных опорах для уменьшения общего веса конструкции, затрат на материал, времени строительного-монтажных работ. Обычно на опорах, имеющих одностоечную конструкцию, применяют пять оттяжек при одноцепном исполнении (рис.8, опора ПГ330) и шесть оттяжек при двухцепном исполнении (рис.8, опора ПОДМ110-7,8). Для описания в числовом виде таких опор потребуется знать глубину залегания фундамента для оттяжек, горизонтальные размеры по оси траверсы и оси воздушной линии для левой и правой группы оттяжек.

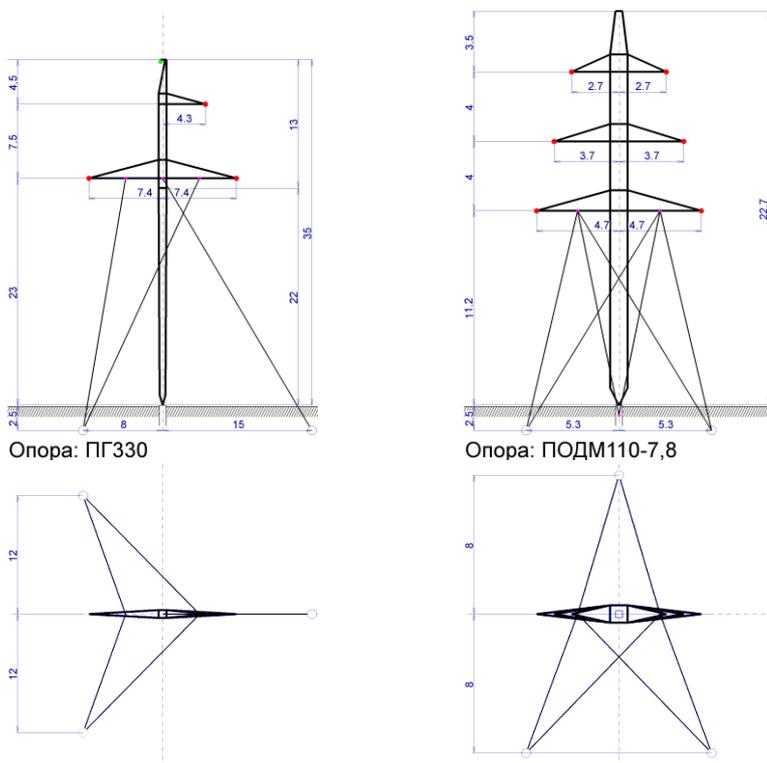


Рис.8. Опоры ЛЭП на оттяжках

Таким образом, для описания решетчатой металлической опоры в числовом виде, ее идентификации среди множества других опор и составления ее геометрической модели достаточно располагать следующими данными:

- ширина основания (база) опоры, м;
- высота базы опоры, м;
- ширина ствола опоры в верхней части, м;
- ширина ствола опоры на границе с базой, м;
- высота ствола опоры, м;
- является ли тросостойка опоры отдельным элементом;
- тип тросостойки (при ее наличии);
- высота тросостойки (при ее наличии), м;
- длина правой траверсы тросостойки (при ее наличии), м;
- сдвиг крепления подвеса к правой траверсе (при наличии), м;
- длина левой траверсы тросостойки (при ее наличии), м;
- сдвиг крепления подвеса к левой траверсе (при наличии), м;
- количество цепей;
- высота до верхней траверсы (для каждой цепи), м;
- высота до средней траверсы (для каждой цепи), м;
- высота до нижней траверсы (для каждой цепи), м;
- длина верхней траверсы (для каждой цепи), м;
- длина средней траверсы (для каждой цепи), м;
- длина нижней траверсы (для каждой цепи), м;
- сдвиг крепления подвеса к верхней траверсе (для каждой цепи), м;
- сдвиг крепления подвеса к средней траверсе (для каждой цепи), м;
- сдвиг крепления подвеса к нижней траверсе (для каждой цепи), м;
- наличие оттяжек;
- горизонтальный размер по оси ВЛ первой группы оттяжек, м;
- горизонтальный размер по оси ВЛ второй группы оттяжек, м;
- горизонтальный размер по оси траверсы первой группы оттяжек, м;
- горизонтальный размер по оси траверсы второй группы оттяжек, м;
- глубина залегания фундамента для оттяжек, м.

Помимо этого для быстрого поиска опоре следует назначить название, класс напряжения, тип, материал, вес и ряд других общих параметров.

Поверхностный анализ железобетонных опор показал, что количество параметров для их идентификации и создания моделей не увеличится относительно количества параметров металлических опор, т.к. некоторые параметры заменятся на параметры, свойственные бетонным опорам. Например, ширина базы заменяется диаметром ствола, а высота базы заменяется глубиной закапывания опоры.

Литература

1. Дейт К. Дж. Введение в системы баз данных, 8-е издание.: Пер. с англ. — М.: Издательский дом "Вильямс", 2005. — 1328 с.: ил. — Парал. тит. англ.
2. И. А. Баумштейн, С. А. Бажанов, Н. Н. Беляков и др. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 768 с., ил.
3. Н. И. Белоруссов и др. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник / Н. И. Белоруссов, А. Е. Саакян, А. И. Яковлева; Под ред. Н. И. Белоруссова. — 5 изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 536 с.; ил.

4. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ (Гл. ред. И. Н. Орлов) и др. — 7-е изд., испр. и доп. — М: Энергоатомиздат, 1986. — Т. 2. — 712 с.
5. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. — 312 с.

Сведения об авторах

Бурцев Антон Владимирович,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д.21А
эл. почта: a.burtsev@tehnnonord.ru

Ярошевич Вера Васильевна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: yaroshevich_vera@mail.ru

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии 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,

старший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: info@ien.kolasc.net.ru

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

УДК 621.316.91

Я. Э. Еремич, С. А. Пашичева, Ф. Х. Халилов, Б. В. Ефимов

ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ СЕТЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ. ВОПРОСЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Аннотация

Описаны основные причины нарушений электромагнитной совместимости (ЭМС) в сетях высокого напряжения. Особое внимание уделено проблеме перенапряжений и способам защиты от них. Перечислены основные мероприятия для обеспечения ЭМС. Рассмотрены вопросы стандартизации, как основного направления при решении проблемы ЭМС.

Ключевые слова:

электромагнитная совместимость, молниевые перенапряжения, внутренние перенапряжения, стандартизация.

Y. E. Eremich, S. A. Pashicheva, F. Kh. Khalilov, B. V. Efimov

ISSUES OF ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY IN HIGH VOLTAGE POWER SYSTEMS. QUESTIONS OF STANDARTIZATION

Abstract

The main causes of electromagnetic compatibility (EMC) disturbances in high voltage networks are described. Particular attention is paid to the problem of overvoltage and ways to protect against them. The main activities for EMC are listed. The questions of standardization as the main direction in solving the EMC problem are considered.

Keywords:

electromagnetic compatibility, lightning overvoltages, internal overvoltages, standardization.

Перенапряжения и особенности протекания электромагнитных процессов в таком оборудовании как силовые и измерительные трансформаторы, коммутационные аппараты, реакторы и др., имеют особую значимость при решении проблемы электромагнитной совместимости (ЭМС), так как именно они являются основной причиной нарушений ЭМС и приводят к аварийным ситуациям.

Специфика современных сетей высокого напряжения такова, что невозможно без значительных инвестиций в энергообъект снизить до минимальных значений уровень опасных и мешающих нарушений ЭМС. Поэтому для каждого электронного устройства, от которого зависит безаварийная эксплуатация оборудования, требуется собственная устойчивость к электромагнитным помехам, нарушающим ЭМС.

С точки зрения улучшения эксплуатационных характеристик высоковольтного оборудования существенным фактором является обеспечение ЭМС при воздействии кратковременных импульсных молниевых и внутренних перенапряжений, так как наряду с длительным рабочим напряжением они воздействуют на изоляцию электрооборудования, приводя к постепенной или единовременной выработке ее ресурса. Указанные процессы являются причиной аварий, иногда с тяжелыми последствиями.

При эксплуатации высоковольтного оборудования имеют место проблемы, связанные с ЭМС первичных (силовых) и вторичных цепей (устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), режимной и противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и устройства высокочастотной (ВЧ) связи по проводам и грозозащитным тросам). Вторичные цепи имеют рабочие напряжения, не превышающие сотен вольт, т. е. на три порядка ниже, чем у первичных цепей. Поэтому для вторичных цепей представляют опасность воздействия помех, которые возникают при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, разрядах статического электричества и др. Для электромеханических устройств систем управления, обладающих высокой электрической прочностью изоляции и инерционностью срабатывания, импульсные помехи не представляют такой серьезной опасности, как для устройств, выполненных с применением электронных и микропроцессорных элементов, которые из-за низкого уровня и широкого частотного спектра рабочих сигналов имеют высокую чувствительность к импульсным помехам [1,2].

Наиболее тяжелые и частые нарушения нормальной работы электрических сетей 110 кВ и выше возникают вследствие воздействия молниевых разрядов. Кратковременное напряжение в месте удара молнии может достигать миллионов вольт, что вполне достаточно для пробоя изоляции практически любой линии электропередачи. Для защиты от прямых ударов молнии над проводами линий устанавливают тросы, а на подстанциях – вертикальные молниеотводы. Для защиты от обратных перекрытий с пораженной опоры на провода необходимо каждую опору заземлить с малым (до 10 Ом или несколько больше в районах с высоким удельным сопротивлением грунта) сопротивлением заземления. Для защиты оборудования подстанций применяют специальные разрядники или ограничители перенапряжений (ОПН).

Переходные процессы и сопутствующие им перенапряжения присутствуют в любой электроустановке и являются одним из основных источников аварий в сетях высокого напряжения. Как правило, они имеют вид затухающих колебаний, проходят через трансформаторы и автотрансформаторы в сети других напряжений и распространяются на большие расстояния, электрически связанные с местом возникновения.

Аварии и оперативные коммутации вызывают опасные и мешающие влияния цепей высокого напряжения "первичной коммутации" на цепи "вторичной коммутации" с электронными устройствами информационной и компьютерной техники электростанций и подстанций высокого напряжения. Они могут привести к выходу из строя или неселективной работе устройств вторичной коммутации в наиболее ответственные моменты аварий или коммутаций цепей первичной коммутации, когда от цепей вторичной коммутации требуется особенно четкая, селективная и бесперебойная работа [3].

Основными мероприятиями для обеспечения ЭМС являются [1-5]:

1. Организационное обеспечение ЭМС: организационные решения, постановления, нормативно-технические документы, направленные на исключение или снижение до приемлемого уровня электромагнитных помех между техническими средствами.
2. Техническое обеспечение ЭМС: технические решения, направленные на улучшение характеристик их ЭМС.
3. Зона влияния (радиус влияния): область пространства, в пределах которой уровень электромагнитной помехи превышает допустимый.

4. Сертификация технических средств на соответствие требованиям ЭМС: мероприятия, в результате которых удостоверяется соответствие определенного типа технического средства требованиям государственных, международных или иных нормативно-технических документов, регламентирующих характеристики ЭМС, посредством выдачи предприятию—изготовителю сертификата.

5. Экспертиза ЭМС: экспериментальное и (или) теоретическое исследование состояния обеспечения ЭМС технического средства в заданной электромагнитной обстановке.

6. Подавление помех: мероприятия, имеющие целью ослабление или устранение влияния помех.

7. Помехоподавляющее оборудование: устройство или комплект устройств, предназначенных для подавления помех.

8. Помехоподавляющий элемент: часть помехоподавляющего устройства, непосредственно осуществляющая подавление помех.

9. Экран (электромагнитный): устройство или элемент конструкции устройства, обеспечивающий поглощение, преобразование или отражение электрических и (или) магнитных полей и электромагнитных волн.

10. Экранирование (электромагнитное): способ ослабления электромагнитной помехи с помощью экрана с высокой электрической и (или) магнитной проводимостями.

11. Биологическая защита (от электромагнитного излучения): обеспечение регламентированных уровней электромагнитных излучений, соответствующих установленным санитарными нормами.

Так как одним из основных видов помех, влияющим на электромагнитную обстановку в сетях высокого напряжения, являются перенапряжения (внутренние или атмосферные), то такие сети должны быть максимально оснащены аппаратами и средствами защиты от перенапряжений. Большое внимание при этом уделяется молниезащите или защите от атмосферных перенапряжений. Показатели надежности защиты от перенапряжений с точки зрения теории ЭМС в значительной мере зависят от таких факторов как конструктивные особенности оборудования и линий на подходе к подстанции, различия величин сопротивлений заземления опор линии на подходе, протяженности заземлителей на подстанции и др. Это справедливо как для защиты от молниевых перенапряжений, так и для защиты от внутренних, в первую очередь, коммутационных перенапряжений.

При проектировании, эксплуатации, техническом перевооружении и реконструкции линий электропередачи и подстанционного оборудования актуальной проблемой является оценка надежности защиты от волн, набегающих с линий, так как на сегодняшний день при соблюдении действующих правил устройств электроустановок надежность защиты подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ) на порядок превосходит надежность защиты от грозовых волн, набегающих на подстанцию с линий электропередач.

В связи с качественными и количественными изменениями функций сетей высокого напряжения условий их работы и необходимостью учета специфики отраслей (например, добычи и транспорта нефти и газа и многих других), в их защите от перенапряжений необходима реализация новых возможностей и способов применения современных защитных аппаратов (нелинейных ограничителей перенапряжений – ОПН, и в определенной мере, вентильных разрядников – РВ).

Исследования волновых процессов распространения перенапряжений, проведенные с помощью анализаторов переходных процессов (АПП) помогли значительно развить представления о надежности защиты электроустановок сетей 110 кВ и выше от перенапряжений и обеспечения ЭМС [6-9]. Однако основные методические положения и допущения, принятые в этих исследованиях в структуре моделей и методах моделирования, не позволили ликвидировать расхождения расчетных оценок надежности защиты от перенапряжений в сетях высокого напряжения с данными опыта их эксплуатации.

В наибольшей мере это относится к обеспечению выполнения директивных документов по сопротивлению заземлений линий и подстанций, эксплуатации заземляющих устройств, длин защищенных тросовых подходов и др. Кроме того, становится объективной необходимостью усовершенствование схем тросовой защиты и размещения защитных аппаратов (РВ, ОПН).

На сегодняшний день ситуация такова, что существующие схемы и средства защиты от перенапряжений электрооборудования сетей высокого напряжения в основном разработаны более полувека тому назад. Они отражали состояние технической оснащенности грозозащитными средствами, а также структуру и роль сетей того времени. Необходима разработка и широкое внедрение таких схем защиты, мероприятий и средств, которые с точки зрения технико-экономической эффективности наилучшим образом обеспечивают выполнение современных требований обеспечения ЭМС и надежности энергоснабжения. Прежде всего, это реализация принципов глубокого ограничения перенапряжений за счет корректного применения ОПН, каскадных схем их установки, ограничение длин тросовых подходов, применение новых схем подвеса тросов на опорах или отказ от них. Последнее обстоятельство продиктовано участвовавшими авариями, вызванными обрывами тросов из-за интенсивной коррозии и роста токов короткого замыкания.

Стандартизация в области ЭМС. Вследствие повсеместного присутствия проблем ЭМС во всех областях электротехники и ее бесчисленных применений в других отраслях, в прошлом были изданы различные указания, касающиеся нормирования ЭМС. Это многообразие, наряду с общей сложностью тематики ЭМС, и современное стремление к европейской интеграции делают развитие законодательства по ЭМС особенно актуальным. Критериями ЭМС являются: с одной стороны, не превышение определенного граничного значения излучения, а с другой – допущение определенного значения помех (помехоустойчивость). Это достигается целенаправленным применением помехоподавляющих средств или мероприятий. Нормы ЭМС условно делятся на три класса, каждый из которых в свою очередь может быть разделен на два (табл. 1).

Нормирование средств подавления помех относится к взаимоотношениям между поставщиком и потребителем и не регулируется законодательными актами. Приведенная классификация на практике не может быть хорошо реализована вследствие специфических различий в граничных значениях для различных отраслей техники и окружающих условий, а также разных взглядов на развитие нормирования ЭМС. Поэтому в отдельных случаях практикуются иные подходы.

Над проблемой ЭМС долгое время не задумывались, пока не были зарегистрированы массовые сбои в банковских системах при воздействии помех. Это привело к появлению Директивы ЭМС №89/336/ЕЕС, которая обязала страны Европейского сообщества ввести единые стандарты по электромагнитной совместимости и разработать систему сертификации. В результате с 1996 года в Европе не допускается продажа технических средств без сертификации соответствия стандартам по электромагнитной совместимости.

Нормы ЭМС

1. Нормы излучения		2. Нормы помехоустойчивости		3. Нормы для средств подавления помех	
Предельные значения излучения	Методы и приборы для измерения излучения	Предельные значения помехи	Методы и приборы для испытаний и измерений	Свойства средств подавления помех	Методы и приборы для испытаний

На международном уровне стандартизацией всей электротехники в широких границах, а также стандартизацией ЭМС занимается Международная электротехническая комиссия (МЭК). Два технических комитета МЭК полностью заняты работами, относящимися к ЭМС: ТК77 «Электромагнитная совместимость оборудования, включая электрические сети» (табл.2), Международный специальный комитет по радиопомехам – СИСПР (табл.3). Кроме того, еще около сорока комитетов частично решают вопросы ЭМС при проведении работ в области своей ответственности. Организация взаимодействия по вопросам ЭМС между многими техническими национальными европейскими стандартами комитетами МЭК возлагается на Консультативный комитет по ЭМС, который должен предпринимать меры, исключая разработку конфликтных стандартов. Стандарты МЭК сами по себе не имеют юридического статуса. Если национальный комитет не согласен с указанными стандартами, он не обязан применять их. Но, как правило, большинство стандартов МЭК переводится в категорию национальных стандартов (например, в Великобритании в категорию национальных переведено 85 % стандартов МЭК).

Результатом работы МЭК являются: стандарты и публикации МЭК, публикации и рекомендации СИСПР. СЕНЕЛЕК (Европейский комитет по стандартизации в области электротехники) является ответственной европейской организацией в области стандартизации, которая уполномочена Европейской комиссией для проведения работ по подготовке европейских стандартов, обеспечивающих применение Директивы ЭМС. Внутри СЕНЕЛЕК вопросами ЭМС занимается Технический комитет 110, причем впервые этим комитетом также широко нормирована помехоустойчивость.

Структура ТК77

Наименование ТК (ПК)	Специализация по области деятельности
ТК 77 Электромагнитная совместимость	1. Терминология 2. Общие стандарты в области ЭМС 3. ЭМС и функциональная безопасность
ПК 77А Низкочастотные электромагнитные явления	4. Гармоники и другие низкочастотные помехи 5. Колебания напряжения и другие низкочастотные помехи 6. Электромагнитные воздействия, связанные с частотой сети 7. Методы измерения качества электрической энергии
ПК 77В Высокочастотные электромагнитные явления	8. Испытания на устойчивость к электростатическим разрядам 9. Устойчивость к излучаемым электромагнитным полям и наведенным ими кондуктивным помехам 10. Устойчивость к кондуктивным помехам, исключая наведенные излучаемыми электромагнитными полями
ПК 77С Устойчивость к электромагнитному импульсу высотного ядерного взрыва	11. Устройства защиты от ЭМИ ВЯВ

По содержанию стандарты подразделяются на три класса:

1. Генеральные стандарты, включающие в себя минимальные требования к излучению помех и к помехоустойчивости, связанные с типом окружающей среды, например жилой район, промышленный район, специальные условия ЭМС.

2. Базовые стандарты, включающие описание физических основ измерительных и испытательных методов для доказательства ЭМС, а также требуемые граничные значения параметров. Они имеют большое значение для изготовителей испытательных устройств ЭМС.

3. Рабочие стандарты содержат детальные указания по созданию испытательного и измерительного оборудования, по направленности испытаний для определенной группы изделий.

Кроме СЕНЕЛЕК, разработкой стандартов занимаются ЕТСИ (Европейский институт телекоммуникационных стандартов) и СЕН (Европейская организация по стандартизации). В каждой стране существуют национальные комитеты. В России это Государственный комитет по радиочастотам (ГКРЧ) и Региональные унитарные предприятия ГКРЧ, которые разрабатывают Государственные стандарты, нормы ГКРЧ, а также отраслевые стандарты (ОСТы) и руководящие технические материалы (РТМ) различных министерств и ведомств.

Таблица 3

Структура СИСПр

Подкомитет (ПК)	Наименование/область применения
СИСПр/А	Измерения радиопомех и статистические методы
СИСПр/В	Промышленные, научные и медицинские радиочастотные устройства
СИСПр/С	Воздушные линии электропередачи, высоковольтное оборудование и системы электрической тяги
СИСПр/Д	Автотранспортные средства и двигатели внутреннего сгорания
СИСПр/Е	Радиовещательные приемники
СИСПр/Ф	Бытовые электрические приборы, электрические инструменты, световое оборудование и аналогичные устройства
СИСПр/Г	Оборудование информационных технологий
СИСПр/Н	Нормы защиты для радиослужб

Начиная с 1992 г. новые европейские нормы, включенные в документы ЕЭС, стали обязательными. Существовавшие национальные нормы действовали в качестве альтернативных на переходный период до 31 мая 1995 года, однако без права присвоения знака СЕ. С 1 января 1996 года в рамках ЕЭС при свободном товарообороте должны удовлетворяться требования новых европейских норм или согласованных с ними национальных норм. От изготовителя требуется удостоверить, что требования по защите, установленные Директивой ЭМС, были выполнены.

В России до начала 2001 года обязательной сертификации по ЭМС подлежало электротехническое и электронное оборудование, включенное в соответствующий реестр. Теперь Россия приблизилась к Европе и ввела свою систему стандартов и сертификации. С введением новых стандартов практически вся электротехническая продукция попадает под обязательную сертификацию по ЭМС. Базовые стандарты на устойчивость к помехам

соответствуют МЭК 61000-4. Стандарты на допустимые уровни создания помех основываются на стандартах СИСПР. С 1 января 2001 года в России введено 26 новых стандартов в области ЭМС, из них 19 введены впервые. Основной задачей Российского технического комитета по стандартизации ТК 30 (табл.4) стало введение этих новых международных и региональных стандартов в области ЭМС в качестве национальных стандартов Российской Федерации и межгосударственных стандартов. Специалистами ТК 30 было подготовлено свыше 200 гармонизированных национальных и межгосударственных стандартов. Гармонизированными стандартами являются те, которые обеспечивают взаимозаменяемость продукции и/или взаимное понимание результатов её испытаний. К гармонизированным стандартам относят идентичные и модифицированные по отношению к международным стандартам.

Таблица 4

Структура ТК 30

Наименование ТК (ПК)	Специализация ТК по области деятельности
ТК 30 "Электромагнитная совместимость технических средств"	Подготовка основополагающих, общих стандартов ЭМС и стандартов для групп продукции
ПК 1 "Метрологическое обеспечение в области ЭМС технических средств"	Метрологические вопросы при подготовке стандартов в области ЭМС
ПК 2 "Средства и методы и методы испытаний, нормы радиопомех и статистические методы для защиты радиоприема от радиопомех, создаваемых ПНМ ВЧ устройствами, воздушными линиями электропередач, высоковольтным оборудованием и электротранспортом"	Стандартизация в области защиты радиоприема от радиопомех
ПК 3 "Электромагнитная совместимость электрического электронного оборудования автотранспортных средств, устройств с двигателями внутреннего сгорания, бытовых электроприборов, светового оборудования, оборудования информационных технологий, звуковых и телевизионных приемников, оборудования"	Стандартизация в области ЭМС электрического/электронного оборудования автотранспортных средств, устройств с двигателями внутреннего сгорания, бытовых электроприборов, светового оборудования и аналогичных устройств
ПК 4 "Устойчивость к электромагнитным помехам и эмиссия низкочастотных электромагнитных помех"	Стандартизация в области устойчивости к электромагнитным помехам и эмиссии низкочастотных электромагнитных помех (основополагающие и общие стандарты ЭМС)
ПК 5 "Электромагнитная совместимость и вопросы радиочастотного спектра"	Стандартизация в области ЭМС технических средств радиосвязи
ПК 6 "Качество электрической энергии"	Стандартизация в области качества электрической энергии (нормы качества, методы и средства измерений, оценка соответствия)
ПК 7 "Электромагнитная совместимость и функциональная безопасность технических средств"	Стандартизация в области ЭМС и функциональной безопасности

Комплект национальных стандартов широко применялся при установлении требований ЭМС к различным техническим средствам, а также при создании и аккредитации испытательных лабораторий ЭМС и органов по сертификации во многих системах обязательной сертификации («ГОСТ Р», «Электросвязь», «ОИТ» и др.). В 2003–2010 гг. данный комплекс национальных стандартов ЭМС был актуализирован и дополнен с учётом новых изданий международных и европейских стандартов ЭМС и затем использован при разработке и введении в действие технического регламента Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) (введён в действие с 15 февраля 2013 г.).

В настоящее время специалистами ТК 30 завершена работа по переоформлению более сорока национальных стандартов, входящих в этот комплекс, в межгосударственные стандарты с их одновременной актуализацией. Эта работа выполнена в связи с развитием технического регулирования в Таможенном союзе и формированием Евразийского Экономического союза.

Технический регламент по ЭМС Таможенного союза подвёл законодательную базу под проблему ЭМС в РФ, таким образом, проблемы ЭМС требуют все большего внимания.

Выводы

1. Для выполнения современных требований обеспечения ЭМС и надежности энергоснабжения в сетях высокого напряжения при воздействии кратковременных импульсных молниевых и внутренних перенапряжений необходима разработка и широкое внедрение схем защиты, основанных прежде всего, на принципах глубокого ограничения перенапряжений за счет корректного применения ОПН.

2. На сегодняшний день нормирование и стандартизация параметров оборудования и систем в процессе проектирования и конструирования являются необходимыми требованиями при решении проблемы ЭМС электроэнергетики. Эти требования, с одной стороны, должны обеспечить совместимость разнородного электрооборудования, а с другой – должны быть практически достижимыми.

Литература

1. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К. и др. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике./ Под ред. А.Ф. Дьякова.-М.: Энергоатомиздат, 2003.- 768 с., ил.
2. Жгун Д.В. Электромагнитная совместимость высоковольтной техники.: Учеб. пособие. – Томск, Изд-во ТПУ, 2008. – 150 с.
3. Титков В.В. Электромагнитная совместимость электроэнергетики техносферы и биосферы.: учеб. Пособие/ В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 20015. - 254 с.
4. Тиходеев Н.Н., Шур С.С. Изоляция электрических сетей (методика выбора, статистической координации и приведения к норме). – Л.: Энергия (ЛЮ), 1979.
5. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике. – М.: Энергоатомиздат. – 1995. – 304 с.
6. Костенко М.В., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Электроэнергетика. Электромагнитная совместимость. Часть 1: учебное пособие. – Л.: СПбГТУ, 1997. – 102 с.

7. Бобров В.П., Гольдштейн В.Г., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и защита от них в сетях 110-750 кВ/ Энергоатомиздат-Москва, 2005. - с. 261.
8. ГОСТ 13109-97. Международный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». -Минск, 1997.
9. ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний». Взамен ГОСТ 30376-95/ГОСТ Р 50627-93.
10. ГОСТ Р 50397-92. Совместимость технических средств электромагнитная.

Сведения об авторах

Еремич Яна Эдвардовна,

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
эл.почта: yana.eremich@gmail.com

Пашичева Светлана Александровна,

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
эл.почта: pashicheva.sv@gmail.com

Халилов Фирудин Халилович,

Доктор технических наук, профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Заслуженный деятель науки и техники, действительный член Академии электротехнических наук.
эл.почта: firudin-khalilov@yandex.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@jen.kolasc.net.ru

УДК 621.311

О. В. Залесова

РАСЧЕТ ОПАСНЫХ ВЛИЯНИЙ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА СМЕЖНЫЕ ЛИНИИ СЦБ

Аннотация

Статья посвящена теоретическому исследованию электромагнитного влияния тяговой сети железной дороги переменного тока на смежные линии сигнализации, централизации и автоблокировки (СЦБ). Выполнены расчеты наведенного напряжения на проводах ВЛ-10 кВ СЦБ для двух режимов работы тяговой сети: режима короткого замыкания и вынужденного режима.

Ключевые слова:

электрифицированная железная дорога переменного тока, тяговый ток, наведенное напряжение.

O. V. Zalesova

CALCULATION OF DANGEROUS INFLUENCES OF AC ELECTRIC TRACTION NETWORK ON THE LINES OF SIGNALS AND INTERLOCKING

Abstract

The article is devoted to theoretical research of electromagnetic influence of AC railway on closely-spaced the overhead lines of signals and interlocking. Calculations of the induced voltage on the wires of lines 10 kV are carried out for two operations: short-circuit conditions and forced state.

Keywords:

AC electric railway, traction currents, induced voltage.

Участки железных дорог, электрифицированных на переменном токе, представляют собой систему кабельных и воздушных линий, расположенных в непосредственной близости друг от друга. На показатели качества электроэнергии, которые регламентируются ГОСТ 32144-2013, непосредственным образом влияет значительное электромагнитное воздействие тяговой сети переменного тока [1, 2]. Анализ работы участков железных дорог, электрифицированных по системе переменного тока, показывает, что наведенное напряжение на смежных линиях может приводить к тяжёлым травмам оперативного персонала, в том числе к смертельным случаям, выходу из строя электрооборудования.

Электромагнитное воздействие тяговой сети принято рассматривать как две составляющие: электрическую, обусловленную наличием электрического поля в пространстве, окружающем контактную сеть напряжением 27.5 кВ, и магнитную, которая в свою очередь определяется наличием магнитного поля, связанного с протеканием переменного тока в тяговой сети.

Целью настоящей работы являлось расчетное исследование электромагнитного влияния контактной сети переменного тока участка Октябрьской железной дороги (между станциями Белое море и Княжая) на линии сигнализации, централизации и автоблокировки (СЦБ) напряжением 10 кВ для двух режимов работы тяговой сети: режима короткого замыкания и вынужденного режима.

В связи с этим решались следующие задачи: построение схемы параллельного сближения линии ВЛ-10 кВ с тяговой сетью исследуемого участка железной дороги; расчетное определение значений токов короткого замыкания на межподстанционной зоне и наведенного напряжения на ВЛ-10 кВ с помощью программы АТР-ЕМТР, предназначенной для цифрового моделирования переходных явлений электромагнитного характера [3].

При построении схемы сближения и расчетной модели учитывались следующие данные исследуемых объектов: длина межподстанционной зоны Княжая – Белое море составляет 37 км; линии СЦБ ВЛ-10 кВ проходят по опорам контактной сети; марка проводов контактной сети – М-120 + 2МФ-100, линии – АС-35; высота подвеса контактного провода – 6 м, несущего троса – 7 м, провода ВЛ-10 кВ – 9.5 м; ширина сближения между проводом и ближайшим проводом контактной сети 5.25 м. На тяговых подстанциях ст. Княжая (т. ПС-1) и ст. Белое море (т. ПС-2) установлены по два тяговых трехфазных трансформатора типа ТДТНЖ - 40 МВА/110 кВ, один из которых резервный. Влияющий участок железной дороги является двухпутным.

На рисунке 1 представлена схема параллельного сближения двух линий СЦБ напряжением 10 кВ и контактной сети участка железной дороги Княжая – Белое море. Линии ВЛ-1 ($l = 16$ км) и ВЛ-2 ($l = 21$ км) расположены от тяговых подстанций ПС-1 и ПС-2 соответственно и сходятся в опорном пункте Жемчужная. При построении схемы учитывались транспозиции на линиях, таким образом межподстанционная зона первоначально была разбита на одиннадцать участков.

Режим короткого замыкания. Аварийный режим, при котором контактная сеть замыкается на землю (рельсы) называется режимом короткого замыкания. В этом случае влияющий ток короткого замыкания $I_{кз}$ можно определить по известной формуле, А[4]:

$$I_{кз} = \frac{U_H \cdot 10^3}{\sqrt{\left(2U_H^2 \cdot \left(\frac{1}{S_{кз}} + \frac{U_R \%}{100S_H}\right) \cdot 10^3 + x_{кс} \cdot L_{кз}\right)^2 + (r_{кс} \cdot L_{кз})^2}},$$

где U_H – номинальное напряжение на шинах тяговой подстанции, кВ; $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на стороне первичного напряжения тяговой подстанции, кВА; S_H – номинальная мощность тяговой подстанции, кВА; U_k – напряжение короткого замыкания тягового трансформатора, %; $r_{кс}$ – активное сопротивление 1 км тяговой сети, Ом/км; $x_{кс}$ – реактивное сопротивление 1 км тяговой сети, Ом/км; $L_{кз}$ – расстояние от подстанции до места короткого замыкания, км.

В настоящей работе определение токов короткого замыкания осуществлялось с помощью расчетной модели, построенной в программе АТР-ЕМТР (рис. 2). Межподстанционная зона Княжая – Белое море для модели была разбита на двенадцать участков (для удобства расчета участок №8 по схеме сближения представлен в виде двух участков, по 3 км каждый), по концам и между которыми поочередно выполнялся режим короткого замыкания (на рельсы) в контактной сети.

Результаты расчетных исследований представлены на рисунке 3 в виде гистограммы, отображающей величины токов в контактной сети в зависимости от места, где произошло короткое замыкание.

Так как токи короткого замыкания достигают наибольших значений по краям зоны питания, то расчеты величин опасных напряжений проводились при коротких замыканиях в районах тяговых подстанций т. ПС-1 и т. ПС-2, а также при минимальном значении тока $I_{кз}$, характерного для середины зоны питания. Результаты расчетов наведенного напряжения на линиях ВЛ-10 кВ СЦБ представлены в виде графиков на рисунках 4 и 5.

Анализ результатов расчетов показал, что при данном режиме тяговой сети наведенное напряжение достигает наибольших значений на отключенной линии ВЛ-1 (на десятом километре от начала линии), когда место короткого замыкания находится в начале зоны питания (т. ПС-1), на ВЛ-2 (на тринадцатом километре от начала линии), наоборот, когда место короткого замыкания находится в конце зоны питания (т. ПС-2). Такое распределение наведенного напряжения на линиях связано с их расположением относительно влияющего участка железной дороги.

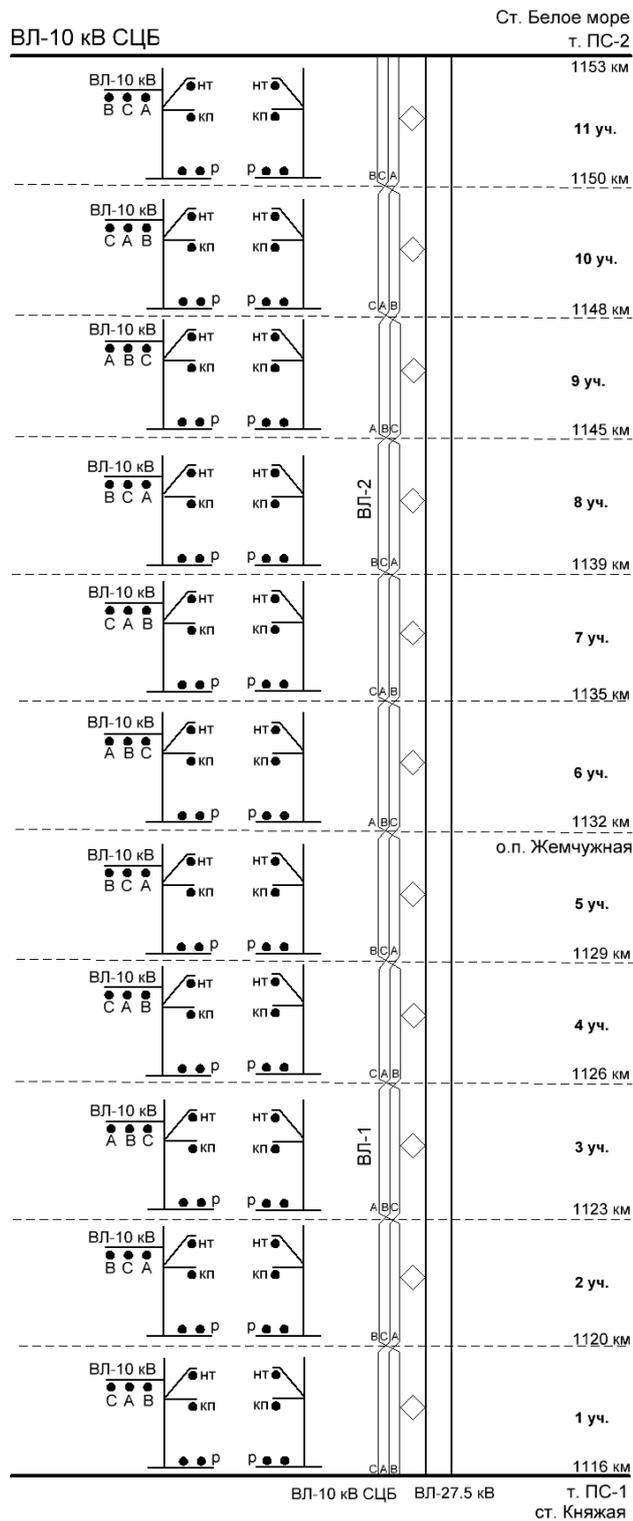


Рис.1. Схема параллельного сближения линий СЦБ ВЛ-10 кВ и контактной сети участка железной дороги Княжая – Белое море

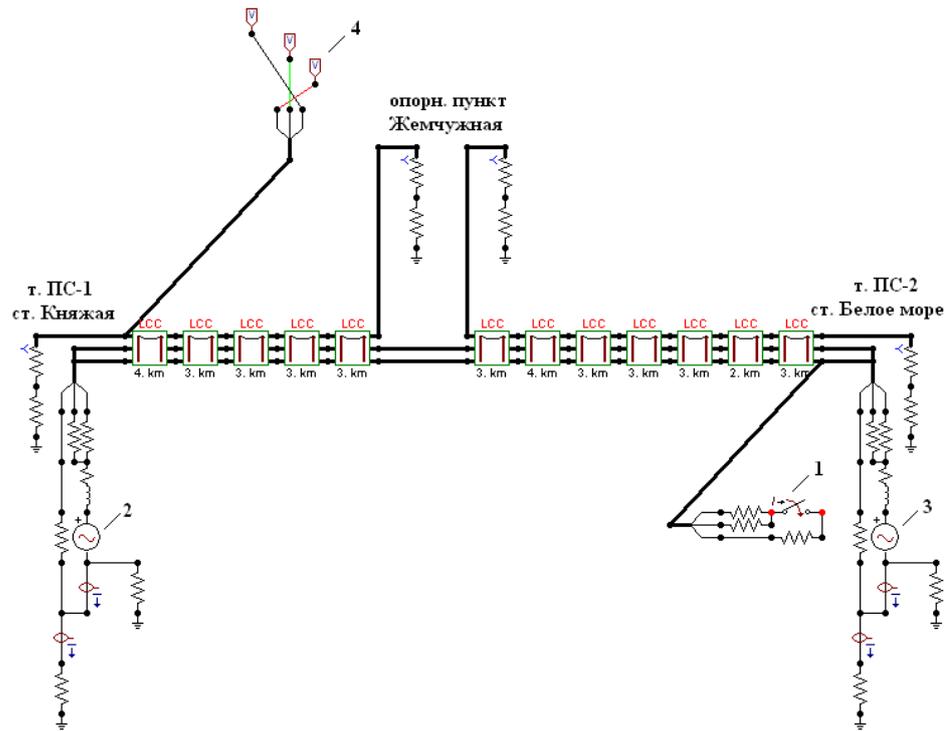


Рис.2. Расчетная модель схемы сближения ВЛ-10 кВ СЦБ и влияющего участка железной дороги

Княжая – Белое море для режима короткого замыкания контактной земли на рельсы:

- 1 – ключ замыкания; 2 и 3 – источники питания на т. ПС-1 и т. ПС-2 соответственно;
- 4 – устройство измерения напряжения на проводах линий ВЛ-10 кВ

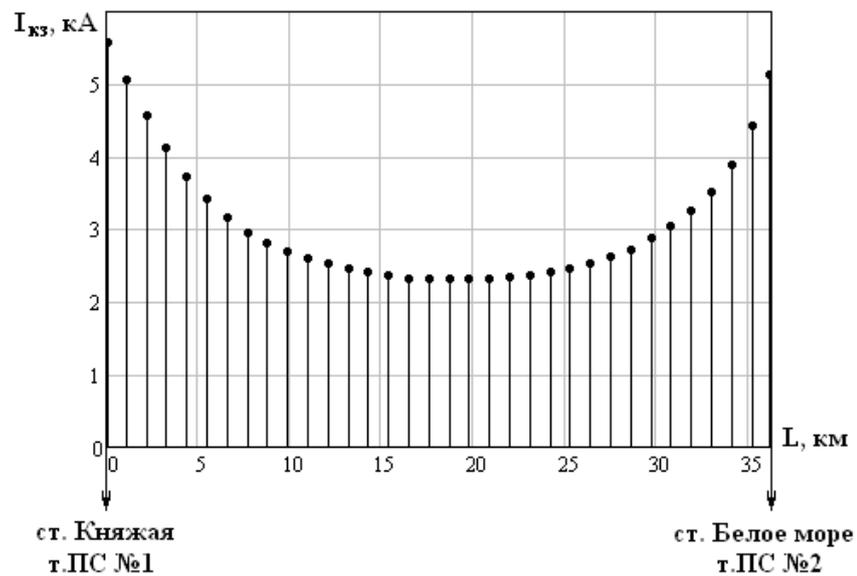


Рис.3. Величины токов короткого замыкания на межподстанционной зоне Княжая – Белое море

При минимальном токе короткого замыкания в тяговой сети $I_{кз} = 2.3$ кА уровень наведенного напряжения на проводах обеих линий СЦБ также принимает значительные величины. Максимальное значение наведенного напряжения в этом случае на ВЛ-1 достигает $U_{ВЛ-1} = 3.8$ кВ (на десятом километре от начала линии), на ВЛ-2 – $U_{ВЛ-2} = 7.6$ кВ (на шестнадцатом километре от начала линии).

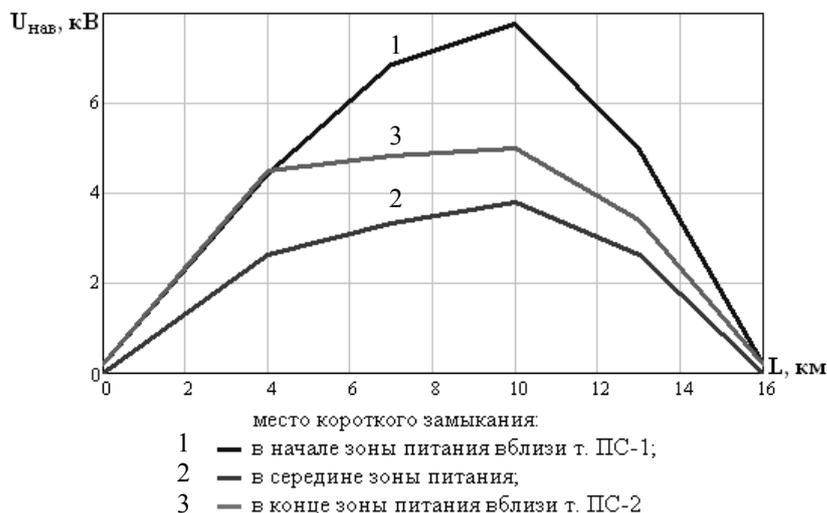


Рис 4. Распределение наведенного напряжения на ВЛ-1

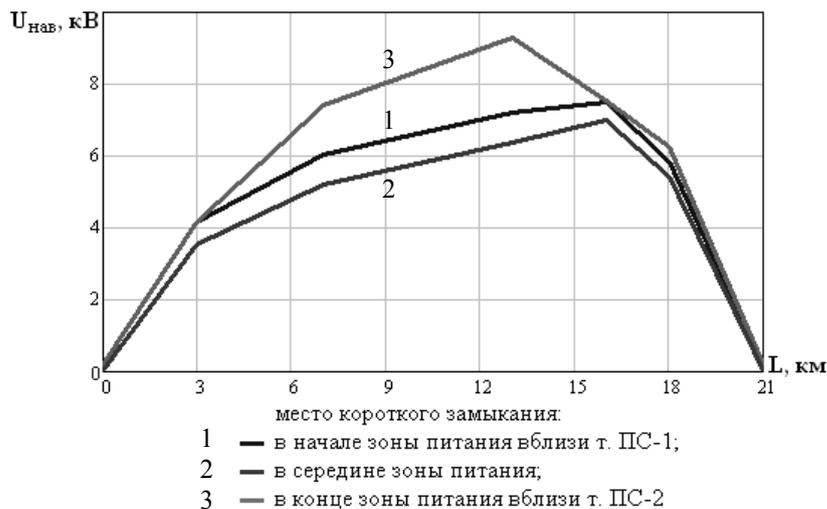


Рис 5. Распределение наведенного напряжения на ВЛ-2

Вынужденный режим, при котором одна из тяговых подстанций временно отключается и ее нагрузку принимает одна или две смежные с ней подстанции. Это приводит к изменению принятой схемы питания тяговой сети на рассматриваемом участке железной дороги.

В настоящей работе рассматривались два варианта, когда тяговые подстанции ПС-1 и ПС-2 попеременно отключаются и токи в контактной сети участка железной дороги Княжая – Белое море протекают в одном направлении по всей длине межподстанционной зоны. Для каждого случая были построены расчетные модели в программе АТР-ЕМТР, одна из них представлена на рис.6 (работает только т. ПС-1). Для расположения электроподвижного состава строго напротив середины ВЛ-1 участок №3 на схеме сближения был разбит на два участка.

Расчеты наведенного напряжения на линиях СЦБ проводились при среднестатистической нагрузке в контактной сети двухпутного участка $I_{кс} = 1000$ А. Удельное сопротивление грунта было принято равным $\rho = 1000$ Ом·м (для района Мурманской области характерны грунты с низкой проводимостью), сопротивление заземления ВЛ в месте ремонта (заземляются все три фазы) – 30 Ом.

Теоретическое исследование наведенного напряжения на каждой представленной линии СЦБ проводилось для трех случаев расположения нагрузки в контактной сети:

- начало участка сближения ВЛ с железной дорогой;
- середина участка сближения ВЛ с участком железной дороги;
- конец участка сближения ВЛ с железной дорогой.

Так же как и при моделировании режима короткого замыкания, в данном исследовании линии СЦБ были отключены и заземлены по концам.

На рис.7 и 8 представлены результаты расчетов наведенного напряжения на линиях ВЛ-1 и ВЛ-2 для двух вариантов вынужденного режима тяговой сети участка железной дороги Княжая - Белое море.

Анализ результатов расчетов показал, что наибольшие значения наведенного напряжения на ВЛ-1 и ВЛ-2 наблюдается, когда нагрузка находится в середине участка сближения ремонтируемой линии (для которой проводился расчет) и влияющего участка железной дороги (далее участок сближения). Для линии ВЛ-1 максимальное значение наведенного напряжения составило $U_{м. ПС-1} = 480$ В, когда работает только т. ПС-1 и $U_{м. ПС-2} = 517$ В в случае, когда нагружена т. ПС-2. Аналогично для ВЛ-2: $U_{м. ПС-1} = 645$ В и $U_{м. ПС-2} = 669$ В.

Величина наведенного напряжения не превышающего допустимый уровень – 25 В на проводах ремонтируемых линий наблюдается в месте ремонта – середине линии, когда нагрузка находится в конце участка сближения при питающей т. ПС-1 и также, когда нагрузка находится в начале участка сближения при питающей т. ПС-2.

В остальных случаях (на диаграммах они не представлены), когда питание осуществляется с т. ПС-1 и нагрузка находится в начале участка сближения, а также напротив – когда питание поступает от т. ПС-2 и нагрузка находится в конце участка сближения, уровень наведенного напряжения на обеих линиях СЦБ (на протяжении всей их длины) не превышает нескольких единиц вольт.

В каждом рассмотренном случае распределение наведенного напряжения связано с расположением линии относительно участка железной дороги и соответствующим распределением тока в контактной сети.

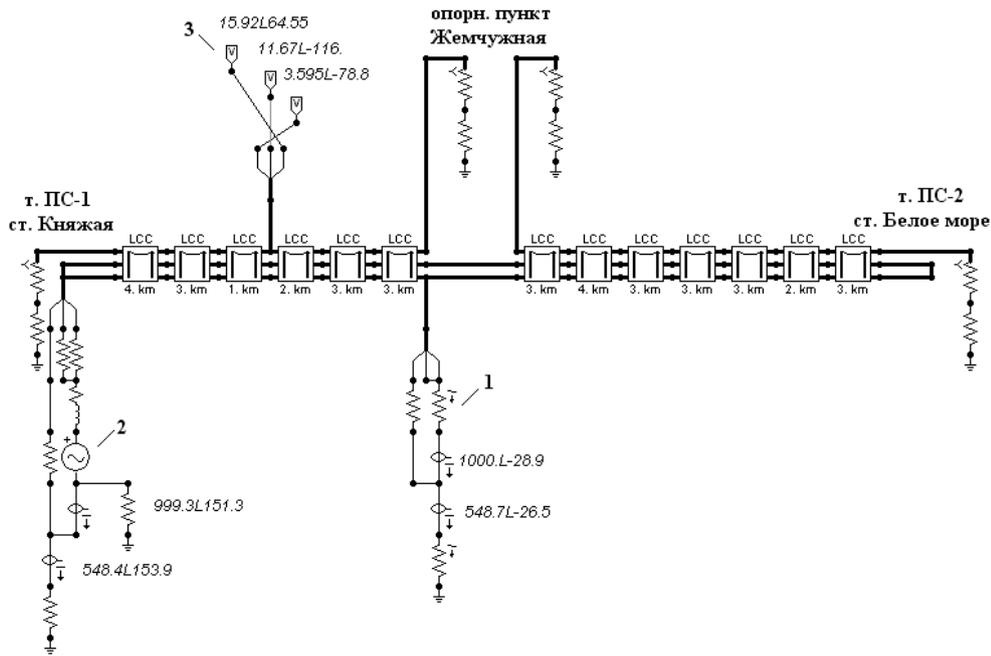


Рис.6. Расчетная модель схемы сближения ВЛ-10 кВ СЦБ и влияющего участка железной дороги Княжая – Белое море для вынужденного режима:
 1 – электроподвижной состав; 2 – источник питания на т. ПС-1; 3 – устройство измерения напряжения на проводах линий ВЛ-10 кВ

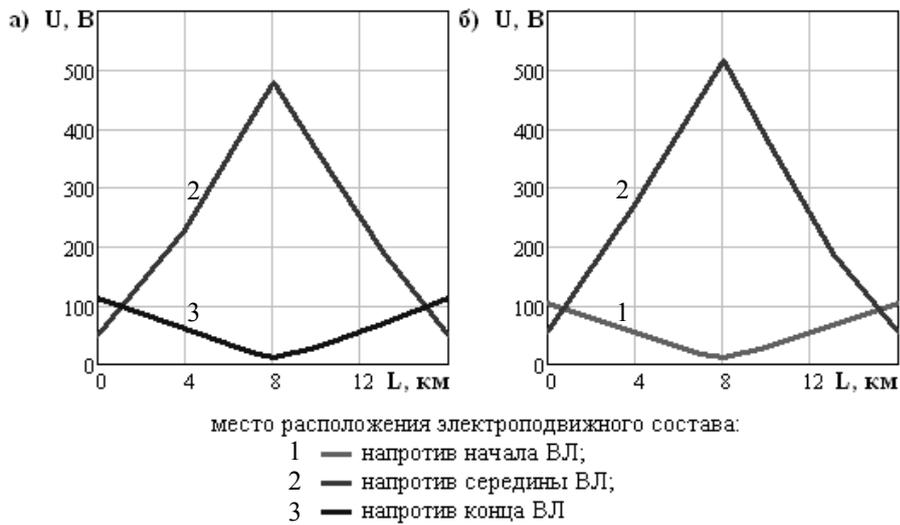


Рис.7. Диаграмма наведенного напряжения на линии ВЛ-1 СЦБ при вынужденном режиме работы тяговой сети. Питание межподстанционной зоны осуществляется от а) т. ПС-1 и б) т. ПС-2

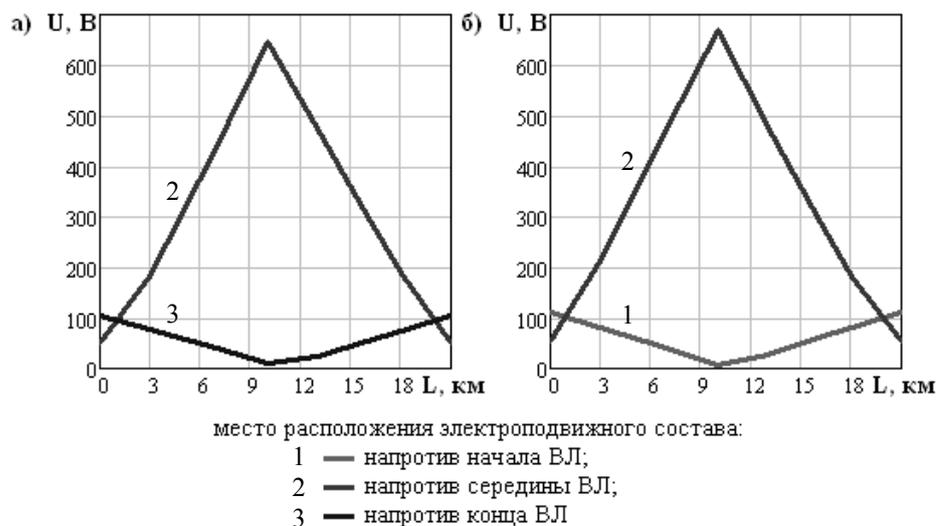


Рис.8. Диаграмма наведенного напряжения на линии ВЛ-2 СЦБ при вынужденном режиме работы тяговой сети. Питание межподстанционной зоны осуществляется от а) т. ПС-1 и б) т. ПС-2

Выводы

Расчеты наведенного напряжения на проводах ВЛ-10 кВ СЦБ, вызванного электромагнитным влиянием железной дороги переменного тока Княжая – Белое море, показали, что во время работы тяговой сети в режиме короткого замыкания (независимо от того, где именно на межподстанционной зоне оно возникло) наведенное напряжение на проводах линий достигает опасных величин, которые могут привести к тяжёлым травмам оперативного персонала, в том числе к смертельным случаям, выходу из строя электрооборудования.

При вынужденном режиме работы тяговой сети распределение наведенного напряжения на ВЛ напрямую зависит от расположения нагрузки на межподстанционной зоне относительно питающей тяговой подстанции. Когда электроподвижный состав находится вблизи питающей т. ПС, величина наведенного напряжения на всем протяжении отключенных и заземленных в месте ремонта и по концам линий СЦБ составляет единицы вольт. В остальных случаях наведенное напряжение также как и в режиме короткого замыкания тяговой сети может значительно (в десятки раз) превышать безопасное значение – 25 В.

При рассмотрении вопросов о способах защиты от наведенного напряжения, во избежание несчастных случаев, работы на линиях СЦБ напряжением 10 кВ должны выполняться с применением основных и дополнительных средств защиты с соблюдением техники безопасности.

Литература

1. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В., Карпов А.С. Анализ результатов мониторинговых регистраций качества электроэнергии // Вестник МГТУ, 2014, том 17, №1. – С.67-76.
2. Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанциях // Вестник МГТУ (Труды Мурманского государственного технического университета), 2009, том 12, №1. С. – 58-64.

3. Селиванов В.Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ, том 12, №1, 2009 г. – С. 107-112.
4. Бессонов В.А. Электромагнитная совместимость: Учебное пособие. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2000. – 80 с.

Сведения об авторе

Залесова Ольга Валерьевна,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл.почта: Drozdova_nord@mail.ru

УДК 621.316.91

Я. Э. Еремич, С. А. Пашичева, Ф. Х. Халилов, Б. В. Ефимов

ГРАДИЕНТНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Аннотация

В работе изучаются причины возникновения больших градиентных перенапряжений в обмотках трансформаторов и силовых электрических машин, рассматриваются происходящие при этом физические процессы, составлены рекомендации по борьбе с такими перенапряжениями.

Ключевые слова:

градиентные перенапряжения, пробой изоляции, волна перенапряжений, переходные процессы.

Y. E. Eremich, S. A. Pashicheva, F. Kh. Khalilov, B. V. Efimov

GRADIENT OVERVOLTAGES IN WINDINGS OF TRANSFORMERS AND ELECTRICAL MACHINES

Abstract

The paper studies the causes of the occurrence of large gradient overvoltages in the windings of transformers and power electric machines, examines the physical processes that accompany it, makes recommendations for prevent and eliminate this overvoltages.

Keywords:

gradient overvoltages, insulation breakdown, overvoltage surge, transients.

Введение. Волны грозового происхождения, набегающие по линиям электропередач на подстанции, а также перенапряжения при коммутации вакуумных выключателей приводят к возникновению импульсных перенапряжений в трансформаторах и электрических машинах, воздействующих как на главную изоляцию такого оборудования (изоляция фазы относительно корпуса и других фаз), так и на продольную (межвитковая, межслоевая, межкатушечная).

Перекрытие изоляции на подстанции, как правило, означает короткое замыкание (КЗ) в непосредственной близости от сборных шин, которое может привести к системным авариям. При перекрытии внешней изоляции происходит практически мгновенный спад напряжения до нуля, являющийся причиной больших градиентных перенапряжений в обмотках трансформаторов, и как следствие повреждения их продольной изоляции. Градиентные напряжения определяются мгновенной разностью потенциалов соседних катушек и имеют длительность в несколько микросекунд или даже долей микросекунды. Следует учитывать опасность таких перенапряжений, т.к. пробой внутренней изоляции в отличие от перекрытия внешней в большинстве случаев необратимый процесс, приводящий к выходу из строя оборудования.

Анализ поврежденных трансформаторов в [1,2] показывает, что имеют место повреждения обмотки высокого напряжения (ВН) при наличии устройств защиты от перенапряжений на стороне ВН, выполненных с учетом требований ПУЭ и РД. В таких случаях оказывалось, что причина повреждений – переход импульсных волн, набегающих со стороны обмотки низкого напряжения (НН) в обмотку ВН.

Градиентные перенапряжения в электрических машинах возникают из-за переходных процессов внутри обмотки, что приводит к «недогрузке» витков вдали от ввода и «перегрузке» витков ближе к вводу машины.

Данные проблемы требуют подробного рассмотрения причин возникновения градиентных перенапряжений и разработки надежных средств и способов защиты трансформаторов 6-10/0,4кВ и электрических машин.

Анализ градиентных перенапряжений. Как отмечалось выше, повреждение трансформаторов и электрических машин происходят как из-за перенапряжений на главной, так и на продольной изоляции.

Составим эквивалентную схему в грозовом режиме и падении на обмотку крутых волн коммутационных перенапряжений.

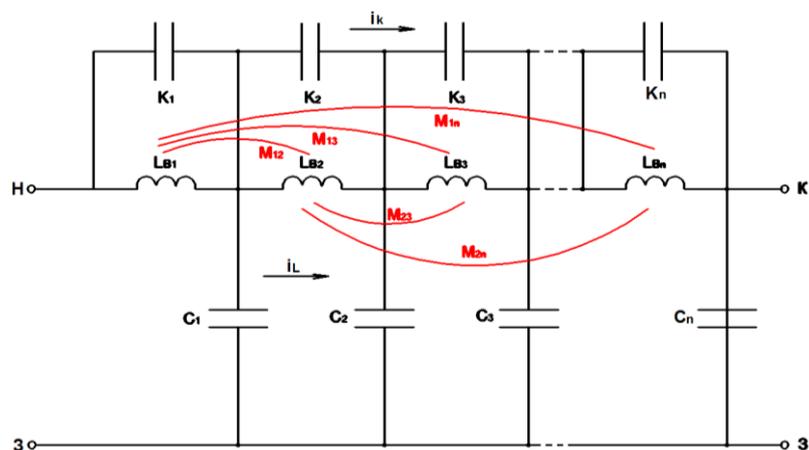


Рис.1. Эквивалентная схема обмотки трансформатора без учета активных потерь. ($C_1, C_2 \dots C_n$ – емкости витков относительно земли (бака, магнитопровода и обмотки НН); $K_1, K_2 \dots K_n$ – емкости между витками; $L_{B1}, L_{B2} \dots L_{Bn}$ – собственные индуктивности витков; $M_{12}, M_{13} \dots$ – взаимные индуктивности между витками)

Емкости C_i всех витков приблизительно одинаковы, и она легко определяется, если известна емкость всей обмотки относительно земли $C_{об}$. Если принять длину обмотки за l , то удельная емкость $C' = C_{об}/l$, а емкость элемента dx эквивалентной схемы - $C'dx$.

Емкости K также примем приблизительно равными. Тогда емкость элемента dx равна емкости между витками (с расстоянием между витками равными единице длины) K'/dx .

Таким же образом определяются собственные и взаимные индуктивности. Напряжение на k -ом витке равно:

$$\Delta U_k \cong \left(L_{вк} \frac{di_k}{dt} + \sum_{i=1}^n M_{ki} \frac{di_i}{dt} \right), \quad (1)$$

где $L_{вк}$ - собственная индуктивность k -го витка; M_{ki} - коэффициент взаимной индукции между k -ым и i -ым витками; i_k - ток в k -ом витке; i_i - ток в i -ом витке.

Для реальных трансформаторов первое слагаемое правой части значительно меньше второй и уравнение (1) с определенной долей погрешности можно записать как:

$$-\frac{\partial U}{\partial x} = \int_0^l M'(x, y) \frac{\partial i_i}{\partial t} dy, \quad (2)$$

т.е. роль параметра на единицу длины играет функция взаимной индукции $M'(x, y)$ между участками обмотки единичной длины с координатой x и элементом обмотки dy , имеющим координату y .

Ток, создаваемый падением напряжения на единицу длины:

$$i_k = -K' \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right) = -K' \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t}. \quad (3)$$

Изменение суммарного тока $i_l + i_k$ на единицу длины равно току, ответвляющемуся на землю под действием напряжения U относительно земли:

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = -\frac{\partial}{\partial x} (i_l + i_k) = C' \frac{\partial u}{\partial t}; \quad (4)$$

Формулы (2)-(4) полностью описывают переходные процессы в обмотке трансформаторов, но содержат три неизвестных: U, i_l, i_k . Чтобы решить систему уравнений (2)-(4) необходимо определить функцию $M'(x, y)$, что является сложной задачей. По этой причине в ряде случаев переходные процессы рассматривают упрощенно: определяют начальное распределение, установившееся распределение напряжения вдоль обмотки и огibaющую кривую максимальных перенапряжений. Эти распределения зависят от частоты напряжения.

Волны перенапряжений, воздействующих на вводы трансформаторов и машин, имеют апериодическую форму с длиной фронта порядка доли микросекунд или нескольких мкс, длиной полуспада порядка десятков мкс. У такой волны на фронте сотни кГц (иногда МГц), на полуспаде - единицы Гц, а значит, начальное распределение - по емкостям схемы на рис. 1, а установившееся - по индуктивностям.

Начальное распределение происходит по емкостям, если падает крутая волна, $\omega L \rightarrow \infty$, а ток $i_i \rightarrow 0$. Тогда в системе уравнений (2)-(4) остаются уравнения (3) и (4). Продифференцируем (3) по x и приравняем левые части (3) и (4):

$$K' \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t} = K' \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \right) = -C' \frac{\partial u}{\partial t}, \text{ или } \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - \frac{C'}{K'} U = 0. \quad (5)$$

Решение уравнения имеет вид: $U = Ae^{\alpha x} + Bel^{-\alpha x}$, где $\alpha = \sqrt{\frac{C'}{K'}}$. (6)

A, B – постоянные интегрирования и определяются из граничных условий: в начале обмотки $x=0, u = u_0$; в конце обмотки $x=l$ и $u=0$, если нейтраль заземлена наглухо или $i=0$ (т.е. $du/dx=0$), если нейтраль изолирована.

При таких граничных условиях уравнение (6) примет вид:

$$U_{\text{нач}}(x) = U_0 \frac{sh \alpha(l-x)}{sh \alpha l} \text{ для заземленной нейтрали;}$$

$$U_{\text{нач}}(x) = U_0 \frac{ch \alpha(l-x)}{ch \alpha l} \text{ для изолированной нейтрали.}$$

У современных трансформаторов обычно $\alpha l > 5$ и $sh \alpha l \approx ch \alpha l \approx e^{\alpha l}/2$. Кроме того, при $\frac{x}{l} < 0.8$ $ch \alpha(l-x) \approx sh \alpha(l-x) = e^{\alpha(l-x)}/2$

Отсюда следует вывод, что для значительной части обмотки ($\frac{x}{l} < 0.8$) начальные напряжения для изолированной и заземленной нейтрали определяются по одной приближенной формуле:

$$U_{\text{нач}}(x) \approx U_0 \cdot e^{-\alpha x} = U_0 \cdot e^{-\alpha l \frac{x}{l}}.$$

Иными словами, при возникновении крутых волн перенапряжений в обмотках трансформаторов или машин, значительная часть напряжения прикладывается к начальной части обмотки, и возникают градиентные перенапряжения (или градиент) на продольной изоляции.

Максимальный продольный градиент $\left(\frac{du}{dx}\right)_{x=0} = \left(\frac{du}{dx}\right)_{\text{max}} \approx U_0 \alpha = \frac{U_0}{l} \alpha l$. Такой градиент в αl раз больше градиента при равномерном распределении напряжения по обмоткам. Так, если $\alpha l = 5$, а $U_0 = 4U_\phi$, то $\left(\frac{du}{dx}\right)_{\text{max}} = 5 \cdot 4 = 20$.

Установившееся распределение напряжения вдоль обмотки зависит от режима заземления нейтрали: при заземленной – $U_{\text{уст}}$ определяется по рисунку 2 (наклонная прямая), а при изолированной – вся обмотка принимает одинаковый потенциал относительно земли и $U_{\text{уст}}$ – горизонтальная прямая.

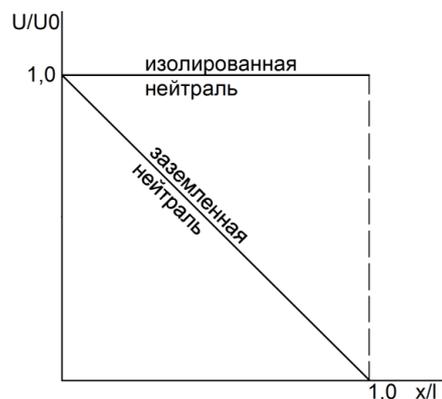


Рис.2. Распределение напряжения вдоль обмотки в установившемся режиме

Переход от начального напряжения к установившемуся сопровождается сложным процессом собственных колебаний обмотки:

$$U(x, t) = U_{уст}(x) - \sum_{m=1}^{m=\infty} U_m(x) \cos \omega_m t.$$

При $t=0$

$$\sum_{m=1}^{m=\infty} U_m(x) = U_{уст}(x) - U_{нач}(x).$$

Или другими словами амплитуда всех гармоник равна разности напряжений в установившемся и начальном режимах.

Максимальное напряжение в каждой точке определяется по формуле:

$$U_{max}(x) \approx U_{уст}(x) + \sum_{m=1}^{m=\infty} U_m(x).$$

В формуле стоит знак приблизительно, т.к. не учитывается затухание, которое наиболее выражено у гармоник высших порядков, и т.к. отдельные гармоники достигают максимальных значений в различные моменты времени. Таким образом, получается верхняя огибающая U_{max} на рис.3.

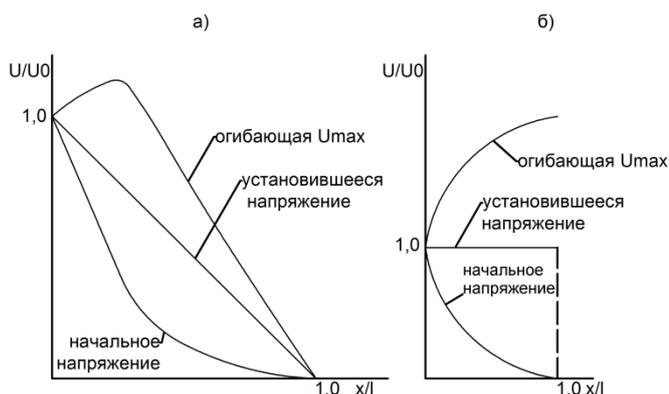


Рис.3. Огибающие максимальных напряжений при заземленной нейтрали (а) и при изолированной (б)

При изолированной нейтрали U_{max} наблюдается в конце обмотки и достигает $(1,5-1,8) U_{нач}$, при заземленной – вблизи начала обмотки и составляет $(1,2-1,3) U_{нач}$.

Выводы

При приходе на трансформатор или электрическую машину грозových волн и крутых волн коммутационных перенапряжений как на главную, так и на продольную изоляцию могут воздействовать перенапряжения, существенно превышающие амплитуду исходной волны. Для эффективной защиты трансформаторов и электрических машин следует:

1. Разработать меры по уменьшению числа таких перенапряжений (или длительности дугового замыкания) путем отслеживания их в реальном времени.
2. Проводить мероприятия по профилактике изоляции.
3. Применять малоиндуктивные конденсаторы или RC-цепочки.
4. Трансформаторы высоких классов напряжений должны быть снабжены емкостными кольцами для равномерного распределения напряжения по продольной изоляции.

Литература

1. Техника высоких напряжений/ под. Ред. М.В. Костенко – Москва, Изд-во: Высшая школа, 1973г.
2. Техника высоких напряжений: теоретические и практические основы применения / под. Ред. Б.П. Ларионова – Москва, Изд-во: Энергоатомиздат, 1989 г.
3. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики) / Г.А. Евдокунин, Г. Тилер - Санкт-Петербург, Изд-во: Сизова М.П., 2002 г.
4. Внутренние перенапряжения в сетях 6 – 35 кВ/ И.М. Захаркин, В.Н. Мешков, Ф.Х. Халилов – Ленинград, Изд-во: Наука, 1986 г.
5. Коммутационные перенапряжения в сетях 6 – 10 кВ/ Ф.Х. Халилов, Промышленная энергетика, 1985 г., №11.
6. Перенапряжения в сетях различного назначения и защита от них / К.Н. Кодомская, Ю.А. Лавров, А.А. Рейхардт – Новосибирск, Изд-во: НГТУ, 2004 г.
7. Перенапряжения в сетях 6 – 35 кВ/ Ф.А. Гиндулин, В.Г. Гольдштейн, А.А. Дульзон, Ф.Х. Халилов – М., Изд-во: Энергоатаомиздат, 2009 г.
8. Защита сетей 6 – 35 кВ от перенапряжений/ под. Ред. Ф.Х. Халилова, Г.А. Евдокунина, А.И. Таджикибаева – Санкт-Петербург, Изд-во: ПЭИПК Минатомэнерго РФ, 1997 г.

Сведения об авторах

Еремич Яна Эдвардовна,

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
эл.почта: yana.eremich@gmail.com

Пашичева Светлана Александровна,

Аспирант кафедры Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
эл.почта: rashicheva.sv@gmail.com

Халилов Фирудин Халилович,

Доктор технических наук, профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Заслуженный деятель науки и техники, действительный член Академии электротехнических наук.
эл.почта: firudin-khalilov@yandex.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

УДК 553.9; 621.3; 622.2; 62-9

А. С. Потокин, Хи М., Д. В. Ильин, **А. Ф. Усов**

СПОСОБЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГЕНЕРИРОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИМПУЛЬСОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Аннотация

На экспериментальном лабораторном оборудовании импульсного трансформирования напряжения показана возможность улучшения энергетических и эксплуатационных характеристик электротехнических средств электроимпульсного способа разрушения материалов. Обоснованы параметры и технические решения лабораторного стенда, необходимые для проведения исследований по созданию погружного генератора высоковольтных импульсов (ПГ ВВИ) для электроимпульсного бурения скважин.

Ключевые слова

энергетическая оптимизация, импульсное трансформирование напряжения, электроимпульсное разрушение, электроимпульсное бурение скважин.

A. S. Potokin, He M., D. V. Ilin, **A. F. Usov**

ENERGY OPTIMIZATION METHODS OF THE PROCESS GENERATION HIGH-VOLTAGE PULSES FOR ELECTRIC PULSE DRILLING OF WELLS

Abstract

The possibility of improvement in the energy and operational characteristics of electric and technical tools of the electric pulse method of material destruction by use experimental laboratory equipment of voltage transformation pulsed is shown. Parameters and technical solutions of the laboratory model to perform research needed to create a submersible generator of high-voltage pulses for electric-pulse drilling wells are substantiated.

Keywords:

energy optimization, voltage transformation pulsed, electric pulse destruction, electric pulse drilling of wells.

Введение

Бурить скважины можно механическим, термическим, электроимпульсным и другими способами (несколько десятков). Однако, в настоящее время, промышленное применение находят только способы механического бурения – ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки [1]. Выполненным анализом способов и средств генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного разрушения горных пород показано, что главным техническим фактором, продолжительное время сдерживавшим производственное использование электроимпульсного (ЭИ) способа разрушения материалов, в том числе способ электроимпульсного бурения, является неудовлетворительные эксплуатационно-технические (масса, габариты, удобство обслуживания, ресурс работы) характеристики электротехнического оборудования, обеспечивающего генерирование высоковольтных импульсов [2-4].

Несмотря на сдерживающее производственное освоение ЭИ способа, экспериментально доказана его высокая энергетическая эффективность и уникальные технологические особенности, что предопределяет перспективность его универсального использования в процессах добычи

и переработки минерального сырья и горнотехнического строительства [5-7]. Технологии на основе ЭИ способа разрушения материалов открывают множество возможностей повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов и, прежде всего, тяжелой нефти, что наиболее эффективным может быть в арктических условиях [8,9]. Доказана перспективность использования ЭИ способа в частности бурения скважин, как наименее энергоемкого способа разрушения горных пород, наиболее производительного и экономичного способа проходки скважин в силу более высокой стойкости породоразрушающего инструмента и требующего меньших затрат времени на спуско-подъемные операции [10-12]. Создание новых электротехнических решений в отношении генерирования высоковольтных импульсов позволяет создавать компактные буровые снаряды на основе погружных генераторов, обеспечивая высокую маневренность продвижения бурового снаряда в толще пород, позволяя наиболее эффективное вскрытие нефтеносных пластов. Энергетическая оптимизация электроимпульсного способа и совершенствование электротехнических средств его реализации для ЭИ бурения, помимо возможности повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов, может дать возможность использовать его для более широкого практического применения:

- бурение скважин большого диаметра для термальной энергетики;
- бурение скважин для свайных оснований инженерных объектов в зоне вечной мерзлоты, в том числе, хранилищ СПГ (сжиженного природного газа);
- бурение котловых скважин большого диаметра для создания хранилищ ядерных и химических отходов;
- переработка попутных нефтяных газов.

В статье представлены результаты исследований по совершенствованию техники генерирования высоковольтных импульсов для улучшения энергетических и эксплуатационных характеристик электроимпульсных установок за счет улучшения энергетических характеристик средств генерирования высоковольтных импульсов схемными электротехническими способами и максимальной оптимизации энергетических режимов с учетом физической сущности процесса, реализуемого в две последовательные стадии: электрического пробоя твердого тела с формированием канала разряда в твердом теле (горной породе) на первой стадии - и непосредственно разрушения на второй стадии под действием импульсных силовых полей, формируемых при выделении на канал разряда энергии накопителя.

Развитие и современное состояние технологии электроимпульсного бурения скважин. Исследования электроимпульсного бурения в российских разработках электроимпульсной тематики составляют основную долю работ. Спектр технологического использования способа включает: бурение веера скважин в условиях подземной выработки для добычи руд, бурение горизонтальных опережающих скважин для сооружения подземных выработок, бурение неглубоких скважин (5–10 м) для сооружения траншей и котлованов в скальных породах, проходку скважин большого диаметра для сооружения шахтных стволов и колодцев (КНЦ РАН, г. Апатиты, рис. 1), бурение взрывных скважин для добычи руд на открытых горных работах, бурение геолого-разведочных скважин с отбором ориентированного керна, бурение скважин большого диаметра в мерзлых грунтах района БАМ, бурение глубоких скважин (Научно-исследовательский институт высоких напряжений, г. Томск), сооружение шахтных стволов (Институт угля Сибирского отделения РАН, г. Кемерово).

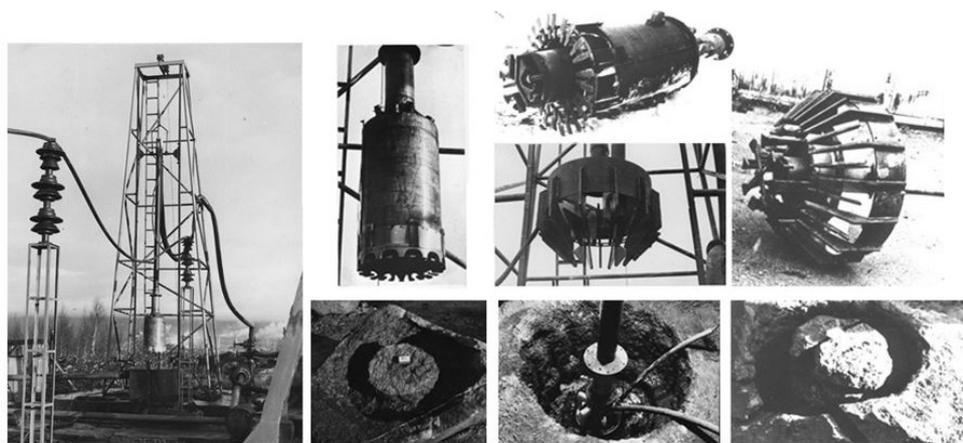


Рис.1. Стенд электроимпульсного бурения, буровые инструменты и буримые скважины. Кольский филиал АН СССР, Апатиты, 1972 г.

В настоящее время НИОКР в области электроимпульсных технологий, в большинстве случаев, проводятся российскими учеными в сотрудничестве с зарубежными коллегами, как в рамках проектов государственных фондов, так и при финансовой поддержке коммерческих зарубежных фирм. К примеру, инновационная международная научно-образовательная лаборатория электроразрядных и пучково-плазменных технологий научно-исследовательского института высоких напряжений при Томском политехническом институте (НИИ ВН ТПУ) сотрудничает с такими организациями как Statoil, Unodrill AS и Schlumberger - крупнейшими нефтегазодобывающими и нефтесервисными компаниями Норвегии и США, а также с компаниями Mesta AS – дочерней компанией Министерства торговли и промышленности Норвегии, предоставляющей услуги по строительству, с целью создания и совершенствования электроимпульсной установки для бурения особо прочных пород (рис. 2). Также лаборатория сотрудничает с частной компанией США занимающейся разработкой и производством ВЧ усилителей мощности для широкого спектра применений LCF Enterprises, и многими другими зарубежными фирмами, специализирующимися в различных областях промышленности - National Cement Compane PSC (ОАЭ, Дубай), АО «Ульбинский металлургический завод» (Республика Казахстан), Пекинский университет авиации и аэронавтики (КНР), Компания "Vinkou Xiajen Integrated houses, Ltd. (КНР, г. Инкоу, провинция Ляонин), Компания Beijing Fortune Technologies Ltd. (Китай, Пекин), Компания «Schneider Electric». По словам ученых ТПУ перспективой электроимпульсного бурения способа является бурение геотермальных скважин. Через них можно будет получать естественное тепло Земли для обогрева помещений и для вращения турбин.

Работа лаборатории импульсных технологий в подводной нефте- и газодобыче Политехнического университета Петра Великого, созданной по заказу, при участии и на средства норвежских нефтяников (рис.3), направлена на применение электроимпульсной технологии для проверки надежности герметизации скважин для предотвращения техногенных аварий, таких как взрыв на нефтяной платформе Deepwater Horizon в 2010 году.



Рис.2. Исследования по электроимпульсному бурению скважин в НИИ ВН при ТПУ (г. Томск)

Лаборатория электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН (ЦФТПЭС КНЦ РАН), совместно с колледжем электротехники и электроники университета науки и технологии, Хуаджонг, Китай (СЕЕЕ HUST) в рамках международного сотрудничества по проекту РФФИ-ГФЕН проводит исследования по совершенствованию техники генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного бурения скважин большого диаметра (рис. 4)



Рис.3. Исследовательская установка (слева) и макет инструмента по неразрушающему контролю состояния устья скважины (справа) лаборатории Политехнического университета (г. Санкт-Петербург)



Рис.4. Лабораторный стенд макета буровой ЭИ установки ЦФТПЭС КНЦ РАН для проведения исследований энергетической оптимизации процесса генерирования высоковольтных импульсов

В сравнении с выполненными ранее исследованиями, на основе которых сложились представления об электроимпульсном бурении, в работах ЦФТПЭС КНЦ РАН существенно изменился подход к выбору промывочной жидкости и компоновочной схемы блока генерирования импульсов. Ранее в проектах электроимпульсного бурения скважин при выборе промывочной жидкости учитывались три главных фактора: зависимость эффективности внедрения разряда в горную породу от электрофизических свойств жидкости, факторы пожаробезопасности и стоимость жидкости. В диэлектрических жидкостях эффективность внедрение разряда в горную породу выше и процесс реализуется при менее жестких критериальных условиях пробоя (пробивные градиенты напряжения и крутизна фронта импульсов), и в результате с большей производительностью процесса и эксплуатационной надежностью изоляционных элементов систем передачи импульсов и бурового инструмента, чем в недиэлектрической среде. Фактор пожаробезопасности стал учитываться после произошедших случаев пожара на экспериментальных установках, использовавших в качестве промывочной жидкости дизельное топливо, как самую дешевую диэлектрическую жидкость. Однако при использовании в качестве альтернативного варианта промывочной (буровой) жидкости, неогнеопасной и дешевой по стоимости воды, усложняются условия генерирования импульсов с параметрами обеспечивающими приемлемую эффективность внедрение разряда в горную породу. Использование диэлектрических жидкостей для бурения скважин большого диаметра считалось вынужденной мерой. К настоящему времени предложен большой набор негорючих и экологически безопасных растворов на диэлектрической основе (буровые растворы на масляной основе Versa Pro и Versa Clean, трансформаторная жидкость Midel 7131 и др.) и становится определяющим понимание, что электроимпульсное бурение вне зависимости от диаметра скважин следует ориентировать на использование в качестве промывочной жидкости именно растворов на диэлектрической основе.

Совершенствование техники генерирования высоковольтных импульсов для ПГВВИ. Наиболее распространенным типом генератора импульсов для электроимпульсной технологии служит емкостной генератор по схеме умножения напряжения Аркадьева-Маркса, обладающий простотой и высокой надежностью. Применявшееся до недавнего времени генерирование высоковольтных импульсов генераторами импульсного напряжения Аркадьева-Маркса отличается громоздкостью и большим весом конструкции многоступенчатого генератора, разнесенного по нескольким параллельным ветвям (ступеням) с протяженной системой высоковольтных проводников с необходимостью выдерживать изоляционные промежутки до заземляемых ограждений.

Поскольку наших работах формирование структуры и параметров техники генерирования высоковольтных импульсов исходит из использования для бурения скважин большого диаметра буровых растворов на диэлектрической основе, это не только решает экологические проблемы бурения, но и упрощает электротехническое обеспечение технологии. Генерирование высоковольтных импульсов осуществляется по схеме импульсного трансформирования [15] в скважинном исполнении с расположением генераторного блока непосредственно в призабойной зоне бурения в сочленении с электроимпульсным буровым устройством. Электрические параметры схемы генерирования импульсов обосновываются двухуровневой оптимизацией, предусматривающей энергетическую оптимизацию передачи энергии из первичного контура ИТ во вторичный и разделение функций электрического пробоя горной породы и ее разрушения. В этом случае энергия импульсов, передаваемая во вторичный контур ИТ ограничивается уровнем, необходимым лишь для формирования электрического пробоя горной породы, что в диэлектрической среде не превышает нескольких десятков джоулей при напряжениях, соответствующих критериальным условиям электроимпульсного разрушения. Энергия для разрушения породы обеспечивается дополнительным емкостным накопителем энергии, а режим выделения энергии формируется в соответствии с физико-механическими (прочностными и акустическими) свойствами горной породы. ИТ и дополнительный накопитель энергии в совокупности с элементами синхронизации их срабатывания на объект электроимпульсного разрушения образуют схему с двумя источниками энергии, отличающихся уровнями энергии и напряжения.

Генератор по схеме ИТ, применяемый в наших работах по совершенствованию техники генерирования высоковольтных импульсов имеет ограниченное число единичных элементов, что позволяет сделать его малогабаритным и компактно сочленить в единый электротехнический блок с минимальным путем подключения к технологическому породоразрушающему устройству, упрощая при этом задачу получения импульсов напряжения с параметрами по амплитуде и длительности фронта, отвечающими критериальным условиям электроимпульсного разрушения.

Энергетическая оптимизация процессов электроимпульсного разрушения исходит из представления физической сущности процесса двумя последовательными относительно независимыми стадиями [6]. На стадии формирования пробоя твердого тела параметры импульсного напряжения, их соответствие критериальным условиям электроимпульсного разрушения определяют вероятность внедрения и глубину внедрения разряда в поверхностный слой твердого тела,

т.е. потенциальный объем разрушения. На стадии формирования в твердом теле поля механических напряжений и распространения трещин характер энерговыделения в канале разряда определяет степень разрушения материала, к.п.д. преобразования энергии канала разряда в работу разрушения, энергию новой поверхности. При этом критерии оптимизации параметров энерговыделения должны учитывать физико-механические (прочностные и акустические) свойства материалов и частично условия пробоя, влияющие на разгрузку канала разряда за счет истечения плазмы канала разряда через устья и трещины, выходящие на свободную поверхность. Для хрупких материалов и при малой глубине внедрения разряда, при пробое фрагментов породы небольшой крупности энергию следует выделять достаточно быстро за время, ограниченное условиями разгрузки канала разряда. Для пластичных материалов и при значительном расстоянии от канала разряда до свободной поверхности энерговыделение следует затянуть во времени, обеспечивая максимально продолжительное время распространения трещин. В схеме генерирования импульсов (генератор Маркса) невозможно задать параметры генератора, чтобы они отвечали условиям оптимальности для обеих стадий процесса.

В наших исследованиях по энергетической оптимизации процесса генерирования высоковольтных импульсов для электроимпульсного бурения скважин используются схемное решение (рис.5) с использованием ИТ и магнитного ключа [13,14] позволяющие синхронизировать работу двух накопителей энергии, отличающихся по уровням напряжения и энергии, чтобы независимо оптимизировать формирование импульса напряжения на нагрузке до пробоя в разрядном промежутке и режим энерговыклада в канал разряда после пробоя. Эти, частично известные в электротехнике схемы дают возможность существенно снизить энергоемкость электроимпульсного разрушения, соответственно снизить потребление энергии для заданной производительности и за счет этого уменьшить габариты и вес электротехнического блока ПГВВИ для бурения скважин.

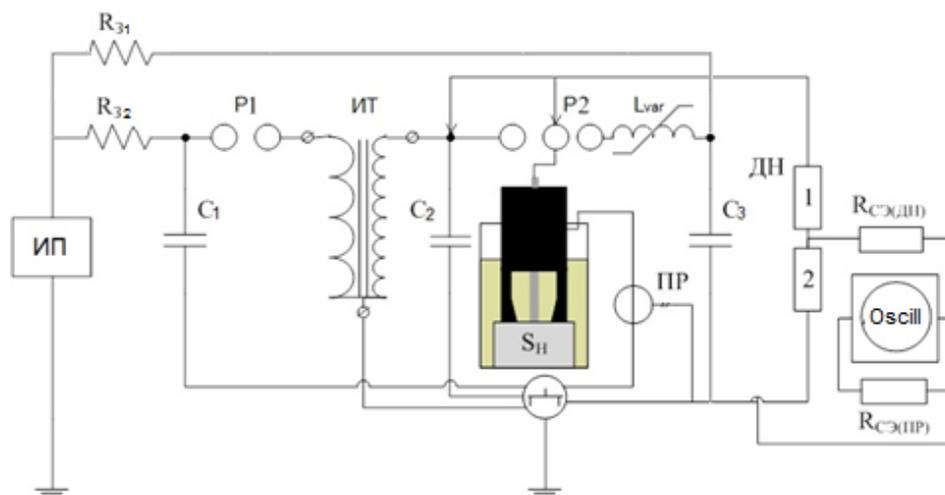


Рис.5. Принципиальная схема с двумя источниками энергии для электроимпульсного бурения скважин

Для создания накопителей энергии схемы генерирования высоковольтных импульсов с двумя независимыми источниками - формирующего канал разряда C_1 , C_2 и, выделяющего основную часть запасенной энергии для разрушения в сформированный канал разряда C_3 , были выбраны емкостные накопители энергии позволяющие изготовить малогабаритные конденсаторные сборки с оптимальной энергией для реализации ЭИ пробоя и разрушения горной породы (табл.1). Количество запасенной энергии основного накопителя энергии C_1 и обостряющей емкости C_2 были определены исходя из опыта применения схемы емкостной коррекции фронта импульсов [5, с.75] и разрушения большинства горных пород при сниженных градиентах напряжения в диэлектрических жидкостях [7,с.42].

Таблица 1
Обоснование выбора конденсаторов для исследовательского макета ПГВВИ

Требуемые параметры емкостных накопителей	Расчетная емкость накопителей		
	C_1	C_2	C_3
$W_1= 50$ Дж $U_1= 50$ кВ	40 нФ	-	-
$W_2= 50$ Дж $U_2= 400$ кВ	-	0,8 нФ	-
$W_3 = 1000$ Дж $U_3 = 50$ кВ	-	-	0,6 мкФ

Формула для определения запасенной энергии в накопителях:

$$W = \frac{CU^2}{2}$$

Расчет емкости основного накопителя C_1 первого контура (ГИН) производился по формуле:

$$C_1 = \frac{2W}{U^2}$$

Емкость обострителя рассчитывалась с учетом коэффициента трансформации импульсного трансформатора:

$$C_2 = \frac{C_1}{n^2}$$

где $n = \frac{W_2}{W_1}$ – коэффициент трансформации по соотношению витков первичной и вторичной обмоток импульсного трансформатора ($K_{тр}$ ИТ = 7):

$$n = \frac{W_2}{W_1} = \left[\frac{4k}{(1+k)^2} \right], \text{ где } k = \frac{C_2 \cdot K_{тр}^2}{C_1}$$

Расчет емкости основного накопителя C_3 вторичного контура (ГИТ) производился по той же формуле, что и C_1 , но с учетом больших рабочих напряжений до 400 кВ и энергии до 1кДж.

Блочное размещение элементов погружного генератора выполненного по схеме генерации импульсов с двумя источниками энергии - генератора импульсных напряжений (ГИН) и генератора импульсных токов (ГИТ), предусмотрено в едином элементе, заполненном диэлектрической жидкостью и не превышающем диаметром 500 мм (рис. 6).

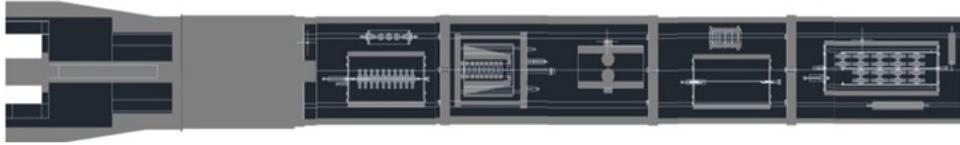


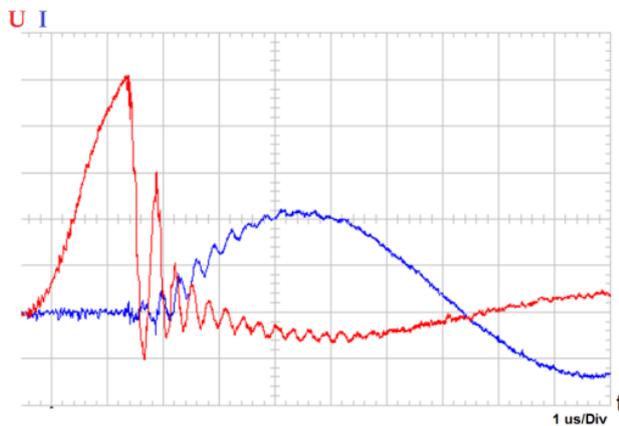
Рис.6. Макет ПГВВИ для электроимпульсного бурения скважин
(в горизонтальной плоскости)

В наших лабораторных экспериментах по электроимпульсному бурению, электроимпульсному воздействию в диэлектрической жидкости (Midel 7131) подвергались образцы различных горных пород Кольского полуострова - микроклиновй пегматит, биотитовый гнейс, мрамор, гранат-сланцевой сланец, габбро гранит, а также строительные материалы - силикатный кирпич, бетонные блоки.

На рисунке 7а показан результат электроимпульсного бурения на образце бетонного блока размером 160x160x80 мм с использованием двухуровневой схемы генерирования импульсов лабораторного макета ПГВВИ.



а



б

Рис.7. а) Результат электроимпульсное разрушения бетонного блока при помощи лабораторного макета погружного генератора высоковольтных импульсов; б) Осциллограмма тока и напряжения в момент пробоя образца

Заключение

На экспериментальном лабораторном оборудовании генерирования высоковольтных импульсов по схеме импульсного трансформирования и двухуровневой схемы генерирования импульсов (ГИН-ГИТ) обоснованы параметры и технические решения лабораторного стенда, необходимые для проведения исследований по созданию погружного генератора высоковольтных импульсов (ПГВВИ) для электроимпульсного бурения скважин. Показана возможность существенного улучшения энергетических и эксплуатационных характеристик электротехнических средств электроимпульсного способа разрушения материалов применительно к бурению скважин, что создает реальные технико-экономические предпосылки для практической реализации способа в технологиях добычи и переработки минерального сырья, повышения нефтеотдачи и полноты использования месторождений углеводородов, горнотехнического и инженерного строительства, переработки и утилизации технических материалов и техногенных твердых отходов с обеспечением высокой энергетической и уникальной технологической эффективности.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-58-53041 ГФЕН_а). Выражается благодарность сотрудникам ГИ КНЦ РАН Каулиной Т.В. и Ильченко В.Л. за предоставленные образцы горных пород. Сотрудникам лаборатории электроэнергетики и электротехнологии №33 ЦФТПЭС КНЦ РАН за консультации и помощь в проведении исследований: Селиванову В.Н., Данилину А.Н., Колобову В.В., Прокопчуку П.И. Бараннику М.Б., Бушкову А.Н., Климову А.А.

Литература

1. Дмитриев. А.Ю. Основы технологии бурения скважин. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.
2. Usov A., Potokin A., Ilin D., Tsukerman V. The experience in development of technique and technology of electric pulse disintegration of rocks and ores. TMS Annual Meeting 145. 2016. С. 325-332.
3. Usov A., Potokin A., Mengbing H. Prospects creation technological systems electric pulse fracture ores based on new electrical base. IMPC 2014 - 27th International Mineral Processing Congress 27. 2014.
4. Usov A., Kurets V., Tsukerman V., Potokin A. Electric pulse disintegration of rocks and ores - russian experience. 26th International Mineral Processing Congress, IMPC 2012: Innovative Processing for Sustainable Growth - Conference Proceedings 2012. С. 5610-5617.
5. Усов А.Ф., Семкин Б.В., Зиновьев Н.Т. «Переходные процессы в установках электроимпульсной технологии» - Л.: Наука, 1987г., 179с.; изд. 2-ое, Барнаул: изд. АГТУ, 2000 г., 160 с;
6. Семкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. «Основы электроимпульсного разрушения материалов.» - Апатиты: КНЦ РАН, 1995 г, 276 с;
7. Курец В.И., Усов А.Ф., Цукерман В.А. «Электроимпульсная дезинтеграция материалов.»- Апатиты: КНЦ РАН, 2002, 324 с.)
8. Усов А.Ф., Хи М. Арктические перспективы электроимпульсного способа разрушения материалов и задачи их научно-технического обеспечения. Вестник Кольского научного центра РАН. 2016. № 2 (25). С. 111-123.

9. Ильин Д.В., Усов А.Ф. Потенциал электроимпульсного бурения для энергоэффективности и ресурсосбережения в освоении Арктики. Энергоснабжение, энергопотребление, энергосбережение. Сборник статей III региональной научно-практической конференции студентов образовательных организаций и молодых специалистов 2017. С. 8-15
10. Фурман Э.Г., Муратов В.М., Степанов А.В., Важов В.Ф., Макеев В.А. Погружной электроразрядный генератор. Патент на изобретение RUS 2340081 25.04.2007
11. Муратов В.М., Адам А.М., Важов В.Ф., Лопатин В.В. Электроимпульсная буровая установка. Патент на изобретение RUS 2445430 04.08.2010
12. Важов В.Ф., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М., Rödland A.R. Электроимпульсное бурение скважин большого диаметра. Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В.А., 130-летию академика Усова М.А. и 120-летию профессора Урванцева Н.Н. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 360-363.
13. Bai, Hao-yin; Li, Cheng-zu; Liu, Jun; et all. Investigation of a Magnetic Pulse Compression System Containing Gas Switch. IEEE Transactions on plasma science. 2012. Т.40, Vol. 10 pp. 2597-2602. DOI: 10.1109/TPS.2012.2199134
14. He, Mengbing; Jiang, Jinbo; Huang, Guoliang et all. Disintegration of rocks based on magnetically isolated high voltage discharge. REVIEW OF SCIENTIFIC INSTRUMENTS. 2013. Т. 84 Vol. 2. № 024704. DOI: 10.1063/1.4792433
15. Усов А.Ф., Потокин А.С. Импульсное трансформирование напряжения и энергии для электроимпульсного разрушения материалов. // Труды Кольского научного центра РАН сер. Энергетика, вып. 9, 2014, с. 40-49.

Сведения об авторах

Потокин Александр Сергеевич,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 21А
эл. почта: electric.pulse@mail.ru, тел. (81555)79-465

Хи Менгбинг

кандидат технических наук, доцент Университета науки и технологии, Хуаджонг, Китай
E-mail: pulhmb@hust.edu.cn

Ильин Даниил Владимирович,

инженер-исследователь лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 12А
эл. почта: twizanx2@yandex.ru, тел. (81555)79432

Усов Анатолий Федорович,

начальник научно-организационного отдела КНЦ РАН, старший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 14.
эл. почта: usov@admksk.apatity.ru, тел. (81555) 79226

УДК 621.315.1+514.85

А. В. Бурцев

ПОДПРОГРАММА ГЕОМЕТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОПОР ЛЭП НА ОСНОВЕ ВВЕДЕННЫХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕМ ДАННЫХ¹

Аннотация

В статье показана методика геометрического моделирования опор воздушных линий электропередачи по введенным пользователем данным. Методика может быть применена для визуального представления в графическом интерфейсе пользователя при работе с базами данных элементов электроэнергетики.

Ключевые слова:

база данных, опора ЛЭП, геометрическая модель, воздушная линия электропередачи.

A. V. Burtsev

SUBPROGRAMME OF GEOMETRICAL MODELING OF POWER TRANSMISSION TOWERS ON THE BASIS OF THE DATA ENTERED BY THE USER

Abstract

The technique of geometrical model operation of power transmission towers based on the data entered by the user is shown in article. This technique can be applied to visual representation in the graphic user interface during the work with databases of power industry elements.

Keywords:

Big Data, database, transmission tower, geometrical model, air transmission line.

Наглядное представление информации при работе с большим объемом данных является важным показателем в поиске и скорости обработки информации, особенно если речь идет об участии человека в этих процессах. Техническая информация, представленная в графическом виде, будь то схема сети или эскиз опоры ЛЭП, намного упрощает работу пользователя по сравнению с представлением той же схемы или эскиза опоры в виде каких-либо числовых значений. В качестве примера можно привести рис. 1, на котором изображена таблица с параметрами опоры ЛЭП и эскиз этой опоры. Очевидно, что эскиз опоры воспринимается легче, чем таблица с числами, описывающие эту опору [1]. Поэтому разработчику систем управления базами данных требуется разработка различных программных модулей для визуального представления информации. В данной статье в качестве основы оформления изображений опор взяты иллюстрации из справочников [2-4].

Рассмотрим базовую методику построения эскизов одностоечных металлических опор ЛЭП для использования в одном из таких программных модулей. Заранее обозначим, что конечная информация будет предложена пользователю в виде растрового изображения конкретных размеров, предположим, $X = 306$ точек по ширине и $Y = 450$ точек по высоте. Задание общего размера для всех эскизов опор позволяет привести все изображения к общему стилевому виду, но требует расчета масштаба для каждой опоры. Для этого необходимо установить некоторой переменной m условное количество точек, которое содержится в одном метре габаритов опоры. Величину m можно рассчитать по формуле:

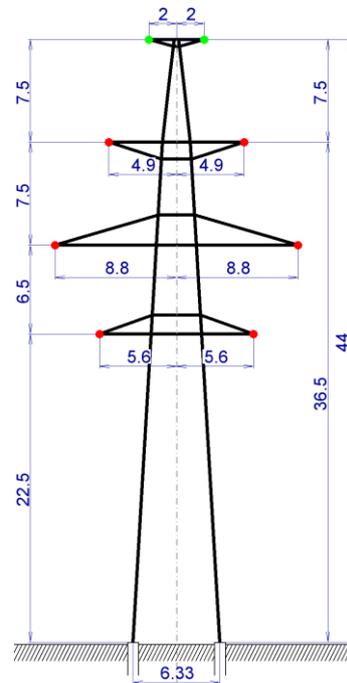
¹ Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 17-47-510952).

$$m = \frac{gl - h_{\max}}{h_t},$$

где gl – уровень земли (например, $Y - 50$); h_{\max} – максимально высокая точка на картинке для рисования (например, на 15 точек ниже самой верхней точки, т.е. $h_{\max} = 15$), h_t – полная высота опоры, состоящая из подставки, ствола и тросостойки.

Для отображения элементов опоры необходимо определить координаты контрольных точек элементов опоры. Контрольные точки ствола опоры приведены на рис.2.

База (ширина основания), м:	6.33
Ширина ствола сверху, м:	1
Ширина ствола на границе с базой, м:	2
Высота ствола опоры, м:	44
Высота базы, м:	36.5
Высота до верхней траверсы цепи 1, м:	36.5
Вынос верхней траверсы цепи 1, м:	4.9
Высота до средней траверсы цепи 1, м:	29
Вынос средней траверсы цепи 1, м:	8.8
Высота до нижней траверсы цепи 1, м:	22.5
Вынос нижней траверсы цепи 1, м:	5.6
Сдвиг крепления подвеса к верхней траверсе цепи 1, м:	0
Сдвиг крепления подвеса к средней траверсе цепи 1, м:	0
Сдвиг крепления подвеса к нижней траверсе цепи 1, м:	0
Высота до верхней траверсы цепи 2, м:	36.5
Вынос верхней траверсы цепи 2, м:	4.9
Высота до средней траверсы цепи 2, м:	29
Вынос средней траверсы цепи 2, м:	8.8
Высота до нижней траверсы цепи 2, м:	22.5
Вынос нижней траверсы цепи 2, м:	5.6
Сдвиг крепления подвеса к верхней траверсе цепи 2, м:	0
Сдвиг крепления подвеса к средней траверсе цепи 2, м:	0
Сдвиг крепления подвеса к нижней траверсе цепи 2, м:	0
Высота тросостойки, м:	7.5
Вынос правой траверсы грозотроса от оси, м:	2
Сдвиг крепления подвеса к правой траверсе, м:	0
Вынос левой траверсы грозотроса от оси, м:	2
Сдвиг крепления подвеса к левой траверсе, м:	0



Опора: П330-2Т

Числовое представление

Графическое представление

Рис.1. Различное представление информации об объекте

Примем, что подставка, база, ствол и тросостойка опоры имеют ось симметрии. Тогда для пары точек 1-2 можно определить координату x следующим образом:

$$x_1 = \frac{X}{2} + \frac{w_{\text{под}}}{2} \cdot m, \quad x_2 = \frac{X}{2} - \frac{w_{\text{под}}}{2} \cdot m,$$

где $w_{\text{под}}$ – ширина подставки. Аналогично рассчитываются координаты x пар точек 3-4, 5-6, 7-8, 9-10, где вместо переменной $w_{\text{под}}$ подставляются значения

ширины базы, ширины диафрагмы на стыке базы и верхней секции, ширины диафрагмы на стыке верхней секции и тросостойки. Пара точек 3а-4а являются дополнительными для опор на оттяжках, и служит для корректного визуального представления опоры. Координаты y для указанных выше пар точек зависят от значений тех элементов, которые находятся ниже рассматриваемых. То есть значение координат y точек 1-2 зависят только от уровня земли; значения координат y точек 3-4 зависят от уровня земли и высоты подставки; значения координат y точек 5-6 зависят от уровня земли, высоты подставки и высоты базы и т.д. Таким образом:

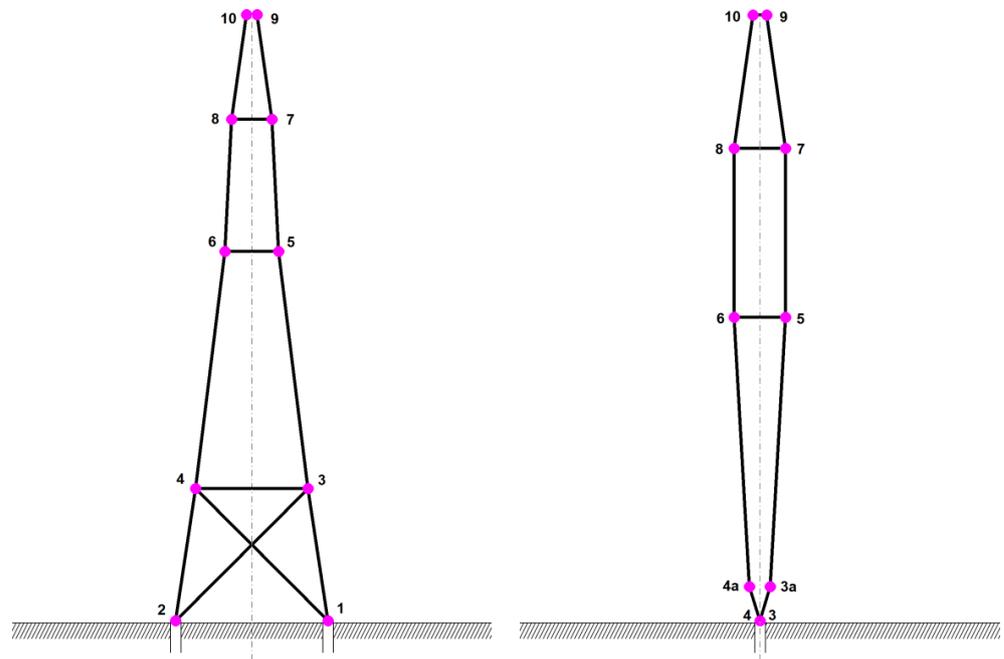
$$y_1 = y_2 = gl,$$

$$y_3 = y_4 = gl - h_{под} \cdot m,$$

$$y_5 = y_6 = gl - (h_{под} + h_{баз}) \cdot m,$$

где $h_{под}$ – высота подставки, $h_{баз}$ – высота базы.

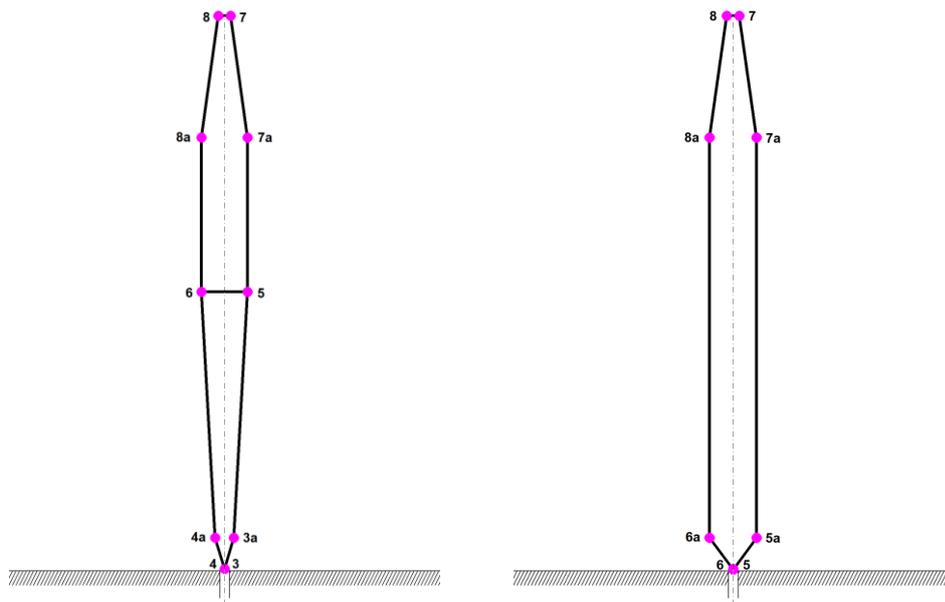
Возможны случаи, когда тросостойка является частью ствола, т.е. не является отдельным элементом. В таком случае необходимо ввести дополнительные контрольные точки 7а-8а, регулирующие построение эскиза опоры (рис. 3а). Также часто бывают случаи, когда не задан размер базы, т.е. база и верхняя секция являются одним целым элементом. Такие случаи требуют дополнительных контрольных точек 5а-6а (рис. 3б).



Ствол опоры без оттяжек

Ствол опоры на оттяжках

Рис.2. Контрольные точки ствола опоры



а. Тросостойка как часть ствола опоры

б. База, ствол и тросостойка как единый элемент

Рис.3. Дополнительные контрольные точки для отображения опор

На этом представление ствола опоры завершено. Рассмотрим вопрос отображения траверс опоры. Каждая траверса имеет три контрольные точки: первая точка, определяющая вынос траверсы на конкретной высоте (рис. 4, точки 11, 12 и 13); вторая и третья точки определяют пересечения нижней (рис. 4, точки 11а, 12а и 13а) и верхней (рис. 4, точки 11б, 12б и 13б) частями траверсы со стволом опоры. Координаты x выноса траверсы можно определить по формулам:

$$x_{11} = \frac{X}{2} + \frac{w_{t1}}{2} \cdot m, \quad x_{12} = \frac{X}{2} - \frac{w_{t2}}{2} \cdot m, \quad x_{13} = \frac{X}{2} - \frac{w_{t3}}{2} \cdot m,$$

где w_{t1} , w_{t2} и w_{t3} – значения выноса траверс от оси симметрии опоры.

В случае, когда верхняя секция или ствол опоры имеет представление в виде прямоугольника (рис. 4а), то координаты x точек пересечения верхней и нижней части траверсы со стволом опоры рассчитываются достаточно легко по формулам:

$$x_{11a} = \frac{X}{2} + \frac{w_{cm6}}{2} \cdot m, \quad x_{12a} = \frac{X}{2} - \frac{w_{cm6}}{2} \cdot m, \quad x_{13a} = \frac{X}{2} + \frac{w_{cm6}}{2} \cdot m,$$

где w_{cm6} – ширина ствола.

Однако когда верхняя секция или ствол опоры имеет представление в виде трапеции (рис. 4б), поиск координаты x усложняется. Это обусловлено нахождением точки пересечения двух прямых, каждая из которых задана двумя

точками [5]. Рассмотрим пример нахождения координат x и y для нижней траверсы, обозначенной точкой 13а. Данная координата определяется пересечением двух прямых: первая прямая задана точками 13 и 13а, вторая прямая задана точками 5 и 7 (совпадает с точкой 11b).

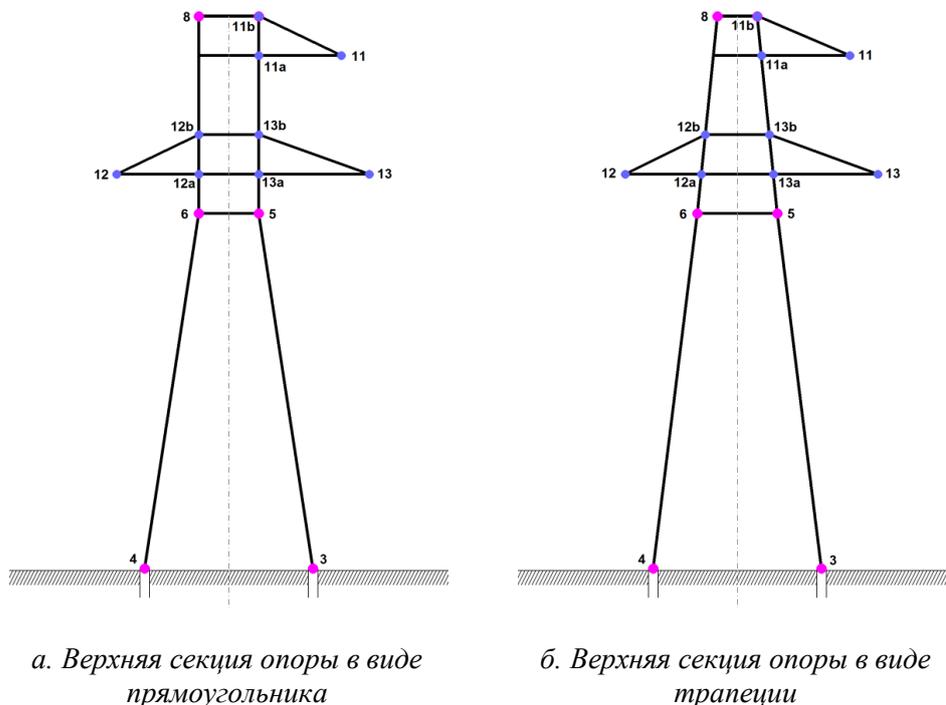


Рис.4. Определение контрольных точек для построения траверс

Примем x_{13}, y_{13} и x_{13a}, y_{13a} – координаты точек, задающих первую линию, x_5, y_5 и x_7, y_7 – координаты точек, задающих вторую линию.

Для нахождения пересечения составим уравнения этих прямых:

$$\frac{x - x_{13}}{x_{13a} - x_{13}} = \frac{y - y_{13}}{y_{13a} - y_{13}},$$

$$\frac{x - x_5}{x_7 - x_5} = \frac{y - y_5}{y_7 - y_5},$$

где x и y – координаты искомой точки пересечения. Из этих уравнений находим x и y по следующим формулам:

$$x = \frac{(x_{13} \cdot y_{13a} - x_{13a} \cdot y_{13}) \cdot (x_7 - x_5) - (x_5 \cdot y_7 - x_7 \cdot y_5) \cdot (x_{13a} - x_{13})}{(y_{13} - y_{13a}) \cdot (x_7 - x_5) - (y_5 - y_7) \cdot (x_{13a} - x_{13})},$$

$$y = \frac{(y_5 - y_7) \cdot x - (x_5 \cdot y_7 - x_7 \cdot y_5)}{x_7 - x_5}.$$

Аналогично можно найти координату x всех необходимых точек для построения траверс. Несколько больше контрольных точек у опор на оттяжках, т.к. необходимо задать координаты линий, отображающих эти оттяжки. Поиск координат таких точек принципиально ничем не отличается от рассмотренной выше методики.

Для иллюстрации работы данной методики на рис. 5 приведены несколько эскизов опор, построенных с помощью разработанной подпрограммы на основе представленной методики. Данная подпрограмма применяется в пользовательском интерфейсе разрабатываемой базы данных при вводе данных пользователем. Введенные данные, в дальнейшем, планируется использовать в различных физических расчетах, свойственных линиям электропередачи (молниезащита, наведенное напряжение и др.).

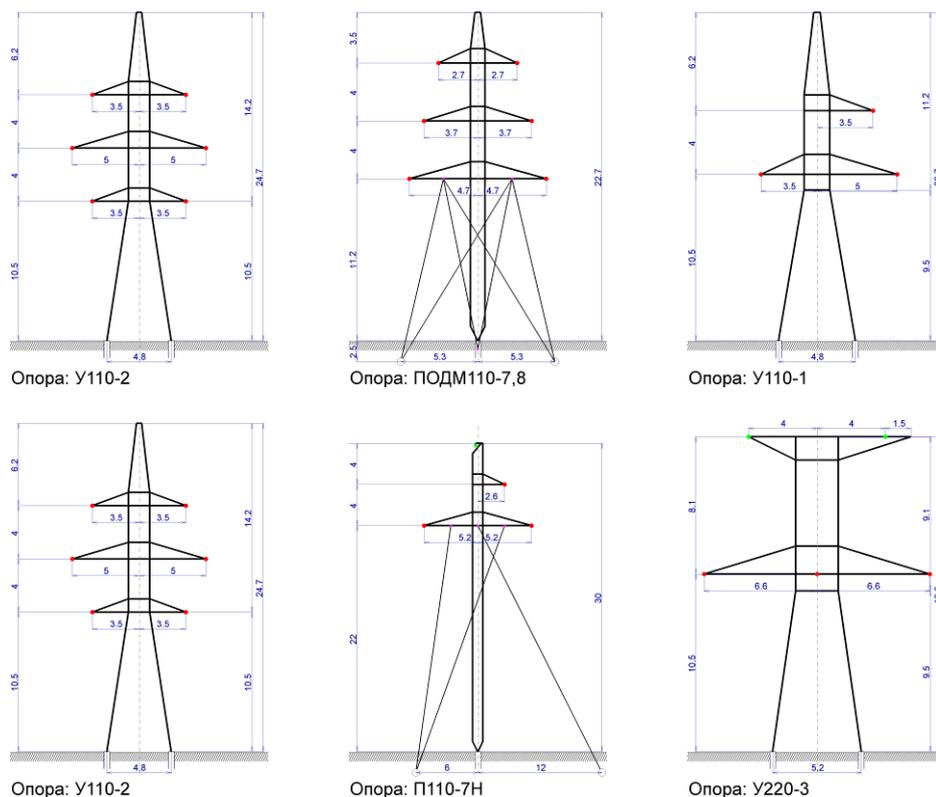


Рис.5. Пример работы подпрограммы геометрического моделирования опор

Литература

1. Haralick R. M. Document image understanding: geometric and logical layout // Proc. of the IEEE Computer Society Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. – 1994. – P. 385–390.
2. И. А. Баумштейн, С. А. Бажанов, Н. Н. Беляков и др. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 768 с., ил.

3. Н. И. Белоруссов и др. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник / Н. И. Белоруссов, А. Е. Саакян, А. И. Яковлева; Под ред. Н. И. Белоруссова. — 5 изд., перераб. и доп. — М: Энергоатомиздат, 1987. — 536 с.; ил.
4. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ (Гл. ред. И. Н. Орлов) и др. — 7-е изд., испр. и доп. — М: Энергоатомиздат, 1986. — Т. 2. — 712 с.
5. Ильин В.А., Позняк Э.Г. Аналитическая геометрия: Учеб. Для вузов. 7-е изд., стер. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. — 224 с. — (Курс высшей математики и математической физики.) — ISBN 5-9221-0511-6.

Сведения об авторе

Бурцев Антон Владимирович,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: a.burtsev@tehnionord.ru

