



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

1/2016 (35)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 12

Апатиты
2016

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

1/2016 (35)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISSN 2307-5252

ISBN 978-5-91137-324-5

Кольского научного центра

Главный редактор – д. г.-м. н., проф.

Ю. Л. Войтеховский

Заместители главного редактора:

д. г.-м. н., проф. В. П. Петров,

д. т. н., проф. Б. В. Ефимов

Редакционный совет:

академик Г. Г. Матишов,

академик Н. Н. Мельников,

чл.-корр. В. К. Жиров,

чл.-корр. А. Н. Николаев,

д. г.-м. н. Ю. Л. Войтеховский,

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 12

Редколлегия серии «Энергетика»:

д. т. н. Б. В. Ефимов (отв. ред., энергетика),

д. т. н. А. А. Жамалетдинов (электрофизика),

д. т. н. Н. В. Коровкин

(теоретическая электротехника),

д. т. н. Ф. Х. Халилов (электроэнергетика),

к. т. н. Б. Г. Баранник (энергетика),

к. т. н. Н. И. Гумерова (электроэнергетика),

к. т. н. А. Н. Данилин (электроэнергетика),

к. т. н. В. А. Минин (возобновляемые

источники энергии),

к. т. н. Ю. М. Невретдинов (электроэнергетика),

к. т. н. В. Н. Селиванов (электроэнергетика),

к. т. н. А. Ф. Усов (электротехнологии)

184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Феромана, 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.
ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ	
Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П., Данилин А. Н., Колобов В. В., Селиванов В. Н., Прокопчук П. И.	Исследования опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ Мурманского региона 7
Куклин Д. В.	Влияние корреляции между амплитудой и крутизной тока молнии на результаты расчетов вероятности обратного перекрытия изоляции опор линий электропередачи..... 15
Шиханов И. С., Карпов А. С., Ярошевич В. В.	Возможность использования многоплатформенной среды Labview для решения задач высоковольтной электроэнергетики..... 19
Яковлев В. И., Ярошевич В. В.	Электрические перенапряжения в сети электроснабжения при отключении короткого замыкания..... 28
Еремич Я. Э., Пашичева С. А., Халилов Ф. Х., Карпов А. С.	Защита нейтрали трансформаторов 6-35 кВ .. 37
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Залесова О. В., Колобов В. В., Ефимов Б. В.	Расчет наведенного напряжения, вызванного влиянием контактной сети железной дороги, на отключенных линиях электропередачи с помощью программы ATP-EMTP..... 48
Селиванов В. Н., Залесова О. В., Колобов В. В., Богданова А. В., Данченко В. Ф.	Исследование гармонического состава наведенного напряжения на линиях электропередачи, выведенных в ремонт..... 57

Андреев Д. И., Колобов В. В., Баранник М. Б., Яковлев В. И.	Разработка способа уменьшения наведённого напряжения на воздушных линиях электропередачи, выведенных в ремонт.....	69
--	--	----

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н.	Повышение энергоэффективности зданий Кольского научного центра РАН.....	80
Победоносцева В. В., Морошкина Т. Н.	О выгодоприобретателях энергосбережения .	94

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Минин В. А.	Потенциал ветровой энергии Архангельской области.....	102
Коновалова О. Е., Никифорова Г. В.	Малая возобновляемая энергетика на Северо-Западе Арктики.....	116

Russian Academy of Sciences

1/2016 (35)

transactions

of the Kola Science Centre

UDC 621.314
ISSN 2307-5252

ISBN 978-5-91137-324-5

Editor-in-Chief – Yu. L. Voitekhovskiy, Dr. Sc.
(Geology and Mineralogy)

Deputy Editors-in-Chief:

V. P. Petrov, Dr. Sc.
(Geology and Mineralogy),
B. V. Efimov, Dr. Sc.
(Engineering)

Editorial Council:

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,
Yu. L. Voitekhovskiy, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy),
F. D. Larichkin, Dr. Sc. (Economics),
V. A. Masloboev, Dr. Sc. (Engineering),
V. P. Petrov, Dr. Sc. (Geology and Mineralogy),
V. A. Putilov, Dr. Sc. (Engineering),
E. D. Tereshchenko, Dr. Sc. (Physics and Mathematics),
A. N. Vinogradov, Dr. Sc.
(Geology and Mineralogy) – Executive Secretary

ENERGY TECHNOLOGY

Series 12

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,
B. G. Barannik, PhD (Eng.), power industry,
N. I. Gumerova, PhD (Eng.), power engineering,
A. N. Danilin, PhD (Eng.), power engineering,
V. A. Minin, PhD (Eng.), renewable energy,
Yu. M. Nevretdinov, PhD (Eng.), power engineering,
V. N. Selivanov, PhD (Eng.), power engineering,
A. F. Usov, PhD (Eng.), electrotechnology

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>

© Centre of Physical and Technical Problems of Northern Energetics, 2016
© Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2016

CONTENTS

	Pages
PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Nevretdinov Y. M., Fastiy G. P., Danilin A. N., Kolobov V. V., Selivanov V. N., Prokopchuk P. I.	7
Kuklin D. V.	15
Shikhanov I. S., Karpov A. S., Yaroshevich V. V.	19
Yakovlev V. I., Yaroshevich V. V.	28
Eremich Y. E., Pashicheva S. A., Khalilov F. Kh, Karpov A. S.	37
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Zalesova O. V., Kolobov V. V., Efimov B. V.	48
Selivanov V. N., Zalesova O. V., Kolobov V. V., Bogdanova A. V., Danchenko V. F.	57

Andreev D. V., Kolobov V. V., Barannik M. B., Yakovlev V. I.	The development of a method for reducing the induced voltage on disconnected overhead transmission lines	69
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION		
Klyukin A. M., Kuznetsov N. M., Tribunalov S. N.	Energy efficiency of the buildings of the Kola Science Centre of the RAS.....	80
Pobedonostseva V. V., Moroshkina T. N.	On energy saving beneficiaries.....	94
RENEWABLE ENERGY		
Minin V. A.	The potential of wind energy in the Arkhangelsk region.....	102
Konovalova O. E., Nikiforova G. V.	Small renewable energy in Northwest Arctic ..	116

ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

**Ю. М. Невретдинов, Г. П. Фастий, А. Н. Данилин, В. В. Колобов,
В. Н. Селиванов, П. И. Прокопчук**

ИССЛЕДОВАНИЯ ОПАСНОСТИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТИ 35 КВ МУРМАНСКОГО РЕГИОНА

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных исследований однофазных замыканий в городской сети 35 кВ при низкой электропроводности грунта. Показаны проблема реализации эффективных заземлений опор линий электропередачи, а также потенциальная опасность электропоражения в зонах доступности для населения.

Ключевые слова:

однофазное замыкание, заземление опор, опасность электропоражения.

**Yu. M. Nevretdinov, G. P. Fastiy, A. N. Danilin, V. V. Kolobov, V. N. Selivanov,
P. I. Prokopchuk**

RESEARCH OF DANGERS OF SINGLE-PHASE SHORT CIRCUITS IN 35 KV NETWORKS OF THE MURMANSK REGION

Abstract

The article presents the results of experimental studies of single-phase short circuits in the urban 35 kV networks at the low conductivity of the soil. The problem of effective transmission towers grounding realization, as well as the potential danger of electrocution in the areas accessible to the public, have been shown.

Keywords:

single-phase circuit, grounding of supports, danger of electrocution.

Режим заземления нейтрали сети 6 – 35 кВ в настоящее время, в основном, выбирается по критерию повышения надежности электроснабжения потребителей. В сетях среднего напряжения в России применяют режимы изолированной нейтрали, заземленной через дугогасящий реактор или через высокоомный резистор. Общей особенностью таких режимов является возможность работы сети при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в течение длительного времени [1]. Это в ряде случаев создает потенциальную опасность электропоражения для населения. В первую очередь это относится к сети 35 кВ, включающей доступные для населения воздушные ЛЭП на металлических опорах. Так, в большинстве случаев нарушений, связанных с однофазным замыканием на опорах, возможно опасное повышение напряжения. В данной ситуации основным защитным средством является заземление опор ЛЭП. Однако одной из специфических особенностей Мурманского региона является аномально низкая электропроводность грунта, затрудняющая и исключающая создание заземлений подстанций

и опор ВЛ [2]. Для примера в табл.1 представлены результаты измерений на линиях 35 кВ, расположенных в окрестностях г. Мурманск. Измерено сопротивление 6 опор двухцепной линии 35 кВ в обе стороны от места пересечения ЛЭП с автодорогой на Териберку. Для обследованных опор характерным является их расположение на скальном грунте.

Таблица 1

Результаты измерений заземлений опор двухцепной линии 35 кВ на участке без грозозащитного троса

Номер опоры	48	49	50	51	52	53
Высота над уровнем моря, м	101.5	87.6	111.4	150.6	179.7	180.4
$R_{оп}$, Ом	155	650	581	336	348	256

Приведенные результаты измерений подтверждают ранее сделанные выводы о проблемах реализации эффективных заземлений опор линий электропередачи, а также потенциальную опасность электропоражения в зонах доступности для населения, особенно в населенных пунктах.

Для исследования опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ Мурманского региона выполнены натурные эксперименты на участке действующей сети 35 кВ, расположенной на территории г. Мурманск. Для экспериментов выделялась линия (обозначение в тексте ВЛ-1), находящаяся в режиме резервирования между двумя питающими подстанциями 150 кВ/35 кВ/6 кВ (ПС-1 и ПС-2), которая являлась единственной для рассматриваемого секционированного участка сети. Схема участка сети 35 кВ, выделенного для проведения экспериментов, дана на рис.1.

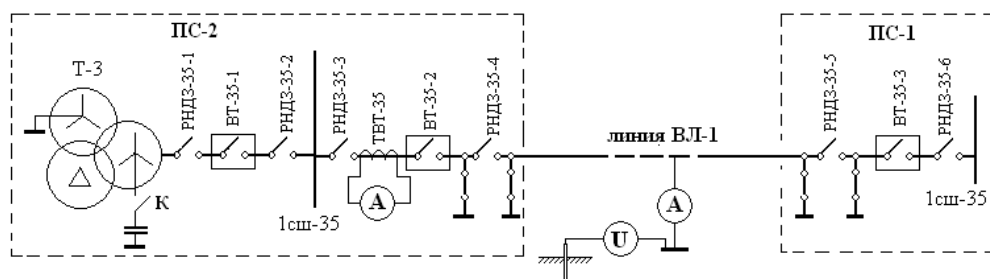


Рис. 1. Схема участка сети 35 кВ, выделенная для экспериментальных исследований

Линия 35 кВ протяженностью 11.51 км является одной из цепей двухцепной линии ВЛ-1/2. Число опор 45 (включая опору на вводе ПС-1). Грозозащитный трос установлен на участках ВЛ-1/2 ПС-2 – опора № 15, опора № 36 – № 44, ВЛ-2 опора № 45 – № 46. Подвеска троса имеет глухое заземление на опорах. Расположение грозозащитных тросов на линии ВЛ-1/2 показано на рис.2.

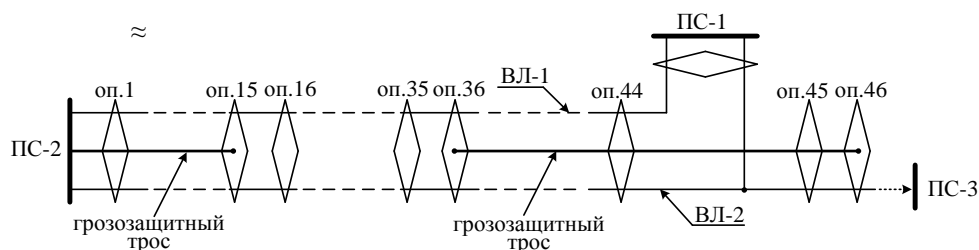


Рис. 2. Расположение грозозащитных тросов на линии ВЛ-1/2 35 кВ

Характер изучаемых процессов определяется тем, что наибольшую опасность представляют длительные воздействия, т. е. установившийся процесс. Поэтому регистрации напряжений и токов выполнены для установившегося рабочего режима с частотой 50 Гц.

Экспериментально исследовались режимы однофазного замыкания в пределах ОРУ питающей подстанции ПС-1 (опыт 1) и на опоре ВЛ-1 (опыт 2).

Моделирование замыкания выполнялось подачей напряжения на линию ВЛ-1 со стороны ПС-2 выключателем ВТ-35-1 (рис. 1) после заземления одной из фаз (фазы С) в предполагаемом месте замыкания. Схема моделирования замыканий в ОРУ и на линии дана на рис. 3а и б.

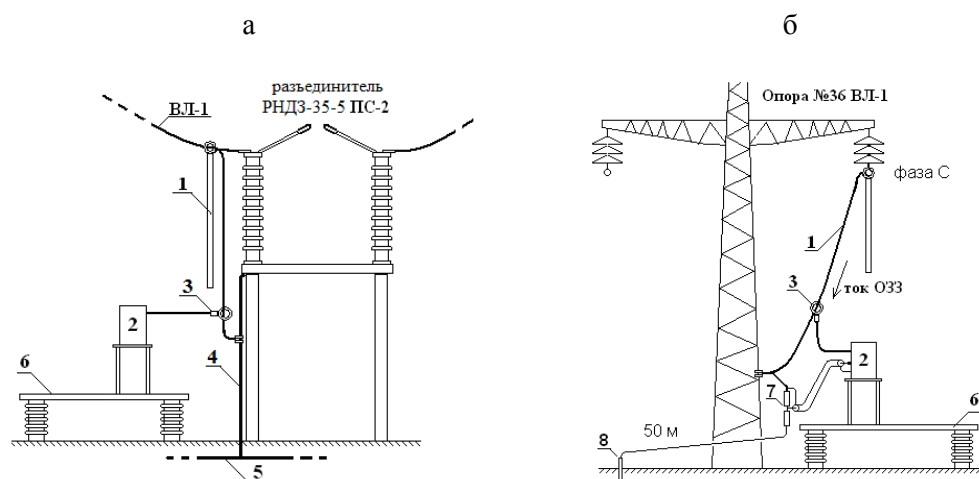


Рис. 3. Схема экспериментов при моделировании однофазного замыкания на подстанции ПС-2 (а) и на опоре ВЛ-1 (б):

- 1 – переносной заземлитель; 2 – осциллограф АК ИП-4113/2;
- 3 – токоизмерительные клещи КЭИ-М, 20 А; 4 – заземляющий спуск разъединителя на контур заземления подстанции (5); 6 – изолирующая опора измерительной площадки с приборами и оператором; 7 – высоковольтный шуп ТТ-НВП 15 HF TESTEC с $K_d = 1000$; 8 – потенциальный электрод на удалении 50 м от опоры

Результаты измерений при однофазном замыкании на контур ПС-2

Пример осциллограмм фазных токов I_a , I_b , I_c , а также тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$ нулевой последовательности на подстанции ПС-1 при замыкании фазы С на контур подстанции ПС-2 приведен на рис.4а. Здесь же даны результаты аналогичных регистраций на подстанции ПС-1 при замыкании на опоре № 36 линии ВЛ-1 (рис.4б).

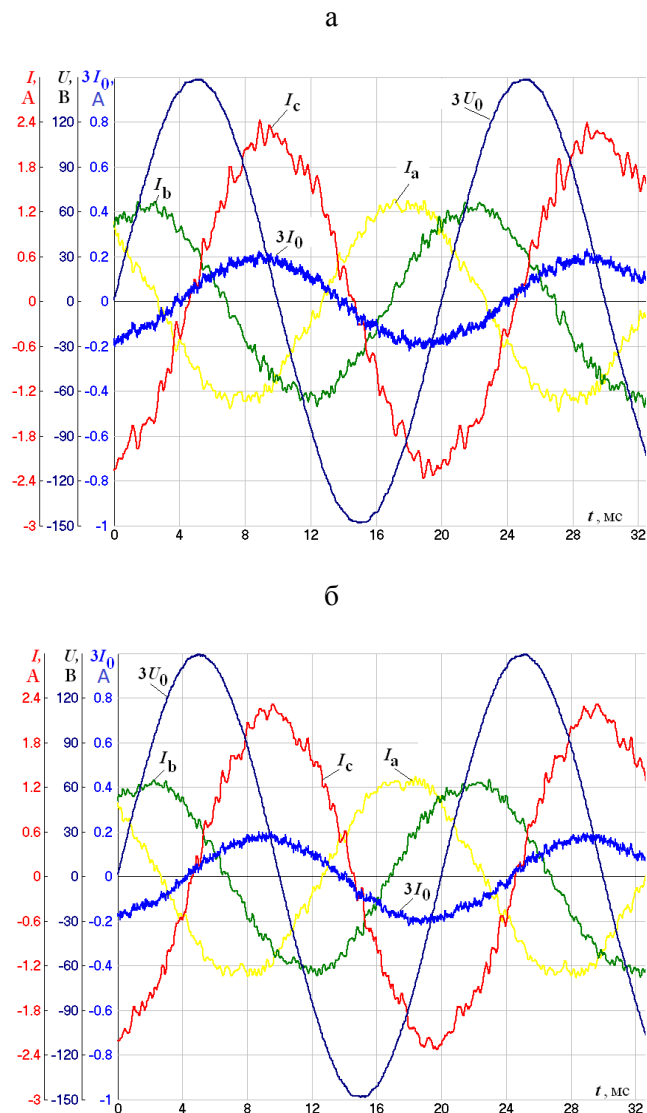


Рис. 4. Осциллограммы фазных токов и $3U_0$, а также расчетное значение $3I_0$.
Измерения на ПС-1 при замыкании фазы С на контур ПС-2:
а – замыкание на подстанции ПС-2; б – замыкание на опоре № 36 линии ВЛ-1

Сопоставление первых гармоник токов и напряжений для опытов 1 и 2 представлено в табл.2.

Таблица 2

Сопоставление результатов экспериментов с однофазными замыканиями на подстанции (опыт 1) и на участке линии под грозозащитным тросом (опыт 2)

Номер опыта	Амплитуда гармоники (фаза первой гармоники)				
	$3U_0$, В	I_a , А	I_b , А	I_c , А	$3I_0$, А
1	147.5 (0°)	1.315 (133.5°)	1.255 (57.3°)	2.207 (-82.4°)	0.1881 (-70.1°)
2	147.6 (0°)	1.315 (133.5°)	1.261 (57.1°)	2.206 (-82.8°)	0.184 (-72.3°)

Из приведенных данных видно, что по сравнению с опытом 1 (для замыкания на контур подстанции) величина тока ОЗЗ практически не изменилась. Разность фаз между $3I_0$ и $3U_0$ составила $\Delta\varphi_{3U_0,3I_0} = 72.3^\circ$ (при замыкании на опоре ВЛ-1). В опыте с замыканием на контур подстанции $\Delta\varphi_{3U_0,3I_0} = 70.1^\circ$, т. е. отклонение 2.2° – в пределах погрешности измерений. Таким образом, изменения сопротивлений заземления в точке замыкания в экспериментах провода поврежденной фазы С от питающего трансформатора до точки замыкания практически не повлияли на величину тока ОЗЗ.

Фаза тока замыкания по отношению к напряжению нулевой последовательности составила около 82.4° , т. е. ток имеет емкостно-активный характер с преобладанием емкостной составляющей. Активная составляющая сопротивления контура замыкания равна 3.4 %.

Осциллограммы тока в точке замыкания фазы С на опору ВЛ-1 и падения напряжения на заземлении в точке измерений показаны на рис.5.

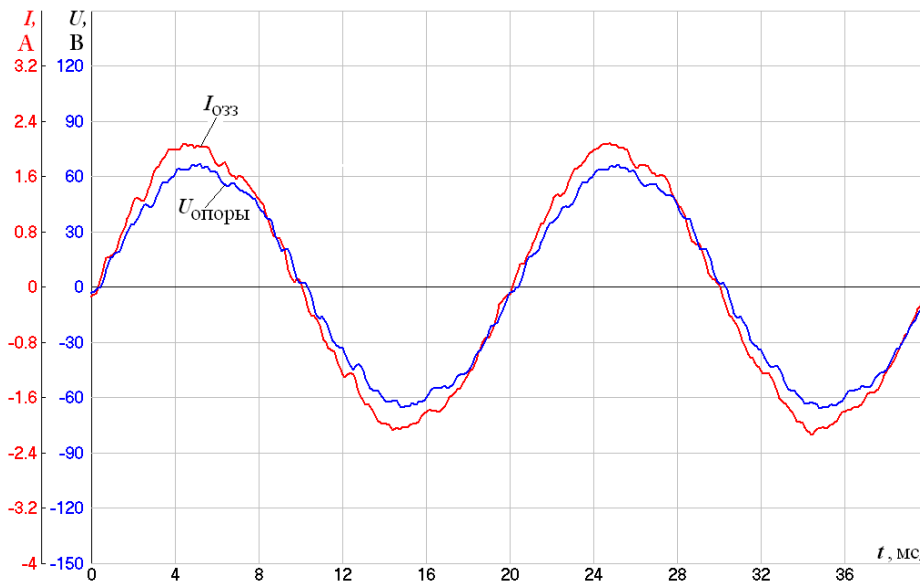


Рис. 5. Осциллограммы тока замыкания фазы С на опору № 36 ВЛ-1 и напряжения в точке измерений относительно удаленной земли

Отметим, что заземление в точке измерения включает несколько элементов:

- 1) заземляющее устройство опоры № 36 ВЛ-1, на которой моделируется замыкание,
- 2) опору № 36 от точки измерений до места крепления грозозащитного троса,
- 3) грозозащитный трос, соединяющий опору № 36 с двухцепными опорами № № 37 – 44 линии ВЛ-1/2, а также с опорами № 45 и № 46 линии ВЛ-2 35 кВ,
- 4) заземляющие устройства опор № № 37 – 44 линии ВЛ-1/2 и опор № 45, № 46 линии ВЛ-2.

Фактически напряжение в точке измерения (относительно потенциального зонда) соответствует падению напряжения на заземляющем устройстве опоры № 36 при стекании через него части тока ОЗЗ и падению напряжения на опоре № 36 с грозозащитным тросом, соединяющим параллельно заземляющие устройства 10 опор (с учетом влияния соединений через трос). Грозозащитный трос отходит от опоры в одну сторону. Разность фаз между током $I_{\text{ОЗЗ}}$ и напряжением на опоре $U_{\text{опоры}}$ составила $\Delta\phi = 2.2^\circ$, т. е. эквивалентное сопротивление заземления в точке измерений имеет практически активный характер.

Гармонический состав сигналов приведен в табл.3.

Таблица 3

Гармонический состав тока ОЗЗ и напряжения на опоре ВЛ-1 35 кВ с грозозащитным тросом и эквивалентного сопротивления заземления в точке замыкания

Номер гармоники	Амплитуды гармоник		Эквивалентное сопротивление, Ом
	$U_{\text{опоры}}$, В	$I_{\text{ОЗЗ}}$, А	
1	64.59	2.024	32
2	0.548	0.0275	19.9
3	0.867	0.0212	40.9
5	1.515	0.0496	30.4
7	1.03	0.0355	28.6

Эквивалентное сопротивление растеканию в точке замыкания на опоре № 36 ВЛ-1 не превышает 32 Ом. Среднее значение сопротивления заземления опоры (при отсоединении троса от опор) на участке измерений (от опоры № 36 до опоры № 46) составило около 320 Ом. Емкостное сопротивление линии ВЛ-1 на землю на промышленной частоте составляет около 14 кОм, т. е. более чем в 400 раз превышает сопротивление растеканию заземлений 10 опор, соединенных тросом.

В растекании тока однофазного замыкания участвуют заземления 10 опор, соединенных грозозащитным тросом. Повышение потенциала опор, соединенных тросом, при однофазном замыкании на одной из опор составило около 46 В (действующее значение). Напряжение прикосновения к опоре превышает допустимый уровень 20 В для времени воздействия свыше 1 с [3]. Отметим, что экспериментально полученное значение тока однофазного замыкания соответствует значению тока ОЗЗ ($I_{\text{ОЗЗ}}$), выделенного для экспериментов участка, так как он включает только одну линию.

Для оценки потенциальной опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ в табл.4 приведены уровни допустимых напряжений промышленной частоты [3].

Таблица 4

Уровни предельно допустимых напряжений и токов промышленной частоты при аварийном режиме электроустановок выше 1000 В с изолированной нейтралью

Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t , с											
	0.01-0.08	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	Свыше 1.0
U , В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
I , мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6

ПРИМЕЧАНИЕ. Род тока – переменный 50 Гц.

Для выделенного участка рассчитано изменение напряжения на опорах в точке замыкания в зависимости от эквивалентного сопротивления заземления R_{33} этих опор (рис.6, зависимость для $I_{033} = 1.4$ А).

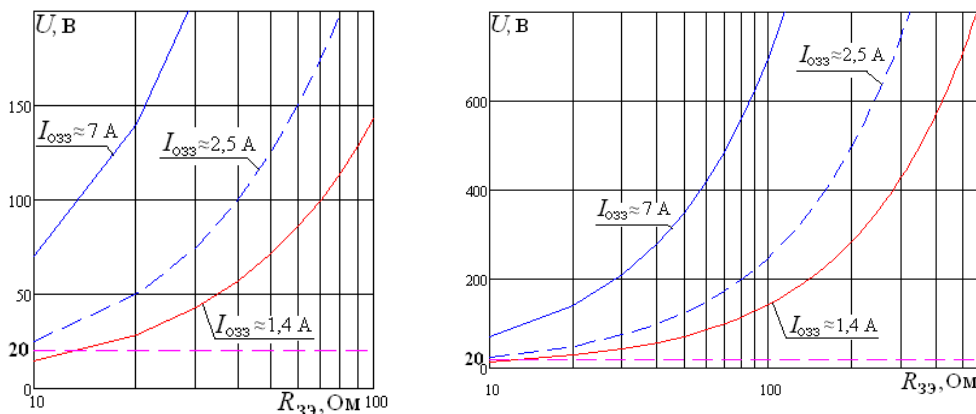


Рис. 6. Зависимость напряжения на опорах от эквивалентного сопротивления заземления в точке однофазного замыкания

Как видно, для выделенного для экспериментов участка сети 35 кВ с емкостью участка на землю около 0.23 мкФ с током ОЗЗ около 1.4 А снижение напряжения на опоре до 20 В достигается лишь при эквивалентном сопротивлении в точке замыкания не более 15 Ом. При замыкании на опоре без грозозащитного троса с сопротивлением заземления около 300 Ом напряжение на опоре при $I_{033} \approx 1.4$ А превышает 400 В.

Соответственно, потенциальная опасность повышается при увеличении емкости сети на землю и, соответственно, с увеличением тока ОЗЗ. Для примера на рис.6 даны зависимости напряжений на опорах линий 35 кВ участков сети с емкостью сети около 0.4 мкФ ($I_{033} \approx 2.5$ А) и участка с протяженностью воздушных ЛЭП до 56 км ($I_{033} \approx 7$ А). Как видно, необходимого снижения напряжений на опорах при однофазных замыканиях достичь практически невозможно.

Выводы

1. В растекании тока однофазного замыкания на выделенном для экспериментов участке участвуют заземления 10 опор, соединенных грозозащитным тросом. Повышение потенциала опор, соединенных тросом, при однофазном замыкании на одной из опор составило 46 В, что может представлять опасность.

2. Объединение опор грозозащитным тросом способствует снижению напряжения прикосновения на этих опорах, однако увеличивает число опор, на которых возникает это напряжение. Поэтому при оценке опасности электропоражения на линиях 35 кВ вместе с показателем доступности для населения необходимо учитывать наличие грозозащитных тросов, имеющих глухое соединение с опорами, а также эффективность снижения эквивалентного сопротивления заземления в точке замыкания при расчетной величине тока однофазного замыкания рассматриваемого участка сети.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. СПб.: ДЕАН, 2003. 928 с.
2. Костенко М. В., Невретдинов Ю. М., Халилов Ф. Х. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта. Л.: Наука, 1984. 112 с.
3. ГОСТ 12.1.038–82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. М.: ИПК Изд-во стандартов, 1982.

Сведения об авторах

Невретдинов Юрий Масумович,

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

Фастий Галина Прохоровна,

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

Данилин Аркадий Николаевич,

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

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А, эл. почта: 1_i@mail.ru

Селиванов Василий Николаевич,

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

Прокопчук Павел Иванович,

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

УДК 621.311

Д. В. Куклин

ВЛИЯНИЕ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ АМПЛИТУДОЙ И КРУТИЗНОЙ ТОКА МОЛНИИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ВЕРОЯТНОСТИ ОБРАТНОГО ПЕРЕКРЫТИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Аннотация

Рассмотрено влияние значения коэффициента корреляции между амплитудой и крутизной тока молнии на результаты расчетов вероятности перекрытия изоляции. Показано, что значение коэффициента корреляции может существенно влиять на рассчитанное значение вероятности перекрытия изоляции. Таким образом, значение коэффициента корреляции по существующим на данный момент измерениям токов молнии требует уточнения.

Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, заземлитель, опора линии электропередачи, вероятность обратного перекрытия.

D. V. Kuklin

INFLUENCE OF CORRELATION BETWEEN AMPLITUDE AND STEEPNESS OF LIGHTNING CURRENT ON CALCULATION RESULTS OF TRANSMISSION LINE INSULATION BACKFLASHOVER PROBABILITY

Abstract

The article examines influence of correlation coefficient between amplitude and steepness on calculation results of backflashover probability value. It has been shown that correlation coefficient value can significantly influence the calculated probability. Thus, the correlation coefficient value needs to be measured accurately.

Keywords:

finite-difference time-domain method, grounding, transmission line tower, backflashover probability.

Введение

Существующие данные измерений параметров токов молнии несколько различаются [1-3]. В частности, это относится к корреляции между амплитудой и крутизной тока молнии.

Важно выяснить, нужно ли учитывать вероятностные данные о крутизне (времени фронта) тока молнии или достаточно использовать среднее (возможно, зависимое от амплитуды) значение крутизны (времени фронта), как, например, в [2, 4]. И если нужно, то как значение коэффициента корреляции между амплитудой и крутизной тока молнии влияет на рассчитанные значения вероятности перекрытия.

Методика расчетов. Вначале проводится расчет напряжения на изоляции для ступенчатого тока. В данной работе для этого используется метод конечных разностей во временной области [5]. Затем через интеграл Дюамеля рассчитывается напряжение на изоляции для произвольного тока. Далее производится расчет кривой опасных параметров, показывающей сочетания амплитуд и крутизн тока, которые приводят к перекрытию изоляции. Перекрытие изоляции определяется при помощи метода для напряжений нестандартной формы [6]. Вероятность перекрытия изоляции находится путем численного интегрирования функции двумерной плотности вероятности сочетания амплитуд и крутизн по области справа от кривой опасных параметров [7]. Функция двумерной плотности вероятности для логнормального распределения с учетом коэффициента корреляции определяется как:

$$\begin{aligned}
 p(I, S) &= \frac{1}{2\pi IS\sqrt{1-\rho}} e^{(-q/2)}, \\
 q &= \frac{1}{1-\rho^2} (z_I^2 - 2\rho z_I z_S + z_S^2), \\
 z_I &= \frac{\ln I - \ln M_I}{\beta_I}, \\
 z_S &= \frac{\ln S - \ln M_S}{\beta_S},
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

где I – амплитуда тока (первый пик); S – крутизна тока; M_I – медианное значение тока; β_I – среднеквадратическое отклонение $\ln I$ (M_S , β_S – соответствующие значения для крутизны тока); ρ — коэффициент корреляции.

Результаты расчетов. Расчеты проведены для опоры ПС110-10 линии 110 кВ и опоры ПЗ30-2 линии 330 кВ. Размер расчетной сетки равен 0.5 м. Проводники моделировались при помощи метода [8]. Поглощающие граничные условия – convolutional perfectly matched layer (CPML) [5]. Диаметр проводников заземлителя – 12 мм. Диаметр грозотроса – 10 мм. Расщепленные фазные провода в случае с опорой ПЗ30-2 состоят из двух проводников диаметром 24 мм и расположены на расстоянии 0.5 м. Фазные провода опоры ПС110-10 имеют диаметр 20 мм. Грозотрос, проводник канала молнии и фазные проводники моделируются бесконечными. Удельное сопротивление грунта равно 500 Ом·м.

Форма тока молнии задавалась при помощи функции, рекомендованной в [9].

Для линейной изоляции в установке работы [6] положительный импульс подавался в фазный провод относительно траверсы, поэтому здесь использованы данные для положительного импульса. Для опоры ПЗ30-2 длина гирлянды изоляторов принята равной 2.9 м, для опоры ПС110-10 – 1.2 м.

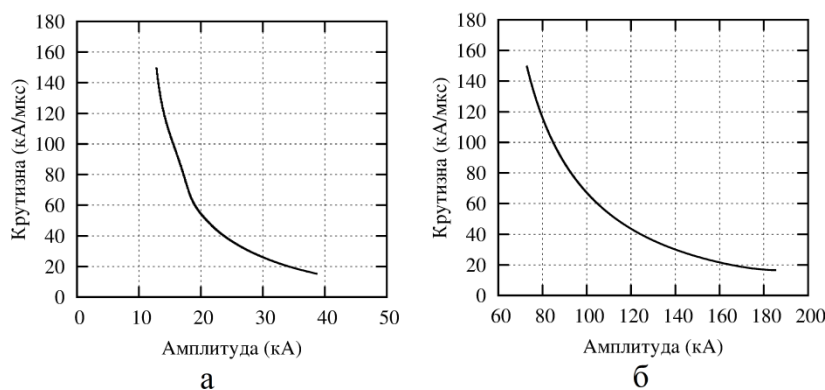
При расчете вероятности перекрытия изоляции использованы следующие вероятностные данные для токов молнии [2]: медиана амплитуды – 27.7 кА, максимальные крутизны на фронте – 18.9 кА/мкс, среднеквадратическое отклонение амплитуды – $0.28 \cdot \ln 10$, крутизны – $0.26 \cdot \ln 10$ (расчеты проведены для первых компонентов разряда), отношение максимальной крутизны к средней – 2.148. Время полуспада — 77.5 мкс [1] (существенно меньшее время в [2] приводит к ошибке расчетов).

Также расчеты вероятности перекрытия проведены с применением предложенной в [2] зависимости между током и временем фронта:

$$t_f = 1.31 \cdot \exp(I / 230), \quad (2)$$

где t_f – время фронта (мкс); I – амплитуда тока (кА). Время фронта t_f в [2] рассчитывается как отношение амплитуды к максимальной (на фронте) крутизне тока.

На рисунке представлены кривые опасных параметров для рассмотренных случаев.



Кривые опасных параметров:
а – ПС110-10; б – ПЗ30-2

Рассчитанное минимальное значение амплитуды тока, при котором происходит перекрытие, составляет 32.81 кА для рассмотренного случая с опорой ПС110-10 и 111.04 кА для случая с опорой ПЗ30-2.

Результаты расчетов значений вероятности перекрытия изоляции представлены в таблице.

Значения вероятности перекрытия изоляции

Опора	Коэффициент корреляции (расчеты с использованием кривых опасных параметров)					Использование формулы (2)
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	
ПС110-10	0.30	0.33	0.35	0.37	0.39	0.40
ПЗ30-2	0.004	0.006	0.010	0.013	0.017	0.016

Из результатов видно, что значение коэффициента корреляции между амплитудой и крутизной тока существенно влияет на рассчитанные значения вероятностей для рассмотренных случаев.

Выводы

Корреляция между амплитудой и крутизной тока может существенно влиять на рассчитанные значения вероятностей обратного перекрытия изоляции опор линий электропередачи. Если значение коэффициента корреляции высоко, по всей видимости, для расчетов можно использовать формулу, согласно которой крутизна тока принята зависимой от амплитуды. В противном случае необходимо учитывать вероятностный характер значений крутизны тока. Таким образом, существует необходимость в дополнительных измерениях параметров токов молнии.

Литература

1. Lightning parameters for engineering applications / V. A. Rakov, A. Borghetti, C. Bouquegneau, W. A. Chisholm, V. Cooray, K. Cummins, G. Diendorfer, F. Heidler, A. M. Hussein, M. Ishii, C. A. Nucci, A. Piantini, O. Pinto, X. Qie, F. Rachidi, M. Saba, T. Shindo, W. Schulz, R. Thottappillil, S. Visacro // CIGRE Technical Brochure. 2013. Вып. 549.
2. Takami J., Okabe S. Observational results of lightning current on transmission towers // IEEE Transactions on Power Delivery. 2007. Vol. 22, вып. 1. P. 547-556.
3. Statistical analysis of lightning current parameters: measurements at Morro do Cachimbo Station / S. Visacro, A. Soares, M. A. O. Schroeder, L. C. L. Cherchiglia, V. J. de Sousa // J. Geophys. Res. 2004. Vol. 109, вып. D1. P. 1-11.
4. LaForest J. J. Transmission line reference book, 345 kV and above. Electric Power Research Institute, 1982.
5. Taflove A. Computational electrodynamics: The finite-difference time-domain method. 3 edition. Boston: Artech House, 2005.
6. Performance of large air gaps under lightning overvoltages: experimental study and analysis of accuracy predetermination methods / A. Pignini, G. Rizzi, E. Garbagnati, A. Porrino, G. Baldo, G. Pesavento // IEEE Transactions on Power Delivery. 1989. Vol. 4, вып. 2. P. 1379-1392.
7. Корсунцев А. В., Покровская К. И. Кривые опасных параметров и расчет вероятности перекрытия изоляции воздушных линий при ударах молнии // Известия НИИПТ. 1963. Вып. 10. С. 3-17.
8. Guiffaut C., Reineix A., Pecqueux B. New oblique thin wire formalism in the FDTD method with multiwire junctions // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. 2012. Vol. 60, вып. 3. P. 1458-1466.
9. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. Cigre, 1991.

Сведения об авторах

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. 311. 1

И. С. Шиханов, А. С. Карпов, В. В. Ярошевич

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОПЛАТФОРМЕННОЙ СРЕДЫ LABVIEW ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Аннотация

Рассмотрена среда программирования LabVIEW, которая широко используется в промышленности, научно-исследовательских лабораториях и образовании различных профилей. Показана перспектива ее использования в энергетике для моделирования процессов в высоковольтной сети. С помощью нее реализована работающая модель участка сети, которая позволяет рассмотреть влияние новых потребителей еще до присоединения к сети, а также проанализировать реакцию воздействия уже подключенных потребителей на новых (и наоборот).

Ключевые слова:

программирование, моделирование участка сети, виртуальный прибор, генератор сигнала, панель управления, блок-диаграмма, параметры сети, электромагнитная совместимость, высоковольтная сеть, подстанция.

I. S. Shikhanov, A. S. Karpov, V. V. Yaroshevich

POSSIBILITY OF USING THE MULTIPLATFORM PROGRAMMING ENVIRONMENT LABVIEW FOR THE SOLUTION OF TASKS IN HIGH-VOLTAGE POWER INDUSTRY

Abstract

The article describes the programming environment LabVIEW which is widely used in the industry, research laboratories and in education of various profiles. We have showed the prospect of its use in power engineering for model operation of processes in a high-voltage network. Using LabVIEW we have developed a working model of the network site which allows to see the influence of new consumers even before accession to a network is realized as well as to analyse reaction of influence of already connected consumers on the new ones (and vice versa).

Keywords:

programming, model operation of a network site, virtual instrument, signal generator, control panel, block-diagram, network parameters, electromagnetic compatibility, high-voltage network, substation.

Существуют различные среды программирования, отличающиеся друг от друга своими функциями, графической оболочкой и конкретной направленностью. Одной из таких сред является Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench (сокращенно LabVIEW). Работа в ней осуществляется при помощи графического интерфейса, который облегчает программирование до соединения различных функциональных блоков, структур и виртуальных приборов (ВП; рис.1).

LabVIEW представляет собой среду графического программирования, которая широко используется в промышленности, образовании и научно-исследовательских лабораториях в качестве стандартного инструмента для сбора данных и управления приборами. Она является мощной, гибкой и многоплатформенной программной средой, которая применяется для проведения измерений и анализа полученных данных [1]. LabVIEW можно использовать на различных операционных системах (ОС): Windows,

MacOS, Linux, Solaris и HP-UX. Процесс создания ВП в данной среде является удобным и интуитивно понятным, что значительно ускоряет и упрощает разработку и применение программ.

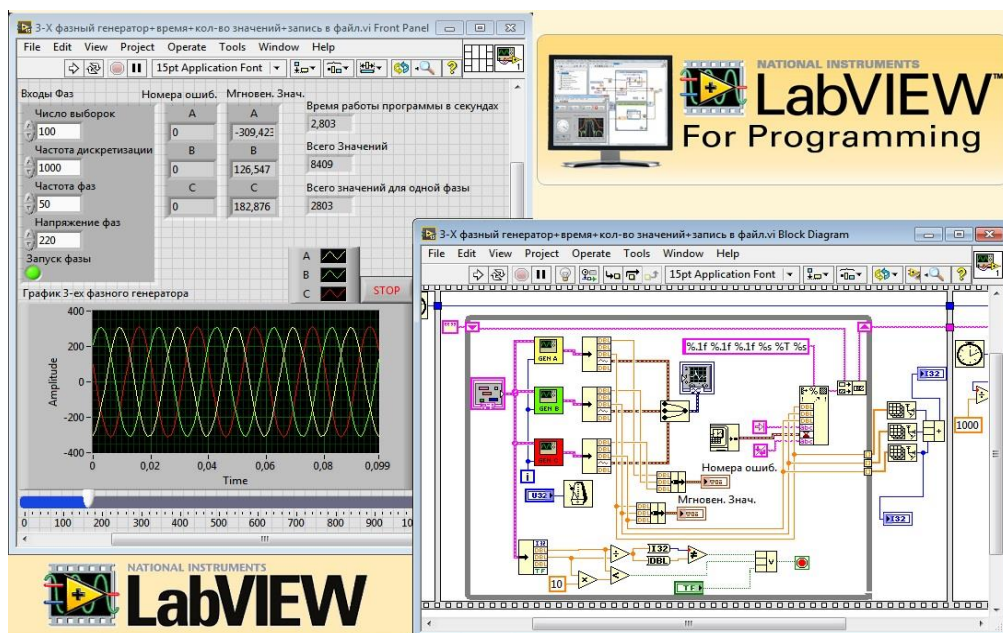


Рис. 1. Визуальное представление оболочки LabVIEW

Компания «National Instruments» (NI) была основана в 1976 г. в г. Остин (штат Техас) Джеймсом Тручардом (James Truchard), Джеффом Кодоски (Jeff Kodosky) и Биллом Новлиным (Bill Nowlin). Через 10 лет после создания NI была выпущена первая версия среды программирования LabVIEW, но только для AppleMacintosh. Вскоре, в 1993 г., вышла кроссплатформенная версия данной среды, включающая в себя ОС Windows. Было выпущено множество модификаций, и дальнейшее описание и моделирование производились в версии LabVIEW 2015.

Концепция LabVIEW включает в себя весь набор инструментов, необходимых для сбора данных, их анализа и представления полученных результатов. С помощью графического языка программирования LabVIEW, именуемого G (Джей), можно программировать вашу задачу из графической блок-диаграммы, которая компилирует алгоритм, в машинный код [1].

Также преимуществом данной среды программирования является то, что у компании «National Instruments» имеется большой контингент уже готового физического оборудования для различных задач, которые облегчат исследования или мониторинг определенных процессов. Преимуществом данного оборудования является то, что оно корректно взаимодействует со средой программирования LabVIEW. Однако можно использовать и любое другое оборудование, не относящейся к компании «National Instruments», но которое имеет стандартизированный интерфейс (порт) передачи данных, такой как COM, Ethernet и др. [2]. Для облегчения соединения стороннего оборудования с ПК (на базе ОС Windows) вместе с LabVIEW идет модуль

Measurement & Automation Explorer (MAX) [3], с помощью которого можно настраивать подключение и тестировать правильность работы конкретного оборудования, проверять и устанавливать необходимое ПО для прибора. Также с помощью данной утилиты можно производить настраиваемые измерения определенными приборами от компании NI без использования при этом среды программирования LabVIEW.

Важнейшим плюсом LabVIEW является то, что можно создать ВП, который будет обладать такими же функциями, что и физический прибор. Например, зная, что нужно нам оборудование собирает данные, которые представлены в виде сигналов, можно симитировать этот процесс, создав программу, которая будет генерировать сигналы с нужными параметрами (частоты, амплитуды, смещения и т. д.). И на основе этого можно разработать программу для обработки этих сигналов, которая в дальнейшем подойдет и к физическому оборудованию.

Например, возьмем действующую трансформаторную подстанцию и предположим, что к ней хотят присоединить конкретного потребителя, у которого известно достаточно параметров, чтобы оценить его вклад, а именно его:

- гармонические составляющие (в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [4] минимум до 2 кГц);
- уровни потребления (величина тока и характер его изменения) [5-10];
- специфика нагрузки (активная/реактивная; источник/потребитель реактивной энергии [11-17]).

Чтобы оценить воздействие потребителя на выбранную сеть, достаточно создать ВП с регулировкой выше перечисленных параметров, изменение которых отразятся на графиках сигналов.

На первом этапе моделирования нужно понять, из скольких виртуальных подприборов будет состоять конечный результат, которым является модель участка сети. Во-первых, сеть будет трехфазная, следовательно, будет состоять из фазы А, В и С, которые будут смещены друг относительно друга на 120 градусов. Во-вторых, такие параметры, как частота выборок, частота дискретизации, частота сигнала, напряжение, угол фи, значения гармонических составляющих, ток потребления – могут регулироваться пользователем, в зависимости от объекта исследования. В-третьих, результат должен выводиться в виде имитации движения трехфазных сигналов для напряжения и для тока, а для их более детального осмотра следует создать возможность замедления и остановки осциллограммы. И, в-четвертых, необходимо вывести амплитудные и мгновенные значения напряжений и токов, чтобы оценить воздействие различных параметров.

В среде программирования LabVIEW присутствует функция создания подпрограмм, позволяющая из простых или готовых комплектующих создавать более сложные программы, которые в дальнейшем можно использовать как составную часть в следующем ВП. Данная функция значительно облегчает процесс написания многосоставной программы. В LabVIEW есть огромное количество различных готовых подприборов, такие как генерация осциллограмм различных сигналов с регулировкой определенных параметров, готовые функции сбора данных, анализаторы различных сигналов и многое другое. Отличительной особенностью LabVIEW является то, что все эти виртуальные подприборы не являются эталонными и могут быть изменены в зависимости от поставленных задач.

Например, для создания трехфазного генератора сигналов потребуется генератор фазы А, фазы В и фазы С. Можно его построить как единое целое, что значительно усложнит и удлинит процесс. А можно создать однофазный генератор с возможностью изменения параметров сдвига угла фазы, а затем эти три сигнала поместить на один график. Созданный ВПП показан на рис.2.

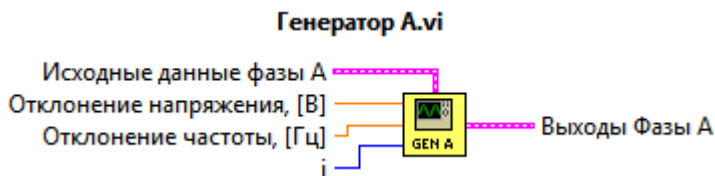


Рис. 2. Виртуальный прибор «Генератор А»

Панель управления данного прибора изображена на рис.3, в ней изначально задаются параметры кластера «Исходные данные фазы А», а в дальнейшем во время работы программы можно менять значения частоты и напряжения, а числовой контроллер «i» отвечает за смещение фазы, которое в дальнейшем потребуется для имитации движения сигнала.

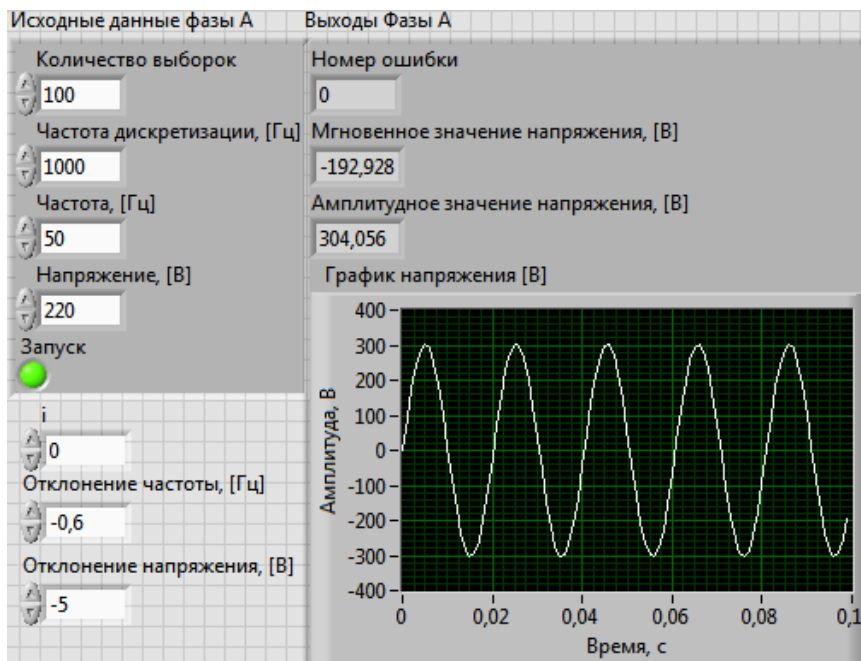


Рис. 3. Панель управления генератора А

Ядром данной подпрограммы является готовое решение от LabVIEW, а именно осциллограмма синуса (рис.4). Она позволяет изменять количество выборок (samples), амплитуду сигнала (amplitude), частоту (frequency), а также смещение фазы (phase in) и выводит полученный массив значений (sine wave), мгновенное значение сигнала (phase out) и номер ошибки (error).

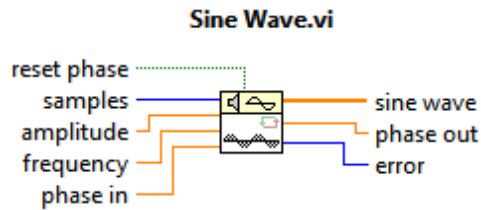


Рис. 4. Встроенная функция синуса (SineWave) с регулируемыми параметрами

В кластер «Входы фазы А» были внесены изменения перед непосредственным соединением с «SineWave». Они коснулись таких параметров, как напряжение, частота сигнала и частота дискретизации.

На рисунке 5 можно видеть ряд операций над блоками. Для удобства описания особенно важные элементы пронумерованы и подписаны.

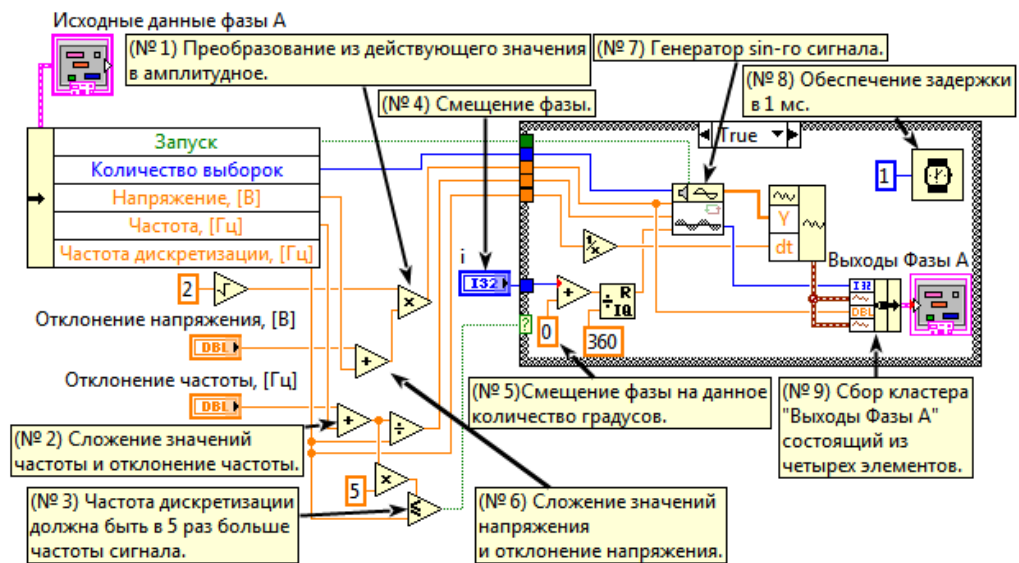


Рис. 5. Блок-диаграмма генератора А

Чтобы изменять значения частоты и действующего напряжения во время работы будущего ВП потребовалось соединить эти параметры с числовыми контроллерами отклонения частоты и напряжения с помощью функции «Add» (№ 2 и № 6). После этого, какое бы значение не было задано, оно мгновенно изменит конечный результат.

Также была выполнена операция преобразования действующего значения в амплитудное (№ 1).

Главным объектом данного ВП стала структура, регулируемая неравенством, при котором частота дискретизации должна быть в 5 раз больше частоты фазы (№ 3), а конечным результатом верно выполненного неравенства является осциллограмма напряжения, в случае ошибки на экран будет выведено диалоговое окно о некорректных исходных данных.

Для реализации конечной модели подстанции необходимо внести параметры, характеризующие потребителей, указанные ранее.

Так как и гармонические составляющие, и токи со смещениями в зависимости от специфики нагрузки можно представить в виде синусоидального сигнала с регулировкой нужных параметров, то данные ВПП можно построить на базе предыдущего «Генератора А», изменив лишь несколько параметров. Таким образом, учет характера нагрузок позволяет проводить более детальный анализ на модели в среде LabVIEW.

Из созданных ранее ВПП составлена конечная модель. Данная система имеет 4 потребителей, первые три будут подключены к фазам А, В и С соответственно, а четвертый к фазе А. Для удобства восприятия «Модель участка сети» разделена на 3 рисунка (рис.6-8). На рис.6 изображены панели с выбором значений первых 40 гармонических составляющих, исходных данных, задающих такие значения, как: количество выборок, частота дискретизации, частота сигнала и напряжение, а также кластеры-индикаторы для мониторинга амплитудных значений тока и напряжения.

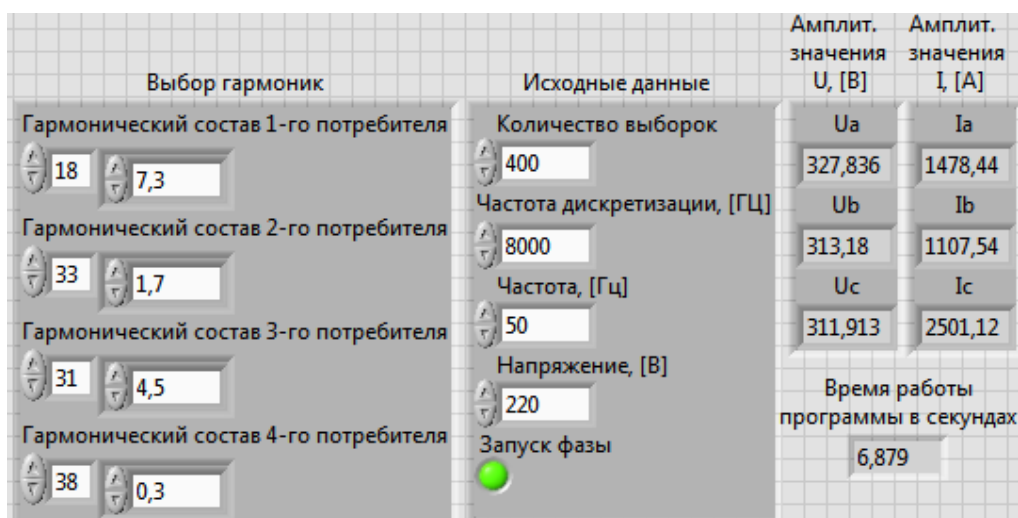


Рис. 6. Первая часть фронтальной панели ВП «Модель участка сети»

Рисунок 7 включает в себя панель с 4 потребителями, каждый из которых имеет свои настраиваемые параметры, такие как «Смещение напряжения», «Смещение частоты», «Угол фи» и «Значение тока».

Если ранее рассмотренные регуляторы требуется задавать до старта программы, то параметры потребителей можно изменять во время работы ВП. Конечный результат заданных значений оценивается на графиках, приведенных на рис.8, где представлены две трехфазные осциллограммы тока и напряжения, а также их мгновенные значения. Также для удобства оценки качества сигналов создана регулируемая задержка вывода сигнала на экран от 0 до 1000 мс.

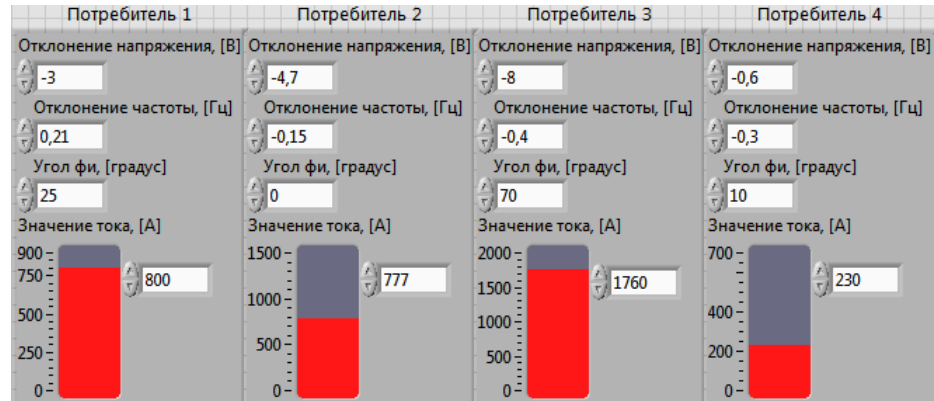


Рис. 7. Вторая часть фронтальной панели ВП «Модель участка сети»

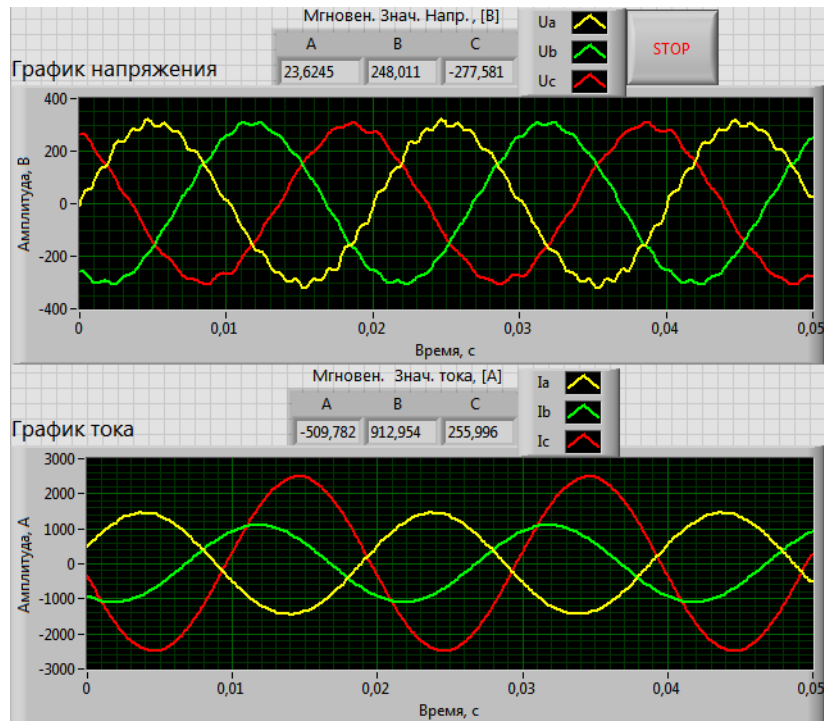


Рис. 8. Третья часть фронтальной панели ВП «Модель участка сети»

Таким образом, программный инструмент LabVIEW интересен с точки зрения моделирования действующей сети с возможностью создания виртуальной модели, которая очень гибко и адекватно регулируется различными параметрами. Особенностью этих регулировок является отсутствие эталонных элементов сети и возможность задавать любые характеристики элементов. Описанный подход позволяет рассмотреть влияние новых потребителей еще до присоединения их к сети, а также проанализировать реакцию воздействия уже подключенных потребителей на новых (и наоборот).

Литература

1. Трэвис Дж., Кринг Дж. LabVIEW для всех. 4-е издание, перераб. и доп. М.: ДМК Пресс, 2011. 904 с.
2. Оценка использования сертифицированных регистраторов показателей качества электроэнергии / И. С. Шиханов, А. С. Карпов, В. В. Ярошевич, Г. П. Фастий, Е. А. Токарева // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. Вып. 11. С. 55-67.
3. Магда Ю. С. LabVIEW: практический курс для инженеров и разработчиков. М.: ДМК Пресс, 2012. 208 с.
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.07.2014. М.: Стандартинформ 2014. 20 с.
5. Карпов А. С., Ярошевич В. В., Карпова О. М. Оценка эффективности мониторинговых исследований качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97 в высоковольтной сети 6-150 кВ // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2013. Вып. 7. С. 117-121.
6. Карпов А. С., Ярошевич В. В. Выявление направлений развития сетей 6-35 кВ на основе опыта мониторинговых исследований показателей качества электроэнергии высоковольтной сети Северо-Запада России // Материалы I Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы». Томск, 2013. Т. 1. С. 163-167.
7. Обзор электропотребления разветвленной электрической сети напряжением 10/0.4 кВ Кольского научного центра Российской академии наук / Ю. А. Арефьева, А. Е. Веселов, А. С. Карпов, Е. А. Токарева, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. Вып. 10. С. 24-33.
8. 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, вып. 19. С. 102-106.
9. Анализ результатов мониторинговых регистраций качества электроэнергии / Ю. М. Невретдинов, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич, А. С. Карпов // Вестник МГТУ. 2014. Т. 17, № 1. С. 67-76.
10. Анализ влияния несимметричных режимов и гармонических составляющих тока нагрузки на условия работы гидрогенераторов ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС. Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / Ю. М. Невретдинов, А. В. Карпов, И. Е. Кабеев, А. В. Бурцев. Апатиты: КНЦ РАН, 2006. 96 с.
11. Особенности распределения токов при проведении экспериментов в действующих распределительных устройствах при низкой проводимости грунта / Ю. М. Невретдинов, Г. П. Фастий, И. Е. Кабеев, А. А. Карпов // Сборник докладов IX Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности «ЭМС-2006» (Санкт-Петербург, 20-22 сентября 2006 г.). СПб.: ВИТУ, 2006. С. 146-149.

12. Разработка технических мероприятий по экономии электроэнергии в городских электрических сетях Мурманской области / А. Е. Веселов, Е. А. Токарева, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Вестник Кольского научного центра РАН. 2011. № 3, вып. 6. С. 59-62.
13. Проблемы контроля качества электроэнергии и выявления источников его снижения / Ю. М. Невретдинов, А. С. Карпов, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Научные труды Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». Самара, 2011. Т. 3. С. 139-144.
14. Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П., Ярошевич В. В. Проблемы локализации источника искажений качества электроэнергии // Сборник докладов X Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности «ЭМС-2008». СПб.: ВИТУ, 2008. С. 138-142.
15. Шиханов И. С., Карпов А. С., Ярошевич В. В. Исследование проблемы качества электроэнергии городской сети // Сборник статей межвузовского конкурса студенческих научных работ «Научная элита XXI века» (победители и лауреаты 2013-2015). Мурманск: МГТУ, 2015. С. 98-102.
16. Гольдштейн В. Г., Кузнецов Д. В. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 140-145.
17. Гольдштейн В. Г., Кубарьков Ю. П., Макаров Я. В. Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мультиагентных систем // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015. № 8. С. 42-49.

Сведения об авторах

Шиханов Иван Сергеевич,

инженер-исследователь лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: shikhanovPhD@yandex.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

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

УДК 621.311

В. И. Яковлев, В. В. Ярошевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Аннотация

Рассматривается сеть электроснабжения при отключении короткого замыкания. Выделяются два электрических контура, позволяющие изучить основные частотные характеристики перенапряжений сети при коротких замыканиях. Анализируются результаты расчётов и компьютерного моделирования при сопоставлении с экспериментальными исследованиями. Для проведения многократных и безаварийных экспериментов по отключению коротких замыканий применяется разработанное имитационное щитовое оборудование. При этом сохраняются реальные параметры моделируемой сети. Приводится характеристика мероприятий по снижению перенапряжений.

Ключевые слова:

короткое замыкание, перенапряжения, переходные процессы.

V. I. Yakovlev, V. V. Yaroshevich

ELECTRICAL OVERVOLTAGES OCCURRING AFTER A SHORT CIRCUIT DISCONNECTION IN THE POWER SUPPLY NETWORK

Abstract

An electrical network after the short circuit disconnection has been investigated. There are two electrical circuits allowing to explore the basic frequency response of network overvoltages at short circuits. Calculation results and computer simulation of transients have been compared to experimental research. For repeatable, trouble-free conduction of the experiments with short circuit disconnection the simulation switchboard was used. In the experiments, the real network parameters were kept. The procedures for reducing overvoltages, are presented.

Keywords:

short circuit, overvoltage, transients.

Постановка задачи. Исследование перенапряжений при коротких замыканиях сопряжено с возникновением возможной аварии в электрической сети, что мешает выявить характерные особенности. К тому же проведение исследований в одной электрической сети может кардинальным образом отличаться от исследований в другой электрической сети, что происходит из-за разнообразных электрических параметров, влияющих на характер перенапряжений. Расчётные методики и моделирующие программы требуют учёта физических процессов возникновения и погасания электрической дуги.

Поэтому возникает необходимость разработки имитационного щита для многократного проведения экспериментов при коротких замыканиях.

Основные допущения. Рассматривается отключение однофазного короткого замыкания (КЗ) на конечном приёмнике, так как вероятность различных видов КЗ характеризуется следующими величинами: трехфазное – 5 %; двухфазное на землю – 30 %; однофазное – 65 %. Ток короткого замыкания в поврежденном участке не вызывает переходных процессов в других ветвях.

Приведение системы электроснабжения к электрической схеме замещения. Пунктиром на рис.1 выделены два контура с током, возникающих при срабатывании автомата, отключающего КЗ на конечном электроприёмнике.

Для определения основных элементов, участвующих в формировании параметров перенапряжения, составляется схема петли «фаза – ноль» со всеми сопротивлениями.

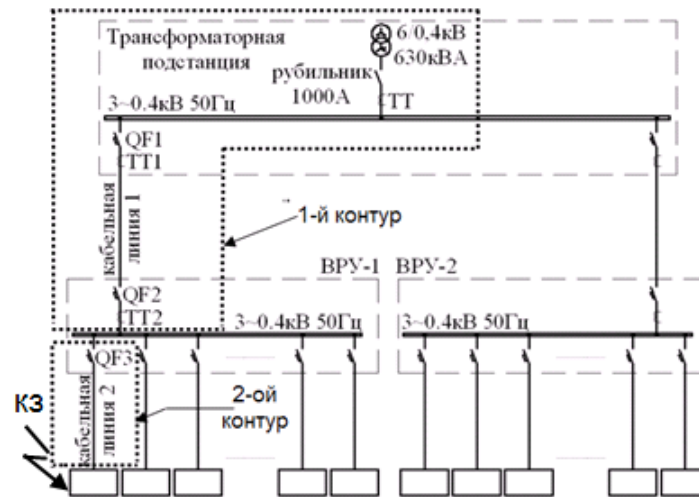


Рис. 1. Схема электроснабжения в нормальном режиме

В соответствии с контурами, показанными на рис.1, получаем электрическую цепь на рис.2, которая при отключении однофазного КЗ распадается на две цепи. Обозначим L_1, R_1, C_1 параметрами системы электроснабжения от трансформаторной подстанции до коммутационного аппарата, отключающего ток короткого замыкания; L_2, R_2, C_2 – параметрами отключаемого закороченного участка.

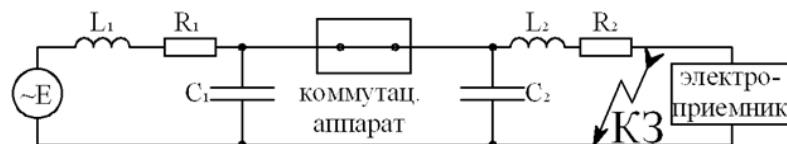


Рис. 2. Электрическая схема при КЗ

Расчёт переходного процесса без учёта дуги. В заданный момент времени размыкания напряжение в начале коммутационного процесса определяется как: $U = U_m e^{j\psi}$. Соответственно, ток в индуктивности и напряжение на емкости для каждой части цепи, возникшей после отключения при произвольном угле ψ , составляют:

$$i_{L0} = |I| \sin(\arg I), u_{C0} = |U_C| \sin(\arg U_C).$$

Расчеты для левой и правой частей цепи проводятся аналогично, поэтому далее приведем выражения для левой части цепи (рис.2), в которой после отключения продолжает действовать источник напряжения.

Для левой части цепи установившийся ток и напряжение на емкости представляются следующим образом:

$$i_{ust}(t) = |I_{ust}| \sin(\omega t + \arg(I_{ust}));$$

$$U_{Cust}(t) = |U_{Cust}| \sin(\omega t + \arg(I_{Cust})).$$

Переходный процесс описывается следующими уравнениями:

$$i_L - i_c = 0; R_1 i_L + L_1 \frac{di_L}{dt} + \frac{1}{C_1} \int i_c dt = U_m \sin(\omega t + \psi).$$

Из однородного уравнения рассчитываются корни:

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 \\ R_1 + pL_1 & 1/pC_1 \end{bmatrix} = 0.$$

Для решения уравнений переходного процесса сначала определяются начальные условия для зависимых переменных, какими являются i'_c ; i'_L ; u'_c ; i_c , где штрихом обозначается производная соответствующей переменной. Независимыми переменными являются i_L и u_c . Система уравнений для определения зависимых переменных i'_c ; i'_L ; u'_c ; i_c получается при $t=0$ из уравнений переходного процесса с добавлением как проинтегрированного уравнения $i_L - i_c = 0$, так и уравнения связи $C_1 u'_c(t) - i_c(t) = 0$, и в матричном виде имеет вид:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -L_1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & C_1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i'_c \\ i'_L \\ u'_c \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L 0 \\ U_m \sin \psi - R_1 i_L 0 + u_c 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}.$$

Решения для токов $i_L(t)$, $i_c(t)$ и напряжения $u_c(t)$ будут соответственно:

$$i_L(t) = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t} + i_{Lust}(t);$$

$$i_c(t) = B_1 e^{p_1 t} + B_2 e^{p_2 t} + i_{Cust}(t);$$

$$u_c(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t} + u_{Cust}(t).$$

Система уравнений для определения постоянных интегрирования $A_1 - C_2$ имеет вид:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ p_1 & p_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & p_1 & p_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & p_1 & p_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ B_1 \\ B_2 \\ C_1 \\ C_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L(0) - i_{Lust}(0) \\ i_C(0) - i_{Cust}(0) \\ u_C(0) - u_{Cust}(0) \\ i'_L(0) - \omega |I_{ust}| \cos[\arg(I_{ust})] \\ i'_C(0) - \omega |I_{ust}| \cos[\arg(I_{ust})] \\ u'_C(0) - \omega |U_{ust}| \cos[\arg(U_{Cust})] \end{bmatrix}.$$

Перенапряжения при отключении КЗ с погасанием электрической дуги между контактами коммутационного аппарата при токе 20 А приведены на рис.3.

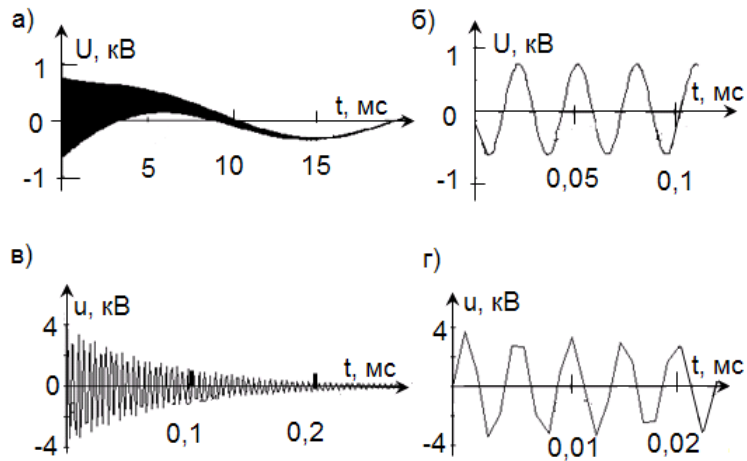


Рис. 3. Расчетные перенапряжения цепи до коммутационного аппарата (частота 33.86 кГц): масштаб 5 мс (а), масштаб 0.05 мс (б); и после (частота 772.7 кГц): масштаб 0.1 мс (в), масштаб 0.01 мс (г)

Таким образом, перенапряжения до и после коммутационного аппарата отличаются между собой по частоте и амплитуде.

Моделирование процесса отключения короткого замыкания в среде SimPowerSystems. Для моделирования перенапряжений с учётом процессов в дуге рассматривается следующая модель, представленная на рис.4.

На рисунке 4 отображены следующие элементы: 1 – коммутационный аппарат, отключающий КЗ на линии; 2 (R_1, L_1, C_1) – эквивалентные параметры электрической сети до коммутационного аппарата; 3 (R_2, L_2, C_2) – электрическая цепь после коммутационного аппарата, отключающего ток короткого замыкания; 4 – таймер на размыкание цепи в необходимый промежуток времени при прохождении тока через необходимые значения; 5 – осциллограф для регистрации перенапряжений; 6 – блок имитации тока короткого замыкания.

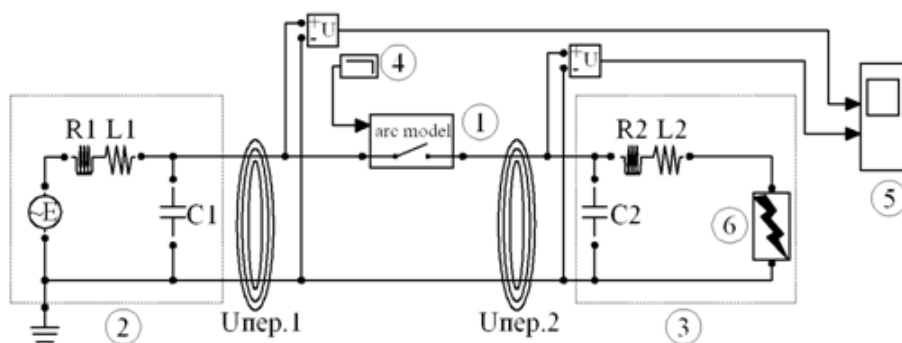


Рис. 4. Модель в среде SimPowerSystems

Частота перенапряжений после коммутационного аппарата достигает 772 кГц, что значительно больше частоты 33 кГц до коммутационного аппарата (рис.5). Такая разница по частоте может быть объяснена различными электрическими параметрами каждой части цепи, возникающими после срабатывания выключателя. Отсюда будут вытекать предложения по снижению перенапряжений за счет изменения параметров схемы.

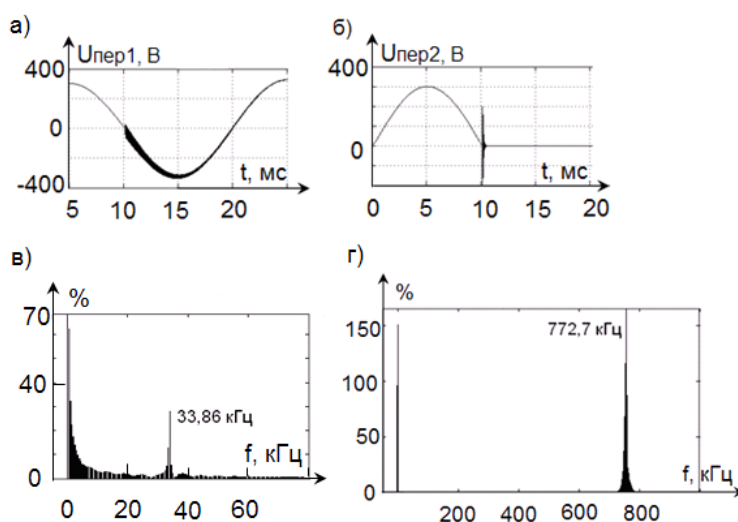


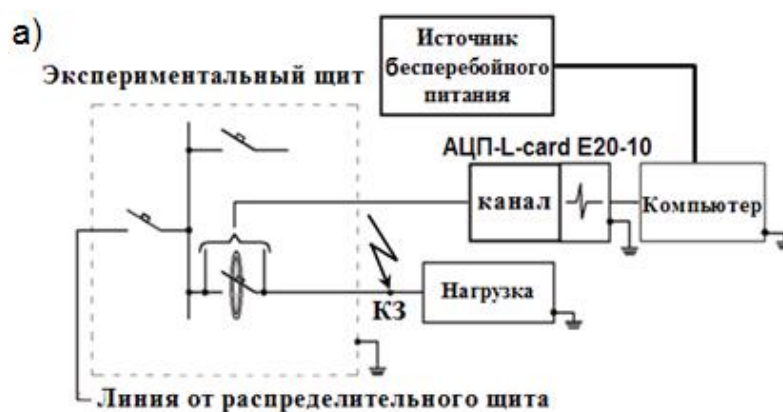
Рис. 5. Модельные перенапряжения (а и б) и их спектральный состав (в и г). $U_{пер1}$, $U_{пер2}$ – перенапряжения соответственно до и после коммутационного аппарата

Эксперимент в реальной системе электроснабжения. Электрическая схема и стенд для проведения опытов показаны на рис.6а, б.

Для регистрации коротких импульсов в качестве измерительного устройства использован двухканальный цифровой запоминающий осциллограф типа VM8021. Для более детальной проработки осциллограмм применен быстродействующий внешний модуль ввода – вывода на шину USB 2.0, каким является аналого-цифровой преобразователь типа АЦП L-CardE20-10 с частотой пропускания аналогового сигнала 10 МГц.

На одной из групп экспериментального щита выполнялось преднамеренное КЗ. Точка КЗ выбрана в непосредственной близости с коммутационным аппаратом. Поэтому перенапряжение после погасания дуги будет иметь лишь составляющую, определяемую параметрами электрической сети.

При проведении эксперимента цифровой запоминающий осциллограф типа VM 8021 зафиксировал импульсное перенапряжение амплитудой 6.2 кВ. Такие импульсы возникают как в начале, так и в конце переходного процесса. Первый импульс напряжения можно связать с начальным разведением контактов и «взрывом» мостика из жидкого металла при образовании электрической дуги [1]. Второй импульс напряжения вызван преждевременным погасанием дуги между контактами коммутационного аппарата.



б)



Рис. 6. Экспериментальный стенд для регистрации перенапряжений в действующей электрической сети при отключении КЗ:

1 – экспериментальный щит; 2 – силовой распределительный щит; 3 – регистратор возникающих переходных процессов; 4 – персональный компьютер

В результате изменения времени развертки удалось зарегистрировать процессы дугообразования при расхождении контактов.

На рисунке 7 показана осциллограмма перенапряжений на коммутационном аппарате при отключении КЗ, где обозначено: 1 – перенапряжение при образовании дуги амплитудой 5.35 кВ; 2 – перенапряжение амплитудой 0.39 кВ после погасания дуги.

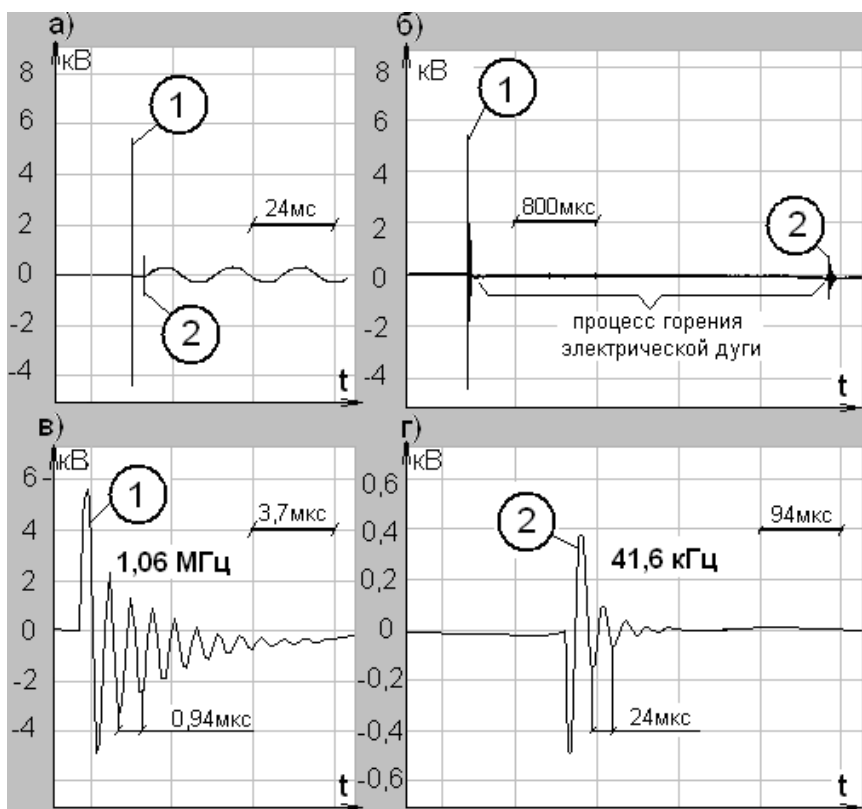


Рис. 7. Перенапряжения при отключении КЗ в реальной сети:
а – развертка 24 мс/дел.; б – развертка 800 мкс/дел.; в – развертка 3.7 мкс/дел.;
г – развертка 94 мкс/дел.

Эксперимент с помощью имитационного щита. На рис.8а показана принципиальная схема имитационного щита, с помощью которого безаварийно создаются и исследуются реальные перенапряжения при отключениях токов коротких замыканий. На рис.8б, в, г, д – перенапряжения.

На рисунке 8а обозначены: 1 – разделительный трансформатор; 2 – отключение КЗ; 3 – магнитный пускатель; 4 – магазин емкостей емкостью $C_1 - C_{10}$ (от 400 рФ до 10 мкФ) с переключателем; 5 – трансформатор тока; 6 – E20-10 (модуль быстродействующего аналого-цифрового преобразования, обеспечивающий непрерывный сбор 16-битных данных с частотой до 10 МГц); 7 – блок подготовки выполнения КЗ; 8 – источник бесперебойного питания; 9 – компьютер.

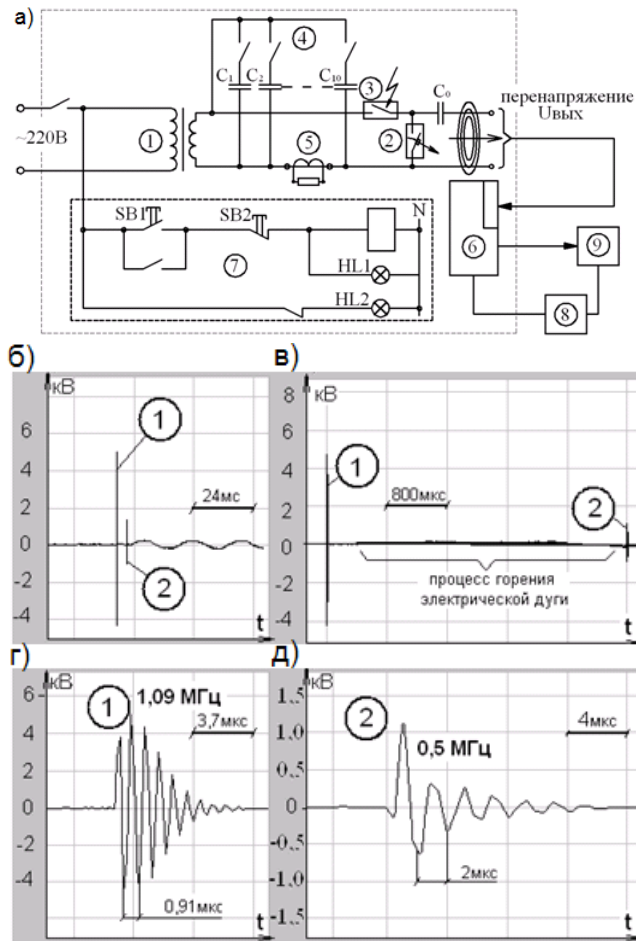


Рис. 8. Перенапряжения при отключении КЗ на имитационной установке:
 б – горизонтальная развертка 24 мс/дел.; в – горизонтальная развертка
 800 мкс/дел.; г – перенапряжение при образовании дуги
 (горизонтальная развертка 3.7 мкс/дел.); д – перенапряжение после гашения
 дуги (горизонтальная развертка 4 мкс/дел.)

Короткое замыкание во вторичной цепи разделительного трансформатора (1) осуществляется с помощью мощного магнитного пускателя (3). Управление пускателем выполняется кнопками Sb1 и Sb2. Магнитный пускатель замыкает вторичную цепь, далее происходит ее автоматическое отключение при помощи коммутационного аппарата (2) с установкой С 6А, при этом образуется перенапряжение, необходимое для дальнейших исследований.

Перенапряжения, получаемые на имитационной установке, идентичны перенапряжениям, возникающим в реальной системе электроснабжения при отключении КЗ. Так, перенапряжение, возникающее при образовании электрической дуги на рис.7в, имеет амплитуду 5.35 кВ, частоту 1.06 МГц, а перенапряжение на рис.8 в имеет параметры 5.12 кВ и частоту 1.09 МГц.

Перенапряжение, возникающее после погасания дуги, в реальной системе электроснабжения имеет амплитуду 0.490 кВ и частоту 41.6 кГц. На имитационной установке частоту перенапряжения после погасания дуги можно изменять в широких пределах от 6.2 кГц до 1.4 МГц путем подключаемых емкостей, получая, таким образом, перенапряжения, характерные для различных систем электроснабжения.

Мероприятия по ограничению перенапряжений. Воздействуя на параметры цепи, можно влиять на снижение перенапряжений. Так, ток, проходящий по аварийному участку на момент размыкания, будет определять энергию, запасенную в индуктивности и емкости цепи. Из равенства энергий:

$$\frac{1}{2}C \cdot U^2 = \frac{1}{2}L \cdot I^2$$

следует перенапряжение на конденсаторе [2]:

$$U = I \sqrt{\frac{L}{C}}.$$

При ёмкости в цепи $C = 10$ мкФ, индуктивности $L = 0.1$ Гн и внезапном отключении тока $I = 10$ А перенапряжение составит 1 кВ.

Действительно, проведенное моделирование показывает:

- применение трансформатора подстанции с соединением вторичной обмотки по схеме «треугольник – зигзаг с нулем» вместо соединения «звезда – звезда с нулем» заметно уменьшает (почти в 1.8 раза) амплитуду перенапряжений между контактами коммутационного аппарата. Это связано с уменьшением почти в 3.4 раза индуктивной составляющей части цепи, находящейся до коммутационного аппарата.

- увеличение электрической емкости подключением конденсатора на отходящую линию от распределительного щита уменьшает перенапряжения на 30%.

- использование высоколинейного ОПН позволяет снизить амплитуду перенапряжения в среднем до значения 0.4 кВ.

Выводы

1. Экспериментальные данные, полученные в реальной цепи и с помощью разработанного имитационного щита, позволили выявить характерные перенапряжения при отключении КЗ. Существенные амплитуды перенапряжений возникают в начале отключения (свыше 5 кВ) и в конце погасания дуги (до 0.5 кВ).

Моделирование с учётом дуги и расчёт переходного процесса позволяют исследовать частотные характеристики отключаемых цепей и не позволяют обнаружить всплески как в начале, так и в конце отключения КЗ.

2. Основными причинами возникновения высоковольтных перенапряжений являются: увеличение индуктивной составляющей как L_1 , так и L_2 , уменьшение суммарной емкости как всей системы в целом C_1 , так и емкости C_2 отключаемого участка.

3. Перенапряжения в двух цепях, образующихся после отключения КЗ, имеют различные частоты, что обусловлено наличием двух контуров, разделяемых коммутационным аппаратом.

Литература

1. Месяц Г. А. Импульсная энергетика и электроника. М.: Наука, 2004. 704 с.
2. Рюденберг Р. Переходные процессы в электроэнергетических системах. М.: Изд-во иностранной лит, 1955. 716 с.

Сведения об авторах

Яковлев Валерий Иванович,

старший научный сотрудник, профессор кафедры ТВН, Электроизоляционная и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (ФГАОУ ВО «СПбПУ»), д. т. н.
Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29,
эл. почта: valeryak@mail.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

УДК 621.315.17

Я. Э. Еремич, С. А. Пашичева, Ф. Х. Халилов, А. С. Карпов

ЗАЩИТА НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6-35 кВ

Аннотация

В сетях 6-35 кВ у ряда силовых трансформаторов нейтраль выводится из бака для подключения дугогасящих реакторов (ДГР) для компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю. Для защиты нейтрали и ДГР обычно применяются вентильные разрядники (РВ). Опыт эксплуатации показывает, что часто происходит разрушение этих РВ. Приводятся результаты исследования перенапряжений в нейтрали и характеристики защитных аппаратов для установки в нейтрали.

Ключевые слова:

силовой трансформатор, нейтраль, вентильный разрядник, нелинейный ограничитель перенапряжений.

Y. E. Eremich, S. A. Pashicheva, F. Kh. Khalilov, A. S. Karpov

6-35 kV TRANSFORMERS NEUTRAL PROTECTION

Abstract

A number of 6-35 kV transformers have directly available neutral for connection of arc suppression coils (ASC) and compensation of single-phase ground fault capacitive currents. Generally, valve arresters are used for neutral and ASC protection. According to operating experience, valve arresters break down often. The results of studies of overvoltages in the neutral and characteristics of its protective equipment are presented in the article.

Keywords:

power transformer, neutral, valve arrester, metal oxide arrester.

Постановка проблемы. В симметричном режиме векторная сумма системы трехфазных переменных токов и напряжений фаз равна нулю. Однако в несимметричных режимах ток небаланса течет по земле, возвращается к источнику и в нейтрали возникают значительные импульсные и внутренние перенапряжения, опасные для изоляции [1]. Далее в статье приводятся результаты исследования электрических воздействий на изоляцию нейтрали, представлены характеристики защитных аппаратов для установки в нейтрали силовых трансформаторов 6-35 кВ.

У большинства трансформаторов 6-35 кВ нейтраль не выводится из бака, она работает в относительно облегченных условиях в масле. Однако у части силовых трансформаторов нейтраль специально выводится из бака для подключения дугогасящих реакторов (ДГР), необходимых для компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю [2-4]. Для защиты изоляции нейтрали и ДГР до последнего времени применяются вентильные разрядники.

Повреждения изоляции нейтрали силовых трансформаторов 6-35 кВ возникают чаще всего при разрушении защитных аппаратов, предназначенных для защиты нейтрали.

Разрушение разрядников в нейтрали силовых трансформаторов 6-35 кВ происходит в двух случаях:

- при длительном воздействии напряжения промышленной частоты, значение которого больше, чем напряжение гашения защитного аппарата – разрядника;
- вследствие нагрева шунтирующего сопротивления при воздействии на защитный аппарат – разрядник длительного напряжения промышленной частоты (больше допустимого).

Это подтверждается результатами изучения актов аварийности в энергосистемах. Можно сделать вывод о том, что в большинстве случаев вентильные разрядники выполняют свою основную функцию защитного аппарата, но при воздействии на них длительных перенапряжений они разрушаются.

На основании проведенного анализа можно констатировать, что в настоящее время по существу нет исчерпывающих теоретических и статистических данных о повреждениях изоляции нейтрали силовых трансформаторов и ДГР. Однако опрос энергосистем и изучение актов аварийности показывает, что эти случаи имели место в ряде энергосистем.

Причинами повреждения изоляции нейтрали силовых трансформаторов является отсутствие соответствующих защитных аппаратов, а также неправильная координация изоляции нейтрали и характеристик защитных аппаратов.

Испытательные напряжения изоляции силовых трансформаторов определяются ГОСТ 1516.3-96. Значения этих напряжений для трансформаторов и их нейтрали приведены в табл.1.

Таблица 1

Испытательные напряжения изоляции силовых трансформаторов 6-35 кВ и их нейтрали (ГОСТ 1516.3-96)

$U_{из}$, кВ	Испытательное напряжение (одноминутное) изоляции, кВ _{действ.}			Выдерживаемое напряжение (при плавном подъеме) для внешней изоляции, кВ _{действ.}				Нормированное испытательное напряжение грозовых импульсов, кВ	
	трансфор- матора	нейтрали трансформатора	ввода нейтрали, испытываемого отдельно	трансформатора		нейтрали трансформатора		трансфор- матора	нейтрали трансфор- матора
				в сухом состоянии	под дождем	в сухом состоянии	под дождем		
6	25	25	32	34	26	34	26	60	60
10	35	35	42	45	34	45	34	80	80
35	85	85	95	150	85	105	85	200	200

По данным [4, 5], допустимый для внутренней изоляции нейтрали силовых трансформаторов уровень коммутационных и квазистационарных перенапряжений можно оценить по формуле:

$$U_{ВП} = \delta_{ВП} \cdot K_{ВП} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{Imin}, \quad (1)$$

где $\delta_{ВП}$ – коэффициент импульса, значение которого можно принять равным 1.35; $K_{ВП}$ – коэффициент, учитывающий снижение пробивного градиента масляных каналов в трансформаторе в условиях эксплуатации при многократном воздействии перенапряжений.

Допустимый уровень грозовых перенапряжений для внутренней изоляции нейтрали силовых трансформаторов принимается равным значениям, утвержденным руководящим документом управления трансформаторостроения и высоковольтного оборудования Госкомитета по электротехнике о допустимых униполярных волнах напряжения для силовых трансформаторов [5, 6].

Величины допустимых воздействий для внутренней изоляции нейтрали силовых трансформаторов, а также соответствующие кратности перенапряжений по отношению к номинальному фазному напряжению трансформатора ($K_{ВП} = U_{ВП} / U_{ф max}$; $K_{ГП} = U_{ГП} / U_{ф max}$) приведены в табл.2.

Таблица 2

Амплитуды и кратности допустимых для изоляции нейтрали напряжений

$U_{н}$, кВ	$U_{исп}$, кВ	$U_{ВП}$, кВ	$K_{ВП}$	$U_{ГП}$, кВ	$K_{ГП}$
35	85	146	4.45	238	7.2
10	35	45	4.60	77	7.8
6	25	34	8.80	59	10.0

ПРИМЕЧАНИЕ. Изоляция нейтрали полная.

В эксплуатации на изоляцию нейтрали воздействуют небольшие длительные по величине напряжения небаланса $\bar{U}_H = \bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C$, умеренные внутренние перенапряжения и достаточно интенсивные грозовые перенапряжения.

Модуль \bar{U}_H зависит от режима заземления сети и внутренней несимметрии:
- при замыканиях одной фазы на земле в сетях 6-35 кВ во многих случаях:

$$U_H = U_{MP} / \sqrt{3},$$

где U_{MP} – максимальное рабочее напряжение сети,

$$\begin{aligned} U_{MP6} &= 1.2 \cdot U_{НОМ} = 1.6 \cdot 6 = 7.2 \text{ кВ}; \\ U_{MP10} &= 1.2 \cdot U_{НОМ} = 1.6 \cdot 10 = 12 \text{ кВ}; \\ U_{MP35} &= 1.2 \cdot U_{НОМ} = 1.6 \cdot 35 = 40.35 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

- при неполнофазных (однофазных и двухфазных) режимах питания ненагруженных трансформаторов через ВЛ и кабельные линии могут иметь место феррорезонансные перенапряжения, опасные как для изоляции линейных вводов, так и для нейтрали.

Последние перенапряжения должны быть исключены при проектировании сетей тщательной настройкой выключателей и вводом релейной защиты от неполнофазных режимов или от повышения напряжения.

Импульсные перенапряжения в нейтрали исследовались согласно рис.1 с помощью анализатора переходных процессов (АПП) Санкт-Петербургского политехнического университета.

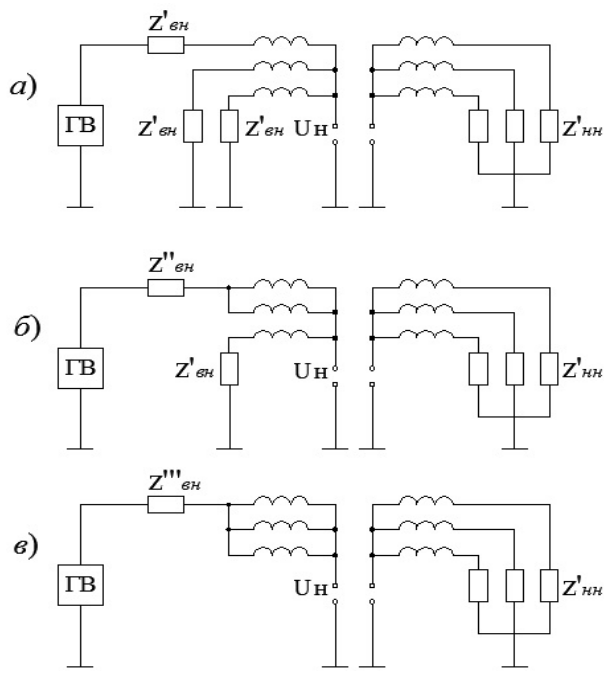


Рис. 1. Схема импульсного обмера трансформатора при приходе волны по одной (а), двум (б) и трем (в) фазам

На одну, две и три фазы обмотки высокого напряжения (ВН) через сопротивление, равное волновому, подается апериодическая волна. Свободные фазы этой обмотки и вторичные обмотки трансформатора замыкаются на землю через волновые сопротивления, приведенные в табл.3.

Таблица 3

Волновые сопротивления линий

Количество фаз, по которым подается волна	Волновое сопротивление по опытам, Ом	Условное обозначение
Одна	480	Z_{35}
Две	290	Z_{35}
Три	200	Z_{35}
Одна	500	$Z_{10}; Z_6$
Две	320	$Z_{10}; Z_6$
Три	240	$Z_{10}; Z_6$

При помощи осциллографа регистрируется напряжение на входе трансформатора (U_0) и напряжение в нейтрали (U_H).

Первоначально изучалось влияние формы и амплитуды грозовой волны на величину перенапряжений в нейтрали силовых трансформаторов. Наиболее полно грозовые перенапряжения были исследованы для трансформаторов 6 и 10 кВ (например, в сети 10 кВ обмер был произведен на 24 трансформаторах). Это позволило получить обобщенные зависимости величины грозowych перенапряжений от амплитуды и формы приходящей грозовой волны. Анализ экспериментальных данных выявил следующие закономерности.

1. С увеличением длины волны τ_b на линейных вводах трансформатора увеличивается амплитуда перенапряжений в нейтрали.

2. Величина перенапряжений в нейтрали прямо пропорциональна числу фаз, по которым одновременно приходит волна на линейные вводы трансформатора.

3. Величина перенапряжений в нейтрали силового трансформатора зависит от периода T основной частоты собственных колебаний обмоток трансформатора.

Вид кривых $U_H/U_0 = f(\tau_b)$ для всех исследованных трансформаторов однотипен, следовательно, величина U_H/U_0 является функцией двух величин τ_b и T . Графические и численные отображения функций $U_H/U_0 = f(\tau_b)$ для всех исследованных трансформаторов совпали и дали единую зависимость, представленную на рис.2.

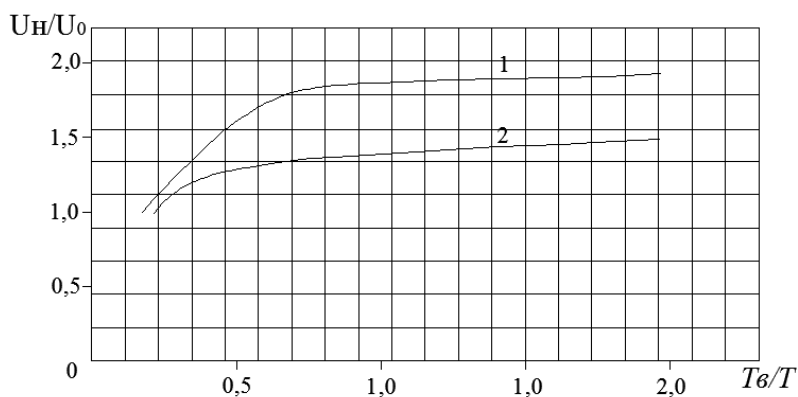


Рис. 2. Обобщенная кривая $U_H/U_0 = f(\tau_b/T)$ для трансформаторов 35 кВ (кривая 1) и 6-10 кВ (кривая 2)

Обобщая все вышесказанное, можно привести формулу для определения максимальных значений перенапряжений в нейтрали силовых трансформаторов классов 6-35 кВ:

$$U_{\text{макс}} = n/3 \cdot U_0 \cdot f(\tau_b/T), \quad (2)$$

где n – число фаз, по которым одновременно приходит волна; U_0 – амплитуда волны перенапряжений на линейных вводах трансформатора; τ_b/T – функция, график которой приведен на рис. 2.

Таким образом, сказанное выше позволяет сделать следующие выводы.

1. Грозовые перенапряжения представляют опасность для изоляции нейтрали силовых трансформаторов 6-35 кВ, и поэтому её необходимо защищать вентильными разрядниками или нелинейными ограничителями перенапряжений.

2. Защитные аппараты, установленные на подстанции, снижают величину напряжения в нейтрали, но она продолжает оставаться опасной для изоляции нейтрали при приходе волны по трем фазам.

3. Увеличение числа отходящих линий снижает величину напряжения в нейтрали, но при этом она продолжает оставаться опасной для изоляции нейтрали силовых трансформаторов.

4. Защитный аппарат, установленный в нейтрали трансформатора, обеспечивает надежную защиту изоляции нейтрали и работает в облегченных условиях, так как импульсное сопротивление обмоток трансформатора ограничивает ток через разрядник. Ток, протекающий через разрядник, даже при приходе грозовой волны по трем фазам не может превысить величины 0.6-0.9 кА для трансформаторов 6-35 кВ. Максимально возможный импульсный ток в нейтрали определяется как допустимое напряжение грозовой волны для фазных выводов, деленное на импульсное сопротивление обмотки трансформатора, например, он будет равен 0.9 кА для трансформаторов 35 кВ.

Анализ результатов натурных измерений и расчетов на ЭВМ позволяет утверждать, что при неполнофазных режимах работы линии с трансформатором, имеющим изолированную нейтраль, в сети возможно возникновение феррорезонансных перенапряжений на основной частоте с кратностями $K \leq 1.75$. Амплитуда этих перенапряжений зависит от отношения основных параметров – длины линии и тока холостого хода трансформатора (l/i_{xx}).

При этом также возможно возникновение смешанного резонанса, сложение резонанса по основной частоте с резонансом на частоте, равной $\frac{1}{2}$ кратности 3.5 в однофазном режиме и 2.6 в двухфазном режиме.

Необходимо иметь в виду, что, кроме феррорезонансного режима работы, система имеет еще одно устойчивое состояние, соответствующее нормальному режиму работы сети с кратностями перенапряжений в нейтрали трансформатора 0.5 и 0.4 для однофазного и двухфазного режима соответственно. Условием перехода от нормального режима к феррорезонансному является включение линии под напряжение с углом включения $0-10^\circ$.

Для изоляции нейтрали трансформатора опасна амплитуда феррорезонансных перенапряжений в однофазном режиме, а в двухфазном режиме эта опасность возникает в определенном диапазоне отношений l/i_{xx} . Кроме того, амплитуды феррорезонансных перенапряжений и однофазного, и двухфазного режимов часто превышают длительно допустимые значения напряжения для вентильных разрядников, установленных в нейтрали.

Отметим также, что возникновение феррорезонансных режимов возможно 1 раз в 15 лет на линиях с воздушными выключателями с вероятностью 0.22, а на линиях с масляными выключателями – с вероятностью 0.33. Возможность возникновения феррорезонанса можно полностью исключить, если нагружать трансформатор активной нагрузкой $\approx 15\% S_{ном}$.

Как было отмечено выше, нейтраль трансформаторов 6-35 кВ нуждается в соответствующей защите от импульсных напряжений. Для ее обеспечения необходимо применить ОПН, которые одновременно демпфируют внутренние перенапряжения, возникающие в нейтрали.

В свою очередь, выбор характеристик ОПН для установки в нейтрали должен быть выполнен так, чтобы полностью исключалась возможность их разрушения при неполнофазных режимах и в схемах опасных с точки зрения феррорезонанса.

С учетом этого для защиты разземленной нейтрали силовых трансформаторов от грозовых и внутренних перенапряжений можно рекомендовать следующие схемные и аппаратные мероприятия:

- заземление нейтрали через резисторы, что связано с определенными техническими трудностями;
- разземление нейтралей трансформаторов подстанций, от которых отходит большое число воздушных линий и питается несколько силовых трансформаторов;
- внедрение релейной защиты от неполнофазных режимов силовых трансформаторов, нейтрали которых изолированы;
- внедрение системной автоматики на отключение трансформатора с изолированной нейтралью при повышении напряжения;
- установка в разземленной нейтрали силовых трансформаторов нелинейных ограничителей перенапряжений.

Рассмотрим технические требования к ОПН 6-35 кВ для установки в нейтрали.

К электрическим воздействиям на ОПН для установки в нейтрали относятся: наибольшее рабочее напряжение ($U_{нр}$), наибольшее расчётное напряжение ($U_{нрн}$), разрядный ток (I_p), ток коммутационных перенапряжений (I_k), расчетный ток короткого замыкания, допустимая величина кажущегося заряда при частичных разрядах (ЧР).

ОПН, устанавливаемый в нейтрали, должен обеспечить защиту изоляции нейтрали от грозовых перенапряжений и выдержать без разрушения воздействия внутренних перенапряжений.

Приведенные исследования трехфазных и неполнофазных режимов работы сети показывают, что в нейтрали трансформаторов 6-35 кВ уровень квазистационарных перенапряжений не превышает значения U_ϕ и может продолжаться от полупериода промышленной частоты до времени ликвидации неполнофазного режима.

Феррорезонансные перенапряжения, возникающие в сети, имеют кратность более U_ϕ и существуют до ликвидации этого режима. Так как вероятность феррорезонансных перенапряжений небольшая, на них не следует ориентироваться при выборе ОПН в нейтрали трансформатора.

В сетях 6-35 кВ нейтраль может длительно находиться под фазовым рабочим напряжением, т. е. имеются в виду возможные повышения в сети до $U_{нр} = (1.15-1.2) \cdot U_\phi$, с учетом 5%-го запаса.

Меры безопасности при монтаже и эксплуатации ОПН должны удовлетворять действующим правилам техники безопасности соответственно при электромонтажных и наладочных работах и эксплуатации электроустановок, а также требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.3-75.

В частности, к обслуживанию ОПН должен быть допущен персонал, изучивший соответствующую инструкцию и имеющий допуск к обслуживанию высоковольтных распределительных устройств.

При установке ОПН в зонах с повышенной сейсмической опасностью (выше 7 баллов по MSC-64) конструкция аппарата должна включать мероприятия по сейсмической устойчивости.

ОПН, работающие при условиях вибрации, должны выдерживать механические нагрузки вибрации по группе условий эксплуатации М1 по ГОСТ 17516 степень жесткости 1 ГОСТ 16962.

Ограничители с наибольшим длительно допустимым напряжением 3-42 кВ (ограничители средних классов напряжения) должны выдерживать механические нагрузки от вибрации по группе условий эксплуатации М6 ГОСТ 17516.

Приведенные выше исследования позволяют предъявить следующие требования к нелинейным ограничителям для установки в нейтрали силовых трансформаторов 6-35 кВ.

ОПН-35 кВ

- номинальное напряжение аппарата – 35 кВ;
- наибольшее длительно напряжение, допустимое на аппарате, – 25 кВ;
- расчетный коммутационный ток через аппарат, имеющий параметры 1.2/2.5 мс, выдерживаемый не менее 20 раз, – 200 А;
- остающееся напряжение при расчетном токе волны 8/20 мкс – не более 60 кВ;
- внешняя изоляция ОПН должна соответствовать ГОСТ 1516.3-96 для аппаратов 35 кВ;
- климатическое исполнение – У или УХЛ, категория размещения – 1;
- сейсмостойчивость – 7 баллов по MSC-64;
- виброустойчивость – М1 по ГОСТ 16962.

ОПН-10 кВ

- номинальное напряжение аппарата – 10 кВ;
- наибольшее длительно напряжение, допустимое на аппарате, – 7.3 кВ;
- расчетный коммутационный ток через аппарат, имеющий параметры 1.2/2.5 мс, выдерживаемый не менее 20 раз, – 200 А;
- остающееся напряжение при расчетном токе волны 8/20 мкс – не более 17 кВ;
- внешняя изоляция ОПН должна соответствовать ГОСТ 1516.3-96 для аппаратов 10 кВ;
- климатическое исполнение – У или УХЛ, категория размещения – 1;
- сейсмостойчивость – 7 баллов по MSC-64;
- виброустойчивость – М1 по ГОСТ 16962.

ОПН-6 кВ

- номинальное напряжение аппарата – 6 кВ;
- наибольшее длительно напряжение, допустимое на аппарате, – 4.4 кВ;
- расчетный коммутационный ток через аппарат, имеющий параметры 1.2/2.5 мс, выдерживаемый не менее 20 раз, – 200 А;
- остающееся напряжение при расчетном токе волны 8/20 мкс – не более 7.6 кВ;
- внешняя изоляция ОПН должна соответствовать ГОСТ 1516.3-96 для аппаратов 10 кВ;
- климатическое исполнение – У или УХЛ, категория размещения – 1;
- сейсмостойчивость – 7 баллов по MSC-64;
- виброустойчивость – М1 по ГОСТ 16962.

Выводы

1. Изоляция нейтрали 6-35 кВ и подключенного к ней электрооборудования, например ДГР, работает в более напряженных условиях, чем изоляция линейных выводов.

2. Молниевые перенапряжения в нейтрали 35 кВ при падении волн U_0 по трем фазам приблизительно на 80 % больше, чем U_0 . В нейтрали трансформаторов 6-10 кВ такой рост составляет приблизительно 50 % по сравнению с U_0 .

3. В режимах, далеких от феррорезонансных, внутренние перенапряжения практически неопасны для изоляции электрооборудования нейтрали и для самой нейтрали.

4. Изучены электрические и неэлектрические воздействия на ОПН 6-35 кВ для установки в нейтрали, даны технические требования к этим защитным аппаратам.

Литература

1. Электромагнитная совместимость и разработка мероприятий по улучшению защиты от перенапряжений электрооборудования сетей 6-35 кВ / Ф. Х. Халилов, В. Г. Гольдштейн, Г. В. Подпоркин, В. П. Степанов. М.: Энергоатомиздат, 2009. 344 с.
2. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4-110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений / Ф. Х. Халилов, В. Г. Гольдштейн, А. Н. Гордиенко, А. А. Пухальский. М.: Энергоатомиздат, 2006. 356 с.
3. Альбокринов В. С., Гольдштейн В. Г., Халилов Ф. Х. Перенапряжения и защита от них в электроустановках нефтяной промышленности. Самара: Изд. Самарского университета, 1997. 350 с.
4. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / под ред. проф. Ф. Х. Халилова, проф. Г. А. Евдокунина, доц. А. И. Таджикибаева. СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2002. 259 с.
5. Техника высоких напряжений / под ред. Г. С. Кучинского. СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2003. 608 с.
6. Половой И. Ф., Михайлов Ю. А., Халилов Ф. Х. Внутренние перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат, ЛО, 1986. 152 с.

Сведения об авторах

Еремич Яна Эдуардовна,

аспирант кафедры «Техника высоких напряжений, изоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29, эл. почта: yana.eremich@gmail.com

Пашичева Светлана Александровна,

аспирант кафедры «Техника высоких напряжений, изоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29, эл. почта: pashicheva.sv@gmail.com

Халилов Фирудин Халилович,
профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого,
заслуженный деятель науки и техники, действительный член Академии
электротехнических наук, д. т. н.
Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29,
тел.: (812)297-48-54, эл. почта: figudin-khalilov@yandex.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 621.311

О. В. Залесова, В. В. Колобов, Б. В. Ефимов

РАСЧЕТ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫЗВАННОГО ВЛИЯНИЕМ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ, НА ОТКЛЮЧЕННЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ ATP-EMTP

Аннотация

Данная статья посвящена расчётному исследованию наведённого напряжения, вызванного электромагнитным влиянием контактной сети железной дороги, на проводах отключённых линий электропередачи переменного тока с помощью программы ATP-EMTP.

Ключевые слова:

наведённое напряжение, линия электропередачи, электрифицированная железная дорога, программа ATP-EMTP.

O. V. Zalesova, V. V. Kolobov, B. V. Efimov

CALCULATION OF INDUCED VOLTAGE IN DISCONNECTED TRANSMISSION LINES CAUSED BY ELECTROMAGNETIC INFLUENCE OF RAILWAY OVERHEAD CONTACT SYSTEM USING PROGRAM ATP-EMTP

Abstract

This article is devoted to calculating research of induced voltage, caused by electromagnetic interference of overhead contact system, in wires of disconnected transmission lines using the program ATP-EMTP.

Keywords:

induced voltage, power transmission line, electric railway, program ATP-EMTP.

В настоящее время практически половина железных дорог России работает по системе переменного тока промышленной частоты. В отличие от системы на постоянном токе она имеет ряд преимуществ, таких как: увеличение расстояния между тяговыми подстанциями, уменьшение площади сечения проводов контактной сети и сокращение потерь электроэнергии, отсутствие электрокоррозии на подземных коммуникациях, простота тяговых подстанций по наличию силового оборудования.

Существенным недостатком системы однофазного переменного тока промышленной частоты является значительное электромагнитное влияние, оказываемое контактной сетью на смежные объекты железнодорожной энергетики, в том числе и на проходящие вблизи линии электропередачи (ЛЭП).

Нагрузка каждой тяговой подстанции – величина непостоянная. Она изменяется в зависимости от количества электроподвижных составов, их расположения в межподстанционной зоне и потребляемых ими токов, кроме того, в тяговой сети могут присутствовать уравнивающие токи. Поэтому на практике измерение наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи при максимальном рабочем токе в контактной сети, как того требуют “Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок” (ПОТЭУ) [1], фактически нереализуемо.

В таком случае для оценки уровня наведенного напряжения на проводах отключенной линии следует учитывать результаты расчетных исследований, выполненных с исходными данными, которые максимально соответствуют реальным условиям рассматриваемой задачи.

В настоящей работе рассматривается способ расчета наведенного напряжения на проводах отключенных линий электропередачи Л-144 и Л-146 филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», вызванного электромагнитным влиянием контактной сети однопутного участка железной дороги переменного тока, с помощью программы АТМ-ЕМТР [2]. Данная программа является универсальной системой программирования для цифрового моделирования переходных явлений электромагнитного характера.

Причины возникновения электромагнитного влияния контактной сети железной дороги переменного тока. Напряжения и токи в тяговой сети постоянно изменяются, в результате чего возникает электромагнитное влияние на смежные линии различного назначения.

Влияние электромагнитного поля принято рассматривать как два отдельных влияния: электрическое и магнитное. Магнитная составляющая обусловлена наведением э. д. с. в замкнутых контурах при пересечении их переменным магнитным полем, которое создает ток, протекающий в проводах тяговой сети. Значения наведенных э. д. с. и токов прямо пропорциональны значениям тяговых токов и длине участка сближения между железной дорогой и смежной ЛЭП. Интенсивность магнитного влияния также зависит от ширины сближения: при увеличении расстояния между тяговой сетью и подверженной влиянию линии она уменьшается [3].

Электрическая составляющая определяется соотношением собственных и взаимных частичных емкостей между всеми проводниками системы. В связи с тем, что взаимная емкость быстро уменьшается с увеличением ширины сближения при относительно невысоком питающем напряжении на железной дороге переменного тока (27.5 кВ), эта составляющая в данной задаче играет второстепенную роль.

Подготовка исходных данных для расчетного исследования. Линии электропередачи Л-144 и Л-146 класса напряжения 110 кВ имеют на всем пути следования сближение с однопутным участком железной дороги, электрифицированным по системе однофазного переменного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ (рис. 1).

Электропитание участка железной дороги двустороннее и производится от тяговых подстанций № 14 (г. Апатиты) и № 12 (г. Оленегорск). Фаза *b* подключается к контактному проводу, фаза *c* – к рельсовой цепи. Длина влияющего участка железной дороги – 73 км.

Протяженность линии Л-144 (ПС13 – ПС59) составляет 19.539 км, преобладающий тип опор – ПБ-29, ширина сближения: на участке от ПС13 до опоры № 47 – 0.91 км и на участке от опоры № 47 до ПС59 – 0.48 км.

Протяженность линии Л-146 (ПС60 – ПС13) составляет 19.709 км, ширина сближения: на участке от ПС60 до опоры № 48 – 0.98 км, для данного участка преобладающим типом опор является ПБ110-13; на участке от опоры № 48 до ПС13 – 1.8 км, где преобладающий тип опор – П (деревянные).

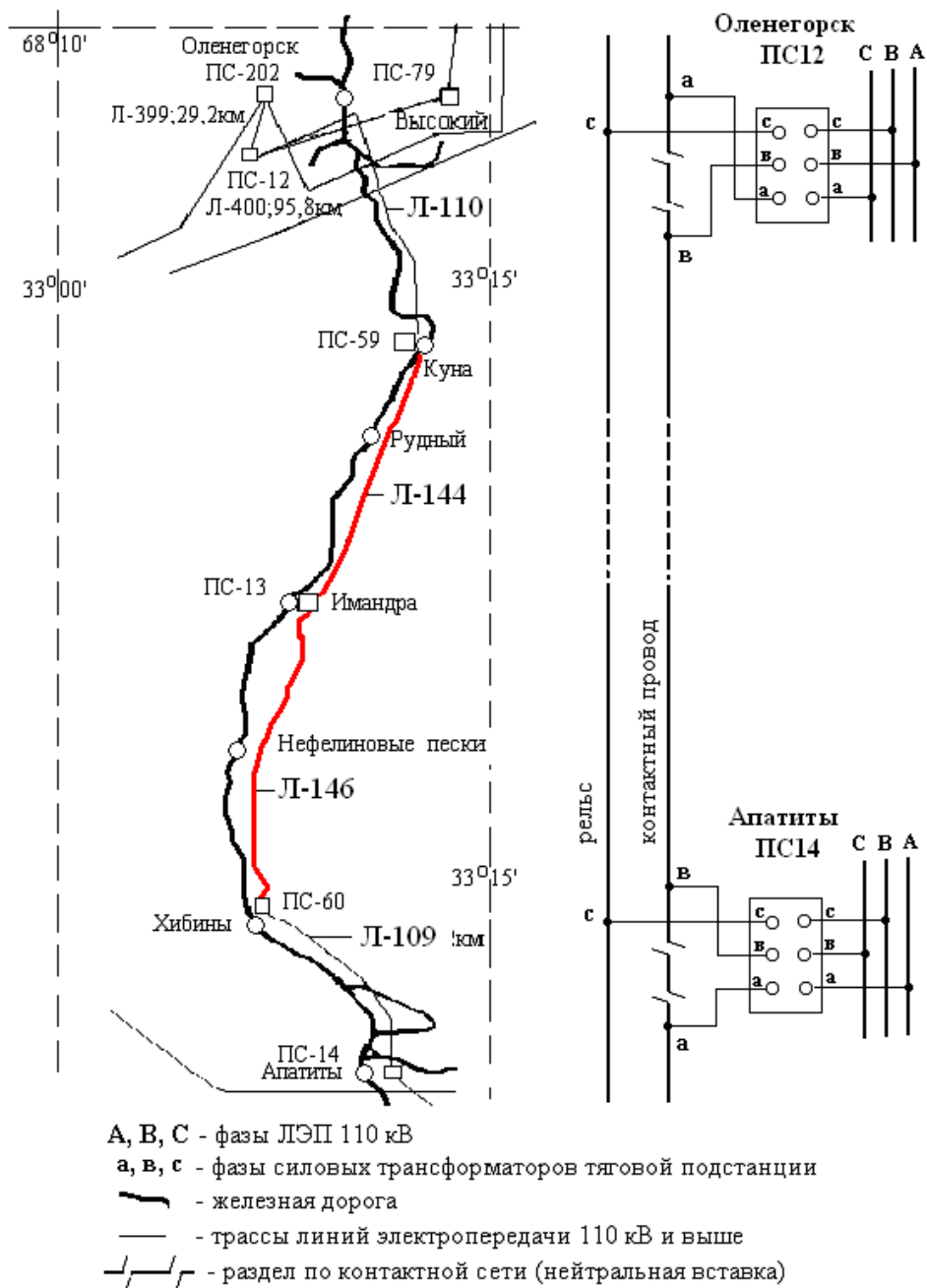


Рис. 1. План расположения ЛЭП Л-144, Л-146 и влияющего участка железной дороги Апатиты – Оленегорск

На рисунке 2а, б представлены схемы параллельного сближения рассматриваемых объектов.

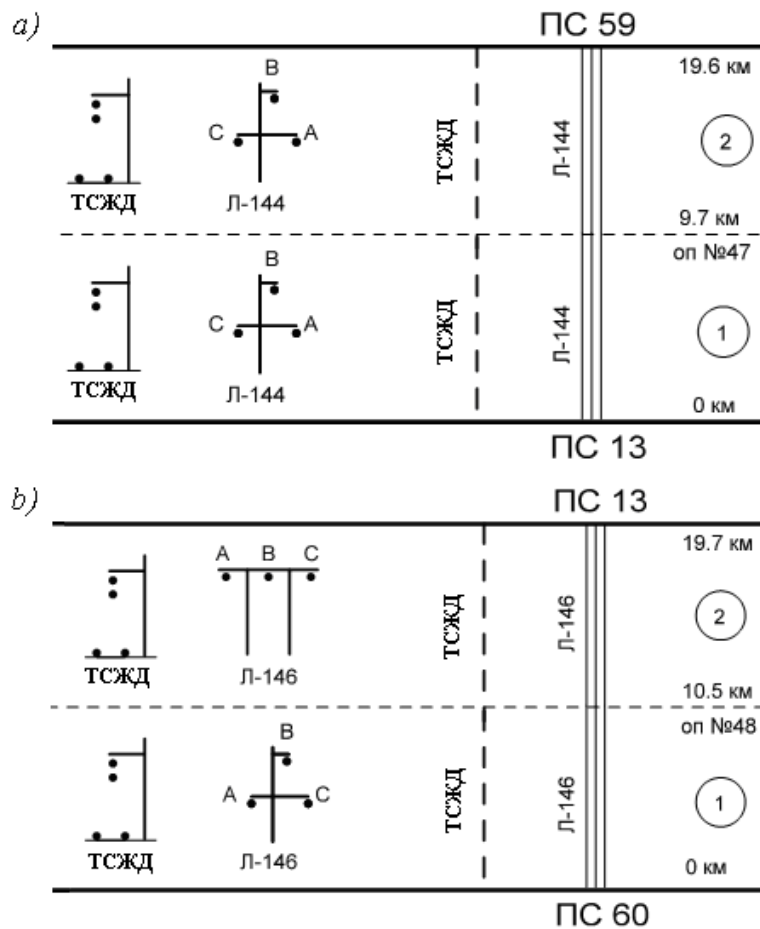


Рис. 2. Схема сближения влияющего участка железной дороги Апатиты – Оленегорск с ремонтируемыми линиями:
a – Л-144; *b* – Л-146

При составлении схем сближения на линиях учитывались следующие параметры:

- ширина сближения между влияющими проводами контактной сети, рельсами и ремонтируемой линией (РЛ);
- взаимное расположение фазных проводов на опорах РЛ (транспозиции, однократные перестановки двух фаз);
- конструктивный тип опор РЛ и контактной сети;
- наличие отпаек на РЛ.

Для построения расчетной модели были определены кратчайшие расстояния между выбранным расчетным проводом РЛ и всеми проводами контактной сети и рельсов. Здесь использовались следующие данные: средние высоты подвеса этих проводов, расстояние между условными осями трасс линий и сдвиг по горизонтали каждого провода (ремонтируемой линии и влияющей тяговой сети) от осей трасс.

При косом сближении или пересечении РЛ и тяговой сети железной дороги использовалась методика приведения к эквивалентному параллельному сближению, описанная в [4]. Расстояние эквивалентного параллельного сближения вычислялось по формуле:

$$b_{12} \approx \frac{b_{\max} + 2b_{\min}}{3},$$

где b_{\max} , b_{\min} – максимальное и минимальное расстояния между проводами тяговой сети (контактный провод, питающий провод и рельсы) и РЛ соответственно.

Известно, что максимальный уровень наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, подверженной влиянию контактной сети, наблюдается в месте ремонта, расположенного посередине участка сближения [5]. Поскольку линии уже были поделены подобным образом по другим причинам, дополнительных разбиений не потребовалось.

Моделирование электромагнитного влияния контактной сети железной дороги на отключенную ЛЭП в программе АТР-ЕМТР. Расчеты наведенных напряжений на проводах линий Л-144 и Л-146 проводились с использованием модуля LCC программного комплекса АТР-ЕМТР. Данный комплекс позволяет моделировать линии электропередачи и тяговые сети железных дорог на основе их физических параметров с учетом изменения геометрии взаимного расположения и производить расчеты при различных режимах заземления ремонтируемой линии, задавая максимальные значения токов во влияющей сети.

Модель влияния контактной сети железной дороги переменного тока на расположенную вблизи отключенную линию электропередачи Л-144 состоит из двух участков цепи. На рис.3 представлен частный случай, когда линия заземлена по концам (ПС13, ПС59) и в месте ремонта (опора № 47). Сопротивление заземляющих устройств подстанций принималось равным 0.5 Ом, сопротивление заземления в месте ремонта – 30 Ом, удельное сопротивление грунта – 10 000 Ом·м.

Электроподвижной состав (ЭПС), находящийся на участке, получает энергию от двух тяговых подстанций, и ток, потребляемый электровозом, складывается из двух составляющих, величины которых обратно пропорциональны расстоянию от электровоза до соответствующей тяговой подстанции (чем ближе к тяговой подстанции находится электровоз, тем большая часть тока поступает к нему от этой подстанции) [3]. В созданной модели распределение тока в контактной сети задается с помощью источника переменного тока \dot{J} , часть обратного тягового тока, стекающего в землю, определяется переходным сопротивлением рельс – земля Z_{Π} (порядка 50 % от полного тока).

Для линии электропередачи Л-146 с учетом ее исходных данных была создана расчетная модель, подобная модели линии Л-144.

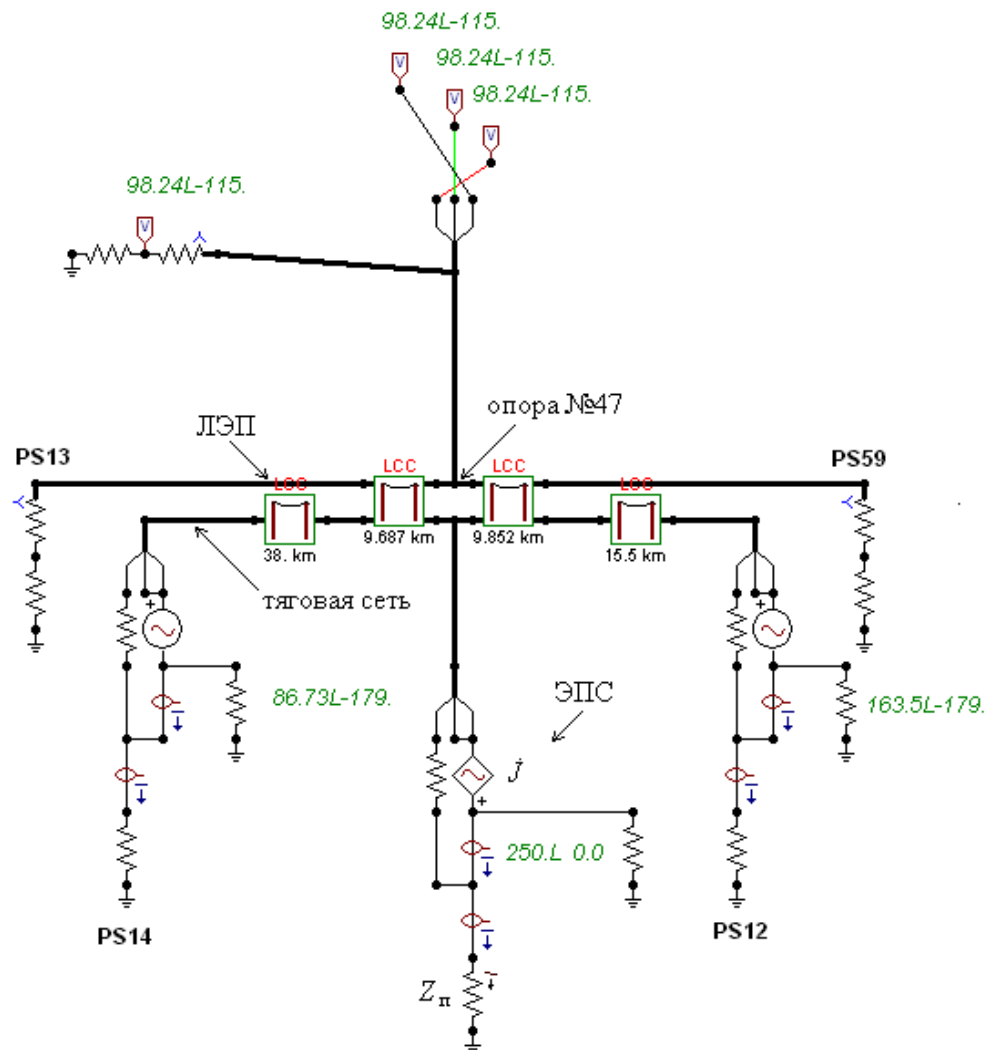


Рис. 3. Модель линии Л-144 в программе ATP-EMTP

Результаты и анализ расчетов. Расчеты значений наведенного напряжения выполнялись на отключенных проводах линий электропередачи Л-144 и Л-146, а также на проводах при различных схемах заземления ЛЭП стационарными заземлителями в распределительных устройствах (РУ) в соответствии с требованиями правил [1] при максимальном токе в контактной сети (в нашем случае он принимался равным 250 А).

На рисунках 4 и 5 в виде графиков представлены результаты расчетов наведенных напряжений на проводах отключенных линий Л-144 и Л-146. Каждая кривая показывает уровень наведенного напряжения на линии в момент прохождения электроподвижного состава по участку железной дороги напротив точек, соответствующих началу, середине и концу линии, в которых проводился расчет наведенного напряжения.

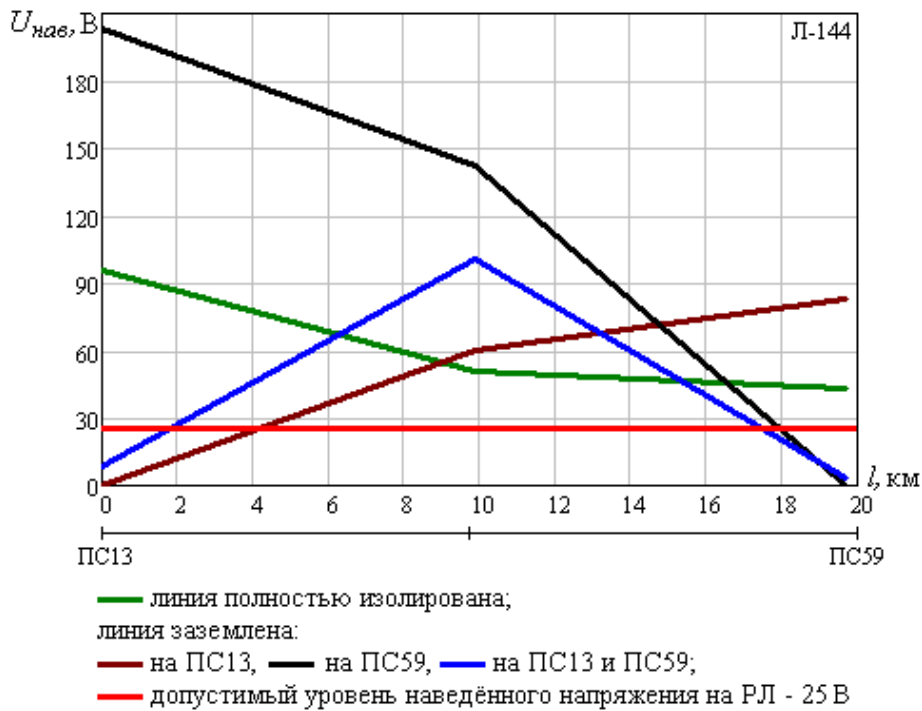


Рис. 4. Расчетные уровни наведенного напряжения на Л-144

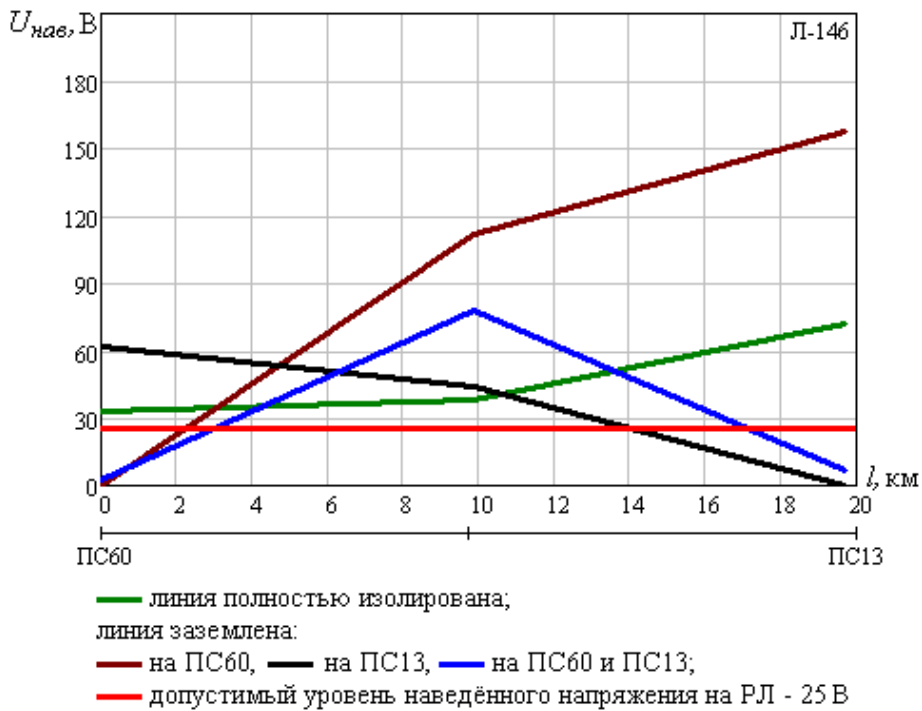


Рис. 5. Расчетные уровни наведенного напряжения на Л-146

Во всех рассмотренных случаях (рис. 4, 5) величина наведенного напряжения существенно превышает безопасный для ремонтного персонала уровень – 25 В, за исключением случаев, когда место ремонта находится в конце отключенной линии, заземленной с этой стороны на сопротивление заземления подстанции – 0.5 Ом.

Расчетные исследования наведенного напряжения на отключенных проводах линий Л-144 и Л-146 также были выполнены при заземлении их в месте ремонта на сопротивление 30 Ом по двум схемам заземления в РУ:

- линия заземлена по концам;
- линия изолирована по концам.

В качестве места ремонта была принята середина исследуемой линии. Результаты расчетов представлены на рис.6 в виде графиков распределения наведенных напряжений на отключенных ЛЭП в момент прохождения электроподвижного состава. Здесь можно видеть, что для каждой линии уровень наведенного напряжения в месте ремонта при заземлении РЛ в трех точках практически не отличается от результатов расчётов по схеме заземления РЛ только по концам и значительно превышает допустимый уровень.

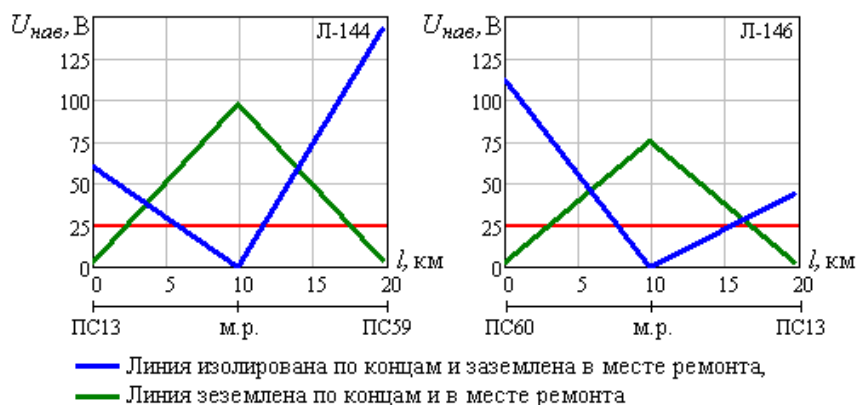


Рис. 6. Распределение наведенного напряжения на РЛ Л-144 и Л-146 в момент прохождения ЭПС напротив места ремонта – середины линии

В случае когда в расчете используется вторая схема заземления ЛЭП, значения наведенных напряжений в месте ремонта для обеих линий не превышают даже одного вольта. При такой схеме заземления наведенное напряжение на каждой из исследуемых линий от места ремонта до подстанций распределяется несимметрично. Причиной этому служит неравное соотношение тяговых токов, поступающих с разных сторон к электроподвижному составу. Так, при расчете наведенного напряжения на линии Л-144 большая часть тягового тока (65 % от полного тока) поступает к ЭПС с подстанции ПС12, а для линии Л-146, наоборот, наибольший ток (66 % от полного тока) поступает с подстанции ПС14. Кроме того, на втором участке сближения линии Л-144 расстояние между ЛЭП и железной дорогой в два раза меньше, чем на первом участке, что объясняет высокий уровень наведенного напряжения (142 В) на конце данной линии со стороны подстанции ПС13.

Выводы

В процессе решения поставленной задачи программа АТР-ЕМТР оказалась удобной и достаточно легкой в исполнении. С ее помощью были построены модели, включающие электрические схемы замещения отключенных линий электропередачи и железной дороги переменного тока с учетом геометрии расположения данных объектов. Удобство при использовании выбранной программы заключалось в таких особенностях, как: простота задания тяговых токов и их распределения между рельсовой цепью и землей, скорости изменения режимов заземления линии и смены местоположения электроподвижного состава на участке.

Расчетные исследования наведенных напряжений на отключенных проводах линий электропередачи Л-144 и Л146 проводились для различных вариантов схем заземления линий. По результатам проведенных расчетов можно сделать следующие выводы.

1. Уровень наведенного напряжения на отключенных и заземленных по концам линиях значительно превышает допустимое значение (25 В) в месте ремонта – середины линии при максимальном токе в контактной сети влияющего участка железной дороги.

2. Подключение дополнительного сопротивления в месте ремонта практически не влияет на распределение наведенного напряжения на отключенных и заземленных по концам РЛ.

3. С точки зрения безопасности работы персонала на отключенных линиях, подверженных электромагнитному влиянию только контактной сети железной дороги, приемлемым решением является изоляция РЛ по концам и ее заземление в месте ремонта.

Литература

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н) // Заметки электрика: сайт. URL: <http://zametkielectrika.ru/novye-pravila-po-oxrane-truda-pri-ekspluatatsii-elektrostanovok/> (дата обращения: 6.05.2016).
2. Селиванов В. Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107-112.
3. Устройство, сооружение и эксплуатация контактной сети и воздушных линий: учебник для техн. школ ж.-д. трансп. / А. В. Фрайфельд, Н. А. Бондарев, А. С. Марков; под ред. А. В. Фрайфельда. М.: Транспорт, 1980. 422 с.
4. Костенко М. В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. Л.: ЛПИ, 1984. 56 с.
5. Залесова О. В., Якубович М. В. Наведенные напряжения на отключенных воздушных линиях электропередачи, вызванные воздействием тяговой сети железной дороги переменного тока // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 7 (26). С. 50-61.

Сведения об авторах

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

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: l_i@mail.ru

Ефимов Борис Васильевич,

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

УДК 621.311

**В. Н. Селиванов, О. В. Залесова, В. В. Колобов, А. В. Богданова,
В. Ф. Данченко**

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАРМОНИЧЕСКОГО СОСТАВА НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ВЫВЕДЕННЫХ В РЕМОНТ

Аннотация

Статья посвящена исследованию частотных характеристик взаимного влияния воздушных линий. Представлены результаты измерений наведенных напряжений на линиях, выведенных в ремонт и находящихся в зоне электромагнитного влияния соседних воздушных линий электропередачи и тяговой сети железной дороги. В программе ATP-EMTP выполнено численное моделирование, в результате которого получены частотные характеристики, объясняющие результаты экспериментов. Показано, что частотный спектр наведенного напряжения отличается от спектра источника возмущения и это отличие носит резонансный характер.

Ключевые слова:

воздушная линия, наведённое напряжение, гармоника, частотная характеристика, программа расчета переходных процессов ATP-EMTP.

**V. N. Selivanov, O. V. Zalesova, V. V. Kolobov, A. V. Bogdanova,
V. F. Danchenko**

ANALYSIS OF FREQUENCY RESPONSE OF VOLTAGE INDUCED IN DE-ENERGIZED TRANSMISSION LINES

Abstract

The paper investigates the frequency response of the mutual coupling among overhead lines. Measurement results of voltage electromagnetically induced in de-energized transmission lines by neighboring overhead power lines and railway electric tractions, are presented. An ATP-EMTP numerical analysis is performed to obtain the frequency characteristics that explain the experimental results. It has been shown that the frequency spectrum of the induced voltage is different from the spectrum of the source of interference, and this difference has a resonant nature.

Keywords:

overhead line, induced voltage, harmonic frequency, frequency response, electromagnetic transients program ATP-EMTP.

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи, выведенные в ремонт, подвержены электромагнитному влиянию со стороны соседних ВЛ под напряжением [1], тяговых сетей электрифицированной железной дороги [2], а также других протяженных проводников с токами [3].

Наведенные напряжения являются опасным фактором и создают опасность жизни и здоровью ремонтного персонала. В связи с требованиями новых правил техники безопасности при обслуживании электроустановок [4] работники, обслуживающие ВЛ, должны иметь и знать перечень линий, находящихся под наведенным напряжением, на отключенных проводах которых наводится напряжение более 25 В при различных схемах заземления данной линии.

Значения наведенных напряжений могут быть определены либо прямым измерением, либо расчетным путем. В настоящее время единственным документом, предлагающим расчетную модель и методику для предварительной оценки величин наведенного напряжения, является стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [5]. Кроме того, начаты работы по разработке программного обеспечения для расчета наведенного напряжения, инициированные ПАО «Россети» [6].

Во всех предлагаемых методиках и программах расчет наведенного напряжения выполняется либо для единственного синусоидального источника возмущения частотой 50 Гц, либо для ограниченного набора гармонических составляющих. Однако, как показывают экспериментальные исследования, спектральный состав наведенного напряжения может быть достаточно насыщенным, причем относительное содержание отдельных гармоник может значительно отличаться от такового у источника внешнего воздействия.

На рисунке 1 представлена осциллограмма напряжения на заземленных на опору проводах одной из цепей двухцепной воздушной линии класса напряжения 150 кВ длиной 117,3 км. Линия заземлена в конечных распределительных устройствах (РУ) подстанций. Трасса ВЛ проходит по тундровой местности с каменистым грунтом, удельное сопротивление грунта в среднем имеет величину порядка 1000 Ом·м. Сопротивление растеканию тока заземляющих устройств (ЗУ) опор ВЛ имеет порядок десятков и сотен Ом и во многих случаях значительно превышает нормируемые значения. В частности, сопротивление опоры, на которую заземлены фазные провода в приведенном случае, составляло порядка 3500 Ом.

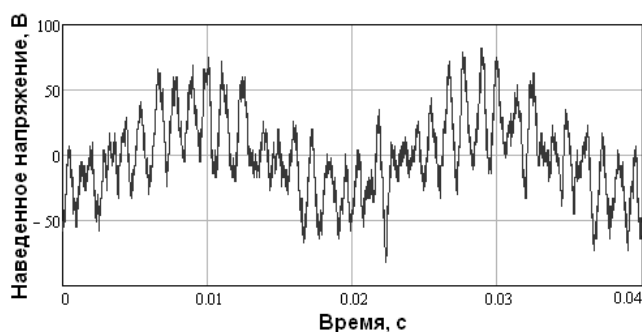


Рис. 1. Осциллограмма наведенного напряжения на ремонтируемой цепи двухцепной ВЛ

Как видно из осциллограммы, амплитуда гармоник сравнима с амплитудой напряжения промышленной частоты. На рис.2 представлен спектр этого сигнала. В приведенном примере действующее значение первой гармоники меньше 15 В, и это та величина, которая будет получена при расчете наведенного напряжения по модели, не учитывающей гармонический состав напряжения в сети; в реальности действующее значение полного спектра наведённого напряжения в два раза выше.

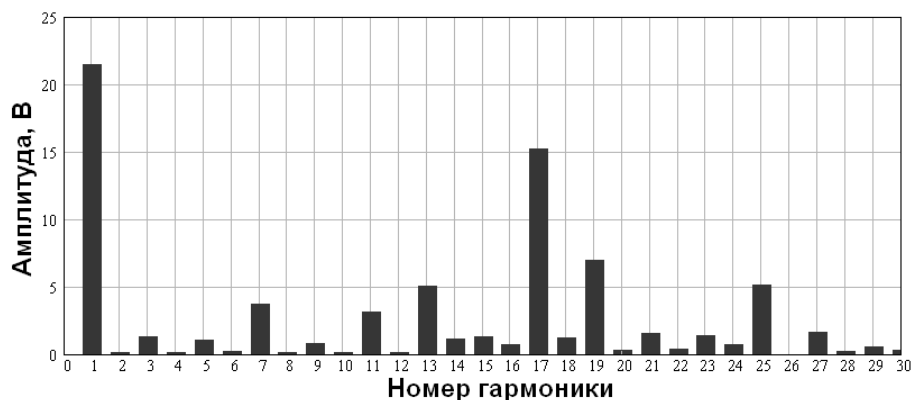


Рис. 2. Спектр наведенного напряжения на ремонтируемой цепи двухцепной ВЛ

Другим важным фактом в этом примере является то, что в спектре наведенного напряжения помимо первой гармоники преобладают гармоники с довольно высокими номерами: 17-я (850 Гц), 19-я (950 Гц) и даже 25-я (1250 Гц). В то же время, как показывают измерения, в токе и напряжении влияющих линий в сетях с заземленной нейтралью преобладают 5-я и 7-я гармоники. В данном случае из двух физических механизмов влияния – электрического и магнитного – реально необходимо считаться только с магнитным влиянием, поскольку несинусоидальность тока влияющих сетей существенно больше несинусоидальности напряжения. Именно несинусоидальный ток во влияющей сети приводит к несинусоидальности наведённых напряжений.

Для выяснения причин такого изменения спектрального состава было проведено численное исследование частотных характеристик взаимного влияния воздушных линий.

При сближении двух и более ЛЭП они оказывают друг на друга как магнитное влияние (возникновение на проводах каждой из них продольных э. д. с., вызванных токами в фазных проводах соседних линий), так и электрическое влияние (возникновение напряжений, определяемых электрическим полем параллельных ЛЭП). Напряжения и токи на проводах линий над землей связаны системой телеграфных уравнений, записанных относительно комплексных амплитуд фазных величин:

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

где $\mathbf{Z}(\omega)$ – комплексная симметричная матрица продольных импедансов. Диагональные элементы $Z_{ii}(\omega)$ матрицы являются собственными продольными импедансами на единицу длины контура, образованного i -м проводником и обратным током в земле. Недиагональные элементы $Z_{ik}(\omega) = Z_{ki}(\omega)$ являются взаимными продольными импедансами на единицу длины между i -м и k -м проводниками и определяют продольно наведённое напряжение в проводнике k , если ток протекает в проводнике i , или наоборот. Формулы для расчёта $Z_{ii}(\omega)$ и $Z_{ik}(\omega)$ были выведены Карсоном в 1920-х гг. для телефонных линий [7], но могут быть использованы также для линий электропередачи; $\mathbf{Y}(\omega)$ – комплексная симметричная матрица поперечных проводимостей. В случае воздушной линии, когда можно пренебречь проводимостью утечки на землю, можно принять $\mathbf{Y}(\omega) = j\omega\mathbf{C}$, где \mathbf{C} – это матрица коэффициентов электростатической индукции.

Систему дифференциальных уравнений первого порядка (1) можно подстановкой привести к виду системы волновых уравнений, записанных для каждого провода многопроводной воздушной линии:

$$\begin{cases} \frac{d^2}{dx^2} \mathbf{U} = \mathbf{Z}(\omega) \mathbf{Y}(\omega) \mathbf{U} = \boldsymbol{\gamma}(\omega)^2 \mathbf{U} \\ \frac{d^2}{dx^2} \mathbf{I} = \mathbf{Y}(\omega) \mathbf{Z}(\omega) \mathbf{I} = \boldsymbol{\gamma}(\omega)^2 \mathbf{I} \end{cases}, \quad (2)$$

где $\boldsymbol{\gamma}(\omega) = \sqrt{\mathbf{Z}(\omega) \mathbf{Y}(\omega)} = \sqrt{\mathbf{Y}(\omega) \mathbf{Z}(\omega)}$ – матрица коэффициентов распространения (произведения матриц равны в силу их симметричности).

Коэффициент распространения и другая важная характеристика линии, волновое сопротивление $\mathbf{Z}_0(\omega) = \sqrt{\mathbf{Z}(\omega) \mathbf{Y}(\omega)^{-1}}$, являются функциями частоты даже в случае частотонезависимых распределённых параметров длинной линии. Частотная зависимость ещё более усиливается, когда учитывают такие явления, как скин-эффект в фазных проводниках воздушной линии и зависимость от частоты глубины проникновения обратного тока в земле.

В общем виде решение системы уравнений (2) можно представить как:

$$\begin{cases} U(x, \omega) = U_+(\omega) \exp(-j\gamma(\omega)x) + U_-(\omega) \exp(j\gamma(\omega)x) \\ I(x, \omega) = \frac{1}{Z_0(\omega)} (U_+(\omega) \exp(-j\gamma(\omega)x) - U_-(\omega) \exp(j\gamma(\omega)x)) \end{cases}, \quad (3)$$

где U_+ и U_- – матрицы постоянных интегрирования, которые определяются из граничных условий по концам каждого провода воздушной линии.

Решение (3) является суперпозицией двух волн, падающей и отраженной, распространяющихся в линии в противоположных направлениях. Как известно [8], при определенных соотношениях длины воздушной линии и частоты сигнала, а также в зависимости от условий на концах, в линии возможно возникновение разного рода резонансов токов и напряжений.

Получение решения для частотозависимой многопроводной линии с произвольными граничными условиями может быть получено только численными методами. Наиболее полно модель такой воздушной линии реализована в программе АТР-ЕМТР [9], поэтому в качестве инструмента исследования частотных характеристик взаимного влияния мы использовали эту программу.

В качестве примера на рис.3 представлены результаты расчета частотной характеристики взаимного влияния цепей двухцепной воздушной линии, результаты измерений на которой приведены выше (длина ВЛ 117.3 км, ток влияющей линии на резистивную нагрузку 300 А на частоте 50 Гц, ремонтируемая линия заземлена в концевых РУ и на опоре в месте ремонта, удельное сопротивление грунта 1000 Ом·м, сопротивление ЗУ опоры составляет 3500 Ом). Частотной характеристикой взаимного влияния в данном случае мы называем зависимость от частоты влияющего тока действующего значения наведенного напряжения на опоре в месте ремонта в относительных единицах этой величины на частоте 50 Гц.

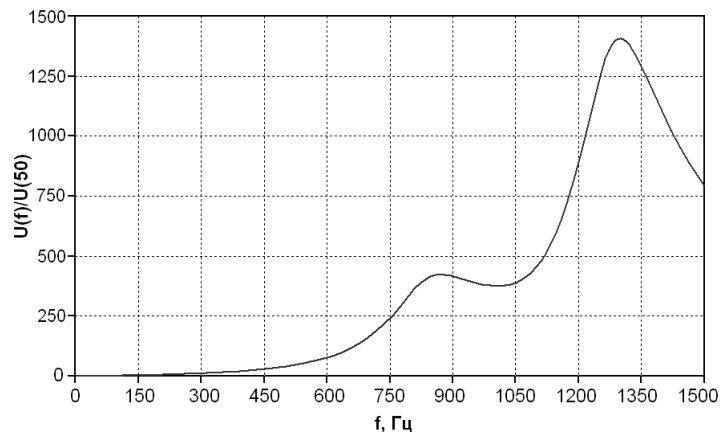


Рис. 3. Частотная характеристика взаимного влияния двухцепной ВЛ

Результаты расчетов по крайней мере качественно проясняют изменение соотношения гармоник в спектре наведенного напряжения. Как видно из рис.3, на характеристике четко выделяются два максимума на частотах 870 и 1290 Гц, что соответствует максимумам в спектре наведенного напряжения на рис.2.

Ремонтируемая линия заземлена по концам в РУ через сопротивления ЗУ подстанций, которые в данной модели приняты равными 0.5 Ом, поэтому можно считать, что линия работает в режиме короткого замыкания по концам. В воздушной линии длиной l в режиме короткого замыкания

на частоте $f = \frac{c}{2l}$, где c – скорость света в вакууме, возникает полуволновой резонанс. В нашем случае резонансная частота равна 1280 Гц и этой частоте соответствует второй максимум на частотной характеристике.

Первый пик на частотной характеристике – это также резонанс, но уже во влияющей линии, на конце которой включена активная нагрузка (в нашем примере она имеет сопротивление 200 Ом). Если бы влияющая линия работала в режиме холостого хода, то эта частота соответствовала бы четвертьволновой длине линии, т. е. 640 Гц.

Природа возникновения первого максимума требует дальнейшего изучения, но предварительные расчеты показывают, что его положение зависит от удельного сопротивления земли, а следовательно, от глубины проникновения обратного тока в землю. Для земли с бесконечной проводимостью первый максимум сливается со вторым, а с ростом удельного сопротивления земли его частота снижается: при удельном сопротивлении 10 Ом·м частота первого максимума составляет 1100 Гц, а при 10 000 Ом·м – 790 Гц.

Необходимо отметить, что характер зависимости наведенного напряжения от частоты, помимо удельного сопротивления земли, зависит ещё от большого числа параметров воздушной линии: наличия транспозиций, координаты заземляемой в месте ремонта опоры и ее сопротивления, взаимного расположения проводов и т. д., поэтому численное моделирование дает только качественную картину частотной характеристики, а относительно точные значения можно получить только в ходе эксперимента с одновременной регистрацией спектров тока во влияющей линии и наведенного напряжения на ремонтируемой линии.

Другим примером проявления частотных свойств взаимного влияния является воздействие контактной сети железной дороги переменного тока на смежные воздушные линии электропередачи. Характерной особенностью тяговых сетей переменного тока является создаваемое ими мощное электромагнитное поле, которое наводит ЭДС на смежных линиях различного назначения. Наибольшее магнитное влияние оказывает тяговая сеть с системой электроснабжения на переменном токе напряжением 25 кВ.

На электровозах переменного тока тяговые двигатели питаются от управляемых выпрямительных установок, что приводит к значительным нелинейным искажениям формы тока в контактной сети и рельсах. Для исследования частотных характеристик взаимного влияния были выполнены синхронные измерения токов в рельсах и наведенных напряжений на отключенной смежной линии электропередачи [10].

На рисунке 4 показана схема эксперимента. Высоковольтная линия класса напряжения 110 кВ проходит вблизи однопутного участка железной дороги Апатиты – Оленегорск, электрифицированного по системе переменного тока промышленной частоты 25 кВ. Электропитание участка двустороннее и производится от тяговых подстанций в гг. Апатиты и Оленегорск. Протяженность ВЛ составляет 19,7 км, ширина сближения в среднем порядка 1 км. ВЛ была заземлена на ст. Хибины, а измерения наведенного напряжения выполнялись на изолированном конце на ст. Имандра. Обратный тяговый ток в рельсах измерялся поясом Роговского в шине, соединяющей средние выводы дроссель-трансформаторов смежных рельсовых цепей.

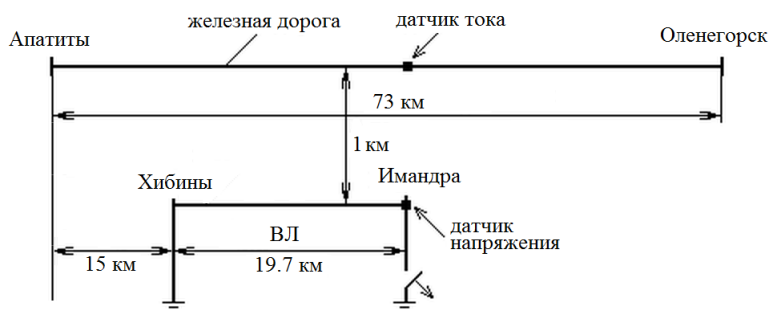


Рис. 4. Схема измерения взаимного влияния железной дороги и ВЛ

На рисунке 5 показан пример синхронной регистрации тягового тока в рельсе и наведенного напряжения на ВЛ (точность синхронизации составляла около 1 с, поэтому разность фаз неизвестна и показана произвольно, что в данном случае не принципиально). Ток в рельсе – это лишь часть тока, создающего наведенное напряжение на смежных линиях. Другая часть тока возвращается от электровоза на тяговую подстанцию через землю. Доля тока, стекающего в землю, зависит от ряда параметров: сопротивления рельсов, переходного сопротивления рельсы – земля, качества и состояния электрических соединителей и т. п. Наведенное напряжение на проводах отключенной ВЛ зависит от распределения обратного тягового тока между рельсами и землей. В расчетах доля обратного тягового тока в рельсе принимается равной 40 %, в земле – 60 %, а формы долей тока считаются подобными.

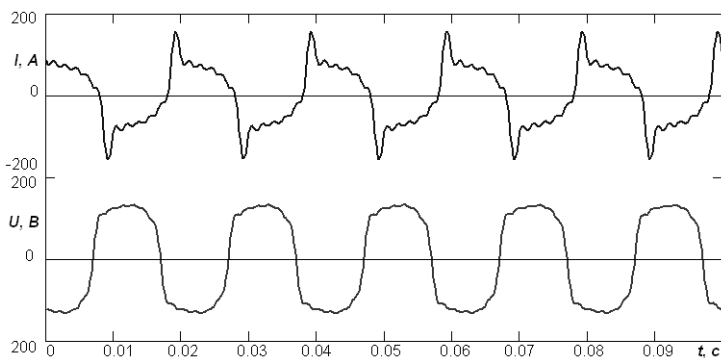


Рис. 5. Кривые тока в рельсе и наведенного напряжения

На рисунке 6 показаны относительные (по отношению к амплитуде первой гармоники) дискретные спектры этих сигналов.

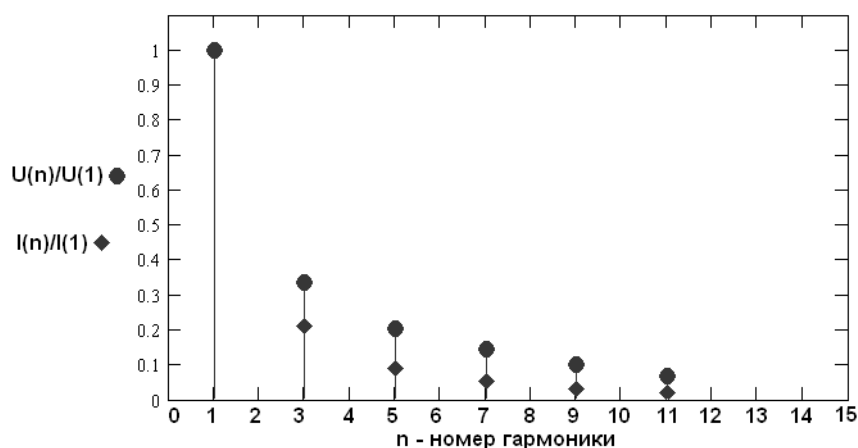


Рис. 6. Относительные спектры тока в рельсе и наведенного напряжения

Как видно из рис.6, относительное содержание гармоник в наведенном напряжении выше, чем в порождающем его токе в тяговой сети. Приведенный участок осциллограммы интересен тем, что относительная величина каждой n -й гармоники в наведенном напряжении ровно в \sqrt{n} раз превышает соответствующее значение гармоники в токе. Однако на других участках осциллограмм (т. е. в другие моменты времени), это соотношение может быть иным. Различие объясняется тем, что в разные моменты времени электровоз находится в разных точках тяговой дистанции, а следовательно, электромагнитное влияние на воздушную линию создается разными по конфигурации токовыми контурами.

Питание влияющего участка железной дороги двустороннее, как показано на рис.7. Электроподвижной состав, находящийся на участке, получает энергию от двух тяговых подстанций, и ток, потребляемый электровозом, поступает к нему с двух сторон, складываясь из токов $I_{1кп}$ и $I_{2кп}$. Величины $I_{1кп}$ и $I_{2кп}$ обратно пропорциональны расстоянию от электровоза до соответствующей тяговой подстанции (чем ближе к тяговой подстанции находится электровоз, тем большая часть тока поступает к нему от этой подстанции).

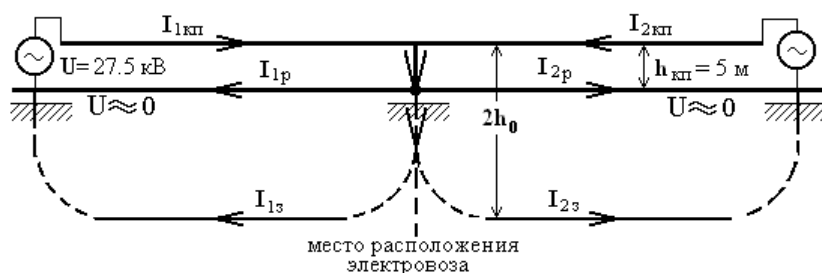


Рис. 7. Схема замещения влияющего участка железной дороги

В программе ATP-EMTP было проведено численное моделирование описанного эксперимента. На рис.8 представлена схема участка, построенного в программе ATPDraw [11]. Для моделирования линий с распределенными параметрами, как и в случае взаимного влияния линий электропередачи, была выбрана частотозависимая модель JMarty [12], в которой матрицы сопротивлений и проводимостей пересчитываются заново для каждой частоты в заданном диапазоне. Электровоз замещается источником тягового тока, а его положение на участке задается изменением длин смежных блоков линий. С помощью резистивных делителей, подключенных к источникам тока и напряжения, устанавливается соотношение между долями тока в земле и в рельсе. Воздушная линия заземлена в Хибинах на сопротивление подстанции 0.5 Ом, а в Имандре на изолированном конце измеряется наведенное напряжение.

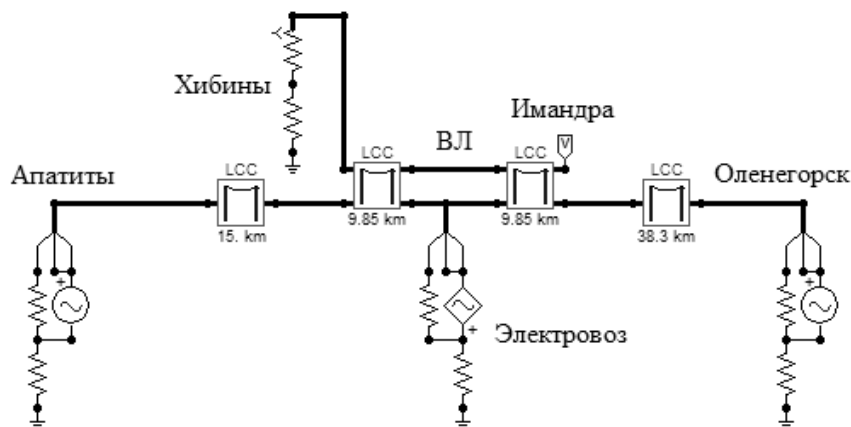


Рис. 8. Модель участка влияния железной дороги в программе ATPDraw

Изменяя частоту источников и измеряя при этом наведенное напряжение, мы получаем частотную характеристику влияния. На рис.9 показаны такие характеристики, построенные в относительных единицах наведенного напряжения на частоте 50 Гц в зависимости от номера гармоники промышленной частоты. Вид частотной характеристики меняется в зависимости от положения электровоза: когда электровоз находится напротив середины ВЛ, зависимость близка к линейной, т. е. относительное содержание n -й гармоники растет пропорционально ее номеру; при положении электровоза напротив конца ВЛ эта зависимость близка к квадратному корню, а когда локомотив приближается к тяговой подстанции, то зависимость становится практически квадратичной.

Результаты численного моделирования близки к экспериментально полученным зависимостям, но само явление требует дальнейшего теоретического и экспериментального исследования. Очевидно, что характер частотной зависимости взаимного влияния определяется тем, каким образом физические параметры модели зависят от частоты. Так, например, эквивалентная глубина возврата тока через землю обратно пропорциональна

корню из частоты и описывается соотношением $D = \sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu_0}}$. Собственные

и взаимные продольные сопротивления проводов многопроводной воздушной линии, которые и определяют величину наведенного напряжения, также являются частотозависимыми. Принимая во внимание также волновую природу явлений в длинных линиях, можно предположить, что показанные на рис.9 зависимости вполне могут иметь физическое обоснование.

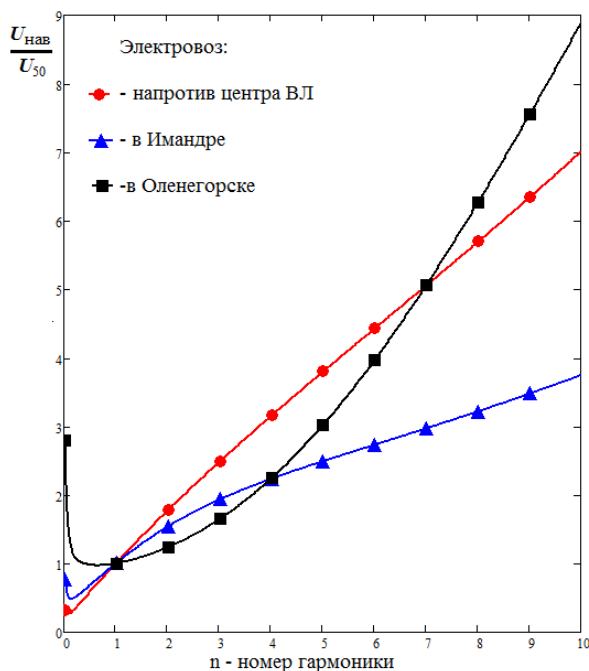


Рис. 9. Частотные характеристики относительного содержания n -й гармоники в зависимости от положения электровоза

Выводы

1. Результаты регистраций наведенного напряжения в ремонтируемых воздушных линиях электропередачи, находящихся в зоне электромагнитного влияния других воздушных линий, демонстрируют наличие высших гармоник, сравнимых по величине с основной гармоникой промышленной частоты. При этом относительное содержание гармоник в наведенном напряжении выше, чем в токах и напряжениях влияющей линии.

2. Спектральный состав наведенного напряжения зависит от многих величин: длин влияющей и ремонтируемой линий, взаимного расположения этих линий, условий заземления и нагрузок по концам линий, удельного сопротивления грунта по трассе и т. д. При определенных соотношениях длины воздушной линии и частоты гармоники, а также в зависимости от условий на концах, в линии возможно возникновение разного рода резонансов токов и напряжений, которые приводят к «усилению» отдельных гармоник, попадающих в области максимумов частотной характеристики взаимного влияния.

3. В программе АТР-ЕМТР выполнено моделирование взаимного влияния цепей двухцепной линии электропередачи и воздействия тяговой сети железной дороги на смежную линию электропередачи. В первом случае расчёт подтвердил резонансный характер частотной зависимости взаимного влияния. Как показали результаты моделирования эксперимента на железной дороге, на характер частотной зависимости оказывает влияние положение электровоза относительно ремонтируемой ВЛ, и это явление требует дальнейшего изучения.

4. Численное моделирование дает качественную картину частотной характеристики взаимного влияния. Для дальнейшего изучения описанных в статье явлений необходимо поставить и выполнить натурный эксперимент с одновременной регистрацией спектров токов и напряжений во влияющей линии и наведенного напряжения на ремонтируемой линии.

Литература

1. Халилов Ф. Х., Ефимов Б. В. Наведенные напряжения на воздушных линиях электропередач, отключенных для ремонта: учебное пособие. СПб.: ПЭИПК, 2008. 52 с.
2. Дроздова О. В., Якубович М. В. Исследование влияния системы тягового электроснабжения переменного тока на отключенные линии электропередачи // Вестник МГТУ (Труды Мурманского государственного технического университета). 2010. Т. 13, № 4/2. С. 918-922.
3. Исследование влияния спецЛЭП на воздушные линии электропередачи / А. Н. Данилин, Б. В. Ефимов, А. Н. Кизенков, В. Н. Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Апатиты: КНЦ РАН, 2013. Вып. 6. С. 103-114.
4. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н) [Электронный ресурс] // Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ Минтруда России от 24 июля 2013 года № 328н // Консорциум Кодекс. Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации: сайт. URL: <http://docs.cntd.ru/document/499037306> (дата обращения: 14.04.2016).
5. Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.018-2009 [Электронный ресурс] // Федеральная сетевая компания: сайт. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO-56947007-29.240.55.018-2009.pdf> (дата обращения: 14.04.2016).
6. Запрос предложений (объявление о покупке) № 554472 на право заключения договора на выполнение работ по разработке стандартов организации: «Электроустановки напряжением до 220 кВ. Методические указания по организации и выполнению работ по измерению наведенного напряжения, расчету и обработке результатов измерений»; «Воздушные линии электропередачи напряжением до 220 кВ включительно, находящиеся под наведенным напряжением. Руководящие указания по организации безопасного выполнения работ» [Электронный ресурс] // B2B-Center: сайт. URL: <http://www.b2b-center.ru/market/view.html?id=554472> (дата обращения: 14.04.2016).

7. Carson J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return // Bell Syst. Tech. J. 1926. Vol. 5. P. 539-554.
8. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. В 3 т. Т. 2. / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин, В. Л. Чечурин. 4-е изд. СПб.: Питер, 2003. 576 с.
9. Селиванов В. Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107-112.
10. Залесова О. В., Якубович М. В. Экспериментальное исследование спектрального состава тока в рельсах // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Апатиты: КНЦ РАН, 2013. Вып. 6. С. 97-102.
11. ATPDraw – the graphical preprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program [Электронный ресурс] // ATPDraw: site. URL: <http://www.atpdraw.net> (дата обращения: 14.04.2016).
12. Dommel H. W. EMTP Theory Book // Microtran Power System Analysis Corporation. 2nd ed. Vancouver, 1992.

Сведения об авторах

Селиванов Василий Николаевич,

заместитель директора по науке Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А, эл. почта: selivanov@ien.kolasc.net.ru

Залесова Ольга Валерьевна,

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

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А эл. почта: l_i@mail.ru

Богданова Анна Викторовна,

студентка физико-энергетического факультета Кольского филиала Петрозаводского государственного университета. эл. почта: azarika-vik@yandex.ru

Данченко Валентина Федоровна,

студентка физико-энергетического факультета Кольского филиала Петрозаводского государственного университета. эл. почта: velsokolova2012@yandex.ru

Д. И. Андреев, В. В. Колобов, М. Б. Баранник, В. И. Яковлев

РАЗРАБОТКА СПОСОБА УМЕНЬШЕНИЯ НАВЕДЁННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ВЫВЕДЕННЫХ В РЕМОНТ

Аннотация

Описан разработанный метод и соответствующее устройство для уменьшения наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи, выведенных в ремонт. Представлена схема устройства компенсации наведенного напряжения. Приведены результаты моделирования работы устройства с использованием программного пакета EMTP-ATP. Показано, что разработанное устройство компенсации мощностью до 5 кВт позволяет снизить уровень наведенного напряжения до 25 В на большинстве опор рассмотренных линий.

Ключевые слова:

воздушные линии электропередачи, наведенное напряжение на отключенной линии электропередачи, способ и устройство для уменьшения наведенного напряжения, компьютерное моделирование, электронная схема устройства.

D. V. Andreev, V. V. Kolobov, M. B. Barannik, V. I. Yakovlev

THE DEVELOPMENT OF A METHOD FOR REDUCING THE INDUCED VOLTAGE ON DISCONNECTED OVERHEAD TRANSMISSION LINES

Abstract

The article describes the method and the device for reducing the induced voltage on disconnected overhead transmission lines. The aspects of electronic circuit design of the device have been considered. The paper also presents results of computer simulations of the device and the method. The simulation models have been developed using program EMTP-ATP. The simulation results show that the 5 kW device reduce the induced voltage until 25 volts at most towers of disconnected transmission lines.

Keywords:

overhead transmission lines, inducted voltage on disconnected transmission line, method and device for reducing the induced voltage, computer simulation, electronic circuit design.

Наведенное напряжение – это разность потенциалов между проводящими частями электроустановок (воздушной линии (ВЛ) электропередачи или оборудования подстанции (ПС)) и точкой нулевого потенциала, возникающей в результате воздействия электрического и магнитного полей, создаваемых расположенными вблизи электроустановками, находящимися под напряжением.

«Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭУ) [1] определяют безопасную для работников величину потенциала наведенного напряжения и меры безопасности при ремонте линий электропередач (ЛЭП), на которых наводится дополнительное напряжение от соседних ВЛ:

«Из числа ВЛ под наведенным напряжением организациям необходимо определить измерениями линии, при отключении и заземлении которых по концам (в РУ) на заземленных проводах остается потенциал наведенного напряжения выше 25 В при наибольшем рабочем токе действующей ВЛ.

Все виды работ на этих ВЛ, связанные с прикосновением к проводу без применения основных электротехнических средств, должны выполняться по технологическим картам или ППР, в которых должно быть указано размещение заземлений исходя из требований обеспечения на рабочих местах потенциала наведенного напряжения не выше 25 В» (п. 4.15.52.[1]).

Согласно пункту 4.15.53.[1]:

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

Если снизить потенциал наведенного напряжения ниже 25 В не удастся, ПОТЭУ требуют работать с заземлением проводов только на одной опоре или на двух смежных. При этом заземлять линию в распределительном устройстве (РУ) не допускается.

Потенциал наведенного напряжения не на всех ВЛ возможно снизить до уровня 25 В. В то же время работа при заземлении только на опоре или на двух смежных, как это требуют ПОТЭУ, опасна, так как возможны:

- случайное прикосновение к проводам при установке заземлений;
- обрыв заземляющего проводника при некачественной установке заземлителя или его отсоединение в процессе работы из-за сильных ветровых нагрузок;
- ошибочное отключение заземления.

Заземление же в РУ и на опоре не обеспечивает снижение наведенного напряжения до безопасного уровня.

Уровень наведенного напряжения можно снизить включением в месте производства работ на отключенной линии устройства для компенсации наведенного напряжения (УКНН) на основе регулируемого источника напряжения. Такое устройство должно быть мобильным для легкой доставки его на место ремонта и обеспечивать требуемую для компенсации наведенного напряжения мощность. Напряжение, формируемое регулируемым источником, должно быть в противофазе с наведенным на линии напряжением.

В Кольской энергосистеме определен перечень линий, находящихся под наведенным напряжением, при работе на которых запрещено устанавливать заземления в РУ конечных подстанций. Такими линиями являются, например, следующее:

- одноцепная ВЛ напряжением 154 кВ Л-152 от ГЭС-11 до подстанции № 11А протяженностью 155.041 км, размещенная на 672 опорах; введена в эксплуатацию в 1936 г. (оп. 204-666), 1956 г. (оп. 1-203), 1960 г. (оп. 667-677);
- одноцепная ВЛ напряжением 154 кВ Л-189 от пр. 261-262 Л-152 до подстанции № 40А протяженностью 101.589 км, размещенная на 301 опоре; ВЛ введена в эксплуатацию в июне 1974 г.;
- двухцепная ВЛ напряжением 154 кВ Л-153/154 от подстанции № 11А до подстанции № 200 протяженностью 94.6247 км, размещенная на 353 опорах; ВЛ введена в эксплуатацию в 1962 г.;
- одноцепная ВЛ напряжением 154 кВ Л-157 от подстанции 11А до подстанции 88, протяженностью 95.188 км, размещенная на 412 опорах; ВЛ введена в эксплуатацию в 1951 г. (оп. 12-402), 1961 г. (оп. 1-11), 1982 г. (оп. 403-413).

Был выполнен расчет уровней наведенных напряжений на перечисленных линиях. Расчет выполнялся с помощью программы АТР-ЕМТР [2]. АТР-ЕМТР – универсальная система программирования для цифрового моделирования переходных явлений как электромагнитного, так и электромеханического характера. С помощью этой программы могут моделироваться сложные сети и системы управления произвольной структуры. ЕМТР используется для анализа коммутационных и грозовых перенапряжений, исследования координации изоляции и вращательных колебаний электрических машин, моделирования релейной защиты и гармонического анализа, изучения проблем качества электроэнергии и электромагнитной совместимости и т. д. [3].

Модели линий, построенные в программе АТР-ЕМТР с использованием графического процессора АТРDraw [2], показаны на рис.1.

Сопротивление заземления опор ВЛ при моделировании выбиралось равным 30 Ом, так как удельное сопротивление грунта в районах прохождения рассматриваемых линий превышает 1000 Ом·м. Сопротивление проводов, соединяющих установку компенсации наведенного напряжения с ЗУ соседней опоры, было принято равным 3 Ом.

Полученные в результате моделирования данные показали, что наведенное напряжение при заземлении этих линий в РУ и в месте проведения ремонтных работ может достигать 170 В.

Был проведен расчет мощности источника напряжения УКНН, необходимой для компенсации наведенного напряжения на ВЛ. Расчет проводился по методу эквивалентного генератора. Для этого была составлена схема замещения цепи (рис.2а) и модель внешнего источника напряжения УКНН в программе АТР-ЕМТР (рис.2б). В результате моделирования работы устройства были получены ток короткого замыкания $I_{кз}$ и напряжение холостого хода $U_{хх}$.

Из схемы замещения видно, что напряжение генератора должно быть равным: $U_k = I_{кз} \cdot R$, где U_k – напряжение на выводах устройства компенсации; $I_{кз}$ – ток короткого замыкания; $R = R_3 + R_{п}$ – сумма сопротивлений заземлителя (R_3) и проводов, соединяющих устройство с опорами ($R_{п}$). Так как устройство должно формировать напряжение, равное по модулю и сдвинутое по фазе на 180° относительно наведенного в линии напряжения, то необходимо найти фазу наведенного напряжения.

Для этого по схеме замещения (рис.2 а) были найдены:

- ЭДС эквивалентного генератора \dot{E} , равная напряжению холостого хода в комплексной форме;

- ток короткого замыкания $\dot{I}_{кз}$ в комплексной форме;

- полное сопротивление цепи \dot{Z} в комплексной форме:

$$\dot{E} = U_{хх} \cdot e^{j\phi_u}; \quad (1)$$

$$\dot{I} = I_{кз} \cdot e^{j\phi_i}, \quad (2)$$

где: ϕ_u и ϕ_i – фазы напряжений и токов соответственно.

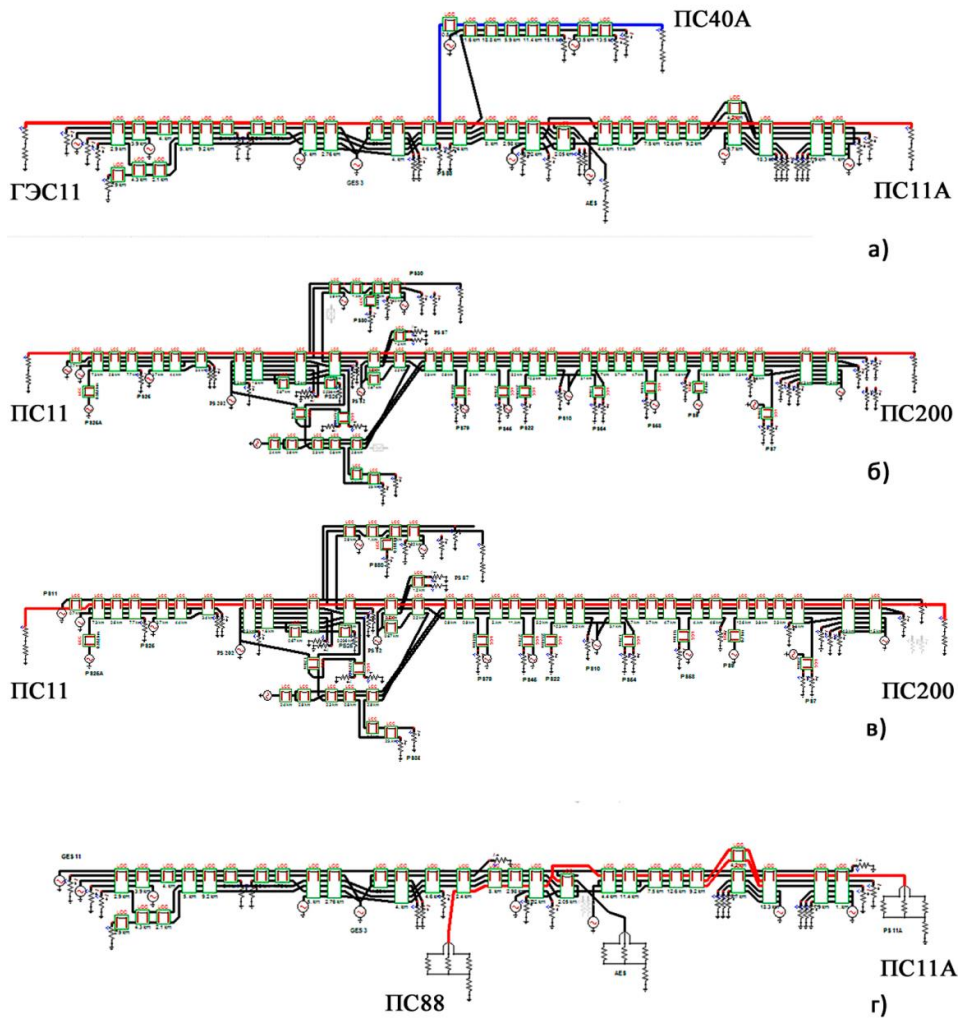


Рис. 1. Модели линий Л-152 и Л-189 (а), Л-153 (б), Л-154 (в), Л-157 (г), построенные в программе АТР-ЕМТР (ВЛ Л-152 и Л-189 (а) выделены красным и синим цветом соответственно)

Тогда полное сопротивление цепи равно:

$$\dot{Z} = \frac{\dot{E}}{\dot{I}} = \frac{U_{XX}}{I_{K3}} \cdot e^{j(\phi_r - \phi)}. \quad (3)$$

Чтобы найти требуемую фазу источника УКНН, необходимо выделить аргумент из комплексной формы напряжения генератора, которое, согласно схеме замещения, равно:

$$\dot{U} = \dot{I} \cdot (\dot{Z} + R). \quad (4)$$

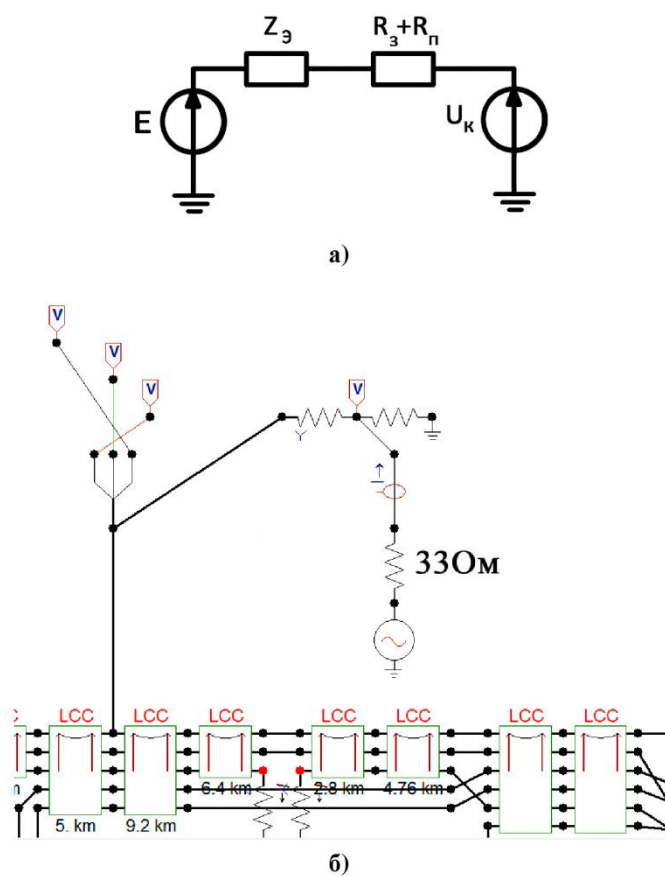


Рис. 2. Схема замещения устройства компенсации наведенного напряжения (а) и его модель, построенная в программе ATP-EMTP (б)

Фаза напряжения генератора будет равна фазе тока короткого замыкания.

Помимо фазы напряжения на выходе устройства компенсации наведенного напряжения, необходимо также знать мощность генератора для питания УКНН, которая определяется выражением: $P=U_K \cdot I_{K3}$. Для питания УКНН можно использовать бензо- или дизель-генератор.

По результатам расчетов были построены графики распределения наведенного напряжения вдоль линий (рис.3). Цветами отмечены зоны, где необходимо использовать питающий генератор той или иной мощности, либо в устройстве компенсации нет необходимости (компенсации наведенного напряжения не требуется). Мощность генератора для питания устройства ограничена величиной 5 кВт, так как использовать более мощный генератор из-за высокой стоимости экономически нецелесообразно, а из-за значительных массогабаритных параметров – технически сложно.

Из графиков распределения наведенного напряжения можно видеть, что использование УКНН с питающим генератором мощностью до 5 кВт практически для всех ВЛ обеспечивает безопасное проведение ремонтных работ на большей части длины линии. Зоны, помеченные красным

цветом, – это участки ВЛ, для компенсации наведенного напряжения на которых необходим генератор мощностью более 5 кВт. Как уже отмечалось, использовать такой генератор нецелесообразно, поэтому для решения данной проблемы в программе АТР-ЕМТР был смоделирован случай, при котором линия, выведенная в ремонт, заземляется на конечных подстанциях и разземляется на некоторых отпаечных, что не запрещается ПОТЭУ. Такое решение позволяет снизить уровень наведенного напряжения до требуемых 25 В.

На рисунке 4 приведена блок-схема устройства компенсации наведенного напряжения, в состав которого входят: блок измерения наведенного напряжения (ИЗМ), блок управления (БУ), блок инвертора, выполненный по мостовой схеме на основе полупроводниковых ключей (ИНВ), два драйвера полумоста (ДРВ1, ДРВ2), источник питания (ИП) с корректором коэффициента мощности (ККМ) и выходной фильтр высших гармоник (ФНЧ).

Для измерения наведенного напряжения один из выводов «П1», «П2» подключается к заземлителю опоры, а другой – к удаленной земле (рис.5). Наведенное напряжение поступает на блок измерения (ИЗМ). Далее наведенное напряжение обрабатывается блоком управления (БУ), в котором определяется его амплитуда и фаза. На выходе БУ формируется управляющий сигнал для инвертора на основе широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

Для управления полупроводниковыми ключами применены специализированные блоки – драйверы полумостов ДРВ1, ДРВ2, которые формируют необходимые для работы схемы инвертора управляющие сигналы.

На выходе инвертора формируется напряжение ШИМ-последовательности, огибающая которой представляет собой синусоидальный сигнал частотой 50 Гц с амплитудой, соответствующей амплитуде наведенного напряжения, и фазой, сдвинутой на 180 градусов. Для фильтрации в выходном компенсирующем синусоидальном сигнале высокочастотных составляющих, кратных несущей частоте ШИМ (частоте коммутации ключей инвертора), используется фильтр высших гармоник – фильтр низких частот (ФНЧ), выполненный на элементах L1, L2, C.

Питание устройства компенсации осуществляется от бензо- или дизель-генератора с выходным переменным напряжением 220 В. Корректор коэффициента мощности (ККМ) и источник питания (ИП) формируют постоянное напряжение амплитудой до 400 В для питания звена постоянного тока инвертора. ККМ защищает питающий генератор от перегрузки, предотвращая ложные срабатывания защиты по выходному току.

Синусоидальное компенсирующее напряжение снимается с выхода УКНН – выводов «В1» и «В2». Один из выводов подключается к заземлителю опоры, на которой производятся работы, а другой – к заземлителю соседней опоры (рис.5).

Структурная схема блока управления устройством компенсации наведенного напряжения (БУ на рис.4) приведена на рис.6. Блок управления состоит из блока согласования – 1, аналогово-цифрового преобразователя – 2, полосового фильтра – 3, интегратора – 4, генератора сигнала частотой 50 Гц – 5, усилителя – 6 и управляющего блока – 7.

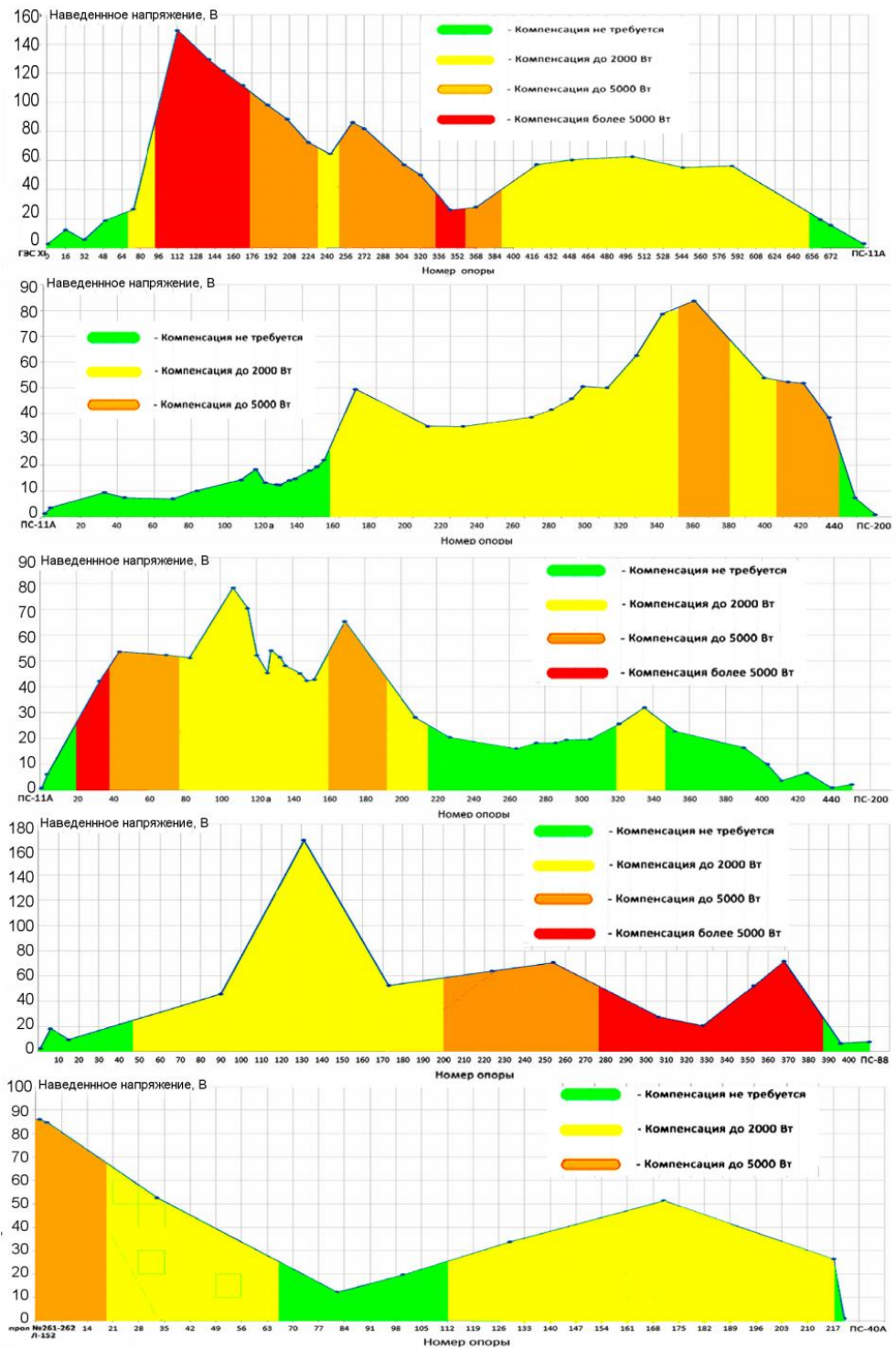


Рис. 3. Зоны распределения мощности УКНН, необходимой для компенсации наведенных напряжений на линиях Л-152 (а), Л-153 (б), Л-154 (в), Л-157 (г), Л-189 (д)

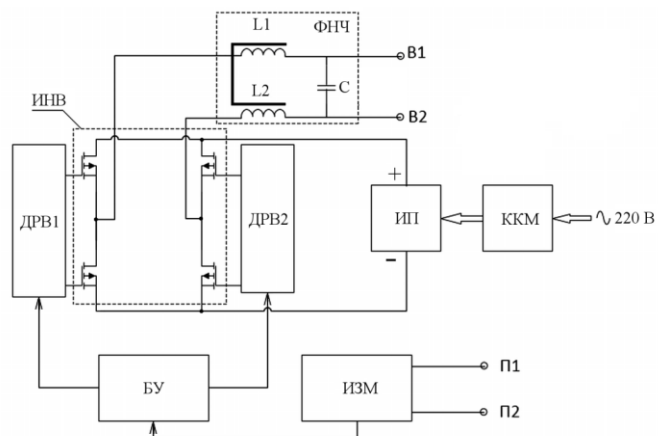


Рис. 4. Блок-схема устройства для компенсации наведенного напряжения:
 ИЗМ – измеритель наведенного напряжения; БУ – блок управления;
 ИНВ – инвертор; ДРВ1, ДРВ2 – драйверы полумостов инвертора;
 ИП - источник питания; ККМ – корректор коэффициента мощности;
 ФНЧ – фильтр высших гармоник

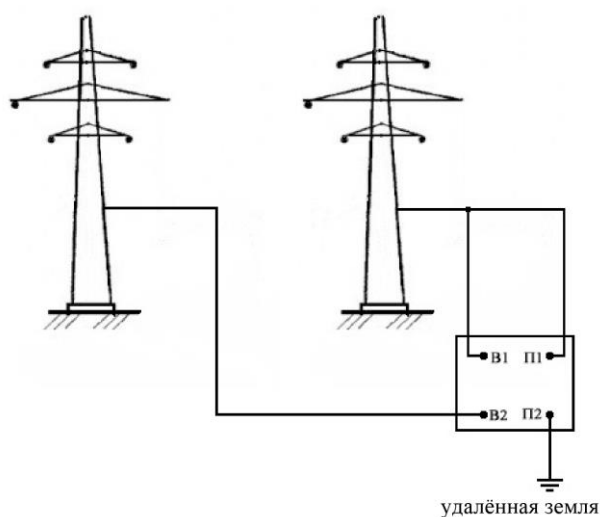


Рис. 5. Схема подключения устройства компенсации наведенного напряжения

Работает схема следующим образом. Исходный измеренный сигнал, пропорциональный напряжению на ВЛ, после измерительного блока (ИЗМ на рис.4) поступает в блок согласования (1), где его амплитуда уменьшается до входного динамического диапазона АЦП (2). В АЦП сигнал преобразуется в цифровой вид и все дальнейшие операции происходят с цифровыми данными. Соответственно, функции, выполняемые блоками полосового фильтра (3), интегратора (4), генератора (5), осуществляются в цифровом виде. Все части блока управления, за исключением блока согласования, могут быть выполнены на основе микроконтроллера.

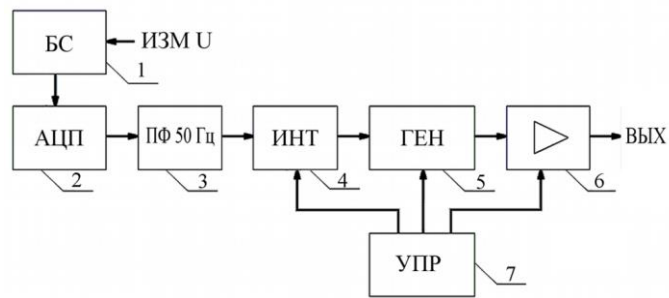


Рис. 6. Структурная схема блока управления УКНН:
 1 – блок согласования; 2 - АЦП; 3 – полосовой фильтр; 4 – интегратор амплитуды и фазы измеряемого напряжения; 5 – управляемый формирователь ШИМ-сигнала, модулируемого частотой 50 Гц; 6 – усилитель; 7 – управляющий блок

На рисунке 7 приведены осциллограммы, полученные при моделировании работы устройства. На рис.7а приведена осциллограмма наведенного напряжения на линии до включения устройства компенсации. В рассматриваемом случае величина действующего значения наведенного напряжения составляет около 40 В. Полосовой фильтр (3 на рис.6) выделяет из сигнала напряжения, снимаемого с ВЛ, первую гармонику частоты сети 50 Гц. В интеграторе (4) интегрируется амплитуда и фаза измеряемого сигнала напряжения и формируются сигналы управления генератором. Генератор (5) представляет собой широтно-импульсный модулятор, который формирует ШИМ-сигнал с несущей частотой 10-20 кГц и модулирующим сигналом частотой 50 Гц, амплитуда и фаза которого определяются выходными сигналами интегратора. После усиления по амплитуде в усилителе (6) ШИМ-сигнал поступает на инвертор (ИНВ на рис.4), который формирует на выходе УКНН компенсирующий сигнал напряжения. На рис.7б приведены осциллограммы выходного напряжения инвертора (ШИМ-последовательность) и напряжения на выходе ФНЧ (выделена красным цветом).

Амплитуда выходного напряжения УКНН и его фаза меняются таким образом, чтобы скомпенсировать сигнал наведенного напряжения на ВЛ. При этом напряжение на входе интегратора становится равным нулю. На рис.7 в приведена осциллограмма выходного напряжения УКНН, а на рис. 7г – осциллограмма напряжения на ВЛ. Интервал времени до 0.33 с соответствует времени выхода УКНН в режим компенсации. На интервале времени после 0.33 с видно, что первая гармоника наведенного напряжения на ВЛ скомпенсирована. На линии остается напряжение с амплитудой, не превышающей 10 В, содержащее высшие гармоники наведенного напряжения (рис.7г).

При изменении параметров наведенного напряжения сигнал на входе интегратора изменяется и блок управления начинает корректировать амплитуду и фазу компенсирующего напряжения таким образом, чтобы снова уменьшить напряжение на входе интегратора до нуля и тем самым обеспечить компенсацию наведенного напряжения.

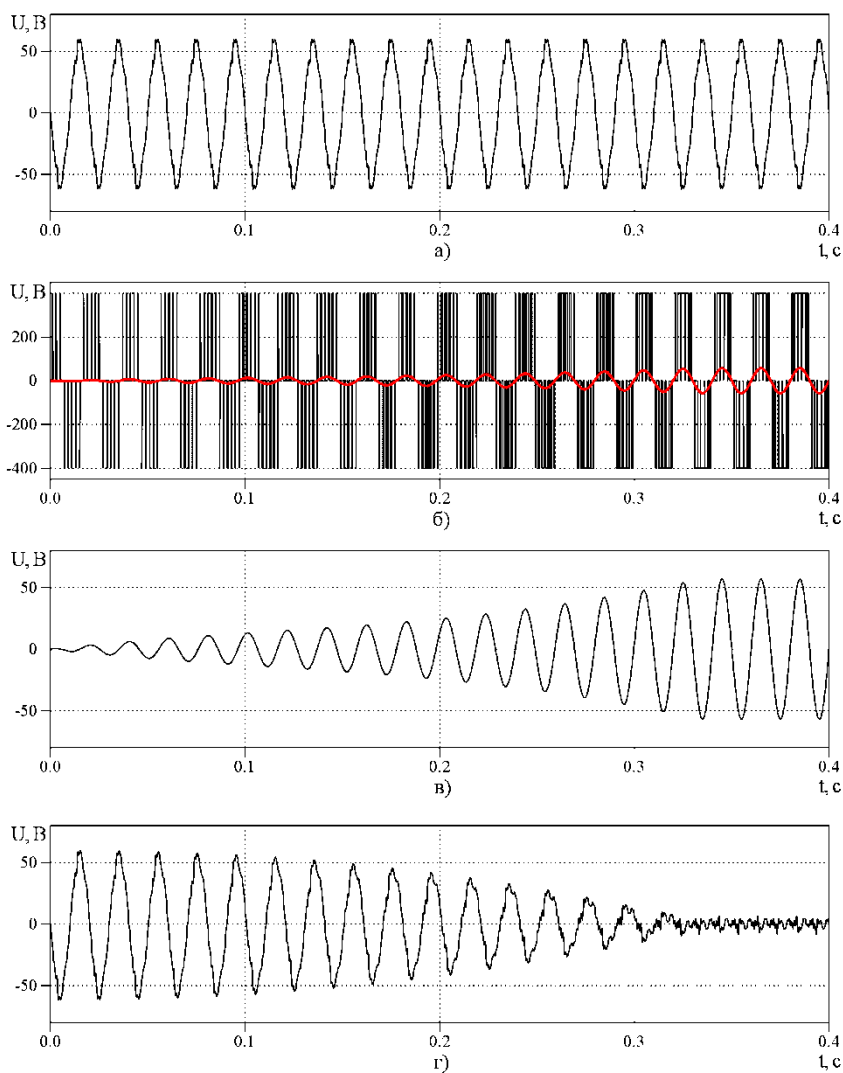


Рис. 7. Осциллограммы, поясняющие работу устройства компенсации наведенного напряжения:

- а – наведенное напряжение на линии без использования устройства;
- б – напряжение на выходе инвертора УКНН и напряжение на выходе ФНЧ (выделено красным цветом);
- в - выходное напряжение УКНН после включения устройства;
- г - напряжение на ремонтируемом участке ВЛ после включения устройства компенсации наведенного напряжения

Выводы

При использовании устройства компенсации наведенного напряжения увеличивается протяженность участков ВЛ, на которых обеспечивается безопасный уровень наведённого напряжения при заземлении линии по концам. Соответственно, появляется возможность отказаться от опасного мероприятия разземления линии по концам.

Моделирование в программе АТР-ЕМТР показало, что при использовании устройства компенсации мощностью до 5 кВт на большей части рассмотренных линий возможно скомпенсировать наведенное напряжение и уменьшить его величину до 25 В и, соответственно, выполнить требования «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок».

Также было показано, что при проведении ремонтных работ на тех участках ВЛ, на которых устройство компенсации наведенного напряжения с генератором мощностью до 5 кВт не позволяет уменьшить наведенное напряжение до требуемого уровня, возможно применение дополнительных мер. Так, например, разземление линии на отпайках уже делает возможным применение устройства компенсации указанной мощности на этих участках ВЛ.

Литература

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н) [Электронный ресурс] // Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации: офиц. сайт. URL: http://www.rosmintrud.ru/docs/mintrud/orders/161/Pravila_po_ohrane_truda.doc (дата обращения: 11.04.2016).
2. EEUG АТР-ЕМТР ATPDraw: site. URL: <http://www.eeug.org/> (дата обращения: 11.04.2016).
3. Селиванов В. Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С. 107-112.

Сведения об авторах

Андреев Дмитрий Иванович,

студент Кольского филиала Петрозаводского государственного университета,
эл. почта: g.andreevm.d@gmail.com

Колобов Виталий Валентинович,

ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н., доцент
кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А,
эл. почта: 1_i@mail.ru

Баранник Максим Борисович,

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: maxbar@ien.kolasc.net.ru

Яковлев Валерий Иванович,

старший научный сотрудник, профессор кафедры ТВН, Электроизоляционная
и кабельная техника Санкт-Петербургского политехнического университета
Петра Великого (ФГАОУ ВО «СПбПУ»), д. т. н.
Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29,
эл. почта: valeryak@mail.ru

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 620.9 (470.21)

А. М. Клюкин, Н. М. Кузнецов, С. Н. Трибуналов

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

Аннотация

Собраны данные по энергопотреблению зданий и выполнен анализ использования энергетических ресурсов. Произведена оценка возможной экономии энергетических ресурсов. Предложен перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Ключевые слова:

энергоэффективность, энергетическое обследование, электропотребление, теплопотребление, затраты на энергоресурсы, энергосберегающие мероприятия.

A. M. Klyukin, N. M. Kuznetsov, S. N. Tribunalov

ENERGY EFFICIENCY OF THE BUILDINGS OF THE KOLA SCIENCE CENTRE OF THE RAS

Abstract

We have collected data on buildings energy consumption and analyzed the use of energy resources. We evaluated the possible energy savings. The list of measures on energy saving and energy efficiency, is proposed.

Keywords:

energy efficiency, energy audit, power consumption, heat consumption, energy costs, energy-saving measures.

Во многих странах созданы механизмы стандартизации по уровню энергоэффективности, ставшие обязательным требованием для зданий бюджетной сферы: офисных комплексов, учебных и культурных объектов, зданий здравоохранения. На долю зданий в Европе приходится 41 % всей потребляемой энергии. Из этой энергии 85 % тратится на отопление и охлаждение помещений, а 15 % расходуется в виде электроэнергии (в особенности на освещение). В целом здания потребляют 35 % первичной энергии для достижения комфортных температур в помещении и 6 % электроэнергии. В России площадь общего фонда зданий составляет 5.5 млрд м², из которых на жилые здания приходится 4.1 млрд м². Таким образом, практически 80 % всех зданий, строений и сооружений страны – это жилой фонд. Энергопотребление жилыми зданиями составляет 23 % первичной энергии, т. е. почти четверть от всего потребления энергоресурсов в нашей стране [1].

Мерой энергоэффективности является отношение реального потребления к расчетному или оценочному количеству энергии, требуемой для удовлетворения различных потребностей при стандартной эксплуатации здания. При расчете энергоэффективности учитываются следующие виды потребления тепловой и электрической энергии: отопление, горячее

водоснабжение, охлаждение, вентиляция, освещение, другие виды энергопотребления. Тепловая и электрическая энергия для достижения высокой энергоэффективности должны расходоваться в минимальных объемах. Степень энергоэффективности отдельного здания определяется путем ее сравнения с нормируемыми значениями. Она может быть задокументирована, например, в энергетическом паспорте здания. В настоящее время существуют строительные стандарты возведения зданий с низким энергопотреблением. Новые здания следует строить исключительно с учетом стандартов низкого энергопотребления и оборудовать их энергосберегающими функциями систем автоматизации класса энергоэффективности А [2].

Для системы автоматического управления зданием необходимо:

класс А – управление климатом в помещениях с автоматическим учетом потребности в энергии;

класс В – управление климатом в помещениях без автоматического учета потребности в энергии;

класс С – автоматизация основных установок в здании, в помещениях отсутствуют электронные контроллеры или термостатические вентили на радиаторах отопления;

класс D – без электронных контроллеров в помещениях, без контроля расхода энергии.

Ряд мер может заметно повысить энергоэффективность существующих зданий:

- модернизация инженерных коммуникаций с установкой систем автоматизации зданий;

- установка крайних комфортных значений температур обогрева и охлаждения;

- оснащение системы вентиляции средствами регенерации тепла;

- снижение потерь тепла через ограждающие конструкции здания;

- модернизация старых зданий.

В системе автоматизации здания собирается информация для управления энергопотреблением и другим оборудованием. Кроме того, обеспечивается эффективный контроль расхода энергии.

Энергоэффективность здания определяется как расчетное или реально измеренное количество потребляемой на различные нужды энергии при стандартной эксплуатации здания. Системы автоматизации зданий (САЗ) и средства управления инженерными системами (УИС) оказывают влияние на энергоэффективность по многим аспектам. САЗ обеспечивает эффективную автоматизацию управления отоплением, вентиляцией и охлаждением, подачей горячей воды, освещением и пр., что повышает эффективность эксплуатации и снижает энергозатраты. Сложные интегрированные процессы и функции экономии энергии настраиваются в зависимости от конкретных условий эксплуатации здания и потребностей пользователя, что позволяет не допустить излишнего расхода энергии и выбросов CO₂. Система автоматизации зданий, в особенности управление инженерными системами, предоставляет информацию для эксплуатации и обслуживания зданий и энергоменеджмента [3]. Сюда относятся функции построения тенденций энергопотребления, подачи сигналов тревоги и выявления потерь энергии.

Система автоматизации зданий и управления инженерными коммуникациями рассчитывается при помощи имитационного моделирования (рис.1). В основе лежат модели теплоточков, например модель теплоточков для поддержания заданной температуры в помещениях.

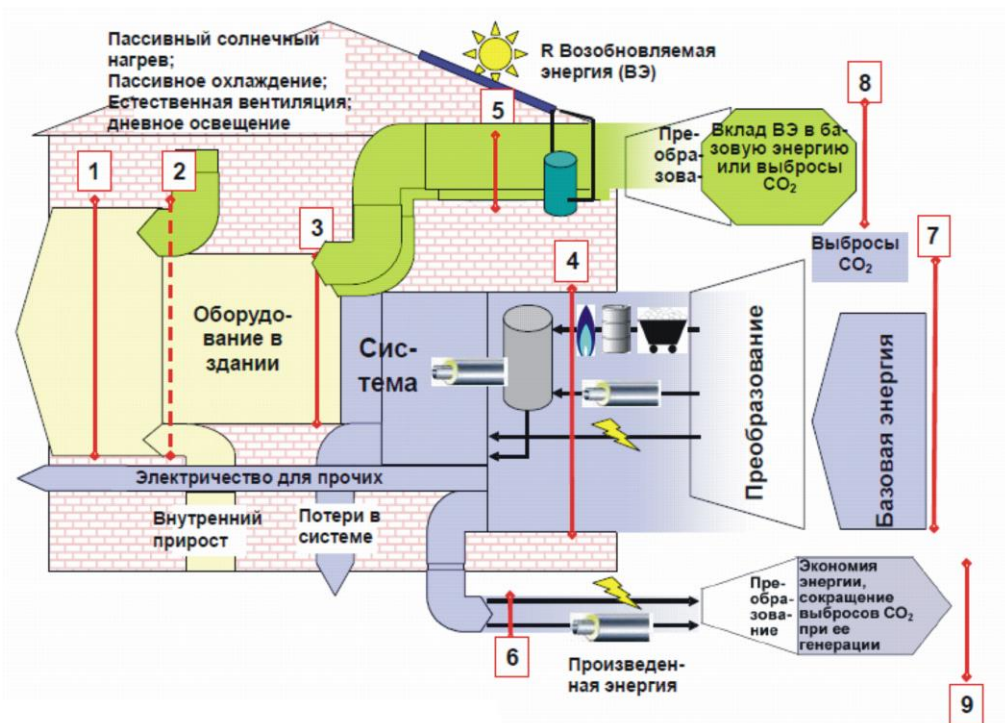


Рис. 1. Модель энергетических потоков здания [4]:

- 1 – энергия, необходимая для удовлетворения потребностей пользователя в отоплении, освещении, охлаждении и т. д. на уровне, принятом при выполнении расчетов;
- 2 – «естественный» прирост энергии – солнечный нагрев, охлаждение при вентиляции, освещение дневным светом и пр. вместе с внутренним приростом (люди, освещение, электрооборудование и т. д.);
- 3 – суммарное потребление энергии в здании, получаемое из (1) и (2) с учетом характеристик самого строения;
- 4 – поставляемая энергия отдельно для каждого энергоносителя, включая всю вспомогательную энергию, используемую на отопление, охлаждение, вентиляцию, подачу горячей воды и освещение, с учетом возобновляемых источников и комбинированного производства энергии, выражается в единицах энергии или расхода (кг, м³, кВт·ч и пр.);
- 5 – возобновляемая энергия, производимая в самом здании;
- 6 – генерируемая энергия, производимая в здании и поставляемая на рынок, в нее может входить и часть энергии (5);
- 7 – представляет основное использование энергии или производимые зданием выбросы CO₂;
- 8 – представляет основную энергию или выбросы, вызванные генерацией и использованием энергии на месте, данное значение не вычитается из величины (7);
- 9 – представляет основную энергию или сокращение выбросов CO₂, связанные с экспортированной энергией, которая вычитается из величины (7)

Общий процесс расчета заключается в прохождении по потокам энергии слева направо в соответствии с вышеописанной моделью. Приведенная модель является лишь схематичной иллюстрацией и не описывает все возможные варианты. Например, подземный тепловой насос использует электричество и возобновляемую энергию из тепла земли. Генерируемое в здании при помощи солнечных батарей электричество может применяться как в самом здании, так и передаваться в электросеть. Помещения являются источниками спроса на энергию. Соответствующие установки вентиляции и кондиционирования, система отопления и освещения должны гарантировать комфортные условия в помещениях по параметрам температуры, влажности, качества воздуха и освещенности. Энергия подается в соответствии с потребностями пользователя, что позволяет максимально сократить ее потери при выработке и распределении. Различные функции систем автоматизации зданий согласуются с моделью спроса и предложения, например установки, выполняющие регулирование передачи тепловой энергии потребителям (батареи отопления, охлаждаемые потолки, системы кондиционирования с переменным расходом воздуха), могут использовать различные носители (вода, воздух, электричество). Поэтому для реализации данной функции могут применяться различные САЗ. Регулирование по потребности основывается на информации о наличии людей в помещении, поступающей от датчика присутствия или датчика времени. Информация о присутствии людей в помещениях используется для управления отоплением, охлаждением, а также вентиляцией и кондиционированием воздуха.

В системе автоматизации зданий должны быть установлены специальные функции мониторинга для обнаружения ошибок.

1. Временные графики работы. Это особенно необходимо в зданиях, в которых люди находятся непостоянно. Функции мониторинга должны включать как минимум выведенный на экран график или индикатор времени, когда вентиляторы включены и система охлаждения работает, система отопления находится в нормальном режиме, освещение включено.

2. Уставки. Функции мониторинга должны включать график или индикатор, позволяющий видеть общую картину различных температурных уставок обогрева и охлаждения.

3. Одновременный обогрев и охлаждение. Если система приводит к одновременному обогреву и охлаждению, функции мониторинга должны быть заданы так, чтобы избежать или свести к минимуму одновременный обогрев и охлаждение. Переключение между обогревом и охлаждением также должно отслеживаться.

4. Приоритет энергоисточникам с наилучшими энергетическими характеристиками. Если несколько систем выработки энергии с различными энергетическими характеристиками могут использоваться для выполнения одной и той же функции (например тепловой насос или солнечный накопитель, работающие как в качестве основного, так и в качестве дополнительного источника), функции мониторинга должны быть заданы так, чтобы контролировать очередность.

Функции мониторинга позволяют учитывать текущие климатические условия, внутреннюю температуру, внутренние выделения тепла, виды использования горячей воды и освещения, качество внутреннего воздуха. Функция мониторинга может быть использована для подготовки и вывода

на дисплей графиков энергопотребления, выдачи отчетов о текущих показателях комнатной температуры и качества воздуха. В зданиях, где нет постоянного присутствия людей, эти функции должны быть различными для периодов присутствия и отсутствия.

Одним из важнейших целевых показателей эффективного использования энергии для учреждений бюджетной сферы являются удельные величины потребления энергетических ресурсов [5, 6].

При обследовании технического состояния и эффективности функционирования разных систем теплоснабжения двух однотипных зданий 21А и 37А, расположенных на территории Академгородка Кольского научного центра РАН, выполнены следующие работы:

- анализ режимов работы системы отопления;
- анализ состояния теплоизоляции и потери теплоты на внутренних тепловых сетях;
- анализ данных об объемах используемых энергетических ресурсов;
- анализ финансовых затрат на энергоресурсы (табл.);
- анализ данных инструментального обследования систем энергоснабжения;
- тепловизионное обследование зданий.

Структура потребления энергоресурсов и финансовые затраты

Здание	Энергоресурс	Размерность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015г.
21А	Электроэнергия	тыс. кВт·ч	18.2	16.4	14.2	16.1
		тыс. руб.	56.7	56.6	52.5	65.4
		т. у. т.	6.3	5.7	4.9	5.1
	Теплоэнергия	Гкал	45.3	75.4	86.3	82.4
		тыс. руб.	68.3	119.8	133.5	125.8
		т. у. т.	6.7	11.2	12.8	12.2
Всего	тыс. руб.	124.9	176.3	186.0	191.1	
	т. у. т.	13	16.9	17.7	17.3	
37А	Электроэнергия	тыс. кВт·ч	91.9	92.3	91.1	88.9
		тыс. руб.	289.6	314.1	338.1	355.0
		т. у. т.	31.7	31.8	31.4	27

Полезная площадь помещений зданий – 330 и 320 м², объем помещений зданий 970 и 940 м³ соответственно. Вместе с тем системы отопления имеют существенную разницу. Теплоснабжение здания 21А осуществляется от централизованной системы (рис.2), а здание 37А – децентрализовано от электродкотла.

Измерения расхода теплоносителя в системе отопления указанных зданий производилась с помощью портативного ультразвукового расходомера «Portaflo-330», не требующего врезки в трубопровод [7]. На подающем трубопроводе $d = 50$ мм устанавливались специальные датчики для измерения времени распространения ультразвукового сигнала (рис.3). Разница временных интервалов, за которые звук проходит определенное расстояние в обоих направлениях, прямо пропорциональна скорости потока жидкости в трубе. На основе этих данных прибор определяет объемный расход (м³/ч) жидкости (рис.4). Результаты измерений показали, что расход горячей воды на отопление в обеих системах практически одинаковый, но температура на подающем трубопроводе от электродкотла ниже, чем в централизованной системе отопления.

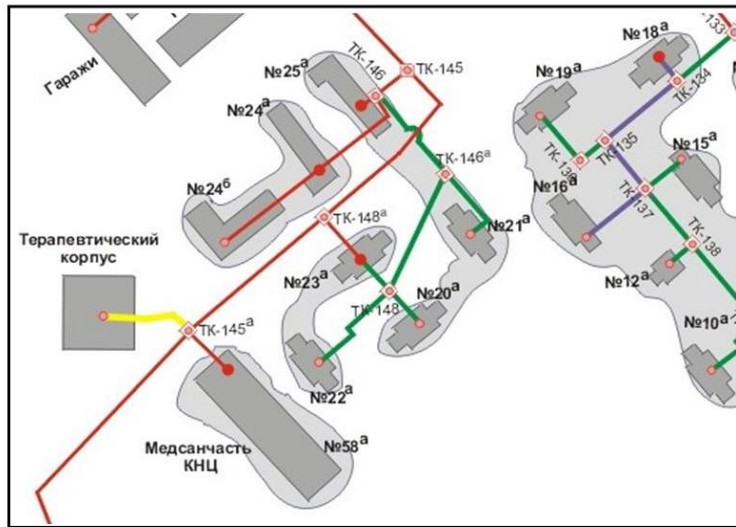


Рис. 2. Схема тепловых сетей зданий



Рис. 3. Установка датчиков ультразвукового расходомера

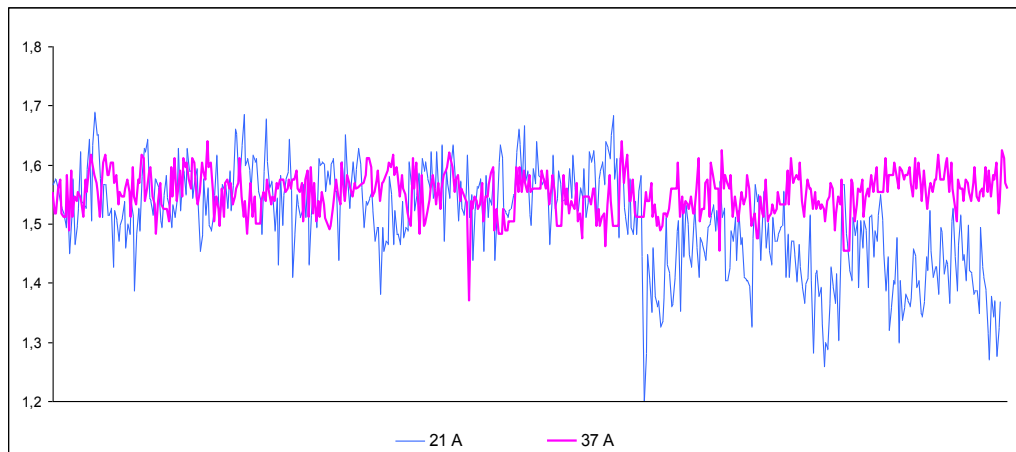
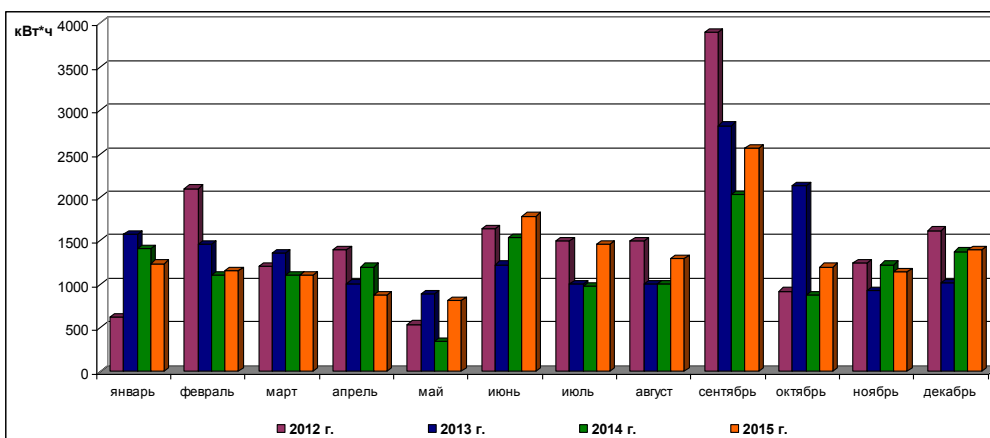


Рис. 4. Осциллограмма измерений

Массив данных помесечного электропотребления по зданиям в графическом виде представлен на рис.5. Следует отметить, что если потребление электроэнергии по зданию 21А в течение года условно можно считать более равномерным, то по зданию 37А график более похож на график теплоснабжения за исключением летнего периода, когда отопление отключено. Вместе с тем по зданию 21А в летний период, особенно существенно в переходный период (в июне и сентябре), возрастает электропотребление (в отдельные годы в два-три раза), что обусловлено дополнительным обогревом помещений электрообогревателями (рис.6). Обычно отопительный период заканчивается в последней декаде мая и начинается со второй декады сентября.

а



б

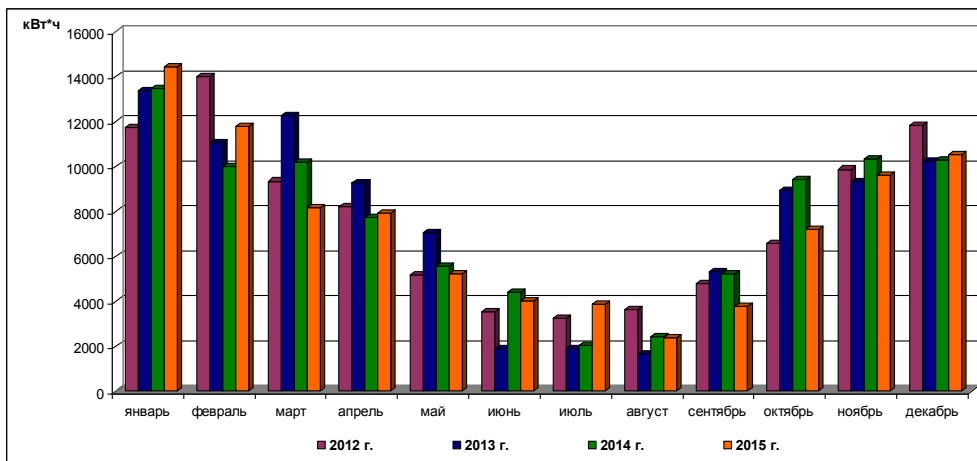


Рис. 5. График помесечного потребления электроэнергии:
а – здание 21А; б – здание 37А

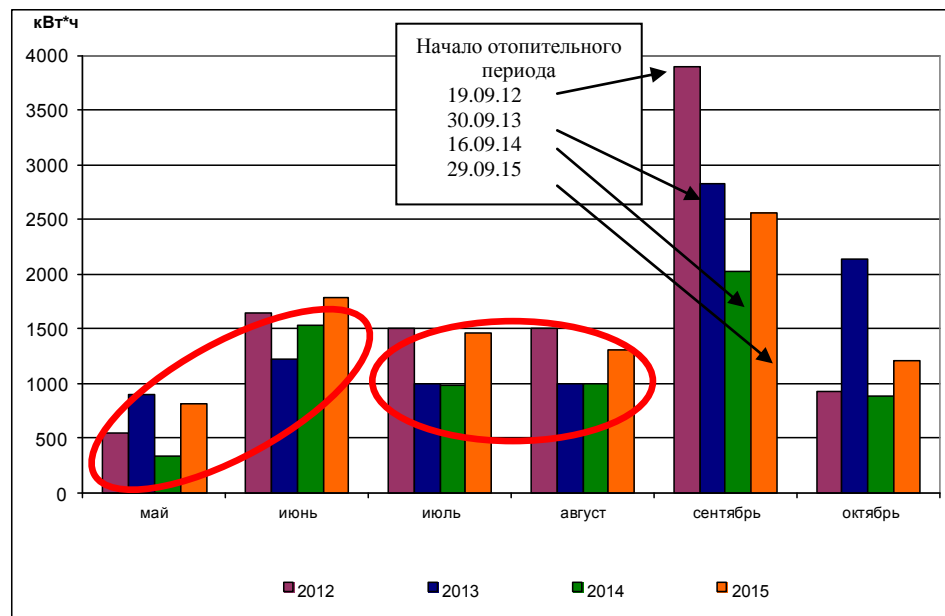


Рис. 6. Электропотребление в весенне-летне-осенний период по зданию 21А

Для сравнения объемов потребленных энергоресурсов по зданиям приведем все величины к одному показателю – тоннам условного топлива:

1000 кВт·ч = 0.3445 т. у. т. (электроэнергия);

1 Гкал = 0.1486 т. у. т. (тепловая энергия).

Из представленных на рис.7 величин объемов потребленных энергоресурсов, приведенных к единицам условного топлива, видно, что расход электроэнергии по зданию 37А в среднем в 2-3 раза выше, чем расход энергоресурсов (электроэнергия и теплоэнергия) по зданию 21А. Аналогичный результат наблюдается и при сравнении финансовых затрат по оплате потребленных энергоресурсов (рис.8).

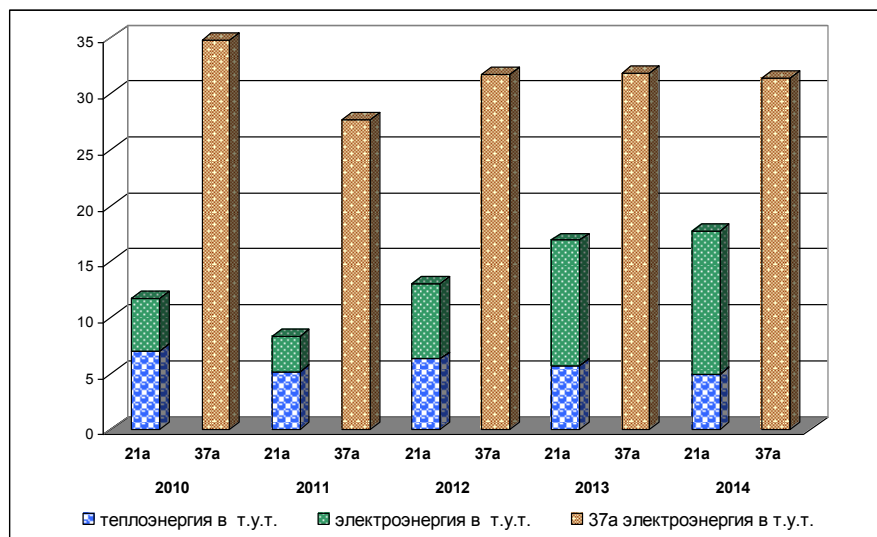


Рис. 7. Объем потребленных энергоресурсов по зданиям в т. у. т.

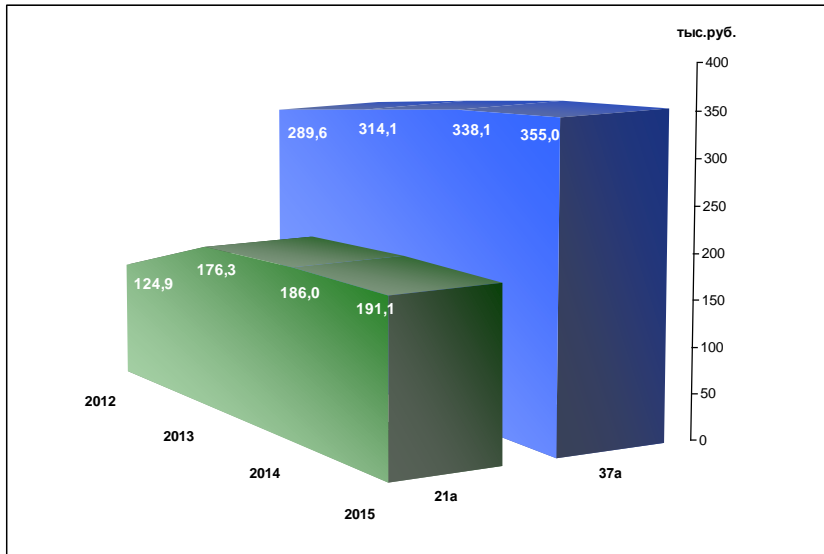


Рис. 8. Затраты на оплату энергоресурсов по зданиям

В качестве мероприятий по энергосбережению зданий, не требующих значительных капиталовложений, предложены: замена устаревшего неэффективного электрокотла в здании 37А, установка автоматизированного теплового узла в здании 21А.

Электрокотлы малой мощности применяются для горячего водоснабжения технологических процессов, а также для отопления (рис.9) и горячего водоснабжения коммунальных и культурно-бытовых помещений, удаленных от источников центрального теплоснабжения. Использование котла для горячего водоснабжения требует наличия теплообменника, в первичный замкнутый контур которого включается электрокотел, а из вторичного производится отбор горячей воды. Циркуляция воды через электрокотел осуществляется с помощью циркуляционного насоса.

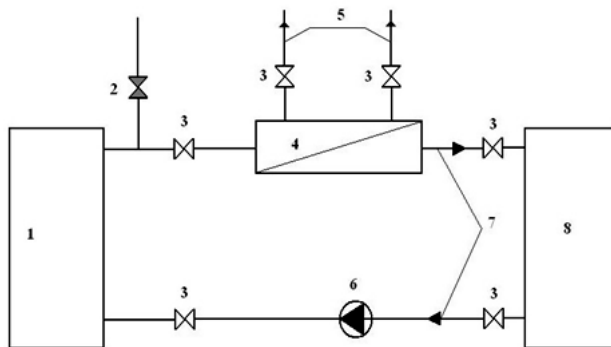


Рис. 9. Принципиальная схема теплоснабжения:

- 1 – электрокотел; 2 – предохранительное устройство; 3 – вентиль;
- 4 – теплообменник; 5 – система горячего водоснабжения; 6 – циркуляционный насос; 7 – прямая и обратная вода системы отопления; 8 – система отопления

Расход тепла Q (ккал/ч) для отопления жилых и общественных зданий может быть определен по укрупненным показателям – удельной тепловой характеристике q (ккал/м³ч град) по формуле:

$$Q = \alpha \cdot q \cdot (t_1 - t_2) \cdot v,$$

где v – строительный объем здания в м³ по наружным габаритам; t_1 – средняя температура отапливаемого помещения (18° С); t_2 – расчетное значение температуры наружного воздуха; q – коэффициент, учитывающий изменение удельной тепловой характеристики в зависимости от климатических условий.

Мощность электродкотла P (кВт) определяется по формуле: $P = Q/860$.

Работа электродкотла основана на прямом преобразовании электроэнергии в тепловую энергию при прохождении электрического тока через воду, находящуюся между электродными пластинами. В электродкотел через входной (нижний) патрубок подается вода, через выходной (верхний) патрубок нагретая вода поступает в систему теплоснабжения. Требуемый режим работы электродкотла (требуемая потребляемая мощность) может быть выбран за счет подключения разного количества пакетов электродов. Номинальная потребляемая мощность может составлять 15, 10, 5 кВт при включении 3, 2, 1 пакетов электродов соответственно.

Возможная экономия для здания 37А при автоматизации энергопотребления по времени суток (дневной – ночной режим), выходным и праздничным дням может достигать до 50 % (115 тыс. руб.).

Для эффективного использования энергоресурсов и возможности регулирования потребления тепловой энергии в системе отопления в здании 21А необходимо установить автоматизированный тепловой пункт с датчиками температуры наружного и внутреннего воздуха. По соответствующей программе регулятор может осуществлять понижение температуры воздуха в помещениях в ночные часы и выходные дни, что наиболее актуально для зданий бюджетной сферы. Автоматизированное управление отопительной нагрузкой позволяет получить экономию в осенне-весенний период, когда распространенной проблемой является наличие перетоков, связанное с особенностями центрального качественного регулирования тепловой нагрузки на источниках теплоснабжения. Принципиальная схема установки системы автоматического регулирования отопительной нагрузки с циркуляционными насосами приведена в [5].

Расчетная часовая тепловая нагрузка здания на отопление составляет, Гкал/ч:

$$q_{\text{ч}} = \frac{Q}{z \cdot 24},$$

где Q – годовое потребление тепловой энергии на отопление здания (Гкал); z – продолжительность отопительного периода (сут).

Организация дежурного регулирования отопления предполагает снижение температуры воздуха в помещениях здания до $t_{\text{в}}^{\text{д}} = 14$ °С. Часовая нагрузка на отопление в данном случае составит, Гкал/ч:

$$q_{\text{ч}}^{\text{д}} = q_{\text{ч}} \frac{(t_{\text{в}}^{\text{д}} - t_{\text{н}}^{\text{сп}})}{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{сп}})},$$

где $t_{\text{н}}^{\text{сп}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период;
 $t_{\text{в}}$ – расчетная температура воздуха в помещениях (18 °С).

Годовой расход тепловой энергии на отопление здания при организации дежурного отопления и 9-часовом рабочем дне организации, Гкал:

$$Q_{\text{д}} = (q_{\text{ч}} \cdot 9 + q_{\text{ч}}^{\text{д}} \cdot 15) \cdot z_{\text{р}} + q_{\text{ч}}^{\text{д}} \cdot z_{\text{в}},$$

где $z_{\text{р}}$ – количество рабочих дней в отопительном периоде; $z_{\text{в}}$ – количество выходных и праздничных дней в отопительном периоде.

Экономия тепловой энергии от внедрения дежурного отопления за отопительный период, Гкал:

$$\Delta Q_{\text{д}} = Q - Q_{\text{д}}.$$

Общая экономия тепловой энергии за счет организации автоматизированного теплового пункта, Гкал:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{д}} + k \cdot Q,$$

где k – коэффициент эффективности регулирования тепловой нагрузки в осенне-весенний период.

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q \cdot T \cdot 10^{-3},$$

где T – тариф на тепловую энергию (руб/Гкал).

Годовая тепловая нагрузка на систему отопления здания – 100 Гкал.

Температура воздуха в помещении – 18 °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период составляет – 4 °С.

Длительность отопительного периода $z = 266$ дн.

Тариф на тепловую энергию $T = 2000$ руб.

Продолжительность рабочего дня – 9 ч.

Количество дней за отопительный период: рабочих – 200, нерабочих – 66.

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q \cdot T \cdot 10^{-3} = 32.6 \cdot 2000 \cdot 10^{-3} = 65.2.$$

Таким образом, несмотря на почти двойную экономию в денежном выражении при осуществлении предлагаемых энергосберегающих мероприятий, расходы по оплате энергоресурса от централизованной системы теплоснабжения для здания 21А значительно ниже затрат по электроотоплению.

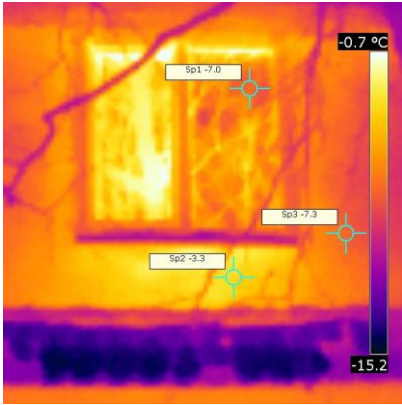
По обобщенной оценке экспертов, распределение тепловых потерь в здании примерно следующее: 25 % через ограждающие конструкции здания, 25 % через светопрозрачные конструкции, 50 % через вентиляцию. На рис.10, 11 показаны теплотери в обследуемых зданиях через ограждающие конструкции. Тепловизионное обследование фактического теплотехнического состояния поверхности наружных ограждающих конструкций зданий для выявления утечек тепла через оконные проемы, стены, цокольную часть зданий, стыки стен и чердачных конструкций проводилось в вечернее время с 18:00 до 19:30. В этот период температура атмосферного воздуха была $-10 \dots -12^{\circ}\text{C}$, воздуха в обследованных помещениях $+20 \dots +22^{\circ}\text{C}$, отсутствовали осадки и туман. Анализ результатов термографической съемки позволил выявить наиболее характерные группы дефектов ограждающих конструкций и световых проемов обследуемых зданий. К ним можно отнести следующие:

- потери тепла через стены под оконными проемами (в местах установки радиаторов отопления);
- через стыки стен и крыши;
- через цокольную часть зданий;
- утечки тепла через деревянные окна первого этажа здания 37А;
- потери тепла в местах закладки оконных проемов.

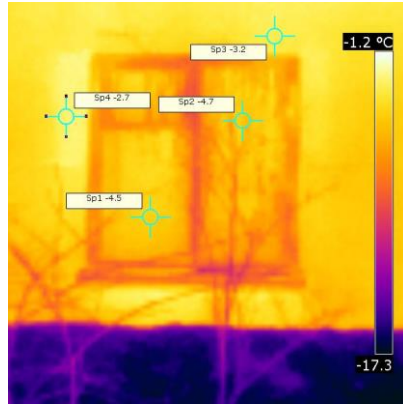
Россия, ввиду ее территориального расположения, разнообразия климатических условий, имеет принципиальные отличия от стран Европы в потреблении энергетических ресурсов коммунальным комплексом. Климатические условия определяют градусо-сутки отопительного периода (ГСОП), величина которых зависит от средней температуры наружного воздуха и продолжительности отопительного периода. Непосредственно уровень потребления тепловой энергии зданием определяется разностью температур внутреннего и наружного воздуха и теплофизическими характеристиками здания. Если в странах Европы для расчетов уровня потребления принимается температура наружного воздуха чуть ниже 0°C , то для России диапазон температур очень широк (для Якутска -64°C). Если принимать за основу европейские уровни удельного потребления энергетических ресурсов, то в каждом регионе их достижение требует гораздо больших экономических затрат, чем в европейских странах. В большинстве регионов страны эти затраты не окупятся за счет стоимости сэкономленных энергетических ресурсов.

На рисунке 12 приведены графики зависимости тепловых потерь через ограждающие конструкции здания в зависимости от региона [8]: чем больше ГСОП (т. е. чем холоднее регион), тем теплоизоляционный слой для экономии одинакового количества тепловой энергии будет более толстым и дорогим.

Следовательно, для каждого региона стоимость сэкономленной энергии будет разная, разной будет и грань, за которой увеличение толщины теплоизоляционного слоя перестанет себя окупать за счет сэкономленной энергии.

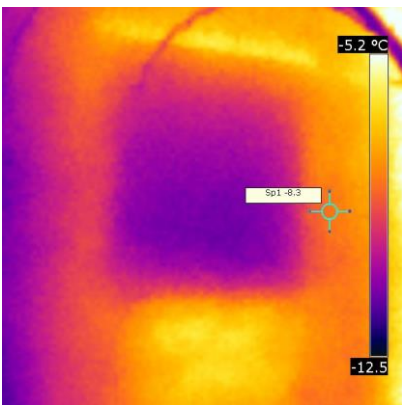


Здание 21А

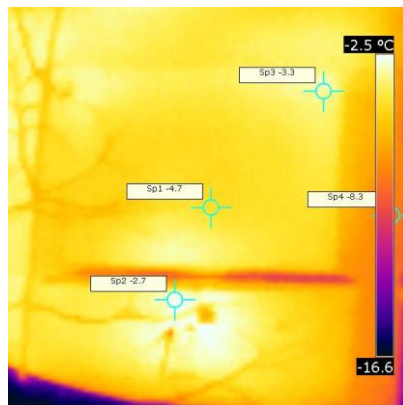


Здание 37А

Рис. 10. Термограммы окон 1-го этажа



Здание 21А



Здание 37А

Рис. 11. Термограммы зашитых оконных проемов

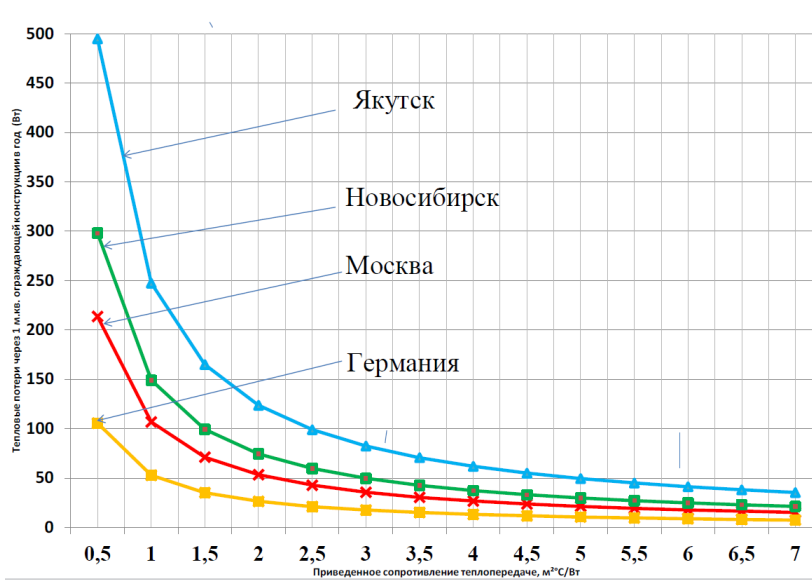


Рис. 12. Годовые тепловые потери через ограждающие конструкции здания

Выводы

1. Для каждого региона России необходимо устанавливать свои экономически обоснованные уровни удельного потребления энергетических ресурсов.

2. Выполнение энергосберегающих мероприятий и мероприятий по оборудованию зданий техническими средствами, предназначенными для экономии энергетических ресурсов, необходимо реализовывать после их экономического обоснования для конечного потребителя.

Литература

1. Терентьев Д. М. Повышение энергоэффективности зданий, строений и сооружений. Задачи Минстроя России // Энергосбережение. 2015. № 3. С. 18-21.
2. Свод правил СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. М.: Минрегион России, 2012. 100 с.
3. ГОСТ Р ИСО 50001-2012. Система энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. М.: Стандартинформ, 2013. 28 с.
4. Автоматизация зданий – влияние на энергоэффективность. Решения для инфраструктуры. SIEMENS. 134 с.
5. Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н. Энергетическое обследование – основа эффективного управления энергопотреблением // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. № 2 (28), вып. 10. С. 72-82.
6. Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н. Повышение энергетической эффективности бюджетных организаций // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2015. № 8 (34), вып. 11. С. 16-24.
7. ГОСТ Р. Измерение и верификация энергетической эффективности. Общие положения по определению экономии энергетических ресурсов. М.: Стандартинформ, 2015. 72 с.
8. Цыганков В. М. Энергоэффективность и энергосбережение при капитальном ремонте зданий // Энергосовет. 2016. № 1 (43). С. 12-16.

Сведения об авторах

Клюкин Александр Михайлович,

заместитель директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 21А,
эл. почта: kluk@ien.kolasc.net.ru

Кузнецов Николай Матвеевич,

ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к. т. н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14,
эл. почта: kuzn55@mail.ru

Трибуналов Сергей Николаевич,

инженер лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14,
эл. почта: 81555@bk.ru

УДК 332.146: 620.9 (470.21)

В. В. Победоносцева, Т. Н. Морошкина

О ВЫГОДОПРИБРЕТАТЕЛЯХ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Аннотация

Работа посвящена анализу особенно актуальной в последнее время проблемы: какие субъекты и институты наиболее заинтересованы в российском энергосбережении? Представлены авторская классификация таких интересантов и выборочный анализ их мотивации в рассматриваемом вопросе.

Ключевые слова:

энергосбережение, инвестиции, возобновляемые источники энергии, Киотский протокол, экология, энергетическая безопасность, конкурентоспособность, энергоресурсы.

V. V. Pobedonostseva, T. N. Moroshkina

ON ENERGY SAVING BENEFICIARIES

Abstract

The paper analyzes the especially actual in recent years problem: what subjects and institutions are most interested in the Russian energy savings? The author's classification of such interested parties and selective analysis of their motivation in this matter are given.

Keyword:

energy saving, investment, renewable energy sources, the Kyoto protocol, ecology, energy security, competitiveness, energy resources.

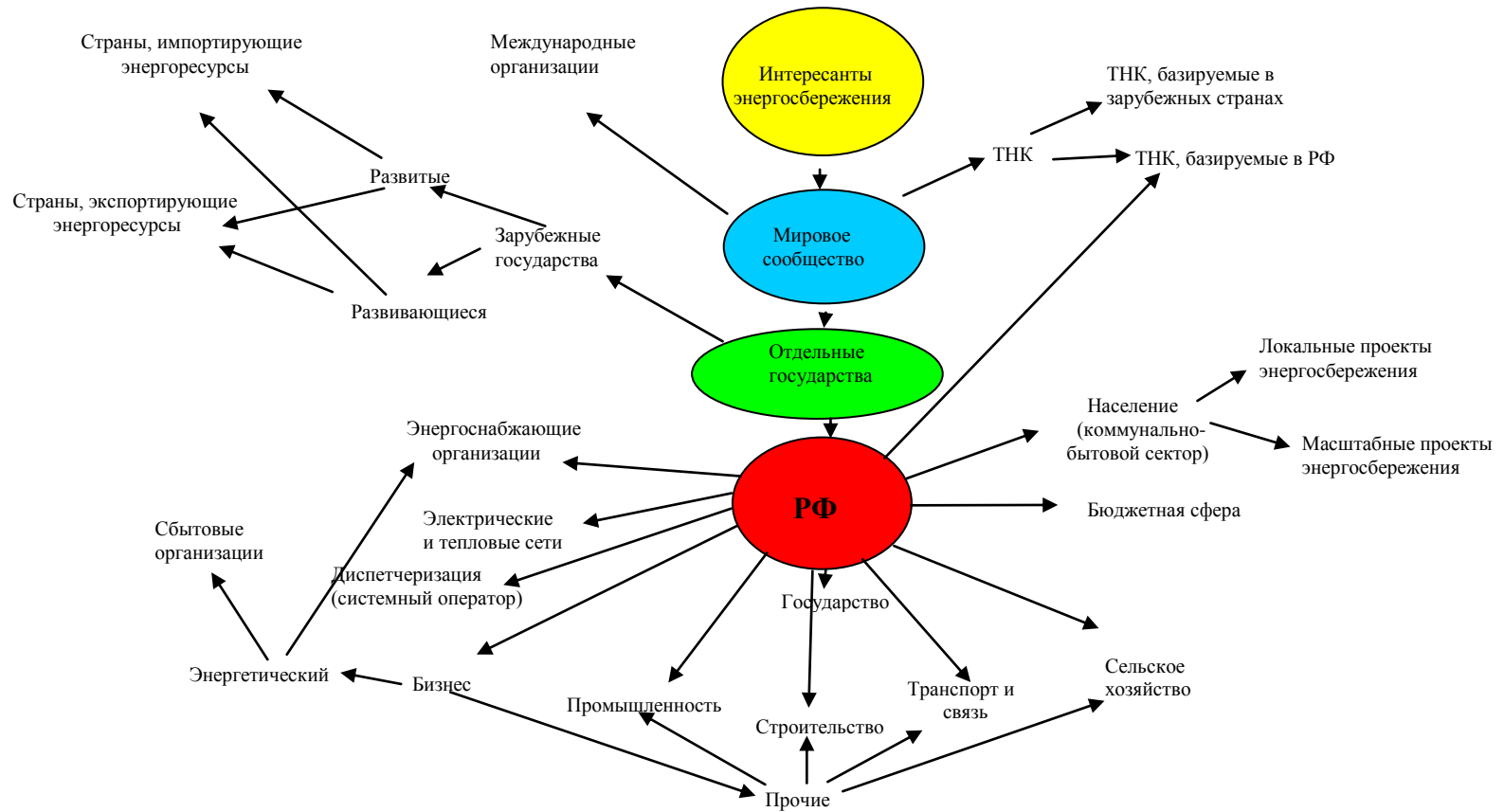
Приведём наиболее точные, на наш взгляд, определения энергосбережения.

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объёма произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [1].

Энергосбережение – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [2].

В современных условиях особой актуальности энергосбережения и активизации государственной и международной политики в этой области серьёзного исследования и регулирования требуют вопросы мотивации внутрироссийского энергосбережения у всех потенциальных интересантов этого процесса на российском и мировом уровнях (производителей и потребителей энергии, прочих субъектов и институтов).

Их примерная классификация, как её представляют авторы, приведена на рис.



Классификация субъектов и институтов – интересантов энергосбережения

Энергосбережение, как и любые другие реальные проекты и процессы, часто требует немалых инвестиций. Инвесторов надо заинтересовывать, т. е. они должны быть потенциальными выгодоприобретателями реализации финансируемых ими энергосберегающих мероприятий. В условиях рыночных отношений ключевыми являются финансовые показатели потенциальных выгодоприобретателей, иногда имеющих разнонаправленные векторы интересов, а уровень активности процесса энергосбережения определяется результирующей таких векторов в системе «производитель – потребитель» [3, 4]. Например, при избытке мощности генерирующей компании масштабное энергосбережение потребителей может привести к ухудшению структуры себестоимости ее продукции и, как следствие, к росту тарифа на энергию. Аналогичные вопросы возникают при установке приборов учета потребления энергоресурсов (предтече применения технологий энергосбережения) без возможности его регулирования потребителями и получения последними финансовой выгоды.

Уровень противоречий между потенциальными выгодоприобретателями-интересантами (производителем и потребителем, заказчиком и инвестором) определяется выбором метода финансирования инвестиционных программ, а оптимальность принимаемого инвестиционного решения обуславливается имущественными отношениями, обоснованностью тарифа и задолженностью потребителей, которые в конечном счете оплачивают все инвестиционные затраты [4]. Критериями оптимальности для предприятия могут быть также максимизация прибыли или его стоимости, а для потребителей – сбалансированность спроса и предложения.

Чем же выгодно энергосбережение мировому сообществу?

Уровень и структура потребления углеводородных энергоресурсов приводят к бесконтрольному росту отходов, не поддающихся включению в природный обмен веществ, что изменяет климат и ведёт к истощению невозобновляемых природных энергетических ресурсов, в связи с чем особую значимость приобретают мероприятия не по наращиванию традиционных энерго мощностей, а по использованию энергосберегающих технологий и возобновляемых энергоресурсов. Рост потребления энергии, изменение климата и экологические проблемы тесно связаны между собой, поскольку производство энергии путем сжигания ископаемых видов топлива сопровождается выделением в атмосферу углекислого газа и оксидов азота, создающих парниковый эффект. Загрязнение атмосферы вредными веществами – продуктами сжигания топлива – является одним из основных негативных факторов, влияющих на здоровье населения планеты.

Авторы *a priori* убеждены в том, что все здравомыслящие представители человечества понимают и принимают важность и неотвратимость энергосбережения, и это подтверждают *a posteriori* объединённые усилия и действия мирового сообщества в целом.

Понимание сложности энергетической проблемы в условиях НТР и глобализации экономических связей привело к объединению международной общественности по разработке новой концепции развития мировой энергетики: в 1992 г. в Рио-де-Жанейро на конференции ООН по проблемам окружающей среды на основе концепции устойчивого развития была разработана и принята энергетическая хартия,

которая обозначила необходимость проведения политики энергосбережения и энергоэффективности, а в 1997 г. на третьей конференции стран – участниц Рамочной конвенции ООН по изучению изменений климата, которая состоялась в г. Киото (11.12.1997 г.), был разработан и предложен к подписанию протокол, по которому страны, его подписавшие, принимают на себя обязательство по добровольному ограничению выбросов вредных веществ в атмосферу. Основным предметом регулирования Протокола являются мероприятия по сокращению выброса CO₂. В основу Киотского протокола положена экономическая теория прав собственности, в том числе права собственности на нематериальные блага (проблема социальных издержек), разработанная Рональдом Коузом. Россия ратифицировала Киотский протокол 4 ноября 2004 г., продемонстрировав тем самым желание принять участие в решении мировым сообществом глобальной проблемы изменения климата. Наша страна обязалась не превышать в 2008-2012 гг. (первый период действия Киотского протокола) уровень выбросов 1990 г. Фактически в 2007 г. выбросы составляли только 77 % от уровня 1990 г. [5].

С 30.11. по 11.12.2015 г. в Ле Бурже (Париж, Франция) состоялась 21-я Конференция сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и 11-е Совещание Сторон Киотского протокола, в котором приняли участие представители из 195 стран, включая 147 глав государств и правительств.

Целью этой Климатической конференции ООН было принятие нового многостороннего соглашения по борьбе с угрозой изменения климата на период после 2020 г.

На 21-ой Конференции сторон РКИК в Париже было принято новое климатическое соглашение, которое придет на смену Киотскому протоколу. Документ закрепляет основные принципы действий всех государств на период с 2020 г. При этом, в отличие от того же Киотского протокола, подписать это новое соглашение должны будут все страны мира без исключения. В соглашении поставлена цель – сдержать потепление на уровне менее 2.0 °С, а в идеале – 1.5 °С. Исходя из этого, все страны, включая Россию, должны разработать собственные долгосрочные стратегии «низкоуглеродного» развития, планы по адаптации к изменениям климата и реализовывать соответствующие меры. По новому соглашению наименее развитые и уязвимые к изменениям климата страны получают серьезную финансовую помощь. Решено, что в 2020 г. финансовая поддержка этих государств составит 100 млрд долл., а дальше будет только увеличиваться. Наша страна также будет оказывать помощь уязвимым государствам [6].

Таким образом, мировое сообщество в целом заинтересовано в развитии процессов экологической защиты планеты, энергосбережения, повышения энергоэффективности жизнедеятельности. Существуют международные организации, финансовые институты и фонды, работающие в области энергосбережения, такие как Всемирный банк, Глобальный экологический фонд (ГЭФ), Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН), Программа развития ООН (ПРООН).

Пример совпадения определённых интересов отдельных государств и интересов мирового сообщества является собой Северная экологическая финансовая корпорация «NEFCO» – международное финансовое учреждение, основанное правительствами пяти Северных стран и принадлежащее им. Корпорация «NEFCO» финансирует проектные инвестиции в России, Украине, странах Балтии и Беларуси с целью позитивного воздействия на окружающую природную среду в интересах Северного региона. NEFCO финансирует проектные инвестиции в России, Украине, странах Балтии и Беларуси с целью позитивного воздействия на окружающую природную среду в интересах Северного региона. Приоритетными считаются технологические решения, позволяющие значительно минимизировать выбросы, повышая при этом эффективность. NEFCO осуществляет финансирование проектов в различных областях, где можно реализовать энергосберегающие мероприятия и/или там, где возможна замена органического топлива на возобновляемые виды энергии. Структура этих проектов может включать такие мероприятия, как: внедрение современных технологий на станциях очистки сточных вод, повышение эффективности энергетических установок, теплоизоляция зданий, совершенствование технологических процессов на промышленных предприятиях. Заметим, что в России привлечение иностранных инвесторов, в частности NEFCO, осуществляющей финансирование энергосберегающих проектов под 3 % годовых в интересах стран Северного региона, осложняется тем, что муниципальные образования обычно не имеют возможности выступать в качестве заемщика. В соответствии с п. 2 статьи 103 Бюджетного кодекса РФ государственные и муниципальные внутренние заимствования осуществляются только в целях финансирования дефицитов соответствующих бюджетов, а также для погашения долговых обязательств. Вместе с тем оформление городским бюджетом гарантии муниципальному предприятию фактически решает эту проблему (кредитоспособности заемщика).

С чем ещё связана необходимость энергосберегающей политики на национальных уровнях? На уровне отдельных государств первоочередными целями выступают, прежде всего, энергетическая безопасность и конкурентоспособность национальных экономик.

Для стран с ограниченными собственными запасами ископаемых топливных ресурсов энергетическая безопасность означает предотвращение зависимости экономики от импорта топлива (страны Европейского Союза, по экспертным оценкам, к 2030 г. будут импортировать 84 % необходимого им газа). Для того чтобы снизить зависимость экономики от импорта топлива при одновременном сокращении эмиссии парниковых газов, многие страны приоритетом своей политики делают переход на возобновляемые источники энергии. Для ресурсодобывающих стран, в том числе для России, энергетическая безопасность означает, кроме прочего, обеспечение растущего внутреннего спроса на энергоресурсы за счёт более эффективного использования той энергии, что уже производится, а не за счёт увеличения добычи топливных ресурсов и строительства новых генерирующих мощностей [5].

Снижение темпов роста экономики отчетливо показало приоритет не экологических, а экономических факторов в концепции устойчивого развития. Это проявилось в замедленной реакции большинства развитых стран на процесс пролонгации Киотского протокола. Также это проявляется в строительстве генерирующих мощностей в Европе на относительно дешевом импортируемом угле и в снижении бюджетных затрат на дотирование тарифа ВИЭ.

В мировом масштабе противоречия между выгодоприобретателями проявляются в виде отказа развивающихся стран присоединиться к Киотскому протоколу, чтобы не ограничивать свое развитие и не консервировать низкий уровень жизни своих граждан, а также проведения активной политики энергосбережения и перехода на ВИЭ странами – импортерами углеводородных энергоносителей, которые, собственно, и являются одними из основных бенефициаров энергосбережения в России. Китай, превратившись из экспортера в импортера нефти в условиях быстрого экономического роста, в своей энергетической стратегии стал уделять большое внимание развитию ВИЭ.

Очевидны положительные эффекты от энергосбережения в России для развитых в технологическом отношении стран. Большой объем предложений углеводородов из России снижает цены и повышает энергетическую безопасность этих стран, а через кредитование стимулирует экспорт в Россию энергоэффективной продукции [7].

Россия для реализации программ сокращения выбросов парниковых газов может привлечь иностранные инвестиции, что может помочь финансированию проектов по повышению энергоэффективности и привести к созданию новых рабочих мест. Киотским протоколом предусмотрен специальный инструмент для такого рода инвестиций – так называемые проекты совместного осуществления (далее – ПСО). В рамках этих проектов компании одних индустриально развитых стран осуществляют инвестиции в программы по сокращению выбросов в других развитых странах, если там реализация подобных мер обходится дешевле. В 2008 г. было положено начало реализации этого механизма двумя контрактами по продаже единиц сокращений выбросов ОАО «ТГК-1», заключившей сделку стоимостью около 70 млн евро с энергоконцерном «Fortum». В результате сокращение выбросов в размере примерно 5 млн т CO₂ поступило в зачет «Fortum». Этот объем сокращений позволил нашему скандинавскому соседу покрыть около половины его ежегодных выбросов CO₂. Средства от продажи единиц сокращений выбросов ОАО «ТГК-1» направила на финансирование своей инвестиционной программы.

При оценке технически эффективных мероприятий потенциальные инвесторы разделяют экономически целесообразные и финансово привлекательные мероприятия путем сравнения затрат и выгод от их реализации [8]. Инвестиции являются экономически целесообразными, если стоимость экономии единицы энергии (например 1кВт·ч) меньше, чем затраты государства или собственника генерирующей компании на строительство единицы новой генерирующей мощности (например 1 кВт) или чем величина упущенной выгоды для страны от экспорта единицы первичного ресурса. Экономически целесообразные инвестиции (рентабельные инвестиции) – это такие капиталовложения, которые приводят к экономии энергоресурсов и денежных средств в целом за срок жизни инвестиционного проекта, но экономия или доход от продажи высвобожденных ресурсов необязательно может быть получена каким-либо конкретным потребителем энергии или обеспечивать привлекательный уровень дохода для частного инвестора. Делать такие инвестиции стоит в интересах государства, но для индивидуальных инвесторов они не целесообразны. Причем в эту сферу разумно привлекать иностранные инвестиции, поскольку потребители стран-инвесторов являются потенциальными выгодоприобретателями высвобождающихся энергоресурсов и сокращения выбросов парниковых газов (проекты совместного осуществления Киотского протокола). Инвестиции являются финансово привлекательными, если стоимость экономии

единицы энергии меньше стоимости приобретения дополнительной единицы энергии. Стоимость экономии единицы энергии зависит от первоначальных капитальных затрат, возможных дополнительных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание для достижения экономии энергии и альтернативных возможностей инвестора, помимо повышения энергоэффективности (учитывается через ставку дисконтирования для инвестора). Инвестиционные проекты, связанные с энергосбережением, как правило, характеризуются более низкими показателями внутренней нормы доходности (ВНД, IRR), чем обычные коммерческие проекты, что обусловлено длительностью их осуществления и необходимостью сравнительно больших начальных расходов.

В России на замещение экстенсивных (добыча первичных энергоресурсов, строительство новых генерирующих и сетевых мощностей) инвестиционных затрат меньшими по объёму интенсивными (модернизация, энергосбережение и повышение энергоэффективности), обеспечивающими адекватный прирост мощности, позволяет рассчитывать логика государственной энергетической политики, основанная на сочетании традиционной и модернизационной инвестиционных стратегий.

Не все потребители энергоресурсов в России готовы выступать в качестве инвесторов энергосберегающих мероприятий, поскольку: во-первых, не желают устанавливать приборы учета ресурсопотребления (в ряде случаев оплата по нормативу выгоднее, не вполне отработаны вопросы поверки приборов учета и др.); во-вторых, просто не желают вкладывать свои деньги под будущую выгоду (выступать в качестве инвесторов); в-третьих, существующий принцип формирования тарифов естественных монополий, исходя из экономически обоснованных затрат (метод «затраты плюс»), снижает их заинтересованность в экономии, поскольку такая экономия приводит к ухудшению структуры себестоимости генерирующих компаний и, как следствие, к повышению тарифов. В некоторой степени острота этой проблемы в зоне хозяйственной деятельности генерирующей компании может демпфироваться синхронизацией двух процессов – энергосбережением и расширением круга потребителей энергии (эффект масштаба). Вместе с тем, например в Мурманской области, энергосистема создавалась с большим запасом мощности, с учетом перспектив развития региона, поэтому расширение круга потребителей возможно лишь в части реализации проектов, направленных на замену первичных энергоресурсов, например мазута, на уголь в теплоэнергетике, либо за счет экспорта электроэнергии. Отсюда следует, что основными выгодоприобретателями при реализации проектов энергосбережения в РФ являются государство и собственники генерирующих компаний при условии зачета их обязательств по договорам на предоставление мощности, прежде всего, за счет экономии первичных энергоресурсов, что позволяет, во-первых, увеличить долю экспорта последних, а во-вторых, уменьшить инвестиционные затраты на строительство новых объектов энергетики.

Выводы

Потенциальными выгодоприобретателями российского энергосбережения на мировом уровне можно считать страны – импортёры углеводородных энергоносителей (им выгодно высвободение российского топливного сырья за счёт энергосбережения в России) и потребителей стран – инвесторов экономически целесообразных инвестиций в российское энергосбережение,

получающих выгоду от высвобождающихся энергоресурсов и сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проектов совместного осуществления Киотского протокола. На внутреннем уровне такими выгодоприобретателями являются государство и собственники генерирующих компаний РФ при условии зачета их обязательств по договорам на предоставление мощности, прежде всего, за счет экономии первичных энергоресурсов.

Литература

1. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: фед. закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ // Российская газета. Федеральный выпуск № 5050. 2009. 27 нояб.
2. Долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты с подведомственной территорией» на 2011-2015 годы [Электронный ресурс] // Апатиты: сайт. URL: <http://www.apatity-city.ru/laws/7520/>.
3. Победоносцева В. В., Победоносцева Г. М. Механизмы инвестирования в энергетическом комплексе региона Крайнего Севера. Апатиты: КНЦ РАН, 2013. 118 с.
4. Победоносцева В. В. Об инвестиционной привлекательности проектов энергосбережения // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2013. № 2 (15), вып. 6. С. 14-24.
5. Энергосбережение в многоквартирном доме: информационно-методическое пособие / И. В. Генцлер, Е. Ф. Петрова, С. Б. Сиваев, Т. Б. Лыкова. Тверь: Научная книга, 2009. 130 с.
7. Йорио Луиджи. Парижская битва за климат на Земле. 28.11.2015 [Электронный ресурс] // Иносми.ру: сайт. URL: <http://inosmi.ru/international/20151128/234621439.html>
8. Семёнов В. Г. Зачем энергосбережение России или почему именно 40 %? // Энергосовет. 2009. № 3 (3) [Электронный ресурс] // Энергосовет: портал по энергосбережению. URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=101.
9. Отчет группы Всемирного банка «Энергоэффективность в России: скрытый резерв» (в сотрудничестве с Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ)). 2010. 164 с.

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

Морошкина Тамара Николаевна,

лаборант-исследователь лаборатории энергосбережения и возобновляемых источников энергии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН. Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 621.548 (470.11)

В. А. Минин

ПОТЕНЦИАЛ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Рассмотрены средние многолетние скорости ветра на метеостанциях Архангельской области. Оценена повторяемость скоростей ветра на характерных метеостанциях региона, выполнено ее выравнивание с помощью уравнения Вейбулла – Гудрича. Показан потенциал ветровой энергии региона, оценены технические энергоресурсы ветра.

Ключевые слова:

Архангельская область, среднегодовые скорости ветра, повторяемость скоростей, потенциал ветровой энергии.

V. A. Minin

THE POTENTIAL OF WIND ENERGY IN THE ARKHANGELSK REGION

Abstract

We considered the average annual wind speeds at the meteorological stations in the Arkhangelsk region and estimated frequency of occurrence of wind speeds for the meteorological stations there. We did its alignment using equation Weibull – Goodrich. We showed the potential of wind energy in the region and estimated technical wind energy resources.

Keywords:

Arkhangelsk region, average annual wind speeds, frequency of speeds, the potential of wind energy.

Архангельская область располагается на крайнем севере европейской территории России, включает в себя архипелаги Новая Земля и Земля Франца-Иосифа. Протяженность области с юга на север – 2300 км, с запада на восток – 1300 км. Площадь занимаемой территории – около 590 тыс. км², более трети которой расположено за полярным кругом.

В этом крупном северном регионе имеется большое число сравнительно небольших населенных пунктов, энергоснабжение которых сопряжено со значительными трудностями, обусловленными удаленностью и разобщенностью потребителей, высокими транспортными издержками на доставку топлива, суровыми природно-климатическими условиями. Вместе с тем значительная часть этих небольших потребителей, особенно прибрежных, находится в зоне повышенного потенциала ветра. В связи с этим представляет интерес изучение потенциала ветра и возможностей его использования на энергетические нужды.

Для оценки перспектив использования ветровой энергии обычно разрабатывается так называемый ветроэнергетический кадастр, представляющий собой совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра.

К числу основных кадастровых характеристик относятся: среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра, повторяемость скоростей ветра,

удельная мощность и удельная энергия ветра. Перечисленные характеристики служат исходным материалом для решения конкретных задач, направленных на практическое использование энергии ветра.

Основным источником исходных данных для разработки ветроэнергетического кадастра являются наблюдения за скоростью ветра на опорной сети гидрометеослужбы. Эти наблюдения, проводимые несколько раз в сутки, охватывают периоды в десятки лет и представляют собой обширнейший фактический материал. Географическое положение метеорологических станций Архангельской области, заимствованное из Справочника по климату [1], показано на рис.1, название метеостанций представлено в табл.1.

Средние многолетние скорости ветра. Данные о средних скоростях ветра за длительные периоды времени служат исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра. Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода времени.

При обработке и систематизации данных о средних скоростях ветра и выявлении изменений, происходящих как во внутригодовом, так и в многолетнем разрезе, неизбежно возникает вопрос о длительности ряда многолетних наблюдений, необходимой для получения достоверных результатов. В общем случае с увеличением объема исходных данных точность и достоверность получаемых результатов повышаются. Однако увеличение объема исходной информации целесообразно до определенного предела, после которого изменение конечного результата в сторону уточнения оказывается незначительным.

Обычно в практике выполнения ветроэнергетических расчетов достаточным оказывается использование рядов наблюдений длительностью 10-15 лет. Именно такие ряды использованы в упомянутой выше работе [1] для расчета среднегодовых, среднемесячных и средних многолетних скоростей ветра. При дальнейшем использовании этих данных необходимо иметь в виду, что они соответствуют определенной высоте относительно поверхности земли – высоте размещения регистрирующего прибора. На метеостанциях эта высота чаще всего находится в пределах 8-12 м, но на некоторых станциях имеют место существенные отклонения от указанного диапазона как в большую, так и в меньшую сторону. Для получения сравнимых данных о средних скоростях ветра их следует привести к одной высоте над поверхностью земли, например к высоте 10 м. Как показано в работе [2], приведение по высоте можно выполнить, используя степенную зависимость:

$$V_{10} = V_H \left(\frac{10}{H} \right)^{0.6} V_H^{-0.77}, \quad (1)$$

где V_{10} – средняя многолетняя скорость ветра, приведенная к высоте 10 м, м/с;
 V_H – средняя многолетняя скорость ветра, зарегистрированная на высоте H .

Таблица 1

Средние многолетние скорости на метеостанциях Архангельской области на высоте 10 м от поверхности земли

Название метеостанции	Средние годовые скорости ветра, м/с	Название метеостанции	Средние годовые скорости ветра, м/с	Название метеостанции	Средние годовые скорости ветра, м/с
1. о. Рудольфа	7.1	26. Сенгейский Шар	6.3	55. Унский маяк	5.2
2. Нагурская	6.4	27. Мыс Болванский	7.3	56. о. Мудьюг	5.5
3. о. Хейса	5.9	28. Хальмер-Ю	5.2	57. Койнас	2.8
4. Бухта Тихая	5.6	29. Шойна	7.3	58. Пинег	3.1
5. Мыс Желания	8.2	30. Мыс Микулкин	6.8	59. Северодвинск	4.4
6. Русская Гавань	7.3	31. Индига	6.6	60. Архангельск	4.3
7. Залив Благополучия	6.4	32. Нарьян-Мар	5.1	62. Лямца	4.8
8. Мыс Столбовой	7.1	34. Хорей-Вер	5.3	63. Холмогоры	4.0
9. Маточкин Шар	6.9	35. Мыс Конушин	6.3	64. Карпогоры	4.2
10. Мыс Выходной	6.7	36. Хоседа-Хард	4.7	65. Онега	3.3
11. Малые Кармакулы	8.3	37. Коткино	4.0	66. Холмогорская	3.0
12. Мыс Меньшикова	6.8	38. Нижняя Пеша,	6.4	67. Сура	3.5
13. Болванский Нос	7.6	40. Вижас	4.4	68. Емецк	3.7
14. Югорский Шар	7.4	41. Несь	5.2	69. Калгачиха	3.3
15. Амдерма	8.0	42. о. Моржовец	7.2	70. Турчасово	3.4
16. Белый Нос и Хабарово	6.3	43. Абрамовский маяк	6.3	71. Емца	3.0
17. Колгуев Северный	7.8	44. Семжа	5.5	72. Окуловская	3.4
18. Усть-Кара	6.7	45. Инцы	5.9	73. Двинской Березник	3.7
19. Ходовариха	6.6	46. Мезень	4.9	74. Верхняя Тойма	3.6
20. Бутрино	6.4	47. Мезень, город	4.7	75. Яренск	2.4
21. Варандей	6.3	48. Мосеево	3.2	76. Конево	3.4
22. Коротайха	5.3	49. Зимнегорский маяк	6.4	77. Шенкурск	2.8
23. Канин Нос	7.9	50. Кепино	2.1	78. Слободчиково	3.8
24. Мыс Шведский	6.9	51. Борковская	2.6	79. Няндом	2.8
25. Табседа	6.1	52. о. Жижгин	5.8	81. Красноборск	3.5
		53. Соловки	4.4	82. Каргополь	4.0
		54. Лешуконское	3.8	83. Котлас	4.1
				84. Шангалы	4.0
				85. Вилегодское	2.5
				86. Вельск	3.0
				87. Коноша	3.5

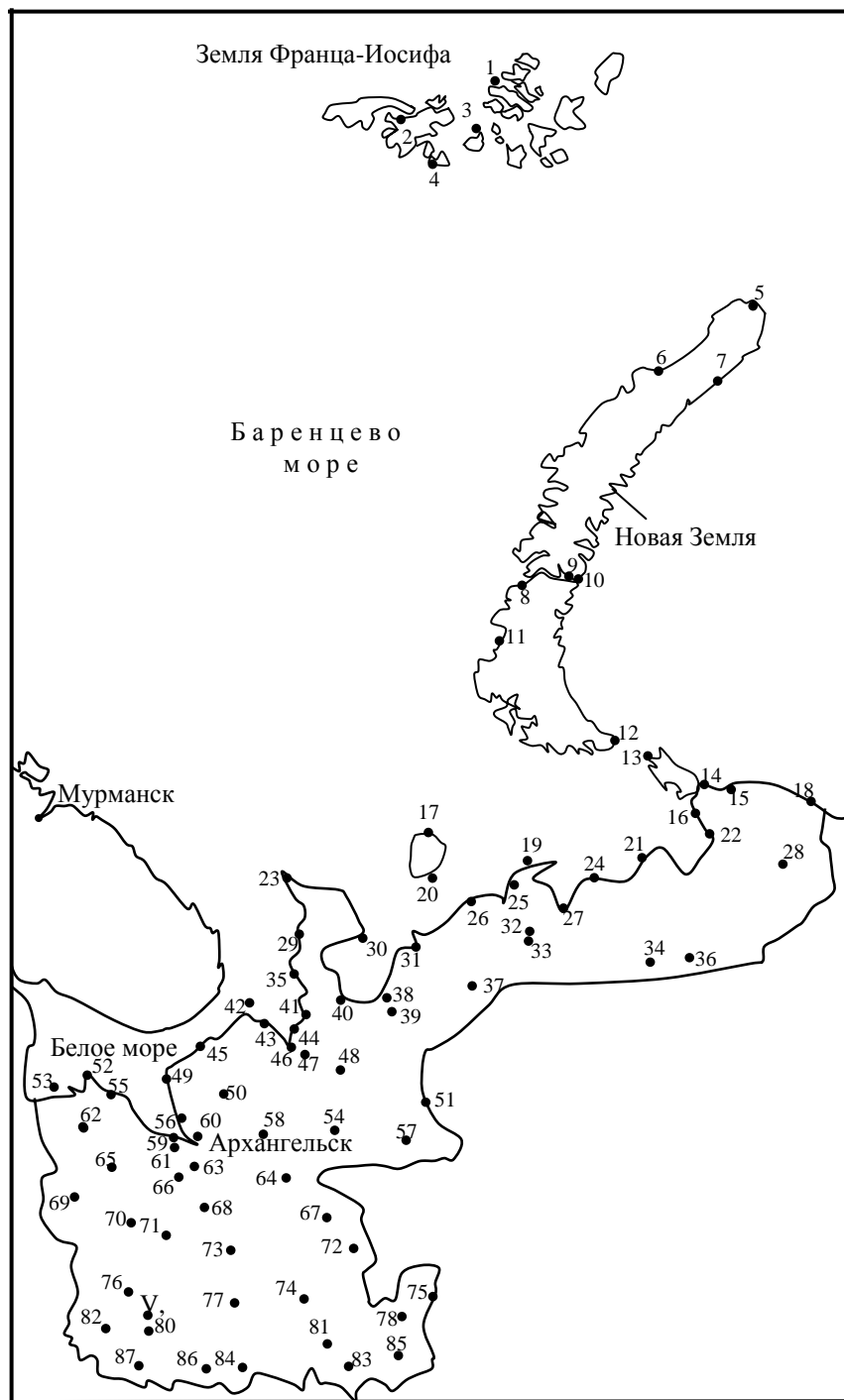


Рис. 1. Расположение метеостанций Архангельской области
(названия станций см. в табл.1)

Обобщение полученных данных о средних многолетних скоростях ветра на высоте 10 м позволило построить карту их распределения по территории Архангельской области (рис.2) и выделить на ней зоны, наиболее благоприятные для возможного применения ветроэнергетических установок. Это оказались в основном приполярные и заполярные районы, тяготеющие к побережью Белого и Баренцева морей и отделенные от материковой части изолинией, равной 4 м/с. При более низких среднегодовых скоростях ветра перспективы использования энергии ветра по существующим оценкам оказываются заведомо сомнительными. В отличие от этого в прибрежных районах, где среднегодовые скорости достигают 6-8 м/с, предпосылки для развития ветроэнергетики очевидны, особенно если принять во внимание, что мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой, пропорциональна скорости ветра в третьей степени.

Годовой и суточный ход ветра. Годовой ход ветра представляет собой сезонное изменение среднего уровня скоростей ветра. Он может быть представлен в виде изменения среднемесячных скоростей ветра в течение года. Обработка многолетних данных показала, что в рассматриваемых районах имеет место существенная сезонная неравномерность интенсивности ветра (рис.3). Наиболее ярко она выражена на побережье Баренцева моря, где разница между зимним максимумом и летним минимумом скоростей ветра достигает 2-4 м/с.

Представленные данные свидетельствуют, что в прибрежных районах складываются благоприятные предпосылки для эффективного использования энергии ветра. Максимум скоростей ветра приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Весьма существенно, что зимний максимум находится в противофазе с годовым стоком рек, т. е. ветровая и гидроэнергия удачно дополняют друг друга. Это создает благоприятные условия для совместного использования ветровой и гидравлической энергии.

Суточный ход ветра представляет собой изменение среднего уровня скоростей ветра в течение суток. Установлено, что суточный ход скоростей неодинаково проявляется в разное время года. Наиболее четко он прослеживается в летнее время и мало проявляется в зимние месяцы. Летом скорости ветра в дневные часы в среднем на 1.5-2.0 м/с выше, чем ночью. В условиях снижения общего уровня интенсивности ветра в летнее время дневной максимум скоростей ветра является благоприятным фактором для эффективного использования энергии ветра, поскольку именно в дневные часы, как правило, наблюдается повышенная потребность в энергии со стороны потребителя.

Повторяемость скоростей ветра (рис.4) показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода, например года, дули ветры с той или иной скоростью. С помощью этой характеристики выявляется энергетическая ценность ветра и находятся основные энергетические показатели, определяющие эффективность и целесообразность использования ветровой энергии.



Рис. 2. Средние многолетние скорости ветра на метеостанциях Архангельской области на высоте 10 м от поверхности земли

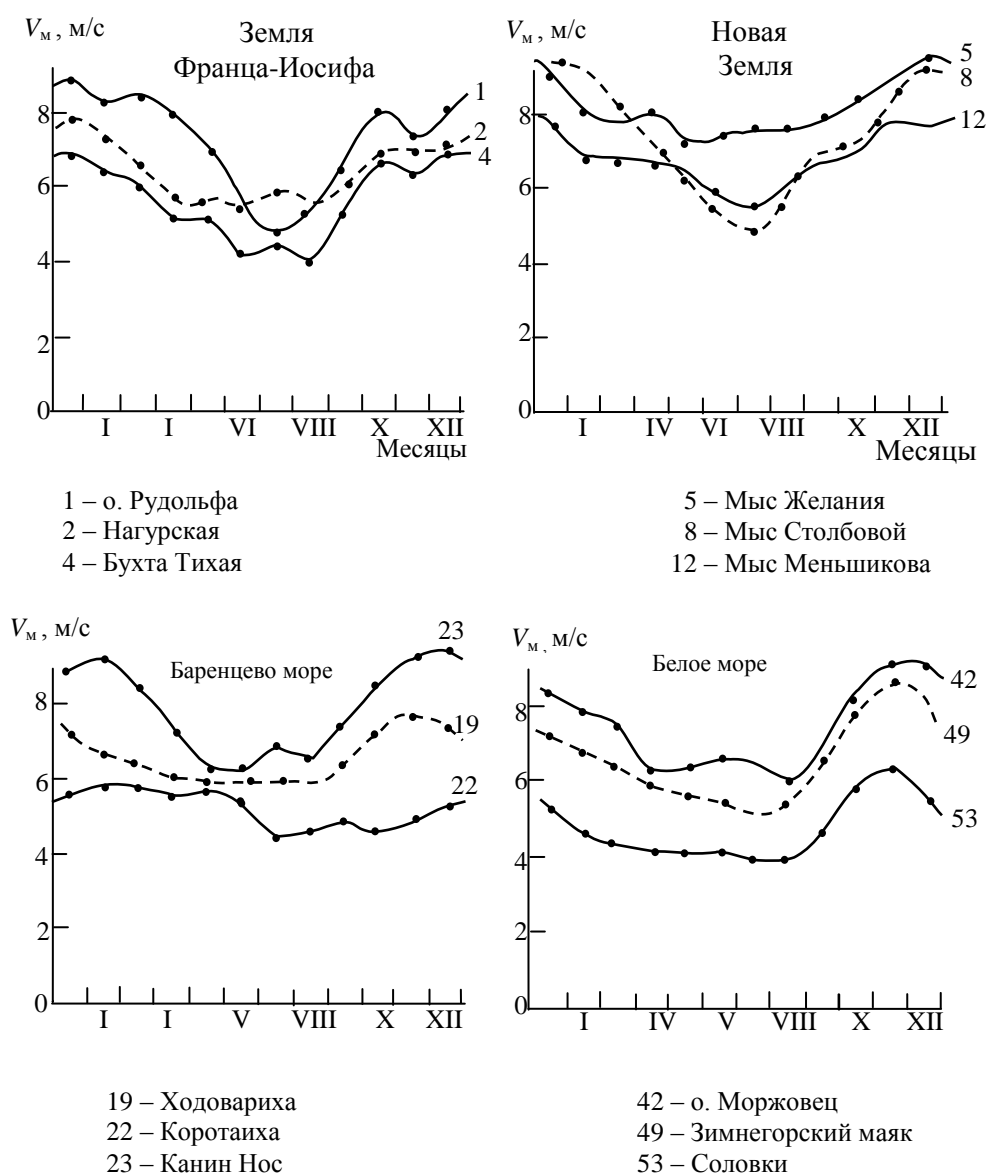


Рис. 3. Годовой ход ветра в прибрежных районах Архангельской области

Задача по определению режима повторяемости скоростей ветра является довольно трудоемкой, так как связана с необходимостью обработки многолетних рядов наблюдений. В Справочнике по климату [1] исходная информация о скоростях ветра уже подвергнута первичной обработке и данные о повторяемости скоростей приведены в виде таблиц, в которых указано число случаев наблюдения скорости по интервалам: 0-1, 2-3, ... 16-17, 18-20, 21-24, 25-28, 29-34, 35-40 и >40 м/с.

Значения фактической повторяемости скоростей ветра, представленные в Справочнике по климату, соответствуют градациям, принятым в гидрометеослужбе, т. е. в диапазоне скоростей до 18 м/с по 2-метровым интервалам, а в области более высоких и реже наблюдаемых скоростей – по 3-, 4- и 6-метровым интервалам. В то же время для выполнения целого ряда ветроэнергетических расчетов необходимо, чтобы данные о повторяемости скоростей ветра были представлены по более мелким, по крайней мере 1-метровым, интервалам скорости. Получение таких данных возможно после выравнивания эмпирических распределений скоростей ветра с помощью аналитических зависимостей, например с использованием аппроксимирующего двухпараметрического уравнения Вейбулла – Гудрича [3]. Согласно этому уравнению дифференциальная повторяемость скоростей ветра имеет вид:

$$t(V) = \frac{\gamma}{\beta} \left(\frac{V}{\beta} \right)^{\gamma-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{\beta} \right)^{\gamma} \right], \quad (2)$$

где β и γ – параметры распределения; V – скорость ветра.

Для интегральной повторяемости можно записать:

$$F(V) = \int_0^{\infty} t(V) dV = \exp \left[- \left(\frac{V}{\beta} \right)^{\gamma} \right]. \quad (3)$$

Двойное логарифмирование (3) приводит к выражению:

$$\ln \left[- \ln F(V) \right] = \gamma (\ln V - \ln \beta). \quad (4)$$

Если распределение скоростей ветра аппроксимируется уравнением (2), то точки, соответствующие значениям V и $F(V)$, нанесенные на билогарифмическую сетку с координатами $\ln V$ и $\ln [1/F(V)]$, должны ложиться на прямую линию. Такое положение и наблюдается на рис.5. Отсюда также следует, что параметр γ соответствует тангенсу угла наклона этой прямой линии. То есть, проведя прямую линию через точки фактической интегральной повторяемости в диапазоне скоростей 4-20 м/с (основной диапазон рабочих скоростей ветроустановок), параметр γ может быть определен как соотношение соответствующих катетов треугольников (рис.5). Для метеостанции Амдерма, например, этот параметр оказался равным 1.64. Как следует из табл.2, значения γ для других метеостанций региона в основном составляют 1.6-1.9.

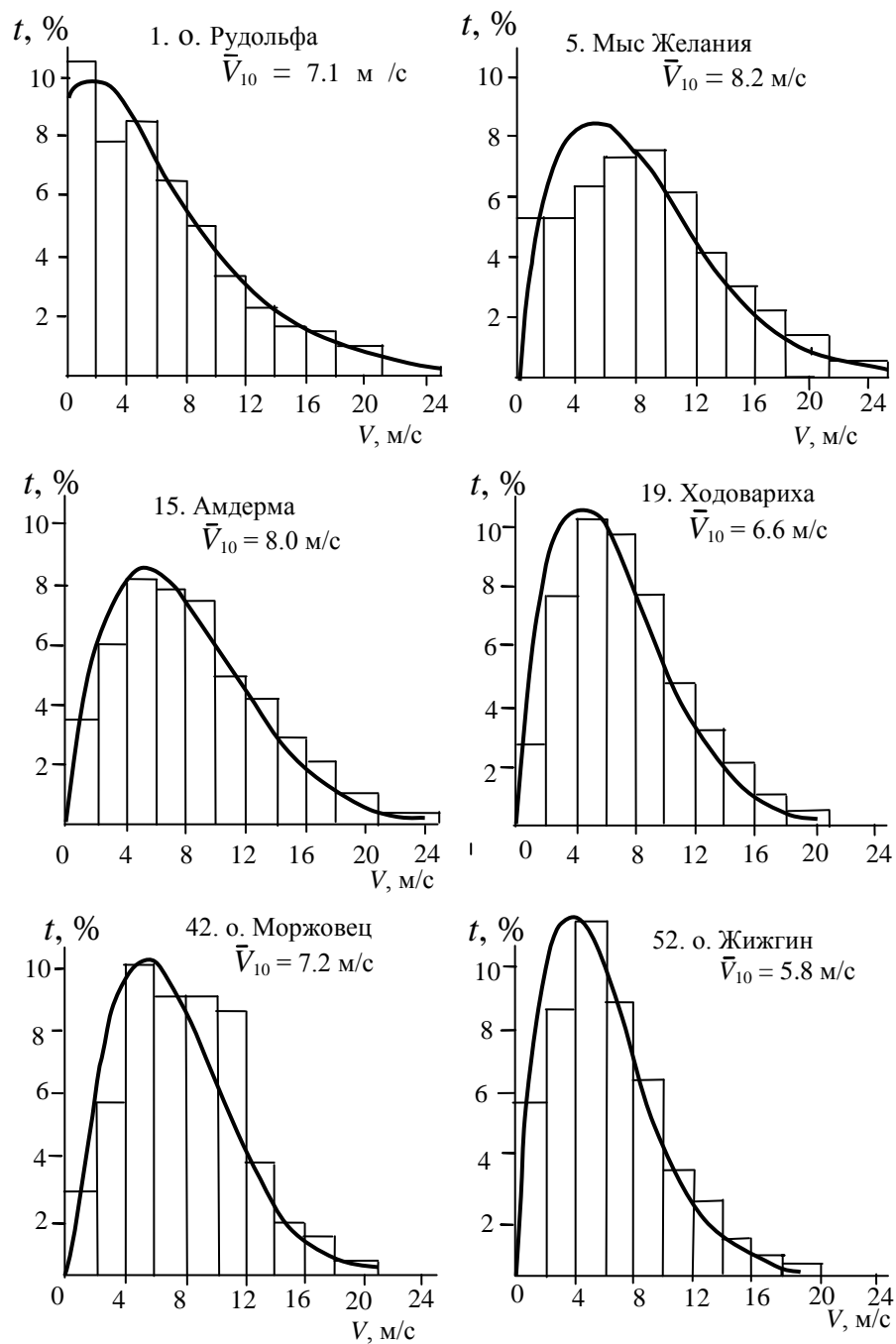


Рис. 4. Повторяемость скоростей ветра на прибрежных метеостанциях Архангельской области

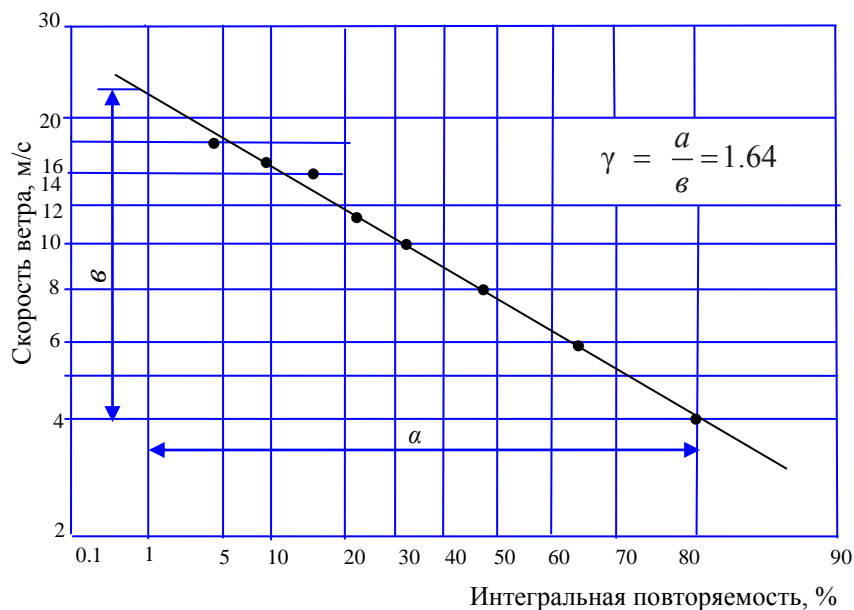


Рис. 5. Номограмма интегральной повторяемости скоростей ветра на метеостанции Амдерма

Параметр β уравнения Вейбулла, согласно [2], определяется выражением:

$$\beta = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)}, \quad (5)$$

где Γ – гамма-функция; \bar{V} – средняя многолетняя скорость ветра.

Если обозначить: $\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) = \alpha$, то уравнение Вейбулла – Гудрича может быть представлено в виде:

$$t(V) = \frac{\alpha\gamma}{\bar{V}} \left(\alpha \frac{V}{\bar{V}}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\alpha \frac{V}{\bar{V}}\right)^\gamma\right]. \quad (6)$$

В таблице 2 приведены значения параметров α и γ для характерных прибрежных метеостанций Архангельской области, располагающих повышенным потенциалом ветра. Данные о повторяемости скоростей ветра по первым четырем станциям заимствованы из [1], а по двум последним – из [2].

Сопоставление фактической повторяемости скоростей ветра с аналитической, полученной по уравнению (6), представлено на рис.4. Видно, что на большинстве метеостанций сходимость фактической и аналитической повторяемостей

скоростей ветра довольно высокая. Проверка сходимости по известному критерию χ^2 Пирсона дала вполне удовлетворительные результаты: вероятность $P(\chi^2)$ по большинству станций оказалась не ниже 0.8.

Таблица 2

Параметры α и γ уравнения Вейбулла, описывающего повторяемость скоростей ветра на прибрежных метеостанциях Архангельской области

Метеостанция	Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м, м/с	Параметры уравнения Вейбулла – Гудрича	
		α	γ
1. о. Рудольфа	7.1	0.940	1.20
5. Мыс Желания	8.2	0.893	1.67
15. Амдерма	8.0	0.895	1.64
19. Ходовариха	6.6	0.892	1.70
42. о. Моржовец	7.2	0.887	1.91
52. о. Жижгин	5.8	0.891	1.74

Потенциал ветровой энергии и технические ресурсы ветра региона.

Располагая информацией о средних многолетних скоростях ветра (рис.2, табл.1) и данными о повторяемости скоростей ветра, можно определить среднегодовую выработку любой ветроустановки и технические ветроэнергоресурсы той или иной территории. Потенциал ветра может быть выражен количеством энергии, которое может быть получено с 1 км² территории.

Известно, что мощность единичной ветроустановки традиционного крыльчатого типа определяется выражением:

$$N_0 = 4.81 \cdot 10^{-4} \cdot D^2 V_p^3 \xi \cdot \eta_p \eta_r, \quad (7)$$

где D – диаметр ветроколеса, м; V_p – расчетная скорость ветра, м/с;

η_p и η_r – к. п. д. редуктора и генератора.

Для исключения взаимного влияния ВЭУ друг на друга они должны располагаться на определенном расстоянии. При шахматном расположении отдельно стоящих ВЭУ это расстояние составляет около 10 диаметров ветроколеса [2]. Тогда для суммарной установленной мощности ветроустановок, приходящейся на 1 км² земной поверхности, можно записать:

$$N_1 = N_0 \left(\frac{1000}{10D} \right)^2, \quad (8)$$

где $10D$ – минимальное расстояние между ВЭУ.

С учетом (7) будем иметь:

$$N_1 = 4.81 \cdot V_p^3 \xi \eta_p \eta_r. \quad (9)$$

Отсюда следует, что если в первом приближении считать скорость ветра, замеренную на метеостанции, постоянной по высоте, то суммарная установленная мощность ВЭУ, размещенных на единице площади, не зависит от диаметра ветроколеса, а определяется расчетной скоростью ветра V_p и техническим совершенством ветроустановок (параметры ξ , η_p , η_r).

Принимая для современных ВЭУ $\xi = 0.45$, $\eta_p = 0.9$, $\eta_r = 0.95$, для текущего значения мощности, снимаемой с единицы площади, получим:

$$N_{i_j} = 1.85 \cdot V_i^3. \quad (10)$$

Годовая выработка энергии с 1 км² территории определится выражением:

$$Q_1 = \int_{V_{\min p}}^{V_{\max p}} N_1(V) t(V) dV. \quad (11)$$

Используя (10) и заменяя операцию интегрирования простым суммированием, будем иметь:

$$Q_1 = 1.85 \cdot T \left(\sum_{V_{\min p}}^{V_p} t_i V_p^3 + V_p^3 \sum_{V_p}^{V_{\max p}} t_i \right). \quad (12)$$

Для выполнения расчетов по оценке технических ветроэнергоресурсов вначале следует выяснить, каким должно быть значение расчетной скорости ветра V_p , определяющее номинальную мощность ВЭУ. В работе [2] для районов с высоким потенциалом ветра эта скорость выбиралась исходя из обеспечения 3000 часов в год использования установленной мощности ВЭУ (h_y). Представляется целесообразным придерживаться этого подхода и применительно к прибрежным районам Архангельской области.

Многовариантные расчеты годовой выработки Q_1 , выполненные согласно (12) для различных значений V_p , позволили построить серию кривых (рис.6), определяющих зависимость числа часов использования установленной мощности ВЭУ от расчетной скорости ветра при различных среднегодовых скоростях. На основании этого легко устанавливается связь между расчетной и среднегодовой скоростями, обеспечивающими заданное число часов h_y (рис.7), а это позволяет произвести расчеты годовой выработки ВЭУ с 1 км² территории (рис.8).

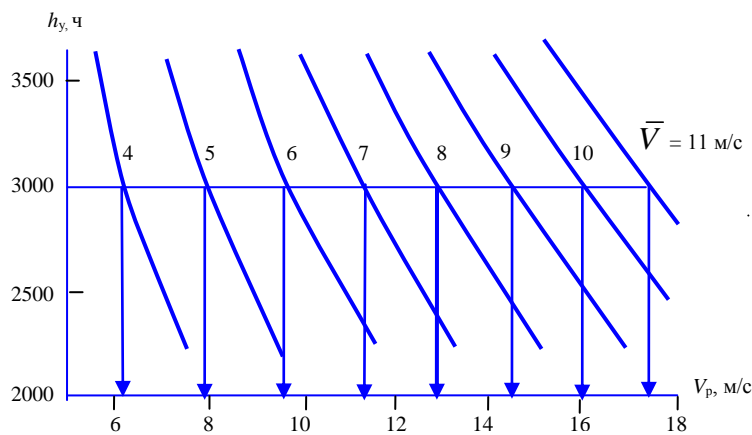


Рис. 6. Зависимость числа часов использования в году установленной мощности ВЭУ от расчетной скорости ветра при разных значениях среднегодовой скорости

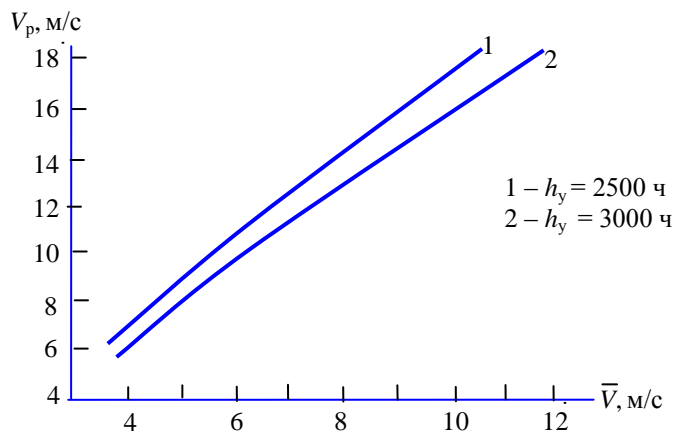


Рис. 7. Связь расчетной скорости ветра со среднегодовой при различных значениях числа часов использования в году установленной мощности ВЭУ

Представленные на рис.6-8 графические построения дают основу для оценки технических ресурсов ветра, результаты которой представлены в табл.3.

Суммируя результаты расчетов, выполненные по пяти зонам, получаем, что технические ветроэнергоресурсы Архангельской области составляют около 1900 млрд кВт·ч в год. Это огромное количество энергии. Для сравнения можно отметить, что в настоящее время годовое потребление области составляет около 10 млрд кВт·ч. Таким образом, использование даже 1 % выявленных технических ветроэнергоресурсов, наиболее доступных и выгодных, может представлять значительный народнохозяйственный интерес.

Основными направлениями возможного использования энергии ветра может стать как развитие автономной ветроэнергетики, ориентированное на удаленных изолированных потребителей, так и развитие системной ветроэнергетики, предполагающее сооружение крупных ветропарков, работающих в составе Архангельской электроэнергетической системы.

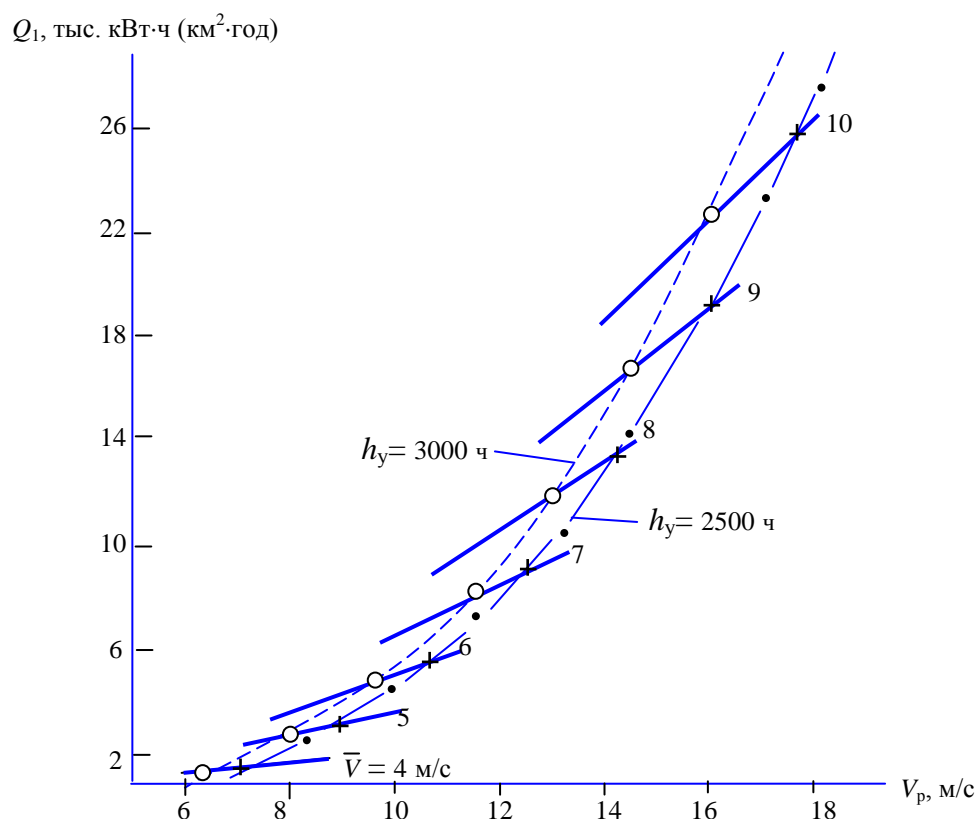


Рис. 8. Зависимость годовой выработки ВЭУ с 1 км² территории от расчетной скорости ветра при различной среднегодовой скорости ветра

Таблица 3

Технические ресурсы ветровой энергии Архангельской области

Показатель	Зона					Всего
	1	2	3	4	5	
Среднегодовая скорость ветра, м/с						
на высоте 10 м	8.5	7.5	6.5	5.5	4.5	-
на высоте 70 м	10.7	9.6	8.6	7.5	6.5	-
Расчетная скорость ветра на высоте 70 м, м/с	17.0	5.4	13.8	12.2	10.5	-
Суммарная мощность ВЭУ на 1 км ² территории, МВт	9.09	6.76	4.86	3.36	2.14	-
Годовая выработка на 1 км ² территории, млн кВт·ч	27.3	20.3	14.6	10.1	6.4	-
Число часов использования установленной мощности в году	3000	3000	3000	3000	3000	-
Площадь зоны, тыс. км ²	0.5	21	32	69	42	164
Суммарная мощность ВЭУ в зоне, тыс. МВт	5	142	156	232	90	625
Технические ветроэнергоресурсы, млрд кВт·ч	14	426	467	697	269	1873

Выводы

1. В Архангельской области наибольшим потенциалом ветровой энергии располагают прибрежные районы Белого и Баренцева морей, а также территории архипелагов Новая Земля и Земля Франца-Иосифа. Здесь среднегодовые скорости ветра на высоте 10 м составляют 5-8 м/с.

2. В выделенных районах зимний максимум интенсивности ветра совпадает с зимним максимумом потребления электрической и тепловой энергии, что является важной предпосылкой эффективного использования энергии ветра.

3. Повторяемость скоростей ветра в рассмотренных районах с высокой степенью сходимости аппроксимируется двухпараметрическим уравнением Вейбулла – Гудрича.

4. Технические ресурсы ветра районов Архангельской области со среднегодовыми скоростями ветра выше 4 м/с оцениваются примерно в 1900 млрд кВт·ч. Это на порядок выше сегодняшнего уровня электропотребления региона (около 10 млрд кВт·ч). Использование наиболее доступной и выгодной части этих ресурсов представляет большой народнохозяйственный интерес.

Литература

1. Справочник по климату СССР. Вып. 1, ч. 3. Ветер. Л.: Гидрометеиздат, 1965. 306 с.
2. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.
3. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. Л.: Гидрометеиздат, 1989. 80 с.

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 629.9(470.21)

О. Е. Коновалова, Г. В. Никифорова

МАЛАЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ АРКТИКИ

Аннотация

Дана оценка потенциальных ресурсов возобновляемой энергетики Мурманской и Архангельской областей, Республик Карелии и Коми. Приведены примеры реализации проектов малой возобновляемой энергетики и планы дальнейшего развития.

Ключевые слова:

потенциальные ресурсы ветра, солнечной энергии, гидроэнергии и биоэнергетики, малая гидроэлектростанция, ветроэлектрическая станция, ветро-солнечная станция, гибридная электростанция, капитальные вложения, себестоимость электроэнергии.

SMALL RENEWABLE ENERGY IN NORTHWEST ARCTIC

Abstract

The paper deals with the potential of renewable energy resources of the Murmansk and Arkhangelsk regions as well as of the Karelia and Komi Republics. The examples of realization projects of small renewable energy and plans for further development are given.

Keywords:

potential wind resources, solar energy, hydropower and bioenergy, small hydro power plant, wind power station, wind power and solar station, hybrid power plant, capital investment, cost of electricity.

Энергетическая система северо-запада Европейского Севера и Арктики включает в себя 4 региональные энергосистемы – Кольскую, Карельскую, Архангельскую и Коми, которые объединены попарно (западная Карело-Кольская и восточная Двино-Печорская), но не связаны напрямую между собой рис.1 [1].

Западная часть представляет собой объединение региональных энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, имеющих единую системообразующую сеть, с напряжением 330 кВ (Кольская АЭС – Князегубская ГЭС – Лоухи – Петрозаводск), с предельной передаваемой мощностью около 600 МВт. Она имеет также внешние межсистемные связи с Ленинградской ЭЭС и с Вологодской энергосистемой и осуществляет небольшие экспортные поставки электроэнергии в Норвегию и Финляндию (около 0.7 млрд кВт·ч).

Восточная часть – это протяженная сетевая структура, включающая электродефицитные системы Архангельской области и Республики Коми, объединенные ЛЭП 220 кВ Микунь – Урдома (на границе регионов предельная передаваемая мощность не превышает 200 МВт). Имеются внешние перетоки из энергосистемы Вологодской области по ЛЭП 220 кВ (Коноша – Харовск, Явенга), но ограниченные по пропускной способности и из Кировской области по ЛЭП 110 кВ.

Генерирующие мощности западной части представлены всеми видами электростанций (АЭС, ГЭС, ТЭЦ). А в восточной части преобладают только ТЭЦ.

Системной энергетикой охвачены, в основном, крупные энергопотребители, города и поселки. Но северные регионы Арктики характеризуются наличием множества обособленных, децентрализованных потребителей (северо- и юго-восток Кольского полуострова, северо-восточные районы Архангельской области, Ненецкий АО), жизнеспособность которых напрямую зависит от обеспеченности дизельным и котельным топливом. Северный завоз органического топлива стал одной из основных проблем как для населения, так и для администраций арктических регионов.

Одним из путей решения этой проблемы является внедрение малой возобновляемой энергетики на местах. Тем более что потенциальные ресурсы ветра, солнечной энергии, гидроэнергии и биоэнергетики имеются.

Мурманская область располагает большим потенциалом возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра, солнечная энергия и гидроэнергия. Технические ветроэнергоресурсы составляют около 360 млрд кВт·ч и распределены по территории области неравномерно, наибольшая интенсивность ветра отмечена в прибрежных и горных районах, где среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м достигает 6-8 м/с [2]. Здесь благодаря зимнему максимуму интенсивности ветра, благоприятной повторяемости скоростей ветра и наличию

устойчивых господствующих ветров создаются уникальные условия для установки ветроэнергетических установок. Технический потенциал солнечной энергии на Кольском полуострове также достаточно велик и составляет 11000 млрд кВт·ч. Максимум поступления солнечной энергии приходится на летнее время, а минимум на декабрь, когда на территории области наступает полярная ночь. Годовая продолжительность солнечного сияния изменяется от 1200 ч на севере области до 1600 ч на юге. [3]. Технический потенциал малых и средних рек Кольского полуострова составляет 4.4 млрд кВт·ч. Технические ресурсы биомассы оцениваются в 0.09 млрд кВт·ч в год.

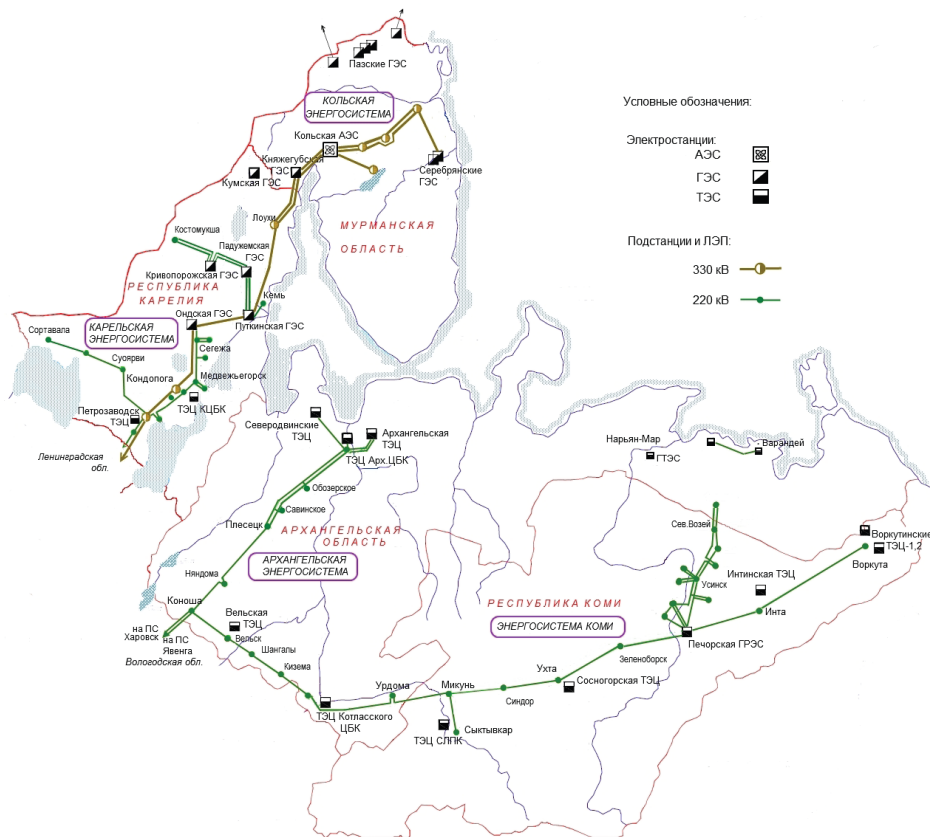


Рис. 1. Схема основных электроэнергетических объектов северо-запада Арктики [1]

Ветровой технический потенциал Республики Карелия, по оценкам специалистов, составляет 60-150 млрд кВт·ч в год, а экономический потенциал ветровой энергии оценивается в 0.76-0.97 млрд кВт·ч в год. Скорости ветра в Карелии меняются от 4 до 5 м/с. Причем наиболее благоприятными являются прибрежные районы Белого моря, Онежского и Ладожского озер. Именно в этих районах и было запланировано строительство нескольких ВЭС. Валовый потенциал гидроэнергетических ресурсов рек Карелии равен 14.2 млрд кВт·ч в год, а экономический потенциал малых рек региона составляет 5.0-5.8 млрд кВт·ч в год [4].

В Архангельской области наиболее благоприятные зоны для использования ветроэнергетических установок (ВЭУ) расположены на северо-восточном побережье, где скорости ветра достигают 7-8 м/с. В Коми – в районе Воркуты (5.7 м/с), а также в северо-таежных и лесотундровых зонах, где фоновые среднегодовые скорости ветра не многим более 4 м/с. Считается, что сооружение ветровой установки мощностью до 5-6 кВт экономически оправдано при скорости ветра 3.5-4.0 м/с. Для больших установок требуется скорость ветра равная 5.5-6.0 м/с.

Суммарные потенциальные ресурсы малой гидроэнергетики Коми составляют 20.3 млрд кВт·ч, технические – приблизительно 6.5 млрд кВт·ч. Распределение технического потенциала по бассейнам главных рек – Печеры, Вычегды и Мезени – составляет соответственно 87, 9, 4 %. Поэтому именно эти реки в первую очередь должны рассматриваться на предмет сооружения на них малых ГЭС.

На основе многолетних наблюдений за режимом ветра и солнечной радиации специалистами НАСА была рассчитана себестоимость электроэнергии, получаемой от комбинированных ветро-солнечных электростанций (рис.2) [5]. Из расчетов видно, что для Мурманской области себестоимость электроэнергии колеблется от 7 до 14 руб/кВт·ч (при стоимости 1 долл. США = 70 руб.) на северном побережье и до 21-35 руб/кВт·ч на южном. В Карелии на побережье Белого моря себестоимость электроэнергии составит 14-21 руб/кВт·ч, в Архангельской области – 35-70 руб/кВт·ч, на побережье Ненецкого автономного округа – 7-14 руб/кВт·ч и в Коми в районе Воркуты – 14-21 руб/кВт·ч. Показатели довольно высокие. Это говорит о не очень высокой экономической эффективности ВЭУ и солнечных установок. Но, принимая во внимание, что сегодня себестоимость местной электроэнергии в удаленных поселках на порядок выше тарифа на электроэнергию для централизованных потребителей (для населения Мурманской области на второе полугодие 2015 г. – 2.53 руб/кВт·ч, Карелии – 2.93 руб/кВт·ч, Архангельской области – 3.46 руб/кВт·ч, Коми – 3.99 руб/кВт·ч), такие комбинированные станции имеют право на существование, так как позволяют экономить на привозном топливе начиная с первого дня работы. Но для их внедрения необходимы дополнительные стимулы со стороны государства.

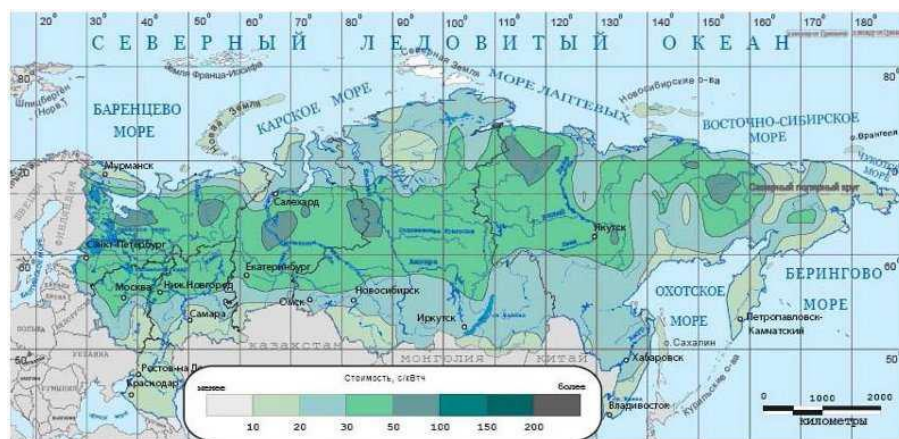


Рис. 2. Себестоимость электроэнергии от комбинированных солнечно-ветровых установок на территории России

По опыту западных стран, где имеется большая практика использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), наиболее эффективными признаны следующие формы стимулирования:

- субсидирование инвестиций в возобновляемые источники энергии;
- освобождение от уплаты налогов и снижение ставок налогов для владельцев ВИЭ;
- финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), ведущих к снижению стоимости ВИЭ;
- пропаганда ВИЭ;
- реализация специальных программ и демонстрационных проектов;
- льготные ссуды на инвестиции в ВИЭ для потребителей;
- ускоренная амортизация оборудования для ВИЭ;
- принятие законов, регламентирующих условия подключения к энергосистемам для установок на ВИЭ;
- политика поддержки со стороны правительства;
- установление налога на ископаемые топлива с учетом эмиссии CO₂.

Но кроме государственной поддержки нужна поддержка и на местах. Пока немногие региональные органы управления готовы пойти на это, так как местные администрации в удаленных регионах получают бюджетные дотации на завоз дизельного топлива для электростанций и не заинтересованы во внедрении ВИЭ. Для изменения такой ситуации, по мнению ведущего специалиста в области возобновляемой энергетики Безруких П. П., необходимо утвердить “порядок”, по которому средства на закупку топлива в объеме замещения за счет ВИЭ оставались бы в регионах, но использовались только на расширение производства энергии на базе ВИЭ.

Несмотря на трудности, возобновляемая энергетика все же внедряется, и вот реальные тому примеры.

Мурманская область. Первый опыт комплексного использования ВИЭ на Кольском полуострове уже есть. Так ветро-солнечная установка работает в п. Молочном на страусиной ферме (ООО «Северное сияние»), использующей современные экологически чистые технологии производства сельскохозяйственных продуктов.

В с. Пялица в 2014 г. осуществлен пуск комбинированной электростанции, включающей в себя 4 ВЭУ по 5 кВт, 2 дизель-генератора по 30 кВт и 60 солнечных панелей общей мощностью 15 кВт, что позволяет сэкономить 60 т дизельного топлива стоимостью 63 тыс. руб. за тонну в год и круглосуточно обеспечивает электроэнергией местное население. В 2015 г. в поселках Тетрино, Чапома и Чаваньга были смонтированы 2 комбинированные установки на 30 кВт и 2 по 100 кВт, 5 ВЭУ по 10 и 5 кВт, 120 солнечных панелей. Общий объем инвестиций составил более 100 млн руб., большая часть которых – средства федерального и местного бюджета.

В рамках российско-норвежского проекта на маяках Мурманской области были установлены солнечные батареи, а радиоизотопные термоэлектрические генераторы были утилизированы.

На очистных сооружениях Мончегорска с сентября 2014 г. введена в строй тепловая насосная станция, работающая на канализационных стоках, позволяющая обогревать семь производственных зданий площадью более 1500 м². Это привело к экономии в 600 тыс. руб.

В схему территориального развития региона включены два ветропарка на севере Мурманской области «Лодейный» и «Кольский». Ветропарк в п. Лодейное установленной мощностью 300 МВт планируется построить в 2025 г., Кольский ветропарк установленной мощностью 500 МВт – в 2030 г.

В рамках реализации программы ЗАО «Норд Гидро» по развитию малой гидроэнергетики Мурманской области выбран пилотный проект по строительству малой ГЭС (МГЭС) «Пиренга», но соглашение с правительством области пока не подписано.

Карелия. Республика Карелия относится к энергодефицитным регионам. В 2007 г. в Карелии было зарегистрировано ЗАО «Норд Гидро», занимающееся реконструкцией и строительством малых ГЭС (МГЭС). В последнее десятилетие общество по соглашению с правительством Республики Карелия ведет активное строительство малых ГЭС. Им были построены ГЭС «Ляскеля» в 2011 г., ГЭС «Рюмякоски» в 2013 г., ГЭС «Каллиооски» в 2014 г. Все станции находились в полуразрушенном состоянии, пока не были выкуплены и восстановлены «Норд Гидро». Технические характеристики МГЭС приводятся в табл. 1. Схема расположения недавно построенных малых ГЭС Карелии представлена на рис.3 [6]. В 2011 г. ООО «Эвс» (деревообрабатывающее предприятие в Питкярантском районе) приобрело микроГЭС мощностью 10 кВт.

В ближайшие годы «Норд Гидро» вместе с Российским фондом прямых инвестиций (РФПИ) и китайскими компаниями собирается построить Белопорожские ГЭС-1 и ГЭС-2 мощностью 24.9 МВт каждая и ряд других малых ГЭС (табл.2).

Также ветро-солнечными энергокомплексами на территории Карелии оснащены остановки, пешеходные переходы, комплексные посты дорожного контроля метеосистемы (КПДКМ) на автодорогах Р-21 «Кола» и А-119 «Вологда – Медвежьегорск». Общее количество комплексов – 13. В их состав входят: солнечная батарея (500 и 600 Вт), ветрогенератор (1.4 или 1.5 кВт) и аккумуляторные батареи (100 Ah).

Около 180 котельных в населенных пунктах работают на местных видах топлива – дровах, щепе, торфе – и за счет этого уходят от дорогостоящего мазута.

Архангельская область. С 1996 по 2010 гг. в рамках норвежско-российского проекта в этом регионе, как и в Мурманской области, на 24 маяках было установлено новое оборудование на основе возобновляемых источников энергии, а именно: финские фонари, японские солнечные батареи, на 7 маяках финские ветрогенераторы, французские аккумуляторные батареи и российские блоки управления.

На территории рыболовно-туристического комплекса «Железные ворота» на о. Мудьюг построена ВЭУ. Она дает энергию на освещение комплекса в зимнее время. Установленная мощность – 1.5 кВт, дата ввода в эксплуатацию – 2014 г.

Комбинированная (гибридная) ветро-солнечная установка в национальном парке «Русская Арктика» на мысе Желания о. Северный архипелага Новая Земля служит для электроснабжения жилого дома. Установленная мощность – 6.8 кВт, построена в 2015 г. на средства ОАО «НК Роснефть».

Гибридная мини-электростанция в молодежной экологической организации «Этас» мощностью 1.6 кВт запущена в июле 2015 г. Она служит для электроснабжения офиса, использует энергию солнца и ветра. В 2014-2015 гг. построены несколько комплексных ветро-солнечных автономных осветительных установок на дорогах области и г. Архангельск (табл.3)



Рис. 3. Схема расположения малых ГЭС Карелии [6]

Таблица 1

Современные малые ГЭС Карелии *

Наименование генерирующего объекта ВИЭ	«Ляскеля»	«Рюмякоски»	«Каллиооски»	«Юшкозерская»	«Киви-Койву»
Месторасположение	Питкярантский р-н, п. Ляскеля	Сортавальский р-н, п. Рускеала	Сортавальский р-н, п. Хелюля	Калевальский р-н, д. Юшкозеро	Муезерский р-н, турбаза «Киви-Койву»
Установленная мощность, кВт	4800	630	975	18000	60
Владелец (оператор)	ЗАО «Норд Гидро»	ЗАО «Норд Гидро»	ЗАО «Норд Гидро»	Филиал «Карельский» ОАО «ТГК-1»	Нет данных
Дата ввода	05.09.2011	17.06.2013	15.12.2014	1980 г.	1995 г.
Среднегодовая выработка, млрд, кВт·ч	28	2.5	3.7	85.28**	Нет данных
Краткая тех. характеристика					
кол-во гидроагрегатов, шт.	6	1	1	2	3
тип гидротурбины	ПроPELLерная ГА-8М	Полноуправляемая поворотнo-лопастная «Каплан»: «Каплан-1150»	Полноуправляемая поворотнo-лопастная «Каплан»; тип 5 – 18.0/SR6A	Вертикальные, поворотнo-лопастные	МикроГЭС 20ПрД
максимальный напор, м	13.6	8.8	9.5	12.5	14
максимальный расход, м ³ /с	43.5	7.5	7.5	242	0.65
частота вращения, об/мин	375	375	230.8	93.7	1000
номинал. напряжение, кВ	6.3	0.4	0.4	6.3	0.4
номинал. частота тока, Гц	50	50	50	50	50

* Вид возобновляемого источника – гидравлическая энергия.

** Среднегодовая выработка.

Таблица 2

Планируемые к строительству малые ГЭС

Наименование	Месторасположение	Планируемая установленная мощность, кВт	Планируемая среднегодовая выработка, ГВт·ч	Планируемый год ввода в эксплуатацию
«Белопорожская ГЭС-1»	Р. Кемь, Кемский МР	24900	105	2017
«Белопорожская ГЭС-2»	То же	24900	105	2018
МГЭС «Реболы»	Р. Мельничная, п. Реболы, Муезерский МР	500	1.8	2017
МГЭС «Хаапакоски»	Р. Китенйоки, п. Туокслаhti, Сортавальский МР	700	2.5	2017
МГЭС «Вяртсиля»	Р. Юуванийоки, Вяртсиля, Сортавальский МР	400	1.5	2018
МГЭС «Лескинен»	Р. Уксунйоки, Питкяранский МР	400	1.752	2019
МГЭС «Сурьякоски»	Р. Кокколанйоки, Лахденпохский МР	600	2.5	2019
МГЭС «Хивенкюльманкоски»	Р. Уксунйоки, Питкярантский МР	500	2.19	2019
МГЭС «Нокки»	То же	900	3.942	2019
МГЭС «Мойланен»	Р. Савайнийоки, п. Хаапалампи, Сортавальский МР	300	1.725	2019
МГЭС «Коворинкоски»	Р. Тохмаййоки, Сортавальский МР	300	1.725	2020
МГЭС «Койриноя»	Р. Койриноя, п. Койриноя, Питкярантский МР	150	0.657	2200
МГЭС «Ниимьякоски»	Р. Китенйоки, п. Туокслаhti, Сортавальский МР	220	0.965	2020

ПРИМЕЧАНИЕ. Владелец объектов – ЗАО «Норд Гидро».

Ненецкий автономный округ (НАО), входящий в состав Архангельской области, расположен за полярным кругом и не имеет своей единой энергосистемы. Крупнейший источник электроэнергии в округе – Нарьян-Марская ГТЭС мощностью 30 МВт, которая работает на природном газе Василковского месторождения и снабжает электроэнергией Нарьян-Мар, п. Искателей и с. Тельвиска. Электроснабжение остальных поселков осуществляется, в основном, дизель-электрическими станциями. В рамках Программы приграничного сотрудничества Российской Федерации и Европейского сообщества Kolarctic в НАО планируется строительство ветро-дизельных электростанций. Пилотный проект по установке ветроизмерительного комплекса в п. Амдерма был запущен в 2013 г. Для его создания было привлечено более 4 млн 250 тыс. евро из внебюджетных источников. Планируется, что в долгосрочную целевую программу будут включены населенные пункты Усть-Кара, Каратайка, Несь, Индига, расположенные на побережье. Программа предусматривает инвестиции в строительство ветродизельных электростанций в НАО в размере 80 млн руб. из окружного бюджета и около 740 млн руб. из внебюджетных источников.

Также в перспективе в Архангельской области планируется построить мини-ветроэлектростанции (миниВЭС): Соловецкую, Золотицкую, Койдинскую, Мезенскую.

В области биоэнергетики в рамках программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Архангельской области на 2010-2020 годы» идет строительство автоматизированных современных котельных на кородревесных отходах (КДО), на отходах деревопереработки низкосортной древесины, на древесных брикетах и топливных гранулах. Первые такие котельные были построены в 2004-2007 гг.: котельная ОАО «Онега-Энергия» мощностью 36.98 Гкал/ч (пример государственно-частного партнерства); котельная ЦРБ в г. Онега мощностью 6.88 Гкал/ч, раньше работала на угле, сейчас на КДО (экономия угля составляет 5230 т/год); биотопливная котельная «Североонежская» мощностью 17 Гкал/ч обеспечивает теплом п. Североонежск, работает на щепе. В 2011- 2015 гг. были введены в строй еще 10 современных котельных, среди них крупнейшая в Восточной Европе котельная в п. Октябрьский Устьяновского района мощностью 38.68 Гкал/ч (табл.4).

По данным Госкомстата, на 2014 г. из 717 котельных области более 400 работают на дровах, щепе, древесно-топливных гранулах [7].

Малая гидроэнергетика в Архангельской области развита слабо, но подписано соглашение «Норд Гидро» с правительством области о строительстве в качестве пилотного проекта Соловецкой ГЭС на Большом Соловецком острове. Ранее существовавшая там Соловецкая ГЭС (сегодня от нее остались руины) была запущена в 1909 г., заброшена в 1940-х гг. На рис.4 представлены основные электростанции на возобновляемых источниках энергии.

Республика Коми. В настоящее время на территории Республики реализуется проект по восстановлению МГЭС «Кажим» в Кайгородском районе. Ввод станции в эксплуатацию планируется в 2016 г. Проектируемая мощность ГЭС составит 0.5 МВт.



Условные обозначения: \diamond – ВЭС \blacklozenge – гибридная станция \blacktriangle – биостанция

Рис. 4. Схема расположения объектов ВИЭ в Архангельской области

В то же время совместно с организацией ОАО «НИПИИ «Комимелиоводхозпроект» ведутся работы по поиску новых мест возможного строительства гидроэлектростанций на территории Республики Коми. Фирма «ИНСЭТ» (производитель гидротехнического оборудования) располагает данными о 22 створах для строительства малых ГЭС установленной мощностью 14.4 МВт на территории Республики.

В рамках программы «Использование низкосортной древесины и отходов лесопереработки в качестве топлива для производства горячей воды, тепловой и электрической энергии» руководством области начата реализация пилотных проектов по реконструкции коммунальных котельных с переводом на биотопливо. На первом этапе ставится задача произвести частичную замену угля на топливные брикеты.

В 2015 г. ООО «Биоэнергетическая компания» построила электростанцию мощностью 4.3 МВт, работающую на древесных отходах ОАО «Сыктывкарского ЛДК».

Использование комбинированных энергокомплексов на основе ВИЭ в Архангельской области

Наименование	Гибридная мини-электростанция	Гибридная мини-электростанция в молодежной экологической организации «Этас»		
Месторасположение	Архангельская обл., Городской округ Новая Земля, мыс Желания	г. Архангельск, ул. Смольный Буян 18, корп. 3, строение 1		
Установленная мощность, кВт	6.8	1.6		
Владелец (оператор)	ФГБУ Национальный парк «Русская Арктика»	АРМЭОО «Этас»		
Дата ввода в эксплуатацию	23 августа 2015 г.	Июль 2015 г.		
Краткая техническая характеристика	Аккумуляторная батарея DELTA GX12-200 – 12 шт.; инвертор/3У Schneider Conect XW+8548E Xantrex – 1 шт.; системная панель управления Schneider XW-SCP+ – 1 шт.; вводной кожух к инвертору (любой модели) XCWB (оригинал SE) – 1 шт.; панельный гидромагнитный выключатель постоянного тока PNL-250-DC – 1 шт.; стеллаж для 6 АКБ – 2 шт.; солнечный модуль ФСМ-270М 1640x992x45 мм 38В 8.6А – 24 шт.; контроллер PV панелей Шнейдер Электрик XW-MPPT60-150 – 2 шт.; ветрогенератор MAGLEV 600 Вт 24В – 2 шт.	Монокристаллические СП – 4 шт.; модель – Ekmork ФСМ-150М; мощность – 0.15 кВт; номинальное напряжение – 12 В; рабочий диапазон – -40°C / +85°C; производитель – Sunny Energy Science and Technology (Китай)	Поликристаллические СП – 2 шт.; мощность – 0.3 кВт; номинальное напряжение – 24 В; рабочий диапазон – -40°C / +85°C; производитель – Sunny Energy Science and Technology (Китай)	Ветро-генератор – 1 шт.; модель – New-400; номинальная мощность – 0.4 кВт; номинальное напряжение – 12/24 В; количество лопастей – 3/5; скорость ветра для включения – 3 м/с; скорость ветра для выключения – 33 м/с; диаметр ротора – 1.17 м

ПРИМЕЧАНИЕ. Вид возобновляемого источника – энергия ветра, энергия солнца.

Генерирующие объекты ВИЭ в Архангельской области

Наименование	Ветроэнергетическая установка для рыболовно-туристического комплекса	Котельная «Центральная»	Котельная «Школьная»	Котельная № 2	Котельная микрорайона Каргополь-2	Котельная ОАО «Онега-Энергия»
Место расположения	Архангельская обл., Приморский р-н, о. Мудьюг	Виноградовский р-н, п. Березник	Виноградовский р-н, п. Березник	Каргопольский р-н, д. Усачёвская	Няндомский р-н, г. Няндомы, мкр. Каргополь-2, промплощадка № 1	Онежский район, г. Онега
Вид возобновляемого источника	Энергия ветра	Щепа	Щепа	Древесные топливные гранулы	Кордревесные отходы	Кордревесные отходы
Установленная мощность	1.5 кВт	2.58 Гкал/ч	3.86 Гкал/ч	0.029 Гкал/ч	6.68 Гкал/ч	36.98 Гкал/ч
Владелец (оператор)	ИП Александр Михайлов	ООО «Березниковское теплоснабжающее предприятие»	ООО «Березниковское теплоснабжающее предприятие»	МУП МО «Приозёрное» «Усачёво»	ООО «Соловки Электросбыт»	ОАО «Онега-Энергия»
Дата ввода в эксплуатацию	2014 г.	2011 г.	15.09.2014 г.	2012 г.	2013 г.	2006 г.
Краткая техническая характеристика	Номинальная мощность – 1.5 кВт; стартовая рабочая скорость ветра – 3 м/с; предельная рабочая скорость ветра – 25 м/с; диаметр ротора – 3.2 м; количество лопастей – 3 шт.	3 котла КВУТН 1000 (ООО «Автоматик-Лес», г. Ковров)	3 котла КВУТ 1500 (ООО «Эффект ПРО», г. Ковров)	ФАСИ (Италия) модель ЕСО 3	4 котла КВУ-2000 (ООО «Котельный завод “Автоматик-Лес”» г. Ковров)	2 котла Unicon Biograte (Финляндия), модель Unicon WF по 17 МВт каждый и 1 резервный котёл на дизельном топливе 9 МВт

ООО «СевЛесПил» – крупнейшее лесопильное предприятие Республики Коми. Предприятие обеспечивает собственные производственные нужды в энергоресурсах и поставляет тепловую и электрическую энергию другим потребителям от собственной миниТЭЦ. Производительность миниТЭЦ с котлами для сжигания древесных отходов и турбинной установкой для выработки электроэнергии составляет 10 т пара в час. На ТЭЦ сжигается 7 т кородревесных отходов в час.

В настоящее время ряд муниципальных котельных Корткеросского района (села Позтыкерес, Усть-Лэжчим, Нившера, Додзь, Пезмег, поселки Подтыбок, Визябож) переведены на биотопливо, благодаря чему удалось снизить затраты на теплоснабжение почти в 4 раза.

В районе Воркуты с 1993 г. успешно эксплуатируется Заполярная ВЭС мощностью 1.5 МВт. Она состоит из шести установок АВЭ-250 российско-украинского производства мощностью 250 кВт каждая.

В настоящее время электростанции на возобновляемых источниках энергии еще не достаточно дешевы и срок окупаемости их колеблется в больших пределах (от 3 до 15 лет). Но для тех из них, которые будут поставлять электроэнергию в энергосистему по договорам о предоставлении мощности, предусмотрена поддержка со стороны государства в виде повышенной цены на мощность в течение 15 лет. Однако правила получения государственных субсидий не так просты и прозрачны и требуют соблюдения ряда требований и согласований. При этом субсидия, предоставляемая владельцу генерирующего объекта, не превышает 50 % стоимости технологического присоединения малой электростанции к сети и составляет не более 30 млн руб. на один объект.

Выводы

1. Северо-запад Европейского Севера и Арктики богат потенциальными ресурсами ветра, солнца и энергией рек, но распределены они по территории неравномерно и освоены частично.

2. В Мурманской области сделаны первые шаги в строительстве комбинированных ветро-солнечных установок для электроснабжения удаленных поселков на юго-востоке области, малая гидроэнергетика пока не получила должного развития.

3. Республика Карелия активно занимается восстановлением старых и строительством новых малых ГЭС. Есть планы по строительству ветроэнергетических станций.

4. В Архангельской области основной упор делается на строительство автоматизированных современных котельных на отходах деревоперерабатывающей промышленности. Уже более 400 из 717 котельных работают на дровах, щепе, древесно-топливных гранулах. В Ненецком автономном округе планируются инвестиции в строительство ветродизельных электростанций в размере 80 млн руб. из окружного бюджета и около 740 млн руб. из внебюджетных источников.

5. В Республике Коми в районе г. Воркута с 1993 г. успешно эксплуатируется Заполярная ВЭС мощностью 1.5 МВт. Малая гидроэнергетика практически не развита. В 2016 г. ожидается ввод в эксплуатацию первой восстановленной малой ГЭС «Кажим» в Кайгородском районе. Имеются сведения о 22 створах для строительства малых ГЭС установленной мощностью 14.4 МВт на территории Республики. Идет реконструкция коммунальных котельных с переводом на биотопливо.

Литература

1. Чайка Л. В. Пространственное развитие электроэнергетики Европейского севера России // Развитие Севера и Арктики: проблемы и перспективы: мат-лы межрегионал. науч.-практич. конф. (Апатиты, 14-16 ноября 2012 г.). Апатиты, 2012. С. 68-70.
2. Баранник Б. Г., Коновалова О. Е, Минин В. А. Перспективы совершенствования энергетического хозяйства в районах Севера за счет использования возобновляемых источников энергии. Апатиты: КНЦ РАН, 2011. 154 с.
3. Минин В. А. Экономические аспекты развития возобновляемой энергетики малой мощности в удаленных поселениях на Кольском полуострове. Мурманск, 2011. 44 с.
4. Сидоренко Г. И. Основы и методы определения комплексного потенциала возобновляемых энергоресурсов региона и его использования: автореф. дис. д-ра техн. наук // Техносфера: сайт. URL: <http://tehnosfera.com/osnovy-i-metody-opredeleniya-kompleksnogo-potentsiala-vozobnovlyaemyh-energoresursov-regiona-i-ego-ispolzovaniya#ixzz3zxZgtjYE> (дата обращения: 04.05.2016).
5. Энергетика, отопление. Среднегодовое распределение ветров и поступление солнечной энергии на территории России // Стрела: сайт. URL: <http://www.strela.punkt.ru/site.xp/050056048.html> (дата обращения: 04.05.2016).
6. Малая возобновляемая энергетика Карелии // Bellona: сайт. URL: www.bellona.ru (дата обращения: 04.05.2016).
7. Малая возобновляемая энергетика Архангельской области // Bellona: сайт. URL: www.belona.ru (дата обращения: 04.05.2016).

Сведения об авторах

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

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

Научное издание

ТРУДЫ
КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

ЭНЕРГЕТИКА
Выпуск 12

Редактор Е.Н. Еремеева
Технический редактор В. Ю. Жиганов

Подписано к печати 26.04.2016
Формат бумаги 60x84 1/8.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Times/Cyrillic
Усл. печ. л. 15.46. Заказ № 26. Тираж 150 экз.

Российская Академия Наук

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Кольский научный центр Российской академии наук
184209, Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14