



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

Труды Кольского научного центра РАН

2/2013 (15)

ЭНЕРГЕТИКА
выпуск 6

2 / 2013

Апатиты
2013

ISBN 978-5-91137-249-1



9 785911 372491

Russian Academy of Sciences

transactions

2/2013 (15)

UDK 621.314
ISBN 978-5-91137-249-1

Kola Science Centre

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

2/2013 (15)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314
ISBN 978-5-91137-249-1

Кольского научного центра РАН

Editor - Academician V.T.Kalinnikov

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

Editorial Council:

Academicians:

G.G.Matishov, N.N.Melnikov, F.P.Mitrofanov.

Corresponding Member of RAS:

V.K.Zhirov, A.I.Nikolaev.

Dr. of Sciences:

Yu.L.Voitekhovskiy, F.D.Larichkin, V.A.Masloboev,

V.A.Putilov, E.D.Tereshchenko,

Ph.D. A.N.Vinogradov (executive secretary)

ENERGY TECHNOLOGY series 6

Editoreal board of Energy Technology Series:

Dr. of Sciences:

B.V.Efimov (executive editor, energy technology),

A.A.Zhamaletdinov (electrophysics),

N.V.Korovkin (teoretical electrotechnology),

F.Ch.Chalilov (power engineering),

Ph.D.:

B.G.Barannik (energy technology),

N.I.Gumerova (power engineering),

A.N.Danilin (power engineering),

V.A.Minin (renewable energy),

Yu.M.Nevretdinov (power engineering),

V.N.Selivanov (power engineering),

A.F.Usov (electrotechnology)

14, Fersman str., Apatitu, Murmansk region, 184209, Russia
Кольский научный центр РАН
Tel.(81555)79226. Fax: (81555)76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

© Centre for Physical and Technological Problems of Energy in Northern Areas
KSC PAS, 2013
© The Branch of Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2013

Главный редактор - академик В.Т. Калинин

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

Редакционный совет

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

ЭНЕРГЕТИКА выпуск 6

Редколлегия серии "Энергетика"

д.т.н. Б.В. Ефимов, (отв.редактор, 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.Ферсмана, д.14.
Кольский научный центр РАН
Тел.(81555)79226. Факс (81555)76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Кольского научного центра Российской академии наук, 2013
© Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Кольский научный центр Российской академии наук, 2013

**ТРУДЫ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

№ .../2013 ()

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 6

**УДК 621.314
ISBN ?????**

Труды Кольского научного центра РАН

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

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

Редколлегия серии «Энергетика»

доктора технических наук

кандидаты технических наук

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

**TRANSACTIONS OF THE KOLA SCIENCE
CENTRE OF THE RUSSIAN ACADEMY
OF SCIENCES**

№ .../2013 (....)

ENERGY TECHNOLOGY

UDC 621.314

ISBN

**Editor-in-Chief –
Academician of RAS V.T.Kalinnikov
Deputy Editor-in-Chief –
V.P.Petrov, Dr.Sc.
(Geology and Mineralogy)**

**Editorial Council:
Academicians of RAS:
G.G.Matishov, N.N.Melnikov,
F.P.Mitrofanov
Corresponding Members of RAS:
V.K.Zhirov, A.I.Nikolaev
Doctors of Sciences:
Yu.L.Voitekhovskiy (Geology and
Mineralogy), B.V.Efimov (Engineering),
F.D.Larichkin (Economics),
V.A.Masloboev (Engineering),
V.A.Putilov (Engineering),
E.D.Tereschenko (Physics and
Mathematics)
Executive Secretary – A.N.Vinogradov,
PhD (Geology and Mineralogy)**

**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**

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Минин В.А.	Возможные направления энергосбережения в сфере теплоснабжения Мурманской области ... 5
Победоносцева В.В.	Об инвестиционной привлекательности проектов энергосбережения 14
Клюкин А.М.	Роль целевых индикаторов в реализации программы энергосбережения города Апатиты 25
Бежан А.В.	Оценка потенциала тепла сточных вод в многоквартирных жилых зданиях (на примере г. Апатиты) 33
Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях 10 кВ промышленных предприятий Северо-Западного региона России 40
Кубарьков Ю.П., Рыгалов А.Ю.	Выбор оптимального решения при запросах в мультиагентных системах 57
Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В., Рыгалов А.Ю.	Взаимодействие элементов мультиагентных систем электроэнергетических комплексов 59
Коновалова О.Е., Иванова Е.А.	Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления 64
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	
Золотых А.В., Халилов Ф.Х.	Выбор ограничителей перенапряжений для защиты нейтрали силовых трансформаторов 110-220 кВ 76
Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И.	Разработка устройства регистрации импульсных токов, протекающих через ОПН под воздействием коммутационных и грозовых перенапряжений в процессе эксплуатации..... 86
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Залесова О.В., Якубович М.В.	Экспериментальное исследование спектрального состава тока в рельсах 97
Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Кизенков А.Н., Селиванов В.Н.	Исследование влияния спецлэп на воздушные линии электропередачи 103

CONTENTS

	Pages
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Minin V.A. Possible ways of energy saving un the sphere of heat supply of the Murmansk region.....	5
Pobedonostseva V.V. To a questuon about the unvestment attractuveness of energy effucency projects.....	14
Klyukin A.M. Role of target indices un implementation of energy conservation program un Apatity.....	25
Bezhan A.V. Assessing the potential of sewage heat in apartment buildings (for example Apatity).....	33
Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P. Calculation of power losses in the distribution network 10 kV industrial enterprises of northwest region of Russia.....	40
Koubarkov Y., Rygalov A. Multi-agent systems. choosing of the optimal solutions.....	57
Makarov Y., Koubarkov Y., Rygalov A. Interacting of multi-agent system's elements of electric power complex.....	59
Konovalova O.E., Ivanova E.A. Small hydro: the problems, difficulties and ways of their solution.....	64
PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Zolotykh A.G., Halilov F.H. Selection of surge arresters for protection of neutral of 110-220 kV power transformers.....	76
Barannik M.B., Kolobov V.V., Prokopchuk P.I. Development of switching and lightning surges counter for arresters.....	86
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Zalesova O.V., Yakubovich M.V. Experimental research of frequency spectra of currents in rails.....	97
Danilin A.N., Efimov B.V., Kizenkov A.N., Selivanov V.N. Research of influence of special overhead line on power transmission lines.....	103

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 629.9 (470.21)

В.А.Минин

ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Дана характеристика современного состояния теплоснабжения потребителей Мурманской области. Представлены сведения об установленной мощности, структуре источников тепловой энергии региона и объемах отпуска ими тепловой энергии. Рассмотрены возможные направления энергосбережения, охватывающие источники генерирования тепловой энергии, тепловые сети, жилищную и бюджетную сферы. Отдельно рассмотрены перспективы энергосбережения за счет использования энергии ветра.

Ключевые слова:

теплоснабжение, энергосбережение

V.A.Minin

POSSIBLE WAYS OF ENERGY SAVING IN THE SPHERE OF HEAT SUPPLY OF THE MURMANSK REGION

Abstract

Given the characteristics of the modern state of heat supply of consumers of the Murmansk region. Provides information about the installed capacity, the structure of sources of thermal energy region and volumes leave their thermal energy. The parties discussed possible ways of energy saving, covering sources of generating heat energy, heat networks, housing and budget spheres. Separately discussed prospects of energy saving due to the use of wind energy.

Keywords:

heat supply, energy efficiency

Мурманская обл. не располагает собственными месторождениями ископаемых видов топлива, поэтому выработка тепловой энергии производится главным образом за счет сжигания привозного органического топлива (нефтепродуктов, угля, газа). Общий объем привозного топлива, расходуемого на нужды теплоснабжения, составляет около 4 млн т условного топлива в год. Основная часть этого топлива приходится на мазут – 83.5 и 14.8% – на уголь. Доля электроэнергии, дизельного топлива и других видов топлива в выработке тепловой энергии составляет менее 2%.

В 2011 г. по инициативе Министерства энергетики и ЖКХ Мурманской обл. был проведен анкетный опрос теплоснабжающих организаций региона с целью выявления общей картины в теплоснабжении потребителей региона: структуры действующего теплогенерирующего оборудования, степени его загруженности, оценки объемов выработки тепловой энергии. Собранные данные послужили основой для оценки существующего состояния

теплоснабжения, выявления возможных резервов экономии тепловой энергии на различных стадиях ее производства, а также и транспортировки и потребления.

По результатам анкетирования установлено, что по состоянию на начало 2011 г. общая установленная мощность 136 источников централизованного теплоснабжения области составляет 7162 Гкал/ч (табл.1). На них вырабатывается около 12 млн Гкал тепловой энергии в год, при этом общая подключенная тепловая нагрузка абонентов составляет 3381 Гкал/ч (почти вдвое меньше установленной). Это свидетельствует о значительном избытке генерирующих мощностей на большинстве действующих источников энергоснабжения, о возможности полного удовлетворения потребностей потребителей как в настоящее время, так и в ближайшей перспективе.

Таблица 1

Общая характеристика источников теплоснабжения Мурманской обл.
(по состоянию на 01.01.2011 г.)

Населенный пункт	Установл. тепловая мощность, Гкал/ч	Подкл. нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепла в 2010 г., тыс. Гкал	Кол-во источников тепла	Кол-во котлов
Городские округа с подведомственными территориями					
Мурманск	1947	1045	3218	13	73
Апатиты	735	397	1284	1	10
Кировск	632	128	1071	5	27
Мончегорск	841	402	1294	7	58
Оленегорск	294	197	671	3	10
Ковдор	559	218	823	6	25
Полярные Зори	181	143	291	5	31
ЗАТО Североморск	554	195	897	11	68
ЗАТО Александровск	351	193	599	5	25
ЗАТО Видяево	41	26	73	1	6
Муниципальные районы					
Кольский	345	145	440	31	132
Печенгский	428	164	674	6	43
Кандалакшский	155	68	258	37	114
Ловозерский	70	43	133	2	9
Терский	29	17	58	3	17
Мурманская обл. всего	7162	3381	11784	136	648

Основная часть тепловой энергии (73%) вырабатывается на 43 источниках тепловой энергии в шести крупнейших городах области (Мурманске, Апатитах, Кировске, Мончегорске, Ковдоре, Североморске). Здесь сосредоточены самые крупные источники тепловой энергии региона (котельные и ТЭЦ) мощностью до нескольких сотен Гкал/ч. Остальные 27% тепловой энергии вырабатываются в небольших городах, поселках и мелких населенных пунктах, расположенных в городских округах и муниципальных районах (табл.1). На эту категорию малых потребителей задействовано 93 источника тепла (более 2/3 от их общего числа).

Более подробно структура теплогенерирующих мощностей региона (котельных и ТЭЦ) представлена на рис.1. Она показывает, что по общему числу в Мурманской обл. больше всего котельных малой мощности (до 25 Гкал/ч), доля которых составляет 68% от общего числа. Зато по выработке на долю котельных этого класса приходится всего 7.5% (рис.1б). Данный статистический материал подтверждает, что основная нагрузка по обеспечению потребителей области тепловой энергией приходится на средние и крупные источники (мощностью более 25 Гкал/ч). Это они вырабатывают в сумме около 92% всей тепловой энергии региона. Именно применительно к ним и следует в первую очередь выявлять возможный потенциал энергосбережения и рассматривать мероприятия по его последующей реализации. Речь может идти об энергосбережении по трем основным направлениям: на источниках тепловой энергии (ТЭЦ и котельных), при транспортировке тепловой энергии по тепловым сетям и при ее потреблении конкретными пользователями.

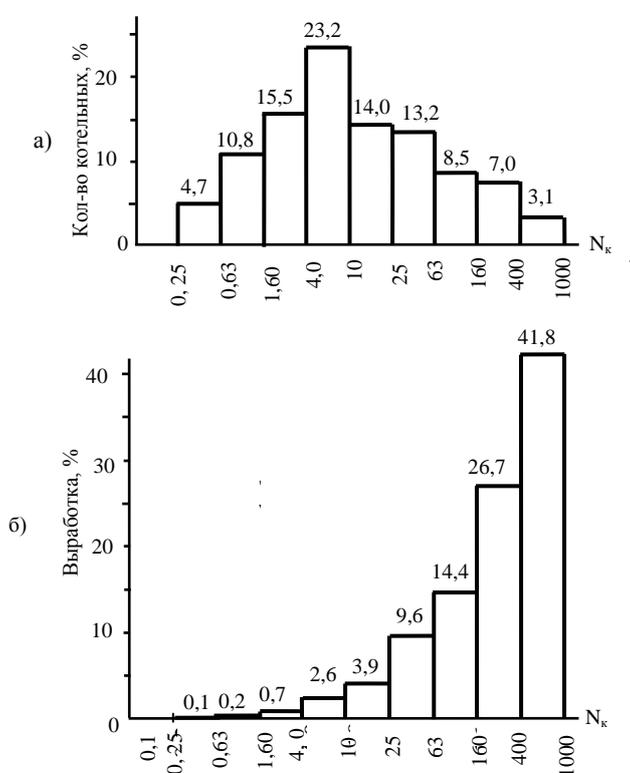


Рис.1. Структура котельных Мурманской обл. по мощности (а) и вырабатываемой на них тепловой энергии (б)

Энергосбережение на источниках теплоснабжения. При рассмотрении этого направления следует отметить, что оборудование ТЭЦ и котельных Мурманской обл. представлено паровыми и водогрейными агрегатами, изготовленными в основном в 1960-1980-х гг. При мощности 10 Гкал/ч и выше котлы имеют довольно высокий коэффициент полезного действия – около 87-92%. Современные зарубежные котельные агрегаты, которые можно

рассматривать в качестве эталона, превышают показатели КПД наших отечественных аналогов, как правило, не более чем на 2-5%. Учитывая, что основным видом топлива котельных Мурманской обл. является высококалорийное топливо мазут (83% в топливном балансе), потенциал его экономии при производстве тепловой энергии оказывается весьма ограниченным. Поэтому при сохранении существующего топливного баланса региона с определяющей долей мазутного топлива значительных улучшений в показателях выработки тепловой энергии на источниках теплоснабжения ожидать не следует.

Энергосбережение в тепловых сетях. Длина всех трубопроводов тепловых сетей в Мурманской обл. за последние пять лет сократилась на четверть и составляет около 1100 км в двухтрубном исчислении. Распределение трубопроводов по диаметрам за этот период не претерпело существенных изменений. Наибольшую протяженность имеют тепловые сети с диаметром менее 200 мм (60% от общей длины всех сетей), наименьшую – с диаметром более 400 мм (10%). Согласно материалам статистической отчетности, потери тепловой энергии в тепловых сетях находятся на уровне 9-11% и в последние годы имеют тенденцию к снижению (рис.2), в том числе за счет налаживания должного учета за расходом тепловой энергии (установки счетчиков у потребителей).

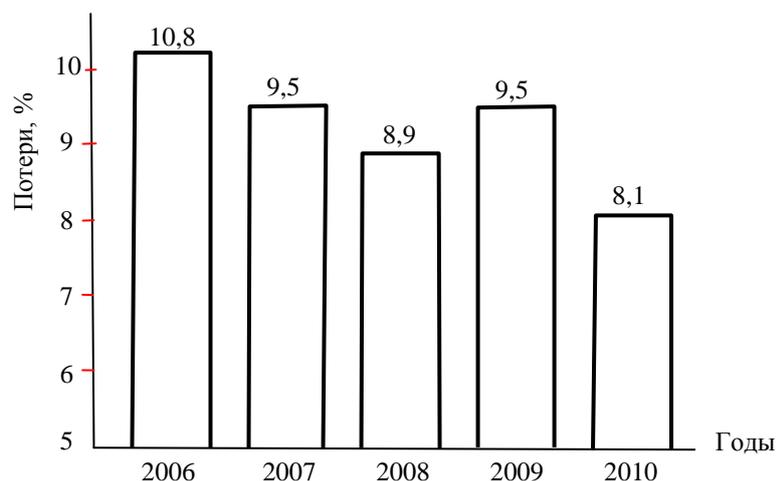


Рис.2. Потери тепловой энергии в тепловых сетях Мурманской обл.

Вместе с тем, если за отправную точку брать нормированные потери, определяемые по нормам СНиП, то оказывается, что отчетные потери значительно превышают нормированный уровень, и в регионе имеется значительный потенциал для энергосбережения в этой сфере (рис.3). Все дело в техническом состоянии трубопроводов тепловых сетей, которое характеризуется удельным весом сетей, нуждающихся в замене. В последние 5 лет доля таких сетей сохранялась примерно на одном уровне – около 19-21%.

В регионе проводится работа по замене старых износившихся тепловых сетей (около 25-30 км ежегодно). Однако этого недостаточно, огромный потенциал энергосбережения остается невостребованным (рис.3). Назрела явная необходимость в ускорении работ по перекладке тепловых сетей и их одновременной модернизации.

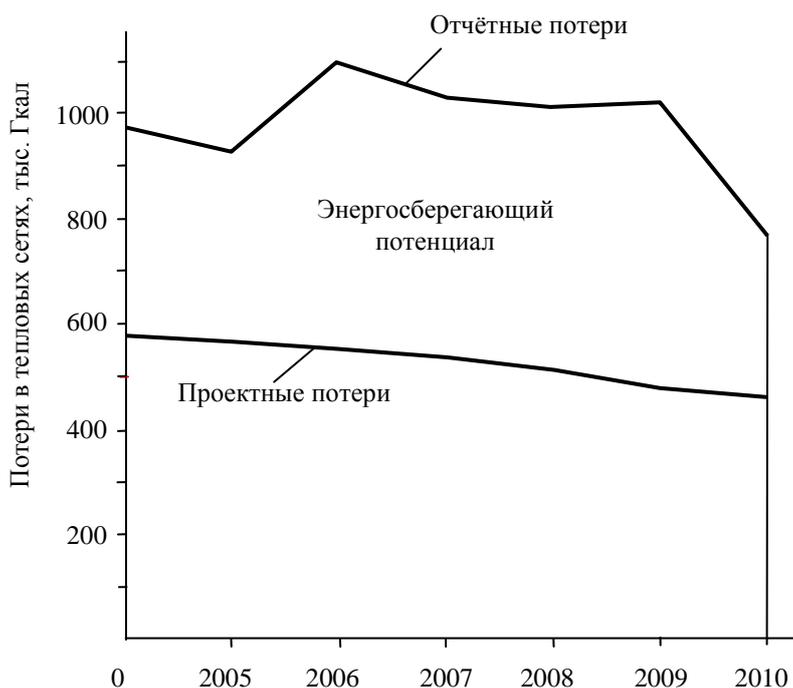


Рис.3. Потери тепловой энергии и энергосберегающий потенциал в тепловых сетях Мурманской обл.

При существующей длине тепловых сетей около 1000 км (в двухтрубном исчислении) темпы перекладки за период 2005-2010 гг. составили всего 32 км в год. Это не позволяет переломить ситуацию в сторону снижения тепловых потерь в среднесрочной перспективе (кривая 1 на рис.4) даже при условии применения труб с теплоизоляцией, выполненной по самой современной технологии. При низких темпах перекладок возрастает протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене.

В Стратегии развития энергосбережения в Мурманской обл. предлагается для реализации существующего энергосберегающего потенциала увеличить темп перекладок тепловых сетей примерно до 100 км в год (в 3 раза выше по сравнению с существующим) [1]. Это позволит за 10 лет (к 2024 году) снизить потери и довести их до необходимого проектного уровня (кривая 3 на рис.4). Однако следует отметить, что столь высокие темпы перекладки могут привести к тому, что уже через 4-5 лет можно подойти к замене участков сетей, еще не отслуживших свой нормативный срок эксплуатации. Преждевременная замена сетей повлечет неоправданные финансовые затраты. Представляется более приемлемым компромиссный средний вариант (кривая 2 на рис.4), при котором темпы перекладки тепловых сетей повышены не втрое, а вдвое – до 64 км в год. Это чуть больше, чем требуется при нормальной эксплуатации сетей, но за счет этого можно выйти из режима отставания в перекладке тепловых сетей, имеющего место в настоящее время, и постепенно к 2030 г. достичь требуемых проектных показателей потерь.

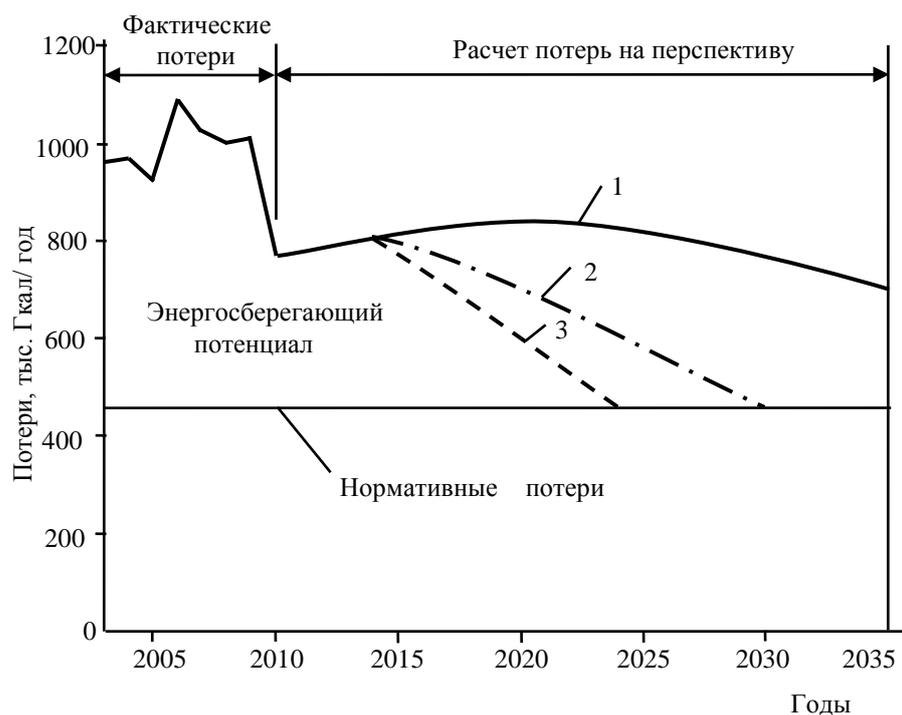


Рис.4. Варианты возможной реализации энергосберегающего потенциала в тепловых сетях Мурманской области:

1 – при существующих темпах перекладки тепловых сетей (около 30 км/год); 2 – при темпе перекладки 64 км/год; 3 – при ускоренной перекладке (100 км/год)

Энергосбережение в жилищной сфере. Жилищная сфера Мурманской обл. располагает значительным потенциалом энергосбережения, в первую очередь, в системе отопления. Средний показатель удельного расхода тепла на отопление жилых зданий составляет 0.21-0.22 Гкал/м² в год. Он остается высоким и превышает нормативное значение на 44%. Учитывая, что городское население в Мурманской обл. составляет 91.2%, энергосбережение в жилищной сфере должно стать одним из приоритетных направлений.

Реализация потенциала энергосбережения в системе отопления многоквартирных домов связана с тремя основными направлениями: учетом тепловой энергии на нужды отопления, наладкой систем отопления для оптимального распределения теплоносителя и повышением теплозащитных характеристик зданий. Решение этих задач требует больших капитальных вложений на приведение в нормальное состояние систем инженерного обеспечения, улучшение теплозащитных характеристик домов, в том числе утепление фасадов зданий.

В системе горячего водоснабжения потенциал энергосбережения составляет 10-15%. В сравнении с другими регионами показатель не очень высокий, тем не менее и этот резерв заслуживает внимания, так как может быть в значительной степени реализован с относительно небольшими затратами.

В целом для решения задачи повышения энергоэффективности в жилищной сфере необходимо:

- повысить требования к теплозащитным характеристикам зданий при новом строительстве;
- увеличить темпы капитального ремонта ветхого и аварийного жилья;
- провести утепление фасадов зданий;
- завершить оснащение домов и индивидуальных пользователей приборами учета тепловой энергии, электроэнергии, холодной и горячей воды;
- продолжить оснащение домов автоматизированными узлами регулирования параметров теплоносителя;
- модернизировать освещение внутри подъездов.

Реализация комплекса перечисленных энергосберегающих мер должна осуществляться на всех стадиях существования жилых зданий: при новом строительстве, при их текущей эксплуатации и при капитальном ремонте.

Энергосбережение в бюджетной сфере. На эту сферу в Мурманской обл. приходится примерно 10% общего потребления электроэнергии и 12% потребления тепловой энергии. Количество потребленной тепловой энергии за год на объектах, финансируемых из бюджетов всех уровней, составляет около 1135 тыс. Гкал.

На первом этапе работ в области энергосбережения необходимо повысить эффективность энергопотребления в бюджетных организациях областного и муниципального уровней, в первую очередь на объектах социальной сферы. Эта часть бюджетной сферы потребляет порядка 280 тыс. Гкал в год тепловой энергии при этом потенциал энергосбережения только по теплу составляет 25-27% от уровня годового потребления.

Работы по энергосбережению должны включать внедрение энергосберегающих мероприятий и технологий, а также принятие организационных мер:

- проведение энергетических обследований и паспортизация объектов бюджетной сферы;
- формирование нормативных требований по минимальному уровню энергоэффективности объектов бюджетной сферы, прошедших капитальный ремонт;
- внедрение в систему государственных закупок требований по параметрам энергоэффективности к изделиям и оборудованию, потребляющему энергоресурсы;
- реализацию в регионе пилотных проектов «Энергоэффективная школа», «Энергоэффективный детский сад», «Энергоэффективное лечебное учреждение»;
- формирование правовых основ развития рынка энергосервисных услуг и создание условий для реализации энергосервисных контрактов по внедрению энергосберегающих мероприятий в бюджетной сфере.

Энергосбережение за счет использования возобновляемых источников. Это направление энергосбережения представляет интерес для потребителей, расположенных в прибрежных районах Баренцева и Белого морей, где имеет место повышенный потенциал ветра (рис.5). В их числе не только небольшие удаленные потребители, такие как метеостанции, маяки, пограничные заставы, объекты Северного флота, но и достаточно крупные населенные пункты –

Островной, Териберка, Североморск, Полярный, Снежногорск, Заозерск и др. Численность населения в некоторых из них достигает десятков тысяч человек, и источники теплоснабжения имеют мощность, измеряемую в десятках и сотнях Гкал/ч.

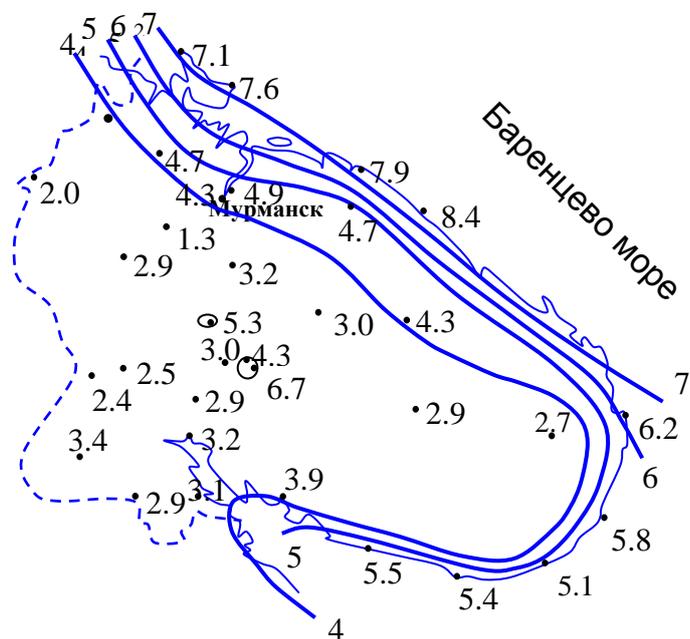


Рис.5. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

Вблизи многих из числа перечисленных населенных пунктов складываются благоприятные предпосылки для эффективного использования ветровой энергии на нужды теплоснабжения [2-4]. Они обусловлены тем, что в зимнее время скорости ветра заметно выше, чем летом. Сезонный максимум потребности в энергии со стороны потребителя совпадает с максимумом ее поступления от ветроэнергетических установок (ВЭУ). Применение ВЭУ позволит превратить ветер из климатического фактора, определяющего повышенные теплотери, в полноценный источник энергии, обеспечивающий именно в ветреные периоды активное поступление энергии на нужды отопления.

Следует отметить, что при использовании энергии ветра на нужды отопления не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой ВЭУ. Некритичным становится основной недостаток ветровой энергии – непостоянство во времени. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ могут сглаживаться за счет аккумулирующей способности самой системы теплоснабжения, которая инерционна. Более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравняться за счет аккумулирующей способности отапливаемых зданий.

При совместной работе котельной и ВЭУ часть графика отопительной нагрузки, насколько это возможно, будет покрываться от ветроустановки, а остальное – от котельной.

Поскольку в периоды с сильным ветром ВЭУ может не только полностью обеспечить потребности в тепле, но иногда создавать большие избытки энергии, то был изучен вопрос об использовании этих избытков с помощью теплоаккумулирующих устройств [5]. За счет применения аккумуляторов тепла может быть исключены «холостые сбросы» ветровой энергии и сэкономлено дополнительно около 10% органического топлива. Таким образом, внедрение тепловых аккумуляторов при использовании энергии ветра в условиях побережья Кольского п-ова может рассматриваться как дополнительное энергосберегающее мероприятие. Расчеты показали, что в ветровых условиях прибрежных районов Кольского полуострова использование энергии ветра на нужды теплоснабжения позволит экономить от 30 до 70% привозного органического топлива.

Выводы

1. В Мурманской обл. для теплоснабжения потребителей в основном используется мазут (84%), сжигание которого обеспечивает возможность поддержания КПД теплоэнергетических установок на уровне 87-92%. Представляется маловероятным дальнейшее повышение показателей выработки тепловой энергии на действующих источниках теплоснабжения.

2. В регионе назрела необходимость ускорения работ по перекладке тепловых сетей и их одновременной модернизации, что может позволить на 30-40% снизить потери в тепловых сетях.

3. Оптимальные темпы перекладки тепловых сетей могут составлять около 60 км в год, что позволит выйти из существующего режима отставания в перекладке сетей и постепенно (к 2030 г.) достигнуть требуемых проектных показателей потерь.

4. Потребление тепловой энергии на отопление жилых и общественных зданий в настоящее время превышает нормативные значения на 30-40%. Для повышения энергоэффективности в жилищной сфере необходимо наладить жесткий учет за расходованием тепловой энергии, оптимизировать тепловые сети с точки зрения оптимального распределения теплоносителя и повысить теплозащитные характеристики зданий.

5. Целесообразна дальнейшая проработка вопроса о применении ветроэнергетических установок в районах с повышенным потенциалом энергии ветра (вблизи побережья Баренцева и Белого морей). Учитывая зимний максимум интенсивности ветра в этих районах, применение ВЭУ может позволить экономить 30-50% и более сжигаемого органического топлива.

Литература

1. Стратегия развития энергосбережения в Мурманской области / Министерство энергетики и ЖКХ. Мурманск, 2009.
2. Использование ветра в районах Севера / В.В.Зубарев, В.А.Минин, И.Р.Степанов. Л.: Наука, 1989. 208 с.
3. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области / В.А.Минин и др. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2006. 73 с.

4. Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей Европейского Севера / В.А.Минин, А.В.Бежан. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2009. 56 с.
5. Бежан А.В. Математическое моделирование комплекса, состоящего из котельной, ветроустановки и теплового аккумулятора // Труды Кольского научного центра. Энергетика. 2012. № 1/2(8), вып. 4. С.123-128.

Сведения об авторах

Минин Валерий Андреевич

заведующий лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

эл. почта: minin@ien.kolasc.net.ru

УДК 332.146: 620.9 (470.21)

В.В.Победоносцева

ОБ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Аннотация

Исходя из опыта разработки и реализации проектов энергосбережения, автор рассматривает вопросы их инвестиционной привлекательности с позиций взаимоотношений потребителей и производителей тепловой энергии на примере города Апатиты Мурманской обл., участвовавшего в реализации пилотного проекта «Энергоэффективный квартал».

Ключевые слова:

инвестиции, энергия, эксергия, энергоэффективность, энергосбережение, энергоёмкость, тариф, задолженность, жилищно-коммунальное хозяйство, энергосервисный контракт

V.V.Pobedonostseva

TO A QUESTION ABOUT THE INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF ENERGY EFFICIENCY PROJECTS

Abstract

Based on the experience in the development and implementation of energy efficiency projects, the author examines their investment appeal from the position relationship of consumers and producers of heat energy by the example of Apatity, Murmansk region, who participated in a pilot project on "Energy quarter".

Keywords:

investment, energy, exergy, energy efficiency, energy saving, tariff, debit, housing and utilities, energy service contract

Высокая энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) в России обусловлена не только технологическим отставанием и расточительностью, но и объективными факторами, такими как сложившаяся энергоёмкая структура экономики, протяженные транспортные коммуникации, холодный климат

в большей части территории. Исходя из этого, Государственной программой энергосбережения и повышения энергетической эффективности [1] прогнозируется снижение энергоемкости ВВП на 26.5% за счет структурных преобразований в экономике и на 13.5% за счет организационно-технических мероприятий по энергосбережению.

В вышедшем в ноябре 2012 г. отчете Американского совета по энергоэффективной экономике (American Council for an Energy-Efficient Economy, ACEEE) указано, что текущий объем энергопотребления в США можно снизить на 22%, если отказаться от подхода к энергоэффективности с точки зрения отдельных устройств и приборов, например автомобиля или холодильника. Требуется мышление категориями сложных систем (городов, транспортных систем и других сетей) [2].

Стимулирование энергосбережения в России путем повышения цен на энергоносители до уровня мировых вряд ли оправдано, поскольку может затормозить процесс модернизации экономики, ведь в условиях глобализации экономическая взаимозависимость и место в мировом разделении труда определяется технологической дифференциацией стран, а максимизация прибыли ТНК обеспечивается переливом капитала с учётом межгосударственных различий (стоимости труда, энергии и сырья) и монопольным эффектом от внедрения новых продуктов и технологий. Например, получив доступ к относительно дешевым источникам энергии путем наращивания добычи сланцевого газа, США смогут модернизировать собственную промышленность и вернуть на свою территорию часть производства, выведенного в Азию.

Более перспективным представляется налоговый способ стимулирования энергосбережения, т.е. включение в себестоимость продукции только обоснованных (энергоаудит) затрат на топливно-энергетические ресурсы, а избыточное потребление энергии относить на счет прибыли [3].

В СССР энергосберегающая политика строилась на расчетах физических (натуральных) показателей экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), поскольку был один бенефициар – общество (государство), а в условиях рыночных отношений ключевыми являются финансовые показатели потенциальных выгодоприобретателей, иногда имеющих разнонаправленные векторы интересов. 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.

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 путем проведения активной политики энергосбережения и перехода на возобновляемые источники энергии (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.

При этом надо иметь в виду, что технические и технологические решения в области энергосбережения для производителей и потребителей энергии давно известны и апробированы, а вот финансово-экономические процессы требуют серьезного исследования, в том числе с учетом инфраструктурной специфики территории и качества проводимого энергоаудита в части обоснования окупаемости предлагаемых мероприятий энергосбережения. В настоящее время лишь немногие организации, прошедшие энергетическое обследование объектов и указавшие на высокую прибыльность предложенных ими энергосберегающих мероприятий, готовы реализовать свои же предложения на основе энергосервисного контракта.

Не случайно, при оценке технически эффективных мероприятий потенциальные инвесторы разделяют экономически целесообразные и финансово привлекательные путем сравнения затрат и выгод от реализации этих мероприятий [4]. 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 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 не обязательно может быть получена каким-либо конкретным потребителем энергии или обеспечивать привлекательный уровень дохода для частного инвестора. Делать такие инвестиции стоит в интересах главного выгодоприобретателя – государства, но для индивидуальных инвесторов они не целесообразны. Причем в эту сферу разумно привлекать иностранные инвестиции, поскольку потребители – страны-инвесторы 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, помимо повышения энергоэффективности (учитывается через ставку дисконтирования для инвестора), зависит от первоначальных капитальных затрат, возможных дополнительных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание для достижения экономии энергии, а также альтернативных возможностей 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.

Теплоснабжение города Апатиты Мурманской обл. осуществляется от единственного в городе источника – Апатитской ТЭЦ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АТЭЦ). Основным и резервным видом топлива является уголь. В 2009 г. объем производства тепловой энергии на АТЭЦ составил 1083 тыс. Гкал,

при этом потребление жилищно-коммунального сектора города составило 674 тыс. Гкал (62.2%), а на нужды промышленности отпущено 409 тыс. Гкал (37.8%). Анализ потребления топливно-энергетических ресурсов в городе показывает, что за последние годы произошло существенное изменение структуры тепловых и электрических нагрузок. Наиболее значительный спад потребления электроэнергии произошел в промышленном секторе – 18%, в то время как в жилом фонде – 11% и нежилом – 10.6%. Потенциал энергосбережения по тепловой энергии составляет 14.7% [5].

На протяжении последних 20 лет в г.Апатиты уделялось значительное внимание вопросам энергосбережения, в том числе обучению школьников, а также реализации ресурсосбережения учреждениями бюджетной сферы на основе перехода от расчетного теплопотребления к фактическому, поскольку в этом случае был понятен основной выгодоприобретатель – дотационный бюджет муниципального образования.

Интересен опыт Кольского научного центра (КНЦ) РАН, теплопотребление объектов которого составляло к началу 1990-х годов до 10% потребления всего города Апатиты и который снизил расход энергии более чем в два раза за счет организационных, организационно-технических (переход от расчетного теплопотребления к фактическому, ремонт кровель, установка стеклопакетов, дверей и тамбуров, оптимизация работы приточной вентиляции) и собственно энергосберегающих мероприятий (затратных): установка клапанов с суточным циклом регулирования; организация недельного цикла регулирования (в рабочие и в выходные дни); отказ от центрального горячего водоснабжения и переход на местные электроводонагреватели [6].

В городе Апатиты имеется также опыт точечного (локального) внедрения энергоэффективных проектов с привлечением инвестиций Северной экологической финансовой корпорации (NEFCO) на принципах паритетного софинансирования (50% в качестве «условного гранта») с обязательством образования револьверного фонда (револьверное кредитование за счет достигнутой экономии от энергосберегающих проектов). В период с 2000 по 2007 г. при помощи Кольского центра энергетической эффективности (КЦЭЭ) были реализованы три проекта, однако только в 2006 г. был разработан механизм возврата внебюджетных финансовых средств, который позволил трансформировать образовавшуюся в период 2001-2004 гг. задолженность города Апатиты в размере 3200 тыс. руб. в энергосберегающие мероприятия по утеплению контуров зданий муниципальных учреждений. Вступивший в силу Жилищный кодекс РФ существенно изменил отношения между потребителями и поставщиками энергоресурсов, что обусловило необходимость значительной корректировки целевой программы энергосбережения города Апатиты, тем более что изменились и инвестиционные условия NEFCO (переход на процентное кредитование). 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).

В 1990-е годы рассматривались технико-экономические обоснования двух масштабных проектов повышения энергоэффективности теплоснабжения города Апатиты.

Первым проектом предлагалась для подземного размещения в районе г. Апатиты подземная атомная станция теплоснабжения (ПАСТ) с установками РУТА (реакторные установки теплофикационные, работающие при атмосферном давлении), оснащенная реакторами бассейнового типа [7]. Основными факторами, определяющими экономическую эффективность ПАСТ, рассматривались цены на органическое топливо и их соотношение с ценами на ядерное топливо. На практике эти достоинства были продемонстрированы эксплуатацией с 1974 г. Билибинской АТЭЦ, имеющей значительно лучшие, чем тепловые станции, экономические и эксплуатационные показатели. Предполагалось, что ПАСТ обеспечит потребности в тепле жилого района с населением 20-25 тыс. чел., в качестве резервно-пикового энергоисточника ПАСТ будут использованы резервные мощности АТЭЦ. ПАСТ РУТА должна быть встроена в существующую систему теплоснабжения города. Учитывая, что в ПАСТ РУТА сетевая вода может быть подогрета не более чем до 85...88°C, а температурный график отпуска тепла, определяемый существующей теплосетью, предусматривает более высокие температуры сетевой воды, ПАСТ РУТА должна быть предвключенной по отношению к АТЭЦ.

Сотрудники КНЦ РАН, городской администрации и муниципальных теплоснабжающих предприятий провели детальное энергетическое обследование целого микрорайона и предложили варианты масштабного энергосбережения на территории города [8]. Исследование подтвердило возможность успешного осуществления проекта реконструкции системы теплоснабжения микрорайона «Северный» с сокращением общих потерь почти на 50% от суммарного теплоснабжения этого микрорайона. Наибольшую экономию предполагалось получить за счет утепления зданий, обновления внутридомовых систем отопления и горячего водоснабжения, установки средств регулирования и учета расходуемой энергии, а также за счет проведения наладочных работ по стабилизации теплогидравлических режимов в системе теплоснабжения и обновления тепловых сетей, а также за счет ввода дополнительного источника теплоснабжения – межрайонной типовой котельной. Расчет финансово-экономической эффективности проводился на основе предположения о постоянстве действующего тарифа в период реализации проекта.

Оба проекта предусматривали переход на закрытую систему горячего водоснабжения для потребителей соответствующего микрорайона.

Участие города Апатиты в реализации пилотного проекта «Энергоэффективный квартал» и разработка долгосрочной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты с подведомственной территорией» на 2011-2015 гг. позволило органам местного самоуправления изучить опыт других участников проекта и глубже понять проблему распространения полученного опыта реализации хоть и значительных, но все же локальных проектов повышения энергоэффективности, на всю территорию города.

Федеральным законом [9] предусмотрена возможность финансирования инвестиционных проектов организаций коммунального комплекса с использованием утвержденной представительным органом местного самоуправления программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры.

Уровень противоречий между потенциальными выгодоприобретателями (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 [10].

Далеко не все собственники жилых помещений в многоквартирных домах (МКД) готовы принимать участие в энергосберегающих проектах. Причины: во-первых, нежелание 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), поскольку не уверены в получении индивидуальной финансовой выгоды; в-третьих, существующий принцип формирования тарифов естественных монополий, исходя из экономически обоснованных затрат, снижает заинтересованность в экономии. Процессу ресурсосбережения не способствует также постановление Правительства РФ «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», в соответствии с которым в общедомовые нужды (ОДН) включены внутридомовые потери. Вместе с тем, 5%-е софинансирование собственниками жилых помещений расходов на капитальный ремонт МКД, включающий энергосберегающие мероприятия, в рамках Федерального закона [11], показывает перспективность такого решения с постепенным увеличением доли софинансирования собственниками.

В настоящее время в соответствии с законодательством РФ тарифы для поставщиков теплоэнергии в Мурманской обл. формируются по методу экономической обоснованности расходов («затраты плюс») (рис.1).

Апатитская ТЭЦ является естественной монополией и характеризуется убывающей кривой средних издержек по мере роста объемов предоставления товара (обусловлено избыточностью мощности), поэтому потребители не имеют доступа к иному источнику тепла, при росте тарифов они не могут быстро переключиться на альтернативный товар и ограничивать потребление до уровня Q_0 . Однако тепло необходимо для обеспечения жизнедеятельности, поэтому снижение потребления в случае роста тарифов не может быть значительным.

Механизм финансирования инвестиционных проектов энергосбережения является контракт на энергосервис [12, 13]. Обычно идея энергосервисного контракта излагается следующим образом: конечный потребитель энергии уменьшает свое потребление (переход из состояния 1 в состояние 2 на рис.2) за счет мероприятий по энергосбережению (снижение непроизводительных потерь, т.е. повышение эксергии), вследствие чего уменьшается его плата P за потребленный энергоресурс, а оплата расходов подрядчика – энергосервисной компании (ЭСКО) на проведение мероприятий по энергосбережению возмещается потребителем за счет сохранения на прежнем уровне его платы на срок действия контракта (рис.1).

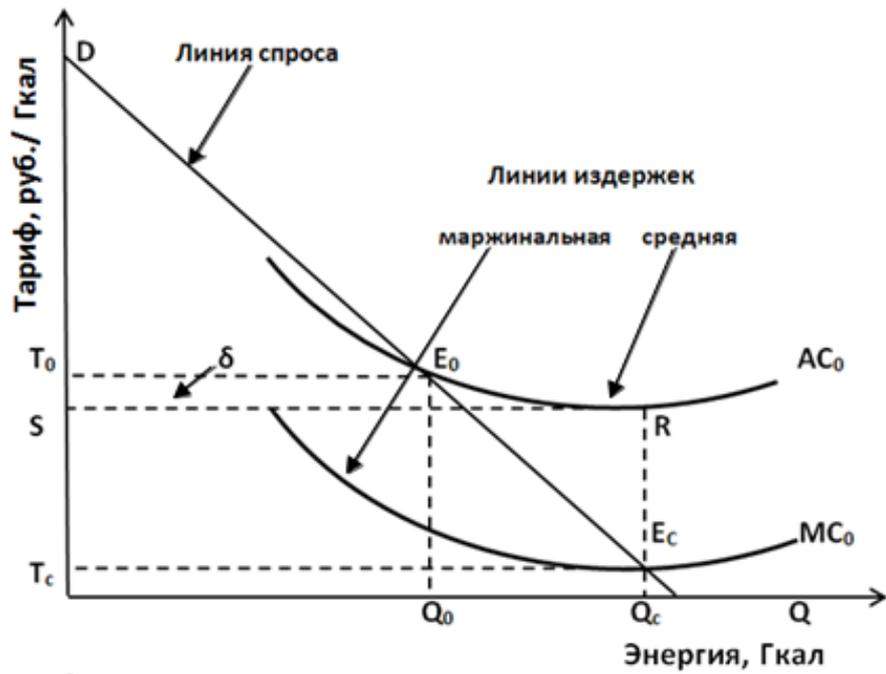


Рис.1. Тариф «затраты плюс»: AC – average cost (средние издержки); MC – marginal cost (маржинальные/предельные издержки)

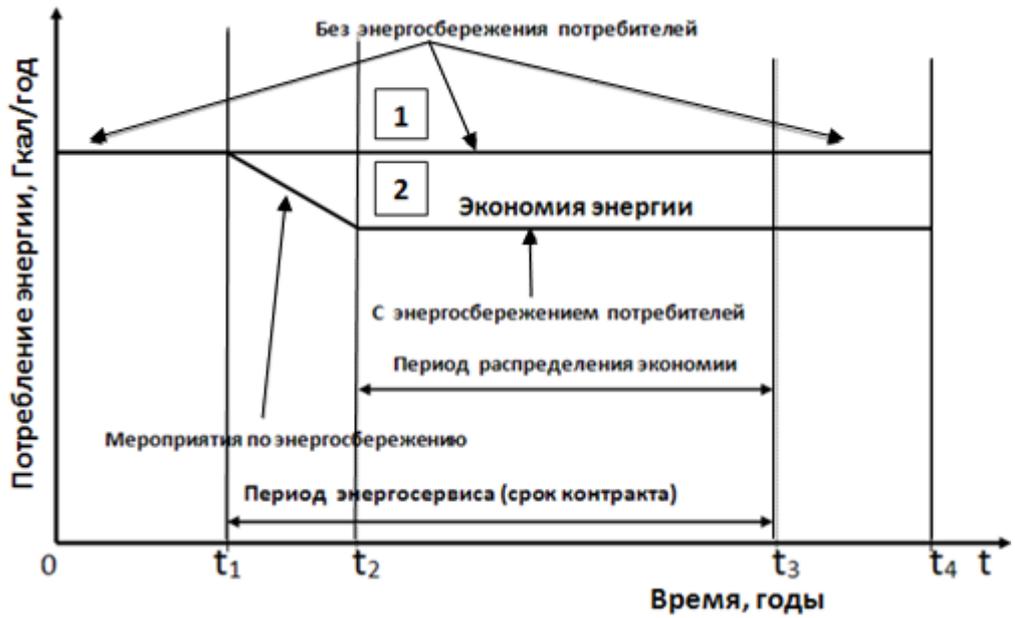


Рис.2. Энергосервисный контракт, потребление энергии

Как правило, при заключении энергосервисного контракта предполагается, что тариф T на тепловую энергию Q не изменяется в пределах регулируемого периода (рис.3), т.е. $dT/dQ=0$, а в последующие регулируемые периоды изменяется (возрастает) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (тангенс угла наклона графика на рис.3), т.е. $dT/dQ = \text{const}$. Однако это справедливо только для локальных проектов, поскольку кривая издержек (рис.1) в этом случае может быть аппроксимирована прямой, параллельной оси абсцисс (рис.4).

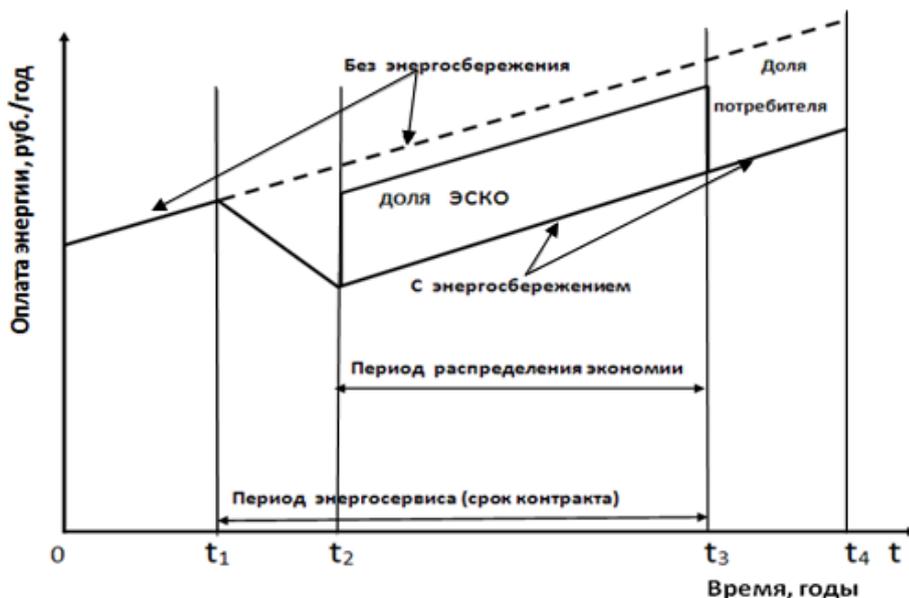


Рис.3. Энергосервисный контракт, оплата потребления энергии

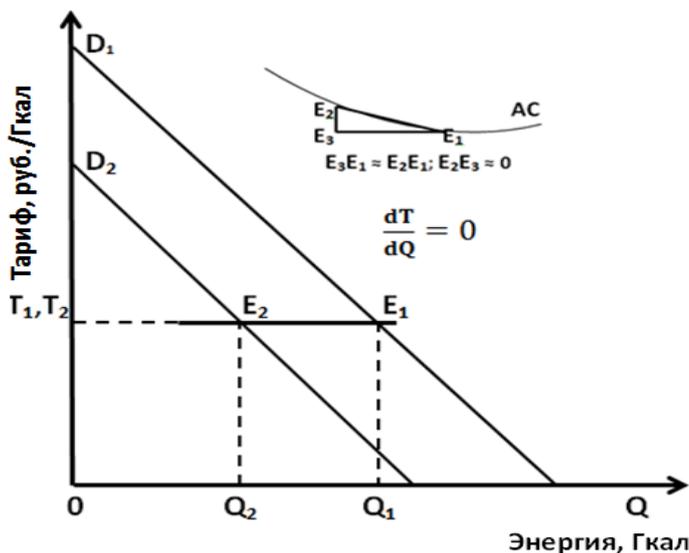


Рис.4. Локальный контракт. Кривая издержек аппроксимируется прямой линией E_2E_1 , параллельной оси абсцисс

Поскольку размер платы за теплоэнергию определяется как произведение количества потребленной энергии на величину тарифа $P = Q \cdot T$, этому случаю при 50% экономии потребления на рис.5 будет соответствовать P_1 , а финансовая экономия потребителей соответственно $\Delta P_1 = P_0 - P_1$.

Для масштабных проектов необходимо рассмотреть ситуацию в системе потребитель-производитель (PCO – ресурсоснабжающая организация, в т.ч. сетевая) (рис.6, 7).

Ситуация, показанная на рис.6, может возникать в условиях быстрого экономического роста, когда PCO не успевает ввести в действие новые генерирующие мощности вслед за растущим спросом. В этих условиях энергосбережение потребителей (уменьшение спроса), так же как и уменьшение издержек PCO, влечет снижение тарифа (P_4 на рис.5).

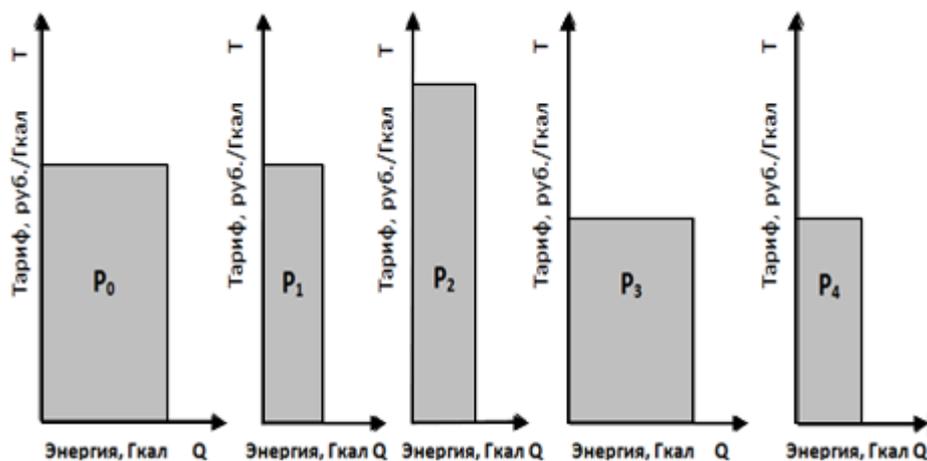


Рис.5. Изменение платы потребителей теплоэнергии при различных вариантах энергосбережения

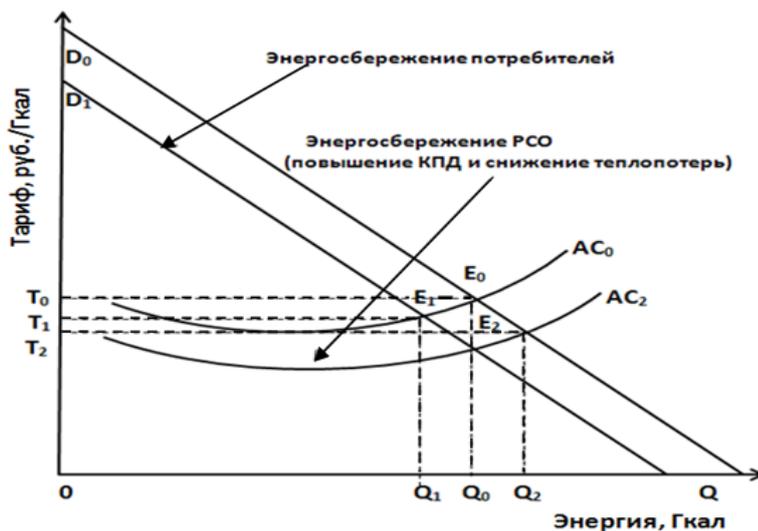


Рис.6. Масштабный контракт. Работа в условиях экономического роста

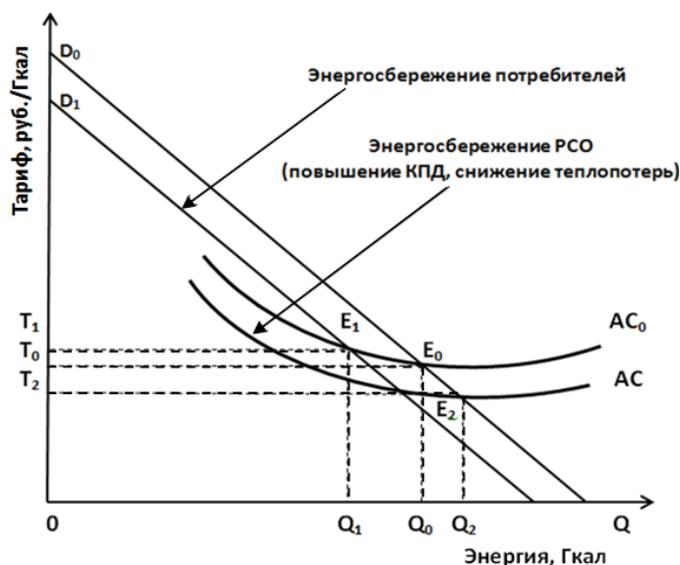


Рис.7. Масштабный контракт. Работа PCO в режиме избыточной мощности

Из рис.7 следует, что при энергосбережении (уменьшении издержек) PCO тариф будет снижаться до тарифа P_3 (рис.5), а при энергосбережении потребителей (уменьшении спроса) – повышаться до тарифа P_2 (рис.5). Разумеется, при энергосбережении потребитель получит финансовую выгоду, однако при оценке финансовой привлекательности инвестиционных проектов это обстоятельство следует учитывать, поскольку для реализации энергосберегающих проектов требуется понести финансовые затраты, следовательно такие проекты могут из финансово привлекательных стать лишь экономически привлекательными (экономия топлива), тем более при проведении энергосберегающих мероприятий на территории малых поселений.

Выводы

1. В условиях рыночных отношений уровень активности процесса энергосбережения определяется результирующей разнонаправленных векторов интересов потенциальных выгодоприобретателей.
2. Целесообразно распространить механизм энергосервисного контракта на все энергосберегающие мероприятия, направленные на увеличение эксергии системы производитель-потребитель энергии.

Литература

1. Государственная программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р) // Российская газета. 2011. 25 янв.
2. Интеллектуальная энергоэффективность: прощание с дедовскими методами // ЭСКО: электрон. журн. энергосервисной компании «Экологические системы». 2012. № 9, сент. Режим доступа: http://esco.co.ua/journal/2012_9/art179.htm

3. Томск. Предложения по внесению изменений в Закон «Об энергосбережении ...» / М.И.Яворский, В.М.Логинов // ЭСКО: электрон. журн. энергосервисной компании «Экологические системы». 2012. № 9, сент. Режим доступа: http://esco-ecosys.narod.ru/2012_9/art27.htm.
4. Энергоэффективность в России: скрытый резерв: отчет группы Всемирного банка (в сотрудничестве с Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). 2010. 164 с.
5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты с подведомственной территорией на 2011-2015 годы: долгосрочная целевая программа. Режим доступа: <http://www.apatity-city.ru/laws/7520/>.
6. Опыт энергосбережения и повышения энергоэффективности теплоснабжения Академгородка в г. Апатиты Мурманской области: анализ. записка / Б.В.Ефимов, В.П.Бакшеев, А.М.Клюкин. Апатиты, 2010. 8 с.
7. Создание подземной АСТ с реакторной установкой РУТА для теплоснабжения г.Апатиты Мурманской области: технико-эконом. докл. / ГоИ КНЦ РАН, НИКИЭТ, ВНИПИЭТ. Апатиты – М. – С.-Пб., 1992. 133 с.
8. Техничко-экономическое обоснование проекта реконструкции системы теплоснабжения микрорайона «Северный» г.Апатиты с целью повышения эффективности энергоиспользования: отчет (науч. рук. – д.т.н. Л.Д.Криворуцкий) / ИФТПЭС КНЦ РАН. Апатиты, 1998. 115 с.
9. Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса: федер. закон // Российская газета: федер. вып. 2004. № 3669, 31 дек.
10. Победоносцева В.В. Механизмы финансирования инвестиционных программ субъектов коммунальной энергетики // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2012. № 1(8), вып. 4. С. 92-102.
11. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федер. закон // Российская газета: федер. вып. 2009. № 5050, 27 нояб.
12. О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис: постановление Правительства РФ // Собрание законодательства РФ. 2010. № 34, 23 авг. Ст. 4488.
13. О Фонде содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства: федер. закон РФ // Собрание законодательства РФ. 2007.

Сведения об авторах

Победоносцева Вероника Валерьевна

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. 21-А
эл. почта: pobedonosceva@ien.kolasc.net.ru

УДК 620.92

А.М.Клюкин

РОЛЬ ЦЕЛЕВЫХ ИНДИКАТОРОВ В РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ГОРОДА АПАТИТЫ

Аннотация

Показаны цели и задачи долгосрочной целевой программы (ДЦП) по энергосбережению в муниципальном образовании г.Апатиты. Приведены первые результаты исполнения ДЦП в муниципальном жилом фонде.

Ключевые слова:

энергосбережение, повышение энергетической эффективности, муниципальное образование, удельные показатели энергопотребления

A.M. Klyukin

ROLE OF TARGET INDICES IN IMPLEMENTATION OF ENERGY CONSERVATION PROGRAM IN APATITY

Abstract

The goals and objectives of energy conservation long-term program in Apatity municipality are shown. The first results of program implementation for municipal housing are given.

Keywords:

energy conservation, increasing energy efficiency, municipality, specific indices of energy consumption

На встрече с работниками горно-обогатительного комбината «Апатит» 6 апреля 2012 г. во время визита в Мурманскую обл. президент России Д.А.Медведев сказал: «...У нас с энергоэффективностью все довольно плохо и в стране, и на отдельных предприятиях, и в жилищно-коммунальном хозяйстве. Нам обязательно нужно этому уделять самое существенное внимание...» [1].

Последние годы проблема энергосбережения в России поднята на президентский уровень и фактически позиционирована как приоритетная цель национальной экономики. Президент России в 2008 г. в одном из первых своих указов «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» отметил, что энергосбережение является приоритетной задачей модернизации экономики страны, и определил амбициозную цель – обеспечить 40% снижения энергопотребления к 2020 году [2].

В конце сентября 2009 г. по итогам совместного заседания Комиссии при Президенте РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России и Президиума Совета при Президенте РФ по науке, технологиям и образованию были утверждены шесть проектов по энергоэффективности и энергосбережению:

- «Считай и плати» (связан с установкой приборов учета, которые позволят людям, занимающимся энергосбережением, платить меньше тех, кто этим не будет заниматься);
- «Новый свет» (связан с заменой световых приборов);
- «Энергоэффективный квартал» (связан с модернизацией целых микрорайонов и небольших городов, с тиражированием этого опыта в последующем на всю территорию страны);

- «Энергоэффективный социальный сектор» (энергоэффективные технологии и мероприятия в государственных учреждениях, прежде всего в поликлиниках, школах и больницах);

- «Комплексная малая энергетика» (замена неэффективных старых технологий теплоснабжения на новые небольшие объекты, связанные с применением газовых турбин);

- «Альтернативная энергия» (инновационные, прорывные проекты, в том числе связанные со сверхпроводимостью, использованием биотоплива, дополнительно будут проработаны вопросы по солнечной энергетике и по водородной энергетике) [3].

В своем Послании Федеральному Собранию 2009 г. Президент РФ обозначил пять основных стратегических направлений развития России, среди которых модернизация энергетики и повышение энергоэффективности [4].

Самым значительным событием в государственной политике энергосбережения последних лет стал подписанный президентом РФ 23 ноября 2009 г. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Закон «Об энергосбережении»), который, безусловно, является существенным шагом на пути энергосбережения. Он содержит важные и даже революционные для нашей экономики нормы, в нем обозначены понятия «*энергосбережение*» – реализация в первую очередь организационных и правовых, а также технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования, и «*энергетическая эффективность*» – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю [5]. С принятием Закона «Об энергосбережении» вырабатываются рыночные механизмы, которые смогут оказывать должное влияние на отношение общества и государства к проблеме повышения эффективности использования энергоресурсов в России и в нашем регионе в частности.

Целью политики государства в данной сфере является жесткое и безусловное достижение намеченных стратегических ориентиров роста энергоэффективности с использованием широкого спектра мер, стимулирующих потребителей энергоресурсов, обеспечивающих структурную перестройку российской экономики в пользу малозергоемых отраслей, сферы услуг и реализацию потенциала технологического энергосбережения.

Усиление роли энергосбережения во всех областях экономики, в том числе и в области предоставления и потребления жилищно-коммунальных услуг, связано с объективной тенденцией повсеместного увеличения спроса на энергетические ресурсы при их недостатке и неэффективном использовании, а также постоянным ростом стоимости энергоносителей. В жилищно-коммунальном хозяйстве на протяжении последних десятилетий поддерживались низкие цены на услуги, в результате чего снизился потенциал энергосбережения в данной отрасли не только в Мурманской обл., но и

по всей России. Федеральным законом «Об энергосбережении» предусмотрено, что во всех муниципальных образованиях должны быть разработаны муниципальные программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которые, с одной стороны, являются инструментом реализации региональных программ, а с другой – определяют основные направления по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в муниципальном образовании.

Постановлением Администрации г.Апатиты от 02.07.2010 г. № 665 в целях оперативного взаимодействия по сопровождению разработки проекта долгосрочной целевой программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты создана рабочая группа. Поскольку несколько ранее – в ноябре 2009 г. был утвержден состав рабочей группы для разработки пилотного проекта «Энергоэффективный квартал», так как г.Апатиты был включен в состав четырех городов (Тюмень, Апатиты, Казань, Воркута), которые выбраны Комиссией при Президенте РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России и Президиума Совета при Президенте РФ по науке, технологиям и образованию в качестве площадки для реализации пилотного проекта «Энергоэффективный квартал». Подготовленные материалы и наработки легли в основу проекта долгосрочной целевой программы. Кроме этого, в программе учтен накопленный опыт реализации действовавших ранее городских целевых программ по энергосбережению.

При подготовке проекта программы в качестве основных были поставлены следующие цели:

- обеспечение рационального использования топливно-энергетических ресурсов за счёт реализации энергосберегающих мероприятий на основе внедрения энергоэффективных технологий, повышения энергетической эффективности по всем направлениям деятельности в муниципальном образовании;
- создание правовых, экономических и организационных стимулов энергосбережения и повышения энергетической эффективности в том числе за счет создания благоприятной инвестиционной среды в городе Апатиты;
- обеспечение к 2020 г. жителей муниципального образования коммунальными услугами нормативного качества при доступной стоимости коммунальных услуг и обеспечении надежной и эффективной работы коммунальной инфраструктуры;
- обеспечение снижения к 2020 г. удельных показателей энергоёмкости и энергопотребления экономики и организаций на 40%, создание условий для перевода экономики и бюджетной сферы города Апатиты на энергосберегающий путь развития.

Для реализации указанных в программе целей и с учётом имеющейся бюджетной и социальной нагрузки на органы местного самоуправления определены следующие основные направления реализации программных мероприятий:

- энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилищном фонде;
- энергосбережение и повышение энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры;
- энергосбережение и повышение энергетической эффективности в бюджетном секторе.

Долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты с подведомственной территорией» на 2011-2015 годы утверждена постановлением Администрации г.Апатиты от 30.07.2010 г. № 795 [6].

Основной целью муниципальной программы является повышение энергетической эффективности при производстве, передаче и потреблении энергетических ресурсов и оптимизация потребления энергоресурсов всеми группами потребителей за счет снижения к 2020 г. удельных показателей энергоемкости и энергопотребления, создание условий для перевода экономики города и бюджетной сферы на энергосберегающий путь развития. Система важнейших целевых показателей и индикаторов энергосбережения и повышения энергетической эффективности сформирована на основании Указа Президента РФ «Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» [7]. Расчет целевых показателей и индикаторов по муниципальному образованию проводился в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 1225 [8].

Одним из важнейших целевых показателей являются удельные величины потребления энергетических ресурсов в многоквартирных домах и в учреждениях бюджетной сферы (табл.1).

Таблица 1

Целевые показатели энергосбережения по муниципальному образованию г.Апатиты

Индикатор	Базовое значение (2009)	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Энергоемкость валового муниципального продукта (ВМП), кг у.т/тыс. руб.	17.3	13.57	12.78	11.92	11.24	10.59
Динамика энергоемкости ВМП, кг у.т/тыс. руб.	-	-3.73	-0.78	-0.86	-0.69	-0.65
Доля энергоресурсов, расчеты за потребление которых осуществляются на основании показаний приборов учета, %	62.8	72.7	84.8	100	100	100
Удельная величина потребления энергоресурсов в МКД кВт·ч в год/чел. Гкал в год/ м ² л хол. воды/чел. в сут. л гор. воды/чел. в сут.	962	947	942	937	933	928
	0.4	0.395	0.387	0.374	0.362	0.36
	273	265	256	249	241	234
	120	119	118	117	116	115
Доля расходов бюджета на реализацию ДЦП, %	90	27.6	23.5	22.0	22.6	27.1
Удельная величина потребления энергоресурсов в бюджетных учреждениях кВт·ч в год/чел. Гкал в год/ м ² л хол. воды/чел. в сут. л гор. воды/чел. в сут.	2439	2319	2289	2259	2230	2201
	0.35	0.225	0.22	0.215	0.21	0.205
	46.3	44.8	44.6	44.5	44.4	44.2
	220	217	214	212	211	210

Для реализации потенциала энергосбережения и выполнения всех мероприятий программы по всем указанным направлениям необходимы огромные финансовые вложения как за счет бюджетных, так и внебюджетных источников. Согласно оценкам, приведенным в ДЦП, эта величина составляет 2085.7 млн руб. на период до 2015 г. Для сравнения: основные параметры утвержденного городского бюджета на 2012 г. определены в следующих размерах: доходная часть – 1405.2 млн руб., расходная часть – 1513.5 млн руб., т.е. дефицит бюджета составляет почти 15%. На 2011 г. на реализацию комплексных работ по энергосбережению в масштабах города программой предусматривалось финансирование за счет городского бюджета в объеме 135.7 млн руб., внебюджетных источников – 349.6 млн руб. Однако из 95 запланированных мероприятий только 2 получили частичное финансирование, а отдельные мероприятия профинансированы в рамках других программ. Сумма финансирования из городского бюджета составила 232.1 тыс. руб. (оплата по обязательствам 2010 г. за установку 23 светодиодных светильников по ул.Северная). Кроме этого в 2011 г. в рамках ДЦП «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Мурманской области» на 2010-2015 гг. муниципальное образование город Апатиты являлось получателем гранта из областного бюджета на реализацию двух пилотных проектов на сумму 5615.0 тыс. руб. (замена дверных и оконных проемов в ДОУ № 46 и утепление фасада жилого дома по ул.Ленина, 14). Сумма софинансирования из городского бюджета указанных мероприятий составила 295.5 тыс. руб. Таким образом, из предусмотренных программой на 2011 г. финансовых затрат обеспечено лишь около 1%. Учитывая такой низкий уровень финансирования и долю выполненных мероприятий, для успешной реализации поставленных программой задач необходима или поддержка государства в решении данной проблемы, что маловероятно, или активное привлечение средств из внебюджетных источников.

Общая численность проживающих в муниципальном образовании город Апатиты составляет 62591 чел. (2009 г.). Жилой фонд состоит из 405 домов, большую часть которых (71%) составляют дома панельной застройки. Общая площадь жилых помещений – 1450 тыс. м², в среднем на одного жителя приходится чуть более 22 м² общей площади. В основном городской жилой фонд старый, около 70% зданий построены более 30 лет назад (табл.2), изношенность жилищного фонда, в частности крыш, достигает 65%. То же можно сказать и о состоянии инженерных коммуникаций. Капитальный ремонт жилых зданий в большинстве своем не проводился с момента их ввода в эксплуатацию. В настоящее время в городе существует несколько управляющих компаний, однако 80% всех домов находится в управлении одной компании (рис.1).

Таблица 2

Участие УК в управлении городским жилищным фондом по муниципальному образованию г.Апатиты

Управляющая компания	Количество домов	Доля, %
Первая управляющая	17	4.5
Вторая управляющая	6	1.6
Апатиты-Комфорт	308	80.8
Наш дом	13	3.4
Аккорд	20	5.2
Юния	16	4.5

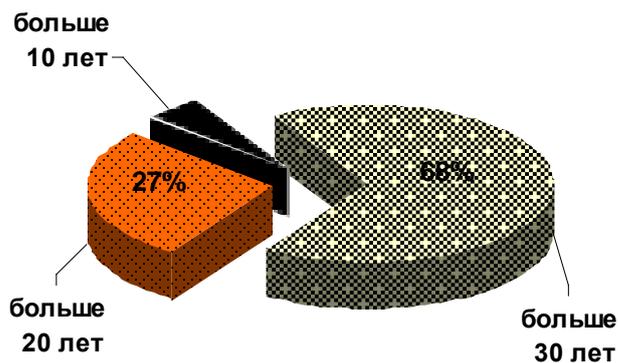


Рис.1. Диаграмма ввода в эксплуатацию жилых зданий

Основные мероприятия по энергосбережению в городском жилом фонде осуществлялись в рамках реализации муниципальных адресных программ по проведению капитального ремонта многоквартирных домов с привлечением средств Фонда содействия реформированию ЖКХ, областного и городского бюджетов, а также средств собственников помещений в МКД. На данный момент работы проведены в 83 многоквартирных домах. Основными видами работ являлись: ремонт и утепление крыши зданий, утепление и ремонт фасада, ремонт и реконструкция внутридомовых инженерных коммуникаций с установкой общедомовых приборов учета потребления энергоресурсов.

Установка приборов учета осуществлялась в рамках муниципальной программы «Адресная программа по поэтапному переходу на отпуск ресурсов (тепловой энергии, горячей и холодной воды, электрической энергии, газа) потребителям в соответствии с показаниями коллективных (общедомовых) приборов учета потребления таких ресурсов на 2009-2011 годы», которая являлась частью одноименной региональной программы. В результате реализации указанной адресной программы, а также других программ, в рамках которых проводилась мероприятия по энергосбережению, по состоянию на начало 2012 г. общедомовые приборы учета были установлены: по учету тепловой энергии – в 131 доме (доля домов с установленными общедомовыми приборами учета по сравнению с 2008 г. возросла с 13.6 до 32.3%), горячей воды – в 77 домах (рост с 0 до 19%), холодной воды – в 88 домах (рост с 3 до 21.7%), электрической энергии – в 129 домах (рост с 3.7 до 31.9%).

Реальным результатом участия одного из многоквартирных жилых домов в адресной городской программе по проведению капитального ремонта стало снижение потребления энергетических ресурсов, что не могло не сказаться на расходах жильцов по оплате коммунальных услуг. Выполнение стандартного комплекса энергосберегающих мероприятий (реконструкция общедомовой системы отопления и горячего водоснабжения, установка автоматизированного узла учета тепловой энергии, утепление кровли и фасада здания, замена оконных блоков в подъездах на стеклопакеты, замена внутридомовой распределительной электросети, осветительной сети подвала и подъездов, установка современных электросчетчиков нового класса точности) позволило оценить через показатели удельных величин потребления энергетических ресурсов результат выполненной работы. Так, за 2010 г. водопотребление составило 84 м³/чел., что в 1.7 раза ниже аналогичного показателя городской

программы по энергосбережению; электропотребление – 863 кВт·ч/м² или на 10% ниже нормируемого показателя; теплотребление – 0.224 Гкал/м² против 0.4 Гкал/м² (рис.2) [9].

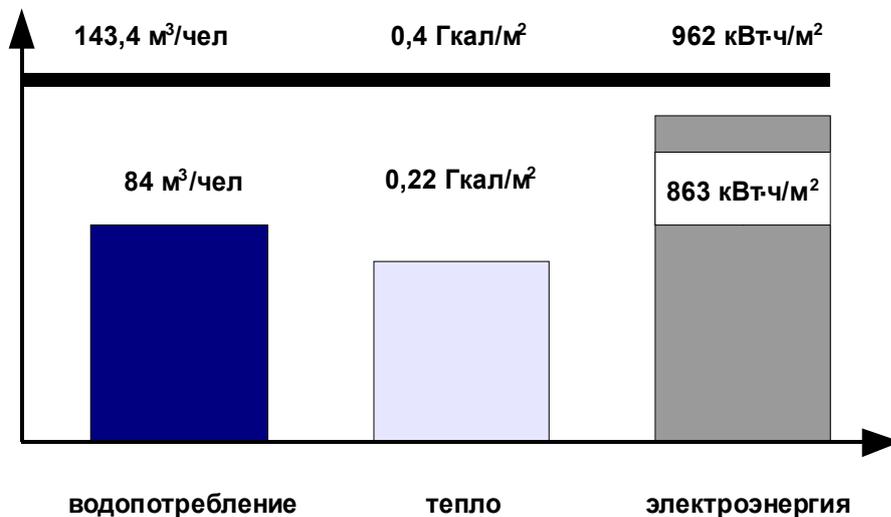


Рис.2. Удельные показатели потребления энергетических ресурсов многоквартирным домом после выполнения капитального ремонта

За последнее десятилетие существенно подорожали услуги ресурсоснабжающих организаций. Более чем в 3 раза выросли тарифы на отопление и электроэнергию, почти в 6 раз – на холодное водоснабжение и водоотведение, в 6.5 раза – на горячее водоснабжение, значительный рост тарифов отмечен в газоснабжении – в 16.5 раза (рис.3, табл.3). По предварительным прогнозам, рост тарифов ожидается и с 1 июля 2013 г. на 15-20%.

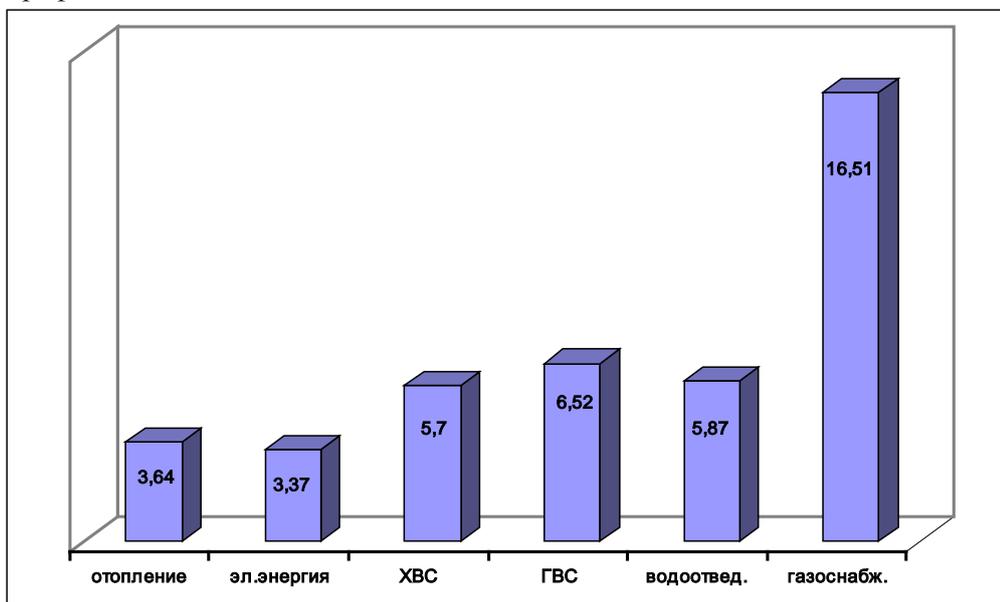


Рис.3. Диаграмма роста тарифов на услуги ресурсоснабжающих организаций

Таблица 3

Тарифы на услуги ресурсоснабжающих организаций
(2013 год – по состоянию на 1 января)

Коммунальная услуга	Отопление, руб/Гкал	Эл. энергия, руб/кВт·ч	ХВС, руб/м ³	ГВС, руб/чел.	Водоотведение, руб/м ³	Газоснабжение, руб/кг
2002 г.	419.3	0.6	2.5	66.14	2.3	3.36
2013 г.	1526.77	2.02	14.25	431.18	13.51	55.46

В заключение хотелось обратить внимание, что потенциал энергосбережения в жилищно-коммунальной сфере может быть оценен при помощи известных статистических данных: в среднем по России расходы на отопление в натуральном выражении составляют 55 кг топлива (условного) на в год, на горячее водоснабжение – 19 кг топлива (условного), т.е. суммарный расход теплоэнергии равен 74 кг на 1 м² площади в год. Для сравнения: в соседних странах Скандинавии суммарный расход тепловой энергии составляет 18 кг у.т., т.е. почти в 4 раза меньше. В муниципальном образовании г. Апатиты в бюджетной сфере на сегодняшний день этот показатель равен 36 кг, а к 2015 г. должен составить 32.8 кг топлива (условного).

Выводы

1. Усиление роли энергосбережения в области предоставления и потребления жилищно-коммунальных услуг является наиважнейшей и приоритетной задачей на ближайшую перспективу.
2. Недостаточный уровень финансового обеспечения предусмотренных долгосрочной целевой программой мероприятий по энергосбережению в 2011-2012 гг. ставит под сомнение выполнение обозначенных целей и задач, достижение запланированных программой целевых показателей.
3. Участие МКД в адресной программе по проведению капитального ремонта многоквартирных домов с привлечением средств Фонда содействия реформированию ЖКХ, областного и городского бюджетов позволило снизить показатели удельных величин потребления энергетических ресурсов.

Литература

1. Отчёт о встрече с работниками горно-обогатительного предприятия «Апатит». Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/news/14955>
2. О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики: указ Президента РФ. Режим доступа: <http://text.document.kremlin.ru/SESSION/PILOT/main.htm>
3. Комментарий помощника президента А. Дворковича по итогам совместного заседания Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики и Президиума Совета по науке, технологиям и образованию. Режим доступа: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?num=3
4. Послание Президента РФ Федеральному Собранию Российской Федерации: [12.11.2009 г.] // Российская газета: федер. вып. 2009. № 5038, 13 нояб.
5. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федер. закон // Российская газета: федер. вып. 2009. № 5050, 27 нояб.

6. Долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в муниципальном образовании город Апатиты с подведомственной территорией» на 2011-2015 годы: [утв. постановлением Администрации города Апатиты от 30.07.2010 № 795]. Режим доступа: <http://www.apatity-city.ru/>
7. Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности: указ Президента РФ. Режим доступа: <http://text.document.kremlin.ru/SESSION/PILOT/main.htm>
8. О требованиях к муниципальным и региональным программам энергосбережения и повышения энергетической эффективности: постановление Правительства РФ. Режим доступа: <http://правительство.рф/gov/results/9298/>
9. Коновалова О.Е. Опыт реализации энергосберегающих мероприятий в многоквартирном жилом доме г.Апатиты // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. №2 (5). С.213-219.

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

УДК 620.311

А.В. Бежан

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ТЕПЛА СТОЧНЫХ ВОД В МНОГОКВАРТИРНЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА АПАТИТЫ)

Аннотация

Исследован вопрос о потенциале тепла сточных вод в многоквартирных жилых зданиях. Представлена динамика их поступления в зависимости от времени суток и дней недели, а также взаимосвязь температуры и расхода сточных вод с потреблением горячей и холодной воды.

Ключевые слова:

утилизация тепла, канализационные стоки

A.V. Bezhan

ASSESSING THE POTENTIAL OF SEWAGE HEAT IN APARTMENT BUILDINGS (FOR EXAMPLE APATITY)

Abstract

The question of the potential of sewage heat in apartment buildings. The dynamics of their admission to the time of day and days of the week, and the relationship of temperature and flow of waste water to the consumption of hot and cold water.

Keywords:

heat recovery, sewage

Канализационные стоки воды представляют собой источник тепловой энергии, который имеется во всех жилых зданиях, снабжённых системами централизованного холодного и горячего водоснабжения. Потоки сточных вод стекают по стоякам жилых квартир в общий трубопровод системы канализации и далее удаляются из жилых зданий, унося с собой большое количество тепловой энергии. Использование хотя бы части этой энергии может позволить снизить объёмы потребления тепла в системах горячего водо- и теплоснабжения. Вопросы оценки потенциала и использования тепла сточных вод заслуживают особого внимания.

В данной работе делается попытка оценить потенциал тепла сточных вод многоквартирных жилых домов, выявить динамику их поступления в течение суток и дней недели, установить взаимосвязь температуры канализационных стоков с расходом и температурой горячей и холодной воды, а также определить количество тепловой энергии, содержащейся в канализационных стоках и безвозвратно уходящей в канализацию.

На рис.1 и 2 показана динамика изменения температуры сточных вод в течение суток для жилых домов, расположенных в г.Апатиты на ул.Строителей, 101, и ул.Нечаева, 4. Видно, что пределы колебания температуры сточных вод довольно значительны. В ночное время, когда потребление горячей воды минимально, температура сточных вод снижается до 7-10°C, а в утренние часы, когда её потребление возрастает (рис.3а), температура поднимается до 15-20°C, достигая максимальных значений 25-35°C в вечерние часы.

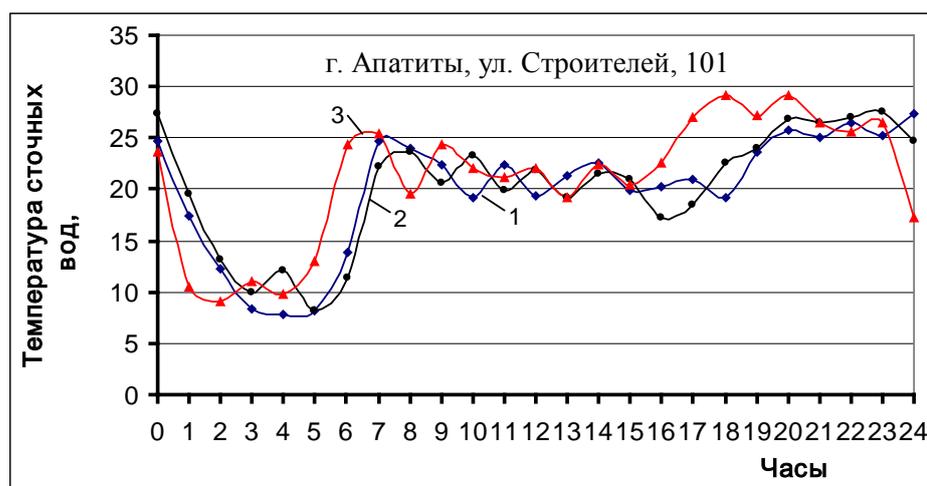


Рис.1. Часовые колебания температуры сточных вод многоквартирного жилого дома:
1-3 – 5, 6 октября и 17 ноября 2011 г. соответственно

Анализируя полученные выше графики, можно сделать вывод о том, что потенциал тепла сточных вод многоэтажных жилых зданий выше в утренние и вечерние часы, то есть как раз тогда, когда и потребность в горячей воде наибольшая (рис.3а).

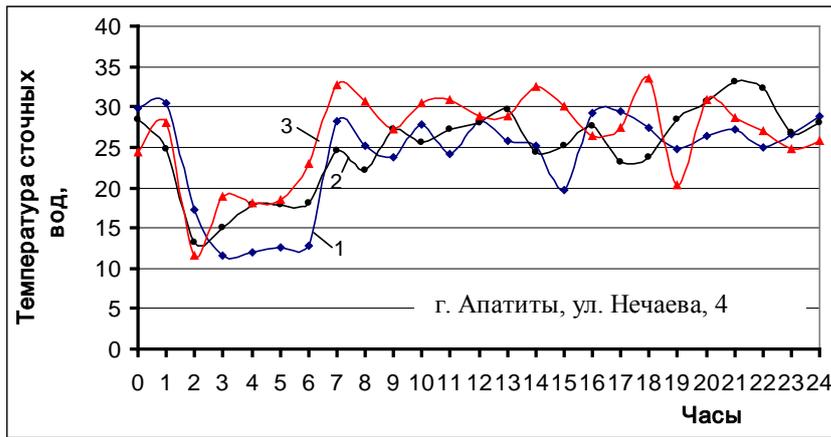


Рис.2. Часовые колебания температуры сточных вод многоквартирного жилого дома:
1-3 – 1, 14 октября и 10 ноября 2012 г. соответственно

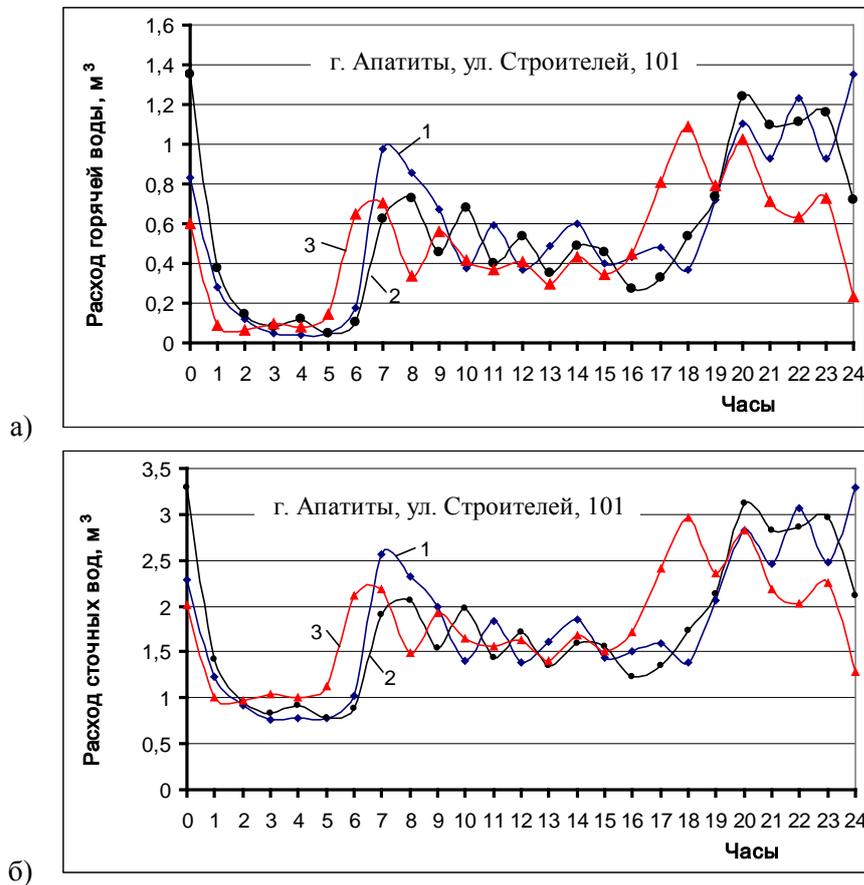


Рис.3. Типичные зависимости расходов горячей воды (а) и канализационных стоков (б) в течение суток:
1-3 – 5, 6 октября и 17 ноября 2011 г. соответственно

Сравнивая график изменения температуры сточных вод с графиком расхода горячей воды, можно наблюдать синхронность в их поведении и совпадение температурного максимума канализационной воды с максимумом интенсивности потребления горячей воды. Это позволяет говорить о возможности использования тепла сточных вод для целей горячего водоснабжения в те моменты времени, когда это действительно необходимо. Достоинством такого варианта утилизации тепла сточных вод является то, что время выхода канализационных стоков (рис.3б) совпадает с потреблением горячей воды (рис.3а) жилого дома. То есть это время, в течение которого канализационные стоки успеют отдать большую часть тепла холодной воде и тем самым обеспечить существенный вклад в покрытие нагрузки горячего водоснабжения.

Для продолжения исследований потенциала тепла сточных вод жилых зданий были построены диаграммы (рис.4), показывающие общее число часов в течение суток, когда температура сточных вод соответствует определённому температурному диапазону. Видно, что наибольшее число часов соответствует интервалу от 20 до 25°C и немного меньше времени, когда температура сточных вод выше 25°C. Таким образом, можно говорить о том, что канализационные стоки жилых зданий больше половины дня (14-16 ч) обладают высоким потенциалом тепла, соответствующим диапазону температур 20-30°C.

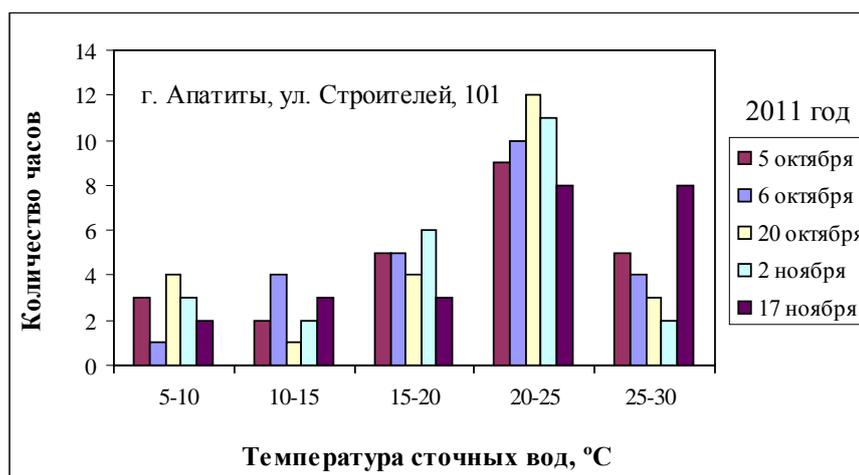


Рис.4. Число часов стояния температуры сточных вод по интервалам в течение одного дня

Обратимся к рис.5, на котором изображены графики, позволяющие понять, какие объёмы тепловой энергии, соответствующие разнице ΔT между начальной $T'_{\text{э.а}}$ и конечной $T''_{\text{э.а}}$ температурой канализационной воды, можно получить при расходе канализационной воды $v_{\text{э.а}}$. Видно, что за 1 ч при расходе $v_{\text{э.а}} = 1 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $\Delta T = 10 \text{ °C}$ количество тепловой энергии составит 0.01 Гкал, а при $\Delta T = 20 \text{ °C}$ и $v_{\text{э.а}} = 5 \text{ м}^3/\text{ч}$ эта величина возрастет до 0.1 Гкал.

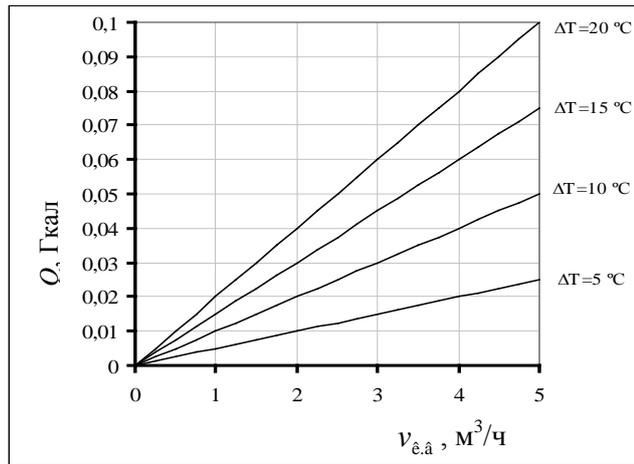


Рис.5. Зависимость тепловой энергии от расхода и разности температур сточных вод

К примеру, за октябрь 2011 г. для жилого дома по ул. Строителей, 101, часовое потребление горячей воды в пересчёте на тепловую энергию варьировалось в диапазоне от 0.002 до 0.115 Гкал (см. рис.6).

Таким образом, за счёт использования канализационной воды можно вернуть существенную часть тепловой энергии, уходящей в канализацию.

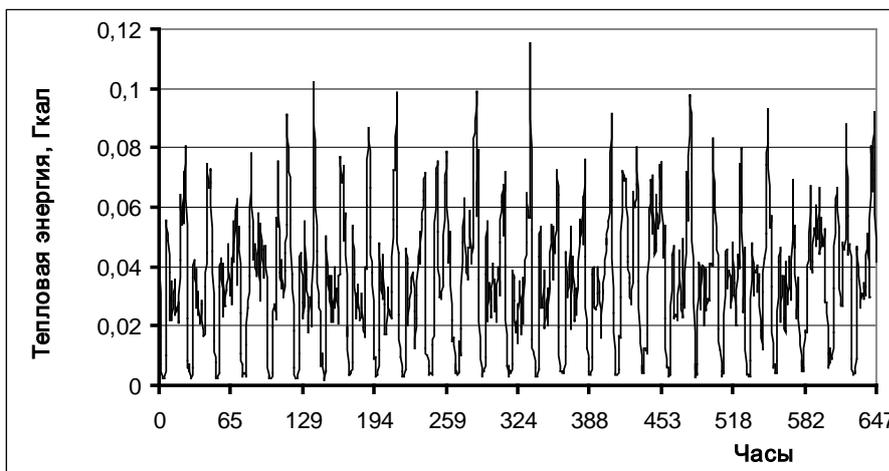


Рис.6. Динамика часового потребления горячей воды в жилом доме в пересчёте на тепловую энергию в октябре 2011 г.

Динамика изменения температуры сточных вод в течение недели показана на рис. 7. На нём совмещены среднесуточные значения (кривая 1) и часовые колебания (кривая 2) температуры сточных вод жилого дома. Из рисунка следует, что в будни среднесуточная температура сточных вод практически не меняется и лишь в субботу и воскресенье происходит небольшое повышение, которое можно объяснить тем, что в субботу и воскресенье, как правило, жильцы дома больше находятся дома и, следовательно, чаще

пользуются горячей водой в дневное время суток (рис.8). В результате средний температурный потенциал сточных вод в выходные дни выше, чем в будни.

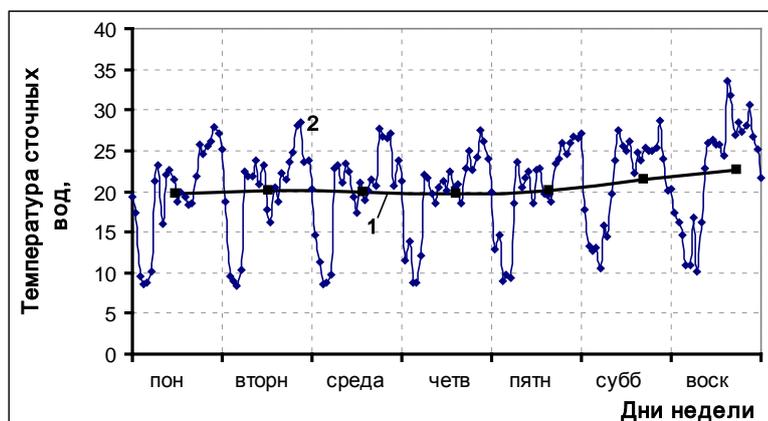


Рис.7. Динамика изменений среднесуточных (1) и часовых (2) значений температуры сточных вод жилого дома с 7 по 13 ноября 2011 г.

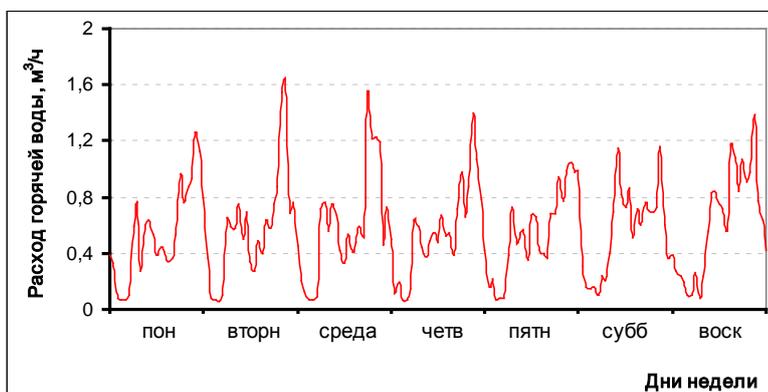


Рис.8. Зависимость расхода горячей воды жилого дома от дня недели и времени суток

Что касается часовых значений температуры сточных вод, то характер её изменения (рис.7, кривая 2) мало зависит от дня недели и имеет циклический характер. Она возрастает утром и вечером до 20-30 °С и понижается ночью и днём до 10-15 °С.

Представляет интерес распределение суммарного количества часов стояния одинаковой температуры сточных вод в течение недели (рис.9). Оказалось, что общее количество часов за неделю, когда температура сточных вод выше 20°С, в пересчёте на сутки соответствует 4.5 дня. Это время, когда потенциал тепла сточных вод особенно высок и максимально эффективен для использования его на различные нужды жилого дома. Число часов, когда температура сточных вод находится в интервале 15-20°С, в пересчёте на сутки составляет один день. Таким образом, на температуру сточных вод ниже 15°С приходится 1.5 дня. Данный факт говорит о том, что потенциал тепла сточных вод существенную часть времени (5.5 дней из 7) находится на высоком уровне.

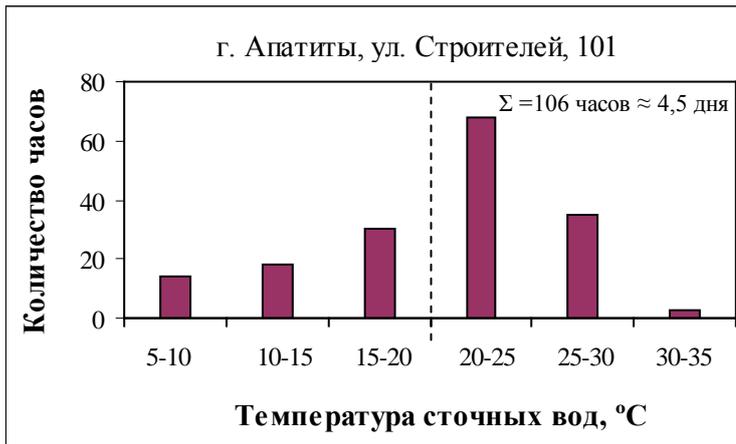


Рис.9. Суммарное количество часов стояния одинаковой температуры сточных вод в течение недели с 7 по 13 ноября 2011 г.

Также представляет интерес зависимость температуры сточных вод от показателей расходов горячей и холодной воды. Эту зависимость можно рассмотреть на примере жилого дома по ул.Строителей, 101. Обработка данных часовых значений температуры сточных вод и соответствующих ей расходов горячей и холодной воды в период с 6 по 12 октября 2011 г. позволила получить типичную зависимость изменения температуры сточных вод от соотношения расходов горячей и холодной воды (рис.10). В период с 6 по 12 октября температура горячей воды находилась в пределах 57-62°C, а холодной воды принималась равной 5°C. Из графика видно, что температура сточных вод тем выше, чем больше $v_{\text{г.г}}$ и меньше $v_{\text{х.х}}$. Таким образом, основным фактором, влияющим на температуру сточных вод жилых зданий, является характер потребления горячей и холодной воды.



Рис.10. Зависимость температуры сточных вод жилого дома от соотношения расходов горячей и холодной воды $v_{\text{г.г}} / v_{\text{х.х}}$

Выводы

1. Установлено, что сточные воды жилых зданий, сбрасываемые в канализацию в течение большей части времени суток, уносят с собой значительное количество тепловой энергии. Вопрос об эффективном использовании тепла сточных вод заслуживает самого пристального внимания.

2. Основным фактором, влияющим на величину потенциала тепла сточных вод, является характер потребления горячей и холодной воды. Максимум потенциала тепла сточных вод достигается в моменты наибольшего расходования горячей воды.

3. Изменение температуры сточных вод жилых зданий не зависит от дня недели и имеет циклический характер, возрастая утром и вечером до 20-35 °С, и понижаясь ночью и днём до 10-15 °С.

4. Синхронность температурного максимума канализационных стоков с максимумом потребления горячей воды свидетельствует о реальной возможности утилизации тепла сточных вод для целей горячего водоснабжения именно в те моменты времени, когда это действительно необходимо.

Сведения об авторах

Бежан Алексей Владимирович

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: yeskela@rambler.ru

УДК 621.311.1:658.26

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

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 кВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО РЕГИОНА РОССИИ

Аннотация

Выполнены расчеты потерь активной электроэнергии в распределительных электрических сетях одного из крупных промышленных предприятий. В расчетах использовались методы, основанные на определении потерь мощности по средним нагрузкам узлов, что наиболее приемлемо для разветвленных промышленных сетей. В качестве исходной информации использованы результаты обследования отдельных подстанций предприятия, а также характеристики электрооборудования.

Ключевые слова:

распределительная электрическая сеть, средние электрические нагрузки, потери активной электроэнергии, технические данные оборудования, кабельные линии, понижающие трансформаторы

CALCULATION OF POWER LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK 10 kV INDUSTRIAL ENTERPRISES OF NORTHWEST REGION OF RUSSIA

Abstract

Calculations of active energy losses in distribution networks, one of the largest industrial enterprises. The calculations used a method based on the determination of the power loss at the average load of nodes, which is most appropriate for the branched industrial networks. As the initial information used in the survey results of individual companies substations and electrical characteristics.

Keywords:

electric distribution network, the average electrical loadloss of active energy, technical specifications, cable lines, step-down transformers

Настоящая статья является логическим продолжением выполненного ранее исследования* – анализа технических потерь в питающей сети системы электроснабжения одного из крупных промышленных предприятий Северо-Запада России.

и рассматривает следующую укрупненную ступень расчетной модели систем электроснабжения промышленных предприятий – электрические сети 10 кВ отдельных крупных распределительных подстанций (РП) цехов и производственных участков.

При расчете потерь электроэнергии используем методы, основанные на определении потерь мощности по средним нагрузкам узлов сети. Эти методы наиболее применимы для разветвленных сетей крупных промышленных предприятий. Величина этих средних нагрузок находится по данным учета потребления электроэнергии каждым из элементов сети 10 кВ (питающая сеть, распределительная сеть, силовые трансформаторы), по величине среднего эксплуатационного напряжения и по значению среднего коэффициента мощности.

Приведем результаты расчета для одного из РП предприятия – РП-4.

Схема питающей и распределительной сети этого РП приведена на рис.1.

Расчет потерь электроэнергии в питающей сети 10 кВ.

В качестве исходной информации для расчета используем данные обследования РП-4 (табл.1), где указаны характеристики питающих и отходящих кабелей, воздушных линий, трансформаторов 10/0.4 кВ и потребителей, а также данные о потреблении активной электроэнергии.

В табл.2 приведены данные почасовых измерений активных мощностей по фидерам связи РП-4 с отдельными потребителями, которые необходимы для выбора максимальных значений мощностей.

Для расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ необходимо составить схему замещения всех ее участков. С этой целью использованы удельные (погонные) сопротивления всех кабельных и воздушных линий, входящих в состав схемы электроснабжения РП-4, принятые по справочным данным [1].

В табл.3 указаны удельные R_{0i} , X_{0i} и расчетные R_i , X_i сопротивления схем замещения отдельных участков сети.

* См. Труды Кольского научного центра, Серия: Энергетика. 2012. Вып. 5.

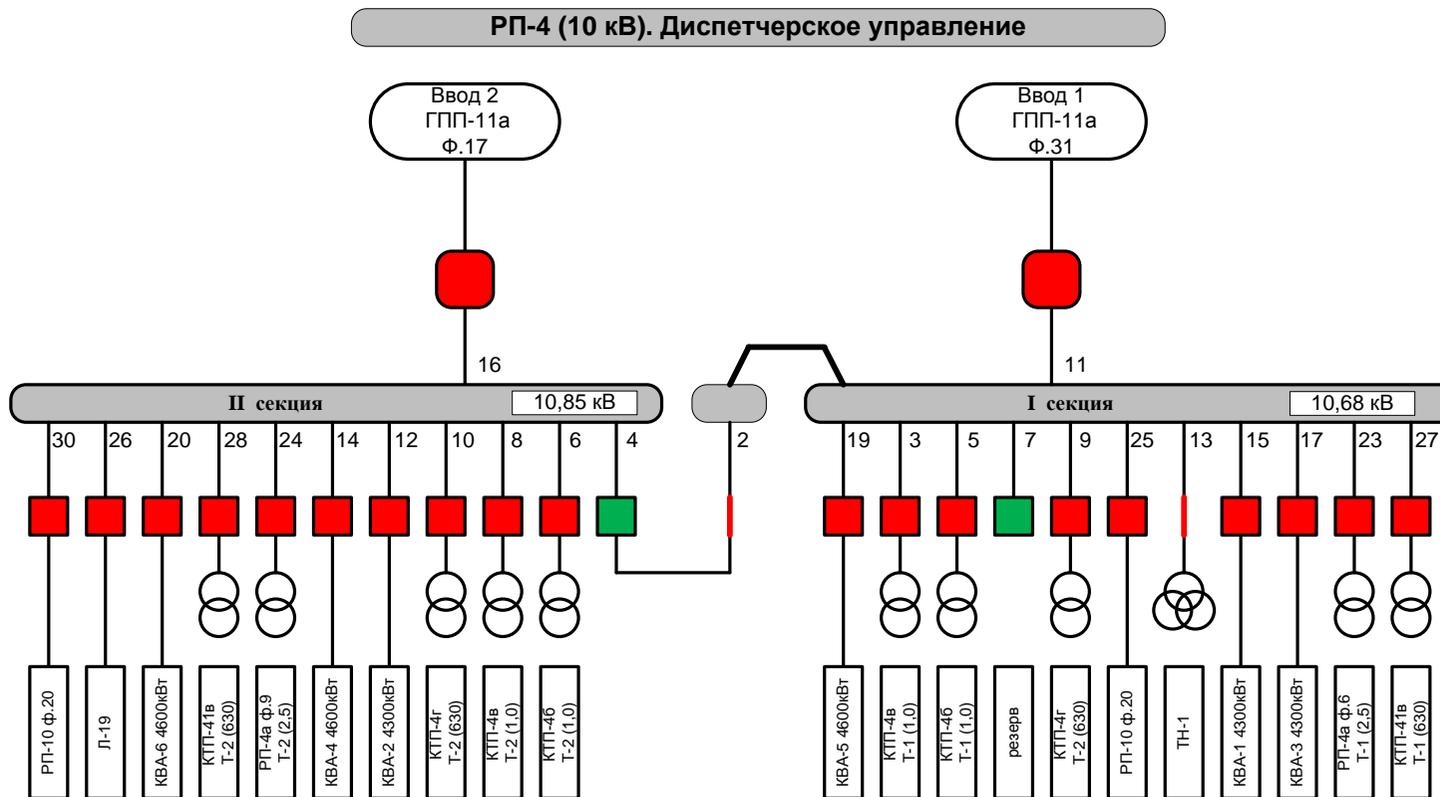


Рис. 1. Схема электроснабжения предприятия

Таблица 1

Технические данные для расчета потерь на РП-4

№ п/п	№ ф.	Потребитель	Кабель	l, м	Трансформатор	A _п 2010 г., тыс. кВт·ч		
						июнь	май	апрель
1	3	Т1 КТП-4В	АСБ 3Х95	90	ТМЗ-10/0.4 (1000 кВА)	150.76	163.35	155.74
2	5	Т1 КТП-4Б	ААБН 3Х70	90	ТМЗ-10/0.4(1000 кВА)	224.78	227.12	232.59
3	6	Т2 КТП-4Б	ААШВ 3Х70	90	ТМЗ-10/0.4 (1000 кВА)	157.98	163.76	150.08
4	8	Т2 КТП-4В	АСБ 3Х95	90	ТМЗ-10/0.4 (1000 кВА)	103.94	106.05	97.48
5	9	Т1 КТП-4Г	АСБ 3Х95	250	ТМЗ-10/0.4 (630 кВА)	181.08	158.16	173.52
6	10	Т2 КТП-4Г	ААШВ 3Х120	250	ТМЗ-10/0.4 (630 кВА)	77.1	82.47	81.95
7	11	ГПП-11а	ААШВ 5(3Х120)	1700	Ввод	2800.4	3185.8	3437.2
8	12	КВА-2	ААШВ 2(3Х120)	230	ТДНП (4300 кВА)	979.82	974.45	1027.88
9	14	КВА-4	ААШВ 2(3Х120)	230	ТДНП (4650 кВА)	1006.6	1110.5	1116.11
10	15	КВА-1	ААШВ 2(3Х120)	220	ТДНП (4300 кВА)	298.88	380.46	263.86
11	16	ГПП-11а	ААШВ 5(3Х120)	1700	Ввод	4193.6	4020.1	3985.4
12	17	КВА-3	ААШВ 2(3Х120)	220	ТДНП (4300 кВА)	862.09	893.61	986.58
13	19	КВА-5	ААШВ 2(3Х120)	240	ТДНП (4650 кВА)	369.15	672.86	985.3
14	20	КВА-6	ААШВ 2(3Х120)	240	ТДНП (4650 кВА)	747.29	475.37	188.54
15	23	Т1 РП-4а	ААШВ 3Х150	220	ТМ-10/6 (2500 кВА)	617.13	566.81	440.43
16	24	Т2 РП-4а	ААШВ 3Х150	200	ТМ-10/6 (2500 кВА)	642.91	600.2	752.12
17	25	РП-56 ф.2	ААШВ 3Х150	600	2 X ТМ-10/0.4 (400 кВА)	30.74	29.62	9.07
18	26	ЛЭП-19(МГЭС)	ААШВ 2(3Х185)	600	ЛЭП-19(МГЭС)	83.87	86.47	100.14
19	27	Т1 КТП-41В	ААШВ 3Х120	650	ТМ-10/0.4 (630 кВА)	72.01	94.03	84.35
20	28	Т2 КТП-41В	ААШВ 3Х120	630	ТМ-10/0.4 (630 кВА)	61.35	53.7	67.97
21	30	РП-10ф.20	ААШВ 2(3Х150)	500	Ввод на РП-10	17.4	0	80.64

Таблица 2

Данные почасовых измерений активных мощностей по фидерам РП-4 7 июня 2010 г.

№ п/п	№ ф.	P, кВт																								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	3	145	178	197	203	222	193	195	178	164	145	144	215	223	215	186	173	163	154	143	172	222	207	209	162	163
2	5	225	221	237	233	236	236	242	256	255	245	243	242	232	222	222	237	219	219	229	215	214	229	238	226	225
3	6	275	298	274	286	296	299	275	264	277	292	265	273	282	282	254	274	281	286	281	302	305	319	270	259	269
4	8	133	134	137	128	130	133	130	130	139	131	134	130	126	130	129	131	129	128	134	127	131	129	129	130	133
5	9	267	268	256	264	266	271	246	250	258	259	238	242	247	242	234	251	263	262	254	255	259	263	245	253	275
6	10	120	112	109	121	125	121	117	113	108	107	104	110	119	127	113	102	106	111	96	105	111	114	119	110	103
7	11	3394	3428	3451	3439	3474	3468	3548	3433	3286	3303	3582	3669	3686	3629	3617	3548	3485	3468	3439	3463	3502	3531	3491	3314	3343
8	12	1589	1594	1584	1579	1581	1584	1582	1582	1605	1629	1622	1634	1635	1625	1622	1440	1536	1527	1521	1531	1521	1517	1505	1152	1377
9	14	1143	1125	1190	1188	1188	1174	1253	1191	1188	1198	1354	1361	1366	1361	1361	1358	1353	1347	1351	1346	1349	1346	1408	1310	1354
10	15	415	417	415	415	413	417	537	411	261	262	533	531	535	530	530	530	528	530	528	530	531	531	530	530	531
11	16	5617	5594	5743	5720	5731	5680	5851	5577	5714	5777	6069	6120	6144	6143	6126	5919	6000	5965	5908	5931	5948	5965	6034	5262	5783
12	17	1363	1370	1359	1356	1359	1361	1361	1359	1377	1397	1390	1399	1399	1392	1392	1308	1330	1329	1323	1329	1322	1318	1310	1178	1179
13	19	1485	1550	1629	1632	1632	1651	1634	1344	1495	1557	1692	1692	1694	1687	1694	1366	1630	1695	1699	1692	1692	1690	1687	1690	1687
14	20	1210	1205	1284	1279	1279	1217	1351	1171	1274	1291	1433	1438	1443	1443	1442	1442	1437	1430	1425	1421	1426	1425	1491	1185	1428
15	23	955	958	959	960	963	965	960	962	961	983	1030	1029	1026	1026	1029	1030	970	958	959	959	962	962	963	965	963
16	24	785	786	787	789	783	784	781	782	781	784	787	771	751	751	752	753	753	752	755	757	758	757	757	759	758
17	25	14.9	14.3	15.5	14.9	15.5	16	16	14.9	16	17.8	24.5	28.6	29.7	30.8	26.9	20.6	21.7	21.7	21.1	18.9	20	20.6	18.9	20.6	18.9
18	26	149	149	161	103	106	156	90.9	122	99.5	123	117	141	147	113	175	144	130	123	103	115	72	137	90.9	106	120
19	27	199	182	210	190	173	179	178	175	187	176	171	175	181	185	182	178	182	177	177	183	181	182	178	181	173
20	28	23.4	23.4	24	22.8	22.2	22.8	22.8	22.8	23.4	24	24.5	24	24	25.7	35.4	36.5	34.2	28.6	24.5	24	23.4	24	24	23.4	24
21	30	30.8	34.2	42.9	40.6	41.2	36.5	38.3	63.4	143	155	174	170	138	148	150	143	120	64	56	52	55.4	50.3	50.8	52	53.1

Таблица 3

Расчетные значения сопротивлений и мощностей кабельных линий 10 кВ от РП-4

№ ф.	Марка и сечение кабеля	l , м	R_{0i} , Ом/км	R_i , Ом	X_{0i} , Ом/км	X_i , Ом	P_{max} , кВт
3	АСБ 3X95	90	0.326	0.02934	0.083	0.00747	223
5	ААБН 3X70	90	0.443	0.03987	0.086	0.00774	256
6	ААШВ 3X70	90	0.443	0.03987	0.086	0.00774	319
8	АСБ 3X95	90	0.326	0.02934	0.083	0.00747	139
9	АСБ 3X95	250	0.326	0.0815	0.083	0.02075	275
10	ААШВ 3X120	250	0.258	0.0645	0.081	0.02025	127
11	ААШВ 5(3X120)	1700	0.258	0.08772	0.081	0.02754	3686
12	ААШВ 2(3X120)	230	0.258	0.02967	0.081	0.009315	1635
14	ААШВ 2(3X120)	230	0.258	0.02967	0.081	0.009315	1408
15	ААШВ 2(3X120)	220	0.258	0.02838	0.081	0.00891	537
16	ААШВ 5(3X120)	1700	0.258	0.08772	0.081	0.02754	6144
17	ААШВ 2(3X120)	220	0.258	0.02838	0.081	0.00891	1399
19	ААШВ 2(3X120)	240	0.258	0.03096	0.081	0.00972	1699
20	ААШВ 2(3X120)	240	0.258	0.03096	0.081	0.00972	1491
23	ААШВ 3X150	220	0.206	0.04532	0.079	0.01738	1030
24	ААШВ 3X150	200	0.206	0.0412	0.079	0.0158	789
25	ААШВ 3X150	600	0.206	0.1236	0.079	0.0474	30,8
26	ААШВ 2(3X185)	600	0.167	0.0501	0.077	0.0231	175
27	ААШВ 3X120	650	0.258	0.1677	0.081	0.05265	210
28	ААШВ 3X120	630	0.258	0.16254	0.081	0.05103	36,5
30	ААШВ 2(3X150)	500	0.206	0.0515	0.079	0.01975	174
Σ				1.27984		0.4095	21783.3

При определении активных и индуктивных сопротивлений кабельных и воздушных линий использовались следующие расчетные формулы:

$$R_i = \frac{R_{0i} \cdot l_i}{n}, X = \frac{X_{0i}}{n},$$

где n – число параллельно проложенных кабельных линий, для воздушных линий n – число цепей.

В табл.3 также указаны значения максимальных мощностей P_{\max} , полученные из табл.2.

В частности, для питающих РП-4 кабельных линий имеем следующие исходные данные.

Каждый ввод от ГПП-11А к РП-4 (фидера 11 и 16 РП-4) выполнен пятью проложенными параллельно кабелями марки ААШв (3х120) длиной 1700 м.

Погонные сопротивления кабеля марки ААШв с сечением жилы 120 мм² имеют значения $R_0=0.258$ Ом/км; $X_0=0.081$ Ом/км (в соответствии с табл.3).

В результате параметры схемы замещения кабельного ввода, заносимые в табл.3, имеют значения:

$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n} = \frac{0.258 \cdot 1.7}{5} = 0.088 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{X_0 \cdot l}{n} = \frac{0.081 \cdot 1.7}{5} = 0.028 \text{ Ом}.$$

В общем случае суммарное сопротивление всей питающей сети 10 кВ определяется по формуле

$$R_n = \sum_{i=1}^m R_i; X_n = \sum_{i=1}^m X_i,$$

где m – число питающих вводов 10 кВ.

Итоговая табл.4 расчетных значений по питающим вводам РП-4 представлена ниже:

Таблица 4

Расчетные значения по питающим вводам РП-4

Ввод № 1	ААШв-5(3X120)	$R=0.088$ Ом	$X=0.028$ Ом
Ввод № 2	ААШв-5(3X120)	$R=0.088$ Ом	$X=0.028$ Ом
Всего		$R_{\Sigma}=0.176$ Ом	$X_{\Sigma}=0.056$ Ом

Для расчета потерь электроэнергии требуется суточный график нагрузок всей питающей сети 10 кВ, который имеется в диспетчерской службе. В нем отражены результаты измерений нагрузок и уровней напряжений по фидерам РП-4.

Для расчета характерных режимов рекомендуется обычно режим нагрузки для зимнего графика (рабочие сутки) и режим нагрузки для летнего графика (рабочие сутки). В частности, в табл.2 в качестве примера приведены данные суточного графика за летний рабочий день 2010 г.

Учитывая то, что расчет потерь производится для рабочего дня июня 2010 г., в качестве исходных считаются известными следующие параметры.

Количество активной электроэнергии, поступившей в питающую сеть 10 кВ РП-4 с шин ГПП-11А, за расчетный период (июнь) составило (по данным «Энергосбыта»):

$$A_{\text{п}} = 2822.8 + 4216 = 7038.8 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Количество реактивной электроэнергии определим, приняв $\cos \varphi_{\text{ср.взв}}=0.8$; $\text{tg } \varphi_{\text{ср.взв}}=0.75$:

$$A_{\text{п.р}} = A_{\text{п}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ср.взв}} = 7038.8 \cdot 0.75 = 5279.1 \text{ тыс. кВАр}\cdot\text{ч.}$$

Напряжение сети $U_c = 10.6$ кВ.

Выборка максимальных мощностей (табл.3) составит по фидерам: ф.11 – 3686 кВт и ф.16 – 6144 кВт.

Результирующая максимальная мощность питающих фидеров 10 кВ (рис.1) составит:

$$\sum_{i=1}^2 P_{\text{max}_i} = 3686 + 6144 = 9830 \text{ кВт.}$$

Собственная максимальная токовая нагрузка каждой питающей линии может быть найдена по формуле

$$I_{m_i} = \frac{P_{\text{max}_i}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot \cos \varphi},$$

где $i = 1..2$ – число питающих вводов; U_c – напряжение на шинах РП-4 в максимальном режиме.

В результате расчета получаем следующие значения токов:

$$I_{m_1} = \frac{3686}{\sqrt{3} \cdot 10.6 \cdot 0.9} = 250.97 \text{ А,}$$

$$I_{m_2} = \frac{6144}{\sqrt{3} \cdot 10.6 \cdot 0.9} = 418.33 \text{ А.}$$

Выборка максимальных токов питающих линий имеет вид: ф.11 – 250.97 А; ф.16 – 418.33 А.

Всего питающих линий $m_n - 2$, сумма максимальных токов составит:

$$\sum_{i=1}^2 I_{m_i} = 250.97 + 418.33 = 669.3 \text{ А.}$$

Определяем средний максимальный ток питающей линии:

$$I_{\text{м.ср}} = \frac{\sum_{i=1}^2 I_{m_i}}{2} = \frac{669.3}{2} = 334.65 \text{ А.}$$

Коэффициент неравномерности нагрузок питающей линии

$$K_{\text{н}} = \frac{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}{I_{\text{м.ср}} \cdot K_I},$$

где I_{max} , I_{min} – величины максимального и минимального токов, определенные из выборки максимальных токов питающих линий, А; K_I – коэффициент, учитывающий изменение тока в течение года.

Приближенно, в соответствии с рекомендациями [2, 3], примем величину $K_I = 0.905$.

В результате получаем

$$K_H = \frac{418.33 - 250.97}{334.65 \cdot 0.905} = 0.552.$$

Определяем значение коэффициента увеличения потерь из-за неравномерности среднего тока нагрузки в течение месяца по питающим линиям по формуле:

$$N_n = 1 + 0.14 \cdot K_H + 0.04 \cdot K_H^2 = 1 + 0.14 \cdot 0.552 + 0.04 \cdot 0.552^2 = 1.09.$$

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T = \frac{A_n}{\sum_{i=1}^2 P_{m_i}} = \frac{7038800}{9830} = 716 \text{ ч.}$$

Определим средний ток питающей линии с корректировкой по числу часов использования максимальной нагрузки различными группами потребителей:

$$I_{п.ср} = I_{м.ср} \cdot \frac{T}{720} = 334.65 \cdot \frac{716}{720} = 332.79 \text{ А.}$$

где 720 – число часов в июне.

Коэффициент квадратичности $K_{кв}$, учитывающий характер изменения нагрузки в течение суток, примем равным 1.03.

В результате потери активной электроэнергии в питающей сети напряжением 10 кВ за месяц составят величину:

$$\Delta A'_p = 3 \cdot N_n \cdot K_{кв}^2 \cdot I_{п.ср}^2 \cdot R_{\Sigma} \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 1.09 \cdot 1.03^2 \cdot 332.79^2 \cdot 0.176 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 48686 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери активной энергии от протекания реактивной мощности в питающей сети составят:

$$\Delta A''_p = \frac{A_{п.р}^2 \cdot R_{\Sigma} \cdot 10^{-3}}{U_c^2 \cdot m_n^2 \cdot 720} = \frac{5279100^2 \cdot 0.176 \cdot 10^{-3}}{10.6^2 \cdot 2^2 \cdot 720} = 15157 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные потери активной электроэнергии в питающей сети равны:

$$\Delta A_{p\Sigma} = \Delta A'_p + \Delta A''_p = 48686 + 15157 = 63843 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Относительная величина потерь активной электроэнергии в питающей сети составит:

$$\Delta A_{p\%} = \frac{\Delta A_{p\Sigma}}{A_n} \cdot 100\% = 0.907\%$$

Потери реактивной энергии в питающей сети определяем по формуле

$$\begin{aligned} \Delta A_Q &= \frac{A_n^2 + A_{п.р}^2}{U_c^2 \cdot m^2 \cdot 720} \cdot X_{\Sigma} \cdot 10^{-3} = \frac{7038800^2 + 5279100^2}{10.6^2 \cdot 2^2 + 720} \cdot 0.056 \cdot 10^{-3} = \\ &= 13396.8 \text{ кВАр} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Полученные результаты расчета в питающей сети ГПП-11А систематизированы ниже, где в графе «Питающая сеть» указаны расчетные величины составляющих потерь по всем питающим вводам к РП от шин ГПП-11А.

В распределительную сеть 10 кВ РП-4 поступило количество активной электрической энергии:

$$A_c = A_n - \Delta A_{p\Sigma} = 7038800 - 63843 = 6974957 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

количество реактивной энергии:

$$A_{Qc} = A_{п.р} - \Delta A_Q = 5279100 - 13396.8 = 5265703.2 \text{ кВАр}\cdot\text{ч}.$$

Зная величины годового расхода активной и реактивной энергии, можно определить средневзвешенный годовой коэффициент мощности для распределительной сети.

Исходными данными для расчета потерь электроэнергии в распределительной сети являются параметры схем распределительной сети, максимальные нагрузки в рассматриваемый период для каждого участка сети.

В частности, для РП-4 все вышеперечисленные данные приведены выше (в табл.2 – данные почасовых измерений мощности отдельных потребителей по фидерам связи с ТП, которые необходимы для выбора максимальных значений токов I_{m_i} ; в табл.3 – значения сопротивлений и максимальных мощностей отдельных участков распределительной сети 10 кВ РП-4).

Потери активной электроэнергии в распределительной сети напряжением 10 кВ определяются по выражению:

$$\Delta A_c = 3 \cdot N_c \cdot K_{кв} I_{с.ср} \cdot R_c \cdot h \cdot 720 \cdot 10^{-3} \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где N_c – коэффициент увеличения потерь в распределительной сети из-за неравномерности среднего тока нагрузки в течении года по различным линиям

$$N_c = 1 + 0.14 \cdot K_n + 0.04 \cdot K_n^2,$$

где $K_n = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{с.ср} \cdot K_I}$ – коэффициент неравномерности нагрузок питающих линий;

I_{\max} , I_{\min} – величины максимального и минимального токов, определяемых из выборки максимальных токов головных участков распределительных линий; $I_{с.ср}$ – средний максимальный ток распределительной сети; n_c – число линий распределительной сети.

$$I_{с.ср} = \frac{\sqrt{A_c^2 + A_{Qc}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot n_c \cdot 720 \cdot \cos \phi};$$

$$R_c = \sum_{i=1}^k R_{0_i} \cdot l_i,$$

где R_{0_i} – удельное активное сопротивление 1 км участка распределительной сети данного сечения, Ом/км (приведено в табл.3); l_i – длина участка в км; h – коэффициент среднего значения нагрузки по длине направления распределительной линии;

$$h = \sum_{i=1}^K \frac{I_{m_i}^2 \cdot R_i}{R_{ср}}, h = \frac{\sum_{i=1}^K I_{m_i}^2 \cdot R_i}{R_{ср} \cdot \sum_{i=1}^K I_{m_i}^2},$$

где R_{cp} – среднее активное сопротивление распределительной сети $R_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^K R_i}{K}$,
 R_i – активное сопротивление i -го участка распределительной сети, Ом; K –
число участков распределительной сети.

Все необходимые данные для расчета потерь электроэнергии получаем
из табл.3. В ней указаны суммарные значения активных и индуктивных
сопротивлений в целом всех распределительных линий, питающихся от РП-4.

Суммируя все сопротивления по отдельным РП, получаем итоговые
сопротивления всей распределительной сети:

$$R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^K R_i = 1.1 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma} = \sum_{i=1}^K X_i = 0.35 \text{ Ом}.$$

Составим из данных табл.3 выборку максимальных мощностей всех
распределительных линий, питающихся от шин РП. Из табл.3 следует, что при
числе распределительных линий $n_c=19$ суммарное значение всех мощностей:

$$\sum_{i=1}^{19} P_{\max_i} = 11953 \text{ кВт},$$

тогда максимальные токи распределительной сети определяются по формуле

$$I_{\max_i} = \frac{P_{\max_i}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot \cos \phi}.$$

Например, для фидера № 3:

$$I_{\max_3} = \frac{223}{\sqrt{3} \cdot 10.6 \cdot 0.9} = 15.17 \text{ А}.$$

Результаты расчетов токовых нагрузок сведены в табл.5.

Таблица 5

Результаты расчетов токовых нагрузок

Фидер	3	5	6	8	9	10	12	14	15	17
I_{\max} , А	15.17	17.43	21.71	9.49	18.7	8.638	111.4	95.8	36.5	95.2
Фидер	19	20	23	24	25	26	27	28	30	
I_{\max} , А	115.7	101.5	70.1	53.6	2.1	11.9	14.3	2.4	11.8	

Суммарное значение токов:

$$\sum_{i=1}^{19} I_{\max_i} = 813.4 \text{ А}.$$

Среднее значение тока имеет величину $I_{cp} = \frac{813.4}{19} = 42.8$ А.

Коэффициент неравномерности нагрузок линий:

$$K_H = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_{cp} \cdot K_I} = \frac{115.7 - 2.1}{42.8 \cdot 0.905} = 2.93.$$

Коэффициент увеличения потерь:

$$N_c = 1 + 0.14 \cdot K_H + 0.04 \cdot K_H^2 = 1 + 0.14 \cdot 2.93 + 0.04 \cdot 2.93^2 = 1.75.$$

Средний максимальный ток:

$$I_{c.sp} = \frac{\sqrt{A_c^2 + A_{Qc}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot n_c \cdot 720 \cdot \cos\phi} = \frac{\sqrt{6974957^2 + 5265703^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.6 \cdot 19 \cdot 720 \cdot 0.9} = 43.218 \text{ А.}$$

Определим коэффициент среднего значения нагрузки h . При этом

$$R_{cp} = \frac{R_{\Sigma}}{K} = \frac{1.1}{19} = 0.057 \text{ Ом.}$$

В табл.6 приведены составляющие для расчета величины h , для отдельных ТП и их питающих фидеров.

Таблица 6

Составляющие для расчета величины h

	I_{max} , А	R , Ом	I_{max}^2	$I_{max}^2 \cdot R$
1	15.17	0.02934	230.2	6.754
2	17.43	0.03987	303.8	12.11
3	21.71	0.03987	471.3	18.79
4	9.493	0.02934	90.11	2.644
5	18.71	0.0815	350.1	28.53
6	8.638	0.0645	74.61	4.812
7	111.4	0.02967	12400	367.5
8	95.83	0.02967	9184	272.5
9	36.53	0.02838	1335	37.88
10	95.25	0.02838	9072	257.5
11	115.7	0.03096	13380	414.2
12	101.5	0.03096	10312	319.2
13	70.11	0.04532	4916	222.8
14	53.69	0.0412	2883	118.8
15	2.1	0.1236	4.409	0.545
16	11.91	0.0501	141.7	7.102
17	14.32	0.1677	205	34.38
18	2.487	0.16254	6.183	1.005
19	11.87	0.0515	140.8	7.253
Σ	813.8	1.1044	65500	2135

В результате коэффициент h равен:

$$h = \frac{\sum_{i=1}^K I_{max_i}^2 \cdot R_i}{R_{cp} \cdot \sum_{max_i}^K I_{max_i}^2} = \frac{2135}{0.057 \cdot 65500} = 0.571.$$

Потери активной энергии в распределительной сети 10 кВ составляют:

$$\begin{aligned} \Delta A_c &= 3 \cdot N_c \cdot K_{кв}^2 \cdot I_{с.ср}^2 \cdot R_{\Sigma} \cdot h \cdot 720 \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot 1.753 \cdot 1.03^2 \cdot 33.218^2 \cdot 1.1 \cdot 0.571 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 4712.7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned}$$

или

$$\Delta A_{с\%} = \frac{4712.7}{6974957} \cdot 100\% = 0.067\%.$$

Потери реактивной электроэнергии, кВАр·ч:

$$\begin{aligned} \Delta A_{ср} &= \frac{A_c^2 + A_{Qc}^2}{U_c^2 \cdot n_c^2 \cdot T} \cdot X_c \cdot 10^{-3} = \frac{6974957^2 + 5265703.2^2}{10.6^2 \cdot 19^2 \cdot 720} \cdot 0.35 \cdot 10^{-3} \\ &= 915.34 \text{ кВАр} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

где $n_c=19$ – число распределительных линий от РП.

Определение потерь электроэнергии в трансформаторах 10/0.4 кВ.

Исходными данными для расчета потерь электрической энергии в трансформаторах является количество активной энергии, поступившей на шины 10 кВ силовых трансформаторов ТП за расчетный период – месяц:

$$A_{тр} = A_c - \Delta A_c = 6974957 - 4712.7 = 6970244.3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Считаем, что в течение всего расчетного периода трансформаторы находились под нагрузкой.

Полный перечень всех имеющихся на РП-4 понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ дан в табл.1. В этом разделе в табл.7 приведены обобщенные показатели для всех трансформаторов по их номинальной мощности с перечнем каталожных данных, необходимых для расчетов, и данных, полученных из справочной литературы. Отметим, что в числе трансформаторов РП-4 имеется большое количество трансформаторов выпуска 1970-1980-х гг., имеющих значительное отличие по параметрам от справочных данных. Их параметры определялись по аналогичным справочникам старых годов выпуска.

Постоянные потери электроэнергии в трансформаторах равны:

$$\Delta A_{xx} = \Delta P_{xx\Sigma} \cdot T_{вкл} = 85.93 \cdot 720 = 61869.6 \text{ кВт},$$

где $T_{вкл}$ – время включения трансформатора в сеть.

Для оценки среднего коэффициента загрузки трансформаторов ТП необходимо знать токовые нагрузки этих трансформаторов.

Таблица 7

Параметры трансформаторов 10/0,4 кВ.

$P_{\text{ном}},$ кВ·А	Количество	$I_{\text{т.ном}},$ А	Потери мощности, кВт		$I_{\text{xx}},$ %	$U_{\text{кз}},$ %
			ΔP_{xx}	$\Delta P_{\text{кз}}$		
400	1	22	1.45	5.5	3	5.5
630	4	34.6	2.3	7.5	3	5.5
1000	4	55	3.2	11.2	2.5	5.5
2500	2	137.6	4.9	23.5	1.1	5.5
4300	3	236.6	8.78	43.05	1.38	10.3
4650	3	256	8.78	43.05	1.38	10.3
Σ	17	2133.4	85.93	385.6	35.48	122.3

Приведем в табл.8 данные замеров нагрузки, произведенных диспетчерской службой промышленного предприятия в период максимума нагрузок.

Коэффициент загрузки трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{3,\text{cp}} = \frac{\sum I_{\text{max}}}{\sum I_{\text{т.ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot \frac{\sum P_{\text{max}}}{U_c \cdot \cos\varphi}}{\sum I_{\text{т.ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot \frac{11604.3}{10.6 \cdot 0.9}}{2133.4} = 0.37,$$

где I_{max} – максимальный ток за сутки, $I_{\text{т.ном}}$ – номинальный ток трансформатора.

Таблица 8

Замеры мощностей на шинах 10 кВ за 7 июня 2010 г.

Номер КТП, РП, КВА	S тр-ра, кВА	$I_{\text{т.ном}},$ А	P_{max} за сутки, кВт	$U_c,$ кВ	K_3 тр-ра
Т1КТП-4В	1000	55	223	10.6	0.27
Т1КТП-4В	1000	55	256	10.6	0.32
Т2КТП-4В	1000	55	319	10.6	0.39
Т2КТП-4В	1000	55	139	10.6	0.17
Т1КТП-4Г	630	34.6	275	10.6	0.54
Т2КТП-4Г	630	34.6	127	10.6	0.25
КВА-2	4300	236.6	1635	10.6	0.47
КВА-4	4650	256	1408	10.6	0.37
КВА-1	4300	236.6	537	10.6	0.15
КВА-3	4300	236.6	1399	10.6	0.40
КВА-5	4650	256	1699	10.6	0.45
КВА-6	4650	256	1491	10.6	0.40
Т1 РП-4а	2500	137.6	1030	10.6	0.51
Т2 РП-4а	2500	137.6	789	10.6	0.39
ТП-56 ф.2	400	22	30.8	10.6	0.09
Т1КТП-41В	630	34.6	210	10.6	0.41
Т2КТП-41В	630	34.6	36.5	10.6	0.07
Σ	38770	2133.4	11604.3		

Коэффициент неравномерности нагрузки трансформаторов:

$$K_H = \frac{K_{3\max} - K_{3\min}}{K_{3\text{cp}} \cdot K_I} = \frac{0.54 - 0.07}{0.37 \cdot 0.905} = 1.4,$$

где $K_{3\max}$ и $K_{3\min}$ – максимальный и минимальный коэффициенты загрузки, взятые из табл.8.

Коэффициент увеличения потерь энергии вследствие неравномерности загрузки трансформаторов равен:

$$N_{\text{п.тр.}} = 1 + 0.14 \cdot K_H + 0.04 \cdot K_H^2 = 1 + 0.15 \cdot 1.4 + 0.04 \cdot 1.4^2 = 1.2744.$$

Число часов использования максимальной нагрузки T для трансформаторов равно:

$$T = \frac{A_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot \sum_{i=1}^n I_{M_i}} = \frac{6970328.6}{\sqrt{3} \cdot 10.6 \cdot 789.36} = 480.96 \text{ ч.}$$

Здесь

$$\sum_{i=1}^n I_{M_i} = \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{т.ном}_i} \right) \cdot K_{3\text{cp}} = 2133.4 \cdot 0.37 = 789.36 \text{ А.}$$

Время максимальных потерь $\tau = 430$ ч по справочнику [1] в зависимости от T .

Средний коэффициент загрузки трансформатора с корректировкой по числу часов использования максимальной нагрузки

$$K_{\text{cp}} = \frac{K_{3\text{cp}} \cdot T}{720} = \frac{0.37 \cdot 480.96}{720} = 0.247.$$

Переменные потери активной электроэнергии в трансформаторах равны:

$$\begin{aligned} \Delta A'_{\text{тр}} &= N_{\text{п.тр.}} \cdot K_{\text{кв}}^2 \cdot K_{\text{cp}}^2 \cdot \sum_{i=1}^2 \Delta P_{\text{кз}_i} \cdot 720 = 1.2744 \cdot 1.03^2 \cdot 0.247^2 \cdot 385.6 \cdot 720 \\ &= 22900 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Потери активной электрической энергии в трансформаторах складываются из переменных и постоянных потерь электроэнергии:

$$\Delta A_{\text{тр}} = \Delta A_{\text{хх}} + \Delta A'_{\text{тр}} = 61869.6 + 22900 = 84769.6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Относительная величина потерь электроэнергии в трансформаторах равна:

$$\Delta A_{\text{тр.}\%} = \frac{\Delta A_{\text{тр}}}{A_{\text{тр}}} \cdot 100\% = \frac{84769.6}{6970244.3} \cdot 100\% = 1.22\%.$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах заносим в табл.9.

Суммируя по данным этой таблицы расчетные значения потерь по всем участкам сети для РП-4 (питающие выводы от ГПП-11А, распределительная сеть 10 кВ, понижающие трансформаторы 10/0.4 кВ), получаем результирующие суммарные потери активной электроэнергии на уровне 2.19%.

Аналогично рассчитывались технические потери электроэнергии для других РП.

Таблица 9

Технические потери электроэнергии РП-4

Питающая сеть	
Потери активной электроэнергии за месяц, кВт·ч	48686
Потери активной электроэнергии от протекания реактивной мощности, кВт·ч	15157
Суммарные потери, кВт·ч	63843
Относительная величина потерь активной электроэнергии, %	0.907
Потери реактивной электроэнергии, кВАр·ч	13396.8
Распределительная сеть	
Потери активной электроэнергии за месяц, кВт·ч	4712,7
Относительная величина потерь активной электроэнергии, %	0.067
Потери реактивной электроэнергии, кВАр·ч	915.34
Трансформаторы	
Переменные потери в трансформаторах, кВт·ч	22900
Постоянные потери в трансформаторах, кВт·ч	61869.6
Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	84769.6
Относительная величина потерь электроэнергии в трансформаторах, %	1.22

Выводы

Обобщая результаты расчетов для всей схемы электроснабжения, приведем энергетическую диаграмму, поясняющую структуру технических потерь активной электроэнергии в высоковольтной сети предприятия (рис.2).

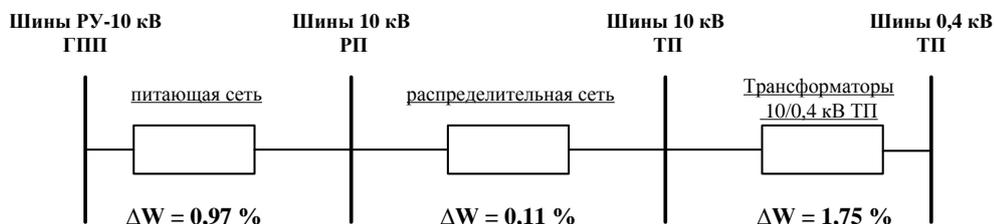


Рис.2. Структура технических потерь в сети 10 кВ предприятия (энергетическая диаграмма)

Суммарные потери в электрической сети 10 кВ предприятия составили:

$$\Delta W_{\Sigma} = 0.97 + 0.11 + 0.75 = 2.83\%.$$

В этой диаграмме просуммированы результаты расчетов потерь по отдельным составляющим схемы:

- питающая сеть – от шин 10 кВ всех ГПП комбината до РП; отдельно выведены составляющие потерь в линиях электропередачи $W_{л}$ и токоограничивающих реакторах $\Delta W_{р}$;
- распределительная сеть – от шин РП до потребителей комбината; потери в понижающих силовых трансформаторах.

Расчеты показали, что величина технических потерь активной электроэнергии в сети 10 кВ комбината составляет 2.83% от значения поступившей из сети энергосистемы электроэнергии для рассмотренного характерного режимного графика нагрузки.

Литература

1. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С.Железко, А.В.Артемьев, О.В.Савченко. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / под ред. В.Н.Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2 т. / под ред. А.А.Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1987. 592 с.

Сведения об авторах

Веселов Анатолий Евгеньевич

доцент кафедры электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Энергетическая, д. 19

Ярошевич Вера Васильевна

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

Токарева Евгения Александровна

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

Фастий Галина Прохоровна

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

УДК 620.9.001.5

Ю.П.Кубарьков, А.Ю.Рыгалов

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПРИ ЗАПРОСАХ В МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМАХ

Аннотация

Рассмотрен вопрос выбора оптимального решения при запросах в мультиагентных системах для энергетики.

Ключевые слова:

мультиагентная система, умные сети, моделирование

Y.Koubarkov, A.Rygalov

MULTI-AGENT SYSTEMS. CHOOSING OF THE OPTIMAL SOLUTIONS

Abstract

In the article considered the question of choosing the optimal solutions by multi-agent systems in the electricity sector.

Keywords:

multi-agent systems, Smart Grid, modeling

Мультиагентные системы (МАС) отлично зарекомендовали себя в различных отраслях деятельности общества. В предыдущем году они вошли в план развития российской энергетики на ближайшие десять лет. Но, несмотря на это, МАС для электроэнергетики так и не разработаны.

Ранее авторами был предложен алгоритм работы МАС и структура внутренних и внешних связей. Следующим встает вопрос об оптимизации решения поставленных перед МАС задач. Для того, чтобы выполнить запрос оптимально, МАС, прежде всего, должна его правильно и точно воспринять. В связи с этим предлагается модуль приема запросов сделать с интерфейсом, похожим на расширенный поиск в поисковых веб-службах. Это упростит для МАС выбор ключевых слов, исходя из которых она будет выбирать систему оценки оптимальности с определенными критериями и их весовыми коэффициентами. Для каждого типа задач (режимные, прогнозные, экономические и т.д.) предлагается собственная система оценки оптимальности, отвечающая их сути.

Весовые коэффициенты предлагаются в диапазоне от 0 до 4:

0 – не имеет значения,

1 – низкий приоритет,

2 – средний низкий приоритет,

3 – средний высокий приоритет,

4 – высокий приоритет.

Сами критерии следующие:

- точность, объем используемых данных;
- скорость выполнения;
- визуализация;
- наличие рекомендаций.

Критерий точности, как и объем используемых данных, напрямую зависит от метода расчета и, соответственно, определяет его.

Критерий «визуализация» указывает на необходимость графической информации. Тут все зависит от ситуации. Для отчетов, обработки большого количества информации и т.п. необходим определенный объем визуальных данных, в то же время, для решения одной конкретной задачи графическая информация может быть не нужна и будет только отвлекать внимание.

Критерий наличия рекомендаций используется с высоким приоритетом в тех случаях, когда пользователю необходим не сам расчет, а выводы, основанные на нем.

Для примера распишем с пояснениями по критериям запрос долгосрочного прогноза потерь электроэнергии для оценки мероприятий по энергосбережению.

Точность=3, так как учесть все факторы все равно невозможно.

Объем использованных данных=1, если пользоваться годовой отчетной информацией.

Скорость выполнения=0, запрос не срочный.

Визуализация=4, так как удобней всего просмотреть линии тренда.

Наличие рекомендаций=2, с одной стороны, мы уже выбрали мероприятия, но с другой, если проверяем, значит, не до конца уверены в них.

Исходя из этого запроса, МАС рассчитает прогноз по регрессионной модели и на выходе добавит графики всех критериев модели и ее выходной величины с необходимым минимумом рекомендаций.

Не менее важны для точного и правильного выполнения запроса надежная связь между агентами и постоянный доступ к необходимой информации. В связи с этим видится целесообразным создание единой информационной сети энергетических компаний, предприятий и служб. Второй возможностью является создание центра обработки данных (ЦОД) с процессорными мощностями, резервируемыми предприятиями и банком данных. Банк данных формируется из отчетной и общедоступной информации о предприятиях энергетического комплекса.

Оба подхода обеспечивают определенные преимущества при проектировании МАС.

Главным недостатком предложенных подходов являются большие единовременные капитальные затраты. Однако данный недостаток наиболее ярко будет проявляться лишь при однозадачности вводимой структуры. При введении же умных сетей (Smart Grid) задача обработки данных будет возникать не единожды, что сгладит затраты по отношению к получаемым выгодам.

Выводы

Для выбора оптимального решения запроса предлагаются следующие критерии: точность, объем используемых данных, скорость выполнения, визуализация, наличие рекомендаций, учитывающиеся на стадии его подачи, с весовыми коэффициентами от 0 до 4.

Целесообразно создание единой информационной сети энергетических компаний/предприятий/организаций или ЦОД. Эффективность данного шага растет с вводом умных сетей и ростом поступающей информации. Обеспечиваются следующие преимущества:

- отсутствие необходимости увеличения процессорных мощностей предприятий и организаций;
- отсутствие необходимости найма персонала для обслуживания дополнительных процессорных мощностей;
- быстрый доступ к необходимой информации;
- обеспечение сохранности данных за прошедшие периоды времени;
- сохранность коммерческой тайны предприятий и организаций;
- возможность установки на предприятиях и в организациях облегченной версии МАС;
- возможность доступа к информации и простейшим функциям МАС из любого филиала предприятий/организаций через вэбсервисы;
- упрощение документооборота между филиалами/отделами предприятий/организаций.

Литература

1. Wooldridge M.J. An Introduction to Multiagent Systems. Wiley, 1996.
2. Саати Т. Метод анализа иерархий. М.: Радиоисвязь, 1993.
3. Орлов А.И. Экспертные оценки: учеб. пособие. М.: ИВСТЭ, 2002.
4. Конфиденциальное делопроизводство и защищенный электронный документооборот / Н.Н.Куняев, А.С.Демушкин, А.Г.Фабричнов М.: Логос. 2011.

Сведения об авторах

Кубарьков Юрий Петрович

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н.
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
тел. 8-(846)-242-37-89
эл. почта: tsara.cuba@yandex.ru

Рыгалов Алексей Юрьевич

ассистент Самарского государственного технического университета
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
тел. 8(846)-242-37-89

УДК 620.9.001.5

Ю.П.Кубарьков, Я.В.Макаров, А.Ю.Рыгалов

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЭЛЕМЕНТОВ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Аннотация

Рассмотрен подход к построению мультиагентных систем в сфере электроэнергетики, механизмы взаимодействия между агентами и основные проблемы, возникающие при этом.

Ключевые слова:

мультиагентная система, умные сети, моделирование

Y.Makarov, Y.Koubarkov, A.Rygalov

INTERACTING OF MULTI-AGENT SYSTEM'S ELEMENTS OF ELECTRIC POWER COMPLEX

Abstract

This article describes an approach to the construction of multi-agent systems in the power industry, the mechanisms of interaction between the agents and the main issues arising from this.

Keywords:

multi-agent systems, Smart Grid, modeling

Мультиагентные системы (МАС) в настоящее время находят широкое применение при решении различного рода задач, которые невозможно решить другими методами, проявляя при этом высокую интеллектуальность (способны учесть множество факторов с различной степенью важности при принятии решения), производительность (параллельное решение задачи несколькими агентами одновременно) и гибкость (способность своевременно изменять решение при изменении внешних факторов).

В то же самое время применение МАС в отечественной электроэнергетике на данный момент затруднительно по ряду причин. Главная из них – особенности российской энергосистемы:

- большая территория страны и, соответственно, дальние линии электропередач;
- большая суммарная установленная мощность;
- концентрация выработки энергии в районах добычи энергоресурсов;
- устаревшее оборудование;
- практически повсеместные процессы реконструкции сетей;
- недостаточное оснащение энергосистемы средствами телеметрии.

Таким образом, возникает необходимость проектирования МАС с такими связями, которые бы учитывали особенности и реальные перспективы отечественной энергетики.

Многие МАС имеют компьютерные реализации, основанные на пошаговом имитационном моделировании. Компоненты МАС обычно взаимодействуют через весовую матрицу запросов:

Speed-VERY_IMPORTANT: min=45 mph,
Path length-MEDIUM_IMPORTANCE: max=60 expectedMax=40,
Max-Weight-UNIMPORTANT
Contract Priority-REGULAR

и матрицу ответов:

Speed-min:50 but only if weather sunny,
Path length:25 for sunny / 46 for rainy
Contract Priority-REGULAR

note – ambulance will override this priority and you'll have to wait

Модель «Запрос – Ответ – Соглашение» – обычное явление для МАС.

Схема реализуется за несколько шагов:

1. Вначале всем задаётся вопрос типа: «Кто может помочь?»
2. На что только «компетентные» отвечают: «Я смогу».
3. В конечном итоге устанавливается «Соглашение».

Данная схема приемлема для электроэнергетики, при этом обмен информацией будет происходить по схеме, изображенной на рис.1.

Оператор, работая с МАС, для получения необходимой информации или производства определенных действий должен лишь правильно сформулировать запрос. После этого МАС подает управляющее воздействие на автоматику или опрашивает агентов о возможности совершения ими заданной операции. При готовности к выполнению нескольких агентов решается вопрос оптимального решения и соответствия запросу. После достижения соглашения агент запрашивает необходимую информацию. Источниками информации служат SCADA, получающая данные с датчиков и работающая с базами данных (БД), сеть предприятия и интернет. Получив исходные данные, агент выполняет запрос, например, рассчитывает режим. И в итоге оператор видит ответ на свой запрос либо в виде информации о совершенных переключениях, либо в виде готового расчета с комментариями.

Работая с МАС, оператор (диспетчер) является одновременно пользователем системы и одним из агентов, так как он имеет высший приоритет принятия решений, выполняет некоторые операции самостоятельно, пользуясь лишь информационными услугами системы, и может как влиять на МАС, так и испытывать влияние с ее стороны (в виде комментариев к расчетам).

Рассмотрим подробнее примерный алгоритм решения запроса (рис.2). Алгоритм может быть как более сложным, так и более простым. Более сложный алгоритм будет иметь решение комплексных запросов, для решения которых необходима совместная работа нескольких агентов.

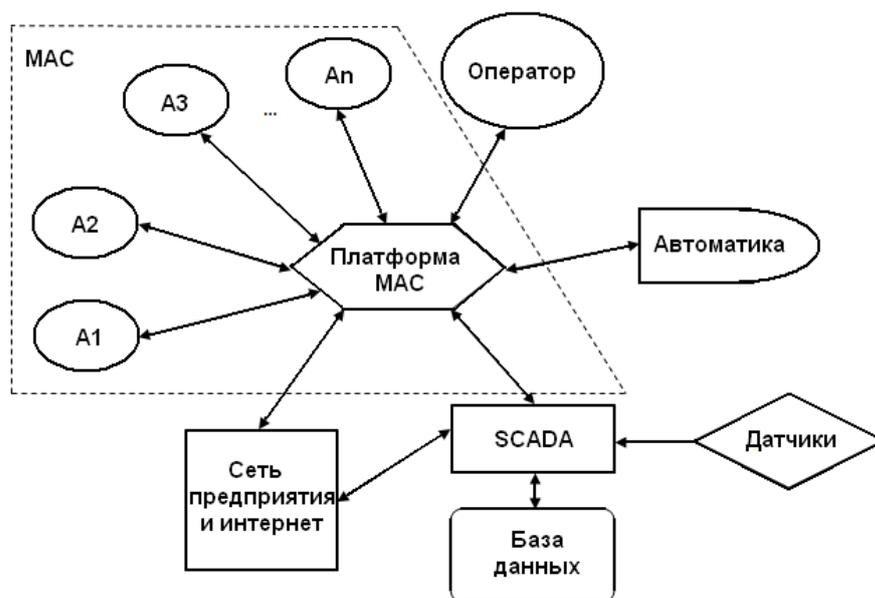


Рис.1. Обмен информацией между МАС и окружающей средой

В таком случае агенты должны будут устанавливать соглашение дважды: во-первых, соглашение о делении запроса на составляющие части, на этом этапе так же работает платформа МАС; во-вторых, соглашение о выполнении каждой части.

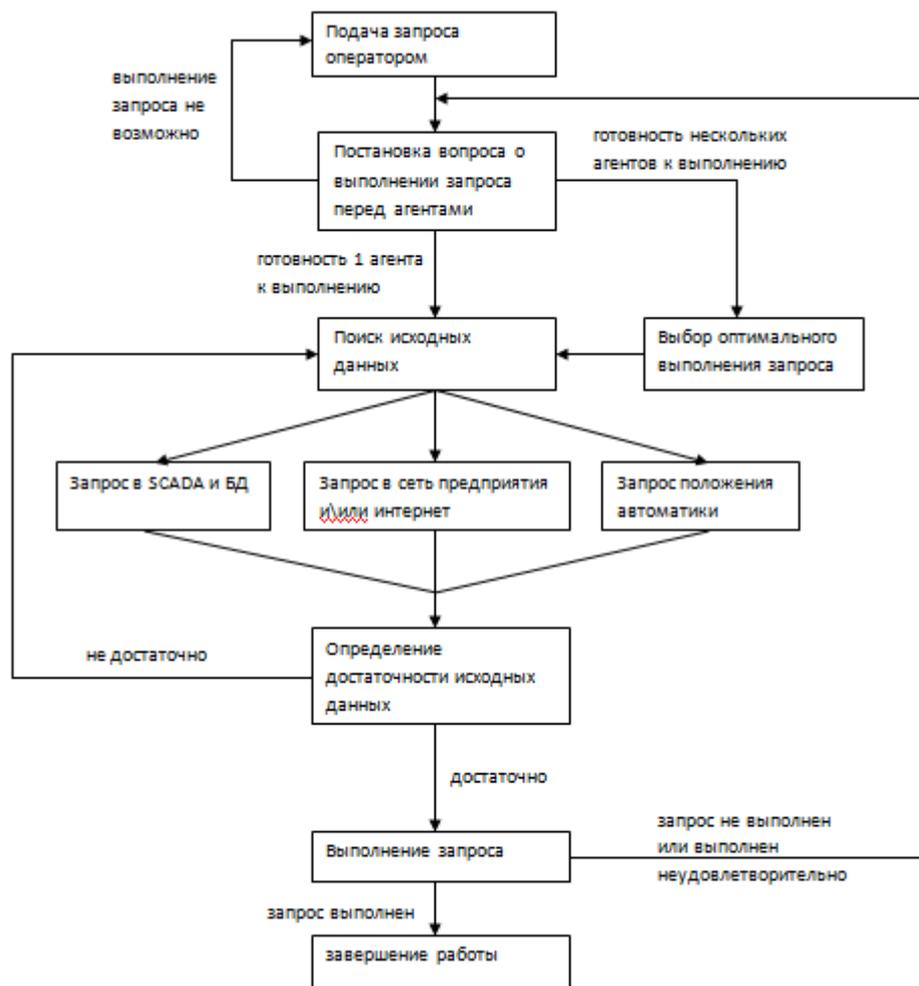


Рис.2. Примерный алгоритм решения запроса АС

Далее все этапы будут выполняться аналогично приведенному алгоритму, но при параллельной работе агентов.

Вторым принципиальным отличием усложненного алгоритма является компиляция результатов работы различных агентов в один отчет. То есть в тот момент, когда все задействованные агенты предоставляют завершенные расчеты, происходит их объединение для соответствия изначальному запросу, и после этого добавляются комментарии.

Также добавляется еще одна обратная связь. Выполнение частей запроса может быть удовлетворительным, а компиляция при этом не соответствовать ему. Поэтому после неудачной компиляции возможны повторные запросы.

Существуют различные способы реализации параллельных вычислений. Например, каждый вычислительный процесс может быть реализован в виде процесса операционной системы, либо же вычислительные процессы могут представлять собой набор потоков выполнения внутри одного процесса ОС. Параллельные программы могут физически исполняться либо последовательно на единственном процессоре – перемежая по очереди шаги выполнения каждого

вычислительного процесса, либо параллельно – выделяя каждому вычислительному процессу один или несколько процессоров (находящихся рядом или распределённых в компьютерную сеть).

Основная сложность при проектировании параллельных программ – обеспечить правильную последовательность взаимодействий между различными вычислительными процессами, а также координацию ресурсов, разделяемых между процессами.

В некоторых параллельных системах программирования передача данных между компонентами скрыта от программиста, тогда как в других она должна указываться явно. Явные взаимодействия могут быть разделены на два типа.

- **Взаимодействие через разделяемую память** (например, в Java или C#). Данный вид параллельного программирования обычно требует какой-то формы захвата управления (мьютексы, семафоры, мониторы) для координации потоков между собой.

- **Взаимодействие с помощью передачи сообщений** (например, в Erlang или Occam). Обмен сообщениями может происходить асинхронно либо с использованием метода «рандеву», при котором отправитель заблокирован до тех пор, пока его сообщение не будет доставлено. Асинхронная передача сообщений может быть надёжной (с гарантией доставки) либо ненадёжной.

Параллельные системы, основанные на обмене сообщениями, зачастую более просты для понимания, чем системы с разделяемой памятью, и обычно рассматриваются как более совершенный метод параллельного программирования. Существует большой выбор математических теорий для изучения и анализа систем с передачей сообщений, включая модель акторов и различные виды исчислений процессов. Обмен сообщениями может быть эффективно реализован на симметричных мультипроцессорах как с разделяемой когерентной памятью, так и без неё.

У параллелизма с разделяемой памятью и с передачей сообщений разные характеристики производительности. Обычно (но не всегда) накладные расходы памяти на процесс и времени на переключение задач у систем с передачей сообщений ниже, однако передача самих сообщений более накладна, чем вызовы процедур. Эти различия часто перекрываются другими факторами, влияющими на производительность.

Выводы

1. Все элементы МАС и окружающая среда имеют двусторонний обмен информацией.
2. Работая с МАС, оператор (диспетчер) является одновременно пользователем системы и одним из агентов.
3. Платформа МАС выполняет функции компилятора и связующего звена между МАС и окружающей средой.
4. В МАС возможны параллельные процессы.
5. Параллельные процессы в МАС могут быть связаны между собой или не связаны.
6. Для эффективной работы МАС необходима развитая сеть предприятия.
7. Один и тот же запрос может быть выполнен различными способами.
8. Оператор (диспетчер) является также администратором МАС, задавая приоритеты, ограничения и оценивая результаты работы.

Литература

1. Wooldridge M. An Introduction to MultiAgent Systems. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 366 p.
2. Weiss G. Multiagent Systems // A Modern Approach to Distributed Artificial Intelligence. MIT Press, 1999
3. JADE Administrator's Guide / Bellifemine et al. CSELT, 2002b. TILab.
4. Параллельные вычисления / В.В.Воеводин, Вл.В.Воеводин. СПб.: БХВ-Петербург, 2002. 608 с.

Сведения об авторах

Кубарьков Юрий Петрович

доцент Самарского государственного технического университета, к.т.н.
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
тел. 8-(846)-242-37-89
эл. почта: tsara.cuba@yandex.ru

Макаров Ярослав Викторович

инженер Самарского государственного технического университета
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
тел. 8-(846)-242-37-89

Рыгалов Алексей Юрьевич

ассистент Самарского государственного технического университета
Россия, 443100, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
тел. 8-(846)-242-37-89

УДК 620.9 (470.21)

О.Е.Коновалова, Е.А.Иванова

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: ПРОБЛЕМЫ, ТРУДНОСТИ И ПУТИ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ

Аннотация

Дан анализ современного состояния малой гидроэнергетики в России, приведены преимущества и недостатки строительства малых ГЭС, дан анализ деятельности отечественного гидротурбиностроения, выявлены основные проблемы, сдерживающие развитие малой гидроэнергетики в России и показаны возможные пути их преодоления.

Ключевые слова:

малая ГЭС, тарифы, себестоимость электроэнергии, серийные гидроагрегаты, нормативная база проектирования и создания оборудования, государственная поддержка строительства малых ГЭС

O.E.Konvalova, E.A.Ivanova

SMALL HYDRO: THE PROBLEMS, DIFFICULTIES AND WAYS OF THEIR SOLUTION

Abstract

In work the modern condition of small hydro power in Russia are analyzed, presents the advantages and disadvantages of construction of small hydroelectric power stations, the activities of domestic construction of hydraulic turbines are analyzed, the main problems hampering the development of small hydropower in Russia and the possible and ways of their overcoming are revealed .

Keywords:

Small hydro power station, the electricity tariffs, the cost of electric power, serial hydraulic units, the regulatory framework for design and creation of equipment, state support for the construction of small hydro power station

Малая гидроэнергетика занимает довольно значительное место в мире. В Западной Европе в настоящее время, по разным оценкам, насчитывается от 2 до 6 тыс. малых ГЭС, в Китае – более 45 тыс., а в России, где технический потенциал малых рек составляет 357.1 млрд кВт·ч/год (рис.1), насчитывается всего около 300 малых ГЭС суммарной мощностью 1.3 млн кВт [1]. Доля производства электроэнергии на таких ГЭС в общем объеме составляет в Китае 18-20%, в Австрии – 10%, в Швейцарии – 8.3%, в Швеции – 3%, в Испании – 2.8%, в России – 0.31% [1, 2].



1. Рис.1. Распределение технического потенциала малых рек по федеральным округам России, млрд кВт·ч/год (<http://www.forumtek.ru>)

В России малая гидроэнергетика развивалась довольно бурными темпами в 1920-х гг. (план ГОЭЛРО) и 1950-1960-х гг., когда было налажено серийное производство гидротурбин и построено более 6500 МГЭС, что способствовало быстрому восстановлению народного хозяйства после Великой Отечественной войны и развитию отраслей горнодобывающей промышленности и тяжелого машиностроения (рис.2).

Но в дальнейшем ориентация на строительство мощных гидроэлектростанций, способных обеспечивать электроэнергией целые области и регионы (централизация электроснабжения), привела к тому, что выпуск оборудования для малых ГЭС был прекращен, а большинство малых ГЭС остановлено, разукomплектовано и закрыто.

В настоящее время возобновление интереса к малой энергетике вызвано непрекращающимся ростом тарифов на электроэнергию, сокращением строительства крупных энергетических объектов, значительным повышением цен на органическое топливо и наличием малоэффективных дизельных электростанций в удаленных населенных пунктах на севере и северо-востоке страны. Затраты на доставку топлива в эти районы приводят к увеличению в разы себестоимости электроэнергии на ДЭС. Поэтому малая гидроэнергетика для изолированных районов, недоступных для подачи электроэнергии в них по ЛЭП, рассматривается как альтернативный источник энергии, способный если не полностью снять, то в значительной степени уменьшить проблему транспортировки дизельного топлива. Строительство малых ГЭС в удаленных районах может улучшить ситуацию с энергоснабжением и повысить энергетическую независимость отдельных регионов.

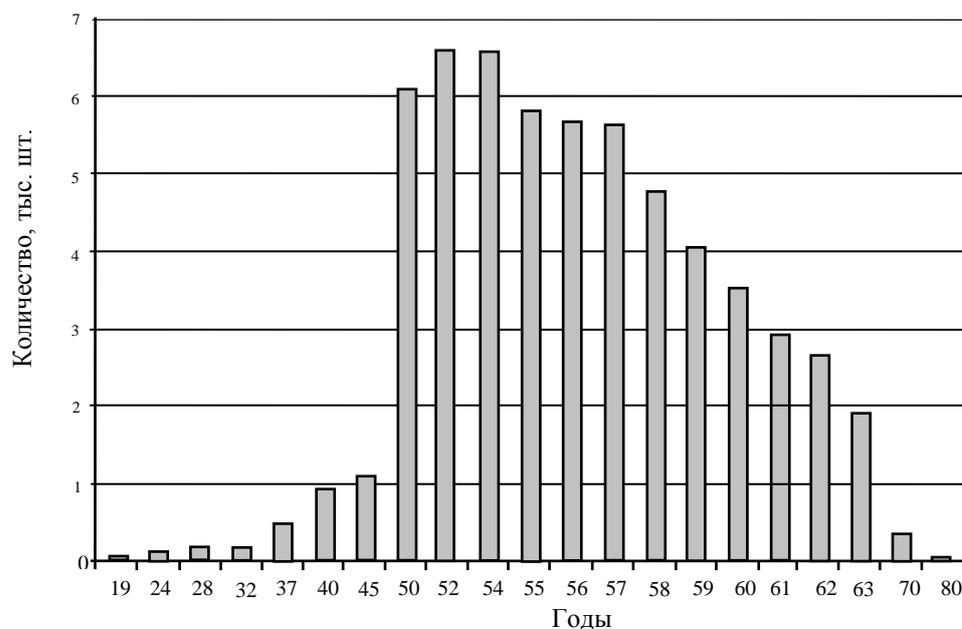


Рис.2. Число малых ГЭС, действовавших в России с 1919 по 1980 гг.

В последние годы в связи с экономическим кризисом и ограничением государственной финансовой поддержки крупных проектов гидроэнергетики, а также постепенной передачей государственных активов в энергетическом секторе в частные руки взоры многих энергопотребителей вновь обращены к малой возобновляемой энергетике. Потенциальными заказчиками малых ГЭС могут стать удаленные поселки, геологические партии, метеостанции, воинские части, частные фермерские хозяйства, рыбопроизводные предприятия, туристические базы и т.д.

В соответствии с классификацией ООН к малым ГЭС относятся гидроэлектростанции с установленной мощностью от 1 до 30 МВт, к мини-ГЭС – станции, работающие в диапазоне от 100 до 1000 кВт, а к микроГЭС – станции мощностью менее 100 кВт. В России традиционно принято считать малыми – объекты мощностью менее 25-30 МВт, мини-ГЭС менее 5000 кВт, а микроГЭС – от 3 до 100 кВт.

Малые ГЭС, как, впрочем, и все ГЭС, могут классифицироваться по величине напора (низко-, средне- и высоконапорные), типу установленных турбин (с радиально-осевыми рабочими колесами, поворотными-лопастными, пропеллерными, ковшовыми, диагональными), расположению плотины и схеме сооружений ГЭС (русловые, приплотинные, деривационные).

Малые гидроэлектростанции могут работать автономно и в энергосистеме. Для их возведения достаточно небольших рек, ручьев или каналов. А малые реки в гидрографической сети России составляют 94% длины речной сети. Источниками энергии для малых ГЭС могут служить естественные перепады высот на озерных водосбросах, оросительных каналах, питьевых трубопроводах, а также на промышленных водосбросах. Иногда малые ГЭС могут быть построены на уже существующих водохранилищах.

Малую гидроэнергетику можно отнести к одному из наиболее «чистых» видов производства электроэнергии. Такие гидроэлектростанции не загрязняют атмосферу вредными выбросами, как правило, при них не создаются большие водохранилища, затопляющие огромные территории, чаще всего не перекрываются пути миграции нерестовых промысловых рыб. Для их возведения требуются меньшие объемы строительных материалов, не нужна дорогостоящая грузоподъемная техника. Затраты на сооружение малых ГЭС могут быть еще сокращены, если не возводить новые малые ГЭС с «нуля», а попробовать прежде всего восстановить некогда действовавшие и находящиеся в настоящее время в полуразрушенном состоянии старые ГЭС. К достоинствам малых ГЭС можно отнести невысокие риски затопления близлежащих территорий при аварийных ситуациях на станции, низкую себестоимость электроэнергии и небольшие эксплуатационные затраты в сравнении с электростанциями на органическом топливе и крупными ГЭС, а также сравнительно короткие сроки ввода в эксплуатацию. Как отмечают специалисты, стоимость 1 кВт произведенного на малой ГЭС в России в централизованной системе, составляет 0.4-0.6 руб. (0.015-0.020 долл.), в автономной системе – 1.1-2.3 руб. (0.04-0.08 долл.), а за рубежом – 0.03-0.04 долл. США. Для сравнения: себестоимость электроэнергии на малых ТЭЦ и ДЭС варьируется в пределах от 5 до 20 руб./кВт·ч. К тому же малые и микроГЭС не оказывают какого-либо воздействия на качество и потребительские свойства воды, что позволяет комплексно использовать водные ресурсы (для целей водоснабжения, ирригации, рыбохозяйственной деятельности и т.д.).

Современное оборудование для малых ГЭС изготавливается компактным в комплекте с гидрогенератором и системой автоматического регулирования, что позволяет станции работать в автоматическом режиме, без дежурного персонала.

В то же время в малой гидроэнергетике есть и недостатки: зависимость выработки станции от гидрологического режима реки (зимой выработка электроэнергии уменьшается, а станции, построенные на оросительных каналах, работают только в ирригационный период), быстрое заиливание небольших

приплотинных водохранилищ, а также недостаточная изученность гидрологического режима и стока малых водотоков и довольно высокие удельные затраты на сооружение малых ГЭС. Так, 1 кВт установленной мощности микроГЭС (до 1 МВт) в ценах 2008 г. оценивался в среднем в 5000 долл/кВт, малых ГЭС (1-10 МВт) – в 4500 долл/кВт, а ГЭС мощностью более 10 МВт – 4000 долл/кВт [1]. Как показывает зарубежный опыт, удельные затраты могут быть снижены при налаживании серийного выпуска гидроэнергетического оборудования, так как доля оборудования в стоимости малых ГЭС доходит до 40-60%.

На рис.3 представлены средние мировые цены на гидроэнергетическое оборудование малых ГЭС, включая турбину, генератор и систему управления [3]. Для того чтобы строительство станции было выгодно, срок окупаемости ее не должен превышать 5-6 лет. По данным рыночных исследований, при стоимости электроэнергии 0.04 долл/кВт·ч стоимость оборудования не должна превышать 1000 долл/кВт·ч. Из рисунка видно, что если использовать импортное оборудование, то минимальная мощность низконапорной МГЭС (H=10 м) должна быть выше 300 кВт, а высоконапорной выше 150-200 кВт. Для обеспечения конкурентоспособности отечественное оборудование должно быть дешевле.

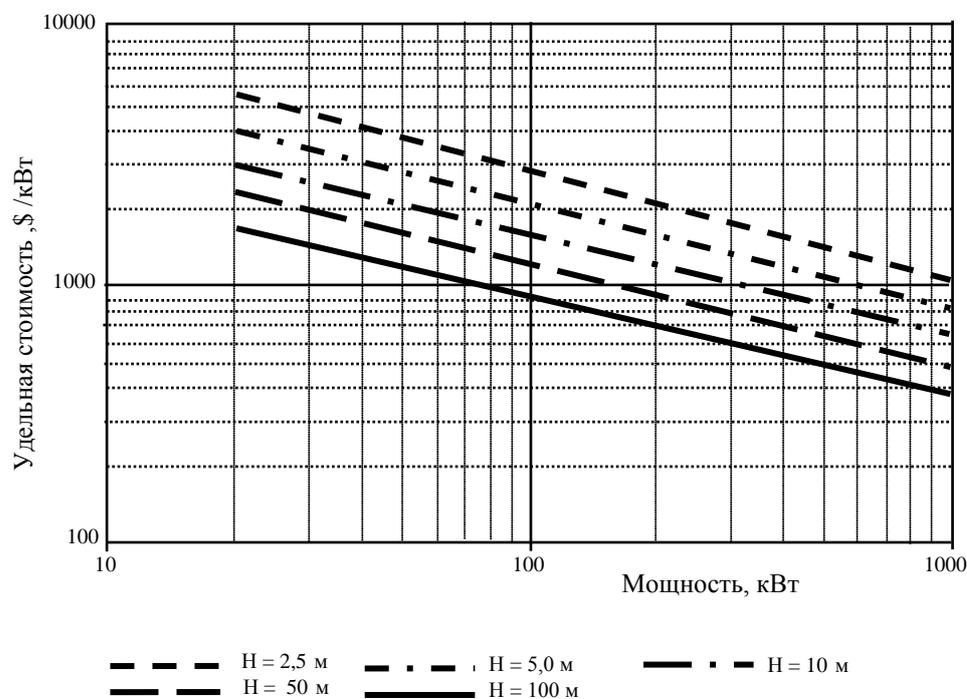


Рис.3. Изменение стоимости энергетического оборудования (по данным зарубежных фирм)

В настоящее время стоимость гидроэнергетического оборудования в России составляет 300-1200 долл/кВт. Более подробные данные о производимом оборудовании фирмами «МАГИ-Э», «ИНСЭТ», «Энергопром», наиболее активно работающими на отечественном рынке, а также о типах турбин и их стоимости представлены в табл.1-5.

До 2011 г. лидером отечественного машиностроения в области гидроэнергетики было ОАО «Силловые машины». Предприятие выполняло большую часть заказов «РусГидро» на гидротурбины (в основном большие).

На отечественный рынок свою продукцию поставляли «Тяжмаш» (г.Сызрань), «Турбоатом» (г.Харьков, Украина), «Уралгидромаш», АО «ЛМЗ» (г.Санкт-Петербург) и организованные в рамках конверсии акционерные компании и малые предприятия, производящие оборудование для малых ГЭС: АО МНТО «ИНСЭТ» (г.Санкт-Петербург), «МАГИ-Э» (г.Москва), АО «Энергомаш», «Башкирэнерго», РАНД (г.Москва).

Таблица 1

Прямоточные трубные гидроагрегаты фирмы «МАГИ-Э»

Модель	Мощность, кВт	Напор, м	Расход, м ³ /с	Обороты, об/мин	Габариты, м	Вес, т	Цена, тыс. долл.
T0	5	5	1.5	600	2.5x1.2x1.0	0.3	4.8
T1-50/600-А,Б,В	30-45	3.5-5	0.9-1.3	600	3.5x1.2x1.0	1.5	15-18
T1-50/750-А,Б,В	55-90	5-9	1.3-1.45	750	4.0x1.5x1.2	1.8	26-32
T2-65/1000-А	200-300	6-12	1.4-2.35	1000	6.0x2.5x1.5	7	90
T2-65/750-Б	100-200	7-16	1.1-2.55	750	6.0x2.5x1.5	6	72
T2-65/600-В	75-160	7-10	0.95-2.7	600	5.5x2.0x1.5	6.2	50
T2-65/500-Г	75-125	4-7	1.35-2.65	500	5.5x2.0x1.5	6	45
T3-80/500-А	120-190	5-8	2.8-3.2	500	4.0x1.8x1.4	2.3	42-65
T3-80/600-А	200-230	8-10	3-3.2	600	4.2x1.8x1.4	2.5	80

Таблица 2

Спиральные горизонтальные радиально-осевые гидроагрегаты фирмы «МАГИ-Э»

Модель	Мощность, кВт	Напор, м	Расход, м ³ /с	Обороты, об/мин	Габариты, м	Вес, кг	Цена, тыс. долл.
ФГ-1а	400-650	90-165	0.3-0.55	1500	3.2x1.8x1.2	8.2	150
ФГ-1б	150-250	45-85	0.3-0.45	1000	3.0x1.6x1.0	8	120
ФГ-2а	400-650	56-100	0.5-1.05	1500	3.2x1.8x1.2	8.2	150
ФГ-2б	300-400	35-58	0.5-0.95	1000	3.0x1.6x1.0	8	140

Таблица 3

Агрегаты для малых ГЭС фирмы «ИНСЭТ» (данные на 1 марта 2012 г.)

Диапазоны			Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от типа агрегата, тыс. руб.			Примечание
мощностей, кВт	напоров, м	расходов, м ³ /с	пропеллерный	радиально-осевой	ковшовый	
До 100	2.5-150	0.1-5.5	70.0-40.0	-	36.0	-
200-500	7.5-400	0.17-7.0	36.0-19.0	27.0-14.5	27.0-14.5	-
600-1000	10-450	0.3-8.5	18.0-15.0	14.0-10.0	14.0-9.0	-
1000-3000	12-450	0.9-10.0	15.0-12.0	9.0-7.0	9.0	До 1600 кВт для пропеллерных агрегатов

Таблица 4

МикроГЭС фирмы «ИНСЭТ» (данные на 1 марта 2012 г.)

мощностей, кВт	Диапазоны		Тип агрегата пропеллерный, тыс. руб.	Модель
	напоров, м	расходов, м ³ /с		
До 10	4-10	0.12-0.21	475	МикроГЭС-10Пр
До 15	6-12	0.12-0.303	525	МикроГЭС-15Пр
До 50	4-10	0.4-0.8	2500	МикроГЭС-50Пр

Таблица 5

Основные параметры гидроагрегатов «Гидроэнергопрома» и их стоимость (данные на 30 января 2009 г.)

Турбина			Генератор		Удельная стоимость гидроагрегата, долл/кВт
диаметр D_1 , мм	напор, м	расход, м ³ /с	мощность, кВт	скорость, об/мин	
250	2	0.23	2.5	1000	550-600
	4	0.28	7.0	1500	
	8	0.26	15.0	1500	
	10	0.27	19.0	1500	
	12	0.28	22.0	1500	
	16	0.26	26.5	1500	
	20	0.255	34.5	3000	
350	2	0.41	5.5	600	300-400
	4	0.64	15.5	1000	
	8	0.585	34.0	1000	
	10	0.575	43.0	1500	
	12	0.59	51.0	1500	
	16	0.52	61.0	1500	
	20	0.515	73.0	1500	
500	2	0.87	10.0	600	250-300
	4	1.28	35.0	600	
	6	1.26	55.0	600	
	10	1.24	95.0	1000	
	12	1.25	110.0	1000	
	16	1.07	128.0	1000	
	20	1.055	150.0	1000	
1000	2	3.8	44.0	300	250-300
	4	5.8	140.0	375	
	6	5.0	235.0	375	
	10	5.0	390.0	500	
	12	4.7	440.0	500	
	16	4.3	525.0	500	
	20	4.2	625.0	500	

Гидрогенераторное оборудование производили «Силовые машины», НПО «ЭЛСИБ» (г.Новосибирск), «РУСЭЛПРОМ-Инжиниринг» (г.Санкт-Петербург) и «Электротяжмаш-Привод» из Лысьвы.

Основным заказчиком гидроэнергетического оборудования выступало ОАО «РусГидро», которое в последнее время активизировало свою деятельность

по восстановлению и строительству малых ГЭС. Другие энергокомпании, владеющие гидроэлектростанциями, такие как «Евросибэнерго», ТГК-1, «Татэнерго», производили лишь модернизацию и замену оборудования и больших заказов отечественным машиностроителям не делали.

В то же время некоторые предприятия успешно работали и продолжают работать на международном рынке. Так, «Тяжмаш» имеет заказ на поставку турбин в Эквадор, «РУСЭЛПРОМ-Инжиниринг» поставлял оборудование в Бразилию и Швецию, АО МНТО «ИНСЭТ» успешно сотрудничает с Японией, Швецией, Бразилией Гватемалой и странами ближнего зарубежья – Белоруссией, Латвией, Арменией, Украиной, Казахстаном.

В 2011 г. ситуация начала меняться, на отечественном рынке появились иностранные производители. «РусГидро» заключило контракт с французской фирмой Alston на создание совместного предприятия и строительство в Башкирии завода по производству гидросилового оборудования для малых ГЭС мощностью до 25 МВт, а в перспективе до 100-150 МВт. Инвестиции должны составить более 50 млн евро. «РусГидро» планирует разместить там большой заказ в 24 комплекта (турбина плюс генератор) для Кубанского каскада ГЭС. Также было объявлено о создании СП с австрийской фирмой Voith Hydro, наладке производства гидротурбин и создании инновационного центра в Саратовской области к 2014 г. с инвестициями около 1 млрд евро. Там предполагается построить 20 турбин на общую сумму 500 млн евро.

Таким образом, на российском рынке создается конкурентная среда, что должно пойти на пользу отечественному машиностроению. По мнению специалистов, качество выпускаемого у нас гидросилового оборудования для малых ГЭС вполне соответствует международному уровню. Недостатком является отсутствие серийного выпуска оборудования и служб сервисного обслуживания. Хотя ряд фирм уже разработали и выпускают серийные гидроагрегаты. Например, фирмой МАГИ-Э разработаны низконапорные агрегаты серии Т, работающие в диапазоне напоров от 4 до 20 м (см. табл.1), и два типа высоконапорных агрегатов серии ФГ (табл.2).

ЗАО «Гидроэнергопром» выпускает унифицированные энергетические модули для малых ГЭС шести модификаций (с диаметром рабочего колеса (см) 25, 35, 50, 100, 120, 150), предназначенные для работы в диапазоне напоров от 2 до 20 м и расходов от 0.25 до 11.5 м³/с с горизонтальными гидроагрегатами поворотно-лопастного и пропеллерного типа (табл.5).

АО МНТО «ИНСЭТ» специализируется на выпуске микроГЭС мощностью от 3 до 100 кВт и ряда гидроагрегатов с пропеллерными, радиально-осевыми, ковшовыми турбинами мощностью от 100 до 5000 кВт для малых ГЭС. В комплект поставки микроГЭС входят: энергоблок, водозаборное устройство, устройство автоматического регулирования, устройство возбуждения и блок балластной нагрузки. Предприятие осуществляет комплектную поставку, монтаж, пуско-наладочные работы, а также гарантийное и послегарантийное обслуживание оборудования.

Тормозом в развитии отечественного машиностроения для малых ГЭС является отсутствие нормативной базы для проектирования и создания оборудования на основе современных технологий и материалов, а также проблемы с высококвалифицированными кадрами. Для снижения стоимости оборудования необходимо обеспечить его унификацию и стандартизацию, производить его по

модульному принципу, полностью автоматизированным и использовать серийные генераторы и мультипликаторы, а также унифицированные системы регулирования.

Опыт Китая, использующего эти принципы, а также поточное проектирование и изготовление на заводах блоков с полностью смонтированным оборудованием заслуживает внимания. Инвестиции, вложенные в строительство малых ГЭС в Китае, окупаются уже через 1.5-2 года и затем приносят своим владельцам чистую прибыль. Китаю за короткий срок удалось построить около 45 тыс. малых ГЭС суммарной мощностью 55.12 ГВт (по данным на 2010 г.).

Объем строительства малых ГЭС в России сейчас невелик, но планы, связанные с модернизацией старых ГЭС и строительством новых, в основном на Дальнем Востоке, в Сибири и Северном Кавказе, значительны.

В Дальневосточном регионе действуют более 3000 дизельных электростанций (ДЭС) мощностью до 500 кВт. Электроснабжение региона полностью зависит от стабильности поставок дизельного топлива и качества оборудования для производства электроэнергии. Здесь выявлено более 200 мест для строительства МГЭС, что позволит производить до 1.5 млрд кВт·ч электроэнергии в год. В соответствии с оптимизационными расчетами для ряда населенных пунктов Дальнего Востока и Приморья предложено строительство 7-8 МГЭС, расположенных вблизи потребителей и объединенных в местную энергосистему. Это позволит сократить объем завозимого в регион дизельного топлива на 28 тыс. т в год, высвободить автотранспорт, сократить загрузку местных портов и существенно повысить уровень энергетической независимости Дальнего Востока и Приморья.

Благоприятные условия для создания МГЭС имеются на юго-западе Сибири в энергодефицитной Республике Алтай. В 2002 г. здесь за счет федерального бюджета построена МГЭС на реке Кайру с двумя агрегатами по 200 кВт (один резервный) для электроснабжения с. Балыкча. Также разработан проект создания каскада из трех малых ГЭС двумя организациями – МНТО «ИНСЭТ» (Санкт-Петербург) с ОАО «Гидропроект» (Ташкент, Узбекистан) на реке Чуя с выработкой 350-400 млн кВт·ч электроэнергии. По мнению специалистов, в удаленных районах Республики Алтай целесообразно строить малые ГЭС с асинхронными генераторами для снятия проблемы с избытком реактивной мощности в сетях [4].

С середины 1990-х гг. малая гидроэнергетика хорошо развивалась на Северном Кавказе, особенно – в Дагестане, где было введено в строй пять малых ГЭС и разработана технология “Прометей” строительства унифицированных малых ГЭС. В 2007 г. по этой технологии были построены сразу три малых ГЭС – Амсарская, Аракульская и Шиназская. Но затем, в связи с экономическим кризисом, дело приостановилось.

В настоящее время «РусГидро» планирует вложить в возобновляемые источники энергии (ВИЭ) по инвестиционной программе на 2012-2016 гг. 12.47 млрд руб., из них 7.59 млрд руб. в опытно-промышленную Северную приливную электростанцию и 4.88 млрд руб. в малые ГЭС Северо-Кавказского федерального округа. Но для того, чтобы эти планы осуществились, необходима государственная поддержка строительства малых ГЭС. По опыту западных стран, где имеется большая практика использования возобновляемых источников энергии, 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.

За рубежом для стимулирования развития возобновляемой энергетики также широко применяется «зеленый тариф». Он подразумевает закупку электроэнергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии, по более высокой цене. Завышение цены субсидируется государством.

В России последняя редакция закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» принята 6 декабря 2011 года, вводит два механизма поддержки ВИЭ:

- путем стимулирования продажи электрической энергии по равновесным ценам оптового рынка с учетом надбавки;
- путем продажи мощности квалифицированных генерирующих объектов.

Все это имеет отношение к генерирующим объектам, работающим на ВИЭ (для ГЭС мощностью не более 25 МВт), которые хотят стать участниками оптового рынка электроэнергии и мощности, в ценовой зоне, а их в стране определено всего две (рис.4). Вся остальная часть России входит в неценовую зону. Для неценовых зон должны быть разработаны особые правила.



1 – европейская часть России и Урал
2 – Сибирь

Рис. 4. Ценовые и неценовые зоны рынка электроэнергии и мощности РФ [5]

Все возобновляемые источники энергии должны в обязательном порядке пройти процедуру квалификации, а без этого на них не могут распространяться никакие предусмотренные законом меры поддержки. Надбавки к ценам рынка представляют собой фиксированные величины, разные для разных видов ВИЭ, и их размер должен быть утверждён отдельным постановлением правительства.

Продажа мощности квалифицированных генерирующих объектов будет осуществляться путем заключения договоров, аналогичных договору предоставления мощности (ДПМ) с параметрами, установленными государством. В рамках этого механизма новые электростанции будут получать с оптового рынка фиксированный высокий доход в течение нескольких лет. Такой механизм сейчас действует в тепловой энергетике и гарантирует инвесторам возврат их вложений.

Окончательный вариант поддержки ВИЭ по состоянию на конец 2012 г. еще не определен.

Закон также предусматривает субсидирование затрат на подключение к сетям малых ГЭС мощностью менее 25 МВт и возможность покрытия других расходов из федерального бюджета. На сетевые организации возложены обязательства покупки энергии ВИЭ на рынке.

Создание законодательной базы в области возобновляемой энергетики послужит толчком к развитию малой гидроэнергетики и привлечет большой российский и зарубежный бизнес. 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 малой гидроэнергетики П.П.Безруких, 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 возобновляемых источников энергии.

Несмотря на это, в некоторых регионах уже разработаны собственные законы, регулирующие применение возобновляемых источников энергии. Так, например:

- в Алтайском крае еще 3 января 2001 г. принят закон «Об энергосбережении, повышении эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в Алтайском крае»;
- в Амурской обл. в 2005 г. принят закон «О развитии нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Амурской области»;
- распоряжением правительства Белгородской обл. № 300-рп от 19 июля 2010 г. установлены «экотарифы» на электрическую энергию, выработанную на базе ВИЭ;
- в Калужской обл. начали разрабатывать аналогичные документы.

Необходимо также наряду с государственной целевой программой развития возобновляемой энергетики разрабатывать и региональные программы.

Нестабильность и непредсказуемость российского законодательства является основным тормозом для инвесторов, вкладывающих средства в ВИЭ. Инвесторам необходима государственная поддержка, которая позволила бы им обеспечить финансовую защищенность инвестиций. В настоящее время возобновляемые источники энергии пока еще неконкурентоспособны, так как находятся в неравных условиях с традиционными электростанциями, работающими на органическом топливе и ежегодно получающими дотации из федерального бюджета. С изменением этого положения и доработкой законодательной базы наступит новый этап развития возобновляемой энергетики в России.

Выводы

1. Россия обладает огромным техническим потенциалом малых рек (357 млрд кВт·ч/ год), который используется пока всего на 0.31%.

2. Малые ГЭС обладают неоспоримыми преимуществами: низкая себестоимость электроэнергии, небольшие эксплуатационные затраты, короткие сроки ввода в эксплуатацию, минимальное влияние на окружающую среду.

3. Медленное развитие в России малой гидроэнергетики обусловлено: недостаточной изученностью гидрологического режима и стока малых водотоков; отсутствием нормативной базы для проектирования и создания оборудования на основе современных технологий и материалов, недостаточной проработанностью закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; отсутствием механизмов регулирования подсоединения ВИЭ к распределительным сетям.

4. Для изменения ситуации в области развития возобновляемой энергетики, в том числе малой гидроэнергетики в России, необходимо: разработать государственную программу по устойчивому развитию возобновляемой энергетики в Российской Федерации, а также региональные программы на местах и приступить к их реализации; принять подзаконные акты, необходимые для функционирования системы государственной поддержки возобновляемой энергетики; осуществить льготную систему налогообложения для производителей и потребителей энергетического оборудования на основе ВИЭ; увеличить финансовую поддержку исполнителей научно-исследовательских и опытно конструкторских работ в области малой энергетики.

Литература

2. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ: отраслевой обзор. Алматы, 2011. № 14. 36 с.
3. Бурков Е. «Застывший потенциал», или Малые да удалые ГЭС. Режим доступа: <http://director.com.ua/nomer/2012-8>
4. Состояние и пути развития энергетического оборудования малых ГЭС / Б.М.Орахелашвили, С.Б.Фоткин, А.П.Ливинский // Горн. журн.: спецвып. № 1. 2004. С.100-110.
5. Ларин В.И. Состояние и перспективы применения возобновляемых источников энергии в России: аналит. обзор. М.: Scientific Press Ltd, 2006. 94 с.
6. Современная законодательная база Российской Федерации в области возобновляемой энергетики. Режим доступа: <http://gis-vie.ru>

Сведения об авторах

Коновалова Ольга Евгеньевна

старший инженер 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

Иванова Елена Анатольевна

старший инженер 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: ivanova@ien.kolasc.net.ru

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.31.015.038

А.В.Золотых, Ф.Х.Халилов

ВЫБОР ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕЙТРАЛИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110-220 кВ

Аннотация

Выполнен анализ аварийности трансформаторов, связанных с нейтралью и дугогасящими реакторами. Показано, что причиной аварийности являются импульсные перенапряжения и неправильный выбор характеристик защитных аппаратов. Приведены результаты исследования перенапряжений. Даны технические требования к защитным аппаратам на 110, 150 и 220 кВ.

Ключевые слова:

нейтраль трансформаторов, перенапряжения, изоляция, координация изоляции, защитные аппараты, ограничители перенапряжений

A.G.Zolotych, F.H.Halilov

SELECTION OF SURGE ARRESTERS FOR PROTECTION OF NEUTRAL OF 110-220 kV POWER TRANSFORMERS

Abstract

Analyzed faults of transformers, associated with neutral and ground-fault neutralizers. It is shown that the cause of the accident is a pulse overvoltage characteristics and the wrong choice of protective devices. The results of the surges exploration are given. The technical requirements for protective devices at 110, 150 and 220 kV are given.

Keywords:

neutral transformers, overvoltage, insulation, coordination of insulation, protective devices, surge arresters

Постоянный рост величины токов короткого замыкания приводит к увеличению динамических воздействий на обмотки трансформаторов, утяжелению работы коммутирующей аппаратуры, утяжелению работы коммутирующей аппаратуры, усилению влияний линий электропередачи на линии связи, ухудшению условий безопасной работы обслуживающего персонала, энергосистем и промышленных предприятий [1-3].

Искусственное ограничение токов короткого замыкания в сетях 110-220 кВ оказывается возможным с помощью: а) разделения сетей; б) разземления нейтрали части трансформаторов; в) заземления нейтрали через резистор или реактор; г) подключения токоограничивающих реакторов между системами шин крупных подстанций.

Способ по пункту «а» применяется сравнительно редко, поскольку при этом снижается надежность электроснабжения.

Способ по пункту «б» значительно снижает токи короткого замыкания и не дает возможности возникновения режима, когда ток однофазного к.з. может

оказаться больше тока трехфазного к.з. Поскольку более 75% к.з. в сетях 110-220 кВ имеет однофазный характер [2, 3], этот способ обеспечивает искусственный рост сопротивления нулевой последовательности, но при этом в нейтрали могут возникать перенапряжения, опасные для изоляции разземленной нейтрали.

Способ по пункту «в» связан со сложными техническими проблемами и поэтому в России практически не применяется [4].

Способ по пункту «г» стали применять только в начале XXI века в электрических сетях мегаполисов, где токи короткого замыкания превосходят величину 65-70 кА.

Таким образом, в настоящее время в России наибольшее распространение получил метод частичного разземления нейтрали трансформаторов 110, 150 и 220 кВ. Однако при этом возникает проблема защиты изолированной нейтрали трансформаторов; по различным причинам (в основном из-за перегрева шунтирующих сопротивлений и негашения дуги сопровождающего тока) имели место разрушения вентильных разрядников (РВ) нейтрали (см., например, [1, 3, 5-7]).

Таким образом, проблема защиты изолированной нейтрали трансформаторов 110-220 кВ для своего решения требует дополнительной информации, в том числе из-за перехода от РВ к ограничителям перенапряжений.

Импульсные перенапряжения были исследованы с помощью анализатора переходных процессов в протяженных цепях на реальных трансформаторах [8] и ЭВМ [1], причем последние исследования фактически служили для контроля экспериментальных данных, полученных в полевых условиях.

Обмер трансформаторов был произведен на 14 трансформаторах 110 кВ, 2 трансформаторах 150 кВ и 3 трансформаторах 220 кВ. Эксперименты проводились на заводах по ремонту трансформаторов (в основном в Санкт-Петербурге) и в полевых условиях (в основном на Украине в «Донбассэнерго»). Паспортные данные исследованных трансформаторов 110 кВ приведены в табл. 1.

Это позволило получить обобщенные зависимости величины грозовых перенапряжений от амплитуды и формы приходящей грозовой волны.

Ниже подробно излагаются результаты исследований перенапряжений, главным образом для трансформаторов 110 кВ, и дается информация для трансформаторов всех классов напряжения от 110 до 220 кВ.

В первом этапе исследований были получены следующие результаты.

1. Форма и характер перенапряжений в нейтрали при приходе апериодической волны на линейные вводы трансформатора не зависят от класса напряжения трансформатора.

2. Форма волны грозовых перенапряжений в нейтрали представляет собой апериодическую волну с наложенными на нее затухающими периодическими колебаниями.

3. Величина периода T основной частоты собственных колебаний обмоток 110 кВ находится в пределах $T=80\div 130$ мкс (для трансформаторов 150 кВ $T = 70\div 120$ мкс, 220 кВ – $T = 80\div 130$ мкс).

Таблица 1

Характеристики исследованных трансформаторов 110 кВ

№ пп	Тип трансформатора	Напряжение обмоток, кВ			Заводской номер	Период собственных колебаний напряжения в нейтрали (по экспериментальным данным), мкс
		ВН	СН	НН		
1	ТДТН 63000/110	110	35	6	100374	87.5
2	ТДГ 15000/110	110	–	6	3966	96.3
3	ТДН 16000/110	110	–	10	2814	130
4	ТДНГЦ 40600/110	110	–	6	914592	79
5	ТДТГ 15000/110	110	35	6	637028	105
6	ТДТГ 15000/110	110	35	6	637035	100
7	ТДТГ 15000/110	110	35	6	1598	100
8	ТМТН 63000/110	110	35	6	13253	90
9	ТДТН 31500/110	110	35	6	2345	96
10	ТДНН 80000/110	110	35	6	11645	86
11	ТМТН 10000/110	110	35	6	12325	105
12	ТДТГ 25000/110	110	10	6	112188	110
13	ТДТГ 15000/110	110	35	6	737028	125
14	ТРДН 25000/110	110	10	6	8866	117

4. Коэффициент затухания колебаний (отношение амплитуды второго и первого абсолютного максимумов) напряжения в нейтрали для всех трансформаторов находится в пределах $\chi = 0.3 \div 0.5$.

После срабатывания подстанционных разрядников волна, приходящая на силовой трансформатор, представляет собой апериодический импульс с наложенной затухающей колебательной составляющей.

При воздействии на линейные вводы такой волны форма волны перенапряжений в нейтрали не изменяется, т.е. имеет ту же форму, что и при приходе апериодической волны. Таким образом, высокочастотная составляющая волн на линейных вводах трансформатора в его нейтраль не переходит. Поэтому в дальнейшем исследования проводились только при апериодических волнах.

Исследование влияния величины фронта апериодической волны на величину перенапряжений в нейтрали проводилось для всех 14 трансформаторов. Для этого при практически постоянной длине волны (время полуспада напряжения) на трансформатор подавались волны с изменяющейся длиной фронта при амплитуде на линейных вводах U_0 .

При изменении длины фронта волны от 0.1 до 7 мкс изменение амплитуды перенапряжений в нейтрали U_n для всех исследованных трансформаторов составило не более 4%. Это объясняется тем, что основная энергия волны определяется не ее длиной фронта, а величиной длины волны. Пример результатов экспериментов по определению зависимости $U_n/U_0 = f(\tau_\phi)$ приведен на рис.1.

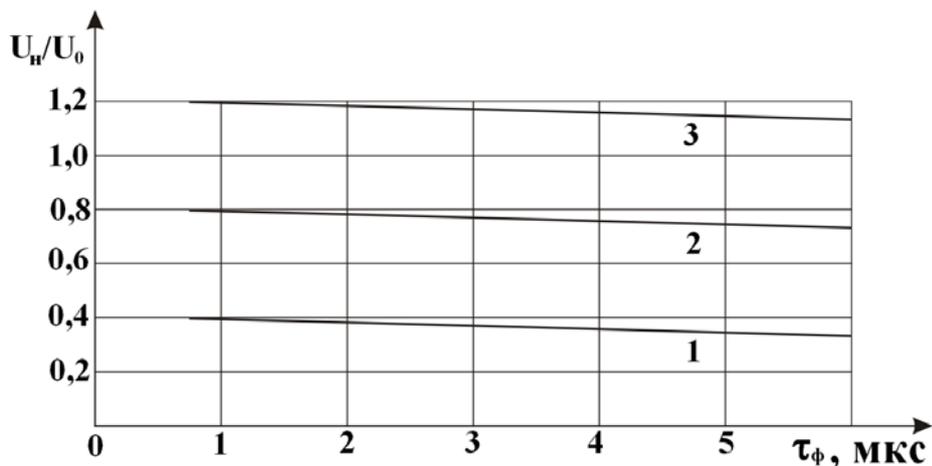


Рис.1. Зависимость $U_n/U_0 = f(\tau)$ для нейтрали силового трансформатора 110 кВ № 3: 1, 2, 3 – волна на трансформатор падает по одной, двум и трем фазам ($\tau_0 = 35$ мкс)

Для всех остальных типов трансформаторов получены аналогичные зависимости, которые позволяют сделать следующие выводы.

1. С увеличением длины волны τ_v 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 (рис.2).

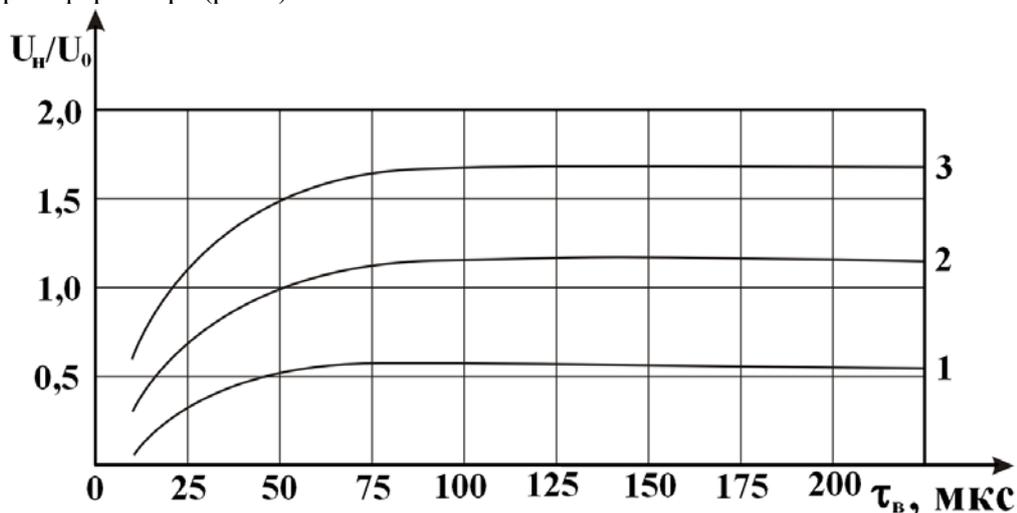


Рис.2. Зависимость $U_n/U_0 = f(\tau)$ для силового трансформатора 110 кВ № 6: 1, 2, 3 – волна приходит по одной, двум и трем фазам

Анализируя вид кривых $U_H/U_0=f(\tau_B)$ для всех исследованных трансформаторов, можно заметить, что они однотипны, а также то, что отношение U_H/U_0 является функцией двух величин τ_B и T . Если названные кривые представить в виде функций отношения τ_B/T , то можно констатировать их практически полное совпадение. Это позволяет сформулировать обобщенный результат в виде единой зависимости от названного выше относительного аргумента $U_H/U_0=f(\tau_B/T)$, которая представлена на рис.3.

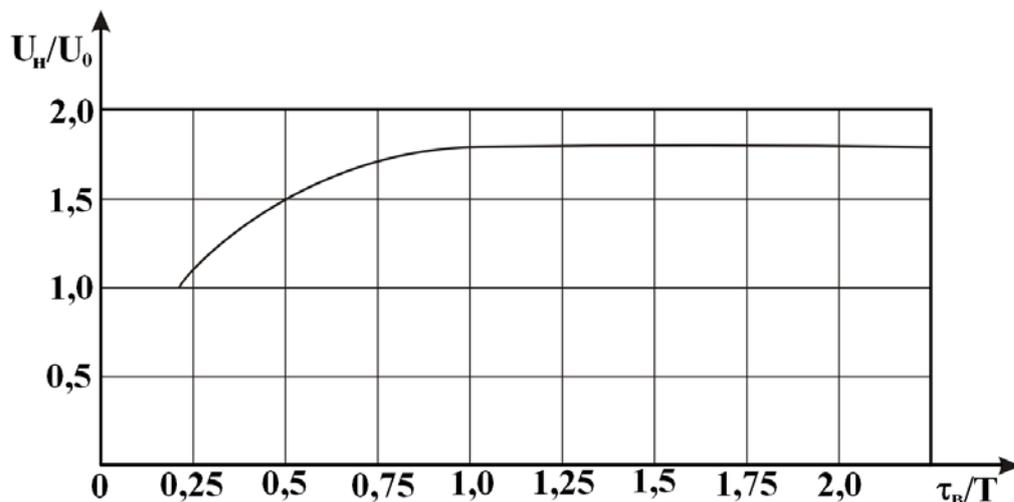


Рис.3. Обобщенная кривая $U_H/U_0 = f(\tau_B/T)$ для трансформаторов 110÷220 кВ

Обобщая все вышесказанное, можно привести формулу для определения максимальных значений перенапряжений в нейтрали силовых трансформаторов классов 110÷220 кВ.

$$U_{\max} = n/3 \cdot U_0 \cdot f(\tau_B/T), \quad (1)$$

где n – число фаз, по которым одновременно приходит волна; U_0 – амплитуда волны перенапряжений на линейных вводах трансформатора.

Эта формула является основным результатом исследования грозовых перенапряжений в разземленных нейтральных трансформаторов 110÷220 кВ в первом этапе исследований.

На втором этапе экспериментов исследовалось влияние РВ, установленного на подстанции, на величину напряжения в нейтрали трансформатора.

Первоначально проводились исследования влияния срабатывания разрядника РВС-110, установленного на шинах подстанции, на величину перенапряжений в нейтрали трансформатора. Изучение проводилось при длине апериодической волны $\tau_B = 290$ мкс, то есть при $\tau_B > T$.

Результаты исследования показывают (рис.4), что до момента срабатывания подстанционного РВ амплитуда напряжения на нейтрали трансформатора пропорциональна амплитуде входящей грозовой волны и определяется зависимостью (1). При этом перенапряжения могут превышать

допустимый уровень для облегченной изоляции нейтрали трансформатора при приходе волны по двум и трем фазам. При приходе волны по трем фазам перенапряжения превышают допустимый уровень даже для нейтрали с полной изоляцией.

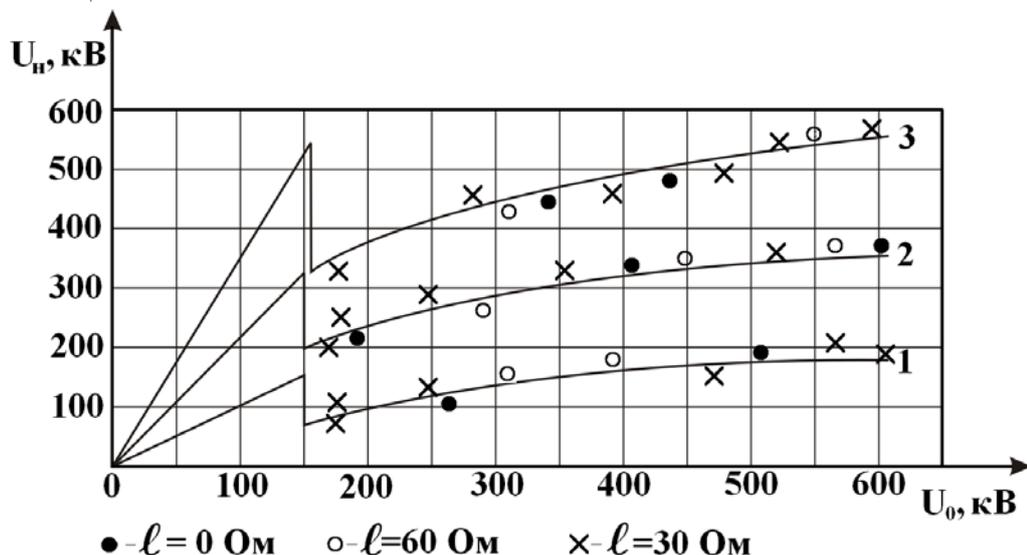


Рис.4. Перенапряжения в нейтрали трансформатора при приходе грозových волн по линии. Подстанционный разрядник типа РВС-110: 1, 2, 3 – волна падает по одной, двум и трем фазам, l – расстояние от места установки разрядника до трансформатора

Срабатывание подстанционного РВ резко снижает амплитуду напряжения в нейтрали трансформатора и при увеличении амплитуды входящей волны зависит от ВАХ подстанционного разрядника. Последний снижает амплитуду перенапряжений в нейтрали трансформатора до безопасных величин при приходе грозовой волны по одной фазе, но она остается опасной для облегченной изоляции нейтрали при приходе грозовой волны по двум и трем фазам.

Для полной изоляции остается опасным приход волны только по трем фазам, причем образуются две зоны опасных амплитуд грозовой волны: до момента срабатывания подстанционного разрядника и при формировании на нелинейном сопротивлении подстанционного РВ волны с амплитудой, достаточной для того, чтобы амплитуда перенапряжения в нейтрали превысила $U_{\text{доп}}$.

На рис.4 также показано, что величина напряжения в нейтрали не зависит от места установки подстанционного разрядника. Это еще раз подтверждает вывод о том, что амплитуда напряжения в нейтрали трансформатора зависит только от амплитуды апериодической составляющей волны на входе трансформатора.

На рис.5 приведены результаты экспериментального исследования влияния числа отходящих линий от шин подстанции на величину напряжений в нейтрали трансформатора при приходе грозовой волны по трем фазам.

С увеличением числа линий, отходящих от шин подстанций, увеличивается и амплитуда опасных грозových волн. Это объясняется их существенным шунтирующим действием, что приводит к уменьшению амплитуды грозовой волны на входе подстанции с увеличением числа отходящих линий.

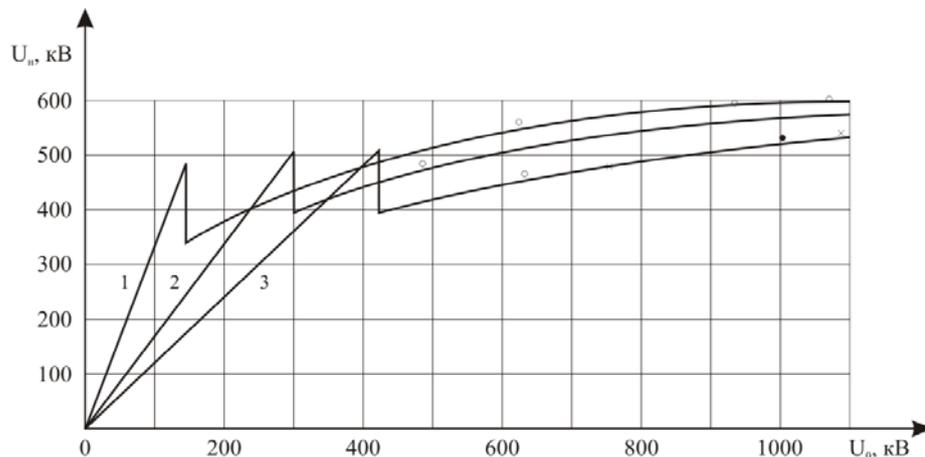


Рис.5. Перенапряжения в нейтрали трансформатора при приходе волны по трем фазам линии для подстанций с разным числом отходящих линий. Подстанционный разрядник РВС-110: 1, 2, 3 – одна, две, три отходящих ВЛ

Выше было отмечено, что величина напряжения в нейтрали трансформатора при приходе на подстанцию грозовой волны зависит от величины апериодической составляющей напряжения на вводах трансформатора. Для подтверждения этого положения на рис.6 приведены результаты исследования зависимостей амплитуды апериодической составляющей напряжения на вводах трансформатора (U_T) от амплитуды приходящей грозовой волны (U_0), полученные экспериментально на подстанциях при установке разрядников РВС-110 и различном числе линий, отходящих от их шин.

В дальнейших исследованиях изучалось влияние длины грозовой волны τ_b на величину напряжений в нейтрали трансформатора с учетом срабатывания подстанционного разрядника. По полученным результатам, представленным на рис.7, можно констатировать практическое совпадение экспериментальных и расчетных зависимостей.

Это позволяет сделать вывод о том, что амплитуда напряжения на изолированной нейтрали силового трансформатора в первую очередь определяется амплитудой приходящей грозовой волны и ВАХ разрядника, установленного на подстанции. Кроме того, она подчиняется той же функциональной зависимости от длины волны, что и до момента срабатывания РВ. Для дальнейшего анализа необходима оценка вероятности возникновения на подстанции волн с опасными для изоляции параметрами. Опасные волны перенапряжений на входе подстанции могут возникнуть в следующих трех случаях:

- 1) на трех фазах при индуктированных перенапряжениях;
- 2) при перекрытиях трех фаз линии при ударе молнии в вершину опоры или в провод;
- 3) то же при перекрытии двух фаз линии.

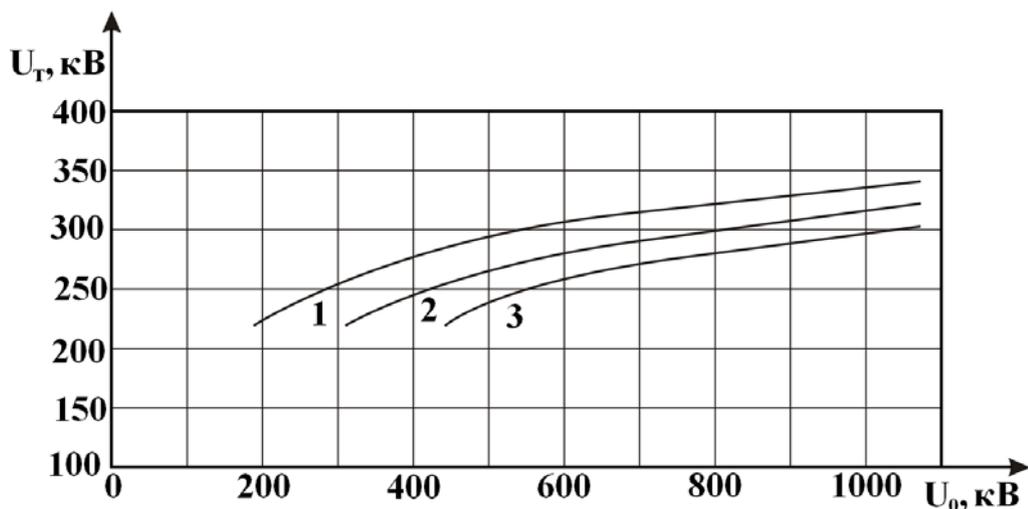


Рис.6. Величина аperiodической составляющей (U_m) на входе трансформатора в зависимости от амплитуды волны на входе подстанции (U_0) и числа линий, отходящих от шин подстанции. Подстанционный разрядник РВС-110: 1, 2, 3 – одна, две, три отходящих линий

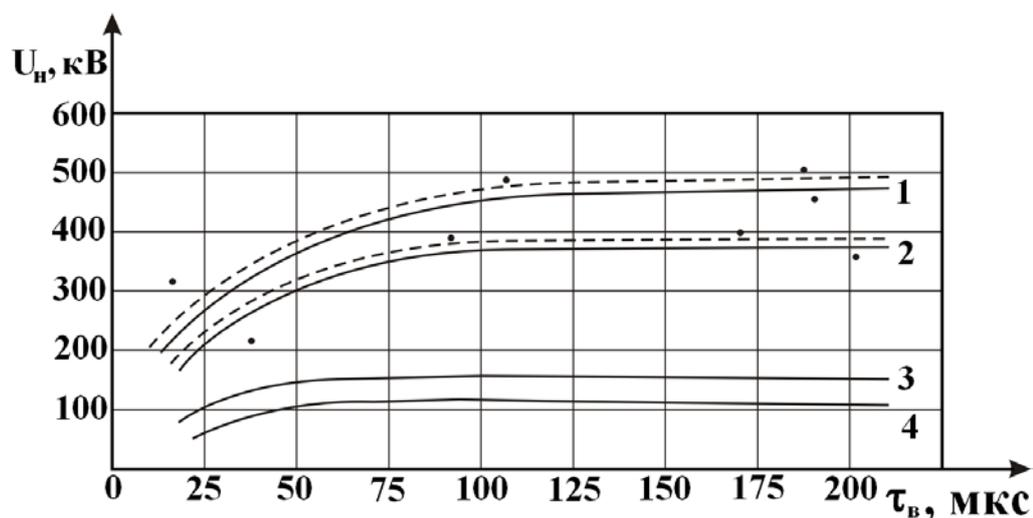


Рис.7. Перенапряжения в нейтрали трансформатора в зависимости от числа фаз, длины и амплитуды волны при подстанционном разряднике РВС-110. 1, 2 – приход волны 420 и 200 кВ по трем фазам; 3, 4 – приход волны 420 и 200 кВ по одной фазе. Штриховые линии – соответствующие расчетные случаи, точки – данные экспериментов

Из этих трех расчетных случаев для подстанций с трансформаторами 110, 150 и 220 кВ наиболее реальным является случай по п.1. Результаты расчетов удельного числа опасных перенапряжений для изоляции нейтрали сведены в табл.2 [1].

Таблица 2

Удельное число опасных перенапряжений для изоляции нейтрали при приходе на подстанцию волн индуктированных перенапряжений

U_n , кВ	Материал опор	Тип защитного аппарата								
		РВС			РВМГ			ОПН		
		количество отходящих линий			количество отходящих линий			количество отходящих линий		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3
110	Металл	26	3.4	0.45	9.26	1.08	0.01	1.5	0.01	0.01
	Железобетон	48	7.0	0.9	30.7	4.1	0.45	7	0.2	0.01
	Дерево	26	3.4	0.45	9.26	1.08	0.01	1.5	0.01	0.01
150	Металл	19	2.4	0.3	6	0.9	0.01	1.2	0.01	0.01
	Железобетон	15	2.0	0.2	3.8	0.54	0.01	0.75	0.01	0.01
220	Металл	13	1.8	0.22	5.4	0.4	0.01	1.0	0.01	0.01
	Железобетон	8	0.6	0.01	0.15	0.01	0.45	0.01	0.01	0.01

Таким образом, молниевые перенапряжения представляют значительную опасность не только для неполной изоляции нейтрали, но и полной изоляции ее для трансформаторов 110, 150 и 220 кВ.

Для защиты нейтрали могут быть успешно применены нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). Их технические характеристики приведены в табл.3 [9].

Таблица 3

Технические требования к ОПН 110-220 кВ.

Показатели	110 кВ	150 кВ	220 кВ
Номинальное напряжение защитного аппарата, кВ	110	150	220
Наибольшее рабочее напряжение, длительно допустимое на аппарате, кВ	56	77	115
Расчетный ток коммутационных перенапряжений при волне 1.2/2.5 мс, выдерживаемый не менее 20 раз, А	400	400	400
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационных перенапряжений, не более, кВ	144	189	288
Расчетный ток грозовых перенапряжений при волне 8/20 мкс, выдерживаемый не менее 20 раз, кА	5	5	5
Остающееся напряжение при расчетном токе грозовых перенапряжений, не более, кВ	174	240	3481
Внешняя изоляция должна соответствовать требованиям ГОСТ для аппаратов класса напряжения, кВ	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{150}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$
Климатическое исполнение	У или УХЛ	У или УХЛ	У или УХЛ
Категория размещения по ГОСТ 15150-69	1	1	1

Выводы

1. Разземление нейтрали части силовых трансформаторов 110-220 кВ является одним из основных способов искусственного ограничения токов короткого замыкания. Однако при этом в изолированной нейтрали могут иметь место перенапряжения, опасные для ее изоляции.

2. Величина импульсных перенапряжений в нейтрали в значительной степени зависит от длины апериодической составляющей волны перенапряжений и периода собственных колебаний переходного процесса, а также от числа фаз, по которым одновременно приходят молниевые волны.

3. В наиболее тяжелых условиях, когда волна на трансформатор падает по трем фазам и $\tau_b/T > 1$ перенапряжения на нейтрали на $\sim 80\%$ могут превосходить амплитуду исходной волны на вводах трансформатора.

4. Таким образом, требуется защита изоляции нейтрали от импульсных перенапряжений. С этой целью могут быть использованы ОПН.

Литература

1. Перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов 6-220 кВ и методы их ограничения / Ф.Г.Алиев и др. СПб., 2001.
2. Мероприятия по ограничению токов неполнофазных коротких замыканий на землю в сетях 110 и 220 кВ. / М.Н.Алиев, Ч.М.Джуварлы, Е.В.Дмитриев, Т.А.Нурмамедов // Режимы нейтрали в электрических системах. Киев: Наукова думка, 1974.
3. Перенапряжения и защита от них в электрических сетях 110÷750 кВ / В.П.Бобров, В.Г.Гольдштейн, Ф.Х.Халилов. М.: Энергоатомиздат, 2005.
4. Сравнительная эффективность заземления нейтрали трансформаторов через реактор или резистор / Г.А.Сливин, Т.Н.Гурьева // Режимы нейтрали в электрических системах. Киев: Наукова думка, 1974.
5. Методика выбора режима заземления нейтралей трансформаторов высоковольтных сетей энергосистем / Г.А.Айрапетян, М.А.Авакян. Электрические станции. 1974. № 4.
6. Выбор режима нейтрали трансформаторов в сетях 110 кВ и более высоких напряжений / Г.А.Айрапетян, М.А.Авакян // Режимы нейтрали в электрических системах. Киев: Наукова думка, 1974.
7. О защите трансформаторов 110 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтрали // Хроника. Электрические станции. 1964. № 6.
8. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта / М.В.Костенко, Ю.М.Невретдинов, Ф.Х.Халилов. Л.: Наука, 1984.
9. Ограничители перенапряжений для защиты изоляции электрооборудования и линий сетей среднего, высокого и сверхвысокого напряжения от грозových и внутренних перенапряжений / В.Г.Гольдштейн и др. М.: Энергоатомиздат, 2010.

Сведения об авторах

Золотых Андрей Георгиевич

директор по развитию ОАО НПО «Стример»

Россия, 195220, Санкт-Петербург, ул. Гжатская 27, Тел. (812) 248-90-37

эл. почта: andrey.zolotkyh@streamer.ru

Халилов Фирудин Халилович

профессор, д.т.н., Политехнический университет, институт энергетики и транспортных систем, электромеханическое отделение, кафедра ТВН и Э и КТ

Россия, 195220, Санкт-Петербург, ул. Политехническая 29

тел. (812) 555-45-85

эл. почта: natalia-shilina@yandex.ru

М.Б.Баранник, В.В.Колобов, П.И. Прокопчук

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА РЕГИСТРАЦИИ ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВ, ПРОТЕКАЮЩИХ ЧЕРЕЗ ОПН ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ КОММУТАЦИОННЫХ И ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ*

Аннотация

Дан краткий анализ различных причин, приводящих к ограничению ресурса нелинейных ограничителей перенапряжения в процессе эксплуатации под воздействием грозовых и коммутационных импульсов. Проведен обзор существующих устройств, регистрирующих импульсные воздействия на ОПН. Приведены основные характеристики, устройство и описание принципа работы преобразователя тока проводимости – регистратора срабатываний ОПН, разработанного в лаборатории электроэнергетики и электротехнологии ЦФТПЭС КНЦ РАН.

Ключевые слова:

ограничители перенапряжений нелинейные, импульсные токи, электрический заряд импульса, диагностика, регистратор

M.B.Barannik, V.V.Kolobov, P.I.Prokopchuk

DEVELOPMENT OF SWITCHING AND LIGHTNING SURGES COUNTER FOR ARRESTERS

Abstract

Analysis of technical lifetime surge arresters. Results of development and construction of switching and lightning surges counter for arresters. Aspects of electronic circuit design and selection of electronic components of the unit.

Keywords:

surge arresters, switching and lightning surges, surge current, electric charge, monitoring, counter

Диагностика состояния ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) в процессе эксплуатации в настоящий момент является актуальной задачей, если учитывать, что нарушения в нормальной работе таких защитных устройств могут привести к производственным потерям или повреждению дорогостоящего оборудования и, соответственно, высоким затратам на его ремонт или обновление. Для минимизации таких рисков предприятия электроэнергетики должны обеспечить сначала правильный выбор ОПН и места его размещения, а затем диагностику его состояния в процессе эксплуатации.

Основной элемент ОПН – оксидно-цинковый варистор (ОЦВ) подвергается двум типам воздействия, влияющим на его защитные свойства:

1. В нормальном эксплуатационном режиме под воздействием постоянно приложенного рабочего напряжения материал ОЦВ стареет, что проявляется в самопроизвольном росте тока проводимости. Этот процесс приводит к термической неустойчивости и выходу из строя элемента в результате пробоя.

2. При возникновении коммутационных и грозовых перенапряжений через ОЦВ протекают импульсные (разрядные) токи большой амплитуды,

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

которые приводят к деградации свойств ОЦВ и выработыванию ресурса пропускной способности ОПН. ОЦВ изначально обладают некоторым исходным ресурсом пропускной способности, расходуемым в режимах ограничения перенапряжений, причем скорость истощения этого ресурса зависит от числа и значения токовых воздействий. После того как исходный ресурс истощен, ОЦВ пробивается. Производители учитывают этот ресурс при расчете гарантированного срока эксплуатации ОПН.

Деградация свойств ОЦВ приводит к изменению вольт-амперной характеристики элемента и увеличению соответствующих значений остающегося напряжения при данном значении разрядного тока, то есть ухудшению защитных свойств ОПН.

Очевидно, что два одинаковых ОПН, размещенных в различных условиях с точки зрения воздействия коммутационных и грозовых перенапряжений, по-разному будут расходовать свой ресурс и сохранять защитные свойства. Так как воздействия второго типа плохо прогнозируемы, важным является оснащение каждого ОПН устройством диагностики состояния (параметров) защитного аппарата в процессе эксплуатации, позволяющего оценить фактический ресурс работоспособности ОПН и своевременно принять решение о ремонте или замене.

Существующая российская нормативная база по контролю состояния и нормам испытания электрооборудования, рекомендуемая к использованию на объектах электроэнергетики, не отражает современного состояния рассматриваемой проблемы. Исходя из нормативных документов методы контроля ОПН в процессе эксплуатации должны включать измерение сопротивления ОПН и тока проводимости, а также тепловизионный контроль. Все эти методы не обладают достаточной информативностью и не обеспечивают своевременного предупреждения ухудшения характеристик ОПН и связанных с этим аварийных ситуаций. Поэтому, основываясь на опыте эксплуатации ОПН отечественными предприятиями электроэнергетики и анализируя устройства диагностики и контроля предлагаемые европейскими предприятиями-изготовителями ОПН [1, 2], можно заключить, что целесообразно оснащение каждого защитного аппарата устройствами или устройством, позволяющим осуществлять: измерение активной составляющей тока проводимости ОПН; контроль количества и параметров импульсов тока, протекающих через ОПН под воздействием грозовых и коммутационных перенапряжений (контроль срабатывания ОПН).

Устройства, позволяющие измерять прямым или косвенным путем активную составляющую тока проводимости ОПН, достоинства и недостатки различных методов измерения подробно рассмотрены авторами в своих предыдущих публикациях, посвященных разработанным приборам оперативной диагностики нелинейных ограничителей перенапряжения «СКАТ-3» и «СКАТ-4» [3, 4]. Здесь лишь отметим, что измерение активной составляющей и высших гармонических составляющих полного тока через ОПН позволяет диагностировать не только старение и изменение характеристик ОЦВ, но и увеличение активного тока вследствие загрязнения и увлажнения поверхности оболочки ОПН или вследствие разгерметизации и увлажнения внутренней поверхности аппарата.

Так как ухудшение защитных характеристик ОПН вызвано в основном протекающими импульсными разрядными токами вследствие разного рода перенапряжений, разработано большое количество устройств, регистрирующих такие токи. Существующие устройства имеют различную сложность. Самые простые

представляют собой простые счетчики срабатывания [5-7], регистрирующие общее число прошедших через ОПН импульсов разрядного тока, величина которых оказывается выше определенной амплитуды или комбинации амплитуды и длительности тока. Крупные мировые предприятия-изготовители ОПН, такие как ABB и Siemens, предлагают более сложные устройства, позволяющие дополнительно к подсчету числа импульсов проводить измерение или селекцию амплитуды импульсных токов, определение энергетических и временных параметров импульсов [8, 9]. Некоторые предлагаемые на рынке устройства направлены на измерение максимального количества параметров проходящего через ОПН импульса тока. Так, устройство Arcosat [10] осуществляет осциллографирование кривой разрядного тока путем использования аналого-цифрового преобразования.

Современное развитие электроники определяет тот факт, что большинство устройств регистрации являются электронными, выполненными на основе однокристалльных микроконтроллеров. Кроме того, в последнее время наметилась тенденция совмещения функции измерения активной составляющей полного тока и регистрации срабатывания ОПН в одном устройстве.

Необходимо отметить важные, на наш взгляд, критерии, обеспечивающие необходимую достаточность функциональной сложности вновь разрабатываемого устройства регистрации срабатывания ОПН.

Как справедливо отмечается в статье [2], в настоящий момент существует необходимость в дальнейшей проработке критерия оценки выработанного ресурса ОПН по количеству срабатываний с учетом данных по амплитуде или энергии воздействующего импульса. Воздействия импульсов тока с равными энергиями либо с равными амплитудами, но разными длительностями для ОПН сильно не равноценны, поскольку максимум температуры нагрева ОПН, приводящий к деструктивным процессам в ОЦВ, определяется «жесткостью» импульсного воздействия. Непроработанность методики проведения измерений и отсутствие системы критериев, которые необходимы для оценки полученного результата, приводит к тому, что выбор метода и средства диагностического контроля остается за потребителем. Потребители зачастую делают выбор в пользу менее информативных, но более простых, а значит дешевых устройств диагностического контроля ОПН. Учитывая это, некоторые производители ОПН выпускают целую линейку таких устройств с разным количеством фиксируемых параметров импульсных токов, протекающих через ОПН, и, соответственно, стоимостью [9].

С другой стороны, функциональная насыщенность устройства определяет требования к его питанию. Так уже упоминавшееся устройство Arcosat [10] питается от сети 220 В, что усложняет его монтаж и ограничивает применение. Поэтому большинство устройств имеют автономное питание на основе солнечных батарей или гальванических элементов с большим сроком службы. Таким образом, возникает задача снижения энергопотребления устройства регистрации, что достигается выбором элементной базы и режима функционирования устройства.

С точки зрения экономической эффективности и конкурентоспособности стоимость разрабатываемого устройства не должна превышать 20-25% от стоимости диагностируемого ОПН [1, 2].

Основываясь на вышеприведенных требованиях и современных мировых тенденциях при создании подобных устройств, был разработан преобразователь тока проводимости с функцией регистрации срабатывания ОПН (далее – преобразователь тока проводимости или регистратор (ПТПР)). Регистратор выполнен на основе

стационарного датчика тока проводимости ОПН типа ПТП-08 (преобразователь тока проводимости), выпускаемого одним из отечественных предприятий-производителей ограничителей перенапряжения и предназначенного для контроля тока проводимости и его гармонических составляющих при диагностике ОПН, находящихся под рабочим напряжением в условиях эксплуатации на ОРУ и ЗРУ с использованием устройства «СКАТ-4» [4], а также и обеспечивающего гальваническую развязку рабочих цепей заземления ОПН и измерительной системы.

Датчик, оснащенный регистратором срабатывания ОПН, сохраняет функции первичного датчика тока и совместно с прибором СКАТ-4 позволяет выполнять измерения:

- действующего значения полного тока, протекающего через ОПН;
- действующего значения активной составляющей полного тока;
- отношения действующего значения активной составляющей к действующему значению тока первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН;
- фазового угла сдвига между приложенным к ОПН напряжением и током первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН;
- отношения к действующему значению полного тока действующих значений токов 3-й, 5-й, 7-й гармоники полного тока.
- ПТПР имеет три режима работы:
- автономный режим, в котором ПТПР является счетчиком-регистратором срабатывания ОПН, сохраняющим информацию о зарегистрированных импульсах тока через ОПН в памяти;
- при подключении к ПТПР прибора СКАТ-4 происходит отображение информации хранящейся в памяти регистратора на экране подключенного устройства для оперативной оценки и, при необходимости, для дальнейшей обработки и анализа;
- при подключении к ПТПР приборов СКАТ-3, СКАТ-4 и аналогичных им ПТПР используется как первичный изолированный датчик – преобразователь тока проводимости, работающий по принципу трансформатора тока.

Разработанный регистратор срабатывания ОПН оценивает заряд импульса тока, проходящего через ОПН, который численно равен интегралу от функции тока по продолжительности импульса. Регистратор реагирует на импульсы тока с зарядом превышающим уровень 25 мкКл (такой заряд имеет грозовой импульс тока 8/20 мкс с амплитудой 1.25 А или импульс тока 30/60 мкс с амплитудой 0.45 А). Кроме того, регистратор отдельно выделяет импульсы с зарядом превышающим уровень 25 мкКл, что соответствует грозовому импульсу тока 8/20 мкс с амплитудой 1250 А или импульсу тока 30/60 мкс с амплитудой 450 А. Информация о количестве и времени прихода импульсов, а также их суммарном заряде сохраняется в цифровом виде в энергонезависимой памяти. Записанная информация может быть считана при подключении к ПТПР прибора для диагностики состояния ОПН в процессе эксплуатации типа СКАТ-4.

Входящий в состав ПТПР электронный регистратор срабатывания ОПН имеет встроенный источник питания на основе литийтионилхлоридного элемента ER14505 напряжением 3.6 В и емкостью 2400 мА·ч, обеспечивающий работу регистратора в течение как минимум двенадцати лет. В регистраторе имеются часы реального времени, обеспечивающие привязку зарегистрированных срабатываний

ОПН к текущему времени и дате. В нормальном состоянии регистратор находится в «спящем» режиме – режиме ожидания с незначительным энергопотреблением. При прохождении через ОПН импульсов тока с зарядом, превышающим пороговый уровень 25 мкКл, регистратор активируется и переходит в режим записи, при этом время прихода импульса идентифицируется регистратором как начало «события», а значение реального времени с точностью до секунды идентифицируется как «текущая секунда». Под «событием» понимается пакет импульсов тока с зарядом, превышающим величину 25 мкКл, прошедших через ОПН в течение «текущей секунды». По окончании «текущей секунды» происходит запись информации о событии в энергонезависимую память. Импульсы тока с зарядом, превышающим пороговый уровень 25 мкКл, зарегистрированные в течение следующей секунды, идентифицируются как новое «событие». Если такие импульсы отсутствуют, то регистратор переходит в режим ожидания до прохождения через ОПН очередного импульса тока с зарядом, превышающим пороговый уровень 25 мкКл, при этом время прихода импульса будет идентифицировано регистратором как начало следующего «события» и т.д.

В режиме записи регистратор измеряет уровень заряда каждого импульса тока в «событии» для определения суммарного заряда импульсов в «событии», суммарного заряда всех зарегистрированных ПТПР импульсов и для определения количества импульсов с зарядом, превышающим величину 25 мкКл. Более подробно алгоритм работы регистратора изложен ниже.

В памяти регистратора хранится следующая информация:

1. Идентификационный (серийный) номер счетчика.
2. Суммарная информация по событиям:
 - количество зарегистрированных «событий» за время работы регистратора ПТПР;
 - количество «событий», информация о которых находится в памяти регистратора (в зависимости от количества импульсов, в событиях сохраняется информация о последних 352-360 событиях);
 - количество импульсов тока через ОПН, зарегистрированных ПТПР за все время (с зарядом более 25 мкКл)
 - количество импульсов тока из тех, что зарегистрированы ПТПР за все время, которые имели заряд более 25 мкКл;
 - заряд, прошедший через ОПН, за все время (сумма зарядов зарегистрированных импульсов).
3. Детализированная информация о сохраненных в памяти последних «событиях»: номер «события»; дата и время «события»; количество импульсов тока в «событии» (с зарядом более 25 мкКл) и количество импульсов из них, которые имели заряд более 25 мкКл; суммарный заряд импульсов в «событии».

Функциональная схема регистратора приведена на рис.1. Токопровод ПТПР включается стационарно в цепь заземления ОПН. Вокруг токопровода размещен кольцевой магнитопровод, на котором намотаны измерительная (ИО) и калибровочная обмотки (КО). Выводы ИО и КО подсоединены к разъему, размещенному на металлическом корпусе преобразователя. На разъем также выведены выводы регистратора срабатываний ОПН для считывания информации, хранящейся в памяти при подключении прибора СКАТ-4.

Регистратор построен на основе микроконтроллера ATmega 48РА (МК на рис.1), питание которого осуществляется от литийтионилхлоридного элемента (GB на рис.1). Рассмотрим работу устройства по временным диаграммам, приведенным на рис.2. В начальном состоянии МК находится

в «спящем» режиме – режиме ожидания (PO). В этом режиме функционируют только часы реального времени (RTC-real time clock), МК не выполняет никаких операций и ожидает прихода сигнала внешнего прерывания по входам INT0, INT1.

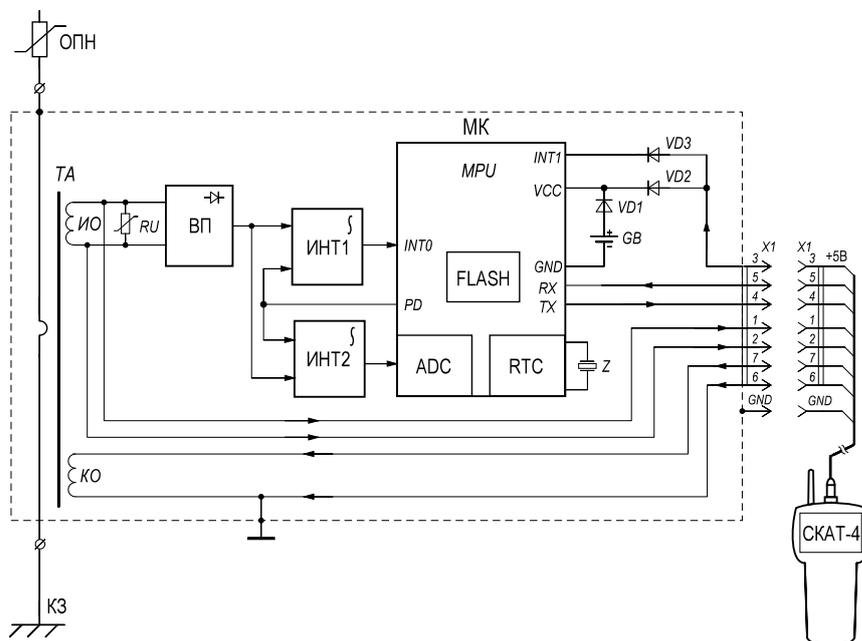


Рис.1. Функциональная схема регистратора срабатывания ОПН: ИО – измерительная обмотка; КО – калибровочная обмотка; ВП – выпрямитель; ИНТ1,2 – интеграторы; МК – микроконтроллер; ADC – аналого-цифровой преобразователь; RTC – часы реального времени; КЗ – контур заземления подстанции

Индукцируемые в ИО трансформатора ТА импульсы тока, возникающие при прохождении через ОПН больших импульсных токов проводимости, поступают на схему выпрямления ВП. Далее выпрямленные импульсы тока поступают на два интегратора ИНТ1, ИНТ2. На выходе интеграторов формируются напряжения, значения которых пропорциональны заряду импульсов тока на входе интеграторов. Интеграторы имеют разное постоянное время интегрирования, так как ИНТ1 предназначен для формирования сигнала перехода МК в режим записи (P3), а ИНТ2 является измерительным и предназначен для обеспечения численной оценки заряда импульсов.

При прохождении через ОПН импульсов тока с зарядом, не превышающим 25 мкКл (И1 на рис.2), МК продолжает оставаться в PO. При прохождении через ОПН импульса с зарядом более 25 мкКл (И2 на рис.2) на выходе ИНТ1 возникает напряжение, превышающее значение порога ($U_{пор}$ на рис.2). Это напряжение, поступая на вход INT0 МК, вызывает прерывание, переводящее МК в P3. Значение RTC с точностью до секунды определяется как время начала «события». При этом включается таймер P3 с длительностью выдержки 10 мс, достаточной для проведения измерений заряда импульса. Одновременно значение счетчика импульсов низкого уровня (Сч НУ) увеличивается на единицу. Напряжение с выхода ИНТ2 поступает на

интегрированный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) МК. Значение заряда импульса в цифровом виде добавляется к суммарному заряду импульсов в «событии» и проходит пороговую селекцию. Если значение заряда импульса не превышает величину 25 мКл, то значение счетчика импульсов высокого уровня (Сч ВУ) не изменяется. По истечении периода измерения на выходе PD МК формируется импульс сброса интеграторов, и МК переходит в РО с сохранением в памяти следующих значений: номера «события», даты и времени «события», значений Сч НУ, Сч ВУ, суммарного заряда импульсов «события» и суммарного заряда импульсов, зафиксированных регистратором.

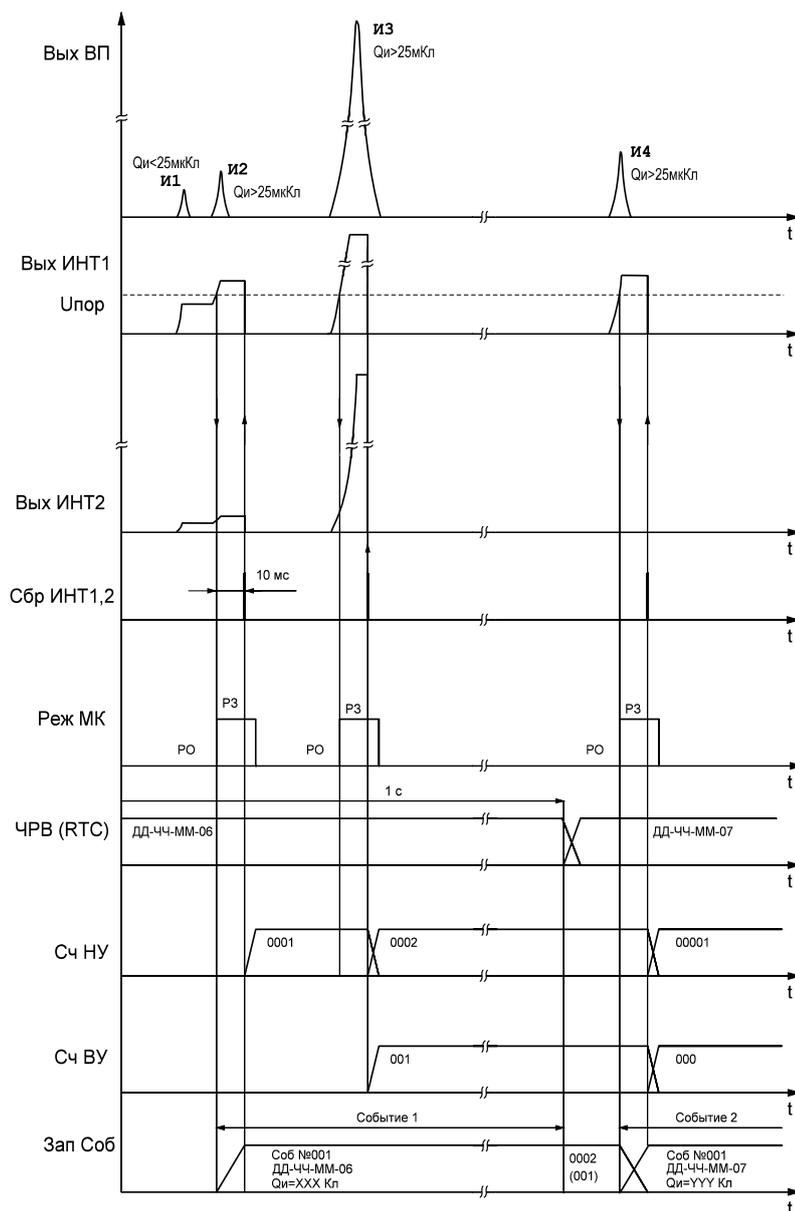


Рис.2. Временная диаграмма работы регистратора срабатывания ОПН

При прохождении через ОПН следующего импульса с зарядом более 25 мкКл (ИЗ на рис.2) алгоритм повторяется. На выходе ИНТ1 возникает напряжение, превышающее значение порога. Это напряжение, поступая на вход INT0 МК, вызывает прерывание, переводящее МК в РЗ. Происходит сравнение значения RTC с временем начала текущего «события». Если эти значения совпадают, как на рис.2, то номер события не изменяется. Включается таймер РЗ с длительностью выдержки 10 мс. Значение Сч НУ увеличивается на единицу. Значение заряда импульса в цифровом виде добавляется к суммарному заряду импульсов в «событии» и проходит пороговую селекцию. Так как значение заряда импульса ИЗ превышает величину 25 мкКл, то значение счетчика импульсов высокого уровня (Сч ВУ) увеличивается на единицу. По истечении периода измерения на выходе PD МК формируется импульс сброса интеграторов, и МК переходит в РО, с сохранением в памяти значений Сч НУ, Сч ВУ, значения суммарного заряда импульсов в «событии» и суммарного заряда импульсов, зафиксированных регистратором.

При прохождении через ОПН следующего импульса с зарядом более 25 мкКл (И4 на рис.2) значение RTC превышает время текущего «события» на 1 с, соответственно этот импульс идентифицируется как относящийся к следующему событию, и значение номера события увеличивается на единицу. Информация, описывающая предыдущее «событие» (событие № 001 на рис.2), а именно номер «события», дата и время «события», общее количество импульсов в «событии» (Сч НУ), количество импульсов в «событии» с зарядом выше 25 мкКл (Сч ВУ), значение суммарного заряда импульсов «события» (Qi), переносятся во FLASH-память МК, а в памяти сохраняется информация о новом «событии» (событие № 002 на рис.2).

Ток потребления в РО не превышает 2 мкА. В РЗ энергопотребление МК определяется в основном режимом переноса данных о «событии» во FLASH-память, при этом ток потребления МК увеличивается до 5 мА на время цикла записи длительностью 5 мс.

При подключении к ПТПР прибора СКАТ-4 напряжение +5В от внутреннего источника последнего поступает через защитный диод (VD3 на рис.1) на вход прерывания INT1 МК, что приводит к инициализации режима переноса данных из памяти ПТПР в прибор СКАТ-4 для отображения измерительной информации на экране подключенного устройства. Передача данных осуществляется через интегрированный в МК универсальный последовательный интерфейс UART. Как видно из схемы на рис.1, питание регистратора в режиме повышенного энергопотребления при считывании данных из FLASH-памяти МК осуществляется через защитный диод VD4 от внутреннего источника прибора СКАТ-4. На рис.3 и 4 приведены фотографии экрана прибора СКАТ-4, подключенного к ПТПР для снятия информации, хранящейся в памяти ПТПР. При отключении прибора СКАТ-4 регистратор переходит в РО.

ПТПР выполнен в неразборном герметичном металлическом корпусе (рис.5а). Герметичность конструкции и электрическая изоляция между магнитопроводом с обмотками и токопроводом обеспечивается заливкой внутренней полости корпуса ПТПР полимерным компаундом. Токопровод ПТПР выполнен в виде шпильки с резьбой на обоих концах для присоединения к цепи заземления ОПН. Шпилька электрически соединена с верхней крышкой прибора. Изоляцию между шпилькой и корпусом прибора с другой стороны обеспечивает изолирующая втулка. На нижней поверхности ПТПР расположен

разъем – вилка блочная типа 2PM18B7Ш1B1B. Для защиты контактов разъема используется резьбовая крышка. На рис.5б приведен пример подсоединения ПТПР к ОПН.

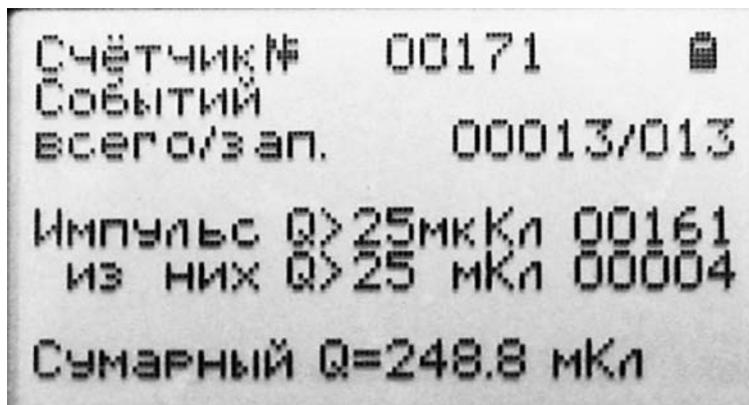


Рис.3. Снимок экрана прибора SKAT-4, подключенного к ПТПР для снятия информации, хранящейся в памяти регистратора с отображаемой суммарной информацией

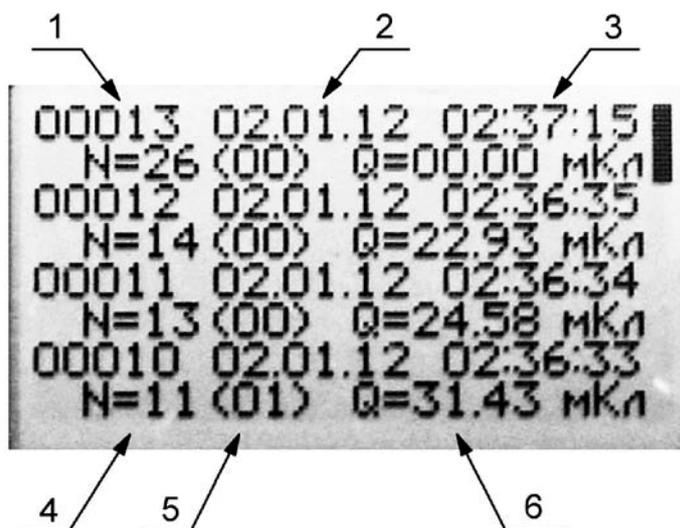


Рис.4. Снимок экрана прибора SKAT-4, подключенного к ПТПР для снятия информации, хранящейся в памяти регистратора с отображаемой детальной информацией по записанным событиям:

1 – номер «события»; 2 – дата «события»; 3 – время «события»; 4 – количество импульсов тока в «событии»; 5 – число импульсов в «событии», которые имели заряд более 25 мКл; 6 – суммарный заряд импульсов в «событии»

Разработанный преобразователь тока проводимости с функцией регистрации импульсов тока, проходящих через ОПН под воздействием грозовых и импульсных напряжений, может использоваться как первичный датчик тока для контроля спектрального состава, величины активной составляющей тока проводимости ОПН,

что позволяет диагностировать степень деградации оксидно-цинковых варисторов ОПН, контролировать увеличение активного тока, вызванное загрязнением и увлажнением поверхности оболочки ОПН или разгерметизацией и увлажнением внутренней поверхности аппарата. Встроенный в преобразователь регистратор срабатываний ОПН позволяет фиксировать импульсы разрядного тока ОПН, вызванные грозовыми или коммутационными перенапряжениями, электрический заряд которых превышает 25 мкКл, измерять заряд импульсов, вычислять суммарный заряд, прошедший через ОПН за все время эксплуатации и сохранять эту информацию в памяти с привязкой к дате и времени. Оснащение ОПН таким регистратором позволяет убедиться в функционировании защитного аппарата и получить данные относительно интенсивности перенапряжений на соответствующем ОПН, помочь диагностировать причины возникновения перенапряжений, в том числе критические, приводящие к выходу защитного аппарата из строя, оценить реальный оставшийся ресурс по пропускной способности, вовремя принять решение о выводе аппарата из эксплуатации или продлении его срока службы и тем самым обеспечить увеличение надежности работы оборудования подстанции.

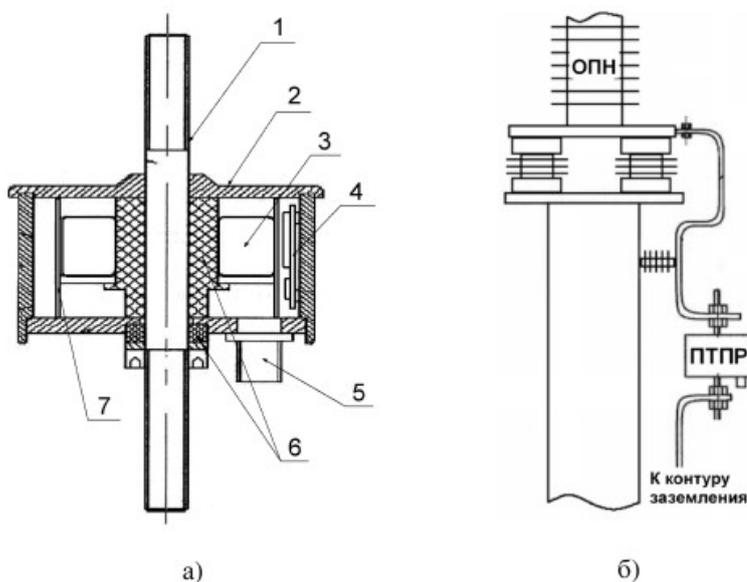


Рис.5. Конструкция ПТПР (а) и его подключение к ОПН (б):

1 – проходная токопроводящая шпилька; 2 – корпус; 3 – измерительная и калибровочная обмотки на магнитопроводе; 4 – плата регистратора срабатываний ОПН; 5 – разъем для подключения системы контроля тока проводимости ОПН; 6 - изолирующие втулки; 7 – магнитный экран

Литература

1. Проблемы диагностики ограничителей перенапряжения и пути их решения / С.Ю.Рыжов, Л.В.Минакова // Электротехника. 2000. № 7. С.24-28.
2. Устройство диагностического контроля ограничителей перенапряжения / Г.Г.Лаврентьев, Л.В.Минакова, Д.К.Попов // Электротехника. 2008. № 9. С52-56.
3. Прибор оперативной диагностики нелинейных ограничителей перенапряжения «СКАТ-3» / М.Б.Баранник, В.В.Колобов, Д.В.Куклин // Моделирование

- переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2008. С.173-180.
4. Приборы СКАТ-3 и СКАТ-4 для контроля состояния ограничителей перенапряжений нелинейных на местах их эксплуатации / М.Б.Баранник, В.Ю.Барбарович, В.Л.Дмитриев, В.В.Колобов // Метрология. Измерения. Учет и оценка качества электрической энергии: сб. докл. Пятой науч.-техн. конф. «Энергия белых ночей», Санкт-Петербург, 21-25 мая 2012 г. СПб., 2012. С.151-161.
 5. Регистратор срабатываний типа GLX. Режим доступа: <http://www.elbase.ru/products/pdf/9369749> (дата обращения 26.03.2013).
 6. Lightning counters CF-01, P8011. Режим доступа: http://www.citel.ru/files_lots/144/CFO1_P8011__A_F020162D.pdf
 7. Регистратор ИТ-Д2. Режим доступа: <http://baltenergo.spb.ru/sensor2.php>
 8. EXCOUNT-II Инструкция по эксплуатации. Режим доступа: [http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/83f583efccaacd3cc1257061001f4587/\\$file/1hsa%20801%20080-15ru%20excount-ii%20users%20manual.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/83f583efccaacd3cc1257061001f4587/$file/1hsa%20801%20080-15ru%20excount-ii%20users%20manual.pdf)
 9. A full range of monitoring solutions for surge arresters. Режим доступа: http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/surge-arresters-and-limiters/monitoring/downloads/Arrester_Monitoring_Overview_en.pdf
 10. Arcosat Cat. Z08; Discharge and leakage current recording apparatus for HV surge arresters Режим доступа: http://microener.net/gamme_m/arcosat_nc.pdf

Сведения об авторах

Баранник Максим Борисович

ведущий инженер 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

Колобов Виталий Валентинович

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

Прокопчук Павел Иванович

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

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

УДК 621.311

О.В. Залесова, М.В. Якубович

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕКТРАЛЬНОГО СОСТАВА ТОКА В РЕЛЬСАХ

Аннотация

Выполнен анализ спектрального состава токов электровозов, когда на участке железной дороги находятся два электроподвижных состава. Дана оценка влияния работы одного электровоза на частотный спектр тока второго электровоза, находящегося на том же участке железной дороги.

Ключевые слова:

железная дорога, электромагнитное влияние, высшие гармоники

O.V. Zalesova, M.V. Yakubovich

EXPERIMENTAL RESEARCH OF FREQUENCY SPECTRA OF CURRENTS IN RAILS

Abstract

The frequency spectra of electric locomotives currents have been investigated when two trains moved by the railway section. The influence of one electric locomotive on the current frequency spectrum of another electric locomotive locating on the same section of the railway has been evaluated.

Keywords:

railway, electromagnetic influence, harmonics

Тяговая сеть переменного тока ≈ 25 кВ является источником мощного электромагнитного поля, которое оказывает существенное влияние на контактные сети соседних путей многопутных участков, линии связи и проводного вещания, цепи сигнализации, централизации и автоблокировки (СЦБ), расположенные вблизи линии электропередачи (ЛЭП), и другие смежные линии различного назначения. Это полностью несимметричная цепь, в качестве обратного провода которой используются рельсы. Электромагнитное влияние, оказываемое таким видом тяговой сети, считают наиболее опасным.

Уровень наведенного напряжения на проводах смежных линий, подверженных электромагнитному влиянию тяговой сети переменного тока, в большой степени зависит от уровня гармоник тока, протекающего в сети, и его распределения между рельсами и землей. Ток тяговой сети формируется в результате наложения собственных колебаний системы на основной ток, потребляемый выпрямительными электровозами [1]. Спектр основного тока действующей тяговой сети подвержен непрерывным изменениям, что объясняется непостоянством нагрузок, которые, в свою очередь, зависят от того, каким является состав (грузовой или пассажирский), сколько он содержит вагонов, в каком режиме работает электровоз, а также от числа электровозов на дистанции и их взаимного расположения.

Ранее в работах [2, 3] мы уже представляли результаты экспериментальных исследований по оценке распределения обратного тягового тока между рельсами и землей. Был определен и проанализирован спектральный состав тока в рельсах, а также установлен диапазон, в котором варьируется величина коэффициента защитного действия рельсов. На основании полученных экспериментальных данных проводился расчет наведенного напряжения на отключенной ЛЭП, проходящей вблизи участка железной дороги, для различных вариантов расположения места ремонта на линии.

Экспериментальные исследования проводились в 2008 г. сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН. Для измерения токов в рельсах был выбран однопутный участок железной дороги дистанции Апатиты – Оленегорск в районе станций Хибины, Нефелиновые Пески и Имандра (рис.1). Электропитание участка двустороннее и производится от тяговых подстанций № 14 (г.Апатиты) и № 12 (г.Оленегорск) [2].

Для непрерывной регистрации изменяющихся токов в рельсах при прохождении составов по дистанции применялась система мониторинга, включающая в себя магнитоиндукционный датчик тока с усилителем, аналого-цифровой преобразователь и портативный компьютер. Датчики тока устанавливались под рельсом. Регистрация токов выполнялась синхронно в трех различных точках исследуемого участка железной дороги.

Из полученных данных были выбраны осциллограммы токов в рельсах для тех случаев, когда электроподвижные составы проходили участок железной дороги, где размещены датчики, с достаточно большим временным разрывом. Таким образом, анализ спектрального состава тока в рельсах проводился только в случаях, когда на участке находился один электровоз.

В действительности на исследуемом участке железной дороги дистанции Апатиты – Оленегорск на различных расстояниях от тяговых подстанций могут находиться несколько электроподвижных составов, потребляющих различные токи. В связи с этим актуальной является задача экспериментального исследования спектрального состава тока тяговой сети при нахождении на участке нескольких составов.

С этой целью из экспериментов, проведенных в 2008 г., был выбран случай, когда центральный и северный датчики одновременно зарегистрировали токи в рельсах двух товарных составов, движущихся в северном направлении. На рис.1 указаны местоположения датчиков тока на дистанции Апатиты – Оленегорск.

По данным измерений для двух выбранных составов были получены осциллограммы, показывающие общую картину изменений тока в рельсе (рис.2). Они обрабатывались в звуковом редакторе Cool Edit. Первая осциллограмма соответствует прохождению состава № 1 над северным датчиком, вторая осциллограмма – прохождению состава № 2 над центральным датчиком. Из рис.2 можно видеть, что основное питание электровоза состава № 1 поступает от тяговой подстанции № 12 г. Оленегорска, в случае электровоза № 2 – основное питание осуществляет тяговая подстанция № 14 г.Апатиты.

При обработке сигналов с помощью быстрого преобразования Фурье (FFT) и фильтров был выявлен спектральный состав измеренных токов и определены амплитуды гармоник вплоть до 11-й. В табл.1 представлен спектральный состав токов в рельсах поезда № 1 (ток поступает от ТП № 12) и поезда № 2 (ток поступает от ТП № 14).

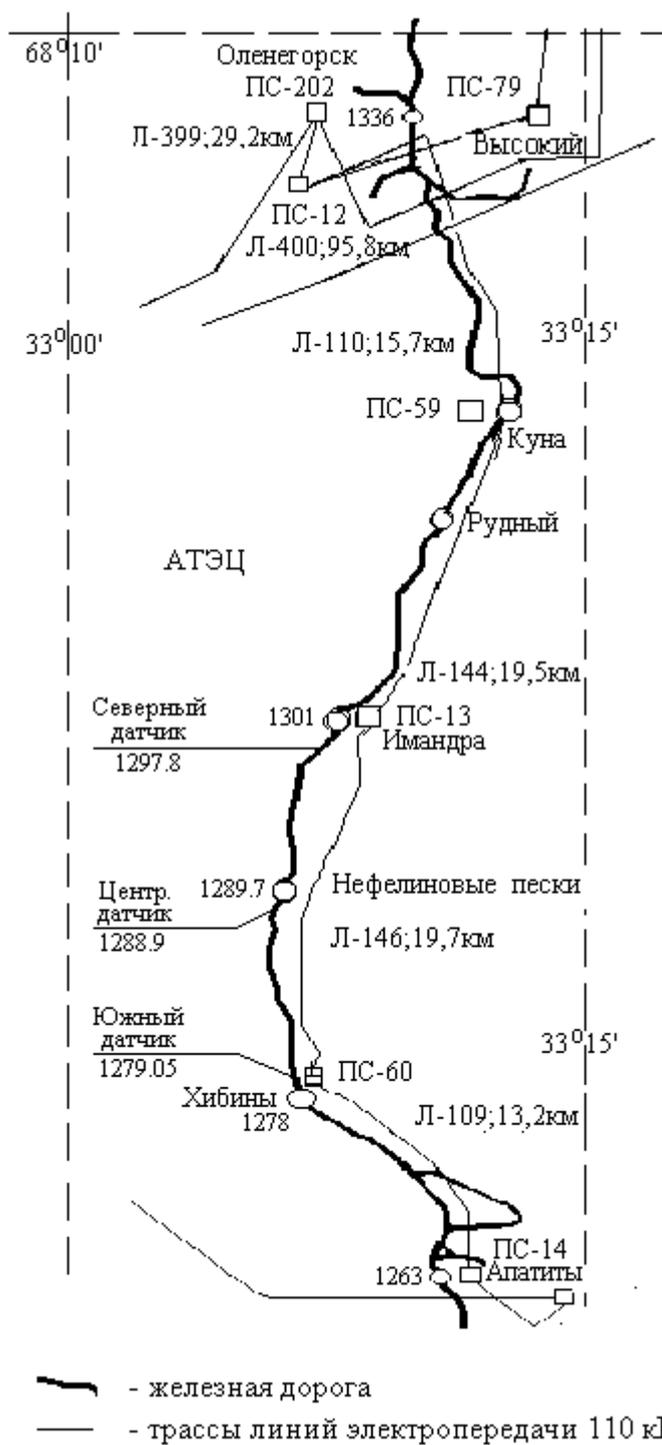


Рис.1. План расположения участка железной дороги Апатиты – Оленегорск

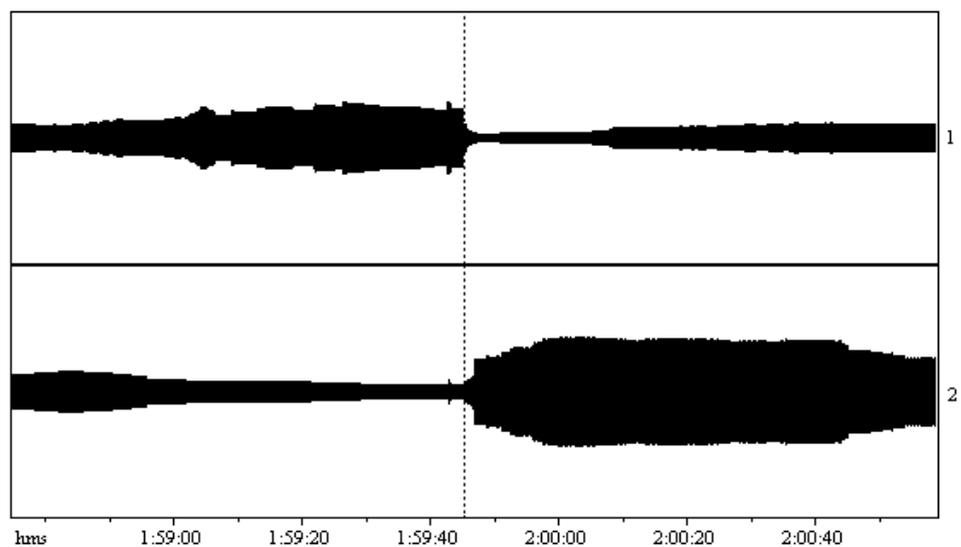


Рис.2. Совмещенная осциллограмма токов в рельсе при прохождении товарных составов № 1 и № 2 на Север: центральным датчиком (1) и северным датчиком (2). Пунктиром обозначено время прохождения составов над датчиками

Таблица 1

Спектральный состав тока в рельсах (действующие значения)

Номер гармоники	Ток в рельсах I_p , А	
	состав № 1	состав № 2
1	52.62	102.81
3	6.72	23.05
5	3.18	9.26
7	2.05	4.31
9	1.13	2.69
11	0.64	1.41
Σ	53.2	105.9

Также для каждого поезда по исходным данным спектрального состава токов были определены действующие значения общего тока в соответствии с известной формулой

$$I = \sqrt{\sum_{i=0}^{i=\infty} (I_i)^2} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_i^2 + \dots}$$

где I_i – действующее значение i -й гармоники; I – действующее значение тока в рельсе [4].

Таким образом были исследованы токи в рельсах, зарегистрированные непосредственно перед прохождением состава № 1 над северным датчиком и сразу после прохождения состава № 2 над центральным датчиком.

Для того чтобы оценить степень влияния работы электровоза № 2 на спектральный состав тока потребляемого электровозом № 1 из экспериментов

2008 г., был выбран случай, когда на том же участке железной дороги находился один поезд*. Это был товарный состав, который двигался в северном направлении. Величины токов, которые потребляли составы № 1 и № 3 в момент прохождения северного датчика, равны. В таблице 2 представлен спектральный состав тока в рельсах электровоза № 3. Он был получен, как и в предыдущем случае, когда на исследуемом участке железной дороге находились два состава.

Таблица 2

Спектральный состав тока поезда № 3 в рельсах (действующие значения)

Номер гармоники	Ток в рельсах I_p , А
1	51.38
3	12.02
5	5.77
7	3.33
9	1.90
11	1.08
Σ	53.2

По данным, представленным в табл.1 и 2, можно видеть, что значения основной гармоники тока составов № 1 и № 3 очень близки, в то время как значения с 3-й по 11-ю высших гармоник тока состава № 1 в 1.6-1.8 раз ниже значений соответствующих гармоник тока состава № 3.

На рис.3, для более наглядного сравнения действующих значений высших гармоник тока в рельсах при одном и двух составах на исследуемом участке железной дороги, представлена их совмещенная диаграмма.

В работе [1] автор отмечает, что при двух и трех электровозах в зоне питания амплитудный спектр тока каждого электровоза зависит главным образом от его нагрузки и не зависит от режимов работы соседних электровозов. Однако по результатам исследований [1] амплитуды гармоник тока тяговой сети, питающей два электровоза, оказались в 1.4-1.6 раза ниже соответствующих гармоник при одном электровозе в зоне питания и том же токе. Это обусловлено тем, что частотный спектр тока тяговой сети зависит от соотношения нагрузок и местоположений отдельных электровозов. В нашем случае измерения токов в рельсах проводились в один день при расстоянии между составами 8.9 км и удалении их от тяговых подстанций на расстояния 25.9 км от ТП № 14 и 38.2 км от ТП № 12. Все составы были товарными и двигались на север.

Анализ спектрального состава токов в рельсах показал, что вклад каждой высшей гармоники в действующее значение полного тока электровоза, когда на дистанции находятся два состава, в 1.6-1.8 раза ниже вклада соответствующих гармоник в значение тока электровоза, когда на дистанции находится один электровоз. На величину основной гармоники тока электровоза № 1 режим работы второго электровоза № 2 не повлиял.

* В дальнейшем будем определять его как состав № 3.

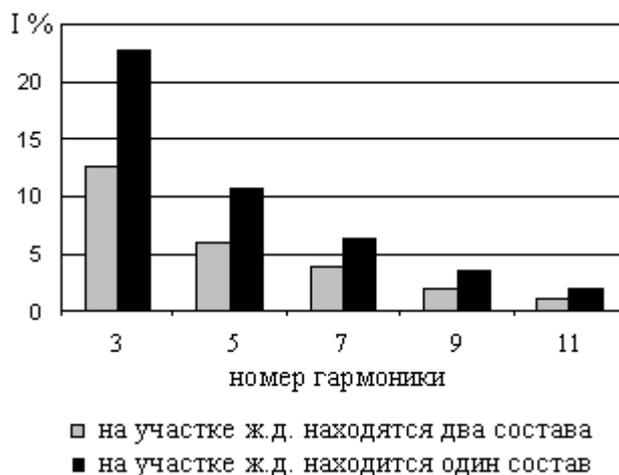


Рис.3. Диаграмма высших гармоник токов электровозов № 1 и № 3

Литература

1. Карякин Р.Н. Тяговые сети переменного тока. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Транспорт, 1987. 279 с.
2. Экспериментальные исследования распределения тяговых токов в рельсах и земле / О.В.Дроздова, М.В.Якубович // Моделирование переходных процессов и установившихся режимов высоковольтной сети. Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2008. С. 205 с.
3. Исследование влияния системы тягового электроснабжения переменного тока на отключенные линии электропередачи / О.В.Дроздова, М.В.Якубович // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13, № 4/2. С. 918-922.
4. Теоретические основы электротехники / К.С.Демирчян, Л.Р.Нейман, Н.В.Коровкин, В.Л.Чечурин. 4-е изд. СПб.: Питер, 2003. Том 1. 463 с.

Сведения об авторах

Якубович Марина Викторовна

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

Залесова Ольга Валерьевна

младший 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: drozdova@ien.kolasc.net.ru

А.Н.Данилин, Б.В.Ефимов, А.Н.Кизенков, В.Н.Селиванов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СПЕЦЛЭП НА ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ*

Аннотация

В статье представлены результаты численного моделирования электромагнитного влияния воздушной линии специального назначения на соседние линии электропередачи. Предложены меры снижения риска поражения электрическим током при работе под наведенным напряжением.

Ключевые слова:

наведенное напряжение, спецЛЭП, линия электропередачи, безопасность ремонтных работ

A.N. Danilin, B.V. Efimov, A.N. Kizenkov, V.N. Selivanov

RESEARCH OF INFLUENCE OF SPECIAL OVERHEAD LINE ON POWER TRANSMISSION LINES

Abstract

The paper presents the results of numerical modeling of electromagnetic influence of special overhead line on adjacent power transmission line. The measures to reduce the risk of electric shock under the induced voltage are proposed.

Keywords:

induced voltage, special OHL, power transmission line, safety repairs

Исследования наведенных напряжений на линиях ПО СЭС филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», в том числе на Л-226, выполнялись нами в 2010-2011 гг. [1, 2]. Измерения на Л-226 наведенных от линии Л-401 напряжений показали, что их уровень при заземлении линии по концам в ОРУ ПС-6 и ГЭС-18 превышает допустимое значение 25 В.

В 2012 г. проведено всестороннее изучение комплексного воздействия влияющих линий промышленной частоты и спецЛЭП. СпецЛЭП, работающие на частотах, соизмеримых с промышленной частотой, и размещенные параллельно Л-226, увеличивают значения наведенных напряжений, которые имеют вид биений.

В ПО СЭС филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» определен перечень линий под наведенным напряжением, при работе на которых запрещено устанавливать заземления в РУ концевых подстанций. В частности, такой является воздушная линия класса напряжения 150 кВ Л-226 от подстанции № 6 в г. Мурманск до Верхнетериберской ГЭС-18. Линия, введенная в эксплуатацию в 1988 г., имеет протяженность по трассе 111 км и размещена на 303 металлических опорах, среди которых преобладают промежуточные опоры типа ПС220-7 (272 шт); средняя длина пролета – 370 м, максимальная – 10 м, марка провода – АС-300/39.

Трасса ВЛ проходит по тундровой местности с каменистым грунтом. Проведенные нами измерения удельного сопротивления грунта вблизи опор Л-226 показали, что в среднем оно имеет величину порядка 10000 Ом·м (от 4000 до

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-08-00690).

20000 Ом·м). Сопротивление растеканию току заземляющих устройств опор ВЛ имеет порядок десятков и сотен омов, и во многих случаях значительно превышает нормируемые значения.

По всей трассе линия защищена грозотросом, марка провода ТК-70. Трос по проекту заземлен наглухо на всех опорах, однако обследование показало, что на двух анкерных опорах трос присоединен только с одной стороны, а на шести анкерах грозотрос преднамеренно изолирован от опор с разрывом сплошности.

Так как сам грозотрос ТК-70 имеет достаточно высокое погонное сопротивление (порядка 2 Ом/км), эквивалентное сопротивление опоры, объединенной в группу с другими опорами, будет стремиться к конечной величине независимо от числа опор в группе. Это сопротивление определяется индивидуальным сопротивлением каждой опоры и схемой заземления грозотроса на опору. Так, при сопротивлении одиночной опоры 250 Ом (это значение подтверждается результатами измерения на опорах без грозотроса) и двухстороннем соединении ее тросом к соседним опорам, минимальное сопротивление будет иметь значение порядка 7 Ом. Если при тех же условиях опора подключена к грозотросу только с одной стороны, то ее минимально возможное сопротивление будет в два раза выше (14 Ом).

Измерения и расчеты наведенных напряжений показывают, что даже при групповом сопротивлении опор, объединенных грозотросом, порядка 10 Ом наведенные напряжения превышают допустимые 25 В в 2-3 раза. Для снижения уровня наведенного напряжения до допустимого эти сопротивления должны составлять доли или, по крайней мере, первые единицы ома. Для этого индивидуальное сопротивление заземлителей каждой опоры в группе должно иметь значение не более 10 Ом, как в средней полосе России. В условиях прохождения Л-226 это означает создание у каждой опоры заземляющего устройства, сравнимого по размерам с ЗУ подстанции с диагональю в сотни метров.

На величину наведенного от спецЛЭП напряжения определяющее влияние оказывает также удельное сопротивление грунта. Чем оно выше, тем глубже проникает ток в землю, тем больше площадь петли тока и тем больше влияние спецЛЭП на Л-226. Этот фактор не удастся изменить никаким образом.

Приведенные аргументы доказывают, что проекты по снижению наведенных напряжений ниже опасного уровня путем сооружения дополнительных ЗУ у опор Л-226 практически не реализуемы, так как требуют огромных капиталовложений и регулярного дополнительного обслуживания, поэтому их разработка не целесообразна.

Линия Л-226 идет в одном коридоре с линией класса напряжения 330 кВ Л-401. Суммарный коридор совместного следования составляет 67 км, расстояние между осями ВЛ составляет 40 м, но есть участок длиной порядка 10 км, на котором расстояние между осями увеличивается до 350-650 м. Линия Л-226 входит и выходит из коридора с Л-401 практически под прямым углом, поэтому при учете влияния Л-401 учитывается только участок их совместного следования.

На участке совместного следования на Л-226 выполнено две транспозиции, на Л-401 – также две транспозиции. Транспозиции линий не синхронны, т.е. имеется пять участков с различным взаимным расположением фазных проводов.

Взаимное размещение линий и места выполнения измерений (номера опор Л-226) за период измерений с 2010 по конец 2012 года по трассе линии, подверженной влиянию Л-401 и спецЛЭП, приведены на рис.1.

Северная и южная спецЛЭП представляют собой участки линий электропередачи, размещенные параллельно Л-401 и Л-226, причем северная спецЛЭП размещена в 5-9 км южнее, южная спецЛЭП на 16-20 км южнее Л-226. Длина совместного следования порядка 45 км, как показано на рис.1.

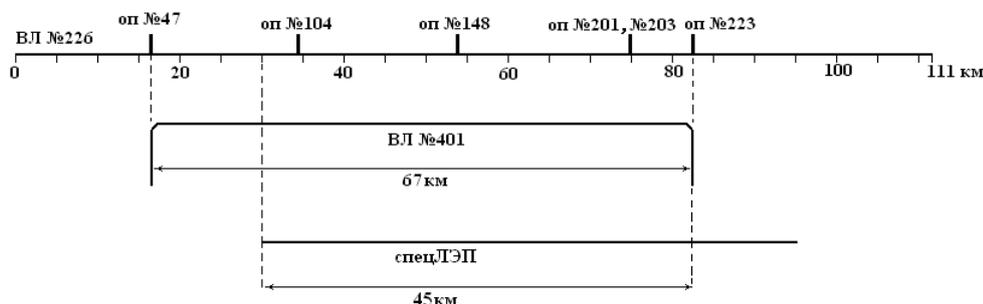


Рис.1. Взаимное продольное размещение влияющих линий (Л-401 и спецЛЭП) и линии, на которой выполнены измерения наведенных напряжений (Л-226)

Расчеты наведенных напряжений на проводах Л-226 при воздействии Л-401 и спецЛЭП проводились с использованием программы расчета переходных процессов ЕМТР-АТР. В библиотеке программы есть модуль LCC, который позволяет моделировать линии электропередачи и кабели на основе их физических параметров, в том числе многоцепные линии с числом фаз до 28, с транспозициями и изменением геометрии взаимного расположения. На рис.2 показаны диалоговые окна модели, описывающие один из участков коридора линий Л-226, Л-401 и спецЛЭП.

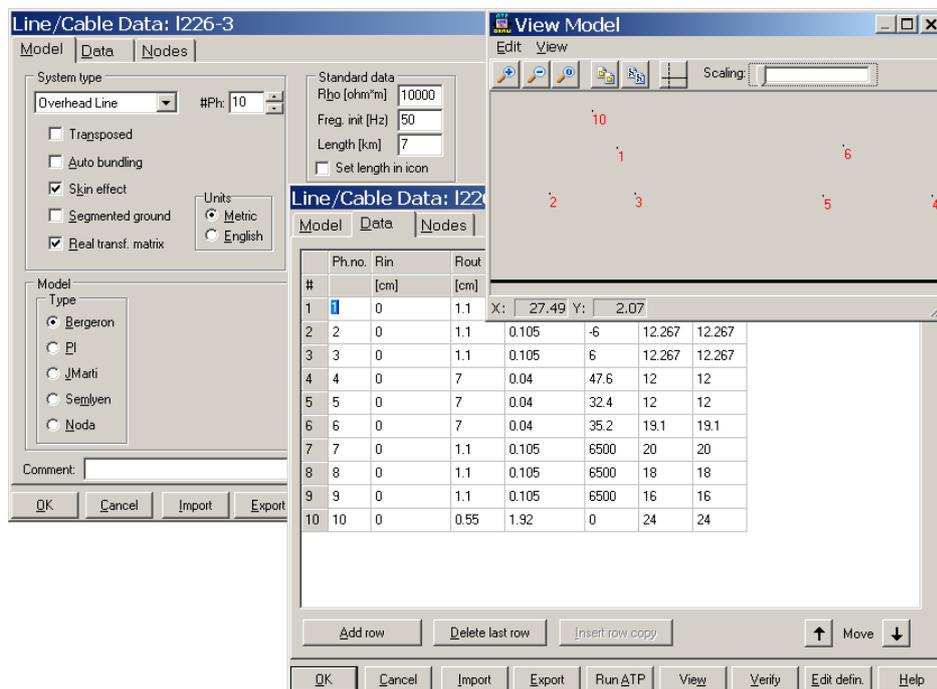


Рис.2. Диалоговые окна модели LCC в программе ЕМТР-АТР

Модель для расчета взаимного влияния линий в программе ЕМТР-АТР показана на рис.3. Модель выполнена в виде 20 однородных участков длиной около 5-7 км каждый. На первых трех участках от подстанции № 6 и последних пяти у ГЭС-18 отсутствуют какие-либо влияния на Л-226, остальные участки отличаются взаимным расположением фаз, соответствующим транспозиционным участкам Л-226 и Л-401, и наличием влияния Л-401 и спецЛЭП. В использованном примере сопротивление заземляющих устройств (ЗУ) подстанций, за отсутствием реальных данных, выбрано в пределах нормируемого значения 0.5 Ом. Указаны точки с 0 по 20, в которых фиксировались значения напряжений и которые далее используются при анализе результатов. Показан частный случай заземления в точке 7 на опору с сопротивлением 100 Ом. Для заземления трехфазных цепей использован сплиттер – компонент, позволяющий расщепить многофазную шину на провода отдельных фаз. В нашем примере это дает возможность моделировать обрыв заземляющих проводников.

На Л-226 дополнительно присутствует грозотрос, заземленный на каждом участке через групповое сопротивление 20 Ом. Моделирование каждого пролета Л-226 в принципе возможно, но требует значительных расчетных мощностей и времени на проведение расчетов. Пробные расчеты такой модели были выполнены и показали, что результат практически совпадает с расчетом для упрощенной модели, приведенной на рис.3.

Ток в спецЛЭП во всех расчетах составляет 200 А на частоте 82 Гц (66 А в каждом проводе), ток в Л-401 задан исходя из мощности 360 МВт (630 А).

Модель позволяет производить расчеты при любых режимах заземления Л-226 и уровнях токов во влияющих линиях. Как показали расчеты, значения наведенных напряжений, полученные с помощью численной модели, выше на 20-100%, чем напряжения, полученные в эксперименте. Это объясняется определенной идеализацией модели, в которой невозможно учесть все неоднородности, присутствующие в реальности: неоднородность грунта вдоль линии и по глубине, изменение расстояния между осями линий в коридоре и непараллельность линий и т.д. Тем не менее, качественно характер распределения наведенных напряжений и токов совпадает с экспериментальными данными, что подтверждает корректность полученных результатов расчетов.

В отличие от эксперимента, расчетное исследование позволяет получать значения наведенных напряжений в любых точках линии и представлять их совокупность в виде распределения по длине линии. На рис.4 показано распределение действующего значения наведенного напряжения на изолированной от земли по всей длине линии Л-226. Наведенные напряжения рассчитаны отдельно от Л-401 и спецЛЭП. Так как на изолированных фазных проводах линии напряжения различны, приводятся распределения максимальных из тройки значений в каждой точке.

Расчет наведенных напряжений на изолированной линии имеет максимальную погрешность. В ходе экспериментов максимально зафиксированное напряжение от Л-401 на Л-226 не превышало 1000 В, а расчет дает значение в два раза выше. Кроме того, измеренные значения наведенных напряжений на разных фазах отличаются друг от друга не сильно (например, измерения на опоре № 203 дают значения 729, 825 и 980 В), а расчет приводит к более сильному различию фазных напряжений (на той же опоре модель дает 730, 1610 и 2100 В).

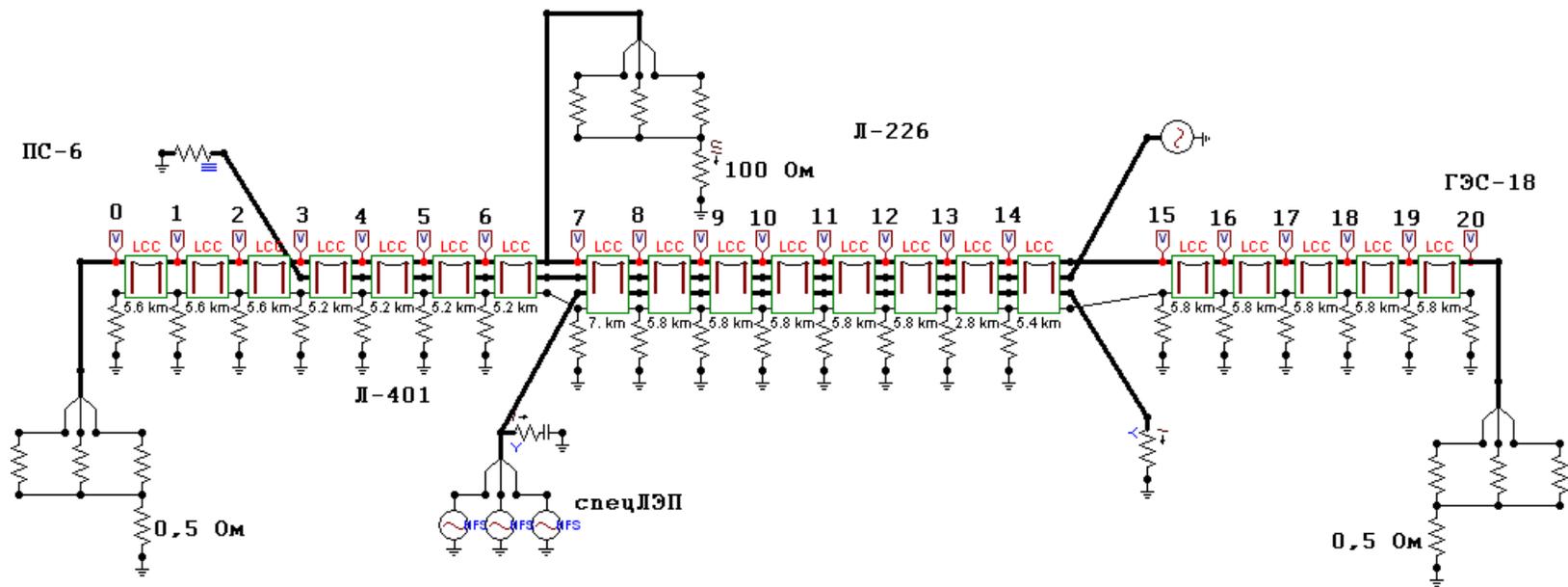


Рис.3. Модель линии в программе EMTP-ATP

Влияние на изолированную линию имеет электростатический характер через емкость отдельных проводов на землю и между собой. На эту величину влияет множество факторов, начиная от конструктивных параметров реальных ВЛ и заканчивая состоянием изоляторов и погодными условиями. Все факторы в модели учесть невозможно, в качестве выхода можно предложить введение корректирующих коэффициентов на основе результатов измерений либо в качестве результата брать напряжение на объединенных между собой проводах. При объединении проводов заряды между ними усредняются, и напряжение становится практически одинаковым. На рис.4 распределение этого напряжения отображено прерывистой линией.

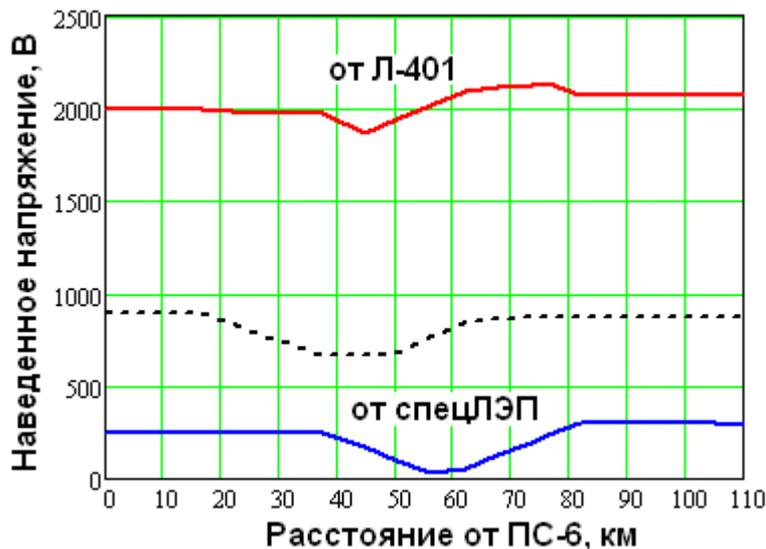


Рис.4. Распределение наведенного напряжения на изолированной линии Л-226

Картина распределения указывает на характерные особенности влияния Л-401 и спецЛЭП. Распределение наведенного от Л-401 напряжения носит практически равномерный характер, что указывает на электростатический, емкостной характер воздействия; некоторые возмущения возникают в местах транспозиций проводов Л-226 и Л-401, так как при этом заряды перераспределяются между фазными проводами.

Наводка от тока в спецЛЭП носит дипольный характер с провалом до нуля и опрокидыванием фазы в середине линии. Такое распределение соответствует индуктивному характеру влияния спецЛЭП, на его величину влияют, в основном, длина спецЛЭП и величина тока в ней, а также расстояние между осями линий.

При взаимном влиянии наведенное напряжение есть сумма двух синусоидальных сигналов с частотами 50 и 82 Гц, и результат зависит от разности фаз между напряжением в Л-226 и спецЛЭП. На рис.5 показаны результаты расчетов и измерений наведенного напряжения на опоре № 201 при совместном влиянии Л-401 и спецЛЭП. Расчеты проведены для объединенных проводов и результаты очень близки как по форме, так и по амплитуде.

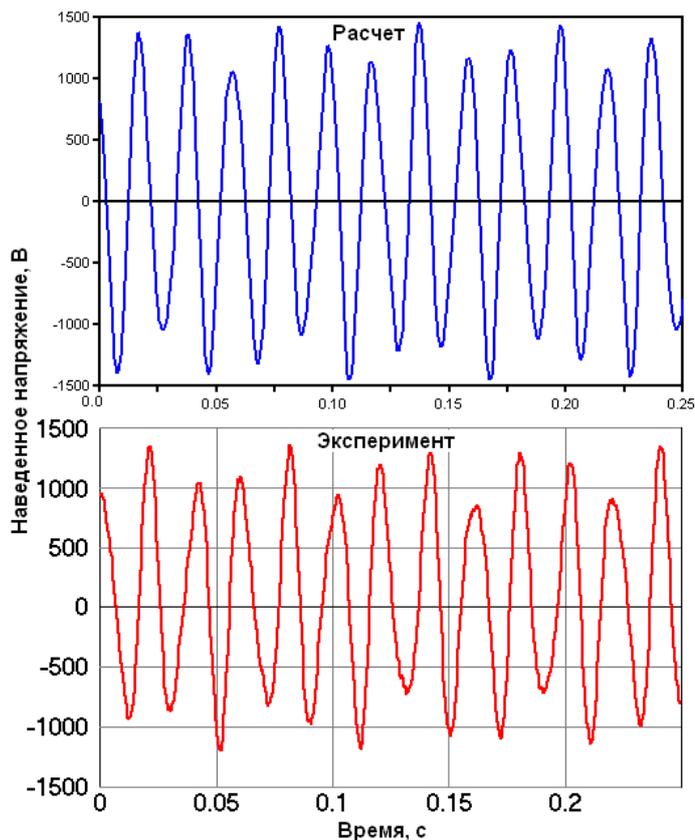


Рис.5. Сравнение результатов расчета и измерения наведенного напряжения на опоре № 201 изолированной линии Л-226

При заземлении ремонтируемой линии в РУ подстанций емкостная составляющая исчезает, но увеличивается индуктивная составляющая за счет токов, замыкающихся через малое сопротивление ЗУ подстанций. Кривая распределения максимальных из наведенных на фазах линии Л-226 действующих значений напряжений представлена на рис.6. Как видно из рисунка, Л-226 попадает под определение линии под наведенным напряжением по пункту 4.15.52 Правил [3]. На том же рисунке продемонстрирован вклад влияния спецЛЭП в наведенное напряжение на линии Л-226. Как уже отмечалось выше, при взаимном влиянии Л-401 и спецЛЭП действующее значение наведенного напряжения не является алгебраической суммой их раздельного влияния, а зависит от взаимной фазы влияющих токов в линиях. Тем не менее, для оценки совместного влияния на рис.6 пунктирной линией показана сумма, соответствующая наибольшему наведенному напряжению. Максимум распределения находится в районе анкерной опоры № 123.

Рассмотрим распределение наведенного напряжения на Л-226 при заземлении в конечных ОРУ на ПС-6 и ГЭС-18 и в месте производства работ. На рис.7 показано такое распределение в зависимости от расстояния от ПС-6, где значение напряжения в каждой точке на линии соответствует значению наведенного от токов в Л-401 напряжения при заземлении проводов ВЛ на опору в этой точке, имеющую определенное значение сопротивления. Показаны

распределения при сопротивлениях ЗУ опоры 1, 10 Ом и бесконечном сопротивлении, что означает объединение фазных проводов в месте выполнения работ без их заземления.

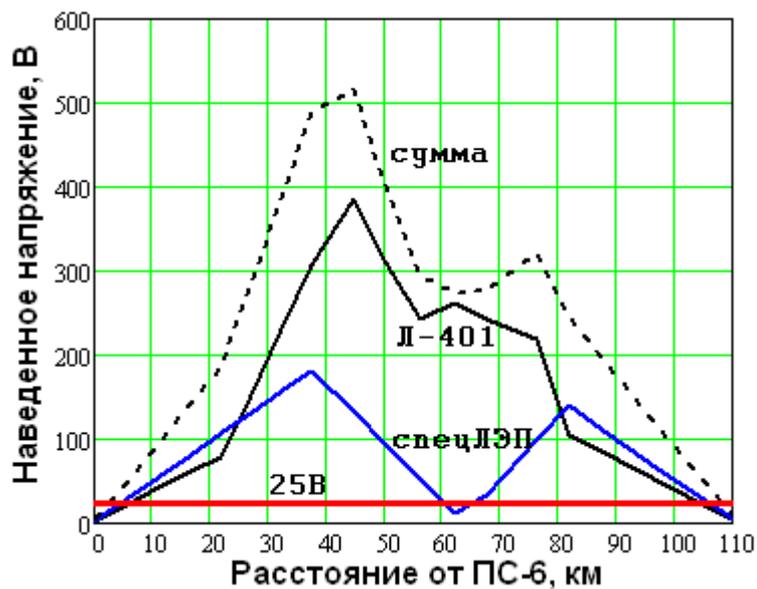


Рис.6. Распределение наведенного напряжения на линии Л-226, заземленной в ОРУ конечных подстанций

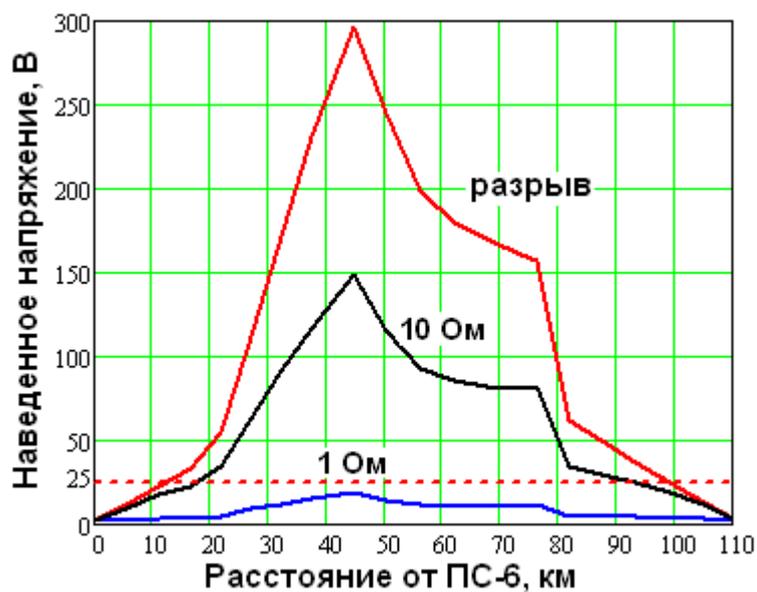


Рис.7. Распределение наведенного ток в Л-401 напряжения на линии Л-226, заземленной в ОРУ конечных подстанций и на опоре с различным сопротивлением

На рис.8 показана зависимость напряжения от сопротивления опоры в точке на линии, где ожидается максимальное наведенное напряжение. Зависимость показывает, что напряжение на опоре будет меньше 25 В только в том случае, если ее сопротивление с учетом соседних опор, объединенных грозотросом, будет порядка 1 Ома, т.е. индивидуальное сопротивление каждой опоры в группе из как минимум 20 опор, должно быть менее 10 Ом, что технически не достижимо.

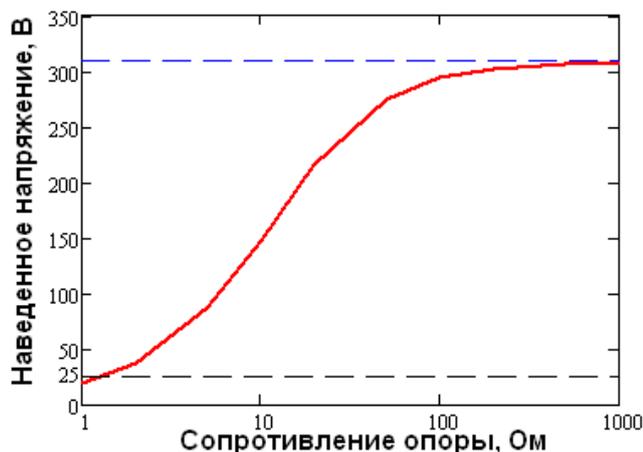


Рис.8. Зависимость напряжения на опоре № 123 от сопротивления ее заземляющего устройства

Рассмотрим теперь влияние только спецЛЭП на Л-226. На рис.9 представлено распределение, аналогичное распределению на рис.7.

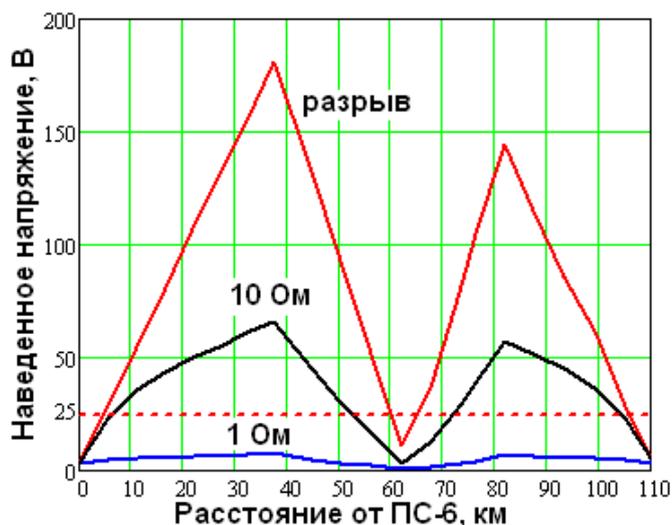


Рис.9. Распределение наведенного током в спецЛЭП напряжения на линии Л-226, заземленной в ОРУ конечных подстанций и на опоре с различным сопротивлением

Работающая спецЛЭП ощутимо увеличивает значение наведенного напряжения на Л-226 на некоторых участках практически в два раза. Таким образом, ремонт на линии Л-226 должен производиться в соответствии с пунктом 4.15.53 Правил, то есть линия должна заземляться только в месте производства работ [3].

Рассмотрим распределение напряжения вдоль линии Л-226, разземленной в ОРУ конечных подстанций ПС-6 и ГЭС-18 и заземленной в точке производства работ на различные сопротивления. На рис.10 представлено распределение при влиянии только Л-401. Еще раз следует подчеркнуть, что это не распределение напряжения на линии в каком-то определенном режиме, а зависимость напряжения на опоре при заземлении на нее фазных проводов Л-226 от расстояния между ПС-6 и местом проведения работ на этой опоре. Т.е. напряжение в точке 45 км соответствует напряжению на опоре № 123 при заземлении на нее Л-226, разземленной в ОРУ ПС-6 и ГЭС-18. Распределения построены для бесконечного сопротивления опоры и сопротивления 250 Ом, которое соответствует опоре, не соединенной с соседними опорами грозотросом. Распределение для бесконечного сопротивления ЗУ опоры полностью соответствует распределению на рис.4 для изолированной опоры. Такое напряжение появится на проводах, если произойдет отсоединение или обрыв переносного заземления. Эта величина смертельно опасна.

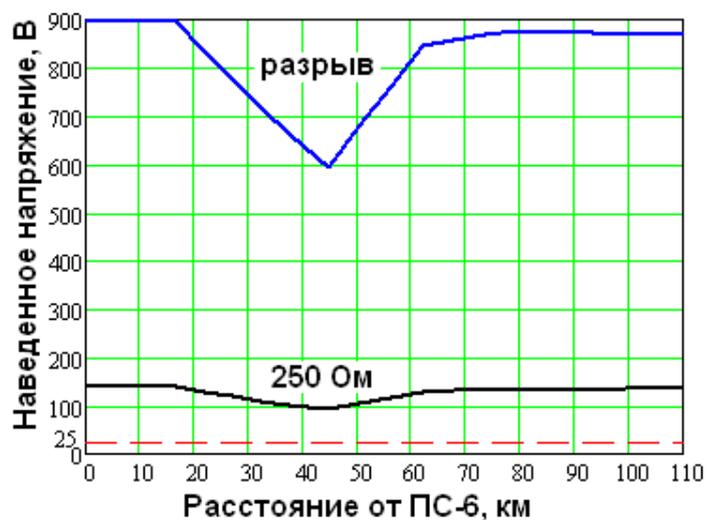


Рис.10. Распределение наведенного током в Л-401 напряжения на линии Л-226, изолированной в ОРУ конечных подстанций и заземленной на опоре

Напряжение на опоре с сопротивлением 250 Ом также превышает допустимые 25 В. А наведенное напряжение на опоре с сопротивлением 10 Ом уже составляет значение порядка 5 В, что значительно ниже максимально допустимого. Таким образом, в качестве рекомендации по снижению наведенного напряжения можно предложить присоединение грозотроса к опоре с обеих сторон, по крайней мере на время проведения ремонтных работ. На рис.11 представлена зависимость наведенного напряжения на опоре от сопротивления ее ЗУ в случае изолированной по концам Л-226 (опора у ПС-6, где напряжение максимально). Видно, что в случае

разземленной в концевых ОРУ Л-226, напряжение на опоре будет ниже 25 В, если сопротивление ее ЗУ будет ниже 50 Ом, что выполняется для всех опор Л-226 под грозотросом.

Влияние спецЛЭП в данном случае не сильно изменяет ситуацию.

Измерения на опоре № 201 показали, что в том случае, если грозотрос к опоре присоединен только с одной стороны, напряжение на ней также может превысить допустимые 25 В, несмотря на то, что групповое сопротивление ЗУ меньше 20 Ом. На опоре № 201 наведенное напряжение относительно удаленной земли составило 35 В. Это напряжение создается током, наводимым в грозотросе влияющими линиями. Если грозотрос подключен к опоре с двух сторон, то токи в смежных контурах практически компенсируют друг друга. На опоре № 201 напряжение относительно удаленной земли присутствовало даже в том случае, когда фазные провода не были заземлены на опору. Подобный результат должен повториться на Л-226 также на опорах № 123, 142, 144, 147, 149, 154, 156, 171, 173, 178, 180, 194, 196, 200, 202. Эти опоры примыкают к участкам, на которых грозотрос преднамеренно изолирован на анкерных опорах.

Для снижения уровня наведенного напряжения на таких опорах также рекомендуется надежное заземление грозотроса с двух сторон на опору на время проведения ремонтных работ.

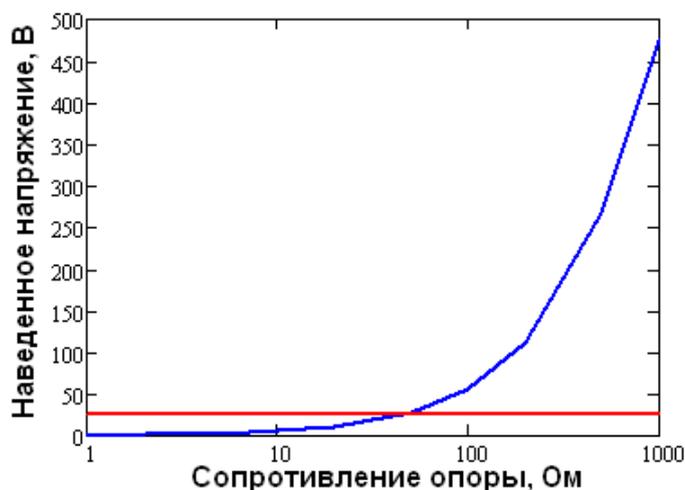


Рис.11. Зависимость напряжения на опоре от сопротивления ее заземляющего устройства

Выводы

1. На отключенных проводах линии Л-226 при различных схемах ее заземления, а также при отсутствии заземлений и при наибольшем рабочем токе действующих ВЛ наводится напряжение более 25 В, следовательно, Л-226, согласно Правилам [3], является линией под наведенным напряжением.

2. Это напряжение невозможно снизить до безопасного уровня никакими мероприятиями, поэтому не допускается заземлять ВЛ в РУ концевых подстанций; необходимо работать с заземлением проводов только на одной опоре или на двух смежных.

3. Расчеты показывают, что на ряде опор Л-226, даже при выполнении предыдущего условия наведенное напряжение превышает безопасный уровень 25 В.

4. Требование Правил [3] разземлять ВЛ в РУ приводит к снижению надежности заземления (одна точка вместо трех), а также к увеличению риска электротравматизма в случае нарушения контакта ПЗ с опорой. Дублирование ПЗ приводит к увеличению числа производимых операций и повышению вероятности ошибочных действий.

5. Для снижения наведенного напряжения рекомендуется заземлять грозотрос на опору с двух сторон (на тех опорах, где грозотрос изолирован) на время проведения работ.

Литература

1. Повышение безопасности работ на линиях под наведенным напряжением / А.Н.Данилин и др. // Труды Кольского научного центра РАН. 2010. № 1. С. 91-102.
2. Способы снижения уровня наведенного напряжения на ремонтируемой двухцепной линии электропередачи / А.Н.Данилин и др. // Труды Кольского научного центра РАН. 2012. № 3. С. 56-66.
3. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ РМ – 016-2001, РД 153- 34.0-03.150-00 / Министерство труда и социального развития РФ; Министерство энергетики РФ: [утв. 05.01.2001]. Введ. 01.07.2001. М.: НЦ ЭНАС, 2001. 192 с.

Сведения об авторах

Данилин Аркадий Николаевич

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

Ефимов Борис Васильевич

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

Кизенков Александр Николаевич

начальник производственной службы линий Северных электрических сетей филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго»
Россия, 184355, Мурманская область, Кольский район, пгт. Мурмаши, ул. Кирова, д. 2

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

Russian Academy of Sciences

transactions

2/2013 (15)

UDK 621.314
ISBN 978-5-91137-249-1

Kola Science Centre

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

2/2013 (15)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314
ISBN 978-5-91137-249-1

Кольского научного центра РАН

Editor - Academician V.T.Kalinnikov

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

Editorial Council:

Academicians:

G.G.Matishov, N.N.Melnikov, F.P.Mitrofanov.

Corresponding Member of RAS:

V.K.Zhirov, A.I.Nikolaev.

Dr. of Sciences:

Yu.L.Voitekhovskiy, F.D.Larichkin, V.A.Masloboev,

V.A.Putilov, E.D.Tereshchenko,

Ph.D. A.N.Vinogradov (executive secretary)

ENERGY TECHNOLOGY series 6

Editoreal board of Energy Technology Series:

Dr. of Sciences:

B.V.Efimov (executive editor, energy technology),

A.A.Zhamaletdinov (electrophysics),

N.V.Korovkin (teoretical electrotechnology),

F.Ch.Chalilov (power engineering),

Ph.D.:

B.G.Barannik (energy technology),

N.I.Gumerova (power engineering),

A.N.Danilin (power engineering),

V.A.Minin (renewable energy),

Yu.M.Nevretdinov (power engineering),

V.N.Selivanov (power engineering),

A.F.Usov (electrotechnology)

14, Fersman str., Apatitu, Murmansk region, 184209, Russia
Кольский научный центр РАН
Тел.(81555)79226. Факс: (81555)76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

© Centre for Physical and Technological Problems of Energy in Northern Areas
KSC PAS, 2013
© The Branch of Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 2013

Главный редактор - академик В.Т. Калинин

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

Редационный совет

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

ЭНЕРГЕТИКА выпуск 6

Редколлегия серии "Энергетика"

д.т.н. Б.В. Ефимов, (отв.редактор, 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.Ферсмана, д.14.
Кольский научный центр РАН
Тел.(81555)79226. Факс (81555)76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru <http://www.kolasc.net.ru>

© Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Кольского научного центра Российской академии наук, 2013
© Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Кольский научный центр Российской академии наук, 2013