



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

8/2015 (34)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 11

Апатиты
2015

Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра

8/2015 (34)

издается с декабря 2010 г.

УДК 621.314

ISBN 978-5-91137-345-0

Главный редактор –
д. г. - м. н., проф. Ю. Л. Войтеховский

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

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

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

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 11

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

© Полярный геофизический институт, 2015
© Кольский научный центр Российской академии наук, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ	
Ивонин В. В., Данилин А. Н.	Исследование распределения потенциалов на поверхности грунта вокруг протяженного заземлителя 5
Куклин Д. В.	Оценка влияния взаимного расположения измерительных контуров и проводников заземлителя на результаты измерений импульсных характеристик лучевых заземлителей . 9
Халилов Ф. Х., Ефимов Б. В., Соколов А. А., Герасимов А. В.	Молниезащита подстанций 110-500 кВ от волн, набегающих по линиям 16
Пузаков А. А., Селиванов В. Н., Колобов В. В.	Исследование влияния несимметрии нагрузки на ток в нейтрале автотрансформатора 21
Ефимов Б. В., Невретдинов Ю. М., Бурцев А. В., Фастий Г. П., Смирнов А. А.	Предварительные результаты натурных исследований эмиссии импульсных возмущений в силовом трансформаторе 110 кВ 30
Ефимов Б. В., Невретдинов Ю. М., Бурцев А. В., Фастий Г. П., Смирнов А. А.	Методика экспериментальных исследований эмиссии грозовых перенапряжений в силовом трансформаторе 39
Усов А. Ф., Потокин А. С., Ильин Д. В.	Исследование теплового режима импульсного трансформатора в технологическом режиме электроимпульсного разрушения 46
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Шиханов И. С., Карпов А. С., Ярошевич В. В., Фастий Г. П., Токарева Е. А.	Оценка использования сертифицированных регистраторов показателей качества электроэнергии 55
Залесова О. В., Прокопчук П. И.	Распределение тяговых токов в контактной сети двухпутного участка железной дороги 67
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н.	Повышение энергетической эффективности бюджетных учреждений 72
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	
Коновалова О. Е.	Экономическая оценка наиболее привлекательных проектов малых гидроэлектростанций Мурманской области 83
Бежан А. В.	Моделирование режимов работы теплового аккумулятора 90

Russian Academy of Sciences

8/2015 (34)

transactions

Kola Science Centre

UDC 621.314

ISBN 978-5-91137-345-0

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

Deputy Editors-in-Chief:
V. P. Petrov, Dr.Sc.
(Geology and Mineralogy),
B. V. Efimov, Dr.Sc.
(Engineering)

Editorial Council:
G. G. Matishov, Acad. of RAS,
N. N. Melnikov, Acad. of RAS,
V. K. Zhironov, Cor. Member of RAS,
A. N. Nikolaev, Cor. Member of RAS,
F. D. Larichkin, Dr.Sc. (Economics),
V. A. Masloboev, Dr.Sc. (Engineering),
V. P. Petrov, Dr.Sc. (Geology and Mineralogy),
V. A. Putilov, Dr.Sc. (Engineering), E.D. Tereshchenko,
Dr.Sc. (Physics and Mathematics), A. N. Vinogradov,
Dr.Sc. (Geology and Mineralogy) – Executive Secretary

**ENERGY
TECHNOLOGY**
Series 11

Editorial Board of Energy Technology Series:
B. V. Efimov, Dr.Sc. (Eng.), Executive Editor, power
industry,
A. A. Zhamaletdinov, Dr.Sc. (Eng.), electrophysics,
N. V. Korovkin, Dr.Sc. (Eng.), theoretical
electrotechnology,
F. Ch. Khalilov, Dr.Sc. (Eng.), power engineering,
B. G. Barannik, PhD (Eng.), power industry,
N. I. Gumerova, PhD (Eng.), power engineering,
A. N. Danilin, PhD (Eng.), power engineering,
V. A. Minin, PhD (Eng.), renewable energy,
Yu. M. Nevretdinov, PhD (Eng.), power engineering,
V. N. Selivanov, PhD (Eng.), power engineering,
A. F. Usov, PhD (Eng.), electrotechnology

14, Fersman str., Apatity, Murmansk region, 184209, Russia
Tel. (81555) 79380. Fax: (81555) 76425
E-mail: admin@admksk.apatity.ru, <http://www.kolasc.net.ru>

© Centre of Physical and Technical Problems of Northern Energetics, 2015
© Kola Science Centre of Russian Academy of Sciences, 2015

CONTENTS

	Pages
PHYSICO-TECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Ivonin V. V., Danilin A. N.	Potential distribution on soil surface around extended grounding electrode 5
Kuklin D. V.	Influence of mutual arrangement of measurement leads and grounding wires on grounding surge characteristics measurement results 9
Halilov F. H., Efimov B. V., Sokolov A. A., Gerasimov A. V.	Lightning protection of 110-500 kV substations against the waves coming from power lines 16
Puzakov A. A., Selivanov V. N., Kolobov V. V.	Study of the non-symmetric load impact on zero-sequence current in an autotransformer 21
Efimov B. V., Burtsev A. V., Nevretdinov Y. M., Fastiy G. P., Smimov A. A.	Pilot studies results of impuls disturbances emission in the power transformer 110 kV..... 30
Efimov B. V., Burtsev A. V., Nevretdinov Y. M., Fastiy G. P., Smimov A. A.	The pilot studies technique of storm overvoltage issue in the power transformer 39
Usov A. F., Potokin A. S., Ilin D. V.	The study of the thermal regime of pulse transformer in production mode of electric pulse destruction 46
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Shikhanov I. S., Karpov A. S., Yaroshevich V. V., Fastiy G. P., Tokareva E. A.	Assessment of certified loggers use of the electric power merit figures 55
Zalesova O. V., P.I.Prokopchuk P. I.	Traction currents distribution in overhead contact system of railway double-track 67
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Klyukin A. M., Kuznetsov N. M., Tribunalov S. N.	Improving the energy efficiency of budgetary institutions 72
RENEWABLE ENERGY	
Konovalova O. E.	Economic evaluation of the most attractive sites of small hydro power plants of the Murmansk region 83
Bezhan A. V.	Simulation of heat accumulator modes 90

ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

В. В. Ивонин, А. Н. Данилин

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ НА ПОВЕРХНОСТИ ГРУНТА ВОКРУГ ПРОТЯЖЕННОГО ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ

Аннотация

Представлены результаты экспериментальных исследований распределения потенциалов на поверхности грунта вокруг протяженного заземлителя.

Ключевые слова:

заземление, протяженный заземлитель, распределение потенциалов, эквипотенциальные линии

V. V. Ivonin, A. N. Danilin

POTENTIAL DISTRIBUTION ON SOIL SURFACE AROUND EXTENDED GROUNDING ELECTRODE

Abstract

Results of experimental investigation of potential distribution on soil surface around extended grounding electrode are presented.

Keywords:

grounding, extended grounding electrode, potential distribution, equipotential lines.

Основная рабочая функция заземляющего устройства (ЗУ) заключается в обеспечении достаточной для срабатывания релейной защиты проводимости цепи замыкания находящихся под рабочим напряжением частей электроустановки на заземленный корпус или землю [1]. Поэтому важнейшей характеристикой ЗУ является его проводимость или обратная ей величина – сопротивление.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю формируется всей зоной растекания тока – объемом земли, начиная от поверхности заземлителя и до зоны, в которой электрический потенциал практически равен нулю. Электрозашитная функция ЗУ состоит в ограничении до допустимых пределов напряжения, под которое может попасть человек, прикоснувшийся к заземленному корпусу электроустановки во время замыкания фазы на корпус или землю.

Вопрос об обеспечении с помощью ЗУ электробезопасности при ударах молнии в ПУЭ и других нормативных документах в настоящее время не рассматривается, т.к. отсутствуют нормы на допустимое шаговое напряжение и допустимый ток по пути «нога-нога» при микросекундных воздействиях [2].

Однако исследование этих вопросов целесообразно в свете общей тенденции повышения уровня безопасности. В статье представлены результаты экспериментальных исследований распределения потенциалов по поверхности грунта вокруг протяженных заземлителей.

Схема полигона. Полигон был создан на месте бывшего песчаного карьера. Удельное сопротивление грунта 1100 Ом·м. Заземляющее устройство генератора состояло из двух соединенных между собой контуров: внешнего квадрата со стороной 6 м и внутреннего со стороной 2.5 м. В качестве элементов ЗУ использовались стальные полосы шириной 50 мм и толщиной 4 мм. По углам внутреннего контура были вбиты вертикальные электроды диаметром 20 мм и длиной 1 м. Сопротивление контура заземления 66 Ом.

В качестве источника импульсов использовался генератор импульсных напряжений (ГИН), выполненный по схеме Аркадьева-Маркса (рис.1). Питался ГИН от АИД-70, который был подключен к бензогенератору. Выходное напряжение ГИН лежало в промежутке от 60 до 360 кВ. Проводилось исследование распределения потенциалов вокруг протяженного электрода – трубы диаметром 40 мм и длиной 17.5 м. Импульс амплитудой 70 кВ и длительностью фронта 1 мкс, генерировался в конец электрода. Потенциалы измерялись ранее разработанной зондовой системой [3] по четырем направлениям, как показано на рис.2.

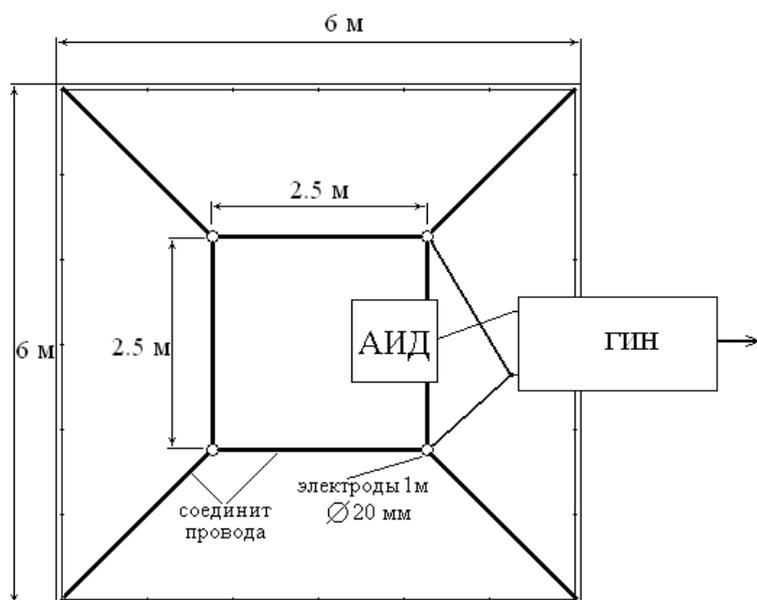


Рис.1. Контур заземления генератора импульсных напряжений



Рис.2. Схема измерения потенциалов вокруг протяженного электрода

Основные требования, предъявляемые к зондам:

1. Минимальные габариты, чтобы минимизировать влияние на распространение полей.

2. Зонд должен иметь минимальное переходное сопротивление «грунт-зонд», которое не должно изменяться при перемещениях зонда. Это сопротивление входит в цепь делителя напряжения, подключаемого к зонду, при этом сопротивление делителя должно быть, как минимум, на порядок больше переходного сопротивления зонда. Полное сопротивление делителя составляло 95 кОм.

Результаты исследований распределения потенциалов в грунте при импульсных воздействиях представлены на графике (рис.3).

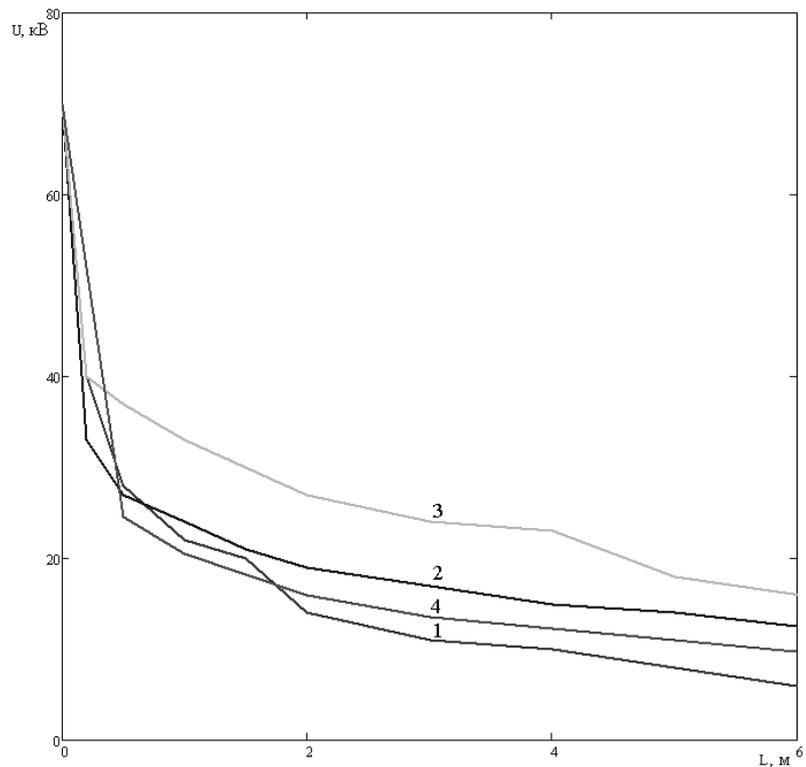


Рис.3. Распределение потенциалов вокруг протяженного электрода

На рисунке приведены кривые изменения потенциалов на поверхности грунта по мере удаления от электрода. Учитывалось значение потенциала при 1 мкс. Как видно, по трем направлениям (1, 2, 4) скорость падения потенциалов примерно одинаковая. На центральной точке (направление 3) картина сильно отличается в ближней зоне, но на расстоянии 6 м значения потенциала по всем направлениям примерно одинаковы.

На рисунке 4 приведены эквипотенциальные линии, построенные по экспериментальным данным. Видно, что потенциалы распространяются несимметрично вокруг электрода.

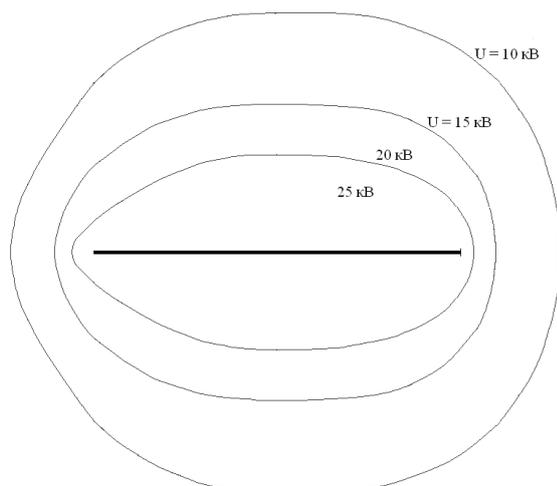


Рис.4. Эквипотенциальные линии вокруг протяженного электрода

Заключение

Описан высоковольтный полигон, созданный для экспериментальных исследований импульсных характеристик протяженных заземлителей. Приведены результаты исследований распределения потенциалов вокруг электрода длиной 17.5 м. Показано, что потенциалы распределяются вокруг электрода несимметрично.

Литература

1. Бургсдорф В. В., Якобс А. И. Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат. 1987. 400 с.
2. Целебровский Ю. В. Заземляющие устройства как элемент молниезащиты. Вопросы, требующие решения // Сборник докладов IV Международной конференции по молниезащите. 2014.
3. Данилин А. Н., Ивонин В. В. Зондовые измерения процессов растекания импульсных токов в увлажненном грунте // Труды Кольского научного центра РАН. Вып. 9. Энергетика. 2014. С. 31-35.

Сведения об авторах

Ивонин Виктор Владимирович,

аспирант Кольского научного центра РАН
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21 А
Эл. почта: ivoninviktor@mail.ru

Данилин Аркадий Николаевич,

заведующий лабораторией высоковольтной электроэнергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н., доцент кафедры высоковольтной электроэнергетики и электротехники КФ ПетрГУ.

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: danilin@ien.kolasc.net.ru

УДК 621.311

Д. В. Куклин

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЗАИМНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОНТУРОВ И ПРОВОДНИКОВ ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ ИМПУЛЬСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛУЧЕВЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ

Аннотация

Расчетным способом выполнена оценка влияния на результаты измерений расположения токового и потенциального контуров друг относительно друга и их расположения по отношению к проводникам заземлителя.

Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, заземлитель.

D. V. Kuklin

INFLUENCE OF MUTUAL ARRANGEMENT OF MEASUREMENT LEADS AND GROUNDING WIRES ON GROUNDING SURGE CHARACTERISTICS MEASUREMENT RESULTS

Abstract

An estimation of influence of potential lead, current lead and grounding wires arrangement relative to each other on measurement results is made in the article by calculations.

Keywords:

finite-difference time-domain method, grounding.

При выполнении измерений импульсного сопротивления заземлений опор линий электропередачи необходимо знать, в какой степени взаимное расположение измерительных контуров влияет на результаты измерений. Также при выполнении измерений часто неизвестно расположение проводников заземлителя, ток в которых также может влиять на результаты. Для оценки данных факторов можно рассмотреть случаи с различными грунтами, заземлителями, взаимными расположениями контуров. Экспериментальное осуществление такой задачи является трудоемким, поэтому были проведены расчеты.

Поскольку заземлители опор чаще всего являются лучевыми, были выполнены расчеты для заземлителей с различным числом лучей при разном расположении токового и потенциального контуров. Расчеты проведены для трех взаимных расположений токового и потенциального контуров: при углах 45, 90 и 180 ° между ними. Длины токового и потенциального контуров – по 200 м. Проводники заземлителя расположены на глубине 0.75 м. Контуров расположены на высоте 0.75 м. Суммарная длина проводников одинакова для разных вариантов заземлителей. Измерительные контуры на концах присоединены к вертикальным электродам, погруженным в грунт на 0.75 м (хотя данные расчеты выполнены до момента прихода волн, отраженных от концов измерительных контуров, на результаты это не влияет).

Для расчетов использовался метод конечных разностей во временной области [1]. Размер расчетной сетки равен 0.5 м. Проводники моделировались методом, описанным в работе [2].

Расчеты проводились до момента прихода отраженных волн от концов измерительных контуров. В рассматриваемых случаях этот момент времени составляет не менее 1.4 мкс. Рассчитывалось лишь напряжение между заземлителем и потенциальным контуром.

Ток задавался при помощи функции Хейдлера с временем фронта 0.25 мкс и временем полуспада 100 мкс [3]. Использовался идеальный источник тока.

Варианты взаимных расположений проводников заземлителей и измерительных контуров, для которых проводились расчеты, представлены на рис.1.

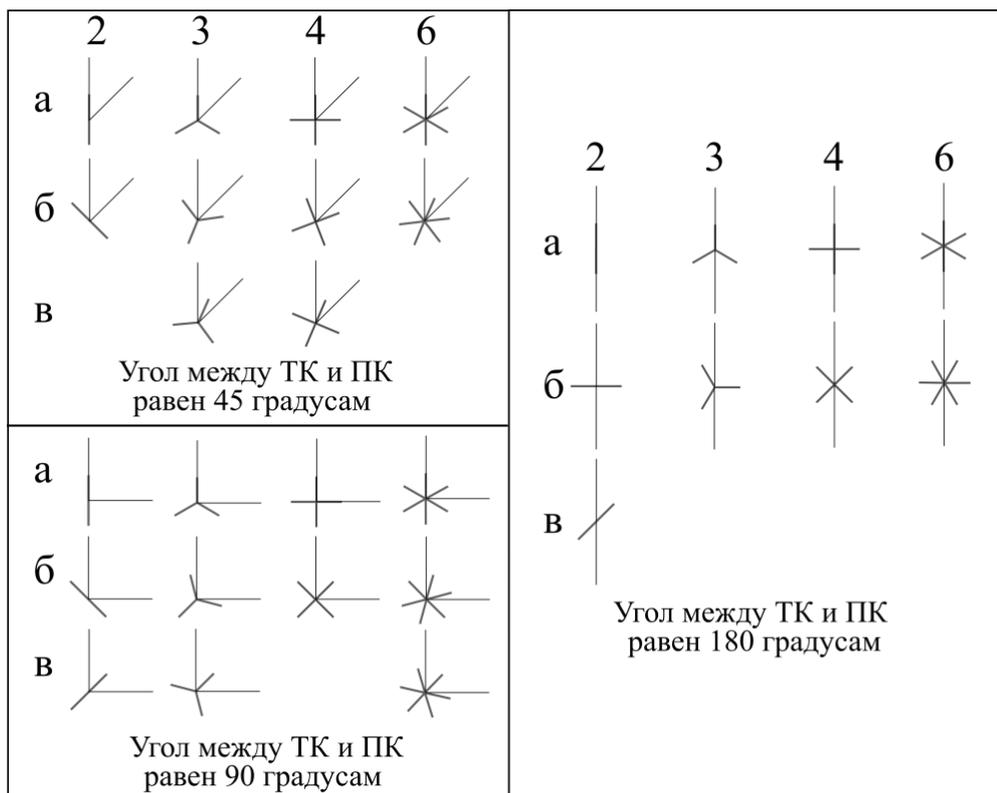


Рис.1. Рассмотренные варианты взаимного расположения проводников заземлителей и измерительных контуров (ТК – токовый контур, ПК – потенциальный контур)

На рис.2, 3 представлены результаты расчетов напряжения между заземлителем и потенциальным контуром для грунта с удельным сопротивлением 500 Ом·м (относительная диэлектрическая проницаемость ϵ равна 12) и суммарной длиной проводников 100 м.

На рисунках 4, 5 представлены результаты расчетов для грунта с удельным сопротивлением 2000 Ом·м (ϵ равна 7,1) и суммарной длиной проводников 200 м.

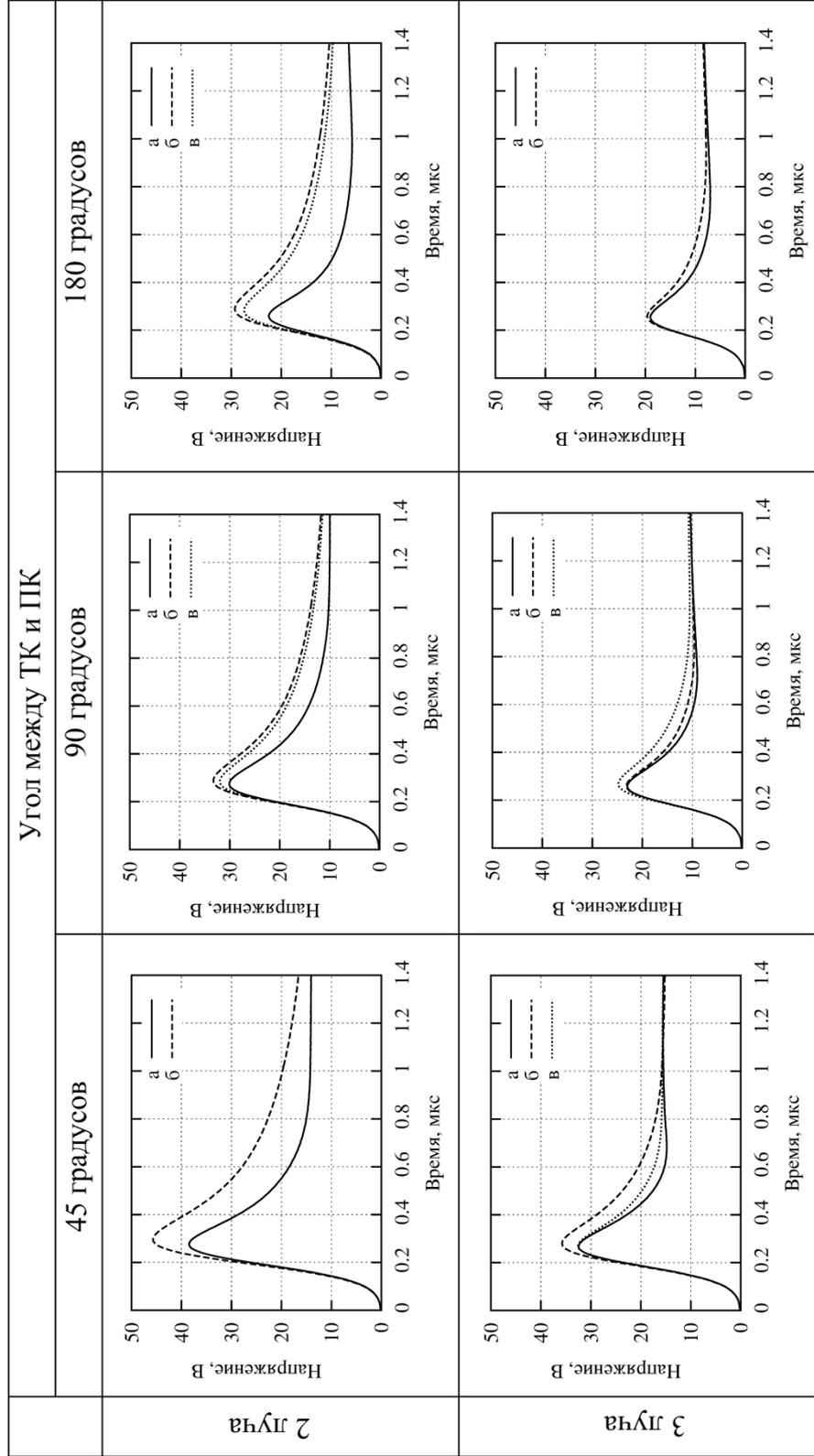


Рис. 2. Результаты расчетов напряжения между заземлителем и потенциальным контуром. Удельное сопротивление грунта 500 Ом-м, общая длина проводников лучей равна 100 м.

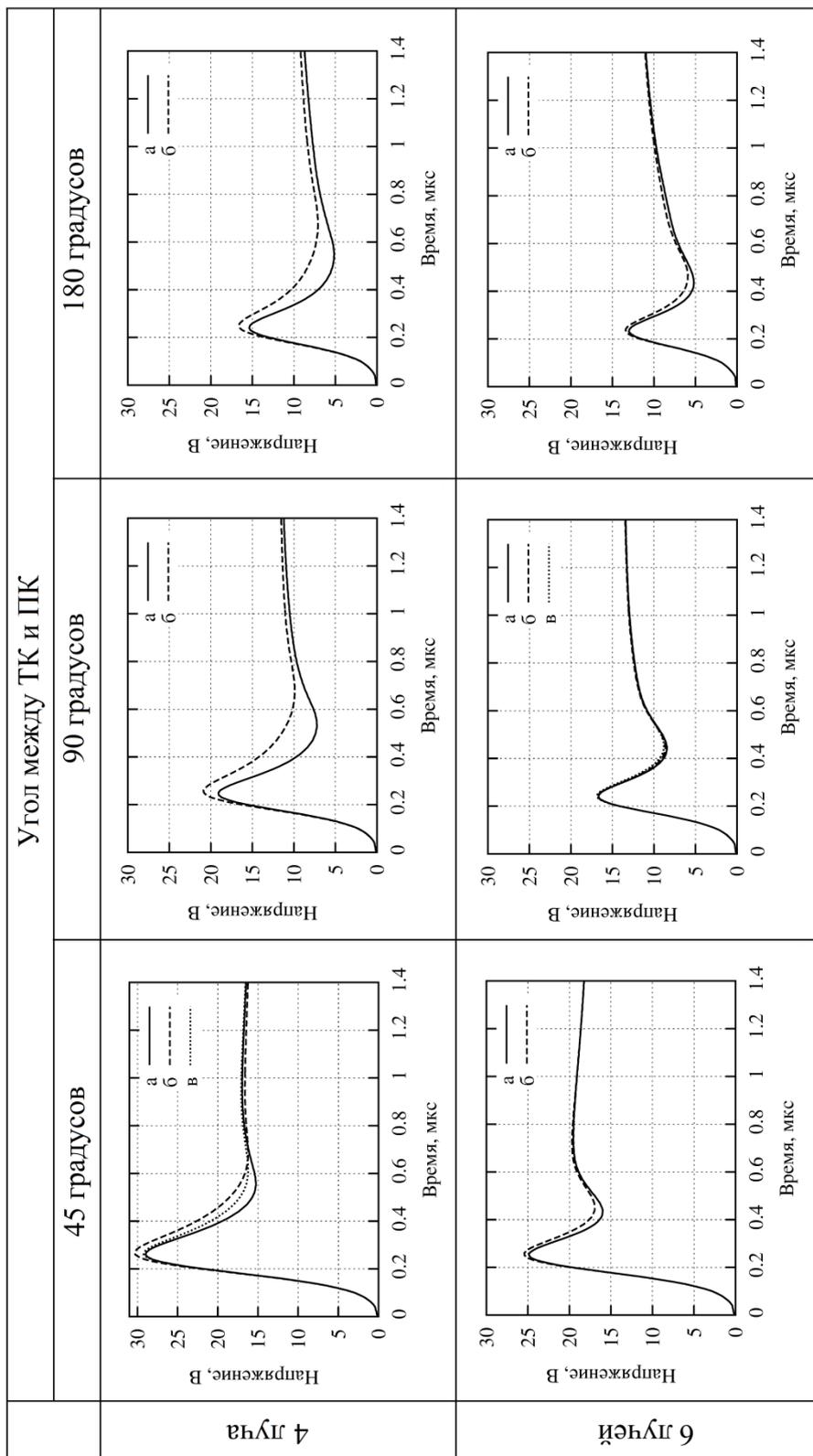


Рис. 3. Результаты расчетов напряжения между заземлителем и потенциальным контуром. Удельное сопротивление грунта 500 Ом-м, общая длина проводников лучей равна 100 м.

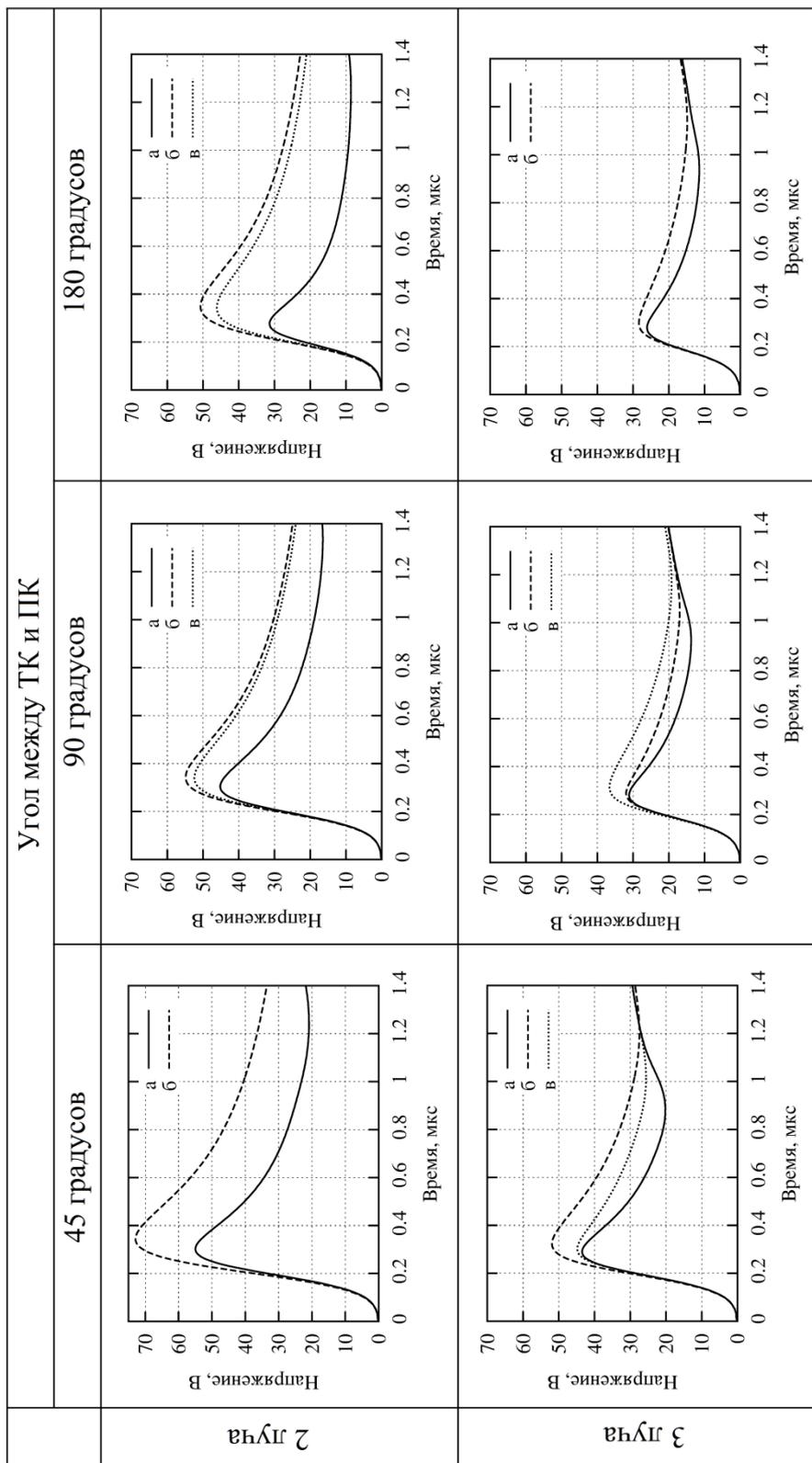


Рис. 4. Результаты расчетов напряжения между заземлителем и потенциальным контуром. Удельное сопротивление грунта 2000 Ом·м, общая длина проводников лучей равна 200 м.

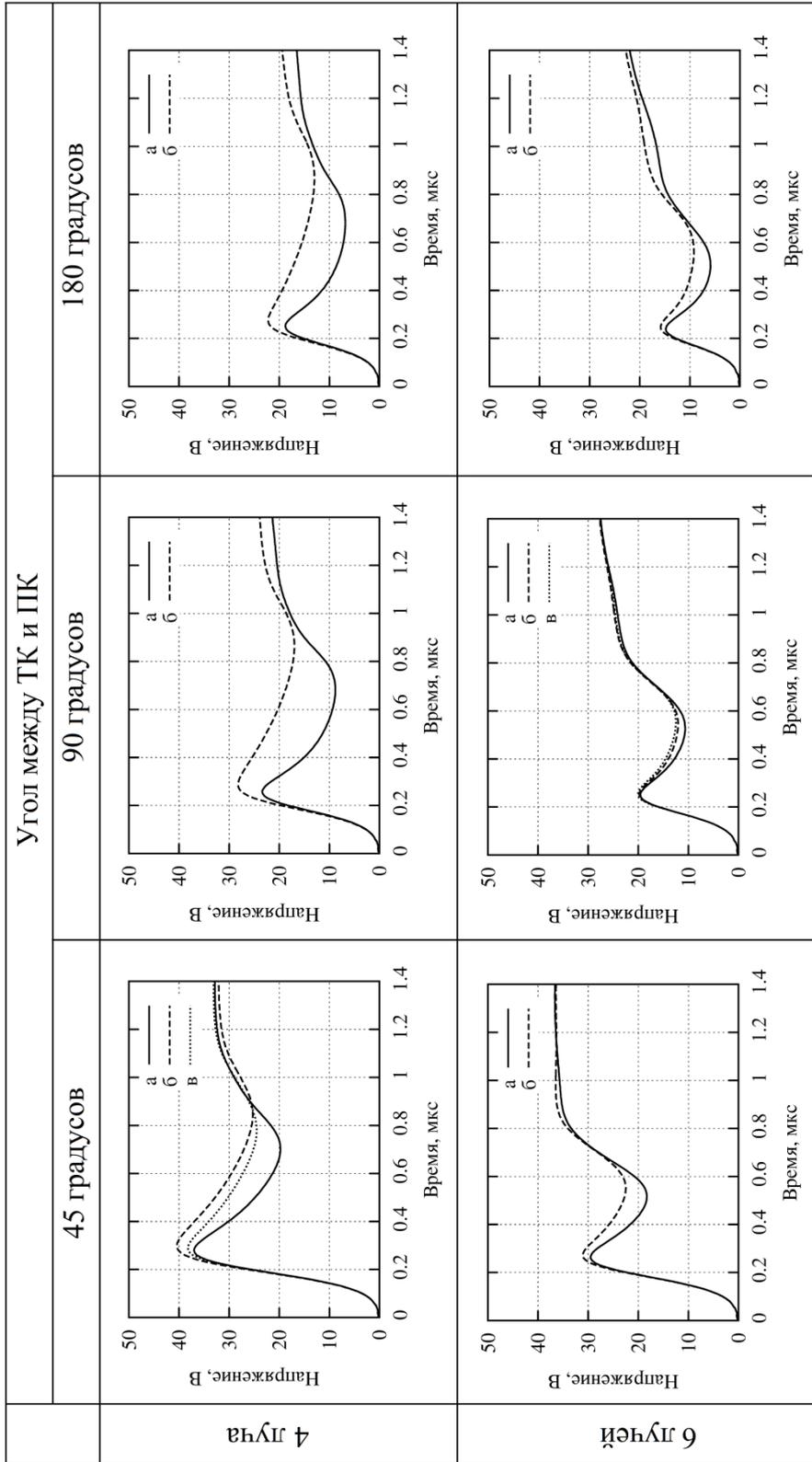


Рис. 5. Результаты расчетов напряжения между заземлителем и потенциальным контуром. Удельное сопротивление грунта 2000 Ом·м, общая длина проводников лучей равна 200 м.

Из рисунков видно, что взаимное расположение измерительных контуров существенно влияет на результат расчетов (измерений). При этом разница между углами 90 и 180 ° меньше, чем между углами 45 и 90 °. Взаимное влияние между измерительными контурами минимально, когда угол между ними составляет 90 °. Влияния со стороны лучей заземлителей, по всей видимости, невозможно избежать при любом лучевом заземлителе, и можно лишь говорить о разнице между результатами измерений при различных расположениях измерительных контуров.

Можно заметить уменьшение влияния расположения измерительных контуров (при сохранении угла между ними) относительно заземлителя с увеличением числа лучей, а также увеличение этого влияния с ростом удельного сопротивления грунта. Можно видеть, что среди результатов выделяются те случаи, когда один и, особенно, два измерительных контура оказываются над лучами заземлителей. Для остальных случаев разница между результатами не столь велика.

Для корректного сравнения характеристик заземлителя, очевидно, необходимо пользоваться одинаковым расположением токового и потенциального контуров. Поэтому для измерений необходимо выбрать какое-либо одно взаимное расположение токового и потенциального контуров. Так как перпендикулярное их расположение обеспечивает наименьшее взаимное влияние между контурами, а также приводит к относительно небольшой разнице между результатами для различных заземлителей (за исключением того случая, когда оба контура оказываются над лучами заземлителя), то такое расположение, по всей видимости, можно считать более предпочтительным.

Литература

1. Taflove A., Hagness S. C. Computational electrodynamics: the finite-difference time-domain method. Boston: Artech House, 2005.
2. Guiffaut C., Reineix A., Pecqueux B. New oblique thin wire formalism in the FDTD method with multiwire junctions // IEEE Transactions on Antennas and Propagation. 2012. Vol. 60. № 3. P. 1458-1466.
3. Куклин Д. В. Моделирование проводников бесконечной длины при применении методов, использующих телеграфные уравнения совместно с методом конечных разностей во временной области // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 10. Т. 2. 2015. С. 81-86.

Сведения об авторе

Куклин Дмитрий Владимирович,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

эл. почта: kuklindima@gmail.com

Ф. Х. Халилов, Б. В. Ефимов, А. А. Соколов, А. В. Герасимов

МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ 110-500 кВ ОТ ВОЛН, НАБЕГАЮЩИХ ПО ЛИНИЯМ

Аннотация:

В сетях 110-500 кВ ряда энергокомпаний до сих пор применяют вентильные разрядники (РВ) и ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) первого поколения. Это приводит к тому, что в ряде случаев расчетная величина показателя надежности молниезащиты меньше нормируемой величины. Приведены результаты исследования 35 подстанций 110-500 кВ и даны рекомендации по улучшению защиты от перенапряжений.

Ключевые слова:

молниезащита подстанций, вентильный разрядник, нелинейный ограничитель перенапряжений.

F. H. Halilov, B. V. Efimov, A. A. Sokolov, A. V. Gerasimov

LIGHTNING PROTECTION OF 110-500 kV SUBSTATIONS AGAINST THE WAVES COMING FROM POWER LINES

Annotation:

A number of energy companies still use valve and first generation metal oxide arresters in 110-500 kV networks. As a result, in some cases the estimated value of lightning protection reliability is less, than the rated value. The results of the study of 110-500 kV substations and recommendations to improve the protection against overvoltage are presented in this article.

Keywords:

lightning protection of substations, valve arrester, metal oxide arrester.

Постановка проблемы. В настоящее время молниезащита распределительных устройств высокого и сверхвысокого напряжений (ВН и СВН) большинства энергокомпаний, в том числе ОАО "Сетевая компания" Республики Татарстан, несколько ухудшила свои характеристики. Это связано со следующими обстоятельствами.

1. При нормативном сроке эксплуатации электрооборудования 110-500 кВ, равном 25-30 годам, фактически оно работает более 40-50 лет. По этой причине несколько снизилась электрическая прочность изоляции.

2. Большинство защитных аппаратов (ОПН и РВ) работает более 35-40 лет, что, по-видимому, привело к ухудшению их защитных вольтсекундных и вольтамперных характеристик (ВСХ, ВАХ).

3. У многих подстанций контуры заземления подвержены электрокоррозии, и поэтому их импульсное сопротивление несколько возросло.

По перечисленным причинам нами исследована молниезащита ряда подстанций 110, 220 и 500 кВ сетевой компании.

Обследованы три подстанции 500 кВ. Их условно обозначим 500-1, 500-2 и 500-3. Подстанции 500-1 и 500-2 работают в проходном режиме, 500-3 – в многофидерном режиме. Длины отходящих воздушных линий изменяются в широких пределах, а на распределительных устройствах установлены различные выключатели, электромагнитные и емкостные трансформаторы

напряжения, автотрансформаторы мощностью от 250 до 500 (3·167) МВА. Токи однофазного $I_{кз}^{(1)}$ и трехфазного $I_{кз}^{(3)}$ короткого замыкания изменяются в пределах $I_{кз}^{(1)} = (10.6 \div 13.87)$ кА и $I_{кз}^{(3)} = (11.63 \div 15.72)$ кА. На всех подстанциях установлены только ОПН-500 (3, 4 и 3 комплекта для 500-1, 500-2 и 500-3 соответственно). Кроме того, ОПН-500 установлены на двух воздушных линиях, отходящих от 500-2, и одной линии, отходящей от 500-3.

Исследованы 12 подстанций 220 кВ (их условно обозначим через 220-1÷220-12). Подстанция 220-1 имеет тупиковую схему, 220-2, 220-3, 220-4, 220-5 – проходную, а 220-6, 220-7, 220-8, 220-9, 220-10, 220-11, 220-12 – многофидерную.

Мощность трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, изменяется от 63 до 500 МВА. Токи $I_{кз}^{(1)}$ находились в пределах от 6 до 28 кА, $I_{кз}^{(3)}$ – в пределах от 7.25 до 30 кА.

В работе также обследована молниезащита 20 подстанций 110 кВ, их некоторые характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики молниезащиты подстанций 110 кВ

Условное обозначение подстанций	Число отходящих ВЛ (КЛ), шт.	$I_{кз}^{(1)}$, кА	$I_{кз}^{(3)}$, кА	Число и тип ЗА	Расчетная величина показателя надежности М, лет	Нормированная величина показателя надежности М, лет
110-1	3(0)	0.83	0.99	2-РВС	350÷450	300÷400
110-2	7(0)	2.95	3.1	4-РВС	600÷800	300÷400
110-3	1(0)	1.6	2.44	1-РВС	300÷400	300÷400
110-4	2(0)	1.4	1.56	2-РВС	350÷400	300÷400
110-5	2(0)	4.22	4.94	1-РВС	250÷350	300÷400
110-6	2(0)	0.85	1.13	1-РВС	250÷350	300÷400
110-7	0(4)	15.49	15.9	6-ОПН	более 3500	300÷400
110-8	0(2)	18.9	20.2	2-ОПН	более 4200	300÷400
110-9	7(0)	36.6	34.6	4-ОПН	900÷950	300÷400
110-10	8(0)	14.1	14.2	5-ОПН	950÷1000	300÷400
110-11	4(0)	16.2	15.9	4-ОПН	700÷800	300÷400
110-12	3(0)	14.9	14.5	4-ОПН	1000÷1100	300÷400
110-13	9(0)	9.3	9.3	5-ОПН	1250÷1400	300÷400
110-14	6(0)	21	20.9	5-ОПН	1000÷1100	300÷400
110-15	8(0)	23.1	20.9	4-ОПН	950÷1150	300÷400
110-16	9(0)	21.3	19.2	4-ОПН	1000÷1200	300÷400
110-17	11(0)	25.5	22.8	3-ОПН	1000÷1200	300÷400
110-18	5(0)	13.8	14.1	3-ОПН	950÷1050	300÷400
110-19	23(0)	17.4	19.3	6-РВС	600÷700	300÷400
110-20	24(0)	37.1	36.3	6-ОПН	1400÷1600	300÷400

Расчет основной характеристики молниезащиты подстанций высокого и сверхвысокого напряжения – показателя надежности (число лет, в течение которых будет хотя бы одно молниевое повреждение) выполняется по методике [1-3]. При этом ясно, что молниезащита различна даже для подстанций одного и того же класса напряжения. Все возможные в эксплуатации (при проектировании) схемы молниезащиты типовых подстанций здесь сведены к трем группам, зависящим от числа отходящих (подходящих) линий:

- 1) тупиковые подстанции с одной отходящей линией;
- 2) проходные подстанции с двумя отходящими линиями;
- 3) многофидерные подстанции с тремя и более отходящими линиями.

Однако даже типовые схемы молниезащиты подстанций ВН и СВН, выполненные по требованиям ПУЭ, по своей структуре и размерным данным не охватывают все ситуации, встречающиеся в эксплуатации. Вместе с тем, на примере упомянутых типовых схем молниезащиты можно сделать общие выводы, которые с некоторыми оговорками могут распространяться на все случаи эксплуатации молниезащиты подстанций независимо от потребителей, питающихся от этих распределительных устройств.

Ниже приводятся результаты расчета показателя надежности молниезащиты подстанций без учета трех обстоятельств.

1. На ряде подстанций до сих пор находятся в эксплуатации вентильные разрядники, которые выпущены более 40 лет тому назад и поэтому несколько ($\approx 10\%$) ухудшили свои защитные характеристики [4].

2. Из-за "старости" электрооборудования их изоляция снизила свою электрическую прочность, как минимум, на $5\div 10\%$, что почти не учитывается при анализе молниезащиты. Такое положение обычно учитывается искусственным ухудшением вольтамперных характеристик (ВАХ) защитных аппаратов – ограничителей нелинейных перенапряжений (ОПН). По этой причине вентильные разрядники будем рассматривать как ОПН с ухудшенными характеристиками.

3. ОПН первого поколения с варисторами, выпускаемыми 25-30 лет тому назад, ухудшили свои ВАХ до уровня ВАХ вентильных разрядников.

Из таблицы 1, где приведены расчетные и нормированные [5] величины показателя надежности молниезащиты M , видно:

- молниезащита по нормированным требованиям обеспечивается для подстанций 110-2, 110-7, 110-8, 110-9, 110-10, 110-11, 110-12, 110-13, 110-14, 110-15, 110-16, 110-17, 110-18, 110-19, 110-20;

- достаточно высокий показатель надежности молниезащиты обеспечивают такие благоприятные влияния, как большое число защитных аппаратов (110-2, 110-7÷110-11) и большое число отходящих линий (110-9, 110-10, 110-13÷110-20);

- важнейшим позитивным влияющим фактором является наличие в схеме кабельных линий (110-7, 110-8);

- в остальных случаях показатель надежности молниезащиты с учетом старения изоляции защищаемого оборудования и старения защитных аппаратов требует улучшения.

С целью улучшения молниезащиты для подстанций 110 кВ действенными мероприятиями являются замена вентильных разрядников на ОПН и ограничителей перенапряжений выпуска 1995 г. на новейшие ОПН.

Результаты расчета М для рассмотренных подстанций 220 кВ приведены в табл.2, из которой видно следующее.

1. Нормированным по [5] требованиям отвечают молниезащита подстанций 220-4, 220-6÷220-12.

2. На подстанции 220-4 успешную молниезащиту обеспечила установка трех комплектов ОПН, 220-4÷220-12 – большое число отходящих воздушных линий, 220-6 – наличие кабельной линии.

Таблица 2

Характеристики молниезащиты подстанций 220 кВ

Условное обозначение подстанций	Число отходящих ВЛ (КЛ), шт	Число и тип ЗА	Расчетная величина показателя надежности М, лет	Нормированная величина показателя надежности М, лет
220-1	1(0)	2-РВС	350÷450	400÷600
220-2	2(0)	2·ОПН	450÷500	400÷600
220-3	2(0)	2·ОПН	450÷550	400÷600
220-4	2(0)	3·ОПН	550÷950	400÷600
220-5	2(0)	2·ОПН	450÷550	400÷600
220-6	2(1)	2·ОПН	450÷650	400÷600
220-7	4(0)	2·ОПН	500÷700	400÷600
220-8	10(0)	4·ОПН	900÷1100	400÷600
220-9	4(0)	4·ОПН	1300÷1600	400÷600
220-10	9(0)	4·ОПН	1150÷1500	400÷600
220-11	7(0)	4·ОПН	1300÷1600	400÷600
220-12	6(0)	3·ОПН, 1·РВС	850÷1000	400÷600

Результаты расчета молниезащиты для подстанций 500 кВ сведены в табл.3. В этом случае показатель надежности молниезащиты всех трех обследованных подстанций 500 кВ отвечает нормированным показателям и здесь усиление молниезащиты не требуется.

Таблица 3

Характеристики молниезащиты подстанций 500 кВ

Условное обозначение подстанций	Число отходящих ВЛ, шт	Расчетная величина показателя надежности М, лет	Нормированная величина показателя надежности М, лет
500-1	1	1200÷1300	800÷1000
500-2	2	1400÷1650	800÷1000
500-3	3	1200÷1300	800÷1000

Выводы

1. Молниезащита исследованных подстанций 110-500 кВ в основном отвечает требованиям [5].

2. С учетом старения изоляции электрооборудования и "ухода" защитных характеристик вентильных разрядников из-за деградации их элементов следует на подстанциях взамен РВ устанавливать нелинейные ограничители перенапряжений.

3. На ряде подстанций установлены ОПН 20-25-летней давности. Необходимо с учетом состояния изоляции электрооборудования существующие ОПН заменить на ОПН, сконструированных варисторами последнего поколения с большей пропускной способностью.

Литература

1. Костенко М. В. Анализ надежности грозозащиты / М. В. Костенко, Б. В. Ефимов, И. М. Зархи, Н. И. Гумерова Л., Наука, 1981.
2. Костенко М. В. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта / М. В. Костенко, Ю. М. Невретдинов, Ф. Х. Халилов. Л.: Наука, ЛО, 1984.
3. Половой И. Ф., Михайлов Ю. А., Халилов Ф. Х. Перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения. Л.: Энергия, ЛО, 1975.
4. Алиев Ф. Г. Влияние старения защитных аппаратов на надежность грозозащиты подстанций 35-500 кВ / Ф. Г. Алиев, К. Б. Демьяненко, Н. П. Домрачев, Н. П. Гуров, Ф. Х. Халилов. СПб.: САВОЖ. 2002.
5. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под редакцией Н. Н. Тиходеева. 2-е изд. СПб.: Изд. ПЭИПК, 1999.

Сведения об авторах:

Халилов Фирудин Халилович,

профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, доктор технических наук, Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, Тел. (812)2974854, эл. почта: firudin-khalilov@yandex.ru

Ефимов Борис Васильевич,

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

Герасимов Андрей Викторович,

студент кафедры "Техника высоких напряжений, изоляционная и кабельная техника" Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29 Эл.почта: andrei-ger@mail.ru

Соколов Александр Андреевич,

ведущий инженер ООО "Проектное бюро "Интеллектуальная электроэнергетика"" Тел. (952)2637164

А. А. Пузаков, В. Н. Селиванов, В. В. Колобов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ НА ТОК В НЕЙТРАЛИ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Аннотация

Статья посвящена исследованию влияния несимметрии нагрузки на величину тока нулевой последовательности в нейтрали автотрансформатора подстанции 330 кВ «Титан» ПАО «ФСК ЕЭС». Проведенные расчеты показали, что причиной возникновения сравнительно высоких значений токов является взаимное электромагнитное влияние двух воздушных линий класса 150 кВ.

Ключевые слова:

автотрансформатор, ток нулевой последовательности, линия электропередачи, наведённое напряжение.

A. A. Puzakov, V. N. Selivanov, V. V. Kolobov

STUDY OF THE NON-SYMMETRIC LOAD IMPACT ON ZERO-SEQUENCE CURRENT IN AN AUTOTRANSFORMER

Abstract

The article investigates the zero-sequence currents in the neutral of 330 kV autotransformer. The calculations showed that the cause of the relatively high values of currents is the mutual electromagnetic coupling between two 150 kV overhead lines.

Keywords:

autotransformer, zero-sequence current, overhead power line, induced voltage.

Уже в течение 10 лет на подстанции 330 кВ «Титан» Кольского сетевого района Карельского предприятия магистральных электрических сетей ПАО "Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы" проводится регистрация токов в нейтральных автотрансформаторов 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА. Измерения организованы Центром физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН с целью мониторинга геоиндуцированных токов (ГИТ), возникающих в электрической сети во время геомагнитных бурь, вызванных усилением солнечной активности [1]. Измеряемый ток нейтрали подвергается преобразованию Фурье, на хранение поступают значения постоянной составляющей (которая и равна геоиндуцированному току) и действующие значения первой, второй и третьей гармоник, усредненные за период времени, равный 0.1 с.

При анализе полученных данных выявлено аномально высокое значение тока 3I₀ в нейтрали автотрансформаторов. Для трансформаторов такого типа и мощности (АТДЦТН-250000/330/150) в Кольской энергосистеме характерными являются значения токов нейтрали порядка первых единиц Ампер, а на подстанции «Титан» в нормальном режиме этот ток находится в диапазоне 10-20 А (в зависимости от нагрузки и величины геоиндуцированных токов), т. е. почти на порядок выше. На подстанции находятся два автотрансформатора, и токи в них одинаковые, то есть повышенный ток не является следствием особенностей конструкции одного из них.

Основными причинами возникновения токов нулевой последовательности в нейтрали автотрансформатора могут являться:

- несимметричная или неполнофазная нагрузка. В развитых промышленных сетях этот вид несимметрии кратковременно может возникать, но в случае подстанции «Титан» мы имеем дело с практически постоянным уровнем тока;

- наличие гармоник, кратных третьей (например, в результате воздействия геомагнитных бурь);

- влияние пофазной несимметрии линий электропередачи, подключенных к автотрансформатору.

Для выявления причины повышенных значений токов в нейтрали автотрансформаторов создана компьютерная модель подстанции 330 кВ «Титан» и прилегающего к ней участка сети. Расчеты выполнены в программе для моделирования переходных процессов в электрических цепях АТР-ЕМТР [2].

Подстанция «Титан» расположена вблизи г. Апатиты и обеспечивает электроснабжение одного из крупнейших в регионе промышленных предприятий – Апатитонелефиновой обогатительной фабрики, а также аэропорта Хибины в Апатитах. Подстанция получает питание от Кольской АЭС по линии 330 кВ длиной 60 км, а от подстанции отходят две линии напряжением 150 кВ к ПС-74 ОАО «Апатит» длиной 13.2 км, а также две линии напряжением 35 кВ, длиной 10 км, которые питают аэропорт.

На рисунке 1 представлена принципиальная однолинейная схема подстанции 330 кВ «Титан» с шинами связанных с ней воздушными линиями подстанций 35 и 150 кВ. На подстанцию «Титан» приходит одна линия 330 кВ, напрямую присоединенная к общей шине без коммутационных аппаратов. Две системы шин подключены к линии 330 кВ через разъединители и элегазовые выключатели. Каждый из двух автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 питаются от собственной системы шин. Одной из особенностей схемы подстанции «Титан» является то, что на стороне 150 кВ не предусмотрена установка выключателей. На стороне 150 кВ применена блочная схема включения линий без выключателей и ремонтных перемычек, Л-207 питается от АТ-1, Л-208 от АТ-2. На подстанции 150 кВ эти линии подключены к разным системам шин, но в нормальном режиме межшинный выключатель включен, и линии параллельно работают на одну нагрузку. Со стороны 35 кВ в нормальном режиме также используется блочная схема (ЛК-71 питается от АТ-1, а ЛК-72 от АТ-2), но в схеме присутствуют шинные и линейные выключатели, а также межшинный выключатель.

Типовыми бланками переключений определены следующие последовательности операций (на примере АТ-2):

- перевод нагрузки с АТ-2 на АТ-1 с отключением 2В Л-404;
- вывод в ремонт АТ-2;
- ввод в резерв АТ-2;
- включение АТ-2 в транзит.

Кроме того, датчиком геоиндуктированных токов в нейтрали АТ-2 были зарегистрированы аварийные коммутации, типовые переключения на АТ-1, а также режимы, возникающие при выводе в ремонт линий электропередачи. Тем не менее, далее будут рассмотрены только процессы в нейтрали автотрансформатора АТ-2 при типовых переключениях.

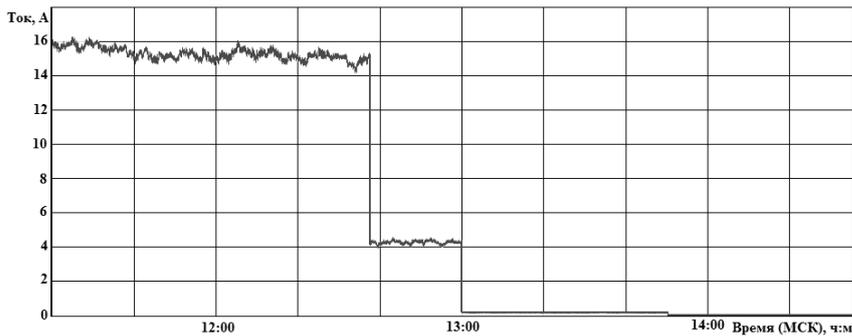


Рис.2. Кривая амплитуды первой гармоники тока в нейтрали АТ-2 подстанции «Титан»

Для сравнения приведем результаты измерений токов нейтрали автотрансформатора на подстанции 330 кВ «Выходной». Схема подстанции приведена на рис.3. На стороне 330 кВ использована схема «четырёхугольник», на стороне 150 кВ автотрансформаторы типа АТДЦТН-250000/330/150-80У1 подключены к двум секциям шин с обходной шиной. От системы шин 150 кВ отходят 10 линий электропередачи, а также питаются два трансформатора 150/6 кВ. В нормальном режиме все межшинные выключатели включены, шины соединены между собой. Таким образом, схема принципиально отличается от схемы подстанции «Титан», что проявилось в значении тока нейтрали. На рис.4 показана кривая амплитуды тока первой гармоники в нейтрали АТ-1 на подстанции «Выходной» в момент вывода автотрансформатора в ремонт. В нормальном режиме амплитуда тока несимметрии находится в диапазоне от 2 до 5 А в зависимости от потребляемой мощности (в среднем 3 А). В результате первой коммутации выключателем от автотрансформатора отключается нагрузка со стороны 150 кВ, а затем снимается напряжение со стороны 330 кВ.

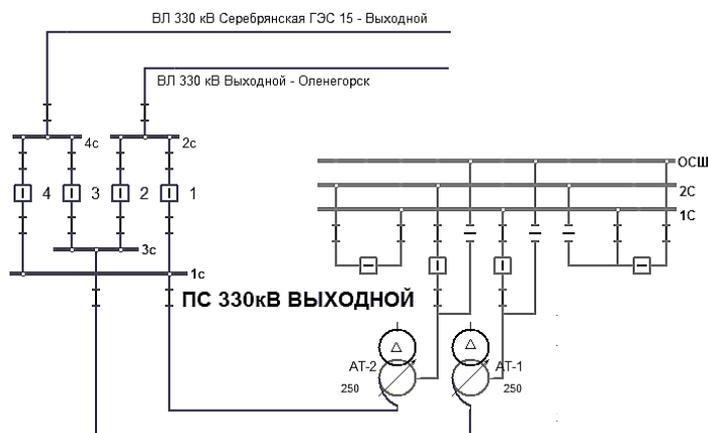


Рис.3. Однолинейная схема подстанции 330 кВ «Выходной»

Подстанция 330 кВ «Кондопога» выполнена по той же схеме, что и подстанция «Выходной», однако там установлен только один автотрансформатор мощностью 250 МВт. Амплитуда тока первой гармоники в нейтрали автотрансформатора колеблется в пределах от 1 до 3А.

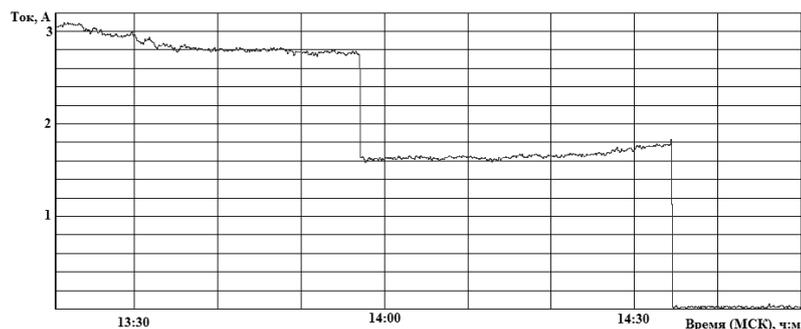


Рис.4. Кривая амплитуды первой гармоники тока в нейтрали АТ-1 подстанции «Выходной»

На подстанции 330 кВ «Лоухи» установлены два автотрансформатора мощностью по 125 МВт каждый. Здесь, как и на подстанции «Титан», автотрансформаторы работают в блоке со своей линией, но на подстанции установлены выключатели на стороне 220 кВ, а линии имеют длину всего 3 км, поэтому амплитуда тока в нейтрали в нормальном режиме в среднем порядка 5 А, что выше, чем на подстанциях «Кондопога» и «Выходной», но в три раза меньше токов в нейтрали подстанции «Титан».

Таким образом, наиболее вероятной причиной повышенных токов несимметрии в нейтрали АТ-2 на подстанции «Титан» является блочный режим работы подстанции «трансформатор-линия», причем несимметричной нагрузкой являются именно две линии электропередачи, связанные взаимным электромагнитным влиянием.

На рисунке 5 показана модель исследуемого участка сети в программе ATPDraw (препроцессор программы ATP-EMTP). Подстанция 330 кВ представлена моделями двух трехобмоточных автотрансформаторов и коммутационными аппаратами, временные характеристики которых реализуют последовательность коммутаций, аналогичную той, что представлена на рис.2.

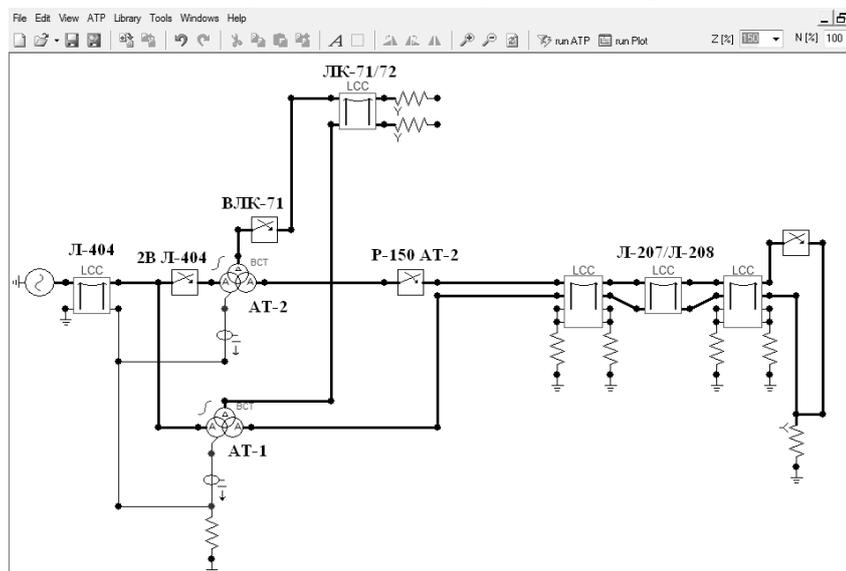


Рис.5. Компьютерная модель участка сети

Основным преимуществом программы АТР-ЕМТР является то, что при моделировании воздушных линий электропередачи используются геометрические параметры конструкций опор и проводов, то есть компьютерная модель линии максимально приближена к реальному объекту. В модели учитываются взаимное расположение фазных проводов и грозотросов (до 28 проводников), в том числе относительно земли; геометрические и физические параметры проводов, в том числе расщепление, частотная зависимость параметров; удельное сопротивление грунта и т.д. На рис.6 показана конструкция преобладающих опор и взаимное расположение фазных проводов на линиях Л-207/Л-208. Как показали расчеты, именно такое, «антисимметричное», расположение проводов соседних линий привело к относительному увеличению токов в нейтралях автотрансформаторов. Если бы конструкция имела зеркальную симметрию, токи были бы на порядок меньше.

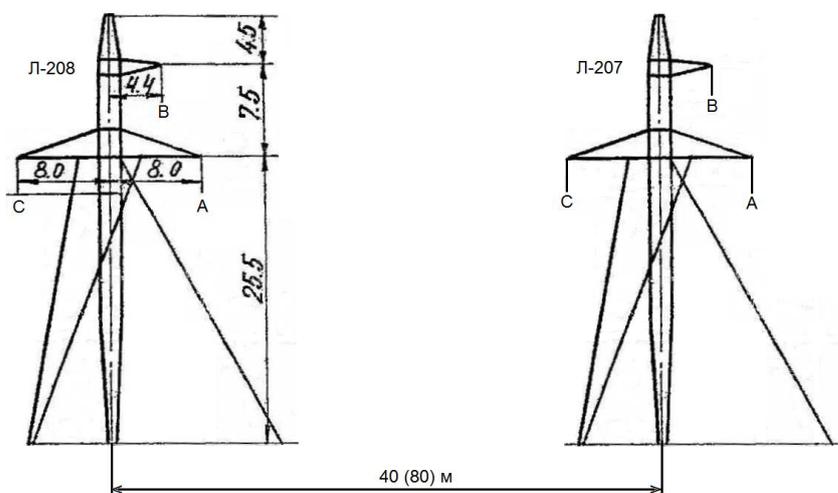


Рис.6. Эскиз линий электропередачи

На рисунке 7 представлены результаты расчета тока в нейтрали АТ-2 при выводе его в ремонт. Как мы видим, результаты компьютерного моделирования практически совпадают с измеренными значениями.

В нормальном режиме амплитуда тока в нейтрали АТ-2 составляет 13.5 А. Примерно такой же, но противоположный по фазе ток протекает в нейтрали АТ-1, то есть это один и тот же ток нулевой последовательности, циркулирующий в контуре, образованном фазными проводами линий, и замыкающемся через нейтрали автотрансформаторов и межшинную перемычку на ПС-74. Величина этого тока зависит от величины нагрузки, а значит определяется электромагнитной составляющей взаимного влияния двух линий. После отключения линии от нагрузки на ПС-74 (момент времени 1 с) амплитуда тока в нейтрали АТ-2 снижается до 2 А. Как показали расчеты, этот ток определяется уже фазной несимметрией ВЛ 330 кВ. После отключения этой линии от АТ-2 (в момент времени 0.2 с) амплитуда тока снижается до 0.2 А, что обусловлено уже только электростатической составляющей наведенного напряжения. После отключения Л-208 от АТ-2 (в момент времени 3 с на рис.7 не показан) ток становится равным нулю.

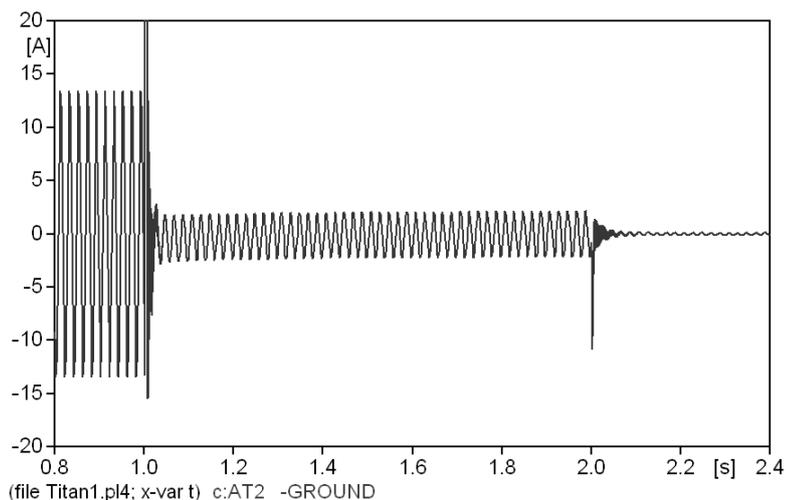


Рис.7. Результаты компьютерного расчета тока в нейтрали автотрансформатора АТ-2

На рисунке 8 показаны результаты расчетов, выполненные для тех же условий, но подвеска проводов линий имеет зеркальную симметрию. Мы видим, что амплитуда тока в нейтрали АТ-2 в нормальном режиме снизилась до 0.5 А, а в остальных режимах токи не изменились, что подтверждает нашу гипотезу о причинах повышенных значений тока на подстанции «Титан».

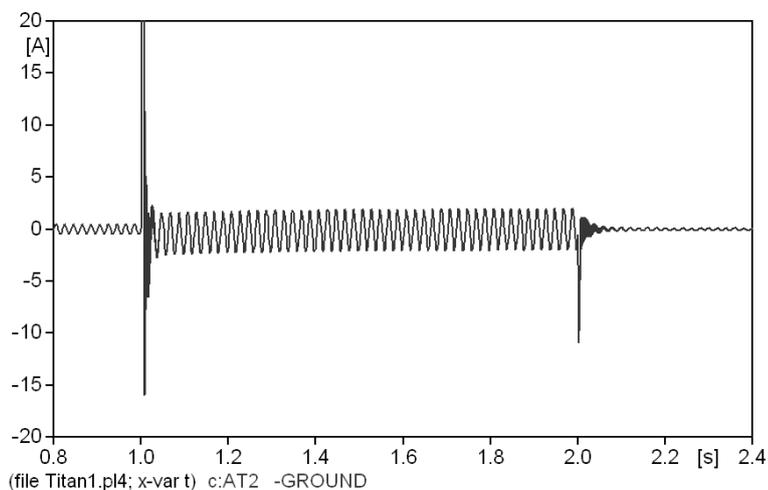
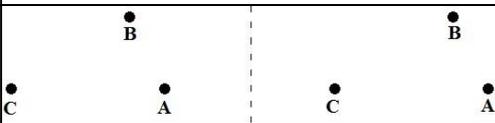
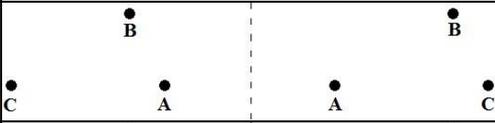
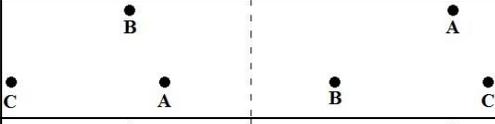
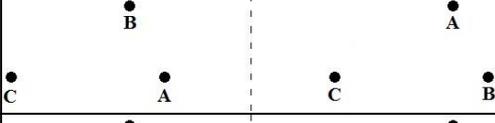


Рис.8. Результаты компьютерного расчета тока в нейтрали автотрансформатора АТ-2 при зеркальном расположении линий

В таблице представлены результаты расчетов амплитуд и разностей фаз токов в нейтралях автотрансформаторов при различном взаимном положении фаз двух линий (всего 12 вариантов подвески проводов Л-207). Видно, что реализованный в настоящее время вариант подвески проводов является наихудшим с точки зрения амплитуды тока в нейтралях автотрансформаторов.

Результаты расчетов амплитуд и разностей фаз токов в нейтралях АТ

№	Вариант подвески проводов	Ток АТ-1, А	Ток АТ-2, А	Разность фаз
1		13.1	13.4	194
2		9.5	7.7	-190
3		10.9	13.1	-183
4		13.5	14.4	191
5		9.2	6.1	175
6		11.5	15.0	-183
7		5.8	6.5	228
8		0.5	0.5	0
9		4.6	4.8	-168
10		4.4	7.6	206
11		1.5	3.0	313
12		4.0	8.0	-152

Снизить амплитуду токов также можно, если систему сборных шин перенести с ПС-74 на подстанцию «Титан». Как показывают расчеты, при включенном межшинном выключателе амплитуда тока в нормальном режиме составит порядка 1.5 А при прочих равных условиях, что соответствует уровню токов на подстанции «Выходной».

В заключение нужно отметить, что существующий уровень токов в нейтралях автотрансформаторов подстанции «Титан» не является опасным. Исследование выполнено в рамках выпускной квалификационной работы и позволило выяснить причину относительно высоких для данного типа автотрансформаторов значений тока нулевой последовательности.

Литература

1. Баранник М. Б. Система регистрации геоиндуктированных токов в нейтралях силовых автотрансформаторов / М. Б. Баранник, А. Н. Данилин, Ю. В. Катькалов, В. В. Колобов, Я. А. Сахаров, В. Н. Селиванов // Приборы и техника эксперимента, 2012, № 1. С. 118-123.
2. Селиванов В. Н. Использование программы расчета электромагнитных переходных процессов АТР-ЕМТР в учебном процессе // Вестник МГТУ, 2009. Т. 12, № 1. С. 107-112.

Сведения об авторах

Пузаков Александр Александрович

студент физико-энергетического факультета Кольского филиала Петрозаводского государственного университета
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
эл.почта: civilithation@mail.ru

Селиванов Василий Николаевич,

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

Колобов Виталий Валентинович,

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

Б. В. Ефимов, Ю. М. Невретдинов, А. В. Бурцев, Г. П. Фастий, А. А. Смирнов

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭМИССИИ ИМПУЛЬСНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В СИЛОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ 110 КВ

Аннотация

В натуральных условиях проверена методика импульсных измерений на крупногабаритном оборудовании. Приведены результаты предварительной обработки натуральных исследований эмиссии импульсных возмущений в силовом трансформаторе 110 кВ.

Ключевые слова:

эмиссия электромагнитных возмущений, импульсные перенапряжения, силовой трансформатор, функции передачи.

B. V. Efimov, A. V. Burtsev, Y. M. Nevretdinov, G. P. Fastiy, A. A. Smirnov

PILOT STUDIES RESULTS OF IMPULS DISTURBANCES EMISSION IN THE POWER TRANSFORMER 110 KV

Abstract

In full-scale conditions the impulse measurements technique on the large-size equipment has been checked. Full-scale researches results of preliminary processing of impulsive disturbances issue in the 110 kV power transformer have been given.

Keywords:

electromagnetic disturbances emission, power transformer, impulse overvoltages, transfer function.

Задачей экспериментальных обследований силового трансформатора действующей подстанции являются экспериментальная проверка эффективности разрабатываемой методики импульсных измерений на крупногабаритных элементах высоковольтной сети [1, 2], а также изучение процессов развития грозовых перенапряжений и характеристик каналов распространения импульсных воздействий в трансформаторе.

Натурные исследования эмиссии импульсных напряжений в силовом трансформаторе выполнены на подстанции 110 кВ электроснабжения открытого рудника горнорудного предприятия «Апатит». Место расположения подстанции характеризуется повышенным уровнем гололедо-изморозевых отложений и аномально высоким удельным сопротивлением грунта (5-10 кОм·м), что практически исключает возможность осуществления эффективных грозозащитных заземлений опор воздушных линий (ВЛ). Поэтому на подходе ВЛ 110 кВ к подстанции отсутствует грозозащитный трос. На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ, один из которых имеет заземленную нейтраль обмотки 110 кВ. Схема подстанции приведена на рис.1.

Подстанция является тупиковой, на ней установлены два силовых трансформатора. В соответствии с требованиями релейной защиты нейтраль одного из трансформаторов подстанции заземлена. Характеристики трансформаторов представлены ниже.

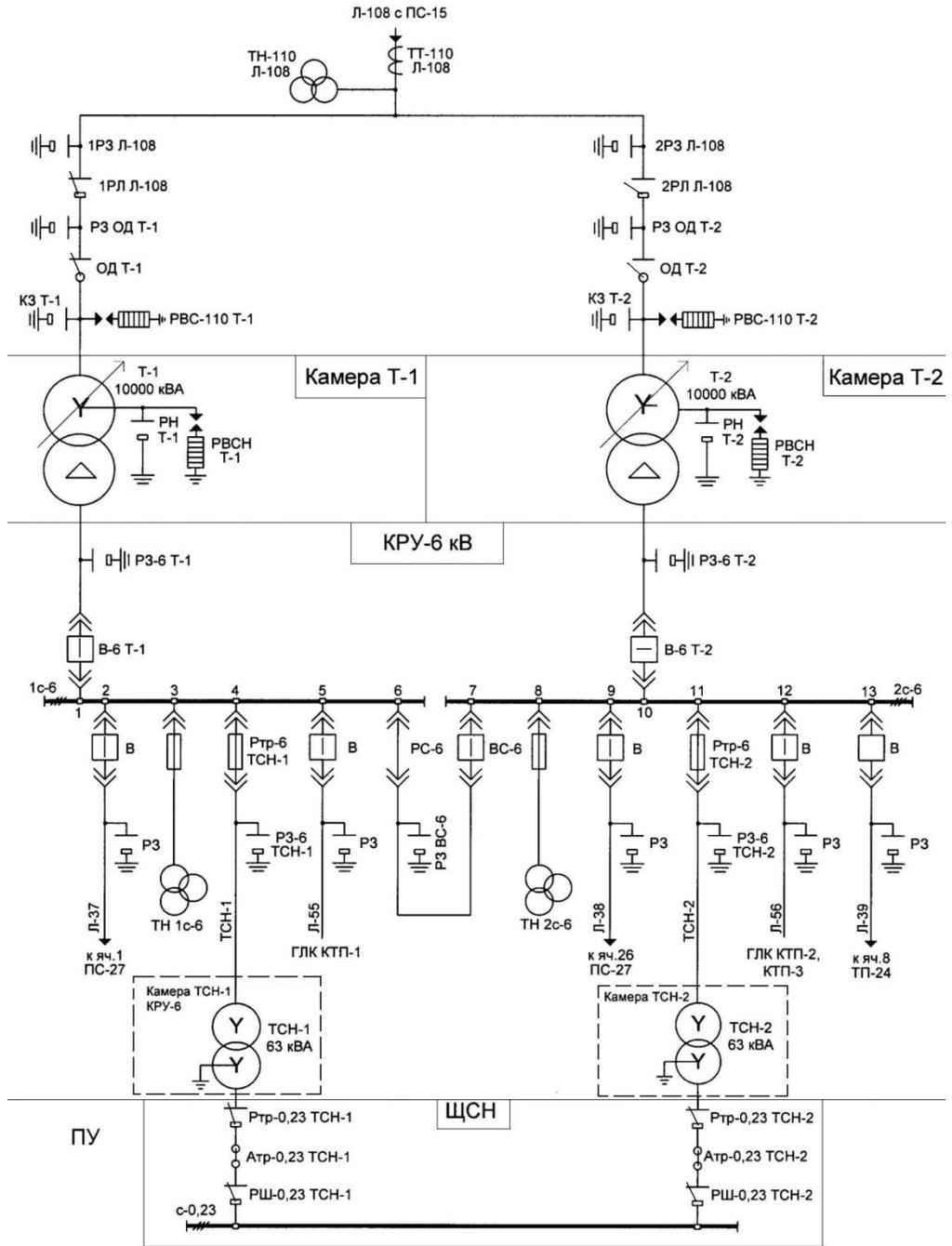


Рис.1. Однолинейная схема подстанции 110/6 кВ
схемы электроснабжения рудника

Характеристики трансформатора

Тип трансформатора.....	ТДН-10000/110 СТУ 72-30189-62
Мощность.....	$S_{НОМ}=10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$
Схема и группа соединения обмоток....	Yн/Δ-11
Номинальное значение напряжения	
ВН/НН, кВ	$110 \pm (4) 2.5 \% / 6.5$
Потери холостого хода.....	$P_X=28.2 \text{ кВт}$
Потери короткого замыкания.....	$P_K=75.6 \text{ кВт}$
Ток холостого хода.....	$i_X=2.1 \%$
Напряжение короткого замыкания.....	$u_K=10.2 \%$
Индуктивность намагничивания.....	$L_\mu=183.5 \text{ Гн}$
Активное сопротивление.....	$R_T=9.2 \text{ Ом}$
Реактивное сопротивление.....	$X_T=123.4 \text{ Ом}$
Индуктивность рассеивания.....	$L_p=0.393 \text{ Гн}$

Программой экспериментального обследования силового трансформатора предусмотрены следующие режимы:

1. Воздействие импульсного напряжения по аналогии с грозовой волной, набегающей по ВЛ, т.е. выводы обмотки ВН включены на согласующее сопротивление, равное волновому сопротивлению фазного провода (в экспериментах 500 Ом).

2. Нейтраль обмотки ВН заземлена или изолирована от земли.

3. Варьирование параметров нагрузки на обмотку НН, в т.ч. ненагруженный режим, включение емкостной нагрузки «фаза – земля».

4. Схема подключения ГИИ к трансформатору и вводов обмоток ВН и НН показана на рис.2.

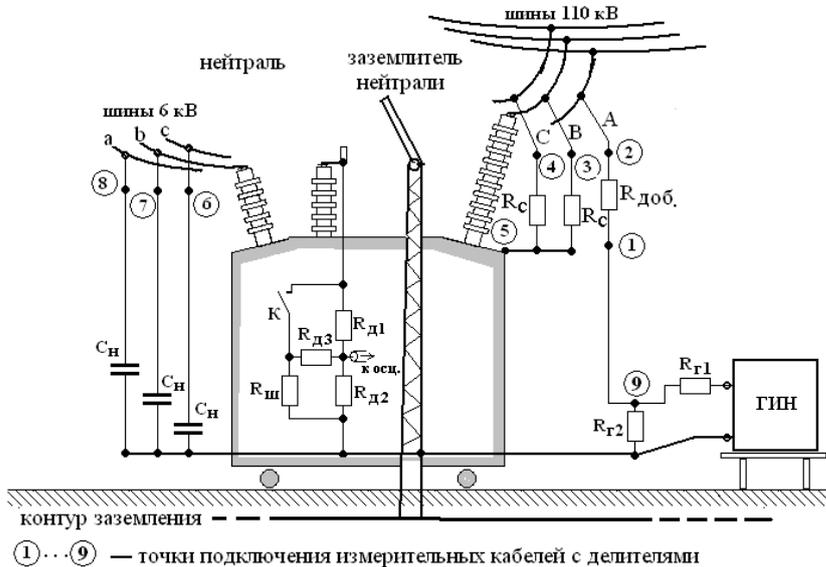


Рис.2. Схема импульсных измерений при генерировании импульсного напряжения на фазе А 110 кВ силового трансформатора

Отметим, что на выходе ГИН установлен делитель напряжения, при котором эквивалентное сопротивление ГИН на выходе равно 250 Ом – половине эквивалентного сопротивления фазы ВЛ – 500 Ом. Добавочный резистор $R_{доб}=250$ Ом включён в цепь ГИН непосредственно около ввода фазы А 110 кВ трансформатора. Это позволяет с помощью измерений напряжений на вводе фазы А (рис.2, точка 2) и в точке подключения провода генерирующего контура к резистору $R_{доб}$ (рис.2, точка 1) по разности напряжений определить ток на вводе фазы А трансформатора.

Пример осциллограмм напряжений в точке 1 ($U_{Г}$), в точке 2 ($U_{А}$) приведён на рис.3. Здесь же приведена кривая падения напряжения на добавочном резисторе, пропорциональная току воздействия на трансформатор.

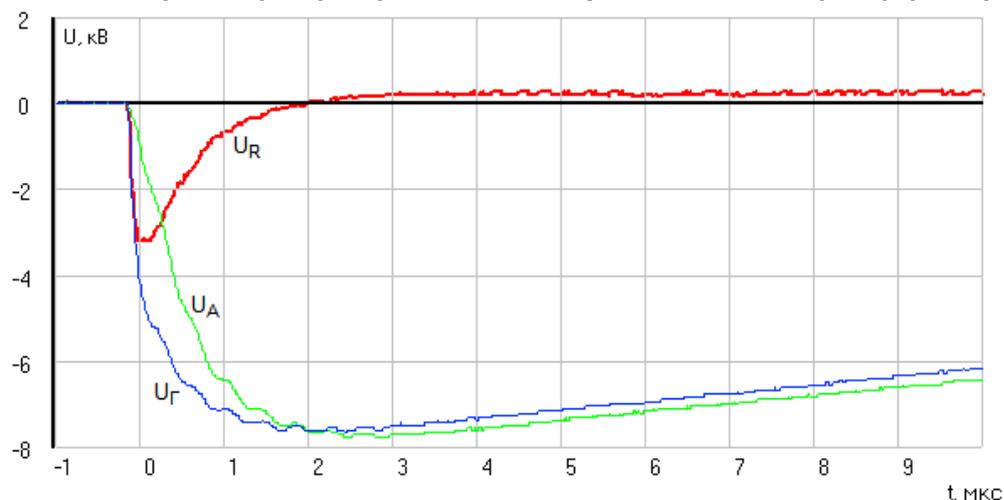


Рис.3. Осциллограммы напряжений на вводе фазы А 110 кВ трансформатора

Процессы распространения грозового импульса в фазных обмотках 110 кВ трансформатора иллюстрируются осциллограммами, приведёнными на рис.4а, б.

Формируемый от ГИН импульс напряжения имеет фронт 1.8 мкс, время полуспада 28 мкс. Амплитуда импульса на вводе фазы А 110 кВ около 8 кВ. На рис.4 показано напряжение на вводе фазы В 110 кВ $U_B(t)$ в экспериментах с заземлённой и изолированной нейтралью этой обмотки.

Как видно, при напряжении импульса на фазе А от ГИН около 8 кВ на фазе В формируется напряжение с амплитудой около 2.5 кВ в режиме заземлённой нейтрали, т. е. более 30 %, а в режиме изолированной нейтрали амплитуда напряжения на фазе В снижается почти в 2 раза и составляет около 1.2 кВ, т. е. 15 % от амплитуды импульса на фазе А. Напряжение $U_B(t)$ имеет характер сложного затухающего колебательного процесса, полярность на интервале 5...90 (100) мкс противоположна воздействию на фазе А. В начальной части формируемого напряжения $U_B(t)$ можно отметить эффект запаздывания на 5...7 мкс в зависимости от режима заземления нейтрали. Максимум напряжения $U_B(t)$ значительно отстает от максимума воздействия (U_A) – примерно на 75 мкс в обоих режимах нейтрали. В данном эксперименте максимум U_B зарегистрирован при почти значительном спаде импульса воздействия до 0.8 кВ (при длине импульса воздействия 28 мкс).

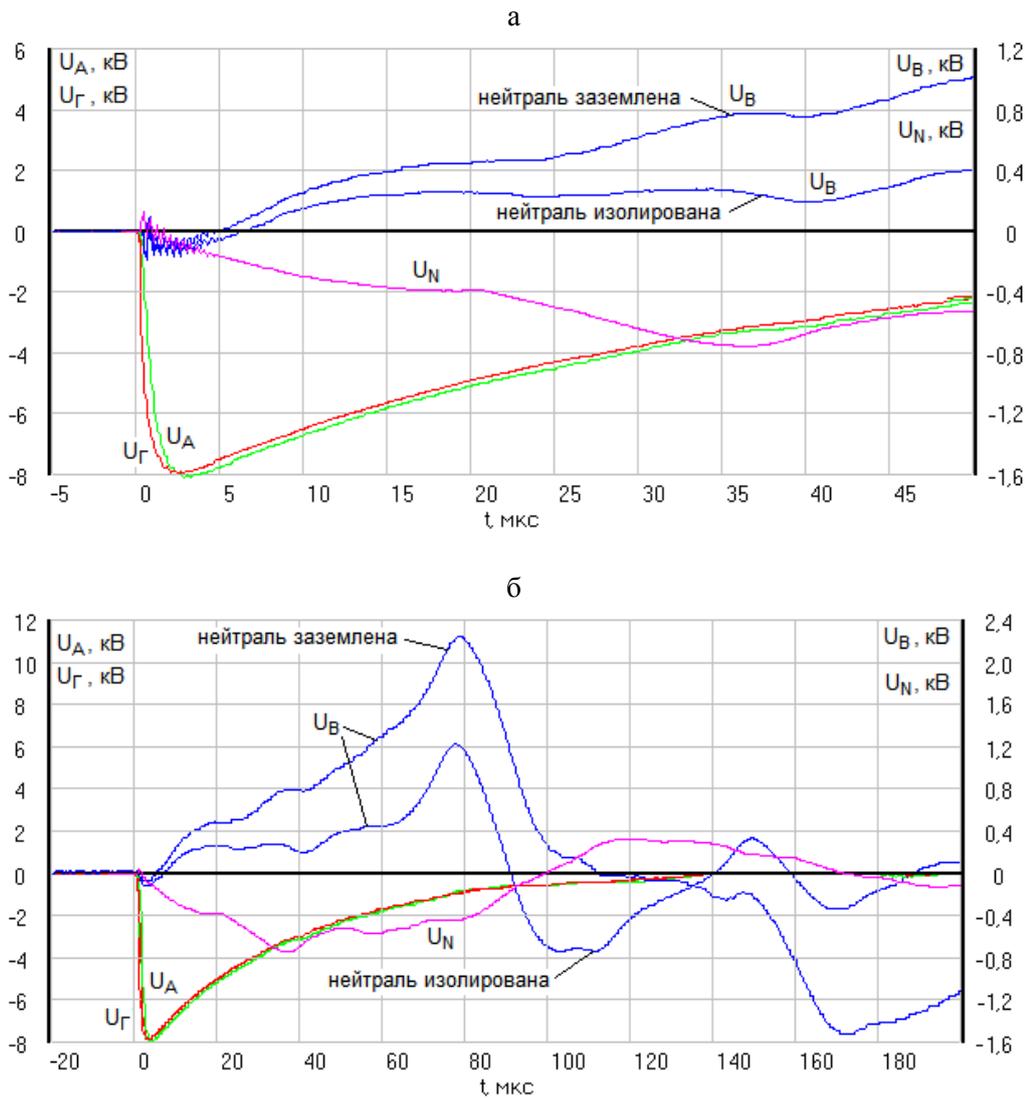


Рис.4. Влияние режима нейтрали на формирование напряжений на вводе фазы В 110 кВ:
а – развёрнутые осциллограммы; б – сжатые осциллограммы

Здесь же (на рис.4) показана осциллограмма напряжения на изолированной нейтрали U_N , которая имеет форму сложного затухающего колебательного процесса.

Как видно, максимум U_N смещён относительно амплитуды воздействия на 35 мкс, т. е. практически в 2 раза меньше смещения амплитуды напряжения U_B . При этом максимум напряжения в нейтрали (U_N) 0.73 кВ соответствует спаду импульса воздействия U_A до значения 3.2 кВ.

Осциллограмма напряжения в нейтрали с разверткой 0.2 мс на деление приведена на рис.5.

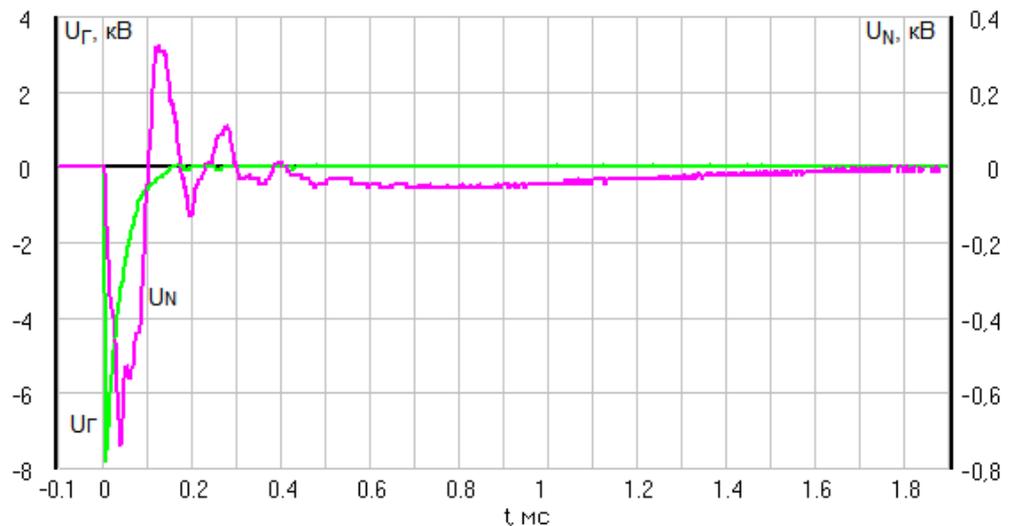


Рис.5. Осциллограмма напряжения на изолированной нейтрали

По предварительным оценкам, частота собственных колебаний напряжения в нейтрали составила около 6.7 кГц (рис.4) около 150 мкс, что согласуется с данными [3]. Спад напряжения в нейтрали существенно превышает длину воздействующего импульса (рис.5) и имеет гармонику около 300 Гц. Форма напряжения U_N в пределах 0.1 мс имеет вид, характерный для волновых процессов и не исключает влияния длительности и формы воздействующего на трансформатор импульса U_A .

Необходимо отметить, что в отличие от экспериментальных исследований в лабораторных условиях на трехфазном трансформаторе без корпуса [4] заметного влияния режима заземления нейтрали на величину напряжения U_A не выявлено, что можно объяснить влиянием входной емкости трансформатора. Однако влияние режима нейтрали на формирование напряжения на фазах В и С наблюдается (рис.4).

Процессы формирования напряжения на низкой стороне НН 6 кВ представлены на рис.6.

Как видно, максимальное напряжение формируется на вводе фазы а обмотки 6 кВ и составляет 0.7 кВ, т.е. около 9 % от амплитуды импульса на вводе фазы А 110 кВ. В режиме изолированной нейтрали максимум напряжения U_a увеличивается до 10.5 %, форма напряжения U_a остаётся прежней. Это свидетельствует о слабом влиянии режима нейтрали.

На спаде воздействующего импульса $U_A(t)$ напряжение $U_a(t)$ имеет форму сложного колебательного процесса, наложенного на аperiodическую составляющую. После спада воздействия напряжения U_a , U_b , U_c имеют вид затухающих колебаний с частотой основных гармоник около 16 и 28 кГц. На рис.7 показаны осциллограммы линейных напряжений U_{ab} , U_{bc} , U_{ac} , полученные в результате обработки цифровых осциллограмм U_a , U_b , U_c .

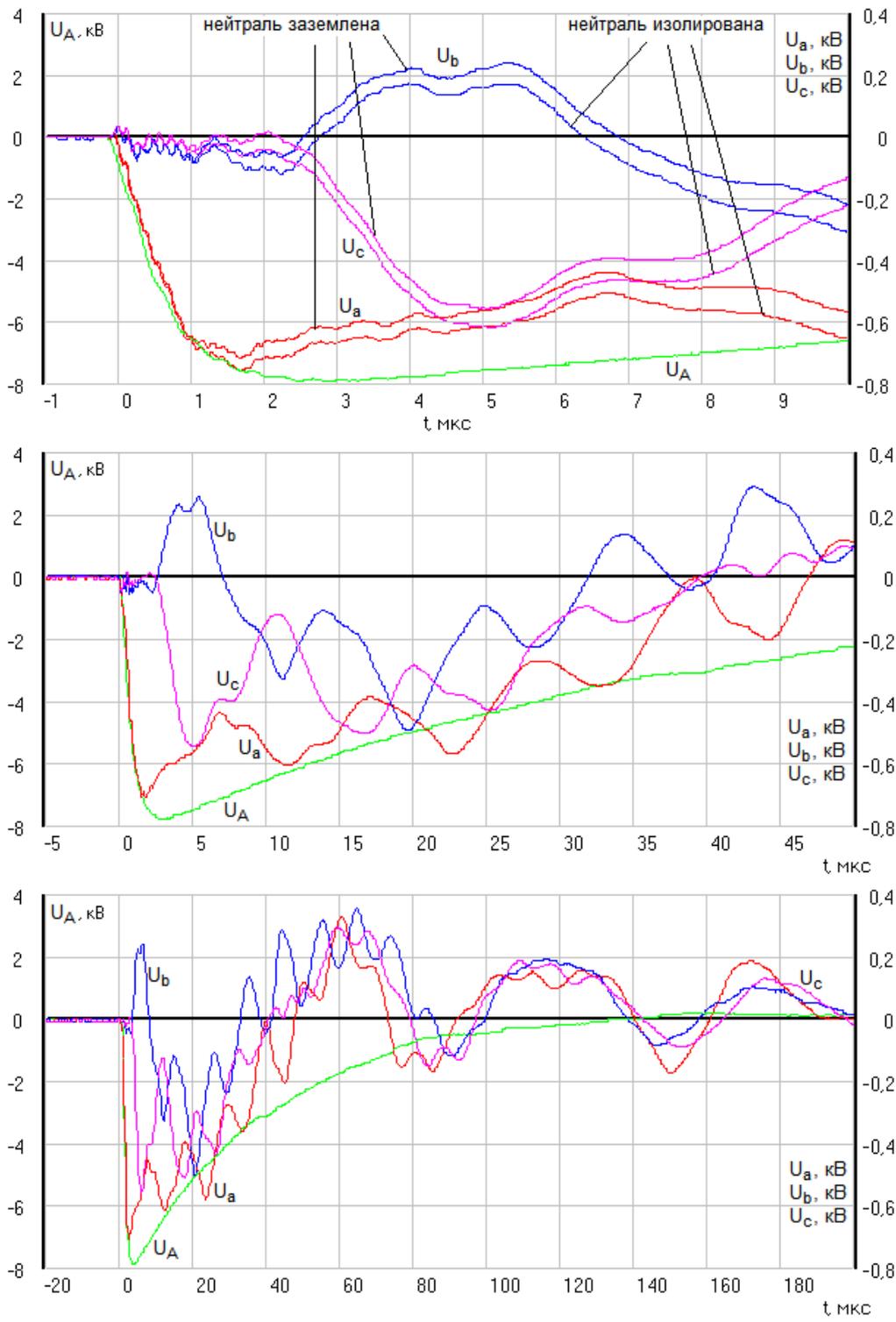


Рис.6. Формирование перенапряжений на выводах 6 кВ

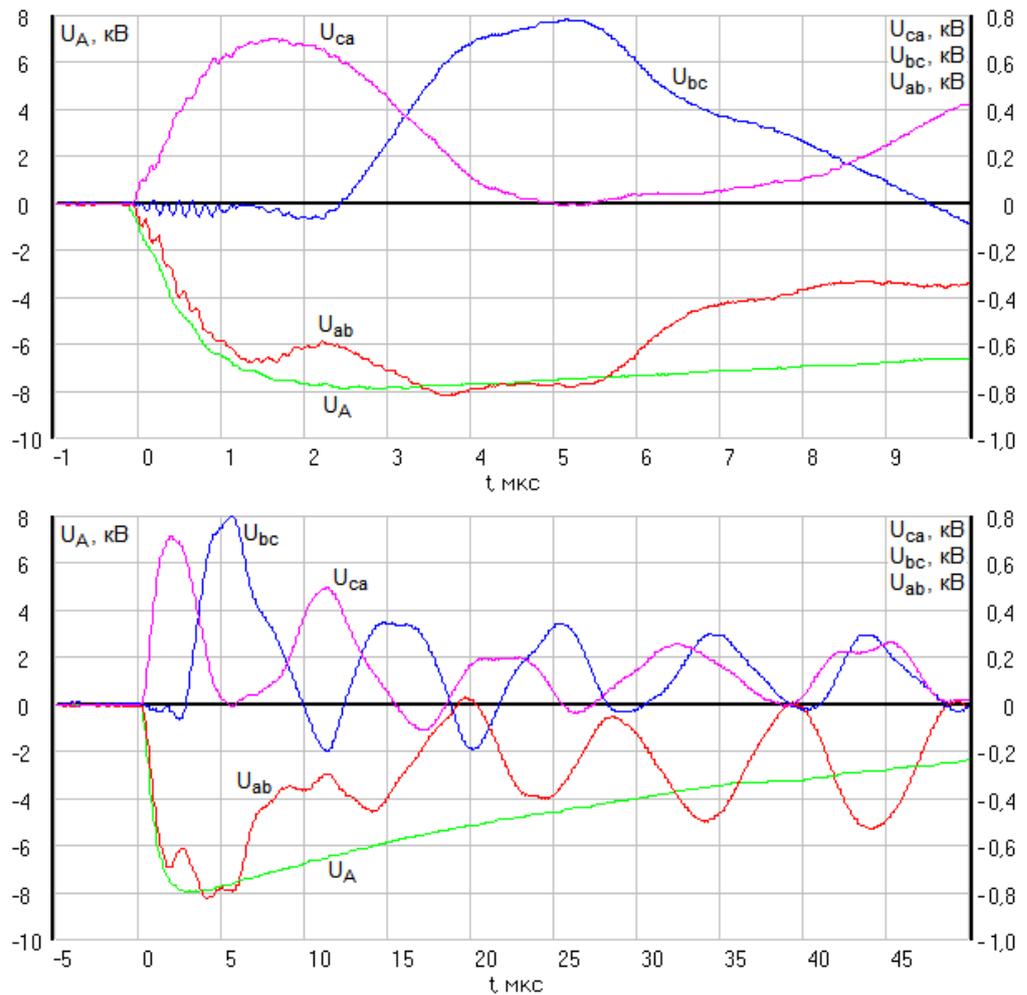


Рис.7. Осциллограммы линейных напряжений на выводах 6 кВ трансформатора

Как видно, в обмотках НН колебания с частотой отсутствуют, т.е. эти колебания возникают в контуре обмотка 6 кВ – земля, включающем ёмкость обмотки 6 кВ на землю и ёмкость подключённых конденсаторов около 0.01 мкФ.

Максимумы линейных напряжений составили 0.7 кВ; 0.8 кВ и 0.82 кВ, т. е. от 9 до 10.5 % от амплитуды воздействия U_A 110 кВ. В начальной части формируемого напряжения $U_{bc}(t)$ можно отметить эффект запаздывания более чем на 2 мкс.

В результате импульсного обследования силового трансформатора ТДН-10000/110 действующей подстанции получено более двух сотен осциллограмм напряжений для различных вариантов импульсного воздействия на трансформатор – на фазу обмотки ВН, на фазу обмотки НН и в изолированную от земли нейтраль. Эти данные требуют тщательного анализа, результаты которого будут представлены позже.

Предварительный анализ приведенных регистраций показал, что максимум перенапряжений в нейтрали может зависеть как от типа трансформатора, так и от длины и формы грозового воздействия. Этот вопрос

необходимо уточнить при проведении дальнейших экспериментов. При воздействии на действующий высоковольтный трансформатор 110/6 кВ импульсом напряжения апериодической формы не выявлено влияния режима заземления нейтрали на величину напряжения в точке воздействия.

Для приведенных осциллограмм следует отметить запаздывание реакции – напряжения на фазах В и С примерно на 5...7 мкс (в зависимости от режима заземления нейтрали), что свидетельствует об отсутствии влияния процессов на неповрежденных фазах на формирование грозových перенапряжений на поврежденной фазе в пределах первых 5...7 мкс.

Выводы

1. В натуральных условиях в РУ 110 кВ выполнена экспериментальная проверка разрабатываемой методики импульсных измерений на крупногабаритных элементах высоковольтной сети.

2. Получен большой объем экспериментальных данных о формировании импульсных процессов в силовом трансформаторе действующей сети.

3. Первичный анализ подтвердил возможность применения однолинейных моделей распределительных устройств воздушной волны для расчетов первой стадии формирования перенапряжений (по предварительным оценкам до 5 мкс).

Литература

1. Бурцев А. В., Невретдинов Ю. М. Разработка генераторно-измерительного комплекса для обследования импульсных характеристик силовых трансформаторов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 7. 2013. С.73-80.
2. Власко Д. И. Проблемы и перспективы регистрации грозových перенапряжений в действующей сети / Д. И. Власко, А. О. Востриков, А. П. Домонов, Ю. М. Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Вып. 5: Энергетика. 2011. С. 54-64.
3. Алиев Ф. Г. Перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов 6-220 кВ и методы их ограничения / Ф. Г. Алиев, А. К. Горюнов, А. Н. Евсеев, А. И. Таджибаев, Ф. Х. Халилов. СПб.: ПЭИПК, 2001. 120 с.
4. Бурцев А. В., Невретдинов Ю. М., Смирнов А. А. Лабораторные экспериментальные исследования импульсных характеристик силового трансформатора // Труды Кольского научного центра РАН. Вып. 9. Энергетика. 2014. С.35-39.

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Невретдинов Юрий Масумович,

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

Бурцев Антон Владимирович,

Младший научный сотрудник лаборатории высоковольтной энергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: tonyburt@rambler.ru

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Учреждения Российской академии наук Кольского научного центра РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

Смирнов Андрей Анатольевич,

ведущий инженер отдел буро-взрывных работ Управления АО «Апатит»,
Россия, 184250, Мурманская область, г. Кировск, ул. Ленинградская, д. 1
Эл. почта: smirnov1104@yandex.ru

УДК 621.311

Б. В. Ефимов, Ю. М. Невретдинов, А. В. Бурцев, Г. П. Фастий, А. А. Смирнов

**МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭМИССИИ
ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СИЛОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ**

Аннотация

Представлена методика измерений импульсных напряжений на силовом трансформаторе высоковольтной сети. Приведены первичные результаты исследований процессов развития грозových перенапряжений в трансформаторе.

Ключевые слова:

силовой трансформатор, импульсные напряжения, нейтраль, грозовые перенапряжения.

B. V. Efimov, Y. M. Nevretdinov, A. V. Burtsev, G. P. Fastiy, A. A. Smirnov

**THE PILOT STUDIES TECHNIQUE OF STORM OVERVOLTAGE ISSUE
IN THE POWER TRANSFORMER**

Abstract

The measurement technique of surge voltages on the power transformer has been described. The initial research results of the thunderstorm overvoltages evolvments on the power transformer have been given.

Keywords:

power transformer, surge voltages, neutral, thunderstorm overvoltages.

Наиболее достоверным способом анализа математических моделей, используемых для исследований и прогнозирования грозových перенапряжений, являются импульсные обмеры элементов высоковольтной сети. Задачей экспериментальных обследований силового трансформатора являются изучение процессов развития грозových перенапряжений в нейтрали, в обмотках среднего напряжения и подключенной к ним сети, а также характеристик каналов распространения импульсных воздействий в трансформаторе.

Импульсный обмер силового трансформатора производится в действующем распределительном устройстве, поэтому методика экспериментов и выбор генераторно-измерительной системы должна соответствовать требованиям безопасности, а также учитывать специфику обследуемого оборудования и условий проведения экспериментов.

Особенностями высоковольтных силовых трансформаторов (с точки зрения генерирования и измерения импульсных процессов) являются:

- большие габариты, затрудняющие создание малоиндуктивных измерительных цепей;
- большое количество точек, в которых необходимы измерения импульсных напряжений (выводы обмоток высокой, средней и низкой сторон трансформатора, нейтрали, а также шунты для измерения импульсных токов). Примеры расположения выводов силовых трансформаторов приведены на рис.1;
- разнообразие схем включения обмоток, режимов заземления нейтрали, параметров нагрузки и т.п.);
- большое количество каналов распространения электромагнитных воздействий, имеющих электромагнитные связи между собой (рис.1).

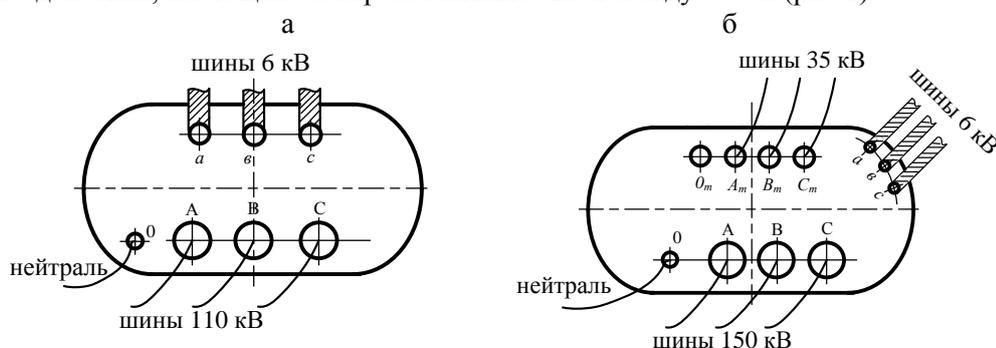


Рис.1. Примеры расположения выводов двухобмоточного (а) и трехобмоточного (б) силовых трансформаторов

Кроме того, силовые трансформаторы относятся к объектам, имеющим наряду со свойствами сосредоточенных электротехнических элементов волновые свойства элементов с неравномерно распределенными параметрами по направлению распространения воздействия.

Проведение экспериментов в действующем высоковольтном РУ накладывает требования помехозащищенности, необходимости контроля получаемых регистраций с помощью их дублирования, исключения негативных связей по цепям электропитания аппаратуры и измерений, а также требования безопасности. В связи со значительным ограничением времени, выделяемого для проведения экспериментов на выведенном из работы оборудовании, необходимо обеспечение мобильности генераторно-измерительного комплекса, оперативности переключений при изменениях исследуемых режимов [1].

В качестве источника импульсного напряжения использован мобильный ГИН, имеющий автономное исполнение [2], разработанный в лаборатории № 33 ЦФТПЭС КНЦ РАН специально для проведения импульсных обследований в действующей сети [3]. Схема подключения ГИН приведена на рис.2.

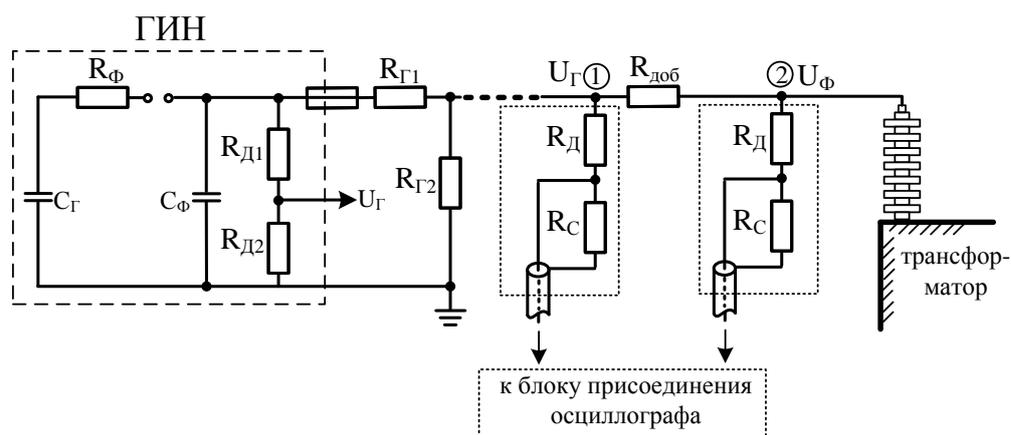


Рис.2. Схема подключения ГИН к вводу силового трансформатора

На выходе ГИН включен делитель напряжения ($R_{Г1}$, $R_{Г2}$), формирующий эквивалентное сопротивление ГИН на выходе ($R_{Гин}$).

В контур ГИН включен также добавочный резистор $R_{доб}$, расположенный непосредственно у ввода одной из фаз обмотки ВН трансформатора, в которой генерируется импульсное воздействие. Добавочный резистор выполняет функцию шунта для определения импульса тока в точке генерирования воздействия на трансформатор. Падение напряжения на добавочном резисторе определяется по разности напряжений, регистрируемых в точке (1) подключения соединительного провода делителя ГИН и резистора $R_{доб}$ и в точке (2) на вводе фазы трансформатора (рис.2). Для моделирования импульсного напряжения, набегающего на трансформатор по воздушной линии резистор $R_{доб}$ выбирается из условия

$$R_{Гин} + R_{доб} = Z_{вл},$$

где $Z_{вл} = 500$ Ом - волновое сопротивление фазного провода воздушной линии.

Напряжение на выходе ГИН определяется характеристиками измерительной системы – чувствительностью осциллографа с учетом коэффициента деления блока присоединения измерительного кабеля k_d (см. ниже) и требованиями безопасности. При экспериментальном обследовании трансформатора амплитуда импульсного воздействия на трансформатор варьировалась в пределах 7...10 кВ.

Измерительный комплекс включает цифровой 4-канальный осциллограф «Актаком» и набор измерительных присоединений с делителями напряжения. Так как измерительные цепи для крупногабаритного трансформатора имеют относительно большую длину, для присоединений использовали высокочастотный кабель RG-6/U ISO 9002 с волновым сопротивлением 75 Ом. Кабельные присоединения выполнены длиной по 10 м с согласованием по концам – в точках подключения к делителю напряжения и в блоке подключения к осциллографу. Схемы подключения измерительных присоединений приведены на рис.2 (в контуре подключения ГИН) и на рис.3 (измерения на вводах высокой (ВН) и низкой (НН) сторон трансформатора).

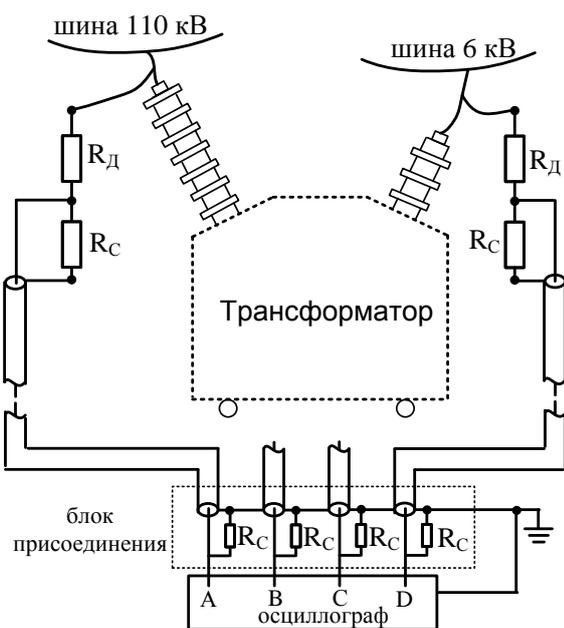


Рис.3. Схема измерения напряжений на вводах ВН и НН трансформатора

На рисунке 4 приведена эквивалентная схема делителя напряжения в точке измерения, учитывающая волновое сопротивление экрана кабеля $Z_{\text{Э}}$ относительно земли, которая вносит погрешность измерений.

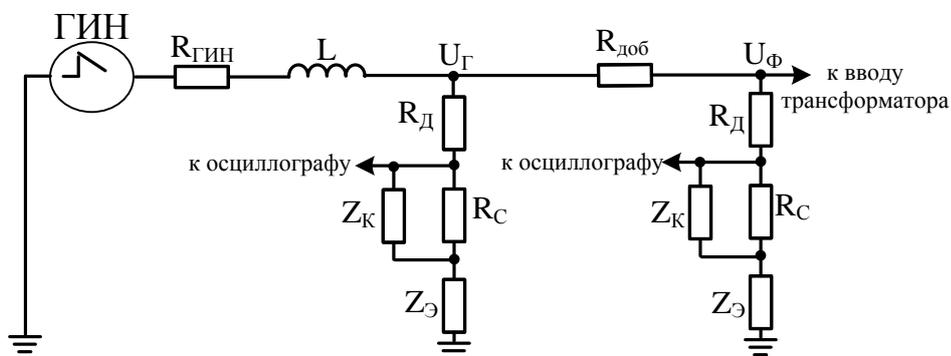


Рис.4. Эквивалентная схема подключения ГИН и делителей напряжения

Коэффициент деления такого делителя определяется из выражения

$$k_{\bar{A}} = \frac{R_{\bar{A}} + Z_{\bar{Y}} + 0.5 \cdot R_{\bar{N}}}{0.5 \cdot R_{\bar{N}}}$$

По оценкам, волновое сопротивление экрана измерительного кабеля меняется по длине практически от нуля до 500 Ом. Для уменьшения влияния этого параметра и вносимой погрешности необходимо, чтобы сопротивление верхнего плеча делителя $R_{\text{д}}$ значительно превышало $Z_{\text{Э}}$. В опытном варианте

измерительного комплекса $R_d = 13$ кОм соответственно коэффициент деления составил $k_d \approx 352$. Вносимая Z_3 погрешность не превышает 2 %.

Другим важным условием измерительной системы является равенство длины измерительных кабелей (по условию синхронизации регистраций между собой) и равенство характеристик делителей напряжения. В опытном варианте измерительного комплекса измерительные присоединения выполнены длиной по 10 м.

Регистрации в нейтрали предполагают два варианта: измерение напряжения на изолированной нейтрали и измерение тока в заземленной нейтрали. Для исключения переключений измерительного кабеля при изменении режима нейтрали использована схема, в которой режим нейтрали и схема измерения меняется одной коммутацией переключкой К (рис.5).

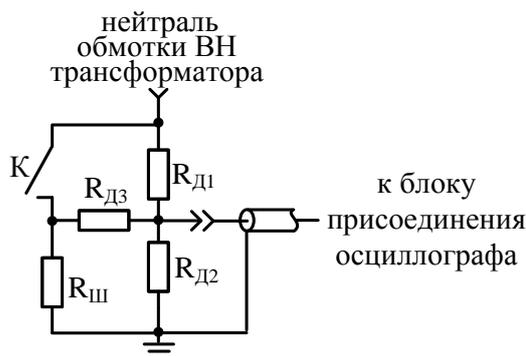


Рис.5. Схема измерения напряжения на изолированной нейтрали обмотки ВН трансформатора и тока при ее заземлении

В варианте изолированной нейтрали сопротивление нижнего плеча делителя определяется резистором $R_{д2}$, параллельно включенным цепочке $R_{ш}$ и $R_{д3}$, и равно волновому сопротивлению измерительного кабеля 75 Ом. В режиме нейтрали, заземленной через шунт $R_{ш}=10$ Ом, для согласования измерительного кабеля используется делитель $R_{д3}$, $R_{д2}$ с коэффициентом деления $k_d=14.4$.

Изучение переходных процессов с сопоставлением большого количества регистраций невозможно без их синхронизации, поэтому при использовании регистратора с ограниченным числом каналов один или несколько каналов используются в качестве опорных для синхронизации по времени. Одновременно регистрации этого канала могут быть использованы для корректировки по амплитуде в случае, если имеется некоторый разброс амплитуды воздействия из-за разброса напряжения или времени срабатывания ГИН. В проводимых экспериментах в качестве основной опорной регистрации использовано напряжение воздействия (на вводе обмотки трансформатора). Например, при исследованиях распространения импульсных напряжений с фазы А высокой стороны трансформатора в качестве опорной регистрации выбраны осциллограммы напряжения на вводе фазы А 110 кВ трансформатора U_A . В качестве дополнительного контроля использованы осциллограммы напряжения в точке подключения соединения к добавочному резистору $R_{доб}$ на этом же вводе фазы А (U_T).

В программе экспериментального обследования силового трансформатора необходимо предусмотреть следующие режимы:

1. Воздействие импульсного напряжения по аналогии с грозовой волной, набегающей по ВЛ, т. е. выводы обмотки ВН должны быть подключены на согласующее сопротивление, равное волновому сопротивлению фазного провода.

2. Нейтраль обмотки ВН заземлена или изолирована от земли.

3. Варьирование параметров нагрузки на обмотку НН, в т. ч. ненагруженный режим, включение емкостной нагрузки «фаза – земля».

4. При наличии обмотки среднего напряжения, включенной по схеме «звезда» варьирование режима заземления нейтрали – изолированная нейтраль, резистивное заземление, заземление через индуктивность и глухое заземление нейтрали.

Экспериментальная проверка разрабатываемой методики импульсных измерений выполнена при обследовании силового трансформатора 110/6 кВ. В качестве примера на рис.6 и 7 приведены осциллограммы напряжений в изолированной нейтрали, на вводах фаз обмоток ВН и НН трансформатора.

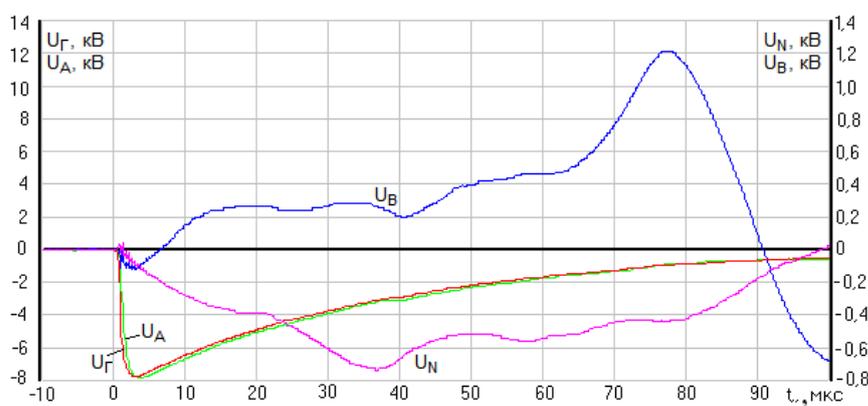


Рис.6. Осциллограммы напряжений в нейтрали и на фазе В обмотки ВН трансформатора

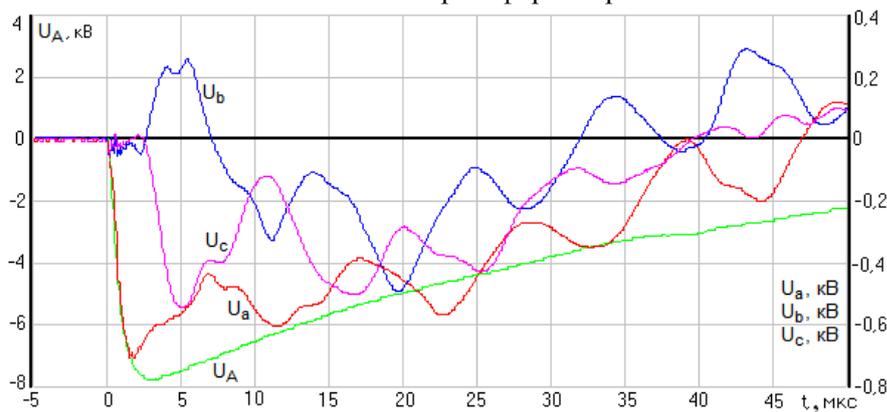


Рис.7. Осциллограммы напряжений на выводах обмотки НН трансформатора

Из осциллограмм рис.6 видно, что напряжение в нейтрали достигает максимального значения примерно через 38 мкс после начала воздействия, что соответствует периоду собственных колебаний напряжения в нейтрали около 150 мкс и согласуется с данными [4]. Однако по данным ранее выполненных экспериментов, в ОРУ 110 кВ [5] зарегистрирован максимум напряжения в нейтрали с запаздыванием примерно на 75 мкс от начала импульсного воздействия. Эти данные получены для группы однофазных трансформаторов при длине импульсного напряжения, превышающей воздействие в представленных экспериментах. В связи с этим остается открытым вопрос о зависимости максимума напряжения в нейтрали от формы импульсного воздействия.

Для приведенных осциллограмм следует отметить запаздывание реакции – напряжения на фазах В и С примерно на 5...7 мкс, что свидетельствует об отсутствии влияния процессов на неповрежденных фазах на формирование грозовых перенапряжений на поврежденной фазе в пределах первых 5...7 мкс.

Выводы

1. Представлена методика измерений импульсных напряжений на крупногабаритном элементе высоковольтной сети с полной взаимной синхронизацией полученных регистраций.
2. Первичный анализ подтвердил возможность применения однолинейных моделей распределительных устройств для расчетов первой стадии формирования перенапряжений (по предварительным оценкам до 5 мкс).

Литература

1. Бурцев А. В., Невретдинов Ю. М. Разработка генераторно-измерительного комплекса для обследования импульсных характеристик силовых трансформаторов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 7. 2013. С.73-80.
2. Данилин А. Н. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции / А. Н. Данилин, Б. В.Ефимов, В. В.Колобов, Д. В.Куклин, В. Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 1. 2010. С.17-25.
3. Ефимов Б. В. Численный и экспериментальный анализ развития грозовых перенапряжений на подстанциях / Б. В. Ефимов, Н. И.Гумерова, Т. К.Кузнецов, Д. А. Н.анилин, В. Н.Селиванов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 5. 2012. С.17-27.
4. Алиев Ф. Г. Перенапряжения в нейтрали силовых трансформаторов 6-220 кВ и методы их ограничения / Ф. Г. Алиев, А. К. Горюнов, А. Н. Евсеев, А. И. Таджибаев, Ф. Х. Халилов. СПб.: ПЭИПК, 2001. 120 с.
5. Власко Д. И. Проблемы и перспективы регистрации грозовых перенапряжений в действующей сети / Д. И. Власко, А. О. Востриков, А. П. Домонов, Ю. М. Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 5: 2011. С. 54-64.

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Невретдинов Юрий Масумович,

Ведущий научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.

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

Эл. почта: ymnev@gmail.ru

Бурцев Антон Владимирович,

Младший научный сотрудник лаборатории высоковольтной энергетики и технологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,

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

Эл. почта: tonyburt@rambler.ru

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии Центра физико-технических проблем энергетики Севера Учреждения Российской академии наук Кольского научного центра РАН.

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

Эл. почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

Смирнов Андрей Анатольевич,

ведущий инженер отдел бурно-взрывных работ Управления АО «Апатит»,

Россия, 184250, Мурманская область, г. Кировск, ул. Ленинградская, д. 1

Эл. почта: smirnov1104@yandex.ru

УДК 621.374

А. Ф. Усов, А. С. Потокин, Д. В. Ильин

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА ИМПУЛЬСНОГО
ТРАНСФОРМАТОРА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ
ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОГО РАЗРУШЕНИЯ**

Аннотация

Проведено экспериментальное исследование нагревания импульсного трансформатора в технологическом режиме работы. Предложены решения проблем теплового нагрева.

Ключевые слова:

электроимпульсное разрушение, импульсный трансформатор, магнитопровод, энергопередача, тепловые потери.

A. F. Usov, A. S. Potokin, D. V. Ilin

**THE STUDY OF THE THERMAL REGIME OF PULSE TRANSFORMER IN
PRODUCTION MODE OF ELECTRIC PULSE DESTRUCTION**

Abstract

The experimental study of the heating of pulse transformer in the technological mode of operation was carried out. The solving of the problem is presented.

Keywords

electric pulse destruction, pulse transformer, magnetic circuit, energy transfer, heat losses.

Введение

В работе [1] исследовалась эффективность передачи импульсного напряжения и энергии к породоразрушающему устройству в схеме с импульсным трансформатором (ИТ), дополненным контуром обострения фронта высоковольтных импульсов согласно схеме (рис.1).

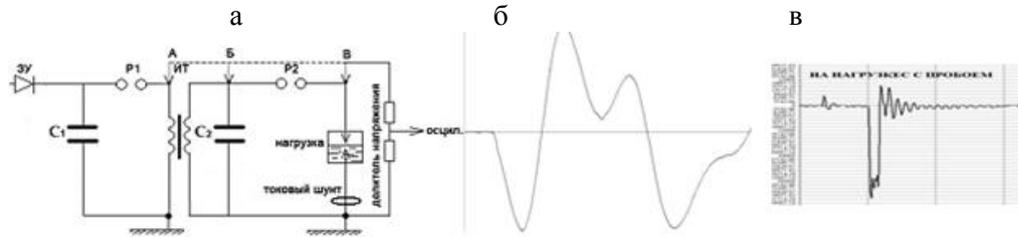


Рис.1. Переходный процесс в генераторе импульсов с импульсным трансформатором:

а – схема генератора; б – осциллограмма напряжения на обостряющей емкости в режиме холостого хода; в – осциллограмма напряжения на нагрузке

В экспериментальном исследовании варьировались значения емкостей первичного (C_1) и вторичного (C_2) контуров импульсного трансформатора, осуществлялась регистрация напряжения заряда накопительной емкости U_1 и импульсного напряжения с первичной и вторичной сторон импульсного трансформатора, и непосредственно на нагрузке. При определении передачи энергии из основного накопителя (C_1) в обостряющую емкость (C_2) нагрузка не подключалась. Энергия накопителя определялась как $W_1 = (C_1 U_1^2) / 2$, энергия обостряющей ёмкости (W_2) оценивалась по амплитуде U_2 первой полуволны напряжения на вторичной стороне ИТ $W_2 = (C_2 U_2^2) / 2$, (рис.1б), КПД энергопередачи рассчитывался как $n = W_2 / W_1$. Осциллограммы напряжения с низкой и высокой сторон ИТ при изменении емкости C_2 приведены на рис.2.

При аналитическом расчете переходного процесса использована эквивалентная схема замещения ИТ, показанная на рис.3.

Представленные на рис.4 экспериментальные зависимости $W_2 / W_1 = f(C_2 n^2 / C_1)$ дополнены аналитическим расчетом (пунктирные линии) переходного процесса в ИТ в приближении, допускающем отсутствие потерь (оценка сверху). Пренебрегая потерями энергии в коммутаторе и токопроводах ($R_1 = 0$) и принимая $L_m \gg L_{s1}$ и L_{s2} , расчет переходного процесса можно свести к расчету перезаряда емкостей C_1 и C_2 через L_{s1} и L_{s2} .

В этом случае напряжение на обострителе:

$$U_2(t) = U_0 (1 - \cos \omega t), \quad (1)$$

и значения максимального напряжения на обострителе на амплитуде первой полуволны напряжения будет:

$$U_2 = n^2 / (1 + k) U_1, \quad (2)$$

а энергия в обострителе

$$W_2 = [4k / (1 + k)^2] W_1, \quad (3)$$

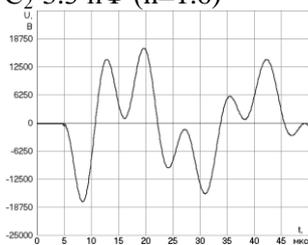
где $n = W_2 / W_1$ – коэффициент трансформации по соотношению витков первичной и вторичной обмоток ИТ, $k = n^2 C_2 / C_1$ – соотношение емкостей в приведенной схеме замещения ИТ.

Графики W_2/W_1 для ИТ 15/105-350 для 2 значений C_1 построены в координатах оси абсцисс $C_2 \cdot n^2 / C_1$, чтобы можно было их сопоставить с аналитическими выражениями.

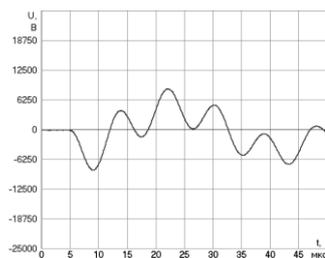
Как следует из приведенных данных, в импульсном трансформаторе ИТК-15/105-350 с выходным напряжением, достаточным для технологического использования, потери энергии при оптимальном соотношении параметров ($C_2 \cdot n^2 / C_1 = 1$) не превышают 20 %, в двух других типах ИТ – потери выше.

Лабораторная установка с импульсным трансформатором ИТК-15/105-350 и глицириновым конденсатором в 3 нФ (рис.5) нами используется для проведения электрофизических исследований, включая процессы дезинтеграции материалов и бурения горных пород, в том числе для выполнения исследований по совместному проекту с Университетом науки и технологии Хуажонг (HUST), КНР. В ходе совместной работы в 2013 г., проводившейся на установке в Апатитах, было продемонстрировано вскрытие гранатов месторождения Кейвы (Россия, Мурманская область) и бурение на образцах силикатного кирпича [2].

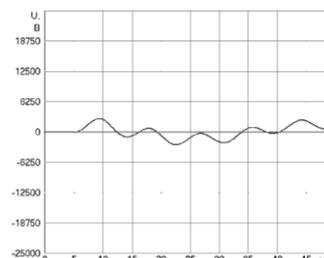
**Высоковольтная
сторона ИТ 50/350.**
 C_2 -3.3 нФ (n=1.6)



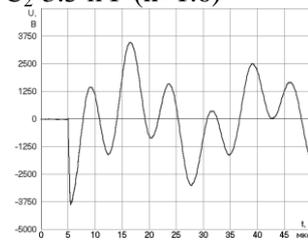
C_2 -9.9 нФ (n=4.8)



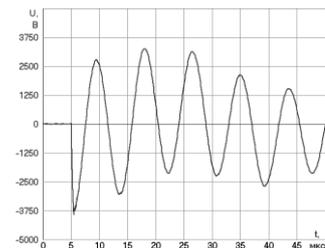
C_2 -12.67нФ (n=6.2)



**Низковольтная
сторона ИТ 50/350.**
 C_2 -3.3 нФ (n=1.6)



C_2 -9.9 нФ (n=4.8)



C_2 -12.67нФ (n=6.2)

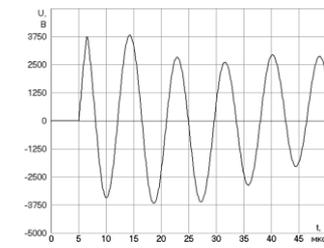


Рис.2. Динамика изменения параметров U_t при $C_1=0.1$ мкФ

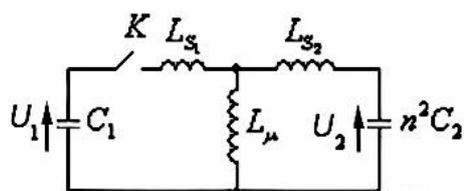


Рис.3. Эквивалентная схема замещения импульсного трансформатора

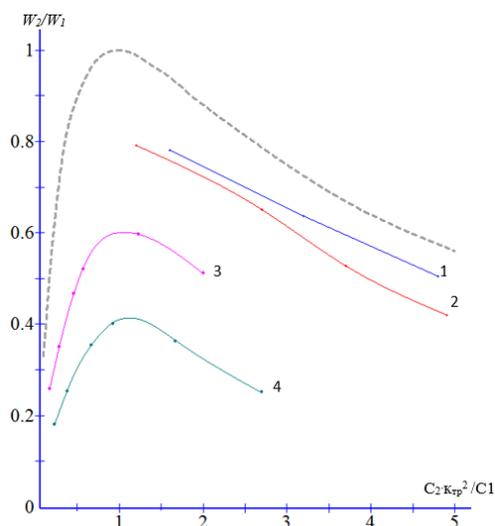


Рис.4 Зависимость коэффициента энергопередачи энергии в контур обострения от соотношения емкостей на первичной и вторичной стороне импульсного трансформатора:
 1 – ИТК-15/105-350 $C_1=0.1$ мкФ; 2 – ИТК-15/105-350; $C_1=0.5$ мкФ;
 3 – ИТ 10/52-50 при $C_1=0.5$ мкФ; 4 – ИТК-12/72-50 при $C_1=0.5$ мкФ

Результаты опытов по технологическому использованию лабораторной установки подтвердили правильность исходных положений относительно схемы генерирования высоковольтных импульсов импульсным трансформатором с контуром обострения, показали возможность достижения в этой схеме приемлемого технологического эффекта. Можно считать доказанным, что использование современных технических решений в создании зарядных устройств и средств генерирования высоковольтных импульсов позволяет значительно улучшить массогабаритные и энергетические характеристики электротехнологических комплексов электроимпульсного разрушения геоматериалов, и это открывает реальную возможность для производственного освоения электроимпульсных технологий в горнодобывающей и других отраслях промышленности.

Тепловой режим импульсного трансформатора при технологическом использовании

Вместе с тем, было отмечено, что при технологическом использовании ИТ потери энергии в проводниках катушек и магнитопроводе приводят к его нагреву. Значимость этого фактора можно проиллюстрировать результатами специального исследования теплового режима ИТ. В исследовании параметры схемы были следующими: $C_1=0.8$ мкФ, $U_0 = 40$ кВ ($W_0=640$ кДж), $C_2=3$ нФ. При соотношении $C_2 \cdot n^2 / C_1 = 0.18$ $W_2 / W_1 = 0.51$, т.е. потери энергии ожидалось не менее 49 %. В опыте регистрировалось изменение температуры масла в ИТ по мере увеличения числа поданных импульсов (N). Измерение температуры масла производилось как с внешней стороны низковольтной катушки (а), так и внутри сердечника (б), в разнесенных по высоте трех уровнях: внизу (1), в середине (2) и вверху (3) (рис.5).

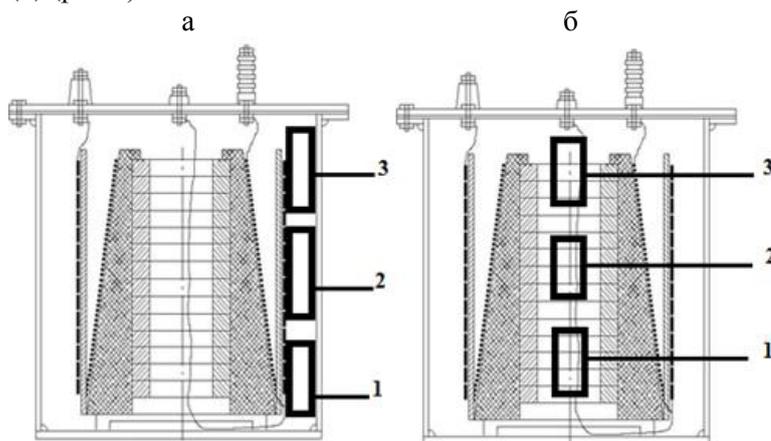


Рис.5. Точки измерения температуры в импульсном трансформаторе:
а – с внешней стороны, б – внутри сердечника

Тепловая энергия потерь импульсного трансформатора Q рассчитана по усредненной температуре нагрева и теплоемкостям составных элементов ИТ (табл.1).

Таблица 1

Тепловой режим импульсного трансформатора

Начальная температура масла, T°С	Кол-во имп., N	Температура, T°С					
		внизу внешнее (1а)	внизу внутри (1б)	центр внешнее (2а)	центр внутри (2б)	верх внешнее (3а)	верх внутри (3б)
21	100	22	22	24	24	24	24
	200	22	23	24	25	24	27
	300	26	24	27	27	28	31

При общей затраченной энергии $W_1=192$ кДж, тепловые потери оценены в $Q=98$ кДж, или 51 %, что соответствует ожидаемой величине согласно аналитической оценке.

Нами рассматриваются способы решения проблемы теплового нагрева ИТ в процессе работы при технологическом использовании – ограничение

потерь за счет энергетической оптимизации схемы генерирования высоковольтных импульсов и применения отвода тепла (охлаждение ИТ).

Предложения по нормализации теплового режима импульсных трансформаторов

Естественное масляное охлаждение. К импульсным трансформаторам для электроимпульсного разрушения могут быть применены методы расчета и способы охлаждения, используемые для естественного масляного охлаждения силовых трансформаторов с помощью радиаторов охлаждения. В силовых трансформаторах с естественным масляным охлаждением магнитопровод с обмотками погружают в бак, наполненный трансформаторным маслом. Трансформаторное масло обладает более высокой теплопроводностью, чем воздух, и значительно снижает теплоту обмоток и магнитопровода трансформатора. В таких трансформаторах тепло, выделяемое в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое циркулирует по баку и трубкам радиатора, передавая его окружающему воздуху.

Опыт работы с ИТ-350 показал, что применительно даже к трансформатору с неметаллическим корпусом на тепловом режиме ИТ очень положительно сказывается такое простейшее решение, как организация циркуляции масла в корпусе ИТ с помощью диэлектрической трубки на крышке ИТ (рис.6).

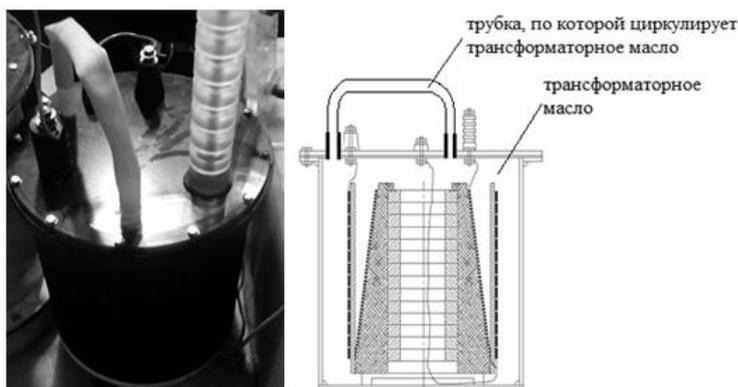


Рис.6. Импульсный трансформатор с естественной циркуляцией масла

Под действием нагревания и теплового расширения трансформаторное масло увеличивается в объеме и начинает циркулировать через трубку, расположенную в верхней части импульсного трансформатора, отводя тепло к корпусу ИТ. В конструкциях ИТ с внешним расположением первичной обмотки при диэлектрической крышке корпус ИТ вполне возможно выполнить металлическим с трубками охлаждения, естественно, при некотором увеличении диаметра и веса ИТ.

Принудительное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла. Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла применяется для мощных силовых трансформаторов. В этом случае применяют систему из тонких ребристых труб или радиаторных труб, обдуваемых вентилятором. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Форсированный обдув тонких ребристых трубок или радиаторных труб

улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора. Запуск и остановка вентилятора может осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагреваемого масла. Радиаторы охлаждения в ИТ могут быть выполнены на металлическом корпусе ИТ, а при диэлектрическом корпусе – отдельным блоком с охлаждением потоком воздуха или проточной жидкостью (рис.7).

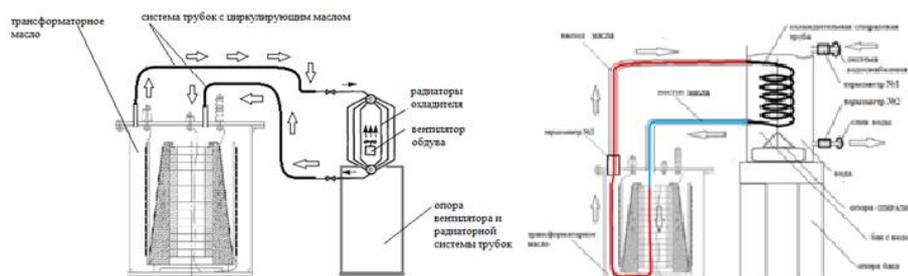


Рис.7. Система охлаждения импульсного трансформатора с внешним теплоотводящим радиатором (принципиальная схема)

На рисунке 8 приведена принципиальная схема масляного охлаждения с внешним теплоотводящим радиатором и принудительной циркуляцией масла.

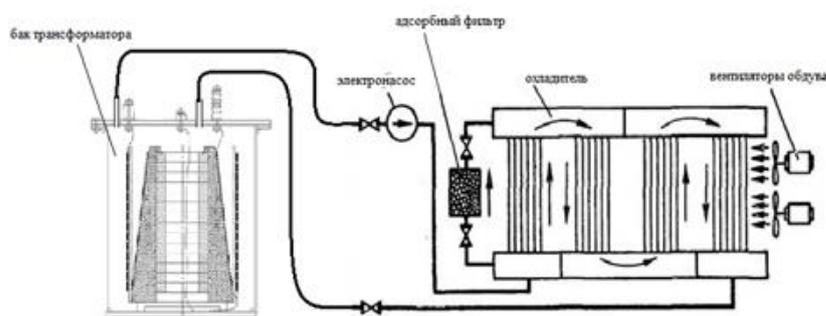


Рис.8. Система масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла и внешним теплоотводящим радиатором

Проблему нагрева ИТ можно решать с помощью его охлаждения, но до этого необходимо реализовать все возможности снизить потери в ИТ за счет энергетической оптимизации процесса.

Энергетическая оптимизация передачи энергии в импульсном трансформаторе, прежде всего, требует выполнения условия оптимального соотношения параметров ИТ для обеспечения минимума потерь энергии первичного накопителя – $C_2 \cdot n^2 / C_1 = 1$. Вторым условием оптимизации является максимально возможное ограничение уровня энергии контура обострения фронта высоковольтных импульсов, но достаточного для обеспечения пробоя и формирования канала разряда в твердом теле. Это положение приводится в соответствие с общим принципом энергетической оптимизации процесса электроимпульсного разрушения, представляемого двумя последовательными

стадиями. На стадии формирования пробоя твердого тела параметры импульсного напряжения определяют вероятность внедрения и глубину внедрения разряда в поверхностный слой твердого тела, т. е. потенциальный объем разрушения. На стадии формирования в твердом теле поля напряжений и распространения трещин параметры энерговыделения в канале разряда (количество и мощность) определяют степень разрушения материала, КПД преобразования энергии канала разряда в работу разрушения, энергию новой поверхности. При этом критерии оптимизации параметров энерговыделения должны учитывать физико-механические свойства материалов и условия пробоя [3]. Для хрупких материалов при малой глубине внедрения разряда, при пробое фрагментов породы небольшой крупности энергию следует выделять достаточно быстро за время, ограниченное условиями разгрузки канала разряда через устья внедрения и выходящие на свободную поверхность трещины. Для пластичных материалов при значительном расстоянии от канала разряда до свободной поверхности энерговыделение следует затянуть во времени, обеспечивая максимально продолжительное время распространения трещин. В одноконтурной схеме генерирования импульсов (генератор Маркса) невозможно задать параметры генератора, чтобы они отвечали условиям оптимальности для обеих стадий процесса. Чтобы обеспечить оптимизацию процесса электроимпульсного разрушения на обеих стадиях процесса, необходимо применять комбинированные схемы генератора импульсов с двумя источниками разного уровня напряжения и энергии [4], когда энергией одного источника с высоким уровнем напряжения обеспечивают электрический пробой породы, а энергией второго источника с более низким уровнем напряжения обеспечивают непосредственное разрушение породы.

В этом случае с большей энергетической эффективностью имеется возможность независимо оптимизировать формирование импульса напряжения на нагрузке для эффективного пробоя (с максимальной вероятностью и глубиной внедрения) и режим энерговыклада в канал разряда после пробоя, обеспечивая максимальный разрушающий эффект и энергетическую эффективность процесса электроимпульсного разрушения в целом. Примеры таких схем приведены на рис.9 [4].

В комбинированной схеме с двумя источниками для формирования пробоя используются импульсный трансформатор с контуром обострения. Необходимая для формирования пробоя энергия может быть ограничена величиной 100-150 Дж (необходимо учитывать потери энергии с растеканием тока в электропроводящей среде); при этом острота проблемы теплового режима ИТ существенно снизится, и ее можно будет достаточно просто решить применением естественного или принудительного охлаждения ИТ. В диэлектрической среде эта энергия может быть ограничена всего несколькими десятками джоулей.

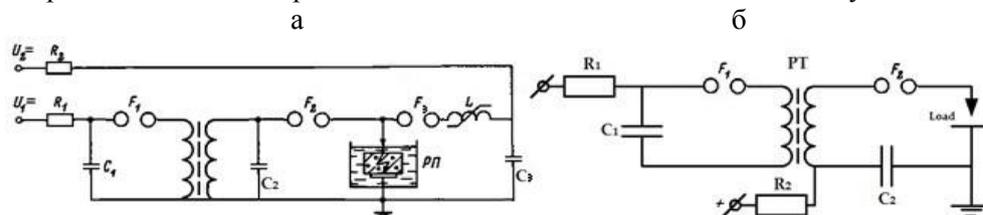


Рис.9. Схема с параллельной работой двух источников энергии:

а – схема синхронизации с индукционным дросселем
(для электроимпульсного метода); б– схема синхронизации
с помощью импульсного трансформатора

Заключение

Экспериментально подтверждено, что в электротехнологических установках электроимпульсного разрушения геоматериалов генерирование импульсов по схеме с импульсным трансформатором вместо генераторов Маркса при существенном уменьшении массогабаритных параметров установок способно также обеспечить оптимальные режимы энерговыделения в канале разряда для энергетически эффективного разрушения материалов в технологических процессах. В результате доказана возможность существенного улучшения удельных массогабаритных и энергетических характеристик электротехнологических комплексов электроимпульсного разрушения геоматериалов. Это открывает путь к практической реализации обладающего высокой энергетической эффективностью и уникальными технологическими особенностями способа в технологиях добычи и переработки минерального сырья, горнотехнического и инженерного строительства, переработки и утилизации технических материалов и техногенных твердых отходов. Дальнейшими исследованиями необходимо доработать и проверить предложенные в данной работе решения по оптимизации теплового режима импульсных трансформаторов в режимах, свойственных их технологическому использованию

В проведении экспериментальных исследований участвовали инженер А. И. Гагаринов и студент А. Бушков.

Литература

1. Усов А. Ф., Потокин А. С. Импульсное трансформирование напряжения и энергии для электроимпульсного разрушения материалов // Труды Кольского научного центра РАН. Вып. 9. 2014. 107 с.
2. Импульс российско-китайскому научно-техническому сотрудничеству. // Вестник Кольского научного центра РАН, 2014. № 3. С. 113-116.
3. Сёмкин Б. В., Усов А. Ф., Курец В. И. Принцип электроимпульсного разрушения материалов. Апатиты: Кольский научный центр РАН, 1995. 276 с.
4. Усов А. Ф., Сёмкин Б. В., Зиновьев Н. Т. Переходные процессы в установках электроимпульсной технологии. Л.: ЛО Наука, 1987. 189 с.; 2-е изд. 2000. 160 с.

Сведения об авторах

Усов Анатолий Федорович,

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

Потокин Александр Сергеевич,

младший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера
КНЦ РАН
184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 14.

тел. (81555) 79516, эл. почта: student_noo@admkas.apatity.ru

Ильин Даниил Владимирович,

инженер-исследователь лаборатории № 33 Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

184209, г. Апатиты, ул. Ферсмана, д. 14.

тел. (81555) 79272, эл. почта: twizanx2@yandex.ru

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

УДК 622.311.1: 658.26

И. С. Шиханов, А. С. Карпов, В. В. Ярошевич, Г. П. Фастий, Е. А. Токарева

ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕРТИФИЦИРОВАННЫХ РЕГИСТРАТОРОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Аннотация

Представлен анализ сертифицированных регистраторов показателей качества электроэнергии (ПКЭ) при синхронной регистрации на подстанции 10 кВ городской сети, обладающей большим количеством потребителей с различным характером нагрузки. По результатам измерения каждого прибора дана оценка качества электроэнергии и результаты были сопоставлены.

Ключевые слова:

электромагнитная совместимость, сертифицированные измерительные приборы, качество электроэнергии, подстанции, действующая высоковольтная сеть.

I. S. Shikhanov, A. S. Karpov, V. V. Yaroshevich, G. P. Fastiy, E. A. Tokareva

ASSESSMENT OF CERTIFIED LOGGERS USE OF THE ELECTRIC POWER MERIT FIGURES

Abstract

In article the analysis of the certified loggers of the electric power merit figures (EPMF) in case of the synchronous registration on city network 10 kV substations, possessing a large number of customers with different character of loading is provided. By results of each instrument measurement the assessment of electric power quality is given and results were compared.

Keywords:

electromagnetic compatibility, the certified measuring instruments, quality of the electric power, substation, operating high-voltage network.

Использование сертифицированных приборов для оценки качества электроэнергии в сети является необходимой и обязательной мерой для обеспечения электромагнитной совместимости потребителей [1-5]. Исследования качества электроэнергии выполняются ЦФТПЭС с 2004 г. и описываются в работах [7-17]. Такой контроль позволит обеспечить всех потребителей электроэнергией надлежащего качества. Однако при синхронной

регистрации возможны некоторые расхождения в результатах регистрации, что может быть обусловлено погрешностью используемых приборов. Для детального анализа подобных расхождений были произведены длительные измерения на действующих подстанциях.

Появляющиеся искажения классифицируются своими допустимыми значениями отклонений и стандартами, установленными в Российской Федерации [1-5]. Нормативной документацией установлена периодичность контроля качества электроэнергии – один раз в два года для всех показателей качества электроэнергии (ПКЭ), и два раза в год для отклонения напряжения [4, 6]. Помимо этого, анализ качества электрической энергии проводят при наличии претензий или замечаний от потребителей, а также в случае выявления существующих или потенциальных несоответствий по показателям качества электроэнергии [4, 7, 8].

Особенность сети Кольского научного центра заключается в том, что она расположена в центре г. Апатиты Мурманской области, при этом имеет некоторую обособленность (рис.1). Такое местоположение дает возможность анализировать работу подстанций с крайне разнородной нагрузкой потребителей (например, к одной секции шин могут быть подключены рентгенаппарат больницы КНЦ, печи опытного цеха, лаборатории и жилые дома). Такое соседство приводит к искажениям напряжения на всей системе шин. Выражается это несимметрией, несинусоидальностью, провалами напряжениями и перенапряжениями. Именно в сети Кольского научного центра на ТП – 92 10/0.4 кВ и проводились эксперименты.

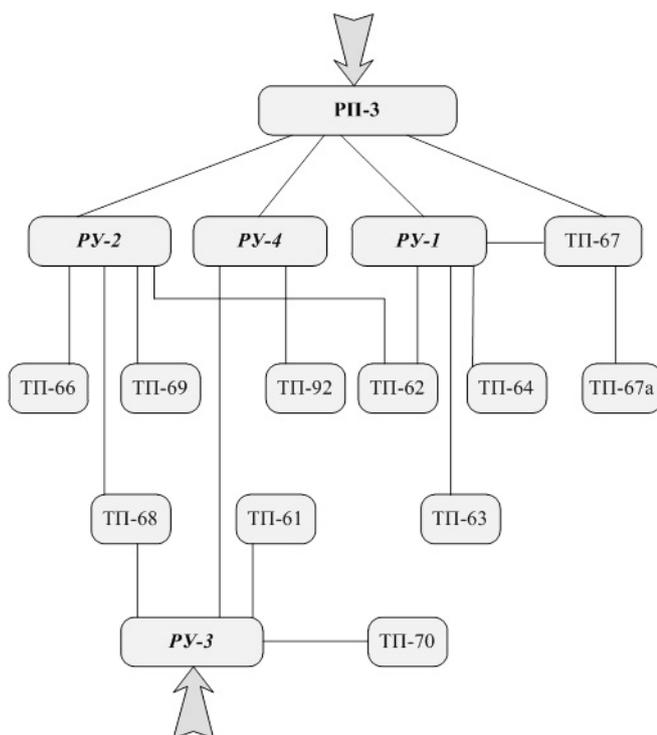


Рис.1. Схема распределительной сети 10 кВ КНЦ РАН

Источником электроэнергии для потребителей КНЦ РАН являются подстанции ПС-24 и ПС-360 Центральные электрические сетей филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго». С шин 10 кВ посредством двух кабельных фидеров (Ф-4 и Ф-20) запитаны распределительные подстанции РП-3 и РП-1, расположенные на значительном территориальном удалении друг от друга. Основным питающим узлом для объектов КНЦ РАН является подстанция РП-3. Питание от подстанции РП-1 рассматривается как резервный источник электроэнергии. Ее особенности более подробно описаны в работе [9].

Проверка качества электроэнергии предполагает регистрацию напряжения и тока, и сопоставление полученных данных с существующими стандартами. Данная проверка проводилась на нескольких трансформаторных подстанциях КНЦ РАН.

Отклонение напряжения — отличие фактического напряжения в установившемся режиме работы системы электроснабжения от его номинального значения (рис.2). Данное искажение появляется из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителя, нормально (НД) и предельно допустимые (ПД) значения, которого равны соответственно $\pm 5\text{В}$ и $\pm 10\text{В}$.

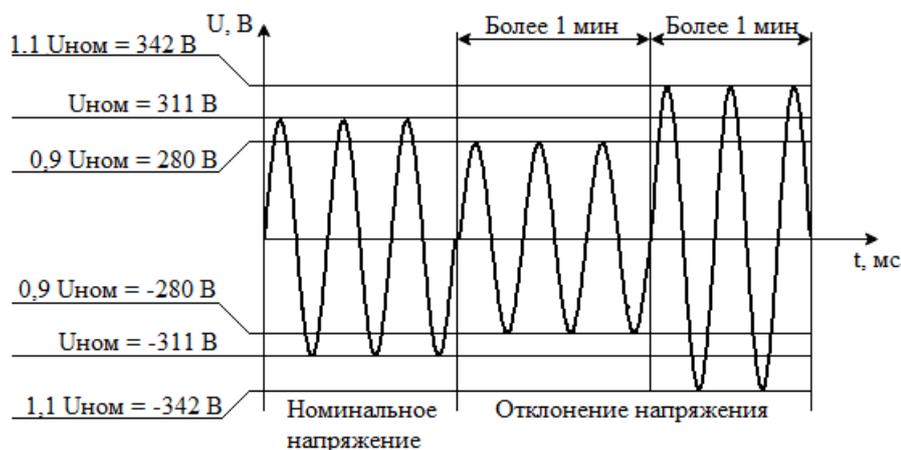


Рис.2. Установившееся отклонение напряжения для сети 0.4 кВ

Несинусоидальность напряжения — искажение синусоидальной формы кривой напряжения (рис.3), главной причиной которой является использование нелинейных электроприемников (например, установки дуговой и контактной сварки, индукционные печи, телевизоры, компьютеры, газоразрядные лампы и др.). Электронные приемники и газоразрядные лампы при работе создают невысокий уровень искажений, но так как таких электроприемников много, их общее влияние велико. В процессе работы эти устройства потребляют энергию основной частоты, которая расходуется не только на совершение полезной работы и покрытие потерь, но еще и на образование потока высших гармонических, который «выбрасывается» во внешнюю сеть.



Рис.3. Несинусоидальность напряжения для сети 0.4 кВ

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_U , НД и ПД которой равны 8 и 12 % соответственно;
- коэффициентом n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ (табл.1).

Таблица 1

Гармонические составляющие напряжения

n=	НД	ПД	n=	НД	ПД	n=	НД	ПД
02	02.00	03.00	15	00.30	00.45	28	00.20	00.30
03	05.00	07.50	16	00.20	00.30	29	01.30	01.95
04	01.00	01.50	17	02.00	03.00	30	00.20	00.30
05	06.00	09.00	18	00.20	00.30	31	01.20	01.80
06	00.60	00.75	19	01.50	02.25	32	00.20	00.30
07	05.00	07.50	20	00.20	00.30	33	00.20	00.30
08	00.50	00.75	21	00.20	00.30	34	00.20	00.30
09	01.50	02.25	22	00.20	00.30	35	00.90	01.35
10	00.50	00.75	23	01.50	02.25	36	00.20	00.30
11	03.50	05.25	24	00.20	00.30	37	00.90	01.35
12	00.20	00.30	25	01.50	02.25	38	00.20	00.30
13	03.00	04.50	26	00.20	00.30	39	00.20	00.30
14	00.20	00.30	27	00.20	00.30	40	00.20	00.30

Несимметрия напряжений – несимметрия трёхфазной системы напряжений (рис.4). К источникам несимметрии напряжений и токов относят следующие:

- нетранспонированные линии электропередачи и неравномерно присоединенные однофазные бытовые нагрузки, создающие систематическую несимметрию напряжений;
- разновременнo включающиеся по фазам бытовые нагрузки и др., создающие случайную несимметрию напряжений.

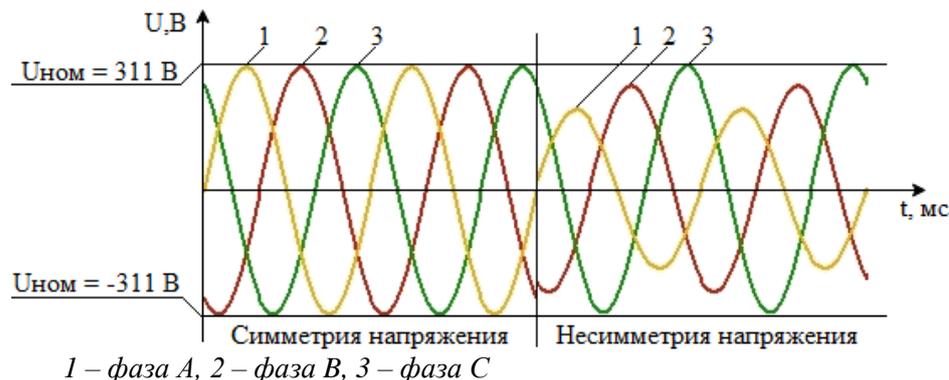


Рис.4. Несимметрия напряжения для сети 0.4 кВ

Потребители электрической энергии, симметричное многофазное исполнение которых или невозможно, или нецелесообразно по технико-экономическим соображениям. К таким установкам относятся индукционные и дуговые электрические печи, электросварочные агрегаты, специальные однофазные нагрузки, осветительные установки и т.д. Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , имеющим следующие нормативы: НД = 2%, ПД = 4%;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , НД и ПД которых равны 2 и 4 % соответственно.

Отклонение частоты Δf – изменение периода синусоидальной линии по отношению к номинальному значению (рис.5). Более вероятный виновник искажения – электроснабжающая организация.

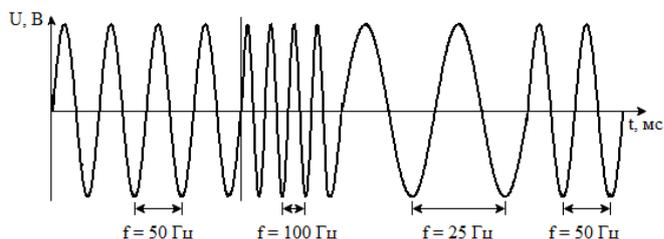


Рис.5. Отклонение частоты

Для измерения и дальнейшего анализа вышеперечисленных показателей применялось 2 регистратора: «Парма РК 3.01» и «Ресурс UF2M» (рис.6), которые отличаются друг от друга. Их основные параметры сведены в табл.2.



Рис.6. Внешний вид регистраторов «Парма РК 3.01» и «Ресурс UF2M»

По количеству измеряемых показателей качества электроэнергии «Ресурс UF2M» превосходит «Парму РК 3.01» по ряду показателей. В отличие от РК 3.01 он способен измерять токи и угол между напряжением и током, а также кратковременную дозу фликера, длительность дозы фликера, коэффициент временного перенапряжения и размах напряжения. В то же время «Ресурс-UF2M» (рис.6) выдает результаты в таком виде, что дальнейшая их обработка практически невозможна [10]. Оба измерительных прибора имеют одинаковый способ подключения – через токовые клещи и не могут работать на постоянной основе. На рис.7 показано подключение «Ресурс UF2M» к трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Таблица 2

Отличия измерительных приборов «Ресурс UF2M» и «Парма РК 3.01»

Измерение показателей качества электроэнергии	«Ресурс UF2M»	«Парма РК 3.01»
Установившееся отклонение напряжения δU_v , %	+	+
Отклонение частоты Δf , Гц	+	+
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	+	+
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	+	+
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения K_U , %	+	+
Кратковременная доза фликера P_{Si} , о.е.	+	-
Длительная доза фликера P_{Li} , о.е.	+	-
Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$, о.е.	+	-
Размах изменения напряжения δU_1 , %	+	-
Измерение токов	+	-
Измерение угла между напряжением и током	+	-
Длительность провала напряжения Δt_{II} , с	+	+

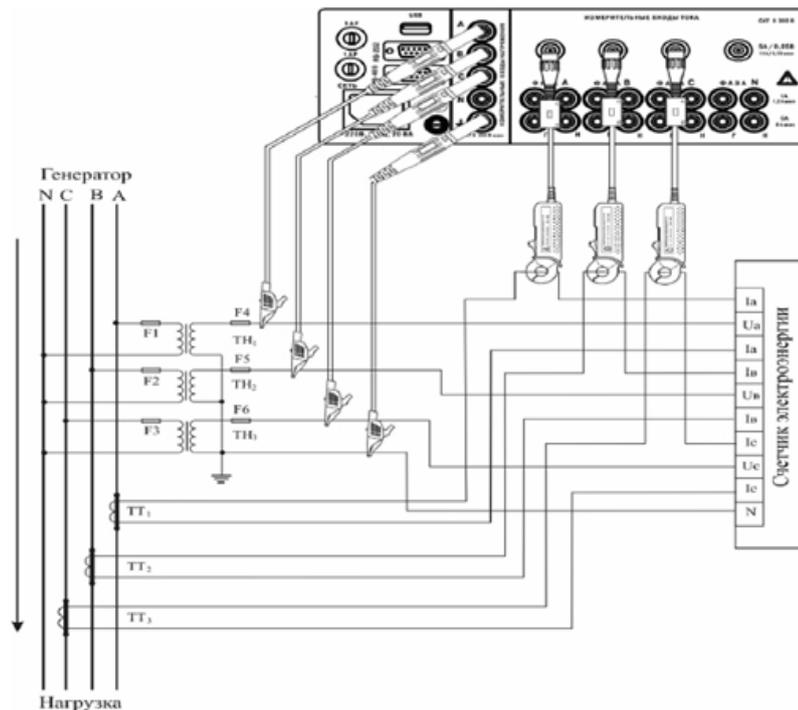


Рис.7. Схема подключений к трехфазной трехпроводной сети с двумя ТН и двумя ТТ счетчика электрической энергии и измерителя «Ресурс-UF2M»

Присоединение «Пармы РК 3.01» производится по аналогии с «Ресурс UF2M», но исключительно к выводам трансформатора напряжений.

Данные с двух регистраторов получены в форме протоколов, электронных массивов, которые могут быть представлены в виде таблиц и графиков. Полученные первичные протоколы регистраций приборами «Парма РК 3.01» и «Ресурс UF2M» довольно громоздки и имеют большой объем. Протоколы имеют только количественную характеристику, а для оценки качества электроэнергии в сети необходим более детальный анализ.

Трансформаторная подстанция ТП-92 имеет 2 системы шин, на которой установлены 28 ячеек и 2 силовых трансформатора ТМ-630/10/0,4 (рис.8). Регистрация ПКЭ проводилась при помощи приборов «Парма РК 3.01» и «Ресурс UF2M» на второй системе шин, поскольку она является более нагруженной и имеет наибольший интерес.

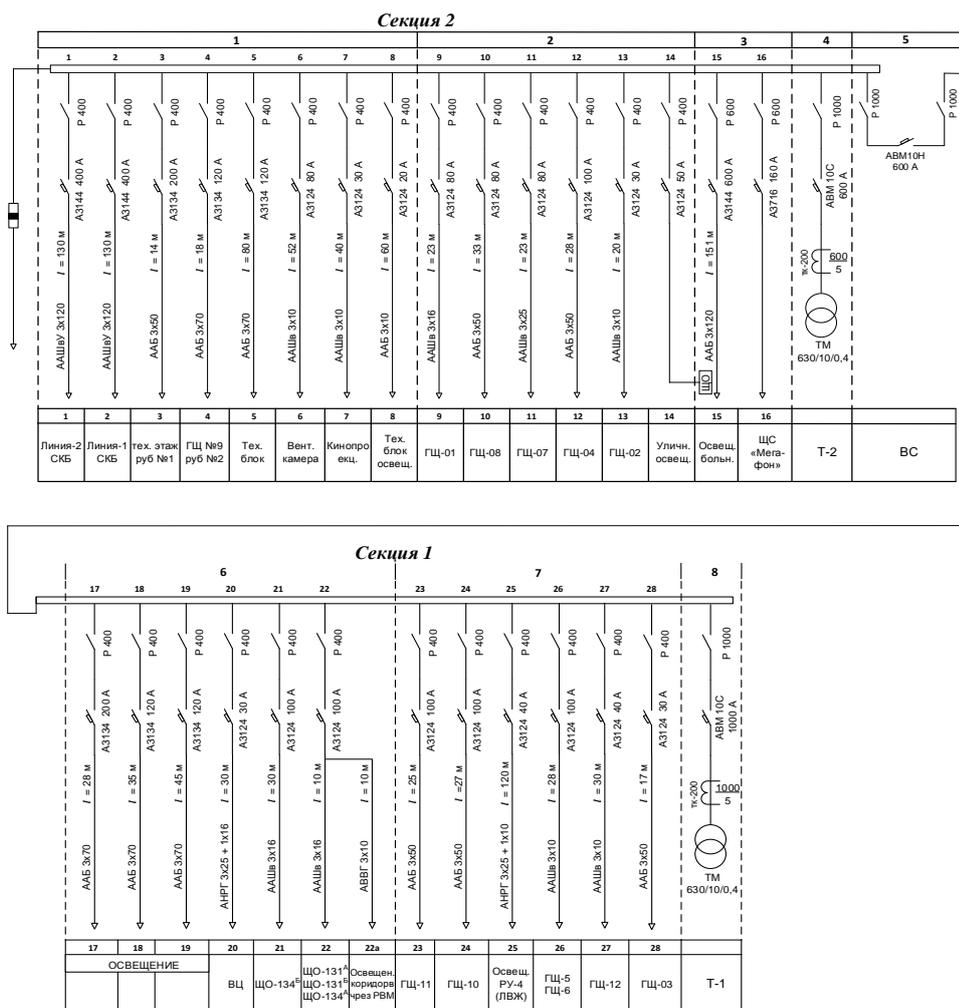


Рис.8. Принципиальная схема ТП-92

Результаты регистрации отклонений уровня напряжения на ТП-92(Т-2) сведены в табл.3. Для наглядности на рис.9 представлен суточный график отклонения напряжения.

Таблица 3

Установившееся напряжение

Показатель КЭ	Отклонение значения, %				Время выхода, %				Заключение			
	«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2М»		«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2М»		«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2М»	
	мин	макс	мин	макс	НД	ПД	НД	ПД	НД	ПД	НД	ПД
δU	00.64	05.34	0.60	4.00	07.38	0	0	0	НС	С	С	С
U_{AB}	00.58	05.33	0.20	3.90	04.17	0	0	0	С	С	С	С
U_{BC}	00.33	05.15	0.20	3.80	03.45	0	0	0	С	С	С	С
U_{AC}	00.94	05.84	1.00	4.50	09.17	0	0	0	НС	С	С	С

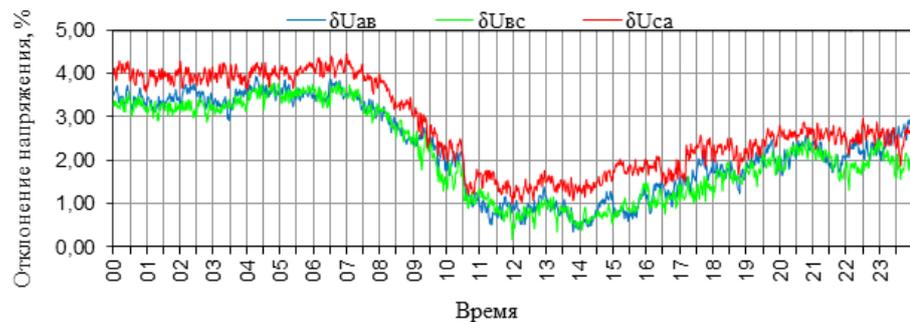


Рис.9. Суточный график отклонений междуфазных напряжений (регистрация прибором «Ресурс UF2M»)

На шинах ТП-92 (Т-2) прибором «Парма РК 3.01» зарегистрированы отклонения уровня напряжения в среднем на 5.42 % (табл.3), что выходит за НД значения. Длительность отклонений напряжений превышала нормально допустимые значения (более 5 % от установленного периода времени) и не превышала предельно допустимые нормативные требования стандарта. Среднее значение времени выхода составило 6.04 %, т. е. 1 ч 27 мин (табл.3). «Ресурс UF2M» не зарегистрировал отклонений по данному значению.

По гармоническому составу две гармоники (15 и 21) имели величину, превышающую нормативную. В таблице 4 приведены фактические значения с регистраторов и сопоставлены с нормативными значениями для 15-й гармоники.

Таблица 4

Отклонение 15-й гармонической составляющей

Параметры	Отклонения значений, %				Время выхода, %			
	«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2M»		«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2M»	
	НД	ПД	НД	ПД	НД	ПД	НД	ПД
Норматив	0.3	0.45	0.3	0.45	5	0	5	0
Максимальные величины	01.15		00.90		22.41	04.58	24.20	07.87

На рисунке 10 для наглядности показан суточный график отклонения 15-й гармонической составляющей.

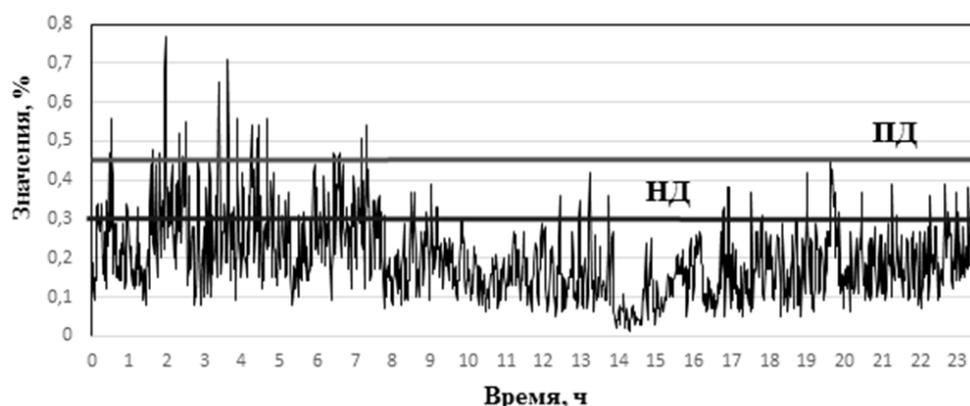


Рис.10. Суточное отклонение 15-й гармонической составляющей

Время выхода у коэффициента 15-й гармонической составляющей за НД значения в среднем по двум приборам равнялось 23.3 %, а именно 5 ч 36 мин, за ПД значения – 6.23 %, т. е. 1 ч 30 мин.

В таблице 5 приведены фактические значения с регистраторов и сопоставлены с нормативными значениями для 21-й гармоники. А на рисунке 11 для наглядности показан суточный график отклонения 21-й гармонической составляющей.

Таблица 5

Отклонение 21-ой гармонической составляющей

Параметры	Отклонения значений, %				Время выхода, %			
	«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2М»		«Парма РК 3.01»		«Ресурс UF2М»	
	НД	ПД	НД	ПД	норм	пред	норм	пред
Норматив	0.2	0.3	0.2	0.3	5	0	5	0
Максимальные величины	00.69		00.64		07.27	01.22	07.43	01.17

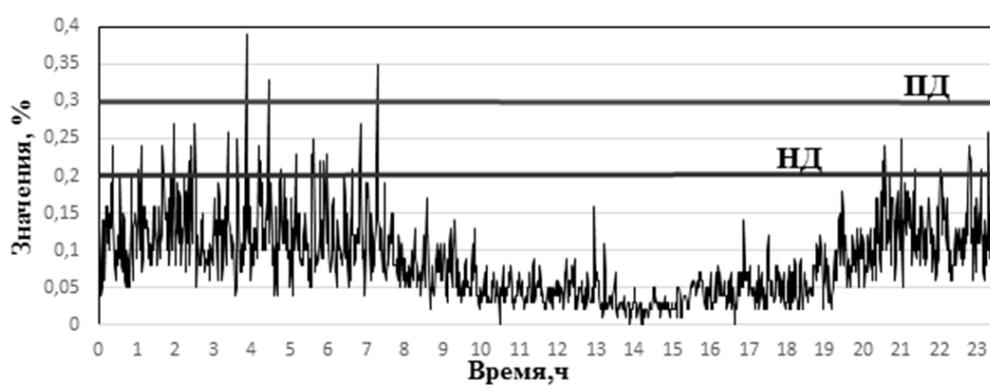


Рис.11. Суточное отклонение 21-й гармонической составляющей

А время выхода у коэффициента 21-й гармонической составляющей в среднем по двум приборам за НД равнялось 7.35 %, т.е. 1 ч 46 мин, а за ПД значения составило 1.2 %, т. е. 18 мин.

Все остальные показатели оставались в пределах нормы.

После сравнения показателей качества электроэнергии, зарегистрированных «Пармой РК 3.01» и «Ресурс UF2M», можно заметить, что показания данных приборов отличаются незначительно.

Следует отметить, что превышения НД и ПД значения данных гармонических составляющих носит систематический характер (особенно для 21-й гармоники), со стабильным превышением с 21 ч до 8 утра. Это связано с тем, что во время рабочего дня в одной из лабораторий подключается установка, потребляющая данные гармонические искажения.

Заключение

Использование дублирования регистрации одного сертифицированного регистратора другим позволило зафиксировать отклонение результатов регистратора «Парма РК 3.01» относительно «Ресурс UF2M». Так, например, «Парма РК 3.01» зарегистрировала время выхода напряжения за НД в 9.17 %, а «Ресурс UF2M» не зафиксировал превышения напряжения за НД значения. При регистрации отклонения коэффициента 15-й и 21-й гармонической составляющей у приборов также было замечено неравенство в показателях. Для 15-й гармонической составляющей «Парма РК 3.01» зарегистрировала отклонение, равное 1.15 %, а «Ресурс UF2M» – 0.9 %. В 21-й гармонической составляющей показатели приборов довольно близки: так, «Парма РК 3.01» «показала» отклонение, равное 0.69 %, а «Ресурс UF2M» – 0.64 %. Систематического отклонения показателей двух приборов друг от друга выявлено не было. Отклонения в показателях отличий приборов «Парма РК 3.01» от «Ресурс UF2M» носят хаотический характер, причины этого требуется исследовать отдельно. С одной стороны расхождения не критичны, однако ставят под сомнение адекватность результатов сертифицированных приборов.

Результатом регистрации показателей качества электроэнергии на трансформаторной подстанции ТП-92 (Т-2), обследуемой двумя различными регистраторами, стали неудовлетворительные результаты. При этом были выполнены расшифровка, систематизация и анализ результатов мониторинговых регистраций.

Десятилетний опыт регистраций Центра физико-технических проблем энергетики Севера на подстанциях Северо-Запада России показывает, что проблема качества электроэнергии характерна для любых сетей (как для промышленных, так и для городских). В проведенном исследовании выполнены мероприятия по регистрации показателей качества электроэнергии, расшифровке данных регистраторов и дальнейший их анализ.

Литература

1. Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.01.1999. М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. 35 с.
2. Национальный стандарт РФ ГОСТ 51317-4-7-2008. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам

- измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. Введ. 01.01.2010. М.: Стандартиформ, 2009. 39 с.
3. Национальный стандарт РФ ГОСТ 51317-4-30-2008. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии. Введ. 01.01.2010. М.: Стандартиформ, 2009. 60 с.
 4. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53333-2008. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.07.2009. М.: Стандартиформ, 2009. 31 с.
 5. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.07.2014. М.: Стандартиформ, 2014. 20 с.
 6. РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. Введ. 01.08.2002. М.: Энергосервис, 2003. 25 с.
 7. Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П., Ярошевич В. В. Анализ регистрации показателей качества электроэнергии на шинах питающих подстанций // Вестник МГТУ. 2009. Т. 12, № 1. С.58-64.
 8. Невретдинов Ю. М. Анализ результатов мониторинговой регистрации показателей качества электроэнергии / Ю. М. Невретдинов, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич, А. С. Карпов. Вестник МГТУ. 2014. Т. 17, № 1. 67-76 с.
 9. Арефьева Ю. А. Обзор электропотребления разветвленной электрической сети напряжением 10/0.4 кВ Кольского научного центра Российской академии наук / Ю. А. Арефьева, А. Е. Веселов, А. С. Карпов, Е. А. Токарева, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 10. 2015. С.24-33.
 10. Карпов А. С., Ярошевич В. В. Обоснование технического решения для разработки программно-аппаратного комплекса, способного локализовать источники искажения электроэнергии // Вестник Кольского научного центра РАН, 2014. № 4 (19). С.102-106.
 11. Карпов А. С., Ярошевич В. В. Влияние нестационарных электромагнитных воздействий на силовые трансформаторы // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 8, 2014. С. 54-62.
 12. Карпов А. С., Ярошевич В. В., Карпова О. М. Оценка эффективности мониторинговых исследований качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97 в высоковольтной сети 6-150 кВ // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. Вып. 7. 2013. С 117-121.
 13. Карпов А.С., Ярошевич В.В. Выявление направлений развития сетей 6-35 кВ на основе опыта мониторинговых исследований показателей качества электроэнергии высоковольтной сети Северо-Запада России: Материалы I Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы». Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Т. 1. Томск. 2013. С. 163-167.

14. Веселов А. Е. Разработка технических мероприятий по экономии электроэнергии в городских электрических сетях Мурманской области / А. Е. Веселов, Е. А. Токарева, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Вестник КНЦ РАН. 2011. № 3 (6). С.59-62.
15. Невретдинов Ю. М. Проблемы контроля качества электроэнергии и выявления источников его снижения / Ю. М. Невретдинов, А. С. Карпов, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Научные труды Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». Т. 3. Самара, 2011. С. 139-144.
16. Невретдинов Ю. М. Проблемы локализации источников искажений электроэнергии и определение вклада подключенных потребителей в искажение или нормализацию качества электроэнергии / Ю. М. Невретдинов, А. С. Карпов, Г. П. Фастий, В. В. Ярошевич // Труды Кольского научного центра. Энергетика. Вып. 1. 2010. С. 126-138.
17. Невретдинов Ю. М., Фастий Г. П., Ярошевич В. В. Проблемы локализации источника искажений качества электроэнергии // Сборник докладов 10-й Российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2008. СПб.: ВИТУ. 2008. С. 138-142.

Сведения об авторах

Шиханов Иван Сергеевич,

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

Карпов Алексей Сергеевич,

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

Ярошевич Вера Васильевна,

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

Фастий Галина Прохоровна,

научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера Учреждения
Российской академии наук Кольского научного центра РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
Эл.почта: fastiy@ien.kolasc.net.ru

Токарева Евгения Александровна,

младший научный сотрудник лаборатории электроэнергетики и электротехнологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера Учреждения
Российской академии наук Кольского научного центра РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А

Эл.почта: tokareva@ien.kolasc.net.ru
УДК 621.311

О. В. Залесова, П. И. Прокопчук

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЯГОВЫХ ТОКОВ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ ДВУХПУТНОГО УЧАСТКА ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Аннотация

Рассматривается распределение тяговых токов в контактной сети двухпутного участка с узловой схемой питания. Для расчёта наведённого напряжения на отключённой линии электропередачи, подверженной влиянию контактной сети железной дороги, предложен метод задания токов во влияющих контурах "контактная сеть – земля".

Ключевые слова:

тяговый ток, электромагнитное влияние, электрифицированная железная дорога

O. V. Zalesova, P. I. Prokopchuk

TRACTION CURRENTS DISTRIBUTION IN OVERHEAD CONTACT SYSTEM OF RAILWAY DOUBLE-TRACK

Annotation

The paper considers distribution of the traction currents in overhead contact system of railway double-track with power supply circuit. The method of defining currents in circuit "overhead contact system – ground" to calculate the induced voltage on disconnect transmission line affected electromagnetic interference of the overhead contact system has been proposed.

Keywords:

traction current, electromagnetic interference, electric railway.

По прогнозам специалистов, в ближайшие годы в Мурманской области намечается значительный рост объёмов перевозок. С целью усиления пропускной способности на Октябрьской железной дороге переменного тока планируется строительство вторых путей на участке Апатиты – Мурманск.

На протяжении данной дистанции железной дороги расположены линии электропередачи (ЛЭП) различных классов напряжения. В связи с этим актуальным является исследование электромагнитной совместимости между двухпутным участком железной дороги и смежными ЛЭП. Для расчётов наведённых напряжений на отключённой линии электропередачи необходимо знать распределение тока в контактной сети, рельсах и земле в зависимости от схемы питания и количества путей железнодорожного участка.

Токи в контактной сети непрерывно изменяются по длине межподстанционной зоны в зависимости от числа электроподвижных составов, их местоположения относительно тяговых подстанций и потребляемых ими токов. Поэтому расчёт электроснабжения железных дорог переменного и постоянного токов основывается на решении мгновенных схем, построенных для отдельных моментов времени.

Рассмотрим мгновенную схему контактной сети однопутного участка железной дороги с двусторонним питанием, по которой работают участки железной дороги, расположенные на дистанции Апатиты – Оленегорск (рис.1).

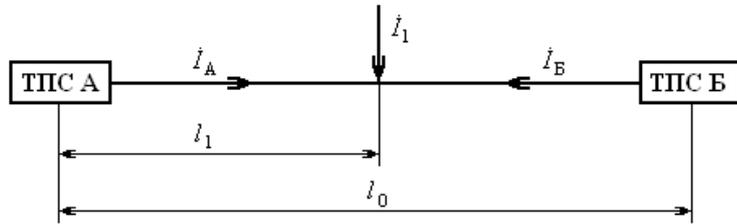


Рис.1. Мгновенная схема распределения нагрузки на однопутном участке железной дороги с двусторонним питанием

Будем считать, что поездной ток распределяется между тяговыми подстанциями обратно пропорционально расстояниям от подстанции до электровоза, при этом наличие уравнивающего тока учитываться не будет, т.е. напряжения на подстанциях равны: $U_A=U_B$.

Таким образом, ток в контактной сети складывается из двух составляющих: тока \dot{I}_{1A} , поступающего к электровозу от тяговой подстанции А, и тока \dot{I}_{1B} – от тяговой подстанции Б:

$$\dot{I}_{1A} = \dot{I}_1 \cdot \frac{l_0 - l_1}{l_0}, \quad \dot{I}_{1B} = \dot{I}_1 \cdot \frac{l_1}{l_0},$$

где \dot{I}_1 – полный ток, потребляемый электровозом.

На двухпутных участках железной дороги, электрифицированных на переменном токе, в нашей стране, как правило, используют узловую схему питания контактной сети, когда на межподстанционной зоне при параллельной работе тяговых подстанций выполняется одно поперечное соединение контактных подвесок путей.

Предположим, на двухпутном участке находятся четыре электроподвижных состава. Расчёт токораспределения в мгновенной схеме для этого случая (рис.2) можно выполнить по известному методу переноса токов [1, 2]. Он выполняется в два этапа.

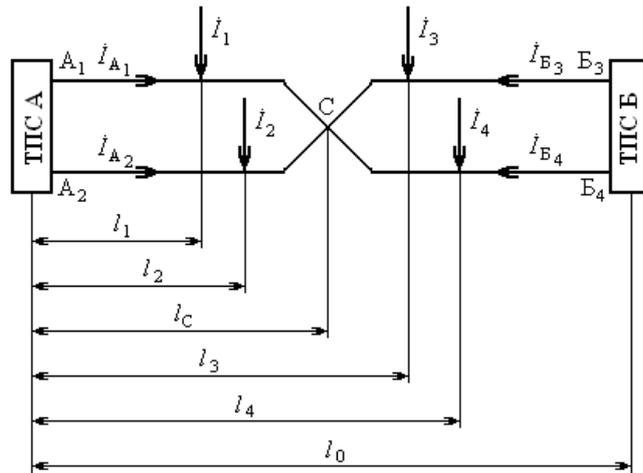


Рис.2. Мгновенная схема распределения нагрузок на двухпутном участке железной дороги с узловой схемой питания контактной сети

Сначала разнесятся нагрузки между двумя ближайшими узлами – шинами поста секционирования и соответствующими фидерами подстанций А и Б:

$$\dot{I}_{1A_1} = \dot{I}_1 \cdot \frac{l_C - l_1}{l_C}, \quad \dot{I}_{2A_2} = \dot{I}_2 \cdot \frac{l_C - l_2}{l_C},$$

$$\dot{I}_{3B_3} = \dot{I}_3 \cdot \frac{l_3 - l_C}{l_0 - l_C}, \quad \dot{I}_{4B_4} = \dot{I}_4 \cdot \frac{l_4 - l_C}{l_0 - l_C},$$

$$\dot{I}_{1C} = \dot{I}_1 \cdot \frac{l_1}{l_C}, \quad \dot{I}_{2C} = \dot{I}_2 \cdot \frac{l_2}{l_C},$$

$$\dot{I}_{3C} = \dot{I}_3 \cdot \frac{l_0 - l_3}{l_0 - l_C}, \quad \dot{I}_{4C} = \dot{I}_4 \cdot \frac{l_0 - l_4}{l_0 - l_C},$$

где \dot{I}_{1A_1} , \dot{I}_{2A_2} , \dot{I}_{3B_3} , \dot{I}_{4B_4} – составляющие нагрузок \dot{I}_1 , \dot{I}_2 , \dot{I}_3 , \dot{I}_4 соответственно, приходящиеся на фидеры подстанций, а \dot{I}_{1C} , \dot{I}_{2C} , \dot{I}_{3C} , \dot{I}_{4C} – составляющие данных нагрузок на пост секционирования С.

После чего исходную схему можно заменить следующей мгновенной схемой (рис.3).

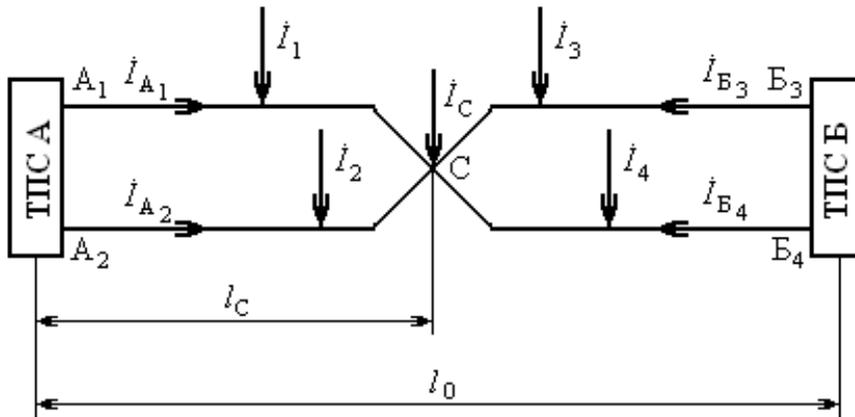


Рис.3. Условная мгновенная схема распределения нагрузок на двухпутном участке железной дороги после первого переноса токов

Для схемы, представленной на рисунке 3, суммарный ток в узле С определяется по формуле:

$$\dot{I}_C = \dot{I}_{1C} + \dot{I}_{2C} + \dot{I}_{3C} + \dot{I}_{4C}.$$

Далее осуществляем второй перенос токов в узле С между фидерами подстанций А и Б:

$$\dot{I}_{C_{A_1}} = \dot{I}_{C_{A_2}} = \dot{I}_C \cdot \frac{l_0 - l_C}{2l_0}, \quad \dot{I}_{C_{B_3}} = \dot{I}_{C_{B_4}} = \dot{I}_C \cdot \frac{l_C}{2l_0}.$$

После второго переноса токов мгновенная схема примет окончательный вид (рис.4).

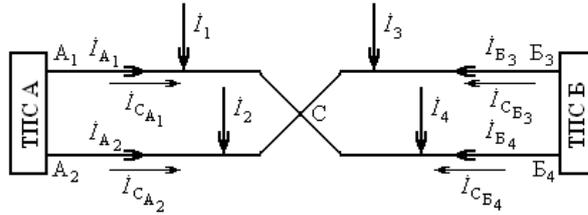


Рис.4. Условная мгновенная схема распределения нагрузок на двухпутном участке железной дороги после второго переноса токов

Нагрузка фидеров подстанций А и Б в итоге определяется как сумма всех токовых составляющих, приходящихся на определённый фидер:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{A_1} &= \dot{I}_{1A_1} + \dot{I}_{C_{A_1}}, & \dot{I}_{A_2} &= \dot{I}_{2A_2} + \dot{I}_{C_{A_2}} \\ \dot{I}_{B_3} &= \dot{I}_{3B_3} + \dot{I}_{C_{B_3}}, & \dot{I}_{B_4} &= \dot{I}_{4B_4} + \dot{I}_{C_{B_4}}. \end{aligned}$$

Полные токи подстанций определяются как сумма исходящих нагрузок с двух фидеров одной подстанции.

Рассмотрим мгновенную схему распределения тока в контактной сети, когда на двухпутном участке в зоне А₁С находится один электровоз. Разобьём данный участок железной дороги на несколько отрезков в соответствии с изменением направления тока в контактной сети (рис.5). Направление тока слева направо будем считать положительным.

Для расчёта наведённого напряжения на проводах отключённой линии электропередачи, когда на двухпутном участке находится один электровоз, достаточно использовать метод суперпозиции, чтобы определить токи, протекающие в контурах “контактная сеть – земля”. В данном случае ток в контактной сети будет задаваться в соответствии с рис.5.

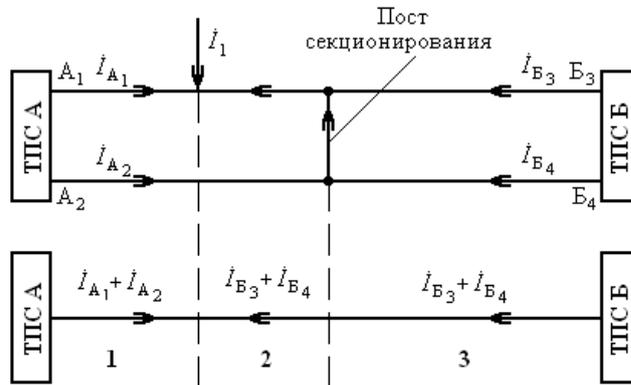


Рис.5. Мгновенная схема распределения тока в контактной сети при наличии одной нагрузки на межподстанционной зоне

Если на участке находятся несколько электровозов, выполняется расчёт мгновенной схемы распределения токов в контактной сети отдельно для каждой нагрузки, находящейся в фиксированный момент времени на рассматриваемом

двухпутном участке, и далее с помощью метода суперпозиции определяется ток на каждом отрезке участка железной дороги.

Тяговый ток возвращается на подстанции по рельсам и через землю. Известно, что если линия контактной сети переменного тока проходит по кривой, то обратный ток в земле следует по той же кривой, а не идет по наиболее короткому пути [3]. Ток в земле вследствие магнитного взаимодействия подтягивается к проводу и держится вблизи него на расстояниях, в зависимости от частоты тока. Поэтому схему распределения токов в земле можно считать аналогичной схеме соединения проводов контактной сети.

Таким образом, ток во втором влияющем контуре “рельсы – земля” задаётся в соответствии с отрезками, на которые условно поделен участок железной дороги, с учётом коэффициента защитного действия рельсов для двухпутных участков [4, 5].

Выводы

Сложность расчёта наведённого напряжения на отключённых линиях электропередачи, вызванных работой контактной сети железной дороги переменного тока, заключается в непрерывном изменении числа, величины и местоположения тяговых нагрузок на межподстанционной зоне, особенно, если участок двухпутный с двусторонним питанием. Поэтому удобно рассматривать процесс влияния в отдельные моменты времени с фиксированными нагрузками определённой величины и с помощью метода переноса токов определять распределения тока в контактной сети двухпутного участка железной дороги при параллельной работе тяговых подстанций.

Литература

1. Тер-Оганов Э. В., Пышкин А. А. Электроснабжение железных дорог: учеб. для студентов университета (УрГУПС) / Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. 432 с.
2. Игнатенко И. В. Электроснабжение железных дорог: учеб. пособие. В 2 ч. Ч. 1 / Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2013. 113 с.
3. Бадер М. П. Электромагнитная совместимость: Учебник для вузов железнодорожного транспорта. М.: УМК МПС, 2002. 638 с.
4. Залесова О. В., Якубович М. В. Определение коэффициента защитного действия рельсов на однопутном участке железной дороги // Сборник докладов Национального конгресса по энергетике, 8-12 сентября 2014 г.: в 5 т. Т. 4. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. С.239-244.
5. Залесова О. В. Исследование уровня наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока // Вестник МГТУ, 2014. Т. 17, № 1. С. 40-45.

Сведения об авторах

Залесова Ольга Валерьевна,

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

Прокопчук Павел Иванович,

и.о. научного сотрудника лаборатории электроэнергетики и технологии
Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, мкр. Академгородок, д. 21А
эл. почта: finsoft@mail.ru

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 620.9 (470.21)

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

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ БЮДЖЕТНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ

Аннотация

Собраны и проанализированы сведения об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности. Произведена оценка возможной экономии энергетических ресурсов. Предложен перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Ключевые слова:

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

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

IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF BUDGETARY INSTITUTIONS

Abstract

Information about the volume of energy resources and the indicators of energy performance are collected and analyzed. Evaluation of possible energy savings produced. The list of measures on energy saving and increasing energy efficiency is proposed.

Keywords:

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

Бюджетные учреждения вправе заключать энергосервисные договоры, предметом которых является осуществление исполнителем мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности энергетических ресурсов.

Энергоэффективными являются мероприятия, направленные на снижение потребления объектом топливно-энергетических ресурсов. Особенно актуальными в бюджетной сфере являются следующие мероприятия: реконструкция индивидуальных тепловых пунктов с автоматическим регулированием подачи тепловой энергии; установка тепловых экранов за батареями, промывка, гидравлическая наладка систем отопления [1, 2], установка термодиафрагм на радиаторы отопления; замена ртутных ламп и светильников на натриевые или светодиодные для уличного освещения и светодиодных для внутреннего освещения; автоматическое регулирование

электрического освещения путем использования датчиков освещенности помещений и движения; установка частотно-регулируемого электропривода на насосы водоснабжения [3] и приточно-вытяжную вентиляцию.

У организации должен быть энергетический паспорт [4], составленный по результатам энергетического обследования [5, 6]. В отчете энергоаудитора [7] должны быть рекомендуемые мероприятия, и для каждого мероприятия указаны примерные требуемые инвестиции, сроки окупаемости и т.д. В первую очередь руководителю организации следует обратить внимание на эффективные мероприятия с короткими сроками окупаемости. Такие мероприятия представляют большой интерес для энергосервисной компании и инвестора.

Муниципальная автономная организация дополнительного образования «Детско-юношеская спортивная школа» (МАОДО «ДЮСШ») является бюджетной организацией. Здание относится к II группе зданий: здания капитальные со стенами из штучных камней или крупноблочные; колонны или столбы железобетонные либо кирпичные; перекрытия железобетонные или каменные, своды по металлическим балкам. Срок службы таких зданий составляет 150 лет. Фактический физический износ здания на момент обследования составляет 49 лет, физический износ составляет 33 %. Для функционирования учреждения используются следующие виды энергоресурсов: электрическая энергия, тепловая энергия, водопроводная вода.

Для оценки финансовых затрат на потребленные энергоресурсы (электроэнергия, тепловая энергия, водопроводная вода) был проведен анализ оплаченных счетов учреждения за 2010-2014 гг. Сводные данные по энергопотреблению и финансовым затратам представлены в табл.1. На рис.1 представлена динамика изменения потребления энергетических ресурсов (электроэнергии, тепловой энергии) с 2010 по 2014 гг., в тоннах условного топлива. Сведения о доле финансовых затрат по различным видам энергетических ресурсов представлены в таблице 2.

Таблица 1

Сводные данные по энергопотреблению и финансовым затратам

Показатель	Единицы измерений	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Электроэнергия	тыс. кВт·ч	21.82	22.46	20.72	18.27	17.46
	млн руб.	0.075	0.102	0.086	0.082	0.076
	т у.т.	7.52	7.74	7.14	6.29	6.01
Тепловая энергия	Гкал	329.40	307.30	332.20	307.86	328.74
	млн руб.	0.634	0.674	0.758	0.793	0.907
	т у.т.	48.95	45.66	49.36	45.75	48.85
Итого	т у.т.	56.47	53.40	56.50	52.04	54.86
Итого	млн руб.	0.709	0.776	0.844	0.875	0.983
Водопотребление	тыс. м ³	0.159	0.156	0.168	0.129	0.245
	млн руб.	0.00163	0.0019	0.0023	0.0018	0.0036
Водоотведение	тыс. м ³	0.651	0.565	0.339	0.276	0.425
	млн руб.	0.0069	0.007	0.0042	0.0038	0.0057
Суммарные затраты	млн руб.	0.71753	0.7849	0.8505	0.8806	0.9923

Проведенный анализ данных финансовых затрат по оплате коммунальных услуг показывает, что суммарные затраты в 2014 г. составили около 1 млн руб., в том числе, млн руб.: на оплату электрической энергии приходится 0.076 (7.7 %); на оплату теплоэнергии – 0.907 (91.4 %); на оплату за услуги водоснабжения и водоотведения приходится 0.0093 (0.9 %). Существенная доля финансовых затрат приходится на потребление тепловой энергии. Это обусловлено тем, что в структуре потребленных энергоресурсов, приведенных к единому энергетическому эквиваленту (тонна условного топлива), основная доля принадлежит теплоэнергии. Кроме этого на структуре финансовых затрат сказывается высокий рост тарифов на энергоресурсы. За рассматриваемый период тариф на холодную воду и теплоэнергию вырос более чем в 1.4 раза, а на электроэнергию и водоотведение почти на четверть.



Рис.1. Потребление энергетических ресурсов

Таблица 2

Сведения о доле финансовых затрат по различным видам энергетических ресурсов, %

Ресурс	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Электрическая энергия	10.5	13.0	10.1	9.3	7.7
Тепловая энергия	88.4	85.9	89.1	90.1	91.4
Водопотребление	1.1	1.1	0.8	0.6	0.9

Сравнительный анализ предоставленных данных по годам показывает, что за пятилетний период доля затрат по оплате электрической энергии снизилась до 7.7 % по сравнению с 2010 г. (10.5 %). Вместе с тем, на 3.3 % возросла доля затрат по оплате тепловой энергии. Потребление холодной воды и водоотведение осталось на уровне 1 %. Из вышесказанного следует, что приоритетным направлением по энергосбережению и экономии финансовых

средств является разработка мероприятий по экономии тепловой и электрической энергии.

Источником снабжения электроэнергией здания МАОДО «ДЮСШ» является трехфазный ввод 0.4 кВ от кабельной линии электропередач трансформаторной подстанции ТП-45. Разрешённая к использованию мощность, согласно приложению к Договору № 48 от 09.01.2014, составляет 20 кВт. Распределительное устройство размещено в металлическом шкафу под лестницей 1 этажа (рис.2). В шкафу размещен узел учета, состоящий из счетчика СЕ-303/3(5-100)/230/400 1.0 класса точности, подключенного через трансформаторы тока 100/5 (рис.3). Показания счетчиков ежемесячно снимаются и представляются в энергоснабжающую организацию, которая выставляет счета к оплате за потребленную электроэнергию.



Рис.2. Распределительное устройство 0.4 кВ



Рис.3. Счетчик электрической энергии

На основании данных по расчетам с поставщиком электрической энергии на рис.4 представлен график месячного потребления электроэнергии зданием. Неравномерность потребления электрической энергии определяется различной световой продолжительностью дней в различные месяцы года. Оплата счетов за электроэнергию в базовом году производилась своевременно в установленные договором сроки. Разрешённая к использованию мощность достаточна для обеспечения внутренних нужд помещений.

Данные об электропотреблении и финансовых затратах в 2010-2014 гг. представлены в табл.3 и на рис.4.

Таблица 3

Сведения об электропотреблении и финансовых затратах

Показатели	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
------------	---------	---------	---------	---------	---------

Электрическая энергия, тыс. кВт·ч	21.82	22.46	20.72	18.27	17.46
Фактическая оплата (с учетом НДС), млн руб.	0.075	0.102	0.086	0.082	0.076

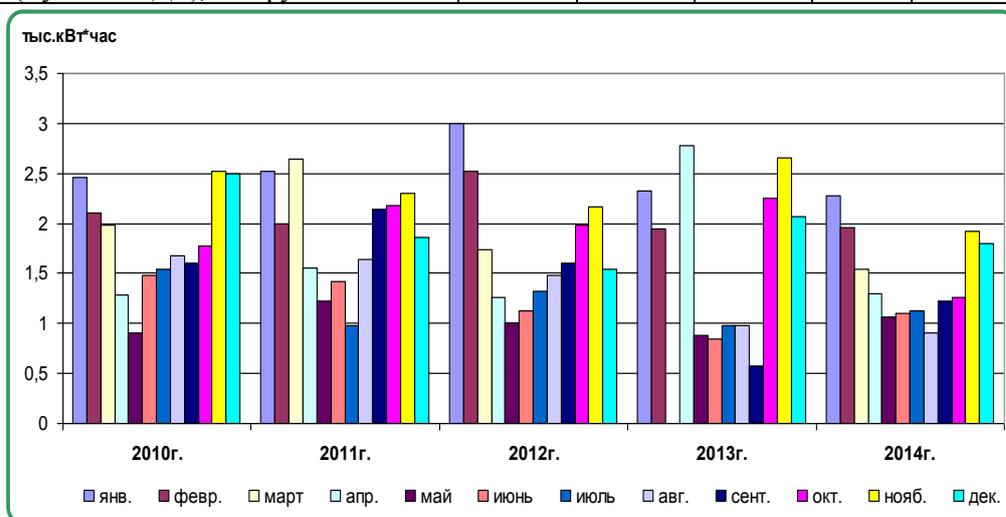


Рис.4. График месячного потребления электроэнергии

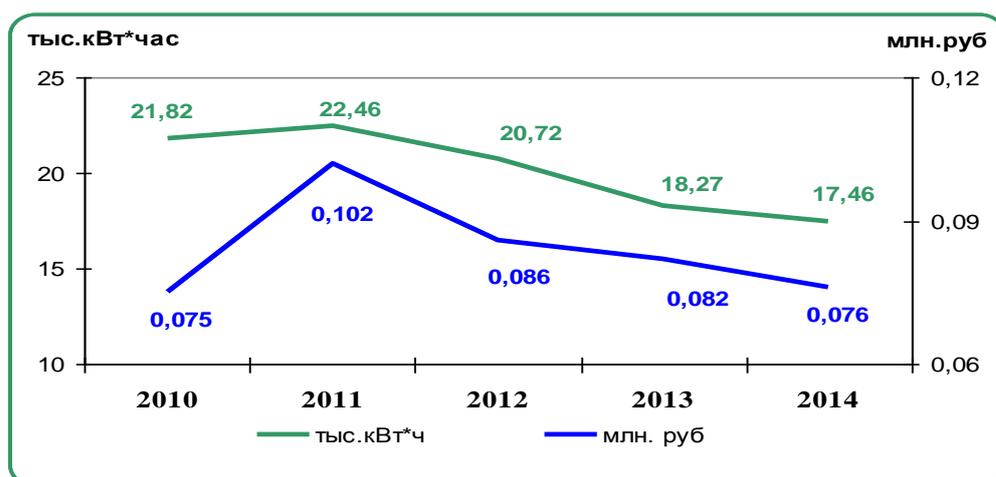


Рис.5. Электропотребление и затраты по оплате электроэнергии

Для освещения помещений здания в основном используются люминесцентные лампы типа ЛБ 18 и ЛБ-40. Коридоры и лестничные площадки в основном освещаются люминесцентными лампами. Подсобные и технические помещения освещаются лампами накаливания. Естественное освещение рабочих помещений выполнено оконными проемами (соответствующими требованиям норм СНиП 23-05-95). В среднем работает около 95 % установленных ламп. Согласно действующим нормам СНиП 23-05-95 горизонтальная освещенность в рабочих кабинетах, на высоте 0,8 м от пола, от светильников общего освещения должна быть не менее – 200 лк. Удельная мощность осветительных приборов для помещений составляет 12.6 Вт/м², то есть удельная мощность

осветительных приборов не превышает значений, установленных нормативами. Управление освещением помещений – местное, с помощью выключателей, расположенных у дверей; освещение в коридорах включено постоянно по режиму работы учреждения; окна в помещениях имеют среднее загрязнение и по своим проектным показателям обеспечивают достаточные уровни освещенности в светлое время суток. Опыт эксплуатации датчиков движения показывает, что они позволяют сэкономить 70-80 % электрической энергии, затрачиваемой на освещение в здании. Датчики движения устанавливаются в административных и производственных зданиях. Целесообразна их установка в тех помещениях, где человек находится непродолжительное время (коридоры, лестницы, кладовые комнаты и т.д.). Суммарная осветительная мощность, где необходимо установить датчики движения, составляет 240 Вт. На основании экспериментальных данных время работы освещения при наличии датчика снижается на 40 %. Экономия электроэнергии составит 912 кВт·ч. При тарифе за электроэнергию 4.5 руб. годовая экономия в денежном выражении составит 4100 руб.

Теплоснабжение помещений производится по договору на поставку тепловой энергии в горячей воде № 103-ХЭСК от 27.12.13. Отпуск тепловой энергии по договору составляет 342 Гкал/год с максимумом тепловой нагрузки на отопление 0.140 Гкал/ч, на ГВС 0,019 Гкал/ч. Теплоснабжение (отопление) здания спортивной школы осуществляется по двухтрубной тепловой сети. Границей раздела тепловых сетей по эксплуатационной ответственности сторон являются отключающие задвижки в тепловой камере I-ТК-68. Присоединение тепловой сети к системе теплоснабжения осуществлено через индивидуальный тепловой пункт (ИТП), размещенный в подвальном помещении здания. Индивидуальный тепловой пункт оснащен коммерческим узлом учета тепловой энергии (рис.6). Система теплоснабжения здания – открытая, зависимая с разбором на горячее водоснабжение. В качестве отопительных приборов в основном используются регистры из металлических труб, в некоторых – чугунные и алюминиевые радиаторы (рис.7). Системы регулирования теплопотребления по зданию отсутствуют.

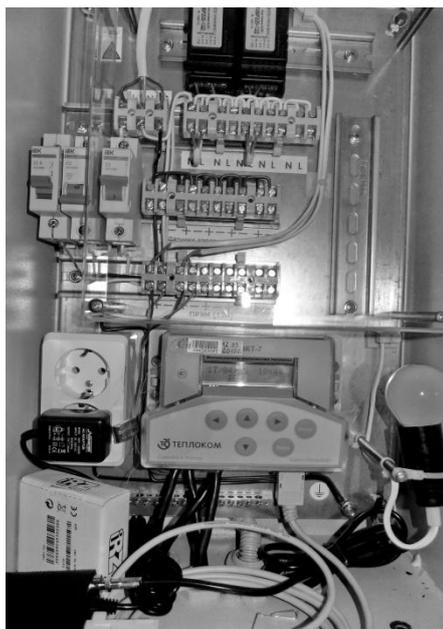
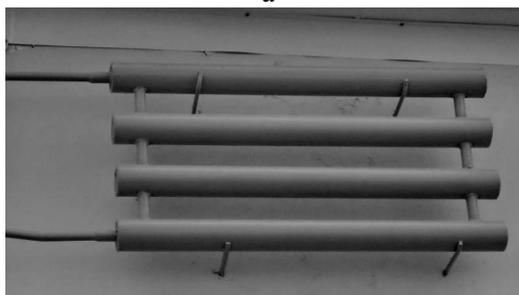


Рис.6. Узел учета тепловой энергии
а



б

в



Рис.7. Радиаторы отопления: а – трубные; б – чугунные; в – алюминиевые

Система теплоснабжения обеспечивает тепловой энергией систему отопления и горячее водоснабжение помещений, осуществляя подачу нагретого теплоносителя. В качестве теплоносителя используется нагретая вода.

На основании предоставленных данных по расчетам с поставщиком тепловой энергии на рис.8 представлен график помесячного потребления тепловой энергии зданием за 2010-2014 гг. Система теплоснабжения позволяет эксплуатировать учреждение при различных температурах окружающего воздуха в полном объеме. При дальнейшей модернизации системы можно рекомендовать установку автоматизированного индивидуального теплового пункта.

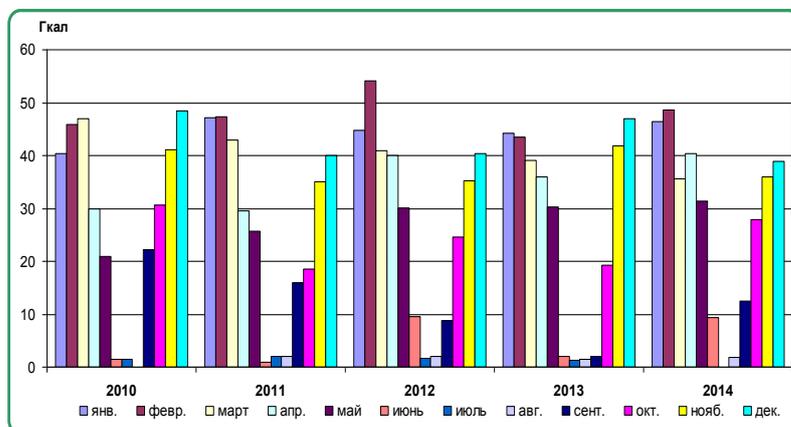


Рис.8. График помесячного потребления тепловой энергии

Годовая потребность в тепловой энергии помещений МАОДО «ДЮСШ» на отопление и ГВС составляет 342 Гкал. В выставленных счетах от теплоснабжающей организации за потребленную тепловую энергию деление на отопление и горячее водоснабжение не производится.

Суммарное потребление тепловой энергии учреждением и финансовые затраты на тепловую энергию представлены в табл.4 и на рис.9.

Таблица 4

Данные о потреблении тепловой энергии и затратах за 2010-2014 гг.

Показатели	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Тепловая энергия, Гкал	329.40	307.30	332.20	307.86	328.74
Фактическая оплата (с учетом НДС), млн руб.	0.634	0.674	0.758	0.793	0.907

Сравнительный анализ теплопотребления за пятилетний период показывает, что потребление тепловой энергии в среднем установилось на уровне 320 Гкал в год, а незначительные отклонения 3.8-5 % в отдельные годы, по всей видимости, связаны с особенностью отопительного периода – более холодной и продолжительной зимой. Анализ теплопотребления в здании показал, что для эффективного использования энергоресурсов и возможности регулирования потребления тепловой энергии в системе отопления необходимо установить автоматизированный тепловой пункт с датчиками наружного и внутреннего воздуха. По соответствующей программе регулятор может осуществлять понижение температуры воздуха в помещениях в ночные часы и выходные дни, что наиболее актуально для зданий бюджетной сферы. Автоматизированное управление отопительной нагрузкой позволяет получить экономию в осенне-весенний период, когда распространенной проблемой

является наличие перетопов, связанное с особенностями центрального качественного регулирования тепловой нагрузки на источниках теплоснабжения.

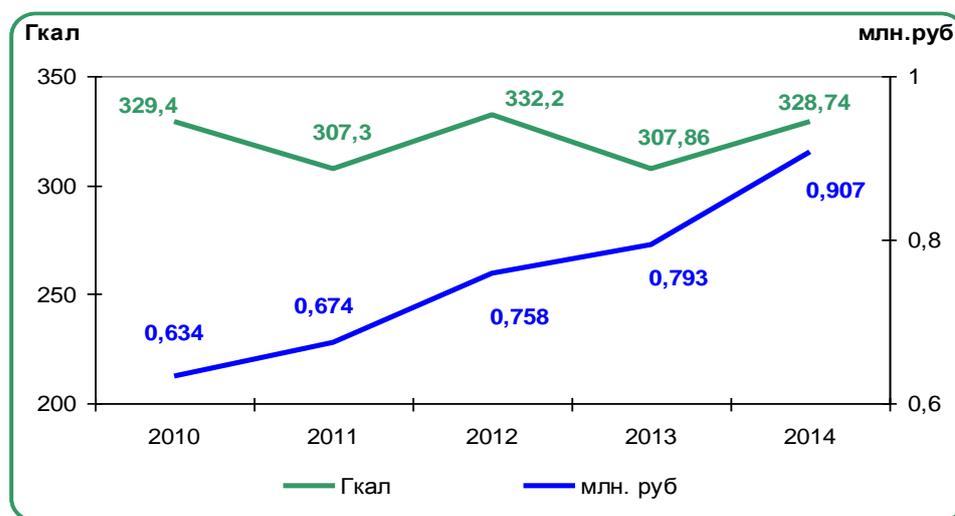


Рис.9. Динамика потребления тепловой энергии за 2010-2014 гг.

Соотношение расчетного и фактического теплоснабжения в 2014 базовом году показано на рис.10.

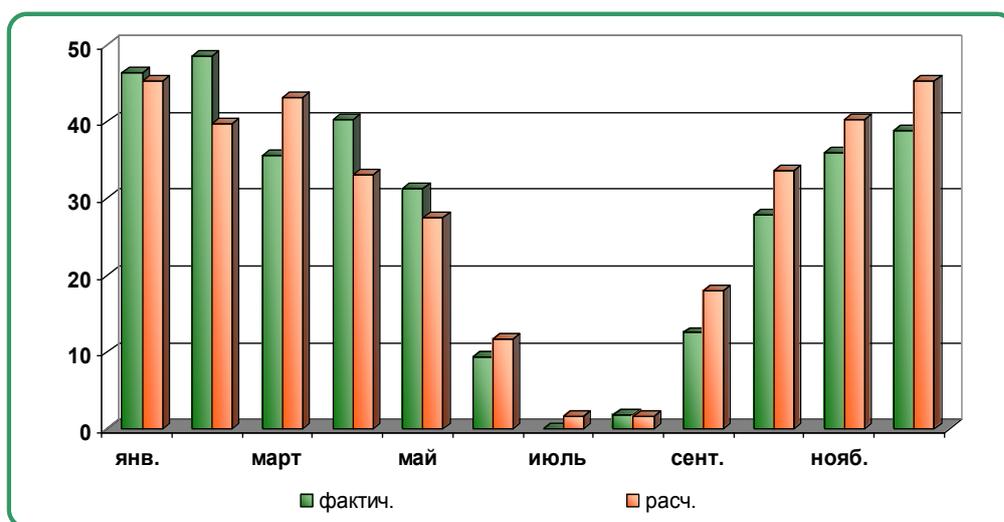


Рис.10. Расчетное и фактическое теплоснабжение в базовом 2014 г., Гкал

Водоснабжение и водоотведение осуществляется по договору № 25 холодного водоснабжения и водоотведения от 25.12.13. с ОАО «Апатитыводоканал». В соответствии с Приложением № 1 к данному договору «Апатитыводоканал» обязуется обеспечить МАОДО «ДЮСШ» в базовом 2014 г. холодной водой в объеме 304 м³ и принять сточные воды в объеме 804 м³. Суммарное потребление воды (ХВС) за 2014 г. (базовый) составило 0.245 тыс. м³,

водоотведение – 0,425 тыс. м³. Суммарные финансовые затраты на водоснабжение и водоотведение составили 9,3 тыс. руб. Сводные данные по водопотреблению и финансовые затраты за 2010-2014 гг. представлены на рис.11.

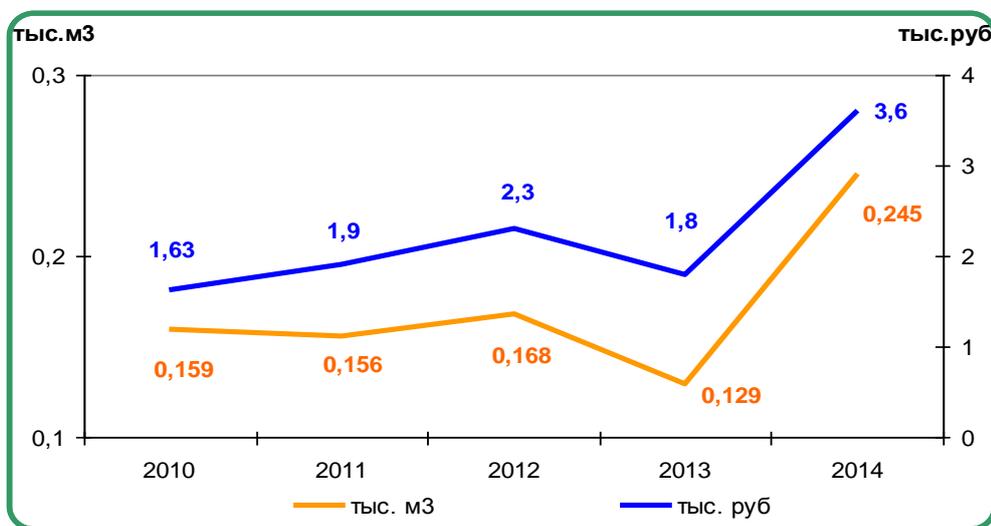


Рис.11. Динамика потребления и затраты на водопотребление

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд осуществляется централизованно. Источником водоснабжения служит городская водопроводная сеть. Ввод расположен в подвальном помещении. Подача воды обеспечивается за счет давления в наружной водопроводной сети. Основными потребителями воды являются санитарные узлы. В процессе обследования утечки сантехнического оборудования не обнаружены. Расчеты производятся по показаниям прибора учета. Направлением работы по экономии холодной воды является проведение профилактического осмотра и ремонта сантехнического оборудования на предмет утечек.

Автоматические сенсорные смесители служат для автоматического включения и отключения подачи воды, термостатического регулирования ее температуры и позволяют экономить до 50% горячей и холодной воды. Фактическое потребление горячей воды на смесительные устройства за год – 180 м³. Фактическое потребление холодной воды на смесительные устройства за год – 245 м³. Коэффициент экономии автоматических сенсорных смесителей составляет 50 %. Годовая экономия горячей воды с установленными автоматическими сенсорными смесителями составит 90 м³. Годовая экономия холодной воды с установленными автоматическими сенсорными смесителями составит 122,5 м³. При тарифе на горячую воду 15 руб/ м³ и на холодную воду 20 руб/ м³ годовая экономия в денежном выражении составит 3800 руб.

Выводы

Для совершенствования системы теплоснабжения здания муниципального бюджетного учреждения целесообразным является внедрение автоматизированного индивидуального теплового пункта с погодным регулированием, установка новых радиаторов отопления.

Литература

1. Кузнецов Н. М., Салина С. Ф. Опыт работы системы теплоснабжения г. Кировска и пути ее совершенствования / Энергетика Мурманской области в переходный период. Апатиты: Кольский научный центр РАН, 1994. С. 126-135.
2. Кузнецов Н. М., Самсонов А. В., Бебихов Ю. В. Разработка метода моделирования рационализации систем тепло-водоснабжения северных городов с применением компьютерных технологий // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, Москва, 2012. № 1. С. 28-29.
3. Кузнецов Н. М., Колмаков А. А. Применение частотно-регулируемого электропривода на насосных станциях. Актуальные проблемы энергетики // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева. 2008. Т. 70. С. 112-115.
4. Энергетический паспорт рег. № ЭП.834.063-0073-ОБ-04-15 потребителя топливно-энергетических ресурсов «Муниципальная автономная организация дополнительного образования «Детско-юношеская спортивная школа» // НП «ЕМОЭ», 2015. 52 с.
5. Кузнецов Н. М., Клюкин А. М., Трибуналов С. Н. Энергетическое обследование – основа энергосбережения // Роль технических наук в развитии общества: Сб. статей Международной научно-практической конференции. Уфа: Научный Центр "Аэтерна". 2014. С. 33-36.
6. Клюкин А. М., Кузнецов Н. М., Трибуналов С. Н. Энергетическое обследование – основа эффективного управления энергопотреблением. // Труды Кольского научного центра. Энергетика, (28), вып. 10. 2015. С.16-24.
7. Кузнецов Н. М., Клюкин А. М., Трибуналов С. Н. Отчет по результатам энергетического обследования «Муниципальная автономная организация дополнительного образования «Детско-юношеская спортивная школа» // Апатиты, ФГБУН Кольский научный центр РАН, 2014. 43 с.

Сведения об авторах

Клюкин Александр Михайлович,

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

Кузнецов Николай Матвеевич,

Заведующий лабораторией энергетической эффективности и энергосбережения КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14
Эл. почта: kuzn55@mail.ru

Трибуналов Сергей Николаевич,

Инженер лаборатории энергетической эффективности и энергосбережения КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, Академгородок, д. 14
Эл. почта: leee51@mail.ru

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 620.9 (470.21)

О.Е.Коновалова

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НАИБОЛЕЕ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Произведена экономическая оценка перспективных каскадов и отдельных малых ГЭС в центральной части и зонах децентрализованного электроснабжения Мурманской области на современном этапе.

Ключевые слова:

малая гидроэлектростанция, Кольский полуостров, капитальные вложения, себестоимость электроэнергии, чистый дисконтированный доход.

O.E.Konvalova

ECONOMIC EVALUATION OF THE MOST ATTRACTIVE SITES OF SMALL HYDRO POWER PLANTS OF THE MURMANSK REGION

Abstract

This paper made an economic evaluation perspective of the cascades and a separate small hydropower plants in the Central part and the areas of decentralized power supply of the Murmansk region at the present stage.

Keywords:

small hydro power station, Kola Peninsula, capital investment, cost of electricity, net present value.

На сегодняшний день полные потенциальные гидроэнергоресурсы рек Мурманской области оцениваются в 19.3 млрд кВт·ч в год. Наиболее экономически эффективные из них освоены. На территории области действует 17 гидроэлектростанций, вырабатывающих в среднем по водности году около 6 млрд кВт·ч электроэнергии.

В настоящее время оценка экономических гидроэнергоресурсов не производится в связи с большими затратами, значительными изменениями цен на строительные материалы и топливо и отсутствием заинтересованных сторон. А экономическая эффективность вновь возводимых объектов определяется, в основном, большей прибыльностью в сравнении с величиной прибыли, получаемой от хранения соответствующих денежных сумм в банке.

Однако в области имеется огромное количество малых и средних рек, озер и ручьев, потенциал которых пока не задействован. Использование этого потенциала представляет интерес для наиболее удаленных и децентрализованных потребителей. Технические потенциальные энергоресурсы малых рек Мурманской области оцениваются более чем в 4 млрд кВт·ч в год [1].

Наиболее перспективные створы малых ГЭС на этих реках были определены еще в 1990-е гг. при совместных изыскательских и проектных работах АО "Ленгидропроект" и Института физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН. Но до настоящего времени в силу сложных экономических условий ни одна малая ГЭС в этих створах не была построена. Было рассмотрено 30 гидроузлов на 14 реках Мурманской области. В результате всестороннего изучения были выделены 16 системных гидроузлов на 8 реках и 3 гидроузла на 3 реках для удаленных изолированных потребителей, наиболее эффективных с экономической точки зрения. По ходу исследований из рассмотрения были исключены реки Нота, Варзина, а также средняя и нижняя часть р. Умба как имеющие большое рыбохозяйственное значение. Была исключена из рассмотрения и ГЭС-3 мощностью 147 МВт на р. Рында, как не относящаяся к категории малых.

Таблица 1

Малые и средние реки, перспективные для сооружения системных малых ГЭС

Река	Количество гидроузлов малых ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Пиренга	1	6.0	29.5
Б. Оленка	2	9.8	49.1
Рында	5	61.4	125.8
Ура	2	4.6	24.0
Титовка	1	3.4	15.8
Лотта	1	2.6	12.4
Тумча	3	37.0	170.8
Умба	1	3.0	15.3
Всего	16	127.8	442.7

Таблица 2

Малые и средние реки, перспективные для сооружения изолированных малых ГЭС

Река	Количество гидроузлов малых ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Ельрека	1	0.50	2.70
Чаваньга	1	1.25	6.30
Лотта	1	2.68	1.24
Всего	3	4.43	10.24

Чтобы выяснить, какие из предлагаемых проектов на современном уровне могут быть интересны инвесторам, автором на первоначальном этапе определялись суммарные капитальные вложения в ценах на I квартал 2015 г., удельные капитальные вложения и себестоимость электроэнергии, вырабатываемой станциями

(табл.3). Затем определялся чистый дисконтированный доход (ЧДД) каждого проекта, который показывает, какая прибыль может быть получена в результате реализации проекта в течение всего срока службы гидроэлектростанции с учетом изменения

Таблица 3

Основные параметры малых ГЭС Мурманской области

№ п/п	Река	Кол-во ГЭС	Кол-во агрегатов (мощность МВт)	Суммарная установл. мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч	Капиталовложения (на I кв. 2015 г.)		Удельные капвложения долл/ кВт	Себест. эл. энергии руб/ кВт·ч	Сроки стр-ва, годы
						млрд руб.	млн долл.			
1	Пиренга	1	1	6.00	29.50	1.43	26.48	4413	3.32	3
2	Тумча, ГЭС-1,2	2	2 (12.2; 8.9)	21.10	96.30	10.11	187.2	8873	7.12	7
3	Тумча, ГЭС-3	1	2(7.955; 7.955)	16.90	74.60	14.71	272.4	16119	13.31	4
4	Б. Оленка	2	2	9.80	49.10	8.24	152.6	15563	11.34	4
5	Ура	2	2 (1.62; 3.02)	4.64	24.04	2.61	48.3	10417	7.44	7
6	Титовка	1	1	3.38	15.80	2.41	44.6	13204	10.35	4
7	Ельрека	1	1	0.50	2.70	0.24	4.4	8888	6.16	1-2
8	Чаваньга	1	2	1.25	6.30	1.04	19.2	15407	10.85	1
9	Лотга	1	1	2.68	12.4	1.81	33.5	12507	9.93	3
10	Рында-Харловка	4	7	60.03	119.6	35.19	651.66	10886	19.07	8

уровня инфляции и тарифа на электроэнергию. Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \left[\frac{\hat{A}_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_0,$$

где B_1, B_2, \dots, B_n – доход от реализации проекта в 1.2 и т.д. год в течение всего срока службы ГЭС; r – реальная процентная ставка; I_0 – инвестиции в строительство ГЭС.

Если чистый дисконтированный доход окажется отрицательным, то строительство рассматриваемого объекта невыгодно. Годовой доход ГЭС определяется годовой выработкой электроэнергии и тарифом, по которому эта энергия может быть реализована:

$$B = W \times f,$$

где W – годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; f – тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч.

В расчетах было принято, что годовая выработка ГЭС постоянна и составляет среднегодовое значение.

Реальная заемная ставка определяется по формуле:

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b}$$

и составляет 9 % при получении кредита на строительство под $n_r = 23$ % годовых и показателе инфляции $b=13$ %.

По прогнозу Центрального банка РФ [2] инфляция в 2015, 2016 и 2017 гг. ожидается на уровне 12-13, 7-9 и 4 % соответственно. И далее можно предположить, что она будет меняться в соответствии с графиком (рис.1).

Результаты расчета ЧДД показывают, что проекты строительства малых ГЭС могут быть прибыльны только при тарифе на электроэнергию выше 15 руб/кВт·ч (рис.2, 3, 4). Учитывая себестоимость электроэнергии, вырабатываемой малыми ГЭС, окупаемость проектов и чистый дисконтированный доход, из системных малых ГЭС наиболее перспективными можно признать Пиренгскую ГЭС, ГЭС Тумча-1, 2 и гидростанцию на р. Ура. Срок окупаемости проекта Пиренгской ГЭС при тарифе на электроэнергию в первый год эксплуатации 15 руб/кВт·ч и дальнейшем росте его на 5 % в год составит 4 года, а прибыль к концу 25-го года – 5.2 млрд руб. Сроки окупаемости малых ГЭС на реках Тумча (ГЭС-1, 2) и Ура при тарифе 15 руб/кВт·ч соответственно составят 9 и 10 лет, а доходность – 11.8 и 2.8 млрд руб. (рис.2). Из объектов, представленных на рис.3, наиболее экономически эффективными являются ГЭС на реках Большая Оленка и Титовка со сроками окупаемости 14 и 11 лет. Удельные капиталовложения рассчитаны при стоимости 1 долл. = 54 руб.

А самым затратным оказывается каскад ГЭС на реках Рында и Харловка, окупаемость данного проекта наступает через 24 года; практически, к концу эксплуатации станции при начальном тарифе на электроэнергию 20 руб/кВт·ч. Это объясняется значительной удаленностью места строительства, отсутствием дорог и тем, что из каскада была исключена ГЭС-3 мощностью 147 МВт. При строительстве каскада в полном составе экономический эффект наступит через 6 лет с момента пуска ГЭС, и к концу срока эксплуатации доход составит 86.8 млрд руб. при тарифе 20 руб/кВт·ч.

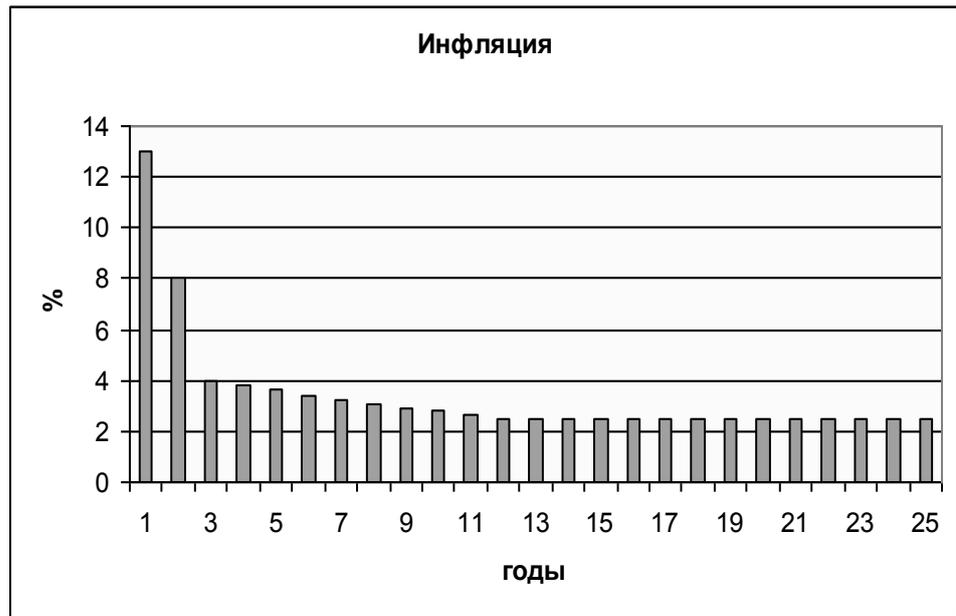


Рис.1. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России

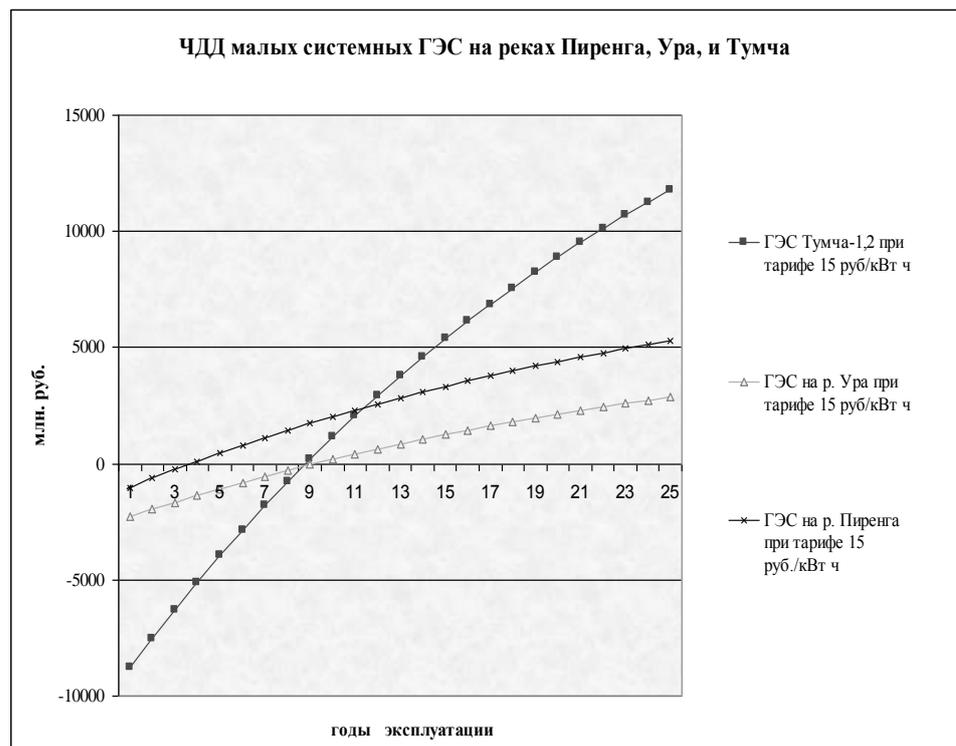


Рис.2. Чистый дисконтированный доход малых системных ГЭС на реках Пиренга, Ура, Тумча

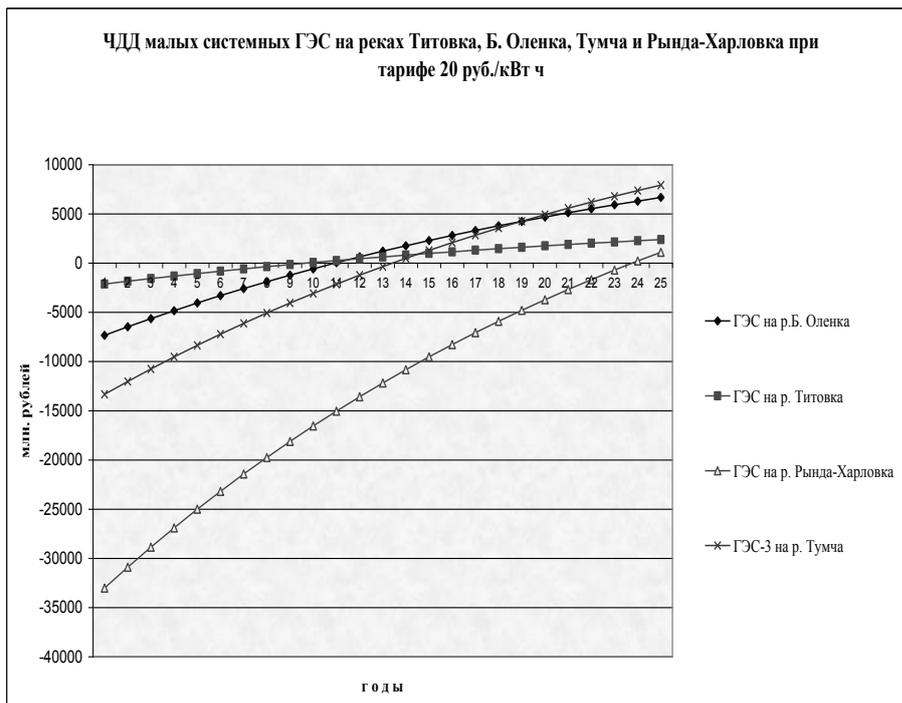


Рис.3. Чистый дисконтированный доход малых системных ГЭС на реках Титовка, Б.Оленка, Рында-Харловка и Тумча

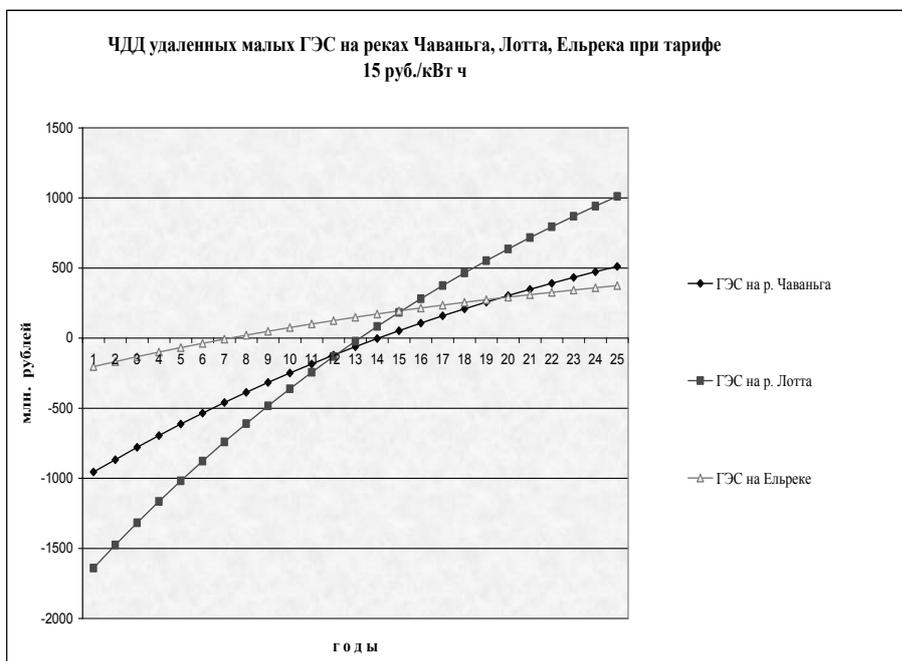


Рис.4. Чистый дисконтированный доход удаленных малых ГЭС на реках Ельрека, Чаваньга, Лотга

Из малых ГЭС для удаленных и изолированных потребителей лучшие показатели у проекта малой ГЭС на Ельреке (с. Краснощелье). Проект окупится через 7 лет при тарифе на электроэнергию 15 руб/кВт·ч и принесет чистый дисконтированный доход 373.8 млн руб. ГЭС на р. Лотта начнет приносить прибыль через 14 лет, и она составит 1 млрд руб., а Чаваньская ГЭС – через 15 лет и 511 млн руб. соответственно при тарифе 15 руб/кВт·ч (рис.4).

Принимая во внимание, что сегодня себестоимость местной электроэнергии в удаленных поселках на порядок выше тарифа на электроэнергию для централизованных потребителей (для населения области на второе полугодие 2015 г. – 2.53 руб/кВт·ч), такие проекты строительства малых ГЭС, как ГЭС на Ельреке, ГЭС – 1,2 на р. Тумча и Пиренгская ГЭС имеют право на существование. При поддержке строительства со стороны региональных властей их можно считать перспективными в ближайшие десятилетия. Остальные проекты малых ГЭС на сегодняшний день надо признать неэффективными, требующими больших капиталовложений и сроков окупаемости.

Для стимулирования развития объектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в неценовых изолированных зонах оптового рынка энергии могут быть предложены следующие меры:

- установление долгосрочных тарифов на покупку электроэнергии от объектов ВИЭ на период окупаемости;
- включение проектов ВИЭ в Федеральные целевые программы;
- сниженный или нулевой НДС на оборудование для объектов ВИЭ;
- ускоренная амортизация данного оборудования [3].

Для системных ГЭС мощностью от 5 до 25 МВт, которые в будущем будут поставлять электроэнергию в энергосистему по договорам о предоставлении мощности, предусмотрена поддержка со стороны государства в виде повышенной цены на электроэнергию в течение 15 лет. Однако правила получения государственных субсидий не так просты и прозрачны и требуют соблюдения ряда требований и согласований. При этом субсидия, предоставляемая владельцу генерирующего объекта, не превышает 50 % стоимости технологического присоединения малой ГЭС к сети и составляет не более 30 млн руб. на один объект.

Выводы

1. Мурманская область располагает достаточно большим техническим потенциалом гидроэнергоресурсов малых рек (4 млрд кВт·ч в год), однако воплощение в жизнь уже хорошо проработанных проектов малых ГЭС требует в сегодняшних экономических условиях значительных капитальных вложений.

2. Срок окупаемости объектов малой гидроэнергетики на Кольском полуострове в сложившейся экономической ситуации колеблется в больших пределах (от 3 до 15 лет) при довольно высоком тарифе на электроэнергию (15-20 руб/кВт·ч). Однако себестоимость электроэнергии, которую получают местные жители удаленных изолированных населенных пунктов от дизельных электростанций, сопоставима с заложенными в расчеты тарифами.

3. Анализ экономической эффективности рассмотренных проектов позволяет сделать вывод о целесообразности строительства в ближайшей перспективе Пиренгской ГЭС, ГЭС-1, 2 на р. Тумча и ГЭС на Ельреке при поддержке государства и региональных властей.

Литература

1. Оценка запасов и эффективности использования энергии ветра и малых рек в районах Европейского Севера России: Отчет о НИР / ИФТПЭС КНЦ РАН; Руководитель Минин В. А., отв. исполнитель Дмитриев Г. С. № ГР 01920015356, Инв. № 02960003984. Апатиты, 1995. 213 с.
2. Прогноз инфляции в России на 2015, 2016, 2017 годы [Электронный ресурс]. URL: <http://rcsme.ru/ru>
3. Хабачев Л. Д., Плоткина У. И. Экономические методы поддержки развития объектов малой распределенной энергетики // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономич. науки. 2014. № 6(209). С. 26-33.

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна,

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

УДК 628.81

А. В. Бежан

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛООВОГО АККУМУЛЯТОРА

Аннотация

Изучена работа водяного аккумулятора тепла совместно с переменным источником энергии, например, ветроэнергетической установкой. Приведены результаты математического моделирования возможных режимов работы водяного теплового аккумулятора.

Ключевые слова:

энергия, тепловой аккумулятор, математическое моделирование.

A. V. Bezhan

SIMULATION OF HEAT ACCUMULATOR MODES

Abstract

Studying the works of water heat accumulator, together with a variable source of energy, such as wind power installation. The results of mathematical modeling of possible modes of water heat accumulator.

Keywords:

energy, heat storage, mathematical modeling.

Водяной тепловой аккумулятор (ТА) представляет собой ёмкость, которая в зависимости от назначения может быть использована для накопления, хранения и расходования воды. Использование ТА целесообразно в комплексе с источником энергии, например, ветроэнергетической установкой, во время работы которой периодически могут возникать избытки энергии, которые

можно запастись и использовать с пользой. В водяном ТА такая энергия будет храниться в виде горячей воды и в дальнейшем может использоваться на различные технологические и хозяйственно-бытовые нужды.

В общем виде работа водяного ТА показана на рис.1. Вода с температурой $T_{TA}^{(0)}$ по подающему трубопроводу поступает в ТА в количестве v_{TA} . В нём она смешивается с водой аккумулятора, имеющей температуру T_{TA} , нагревая её или охлаждая. Одновременно вода из ТА с температурой T_{TA} и в количестве v_{TA} удаляется по обратному трубопроводу, где в дальнейшем она либо догревается, либо сразу направляется на различные нужды. Далее вода повторяет своё движение.



Рис.1. Схема движения теплоносителя водяного теплового аккумулятора

Для рассмотрения теплового баланса ТА можно обратиться к рис.2. Количество тепловой энергии, содержащейся внутри аккумулятора в виде нагретой воды, всё время меняется. Оно зависит от количества тепла, поступающего в аккумулятор $Q_{TA}^{(0)}$ и удаляемого из него Q_{TA} , а также от тепловых потерь через стенки теплового аккумулятора Q_{nom} .

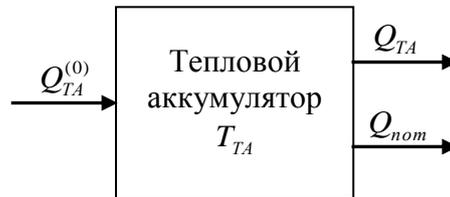


Рис.2. Схематическое изображение теплового баланса водяного теплового аккумулятора

Математически это можно записать следующим образом:

$$\frac{d(V_{TA}C_p T_{TA})}{dt} = Q_{TA}^{(0)} - Q_{TA} - Q_{nom} \quad (1)$$

или

$$\frac{d(V_{TA}C_p T_{TA})}{dt} = v_{TA}C_p T_{TA}^{(0)} - v_{TA}C_p T_{TA} - K_{TA}F_{TA}(T_{TA} - T_{\epsilon}), \quad (2)$$

где V_{TA} и T_{TA} – соответственно объём и температура воды теплового аккумулятора, m^3 и $^{\circ}C$; C_p – теплоёмкость воды, $кВт \cdot ч / m^3 \cdot град$; v_{TA} – расход воды, поступающей и выходящей из ТА, $m^3/ч$; $T_{TA}^{(0)}$ – температура воды, поступающей в аккумулятор, $^{\circ}C$; K_{TA} – коэффициент теплоотдачи аккумулятора, $кВт / m^2 \cdot град$; F_{TA} – площадь поверхности стенок аккумулятора, m^2 ; T_g – температура внутреннего воздуха помещения, $^{\circ}C$.

Проинтегрировав уравнение (2), можно получить экспоненциальную зависимость температуры водяного теплового аккумулятора от времени при начальных условиях ($t=0$) T_{TA_0} , v_{TA_0} , $T_{TA_0}^{(0)}$, $T_{в_0}$:

$$\dot{\Theta}_{\dot{\Theta}} = \frac{v_{\dot{\Theta}} T_{\dot{\Theta}}^{(0)} + \frac{K_{\dot{\Theta}} F_{\dot{\Theta}} \dot{\Theta}_{\dot{\Theta}}}{C_p}}{v_{\dot{\Theta}} + \frac{K_{\dot{\Theta}} F_{\dot{\Theta}}}{C_p}} + \left(\exp \left[- \left(\frac{v_{\dot{\Theta}}}{V_{\dot{\Theta}}} + \frac{K_{\dot{\Theta}} F_{\dot{\Theta}}}{V_{\dot{\Theta}} C_p} \right) \cdot t \right] \right) \cdot \left(T_{\dot{\Theta}_0} - \frac{v_{\dot{\Theta}_0} T_{\dot{\Theta}_0}^{(0)} + \frac{K_{\dot{\Theta}_0} F_{\dot{\Theta}_0} \dot{\Theta}_{\dot{\Theta}_0}}{C_p}}{v_{\dot{\Theta}_0} + \frac{K_{\dot{\Theta}_0} F_{\dot{\Theta}_0}}{C_p}} \right). \quad (3)$$

Работа теплового аккумулятора возможна в трёх режимах: зарядки, разрядки и ожидания (сохранения накопленного объёма тепловой энергии).

При выполнении расчётов, демонстрирующих поведение ТА в режимах зарядки и разрядки, было принято допущение, что аккумулятор настолько хорошо теплоизолирован, что тепловые потери через стенки ТА можно не учитывать.

1. Режим зарядки.

Зарядке ТА соответствует условие $Q_{TA}^{(0)} > Q_{TA}$ ($T_{TA}^{(0)} > T_{TA}$). В этом случае температура воды в аккумуляторе повышается. Используя выражение (3), можно посмотреть, как будет меняться температура воды ТА в зависимости от изменения параметров V_{TA} и v_{TA} .

На рисунке 3а приведены графики зависимости возрастания температуры воды аккумулятора от времени. Чтобы при начальной температуре $20^{\circ}C$ нагреть воду до $95^{\circ}C$ потребуется 3 дня. Это при $V_{TA}=50 m^3$ (рис.3а, кривая 1). А уже при $V_{TA}=150 m^3$ потребуется около 5 суток (рис.3а, кривая 4).

На рис.3б показано, как менялся бы график температуры воды теплового аккумулятора объёмом $150 m^3$ в случае поступления в ТА воды с температурой $T_{TA}^{(0)}=95^{\circ}C$, но в различном количестве 1, 2, 4 и $10 m^3/ч$ и начальной температуре воды $T_{TA_0}=20^{\circ}C$. Естественно, чем больше расход воды v_{TA} , тем быстрее ТА способен зарядиться (рис.3б, кривая 4).

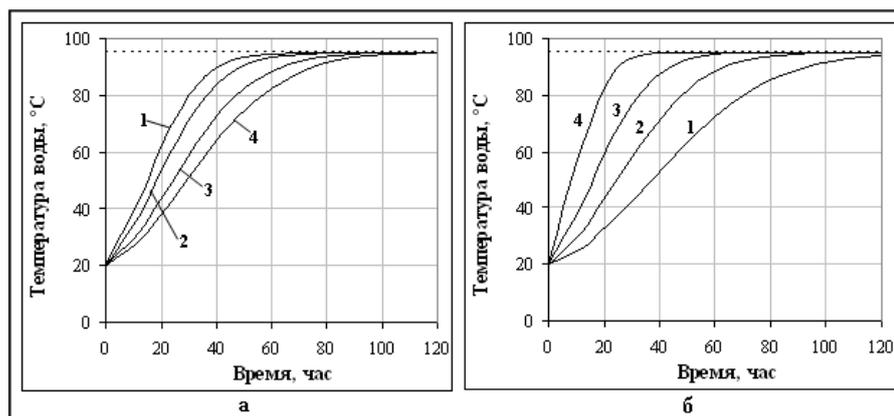


Рис.3. Кривые зарядки водяного теплового аккумулятора

а – при расходе и температуре воды соответственно $v_{TA} = 1.5 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $T_{TA}^{(0)} = 95 \text{ °C}$, кривые 1-4 соответствуют объёму теплового аккумулятора 50, 70, 110 и 150 м^3 ;
 б – при расходе воды $v_{TA} = 1, 2, 4$ и $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ соответственно; кривые 1-4

2. Режим разрядки

Такой режим работы ТА характеризуется условием: $Q_{TA}^{(0)} < Q_{TA} (T_{TA}^{(0)} < T_{TA})$. В зависимости от величины объёма ТА возможна разная динамика его разрядки. Основные исходные данные остаются те же, что и в предыдущем случае. Результаты расчётов приведены на рис.4а. При начальной температуре воды в аккумуляторе $T_{TA}^{(0)} = 95 \text{ °C}$ и постоянной температуре воды в подающем трубопроводе $T_{TA}^{(0)} = 35 \text{ °C}$ время на разрядку аккумулятора до температуры $T_{TA}^{(0)}$ составляет 2.5 суток (при объёме аккумулятора 50 м^3), 3 суток (при 70 м^3), около 4 суток (при 110 м^3) и 5 суток (при 150 м^3).

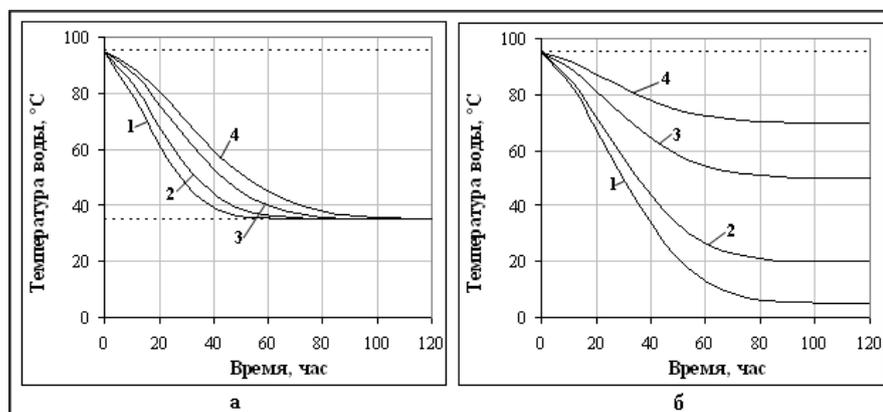


Рис.4. Кривые разрядки водяного теплового аккумулятора

а – при расходе и температуре воды соответственно $v_{TA} = 1.5 \text{ м}^3/\text{ч}$ и $T_{TA}^{(0)} = 35 \text{ °C}$, кривые 1-4 соответствуют объёму теплового аккумулятора 50, 70, 110 и 150 м^3 ;
 б – при различных значениях температуры поступающей воды, кривые 1-4 соответствуют температуре $T_{TA}^{(0)}$ 5, 20, 50 и 70 °C

Было оценено изменение температуры воды теплового аккумулятора при различных значениях температуры поступающей воды $T_{TA}^{(0)}$, объём аккумулятора равен 150 м^3 , расход воды $1.5 \text{ м}^3/\text{ч}$. На рис.4б представлено семейство кривых, соответствующих температуре $T_{TA}^{(0)}$ 5, 20, 50 и $70 \text{ }^\circ\text{C}$. При отсутствии источника энергии $T_{TA}^{(0)}=5 \text{ }^\circ\text{C}$ снижение температуры воды в аккумуляторе будет иметь более чётко выраженный убывающий характер (рис.4б, кривая 1). Из графика видно, что примерно через 4 суток температура воды в аккумуляторе опустится до значения $T_{TA}^{(0)}=5 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. Режим ожидания (хранения тепловой энергии)

При таком состоянии теплового аккумулятора расход воды, поступающей в ТА и выходящей из него равен нулю ($v_{TA}=0 \text{ м}^3/\text{ч}$), соответственно $Q_{TA}^{(0)} = Q_{TA} = 0$.

В случае, если ТА разряжен, то он находится в режиме ожидания энергии от источника и её последующего сохранения. Если аккумулятор заряжен полностью или частично, то энергия, накопленная в нём в виде нагретой воды, хранится до момента, когда возникнет необходимость в её использовании. И в одном, и в другом случаях ТА теряет в каждый промежуток времени небольшое количество энергии, равное тепловым потерям через стенки аккумулятора (за исключением случая, когда T_{TA} равна температуре внутреннего воздуха T_e).

Тогда тепловой баланс аккумулятора тепла будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{d(V_{TA} C_p T_{TA})}{dt} = -K_{TA} F_{TA} (T_{TA} - T_e). \quad (4)$$

Отсюда (по аналогии с формулой (3)) изменение температуры воды ТА можно выразить как:

$$T_{TA} = T_b + \left(\exp \left[-\frac{K_{TA} F_{TA}}{V_{TA} C_p} \cdot t \right] \right) \cdot (T_{TA_0} - T_{b_0}). \quad (5)$$

Представляет интерес, насколько быстро будет охлаждаться вода ТА в зависимости от величины коэффициента теплоотдачи аккумулятора K_{TA} .

Если предположить, что ТА идеально изолирован, то тепловые потери равны нулю ($K_{TA}=0$), температура воды ТА остаётся неизменной, что и иллюстрирует рис.5а, кривая 1. В реальности такой процесс трудноосуществим, и температура воды будет уменьшаться тем быстрее, чем больше величина коэффициента теплоотдачи (рис.5а). Даже если постараться свести к минимуму тепловые потери, температура воды ТА всё равно опустится до отметки температуры внутреннего воздуха помещения T_b , где установлен аккумулятор тепла (в нашем случае $T_b = 20 \text{ }^\circ\text{C}$).

На рисунке 5б показано, как менялась бы температура воды ТА в зависимости от температуры помещения. В случае, если ТА установлен в отапливаемом помещении, температура внутреннего воздуха которого

поддерживается на уровне 20 °С, аккумулятор будет охлаждаться согласно кривой 1 на рис.5б.

Тепловой аккумулятор может быть установлен в помещении, в котором отсутствуют обогревательные устройства, и при $T_{в}=0$ °С температура воды ТА опустится до значения 0 °С через 13 дней (рис.5б, кривая 2), а уже при $T_{в} = -20$ °С температура воды ТА достигнет отметки 0 °С через 7/5 суток (рис.5б, кривая 3).

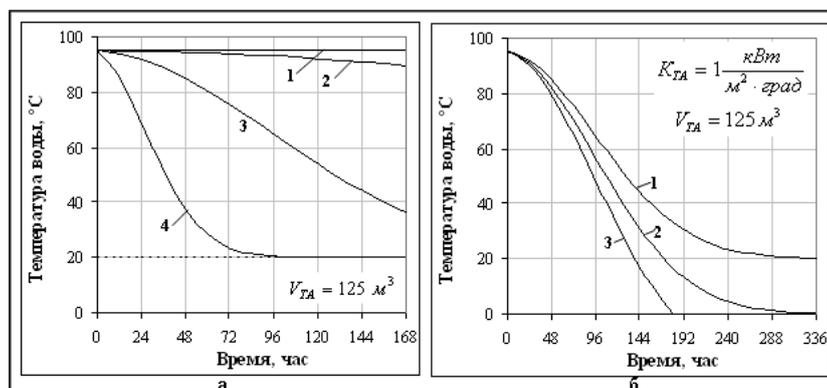


Рис.5. Зависимость температуры воды водяного теплового аккумулятора от времени:
 а – при изменении коэффициента теплоотдачи аккумулятора, кривые 1-4 соответствуют $K_{ТА}$ 0; 0.05; 1 и 10 $\text{кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$;
 б – при различных значениях температуры внутреннего воздуха помещения, кривые 1-3 соответствуют $T_{в}$ 20, 0 и -20 °С

Выводы

1. Использование теплового аккумулятора совместно с источником энергии, во время работы которого возникают избытки энергии, способствует повышению энергоэффективности работы такой комбинированной системы. В водяном тепловом аккумуляторе эти избытки будут храниться в виде горячей воды и в дальнейшем могут использоваться на различные нужды по мере необходимости.

2. Получена математическая модель водяного теплового аккумулятора, позволяющая моделировать различные режимы его работы.

3. Практическое использование полученной математической модели позволит прогнозировать изменение температуры воды в аккумуляторе в зависимости от характера поступления энергии от источника.

4. Применение представленной модели теплового аккумулятора может быть использовано в дальнейшем для исследований поведения водяного теплового аккумулятора в тепловых системах коммунального и технологического назначения.

Сведения об авторе

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

Научное издание

ТРУДЫ
КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН

ЭНЕРГЕТИКА
Выпуск 11

Редактор В. И. Хяргинен
Технический редактор В. Ю. Жиганов

Подписано к печати 18.11.2015
Формат бумаги 60x84 1/8.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Times/Cyrillic
Усл. печ. л. 11.04. Заказ № 25. Тираж 300 экз.

Российская Академия Наук

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