



Российская Академия Наук

ТРУДЫ

Кольского научного центра РАН

3/2012 (11)

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 5

Труды Кольского научного центра РАН

1 / 2011

Апатиты
2011

**ТРУДЫ КОЛЬСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
№ 1/2012 (11)**

ЭНЕРГЕТИКА

выпуск 5

**УДК 621.314
ISBN**

Труды Кольского научного центра РАН

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

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

Редколлегия серии «Энергетика»:
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)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	
Коровкин Н.В., Ткаченко С.В. Уравнения и схема замещения длинной линии с учетом излучения электромагнитной энергии.....	7
Ефимов Б.В., Гумерова Н.И., Кузнецов Т.К., Данилин А.Н., Селиванов В.Н. Численный и экспериментальный анализ развития грозových перенапряжений на подстанциях.....	17
Ефимов Б.В., Невретдинов Ю.М., Власко Д.И., Востриков А.О. Регистрация грозových перенапряжений на подстанции.....	28
Куклин Д.В. Расчет импульсных сопротивлений заземлителей различной формы опор линий электропередачи с помощью метода конечных разностей во временной области.....	37
Шаповалов А.Н. Влагопоглощение консервированной древесины воздушных линий.....	41
Шаповалов А.Н. Материал конструкций воздушных линий распределительных сетей.....	49
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ	
Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Кизенков А.Н., Селиванов В.Н., Якубович М.В. Способы снижения уровня наведенного напряжения на ремонтируемой двухцепной линии электропередачи....	56
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Гольдштейн В.Г., Гундаев А.В., Васильева Н.С. Инновационные методы решения проблем надежного энергоснабжения мегаполисов.....	67
Дунаева А.Д., Колцун М., Полякова М.П. Реализация проблем управления на примере электрической системы Республики Словакия.....	72

Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А., Фастий Г.П.	Анализ технических потерь электроэнергии в системе электроснабжения комбината «Североникель» (г.Мончегорск)	76
Кубарьков Ю.П., Фомин П.В.	Некоторые особенности построения математической модели для устройства адаптивного отключения нагрузки	86
Шелушенина О.Н., Дашков В.М., Кубарьков Ю.П.	Обеспечение резервного питания потребителей от энергосистемы при работе мини-ТЭС в автономном режиме	92
Коновалова О.Е.	Состояние ГЭС Кольского полуострова.....	97

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Минин В.А.	Перспективы внедрения возобновляемых источников энергии в топливно-энергетический баланс Мурманской области.....	106
------------	--	-----

**TRANSACTIONS OF KOLA SCIENCE CENTRE
OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
№ 1/2012 ()**

ENERGY TECHNOLOGY

CONTENTS

	Page
PHYSICOTECHNICAL PROBLEMS OF POWER ENGINEERING	
Korovkin N.V., Tkachenko C.V. Equations and equivalent circuit of transmission line with taking into account the radiation of electromagnetic energy	7
Efimov B.V., Gumerova N.I., Kuznetsov T.K., Danilin A.N., Selivanov V.N. Numerical and experimental analysis of the development of lightning overvoltages on the substations.....	17
Efimov B.V., Nevretdinov Y.M., Vlasko D.I., Vostrikov A.O. Registration of lightning overvoltages in the substation.....	28
Kuklin D.V. Calculations of transient resistance of transmission line towers' groundings using finite difference time domain method.....	37
Shapovalov A.N. Water absorption of canned wood air lines.....	41
Shapovalov A.N. Construction material of air lines distribution networks..	49
ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY	
Danilin A.N., Efimov B.V., Kizenkov A.N., Selivanov V.N., Yakubovich M.V. The ways to reduce induced voltages on a deenergized circuit in a double-circuit transmission line.....	56
ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY CONSERVATION	
Goldshstein V.G. Gundaev A.V. Vasilyeva N.S. Kokin S.E. Innovative methods for solving of megalopolises reliable power supply problems.....	67
Dunaeva A.D. Kolcun M. Polyakova M.P. Solving power system control problems on the example of the Slovak Republic	72

Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A., Fastiy G.P.	The analysis of technical losses of electric power in the system of the electrical supply of the industrial complex «North Nickel» (Monchegorsk).....	76
Koubarkov Y., Fomin P.	Some features of the mathematical model construction for the device of adaptive switching-off of the load.....	86
Shelushenina O., Dashkov V., Kubarkov Y.	Maintenance of the stand-by feed of customers from a power system by activity mini-pec in an autonomous mode.....	92
Konovalova O.E.	Condition of hydropower stations in the Kola Peninsula.....	97

RENEWABLE ENERGY

Minin V.A.	Prospects for the implementation of renewable energy sources in fuel and energy balance of Murmansk region	106
------------	---	-----

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.31

Н.В.Коровкин, С.В.Ткаченко

УРАВНЕНИЯ И СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛИННОЙ ЛИНИИ С УЧЕТОМ ИЗЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭНЕРГИИ*

Аннотация

В настоящей работе рассмотрен подход, позволяющий приближенно учитывать поверхностный эффект, эффект близости и излучение электромагнитной энергии в проводах линий. Подход основан на обобщении системы телеграфных уравнений. Область применения результатов – расчеты процессов в распределенных системах (длинных линиях) при действии импульсов с нано- и пикосекундными фронтами.

Ключевые слова:

телеграфные уравнения, длинные линии, поверхностный эффект, эффект близости, излучение электромагнитной энергии, функция Грина, уравнение Поклинттона.

N.V.Korovkin, S.V.Tkachenko

EQUATIONS AND EQUIVALENT CIRCUIT OF TRANSMISSION LINE WITH TAKING INTO ACCOUNT THE RADIATION OF ELECTROMAGNETIC ENERGY

Abstract

In the present work is considered an approach allowing simultaneously take into account the skin effect, proximity effect and radiation of electromagnetic energy from wires of transmission lines. The approach is based on generalization of the telegrapher's equations. A scope of results – calculations of processes in the distributed systems (transmission lines) under influence of impulses with nano- and picoseconds fronts.

Key words:

Telegrapher's equations, transmission lines, skin effect, proximity effect, radiation of electromagnetic energy, Green's function, Poklington's equation.

Целью настоящей работы является создание подхода, позволяющего одновременно учитывать поверхностный эффект, эффект близости и излучение электромагнитной энергии в проводах линий, основанного на обобщенной системе телеграфных уравнений.

Общей современной тенденцией является расширение диапазона частот электромагнитных влияний. Так, многие воздействия, рассматриваемые в задачах ЭМС, имеют в своем спектре частоты порядка единиц гигагерц и выше. Это делает актуальной разработку математических моделей, адекватно воспроизводящих динамику процессов в весьма широком диапазоне частот. Необходимо отметить, что к настоящему времени хорошо развиты методы, позволяющие рассчитывать системы при высоких (до терагерц) частотах с учетом излучения электромагнитной энергии (например, метод моментов), но не позволяющие учитывать поверхностный эффект и эффект близости, и, в частности, дополнительные потери и дополнительное затухание, вносимые этими эффектами. С другой стороны, методы, позволяющие учитывать поверхностный эффект и эффект близости, также хорошо известны, не позволяют рассчитывать системы с учетом излучения.

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

При разработке математических моделей, предназначенных для использования в широком диапазоне частот, необходимо учитывать, что электромагнитные параметры объектов являются функциями частоты и распределены в пространстве. Правильное отражение именно этих свойств реальных объектов представляет основную сложность при математическом моделировании. В классической формулировке телеграфные уравнения не дают возможности учитывать частотные свойства объектов, однако для практических расчетов в работах многих авторов обоснован и широко используется подход, позволяющий учитывать изменение эквивалентных параметров системы от частоты в тех случаях, когда эти зависимости носят монотонный или близкий к нему характер [1-2]. Правомочность использования этих моделей неоднократно подтверждалась сопоставлениями с экспериментальными результатами. Методы учета эффекта излучения электромагнитной энергии проводами линии, находящиеся в рамках телеграфных уравнений, напротив, развиты весьма слабо. Поэтому их развитие представляет значительный интерес.

Уравнения длинной линии с учетом излучения

Рассмотрим горизонтальную линию, проходящую над плоской проводящей поверхностью. К концам линии подсоединены произвольные нагрузки (1 и 2 на рис.1). На рассматриваемую цепь действует импульс электромагнитного поля, распространяющегося в пространстве в виде плоской волны. Будем искать токи и напряжения в линии при следующих допущениях. Проводимость воздуха равна нулю, проводимость земли бесконечно велика, активное сопротивление провода равно нулю. Пусть ϵ_0, μ_0 – электрическая и магнитная постоянные, ϵ, μ – относительная диэлектрическая и магнитная проницаемости земли, a – радиус провода, h – высота подвеса провода, \vec{E}^{ext} – вектор напряженности электрического поля, действующего на систему, k – волновой вектор.

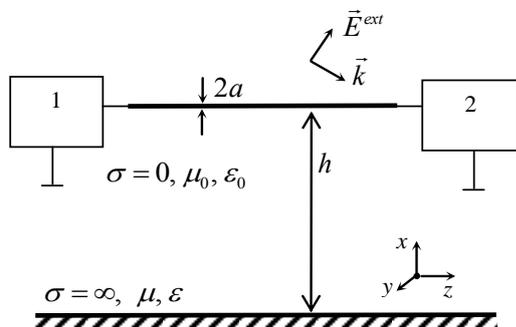


Рис.1. Система «провод над землей» при действии внешнего электромагнитного поля

Уравнения для электродинамических векторного A и скалярного U потенциалов электромагнитного поля имеют вид [5]:

$$\begin{cases} \nabla^2 \vec{A} - \epsilon\mu \frac{\partial^2 \vec{A}}{\partial t^2} = -\mu \vec{J}_e, \\ \nabla^2 U - \epsilon\mu \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = -\frac{\rho}{\epsilon}. \end{cases} \quad (1)$$

где \vec{J}_e – плотность тока, наведенного внешним электромагнитным полем в проводе, ρ – объемная плотность электрического заряда в проводе, обусловленные действием внешнего поля. Переходя в комплексную область и учитывая, что векторный потенциал имеет только z -компоненту, имеем:

$$\begin{cases} \nabla^2 \dot{A}_z + K^2 \dot{A}_z = -\mu \dot{J}_z, \\ \nabla^2 \dot{U} + K^2 \dot{U} = -\frac{\dot{\rho}}{\varepsilon}, \end{cases} \quad (2)$$

где $K = \omega/V_c$ – волновое число, V_c – скорость света. Решение волновых уравнений (2) для совокупности точечных зарядов и элементарных токов в декартовой системе координат имеет вид:

$$\begin{aligned} \dot{A}_z(z) &= \frac{\mu}{4\pi_0} \int_0^l \dot{I}(z') \hat{g}(z, z') dz', \quad \dot{U}(z) = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \int_0^l \rho(z') \hat{g}(z, z') dz', \\ \hat{g}(z, z') &= \frac{e^{-jK\sqrt{(z-z')^2 + a^2}}}{\sqrt{(z-z')^2 + a^2}} - \frac{e^{-jK\sqrt{(z-z')^2 + 4h^2}}}{\sqrt{(z-z')^2 + 4h^2}}. \end{aligned} \quad (3)$$

Из принципа непрерывности электрического тока:

$$\dot{\rho} = -\frac{1}{j\omega} \nabla \vec{J} = -\frac{1}{j\omega} \frac{d\dot{I}(z)}{dz}.$$

И второго уравнения (2), получим:

$$\dot{U}(z) = -\frac{1}{j\omega \cdot 4\pi\varepsilon_0} \int_0^l \frac{\partial \dot{I}(z')}{\partial z'} \hat{g}(z, z') dz'. \quad (4)$$

Из допущения о равенстве нулю активного сопротивления провода, граничное условие на его поверхности имеет вид равенства нулю касательной составляющей вектора напряженности электрического поля: $\vec{e}_x \times (\vec{E}^{ext} + \vec{E}^s) = 0$, где \vec{E}^s – напряженность электрического поля, обусловленного токами, протекающими в системе «провод над землей», \vec{E}^{ext} – напряженность внешнего поля, действующего на электромагнитную систему. Таким образом:

$$\dot{E}_z^s + \dot{E}_z^{ext} = 0. \quad (5)$$

Выразим \dot{E}_z^s через электродинамические векторный и скалярный потенциалы:

$$\dot{E}_z^s = -j\omega \dot{A}_z - \frac{\partial \dot{U}(z)}{\partial z} = -j\omega \frac{\mu}{4\pi_0} \int_0^l \dot{I}(z') \hat{g}(z, z') dz' - \frac{\partial \dot{U}(z)}{\partial z}. \quad (6)$$

Подставив выражение (6) в (5), получим следующее уравнение:

$$\frac{\partial \dot{U}(z)}{\partial z} = -j\omega \frac{\mu}{4\pi} \int_0^l \dot{I}(z') \hat{g}(z, z') dz' + \dot{E}_z^{ext}(z). \quad (7)$$

Возьмем по частям интеграл в (7) и используя тождество $\frac{\partial \hat{g}(z, z')}{\partial z'} = -\frac{\partial \hat{g}(z, z')}{\partial z}$, получим:

$$\dot{U}(z) = -\frac{1}{j\omega \cdot 4\pi\epsilon} \left[\hat{g}(z, l) \dot{I}(l) - \hat{g}(z, 0) \dot{I}(0) + \frac{d}{dz} \int_0^l \dot{I}(z') \hat{g}(z, z') dz' \right]. \quad (8)$$

Введем обозначение для интеграла свертки $\hat{F}\{I(z)\} = \int_0^l \hat{g}(z, z') I(z') dz'$ и, используя его, перепишем уравнения (6) и (8) в виде системы уравнений, описывающей процессы в системе «провод конечной длины над проводящей поверхностью»:

$$\begin{cases} \frac{d\dot{U}}{dz} = -j\omega \frac{\mu}{4\pi} \hat{F}\{\dot{I}(z)\} + \dot{E}_z^{ext}(z), \\ \frac{d\hat{F}\{\dot{I}(z)\}}{dz} = -j\omega 4\pi\epsilon \dot{U}(z) - \hat{g}(z, l) \dot{I}(l) + \hat{g}(z, 0) \dot{I}(0). \end{cases} \quad (9)$$

Полученная система уравнений, имеет вид системы телеграфных уравнений и описывает процессы в линии длиной l с учетом излучения электромагнитной энергии. В [4] она была названа системой обобщенных телеграфных уравнений.

Математическая модель линии с учетом эффекта излучения

Рассмотрим далее построение математической модели линии конечной длины в следующей постановке. Будем рассматривать линию длиной l , с проводом радиуса “ a ”, расположенную параллельно проводящей поверхности на высоте h от нее. Ток в линии возбуждается падающей внешней электромагнитной волной или (и) создается сосредоточенными источниками. Предполагается также, что на концах линии заданы либо ток, либо напряжение (как, например, на левом конце линии, представленной на рис.2), либо имеется связь между током и напряжением (как на правом конце линии, представленной на рис.2). Будем также предполагать, что в начальный момент времени напряжение и ток в линии отсутствуют. Отметим, что последнее допущение принимается только в целях минимизации выкладки.

Интегро-дифференциальные уравнения (9) для рассматриваемой задачи, полученные в предположении об отсутствии потерь в линии, приведены выше в них.

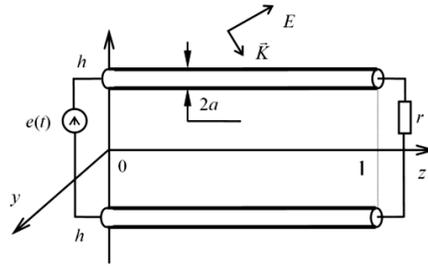


Рис.2. Возбуждение длинной линии внешним электромагнитным полем

Уравнения (9) следует дополнить начальными: $rI(z)|_{t=0}=0$, $UI(z)|_{t=0}=0$, а также граничными условиями. Как уже отмечалось, выбор граничных условий может быть различен. Здесь примем $U(0)=e(t)$, $U(l)=rI(l)$. Возможность рассчитывать процессы при различных граничных условиях является важной, так как они используются для объединения моделей в системы и соединения их с нагрузками. Выполним регуляризацию уравнений. Вблизи $z'=z$ модуль функции Грина имеет ярко выраженный максимум. Поэтому в целях существенного улучшения численных свойств задачи представим функцию $\widehat{F}\{I(z)\}$ в виде:

$$\widehat{F}\{I(z)\} = F\{I(z)\} + I(z)R(z), \quad (10)$$

$$\text{где } R(z) = \int_0^{\ell} g_r(z, z') dz', \quad g_r(z, z') = \frac{1}{\sqrt{(z-z')^2 + a^2}} - \frac{1}{\sqrt{(z-z')^2 + 4h^2}}.$$

Функцию $g_r(z, z')$ естественно назвать регулирующей функцией для функции Грина $\widehat{g}_r(z, z')$, а функцию $R(z)$ – регуляризующей функцией (регуляризатором) исходной задачи. Интеграл в (10) может быть взят аналитически

$$R(z) = \ln \frac{(z + \sqrt{z^2 + a^2})(z - \ell + \sqrt{(z - \ell)^2 + 4h^2})}{(z + \sqrt{z^2 + 4h^2})(z - \ell + \sqrt{(z - \ell)^2 + a^2})}. \quad (11)$$

Подставляя (10) в (9), имеем:

$$\begin{cases} \frac{dU(z)}{dz} + L'(z)pI(z) = -\frac{\mu}{4\pi} pF\{I(z)\} + E(h, z) \\ \frac{dI(z)}{dz} + C'(z)pU(z) = -\frac{1}{R(z)} \frac{\partial F\{I(z)\}}{\partial z} - D(z) \end{cases}, \quad (12)$$

$$\text{где } D(z) = \left[I(z) \frac{dR(z)}{dz} + \widehat{g}(z, \ell)I(\ell) - \widehat{g}(z, 0)I(0) \right] / R(z),$$

$$L'(z) = \frac{\mu}{4\pi} R(z), \quad C'(z) = \frac{4\pi\epsilon}{R(z)} - \text{ могут быть интерпретированы как некоторые}$$

приближения к соответственно погонной индуктивности и погонной емкости линии. Графики функций $L'(z)$ и $C'(z)$ представлены на рис.3 для случая $a=0.005$ м, $h=6$ м, $\ell=100$ м. Величины $L'_G(z)$ и $C'_G(z)$, представленные на рис.3, являются

соответственно погонными геометрическими индуктивностью и емкостью двухпроводной линии, используемыми в приближениях телеграфных уравнений. Отличие L' от L'_G в середине линии может быть приближенно оценено из соотношения $L'(z)|_{z=\ell/2} = L'_G - 4(h^2 - a^2)/\ell^2$. Оценка для C' и C'_G имеет аналогичную степень малости. Таким образом, $\ell \gg h$, $L' \rightarrow L'_G$.

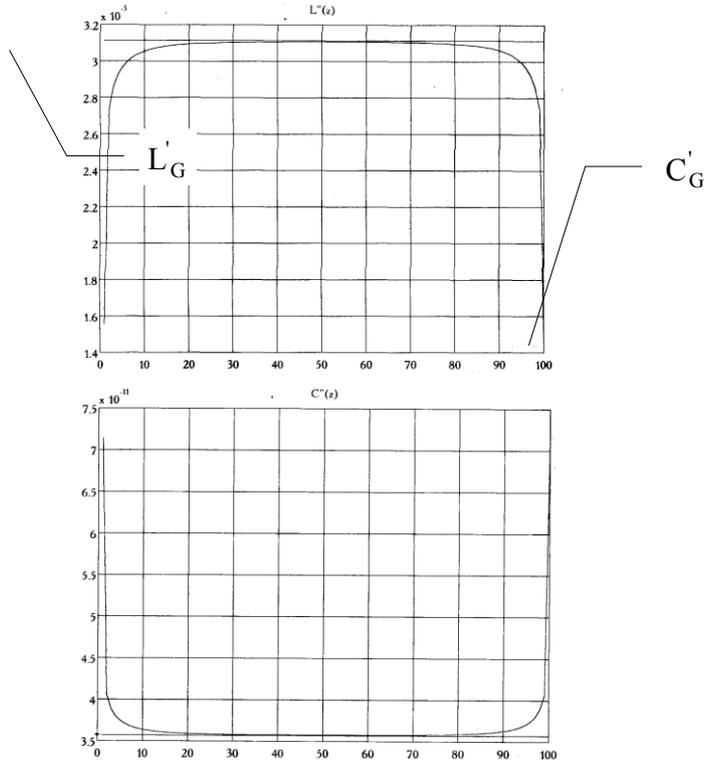


Рис.3. Приближенная зависимость погонных параметров линии от координаты

Рассмотрим подробнее слагаемое $D(z)$ в правой части второго уравнения в (12). Для производной от функции $R(z)$, входящей в $D(z)$ имеем

$$\frac{dR(z)}{dz} = \int_0^{\ell} \frac{d}{dz} g_r(z, z') dz' = - \int_0^{\ell} \frac{d}{dz'} g_r(z, z') dz' = -g_r(z, \ell) + g_r(z, 0).$$

Подставляя последнее соотношение в выражение для $D(z)$, получим

$$D(z) = [\bar{g}(z, \ell)I(\ell) - g_r(z, \ell)I(z) - (\bar{g}(z, 0)I(0) - g_r(z, 0)I(z))] / R(z).$$

Имея в виду быстрое убывание модуля функций $g_r(z, \ell)$ и $g_r(z, 0)$ в “ a ”- окрестности $z=0$ и $z=\ell$, а также планируемую в дальнейшем дискретизацию по z с шагом $d \gg a$, можно считать, что

$$g_r(z, 0)I(z) \cong g_r(z, 0)I(0), \quad g_r(z, \ell)I(z) \cong g_r(z, \ell)I(\ell).$$

Тогда

$$\begin{aligned} D(z) &= \left[(\widehat{g}(z, \ell) - g_r(z, \ell))I(\ell) - (\widehat{g}(z, 0) - g_r(z, 0))I(0) \right] / R(z) = \\ &= [g(z, \ell)I(\ell) - g(z, 0)I(0)] / R(z), \end{aligned}$$

где g – регуляризованная функция Грина задачи. Таким образом, уравнения (12) приведены к виду:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{dU(z)}{dz} + L'(z)pI(z) &= -\frac{\mu}{4\pi} pF\{I(z)\} + E(h, z), \\ \frac{dI(z)}{dz} + C'(z)pU(z) &= -\frac{1}{R(z)} \left(\frac{\partial F\{I(z)\}}{\partial z} - [g(z, \ell)I(\ell) - g(z, 0)I(0)] \right). \end{aligned} \right. \quad (13)$$

Для дискретизации (13) по координате используем шаблон, представленный на рис.4, порождающий T-образные схемы замещения [1].

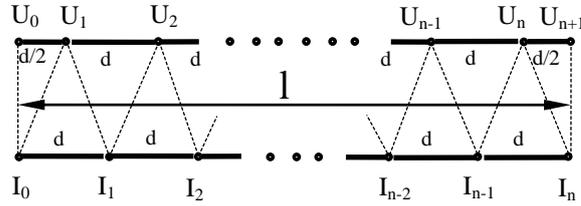


Рис.4. Шаблон для дискретизации уравнений линии по координате

Система уравнений, соответствующая этому шаблону имеет вид:

$$\begin{aligned} U_1 - e + (L_0/2)pI_0 &= -(\mu/4\pi)(d/2)pF\{I(z)\}\Big|_{z=0} + (d/2)E(h, 0) = \\ &= -(\mu d/8\pi)pF_0 + E_0/2, \\ &\vdots \\ U_{k+1} - U_k + L_k pI_k &= -(\mu d/4\pi)pF_k + E_k, \\ &\vdots \\ rI_n - U_n + (L_n/2)pI_n &= -(\mu d/8\pi)pF_n + E_n/2, \\ I_1 - I_0 + C_{1/2}pU_1 &= -(1/R(z))\{F_1 - F_0 + d[g(z, \ell)I_n - g(z, 0)I_0]\}\Big|_{z=d/2} = \\ &= -[F_1 - F_0 + d(g_{1/2, n}I_n - g_{1/2, 0}I_0)] / R_{1/2}, \\ &\vdots \\ I_{k+1} - I_k + C_{(2k-1)/2}pU_k &= -\left[F_{k+1} - F_k + d\left(g_{(2k-1)/2, n}I_n - g_{(2k-1)/2, 0}I_0 \right) \right] / R_{(2k-1)/2}, \\ &\vdots \\ I_n - I_{n-1} + C_{(2n-1)/2}pU_n &= -\left[F_n - F_{n-1} + d\left(g_{(2n-1)/2, n}I_n - g_{(2n-1)/2, 0}I_0 \right) \right] / R_{(2n-1)/2}, \end{aligned} \quad (14)$$

где $L_k = dL'(z)|_{z=kd}$, $C_{(2k-1)d/2} = dC'(z)|_{z=(2k-1)d/2}$, $E_k = d \cdot E(h, kd)$ $k = \overline{0, n}$, – ЭДС, наводимая в k -ом звене тангенциальной составляющей электрического поля. Величина d может рассматриваться как элемент длины линии, моделируемый одной ячейкой схемы замещения. В (14) приняты также обозначения: $(X)(kd) = X_k$, где X это I, U, F, R, g . Для завершения дискретизации в (14) необходимо выполнить вычисление интегралов, входящих в F_k .

При использовании формулы трапеций, дискретизация \widehat{F}_k имеет вид:

$$\widehat{F}_k \cong \int_0^{d/2} \widehat{g}(kd, z') I(z') dz' + \int_{\ell-d/2}^{\ell} \widehat{g}(kd, z') I(z') dz' + \sum_{x=1}^{x=n-1} \int_{(2x-1)d/2}^{(2x+1)d/2} \widehat{g}(kd, z') I(z') dz'. \quad (15)$$

На интервале длины звена положим $I(z')$ значение постоянным и равным значению в середине звена. Тогда (15) может быть представлено в виде:

$$\widehat{F}_k = I_0 \int_0^{d/2} \widehat{g}(k, z') dz' + I_n \int_{\ell-d/2}^{\ell} \widehat{g}(k, z') dz' + \sum_{x=1}^{x=n-1} I_x \int_{(2x-1)d/2}^{(2x+1)d/2} \widehat{g}(k, z') dz' = I_0 \frac{\widehat{\phi}_k^{(0)}}{2} + I_n \frac{\widehat{\phi}_k^{(n)}}{2} + \sum_{x=1}^{x=n-1} I_x \widehat{\phi}_k^{(x)}. \quad (16)$$

В (16) наибольшее значение имеет слагаемое $I_k \widehat{\phi}_k^{(k)}$, так как модуль функции Грина $\widehat{g}(kd, z')$ имеет на k -м интервале максимум и быстро уменьшается с удалением z' от kd . На рис.5 приведен характерный вид модуля функции \widehat{g} (кривая 1) при значении волнового числа $K=3.3$, ($h=6$ м, $a=0.005$ м). Величина волнового числа $K=3.3$ приблизительно соответствует частоте 1 ГГц. Длина d элемента линии, моделируемого одной ячейкой схемы замещения для воспроизведения процесса должна быть не менее 0.1 м, что близко к четверти длины волны с частотой 1 ГГц. Далее будем предполагать, что длина d элемента линии и определяющий спектр частот анализируемого переходного процесса находятся именно в таком соотношении. В данной работе для линии, характеризуемой геометрическими размерами $h=6$ м, $a=0.005$ м и $\ell > h$, будем пренебрегать присутствием в частотном спектре переходного процесса гармоник с частотами свыше 1 ГГц.

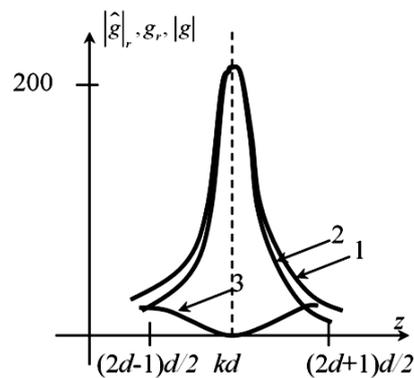


Рис.5. Функция Грина 1 – исходной задачи. 2 – регуляризирующая функция, 3 – регуляризованная функция Грина

Регуляризирующая функция $g_r(z, z')$, приведенная на Рис.5 – кривая 2 также имеет явно выраженный максимум вблизи kd . Поэтому приближенно можем положить:

$$\widehat{F}_k = I_k \int_0^{\ell} g_r(kd, z') dz' \cong \int_{(2k-1)d/2}^{(2k+1)d/2} g_r(kd, z') dz' = I_k \phi_{k,r}^{(k)}.$$

где $\phi_{k,r}^{(k)}$ – регуляризирующая для $\widehat{\phi}_k^{(k)}$ функция. Вычисляя далее F_k , получим

$$F_k = \widehat{F}_k - I_k R_k = I_0 \frac{\widehat{\phi}_k^{(0)}}{2} + I_n \frac{\widehat{\phi}_k^{(n)}}{2} + I_k \phi_k^{(k)} + \sum_{x=1, x \neq k}^{x=n-1} I_x \widehat{\phi}_k^{(x)}, \quad (17)$$

где $\phi_k^{(k)} = \widehat{\phi}_k^{(k)} - \phi_{k,r}^{(k)}$ – регуляризованная функция. Выражение (17) может быть существенно упрощено для $k \in [s, n-s]$ где $s=2 \div 5$. Модули функций $\widehat{\phi}_k^{(k \pm s)}$ быстро убывают с увеличением s , поэтому при $s=2 \div 5$ слагаемые $\widehat{\phi}_k^{(k \pm m)}$ $m \geq s$ могут быть отброшены, тогда:

$$F_k = I_k \phi_k^{(k)} + \sum_{x=k-s, x \neq k}^{x=k+s} I_x \widehat{\phi}_k^{(x)}, \quad (18)$$

Физически это означает, что описываемый уравнением Поклингтона ток, наведенный в какой-либо точке линии, расположенной достаточно далеко от ее концов определяется только токами в соседних участках линии, и не «чувствует» влияния поля токов от участков, расположенных на расстоянии порядка нескольких длин волн.

Построение схемы замещения

Подставив далее соотношение (18) в систему уравнений (14) получим систему уравнений в форме, удобной для построения схемы замещения. Важно, что для вычисления F_k достаточно вычисления только функций $\phi_k^{(x)}$ при каком-либо одном значении k . Следующее соотношение показывает, как могут быть определены все $\phi_k^{(x)}$, при ($n=4$) если известны только $\phi_0^{(x)}$. Эти соотношения следуют из симметричности (четности) функций $\phi_k^{(x)}$ относительно оси ординат, сдвинутой на kd . Структура уравнений позволяет построить схему замещения линии, состоящую из Т-образных звеньев. При этом множитель при I_k в левой части первого уравнения следует интерпретировать как $Z(p)$ – продольное сопротивление ячейки, а множитель при U_k во втором уравнении как $Y(p)$ – поперечную проводимость ячейки. Величина E_k , входящая в первое уравнение представляет собой источник ЭДС, включаемый в каждое плечо звена.

На рисунке 6 приведена зависимость $\phi_0^{(x)}$ от значения волнового числа K . Однотипный вид этих зависимостей для различных x позволяет использовать для аппроксимации всего семейства этих кривых функцию вида $\left| Ap / (p - \alpha)^2 + \beta^2 \right|$, где $p=j\omega$, A , α , β – константы, определяемые численно из условия наилучшей аппроксимации.

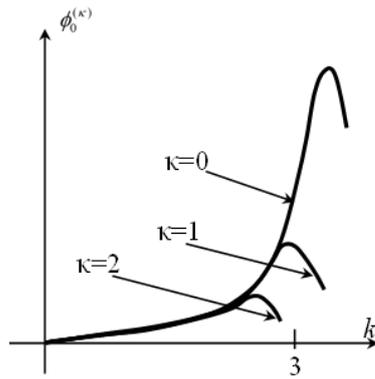


Рис.6. Вид зависимостей $|\phi_0^{(k)}(k)|$

Для $Z(p)$ и $Y(p)$ методами синтеза пассивных двухполюсников могут быть получены схемы замещения следующего вида:

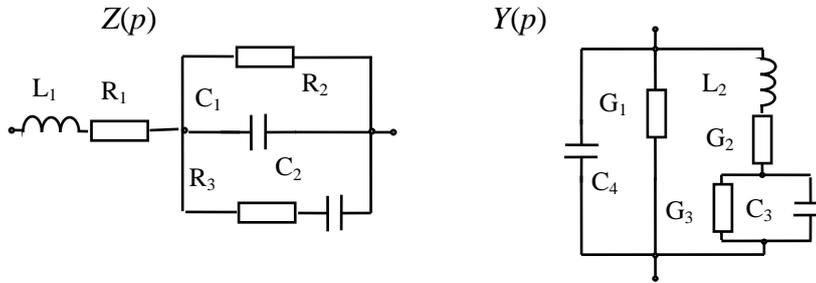


Рис.7. Схемы замещения для $Z(p)$ и для $Y(p)$

Эти пассивные двухполюсники составляют одно звено Т-образной схемы замещения однородной линии. Параметры R, L, C двухполюсников вычисляются через соответствующие константы A, α, β . Зависящая от z величина L_1 (C_4) может в первом приближении интерпретироваться как продольная индуктивность (емкость) линии, остальные элементы схемы замещения воспроизводят эффект излучения линией электромагнитной энергии. Члены, входящие в правые части уравнений (12) могут интерпретироваться в терминах схем замещения как частотно-зависимые взаимные связи. По предложенным в [3] правилам эти частотно-зависимые связи могут быть исключены и заменены частотно-зависимыми двухполюсниками. Отметим, что благодаря значительному преобладанию функций $|\phi_k^{(k)}|$ над функциями $|\phi_k^{(s)}|$, $k \neq s$, эти частотно-зависимые связи могут быть в первом приближении без значительной потери точности моделирования отброшены для «серединных» звеньев схемы замещения линии. Для крайних звеньев такое упрощение недопустимо, так как несимметрия взаимных влияний на краях линии существенно изменяет их свойства в сравнении со свойствами «серединных» звеньев. Это обстоятельство хорошо согласуется с экспериментально наблюдаемым явлением усиления излучения электромагнитной энергии по концам линии.

Выводы

1. Предложена методика построения математической модели линии конечной длины в виде схемы замещения. Полученная схема замещения линии позволяет приближенно учитывать эффект излучения электромагнитной энергии проводами линии.
2. Определены структура и параметры Т-образной схемы замещения линии. Параметры схемы замещения каждого звена зависят от координаты эквивалентируемого участка линии. Полученная схема замещения отражает изменение излучающей способности проводов линии вдоль координаты.
3. Построенная схема замещения может применяться для расчетов переходных процессов в линиях при сосредоточенном и распределенном воздействии. Возможно объединение схем замещения в единую систему, включающую также линейные и нелинейные нагрузки.

Литература

1. Коровкин Н.В., Селина Е.Е., Моделирование волновых процессов в распределенных системах. СПб., 1992. 110 с.
2. Paul C.R. Introduction to EMC. J.Wiley, Inc., New York, NY., 1992. 602 p.
3. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В. Теоретические основы электротехники, т.1, т.2, СПб, Питер, 522 с., 430 с. 2009.
4. Tkachenko S., Rachidi F., Ianoz M., «Electromagnetic Field Coupling to a Line of Finite Length: Theory and Fast Iterative Solution in Frequency and Time Domains,» IEEE Trans. EMC., vol.37, no. 4, pp.509-518, 1995.

Сведения об авторах

Коровкин Николай Владимирович,
зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники» СПбГПУ
Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29
Тел. (812) 552-75-72, Факс (812) 552-75-72,
Эл. почта: nikolay.korovkin@gmail.com

Ткаченко Сергей Владимирович,
научный сотрудник Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Postfach 4120 D-39016 Magdeburg, Germany

УДК 621.311

Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова, Т.К.Кузнецов, А.Н.Данилин, В.Н.Селиванов

ЧИСЛЕННЫЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ГРОВОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ*

Аннотация

В статье выполнен численный анализ результатов экспериментального исследования грозových перенапряжений на высоковольтных подстанциях при ударах молнии в подстанцию. Выполнена оценка влияния различных упрощений и допущений в физической модели на развитие грозových перенапряжений.

Ключевые слова:

моделирование, молния, грозových перенапряжения, надежность.

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

NUMERICAL AND EXPERIMENTAL ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF LIGHTNING OVERVOLTAGES ON THE SUBSTATIONS

Abstract

The article presents numerical analysis of the experimental investigations of the lightning overvoltage's on the high voltage substations at lightning strikes in substation. The estimation of different simplifications in the physical model on the development of lightning overvoltages was carried out.

Key words:

modeling, lightning, lightning overvoltages, reliability.

Наиболее достоверным способом анализа численных методов, используемых для анализа грозовых перенапряжений и прочих импульсных переходных процессов, является импульсный обмер открытых распределительных устройств (ОРУ). Первым этапом этой работы был импульсный обмер ОРУ 330 кВ подстанции 204 Колэнерго. Результаты этого обмера и численное моделирование соответствующих процессов в схеме изложены в предыдущих статьях [1, 2]. Полученные результаты в основном подтвердили правомерность используемых методик [3] и соответствующие рекомендации Руководящих документов [4, 5] и, в то же время, указали на необходимые уточнения, в первую очередь параметров высоковольтных аппаратов и деформации волн вследствие потерь в грунте и проводах. К сожалению вопрос об импульсной короне остается открытым.

Продолжением настоящего исследования явился импульсный обмер ОРУ еще нескольких подстанций, предпринятый в КНЦ РАН. В настоящей статье приведены основные результаты обмера ОРУ 110 кВ подстанции ПС-360 и их численный анализ. Как и в предыдущем случае это позволяет проверить правильность принятых предпосылок в части моделирования волн напряжений и токов при грозовых воздействиях, а именно:

1. Моделирование распространения волн напряжений грозового происхождения в приходящих воздушных линиях и ошиновке подстанции. Оценка роли деформации волн за счет поверхностного эффекта в земле и проводах в величине возникающих перенапряжений.

2. Параметры входных емкостей высоковольтного оборудования и оценка достоверности такой модели.

3. Моделирование коротких участков ошиновки.

Схема ОРУ-110 кВ ПС-360 приведена на рисунке 1. Отключена 2-я ячейка. Импульс приходит от ГИН, подключенного к 2РП 110 на трансформатор Т-2, около которого установлен защитный аппарат ОПН-110 кВ. Схема подключения ГИН приведена на рисунке 2. Размещение оборудования 2-й ячейки и трасса прохождения импульса показаны на рисунке 3.

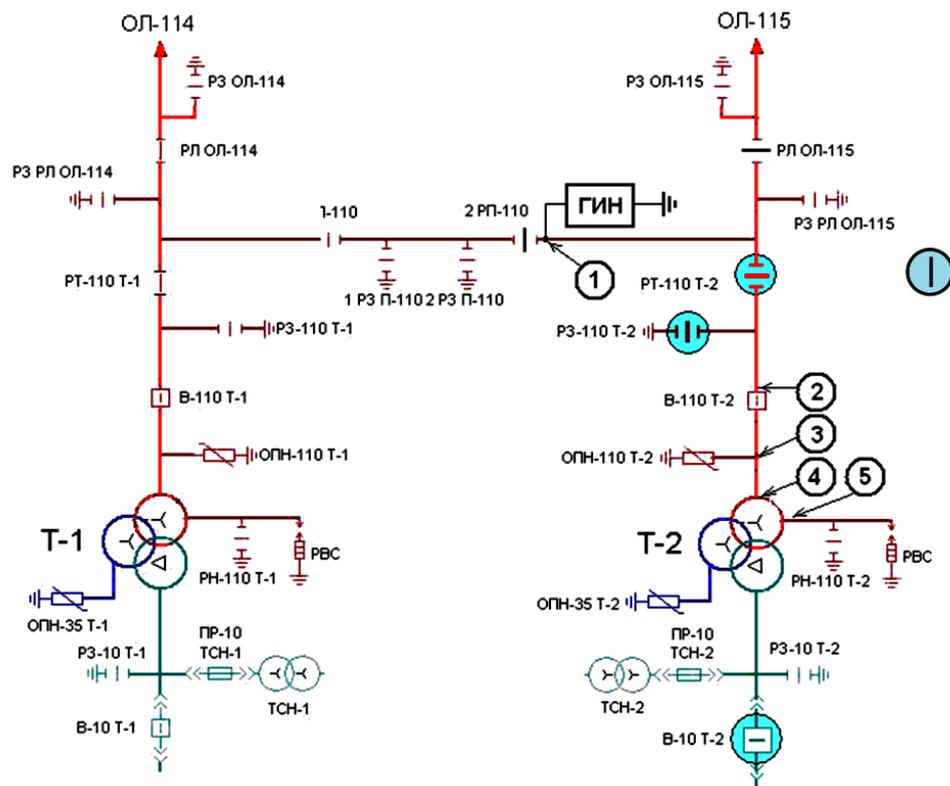


Рис.1. Принципиальная схема ОРУ 110 кВ ПС-360

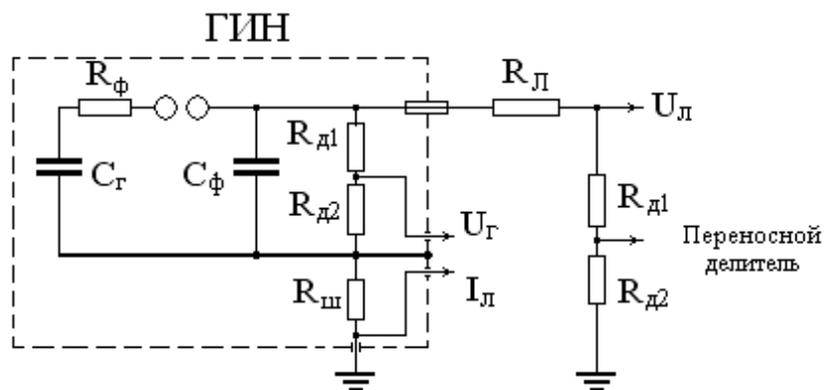


Рис.2. Схема подключения ГИН к шинам подстанции и измерения генерируемых параметров

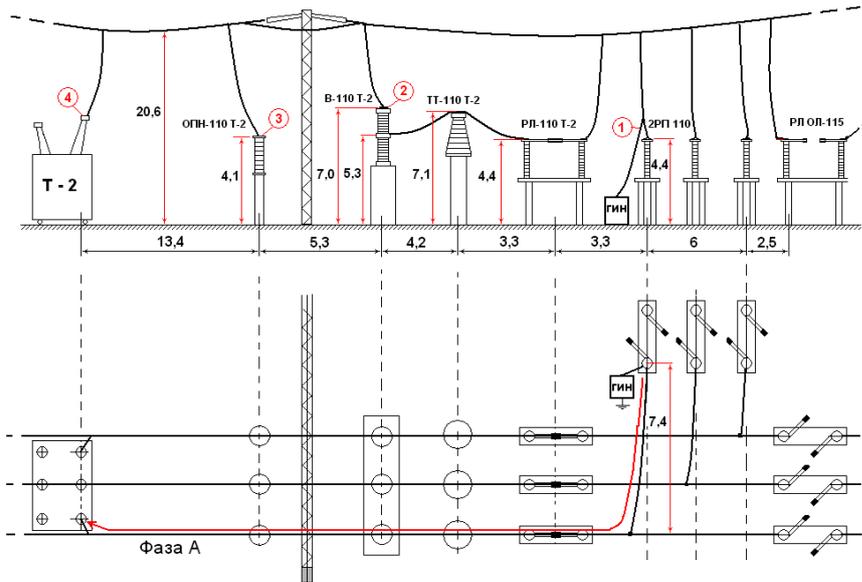


Рис.3. План размещения оборудования на ПС-360 (вторая ячейка)

Условия проведения опытов

1. Генерирование производится в шину фазы А. ГИН установлен у 2РП-110.
2. Измерения производятся на выходе генератора импульсов, на аппаратах подстанции в точках указанных на схеме ПС (рис. 1), подключенных к шинам фазы.
3. Параметры генератора: $U_{\text{имп}} = 20$ кВ, емкость в ударе – 0.1 мкФ, фронтовые емкости $C_{\text{ф}}$ имеют значения: 470 пФ, 5170 пФ, 9870 пФ.
4. В качестве устройства, моделирующего защитный аппарат, установлена группа из четырех последовательно соединенных ОПН типа S10K510 фирмы EPCOS (при 1 мА – 820 В, при 25 А – 1355 В). Напряжение среза – 5 кВ.
5. Для имитации воздушной линии (ее волнового сопротивления) последовательно с ГИН включался резистор ТВО-60 сопротивлением 510 Ом.
6. При измерениях использован осциллограф АК ИП и переносной делитель напряжения с параметрами $R_1 = 16.78$ кОм, $R_2 = 926.2 \parallel 50$ Ом. При работе на вход осциллографа 50 Ом – $K_{\text{д}} = 356.7$.
7. Импульс генератора измерялся посредством встроенных в ГИН делителя и шунта. При генерировании импульсов в линию у опоры измерялись напряжение и ток на выходе ГИН. Параметры собственного делителя ГИН: $R_1 = 17.86$ кОм, $R_2 = 52.6 \parallel 50$ Ом, При работе на осциллограф АК ИП, $K_{\text{д}} = 691$. Сопротивление шунта $R_{\text{ш}} = 1.41$ Ом, входное сопротивление канала тока 50 Ом (рис.2). На 1-й канал подавался ток, на 2-й – напряжение.
8. Напряжение, подаваемое на шины подстанции, измерялось при помощи переносного делителя.

Напряжение фиксировалось на вводе трансформатора (Т-2), выключателе (В) и модели защитного аппарата в различных режимах, а также ток и напряжение на выходе ГИН – при наличии модели защитного аппарата и ее отсутствии.

На рисунках 4-5 приведены осциллограммы напряжений на этих аппаратах при наличии модели защитного аппарата.

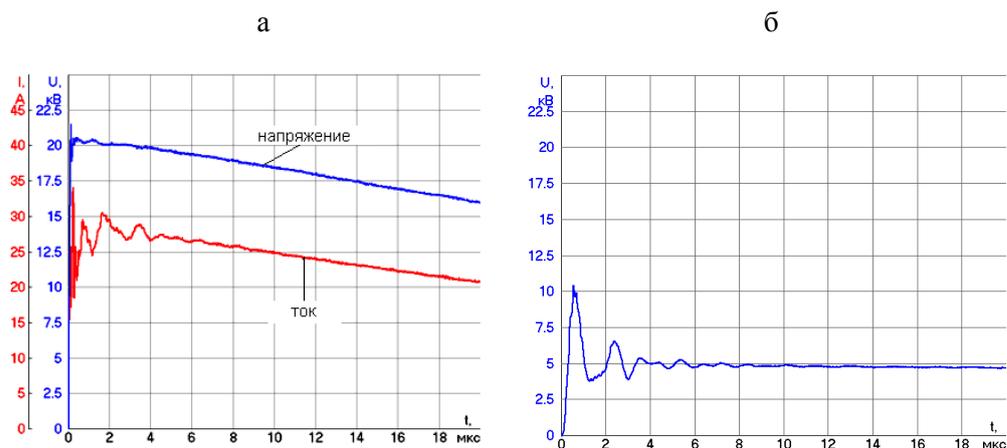


Рис.4. Осциллограммы напряжения:
а – на выходе ГИН; *б* – на трансформаторе (Т-2)

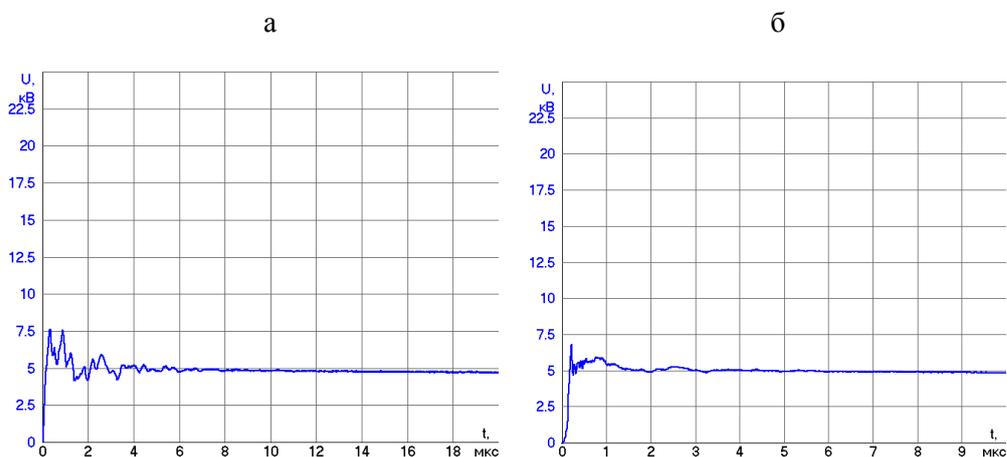


Рис.5. Осциллограммы напряжения и тока:
а – на выключателе; *б* – на ОПН

Комплекс расчетов по уточнению параметров высоковольтного оборудования подстанции и оценке степени влияния потерь за счет конечного сопротивления земли и проводов был выполнен с помощью программного комплекса АТР.

Эквивалентная расчётная схема, составленная в программе АТР, представлена на рис.6. Положения коммутирующих аппаратов соответствуют моменту проведения исследований. Переход от принципиальной схемы к эквивалентной расчётной схеме выполнен по общим принципам, заменой высоковольтного оборудования его входными емкостями.

Эквивалентные входные емкости оборудования на фазу выбирались в соответствии со справочными данными, приведенными в табл.1.

Таблица 1

Емкости электрооборудования подстанции 110 кВ

Наименование	Эквивалентные входные емкости по данным [5], пФ
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1600
Выключатели воздушные во включенном положении	130
Разъединители во включенном положении	60
Разъединители в отключенном положении	40
Трансформаторы тока	150
Разрядники и ОПН	60

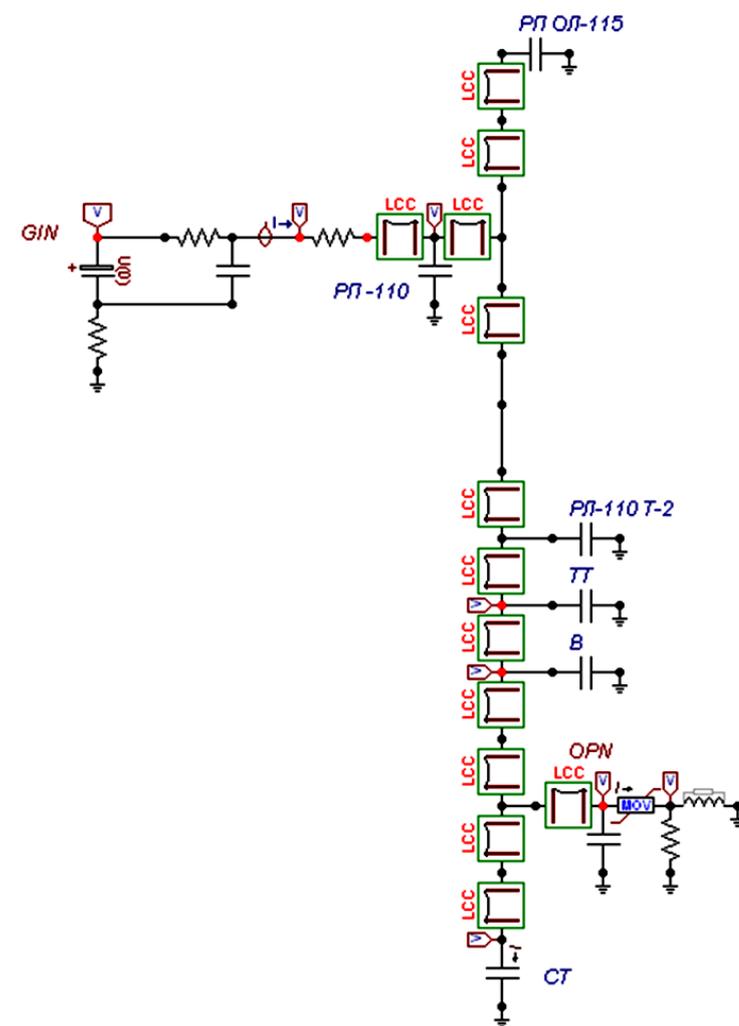


Рис.6. Расчетная схема ОРУ 110 кВ в программе ATP

Чтобы достичь наилучшего совпадения расчётов и экспериментов, необходимо варьировать в разумных пределах большое количество параметров.

Во-первых, рассмотрим влияние эквивалентных входных емкостей на перенапряжения. Для этого были выполнены расчёты с помощью программы АТР для эквивалентных емкостей, взятых из табл.1. Ошиновка подстанции моделировалась линиями с потерями, с учётом конкретной геометрии каждого участка. Соответствующие расчетные осциллограммы напряжения на основном высоковольтном оборудовании, представлены на рис.7.

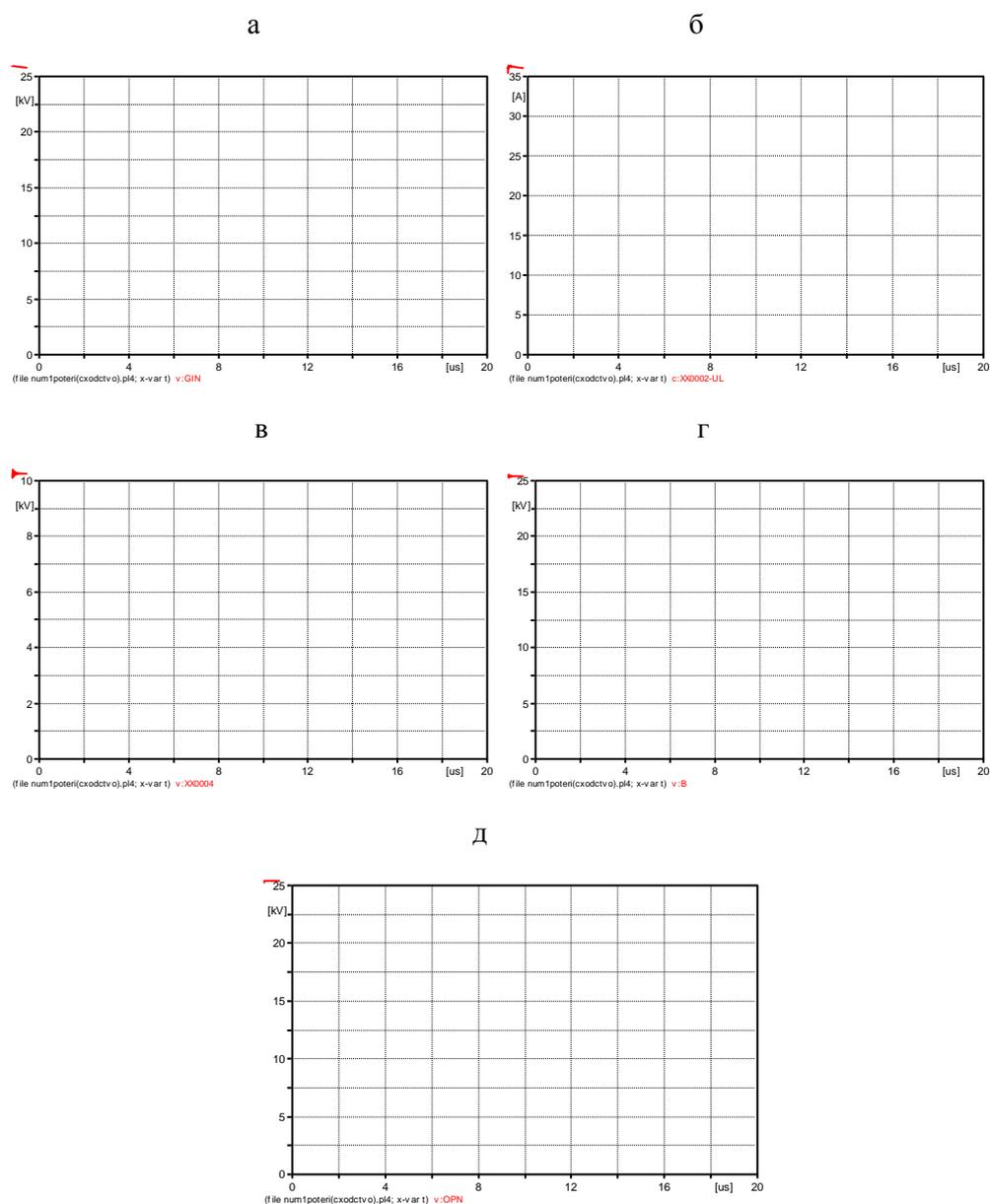


Рис.7. Осциллограммы напряжения (а) и тока (б) на выходе ГИИ; осциллограммы напряжения на вводе Т-2 (в), выключателе (г) и ОПН (д)

При сравнении опытных и расчётных осциллограмм напряжения на вводе трансформатора Т-2 видно, что максимальные амплитуды и период колебаний различны. Так, из опыта максимальная амплитуда составляет 10.4 кВ и период

колебания 1.4 мкс, а по результатам расчётов максимальная амплитуда напряжения на вводе трансформатора равна 9.56 кВ при периоде колебаний 2.1 мкс. Таким образом, разница по амплитуде составляет почти 10%, что может оказаться значительным при расчёте показателей надёжности грозозащиты подстанции, но еще больше расхождение в периодах колебаний. Как показал анализ, лучшего совпадения можно достичь, корректируя входные емкости оборудования, аналогично тому, как это было сделано в [2]. В таблице 2 приведены измененные значения входных емкостей. Как и в [2] это потребовалось для силового трансформатора, разъединителей и трансформатора тока.

Таблица 2

Расчётные значения емкости электрооборудования подстанции 110 кВ

Наименование	Эквивалентные входные емкости по данным различных источников, пФ [2]
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1000
Разъединители во включенном положении	100
в отключенном положении	60
Трансформаторы тока	500

Из таблицы видно, чтобы получить желаемые результаты, входную емкость трансформатора (Т-2) пришлось снизить до 1000 пФ, что вписывается в известные из литературных данных пределы изменения емкостей для силовых трансформаторов (500-1600 пФ).

На рисунках 8-9 представлены сведенные вместе экспериментальные и расчётные осциллограммы напряжения на основных высоковольтных аппаратах подстанции.

Благодаря изменению входных емкостей, расчётная максимальная амплитуда напряжения на вводе трансформатора Т-2 стала практически равной экспериментальной, различие составило десятки вольт, и период колебаний стал равен 1.6 мкс.

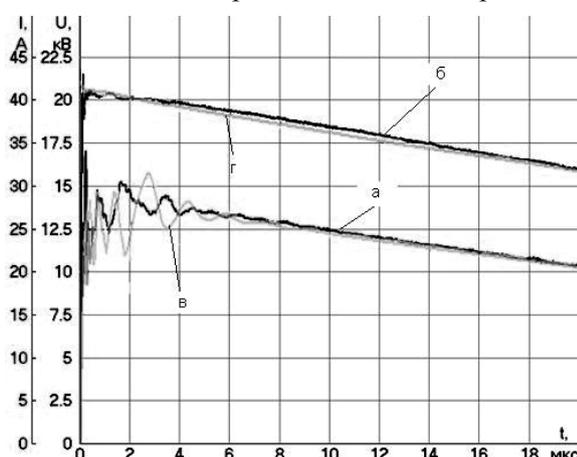
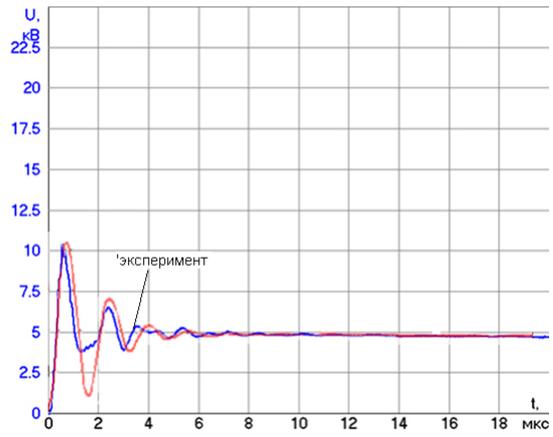


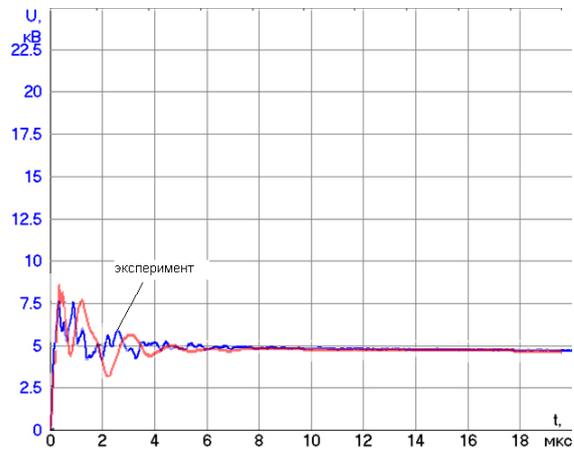
Рис.8. Осциллограммы напряжения и тока на выходе ГИИ:

а – экспериментальный ток; б – экспериментальное напряжение; в – расчётный ток; г – расчётное напряжение

а



б



в

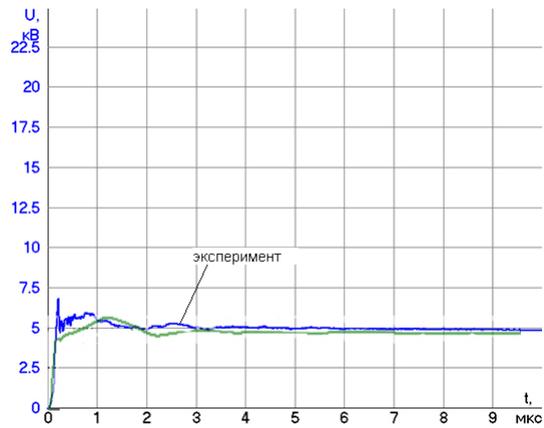


Рис.9. Осциллограммы напряжения на вводе трансформатора (а), выключателя (б) и ОПН (в)

Таким образом видно, что предоставленные в нормативных документах входные емкости нуждаются в коррекции. В первую очередь это относится

к силовым трансформаторам и автотрансформаторам, где необходимо учитывать мощность трансформаторов и их конструктивные особенности.

Второй этап – оценка влияния потерь в ошиновке подстанции, вследствие конечного сопротивления земли и проводов с учетом скин-эффекта, на перенапряжения на электрооборудовании подстанции.

Ошиновка реальной подстанции состоит из множества участков, которые имеют различные длины, размещены на разных высотах и под разными углами. Соответственно это будет приводить к изменению волнового сопротивления этих участков. Также важным вопросом при расчётах является учёт поверхностного эффекта в земле и проводах, так как от этого зависит величина волнового сопротивления и потери. В АТР ошиновка подстанции моделировалась с помощью частотнозависимой модели Jmarti, то есть в виде линии с потерями, зависящими от частоты.

В таблице 3 представлены параметры и волновые сопротивления ошиновки рассматриваемой подстанции без учёта поверхностного эффекта. Здесь l – длина участка ошиновки, h_{cp} – средняя высота подвеса провода, r – эквивалентный радиус провода, Z_v – волновое сопротивление провода без учёта поверхностного эффекта в земле.

Таблица 3

Волновые сопротивления ошиновки подстанции
без учета поверхностного эффекта в земле

№ участка	l , м	h_{cp} , м	r , м	Z_v , Ом
1	16,2	12,5	0,0075	487
2	8,5	20,6	0,0075	517
3	16,2	12,5	0,0075	487
4	10,7	20,6	0,0075	517
5	16,2	12,5	0,0075	487
6	3,3	5,75	0,0075	440
7	4,2	6,2	0,0075	445
8	13,6	13,8	0,0075	493
9	5,3	20,6	0,0075	517
10	16,5	12,35	0,0075	486
11	13,4	20,6	0,0075	517
12	13,6	13,8	0,0075	493

Для сопоставления с экспериментом рассматривалось 2 варианта, а именно:

1. Ошиновка подстанции выполнена из линий с потерями, то есть выполнен учёт всех параметров каждого участка. Как отмечено выше, в программе АТР это модель Jmarti.

2. Ошиновка подстанции без учета потерь, но с различными волновыми сопротивлениями (учет высоты подвеса). Поверхностный эффект в земле не учитывался.

Осциллограммы напряжения на вводе трансформатора представлены на рис. 10.

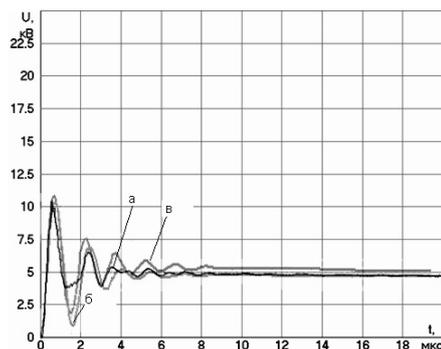


Рис.10. Осциллограммы напряжения на вводе трансформатора:
а – эксперимент; *б* – ошиновка выполнена линиями с потерями с учётом поверхностного эффекта; *в* – ошиновка выполнена линиями без потерь

Из осциллограмм видно, что наиболее близкое совпадение получается при моделировании ошиновки подстанции линиями с потерями. Таким образом, можно сделать вывод, что при моделировании ошиновки подстанции необходимо учитывать характеристики каждого участка в отдельности и поверхностный эффект в земле. Однако, как и в предыдущих опытах, размах колебаний расчетных осциллограмм превышает соответствующие экспериментальные кривые. Возможно, это вызвано погрешностями в моделировании коротких участков ошиновки, т.е. неучетом концевых эффектов, особенно для вертикальных спусков. В настоящее время этот вопрос прорабатывается.

Выводы

1. Реальная входная емкость трансформатора меньше справочной на 60%, что существенно влияет на амплитуду и период перенапряжений на нем.
2. При расчётах грозовых перенапряжений необходимо учитывать реальные потери в проводах и грунте с учетом скин-эффекта и концевые эффекты.

Литература

1. Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Куклин Д.В., Селиванов В.Н. Экспериментальные исследования волновых процессов на шинах и заземлителе действующей подстанции // «Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика», вып.1, 2010.
2. Ефимов Б.В., Гумерова Н.И., Данилин А.Н., Кузнецов Т.К., Селиванов В.Н. Численный и экспериментальный анализ развития грозовых перенапряжений на подстанциях // «Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика», вып.2, 2011 г.
3. Костенко М.В., Ефимов Б.В., Зархи И.М., Гумерова Н.И. Анализ надёжности грозозащиты подстанций, Ленинград, «Наука», 1981 г.
4. Правила устройства электроустановок. СПб.: Издательство ДЕАН, 2003. – 928 с.
5. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / под науч. ред. Н.Н.Тиходеева. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения, под редакцией И.А.Баумштейна, С.А.Бажанова, Москва, Энергоатомиздат, 1989 г.

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Гумерова Натэлла Идрисовна,

доцент кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений», Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, к.т.н., ст.н.с.
Россия, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29
Тел. 8-911-2573809
Эл. почта: nigumerova@mail.ru

Кузнецов Т.К.

студент электромеханического факультета кафедры «Электроэнергетика, техника высоких напряжений», Санкт-Петербургского государственного политехнического университета
Россия, Санкт-Петербург, ул.Политехническая, д.29
Тел. 8-952-2121733
Эл. почта: t-kuznezov@mail.ru

Данилин Аркадий Николаевич,

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

Селиванов Василий Николаевич,

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

УДК 621.311

Б.В.Ефимов, Ю.М.Невретдинов, Д.И.Власко, А.О.Востриков

РЕГИСТРАЦИЯ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ПОДСТАНЦИИ*

Аннотация

В статье приведены результаты расчетных исследований распространения грозовых волн в линии с подключенными подстанциями 110 кВ. Сопоставляются возможности регистрации токов в шинах заземления аппаратов Показано применение частотного метода обработки регистраций токов для локализации точки поражения ВЛ молнией и контроля грозовых перенапряжений.

Ключевые слова:

подстанция, грозовые перенапряжения, регистрация перенапряжений, локализация, шины заземления, частотный метод.

B.V.Efimov, Y.M.Nevretdinov, D.I.Vlasko, A.O.Vostrikov

REGISTRATION OF LIGHTNING OVERVOLTAGES IN THE SUBSTATION

Abstract

The results of lightning waves propagation researches calculation at the power line with connected substations 110 kV has been adduced in the article. The currents registration possibility at the devices ground busses are compared. The currents registration elaboration frequency procedure application for power line strike point localization by lightning and lightning overvoltages control has been showed.

Key words:

substation, lightning overvoltages, overvoltages registration, localization, ground busses, frequency procedure.

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

Одним из основных вопросов молниезащиты электрических сетей является экономическая обоснованность мероприятий, которая определяется вероятностными характеристиками рисков. Поэтому статистика грозопоражаемости и параметров грозовых перенапряжений непосредственно определяет выбор систем и средств грозозащиты. В настоящее время достоверная информация о параметрах грозовых перенапряжений отсутствует, а статистика грозопоражаемости элементов сети фактически берется из сопоставления нарушений в сети и данных о прохождении грозовых фронтов.

Опубликованные результаты изучения эффективности грозопеленгации [1] показали, что существующие пеленгаторы имеют высокую погрешность и не позволяют выделять непосредственные удары молнии в воздушные ЛЭП или в подстанции. Таким образом, на настоящий момент грозопеленгация не позволяет достоверно оценить грозопоражаемость элементов сети.

В ЦФТПЭС КНЦ РАН уже длительное время ведутся разработки методов контроля распределения в высоковольтной сети экспериментально генерируемых токов [2, 3] и регистрации внешних электромагнитных воздействий, в т.ч. разрядов молнии [4]. В основном рассматривался метод регистрации токов в заземленной нейтрали силовых трансформаторов и автотрансформаторов, что обусловлено требованиями безопасности, доступностью установки и обслуживания регистраторов. Такой метод позволяет осуществить регистрацию токов в канале нулевой последовательности, формируемых на любой фазе, в широком частотном диапазоне, в т.ч. низкочастотных и сверхнизкочастотных, а также контролировать слабые возмущения [5].

Для изучения направлений развития методов регистрации перенапряжений использованы результаты натуральных экспериментов с генерированием импульсных напряжений в высоковольтной сети – на воздушной ЛЭП с подключением участка РУ подстанции. Эксперименты выполнялись в сети Кольской энергосистемы с 1977 г. и продолжаются до настоящего времени. Применение многоканальных цифровых осциллографов позволяет повысить качество экспериментальных регистраций импульсных процессов (в микросекундном диапазоне) в натуральных условиях.

Данные экспериментов, проведенных в 2011 г. [4] на подстанции 110 кВ с подключенной воздушной ЛЭП (ВЛ), использованы в качестве критериев оценки точности моделирования импульсных процессов на участке воздушной ЛЭП 110 кВ с РУ. В модели, реализованной в среде АТР ЕМТР учтены волновые процессы в ВЛ, формирование перенапряжений в РУ и эмиссия импульсных процессов в нейтраль силового трансформатора.

На рисунке 1а и б представлены примеры сопоставления осциллограмм напряжений на силовом трансформаторе, полученных экспериментально в действующей сети и расчетных на модели в АТР ЕМТР. Эксперимент с генерированием импульсных напряжений проведен на участке сети 110 кВ, выведенном из работы и включающем ВЛ протяженностью 13.2 км и часть РУ с одним силовым трансформатором. На противоположном конце ВЛ провода заземлены. На рис.1а показан вариант формирования импульсных напряжений на силовом трансформаторе при отсутствии срабатывания защитного аппарата. На рис.1б даны осциллограммы импульсных напряжений на силовом трансформаторе при моделировании срабатывания защитного аппарата ОПН 110, подключенного на системе шин вблизи трансформатора напряжения.

Как видно, расчетная модель позволяет с достаточной точностью рассчитывать импульсные процессы в РУ с подключенными ВЛ. В частности, точно воспроизводятся отражения от точки подключения ГИН и от заземления проводов ВЛ в РУ на противоположном конце.

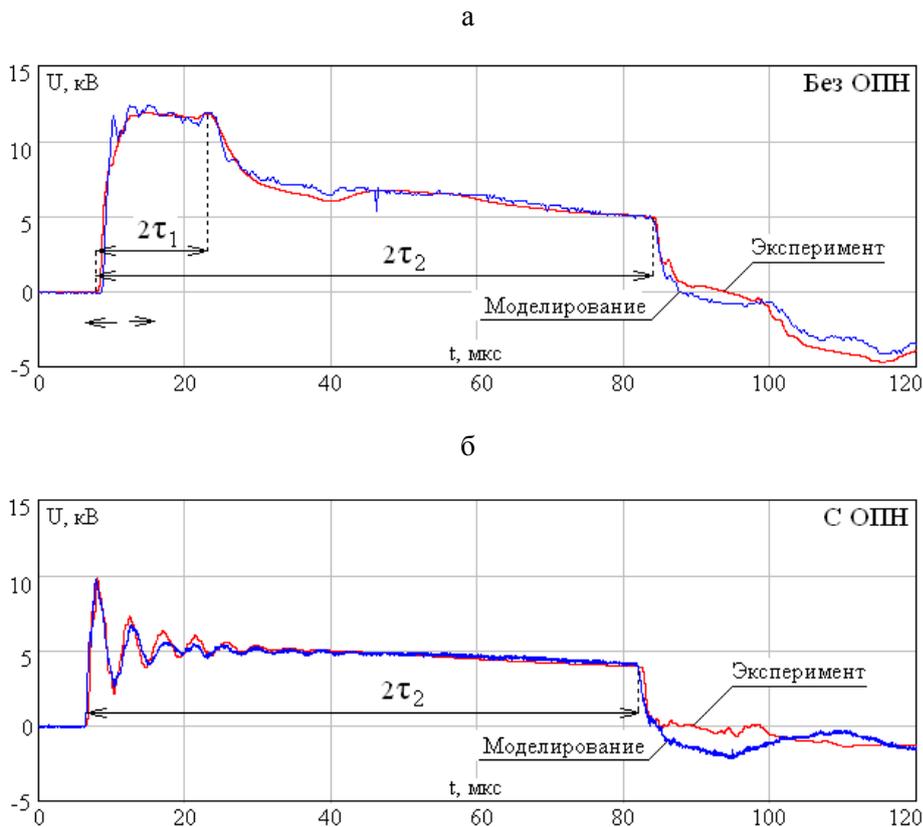


Рис.1. Сопоставление осциллограмм импульсных напряжений на трансформаторе РУ 110 кВ, полученных экспериментально и расчетным путем на модели РУ с подключенной ВЛ:

а) эксперимент при отсутствии защитного аппарата; б) эксперимент с моделью ОПН-110; τ_1 – время распространения волны от точки подключения ГИИ до подстанции; τ_2 – время распространения волны от ГИИ до подстанции на противоположном конце ВЛ

Некоторое отличие формы расчетных напряжений объясняется неточностью моделирования соединения ГИИ с проводом ВЛ, ошиновки и спусков РУ подстанции, емкостных характеристик оборудования РУ, а также неоднородностью грунта в районе расположения ВЛ.

На осциллограмме напряжения на трансформаторе для эксперимента с отсутствием срабатывания защитного аппарата (рис.1а) отчетливо виден момент времени появления отражений от точки подключения ГИИ ($2\tau_1$) и от подстанции на противоположном конце ВЛ ($2\tau_2$). Таким образом, осциллограммы перенапряжений могут дать информацию о расположении места возникновения импульсного напряжения на проводах ВЛ.

Однако на осциллограмме напряжения на трансформаторе в эксперименте с моделированием срабатывания ОПН (рис.1б) отражение от точки подключения ГИИ практически отсутствует, что объясняется влиянием высоко нелинейной вольт-амперной характеристики ОПН.

Для проверки возможностей регистрации перенапряжений в РУ и повышения информативности регистраций на модели ВЛ с подключенными подстанциями выполнены расчеты для вариантов формирования перенапряжений на проводе ВЛ на различном удалении от места регистрации в РУ подстанции. Изучалась перспективность регистрации перенапряжений на оборудовании РУ и токов в шинах заземления. Модель исследуемой подстанции 110 кВ включает два силовых трансформатора с двумя комплектами ОПН, установленных на расстоянии 35 м от трансформаторов (по ошиновке), и двумя подключенными ВЛ. Схема участка приведена на рис.2.

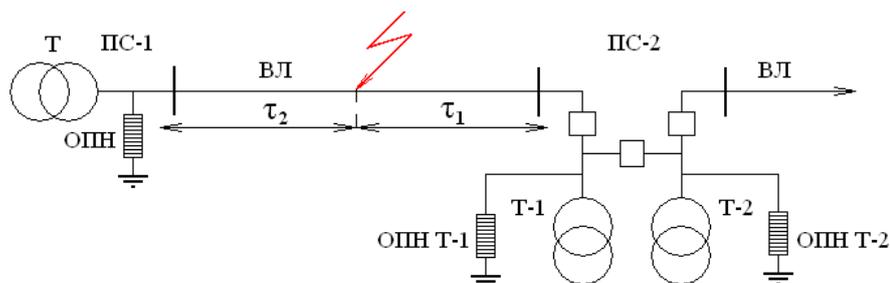


Рис.2. Схема расчетного участка сети

Соответствующая модель участка сети, реализованная в АТР ЕМТР, представлена на рис.3.

В модели реализованы процессы формирования грозовых перенапряжений при ударах молнии в провода ВЛ на участке с тросом (подход к ПС-1) и на участке без троса.

Моделирование грозовых волн на проводах выполнено для варианта прямого удара молнии в провод с перекрытиями изоляции ВЛ на ближайших опорах по обе стороны от точки удара молнии. Учтено также затухание фронта волны по мере распространения по проводу ВЛ, а также влияние электромагнитной связи пораженного провода с проводами других фаз. Длина ВЛ выбрана относительно небольшой (13..14 км) для того, чтобы получить наложение отражений от противоположной подстанции на процесс формирования перенапряжений. На удаленной подстанции также учтены емкости двух силовых трансформаторов, выключателей и трансформаторов тока, а также действие ОПН.

Ниже на рисунках приведены вольт-амперная характеристика ОПН-1, ОПН-2 и ОПН ПС-2 (см. рис.4) и вольт-секундная характеристика линейной изоляции (блок MOD Flash, см.рис.5), используемые в расчетной модели.

Для иллюстрации наложения отражений на импульсные напряжения в РУ на рис.6 дано сопоставление осциллограмм напряжений в вариантах удара молнии (с перекрытиями изоляции ВЛ) на удалениях ($l_{\text{ПУМ}}$) 2.1 км, 5.1 км и 10.1 км.

На приведенных осциллограммах отмечено появление отражений от точки формирования волны (с перекрытиями изоляции ВЛ) ($2\tau_1$) и от противоположного конца ВЛ. $2\tau_2$ – соответствует двойному времени распространения волны от точки удара молнии до противоположной подстанции ПС-2. Как видно из рис.6, время появления отражения от точки удара не точно фиксируется при близких (менее 2.1 км, рис.6а, г) и при дальних (рис.6в, е) ударах молнии. Кроме того, осциллограмма напряжения на ТТ В Т-1 содержит большое число высокочастотных гармоник, которые затрудняют интерпретацию регистраций.

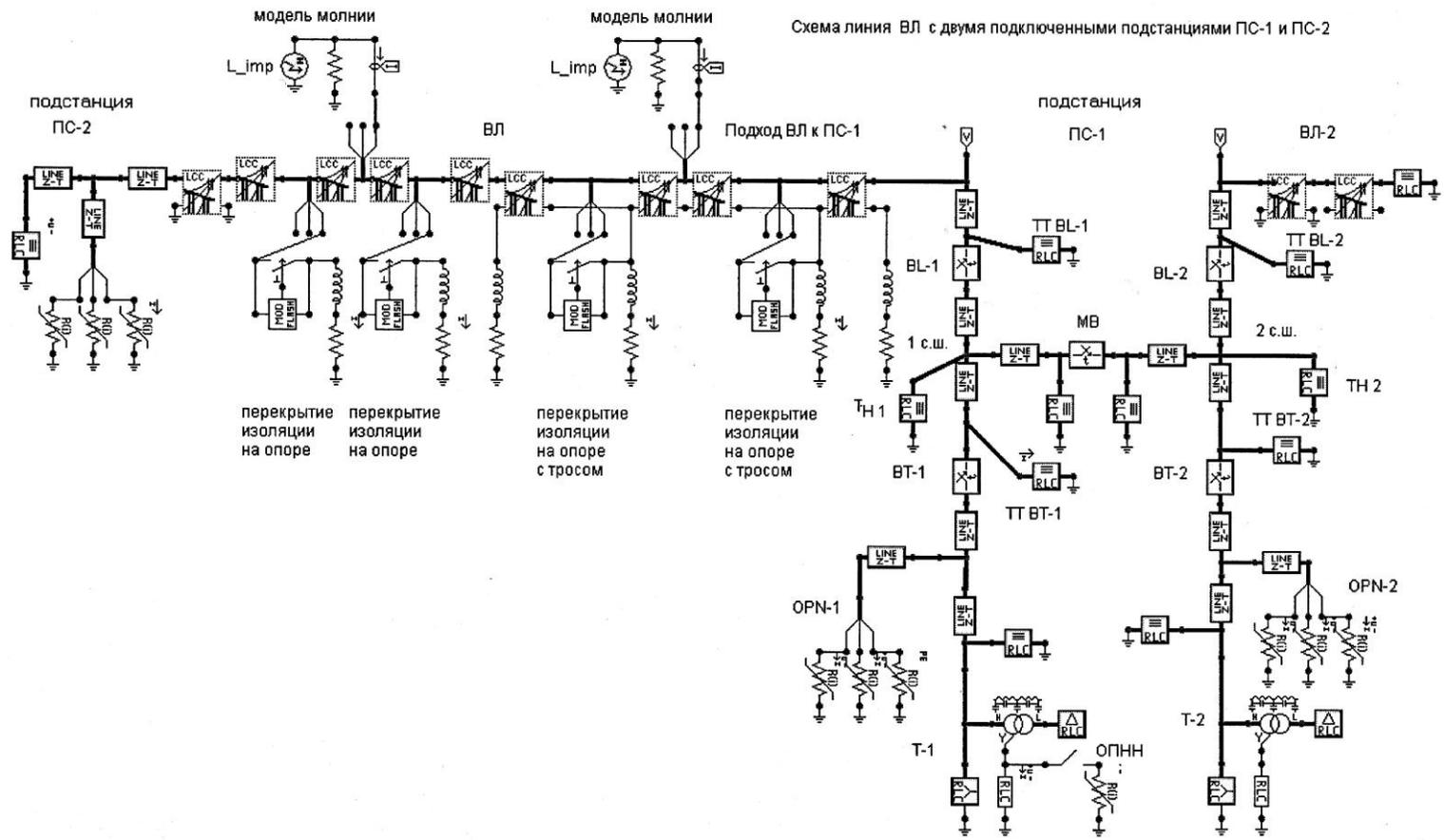


Рис.3. Расчетная модель участка сети с линией, подключенной к двум подстанциям

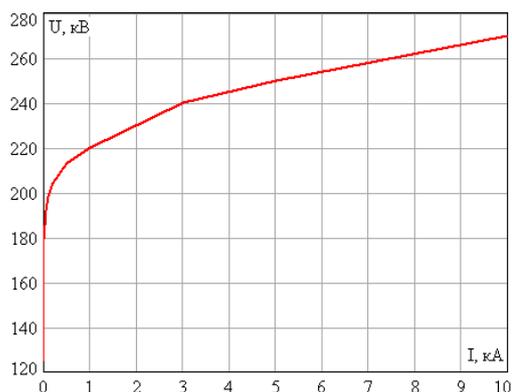


Рис.4. Вольт-амперная характеристика ОПН-1, ОПН-2 и ОПН ПС-2

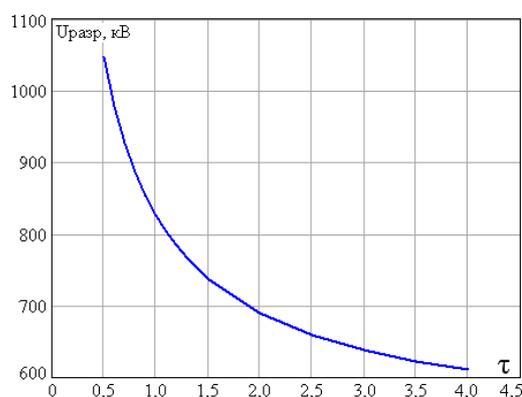


Рис.5. Вольт-секундная характеристика линейной изоляции

На рисунках 7 и 8 приведены осциллограммы токов в шине заземления нейтрали трансформатора Т-1 и ОПН Т-1 (рис.7), а также токов в шине заземления трансформатора тока ТТ выключателя В Т-1 и в емкости ввода ф. А Т-1 (рис.8).

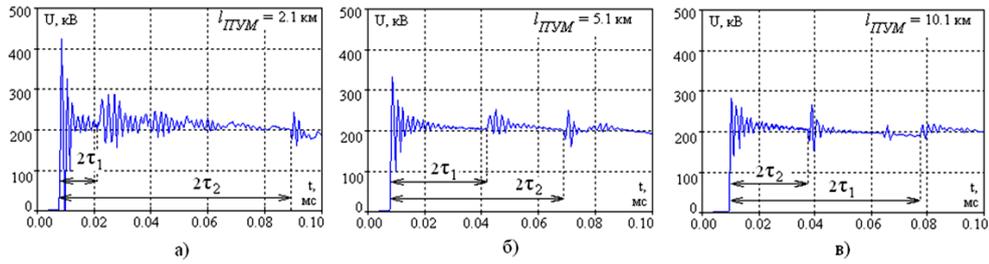
Из представленных на рис.7 и 8 данных видно, что наиболее точную информацию о процессах отражений дают осциллограммы токов в ОПН (рис.7г, д, е). Однако следует отметить, что при снижении напряжений волн, сопровождаемых уменьшением тока в ОПН до десятков ампер, информативность существенно снижается.

Также, отражения от точки удара молнии выделяются на осциллограммах токов, протекающих через емкости вводов трансформатора (рис.7г, д, е). Но селективность этих отражений снижается при близких (менее 2 км) и при дальних (10 км и более) ударах молнии.

Вследствие наложения высокочастотных процессов снижается информативность осциллограмм токов в шинах заземления трансформаторов тока (рис.8а, б, в) и нейтралей трансформаторов (рис.8а, б, в).

Оперативная обработка регистраций в режиме реального времени может быть выполнена для получения спектров. Варианты спектров токов в ОПН для определения расстояния от подстанции до точки формирования грозовой волны на проводах ВЛ приведены на рис.9. Здесь показано сопоставление спектров тока в ОПН для случаев близких ударов молнии (менее 2 км) и удаленных ударов (2 км и более).

Напряжение на силовом трансформаторе Т-1



Напряжение на ТТ Т-1

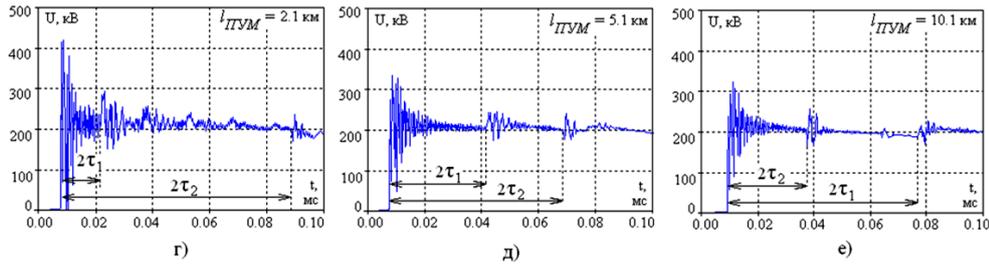
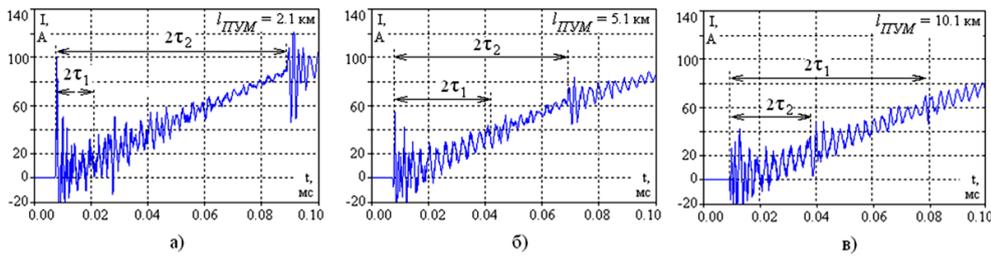


Рис.6. Осциллограммы напряжений на силовом трансформаторе Т-1 (ПС-1) (а, б, в) и на трансформаторе тока выключателя ТТ В Т-1 (г, д, е) для различных удалений точки удара молнии ($l_{ПУМ}$) от ПС-1

Токи в нейтрали Т-1



Токи в ОПН Т-1

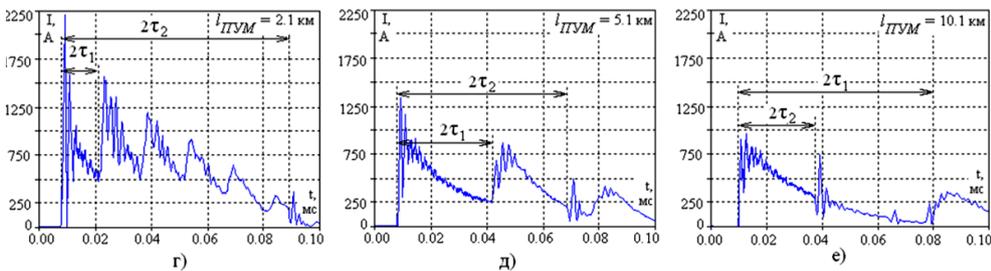


Рис.7. Осциллограммы токов в шинах заземления нейтрали трансформатора Т-1 (а, б, в) и ОПН Т-1 (г, д, е) для различных удалений точки удара молнии ($l_{ПУМ}$) от ПС-1

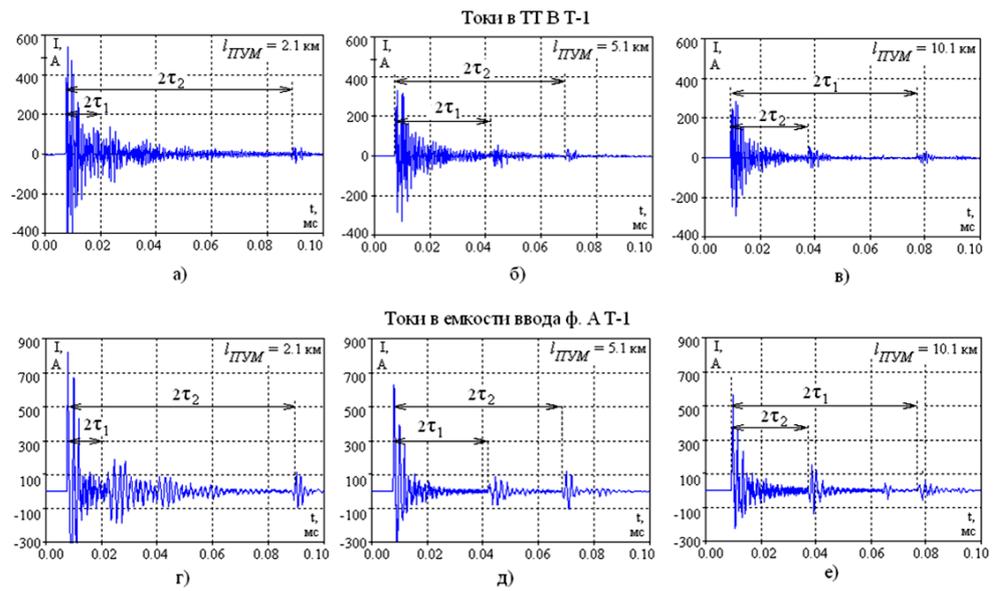


Рис.8. Осциллограммы токов в шине заземления трансформатора тока ТТ В Т-1 (а, б, в) и в емкости ввода фазы А Т-1 (г, д, е)

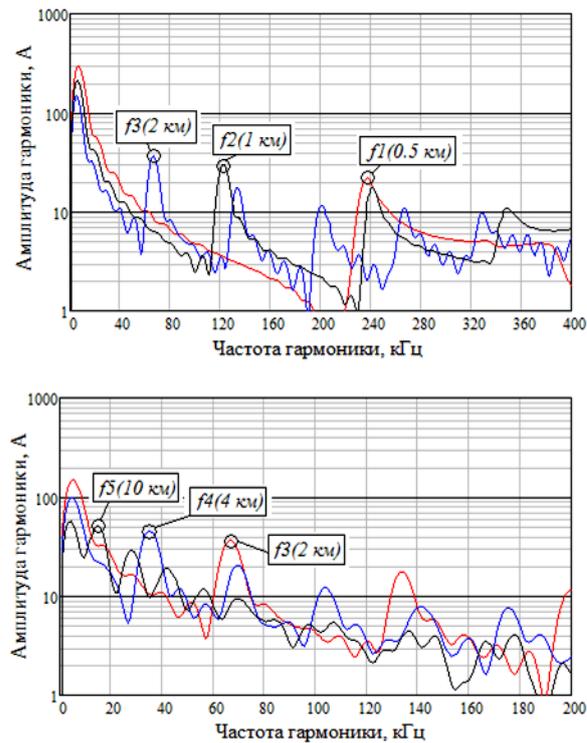


Рис.9. Спектры токов в ОПН для определения расстояния от до точки удара молнии в ВЛ:
 f_1, f_2, f_3, f_4, f_5 – гармоники отражений от точки удара молнии с перекрытием изоляции ВЛ на расстояниях 0.5 км (f_1), 1 км (f_2), 2 км (f_3), 4 км (f_4), 10 км (f_5).

На спектрах выделены области гармоник, соответствующих формированию грозových волн на удалениях 0.5 км, 1 км, 2 км, 4 км и 10 км. Как видно, достаточно точно фиксируются гармоники, соответствующие ударам молнии в подход ВЛ к подстанции, например, $f_l = 238-240$ кГц при ударе молнии на расстоянии 500 м.

Следует отметить, что регистрации токов в шинах заземления защитных аппаратов трансформаторов тока и т.п. полностью удовлетворяют требованиям безопасности и оперативности обслуживания. Кроме того, емкостные токи с помощью интегрирования относительно просто интерпретируются для получения характеристик перенапряжений.

Регистрация емкостных токов в вводах силовых трансформаторов возможна, если в вводах предусмотрены выводы измерительной обкладки, но затруднена необходимостью компоновки датчика и передающего устройства внутри коробки подключения.

Таким образом, развитие методов регистрации и мониторинга перенапряжений в РУ возможно в направлениях развития датчиков тока, оперативной обработки и сбора информации, а также совершенствования методов интерпретации регистраций и оценки погрешности.

Литература

1. Анализ результатов регистрации разрядов молнии опытной четырехпунктной сетью грозопеленгации на Северо-Западе России в августе 2008 г. А.Н.Новикова, О.В.Шмараго, В.С.Снегуров, А.В.Снегуров – Доклады Второй Российской конференции по молниезащите, М.: ЭНИН, 10 с. с илл.
2. Совершенствование методов генерирования СНЧ-КНЧ электромагнитных полей с использованием промышленных ЛЭП и контроля влияния на действующую высоковольтную сеть и кабели связи. Ю.М.Невретдинов, И.М.Зархи, А.А.Жамалетдинов, Г.П.Фастий, И.Е.Кабеев, А.В.Бурцев – Препринт, Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2005. – 68 с.
3. Экспериментальные исследования эффективности каскадной молниезащиты подстанций. Ю.М.Невретдинов, Е.А.Токарева, Д.И.Власко, А.П.Домонов – Вестник МГТУ, 2009 г., 1 выпуск, С. 70.
4. 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, Энергетика, 2011 г., выпуск 3. С. 54.
5. Результаты длительных регистраций токов в нейтралях силовых трансформаторов. В.Н.Селиванов, А.Н.Данилин, В.В.Колобов, Я.А.Сахаров, М.Б.Баранник. – Труды Кольского научного центра РАН, Энергетика, 2010 г., выпуск 1. С. 84.

Сведения об авторах

Ефимов Борис Васильевич,

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

Невретдинов Юрий Масумович,

заведующий лабораторией надежности и эффективности оборудования энергосистем
Цentra физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, к.т.н.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: ymnev@mail.ru

Власко Денис Игоревич,

стажер-исследователь лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: den-energy@yandex.ru

Востриков А.О.,

лаборант лаборатории надежности и эффективности оборудования энергосистем Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН.
Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
Эл. почта: vostrik-aleksandr@yandex.ru

УДК 621.311

Д.В.Куклин

**РАСЧЕТ ИМПУЛЬСНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ
ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА
КОНЕЧНЫХ РАЗНОСТЕЙ ВО ВРЕМЕННОЙ ОБЛАСТИ***

Аннотация

В статье представлены результаты расчетов переходных сопротивлений заземлителей опор линий электропередачи с целью выбора оптимального варианта заземлителя. Сделан краткий анализ полученных результатов.

Ключевые слова:

метод конечных разностей во временной области, переходное сопротивление, заземление.

D.V.Kuklin

**CALCULATIONS OF TRANSIENT RESISTANCE OF TRANSMISSION LINE
TOWERS' GROUNTINGS USING FINITE DIFFERENCE TIME DOMAIN METHOD**

Abstract

Calculation results of transient resistance of transmission line towers' groundings are represented in the article for the purpose of choosing optimal grounding. Short analysis of calculation results is made.

Key words:

finite difference time domain method, transient resistance, grounding.

Известно, что конструкция заземлителя опоры включает горизонтальные и вертикальные проводники, а также ее железобетонные фундаменты. Взаимное экранирование отдельных частей заземлителя приводит к тому, что сопротивление сложного заземлителя оказывается выше суммы сопротивлений отдельных его частей. Также, у протяженных заземлителей опор при протекании через заземлитель импульсных токов, на его сопротивление влияют распределенные емкость и индуктивность. И в первые моменты времени приложения импульса тока, сопротивление заземлителя высоко, т.к. в отводе тока участвует только часть заземлителя. В связи с этими особенностями, для получения заземления с оптимальным значением сопротивления нужно учитывать взаимное расположение проводников в земле.

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

Ранее выполненные расчеты переходного сопротивления показали хорошее соответствие экспериментальным результатам в случае с заземлителями простой формы [1, 2]. После подтверждения метода, были произведены расчеты сопротивлений заземлителей различных конструкций при разных параметрах грунта с целью выбора оптимального варианта заземлителя опоры.

На рисунке 1 показана область вычислений с горизонтальным проводником в качестве заземлителя. В заглубленный на 0.5 метров в землю проводник подается импульс тока с фронтом 1.2 мкс. Ток вводится через вертикально расположенный проводник, который одним концом присоединен к заземлителю, а другой конец доходит до границы области вычислений для имитации бесконечного проводника. Потенциал на заземлителе рассчитывается как интеграл электрического поля вдоль пути от точки ввода тока к границе области вычислений. Шаг сетки выбран равным 0.5 м. Диаметр лучей заземлителей – 12 мм.

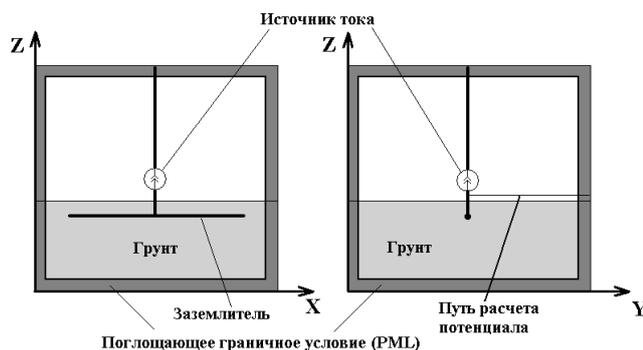


Рис.1. Расчетная область

Как и в [3], примем значение импульсного сопротивления равным отношению потенциала на заземлителе в момент максимума импульса тока к максимальному значению тока. В данном случае импульсное сопротивление равно сопротивлению в момент времени 2 мкс (рис.2).

Рассмотрим случай с двухлучевым заземлителем в грунте с относительно небольшим удельным сопротивлением, равным 200 Ом·м. В данном случае импульсное сопротивление невелико (рис.2).

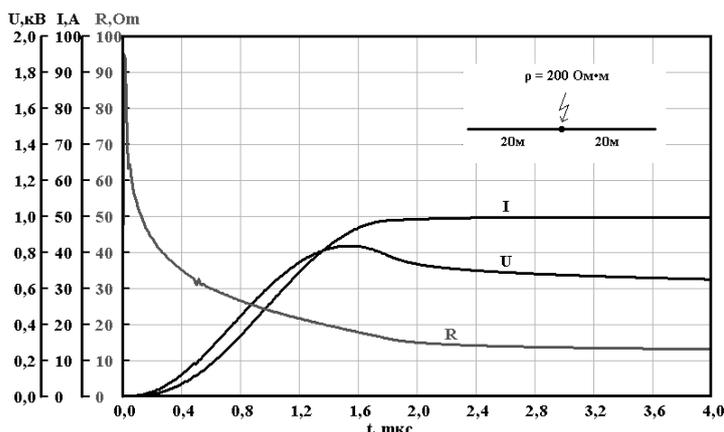


Рис.2. Ток, потенциал и сопротивление заземлителя из двух лучей по 20 метров при $\rho = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

При увеличении длины лучей и удельного сопротивления в 3 раза, сопротивление току промышленной частоты заземлителя увеличивается незначительно. Однако максимальное значение напряжения увеличилось более чем в полтора раза (рис.3).

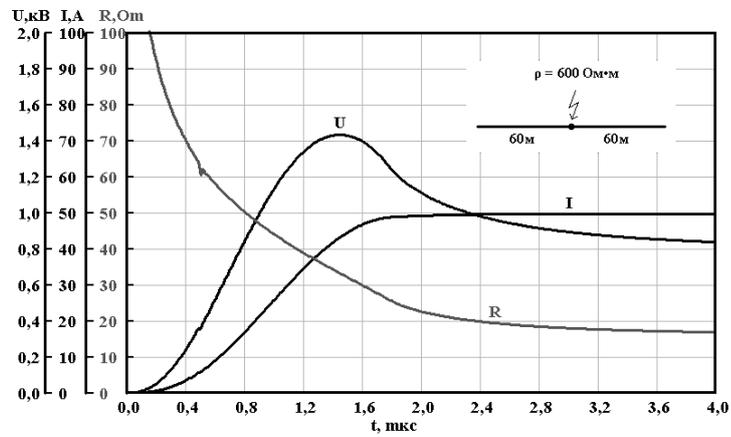


Рис.3. Ток, потенциал и сопротивление заземлителя из двух лучей по 60 метров при $\rho = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

С целью уменьшения импульсного сопротивления, добавим к заземляющему устройству проводники. Для сравнения эффективности дополнительных проводников, суммарная длина дополнительных проводников должна быть равной (рис.4). То есть в данном случае для снижения импульсного сопротивления лучей лучше всего подходит добавление двух горизонтальных лучей (четырёхлучевой заземлитель).

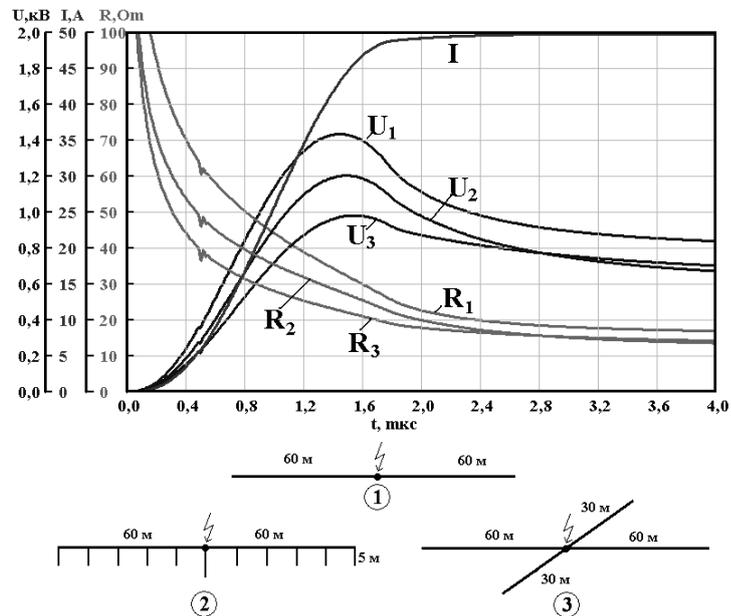


Рис.4. Уменьшение импульсного сопротивления за счет добавления дополнительных проводников

На рисунке 5 представлены результаты расчета заземлителей различной формы при одинаковом количестве затраченного металла. Удельное сопротивление грунта – 2000 Ом·м, относительная диэлектрическая проницаемость равна 5. В первом случае используется двухлучевая заземлитель. Во втором за счет укорачивания длин лучей добавлены вертикальные заземлители. Максимум напряжения удалось уменьшить. Это можно объяснить тем, что вблизи точки ввода добавились дополнительные проводники. Также, несмотря на большее экранирование вертикальных электродов, оно компенсировано тем, что вертикальные электроды эффективнее горизонтальных. В третьем случае используется четырехлучевая заземлитель. У четырехлучевого заземлителя сопротивление постоянному току выше, но максимальное значение потенциала низко, а так же он прост в установке, по сравнению с заземлителем с вертикальными электродами.

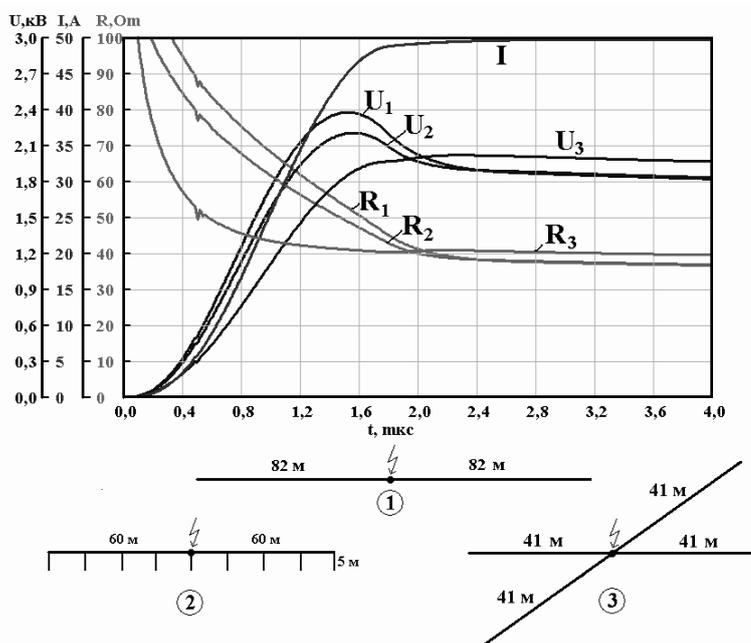


Рис.5. Сравнение импульсных параметров заземлителей разных конфигураций при одинаковом количестве используемого металла. $\rho = 2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\epsilon = 5$

Итак, в грунтах с небольшим значением удельного сопротивления грунта двухлучевая схема заземления оказывается более предпочтительной, т.к. увеличение числа лучей приведет к эффекту экранирования. Но при увеличении значения удельного сопротивления, простое увеличение длины лучей неэффективно с точки зрения импульсных характеристик заземлителя. Также, проведенные расчеты позволяют сделать вывод, что применение сложных в установке вертикальных проводников может оказаться нецелесообразным в сравнении с четырехлучевым заземлителем. Однако определение оптимальной формы заземлителя для конкретного случая требует большего количества расчетов с различными заземлителями.

Литература

1. Novel method for analyzing the transient behavior of grounding systems based on the finite-difference time-domain method. Kazuo Tanabe. 2001.
2. Применение метода конечных разностей во временной области для расчета волновых процессов в протяженных подземных проводниках. Д.В.Куклин. Труды Кольского научного центра РАН, 1/2011.
3. Заземления в установках высокого напряжения. Е.Я.Рябкова. М., «Энергия», 1978. 224 с.
4. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. А.И.Долгинов. М., «Энергия», 1968. 464 с.
5. Computational Electrodynamics: The Finite-Difference Time-Domain Method. Taflov A., Hagness S.C. Third Edition. Artech House, 2005. 1038 с.

Сведения об авторе

Куклин Д.В.,

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

УДК 621.315.66

А.Н.Шаповалов

ВЛАГОПОГЛОЩЕНИЕ КОНСЕРВИРОВАННОЙ ДРЕВЕСИНЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Аннотация

Статья посвящена вопросам определения влагопоглощения древесины сосны воздушных линий, натуральной и пропитанной антисептиками и антипиренами.

Ключевые слова:

влагопоглощение, гигроскопичность, консервированная древесина воздушных линий, защитные химические препараты.

A.N.Shapovalov

WATER ABSORPTION OF CANNED WOOD AIR LINES

Abstract

The article is devoted to the determination of water absorption of pine wood overhead lines, the positive integer, and impregnated with preservatives and fire retardants.

Key words:

dehumidification, water absorption, canned wood overhead lines, chemically protective drugs.

Одним из важных моментов рационального и экономичного использования лесных материалов является повышение срока службы изделий и объектов, выполненных из древесины.

На сегодняшний день имеются основные направления технической политики в распределительных сетях (РС):

1. электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;
2. надежность электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;
3. обоснованное упрощение конструкций и схем сетевых объектов при обязательном повышении их элементной надежности;
4. сокращение затрат на распределение электроэнергии;
5. на ВЛ 0,38-20 кВ рекомендуется применять деревянные опоры, обработанные специальными консервантами, обеспечивающими срок службы не менее 40 лет [1, 2].

Древесина в эксплуатации подвержена воздействию и разрушению разнообразными факторами: климатическими и агрессивными средами (атмосферными, почвенными, биологическими, подводными). Поэтому недооценка роли химической защиты древесины приносит народному хозяйству значительный ущерб. Для заготовки 20 млн м³ древесины, идущей на противогнилостный ремонт, ежегодно неоправданно вырубается 300 тыс. га леса.

Влагопоглощение (гигроскопичность) характеризует свойство капиллярно-пористого тела в определенных температурно-влажностных условиях поглощать (сорбировать) водяной пар из окружающей среды, в качестве которого в последующем рассматривается атмосферный воздух. Гигроскопичность вызывает увеличение размеров, ухудшение механических свойств и повышение восприимчивости древесины к биоразрушению. Влагопоглощение абсолютно сухой древесины обусловлено гидрофильностью древесного вещества и коллоидной природой клеточных стенок, благодаря чему при взаимодействии древесины с водой или водяным паром в ней образуется огромная поверхность раздела твердое тело – вода. В общем случае влагопоглощение древесины определяется поверхностными явлениями, происходящими при взаимодействии древесины с водой, на границе раздела трех фаз твердое тело – пар, твердое тело – вода, вода – пар. В количественном отношении гигроскопичность определяется известными закономерностями поверхностных явлений, а в качественном – специфическими свойствами древесины как адсорбента и воды, как адсорбата.

Первопричиной гидрофильности древесного вещества является наличие в основных компонентах древесины – целлюлозе, лигнине и особенно гемицеллюлозах – гидроксильных и других полярных групп (центров адсорбции), вступающих во взаимодействие с полярными молекулами воды. Термодинамические взаимодействия между ними обеспечиваются тем, что энергия связи гидроксильных групп древесного вещества с водой больше энергии межмолекулярного взаимодействия в воде. Сущность этого взаимодействия в установлении водородных связей между атомами кислорода в гидроксильных группах древесного вещества и атомами водорода молекул воды.

Влагопоглощение натуральной древесины является хорошо изученным вопросом. По сведениям [1-2] пропитанная древесина (береза, дуб) при пребывании в воде в течение 20 суток имела поглощение влаги 3-6%.

Практический интерес представляют результаты экспериментальных исследований гигроскопичности сосны, пропитанной различными защитными препаратами [3]. Известно, что электропроводность зависит от капиллярной влаги в древесине, последняя зависит от объема пустот и объемного веса древесины, чем меньше объем древесины, и чем больше в ней пустот, тем больше влаги она сможет вместить [4]. Поэтому образцы перед испытанием взвешивались на электронных весах типа ВЛР-1 кг 3 кл ГОСТ 24104-80, и исследовалась динамика проникновения влаги в древесину при различном ее состоянии.

При испытании на гигроскопичность исследовались образцы различной пропитки и степени концентрации, 100, 75 и 50%, от рекомендуемых соответствующими ГОСТами, при постоянной температуре 20 и 40°C с изменением относительной влажности в диапазоне 20-95%.

На рис.1÷2 представлены зависимости гигроскопичности сосны от влажности 20÷95% среды при постоянной температуре 20 и 40°C, при 100% концентрации пропитки исследуемых антисептиков и антипиренов. Анализ зависимостей (рис.1а) показывает, что гигроскопичность сосны, пропитанной NaF, 100% концентрации пропитки при постоянной температуре 20°C изменяется по нелинейному закону, при этом величина гигроскопичности сосны W_2 изменяется с $4.11 \cdot 10^{-1} \div 4.29 \cdot 10^{-1}$ г/см³. В пределах влажности 20-60% и температуре среды 20°C величина W_2 изменяется линейно в небольших пределах, при 50 и 75% концентрации препарата. Гигроскопичность сосны с ростом концентрации пропитки NaF при относительной влажности 20% уменьшается. Гигроскопичность сосны, пропитанной ZnCl₂, при указанных значениях концентрации препарата изменяется практически линейно. Однако с ростом концентрации препарата пределы изменения W_2 в диапазоне (20-95%) влажности уменьшаются с 0.17 до $0.8 \cdot 10^{-1}$ г/см³ при одновременном росте величины гигроскопичности. Величина гигроскопичности сосны 100 % концентрации пропитки изменяется в пределах от 4.21 до $4.33 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной NH₄F, зависит от степени концентрации, при 100% концентрации пропитки изменяется в пределах $(4.085 \div 4.26) \cdot 10^{-1}$ г/см³, в пределах каждой степени концентрации пропитки ход зависимостей величины гигроскопичности почти одинаков. Гигроскопичность сосны, пропитанной (NH₄)₂SiF₆ в указанных условиях испытания незначительно зависит от степени концентрации препарата. Это различие между конечными значениями линейной зависимости гигроскопичности составляет $0.06 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной Cu(C₁₀H₁₇OO₂) изменяется линейно, при 100% концентрации пропитки возрастает с 4.74 до $4.82 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Однако в пределах каждой концентрации пропитки W_2 – изменяется в пределах $(0.10 \dots 0.06) \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной ХМ-11, изменяется при температуре 20°C и при 100 % концентрации препарата в пределах $(4.36 \div 4.84) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а в пределах каждой концентрации $(0.03 \dots 0.1) \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной ПХФН, слабо зависит от температуры, влажности и концентрации раствора и изменяется с 3.75 до $4.15 \cdot 10^{-1}$ г/см³; – гигроскопичность сосны, пропитанной ФБС-211, изменяется в пределах $(4.0 \div 4.35) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а в пределах значений испытания каждой концентрации $0.1 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной БС-13, изменяется в пределах $(3.56 \dots 4.18) \cdot 10^{-1}$ г/см³, незначительно зависит от концентрации препарата. В среднем величина W_2 изменяется на величину $0.1 \cdot 10^{-1}$ г/см³ в пределах каждого процентного содержания концентрации препарата. Гигроскопичность сосны, пропитанной КМ, изменяется в пределах $(4.40 \dots 4.72) \cdot 10^{-1}$ г/см³ в среднем значение W_2 изменяется на величину $0.07 \cdot 10^{-1}$ г/см³ в пределах каждого значения концентрации. Влапопоглощение сосны, пропитанной препаратом Галиах 100% концентрации, составило $(5.19 \dots 5.33) \cdot 10^{-1}$ г/см³. Для сосны пропитанной К-12, эта величина изменяется в пределах $(4.56 \dots 4.76) \cdot 10^{-1}$ г/см³. При 100% концентрации пропитки препаратом МБ величина гигроскопичности изменяется в пределах $(4.41 \div 4.8) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а для препарата БК величина влапопоглощения изменяется с $4.61 \cdot 10^{-1}$ г/см³ до $5.01 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Для древесины сосны, консервированной препаратом ХМФС (рис.1б), при указанных условиях эксперимента гигроскопичность изменяется в пределах $(6.24 \dots 6.57) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а для консерванта ПХДС-Т (рис.1б), влапопоглощение

древесины изменяется от $4.82 \cdot 10^{-1}$ г/см³ до $4.92 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность натуральной древесины сосны, изменяется в пределах $(4.16 \div 4.36) \cdot 10^{-1}$ г/см³.

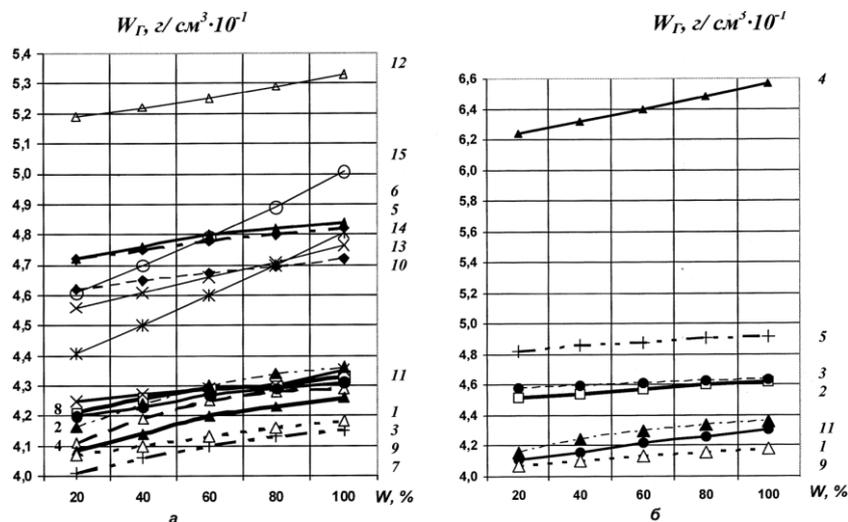


Рис.1. Зависимость гигроскопичности древесины сосны пропитанной антисептиками (а) и антипиренами, консервантами (б) 100% концентрации от влажности при постоянной температуре 20°C. Препараты: а) 1. NaF; 2. ZnCl₂; 3. NH₄F; 4. (NH₄)SiF₆; 5. Cu(C₁₀H₁₇OO₂); 6. ХМ-11; 7. ПХФН; 8. ФБС-211; 9. БС-13; 10. КМ; 12. Галиах; 13. К-12; 14. МБ; 15. БК; б) 1. ФБС-255; 2. ДМ-11; 3. (NH₄)₂SO₄; 4. ХМФС; 5. ПХДС-Т; 9. БС-13; 11. Натуральная древесина

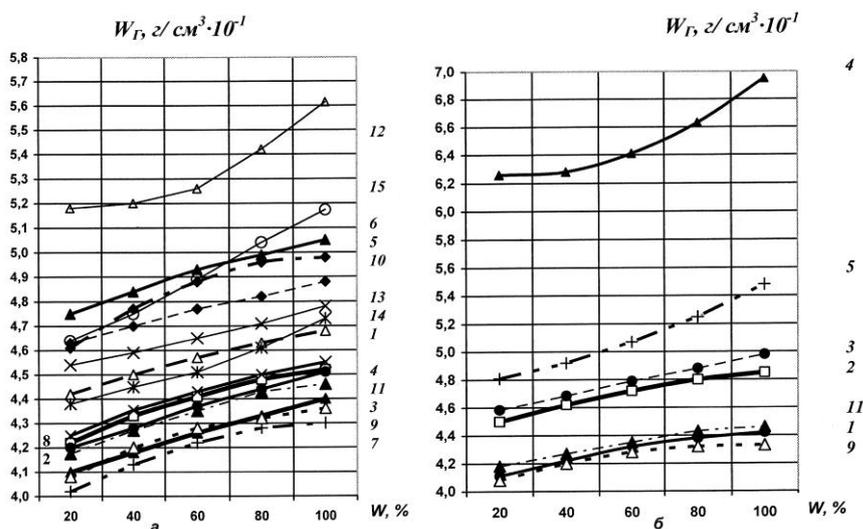


Рис.2. Зависимость гигроскопичности древесины сосны пропитанной антисептиками (а) и антипиренами, консервантами (б) 100% концентрации от влажности при постоянной температуре 40°C. Препараты: а) 1. NaF; 2. ZnCl₂; 3. NH₄F; 4. (NH₄)SiF₆; 5. Cu(C₁₀H₁₇OO₂); 6. ХМ-11; 7. ПХФН; 8. ФБС-211; 9. БС-13; 10. КМ; 12. Галиах; 13. К-12;

14. МБ; 15.БК; б) 1. ФБС-255; 2. ДМ-11; 3. $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; 4. ХМФС; 5. ПХДС-Т; 9. БС-13; 11. Натуральная древесина

Рассмотрим результаты исследования гигроскопичности сосны, пропитанной 50-100% концентрациями антипиренов, от влажности среды при постоянной температуре 20°C. На рис.16 представлены зависимости для древесины 100% концентрации пропитки препаратов. Анализ этих зависимостей показывает, что:

- гигроскопичность сосны, пропитанной ФБС-255, изменяется в пределах $(3.98 \div 4.30) \cdot 10^{-1}$ г/см³, увеличивается с ростом концентрации препарата;

- гигроскопичность сосны, пропитанной ДМ-11, изменяется в пределах $(3.69 \div 4.62) \cdot 10^{-1}$ г/см³.

Среднее значение изменения W_z в пределах каждой концентрации пропитки составляет $0.15 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Самые низкие значения W_z соответствуют условию пропитки сосны 50% концентрацией препарата; – гигроскопичность сосны, пропитанной $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$, изменяется в пределах $(4.36 \div 4.64) \cdot 10^{-1}$ г/см³. Среднее значение изменения W_z в пределах каждой концентрации пропитки составляет $0.08 \cdot 10^{-1}$ г/см³.

Рассмотрим результаты исследований гигроскопичности сосны, пропитанной 50-100% концентрациями антисептиков от влажности среды при постоянной температуре 40°C, для 100% концентрации пропитки препаратов, зависимости представлены на рис.2а. Анализ зависимостей гигроскопичности сосны показывает, что для сосны, пропитанной NaF, с ростом концентрации препарата пределы изменения величины W_z в диапазоне влажности 20-95% уменьшаются, но в целом значения W_z сосны возрастают в условиях испытания; в характере изменения гигроскопичности сосны, пропитанной ZnCl_2 , отмечаются те же закономерности изменения W_z , описанные для случая температуры 20°C. С ростом концентрации препарата пределы изменения W_z уменьшаются с 0.37 до $0.3 \cdot 10^{-1}$ г/см³, зависимость гигроскопичности в пределах каждой концентрации имеет возрастающий характер. Картина изменения гигроскопичности сосны, пропитанной NH_4F 100% концентрации, $(4.2 \div 4.48) \cdot 10^{-1}$ г/см³ (рис.2а), незначительно отличается от характера изменения гигроскопичности этого антисептика при 20°C. Гигроскопичность сосны, пропитанной $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$, незначительно зависит от процентного содержания концентрации пропитки препарата, различие составляет $0.03 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной $\text{Cu}(\text{C}_{10}\text{H}_{17}\text{OO}_2)$ изменяется от 4.52 до $4.98 \cdot 10^{-1}$ г/см³, в пределах каждой концентрации пропитки – $(0.28 \div 0.37) \cdot 10^{-1}$ г/см³. Гигроскопичность сосны, пропитанной ХМ-11, изменяется при температуре 40°C и указанных значениях процентного содержания концентрации пропитки препарата в пределах $(4.50 \dots 5.05) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а в пределах каждой концентрации $(0.28 \div 0.3) \cdot 10^{-1}$ г/см³; гигроскопичность сосны, пропитанной ПХФН, в указанных условиях эксперимента изменяется с 3.97 до $4.3 \cdot 10^{-1}$ г/см³. Влагопоглощение сосны, пропитанной ФБС-211, изменяется в пределах $(4.1 \div 4.55) \cdot 10^{-1}$ г/см³, а в пределах значений каждой концентрации $(0.2 \div 0.3) \cdot 10^{-1}$ г/см³; – гигроскопичность сосны, пропитанной БС-13, изменяется в пределах $(3.95 \dots 4.36) \cdot 10^{-1}$ г/см³, незначительно зависит от концентрации препарата. В среднем величина W_z изменяется на величину $0.28 \cdot 10^{-1}$ г/см³ в пределах каждого процентного содержания концентрации

препарата. Гигроскопичность сосны, пропитанной КМ, изменяется в пределах $(4.34 \div 4.88) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ и в среднем на $0.26 \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ для каждого процентного содержания концентрации пропитки. Влапоглощение сосны, пропитанной препаратом Галиах 100% концентрации пропитки, изменяется в пределах $(5.18 \div 5.61) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$, а для сосны пропитанной К-12, в указанных условиях эксперимента, эта величина составляет $(4.54 \div 4.78) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Гигроскопичность сосны, пропитанной препаратом МБ, (рис.2а) изменяется в пределах $(4.38 \div 4.73) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Гигроскопичность сосны, пропитанной препаратом БК, при 100% концентрации пропитки изменяется в пределах $(4.64 \dots 5.17) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Гигроскопичность сосны, консервированной препаратом ХМФС в указанных условиях эксперимента, (рис.2, б) изменяется в пределах $(6.26 \div 6.95) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Величина влапоглощения сосны, консервированной препаратом ПХДС-Т, (рис.2б) изменяется от $4,81 \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ до $5,48 \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Гигроскопичность натуральной древесины изменяется в пределах $(4.18 \div 4.46) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$.

Рассмотрим результаты исследования гигроскопичности сосны, пропитанной 50-75% и 100% концентрацией антипиренов представленные на (рис.2б), от влажности при постоянной температуре 40°C .

Прирост гигроскопичности W_2 натуральной и пропитанной древесины сосны при изменении относительной влажности воздуха в диапазоне 20-95% при постоянной температуре 20 и 40°C представлен в таблице 1.

Анализ зависимостей гигроскопичности сосны показывает, что:

- гигроскопичность сосны, пропитанной ФБС-255, изменяется в пределах $(4.0 \div 4.42) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$, увеличивается с ростом концентрации препарата;
- гигроскопичность сосны, пропитанной ДМ-11, изменяется в пределах $(4.4 \div 4.85) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$.

Среднее значение изменения W_2 в пределах каждой концентрации пропитки составляет $0.34 \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ изменяется в пределах $(4.19 \div 4.5) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ при 50% концентрации препарата, $(4.2 \div 4.48) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ – 75%; и $(4.42 \div 4.68) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ – 100% (рис.2а); следовательно, с ростом процентного содержания концентрации пропитки сосны гигроскопичность её возрастает; – гигроскопичность сосны, пропитанной $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$, изменяется в пределах $(4.37 \div 4.98) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. Среднее значение изменения W_2 в пределах каждой концентрации препарата составляет $0.35 \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$.

Анализ графиков зависимости W_2 ($W\%$) при постоянной температуре 20°C показывает, что при 50% концентрации препарата величина W_2 для всех антисептиков, изменяется в пределах $(4.0 \div 4.7) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$. С повышением концентрации препаратов резко выделяются три группы (рис.1а и б) антисептиков при пропитке, которыми гигроскопичность древесины изменяется в пределах $(4.01 \div 4.345) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ в одной, в пределах $(4.4 \div 5.026) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ – во второй и в пределах $(5.19 \div 6.75) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$ – в третьей. К третьей группе относятся антисептики Галиах и консервант ХМФС, ко второй КМ, ХМ – 11, $\text{Cu}(\text{C}_{10}\text{H}_{17}\text{OO}_2)$, МБ, БК, К-12 и консервант ПХДС-Т, а к первой все остальные. Характерная особенность, которая наблюдается при испытании древесины при 20°C – это группирование трех групп антисептиков по величине изменения W_2 , не наблюдается при испытании с 40°C . При температуре 40°C наблюдается разброс зависимостей W_2 ($W\%$) в пределах изменения $(3.95 \div 6.95) \cdot 10^{-1} \text{ г/см}^3$.

Таблица 1

Прирост гигроскопичности W_2 натуральной и консервированной древесины сосны при изменении относительной влажности воздуха в диапазоне 20-95% при постоянной температуре

Химические препараты пропитки	Температура воздуха				Концентрация пропитки, %
	20°C		40°C		
	W_2 при 20 %, г/см ³	W_2 при 95 %, г/см ³	W_2 при 20 %, г/см ³	W_2 при 95 %, г/см ³	
Антисептики					
NaF	4.19	0.10	4.19	0.31	50
	4.185	0.110	4.20	0.285	75
	4.12	0.1	4.42	0.265	100
ZnCl ₂	4.090	0.17	4.08	0.260	50
	4.220	0.11	4.22	0.33	75
	4.195	0.115	4.21	0.33	100
NH ₄ F	4.12	0.17	4.12	0.355	50
	4.12	0.125	-	-	75
	4.085	0.165	4.095	0.2	100
(NH ₄) ₂ SiF ₆	4.145	0.020	4.13	0.315	50
	4.21	0.080	4.20	0.285	75
	4.195	0.112	4.20	0.30	100
Cu(C ₁₀ H ₁₇ O ₂)	4.565	0.070	4.52	0.32	50
	-	-	-	-	75
	4.745	0.065	4.61	0.38	100
ХМ-11	4.36	0.09	4.50	0.315	50
	4.50	0.095	4.49	0.295	75
	4.745	0.10	4.75	0.30	100
ПХФН	3.750	0.13	3.975	0.270	50
	4.0	0.12	4.01	0.21	75
	4.01	0.095	4.02	0.285	100
ФБС-211	4.05	0.08	4.05	0.29	50
	4.07	0.09	4.03	0.29	75
	4.25	0.095	4.245	0.30	100
БС-13	3.56	0.115	3.95	0.290	50
	4.02	0.165	4.06	0.31	75
	4.070	0.115	4.07	0.26	100
КМ	4.40	0.1	4.345	0.365	50
	4.40	0.12	4.42	0.26	75
	4.63	0.09	4.63	0.27	100
Галиах	5,19	0,14	5,18	0,434	100
К-12	4,56	0,204	4,54	0,237	100
МБ	4,40	0,404	4,38	0,436	100
БК	4,61	0,416	4,64	0,53	100
ХМФС	6,24	0,33	6,26	0,69	100
ПХДС-Г	4,82	0,4	4,81	0,67	100
Антипирены					
ФБС-255	3.985	0.105	3.995	0.30	50
	4.13	0.11	4.29	0.23	75
	4.13	0.175	4.13	0.30	100
ДМ-11	3.69	0.095	4.40	0.37	50
	4.46	0.025	4.47	0.30	75
	4.52	0.01	4.51	0.35	100
(NH ₄) ₂ SO ₂	4.36	0.1	4.37	0.36	50
	4.385	0.09	4.39	0.29	75
	4.58	0.06	4.585	0.40	100

Натуральная древесина				
	4.160	0.20	4.18	0.28

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. В первой группе антисептиков влагопоглощение изменяется при изменении температуры и влажности и степени концентрации пропитки незначительно. Древесина, пропитанная препаратами ПХФН, БС-13, ФБС-211, имеет самую низкую гигроскопичность относительно гигроскопичности древесины, пропитанной другими антисептиками. Они значительно улучшают это свойство древесины. Положительные качества этих препаратов не изменяются и при испытании древесины, пропитанной ими при температуре 40°C. Следовательно, в условиях атмосферных загрязнений элементов ВЛ 10кВ, перекрытий изоляции при увлажнении целесообразно повышать надёжность и защиту изоляционных деревянных конструкций от воздействия токов утечки и других негативных явлений применением этих препаратов.

2. Во второй группе антисептиков наблюдается большая зависимость гигроскопичности от всех условий эксперимента, чем в первой группе. Наблюдается высокая гигроскопичность для сосны, пропитанной препаратами МБ, БК, и ПХДС-Г, приторост гигроскопичности для этих антисептиков и консервантов изменяется в пределах от $0,434 \cdot 10^{-1}$ г/см³ до $0,67 \cdot 10^{-1}$ г/см³.

3. В третьей группе гигроскопичность зависит от температуры, влажности и концентрации раствора. Древесина, пропитанная препаратами Галиах и ХМФС, имеет влагопоглощение самое высокое из всех исследуемых в работе антисептиков. Следовательно, пропитка элементов ВЛ 10 кВ препаратами второй и третьей группы с точки зрения защиты от гниения для тех районов эксплуатации, где ограничено биоповреждение, а доминируют разрушения токами утечки нецелесообразно.

4. Гигроскопичность сосны, пропитанной антипиренами, при высоких концентрациях препарата с увеличением температуры и влажности среды возрастает.

5. Влагопоглощение натуральной древесины изменяется в пределах $(4.16 - 4.46) \cdot 10^{-1}$ г/см³, зависит от всех факторов, используемых в эксперименте.

Литература

1. Князев В.Н., Боков Г.С. Единая техническая политика в распределительном электросетевом комплексе. Материалы «НТЦ Электроэнергетики». 2004.
2. Бирюков Н.Б. Опоры для ВЛ 0.4-10 кВ // Новости Электротехники. № 6. 2003 г. – С. 24-26.
3. Соболев Ю.С. Древесина как конструкционный материал. М.: Лесная промышленность, 1979. – 10 с.
4. Постников Л.Л. Исследование электрофизических свойств химически пластифицированной древесины березы. Автореферат кандидатской диссертации. Рига. 1972. – 32 с.
5. Шергунова Н.А., Шаповалов А.Н. Гигроскопичность антипирированных деревянных конструкций воздушных линий 10кВ.//Вестник транспорта Поволжья. Самара: СамГУПС, № 4, 2008. – С. 90-95.
6. Маслов В.В. Влагостойкость электрической изоляции. М.: Энергия, 1983. – 208 с.

Сведения об авторе

Шаповалов Александр Николаевич,

канд. техн. наук., доцент СамГТУ,
г. Самара телефон 8-8979026155
УДК 621.315.66

А.Н. Шаповалов

МАТЕРИАЛ КОНСТРУКЦИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Аннотация

Статья посвящена проблемам выбора материала опорно-поддерживающих и несущих конструкций воздушных линий (ВЛ) и разработке теоретических основ расчета электрофизических свойств пропитанных деревянных конструкций в зависимости от влияющих факторов.

Ключевые слова:

конструкции воздушных линий, пропитка защитными химическими препаратами, моделирование электрофизических свойств древесины.

A.N. Shapovalov

CONSTRUCTION MATERIAL OF AIR LINES DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract

The article is devoted to problems of choice of material support-supporting and supporting structures of overhead lines and the development of theoretical bases of calculation of electrical properties of impregnated wood, depending on the influencing factors.

Key words:

the design of overhead lines, treatment with protective chemicals, modeling physical properties of wood.

Устойчивое функционирование систем электроснабжения невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электроэнергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем.

В устройствах распределительных сетей (РС) широкое применение имеют опорно-поддерживающие и несущие конструкции из металла, железобетона и древесины, физико-механические свойства которых в большой мере влияют как на несущую способность и изоляционные свойства конструкций, так и на надежность электроснабжения устройств РС и систем электроснабжения потребителей в целом.

На рынке предлагается несколько видов опор и перед потребителем возникает вопрос выбора материала изоляционных конструкций ВЛ. В настоящее время древесина продолжает оставаться конкурирующим металлу и железобетону материалом в электросетевом строительстве, как в нашей стране, так и за рубежом. Столбовая древесина широко используется в США, Канаде, и ряде европейских стран в строительстве не только линий 20-35 кВ, но и более высокого напряжения. В России, США, Канаде, Швеции и Финляндии на деревянных опорах (ДО) сооружают ВЛ напряжением до 220 кВ. В США на ДО построены опытные участки ВЛ 330 и 460 кВ и в России аналогичные опоры разработаны для ВЛ 330 и 500 кВ. В Японии большинство ЛЭП напряжением до 60 кВ сооружено на ДО. Даже в малолесных странах ДО находят широкое применение [1].

Несмотря на широкое распространение железобетона, металла и искусственных строительных материалов, древесина во многих случаях является незаменимым материалом. Однако при неправильной эксплуатации древесина разрушается очень быстро, и это вызывает громадные убытки. Между тем в современных условиях развития техники можно добиться продолжительного сохранения прочности древесины.

В таблице 1 приведена обоснованная классификация факторов, сопоставление и сравнительная оценка выбора материала для изготовления несущих конструкций ВЛ.

Таблица 1

Классификация факторов выбора материалов для изготовления опор ВЛ

Показатели Агрессивный фактор	Виды материалов несущих конструкций линий			
	Металл (ВстЗ, СтЗкп)	Бетон железобетон (М400 и выше)	Древесина	
натуральная (деловая)			дощато- клееная	
1. Температура среды, °С	Свыше 20 от +6 до +26; >40...50	От -17 до -50; 8...10	От +1 до +48	Выше 60; >80
2. Относительная влажность, %: воздуха, почвы	Ниже 60	50...60; 50...85; 85...95	20...60; 80...95	Выше 75; >98
	15...25	10...12		
3. Вибрационные нагрузки: частота, Гц число циклов	-	50-100	-	<10 ⁷ ...10 ⁸
4. Токи утечки	100...200 мА/дм ²	0.6 мА/дм ²	1.7 мА	Более 100 мА
5. Водородный показатель, рН: атмосферы, почвы	≤5 >14	<6,5 ≤5; >12	≤2	
	≈3			
6. Концентрация ионов хлора: в атмосфере; в почве		10 мг/л 0.5 мг/л		
7. Коррозия: электрохимическая биологическая	+ +	+ +	- +	- +
8. Стимулятор коррозии: в атмосфере; в почвах, грунтах	SO ₂ , SO ₃ , Cl ₂ , NH ₃ , H ₂ S, CO ₂ , NO ₂ .		SO ₂ , SO ₃ , NH ₃ , NO, NO ₂	
	O ₂ , CO ₂ , N ₂		O ₂	
9. Основная диагностическая зависимость	$\sigma = f(\mu)$	Зависимость Накова	$\rho_v = f(W, Q, t);$	
10. Функция прогнозирования коррозии, возгорания. Эффект.	$\varphi = f(\text{pH})$ $\Delta P_{\text{CaO}} = f(\sqrt{\tau})$		$\rho_v = f(W, Q, t);$ эмиссия акустическая	
11. Срок службы конструкции, лет	До 50	Свыше 30 [4]	Свыше 40	50...75
12. Ежегодные убытки от коррозии, млрд руб.	40	50	1...1.5	

ПРИМЕЧАНИЕ. σ – механическое напряжение; μ – магнитная проницаемость; ρ_v – удельное объемное сопротивление; W – относительная влажность воздуха; t – температура воздуха; Q – концентрация пропитки древесины защитными химическими препаратами; ΔP_{CaO} – количество разрушенного бетона, определяемого по потере бетоном CaO; τ – время воздействия агрессивных сред на бетон.

Анализ технико-экономических показателей опор линий электропередачи из

различных материалов показывает, что ДО вполне конкурентоспособны, а во многих случаях (по ряду экономических, инженерно-технических и чисто конъюнктурных соображений) их применение на ВЛ 0.4-10 кВ эффективнее, чем железобетонных [2]. Запас прочности ДО в 2-3 раза выше, чем ДО на железобетонных приставках и железобетонных опорах [3], близких друг другу с точки зрения механической прочности. Эффективность ДО возрастает при сроке службы свыше 16 лет. По данным [4] применение ДО на ЛЭП 35 кВ снижает стоимость линий в 1.5-2.7 раза, а годовые расчетные затраты по ним – в 1.3-2.1 раза. На линиях 110-220 кВ использование ДО снижает капиталовложения в 1.2-1.5 раза а годовые расчетные затраты на 2-27%. Стоимость ЛЭП на металлических опорах (МО) в среднем выше на 30%, чем на железобетонных (ЖБ) и на 50%, чем на ДО. Стоимость линий на ЖБ опорах выше на 20%, чем на деревянных опорах. ДО дешевле железобетонных и металлических опор, но не менее долговечны.

Высокие изоляционные свойства древесины позволяют снизить количество изоляторов на линиях 35-110кВ. Допускают совместную подвеску линий 10 кВ, 0.4 кВ и уличного освещения.

Линии на деревянных опорах без токоотводящих спусков имеют более высокую грозоупорность. При сооружении линии 6÷35 кВ на деревянных опорах длина пути грозового перекрытия изоляции увеличивается за счет импульсной прочности дерева траверсы и стойки опоры. Уменьшается вероятность перекрытия и вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу короткого замыкания [5]. Эти преимущества деревянных опор не удаётся реализовать в полной мере из-за возможности расщепления деревянных частей при прямых ударах молнии, которые, однако, можно предотвратить при правильном выборе защитного химического препарата пропитки.

Технология изготовления пропитанной опоры сложна. Древесина, преимущественно хвойных пород, должна быть освобождена от коры и луба и высушена до 25% содержания влаги (а это занимает около полугода при естественной сушке) и только после этого её можно подвергнуть пропитке. Нарушение технологии изготовления пропитанной столбовой древесины приводит к потере её качества. Поэтому сделать плохую ЖБ опору, как это ни парадоксально, значительно труднее, чем плохую деревянную. При производстве деревянных опор одна из важнейших проблем – как изготовить хорошую пропитанную деревянную опору. Именно нерешенность этого вопроса и послужила причиной начала массового применения железобетонных опор в нашей стране в 70-80-е годы прошлого века.

Использование качественно пропитанных деревянных опор для ВЛ низкого и среднего напряжения гораздо предпочтительнее, чем любых других. Это подтверждено Департаментом электрических сетей РАО«ЕЭС России», который в своем письме от 03.10.2001 рекомендует с целью повышения устойчивости и снижения стоимости ВЛ 0.4-10 кВ «массовое применение деревянных опор нового поколения, особенно в районах, подверженных гололедно-ветровым авариям, с повышенной грозовой деятельностью и с частой гибелью птиц на ВЛ».

ДО хорошо работают на изгиб, то есть не ломаются при серьезных ветровых и гололедных нагрузках, которые зачастую не могут выдержать железобетонные опоры. Гибкость дерева также позволяет обращаться с ДО не столь аккуратно, как это необходимо при работе с довольно хрупкими ЖБ опорами. Серьезное сокращение затрат происходит при транспортировке и установке ДО по сравнению с железобетонными опорами. Для установки опор из дерева не нужна тяжелая техника, а в экстремальных случаях их можно установить даже вручную. Отсутствует «эффект домино» на ВЛ с ДО. Тяжелая ЖБО с хорошо закрепленными проводами, падая, увлекает за собой соседние опоры по всему анкерному пролету, а поврежденная ДО

удерживается на натянутых проводах, что позволяет уменьшить количество аварийных отключений на линии.

Железобетонные опоры для ЛЭП – не панацея. Говорят, что после 25 лет эксплуатации бетон непредсказуем – начинает крошиться, рушиться. Он весьма неустойчив на уровне земля – воздух. Влияют на его состояние и солнце, и мороз, и влага. Повсеместное внедрение в Карелии финской технологии может спасти положение, решить проблему не только энергетиков, но и железнодорожников, связистов, на чьем балансе также находятся линии электропередач.

За рубежом практически все ВЛ электропередачи напряжением 0.4-10 кВ выполнены на деревянных пропитанных опорах. Пример – наш сосед Финляндия, где металлические опоры используются только на линиях более высокого напряжения.

Протяженность ВЛ на металлических опорах составляет 25%, на железобетонных – 57% и на деревянных – 18% от общей протяженности линий.

Средний срок эксплуатации ВЛ на различных опорах на 1 января 2006 года составляет (лет):

- металлических – 41.6;
- железобетонных – 30.1;
- деревянных – 41.4.

Следует отметить, что в начальном периоде эксплуатации повреждаемость металлических опор в 1.5 раза ниже, чем железобетонных опор. Однако если железобетонные опоры в течение 15-20 лет после приработки конструкций находятся в периоде стабильного состояния и их повреждаемость остается примерно на одном уровне, то металлические опоры к этому сроку находятся под влиянием износного фактора. В результате их повреждаемость сравнивается. Основная причина значительной начальной разницы в повреждаемости между металлическими и железобетонными опорами заключается в сильной зависимости несущей способности последних от качества заделки их в грунте. Часто железобетонные опоры под действием внешних нагрузок приобретают крен, что создает дополнительный изгибающий момент в стойке опоры, вызванный значительной собственной массой конструкции, способствующей дальнейшему увеличению наклона. От этого несущая способность железобетонных опор резко снижается, что приводит к их разрушению. Доля изгибающего момента от вертикальных нагрузок достигает в гололедных районах порядка 35%, а при слабой заделке опор 50% и более. Отказы железобетонных опор из-за гололедно-ветровых нагрузок превышают те же значения для металлических опор в 1.9 раза. К сожалению, в эксплуатации этому фактору уделяется мало внимания. Другая причина пониженной надежности железобетонных опор в период приработки – большое число скрытых дефектов. К таким дефектам в первую очередь следует отнести обрывы арматуры, отклонения от проектного армирования, несоответствие классов бетона и стали расчетным, пустоты и раковины в теле бетона и др. Отказы по этим причинам составляют 35.5%. Наличие трещин в стойках опор в настоящее время не сказывается на надежности, так как процесс коррозии арматуры не достиг критического значения.

Крен металлических конструкций из-за неудовлетворительного закрепления в грунте наблюдается весьма редко. Основная причина разрушения металлических опор – это превышение реальных нагрузок и воздействий, а также коррозионный износ элементов при длительной эксплуатации. К вышесказанному необходимо добавить, что преобладают отказы износного характера при сверхрасчетных нагрузках. Об этом свидетельствует тот факт, что в тех случаях, когда причиной отказов являлся только ураганный ветер, металлические опоры имели срок эксплуатации 10-15 лет, а отказы конструкций, которые эксплуатировались менее 10 лет, не превышали 15% от общего числа отказов.

К наибольшему числу отказов ВЛ 10 кВ в расчете на 100 км трассы приводят повреждения деревянных опор. При практически одинаковых внешних воздействиях высокий уровень повреждаемости ВЛ на деревянных опорах может быть объяснен низким сроком службы (7-15 лет) из-за значительной потери прочности вследствие загнивания и невозможности своевременного его устранения.

Указанные недостатки опор и других элементов ВЛ можно предотвратить только на основе современной диагностики их технического состояния. Диагностика является неотъемлемой частью технического перевооружения. Существующая система диагностики состояния оборудования электрических сетей не эффективна, что связано как с отсутствием на объектах электрических сетей технических средств, так и с недостаточностью нормативно-методической базы по всему спектру возможных систем диагностики.

В настоящее время производятся работы по реконструкции линий электропередачи на деревянных опорах напряжением от 0.4 до 110 кВ ЗАО «ЭФЭСк», находящейся на территории Ленинградской области. Полная замена устаревших деревянных опор на пропитанные по технологиям Финляндии (при сроке службы до 50 лет) производится на участке линий «Великая Губа-Кижы» ОАО «Карелэнерго».

Многокритериальный подход рационального применения опор из различных материалов предполагает разработку развернутой системы технико-экономических показателей, в которой в качестве решающего показателя, характеризующего экономическую эффективность конструкций, применяется показатель приведенных затрат, а в качестве дополнительных – расход материалов, масса, эксплуатационные расходы и др.

Система должна учитывать также комплекс других факторов: технический уровень изготовления, экономико-географические социально-экономические, экологические (в основном связанные с утилизацией арматуры ЖБО и фундаментов, находящихся в действии) факторы, которые влияют на эффективность, выбор материала конструкций и на установление границ и конструктивных форм рационального применения.

Учет региональных возможностей и особенностей необходим при разработке эффективных мероприятий по унификации и типизации опор, стимулировании повышения качества их разработки, совершенствования конструкций и оптимизации параметров унифицированных конструкций. Данные возможности и особенности следует принимать во внимание при разработке типовых рекомендаций по изменению границ эффективного применения взаимозаменяемых конструкций опор из различных материалов, обусловленных различным уровнем цен, затрат на транспортировку и т.д.

Проблема совершенствования изолирующих конструкций на базе новых нетрадиционных материалов (электробетон, полимеры, клееная и модифицированная древесина и др.) и защиты высоковольтных ВЛ от разрушений (коррозия, возгорание от токов утечки, микодеструкция и др.) переживает качественно новый этап, на котором имеются все возможности для ее практического решения в рамках общей интенсификации и интеграции народного хозяйства стран СНГ.

Электрические свойства древесины играют большую роль при решении проблемы грозоупорности линий электропередачи 35÷220 кВ и более на деревянных опорах и их возгораемости от токов утечки и т.п.

В настоящее время в нашей стране продолжают работы по совершенствованию технологии и средств химической защиты древесины. Качество и надежность защиты во

многое зависит от глубины пропитки древесины. Наиболее качественную и глубокую пропитку можно обеспечить с помощью современных автоклавных установок.

Особое внимание при выборе и эксплуатации ВЛ в районах с загрязненной атмосферой уделяется проблеме исследования электроизоляционных свойств изделий из керамики, стекла или пластмассы, оставляя без внимания ее вторую часть – капиллярно-пористый материал – древесину. Однако даже значительные достижения в области изоляторостроения не смогли снять остроты этой проблемы, например для линий электропередач ЛЭП 6-220 кВ и выше, в которых разрядные характеристики изоляции определяются состоянием комбинированной изоляции «фарфор-дерево», т.е. изоляционными свойствами древесины.

Обеспечение надежной оптимальной работы изоляции воздушных линий невозможно без учета свойств и характеристик каждого изолирующего элемента комбинированной изоляции «фарфор-дерево», как в отдельности, так и в комплексе. Немаловажен и тот факт, что в работах, посвященных исследованию координации изоляции «фарфор-дерево» остается без внимания такой важный фактор, существенно влияющий на электрофизические свойства древесины, как пропитка химическими защитными препаратами.

Предлагаются два направления борьбы за продление сроков службы ВЛ с элементами деревянных конструкций, одним из которых является эффективная профилактика ДО с помощью дополнительной пропитки химическими препаратами деревянных деталей изоляционных конструкций.

Другая проблема повышения надежности ВЛ сосредоточена в области защиты древесины от разрушения токами утечки. Среди повреждений ВЛ по вине эксплуатации 60% составляет загнивание древесины и 20% – возгорание деревянных опор.

В связи с тем, что электроизоляционные свойства древесины зависят не только от температурно-влажностных режимов эксплуатации, но и от химического состава пропиточного защитного препарата, были проведены исследования, направленные на то, чтобы определить электрическое сопротивление пропитанной древесины изоляционных конструкций ВЛ в температурно-влажностных режимах эксплуатации, которые позволят определить препарат придающий древесине наряду с защитными лучшими электроизоляционные свойства в регионах с повышенным загрязнением атмосферы.

Отсутствие аналитических методов расчёта электрических свойств древесины в зависимости от факторов внешней среды является основной причиной, сдерживающей изучение особенностей изоляции высоковольтных линий на деревянных опорах. Поэтому предпринята попытка создания теоретических основ расчета электрических параметров пропитанных деревянных элементов ВЛ в зависимости от состава, структуры и свойств древесины и заполняющих её веществ (влаги, воздуха, пара).

В результате экспериментальных исследований с учетом законов термодинамики гетерогенных сред были разработаны математические модели расчета электрического сопротивления и гигроскопичности капиллярно-пористых коллоидных материалов. Эти модели представляют собой совокупность соотношений, связывающих гигроскопичность и электрическое сопротивление с различными действующими одновременно факторами: температурой и влажностью древесины и воздуха, высоким переменным напряжением, агрессивностью среды, внешними воздействиями погоды, видом и концентрацией защитной химической пропитки.

Разработан метод расчета электрического сопротивления древесины в зависимости от пропитки Q , относительной влажности воздуха W и его температуры t .

Исследования по определению эффективных средств защиты деревянных элементов ВЛ от возгорания и стабилизации активного сопротивления дерева в условиях увлажнения атмосферными осадками позволили разработать математическую модель

активного сопротивления, которое может быть представлено в виде:

$$r(s, \tau) = \frac{2\omega_{\delta}}{\chi_{\delta}^2 \int_0^{\delta} \frac{\delta d\delta}{\rho_c[t(s, \delta, \tau), W_r(s, \delta, \tau)]}},$$

где $\rho_c[t(s, \delta, \tau), W_r(s, \delta, \tau)]$ – функция активного удельного сопротивления древесины умноженная на длину; W_r – влажность древесины; s, δ, τ – пространственные и временные координаты; $\omega_{\delta}, \chi_{\delta}, \delta_{\delta}$ – площадь поперечного сечения траверсы, длина периметра сечения и характерный линейный размер (радиус) этого сечения.

Разработаны стохастические модели гигроскопичности и электрического сопротивления пропитанной древесины ВЛ от климатических и эксплуатационных факторов, которые могут быть использованы затем для целей предсказания и прогнозирования электрофизических свойств натуральной и пропитанной древесины изоляционных конструкций.

Предложена математическая модель расчета ожидаемого числа возгораний деревянных элементов ВЛ 10 кВ.

Математические модели расчета равновесной гигроскопической влажности и других характеристик комбинированной изоляции ВЛ с пористыми твердоволокнистыми элементами получены на основании исследований, учитывающих механизм тепло- и влагопереноса.

Выводы

1. Древесина может эффективно применяться в качестве конструкций без значительной переработки на воздушных линиях электропередачи.
2. Аналитическая связь электрического сопротивления натуральной и пропитанной древесины от температуры и относительной влажности воздуха, вида и концентрации рабочего раствора химической пропитки для равновесных и неравновесных условий её эксплуатации позволяет прогнозировать возможность разрушения от токов утечки деревянных несущих конструкций ВЛ в различных регионах России и СНГ.

Литература

1. Шнелль Р.В., Китушин В.Г., Киселев А.П. Целесообразность применения деревянных опор на линиях электропередачи // *Электричество*. № 3. 1975. – С. 73-76.
2. Кондратьев В.М., Прохоров В.М. Оценка целесообразности применения деревянных опор ВЛ 0.4-10 кВ // *Энергетическое строительство*. №8. 1979. – С. 29-31
3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под общей ред. Ю.Н.Тищенко, Н.С.Мовсесова, Ю.Г.Барыбина. – М.: Энергоатомиздат. 1985. – 248 с.
4. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1979. – 312 с.
5. Гиндуллин Ф.А., Гольштейн В.Г., Дульзон А.А., Халилов Ф.Х. Перенапряжения в сетях 6-35 кВ. – М.: Энергоиздат. 1989. – 192 с.

Сведения об авторе

Шаповалов Александр Николаевич,
канд. техн. наук, доцент СамГТУ,
г. Самара, телефон 8-8979026155

УДК 621.311

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

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА РЕМОНТИРУЕМОЙ ДВУХЦЕПНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Аннотация

В статье представлены результаты численного моделирования наведенных напряжений на двухцепной линии, выведенной в ремонт. Предложены меры снижения риска поражения электрическим током при работе под наведенным напряжением.

Ключевые слова:

наведенное напряжение, двухцепная линия электропередачи, схема заземления, безопасность ремонтных работ.

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

THE WAYS TO REDUCE INDUCED VOLTAGES ON A DE-ENERGIZED CIRCUIT IN A DOUBLE-CIRCUIT TRANSMISSION LINE

Abstract

The paper presents the results of numerical modeling of induced voltages on a de-energized circuit in a double-circuit transmission line. The measures to reduce the risk of electric shock under the induced voltage are proposed.

Key words:

induced voltage, double-circuit transmission line, grounding scheme, safety repairs.

Проблема наведённых напряжений и обеспечения безопасности работы ремонтного персонала на отключённых ВЛ обсуждается долгое время, и всё же остаётся актуальной [1]. Трудность решения этой проблемы, оценки опасности или безопасности работ на конкретной линии заключается в том, что как расчётные, так и измеренные значения наведённых напряжений не являются однозначными, поскольку зависят от многих параметров (количества влияющих линий и схем их сближения с ремонтируемой линией, геометрии, нагрузок и режимов работы влияющих ВЛ, удельного сопротивления грунта по трассе линий, которое само зависит от сезона и погодных условий). В связи с этим, большое значение для обеспечения безопасной работы ремонтного персонала на отключённых линиях электропередачи приобретает расчётная оценка возможных величин наведённых напряжений.

Действующие с 2001 года «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001» (далее Правила) [2] определяют воздушную линию под наведённым напряжением как «ВЛ и ВЛС, которые проходят по всей длине или на отдельных участках вблизи действующих ВЛ или вблизи контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока и на отключённых проводах которых при различных схемах их заземления (а также при отсутствии заземлений) и наибольшем рабочем токе действующих ВЛ (контактной сети) наводится напряжение более 25 В».

Постановка задачи настоящей работы также связана с требованием пунктов 4.15.52, 4.15.53 и 4.15.54 Правил:

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

Все виды работ на этих ВЛ, связанные с прикосновением к проводу без применения основных электротехнических средств, должны проводиться по технологическим картам или ППР, в которых должно быть указано размещение заземлений исходя из требований обеспечения на рабочих местах потенциала наведённого напряжения не выше 25 В.

Если на отключённой ВЛ (цепи), находящейся под наведённым напряжением, не удаётся снизить это напряжение до 25 В, необходимо работать только на одной опоре или на двух смежных. **При этом заземлять ВЛ (цепь) в РУ запрещается.** Допускается работа бригады только на опорах, на которых установлены заземления, и в пролёте между ними».

Далее, если наведённое напряжение превышает 25 В, рекомендуется применять дополнительные заземления в месте работ для снижения этих напряжений до безопасных значений. Как известно из литературы и подробно рассмотрено в [3], сопротивления таких заземлений должны иметь значения не более нескольких Ом. Для большинства промежуточных точек линии (удалённых от мощных контуров подстанций) такие сопротивления дополнительных заземлений в условиях высокоомных грунтов просто невозможно обеспечить. Единственным путём реального обеспечения требований безопасности работ в соответствии с Правилами остаётся заземление линии только в одной точке – месте работ. При этом создаются дополнительные организационные трудности при ремонтах в нескольких, удалённых друг от друга более чем на один пролёт, местах линии. Всегда существует вероятность (случайного) заземления отключённого участка линии во второй точке или по концам, что приводит к резкому росту наведённых напряжений. Кроме того, хотя максимально допустимое сопротивление заземления в месте работ для изолированной по концам линии обычно составляет несколько сот Ом, в ряде особо неблагоприятных случаев оно может снижаться до 100 и менее Ом. Это для особо высокоомных грунтов тоже может стать сложной задачей. Поэтому необходимо по возможности точно определить круг линий, на которых можно работать по обычной для энергосистем схеме – заземление отключённой ЛЭП по концам и дополнительное (контрольное) заземление этой линии в месте работ независимо от фактического наведённого напряжения, и, следовательно, от величины сопротивления этого заземления.

В Кольской энергосистеме определен перечень линий под наведенным напряжением, при работе на которых запрещено устанавливать заземления в РУ конечных подстанций. В частности, такой является двухцепная ВЛ 154 кВ Л-163/164 от Верхнее-Тулумской ГЭС-12 до подстанции № 21 в г. Заполярный. Линия, введенная в эксплуатацию в 1964 г., имеет протяженность по трассе 117,5 км и размещена на 421 металлической опоре, среди которых преобладают промежуточные двухцепные опоры типа П-4; средняя длина пролета 300 м, марка провода АС-240. Подходы к подстанциям на расстояниях порядка 2 км защищены грозотросом, марка провода С-50. Трасса ВЛ проходит по тундровой местности с каменистым грунтом, удельное сопротивление грунта в среднем имеет величину порядка 10000 Ом·м. Сопротивление растеканию тока заземляющих устройств опор ВЛ имеет порядок десятков и сотен Ом, и во многих случаях значительно превышает нормируемые значения.

Наведенное напряжение на ремонтируемой цепи в основном определяется соседней цепью, находящейся под рабочим напряжением. Тем не менее, следует также учитывать возможное влияние от ВЛ, следующих в одном коридоре с исследуемой линией. Такой линией является Л-221, на протяжении 20 км от подстанции № 21 следующая в одном коридоре с Л-163/164, причем ширина сближения в среднем составляет 40 м по осям цепей.

Важным фактором, влияющим на величину наведенного напряжения, является наличие разнообразных неоднородностей по длине взаимодействующих линий: изменение ширины коридора, угла между осями цепей, транспозиции проводов, изменение числа влияющих линий и т.д. Так как длина исследуемой линии превышает 100 км, то на ней проведен полный цикл из четырех транспозиций, делящий линию на пять однородных участков в примерной пропорции 1/1/2/1/1. На рисунке 1 показана схема сближения Л-163/164 и соседней Л-221, которая не имеет транспозиций. Линия 35 кВ М-105/106 также показана на рисунке, но при расчетах ее влияние не учитывалось.

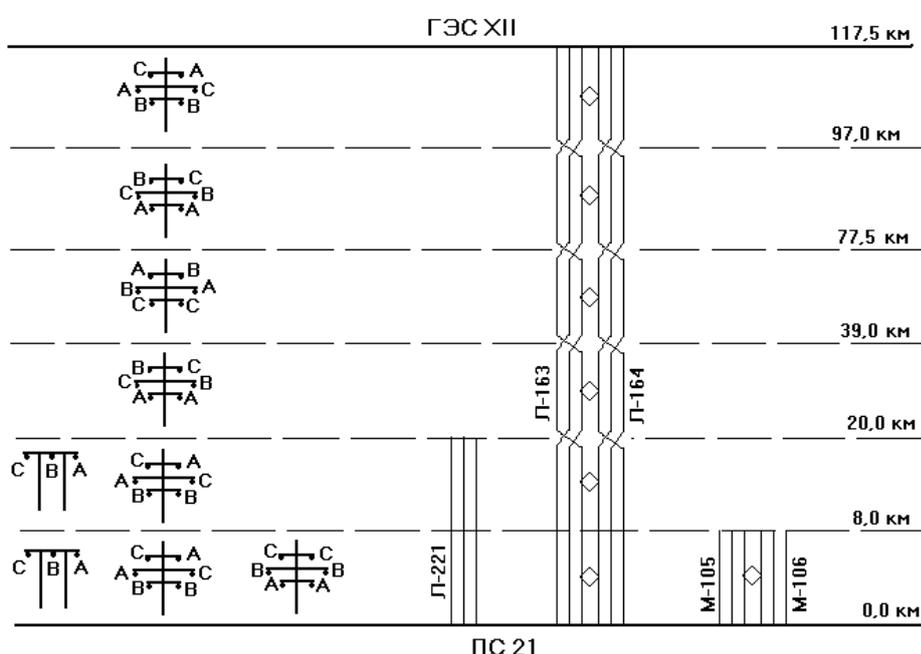


Рис.1. Схема сближения линии Л-163/164 и соседних линий

Таким образом, влияющими являются одна из цепей двухцепной линии Л-163/164 и Л-221. Расчет наведенных напряжений проводился при рабочих токах на момент проведения измерений; для Л-163/164 действующее значение тока принято равным 280 А, а для Л-221 – 150 А.

Расчеты проводились с использованием программы расчета переходных процессов ЕМТР-АТР. В библиотеке программы есть модуль LCC, который позволяет моделировать линии электропередачи и кабели на основе их физических параметров, в том числе многоцепные линии с числом фаз до 28, с транспозициями и изменением геометрии взаимного расположения. На рисунке 2 показаны диалоговые окна модели, описывающие один из участков коридора линий Л-163/164 и Л-221.

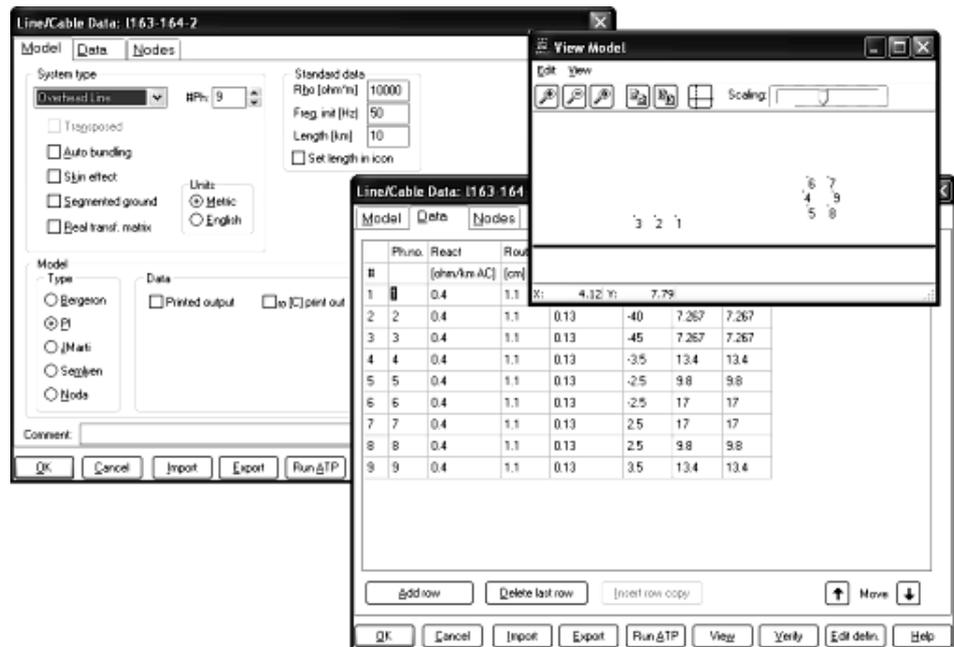


Рис.2. Диалоговые окна модели LCC в программе EMTP-ATP

Модель линии в программе EMTP-ATP показана на рисунке 3. Модель выполнена в виде 12 однородных участков длиной около 10 км каждый. На первых двух участках от подстанции № 21 учтено влияние Л-221, остальные участки отличаются взаимным расположением фаз, соответствующим транспозиционным участкам Л-163/164. В использованном примере сопротивление заземляющих устройств (ЗУ) подстанций, за отсутствием реальных данных, выбрано в пределах нормируемого значения 0.5 Ом. Указаны точки с 0 по 12, в которых фиксировались значения напряжений, и которые далее используются при анализе результатов. Показан частный случай заземления в точке 4 на опору с сопротивлением 100 Ом. Для заземления трехфазных цепей использован сплиттер – компонент, позволяющий расщепить многофазную шину на провода отдельных фаз. В нашем примере это дает возможность моделировать обрыв заземляющих проводников.

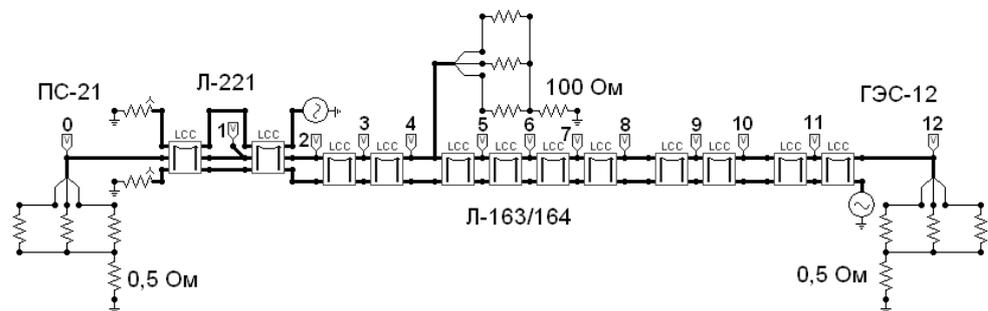


Рис.3. Модель линии в программе EMTP-ATP

Расчет производился для случая ремонта на цепи Л-163, которая расположена ближе к Л-221, Л-164 выступала как действующая влияющая линия. Если Л-163 не заземлена ни в одной точке, то основной вклад вносит емкостная составляющая влияния и наведенное напряжение на фазах в зависимости от точки измерения лежит в пределах от 2600 до 3100 В. Индуктивная составляющая от емкостных токов линии сравнительно мала.

При заземлении ремонтируемой линии в РУ подстанций емкостная составляющая исчезает, но увеличивается индуктивная составляющая за счет токов, замыкающихся через малое сопротивление ЗУ подстанций. Кривая распределения максимальных из наведенных на фазах линии Л-163 действующих значений напряжений представлена на рисунке 4. Как видно из рисунка, Л-163/164 попадает под определение линии под наведенным напряжением по пункту 4.15.52 Правил. На том же рисунке продемонстрирован вклад влияния Л-221 в наведенное напряжение на линии Л-163. Можно видеть, что это влияние распространяется не только на участок их совместного следования в одном коридоре, но и значительно дальше, практически на две трети длины линии.

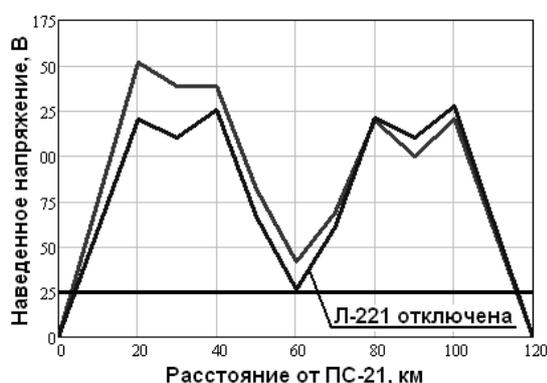


Рис.4. Кривая распределения наведенного напряжения по длине Л-163/164

В реальной ситуации ремонт на цепях Л-163/164 должен производиться в соответствии с пунктом 4.15.53 Правил и ремонтируемая цепь должна заземляться только в месте производства работ. В таблице 1 представлены варианты расчетов при заземлении цепи Л-163 в точках 1-11, где организована регистрация наведенных напряжений в модели линии, для различных режимов заземления и взаимного влияния. Сразу стоит сделать замечание, касающееся точности расчетов и их сравнения с экспериментальными данными. Модель линии является идеализированным объектом, в котором невозможно учесть все неоднородности и влияющие факторы, поэтому полученные результаты являются качественными и отличие от экспериментальных данных может быть значительным, иногда 50-70 %. Сравнение расчета с опытом будет обсуждаться далее.

Во втором столбце таблицы представлены результаты расчета напряжения на опоре относительно удаленной земли для случая, когда линия заземлена на опору и в РУ концевых подстанций. Из расчета видно, что напряжение будет ниже 25 В только в случае сопротивления ЗУ опоры порядка единиц Ом, что в условиях высокоомных скалистых грунтов недостижимо. На рисунке 5 показана кривая напряжения на ЗУ опоры в точке № 2 (20 км от подстанции № 21) в зависимости от его сопротивления. Интересно отметить, что, начиная с определенного значения сопротивления, напряжение на опоре перестает расти и стремится к значению, соответствующему закороченным, но не заземленным проводам.

Таблица 1

Наведенные напряжения на Л-163
при различных режимах заземления и влияющих линий, В*

Точка заземления	Заземлена в РУ	Заземлена в РУ, Л-221 отключена	Не заземлена в РУ	Провода фаз в РУ закорочены
1	35 / 35 / 28	21 / 21 / 16	128 / 9 / 1	127 / 9 / 1
2	71 / 69 / 44	42 / 41 / 26	141 / 10 / 1	140 / 10 / 1
3	66 / 63 / 35	39 / 37 / 21	128 / 9 / 1	127 / 9 / 1
4	64 / 62 / 30	42 / 40 / 20	114 / 8 / 1	114 / 8 / 1
5	48 / 46 / 21	28 / 26 / 12	120 / 9 / 1	120 / 9 / 1
6	31 / 30 / 13	13 / 13 / 7	129 / 9 / 1	130 / 9 / 1
7	17 / 16 / 7	8 / 7 / 3	141 / 10 / 1	142 / 10 / 1
8	18 / 17 / 8	23 / 22 / 11	153 / 11 / 1	153 / 11 / 1
9	11 / 10 / 6	21 / 20 / 11	141 / 10 / 1	141 / 10 / 1
10	23 / 23 / 15	30 / 28 / 18	128 / 9 / 1	128 / 9 / 1
11	13 / 12 / 10	16 / 15 / 12	134 / 9 / 1	134 / 9 / 1

* В ячейках таблицы первое число значения наведенного напряжения при бесконечном сопротивлении опоры, второе при сопротивлении 100 Ом, третье при сопротивлении 10 Ом.

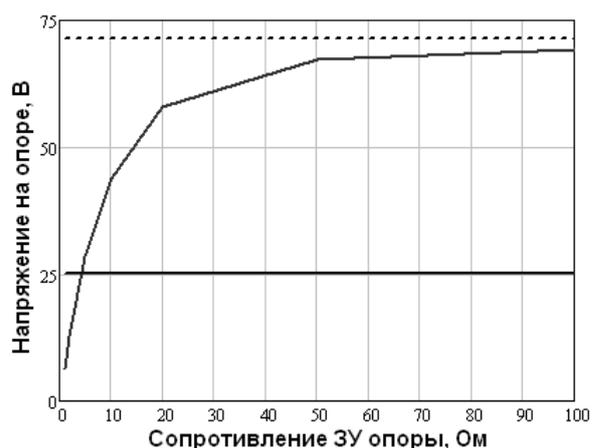


Рис.5. Зависимость напряжения на опоре в точке № 2 от сопротивления ЗУ опоры линии, заземленной в РУ

В третьем столбце приведены результаты при тех же условиях, но при отключенной линии Л-221. Как уже отмечалось ранее, линия Л-221 вносит существенный вклад в наведенное напряжение на Л-163/164, и ее отключение на время выполнения ремонтных работ позволит снизить уровень наведенного напряжения.

В настоящее время ремонтные работы на Л-163/164 в соответствии с пунктом 4.15.53 Правил ведутся на линии, не заземленной в РУ конечных подстанций. В четвертом столбце таблицы 1 приведены результаты расчета напряжений для такого режима заземления. Видно, что при сопротивлении ЗУ опоры 100 Ом напряжение на ней меньше опасного значения 25 В. Однако, рассмотрим зависимость напряжения на опоре в точке № 2 от сопротивления заземления, как это сделано

ранее на рисунке 5. На рисунке 6 видно, что вид зависимости в области характерных для опор сопротивлений ЗУ иной, и если при сопротивлении 100 Ом напряжение на опоре всего 15 В, то при сопротивлениях выше 250 Ом напряжение будет превышать безопасный уровень. В районе точки № 2 – в 20 км от подстанции № 21 – были выполнены измерения сопротивлений ЗУ трех опор, и они составили величины 257, 495 и 657 Ом, т.е напряжение на опоре может превысить безопасный уровень 25 В даже при незаземленной в РУ ремонтируемой линии.

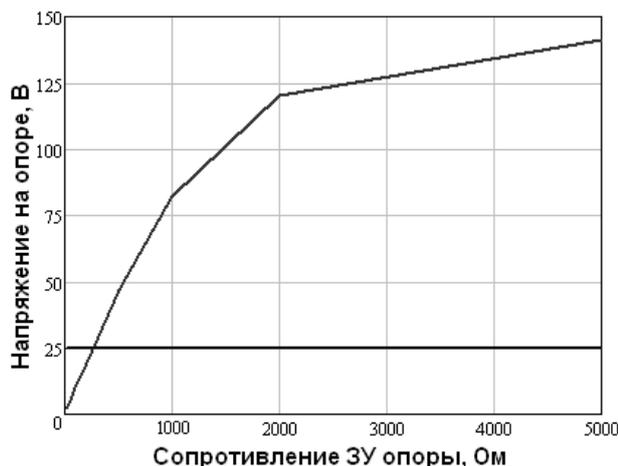


Рис.6. Зависимость напряжения на опоре в точке № 2 от сопротивления ЗУ опоры линии, не заземленной в РУ

Расчеты показывают, что основная идея, на которой основан пункт 4.15.53 Правил, является верной: уменьшение индуктивной составляющей за счет разрыва цепи протекания тока между точкой заземления в месте проведения работ на линии и ЗУ подстанций значительно снижает уровень наведенного напряжения. Однако, как показал десятилетний опыт эксплуатации высоковольтных линий в соответствии с новыми правилами безопасности, уровень электротравматизма значительно вырос. Причина этого в том, что даже в случае строгого следования нормам правил всегда есть вероятность нештатной ситуации, когда происходит отсоединение одного из заземляющих проводников либо от фазного провода, либо от опоры, тем более это возможно при ошибочных действиях ремонтного персонала или преднамеренных нарушениях правил электробезопасности.

Опасность поражения персонала наведенным напряжением возникает в следующих случаях:

1. случайное прикосновение к проводам при установке заземлений;
2. обрыв заземляющего проводника при некачественной установке заземлителя или его отсоединение в процессе работы из-за сильных ветровых нагрузок;
3. ошибочное отключение заземлителя. Для предотвращения опасной ситуации по п.2 было дано распоряжение о дублировании заземлителей на опоре. При его снятии возможна ситуация, при которой от провода отключается один заземлитель, а от опоры – другой, дублирующий, при этом в руках у линейщика оказывается заземляющий проводник, подключенный к фазному проводу.

Если ремонтируемая линия заземлена в РУ подстанций, то напряжение на незаземленной фазе превысит безопасный уровень, но будет не выше значений, показанных на рисунке 4. На практике напряжения порядка сотни вольт при применении дополнительных средств защиты, или даже при работе в брезентовых рукавицах, вряд ли приведут к тяжелому поражению электрическим током. Но если линия, в соответствии с Правилами, не заземлена в РУ, то напряжение на фазе, потерявшей контакт с заземляющим устройством, станет равно напряжению на изолированном проводе, в нашем примере это порядка 3500 В, а в некоторых случаях это напряжение может превышать 10 кВ. От такого напряжения дополнительные средства уже не спасут, и вероятность поражения крайне высока.

Даже грубейшие нарушения правил безопасности не должны караться смертью, поэтому крайне необходимо изыскать организационные или технические мероприятия, которые позволят снизить риск поражения при работе под наведенным напряжением на разземленных в РУ подстанций линиях.

Одним из наиболее опасных видов работ при подготовке рабочего места на выведенной в ремонт линии под наведенным напряжением является процесс наложения заземлителей. В этот момент наиболее высока вероятность прикосновения к незаземленным проводам. Мы считаем, что установку и снятие заземлений на провода линии в месте производства ремонтных работ следует выполнять при заземленных в концевых РУ линиях. Это не противоречит Правилам, так как их требования распространяются на уже заземленную в месте производства работ линию.

На рисунке 7 показаны результаты расчета наведенного напряжения на линии, фазы которой не заземлены в РУ, но закорочены между собой. Такой режим работы линии не противоречит Правилам, но в тоже время более чем на порядок снижает уровень напряжения на незаземленной линии. При обрыве заземляющего проводника напряжение на разземленной фазе не превысит 300 В, что, несомненно является опасным значением, но вряд ли такой уровень приведет к пробое изоляции дополнительных средств защиты, и риск поражения электрическим током снизится.

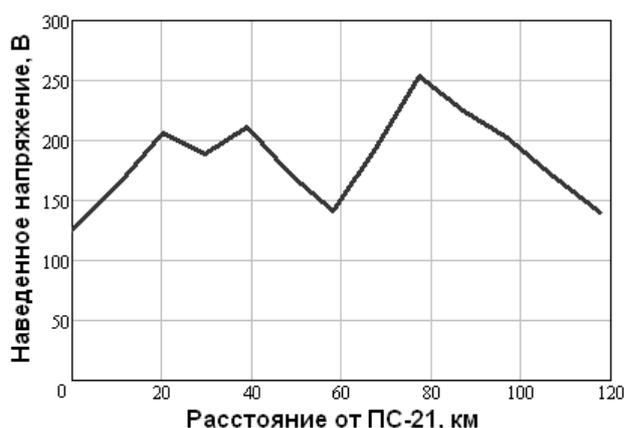


Рис.7. Кривая распределения наведенного напряжения по длине Л-163/164 при закороченных в РУ фазных проводах

В пятом столбце таблицы 1 представлены результаты расчета наведенного напряжения на заземленных на опору проводах при таком режиме заземления линии. Результат в точности совпадает с четвертым столбцом, где показаны результаты при режиме заземления, соответствующем Правилам.

Полученный результат объясняется тем, что индуктивная составляющая наведенного напряжения за счет фазных токов в проводах отсутствует, а емкостные составляющие фазных напряжений образуют прямую последовательность, близкую к симметричной. При объединении проводов напряжения складываются и дают сумму, равную несимметрии фаз.

Таким образом, предложенный способ не противоречит пункту 4.15.53 Правил, линия не заземляется в РУ подстанций, наведенное напряжение в месте проведения работ не превышает 25 В, а при обрыве заземлителя значительно снижается риск поражения ремонтного персонала.

Результаты расчетов подтверждаются проведенными измерениями наведенного напряжения на Л-163/164 при различных режимах заземления ремонтируемой линии [4]. Как уже отмечалось выше, в некоторых случаях данные экспериментов значительно отличаются от расчетных значений. Наибольшее расхождение имеет место при расчете индуктивной составляющей наведенного напряжения. Это связано с особенностями моделирования линии в программе ЕМТР-АТР. Емкостная составляющая рассчитывается через матрицу потенциальных коэффициентов, расчет которой не представляет особых сложностей даже в случае линии сложной конфигурации. Несколько хуже обстоит дело с расчетом взаимного влияния токов в проводах линии и земле. Даже небольшое изменение параметров схемы иногда приводит к значительным отличиям в полученных результатах. Так, первоначально длины транспозиционных участков были округлены кратно 10 км, то есть отличие от реальных длин не превышало 5 %. Это привело к двукратной разнице между расчетными и экспериментальными данными. Дело в том, что на уровень напряжения на заземленной линии сильное влияние оказывает несимметрия напряжений на фазных проводах, которая, в свою очередь, сильно зависит от физических параметров модели линии: длины участков, порядка чередования фаз и их взаимного расположения и т.д.

Кроме того, эксперименты выявили еще один аспект, который необходимо учитывать при расчете наведенного напряжения. На рисунке 8 представлена осциллограмма напряжения на заземленных на опору проводах Л-163. Линия заземлена в РУ, сопротивление опоры порядка 350 Ом.

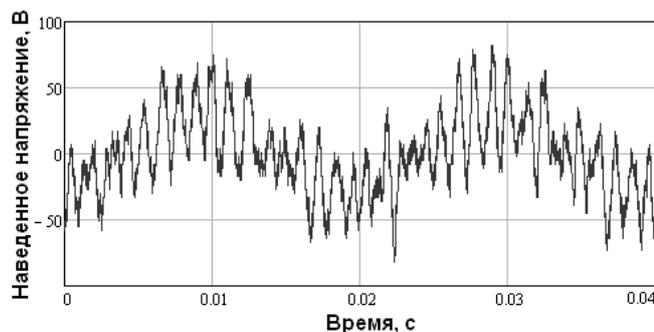


Рис.8. Осциллограмма наведенного напряжения

На рисунке 9 представлен спектр этого сигнала. Оказывается, в индуктивной составляющей наведенного напряжения уровень высших гармоник может превышать составляющую промышленной частоты. В приведенном примере действующее значение первой гармоники меньше 15 В, и это та величина, которая будет получена при расчете наведенного напряжения по модели, не учитывающей гармонический состав напряжения в сети; в реальности действующее значение в два раза выше.



Рис.9. Спектр наведенного напряжения

На линии, не заземленной в РУ, гармоники практически не оказывают влияния на уровень наведенного напряжения, это означает, что в емкостной составляющей они пренебрежимо малы.

Выводы

1. Установка и снятие заземления на рабочем месте ВЛ под наведённым напряжением должна осуществляться после её заземления в РУ стационарными заземляющими ножами.
2. Соединение между собой изолированных фазных проводов в концевых РУ в случаях превышения наведенного напряжения на отключенных линиях выше допустимой величины 25 В, значительно снижает опасность тяжелого поражения ремонтного персонала электрическим током при возникновении аварийных ситуаций, связанных с обрывами заземляющих проводов в местах проведения ремонтов на линии.
3. При расчете наведенного напряжения на ремонтируемой линии необходимо учитывать гармонический состав напряжений и токов во влияющей линии.

Литература

1. Целебровский Ю.В. Нормативные основы безопасности работ под наведённым напряжением // Энергетик. 2010. № 5. – С. 34-36.
2. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ РМ-16-2001, РД 153-34.0-03.150-00. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 192 с.
3. Костенко М.В., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л., Ефремов И.А. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. Л.: Наука. 1998. – 303 с.
4. Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Залесова О.В., Селиванов В.Н., Якубович М.В. Повышение безопасности работ на линиях под наведенным напряжением // Труды КНЦ РАН. Энергетика. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2010. – С. 91-102.

Сведения об авторах

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

Ефимов Борис Васильевич,

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

Кизенков Александр Николаевич,

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

Селиванов Василий Николаевич,

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

Якубович Марина Викторовна,

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

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

УДК 621.316

В.Г.Гольдштейн, А.В.Гундаев, Н.С.Васильева, С.Е.Кокин

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МЕГАПОЛИСОВ

Аннотация

В статье рассмотрены актуальные проблемы электроснабжения мегаполисов. Проанализированы возможности повышения надёжности электроснабжения потребителей за счёт использования новых источников энергии. Особое внимание уделено применению современного оборудования распределительных сетей: КРУЭ, кабели с изоляцией из СПЭ, кабели с использованием ВТСП, сухие токоограничивающие реакторы. С учётом анализа зарубежного опыта сделаны выводы о возможностях применения рассмотренного оборудования в российских мегаполисах.

Ключевые слова:

мегаполис, электроснабжение, источники энергии, распределительные сети, кабели с изоляцией из СПЭ, кабели с использованием ВТСП, сухие токоограничивающие реакторы.

V.G.Goldshtein, A.V.Gundaev, N.S.Vasilyeva, S.E.Kokin

INNOVATIVE METHODS FOR SOLVING OF MEGALOPOLISES RELIABLE POWER SUPPLY PROBLEMS

Abstract

The paper considers actual problems of power supply of megalopolises. The possibilities of increasing the reliability of power supply by using new energy sources are analyzed. Particular attention is paid to the application of advanced equipment in distribution networks: gas-insulated switchgear, XLPE-cables, HTSC-cables, dry current limiting reactors. Conclusions of the potential of considered equipment of application in Russian huge cities are made keeping in mind international experience.

Key words:

megalopolis, power supply, energy sources, distribution networks, XLPE-cables, HTSC-cables, dry current limiting reactors.

Системы электроснабжения современных мегаполисов (МП) имеют характерные, с точки зрения обеспечения надёжности электроснабжения и энергоэффективности, особенности и проблемы. Актуальность и настоятельная необходимость в современных решениях этих проблем диктуется, с одной стороны, статистикой постоянного количественного роста глобальных аварийных ситуаций, а с другой, открывающимися новыми возможностями, техническими средствами и мероприятиями. В связи с этим предлагаются инновационные способы и средства управления электрическими режимами, решения проблем токов короткого замыкания, компенсации реактивной мощности кабельных линий электропередачи, перенапряжений различного рода на изоляции электрооборудования и линий.

Развитие электроэнергетики, неотъемлемой основной частью которой являются электрические системы и сети, на современном этапе времени невозможно без применения новых видов электрооборудования. В большей степени это относится к сетям высокого напряжения (ВН) и сверхвысокого напряжения (СВН), хотя для сетей средних и низших классов напряжения эта проблема стоит также остро.

В мире насчитывается 60 крупных МП с населением свыше 3 миллионов человек и из них 2 в нашей стране (Москва, Санкт-Петербург). При этом разнообразие специфики реализации их электроснабжения связано с разными

климатическими условиями, расстояниями транспорта электроэнергии и др. Особенно большое влияние оказывают перепады температур зимой и летом до $80\div 100^{\circ}\text{C}$, а в северо-восточных районах и больше. Поэтому для обеспечения надежной, качественной и экономичной работы систем электроснабжения отечественных МП и крупных городов требуется тратить значительно больше средств, чем в большинстве стран Европы, Азии, Америки и др.

Установленное на электросетевых объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность их работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Таким образом, представляется целесообразным замена малонадежного, устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы сетей, совершенствования их схем, повышения надежности эксплуатации электрооборудования электрических сетей и электроснабжения потребителей, повышения пропускной способности сети в целом.

Современные электрические системы МП РФ, к которым относятся 6-7 городов, обладают всеми указанными особенностями электроэнергетических систем. Схемы электрических сетей таких МП, как правило, имеют сложноразветвленный характер с большим числом крупных узловых подстанций, связанных достаточно «короткими» связями с крупными объектами генерации.

Анализ развития МП в нашей стране и за рубежом, говорит о необходимости неотложного увеличения выработки электроэнергии, так как потребность в ней неуклонно растет. Решение проблем дефицита электроэнергии требует новых источников электроэнергии и эффективного энергосбережения.

Один из возможных путей – создание крупных тепловых или атомных электростанций за пределами агломерации МП, что, несомненно, связано с рядом кардинальных проблем. Это, прежде всего, создание систем «глубокого ввода» и перестройка системы теплоснабжения, поскольку, по мнению многих специалистов, городские ТЭЦ необходимо коренным образом модернизировать, что сейчас решается с помощью установки и ввода нового эффективного оборудования, ПГУ и других технологий.

На использование в качестве источников мощных АЭС наложился отпечаток катастрофы 2011 года в Японии (АЭС Фукусима). Можно сказать, что в общественном сознании сложилось определенное негативное отношение к атомной энергетике по результатам самой аварии, ликвидации ее последствий, ошибок и неточностей в проектировании и эксплуатации. Среди них специалисты НИЦ «Курчатовский институт» назвали неудачную компоновку оборудования, неадекватное определение максимальной высоты волны, недостатки в организации аварийного электроснабжения и аварийного планирования, водородной безопасности в случае тяжелого развития аварии и др. Кроме этого, была отмечена неэффективность государственного регулирования ядерной безопасности. В частности, было также проигнорировано признанное во всем мире такое российское решение, как ловушка расплава активной зоны.

В целом атомная отрасль, имеющая целый ряд отрицательных сторон, тем не менее, подтвердила свою эффективность многими десятилетиями надежной работы. АЭС является наиболее технически и технологически обеспеченным

решением глобальных задач энергетики (и, прежде всего, электроэнергетики) в совокупности с проблемами глобального потепления вследствие крайне незначительных показателей выбросов CO₂.

По сообщениям средств массовой информации, компетентных органов и специалистов можно констатировать, что большинство стран, развивающих атомную энергетику, в принципе не поддерживают известных предложений по полному закрытию существующих и прекращению работ по созданию новых АЭС. Здесь необходимо напомнить, что в мировой науке и технике известны прецеденты процессов, не менее опасных для человечества, чем имеющие место в атомной энергетике.

Тем более, что в настоящее время с технико-экономической точки зрения, по общему мнению, убедительной альтернативы АЭС для преодоления мирового энергетического дефицита не видно. Поэтому в любом случае ни в ближайшей, ни в долгосрочной перспективе нецелесообразно отказываться от них и тем более полностью ликвидировать, а необходимо сосредоточить усилия на многократном повышении надежности АЭС.

Анализируя с учетом сказанного выше проблемы энергетики Москвы, как наиболее крупного МП России, можно констатировать, что в ближайшем будущем целесообразно строить, развивать и использовать АЭС и тепловые электрические станции конденсационного типа, предназначенные для покрытия базовой части графиков электропотребления, а также гидроаккумулирующие и газотурбинные для покрытия пиковых нагрузок.

При создании этих энергоисточников за пределами Московской области коммерческая эффективность будет определяться меньшей удельной стоимостью установленной мощности и выработанной электроэнергии, а также экономией затрат за счет низкой стоимости земли и рабочей силы. Однако добавятся расходы на транспорт электроэнергии, создание требуемой инфраструктуры, обеспечение экологических требований и др. Наиболее целесообразными с этой точки зрения являются близкие к Москве экономически слабые регионы Европейской части России.

Можно констатировать, что МП обладают рядом специфических особенностей: высокая плотность застройки, сокращение свободных площадей внутри города, связанные с развитием его инфраструктуры, высокие требования к электромагнитной совместимости электрических сетей ВН и СВН с установками техносферы и коммуникационными сетями, к допустимым уровням воздействия электромагнитных полей на человека.

Осложняющими факторами являются также наличие крупных производственных центров и большого числа автотранспорта, которые являются загрязнителями главной изоляции ВЛ и оборудования ОРУ ПС, значительная стоимость свободной земли в городской черте, повышенные эстетические требования к архитектурному облику построек и сооружений, расположенных в черте города, в том числе и к объектам электроэнергетики. Это усложняет развитие и поддержание требуемого уровня надежности энергосистем МП.

Возможным решением этой проблемы может быть применение относительно нового и перспективного оборудования: элегазовых трехфазных комплектных распределительных устройств (КРУЭ) напряжением 110-750 кВ, силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) ВН и СВН.

Компактность КРУЭ и возможность его установки в закрытых помещениях при относительно малой занимаемой площади предопределяет перспективность применения КРУЭ в условиях энергосистем МП. Применение КРУЭ в таких условиях оказывается выгоднее в финансовом плане, чем возведение ОРУ ввиду

значительной стоимости земли, отводимой под площадку для возведения новой ПС, а в большинстве случаев и из-за невозможности строительства ОРУ, по причине отсутствия требуемой площади и архитектурных требований внутри города.

Меньшая площадь трассы КЛ, ее большая надежность в сравнении с ВЛ (при выполнении всех необходимых условий по выбору необходимых кабелей для передачи требуемой мощности на стадии проектирования и соблюдения технологии прокладки на стадии монтажа), а также отсутствие опор и висящих проводов определяют широкое внедрение КЛ ВН и СВН в энергосистемы крупных городов, что и наблюдается в энергосистемах МП, в том числе в Санкт-Петербурге, Москве, Самаре. При этом стоимость строительства кабельной линии соответствующего класса напряжения по сравнению с равной ей по передаваемой мощности воздушной линией приблизительно в 15÷20 раз больше. Но даже, несмотря на это обстоятельство, КЛ на основе кабелей с изоляцией из СПЭ находят все большее применение.

СПЭ имеет ряд существенных преимуществ перед другими изоляционными материалами по физико-механическим, диэлектрическим, конструкционным и технологическим свойствам переработки:

1. За счет увеличения допустимой температуры жилы достигнута большая пропускная способность кабеля (в зависимости от условий прокладки, допустимые нагрузочные токи на 1/6-1/3 выше, чем у кабелей с бумажной изоляцией);

2. Высокая устойчивость к влаге, при этом отпадает необходимость в металлической оболочке;

3. При коротком замыкании обеспечивается большой ток термической устойчивости;

4. Изоляционные электрические характеристики выше, а диэлектрические потери ниже;

5. Меньше допустимый радиус изгиба кабеля;

6. Поскольку для изоляции и оболочки применяются полимерные материалы, то для прокладки кабелей при температурах -20°C их предварительный подогрев не требуется;

7. Неограниченные возможности по прокладке кабелей на трассах с любой разностью уровней;

8. СПЭ-кабель имеет меньшие габариты и массу, как следствие прокладка кабеля, как в кабельных сооружениях, так и в грунте на сложных трассах становится легче.

Широкие перспективы для применения в электроснабжении МП открывает ряд инновационных разработок для передачи электрической энергии с помощью кабелей, использующих эффект высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП).

Основным преимуществом кабелей из ВТСП материалов перед обычными маслonaполненными кабелями или кабелями со сшитым полиэтиленом является их высокая пропускная способность при малом сечении, низкие потери энергии, а также пожарная и экологическая безопасность.

Прежде всего, создание ВТСП кабеля на большие токи позволит эффективно решить проблему глубоких вводов мощности в крупные города, а также выдачу мощности от крупных электростанций, расположенных в трудных географических условиях. А в таких МП, как Москва, с целью снижения потерь распределение электроэнергии внутри города происходит на напряжении 110 кВ с последующим понижением до 10 кВ и 0,4 кВ. Минимальные потери в ВТСП кабелях при их повышенной пропускной способности по току могут позволить исключить промежуточную ступень трансформации на напряжение 110 кВ и перевести распределение электроэнергии в городе сразу на напряжение 10÷20 кВ при значительном снижении стоимости подстанций.

В настоящее время в мире эксплуатируется ряд коротких ВТСП кабельных линий и ведутся работы по крупным проектам в этой области. В частности в США разработан проект создания не отдельной кабельной линии, а целой сети в одном из центральных районов Нью-Йорка. Аналогичные проекты уже заложены в развитие систем электроснабжения Москвы, Санкт-Петербурга и других городов России.

Общеизвестна проблема высоких уровней токов коротких замыканий (КЗ) в электрических сетях МП. При этом рост в настоящее время достигает угрожающих масштабов. Фактически промышленностью пока серийно не выпускается электрооборудование и особенно выключатели ВН и СВН, способные отключать токи КЗ свыше 63 кА. Стоимость такого оборудования, рассчитанного на применение в системах с токами КЗ 63 кА, значительна, а разработка электрооборудования на большие токи воздействия вообще является уникальным случаем и фактически экономически не выгодна.

Представляется очень эффективным использование ВТСП в инновационных конструкциях электрических машин и аппаратов. Отметим здесь, в частности, ограничитель токов КЗ (ВТСП ТО), который представляет собой токоограничивающее устройство, включаемое в защищаемую часть сети. Уникальные свойства сверхпроводящих материалов позволяют создать ограничители токов КЗ, не имеющие аналогов среди традиционных электротехнических устройств.

Основное преимущество ВТСП ТО заключается в его возможности иметь существенное низкое сопротивление по сравнению с эксплуатируемыми токоограничивающими реакторами в нормальном режиме и практически безынерционно увеличивать его до требуемой величины при КЗ. Это позволяет использовать ВТСП ТО в сетях с целью снижения ударных значений токов КЗ и их координации с отключающей способностью коммутационной аппаратуры. Несомненный положительный результат применения ВТСП ТО – это продление срока службы коммутационной аппаратуры.

В настоящее время реализовано несколько опытно-промышленных проектов ВТСП ТО на напряжения до 20 кВ и на мощности порядка 10÷15 МВА. Развернуты разработки ВТСП ТО на напряжение до 110÷220 кВ (США, Евросоюз, Япония, Китай, Россия и другие страны).

Наряду с ВТСП ТО для ограничения токов КЗ в электрических сетях МП эффективно использование таких новых аппаратов, как сухой токоограничивающий реактор (СТР), который представляет собой трехфазные блоки однофазных катушек без магнитного сердечника (с постоянным индуктивным сопротивлением), который включается последовательно в линию. При возникновении КЗ на отходящем фидере СТР выполняет токоограничивающую роль. Можно констатировать, что в настоящее время таких аппаратов ни в одной точке энергосистемы МП не установлено. Однако, вероятнее всего, весьма целесообразно их широкое применение в схемах перспективного развития энергосистем МП на уровне 2015 года.

Отметим также такие оригинальные электроустановки, как фазоповоротные устройства трансформаторного типа, обладающие возможностями, как продольного, так и поперечного регулирования. Они позволяют регулировать перетоки мощности не только в сети соответствующего класса напряжения, но и перераспределять потоки между сетями различных классов напряжений. Это дает возможность снижать потери в сети в целом путем создания необходимого уровня загрузки сетей различных классов напряжения.

Кроме этого, это открывает большие возможности управления потоками мощности в схемах ее выдачи для крупных генерирующих узлов, питающих энергосистемы МП. Например, ЛАЭС в энергосистеме Санкт-Петербурга, Балаковская АЭС и Жигулевская ГЭС.

Литература

1. Дмитриев С.А. Мониторинг системы электроснабжения мегаполиса на основе объектно-ориентированной графовой модели: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 Екатеринбург, 2007 174 с. РГБ ОД, 61:07-5/1896.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Е. Электрические системы и сети. Проектирование. Высшая школа. Минск. 1988.

Сведения об авторах

Гольдштейн Валерий Геннадьевич,
профессор, д.т.н., СамГТУ кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы»,
г.Самара, ул.Молодогвардейская 244. Тел. 8-846-2784496

Гундаев Александр Вячеславович,
студент, г.Самара, СамГТУ, ул.Молодогвардейская 244,
Тел. +79277144504, alexgun1991@rambler.ru

Васильева Наталья Сергеевна,
ст. преподаватель, СамГТУ кафедра «Инженерная графика», г.Самара,
ул.Молодогвардейская 244

Кокин Сергей Евгеньевич,
доцент, к.т.н., УРФУ, г.Екатеринбург,
Тел.+7 9122419376, e-mail: sergeykokin@list.ru

УДК 621.311

А.Д.Дунаева, М.Колцун, М.П.Полякова

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ СЛОВАКИЯ

Аннотация

В работе рассматриваются пути и подходы к решению вопросов оптимального распределения производства электроэнергии, оценки ее качества, регулирования активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе, а также способы контроля работы энергосистем.

Ключевые слова:

импульсная система управления, экспертная система контроля, электрическая система, надежность, качество, электроснабжение.

A.D.Dunaeva, M.Kolcun, M.P.Polyakova

SOLVING POWER SYSTEM CONTROL PROBLEMS ON THE EXAMPLE OF THE SLOVAK REPUBLIC

Abstract

In this paper considered ways and approaches to solving problems of optimum distribution of power generation, its quality rating, control of active and reactive power in electric power system, as well as ways to control the operation of power systems.

Key words:

pulse control system, an expert control system, electric system reliability, quality, power.

Надежное, качественное и экономичное электроснабжение потребителей является основной задачей функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС). Для выполнения этой задачи необходимо управлять электроэнергетической системой как комплексной системой кибернетического типа. В настоящее время объединение отдельных национальных электроэнергетических систем, наряду с внедрением информатизации и телекоммуникаций, приводит к значительным изменениям в области оперативного управления электроэнергетической системой.

Процессы либерализации и глобализации на рынке электроэнергии поднимают новые аспекты в оперативном управлении электроэнергетической системой.

Рассмотрим текущие проблемы в управлении комплекса взаимосвязанных электроэнергетических систем. Любая ЭЭС характеризуется:

- 1) размером – вся ЭЭС, распределенная на большой территории (территориальный размер);
- 2) сложностью – связи между отдельными элементами ЭЭС;
- 3) случайным характером нагрузки – размер будущей нагрузки ЭЭС точно не известен.

К ЭЭС предъявляются следующие требования:

- 1) Надежность электроснабжения. Нарушения надежности наносят огромный ущерб национальной экономике, так же как и другие проблемы в ЭЭС (например, вторжение в международное сотрудничество, действие системной автоматики и т.д.);

- 2) Экономичность – это главным образом заинтересованность в оптимальном функционировании ЭЭС (например, минимальные затраты на функционирование ЭЭС).

Далее рассматриваются условия оптимизации производства электроэнергии в Словацкой энергосистеме. Условием оптимальной работы энергосистемы является минимум общих затрат на производство электрической энергии, в которые входят, в частности, затраты на энергоносители, на обслуживание и ремонт оборудования, материалы, заработную плату и т.д. При решении этой задачи обычно предполагается, что каждый компонент стоимости, кроме затрат на топливо, не зависит от размещения электростанции. Следовательно, одним из критериев экономического распределения мощности в ЭЭС будет критерий минимальных топливных затрат.

Оценка качества электроэнергии опирается на то, что выработка и передача электроэнергии подчиняются фундаментальным физическим законам. Электрическая энергия – товар, который продается как любой другой тип товаров, но она имеет по сравнению с другими товарами определенные особенности, вытекающие из физических законов.

Частота, которая должна быть постоянной и равной 50 Гц, один из важнейших показателей качества электроснабжения. Это требование можно обеспечить только при балансе между выработкой электроэнергии и потреблением ее. Вследствие погрешности технического оборудования, главным образом из-за нечувствительности регуляторов частоты вращения турбины, реальное достижимое значение – $50 \pm 0,02$ Гц. Различные проблемы вызывают колебания частоты в системе вне желательной зоны на стороне источников мощности или на стороне потребления, которые, в свою очередь, нарушают баланс. Для требуемой стабилизации частоты накладываются строгие требования на регулирование баланса между выработкой и потреблением в энергосистеме. Поскольку потребление электричества определяется потребителями, переключающими различные приборы, трудно влиять на этот процесс. Поэтому баланс между выработкой и потреблением должен быть обеспечен изменением выходной мощности источников и мгновенно выравнять выработку с потреблением.

Электрические приборы, работающие в энергосистеме, спроектированы для работы на номинальном напряжении. Любое большее отклонение от номинального напряжения обычно имеет отрицательное влияние на приборы. Например, изменение напряжения асинхронного двигателя в рамках от -5 до +10 % от номинального приводит к изменению числа оборотов на 2,5%. Активная и реактивная мощности изменяются так же, как и срок службы двигателя. Напряженность люминесцентной лампочки понижается с уменьшением напряжения и, с другой стороны, с увеличением напряжения, ее срок службы значительно уменьшается. Отклонение напряжения от номинала имеет существенное влияние на работу синхронного генератора и синхронного компенсатора. Их выходная мощность зависит от тока статора и напряжения на зажимах синхронного генератора или синхронного компенсатора.

Рассмотрим принципы контроля работы электроэнергетической системы на примере энергообъединения Республики Словакия. Основным принципом является надежное и эффективное снабжение высококачественной электроэнергией всех потребителей. В свою очередь контроль работы электроэнергетической системы зависит от контроля работы диспетчерского управления, который регламентируется правилами диспетчерского управления Словацкой ЭЭС.

Централизованное телеуправление нагрузкой реализует импульсная система управления (ИСУ), имеющая следующие свойства и особенности:

- передача информации реализуется в одно и то же время из центральной точки до географически более удаленных участков;
- выполнение операции без обратной передачи сигнала (независимо от того, была ли выполнена команда в месте получения);
- низкий уровень качества (наличие ошибок) сигналов информационных систем телеметрии;
- использование нерациональных способов передачи телеметрической информации;
- повышение достоверности сигналов управления при наличии определенной части ошибочной и сбойной информации (отбраковка и достоверизация телеинформации на основе ее избыточности и фундаментальных физических законов Ома, Кирхгофа и др.);
- дублирование передачи сигналов для повышения их надежности и достоверности.

Передача информации от источника к приемнику осуществляется:

- беспроводным методом;
- с помощью специально построенной линии;
- с помощью обычной сети электроснабжения.

В системе ИСУ используется последний из вышеупомянутых методов. Его преимуществом является то, что эта электрическая сеть в настоящее время уже создана, и может охватить почти всех потребителей. Это означает, что можно достигнуть огромного экономического эффекта. Недостатком данной системы является то, что эта сеть рассчитана на частоту 50 Гц, частота же ИСУ – выше, а параметры сети не оптимальны, поэтому могут возникать сложности во время передачи сигнала по ИСУ.

При подключении Словацкой энергосистемы к Европейской энергетической ассоциации реализуются технические условия присоединения, организационно-экономические мероприятия, технологические требования к системе передачи, оперативное планирование и контроль.

В энергосистемах, которые входят в Европейскую объединенную систему, оператор передающей системы ответственен за эксплуатацию, обслуживание и подходящее определение размеров системы передачи, так чтобы она могла, с достаточной надежностью, выполнять все возрастающие требования в электропотреблении, являющиеся результатом конкурентоспособной среды. Особое внимание нужно обратить на планирование координации системы в участках соединений линий-партнеров.

Оператор должен поддерживать систему доступной в течение всего времени технологического процесса для большого количества потребителей с максимальным обеспечением условий надежности эксплуатации.

Современные способы контроля работы энергосистем основаны на новых возможностях использования элементов искусственного интеллекта. Они реализуются в экспертной системе контроля ЭЭС, которая в настоящее время объединяется в рамках комплекса технологических процессов энергосистемы. Большая перспектива их использования заключается в процессах принятия управляющих решений по развитию и текущей эксплуатации сетей и систем. При этом штат работников контроля принимает решения в условиях дефицита времени, что является одним из важных сопутствующих факторов при выработке оптимальных стратегических и тактических решений. При этом необходимо учитывать технологические и режимные условия и ограничения, реализация которых является весьма сложной задачей даже при использовании все возрастающих возможностей информационной и вычислительной техники.

Выводы

Экспертные системы, реализованные для управления энергосистемой Республики Словакия, представляют собой информационно-вычислительные комплексы, которые позволяют реализовать следующие положения и мероприятия:

- хранить знания, практические данные, информацию, директивные документы и правила;
- идентифицировать непосредственное состояние контролируемого объекта в форме диалога с пользователем;
- методом дедукции приходить к заключениям, решениям и рекомендациям относительно базы знаний и получения информации, а также оценки действий пользователей – лиц, принимающих решения при управлении энергосистемой.

Проведенный анализ позволяет предположить большее распространение и преимущественное применение экспертных систем и искусственных нейронных сетей для решения задач, рассматриваемых в настоящей работе.

Литература

1. Идельчик В.И., Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
2. Овчаренко Н.И., Автоматика энергосистем: Изд.: МЭИ, 2009. – 476 с.
3. Федин В.Т., Фадеева Г.А., Проектирование распределительных электрических сетей: Учебное пособие. – Б.: Вышэйшая школа, 2009. – 365 с.
4. Калентионок Е.В., Устойчивость электроэнергетических систем: Изд.: Техноперспектива, 2008. – 376 с.
5. Герасименко А., Федин В., Передача и распределение электрической энергии: Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 715 с. Высшее образование.
6. Лыкин А.В., Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Логос, 2008. – 254 с.

Сведения об авторах

Kolcun Michal,

Prof. Ing. Department of Electric Power Engineering, FEI TU of Košice, Mäsiarska 74
SK-041 K20 Košice, Slovak Republic, Tel.: +421 K55K602 35 51, Fax: +421 K55K602 35 52
E-mail: ee2011@tuke.sk

Полякова Мила Павловна,

студентка СамГТУ
Почтовый адрес: г.Кинель, ул.Элеваторная, 44-5, тел: 89270062440,
Эл. почта: milaya_mila13@mail.ru

Дунаева Анастасия Дмитриевна, студентка СамГТУ

Почтовый адрес: Самарская обл., Волжский р-он, с.Спиридоновка, ул.Советская 1а, кв.2.
Тел.: 89277062031,
Эл. почта: prikolia@mail.ru

УДК 621.311.1:658.26

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

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМБИНАТА «СЕВЕРНИКЕЛЬ» (Г.МОНЧЕГОРСК)

Аннотация

Предложен метод расчета технических потерь электроэнергии в системе электроснабжения крупного промышленного предприятия Северо-запада России – комбината «Североникель». Он основан на определении потерь мощности и электроэнергии по средним нагрузкам узлов схемы и выполнен для условно выделенной группы элементов сети 10 кВ комбината, подключенных к узлам головных подстанций. В расчетах использованы данные суточных графиков нагрузки в режимные дни зимнего и летнего периода работы.

Ключевые слова:

система электроснабжения, технические потери электроэнергии, питающая сеть, режимный график нагрузки.

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

THE ANALYSIS OF TECHNICAL LOSSES OF THE ELECTRIC POWER IN SYSTEM OF THE ELECTRICAL SUPPLY OF THE INDUSTRIAL COMPLEX «NORTH NICKEL» (MONCHEGORSK)

Abstract

The method of calculation of technical losses of the electric power in system of an electrical supply of the large industrial enterprise of the Northwest of Russia – industrial complex «North nickel» is offered. It is based on definition of losses of capacity and the electric power on average loadings of knots of the scheme and executed for conditionally allocated group of elements of a network 10 kV the industrial complex, the head substations connected to knots. In calculations are used given daily production schedules in regime days of the winter and summer period of work.

Key words:

electrical supply system, technical losses of the electric power, a power line, the regime production schedule.

Одним из основных показателей эффективности эксплуатации современных систем электроснабжения промышленных предприятий является величина технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Проведение расчетов по определению уровня технических потерь электроэнергии связано со значительными трудностями вследствие многочисленных схемотобразующих линий и питающих подстанций, а также большого разнообразия параметров отдельных участков сети.

Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях предприятий является важной составляющей общего комплекса энергосберегающих мероприятий, чрезвычайно актуальной с экономической точки зрения, так как стоимость этих потерь является конкурирующей величиной с капитальными затратами на сооружение сети. Потери электроэнергии в рационально построенных и эксплуатируемых сетях должны быть равны величине технологического ее расхода на передачу по электрическим сетям.

Однако практика показывает, что фактическая величина потерь электроэнергии, как правило, существенно превышает оптимальную. В связи с этим поддержание потерь на уровне, близком к необходимому технологическому расходу, является важнейшей задачей оптимизации режимов сети при ее эксплуатации.

Следует отметить, что широко практикуемое энергосистемами, в частности ОАО «Колэнерго», установление нормативных значений потерь электрической энергии в элементах электрической сети и сопоставление их с расчетными фактическими потерями в этих элементах позволяет судить о том, насколько рационально построена эта сеть и насколько эффективно она эксплуатируется, а затем рекомендовать соответствующие мероприятия, направленные на улучшение построения и эксплуатации сети.

Наибольшую трудность при выполнении расчетов технических потерь в промышленных электрических сетях, в частности комбината «Североникель», представляет сбор достоверной информации о параметрах схемотобразующей сети и режимах ее электропотребления.

1. Структура отчетных потерь электроэнергии в электрических сетях промышленных предприятий

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т.д. Для целей нормирования потерь целесообразно использовать ***укрупненную структуру потерь электроэнергии***, в которой потери разделены на составляющие, исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений. Исходя из этого критерия, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1. технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Технические потери не могут быть измерены. Их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2. расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд;

3. потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

4. коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – в составе коммерческих потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и целесообразных направлениях работ по их снижению.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином **технологические потери.**

Четвертая составляющая – коммерческие потери – представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии мимо счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т.п.

Как показывает практика, в составе потерь электроэнергии, учитываемых при формировании тарифов, выделяются три составляющие: технические потери, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии.

Методы расчета технических потерь электроэнергии разрабатывались и совершенствовались в течение длительного времени. В настоящее время у специалистов практически нет разногласий по принципиальным положениям методологии расчета этих потерь.

С экономических позиций потери – это та часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, произведенной на своих электростанциях и закупленной у других ее производителей. Под зарегистрированным полезным отпуском электроэнергии здесь понимается не только та его часть, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, т.е. потребление энергии зафиксировано. Выставление счетов является практикой, применяемой к организациям – юридическим лицам, потребление энергии которыми фиксируется ежемесячно.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций не является продукцией, оплачиваемой конечным потребителем, и с экономической точки зрения ничем не отличается от расхода в элементах сетей на передачу остальной части электроэнергии потребителям.

Занижение приборами учета объемов полезно отпущенной электроэнергии (недоучет) является такой же экономической потерей, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Поэтому все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Фактические (отчетные) потери в экономическом плане являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Задача «исправления» отчетных потерь на основе учета погрешностей счетчиков бессмысленна, так как не может привести к изменению денежных средств.

В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений.

2. Технические потери электроэнергии и методики их определения в распределительных электрических сетях 6-10 кВ

Определение потерь электрической энергии в промышленных сетях напряжением 6-10 кВ связано со значительными трудностями вследствие многочисленности сетевых сооружений и большого разнообразия параметров отдельных участков сети. Кроме того, для промышленных сетей характерно отсутствие в узловых пунктах схем распределения электроэнергии постоянного дежурного персонала и стационарных измерительных приборов.

Так как величина электрической энергии является одним из основных показателей эксплуатации электрической сети, то проблема снижения потерь мощности и электрической энергии является чрезвычайно актуальной с народнохозяйственной точки зрения, что привлекло к ее решению целый ряд организаций. Разработанные ими методики могут быть условно разделены на две основные группы:

1. метод числа часов наибольших потерь τ ;
2. метод средних нагрузок.

К первой группе относятся методы, использующие в расчетах определение потерь мощности и энергии в режиме максимальной нагрузки сети по формуле:

$$\Delta A = \Delta P_{max} \cdot \tau ,$$

где ΔP_{max} – потери мощности при максимальной нагрузке, кВт.

Ко второй группе относятся методы расчета, основанные на определении потерь мощности по средним нагрузкам узлов сети. Величина этих средних нагрузок находится по данным учета потребления электрической энергии каждым из элементов сети 6-10 кВ (питающая сеть, распределительная сеть, сетевые трансформаторы), по величине среднего эксплуатационного напряжения и по значению среднего коэффициента мощности. Величина потерь, определенная по средним нагрузкам, корректируется введением целого ряда поправочных коэффициентов.

В настоящее время на базе вышеописанных методов наибольшее применение для расчета потерь в промышленных сетях нашли следующие практические методики:

1. оценочный расчет, который позволяет определить потери в целом по основным составляющим схемы: питающей и распределительной сети напряжением 6-10 кВ; трансформаторам напряжением 6-10 кВ.

2. поэлементный метод, который позволяет рассчитывать потери по отдельным конкретным элементам сети. Этот метод обеспечивает большую точность, но требует сбора значительной исходной информации.

В дальнейшем будем ориентироваться при расчетах технических потерь электроэнергии на комбинате «Североникель» на использование оценочного метода, основанного на определении потерь мощности и энергии по средним нагрузкам узлов сети.

3. Анализ результатов расчетов технических потерь в электрических сетях, подключенных к узлам головных подстанций

Расчеты потерь электроэнергии проводились для следующих условно выделенных групп элементов сети 10 кВ комбината «Североникель», подключенных к узлам головных подстанций 150/10 кВ (рис.1):

1. Сети 10 кВ питающих подстанций комбината – питающая сеть. В качестве отдельной составляющей выделим потери активной энергии в реакторах питающих фидеров.
2. Распределительные сети 10 кВ, отходящие от подстанций комбината к распределительным подстанциям (РП).
3. Силовые трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ потребителей комбината.

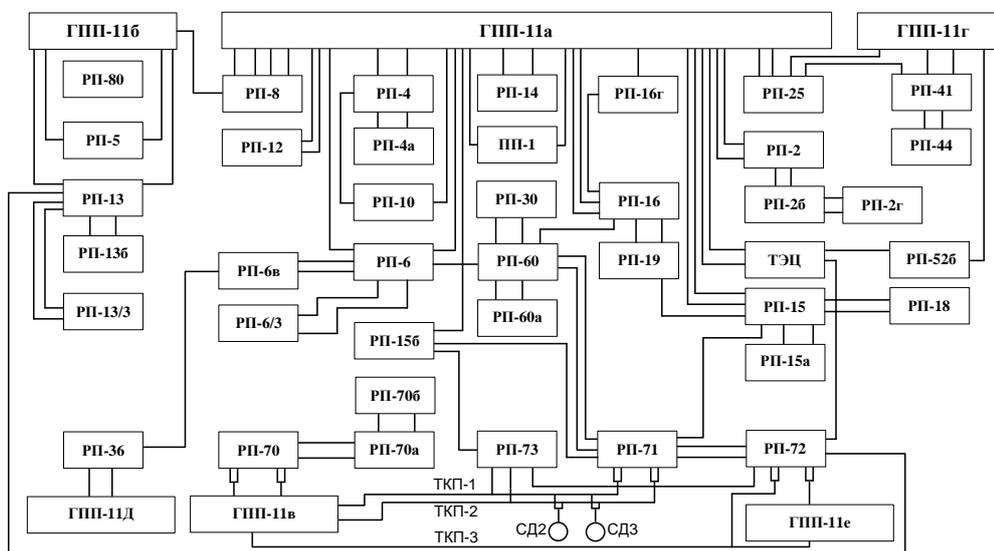


Рис.1. Схема электроснабжения комбината

Расчеты проводились с использованием методики, основанной на определении потерь мощности по средним нагрузкам узлов сети. Практика расчетов [1, 2] показала, что такой подход наиболее целесообразен для разветвленных сетей крупных промышленных предприятий типа комбината «Североникель».

Величина средних нагрузок находится по данным учета потребления электроэнергии каждым из элементов сети 10 кВ, по величине среднего эксплуатационного напряжения и по значению среднего коэффициента мощности. На основе этой методики был разработан алгоритм расчета потерь электроэнергии и на его базе составлена программа расчета технических потерь.

Исходные данные для расчетов были получены в результате обследования системы электроснабжения комбината и систематизированы по узлам головных подстанций, а также распределительных подстанций.

Приведем результаты расчетов технических потерь электроэнергии в питающей сети по узлам одной из головных подстанций.

Расчеты выполнялись для схемы нормального установившегося режима, существовавшего на момент проводимого обследования. В табл.1 приведены исходные данные для расчетов технических потерь в питающей сети 10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). В этой таблице перечислены фидеры головной подстанции с указанием присоединенных потребителей, марки, сечения и длины кабелей всех участков питающей сети, а также данные о месячном потреблении активной электроэнергии за апрель – июнь по отдельным фидерам, полученные в Энергосбыте комбината.

Таблица 1

Исходные данные для расчета потерь по ГПП

№	№ ф.	Потребитель	Кабель	Длина, м	Ап, июнь 2009 г. (тыс. кВт·ч)	Ап, май 2009 г. (тыс. кВт·ч)	Ап, апрель 2009 г. (тыс. кВт·ч)
1	36	РП-15 ф.19	ААШв 4(3х150)	1145	5235.3	4980.2	5789.4
2	28	РП-15 ф.5	ААШв 2(3х95)	300	1067.4	988	681.4
3	46	РП-15 ф.32	ААШв 3(3х185)	1270	467.2	1591.8	1194.8
4	20	ПП-1 ф.8	СБН 4(3х 50)	603	1.44	1.2	1.32
			ААШвУ 4(3х150)	20			
5	41	РП-10 ф.5	ААШв 3х150	1500	319.84	345.2	481.12
			ААБ 3х150	550			
6	50	РП-25 ф.9	ААБн 5(3х185)	880	790.2	946.4	829.6
7	26	РП-25 ф.16	АСБн 4(3х240)	910	603	1371	625
8	48	ТЭЦ №2 ф.20	ААШв 2(3х240)	115	1985.05	1754.62	1481.76
9	19	ТЭЦ №2 ф.13	ААШв 2(3х240)	115	1136.45	956.13	741.23
10	14	ТСН-1	ТМ 10/0.4 (320 кВА)		10.95	0.9	4.65
11	39	ТСН-2	ТМ 10/0.4 (320 кВА)		7.5	8.1	3.75
12	51	КЭЧ	ААБн 3х185	450	604.8	544	857.6
13	52	СН	СН-330		56.8	75.2	103.2
14	11	ввод	ГРДН 150/10 (63000 кВА)		8430	11900	9530
15	55	ввод	ГРДН 150/10 (63000 кВА)		14490	14200	14830
16	43	ввод	ГРДН 150/10 (63000 кВА)		19078	16407	20986

Для расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ необходимо составить схему замещения всех ее участков.

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

$$R_i = \frac{R_{oi} \cdot l_i}{n}; \quad X_i = \frac{X_{oi} \cdot l_i}{n},$$

где R_{oi} , X_{oi} – удельные сопротивления кабельных линий, Ом/км; l_i – длина линии, км; n – число параллельно проложенных кабельных линий, для воздушных линий n – число цепей.

Например, фидер 36 от ГПП к РП-15 (фидер 19) выполнен четырьмя параллельно проложенными кабелями марки ААШв (3х150) длиной 1145 м.

Погонные сопротивления кабеля марки ААШв с сечением жилы 150 мм² имеют значения $R_o=0.206$ Ом/км; $X_o=0.079$ Ом/км [3].

В результате параметры схемы замещения кабельного ввода к РП–15 (фидер 36 ГПП) имеют значения:

$$R = \frac{R_o \cdot l}{n} = \frac{0,206 \cdot 1,145}{4} = 0,059 \text{ Ом}; \quad X = \frac{X_o \cdot l}{n} = \frac{0,079 \cdot 1,145}{4} = 0,023 \text{ Ом}.$$

Аналогично определяются параметры схем замещения всех участков питающей сети 10 кВ ГПП. По данным почасовых измерений активной мощности по всем фидерам связи секций шин ГПП с отдельными РП известны значения максимальных мощностей P_{max} по каждому кабельному вводу.

Суммарное сопротивление всей питающей сети 10 кВ ГПП определяется по формуле:

$$R_{\Pi} = \sum_{i=1}^m R_i; \quad X_{\Pi} = \sum_{i=1}^m X_i,$$

где m – число питающих вводов 10 кВ от ГПП.

В рассматриваемой схеме $m = 27$. При этом получаем:

$$R_{\Pi} = \sum_{i=1}^{27} R_i = 1,67 \text{ Ом}; \quad X_{\Pi} = \sum_{i=1}^{27} X_i = 0,7 \text{ Ом}.$$

В качестве характерного режима для расчета потерь рекомендуются режимные дни для зимнего и летнего графика нагрузки. В расчете использованы данные суточного графика нагрузки за летний рабочий день июня для питающих линий 10 кВ ГПП (табл. 1).

В качестве исходных данных для расчета принимаются следующие параметры:

1. Количество активной электроэнергии, поступившей в питающую сеть 10 кВ ГПП с шин этой подстанции, за расчетный период (месяц) составило (по данным Энергосбыта комбината):

$$A_{\Pi} = 8430 + 14490 + 19078 = 41998 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

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

$$A_{\Pi.p.} = A_{\Pi} \cdot \text{tg } \varphi_{cp.взв.} = 41998 \cdot 0.75 = 31498.5 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч}.$$

2. Напряжение сети (по данным замеров на шинах ГПП) – $U_C = 10.6$ кВ.

3. Выборка максимальных мощностей по всем питающим фидерам, отходящим от шин ГПП к РП [кВт].

Для рассматриваемой ГПП число питающих линий $m = 27$. Сумма максимальных мощностей по всем питающим фидерам составит величину:

$$\sum_{i=1}^{27} P_{mi} = 61079 \text{ кВт}.$$

4. Собственная максимальная токовая нагрузка каждой питающей линии I_m может быть найдена по формуле:

$$I_{mi} = \frac{P_{mi}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot \cos \varphi}.$$

В результате расчета получаем выборку максимальных токов всех питающих фидеров ГПП. Сумма максимальных токов составит величину:

$$\sum_{i=1}^{27} I_{mi} = 4518,6 \text{ А.}$$

Определяем средний максимальный ток питающей линии:

$$I_{Mcp} = \frac{\sum_{i=1}^m I_{mi}}{m} = \frac{4518,6}{27} = 167 \text{ А.}$$

Коэффициент неравномерности нагрузок питающей линии:

$$K_H = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_{Mcp} \cdot K_I},$$

где I_{max} , I_{min} – величины максимального и минимального токов, определенные из выборки максимальных токов питающих линий, А; K_I – коэффициент, учитывающий изменение тока в течение года. Приблизительно примем величину $K_I=0.905$.

В результате получаем:

$$K_H = (720.43 - 0.14) / (167 \cdot 0.905) = 4.76.$$

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

$$N_{II} = 1 + 0,14 \cdot K_H + 0,04 \cdot K_H^2 = 1 + 0,14 \cdot 4,76 + 0,04 \cdot 4,76^2 = 2,6.$$

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T = \frac{A_{II}}{\sum_{i=1}^{27} P_{mi}} = \frac{41998000}{61079} = 687,6 \text{ ч.}$$

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

$$I_{Icp} = I_{Mcp} \cdot \frac{T}{720} = 167 \cdot \frac{687,6}{720} = 159,5 \text{ А.}$$

Здесь: 720 ч.=24 ч.·30 – число часов в июне.

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

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

$$\Delta A_p' = 3 \cdot N_{II} \cdot K_{кв}^2 \cdot I_{Icp}^2 \cdot R_{II} \cdot 720 \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta A_p' = 3 \cdot 2,6 \cdot 1,03^2 \cdot 159,5^2 \cdot 1,67 \cdot 720 \cdot 10^{-3} = 253127 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

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

$$\Delta A_p'' = \frac{A_{н.р.}^2 \cdot R_n \cdot 10^{-3}}{U_n^2 \cdot m^2 \cdot 720} = \frac{31498500^2 \cdot 1,67 \cdot 10^{-3}}{10,6^2 \cdot 27^2 \cdot 720} = 28094,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общие суммарные потери активной электроэнергии в питающей сети равны:

$$\Delta A_p = \Delta A_p' + \Delta A_p'' = 253127 + 28094,7 = 281222 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Относительная величина потерь активной электроэнергии в питающей сети ГПП составит:

$$\Delta A_{p\%} = \frac{\Delta A_p}{A_{II}} \cdot 100\% = \frac{281222}{41998000} \cdot 100\% = 0,67 \text{ \%}.$$

Для расчета потерь электроэнергии в реакторах рассматриваемой ГПП по всем отходящим фидерам в табл.2 приведены их технические параметры.

Таблица 2

Технические данные реакторов

№ фидера	Тип реактора	№ фидера	Тип реактора
1	РБА-10-600-4	32	РБА-10-1500-8
2	РБА-10-600-4	33	РБА-10-600-4
3	РБА-10-600-4	37	РБА-10-1500-8
4	РБА-10-1000-6	38	РБА-10-1000-6
5	РБА-10-600-4	41	РБА-10-600-4
7	РБА-10-600-3	42	РБА-10-600-4
8	РБА-10-600-4	45	РБА-10-600-4
9	РБА-10-1000-6	47	РБА-10-600-4
10	РБА-10-1000-6	48	РБА-10-600-4
11	РБА-10-600-4	49	РБА-10-1000-4
16	РБА-10-1500-8	50	РБА-10-1000-4
17	РБА-10-600-4	53	РБА-10-400-3
19	РБА-10-600-4	54	РБА-10-400-3

В результате проведенных расчетов величина потерь активной электроэнергии в реакторах составила 0.04% от поступившей с шин ГПП электроэнергии, т.е. величину 16695 кВт·ч. Аналогичные расчеты были проведены для других ГПП комбината «Североникель».

Обобщая результаты расчетов для всей питающей сети системы электроснабжения комбината от шин 10 кВ ГПП до РП, установленных в отдельных цехах и подразделениях, получаем величину технических потерь активной электроэнергии порядка 0.96% от значения поступившей из сети электроэнергии для рассматриваемого режимного графика нагрузки.

В дальнейшем будут выполнены расчеты потерь электроэнергии в других элементах системы электроснабжения комбината, что позволит разработать детальный план мероприятий по снижению уровня технических потерь.

Литература

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

Сведения об авторах

Веселов Анатолий Евгеньевич,

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

Ярошевич Вера Васильевна,

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

Токарева Евгения Александровна,

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

Фастий Галина Прохоровна,

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

УДК 621.311

Ю.П.Кубарьков, П.В.Фомин

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ УСТРОЙСТВА АДАПТИВНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ

Аннотация

В статье рассмотрен подход к отключению нагрузки при нарушениях режима работы электрических сетей, который требует понимания динамических процессов в сети, технологических ограничений в сочетании с данными об аварийных возмущениях.

Ключевые слова:

контроль данных, аварийный режим, отключение нагрузки, устройства АЧР.

Y.Koubarkov, P.Fomin

SOME FEATURES OF THE MATHEMATICAL MODEL CONSTRUCTION FOR THE DEVICE OF ADAPTIVE SWITCHING-OFF OF THE LOAD

Abstract

In the article the approach to switching-off of load is reviewed at disturbances of activity of electrical networks, which one requires comprehension of dynamic processes in a network, technological limitations in combination to the data about emergency disturbances.

Key words:

data control, stand-by mode, switching-off of load, device AFO.

В России и за рубежом самой массовой автоматикой, осуществляющей процесс отключения нагрузки при дефиците активной мощности, является автоматическая частотная разгрузка, входящая в состав системы автоматического ограничения снижения частоты.

Находящиеся в эксплуатации устройства АЧР рассчитаны на сравнительно медленное и плавное снижение частоты. Они имеют низкое быстродействие, что приводит к глубокому снижению частоты в случае возникновения большого дефицита активной мощности [1].

Отечественная промышленность уже выпускает устройства АЧР, реагирующие на скорость изменения частоты, но подобным системам не хватает сведений о прилегающей сети, это приводит к чрезмерному или недостаточному сбросу нагрузки. Система адаптивного отключения нагрузки позволит обеспечить быстрое и оптимальное отключение наименее значимых фидеров с использованием реальных условий эксплуатации [2].

Эффективный подход к отключению нагрузки требует понимания динамических процессов в электрической сети, технологических ограничений в сочетании с данными об аварийных возмущениях. Для наполнения математической модели необходимо отслеживать несколько групп:

1. состояние энергосистемы до возмущения;
2. характер и продолжительность возмущения;
3. ответная реакция системы на возмущение;
4. состояние сети после возмущения.

Система отключения нагрузки, которая может отслеживать и включать в расчёт приведённые выше параметры должна обладать определённым интеллектом. Всё больше объектов энергетики оснащаются системами сбора оперативной информации и параметров возмущения. К тому же современные математические модели и программные комплексы способны решать задачи переходных процессов и динамической устойчивости, используя информацию, поступающую в режиме реального времени. Часть прикладных задач, возможно, удастся решить при помощи экспертных систем и нейронных сетей [3].

Благодаря достижениям науки в электроэнергетике адаптивная, интеллектуальная система отключения нагрузки может удовлетворять следующим требованиям.

1. Решение комплексной, возможно нелинейной задачи отключения нагрузки в заданном районе при ограниченном количестве точек сбора информации.
2. Автоматический контроль рабочего состояния устройств и возможности выработки и реализации управляющих воздействий (УВ).
3. Распознавание сценариев для предсказания развития аварийной ситуации и выработки упреждающих УВ.
4. Оперативное принятие решений о том, какие фидера должны быть отключены на основе информации от датчиков мощности.
5. Отключение минимально возможного числа потребителей в каждой конкретной ситуации.

Несколько выходя за рамки тематики, можно добавить требование, чтобы система имела возможность принимать команды на отключения нагрузки от централизованной системы противоаварийной автоматики. Система должна реализовать управляющее воздействие строго в заданном объёме, обеспечив максимальную эффективность противоаварийного управления.

На рисунке 1 показана принципиальная схема устройства адаптивного отключения нагрузки, которая включает в себя несколько основных функциональных блоков.

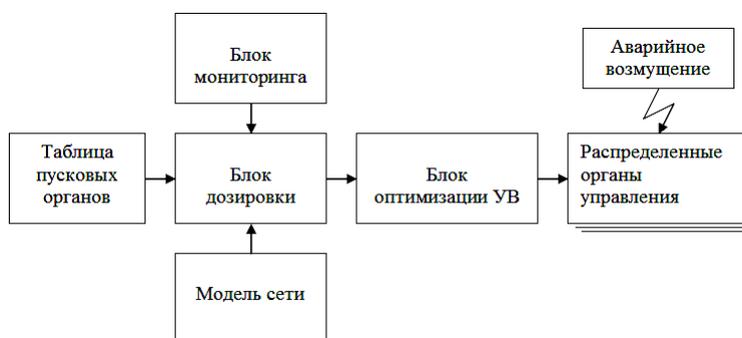


Рис. 1. Принципиальная схема устройства адаптивного отключения нагрузки

Блок дозирования использует входящую информацию для наполнения математической модели и расчета. На выходе блок формирует группу динамических воздействий.

Блок мониторинга непрерывно контролирует изменение условий эксплуатации и вычисляет перетоки по линиям, загрузку находящихся в работе генераторов, трансформаторов и состояние фидеров. Также блок мониторинга отслеживает потребляемую мощность фидеров, готовых к отключению.

Модель сети содержит топологию, информацию о связях и электрические параметры компонентов сети.

Таблица пусковых органов представляет собой базу данных заранее просчитанных возмущений в нормальных и ремонтных схемах. Кроме того, через этот блок вводится информация о содержании команд противоаварийной автоматики.

Блок оптимизации УВ составляет таблицы отключений согласно изменениям в энергосистеме.

Распределенные органы управления используют программируемые логические контроллеры для быстрой реализации отключения нагрузки в соответствии с возникновением аварийного события.

Отключение нагрузки целесообразно производить с выдержкой времени, зависящей от частоты. Выполнение АЧР с зависимой выдержкой времени было впервые предложено более сорока лет назад, но не получило широкого применения в ЕЭС России. Характеристики такой разгрузки приведены на рисунке 2. Она состоит из нескольких очередей. Устройства запускаются, когда частота в энергосистеме снизится до уставки запуска $f_{зан}$ (момент t_0). С этого момента уставки по частоте f_y очередей АЧР начинают изменяться во времени в соответствии с характеристиками А-А, Б-Б, В-В и т.д. (в общем случае по заданному закону). По мере того как частота в энергосистеме снижается, в точках пересечения кривой изменения частоты и характеристики разгрузки, срабатывают очереди А-А, Б-Б, и т.д. [4].

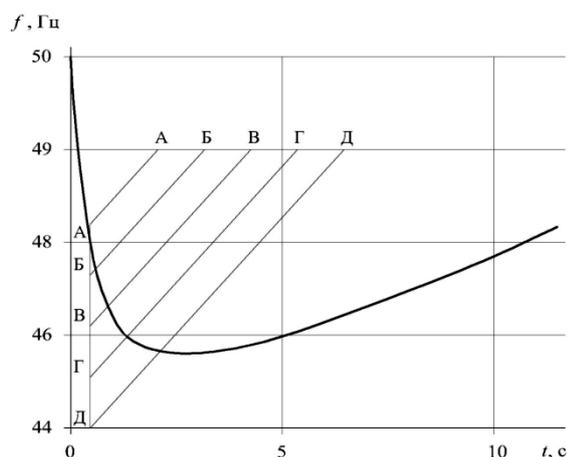


Рис.2. Зависимость изменения частоты во времени при действии разгрузки с зависимой выдержкой времени (уставка запуска: $f_{зан} = 49$ Гц)

Так как в течение времени уставки по частоте увеличиваются, то одни и те же объемы разгрузки используются и для недопущения падения частоты (аналогично действию АЧР-1) и для возврата частоты до приемлемого уровня (аналогично АЧР-2).

При выполнении разгрузки с зависимой выдержкой времени обеспечивается строгая последовательность отключения потребителей, поскольку каждая последующая очередь отличается от предыдущей и более низкими значениями уставки по частоте в одинаковый момент времени, и большим временем срабатывания при одинаковой частоте. Следовательно, при работе такой разгрузки всегда будет соблюдаться порядок отключения потребителей по мере роста их ответственности.

Рассмотрим процесс изменения частоты во времени при возникновении аварийного дефицита мощности, определяемый уравнением относительного движения системы [5]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_z - P_n}{T_j},$$

где f – частота системы; P_z – генерируемая мощность системы (мощность турбин); P_n – мощность нагрузки; T_j – постоянная механической инерции системы.

Текущее значение суммарной мощности генераторов может быть определено из уравнения:

$$P_z = P_{z0\Sigma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{z0j} \pm P_{p.c},$$

где $P_{z0\Sigma}$ – исходное значение суммарной мощности генератора, кроме генераторов, которые могут быть отделены частотной делительной автоматикой (ЧДА); P_{z0j} – исходное значение суммарной мощности генераторов, отделяемых j -й ЧДА; m – количество ЧДА; i – номер сработавшей ЧДА; $P_{p.c}$ – изменение мощности турбин под действием автоматических регуляторов скорости.

Нагрузка системы при расчете переходного процесса может быть представлена в виде:

$$P_n = \left(P_{n0} - \sum_i P_{AЧРi} + \sum_j P_{ЧАПВj} - \sum_{\delta} P_{n0\delta} \right) K_n \cdot K_p,$$

где P_{n0} – мощность нагрузки в исходном режиме; $P_{AЧРi}$ – мощность, отключаемая i -й очередью АЧР; $P_{ЧАПВj}$ – мощность, подключаемая j -й очередью ЧАПВ; $P_{n0\delta}$ – мощность нагрузки в исходном режиме, определяемая δ -й ЧДА; K_p – коэффициент, позволяющий рассчитать режим нагрузки, отличный от принятого за исходный (максимальный, минимальный, выходного дня и т. д.); K_n – коэффициент, учитывающий влияние частоты на величину мощности, потребляемой нагрузкой.

Существует несколько подходов к определению значения K_n . Для решения поставленной задачи наиболее подходящим вариантом является нахождение его величины из полинома третьей степени:

$$K_n = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2 + a_3 f_*^3,$$

где $f_* = f/f_0$; a_0, a_1, a_2, a_3 – коэффициенты, определяющие долевое участие нагрузок, соответственно нулевой, первой, второй и третьей групп потребителей в суммарной нагрузке P_{n0} при исходной частоте f_0 .

К нулевой группе относятся потребители, на потребляемую мощность которых изменение частоты не оказывает непосредственного влияния. Это осветительная аппаратура, выпрямительная, бытовая нагрузка.

К первой группе относятся потребители, потребляемая мощность которых изменяется пропорционально первой степени частоты. К таким потребителям можно отнести привод синхронных двигателей, металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры и т.д.

Потребление мощности асинхронным двигателем зависит от квадрата частоты только в момент пуска. Ввиду низкой вероятности наличия большого количества двигателей, пускающихся в момент аварии, в последующем расчёте слагаемое $a \cdot f^2$ принимается равным нулю.

К третьей группе относятся механизмы с вентиляторным моментом, потребляемая мощность которых пропорциональна кубу частоты. Это крупные асинхронные двигатели собственных нужд ТЭС.

Постоянная механической инерции энергосистемы определяется как сумма постоянных инерций турбоагрегатов и нагрузки, отнесенных к базисной мощности.

$$T_j = \tau_{ТГ\Sigma} + \tau_H$$

где $\tau_{ТГ\Sigma}$ – постоянная механической инерции рассматриваемых турбогенераторов; τ_H – постоянная механической инерции нагрузки.

Выполнены расчёты с использованием упрощенной модели системы (рис.3-4). Большая часть коэффициентов подобрана опытным путём для соответствия поведения системы физической картине переходного процесса.

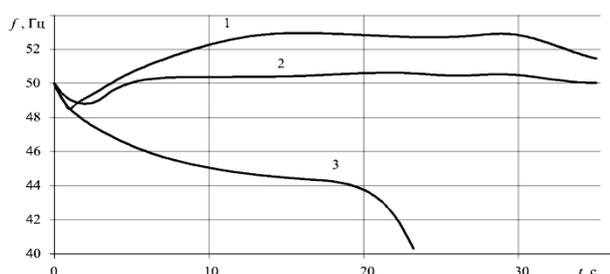


Рис.3. Зависимости изменения частоты в режимах с аварийным небалансом активной мощности:

1 – неправильная работа АЧР, увеличение частоты выше 51 Гц; 2 – правильная работа АЧР; 3 – неправильная работа АЧР, снижение частоты ниже 46 Гц

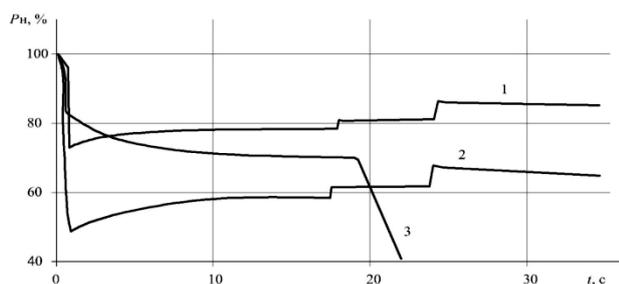


Рис.4. Зависимости изменения активной мощности потребителей энергорайона в режимах с аварийным небалансом активной мощности:

1 – изменение объема нагрузки при правильной работе АЧР; 2 – изменение объема нагрузки при неправильной работе АЧР и увеличении частоты выше допустимого уровня; 3 – изменение объема нагрузки при неправильной работе АЧР и снижении частоты ниже допустимого уровня

Выводы

Рассмотрена принципиальная схема системы отключения нагрузки. Описанная структура обладает высокой адаптивностью и использует для своей работы локальную информацию о состоянии режима и минимальный объем данных, получаемых от близлежащих устройств измерения.

Рассмотрен алгоритм отключения нагрузки с использованием принципа работы АЧР с зависимой выдержкой времени.

Для построения адаптивной системы отключения нагрузки согласно структурной схеме необходимо иметь данные о поведении энергорайона при возникновении аварийного дефицита активной мощности.

Результаты, полученные на математической модели, отражают физическую суть процесса изменения частоты и согласуются с данными, полученными опытным путем.

Литература

1. Кучеров Ю.Н., Окин А.А., Мартыненко М.М. Современное состояние автоматической разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования // Электрические станции. 2001. № 12.
2. Бернер М.С., Брухис Г.Л., Гуревич Ю.Е. Проблемы применения аварийной разгрузки больших распределительных сетей // Электро. 2008. № 5. С. 12-19.
3. Farrokh Shokooch and JJ Dai, «An Intelligent Load Shedding (ILS) System Application in a Large Industrial Facility,» IEEE IAS Conference Record, 2005.
4. Маркушевич Н.С. Автоматическая частотная разгрузка с зависимой выдержкой времени // Электрические станции. 1969. № 6.
5. Калентионок, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.

Сведения об авторах

Кубарьков Юрий Петрович,

к.т.н., доцент Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
Тел. 8-(846)-242-37-89
Эл. почта:tsara.cuba@yandex.ru

Фомин Павел Владимирович,

магистрант Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г.Самара, ул.Молодогвардейская, 244
Тел. 8-(846)-242-37-89

О.Н.Шелушенина, В.М.Дашков, Ю.П.Кубарьков

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ РАБОТЕ МИНИ-ТЭС В АВТОНОМНОМ РЕЖИМЕ

Аннотация

В статье рассмотрена возможность работы мини-ТЭС с энергосистемой, предлагается простое решение, не требующее переоборудования защит и автоматики подстанции энергосистемы, которое исключает параллельную работу и в то же время обеспечивает резервирование питания потребителей от системы.

Ключевые слова:

мини-ТЭС, режим параллельной работы, резервное питание, частотная автоматика, релейная защита.

O.Sheloushenina, V.Dashkov, Y.Koubarkov

MAINTENANCE OF A STAND-BY FEED OF CUSTOMERS FROM A POWER SYSTEM BY ACTIVITY MINI-PEC IN AN AUTONOMOUS MODE

Abstract

In the article the capability of activity mini-PEC with a power system is reviewed, the simple solution which is not requiring of re-equipment of protection and an automatics of substation of a power system is offered which one eliminates parallel operation and at the same time provides reserving a feed of customers from a system.

Key words:

mini-PEC, mode of parallel operation, stand-by feed, frequency automatics, relay protection.

В настоящее время активно развивается малая энергетика и многие объекты, такие как крупные производственные предприятия, объекты добычи, транспортировки и хранения нефти и газа, а также населенные пункты начинают использовать собственные электростанции на напряжении 6-10 кВ с генераторами малой мощности (4-6-12 МВт).

При подключении ТЭС с генераторами малой мощности (мини-ТЭС) к энергосистеме возможны следующие режимы ее работы [1, 2]:

- режим параллельной работы с энергосистемой с выдачей избыточной мощности в систему;
- режим параллельной работы без выдачи мощности в систему, если в нормальном режиме нагрузка предприятия или населенного пункта обеспечивается не только мини-ТЭС, но и системой;
- автономный режим.

Подключение мини-ТЭС к энергосистеме требует переоборудования релейных защит и автоматики на питающих линиях и понижающей подстанции энергосистемы. На линиях должны быть установлены направленные защиты, обладающие достаточной чувствительностью, а в некоторых случаях для обеспечения устойчивости генераторов мини-ТЭС, быстродействующие дифференциальные или логические защиты [3].

При параллельной работе мини-ТЭС с системой без выдачи мощности в систему дополнительно требуется установка специальной делительной автоматики, которая будет отключать мини-ТЭС от системы, при избытке мощности, при КЗ в системе, а также при отключении трансформатора на подстанции системы [4, 5].

В настоящей работе рассмотрено более простое решение, не требующее переоборудования защит и автоматики подстанции энергосистемы, которое исключает параллельную работу мини-ТЭС с системой и, в то же время, обеспечивает резервирование питания потребителей от системы.

В нормальном режиме мини-ТЭС работает в автономном режиме. При дефиците мощности на мини-ТЭС все генераторы мини-ТЭС отключаются и потребители переводятся на питание от энергосистемы, таким образом параллельная работа мини-ТЭС с системой не допускается, а потребители имеют два независимых источника питания.

На рисунке 1 приведен один из вариантов электроснабжения объекта с собственной мини-ТЭС.

В нормальном режиме мини-ТЭС питает фидера Ф1 и Ф3 от секции 1 и фидера Ф2 и Ф4 от секции 2. В качестве примера рассмотрен случай, когда секционный выключатель СВ на ТЭС включен (в выводе – когда СВ отключен).

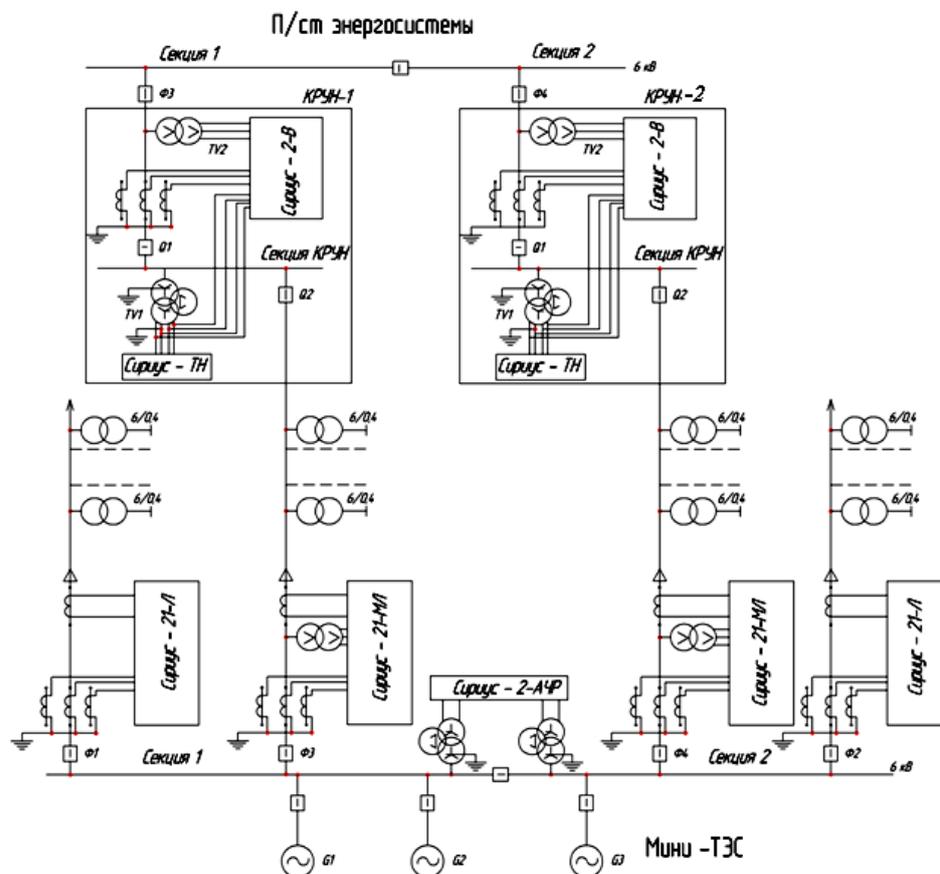


Рис.1. Схема сетей электроснабжения населенного пункта с размещением устройств защиты и автоматики

Резервное питание предусмотрено от двух секций 6 кВ подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора 110/6 кВ. В нормальном режиме мини-ТЭС с системой не связана, так как в специально предусмотренных для перевода на питание от энергосистемы комплектных распределительных устройствах (КРУН) выключатели Q1 отключены. Выключатели фидеров Ф5 и Ф6 на подстанции энергосистемы включены, выключатели Q2 в КРУН-1 и КРУН-2 включены.

Для реализации указанного предлагается установить в начале существующих фидеров, отходящих от подстанции энергосистемы, комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН), каждое из которых состоит из трех ячеек серии К-59.

На основе анализа существующей номенклатуры принципиальных схем соединений главных цепей ячеек К-59 принято решение комплектовать КРУН ячейками следующих схем [1]:

- одна ячейка со схемой 03 – для воздушного ввода;
- одна ячейка со схемой 23 – с трансформатором собственных нужд (Т) типа ТЛС-СЭЩ-40/6 УЗ и трансформаторами напряжения 3х3НОЛ-СЭЩ-6;
- одна ячейка со схемой 01 – для воздушного вывода (отходящая линия).

Выбор ячейки со схемой 03 (ячейка №1, рис.1) обусловлен необходимостью обязательной установки в ячейке ввода измерительного трансформатора напряжения TV2 (рис.1), который обеспечит контроль наличия напряжения на вводе в КРУН со стороны энергосистемы.

Кроме ТН в состав ячейки входят выключатель ВВУ-СЭЩ-ЭЗ (Q1) и измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Выбор ячейки со схемой главных соединений 23 (ячейка №2) обусловлен необходимостью обязательного наличия на шинах устройства КРУН трансформатора собственных нужд (ТСН) и измерительного трансформатора напряжения (TV1).

Трансформатор напряжения TV1 обеспечивает контроль напряжения со стороны мини-ТЭС.

В ячейке со схемой 01 (ячейка №3), предназначенной для непосредственного подключения к фидеру существующей сети 6 кВ объекта, установлен выключатель Q2 (рис.1). Этот выключатель в ряде случаев может быть заменен перемычкой.

Установка КРУН позволит не производить реконструкцию ячеек распределительного устройства подстанции энергосистем, а вся необходимая дополнительная автоматика, вид которой зависит от режима связи мини-ТЭС с энергосистемой, будет установлена в ячейках КРУН.

В ячейке выключателя ввода установлен микропроцессорный терминал «Сириус-2-В» для защиты фидера и АВР выключателя ввода Q1, а в ячейке трансформатора напряжения – терминал «Сириус-ТН», в котором используется защита минимального напряжения для пуска АВР.

Следовательно, на п/ст энергосистемы выключатели Q5 и Q6 включены, в КРУН выключатели Q2 включены, а Q1 отключены и находятся в режиме АВР.

На мини-ТЭС установлена частотная автоматика (ЧА), выполненная с помощью микропроцессорного устройства «Сириус-2-АЧР», подключенного к трансформаторам напряжения первой и второй секций мини-ТЭС, (рис.1). При дефиците мощности на ТЭС частота начинает снижаться, ЧА срабатывает и отключает генераторы мини-ТЭС и секционный выключатель. Выключатели фидеров Ф1, Ф3 и Ф2, Ф4 остаются включенными. После отключения генераторов напряжение на фидерах Ф3 и Ф4 исчезает, следовательно исчезает также напряжение на секциях КРУН. Защита минимального напряжения в терминале «Сириус-ТН» срабатывает и формирует сигнал «Включение от АВРТ», который подается на дискретный вход «Вход АВРТ» терминала «Сириус-21-В». АВР включит выключатель Q1 в КРУН по факту исчезновения напряжения на секции КРУН от мини-ТЭС и наличия напряжения на вводе со стороны подстанции энергосистемы. АВР сработает при отсутствии сигнала «Блокировка АВР», который передается от мини-ТЭС при срабатывании защиты фидера Ф3 (Ф4) на мини-ТЭС и при наличии сигнала «Разрешение АВР», который передается при срабатывании частотной автоматики ЧА.

На фидерах Ф3 и Ф4 со стороны мини-ТЭС устанавливаются терминалы «Сириус-21-МЛ». В них используются направленные защиты для исключения их действия при КЗ «за спиной» при питании от энергосистем.

На фидерах Ф1 и Ф2 предусматриваются терминалы «Сириус-21-Л» и ненаправленные защиты.

Частотная автоматика выполняется двухступенчатой. Обе ступени должны быть отстроены от работы АЧР в системе. Первая ступень быстродействующая, действует при резком снижении частоты.

Уставки первой ступени: $f_{cp} = 46.0$ Гц, $t_{cp} = 0.5$ с.

Вторая ступень действует с большим временем при медленном снижении частоты.

Уставки второй ступени: $f_{cp} = 47.5$ Гц, $t_{cp} = 40$ с.

Обе очереди действуют на отключение всех (трех) генераторов и секционного выключателя СВ. Отключение секционного выключателя требуется для исключения параллельной работы фидеров Ф3 и Ф4, которые подключены к разным секциям подстанции энергосистемы.

Уставка защиты минимального напряжения терминала «Сириус-ТН», установленного в ячейках КРУН, должна быть выбрана такой, чтобы пусковой орган напряжения срабатывал при полном исчезновении напряжения на секции КРУН [6]:

$$U_{c.з} = (0,25 \div 0,4) U_{ном}.$$

Выдержка времени защиты минимального напряжения должна быть больше, чем время действия защит фидера на отключение и может быть принята равной $t_{c.з} = 2$ с.

Если секционный выключатель на мини-ТЭС не отключится частотной автоматикой, то возможно включение фидеров Ф3 и Ф4 на параллельную работу при срабатывании АВР в КРУН-1 и КРУН-2. Для исключения параллельной работы выдержку времени защиты минимального напряжения в КРУН-2 выбираем больше, чем в КРУН-1 (например, $t_{c.з.КРУН-1} = 2$ с., а $t_{c.з.КРУН-2} = 3$ с.). Тогда при срабатывании АВР в КРУН-1 напряжение появится на фидере Ф3 и через включенный секционный выключатель на фидере Ф4, защита минимального напряжения в КРУН-2 вернется и АВР не произойдет.

Уставка контроля наличия напряжения на вводе со стороны подстанции энергосистемы определяется по выражению [6]:

$$U_{c.з} = \frac{U_{раб. min}}{k_{омс} \cdot k_{в}},$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки принимается равным $1.1 \div 1.2$; коэффициент возврата $k_{в}$ равен 1.17.

Обычно принимается

$$U_{c.з.} = (0,6 \div 0,65) U_{ном}.$$

Выводы

1. Предложенный вариант комплекта устройств автоматики, одновременно с использованием дополнительных комплектных распределительных устройств (КРУН), дает ряд преимуществ:

- позволяет реализовать режим автономной работы мини-ТЭС, обеспечив при этом резервирование питания потребителей от энергосистемы;

- использование комплектных распределительных устройств (КРУН) обеспечивает раздел мини-ТЭС с энергосистемой с установкой в них устройства АВР;

- на подстанции энергосистемы не требуется переоборудование релейных защит и автоматики, так как при отключении мини-ТЭС и подключении потребителей к подстанции сохраняется схема радиального одностороннего питания.

2. Рассмотренный вариант может применяться, если энергосистема (распределительные сетевые компании) запрещают режим параллельной работы мини-ТЭС с системой из-за усложнения защит и автоматики и, в основном, из-за требуемого увеличения времени действия защит секционного выключателя и трансформатора подстанции. Однако стоимость проектного решения при этом увеличивается за счет дополнительной установки комплектных распределительных устройств и специальной автоматики.

Литература

1. Жданов Д.В., Филин Л.Л. Повышение надежности работы электростанций собственных нужд // Промышленная энергетика, 2008, № 9. С. 23-27.
2. Добросотских И.И., Дашков В.М., Шелушенина О.Н. Схема выдачи мощности от мини-ТЭС в городские электрические сети // Тезисы докл. XVII Междунар. научн.-техн. конф. студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Т3. М.: Изд. дом МЭИ, 2011. С. 351.
3. Емельянцева А.Ю., Филин Л.Л. Линии 6-10 кВ между электростанциями и энергосистемой. Быстродействующая логическая защита // Новости электротехники, 2007, № 3 (45). С. 32-38.
4. Антонов А.Ю., Шелушенина О.Н. Делительная автоматика для генераторов малой мощности, работающих параллельно с системой // Тезисы докл. XI Междунар. научн.-техн. конф. студентов и аспирантов. «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» Т3. М.: Изд. дом МЭИ, 2005. С. 346-347.
5. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб: ПЭИПК, 2003.

Сведения об авторах

Шелушенина Ольга Николаевна,

к.т.н., доцент Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 8-(846)-242-37-89

Дашков Виктор Михайлович,

к.т.н., доцент Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 8-(846)-242-37-89

Кубарьков Юрий Петрович,

к.т.н., доцент Самарского государственного технического университета,
Россия, 443010, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Тел. 8-(846)-242-37-89
Эл. почта: tsara.cuba@yandex.ru

УДК 620.9 (470.21)

О.Е.Коновалова

СОСТОЯНИЕ ГЭС КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Аннотация

В статье дан анализ технического состояния самых старых ГЭС Кольского полуострова. Предложены конкретные варианты реконструкции с увеличением установленной мощности станций. Приведены финансовые затраты.

Ключевые слова:

реконструкция, модернизация, генерирующие мощности.

O.E.Konovalova

CONDITION OF HYDROPOWER STATIONS IN THE KOLA PENINSULA

Abstract

The analysis of the technical condition of the oldest hydropower plants of the Kola Peninsula is given in the article. The specific options for reconstruction with an increase in installed capacity of plants are proposed. The financial costs are given.

Key words:

reconstruction, modernization, generation capacity.

Гидроэлектростанции составляют значительную долю генерирующих мощностей и выполняют важнейшие функции в электроэнергетической системе России. Однако техническое состояние многих гидроэнергетических объектов, введенных в эксплуатацию 30-50 лет тому назад, не соответствует современным требованиям. Техническое перевооружение в широких масштабах совершенно необходимо для обеспечения эффективности и надежности электроэнергетической системы.

На Кольском полуострове действует 17 ГЭС, принадлежащих филиалу «Кольский» ОАО ТГК-1, более половины из которых старше 50 лет. Степень изношенности основных производственных фондов по большинству ГЭС превышает 40%, а в отдельных случаях достигает 70%. Несмотря на это себестоимость производства электроэнергии на ГЭС в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Поэтому поддержание технического состояния ГЭС на должном уровне экономически выгодно для любой генерирующей компании. В последнее время ТГК-1 уделяет этому все большее внимание. До 2015 года ТГК-1 планирует направить около 130 млрд руб. на новое строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов энергетики. По Мурманской области финансирование составит 2.28 млрд руб.

В период с 2000 по 2011 год специалистами закрытого акционерного общества (ЗАО) «Нордэнергомонт» и субподрядными организациями, осуществляющими ремонт на Кольском п-ове, проведен большой объем работ: заменены все турбины на Нива ГЭС-3, реконструированы 5 гидроагрегатов ГЭС Туломского каскада (турбины Нижне-Туломской ГЭС заменены в конце 1980-х гг.), 3 гидроагрегата Серебрянских ГЭС, проведены капитальные ремонты всех агрегатов Нива ГЭС-2 (заменены в 1990-х гг.), части агрегатов ГЭС на реке Ковда и каскада Пазских ГЭС. Проведена антикоррозионная защита затворов отсасывающих труб, водосбросов и водоприемников, а также напорного тоннеля Туломских ГЭС; металлоконструкций Пазского каскада; затворов водоприемника Кумской ГЭС и водоводов ГЭС-2 Нивского каскада.

Выполнены проектные работы и начаты работы по реконструкции гидромеханического оборудования головного узла ГЭС-1 и ГЭС-2 Нивского каскада.

Завершаются работы по созданию волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), которые объединят в единую сеть 17 гидроэлектростанций и 2 тепловые станции (Апатитскую и Мурманскую ТЭЦ) с управлением филиала «Кольской» ОАО ТГК-1. ВОЛС – это часть проекта информационно-технологической системы управления, которая наряду с цифровыми автоматическими телефонными станциями (АТС) и спутниковыми каналами связи обеспечит оперативный обмен информацией между всеми подразделениями филиала, управлением и системным оператором. Это повысит надежность и эффективность работы всех энергообъектов.

Однако проводимая плановая модернизация и реконструкция оборудования не решает всех накопившихся за годы эксплуатации проблем. Так, на некоторых ГЭС имеются проблемы, требующие приоритетного решения. На Нива ГЭС-1,2,3 и Нижне-Тулумской ГЭС, по мнению специалистов «Нордэнергомонтаж», гидрогенераторы не соответствуют современным стандартам по динамической устойчивости и магнитным параметрам активной стали статора и ротора. Требуется замена стали сердечников статора, полюсов и ободов ротора или даже полная замена гидрогенератора, как на Нива ГЭС-1. На Верхне-Тулумской ГЭС гидрогенераторы не соответствуют нормам безопасности и работают в зоне вибрационной неустойчивости. Требуется серьезная реконструкция опорных конструкций агрегатов.

На Иовской ГЭС рабочие колеса турбин не соответствуют нормативам прочности и имеют недопустимо низкий уровень коэффициента полезного действия. Требуется замена и реконструкция рабочих колес.

Длительная эксплуатация каскадов ГЭС на реках Нива, Ковда, Тулома и Паз выявила недостаточную пропускную способность (по воде) отдельных ступеней каскадов, приводящую к режимным ограничениям в паводковый период, холостым сбросам воды и, как следствие, недовыработке электрической энергии.

Наиболее проблемными являются Нива ГЭС-2, Иовская ГЭС, Нижне-Тулумская и ГЭС Кайтакоски. Для устранения ошибок, допущенных при проектировании, необходима реконструкция и расширение станций с установкой дополнительных агрегатов и увеличением установленной мощности.

Ниже приводится ряд вариантов расширения выше перечисленных ГЭС, которые предлагались «Ленгидропроектом» и Институтом физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук (ИФТПЭС КНЦ РАН) ранее, но не были осуществлены, при этом остаются актуальными и сегодня.

Нива ГЭС-2. Гидроэлектростанция является второй ступенью каскада из трех ГЭС, расположенных на реке Нива. Тип станции – деривационный. В состав сооружений входят: земляная плотина длиной 548.5 м и наибольшей высотой 13.5 м, водосбросная плотина, деривационный подводящий канал длиной 4.44 км, здание ГЭС с 4-мя гидроагрегатами типа РО45/123М-В-125 мощностью 15.3 МВт каждый, отводящий канал длиной 125 м и открытое распределительное устройство 110 кВ. Год пуска – 1937. Расчетный расход – 200 м³/с, в то время как расчетный расход выше расположенной ГЭС Нива-1 – 276 м³/с, а ниже расположенной Нива-3 – 250 м³/с. Станция осуществляет многолетнее регулирование стока. Водоохранилищем ее является Пинозеро емкостью 0.079 км³. Схема расположения основных сооружений представлена на рис. 1.

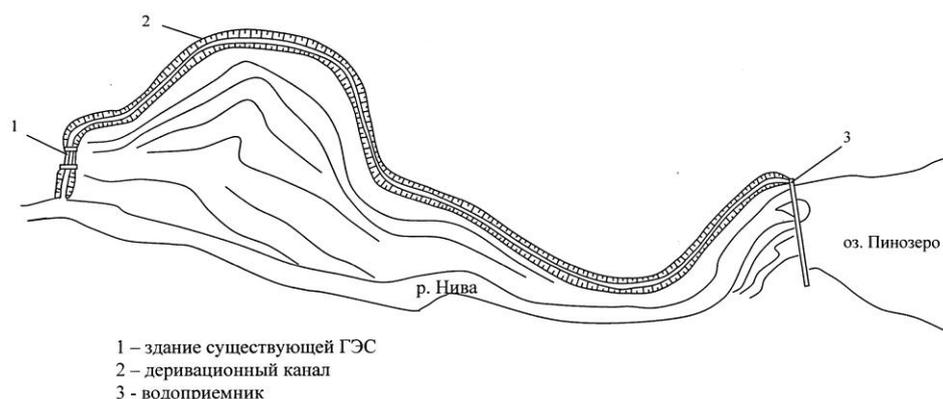


Рис.1. Основные сооружения Нива ГЭС-2

«Ленгидропроект» было внесено предложение о выравнивании пропускной способности ГЭС-2 и ГЭС-3 путем установки еще одного агрегата мощностью 15 МВт. При этом установленная и располагаемая мощность гидроузла увеличивается с 60 до 78.75 МВт, а выработка электроэнергии с 410 до 415 млн кВт·ч. Полная стоимость проекта в ценах 2011 года составляет 3.65 млрд руб.

Институтом физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН предлагался вариант расширения ГЭС Нива-2 со строительством новой каменно-набросной плотины и совмещенного здания ГЭС, установленной мощностью станции 90 МВт (рис.2), оказавшийся оптимальным из рассмотренных пяти.

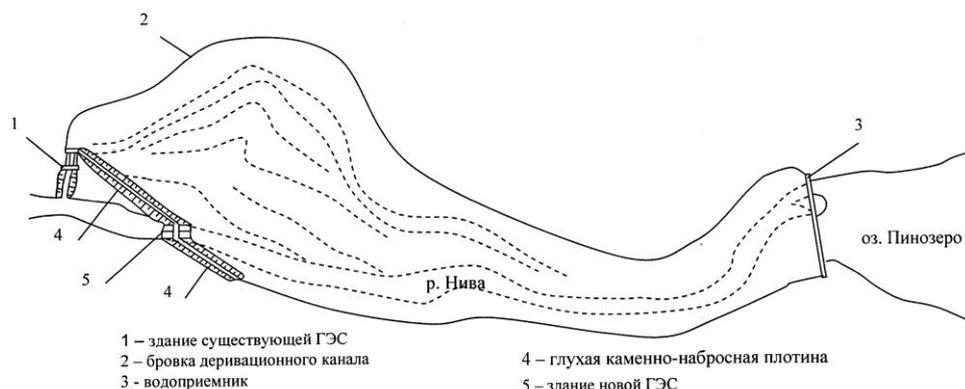


Рис.2. Схема реконструкции Нива ГЭС-2 со строительством новой ГЭС и подпорной плотины

При этом объем дополнительно создаваемого водохранилища составляет 0.027 км^3 , а среднегодовая выработка 500 млн кВт·ч. Стоимость строительства оценивается в 67.6 млрд руб.

При реформировании Холдинга Российского акционерного общества «Единая энергосистема России» (РАО «ЕС России») в 2008 году была принята и утверждена инвестиционная программа [1], согласно которой на Нива ГЭС-2 к 2014 году должен быть установлен дополнительный агрегат, но уже очевидно, что экономический кризис внес свои коррективы в планы ТГК-1.

Нижне-Тулумская ГЭС. Нижне-Тулумская гидроэлектростанция входит в состав Тулумского каскада ГЭС и представляет собой ГЭС руслового типа. Она была построена в 1938 году для электрификации Мурманского участка железной дороги. Первоначальная мощность станции составляла 50 МВт (в четырех агрегатах 4x12.5 МВт). Во время войны оборудование ГЭС было эвакуировано, а затем после войны ГЭС была восстановлена. В состав основных сооружений входят:

1. Земляная плотина длиной 267.6 м, высотой 29 м, супесчаная с низовым каменным банкетом.
2. Бетонная водосбросная плотина длиной 58.5 м, с тремя водопропускными пролетами 17.5x 6.9 м, перекрытыми сегментными затворами с электроприводом.
3. Рыбоход ступенчатого типа для пропуска семги к местам нерестилищ, длиной 507 м, высотой 20 м.
4. Здание ГЭС длиной 84 м.
5. Подводящий и отводящий каналы длиной 1465 и 1040 м соответственно.

В здании ГЭС первоначально были смонтированы 4 гидроагрегата поворотно-лопастного типа, которые в 1980-х годах были заменены на пропеллерные типа – ПР30/881-В-360, при этом мощность станции увеличилась до 57.2 МВт.

Полный объем водохранилища станции – 0.38 км³. ГЭС ведет суточное регулирование. Расчетный напор 17.5 м. Расчетный расход 342 м³/с. При этом расчетный расход Верхне-Тулумской ГЭС составляет 480 м³/с. Среднегодовая выработка станции – 250 млн кВт·ч. В 1990 году на базе Нижне-Тулумской ГЭС предлагалось создание источника мощной пиковой энергии – полуподземной ГЭС-ГАЭС [2], которая позволила бы исключить холостые сбросы воды, связанные с режимом Кольской атомной электростанции (КАЭС), выдать в сети энергосистемы пиковую мощность и обеспечить прохождение провалов графика нагрузки.

ГЭС-ГАЭС мощностью 300 МВт, с тремя агрегатами диаметром рабочего колеса 4,5 м предполагалось разместить на левом берегу реки, позади водосливной плотины (см. рис.3). При этом создавалось береговое водохранилище полным объемом 0.011 км³, полезным объемом – 0.003 км³. Продолжительность режима заряда водохранилища принималась 12 часов, а разряда 5 часов. Выработка электроэнергии за период разряда составляла 1.5 млн кВт·ч. К.п.д. гидроаккумулирования – 0.67. Полная стоимость строительства – 17.4 млрд руб. (в ценах 2011 года). Реализация проекта зависела от строительства новой КАЭС-2 и линии электропередач 330 кВ в Карелию.

В настоящее время линия электропередач (ЛЭП) – 330 кВ строится. Уже возведены первые подстанции (ПС) 330 кВ Княжегубская и ПС Лоухи 330, а также введен участок ЛЭП 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская ГЭС – ПС Лоухи. Решение о строительстве энергоблоков № 1 и 2 Кольской АЭС-2 уже принято. Строительство первого энергоблока начнется в 2015 году [3].

Иовская ГЭС является одной из самых проблематичных на Кольском полуострове. Построенная в 1963 году, она уже сейчас нуждается в серьезной реконструкции.

Эта станция – плотинно-деривационная, является второй ступенью каскада ГЭС на реке Ковда. В водохранилище ГЭС переброшен сток озер Таванд и Толванд с помощью канала длиной 5 км и подпорных насыпных плотин на соответствующих реках. Площадь водохранилища 294 км², полная емкость 2.06 км³, полезная – 0.55 км³. Мощность станции составляет 96 МВт. Среднегодовая выработка – 536 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено два агрегата мощностью по 48 МВт пропеллерного типа ПР 40/800-В-450. Расчетный напор станции 32 м, расход через турбину – 175 м³/с.

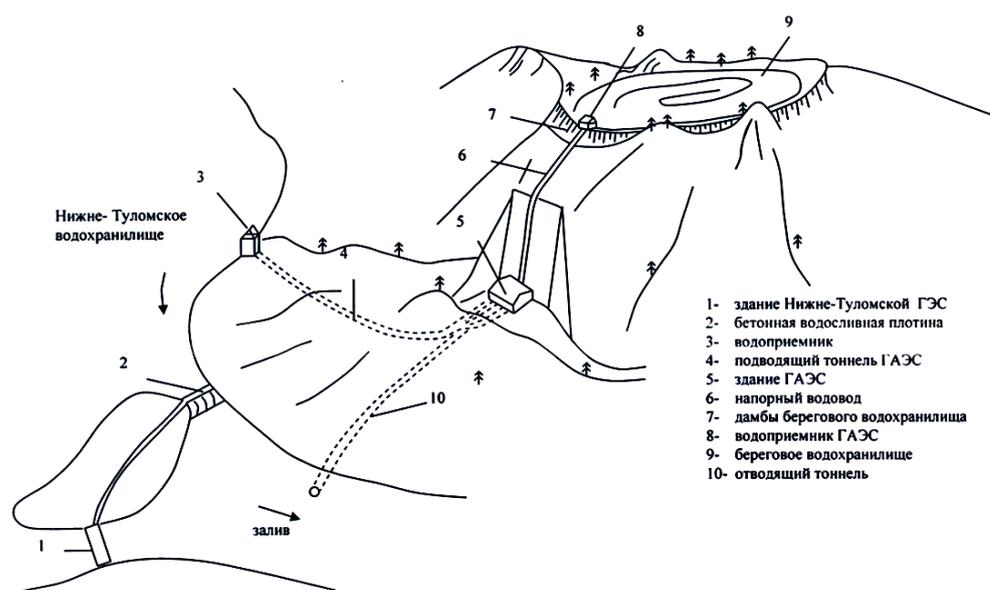


Рис.3. Схема основных сооружений полуподземной Нижне-Тулумской ГЭС-ГАЭС увеличенного напора

Вода из водохранилища с помощью деривационного канала длиной 1.44 км поступает в напорный бассейн и затем по напорным трубопроводам в здание ГЭС длиной 50.1 м. Для пропуска паводков имеется бетонная водосбросная плотина. В состав основных сооружений входит также насыпная плотина длиной 350 м и лесосплавной лоток.

Иовская ГЭС. Станция спроектирована институтом «Ленгидропроект». Пропускная способность турбин Иовской ГЭС недостаточна, что приводит к остановке во время половодья выше расположенной Кумской ГЭС. Существует проект расширения мощности станции на 50 МВт с установкой дополнительного агрегата, что позволит решить эту проблему.

Изначально на ГЭС были установлены поворотно-лопастные турбины харьковского производства, но они оказались не очень удачными и в 1980 году были заменены на пропеллерные производства Ленинградского металлического завода. Но и эти турбины имеют недостатки – низкий к.п.д. и неудовлетворительную прочность.

В ноябре 2010 года ТГК-1 объявила конкурс на выполнение работ по реконструкции гидротурбин Иовской ГЭС с заменой рабочих колес. В результате конкурса победила австрийская фирма Andritz Hydro, с нею заключен договор на сумму более 20.9 млн евро. Предполагается первый агрегат заменить 2013 г, а второй в 2014 г. Иовская ГЭС включена в число приоритетных проектов инвестиционной программы ОАО ТГК-1 на период до 2015 года.

Пазский каскад ГЭС. Река Паз является пограничной между Россией и Норвегией. На ней построены 5 российских и 2 норвежских гидроэлектростанции. Российские ГЭС Пазского каскада входят в состав ТГК-1. Большая часть электроэнергии, вырабатываемой этими станциями, экспортируется в Финляндию и Норвегию. Каскад включает в себя ГЭС Кайтакоски, Янискоски, Раякоски, Хеваскоски, Скугфосс (Норвегия), Мелькефосс (Норвегия), Борисоглебская (табл.1).

Гидроэлектростанции на реке Паз [4]

Наименование ГЭС	Год пуска	Мощность, МВт	Количество турбин	Водохранилище
ГЭС-4 Кайтакоски	1959	11.2	2	Озеро Инари
ГЭС-5 Янискоски	1950	30.5	3	Пристанционное озеро
ГЭС-6 Раякоски	1955	43.2	3	Пристанционное озеро
ГЭС-7 Хеваскоски	1970	47	2	Хеваскоское водохранилище
ГЭС Скугфосс	1964	60	2	Озеро Боссоярврре
ГЭС Мелькефосс	1978	26	1	Озеро Скугватн
ГЭС-8 Борисоглебская	1956	56	2	Озеро Фоссеватн

ГЭС-4 Кайтакоски является низконапорной русловой станцией. Мощность ГЭС – 11.2 МВт, среднегодовая выработка – 70 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено два поворотно-лопастных гидроагрегата мощностью по 5.6 МВт, работающих при расчетном напоре 7 м. Станция является верхней ступенью каскада, в подпоре ГЭС находится озеро Инари. Водохранилище ГЭС является регулирующим для всего каскада (полезная емкость 2.46 км³, многолетнее регулирование).

Станция спроектирована и построена финской фирмой по контракту с Советским Союзом. Оборудование станции изношено и требует замены. Первый этап модернизации включает строительство обходного канала реки Паз длиной 3 км и пропускной способностью 120 м³/с. Это позволит гарантированно обеспечить необходимым объемом воды остальные ГЭС каскада. Из-за сложного рельефа местности для уточнения трассы обходного канала будет пробурено 45 скважин. Второй этап – это замена гидроагрегатов на новые с увеличенной пропускной способностью до 250 м³/с.

ГЭС – 5 Янискоски пущена в 1942 году, однако в 1944 г. при отступлении немецких войск была взорвана и вновь восстановлена Финляндией по договору с СССР в 1950 году. Эта станция также является низконапорной русловой ГЭС. В состав ее сооружений входят: водосбросная бетонная плотина длиной 215 м и здание ГЭС руслового типа. Мощность станции – 30.5 МВт, среднегодовая выработка – 210 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено 2 поворотно-лопастных гидроагрегата мощностью по 15.1 МВт, работающих при расчетном напоре 21.5 м, а также 1 агрегат собственных нужд с радиально-осевой турбиной мощностью 0.3 МВт. Водохранилище ГЭС имеет полезный объем 0.004 км³, что позволяет осуществлять суточное регулирование стока.

Оборудование станции устарело, планируется его замена. Согласно утвержденной инвестиционной программе ТГК-1, имеющиеся гидроагрегаты станции должны были заменить на один мощностью 43.8 МВт еще в 2010 году, но пока информации об этом нет. Сроки выполнения инвестиционной программы сдвигаются.

ГЭС-6 Раякоски является низконапорной русловой станцией. Основными ее сооружениями являются:

1. Насыпная плотина длиной 30 м и наибольшей высотой 22 м.
2. Водосбросная бетонная плотина длиной 37 м.
3. Глухая бетонная плотина длиной 424 м и наибольшей высотой 21 м.
4. Здание ГЭС руслового типа.

Мощность станции составляет 43.2 МВт, среднегодовая выработка – 220 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено 3 поворотно-лопастных гидроагрегата мощностью по 14,4 МВт, работающих при расчетном напоре 20.5 м. Водохранилище станции полезным объемом 0.008 км³ осуществляет суточное регулирование стока. Оборудование ГЭС устарело, но пока о сроках замены гидротурбин не сообщалось, в инвестиционную программу станция не включена.

Остальные станции Пазского каскада находятся в хорошем работоспособном состоянии и реконструкции не требуют.

Серебрянские ГЭС. Серебрянские ГЭС, одни из самых относительно молодых ГЭС Кольского полуострова, были построены в начале 1970-х годов на р.Воронья. Суммарная мощность составляет 351 МВт.

Серебрянская ГЭС-1 мощностью 204.9 МВт с тремя агрегатами является верхней станцией каскада. Серебрянская ГЭС-2 мощностью 150 МВт – нижней. Верхняя ГЭС располагает водохранилищем многолетнего регулирования полезной емкостью 1.57 км³, а нижняя ведет сезонное регулирование. Полезный объем ее водохранилища составляет 0.005 км³. Станции деривационного и плотинно-деривационного типа. Работают в пиковом режиме с числом часов использования установленной мощности около 3000.

«Ленгидропроектом» на перспективу был разработан, а Отделом энергетики КНЦ РАН дополнен проект переброски части стока озера Умбозера в озеро Ловозеро с целью расширения мощности Серебрянских ГЭС. Согласно проекту переброска осуществляется с помощью двух насосных станций и канала. Перебрасываемый сток используется путем строительства дополнительного гидроузла при Серебрянской ГЭС-1 мощностью 135 кВт.

Реконструкция станций и модернизация оборудования является необходимым условием существования энергосистемы и надежного, бесперебойного электроснабжения потребителей. К тому же реконструкция требует значительно меньших капитальных вложений, чем строительство новых генерирующих мощностей, приводит к надежной работе энергетического оборудования, часто в автоматическом режиме, увеличивает межремонтный период и сокращает эксплуатационные расходы. Поэтому модернизация старых гидроэлектростанций может рассматриваться как один из способов увеличения генерирующих мощностей в регионе, которые будут востребованы в ближайшем будущем.

На территории Кольского полуострова в 50-х годах прошлого столетия действовало также порядка 10 малых ГЭС, которые обеспечивали электроэнергией удаленные поселки, но сейчас они все разрушены. Воссоздание наиболее эффективных малых ГЭС или сооружение на их месте новых могло бы снизить часть финансовой нагрузки, которая ложится на областной бюджет по субсидированию проживающего там населения, так как себестоимость электроэнергии в изолированных районах составляет 15-20 руб/кВт·ч.

На фоне финансово-экономического кризиса уровень финансирования в обновление энергетического оборудования и реконструкцию старых гидроэлектростанций вновь сократился. Выполнение многих текущих проектов замедлилось, а часть запланированных была отложена или отменена. В таких условиях постоянного недофинансирования необходимо более активное государственное стимулирование энергетической отрасли. Возможно, принятое 29 декабря 2011 года правительственное постановление № 1178 об основах ценообразования в электроэнергетике, позволяющее рассчитывать тарифы на электроэнергию от возобновляемых источников энергии с учетом возврата инвестиций, привлечет инвесторов для реализации проектов малой гидроэнергетики на территории Мурманской области. Так, в соседнем регионе – Карелии уже отмечено некоторое оживление в процессе восстановления малых ГЭС. Там компанией «Норд Гидро» реконструирована первая малая ГЭС Ляскеля, мощность которой увеличена с 0.75 МВт до 4.8 МВт за счет расширения и углубления подводящего канала и здания ГЭС. Объем капиталовложений составил 687.4 млн руб. Это – первая ГЭС в России, которой присвоен статус «генерирующего объекта, функционирующего на возобновляемом

источнике энергии». Компания планирует построить и восстановить в Карелии еще 33 малых ГЭС общей электрической мощностью 100 МВт. А средства на эти цели готов предоставить Внешэкономбанк (ВЭБ) в качестве кредита на сумму 1.6 млрд руб.

Также интерес к реализации программы развития малой гидроэнергетики в Карелии проявляет российский фонд «Новая энергия», который, возможно, возьмется за строительство каскада малых ГЭС на реке Волда установленной мощностью 40.8 МВт в Пудожском районе и на реке Чирко-Кемь мощностью 29.6 МВт на севере республики.

Таким образом, сделан первый шаг в возрождении малой гидроэнергетики на европейском Севере.

Выводы

1. Девять из 17 ГЭС Кольского полуострова проработали уже более 50 лет. Все они находятся в работоспособном состоянии и производят около 40% всей вырабатываемой в Мурманской обл. электроэнергии. Но изношенность гидроэнергетического оборудования приводит к ряду проблем, связанных с регулированием нагрузки и режимными ограничениями.

2. Шаги, предпринимаемые ТПК-1 для проведения капитальных ремонтов и модернизации гидроэнергетического оборудования станций, заслуживают одобрения, но являются недостаточными. Необходимы более существенные денежные вливания в реконструкцию старых ГЭС и восстановление или строительство новых малых ГЭС на территории Кольского полуострова, тем более что предложения и предпроектные проработки реконструкции и строительства некоторых станций есть.

Литература

1. Перечень ввода объектов тепловой генерации. <http://www.rao.-ees.ru/ru/investionov/invprogramm/show.cgi?per.htm>.
2. Анализ состояния существующих ГЭС «Колэнерго» и разработка рекомендаций по реконструкции их отдельных сооружений и сооружению малых ГЭС: Отчет о НИР (промежуточ.) Отдел энергетики КНЦ АН СССР; Руководитель И.Р. Степанов, отв. исп. Дмитриев Г.С., Марчук С.А. – № ГР 01860037106; Инв. № 0290.0053249 – Апатиты, 1990. – 180 с.
3. Строительство КАЭС-2 <http://www.hibiny.com/news/ru/archive/28524>.
4. Пазские ГЭС <http://ges.russgid.ru>.
5. Гидроэнергетические ресурсы европейского Севера и перспективы их дальнейшего использования: Отчет о НИР (заключит.) Отдел энергетики КНЦ АН СССР; Руководитель И.Р.Степанов, отв. исп. Дмитриев Г.С. – № ГР 76065755; Инв. № Б800920 – Апатиты, 1979. – 146 с.

Сведения об авторе

Коновалова Ольга Евгеньевна,

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

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 629.9 (470.21)

В.А.Минин

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация

Дан анализ современного состояния развития энергетики Мурманской области. Оценены ресурсы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) региона, показаны приоритеты их возможного практического использования. Изучены перспективы внедрения ресурсов ветровой энергии и гидроэнергии малых ГЭС в энергетическое хозяйство области. Приводится оценка возможного места ВИЭ в балансе электрической и тепловой энергии региона на перспективу до 2025 года.

Ключевые слова:

возобновляемые источники энергии, топливно-энергетический баланс.

V.A.Minin

PROSPECTS FOR THE IMPLEMENTATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FUEL AND ENERGY BALANCE OF MURMANSK

Abstract

The analysis of the current state of energy development of the Murmansk region. Assessed resources of renewable energy sources (RES) in the region, shows the priorities of their possible practical applications. Studied the prospects for implementation of wind energy resources, hydropower and small hydro power facilities in the area. An assessment of the possible location of RES in the balance of electric and thermal energy for the future of the region until 2025.

Key words:

renewable energy sources, fuel and energy balance.

В последние годы во всем мире ведутся исследования, направленные на вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как энергия солнца, ветра, гидроэнергия малых рек, энергия приливов и др. В России также не сбрасываются со счетов возможности использования ВИЭ и предпринимаются шаги по вовлечению их в хозяйственный оборот. В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», определяющей приоритеты развития энергетики страны на долгосрочную перспективу, предусмотрено увеличение масштабов использования ВИЭ. «Основными направлениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», утвержденными Распоряжением правительства РФ 08.01.2009 № 1-р, также предусматривается наращивание объемов применения ВИЭ – как путь к энергосбережению, сокращению количества сжигаемого органического топлива и уменьшению загрязнения окружающей среды.

Мурманская область располагает широким набором возобновляемых источников энергии (солнце, ветер, малые реки, приливы, волны и др.). Каждый из них имеет свои характерные особенности. Поступление солнечной энергии и гидроэнергии рек максимально в летнее время. В отличие от этого энергия ветра и энергия морских волн достигают своего максимума в зимнее время в период активной циклонической деятельности. Наконец, энергия морских приливов не зависит от времени года, ее среднемесячное значение неизменно в годовом и многолетнем разрезах. Отмеченные особенности ВИЭ определяют направления и возможные объемы их практического использования.

Современное состояние развития энергетики региона. Энергетическое хозяйство Мурманской области является хорошо развитым, в основном, централизованным и в полном объеме обеспечивает потребности потребителей в электрической и тепловой энергии. Электроэнергетика региона представлена Кольской энергосистемой, в составе которой работают Кольская АЭС (1760 МВт), семнадцать ГЭС (1587 МВт) и пять ТЭЦ (около 400 МВт). Суммарная установленная мощность энергосистемы составляет более 3700 МВт. С помощью ЛЭП 330 кВ энергосистема связана с Карелией и через нее с объединенной энергосистемой Северо-Запада России.

Регион располагает развитым теплоэнергетическим хозяйством, обеспечивающим жизнедеятельность всех промышленных центров, городов и поселков области. Теплоснабжение потребителей осуществляется, в основном, от котельных установок. Их насчитывается в регионе около 140, суммарная мощность достигает 5700 Гкал/ч.

Структура Кольской энергосистемы за последние два десятилетия практически не изменилась. Система является энергоизбыточной даже несмотря на ежегодную передачу около 3 млрд кВт.ч электроэнергии в Карелию. Для усиления связи с Карелией строится вторая линия электропередачи, которая позволит удвоить выдачу энергии.

Дальнейшая работа Кольской энергосистемы в ближайшее десятилетие увязывается с продлением сроков эксплуатации первых двух энергоблоков Кольской АЭС на 15 лет вплоть до 2018-2019 годов. Эксплуатация действующих ГЭС энергосистемы, в основном, будет продолжена в прежних объемах. Ожидается увеличение нагрузки Апатитской ТЭЦ в связи с планируемым присоединением к ней системы теплоснабжения города Кировска. Переход этого города от использования котельных, работающих на мазуте, к теплоснабжению от Апатитской ТЭЦ, работающей на угле, позволит загрузить ТЭЦ до проектного уровня и снизить затраты на выработку тепловой и электрической энергии.

Топливо-энергетический баланс региона. Суммарный годовой расход топливно-энергетических ресурсов в Мурманской области составляет около 10 млн тонн условного топлива (т у.т.). Из них 40% приходится на ресурсы ядерного топлива, используемые на Кольской АЭС. Около 22 % представляют собой гидроэнергоресурсы, преобразуемые в электроэнергию на 17 ГЭС региона. Остальные 38% – это органическое топливо (мазут, уголь, светлые нефтепродукты, газ и др.), которое сжигается на котельных и ТЭЦ, расходуется на технологические нужды в промышленности, транспорте и т.д.

В целом топливно-энергетический баланс Мурманской области характеризуется высокой долей энергоресурсов, производимых без сжигания органического топлива (62%). Благодаря этому регион в 2.5 раза меньше завозит органического топлива (мазута, угля), что значительно снижает нагрузку на магистральный железнодорожный транспорт и благотворно сказывается на экологической ситуации в регионе.

Перспективы электропотребления. Мурманская область относится к числу районов с высоким уровнем потребления электрической энергии на душу населения – около 14000 кВт·ч/(чел. год). Это определяется высокой энергоемкостью предприятий горнопромышленного комплекса и цветной металлургии. В настоящее время электропотребление области находится на уровне 13 млрд кВт·ч в год. В перспективе оно может существенно возрасти в связи с развитием Мурманского транспортного узла и освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения. Строительство магистрального газопровода в центр России, а также завода по сжижению природного газа в районе пос. Териберка может способствовать увеличению объемов энергопотребления до 27-29 млрд кВт·ч в год на рубеже 2020-2025 годов. Все это потребует изыскания дополнительных источников энергии. В числе таковых могут быть рассмотрены и местные возобновляемые источники энергии.

Ресурсы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) региона. Мурманская область располагает большими запасами возобновляемых источников энергии (ветра, солнца, малых рек, морских приливов, волн и др.), которые в определенных условиях могут составить конкуренцию традиционным источникам энергии или выгодно дополнить их. Исследования показали, что технические ресурсы ВИЭ региона огромны (млрд. кВт·ч): солнечная энергия – 11000, ветровая – 360, гидроэнергия малых рек – 4.4, приливы – 2.0, морские волны – 1.6. Но если говорить об экономических ресурсах (тех, использование которых экономически оправдано), то энергия солнца и морских волн практически выпадают из рассмотрения ввиду дороговизны их использования в суровых условиях Заполярья. В итоге по приоритетности возможного практического использования на передний план выдвигаются энергия ветра и гидроэнергия малых рек.

Перспективы развития ветроэнергетики. На Кольском полуострове имеет место высокий потенциал ветровой энергии, особенно в прибрежных районах Баренцева и Белого морей. Технические ресурсы ветра этой части региона оцениваются десятками миллиардов киловатт-часов. Они в несколько раз больше, чем технические гидроэнергоресурсы региона, долгое время составлявшие основу заполярной энергетики. Предпосылками, благоприятствующими применению ветроэнергетических установок в Мурманской области, являются: высокий потенциал ветра; зимний максимум интенсивности ветра; наличие в энергосистеме 17 ГЭС с водохранилищами, позволяющими накапливать воду за счет работы ВЭУ в период активных ветров и сбрасывать ее при ослаблении ветра. Именно наличие ГЭС и возможность их работы в компенсационном режиме создают на Кольском полуострове уникальные условия для крупномасштабного использования этого возобновляемого энергоресурса.

Возможные направления развития ветроэнергетики. Основными из них являются:

- работа ветропарков в составе энергосистемы (системная ветроэнергетика);
- применение ВЭУ для энергоснабжения удаленных изолированных потребителей (автономная ветроэнергетика);
- участие ВЭУ в теплоснабжении потребителей;
- использование ветроэнергетических установок в технологиях добычи, переработки и транспортировки природного газа Штокмановского месторождения.

Работа ветропарков в составе энергосистемы. Верхние водохранилища пяти из шести каскадов ГЭС Кольской энергосистемы обладают емкостью, достаточной как для ведения многолетнего регулирования на ГЭС, так и для участия в выравнивании непостоянства поступления энергии от ветропарков. Особо благоприятными возможностями для аккумулирования энергии в интересах

ветроэнергетики располагают Териберское, Серебрянское и Туломское водохранилища. Большая полезная емкость водохранилищ обеспечивает возможность создания значительных запасов энергии, а высокие напоры (соответственно 113, 76 и 55 м) делают каждый запасенный кубометр воды весьма энергоэффективным.

Исследованиями установлено, что в целях оптимизации режимов совместной работы ветропарков и ГЭС необходимо внести изменения в правила и принципы сработки и наполнения водохранилищ. Эти изменения должны учитывать, что готовить водохранилища нужно не только к приему паводковых вод (гидроэнергоресурсов), но и к приему осенне-зимнего максимума энергии ветра (ветроэнергоресурсов). Максимально возможная мощность ветропарков, вписывание которой в водноэнергетический режим существующих ГЭС может пройти безболезненно, может составить около 700 МВт. Внедрение в состав Кольской энергосистемы ветропарков большей суммарной мощности возможно, если в ней нарастить долю маневренных мощностей. Это можно сделать за счет реконструкции ГЭС в сторону увеличения их установленной мощности, сооружения новых пиковых ГЭС или газотурбинных электростанций.

Применение ВЭУ для энергоснабжения автономных потребителей.

В прибрежных районах Мурманской области имеется большое число удаленных изолированных населенных пунктов (метеостанций, маяков, пограничных застав, объектов Северного флота, рыболовецких колхозов и др.), энергоснабжение которых осуществляется от местных дизельных электростанций и котельных установок. Себестоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на таких энергоустановках, оказывается в 6-8 раз выше, чем при централизованном энергоснабжении, не в последнюю очередь за счет дороговизны жидкого топлива, доставляемого с большими транспортными издержками. Участие ветроэнергетических установок в покрытии графиков электрической и тепловой нагрузки может способствовать экономии топлива, снижению себестоимости вырабатываемой энергии и улучшению экологической ситуации.

Использование ветровой энергии на нужды теплоснабжения.

Существует ряд предпосылок, благоприятствующих такому использованию энергии ветра на Кольском полуострове. В первую очередь это продолжительный отопительный сезон (около 9-10 месяцев) и зимний максимум интенсивности ветра, совпадающий с максимумом потребности в тепловой энергии со стороны потребителей. Применение ВЭУ позволит превратить ветер из отрицательного климатического фактора, определяющего повышенные теплотери, в полноценный источник тепловой энергии, способствующий экономии дорогостоящего топлива. При использовании энергии ветра для отопления не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой ВЭУ. Не критичным становится основной недостаток ветровой энергии – непостоянство во времени, так как имеющие место колебания мощности ВЭУ сглаживаются за счет аккумулирующей способности собственно системы теплоснабжения и отапливаемых зданий.

Использование энергии ветра в технологиях переработки природного газа.

Это новое направление просматривается в связи с ожидаемым освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения. Планируется довести добычу газа к 2020 году до 71 млн м³ в год. Часть газа будет по газопроводу направлена в центральные районы страны, а другая будет сжижена (около 30 млн т/год) и в таком виде экспортирована по морю за рубеж. Завод по сжижению газа в районе Териберки

потребуется огромное количество электроэнергии. Скорее всего, не обойтись без сооружения местных тепловых электростанций, работающих на том же природном газе. Учитывая, что число часов использования установленной мощности ветроустановок вблизи Териберки составляет не менее 3000-3500 в год, электропотребление завода почти наполовину может быть покрыто за счет работы ветропарков. Применение ВЭУ позволит сократить расходы газа на собственные нужды завода и увеличить его экспортный потенциал, используя в больших объемах местный возобновляемый энергоресурс, каковым является ветер. Появляется уникальная возможность «закачивать» энергию ветра в сжиженный природный газ и экспортировать за рубеж.

Малая гидроэнергетика. В Мурманской области имеется много малых рек, пригодных для сооружения малых ГЭС. На них выделено около 10 створов, наиболее перспективных для сооружения малых системных ГЭС. Створы расположены на реках Пиренга, Оленка, Ура, Титовка и Тумча. Суммарная мощность малых ГЭС на перечисленных реках может составить около 70 МВт. Кроме того выявлены створы для первоочередных автономных малых ГЭС, ориентированных на энергоснабжение децентрализованных потребителей. Среди них малая ГЭС на реке Чаваньга мощностью 1250 кВт в 8 км от одноименного села, а также малая ГЭС мощностью 500 кВт на Ельреке (притоке Поноя) в 12 км от села Краснощелье.

Технико-экономическая оценка перспектив использования ВИЭ. Она выполнялась по показателю чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Прибыль, которая может быть получена от использования возобновляемых источников энергии, зависит от потенциала этих источников, стоимости топлива, сжигаемого на традиционных установках, затрат на сооружение объектов возобновляемой энергетики и от тарифа, по которому вырабатываемая энергия может быть реализована. Что касается тарифов, то за основу были взяты предельные минимальные уровни тарифов, устанавливаемые Федеральной службой по тарифам. Для Мурманской области на 2010 год он составлял 1.34 руб/кВт·ч, на 2011 год – около 1.55 руб/кВт·ч. В последующие годы согласно сценарию развития экономики РФ рост тарифов составит 10-12%. В последующие годы рост снизится, но будет, по крайней мере, не ниже уровня инфляции. Последняя в 2011 году составляла около 7%. Ожидается ее снижение в 2012-2014 гг. до 4-5%. Правительство РФ стремится сохранить положительную тенденцию и выйти в перспективе на европейский уровень инфляции. Расчеты показали, что если сказанное принять во внимание, то дисконтированный срок окупаемости ветропарков, работающих в прибрежных районах Кольского полуострова, составит 8-12 лет при сроке службы ВЭУ около 20 лет. Близкими к этим оказываются и показатели окупаемости малых ГЭС. Все это свидетельствует о перспективности развития ветроэнергетики и малой гидроэнергетики в регионе.

Региональная целевая программа развития возобновляемой энергетики. Проект такой Программы на период до 2015 года был разработан Кольским научным центром РАН в 2009 году. Программа нацелена на расширение приходной части топливно-энергетического баланса региона и снижение его зависимости от внешних поставок топлива. Она предполагает освоение ВИЭ региона по нескольким направлениям, среди которых наиболее значимым является развитие ветроэнергетики. В программе предусмотрен выбор площадок для ветропарков, их строительство, опытная эксплуатация, отработка режимов совместной работы ВЭУ с другими электростанциями энергосистемы, в первую очередь с ГЭС. Ожидается, что в реализации этого направления примут участие ЗАО «Windlife Arctic Power» (Голландия), ЗАО «Русский ветер», Газпром, РусГидро, территориальная генерирующая компания (ТГК-1) и другие организации. Суммарная мощность объектов ВИЭ в этой программе составляет 387 МВт.

Место ВИЭ в балансе электрической и тепловой энергии региона на перспективу до 2025 года. При формировании перспективного баланса электроэнергии (табл.1) учитывались перспективы развития региона, появление новых производств, которые в значительной мере определяют рост электропотребления. Принималась во внимание дополнительная загрузка к 2013 году Апатитской ТЭЦ за счет подключения к ней системы теплоснабжения г. Кировска, строительство к 2020 году Мурманской ТЭЦ-2 мощностью 576 МВт. Были учтены основные положения инвестиционной программы концерна «Росэнергоатом», предусматривающей продление на 15 лет сроков эксплуатации 3 и 4 энергоблоков Кольской АЭС, а также строительство к 2020 году Кольской АЭС-2 (4 блока по 300 МВт или 2 блока по 1150 МВт).

Таблица 1

Баланс электроэнергии Мурманской области на период до 2025 г.

	Факт	Оценка				
	2008	2012	2015	2018	2020	2025
I. Потребность (традиционное потребление)	13.0	13.0	13.4	13.8	14.1	14.8
Потребление новых производств	-	0.3	3.8	7.0	12.5	13.2
Экспорт	0.6	0.6	0.7	0.8	1.0	1.0
Итого потребность	13.6	13.9	17.9	21.6	27.6	29.0
II. Производство						
ГЭС + ветропарки	6.7	6.6	7.0	7.6	8.0	9.4
в том числе ветропарки	-	-	0.4	0.9	1.2	2.6
ТЭЦ	0.5	0.9	0.9	2.1	4.3	4.5
АЭС, всего	10.7	11.5	13.2	12.1	15.3	15.3
в том числе действующая АЭС-1	10.7	11.5	13.2	10.0	6.8	6.8
новая АЭС-2	-	-	-	2.1	8.5	8.5
Северная ПЭС	-	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
ГТУ собств. нужд + ветропарки			2.6	2.6	2.6	2.6
в том числе ветропарки	-	-	0.3	0.9	0.9	0.9
Итого производство	17.9	19.0	23.7	24.4	30.2	31.8
в том числе ВИЭ	-	0.03	0.7	1.8	2.1	3.5
Избыток (+), дефицит (-), млрд кВтч	+4.3	+5.1	+5.8	+2.8	+2.6	+2.8

В этих условиях наращивание объемов освоения возобновляемых источников энергии может быть осуществлено за счет реализации намерений голландской компании «Windlife Arctic Power», планирующей сооружение ветропарков в районе Серебрянского и Териберского каскадов ГЭС с доведением их мощности к 2025 году до 500 МВт.

В свою очередь российская компания «Русский ветер» собирается построить ветропарки в районе Лиинахамари и довести их суммарную мощность до 100 МВт в 2016 году.

Строительство завода по сжижению природного газа в районе Териберки также открывает дополнительные возможности для использования энергии ветра. В случае обеспечения собственных нужд завода в электроэнергии от газотурбинной электростанции мощностью 650 МВт (а такой вариант оценивается) возможна параллельная работа ветропарков с этой станцией. Применение ВЭУ может обеспечить экономию до 40-50% потребляемого электростанцией газа и пополнить им экспортную составляющую завода. В итоге (табл.1) вклад ветроэнергетических ресурсов в электроэнергетику региона может составить в 2020 году 2.1 млрд кВтч (около 7%), а в 2025 году – 3.5 млрд кВтч (около 12%).

Использование энергии ветра может также расширить приходную часть баланса тепловой энергии региона. Применение ВЭУ для совместной работы с котельными заслуживает внимания применительно к потребителям, расположенным в прибрежной, наиболее ветреной зоне Баренцева моря (населенные пункты Островной, Териберка, Заозерск, Полярный, Видяево, Скалистый, Снежногорск, и др.). Здесь проживает около 70 тыс. человек, а суммарная мощность котельных составляет около 480 Гкал/ч. Оптимальная суммарная мощность ветроустановок, работающих совместно с котельными, может составить 380 Гкал/ч (440 МВт). Они могут покрыть до 60-70% годовой выработки котельных, что оценивается в 700 тысяч Гкал в год. В балансе тепловой энергии области на 2025 г. это составит 4.1% (табл.2).

Таблица 2

Баланс тепловой энергии Мурманской области на период до 2025 г.

	Оценка							
	2010 г.		2015 г.		2020 г.		2025 г.	
		%		%		%		%
Производство, млн Гкал	14.3	100.0	15.2	100.0	16.1	100.0	17.0	100.0
%	100.0		106.3		112.6		118.9	
в том числе котельные + ВЭУ	10.7	74.8	10.9	71.7	8.4	52.2	8.6	50.6
из них ВЭУ	-	-	0.07	0.5	0.43	2.7	0.7	4.1
ТЭЦ	3.3	23.1	3.9	25.7	7.2	44.7	7.8	45.9
др. установки	0.3	2.1	0.4	2.6	0.5	3.1	0.6	3.5
потери	-2.3	-16.1	-1.7	-11.2	-1.3	-8.1	-1.2	-7.0
Потребление, млн Гкал	12.0	83.9	13.5	88.8	14.8	91.9	15.8	93.0
%	100.0		112.5		123.3		131.7	
в т.ч. население	5.8	40.6	6.2	40.8	6.6	41.0	6.8	40.0
промышленность	3.8	26.6	4.7	30.9	5.4	33.5	6.0	35.3
прочие отрасли	2.4	16.7	2.6	17.1	2.8	17.4	3.0	17.7

В целом в топливно-энергетическом балансе Мурманской области на перспективу 2020 г. доля возобновляемых источников энергии оценивается в 6.7%, а на перспективу 2025 г. – в 10.6%. Решением Правительства РФ намечено поднять этот показатель в среднем по стране до 4.5% в 2020 году. Для Мурманской области, располагающей большими ресурсами ВИЭ, можно ожидать более высокого значения этого показателя.

Сведения об авторе

Минин Валерий Андреевич,

зам. директора Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН,
 зав. лабораторией энергосбережения и возобновляемых источников энергии, к.т.н.
 Россия, 184209, Мурманская область, г.Апатиты, мкр.Академгородок, д.21А
 Эл. почта: minin@ien.kolasc.net.ru