

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

**РЕГИОНАЛЬНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ И АСПИРАНТОВ**

ЭНЕРГИЯ-2011
ИВАНОВО, 28 апреля 2011 г.

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

ТОМ III

ИВАНОВО

ИГЭУ

2011

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА: Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2011. – Т. 3. – 204 с.

Помещенные в сборник тезисы докладов студентов и аспирантов электроэнергетического факультета Ивановского государственного энергетического университета отражают основные направления научной деятельности кафедр в области электроэнергетики и высшего профессионального образования.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей вузов, интересующихся вопросами электроэнергетики.

Тексты тезисов представлены авторами в виде файлов, сверстаны и при необходимости сокращены. Авторская редакция сохранена.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель оргкомитета: проректор по научной работе, д.т.н., проф. **В.В. ТЮТИКОВ**.

Члены оргкомитета: декан электроэнергетического факультета, к.т.н., профессор **А.Ф. СОРОКИН**, зав. кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», д.т.н., профессор **В.А. ШУИН**, зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники и электротехнологий», д.т.н., профессор **В.А. МАРТЫНОВ**, зав. кафедрой «Электрические станции и диагностика электрооборудования», д.т.н., профессор **А.Н. НАЗАРЫЧЕВ**, зав. кафедрой «Высоковольтные электроэнергетика, электротехника и электрофизика», к.т.н., доцент **В.Ф. ВОРОБЬЕВ**, зав. кафедрой «Электрические системы», к.т.н., доцент **А.Ю. МУРЗИН**, заместитель декана электроэнергетического факультета по научной работе к.т.н., доцент **А.В. МАКАРОВ**.

СЕКЦИЯ 11

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Председатель – д.т.н., профессор **Слышалов В.К.**

Секретарь – ассистент **Москвин И.А.**

Г.В. Чекан, асп.; рук. В.К. Слышалов, д.т.н., профессор

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Проведены расчеты показателей надежности участка распределительной электрической сети, который включал высоковольтную распределительную подстанцию, кабельные линии, высоковольтную нагрузку и нагрузку собственных нужд подстанции. В схеме распределительной подстанции установлена система АВР на секционном выключателе 6 кВ, а так же АВР установлено в системе собственных нужд с номинальным напряжением 0,38 кВ. Ниже представлены основные результаты расчетов [2].

Коэффициент готовности [1] всей рассматриваемой системы при условии обслуживания сети двумя ремонтными бригадами составил:

$$K_{Г2\Sigma} = 0,995199703034 .$$

Среднее время наработки на отказ [1] (первый отказ любого элемента схемы):

$$T_{Ocp2} = \frac{K_{Г2\Sigma}}{1 - K_{Г2\Sigma}} \cdot T_{Bcp} = 2036,72 \text{ ч} .$$

На основе предложенной модели [2], был рассмотрен вариант при условии работы одной ремонтной бригады вместо двух, как наиболее приближенный к действительности. В математическую модель были внесены изменения и получены следующие результаты:

$$K_{Г1\Sigma} = 0,995199575741 ,$$
$$T_{Ocp1} = \frac{K_{Г2\Sigma}}{1 - K_{Г2\Sigma}} \cdot T_{Bcp} = 2036,66 \text{ ч} .$$

Разница в показателях надежности составила:

$$\begin{aligned} \Delta K_{\Gamma} &= K_{\Gamma 2\Sigma} - K_{\Gamma 1\Sigma} = 0,995199703034 - \\ &- 0,995199575741 = 1,273 \cdot 10^{-7}, \\ \Delta T_{Ocp} &= T_{Ocp2} - T_{Ocp1} = 0,6 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Результаты расчетов показали, что надежность рассмотренного участка электрической сети практически не изменится при переходе на дисциплину обслуживания с одной ремонтной бригадой.

Библиографический список

1. **Половко, А.М.** Основы теории надежности / А.М. Половко, С.В. Гуров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ, 2006.
2. **Слышалов, В.К.** Расчет показателей надежности распределительных электрических сетей при наличии автоматического включения резерва / В.К. Слышалов, Г.В. Чекан // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново.– 2010. – Вып. 2. – С. 32 – 35.

И.А. Москвин, асп.; рук. В.К. Слышалов, д.т.н., профессор

ИНТЕГРИРОВАНИЕ СИСТЕМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ ПРИ НАЛИЧИИ СВЯЗЕЙ (АЛГЕБРАИЧЕСКИХ)

Математическое описание переходных процессов в ЭЭС составляется на основе уравнений для ее отдельных элементов: генераторов, трансформаторов, линий электропередач и т.д. Модель будет состоять из дифференциальных и алгебраических уравнений (связей) для соответствующих элементов электрической системы. Рассмотрим решение на примере конкретной схемы ЭЭС. В данном случае алгебраические связи – это уравнения для потокосцеплений синхронной машины.

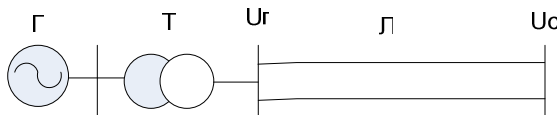


Рис. 1. Исследуемая электрическая система

Уравнения электромагнитных переходных процессов в обмотках статора:

$$\begin{aligned}\frac{d\Psi_d}{dt} &= -u_d - i_d r - \omega\Psi_q; \\ \frac{d\Psi_q}{dt} &= -u_q - i_q r + \omega\Psi_d.\end{aligned}$$

Уравнения электромагнитных переходных процессов в обмотках генератора (в обмотке возбуждения и демпферных обмотках)

$$\begin{aligned}\frac{d\Psi_f}{dt} &= U_f - i_f r_f; \\ \frac{d\Psi_D}{dt} &= -i_D r_D; \\ \frac{d\Psi_Q}{dt} &= -i_Q r_Q.\end{aligned}$$

Уравнение движения ротора генератора:

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_T}{\omega} - \Psi_d i_q + \Psi_q i_d.$$

Потокосцепления обмоток генератора определяются следующими выражениями:

$$\begin{aligned}\Psi_d &= x_d \cdot i_d + x_{ad} \cdot i_f + x_{Dd} \cdot i_D; \\ \Psi_q &= x_q \cdot i_q + x_{Qq} \cdot i_Q; \\ \Psi_f &= x_f \cdot i_f + x_{ad} \cdot i_d + x_{Df} \cdot i_D; \\ \Psi_D &= x_D \cdot i_D + x_{Dd} \cdot i_d + x_{Df} \cdot i_f; \\ \Psi_Q &= x_{Qq} \cdot i_q + x_Q \cdot i_Q.\end{aligned}$$

Уравнения электромагнитных переходных процессов в линии электропередачи:

$$\begin{aligned}\frac{di_{ld}}{dt} &= \frac{1}{x_l} (u_d - u_c \cdot \sin \delta) - \omega i_{lq} - \frac{r_l}{x_l} i_{ld}; \\ \frac{di_{lq}}{dt} &= \frac{1}{x_l} (u_q - u_c \cdot \cos \delta) + \omega i_{ld} - \frac{r_l}{x_l} i_{lq}; \\ \frac{du_d}{dt} &= x_{cl} i_{cd} - \omega u_q;\end{aligned}$$

$$\frac{du_q}{dt} = x_{c1}i_{cq} + \omega u_d;$$

$$i_d = i_{ld} + i_{cd};$$

$$i_q = i_{lq} + i_{cq}.$$

Для анализа переходных процессов в этой системе была написана программа расчета, в которой реализованы явный метод Эйлера для алгебраизации дифференциальных уравнений с шагом интегрирования 0,001 с и метод Ньютона для решения алгебраических уравнений. В качестве возмущения рассматривалось скачкообразное изменение момента турбины.

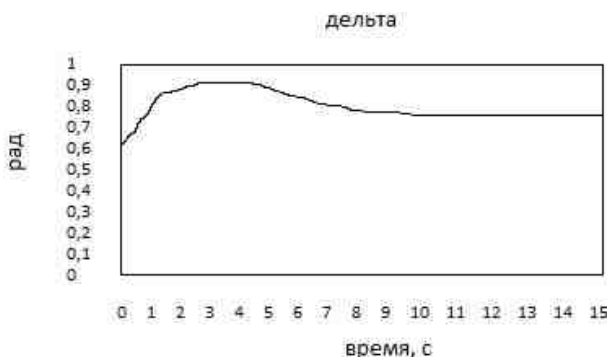


Рис. 2. Кривая изменения угла ротора генератора

И.А. Лебедева, студ.; рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор

ИННОВАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В настоящее время во многих регионах потребление электроэнергии растет, что влечет за собой необходимость реконструкции существующих электрических сетей. К таким регионам относится Белгородская область.

В филиале ОАО МРСК Центра – «Белгородэнерго» при развитии и реконструкции электрических сетей используются новые разработки и технологии в энергетике.

Цель работы – знакомство с инновациями в электрических сетях во время преддипломной практики в «Белгородэнерго» и использование их в дипломном проекте.

Новые разработки и технологии, повышающие пропускную способность ЛЭП. При замене существующих опор воздушных линий электропередачи (ЛЭП) новыми, рассчитанными на более высокие нагрузки, или строительстве новых ЛЭП применяются провода, сочетающие в себе высокую механическую прочность и малый вес без снижения пропускной способности.

Это разработки иностранных компаний:

- композитные провода и кабели марки ACCC;
- композитные провода и кабели марки ACCR;
- провод и грозотрос марки AAAC (AERO Z);
- системы передачи электроэнергии с использованием сверхпроводников второго поколения (2G провода).

Предлагаемые на российский рынок провода Aero-Z имеют следующие основные преимущества по сравнению с проводами традиционных марок:

- резкое снижение потерь при транспортировке электроэнергии по линиям электропередачи (особенно по магистральным);
- практически полное отсутствие внешней коррозии проводников;
- резкое снижение пляски проводов от ветровых нагрузок;
- уменьшение налипания снега и льда на проводах;
- уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП, что приводит к возможному увеличению длин пролетов и экономии до 10 % числа опор;
- возможность организации каналов передачи информации по оптоволокну внутри проводов и молниезащитных тросов;
- при равных диаметрах в условиях постоянной нормальной эксплуатации имеется прирост допустимой нагрузки по току от 7 до 16 % и, как следствие, снижение тепловых джоулевских потерь на 13 – 26 %;
- коэффициент аэродинамического сопротивления компактных проводов снижается на 25 – 50 % по сравнению с обычными проводами при воздействии ветра с высокой скоростью.

Системы усиления изоляции. Высокие технические требования к эксплуатируемому оборудованию обусловлены значительными затратами, необходимыми для ликвидации аварий и технологических нарушений, включая расходы на замену оборудования, затраты на восстановительные работы, экологическую очистку территории. Немаловажную роль в обеспечении надежного электроснабжения играет качество применяемой на энергообъектах изоляции, так как неполадки на шинах подстанций могут привести к выходу из строя расположенного рядом дорогостоящего оборудования. В настоящее время существует ряд разработок, повышающих уровень изоляции электроустановок напряжением

1 – 10 (6) – 20 – 35 кВ и позволяющих сократить перебои в энергоснабжении, обусловленные попаданием птиц и животных внутрь высоковольтного оборудования или тяжелыми условиями окружающей среды.

Система усиления изоляции для подстанций:

- изоляционные трубки для шин;
- высоковольтная изоляционная лента;
- изоляционные пластины;
- изоляционные комплекты и корпуса.

Система усиления изоляции для ВЛ:

- изоляционные корпуса;
- изоляционная лента;
- изоляционные профили.

Системы усиления изоляции для защиты от промышленных загрязнений и неблагоприятных погодных условий:

- зонтичные насадки для изоляторов;
- термоусаживаемые и накладываемые юбки.

Выводы

Применение изоляционных материалов для ошиновки РУ ПС и проводов ВЛ электропередачи позволяет избежать коротких замыканий и отказов высоковольтного оборудования, вызванных внешними воздействиями, а так же защитить персонал, обслуживающий электроустановки от поражения электрическим током.

Наиболее целесообразно выполнять установку изоляционных материалов при комплексном ремонте, реконструкции и новом строительстве электроэнергетических объектов.

При применении изолирующих материалов работы в зоне действующих электроустановок должны проводиться с соблюдением все мер безопасности, распространяющихся на работы с неизолированными токоведущими частями.

Установку систем усиления изоляции должен выполнять персонал, имеющий опыт выполнения данного типа работ. Изоляция аппаратных зажимов и токоведущих частей вводов трансформаторов, выключателей, КРУН должна быть выполнена с последующим периодическим тепловизионным контролем контактных соединений.

Библиографический список

1. Положение о технической политике ОАО МРСК Центра. – 2009.
2. www.news.elteh.ru.

А.С. Нечаев, студ.; рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭЛЕКТРОСБЕРЕЖЕНИЮ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

Одним из определяющих условий снижения издержек на энергетических объектах и повышения экономической эффективности производства в целом является рациональное использование энергетических ресурсов. Вместе с тем, энергосберегающий путь развития отечественной экономики возможен только при формировании и последующей реализации программ энергосбережения на отдельных энергетических объектах, для чего необходимо создание соответствующей базы работ по энергосбережению [1]. Основные этапы работы по электросбережению на энергетических объектах приведены на рис. 1.



Рис. 1. Основные этапы работы по электросбережению на энергетических объектах

Разработать экономически обоснованные и эффективные мероприятия по электросбережению на энергетических объектах можно только после проведения работ по нормированию расходов электроэнергии и организации достоверного учета электроэнергии [2, 3, 4]. Сравнение нормированных расходов электроэнергии с фактическими расходами электроэнергии, полученными по данным приборного учета электроэнергии позволяет выявить участки с непроизводительными расходами электроэнергии и наметить конкретные мероприятия по снижению потребления электроэнергии. Основные мероприятия по электросбережению для различных потребителей электроэнергии на энергетических объектах приведены на рис. 2.

Внедрение мероприятий по электросбережению на энергетических объектах позволит уменьшить потребление электроэнергии, снизить издержки и повысить экономическую эффективность производства.



Рис. 2. Мероприятия по электросбережению на энергетических объектах

Библиографический список

1. **Федеральный** закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. **Кудрин, Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин – М.: Интернет Инжиниринг, 2007.
3. **Багиев, Г.Л.** Организация, планирование и управление промышленной энергетикой / Г.Л. Багиев, А.Н. Златопольский. – М.: энергоатомиздат, 1993.
4. **Вагин, Г.Я.** Экономия энергии в промышленности / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов. – Нижегород. гос. техн. ун-т. – Н.Новгород, 1998.

*О.Ю. Смирнова, А.А. Суворов, И.С. Сыско, студенты;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент*

ОРГАНИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

Расчеты за потребляемую электроэнергию являются основой договорных отношений между потребителем и энергоснабжающей организацией, учитывающих интересы обеих сторон. Система учета электроэнер-

гии представляет собой совокупность измерительных комплексов (ИК), установленных на энергетическом объекте. Средства учета электроэнергии не ограничиваются только счетчиками электроэнергии, а представляют собой сложную совокупность устройств, соединенных между собой по установленной схеме и обеспечивающих измерение и учет электроэнергии, включая: счетчики электроэнергии, измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, информационно-измерительные системы (при наличии).

Выполнение правил учета электроэнергии, достигается только при соответствии систем учета электроэнергии у потребителей следующим требованиям: обеспечению точности получаемой информации, оснащенности средствами учета электроэнергии, оперативности учета электроэнергии.

Основным препятствием при организации системы учета электроэнергии являются недопустимо высокие погрешности измерительных комплексов учета электроэнергии. Погрешность получаемой информации зависит от правильного выбора типа и класса точности средств измерений, от соблюдения правил эксплуатации и контроля за ними, от реальных условий работы средств измерений, а также от ошибок при регистрации и обработке показаний приборов.

Достаточность средств учета (степень оснащенности ИК) достигается установкой минимального количества ИК у потребителей для обеспечения необходимой степени разделения учета электроэнергии. Для проведения реальной работы по организации расчетного и технического учета электроэнергии необходимо наладить системы учета электроэнергии на всех уровнях системы электроснабжения:

Оперативность учета электроэнергии обеспечивается только при наличии автоматизированной системы учета электропотребления.

Проведение работ по эффективному использованию электроэнергии на энергетических объектах теряет практический смысл при несоблюдении требований к системам учета электроэнергии.

И.С. Снитко, студ.; А.А. Братолобов, к.т.н., доцент

ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ, ОТРАЖАЮЩИХ ВЗАИМОИНДУКЦИЮ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЭС

При расчете коротких замыканий (КЗ) параметры схемы замещения обычно приводятся к одной ступени трансформации, так как в схеме замещения отсутствуют магнитные связи. Параметры можно приводить

по средним номинальным напряжениям или через действительные коэффициенты трансформации. Последний метод дает точные результаты только для разомкнутых сетей. При замкнутой конфигурации сети существует несколько вариантов приведения параметров [1]. Один из них – при помощи усредненного коэффициента трансформации, который определяется как

$$K_T = \sqrt{K_{T1} \cdot K_{T2}}.$$

В [1] описывается способ представление трансформаторов П-образной схемой замещения без приведения к одной ступени трансформации, который может считаться эталонным. Целью исследования является выяснение уровней погрешности при расчете токов КЗ для различных способов представления трансформаторов.

В качестве примера была рассмотрена схема ЭЭС, представленная на рис. 1.

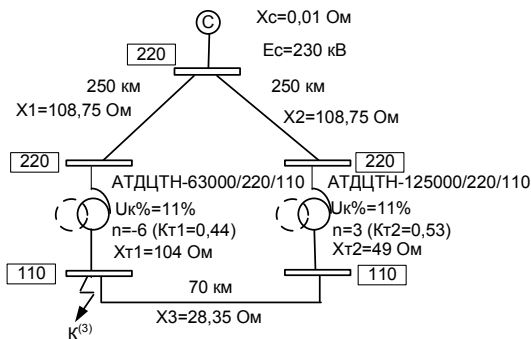


Рис. 1. Исходная схема ЭЭС

В ходе проведения работы были рассмотрены следующие варианты представления трансформатора:

- параметры схемы приведены к стороне 110 кВ с учетом усредненного коэффициента трансформации:

$$K_T = \sqrt{K_{T1} \cdot K_{T2}} = \sqrt{0,44 \cdot 0,53} = 0,483;$$

- трансформаторы представлены при помощи П-образной схемы замещения, при которой отпадает необходимость приведения параметров схемы к одной ступени трансформации.

В данной схеме сопротивления трансформаторов должны быть приведены к стороне 110 кВ.

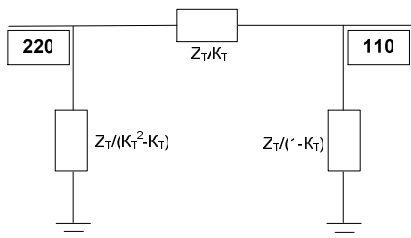


Рис. 2. П-образная схема замещения автотрансформатора

Для трансформатора 1:

$$X_{T1} = x_{T1} \cdot K_{T1}^2 = 104 \cdot 0,44^2 = 20,134 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T1}}{K_{T1}} = \frac{20,134}{0,44} = 45,76 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T1}}{K_{T1}^2 - K_{T1}} = \frac{20,134}{0,44^2 - 0,44} = -81,71 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T1}}{1 - K_{T1}} = \frac{20,134}{1 - 0,44} = 35,95 \text{ (Ом)}.$$

Для трансформатора 2:

$$X_{T2} = x_{T2} \cdot K_{T2}^2 = 49 \cdot 0,53^2 = 13,764 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T2}}{K_{T2}} = \frac{13,764}{0,53} = 25,97 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T2}}{K_{T2}^2 - K_{T2}} = \frac{13,764}{0,53^2 - 0,53} = -55,255 \text{ (Ом)},$$

$$\frac{X_{T2}}{1 - K_{T2}} = \frac{13,764}{1 - 0,53} = 29,285 \text{ (Ом)}.$$

Особенностью П-образной схемы замещения трансформатора является наличие отрицательного сопротивления, а так же то, что при расчете нормальных режимов уровни напряжения соответствуют своему классу напряжения.

Расчеты режимов КЗ проводились с использованием программного комплекса RRSwin. Результаты представлены на рис. 3 и 4.

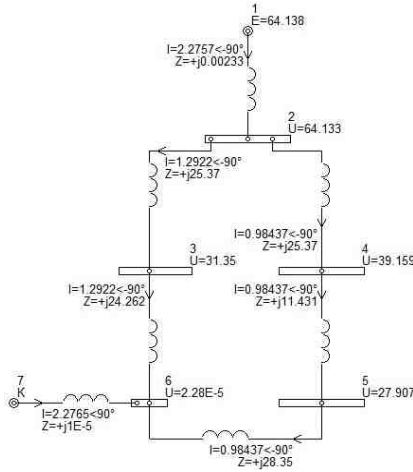


Рис. 3. Расчет режима КЗ с учетом приведения параметров схемы к стороне 110 кВ через усредненный коэффициент трансформации

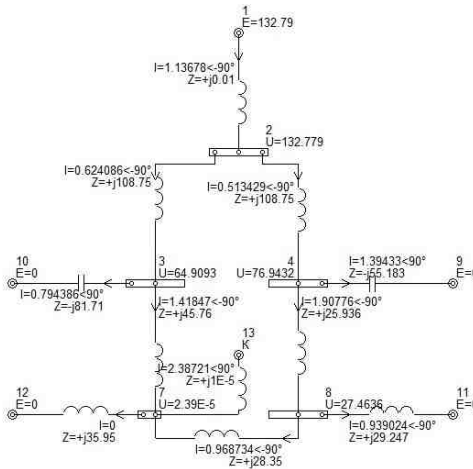


Рис. 4. Расчет режима КЗ с учетом П-образной схемы замещения автотрансформатора

Погрешность вычислений тока КЗ за счет приведения параметров через усредненный коэффициент трансформации составляет:

$$\frac{|2,38721 - 2,2765|}{2,38721} \cdot 100 \% = 4,64 \%$$

Из проведенных исследований можно сделать вывод о том, что для проверки электрооборудования по действию токов КЗ вполне допустимы расчеты с приближенным приведением параметров схемы замещения, тогда как для целей релейной защиты может потребоваться более точное представление трансформаторных связей по П-образной схеме.

Учет взаимоиндукции необходим и при рассмотрении вопросов, связанных с расчетом однофазных КЗ в сетях 0,4 кВ. Принципиальная схема и схема замещения нулевой последовательности участка сети представлены на рис. 5.

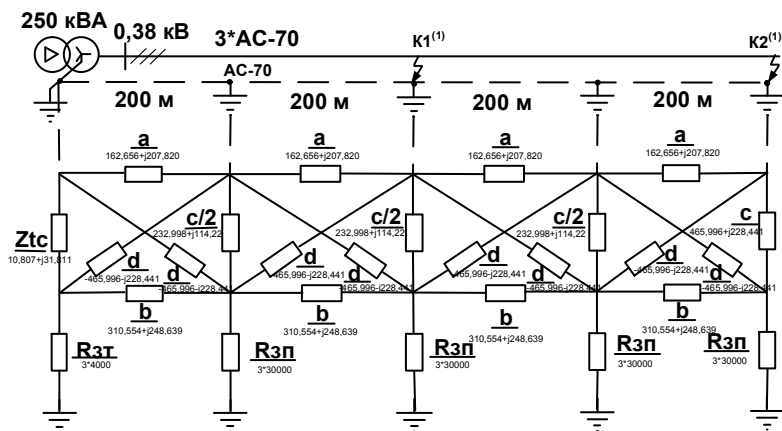


Рис. 5. Схема участка сети 0,4 кВ и ее схема замещения нулевой последовательности

Как известно, в сетях 0,4 кВ вторичная обмотка трансформатора имеет соединение «звезды» с заземленной нейтралью. Нулевой проводник выполняет как рабочие, так и защитные функции. По ПУЭ в сетях 0,4 кВ требуется проводить повторное заземление (ПЗ) нулевого проводника (в рассматриваемом примере заземление происходит каждые 200 м).

Для проверки чувствительности защиты производится расчет однофазного КЗ методом симметричных составляющих. Особенность схем с ПЗ проявляется в схеме замещения нулевой последовательности в силу того, что ток нулевой последовательности протекает в этом случае не только по нулевому подводнику, но и по земле. Для явного учета повторных заземлений предлагается схему замещения нулевой последовательности представить в виде цепочки участков, отражающих взаимную индукцию между проводами фаз и нулевым проводом (рис. 5). При этом погонное сопротивление линии для токов нулевой последовательности опделится как

$$Z_{0Л} = r_{Л} + 0,15 + j0,435 \cdot \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r_{ЭЛ} \cdot D_{ср.л.}^2}},$$

сопротивление нулевого проводника для токов нулевой последовательности будет равно

$$Z_{0N} = 3 \cdot r_{Л} + 0,15 + j0,435 \cdot \lg \frac{D}{r_{ЭN}},$$

а взаимное сопротивление между фазными и нулевым проводникам составит величину

$$Z_{0Л-N} = 0,15 + j0,435 \cdot \lg \frac{D}{D_{ср.Л-N}}.$$

Параметры схемы замещения для токов нулевой последовательности (рис. 5) находятся как

$$a = \frac{Z_{0Л} \cdot Z_{0N} - Z_{0Л-N}^2}{Z_{0N}} \cdot l,$$

$$b = \frac{Z_{0Л} \cdot Z_{0N} - Z_{0Л-N}^2}{Z_{0Л}} \cdot l,$$

$$c = -d = \frac{Z_{0Л} \cdot Z_{0N} - Z_{0Л-N}^2}{Z_{0Л-N}} \cdot l.$$

В [2] предлагается вести расчет упрощенно при помощи сопротивления петли фаза-нуль.

$$R_{\phi-n} = \left(c_{\vartheta} \cdot K_C \cdot K_{ПЭ} \cdot \rho_{\vartheta_{норм}} \cdot \frac{l}{S} \cdot 10^3 \right) \cdot K_R \cdot l,$$

$$X_{\phi-n} = \left(0,29 \cdot \lg \frac{D_{ср.Л-N}}{R_{Л}} \right) \cdot K_X \cdot l,$$

где K_R и K_X – коэффициенты, учитывающие количество ПЗ до места КЗ и сечения проводов, из которых выполнены фазные и нулевой проводники.

Ток КЗ при расчете по методу симметричных составляющих рассчитывается по следующей формуле:

$$I_K^{(1)} = 3 \cdot \frac{U_{\phi} / \sqrt{3}}{2 \cdot Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 0}}.$$

Ток КЗ при упрощенном расчете определяется по следующей формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi / \sqrt{3}}{Z_T + Z_{\phi-n}}.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 1.

Таблица. Результаты расчета токов КЗ

Метод расчета	Точка КЗ	Учет/неучет ПЗ	Величина тока КЗ, кА	Погрешность
Метод симметричных составляющих	К1	Без ПЗ	0,513	–
		С ПЗ	0,516	–
	К2	Без ПЗ	0,265	–
		С ПЗ	0,267	–
Метод, описанный в [2]	К1	Без ПЗ	0,528	2,92 %
		С ПЗ	0,534	3,49 %
	К2	Без ПЗ	0,272	2,64 %
		С ПЗ	0,278	4,12 %

По результатам расчетов обоих вариантов учета ПЗ можно сделать вывод о достаточной точности метода, описанного в [2]. В целом различие по величине тока однофазного КЗ при учете ПЗ и без учета ПЗ незначительно.

В [2] кроме учета ПЗ при расчете сопротивления петли фаза-нуль рекомендуется вводить поправочный коэффициент в зависимости от климатических условий. Для того чтобы оценить возможный диапазон изменения этого коэффициента, в работе с применением схемы замещения (рис. 5) рассматривается два крайних случая при нулевом сопротивлении трансформатора:

- сопротивление ПЗ равно нулю (идеальное ПЗ);
- сопротивление ПЗ бесконечно велико (отсутствие ПЗ).

При этом сопротивление петли фаза-нуль определяется следующим образом:

$$Z_{\phi-n} = \frac{1}{3} \cdot (2 \cdot Z_{Л1} + Z_{\Sigma 0}).$$

Тогда отношение сопротивления петли фаза-нуль при идеальном ПЗ к сопротивлению петли фаза-нуль при бесконечно большой величине сопротивления ПЗ составляет

$$\frac{|445,5 + j435,6|}{|686,0 + j494,3|} = \frac{623,1}{845,5} = 0,737,$$

тогда как по [2] величина этого соотношения может достигать 0,18.

Таким образом, можно предположить, что поправочный коэффициент на климатические условия, указанный в [2], в действительности относится не к сопротивлению петли фаза-нуль, а только к сопротивлению заземлителя.

Библиографический список

1. **Руководящие** указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М.: Энергия, 1979.

2. **ГОСТ 28249-93.** Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

*В.А. Лобанова; С.А. Лебедев, студенты;
рук. А.А. Братолюбов, к.т.н., доцент*

ОГРАНИЧЕНИЕ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ГРУ-10 кВ ЧЕРЕПОВЕЦКОЙ ТЭЦ

На Череповецкой ТЭЦ существует проблема ограничения тока короткого замыкания (КЗ) на шинах ГРУ-10 кВ. Упрощенная принципиальная схема представлена на рис. 1.

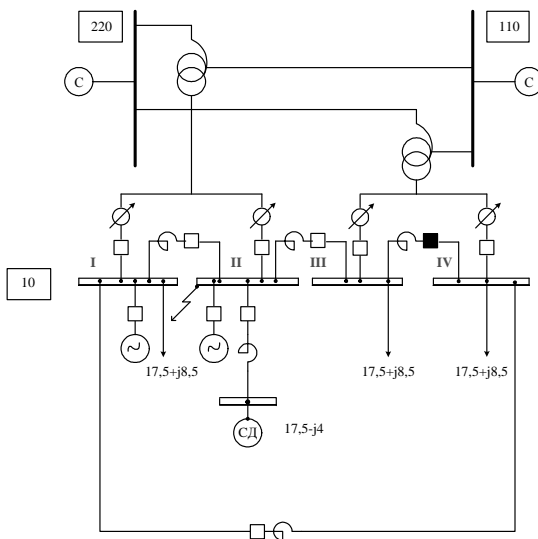


Рис. 1. Упрощенная принципиальная схема ТЭЦ

На шинах подключены два синхронных генератора, питается нагрузка, в том числе и синхронный двигатель. Все выключатели включены, кроме выключателя между секциями 3 – 4. Анализируется режим короткого замыкания (наиболее тяжелый) на второй секции при существующем положении выключателей. При этом оценивается периодическая составляющая тока (КЗ) и предельное время отключения по условию динамической устойчивости. Для этого составляется расчетная схема замещения, представленная на рис. 2, и определяются ее параметры.

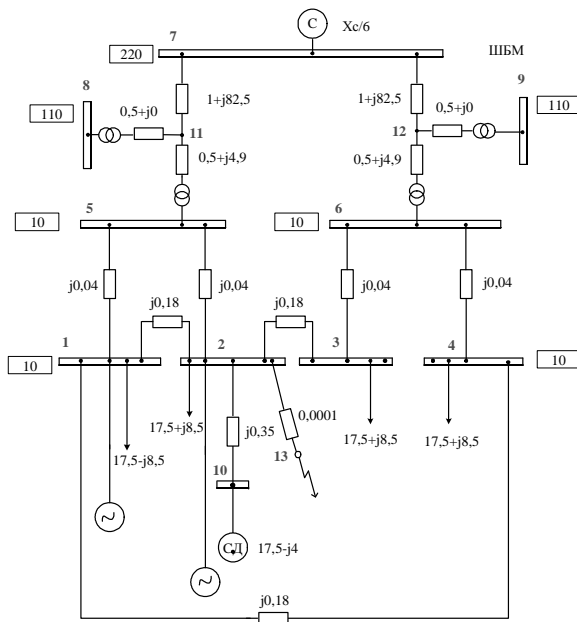


Рис. 2. Расчетная схема замещения

График рассчитанного тока короткого замыкания, который достигает порядка 80 кА, представлен на рис. 3.

При задании времени отключения короткого замыкания 0,4 с динамическая устойчивость нарушается, что видно по рис. 4, в отличие от рис. 5.

Соответственно предельное время отключения составляет 0,3 с.

Предлагаются мероприятия по ограничению тока короткого замыкания за счет изменения положения секционных выключателей и переключения двигателя на 3 секцию, что представлено на рис. 6.

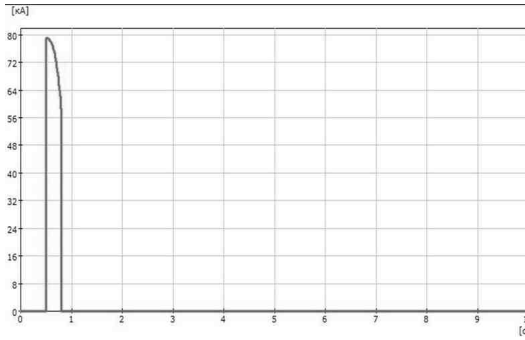


Рис. 3. Ток короткого замыкания исходной схемы

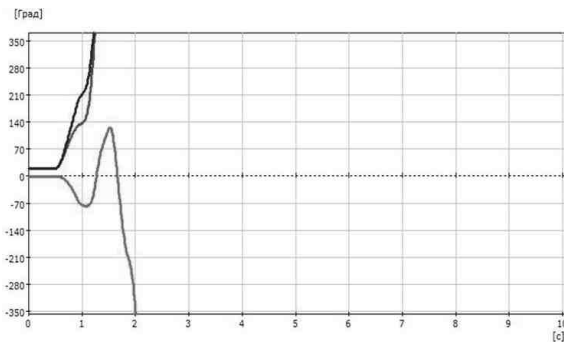


Рис. 4. Взаимные углы роторов генераторов, первого генератора и двигателя, второго генератора и двигателя при $t_{кз} = 0,4$ с

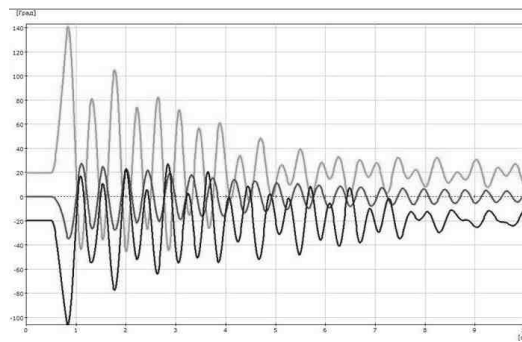


Рис. 5. Взаимные углы роторов генераторов, первого генератора и двигателя, второго генератора и двигателя при $t_{кз} = 0,3$ с

Расчет режима (рис. 7) с предложенными изменениями показывает существенное уменьшение тока КЗ (до 45 кА) по сравнению с исходной схемой.

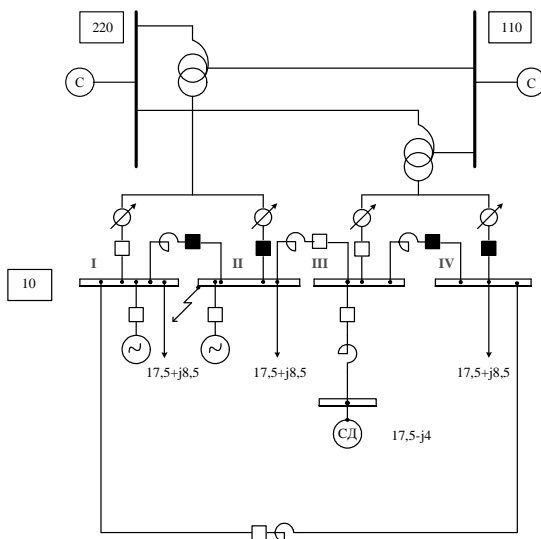


Рис. 6. Упрощенная принципиальная схема после проведенных мероприятий

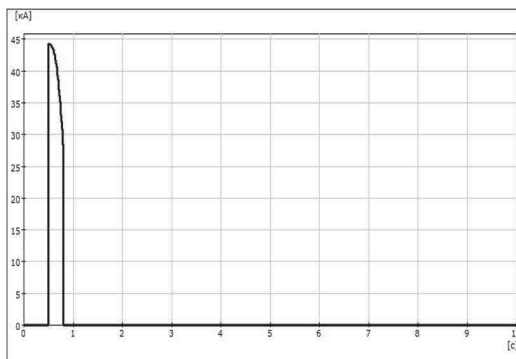


Рис. 7. Ток короткого замыкания измененной схемы

Динамическая устойчивость нарушается при времени короткого замыкания 0,3 с (рис. 8), соответственно предельное время отключения в данном случае составляет 0,2 с (рис. 9).

За счет предложенных мероприятий ток короткого замыкания уменьшился почти вдвое, однако динамическая устойчивость нарушается при меньшем времени отключения короткого замыкания. Для осуществления предложенных мероприятий необходимо привести настройки релейной защиты и автоматики в соответствие с полученными результатами расчетов.

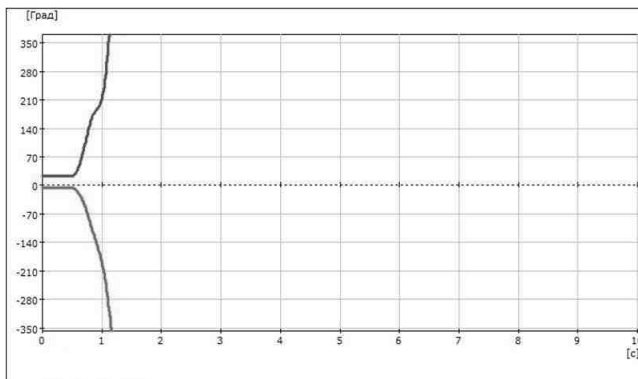


Рис. 8. Взаимные углы роторов генераторов, второго генератора и двигателя при $t_{кз} = 0,3$ с в измененной схеме

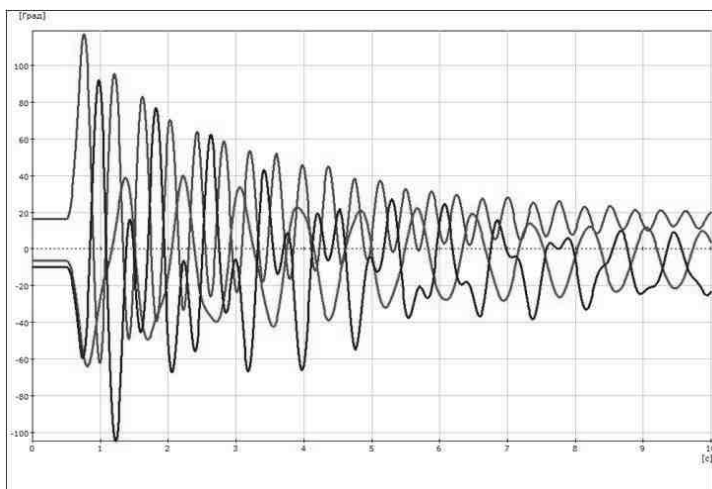


Рис. 9. Взаимные углы роторов генераторов, первого генератора и двигателя, второго генератора и двигателя при $t_{кз} = 0,2$ с в измененной схеме

Т.С. Васенина, студ.; рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЛЭП – ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В настоящее время в России на воздушных линиях электропередачи (ВЛЭП) применяются, в основном, традиционные провода марок АС. Эти провода в районах, где часто наблюдается явление гололедообразования, в большей степени подвержены обрыву, что приводит к серьезным авариям.

Применение на ВЛЭП проводов новых марок позволит повысить надежность электроснабжения потребителей.

Одним из таких проводов является провод марки АЕРО-Z. Этот провод имеет следующие конструктивные особенности: для наружного слоя используются проволоки Z-образного профиля. Вследствие чего, наружный слой практически идеально гладкий, имеет незначительные винтовые канавки, возникающие между верхними кромками Z-образных проволок с тщательно подобранными шагом скрутки, глубиной и шириной. Таким образом, достигается значительное уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления наиболее сильным ветрам. Такое уменьшение влечет за собой меньшие механические напряжения в опорах при проводах равного диаметра или позволяет увеличить полезное электропроводящее сечение при равных механических напряжениях в опорах.

При обрыве проволоки внешнего повива провода АЕРО-Z остаются на месте под действием механических рабочих напряжений. Данное свойство сохраняется до тех пор, пока не происходит обрыва пяти смежных проволок.

Преимущества провода АЕРО-Z:

- возможность использования проводов с большими сечениями при том же удельном весе приводит к решению проблемы перегрузок ВЛ и снижению тепловых потерь при транспортировке электроэнергии;
- улучшенное вертикальное и крутящие самозатухание провода АЕРО-Z значительно уменьшает проблемы пляски проводов. Вероятность появления пляски значительно ниже, и если она возникает, ее амплитуда будет значительно меньше;
- возможность использования существующей арматуры при монтаже;
- значительное снижение аэродинамического коэффициента (табл. 1);
- снижение уровня шума, следовательно, улучшение эксплуатационных показателей в населенных районах;
- практически полное предотвращение внутренней коррозии провода;
- снижение вероятности обрыва провода при нанесении ему повреждений в результате внешних воздействий;

- снижение уровня усталости металла в проводе и, следовательно, увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний;
- решение проблемы обледенения и налипания снега на провода (рис. 1).

Таблица 1. Коэффициент аэродинамического сопротивления в зависимости от диаметра за исключением максимального ветра (175 км/ч на высоте 10 м над уровнем земли)

Номинальный диаметр провода (мм)	18,90 = d < 28,35	28,35 = d < 31,50	31,50 = d < 36,85	36,85 = d < 50
Номинальная площадь поперечного сечения (мм ²)	245 = S < 536	536 = S < 621	621 = S < 926	926 = S
Макс. коэффициент аэродинамического сопротивления для проводника AERO-Z®	0,80	0,60	0,55	0,46
Макс. коэффициент аэродинамического сопротивления для провода с круглыми проволоками	0,95	0,95	0,95	0,95

Образование ледяных «рукавов» на проводах AERO-Z более затруднительно. Средняя масса ледяных наростов составляет половину наблюдаемой при экстремальных условиях, в сравнении с традиционными проводами. К тому же наросты отделяются быстрее.

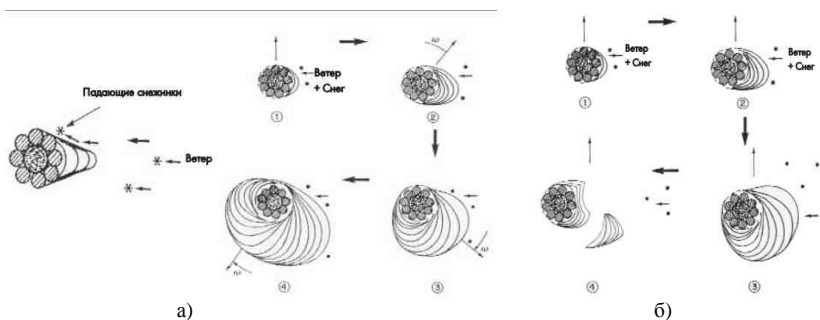


Рис. 1. Налипание снега на провода марок AC (а) и AERO-Z (б)

Простой заменой имеющихся проводов ЛЭП на AERO-Z равного диаметра, т.е. без необходимости усиления опор, можно увеличить допустимую токовую нагрузку и пропускную способность ЛЭП.

Провод устойчив к коррозии, что обеспечивает замедленное старение. Большая контактная поверхность между двумя Z-образными проволоками одного слоя обеспечивает эффективную защиту от просачивания консистентной смазки изнутри провода. В этой связи внутренняя защита оказывается лучше, чем у традиционных проводов, в которых наблюдается вытеснение защитной смазки наружу под действием циклов нагрузки (табл. 2).

Таблица 2.

Тип провода	Изменение веса смазки	Изменение прочности проводов на растяжение		Изменение среднего удлинения при обрыве	
		Внутренние слои	Наружные слои	Внутренние слои	Наружные слои
Обычный	- 28 %	Не изменилась	-5%	-19%	- 26 %
Компактный с 1 Z-слоем	Не изменился	Не изменилась	-5%	- 9 %	- 2.2 %

Производитель проводов AERO-Z – Бельгийская компания NEXANS.

Первая линия с AERO-Z проводами и грозозащитными тросами была сооружена в Бельгии в 1974 году. Эта линия имеет длину 2,59 км и пересекает реку Шельду, соединяя АЭС и морской порт г.Антверпен. Строительство такой ЛЭП было обусловлено необходимостью передачи большой мощности через широкую судоходную реку.

В России провода AERO-Z используются на ВЛЭП 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая», протяженность более 10 км, в эксплуатации с ноября 2007 г. К 2012 году, поэтапно планируется реконструировать ЛЭП «Дагомыс-Псоу», «Шепси-Дагомыс» и «Чилипси-Шепси». В Сочинском районе.

Применение проводов AERO-Z на ВЛЭП значительно повысит надежность электрических сетей.

Библиографический список

1. <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/40.php>.
2. http://www.simross.ru/upload/information_system_17/0/2/4/group_24/information_group_s_property_1104.pdf.
3. <http://www.rosenergokontrakt.ru/Tuapse.pdf>.

А.А. Варзина, студ.; рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – одно из важных направлений энергосбережения [1].

В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Разработка методов расчета, анализа потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий по их снижению ведется уже более 30 лет [2].

Целью работы является знакомство с работами, проводимыми по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 6, 10 и

0,4 кВ в различных филиалах МРСК: филиалах ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Ивэнерго» и «Владимирэнерго», филиале ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Известно, что потери электроэнергии разделяются на технические, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям; и коммерческие, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии.

Расчет технических потерь электроэнергии в указанных филиалах проводится по различным программным комплексам. Для расчета потерь электроэнергии в «Ивэнерго» используется программа «Энергия», разработанная на кафедре «Электрические системы», а в «Костромаэнерго» и «Владимирэнерго» используется программа РАП [3].

В «Ивэнерго» расчет технических потерь электроэнергии проводится по схеме замещения, состоящей из 12123 узлов и 18518 ветвей, то есть охватывает всю сеть напряжением от 3 кВ до 220 кВ.

В результате анализа потерь электроэнергии в «Ивэнерго» разработана программа мероприятий по их снижению, которую можно разделить на три блока (рис. 1).



Рис. 1.

Организационные мероприятия:

- 1) анализ балансов электроэнергии, выявление «очагов потерь»;
- 2) формирование базы данных для расчета нормативных потерь;
- 3) проведение претензионно-исковой работы по взысканию задолженности по оплате за электроэнергию с потребителей;
- 4) проверка достоверности сведений о потреблении электроэнергии (рапортов), передаваемых потребителями (юридическими лицами);
- 5) проведение рейдов по контролю правильности учета электроэнергии у потребителей в «очагах потерь»;

б) проверка правильности некоторых отключенных от подачи электроэнергии потребителей;

7) выявление безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии отдельными потребителями;

8) учет и контроль потребителей, имеющих электроотопление.

Технические мероприятия:

1) отключение трансформаторов на ТП с сезонной нагрузкой;

2) выравнивание нагрузок по фазам в сетях 0,4 кВ;

3) разработка и выполнение технических мероприятий по исключению возможности самовольного подключения потребителей к электрической сети;

4) отключение трансформаторов в режиме наименьших нагрузок на ПС 110 – 35 кВ с двумя и более трансформаторами;

5) замена ответвлений от электрической сети напряжением 0,4 кВ к вводам потребителей на кабельные (СИП);

6) замена проводов напряжением 0,4 кВ на кабель (СИП);

7) замена силовых трансформаторов старого типа на трансформаторы с меньшими потерями мощности;

8) оптимизация режима работы сети.

Мероприятия по совершенствованию систем технического и расчетного учета электроэнергии:

1) установка АИИС КУЭ;

2) замена индукционных приборов учета на электронные;

3) замена счетчиков класса точности 2,5 на класс точности 2,0;

4) установка выносных шкафов учета (ВШУ) электроэнергии;

5) приведение узлов учета на ПС 110-35/6-10 и ТП РЭС в соответствии с требованиями нормативно технической документации (НТД).

В программу по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях «Владимирэнерго» кроме вышеперечисленных мероприятий включены следующие:

1) утверждение положений о материальном стимулировании персонала сетей за выявление фактов неучтенного потребления электроэнергии потребителями;

2) проведение конкурсов на лучшее рационализаторское предложение, направленное на экономию электроэнергии с ежегодным подведением итогов;

3) проведение анализа схем электрических сетей 6 – 10 кВ с целью определения оптимального токораспределения, уровней напряжения, загрузки элементов сети, протяженности фидеров с последующим проведением работ по разукрупнению отдельных фидеров 6 – 10 кВ и переносом ТП в центры электрических нагрузок;

4) рассмотрение возможности компенсации реактивной мощности путем установки батарей конденсаторов (БСК-0,4 кВ), синхронных компенсаторов у крупных потребителей электроэнергии.

Работа по снижению потерь электроэнергии в «Костромаэнерго» проводится во всех районах распределительных сетей (РЭС) по всем указанным выше направлениям.

Результаты проведенной работы по анализу мероприятий по энергосбережению в распределительных сетях будут использованы в курсовом и дипломном проектировании.

Библиографический список

1. **Железко, Ю.С.** Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. – М.: НУ ЭНАС, 2002.
2. **Железко, Ю.С.** Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. **Приказ № 21** Об утверждении методики расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях.

И.Г. Кретов, студ.; рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С НОМИНАЛЬНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

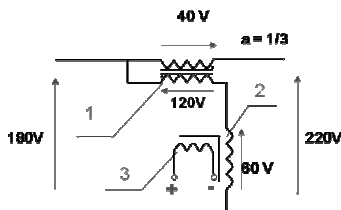
В сетях коммунально-бытовых потребителей сельскохозяйственных районов с номинальным напряжением до 1 кВ существует проблема качества электрической энергии. Основные показатели качества электроэнергии, такие как установившееся отклонение напряжения и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, не соответствуют требованиям ГОСТ 13109-97.

Вследствие этого у потребителей электроэнергии имеют место:

- мигание света;
- остановка двигателей насосов и холодильников;
- отключение (выход из строя) компьютеров и электронных приборов;
- долгий нагрев котлов и системы снабжения горячей водой;
- отключение Интернета (ADSL).

Для обеспечения качества электроэнергии в ОАО МРСК «Центра» в сетях с номинальным напряжением до 1 кВ внедрены специальные трансформаторы – бустеры.

Вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) представляет собой трехфазный автотрансформатор, в котором в цепь первичной обмотки включена катушка управления (с регулируемым значением индуктивности), состоящая из главной обмотки и обмотки управления.



Вольтодобавочный трансформатор оснащен логическим блоком управления, который анализирует входное и выходное напряжение и поддерживает заданный уровень выходного напряжения, выполняет защиту от перегрузки и КЗ. Схема управления анализирует напряжение в сети и увеличивает постоянный ток в обмотке управления (3). Индуктивность катушки управления (2) уменьшается, напряжение на ней снижается, напряжение на первичной обмотке автотрансформатора (1) повышается. Происходит повышение напряжения на выходе ВДТ. Компенсирующая обмотка устраняет несимметрию напряжений при неравномерной нагрузке по фазам.

Особенности бустеров:

- только медь и железо в цепях питания;
- никаких съемных деталей в цепях питания;
- быстрая реакция на управляющее воздействие (200 мс);
- расчетный срок службы > 20 лет;
- масляное охлаждение;
- не требует техобслуживания;
- защита от перенапряжения (прерыватели).

ВДТ устанавливается на опорах в конце протяженных линий электропередачи (длина более 1 км) напряжением до 1 кВ, где особенно актуальна проблема качества электроэнергии.

Условия целесообразности применения ВДТ в электрических сетях:

- невозможность замены существующих сечений проводов воздушных линий на большие сечения;
- невозможность установки дополнительной трансформаторной подстанции, стесненные условия, отсутствие возможности подведения напряжения сети 6 или 10 кВ.

Несмотря на значительную стоимость таких трансформаторов, в ОАО МРСК «Центра» они активно внедряются в эксплуатацию с 2006 года в филиалах: «Белгородэнерго», «Ярэнерго», «Тверьэнерго», «Костромаэнерго» и др.

В настоящее время ВДТ производятся в городе Белгород по лицензии норвежской фирмы Magtech.

После установки ВДТ в распределительных сетях минимизируются отклонения напряжения, устраняется несимметрия, повышается пропускная способность воздушных линий электропередачи, улучшается надежность электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. **Техническая** политика ОАО «МРСК Центра». – 2011.

Н.А. Борисова, студ.; рук. М.В. Макарина, к.т.н., доцент

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СВЕТОДИОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

Изучение нововведений в этой области становится год от года все актуальнее и более необходимо. Последние достижения базовой полупроводниковой технологии позволяют светодиодам в скором времени составить серьезную конкуренцию существующим источникам белого света.

Вдобавок к долговечности и низкому энергопотреблению они обладают целым рядом преимуществ перед существующими на сегодняшний день и широко используемыми источниками света. Небольшие размеры делают спектр их применения необычайно широким. Несколько светодиодов, объединенных в одну форму, способны заменить обычную лампу накаливания: расположенные по прямой, они могут освещать большие площади по периметру и т.д.

Как источники света для внутреннего и декоративного освещения, они обладают рядом уникальных достоинств, среди которых точная направленность света и возможность управления цветом и интенсивностью излучения.

Основные виды источников света, используемых для освещения помещений: лампы накаливания общего назначения, люминесцентные лампы и светодиоды.

Произведем сравнительный анализ источников света по следующим критериям (табл. 1):

- начальной стоимости;
- расходам за период эксплуатации;
- жизненному циклу лампы;

- яркости;
- инфракрасному и ультрафиолетовому излучениям.

Таблица 1. Сравнение различных типов ламп по базовым характеристикам

Тип лампы	Начальная стоимость	Расходы за период эксплуатации	Жизненный цикл лампы, часы	Яркость	Инфракрасное излучение	УФ-излучение
Лампа накаливания	Низкая	Очень высокие	1 000	Средняя	Очень высокое	Приемлемое
Лампа люминесцентная	Высокая	Приемлемые	10 000	Низкая	Минимальное	Очень высокое
Лампа светодиодная	Очень высокая	Низкие	Более 100 000	Высокая	Нет	Нет

На основании проведенного анализа установлен рейтинг источников света, представленный в табл. 2.

Таблица 2. Рейтинг различных источников света

Рейтинг	Категории сравнения					
	Начальная стоимость	Расходы за период эксплуатации	Жизненный цикл лампы	Яркость	Инфракрасное излучение	УФ-излучение
Лучшие	Лампы накаливания	Светодиоды	Светодиоды	Светодиоды	Светодиоды	Светодиоды
Средние	Люминесцентные	Люминесцентные	Люминесцентные	Лампы накаливания	Люминесцентные	Лампы накаливания
Худшие	Светодиоды	Лампы накаливания	Лампы накаливания	Люминесцентные	Лампы накаливания	Люминесцентные

Таким образом, из приведенных выше таблиц заключаем, что светодиоды за счет низкого расхода финансовых средств в течение периода эксплуатации, длительного жизненного цикла, высокой яркости, отсутствия инфракрасного и УФ излучений, являются лидерами в рейтинге прочих источников освещения.



Лампа СКЛ 11



Лампа СКЛ 12



Лампа СКЛ 16

Оценка экономического эффекта от внедрения светодиодных ламп вместо ламп накаливания выполнена на примере использования светодиодов индикации и сигнализации (табл. 3).

Таблица 3. Анализ эффективности светосигнальных ламп

Наименование показателя	Лампа СКЛ 11 Лампа СКЛ 12 Лампа СКЛ 16	Арматура АЕ Арматура АМЕ Арматура АС-1201	Арматура АС-220
Цена светосигнальной арматуры, руб.	64,90	25,00	50,00
Цена лампы накаливания, устанавливаемой в арматуру, руб.	не требуется	7,00	15,00
Средняя продолжительность горения лампы, час	25 000	1 000	2 000
Стоимость сгоревших ламп (за период эксплуатации 1 год или 8760 часов), руб.	0,00	(8 шт. × 7 руб.) 56,00	(4 шт. × 15 руб.) 60,00
Потребление электроэнергии, кВт · ч	0,002	0,01	0,01
Цена 1 кВт электроэнергии, руб.	2,00	2,00	2,00
Стоимость потребленной электроэнергии за 8 760 часов непрерывной работы, руб.	(8760 ч × 0,002 кВт·ч × 2 руб.) 35,04	(8760 ч × 0,01 кВт·ч × 2 руб.) 175,20	(8760 час × 0,01 кВт·ч × 2 руб.) 175,20
Итого затраты за 8 760 часов эксплуатации, руб.	99,94	263,20	300,20
Экономия денежных средств за счет использования лампы СКЛ вместо светосигнальной арматуры с лампой накаливания, руб.		163,26	200,26

Построены характеристики изменения суммарных годовых затрат на приобретение и эксплуатацию светосигнальной арматуры (рис. 2).

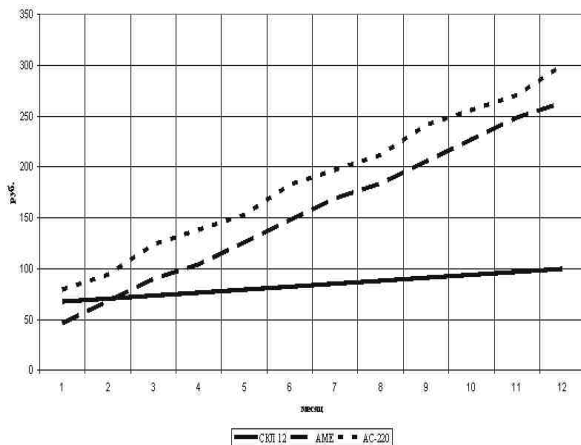


Рис. 2. Суммарные годовые затраты на эксплуатацию и приобретение светосигнальной арматуры АМЕ, АС-220 и СКЛ12

С ростом световой отдачи и удешевлением светодиодов использование твердотельных источников света начинает распространяться не только на локальное, но и на общее освещение, в котором лидирующее положение пока занимают традиционные лампы накаливания и люминесцентные лампы.

В настоящее время налажен выпуск светодиодных ламп различной мощности от 2 до 5 Вт с цоколем Gx 5.3 (для индикации и сигнализации); с цоколем E-27 от 1,2 до 2,4 Вт; с цоколем E-14 от 1,2 до 2,4 Вт. Кроме того, широко используются светодиодные лампы в корпусе T8 (цоколь G13) для замены люминесцентных ламп (мощностью 18 – 40 Вт). Подобные лампы внедрены для освещения крупных торговых предприятий.

Таким образом, светодиодные лампы освещения – динамично развивающийся тип источника света, отвечающий многим современным запросам.

Библиографический список

1. <http://www.rusest.com/index.php/katalog-svetodionoi-produkcii-svetodiodnoe-vnutrennee-osveshenie.ru>.
2. <http://www.svetorezerv.ru>.
3. <http://www.svetvojdom.ru>.

Е.В. Панкова, студ.; рук. М.В. Макарина, к.т.н., доцент

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6 – 10 КВ С ПОМОЩЬЮ ПУНКТА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) 6 – 10 кВ охватывают значительную часть территории России и имеют огромную протяженность. В связи с ростом энергопотребления встает вопрос об увеличении их пропускной способности. Острой проблемой также становится увеличение длины существующих ВЛ для подключения новых потребителей.

На практике часто встречаются ситуации, когда сечение проводов существующих ВЛ 6 – 10 кВ удовлетворяет критерию экономической плотности тока, но при возрастании нагрузок не позволяет поддерживать нормальный уровень напряжения у потребителей. Таким образом, возникает необходимость применения в сетях средств регулирования напряжения.

Пункт автоматического регулирования напряжения серии ВДТ/VR32 (далее по тексту ПАРН) применяется при реконструкции, мо-

дернизации и новом строительстве воздушных линий электропередачи распределительных сетей 6 и 10 кВ.

Применение ПАРН позволяет решить следующие задачи:

- увеличение пропускной способности существующих линий для подключения новых потребителей;

- передачу электроэнергии по линиям 6 и 10 кВ на большие расстояния;
- обеспечение качества электроэнергии путем:
 - сохранения необходимого уровня напряжения по всей длине линий;
 - устранения несимметрии напряжений в линиях.

При этом ПАРН выполняют функции:

- автоматического повышения или понижения уровня напряжения на линии электропередачи в критических точках падения или подъема напряжения,

- автоматического поддержания уровня напряжения в заданных пределах при прямом или обратном направлении потока мощности (реверсивный режим).

ПАРН состоит из:

- вольтодобавочных трансформаторов (силовых модулей),
- низковольтных шкафов контроля и управления,
- ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН),
- разъединителей,
- монтажного комплекта для установки элементов ПАРН.

Вольтодобавочный трансформатор выполнен на базе однофазного масляного автотрансформатора наружной установки, имеющем общую и последовательную обмотки.

При включении в сеть двух ВДТ по схеме неполного треугольника диапазон регулирования напряжения составляет $\pm 10\%$.

При включении в сеть трех ВДТ по схеме полного треугольника диапазон регулирования напряжения составляет $\pm 15\%$.

Изготавливаются ПАРН на напряжение 6 или 10 кВ и номинальные токи от 50 до 500 А.

Во время преддипломной практики производился ввод в эксплуатацию ПАРН на ВЛ 10 кВ № 2 от ПС 220/110/10 «Ярославская». Предварительно были произведены расчеты уровней напряжений существующей сети и выяснилось, что на большой протяженности ВЛ уровни напряжения составляют менее 9 кВ. Было принято решение установить ПАРН в трех фазах с регулированием напряжения $\pm 15\%$ в районе 31 – 32 опор рассматриваемой ВЛ. За сутки, которые ПАРН находился в работе регулировка осуществлялась с 7,5 до 13,1 %. Уровни выходного напряжения менялись с 10,1 до 10,33 кВ. Минимальный уровень в конце ВЛ теперь составляет 9,9 кВ вместо 8,5 кВ.

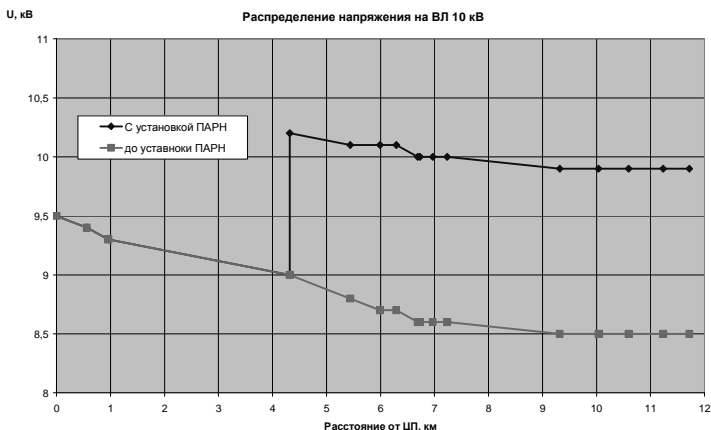


Рис. 1. Распределение напряжения на ВЛ 10 кВ № 2 «Козьмодемьянской» ПС 220/110/10 кВ «Ярославская»

Преимущества применения ПАРН:

- меньшие капитальные вложения, чем при реконструкции существующей или строительстве новой линии;
- быстрый монтаж и пусконаладка благодаря высокой заводской готовности ПАРН;
- ручной и автоматический режимы регулирования напряжения;
- диапазон регулирования напряжения в трехфазной сети до $\pm 15\%$;
- многофункциональное микропроцессорное устройство управления пунктом осуществляет диагностику, измерение параметров сети и ведет протокол событий.

Пункты автоматического регулирования напряжения позволяют пересмотреть существующие схемы электроснабжения и во многих случаях отказаться от строительства новых линий и распределительных пунктов 6 – 10 кВ, так как установка ПАРН экономически выгоднее.

М.В. Лебедева, студ.; рук. М.В. Макарина, к.т.н., доцент

КЛАССИФИКАЦИЯ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Первые мощные светодиодные уличные фонари LED появились в 2006 году в г. Азов Ростовской области, а сейчас уже реализовано не-

сколько проектов в России (в городах Норильске, Санкт-Петербурге, Москве и других крупных городах).

В настоящее время для наружного освещения повсеместно используются светильники с лампами ДРИ и ДНаТ, спектр излучения которых имеет характерную желтую окраску, что является существенным недостатком ламп этого класса. С другой стороны светоотдача ламп ДРИ и ДНаТ высокая и составляет 80 – 90 лм/Вт. В процессе эксплуатации зафиксировано, что при включении новых ламп ДНаТ освещенность территорий увеличивается, превышая нормативную в 3 – 5 раз, что ведет к ослеплению водителей и пешеходов, но в течении первого месяца световой поток этих ламп значительно снижается, по мере старения натриевые лампы начинают «мигать». Основываясь на этих особенностях, рекомендуется производить замену ламп еще до выхода их из строя через 4 – 6 месяцев. Отслужившие лампы ДРЛ, ДРИ, ДНаТ, содержащие ртуть или другие вредные газы, приводящие к возникновению экологических проблем, необходимо отправлять на утилизацию, что потребует дополнительных денежных затрат.

Светильники со светодиодами имеют значительные преимущества:

- низкое электропотребление;
- излучают свет в узкой части спектра, их цвет – чисто белый, ультрафиолетовое и инфракрасное излучения отсутствуют;
- создают освещенность с более высокой контрастностью (в 400 раз выше, чем у газоразрядных ламп), что улучшает качество освещения и безопасность движения на магистралях;
- позволяют регулировать освещенность за счет снижения напряжения питающей сети (традиционные светильники с газоразрядными лампами при снижении напряжения выключаются);
- обеспечивают снижение потерь электроэнергии в электрических сетях за счет меньшего электропотребления;
- в своем составе не содержат ртути или других газов, экологически безопасны, не излучают радиацию и практически не нагреваются;
- отсутствуют затраты по обслуживанию светильников;
- стабильно работают при температурах от –50 до +50° С.

Светильники со светодиодами – это новое оборудование для освещения улиц, проспектов, территорий промышленных предприятий, парков, бульваров, поэтому для выбора типа светильников, их сравнения между собой требуется введение обобщающих характеристик. Предпринята попытка классифицировать светодиодные светильники по ряду критериев:

- по назначению;

- по мощности;
- по световой отдаче;
- по удельной стоимости светильника на 1 Вт потребляемой мощности.

Анализируются современные светильники многих серий: ДКУ, ТЭС, УСС, LED, Sveteco, ДБУ, АД. Так, новая серия светодиодных светильников Sveteco, выпускаемая с различным числом светодиодов предназначена для замены широко используемых светильников ЖКУ и РКУ. Сравнение светильников по светораспределению устанавливает следующие соответствия:

Sveteco-24 (мощностью 30 – 40 Вт) = ЖКУ-70, РКУ-125;

Sveteco-48 (мощностью 60 – 80 Вт) = ЖКУ-150, РКУ-250;

Sveteco-96 (мощностью 120 Вт) = ЖКУ 250, РКУ-400.

По назначению:

- для освещения улиц, проспектов предлагаются светильники Sveteco, ТЭС, ДКУ, УСС, LED;

- для освещения дворовых и промышленных территорий, парковок, АЗС;

- ж/д перронов – ДБУ;

- для освещения аллей, бульваров, парков – АД;

- для архитектурной подсветки стен – светодиодные гибкие неоны и линейные LED, светодиодный дюралайт.

По мощности светодиодные светильники самые разнообразные:

- для освещения улиц и проспектов, светильники Sveteco выпускаются мощностью от 27 до 96 Вт; УСС – от 18 до 180 Вт; LED от 30 до 150 Вт;

- для освещения дворовых и промышленных территорий светильники ДБУ 50 и 95 Вт, а Revocity – 114 Вт;

- для пешеходных зон используются светильники АД 60 Вт;

- для архитектурной подсветки стен – гибкие светодиоды, потребляющие небольшую мощность.

По светоотдаче: светоотдача светильников разного назначения колеблется в пределах от 72 до 95 лм/Вт. Наибольшая светоотдача у светильников Sveteco (90 лм/Вт) и УСС (90 – 95 лм/Вт).

По удельной стоимости светильников на 1 Вт потребляемой мощности: самыми дорогими светильниками являются светильники серии LED, их средняя стоимость составляет порядка 400 руб./Вт. Удельные стоимости светильников других серий зависят от их мощности. Например, удельная стоимость светильника серии УСС-18 мощностью 20 Вт составляет 395 руб./Вт, а светильника УСС-70 при потребляемой мощности 80 Вт – 231 руб./Вт.

Выводы

1. Собраны и проанализированы сведения о светодиодных светильниках, предназначенных для освещения улиц, магистралей, площадей, зон отдыха и архитектурного оформления городов.

2. Установлена классификация этих светильников по следующим критериям: по назначению, по мощности, по светоотдаче и удельной стоимости (руб./Вт), которая может практически использоваться и дополняться для целей проектирования наружного освещения.

Библиографический список

1. www.ledsvet.ru, www.eklsvet.ru.

*А.Н. Агафонов, диспетчер филиала ОАО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ;
рук. М.Г. Гусев, начальник оперативно-диспетчерской службы*

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ НА УРОВНЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Анализ основных проблем оперативно-диспетчерского управления на уровне региональных энергосистем выявил следующее:

1. Имеет место факт нарушения нормальной иерархичной системы диспетчеризации (нарушена линейная модель управления).

2. Для текущего состояния оперативно-диспетчерского управления характерна проблема взаимодействия субъектов электроэнергетики.

3. В работе диспетчерских центров появилась значительная нагрузка в части передачи информации и соблюдение технологий рынка.

4. Остается важной проблема реализации надежности и экономической работой района сети.

5. Технические и программные средства оперативно-диспетчерского управления остаются на низком уровне. Наблюдается нехватка противоаварийной автоматики на объектах электроэнергетики.

6. Актуальна проблема, связанная с высоким и увеличивающимся износом оборудования.

7. Нехватка персонала на объектах электроэнергетики и его низкая квалификация.

8. В системе оперативно-диспетчерского управления сохраняется кадровая проблема.

И.В. Гусева, студ.; рук. Н.А. Огорелышев, к.т.н., доцент

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА ПРОВОДОВ ДЛЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Длительно допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов линий электропередачи определяется двумя условиями:

- сохранением механической прочности провода;
- сохранением нормированных вертикальных расстояний между проводом и землей или между проводом и пересекаемым объектом.

Действующими Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов определяется исходя из наиболее высокой температуры провода 70 °С. Многочисленные исследования показали, что без ущерба для прочности провода можно повысить его температуру до 90 °С.

Определение допустимой температуры нагрева провода. Как правило, основным при определении предельных токовых нагрузок является условие сохранения допустимых вертикальных расстояний между проводом и землей или между проводом и пересекаемым объектом, зависящих от температуры провода.

Определение допустимой температуры нагрева провода в пролете, ограниченном анкерными опорами

$$t_{\partial} = t_n + \frac{\Delta H}{\alpha} \left[\frac{\gamma l^2}{8Ef(f + \Delta H)} + \frac{8}{3} \frac{2f + \Delta H}{l^2} \right]. \quad (1)$$

Температура провода, допустимая по условию сохранения расстояния между проводом и пересекаемым объектом, расположенным в любой точке пролета, определяется по формуле

$$t_{\partial} = t_n + \frac{\Delta H_x l^2}{4\alpha x(l-x)} \left[\frac{2\gamma_1 x^2 (l-x)^2}{El^2 f_x (f_x + \Delta H_x)} + \frac{2}{3} \frac{2f_x + \Delta H_x}{x(l-x)} \right]. \quad (2)$$

Определение допустимой температуры нагрева провода в пролетах, ограниченных промежуточными опорами, определяется с учетом изменения механических напряжений провода, участка, ограниченного анкерными опорами, при изменении атмосферных условий.

Определение допустимой температуры нагрева провода в пролетах с разной высотой точек подвеса провода.

Расчет предельных токовых нагрузок. Расчет предельных токовых нагрузок в районах с высшей температурой воздуха ниже 45 °С можно производить без учета влияния солнечной радиации. Поглощенная проводом энергия солнца в умеренных широтах может повысить температуру провода, работающего в диапазоне температур 60 – 70 °С и более, всего на 2 – 3 °С, что лежит в пределах точности расчета.

Ток в проводе (I , А) при заданном значении перегрева по отношению к воздуху определяется из уравнения теплового баланса провода

$$I = \sqrt{\frac{(W_l + W_k)\Delta t}{R_t}}. \quad (3)$$

В районах с температурой воздуха 45 °С и выше при расчете предельных токовых нагрузок следует учитывать влияние солнечной радиации. В этом случае ток в проводе определяется по формуле

$$I = \sqrt{\frac{(W_l + W_k)\Delta t - Q_p}{R_t}}. \quad (4)$$

СЕКЦИЯ 12

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Председатель – д.т.н., профессор **Шуин В.А.**
Секретари – аспиранты **Сарбеева О.А., Шагурина Е.С.**

О.А. Сарбеева, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТОКОВЫХ НАПРАВЛЕННЫХ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ

Введение. В электрических сетях 6 – 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, в качестве защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), как правило, применяются токовые или токовые направленные защиты нулевой последовательности (ТЗНП или ТНЗНП), основанные на использовании действующих значений токов и напряжений промышленной частоты. Исследования, проведенные в ИГЭУ, показали, что при дуговых перемежающихся ОЗЗ переходные токи в сетях 6 – 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, могут значительно (в 10 – 15 и более раз) увеличивать действующее (среднеквадратичное) значение тока $3I_0$, контролируемого измерительными органами тока ТЗНП, по сравнению с действующим значением в установившемся режиме ОЗЗ и за счет этого оказывать существенное влияние на устойчивость ее функционирования [1 – 8 и др.]. Результаты этих исследований показали, что электромагнитные переходные процессы при ОЗЗ являются основной причиной нарушения устойчивости функционирования различных исполнений ТЗНП как при внешних, так и при внутренних повреждениях, ограничивают чувствительность защиты и область возможного ее применения.

При недостаточной чувствительности ТЗНП в сетях 6 – 10 кВ применяются различные исполнения ТНЗНП, например, устройства защиты типа ЗЗП-1, ЗЗН или их микропроцессорные аналоги. Поскольку реконструкция существующих и строительство новых объектов электрических сетей 6 – 10 кВ в настоящее время выполняется в основном с применением микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА),

то задача исследования влияния электрических величин переходного процесса при ОЗЗ на функционирование микропроцессорных исполнений ТНЗНП является актуальной.

В данной работе исследование влияния переходных процессов при дуговых перемежающихся ОЗЗ на динамическую устойчивость функционирования было выполнено для функции чувствительной направленной ТНЗНП микропроцессорного терминала РЗА фирмы ALSTOM типа MiCOM P145.

Метод исследования. Для исследования динамических режимов функционирования микропроцессорных ТНЗНП, как и в ранее выполненных исследованиях динамических режимов функционирования ТЗНП [2, 3, 7 и др.], целесообразно применить метод физико-математического имитационного моделирования с использованием программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ и тестовых осциллограмм в COM-TRADE-формате, полученных на математической модели электрической сети 6 – 10 кВ в системе Matlab [9].

Структурная схема для физико-математического моделирования динамических режимов работы ТНЗНП приведена на рис. 1.

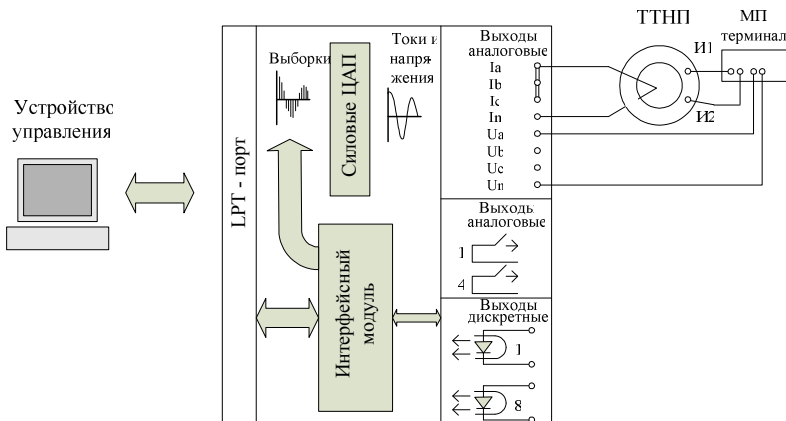


Рис. 1. Структурная схема системы для физико-математического моделирования динамических режимов функционирования ТЗНП с использованием программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ

При исследованиях динамических режимов функционирования ТНЗНП применялись тестовые сигналы по току и напряжению нулевой последовательности при дуговых перемежающихся ОЗЗ, полученные на модели сети 6 – 10 кВ в системе Matlab с применением теории Петерсена, Петерса и Слепяна и Белякова Н.Н. [10 – 12]. Анализ показал, что

наиболее тяжелые условия функционирования для ТНЗНП, сопровождающиеся наибольшими искажениями фазных соотношений между контролируемыми величинами, имеют место для дугового перемежающегося ОЗЗ по теории Петерсена: гашение дуги при одном из переходов через нулевое значение переходного тока, повторное зажигание дуги – на максимуме восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе (на пример, рис. 2)

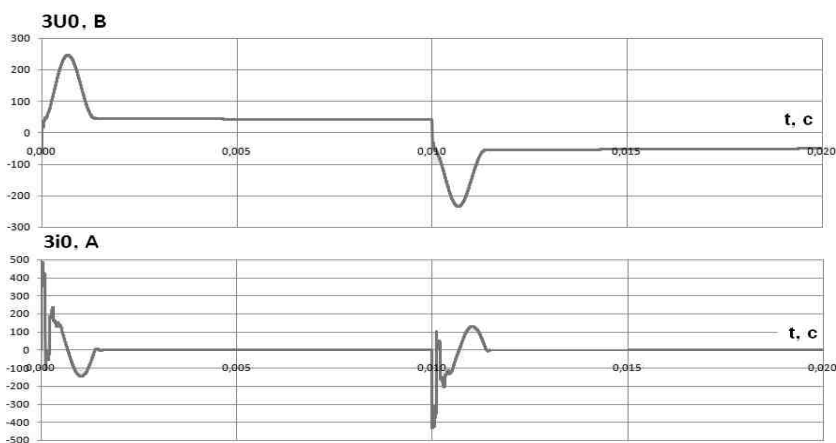


Рис. 2. Тестовые сигналы тока и напряжения нулевой последовательности при дуговом перемежающемся ОЗЗ по теории Петерсена для исследования динамических режимов функционирования ТНЗНП

Характеристика срабатывания ТЗНП терминала MiCOM P145.

На рис. 3 приведены векторная диаграмма (а), поясняющая принцип действия ТНЗП, и угловая характеристика срабатывания функции чувствительной ТНЗНП (направленной ЧЗЗ) терминала MiCOM P145 при использовании ее в сети с изолированной нейтралью (угол максимальной чувствительности $\varphi_{р.м.ч}$ в этом случае принимается равным 90°).

Из рис. 3, а видно, что при внешних ОЗЗ ток нулевой последовательности $3I_{0\text{ неовр}}$ опережает напряжение U_0 на 90° , а при внутренних повреждениях ток $3I_{0\text{ повр}}$ отстает от напряжения U_0 на 90° . Для фиксации указанных фазных должно использоваться реле направления мощности нулевой последовательности с характеристикой, показанной на рис. 3, б.

Параметры внутреннего конфигурирования и уставки направленной ЧЗЗ терминала MiCOM P145, применявшиеся при исследованиях, приведены соответственно на рис. 4 и в таблице.

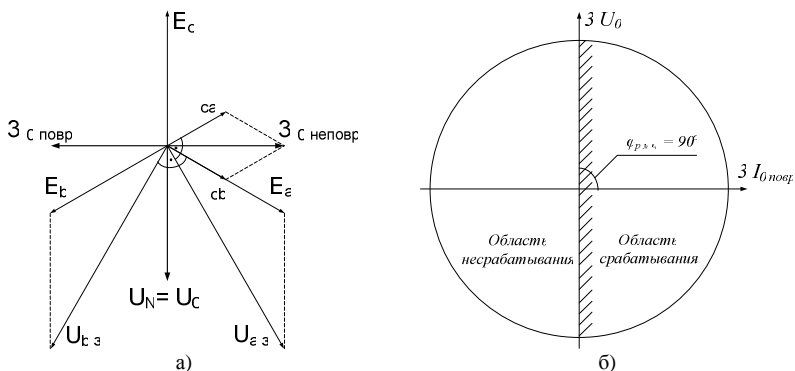


Рис. 3 Векторная диаграмма токов и напряжения нулевой последовательности при устойчивом ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью (а) и угловая характеристика срабатывания ТНЗНП (б)

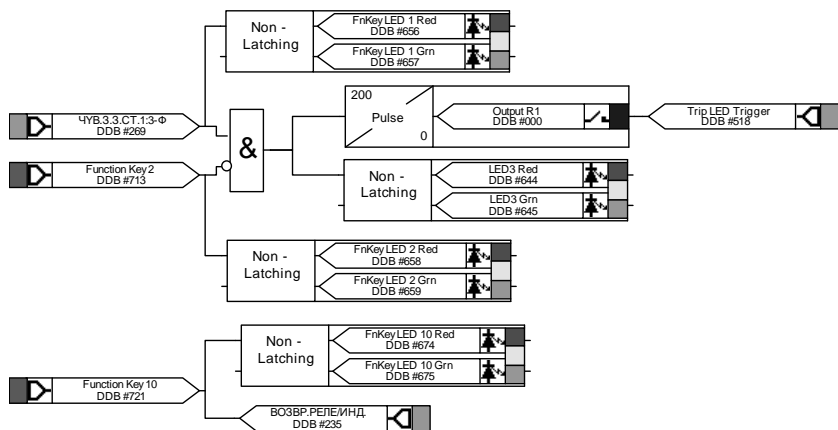


Рис. 4. Параметры внутреннего конфигурирования, применявшиеся при исследовании динамических режимов функционирования направленной ЧЗЗ терминала MiCOM P145

Таблица. Уставки направленной ЧЗЗ терминала MiCOM P145

ГРУППА 1 3-ТЫ ЧЗЗ/ДЗНП	
ОПЦИИ ЧЗЗ/ДЗНП	ЧУВСТВ.ЗЗ
1 СТ.ЧЗЗ:ФУНКЦ	НЕЗАВИС. t
1 СТ.ЧЗЗ:НАПРАВЛ	ПРЯМ. НАРАВЛЕН
1 СТ.ЧЗЗ:ТОК	7.188 А
1 СТ.ЧЗЗ:СТУП.t	0 s
1 С.ЧЗЗ:t ВОЗВР	0 s
2 СТ.ЧЗЗ:ФУНКЦ	ВЫВЕДЕНО

Продолжение таблицы	
3 СТ.ЧЗЗ:СОСТ	ВЫВЕДЕНО
4 СТ.ЧЗЗ:СОСТ	ВЫВЕДЕНО
ЧЗЗ:УГЛОВ.ХАР	90.00 deg
ЧЗЗ:ПОЛЯР.ЗУо	90.00 V

Результаты исследований. На рис. 5 приведены построенные по результатам обработки экспериментов по схеме рис. 1 области срабатывания и несрабатывания при имитации внутренних и внешних ОЗЗ.

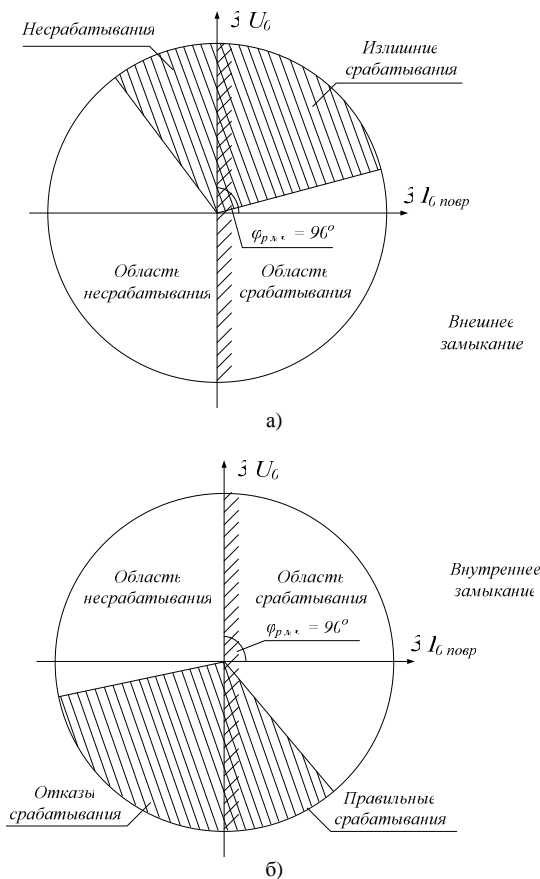


Рис. 5. Области срабатывания и несрабатывания направленной ЧЗЗ терминала MiCOM P145 при внешних (а) и внутренних дуговых перемежающихся ОЗЗ, построенные по результатам экспериментов

Из рис. 5 можно видеть, что при дуговых перемежающихся ОЗЗ возможны как излишние срабатывания направленной ЧЗЗ при внешних повреждениях, так и отказы срабатывания при ОЗЗ в защищаемой зоне, возникающие за счет искажений контролируемых ТНЗНП фазных соотношений между напряжением U_0 и током $3I_0$ электрическими величинами переходного процесса.

Выводы

1. Предложена методика исследования динамических режимов функционирования токовых направленных защит с использованием программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ и тестовых сигналов тока и напряжения нулевой последовательности, полученных на математической модели электрической сети 6 – 10 кВ и преобразованных в COM-TRADE-формат.

2. Результаты исследований по указанной в п. 1 методике показали, что при дуговых перемежающихся ОЗЗ возможны как излишние срабатывания ТНЗНП при внешних повреждениях, так и отказы срабатываний при замыканиях в защищаемой зоне.

Библиографический список

1. **Шуин, В.А.** Влияние электромагнитных переходных процессов на функционирование токовых защит от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Вестник ИГЭУ. – 2009. – Вып. 4. – С. 84 – 91.

2. **Шуин, В.А.** Исследование динамических режимов функционирования токовых защит от замыканий на землю электрических сетей среднего напряжения / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова, А.С. Лифшиц // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы междунар. конф. CIGRE. – Москва, 2009. – С. 623 – 631.

3. **Шуин, В.А.** Имитационное моделирование динамических режимов функционирования защит от замыканий на землю / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Электроэнергетика: материалы региональной научно-техн. конф. студентов и аспирантов / ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2009. – С. 32 – 41.

4. **Шуин, В.А.** Исследование условий устойчивости функционирования токовых защит нулевой последовательности при дуговых перемежающихся замыканиях на землю в сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Электроэнергетика: материалы региональной научно-техн. конф. студентов и аспирантов / ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2009. – С. 41 – 51.

5. **Шуин, В.А.** Динамическая устойчивость токовых защит от однофазных замыканий на землю / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докладов XX конф. (Москва, 1 – 4 июня 2010). – Москва: Научно-инженерное информационное агентство, 2010. – С. 317 – 324.

6. **Шуин, В.А.** Токовые защиты от замыканий на землю. Исследование динамических режимов функционирования / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Новости Электротехники: информационно-справочное издание. – 2010. – № 2 (62). – С. 36 – 40.

7. **Сарбеева, О.А.** Особенности функционирования микропроцессорных токовых защит при дуговых перемежающихся замыканиях на землю в сетях 6 – 10 кВ / О.А. Сарбеева // Тез. докл. научно-техн. конф. «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVI Бенардосовские чтения) / ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2011.

8. **Сарбеева, О.А.** Исследование динамической устойчивости цифровых алгоритмов токовой защиты от однофазных замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ / О.А. Сарбеева // Тез. докл. научно-техн. конф. «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XV Бенардосовские чтения) / ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2011.

9. **Дьяконов, В.П.** Matlab R2006/2007/2008 + Simulink 5/6/7. Основы применения / В.П. Дьяконов. – М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2008.

10. **Лихачев, Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971.

11. **Сиротинский, Л.И.** Техника высоких напряжений. Волновые процессы и внутренние перенапряжения в электрических системах / Л.И. Сиротинский. – М.: Госэнергоиздат, 1959.

12. **Беляков, Н.Н.** Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ / Н.Н. Беляков // Электрические станции. – 1957. – № 5. – С. 31 – 36.

Е.С. Шагурина, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ И ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В ОБМОТКЕ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРОВ

Введение. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) – наиболее частый вид электрических повреждений в обмотке статора генераторов, работающих в блоке с трансформатором. На мощных блочных генераторах в качестве защит от ОЗЗ, как правило, применяются так называемые 100 %-ные защиты (не имеющие «мертвой зоны» вблизи нейтрали), основанные на использовании напряжений третьей гармоники БРЭ 1301.01 (ЗЗГ-11), БРЭ 1301.02 (ЗЗГ-12) и их микропроцессорные аналоги [1].

В России в соответствии с требованиями ПУЭ [7] генераторы работают с изолированной нейтралью. Известно, что ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, во многих случаях, прежде всего в начальной стадии развития повреждения изоляции, носят дуговой прерывистый характер [1, 2]. Можно полагать, что и ОЗЗ в обмотке статора генераторов также могут иметь дуговой прерывистый характер. Электрические величины переходного процесса при дуговых прерывистых ОЗЗ, в спектре которых также содержится тре-

ты гармоника, могут существенно влиять на функционирование указанных выше защит от данного вида повреждений. Поэтому анализ переходных процессов при ОЗЗ в обмотке статора генераторов, работающих в блоке с трансформатором, и определение их основных параметров и характеристик представляют важную задачу.

Постановка задачи. Исследованию переходных процессов в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, посвящено много работ [1, 3, 4, 5]. Поэтому параметры электрических величин в этих сетях достаточно хорошо изучены. Волновые параметры в статорах генераторов существенно отличаются от волновых параметров воздушных и кабельных линий, что определяет отличие переходных процессов при ОЗЗ в генераторах от переходных процессов при ОЗЗ в сетях.

В данной работе решались следующие задачи: обоснование схемы замещения генератора для анализа переходных процессов при ОЗЗ в обмотке статора и определение ее параметров.

Схема замещения генератора для исследования волновых и переходных процессов при ОЗЗ в обмотке статора. Для учета распределенного характера параметров обмотки статора генератора последняя, как правило, представляется цепной схемой замещения [6]. На рис. 1 приведена общая схема трехфазного элементарного звена цепной схемы замещения обмотки статора [6].

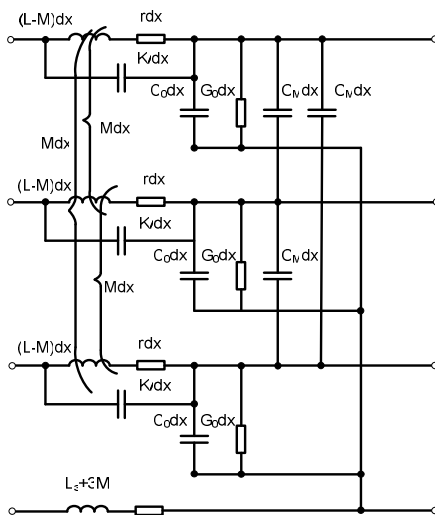


Рис. 1. Общая схема замещения элементарного звена обмотки статора генератора для исследования волновых и переходных процессов

По данным экспериментальных исследований [6] влиянием на волновые переходные процессы продольной емкости K и взаимной индукции M в обмотках статора генераторов можно пренебречь. С учетом этого схему замещения элементарного звена можно упростить и представить в виде, показанном на рис. 2.

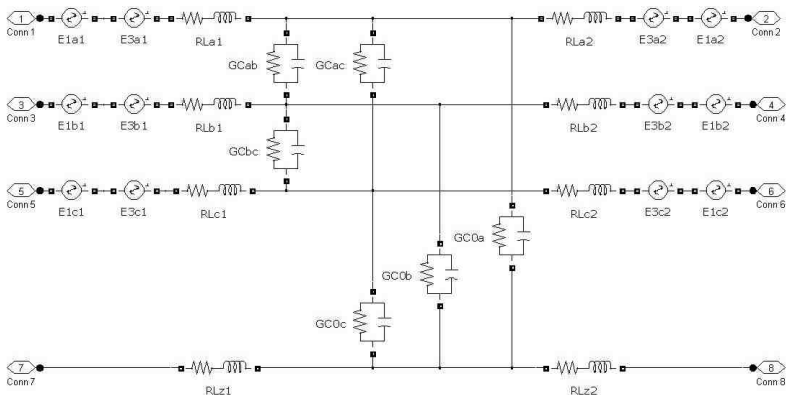


Рис. 2. Упрощенная схема замещения элементарного звена в системе моделирования Matlab

Методика определения параметров схемы замещения обмотки статора генератора. Параметры цепной схемы замещения обмотки статора генератора определялись на основе экспериментальных данных по замерам волновых параметров генераторов [6, 8] и технических данных, приводимых в справочниках [например, 9].

Емкость фазы на землю C_0 обмотки статора генератора достаточно точно определяется по справочным техническим данным [например, 9]. По данным [6] емкость между фазами C_{MG} для мощных генераторов не превышает $\sim 3 - 5\%$ от емкости фазы на землю C_{0G} . С учетом этого в схеме замещения элементарного звена

$$C_0 = \frac{C_{0G}}{n}; \quad (1)$$

$$C_M = \frac{C_{MG}}{n} = \frac{(0,03 - 0,05)C_{0G}}{n}, \quad (2)$$

где n – число звеньев цепной схемы замещения.

При исследованиях волновых процессов в обмотке статора генераторов рекомендуется принимать число звеньев n цепной схемы не меньше $8 - 9$ [6].

Индуктивность фазы L_ϕ (RLa1, RLb1, RLc1, RLa2, RLb2, RLc2 на рис. 2) может быть определена по значению волнового сопротивления канала «фаза-фаза»:

$$Z_{\phi-\phi} \approx \sqrt{\frac{L_{\phi-\phi}}{C_{\phi-\phi}}} = \sqrt{\frac{L_\phi}{(C_0 + 3C_M)}}, \quad (3)$$

откуда

$$L_\phi \approx Z_{\phi-\phi}^2 (C_0 + 3C_M), \quad (4)$$

где Z_ϕ определяется по экспериментальным данным [6, 8].

Расчеты по (4) показали, что значение L_ϕ в схеме замещения по рис. 2 приемлемой точностью может быть определено по сопротивлению генератора в сверхпереходных режимах x_d'' :

$$L_\phi = \frac{L_\phi' - M}{2n} \approx \frac{x_d''}{2n\omega} = \frac{1}{2n\omega} \cdot \frac{x_d'' U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}}; \quad (5)$$

где L_ϕ' – собственная индуктивность обмотки статора для канала «фаза-фаза» (без учета взаимной индукции M).

Индуктивность L_3 может быть определена по известной индуктивности L_ϕ и экспериментальному значению волнового сопротивления канала «фаза-земля» обмотки статора генератора $Z_{\phi-3}$.

Для волнового сопротивления $Z_{\phi-3}$ можно записать следующее соотношение:

$$Z_{\phi-3} \approx \sqrt{\frac{L_{\phi-3}}{C_{\phi-3}}} = \sqrt{\frac{L_\phi + 3L_3}{C_0}}, \quad (6)$$

откуда

$$L_3 \approx \sqrt{\frac{L_{\phi-3}}{C_{\phi-3}}} - \sqrt{\frac{L_\phi + 3L_3}{C_0}}. \quad (7)$$

Параметры звена определялись по следующим выражениям:

$$E_1 = \frac{U_{ном} \sqrt{2}}{2n\sqrt{3}}; \quad (8)$$

$$E_3 = 0,02E_1; \quad (9)$$

$$C_0 = \frac{3C_0}{3n}; \quad (10)$$

$$C_M = 0,05C_0, \quad (11)$$

где E_1 – ЭДС первой гармоники каждой фазы; E_3 – ЭДС третьей гармоники каждой фазы; n – количество звеньев; L_{ϕ} – индуктивность фазы с учетом влияния взаимоиндукции; C_0 – емкость фазы на землю; C_M – междуфазная емкость.

Метод исследования переходных процессов при ОЗЗ в обмотке статора генераторов. Для исследования переходных процессов при неустойчивых дуговых ОЗЗ в обмотке статора генераторов целесообразно использовать математическое моделирование в системе Matlab [10]. На рис. 3 приведена модель генератора в системе Matlab, представленная цепной схемой замещения из 11 Т-образных элементарных звеньев по рис. 2, обеспечивающая имитацию ОЗЗ при различных значениях доли замкнувшихся витков обмотки статора α ($\alpha = 5, 10, 20 \dots 100\%$).

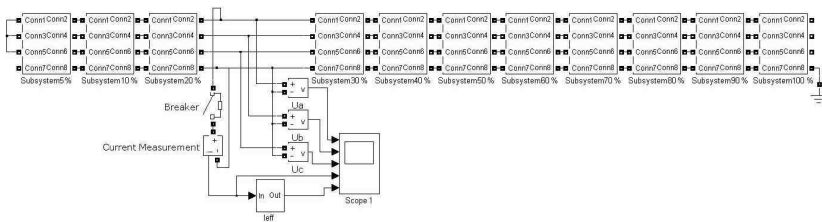


Рис. 3. Модель генератора в системе Matlab в виде цепной схемы (с имитацией ОЗЗ при $\alpha = 20\%$)

На рис. 4 и 5 в качестве примера приведены результаты расчетов переходного процесса при ОЗЗ в обмотке статора в системе Matlab, выполненные на модели генератора типа ТВВ-320-2.

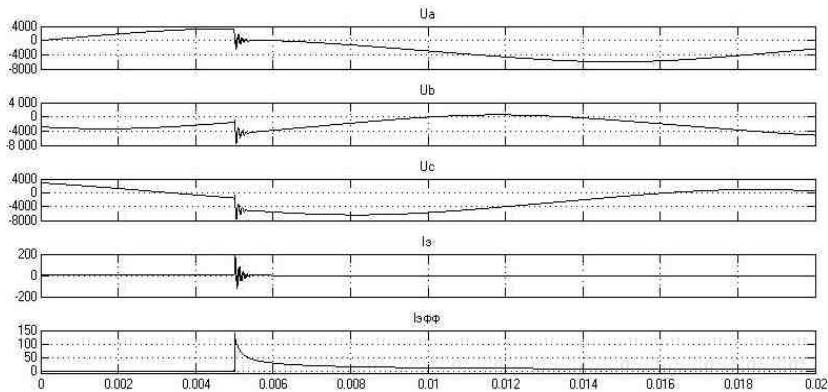


Рис. 4. Фазные напряжения и ток в месте повреждения при однократном пробое изоляции в точке обмотки статора генератора типа ТВВ-320-2, соответствующей $\alpha = 20\%$



Рис. 5. Токи переходного процесса при ОЗЗ в точках $\alpha = 10\%$ и $\alpha = 100\%$ обмотки статора генератора типа ТВВ-320-2

Выводы

1. Электрические величины переходного процесса при дугowych прерывистых ОЗЗ, в спектре которых содержится третья гармоника, могут оказывать существенное влияние на функционирование стопроцентных защит от данного вида повреждений генераторов, работающих в блоке с трансформатором, основанных на использовании 3-й гармоники ЭДС.

2. Для исследования переходных процессов при ОЗЗ в обмотке статора генераторов целесообразно использовать моделирование в системе Matlab.

3. Предложена методика определения параметров цепной схемы замещения обмотки статора генератора для исследования волновых и переходных процессов при ОЗЗ, основанная на использовании известных экспериментальных и справочных данных по волновым и переходным параметрам мощных генераторов.

Библиографический список

1. Лихачев, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971.
2. Сиротинский, Л.И. Техника высоких напряжений. Волновые процессы и внутренние перенапряжения в электрических системах / Л.И. Сиротинский. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
3. Беляков, Н.Н. Исследование перенапряжений при дугowych замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ / Н.Н. Беляков // Электрические станции. – 1957. – № 5. – С. 31 – 36.
4. Шуин, В.А. Расчет перенапряжений при дугowych прерывистых замыканиях на землю. Зависимость от режима заземления нейтрали / В.А. Шуин // Новости электротехники. – 2009. – № 4 (58).

5. Шуин, В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1991. – № 10. – С. 58 – 61.
6. Каганов, З.Г. Волновые напряжения в электрических машинах / З.Г. Каганов. – М.: Энергия, 1970.
7. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
8. Люлько, В.А. Волновые параметры турбогенераторов / В.А. Люлько // Электричество. – 1960. – № 9. – С. 49 – 52.
9. Электротехнический справочник / П.Г. Грудинский [и др.]. – М.: Энергия, 1971.
10. Дьяконов, В.П. Matlab R2006/2007/2008 + Simulink 5/6/7. Основы применения / В.П. Дьяконов. – М.: СОЛОН-ПРЕСС. – 2008.

Е.В. Боталов, студ.; рук. О.В. Фролова, к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО ПРАКТИКУМА «РАСЧЕТ И ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ С ОДНИМ ИСТОЧНИКОМ ПИТАНИЯ»

Компьютерный лабораторный практикум предназначен для изучения принципов действия и функционирования ступенчатых токовых направленных защит ЛЭП и имеет своей целью дать возможность обучающимся не только закрепить знания о принципах действия и основах согласования ступенчатых токовых направленных защит, но и провести анализ функционирования данных защит при внутренних и внешних КЗ в различных режимах работы данной сети и питающей системы.

Реализация разработанных алгоритмов выполнения практикума осуществляется с использованием инструментальной среды графического программирования *LabVIEW*.

При разработке компьютерной лабораторной работы решались следующие задачи:

- разработка общего сценария и алгоритма выполнения компьютерной лабораторной работы;
- создание алгоритмов моделирования и математических моделей различных режимов работы электроэнергетических объектов;
- разработка алгоритма выбора и расчета параметров срабатывания ступенчатых токовых направленных защит;
- разработка алгоритма оценки чувствительности ступенчатых токовых направленных защит и проверки их направленности;
- разработка алгоритмов работы защит в различных режимах и анализа их функционирования;

▪ реализация разработанных алгоритмов с использованием инструментальной среды графического программирования *LabVIEW*.

Выполнение пользователем разрабатываемой лабораторной работы состоит из отдельных этапов: задание исходных данных, выбор уставок защит, расчет параметров срабатывания защит, оценка чувствительности защит, проверка направленности защит, анализ функционирования защит, контрольные вопросы.

Алгоритм выполнения практикума отражен на блок-диаграмме работы программы (рис. 1).

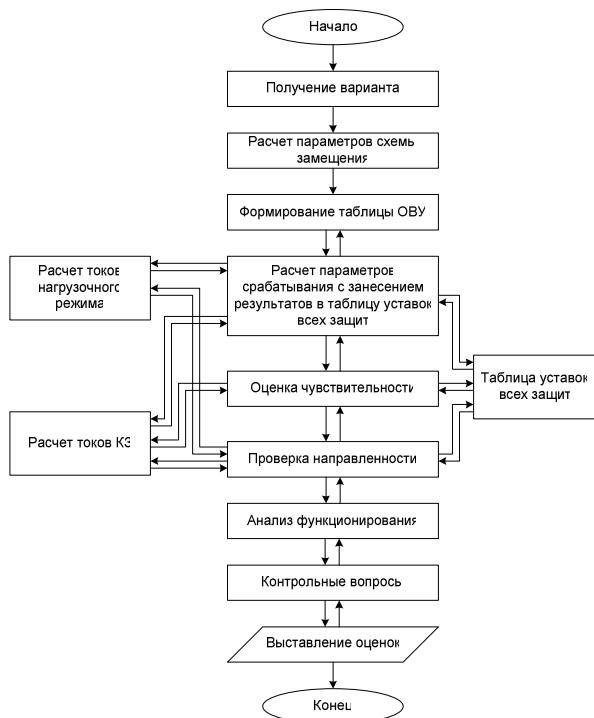


Рис. 1. Блок-диаграмма программы

Для исследования была выбрана классическая схема кольцевой электрической сети (рис. 2), состоящей из эквивалентированной электрической системы (С), двух подстанций (Б и В) с понижающими трансформаторами (Т1, Т2, Т3, Т4) и трех соединяющих их линий (Л1, Л2, Л3). На объектах электрической сети установлены устройства релейной защиты

ты, предназначенные для отключения поврежденных участков с сохранением работоспособности сети и бесперебойного питания потребителей.

В практикуме рассматривается проектирование трехступенчатых токовых защит (1 и 6), токовых направленных защит (2 и 5) и трехступенчатых токовых направленных защит (3 и 4). На каждом трансформаторе подстанций установлены продольная дифференциальная токовая защита в качестве основной и максимальная токовая защита в качестве резервной.

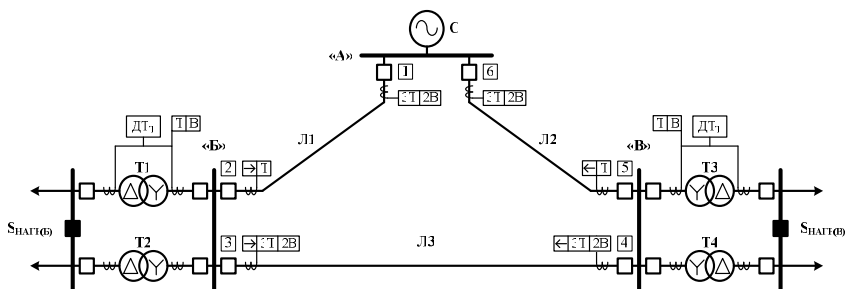


Рис. 2. Схема моделируемой электрической сети

Исследования в практикуме проводятся для различных вариантов исходных данных, в соответствии с которыми программой выдаются значения параметров электрической сети.

Ключевым моментом в расчете ступенчатых токовых направленных защит является создание самим пользователем методики выбора уставок защит.

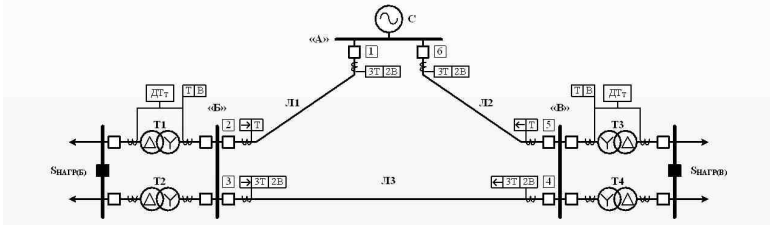
Расчет параметров срабатывания осуществляется на основе методики согласования защит, формируемой в таблице обоснования выбора уставок, которая составляется пользователем самостоятельно (рис. 3).

Переход к таблицам уставок отдельных защит осуществляется с помощью соответствующих вкладок: защиты 1 и 6, защиты 2 и 5, защиты 3 и 4. Для выбора задаваемых функций и расчетных условий используются графические элементы, выпадающие меню, при нажатии на которые предлагается список из различных вариантов. Расчетные выражения появляются в соответствии с выбранными расчетными условиями.

Расчет параметров срабатывания. На данном этапе предполагается использование следующих модулей:

- таблицы параметров срабатывания защит (рис. 4);
- расчет токов нагрузочного режима (рис. 5);
- расчет токов КЗ (рис. 6);
- таблица уставок всех защит.

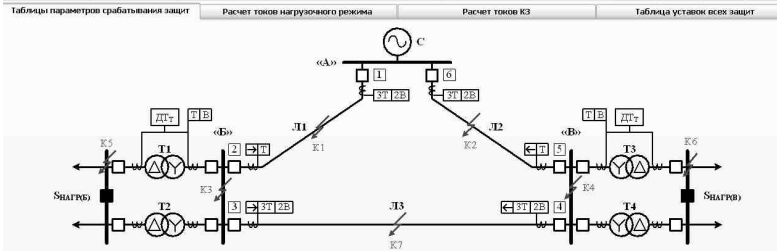
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫБОР УСТАВОК	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРЯБАТЫВАНИЯ	ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ	НАГРУЖЕННОСТЬ ЗАЩИТ	АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ	КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	ОТВЕТЫ	СОХРАНИТЬ	ОЦЕНКА	ВЫВОД
-----------------	---------------	--------------------------------	------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	--------	-----------	--------	-------



Ступень защиты	Обозначение уставки	Заданная функция	Расчетное условие	Расчетное выражение
I	$I_{сз}^I$	Несрабатывание при вынужд. КЗ	2) Остаток от максимального тока через защиту при КЗ на шинах противоположной подстанции	$I_{сз}^I \geq I_{отс}^I / K_{отс}^I$
			1) Остаток от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов	$t_{сз}^I \geq t_{отс}^I + \Delta t$
II	$I_{сз}^{II}$	Несрабатывание при вынужд. КЗ в зоне действия быстродействующих защит смежных элементов	3) Остаток от максимального тока при КЗ в конце зоны действия I ступени защиты смежной ЛПТ	$I_{сз}^{II} \geq K_{отс}^{II} I_{отс}^{II}$
			4) Остаток от максимального тока при КЗ на шинах НН трансформатора противоположной подстанции	$I_{сз}^{II} \geq K_{отс}^{II} I_{отс}^{II}$
III	$I_{сз}^{III}$	Несрабатывание при вынужд. КЗ в зоне действия последних ступеней защит смежных элементов	2) Остаток от времени срабатывания резервной защиты смежной ЛПТ	$t_{сз}^{III} \geq t_{отс}^{III} + \Delta t$
			3) Остаток от времени срабатывания резервной защиты трансформатора	$t_{сз}^{III} \geq t_{отс}^{III} + \Delta t$
		Несрабатывание в режиме без КЗ	1) Устойчивый переход в исходное состояние ЛО защиты при максимальном рабочем токе от шин в режиме самозатуха	$I_{сз}^{III} \geq \frac{K_{отс}^{III}}{K_{ср}} I_{раб}^{III}$
III	$I_{сз}^{III}$	Несрабатывание при вынужд. КЗ на конце действия последней ступени защит смежных элементов	4) Остаток от тока КЗ в конце зоны действия последней ступени защиты смежной ЛПТ	$I_{сз}^{III} \geq K_{отс}^{III} I_{отс}^{III}$

Рис. 3. Формирование таблицы обоснования выбора уставок

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	ВЫБОР УСТАВОК	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРЯБАТЫВАНИЯ	ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ	НАГРУЖЕННОСТЬ ЗАЩИТ	АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ	КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	ОТВЕТЫ	СОХРАНИТЬ	ОЦЕНКА	ВЫВОД
-----------------	---------------	--------------------------------	------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	--------	-----------	--------	-------



Ступень защиты	Обозначение уставки	Расчетное условие	Место КЗ	Вид КЗ	Режим	Расчетное выражение	Принятые значения								
I	$I_{сз}^I$	2) Остаток от максимального тока через защиту при КЗ на шинах противоположной подстанции	КЗ	<input checked="" type="radio"/> Трехфазное	К2 - отключена линия ЛЭ	$I_{сз}^I \geq K_{отс}^I I_{отс}^I$	$I_{сз}^I \geq 1.3 \cdot 6,266 = 8,146$	8,146							
				<input type="radio"/> Двухфазное											
II	$I_{сз}^{II}$	1) Остаток от времени срабатывания быстродействующих защит смежных элементов	---	---	---	$t_{сз}^{II} \geq t_{отс}^{II} + \Delta t$	$t_{сз}^{II} \geq 0,1 + 0,5 = 0,600$	0,600							
									3) Остаток от максимального тока при КЗ в конце зоны действия I ступени защиты смежной ЛПТ	К4	<input checked="" type="radio"/> Трехфазное	К2 - отключена линия ЛЭ	$I_{сз}^{II} \geq K_{отс}^{II} I_{отс}^{II}$	$I_{сз}^{II} \geq 1.1 \cdot 1,725 = 1,898$	1,898
											<input type="radio"/> Двухфазное				
											4) Остаток от максимального тока при КЗ на шинах НН трансформатора противоположной подстанции				
<input type="radio"/> Двухфазное															
III	$I_{сз}^{III}$	2) Остаток от времени срабатывания резервной защиты смежной ЛПТ	---	---	---	$t_{сз}^{III} \geq t_{отс}^{III} + \Delta t$	$t_{сз}^{III} \geq 2,3 + 0,5 = 2,800$	2,800							
									3) Остаток от времени срабатывания резервной защиты трансформатора	К6	<input checked="" type="radio"/> Трехфазное	К2 - отключена линия ЛЭ	$I_{сз}^{III} \geq \frac{K_{отс}^{III}}{K_{ср}} I_{раб}^{III}$	$I_{сз}^{III} \geq 1.2 \cdot 0,337 = 0,618$	0,618
III	$I_{сз}^{III}$	4) Остаток от тока КЗ в конце зоны действия последней ступени защиты смежной ЛПТ	---	---	---	$I_{сз}^{III} \geq K_{отс}^{III} I_{отс}^{III}$	$I_{сз}^{III} \geq 1.3 \cdot 0,491 = 0,543$	0,543							

Рис. 4. Таблица расчета параметров срабатывания защит

Переход к каждому модулю осуществляется с помощью соответствующих вкладок, расположенных сверху экрана.

Методика расчета параметров срабатывания защит основывается на ранее сформированной таблице обоснования выбора уставок, расчетные условия и расчетные выражения в соответствии с ней выбираются автоматически.

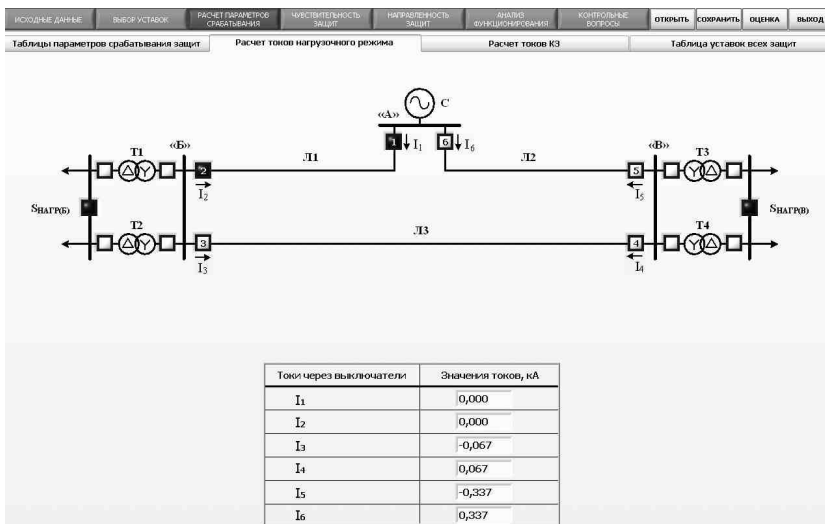


Рис. 5. Режим расчета токов нагрузочного режима

Так же для расчета каждого параметра необходимо определить режим сети, место и вид КЗ. В каждое расчетное выражение пользователю нужно подставить значение тока или время срабатывания, которое он может взять из таблицы уставок всех защит или вычислить в модулях расчета токов нагрузочного режима и токов КЗ. Программа по выбранным расчетным выражениям автоматически вычисляет значения параметров срабатывания. Из нескольких значений выбирается наибольшее, и результат выдается в столбце принятых значений.

Переход к расчету параметров срабатывания отдельных защит производится с помощью соответствующих вкладок.

Необходимые значения токов через защиты в нормальных режимах вычисляются в модуле расчета токов нагрузочного режима. Чтобы получить значения этих токов, пользователь должен задать состояние выключателей согласно выбранному режиму сети. Включение и отключение выключателей производится с помощью щелчка мыши по их значку.

В аварийных режимах токи через защиты вычисляются в модуле расчета токов КЗ. Для этого согласно выбранному режиму сети пользователю нужно задать состояние выключателей, а также задавать режим системы, место и вид короткого замыкания. Предусмотрена возможность менять расположение КЗ на линиях (К1, К2, К7) по их длине, перетаскивая знак КЗ в нужное место.

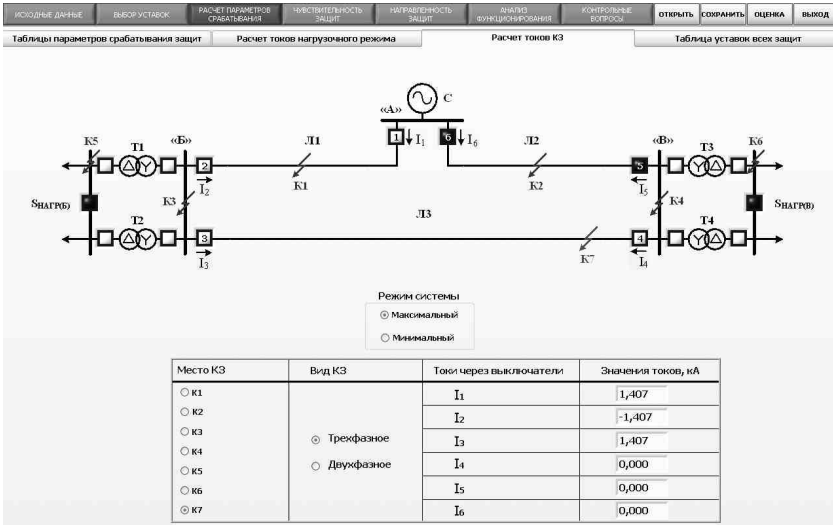


Рис. 6. Режим расчета токов КЗ

Для расчета электрических величин при КЗ в алгоритме программы используется модифицированный метод узловых потенциалов, который позволяет учитывать в процессе расчета положение места КЗ и состояние выключателей.

Моделирование установившегося режима при КЗ данным методом определить токи, протекающие через защиты при КЗ в различных узлах электрической сети, направления этих токов и напряжения в месте установки защит.

Все значения параметров срабатывания защит, выбранные в результате расчетов, автоматически заносятся в таблицу уставок всех защит.

Оценку чувствительности необходимо проводить для II и III ступеней 1, 3, 4 и 6 защит. Для каждого условия оценки пользователем выбираются режим сети, место и вид КЗ. Для определения значений расчетных токов через защиты и значений токов срабатывания защит предусмотрены модуль расчета токов КЗ и таблица срабатывания всех защит

соответственно. После подстановки полученных значений этих токов в расчетные условия программа вычисляет коэффициенты чувствительности и выводит результат в столбце принятых значений. Пользователь должен сравнить их с минимально допустимыми значениями и сделать вывод о чувствительности ступеней защит по каждому условию оценки, отметив соответствующий вариант. Внешний вид режима оценки чувствительности защит показан на рис. 7.

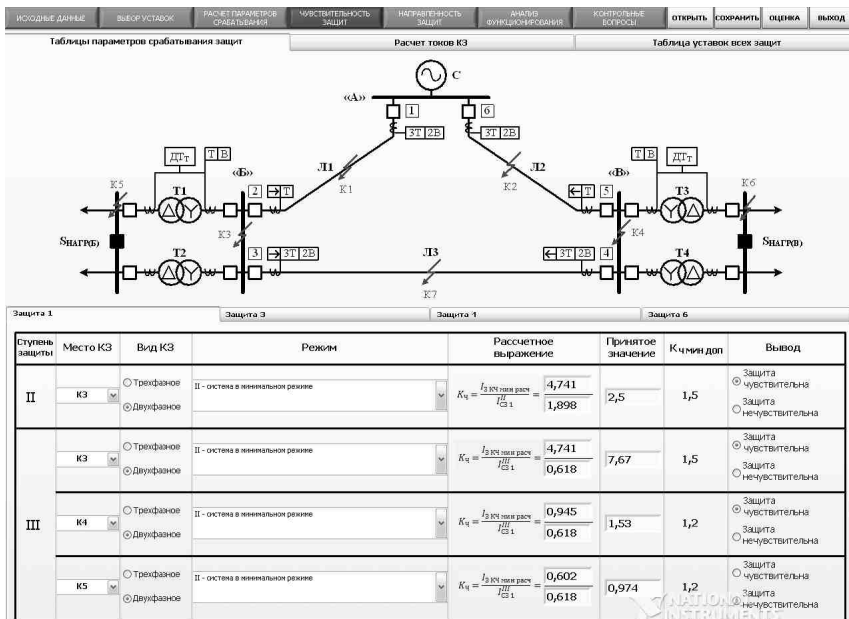


Рис. 7. Таблица оценки чувствительности защит

Проверка направленности производится для всех трех ступеней 3 и 4 защит. Для каждого условия проверки пользователю также необходимо выбрать режим сети, место и вид КЗ. В расчетные условия нужно подставить значения токов, которые можно вычислить в модулях расчета токов нагрузочного режима и токов КЗ. Сравнив полученные результаты со значениями выбранных уставок, необходимо сделать вывод о направленности всех ступеней защит, отметив нужный вариант. Если не определена направленность хотя бы одной ступени, программа не позволит провести анализ функционирования. Внешний вид режима проверки направленности защит показан на рис. 8.

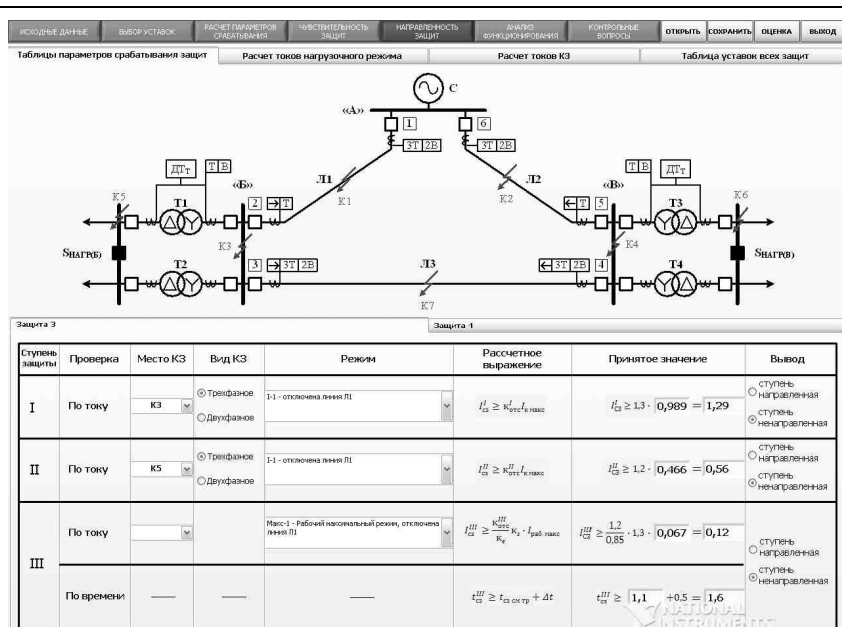


Рис. 8. Таблица проверки направленности защит

Для проверки функционирования защит предусмотрено использование следующих режимов сети: аварийного, нормального и режима самозапуска электродвигателей после отключения КЗ. Действие защит полностью основывается на произведенных в ходе выполнения лабораторной работы расчетах. Представлена возможность вывода из действия любых ступеней защит с помощью соответствующих накладок. Таким образом, пользователю предоставляется возможность проанализировать и оценить правильность функционирования рассчитанных защит. Внешний вид окна программы в режиме анализа функционирования показан на рис. 9.

На схеме показано подключение, основной состав и внутреннее строение защит.

Защиты работают в полном соответствии с рассчитанными параметрами срабатывания.

С помощью выбора места КЗ пользователь выбирает положение точки короткого замыкания, которое на схеме выделяется цветом (рис. 10, а). КЗ на линиях можно расположить в любой их точке.

При выбранном положении точки повреждения, необходимо также определить вид КЗ (рис. 10, б) и режим питающей системы (рис. 10, в).

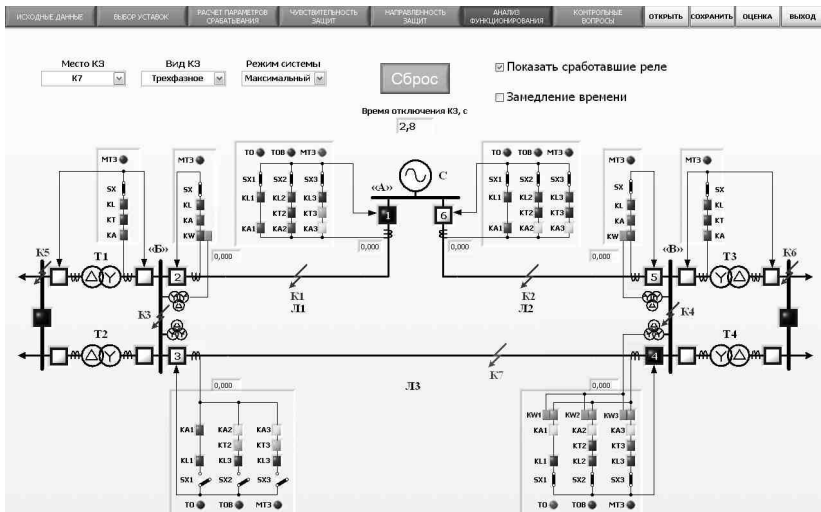


Рис. 9. Внешний вид программы в режиме анализа функционирования

При выборе режима «Без КЗ» (рис. 11, а) анализ работы защит может проводиться в нормальном режиме работы нагрузки или в режиме самозапуска электродвигателей после отключения короткого замыкания (рис. 11, б), при чем предоставляется возможность определить положение этого предшествующего КЗ (рис. 11, в).



Рис. 10. Выбор режима КЗ

Запуск работы модели процессов в электрической сети производится с помощью кнопки Пуск, которая при этом поменяется на кнопку Сброс, служащую для прекращения работы и возврата всех защит и выключателей в исходное состояние.

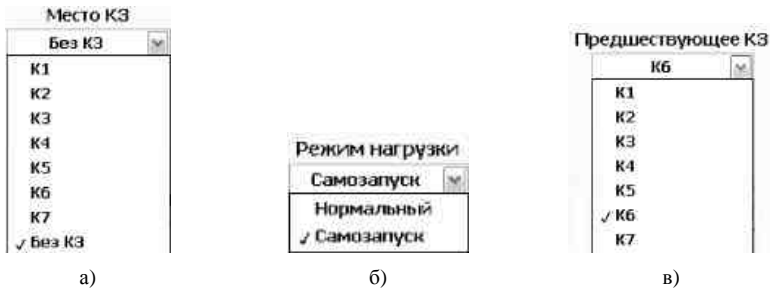


Рис. 11. Выбор режима без КЗ

Модель работает в режиме реального времени протекания процессов в сети и функционирования защит. При быстром отключении КЗ (без выдержки времени или с маленькой выдержкой времени) и возврате сработавших реле трудно проследить и проанализировать работу защит. Поэтому предусмотрено десятикратное снижение скорости протекания всех процессов с помощью включения «замедления времени».

Так же для лучшего понимания принципов и особенностей функционирования защит имеется возможность показывать сработавшие реле, даже если они уже вернулись в исходное состояние.

Датчик времени отключения КЗ показывает время с начала возникновения повреждения до его полного отключения (для режима КЗ, а также без КЗ в режиме самозапуска электродвигателей нагрузки после отключения предшествующего КЗ).

Перед запуском работы модели имеется возможность задать любое начальное положение выключателей.

При запуске модели в режиме КЗ повреждение возникает в начальный момент времени, на что реагируют защиты, правильность и селективность работы которых зависит от произведенного расчета их параметров срабатывания и выбора направленности.

В режиме самозапуска электродвигателей в начальный момент времени возникает повреждение в выбранном месте предшествующего КЗ. При этом в случае правильной работы защит и полного отключения повреждения по линиям, оставшимся в работе, начинают протекать токи самозапуска. Модель режима самозапуска основана на экспоненциальной зависимости токов самозапуска от времени с различными коэффициентами запуска электродвигателей и постоянными времени.

В режиме нормальной работы нагрузки, по линиям протекают рабочие токи, что позволяет проверить несрабатывание защит в нагрузочных режимах сети.

После выполнения практической части работы студент должен пройти проверку своих теоретических знаний. Контрольный тест состоит из 10 вопросов.

Для случая неполного выполнения пользователем данной лабораторной работы в программе предусмотрена возможность записи всех результатов расчета в файл и загрузки этих результатов в любое удобное время.

В программе реализован алгоритм автоматического выполнения лабораторной работы в соответствии с исходными данными. Программа сравнивает результаты выполнения работы пользователем и автоматических расчетов. На основании этого выставляются соответствующие оценки по всем разделам лабораторного практикума и указываются все допущенные ошибки. Также пользователь имеет возможность посмотреть текущие оценки в ходе выполнения работы.

Выводы

При разработке данного компьютерного лабораторного практикума были выполнены:

- разработка общего сценария и алгоритма выполнения лабораторной работы;
- создание алгоритмов моделирования и математических моделей различных режимов работы электроэнергетических объектов;
- разработка алгоритма выбора и расчета параметров срабатывания ступенчатых токовых направленных защит;
- разработка алгоритма оценки чувствительности и проверки направленности ступенчатых токовых направленных защит;
- разработка алгоритмов работы защит в различных режимах и анализа их функционирования;
- создание алгоритма проверки правильности выполнения лабораторной работы и выставления оценок;
- обеспечение возможности сохранения и загрузки результатов выполнения работы;
- реализация разработанных алгоритмов с использованием инструментальной среды графического программирования *LabVIEW*.

Библиографический список

1. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Тревис, Дж. *LabVIEW для всех* / Джеффри Тревис; пер. с англ. Н.А. Клушин – М.: ДМК Пресс; ПриборКомплект, 2004.
3. Бернас, С. Математические модели элементов электроэнергетических систем: пер с польск. / С. Бернас, З. Цек. – М.: Энергоиздат, 1982.

4. **Математические** модели и алгоритмы для расчетов в фазных составляющих установившихся электромагнитных процессов в электроэнергетических системах при коротких замыканиях и сложных несимметриях / В.А. Шуин, А.Ю. Мурзин, О.В. Фролова, А.В. Насонов // Вестник ИГЭУ. – Вып. 5. – Иваново, 2004. – С. 40 – 52.

О.В. Шутова, студ.; рук. В.Ф. Коротков, к.т.н., профессор

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Из всех отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Потребности в энергии продолжают постоянно расти.

И соответственно в современном мире все острее встают вопросы о том, как снизить потери электроэнергии и, соответственно, государственные расходы на ее производство, передачу и распределение, улучшить экологическую ситуацию и многое другое [1].

Так как же устранить все перечисленные проблемы? Помочь в решении этих проблем могут, так называемые, «интеллектуальные» сети (за рубежом они носят название Smart Grid).

Smart (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology) Grid – концепция полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени.

Основными факторами, определяющими необходимость изменений в развитии энергетики являются:

- изменение условий функционирования рынков электроэнергии и мощности;
- появление прогрессивных технологий в результате НТП, не нашедших должного применения в современной электроэнергетике;
- снижение надежности энергоснабжения;
- рост требований потребителей к надежности и качеству электрообеспечения;
- необходимость повышения энергетической и экологической эффективности электроэнергетики;
- постоянное повышение стоимости электроэнергии во всем мире.

Ключевые требования к новой электроэнергетике, ориентированной на использование Smart Grid, являются [3]:

- доступность – обеспечение потребителей электроэнергией в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества;

- надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление);

- экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;

- эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;

- органичность с окружающей средой – снижение негативных воздействий на окружающую среду;

- безопасность – недопущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

С технической точки зрения технологии SmartGrid охватывают четыре основных направления:

- массовое использование эффективных технологий малой и средней генерации, включая альтернативные источники (ветер, солнце, приливы-отливы и так далее);

- разработка «активного» электротехнического сетевого оборудования для FACTS (гибких передающих систем переменного тока);

- создание нового поколения систем АСУ ТП и автоматики, включая РЗ;

- разработка новых информационно-технологических систем для центров управления энергосистем.

В технологический базис концепции Smart Grid входят:

- измерительные приборы и устройства;

- усовершенствованные методы управления;

- усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети;

- интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений.

Ведущие страны мира давно и активно занимаются проблематикой SmartGrid. Начиная с 70-х годов прошлого века в Европе и США проводятся эксперименты по внедрению «умных» сетей. Сегодня бюджеты государственных инвестиционных программ по формированию новой энергетической инфраструктуры в Америке и Европе говорят сами за себя. Правительство США в феврале 2009 г. приняло инвестиционную программу по развитию интеллектуальных энергетических проектов в размере 4,5 млрд долл. Министерство энергетики США подсчитало, что модернизация энергетических сетей страны с учетом возможностей интеллектуальных энергетических систем позволит в течение 20 лет сэкономить от 46 до 117 млрд долл [1].

Ожидаемые преимущества от реализации «умных» сетей в США приведены в таблице.

Ожидаемые преимущества от реализации «умных» сетей в США

Современная энергосистема	Источник эффекта	Энергосистема на базе концепции Smart Grid
Менее 13 %	Доля используемых возобновляемых источников энергии	Более 30 %
Менее 1 %	Уровень использования генерирующих источников, находящихся в ведении потребителей электроэнергии	Более 10 %
50 %	Уровень использования активов магистральных сетей	80 %
30 %	Уровень использования активов распределительных сетей	80 %
47 %	Уровень участия потребителя	90 %

В настоящее время наиболее активно и полномасштабно технология Smart Grid развивается и распространяется в Дании. В большей степени это связано с тем, что именно в этой стране значительное количество энергии поступает из альтернативных источников (20 % от общего объема энергии составляет ветряная).

При реализации технологии Smart Grid необходимо учитывать особенности электроэнергетического хозяйства и структуры рынка электроэнергии.

Например, в развитых странах для внедрения новой технологии достаточно улучшать существующую инфраструктуру, в частности, устанавливать «интеллектуальные» счетчики. В некоторых государствах (в основном развивающихся) требуется вначале сменить оборудование для электропередачи, которое морально и физически устарело, а только затем начинать использовать новую технологию.

В России элементы системы Smart Grid (у нас она носит название активно-адаптивной сети) только начинают внедряться. В конце 2009 года на подстанции «Алюминиевая» (Республика Хакасия) были введены батареи статических конденсаторов, что позволило в несколько раз повысить качество электроэнергии, снизить потери и повысить пределы передаваемой мощности.

Еще одним примером использование «интеллектуальных сетей» является общемировой проект «умный город» (программа полной реконструкции и модернизации инфраструктуры города). В число его участников вошел и российский город Белгород. В нем уже действует «умное освещение», которое дает возможность контролировать энергопотребление, состояние сетей, количество работающих ламп, а также поэтапно управлять уличным освещением, то есть менять количество работающих фонарей в зависимости от условий видимости, количества людей на улице и

других факторов. В некоторых домах имеются интеллектуальные счетчики, позволяющие получить информацию о том, сколько электроэнергии было потрачено в тот или иной период времени (например, за ночь), сколько электричества потребляет холодильник или стиральная машина, узнать об уровне напряжения в сети [1].

Имеется следующая специфика условий реализации концепции Smart Grid в российской электроэнергетике:

- по стартовым условиям приходится учитывать наличие «технологического разрыва» с ведущими индустриально-развитыми странами (по оценке экспертов 10 – 15 лет). Например, износ основных активов в 2 раза выше, чем за рубежом;

- в части организационно-экономических условий отсутствует реальный центр координации и развития отрасли, в первую очередь технологический, после расформирования РАО ЕЭС России;

- технологические условия существенно отличаются от США и Западной Европы;

- по инфраструктурным условиям следует учитывать отсутствие развитой инновационной инфраструктуры (центры трансфера технологий, инновационно-технологические центры, технопарки, центры подготовки кадров, венчурные фонды и другое);

- общественно-политическим условиям соответствуют заявленный политическим руководством безусловный переход страны на модернизацию и инновационное развитие; приоритетность повышения энергоэффективности, как ключевого направления модернизации и инновационного развития.

Однако, говорить о массовом развитии интеллектуальных сетей в России сегодня представляется преждевременным. Энергосбытовые компании создают такие препоны и выставляют такие цены, что даже переход на двухтарифный счетчик для обычных граждан становится экономически невыгодным.

Развитие «интеллектуальных» сетей в значительной степени связано с развитием альтернативных источников энергии (солнечных, геотермальных и других).

В настоящее время в России около 65 % электричества вырабатывается на тепловых электростанциях. Не более 1 % всей получаемой энергии поступает из геотермальных, ветряных, солнечных источников. Ситуация в Европе немного отличается: около 60 % энергии получено с тепловых станций, 3,7 % – с ветряных.

Основными проблемами, которые препятствуют распространению технологии Smart Grid в России и в мире, являются [1]:

- значительное количество потребителей, предъявляющих разные требования к качеству электрической энергии;

- отсутствие надежных накопителей энергии;
- значительные финансовые вложения в процессе внедрения системы Smart Grid и ее последующего обслуживания;
- отсутствие стандартов и нормативов;
- отсутствие мотивации у генерирующих компаний, так как их прибыли напрямую зависят от объемов проданного электричества, а при введении новой технологии доходы могут значительно снизиться.

Таким образом, внедрение интеллектуальных электрических сетей в российскую электроэнергетику связана с решением большого числа сложных задач. Однако, следует надеяться, что они будут решаться уже в ближайшее время.

Библиографический список

1. **Мировой** и российский рынок технологий Smart Grid [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://www.cleandex.ru/articles/2010/04/13/Smart_Grid_market.
2. **Интеллектуальные** технологии в распределительном электросетевом комплексе [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://www.expert.ru/printissues/expert/2010/08/interview_seti_stanovyatsya_umnee.
3. «**Умные**» сети в электроэнергетике [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.energyland.info/new/news/actualno/electro/45305>.
4. **Павлова О.** Приживутся ли интеллектуальные сети в российской электроэнергетике [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.pcweek.ru/themes/detail.php?ID=124364>.
5. <http://www.studencheskij.biz/?mode+more&id=6802>.
6. **Николаев Б.** Будущее сетей за интеллектом [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://www.ng.ru/2010-03-23/13_nets.html.
7. http://www.krugosvet.ru/enc/nauka_i_tehnika/energetika_i_stroitelstvo/ENERGETICHE_SKIE_RESURSI.html.
8. **Cisco:** «умные» сети для России [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://www.thg.ru/technews/20100920_111700.html
9. «**Умные** сети»: средство экономии или головная боль? [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.cybersecurity.ru/it/66767.html>.

Е.А. Мурзина, студ.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор

УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ДУГОВЫХ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Введение. Существуют три основные теории возникновения максимальных перенапряжений при дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в электрических сетях среднего напряжения

6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через высокоомное сопротивление: В. Петерсена, Дж. Петерса и Х. Слепяна и Н.Н. Белякова [1, 2 и др.]. Согласно теории В. Петерсена, предложенной в 1916 г., зажигания дуги происходят каждый полупериод промышленной частоты при максимальном значении восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе, а гашения дуги – при первом прохождении переходного тока замыкания через нулевые значения. По теории Дж. Петерса и Х. Слепяна, разработанной в 1923 г., зажигания дуги происходят каждый период промышленной частоты при максимальных напряжениях на поврежденной фазе, а гашения – при прохождении через нулевые значения емкостного тока промышленной частоты. Однако ни одна из указанных теорий не получила экспериментального подтверждения: на одних и тех же осциллограммах дуговых прерывистых ОЗЗ, полученных в реальных сетях, часто можно наблюдать гашения дуги как в соответствии с теорией В. Петерсена, так и в соответствии с теорией Дж. Петерса и Х. Слепяна [3].

По теории Н.Н. Белякова, дуга может погаснуть как при первом, так как любом последующем переходе через нуль свободной составляющей тока замыкания. Попытка гашения заканчивается удачно, если первый высокочастотный максимум восстанавливающегося напряжения – пик гашения $U_{n,c}$ (рис. 1) не превышает определенного критического значения:

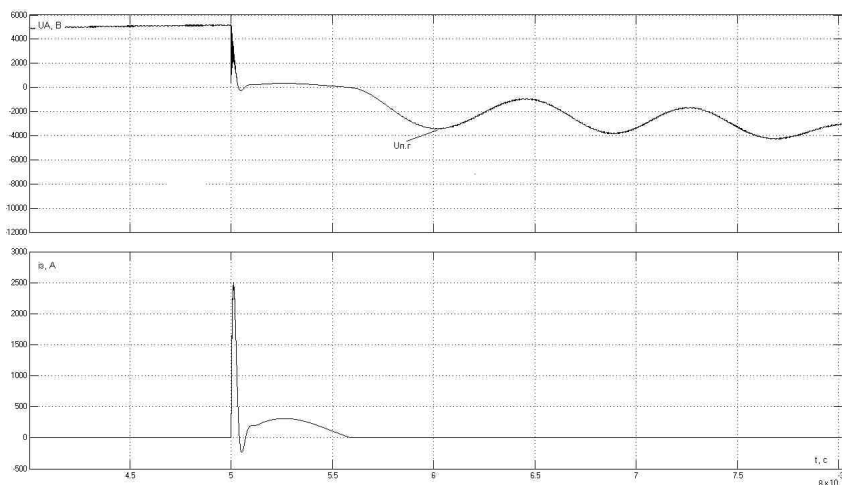


Рис. 1. Пик гашения при однократном пробое изоляции на фазе «А» сети с $U_{ном} = 6$ кВ и $I_{сз} = 20$ А

$$U_{n.e} \leq U_{кр}, \quad (1)$$

где величина $U_{кр}$ характеризует диэлектрическую прочность промежутка для момента времени, равного полупериоду колебаний гашения.

Установленная Н.Н. Беляковым при экспериментальных исследованиях максимальная величина $U_{n.e}$ равна ~ 1800 В, что составляет для сетей 6 кВ $0,37U_{ф.ном}$, для сетей 10 кВ – $0,22U_{ф.ном}$. При несоблюдении условия (1) гашение не завершается, т.е. дуга восстанавливается вновь. Численность $U_{n.e}$ определяет величину напряжения смещения нейтрали сети $U_{см}$, а следовательно, и максимальную величину перенапряжений при повторных пробоях.

В соответствии с теорией Н.Н. Белякова для возникновения максимальных перенапряжений не требуется повторных зажиганий дуги, поэтому достаточно рассмотреть один цикл «гашение – зажигание». В этом цикле гашение должно происходить в момент максимума ЭДС поврежденной фазы и при максимально допустимой для гашения крутизне тока (максимально допустимом пике гашения $U_{n.e}$), а последующее зажигание должно несколько опережать максимум восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе примерно на 22° (угол зажигания $\psi_3 \approx 68^\circ$ [3]).

В исследованиях перенапряжений при дуговых прерывистых ОЗЗ, как правило, принимается, что перенапряжения на «здоровых» фазах (как отстающей, так и опережающей поврежденную фазу) одинаковы [1 – 3 и др.]. Практически это имеет место при пробое изоляции в момент максимума напряжения на поврежденной фазе ($\psi_3 = 90^\circ$) и частотах свободных составляющих переходного процесса $f_{св} \gg 50$ Гц. Исследования перенапряжений при дуговых перемежающихся ОЗЗ, выполненные в ИГЭУ на математических моделях реальных электрических сетей 6 – 35 кВ, показали [например, 4], что максимальные перенапряжения при повторных зажиганиях дуги возникают, как правило, на опережающей неповрежденной фазе (рис. 2) и зависят от ряда факторов, в частности, от суммарного емкостного тока сети $I_{сэ}$, индуктивности источника питания, параметров поврежденного участка сети, т.е. от удаленности места ОЗЗ от шин.

В связи с этим представляет интерес оценка влияния момента повторного зажигания дуги (угла зажигания ψ_3), а также других параметров сети на перенапряжения не только на отстающей, но и на опережающей неповрежденной фазе с использованием более полной математической модели сети, чем принятая в исследованиях Н.Н. Белякова [3].

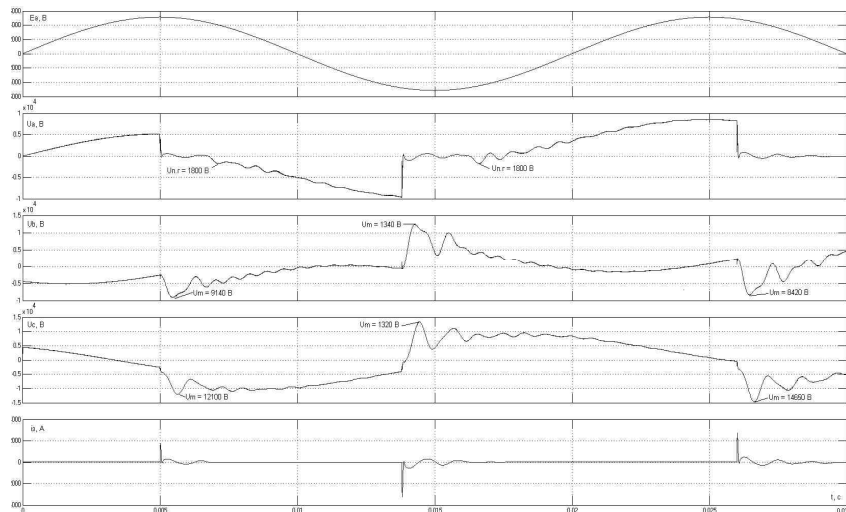


Рис. 2. Перенапряжения на неповрежденных фазах «В» и «С» при дуговом прерывистом ОЗЗ на фазе «А» в сети 6 кВ с $I_{CZ} = 25$ А и удаленности места ОЗЗ от шин $I_3 = 0,25$ км при разных значениях угла зажигания ψ_s ; первый пробой изоляции при $\psi_s = 90^\circ$; второй пробой – при $\psi_s \approx 68^\circ$ (теория Н.Н. Белякова); третий пробой при $\psi \approx 110^\circ$

Метод исследования. В качестве метода исследования использовалось математическое моделирование с применением программного комплекса MATLAB. Исследования перенапряжений проводились для модели электрической сети с изолированной нейтралью с номинальным напряжением $U_{ном} = 6$ кВ. Как правило, при исследованиях перенапряжений при дуговых прерывистых ОЗЗ используются упрощенные математические модели (схемы замещения) сети. На рис. 3 показана т.н. двухчастотная схема замещения радиальной электрической сети среднего напряжения, работающей с изолированной нейтралью. В отличие от моделей, используемых при исследованиях дуговых прерывистых ОЗЗ В. Петерсеном, Дж. Петерсом и Х. Слепяном и Н.Н. Беляковым, в схеме рис. 3 учитываются две основные частотные составляющие токов и напряжений переходного процесса, возникающего в момент пробоя изоляции фазы сети на землю, связанные соответственно с разрядом емкостей поврежденной («больной») фазы и зарядом емкостей неповрежденных («здоровых») фаз [5]. В [5] показано, что учет влияния разрядной составляющей может приводить к значительным погрешностям в оценке зарядных составляющих токов и напряжений переходного процесса при ОЗЗ.

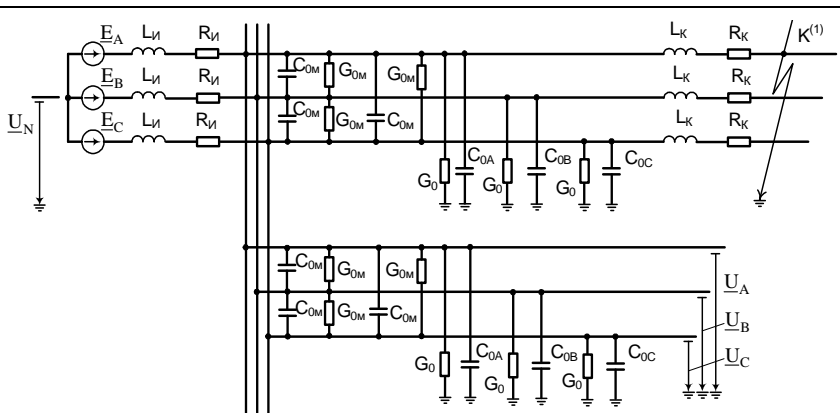


Рис. 3. Двухчастотная схема замещения радиальной электрической сети среднего напряжения для исследования переходных процессов при ОЗЗ

Математическая модель в системе Matlab в основном соответствовала схеме замещения сети по рис. 3 и включала трехфазный источник питания, кабельную линию с распределенными параметрами, в конце которой имитировались дуговые ОЗЗ, неповрежденную часть сети, эквивалентированную емкостями и проводимостями фаз на землю и между фазами.

При моделировании варьировались параметры сети (суммарный емкостный ток сети $I_{C\Sigma} = 5 \dots 25$ А, ток трехфазного КЗ на шинах $I_K = 5 \dots 20$ кА (определяющий индуктивность источника питания), удаленность места пробоя от шин $l_s = 0 \dots 5$ км, угол зажигания дуги $\psi_s = 60 \dots 120^\circ$).

Условия возникновения максимальных перенапряжений. Анализ результатов вычислительных экспериментов, выполненных на указанной математической модели кабельной сети 6 кВ, показал, что с уменьшением угла зажигания ψ_s по отношению к моменту максимума напряжения на поврежденной фазе «А» ($\psi_s = 90^\circ$) перенапряжения на отстающей неповрежденной фазе «В», как это и показано Н.Н. Беляковым, увеличиваются и при значениях $\psi_s \approx 65 \dots 70^\circ$ достигают максимума. Величина перенапряжений на опережающей неповрежденной фазе «С» при этом уменьшается, однако максимальное значение перенапряжений на фазе «С» остается большим, чем на фазе «В» (рис. 2, 2-й и 3-й пробой изоляции). При увеличении значения угла зажигания ψ_s по отношению к моменту максимума напряжения на поврежденной фазе «А» ($\psi_s = 90^\circ$) перенапряжения на отстающей фазе «В» уменьшаются, а на опережающей фазе «С» увеличиваются и достигают максимума при значениях $\psi_s \approx 105 \dots 110^\circ$ (третий пробой изоляции на рис. 2). На рис. 4 в качестве

примера приведены полученные на модели зависимости максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах «В» и «С» от угла зажигания ψ_3 .

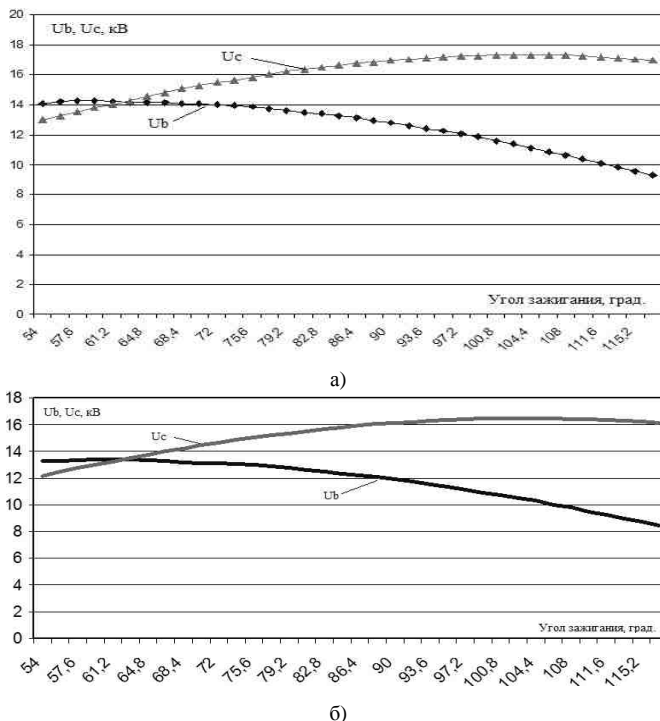


Рис. 4. Зависимости максимальных перенапряжений на здоровых фазах «В» и «С» от угла зажигания в сети 6 кВ с $I_{C3} = 20$ А при различных значениях удаленности места ОЗЗ от шин $l_3 = 0,1$ км (а) и $l_3 = 1$ км (б)

Из рис. 4 можно видеть, что с уменьшением угла зажигания дуги ψ_3 по отношению к моменту максимума напряжения на поврежденной фазе от ($\psi_3 = 90^\circ$) перенапряжения на отстающей неповрежденной фазе «В» увеличиваются и достигают максимума, как это и обосновывается в теории Н.Н. Белякова, при $\psi_3 \approx 60 - 68^\circ$, однако остаются при этом меньше, чем перенапряжения на опережающей поврежденной фазе при $\psi_3 \geq 90^\circ$. Максимальные перенапряжения при дуговых перемежающихся ОЗЗ возникают даже не при $\psi_3 = 90^\circ$, а при углах зажигания $\psi_3 \approx 105...110^\circ$.

Влияние параметров сети и удаленности точки ОЗЗ от шин на максимальные перенапряжения. Анализ на математической мо-

дели сети 6 кВ показал, что параметры сети (суммарный емкостный ток $I_{C\Sigma}$, ток трехфазного КЗ на шинах I_k , удаленность места пробоя от шин l_3) на указанный характер зависимости максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах от угла зажигания ψ_3 существенного влияния не оказывают, однако влияют на максимальные значения перенапряжений: перенапряжения увеличиваются при увеличении $I_{C\Sigma}$ и уменьшении индуктивности источника питания (т.е. тока I_k) и удаленности l_3 точки ОЗЗ от шин.

Выводы

1. Максимальные перенапряжения при дуговых перемежающихся ОЗЗ в электрических сетях 6 – 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, возникают на опережающей неповрежденной фазе при углах зажигания $\psi_3 \approx 105 \dots 110^\circ$.

2. Перенапряжения на неповрежденных фазах увеличиваются при увеличении $I_{C\Sigma}$ и уменьшении индуктивности источника питания и удаленности l_3 точки ОЗЗ от шин.

Библиографический список

1. **Лихачев, Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971.
2. **Сиротинский, Л.И.** Техника высоких напряжений. Волновые процессы и внутренние перенапряжения в электрических системах / Л.И. Сиротинский. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
3. **Беляков, Н.Н.** Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ / Н.Н. Беляков // Электрические станции. – 1957. – № 5. – С. 31 – 36.
4. **Шуин, В.А.** Расчет перенапряжений при дуговых прерывистых замыканиях на землю. Зависимость от режима заземления нейтрали / В.А. Шуин // Новости электротехники. – 2009. – № 4 (58).
5. **Шуин, В.А.** Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1991. – № 10. – С. 58 – 61.

Г.А. Филатова, студ.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕМАГНИЧИВАНИЯ СЕРДЕЧНИКОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

В области исследования принципов работы релейной защиты и автоматики (РЗА) активно используется вычислительный эксперимент,

для проведения которого можно эффективно применять программный комплекс Matlab + Simulink. В среде Simulink и приложении SimPowerSystem удобно моделировать работу как силового оборудования, линий электропередач, в любых режимах, так и сами устройства РЗА [1].

При моделировании работы РЗА необходимо иметь качественную модель трансформатора тока, которая, однако, не входит в стандартный пакет SimPowerSystem.

Для качественной работы микропроцессорных устройств важно знать, как влияют на мгновенные значения измеряемого сигнала первичные преобразователи (трансформаторы тока). При этом важным является определение усредненных значений потерь на гистерезис и вихревые токи, а также определение магнитных потерь и намагничивающей мощности, на которые влияют величина первичного тока, частота питающей сети, наличие подмагничивания обусловленного постоянной составляющей и наличие высших гармоник.

Традиционные трансформаторы тока имеют существенные недостатки и проблемы, которые необходимо учитывать при отладке алгоритмов работы РЗА.

Недостаток традиционных трансформаторов тока, как источников информации для микропроцессорных устройств РЗА, заключается в насыщении магнитопровода аperiodической составляющей тока короткого замыкания, вследствие этого, отсутствует передача информации о первичном токе на вход устройств РЗА в первые периоды аварийного режима, когда эта информация наиболее необходима.

Существует проблема измерения несинусоидальных токов, включая постоянные и выпрямленные токи таких потребителей, как: металлургическое производство, электросварка, тяговые подстанции с электротранспортом и другие.

Также существует проблема измерения токов в комплектных токопроводах мощных генераторов на электрических станциях.

Целью настоящей работы явилось исследование и сравнение характеристик стандартных трансформаторов тока нулевой последовательности с современными трансформаторами на основе аморфного железа и нанокристаллических сплавов и создание математической модели трансформатора тока в программе Simulink.

Для получения характеристик моделируемых трансформаторов был проведен натурный эксперимент с использованием программно-инструментального комплекса National Instruments и LabVIEW (рис. 1) [2]. Одна из схем, проводимых физических экспериментов с трансформатором тока представлена на рис. 2.

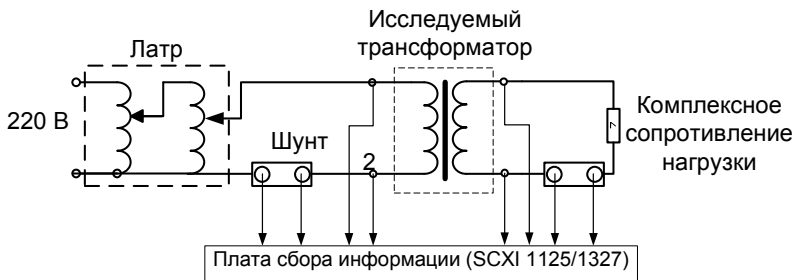


Рис. 1. Схема исследования трансформатора на частоте 50 Гц

Физические эксперименты проведены также для трансформаторов тока на основе нанокристаллических и аморфных ферромагнитных сплавов.

В результате проведенных экспериментов были полученные и оцифрованы данные как первичные токи и напряжения, так и расчетные – индукция и напряженность магнитного поля в сердечнике. Используя программные средства Matlab экспериментальные (цифровые) данные – т.е. зависимость мгновенных значений токов и напряжений от времени – были поданы в модель в качестве входных сигналов.

Связь между математическими блоками и моделируемой схемой в программе Simulink осуществляется с одной стороны с помощью управляемых математическим сигналом источников тока и напряжения, с другой токи и напряжения переходят в цифровой сигнал с помощью блоков – вольтметр и амперметр. Используя указанные блоки, реализованы две математические модели на основе управляемого источника ЭДС (рис. 3) и источника тока (рис. 4).

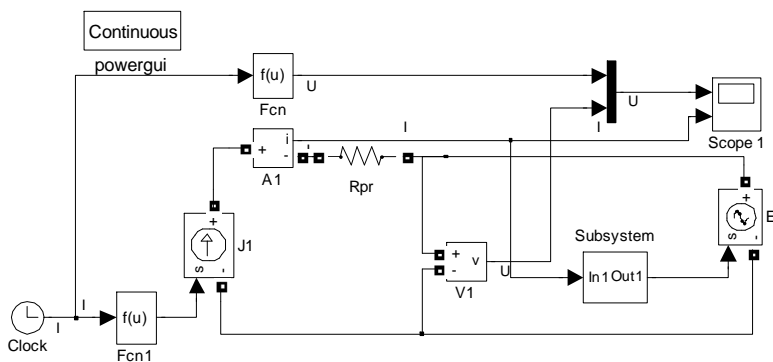


Рис. 2. Модель трансформатора тока на основе управляемого источника ЭДС

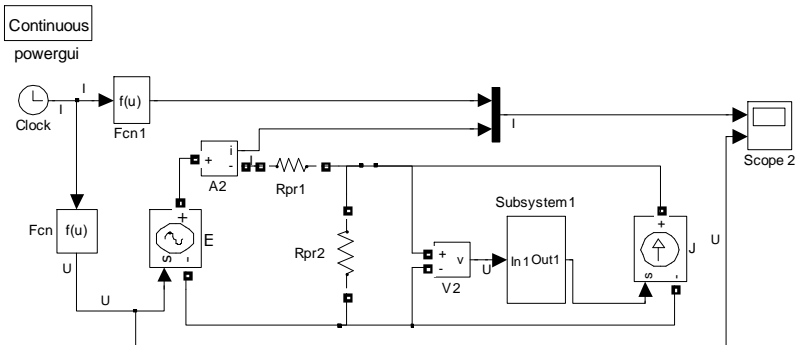


Рис. 3. Модель трансформатора тока на основе управляемого источника тока

Сопоставление экспериментальной кривой тока с кривой того же тока, полученной на модели, отображаемое блоком Scope 2 (рис. 4) демонстрирует приемлемую точность модели.

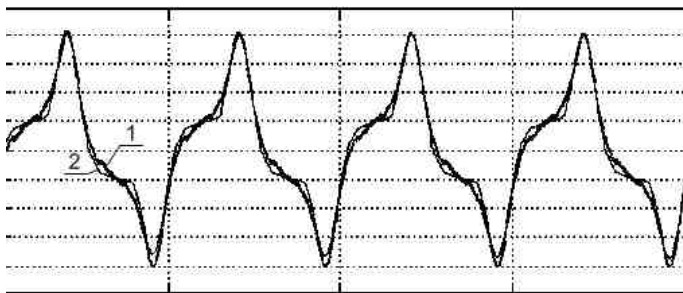


Рис. 4. Сравнение экспериментальных и модельных характеристик: 1 – эксперимент, 2 – модель

В заключении отметим, что проведенные физические эксперименты показали большое преимущество современных сердечников выполненных на основе нанокристаллических ферромагнитных сплавов, обладающих узкой петлей гистерезиса, а также связанным с ней малым током намагничивания и существенно малыми потерями на гистерезис и вихревые токи. Однако сердечник насыщается при малых индукциях, что существенно сказывается на работе РЗиА.

Представленный способ сопоставления данных физического и компьютерного эксперимента открывает перспективы для дальнейшей модернизации разрабатываемых математических моделей трансформаторов и схем на их основе.

Библиографический список

1. **Шуин, В.А.** Токовые защиты от замыканий на землю / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Новости электротехники. – 2010. – № 2 (62). – С. 36 – 41.
2. **Лебедев, В.Д.** Определение параметров и характеристик трансформаторов тока нулевой последовательности с использованием NI технологий / В.Д. Лебедев, Г.А. Филагова // Образовательные, научные и инженерные приложения в среде LabVIEW и технологии National Instruments: сб. трудов IX научно-практической конф. – М.: РУДН, 2010. – С. 407 – 408.
3. **Лебедев, В.Д.** Моделирование электрических элементов с гистерезисом средствами Matlab и Simulink / В.Д. Лебедев // Сборник трудов IV Всероссийской научной конференции. – Астрахань, 2009. – С. 677 – 683.

*И.Ю. Ефремова, Д.Г. Ефремов, аспиранты;
рук. И.З. Глушкин, д.т.н., профессор МЭИ (ТУ)*

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОБОДНОГО ДВИЖЕНИЯ МНОГОМАШИННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Целью данной работы является изучение свободного движения и статической устойчивости многомашинной системы.

В электрической системе постоянно происходят малые возмущения, причина которых и место возникновения не фиксированы. Это некие свободные возмущения, вызывающие соответственно свободные движения, которые могут быть нарастающими или затухающими, колебательными или аperiodическими. Их характер определяет статическую устойчивость, являющуюся необходимым условием работоспособности системы. Статическая устойчивость проверяется при перспективном и рабочем проектировании, разработке специальных устройств автоматического регулирования и противоаварийной автоматики.

Рассмотрим свободное движение консервативной (без диссипации или потерь) электромеханической системы, состоящей из четырех генераторов, связанных электрической сетью. Схема приведена на рис. 1.

В этом случае существует постоянный интеграл уравнений движения, равный сумме потенциальной и кинетической энергии электромеханической системы.

$$П_1 + П_2 + П_3 + П_4 + K_1 + K_2 + K_3 + K_4 = \text{const.} \quad (1)$$

Уравнение движения роторов четырехмашинной системы:

$$\begin{aligned}
 T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} - P_{01} + P_1 &= 0; \\
 T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} - P_{02} + P_2 &= 0; \\
 T_{j3} \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} - P_{03} + P_3 &= 0; \\
 T_{j4} \frac{d^2 \delta_4}{dt^2} - P_{04} + P_4 &= 0.
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

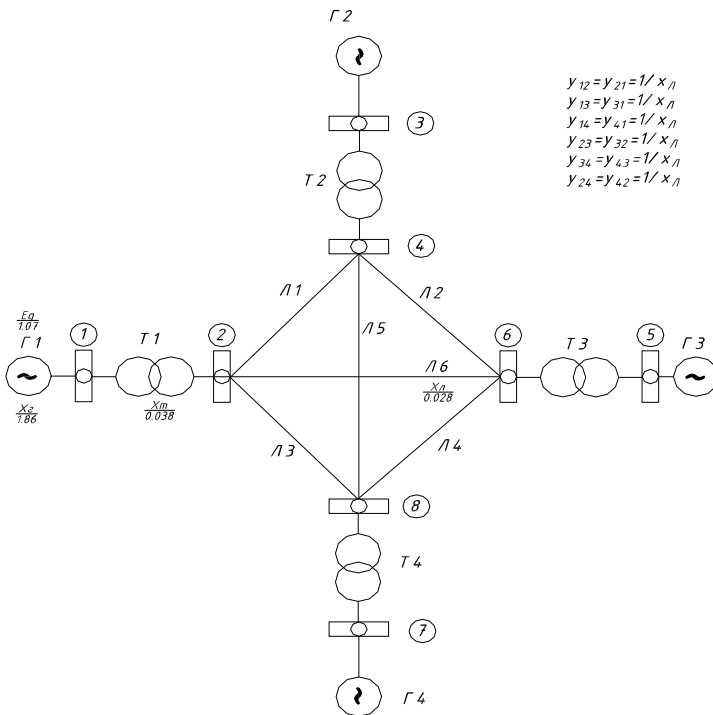


Рис. 1. Схема электрической сети

Существуют различные варианты исследования уравнений (1) и (2)

- с синхронной скоростью вращения, т.е.

$$\dot{\delta}_1 - \omega_s, \dot{\delta}_2 - \omega_s, \dot{\delta}_3 - \omega_s, \dot{\delta}_4 - \omega_s;$$

- с шиной бесконечной мощности, т.е.

$$\delta_1 - \delta_2, \delta_1 - \delta_3, \delta_1 - \delta_4;$$

- с центром инерции.

Рассмотрим вариант свободного движения относительно ротора 1-го генератора:

$$\begin{aligned} \frac{d^2(\delta_1 - \delta_2)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{02}}{T_{j2}} - \frac{P_2}{T_{j2}} &= 0; \\ \frac{d^2(\delta_1 - \delta_3)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{03}}{T_{j3}} - \frac{P_3}{T_{j3}} &= 0; \\ \frac{d^2(\delta_1 - \delta_4)}{dt^2} - \frac{P_{01}}{T_{j1}} + \frac{P_1}{T_{j1}} + \frac{P_{04}}{T_{j4}} - \frac{P_4}{T_{j4}} &= 0. \end{aligned} \quad (3)$$

После линеаризации уравнений и исключения приращений ΔP_1 , ΔP_2 , ΔP_3 , ΔP_4 :

$$\begin{aligned} \frac{d^2\Delta\delta_{12}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} - \\ - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} - \dots - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} &= 0; \\ \frac{d^2\Delta\delta_{13}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} - \\ - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} - \dots - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} &= 0; \\ \frac{d^2\Delta\delta_{14}}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} - \\ - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{12}} \Delta\delta_{12} - \dots - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{13}} \Delta\delta_{13} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{14}} \Delta\delta_{14} &= 0. \end{aligned} \quad (4)$$

Электромагнитные мощности всех генераторов в относительных углах:

$$\begin{aligned}
 P_1 &= E_{q1}E_{q2}y_{12} \cdot \sin(\delta_{12}) + E_{q1}E_{q3}y_{13} \cdot \sin(\delta_{13}) + E_{q1}E_{q4}y_{14} \cdot \sin(\delta_{14}); \\
 P_2 &= -E_{q2}E_{q1}y_{21} \cdot \sin(\delta_{12}) + E_{q2}E_{q3}y_{23} \cdot \sin(\delta_{13} - \delta_{12}) + E_{q2}E_{q4}y_{24} \cdot \sin(\delta_{14} - \delta_{12}); \\
 P_3 &= -E_{q3}E_{q1}y_{31} \cdot \sin(\delta_{13}) + E_{q3}E_{q2}y_{32} \cdot \sin(\delta_{12} - \delta_{13}) + E_{q3}E_{q4}y_{34} \cdot \sin(\delta_{14} - \delta_{13}); \\
 P_4 &= -E_{q4}E_{q1}y_{41} \cdot \sin(\delta_{14}) + E_{q4}E_{q2}y_{42} \cdot \sin(\delta_{12} - \delta_{14}) + E_{q4}E_{q3}y_{43} \cdot \sin(\delta_{13} - \delta_{14}).
 \end{aligned} \tag{5}$$

Частные производные мощностей по относительным углам:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} &= E_{q1}E_{q2}y_{12} \cdot \cos(\delta_{12}); \\
 \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} &= E_{q1}E_{q3}y_{13} \cdot \cos(\delta_{13}); \\
 \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} &= E_{q1}E_{q4}y_{14} \cdot \cos(\delta_{14}); \\
 \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} &= -E_{q2}E_{q1}y_{21} \cdot \cos(\delta_{12}) - E_{q2}E_{q3}y_{23} \cdot \cos(\delta_{13} - \delta_{12}) - \\
 &\quad - E_{q2}E_{q4}y_{24} \cdot \cos(\delta_{14} - \delta_{12}); \\
 \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} &= E_{q2}E_{q3}y_{23} \cdot \cos(\delta_{13} - \delta_{12}); \\
 \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{14}} &= E_{q2}E_{q4}y_{24} \cdot \cos(\delta_{14} - \delta_{12}); \\
 \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{12}} &= E_{q3}E_{q2}y_{32} \cdot \cos(\delta_{12} - \delta_{13}); \\
 \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{13}} &= -E_{q3}E_{q1}y_{31} \cdot \cos(\delta_{13}) - E_{q3}E_{q2}y_{32} \cdot \cos(\delta_{12} - \delta_{13}) - \\
 &\quad - E_{q3}E_{q4}y_{34} \cdot \cos(\delta_{14} - \delta_{13}); \\
 \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{14}} &= E_{q3}E_{q4}y_{34} \cdot \cos(\delta_{14} - \delta_{13}); \\
 \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{12}} &= E_{q4}E_{q2}y_{42} \cdot \cos(\delta_{12} - \delta_{14}); \\
 \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{13}} &= E_{q4}E_{q3}y_{43} \cdot \sin(\delta_{13} - \delta_{14});
 \end{aligned} \tag{6}$$

$$\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{14}} = -E_{q4} E_{q1} y_{41} \cdot \cos(\delta_{14}) - E_{q4} E_{q2} y_{42} \cdot \cos(\delta_{12} - \delta_{14}) - \\ - E_{q4} E_{q3} y_{43} \cdot \cos(\delta_{13} - \delta_{14}).$$

После объединения членов с одинаковыми сомножителями и подстановки $\frac{d}{dt} = p$ запишем характеристический определитель:

$$D(p) = \begin{pmatrix} \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{14}} \right) \\ \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j3}} \cdot \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{14}} \right) \\ \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{12}} \right) & \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{13}} \right) & \left(p^2 + \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{14}} - \frac{1}{T_{j4}} \cdot \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{14}} \right) \end{pmatrix}. \quad (7)$$

Для анализа аperiодической устойчивости, рассмотрим свободный член характеристического уравнения a_0 . Его можно получить, приравняв $p = 0$ в характеристическом определителе и раскрыв его.

Из условия $a_0 = 0$, получим границу устойчивости четырехмашинной системы, которая приведена на рис. 2.

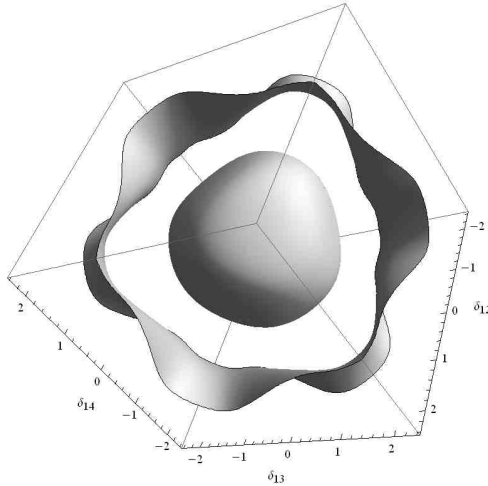


Рис. 2. Область устойчивости четырехмашинной системы

Проведем аналогичные исследования для энергосистемы Сахалина. Схема Сахалинской ЭС приведена на рис 3.

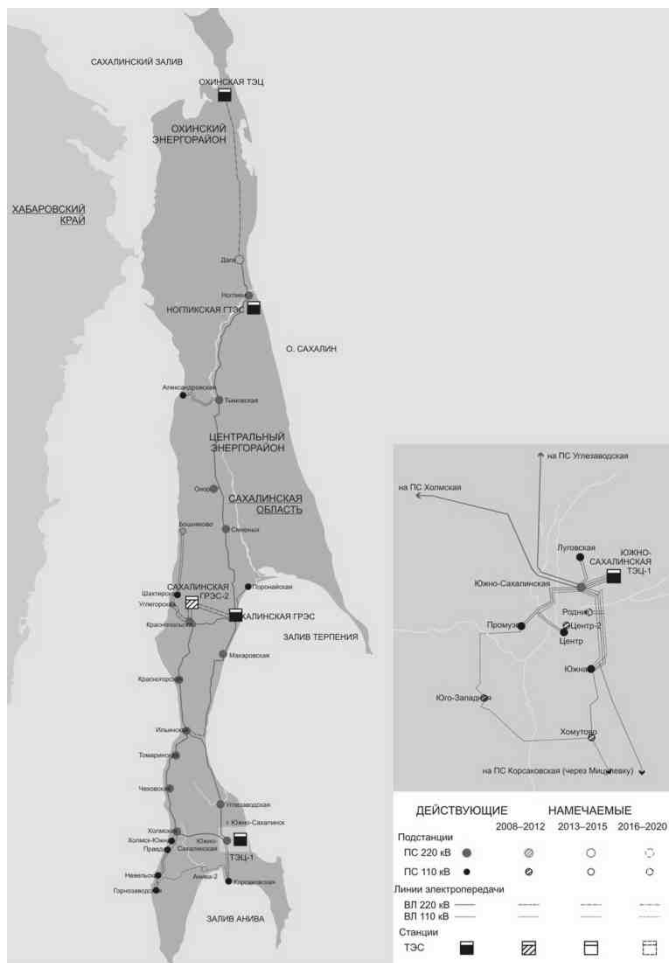


Рис. 3. Схема Сахалинской ЭС

Зона централизованного энергоснабжения Сахалинской области включает Центральный энергорайон и два изолированных энергоузла – Охинский на севере области и Новиковский на юге. В составе центрального энергорайона работают генерирующие мощности ОАО «Сахалинэнерго»:

- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 (установленная электрическая мощность 225 МВт);
- Сахалинская ГРЭС (300 МВт).

Кроме того, в Центральный энергорайон интегрирована Ногликская ГТЭС установленной мощностью 48 МВт, принадлежащая независимому производителю ОАО «Ногликская ГТЭС».

Таким образом, ЭС Сахалина входят три генерирующих узла: Сахалинская ГРЭС, ТЭЦ-1, Ногликская ГТЭС. Следовательно, данную схему можно рассматривать как классическую трехмашинную систему.

Проведем расчет границы устойчивости. Результат приведен на рис. 4.

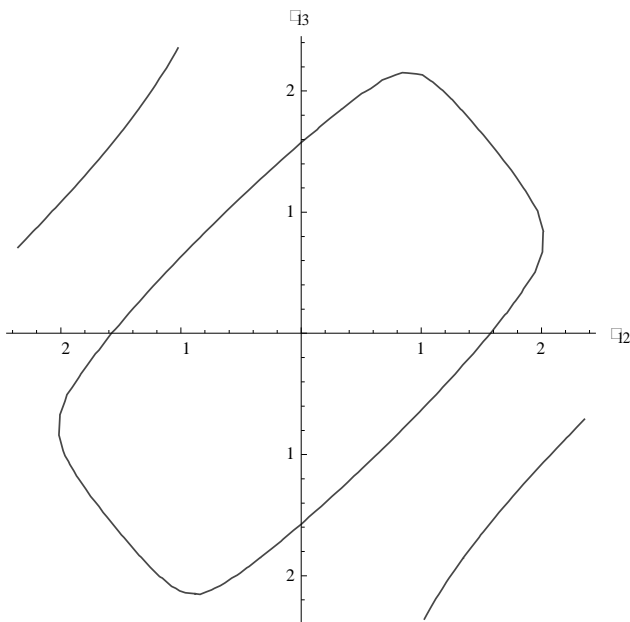


Рис. 4. Область устойчивости трехмашинной системы на примере ЭС Сахалина

Таким образом, была построена область устойчивости четырех и трехмашинной систем как для абстрактной электрической сети, так и для реальной энергосистемы. То есть была выявлена область значений относительных углов роторов генераторов, при которых система оказывается устойчивой. Полученные данные в дальнейшем будут необходимы при расчете и проектировании системы автоматического управления, а именно при оценке влияния устройств автоматики на устойчивость системы.

Библиографический список

1. **Веников, В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985.
2. **Кошечев, Л.А.** Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах: уч. изд. / Л.А. Кошечев. – Л.: Энергоатомиздат.
3. **Лебедев, С.А.** Устойчивость параллельной работы электрических систем / С.А. Лебедев, П.С. Жданов. – М.; Л.: ГЭИ, 1934.
4. **Ульянов, С.А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970.
5. **Глускин, И.З.** Противоаварийная автоматика в энергосистемах / И.З. Глускин, Б.И. Иофьев. – М.: Знак, 2009.

В.В. Можжухина, маг.; рук. Л.М. Колесов, к.т.н., доцент

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК СРАБАТЫВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ

В настоящее время на российском рынке представлены микропроцессорные дистанционные защиты (ДЗ) как отечественных, так и зарубежных фирм-производителей. Анализ характеристик срабатывания произведен на основе сравнения следующих микропроцессорных терминалов: шкаф защиты линии ШЭ 2607, производства НПП «ЭКРА»; шкаф защиты линии 110 – 220 кВ серии «Бреслер ШЛ 2606» (ИЦ «Бреслер»); МП устройство защиты «Сириус-3-ЛВ-03» («Радиус Автоматика»); дистанционная защита линии MICOM P443 («Alstom»); устройство дистанционной защиты линии REL670 («ABB»); дистанционная защита 7SA522 («Siemens»).

В общем виде структурная схема дистанционной защиты, представленная на рис. 1, применима ко всем современным устройствам. Можно выделить следующие основные функциональные блоки ДЗ: пусковые органы (ПО), орган выбора алгоритма определения сопротивления (способ замера сопротивления) (ОВА), измерительные органы (ИО) сопротивления, устройство блокировки при качаниях (УБК), устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БНН).

В основном микропроцессорные терминалы дистанционной защиты относительно схожи в своем исполнении. Особенности устройств различных фирм-производителей связаны с используемыми алгоритмами действия функций защиты. Анализ микропроцессорных терминалов удобно производить на основе сравнения исполнения каждого блока ДЗ.

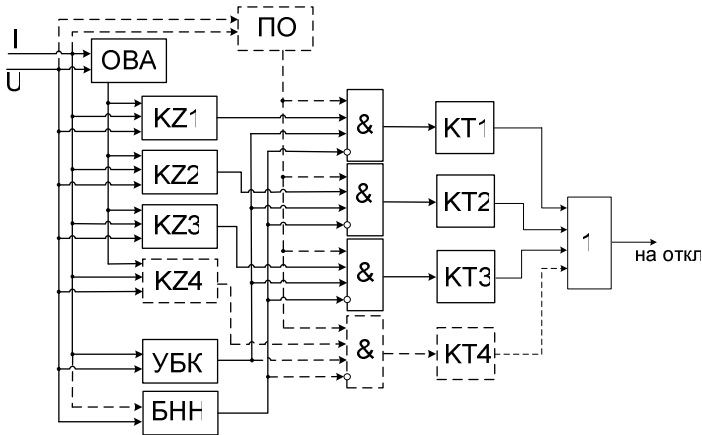


Рис. 1. Структурная схема дистанционной защиты

Пусковые органы. Пусковые органы выявляют наличие короткого замыкания в электрической сети и разрешают действовать измерительным органам.

Используются следующие виды пуска:

- по повышению тока;
- по понижению напряжения;
- по уменьшению сопротивления;
- по параметрам нулевой последовательности (для действия при КЗ на землю).

Пусковые органы используются в терминалах зарубежных фирм-производителей, в отечественных терминалах ДЗ пусковые органы не используются.

Орган выбора алгоритма. Вместе с пусковыми органами он обеспечивает правильный выбор петли КЗ. Он должен обладать фазной селективностью, т.е. правильно определять поврежденные фазы, без лишнего пуска на неповрежденных фазах. Для реализации защиты от сложных многофазных повреждений, терминалы различных фирм-производителей имеют шесть контуров измерения сопротивления (полносхемных). Различные схемы пуска предоставляют возможность безошибочного выбора поврежденных фаз, что особенно важно при использовании ОАПВ.

В терминале 7SA522 фирмы «Siemens» расчет замеров сопротивления по контурам фаза-земля производится при условии превышения фазным током установленного минимального значения $I_{\phi >}$ и обнаружения замыкания на землю. Вычисления по контурам фаза-фаза выполняются

в том случае, когда токи двух соответствующих фаз превышают установленное значение I_{ϕ} . Обнаружение замыкания на землю производится несколькими способами:

- Контроль тока нулевой последовательности $3I_0$. Измерение тока нулевой последовательности осуществляется суммированием фазных токов, обработанных цифровым фильтром; при этом контролируется превышение током нулевой последовательности значения уставки $3I_0$.

- Контроль тока обратной последовательности $3I_2$. Для обеспечения надежного обнаружения замыканий на землю при протекании больших нагрузочных токов по длинным сильнонагруженным линиям в работу вводится орган контроля отношения тока нулевой последовательности к току обратной последовательности. Когда результат отношения тока нулевой последовательности к току обратной последовательности превышает заданную уставку, происходит срабатывание данного органа.

- Контроль напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В устройстве проверяется превышение заданных пороговых значений напряжения смещения нейтрали ($3U_0$).

Критерии обнаружения КЗ на землю по току и напряжению дополняют друг друга, в зависимости от режима ЭС и параметров ВЛ они могут объединяться по схеме И или ИЛИ.

Измерительные органы сопротивления. Все рассматриваемые микропроцессорные терминалы могут действовать как при междуфазных КЗ, так и при КЗ на землю и имеют 6 независимых контуров замера сопротивления, 3 из которых используются для вычислений сопротивлений фаза-земля и 3 – фаза-фаза. В большинстве устройств имеется возможность выбора круговых или многоугольных характеристик срабатывания. Т.к. защита с многоугольными характеристиками может обеспечивать большую чувствительность к КЗ через переходное сопротивление, рекомендуется использовать наклонные многоугольные характеристики. Для каждого контура имеется 4 – 5 независимых зон (ступеней) защиты, определяемые выбором уставок срабатывания, что позволяет использовать терминалы для российских сетей, где ДЗ от междуфазных КЗ обычно выполняется трехступенчатой.

Необходимо отметить, что использование ДЗ в качестве защиты от замыканий на землю в отечественной практике не предусмотрено и осложнено тем, что требуется ее согласование с ТЗНП смежных элементов. Целесообразным является использование только первой ступени ДЗ при КЗ на землю, поскольку известно, что использование дистанционного принципа для выполнения защиты от замыканий на землю позволяет получить более стабильную зону действия. Данное требование реализовано в терминалах «Сириус-3-ЛВ-03» и ШЭ 2607 (НПП «ЭКРА»), где

имеется всего одна ступень от КЗ на землю. В других терминалах имеется возможность вывода из работы определенных ступеней.

Характеристики ДЗ различных фирм производителей схожи по своей сути. Особенности заключаются в возможности учета факторов, влияющих на сопротивление замера, при построении области срабатывания за счет выбора уставок.

Направленность характеристик срабатывания. Для обеспечения несрабатывания ДЗ «за спиной» и срабатывания при КЗ близких к месту установки защиты через переходное сопротивление при наличии угла сдвига фаз питающих систем характеристика срабатывания ИО должна выполняться направленной. Традиционно направленная характеристика представляет собой прямую линию, проходящую через 0 под углом к оси активных сопротивлений. Данная жестко заданная характеристика срабатывания используется только в терминалах фирмы «Alstom». Для исключения нечеткой границы прямого и обратного направления действия защиты в качестве ограничений области срабатывания в большинстве устройств применяется двухлучевая характеристика направленности. Для терминалов REL670 («ABB») и 7SA522 («Siemens») углы наклона двух сторон характеристики жестко заданы. Углы направления характеристики для защит ШЭ 2607, производства НПП «ЭКРА» и шкаф защиты линии 110 – 220 кВ серии «Бреслер ШЛ 2606» (ИЦ «Бреслер») выполнены регулируемые, что не дает существенных преимуществ в работе дистанционных органов, и кроме того приводит к увеличению количества ошибок при проектировании. Направленность характеристики «Сириус-3-ЛВ-03» выполнена путем ее расширения относительно осей и использования специального органа направления мощности.

При расширении зоны действия защиты в направлении R для устойчивого срабатывания при КЗ через переходные сопротивления возможно попадание вектора замера сопротивления в режиме максимума нагрузки в область срабатывания. Для исключения действия защиты в нагрузочных режимах работы сети во всех терминалах предусмотрена область сопротивления нагрузки. В основном вырез нагрузочной области задается с помощью уставки по R и угла нагрузки. В терминале 7SA522 значение данных уставок не зависит от ступеней защиты. Для терминала «Сириус-3-ЛВ-03» вырез по нагрузке возможен только для 3 и 4 ступеней. В терминалах «Бреслер ШЛ 2606» (ИЦ «Бреслер») и REL670 («ABB») вырез по условию отстройки от нагрузочных режимов осуществляется при выборе уставок общего критерия повреждения и функционального блока избирателя поврежденных фаз соответственно и может быть совмещен с областью зон срабатывания. Для терминала MICOM P443 («Alstom») линия характеристики области нагрузки является выпуклой, поскольку

установкой задается значение полного сопротивления вектора нагрузки Z . Для устройства защиты линии ШЭ 2607 производства НПП «ЭКРА» обеспечение надежной отстройки от большинства нагрузочных режимов возможно не только с помощью выреза области нагрузки, но и за счет выбора угла наклона правой стороны характеристики срабатывания третьей ступени ($-89...89^\circ$).

Для предотвращения срабатывания ДЗ из-за снижения замера сопротивления при КЗ на линиях с двухсторонним питанием в микропроцессорных терминалах выполняется наклон верхней границы характеристики. Фирма «ABB» полностью отказалась от выполнения данной отстройки. В терминале «Сириус-3-ЛВ-03» все ступени характеристики имеют жестко заданный наклон верхней части (8°). Для устройств фирм ИЦ «Бреслер» и «Alstom» характерно регулирование данного угла для всех ступеней защиты. В устройствах ШЭ 2607 (НПП «ЭКРА») и 7SA522 имеется возможность задания скоса лишь для первой ступени защиты. Необходимо отметить, что существенное влияние внешние дуговые замыкания оказывают лишь на работу первых ступеней, как быстродействующих. Отключение резервными защитами таких повреждений за счет селективности по времени срабатывания с защитами смежных элементов маловероятно. Поэтому важным фактором является наклон верхней границы именно первой ступени ДЗ.

Из проведенного анализа видно, что все характеристики срабатывания микропроцессорных устройств ДЗ различных фирм-производителей обладают определенной степенью подобия. Кроме того хочется отметить, что при усовершенствовании своих терминалов производители идут по одному пути развития, и поэтому можно ожидать появления одной, единой для всех устройств, в большей степени удовлетворяющей всем условиям отстройки характеристики срабатывания. На сегодняшний день самой оптимальной представляется характеристика срабатывания ДЗ фирмы «Siemens», поскольку она учитывает большинство приведенных критериев и не перегружена числом параметризуемых функций.

Устройство блокировки при качаниях. Отключение ВЛ от ДЗ при существовании качаний мощности в системе может быть запрещено с помощью функции блокировки при качаниях. Принцип ее действия различен для устройств российских и зарубежных фирм-производителей.

По принципу работы УБК могут быть разделены на три основные группы. Первый группа разрешает пуск защиты на время, достаточное для срабатывания ее ступеней при КЗ в защищаемой зоне, в случае появления в системе, хотя бы кратковременно, несимметрии. Данный принцип использовался в устройстве типа ЭПЗ 1636, реагирующем на появления I_2 , U_2 , I_0 , U_0 .

Принцип действия блокировки при качаниях микропроцессорных терминалов отечественного производства, таких как «Сириус-3-ЛВ-03», шкаф защиты линии ШЭ 2607, аналогичен реализованному в устройстве ШДЭ-2801. При КЗ УБК вводит в действие защиту на время, достаточное для срабатывания и, если срабатывание защиты не произошло, блокирует ее. Пусковой орган УБК реагирует на величину изменения во времени векторов тока прямой ΔI_1 и обратной ΔI_2 последовательности. Каждый из указанных каналов имеет две ступени чувствительности: чувствительный и грубый пусковые органы. На выходе УБК формируется два сигнала: ввод быстродействующих ступеней защит и ввод медленнодействующих ступеней.

Третий принцип действия блокировки при качаниях, используемый в терминалах европейских фирм производителей, основан на использовании различных скоростей изменения вектора сопротивления при КЗ и в режиме качаний в системе. В случае возникновения замыкания полное сопротивление изменяется скачкообразно от рабочего значения до значения сопротивления короткозамкнутой цепи, находящегося внутри области срабатывания ДЗ. В случае качаний мощности в системе, вектор полного сопротивления постепенно изменяет свое положение. Измеряя значение dZ/dt и сравнивая его с пороговым, можно определить режим в системе – КЗ или качания. Наиболее простой реализацией этого способа является определение времени прохождения вектором сопротивления зоны ΔZ между двумя характеристиками срабатывания. Для этой цели в терминалах REL670 фирмы «ABB» и 7SA522 фирмы Siemens используется дополнительная характеристика, охватывающая пусковую (характеристика качаний мощности) с определенной постоянной зоной ΔZ , а время ее прохождения Δt измеряется. Особенностью терминала 7SA522 является то, что для формирования сигнала блокировки при качаниях необходимым является соблюдение определенных критериев обнаружения качаний, таких как непрерывность, монотонность, симметрия и стабильность траектории изменения вектора замера сопротивления.

В терминалах MICOM P443 и «Бреслер ТЛ 2606» используется сочетание двух описанных выше принципов работы.

Блокировка при неисправности цепей напряжения. Функция контроля ТН служит для обнаружения неисправности вторичных цепей ТН, подключенных к аналоговым входам реле. Результатом неисправности цепей может быть ошибочное измерение напряжений системы, что в свою очередь может вызвать неправильную работу защиты.

Во всех рассматриваемых терминалах блокировка действия защит от неисправности цепей напряжения активируется при срабатывании автоматов защиты вторичных цепей ТН, при поступлении сигнала срабатывания автомата с его блок-контакта на соответствующий вход терминала релейной защиты.

Блокировка при неисправностях в цепях переменного напряжения, реализованная в устройствах «Сириус-3-ЛВ-03», ШЭ 2607, выполнена на традиционном отечественном принципе – сравнение напряжений обмоток звезды и разомкнутого треугольника ТН. При исчезновении любого из напряжения «звезды» или «разомкнутого треугольника» появляется напряжение $U_{БНН}$ и происходит срабатывание БНН.

Блокировка при неисправностях в цепях напряжения терминалов других фирм производителей имеют различные алгоритмы работы при двух видах неисправностей: несимметричное исчезновение напряжения; симметричное исчезновение напряжения.

Несимметричное исчезновение измеряемого напряжения характеризуется его несимметрией и симметрией токов. Если несимметрия напряжений и отсутствие несимметрии токов фиксируется одновременно, то это говорит о наличии несимметричного повреждения во вторичных цепях трансформатора напряжения. В терминалах REL670 и 7SA522 работа БНН при несимметричных повреждениях в цепях напряжения основана на несимметрии токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей. В терминалах МІСОМ Р443 и «Бреслер ШЛ 2606» контролируется уровень тока и напряжения обратной последовательности.

Симметричное (трехфазное) исчезновение напряжения при неисправности вторичной цепи характеризуется незначительным изменением токов в отличие от случая наличия повреждения в сети. Поэтому значения токов сохраняются в памяти и используются для расчета дифференциальных значений – разности текущих и сохраненных значений токов (дифференциальный токовый критерий). Симметричное повреждение обнаруживается, если все три фазных напряжения меньше, чем уставка БНН, значение дифференциального тока во всех трех фазах меньше заданного, и амплитуды фазных токов больше уставки по току для измерительного органа ДЗ. Данный принцип применяется в устройствах 7SA522 и МІСОМ Р443.

Для выявления симметричного вида неисправности во вторичных цепях в терминалах REL670 и «Бреслер ШЛ 2606» изменение напряжения сравнивается с изменением тока. Только изменение напряжения означает повреждение в цепях ТН (dU_1/dt , dI_1/dt).

В терминале фирмы ИЦ «Бреслер» для выявления несимметричных повреждений в цепях звезды используется разность расчетного напряжения нулевой последовательности и напряжения, снятого с выводов цепей разомкнутого треугольника. Для обнаружения обрывов в цепях разомкнутого треугольника используется измерительный орган, реагирующий на уровень напряжения третьей гармоники в цепях разомкнутого треугольника.

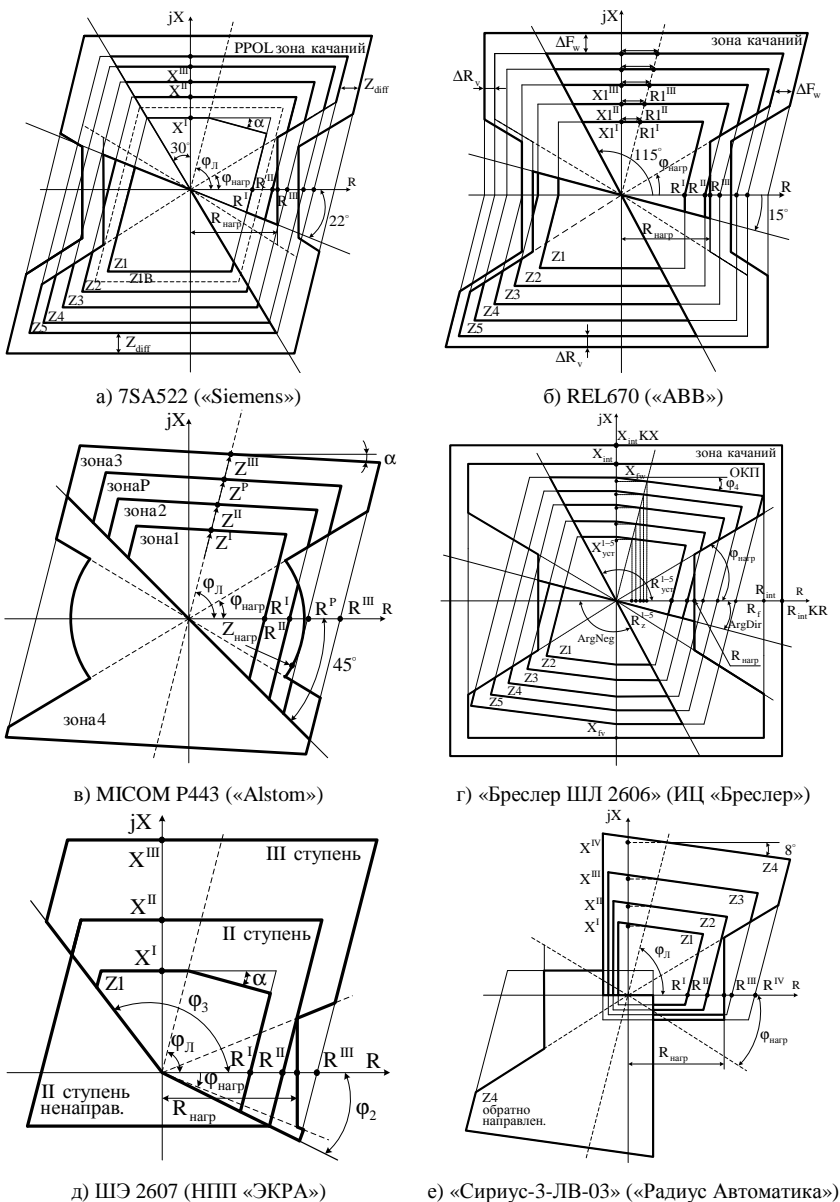


Рис. 2. Характеристики срабатывания ДЗ микропроцессорных терминалов

Библиографический список

1. **Федосеев, А.М.** Релейная защита электрических систем / А.М. Федосеев. – М.: Энергия, 1976.
2. **Циглер, Г.** Цифровая дистанционная защита: принципы и применение: пер. с англ / Г. Циглер; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат, 2005.
3. **Шнеерсон, Э.М.** Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
4. **Бринкис, К.** Методика выбора уставок дистанционных защит и токовых защит нулевой последовательности фирмы Siemens в электросети 110 ÷ 220 кВ / К. Бринкис, Д. Дрозд. – Рига, 2007.
5. **Дистанционная защита 7SA522:** руководство по эксплуатации. – Siemens, 2008.
6. **Микропроцессорная защита линий 110 – 220 кВ типа «Бреслер ШЛ 2606»:** руководство по эксплуатации. – Чебоксары, ИЦ «Бреслер», 2008.
7. **Микропроцессорная защита линий 110 – 220 кВ типа «Бреслер ШЛ 2606»:** рекомендации по расчету уставок. – Чебоксары, ИЦ «Бреслер», 2006.
8. **Интеллектуальное электронное устройство дистанционной защиты линии REL670.** – ABB, 2007.
9. **Рекомендации по применению и выбору уставок защиты линии устройства REL670:** методическое пособие. – ABB, 2008.
10. **Дистанционная защита линии MICOM P443.** – Areva, 2006.
11. **Методические указания по расчету и заданию уставок и параметров настройки дистанционной микропроцессорной защиты ВЛ 110 – 220 кВ «MiCOM P435».** – Alstom, 2010.
12. **Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ 2607:** руководство по эксплуатации. – НПП «Экра», 2010.
13. **Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-3-ЛВ-03»:** руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2009.
14. **Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-3-ЛВ-03».** – ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008.

*Т.Ю. Винокурова, Т.М. Бакина, студенты;
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор*

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ATPDESIGNER
ДЛЯ РАСЧЕТОВ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЭС
В ЦЕЛЯХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

Введение. Рост мощности и сложности современных электроэнергетических систем и объектов (ЭЭС и ЭЭО) обуславливают повышение требований к техническому совершенству устройств релейной защиты (УРЗ), определяемому их селективностью, быстротой срабатывания и устойчивостью функционирования. На устойчивость функционирования быстродействующих УРЗ значительное влияние оказывают электромагнитные переходные процессы, возникающие при коротких замыканиях

(КЗ), однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) и других повреждениях в ЭЭС и ЭЭО и определяющие форму и значения электрических величин, подводимых к измерительным органам УРЗ в момент возникновения повреждения. К УРЗ, на устойчивость функционирования которых существенное влияние оказывают электромагнитные переходные процессы, относятся, прежде всего, основные быстродействующие защиты линий сверхвысокого напряжения, мощных генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов, устройства защиты и селективной сигнализации ОЗЗ линий, электродвигателей и генераторов в электрических сетях среднего напряжения 6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью. Поэтому при проектировании и разработке указанных УРЗ, кроме расчетов установившихся составляющих токов и напряжений при КЗ и ОЗЗ, возникают задачи, связанные с расчетами электрических величин и моделированием электромагнитных и электромеханических переходных процессов в ЭЭС и ЭЭО.

В настоящее время для решения подобных задач достаточно широкое применение получила универсальная система моделирования Matlab с пакетом расширения Simulink [1, 2 и др.]. К достоинствам Matlab и Simulink относится возможность моделирования УРЗ и комплексного моделирования системы «ЭЭО – УРЗ». Однако системы моделирования Matlab и Simulink имеют и ряд недостатков, ограничивающих эффективность их применения при решении задач, связанных с моделированием объектов электроэнергетики и устройств автоматического управления ими. К ним относятся, в частности, не всегда достаточное быстродействие или даже потеря устойчивости при решении сложных задач, прежде всего, задач, описываемых «жесткими» системами дифференциальных уравнений большого порядка, невозможность или трудности учета взаимной индукции и частотных зависимостей параметров элементов ЭЭС, например, линий электропередачи. Как правило, подобные трудности легче преодолеваются при использовании не универсальных, а специализированных объектно-ориентированных систем и программ моделирования. К таким объектно-ориентированным программам моделирования относится, в частности, программный комплекс ATPDesigner (АТР). В связи с этим представляет интерес изучение и исследование возможностей применения указанной программы для решения задач учебного проектирования систем РЗА ЭЭО.

Назначение и основные возможности программного комплекса ATPDesigner. Основным назначением является [3]:

- моделирование однофазных и многофазных ЭЭС и ЭЭО;
- исследование переходных и установившихся режимов ЭЭС;

- моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в ЭЭС;

- анализ всех видов КЗ и повреждений в ЭЭС;
- вычисление напряжения и токов в ЭЭС в зависимости от различных режимов электрической сети.

Основные возможности программного комплекса АТР:

- содержит много элементов цепи для создания моделей ЭЭС;
- применяет различные математические методы;
- вычисляет токи, напряжения и другие параметры, зависящие от них;

- поддерживает заданную точность расчета;
- комбинирует входные сигналы с помощью алгоритмов АТР;
- используется в целях расчета и испытаний РЗА;
- осуществляет проверку и выбор защитных устройств при переходных процессах;

- определяет параметры настройки, например, зоны действия защиты.

Принципы построения моделей исследуемых ЭЭО. В программной комплексе используется принцип блочного построения моделей исследуемых ЭЭО, заключающийся в составлении схемы электрической сети из базовых линейных и нелинейных элементов.

К базовым линейным элементам относятся:

- полные сопротивления (RLC);
- воздушные линии (одноцепные, двухцепные и т.д.);
- цепи со взаимной индуктивностью и без нее;
- кабельные линии;
- трансформаторы (двухобмоточные, трехобмоточные, и т.д.);
- выключатели;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения (датчики);
- вращающиеся электрические машины;
- система.

Нелинейные элементы цепи:

- постоянные и динамические переходные сопротивления в месте КЗ;

- гистерезис и насыщение стали сердечника;
- величина броска тока намагничивания;
- MOV (Металлический Оксидный Варистор) и т.д.

Параметры любого элемента задаются в диалоговом окне настроек.

На рис. 1 приведены графические изображения некоторых базовых элементов программы АТР, «Система».

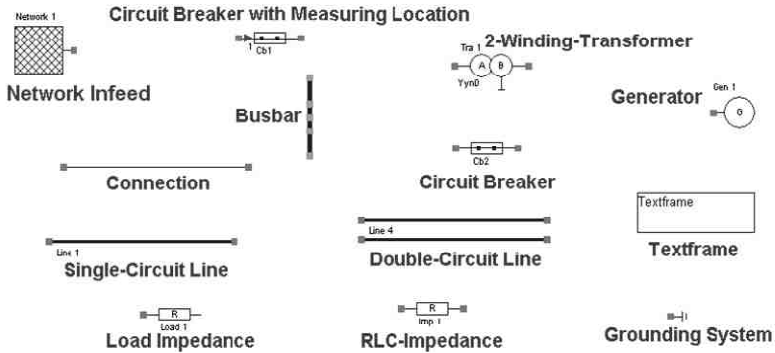


Рис. 1. Графическое изображение некоторых элементов программы ATP

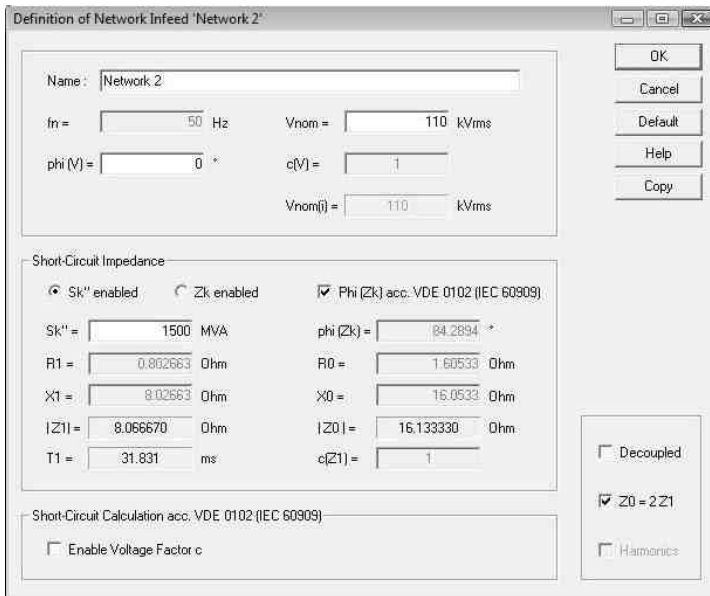


Рис. 2. Диалоговое окно настроек элемента «Система»

Функции визуализации и анализа результатов расчета. Результаты расчета можно представить в виде временных зависимостей (рис. 3), таблиц мгновенных значений (рис. 4), диаграмм (рис. 5), частотных спектров (рис. 6). За их изменением при изменении аргумента можно следить с помощью курсора.

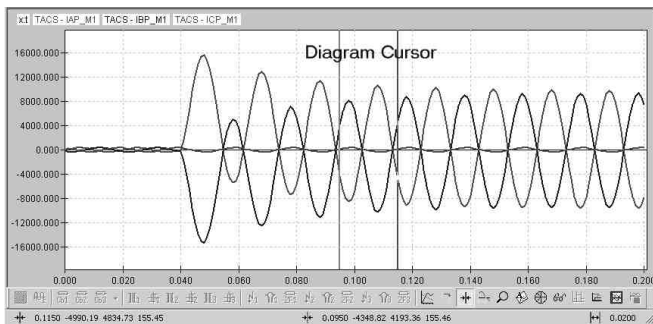


Рис. 3. Временные зависимости электрических величин

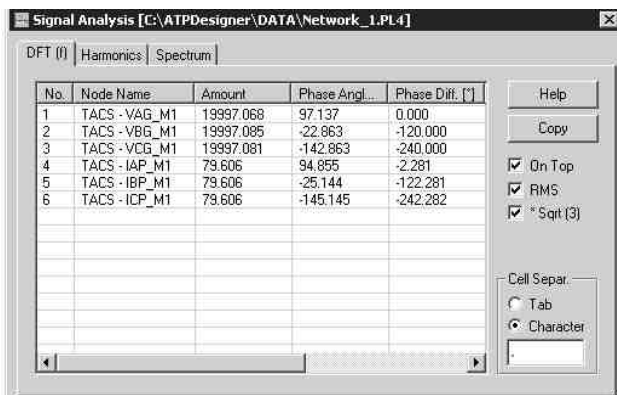


Рис. 4. Результаты в виде числовых данных

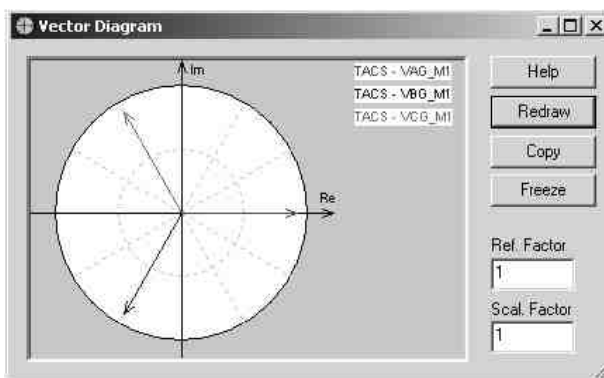


Рис. 5. Векторные диаграммы

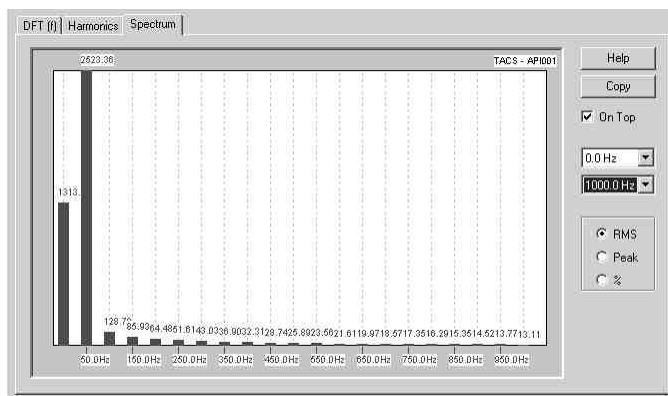


Рис. 6. Спектральный анализ

К дополнительным возможностям программного комплекса ATP относятся:

- система управления анализом переходных процессов (TACS);
- методы фильтрации;
- функции Лапласа;
- свободно программируемый интерфейс и т.д.

Расчет и анализ установившегося режима с применением программного комплекса ATPDesigner. Основные возможности программного комплекса ATP рассмотрим на примере простейшей ЭЭС, состоящей из системы бесконечной мощности, линии, генератора и трансформатора (рис. 7).

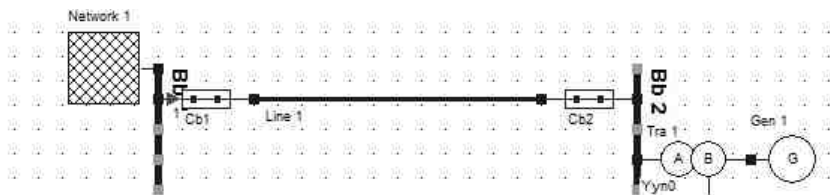


Рис. 7. Схема исследуемой ЭЭС

Выбор исследуемых электрических величин осуществляется с использованием диалогового окна (рис. 8). Анализ установившегося режима может быть произведен с помощью векторных диаграмм и таблицы мгновенных значений выбранных величин (рис. 9), спектра частот (рис. 10), а также с помощью графиков временных зависимостей исследуемых величин в любой момент времени (рис. 11).

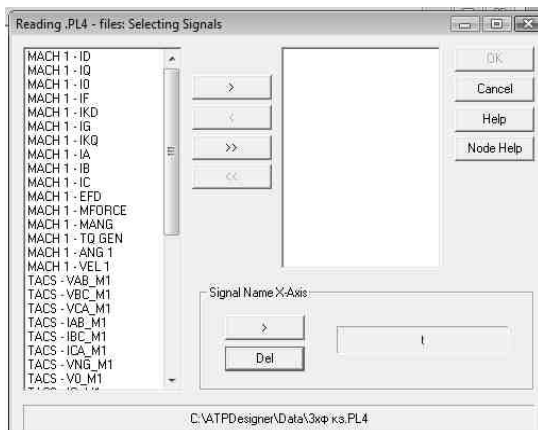


Рис. 8. Выбор исследуемых величин

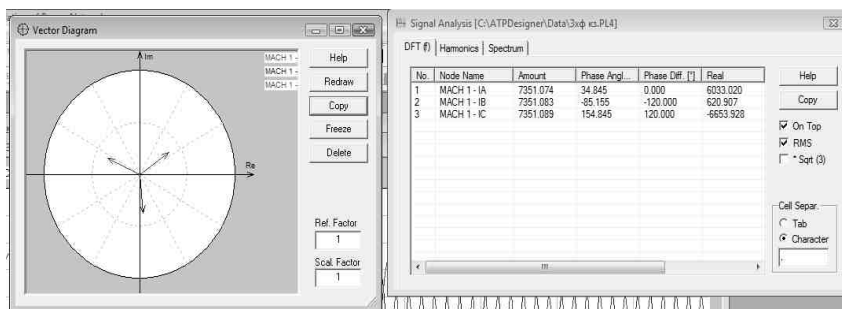


Рис. 9. Векторные диаграммы и таблица мгновенных значений

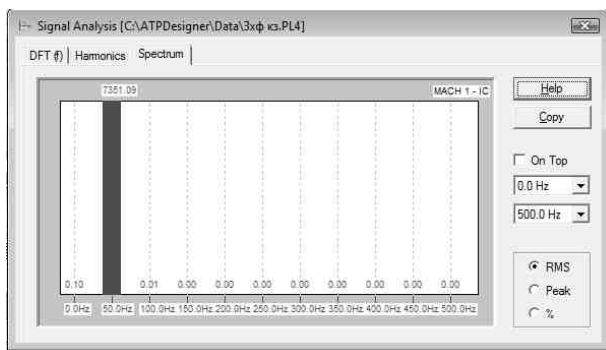


Рис. 10. Частотный спектр тока в фазе «С» в заданный момент времени (текущий спектр)

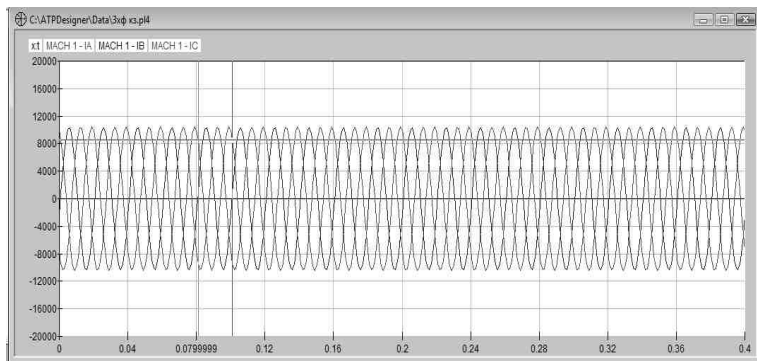


Рис. 11. Временные зависимости выбранных электрических параметров в установившемся режиме ЭЭС

Расчет и анализ переходного процесса с применением ATPdesigner рассмотрим на примере однофазного КЗ в фазе «А» на шинах генератора в той же простейшей ЭЭС (рис. 12).

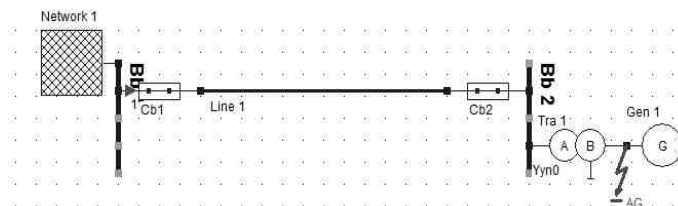


Рис. 12. Схема исследуемой ЭЭС

Анализ и расчет переходного режима может быть произведен с помощью векторных диаграмм, таблицы действующих или мгновенных значений выбранных величин, частотного спектра токов и напряжений в любой из фаз, а также с помощью графиков временных зависимостей исследуемых величин (рис. 13). Векторные диаграммы можно построить как для электрических величин, так и для частотных гармонических составляющих. Временные диаграммы построены для токов трех фаз на шинах генератора.

Заключение

1. ATPDesigner – это современный многофункциональный специализированный объектно-ориентированный программный комплекс, позволяющий анализировать и рассчитывать установившиеся режимы, электромагнитные и электромеханические переходные процессы в ЭЭС.

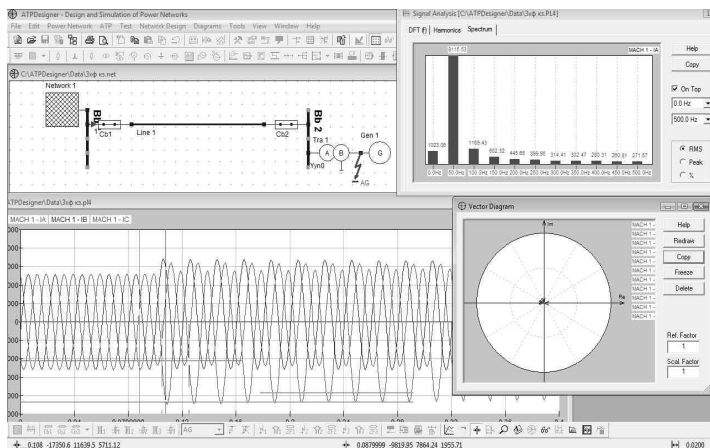


Рис. 13. Методы анализа переходных процессов в ЭЭС

2. ATPDesigner представляет собой эффективный инструмент для проектирования и разработки устройств РЗА электроэнергетических систем и объектов.

Библиографический список

1. Дьяконов, В. Matlab 6: учебный курс / В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2001.
2. Дьяконов, В. Simulink 4. Специальный справочник / В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2002.
3. <http://www.elkraft.ntnu.no/atpdraw/>.
4. <http://www.atpdesigner.de/>.
5. <http://www.ece.mtu.edu/atp/ATPDraw/ATPDraw.html>.
6. ATPDesigner@aol.com.

М. Аль Хомиди, маг.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН

Введение. На рис. 1 приведена структура генерирующей части и системообразующей электрической сети энергосистемы Республики Йемен.

В настоящее время основной системообразующей электрической сетью электроэнергетической системы (ЭЭС) Республики Йемен является и в среднесрочной перспективе останется электрическая сеть напряжением 132 кВ, общая протяженность линий электропередачи которой составляет

более 2000 км. Создаваемая электрическая сеть сверхвысокого напряжения 400 кВ в настоящее время представлена только двумя параллельными линиями длиной 230 км, связывающими новую парогазовую электростанцию Marib с установленной мощностью 390 МВт и подстанцию 400/132 кВ Sana. Генерирующая часть энергосистемы Республики Йемен включает также 3 ТЭС с установленной мощностью 154 – 165 МВт и несколько дизельных электростанций (основные из них показаны на рис. 1). Основу распределительной электрической сети ЭЭС составляют кабельные электрические сети напряжением 33 и 10 кВ.

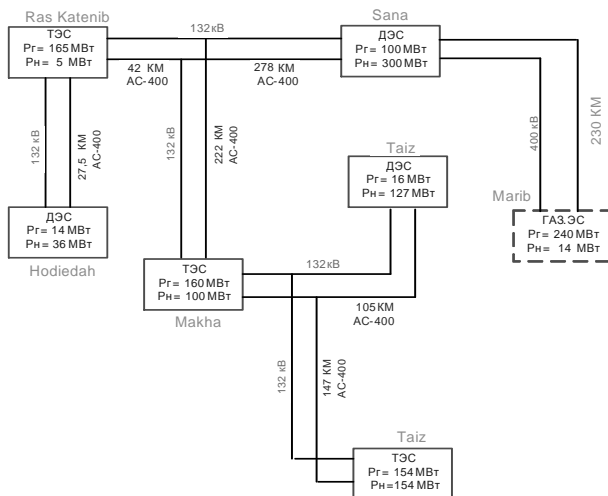


Рис. 1. Структура связей между электростанциями Республики Йемен

Схема системообразующей электрической сети напряжением 132 кВ приведена на рис. 2.

Практически все линии электропередачи сети 132 кВ представляют собой воздушные параллельные двухцепные линии, выполненные проводом сечением 400 мм². Характерной особенностью ЛЭП сети 132 кВ является большая протяженность отдельных линий (табл. 1).

Таблица 1. Наиболее протяженные ЛЭП электрической сети 132 кВ

Наименование ЛЭП	Наличие ответвлений	Общая длина, км
1. ПС Bajil – ПС Damar	Нет	152,3
2. ПС Damar – ПС Hiziaz	Нет	102
3. ПС Bajil – ТЭС Mukha	Есть	212,2
4. ТЭС Mukha – ПС Taiz	Есть	105,5
5. ПС Damar – ПС Taiz	Есть	133
6. ПС Rahida – ПС Hiswa	Есть	111,8

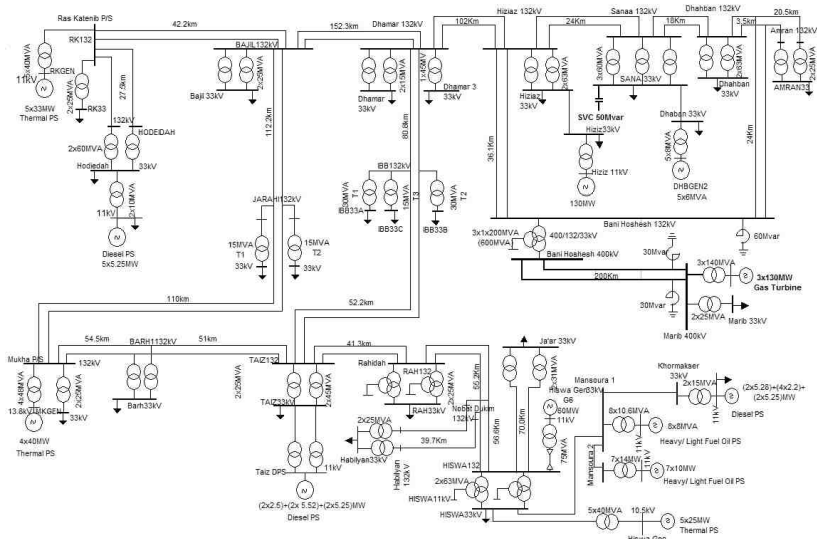


Рис. 2. Схема системообразующей электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен

В перспективе до 2025 г. планируется, что рост потребления электроэнергии в основных узлах электрической сети 132 кВ (Sana, Taiz, Hiswa и др.) будет покрываться за счет увеличения генерируемой мощности ЭС Marib. С учетом указанных особенностей можно ожидать проблем с обеспечением режимной надежности функционирования системообразующей сети 132 кВ, а именно: обеспечения допустимых значений напряжений в узлах сети, статической устойчивости протяженных ЛЭП, ограничений по пропускаемой мощности в отдельных сечениях. Поэтому актуальной является задача исследования режимов работы сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен по напряжению и перетокам мощности в целях разработки методов обеспечения режимной надежности ее функционирования. Режимная надежность ЭЭС обеспечивается соответствующим ведением режимов и управлением развитием энергосистемы за счет формирования структуры, выбора средств автоматического и оперативного управления ЭЭС [1].

В данной работе решались следующие основные задачи:

- разработка математической модели ЭЭС Республики Йемен для исследования режимов работы системообразующей сети 132 кВ;
- обоснование достоверности и оценка точности расчетов по разработанной математической модели;
- анализ режимов работы сети 132 кВ в целях выявления «слабых» узлов и связей на перспективу до 2025 г.;

▪ выбор методов и средств обеспечения режимной надежности ЭЭС Республики Йемен на перспективу до 2025 г.

Математическая модель ЭЭС республики Йемен. Для установившихся моделирования и расчетов нагрузочных режимов работы ЭЭС Республики Йемен использовалась программа «Энергия», разработанная в ИГЭУ [2]. Схема математической модели и параметры ее элементов определялись на основе реальной схемы электрических сетей 132 и 400 кВ (рис. 2) и реальных данных генераторов, трансформаторов и ЛЭП, активных и реактивных и нагрузок подстанций и электростанций, предоставленных по запросу ИГЭУ Министерством энергетики Республики Йемен.

Для проверки адекватности и оценки достоверности и точности результатов расчетов с использованием разработанной модели была выполнена ее «настройка» по нагрузкам подстанций и электростанций и режимам работы ЛЭП сети 132 кВ, имевшим место на 03.07.2010 г. (данные предоставлены Министерством энергетики Республики Йемен). Сравнение расчетных перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП и напряжений в узлах сети 132 кВ, полученных на модели, с реальными данными, полученными по замерам в энергосистеме Республики Йемен на указанную дату, показало расхождение расчетных и реальных значений перетоков мощности и напряжений в узлах не превышает 5 %, что является подтверждением адекватности модели и достоверности получаемых на ее основе расчетных результатов.

Прогнозирование роста нагрузки в узлах электрической сети 132 кВ. Министерством энергетики разработан общий прогноз роста электропотребления по энергосистеме Республики Йемен на 2010 – 2025 гг. (рис. 3). Из графиков, приведенных на рис. 3, можно видеть, что электропотребление в Республике Йемен за период с 2010 г. по 2025 г. может увеличиться в 2 – 3 раза.

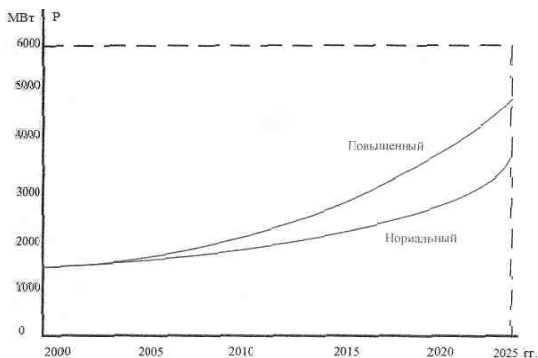


Рис. 3. Прогноз роста электропотребления в республике Йемен до 2025 г.

Так как прогноз роста электропотребления в отдельных узлах ЭЭС Республики Йемен отсутствует, было принято приближенно, что увеличение электропотребления в основных узлах примерно соответствует общему росту электропотребления по энергосистеме. На основе данных по нагрузкам подстанций и электростанций на 2010 г. и общего прогноза роста электропотребления по рис. 3 были построены приближенные графики увеличения нагрузки в узлах ЭЭС Республики Йемен на период с 2010 г. по 2025 г. (например, рис. 4).

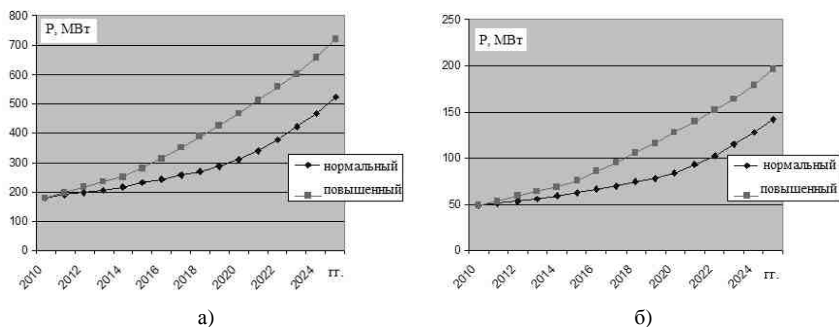


Рис. 4. Прогноз увеличения нагрузки в узлах ЭЭС Республики Йемен: а – в узле Sana; б – в узле Damar

Анализ режимов работы ЭЭС по напряжению. С использованием и программы «Энергия» были выполнены расчеты установившихся режимов электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен по напряжению при нормальном и повышенном прогнозе роста электропотребления до 2025 г. Критическими напряжениями при отсутствии для конкретных узлов норм считается значение $0,7U_{ном}$. Коэффициент запаса для нормального режима принимался равным 1,15, для послеаварийных режимов – 1,1, т.е. в нормальном режиме допустимым снижением напряжения в узлах принималось значение $0,805U_{ном} = 106,26 \approx 106$ кВ, в послеаварийных режимах – значение $0,77U_{ном} = 101,64 \approx 102$ кВ. В качестве послеаварийных режимов рассматривались режимы, связанные с отключением различных ЛЭП 132 кВ.

В табл. 1 и 2 в качестве примера приведены результаты расчета напряжений в узлах сети 132 кВ в нормальном режиме (все включено) при нормальном и повышенном прогнозах роста электропотребления.

Из данных, приведенных в табл. 1 и 2 можно видеть, что даже при нормальном прогнозе роста электропотребления напряжения в узлах электрической сети 132 кВ уже в 2014 – 2015 гг. могут снизиться до кри-

тического уровня, а при повышенном прогнозе роста электропотребления – после 2012 г. С учетом послеаварийных режимов снижения напряжений в узлах до критического уровня даже при нормальном прогнозе роста электропотребления можно ожидать уже в 2012 – 2013 гг.

Таблица 1. Расчетные значения напряжений в узлах сети 132 кВ в нормальном режиме при нормальном прогнозе роста электропотребления в узлах

Название узла	Напряжения в узлах, кВ					
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Sanna	132	131	129	127	125	121
Dammar	131	131	125	123	121	116
Ibb	125	122	119	115	113	108
Amran	132	128	130	128	126	122
Taiz	126	123	120	115	114	112
Harilyan	122	117	111	103	102	102
Hiswa	120	118	111	102	102	104

Таблица 2. Расчетные значения напряжений в узлах сети 132 кВ в нормальном режиме при повышенном прогнозе роста электропотребления в узлах

Название узла	Напряжения в узлах, кВ		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Sanna	132	129	129
Dammar	131	125	125
Ibb	125	119	119
Amran	132	130	130
Taiz	126	112	112
Harilyan	122	111	111
Hiswa	120	111	111
Hodida	135	135	135

На основе анализа выявлены слабые узлы системообразующей сети 132 кВ Республики Йемен: к ним относятся узлы Hiswa, Harilyan, Taiz, Ibb (рис. 2).

Анализ загрузки линий электропередачи 132 кВ. В табл. 3 приведены перетоки мощности и коэффициенты загрузки наиболее нагруженных ЛЭП сети 132 кВ в 2015 г. в нормальном режиме при нормальном прогнозе роста электропотребления. Для остальных ЛЭП сети 132 кВ коэффициенты загрузки существенно меньше.

Таблица 3. Расчетные значения перетоков мощности и загрузки ЛЭП сети 132 кВ в нормальном режиме при нормальном прогнозе роста электропотребления в 2015 г.

ЛЭП Bani – Dhahban		ЛЭП Bani – Hiziaz		ЛЭП Hiziaz – Dammar	
$S_x = P_x + jQ_x$	$K_x = I_x/I_{don}$	$S_x = P_x + jQ_x$	$K_x = I_x/I_{don}$	$S_x = P_x + jQ_x$	$K_x = I_x/I_{don}$
95,7 + j47,9	0,59	102 + j41,3	0,608	106 + j21	0,42

При повышенном прогнозе роста электропотребления расчетная нагрузка линий, указанных в табл. 3, уже в 2015 г. приближается к предельно допустимой по условиям термической устойчивости. В послеаварийных режимах, связанных с отключением ЛЭП Bani – Dhahban или ЛЭП Bani – Hiziaz, возникают перегрузки указанных линий. Таким образом, ЛЭП Bani – Dhahban, Bani – Hiziaz и Hiziaz – Dammar представляют собой слабые сечения сети 132 кВ, требующие увеличения пропускной способности.

Методы и средства повышения режимной надежности ЭЭС Республики Йемен. Анализ результатов исследования режимов работы ЭЭС Республики Йемен позволяет предложить следующие методы повышения ее режимной надежности:

- применение в «слабых» узлах сети 132 кВ, прежде всего, в узлах Hiswa, Napilyan и Taiz, регулируемых источников реактивной мощности в целях обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости ЛЭП;

- повышение пропускной способности «слабых» сечений сети 132 кВ, прежде всего, сечений Bani – Dhahban и Bani – Hiziaz посредством сооружения новых линий электропередачи;

- применение управляемых устройств продольной компенсации на наиболее загруженных протяженных ЛЭП (например, на ЛЭП Hiziaz – Dammar) в целях обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости ЛЭП.

Расчеты показали, что большая часть проблем, связанных с обеспечением допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости ЛЭП сети 132 кВ до 2015 г. может быть решена за счет установки источника реактивной мощности в узле Hiswa. На основе расчетов определены диапазоны регулирования реактивной мощности.

Заключение

1. Разработана математическая модель системообразующей сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен для расчета установившихся нагрузочных режимов, реализованная в программе «Энергия». Выполнена проверка адекватности модели и точности получаемых с ее использованием результатов.

2. На основе исследования нормальных и послеаварийных режимов работы при нормальном и повышенном прогнозах роста электропотребления выявлены слабые узлы и сечения электрической сети 132 кВ.

3. Предложены методы повышения режимной надежности ЭЭС Республики Йемен с применением в слабых узлах источников регулируемой реактивной мощности, увеличением пропускной способности слабых сечений и регулируемых устройств продольной компенсации на наиболее загруженных длинных линиях электропередачи 132 кВ.

Библиографический список

1. **Методы** и модели исследования надежности электроэнергетических систем / Н.А. Манов [и др.]. – Сыктывкар, 2010. (Коминвентурный центр УрО РАН).
2. **Кулешов, А.И.** Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах: учеб. пособие / А.И. Кулешов, Б.Я. Прахин; Ивановск. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005.

И.Е. Иванов, асп.; рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ATPDRAW ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЦЕЛЯХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Адекватное моделирование комплексной системы «защищаемый электроэнергетический объект (ЭЭО) – устройство релейной защиты (РЗ)» в различных режимах ЭЭО и электроэнергетической системы (ЭЭС) в целом является очень важной задачей. Это определяет необходимость иметь как можно более точную модель защищаемого ЭЭО. В связи с этим для длинных воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) необходимо принять во внимание две основные особенности:

- 1) распределенность параметров модели;
- 2) зависимость параметров от частоты переходного тока.

Верхняя граница частотного спектра переходных процессов согласно [1] может достигать порядка 3 кГц при коротких замыканиях (КЗ) и 20 кГц при коммутационных перенапряжениях. Пренебрежение частотной зависимостью продольных параметров ВЛЭП (активное и индуктивное сопротивления), традиционно определяемых для частоты 50 Гц, делает модель, а соответственно, и результаты расчетов более «грубыми».

Программное обеспечение MATLAB (точнее, встроенная в Simulink библиотека элементов SimPowerSystems), широко используемое при моделировании процессов в ЭЭС, содержит модели ВЛЭП с сосредоточенными и распределенными параметрами. Параметры обеих моделей задаются посредством ввода матриц [R], [L] и [C], которые могут быть определены из геометрических характеристик ЛЭП (обычно для частоты 50 Гц) непосредственно в Simulink. Далее при расчете переходного процесса эти параметры предполагаются неизменными.

Основным преимуществом программного комплекса ATP-EMTP является возможность учета зависимости параметров от частоты.

В работе поставлена задача проанализировать, какие модели ВЛЭП представлены в ATP-EMTP, и по возможности оценить их применимость для моделирования процессов в интересах РЗ.

Среди двух широко распространенных графических препроцессоров для ATP – ATPDraw и ATPDesigner – в работе выбран ATPDraw, поскольку имеющиеся в нем модели ВЛЭП соответствуют описанным в [2], где изложена идеология построения комплекса ЕМТР (а соответственно, и ATP, так как данная программа является некоммерческой версией ЕМТР).

Препроцессор ATPDraw включает в себя следующие классы моделей ВЛЭП:

- 1) модели с сосредоточенными параметрами (PI-circuits);
- 2) модели с распределенными постоянными (т.е. не зависящими от частоты) параметрами;
- 3) модели с частотно-зависимыми параметрами (Semlyen, JMarti, Noda).

Отметим, что модели с распределенными постоянными параметрами основаны на методе Бержерона (в специальной литературе часто называется методом характеристик), на котором также основана модель Distributed Parameter Line в Simulink.

Реальные ВЛЭП, как уже отмечалось, имеют частотно-зависимые параметры, в связи с чем решение, как правило, ищется в частотной области. Основы нескольких разработанных для этого алгоритмов изложены, например, в [1]. Модели Semlyen и JMarti, имеющиеся в ATPDraw, отличаются друг от друга алгоритмами аппроксимации частотной зависимости матриц, а в модели Noda используется несколько иной подход: вычисления производятся непосредственно в фазовых величинах, а не в модальных. Наиболее часто используемой в настоящее время является модель JMarti.

На рис. 1 представлены результаты моделирования коммутации одной из фаз. Видно, что использование модели с распределенными постоянными параметрами приводит к некорректному результату (напряжения находятся в противофазе) по сравнению с моделями с частотно-зависимыми параметрами.

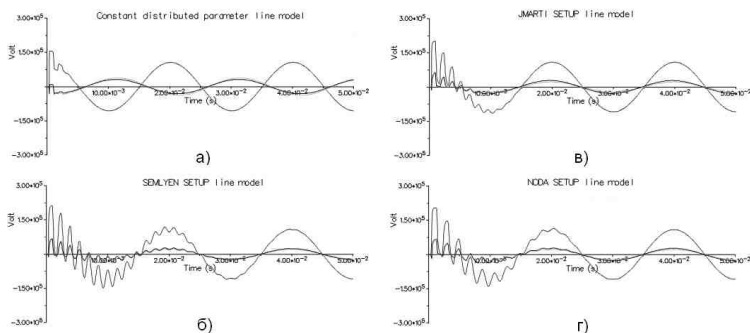


Рис. 1. Результаты моделирования коммутации одной из фаз ВЛЭП: а – модель с распределенными постоянными параметрами; б – модель Semlyen; в – модель JMarti; г – модель Noda

С целью сравнения самих частотно-зависимых моделей на рис. 2 приведены результаты моделирования трехфазного КЗ. Очевидно, что модель Semlyen отражает процесс некорректно в отличие от двух других частотно-зависимых моделей. Следует отметить, что в настоящее время эта модель используется редко и, возможно, будет отсутствовать в последующих реализациях комплекса АТР.

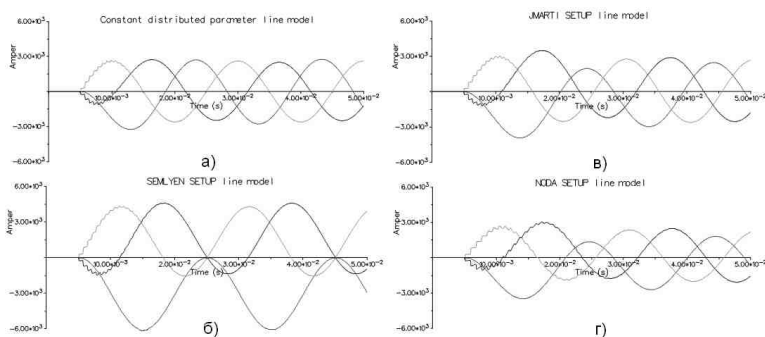


Рис. 2. Результаты моделирования трехфазного КЗ: а – модель с распределенными постоянными параметрами; б – модель Semlyen; в – модель JMarti; г – модель Noda

Следует особо отметить, что в ATPDraw встроено очень хорошее средство верификации моделей. Степень адекватности выбранной модели ВЛЭП можно проверить еще до проведения непосредственного эксперимента. Это обеспечивается сравнением модели в широком диапазоне частот с точным решением, т.е. с точным PI-эквивалентом, рассчитанным на множестве частот. Из рис. 3 видно, что модель JMarti очень хорошо описывает частотную зависимость.

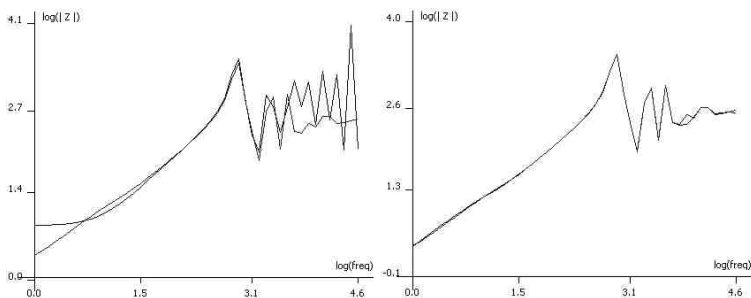


Рис. 3. Результаты верификации моделей (частотного сканирования): слева – модель Semlyen; справа – модель JMarti

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1) для исследования электромагнитных переходных процессов во ВЛЭП в интересах РЗ в общем случае необходимо учитывать частотную зависимость продольных параметров линии;

2) с этой целью оптимальным представляется использование комплекса АТР-ЕМТР, в том числе препроцессора ATPDraw;

3) среди частотно-зависимых моделей в большинстве случаев можно рекомендовать выбирать модель JMarti, как правило, обеспечивающую адекватные результаты моделирования.

Библиографический список

1. **Martinez-Velasco, Juan A.** Parameter determination for electromagnetic transient analysis in power systems, in Power system transients: parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco (Eds.) – Chapter 1. – CRC Press, 2010.

2. **Dommel, H.W.** Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book / H.W. Dommel. – Bonneville Power Administration, Portland, 1986.

Д.Н. Кокоулин, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор

ВЛИЯНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ ЧАСТОТЫ НА РАСЧЕТ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЗНАЧЕНИЯ

Введение. Одним из важнейших показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы является частота. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности. При нарушении баланса мощности частота изменяется.

При отклонении частоты от номинальной (50 Гц) происходит увеличение погрешности определения действующих значений контролируемых величин (токов, напряжений и т.д.).

Постановка задачи. Анализ разных алгоритмов нахождения действующего значения при отклонении частоты от номинальной.

Действующее значение можно определять различными способами.

I) Нахождение действующего значения по классическому алгоритму Фурье.

II) Нахождение действующего значения по быстрому преобразованию Фурье.

III) Нахождение действующего значения по среднеквадратичному значению.

IV) Нахождение действующего значения по быстрому среднеквадратичному значению (за полпериода $T/2$).

V) Нахождение действующего значения по средневыпрямленному значению.

VI) Нахождение действующего значения по быстрому средневыпрямленному значению (за полпериода $T/2$).

Моделирование. Для нахождения погрешности вычисления действующего значения при отклонении частоты, необходимо задать опорный сигнал. С этой целью формируется синусоидальный сигнал частотой $f_0 = 50$ Гц согласно формуле (1)

$$i(t) = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_0 \cdot t). \quad (1)$$

Далее моделируется синусоидальный сигнал при отклонении частоты от номинальной, рассматривается отклонение от 45 до 55 Гц. Формируется матрица анализируемых сигналов. Каждый столбец матрицы соответствует сигналу с определенной частотой.

Далее производится расчет действующих значений по разным алгоритмам и производится определение относительной погрешности по выражению (2):

$$\Delta_i = \left| \frac{I_{оп.и} - I_{тек.и}}{I_{оп.и}} \right| \cdot 100, \quad (2)$$

где $I_{оп.и}$ – действующее значение опорного сигнала, вычисленное по алгоритму « i »; $I_{тек.и}$ – действующее значение сигнала текущей частоты, вычисленное по алгоритму « i »; индекс « i » может принимать значение от 0 до 5 ($i = 0$ соответствует классическому алгоритму Фурье; $i = 1$ – быстрому алгоритму Фурье за полпериода $T/2$; $i = 2$ – среднеквадратичному значению; $i = 3$ – среднеквадратичному значению за полпериода $T/2$; $i = 4$ – средневыпрямленному значению; $i = 5$ соответствует средневыпрямленному значению за полпериода $T/2$).

В результате моделирования получаем матрицу погрешностей.

Как следует из полученных результатов, изменение частоты по-разному влияет на алгоритмы определения действующего значения. При этом, характер изменения погрешности схож для всех анализируемых алгоритмов, но значения при одной и той же частоте отличаются на порядок, например, при частоте 48 Гц (что соответствует отклонению от номинальной на 2 Гц) погрешность действующего значения по алгоритму V составляет 3,8 %, по алгоритму I составляет 2,1 %, по алгоритму III – 2,3 % (рис. 1а).

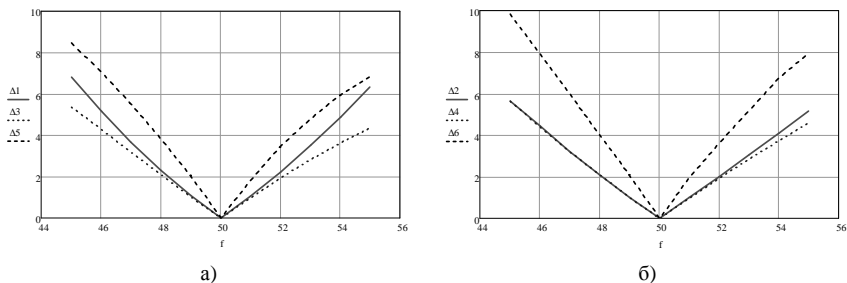


Рис. 1. Зависимость погрешности вычисления действующего значения от частоты f : а) по алгоритмам I, III, V; б) по алгоритмам II, IV, VI. На рис. 1а: $\Delta 1$ – относительная погрешность классического алгоритма Фурье; $\Delta 3$ – относительная погрешность среднеквадратичного алгоритма; $\Delta 5$ – относительная погрешность средневывпрямленного алгоритма. На рис. 1б: $\Delta 2$ – относительная погрешность алгоритма Фурье на полпериоде; $\Delta 4$ – относительная погрешность среднеквадратичного алгоритма на полпериоде; $\Delta 6$ – относительная погрешность средневывпрямленного алгоритма на полпериоде

Как следует из рис. 1 наименьшая погрешность при отклонении частоты от номинальной наблюдается у среднеквадратичного алгоритма на периоде и полпериоде (III, IV).

Выводы

1. Согласно полученным результатам наименьшая погрешность при вычислении действующего значения, при отклонении частоты соответствует среднеквадратичному алгоритму.

2. Учитывая тот факт, что на измерительные органы релейной защиты накладывается такой критерий, как быстродействие, то существенное преимущество имеет алгоритм нахождения действующего значения по среднеквадратичному алгоритму за полпериода $T/2$.

3. Измерительные органы микропроцессорной релейной защиты позволяют использовать различные алгоритмы нахождения действующего значения. Выбор алгоритма будет зависеть от требований, предъявляемых к измерительному органу. И, если встанет вопрос о более точном измерении действующего значения при отклонении частоты от номинальной, то наиболее приемлемым алгоритмом является алгоритм по среднеквадратичному значению.

Библиографический список

1. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М: Энергоатомиздат, 2007.
2. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М: Энергоатомиздат, 1992.

СЕКЦИЯ 13

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ

Председатель – д.т.н., профессор **Мартынов В.А.**

Секретарь – к.т.н., доцент **Сайкин М.С.**

С.И. Рендиев, студ.; рук. В.А. Мартынов, д.т.н., профессор

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА СВАРОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ КОНТАКТНОЙ СВАРКИ

Сварочный трансформатор – это тот обязательный узел, который имеется в каждой машине контактной сварки. Трансформатор отделяет сварочную цепь от силовой сети, понижает напряжение сети до значения, необходимого для сварки, обеспечивает регулирование сварочного тока. Как правило, все сварочные трансформаторы контактных машин являются двухобмоточными. Основные конструктивные элементы сварочного трансформатора – магнитопровод, первичная обмотка и вторичная, состоящая, как правило, из одного витка. Неизбежными элементами конструкции являются крепежные, стяжные и установочные детали, контактные плиты вторичного витка, выводы и отводы от катушек первичной обмотки.

Различные конструктивные исполнения сварочных трансформаторов в целом и отдельных их узлов зависят не только от мощности и формы преобразуемого напряжения, но и от других факторов, из которых наиболее важными являются следующие: исполнение магнитопровода, конструкции обмоток, тип охлаждения и класс нагревостойкости изоляции, число ступеней и пределы регулирования вторичного напряжения, а также схемы секционирования первичной обмотки. Конструирование и расчет сварочных трансформаторов ведется методом последовательных приближений, поскольку на первых этапах всегда приходится задаваться некоторыми параметрами ориентировочно, уточняя их в дальнейшем.

Целью данной работы являлась разработка программы для проектирования основных типов сварочных трансформаторов для контактной сварки. Использование такой программы позволит отказаться от выполнения трудоемких рутинных расчетов и уделить основное внимание выбору оптимальной конструкции трансформатора из ряда вариантов с уче-

том различных критериев, определяющих целесообразность и возможность реального выполнения того или иного варианта.

Рис. 1. Окно ввода исходных данных

На рис. 1 представлено окно ввода исходных данных. Исходные данные для расчета сварочного трансформатора включают в себя следующие величины: номинальный сварочный ток, номинальное сетевое напряжение, минимальное и максимальное напряжение холостого хода, продолжительность включения. Далее выбирается конструкция магнитопровода (стержневой или броневой, витой или шихтованный), марка стали магнитопровода, толщина листа, тип охлаждения, класс изоляции обмоток. Также необходимо выбрать конструкцию первичной обмотки (дисковая, чередующаяся или цилиндрическая), число ступеней регулирования, а также число секций и катушек, обусловленное выбранной схемой секционирования первичной обмотки.

После ввода исходных данных начинается основной расчет трансформатора в диалоговом режиме (рис. 2). С правой стороны окна расположены пункты меню, по которым происходит расчет. Если пользователем вводятся некорректные величины, то расчет приостанавливается и на экран выдается соответствующее сообщение. В ходе расчета при необходимости можно воспользоваться табличными величинами или справочными данными пользователь может перейти на вкладку «Приложение».

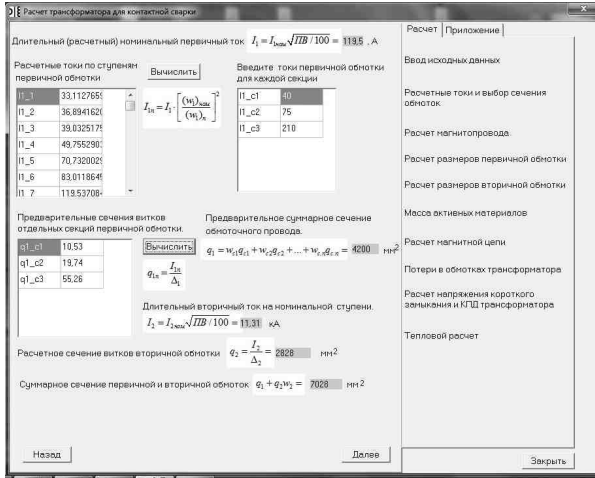


Рис. 2. Окно основного расчета

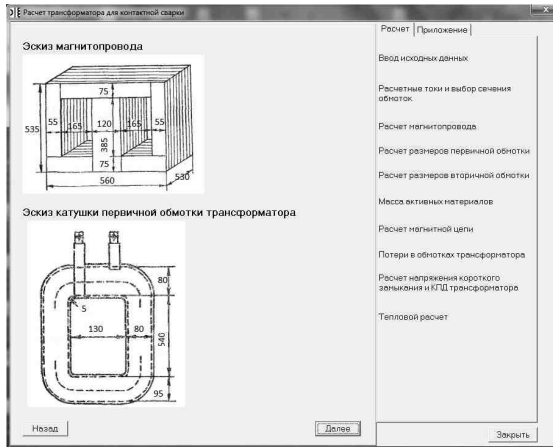


Рис. 3. Эскизы магнитопровода и катушки первичной обмотки трансформатора

В программе есть возможность посмотреть эскиз магнитопровода и обмоток спроектированного трансформатора (рис. 3). Данный эскиз будет доступен для просмотра только в том случае, если расчет выполнен до конца. После выбора размеров активной зоны и обмоточных данных происходит расчет массы активных материалов, потерь магнитной цепи и в обмотках трансформатора, а также его КПД. Далее вычисляются ин-

дуктивные сопротивления обмоток трансформатора, и происходит расчет напряжения короткого замыкания. В заключение производится тепловой расчет. Задачей теплового расчета является определение наиболее нагретых катушек первичной обмотки трансформатора и расход воды, при котором нагрев катушек остается в допустимых пределах. При выполнении расчета производится проверка на соответствие требованиям, предъявляемым к трансформаторам контактной сварки ГОСТ 297-80. Данные требования включают в себя: отношение предельных значений коэффициента трансформации должно быть не менее 2; коэффициент трансформации при переходе со ступени n на ступень $n + 1$ не должен уменьшаться более чем на 20 %; напряжение между двумя любыми выводами на любой ступени регулирования не должно быть более 1000 В. При несоответствии расчета этим требованиям он продолжен не будет, программа выдаст предупреждение с предложением корректировки введенных данных.

Разработанная автоматизированная методика и программа расчета сварочных трансформаторов для дуговой сварки позволяет в режиме диалога при небольших затратах времени произвести расчет ряда вариантов, отличающихся конструктивным исполнением и обмоточными данными, и выбрать оптимальный вариант по экономической оценке или массогабаритным показателям.

А.В. Шерихов, студ.; рук. К.В. Куликов, к.т.н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛОВОЙ ЧАСТИ ИНВЕРТОРНОГО ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

В настоящее время более 70 % сварочного оборудования содержит силовую часть, построенную по инверторной схеме. Это обусловлено более высокими массогабаритными показателями. Однако, при увеличении частоты, увеличиваются потери на гистерезис и вихревые токи в сердечнике силового трансформатора и динамические потери в силовых ключах, которые достаточно велики.

На рис. 1 представлена наиболее универсальная схема инвертора.

Схема состоит из низкочастотного звена и высокочастотного звена. В зависимости от мощности установки, звено постоянного тока может быть регулируемым, выполненным, например, на тиристорах, и нерегулируемым.

Анализ математических моделей показал, что силовую низкочастотную часть лучше моделировать на основе аппарата h -функции. Это по-

звояет получать управляющие сигналы непосредственно на выходе персонального компьютера.

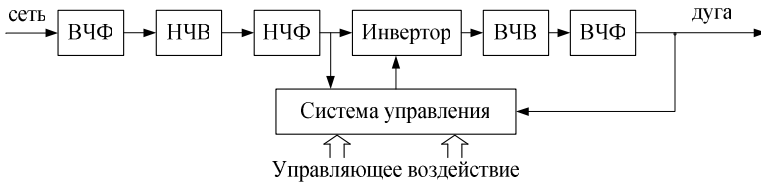


Рис. 1

Модель трехфазной сети выглядит следующим образом:

$$U_{вх.}(t) = U_{вх.м.} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\omega_{вх.} \cdot t) \\ \sin(\omega_{вх.} \cdot t - 2\pi/3) \\ \sin(\omega_{вх.} \cdot t - 4\pi/3) \end{pmatrix};$$

$$U_{вх.1}(t) = U_{вх.м.} \cdot \sin(\omega_{вх.} \cdot t); \quad U_{вх.2}(t) = U_{вх.м.} \cdot \sin(\omega_{вх.} \cdot t - 2\pi/3);$$

$$U_{вх.3}(t) = U_{вх.м.} \cdot \sin(\omega_{вх.} \cdot t - 4\pi/3).$$

Уравнения модели работы силовых ключей в h -функциях будут выглядеть следующим образом:

$$h_{10}(t) = \frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)\omega_{вх.} \cdot t] \right];$$

$$h_{20}(t) = \frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)(\omega_{вх.} \cdot t - \frac{2\pi}{3})] \right];$$

$$h_{30}(t) = \frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)(\omega_{вх.} \cdot t - \frac{4\pi}{3})] \right].$$

На рис. 2 представлены результаты данного моделирования: 1 – соответствует открытому состоянию вентиля, 0 – соответствует закрытому состоянию вентиля.

На рис. 3 показана эпюра напряжения в звене постоянного тока при активной нагрузке. Масштаб рисунка выбран таким образом, чтобы рассмотреть пульсирующую составляющую.

Выходное напряжение в звене постоянного тока определено следующим выражением:

$$U_0(t) = (h_{10}(t) \cdot h_{20}(t) \cdot h_{30}(t) \cdot \begin{pmatrix} U_{\text{вх.1}}(t) \\ U_{\text{вх.2}}(t) \\ U_{\text{вх.3}}(t) \end{pmatrix})$$

ИЛИ

$$U_0(t) = U_{\text{вх.м.}} \cdot \left[\frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)(\omega_{\text{вх.}} \cdot t)] \right] \right] \cdot \sin(\omega_{\text{вх.}} \cdot t) +$$

$$+ \left[\frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)(\omega_{\text{вх.}} \cdot t - \frac{2\pi}{3})] \right] \right] \cdot \sin(\omega_{\text{вх.}} \cdot t - 2\pi/3) +$$

$$+ \left[\frac{1}{2} + \sum_{i=1}^k \left[\frac{2}{\pi(2 \cdot i - 1)} \cdot \sin[(2 \cdot i - 1)(\omega_{\text{вх.}} \cdot t - \frac{4\pi}{3})] \right] \right] \cdot \sin(\omega_{\text{вх.}} \cdot t - 4\pi/3) \Big].$$

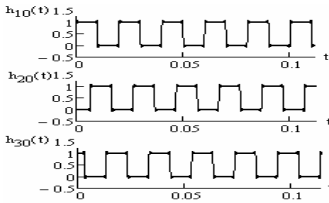


Рис. 2

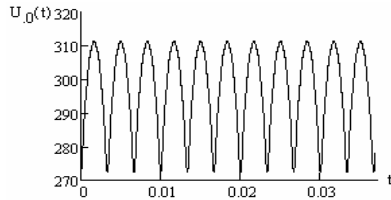


Рис. 3

Высокочастотную часть лучше моделировать на каком-либо симуляторе электрических схем. В качестве аппарата исследований была выбрана программа LT spice 4. Данная программа была выбрана потому, что:

- 1) она имеет свободное распространение;
- 2) в ней есть достаточно широкая база основных элементов;
- 3) в этой программе можно пополнять базу своими элементами.

Для исследований была выбрана схема, изображенной на рис. 4.

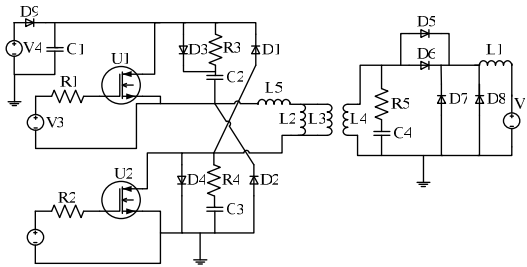


Рис. 4

Были проведены исследования потерь в силовых транзисторах в зависимости от частоты и скважности. Результаты исследований приведены на рис. 5.

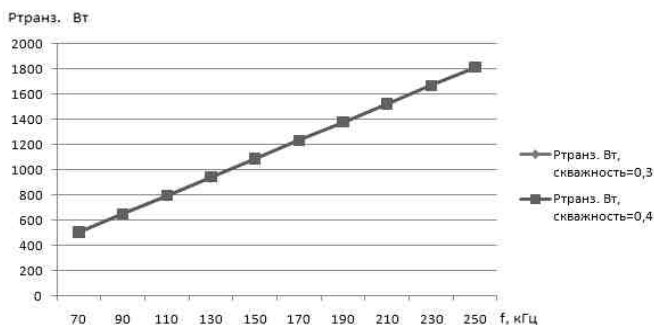


Рис. 5

Библиографический список

1. Джюджи, Л. Силовые полупроводниковые преобразователи частоты. Теория, характеристики, применение / Л. Джюджи, Б. Пелли; пер. с англ. Е. А. Болдырева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Володин, В.Я. Современные сварочные аппараты своими руками / В.Я. Володин. – СПб.: Наука и техника, 2008.
3. Шерихов, А.В. Применение средств MathCad для моделирования многофазных схем выпрямителей / А.В. Шерихов, К.В. Куликов: тез. докл. Семнадцатой Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. – МЭИ 25 – 28 февраля 2011 г. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

И.Ю. Долгих, студ.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАНАЛЬНОЙ ПЕЧИ

Основным конструктивным узлом созданной модели является однофазный печной трансформатор со стержневым магнитопроводом и индуктором, который является первичной обмоткой. Вокруг индуктора располагается короткозамкнутый вторичный виток – кольцо из металлической проволоки, служащее одновременно и нагрузкой.

Магнитопровод трансформатора изготовлен из листовой электротехнической стали со съемным ярмом для регулярной сборки и разборки трансформатора, что необходимо для замены колец.

Первичная обмотка (индуктор) получает питание от лабораторного автотрансформатора (ЛАТР), позволяющего регулировать подаваемое напряжение, и подключается в соответствии с принципиальной электрической схемой, представленной на рис. 1.

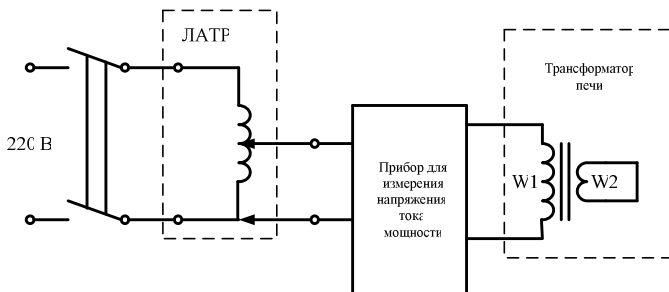


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема модели каналной печи

Здесь W_1 – первичная обмотка трансформатора, а W_2 – вторичная обмотка, представляющая собой кольцо из металлической проволоки. Всего было изготовлено пять колец из медной, алюминиевой и стальной проволоки с различным поперечным сечением.

Печной трансформатор и ЛАТР смонтированы на текстолитовой пластине с размерами 622 мм×285 мм. Вторичный виток располагается на том же стержне что и индуктор и с помощью зажимов закрепляется на специальной подставке. Кроме того, на пластине имеются четыре клеммы для подключения контрольно-измерительной аппаратуры, в качестве которой был использован комплексный измерительный прибор INSTEK GPM-8212. Данный прибор позволяет измерять напряжение на индукторе, ток, мощность и коэффициент мощности во время работы установки.

На готовой установке были выполнены экспериментальные исследования на холостом ходу (вторичный виток отсутствует) и с нагрузкой. По экспериментальным данным определены значения напряженности, индукции магнитного поля и комплексной магнитной проницаемости по методике [1] для различных режимов работы.

В программе COMSOL выполнены компьютерные модели:

- статическая модель в формате 2D для определения статических магнитных параметров;
- статическая модель в формате 3D для уточнения статических магнитных параметров;
- квазистатическая модель в формате 2D, совмещенная с цепной моделью, для определения электрических параметров;

▪ динамическая модель в формате 2D, совмещенная с цепной моделью, для изучения электрических параметров.

В 2D-модели (рис. 2) первичная обмотка представлена двумя частями: левая – индуктор 1 и правая – индуктор 2, и схема замещения, в электрическом эквиваленте представляется также двумя частями (рис. 3), где индуктор 1 показан между узлами 2 – 3, а индуктор 2 – между узлами 3 – 0. Вторичный виток моделируется аналогичным образом, путем введения в схему замещения второго контура.

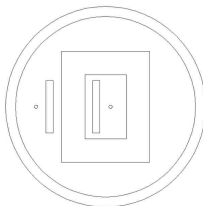


Рис. 2. Двухмерная модель печного трансформатора

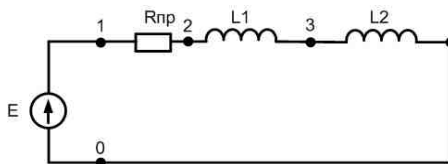


Рис. 3. Опыт холостого хода: схема замещения модели

Электрические связи моделируются в подпрограмме SPICE Circuit Editor в соответствии со схемой, представленной на рис. 3.

В 3D модели (рис. 4) плотность тока при соответствующем выборе системы координат (ось катушки совпадает с осью Y) задается по кругу в плоскости XZ [2]:

$$J_x = -J \cdot \cos\left(\arctan \frac{x+x_{cm}}{z}\right); \quad J_x = 0; \quad J_z = -J \cdot \sin\left(\arctan \frac{x+x_{cm}}{z}\right).$$

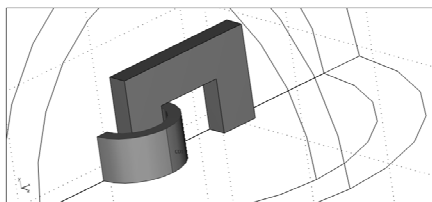


Рис. 4. Трехмерная модель печного трансформатора

Величина $x_{см}$ указывает на смещение оси индуктора относительно глобальных координат модели.

В программе осуществляется расчет векторного магнитного потенциала по уравнению

$$\sigma \frac{\partial \vec{A}}{\partial t} + \nabla \times (\mu^{-1} \mu_r^{-1} \nabla \times \vec{A}) = J_z^e \vec{e}_z, \vec{A} = A_z \cdot \vec{e}_z,$$

которое в пространственно-частотной области имеет вид

$$j\omega\sigma \cdot \vec{A} + \nabla \times (\mu^{-1} \mu_r^{-1} \nabla \times \vec{A}) = J_z^e \vec{e}_z.$$

Проекция векторного магнитного потенциала на линии тока в обмотках определяется аналогично задаваемой плотности тока:

$$\vec{A}_J = -A_x \cos\left(\arctg\left(\frac{x}{z}\right)\right) + A_z \sin\left(\arctg\left(\frac{x}{z}\right)\right).$$

Рассчитываемая энергия магнитного поля определится согласно выражению

$$W = \frac{1}{2} \int_{V_J} J \cdot A_J dV = \frac{1}{2} \int_{V_J} (J_x \cdot A_x + J_z \cdot A_z) dV.$$

Индуктивность катушки вычисляется из полученных значений тока индуктора и полной магнитной энергии:

$$L = \frac{2W}{I^2}.$$

В результате сопоставления результатов моделирования и проведенных экспериментов максимальная погрешность составила 12 %.

Библиографический список

1. **Поливанов, К.М.** Ферромагнетики. Основы теории технического применения / К.М. Поливанов. – М.-Л.: Государственное энергетическое издательство. 1957.
2. **Лебедев, В.Д.** Определение параметров элементов антирезонансного трансформатора напряжения на основе компьютерного полевого моделирования (Методы моделирования и исследование вычислительных погрешностей) / В.Д. Лебедев, А.А. Яблоков // Вестник научно-промышленного общества. – Вып. 14. – М: Изд-во «АЛЕВ-В», 2010. – С. 51 – 60.

*А.В. Киселев, Ю.И. Козина, студенты;
рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент*

МОДЕЛИРОВАНИЕ СВАРОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «SWCAD»

Целью работы является изучение возможностей программ LT Space/Spwther CAD и «Ferrite Magnetic Design Tool» для моделирования сварочного трансформатора тока и выбора сердечников [1].

Выбор и расчет трансформатора проведем на примере использования его в сварочном источнике тока для полуавтомата, рассчитанного на ток 150 А при напряжении 40 В, с питанием от трехфазной сети.

При этом выходная мощность устройства составляла 6000 Вт, а коэффициент полезного действия 0,98.

Частоту переключения транзисторов составляет 40 – 50 КГц, что является оптимальным для исходных параметров проектирования. Для уменьшения габаритов трансформатора частоту необходимо повышать. Но дальнейшее повышение частоты приводит к увеличению потерь в элементах схемы и при питании от трехфазной сети может вызвать электрический пробой изоляции в непредсказуемом месте.

Для сердечника трансформатора используются ферриты типа E из материала N87 фирмы EPCOS.

На рис. 1 приведены результаты численных исследований магнитной проницаемости от температуры.

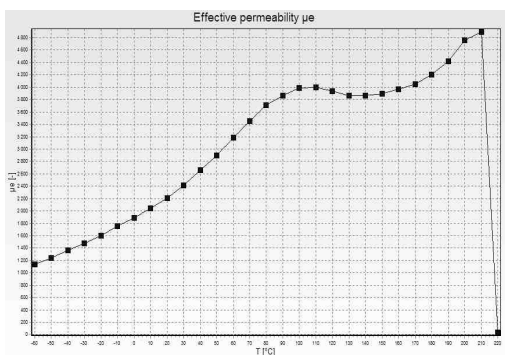


Рис. 1

Из полученного графика следует, что магнитная проницаемость сначала растет до температуры 100 °С, после чего до температуры 160 °С не увеличивается. В диапазоне температур от 90 до 160 °С изменяется

не более, чем на 3 %. Таким образом, параметры трансформатора, зависящие от магнитной проницаемости в этом диапазоне температур наиболее стабильны.

В результате моделирования получены зависимости потерь, в сердечнике трансформатора, от температуры (рис. 2).

Из графика видно, что при температуре 100 °С потери в сердечнике минимальны. Эта температура является оптимальной температурой работы сердечника.

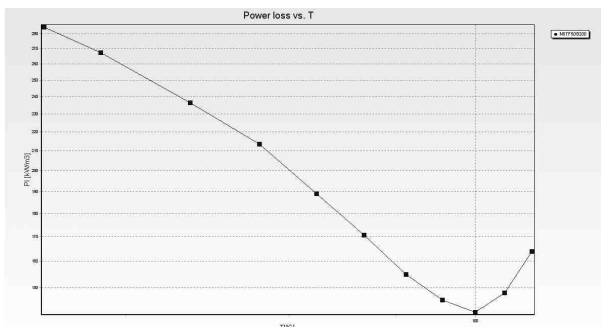


Рис. 2

Проведены исследования влияния числа витков трансформатора и частоты на отклонение магнитной индукции.

Снижение размаха индукции достигается двумя путями: либо увеличением число витков в обмотках трансформатора, либо повышением частоты преобразования. Существенное увеличение частоты преобразования нежелательно. Увеличение числа витков приведет к повышению плотности тока и потерь по линейной зависимости, при этом размах индукции снижается также по линейной зависимости. Снижение потерь, связанных с снижением размаха индукции, изменяется по кубической зависимости. Таким образом, когда потери в сердечнике существенно больше потерь в проводах, увеличение числа витков дает больший эффект в снижении общих потерь.

На основании проведенных численных исследований получены результаты, которые могут быть использованы при проектировании сварочных трансформаторов.

Библиографический список

1. Киселев, А.В. Применение программной среды SWCAD для моделирования электротехнологического оборудования / А.В. Киселев: материалы региональной науч.-техн. конф. студентов и аспирантов «Энергия 2009». – Т. III. – 2009. – С. 86 – 89.

Е.С. Зайцев, студ.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В КАБЕЛЕ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА СРЕДСТВАМИ MATLAB и SIMULINK

В настоящий момент по всему миру на первый план при использовании в кабельных сетях выходят кабели с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен). Связано это с одной стороны, с высокими характеристиками изолирующего вещества и легкостью обслуживания кабельной линии, с другой, увеличением потребляемой мощности крупных городов, где невозможно строительство воздушных линий высокого напряжения.

Сшитый полиэтилен обладает очень низкой температурной проводимостью, поэтому пропускная способность кабеля ограничена температурным режимом и сильно зависит от условий прокладки кабельной линии. Большинство аварий, происходящих на таких линиях, связаны с тем, что при большой нагрузке кабеля тепло, выделяющееся в жиле и в экране, плохо отводится в окружающую среду, в результате чего происходит расплавление изоляции и выход из строя кабеля.

Решением данной проблемы является мониторинг температуры кабельной линии по всей длине. Это осуществляется на основе оптоволоконных технологий. Измерение температуры по длине кабеля осуществляется с помощью оптоволоконных жил, вмонтированных в экран. Таким образом, удастся получить значение средней температуры поверхности кабеля на один метр длины.

Для исследования тепловых режимов кабельной линии авторами были разработаны математические и имитационные модели высоковольтного экранированного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Расчет распределения температуры КЛ выполняется в соответствии с теорией теплопроводности, используя дифференциальное уравнение Фурье

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \alpha \cdot \nabla^2 t + \frac{1}{c \cdot \rho} q,$$

где t – температура, К; τ – время, с; $\alpha = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}$ – коэффициент температуропроводности, где ρ – плотность вещества, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; λ – теплопроводность вещества, $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$.

Результатом решения данного уравнения являются графики распределения температуры по сечению кабеля. Таким образом, были выполнены расчеты, при токе в жиле кабеля 1000 А. Ток в оболочке кабеля определяется режимом работы кабеля (током жилы) и зависит от схемы соединения (транспозиции) экрана, способа его заземления (одностороннего или двухстороннего). Поэтому ток в оболочке был принят в процентном отношении от тока жилы 0, 20, 40 и 60 %. Результаты расчетов представлены на графиках (рис. 1).

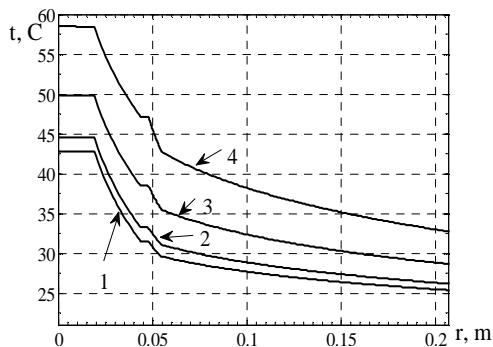


Рис. 1. Распределение температуры в сечении кабеля и окружающем пространстве при токах в экране: 1) $I_s = 0$ А; 2) $I_s = 200$ А; 3) $I_s = 400$ А; 4) $I_s = 600$ А

На приведенных графиках отчетливо видна слабая, почти нулевая, зависимость распределения температуры высокотеплопроводных элементов – жилы и экрана кабеля (горизонтальные полки на графиках). Как и предполагалось, в объеме изоляции из сшитого полиэтилена наблюдается большой градиент температур, что приводит к существенной разнице температур экрана кабеля, где устанавливаются датчики температуры, и центральной жилы.

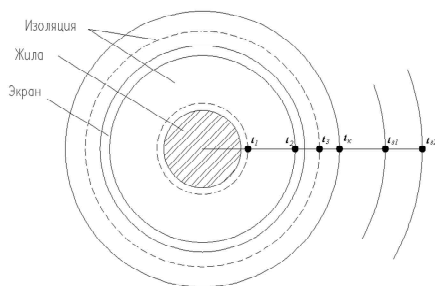


Рис. 2. Сечение кабеля

Для определения переходных процессов в температурном поле кабеля была разработана динамическая модель кабельной линии путем построения электрической схемы замещения на основе электротепловой аналогии (рис. 3). Здесь источники тока J и $J1$ замещают температурный напор, создаваемый током, протекающим по жиле и экрану кабеля, активные сопротивления $R1...R9$ – тепловые сопротивления тепловому потоку, емкости $C1..C9$ – теплоемкости материалов кабеля, и окружающей среды (грунта). Источник E имитирует температуру окружающей среды.

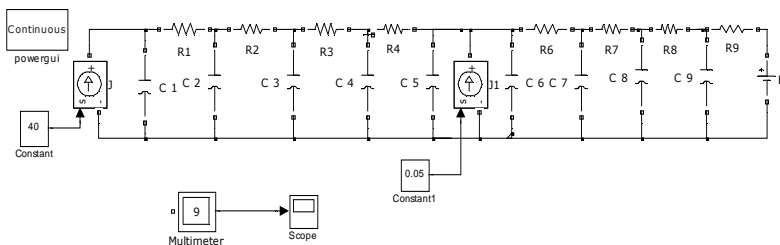


Рис. 3. Электрическая схема замещения тепловой модели КЛ

При ступенчатом включении кабеля под нагрузку на модели были получены графики изменения температуры характерных точек сечения КЛ во времени (рис. 4).

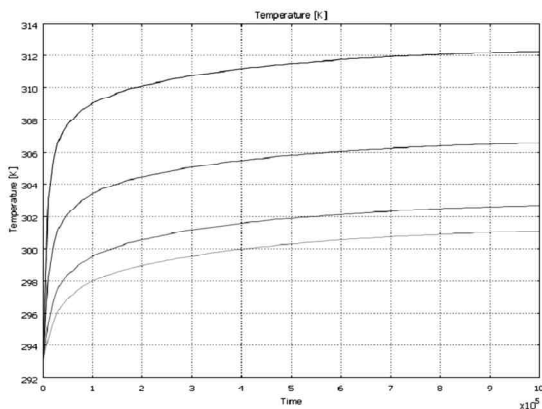


Рис. 4. Графики изменения температуры характерных точек сечения КЛ при ступенчатом изменении нагрузки

По результатам работы статической модели теплового режима кабеля видно, что при организации мониторинга температуры экрана или по-

верхности КЛ необходимо выполнить расчет самой жилы, т.к. при резком увеличении токовой нагрузки градиент температур будет еще больше, чем показано на рис. 1.

Динамическая модель теплового режима работы КЛ позволила проанализировать и спрогнозировать ее работу в переходных режимах. Особенно это актуально для аварийных и послеаварийных режимов работы, которые характеризуются переходными процессами более высокой частоты по сравнению с частотой опроса температуры КЛ современными оптическими системами температурного мониторинга (порядка одного измерения температуры вдоль всей длины кабеля в течение нескольких минут).

Библиографический список

1. **Дмитриев, М.В.** Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6 – 500 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: Изд-во «НИВА», 2008.
2. **Кузнецов, Д.В.** К вопросу об эксплуатации силовых кабелей высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена / Д.В. Кузнецов, Ю.С. Попова, Ф.Х. Халилов, Н.А. Шилина // Электро. – 2009. – № 3. – С. 30 – 33.
3. **Гольдштейн, В.Г.** О проблемах эксплуатации кабелей 6 – 110 кВ из полимерной изоляции / В.Г. Гольдштейн, И.С. Лысенкова, Т.В. Уколова, Л.В. Шпиц // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: XVI междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: тез. докл. – В 3 т. – Т. 3. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 364 – 366.
4. **Титков, В.В.** К оценке теплового режима трехфазной линии из СПЭ-кабеля / В.В. Титков // Кабель-news. – 2009. – № 10. – С. 47 – 51.

*Е.А. Дятлова, Е.А. Сулютина, Г.А. Филатова, студенты;
рук. В.Н. Гречухин, к.т.н., доцент,
В.Д. Лебедев, к.т.н. доцент*

ИССЛЕДОВАНИЕ НАНОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАГНИТОПРОВОДОВ ДЛЯ ЦИФРОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 110 – 750 кВ

В наше время растет доля потребления электрической энергии, в связи с этим возникает необходимость в разработке нового высоковольтного энергетического оборудования. Исследование нанокристаллических магнитопроводов – еще один шаг к разработке приборов наивысшей точности.

Образцами для исследования послужили магнитопроводы из следующих нанокристаллических материалов: 5БДСР, 82КЗХСР, 86КГСР (рис. 1).



Рис. 1. Образцы нанокристаллических материалов



Рис. 2. Измерительный комплекс National Instruments

При снятии характеристик была использована экспериментальная установка: измерительный комплекс National Instruments и прибор Instek (рис. 2) для измерения тока, напряжения и мощности.

Обработка экспериментальных данных производилась в программе LabVIEW (рис. 3).

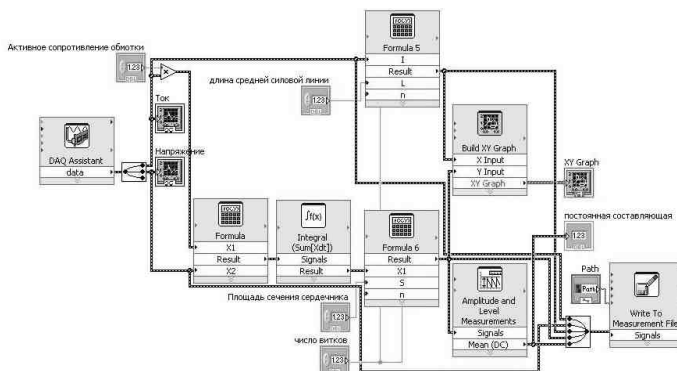


Рис. 3. Математическая модель в программе Labview

Осуществляя измерения электрических величин, программа автоматически обрабатывает числовые данные и выводит графики на экран монитора (рис. 4). Кроме того, численные данные эксперимента и результаты обработки сохраняются в текстовый файл, удобный для обработки в математических пакетах Mathcad, Matlab и др.

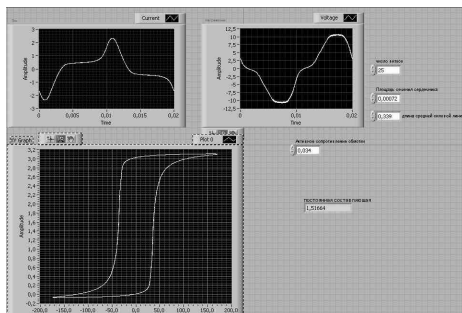


Рис. 4. Отображение измеренных и обработанных экспериментальных данных с помощью графического интерфейса программы

Были исследованы несколько магнитопроводов, изготовленных из нанокристаллических и традиционных материалов. Полученные петли гистерезиса представлены (рис. 5).

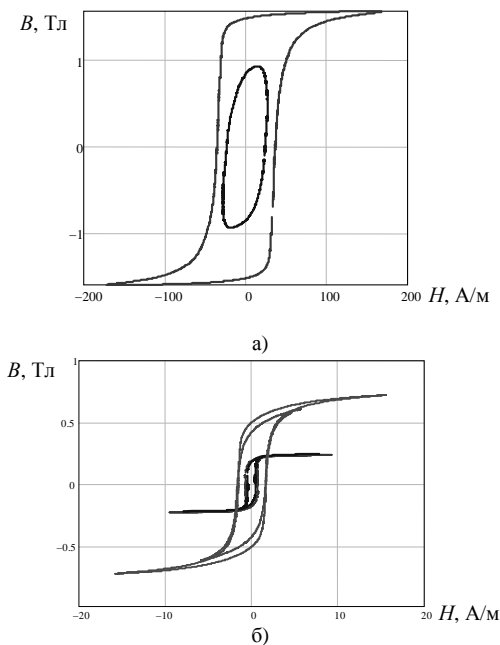


Рис. 5. Петли гистерезиса: а – электротехническая сталь 3411 (ТЗЛМ); б – нанокристаллические магнитопроводы

На основании полученных зависимостей можно сделать вывод, что нанокристаллические магнитопроводы обладают более узкой петлей гистерезиса, имеют значительно меньшие потери на гистерезис и вихревые токи, позволяют получить более высокий класс точности (0.1S, 0.05) при измерении первичного тока цифровыми трансформаторами тока по сравнению с традиционными магнитопроводами, однако быстрее входят в насыщение по магнитной индукции от 0,2 до 1 Тл в зависимости от марки стали.

Библиографический список

1. **Чен, К.** MATLAB в математических исследованиях / К. Чен, П. Джиблин, А. Ирвиш. – М.: Мир. 2001.
2. **Стародубцев, Ю.Н.** Магнитные свойства аморфных и нанокристаллических сплавов / Ю.Н. Стародубцев, В.Я. Белозеров. – Екатеринбург.: Изд-во Уральского университета, 2002.

Д.Ю. Морозова, студ.; рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ В ДАТЧИКЕ С МАГНИТНОЙ НАНОЖИДКОСТЬЮ

Целью работы является численное исследование силы взаимодействия постоянных магнитов от их геометрических размеров и расстояния между ними в датчике угла наклона с магнитной наножидкостью (МНЖ).

На рис. 1 представлена конструкция датчика.

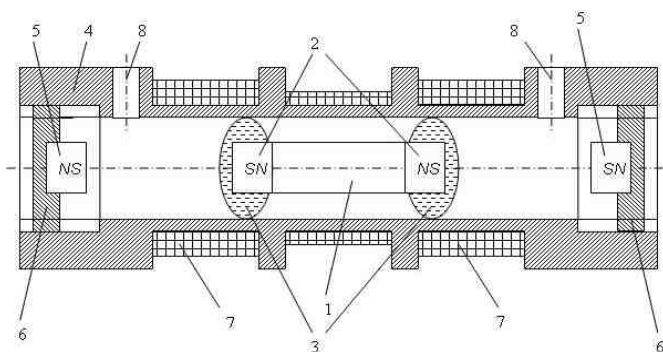


Рис. 1. Конструкция датчика с магнитной наножидкостью

Основным узлом датчика является чувствительный к углу наклона элемент, который состоит из стального сердечника 1 и двух постоянных магнитов 2 подвешенных в магнитной наножиждкости 3 внутри немагнитного корпуса 4.

МНЖ обеспечивает устойчивый подвес чувствительного элемента и гидродинамический режим трения в зазоре, что позволяет ему перемещаться вдоль корпуса с малым коэффициентом трения [1]. При наклоне датчика, происходит смещение чувствительного элемента. При этом осевая составляющая силы тяжести уравнивается силой отталкивания со стороны магнитов 5, установленных внутри крышек 6, которые имеют возможность перемещения вдоль корпуса. Это позволяет регулировать диапазон измерения углов наклона датчика. Перемещение чувствительного элемента фиксируется с помощью дифференциально-трансформаторной схемы 7. На выходе датчика появляется сигнал пропорциональный углу наклона. Для уменьшения газодинамического сопротивления при движении чувствительного элемента внутри корпуса выполнены отверстия 8.

Рассчитаем силу отталкивания двух разных цилиндрических магнитов, выполненных из различных высококоэрцитивных материалов [2].

Силу отталкивания F_z двух встречно намагниченных магнитов разного размера и изготовленных из различных материалов можно рассчитать путем дифференцирования потенциальной энергии W второго магнита, находящегося в поле первого магнита, по координате z :

$$F_z = -\frac{d}{dz}W. \quad (1)$$

Потенциальная энергия постоянного магнита с намагниченностью M_2 , находящегося в поле другого с намагниченностью M_1 имеет вид:

$$W = \frac{\mu_0 M_1 M_2}{2} \int_0^{2\pi} \int_0^{R_2} \int_z^{z+h_2} \left[\frac{z+h_1}{\sqrt{R_1^2 + (z+h_1)^2}} - \frac{z}{\sqrt{R_1^2 + z^2}} \right] r dr d\phi dz. \quad (2)$$

Таким образом, вычисляя интегралы и подставляя исходные расчетные данные в формулу для F_z получаем:

$$F_z = \frac{-m_0 M_1 M_2 \pi R_2^2}{2} \left[\frac{z+h_1+h_2}{\sqrt{R_1^2 + (z+h_1+h_2)^2}} - \frac{z+h_1}{\sqrt{R_1^2 + (z+h_1)^2}} - \frac{z+h_2}{\sqrt{R_1^2 + (z+h_2)^2}} + \frac{z}{\sqrt{R_1^2 + z^2}} \right]. \quad (3)$$

Для исследования были выбраны постоянные магниты, имеющие следующие параметры:

радиусы магнитов $R_1 = 35,5 \cdot 10^{-3}$ м; $R_2 = 17,5 \cdot 10^{-3}$ м;

намагниченность магнитов $M_1 = 12650$; $M_2 = 12500$;

высота магнитов $h_1 = 15 \cdot 10^{-3}$ м; $h_2 = 7,5 \cdot 10^{-3}$ м;

расстояние между магнитами z , м.

В ходе численных исследований получены зависимости силы отталкивания магнитов от высоты h_1 первого магнита; силы отталкивания магнитов от радиуса R_1 первого магнита; зависимость силы отталкивания магнитов от расстояния z между магнитами (рис. 2).

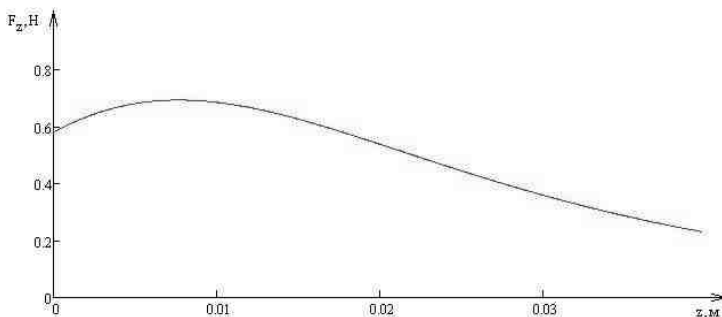


Рис. 2. Зависимость силы отталкивания магнитов от расстояния

Полученные результаты позволяют проводить рациональный выбор материала магнитов на этапе проектирования на основании оценке силы взаимодействия между магнитами в датчике с магнитной наножидкостью.

Библиографический список

1. Михалев, Ю.О. Исследование подвеса чувствительного элемента магнитожидкостного датчика угла наклона / Ю.О. Михалев, И.Е. Сабуров // Механика и физика фрикционного контакта: межвуз. сб. науч. тр. – Тверь, 2001. – С. 70 – 75.

С.Ю. Токарев, асп.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент

УРАВНЕНИЯ МНОГОПРОВОДНОЙ ЛИНИИ: ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОДХОД

В значительном количестве литературы, прежде всего учебной, рассматриваются методики решения уравнений многопроводной линии. Од-

нако в рассмотрение чаще всего берется только самый простой случай – двухпроводная линия. В данной же работе рассматривается подход к расчету более математически-сложного объекта – трехпроводной линии. Отметим, что предложенная методика может быть использована для случая n -проводной линии.

Процесс решения можно разбить на несколько этапов:

1. расчет продольного сопротивления и поперечной проводимости линии;
2. переход из фазной области к модальной;
3. расчет постоянных распространения системы;
4. формирование решения в виде искомых функций частоты;
5. переход из модальной области в фазную.

На первом этапе рассчитываются параметры многопроводной линии, формирующие матрицы сопротивлений и проводимостей:

$$Z(j\omega) = j\omega L + Z_{\text{провода}}(j\omega) + Z_{\text{земли}}(j\omega), \quad (1)$$

$$Y(j\omega) = G(j\omega) + j\omega C + Y_{\text{земли}}(j\omega). \quad (2)$$

В этих уравнениях при решении практических задач допустимо не учитывать влияние следующих факторов:

1. $G(j\omega)$ – для всего диапазона частот;
2. $Y_{\text{земли}}(j\omega)$ – до 10 МГц;
3. ток смещения в земле для большинства грунтов – до 1 МГц.

На втором этапе производится диагонализация матричных уравнений многопроводной линии [1]. Для этого предварительно требуется для каждой частотной составляющей отыскать характеристические числа и собственные векторы выражений

$$\gamma_V^2(j\omega) = Z(j\omega) \cdot Y(j\omega), \quad (3)$$

$$\gamma_I^2(j\omega) = Y(j\omega) \cdot Z(j\omega). \quad (4)$$

На третьем этапе рассчитываются постоянные распространения системы

$$\gamma(j\omega) = \alpha(j\omega) + j\beta(j\omega). \quad (5)$$

Производится проверка положительности значений постоянных распространения $\alpha(j\omega)$.

На четвертом этапе формируется решение уравнений многопроводной линии в виде искомых функций частоты в модальной области

$$U(x, j\omega) = e^{-\gamma(j\omega)x} \cdot U_m^+(j\omega) + e^{+\gamma(j\omega)x} \cdot U_m^-(j\omega), \quad (6)$$

$$I(x, j\omega) = e^{-\gamma(j\omega)x} \cdot I_m^+(j\omega) + e^{+\gamma(j\omega)x} \cdot I_m^-(j\omega). \quad (7)$$

Постоянные интегрирования находятся по граничным условиям в фазной области с последующим переходом в модальную область (см. второй этап).

На пятом этапе производится переход из модальной области в фазную на основе преобразований, обратных тем, которые использовались на втором этапе.

Особенностью расчета по данной методике является то, что все (кроме первого) указанные выше этапы должны быть пройдены для каждой частотной составляющей заново. Наибольшие вычислительные трудности возникают на втором этапе, где необходимо обыскивать вектора собственных значений выражений (3) и (4) для каждой частотной составляющей. Однако в ряде случаев [2] могут быть использованы значительно более простые преобразования. Кроме того, вектора собственных значений слабо меняются при незначительном варьировании частоты. Таким образом, можно производить расчет этих векторов только для некоторых частот из рассматриваемого спектра. Остальные значения могут быть получены путем использования аппроксимации.

Предложенная методика во многом схожа с [3], однако, имеет ряд отличительных черт:

1. отсутствуют погрешности, вызванные разложением интеграла Карсона в ряд, за счет использования высокоточных методов аппроксимации [4];
2. берется во внимание влияние тока смещения в земле;
3. предлагаются методы, значительно упрощающие отыскание векторов собственных значений при рассмотрении массива частот.

Библиографический список

1. **Paul, C.R.** Decoupling the multiconductor transmission line equations / C.R. Paul // IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques. – Vol. 44. – 1996. – NO. 8. – Pp. 1429 – 1440.
2. **Do Prado, A.J.** Phase-mode Transformation Matrix Application for Transmission Line and Electromagnetic Transient Analyses / A.J. Do Prado [ets.]. – New York, 2011.
3. **Костенко, М.В.** Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения / М.В. Костенко, Л.С. Перельман, Ю.П. Шкарин. – М.: Энергия, 1973.
4. **Electromagnetic Field Interaction with Transmission Lines: From Classical Theory to HF Radiation Effects** / F. Rachidi, S. Tkachenko (editors). – Boston: WIT Press, 2008.

Д.Т. Кузнецов, студ., С.Ю. Токарев, асп.;
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛНЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В ТРЕХФАЗНОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛЭП 110 кВ

В последнее время уделяется большое внимание качеству электроэнергии, поставляемой потребителям энергоснабжающими организациями. Соответственно выдвигаются новые требования к расчету линий электропередачи, а именно учет паразитных эффектов линий, более точный расчет индуктивностей и емкостей (например, определение влияния провиса проводов между опорами ЛЭП на эти величины), учет поверхностного эффекта как в проводах, так и в земле, определение влияния структуры провода на его электрические и магнитные параметры.

В этой области представлено немало работ. Основные идеи изложены в статьях: «Моделирование волны тока и напряжения в простейшей разветвленной электрической сети» (В.Е. Шмелев, Е.Е. Дудников), «Определение первичных продольных параметров воздушных и подземных линий электропередачи на основе расчета электромагнитного поля» (М.В. Булатников, К.П. Кадомская, С.А. Кандаков, Ю.А. Лавров), «Новая матричная модель линий электропередачи и сетей на их основе» (А.Л. Варламов, С.А. Сбитнев, В.Е. Шмелев, В.П. Мартыанов, Г.В. Смирнова), «Распределение гармонических составляющих электрической энергии пониженного качества вдоль несимметричного участка трехфазной ВЛЭП трехпроводного исполнения» (Г.А. Большанин, Л.Ю. Большанина, Е.Г. Марьясова).

Несмотря на это до сих пор нет единого математического аппарата моделирования, позволяющего учитывать выше представленные требования. Мы предлагаем модель, базирующуюся на расчетах в системе COMSOL Multiphysics, которая уже дала результаты и которая при дальнейшем развитии сможет решить практически все поставленные задачи. В частности, была построена исходная упрощенная модель трехфазной воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ.

В качестве исходных данных были взяты:

- опора ЛЭП типа ПС35/110ПУ-2.110.Т;
- провода типа АС-185/24 (диаметр провода – 17,6 мм, электрическое сопротивление – 0,1001 Ом/км);
- линейный подвесной стержневой цельнолитый полимерный (кремнийорганический) изолятор ЛК 120/110-И-2 СП;
- трехфазный источник синусоидальной ЭДС 110 кВ.

Расчет ведется исходя из следующих допущений: длина проводов настолько велика по сравнению с расстоянием между ними, что поле можно считать плоскопараллельным; диаметры проводов малы по сравнению с расстояниями между их осями и с высотой их подвеса.

Первичные параметры линии определяются с применением метода зеркальных изображений. При описанных выше допущениях телеграфные уравнения, описывающие электромагнитные процессы в линии, примут следующий вид:

$$\begin{cases} -\frac{d}{dx}[U(x,t)] = [R_0] \cdot [I(x,t)] + [L_0] \frac{d}{dt}[I(x,t)]; \\ -\frac{d}{dx}[I(x,t)] = [G_0] \cdot [U(x,t)] + [C_0] \frac{d}{dt}[U(x,t)], \end{cases} \quad (1)$$

где $U(x, t)$ – матрица-столбец напряжений между проводами линии и общим проводником; $I(x, t)$ – матрица-столбец токов в проводах линии; R_0 – диагональная матрица собственных сопротивлений проводов на единицу длины; G_0 – квадратная матрица поперечных проводимостей на единицу длины; L_0 – квадратная матрица собственных и взаимных индуктивностей проводов линии на единицу длины; C_0 – квадратная матрица собственных и взаимных емкостей на единицу длины.

Результаты проведенного расчета представлены на рис. 1 и рис. 2 для линии длиной 6 тыс. км. Для сравнения приведены графики переходных процессов для частот различающихся в 10 раз (50 и 500 Гц).

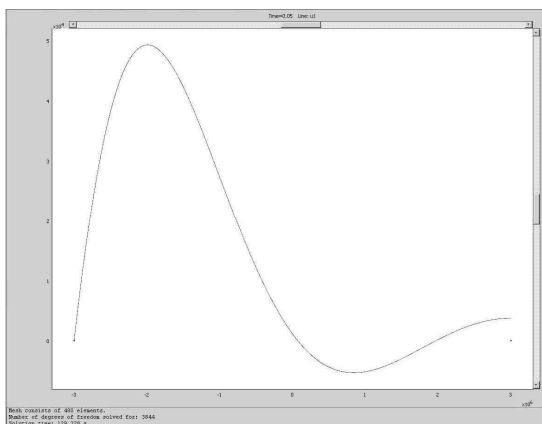
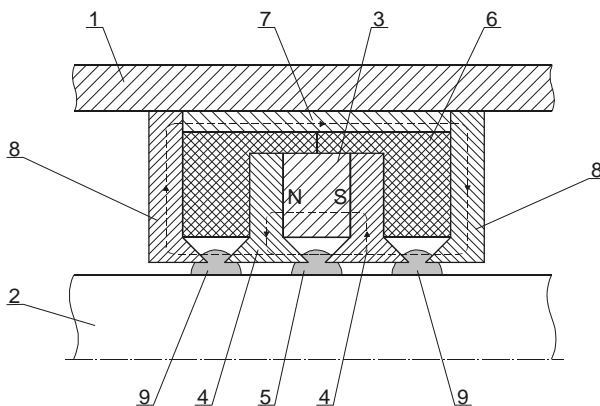


Рис. 1. График переходного процесса на частоте 50 Гц

ресурс работы позволяют использовать их для решения различных технических задач.

Однако, наличие магнитного вала может привести к появлению значительных сил одностороннего магнитного притяжения, что связано с неравномерностью рабочего зазора по его длине. Использование немагнитного вала позволяет избежать этого явления. Кроме того, часть узлов технологического оборудования имеют немагнитные валы, а установка магнитопроводных втулок на них недопустима. Поэтому представляет интерес проведение исследований МНЖГ немагнитного вала, а именно влияния геометрии рабочего зазора и материалов магнитопровода на величину критического перепада давлений.

В качестве объекта исследований рассмотрим конструкцию двухступенчатого МНЖГ с немагнитным валом [2], представленную на рисунке.



МНЖГ состоит из немагнитного корпуса 1, вращающегося вала 2, постоянного магнита 3, к торцевым поверхностям которого примыкают внутренние полюсные приставки 4, между которыми находится магнитная наножидкость (МНЖ) 5. Немагнитная втулка 6 установлена между магнитопроводом 7 и внешними полюсными приставками 8. МНЖ 9 находится между внутренними 8 и внешними 9 полюсными приставками. МНЖ удерживается в рабочих зазорах пондеромоторной силой, создаваемой полем постоянного магнита.

Целью работы является численное исследование влияния величины зазора между полюсными приставками на критический перепад давлений МНЖГ. Исследования проводились в среде ELCUT. В качестве материала постоянных магнитов использовался самарий кобальтовый магнит

марки КС-37. Материала магнитопровода – сталь 20. Диапазон изменения зазора находился в пределах от 1 до 4,5 мм.

Результаты расчета показывают, что критический перепад давлений двухступенчатого МНЖГ, при использовании МНЖ с намагниченностью 20 кА/м находится в диапазоне 0,1 – 0,15 Ати. Для традиционной одноступенчатой конструкции МНЖГ с магнитопроводным валом, величиной рабочего зазора 0,15 мм и использовании аналогичных постоянно магнита и МНЖ, критический перепад давлений состав 1,5 Ати, т.е. выше в 20 раз.

Таким образом, использование МНЖ с немагнитным валом может быть рекомендовано только для герметизации валов технологического оборудования с низким перепадом давлений между герметизируемыми средами и наличием специальных требований по моментам трения.

Библиографический список

1. **Михалев, Ю.О.** Практическое применение магнитожидкостных уплотнений, разработанных в СКТБ «Полус» / Ю.О. Михалев, Д.В. Орлов, С.Г. Лысенков, М.С. Сайкин / 8-я междунар. конф. по магнитным жидкостям: тез. докл. – Плес, 1998. – С. 201 – 203.

2. **А.с. СССР N 987242.** Потапов А.Б., Михалев Ю.О., Орлов Д.В., Сайкин М.С., Лысенков С.Г. Магнитожидкостное уплотнение. Опубл. 07.01.83. Бюл. N 1.

СЕКЦИЯ 13А

ИСТОРИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ В ЛИЦАХ

Председатель – к.т.н., доцент **Макаров А.В.**
Секретарь – студентка гр. 1-52 **Цветкова М.В.**

А.Д. Гвоздева, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

ГАЛИЛЕЙ ЭЛЕКТРИКИ

Вольт, Volt (В, V) – единица измерения электрического напряжения в системе СИ.



Рис. 1

В начале XIX века произошел переход от электричества как раздела курса физики к электричеству для человечества. Это связано с созданием в 1800 г. первого источника постоянного тока: гальванического элемента, не поддающегося перезарядке – «вольтова столба», названного в честь его создателя – выдающегося итальянского ученого Алессандро Вольта (1745 – 1827 гг.) (рис. 1).

Идея создания элемента возникла после изучения Вольтой работ профессора анатомии Луиджи Гальвани о существовании так называемого «животного» электричества. Повторяя опыты Гальвани, Вольта приходит к созданию гальванического элемента, который преобразует химическую энергию в электрическую.

Первый «вольтов столб» (рис. 2) состоял из 20 пар медных и цинковых кружочков, разделенных суконными прокладками, смоченными соленой водой и создавал напряжение предположительно 40 – 50 вольт и ток менее одного ампера (измерительных приборов в то время не было). Элемент стал предшественником современной батарейки, которая широко используется. Создание вольтова столба стало революционным событием в науке об электричестве. Вольтов столб в первой трети XIX века оставался единственным источником постоянного тока, который успешно использовали для своих опытов и открытий крупнейшие ученые – В. Петров, Х. Дэви, Х. Эрстед, А.-М. Ампер, М. Фарадей.

Алессандро Вольта был блестящим физиком с широко разносторонними научными интересами. Свою карьеру он начал в 23 года: установил в родном городе громоотвод, первым выдвинул идею о линии сигнальной электропередачи по проводам на расстоянии, описал проект телеграфа. Наряду с электрическими проектами, над которыми работал ученый (электрофор, электроскоп, позволяющий измерять разности потенциалов, конденсатор) А. Вольта открыл газ метан, создал газовые горелки, и пистолеты, в которых вместо пороха использовался газ, поджигаемый электрической искрой.



Рис. 2

Алессандро Вольта положил начало эпохи электрики, которая пришла на смену электростатике. Научный вклад ученого был высоко оценен современниками – его называли самым великим физиком Италии после Галилея. В 1881 году на первом Международном электротехническом конгрессе в Париже одной из важнейших электрических единиц – единице напряжения – было присвоено наименование Вольт.

Библиографический список

1. Розенбергер, Ф. История физики / Ф. Розенбергер. – М.; Л.: ОНТИ, 1937.
2. Собрание сочинений А. Вольты: La opere di Alessandro Volta. Vols. 1–7. Milano, 1918 – 1929.
3. Maraldi, U. La vita di Alessandro Volta / U. Maraldi. – Firenze, 1959.
4. Dibner, B. Alessandro Volta and the electric battery / B. Dibner. – N.Y., 1964.
5. Радовский, М.И. Гальвани и Вольта / М.И. Радовский. – М.; Л., 1941

К.Э. Алексанина, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

НЬЮТОН ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Ампер, Ampère (A) единица измерения силы электрического тока в системе СИ.

История развития науки и практики в области электричества и магнетизма знает много знаменитых имен, вошедших не только в исторические документы, но и в нашу повседневность в виде электрических единиц. В области электричества – это Андре-Мари Ампер.

Двигатель, метро, электровоз, лифт – все это приводится в движение благодаря «силе» Ампера.

Закон механического взаимодействия двух токов, открытый Ампером в 1820 году, явился прорывом в электротехнике.

Закон Ампера, который должен быть известен каждому школьнику, открыл человек, который никогда не ходил в школу и не сдал за всю свою жизнь ни одного экзамена. Но благодаря самоотверженности, трудолюбию, целеустремленности Ампер достиг значительных успехов в различных областях науки: математика, химия, биология, лингвистика, философия.

Андре-Мари Ампер родился 22 января 1775 года. В огне Великой Французской революции он рано потерял отца и близких. Это было страшное потрясение для Андре – Мари и всей его семьи. Одним из главных импульсов, вернувших Ампера к активной жизни, стали книги. Он постоянно и много черпал из книг. И Ампер не просто читал, он изучал, творчески усваивая прочитанное. Книги были его единственными учителями.

Узнав об опытах Эрстеда в 1820 году, Ампер занялся электродинамикой. И в 1824 году он был избран на должность профессора Коллеж де Франс. Ему предоставили кафедру общей и экспериментальной физики.

Ампер является изобретателем многих экспериментальных приборов и измерительных приборов: аstaticкой компас, принцип его работы лежит в основе гальванометра, соленоид, электрический телеграф, электромагнит.

Ампер продемонстрировал магнитные свойства проволоки, согнутой в кольцо, аналогичные «тонкому листку» постоянного магнита. И кольцо, и «листок» имели разноименные магнитные полюса, что подтверждало электрическую природу магнетизма. «Единственной причиной электромагнитных явлений является электричество» – неоднократно подчеркивает Ампер.

Андре-Мари приходит к очевидному выводу: если круговой ток аналогичен магниту, то и взаимодействие кольцевых проводников с током должно быть аналогичным взаимодействию магнитов.

Ампер предложил считать за направление тока направление положительного электричества «от плюса к минусу» во внешней цепи. Он сумел сформулировать и еще одно важное правило – о направлении отклонения магнитной стрелки в зависимости от направления тока в проводнике.

Ампер был, прежде всего, теоретиком и экспериментами занимался редко. Он почувствовал необходимость проверки на опыте правильности своих идей, и сам соорудил несколько оригинальных приборов, лишь иногда прибегая к помощи слесаря.

Для исследования линейных токов Ампер создал так называемый «станок Ампера» (см. рис. 1). С помощью этого оригинального устройства он мог наблюдать изменения положения подвижного проводника от другого – неподвижного.

Андре-Мари Ампер теоретически обобщил результаты экспериментов и вывел формулу, позволяющую определить силу взаимодействия токов.

Свои идеи Ампер изложил в работе «Теория электродинамических явлений, выведенная исключительно из опытов» («La Théorie mathématique des phénomènes électrodynamiques») (рис. 2).

Ампер ввел в науку такие понятия, как «электростатика», «электродинамика», «соленоид», «кибернетика». Также он впервые ввел в науку термин «электрический ток» и понятие о направлении электрического тока.

Память ученого увековечена потомками, и даже не один раз: одна из гор на Луне носит его имя, в Париже его именем названа улица. Но главное – любой из нас, измеряя силу тока в электрической цепи, произносит его имя.

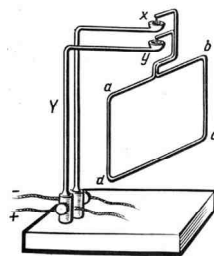


Рис. 1. «Станок Ампера»



Рис. 2. «La Théorie mathématique des phénomènes électrodynamiques»

Библиографический список

1. <http://www.ampere.cnrs.fr>.
2. <http://www.lessignets.com>.
3. Белькинд, Л.Д. Андре-Мари Ампер / Л.Д. Белькинд. – М.: Наука, 1968.

С.Е. Гусева, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

НЕИЗВЕСТНЫЙ ОМ

Ом – единица измерения электрического сопротивления.

Верхом невежества и гарантированным «неудом» на экзамене по электротехнике является незнание закона Ома. Трудно представить, но для открытия этого закона немецкий физик Георг Ом (1789 – 1854) потратил более десятилетия.



Сын потомственного слесаря, во многом благодаря отцу получает хорошее образование, закончив гимназию и проучившись несколько семестров в университете Эрлаген, но чрезмерно окунувшись в прелести веселой студенческой жизни в 1806 году бросил его и более пяти лет работал домашним учителем в Швейцарии. В 1811 году он возвращается в родной Эрлаген и защищает диссертацию «Über Licht und Farben» («О свете и красках»). Однако академического признания он не получает. С 1817 года он работает в Кельне в должности преподавателя математики и физики, где публикует свои знаменитые работы по теории гальванических цепей. В области физики его интересовали процессы, связанные с протеканием электрических токов по проводникам. Этот интерес возрос после открытия Х. Эрстедом явления воздействия электрического тока на стрелку компаса.

Путь, по которому шел Георг Ом, определялся ясным пониманием того, что необходимо в первую очередь создать приборы для количественного исследования явления. В то время не было ясного понимания, что такое электрический ток, как его измерять, отсутствовала необходимой терминологии. Для измерения тока ранее пытались использовать тепловое действие тока, но Г. Ом предложил использовать магнитное действие тока, открытое Эрстедом. Использование гальванических источников тока, которые создают ток не постоянный, а убывающий со временем, явилось причиной неточностей в первой из публикаций Ома. Он нашел выход из этого положения, перейдя к использованию термоэлектричества, открытого Т. Зеебеком явления. Вследствие устранения всех ошибок, ученый смог создать более совершенную экспериментальную установку.



Первым официальным отчетом о его работе стала в 1826 году статья в «Журнале физики и химии» «Определение закона, по которому металлы проводят контактное электричество, вместе с наброском теории вольтаического аппарата мультипликатора Швейггера» (так Ом называл созданный им гальванометр). В 1827 году в Берлине он опубликовал свой главный труд «Die galvanische Kette, mathematisch bearbeitet». Появление серии статьи и книги, содержащей результаты экспериментальных исследований в области электрических явлений, не произвело впечатления на немецких ученых. Никто

из них не мог предположить, что установленный Омом закон представляется собой основу для всех электротехнических расчетов будущего. Признание значимости его научных достижений пришло в основном из-за рубежа, в частности его работы высоко оценили М. Фарадей, Д. Генри, Э. Ленц, Б. Якоби. Книги Г. Ома переводятся на английский, итальянский и французский языки. В 1842 году Лондонское Королевское общество наградило Г. Ома золотой медалью и избрало своим членом. Это по значимости это соответствует современной Нобелевской премии. Насколько велики результаты, настолько и тернист был путь, ведущий к ним: неимение базы для исследований, насмешки и гнет со стороны немецких коллег.

С 1833 года до конца своей жизни Георг Ом работает в университете города Нюрнберга, который в последствие назван его именем. В качестве логотипа этого учебного заведения (Georg-Simon-Ohm-Hochschule Nürnberg), используется буква греческая буква Ω – обозначение единицы измерения электрического сопротивления Ом, названная в честь Георга Ома в 1881 году на международном конгрессе электриков в Париже.

Библиографический список

1. <http://www.ohm-hochschule.de>.

К.В. Галкина, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

КОЛУМБ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Сименс (См, S) – единица измерения электрической проводимости.

Троллейбус, трамвай, лифт, метро, динамо-машина, телеграф, телекоммуникационные линии – сложно представить, что все это заслуга одного человека, являющегося ярким сплавом гениальных начал в области техники, науки и предпринимательства Вернера фон Сименса. Он был решительным пионером эпохи грюндерства (нем. Grunder – основатель, учредитель) в сфере электротехники, первопроходцем периода перехода к активному использованию электричества в хозяйственной жизни.



Вернер фон Сименс родился 13 декабря 1816 г. в городе Ленте близ Ганновера. Он был целеустремленным и способным человеком, ко-

торый с отличием окончил гимназию, получил государственную стипендию и поступил в артиллерийское училище. После выпуска он устроился на службу в берлинский арсенал, где начал заниматься научными и инженерными исследованиями.



Рис. 1

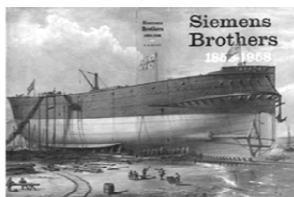


Рис. 2

В 1842 г. Вернер Сименс реализовал свой первый бизнес-проект: открыл предприятие, занимающееся методом гальванического золочения и серебрения. Всю свою дальнейшую жизнь он посвятил электротехнике (термин введен Сименсом в 1879 г.) – применению электрических явлений для практических целей. Особое место в его научной деятельности занимает телеграфия, которую он называл «технологией будущего». Его изобретения в этой области: стрелочный телеграф (рис. 1), пресс для наложения гуттаперчевой изоляции на проволоку и ленточная броня для защиты подземных кабелей от механических воздействий, которые произвели революцию, проложившую дорогу современным телекоммуникационным системам. Телеграфно-строительная фирма «Telegraphen Bau-Anstalt Siemens &

Halske», которую Сименс основывает вместе с инженером И.Г. Гальске (1847 г.), занимается реализацией масштабными проектами линий связи в различных странах: Берлин – Франкфурт-на-Майне (500 км), линия по дну Балтийского залива (10000 км), Лондон – Калькутта (11000 км) и многие другие. В начале 1870-х годов с помощью кабелеукладочного судна «Фарадей» (рис. 2) компания Сименса совершает великий инженерный подвиг: прокладывает трансатлантический кабель, напрямую связавший континенты (США и Ирландия – 5700 км).

Ко второй половине 1860-х годов относится начало работ Сименса в области промышленной электротехники. Он создал совершенную конструкцию генератора постоянного тока с самовозбуждением, долгое время именовавшуюся динамо-машиной (рис. 3). Она произвела настоящую революцию в промышленности. На основе этого инженерного решения созданы: электровоз (1879 г.), лифт (1880 г.), трамвай (1881 г.), троллейбус (1882 г.). Среди других новшеств на счету Сименса изобретение первой рентгеновской трубки (1896 г.) и электрификация первой в Европе линии метро в Будапеште.

До середины XX века Сименсом называлась единица электрического сопротивления, соответствующая сопротивлению столба ртути длиной 1 м и диаметром 1 мм при 0 °С. Она была введена Сименсом в 1860 г. и широко использовалась связистами всего мира. Впоследствии единицей сопротивления принят Ом, а Сименсом стала называться (1881 г.) единица электрической проводимости в знак его особых заслуг.

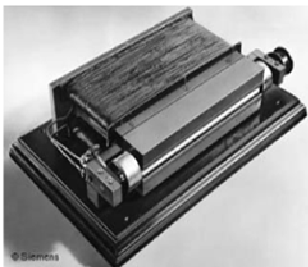


Рис. 3

Библиографический список

1. **Оггер**, Г. Грюндеры и грюндерство / Гюнтер Оггер. – М.: Прогресс, 1985.
2. **Werner-von-Siemens-Ring**. – Режим доступа: www.siemens-ring.de/home.html.
3. **Вернер фон Сименс**. – Режим доступа: www.metallpress.ru/content/72714.html.

К.О. Хорохорина, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

КОРОЛЬ ЭКСПЕРИМЕНТАТОРОВ

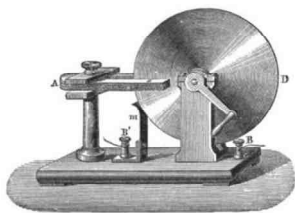
Фарад (Ф, F) — единица измерения электрической емкости в системе СИ.

Начало современной электротехники принято связывать с открытием в 1831 году английским физиком Майклом Фарадеем (1791 – 1867) явления электромагнитной индукции, которое лежит в основе работы всех генераторов постоянного и переменного тока.

Майкл Фарадей родился 22 сентября 1791 года в Лондоне в семье кузнеца. Окончив только начальную школу, активно занимался самообразованием. Еще с детства в нем проявились задатки великого экспериментатора. Он стремился опираться исключительно на факты и проверять сообщения других опытами в своей мини-лаборатории.

С 1815 г. началась научная деятельность Фарадея в стенах Королевского института. Круг его научных исследований был чрезвычайно широк: работы по сжижению газов, получению новых органических углеводородных соединений (в частности, бензола и бутилена), разработка метода выявления новой группы веществ – сульфокислот, используемых для изготовления красителей и некоторых лекарств. Перемена в тематике его научной деятельности произошла в августе 1820 года после ознаком-

ления с работой Эрстеда по электродинамике. М. Фарадей приступил к проведению электромагнитных исследований. В 1821 г. наблюдая вращение магнита вокруг проводника с током и проводника с током вокруг магнита, создал первую модель электродвигателя. Изобретение Фарадея было примитивно по своей конструкции, однако явилось предшественником всех электрических моторов, которые используют сегодня в мире. В 1831 г. М. Фарадеем было открыто явление электромагнитной индукции. Проведя ряд экспериментов, Фарадей вывел его основной закон, установил зависимость индукционного тока от магнитных свойств среды, исследовал явление самоиндукции. Электроэнергия, подающаяся в наши дома по проводам, вырабатывается электрогенераторами, действие которых основано на явлении электромагнитной индукции. Электрогенераторы установлены в автомобилях, в самолетах, на морских и речных судах. По принципу электромагнитной индукции работает множество измерительных приборов. Электродвигатели работают в игрушках и в вентиляторах, в холодильниках и стиральных машинах. Электродвигателем приводится в действие жесткий диск нашего домашнего компьютера и лентопротяжный механизм видеомагнитофона, проигрывателя DVD и кассетного магнитофонного проигрывателя. Двигателями постоянного тока приводится в действие стартер, щетки очистителя лобового стекла, вентиляторы систем вентиляции и отопления воздуха.



Первая модель электродвигателя.
Диск Фарадея

М. Фарадей внес огромный вклад и в другие отрасли науки. Путем тщательных экспериментов Фарадей установил два закона электролиза, которые названы его именем и которые составляют основу электрохимии. Фарадей ввел в науку ряд понятий – катода, анода, ионов, электролиза, электродов; в 1833 г. он изобрел вольтметр. Используя огромный экспериментальный материал, Фарадей доказал тождественность известных тогда «видов» электричества: «животного», «магнитного», термоэлектричества, гальванического электричества и т.д.

В 1840 г., еще до открытия закона сохранения энергии, Фарадей высказал мысль о единстве «сил» природы (различных видов энергии) и их взаимном превращении. Он ввел представления о силовых линиях, которые считал физически существующими. Идеи Фарадея об электрическом и магнитном полях оказали большое влияние на развитие всей физики.

В 1845 г. Фарадей обнаружил явление вращения плоскости поляризации света в магнитном поле (эффект Фарадея). В том же году он открыл диамагнетизм, в 1847 г. – парамагнетизм.

В 1832 г. Фарадей высказал мысль о том, что распространение электромагнитных взаимодействий есть волновой процесс, происходящий с конечной скоростью; в 1845 г. он впервые употребил термин «магнитное поле».

В 33 года Фарадей был избран членом Королевского общества, а спустя год стал директором лаборатории в Королевском институте.

Высочайшее мастерство и тщательность проведения экспериментов, умение обобщить их итоги создали «королю экспериментаторов» заслуженный авторитет в научном мире.

Библиографический список

1. www.faraday.com.
2. <http://dictionary.reference.com/browse/faraday>.
3. **Фарадей, М.** История свечи / М. Фарадей. – М., 1982.

Ю.Н. Громова, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

СКРОМНЫЙ ИЗОБРЕТАТЕЛЬ

Генри (Гн, Н) – единица индуктивности и взаимной индуктивности (СИ).

Общеизвестно, что открытие в 1831 году явления электромагнитной индукции принадлежит Майклу Фарадею, но в действительности Джозеф Генри открыл его на год раньше в результате своих экспериментов.

Джозеф Генри (1797 – 1878) (Joseph Henry) считался одним из величайших американских ученых со времен Бенджамина Франклина. Он открыл многие физические явления, но при этом не публиковал их и не получал патентов. И многое было вновь открыто другими людьми и носит их имена. Среди его изобретений: первый телеграф, электромагнитное реле, «силовые» электромагниты.

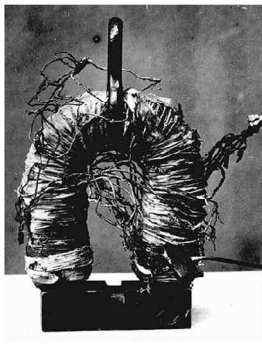
Джозеф Генри всю жизнь прожил в городе Олбани штата Нью-Йорк. Получил превосходное образование в Академии города Олбани.

Его любопытство к земному магнетизму привело его к экспериментам с магнетизмом в целом. Предметом своих изысканий он выбрал электромагнит, предвидя возможность его практического применения для нужд людей.

Он был первым, кто применил новую технологию создания электромагнита с использованием обмоток из изолированного провода, намотанного на железный сердечник.

Генри создал самый мощный электромагнит того времени, изобрел «многокатушечную» обмотку, позволившую заметно увеличить подъемную силу электромагнита.

Результаты опытов он подытожил в работе «Некоторые модификации электромагнитного прибора», которую прочитал в академии города Олбани в 1827 г., и заслужил репутацию выдающегося экспериментатора. Шелком от свадебного платья своей жены он изолировал электрический проводник, намотав его в несколько слоев и основательно повысив тем самым силу электромагнита, придав ему общеизвестную ныне конфигурацию.



Первый электромагнит, 1831 г.

Продолжая свои эксперименты, Генри сконструировал первое электромагнитное реле. В 1831 г. Генри протянул проволоку длиной в 1 милю (1609,3 м) вокруг своей аудитории, и, когда он использовал сильный магнит и подходящую батарею, звонок на другом конце проводника зазвонил. Это была первая демонстрация телеграфа со слышимым сигналом. Через 2 года его идеей воспользовался Самуэль Морзе, который теперь считается изобретателем телеграфа.

Поразителен диапазон научных экспериментов Генри. В 1831 им была создана модель электродвигателя с качающимся движением, совершавшего равномерные качания. Генри считал свое изобретение лишь «физической игрушкой», но надеялся на его дальнейшее практическое применение.

Таким образом, открытия и изобретения, сделанные Джозефом Генри, лежат в основе работы абсолютного большинства электротехнических устройств.

Научный вклад Генри в сокровищницу знаний получил высочайшую оценку: в 1893 г. на Электротехническом Конгрессе в Чикаго единица индуктивности была названа «Генри».

Библиографический список

1. <http://www.ieee.org/index.html>.
2. http://ru.wikipedia.org/wiki/Джозеф_Генри.
3. http://www.peoples.ru/science/physics/josef_henry.

М.В. Цветкова, Ю.Д. Зверева, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

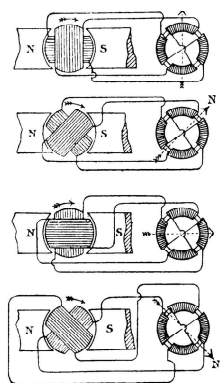
ВЕЛИКИЙ ГЕНЕРАТОР ПРОГРЕССА

Тесла (Тл, Т) – единица измерения индукции магнитного поля в СИ.

Генераторы переменного тока, индукционный двигатель, асинхронная машина, трансформаторы – без этих изобретений трудно представить современную цивилизацию. Еще сложнее поверить, что все это изобрел один человек – Никола Тесла, гениальный ученый на десятилетия опередивший свое время. Фактически он кардинально изменил принципы использования электричества, существовавшие в его время, и до сих пор не потерявшие своего значения.



Изобретатель, исследователь и экспериментатор, Никола Тесла (1856 – 1943) остался в истории XX века как одной из самых загадочных личностей. Серб, сын православного священника. Образование получил в Политехническом институте в Граце (1878) и Пражском университете (1880). Работал инженером в Венгерской правительственной телеграфной компании (Будапешт), а так же в межконтинентальной корпорации Эдисона (Париж), а позднее в США, и на электростанции, построенной на Ниагарском водопаде. При финансовой поддержке предпринимателя Дж. Вестингхауса Тесла организовал собственную компанию под названием «Tesla Electric Light Company» и всю свою жизнь посвятил разработке необходимых для человечества технологий – электротехники. Важнейшими его изобретениями являются двухфазный двигатель и генератор (патент США 382, 280, 1887/1888 гг.), которые положили начало всемирной электрификации планеты. Принцип действия их основан на использовании вращающегося магнитного поля, созданному двумя парами обмоток, сдвинутых в пространстве на 90° , по которым протекают токи имеющие сдвиг по фазе на 90° электрических градусов. Эти изобретения лежат в основе существующей в настоящее время системы производства, распределения и использования электроэнергии.



Трудно сказать, кто обладает приоритетом в изобретении радио, но является фактом, что Г. Маркони и А.С. Попов, использовали разработки и патенты Тесла. Резонансный трансформатор, радиоуправляемые механизмы, рентгеновский аппарат, счетчик электроэнергии, автомобильный спидометр, электрические часы, приборы электротерапии – всего около тысячи его изобретений в разных областях науки и техники используются в нашей повседневной жизни. Наследием Н. Тесла уже столетия поль-

зуются ученые и инженеры со всего мира, ему принадлежат идеи электронного микроскопа и лазера, телевизора и мобильного телефона, Интернета, что стало реальным только в наше время.

Никола Тесла пример ученого и инженера, который ощущал тенденции развития науки и техники, чьи работы живут уже в трех веках.

Л.С. Рябчикова, студ.; рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент

СОЗДАТЕЛЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕР

Вебер (Вб, Wb) — единица магнитного потока (СИ).



К 80-м годам 19 века электроизмерительные приборы достигли высокой степени совершенства. Однако единой системы электрических единиц так и не существовало. Исследователи часто вводили свои собственные единицы, что привело к распространению 15 единиц измерения сопротивления, 8 единиц измерения напряжения и 5 единиц

измерения тока. Это затруднило сравнение и обмен идеями и результатами исследований между изобретателями и инженерами.

Главное дело Вильгельма Эдуарда Вебера (1804 – 1891 г.), составившее ему имя в истории науки – это установление абсолютной системы электрических измерений (1851 г.).

Впервые понятие о системе единиц измерения ввел Карл Гаусс, близкий друг Вебера. Развивая его систему, Вебер выразил через единицы длины, массы и времени, взятые Гауссом в качестве основных, единицы электрического сопротивления, напряжения и силы тока. Принятая в 1881 на Международном электрическом конгрессе в Париже система абсолютных практических единиц измерений электрических величин представляет собою лишь развитие того, что уже было введено в науку Вебером.

В своих опытах над абсолютными измерениями электрических величин Вебер впервые определил скорость распространения электромагнитной индукции в воздухе. В науке об электромагнетизме появилась скорость света как определенная физическая величина.

Для своих исследований Вебер изобрел множество приборов для измерения с наибольшей для своего времени точностью: электромагнитный телеграф (1833 г.), чувствительный магнитный индуктор, электродинамометр (1846 г.) и другие.

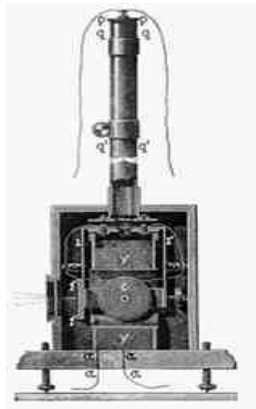
Принцип работы электродинамометра заключался во взаимодействии двух концентрических катушек, расположенных под прямыми углами друг к другу. При этом в зависимости от силы тока и напряжения изменялся ход подвижной катушки относительно неподвижной. Эти принципы были использованы Вернером фон Сименсом для создания ваттметра, а впоследствии счетчика электрической энергии.

В возрасте 42 лет Вебер вывел общий закон взаимодействия элементарных количеств электричества, впервые учитывавший их относительное движение (закон Вебера), который охватывал как электростатические взаимодействия элементарных количеств электричества, так и электродинамические взаимодействия токов и магнитов.

Вебер один из первых высказал верные догадки об электрической природе магнетизма, а также идею электрического строения вещества, обобщив представление об элементарных электрических квантах, причем он впервые приписал этим частицам определенную массу.

Работы Вебера относят к разным разделам науки: электромагнетизму, акустике, теплоте, земному магнетизму, молекулярной физике, механике.

Вебер был очень скромн, по-детски непосредствен, но способ его мышления был бескомпромиссно прямолинеен, честен и абсолютно точен. Всю жизнь он служил науке, вопреки материальным трудностям и жизненным обстоятельствам. Его абсолютная система – вечный памятник ученому в истории науки, фундамент всех измерительных процессов.



Библиографический список

1. **Вебер** Вильгельм Эдуард (1804 – 1891) // БСЭ, 2-е изд. – Т. 7. – 1951. – С. 79 – 80.
2. **Вильгельм** Вебер. (Страничка из истории физики) // Вестник опытной физики и элементарной математики. – 1901. – № 811. – С. 260 – 263.
3. http://en.wikipedia.org/wiki/Wilhelm_Eduard_Weber.
4. <http://slovari.yandex.ru/~книги/БСЭ/Вебер%20Вильгельм%20Эдуард>.

СЕКЦИЯ 14

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Председатель – д.т.н., профессор **Назарычев А.Н.**

Секретарь – к.т.н., доцент **Скоробогатов А.А.**

Е.М. Новоселов, асп., Р.А. Шеенков, студ.;
рук. А.Н. Назарычев, д.т.н., профессор

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВНЕШНЕГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОБМОТКИ РОТОРА

В настоящее время в быту и в промышленности используется огромное количество электродвигателей, основная масса которых является асинхронными. Асинхронный двигатель является достаточно надежным и простым по конструкции устройством. Однако, ввиду того, что данный тип двигателей распространен повсеместно и используется очень широко, то нередки случаи отказов.

Как показывает практика, у асинхронных двигателей, которые эксплуатируются с тяжелыми условиями пуска, часто бывают отказы, вызванные повреждением обмотки ротора, которую иногда называют «беличья клетка». На начальной стадии обрыв стержней ротора не значительно сказывается на эксплуатационных характеристиках электродвигателя и может быть обнаружен не сразу. При обрыве стержня нагрузка перераспределяется на исправные проводники. Основная нагрузка ложится на стержни, соседствующие с оборванным. Таким образом, обрыв одного проводника, в конечном итоге чаще всего приводит к повреждению и других стержней. Со временем оборванный стержень может отогнуться и повредить обмотку статора, что приведет к фатальным последствиям для двигателя (см. рис. 1).

Таким образом, актуальной задачей является своевременное выявление данного типа повреждения, так как существующие оперативные методы диагностики обладают низкой чувствительностью к обрывам одного или двух стержней обмотки ротора. Поэтому разработка и внедрение методов, позволяющих определять состояние обмотки ротора во время работы двигателя является актуальной задачей с точки зрения

повышения надежности и экономической эффективности эксплуатации асинхронных двигателей.



Рис. 1. Фотография поврежденной обмотки статора

В качестве одного из перспективных методов контроля состояния обмотки ротора предлагается анализ магнитного поля, выходящего за пределы электродвигателя. Согласно [1, 2] можно предположить, что наиболее выраженными при повреждении «беличьей клетки» будут гармоники, генерируемые фиктивной обмоткой ротора (ФОР).

Для подтверждения этого утверждения был проведен ряд экспериментов на асинхронном двигателе мощностью 250 Вт. Для измерения внешнего магнитного поля использовался специальный электромагнитный датчик.

На рис. 2 показано изменение гармоник ФОР второго порядка в спектре внешнего магнитного поля двигателя, в зависимости от количества оборванных стержней.

Как видно из рис. 2, в случае обрыва стержней обмотки ротора в спектре внешнего магнитного поля двигателя проявляются гармоники от ФОР, которые либо отсутствуют, либо очень малы в случае исправной обмотки. Так же нужно отметить, что чем больше количество поврежденных стержней, тем сильнее возрастает амплитуда гармоник ФОР.

Таким образом, результаты экспериментов доказывают возможность контроля состояния обмотки ротора с помощью анализа внешнего магнитного поля электродвигателя. Данный метод позволяет точно опреде-

лить наличие одного оборванного стержня в обмотке ротора, а по величине амплитуды гармоник ФОР также возможно определить, хотя и с большой погрешностью, количество оборванных стержней.

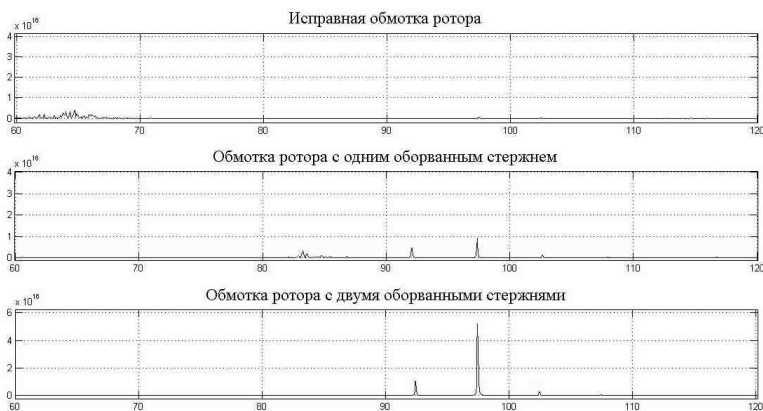


Рис. 2. Частоты ФОР второго порядка в зависимости от количества оборванных стержней

Библиографический список

1. **Скоробогатов, А.А.** Математическая модель магнитного поля короткозамкнутой обмотки ротора, имеющей оборванные стержни / А.А. Скоробогатов // Повышение эффективности работы энергосистем. – Тр. ИГЭУ. – Вып. 7. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – С. 302 – 310.
2. **Назарычев, А.Н.** Диагностика обрывов стержней обмотки ротора электродвигателя на основе анализа тока статора / А.Н. Назарычев, А.А. Скоробогатов, Е.М. Новоселов // Дефектоскопия. – 2011. – № 3. – С. 74 – 82.

А.И. Орищенко, студ.; рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ КОСТРОМСКОЙ ГРЭС

Существенный фактор, влияющий на работоспособность электроустановок, – использование средств диагностики состояния оборудования. Внедрение программируемых средств управления оборудованием позволяет осуществлять всестороннюю и глубокую диагностику работоспособности электрооборудования. Специальные диагностические программы осуществляют контроль нагрузки элементов, работоспособности уз-

лов. При отклонении параметров работы электроустановок или отказах обслуживающий персонал немедленно получает об этом информацию. Информация о состоянии оборудования в программируемых системах выдается на дисплей текстом, позволяя оперативно принимать решения по устранению сбоев и отказов в работе.

Примером такой программы может служить экспертная система оценки технического состояния электрооборудования станций и подстанций «Диагностика+», разработанная в Центре по проектированию и повышению надежности электрооборудования Ивановского государственного энергетического университета.

«Диагностика+» предназначена для паспортизации, оценки состояния и прогнозирования работы электрооборудования.

«Диагностика+» обеспечивает решение следующих задач:

1. Работа с данными:

- поиск оборудования с помощью деревьев доступа, карт и схем, табличных фильтров и специальных запросов;
- ведение паспортных данных оборудования;
- ведение данных обследований, испытаний и измерений, выполненных под рабочим напряжением и на отключенном оборудовании;
- просмотр данных о конкретных объектах, полученных системами мониторинга;
- ведение данных о техническом обслуживании и проведенных ремонтных работах;
- ведение журнала отказов;
- ведение журнала дефектов;
- просмотр изменения любых данных в виде графиков, когда функция и аргумент задаются пользователем.

2. Диагностика:

- проведение оценки состояния одного или нескольких экземпляров оборудования;
- определение вида дефектов;
- формирование протокола с результатами проведенной диагностической экспертизы;
- просмотр, редактирование и печать протокола или сводного отчета.

Результаты оценки технического состояния оборудования предназначены для использования: в системе планирования технического обслуживания и ремонта; в системе планирования модернизации и развития конкретного предприятия и корпорации в целом.

Для оценки состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов используется следующий перечень испытаний: хроматографический анализ газов, растворенных в масле;

измерение потерь холостого хода;
измерение сопротивления короткого замыкания;
испытание трансформаторного масла;
измерение сопротивления изоляции;
измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток;
измерение сопротивления обмоток постоянному току;
испытание изоляции вместе с вводами повышенным напряжением частоты 50 Гц;
проверка группы соединения обмоток;
проверка коэффициента трансформации;
тепловизионный контроль состояния трансформатора;
оценка состояния бумажной изоляции по наличию фурановых соединений в масле;
периодический и внеочередной осмотр;
содержание кислорода в азотной подушке.

Одним из пользователей «Диагностики+» является Костромская ГРЭС, на которой диагностический комплекс используется нерационально. Все данные, полученные с датчиков трансформаторов, записываются и отправляются в архив, не находя применения на практике. Стоит задача разработки схемы взаимодействия подразделений эксплуатационного отдела, отдела релейной защиты и ремонтных служб, которыми являются подрядные организации. Для этого нужно создать отдел диагностики, в котором информация, полученная с помощью комплекса «Диагностика+», должным образом будет обработана и использована с максимальной эффективностью. Это позволит предупредить поломки оборудования, увеличить срок его службы, а также повысить надежность электропитания потребителей.

Библиографический список

1. www.transform.ru

Е.Н. Кустова, студ.; рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

Работа реальной энергетической системы всегда сопровождается так называемыми переходными режимами. Переходный режим – это изменение параметров электрической сети из одного устойчивого состояния

в другое в результате воздействия того или иного возмущающего фактора: отключения или включения генератора, линии, нагрузки, короткого замыкания и т.п.

Характер переходных режимов определяется не только возмущением, но и динамическими свойствами электроэнергетической системы. Изучение этих свойств проводится с помощью математических моделей. К сожалению, точность таких моделей весьма приближенна, так как учесть множество различных факторов в реальной энергосистеме достаточно сложно. Однако точность моделирования можно существенно улучшить, произведя верификацию и коррекцию моделей на основе данных, получаемых о протекании переходных режимов в энергосистеме, для чего и существуют системы мониторинга переходных режимов (СМПР). В Европе работы по созданию СМПР начались еще в 80-х годах прошлого столетия.

Началом работ по созданию СМПР в РФ послужил выход приказа РАО «ЕЭС России» 344 от 1 июня 2005 г. «О создании системы мониторинга переходных режимов». Согласно данному приказу, в России должна быть создана специализированная система мониторинга параметров переходных процессов.

Структурная схема СМПР приведена на рис. 1.

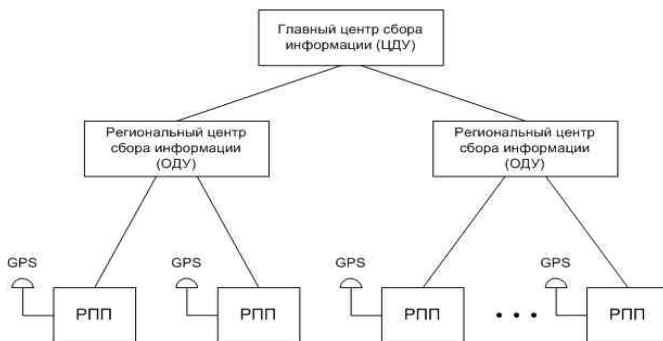


Рис. 1. Структурная схема СМПР

Измерения параметров переходных режимов на объектах производятся специализированными регистраторами (РПП). Полученные данные в виде архивов передаются в региональные центры сбора СМПР, расположенные в ОДУ филиалах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», и затем поступают по цифровым каналам связи в ЦДУ. Синхронность измерений всеми регистраторами обеспечивается за счет использования в последних приемников системы GPS.

Как видно из структурной схемы, основным инструментом СМНР являются регистраторы переходных режимов (РПР). Первыми регистраторами, которые были установлены в нашей стране в рамках создания СМНР, стали устройства PowerLog PL132 производства фирмы Aeneas (Германия).

Российский регистратор был разработан благодаря совместным усилиям специалистов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ЗАО «РТСофт», ЗАО «Институт энергетических систем», а также ОАО «НИИПТ».

Регистратор SMART-WAMS состоит из следующих компонентов (см. рис. 2):

1. измерительные преобразователи МИП-01, устанавливаемые на контролируемых присоединениях;
2. сервер сбора, обеспечивающий сбор информации с МИП-01, архивирование полученной информации и передачу ее пользователю по запросу;
3. приемник GPS, обеспечивающий точную синхронизацию времени системы;
4. сеть Ethernet, соединяющая МИП-01 и сервер сбора;
5. выделенная шина синхронизации времени.

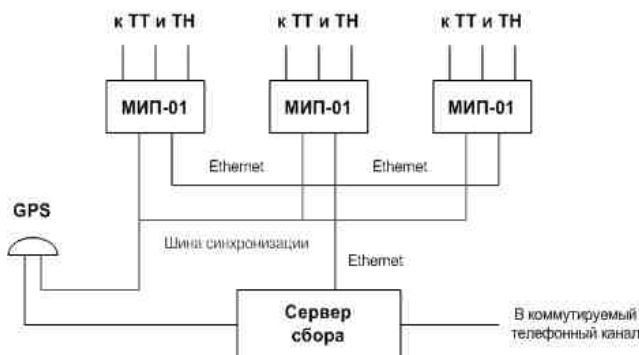


Рис. 2. Структурная схема регистратора переходных процессов

Измерительный преобразователь МИП-01 представляет собой функционально и конструктивно законченный прибор, подключаемый непосредственно к трансформаторам тока и напряжения (ТТ и ТН).

Сервер сбора обеспечивает непрерывный сбор данных от всех МИП-01, входящих в состав системы, с периодом 20 мс.

Длительность записей составляет:

- время записи параметров режима до аварии: до 100 с;
- аварийный процесс: до 1000 с;

- не менее 100 записей аварийного процесса при автоматическом запуске (линейный архив);

- непрерывная запись в течение 36 часов в режиме самописца (циклический архив).

Регистратор обеспечивает регистрацию информации с привязкой к астрономическому времени следующих электрических параметров:

- частота по каждой фазе;
- угол между синусоидой напряжения сети и синусоидой 50 Гц, привязанной к сигналам точного времени;

- активная мощность, пофазно;
- суммарная активная мощность;
- реактивная мощность, пофазно;
- суммарная реактивная мощность;
- фазные напряжения.

В заключение следует отметить, что системы мониторинга переходных процессов успешно развиваются во многих энергосистемах мира. Внедрение таких систем позволило выявить несколько направлений их практического применения, среди которых:

1. Верификация цифровых моделей ЭЭС и их отдельных элементов.
2. Мониторинг напряжений в узлах сети.
3. Анализ произошедших аварий: разработка методологии анализа системных аварий и аварий регионального уровня; разработка стандартных процедур анализа аварий.
4. Получение качественного приближения для расчета режима в реальном времени.
5. Выявление и анализ низкочастотных колебаний.

Библиографический список

1. www.e-m.ru.
2. www.rtsoft.ru.
3. www.asutp.ru.

Е.Е. Малова, студ.; рук. И.Н. Сулыненков, ассистент

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЗАМЕНЫ ПАРЫ ОД-КЗ НА СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕГАЗОВЫЕ И ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В настоящее время в Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы России эксплуатируется значительное количество

подстанций (ПС) напряжением 35 – 220 кВ с упрощенными схемами распределительных устройств (РУ) без выключателей на стороне высшего напряжения. В качестве коммутационных аппаратов в этих схемах используются пары «отделитель-короткозамыкатель» (ОД-КЗ).

Схемы с ОД-КЗ обладают существенными недостатками. Практика показала, что эти аппараты имеют конструктивные дефекты и эксплуатационные недостатки, которые значительно снижают надежность питания потребителей.

Альтернативой для схем с ОД-КЗ являются схемы с выключателями, основным отличием которых, является использование более дорогостоящего, но и более надежного аппарата (выключателя) вместо связки из двух дешевых, но менее надежных аппаратов ОД-КЗ.

В настоящее время применение схем с выключателями вместо схем с ОД-КЗ при проектировании, реконструкции и техническом перевооружении определено нормами технологического проектирования. При этом ни одним нормативным документом не регламентирована замена ОД-КЗ в схемах существующих подстанций. В этих условиях актуальной является задача повышения надежности питания потребителей в сети с подстанциями, выполненными по упрощенным схемам, а так же определения сроков замены ОД-КЗ.

Для решения обозначенной проблемы в работе решены следующие задачи:

1. Определены способы увеличения надежности сети с подстанциями, выполненными по упрощенным схемам.
2. Проанализировано изменение надежности сети при установке на подстанции, питающей ПС, выполненные по упрощенным схемам, современных элегазовых и вакуумных выключателей.
3. Определена эффективность установки элегазовых и вакуумных выключателей на питающей подстанции.
4. Проанализировано изменение надежности сети при установке на подстанциях с ОД-КЗ современных элегазовых и вакуумных выключателей.
5. Определена эффективность установки элегазовых и вакуумных выключателей на подстанциях с ОД-КЗ.

Для определения эффективности предлагаемых подходов произведен анализ надежности типовой схемы сети (рис. 1), в которой от шин 110 кВ питающей подстанции «А» отходит две воздушные линии электропередач. Подстанции, выполненные по упрощенным схемам с ОД-КЗ, запитаны отпайками от обеих линий. При расчетах рассматривались сети с числом отпаечных ПС от трех до пяти. В качестве коммутационных аппаратов на подстанции «А» приняты масляные баковые выключатели.

Линии электропередач Л1 и Л2 выполнены одноцепными на железобетонных опорах. На всех питаемых подстанциях (ПС1-ПСN) приняты трансформаторы типа ТРДН-25000/110. Типы установленных отделителей и короткозамыкателей соответственно ОД-110/1000 и КЗ-110УХЛ1.

Эффективность установки элегазовых выключателей вместо масляных выключателей В1 и В2, а так же вместо ОД-КЗ на отпаечных подстанциях определялась на основании сравнения расчетных сроков окупаемости с нормативным значением для электроэнергетики.

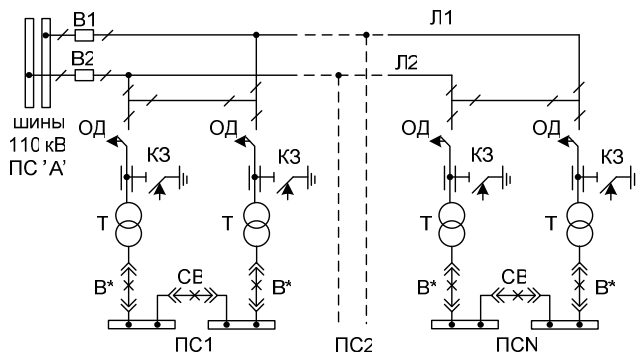


Рис 1. Типовая схема сети с подстанциями, выполненными по упрощенным схемам с ОД-КЗ

Для определения сроков замены выключателей, установленных на головных участках (выключатели В1 и В2), произведены расчеты сроков окупаемости при различной длине линий, числе ответвительных подстанций, надежности ОД и КЗ и значении основного удельного ущерба. Результаты расчетов показали, что замена масляных выключателей исследуемой сети, не отработавших свой нормативный срок службы, на элегазовые или вакуумные на головном участке линии при отсутствии ограничений по пропускной способности линий и трансформаторов не выгодно, даже несмотря на более высокую надежность новых выключателей.

При выходе срока эксплуатации масляных выключателей за пределы нормативного значения увеличивается их повреждаемость. Замена этих коммутационных аппаратов для рассматриваемой сети становится выгодной при увеличении числа отказов до уровня 0,04 1/год при трех, 0,032 1/год – при четырех и 0,02 1/год – при пяти отпаечных подстанциях сверх 0,016 1/год для новых выключателей. Увеличение длины линий с 5 до 30 км приводит к сокращению срока окупаемости в пределах 4 % в зависимости от показателей надежности оборудования сети. Значительное влияние на срок окупаемости оказывает наличие ограничений по пропу-

ской способности линий и/или трансформаторов, которые могут возникнуть вследствие роста нагрузок.

Для определения технико-экономической целесообразности замены пары ОД-КЗ на современные вакуумные и элегазовые выключатели произведены многовариантные расчеты сроков окупаемости при различной длине линий, числе ответвительных подстанций, надежности ОД и КЗ и значении основного удельного ущерба. К рассмотрению не принимались возможные ущербы из-за увеличенного срока восстановления питания потребителей в схемах с ОД-КЗ.

При начальных значениях частоты отказов ОД-КЗ 0,02 1/год их замена не целесообразна при любом числе подстанций и максимальном принятом удельном ущербе 50 руб/кВтч. Износ ОД-КЗ, который в работе моделировался увеличением параметра потока отказов, приводит к значительному снижению срока окупаемости. При достижении значения 0,08 1/год экономически выгодно для рассматриваемой сети заменить пару ОД-КЗ на современные типы выключателей. Следует отметить, что длина питающих линий и число подстанций практически не оказывает влияние на конечные результаты. Наличие ограничений по пропускной способности линий и/или трансформаторов дает возможность заменить ОД-КЗ даже при начальном значении повреждаемости аппаратов.

С.В. Путков, студ.; рук. И.Н. Сулыненко, ассистент

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПУНКТОВ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 – 10 кВ

В настоящее время для секционирования потребительских сетей напряжением 6 – 10 кВ преимущественно используются линейные разъединители. Существенными недостатками такого подхода являются длительные отключения потребителей при авариях на линии и содержание большого штата оперативного персонала.

Более ограниченное применение получили телеуправляемые разъединители и пункты секционирования на базе КРУН. К недостаткам первых можно отнести очень высокие требования к надежности канала связи телемеханики и большую роль человеческого фактора (решения о переключениях принимает диспетчер). Из недостатков пунктов секционирования на базе КРУН можно выделить необходимость организации специальной площадки для установки и необходимость в обслуживании.

Современным средством секционирования сети является реклоузер – коммутационный модуль, объединивший в себе вакуумный вы-

ключатель, средства измерений, автоматизированную систему оперативного питания, а так же микропроцессорный терминал защиты и автоматики.

Преимущества применения реклоузеров заключаются:

- в отсутствии человеческого фактора (все переключения и реконфигурация сети происходит автоматически);
- компактности (не требуется сооружать отдельную площадку);
- отсутствии необходимости в обслуживании;
- наличии комплекса современных микропроцессорных защит с малыми степенями селективности;
- возможности получения актуальной информации о параметрах сети;
- большем коммутационном ресурсе;
- возможности многократного автоматического повторного включения и ввода резерва.

Реклоузеры могут быть использованы как в качестве пункта секционирования сети для автоматической локализации повреждений, так и для автоматической подачи резервного питания на неповрежденный участок, и для защиты электротехнического оборудования на ответвлениях и организации технического учета электроэнергии.

На российском рынке электрооборудования представлены следующие типы реклоузеров:

- 1) РВА/TEL и ПУС/ТЕР (ПГ «Таврида электрик»);
- 2) ПСС-10 (ОАО «Инициатива»);
- 3) КСО-РВ-TEL (Чебоксарский электромеханический завод);
- 4) К-112 П (ПКК «КЭРС»);
- 5) АПС-10.

В работе произведен анализ реклоузеров с их сравнением по техническим характеристикам, встраиваемому оборудованию, способу установки и типам защит. Далее по тексту приведен ряд основных положений.

По номинальному напряжению большинство из представленных моделей выпускаются как на напряжение 6 кВ, так и 10 кВ, за исключением АПС-10, выпускаемого только на 10 кВ. Реклоузеры выпускаются на номинальные токи 5, 20, 50, 100, 150, 200, 300 А – ПУС/ТЕР; 400 А – ПСС-10 и К-112 П; 630 А – РВА/TEL, ПСС-10, АПС-10, КСО-РВ/TEL; 1000 А – КСО-РВ/TEL, К-112 П

Наибольший номинальный ток отключения имеет реклоузер КСО-РВ/TEL (20 кА), в то время как ПУС/ТЕР имеет номинальный ток отключения 16 кА. У остальных моделей этот параметр составляет 12,5 кА.

Самым высоким заявленным ресурсом по коммутационной способности обладает ПУС/ТЕР: при номинальном токе 50 000 циклов включения-отключения (ВО), при номинальном токе отключения 100 циклов ВО. Самым низким коммутационным ресурсом обладает АПС-10:

при номинальном токе 10 000 циклов ВО, при номинальном токе отключения 100 циклов ВО.

Реклоузеры устанавливаются на одной или двух опорах, при помощи соединительной рамы. Габаритные размеры шкафа управления и коммутационного модуля реклоузера К-112 П, а также их большой вес (75 и 265 кг соответственно) не позволяют устанавливать его на одной опоре, что увеличивает затраты на строительно-монтажные работы. Реклоузер АПС-10 напротив, благодаря своему бескорпусному исполнению, не требует установки второй опоры.

Общим для всех моделей является длительный срок эксплуатации (25 – 30 лет), в течение которого реклоузеры не требуют ремонта и технического обслуживания (за исключением замены аккумуляторной батареи).

В заключении следует отметить, что выпускаемые реклоузеры отличаются друг от друга как составом оборудования, так и его техническими характеристиками. Решение о применении того или иного типа реклоузера зависит от места секционирования сети, рабочих токов и токов короткого замыкания, способа организации питания оперативных цепей и применяемых устройств защиты и автоматики.

Ю.В. Андреяненко, студ.; А.В. Рассказчиков, к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ К ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЕ «ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРИВОДАМИ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ»

Многие эксплуатационные и конструктивные преимущества вакуумных выключателей определяются конструкцией и функционированием их приводов. Определенная часть отказов выключателей связана с неисправностью механизмов, обеспечивающих движение главных контактов. Поэтому изучение конструкции и всестороннее понимание принципов работы приводов важно как для выявления неисправностей в работе и предотвращения отказов выключателей на ранней стадии развития дефекта, так и для эффективного ремонта и технического обслуживания. В данной работе исследуется устройство приводов вакуумных выключателей, в частности, их приспособленность к быстрому выполнению операций включения или отключения при подаче дистанционного управляющего сигнала.

Электромагнитный привод с магнитной защелкой вакуумного выключателя серии ВВ/TEL-10 – быстродействующий, простой по конструкции и компактный. При подаче сигнала «ВКЛ» блок управления вы-

ключателя формирует импульс напряжения положительной полярности, который прикладывается к катушкам 9 (рис. 1) электромагнитов. При этом в зазоре магнитной системы появляется электромагнитная сила притяжения, преодолевающая усилие пружин 8 и 5, в результате чего под действием разницы указанных сил якорь электромагнита 7 вместе с тяговыми изоляторами 4 и 2 начинают движение в направлении неподвижного контакта 1, сжимая при этом пружину отключения 8. После замыкания основных контактов якорь электромагнита продолжает двигаться вверх, дополнительно сжимая пружину поджатия 5. Движение якоря продолжается до тех пор, пока рабочий зазор в магнитной системе электромагнита не станет равным нулю. Далее кольцевой магнит 6 продолжает запасать магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка 9 начинает обесточиваться. Таким образом, выключатель становится на магнитную защелку, т.е. энергия управления для удержания контактов 1 и 3 в замкнутом положении не потребляется. Собственное время отключения выключателя – не более 0,015 с.

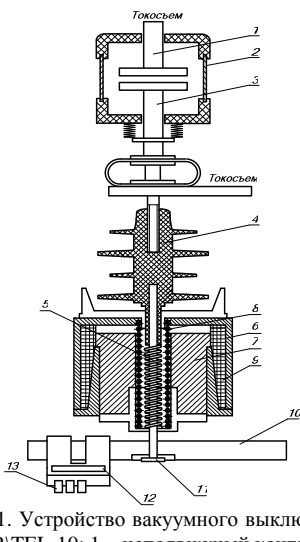


Рис. 1. Устройство вакуумного выключателя ВВ\TEL-10: 1 – неподвижный контакт; 2, 4 – тяговые изоляторы; 3 – подвижный контакт; 5 – пружина поджатия; 6 – кольцевой магнит; 7 – якорь электромагнита; 8 – пружина отключения; 9 – катушка; 10 – вал; 11 – пластина; 12 – постоянный магнит; 13 – герконы

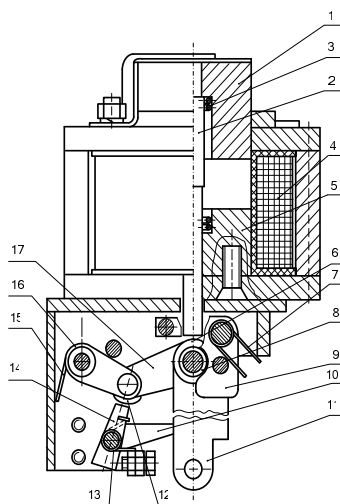


Рис. 2. Конструкция электромагнита включения выключателя ВБСК-10-12,5/630: 1 – сердечник; 2 – шток; 3 – возвратная пружина; 4 – катушка включения; 5 – стоп; 6 – ролик; 7 – пружина; 8 – ролик; 9 – удерживающая защелка; 10, 11 – рычаги; 12 – ось ролика; 13 – пружина отключающей защелки; 14 – отключающая защелка; 15 – пружинный упор рычага; 16, 17 – рычаги

Электромагнитный привод выключателя ВБСК-10 более сложен по конструкции, большее количество действий выполняется за счет мощных пружин, рычагов и механических защелок, в связи с чем теряется быстродействие.

Оперативное включение выключателя производится подачей питания на катушку электромагнита включения, при этом сердечник 1 (рис. 2), шток 2 которого упирается в ролик 6, подтягивается к стопу 5 и поворачивает рычаги 16 и 17 вокруг оси ролика 12, который упирается в отключающую защелку 14. Рычаг 11 поворачивает вал, и происходит замыкание главных контактов выключателя. При включении удерживающая защелка 9 под действием скользящих по ее контуру роликов 8 отводится вправо и в конце включения заскакивает за эти ролики. При снятии питания с катушки включения 4 и возврате сердечника под действием пружины 3 выключатель остается во включенном положении. Собственное время отключения – не более 0,03 с.

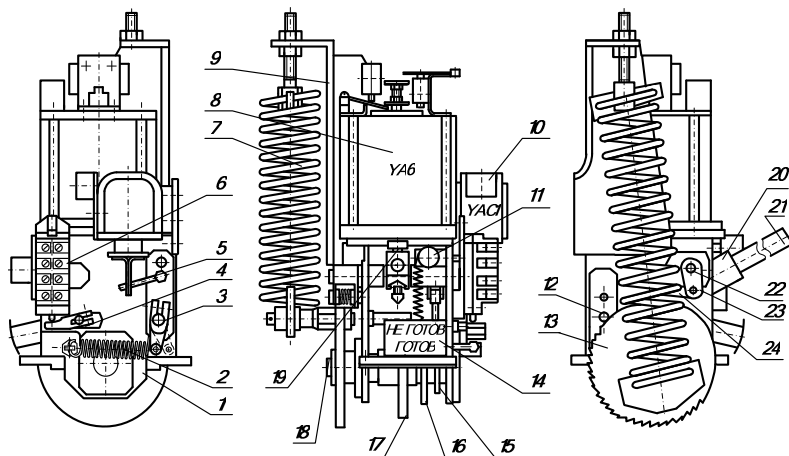


Рис. 3. Механизм включения ВВП-10: 1 – корпус; 2 – пружина; 3, 4 – рычаги; 5 – стержень; 6 – блок вспомогательных контактов; 7 – включающая пружина; 8 – электромагнит взвода включающей пружины; 9 – кронштейн; 10 – электромагнит включения; 11 – кнопка ручного включения; 12 – запирающий валик; 13 – храповое колесо; 14 – флажок; 15, 16, 17 – кулачки; 18 – вал; 19 – тяга; 20 – рычаг; 21 – стержень; 22 – вал; 23 – рычаг; 24 – собачка.

Пружинно-электромагнитный привод выключателя ВВП-10 сложен по конструкции и включает в себя большое количество отдельных механизмов, выполняющих различные операции, механических рычагов и мощных пружин. Требуется предварительное взведение отключающей пружины через храповое колесо. Собственное время отключения – не более 0,04 с.

По результатам данной работы изданы методические указания «Дистанционное управление приводами высоковольтных выключателей» (составители Рассказчиков А.В., Андреяненко Ю.В.). Выполнен учебный стенд для лабораторной работы.

Библиографический список

1. **Румянцев, Д.Е.** Современное вакуумное коммутационное оборудование электрических сетей и подстанций: учебно-методическое пособие. 2-е стереотип. изд. – М.: ИПК госслужбы, 2002.

2. **Руководства** по эксплуатации вакуумных выключателей ВВ/TEL-10, ВБСК-10-20, ВВП-10-20.

СЕКЦИЯ 15

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Председатель – к.т.н., доцент **Воробьев В.Ф.**

Секретарь – к.т.н., доцент **Вихарев А.В.**

*С.Е. Максимов, маг.; рук. А.В. Вихарев, к.т.н., доцент,
С.Г. Сидоров, к.т.н., доцент*

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ МАСЛОСодержащей ИЗОЛЯЦИИ НЕЙРОННЫМИ СЕТЯМИ

Нейронные сети – это одно из направлений исследований в области искусственного интеллекта, основанное на воспроизведении нервной системы человека. У нейронных сетей много важных свойств, но ключевое из них – это способность к обучению. Обучение нейронной сети в первую очередь заключается в изменении «силы» синаптических связей между нейронами.

Нейронные сети могут находить применение в различных отраслях промышленности. К примеру, в электроэнергетике нейронные сети могут быть использованы для контроля качества и прогнозирования срока службы электрической изоляции, а также для диагностики электрооборудования.

В данной работе была поставлена задача спрогнозировать электрические характеристики маслосодержащей изоляции трансформаторов через произвольное время τ , с учетом изменения ее влажности, тангенса угла диэлектрических потерь, степени полимеризации и пробивного напряжения с помощью однослойной и двухслойной нейронных сетей, а также выявление более точного прогноза. Для этой цели были использованы результаты научно-исследовательской работы «Исследование закономерностей старения маслосодержащей изоляции трансформаторов и разработка рекомендаций для оценки степени старения изоляции трансформаторов применительно к условиям эксплуатации».

В вышеописанной работе применялась масло по ГОСТ 982-68 ($W = 2$ г/т, кислотное число 0,007 мг КОН) и кабельная бумага К-120. Образцы бумаги и масла помещались в герметичные сосуды. Сосуды

выдерживались при постоянном температурном режиме, $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$. Через определенный промежуток времени проводился отбор проб кабельной бумаги и масла для оценки их электрических характеристик, для определения кислотного числа и влажности масла, а также степени полимеризации бумаги.

Тангенс угла диэлектрических потерь масла и бумаги определялся при помощи моста переменного тока Р 525. Пробивное напряжение масла определялось с помощью аппарата АИМ-80 при электродах грибовидной формы и расстоянии между ними 2,5 мм. Также определялись пробивное напряжение бумаги, удельное объемное и поверхностное сопротивление бумаги, удельное объемное сопротивление масла. В ходе этих исследований был получен большой объем экспериментальных данных, которые и были использованы для обучения программируемой нейронной сети.

В рамках исследовательской работы необходимо реализовать и сравнить между собой два вида нейронных сетей. Первый вид включает в себя однослойную нейронную сеть. Схема данной нейронной сети представлена на рис. 1.

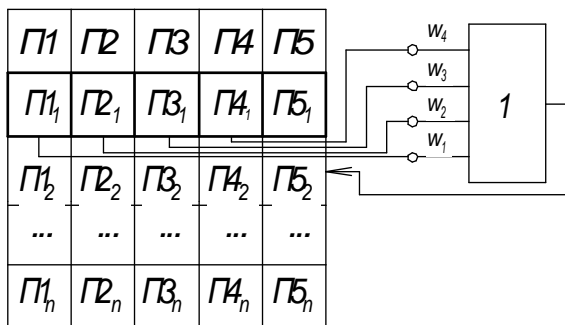


Рис. 1. Схема однослойной нейронной сети в рамках данного исследования: 1 – сумматор; $\Gamma 1, \Gamma 2, \dots, \Gamma 5$ – контролируемые параметры; $\Gamma 1_1, \Gamma 1_2, \dots, \Gamma 1_n$ – значения контролируемых параметров; w_1, w_2, \dots, w_4 – веса параметров.

После подготовки исходных данных и запуска программы начинается процесс обучения нейронной сети: формируется «скользящее окно», в котором отображаются соответствующие друг другу в данный момент времени контролируемые параметры (кроме параметра, который необходимо спрогнозировать), т.е. формируется срез данных в определенный момент времени. Их значения умножаются на свой вес и обобщаются в сумматоре. Затем полученное в сумматоре значе-

ние сравнивается с параметром, который необходимо прогнозировать. Если разница этих значений превышает допустимую погрешность, то «виноватые» веса корректируются, а количество ошибочных прогнозов увеличивается на единицу, в противном случае увеличивается количество верных прогнозов. Затем происходит смещение «скользящего окна» на следующий ряд данных. Так происходит до тех пор, пока вероятность правильных прогнозов не будет близка к 100 %, а веса не перестанут корректироваться в значительной степени (они могут колебаться около одного значения). После окончания обучения нейронной сети и имея полученные в ходе него значения весов можно приступить к дальнейшему прогнозированию, выходящему за рамки обучающей выборки.

Второй вид нейронной сети в рамках исследовательской работы включает в себя двухслойную нейронную сеть. Первый вариант учитывает влияние параметров друг на друга. При данной схеме выполняется подбор уже 50 весов. Схема данной сети представлена на рис. 2. Обозначения на рисунке: $П1, П2, \dots, П5$ – контролируемые параметры; $П1_1, П1_2, \dots, П1_n$ – значения контролируемых параметров; w_1, w_2, \dots, w_n – веса параметров; PP_1, PP_2, \dots, PP_5 – рецепторный слой нейронной сети; $A1_1, A1_2, \dots, A1_5, A2_1, A2_2, \dots, A2_5$ – первый и второй ассоциативные слои нейронной сети; S – эффекторный слой нейронной сети (сумматор).

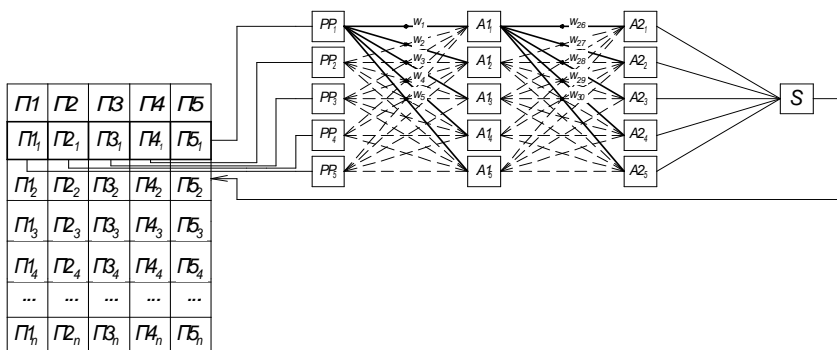


Рис. 2. Схема первого варианта двухслойной нейронной сети

Второй вариант двухслойной нейронной сети включает в себя нейронную сеть, учитывающую влияние параметров друг на друга, а также изменение каждого из параметров в три предшествующих момента времени. При данной схеме выполняется подбор 150 весов. Схема данной сети представлена на рис. 3.

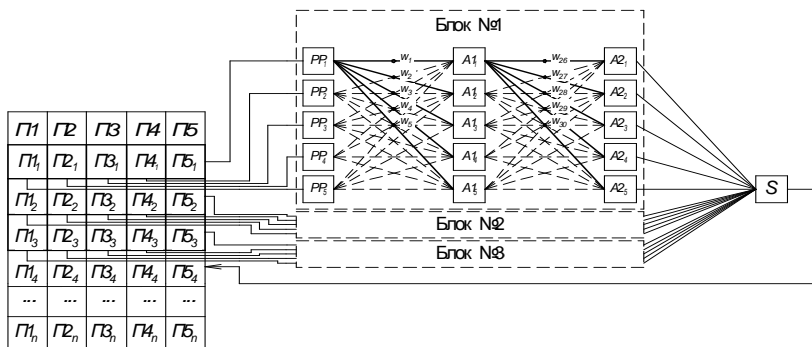


Рис. 3. Схема второго варианта двухслойной нейронной сети

Третий вариант двухслойной нейронной сети включает в себя нейронную сеть, учитывающую влияние каждого из параметров друг на друга в течение трех предшествующих моментов времени. При данной схеме выполняется подбор уже 450 весов. Схема данной сети представлена на рис. 4. Ниже показаны не все связи и соответствующие веса в силу сложности и громоздкости рисунка. При этом варианте сети все ячейки каждого рецепторного слоя связаны со всеми ячейками первого ассоциативного слоя (225 связей и весов), а все ячейки первого ассоциативного слоя связаны со всеми ячейками второго ассоциативного слоя (225 связей и весов).

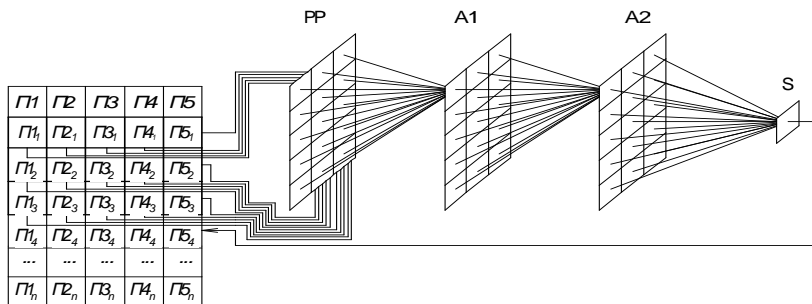


Рис. 4. Схема третьего варианта двухслойной нейронной сети

Принцип действия двухслойной нейронной сети тот же, что и у однослойной, разница состоит лишь в ее обучении. Дополнительный слой весов вносит определенные сложности: с усложнением структуры нейронной сети и увеличением количества весов затрачивается большее количество машинного времени на одну итерацию, но вместе с тем и резко

увеличивается скорость и эффективность обучения самой сети, что в целом дает общий выигрыш во времени обучения.

В основе всех вышеописанных нейронных сетей лежит алгоритм случайной корректировки весов. Он заключается в следующем.

При обнаружении «виноватого» веса его значение выбирается случайным образом. Если ошибка при новом значении веса снижается – вес запоминается. Далее процедура повторяется.

Таким образом, с помощью нейронных сетей становится возможным прогнозирование ресурса изоляции. Многослойные нейронные сети позволяют прогнозировать более сложные системы. А так, как точный ручной расчет таких систем, как, например, трансформатор (у которого более 40 контролируемых параметров) не представляется возможным, актуальность применения для этой цели нейронных сетей все больше возрастает.

В настоящее время производится сравнение приведенных выше вариантов нейронных сетей по времени обучения сети и погрешности прогнозирования. На основании этого сравнения будет выбран и предложен вариант нейронной сети для реализации его применительно к действующему силовому маслонаполненному трансформаторному оборудованию.

Л.С. Тарутина, маг., О.С. Мельникова, асп.;
рук. Ю.А. Митькин, д.т.н., профессор

ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМА МАСЛА В ДЕЙСТВУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИХ МОЩНОСТИ И НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Одной из основных проблем, возникающих в силовых трансформаторах и автотрансформаторах с течением времени их эксплуатации, является старение изоляции. Анализ эксплуатационных данных по повреждаемости изоляции силовых трансформаторов показал, что наблюдается некоторое повышение удельной повреждаемости изоляции с ростом класса напряжения и мощности трансформаторов.

С ростом номинального напряжения повышаются требования к изоляции электрооборудования. Это обусловлено тем, что при переходе на более высокие ступени номинального напряжения в значительной мере возрастают габариты, масса и стоимость трансформаторов. Для эффективного решения этих вопросов на практике уменьшают изоляцион-

ные расстояния, что приводит к повышению рабочих напряженностей электрического поля. В силу этого для обеспечения заданного уровня электрической прочности изоляции трансформатора ее качество соответственно повышается. Подтверждением этого является тот факт, что в соответствии с нормативными документами пробивные напряжения трансформаторного масла в стандартном маслопробойнике, объем которого 0,4 л, устанавливаются с учетом класса номинального напряжения. Например, для категории электрооборудования от 60 до 150 кВ пробивное напряжение составляет 35 кВ; для категории электрооборудования 750 кВ пробивное напряжение составляет 55 кВ.

С другой стороны увеличение мощности трансформаторов при заданном номинальном напряжении влечет за собой увеличение габаритов трансформаторов и соответственно объема трансформаторного масла. В этом случае важно отметить, что увеличение объема масла приводит к снижению электрической прочности масла. Это явление обусловлено статистической природой формирования предпробивных процессов в трансформаторном масле, содержащим различного рода примеси. Кроме того, в силовых трансформаторах объем масла составляет десятки тонн, что обуславливает увеличение объема масла в действующих трансформаторах по сравнению с объемом масла в стандартном маслопробойнике до значений порядка 10^4 .

В связи с вышеизложенным была поставлена задача исследовать изменение объема масла трансформаторов и автотрансформаторов в зависимости от их номинальных напряжений и мощностей.

На основе проведенных исследований была создана база данных по техническим параметрам силовых трансформаторов и автотрансформаторов в широком диапазоне изменения номинального напряжения и мощности. Номинальные напряжения изменяются в пределах от 6 до 1150 кВ. Изменение мощностей трансформаторов происходит в пределах от 25 до 1000000 кВА.

Далее для выяснения зависимости объема масла в трансформаторах от номинального напряжения и мощности по полученным результатам были рассчитаны данные по объемам масла и построены графики зависимости объема масла от мощности при заданном номинальном напряжении, а также зависимости объема масла от номинального напряжения при заданной мощности.

На рис. 1 представлена зависимость объема масла в трансформаторе от его номинального напряжения при заданной мощности, а на рис. 2а и 2б зависимости объема масла в трансформаторе от его мощности.

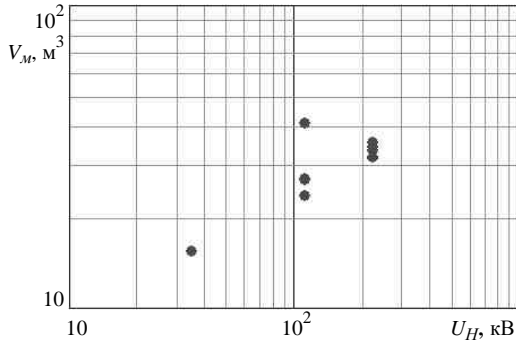


Рис. 1. Зависимость объема масла в трансформаторе от его номинального напряжения при заданной мощности 63000 кВА

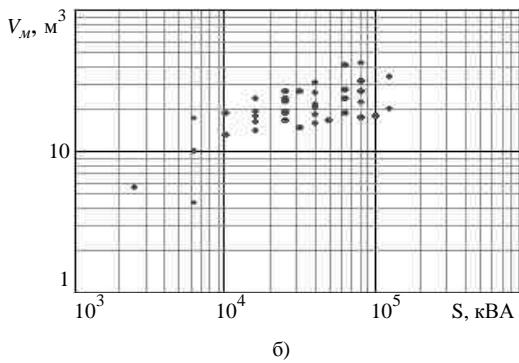
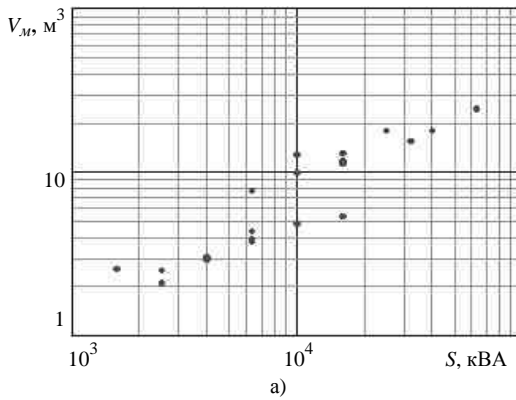


Рис. 2. Зависимость объема масла в трансформаторе от его мощности при номинальном напряжении 35 кВ (а) и 110 кВ (б)

Анализ изменения объемов масла в действующих трансформаторах и автотрансформаторах показал:

- для напряжения 35 кВ объем масла в действующих трансформаторах в исследуемом диапазоне мощностей изменяется в 12 раз; для напряжения 110 кВ – в 10 раз; для напряжения 220 кВ – в 11 раз; для напряжения 500 кВ – в 2 раза;
- для заданной мощности трансформаторов 63000 кВА объем масла в действующих трансформаторах в исследуемом диапазоне номинальных напряжений изменяется в 3 раза; для мощности 80000 кВА – в 3 раза; для мощности 125000 кВА – в 4 раза.

Приведенные результаты свидетельствуют о том, что при проектировании изоляции силовых трансформаторов и в процессе их эксплуатации на энергетических предприятиях необходимо учитывать влияние мощности трансформатора на электрическую прочность трансформаторного масла и вводить соответствующие коррективы на качество масла с учетом не только класса номинального напряжения, но и мощности трансформатора.

Е.С. Трофимова, студ.; рук. И.Е. Шишкова, к.т.н., доцент

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛЭП С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ НА ГРАНИЦЫ ЗОНЫ ОТЧУЖДЕНИЯ

Полосы отчуждения под линии электропередачи и подстанции с учетом значительной протяженности ЛЭП могут достигать чрезвычайно больших величин – для напряжения 35 кВ и выше площадь отчуждаемых территорий вследствие прохождения ЛЭП в России, например, близка к территории Дании (43093 км²).

Особенно эта проблема становится актуальной для территорий развивающихся мегаполисов, где стоимость земли возрастает многократно. Для уменьшения отчуждения территории под линии электропередачи и снижения их воздействия на окружающую среду все большее распространение находят ЛЭП с изолированными проводами [1, 2].

Для соблюдения санитарных и строительных норм по допустимым напряженностям поля, в частности при выборе размеров зон отчуждения для линий электропередачи высокого напряжения, необходима точная и полная информация об электромагнитной обстановке, обусловленной полями искусственного происхождения.

Теоретический анализ структуры поля линии может быть проведен с помощью расчетных моделей, точность которых в настоящее время ограничена только объемом оперативной памяти ЭВМ. Большинство таких моделей ориентировано на расчет действующих значений пространственных составляющих напряженности поля, в то время как некоторые «электростатические эффекты» полей ЛЭП коррелируются с другими характеристиками вектора напряженности. Например, граница зоны экологического воздействия определяется величиной наибольшего модуля вектора напряженности $E_{m,наиб}$, определяемой по мгновенным значениям проекций E_x и E_y с учетом начальных фаз соответствующих пространственных составляющих напряженности, зависящих, в свою очередь, от расположения точки наблюдения в выбранной системе координат.

Исследовалось изменение размеров зоны отчуждения при переходе от опор типа ПБ-110 к U-образным опорам с неизолированным и с изолированным проводами, на рис. 1 показаны соответствующие типы опор.

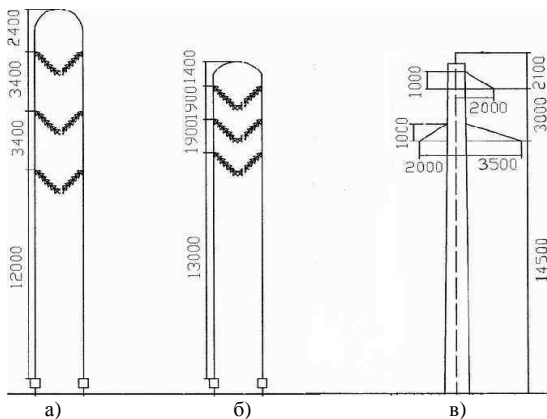


Рис. 1. Основные типы опор: а) U-образная опора с неизолированным проводом; б) U-образная опора с защищенным проводом; в) опора типа ПБ 110-1

Для каждого типа просчитаны на математической модели распределение напряженности электрического поля по поверхности земли под линией. Соответствующие графики приведены на рис. 2, где координата $x = 0$ совпадает с проекцией проводов на поверхности земли при их вертикальном расположении, для опоры ПБ-110 с этой точкой совпадает проекция левого нижнего провода. Рис. 2 показывает, что уровень 1 кВ/м на поверхности земли для опор А и Б не достигается. Наибольшая величина напряженности составляет 0,6 кВ/м для ЛЭП с неизолированными

проводами и 0,55 кВ/м для ЛЭП с изолированными проводами. Для опор типа ПБ-110 наибольшая величина равна 1,4 кВ/м.

Анализ распределения $E_{m,наиб}(x)$ на различных расстояниях от земли подтвердил целесообразность замены семейства профилей сложной формы линиями равного уровня наибольшего модуля напряженности.

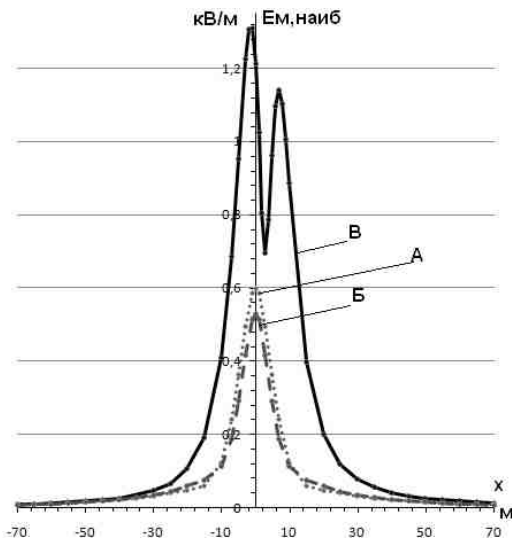


Рис. 2. Поперечные профили напряженности на поверхности земли для опор различных типов

Исследовались форма и размеры области, ограниченной линией с уровнем $E_{m,наиб} = 1$ кВ/м (допустимый уровень воздействия электрического поля ЛЭП на территории зоны жилой застройки). Линии с этим уровнем наибольшего модуля построены на рис. 3, кривые соответствуют основным типам опор, приведенных рис. 1. Для всех опор $U_n = 110$ кВ, наименьшее допустимое расстояние до нижнего провода 7 м (населенная местность).

Границы зоны отчуждения устанавливаются по наиболее удаленной от проводов граничной линии наибольшего модуля напряженности электрического поля с уровнем 1 кВ/м. На рис. 3. цифрами пронумерованы провода соответствующих линий: 1А, 2А, 3А – расположение неизолированных проводов; 1Б, 2Б, 3Б – расположение изолированных проводов; 1В, 2В, 3В – расположение проводов на опоре ПБ-110.

Средние высоты нижних проводов над землей в пролете составляют соответственно для случая А – 9,7 м, для случая Б – 8,9 м, для случая В – 8,8 м. Защищенный провод находится на 0,9 м выше по причине меньше-

го натяжения проводов типа LMF SAX по сравнению с неизолированным проводом (40 против 45 Н/мм² у голого провода) [2].

Анализируя рис. 3 видим, что влияние типа опоры и защищенности проводов выражается в следующем:

1) в случае В (опора ПБ-110) граница области с уровнем напряженности 1 кВ/м совпадает с поверхностью земли, ее наибольшая ширина составляет 18 м; на поверхности земли имеется незначительная по ширине область, где напряженность меньше 1 кВ/м, ее ширина равна 0,7 м;

2) при рассмотрении изолированных проводов (случай Б) область, ограниченная уровнем 1 кВ/м имеет меньшую площадь по сравнению со случаем А и меньшую ширину примерно на той же высоте, что в случае Б. Наибольшая ширина санитарно-защитной зоны соответствует высоте над землей $y = 9$ м и составляет 8,5 м;

3) при рассмотрении неизолированных проводов на U-образной опоре (случай А) область ограничивается замкнутой линией, не совпадающей с поверхностью земли.

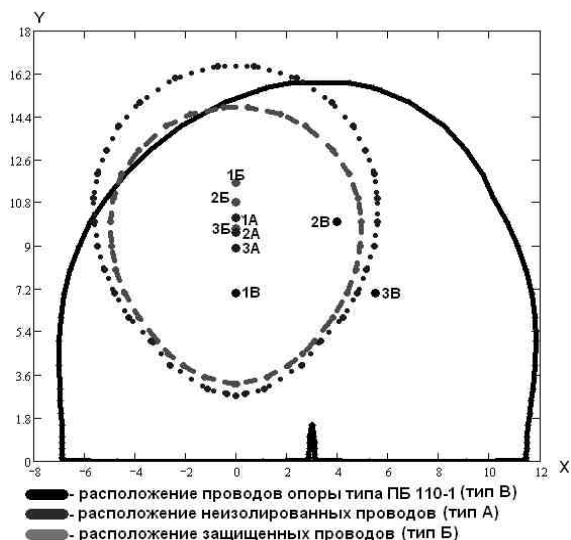


Рис. 3. Сопоставление изолиний для уровня напряженности 1 кВ/м для разных типов опор

Проведенные расчеты показали, что к известным преимуществам изолированных проводов можно добавить еще одно – значительное уменьшение размеров санитарно-защитной зоны (приблизительно в 2 раза) по сравнению с расположением голых проводов на опорке ПБ-110.

Предполагаемая методика оценки влияния ЛЭП может быть распространена на ряд других факторов, таких как допустимое время пребывания человека под ЛЭП, возможность пересечения с автодорогами т.д. Карты изолиний различных уровней наибольшего модуля напряженности электрического поля могут быть полезны при проведении экологической экспертизы строящихся и находящихся в эксплуатации линий.

Библиографический список

1. Вариводов, В.Н. Особенности технической политики в электрических сетях мегаполисов / В.Н. Вариводов, А.М.Брянцев // Энергоэксперт. – 2007. – № 1. – С. 24 – 31.
2. ЛЭП 110 кВ с защищенными проводами. Скандинавское решение / И. Ойала [и др.] // Новости электротехники. – 2006. – № 2. – С. 124 – 126.

*Ю.М. Степанова, асп.; рук. Г.В. Беляев, ст. преподаватель,
В.Ф. Воробьев, к.т.н., доцент*

ЭЛЕКТРОСТАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛОСКИХ ЛИСТОВ ДЛЯ МЕТОДА КРУПНЫХ ЧАСТИЦ

В последнее время для моделирования процессов в газах часто используют метод крупных частиц [1, 2]. Метод крупных частиц основан на решениях уравнений движения частиц, Больцмана и Пуассона. В численной модели метода вся совокупность компонентов (нейтральных частиц, ионов, электронов и др.) в разрядном промежутке разделяется на ансамбли с одинаковыми свойствами, и анализ разрядных процессов ведется для этих объединенных групп. Для плоскопараллельного поля ансамбли представляются плоскостями с частицами – «плоскими листами», параллельными электродам. Плотность частиц на «плоском листе» вычисляется подсчетом числа частиц в пределах интервала $\left[x_k - \frac{\Delta x}{2}; x_k + \frac{\Delta x}{2} \right]$ около k -го узла сетки и присвоением этого числа k -му узлу, т. е. сеточная плотность (в одномерном случае). Это самый простой способ взвешивания – «ближайшему узлу сетки» или NGP – nearest grid point. При численной реализации подсчет очень быстр, так как выполняется просмотр только одной интервала.

Однако при таком способе взвешивания получается крупная частица, сеточная функция плотности заряда, которой имеет вид прямоугольника, то есть скачкообразна (рис. 1). Крупная частица мгновенно появляется в узле и мгновенно исчезает, при этом она как бы «прыгает» между

узлами. Скачкообразное изменение плотности заряда при прохождении узла приводит к «нефизическим» шумам в пространстве и во времени.

Другой метод взвешивания – «облако в ячейке» (CIC – cloud in cell) – предполагает разнесение заряда по узлам с помощью линейной интерполяции:

$$q_k = q_i \frac{x_{k+1} - x_i}{\Delta x}, \quad q_{k+1} = q_i \frac{x_i - x_k}{\Delta x},$$

где x – координата i -й частицы, x_k – ближайший слева от частицы узел, x_{k+i} – ближайший справа. При таком способе взвешивания сеточная функция плотности заряда имеет вид треугольника (см. рис. 1) и не дает шумов расчетной модели. В двухмерном случае этот метод взвешивания предполагает взвешивание, пропорциональное площади прямоугольника, дальнего от рассматриваемого узла (рис. 2):

$$q_1 = q_i \frac{S_1}{S}, q_2 = q_i \frac{S_2}{S}, q_3 = q_i \frac{S_3}{S}, q_4 = q_i \frac{S_4}{S}, S = S_1 + S_2 + S_3 + S_4.$$

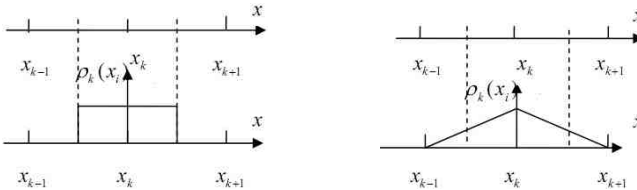


Рис. 1. Способы взвешивания

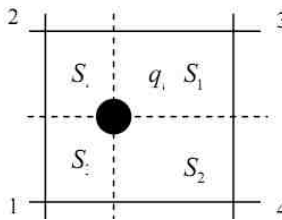


Рис. 2. Взвешивание по двумерной сетке

В трехмерной задаче взвешивание происходит пропорционально объему параллелепипеда, дальнего от рассматриваемого узла. Плотность заряда в k -м узле вычисляется как сумма зарядов по всем крупным частицам, которые попали в одну из четырех ячеек, окружающих данный узел: $\rho_k = \sum_{\alpha} q_{k\alpha}$.

Библиографический список

1. **Бессонов, Л.А.** Теоретические основы электротехники / Л.А. Бессонов. – М.: Высш. шк., 1978.
2. **Хокни, Р.** Численное моделирование методом частиц / Р. Хокни, Дж. Иствуд: пер. с англ. – М.: Мир, 1987.
3. **Бэдсел, Ч.** Физика плазмы и численное моделирование / Ч. Бэдсел, А. Ленгдон: пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

А.В. Кириленко, студ.; рук. А.М. Соколов, к.т.н., доцент

**ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ТРАНЗИСТОРНЫЙ
ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

В связи с развитием полупроводниковой техники все больший интерес приобретают высокочастотные схемы источников питания. Трансформатор является самым дорогим и тяжелым элементом традиционного источника питания с непосредственным преобразованием напряжения на низкой частоте, переход на высокие частоты порядка нескольких десятков кГц сильно сокращает массогабаритные показатели, расход материалов, а, следовательно, и стоимость установки в целом.

Целью была поставлена разработка высоковольтного компактного и недорогого блока питания для использования в испытательных электротехнологических установках. Необходимо получить постоянное напряжение 60 кВ, при токе в нагрузке около 10 мА. Для питания использовалось фазное напряжение бытовой электросети. В схеме отсутствует разделительный трансформатор и дроссель, а преобразование низкочастотного сетевого напряжение в постоянное осуществляется двухполупериодным мостовым выпрямителем. Для сглаживания пульсации на выходе включен емкостный фильтр (конденсатор большой емкости).

Наше внимание привлекла достаточно надежная и простая схема мостового инвертора (МИ), состоящего из четырех ключевых транзисторов. Задающий генератор (ЗГ) формирует сигнал прямоугольной формы импульса с частотой 20 кГц. При положительной полуволне открываются два транзистора в противоположных плечах, при отрицательной полуволне, открываются два других транзистора. Таким образом, формируется прямоугольный сигнал с амплитудой питающего напряжения.

В плечо МИ включается высокочастотный повышающий трансформатор (ВТ), выполняющий функцию повышения напряжения и гальвани-

ческой развязки элементов схемы. Большой коэффициент трансформации повышает емкость вторичной обмотки, а малый сокращает эффективность всей схемы. Эмпирически был выбран коэффициент трансформации равный 10. Таким образом, на выходе высокочастотной части можно получить до 2,5 кВ.

Так как на выходе требуется получить намного более высокое напряжение, необходимо было найти другой способ эффективного повышения кратности преобразования. Данным решением стало использование схем каскадных выпрямителей, известных так же как умножители напряжения (УН). Они достаточно давно нашли применение в высоковольтной технике. Но использование их на промышленной частоте практически малоприменимо и связано с рядом недостатков, таких как пульсация напряжения, снижение напряжения при большой нагрузке. Следовало использовать конденсаторы большой емкости и сокращать число ступеней умножителя.

Хороших результатов удалось достичь при использовании высоких частот. Пульсации значительно снизились, а для достижения необходимых нагрузочных токов можно было использовать конденсаторы меньшей емкости. Для достижения высокого уровня напряжения на выходе было реализовано несколько схмотехнических решений: во-первых, полностью блочная схема исполнения источника питания, во-вторых, использование нескольких вторичных обмоток ВТ. В каждую из отдельных вторичных обмоток включается каскадный выпрямитель, на выходе все умножители одного блока включаются последовательно, таким образом достигается суммирование потенциалов. Представленная схема приведена на рис. 1.

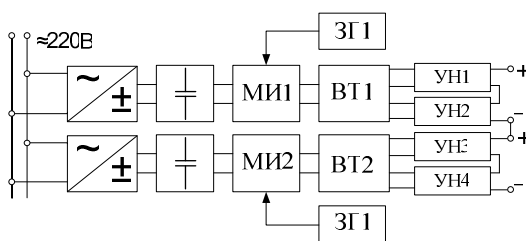


Рис. 1. Схема источника питания

Для исследования была взята схема симметричного умножителя напряжения, которая обладает лучшей по сравнению с несимметричной схемой нагрузочной характеристикой. В схеме используются вполне доступные и дешевые высокочастотные высоковольтные диоды и конденса-

торы на напряжение 10 кВ и емкостью несколько тысяч пикофарад. При работе напряжение на конденсаторах не поднимется выше двойного входного, порядка 5 кВ, запас по напряжению достаточный.

Критерием выбора схемы и кратности умножения напряжения стала потеря напряжения при требуемом токе нагрузки, искажение формы кривой на выходе мостового инвертора, технико-экономические и массогабаритные показатели конечного источника питания. Согласование всех блоков никаких трудностей не составляет, схема практически готова к применению без особых затрат на элементную базу, но необходимо определиться со схемой каскадного выпрямителя.

В лабораторных условиях на стенде исследовали три схемы в различных режимах работы: холостой ход, короткое замыкание, работа на активное сопротивление. Для измерения напряжения на выходе подключен электростатический киловольтметр С-96 с очень большим входным сопротивлением. При испытаниях необходимо определить насколько сильно упадет напряжение при токе до 10 мА в нагрузке под напряжением 60 кВ. В качестве нагрузки используется наборное активное сопротивление. В целях упрощения разрабатывается часть одного из блока, а именно схема с половиной первичной обмотки, одной из вторичных обмоток и одним множителем напряжения.

Схема 8-кратного умножения в идеальном случае позволила бы получить всего на одном трансформаторе и с одной вторичной обмоткой сразу 10 кВ (20 кВ при полной схеме), то есть использовать всего 3 блока. Но в реальных условиях падение напряжения достигало 3,5 кВ или 35 %, что недопустимо, так как для компенсации придется устанавливать дополнительный блок. Кроме этого наблюдаются сильные искажения ВЧ напряжения на выходе МИ, что ухудшает режим работы схемы.

Схема 4-кратного умножения предоставила намного более лучшие показатели. В идеальном случае напряжение должно достигать 5 кВ, при подключенной нагрузке наблюдается увеличение падения напряжения вслед за увеличением тока нагрузки. При требуемом токе потеря напряжения достигла 700 В или 14 %. Заметим, что в режиме холостого хода на выходе множителя напряжения наблюдается повышение потенциала в среднем на 900 вольт, вместо положенных 5 кВ, получаем 5,9 кВ.

Самым простым и эффективным вариантом получается схема симметричного удвоения напряжения или схема выпрямителя полумост. В данном исполнении потеря напряжения не превышает 150 В или 6 %, что более чем пригодно к применению. Для компенсации этого значения, возможно, использовать всего один дополнительный каскад умножения в каждом блоке, что намного более экономично, чем в схеме 8-кратного умножения.

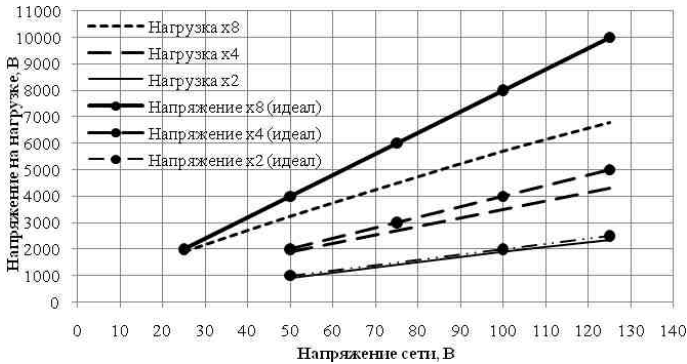


Рис. 2. Напряжения на выходе блока питания

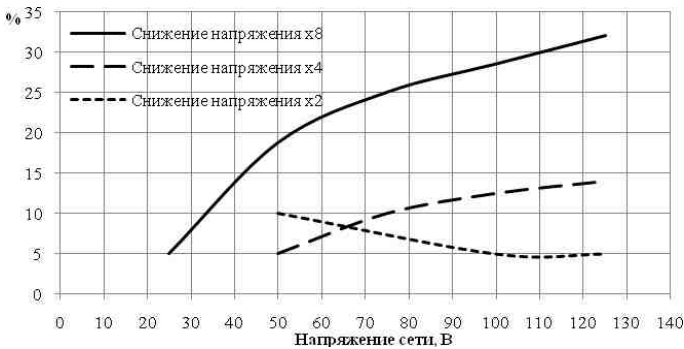


Рис. 3. Относительное снижение напряжения на нагрузке

Коэффициент полезного действия по мощности всех схем приближается к 80 %, а если учитывать временную конструкцию обмоток ВЧ трансформатора, то это вполне хороший результат. По результатам экспериментов можно сделать вывод, что основные потери наблюдаются в повышающем ВЧ трансформаторе, малая доля приходится на токи утечки транзисторов, диодов и емкостные паразитные токи схемы. Повысить эффективность можно за счет качественного изготовления обмотки трансформатора, экранирования, регулировки сигнала задающего генератора и улучшения расположения элементов схемы. Отсутствие гальванической развязки с питающей сетью требует обязательного заземления и надежной изоляции всех деталей и проводников.

В качестве ключевых транзисторов используются доступные биполярные транзисторы, при успешных испытаниях и дальнейшем продви-

жении их можно заменить новейшими IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) – биполярный транзистор с изолированным затвором. Известно, что биполярные транзисторы управляются током, а полевые напряжением. Тип IGBT объединяет достоинства обоих видов транзисторов.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о целесообразности продолжения работы по разработке и применению источников питания на основе транзисторных преобразователей напряжения в высоковольтных испытательных электротехнологических установках.

*Р.Д. Луговкин, маг., А.В. Кузьмина, А.А. Уваров,
А.В. Наумов, студенты; рук. А.В. Вихарев, к.т.н., доцент*

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ ХРОМАТОГРАФА «ЦВЕТ»

В настоящее время газовая хроматография является одним из основных методов анализа летучих органических соединений. С помощью газовой хроматографии можно выполнять качественное и количественное определение компонентов смесей любых органических и неорганических газов, жидкостей, твердых тел. Преимущества газовой хроматографии:

- стандартность и сравнительная простота аппаратного оформления;
- быстрота выполнения анализа (длительность цикла разделения не превышает 10 – 20 мин.);
- неаналитические применения колоночной хроматографии;
- методы хроматографии хорошо поддаются автоматизации;
- высокочувствительные и селективные детекторы дают возможность разделения и количественного анализа с высокой точностью.

По результатам хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ) в трансформаторном масле можно обнаружить следующие дефекты в трансформаторном оборудовании:

- перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода;
- перегрев изоляции от токоведущих частей и электрическими разрядами в изоляции;
- электрические разряды в масле.

Для проведения анализов или разделений методом газовой хроматографии требуется специализированный прибор – хроматограф. С помощью устройства ввода в хроматограф, в поток газа-носителя вводится определенное количество анализируемой смеси в газообразном или жидком состоянии.

В хроматографической колонке осуществляется разделение смеси на отдельные компоненты. Из колонки разделенные компоненты смеси вместе с газом-носителем попадают в детектор, который регистрирует вещества, отличающиеся по физическим или физико-химическим свойствам от газа-носителя, и преобразует их в электрический сигнал.

Компьютер строит график зависимости сигнала детектора от времени – хроматограмму. Выход компонентов фиксируется в виде пиков, при этом высота пика соответствует концентрации газа, а время регистрации пика – определенной газовой компоненте в смеси.

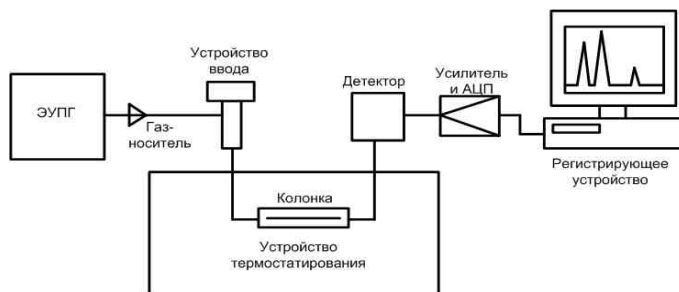


Рис. 1. Схема устройства хроматографа

Сейчас на кафедре ВЭТФ ИГЭУ имеется хроматограф «Цвет-500М». Была поставлена задача провести его профилактику и настройку. На базе этого хроматографа планируется создать научно-исследовательский комплекс, который будет работать в следующих направлениях:

- научно-исследовательская работа;
- учебный процесс;
- хозяйственные работы.

На данный момент произведена частичная модернизация оборудования (замена блоков хроматографа).

На качество ХАРГ значительное влияние оказывают типы сменных элементов хроматографа (детектор, колонки, газ-носитель).

1. Детекторы. Хроматографический детектор предназначен для обнаружения и измерения количеств компонентов в потоке подвижной фазы на выходе из хроматографической колонки. Условия работы детектора могут вносить существенные искажения в хроматограмму, поэтому предъявляют ряд требований к детектору:

- малая инерционность;
- максимальная простота и дешевизна изготовления;
- высокая чувствительность.

Так как целью анализа является выявление оксидов углерода, водорода и углеводородов, можно ограничиться двумя детекторами: плазменно-ионизационный детектор (ПИД) и детектор по теплопроводности (ДТП). Сочетание работы этих двух детекторов было бы наиболее предпочтительным, т.к. ПИД обладает наибольшей точностью, но не способен определять неорганические газы, где его и дополнит работа ДТП. Однако, для работы ПИД необходимо использование водорода, что приводит к необходимости оборудование помещения в соответствии с техникой безопасности, что является пока недоступным. Поэтому в настоящее время приходится ограничиваться лишь ДТП.

2. Хроматографические колонки. Основным конструктивным элементом хроматографов являются колонки – трубки, заполненные неподвижной фазой, по которым во время выполнения анализа движется подвижная фаза и исследуемый образец.

Таблица 1. Типы хроматографических колонок

Тип колонки	Внутренний диаметр, мм	Длина, м	Объем, см ³
Насадочные	2,0 – 6,0	0,5 – 5,0	1,5 – 141
Микронасадочные	0,5 – 1,0	0,1 – 2,0	0,02 – 1,5
Капиллярные	0,05 – 0,5	10 – 200	0,02 – 39,2

От использования капиллярных колонок было решено отказаться, т.к. они значительно дороже набивных, имеют меньшую емкость. Основное их преимущество от набивных в том, что они способны разделять самые сложные смеси, которые не будут фигурировать в наших экспериментах.

3. Газ-носитель. Выбор газа – носителя определяется условиями разделения компонентов, а также условиями качественного и количественного их определения (детектирования). При выборе газа, используемого в качестве носителя, принимаются во внимание следующие требования: газ – носитель должен быть доступным в сравнительно большом количестве, химически инертным по отношению к разделяемым веществам и сорбенту, очищенным от механических примесей и влаги, взрывобезопасным. В качестве газа-носителя используются такие газы как водород, аргон, азот, гелий и воздух.

Для наладки решено использовать воздух, в виду его дешевизны и доступности. Однако, основной недостаток воздуха в том, что в нем присутствует большое количество различных газов, в том числе и газы, выявление которых является целью анализа. К примеру, один из анализируемых газов – диоксид углерода. И наличие его в воздухе приведет к тому, что прибор выдаст завышенные значения присутствия углекислого газа. В дальнейшем, после окончания настроек, планируется использо-

вать гелий, т.к. он представлен как один из оптимальнейших газов для работы детектора по теплопроводности.

В настоящее время проводятся мероприятия по наладке хроматографа. В их число входят:

- профилактика и монтаж схем (проверка соединений, проверка герметичности, прозвон электрической цепи);
- испытание и градуировка детекторов (регулировка давления подаваемых газов, выставление резисторов, проверка герметичности, ввод поправок на наличие примесей в газ-носителе).

После наладки, с использованием данного комплекса будут поставлены 4 лабораторные работы для учебного процесса, а также будут разработаны программы проведения экспериментальных исследований для изучения влияния режимов работы хроматографа на качество проведения ХАРГ масла.

Т.М. Григорьева, маг.; рук. С.Н. Горячкин, к.т.н., доцент

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ОДНОФАЗНОМ ЗАМЫКАНИИ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 35 кВ

В мировой практике в сетях среднего напряжения (до 69 кВ) в отличие от сетей высокого напряжения (110 кВ и выше) применяются четыре возможных варианта заземления нейтральной точки сети:

- изолированная (незаземленная);
- заземленная через дугогасящий реактор;
- заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный);
- глухозаземленная (в России не применяется).

Анализ показывает, что за рубежом чаще всего используется резистивное заземление нейтрали или через дугогасящий реактор, тогда как в России режим изолированной нейтрали применяется примерно в 80 % сетей 6 – 35 кВ, а режим заземления через дугогасящий реактор, примерно в 20 % сетей 6 – 35 кВ.

Режим заземления нейтрали в сети 6 – 35 кВ определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- выбор ОПН для защиты от перенапряжений;
- бесперебойность электроснабжения;

- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Рассмотрим подробнее способы заземления нейтрали и дадим им общую характеристику.

Режим изолированной нейтрали используется в России достаточно давно и подавляющее большинство сетей 6 – 35 кВ работает именно с этим режимом заземления нейтрали. Однако, в сетях 3 – 69 кВ стран Европы, Северной и Южной Америки, Австралии данный режим заземления нейтрали применяется крайне редко (в исключительных случаях). В основном сети среднего напряжения 3 – 69 кВ этих стран работают с нейтралью заземленной через резистор или дугогасящий реактор.

Исторически режим изолированной нейтрали был первым режимом заземления нейтрали, использовавшимся в электроустановках среднего напряжения. Его достоинствами являются:

- увеличение ресурса выключателей (поскольку однофазные замыкания достигают 90 % от общего числа замыканий);
- снижение требований к заземляющим устройствам, определяемые условиями электробезопасности при однофазных замыканиях на землю.

Однако, многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, накопленный не только в России, но и во всем мире позволяет говорить о существенных недостатках режима в сетях 6 – 35 кВ, таких как:

- дуговые перенапряжения и пробои изоляции на первоначально неповрежденных фидерах при однофазных замыканиях на землю в сети;
- возможность возникновения множественных повреждений изоляции (одновременное повреждение изоляции нескольких фидеров) при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ);
- повреждения трансформаторов напряжения (НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замыканиях на землю;
- сложность обнаружения места повреждения;
- неправильная работа релейных защит от ОЗЗ;
- опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

В связи с наличием такого количества недостатков режим изолированной нейтрали в сетях 6 – 35 кВ был исключен в подавляющем большинстве стран Европы, Северной и Южной Америки, Австралии и других странах еще в 40 – 50-х годах прошлого века. В основном сети среднего напряжения 3 – 69 кВ этих стран работают с нейтралью заземленной через резистор или дугогасящий реактор.

Заземление через дугогасящий реактор позволяет в определенных случаях снизить ток замыкания на землю до его погасания, то есть лик-

видировать дуговые перенапряжения. Это в свою очередь уменьшает число переходов ОЗЗ в двух- и трехфазные короткие замыкания. Снижение тока ОЗЗ улучшает условия электробезопасности в месте замыкания, хотя полностью не устраняет возможность электропоражения в сетях с воздушными линиями. Также к достоинствам заземления нейтрали через ДГР можно отнести:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.

Недостатки заземления через дугогасящий реактор (ДГР):

- необходимость симметрирования сети до степени 0,75 % фазного напряжения (в сетях с воздушными линиями степень несимметрии всегда не ниже 1 – 2 %, а при двухцепных ВЛ нормально может достигать 5 – 7 %; Правилами технической эксплуатации в некоторых случаях допускается напряжение смещения нейтрали до 30 % от фазного напряжения);

- сложность и высокая стоимость систем автоматической подстройки ДГР (реакторы с механической подстройкой практически не эксплуатируются); невозможность широкой диапазонной настройки, необходимой для разветвленных городских сетей с часто изменяемой конфигурацией по отношению к питающей подстанции;

- практически полное отсутствие селективных защит от ОЗЗ для сети с заземлением нейтрали через ДГР.

Применение ДРГ будет эффективным и оправданным при выполнении трех условий:

- идеально симметрировать сеть;
- обеспечить автоматическую подстройку индуктивности ДГР в резонанс как в нормальном режиме, так и в режиме ОЗЗ к изменяющимся в широких пределах параметрам сети;
- обеспечить компенсацию не только основной, но и высших гармонических составляющих токов ОЗЗ.

При невыполнении этих условий неминуемо будет наблюдаться высокая аварийность сетей в основном из-за множественных повреждений при ОЗЗ.

Режим заземления нейтрали через резистор сравнительно новый и используется в России в ограниченном числе сетей 6 – 35 кВ. Заземление нейтрали через резистор имеет несомненные достоинства, подтвержденные мировой практикой и опытом, накопленным в России:

- отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и множественных повреждений в сети;

- отсутствие необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);
- исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;
- уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);
- простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

К недостаткам резистивного заземления нейтрали следует отнести:

- увеличение тока в месте повреждения (только для низкоомного заземления нейтрали);
- необходимость отключения однофазных замыканий (только для низкоомного заземления нейтрали);

Во многих европейских странах с резонансным заземлением нейтрали (Германия, Чехия, Австрия, Словакия, Венгрия, Италия) применяется очень интересное решение — совместное использование ДГР и резистора. В сетях среднего напряжения этих стран эксплуатируются ДГР со специальной вторичной обмоткой, к которой может быть подключен низковольтный резистор. При дуговых замыканиях на землю проявляются все положительные стороны компенсации емкостных токов, то есть настроенный автоматикой в резонанс ДГР снижает перенапряжения до приемлемого с точки зрения эксплуатации уровня. При металлическом замыкании на землю к специальной дополнительной обмотке дугогасящего реактора подключается резистор на время, достаточное для срабатывания защит от замыкания на землю.

Такое техническое решение имеет следующие преимущества:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и соответственно потребителя;
- малый остаточный ток в месте повреждения (не более 1 – 2 А);
- самоликвидация однофазных замыканий (особенно на воздушных линиях);
- возможность организации селективной автоматически действующей релейной защиты от однофазных замыканий на землю;
- исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов.

Способ заземления нейтрали решающим образом влияет на перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю. Поэтому вопросы, связанные с выбором способа заземления нейтрали, тесно связаны с другими применяемыми в настоящее время средствами ограничения перенапряжений с помощью различных технических средств. Важно

также то, что способы заземления нейтрали определяют также и способ выполнения селективной защиты от замыканий на землю. При прочих равных условиях предпочтение должно быть отдано такому способу заземления нейтрали, при котором защита от замыкания на землю получается достаточно простой и надежной.

Библиографический список

1. **Титенков, С.** Четыре режима заземления нейтрали / С. Титенков // Новости Электротехники. – 2003. – № 5(23).
2. **Лихачев, Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971.
3. **Кадомская, К.П.** Вторая Всероссийская научно-техническая конференция «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6 – 35 кВ» / К.П. Кадомская, А.В. Виштибеев // Электрические станции. – 2003. – № 1.

А.А. Дашанов, студ.; рук. С.А. Словесный, к.т.н., доцент

РЕГИСТРАЦИЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При нынешнем состоянии российской энергетики, когда большая часть основного силового оборудования выработало свой ресурс, одной из основных задач эксплуатации является продление его срока службы.

Значительная часть повреждений электротехнических средств связана с дефектами изоляции, поэтому разработке новых методов контроля состояния изоляции и совершенствованию уже имеющихся методов и способов, следует уделять особое внимание.

На изоляцию во время эксплуатации действуют электрические поля, тепловые и механические нагрузки. Изоляция стареет, в ней происходят необратимые изменения. Одним из проявлений старения является образование в толще изоляции газовых включений. Напряженность электрического поля на таких участках выше, чем в остальной изоляции, а электрическая прочность значительно ниже, поэтому в газовых полостях возникают электрические разряды, называемы частичными (ЧР). Под действием ЧР начинается разрушение изоляции, размер дефектной области и интенсивность разрядов увеличиваются. Возникновение ЧР сопровождается уменьшением напряжения на электродах объекта, фотоионизацией в объеме газа (свечением), расширением газа в полости с образованием ударной волны и распространением акустических волн в элементах изо-

ляционной конструкции. Указанные эффекты позволяют не только регистрировать частичные разряды, но и измерять их характеристики.

Методы контроля и регистрации ЧР можно разделить на две большие группы: неэлектрические и электрические. Основной отличительной особенностью неэлектрических методов является то, что измеряются эффекты, сопровождающие частичный разряд – акустический шум и свечение.

Оптический метод применяется в основном при проведении научных исследований. Он позволяет регистрировать частичные разряды в основном на краях электродов с проводящим прозрачным слоем. Метод обеспечивает высокую чувствительность измерений и помехозащищенность.

Преимуществом акустического метода является регистрация ЧР внутри непрозрачных объектов большой емкости. Чувствительность устройств, выполненных с использованием этого метода, зависящая от толщины и звукоизолирующих свойств диэлектрика, ниже, чем у аналогичных устройств, регистрирующих оптические эффекты, но в этом случае обеспечивается возможность регистрации ЧР там, где применение других способов затруднительно.

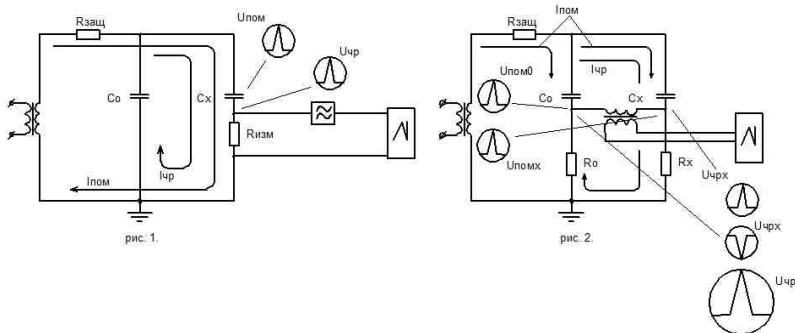
В отличие от оптических и акустических способов контроля ЧР, точность и достоверность результатов которых существенно зависит от характеристик самого объекта контроля, чувствительность и информативность электрических методов должна быть выше, так как при их реализации регистрируются электромагнитные возмущения вызывающие и сопровождающие ЧР в изоляционных конструкциях.

В момент возникновения ЧР (пробоя части изоляции) напряжение на электродах объекта контроля уменьшается, при этом напряжение на соседних участках схемы (на соединительной емкости) остается неизменным. Указанная разность напряжений является причиной формирования импульса тока, дозаряжающего емкость объекта контроля. Ток перезаряда соединительной емкости и объекта пропорционален «кажущемуся» заряду ЧР.

Наибольшие трудности при измерении электрических сигналов ЧР в условиях эксплуатации вызывает выделение сигналов ЧР, возникающих в высоковольтной изоляции контролируемого оборудования из полного спектра электромагнитных колебаний, включающего в себя электромагнитные внутренние и внешние помехи. Так как временные характеристики импульсов токов ЧР лишь незначительно отличаются от импульсов токов, вызываемых помехами, большинство предлагаемых методов идентификации импульсных токов ЧР оказываются не достаточно эффективными.

Наиболее перспективным в плане устранения помех является использование и дальнейшее совершенствование мостовой схемы (рисунок). Она позволяет избавиться от большинства видов помех, кроме по-

мех, возникающих в контуре заземления. Принцип ослабления сигнала от внешних шумов и помех (главным образом, от помех короны) состоит в следующем: токи от источника помех, проходя на землю через емкости объекта и соединительного конденсатора, создают встречные (сифазные) падения напряжения на измерительных элементах (R_0 , R_x). В то же время ток частичных разрядов вызывает согласное падение напряжения на измерительных элементах, которое регистрируется измерительным устройством.



При использовании для регистрации характеристик ЧР мостовой схемы, импульсы напряжения подводятся к измерительному устройству по двум коаксиальным кабелям. В качестве измерительного устройства используется электронный осциллограф, информация от которого выводится на монитор компьютера. Применение электронного осциллографа позволяет сохранять в памяти компьютера результаты измерения. Обработанная компьютером информация выводится на монитор в виде двух кривых, одна из которых отображает изменение напряжения на измерительном элементе, включенном последовательно с объектом контроля, а вторая – напряжение на измерительном элементе, включаемом в цепь соединительной емкости. При обработке результатов измерений, оператором сравниваются фазовые и временные характеристики ранее записанных в память регистрируемых импульсных сигналов. Процесс расшифровки диаграмм не может быть программно автоматизирован без существенной потери точности и достоверности измерений. В тоже время, использование дополнительных аппаратных средств, позволяет существенно упростить задачу оператора.

Одним из возможных аппаратных способов автоматизации измерений, является включение импульсного трансформатора в состав мостовой схемы. В этом случае синфазные импульсы помех не приводят

к разбалансировке мостовой схемы, в диагональ которой включен трансформатор, ток по первичной обмотке трансформатора не проходит и ЭДС во вторичной обмотке равна нулю. В то же время противофазные падения напряжения, создаваемые на измерительных элементах импульсными токами ЧР, вызывают прохождение импульсного тока в первичной обмотке трансформатора и, как следствие – возникновение импульсной ЭДС на выходе мостовой схемы измерения.

Разработанная схема в лабораторных условиях позволяет надежно регистрировать ЧР на фоне внешних импульсных помех. Для оценки возможности ее применения в условиях эксплуатации необходимо проведение испытаний схемы на действующем энергообъекте.

Библиографический список

1. **Кучинский, Г.С.** Частичные разряды в высоковольтных конструкциях / Г.С. Кучинский. – Л.: Энергия, Ленингр. отд., 1979.
2. **Горошков, В.И.** Радиоэлектронные устройства: справочник / В.И. Горошков. – М.: Радио и связь, 1984.
3. **Шваб, А.** Измерения на высоком напряжении: измерительные приборы и способы измерения / А. Шваб. – М.: Энергия, 1983.

Содержание

Секция 11. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

<i>Чекан Г.В.; рук. Слышалов В.К.</i> Результаты расчета показателей надежности распределительной электрической сети	3
<i>Москвин И.А.; рук. Слышалов В.К.</i> Интегрирование систем дифференциальных уравнений при наличии связей (алгебраических)	4
<i>Лебедева И.А.; рук. Бушуева О.А.</i> Инновации в энергетике	6
<i>Нечаев А.С.; рук. Шульпин А.А.</i> Мероприятия по электросбережению на энергетических объектах	9
<i>Смирнова О.Ю., Суворов А.А., Сыско И.С.; рук. Шульпин А.А.</i> Организация учета электроэнергии на энергетических объектах	10
<i>Снитыко И.С.; Братолобов А.А.</i> Применение схем замещения, отражающих взаимоду индукцию элементов ЭЭС	11
<i>Лобанова В.А.; Лебедев С.А.; рук. Братолобов А.А.</i> Ограничение тока короткого замыкания на шинах ГРУ-10 кВ Череповецкой ТЭЦ	18
<i>Васенина Т.С.; рук. Бушуева О.А.</i> Применение современного оборудования на ЛЭП – повышение надежности электрических сетей	23
<i>Варзина А.А.; рук. Бушуева О.А.</i> Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях	25
<i>Кретов И.Г.; рук. Бушуева О.А.</i> Применение вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях с номинальным напряжением до 1 кВ	28
<i>Борисова Н.А.; рук. Макарина М.В.</i> Сравнительная оценка светодиодных источников света, используемых для освещения помещений	30
<i>Панкова Е.В.; рук. Макарина М.В.</i> Регулирование напряжения в электрических сетях 6 – 10 кВ с помощью пункта автоматического регулирования напряжения	33
<i>Лебедева М.В.; рук. Макарина М.В.</i> Классификация светодиодных светильников, используемых для наружного освещения	35
<i>Агафонов А.Н.; рук. Гусев М.Г.</i> Современные проблемы оперативно-диспетчерского управления в энергетике на уровне региональных энергосистем	38
<i>Гусева И.В.; рук. Огорельцев Н.А.</i> Предельные токовые нагрузки по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи	39

Секция 12. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

<i>Сарбеева О.А.; рук. Шуин В.А.</i> Влияние переходных процессов на устойчивость функционирования микропроцессорных токовых направленных защит от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ	41
<i>Шагурина Е.С.; рук. Шуин В.А.</i> Методика определения параметров математической модели для исследования волновых и переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в обмотке статора генераторов	47
<i>Боталов Е.В.; рук. Фролова О.В.</i> Разработка лабораторного практикума «Расчет и исследование функционирования токовых защит линий кольцевой сети с одним источником питания»	53
<i>Шутова О.В.; рук. Коротков В.Ф.</i> Интеллектуальные электрические сети	64
<i>Мурзина Е.А.; рук. Шуин В.А.</i> Условия возникновения максимальных перенапряжений при дуговых однофазных замыканиях на землю в сетях 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью	68

<i>Филатова Г.А.; рук. Лебедев В.Д.</i> Исследование процессов перемagnичивания сердечников трансформаторов тока	74
<i>Ефремова И.Ю., Ефремов Д.Г.; рук. Глускин И.З.</i> Исследование свободного движения многомашиной энергосистемы	78
<i>Можжухина В.В.; рук. Колесов Л.М.</i> Анализ характеристик срабатывания дистанционных защит микропроцессорных терминалов	85
<i>Винокурова Т.Ю., Бакина Т.М.; рук. Шуин В.А.</i> Применение программного комплекса ATPDesigner для расчетов аварийных режимов ЭЭС в целях релейной защиты	93
<i>М. Аль Хомиди; рук. Шуин В.А.</i> Исследование режимов работы электроэнергетической системы Республики Йемен	101
<i>Иванов И.Е.; рук. Мурзин А.Ю.</i> Исследование возможностей программного комплекса ATPDRAW для моделирования воздушных линий электропередачи в целях релейной защиты	108
<i>Кокоулин Д.Н.; рук. Шуин В.А.</i> Влияние отклонения частоты на расчет действующего значения	111

Секция 13. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ

<i>Рептнев С.И.; рук. Мартынов В.А.</i> Автоматизированная методика расчета сварочных трансформаторов для контактной сварки	114
<i>Шерихов А.В.; рук. Куликов К.В.</i> Исследование силовой части инверторного источника питания	117
<i>Долгих И.Ю.; рук. Лебедев В.Д.</i> Разработка и исследование физической модели канальной печи	120
<i>Киселев А.В., Козина Ю.И.; рук. Сайкин М.С.</i> Моделирование сварочного трансформатора в программном комплексе «SWCAD»	124
<i>Зайцев Е.С.; рук. Лебедев В.Д.</i> Моделирование тепловых процессов в кабеле с изоляцией из сшитого полиэтилена средствами Matlab и Simulink	126
<i>Дятлова Е.А., Сулютина Е.А., Филатова Г.А.; рук. Гречухин В.Н., Лебедев В.Д.</i> Исследование нанокристаллических магнитопроводов для цифровых трансформаторов тока 110 – 750 кВ	129
<i>Морозова Д.Ю.; рук. Сайкин М.С.</i> Численное исследование силы взаимодействия постоянных магнитов в датчике с магнитной наножиждкостью	132
<i>Токарев С.Ю.; рук. Лебедев В.Д.</i> Уравнения многопроводной линии: практический подход	134
<i>Кузнецов Д.Т., Токарев С.Ю.; рук. Лебедев В.Д.</i> Моделирование волны тока и напряжения в трехфазной воздушной ЛЭП 110 кВ	137
<i>Новикова С.С.; рук. Сайкин М.С.</i> Исследование герметизатора немагнитного вала с магнитной наножиждкостью	139

Секция 13А. ИСТОРИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ В ЛИЦАХ

<i>Гвоздева А.Д.; рук. Макаров А.В.</i> Галилей электрики	142
<i>Аксанина К.Э.; рук. Макаров А.В.</i> Ньютон электричества	143
<i>Гусева С.Е.; рук. Макаров А.В.</i> Неизвестный Ом	145
<i>Галкина К.В.; рук. Макаров А.В.</i> Колумб телекоммуникационных технологий	147
<i>Хорохорина К.О.; рук. Макаров А.В.</i> Король экспериментаторов	149
<i>Громова Ю.Н.; рук. Макаров А.В.</i> Скромный изобретатель	151
<i>Цветкова М.В., Зверева Ю.Д.; рук. Макаров А.В.</i> Великий генератор прогресса	152
<i>Рябчикова Л.С.; рук. Макаров А.В.</i> Создатель системы электрических мер	154

Секция 14. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

<i>Новоселов Е.М., Шеенков Р.А.; рук. Назарычев А.Н.</i> Использование внешнего магнитного поля для оценки состояния обмотки ротора	156
<i>Орищенко А.И.; рук. Скоробогатов А.А.</i> Разработка мероприятий по повышению эффективности диагностических работ на электрооборудовании Костромской ГРЭС	158
<i>Кустова Е.Н.; рук. Скоробогатов А.А.</i> Системы мониторинга переходных режимов	160
<i>Малова Е.Е.; рук. Сулынинков И.Н.</i> Оценка технико-экономической целесообразности замены пары ОД-КЗ на современные элегазовые и вакуумные выключатели	163
<i>Путков С.В.; рук. Сулынинков И.Н.</i> Анализ современных пунктов секционирования сети напряжением 6 – 10 кВ	166
<i>Андреяненко Ю.В.; Рассказчиков А.В.</i> Разработка методических указаний к лабораторной работе «Дистанционное управление приводами вакуумных выключателей»	168

Секция 15. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

<i>Максимов С.Е.; рук. Вихарев А.В., Сидоров С.Г.</i> Прогнозирование ресурса высоковольтной маслосодержащей изоляции нейронными сетями	172
<i>Тарутина Л.С., Мельникова О.С.; рук. Митькин Ю.А.</i> Изменение объема масла в действующих трансформаторах в зависимости от их мощности и номинального напряжения	176
<i>Трофимова Е.С.; рук. Шишкова И.Е.</i> Оценка влияния высоковольтных ЛЭП с изолированными проводами на границы зоны отчуждения	179
<i>Степанова Ю.М.; рук. Беляев Г.В., Воробьев В.Ф.</i> Электростатическая модель плоских листов для метода крупных частиц	183
<i>Кириленко А.В.; рук. Соколов А.М.</i> Высоковольтный транзисторный источник питания испытательных электротехнологических установок	185
<i>Луговкин Р.Д., Кузьмина А.В., Уваров А.А., Наумов А.В.; рук. Вихарев А.В.</i> Научно-исследовательский комплекс на базе хроматографа «Цвет»	189
<i>Григорьева Т.М.; рук. Горячкин С.Н.</i> Анализ методов ограничения перенапряжений при однофазном замыкании на землю в сетях 6 – 35 кВ	192
<i>Дашанов А.А.; рук. Словесный С.А.</i> Регистрация частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования	196

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

РЕГИОНАЛЬНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ И АСПИРАНТОВ
«ЭНЕРГИЯ-2011»

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ
Том 3

*Составитель Макаров А.В.
Печатается в авторской редакции*

Лицензия ИД № 05285 от 4 июля 2001 г.
Подписано в печать 04.05.2011. Формат 60x84 1/16.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 11,86.
Тираж 100 экз. Заказ № .
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.

Отпечатано в РИО ИГЭУ.