

СЕКЦИЯ 3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОБОСНОВАНИЕ ЗАМЕНЫ ЛАМП НАКАЛИВАНИЯ КОМПАКТНЫМИ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫМИ ЛАМПАМИ НА ПОДСТАНЦИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Бортницкий Д.М.

Научный руководитель – к. т. н., доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

МАГНИТНОЕ ПОЛЕ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕГО РЕАКТОРА

Герасимович А.С.

Научный руководитель Павловец В.В., к. т. н., доцент

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА РАССТОЯНИЕ

Качанов А.В., Герасимович А.С.

Научный руководитель: Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Герасимович А.С., Качанов А.В., Терентьев А.А.

Научный руководитель: Макоско Ю.В., к.т.н.

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 0,4 КВ

Сацюк В.Г.

Научный руководитель – КОЛОСОВА И.В.

МЕТОДИКА ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРА

Цыган Н.В., Минин Е.М.

Научный руководитель- Гончар А.А., к. т. н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ЧАСТОТЫ ПИТАНИЯ

Пашкович Н.П., Потащиц Я.В.

Научный руководитель ГОНЧАР А.А., к.т.н., доцент

ВЫБОР СТРУКТУРЫ КОНТРОЛЯ НАДЁЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Шедько Ю.А.

Научный руководитель – д. т. н., профессор АНИЩЕНКО В.А.

ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ДОПУСТИМОЙ КРАТКОВРЕМЕННОЙ АВАРИЙНОЙ ПЕРЕМЕННОЙ ПЕРЕГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Адамцевич В.А.

Научный руководитель – д.т. н., профессор Анищенко В.А.

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБОСНОВАНИЯХ ИНВЕСТИРОВАНИЯ

СТАНОВСКИЙ Д.Н.

Научный руководитель ПОСПЕЛОВА Т.Г., д. т. н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЛОГЕННЫХ ЛАМП НИЗКОГО И СЕТЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ

КАБАНОВ А.А.

Научный руководитель – САЦУКЕВИЧ В.Н.

КОМПАКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ

СТАЛОВИЧ В.В.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н., к.т.н., доцент

НОМОГРАММЫ ДЛЯ ВЫБОРА КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

СКОБЛЯ О.А.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н. к. т.н., доцент

ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ И ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ИХ УМЕНЬШЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

РАЗУМЧИК П.В.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н., к.т.н., доцент.

ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

Ю.И. Блястик, О.А. Лодова

Научный руководитель Л.В. Прокопенко, старший преподаватель

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СУХИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

ГЕРАЩЕНКО В.Л.

Научный руководитель ТРИФОНОВА О.А.

ВЛИЯНИЕ УЩЕРБА ОТ НЕДООТПУСКА ПРОДУКЦИИ НА ВЫБОР ПОТРЕБИТЕЛЯ-РЕГУЛЯТОРА ПРЕДПРИЯТИЯ

БЕЛЬКО В.В.

Научный руководитель – АНИЩЕНКО В.А. д.т.н., профессор

ПЕРСПЕКТИВЫ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Д. А. Гаврилович, О.Н. Перемотова

Научный руководитель: В.Б. КОЗЛОВСКАЯ, к.т.н., доцент.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ В КОНТАКТОРЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЭВМ

БЕЛЬКО В.В., ХВЕРОСЬ А.Ю.

Научный руководитель – САЦУКЕВИЧ В.Н. к.т.н., доцент.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

ХВЕРОСЬ А.Ю.

Научный руководитель – д. т. н., профессор АНИЩЕНКО В.А.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Немкович А.С.

Научный руководитель Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

ИЗУЧЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УЧЕБНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

Лобусь А. Н. МАГИСТРАНТ

Научный руководитель Козловская В. Б. к. т. н., доцент.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК.

Д. А. Гаврилович, О. Н. Перемотова

Научный руководитель: М. М. Олешкевич, к. т. н., доцент.

УДК

Обоснование замены ламп накаливания компактными люминесцентными лампами на подстанциях энергосистемы

Бортницкий Д.М.

Научный руководитель – к. т. н., доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

В настоящее время на подстанциях классов 35–750 кВ для внутреннего освещения в основном используются не экономичные лампы накаливания (ЛН), их более экономичным эквивалентом являются компактные люминесцентные лампы (КЛЛ), но не всегда замена ЛН на КЛЛ является целесообразной.

На подстанциях классов 35–750 кВ помещения, требующие искусственного освещения можно разделить на две группы, исходя из режима работы осветительных приборов:

- с кратковременным режимом работы;
- с продолжительным режимом работы.

К первой группе можно отнести ЗРУ всех типов, хозяйственные помещения, ГЩУ на ПС 330 кВ и выше, вспомогательные помещения ОПУ на подстанциях 110 кВ и ниже и сами ОПУ на подстанциях 330 кВ, а также санитарно-бытовые помещения.

Ко второй группе относятся остальные помещения, в которых персонал находится продолжительное время.

Исходя из опыта эксплуатации можно сказать, что срок службы компактных люминесцентных ламп при кратковременном режиме работы (частые включения – отключения) значительно снижается из-за чего теряется экономический эффект ввиду их дороговизны. Особенно это сказывается на замене ламп накаливания малой мощности (до 40 Вт), которые в основном используются в помещениях первой группы. Следовательно, замена ламп накаливания в этой группе нецелесообразна.

По паспортным данным компактная люминесцентная служит 10000 часов, что в 10 раз больше срока службы лампы накаливания.

Стоимость компактной люминесцентной лампы в среднем в 12 раз больше стоимости лампы накаливания, то есть эквивалентная стоимость ламп накаливания незначительно меньше стоимости энергосберегающей лампы, но компактная люминесцентная лампа потребляет энергии в 4-5 раз меньше чем лампа накаливания.

В абсолютных цифрах это выглядит так:

– эквивалент ЛН 60 Вт – КЛЛ 13 Вт, разница в мощности составляет $\Delta P = 47$ Вт.

При использовании лампы 750 часов в год имеем экономию $\Delta W = \Delta P \cdot 750 = 0,047 \cdot 750 = 35,25$ кВт·ч. При нынешнем тарифе, составляющем 9,21 цента, $\tau = 261,56$ руб. за кВт·ч (при курсе доллара 2840 руб.) в денежном эквиваленте она составит $\Delta W \tau = 35,25 \cdot 261,56 = 9219$ руб. в год. За полный срок службы экономия составит

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta L_n \Delta P = 10000 \cdot 47 \cdot 10^{-3} = 470 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W \tau = 470 \cdot 261,56 = 122670 \text{ руб.}$$

Расчеты показывают, что в помещениях II группы целесообразна замена ламп накаливания (ЛН) на компактные люминесцентные лампы (КЛЛ).

Расчет реальной экономии на примере ПС «Ждановичи».

Исходя из опыта эксплуатации среднее время работы одной лампы в помещениях I категории 80 часов в год, а для ламп, установленных в помещениях II категории – 750 часов в год.

Суммарная мощность заменяемых ламп $P_3 = 19 \cdot 60 = 1140$ Вт, остальных $P_{нз} = 22 \cdot 60 + 10 \cdot 40 = 1720$ Вт.

Приведем мощность незаменяемых ламп ко времени работы ламп, подлежащих замене. Для этого введем коэффициент приведения

$$k = \frac{80}{750} = 0,1067.$$

Тогда приведенная суммарная мощность незаменяемых ламп составит

$$P'_{нз} = P_{нз} \cdot k = 183,5 \text{ Вт.}$$

Эквивалентная суммарная мощность

$$P_{\Sigma} = P_3 + P'_{нз} = 1140 + 183,5 = 1323,5 \text{ Вт.}$$

После замены суммарная мощность заменяемых ламп уменьшится в 4 раза и составит

$$P'_3 = \frac{P_3}{4} = 285 \text{ Вт.}$$

Суммарная мощность всех ламп после замены:

$$P'_{\Sigma} = P'_3 + P'_{нз} = 285 + 183,5 = 468,5 \text{ Вт.}$$

При первоначальной суммарной мощности потребление составляло 1000 кВт ч в год.

При новой суммарной мощности оно составит:

$$W' = W \cdot \frac{P'_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} = 1000 \cdot \frac{468,5}{1323,5} = 354 \text{ кВт ч в год.}$$

Таким образом, имеем реальную экономию в 646 кВт·ч в год, что доказывает целесообразность замены ламп накаливания на компактные люминесцентные лампы в помещениях с продолжительным режимом работы осветительных приборов.

УДК 623.316.35

Магнитное поле токоограничивающего реактора

Герасимович А.С.

Научный руководитель Павловец В.В., к. т. н., доцент

Для определения устойчивости электрических систем при аварийных режимах работы немаловажным является учет электродинамической устойчивости электрических аппаратов, например, таких как токоограничивающие реакторы, что в свою очередь требует определения магнитных полей в сечении и вокруг токоограничивающего реактора.

Обмотки мощных токоограничивающих реакторов состоят из нескольких параллельно расположенных секций, имеющих форму плоской спирали. В результате взаимодействия токов короткого замыкания с магнитным полем в обмотках возникают большие электродинамические усилия, которые могут привести к механическому разрушению конструкции реактора и к авариям в энергосистеме. Распределение электродинамических усилий по длине проводников и по секциям обмоток до настоящего времени детально не исследовано, поэтому значительный интерес представляет разрешение численного метода расчета магнитного поля токоограничивающего реактора. Методика расчета магнитного поля реактора сходна с методикой расчета магнитного поля плоского спирального проводника [2].

Разработана программа для расчета и построения магнитного поля токоограничивающего реактора.

Проведен расчет магнитного поля на следующем примере токоограничивающего реактора на напряжение 750 кВ.

На основании полученных расчетов построены картины распределения магнитного поля вокруг токоограничивающего реактора. Используя методику [4], были построены на ЭВМ картины распределения магнитного поля в выделенном пространстве в виде зон определенной интенсивности.

Построенные картины распределения поля позволяют проанализировать и выделить участки и наиболее интенсивным магнитным полем. Анализ картин распределения магнитного поля показывает, что наибольшая интенсивность магнитного поля локализуется в области внутренних витков токоограничивающего реактора.

Выводы:

1. Разработан комплекс программ для численного расчета и построения картины распределения магнитного поля токоограничивающего реактора.
2. Получены картины распределения магнитного поля токоограничивающего реактора, проведен их анализ.

Литература

1. Численный метод расчета электродинамических усилий в системе произвольно расположенных винтообразных проводников / М.И.Стрелюк, В.В.Павловец // Электричество. – 1981 – №5. С. 86-88.
2. Электродинамические усилия в проводнике, имеющем форму спирали / В.В.Павловец, А.С.Герасимович // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энергетических объединений СНГ. – 2008. – С. 13-18.
3. Тамм И.Е. Основы теории электричества. – М.: Наука, 1976. – 388с.
4. Павловец В.В. Информатика. Программирование на Фортране. – Минск.: Асконто, 2006. – 205с.

УДК 621.315.1

Беспроводная передача электрической энергии на расстояние

Качанов А.В., Герасимович А.С.

Научный руководитель: Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

Общеизвестный факт, что провода линий, изготовленные из алюминия или меди, являются проводящими каналами, вдоль которых движется поток электромагнитной энергии от генератора к приемнику и обратно к генератору. Максимальная передаваемая мощность ЛЭП ограничивается потерями на сопротивлении линии, максимальным напряжением, которое определяется электрической прочностью изоляции и электромагнитной устойчивостью линии. В современном мире устойчивость обеспечивается жёстким регулированием параметров линии с помощью быстродействующих шунтовых реакторов и последовательной емкостной компенсацией с целью исключения перетоков реактивной мощности и подавления резонансных свойств линии. Однако для передачи электрической энергии не обязательно пользоваться металлическими проводами. Существуют методы для передачи электричества только по одному проводу. Можно вообще не использовать провода, или использовать в качестве проводов альтернативные среды. Ниже приведены некоторые способы передачи электрической энергии.

Первый способ передачи электрической энергии заключается в использовании эффекта резонанса. При подключении передатчика к внешней сети возле него формируется электромагнитное поле, которое воспринимается другим передатчиком, настроенным в резонанс с первым и подключённым к потребителю. Примерно то же самое происходит и в обычных трансформаторах (их обмотки не соединены между собой), но на меньшем расстоянии. В качестве передатчиков могут выступать, например медные катушки. По мере удаления от источника напряженность магнитного поля падает пропорционально квадрату расстояния – так что передавать энергию на сколько-нибудь большие дистанции с помощью индукции не представляется возможным, однако в комнатных масштабах, задача оказывается вполне решаемой. Отсюда следует, что решена проблема с появлением в зоне действия беспроводной зарядки «несанкционированных» токов: само по себе поле достаточно слабо, и лишь резонанс позволяет добиться передачи значительных количеств энергии на приемник.

Наиболее эффективное из созданных к этому моменту устройств состоит из 60-сантиметровых медных катушек и магнитного поля частотой в 10 мегагерц (рис. 1). Оно позволяет передавать энергию на расстояние в два метра с 50-процентной эффективностью. Проводятся исследования с серебром и другими материалами с целью уменьшить размер катушек и увеличить эффективность. Разработана технология с 75-процентной эффективностью, но на расстоянии до 1 метра. Учёные надеются достичь 80 процентной эффективности передачи.

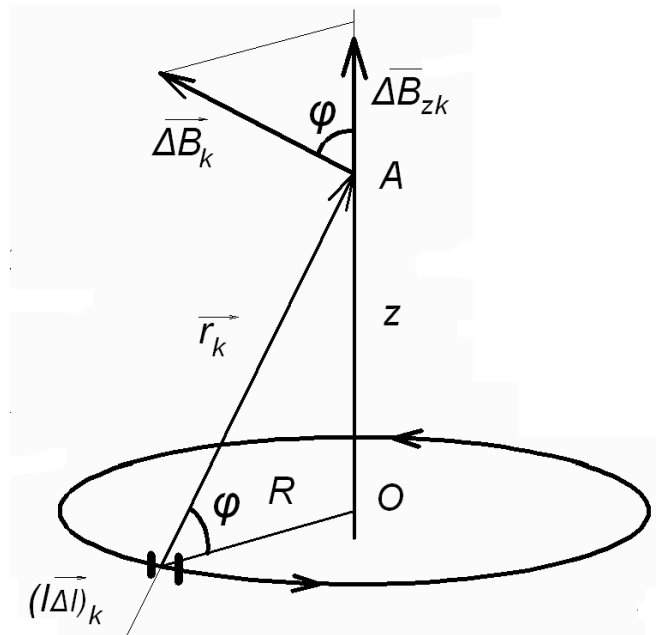


Рис. 1 Магнитная индукция, создаваемая витком с током.

Модуль вектора индукции:

$$B = \sum_k \Delta B_{zk} = \sum_k \frac{\mu_0 \cdot (I \cdot \Delta l)_k}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \cos \varphi = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot \cos \varphi}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \sum_k (\Delta l)_k =$$

$$= \frac{\mu_0 \cdot I \cdot \cos \varphi}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot 2 \cdot \pi \cdot R = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R}{2 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot \cos \varphi$$

Если учесть, что

$$\cos \varphi = \frac{R}{r}$$

то получим:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R}{2 \cdot r^2} \cos \varphi = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot R^2}{2 \cdot r^3} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z^2)^{\frac{3}{2}}}$$

Если рассмотреть выражение для индукции поля на оси кольца на расстояниях значительно больших радиуса кольца $z \gg R$. В этом случае формула упрощается и приобретает вид:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z^2)^{\frac{3}{2}}} \approx \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{z^3} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{\pi \cdot R^2}{z^3} = \frac{\mu_0 \cdot p_m}{2 \cdot \pi \cdot z^3}$$

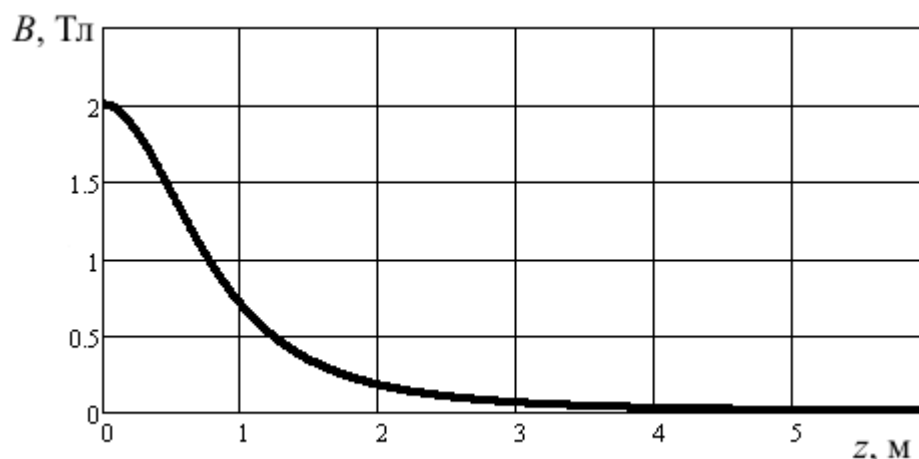


Рис. 2 График зависимости магнитной индукции от расстояния до центра витка

Как видно из выше изложенного, передача энергии на большие расстояния является малоэффективной и для промышленной передачи энергии на большие расстояния непригодной.

Заменить два провода линии электропередач одним возможно, включив в цепь перед потребителем, преобразователь (диодный мост или вилку Авраменко). При использовании в качестве провода линии альтернативных сред: трубку из полиэтилена, заполненную водопроводной или морской водой, пластиковый лоток с землей, пленку двуокиси олова-окси индия (ITO) на стекле, графитовую нить, линия должна находиться при резонансе напряжений с частотой 1-25 кГц.

Замена проводящего канала из металлического проводника на канал из неметаллических проводящих материалов не вызывает уменьшения передаваемой мощности однопроводной электрической системы и нагрева материала проводящих каналов, последовательное соединение которых также не приводит к уменьшению передаваемой мощности. Разрыв цепи в проводящем канале из воды путем создания воздушного промежутка приводит к возникновению дугового разряда реактивного емкостного тока, однако этот разряд не вызывает повышения температуры воды, что подтверждает отсутствие потерь энергии в проводящем канале. Увеличение температуры воды не приводит к снижению передаваемой мощности. Отмечено уменьшение pH воды от нейтрального значения до 4. Увеличение концентрации морской соли в воде до уровня 5-7 г/л не увеличивало передаваемую мощность по сравнению с водопроводной водой. Однако замена водопроводной воды на деионизованную воду (лишенную всех примесей) приводит к снижению передаваемой мощности на 100%.

Проводящие каналы из неметаллических материалов в однопроводной энергетической системе в резонансном режиме имеют квазисверхпроводящие свойства. Возможным объяснением этого эффекта являются отсутствие активного тока проводимости в канале и главная роль в передаче энергии токов смещения, для которых закон Джоуля-Ленца не выполняется.

В режиме резонанса напряжений, действующие значения напряжений на индуктивности высоковольтных обмоток и проводящего канала, межвитковой емкости обмоток и емкости проводящего канала равны при противоположных фазах, а потери от прохождения емкостного зарядного тока через активное сопротивление проводящего канала ничтожно малы. Потери на корону и утечки токов могут быть снижены за счет изоляции проводящего канала. В данном случае активный ток и магнитное поле линии равны нулю, а электрическое поле линии имеет максимальное значение. Как и в

обычных линиях электропередач, максимальная передаваемая мощность ограничена зарядной мощностью линии. Угол между векторами напряжения в начале и в конце линии равен нулю. В то время как в обычных линиях напряжение вдоль них изменяется незначительно, а угол между векторами напряжений в начале и в конце составляет величину, пропорциональную волновой длине линии. Добротность однопроводной энергетической системы при частоте 5 кГц в 100 раз выше обычных линий электропередач при частоте 50 Гц, что в условиях резонанса приводит к значительному увеличению напряжения и передаваемой мощности вдоль проводящего канала.

Получение проводящего канала, возможно путем ионизации ионов воздуха лазерным лучом. Неодимовый лазер с удвоением частоты с энергией в импульсе один джоуль способен создать концентрацию ионов в воздухе 10 в 15 см в -3степ., достаточную для инициации стриммеров и передачи электрической энергии по проводящему каналу. Потенциал ионизации, время жизни ионов и возбужденных состояний молекул, коэффициент многофотонного поглощения определяют предельную длину проводящего канала в атмосфере 300 км и его волновое сопротивление 200-400 Ом. Необходимое напряжение однопроводной энергетической системы составляет от 0,5 МВ до 15 МВ в зависимости от длины канала.

Таким образом, для передачи электрической энергии при частоте 1-25 кГц и выше в резонансном режиме возможно использование однопроводного канала из следующих неметаллических проводящих сред: воды, влажной земли, углепластика, окисных пленок, ионизированных воздушных каналов в атмосфере. Указанные неметаллические проводящие каналы в резонансном режиме имеют ничтожно малые потери на сопротивлении по сравнению с металлическими проводниками, используемыми в нерезонансных методах передачи электрической энергии с помощью активных токов проводимости в замкнутой цепи. Электрическая энергия в резонансном режиме может передаваться с малыми потерями от источника к приемнику, вдоль однопроводного канала из неметаллических проводящих материалов на частоте 1-25 кГц и выше на любое расстояние и в любом направлении относительно Земли. Передаваемая мощность ограничена, как и в обычных линиях электропередач, зарядной мощностью линии.

На основе вышесказанного, можно сделать следующее заключение: в ряде стран предпринимаются значительные усилия по разработке метода беспроводной передачи энергии или передачи её с помощью альтернативных сред. На сегодняшний день можно констатировать, что несмотря на достаточно большое количество разработок в данной области ни одна из них не может претендовать на реальную практическую реализацию в промышленных масштабах ввиду низкого к.п.д., большой опасности.

Литература

1. Гашилов А.М., Дмитриев Е.В., Пивчик И.Г. Численный анализ волновых процессов в электрических сетях.- Новосибирск: Наука, 2003.- 147 с.
2. Сверхпроводящие машины и устройства./ Под ред. С. Фонера, Б. Шварца-М.: «Мир», 1977. -763 с.

УДК 621.315.1

Оценка экономической целесообразности внедрения утилизационных турбодетандерных установок на объектах энергетического и газового комплекса Республики Беларусь

Герасимович А.С., Качанов А.В., Терентьев А.А.

Научный руководитель: Макоско Ю.В., к.т.н.

Турбодетандеры не являются тепловыми двигателями, и их работа не связана с дополнительным расходом топлива. Область наиболее эффективного применения турбодетандеров – объекты со значительным потреблением газа и высоким давлением газа на вводе. Учитывая, что для таких производств характерно значительное потребление электроэнергии, турбодетандерные установки могут быть использованы как вспомогательные источники электроэнергии, а также могут выдавать вырабатываемую электроэнергию в энергосистему. Коэффициент полезного действия крупных турбодетандеров составляет порядка $\eta_{0i} = 80\%$, ресурс работы у последних образцов превышает 120 000 часов, а по конструкции турбодетандеры всё более приближаются к судовым и авиационным газовым турбинам, лидирующим в отношении минимальных массовых и габаритных показателей. В результате расширения газа в турбодетандере и соответствующего понижения его температуры возможно образование конденсатов и гидратов в газопроводах, что ведёт к засорению газопроводов. Перспективно внедрение детандеров на теплоэлектростанциях, где промежуточный теплоноситель нагревается теплом от объектов, органически входящих в технологическую схему этих предприятий. Турбодетандерные установки на Лукомльской ГРЭС и Минской ТЭЦ-4 были внедрены в период 2004...2006 годов и уже успешно эксплуатируются. Турбодетандерная установка электрической мощностью 6 МВт для Гомельской ТЭЦ-2 была поставлена в конце 2007 года, пусконаладочные работы закончены в 2008 году. На всех трёх указанных электростанциях были внедрены и успешно эксплуатируются турбодетандерные установки ОАО «Турбогаз». Расчёты демонстрируют принципиальную возможность тарифного регулирования стоимости покупки электроэнергии от турбодетандерных установок, которые относятся к нетрадиционным и возобновляемым энергоисточникам и позволяют обеспечивать экономию топлива в энергосистеме. Тарифное регулирование позволит повысить доход организаций (не входящих в ГПО «Белэнерго») и снизить сроки окупаемости турбодетандерной техники либо иметь их на приемлемом уровне 4...6 лет в случае увеличения стоимости внедряемого оборудования и покупаемого природного газа. Здесь целесообразно учесть опыт внедрения УТДУ в газотранспортной системе Украины, где работа с потенциальными инвесторами свидетельствует о том, что инвестиции и кредиты направляются в первую очередь в проекты со сроком окупаемости до 6 лет.

Внедрение турбодетандерных установок на ГРС может осложняться отсутствием необходимого для подогрева газа источника теплоты, однако в таком случае реализуются уже отработанные технологические схемы подогрева газа, например на основе газопоршневого двигателя (ГПА) или газотурбинной установки (ГТУ). Государственная комплексная программа модернизации основных фондов белорусской энергосистемы и увеличения доли использования местных возобновляемых и нетрадиционных источников энергии содержит раздел, посвящённый турбодетандерным установкам, в котором перспективная установленная мощность УТДУ оценивается в пределах 60 МВт. Однако здесь не учтена возможность внедрения УТДУ на ГРС и ГРП газотранспортного комплекса предприятий, не входящих в

структуру ГПО «Белэнерго». Разветвленная газотранспортная и газораспределительная системы Республики Беларусь имеют порядка 200 ГРС и 2000 ГРП. Все они – потенциальные объекты для внедрения турбодетандерных установок. По оценочным расчётам примерно 50 МВт готово к немедленной реализации по состоянию инфраструктуры и низким срокам окупаемости, то есть в Республике Беларусь имеется перспективная к внедрению мощность турбодетандерных установок порядка 100 МВт. Ежегодная экономия топлива в энергосистеме составит при этом порядка 80 тыс. т.у.т. (25 миллиардов белорусских рублей в ценах 2008 года), что составляет значительную часть всего целевого показателя по энергосбережению для ГПО «Белэнерго» на 2008 год – 220 тыс. т.у.т. Однако указанная величина установленной мощности УТДУ будет скорректирована в сторону увеличения после выполнения технико-экономических расчётов по всем ГРС и ГРП.

Внедрение утилизационных турбодетандерных установок в Республике Беларусь экономически оправдано, поскольку сроки окупаемости находятся в пределах 3...6 лет, а для устранения возможного превышения указанных сроков окупаемости вследствие роста стоимости импортируемого турбодетандерного оборудования и природного газа, имеются возможности тарифного регулирования. Внедрение турбодетандерной техники коммерчески доходно как для предприятий ГПО «Белэнерго», так и для предприятий и организаций не входящих в указанную структуру.

Особенности обеспечения качества электроэнергии в сетях 0,4 кВ

Сацюк В.Г.

Научный руководитель – КОЛОСОВА И.В.

I. Характерные типы электроприемников

Отклонения ПКЭ от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам как в промышленности, так и в бытовом секторе, обуславливают, технологический и электромагнитный ущерб.

Наиболее характерными типами ЭП, широко применяющимися на предприятиях различных отраслей промышленности, являются **электродвигатели** и установки **электрического освещения**. Значительное распространение находят **электротермические** установки, а также **вентильные преобразователи**, служащие для преобразования переменного тока в постоянный.

Современная электрическая нагрузка квартиры (коттеджа) характеризуется широким спектром бытовых ЭП, которые по их назначению и влиянию на электрическую сеть можно разделить на следующие группы: **пассивные потребители активной мощности** (лампы накаливания, нагревательные элементы утюгов, плит, обогревателей); **ЭП с асинхронными двигателями**, работающими **в трехфазном режиме** (привод лифтов, насосов - в системе водоснабжения и отопления и др.); **ЭП с асинхронными двигателями**, работающими **в однофазном режиме** (привод компрессоров холодильников, стиральных машин и др.); **ЭП с коллекторными двигателями** (привод пылесосов, электродрелей и др.); **сварочные агрегаты переменного и постоянного тока** (для ремонтных работ в мастерской и др.); **выпрямительные устройства** (для зарядки аккумуляторов и др.); **радиоэлектронная аппаратура** (телевизоры, компьютерная техника и др.); **высокочастотные установки** (печи СВЧ и др.); **лампы люминесцентного освещения**.

Воздействие каждого отдельно взятого бытового ЭП незначительно, совокупность же ЭП, подключаемых к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, оказывает существенное влияние на питающую сеть.

II. Типичные проблемы

Исследование, проведенное Европейским институтом в 2001 году на 1 400 объектах в 8 европейских странах, выявило, что любая электроустановка с вероятностью 5–25 % подвержена влиянию от одного или нескольких последствий дефектного качества энергии. Кроме того, половина объектов в энергоемких отраслях и административных зданиях с критически важными функциями подвержена негативному влиянию двух и более последствий низкого качества энергии.

Разумеется, низкое качество энергии не является причиной возникновения всех проблем с упомянутыми перебоями в работе. Так, к примеру, зависание компьютерных станций может быть вызвано другими причинами – качеством математического обеспечения.

Зависание компьютеров

Токи, возникающие в оборудовании, приводят к падению напряжения между оборудованием и землей. Несмотря на малые абсолютные значения (несколько вольт), они, тем не менее, могут оказаться соизмеримыми со значениями сигнального напряжения в системах, используемых в компьютерной технике. Хотя компьютерное оборудование изготавливается таким образом, чтобы защитить его от влияния в том

числе шумов от напряжения. Полностью исключить влияние невозможно, особенно при увеличении частоты шумов. Современные протоколы передачи данных используют технологии обнаружения и коррекции ошибок, суть которых состоит в повторной передаче искаженных данных, что, однако, снижает эффективную пропускную способность. В результате наблюдается снижение производительности компьютерного оборудования вплоть до полной остановки.

Мерцание экранов

Токи гармоник различных порядков суммируются в нейтральном проводнике. При конфигурации TN-C нейтральный и защитный проводники объединены и соединены с элементами токопроводных инженерных конструкций здания во многих местах. В результате, нейтральные обратные токи имеют возможность беспрепятственного прохождения в металлических частях здания, создавая неконтролируемые и неуправляемые магнитные поля. В худшем случае это приводит к мерцанию экранов мониторов. Нейтральный проводник всегда должен быть гальванически отделен от защитного до точки общего присоединения, как это предусмотрено конфигурациями TN-S и TN-C-S.

Мерцание света

Короткие по времени изменения напряжения, вызванные переключением, короткими замыканиями и переменной нагрузкой, могут приводить к мерцанию источников света. Значительное мерцание приводит к повышенной утомляемости, головной боли и синдрому «временной усталостной слепоты».

Перегрев трансформаторов

Гармонические искажения являются причиной дополнительных потерь в силовых трансформаторах. При нагрузках, близких к максимальным, дополнительные потери по этой причине могут привести к выходу из строя в результате перегрева и прогара изоляции обмоток.

Индукционные электродвигатели

Гармонические искажения напряжения вызывают дополнительные потери в асинхронных индукционных электродвигателях. 5-я гармоника создает противовращающееся магнитное поле, а 7-я – несинхронное вращение. Образующиеся в результате этого крутящий (механический) момент вызывает повышенные нагрузки и износ в подшипниках и соединениях вращающихся частей привода. Однако поскольку скорость вращения фиксирована, дополнительная энергия гармоник рассеивается в виде тепла, приводя к преждевременному старению агрегата. Гармонические токи также наводятся на ротор, вызывая дополнительный нагрев, который приводит к уменьшению зазора между ротором и статором, т. е. снижает КПД агрегата в еще большей степени.

Перегрев проводников в результате поверхностного эффекта

Все гармоники приводят к дополнительным потерям в фазных проводниках. Явление нагрева поверхностного слоя проводника ничтожно при частоте 50 Гц, но уже становится значимым при частоте 350 Гц (7-я гармоника) и выше. Например, проводник диаметром 20 мм имеет на 60 % большее значение видимого сопротивления при 350 Гц, чем при протекании постоянного тока. Увеличивающееся по мере роста частоты активное и емкостное сопротивление приводит к падению и еще большему искажению напряжения.

Корректное функционирование контрольного оборудования

Значительные гармонические искажения могут привести к дополнительному явлению – нежелательному переходу через ноль в пределах одного цикла, что сбивает чувствительное измерительное оборудование. Это может привести к рассинхронизации непрерывных процессов и остановке сетевых устройств.

Проблемы на длинных трассах или при переключении нагрузок

Большая длина трассы означает большее сопротивление, что вызывает падение и сильное искажение напряжения на нагрузке. Подобный эффект происходит при пуске мощных электродвигателей или переключении нагрузок. Гармоники высшего порядка, выплескиваемые в сеть регулируемым электроприводом в конце длинных трасс, приводят к еще большим искажениям напряжения. Приходится выбирать номинальные значения (сечения) кабелей для длинных трасс с большим запасом, что уменьшает потери. Окупаемость подобных мероприятий обычно составляет 3 000 ч работы.

Перегрузка нейтрального проводника

Ток в нулевом рабочем проводнике четырехпроводной системы трехфазного тока при нелинейной нагрузке превышает фазные токи. В прошлом, значение номинала нулевого рабочего проводника обычно принималось как половина значения номинала фазного проводника, но с тенденцией роста гармонической загрязненности типичных электроустановок ситуация становится критической, даже когда нагрузка фазных проводников далека от максимальной.

Ложное срабатывание автоматики защиты

Дополнительные токи и напряжения приводят к раздражающему (ложному) срабатыванию устройств защиты. Автоматы часто не могут различить токи в основных и других гармониках, что приводит как к ложному срабатыванию, так и несрабатыванию, когда это требуется. Токи утечки могут привести к ложному срабатыванию устройств защитного отключения. При этом меры по устранению раздражающего (ложного) срабатывания защиты ни в коем случае не должны привести к компромиссу в виде увеличения пороговых значений срабатывания, т. е. не должны осуществляться в ущерб безопасности. Основное направление решения этой проблемы состоит в более равномерном распределении нагрузок по цепям, снижении суммарной нагрузки на каждой индивидуально защищаемой цепи и применении автоматики, учитывающей влияние гармоник.

III. Пути решения проблем

Способов решения проблем качества энергии много, но универсального решения проблем качества энергии не существует. Более того, крайне вероятно, что на объекте (электроустановке) существуют одновременно несколько видов проблем качества энергии, поэтому применяемые решения должны быть не только оптимальны, но и взаимосовместимы. Следует также помнить, что электрические нагрузки не статичны в течение дня, рабочего цикла, сезона и т. д.

Потери, вызываемые проблемами качества энергии, разнятся в зависимости от отрасли. Тем не менее мероприятия по предупреждению проблем качества энергии окупаются в течении 2–3 лет. При этом величина затрат на предупредительные мероприятия при проектировании обычно составляет 10–20 % от величины затрат на устранение проблем по факту их появления. Важно, чтобы о таком порядке вещей и величинах затрат знали не только специалисты, но и владельцы объектов, управляющий персонал.

Источник бесперебойного питания

Редкая компания со значительной компьютерной системой или синхронными производственными процессами не использует сегодня источники бесперебойного питания. Это решение дорогое и должно применяться рационально. Одной из крайностей является применение источника бесперебойного питания только к центральным (основным) процессам и оборудованию, другой – применение источника

бесперебойного питания на всех без исключения устройствах. Очевидно, что оптимально правильное решение находится где-то посередине.

Параллельные нейтральные проводники

Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Также в результате поверхностного эффекта качественное значение сечения кабелей снижается – использование кабелей все большего и большего диаметра не даст ощутимого результата, поскольку токи будут «выталкиваться» к поверхности. Очевидно, что более эффективным будет использование параллельно соединенных кабелей (проводов).

Зонирование нагрузок

Различные виды нагрузок требуют всевозможных мер в электромагнитной совместимости, непрерывности энергоснабжения и безопасности. Это, в свою очередь, требует классификации нагрузок по видам и применению соответствующих групповых решений в части электропроводки, заземления, дублирования и т. д.

Применение конфигурации TN-S

Системы TN-C с общим нейтральным и защитным проводником уже стали раритетом в большинстве стран Европы. Для электроустановок, насыщенных информационным оборудованием, конфигурация TN-C больше не разрешается. Но и с точки зрения электромагнитной совместимости конфигурация TN-S предпочтительна для остальных случаев.

Величина сечения нейтрального проводника

В большинстве стран нормативные документы сегодня требуют по умолчанию применения нейтрального проводника той же размерности, что и рабочие проводники фаз. В нормативно-технических документах некоторых стран также требуется устройство защиты нейтрального проводника от сверхтока в сетях со значительным содержанием гармонических искажений.

IV. Вывод

Качество электроэнергии является сложной и многогранной областью. В настоящее время большинство объектов с высоким энергопотреблением страдают от проблем качества энергии, которые приводят к прямым и косвенным материальным потерям.

При этом не существует одного способа решить такие проблемы, а потери снизить. Тщательное планирование мероприятий по предупреждению проблем качества энергии на стадии проектирования является самым экономичным способом снижения таких потерь.

Литература

1. Жежеленко, И. В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко, Ю. А. Саенко. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 253 с.
2. Прикладное руководство по качеству электроэнергии / Ханс Де Кюленер // Энергосбережение, 2005. № 2.

УДК 621.314

Методика выбора трансформатора

Цыган Н.В., Минин Е.М.

Научный руководитель- Гончар А.А., к. т. н., доцент

Проводимые в последнее время обследования загрузки трансформаторов, находящихся в эксплуатации на промышленных предприятиях и в электрических сетях энергосистем, показывают, что их средние суточные коэффициенты загрузки значительно меньше единицы.

Такая ситуация сложилась по многим причинам: спадом производства в некоторых областях промышленности, несовершенством метода определения расчетных нагрузок, большим коэффициентом нарастания смежных номинальных мощностей трансформаторов и т.д.

Если рассматривать два силовых трансформатора одинаковой номинальной мощности, напряжением и т. д., но с разными паспортными данными потерь мощности холостого хода- P_{xx} и короткого замыкания- $P_{кз}$ имеется такая зона по загрузке в которой по меньшему значению суммарных потерь мощности выгодно использовать один из них.

Как известно, текущие значения суммарных потерь активной мощности в каждом трансформаторе в зависимости от коэффициента загрузки- k_3 имеет вид:

$$\sum P = k_3^2 P_{кз} + P_{xx},$$

Предположим, перед проектировщиком по электроснабжению после определения расчетных нагрузок возникает вопрос о выборе к установке силового трансформатора. В его распоряжении оказался набор однотипных трансформаторов с разными значениями P_{xx} и $P_{кз}$. Какой из них рекомендовать к установке?

С этой целью рассматриваются все возможные соотношения P_{xx} и $P_{кз}$ пар трансформаторов. Однако, при окончательном выборе трансформаторов по меньшим значениям потерь мощности в них должна учитываться предполагаемая их загрузка во время эксплуатации. Для учета k_3 рассмотрим “пограничный” коэффициент загрузки. Он определяется из выражения:

$$k_{зо} = \sqrt{\frac{P_{xx2} - P_{xx1}}{P_{кз1} - P_{кз2}}},$$

Для лучшего восприятия вышесказанного оценим в качестве примера целесообразность использования трансформаторов по меньшим значениям суммарных потерь мощности. Для этой цели воспользуемся данными 4-х трансформаторов номинальной мощности $S_n = 630$ кВА каждый, имеющих разные соотношения между P_{xx} и $P_{кз}$. Данные трансформаторов приведены в табл.1.

Таблица 1- Данные трансформаторов

		ТМГ	ТМГ11	ТМГ13	ТМГМШ
		I	II	III	IV
P_{xx}	кВт	1.24	1.06	1.24	0.94
$P_{кз}$	кВт	7.60	7.45	8.60	7.60
K	USD	9230	9190	8730	10310

Рассматривая все возможные сочетания пар трансформаторов по потерям мощности P_{xx} и $P_{кз}$ можно сделать следующие наблюдения и выводы: из всех

представленных трансформаторов у трансформатора ТМГМШ наименьшие потери мощности холостого хода P_{xx} .

Однако суммарные потери мощности пары трансформаторов II-IV можно считать конкурентоспособными в соответствующих диапазонах нагрузок.

Таким образом, при наличии большого числа трансформаторов конкурентоспособными необходимо признать пары трансформаторов с меньшими значениями P_{xx} и $\sum P$.

Исходя из изложенного, окончательный выбор типа трансформатора должен быть сделан на основании технико-экономического сравнения вариантов. С этой целью воспользуемся методом приведенных затрат.

Приведенные затраты при эксплуатации трансформаторов в течении года могут быть представлены в следующем виде:

$$ПЗ = E_n K + \Delta \mathcal{E}_m C,$$

$$\Delta \mathcal{E}_m = P_{xx} T_z + P_p k_3^2 \tau,$$

$$ПЗ = E_n K + (P_{xx} T_z + P_{кз} k_3^2 \tau) C,$$

где E_n – коэффициент, учитывающий капвложения, принимаем $E_n=0,12$; $\Delta \mathcal{E}_m$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторе; C – тарифная ставка, принимаем $C=0,095$; τ – годовое число часов максимума нагрузочных потерь; T_z – число часов подключенного состояния трансформатора к питающей сети, принимаем $T_z=8760$ часов; P_{xx} и $P_{кз}$ – потери мощности в стали и обмотках; k_3 – коэффициент загрузки; K – капитальный коэффициент.

Основываясь на вышеперечисленные формулы и взяв в качестве примера вышеуказанные трансформаторы, мы написали программу.

Программа предназначена для выбора оптимального трансформатора. Она рассчитывает суммарные потери мощности, пограничные коэффициенты и приведенные затраты и анализирует эти данные. В программе имеется база данных трансформаторов с возможностью добавления новых.

Для каждого трансформатора, имеющегося в базе данных, последовательно рассчитываются следующие параметры:

$$\sum P = k_3^2 P_{кз} + P_{xx},$$

$$k_{3o} = \sqrt{\frac{P_{xx2} - P_{xx1}}{P_{кз1} - P_{кз2}}},$$

$$ПЗ = E_n K + (P_{xx} T_z + P_{кз} k_3^2 \tau) C,$$

В программе имеется возможность задания таких параметров, как коэффициент загрузки и годовое число часов. Все остальные данные являются справочными и берутся из базы данных.

После расчётов программа анализирует полученные данные, и таким образом, по минимальным приведенным затратам, суммарным потерям мощности, пограничным коэффициентам загрузки определяет оптимальный вариант трансформатора.

Данная программа написана на языке программирования Borland Delphi, что позволяет ей быть актуальной в ближайшем будущем. Также нами созданная программа может легко изменяться и дорабатываться. Программа может найти широкое применение в промышленности и позволит инженеру-проектировщику по электроснабжению экономить драгоценное время на поиски нужного трансформатора без всяческих сложных расчетов.

Рабочее окно программы имеет вид:

Гончар

Коэффициент загрузки, в зимние месяцы = (8,24-29,87)%: %
 в летние месяцы = (4,47-15,54)%

Суммарные потери мощности

1. ТМГ	2,018	кВт
2. ТМГ11	1,823	кВт
3. ТМГ13	2,121	кВт
4. ТМГМШ	1,718	кВт

Годовое число часов:

Приведенные затраты

1	2213,461
2	2057,406
3	2163,189
4	2093,401

Пограничные коэф-ты загрузки

Пара 1-2	1,095
Пара 1-3	0,000
Пара 1-4	5,477
Пара 2-3	0,396
Пара 2-4	0,894
Пара 3-4	0,548

Трансформатор, выбранный по меньшим потерям мощности холостого хода и меньшим суммарным потерям мощности $K_{zo}=0.9$ (ТМГМШ), необязательно будет лучшим по меньшим значениям приведенных затрат (ТМГ11)

Рисунок 1- Вид рабочего окна

Вывод

Трансформатор, выбранный по меньшим потерям мощности холостого хода и меньшим суммарным потерям мощности (ТМГМШ), необязательно будет лучшим по меньшим значениям приведенных затрат (ТМГ11).

Литература

1. Заугольников, В. Ф. Некоторые аспекты экономической работы силовых трансформаторов / В. Ф. Заугольников, А. А. Балабин, А. А. Савинков // Промышленная энергетика. – 2006. - №4, - С.10-14.
2. Гончар, А. А. Еще раз о выборе силовых трансформаторов / А. А. Гончар // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 5. – С.35-37.
3. Стабровский, Л. Н. О комплексной финансовой оценке технических характеристик распределительных трансформаторов с точки зрения конечного потребителя / Л. Н. Стабровский // Энергия и Менеджмент. – 2005. – № 3. – С. 31-35.

УДК 621.313.333.2

Исследование характеристик асинхронных двигателей при изменении частоты питания

Пашкович Н.П., Потачиц Я.В.

Научный руководитель ГОНЧАР А.А., к.т.н., доцент

В современной эпохе трудно представить жизнь без электропотребителей. Электрическая энергия является самым распространенным видом энергии.

К сожалению, бурному росту числа и мощностей электропотребителей как на заводах, так и в быту иногда не соответствует количество генерирующих мощностей на электростанциях. Это приводит к нарушению баланса между вырабатываемой и потребляемой электрической энергией. Нарушение такого баланса обязательно приводит к понижению качества электроэнергии. Одним из важнейших показателей качества электроэнергии является величина частоты в энергосистеме. Существующие в энергосистеме перегрузки не дают развернуться синхронным генераторам электрических станций до номинальных частот вращения, что приводит к снижению частоты сети. Понижение частоты влияет на работу электропотребителей, на их параметры, характеристики, надежность и срок службы.

В данной работе приведен краткий анализ влияния пониженной частоты до 49 Гц, и повышенной до 51 Гц на асинхронный двигатель мощностью 15 кВт, синхронной скорости 1500 об/мин на напряжение 380/220 В. Асинхронный двигатель является самым распространенным потребителем электроэнергии и поэтому изменение его характеристик представляет определенный интерес.

Все расчеты произведены при $U = \text{const}$.

Уменьшение частоты до 49 Гц.

Первым следствием понижения частоты является снижение частоты вращения магнитных полей обмотки статора двигателя.

Синхронная частота вращения становится по формуле $n_c = \frac{60 \cdot f}{p}$ равной 1470 оборотов в минуту, т.е. снижается на 2 %.

Скорость вращения ротора снижается еще значительно вследствие роста скольжения. Это приводит к уменьшению производительности рабочих механизмов.

Вторым очевидным следствием понижения частоты является увеличение магнитного потока Φ в машине. Это очевидно из уравнения:

$$U_{1n} \sim K \cdot f \cdot \Phi$$

где K – постоянная, учитывающая особенности обмотки статора.

При постоянстве напряжения и понижении частоты, магнитный поток закономерно увеличивается.

С увеличением магнитного потока тесно связано увеличение индукции в частях двигателя.

$$\Phi = B \cdot S$$

где S – площадь, зависящая от конструктивных размеров машины.

Поскольку размеры постоянны, то B увеличивается. Повышенным индукциям соответствует по кривой намагничивания электротехнической стали $B = f(H)$ и повышенные напряженности поля H .

Повышение H является причиной повышения магнитного напряжения F , что очевидно из простого выражения $F = H \cdot l$, где l – постоянная величина (длина) для данного участка, определяемая размерами двигателя.

Для создания повышенного F при неизменном числе витков обмотки статора требуется повышение намагничивающего тока I_M .

Ток намагничивания по своей величине (если не учитывать покрытие активных потерь на холостом ходу) равен току холостого хода I_{xx} .

Ток I_{xx} увеличился на 0,6 А. Ток намагничивания, I_M является реактивной составляющей общего тока, потребляемого из сети, поэтому происходит увеличение этого тока. Увеличение реактивной составляющей тока приводит к уменьшению коэффициента мощности $\cos\varphi$ двигателя. Увеличение намагничивающего тока приводит к увеличению тока статора, что приводит к увеличению переменных электрических потерь в обмотке статора.

Увеличение индукции приводит к увеличению постоянных потерь в стали статора двигателя.

Это означает, что кроме механических, выросли потери мощности всех видов.

Некоторое снижение механических потерь вызвано снижением частоты вращения ротора и тем самым снижением потерь на трение в подшипниках двигателя и на вентиляцию.

Суммарные потери при номинальной мощности увеличились. Возрастание потерь приводит к снижению КПД двигателя. Кроме того, вследствие увеличения потерь увеличивается выделение тепла внутри машины. Нагрев двигателя возрастает, т.к. температура двигателя увеличивается: во-первых - вследствие увеличения потерь и, во-вторых – вследствие снижения частоты вращения двигателя, когда ухудшается производительность вентилятора, обдувающего двигатель.

Увеличение температуры является также нежелательным явлением. Ухудшаются условия работы изоляции. Изоляция быстрее стареет и тем самым увеличивается вероятность выхода из строя двигателя.

Увеличение частоты до 51 Гц.

При повышении частоты увеличивается частота вращения магнитных полей обмотки статора двигателя.

Синхронная частота вращения становится равной 1530 оборотов в минуту, т.е. повышается на 2 %.

Следующим следствием повышения частоты является уменьшение магнитного потока Φ в машине.

При постоянстве напряжения и повышении частоты, магнитный поток закономерно уменьшается.

С уменьшением магнитного потока тесно связано уменьшение индукции в частях двигателя.

Поскольку размеры постоянны, то B уменьшается. Пониженным индукциям соответствует по кривой намагничивания электротехнической стали $B = f(H)$ и пониженные напряженности поля H .

Понижение H является причиной понижения магнитного напряжения F , что очевидно из простого выражения $F = H \cdot l$, где l - постоянная величина (длина) для данного участка, определяемая размерами двигателя.

Для создания пониженного F при неизменном числе витков обмотки статора требуется уменьшение намагничивающего тока I_M .

Это приводит к перегрузке током обмотки ротора, а при определенных условиях также и к перегрузке обмотки статора.

Коэффициента мощности $\cos\varphi$ двигателя увеличивается.

Уменьшение индукции приводит к уменьшению постоянных потерь в стали статора двигателя.

Механических потери немного возросли в связи с возрастанием частоты вращения ротора и тем самым возрастанием потерь на трение в подшипниках двигателя и на вентиляцию.

Суммарные потери при номинальной мощности уменьшились. Уменьшение потерь приводит к возрастанию КПД двигателя.

Некоторые наиболее важные результаты приведены в таблице.

	$f = f_{ном} = 50 Гц$	$f = 49 Гц$	$f = 51 Гц$
$n, об / мин$	1500	1470	1530
<i>Полные потери в стали</i>	368.117	369.8595	366.5862

Наиболее чувствительны к понижению частоты двигателя собственных нужд электростанций. Снижение частоты приводит к уменьшению их производительности, что сопровождается снижением располагаемой мощности генераторов и дальнейшим дефицитом активной мощности и снижением частоты (имеет место лавина частоты).

Для предотвращения общесистемных аварий, вызванных снижением частоты, предусматриваются специальные устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР), отключающие часть менее ответственных потребителей. После ликвидации дефицита мощности, например, после включения резервных источников, специальные устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) включают отключенных потребителей, и нормальная работа системы восстанавливается.

Поддержание нормальной частоты, соответствующей требованиям стандарта является технической, а не научной задачей, основной путь решения которой – ввод генерирующих мощностей с целью создания резервов мощности в сетях энергоснабжающих организаций.

Таким образом, как уменьшение, так и увеличение частоты вызывают ухудшение условий работы асинхронных двигателей, работающих при нагрузках, близких к номинальным. Поэтому колебания частоты сети должны быть ограничены. По ГОСТ 183—66 двигатели должны отдавать номинальную мощность при отклонениях частоты от номинального значения до $\pm 5\%$.

Все расчеты, связанные с изменением параметров двигателя, произведены в соответствии с [1].

Литература

1. Проектирование электрических машин / И. П. Копылов, Ф. А. Горяинов, Б. К. Клоков и др. / М., 1980.

УДК 620.004.5

Выбор структуры контроля надёжности и качества продукции промышленного предприятия

Шедько Ю.А.

Научный руководитель – д. т. н., профессор АНИЩЕНКО В.А.

Структура контроля надёжности и качества продукции, выпускаемой промышленным предприятием, может быть одноуровневой (в цехе предприятия) или двухуровневой (в цехе и затем в отделе технического контроля). На первом уровне производится промежуточный контроль, на втором – выходной контроль. Структура двухуровневого контроля представлена на рис.1. В одноуровневой структуре промежуточный контроль отсутствует.

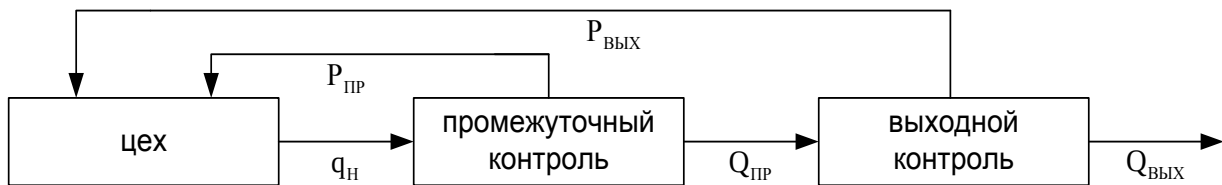


Рисунок 1

Суммарные затраты предприятия, связанные с организацией, проведением двухуровневого контроля одного изделия и его последствиями, определяется выражением:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\Pi K} + Z_{\Pi H}, \quad (1)$$

где $Z_{\Pi K}$ - затраты на организацию и проведение двухуровневого контроля одного изделия;

$Z_{\Pi H}$ - затраты, обусловленные поставкой потребителю одного неисправного (или неудовлетворительного качества) изделия, что ведет к рекламации и потере репутации предприятия.

Затраты $Z_{\Pi H}$ зависят от априорной вероятности неисправности одного изделия q_H , вероятности необнаружения этого изделия Q_{Σ} и стоимости поставки неисправного изделия C_H :

$$Z_{\Pi H} = q_H \cdot Q_{\Sigma} \cdot C_H. \quad (2)$$

Вероятность Q_{Σ} равна:

$$Q_{\Sigma} = q_H - P_{\Pi P} - P_{\text{ВЫХ}}, \quad (3)$$

где $P_{\Pi P}$ - вероятность забраковки изделия по результатам предупредительного контроля;

$P_{\text{ВЫХ}}$ - вероятность забраковки изделия по результату выходного контроля.

Вероятности $P_{\Pi P}$ и $P_{\text{ВЫХ}}$ определяются как:

$$P_{\Pi P} = 1 - Q_{\Pi P}, \quad P_{\text{ВЫХ}} = 1 - Q_{\text{ВЫХ}}, \quad (4)$$

где вероятность необнаружения неисправности изделия в результате предупредительного контроля будет:

$$Q_{\Pi P} = q_H \cdot (1 - p_{\Pi P}), \quad (5)$$

а аналогичная вероятность в результате выходного контроля:

$$Q_{BbIX} = q_H \cdot (1 - p_{IP}) \cdot (1 - p_{BbIX}). \quad (6)$$

В выражениях (5) и (6) p_{IP} - вероятность обнаружения неисправности, если она есть, в результате предупредительного контроля, а p_{BbIX} - такая же вероятность в результате выходного контроля.

Подставив значения Q_{IP} и Q_{BbIX} в (4) и затем в (3) и (2), получим в развернутом виде выражение для определения составляющей затрат $З_{IH}$ при двухуровневом контроле:

$$З_{IH} = q_H \cdot (1 - p_{IP}) \cdot (1 - p_{BbIX}) \cdot C_H. \quad (7)$$

Суммарные затраты при двухуровневом контроле:

$$З_{I\Sigma} = З_{IK} + q_H \cdot (1 - p_{IP}) \cdot (1 - p_{BbIX}) \cdot C_H. \quad (8)$$

Составляющая затрат $З_{IH}$ при одноуровневом контроле:

$$З_{IH} = q_H \cdot (1 - p_{IP}) \cdot C_H. \quad (9)$$

Суммарные затраты при одноуровневом контроле:

$$З_{I\Sigma} = З_{IK} + q_H \cdot (1 - p_{IP}) \cdot C_H. \quad (10)$$

При этом полагаем, что составляющие затрат $З_{IK}$ и $З_{IK}$ - величины постоянные и $З_{IK} = 2 \cdot З_{IK}$, а также принимаем $p_{IP} = p_{BbIX} = p$.

Суммарные затраты можно выразить в относительных единицах:

$$\frac{З_{I\Sigma}}{C_H} = 2 \cdot \frac{З_{IK}}{C_H} + q_H \cdot (1 - p)^2; \quad (11)$$

$$\frac{З_{I\Sigma}}{C_H} = \frac{З_{IK}}{C_H} + q_H \cdot (1 - p). \quad (12)$$

Характер зависимостей (11), (12) показан на рис. 2 и 3, где стрелками отмечены области целесообразности той или иной структуры контроля.

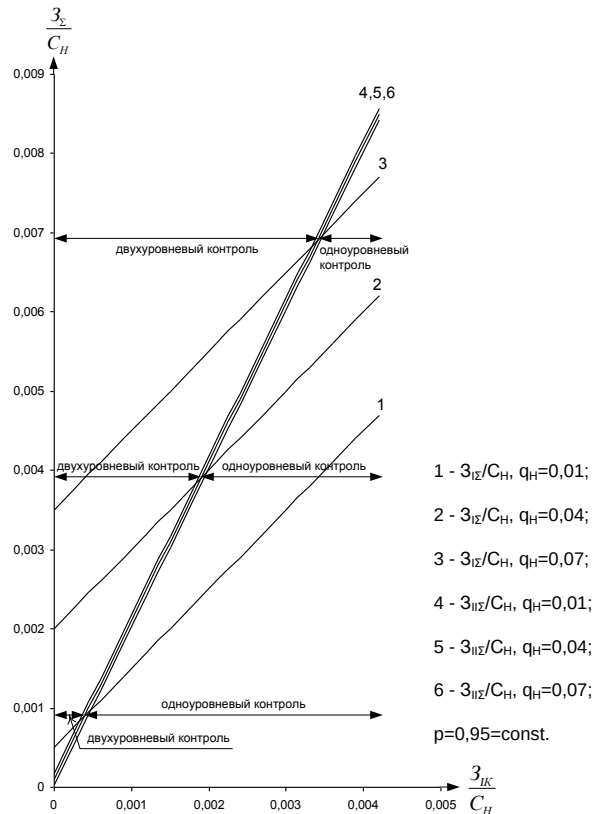


Рисунок 2

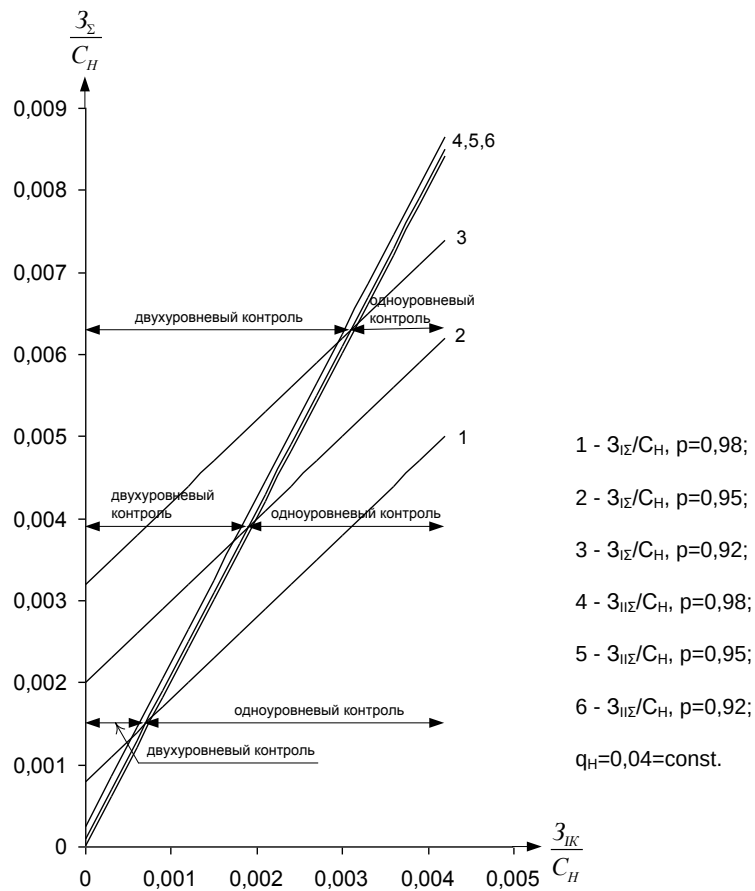


Рисунок 3

Условие технико-экономической целесообразности перехода от одноуровневого контроля к двухуровневому:

$$3_{II\Sigma} < 3_{I\Sigma}. \quad (13)$$

С учетом (8) и (10) условие (13) принимает вид:

$$\frac{3_{ИК}}{C_H} < q_H \cdot (1-p) \cdot p. \quad (14)$$

Граница принятия решения о структуре контроля:

$$D = \left[\frac{3_{ИК}}{C_H} \right]_{ГР} = q_H \cdot (1-p) \cdot p. \quad (15)$$

Зависимость границы D от априорной вероятности неисправности изделия q_H и вероятности его обнаружения контролером в цехе или в отделе технического контроля p приведены на рис.4.

Таким образом, выбор структуры контроля возможен при отсутствии информации об абсолютных (в стоимостном выражении) величинах затрат; достаточно ограничиться информацией об отношении затрат на контроль одного изделия к стоимости поставки потребителю неисправного изделия.

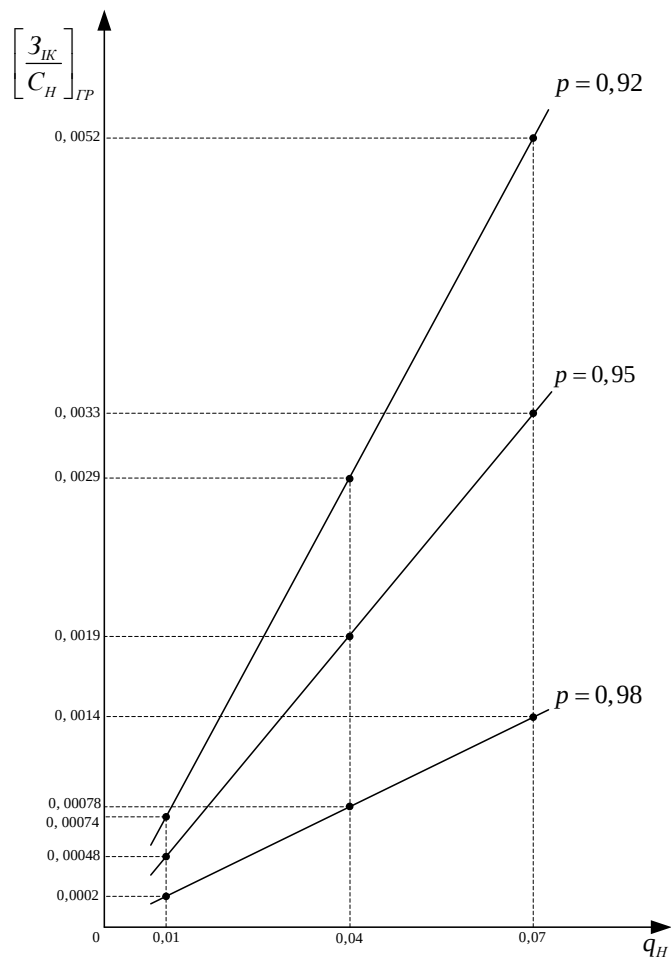


Рисунок 4

УДК 621.311

Длительность допустимой кратковременной аварийной переменной перегрузки силовых трансформаторов

Адамцевич В.А.

Научный руководитель – д.т. н., профессор Анищенко В.А.

Исходные положения. Мощность силовых трансформаторов выбирается исходя из экономической целесообразности режима работы и надежности электроснабжения электроприемников при условии, что нагрузка трансформаторов не должна по нагреву приводить к снижению естественного срока их службы.

Если не принимать во внимание перегрузочную способность трансформатора, то можно завысить его номинальную мощность. При перегрузке трансформатора износ изоляции витков обмоток, соответствующий установившимся превышениям температур, превышает износ при номинальном режиме. В большинстве случаев допустимость перегрузки предполагает её компенсацию неполными предшествующими и последующей нагрузками.

Действующий стандарт [1] различает систематические и аварийные перегрузки. Трансформаторы общего назначения мощностью до 100 МВ·А допускают систематические перегрузки, зависящие от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды (масла, воздуха) к степени недогрузки (суточной, сезонной).

Аварийные перегрузки с компенсацией повышенного износа изоляции. Надежность электроснабжения предприятия обеспечивается установкой на понизительной подстанции двух или более трансформаторов. Резервирование позволяет уменьшить номинальную мощность каждого трансформатора. При выходе из строя одного из трансформаторов приходящаяся на его долю нагрузка распределяется между остальными и может наступить их аварийная перегрузка. Показано [2], что если нагрузка масляного трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции, не превышает 0,7 номинальной мощности или 0,93 на трехтрансформаторной подстанции, то его можно перегружать до 5 суток на 40%. При этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 часов (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами) и необходимо использовать все средства для форсировки охлаждения. Для сухих трансформаторов допускается перегрузка до 20%.

Номинальная мощность масляного трансформатора на двухтрансформаторной подстанции определяется выражением

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Р.МАКС}}}{0,7 \cdot 2} = 0,714 \cdot S_{\text{Р.МАКС}}, \quad (1)$$

а на трехтрансформаторной подстанции

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Р.МАКС}}}{0,93 \cdot 3} = 0,358 \cdot S_{\text{Р.МАКС}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{Р.МАКС}}$ - расчетная максимальная мощность подстанции.

В основе такого нормирования аварийной перегрузки лежит предположение [3], что коэффициент заполнения α суточного графика нагрузки подстанции не превышает 75%, т.е.

$$\alpha = \frac{S_{\text{СП.СУТ}}}{S_{\text{Р.МАКС}}} \leq 0,75, \quad (3)$$

При коэффициенте $\alpha = 0.714$ среднесуточная нагрузка оставшегося в работе трансформатора (на трехтрансформаторной подстанции каждого из двух) равна (при полной нагрузке подстанции) его номинальной мощности:

$$S_{\text{ср.сут}} = \alpha \cdot S_{\text{р.макс}} = 0.714 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.714} = S_{\text{НОМ}} \quad (4)$$

При $\alpha = 0.75$ среднесуточная нагрузка трансформаторная составит $S_{\text{ср.сут}} = \alpha \cdot S_{\text{р.макс}} = 0.75 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.714} = 1.05 \cdot S_{\text{НОМ}}$, т.е. 105% номинальной мощности. Таким

образом, при соблюдении условий (1-3) аварийные перегрузки, как и систематические, практически не снижают срок службы трансформаторов. Это объясняется компенсацией повышенного, по сравнению с нормальным расчетным, износа изоляции нагрузками с износом ниже нормального.

Кратковременные аварийные перегрузки без компенсации повышенного износа изоляции. При более жестких условиях работы, например, недостаточной мощности установленных трансформаторов, когда номинальная мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции $S_{\text{НОМ}} < 0.714 \cdot S_{\text{р.макс}}$ или на трехтрансформаторной $S_{\text{НОМ}} < 0.358 \cdot S_{\text{р.макс}}$ и отказе одного трансформатора, возможны аварийные перегрузки, значительно превышающие 40%. Кроме того, необходимо считаться с возможностью одновременного выхода из строя двух трансформаторов на трехтрансформаторной подстанции. В последнем случае среднесуточная нагрузка может возрасти до $S_{\text{ср.сут}} = 0.714 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{0.358} = 2.0 \cdot S_{\text{НОМ}}$, т.е. 200% номинальной мощности

трансформатора при коэффициенте заполнения графика $\alpha = 0.714$. В связи с этим допускаются кратковременные перегрузки с некомпенсированным износом изоляции. Учитывается, что такие режимы могут встретиться всего несколько раз за весь срок службы трансформатора. Примерная стоимость больших перегрузок не превысит нескольких десятков «отжитых» дней эксплуатации трансформатора и ограничиваться они будут только температурой наиболее нагретой точки обмотки трансформатора [3].

Допустимые для масляных трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц, и сухих трансформаторов независимо от длительности предыдущей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки, кратковременные перегрузки находятся в следующих пределах [4,5]:

Таблица 1. Допустимые кратковременные перегрузки

Тип трансформатора	Масляные						Сухие				
Кратность перегрузки K_{Π} , о.е.	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Допустимая длительность перегрузки t_{Π} , мин	120	80	45	20	10	1.5	60	45	32	18	5

Зависимость допустимой длительности перегрузки от кратности перегрузки $K_{\Pi} = \frac{S_{\Pi}}{S_{\text{НОМ}}}$, где S_{Π} - мощность перегрузки, можно аппроксимировать следующим образом:

- для масляных трансформаторов (рисунок 1, а)

$$t_{\Pi} = 503,06 \cdot K_{\Pi}^{-5,396}, \quad (5)$$

- для сухих трансформаторов (рисунок 1, б)

$$t_{\Pi} = 21.429 K_{\Pi}^2 - 197 K_{\Pi} + 265,37. \quad (6)$$

Переменные кратковременные аварийные перегрузки. Стандартные перегрузочные кривые (4) и (5) предназначены для определения допустимой длительности постоянной кратковременной перегрузки ($K_{\Pi} = \text{const}$). Их можно также использовать при перегрузках, изменяющихся во времени ($K_{\Pi} = \text{var}$) в процессе развития аварии вследствие разных факторов. Наличие на подстанции информационно-измерительной системы даёт возможность организовать непрерывное отслеживание фактической перегрузки с шагом временной дискретизации $h = \frac{t}{n-1}$, где n - число измерений за время t аварии. При этом можно учесть влияние на длительность допустимой перегрузки не только её непостоянство, но и возможную кратковременную недогрузку в процессе аварии.

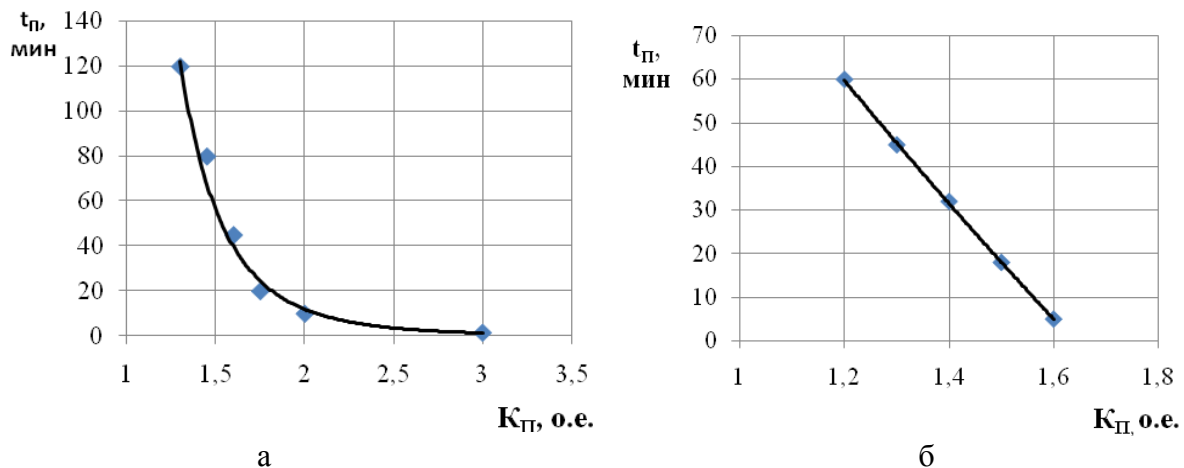


Рисунок 1. Допустимая длительность постоянной перегрузки.

а – масляные трансформаторы; б – сухие трансформаторы

Запас длительности в момент времени t допустимой постоянной перегрузки, возникшей в начальный момент времени $t = 0$, определяется из выражения:

$$\Delta t_{\text{зап}}(t) = t_{\Pi}(0) - t, \quad (7)$$

где допустимая длительность $t_{\Pi}(0)$ берется из стандартных перегрузочных кривых (4, 5) в функции от измеренной кратности перегрузки K_{Π} .

При переменной перегрузке запас ее допустимой длительности предлагается определять следующим образом:

$$\overline{\Delta t_{\text{зап}}}(t) = \overline{t_{\Pi}}(t) - t, \quad (8)$$

где $\overline{t_{\Pi}}(t)$ представляет собой допустимую длительность осредненной методом экспоненциального сглаживания переменной нагрузки

$$\overline{K_{\Pi}}(t) = \alpha \cdot K_{\Pi}(t) + (1 - \alpha) \cdot \overline{K_{\Pi}}(t - h), \quad (9)$$

где параметр сглаживания учитывает динамику изменения перегрузки и лежит в пределах $0 \leq \alpha \leq 1$.

Величина $\overline{\Delta t_{\text{зап}}}(t)$ определяется из тех же стандартных перегрузочных кривых в функции от осредненной кратности перегрузки $\overline{K_{\Pi}}(t)$.

Влияние параметра α на осреднение перегрузки иллюстрирует рисунок 2, изменение во времени запасов допустимой длительности постоянной и осредненной переменной перегрузки показано на рисунке 3. Их сопоставление свидетельствует о необходимости учёта возможного непостоянства кратности перегрузки в ходе аварии.

Запас допустимой длительной осредненной перегрузки по сравнению с постоянной увеличивается с ростом перегрузки и уменьшается при его снижении.

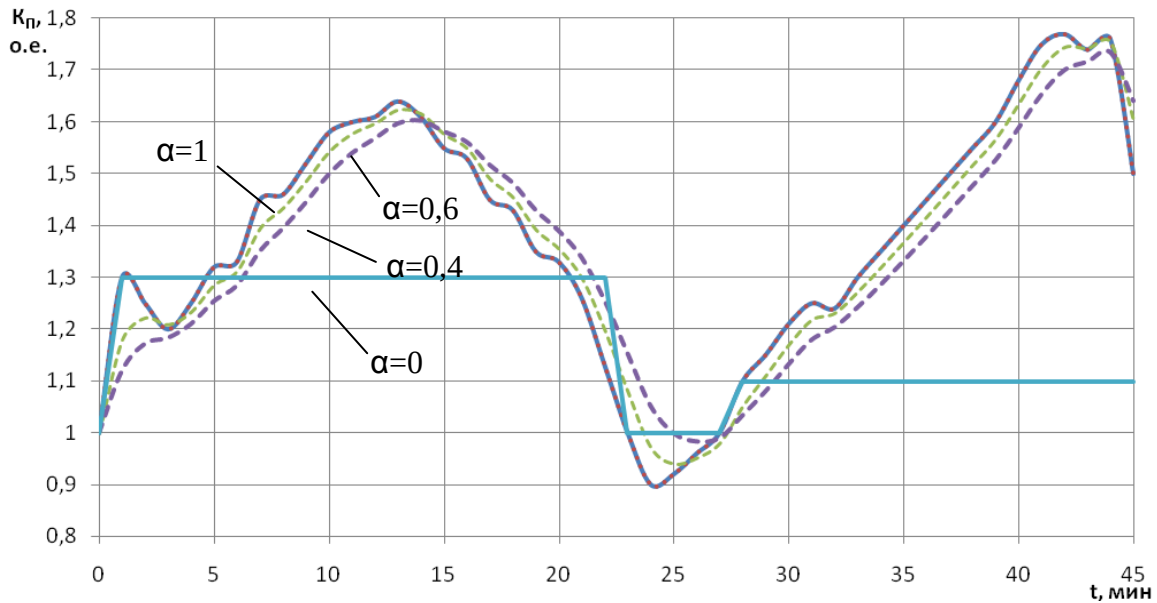


Рисунок 2. Кратности постоянной и переменной перегрузок

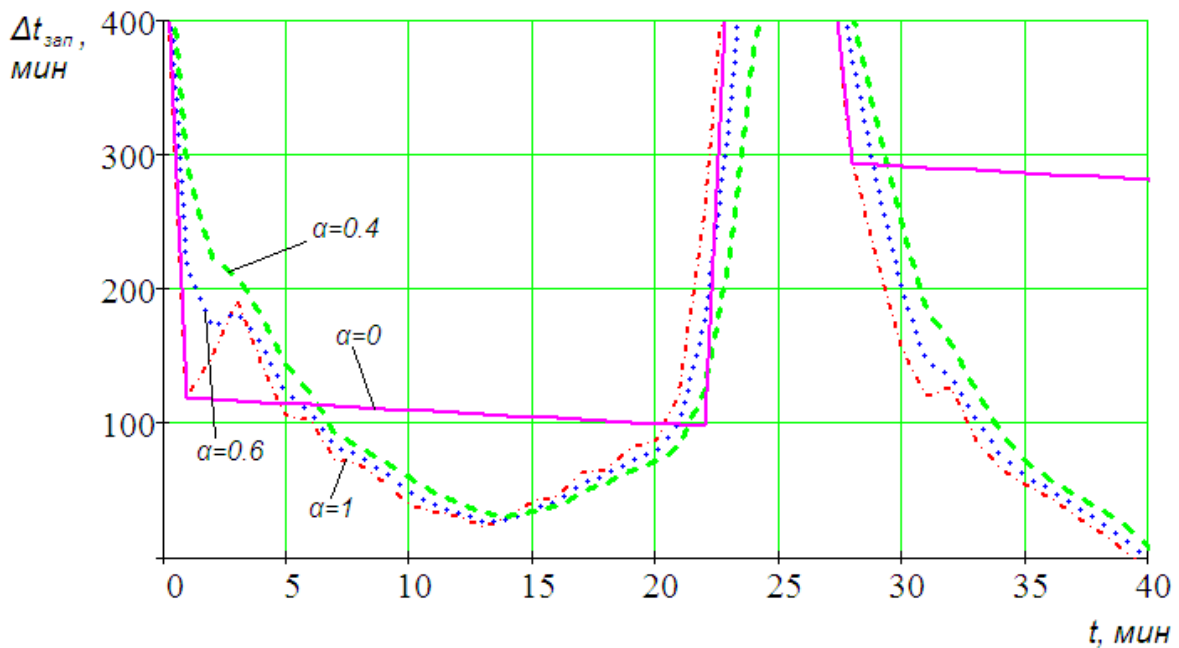


Рисунок 3. Запасы допустимой длительности постоянной и переменной перегрузок

Практическая ценность предложенной метода определения длительности допустимой кратковременной перегрузки зависит от технологического обоснования параметра сглаживания, что требует проведения дополнительного исследования.

Литература

1. ГОСТ 14 209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
2. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». – 1996. №5
3. Шницер Л.М. Основы теории и нагрузочная способность трансформаторов. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1959.
4. Справочник по электроснабжению. Т.2. Электрооборудование/ Под общ. Ред. Федорова А.А. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. – М.: Омега-Л, 2007.

УДК 621.316.1:621.311.1(075.8)

Электротехнические решения в обоснованиях инвестирования

Становский Д.Н.

Научный руководитель Пospelова Т.Г., д. т. н., профессор

Инвестиционная деятельность предусматривает разработку инвестиционных проектов. Инвестиционный проект - совокупность документов, характеризующих его от замысла до достижения заданных показателей эффективности и в определенной степени отражающих прединвестиционную, инвестиционную, эксплуатационную и ликвидационную стадии проекта.

Разработка проектной документации на строительство объектов может осуществляться в одну, две или три стадии [5]. Необходимое количество стадий определяет заказчик. При трехстадийном проектировании в состав проектной документации входят: обоснование инвестирования строительства «ОИ» — первая стадия, архитектурный проект «А» — вторая стадия и строительный проект «С» — стадия разработки проектно-сметной документации. Обоснование инвестирования в строительство (далее - Обоснование), в установленном порядке прошедшее государственную экспертизу, может являться утверждаемой частью проектной документации на строительство объекта и основанием для открытия финансирования и проведения торгов по выбору подрядчика на такое строительство.[1]

В ходе разработки Обоснований определяется стоимость оценки хозяйственной необходимости, техническая возможность, коммерческая и экономическая целесообразность вложения инвестиций в строительство данного объекта. На основании этого принимаются принципиальные объемно-планировочные решения и проводятся альтернативные проработки технологических решений. Оптимальный вариант выбирается по расчетам экономической эффективности, оценке социальных и экологических последствий осуществления строительства и эксплуатации объекта.

К разработке Обоснований заказчиком на договорной основе привлекаются проектные, проектно-строительные организации, а также другие юридические и физические лица, получившие в установленном порядке лицензию на право занятия соответствующим видом деятельности.

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон при разработке Обоснований, является договор.[2]

При разработке Обоснований руководствуются законодательными и нормативными актами Республики Беларусь, действующими строительными нормами, иными документами, регулирующими инвестиционную деятельность.[2]

Результаты Обоснований служат основанием получения акта выбора земельного участка для размещения объекта строительства и выполнения проектно-изыскательских работ.

Одним из разделов Обоснований является раздел «Основные технологические решения», в который входит подраздел «Электротехнические решения». Подраздел «Электротехнические решения» разрабатывается, как правило, электротехническим отделом проектной организации.

Исходными данными для выполнения подраздела «Электротехнические решения» служат технические условия и требования, выданные органами государственного надзора и заинтересованными организациями.

Состав и содержание материалов подраздела «Электротехнические решения» в составе Обоснований должны быть достаточными для проведения необходимых согласований и экспертиз.

При разработке подраздела «Электротехнические решения» выполняются альтернативные проработки, расчеты предложенных технологиями основного и вспомогательного производств. При этом следует учитывать решения, принятые в утвержденной градостроительной документации – региональных планах, генеральных планах городов, других поселений и территорий, детальных планах части поселений жилых, промышленных и других функциональных зон.[3]

Разработка Обоснований, в том числе и подраздела «Электротехнические решения», в сокращенном составе может выполняться в объеме эскизного решения, предусмотренном СНБ 1.02.03 [3]. В этом случае разрабатывается один или несколько альтернативных вариантов архитектурно – строительных, инженерно – конструкторских, технологических решений по рассматриваемому объекту строительства и обосновывается выбор конкретного решения на основе их сравнения. Наличие таких проработок может служить основанием для одностадийной разработки проектной документации с включением указанных материалов в состав утверждаемой архитектурной части строительного проекта.

В подразделе «Электротехнические решения» важное значение имеют графические материалы - схемы, чертежи (при необходимости, демонстрационные материалы), которые даются в приложениях Обоснований либо самом подразделе «Электротехнические решения».

Подраздел «Электротехнические решения» в составе Обоснований проходит государственную экспертизу. Государственная экспертиза Обоснований проводится после предварительной государственной экологической экспертизы в соответствии с Инструкцией о порядке проведения государственной экологической экспертизы проектной документации в Республике Беларусь.[4]

После проведения государственной экспертизы материалы Обоснований, включая подраздел «Электротехнические решения», направляются заказчиком, с приложением необходимых согласований, заключений государственной экологической экспертизы, в местный орган исполнительной власти для принятия решения о размещении строительства, оформления при необходимости акта выбора земельного участка (площадки, трассы) для строительства.

Утверждение (одобрение) материалов подраздела «Электротехнические решения», осуществляется заказчиком при наличии заключения государственной экспертизы и решения органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта строительства.

Литература

1. О некоторых вопросах управления строительной отраслью и ее функционирования Указ Президента Республики Беларусь 16 ноября 2006 г. № 676.
2. СНБ 1.02.03 – 96 Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве.
3. СНБ 1.02.03 – 97 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений.
4. Инструкция о порядке комплексного подхода к проведению государственной экспертизы инвестиционных проектов и программ.
5. Изменение № 7 СНБ 1.02.03 – 96.

УДК 621.32

Исследование характеристик галогенных ламп низкого и сетевого напряжения

Кабанов А.А.

Научный руководитель – САЦУКЕВИЧ В.Н.

В настоящее время все больше внимания уделяется поиску более эффективных и экономичных решений в области освещения. Одним из направлений развития современной светотехники является исследование галогенных ламп накаливания с целью определения возможности их наиболее выгодного применения в освещении.

Галогенные лампы в последние годы получили широкое распространение: их применяют в акцентном освещении музеев, используют для светильников общего назначения и прожекторов, ИК облучения, кинофотоосъемочного и телевизионного освещения, автомобильных фар, аэродромных огней, оптических приборов и др. Галогенные лампы можно диммировать, что позволяет адаптировать уровень освещения для любой задачи.

Галогенные лампы, являясь разновидностью ламп накаливания, представляют собой самостоятельный класс источников света. Как и обычные лампы накаливания, они являются высокотемпературными излучателями: спираль из тугоплавкого материала помещенная в колбу, наполненную инертным газом, раскаляется под воздействием электрического тока, в результате чего генерируется свет и тепло. Тело накала таких ламп изготавливается из специальных марок вольфрамовой проволоки, обладающей высокой температурой плавления и малой скоростью испарения при высоких температурах.

По сравнению с обычными лампами накаливания галогенные лампы имеют более стабильный во времени световой поток (повышенный полезный срок службы), а также значительно меньшие размеры, более высокие термостойкость и механическую прочность, что достигается благодаря применению колбы из кварцевого стекла.

В процессе работы галогенной лампы происходит постоянное испарение частиц вольфрама с поверхности тела накала. Предотвратить его можно двумя способами:

- 1) увеличить содержание паров вольфрама;
- 2) добавить галоген.

Галогенная добавка в лампу накаливания с вольфрамовым телом накала вызывает замкнутый химический цикл, изображенный схематично на рис. 1. Под воздействием высокой температуры испаряющийся с поверхности тела накала вольфрам соединяется с газонаполнителем (чаще всего используют йод), образуя галогенид вольфрама – газообразное вещество, которое равномерно оседает на внутренней поверхности колбы /1/. При температуре около 1400 °С пары раскаленного вольфрама вступают в реакцию с галогеном до того, как успевают достичь поверхности колбы. В результате конвекции образовавшийся галогенид циркулирует вблизи нити накаливания и разлагается: частицы вольфрама оседают на теле накала, а молекулы галогена высвобождаются. Молекулы галогена диффундируют в объеме лампы и вновь соединяются на стенках колбы с вольфрамом. Цикл повторяется.

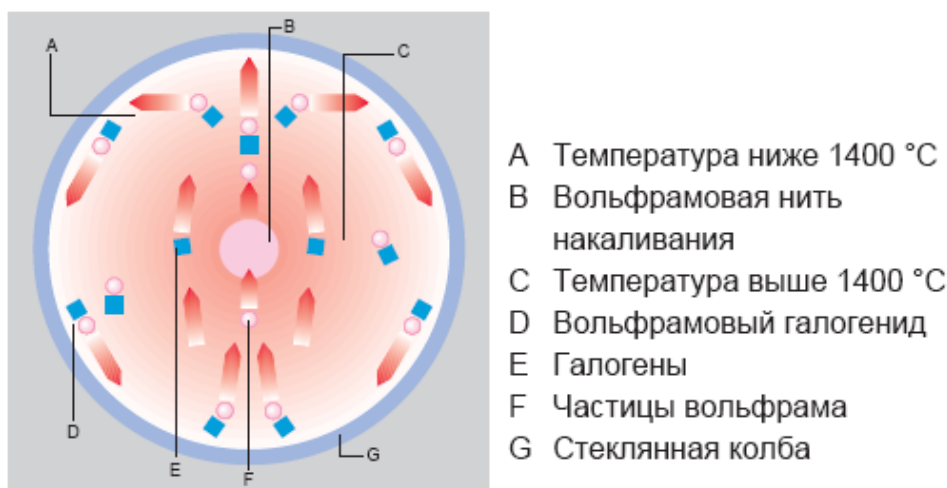


Рис. 1. Возвратный цикл галогенной лампы

Этому циклическому процессу галогенные лампы обязаны такими своими преимуществами над обычными лампами накаливания, как:

- большая световая отдача притом же расходе электроэнергии, вследствие более высокой температуры спирали;
- более продолжительный срок службы благодаря постоянному обновлению нити накаливания;
- постоянная светоотдача в течение всего срока службы, поскольку не происходит почернения колбы;
- компактная конструкция, обусловленная требованиями циклического процесса.

Возвратный цикл препятствует осаждению вольфрама на колбе, но не обеспечивает возвращения его частиц в дефектные участки тела накала. Поэтому механизм перегорания тела накала в галогенных лампах остается таким же, как и в обычных лампах накаливания.

Галогенные лампы имеют два основных исполнения: с закрепленным на колбе отражателем и без него. Галогенная лампа с отражателем представляет собой готовый световой прибор. На рис. 2. представлен общий вид такого источника света.

Внешние зеркальные металлические отражатели одинаково отражают видимые и

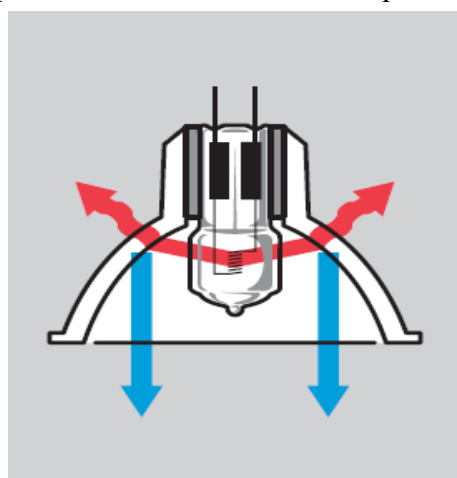


Рис 2.

Общий вид галогенной лампы с отражателем

ИК – лучи. Зеркальные стеклянные отражатели имеют многослойное интерференционное покрытие, отражающее только видимые лучи и пропускающие инфракрасные лучи в окружающее пространство за отражателем.

Содержание ИК - лучей в световом пучке этих ламп снижено примерно на 65% (так называемые лампы “холодного света”). Наибольшее распространение получили галогенные лампы низкого напряжения с дихроичным отражателем.

Дихроичный отражатель отводит 66% тепловой энергии лампы назад, за счет чего освещаемые объекты не нагреваются.

Важной задачей является определение метода расчета размещения светильников, источником света в которых служат галогенные лампы.

Распределение освещенности по освещаемой поверхности определяется типом кривой силы света светильника (КСС), а так же его расположением по отношению к рабочей поверхности и другим световым приборам. Для каждого типа КСС существует наиболее выгодный способ расположения светильников друг относительно друга и относительно освещаемой поверхности. Рекомендуемые варианты расположения световых приборов для каждого из типов КСС были предложены еще Ю.Б.

Айзенбергом, одним из основателей современной светотехники, для обычных ламп накаливания [2/].

На рис. 3. представлены КСС для некоторых типов галогенных ламп (КСС получены расчетным путем по известным кривым освещенности). При детальном сравнении КСС, полученных экспериментально, с таковыми для обычных ламп накаливания, приведенными в справочных материалах, можно сделать вывод, что методика расчета размещения светильников с обычными лампами накаливания может быть использована и для световых приборов с галогенными лампами [3/].

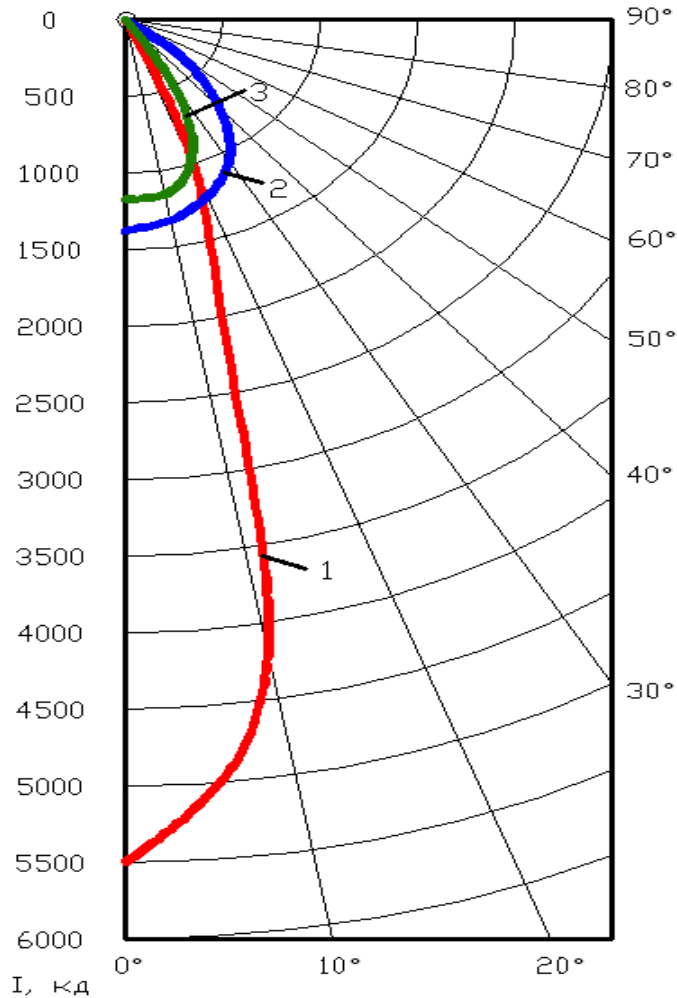


Рис. 3. Кривые силы света исследуемых галогенных ламп накаливания:

- 1 – КСС типа К лампы низкого напряжения с узким световым пучком;
- 2 – КСС типа Г лампы низкого напряжения с широким световым пучком;
- 3 – КСС типа Г лампы сетевого напряжения.

Номенклатура галогенных ламп содержит лампы сетевого и низкого напряжения. Лампы низкого напряжения работают от источников 6, 12 и 24 В. Одним из преимуществ ламп низкого напряжения является их более высокая светоотдача, что обусловлено при сохранении той же мощности увеличением тока, проходящего по телу накала. На рис. 4. представлены фотометрические характеристики галогенных ламп низкого и сетевого напряжений [1]. Из их сравнения следует, что освещенность ламп низкого напряжения в разы превосходит освещенность ламп сетевого напряжения, а это означает, что для освещения одного и того же помещения при одинаковой установленной мощности ламп низкого напряжения потребуется меньше чем ламп сетевого напряжения. Но при пониженном напряжении в соединительных проводах также будут протекать большие токи, что приведет к увеличению потерь в линиях и трансформаторах.

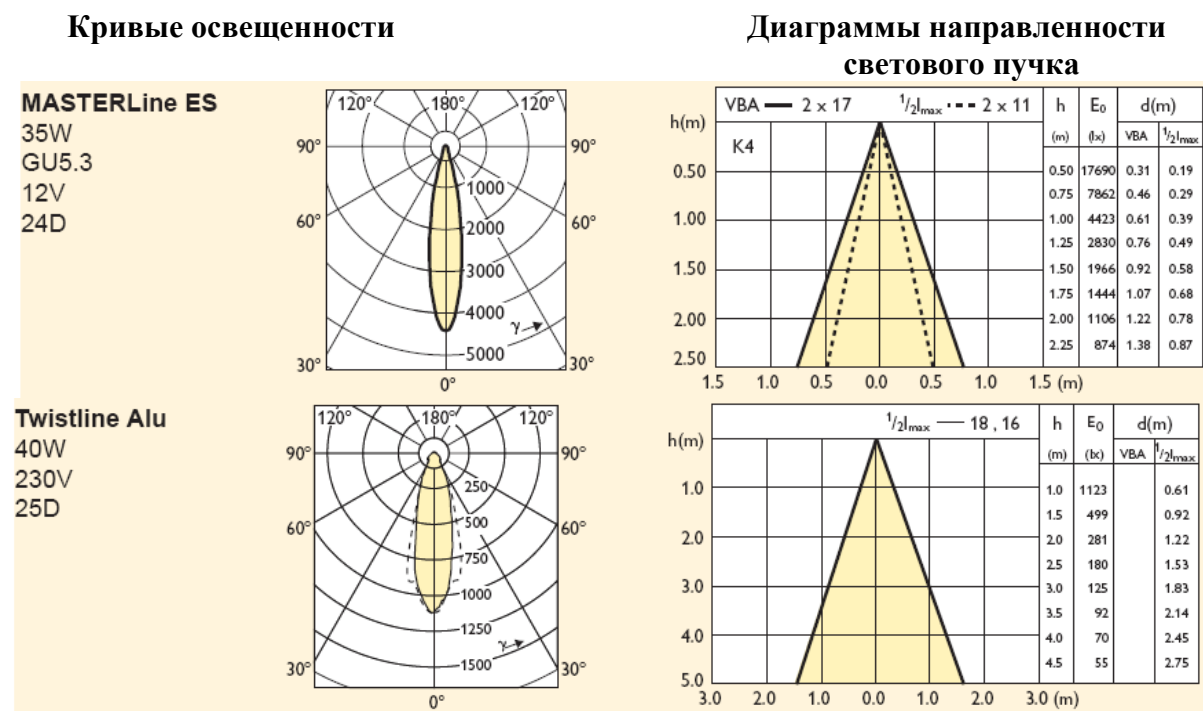


Рис. 4. Фотометрические характеристики галогенных ламп низкого и сетевого напряжений

Таким образом, при сравнении низковольтных галогенных ламп с лампами сетевого напряжения на данном этапе исследования можно говорить о целесообразности использования именно галогенных ламп низкого напряжения в качестве источников света для общего и акцентного освещения в силу наличия ряда явных преимуществ.

Литература:

1. Каталог ламп 2008-2009 PHILIPS.- Philips Lighting Russia, 2008.- 368 с.
2. Справочная книга по светотехнике/Под ред. Ю.Б.Айзенберга.-М.:Энергоатомиздат, 1995.-528 с.
3. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: справочник. – 2-е изд. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 271с

УДК 621.316.3

Компактные распределительные устройства среднего напряжения 6-10 кВ

Сталович В.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент

В крупных городах и на производственных предприятиях имеет место достаточно ощутимый дефицит территории. Эта проблема возникла давно, но в последнее время она более чем актуальна. Из-за постоянного увеличения стоимости площади, занимаемой электроустановками, встала задача добиться максимальной компактности распределительных устройств (РУ). В процессе поиска новых технических решений по уменьшению массогабаритных показателей была оценена степень заполнения существующих ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ) и камер стационарных одностороннего обслуживания (КСО) и зафиксированы объемы всех составляющих их элементов. Как правило, КРУ напряжением 6-10 кВ имеют четыре отсека: отсек измерительных трансформаторов тока и кабельных заделок, отсек сборных шин, отсек релейной защиты и автоматики, отсек силового выключателя.

Анализ показал, что одним из самых рациональных путей уменьшения габаритных показателей является уменьшение объема пустот (занимающих от 7 до 15 % общего объема КРУ) между отсеками. Этого можно добиться более плотным размещением отсеков. Установка современных компактных вакуумных выключателей (ВВ) вместо маломасляных также позволяет существенно уменьшить массу и габариты камеры. Многие разработчики, в том числе и отечественные, не реализуют это преимущество ВВ. Производится простая модернизация существующих КРУ путем установки в них ВВ вместо маломасляных, что улучшает только коммутационные характеристики распределительных устройств.

Одними из первых, кто создал малогабаритные КРУ с использованием ВВ были фирмы Toshiba (Япония) и General Electric (США). В настоящее время их выпускают и в Англии, Канаде, Германии, Чехии. На постсоветском пространстве только российской промышленностью было представлено КРУ, использующее все преимущества ВВ. Это комплектное распределительное устройство серии TEL (КРУ/TEL), разработанное фирмой «Таврида-Электрик», основные технические характеристики которого отражены в таблице 1 [2].

КРУ/TEL комплектуется из отдельных компактных шкафов, в каждом из которых находится от двух до четырех присоединений к сборным шинам (модулей). Внутреннее пространство шкафа разделено на три отсека: низковольтный, высоковольтный и кабельный. Сверху на шкаф главных цепей устанавливается релейный отсек. В низковольтном отсеке располагаются: приводы вакуумных выключателей, части приводов и органы управления разъединителей, гнезда датчиков напряжения. Также в низковольтном отсеке размещены элементы электромеханических блокировок и действующая мнемосхема с указателями положения выключателей и разъединителей - заземлителей. В высоковольтном отсеке установлены отрезки сборных шин, вакуумные камеры выключателей, подвижные контакты разъединителей (разъединителей - заземлителей), трансформаторы тока и датчики напряжения емкостного типа. В кабельном отсеке располагаются кабельные приемники, отключающие пружины разъединителей и у некоторых модулей трансформаторы напряжения. Снаружи шкаф КРУ/TEL обшивается плоскими стальными листами толщиной 1,5 мм. Передняя панель высоковольтного отсека выполнена из прозрачного поликарбонатного материала

толщиной 6 мм и позволяет визуально контролировать положение подвижных контактов разъединителей.

Сравнительно недавно началось массовое производство еще одного типа компактных РУ на напряжение 6-10 кВ. Малых габаритов этих устройств удалось достичь благодаря применению в них в качестве дугогасительной, теплоотводящей и изолирующей среды элегаза (электротехнического газа), представляющего собой шестифтористую серу (SF_6). Так как электрическая прочность элегаза при нормальных условиях почти в 2,5 раза выше прочности воздуха, а при давлении примерно 0,2 МПа она приближается к прочности трансформаторного масла, то удалось значительно сократить длину изолирующего промежутка в электротехнических устройствах. Хорошая охлаждающая способность шестифтористой серы позволила увеличить токовую нагрузку токоведущих частей РУ на 15-20 % и соответственно уменьшить их сечение. Электрическая прочность и теплопередающие свойства элегаза определяют его высокую дугогасительную способность, что дает возможность отключать в элегазе мощности в 70..100 раз больше, чем в воздухе [1]. Элегаз не обладает токсичностью и взрывоопасностью, не горит и не поддерживает горение и слабо разлагается в разрядах.

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) представляет собой герметичный контейнер из нержавеющей стали с гальваническим покрытием. В нем размещены все токоведущие части и коммутационная аппаратура. В этот цельносварной резервуар элегаз закачен под избыточным давлением около 0,2 МПа. Это обуславливает более высокие требования к механической прочности оболочки, поэтому применяется сталь толщиной около 3 мм. Данные РУ, как и КРУ/TEL, могут выполняться в виде многомодульной конструкции, при которой в одном моноблоке с общей изоляцией может размещаться до пяти присоединений. В КРУЭ могут применяться трехпозиционные переключатели поворотного типа, выполняющие функции выключателя нагрузки, разъединителя и заземлителя. Интеграция трех функций в одном аппарате снижает количество деталей до минимума, обеспечивает простоту и надежность конструкции. Для защиты трансформатора возможно использование комбинации выключателя нагрузки с предохранителем, либо силового выключателя с устройством релейной защиты. Силовой выключатель может быть элегазовый или вакуумный. Приводы трехпозиционного переключателя и силового выключателя смонтированы снаружи газового резервуара в закрытом лицевой панелью отсеке и легкодоступны для внешнего осмотра. Все приводы снабжены механическими индикаторами положения и необходимыми блокировками. Для контроля напряжения на кабельном присоединении предусмотрены емкостные указатели напряжения. Отметим наличие в некоторых типах КРУЭ такой опции, как указатели токов короткого замыкания, представляющие собой электромагнитные датчики, установленные во вторичной цепи и встроенные в кабельный отсек трансформаторов тока. Они позволяют легко определить участки кабельных линий, в которых произошло замыкание на землю. Это существенно сокращает время поиска повреждения и восстановления электроснабжения, а также величину недоотпуска электроэнергии потребителям, подключенным к распределительным сетям напряжением 6-10 кВ [5]. Технические характеристики КРУЭ производства компании ABB представлены в таблице 1, из которой видно, что коммутационные характеристики у КРУ/TEL несколько хуже.

Таблица 1. Основные технические характеристики компактных РУ

Производитель	Таврида-Электрик	ABB
Модель	КРУ/TEL	SafePlus/SafeRing
Многомодульная конструкция	+ (до 4 модулей)	+ (до 5 модулей)

Возможность расширения	+	+
способ объединения нескольких блоков	втычные контакты	внешние шины
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток сборных шин, А	400	630
Выключатель нагрузки	—	+
Выключатель нагрузки с плавким предохранителем	—	+
Силовой выключатель	+	+
тип выключателя	вакуумный	вакуумный
Ток отключения, кА	16	21
Ток включения, кА, мгн.	41	52,5
Дополнительные возможности		
Дополнительный отсек низковольтного оборудования	+	+
Модуль вспомогательного оборудования	—	+
Индикаторы напряжения	+	+
Указатели токов короткого замыкания	—	+
Наличие блокировок	+	+
Габаритные размеры камер, мм		
высота	1430	1336
ширина (1/2/3/4/5 присоединений)	-/510/680/850/-	325/696/1021/1346/1671
глубина	550	765

«+» - наличие соответствующих исполнений

По сравнению с обычными распределительными устройствами компактные КРУ с использованием ВВ и КРУЭ обладают следующими основными преимуществами:

- высокая заводская готовность и удобство монтажа;
- повышение безопасности обслуживания;
- снижение пожарной опасности помещений электроустановок;
- упрощение эксплуатации распределительных устройств высокого напряжения;
- небольшие габариты РУ, что позволяет эксплуатационному персоналу обслуживать электроустановки без специальных лесенок, тумб и других приспособлений;
- уменьшение площади и объема помещения, занимаемого электрооборудованием.

Так двухтрансформаторная подстанция укомплектованная данными компактными ячейками занимает площадь около 10 м^2 , в то время как площадь аналогичной типовой трансформаторной подстанции из-за больших габаритных размеров применяемого оборудования и принятой компоновки составляет $60...70 \text{ м}^2$. Даже при использовании камер КСО и сокращении расстояний между оборудованием в зоне его обслуживания до минимальных допустимых согласно ПУЭ, площадь может быть уменьшена только до 35 м^2 [4].

Производители КРУЭ, такие как компании ABB, Siemens, Schneider Electric и «ПО Элтехника» предлагают более широкое многообразие конфигураций ячеек, чем

производители КРУ с использованием ВВ, но несмотря на это и те и другие покрывают весь спектр существующих вариантов схем подстанций с РУ на первичном напряжении 6-10 кВ. Все производители компактных РУ выпускают блоки с возможностью расширения, которое может быть реализовано с помощью внешних шин или с помощью втычных экранированных контактов [5]. Это дает возможность, в случае необходимости увеличения мощности распределительного пункта, легко и без больших затрат на демонтаж и установку новых, более мощных КРУ произвести простое объединение нескольких блоков и тем самым выполнить необходимое расширение.

К сожалению, конструкция компактных КРУ не лишена недостатков. В первую очередь потому, что выключатели установлены в камере стационарно, что создает определенные трудности при выполнении ремонтных работ, а в КРУЭ из-за герметичности блока делает их проведение невозможным. К тому же в случае нарушения герметичности возникают некоторые сложности по ликвидации повреждения, что может привести к большим материальным затратам. Применение элегаза в РУ обуславливает ряд особенностей. Так он имеет относительно высокую температуру сжижения, что влечет за собой ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха. Продукты разложения элегаза чрезвычайно опасны для здоровья человека, да и сам он будучи тяжелее воздуха способен заполнять различного рода углубления, закрытые помещения, вытесняя из них воздух и тем самым создавая атмосферу, непригодную для дыхания [3]. На сегодняшний день существует проблема, связанная с утилизацией шестифтористой серы. Несмотря на то, что в Республике Беларусь используется довольно много электрооборудования, внутри которого находится элегаз, предприятий по его переработке нет. В результате приходится пользоваться услугами зарубежных предприятий, что создает дополнительные трудности и затраты.

Выводы

1. Выполнен обзор и анализ основных технических характеристик, достоинств и недостатков компактных распределительных устройств с вакуумными выключателями и компактных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на напряжение 6-10 кВ.
2. Компактные распределительные устройства, несмотря на свою высокую стоимость, должны найти свое применение в городских электрических сетях и на производственных объектах из-за возросшего дефицита занимаемой территории, а также в связи с повышающимися требованиями к качеству и надежности электроснабжения, и к безопасности обслуживания электроустановок.

Литература

1. Чунихин А.А., Жаворонков М.А. Аппараты высокого напряжения: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 432 с.
2. Гринчук Ф. Ф., Хавроничев С. В. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ: Учеб. пособие / ВоГТУ, Волгоград, 2006. – 180 с.
3. Аракелян В.Г. Элегазовое электротехническое оборудование. Технические требования к производству элегазового оборудования для обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности: РД 16.06– 2004. – 47 с.
4. Макаров Е.Ф., Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 4. – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.
5. Радкевич В.Н., Сталович В.В. Распределительные устройства с элегазовой изоляцией на напряжение 6-10 кВ // Главный энергетик. – 2009. – №2. – С. 19–26.

УДК 621.311.1

Номограммы для выбора кабелей напряжением до 1 кВ по термической стойкости

Скобля О.А.

Научный руководитель РАДКЕВИЧ В.Н. к. т.н., доцент

В электрических сетях напряжением до 1 кВ промышленных предприятий, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей для передачи и распределения электроэнергии широко используются силовые кабели с пластмассовой изоляцией марок АБВГ, ВВГ, NYM, АПвВнг, ПвВнг и т.п. Выбор сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ, применяемых в электрических сетях любого назначения, производится по допустимому нагреву длительным расчетным током. При этом выбранные сечения должны соответствовать их защитным аппаратам. В осветительных сетях сечение проводников определяется также по допустимой потере напряжения. Сечения жил кабелей питающих силовых сетей, за исключением ответвлений к электроприемникам, при значении времени использования максимальной нагрузки более 5000 ч в год проверяются по экономической плотности тока.

В Республике Беларусь и других странах СНГ при проектировании электрических сетей напряжением до 1 кВ вопросам анализа и проверки термической стойкости кабелей с поливинилхлоридной, полиэтиленовой и резиновой изоляцией не уделялось достаточного внимания. В то время как в большинстве стран Европы выбор сечения жил низковольтных кабелей по режиму короткого замыкания (КЗ) - это уже давно сложившаяся практика. Данные вопросы приобретают особую актуальность в условиях постоянного роста цен на кабельную продукцию. В связи с этим ограничение тока КЗ путем применения эффективных устройств защиты и выбор термически стойких сечений жил кабелей представляет собой важную задачу проектирования электрических сетей и электрооборудования на напряжении до 1 кВ. Ее решение позволяет продлить срок службы кабелей, снизить количество отказов электрооборудования, повысить надежность электроснабжения потребителей электроэнергии и сократить затраты на энергообеспечение.

Сложившаяся ситуация должна коренным образом измениться в связи с введением в 1999 году на территории Республики Беларусь серии межгосударственных стандартов по электроустановкам зданий [2,3], в которых регламентируется предельное время отключения тока КЗ в электрических сетях до 1 кВ. Там же приводится формула и исходные данные для расчета допустимого времени протекания тока КЗ по проводникам с различной изоляцией в зависимости от площади поперечного сечения. Следовательно, в [2,3] заложены теоретические и нормативные основы для проверки сечений проводников по термической стойкости в режиме КЗ. Отметим также, что появившиеся на рынке электротехнической продукции кабели на напряжение до 1 кВ с изоляцией из сшитого (вулканизированного) полиэтилена (марок АПвВГ, ПвВГ, АПвВнг, ПвВнг и т.п.) в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей требуется проверять по условию термической стойкости.

Как известно, ток КЗ изменяется за время от его возникновения до отключения аппаратом защиты по достаточно сложной кривой [5]. В то же время следует учитывать, что в электроустановках напряжением до 1 кВ КЗ происходят на значительном удалении от источников питания. Поэтому можно считать сверхпереходный ток незатухающим и равным установившемуся значению, а время его действия - равным времени срабатывания устройства защиты от сверхтоков. Не учитывается также значение апериодической составляющей тока КЗ. При этом процесс

нагрева проводников рассматривается как адиабатический, т.е. без отдачи теплоты в окружающую среду [4]. Ток КЗ, протекая по проводникам, вызывает их дополнительный нагрев и вследствие этого повышение температуры токоведущих жил. Длительность действия тока КЗ, как правило, не превышает нескольких секунд. Поэтому для различных токоведущих частей и элементов электрических сетей при КЗ кратковременно допускаются более высокие температуры нагрева по сравнению с температурами, установленными для рабочего режима. Ниже приведены предельно допустимые температуры нагрева кабелей и изолированных проводов с медными и алюминиевыми жилами в соответствии с [1], °C:

- с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией.....150;
- с полиэтиленовой изоляцией.....120.

Согласно технической документации заводов-изготовителей предельно допустимый ток короткого замыкания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена определяются по формуле

$$I_k = K \cdot I_{1C} \quad , \quad (1)$$

где I_{1C} - допустимый односекундный ток короткого замыкания для кабелей, зависящий от материала проводника и сечения жилы (по данным завода-изготовителя), кА; K - поправочный коэффициент, позволяющий учитывать фактическую длительность короткого замыкания, рассчитываемый по формуле

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} \quad , \quad (2)$$

где t - продолжительность короткого замыкания, с.

С учетом (2) из выражения (1) можно определить предельно допустимый ток термической стойкости кабеля с изоляцией из вулканизированного полиэтилена как

$$I_k = \frac{I_{1C}}{\sqrt{t}} \quad . \quad (3)$$

Следовательно, условие термической стойкости для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена может быть представлено в виде соотношения

$$K \cdot I_{1C} \geq I_k \quad , \quad (4)$$

или

$$I_{1C} \geq \sqrt{t} \cdot I_k \quad . \quad (5)$$

Таким образом, в соответствии с современными требованиями для выбора кабелей необходимо знать действующее значение тока КЗ в начале каждой линии напряжением до 1 кВ и время его отключения t , которое определяется по рабочим время-токовым характеристикам устройств защиты (плавких предохранителей, автоматических выключателей и т.п.).

В действующей нормативно-технической литературе [2,3] нет прямых указаний о необходимости выбора сечений жил кабелей напряжением до 1 кВ с пластмассовой и резиновой изоляцией по термической стойкости. Однако согласно [3] для КЗ продолжительностью до пяти секунд можно рассчитать время t , в течение которого температура проводника возрастает от наибольшего допускаемого значения в нормальном режиме до предельно допустимой температуры в соответствии с [1] по следующему приближенному выражению

$$\sqrt{t} = C \cdot \frac{F}{I_k} \quad , \quad (6)$$

где F - площадь поперечного сечения проводника, мм²; I_k - действующее значение тока короткого замыкания, кА; C - расчетный коэффициент, зависящий от материала жил проводника и его изоляции, $A \cdot c^{0.5} / мм^2$.

В соответствии с [3] расчетный коэффициент C имеет следующие значения:
 $115A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией, а также для соединений медных проводников, выполненных пайкой;
 $74A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией;
 $135A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена;
 $87A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией (в том числе с изоляцией из бутиловой и этиленпропиленовой резины) и с изоляцией из сшитого полиэтилена;

Из формулы (5) для кабеля можно найти предельно допустимый ток короткого замыкания

$$I_k = \frac{C \cdot F}{\sqrt{t}}, \quad (7)$$

а также минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости:

$$F = \frac{I_k \cdot \sqrt{t}}{C}. \quad (8)$$

Формулу (7) можно представить в виде:

$$F = \frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t}}{C}. \quad (9)$$

Так как тепловой импульс тока короткого замыкания $B_k = I_k^2 \cdot t$, то тогда

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (10)$$

Расчеты тока термической стойкости, выполненные по формулам (3) и (7) для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, дают практически одинаковые результаты. Погрешность расчетов не превышает 4%, возрастающая с увеличением площади сечения токоведущей жилы кабеля. При этом ток термической стойкости кабелей по данным заводов-изготовителей, определяемый по формуле (3), оказывается несколько выше, нежели рассчитанный по выражению (7) в соответствии с [3].

На основе расчетов по формуле (7) построены характеристики термической стойкости для кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией с разными сечениями жил, представляющие собой номограммы для выбора кабелей напряжением до 1 кВ по режиму КЗ. Такая номограмма, упрощающая выбор кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией по условию термической стойкости, приведена на рис. 1. Применение номограмм не требует дополнительных расчетов, ускоряет и упрощает проверку силовых кабелей по условию нагрева при КЗ.

Пример. Произведем выбор сечения жил кабеля на напряжение до 1 кВ с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена для следующих исходных данных: действующее значение тока КЗ в начале линии $I_k = 5$ кА, время действия устройства защиты $t = 0,5$ с.

По формуле (5) определим значение односекундного тока КЗ: $I_{1C} \geq 5 \cdot \sqrt{0.5} = 3,53$ кА. Выбираем по таблице 1 ближайшее большее значение допустимого односекундного тока короткого замыкания кабеля $I_{1C} = 4,18 \text{ кА}$, которому соответствует сечение жилы 50 мм^2 . Для определения термически стойкого сечения жил кабеля с использованием номограммы (рис. 1) проведем параллельно осям координат прямые, соответствующие

значениям исходных данных по оси абсцисс 5 кА, а по оси ординат 0,5 с. В месте их пересечения получим точку, по которой можно определить сечение жилы – 50 мм².

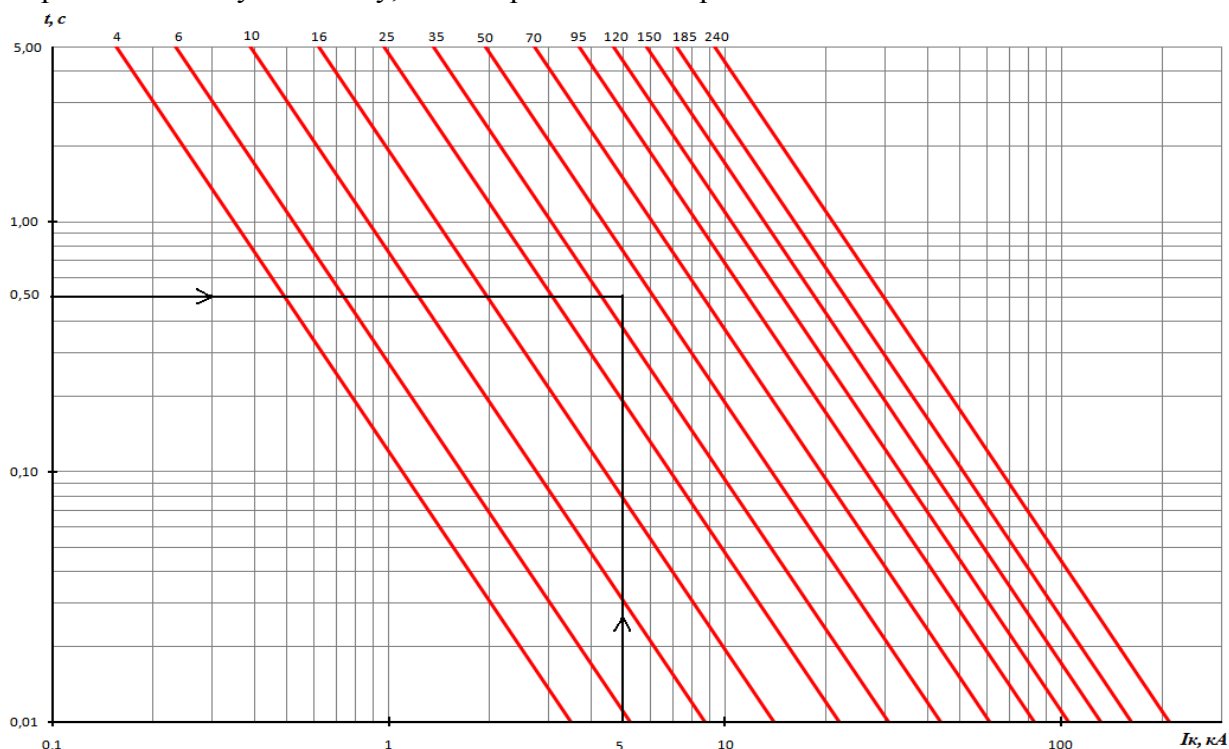


Рис. 1. Допустимый ток короткого замыкания кабелей на напряжение до 1 кВ с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выводы

1. Показана необходимость выбора кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией, применяемых в электроустановках напряжением до 1 кВ, по термической стойкости при коротком замыкании.

2. Выбор сечений жил кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена по термической стойкости можно производить как по допустимым односекундным токам короткого замыкания, которые задаются производителями кабельной продукции, так и в соответствии с ГОСТ 30331.5-95.

3. Получены номограммы, которые могут использоваться для проверки на термическую стойкость силовых кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е издание переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
2. Электроустановки зданий. Ч.4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. ГОСТ 30331.3-95 (МЭК 364-4-41-92).
3. Электроустановки зданий. Ч.4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока. ГОСТ 30331.5-95 (МЭК 364-4-43-77).
4. Тульчин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
5. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: «Энергия», 1970 – 520 с.

УДК 621.311.6.03

Высшие гармоники и основные способы их уменьшения в системах электроснабжения

Разумчик П.В.

Научный руководитель Радкевич В.Н., к.т.н., доцент.

На промышленных предприятиях широко применяются электроприемники, вольт-амперные характеристики которых нелинейны. Эти электроприемники потребляют из сети несинусоидальные токи при подведении к их зажимам синусоидального напряжения. Несинусоидальные токи, проходя по элементам сети, создают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов и приводят к искажениям формы кривой напряжения в узлах электрической сети [1-4].

Несинусоидальные кривые токов и напряжений можно рассматривать как сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности простых гармонических колебаний различных частот. Известно, что всякая периодическая функция $f(\omega t)$, удовлетворяющая условиям Дирихле (являющаяся ограниченной, кусочно-непрерывной, имеющая на протяжении периода ограниченное число экстремальных значений), может быть представлена тригонометрическим рядом Эйлера-Фурье:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos(k\omega t) + b_k \sin(k\omega t)), \quad (1)$$

где A_0 - постоянная составляющая (нулевая гармоника); k - номер гармоники; a_k, b_k - коэффициенты ряда Эйлера-Фурье, $\omega = \frac{2\pi}{T}$ - основная частота, T - период несинусоидальной периодической функции.

При $k=1$ из выражения (1) определяется гармоника, называемая первой или основной. Остальные члены ряда ($k>1$) называют высшими гармониками.

Рассмотрим высшие гармоники в трехфазных цепях и их классификацию.

Пусть для фазы A k -я гармоника напряжения определяется по формуле

$$u_{Ak} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k), \quad (2)$$

где U_{km} - максимальное значение (амплитуда) напряжения k -й гармоники, φ_k - угол начальной фазы k -й гармоники.

Тогда с учетом, что $\omega t = 2\pi$, для k -х гармонических напряжений фаз B и C соответственно можно записать:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}k); \quad (3)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}k). \quad (4)$$

Всю совокупность гармоник k от 0 до ∞ можно распределить по трем группам в зависимости от их порядковых номеров. В первую группу входят гармоники с порядковыми номерами

$$k = 3n + 1, \quad (5)$$

где n - последовательный ряд чисел $(0, 1, 2, 3, \dots)$.

Гармоники данной группы образуют симметричные системы напряжений, последовательность которых соответствует последовательности фаз первой гармоники,

т.е. они образуют симметричные системы напряжений прямой последовательности. Действительно,

$$u_{Bk} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}(3n+1) \right) = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3} \right); \quad (6)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}(3n+1) \right) = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3} \right). \quad (7)$$

Ко второй группе относятся высшие гармоники с порядковыми номерами, определяемыми по выражению

$$k = 3n + 2. \quad (8)$$

Для этих гармоник имеют место такие соотношения:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}(3n+2) \right) = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3} \right); \quad (9)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}(3n+2) \right) = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3} \right). \quad (10)$$

Следовательно, гармоники данной группы образуют симметричные системы напряжений обратной последовательности.

Третью группу составляют гармоники, у которых порядковый номер $k = 3n$. Для этих гармоник справедливы следующие зависимости:

$$u_{Bk} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k - \frac{2\pi}{3}3n \right) = U_{km} \sin (k\omega t + \varphi_k); \quad (11)$$

$$u_{Ck} = U_{km} \sin \left(k\omega t + \varphi_k + \frac{2\pi}{3}3n \right) = U_{km} \sin (k\omega t + \varphi_k). \quad (12)$$

Таким образом, векторы напряжений данной группы во всех фазах в любой момент времени имеют одинаковые модули и направления, т.е. эти гармоники образуют системы нулевой последовательности.

Рассмотрим основные источники высших гармоник тока и напряжения на промышленных предприятиях [1-4]:

1. Вентильные преобразователи.

Токи, потребляемые из сети вентильными преобразователями, помимо основной гармоники, содержат ряд гармоник более высоких порядков, номера которых определяются выражением [3]

$$k = pn \pm 1, \quad (13)$$

где p – число фаз выпрямления, n – натуральный ряд чисел.

В амплитудных спектрах первичных токов преобразователей содержатся как канонические гармоники ($k = 5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$), номера которых определяются по формуле (2), так и аномальные гармоники ($k = 2, 3, 4, 6, 8, 10, \dots$). Амплитуды аномальных гармоник, по сравнению с амплитудами канонических гармоник, как правило, невелики.

2. Дуговые электрические печи.

Уровень 5, 7, 11 и 13-й гармоник тока, генерируемых дуговыми электропечами невелик, а вот 2, 3, 4, 6-я гармоники значительно ощутимы. Эквивалентное действующее значение токов высших гармоник в токе печи за счет аномальных гармоник возрастает в 1,8-2 раза.

3. Установки дуговой и контактной электросварки.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения установок дуговой и контактной сварки определяется в основном 5, 7, 11, 13-й гармониками.

4. Газоразрядные лампы.

Токи 3-й и 5-й гармоник газоразрядных ламп составляют 10 и 3 % от тока 1-й гармоники. Эти токи совпадают по фазе в соответствующих линейных проводниках сети и, складываясь в нулевом рабочем проводнике сети 400/230 В, обуславливают ток в нем, почти равный фазному току (или даже больше фазного). Остальными гармониками для газоразрядных ламп можно пренебречь.

В результате необратимых физико-химических процессов, протекающих под воздействием полей высших гармоник, а также повышенного нагрева токоведущих частей из-за высших гармоник, в электроустановках наблюдаются следующие негативные последствия [1,2,4]:

- ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, кабелей;
- ухудшение коэффициента мощности электроприемников;
- ухудшение или нарушение работы устройств автоматики, телемеханики, компьютерной техники и других устройств с элементами электроники;
- увеличение погрешности измерений индукционных счетчиков электроэнергии, которые приводят к неполному учету потребляемой электроэнергии;
- перегрев и разрушение нулевых рабочих проводников кабельных линий вследствие их перегрузки токами третьей гармоники;
- ухудшение условий работы батарей конденсаторов;
- сокращение срока службы электрооборудования из-за интенсификации теплового и электрического старения изоляции;
- дополнительные потери в трансформаторах, которые могут привести к значительным потерям электроэнергии;
- выход из строя трансформаторов вследствие перегрева;
- необоснованное срабатывание предохранителей и автоматических выключателей вследствие дополнительного нагрева внутренних элементов защитных устройств;
- нарушение работы вентильных преобразователей при высоком уровне высших гармонических составляющих.

Существуют следующие способы подавления высших гармоник тока, такие как:

1. Включение линейных дросселей.

Простейшим способом снижения уровня генерируемых нелинейными нагрузками высших гармоник тока во внешнюю сеть является последовательное включение линейных дросселей. Такой дроссель имеет малое значение индуктивного сопротивления на основной частоте 50 Гц и значительные величины сопротивлений для высших гармоник, что приводит к их ослаблению.

2. Применение пассивных фильтров.

Применение последовательно включенных линейных дросселей в ряде случаев не позволяет уменьшить гармонические искажения тока до желаемых пределов. В этом случае целесообразно применение пассивных LC-фильтров, настроенных на определенный порядок гармоник.

3. Применение специальных разделительных трансформаторов.

Разделительный трансформатор с обмотками "треугольник-звезда" позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке.

4. Применение магнитных синтезаторов.

Магнитный синтезатор обеспечивает защиту нагрузки от различных искажений напряжения питания, в частности, от провалов и импульсов напряжения, импульсных и высокочастотных помех, наличия высших гармоник, вызывающих искажения синусоидальной формы входного напряжения.

5. Применение активного кондиционера гармоник (АКГ).

Принцип действия активного кондиционера гармоник основан на анализе гармоник тока нелинейной нагрузки и генерировании в распределительную сеть таких же гармоник тока, но с противоположной фазой. Как результат этого, высшие гармонические составляющие тока нейтрализуются в точке подключения АКГ. Это означает, что они не распространяются от нелинейной нагрузки в сеть и не искажают напряжения первичного источника энергии.

6. Улучшение формы кривой сетевого тока.

Этого можно достичь компенсацией высших гармоник магнитного потока трансформатора преобразователя наложением высших гармоник на токи обмоток трансформатора или обеспечением специальных законов управления преобразователями.

7. Увеличением числа фаз преобразователей.

8. Рациональным построением схемы электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее распространенными средствами уменьшения влияния высших гармоник являются применение трансформаторов преобразователей с повышенным напряжением 110-330кВ, питание нелинейных нагрузок от отдельных трансформаторов, подключение параллельно нелинейным нагрузкам синхронных и асинхронных электродвигателей

Вывод

Знание физических процессов возникновения высших гармоник тока и напряжения в сетях электроснабжения, источников возникновения высших гармоник, их негативного влияния на потребители электроэнергии и электрическую сеть, существующих методов борьбы с высшими гармониками позволяет сформировать аспект проблемы и, при правильном подходе и разностороннем анализе, наметить пути ее коренного решения.

Литература

1. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет, 2004, – 214с.
2. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336с.
3. Основы теории цепей/ Г.В.Зевеке, П.А.Ионкин, А.В.Нетушил, С.В.Страхов. –М.: Энергия, 1975. – 752с.
4. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472с.

УДК 621.311

Потери энергии в электрических сетях и мероприятия по их снижению

Ю.И. Блястик, О.А. Лодова

Научный руководитель Л.В. Прокопенко, старший преподаватель

Проблема снижения потерь электроэнергии в системах электроснабжения становится все более актуальной в связи с повышением затрат на энергоресурсы.

Большая часть электрической энергии до потребления ее приемниками передается по сетям четырех- пяти номинальных напряжений. При этом потери энергии в сети каждого номинального напряжения (линия-трансформатор), как показывают расчеты, составляют 2-3% и в целом при передаче энергии до потребителя – 10-12%. Эта величина потерь, обычно называется техническими потерями.

По экспертным оценкам величина технических потерь в электрических сетях должна и может составлять 4-5% [1]. Для снижения технических потерь должны широко применяться специальные мероприятия:

- 1) регулирование режимов работы электрических сетей на основе применения оптимизационных методов;
- 2) замена перегруженного и недогруженного оборудования и ввод в работу энергосберегающего оборудования электрических сетей;
- 3) выбор мощности и числа трансформаторов, рационального режима их работы, исключение холостого хода при малых нагрузках;
- 4) широкое использование РПН трансформаторов;
- 5) применение регулируемых компенсирующих устройств, имеющих возможность выдачи и потребления реактивной мощности;
- 6) сокращение сроков ремонта оборудования сетей и выполнение ремонтных работ под напряжением;
- 7) параллельное включение парных линий;
- 8) уменьшение активного и индуктивного сопротивления шинопроводов путем правильного расположения шин и конфигурации шинного пакета, применение спаренных фаз или бифиляра;
- 9) регулирование графиков нагрузки;
- 10) применение наиболее экономичной светотехнической арматуры и рациональных источников света, в первую очередь люминесцентных ламп.

Кроме технических потерь энергии в электрических сетях имеются коммерческие потери. Коммерческие потери обусловлены погрешностями системы учета электроэнергии, хищением электроэнергии, неплатежами за потребленную и т.п. Коммерческие потери по величине могут превышать технические потери.

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ.

Однако эффективное внедрение АСКУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

Очень важное значение на стадии внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях имеет так называемый «человеческий фактор», под которым понимается:

- 1) обучение и повышение квалификации персонала;
- 2) мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- 3) связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

Литература

1. Бохмат И.С, Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. – "Электрические станции", 1998, №9.

УДК 621.311

Область применения сухих трансформаторов

Геращенко В.Л.

Научный руководитель Трифонова О.А.

Большая разветвленная сеть электроснабжения в нашей стране включает в себя огромное число понизительных подстанций и трансформаторных пунктов. Уровень напряжения 0,4 - 0,6 кВ является характерным для наиболее массовых потребителей внутрицеховых сетей. При передаче и распределении энергии самый распространенный уровень напряжения в Беларуси 1-20 кВ с суммарной мощностью около 7,5 ГВА. Из-за большой степени износа сетей нарушается энергоснабжение потребителей. При регламентированном сроке службы трансформаторного оборудования 25 лет, реальный срок их работы составляет зачастую свыше 40 лет. Надежность электроснабжения определяется в существенной мере техническим уровнем трансформаторного оборудования. Очевидна необходимость планомерной замены стареющего трансформаторного оборудования, технического перевооружения и реконструкции сетей.

Преимущества сухих трансформаторов.

Структура энергоснабжения внутри большинства предприятий сформирована в советское время и содержит значительную долю масляных трансформаторов. Происходящая в последнее время перестройка производственных мощностей предприятий связана с заменой станочного парка, с переходом на новые энергосберегающие технологии и требует зачастую замены систем цехового энергоснабжения предприятий. Это и определяет потребность производства новых трансформаторов на напряжение 3-10 кВ мощностью до 1600 кВА.

Отказ от применения масляных трансформаторов и замена их на сухие дает возможность размещать понизительные трансформаторные пункты максимально близко к потребителям низкого напряжения. А это, даже при больших начальных капиталовложениях в сухие трансформаторы, позволяет экономить электроэнергию за счет снижения потерь в кабельных сетях низкого напряжения. Кроме того, нет необходимости в организации маслоприемника, снимаются количественные ограничения на расположение трансформаторов в одной камере, появляются более широкие возможности размещения трансформаторов по различным этажам здания. Это в какой-то степени отражает общую тенденцию распределения электроэнергии в сетях на более высоком уровне напряжений.

При сооружении новых распределительных сетей преимущества сухих трансформаторов становятся более очевидными. Их применение обеспечивает снижение затрат на строительство, поскольку:

- нет опасности утечки масла;
- обычно габариты и масса сухих трансформаторов меньше аналогичных по мощности масляных;
- сухие трансформаторы могут располагаться существенно ближе к потребителям, чем масляные.

Обычное промышленное использование трансформаторов характеризуется достаточно длительными нагрузками в течение рабочего дня с пиками потребления. Потери электроэнергии в трансформаторе под нагрузкой увеличиваются пропорционально квадрату тока и, следовательно, становится невыгодно использовать трансформаторы с большими перегрузками по току или при длительных режимах близких к номинальному. Это вызывает необходимость выбора трансформаторов с

запасом мощности 20-25%. В таком случае сокращается количество типоразмеров трансформаторов в сетях. А значит, в свою очередь, становятся проще организация резервирования питания потребителей, обслуживание и ремонт трансформаторов. В результате (и это становится особенно важным при росте стоимости электроэнергии),

Сухие трансформаторы по технологии "монолит".

На заводах Беларуси и СНГ была широко освоена для производства двигателей и сухих трансформаторов технология "монолит", которая достаточно хорошо себя зарекомендовала за многолетний период ее использования.

Электропрочность обмоток сухих трансформаторов обеспечивается применением соответствующей изоляции проводов. Механическая прочность конструкции достигается благодаря использованию бандажных лент, гарантирующих монолитность после пропитки лаками и последующим запеканием. Правда, после пропитки несколько снижается электропрочность изоляции, но из-за разнесения функций обеспечения изоляции и механической жесткости на разные материалы, такая технология дает возможность длительной эксплуатации оборудования при циклических тепловых нагрузках без снижения электрических характеристик изоляции.

Сухие трансформаторы с литой обмоткой.

В последнее время появились сухие трансформаторы с литой обмоткой. В них механическая жесткость конструкции обмотки обеспечивается технологией ее изготовления. Применение специальных наполнителей позволило существенно улучшить механические, теплопроводящие и противопожарные свойства трансформаторов с литой изоляцией.

Однако, поскольку масса изоляционного материала в конструкции литой обмотки существенно больше, а так же из-за имеющихся неоднородностей материала при вакуумной пропитке, увеличивается вероятность возникновения частичных разрядов.

Большая толщина изоляции создает определенные проблемы и с охлаждением обмотки высокого напряжения. Кроме того, чаще возникают механические напряжения в изоляции при перепаде температур обмотки и воздуха. Это особенно важно учитывать при работе в тяжелых климатических условиях и резко переменных нагрузках. При низких температурах окружающей среды (ниже -25 °C) в изоляции на основе эпоксидных смол наблюдаются деструктивные изменения, что делает невозможным использование таких трансформаторов для работы в морозном климате.

Литая обмотка дает возможность в тех же габаритах получить трансформаторы для использования в сетях с более высоким уровнем напряжения. В будущем трансформаторы с такой технологией изготовления можно будет успешно применять при переходе распределения энергии на более высокий уровень напряжения 35 кВ.

Сухие трансформаторы с открытой обмоткой.

В отличие от трансформаторов с жидким диэлектриком или литой изоляцией, в сухих трансформаторах с открытой обмоткой, пропитанной под вакуумом полиэстерными смолами, частичные разряды не возникают из-за малой массы и толщины изоляции.

Изоляционные свойства проводников обмотки из стекло-шелка или номекса и твердые изоляционные материалы в виде специальных прессованных профилей (придающих одновременно и механическую жесткость конструкции) обеспечиваются изоляционные свойства трансформатора.

При использовании изоляционных профилей и высокопрочных изоляторов из фарфора, в конструкции трансформатора формируются вертикальные и горизонтальные каналы для охлаждения, что эффективно охлаждает обмотки.

Благодаря конвекционным потокам воздуха при охлаждении трансформатор устойчив к загрязнениям.

Слабая чувствительность изоляции к воздействию влаги и химическая инертность используемых материалов дают возможность использовать трансформаторы во влажных условиях и с химически агрессивной атмосферой. Высокие противопожарные свойства придает ему минимальное использование в конструкции горючих материалов.

Изоляционный цилиндр между обмотками обеспечивает надежную изоляцию между обмотками. Использование высокотемпературных изоляционных материалов и эффективное конвекционное охлаждение позволяют трансформаторам с сухой изоляцией работать при более высокой температуре, поэтому они оказываются меньше и легче трансформаторов с жидким диэлектриком.

Современные сухие трансформаторы обеспечивают уровень прочности изоляции такой же, как и трансформаторы с жидким диэлектриком, а по удобству в обслуживании и монтажу существенно их превосходят. Преимущества сухим трансформаторам дают новые изоляционные материалы, современные принципы конструирования и технологии изготовления.

Высокая механическая прочность гарантирует сейсмостойкость и вибрационную устойчивость этих аппаратов. Сухие трансформаторы с открытой обмоткой оптимальны для использования на атомных электростанциях и в подземных сооружениях, где необходима значительная устойчивость к вибрациям. Высокий уровень безопасности обеспечивает возможность использования таких трансформаторов с высокой рабочей температурой обмоток (класс Н 155 - 180 С) в районах высокого риска, в том числе в шахтах и взрывоопасных зонах.

Недостатки сухих трансформаторов.

Наряду с преимуществами по сравнению с масляными трансформаторами по условиям размещения имеется и недостаток. Перегрузочная способность «сухих» трансформаторов невелика и не превышает 5...10% в зависимости от времени перегрузки. Это вызывает необходимость установки «сухих» трансформаторов, рассчитанных на всю мощность нагрузки каждый. Соответственно в нормальном режиме установленная (трансформаторная) мощность используется неэффективно. Тем не менее «сухие» трансформаторы широко применяются при строительстве административных зданий, и их следует считать более предпочтительными, чем масляные трансформаторы.

Благодаря своим эксплуатационным качествам трансформаторы с сухой изоляцией постепенно должны заместить масляные трансформаторы внутрицеховых сетей.

УДК 621.311

Влияние ущерба от недоотпуска продукции на выбор потребителя-регулятора предприятия

Белько В.В.

Научный руководитель – АНИЩЕНКО В.А. д.т.н., профессор

Максимум получасовой средней электрической нагрузки промышленного предприятия может быть рассчитан статистическим методом по формуле [1]:

$$P_{\max} = P_{cp} + \beta\sigma, \quad (1)$$

где P_{cp} – среднее значение получасовой нагрузки предприятия в часы максимумов нагрузки энергосистемы; β – статистический коэффициент, определяющий ширину коридора неопределенности значений получасового максимума; σ – среднеквадратичное отклонение получасовых нагрузок.

Для промышленных предприятий с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше в Республике Беларусь используется двухставочный тариф. В общем случае при двухставочном тарифе выбор параметров β и $P_{\max}$ осуществляется по критерию минимума изменения среднесуточных суммарных затрат предприятия за сутки [2, 3]:

$$\Delta Z = \Delta\Pi_{\Sigma} + C = \Delta\Pi_1 + \Delta\Pi_2 + \Delta\Pi_3 + C = \min, \quad (2)$$

где $\Delta\Pi_{\Sigma}$ – среднесуточное суммарное изменение платы предприятия, в т.ч. $\Delta\Pi_1$ – изменение платы за заявленную договорную мощность $P_z = P_{\max}$; $\Delta\Pi_2$ – изменение платы (штрафа) за превышение этой мощности; $\Delta\Pi_3$ – изменение платы за потребленную электроэнергию; C – стоимость продукции, недоотпущенной предприятием из-за оперативного принудительного ограничения получасового максимума нагрузки предприятия в часы пиков нагрузки энергосистемы.

В случае, когда предприятие не ограничивает свою нагрузку, имеем $\Delta\Pi_3=0$ и $C=0$. Тогда критерий (2) принимает вид:

$$\Delta Z_1 = \Delta\Pi_1 + \Delta\Pi_2 = \min. \quad (3)$$

Величина $\Delta\Pi_1$ находится следующим образом:

$$\Delta\Pi_1 = \frac{a}{n}(P_{\max} - P_{cp}), \quad (4)$$

где a – основная (годовая) ставка двухставочного тарифа за один заявленный киловатт мощности в часы пиков нагрузки энергосистемы; n – число дней в году.

Величина $\Delta\Pi_2$ определяется с учетом штрафного коэффициента $k_{ш}$ за превышение заявленного максимума:

$$\Delta\Pi_2 = 2k_{ш} \frac{a}{n} \rho(P > P_{\max}) [P_{cp}^{yc} - P_{\max}], \quad (5)$$

где $\rho(P > P_{\max})$ – вероятность превышения текущей получасовой нагрузки P получасового максимума $P_{\max}$; P_{cp}^{yc} – среднее значение усеченной совокупности значений получасовой нагрузки, превышающих максимум.

При нормальном законе распределения нагрузки имеем [4]:

$$\rho(P > P_{\max}) = \frac{1}{2} - \Phi(u), \quad (6)$$

где $\Phi(u)$ – интеграл вероятностей имеет вид:

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u e^{-\frac{t^2}{2}} dt, \quad u = \frac{P_{\max} - P_{cp}}{\sigma}. \quad (7)$$

Величина P_{cp}^{yc} рассчитывается по формуле:

$$P_{cp}^{yc} = P_{cp} + \sigma^2 \varphi(u), \quad (8)$$

где $\varphi(u)$ – плотность одностороннего усеченного распределения:

$$\varphi(u) = \frac{1}{\sigma(1-\tau)} \varphi_n(u), \quad (9)$$

где $\varphi_n(u)$ – стандартизованная плотность нормального распределения:

$$\varphi_n(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}}, \quad (10)$$

τ – степень усечения, т.е. часть исходного распределения нагрузки, отброшенная при усечении:

$$\tau = \frac{1}{2} + \Phi(u). \quad (11)$$

Если предприятие ограничивает свое электропотребление с помощью потребителей-регуляторов, то $\Delta P_2=0$ и критерий оптимизации (2) принимает вид:

$$\Delta Z_2 = \Delta P_1 + \Delta P_3 + C = \min, \quad (12)$$

где ΔP_3 – суточное изменение платы за потребленную электроэнергию:

$$\Delta P_3 = b \cdot \rho(P > P_{\max}) \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (13)$$

где b – дополнительная ставка двухставочного тарифа; ΔW_{Σ} – суммарное суточное изменение электропотребления, определяемое следующим образом:

$$\Delta W_{\Sigma} = -\Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3. \quad (14)$$

Составляющие суммарного изменения электропотребления:

ΔW_1 – среднесуточное снижение электропотребления за время ограничения утреннего и вечернего максимумов нагрузки, равное площади, ограниченной реализацией случайной функции $P(t)$ выше уровня $P_{\max}$:

$$\Delta W_1 = \frac{2\sigma}{\sigma_v} \sqrt{2\pi} \left(\sigma + 2\pi(1-\tau) \varphi_n(u) [P_{cp} - P_{\max}] \right), \quad (15)$$

где σ_v – среднеквадратичное значение производной получасовой нагрузки, определяется из выражения [5]:

$$\sigma_v = \sqrt{-\frac{d^2 K(v)}{dv^2} \Big|_{v=0}}. \quad (16)$$

Полагая получасовую нагрузку дифференцируемой случайной функцией с корреляционной функцией вида:

$$K(v) = \sigma^2 e^{-\alpha|v|} (1 + \alpha|v|), \quad (17)$$

получаем $\sigma_v = \sigma \cdot \alpha$.

ΔW_2 – дополнительные среднесуточные затраты электроэнергии на восстановление технологического процесса после окончания ограничений получасового максимума:

$$\Delta W_2 = d \cdot \Delta W_1, \quad (18)$$

где d – доля электроэнергии, которая расходуется на восстановление технологического процесса.

ΔW_3 – среднесуточное повышение электропотребления в часы провалов нагрузки, компенсирующее его снижение в часы пиков нагрузки с восполнением недоотпущенной продукции:

$$\Delta W_3 = k \cdot \Delta W_1, \quad (19)$$

где k – доля снижения электропотребления, которая компенсируется его повышением в часы провалов нагрузки с соответствующим восполнением недоотпущенной продукции.

Стоимость продукции, недоотпущенной за сутки из-за ограничения максимумов нагрузки, определяется с учетом удельного ущерба y для данного производства:

$$C = (1-k) \cdot y \cdot \rho(P > P_{\max}) \cdot \Delta W_1. \quad (20)$$

Рассмотрим влияние ущерба от недоотпуска продукции на выбор потребителя-регулятора промышленного предприятия. Для этого определим суммарные затраты предприятия при отсутствии потребителей-регуляторов ΔZ_1 и при их наличии ΔZ_2 при вариации параметров y , d и k .

На рисунке 1 представлены результаты расчетов изменения суммарных затрат ΔZ_1 и ΔZ_2 при значениях основной ставки $a=244000$ руб./кВт, дополнительной ставки $b=188$ руб./кВт·ч, $n=365$ дней, $\sigma=200$ кВт, $k_{\text{ш}}=10$, $k=0$, $\alpha=10^{-4}$ с $^{-1}$, в зависимости от параметров y и d .

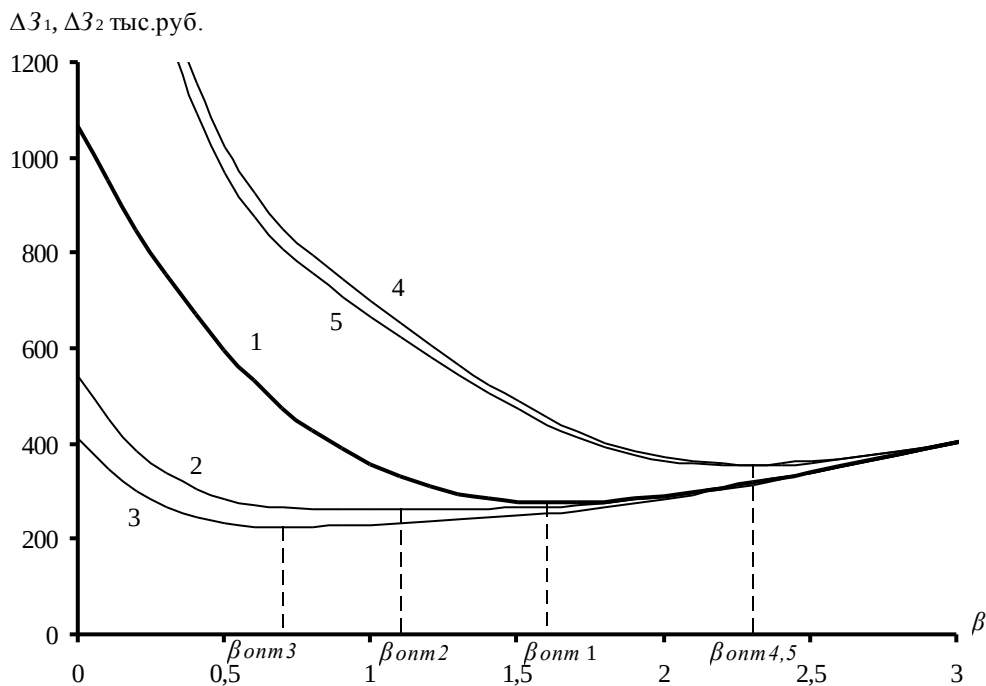


Рисунок 1. Суммарные затраты предприятия: 1 – ΔZ_1 ; 2,3 – ΔZ_2 при $y=200$ руб./кВт·ч и соответственно $d=0$, $d=0,5$; 4,5 – ΔZ_2 при $y=1500$ руб./кВт·ч и соответственно $d=0$, $d=0,5$.

Как видно из рисунка 1, с увеличением доли электроэнергии на восстановление технологического процесса d уменьшается оптимальное значение коэффициента $\beta_{\text{онм}}$ и соответственно уменьшается значение суммарных затрат ΔZ_2 .

На рисунке 2 приводятся результаты расчетов суммарных затрат ΔZ_1 и ΔZ_2 в зависимости от параметров y и k (при $d=0,5$). Как видно из рисунка 2, с увеличением доли снижения электропотребления k уменьшается оптимальное значение коэффициента $\beta_{\text{онм}}$. Данные на рисунках 1, 2 позволяют предприятию принять решение о целесообразности использования потребителей-регуляторов в зависимости от параметров d и k .

На рисунке 3 представлены оптимальные значения статистического коэффициента $\beta_{\text{онм}}$ при различных величинах d и k .

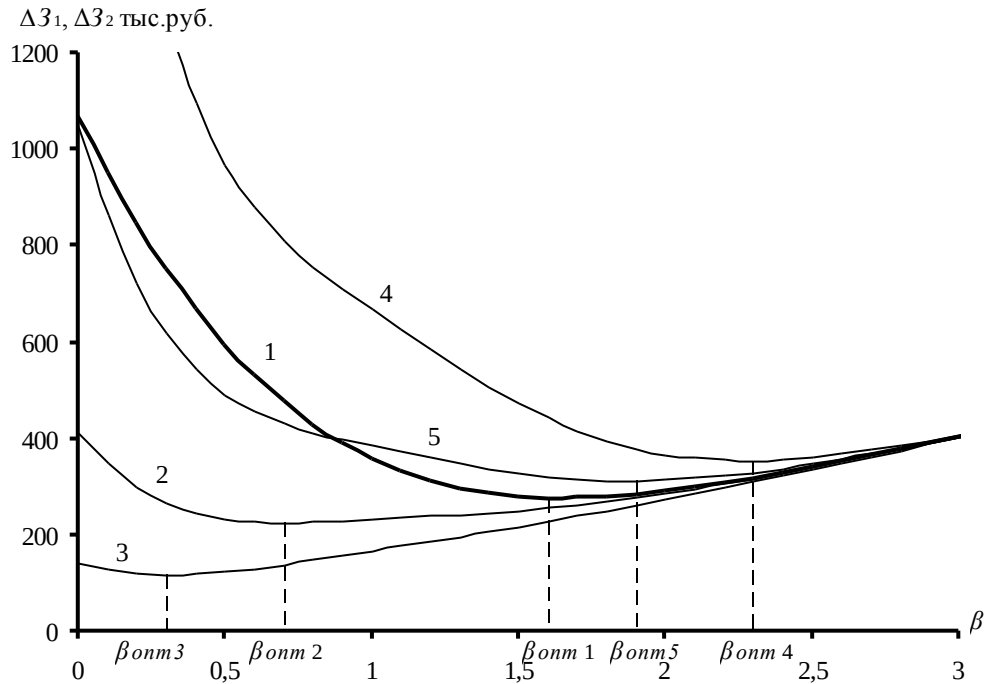


Рисунок 2. Суммарные затраты предприятия: 1 – ΔZ_1 ; 2,3 – ΔZ_2 при $y=200$ руб./кВт·ч и соответственно $k=0$, $k=0,5$; 4,5 – ΔZ_2 при $y=1500$ руб./кВт·ч и соответственно $k=0$, $k=0,5$.

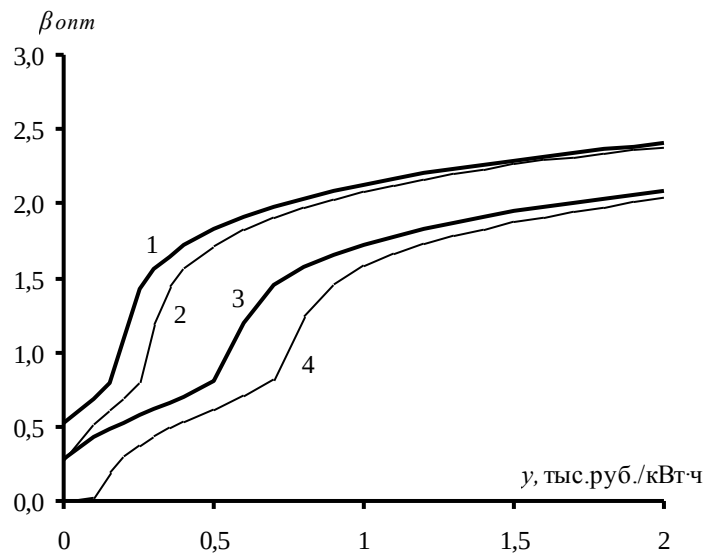


Рисунок 3. Оптимальный статистический коэффициент β_{optm} : 1 – при $d=0$, $k=0$; 2 – при $d=0,5$, $k=0$; 3 – при $d=0$, $k=0,5$; 4 – при $d=0,5$, $k=0,5$.

Согласно рисунку 3 при небольших значениях удельного ущерба y ($y \leq 0,5$ тыс. руб./кВт·ч) параметры d и k сильно влияют на величину β_{optm} , при увеличении y их влияние на β_{optm} резко снижается.

Приведенная методика позволяет решать вопрос о целесообразности использования потребителей-регуляторов и определять величину β_{optm} при их наличии.

Литература

1. Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.М. Клейн, Б.С. Мешель. – Ленинград: Энергия, 1971. – 264 с.
2. Белько, В.В. Определение получасового максимума нагрузки промышленного предприятия / В.В. Белько, В.А. Анищенко // Актуальные проблемы энергетики: Материалы 64-й научно-технической конференции студентов, магистрантов и аспирантов. – Мн.: БНТУ, 2009. – С. 184–186.

3. Анищенко, В.А. Оптимизация статистической оценки получасового максимума нагрузки промышленного предприятия / В.А. Анищенко, В.В. Белько // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений. – 2009. – №4. – С. 24–33.
4. Корн, Г., Корн, Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1968. – 720 с.
5. Свешников, А.А. Прикладные методы теории случайных функций. – М.: Наука, 1968. – 464 с.

УДК 621.32

Перспективы светодиодного освещения

Д. А. Гаврилович, О.Н. Перемотова

Научный руководитель: В.Б. КОЗЛОВСКАЯ, к.т.н., доцент.

В настоящее время появилась реальная перспектива широкого использования светодиодных источников света для организации внутреннего и наружного освещения, отличающихся по принципу действия и обладающих значительными достоинствами по сравнению с традиционными газоразрядными лампами.

В данный момент сконструированы светодиоды (СД) со световой отдачей более 80 лм/Вт, что приближается к значениям световой отдачи у наиболее экономичных люминесцентных ламп низкого давления [1].

Светодиод является полупроводниковым прибором, действие которого основано на явлении испускания фотонов, возникающем в области $p-n$ перехода. Излучающей основой являются гетероструктуры $InGaN/AlGaIn/GaN$, покрытые люминофором. Если к $p-n$ переходу приложить «прямое смещение», то через него потечет ток. После этого происходит рекомбинация носителей электрического заряда – электронов и «дырок», что способствует выделению энергии в виде излучения кванта света – фотона.

При включении СД в цепь необходимо соблюдать полярность. Включенное состояние он примет только при прямом включении, как показано на рисунке 2. При обратном включении СД «гореть» не будет. Более того, возможен выход из строя прибора при малых допустимых значениях обратного напряжения.

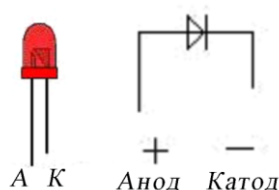


Рис. 1. Схема включения СД

Зависимости тока от напряжения при прямом (синяя кривая) и обратном (красная кривая) включениях показаны на вольтамперной характеристике СД [3]:

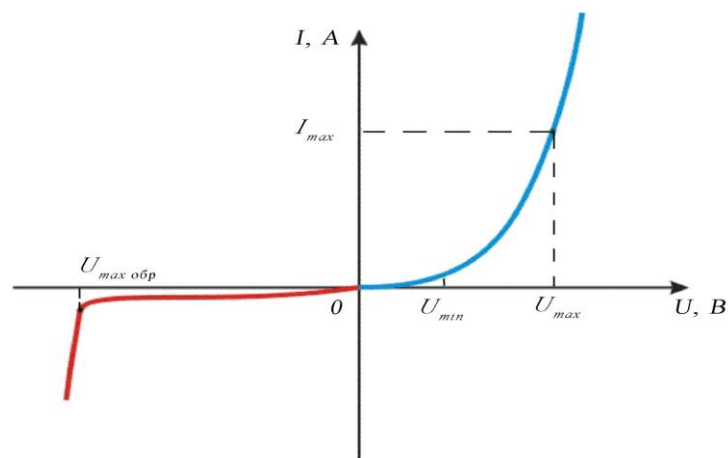


Рис. 2. Вольтамперная характеристика светодиода

Для каждого светодиода существуют допустимые максимальные (U_{max} и $U_{maxобр}$) и минимальное (U_{min}) значения напряжения питания, при котором наблюдается свечение светодиода. Чем выше напряжение, тем выше значение тока и тем выше яркость СД. Но при подаче напряжения свыше этих значений наступает электрический пробой, в результате которого СД выходит из строя. Диапазон питающих напряжений между U_{min} и U_{max} называется «рабочей» зоной.

Характер распределения света в пространстве в значительной степени определяется конструкцией светодиода. Узкая диаграмма направленности (рис. 3) обеспечивает большую силу света в осевом направлении, но небольшой угол обзора. При получении широкого угла обзора интенсивность излучения в осевом направлении снижается пропорционально углу излучения.

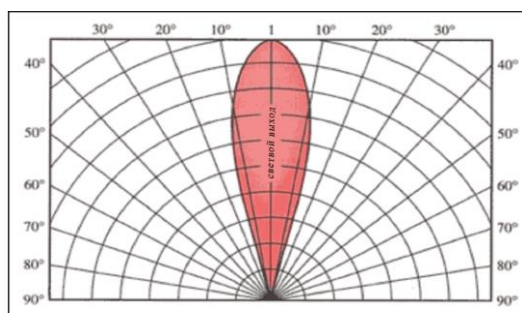


Рис. 3. Диаграмма направленности светодиодов

В системах освещения применяются мощные светодиоды, излучающие свет белого цвета. Существует три способа получения белого света от СД [4]. Первый – смешивание цветов по технологии *RGB* (с помощью трехполосных *Red-Green-Blue* люминофоров). На одной матрице плотно размещаются красные, голубые и зеленые СД, излучение которых смешивается при помощи оптической системы, например линзы. В результате получается белый свет. Второй способ: на поверхность СД, излучающего в ультрафиолетовом диапазоне, наносится три люминофора, излучающих, соответственно, голубой, зеленый и красный свет. И наконец, в третьем способе желто-зеленый или зеленый плюс красный люминофор наносятся на голубой СД, так что два или три излучения смешиваются, образуя белый или близкий к белому свет.

С появлением мощных белых СД стало возможным конструирование на их основе источников света для организации внутреннего и наружного освещения. Типичным примером мощного светодиода является *Lumileds K2*, конструкция которого представлена на рис. 4.

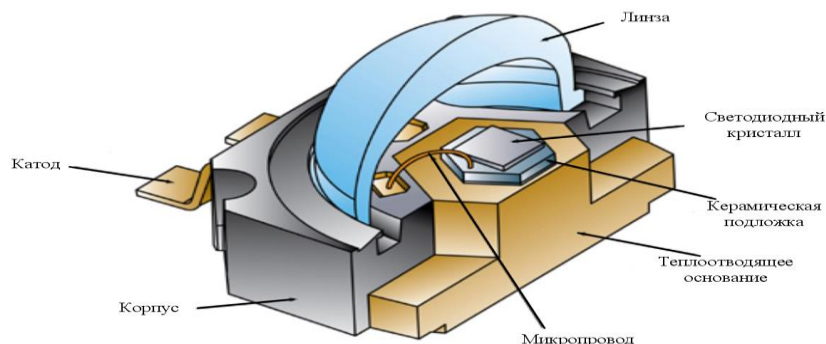


Рис. 4. Конструкции мощных светодиодов *Lumileds K2*

Светильник светодиодный подъездный 10 Вт (рис. 5) является одним из представителей светодиодных источников света для внутреннего освещения. Он предназначен для освещения предквартирных тамбуров, лестничных площадок жилых и административных зданий, а также для применения в качестве источников аварийного освещения. Этот светильник обеспечивает экономию электроэнергии и высокую надежность. Конструктивно содержит СД модуль и встроенный электронный балласт. Светодиодный модуль обеспечивает номинальное значение силы света 1500 мкд. Также данный светильник содержит встроенный фотоакустический датчик, обеспечивающий включение только при недостаточном освещении и внешнем шуме. За счет этого достигается существенная экономия электроэнергии [5].

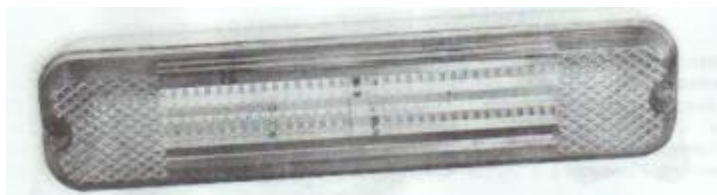


Рис.5. Светильник светодиодный подъездный 10 Вт

В процессе конструирования световых приборов, предназначенных для работы с СД, разработчики сталкиваются с решением следующих задач.

Во-первых, питание светодиодов осуществляется на постоянном токе и низком напряжении. В частности, для СД *Luxion I* номинальный ток составляет 350 мА. Компанией *Philips* разработаны источники стабилизированного постоянного тока (драйверы) серии *Xitanium*, предназначенные для работы в установках внутреннего и наружного освещения, с выходной мощностью в диапазоне от 12 Вт до 80 Вт.

Во-вторых, необходимо решить проблему отвода от СД избыточного тепла. При перегреве СД снижается их световой поток, меняется цвет излучения, резко сокращается срок службы. Для каждого типа СД существует предельная температура области *p-n*-перехода. В частности, для СД *Luxion I* она составляет 130 °С. Тепловая проблема решается уже при конструировании самого СД. Но и при разработке светильника решение задачи обеспечения оптимального теплового режима СД продолжается [6].

В-третьих, необходимо создать так называемое вторичное оптическое устройство, нужным образом перераспределяющее световой поток СД.

В-четвертых, поскольку одиночные СД имеют невысокий световой поток, для получения требуемых светотехнических характеристик светового прибора необходима интеграция в одной конструкции нескольких (от одного до нескольких десятков) СД. При этом обязательным является их соответствие требованиям по электро- и пожаробезопасности, защите от проникновения посторонних предметов, пыли и влаги, удобству монтажа и обслуживания.

Рассмотрим основные достоинства и недостатки СД. К несомненным их достоинствам следует отнести следующие:

- СД не имеют никаких стеклянных колб и нитей накаливания, что обеспечивает высокую механическую прочность и надежность (ударная и вибрационная устойчивость);
- СД не содержат экологически вредных веществ (ртути, газа и т.д.);
- отсутствие разогрева и высоких напряжений гарантирует высокий уровень электро- и пожаробезопасности;
- безынерционность делает СД незаменимыми, когда требуется высокое быстроедействие;

- небольшие габаритные газмеры;
- долговечность (срок службы может достигать 100 тысяч часов);
- относительно низкий потребляемый ток и электропотребление;
- большое разнообразие цветов излучения;
- возможность регулирования светового потока;
- СД излучает свет в узкой части спектра, его цвет чист, что особенно ценят дизайнеры, а УФ- и ИК-излучения, как правило, отсутствуют.

Существенными недостатками СД являются:

- достаточно высокая стоимость;
- малый световой поток от одного элемента;
- деградация параметров СД со временем.
- повышенные требования к питающему источнику.

Выводы:

1. Светодиоды являются более эффективными источниками светового излучения, чем традиционные источники света. Они также обладают высокой механической прочностью и длительным сроком службы.
2. За последние несколько лет в высокоразвитых странах светодиоды вышли на ведущие позиции при производстве светотехнических изделий для внутреннего и внешнего освещения, что говорит об их высокой энергоэффективности и экономической выгодности.
3. Многообразие цветовой гаммы светодиодов все больше и больше делает их конкурентоспособными на рынке светодизайна.
4. По мере развития технологии производства СД и снижении их стоимости можно прогнозировать широкое использование СД в системах освещения.

Литература:

4. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: справочник. – 2-е изд. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 271 с.
5. Светодиоды (LEDs) все еще популярны и продолжают совершенствоваться Часть 2 // Журнал о больших светодиодных экранах (интернет-журнал) [Электронный ресурс]. – 2003. – №7. – Режим доступа: http://www.screens.ru/rus/atv_systems_magazine/2003/7.htm – Дата доступа: 22.03.2009.
6. Светодиоды и их применение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: – <http://cxem.net/beginner/beginner54.php> – Дата доступа: 22.03.2009.
7. Светодиодная технология [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ledlight.com.ua/technology.html> – Дата доступа: 22.03.2009.
8. Барковский В.Д., Лякишева И.В., Степанов В.Н. Светильники со светодиодами и их применение. – «Светотехника», 2007. №3. – с. 27 – 32.
9. Rainbow technologies. Энергосберегающее освещение компоненты и изделия: справочник. – Минск, 2008. – 33 с.

УДК 621.318

Моделирование электрической дуги в контакторе постоянного тока с применением ПЭВМ

Белько В.В., Хверось А.Ю.

Научный руководитель – Сацукевич В.Н. к.т.н., доцент.

Электромагниты являются неотъемлемой частью электрических аппаратов. Особой областью применения электромагнитов являются электромагнитные механизмы. В них электромагниты используются в качестве привода для осуществления необходимого поступательного перемещения рабочего органа или поворота в пределах ограниченного угла, или для создания удерживающей силы. Примером подобных электромагнитов являются тяговые электромагниты, предназначенные для совершения определенной работы при перемещении тех или иных рабочих органов; электромагнитные замки; электромагнитные муфты сцепления и торможения; электромагниты, приводящие в действие контактные устройства в реле, контакторах, пускателях, автоматических выключателях; подъемные электромагниты; электромагниты вибраторов и т.п.

При работе коммутационных электрических аппаратов между их контактами может возникать электрическая дуга. Она усиливает износ контактов. По этой причине повышаются требования к материалам аппаратов и, соответственно, стоимостные показатели. При проектировании контактора возникает необходимость расчёта дугогасительного устройства (ДУ).

Одним из способов гашения дуги постоянного тока является её увеличение под воздействием магнитного поля до длины больше критической. При этом выполняется основное условие гашения дуги:

$$U_d > U_c - I \cdot R, \text{ где}$$

U_d - падение напряжения на дуге;

I - ток в цепи дуги, А;

R - активное сопротивление цепи между входными контактами аппарата, Ом;

U_c - напряжение коммутируемой цепи, В.

Электрическая дуга является своеобразным проводником с током, который может взаимодействовать с магнитным полем. Сила взаимодействия между током дуги и магнитным полем вытягивает дугу, создаётся так называемое магнитное дутьё. Контактёр постоянного тока содержащий ДУ с магнитным дутьём, создаваемым катушкой, включённой последовательно с дугой показан на рисунке 1.

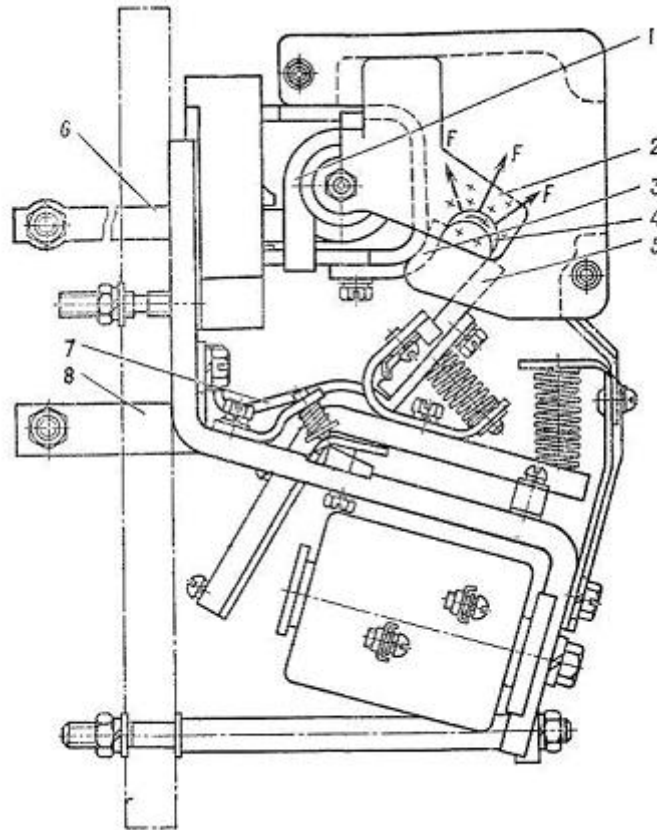


Рисунок 1. Контактор постоянного тока

Магнитное поле создаётся дугогасительной катушкой 1, включённой последовательно с коммутируемой цепью. Внутри катушки 1 размещён сердечник, соединённый с ферромагнитными полюсами в виде пластин 2. При протекании тока по катушке создаётся магнитное поле, направление которого указано крестиками. Это поле воздействует на дугу с силой F , направление которой указано стрелками. Ток протекает от входного контакта 6 по катушке 1, далее от неподвижного контакта 3 по электрической дуге 4 к подвижному контакту 5, гибкой связи 7 и выходному контакту 8. При размыкании контактов 3 и 5 между ними возникает сначала жидкий металлический мостик, а затем дуга 4. Магнитное поле, создаваемое катушкой, имеет напряжённость:

$$H = \frac{I \cdot w}{L}, \text{ А/см, где}$$

w - число витков дугогасительной катушки;

L - длина магнитной силовой линии, по которой замыкается поток дугогасительной катушки, см.

Скорость движения средней точки дуги можно вычислить по формуле [2]:

$$V_d = 41,2 \cdot \sqrt[3]{\frac{H^2 \cdot I}{(1 + 0,4 \cdot H^{0,3})^2}}, \text{ см/с.}$$

В процессе движения ствол дуги изменяет свою толщину. Зависимость диаметра дуги от скорости её движения и от силы тока отражает следующая формула [2]:

$$d_d = 1,12 \cdot \sqrt{\frac{I}{V_d + 20}}, \text{ см.}$$

Вытягивание дуги под действием магнитного дутья в момент времени t отражает величина H_d [2]:

$$H_{\partial(t)} = H_{\partial(t - \Delta t)} + V_{\partial(t)} \cdot \Delta t, \text{ см, где}$$

Δt - контрольный промежуток времени, с;

$H_{\partial(t - \Delta t)}$ - значение величины H_{∂} в момент времени $t - \Delta t$, см.

На основании вышеизложенных формул и на базе существующей компьютерной программы по расчёту магнитной системы контактора Contactor v3.0, была создана новая версия программы Contactor v.4.0. Данная программа позволяет смоделировать работу ДУ. Создан алгоритм, по которому определяются геометрические параметры (см. рис. 2) и существование дуги в произвольный момент времени. Погасание дуги происходит при достижении ею некоторой критической длины. Эта длина для токов до 100А может быть определена по эмпирической формуле [2]:

$$L_{\partial, \text{кр}} = 0,0042 \cdot U_{\text{ом}} \cdot \sqrt{I_{\text{ом}}}, \text{ см.}$$

Пользователь имеет возможность изучить процесс гашения дуги в динамике или ступенчато "подвигать" контакты. Это позволяет точно определить раствор контактов, необходимый для успешного дугогашения при заданных параметрах всей системы. Программа создана на языке программирования Visual Basic 6.0 для Windows 95/98 и выше. Представленная вашему вниманию версия продукта имеет удобный и красочный интерфейс, встроенную систему подсказок (по нажатию F1), поддерживает "горячие" клавиши. Программа разрабатывалась так, чтобы её пользователь имел возможность управления как при помощи компьютерной мыши, так и непосредственно с клавиатуры, производя при этом минимальное число нажатий.

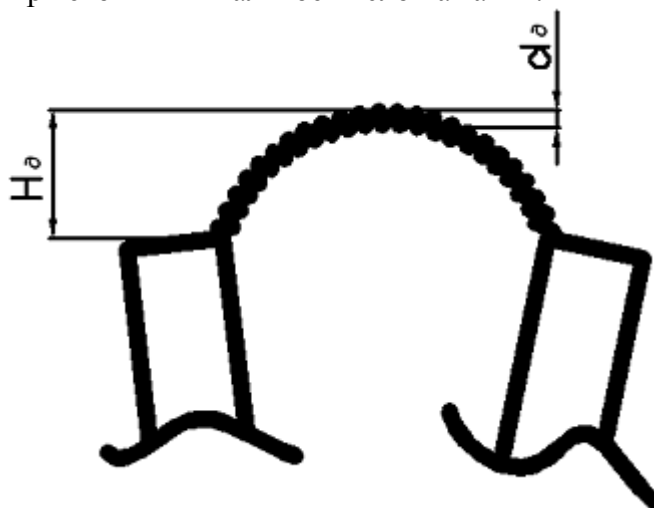


Рисунок 2. Геометрические параметры дуги

Чем больше ток, тем больше требуется длина дуги для её гашения. В процессе исследования дуги с использованием программы Contactor v.4.0 было замечено, что при малых токах около 5А дугу условия гашения дуги наихудшие. Это объясняется тем, что при малых токах используемая система последовательного включения дугогасительной катушки с дугой не создаёт достаточно сильного магнитного поля, необходимого для магнитного дутья. Однако при больших значениях тока (свыше 70А) магнитное поле быстро вытягивает дугу до критической длины, тем самым обеспечивая её погасание. Это способствует уменьшению износа рабочих поверхностей контактов.

Достоинство ДУ с последовательно включённой катушкой заключается в том, что при изменении направления тока меняет знак и магнитное поле. Сила, действующая на дугу, не изменяет своего направления. Ещё одним достоинством данной схемы является то, что через катушку проходит номинальный ток контактора. Катушка выполняется из провода большого сечения и падение напряжения на ней составляет доли вольт.

Наряду с достоинствами ДУ с последовательной катушкой имеют и недостатки. Это - недостаточно надёжное гашение дуги при малых токах (5-7А), большая затрата меди, нагрев контактов за счёт тепла в дугогасительной катушке.

Литература

1. Сливинская А.Г. Электромагниты и постоянные магниты: Учебное пособие для студентов вузов. М.: Энергия, 1972 – 248с.
2. Сахаров П.В. Проектирование электрических аппаратов (Общие вопросы проектирования): Учебное пособие для студентов электротехнических вузов. М.: Энергия, 1971 – 560с.
3. Чунихин А.А. Электрические аппараты (общий курс): Учебник для энергетических и электротехнических институтов и факультетов. М.: Энергия, 1975 – 648с.

УДК 621.313

Эффективность и перспективы строительства когенерационных установок

Хверось А.Ю.

Научный руководитель – д. т. н., профессор Анищенко В.А.

Республика Беларусь импортирует более 80% всех энергоресурсов при высоких мировых ценах на них. В связи с этим, [1] обязывает потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), независимо от форм собственности, рационально использовать ТЭР. Для снижения энергопотребления необходимо идти по пути рационализации энергетической системы предприятий, повышения энергетической эффективности отдельных агрегатов, более широкого использования вторичных энергоресурсов. Также необходимо создавать и внедрять в энергетике новые технологии. Одной из новых быстро развивающихся технологий является когенерация.

Суть когенерации заключается в производстве двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника. Таким образом, основным принципом когенерации является максимальное использование энергии первичного топлива (например, тепловой энергии, которая раньше выбрасывалась в атмосферу). Общий КПД электрической станции в режиме когенерации составляет 80-95% [2,3].

Теплофикационная (на Западе — когенерационная) технология энергообеспечения сегодня является одним из основных путей эффективного энергосбережения, принятым во всех развитых промышленных странах. В теплофикации последнего времени получило бурное развитие новое направление на основе применения газотурбинных и газомоторных установок в качестве высокотемпературных надстроек к теплогенерирующим и теплотехнологическим мощностям. Такие установки превосходят по эффективности паротурбинные, что и объясняет интерес к ним в мире. В качестве подтверждающего примера достаточно привести Германию, которая в настоящее время имеет когенерационные мощности только на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания суммарной мощностью более 7 тыс. МВт, т.е., образно говоря, имеет электрические когенерационные мощности по величине сравнимые со всей Белорусской энергосистемой. В США- мировом лидере по производству и потреблению электроэнергии на душу населения- принят закон, стимулирующий подобные работы, считающийся наиболее удачным энергетическим законом за всю историю США. Этот закон привел к тому, что за очень небольшой срок в этой самой электропроизводящей стране мира доля когенерационных мощностей достигла 30%. На государственном уровне в США принята программа дальнейшего развития мини- и малых ТЭЦ (распределенных энергоисточников). Россия еще в 1924 году предложила и воплотила впервые в мире идею комбинированного производства тепловой и электрической энергий. Закупая нефть по низким ценам, США эту идею игнорировали до энергетического кризиса 1973 г., когда мировые цены на нефть были повышены в 4-5 раз.

Рост когенерации в Европейском Союзе характеризуется крайним разнообразием и в масштабах и в сущности развития. Разнообразие объясняется различиями в истории, политических приоритетах, природных ресурсах, культуре и климате стран Союза, а также тесной связью когенерации со структурой и активностью рынка электроэнергии каждой конкретной страны.

Когенерация со временем все активней и активней внедряется практически всеми развитыми и активно развивающимися странами мира. Например, в США

принята программа, целью которой является удвоение к 2010 году существующих мощностей когенерации по сравнению с уровнем 1998 года. Согласно Cogen Europe (Европейской Ассоциации Когенерации), доля когенерации в производстве электроэнергии будет расти. Прогноз доли когенерации в производстве электроэнергии на 2010 год представлен на рисунке 1.

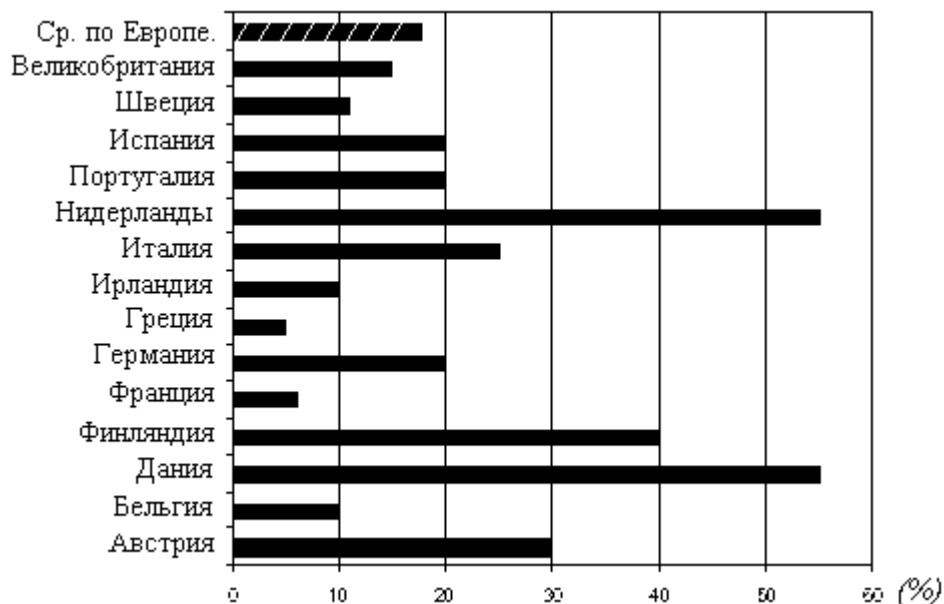


Рисунок 1. Прогноз доли когенерации на 2010 год

Недостатком существующих паротурбинных ТЭЦ в Белоруссии является использование морально и физически устаревшего оборудования и самих технологий. Вместе с тем, надо максимально использовать существующие теплофикационные ТЭЦ и, по возможности, сохранять их нагрузку. Любой отказ от использования тепловых мощностей существующих ТЭЦ должен быть обоснован.

На базе когенерационной технологии создаются мини-электростанции – мини-ТЭЦ. Эта электростанции представляют собой малые ТЭЦ, вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию. Технология когенерации позволяет получить более высокие значения КПД за счёт снижения потерь энергии. Ведь мини-ТЭЦ располагается в непосредственной близости к потребителю, а значит, отсутствуют те десятки процентов потерь, которые появляются при передаче тепла и электричества на дальние расстояния (как, например, от обычной ТЭЦ). Эффективность когенерационной технологии отражает таблица 1.

Таблица 1. Сравнение обычной энерготехнологии с когенерацией

Станция	Вырабатываемая энергия	КПД	
Раздельное производство тепловой (ТЭ) и электроэнергии (ЭЭ)			
КЭС	электрическая	29%	53,5%
Котельная	тепловая	78%	
Комбинированное производство ТЭ и ЭЭ на традиционных ТЭЦ			
ТЭЦ	электрическая + тепловая	61%	

Комбинированное производство ТЭ и ЭЭ на когенерационных установках		
Мини-ТЭЦ	электрическая + тепловая	88%

Таким образом, традиционные ТЭЦ и мини-ТЭЦ эффективней КЭС за счёт комбинированного производства электроэнергии и тепла, что позволяет увеличить эффективность использования первичного топлива. Значительное увеличение КПД производства энергии в масштабе страны кардинально снижает потребление природного газа, что обеспечивает следующие преимущества:

- уменьшение затрат на импорт газа;
- меньшие требования к газовой инфраструктуре.

Мини-ТЭЦ имеют следующие преимущества над обычными ТЭЦ большой мощности:

1. Более высокий КПД (до 88%) достигаемый за счёт более полного сжигания топлива, а также более глубокой утилизации тепла, получаемого при сгорании топлива и работе электрогенератора. Широко используемые в мини-ТЭЦ газопоршневые установки имеют примерно в 1,5 раза больший КПД, чем паротурбинные установки, используемые на традиционных ТЭЦ.

2. В несколько раз меньшие потери в электрических и тепловых распределительных сетях, поскольку мини-ТЭЦ располагаются в непосредственной близости от потребителей.

3. Повышенная надёжность снабжения электрической и тепловой энергией, т.к.:
а.) при аварии в энергосистеме обеспечивается автономная работа части или всех потребителей;
б.) тепло- и электропередающая сети имеют меньшую протяжённость и вероятность повреждения этих сетей значительно меньше.

4. Применение разнообразных топлив (см. таблицу 2).

Таблица 2. Анализ работы различных двигателей

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей (МВт*э)	Отношение тепло : электроэнергия	КПД эл.	КПД общий
Паровая турбина	любое (в т.ч. газы мусорных свалок, сточных вод, пиролизный газ и др.)	1 — 1000+	3:1 — 8:1	10-20%	до 80%
Газовая турбина	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут, пропан-бутан	0.25 — 300+	1.5:1 — 5:1	25-42%	65-87%
Парогазовая установка	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут, пропан-бутан	3 — 300+	1:1 — 3:1	35-55%	73-90%

Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, мазут	0.2 — 20	0.5:1 — 3:1 Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-45%	65-90%
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	газ, биогаз, керосин	0.003 — 6	1:1 — 3:1 Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-43%	70-90%

5. Экологические выгоды. Когенерация, используя первичное топливо в два-три раза эффективней традиционной энергетики, снижает выбросы загрязняющих веществ (оксида азота, двуокиси серы и летучих органических соединений) в 2-3 раза, в зависимости от конкретного случая. Также экологическая выгода будет в том, что свалки больших городов и очистные сооружения городской канализации при утилизации метана в малых и средних системах когенерации дадут не только дополнительную электроэнергию городу, но и примерно в 20 раз уменьшат загрязнение атмосферы по сравнению с его сжиганием.

6. Эффективное развитие оборудования и его высокое качество за счёт высокой конкуренции производителей мини-ТЭЦ.

7. Стратегическая безопасность. В разрезе борьбы с международным терроризмом: множество малых станций существенно менее уязвимы для террористических атак, чем одна крупная электростанция.

На основании вышеизложенных данных можно сделать выводы, что в Республике Беларусь вполне может развиваться малая энергетика при научном подходе к обоснованию предельных затрат, удельных капитальных вложений, удельного расхода топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии и одной Гкал тепла, а также других показателей. Препятствиями для внедрения когенерационных технологий энергообеспечения предприятий являются требуемый объём инвестиций и отсутствие комплекса нормативно-правовой базы. Вместе с тем в рамках существующих энерготехнологий и структуры промышленного производства этот путь остаётся одним из немногих, если не единственным, обеспечивающим требуемое от энергетических служб снижение удельного энергопотребления и, главное, улучшение финансового состояния предприятий [4,5].

Литература

1. Закон Респ. Беларусь «Об энергосбережении» - Минск: ООО «ЮрСпектр»; Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. - 2006.
2. Мини-электростанции выходят в лидеры // Электроэнергетика – 2008. - №6. – С. 42-45.
3. Сысоева, С. Превращение в мини-ТЭЦ состоялось! // Энергетика Беларуси. – 2009. – №2(164). - С. 1-2.
4. Романюк, В.Н. Теплотехнологические системы преобразования вещества как база интенсивного энергосбережения // Главный энергетик. – 2008. - №2. - С. 8-12.
5. Ковалёв, Л.И. Выбор критерия эффективности при строительстве мини-ТЭЦ // Энергоэффективность. – 2008. - №3. – С. 10-12.

УДК 620.97

Перспективы развития солнечной энергетики в Республике Беларусь

Немкович А.С.

Научный руководитель Олешкевич М.М., к.т.н., доцент

Цель этой работы – получить приближенные значения некоторых технико-экономических показателей солнечной энергоустановки в климатических условиях РБ, и на основании полученных значений дать оценку экономической целесообразности использования такой установки в РБ.

Итак, солнечная электрическая станция (СЭС) – это установка для превращения солнечной энергии в электроэнергию [3]. По конструкции СЭС делятся на установки башенного и модульного типов. В СЭС башенного типа вся солнечная радиация, попадающая на отражающие элементы, концентрируется на одном тепловом приемнике. Модульные же системы komponуются из множества элементов, причем каждый содержит в себе и отражатель, и тепловой приемник. Все модули соединены между собой.

В ходе работы будут рассматриваться 3 типа СЭС:

- башенная СЭС термодинамического цикла;
- модульная СЭС термодинамического цикла;
- фотоэлектрическая СЭС;

Последний тип СЭС отличается от предыдущих тем, что выработка электроэнергии осуществляется по средствам прямого превращения, т.е. в процессе отсутствует рабочее тело, состояние которого периодически меняется при контакте с источниками имеющими различные температуры.

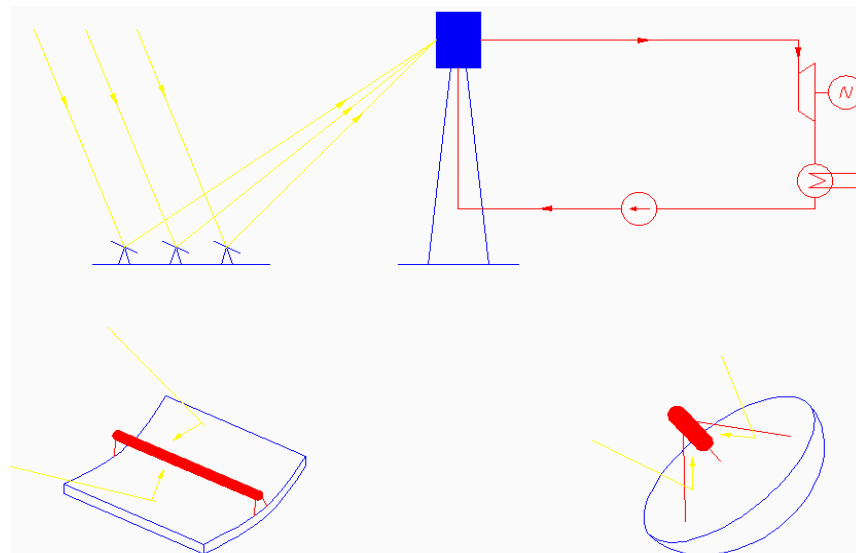


Рис.1 Схема башенной СЭС и некоторые возможные конфигурации концентраторов модульных СЭС.

Первым рассматриваемым показателем будет *срок окупаемости капитальных затрат*. При его расчете учтем стоимость потерь электроэнергии, ежегодные амортизационные отчисления и расходы на технический ремонт и обслуживание объекта. В общем виде выражение можно записать:

$$\tau = \frac{K + I}{C_w \cdot W}, \quad (1)$$

где K - капитальные затраты на объект;

I - ежегодные издержки;

C_w - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

W - электроэнергия, выработанная установкой:

$$W = S_0 \cdot \eta_{np} \cdot \sum_{i=1}^{12} H_i \cdot k_{Ti}, \quad (2)$$

где S_0 - рабочая поверхность приемника;

η_{np} - КПД преобразования солнечной энергии в электроэнергию;

k_{Ti} - среднее значение индекса ясности для i -го месяца;

H_i - среднее значение месячной облученности за i -й месяц – полная энергия солнечного излучения, которая приходится на единицу поверхности за месяц [2]:

$$H_i = \frac{2 \cdot N_i}{\pi} \cdot G_{\max_i} \cdot k_i, \quad (3)$$

где k_i - количество суток в i -м месяце;

N_i - средняя продолжительность светового дня i -го месяца:

$$N_i = 0,133 \cdot \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi) \cdot \operatorname{tg}(\delta_i)),$$

(4)

δ_i - угол склонения Солнца в i -й расчетный период;

φ - географическая широта рассматриваемой местности;

$G_{\max_i}$ - максимальное значение плотности потока солнечного излучения i -го месяца.

Плотность потока солнечного излучения в различные времена года в практически ясные дни приближенно можно аппроксимировать функцией вида (рис.2) [1]:

$$G_i = G_{\max_i} \cdot \sin\left(\pi \cdot \frac{t_{ng}}{N_i}\right), \quad (5)$$

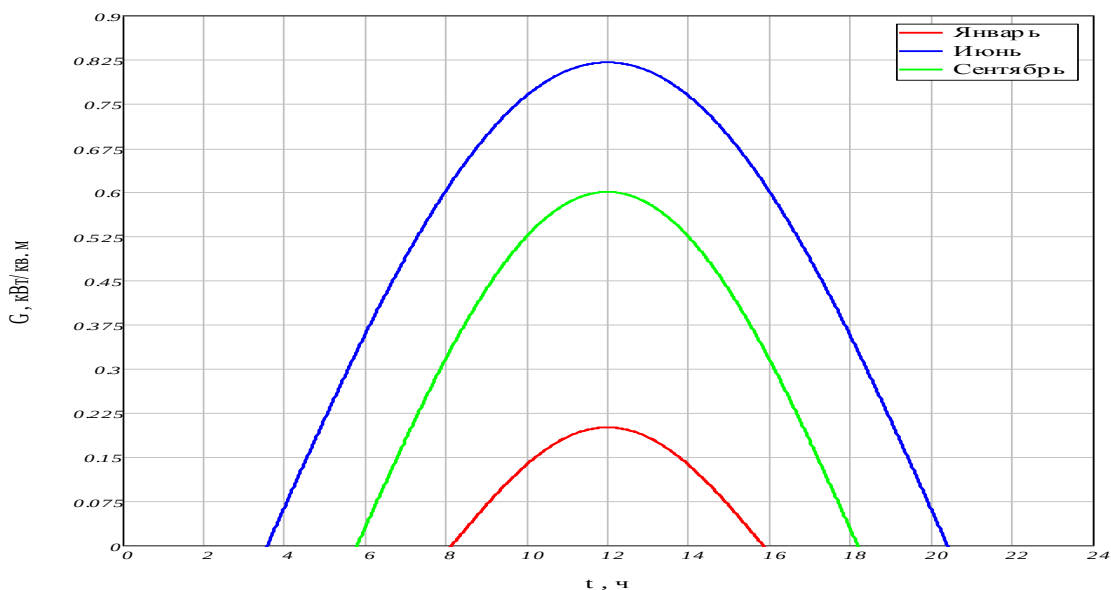


Рис.2 Облученность горизонтальной поверхности (ясный день)
Преобразовав выражение (1), получим:

$$\tau = \frac{C_K \cdot P_H + (p_a + p_{про}) \cdot C_K \cdot P_H + \Delta W \cdot \beta}{C_W \cdot W}, \quad (6)$$

где C_K - удельные капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности;

$p_a, p_{про}$ - коэффициенты учитывающие ежегодные амортизационные отчисления и отчисления на технический ремонт и обслуживание объекта;

$\Delta W \cdot \beta$ - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

P_H - номинальная мощность установки:

$$P_H = G_{\max} \cdot K_{T\max} \cdot S_0 \cdot \eta_{пр}, \quad (7)$$

В результате расчета согласно (1) - (7) были получены следующие результаты:

А) для башенной СЭС: $\tau_1 = 17,8 \text{ лет}$;

Б) для модульной СЭС: $\tau_2 = 20,8 \text{ лет}$;

В) для фотоэлектрической СЭС: $\tau_3 = 29,7 \text{ лет}$;

Нормативный срок окупаемости определяется, как:

$$\tau_{\text{норм}} = \frac{1}{p_n} = \frac{1}{0,12} \approx 8,3 \text{ года}, \quad (8)$$

где p_n - коэффициент выгодности затрат, можно принять равным 0,12 [4];

Также в результате расчета были построены кривые – зависимости срока окупаемости от различных параметров. Зависимость срока окупаемости установки, к примеру, от стоимости 1 кВт·ч электроэнергии выглядит следующим образом:

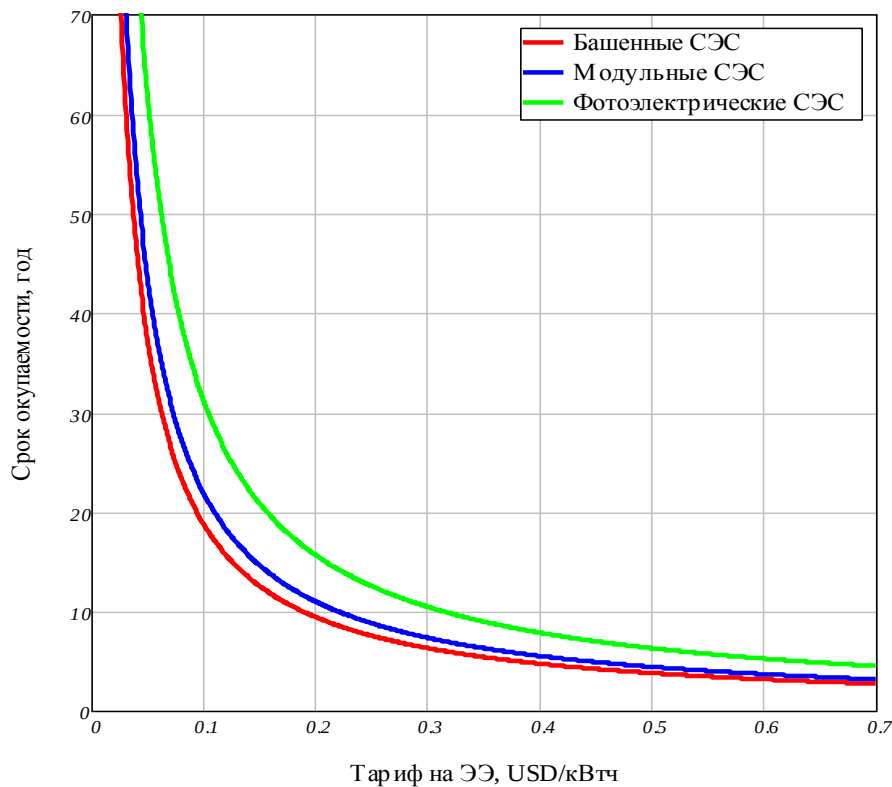


Рис.3 Зависимость срока окупаемости установки от тарифа на электроэнергию

Рассмотрим следующий показатель - *себестоимость* полученной электроэнергии. В общем виде себестоимость выражается, как:

$$C_e = \frac{I}{W}, \quad (9)$$

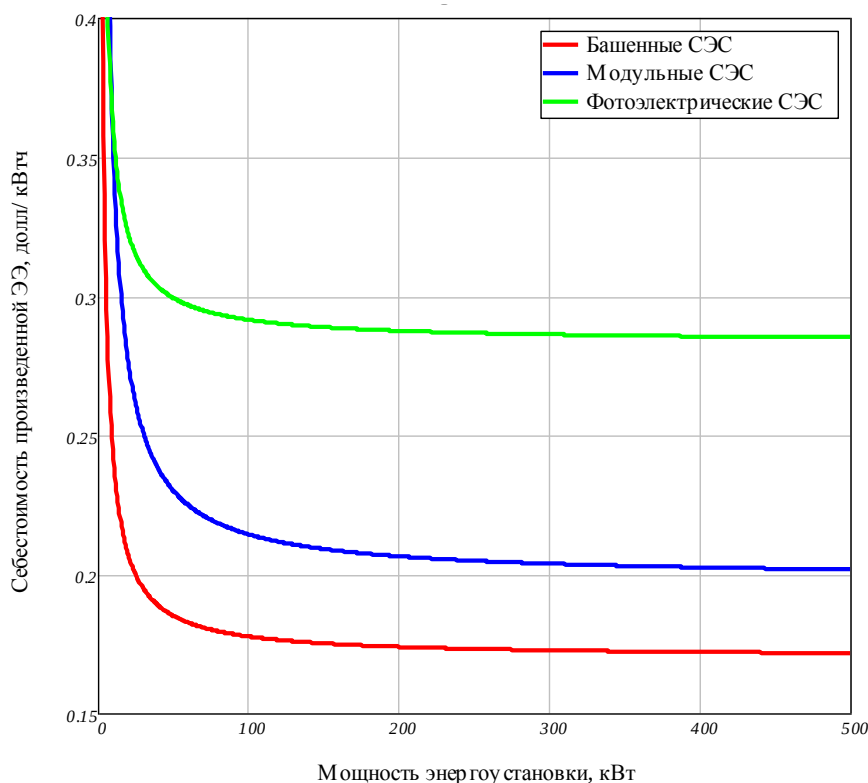
Преобразуя (9), получим выражение:

$$C_e = \frac{(p_a + p_{про}) \cdot C_K \cdot P_H + \Delta W \cdot \beta}{W}, \quad (10)$$

Используя (2)-(5), (7), (10), были получены следующие результаты:

- А) для башенной СЭС: $C_{e1} = 0,18 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;
 Б) для модульной СЭС: $C_{e2} = 0,21 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;
 В) для фотоэлектрической СЭС: $C_{e3} = 0,29 \frac{USD}{кВт \cdot ч}$;

Зависимость срока себестоимости вырабатываемой электроэнергии от мощности установки выглядит следующим образом:



Вывод: исходя из полученных результатов расчета, можно судить о том, что при современных ценах на электроэнергию и энергоресурсы использование СЭС в белорусской энергосистеме экономически не обосновано, но в виду стремительного роста цен и снижения величины затрат на единицу установленной мощности СЭС, такое использование может стать эффективным уже в обозримом будущем.

Литература

- Олешкевич М.М. Нетрадиционные источники энергии: Учеб.-метод. пособие для студ. / М.М. Олешкевич, Ю.А. Лосюк. – Мн.: БГПА, 2001. – 128 с.

2. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 392 с.: ил.
3. Лосюк Ю.А. Нетрадиционные источники энергии: учебно пособие / Ю.А. Лосюк, В.В. Кузьмич. – Мн.: УП «Технопринт», 2005. – 234 с.
4. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения / Р.Р. Авезов, М.А. Барский-Зорин, И.М. Васильева и др.; Под ред. Э.В. Сарнацкого и С.А. Чистовича. – М.: Стройиздат, 1990. – 328 с.: ил.

УДК 621.311

Изучение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в учебной лаборатории

Лобусь А. Н. магистрант

Научный руководитель Козловская В. Б. к. т. н., доцент.

При подготовке инженеров по специальности "Электроснабжение" немаловажное значение имеет моделирование системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). В связи с этим на кафедре " Электроснабжение" БНТУ разрабатываются принципы реализации указанной задачи, которые воплощаются в универсальные лабораторные модели. Целенаправленная работа по созданию на объектах энергосистем и у потребителей современных цифровых АСКУЭ ведется в Беларуси с 2004 г. [1]. Одним из важнейших мероприятий по снижению коммерческих потерь при поставках и потреблении электроэнергии является организация и внедрение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Подобные системы особенно важны для промышленных предприятий. Используя информацию АСКУЭ, которая передается со всех приборов учета на автоматизированное рабочее место у главного энергетика, предприятие получает возможность:

- выбирать выгодные режимы эксплуатации энергоемкого оборудования при многотарифном учете;
- вести дистанционный контроль и учет затраченной электроэнергии по всем подразделениям и анализировать их эффективность;
- проводить анализ технологических процессов и корректировать их для оптимизации энергопотребления;
- проводить расчет небаланса энергии по группам и по объекту в целом;
- определять необходимость замены старого энергоемкого оборудования более экономичным, позволяющим снизить затраты и себестоимость производимой продукции;
- своевременно устранять неполадки в электрохозяйстве предприятия.

Лабораторные стенды «АСКУЭ промышленного потребителя» и «АСКУЭ бытового потребителя» представляют собой автоматизированные установки, позволяющие моделировать нагрузки, и осуществлять учет электроэнергии с помощью цифровых счетчиков по различным каналам связи.

Модель предназначена для использования в учебном процессе и представляет собой комплект взаимосвязанных блоков с единым управлением посредством программного обеспечения, расположенном на персональном компьютере. Структурная схема представлена на рисунке 1. Студент, обучающийся на кафедре «Электроснабжение», как будущий инженер-энергетик, должен соответствовать современным тенденциям развития и внедрения техники на объектах народного хозяйства. Поэтому представленная система АСКУЭ, которая теперь повсеместно внедряется, требует подготовки и овладения специалистами навыками в обслуживании данного оборудования. Студенты должны освоить принципы построения систем учета, научиться конфигурировать счетчики, снимать с них показания, научиться обслуживать системы АСКУЭ, получить элементарные навыки по наладке, разобраться, как работает программа по обслуживанию системы учета.

АСКУЭ коммерческого или комплексного учета потребителя

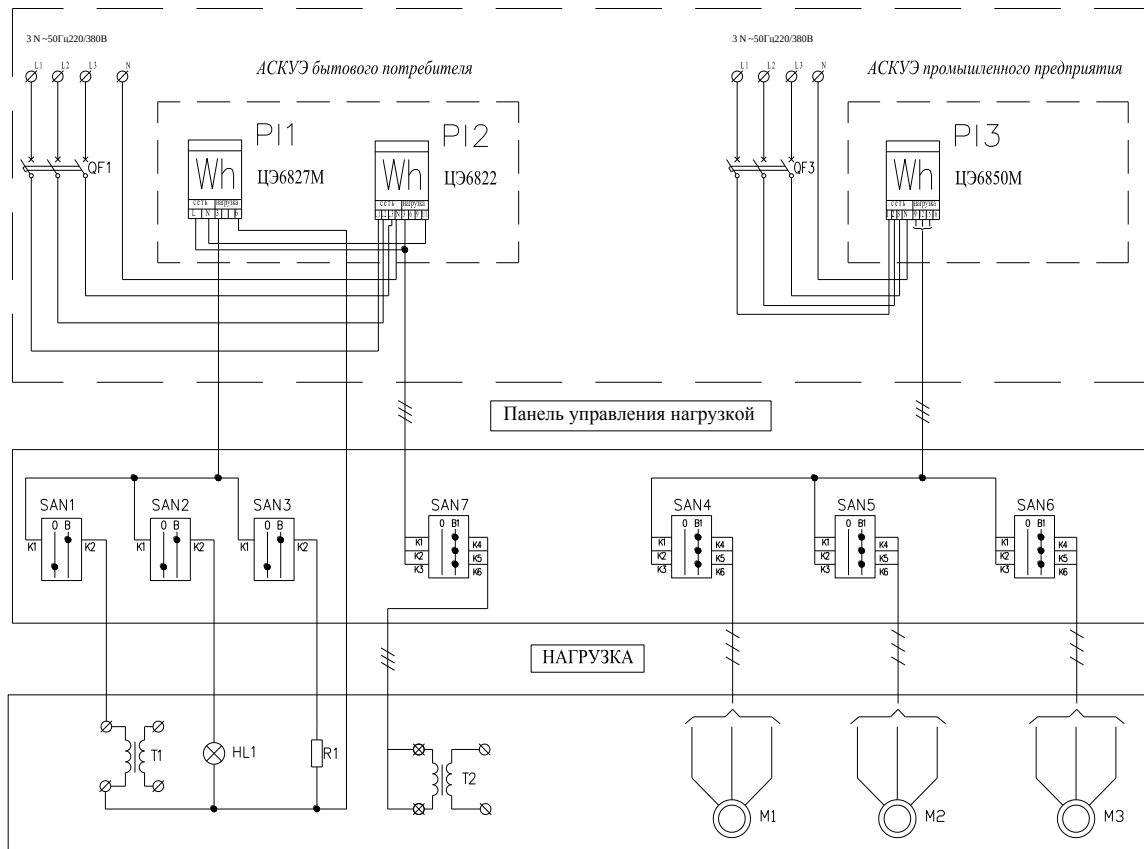


Рисунок 1 – Структурная схема лабораторного стенда АСКУЭ

Задачей данных лабораторных работ предусматривается:

- снятие показаний с цифровых счетчиков по различным тарифам;
- изучение структуры построения современных систем АСКУЭ, а также использование в ней различных каналов связи;
- ознакомление с ПО по конфигурированию основных блоков АСКУЭ включая счетчики;
- получение навыков по обслуживанию системы АСКУЭ с помощью установленного ПО на компьютере.

Объектом исследования в лаборатории «Электроснабжение» является система АСКУЭ коммерческого и технического учета, которая состоит из двух блоков:

АСКУЭ промышленного потребителя;

АСКУЭ бытового потребителя.

В первом случае «Бытовой потребитель», который включает в себя; учет многоквартирного жилого дома или сектора жилой застройки с домами, а также ЖКХ (сектор жилищно-коммунального хозяйства), где устанавливаются как однофазные, так и трехфазные счетчики активной энергии.

Второй стенд демонстрирует АСКУЭ промышленного потребителя. В данном случае установлен совершенно другой тип счетчика, который позволяет контролировать параметры как активной, так и реактивной энергии (в двух направлениях), потерь энергии, частоты напряжения, угла сдвига фаз, среднеквадратичного значения силы тока.

При разработке стендов решена задача по построению системы АСКУЭ на базе счетчиков концерна «Энергомера» [3]. Что касается самой структуры, то она выглядит

как трехуровневая, т.е. на первом (низшем) уровне - это первичные измерительные преобразователи, в состав которых входят сами счетчики и трансформаторы тока ТТ или напряжения ТН. Второй уровень включает в себя центр обработки сигналов, хранение их и передачу на более высокий уровень, (процессор, контролер, в нашем случае он совмещен в таком устройстве как УСПД устройство сбора и передачи данных). Третий уровень является звеном обработки полученных данных (диспетчерский пункт, энергосбытовая организация или отдел энергетика) в котором установлен компьютер, куда и попадает вся информация за потребляемую энергию, как по отдельным объектам, так и в целом по производству.

Ввиду небольших размеров лаборатории и принятых упрощений, на стендах реализована АСКУЭ на базе передачи информации по каналам интерфейса RS-485 и RS-232S. При этом программой лабораторного практикума предусмотрена электронная база с демонстрацией всех возможных структурных схем построения современной системы АСКУЭ, включая наиболее распространенную на сегодняшний день – по GSM каналу. АСКУЭ бытового потребителя, включает однофазный и трехфазный счетчики, для их совместной работы понадобилось дополнительное устройство для развязки каналов связи называемое «Разветвитель интерфейсов».

Интересным представляется моделирование однофазной и трехфазной нагрузки т. к. схема стенда построена таким образом, что каждый счетчик учитывает свой вид нагрузки, при этом трехфазный также несет на себе функцию балансного счетчика. Безусловно полезным для студентов будет возможность осуществлять наладку эксплуатируемого оборудования, что также предусмотрено программой лабораторного практикума. С помощью ПО студенты могут задавать тарифные программы для счетчиков, снимать показания, указывать интервалы осреднения показаний для построения графика нагрузки. Однако коррекцию установленных параметров нельзя изменить обычным образом, для защиты оборудования от несанкционированного доступа используется специальный ключ. Интерфейс программы устроен таким образом, что позволяет отследить показания по различным точкам учета. Информацию можно получить в виде электронной базы, таблицы, графика, а также вывести на печать.

Модель имеет приспособленный под пульт управления стол, на котором размещены переключатели для моделирования нагрузки. На лицевой панели изображена структурная схема, приборы учёта для измерения параметров режима работы системы электроснабжения и качества напряжения.

В режиме реального времени при управлении моделью контроллером реализуется суточный режим работы электрифицированного технологического процесса производственного цеха и промышленного предприятия в целом считываются значения активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, коэффициента мощности, среднеквадратического значения напряжения и силы тока по трем фазам.

В качестве программно-технического средства построения АСКУЭ использован измерительно-вычислительный комплекс ИВК КТС «Энергомера».

Контроллер сопряжён с компьютером, на который выводятся мнемосхема (с изображением оперативного состояния счетчиков) и численные значения среднеинтервальных активных и реактивных нагрузок, а также напряжений на шинах РУ 0,4 кВ.

Разрабатывается и методическое обеспечение по выполнению ряда лабораторных работ [2], таких как:

1. Исследование режимов электропотребления, оценка потерь электроэнергии в системе электроснабжения. В ходе лабораторной работы изучается моделируемая

схема, производится исследование характеристик графиков нагрузки на суточном интервале времени, а также определяются потери мощности и электроэнергии с оценкой их доли, обусловленной неравномерностью режимов электропотребления. Получение информации о графиках нагрузки производится с помощью микропроцессорного контроллера с последующей обработкой на компьютере.

2. Разработка экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. На основе анализа графика нагрузки подстанции производится расчёт экономически целесообразного режима работы двухтрансформаторной ТП, который реализуется на модели. Оценивается эффект в виде снижения потерь электрической энергии и в рублях.

3. Компенсация реактивных нагрузок в системе электроснабжения промышленных предприятий. На основе анализа режимов по реактивной мощности производится расчёт мощности батарей конденсаторов низкого (0,4 кВ) напряжения, определяется их режим работы на суточном интервале времени. Производится оценка эффекта снижения потерь электроэнергии и улучшения напряжения, получаемых за счёт компенсации реактивных нагрузок. Определяется величина реактивной мощности.

4. Прогнозирование электрической нагрузки. Рассматривается моделирование электрической нагрузки как случайного процесса. Реализуется прогноз суточного графика электрической нагрузки для решения задач оптимизации режимов работы системы электроснабжения.

5. В лабораторной установке заложены основы физического моделирования системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии в системе электроснабжения, а также устройства для управления режимами её работы, что способствует расширению перечня лабораторных работ. Электрическое питание лабораторной установки — трёхфазное 220/380 В, потребляемая мощность — не более 1,5 кВт.

Литература

1. Гуртовцев А.Л. Надежность работы АСКУЭ оценивает энергосистема // Энергия и Менеджмент. — 2009г. №3.
2. Н. П. Гужов. Физическое моделирование системы электроснабжения в учебном процессе // Электрика. 2008г. №10.
3. По материалам интернет-сайта energomega.ru — АСКУЭ на базе продукции “Концерн Энергомера”.

УДК 621.313

Анализ электрических схем ветроэнергетических установок.

Д. А. Гаврилович, О. Н. Перемотова

Научный руководитель: М. М. Олешкевич, к. т. н., доцент.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) преобразует кинетическую энергию ветра в механическую или электрическую энергию, удобную для практического использования. Механическая энергия, главным образом, используется для подъема воды в сельских или удаленных местностях. Ветроэнергетические установки производят электрическую энергию для бытовых или промышленных нужд, работают в общей электрической сети или автономно, или совместно с другими автономными электростанциями. Существует два основных вида установок: ветроустановки с горизонтальной осью вращения (рис. 1) и ветроустановки с вертикальной осью вращения. Ветроустановки с горизонтальной осью составляют около 98% всех ветроустановок, подключенных к сетям энергосистем.

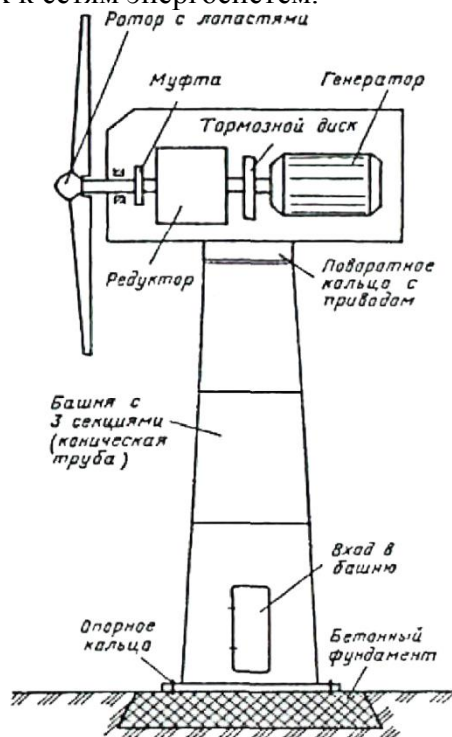


Рис. 1 Ветроустановка с горизонтальной осью вращения.

Ветроустановка включает следующие основные элементы и узлы: ротор или ветроколесо, которое преобразует энергию ветра в энергию вращения вала; кабину или гондолу, в которой обычно расположен редуктор (некоторые турбины работают без редуктора), генератор и другое механическое и электрическое оборудование; башню, которая поддерживает ротор и кабину; электрическое и электронное оборудование: панели управления, электрические кабели, систему заземления, оборудование для подключения к сети, система молниезащиты и др.; фундамент, определяющий устойчивость ветроустановки при воздействии нагрузки [2].

Целью данной работы является рассмотрение главных силовых цепей, по которым происходит электроснабжение потребителей, питание электродвигателей исполняющих механизмов ВЭУ (ветроэнергетических установок), цепей системы

возбуждения, систем защиты и сигнализации, а также видов электрогенераторов, которые могут использоваться в ветроэнергетических установках.

Рассмотрим один из вариантов силовой схемы электрических соединений современных ВЭУ, подключенной к сетям общего пользования (рис. 2).

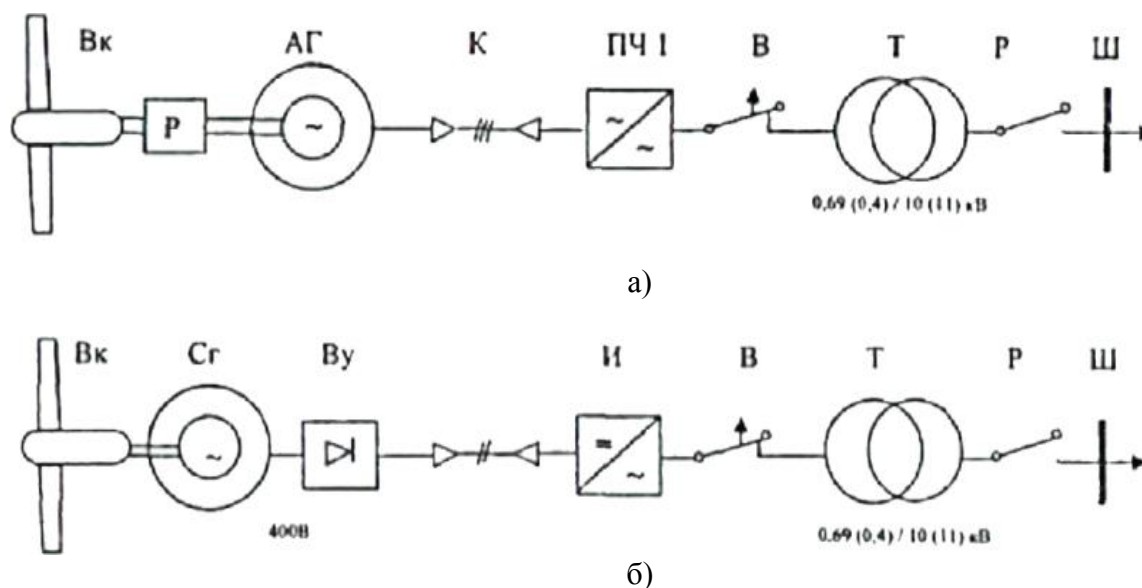


Рис. 2 Схемы электрических соединений ветроустановки.

Общим для всех схем является наличие ветроколеса (ВК), вал которого через редуктор (Р) жестко соединен с ротором генератора, за исключением схемы б, где редуктор отсутствует, и вал ветроколеса непосредственно соединен с ротором генератора. Общим для всех схем является также наличие генераторного выключателя или автомата (В), имеющего внутренние или внешние защитные устройства от длительной перегрузки (тепловая защита) и коротких замыканий (защита мгновенного действия).

Непременным элементом всех схем является трансформатор, повышающий напряжение генератора с 690 или 400 В до 10 или 11 кВ. У некоторых генераторов самых мощных ВЭУ напряжение составляет 1000 В и выше. Трансформаторы в мощных ВЭУ, как правило, располагаются внутри башни, места в которой достаточно, т.к. диаметр конических башен у основания достигает 4-5 м. У ВЭУ средней мощности трансформатор располагается около башни в специальном комплектном устройстве. Разъединитель (Р) служит для обеспечения безопасности работ при остановленном генераторе. Отходящие и подводящие кабели внешней сети подключаются к шинам (Ш) через коммутационные аппараты (на схеме не показаны). Передача электрической энергии от генератора, находящегося в кабине наверху, к оборудованию внизу башни осуществляется силовым гибким кабелем (К). Как сказано выше, гибкий кабель применяется потому, что он должен допускать несколько поворотов кабины в одну сторону с последующей раскруткой в обратную сторону.

Основные отличия приведенных схем состоят в конструкции и типе генераторов, наличии и типе преобразовательных устройств [1].

Генераторы ветроэнергетических установок работают в тяжёлых климатических и технических условиях: на открытом воздухе, при значительных колебаниях температуры, влажности, действии дождя. Конструктивное размещение и условия эксплуатации делают их недоступными для регулярного технического обслуживания и ремонта. Они работают в условиях повышенных вибраций,

нестабильной скорости и силы ветра. Срок службы генераторов в этих условиях должен быть не менее 20-25 лет.

В качестве генераторов ветроэнергетических установок оказывается нецелесообразным применение коллекторных генераторов постоянного тока из-за низкой надёжности щеточно-коллекторного узла в описанных условиях.

Наиболее широкое применение имеют синхронные и асинхронные генераторы. Реже применяются асинхронизированные генераторы. Обсуждаются проблемы применения безредукторных низкоскоростных генераторов, например, индукторных.

Синхронные генераторы наиболее широко применяются на электрических станциях, в том числе и ветроэнергетических, благодаря способности генерировать активную и реактивную мощность, высокому КПД и высокой надёжности. Нецелесообразно применение синхронных генераторов с возбудителями постоянного тока из-за низкой надёжности коллекторной машины постоянного тока. Перспективны схемы с бесконтактным электромагнитным возбуждением и с магнитоэлектрическим возбуждением с использованием современных высококоэрцитивных постоянных магнитов из редкоземельных элементов.

Рассмотрим асинхронный генератор при использовании в ветроустановках. АГ (асинхронный генератор) проще синхронного по конструкции, дешевле и значительно надежнее, если в качестве асинхронного генератора использовать асинхронную машину с короткозамкнутым ротором. Он позволяет в некоторых пределах регулировать частоту вращения, но нуждается в реактивной мощности для возбуждения и всегда работает с отстающим током. Асинхронная машина в генераторном режиме работает при отрицательном скольжении. Частота вращения ротора превышает частоту вращения магнитного поля. При параллельной работе с системой асинхронный генератор, также как и двигатель потребляет из сети реактивную мощность для создания магнитного потока. Потребляемая реактивная мощность АГ может достигать 25-50% его полной мощности, так как потребляемый намагничивающий ток равен 25-50% номинального при напряжении, равном напряжению сети, поскольку именно из сети асинхронный генератор потребляет реактивную мощность. При нормальной скорости и силе ветра генератор работает с отрицательным скольжением и отдаёт в сеть активную мощность. При снижении скорости ветра и частоты вращения ветродвигателя частота вращения снижается до частоты вращения холостого хода генератора и машина переходит в режим холостого хода. При дальнейшем снижении скорости ветра и частоты вращения ротора машина переходит в двигательный режим и потребляет из сети активную мощность. Частота тока статора f_1 остаётся постоянной и устойчивая работа генератора с сетью сохраняется при любых значениях частоты вращения ротора и частоты ЭДС ротора и скольжения, так как

$$f_1 = \frac{f_2}{s}.$$

При переходе генератора в двигательный режим он должен быть отключён от системы или от ветродвигателя. В последнем случае ветроустановка должна иметь между ветродвигателем и генератором электромагнитную или механическую муфту. При её отключении генератор переходит в двигательный режим без нагрузки. При использовании асинхронного генератора с фазным ротором эту задачу можно выполнить размыканием цепи ротора и переводом в режим холостого хода с разомкнутым ротором.

При автономной работе асинхронного генератора должны быть обеспечены условия самовозбуждения. В качестве источника реактивной мощности используется

батарея конденсаторов. Условия самовозбуждения для АГ: наличие остаточного магнитного потока, частота вращения выше критической. При этом частота индуцируемой ЭДС обмотки статора f_1 равна резонансной частоте системы, содержащей индуктивность и ёмкость. Индуктивность асинхронной машины зависит от её насыщения и нагрузки и не постоянна. Одно из преимуществ асинхронной машины – повышенная устойчивость при параллельной работе с системой и постоянство частоты f_1 здесь не используется [2].

Литература:

1. Олешкевич М. М. Нетрадиционные источники энергии. – Минск: «БНТУ», 2007 – 144 с.
2. Безруких П. П. Использование энергии ветра. – Москва: «КОЛОС», 2007 – 193 с.