

СЕКЦИЯ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПОДХОД К ВЫБОРУ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАД ЛЕСНЫМ МАССИВОМ

Магистрант Колодзько Н.И.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ

Кохан О.С.
Научный руководитель - д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ЗАМЕНА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ КАК МЕРОПРИЯТИЕ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Кохан О.С.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Шуляк И.В.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРОКЛАДКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЧЕРЕЗ ЛЕСНЫЕ МАССИВЫ

Чайков И.А.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М. А.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Борисова А.В.
Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМ МЕТОДОМ

Печко А.С.
Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БЕСПРОВОДНЫМ МЕТОДОМ

Веракса Р.В.
Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МЕТОДОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ

Азаров С.Н.
Научный руководитель – д.т.н., профессор М.И. Фурсанов.

ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМА МИНИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Бондарева А.С.
Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Позняк Б. А.
Научный руководитель – ассистент Юршо Е. Л.

ОБЗОР РАЗВИТИЯ ГЕЛИОУСТАНОВОК

КАЧАН П. С.

Научный руководитель – АССИСТЕНТ Юршо Е. Л.

ГЕНЕРАТОРЫ ИМПУЛЬСНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ГРОЗОВЫМИ ИМПУЛЬСАМИ

ЛЕОНОВ В.М.

Научный руководитель - СТ. ПРЕПОДАВАТЕЛЬ Мышковец Е.В.

ПОДХОД К АЛГОРИТМИЗАЦИИ ВЫБОРА ТОЧКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

ПОПКОВА Н.А.

Научный руководитель - Д.Т.Н., ПРОФЕССОР Фурсанов М.И.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

ПОПКОВА Н.А.

Научный руководитель - К.Т.Н., ДОЦЕНТ Петруша Ю.С.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ВАРИАНТОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВЛ-220 КВ

БОРБИЦКАЯ Т. А.

Научный руководитель – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР Фурсанов М. И.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ВЫБОРА УНИФИЦИРОВАННЫХ ОПОР, РАБОТАЮЩИХ В СООТВЕТСТВУЮЩИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

ЧЕРВЯКОВА А.А.

Научный руководитель – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР Короткевич М.А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МУРАВЬИНОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДИСКРЕТНЫМ МЕТОДОМ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

ЛАГУНОВСКИЙ Д.О., ЮХНЕВИЧ П.В., БОРИСОВА А.В.

Научный руководитель – АССИСТЕНТ Секацкий Д.А.

СООРУЖЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ГЛУБИННЫМИ ЗАЗЕМЛИТЕЛЯМИ

МАГЕР Н.Ю.

Научный руководитель Д.Т.Н., ПРОФЕССОР Короткевич М.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ МЕТОДОМ ПЧЕЛИНОЙ КОЛОНИИ

ЮХНЕВИЧ П.В., ЛАГУНОВСКИЙ Д.О.

Научный руководитель – ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

ТЕХНОЛОГИИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС

ПЕЧКО А.С.

Научный руководитель - К.Т.Н., ДОЦЕНТ Петруша Ю.С.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОМ ТРАНСПОРТЕ

ЮХНЕВИЧ П.В.

Научный руководитель - К.Т.Н., ДОЦЕНТ Петруша Ю.С.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ SMART GRID И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЭС

ЛАГУНОВСКИЙ Д.О.

Научный руководитель – К.Т.Н., ДОЦЕНТ Петруша Ю.С.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ И ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ

СЛАБКО М.В.

Научный руководитель – К.Т.Н., ДОЦЕНТ Петруша Ю.С.

СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ И ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Томиловский А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Петруша Ю.С.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ

Бушейко А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ГИБРИДНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Букатин В.П.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Мытник И.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Миклашевская М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

АЛГОРИТМЫ ОПТИМАЛЬНОЙ РЕКОНФИГУРАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Шапицов А.Р.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ MATHECAD

Петрукович Д.А., Мячин А.В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Расюк М. В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОТАРИФНЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА, КАК СРЕДСТВО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Расюк М. В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ МЕСТ РАЗМЫКАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-10 КВ

Ковальчук Д.В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С.Г.

ПОДХОД К ВЫБОРУ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАД ЛЕСНЫМ МАССИВОМ

Магистрант Колодько Н.И.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

Актуальность темы. В Республике Беларусь леса являются одним из основных возобновляемых природных ресурсов и важнейших национальных богатств. Они занимают приблизительно 40% территории страны [1]. Очевидно, при строительстве линий электропередачи часто приходится сталкиваться с прохождением линий через лесные массивы и сопутствующими этому трудностями.

Основные трудности прохождения линий электропередачи через лесные массивы связаны с затратами на вырубку леса для строительства линий, а также с необходимостью поддерживать ширину лесных просек в соответствии требованиям норм охранных зон линий электропередачи в период их эксплуатации [2].

Вырубка лесов под охранные зоны линий электропередачи наносит непоправимый вред природе, изменяя рельеф местности, что приводит в свою очередь к изменению ареалов животных и птиц, а также зон произрастания растений, что в свою очередь непосредственно сказывается на биологическом разнообразии леса, а значит и всей экосистемы региона в целом.

В этих условиях могут найти своё применение воздушные линии электропередачи, проходящие над лесным массивом. Ширина вырубаемой просеки вдоль трассы линии уменьшается в данном случае по сравнению с традиционным исполнением линии электропередачи не менее, чем в 10 раз. Кроме положительной экологической составляющей применение линий такого плана позволит снизить затраты на обслуживание охранных зон линий, связанные с вырубкой леса, а также исключить вероятность отключения линии вследствие падения деревьев или их ветвей на провода.

Цель диссертации. Определение экономически эффективного подхода к выбору проектных решений при строительстве воздушных линий электропередачи над лесными массивами, учитывая все требования надежности и бесперебойной транспортировки электроэнергии потребителям. Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи: выявить наиболее целесообразные конструктивные исполнения линии электропередачи для различных заданных условий; определить условия целесообразности применения линий электропередачи, выполненных с применением опор повышенного типа; оценить влияние характеристик лесного массива на выбор оптимального варианта выполнения линии электропередачи. Рассматриваемые условия прохождения трассы линии электропередачи: размеры лесного массива (определяют протяженность трассы линии электропередачи через земли лесного фонда, а также протяженность линии электропередачи для ее строительства в обход лесного массива),хождение линии электропередачи через леса с различным составом деревьев (разновидность и возраст произрастающих деревьев, влияющие на среднюю высоту леса).

Методика исследований проводится на основе технико-экономических расчетов, применяемых в электроэнергетике, в первую очередь, используя многокритериальный подход для выбора наиболее целесообразного варианта. Кроме экономических показателей учитывается и экологическая составляющая рассматриваемого вопроса, а также различные условия прохождения трассы линии электропередачи.

В качестве исследуемых вариантов прохождения трассы линии электропередачи рассматриваются: линия электропередачи, проходящая через лесной массив, традиционного исполнения; линия электропередачи с применением опор повышенного типа; линия электропередачи, выполненная в обход лесного массива.

В ходе выполнения работы были получены следующие результаты: наиболее оптимальным вариантом, с учетом экономической и экологической составляющих, а также

фактора надежности, оказался вариант с выполнением линии электропередачи в обход леса. Наиболее оптимальными вариантами выполнения линии электропередачи с наименьшим влиянием на окружающую среду оказались варианты с линией, выполненной в обход леса, и с применением повышенных опор. Оптимальность выбора варианта с использованием опор повышенного типа достигается за счет уменьшения коэффициента, характеризующего удельное увеличение стоимости линии электропередачи, выполненной повышенными опорами. Уменьшение значения данного коэффициента можно достигнуть за счет разработки проектов облегченных опор повышенного типа, увеличения длины пролета линии, совершенствования процессов сборки и установки опор, а также за счет уменьшения затрат на транспортировку деталей опор. Кроме того, необходимо отметить, что при уменьшении средней высоты леса, а также увеличении трассы линии электропередачи в обход земель лесного фонда, целесообразность строительства линии электропередач на повышенных опорах повышается.

Литература

1. Официальный сайт Министерства лесного хозяйства Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mlh.by/ru/forestry/resources.html>. – Дата доступа: 23.09.2016.
2. Правила устройства электроустановок / 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с., ил.

УДК 621.3

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ

Кохан О.С.

Научный руководитель - д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Несмотря на то, что понятие *«мероприятие по снижению потерь электроэнергии»* кажется ясным без особых разъяснений, необходимо все же конкретизировать, какие действия, направленные на снижение потерь, можно отнести к мероприятиям.

Приведем три обязательных условия, при которых действие, направленное на снижение потерь, можно считать мероприятием по их снижению.

Прежде всего, к мероприятиям по снижению потерь можно относить только мероприятия, снижающие потери в сети и в оборудовании, изначально функционирующих в нормальных технических условиях. Приведение условий в технически допустимые пределы не является мероприятием. Например, замена трансформаторов с неоправданно высокими номинальными токами на более низкие — это мероприятие (так, как и прежние трансформаторы работали в технически допустимых условиях), а устранение перегрузки их вторичных цепей — нет. Сказанное относится и к мероприятиям по снижению потерь, требующим иногда существенных затрат.

Вторым условием является отсутствие отрицательного влияния мероприятия на безопасность персонала, качество выполнения им своих обязанностей, надежность электроснабжения и качество поставляемой электроэнергии. Продолжительность работ по плановому ремонту оборудования должна определяться в соответствии с технически и экономически обоснованными нормативами; ускорение таких работ увеличивает риск несчастного случая и снижает качество ремонта. Ставить задачу сокращения продолжительности плановых ремонтов по сравнению с нормативами неразумно. Нормативную же продолжительность аварийных ремонтов вообще трудно установить в силу неодинаковости последствий различных аварий одного и того же типа. Учитывая неоднозначную оценку полезности сокращения продолжительности плановых ремонтов и неопределенность исходного показателя в случае аварийных ремонтов, сокращение продолжительности ремонтных работ не может считаться поощряемым мероприятием по снижению потерь электроэнергии.

Третьим условием является выполнение конкретной работы именно с целью снижения потерь. Действия, приводящие к сопутствующему снижению потерь, не являются мероприятием. Например, основной целью проведения ремонтов воздушных линий под напряжением является не снижение потерь, а сохранение во время ремонта возможности передачи требуемых объемов электроэнергии без ограничений и без снижения надежности электроснабжения, поэтому рассматривать эти работы как мероприятия нельзя. Кроме того, проведение ремонтов воздушных линий под напряжением не снижает потери по сравнению с их фактическим значением, а только обеспечивает их неувеличение [1].

Кроме условий, при которых действие, направленное на снижение потерь, можно считать мероприятием по снижению потерь, необходимо отметить и условия, при которых их можно включать в нормативный документ, устанавливающий отчетность об их проведении. Условием же включения мероприятия в перечень отчетных является, во-первых, наличие способа четкой количественной оценки его воздействия на потери, а во-вторых, хоть какая-то предварительная оценка его весомости. Эффективность мероприятий может оцениваться только в виде экономии киловатт-часов. Если способ количественной оценки отсутствует, такое мероприятие не должно содержаться в нормативном документе, устанавливающем отчетность об их проведении.

Собственно, же мероприятиями по снижению потерь являются практические действия, приводящие к реальному снижению потерь.

Исходя из особенностей получения эффекта, мероприятия могут быть разделены на следующие четыре группы [3]:

- мероприятия по улучшению режимов работы электрических сетей;
- мероприятия по реконструкции электрических сетей, осуществляемые с целью

снижения потерь;

- мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии;
- мероприятия по снижению хищений электроэнергии.

К мероприятиям по улучшению режимов электрических сетей относятся [3]:

- реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по напряжению и реактивной мощности.

Определение параметров оптимальных режимов и оценку эффективности (влияния на потери) перехода от существующих к оптимальным режимам осуществляют на основе расчета режимов по специальным оптимизационным программам. Оценку снижения потерь электроэнергии наиболее правильно проводить, рассчитывая оптимальные режимы на всех ступенях графика нагрузки в двух режимах: максимальной $\delta P_{\max}$ и минимальной $\delta P_{\min}$ нагрузок. Снижение потерь электроэнергии за расчетный период T , ч, определяют по формуле [1]:

$$\delta W = (\delta P_{\max} t_{\max} + \delta P_{\min} t_{\min}), \quad (1)$$

где $t_{\max}$, $t_{\min}$ – относительные продолжительности максимальной и минимальной нагрузок.

- установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с РПН и автоматических регуляторов реактивной мощности на ее источниках;
- установка на подстанциях средств ТИ параметров режима сети и средств АСКУЭ (эффект от установки средств телеизмерений параметров режима и средств АСКУЭ определяется дополнительным снижением потерь за счет использования более точной информации при оптимизации режимов электрических сетей и принятия других решений, обусловленных уточнением расчетных значений технических потерь);
- перевод неиспользуемых генераторов электростанций в режим СК при дефиците реактивной мощности в узлах сети (при использовании генераторов в качестве синхронного компенсатора ими потребляется из сети небольшая активная мощность, а генерируется реактивная мощность, снижающая потери активной мощности в сети) [2];
- проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения ее потоков по линиям, в том числе за счет оптимизации мест размыкания контуров различных номинальных напряжений [2];
- осуществление РН в центрах питания радиальных сетей 6—110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии в сети при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;
- размыкание линий 6—35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6—35 кВ и выше и сохранении необходимой надежности электроснабжения;
- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

К мероприятиям по реконструкции электрических сетей относятся [1]:

- разукрупнение подстанций, ввод дополнительных ВЛ и трансформаторов для разгрузки перегруженных (по экономическим, а не техническим условиям!) участков сетей,

замена малозагруженных трансформаторов на подстанциях (в том числе и их перемещение на другие подстанции), ввод дополнительных коммутационных аппаратов, обеспечивающих возможность переключения участков сетей на питание от других подстанций, и т. п.;

- ввод КУ на подстанциях сетевой организации;
- ввод технических средств регулирования потоков мощности по линиям

(трансформаторов с продольно-поперечным регулированием и вольтодобавочных трансформаторов).

Замену трансформаторов с ПБВ, переключение ответвлений которых возможно только при отключении трансформатора от сети, «а трансформаторы с РПН, переключение ответвлений которых возможно и под нагрузкой, проводят, как правило, не для снижения потерь, а для обеспечения требуемого качества электроэнергии. Это обычно приводит и к сопутствующему снижению потерь электроэнергии. Если качество электроэнергии обеспечивалось и трансформатором с ПБВ, а установка трансформатора с РПН осуществляется только с целью снижения потерь, то такую установку можно считать МСП. Затраты на такую работу могут окупиться за счет снижения потерь, если речь идет о трансформаторе связи сетей различных напряжений в замкнутой сети или трансформаторе в центре питания радиальной сети 35-110 кВ, но вряд ли, если это тупиковый трансформатор 35-110/10 кВ.

К мероприятиям по совершенствованию системы учета электроэнергии относятся [1]:

- замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с повышенными классами точности и номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;
- замена существующих приборов учета электроэнергии на новые приборы с улучшенными характеристиками;
- установка приборов технического учета электроэнергии на радиальных линиях, отходящих от подстанций (головной учет).

К мероприятиям по снижению хищений электроэнергии (установка приборов технического учета электроэнергии на головных участках радиальных линий любого напряжения позволяет увеличить точность расчета технических потерь электроэнергии, фактических небалансов электроэнергии, а также локализовать очаги коммерческих потерь) относятся:

- периодические проверки условий работы электросчетчиков расчетного учета у потребителей и выявление хищений электроэнергии;
- замена на ВЛ 0,4 кВ обычных «голых» алюминиевых проводов изолированными проводами, затрудняющими несанкционированное подключение к линии.

Рассмотрим такую меру, как оптимизация мест размыкания контуров сетей 110 кВ и выше с несколькими номинальными напряжениями. Экономически распределение мощности в замкнутых сетях является пропорциональным активным сопротивлениям ветвей замкнутого контура. Естественное распределение мощности в замкнутых сетях пропорционально полным сопротивлениям $R+jX$ веток замкнутого контура. С учетом того, что в сетях выше 110 кВ $X \gg R$, то распределение пропорционально полным сопротивлениям в большей мере соответствует минимуму потерь реактивной мощности. Оба условия, т.е. минимумы потерь активной и реактивной мощностей, совпадают лишь в однородных сетях. В наибольшей мере неоднородность выражена в сетях с несколькими уровнями номинальных напряжений. Размыкание сети стоит делать в точке потокораспределения экономического распределения мощности. При получении двух точек потокораспределения, стоит сравнить потери при размыкании в каждой из них и выбрать лучшую.

Оптимальные точки размыкания могут быть разнообразными для режимов наибольших и наименьших нагрузок. Если отсутствует возможность оперативного изменения точек размыкания течение суток, то выбирают точку, обеспечивающей минимум потерь электроэнергии за сутки:

$$\delta W = (\delta P_1 t_1 + \delta P_2 t_2), \quad (2)$$

где t_1 и t_2 определяют по суммарному графику нагрузки сети.

Рассмотрим такую меру, как оптимизация мест размыкания сетей 6-35 кВ с двусторонним питанием. По физической сути влияние на потери аналогичен рассмотренному выше. Отличие в том, сети напряжением 6-35 кВ, как правило, работают разомкнуто. Поэтому рассматривать нужно вопрос не о размыкании контура, а о поиске лучшего места размыкания. Обычно в распределительных сетях есть точки сечения для различных после аварийных режимов сети.

Далее рассмотрим такое мероприятие по снижению потерь электроэнергии как «выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ» [1]. Особенностью сетей 0,4 кВ является неодинаковость нагрузок фаз. Большинство нагрузок в таких сетях однофазные, подключенные между фазным и нулевым проводами на напряжение 0,23 кВ. Несмотря на то, что их стараются присоединить к трехфазной сети равномерно между фазами, это не всегда удается. Их включение и отключение происходит независимо друг от друга, поэтому даже при их равномерном распределении между фазами нагрузки неодинаковы или другими словами «несимметричны». Различают вероятностную несимметрию, имеющую перемежающийся характер с большей нагрузкой то одной, то другой фазы, и систематическую несимметрию, при которой неодинаковы средние значения нагрузок. Первый вид несимметрии может быть устранен лишь специальными устройствами с тиристорным управлением, автоматически переключающими часть нагрузок с перегруженной на недогруженную фазу. Второй вид несимметрии может быть снижен путем перераспределения нагрузок между фазами. Снижение потерь электроэнергии за счет проведения этого мероприятия определяют по формуле (3):

$$\delta W = \Delta W_{н1}(1 - k_{н2} / k_{н1}), \quad (3)$$

где $k_{н2}$, $k_{н1}$ – коэффициенты неодинаковости нагрузок до и после их симметрирования; $\Delta W_{н1}$ – потери электроэнергии в сети в исходном режиме.

В заключении отметим следующее: для достижения значительного снижения потерь электроэнергии необходимо внедрять эффективные технические мероприятия, требующие значительных материальных средств. Одними организационными мероприятиями, даже при очень грамотном их использовании потери электроэнергии не снизить до желаемой величины.

Литература

1. Ю.С. Железко. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии.
2. Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. Электрические системы и цепи.
3. М.И. Фурсанов. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

УДК 621.3

ЗАМЕНА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ КАК МЕРОПРИЯТИЕ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Кохан О.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

В процессе эксплуатации распределительных электрических сетей возникает необходимость замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6-20/0,38 кВ [1]. Она выполняется в следующих случаях [1]:

- при перегрузке трансформаторов;
- по экономическим условиям – при низком коэффициенте использования установленной мощности (исследования показывают, что уже при загрузке трансформатора в максимум нагрузки менее 40 % целесообразна его замена на трансформатор меньшей мощности);
- при повреждении установленных трансформаторов (обрыв цепи, пробой изоляции и другие неисправности);
- при появлении сосредоточенных нагрузок, когда месторасположение ТП для питания новых потребителей определено и не требует технико-экономического обоснования, а по условиям надежности допустима установка на данной подстанции одного трансформатора.

Чтобы обеспечить оптимальную или близкую к ней загрузку трансформаторов распределительной сети 6-10 кВ необходимо рассчитать и подключить к эксплуатируемым трансформаторам оптимальную нагрузку либо заменить установленные в сети трансформаторы на оптимальные номинальные мощности. Но нужно учесть то, что изменение загрузки установленных трансформаторов необходимо изменять состав и величину нагрузки, что не всегда возможно и более эффективно при планировании развития ети. Поэтому более практичны в эксплуатации будет замена трансформаторов [2]. Однако одновременная оперативная замена большого числа трансформаторов в разветвленных распределительных сетях (рис. 1) представляет собой трудную задачу. В таком случае оптимизацию электрической сети целесообразно проводить последовательно, трансформатор за трансформатором. На каждом таком шаге состояние сети можно определять, как некий локальный минимум.

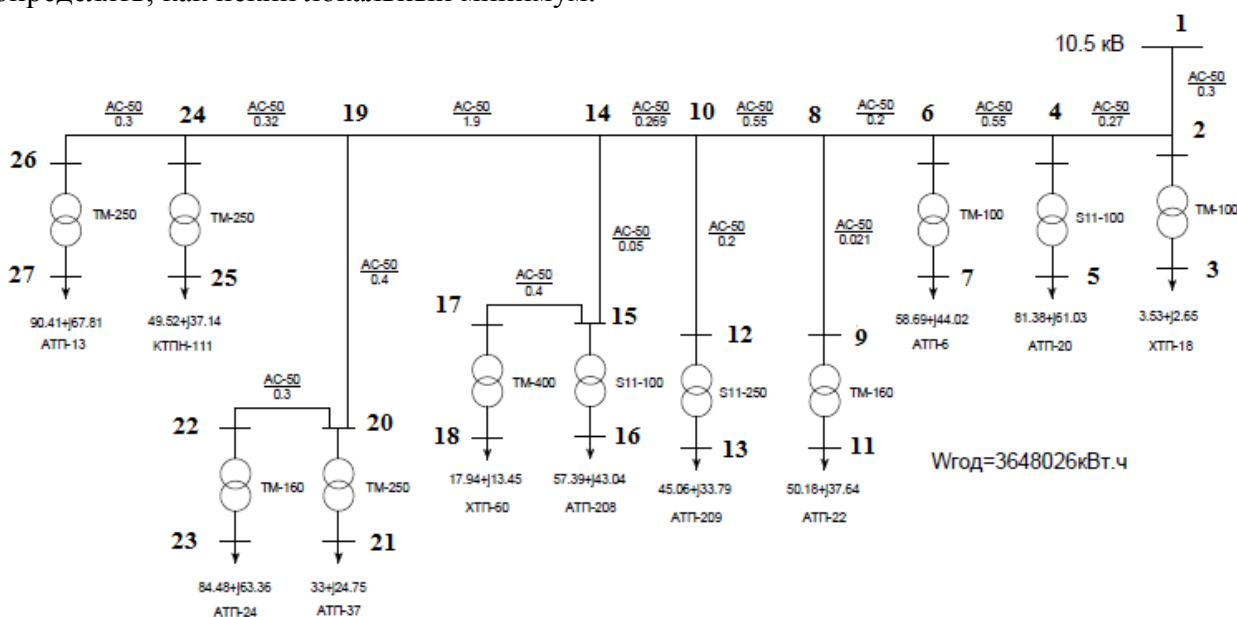


Рисунок 1. Схема разветвленной электрической сети 10 кВ

Произведем данное мероприятие на конкретном примере: приведена (рис.1) реальная схема электрической сети 10 кВ на которой заданы марки проводов и трансформаторов, длины участков линий и нагрузка на низшей стороне трансформатора, а также годовое электропотребление $W_{\text{год}}$ в выбранной сети.

Для того чтобы начать проводить замену трансформаторов в данной сети необходимо проанализировать коэффициенты загрузки каждого трансформатора и выявить недогруженные трансформаторы.

Потоки мощности и значения нагрузок в виде полных мощностей на низшей стороне трансформаторов определяются по формуле:

$$S_{\text{нагр}j} = P_j^{\text{кон}} + jQ_j^{\text{кон}} = \sqrt{(P_j^{\text{кон}})^2 + (Q_j^{\text{кон}})^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (1)$$

Тогда значения коэффициента загрузки трансформатора $k_{\text{загр}j}$ по следующей формуле:

$$k_{\text{загр}j} = S_{\text{нагр}j} / S_{\text{ном}j}, \text{ о.е.} \quad (2)$$

Сведем исходную информацию по трансформаторам сети и расчет коэффициентов загрузки трансформаторов в таблицу 1. Также для большего и наглядного анализа режима сети приведем в таблице 2 и таблице 3 расчет потокораспределения мощности и электропотребления на трансформаторах в выбранной распределительной электрической сети 10 кВ.

Таблица 1 – Исходные данные по трансформаторам распределительной сети

Участок	$S_{\text{ном}j}$, кВ·А	$P_j^{\text{кон}}$, кВт	$Q_j^{\text{кон}}$, квар	$S_{\text{нагр}j}$, кВ·А	$k_{\text{загр}j}$, о.е.
2-3	100	3,53	2,65	4,414	0,044
4-5	100	81,38	61,03	101,722	1,017
6-7	100	58,69	44,02	73,36	0,7336
9-11	160	50,18	37,64	62,728	0,392
12-13	250	45,06	33,79	56,322	0,224
15-16	100	57,39	43,04	71,736	0,717
17-18	400	17,94	13,45	22,422	0,056
20-21	250	33	24,75	41,25	0,165
22-23	160	84,48	63,36	105,6	0,660
24-25	250	49,52	37,14	61,90	0,2476
26-27	250	90,41	67,81	113,014	0,452

Таблица 2 – Результаты расчетов потокораспределения мощности на трансформаторах выбранной сети

Участок	$S_{\text{нагр}j}$, кВ·А		ΔS_j , кВ·А				$S_j^{\text{нач}}$, кВ·А	
	$P_j^{\text{кон}}$, кВт	$Q_j^{\text{кон}}$, квар	$\Delta P_j^{\text{нагр}}$, кВт	$\Delta Q_j^{\text{нагр}}$, квар	$\Delta P_j^{\text{жк}}$, кВт	$\Delta Q_j^{\text{жк}}$, квар	$P_j^{\text{нач}}$, кВт	$Q_j^{\text{нач}}$, квар
2-3	3,53	2,65	0,004	0,007	0,365	2,60	3,889	5,248
4-5	81,38	61,03	1,51	3,776	0,20	0,485	83,925	65,995
6-7	58,69	44,02	1,181	2,140	0,365	2,60	60,225	48,791
9-11	50,18	37,64	0,448	0,989	0,54	3,840	51,192	42,525
12-13	45,06	33,79	0,141	0,444	0,39	0,904	45,522	35,118
15-16	57,39	43,04	0,723	1,809	0,20	0,485	58,324	45,402
17-18	17,94	13,45	0,017	0,049	1,080	12,00	19,019	25,493
20-21	33	24,75	0,106	0,277	1,05	9,20	34,164	34,249
22-23	84,48	63,36	1,303	2,879	0,54	3,84	86,378	70,187
24-25	49,52	37,14	0,239	0,624	1,05	9,20	50,706	46,919
26-27	90,41	67,81	0,813	2,124	1,05	9,20	92,308	79,242

Таблица 3 – Поток электропотребления на трансформаторах сети

Участок	$W_{P_j}^{\text{кон}}$, МВт	$W_{Q_j}^{\text{кон}}$, Мвар	$\Delta W_{P_j}^{xx}$, МВт · ч	$\Delta W_{Q_j}^{xx}$, Мвар · ч	$\Delta W_{P_j}^{\text{нагр}}$, МВт · ч	$\Delta W_{Q_j}^{\text{нагр}}$, Мвар · ч	$W_{P_j}^{\text{нач}}$, МВт	$W_{Q_j}^{\text{нач}}$, Мвар
2-3	21,824	16,368	3,197	22,78	0,022	0,036	25,043	39,184
4-5	509,476	382,107	1,752	4,249	7,445	19,367	518,973	405,723
6-7	363,568	272,676	3,197	22,78	5,828	11,04	372,854	306,490
9-11	311,091	233,318	4,73	33,64	2,22	5,254	318,20	272,212
12-13	278,871	209,153	3,416	7,92	0,704	2,392	283,051	219,465
15-16	355,682	266,761	1,752	4,249	3,576	9,441	361,208	280,448
17-18	111,104	83,328	9,46	105,1	0,84	0,286	120,657	188,714
20-21	204,60	153,45	9,2	80,59	0,526	1,493	214,369	235,533
22-23	523,776	392,832	4,73	33,64	6,43	14,897	535,247	441,369
24-25	306,28	229,71	9,2	80,59	1,186	3,344	316,757	313,644
26-27	560,480	420,36	9,2	80,59	4,024	11,194	573,962	512,144

Примечание: расчет заданного реального режима производится по примеру расчета, который приведен в статье Фурсанов М.И., Гапанюк С.Г. «Алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-20 кВ» [3].

Проанализировав загрузку каждого трансформатора можно сделать вывод, что часть трансформаторов недогружена (условно примем: недогруженными трансформаторами являются те трансформаторы, у которых коэффициент загрузки меньше 40 % или 0,4 о.е.). Такими являются участки: 2-3 (ТМ-100), 12-13 (S11-250), 17-18 (ТМ-400), 20-21 (ТМ-250), 24-25 (ТМ-250). Хотелось бы отметить следующее: целью проведения данного мероприятия является снижение потерь. Как видно, при недогруженном трансформаторе потери холостого хода во много раз больше, чем нагрузочные потери, соответственно, можно сделать вывод, что заменять выбранные трансформаторы необходимо на трансформаторы меньшей мощности. Однако на участке 12-13, где установлен трансформатор S11-250 потери холостого хода, ненамного отличаются от нагрузочных в отличие от других трансформаторов. Поэтому как таковой необходимости замены данного трансформатора нет.

Приступим непосредственно к замене выбранных трансформаторов, как уже известно, на трансформаторы меньшей номинальной мощности.

Задача поиска искомого локального оптимума сводится к отысканию мощности трансформатора, которая дает наибольший экономический эффект. При поиске глобального оптимума в [4] был принят критерий минимума стоимости передачи электроэнергии C_n :

$$C = \frac{3}{W} \Rightarrow \min \quad (3)$$

где 3 – затраты на передачу электроэнергии; W – величина передаваемой электроэнергии.

Для оценки эффективности проведения оптимизационных мероприятий по замене трансформаторов в условиях эксплуатации сетей более целесообразным представляется использование относительных критериев оптимальности из теории чувствительности [1].

Известно [1], что для оценки чувствительности результирующего показателя Y к изменению того или иного влияющего фактора X_j используются частные производные δY и δX_j [1]:

$$s_j = \frac{\delta Y}{\delta X_j} \quad (4)$$

где s_j – показатель чувствительности (показывает степень реакции Y на изменение исходных данных).

Применительно к оценке эффективности использования капитальных затрат на замену трансформатора в качестве δY можно принять величины изменения приведенных

эксплуатационных затрат ΔZ_{ij} , а в качестве влияющего фактора δX_j на замену j -ого трансформатора на i -ый K_{ij} [2]. Тогда формула (4) примет вид [5]:

$$s_j = \frac{\Delta Z_{ij}}{K_{ij}} \quad (5)$$

В качестве минимизируемой целевой функции оставляем только приведенные затраты на трансформацию электроэнергии [5]:

$$Z_T = f(\bar{X}) = f(S_{ном1} \dots S_{номj}) \quad (6)$$

где j – количество трансформаторов.

Тогда (5) с учетом (6) примет вид:

$$s_j \approx \frac{Z_T - Z_i}{S_{номj} - S_{номi}} \cdot \frac{S_{номj}}{Z_T} \quad (7)$$

где Z_T – суммарные затраты по сети до проведения мероприятия, руб.; Z_i – суммарные затраты по сети после проведения мероприятия, руб.; $S_{номj}$ – номинальная мощность нового трансформатора, кВ·А; $S_{номi}$ – номинальная мощность исходного трансформатора, кВ·А.

В исходном режиме для j трансформаторов сети Z_T равны:

$$Z_T = Z_K + Z_X + Z_H, \text{ руб.} \quad (8)$$

где Z_K – капитальные затраты на техобслуживание и амортизацию; Z_X – затраты на потери электроэнергии холостого хода; Z_H – затраты на нагрузочные потери электроэнергии в сети.

$$Z_K = p_T \sum_1^j K_{S_j} = (E_H + p_a + p_{то}) \sum_1^j (K_{0i} + K_{смi} + K_{дмi} - K_{ли}), \text{ руб.},$$

$$Z_X = \sum_1^j \Delta W_j^{xx} \beta_j^{xx}, \text{ руб.}, \quad (9)$$

$$Z_H = \sum_1^j \Delta P_j^{кз} \left(\frac{S_{нбj}}{S_{номi}} \right)^2 \tau \beta_j^{\text{нагр}}, \text{ руб.}$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; p_a – норма ежегодных отчислений на амортизацию; $p_{то}$ – норма ежегодных отчислений на техобслуживание; K_{0i} – стоимость нового оборудования, руб.; $K_{смi}$ – стоимость строительно-монтажных работ, руб.; $K_{дмi}$ – стоимость демонтажа оборудования, руб.; $K_{ли}$ – ликвидная стоимость демонтируемого оборудования, руб.

Апробируем данный расчет на выбранных трансформаторах. Результаты расчета затрат в исходном режиме приведем в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты расчёта затрат в исходном режиме

Участок сети	$S_{ном}$, кВ·А	K_{S_j} , руб	Z_K , руб	Z_X , руб	Z_H , руб	Z_T , руб
2-3	100	570	59,28	56,76	1,34	146,42
4-5	100	655,6	68,182	29,78	83,7	181,662
6-7	100	570	59,28	56,76	16,35	132,39
9-11	160	910	94,85	90,82	7,47	193,14
12-13	250	1110	115,44	58,08	18,46	191,88
15-16	100	655,6	68,182	29,78	41,602	139,56
17-18	400	1410	146,64	165,56	2,248	314,448
20-21	250	1000	104	129,3	1,53	234,83
22-23	160	910	94,85	90,82	21,17	206,84
24-25	250	1000	104	129,3	3,46	236,75
26-27	250	1000	104	129,3	11,48	244,78
					Итого (Z_T)	2222,7

Далее проведём серию расчётов затрат с учётом мероприятий по замене исходных трансформаторов на новые. На каждом шаге меняем каждый последующий трансформатор на трансформатор меньшей номинальной мощности.

Рассчитаем величину K_{sj} при замене трансформатора на участке (2-3) ТМ-100 на ТМ-63:

$$K_{S_{2-3}} = K_{oi} + K_{cmi} + K_{dmi} - K_{ли} + 410 + 155 + 64 - 285 = 344 \text{ руб.}$$

Тогда приведенные затраты при замене трансформатора на участке 2-3:

Приведенные затраты при замене трансформатора на участке 2-3 по формулам (8)-(9):

$$З_T = З_K + З_X + З_H = 35,766 + 41 + 1,014 = 77,78, \text{ руб.}$$

$$З_K = p_T \sum_1^j K_{S_{2-3}} = 0,104 \cdot 344 = 35,776, \text{ руб.},$$

$$З_X = \sum_1^j \Delta W_j^{xx} \beta_j^{xx} = 0,26 \cdot 8760 \cdot 0,018 = 41, \text{ руб.},$$

$$З_H = \sum_1^j \Delta P_j^{кз} \left(\frac{S_{нбj}}{S_{номj}} \right)^2 \beta_j^{нагр} = 1,28 \cdot \left(\frac{100 \cdot 0,044}{63} \right)^2 \cdot 3727 \cdot 0,031 = 1,014, \text{ руб.}$$

Коэффициент эластичности для участка 2-3:

$$s_j \approx \frac{З_T - З_i}{S_{номj} - S_{номi}} \cdot \frac{S_{номj}}{З_T} = \frac{2222,7 - 2154,06}{100 - 63} \cdot \frac{100}{2154,06} = 0,0861.$$

Результаты расчётов представим в таблице 5. Так как расчет имеет весьма большие объёмы, поэтому в таблице 5 приведены лишь некоторые итерации.

Таблица 5 - Некоторые итерации замены трансформаторов

№	$З_T$, руб	Номинальные мощности трансформаторов на участках сети, кВА			
		2-3	17-18	20-21	24-25
1	2222,7	100	400	250	250
2	2154,06	63	400	250	250
3	2009,213	63	250	250	250
4	1867,805	63	250	100	100
5	1587,438	63	100	63	63
6	1526,351	63	40	63	63
7	1541,89	40	25	63	63

Из таблицы видно, что на седьмой итерации затраты возросли, следовательно, наилучшим вариантом замены трансформаторов будет вариант, который приведен в шестой итерации.

Выводы:

1. Разработана методика поэтапной оптимизации замены трансформаторов распределительных электрических сетей 6-10 кВ на основе теории чувствительности.
2. Были снижены суммарные потери электроэнергии в распределительной сети: *до замены трансформаторов* (в исходном режиме) $\Delta W = 108,21$ тыс. кВт·ч, что составляет 2,96 % от электропотребления на головном участке (0,29 % - потери в линиях; 1,80 % - потери холостого хода трансформаторов; 0,88 % - нагрузочные потери трансформаторов); *в режиме после замены трансформаторов*: $\Delta W = 87,44$ тыс. кВт·ч, что составляет 2,46 % от электропотребления на головном участке (0,26 % - потери в линиях; 1,09 % - потери холостого хода трансформаторов; 1,10 % - нагрузочные потери трансформаторов).

Литература

1. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 1. – 322 с.
2. Фурсанов, М.И. Влияние параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей / М.И. Фурсанов, Н.С. Петрашевич // Наука – образованию, производству, экономике : материалы 11-й Международной научно-технической конференции. Т.1. – Минск : БНТУ, 2013. – С. 13.
3. Фурсанов, М.И. Алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-20 кВ / М.И. Фурсанов, С.Г. Гапанюк // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика : международный научно-технический журнал. – 2013. - №2. – С. 11-20.

УДК 621.3

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Шуляк И.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Конструкция силовых трансформаторов, состоящих из магнитопровода, обмоток и бака (для масляных трансформаторов), уже более столетия остается практически неизменной. Основные изменения происходят в области применяемых материалов и в технологии производства, как его отдельных частей, так и трансформатора в целом. Так, на смену маркам горячекатаной электротехнической стали пришли холоднокатаные, для обмоток вместо меди стали использовать алюминий, изменился также способ шихтовки магнитопровода – вместо «прямого стыка» стали применять «косой стык», а толстостенный бак с расширителем уступил место герметичному тонкостенному гофрированному баку.

Эволюционность вектора развития конструкции силового трансформатора экономически определяется противоборством двух критериев:

- требование рынка к удешевлению трансформатора в целом как товара;
- необходимость применения более дорогих технологий для изготовления трансформатора как товара с более привлекательными потребительскими свойствами.

Сформированные законом спроса и предложения рыночные цены на новые силовые трансформаторы жестко удерживают собственников трансформаторных заводов от революционного развития конструкции трансформатора, так как это приведет к его резкому удорожанию.

Но сегодня в условиях мирового дефицита энерго мощностей, постоянного роста энергопотребления и удорожания энергоресурсов вопрос об экономии энергии приобретает все большую актуальность. А сокращения потерь электроэнергии в значительной мере можно добиться именно кардинальной реконструкцией трансформатора и используемых в нем материалов.

Прежде чем сделать обзор уже выпускаемых энергосберегающих (энергоэффективных) трансформаторов, теоретически определим возможные способы повышения энергоэффективности силового трансформатора.

ГОСТ 25941-83 «Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия» рекомендует определять КПД силового трансформатора η следующей формулой

$$\eta = 1 - \frac{\beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{хх}}}{\beta \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_2 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{хх}}}, \quad (1)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – мощность потерь короткого замыкания, Вт;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – мощность потерь холостого хода, Вт;

β – коэффициент нагрузки;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$\cos \varphi_2$ – коэффициент мощности.

Анализируя формулу (1), можно сделать вывод, что, несмотря на нелинейность зависимости, передаваемая во вторичную цепь мощность будет увеличиваться, если:

- а) коэффициент нагрузки β будет оптимальным;
- б) коэффициент мощности $\cos \varphi_2$ будет увеличиваться;
- в) мощность потерь $\Delta P_{\text{хх}}$ будет уменьшаться;
- г) мощность потерь $\Delta P_{\text{кз}}$ будет уменьшаться.

Рассмотрим подробнее каждый из пунктов.

Пункты а) и б): оптимальный коэффициент нагрузки – это отсутствие колебаний напряжений в сети, как в первичной, так и во вторичной. Высокий коэффициент мощности – это компенсация реактивной мощности. Таким образом, очевидной является необходимость так называемой «умной сети» («Smart Grid»). Данный термин означает построение интеллектуальной электрической распределительной сети, позволяющей на фоне устаревания основных фондов и увеличения объемов потребления повысить рентабельность, надежность и безотказность работы, а также снизить потери в сетях.

Подобные системы направлены на гораздо более эффективную эксплуатацию, оптимизацию и распределение нагрузки в сети, что снижает потребность в масштабных капитальных затратах на новые подстанции и линии электропередач. В условиях чрезвычайных происшествий «Smart Grid» позволяет быстрее реагировать на ситуацию и восстанавливать работоспособность сети. При применении различных моделей тарификации для конечных потребителей, «умная» инфраструктура обеспечивает двустороннюю связь с потребителями и активно способствует сокращению электропотребления и снижению пиковых нагрузок.

В случае силовых трансформаторов наиболее перспективным признано использование тиристорных переключателей с одной вторичной обмотки на другую, отличающуюся числом витков, что позволит скомпенсировать колебания напряжения. Реализация такого проекта повысит качество электрической энергии, что означает не только стабильность напряжения, но также и более надежную топологию энергетической сети.

Пункт в): уменьшение мощности потерь холостого хода ΔP_{xx} (потери в магнитопроводе), очевидно, связано с изменением конструкции и материала магнитопровода.

Наиболее перспективный путь снижения затрат на производство и эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов – это применение магнитопроводов из аморфных (нанокристаллических) сплавов, при этом обеспечивается более чем пятикратное снижение потерь холостого хода трансформаторов по сравнению с магнитопроводами из холоднокатаной электротехнической стали.

Сегодня силовые распределительные трансформаторы с сердечником из аморфной стали серийно выпускаются в США, Канаде, Японии, Индии, Словакии. Всего в мире уже изготовлено около 60 – 70 тыс. единиц трансформаторов мощностью 25 – 100 кВА, примерно 1000 единиц прошли успешные многолетние испытания в различных энергосистемах. Наибольших успехов добились США и Япония. Японская фирма «Hitachi» в сотрудничестве с американской компанией «Allied Signal» выпустила на рынок гамму силовых трансформаторов (мощностью от 500 до 1 тыс. кВА), сердечник которых изготовлен из аморфного сплава. Как показали испытания, он позволяет сократить потери энергии в сердечнике трансформатора на 80% по сравнению со стальным аналогом. По оценке экспертов, если бы во всех действующих в мире трансформаторах установить сердечники из аморфных металлов, среднегодовая экономия энергии составила бы 40 млн. кВт·ч.

Недостатком сердечников из аморфных материалов является их более высокая стоимость по сравнению с традиционными материалами, так как производство таких сердечников обходится дороже в силу неотработанности технологического процесса. Еще одной проблемой является усложнение процесса изготовления сердечника по мере увеличения его размеров.

Сравнительные проектные параметры силовых распределительных трансформаторов с сердечниками из аморфного сплава и из холоднокатаной электротехнической стали представлены в таблице 1.

Таблица 1. – Сравнительный анализ параметров трансформаторов

Параметры	100 кВ·А		250 кВ·А		400 кВ·А		630 кВ·А	
	АС	ЭС	АС	ЭС	АС	ЭС	АС	ЭС
Потери х.х., Вт	64	300	128	580	161	830	238	1200
Потери к.з., Вт	1617	1700	3129	3100	4457	4400	6353	6200
Напряжение к.з., %	4,42	4,5	4,37	4,5	4,5	4,5	6,06	6,0
Ток х.х., %	0,2	2,5	0,093	1,9	0,078	1,6	0,074	1,3

Пункт г): уменьшение мощности потерь короткого замыкания $\Delta P_{кз}$ (потерь в обмотках) – это инновации в конструкции обмоток силового трансформатора. В этой области наиболее интересны два направления.

Первое связано с использованием высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТПС) материалов. Отметим следующие преимущества трансформаторов с обмотками из ВТПС-материалов: - снижение нагрузочных потерь при номинальном токе почти в два раза, что значительно увеличивает КПД трансформатора;

- уменьшение веса и габаритов трансформатора до 40%, что, в свою очередь, позволяет применять такие трансформаторы в уже существующих подстанциях без их конструктивных изменений со значительным увеличением мощности;

- свойство ограничения токов короткого замыкания, что в аварийных режимах защищает электрооборудование сети;

- значительное уменьшение реактивного сопротивления, что позволяет обеспечить стабилизацию напряжения, не прибегая к его регулированию;

- большая перегрузочная способность без повреждения изоляции и старения трансформатора;

- уменьшение уровня шума;

- пожаробезопасность и экологичность.

Основным отрицательным фактором использования ВТПС-материалов является высокая стоимость провода, изготовленного из них.

Второе направление уменьшения мощности потерь короткого замыкания – это новый тип трансформатора DryFormer фирмы «ABB», обмотки которого выполняются из специального кабеля. Этот кабель имеет многопроволочную медную или алюминиевую токопроводящую жилу, поверх которой наложен тонкий слой полупроводящего материала, что позволяет устранить неравномерность электрического поля, вызванного многопроволочностью жилы. Изоляция такой жилы изготавливается из полиэтилена, ее толщина выбирается из соображений электрической прочности (практически достижим уровень напряжения 220 кВ). Поверх изоляции наложен экран, выполненный также из полупроводящего материала, который заземляется, что обеспечивает рациональное распределение электрического поля.

Отсутствие масла, снижение более чем вдвое доли горючих материалов по сравнению с обычным трансформатором устраняют риск пожара, взрыва, загрязнения воды и почвы при повреждении трансформатора. Это позволяет применять такое оборудование в зонах с большой плотностью населения, подземных установках, экологически охраняемых регионах. Для DryFormer не нужны вводы высокого напряжения, так как кабель, которым выполнена обмотка, протягивается к распределительному устройству на любую длину.

Фактором, препятствующим промышленному применению кабельных трансформаторов, также является их высокая стоимость.

Таким образом, на сегодняшний день для повышения энергоэффективности системы электроснабжения промышленного предприятия наиболее перспективным является использование аморфных силовых трансформаторов в силу того, что кабельные трансформаторы и трансформаторы с обмотками из ВТПС-материалов все еще находятся в опытной эксплуатации.

Литература

1. Бормосов, В.А. Перспективы и состояние разработок распределительных трансформаторов массовых серий / М.Н. Костоусова, А.Ф. Петренко, Н.Е. Смольская . - М.: Информэлектро, 1988.

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРОКЛАДКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЧЕРЕЗ ЛЕСНЫЕ МАССИВЫ

Чайков И.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М. А.

В связи со строительством в Республике Беларусь атомной электрической станции (АЭС) появилась необходимость связать ее с энергосистемой страны. Выдача полной мощности Белорусской АЭС (2400 МВт) намечается по семи линиям электропередачи напряжением 330 кВ. С целью уменьшения ширины просеки при прокладке трассы ВЛ 330 кВ АЭС-Минск Северная по землям лесного фонда на протяженности более 20 км будут использоваться современные повышенные металлические опоры, которые способны обеспечить подвеску проводов над лесом. Это позволит сохранить ценные лесные массивы и существенно сэкономить затраты на вырубку и обслуживание просек. Вместе с этим сооружение, монтаж и эксплуатация линий с применением массивных опор будут требовать больших трудозатрат и финансовых вложений, чем для обычных линий.

Для достижения цели исследования, состоящей в снижении стоимости прокладки ВЛ через лесные массивы, необходимо решить ряд задач: обосновать целесообразность применения опор того или иного типа для сооружения ВЛ, рассчитать технико-экономические показатели сооружения линий, учесть показатели надежности с применением метода многоцелевой оптимизации.

При сооружении ВЛ, проходящей через лесной массив, необходима ширина вырубки просеки определяется в зависимости от высоты насаждений с учетом их перспективного роста в течение 25 лет с момента ввода ВЛ в эксплуатацию [1], исходя из следующих условий:

- 1) исключение падения деревьев, стоящих на краю просеки, на провода;
- 2) обеспечение необходимых изоляционных промежутков от отклоненных проводов до кроны деревьев на краю просеки.

Для сохранения ценных лесных насаждений ширину просеки следует принимать по второму условию. При этом её величина для соснового леса будет составлять более 38 м для сооружения ВЛ напряжением 110 кВ и более 51 м – для сооружения ВЛ напряжением 330 кВ. Одним из возможных путей уменьшения ширины просеки – прокладка трассы ВЛ над лесным массивом (опоры высотой 50 м и более). При подъеме проводов ВЛ над лесом ширина просеки принимается не более 6 м (по 3 м в каждую сторону от оси ВЛ), что позволяет уменьшить её ширину более, чем в 6 и 8 раз, для ВЛ напряжением 110 и 330 кВ соответственно. Исходя из этого, уменьшается и площадь вырубки леса до 0,6 га/км по сравнению с 3,8 и 5,1 га/км для ВЛ соответственно напряжением 110 и 330 кВ, проходящих через лес (с вырубкой просеки большой ширины).

В ходе исследования рассматривается возможность сооружения ВЛ с подвеской проводов над лесным массивом с применением следующих типов опор линий электропередачи:

- а) с применением типовых переходных металлических решетчатых опор (МРО) типа ПП;
- б) с применением МРО нетиповой конструкции, спроектированных РУП «Белэнергосетьпроект» [2];
- в) с применением металлических многогранных опор (ММО).

Выбор того или иного варианта сооружения ВЛ необходимо проводить с применением метода многоцелевой оптимизации, где учитываются следующие критерии:

- 1) минимум дисконтированных затрат на сооружение ВЛ;
- 2) максимум надежности ВЛ;
- 3) максимум удобства монтажа.

Результаты сравнения величин дисконтированных затрат приведен в таблице 1.

Меньшие значения дисконтированных затрат соответствуют прокладке трассы линии через крупный лес редкой густоты, а большие значения – через тонкомерный густой лес [3]. Масса многогранных опор зависит от величины диаметра и толщины стенки стойки опоры, выбираемых на стадии проектирования в зависимости от природно-климатических условий эксплуатации ВЛ, марки провода и т.д.

Таблица 1 – Расчетные значения удельных дисконтированных затрат на строительство ВЛ в зависимости от характеристик лесного массива

Номинальное напряжение ВЛ	Условия прокладки ВЛ		Годовые приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию	
			тыс.\$/км	в %
110 кВ	Через лес на типовых МРО		188,7...333,1	100,0
	Над лесом на типовых МРО		902,7...925,5	478,3...277,8
	Над лесом на МРО нетиповой конструкции		593,7...616,4	314,6...185,1
	Над лесом на ММО	Менее массивные опоры	429,2...452,0	227,5...135,7
		Более массивные опоры	963,3...986,0	510,5...296,0
330 кВ	Через лес на типовых МРО		407,0...603,4	100,0
	Над лесом на типовых МРО		1658,7...1681,4	407,5...278,7
	Над лесом на МРО нетиповой конструкции		740,3...763,1	181,9...126,5
	Над лесом на ММО	Менее массивные опоры	475,8...498,5	116,9...82,6
		Более массивные опоры	820,5...843,2	201,6...139,7

Не смотря на то, что зачастую при выборе варианта строительства ВЛ критерий минимума затрат на её сооружение и эксплуатацию играет более значимую роль (представляет собой более важную цель), необходимо учитывать так же и фактор надежности электроснабжения потребителей. При оценке работы ВЛ в качестве показателей, характеризующих надежность участка сети и ее элементов, будем использовать параметр потока отказов (среднее количество отказов в год) и поражаемость грозowymi разрядами [4].

При оценке критерия максимального удобства монтажа следует учесть трудозатраты по монтажу и установке опор различной конструкции.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 7 изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
2. Новые решения в проектировании линий электропередачи 110 и 330 кВ [Электронный ресурс] // Научно-исследовательское и проектно-изыскательское республиканское унитарное предприятие «Белэнергосетьпроект». – Режим доступа: <http://www.besp.by/ru/12-news-whole/142-news-lep-110-330kv.html>. – Дата доступа: 31.11.2016.
3. Гологорский, Е.Г., Кравцов, А.Н., Узелков, Б.М. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ / Е.Г. Гологорский, А.Н. Кравцов, А.Н., Б.М. Узелков. – М. : ЭНАС, 2007. – 560 с.
4. Короткевич, М.А. Монтаж электрических сетей : учеб. пособие / М.А. Короткевич. – Минск: Вышэйшая школа, 2012. – 512 с.

УДК 621.3

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Борисова А.В.

Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

В Белорусской энергосистеме на протяжении 30 лет наблюдается снижение электропотребления (Рисунок 1). Помимо этого, происходит увеличение неравномерности суточного графика нагрузки. Этот факт в часы минимальных нагрузок вызывает избыток реактивной мощности. Причина избытка реактивной мощности – её генерация ненагруженными линиями электропередачи (ЛЭП) 220-750 кВ., в результате чего происходит повышение напряжения в некоторых узлах энергосистемы. Избыток реактивной мощности требуется компенсировать при помощи регулирующих устройств (автотрансформаторы, вольтдобавочные трансформаторы) и источников реактивной мощности (ИРМ) (синхронные компенсаторы (СК), батареи статических компенсаторов (БСК) и др.). Именно поэтому задача оптимального распределения реактивной мощности является одной из ключевых проблем в электроэнергетических системах (ЭС). Применение современных методов оптимизации позволяет определить оптимальные состав оборудования и напряжения в узлах, генерируемые реактивные мощности и коэффициенты трансформации трансформаторов. Далее в работе будет проведен обзор методов оптимизации, которые применяются исследователями на современном этапе.



Рисунок 1 – График потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме

В отечественной практике для оптимизации электроэнергетических систем осуществлялись: совершенствование алгоритмов программ расчёта, и оптимизация режима электрической сети. Алгоритмы основывались на развитии обобщённого метода приведенного градиента (ОМПГ) [1]. Так же использовались различные вариации метода покоординатного спуска. Это позволяло свести к минимуму суммарное значение потерь активной мощности.

Авторы в работе [2] предложили целочисленный, многофункциональный генетический алгоритм (ГА) (integer-coded genetic algorithm (IGA)) к задаче компенсации реактивной мощности, принимая во внимание режим работы электроэнергетической системы как безаварийный, так и с возможными повреждениями. Многофункциональный ГА предполагает, как оптимизацию места установки КУ, так и предоставление их эксплуатационных характеристик.

Постановка задачи в работе [3] включает в себя как дискретные (коэффициент трансформации), непрерывные (напряжение генератора), так и совмещенные (источники реактивной мощности) переменные. Авторы подробно привели адаптивный ГА (self-adaptive genetic algorithm (SAGA)) оптимизации реактивной мощности в сети с вещественным кодированием.

Авторы в работе [4] показали, что модель оптимизации, основанная на принципе максимизации прибыли, приводит к снижению потерь. С другой стороны – проводимые операции в электрических сетях будут увеличивать снижение надежности систем электроснабжения. Это в свою очередь может привести к недоотпуску электроэнергии. В целом, в работе были исследованы затраты на установку устройств управления реактивной мощностью. Математическая модель минимизации потерь активной мощности была внедрена для того, чтобы свести к минимуму потери энергии в текущем интервале времени.

Для оптимального распределения реактивной мощности в сети в статье [5] предложен вариант оптимизации с использованием методов линейного программирования (ЛП) (linear programming technique (LPT)). Например, усовершенствованный метод эволюционного программирования (ЭП) (evolutionary programming (EP)), и его версия, включающая метод внутренней точки. Чтобы повысить возможность сохранения параметров режима энергосистемы системы в области допустимых ограничений, в работе представлены общие принципы регулирования реактивной мощности. Они заключаются [6] в попеременном присваивании изменённых значений управляющих переменных (коэффициентов трансформации, ступеней регулирования и т.п.).

В работе [7] показано применение метода роя частиц (particle swarm optimization (PSO)) для поиска локального минимума потерь мощности и решения проблемы распределения реактивной мощности при использовании объединённой системы (multi-agent system (MSA)).

В последнее время большую популярность приобрели методы оптимизации, основанные на использовании муравьиного алгоритма [8] (алгоритме муравьиной колонии) (ant colony optimization (ACO)). Этот алгоритм был изначально использован для решения задач комбинаторной оптимизации (combinatorial optimization problems (COP)), представленных для задачи коммивояжёра. В настоящее время большое количество исследований на эту тематику показывают, что результаты работы муравьиного алгоритма превосходят другие эвристические методы оптимизации.

Рассмотрены методы оптимального распределения реактивной мощности в основных электрических сетях, которые применяются в настоящее время. Для уточнения данных и сравнения времени работы требуется разработать и апробировать вышесказанные алгоритмы для электрической сети.

Литература

1. Крумм, Л. А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. — Новосибирск: Наука, 1977. — 368 с
2. Genetic algorithms for optimal reactive power compensation on the national grid system / Li F, Pilgrim JD, Dabeedin C. [et al] // IEEE Trans Power System 20. — 2005. — P. 493–500.
3. P, Subbaraj. Optimal reactive power dispatch using self-adaptive real coded genetic algorithm / Subbaraj P, Rajnarayanan PN // Electrical Power System Research 79. — 2009. — P. 374–381.
4. Y Zhang. Optimal reactive power dispatch considering costs of adjusting the control devices / Zhang Y, Ren Z // IEEE Trans Power System: 20. — 2009. — P. 1349–1356.
5. W, Yan. A novel optimal reactive power dispatch method based on an improved hybrid evolutionary programming technique / Yan W, Lu S, Yu DC // IEEE Trans Power System 19. — 2004. — P. 913–918.
6. Zhao B, Multiagent-based particles swarm optimization approach for optimal reactive power dispatch. / Zhao B Guo CX, Cao YJ A // IEEE Trans Power System 20. — 2005. — 1070–1078
7. Dai C, Reactive power dispatch considering voltage stability with seeker optimization algorithm / Dai C, Chen W, Zhu Y, Zhang X // Electrical Power System Research 79. — 2005. — P. 1462–1471.
8. Hou YH, Generalized ant colony optimization for economic dispatch of power systems / Hou YH, Wu YW, Lu LJ, Xiong XY // IEEE Int Conf Power Syst Technol 1. — 2002. — P. 225–229

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМ МЕТОДОМ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

Известно, что задача оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности является весьма эффективным мероприятием по улучшению технико-экономических показателей работы электрических сетей. Она не связана с дополнительными капитальными затратами и относится к числу первоочередных, решаемых в энергосистемах.

Известные алгоритмы решения данной задачи формулируют её как

$$\min [\Delta P(K, Q) / K, Q \in R],$$

где ΔP суммарные потери активной мощности в расчетной схеме сети; K, Q векторы независимых переменных: коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи и реактивных мощностей источников; R – область допустимых решений, ограниченная равенствами и неравенствами технических ограничений[1].

Основным режимным ограничением являются величины напряжений узлов расчетной схемы сети.

Для решения данной задачи применяется ряд оптимизационных методов, учитывающих дискретность и непрерывность изменения переменных. Алгоритмы предусматривают поочерёдное изменение векторов переменных, например, первым изменяется вектор K , а вторым – вектор Q или наоборот. В обоих случаях задача как-то решается: потери снижаются, но на разную величину и при этом напряжение в ряде узлов схемы сети достигают допустимых пределов.

Для более точного решения задачи разработан алгоритм на основе использования пошагового метода оптимизации с анализом предыстории[2].

Оптимизационный расчет выполняется в следующем порядке:

- А) по результатам пошаговых сравнительных расчетов режимов сети выбирается коэффициент трансформации, который в наибольшей степени уменьшает величину потерь мощности в сети и при этом рассчитывается суммарное изменение напряжений узлов схемы сети соответственно между исходным режимом и режимом при коэффициенте трансформации трансформатора, который дал наибольшее снижение потерь мощности;
- Б) по результатам пошаговых сравнительных расчетов режимов сети выбирается источник реактивной мощности, который в наибольшей степени уменьшает величину потерь мощности в схеме сети при условии, что изменение мощности его приводит к суммарному изменению напряжений узлов схемы сети, равному по величине от изменения коэффициента трансформации, выбранного на предыдущем этапе расчёта;
- В) сравниваются два решения и выбирается оптимальное и далее оптимизационный расчет повторяется.

Приведем пример реализации данного метода на замкнутой электрической сети со следующими параметрами: номинальные напряжения 330, 220 и 110 кВ, число узлов-25, суммарная протяженность линий-1549 км, суммарная нагрузка потребителей- 837+j498 МВА, генерация реактивной мощности в 3 узлах - 100+j(0÷100), 50+j(0÷100), +j(0÷50) МВА, количество автотрансформаторов-5.

Расчет режимов сети производим с помощью известной программы «RASTR».

Суммарные потери активной мощности в сети в исходном режиме составляют 24.59 МВт.

При расчете принималось, что разность изменения суммарных значений напряжений при выборе оптимального коэффициента трансформации трансформатора и при выборе оптимального значения генерируемой реактивной мощности в узле не превышал 1%.

После первого оптимизационного шага выяснилось, что изменение реактивной мощности источника в узле 1 дает больший эффект снижения потерь нежели оптимально выбранный коэффициент трансформации трансформатора. На основании этого вносим в рассчитанную схему электрической сети новое значение реактивной мощности в узле 1 и переходим на второй шаг оптимизационного расчета.

На последующих шагах оптимизации величин коэффициентов трансформации и источников реактивной мощности наблюдаем схожую ситуацию. Источник реактивной мощности в узле 1 дал больше значения снижения потерь мощности, чем оптимально выбранный коэффициент трансформации на данном шаге.

Оптимизационный расчет закончился после 4-ого оптимизационного шага, поскольку на последующих шагах напряжения в некоторых узлах выходят за допустимые пределы.

Таким образом для рассмотренной схемы сети больший эффект снижения потерь мощности достигнут за счет изменения реактивной мощности источников. Потери активной мощности снизились на 1,41 МВт.

Описанный алгоритм оптимизации полностью формализован и может быть реализован на ЭВМ.

Литература

1. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Планирование характерных режимов электрических сетей 110 – 750 кВ по напряжению и реактивной мощности. - Электрические станции, 1977, №12.
2. Отчет о НИР. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. № г.р. 19981125 / В.Г.Прокопенко, А.А. Золотой. Минск, БНТУ, 1998.

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БЕСПРОВОДНЫМ МЕТОДОМ

Веракса Р.В.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

Учёные уже многие десятилетия пытаются решить проблему беспроводной передачи энергии. Может показаться что сейчас, когда практически к каждому населённому пункту подведены электрические сети, необходимости в переменах и использовании беспроводной передачи нет, однако это только на первый взгляд.

Рассмотрим причины необходимости использования беспроводной передачи электроэнергии:

1) ветер, дожди и снегопады – все эти явления, которые нередко являются причиной аварий и выходов из строя ЛЭП. Налипшая масса льда, падающие ветки деревьев обрывают провода, вызывают короткое замыкание, разбивают изоляторы и т.д. Для предотвращения всех этих трудностей энергетики обслуживают опоры, ведут работы вдоль линий электропередач, а также регулярно ведут учёт за состоянием проводов и изоляторов. Все это требует серьезных финансовых затрат;

2) существует довольно большое количество труднодоступных мест, в которых до сих пор нет электричества. Существует ряд факторов, мешающих осуществлению задачи по обеспечению электроэнергией отдалённых (труднодоступных) районов:

а) денежные затраты. Необходимы достаточно большая длина проводов электропередачи, большое количество изоляторов и т.д.;

б) рельеф. В горах, например, достаточно трудно возводить опоры и в последующем устанавливать всё те же изоляторы и протягивать всё те же линии электропередач.

История развития

Первым, кто начал исследовать возможность беспроводной передачи энергии, был американский учёный (с сербскими корнями) Никола Тесла, который сделал огромный прорыв в этой области. В конце 19 века в Колорадо для экспериментов Тесла была построена башня (рис. 1).

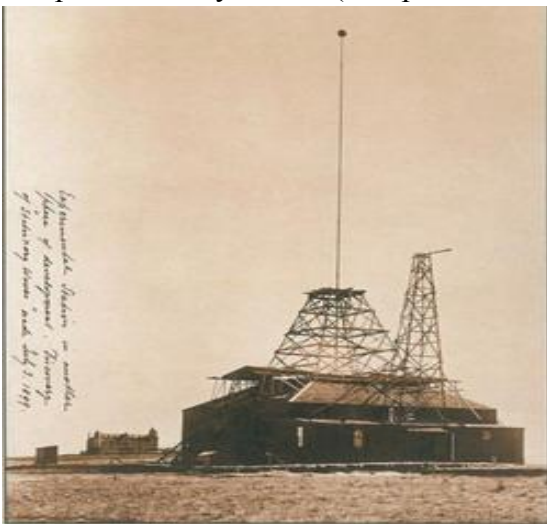


Рисунок 1 – Экспериментальная башня в Колорадо

По рассказам современников великого учёного, ему удавалось генерировать потенциалы, которые в последующем разряжались стрелами молний длиной до 40 метров. Также многие утверждали, что вокруг башни можно было видеть огромный световой шар. И не смотря на скептицизм многих людей, учёный достиг желаемого – 200 лампочек разом загорались. На первый взгляд ничего в этом необычного нет. Но надо принять во внимание тот факт, что лампочки находились на расстоянии 25 миль.

Ионосфера в качестве проводящего слоя

Тесла предложил использовать ионосферу в качестве проводящего слоя (рис. 2). Суть заключается в том, что, солнечная радиация должна на больших высотах ионизировать земную атмосферу, создавая вокруг планеты электропроводящий слой. Вместе с этим нижние слои атмосферы являются хорошим изолятором. Это позволит без каких-либо ощутимых последствий заряжать проводящий слой атмосферы (ионосферы) до невероятно высоких напряжений, вплоть до миллиона.

Т.е. складывается следующая картина – положительно заряженная ионосфера и отрицательно заряженная поверхность земли (поверхность рек, озёр, морей, океанов, грунтовые воды и т.д.) у нас есть главное условие появления электроэнергии между ионосферой и поверхностью земли – разность потенциалов. По данным подсчёта учёных, разность потенциалов в данном случае достигла отметки 10^5 вольт, ионосфера-земля можно назвать шаровым конденсатором (две концентрические заряженные сферы с противоположным значением заряда по модулю).



Рисунок 2 – Схематичное изображение объёмного резонатора «Земля ионосфера»

Проблемой данного метода является то что данная модель представляет собой шаровой конденсатор, и энергия из

ионосферы на землю передаётся только через разряды молнии, а вот как

управляться с этим так, чтобы процесс был контролируемым учёные пока не знают.

Резонансный усилитель

Учёные американских университетов Северной Каролины и Карнеги-Милону изобрели способ увеличения передачи электроэнергии по беспроводному каналу в десятки и даже 1000 раз повысив его эффективность. Достигнуть такого результата они собираются за счёт резонансного усилителя (MRFE).

Как правило, система передачи энергии состоит из катушки-передатчика и катушки-приёмника. Первая генерирует магнитное поле, а вторая - преобразовывает его в электроэнергию. Но тут следует отметить следующий фактор: определённая доля энергии рассеивается в пространстве, и, как правило, процентное соотношение потерянной электроэнергии достигает nepозволительно больших цифр для той же промышленной области (к слову это и является той причиной, по которой беспроводная передача электроэнергии не используется так широко, как этого хотелось бы в наше время). Но, как считают учёные сделавшие вышесказанное открытие, их резонансный усилитель поможет если не кардинально, то хотя бы сдвинуть с места прогресс в этом направлении.

Согласно результатам исследований, MRFE усилители, которые могут представлять собой даже простую петлю из медного провода, способны повысить эффективность передачи энергии беспроводным путем, по крайней мере, на 100% в сравнении с традиционным способом передачи энергии по воздуху, а в некоторых системах даже на 500%.

В защиту этого метода можно привести статистические сравнения: резонансный усилитель работает в 5 раз эффективнее ЛЭП и в 50 раз - нежели передача данных по воздуху.

Специальные суперлинзы

Группа ученых из Университета Дьюка (США) и Североамериканского исследовательского института "Тойота", которой руководил профессор Ярослав Уржумом, создала устройство, которое может передавать энергию на значительное расстояние при помощи низкочастотных магнитных полей. Доктор Уржумом и его коллеги добились такого результата, с помощью квадратной суперлинзы, находящейся между двумя катушками, которые были разнесены на некоторое расстояние друг от друга. Эти суперлинзы выглядели как несколько десятков гигантских кубиков Рубека, которые соединили между собой. Внешние и внутренние стенки блоков были покрыты

спиралевидными медными проводками так, что образовавшийся узор напоминал обычную микросхему.

Повторяющаяся форма катушек и их геометрическая форма придавали им свойства мета материала, который взаимодействует с магнитными полями таким образом, что магнитные поля могут передать энергию в узком конусе, где их интенсивность максимальна.

Учёные, которые занимались над этим проектом, провели следующий опыт: поместили катушку генератор с одной стороны от суперлинз, с другой стороны катушку, которая должна принимать энергию, после чего по ней пустили переменный ток, создавший магнитное поле. Результат был поразителен: магнитное поле смогло передавать энергию на расстояние примерно в 30 сантиметров, а это было почти в десять раз больше, чем размер передатчика.

"Предыдущие опыты говорят о том, что, если ваш электромагнит имеет в диаметре 2,54 сантиметра, вы почти ничего не сможете передать с его помощью уже на 7,62 сантиметра. Ну, а если точнее, то вы получите всего примерно 0,1 процента энергии, которая была доступна на первой катушке. Однако все-таки удалось добиться того, что эффективность индуктивной беспроводной передачи энергии весьма возросла для дистанций, которые намного больше размера и приемника, и передатчика. Это важно, поскольку чтобы стать частью повседневной жизни, подобной технологии надо вписаться в габариты сегодняшней карманной мобильной электроники. Такая беспроводная передача энергии с помощью магнитного поля выгодно отличается от стандартной, с помощью электрических полей, что достигается за счет большей безопасности и потенциальной эффективности. Большинство материалов не слишком-то поглощают магнитные поля, и даже довольно сильные поля (до трех тесла) вполне безопасны и, более того, утверждены для использования в той же томографии.

В данный момент времени учёные ведут работы над разработкой суперлинз, параметры которых будут изменяться — они смогут фокусировать подпитывающие магнитные поля на изменяемой точке в пространстве. Это может быть важно в том случае, если, например, человек со смартфоном, нуждающимся в подзарядке, в это время ходит по комнате, периодически меняя местоположение.

Башня Никола Теслы

Данная работа великого учёного была основана на идее резонансной раскачки ионосферы, получив в последующем название "**Wardenclyffe**" (рис. 3).

№ 1119732

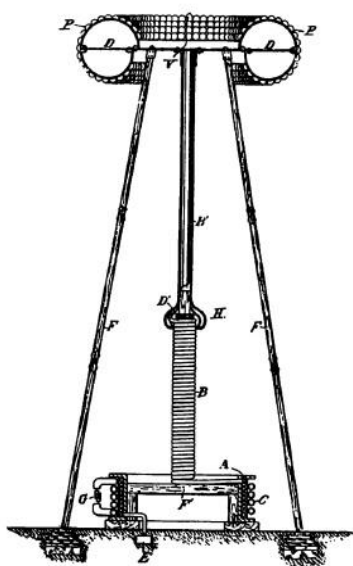


Рисунок 3 – Мировая башня связи

Это была каркасная башня высотой 57 метров с огромной медной "тарелкой" наверху - гигантским усилительным передатчиком, со стальной шахтой, углубленной в землю на 36 метров. Первый раз её испытали в 1905 году и получили потрясающий эффект. "Тесла зажгёт небо над океаном на тысячи миль", — писали газеты.

Башня Тесла была ничем иным, как заземленным одним концом спиральным резонатором, с дополнительной ёмкостью на верхнем конце спирали. Этот резонатор раскачивается задающим генератором. Упрощённая схема башни выглядит следующим образом (рис. 4).

Слева показана физическая уединенная ёмкость на вершине башни

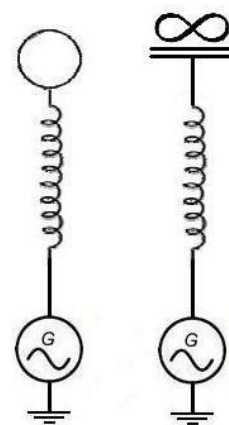


Рисунок 4 – Упрощённая схема башни

(дополнительная к собственной ёмкости катушки), справа – условная эквивалентная схема, где отдельно

подчеркнуто, что ёмкость – уединенная

Внутренняя проводящая сфера – это Земля, внешняя проводящая сфера – это верхние слои атмосферы (в основном ионосфера). А общая геометрия такого резонатора – это обычный концентрический сферический резонатор

После установления по всей планете таких башен теоретические расчёты учёного допускали высокий КПД передачи даже при крайне низком коэффициенте связи источника и приёмника. Рассмотрим данный вопрос подробнее.

В случае расположения аналогичного контура в пучности напряжения (и узле тока) итоговой стоячей волны, переменный потенциал поверхности будет являться источником ЭДС для приёмника. При этом в приёмнике будет возбужден резонанс – полностью аналогичный резонансу в источнике, соответственно приёмник будет генерировать стоячую волну так же полностью аналогично источнику. При этом, поскольку приёмник расположен в пучности напряжения (и узле тока), то генерируемая им волна будет, очевидно, создавать дополнительную нагрузку на источник – тем самым создавая систему в виде т.н. резонансных связанных контуров.

Опыты проходили настолько успешно, что всерьёз подымалась тема о строительстве второй башни. Вторую башню - для передачи без проводов мощных потоков энергии - изобретатель намеревался построить у Ниагарского водопада. Но проект требовал огромных затрат. Все деньги самого Теслы ушли в эту яму. А Джон Пирпонт Морган понял, что суперстанция вряд ли даст коммерческую выгоду, вдобавок ко всему этому Морган понимал, что данные исследования могут в будущем обеспечивать полмира бесплатной чистой энергией, да еще и без проводов, в результате он заморозил строительство.

Таким образом, идея Н. Теслы о создании всемирной сети по беспрепятственной передаче энергии в любое место земли, каким бы удалённым и труднодоступным оно не было, осталось лишь теоретической наработкой, т.к. найти хорошего спонсора физик так и не сумел.

Эксперимент

Эксперимент, является логическим завершением данной работы, т.к. в нём описан примитивный способ альтернативной передачи электроэнергии без использования проводов: передача электроэнергии осуществляется при помощи катушек.

Оборудование:

- *NPN* транзистор — можно использовать любой *NPN* транзистор (337, BC547 и т.д.), *PNP* транзистор тоже будет работать;

- изолированный провод — около 3-4 метров;
- резистор 1 кОм – будет использоваться для защиты транзистора от сгорания в случае перегрузки, также можно использовать резисторы до 5 кОм, можно даже без резистора, но тогда аккумулятор будет разряжаться быстрее;

- светодиод ;
- батарейка 1.5В;
- ножницы или нож;
- паяльник (опционально).

Ход эксперимента:

На цилиндрический предмет наматывается катушка из 30 витков, это будет катушка А. Далее наматывается вторая катушка того же диаметра, но при этом сначала наматывается 15 витков и делается вывод, а затем еще 15 витков, это катушка В. Катушки закрепляются от разматывания любым подходящим способом, например, просто делаются узлы из выводов катушек. Важный момент: для правильного функционирования этой схемы диаметры обеих катушек и количество витков должны быть одинаковыми.

Выводы обеих катушек зачищаются. Определяются с эмиттером, базой и коллектором своего транзистора и к базе припаивается резистор. Другой вывод резистора припаивается к

свободному выводу катушки В, не к выводу-отводу. Второй свободный вывод катушки В, снова не отвод, припаивается к коллектору.

Ниже изображена принципиальная схема экспериментальной установки (рис. 5).

Принцип работы

Передачик в нашем эксперименте — это цепь осциллятора. Светодиоду требуется 3В, но благодаря «цепи ворующей Джоули» он прекрасно светится и от 1.5В. (В «цепи ворующей Джоули» электроэнергия от батарейки 1.5В преобразуется в более высокое напряжение, но импульсное)

«Цепь, ворующая Джоули» известна как конвертер и генератор, цепь, которую мы создали, также является генератором и конвертером. А энергия на светодиод подается посредством индукции, возникающей в катушках, которую можно пояснить на примере обычного трансформатора.

Предположим, что трансформатор имеет две одинаковые катушки. Тогда во время прохождения электричества по одной катушке она становится магнитом, вторая катушка попадает в магнитное поле первой и, вследствие этого, по ней тоже начинает течь ток. Если напряжение в первой катушке переменное, следовательно, она импульсно теряет свои магнитные свойства, значит и вторая катушка импульсно попадает в магнитное поле первой, то есть и во второй катушке образуется переменное напряжение.

В нашей цепи катушка передатчика создает магнитное поле, в которое попадает катушка приемника, соединенная со светодиодом, который преобразует

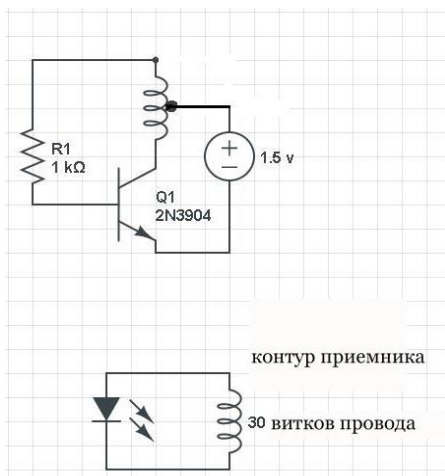


Рисунок 5 – Схема экспериментальной установки

полученную энергию в свет.

Заключение

Таким образом можно сделать следующие замечания, связанные с проблемой передачи электроэнергии беспроводным способом: предпринимались неоднократные попытки многими исследователями воплотить эту идею на практике в глобальном масштабе, но до сих пор никому это не удалось. Несмотря на это, в связи с увеличением потребности, как для промышленных, так и для бытовых нужд в электроэнергии, проблема использования беспроводной передачи электроэнергии будет поставлена одной из самых главных, с целью беспрепятственного обеспечения потребителей электроэнергией в любой точке Земли.

Литература

1. teslasociety [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.teslasociety.com/teslatower.htm>, свободный. – Загл. с экрана.
2. greenevolution [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://greenevolution.ru/2015/07/31/specialnyj-rezonansnyj-usilitel-pozvolit-podnyat-effektivnost-besprovodnoj-peredachi-energii-v-sotni-raz>, свободный. – Загл. с экрана.
3. mozgochiny [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://mozgochiny.ru/electronics-2/besprovodnaya-peredacha-elektroenergii-printsip-deystviya>, свободный. – Загл. с экрана.
4. Наука и техника Эврика – А.Евсеев – 27.01.2014.

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МЕТОДОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ

Азаров С.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор М.И. Фурсанов.

В работе представлена математическая модель и алгоритм расчета режима разомкнутых распределительных сетей 6-10-35 кВ. От известных подходов отличается тем, что на каждом шаге итерационного процесса выполняется баланс мощности в узлах сети. Алгоритм пробирован в практических расчетах, показана его высокая точность и быстрая сходимость. Идея, положенная в основу метода, заключается в разделении мощности центра питания (ЦП) (рис. 1) на потоки мощности, направляемые к узлам нагрузки. При этом в каждом узле сети, кроме концевых, приходящий поток мощности разделяется на мощность нагрузки данного узла и потоки мощности по отходящим ветвям, причем в каждую ветвь направляются потоки мощности для узлов, питаемых по данной ветви.

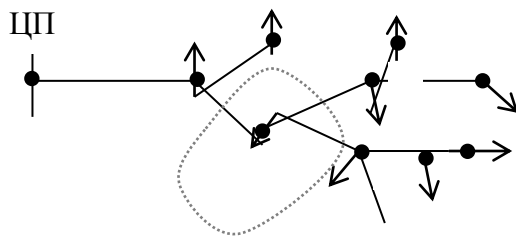


Рисунок 1 – Распределительная электрическая сеть с центром питания и выделенной областью узла k

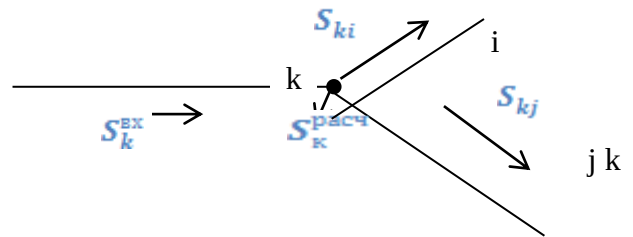


Рисунок 2 – Потоки мощности в узле k

Для реализации идеи введены специальные коэффициенты β_k , показывающие распределение мощности ЦП по узлам нагрузки отдельно для активной и реактивной мощности. Действительная составляющая β_k' соответствует распределению активной мощности, а мнимая β_k'' распределению реактивной мощности. При этом должно быть выполнено условие:

$$\sum_k \beta_k = 1 + j. \quad (1)$$

Для распределения потока мощности для каждого узла вычисляют суммарные коэффициенты γ_k по формуле:

$$\gamma_k = \beta_k + \sum_{i \in Tk} \gamma_i, \quad (2)$$

где Tk – множество узлов, непосредственно питаемых от узла k . Распределение мощности для узла k показано на рис. 2. Рассчитанная мощность нагрузки узла k $S_k^{\text{расч}}$ и потоки мощности по отходящим ветвям S_{ki}, S_{kj} определяются соотношением коэффициентов β_k и γ_k :

$$S_k^{\text{расч}} = \frac{\beta_k'}{\gamma_k'} \cdot P_k^{\text{вх}} + j \frac{\beta_k''}{\gamma_k''} \cdot Q_k^{\text{вх}}; \quad (3)$$

$$S_{ki} = \frac{\gamma_i'}{\gamma_k'} \cdot P_k^{\text{вх}} + j \frac{\gamma_i''}{\gamma_k''} \cdot Q_k^{\text{вх}}. \quad (4)$$

Если в узле k известно напряжение U_k , то по рассчитанной мощности отходящей ветви ki можно найти падение напряжения и потери мощности в этой ветви:

$$\Delta U_{ki} = \frac{S_{ki}}{U_k} \cdot Z_{ki}; \quad (5)$$

$$\Delta S_{ki} = \frac{S_{ki}^2}{U_k^2} \cdot Z_{ki}. \quad (6)$$

Напряжение узла i и мощность, входящая в этот узел определяются следующим образом:

$$U_i = U_k - \Delta U_{ki}; \quad (7)$$

$$S_i^{\text{вх}} = S_{ki} - \Delta S_{ki}. \quad (8)$$

Аналогичным образом расчет по формулам (3) - (8) произведем для узла i и ветвям, отходящим от него. При заданной мощности, отпускаемой в сеть, рассчитываем все узлы, начиная с узла ЦП (по алгоритму обхода дерева в глубину). Таким образом определяется режим всей электрической сети. Он будет полностью сбалансированный и в нем точно учтены законы Кирхгофа, Ома и Джоуля – Ленца.

В качестве исходной информации задаются напряжения и мощности на головном участке линии, а мощность нагрузки узлов связываются соотношениями:

$$\frac{P_k}{S_k^{\text{ном}}} = idem; \quad \frac{Q_k}{S_k^{\text{ном}}} = idem, \quad (9)$$

где $S_k^{\text{ном}}$ – суммарная номинальная мощность ТП, установленных в узле k . В соответствии с этим можно определить идеальные коэффициенты распределения α_k , которым должны соответствовать рассчитанные мощности узлов:

$$\alpha_k = \frac{S_k^{\text{ном}}}{\sum_k S_i^{\text{ном}}}; \quad (10)$$

$$\sum_k \alpha_k = 1. \quad (11)$$

Коэффициенты β_k в начале расчета задаются равными идеальным коэффициентам, то есть по распределению установленной мощности ТП:

$$\beta_k^{(0)} = \alpha_k + j\alpha_k; \quad (12)$$

$$\sum_k \beta_k^{(0)} = 1 + j. \quad (13)$$

Затем выполняются несколько итераций. Каждая итерация состоит из трех шагов: 1 - расчет γ_k по формуле (2) (обратный ход); 2- расчет режима электрической сети по формулам (3)-(9) (прямой ход); 3 – проверка критерия остановки и корректировка коэффициентов β_k . Расчетные коэффициенты распределения $\omega_k = \omega'_k + j\omega''_k$ определяем по расчетным мощностям узлов:

$$\omega_k = \frac{P_k^{\text{рас}}}{\sum_i P_i^{\text{рас}}} + j \frac{Q_k^{\text{рас}}}{\sum_i Q_i^{\text{рас}}}; \quad (14)$$

$$\sum_k \omega_k = 1 + j. \quad (15)$$

Пусть $\varepsilon > 0$ – заданная точность. Тогда, если для всех узлов выполняется по модулю неравенство:

$$\omega_k - (\alpha_k + j\alpha_k) < \varepsilon, \quad (16)$$

то заданная точность расчета достигнута и итерационный процесс прекращается, в противном случае выполняется корректировка β_k по формуле:

$$\beta_k^{(n+1)} = \beta_k^{(n)} + (\alpha_k + j\alpha_k) - \omega_k \quad (17)$$

Отметим, что из (11),(13),(15) и (17) следует равенство:

$$\sum_k \beta_k^{(1)} = \sum_k \beta_k^{(0)} + \sum_k (\alpha_k + j\alpha_k) - \sum_k \omega_k = (1 + j) + (1 + j) - (1 + j) = 1 + j.$$

Это означает, что $\beta_k^{(1)}$ выполняется условие (1). Укрупненная блок-схема алгоритма расчета приведена на рис. 3. В качестве «следующей ветви» здесь может быть использована любая ветвь, для которой еще не выполнены расчеты по формулам (3) –(9), но уже известны напряжение и входящая мощность узла начала ветви. Расчеты, выполненные по программе на базе этого алгоритма, показали высокую эффективность метода для любых

сельских и городских распределительных сетей 6-10-35 кВ. Таким образом, использование метода распределения мощности для разомкнутых электрических сетей позволяет, с одной стороны, избежать применения сложных алгоритмов на базе методов Ньютона, а с другой стороны, обеспечивает необходимую точность расчета режима и сходимость вычислительного процесса для решения практических задач расчета.

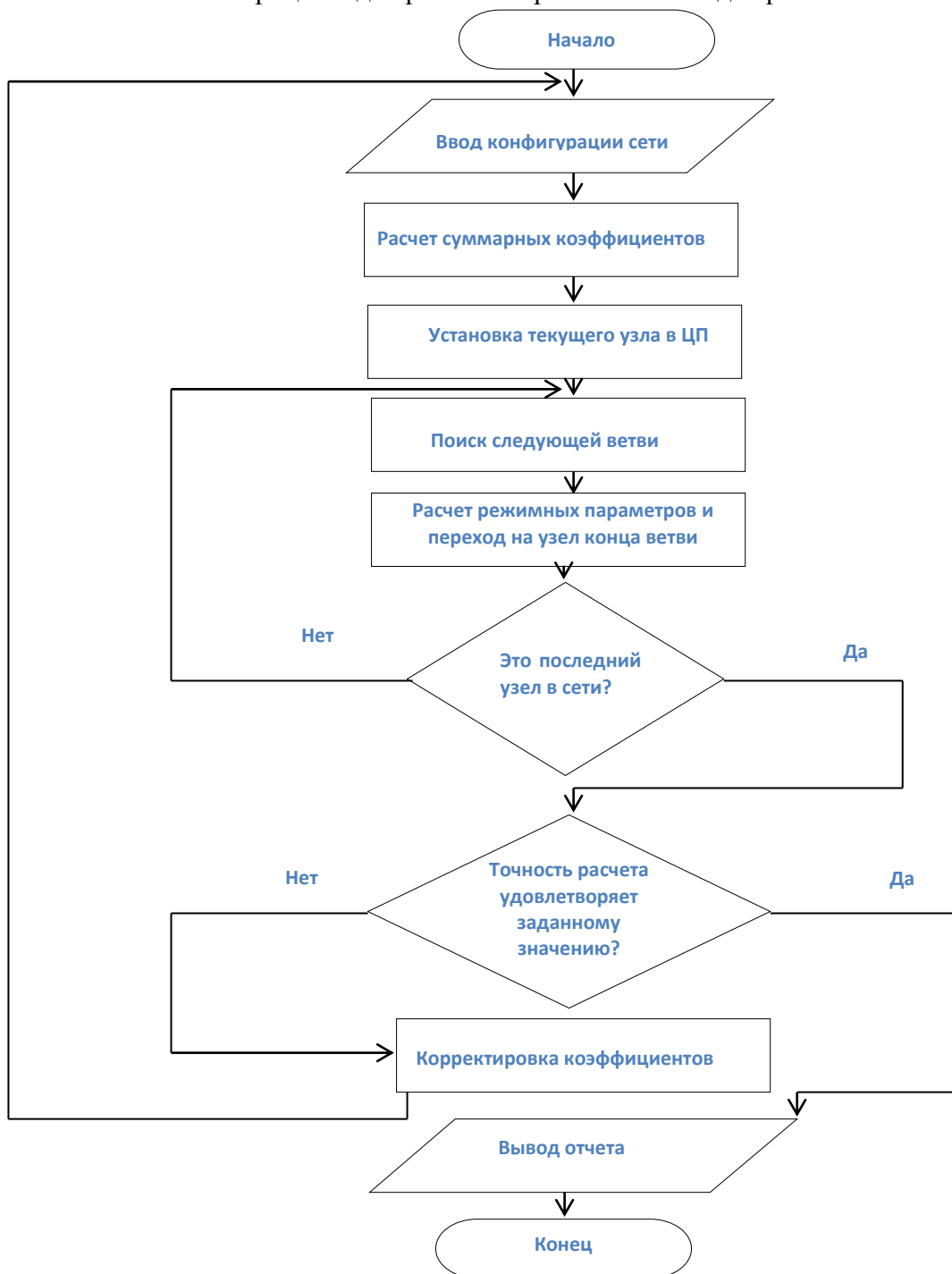


Рисунок 3 – Блок схема алгоритма расчета режима

Литература

1. Винников Б. Г., Зеленский Д. А., Картавец В. В., Расчет режимов разомкнутых распределительных сетей методом распределения мощности. Вестник Воронежского технического университета. 2009, №8, том 5, 15-20.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети/М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592 с.

Бондарева А.С.

Энергетика - одна из основных отраслей национальной экономики Республики Беларусь. Ее развитие определяется стратегией государства и рядом программ, обеспечивающих значительную государственную поддержку достижению установленных приоритетов.

Среди основных задач министерства - проведение научно-технической, экономической и социальной деятельности, направленной на создание условий для эффективной работы подведомственных организаций в целях удовлетворения потребности народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии, природном и сжиженном газе, твердых видах топлива, а также их рационального и безопасного использования.

Белорусская энергетическая система - это сложный комплекс, включающий электростанции, котельные, электрические и тепловые сети, которые связаны общностью режима работы на территории всей республики.

Рисунок 1 – Схема основной электрической сети Беларуси

В этом же регионе размещается и самый крупный "возмутитель спокойствия энергосистемы" - Белорусский Металлургический Завод, который своими сталеплавильными печами создает резкие набросы нагрузки (50-90 МВт одномоментно), но "вывести из равновесия" энергосистему ему не под силу.



Проблема соблюдения баланса электроэнергии и мощности

Электроэнергия обладает основной отличительной особенностью по сравнению с другими видами товаров и услуг. В каждый момент времени генерация электростанций с учетом импорта электроэнергии должна быть равна потреблению электроэнергии, т. е. постоянно должен соблюдаться баланс электроэнергии и мощности. При невыполнении этого условия происходит изменение частоты электрического тока и перетока по межсистемным линиям электропередачи.

Большие отклонения от баланса приводят к серьезным последствиям, связанным с обесточиванием потребителей, отключением генераторов электростанций и прочим. Поэтому в энергосистеме в каждый момент времени должен иметься резерв мощности, используемый для восстановления баланса в случае отклонения потребления электроэнергии от прогнозного значения либо при внезапном выходе из строя генерирующего оборудования.

В последнее время в связи с ростом потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме и снижением экспортных возможностей соседних энергосистем остро встал вопрос обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок, особенно при отсутствии импорта электроэнергии (рис. 2).

Несмотря на значительное превышение установленной мощности электростанций Белорусской энергосистемы (7 882 МВт включая потребительские блок-станции) над зарегистрированным в 2006 г. максимумом нагрузок (6 300 МВт), осуществление нормальной работы энергосистемы без импорта электроэнергии в настоящее время затруднено.

Во-первых, это связано с различного рода ограничениями, вследствие которых не вся установленная мощность электростанций доступна для выработки электроэнергии. Основными причинами указанных ограничений являются:

- недостаточная производительность градирен (до 845 МВт в летний период);
- недостаток теплового потребления на турбинах типа «Р» (до 223 МВт в летний период);
- перевод турбоагрегатов на работу в режиме «ухудшенного вакуума» (до 30 МВт).

Кроме того, часть оборудования электростанций энергосистемы не может быть включена по каким-либо иным причинам: законсервирована или находится «вне резерва» (например, турбоагрегат ПТ-135-130 ст. № 8 на Новополоцкой ТЭЦ и др.).

Суммарные ограничения мощности электростанций Белорусской энергосистемы в отопительный период составляют порядка 400 МВт (5 % от установленной мощности энергосистемы), в межотопительный период – порядка 1 500 МВт (19 % от установленной мощности энергосистемы). Таким образом, реальная располагаемая мощность ОЭС Беларуси находится в пределах от 7 484 до 6 380 МВт в летний период.

Во-вторых, для обеспечения надежной работы энергосистемы и продления срока эксплуатации на оборудовании электростанций выполняются планово-предупредительные ремонты с периодичностью, регламентированной нормативными документами.

Снижение мощности вследствие ремонтной кампании за последние годы составляло порядка 1 ГВт в течение всего года. При этом в летний период ремонтируется, как правило, оборудование ТЭЦ, в зимний период – оборудование конденсационных электростанций.

В-третьих, для обеспечения оптимальной надежности энергоснабжения потребителей в случае непрогнозируемого роста электропотребления или аварийного отключения наиболее крупной генерирующей единицы (300–320 МВт) на электростанциях постоянно имеется резерв мощности. Наиболее важное требование к этому резерву – возможность его

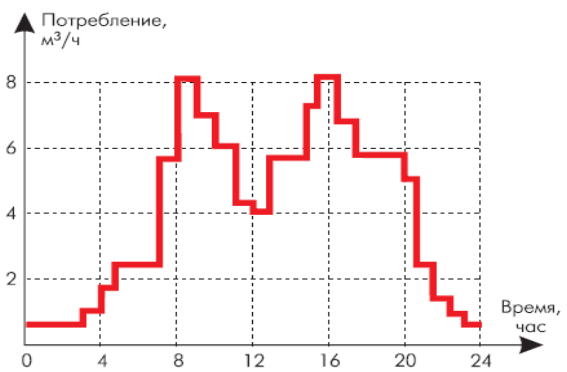


Рисунок 2 – Упрощенный график распределения нагрузок в энергосистеме

использования за время не более 15 минут. В связи с отсутствием в энергосистеме высокоманевренного оборудования, способного в течение 15 минут из отключенного состояния набрать нагрузку, резерв мощности находится на включенном оборудовании – так называемый горячий резерв мощности.

Кроме того, в случае аварийного отключения какого-либо из крупных энергоблоков 250–320 МВт, которых в Белорусской энергосистеме насчитывается 12 единиц, для дальнейшей бесперебойной работы необходимо наличие так называемого холодного резерва мощности, размещенного на оборудовании, готовом к включению за время до 12 часов.

По вопросу импорта электроэнергии необходимо отметить следующее. Имеющиеся линии электропередачи, связывающие Белорусскую энергосистему с энергосистемами сопредельных государств, позволяют импортировать электроэнергию из России, Литвы и Украины. При этом после закрытия второго энергоблока Игналинской АЭС избытков электроэнергии в Литве нет. В энергосистемах России и Украины в связи со значительным ростом электропотребления возможности экспорта электроэнергии постоянно уменьшаются.

Так, в 2006 г. рост потребления электроэнергии в России составил 4,2 %. В связи с этим РАО «ЕЭС России» отмечен резкий рост потребности в новых генерирующих мощностях и пересмотрена инвестиционная программа на последующие годы. Однако эта программа, даже если она будет выполнена, направлена прежде всего на обеспечение надежного покрытия собственного потребления. С учетом этого, а также в связи с отсутствием планов по вводу значительных генерирующих мощностей в ОЭС Северо-Запада России объем поставок на долгосрочную перспективу не определен.

В энергосистеме Украины сегодня наблюдается дефицит вырабатываемой электроэнергии. Соответственно, сегодня Украину нельзя рассматривать в качестве гарантированного поставщика электроэнергии. Кроме того, с учетом снижения экспортного потенциала Болгарии за счет вывода из эксплуатации двух атомных энергоблоков украинская электроэнергия в перспективе будет востребована в центрально- и западноевропейских странах, прежде всего в Венгрии и Словакии.

Энергосистема Польши в настоящее время является избыточной, однако техническая возможность импорта электроэнергии из Польши отсутствует.

Второй проблемой обеспечения баланса мощностей Белорусской энергосистемы является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период. Это связано с тем, что в структуре генерации отопительного периода большую долю составляют ТЭЦ, выработка электроэнергии которых зависит от температуры наружного воздуха и в течение суток изменяется незначительно.

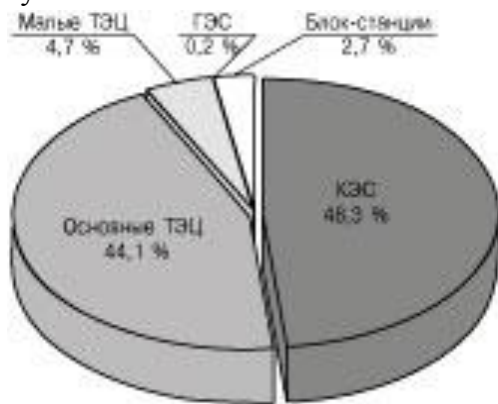


Рисунок 3 - Структура генерирующих мощностей ОЭС Беларуси

При этом график суточного электропотребления имеет коэффициент неравномерности (отношение минимального электропотребления к максимальному) порядка 0,64, т. е. если в часы максимума потребление составляет порядка 6 200 МВт, то в часы минимальных нагрузок оно составит 3 970 МВт. Разница, на которую должны разгрузиться электростанции, – 2 230 МВт.

При этом, согласно условиям поставщиков электроэнергии, коэффициент неравномерности суточного графика импортируемой электроэнергии составляет от 0,75 до 1 (в зависимости от поставщика).

То есть, если максимальная мощность поставки составляет 250 МВт, минимальная мощность должна составлять 185 МВт, разница – всего 65 МВт.

Регулирующая способность конденсационных электростанций зависит от числа включенных блоков. Реальными шагами для улучшения ситуации с ночной разгрузкой ТЭЦ

(рис. 3), регулирования режима работы энергосистемы, обеспечения высокоманевренного резерва мощности может быть следующее:

1. Сооружение гидроаккумулирующей электростанции, которая позволит в ночные часы потреблять избытки мощности, а в часы максимальных нагрузок – покрывать часть электрической нагрузки. Это, в свою очередь, улучшит экономичность работы Белорусской энергосистемы за счет меньшего количества включенного оборудования, а также снизит потребность энергосистемы в конденсационной мощности.

2. Установка пиковых газовых турбин, работающих только в часы максимальных нагрузок, позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций и увеличить долю теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода.

3. Применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию в целях исключения выдачи в энергосистему электроэнергии в часы ее избытков и стимулирования выдачи электроэнергии в пиковые часы.

4. Перевод всех потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию.

5. Применение электродвигателей для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода.

6. Применение на ТЭЦ баков-аккумуляторов, позволяющих накопить тепловую энергию в дневные и пиковые часы и снизить вынужденную величину разгрузки из-за снижения теплового графика ТЭЦ.

7. Создание центрального автоматического регулятора частоты и активной мощности (ЦАРЧМ). Этот регулятор позволит обеспечить автоматическое регулирование генерации электростанций и минимизировать отклонения балансов электроэнергии и мощности.

В перспективе до 2018 г. в Белорусской энергосистеме планируется соорудить атомную электростанцию с первым энергоблоком мощностью 1 ГВт. Энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки, в результате чего проблема с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода еще более обострится. Кроме того, в энергосистеме необходимо будет повысить величину вращающегося резерва до 1 ГВт. С учетом перспектив модернизации основных фондов электроэнергетики к этому году суточное регулирование режима работы энергосистемы только за счет конденсационных электростанций будет неосуществимо.

Заключение

Энергосистема Беларуси находится на пороге существенных перемен: уже подготовлены предложения по реструктуризации и по демонаполизации отрасли, есть планы по переходу от перекрестного субсидирования к более справедливой и прозрачной тарифной политике в отношении всех потребителей. В настоящее время в отрасли активно ведется модернизация и строительство крупных энергетических объектов, самый значимый из которых – БелАЭС, решаются вопросы энергосбережения, повышения энергоэффективности, увеличения количества источников на местных и возобновляемых видах топлива, внедряются экологически чистые технологии.

Литература

1. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Дрьомин В.П., Костенко Г.П., Згуровец О.В. Анализ расходов топлива блоками ТЭС и возможностей их экономии при регулировании электропотребления (на укр. яз.) // Проблемы общей энергетики. – 2008. – №17.
3. Михайлов В.В., Поляков М.А. Потребление электрической энергии – надежность и режимы. – М.: Высшая школа, 1989.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Позняк Б. А.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е. Л.

В современном мире всё большее распространение получают альтернативные источники энергии, что связано, в основном, с их экологической безопасностью и неисчерпаемостью. В настоящее время наибольшее распространение получили солнечные и ветровые установки. Для нашей страны ветроустановки не являются чем-то новым. Возле Новогрудка и Держинска уже несколько лет работают «ветряки». Интерес представляют современные решения в области конструкции и принципа работы ветроустановок. Именно этот вопрос и будет освещен в докладе.

История ветроэнергетики насчитывает более 6000 лет. В доисторическое время в Древнем Египте появился самый примитивный парус: он представлял из себя шкуру зверя, которую держал человек, стоящий на лодке, тем самым, заставляя корабль перемещаться. В VII веке нашей эры появляются ветроустановки в Персии. Большой вклад в развитие ветроэнергетики внесли голландцы. Они первые придумали ветряные мельницы для подъёма воды. Время шло, и люди все чаще задумывались о ветре как о источнике бесплатной энергии. Наступил такой этап развития технологии, когда стали строить электрогенераторы. И в Дании в 1890 году построили первый ветрогенератор для производства электричества. Такие ветрогенераторы устанавливались в труднодоступных местах.

Ветрогенератор (ветроэлектрическая установка или сокращенно ВЭУ) — устройство для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим её преобразованием в электрическую энергию.

Ветрогенераторы можно разделить на три категории: промышленные (устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями), коммерческие и бытовые (для частного использования).

Принцип работы (рис. 1.1):

1. Энергия ветра воздействует на лопасти ветрогенератора и приводит их в движение.
2. Вращательное движение лопастей, через вал и редукторную установку приводит в движение генератор, который обычно представлен двигателем постоянного тока низкого напряжения. С таких генераторов как правило снимается постоянное напряжение в 12 В, 24 В или 48 Вольт.
3. Полученное напряжение с генератора поступает на зарядное устройство, которое заряжает блоки аккумуляторных батарей необходимой мощности.
4. Аккумуляторные батареи также подключены к повышающим преобразователям напряжения переменного тока. Данные преобразователи предназначены для преобразования низковольтного постоянного напряжения аккумуляторных батарей (12В, 24В, 48В) в высоковольтное переменное напряжение (однофазное 220 В, 50 Гц или трехфазное 380 В, 50 Гц и др.).

Именно это напряжение и является конечным продуктом генерации ветрогенератора.

Наибольшую популярность получили горизонтальные ветрогенераторы, ось вращения турбины, которых расположена параллельно земле. Этот тип получил название «ветряной мельницы», лопасти которой вращаются против ветра. Конструкция горизонтальных ветрогенераторов предусматривает автоматический поворот головной части (в поисках ветра), а также поворот лопастей, для использования ветра небольшой силы.

1. Ветер вращает колесо с лопастями, которое передает крутящий момент на вал генератора через редуктор.
2. Инвертор, выполняет задачу преобразования полученного постоянного электрического тока в переменный
3. Аккумулятор, предусмотрен для подачи в сеть напряжения при отсутствии ветра.

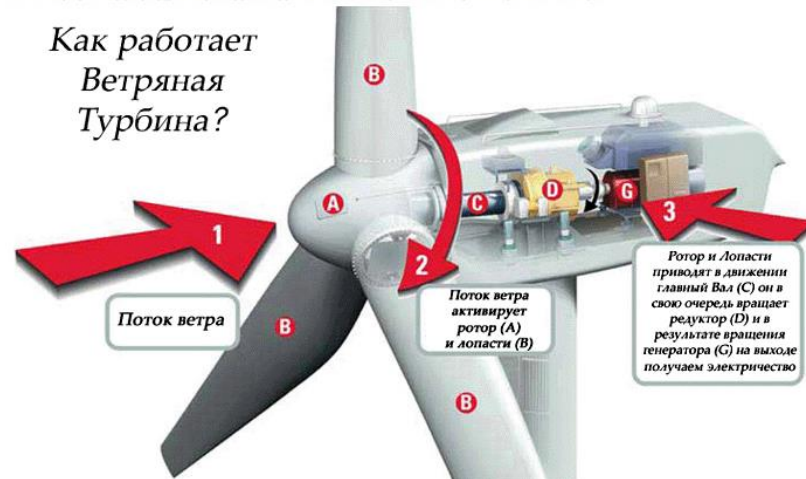


Рисунок 1 – Принцип работы ВЭУ

Вертикальные ветрогенераторы гораздо менее эффективны. Лопасти такой турбины вращаются параллельно поверхности земли при любом направлении и силе ветра. Так как при любом направлении ветра половина лопастей ветроколеса всегда вращается против него, ветряк теряет половину своей мощности, что значительно снижает энергоэффективность установки. Однако ВЭУ такого типа проще в установке и обслуживании, поскольку ее редуктор и генератор размещаются на земле. Недостатками вертикального генератора являются: дорогостоящий монтаж, значительные эксплуатационные затраты, а также то, что для установки такой ВЭУ требуется немало места.

Следует отметить, что парусные лопасти (рис. 2) значительно проще в изготовлении, а потому менее затратны, нежели жесткие металлические (рис.2) или стеклопластиковые. Однако подобная экономия может обернуться непредвиденными расходами. Если диаметр ветроколеса составляет 3 м, то при оборотах генератора 400-600 об/мин кончик лопасти достигает скорости 500 км/ч. С учетом того обстоятельства, что в воздухе содержится песок и пыль, этот факт является серьезным испытанием даже для жестких лопастей, которые в условиях стабильной эксплуатации требуют ежегодной замены антикоррозионной пленки, нанесенной на концы лопастей. Если не обновлять антикоррозионную пленку, то жесткая лопасть постепенно начнет терять свои рабочие характеристики.

Лопасти парусного типа требуют замены не раз в год, а непосредственно после возникновения первого серьезного ветра. Поэтому автономное электроснабжение, требующее значительной надежности компонентов системы, не рассматривает применение лопастей парусного типа.



Рисунок 2 – Ветрогенераторы с жесткими и парусными лопастями

Современные ветрогенераторы представляют собой высокотехнологичные изделия, мощность которых составляет от 100 до 6 МВт. ВЭУ инновационных конструкций позволяют экономически эффективно использовать энергию самого слабого ветра – от 2 м/с. При помощи ветрогенераторов сегодня можно с успехом решать задачи по электроснабжению островных или локальных объектов любой мощности.

Американская компания SheerWind, которая специализируется на разработке и производстве ветрогенераторов, представила свой новый продукт под названием INVELOX (рис.3). Новинка представляет собой ветровую турбину туннельного типа. Продолжительные испытания в полевых условиях продемонстрировали, что турбина может вырабатывать на 600% больше электроэнергии, чем традиционные аналоги. Представители компании заявляют, что этот продукт не только существенно превосходит в плане КПД традиционные ветряки, но и позволяет добиться снижения капитальных затрат на установку системы до \$ 750 за 1 кВт генерирующей мощности.

Конструкция INVELOX позволяет нагнетать воздух в верхнюю часть аэродинамической трубы, которая устанавливается вертикально. Затем воздушные массы направляются через постепенно сужающийся канал, что позволяет естественным образом ускорить поток ветра. Инженеры SheerWind утверждают, что турбина INVELOX может вырабатывать электроэнергию даже при минимальной скорости ветра (от 0.5 м / с).

В отличие от других турбин, новинка может похвастать минимальным уровнем негативного воздействия на экологию и на животный мир. Кроме того, ветряк INVELOX отличается относительно низкой стоимостью. По словам представителей SheerWind, эксплуатация этого энергоблока вполне может быть прибыльной даже без государственных субсидий. Все эти качества позволяют INVELOX революционизировать сектор возобновляемой энергетики в самое ближайшее время.



Рисунок 3 – Ветроустановка INVELOX

Ультра-эффективные ветряные турбины будущего будут выглядеть совершенно иначе, чем современные 3-х лопастные ветрогенераторы, считает профессор Университет Кью Юдзи Охья.

Охья и его команда недавно представили технологию «Воздушная Линза» (с англ. «WindLens») (рис. 4), которая имеет структуру по типу пчелиных сот. По словам ученых, она может утроить количество энергии, производимой оффшорными турбинами из энергии ветра.

Структура работает по принципу увеличительного стекла, усиливающего солнечные лучи, однако в этом случае линза усиливает поток ветра.

Конструкция Охьи имеет не слишком много движущихся частей – она представляет собой простой обруч (также известный как «наполненный диффузор»), который «увеличивает» энергию ветра, и турбину, которая приводится в движение ветром, получаемым от обруча. Каждая линза, диаметр которой равен 112 метрам, может обеспечить электрической энергией домашнее хозяйство среднего размера.

По словам Охьи, его «Ветряная Линза» также является более эстетически привлекательной альтернативой традиционным оффшорным турбинам.



Рисунок 4 – Ветроустановки выполненные по технологии «Воздушная Линза»

В настоящее время быт человека во многом зависит от энергоспособности государства и обеспечения электроэнергией населения. Для крупных потребителей электроэнергии существуют АЭС, ТЭЦ, ГЭС, которые обеспечивают многонаселённые пункты, сельское хозяйство и промышленность. Но до сих пор остаются населённые пункты, которые не имеют устойчивого электроснабжения. Наиболее острая проблема связана с электроэнергией, так как, чтобы обеспечить электроэнергией район, требуется много

времени и денег. Ветроэнергетика же является наиболее эффективным средством для обеспечения малого потребителя, для быта. Локальное расположение установки, простота монтажа конструкции и использования являются явными преимуществами относительно традиционных источников энергии.

Как известно, ветер дует везде. Ветроэнергетическая установка - это универсальный источник энергии. Человеку для повседневной жизни в быту нужно не так уж много электроэнергии. Зачем тратить большие силы, чтобы доставить малое количество энергии, если можно поставить малый источник.

Литература

1. diplomba [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://diplomba.ru/work/131550>, свободный. – Загл. с экрана.
2. electricalschool [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://electricalschool.info/energy/1044-klassy-konstruktivnye-osobennosti-i.html>, свободный. – Загл. с экрана.
3. in-yan-mir.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://in-yan-mir.ru/blog/43096716600/Vetryanaya-turbina-Wind-Lens-mozhet-udelichit-kolichestvo-proi>, свободный. – Загл. с экрана.
4. livejournal [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://a-forester.livejournal.com/123948.html>, свободный. – Загл. с экрана.
5. newenergy [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://newenergy.com.ua/--/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://ru.wikipedia.org/wiki/>, свободный. – Загл. с экрана

ОБЗОР РАЗВИТИЯ ГЕЛИОУСТАНОВОК

Качан П. С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е. Л.

Солнечную энергию использовали для обогрева домов еще в Древней Греции. Солнечный коллектор для подогрева воды был впервые сконструирован в XIX в. Становление же современной "солнечной" энергетики (гелиоэнергетики) произошло уже в середине XX в.

Солнечные энергетические технологии превращают электромагнитное излучение Солнца в формы тепла и электроэнергии, пригодные для использования. Солнечная энергия может использоваться в деятельности человека, включая: сушку, приготовление пищи, дистилляцию/опреснение, обогрев бассейнов, нагрев воды, отопление, охлаждение и производство электроэнергии.

Солнечная энергия может использоваться посредством трех основных технологий:

- солнечные коллекторы (используются для нагрева воды или воздуха);
- фотоэлектрические (ФЭ) (PV) технологии позволяют преобразовывать солнечное излучение в электричество;
- технология концентрированной солнечной энергии, в которой солнечное тепло используется для получения пара, с помощью которого турбины производят электроэнергию.

Солнечная постоянная, равная примерно 1360 Вт/м^2 (рис.1) это количество энергии, которое поступает в верхние слои атмосферы. Когда солнечный свет проходит через земную атмосферу, происходит три процесса: солнечное излучение проходит через атмосферу, рассеивается или поглощается.



Рисунок 1 – Виды рассеивания солнечного излучения

На таких поверхностях солнечный ресурс увеличивается до $1150\text{-}1350 \text{ кВт/м}^2$, изменяясь между западной и восточной частями страны.

Солнечные коллекторы поглощают солнечный свет для отопления помещений и нагрева воды, а также охлаждения. Существует три основных типа солнечных коллекторов:

- Солнечные воздушные коллекторы, которые нагревают воздух для отопления помещений здания
- Плоские солнечные коллекторы, которые имеют обычную конструкцию и используются для нагрева воды
- Вакуумные солнечные коллекторы, которые являются более эффективными и более дорогими, чем плоские солнечные коллекторы

Беларусь ежегодно получает в общем $1000 - 1150 \text{ кВт/м}^2$, что составляет около половины радиационного баланса Южной Европы и Ближнего Востока (приблизительно 2200 кВт/м^2) и превышает показатель Северной Европы и России (800 кВт/м^2).

Эти измерения применяются к солнечному излучению, падающему на горизонтальную поверхность (рис.2). Для применения солнечных технологий уместней рассматривать то количество излучения, которое поступает на поверхность под оптимальным углом наклона, так как солнечные коллекторы и фотоэлектрические панели устанавливаются под углом к солнцу.

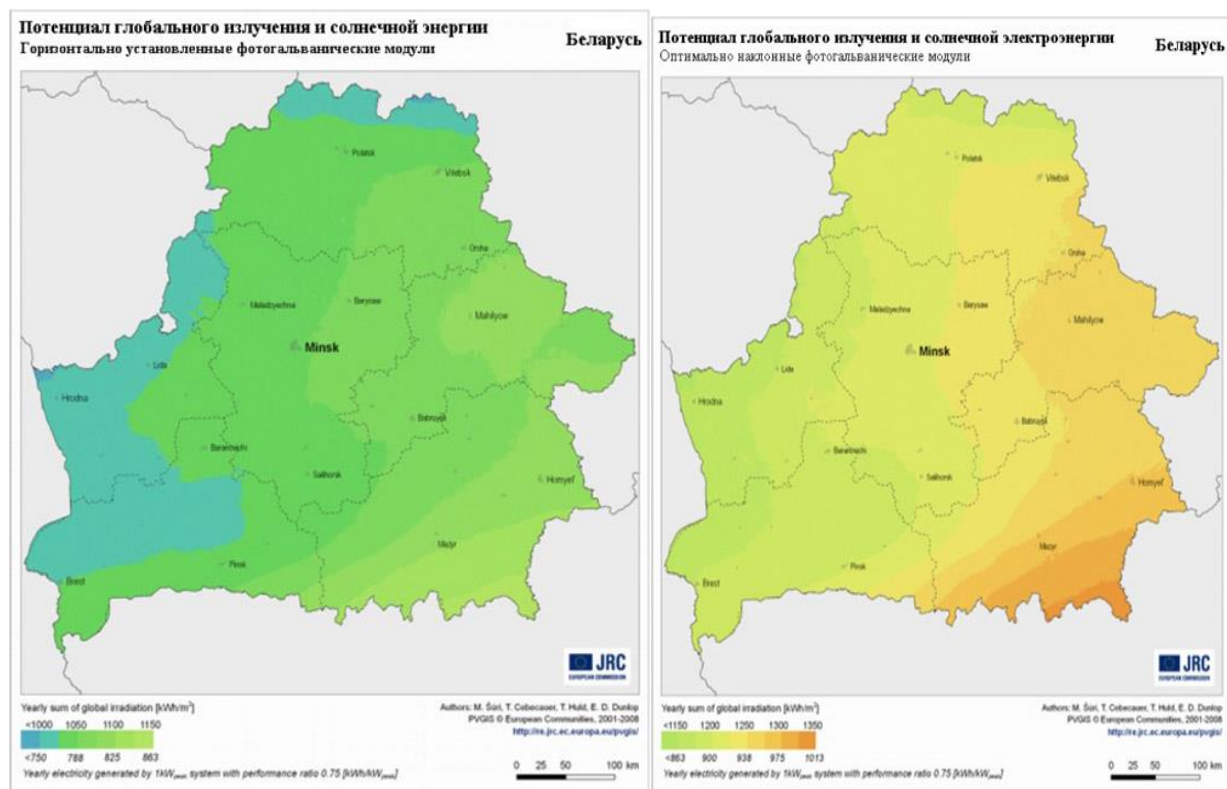


Рисунок 2 – Потенциал глобального излучения и солнечной электроэнергии при горизонтальной и оптимальной установке фотогальванических модулей

Стандартный солнечный водяной коллектор (рис.3) для подогрева воды или ее использование на нужды отопления должен быть смонтирован под оптимальным углом наклона к солнцу. Внутри коллекторов находится жидкость, которая поглощает солнечное излучение в виде тепла и переносит его от коллектора к баку для хранения воды. Солнечная тепловая система называется «активной» или «пассивной» в зависимости от того, используется ли электронасос для циркуляции жидкости, переносящей тепло. Еще одно различие существует между «разомкнутыми системами» (или «прямыми») солнечными тепловыми системами, прокачивающими питьевую воду через коллектор, или «замкнутыми системами» (или «непрямыми»), означающими, что жидкость (разбавленная вода или антифриз) передает свое тепло через спираль в бак для хранения воды.

Солнечное тепло...

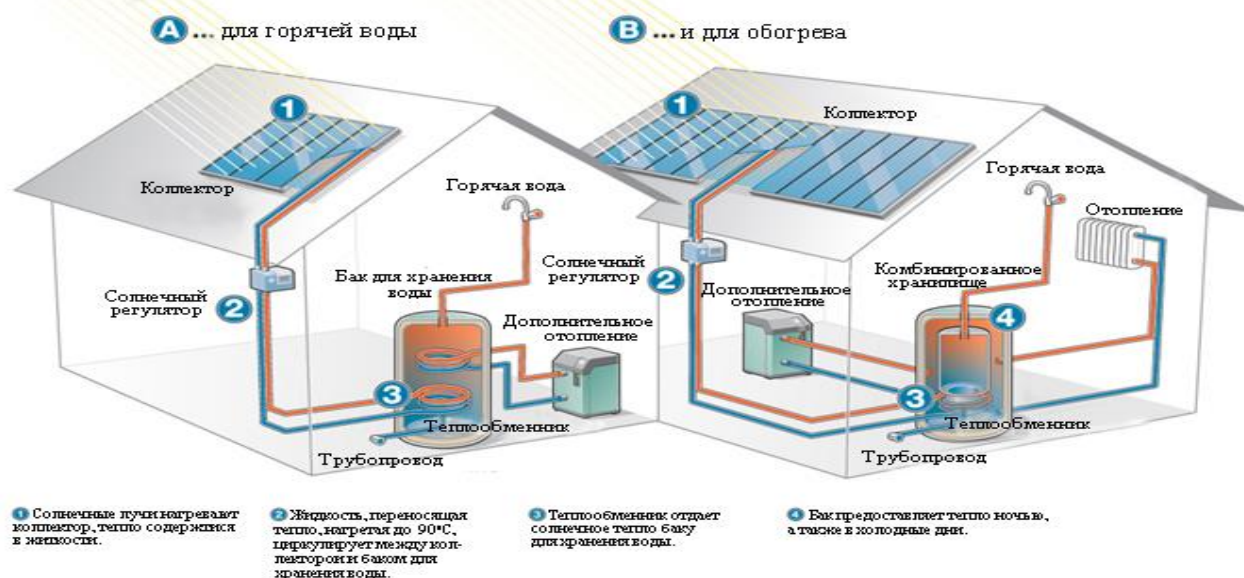


Рисунок 3 – Принцип работы солнечного водяного коллектора

Существует два основных типа солнечных коллекторов: плоские и вакуумные солнечные коллекторы. Используемый тип зависит от приоритетов конкретной установки.

Вакуумные коллекторы представляются более совершенными по сравнению с плоскими коллекторами с точки зрения эффективности, однако они также являются более дорогими по сравнению с традиционными плоскими коллекторами. Какой из них лучше выбрать в значительной степени зависит от конкретных требований определенной установки. Плоские коллекторы имеют то преимущество, что они менее дорогостоящие, их легче интегрировать в существующую крышу, более надежные и лучше себя зарекомендовавшие среди профессионалов. Однако они менее эффективны, при некоторых повреждениях не подлежат ремонту, тяжелее и часто считаются неэстетичными. При условии постоянного солнечного света плоские коллекторы, как правило, более эффективны.

Однако вакуумные коллекторы лучше работают в пасмурной или холодной среде, и, таким образом, хорошо подходят для холодного климата. Потери тепла в окружающую среду снижаются, так как конвекция исключается благодаря вакууму, который является эффективным механизмом изоляции. В результате, зимнее солнце может нагревать воду в вакуумных коллекторах выше 50°C. Они также меньше весят и их легче ремонтировать, заменять отдельные части. Тем не менее, они сложно встраиваются в существующие крыши, менее надежны и в настоящее время занимают гораздо меньшую долю рынка по сравнению с плоскими коллекторами.

Как правило, плоские коллекторы используются в случаях необходимости встраивания в крышу, особенно при настиле новой кровли (так как расходы на технологии могут быть частично компенсированы за счет экономии на новых кровельных материалах) и там, где есть риск поломки (из-за экстремальных погодных условий или вандализма). Вакуумные коллекторы используются в тех случаях, когда эффективность является более важной, чем стоимость, существует небольшая опасность поломки и на плоских крышах или там, где встраивание не требуется.

Фотоэлектрические технологии

Для преобразования солнечной энергии в электрическую эффективно используются фотоэлектрические технологии, технически выполняемые на полупроводниках. Самые маленькие полупроводники, которые создаются для производства солнечной энергии, называются «солнечными элементами». Отдельные фотогальванические элементы объединяются в фотоэлектрические модули, которые, в свою очередь, могут быть соединены в фотоэлектрическую «батарею» (рис.4).

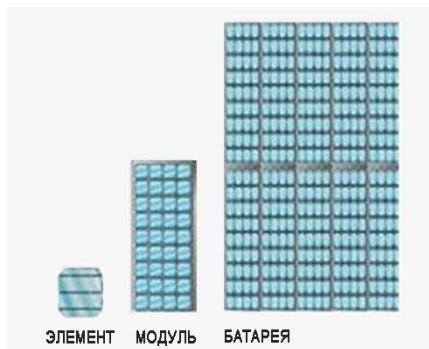


Рисунок 4 – Составные части фотоэлектрической батареи

Благодаря модульности фотоэлектрических систем, можно производить градацию ФЭ в зависимости от различных способов использования.

Нередко проводится различие по степени «интеграции в сооружение» ФЭ системы (рис. 5):

- «Автономные» ФЭ единицы, которые не устанавливаются на существующие структуры на долгий промежуток времени и часто не подключаются к сети;
- «Накладные» солнечные панели, которые размещены на существующих структурах и подключены к существующим сетям электроэнергии;
- «Интегрированные», которые не устанавливаются на созданную структуру, а скорее становятся частью зданий (и часто подключены к сети).

Автономные и накладные ФЭ системы исторически доминировали на рынке. Совсем недавно интегрированные системы начали распространяться благодаря общему мнению, что ФЭ системы хорошо подходят при строительстве в условиях городской

застройки. Принципы интегрированной системы почти такие же, как и принципы фотоэлектрических технологий, за исключением того, что модуль и компоненты «баланса системы» были изготовлены из различных материалов, используемых в строительной отрасли.



Новый способ преобразования солнечной энергии

Исследователи Мичиганского университета сделали открытие, которое может навсегда изменить технологию преобразования солнечной энергии в электричество. Задумавшись над тем, что свет имеет не только электрическую составляющую, но и магнитную, Стивен Рэнд, профессор, электротехники, физики и прикладной физики, совместно с Уильямом Фишером, докторантом прикладной физики, обратили свои взоры на магнитную природу света.

Исследователи обнаружили, что свет определенной интенсивности, проходящий через не проводящие материалы, такие как стекло, хотя и не ведет к появлению в них электрических токов, но создает магнитные поля, которые оказались в 100 раз сильнее, чем было принято считать. В результате, магнитное поле получается достаточно сильным, чтобы создать электродвижущую силу (ЭДС).

Открытие может привести к созданию «оптических» солнечных батарей, которым для выработки электричества из энергии солнца не нужны будут полупроводники, а потребуются только линзы для фокусировки света. Преимуществом такого типа батарей станет низкая тепловая нагрузка, так как линзы будут нагреваться гораздо меньше, чем полупроводники, и вся энергия солнца будет преобразовываться в магнитный момент. Чем больше будет интенсивность света, падающего на «оптическую батарею», тем больше электроэнергии она будет вырабатывать.

Дополнительным преимуществом «оптических» батарей является тот факт, что стекольных заводов, которые могли бы производить для них линзы, достаточно много, и еще прозрачные солнечные батареи можно было бы использовать, например, в качестве окон в домах. Ну и, конечно же, исследователи уверяют, что их батареи будут стоить дешевле.

Однако производителям «традиционных» полупроводниковых солнечных элементов пока не, о чем беспокоится: для того, чтобы создать работающую «оптическую батарею» на сегодняшний день необходимо, чтобы интенсивность света, приходящаяся на её 1 квадратный сантиметр, достигала 10 миллионов ватт. Естественно, солнечный свет имеет гораздо более низкую интенсивность, поэтому на данный момент проводятся работы по изысканию материалов, работающих при меньших значениях интенсивности света.

Развитие солнечной энергетики в РБ



Рисунок 6 – Солнечный парк

Компания velcom запустит крупнейшую в Беларуси солнечную электростанцию (рис. 6). Новый проект реализуется вблизи Брагина. Солнечная электростанция начнет работать в Брагинском районе. Она будет включать 85 тысяч солнечных панелей, которые занимают

территорию в 56 га размером с 80 футбольных полей. Чтобы связать между собой все солнечные модули, velcom проложит около 800 км кабельных линий, что сопоставимо с расстоянием от Минска до Москвы.

Мощность электростанции составит рекордные для белорусских гелиоустановок 22,3 МВт. Этого, например, более чем достаточно для обеспечения работы всей вечерней подсветки Минска.

В строительство солнечной электростанции velcom вложит более 23 млн евро. Помимо самого солнечного парка, компания инвестирует в строительство высоковольтной линии с 23 опорами и трансформатором на 110 кВт. Компания рассматривает «зеленую» энергетику как долгосрочный проект на перспективном рынке и вклад в сохранение экологии республики.

Запуск солнечной электростанции позволит повысить энергетическую безопасность страны — прежде всего, снизит ее зависимость от поставок углеводородного сырья. Всего один час работы комплекса может сэкономить около 7 тысяч кубометров природного газа, который сейчас Беларусь в основном импортирует. Еще одно преимущество — высокая экологичность: солнечная электростанция позволяет свести к минимуму ущерб, наносимый окружающей среде.

Заключение

Солнечная энергетика открывает перед нашей страной широкие перспективы. На юге Беларуси около 1900 солнечных часов в год — всего примерно на 10% меньше, чем, скажем, в Сочи. Использовать возобновляемые источники энергии в республике выгодно и с коммерческой, и с экологической точки зрения — гелиоустановки позволяют сократить выбросы в атмосферу углекислого газа. Рынок «зеленой» энергии в Беларуси должен получить серьезное развитие в ближайшие годы.

Литература

1. alternativenergy [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://alternativenergy.ru/solnechnaya-energetika/507-solnechnaya-energetika-elektrostantsii-perspektivy.html>, свободный. – Загл. с экрана.
2. wikipedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Солнечный душ// Наука и жизнь, издательство Правда, 1986 №1, с.131.
4. Андреев С.В. Солнечные электростанции – М.:Наука, 2002.

УДК 621.3

ГЕНЕРАТОРЫ ИМПУЛЬСНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ГРОВОЗЫМИ ИМПУЛЬСАМИ

Леонов В.М.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

Генератор импульсных напряжений (ГИН) представляет установку, предназначенную для генерирования грозовых импульсов. Генератор импульсов высокого напряжения был изобретён немецким инженером Эрвином Марксом в 1924 году, построен в 1926 году. В отечественных источниках генератор Маркса часто называют генератором Аркадьева — Маркса или генератором Маркса — Аркадьева.

Принцип действия ГИНа Маркса основан на зарядке электрическим током соединённых параллельно (через резисторы) конденсаторов. Таким образом выходное напряжение увеличивается пропорционально количеству соединённых конденсаторов. После зарядки конденсаторов запуск генератора обычно производится после срабатывания первого разрядника. Генераторы Маркса позволяют получать импульсные напряжения от десятков киловольт до десятка мегавольт. Помимо ГИНа Маркса существуют следующие генераторы:

1. Катушка Румкорфа;
2. Генератор Ван де Граффа;
3. Генератор Кокрофта — Уолтона

Катушка Румкорфа представляет собой электромеханический преобразователь низкого постоянного напряжения в высокое переменное. Катушка получила название по имени немецкого изобретателя Генриха Румкорфа, который запатентовал свою первую конструкцию катушки в 1851 году и организовал её успешное производство в своей мастерской в Париже. Более ранние разработки подобного устройства другими изобретателями относятся к 1836 году.

Принцип действия генератора Ван де Граффа основан на электризации движущейся диэлектрической ленты. Разработан американским физиком Робертом Ван де Граафом в 1929 году и позволял получать разность потенциалов до 80 киловольт.

Генератор Кокфорта – Уолтона представляет собой устройство для преобразования относительно низкого переменного напряжения или пульсирующего напряжения в высоковольтное постоянное напряжение. Умножитель напряжения преобразует переменное, пульсирующее напряжение в высокое постоянное напряжение. Умножитель строится из лестницы конденсаторов и диодов. В отличие от трансформатора такой метод не требует тяжёлого сердечника и серьёзной изоляции, так как напряжения на всех ступенях равны.

ГИН Маркса используется в разнообразных исследованиях в науке, а также для решения разнообразных задач в технике. В некоторых установках генераторы Маркса работают и в качестве генераторов импульсного тока (ГИТ). В промышленности генераторы Маркса наряду с другими источниками импульсных напряжений и токов получили применение в электрогидравлической обработке материалов, дроблении, бурении, уплотнении грунтов и бетонных смесей.

Испытания изоляции повышенным напряжением позволяют выявить локальные дефекты, не обнаруживаемые иными методами. Кроме того, такой метод испытаний является прямым способом контроля способности изоляции выдерживать воздействия перенапряжений и даёт определенную уверенность в качестве изоляции.

Одним из основных видов испытаний изоляции являются стандартные грозовые импульсы напряжения с фронтом 1.2 мкс и длительностью до полуспада 50 мкс. Испытания

импульсным напряжением производят потому, что изоляция в процессе эксплуатации подвергается воздействию грозовых перенапряжений со схожими характеристиками.

Испытания внутренней изоляции проводят трехударным методом. На объект подается по три импульса положительной и отрицательной полярности, сначала полные, а затем срезанные. Интервал времени между импульсами - не менее 1 мин. Изоляция считается выдержавшей испытания, если во время испытания не произошло ее пробоев и не обнаружено повреждений. Методика обнаружения повреждений довольно сложна и обычно проводится осциллографическими методами. Внешняя изоляция оборудования испытывается 15-ударным методом, когда к объекту с интервалом не менее 1 мин. прикладывается по 15 импульсов обеих полярностей, как полных, так и срезанных. Изоляция считается выдержавшей испытания, если в каждой серии из 15 импульсов было не более двух полных разрядов (перекрытий).

Литература

1. Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. “Техника высоких напряжений”, 2 изд.- М: “Вышэйшая школа” 1980г.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. “Электрооборудование станций и подстанций”, 2 изд. – М: Энергия 1980г.
3. <http://www.ros-electro.ru/>

УДК 621.3

ПОДХОД К АЛГОРИТМИЗАЦИИ ВЫБОРА ТОЧКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Попкова Н.А.

Научный руководитель - д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

В настоящее время подключение потребителей к электрическим сетям является одной из наиболее болезненных проблем, как для потребителей электрической энергии, так и для энергетических предприятий и организаций. Временные интервалы, которыми характеризуются процессы принятия решений о присоединении не приемлемы и тормозят развитие промышленности. В то же время длительность выработки этих решений объясняется необходимостью проведения достаточно сложного анализа схем и характеристик электрических сетей, выполняемого в настоящее время в ручном режиме специалистами энергоснабжающих и специализированных предприятий и организаций.

Основные задачи, возникающие в процессе принятия решений, заключаются в установлении технической возможности подключения к сети и выборе точки присоединения к ней энергоприемного устройства (ЭПУ) потребителя. Задача выбора точки присоединения имеет множество вариантов решения, каждый из них требует знания технологии передачи и распределения энергии в сетях, характеристик сетевого оборудования, топологии сети и прочие. Однако при оптимизации решения этой задачи следует учитывать множество других характеристик.

Принятие решения о присоединении должно основываться на четких показателях, согласующихся с критериями наличия технической возможности присоединения к сети, которые требуют сохранения условий электроснабжения для уже присоединенных ЭПУ, отсутствия ограничений на присоединяемую мощность в объектах электросетевого хозяйства и необходимости реконструкции и сооружения новых объектов в смежных сетевых организациях для удовлетворения потребностей заявителя.

Постановка задачи: на основе известных характеристик объектов сети, места нахождения энергоприемного устройства и топологии сети разработать алгоритм выбора точки присоединения энергоприемного устройства, удовлетворяющей сформулированным показателям возможности технологического присоединения.

Рассматриваются два случая технологического присоединения, когда входное напряжение присоединяемой электроустановки не более 1 кВ и выше. Процесс принятия решения о присоединении для этих двух случаев различается: в первом из них нет необходимости поиска объектов, на которые может повлиять дополнительная нагрузка в виде присоединенной ЭПУ; во втором случае необходимо обнаружить все объекты, которые могут рассматриваться в качестве кандидатов на узел питания и объекты, входящие в маршрут передачи энергии к каждому кандидату. Первый случай, для электроустановок до 1 кВ, представляет собой частный случай более общего второго случая, когда рассматриваются электроустановки напряжением выше 1 кВ.

Решение задачи начинается с анализа заявки на присоединение ЭПУ. Затем формируются маршруты (резервный и основной) передачи от трансформаторной подстанции до рассматриваемой ЭПУ. Данные маршруты проверяются на соответствие нескольким условиям. После анализа всех показателей принимается решение о присоединении.

Для каждого маршрута составляется информационная таблица, в которую заносятся значения показателей по каждому объекту основного и резервного маршрутов. Анализ производится с использованием информационных таблиц. Для принятия решения необходимо определить, существуют ли точки подключения, показатели которых удовлетворяют всем ограничениям. Если существуют такие точки присоединения, то выносится положительное решение о подключении. В случае существования нескольких

точек ищется оптимальный вариант присоединения - выбор оптимальной точки. Основным критерием такого выбора служит минимизация затрат на прокладку линии питания между ЭПУ и выбранным сетевым устройством (точкой присоединения).

Предложенный подход позволяет алгоритмизировать решение задачи присоединений на основе систематизации показателей, значимых для принятия решения и анализа характеристик объектов сети, находящихся на маршрутах передачи энергии к потребителям.

Литература

1. Гребенюк Г. Г., Крыгин А. А., Никишов С. М., Подход к алгоритмизации выбора точки технологического присоединения к электрическим сетям. Проблемы управления. 2013, No. 3, 60–70.

УДК 621.3

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Попкова Н.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

В Беларуси действует долгосрочная стратегия развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 2035 года. За последние 17 лет потребление топливно-энергетических ресурсов практически не изменилось, при этом ВВП увеличился в 2,7 раза. Экономика растёт, опираясь в том числе на энергосбережение, внедрение эффективных технологий и принципиально нового энергоэффективного оборудования. В настоящее время существуют документы, полностью регулирующие установку и использование ВИЭ, а также налоговые льготы. Например, при импорте установок ВИЭ применяется нулевая ставка НДС. Однако после начала строительства атомной электростанции отношение к альтернативной энергетике стало более сдержанным. Хотя есть положительный опыт других стран, которые успешно развивают оба направления диверсификации – и атомную энергетику и возобновляемые источники энергии, в том числе на основе ветра.

Развитие ветроэнергетики на территории Республики Беларусь является достаточно острой темой. Существуют противоположные мнения относительно целесообразности и необходимости развития данной отрасли энергетики в нашей стране. Однако интерес к ветроэнергетическим ресурсам нашей страны растёт с каждым годом всё большими темпами, как со стороны зарубежных, так и со стороны отечественных представителей.

Беларусь не располагает собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР). Лишь 15% собственных ТЭР покрывают потребности страны, остальные 85% импортируются — в основном из России. В последние годы наблюдается постоянный рост цен на топливо и импортируемую электроэнергию. Этот рост будет иметь место и далее до достижения мировых цен. В связи с этим для Беларуси чрезвычайно важно включать в топливно-энергетический баланс вторичные энергоресурсы и возобновляемые источники энергии, одним из которых является ветер.

Согласно исследованиям отечественных энергетиков и климатологов, ветроэнергетические ресурсы нашей страны по электрическому потенциалу составляют 2400 млн. кВт·ч в год, из них экономически целесообразными являются 690 млн. кВт·ч в год (по состоянию на 2015 год) [4]. Исследованиями, осуществленными на территории Республики Беларусь по 244 контрольным точкам, включая 54 метеостанции и 190 контрольных пунктов, суммарный ветроэнергетический потенциал Беларуси оценен в 220 млрд. кВт·ч. Определен ветроэнергетический ресурс по областям страны. В настоящее время уточнены фоновые среднегодовые скорости ветра в различных регионах Республики Беларусь, проведены расчеты по определению технических ветроэнергоресурсов Беларуси на высотах 10, 40, 60, 80 и 100 м над поверхностью земли.

В 2013 году по данным Европейской ассоциации ветроэнергетики в Республике Беларусь мощность всех ветроэнергетических установок (ВЭУ) составляла около 3 МВт. В Республике Беларусь работают более 60 ветроэнергетических установок общей мощностью около 50 МВт. Тем не менее доля производства электроэнергии из ветра в общем производстве электроэнергии в стране пока приближается к нулю. Формально за несколько лет произошел значительный рост мощности, но ветроэнергетика в Беларуси, как подотрасль возобновляемой энергетики, еще не сформировалась. Когда в 2011 году вблизи н.п. Грабники (Новогрудский район, Гродненская область) был установлен первый ветряной генератор единичной установленной мощностью 1,5 МВт, скептические настроения относительно перспективности развития ветроэнергетики Беларуси были развеяны. В 2016 году на этой же площадке завершено возведение еще 5

ветроэнергетических установок. Общая мощность ветропарка составила 9 МВт (всего 6 ВЭУ по 1,5 МВт, в том числе 1 ВЭУ, введенная в эксплуатацию 2011 году) [3].

Информация о действующих объектах ветроэнергетики на территории Республики Беларусь приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Информация по действующим ветроустановкам (1-й квартал 2016 года)		
Месторасположение (ближайший населенный пункт)	Единичная установленная мощность, МВт	Общая электрическая мощность, МВт
Гродненская область		
д. Райца Кореличского района	0,777	0,231
д. Грабники Новогрудского района	1,5	9
д. Крево Сморгонского района	0,6	1,2
д. Герники Дятловского района	0,6	1,2
д. Селец Сморгонского района	0,6	1,2
	0,75	1,5
д.Писаруки Новогрудского района	0,75	0,75
д.Корастово Новогрудского района	0,75	1,5
д. Яновичи Новогрудского района	1,75	3,5
Минская область		
д. Занарач Мядельского района	0,25	0,25
	0,6	0,6
Могилевская область		
д. Жуково Могилевского района	0,08	0,08
д. Польшковичи-2, Могилевского района	0,4	0,8
д. Польшковичи, Могилевского района	0,6	1,2
д. Купёлы , Могилевского района	0,25	0,25
д. Пыльковичи , Могилевского района	0,6	0,6
д. Жуково ,	0,25	0,25
д. Ходоровка	1	1
д. Староселье ,	1	1
в/з Гута	0,25	0,25
д. Матеевщина	0,75	1,5
д. Маковня	0,75	0,75
	1	2
д. Пудовня	1	5
	1	3
г.п. Дрибин	1	4
д. Старая Водва Шкловский р-н	1	3
	1	3
г. Мстиславль	1	1

По причине относительно небольших среднегодовых скоростей ветра в настоящее время перспективным следует считать использование автономных ветроэнергетических и ветронасосных установок малой мощности, в основном в сельскохозяйственном секторе. Должны найти применение ВЭУ в диапазоне 100–150 кВт, хорошо зарекомендовавшие себя

в эксплуатации в странах со сходными с Беларусью условиями. При выборе конкретных образцов ВЭУ необходимо дополнительно учитывать ряд факторов, связанных с величиной фактического ветроэнергетического ресурса в месте непосредственного размещения ВЭУ (абсолютная высота местности, высота возвышения площадок и их открытость, удаленность предполагаемого места размещения ВЭУ от потребителя и от линий передачи и т.д.).

Как отмечалось ранее, нормативная база по использованию ВИЭ в Беларуси достаточно развита. Генерирующее оборудование освобождается от НДС и таможенных пошлин. Кроме того, законодательными актами был зафиксирован повышающий коэффициент при закупке произведённой энергии. Однако, в 2014 году государственный оператор-монополист отказался выдавать независимым производителям технические условия по подключению к сетям. Это было связано с убытками, которые несло "Белэнерго", вынужденное в соответствии с законодательством закупать экологически чистую энергию с применением повышающих коэффициентов. А поскольку тарифы для конечных потребителей оставались прежними, то возникающую разницу монополисту пришлось покрывать из своих резервов. Решением проблемы стало введение квот на развитие альтернативной энергетики. К сожалению, сегодня в правительстве не оценена полностью роль ветроэнергетики, поэтому квота на её развитие в 2017-2019 годах составляет всего 11 МВт. Этой цифры недостаточно для привлечения крупных инвестиций. В таких условиях остаются 3 пути внедрения ветроэнергетики вне квот: производство для собственных нужд, для продажи потребителям, и реализация инициатив в рамках проекта ПРООН/ГЭФ «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь». Он имеет собственную квоту в 25 МВт [3].

Кроме ветроэнергетики, специалисты в области энергетики и геологи заговорили об использовании геотермальной энергии. В Республике Беларусь действует около 100 геотермальных установок, включая и коттеджную застройку. Их суммарная тепловая мощность составляет около 5,5 МВт. А два года назад введена в опытную эксплуатацию пилотная геотермальная станция мощностью 1 МВт на территории тепличного комплекса «Берестье» Брестского района. Основное ее назначение – обогрев 1,5-2 га теплиц хозяйства. На данной геотермальной станции с помощью двух тепловых насосов температуру добытой из-под земли воды поднимали с 24 до 60 градусов. Этой водой комбинат отапливал часть теплиц и обеспечивал себе горячее водоснабжение. После первого года эксплуатации станция продемонстрировала положительный экономический эффект. С ее помощью на отоплении теплиц предприятие сэкономило около 12% природного газа, а использование воды из подземного источника для полива растений позволило снизить расходы на подогрев воды. В частности, из 8 млн.куб.м газа, потребляемого комбинатом, за год удалось сэкономить 1 млн.куб.м. По оценкам специалистов, примерно за 6 лет проект должен был окупиться. Однако, несмотря на очевидную выгоду, сейчас геотермальная станция не используется на полную мощность: дешевое тепло недр расходуют только на полив растений, а на обогрев – нет. Связано это с тем, что администрация комбината не нашла общего языка с государственными ведомствами, отвечающими за водоснабжение в республике [2].

На территории Беларуси пробурены сотни скважин, в частности, для питьевого водоснабжения. Их термограммы позволяют выделить геотермические аномалии и служат основой для оценки плотности геотермальных ресурсов. С ростом глубины увеличивается и температура геотермальных горизонтов. Если в пределах Белорусской антеклизы мощность платформенного чехла ограничена глубинами 300 – 500 м, а в отдельных случаях и около 650 метров, то в Припятском прогибе (Гомельская область) он может достигать 5 – 5,5 км [6]. Использование технологии тепловых насосов возможно на всей территории Беларуси, но наиболее перспективны два района: центральная и северная зона Припятского прогиба Гомельской области, и территория в районе городов Высокое, Малорита, Жабинка Брестской области. Плотность запасов в данной местности составляет от 4 до 6 тонн

условного топлива на 1 м². Однако, использование этого потенциал затруднено глубиной залегания и большой засоленностью вод. На отечественном рынке есть также ряд тепловых насосов, использующих низкопотенциальное тепло земли, например, из верхних слоёв грунта или воздуха, и вторичные тепловые ресурсы (вентиляционный воздух и т.д.) Их насчитывается 161 общей мощностью около 9000 кВт, что в 7 раз меньше, чем мощность ветроустановок.

Приведенная выше информация указывает на наличие реального потенциала в развитии и использовании ВИЭ. Препятствием на пути развития альтернативной энергетики является отсутствие соответствующих механизмов поощрения использования ВИЭ. В Республики Беларусь вопросом развития данного направления занимается Минэнерго, которое является монополистом в своей сфере деятельности и заинтересовано в выработке энергии на традиционных станциях. В устанавливаемых с подачи Минэнерго тарифах есть нюансы. Например, вырабатывая электроэнергию на углеводородном топливе, производитель ещё осуществляет множество обязательных платежей за негативное воздействие на окружающую среду — выбросы, размещение шламохранилищ, утилизацию отходов, мониторинг. И со временем требования к традиционным источникам энергии будут только ужесточаться. Это общемировой тренд, все это сейчас закладывается в тарифах. Отсюда следует вывод, пока не измениться сама система выработка-передача-продажа электроэнергии активное развитие альтернативной энергетики стоит под вопросом.

Литература

1. "Белорусский партизан". Белорусские новости [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: <http://www.belaruspartisan.org/economic/359887/>, свободный.. – Дата доступа: 26.10.2016.
2. БЕЛТА - Новости Беларуси новости [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: <http://www.belta.by/comments/view/razvitiju-geotermalnoj-energetiki-v-belarusi-prepjatstvujut-mezhvedomstvennyye-barjery-3501/>, свободный.. – Дата доступа: 31.10.2016.
3. Ветроэнергетика в Республике Беларусь [Электронный ресурс] - 2016. – Режим доступа : <http://www.windpower.by/ru/vetroenergetika/>. – Дата доступа: 20.10.2016.
4. Международное энергетическое агентство [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: <https://www.iea.org/media/workshops/2015/platformistanbul2015EnergyEfficiencyandRenewableEnergyPotentialinBelarus.pdf>, свободный.. – Дата доступа: 24.10.2016.
5. EnergoBelarus.by [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа : http://energobelarus.by/articles/alternativnaya_energetika/geotermalnaya_energiya_belarusi_cmogut_li_sogret_reki_mezozoyskogo_perioda/, свободный.. – Дата доступа: 26.10.2016.
6. Naviny.by. Белорусские новости [Электронный ресурс]. – 2016. – Режим доступа: http://naviny.by/rubrics/society/2016/04/25/ic_articles_116_191526, свободный.. – Дата доступа: 26.10.2016.

УДК 621.3

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ВАРИАНТОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВЛ-220 КВ

Борбицкая Т. А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М. И.

В современных условиях важнейшими задачами становятся:

- максимальное повышение пропускной способности ВЛ;
- увеличение управляемости и устойчивости энергосистем;

создание параллельно работающих управляемых энергообъединений, с необходимостью обеспечения энергетической и экологической безопасности и уменьшения, отчуждаемых под энергетические объекты земельных угодий.

Решение этих задач является частью проблемы создания активно-адаптивных электрических сетей, с целью обеспечения в реальном масштабе времени надежного и экономически оптимального функционирования электроэнергетических систем в любых (нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных) режимах, а также надежного обеспечения потребителей возможно более дешевой электроэнергией заданного качества.

Для успешного решения указанных задач и достижения поставленных целей могут быть предложены управляемые электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности, которые представляют собой комплекс технических решений, предусматривающих применение одноцепных и многоцепных ВЛ нового поколения (компактных ВЛ и управляемых самокомпенсирующихся ВЛ) в сочетании с современными средствами регулирования.

Целью настоящей статьи является изложение основных методических подходов к обоснованию и выбору наиболее целесообразных вариантов воздушных линий электропередачи, их технико-экономических показателей, а также ряда существенных отличий и преимуществ по сравнению с ВЛ традиционного исполнения.

В значительной мере материал статьи относится к ВЛ нового поколения различных классов напряжения. Конкретная же иллюстрация методических подходов проведена на примере ВЛ напряжением 220 кВ.

Выполненные к настоящему времени научно-исследовательские работы позволяют сформулировать следующие основные методические подходы к выбору ВЛ нового поколения.

Под ВЛ нового поколения подразумеваются воздушные трехфазные одноцепные и многоцепные линии электропередачи, созданные с использованием принципиально новых технических решений в части их схемно-конструктивного исполнения, компоновки средствами управления и применением нетрадиционных способов регулирования параметров режимов.

Весь комплекс новых технических решений, предусмотренных в ВЛ нового поколения, позволяет реализовать современные идеи создания интеллектуальных электроэнергетических систем (SMART-Grid) с активно-адаптивными сетями, обеспечивающими заданную их пропускную способность, оптимальные режимные характеристики, экономию капитальных вложений и эксплуатационных затрат, минимальное влияние на окружающую среду.

При прочих равных условиях ВЛ нового поколения способны обеспечить существенно лучшие показатели по сравнению с ВЛ традиционного типа, а именно:

- повышение пропускной способности в 1,2-1,6 раза;
- снижение капитальных вложений в расчете на единицу передаваемой мощности не менее, чем на 20-30%;
- уменьшение в 1,5-2 раза площадей земельных угодий, отчуждаемых под строительство ВЛ;

- регулирование режимов работы линии и сети во всем заданном диапазоне изменения величин передаваемой мощности (кибернетическое управление) с целью минимизации потерь и соблюдения заданных режимных параметров и ограничений;
- эффективную и быстродействующую реакцию на любые изменения ситуации в энергосистеме в нормальных и переходных режимах работы;
- управление величиной и направлением потоков мощности в электрических сетях;
- выполнение в энергосистемах новых функций, дополняющих регулировочные действия генерирующих источников, что существенно повышает экономичность работы энергосистем в нормальных режимах, статическую и динамическую устойчивость энергосистем в переходных режимах работы.

Литература

1. Электропередача переменного тока/ В.М. Постолатий, В.А. Веников, Ю.Н. Астахов, Г.В. Чалый, Л.П. Калинин. А.с. 566288 (СССР). / Заявл. 21.03.74. № 2006496. Оpubл. В Б.И., 1977, № 27.
2. Электропередача переменного тока / Постолатий В.М., Веников В.А., Астахов Ю.Н., Чалый Г.В., Калинин Л.П. Патент США № 4001672, 1977; Патент ГДР № 116990, 1976; Патент Франции № 7508749, 1977; Патент Англии № 1488442, 1978; Патент Швеции № 75032268, 1978; Патент Канады № 10380229, 1978; Патент ФРГ № 2511928, 1979; Патент Японии № 1096176, 1982.
3. Управляемые линии электропередачи / Ю.Н. Астахов, В.М. Постолатий, И.Т. Комендант, Г.В. Чалый. Под ред. В.А. Веникова. – Кишинев: Штиинца, 1984. – 296 с.
4. Александров Г.Н., Евдокунин Г.А., Подпоркин Г.В. Параметры воздушных линий электропередачи компактной конструкции. – Электричество, 1982, № 4, с. 10-17.
5. Ю.П. Рыжов. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с., ил.
6. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова. Эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся высоковольтных линий электропередачи и фазорегулирующих устройств трансформаторного типа. Электричество, 2010 г., №2, стр. 7-14.
7. В.В. Дорофеев. Развитие электроэнергетической системы России с использованием принципов активно – адаптивной сети. Доклады 6-й Международной конференции ТРАВЭК, Москва, 2010.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ВЫБОРА УНИФИЦИРОВАННЫХ ОПОР, РАБОТАЮЩИХ В СООТВЕТСТВУЮЩИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Червякова А.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

Перед нами стоит задача в разработке методики оценки технико-экономических показателей линий электропередачи 110кВ с опорами, работающими в соответствующих климатических условиях. Начальные данные, которые мы можем использовать для разработки методики, следующие:

1. Район по гололеду и район по ветру той ландшафтной местности, где будет возводиться линия электропередачи.
2. Марка и сечение провода.

По показателям надежности и экономичности нам подходит n -ое количество металлических промежуточных решетчатых опор 110Кв. Из представленных вариантов по мною разработанной методике будет выбрана одна опора, которая наиболее полно удовлетворяет наших условиям.

Методика оценки технико-экономических показателей линии формируется на основе методики оценки каждой отдельно взятой и используемой в возведении ЛЭП, опоры. Поэтому решив задачу разработки методики оценки для одной опоры каждого отдельного типа, мы решим задачу для всей линии.

Сущность методики состоит в сравнительном принципе результатов анализа каждой опоры по следующим критериям:

1. *Учет влияния климата – параметр потокоотказов w .*

Этот критерий является наиболее важным и значимым для надежности линий, так как он наиболее полно влияет на устойчивую работу системы. Неправильно подобранный тип опоры может не удовлетворять наши требования по надежности, что приведет к систематическим отключениям.

2. *Максимальное эстетическое восприятие.*

Процесс наиболее гармоничного сочетания опор линий электропередачи с окружающим ландшафтом. Максимальное число факторов и явлений человека, которые его окружают, должны наиболее полно удовлетворять эстетическую картинку мировоззрения. Так как это оценка является крайне субъективной, ее проведение возможно только на основании социологических исследований.

3. *Оценка экономической эффективности капиталовложений в линию.*

4. Методика выбора типа опоры по методу многоцелевой оптимизации, которая включает в себя:

- 4.1. Максимум надежности работы
- 4.2. Минимум затрат на сооружение и эксплуатацию
- 4.3. Удобство монтажа

Таким образом, проведя сравнительный анализ по вышеперечисленным параметрам среди подобранных типов опор, мы выберем ту, которая наиболее оптимально подходит под наши исходные данные.

При проведении подобного анализа и разработки метода будет использовано большое количество баз данных, а также сложные логические и математические цепочки. Для наиболее оптимального решения проблемы мы будем использовать компьютерную программу 1С, Систему Управления Базами Данных-Oracle и Microsoft Access. Эти системы позволят нам создать независимую программу N, которая будет включать в себя:

1. Базы данных для выбора исходной информации при проектировании.
2. Все 4 ступени оценок выбранного типа опоры по разработанным алгоритмам.

3. Анализ и сравнение полученных результатов, а также готовое решение для применения на практике.

Литература

1. Электромонтажные работы. В 11 кн. Кн. 8. Ч. 1. Воздушные линии электропередачи: Учеб. пособие для ВУЗ / Магидин Ф. А.; Под ред. А. Н. Трифонова. — М.: Высшая школа, 1991. — 208 с.
2. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. *Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.* — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 648 с.: ил. ББК 31.277.1 Р63
3. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие / Петрова С. С.; Под ред. С. А. Мартынова. — Л.: ЛПИ им. М. И. Калашникова, 1980. — 76 с. — УДК 621.311.2(0.75.8)

УДК 621.311.017

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МУРАВЬИНОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДИСКРЕТНЫМ МЕТОДОМ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Лагуновский Д.О., Юхневич П.В., Борисова А.В.

Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

Активное применение в замкнутых электрических сетях устройств продольно-поперечного регулирования позволяет снизить потери активной мощности. Нахождение оптимальных потерь строится на расчёте серии нормальных режимов сети с последующим их анализом. Дискретная оптимизация потерь часто выполняется методом покоординатного спуска. Основным его недостатком является сильная зависимость результата от выбора последовательности вводимых в оптимизацию переменных. Авторами предлагается метод дискретной оптимизации режимов электрических сетей, свободный от указанного недостатка при помощи муравьиного алгоритма.

Муравьиный алгоритм (*алгоритм оптимизации подражанием муравьиной колонии, АСО*) — в настоящее время, один из эффективных полиномиальных алгоритмов для нахождения приближённых решений задачи коммивояжёра, а также решения аналогичных задач поиска оптимальных маршрутов.

В реальном мире, муравьи (первоначально) ползают в случайном порядке и по нахождению продовольствия возвращаются в свою колонию, прокладывая феромонами тропы для других муравьёв. Если другие муравьи находят такие тропы, они, вероятнее всего, пойдут по ним. Вместо того, чтобы отслеживать цепочку, они укрепляют её при возвращении, если в конечном итоге находят источник питания. Со временем феромонная тропа начинает испаряться, тем самым уменьшая свою привлекательную силу. Чем больше времени требуется для прохождения пути до цели и обратно, тем сильнее испарится феромонная тропа. На коротком пути, для сравнения, прохождение будет более быстрым и как следствие, плотность феромонов остаётся высокой. Испарение феромонов позволяет избежать локально-оптимального решения.

Для решения задачи выбора ответвлений представим сети из трансформаторов в виде графов, где вершинами графа будет являться определенное состояние трансформатора, а именно: в вершине указывается номер трансформатора (обозначим его t) и определенное ответвление, установленное на нем (to_t). Вершину, в которой находится «муравей» обозначим за i , а вершины, в которые возможны переходы «муравья» за m . Учитывая, что «муравей» не может побывать за один цикл составления его маршрута в определенной вершине дважды:

$$m = (z - j - z') \quad (1)$$

где z – все вершины соединенные с вершиной i , z' вершины в которых уже был «муравей». J -ой вершиной называется вершина, для которой осуществляется вычисление вероятности перехода «муравья». После определения максимального количества итераций вычисления оптимального маршрута (Y), приступим к вычислению оптимального маршрута муравья (L_d). Оптимальным маршрутом муравья будет являться наиболее короткий путь муравья. Поэтому сумма длин ветвей маршрута муравья будет характеризовать потери в сети, которые возникнут в ней, при подключении данных трансформаторов с определенными ответвлениями. При этом если оптимальный маршрут пройдет по вершинам не всех трансформаторов, т.е. необходимо будет переключить ответвления только у части трансформаторов, при расчете общей длинны все равно будут учтены потери которые «дают» трансформаторы, оставшиеся в исходном состоянии, формулы расчета общей длинны будут представлены ниже.

Рассмотрим работу алгоритма:

1. После формирования графа и условий для его расчета (ввод данных), задаются равные значения τ_{ij} – «запах феромона» на у ветви соединяющей вершины i и j , рассчитывается режим сети, где получив суммарные потери мощности мы можем посчитать и задать длины для всех ветвей (будут неизменны в течении всего времени программы, что даст возможность учесть потери трансформаторов которые не вошли в оптимальный путь муравья) по формуле:

$$L_{ij} = \frac{\Delta P_{сети}}{\sum_k L_k} \quad (2)$$

где k – количество ветвей графа, далее запускается цикл по Y . Один шаг этого цикла запускает цикл по i , где i – первая вершина, в которой находится муравей. Данный цикл, в свою очередь, запускает цикл по j , где осуществляется расчет вероятностей перехода муравья из вершины i в вершину j по формуле:

$$P_{ij} = \frac{\left(\frac{1}{L_{ij}}\right)^{\alpha} * \tau_{ij}^{\beta}}{\sum_m \left(\frac{1}{L_{im}}\right)^{\alpha} * \tau_{im}^{\beta}} \quad (3)$$

α – коэффициент «жадности», β – коэффициент «стадности» алгоритма (блок №7).

2. После того как вероятности для всех возможных для перехода вершин вычислены осуществляется переход муравья в «псевдослучайно» выбранную вершину j . Перед этим осуществляется проверка условия блока №8, который трактуется следующим образом: «Если количество возможных для перехода вершин (m) не равно нулю или не равно единице (блок №8), то случайно выбираем вершину и переходим в нее, и запускаем следующий ход цикла по i (блок №9). Если $m = 1$, значит, у нас нет вариантов для выбора, и мы просто переходим в эту вершину (блок №11). Очевидно, если у нас вообще не осталось вариантов значит, мы пришли к начальной точке (стартовой вершине) (блок №12). Следовательно, заканчиваем цикл по i (блок №15)».

3. Далее нам необходимо пересчитать параметры сети вычислить новые потери, что бы затем скорректировать «запах феромонов» на ветвях, которые составили путь муравья. Для этого в блоке №13 вводятся вспомогательные параметры Q – коэффициент для для определения степени влияния длины ветви на усиление «запаха феромона». Данный коэффициент является на данный момент предметом исследований, и является отдельной темой исследования, выходящей за рамки создания алгоритма для решения поставленной задачи. Аналогично задается g – коэффициент «забывчивости» в пределах от 0 до 1. Данный коэффициент характеризует, на сколько сильно будет ослабляться «запах феромона» созданного предыдущим муравьем за время, пока новый муравей прошел свой путь. Это позволяет избежать возможности нахождения локально-оптимального решения задачи, потому как, ослабляя силу феромонов в ветвях, пройденных муравьем, мы искусственно снижаем вероятность выбора следующим муравьем такого же пути, который прошел предыдущий, что позволяет следующему муравью с определенной долей вероятности исследовать другой путь. В блоке № 14 считается режим сети с выбранными вариантами ответвлений трансформаторов. Суммарные потери в такой сети заносятся в переменную L_d . Далее на основании новых потерь вычисляется новый «запах феромона» на ветвях, которые составили «путь муравья» (d):

$$\tau_d = \tau_{id}(1 - g) + \Delta\tau \quad (4)$$

где τ_{id} – «запах феромона» i -ой ветви пути d . $\Delta\tau = \frac{Q}{L_d}$ – увеличение «запаха феромона».

На этом один шаг цикла по Y завершен.

В итоге если потери на новом пути составят меньшее число чем на предыдущем, то длина «пути муравья» L_d окажется меньше, следовательно, это позволит на ветвях этого пути увеличить «запах феромона» τ_d более значительно, что в последующем увеличит вероятность выбора муравьем точно такого же пути. С учетом того что «запахи феромонов» испаряются не мгновенно на выбор пути муравья всегда будут влиять запахи «предыдущих путей», поэтому только через несколько тысяч итераций (может оказаться и больше, зависит от типа и объемов решаемой задачи), сформируется наиболее явный путь, который будет стремиться к оптимальному решению.

В работе представлена блок-схема и описание муравьиного алгоритма. Требуется провести исследование и сравнить скорость и глубину нахождения оптимального значения суммарных потерь мощности в электрической сети.

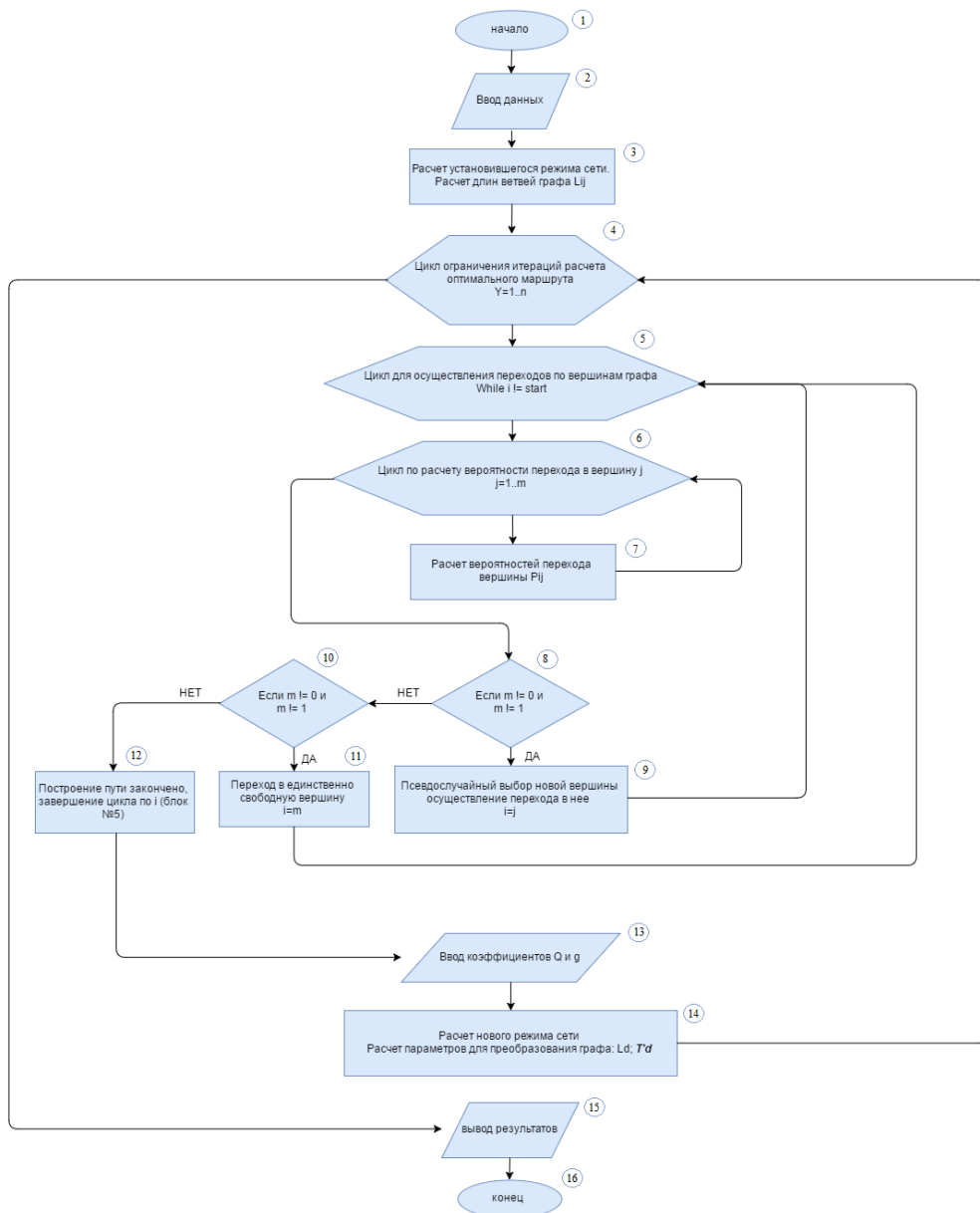


Рисунок 1 – Блок-схема реализации муравьиного алгоритма

Литература

1. Кажаров, А. А. Муравьиные алгоритмы для решения транспортных задач. / А. А. Кажаров. – Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. 2010.
2. Stützle. T. MAX-MIN Ant System and local search for the traveling salesman problem. / T. Stützle. – IEEE International Conference on Evolutionary Computation. 1997.
3. M. Dorigo et L.M. Gambardella. A Cooperative Learning Approach to the Traveling Salesman Problem./ L.M. Gambardella – IEEE Transactions on Evolutionary Computation. 1997.
4. Голицына, О.Л. Основы алгоритмизации и программирования./ О.Л. Голицына – 3-е изд. – Москва. 2008.
5. Ахо. А. В. Структуры данных и алгоритмы. /А В. Ахо – 4-е изд. – Санкт-Петербург. 2003.

СООРУЖЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ГЛУБИННЫМИ ЗАЗЕМЛИТЕЛЯМИ

Магер Н.Ю.

Научный руководитель д.т.н., профессор Короткевич М.А.

В настоящее время, в качестве основной, используется традиционная система заземления опор, представленная совокупностью горизонтальных заземлителей (лучей) и вертикальных электродов длиной 3-5 метра. Однако, их применение не всегда обеспечивает необходимую стабильность сопротивления и долговечность заземляющего устройства, в следствие чего увеличиваются затраты на их обслуживание и ремонт для обеспечения нормируемых значений. Поэтому целью моего исследования является снижение стоимости сооружения и годовых эксплуатационных расходов линии электропередачи с заземляющими устройствами выполненными глубинными заземлителями. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- разработать методику оценки технико-экономической целесообразности глубинной системы заземления
- оценить изменения условий надежности
- оценить изменение стоимостных показателей

Во многих случаях необходимость расширения искусственного заземлителя обуславливается тем, что стандартные вертикальные заземлители (электроды из проката черного металла, погружаемые на ограниченную глубину в поверхностные слои грунта) длиной до 5 м не всегда эффективно работают по отводу в землю тока. Объясняется это двумя причинами: условием промерзания грунта в зимний период и ограниченной длиной самого электрода.

Для Республики Беларусь глубина промерзания грунта составляет порядка 1,8 м. При длине электрода 5 м его активная длина по отводу в землю тока составляет 3,7-3,9 м. Поэтому в некоторых случаях для достижения нормированных величин электрических параметров ЗУ требуется большое количество вертикальных электродов и соответственно необходима дополнительная площадь под искусственный заземлитель.

Анализ результатов геоэлектрического разреза верхних слоев земли на электроэнергетических объектах Республики Беларусь для расчетных зимних условий показал, что грунты с повышенной проводимостью часто располагаются на глубине 5 м и более. При таких условиях в случае верхних слоев земли с низкой проводимостью, эффективность работы стандартных электродов весьма низкая.

Указанную проблему, связанную с вертикальными электродами, можно принципиально решить путем применения глубинных вертикальных заземлителей. Целесообразность применения глубинных заземлителей в электросетевом строительстве обосновывается тем, что глубинные заземлители могут достигать нижележащих слоев земли с низким удельным сопротивлением, что способствует снижению сопротивления ЗУ.

В 1 разделе моей работы была произведена оценка целесообразности применения глубинной системы заземления опор ВЛ. Был произведен расчет сопротивлений заземлителей традиционной и глубинной систем для типов грунтов с различным значением удельного эквивалентного сопротивления (100, 400, 800 и 3000 Ом*м). Затем используя метод многоцелевой оптимизации была произведена непосредственно оценка целесообразности применения той или иной системы заземления. В качестве критериев использовались как качественные (удобство монтажа), так и количественные показатели (капитальные затраты на сооружение, коэффициент напряжения прикосновения).

Во втором разделе моей работы производится оценка коррозионной стойкости традиционной и глубинной системы заземления опор ВЛ. Опоры линий электропередачи содержат элементы, расположенные в грунте. Это, прежде всего, искусственные заземлители. Эти элементы могут подвергаться коррозионному воздействию грунта,

приводящему к их повреждениям, а последние так или иначе сказываются на надежности линии электропередачи в целом. В качестве параметра воздействия коррозии на систему заземления применяется оценка возможного снижения сечения в результате коррозии. В основу оценки ложатся окислительно-восстановительный потенциал стали и цинка.

Третий раздел посвящен расчету технико-экономических показателей, а именно приведенных затрат на основании которых можно делать вывод о рациональности использования той или иной системы заземления с экономической точки зрения.

УДК 621.3

ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ МЕТОДОМ ПЧЕЛИНОЙ КОЛОНИИ

Юхневич П.В., Лагуновский Д.О.

Научный руководитель – Петрашевич Н.С.

Оптимизация режима электрической сети возможна различными способами. Выбор оптимального коэффициента трансформатора – один из наиболее распространённых способов. Это обуславливается незначительными расходами на реализацию, что позволяет достичь значительного эффекта. Однако в современных электрических сетях количество трансформаторов велико, и это вызывает значительные сложности вычислительного характера. Существуют различные алгоритмы определения оптимальных коэффициентов трансформации, одним из которых является метод пчелиной колонии.

Для рассмотрения принципов работы алгоритма поведения роя пчёл, или метода роя пчёл (МРП) прибегнем к аналогии с реальным роем пчел. Представим себе рой пчел на поле. Их цель – найти на поле область с наивысшей плотностью цветов. Без какого-либо представления о поле априори, пчелы начинают поиск цветов со случайных позиций со случайными векторами скорости. Каждая пчела может помнить позиции, где она нашла наибольшее количество цветов и каким-то образом знать области, где другие пчелы обнаружили наибольшую плотность цветов. Выбирая между возвращением к месту, где пчела сама обнаружила наибольшее количество цветов, или исследованием места, определенного другими, как место с наибольшим количеством цветов, пчела устремляется в направлении между двумя точками в зависимости от того, что окажет большее влияние на ее решение – персональное воспоминание или социальный рефлекс. По пути пчела может найти место с более высокой концентрацией цветов, чем было найдено ранее. В дальнейшем оно может быть обозначено как новое место с наибольшей концентрацией цветов, а также как место наибольшего скопления цветов, найденное всем роем. Случайно пчела может пролететь мимо места, с большим количеством цветов, чем было найдено любой другой пчелой роя. Весь рой, затем будет стремиться навстречу этому месту в дополнении к собственным наблюдениям каждой пчелы. Таким образом, пчелы исследуют поле: перелетая места с наибольшей концентрацией, они замедляются в их направлении. Непрерывно они проверяют места, которые пролетели, сравнивая с найденными ранее местами с наибольшей концентрацией цветов надеясь найти абсолютную наибольшую концентрацию цветов. В конечном итоге, пчела заканчивает движение на месте поля с наибольшей концентрацией цветов. Вскоре весь рой сосредотачивается в окрестностях этой позиции. Не имея возможности обнаружить места с большей концентрацией цветов, пчелы непрерывно роятся в районе наибольшей плотности цветов. Это поведение пчёл и было положено в основу этого метода оптимизации.

Предположим, что каждая «пчела» вылетает к группе из K трансформаторов, перебираем трансформаторы и ответвления методом перебора. N – количество групп из K трансформаторов. Схема алгоритма представлена на рисунке 1.

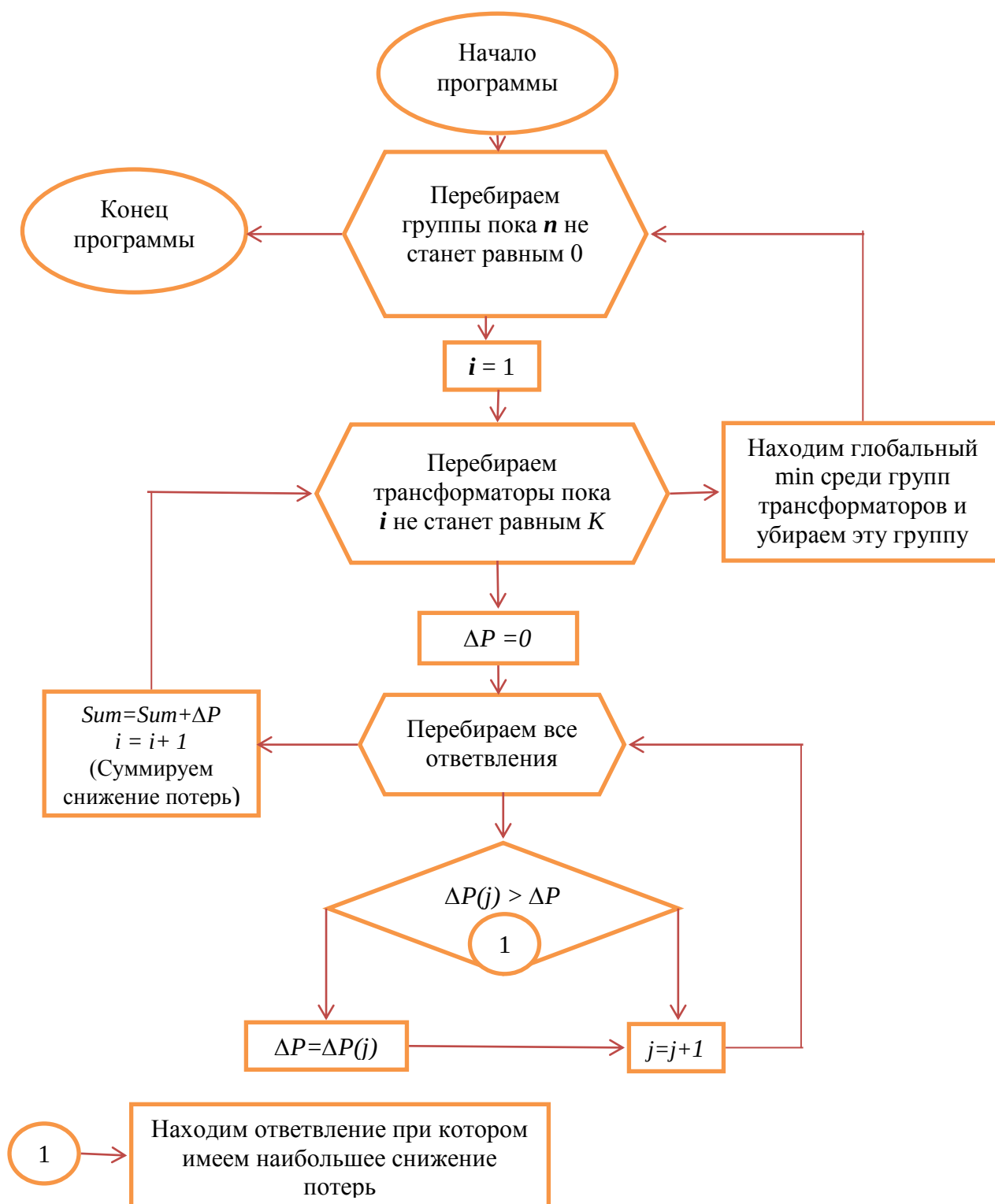


Рисунок 1 – Схема алгоритма выбора коэффициентов трансформации

Заключение

Использование алгоритма пчелиной колонии для выбора оптимальных коэффициентов трансформации позволяет значительно повысить эффективность функционирования электрических сетей используя минимальные затраты.

Литература

1. Ходашинский И.А., Горбунов И.В. Оптимизация параметров нечетких систем на основе модифицированного алгоритма пчелиной колонии // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2012. – №10. – С. 15-20.
2. Herrera F. Genetic fuzzy systems: taxonomy, current research trends and prospects // Evolutionary Intelligence. – 2008. – Vol. 1. – P. 27-46.
3. Karaboga D., Akay B. A survey: algorithms simulating bee swarm intelligence // Artificial Intelligence Review. – 2009. – Vol. 31. – P.61-85.
4. Lassig J., Sudholt D. Design and analysis of migration in parallel evolutionary algorithms // Soft Computing. – 2013. – Vol. 17. – P. 1121-1144

УДК 621.311

ТЕХНОЛОГИИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Усложнение процессов, рост объемов, накопленных данных выдвигают задачу оптимизации методов управления с помощью автоматизации систем, которые будут по началу под руководством человека, а в будущем вовсе перейти на нейронные сети.

Ниже проанализируем актуальность автоматизированных систем АСКУЭ, АСУ ТП и АСУ ПСЭ.

АСКУЭ – Автоматизированная Система Контроля и Учета Электроэнергии. Данная трактовка определена правилами приборного учета электрической энергии в Республике Беларусь /1/. Однако в различных информационных источниках вместо слова «Контроля» вы можете встретить «Коммерческого», вместо «Электроэнергии» – «Энергоресурсов». В некоторых странах постсоветского пространства зачастую применяют аббревиатуру АИИС КУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии). Также можно встретить аббревиатуру АСТУЭ (Т – технического). Для учёта иных ресурсов используются другие автоматизированные системы, например, АСКУГ (газ), АСКУТ (тепло) и т.д. Возможны также и интегрированные системы учёта, совмещающие учёт различных ресурсов, общепринятого обозначения для которых пока не существует.

Несмотря на обилие трактовок системы АСКУЭ, их авторы, в большинстве своем, подразумевают систему, позволяющую автоматизировать:

- учет потребления электроэнергии с высокой точностью, используя соответствующие технические средства с высоким классом точности – электронные электросчетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения.
- сбор и хранение данных о потребленной электроэнергии посредством УСПД;
- ведение единого системного времени с возможностью его корректировки;
- передачу полученных данных на другие информационные уровни - в базы данных серверов как самого объекта учета (АРМ энергетика и диспетчеров), так и энергосбытовых организаций (АРМ инспекторов, системных инженеров) и общереспубликанских центров хранения и анализа данных, используя при этом различные каналы и среды для передачи данных, в том числе и резервные;
- анализ и выработку управляющих воздействий на другие технические средства, при выходе учитываемых параметров электроэнергии за заданные пределы (лимиты).

АСУ ТП предназначены для оптимизации технологических процессов производств и повышение их эффективности путем автоматизации, базирующейся на использовании современных средств вычислительной и микропроцессорной техники и эффективных методов и средств контроля и управления.

Одними из главных преимуществ АСУ ТП является снижение, вплоть до полного исключения, влияния так называемого человеческого фактора на управляемый процесс, сокращение персонала, минимизация расходов сырья, повышение качества исходного продукта, и в конечном итоге - существенное повышение эффективности производства. Основные функции, выполняемые подобными системами, включают в себя контроль и управление, обмен данными, обработку, накопление и хранение информации, формирование сигналов тревог, построение графиков и отчетов.

Современная АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом) представляет собой многоуровневую человеко-машинную систему управления.

Диспетчер в многоуровневой автоматизированной системе управления технологическими процессами получает информацию с монитора ЭВМ или с электронной системы отображения информации и воздействует на объекты, находящиеся от него на значительном расстоянии, с помощью телекоммуникационных систем, контроллеров, интеллектуальных исполнительных механизмов. Для обеспечения функционирования SCADA-систем необходимы каналы связи. В этом качестве в современных системах используются телефонные каналы общего пользования (ТФОП), кабельные коммуникации, сотовая связь, радиорелейная связь, УКВ-связь и другие.

Рынок как эффективнейший организационно-экономический инструмент развития отрасли должен быть дополнен организационно-техническим обеспечением в виде интегрированной АСУ производством и сбытом электроэнергии (АСУ ПСЭ) /2/. АСУ ПСЭ как необходимый элемент контроля движения товара – электроэнергии – позволит поднять управляемость электроэнергетики на качественно новый уровень, решая такие задачи, как:

- оперативное управление производством и сбытом электроэнергии, включая современные методы отображения топологии электрических сетей, географии электропотребления, схем питания и режимов потребления;
- обеспечение технической и коммерческой отчетности всех сторон деятельности объединенной энергетической системы (ОЭС);
- создание и ведение структурированной информационной базы данных объектов ОЭС и потребителей электроэнергии;

В итоге заключаем, что на модели белорусской энергосистемы, данные системы как никогда необходимы, но для их внедрения предстоит проделать много работы, так как не решено ещё много вопросов о том, как будет происходить управление автоматизированными системами, какую выгоду получают организации, которые производят электроэнергию и потребители, которые выступают в качестве покупателей. Какой ценой и через сколько окупится данный инновационный проект. Как данную систему защитить от неблагоприятных воздействий извне, таких как кибер атаки, отключение питания блоков, анализирующую большой объем информации.

Литература

1. Концепция приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь: принята постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 30.08.2005 № 28 // Белорусский правовой портал. – Режим доступа: <http://www.pravo.by.info>. – Дата доступа: 20.05.2011.
2. Петруша Ю.С. АСУ производством и сбытом электроэнергии в условиях либерализации отрасли. / Петруша Ю.С. // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ).—2013.— №2. —С. 37-42

УДК 621.3

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОМ ТРАНСПОРТЕ

Юхневич П.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Данный вопрос актуален поскольку электрифицированный транспорт является неотъемлемой частью современной жизни и имеет тенденцию к расширению своего влияния на рынке транспортных средств.

Задачей данной работы является рассмотрение основных вопросов, связанных с электрифицированным транспортом.

К электрифицированному транспорту относятся метро, трамвай, троллейбус и электромобили.

Метрополитен – рельсовый вид общественного транспорта, трассы которого проложены отдельно от улиц, зачастую под землей. Движение поездов в метро регулярное, согласно графику движения. Отличается высокой участковой скоростью (45 км/ч и выше) и провозной способностью (до 60 тыс. пассажиров в час в одном направлении и выше). Линии метрополитена прокладывают под землей (в тоннелях), по поверхности и на эстакадах. Первая линия метрополитена (3,6 км) была построена в Лондоне. Запущена 10 января 1863 года.

Трамвай – вид уличного рельсового общественного транспорта, обычно на электрической тяге, используемый преимущественно в городах для перевозки пассажиров по заданным маршрутам. Трамваи возникли в первой половине XIX века, электрические – в конце XIX века. Кроме электрических, существуют конные (конки), кабельные или канатные и дизельные трамваи. В прошлом существовали пневматические, паровые и бензомоторные трамваи, а также трамваи на тяге от мулов и зебр.

Электромобиль – автомобиль, приводимый в движение одним или несколькими электродвигателями с питанием от аккумуляторов или топливных элементов, а не двигателем внутреннего сгорания (ДВС). Электромобиль следует отличать от автомобилей с ДВС и электрической передачей и от троллейбусов. Подвидами электромобиля считаются электрокар (грузовое транспортное средство для движения на закрытых территориях) и электробус (автобус с аккумуляторной тягой).

У всех этих видов транспорта есть следующие достоинства:

- Используется в урбанизированной местности.
- Электрический транспорт, не загрязняет воздух продуктами сгорания (хотя электростанции, вырабатывающие для них ток, могут загрязнять окружающую среду).
- Хотя трамвайный вагон или стоит намного дороже автобуса, трамваи отличаются большим сроком службы. Если автобус редко служит дольше десяти лет, то трамвай может эксплуатироваться 30–40 лет.
- КПД электродвигателя составляет 90%–95%.
- Электрифицированный транспорт – единственный вариант применения на транспорте энергии, вырабатываемой АЭС.
- Массовое применение электромобилей смогло бы помочь в решении проблемы «энергетического пика» за счет подзарядки аккумуляторов в ночное время.

Так же у них есть ряд недостатков:

- Линия трамвая или метро в сооружении намного дороже автобусной.
- Трамвайные рельсы представляют опасность для велосипедистов и мотоциклистов, пытающихся пересечь их под острым углом.
- Трамвайная сеть отличается сравнительно низкой гибкостью.
- Низкие характеристики аккумуляторов.
- Дороговизна.

- Проблемой является производство и утилизация аккумуляторов, которые часто содержат ядовитые компоненты (например, свинец или литий).

С точки зрения энергосбережения применение электрифицированного транспорта позволяет сократить потребление дизельного топлива и бензина, снизить выбросы в атмосферу, выровнять график нагрузки. Он является более технологичным чем транспорт с ДВС, но имеет ряд технических проблем, таких как малая емкость аккумулятора и проблемы с их утилизацией, высокая надежность бесперебойной подачи энергии и т.п., которые необходимо решить. Но не смотря на все технические проблемы электрифицированный транспорт развивается очень высокими темпами.

Литература

1. Курс лекций «Основы энергосбережения» Белорусская государственная академия связи

УДК 623.1

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ SMART GRID И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЭС

Лагуновский Д.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Ключевую роль в повышении энергоэффективности энергетики Республики Беларусь могут сыграть инновационные преобразования на базе новой концепции, под названием Smart Grid. В переводе на русский язык данный термин означает — интеллектуальная (умная) энергосистема (сеть). Общепринятого, однозначного понятия Smart Grid еще не сформировано. Государственные структуры в большинстве стран рассматривают Smart Grid как идеологию национальных программ развития электроэнергетики, компании-производители оборудования и технологий — как перспективную основу оптимизации бизнеса, энергетические компании — как базу для обеспечения устойчивой инновационной модернизации своей деятельности.

Необходимость выработки новой концепции развития энергетики была продиктована экономическим ростом, неразрывно связанным с увеличением объема энергопотребления и повышения требований к качеству и уровню надежности энергоснабжения, наряду с чем возникли существенные ограничения технологического, экономического и экологического планов.

Энергетика предусматривает два пути развития с учетом роста энергопотребления:

Первый путь — экстенсивный, наращивание мощностей и расширения количественного состава энергетического и электротехнического оборудования, а также увеличение объемов добычи ресурсов.

Второй путь — предполагает возможность роста энергопотребления при сохранении нынешнего уровня производства электроэнергии за счет преобразования структуры ресурсопотребления и активного внедрения энергосберегающего оборудования, глубокой автоматизации и интеллектуализации, применении возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Это путь рассматривается в данной статье.

Исходной точкой разработки концепции Smart Grid в большинстве развитых стран стало — формирование четкого стратегического видения целей и задач развития энергетики, которая будет отвечать будущим требованиям общества и всех заинтересованных сторон: государства, науки, экономики, бизнеса, потребителей и других. Разработка стратегического видения исходила из следующего базового положения: «Осуществить прорыв в энергетической системе (энергетике) посредством интеграции технологий XXI века, чтобы достичь плавного перехода на новые технологии в генерации, передаче и потреблении электрической энергии, которые обеспечат выгоды для государства и общества в целом.

Концепция Smart Grid до сих пор остается настолько расплывчатой, что даже различные ведомства одной страны трактуют ее по-разному:

Министерство энергетики США — Smart Grid представляет собой «полностью автоматизированную систему, обеспечивающую двусторонний поток электрической энергии и информации между энергообъектами повсеместно. Smart Grid за счет применения новейших технологий, инструментов и методов, позволяет повысить эффективность работы отрасли.

Национальная лаборатория энергетических технологий министерства энергетики США — Smart Grid это совокупность организационных изменений, новой модели процессов, решений в области информационных технологий, а также инноваций в сфере автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) и диспетчерского управления в электроэнергетике.

Европейская комиссия, по вопросам развития технологической платформы в области энергетики — Smart Grid это электрические сети, удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи современных двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулирующими источниками и потребителями.

Европейская комиссия описывает технологию Smart Grid следующими принципами функционирования:

- гибкость. Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе ВЭИ с нулевым или пониженным выбросом CO₂.
- надёжность. Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.
- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении Smart Grid совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Основное же отличие в работе Smart Grid состоит в следующем: в традиционных сетях ток по проводам поступает от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления, а при внедрении Smart Grid электросеть сможет самостоятельно регулировать подачу электроэнергии в зависимости от снижения или увеличения режима потребления. Этот факт позволяет скорректировать использование электроприборов во времени и распределить электричество в зависимости от потребности, что существенно снижает расходы на электроэнергию.



В Республике Беларусь на сегодня пока что, только возрастает интерес к Smart Grid и начинают внедряться некоторые элементы системы Smart Grid, оцениваются возможности по внедрению некоторых элементов данной технологии повсеместно. Основными поставщиками инновационного оборудования для Smart Grid на нашем рынке являются следующие компании: ABB, Cisco, Oracle, Hitachi, GE Energy, так собственных разработок почти нет. Главной причиной, препятствующей массовому распространению концепции Smart Grid в Республике, является:

1. значительные финансовые вложения в процесс адаптации и внедрения Smart Grid, последующее обслуживание.
2. отсутствие финансовой мотивации в энергетической отрасли страны, так как их прибыль зависит от объемов проданного электричества.
3. значительное количество потребителей, предъявляющих разные требования к качеству электрической энергии
4. неполнота и/или недостаточность стандартов и нормативов в данной тематике.

Литература

1. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Smart Grid: Концептуальные положения // Профессиональный журнал — 2010 — №03 (75)
2. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. — Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
3. Grids 2030. A National Vision for Electricity's Second 100 years. — Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ И ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ

Слабко М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Тема данного доклада является актуальной и значимой, особенно при решении таких вопросов, как повышение эффективности использования энергоресурсов, снижение энергетических затрат и др. Энергетические балансы имеют важное значение в формировании энергетического хозяйства предприятия и его управлении. Кроме того, анализ энергетического баланса предприятия позволит выявить резервы энергосбережения и планировать конкретные меры по их реализации.

Энергетические балансы должны обеспечить решение следующих основных задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов;
- разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов;
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии;
- совершенствование нормирования и разработка научно обоснованных норм расхода топлива и энергии на производство продукции;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- определение требований к организации и совершенствованию учета и контроля расхода энергоносителей;
- получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствования технологических процессов с целью снижения энергетических затрат, оптимизации структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов, совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов.

В ходе исследования данной темы были изучены понятия «энергетический менеджмент» и «энергоаудит». Они являются важнейшими и определяющими при формировании и анализе энергетических балансов, при планировании энергосберегающих мероприятий.

Анализ энергетических балансов позволяет увидеть достоверное количественное соответствие между потребностью и приходом ТЭР на данный момент или период времени. На основании этого формулируются конкретные направления экономии топлива и энергии на предприятии и количественные показатели резервов экономии. В соответствии с выбранными направлениями намечаются конкретные мероприятия.

Литература

1. Основы энергосбережения: Учебное пособие /Б. И. Врублевский, С. Н. Лебедева, А. Б. Невзорова и др.; Под ред. Б. И. Врублевского. — Гомель: ЧУП «ЦНТУ «Развитие», 2002.
2. Охрана труда и основы энергосбережения. Учебное пособие для ВУЗов – Э.М. Кравченя, Р.Н.Козел, И.П. Свирид. Мн. 2004
3. Андрижиевский, А. А. Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособие / А.А. Андрижиевский, В.И. Володин. -2-е изд., испр. - Мн.: Выш. шк., 2005.

УДК 620.93

СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ И ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Томиловский А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Петруша Ю.С.

Ограниченность топливно-энергетических ресурсов Земли приводит к все более глубокому осознанию необходимости строжайшей экономии энергоресурсов, их бережного расходования. Развитие инфраструктуры любой страны основано на опережающем производстве электрической энергии, производство, передача и распределение которой должны осуществляться бесперебойно и с требуемым качеством на основе обоснованных материальных затрат энергоресурсов. Однако процессы производства и передачи электрической энергии неизбежно связаны с технологическим расходом (потерями) первичных и вторичных энергоресурсов [1 с. 62]. Доля импортируемого топлива в выработке электричества по итогам 2014 года в Беларуси составила 93,9%, что говорит об актуальности вопроса повышения энергоэффективности использования энергоресурсов и сохранения при этом энергобезопасности страны в целом.

Выделим структуры потерь при производстве и передаче электроэнергии. Структуру потерь на ТЭС, которые составляют наибольший процент в структуре генерации энергосистемы Беларуси, можно представить следующим образом: потери в топливном хозяйстве, потери в котлоагрегате, потери в турбине, потери в конденсаторе, потери в трубопроводах и сетевых подогревателях, потери на собственные нужды.

Величина потерь в электрических сетях может быть значительной (до десяти и более процентов от полезного отпуска), поэтому прежде всего важно объективное определение потерь электроэнергии.

Потери в котлоагрегате можно представить следующим образом:

- потери с теплом уходящих газов;
- потери от химической неполноты сгорания топлива;
- потери от механической неполноты сгорания топлива;
- потери в окружающую среду от наружного охлаждения;
- потери с физическим теплом шлака.

Структура потерь в турбоагрегате:

- внутренние потери (оказывающие влияние на состояние пара);
- внешние потери (не оказывающие влияния на состояния пара).

В свою очередь внутренние потери в котлоагрегате можно подразделить на следующие:

- потери от частичного выпуска пара;
- потери от влажности пара;
- потери на трение;
- потери на вентиляцию.

Внешние потери делятся на следующие:

- механические потери;
- потери в наружных уплотнениях;
- потери от дросселирования при пуске.

Фактические (отчётные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией поступившей в сеть (по показаниям счётчиков приема электрической энергии) и электроэнергией отпущенной потребителям (по показаниям счётчиков отпуска электроэнергии [2 с. 63].

Фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

- 1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и

выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета. Можно утверждать, что измерить технические потери на реальном сетевом объекте нельзя. Их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники;

- 2) расход электроэнергии на СН подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;
- 3) потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на СН подстанций;
- 4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют, как разницу между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих.

Определение расходов энергоресурсов и, прежде всего, структуры их потерь позволяет оценить величину потерь как одного из показателей эффективности работы сети и электрической станции, проанализировать структуру потерь, выявить их очаги, разработать организационно-технические мероприятия по снижению потерь, осуществлять их нормирование в энергосистеме. Например, потери электроэнергии на ее транспорт приближается к 10%, что при существующем годовом электропотреблении составляет 3,8 млрд. кВтч или \$ 380 млн. Это означает, что при снижении потерь 1% можно получить \$ 35-38 млн. годовой экономии [1 с. 34]. Цена вопроса очень велика, поэтому важно стремиться определить оптимальные потери и методы, затраты для осуществления различных мероприятий по снижению потерь.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях белорусской энергосистемы. состояние и перспективы / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия – 2015 – № 2. – С. 34–38.
2. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск, 2010. – 322 с.

УДК 621.3

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности. Из общего объема информации человек получает через зрительный канал около 80%. Качество поступающей информации во многом зависит от освещения: неудовлетворительное количественно или качественно оно не только утомляет зрение, но и вызывает утомление организма в целом. Нерациональное освещение может, кроме того, являться причиной травматизма. При неудовлетворительном освещении, также снижается производительность труда и увеличивается брак продукции.

Человек проводит в помещениях и на работе большую часть своего времени. Вот почему просто необходимо знать, а также еще и выполнять все требования к освещению производственных помещений и рабочих мест.

Основная **задача** проектирования освещения заключается в расчете необходимого количества световых приборов и мест их установки для обеспечения требуемых характеристик освещения.

Типы источников. Говоря об источниках света, можно выделить два основных вида освещения:

- естественное;
- искусственное.

Естественное освещение создается источниками света природного характера. Его характеристики, прежде всего, зависят от времени суток, но также определяются и географическим положением местности, временем года и состоянием атмосферы. Однако данный вид не может в полной мере обеспечить нормальную жизнедеятельность человека. Именно по этой причине было создано искусственное освещение. Сегодня в качестве источников искусственного освещения, как правило, выступают лампы накаливания, люминесцентные лампы или источники света, использующие светодиоды.

Искусственное освещение делится на несколько разновидностей. Существует *несколько видов искусственного освещения*.

1. *Общее.* При общем освещении происходит равномерное распределение света по всей площади. Это достигается соблюдением одинакового расстояния между светильниками, которые равномерно рассеяны. При источнике света, локализованном в одной точке, будет наблюдаться разница в яркости света, но резкие перепады будут отсутствовать. Примером может послужить расположенная посередине потолка - люстра.

2. *Местное.* Чтобы выделить необходимые объекты или зоны используют местное освещение. Источник света при этом располагают на определенном участке: кухонной плите, рабочем столе или части стены.

Перечисленные выше виды освещения имеют свои недостатки. Так, общее освещение исключает возможность изменения направления основного светового потока, а также имеет чрезмерную рассеянность света. Местное освещение наоборот позволяет выделить только конкретный участок комнаты, который ярко освещается локализованным источником света.

3. *Комбинированное.* Устранить все эти недостатки можно, совместив местный и общий свет вместе. Таким образом, будет решена проблема освещенности современного жилища. Именно поэтому, комбинированное освещение наиболее часто применяемый вариант.

4. *Аварийное.* Описанные выше виды освещения применяются в жилых помещениях. Питание источников света данного вида освещения происходит от аккумуляторов. Дополнительные лампы слабой мощности автоматически включаются, когда происходит

отключение основного источника. Аварийное освещение является необходимым в помещениях, где отключение света может стать причиной получения серьезных травм.

Выделяют также промышленное, уличное, офисное, эвакуационное, сигнальное, охранное и бытовое освещение.

Типы ламп. Различают несколько видов ламп освещения: лампы накаливания; люминесцентные лампы; галогенные лампы; светодиодные светильники.

1. *Лампы накаливания.* Современные лампы накаливания представлены двумя разновидностями: криптоновые и биспиральные. В криптоновых лампах накаливания используется инертный газ криптон. При этом криптоновые лампочки в отличие от обычных обладают большей светоотдачей.

2. *Люминесцентные лампы.* Лампы данного вида дают мягкий, рассеянный свет. По сравнению с лампами накаливания, экономичность люминесцентных ламп намного выше, а световой поток при одинаковой мощности больше в 7-8 раз. Большая разница наблюдается и в сроке службы.

3. *Галогенные лампы.* Лампы данного вида намного ярче обычных лампочек накаливания. Они имеют разную форму и виды, в зависимости от этого свет может быть рассеянным или представлять концентрированный пучок.

4. *Светодиодные лампы освещения.* На сегодняшний день светильники, использующие светодиоды, получают все более широкое распространение во всем мире. Их ключевой особенностью является низкое энергопотребление. Включение таких светильников происходит автоматически с наступлением темноты, а подзаряжаются они от солнечного света в продолжение всего светового дня. Эти светильники могут подвергаться как низким (до -30), так и высоким (до +50) температурам без нарушения работоспособности.

Управление освещением. Управление может быть ручным или автоматическим.

Ручное управление осуществляется при помощи выключателей, которые в свою очередь выполняются на включение или отключение, либо с выполнением регулирования яркости освещения.

Автоматическое регулирование выполняется с использованием датчиков, которые реагируют, например, на движение, либо с использованием интегрированных систем управления освещением. Назначение данных систем – это, прежде всего, увеличение энергоэффективности, повышение комфорта жилья, улучшение эксплуатационных характеристик производственных зданий. Примерами таких систем являются: DALI, KNX, и др.

Выводы:

Энергосбережение достигается благодаря использованию качественного светотехнического оборудования в сочетании с датчиками движения, освещенности, а также настройке системы в соответствии с заданными параметрами. Часто для достижения наиболее эффективного контроля уровня освещения разумно использовать комбинированную систему управления освещением с использованием нескольких видов реле, например, фотореле и датчик движения.

Получаемая за счет отключения светильников по сигналам таймера и датчиков присутствия экономия электроэнергии составляет 10 - 25 %.

Несмотря на значительные затраты на этапе монтажа систем управления освещением, сроки их окупаемости незначительны, что говорит о высоком уровне экономии энергоресурсов.

Литература

Козловская В. Б. Электрическое освещение: справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – 2-е изд. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 271 с.

УДК 621.3

ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ

Бушейко А.И

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю. С

1. Обоснование актуальности выбранной темы.

Преимущества инфракрасного обогревателя — это, безусловно, способность экономить электричество. С помощью инфракрасных лучей окружающие обогреватель поверхности очень быстро нагреваются и начинают излучать в пространство тепло, благодаря чему и обеспечивается нужная температура в помещении, которая является для человека максимально комфортной. Инфракрасные обогреватели:

- Не сушат воздух;
- Не сжигают кислород;
- Не сжигают насекомых и пыль, а это значит, что в помещении не будет стоять неприятный запах;
- Во время работы не выделяют водяной пар и продукты горения;
- Способны нормализовать влажность в комнате;
- Не создают циркуляцию пыли и сквозняки.

Еще одним бесспорным преимуществом такого обогревателя является то, что он моментально обогревает, а не как другие обогреватели какое-то время нагревается и потом уже начинает отдавать тепло. Также они очень надежны и достаточно легко монтируются.

Такие отопительные приборы отлично подходят для дач и загородных коттеджей, что тоже можно отнести к достоинствам. Ну и наконец, они предотвращают появление плесени, сырых стен, препятствуют конденсату и циркуляции пыли.

2. Задача исследования.

Технико-экономический эффект использования ИКО.

3. Новое и интересное.

- Экономичность
- Точечный и зональный обогрев.
- Надежность.
- Отсутствие запаха.
- Бесшумность.
- Практически моментальный нагрев.
- Работа на открытых пространствах

4. Вывод.

Быстрый нагрев, автоматическая система управления, возможность экономии энергии и определенные риски для здоровья при долгом нахождении под воздействием инфракрасного излучения делают его хорошим вариантом обогрева для дачи, но не квартиры или дома для постоянного проживания.

Литература

1. www.avtomash.ru ;
2. www.estp-blog.ru ;
3. www.from-ua.com.

УДК 621.3

ГИБРИДНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Борьба за экологию и стремление повысить энергоэффективность экономического развития способствовали активизации усилий прогрессивных стран во всем мире по созданию более зеленой энергетики, движению к низкоуглеродной экономике. Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) позволит существенно сократить нагрузку на окружающую среду. Первичные источники энергии возобновляемы и практически неисчерпаемы, кроме того ВИЭ способствуют экономии органического топлива, как базы химико-технологической индустрии.

Выработка энергии ветроустановками, солнечными батареями и водонагревательными коллекторами в большой степени зависит от времени года и погодных условий, что обуславливает проблемы со стабильностью энергообеспечения. В последние годы предложено достаточно большое количество разработок, которые обеспечивают устойчивое энергоснабжение объектов с помощью так называемых гибридных энергетических систем на основе ВИЭ. Гибридные энергетические системы чаще всего объединяют несколько возобновляемых энергетических источников: солнечные батареи, ветряные электроустановки, мини-ГЭС и др. В состав системы могут также входить источники тепловой энергии (биогазовые установки, солнечные тепловые коллекторы) и источники на органическом топливе (дизель-генераторы), которые выполняют роль резервного питания. Эти источники энергии дополняют друг друга с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя вне зависимости от погодных условий и времени года. Эта концепция получила наиболее широкое распространение применительно к электрообеспечению сельских территорий и к автономному энергообеспечению удаленных объектов малой мощности, например, базовых станций сотовой связи, гидрометеорологических станций. Гибридные системы обеспечивают электроэнергию мощностью от 1 кВт до нескольких сот киловатт. Они могут быть разработаны как новый интегрированный дизайн в небольших системах распределения электроэнергии (мини-сетей), а также подпитываться от энергосистем, основанных на дизельном электропитании. Ими могут также выполняться функции резервного электроснабжения в случае аварийного отключения традиционных сетей.

Технологические конфигурации могут быть классифицированы в соответствии с видом напряжения в сети: постоянного, переменного тока или смешанные линии. Также, гибридные системы классифицируются как последовательные, переключаемые и параллельные. В последовательных системах аккумуляторы заряжаются от, например, солнечного фотоэлектрического модуля или от дизель-генератора постоянного тока (при отсутствии солнечного излучения). От аккумуляторов с помощью инвертора запитывается нагрузка переменного тока. В переключаемых гибридных системах переменное напряжение потребителям может подаваться через инвертор от аккумуляторов, возобновляемых источников или от генератора переменного тока. Зарядка аккумуляторов осуществляется от возобновляемых источников или от дизель-генератора (через выпрямитель). При работе системы в автоматическом режиме контроллеры управления создают необходимую конфигурацию системы, что позволяет обеспечить бесперебойное питание потребителей и необходимый уровень заряда аккумулятора. В параллельной конфигурации гибридной системы имеется возможность подачи энергии потребителям независимо каждым входящим в систему источником (при малых и средних нагрузках), а также одновременно от всех — при пиковых нагрузках. Двухнаправленный инвертор обеспечивает зарядку

аккумуляторов от генератора переменного тока и преобразование постоянного тока от солнечных батарей и аккумуляторов в переменный ток.

Существуют разработки по эффективному использованию водорода в составе гибридной солнечной энергосистемы в жилых помещениях. Предлагается гибридная система, в которой солнечный свет нагревает смесь био-метанола и воды в специальных батареях из стеклянных трубок, расположенных на крыше. В результате двух каталитических реакций в этих батареях образуется водород. Он может быть направлен сразу на топливные элементы для выработки электроэнергии для жилого дома в течение дня, либо сжиматься и закачиваться в баллоны для хранения с последующей подачей по мере необходимости на топливные элементы. Конструкция установки позволяет использовать до 95% энергии поглощенного солнечного света с очень малыми потерями в окружающую среду. Также, существует разновидность установок для аккумуляции электроэнергии путем электролитического разложения воды на водород и кислород с последующей закачкой водорода в хранилище.

Инжиниринговые компании представляют автономные электростанции, включающие в себя ветрогенераторы, солнечные батареи, дизель-генераторы, ИБП и мини-ГЭС. Энергокомплекс предназначен для автономного обеспечения бесперебойного и гарантированного электроснабжения оборудования и аппаратуры потребителей в течение заданного времени электроэнергией. В настоящее время автономный энергокомплекс на базе альтернативных источников энергии может быть выполнен для питания нагрузки мощностью от 5 до 20 кВт.

Гибридные системы доказали свою состоятельность, и опыт их использования во многих странах свидетельствует о перспективности таких решений. Определенный опыт в этом направлении имеется и в нашей стране - в хозяйстве «Агро-Бокс Зоотех» организовано обеспечение электроэнергией по гибридной технологии животноводческой фермы. Можно отметить, что широкое практическое применение гибридных систем будет в значительной степени зависеть от выпуска отечественного доступного по цене оборудования (ветроустановок малой мощности, солнечных батарей и водонагревательных коллекторов, тепловых насосов и др.).

Применение гибридных систем на основе возобновляемых источников энергии является перспективным решением для децентрализованного электроснабжения в сельской местности, автономного энергообеспечения удаленных объектов малой мощности, а также для обеспечения аккумуляции излишков электрической энергии. Для Республики Беларусь, которая имеет хорошее покрытие всей территории энергетическими сетями, гибридные решения будут не настолько эффективны, как, например, для России. Также, в связи со строительством Белорусской АЭС встает вопрос о целесообразности развития альтернативной энергетики в стране. Однако, в возобновляемой энергетике есть ряд преимуществ, которые сегодня для нашей страны крайне важны. Например, уход от сырьевой и технологической зависимости от Российской Федерации.

Литература

1. Системные свойства гибридных энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии / Тягунов М.Г., Афонин В.С., Васьков А.Г., Дерюгина Г.В., Шестопалова Т.А. // Энергобезопасность и энергосбережение, №2, 2012
2. Развитие энергетики возобновляемых источников на основе типовых гибридных комплексов в распределенных энергосистемах / Тягунов М.Г. // Инноватика и экспертиза, №2, 2012
3. О распределенной энергетике начистоту // ТЭК. Стратегии развития, № 2, 2011

УДК 621.3

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Букатин В.П.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю. С

Вопросы, которые нужно раскрыть:

- Структура потребления энергоресурсов
- Основное и вспомогательное оборудование
- Управление энергоэффективностью

Рассмотрим эти вопросы на примере ОАО «Мозырский НПЗ». Предприятие заключает с энергоснабжающей организацией «Гомельэнерго» договор на потребление электроэнергии, в котором указывается допустимое присоединенная мощность предприятия в часы максимумов нагрузок энергосистемы. Величина потребленной электроэнергии изменяется в зависимости от объема выпускаемой продукции.

Обеспечение электроэнергией предприятия осуществляется от подстанций п/ст «Аварийная», п/ст «Водозабор», п/ст «Очистные» и ТЭЦ 24 производственного объединения энергетики и электрификации «Гомельэнерго».

Электрическая сеть завода состоит из 4 головных подстанций с трансформаторами различной мощности. В целях увеличения надёжности питания электроприемников и обеспечения бесперебойного производственного процесса, электрическая схема предприятия выполнена в виде кольца, то есть все высоковольтные распределительные устройства соединены между собой кабельными линиями, что обеспечивает непрерывность электроснабжения той или иной группы электроприемников. Анализируя эту схему, можно сделать вывод о достаточно высокой степени надёжности электроснабжения предприятия. Такая схема обеспечивает возможность переключений нагрузок в случае аварийной ситуации (повреждение кабеля, аварии на ТП и другие).

Электрическая сеть системы электроснабжения завода выполнена кабелями с алюминиевыми и медными жилами с бумажной и ПВХ изоляцией. Сечение жил кабеля находится в диапазоне от 35 до 240 мм².

По степени бесперебойности электроснабжения большинство потребителей предприятия относятся к первой и первой особой категории.

Распределительная сеть к потребителям завода на напряжение 6/0,4 кВ и 0,4/0,23 кВ осуществляется от магистральных шинопроводов, силовых пунктов, шкафов, ящиков кабелями и изолированными проводами, проложенными в коробах, на лотках, по конструкциям и в трубах.

Компенсация реактивной мощности осуществляется:

- конденсаторными батареями на напряжение 0,4 кВ, 6 кВ;
- синхронными двигателями.

На главных понизительных подстанциях 110/6 кВ установлены двухобмоточные трансформаторы с устройством РПН, которые регулируют уровни напряжения. На подстанциях 6/0,4 кВ установлены трансформаторы с ПБВ. Регулирование напряжения на предприятии ОАО «Мозырский НПЗ» сезонное. Контроль уровней напряжения на шинах 0,38 кВ подстанции производится дежурным персоналом определенное количество раз в сутки. Контроль уровней напряжения у электроприемников также, как и на шинах подстанции производится дежурным персоналом. Все подстанции на предприятии находятся непосредственно в цехах, или рядом с цехом, это не затрудняет дежурный персонал следить за уровнем напряжения как у электроприемников, так и на шинах подстанции.

Основными потребителями электроэнергии установок являются: сырьевые насосы, компрессора, электроприводы задвижек, трубопроводов, электроосвещение и система

управления Часть электродвигателей насосов и воздушных холодильников оборудованы устройствами самозапуска. Для питания электроприёмников особой группы I категории (системы управления, КИП, аварийное освещение операторной) предусмотрена установка системы агрегатов бесперебойного питания (UPS). Для части установок применяется технологическое включение резерва, установки I и II категории запитываются от двух независимых источников питания с применением устройств АВР на секционных выключателях.

К электроприёмникам, использующим электроэнергию косвенным способом, можно отнести компрессорные установки, насосы, вентиляторы, электронагревательные установки, электрическое освещение и т.п.

Для обеспечения рационального и экономного использования энергии в производстве на предприятиях ежегодно разрабатываются планы организационно-технических мероприятий по среднему снижению удельных норм расхода электроэнергии.

В этих планах предусматриваются конкретные мероприятия по снижению расхода электроэнергии за счет совершенствования технологических процессов производства, внедрение новой техники, повышения производительности действующего оборудования, совершенствования способов производства и приемов работы, автоматизации.

На сегодняшний день наиболее эффективными мерами по экономии электроэнергии являются:

- применение конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности;
- применение устройств плавного пуска;
- замены малоэкономичных ламп накаливания на энергосберегающие люминесцентные лампы;
- использование для организации освещения светодиодных осветителей
- использование различной тарификации на оплату в зависимости от времени суток, когда происходит потребление электроэнергии. Обеспечить такой учет могут электрические счетчики «Меркурий», которые позволяют производить учет по 4 тарифам в восьми временных зонах суток для 8 типов дней;
- натриевые лампы высокого давления (НЛВД);
- применение средств автоматического управления освещением (СУО).

Литература

1. ОАО «Мозырский НПЗ» - <https://mnpz.by>.

УДК 621.3

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Мытник И.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

В целях повышения энергоэффективности экономики поставлена задача снизить энергоемкость ВВП и увеличить долю местных видов топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива республики.

Тенденция роста цен на основной для республики вид топлива – природный газ требует значительного усиления работы по вовлечению в топливно-энергетический баланс местных видов топливно-энергетических ресурсов. Поставлена задача достичь в 2020 году не менее 32% доли местных топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива республики, что позволит замещать 400–500 тыс. т.у.т. природного газа в год.

С целью обеспечить выполнение указанных заданий будет разработан комплекс мероприятий по энергосбережению для регионов, министерств и ведомств. Настоящая Программа позволит осуществить взаимоувязанную деятельность по энергосбережению государственных органов, областных исполнительных комитетов и Минского горисполкома. Основанием для ее разработки является Закон Республики Беларусь от 15 июля 1998 года «Об энергосбережении» и постановление Совета Министров Республики Беларусь от 20 февраля 2008 г. № 229 «Об утверждении Положения о порядке разработки и утверждения республиканской, отраслевых и региональных программ энергосбережения».

Стратегической целью деятельности в области энергосбережения является снижение энергоемкости ВВП Республики Беларусь к уровню 2005 года и увеличение доли местных топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива до 28% с учетом соблюдения экологических требований, социальных стандартов и обеспечения индикаторов энергетической безопасности.

Достижение поставленной цели будет обеспечено за счет следующих мероприятий:

- совершенствования и разработки новых нормативных правовых актов и технологических регламентов;

- совершенствования тарифной политики, стимулирующей экономию энергоресурсов на всех стадиях производства, транспортировки и использования энергоносителей с поэтапной ликвидацией перекрестного субсидирования и внедрением системы дифференцированных тарифов;

- структурной перестройки экономики в целях увеличения доли сферы услуг в ВВП;

- увеличения в топливном балансе республики доли вторичных энергоресурсов, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;

- разработки и внедрения новых энергоэффективных технологий и оборудования во всех отраслях экономики, в частности:

- внедрения парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий для производства электрической и тепловой энергии с КПД не менее 57% со снижением удельного расхода топлива на производство электроэнергии на 10% к 2015 году и на 15% – к 2020 году;

- создания технологий низкотемпературного комбинированного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки, децентрализацией тепловых мощностей;

- создания комплекса технологического оборудования и разработки тепловых технологических решений по использованию тепловых насосов в системах теплоснабжения;

- разработки и реализации оптимальных схем энергоснабжения промышленных объектов на базе сочетания первичных энергоносителей, максимального использования вторичных энергоресурсов всех уровней с передачей излишков тепловых вторичных энергоресурсов для теплоснабжения объектов коммунальной собственности и жилья;

создания комплексных локальных энергоисточников на базе тригенерации – производство электрической энергии, теплоты и холода;

создания проектов жилых, административных и общественных зданий с половым отоплением на базе использования низкопотенциальной теплоты;

реконструкции и модернизации котельных в направлении глубокой утилизации теплоты дымовых газов и теплоты конденсации водяных паров дымовых газов;

создания биогазовых установок на очистных сооружениях;

создания общегородских холодильников на базе использования холода, образуемого при дросселировании природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов и при крупных энергоисточниках;

массового внедрения индивидуальных устройств автоматизированного регулирования и учета тепловой энергии в квартирах;

вовлечения населения в процесс энергосбережения и повышения энергоэффективности использования топливно-энергетических ресурсов в жилом комплексе;

реализации проектов жилых, общественных и административных энергоэффективных зданий с регулируемой вентиляцией, как приточной, так и вытяжной, с одним вводом теплоносителя в отдельную квартиру (отдельный офис) для организации поквартирного учета тепла и регулирования теплоснабжения, с утилизацией вентиляционных выбросов;

реализации комплексного подхода к энергоснабжению агрогородков за счет создания и внедрения в крупных сельскохозяйственных организациях и перерабатывающих предприятиях биогазовых комплексов, электрогенерирующих установок на местных видах топлива.

В результате решения перечисленных задач будут достигнуты следующие цели:

снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии в ГПО «Белэнерго» не менее чем на 15% – к 2020 году;

снижение потерь в тепловых сетях до 8%;

Литература

1. Директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства» <http://cnb.by>

2. Указ Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433 «О Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь» <http://energoeffekt.gov.by>;

УДК 621.3

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Миклашевская М.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

В Республике Беларусь энергосбережение является приоритетным направлением государственной политики, обеспечивающим рациональное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), повышение конкурентоспособности продукции, устойчивое развитие экономики, энергетическую безопасность и др.

Энергетический менеджмент представляет собой совокупность технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергоресурсов и являющейся частью общей структуры управления предприятием, а также является научным подходом по организации на предприятиях системы управления энергосбережением в соответствии с ТНПА Республики Беларусь. Основная задача энергетического менеджмента состоит в проведении комплексного анализа энергопотребления и на его основе – проведение энергосберегающих мероприятий на предприятии.

Энергетическое обследование представляет собой комплекс мероприятий, направленных на уточнение класса энергетической активности субъекта хозяйствования, здания или производственного процесса и осуществляется специалистами т.н. саморегулирующих организаций, действующих в сфере энергосбережения и энергоэффективности. В отличие от энергетического аудита, энергетическое обследование включает в себя большее количество исследований и проверок, а также – осуществляется в случаях, указанных в действующей законодательной и нормативной документации, тогда как аудит проводится на добровольной основе, по желанию субъектов хозяйствования.

Основными задачами энергетического аудита являются:

1. определение реального потенциала энергосбережения на основе материальных и энергетических потоков;
2. определение возможных путей экономии ТЭР;
3. разработка мероприятий по энергосбережению.

Итогом вышеуказанных действий является новый документ – паспорт энергетического обследования.

В повышении эффективности энергосбережения большое значение имеет не только внедрение нового оборудования, передовой технологии, совершенствование и модернизация существующего оборудования, широкое использование всех местных и вторичных ресурсов, но и правильная организация энергопотребления, т. е. энергоменеджмент и энергоаудит. Проблема энергосбережения не может быть решена только чисто техническими средствами. Для ее осуществления необходимо наличие системы управления получением и доставкой энергии потребителям, а также потреблением энергии различными потребителями. Эти управленческие задачи и призван решать энергетический менеджмент.

Литература

1. Закон Республики Беларусь от 8 января 2015 г. № 239-З "Об энергосбережении".
2. Основы энергосбережения: Учебное пособие /Б. И. Врублевский, С. Н. Лебедева, А. Б. Невзорова и др.; Под ред. Б. И. Врублевского. — Гомель: ЧУП «ЦНТУ «Развитие», 2002.

АЛГОРИТМЫ ОПТИМАЛЬНОЙ РЕКОНФИГУРАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Шапицов А.Р.

Научный руководитель - д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Введение

В настоящее время одной из проблем электросетевого комплекса России является повышение экономичности и надежности обеспечения условий для реализации рыночных отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии путем оптимального управления потоками энергии. Эта и другие проблемы вызвали необходимость создания соответствующей технологической платформы «Интеллектуальные энергетические системы России», целью которой является содействие внедрению в электроэнергетике интеллектуальных технологий и формирование «умной» электрической сети.

Одной из основных задач Платформы является разработка распределенных интеллектуальных систем управления, работающих в режиме реального времени и позволяющих реализовать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление её активными элементами. Сегодня в этом направлении сделано достаточно много, но в основном в оснащении объектов энергосистемы средствами информационного обеспечения и разработке силового оборудования, позволяющего адаптивно влиять на распределение потоков энергии преимущественно в магистральных электрических сетях. В этих сетях достигнута высокая наблюдаемость режима и вводятся пилотные образцы установок адаптивного управления на базе силовой полупроводниковой техники.

В распределительных сетях напряжением 6, 10 и 35 кВ решение проблемы интеллектуализации управления осложняется большой размерностью системы, низкой наблюдаемостью режима и ограниченным пока набором типов технических средств адаптивного управления, включающем РПН трансформаторов питающих центров, коммутационные аппараты с дистанционным управлением, интеллектуальные вакуумные выключатели – реклоузеры [1] и устройства компенсации реактивной мощности. Дополнительные возможности появляются и в связи с устойчивыми тенденциями развития систем распределенной малой генерации. С другой стороны, здесь для оценки состояния системы и ее режима без компьютерного анализа которого невозможно принятие оптимального управления, могут использоваться простые методы расчета режима, учитывающие разомкнутый характер эксплуатационных схем распределительной сети [2]. Особенностью конфигурации исходной сети является высокий коэффициент связности, определяемый отношением числа ветвей и узлов графа сети, что обеспечивает многовариантность построения возможных деревьев на исходном графе.

Оптимальные места размыкания размещаются в точках потокораздела исходной замкнутой сети, определяемых по результатам расчета потокораспределения в R-схеме. Однако можно гораздо проще определить оптимальную конфигурацию распределительной сети путем анализа режима исходной разомкнутой сети. Расчетная схема такой сети имеет одну точку поставки электроэнергии, обычно фиктивный узел, от которого запитаны силовые трансформаторы центров питания распределительной сети. Алгоритмизация расчетов разомкнутых электрических сетей производится на основе информационной модели, содержащей данные о конфигурации сети, параметрах схемы замещения ветвей, о расчетных нагрузках узлов. Конфигурация сети задается расчетными номерами NH_v , NK_v и NL_r , NPr узлов начала и конца для каждой ветви v и каждого разреза r . Положительное направление ветвей определяется направлением питания узлов сети от ЦП. Местоположение NL_r и NPr относительно друг друга безразлично. Расчетная нумерация узлов не допускает повторений. В принципе все узлы могут обозначаться принятыми

эксплуатационными обозначениями, но при этом высока вероятность ошибок при формировании информационной модели. Такое представление конфигурации сети не содержит параметра структурной связи, подобного матрицам инцидентий. Использование метода адресных отображений [3, 4] позволяет на основе исходного представления конфигурации в виде массивов NH, NK и NL, NP определить параметр связи в форме адресных отображений. Отметим, что все узлы расчетной схемы в силу разомкнутого характера эксплуатационной схемы сети встречаются только один раз в массиве NK в отличие от массива NH. В этом случае последовательность порядковых номеров j узлов называют первым адресным отображением массива NK. Аналогично, порядковые номера i начальных узлов ветвей будут первыми адресными отображениями массива NH. Если все адреса массива NH заменить отображением j при условии $NH_i = NK_j$, то адреса i можно рассматривать как второе адресное отображение массива NH2 (рис. 1).

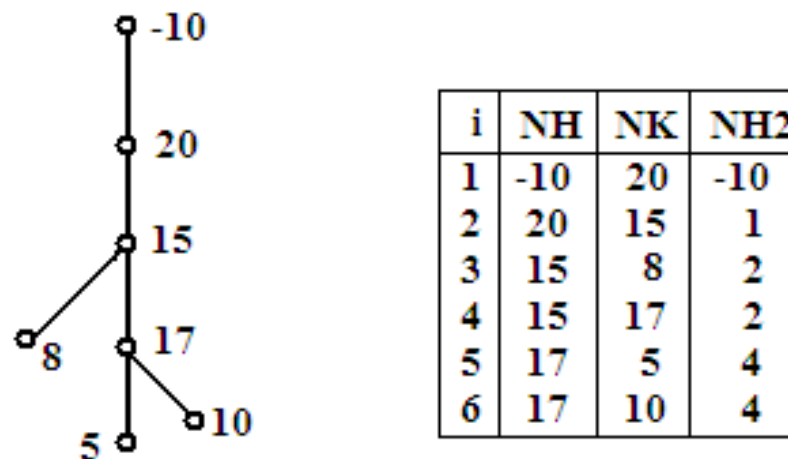


Рисунок 1 - Формирование адресных отображений

Аналогичным образом определяются и вторые адресные отображения разрезов. Так, для разреза $NL\alpha$, $NP\beta$ замена узлов их вторыми адресными отображениями NK определяется по условиям $NL\alpha = NK_j$ и $NP\beta = NK_j$. Связь содержимого ячеек массивов с их адресными отображениями выражаться посредством штрих-функций. Например, для ветви с адресом 5 связь начального номера 17 с питающей ветвью 15-17 определяется штрих-функцией первого ранга $i(5)=4$. Вторичная операция «штрих» при аргументе $i(5)$ приводит к образованию штрих-функции второго ранга $2i(i(5))=2$ и т. д. Таким образом, формируется весь ствол питания любого узла, ограниченный достижением во втором адресном отображении признака питающего центра.

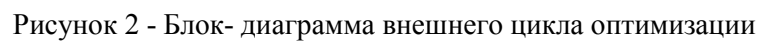
Применение вторых адресных отображений и штрих-функций позволяет избежать использования матриц инцидентий и тем самым упростить алгоритмизацию расчетов в разомкнутых распределительных сетях. Задача оптимальной реконфигурации сети может решаться методом покоординатного дискретного спуска посредством поочередной оптимизации каждого разреза в отдельности при фиксированных положениях остальных. Однако такой подход позволяет решить задачу лишь частично, однократное перемещение текущего разреза в оптимальное положение может сделать неоптимальными ранее найденные положения некоторых других разрезов. Поэтому покоординатный спуск должен быть циклическим и продолжаться, пока значение целевой функции в очередном цикле не совпадет с предыдущим.

Процесс оптимизации по критерию минимума потерь активной мощности начинается с расчета режима в R-схеме сети при заданных узловых токах. Оптимальное положение каждого разреза $NL\alpha$, $NP\beta$ и направление перемещения его на соседний участок влево или вправо определяется уровнями напряжения в узлах $U\alpha$ и $U\beta$. Если разница напряжений

меньше заданной точности, то положение разреза можно считать оптимальным. При $U_\alpha > U_\beta$ нужно переместить через узел α в соседнюю ветвь. В случае $U_\alpha < U_\beta$ перемещение идет в противоположную сторону. После каждого переноса путем корректировки информационных массивов для изменившейся схемы вновь считается режим с последующей оценкой уровней напряжения для нового положения разреза. Если точность по разности напряжений достигнута, то осуществляется переход к оптимизации следующего разреза. При сохранении первоначального соотношения напряжений выполняется очередной переход в том же направлении. При изменении соотношения сравниваются потери мощности и осуществляется переход к следующему разрезу из текущего состояния или предыдущего. В алгоритме предусмотрена возможность исключения из оптимизации разрезов, положение которых фиксируется по условиям надежности или резервирования выводимых в ремонт участков сети.

Реализация алгоритма проведена в среде графического программирования LabVIEW. Алгоритмы представлены на рис. 2 и 3. При алгоритмизации внутреннего цикла (рис. 3) использованы подпрограмма определения пункта питания контура, образуемого оптимизируемым разрезом, и подпрограмма переноса разреза в соседнюю правую или левую ветвь. Оптимальная конфигурация найдена на первом цикле, второй цикл подтвердил результат. На рис. 5 в показан результат переноса третьего разреза, увеличившего потери путем размыкания ветви 24-28. Для проверки влияния очередности оптимизации разрезов на результат были рассмотрены все 6 возможных комбинаций, и в каждой был получен одинаковый результат.

Задача поиска оптимальной рекомбинации актуальна и для планирования режимов при выводе в ремонт участков сети. Первоначально для каждого выводимого в ремонт участка выбирается ближайший резервирующий разрез. Для этого организуется цикл по разрезам, в котором для каждого разреза путем просмотра стволов питания для узлов α и β определяется ранг штрих-функции до совпадения текущей ветви с ремонтируемой, если она принадлежит стволу. Перемещение по стволу ограничивается достижением пункта питания контура. После завершения цикла сформированный информационный массив позволяет выявить ближайший разрез и перенести его на место выводимой в ремонт ветви. После этого для сформированной расчетной схемы определяется оптимальная конфигурация. Этапы работы алгоритма для ремонта ветви.



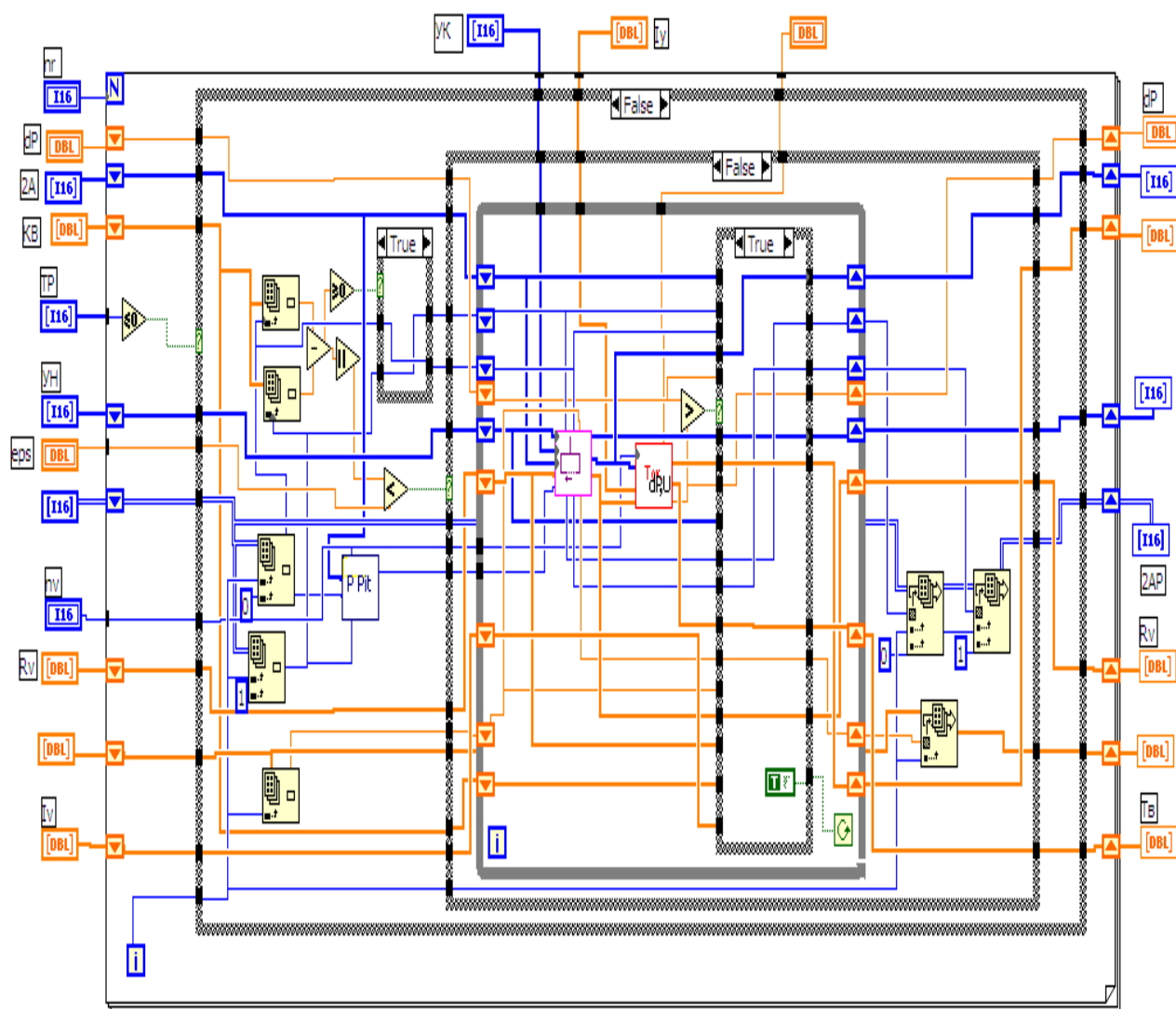


Рисунок 3 - Блок-диаграмма подпрограммы цикла оптимизации разрезв

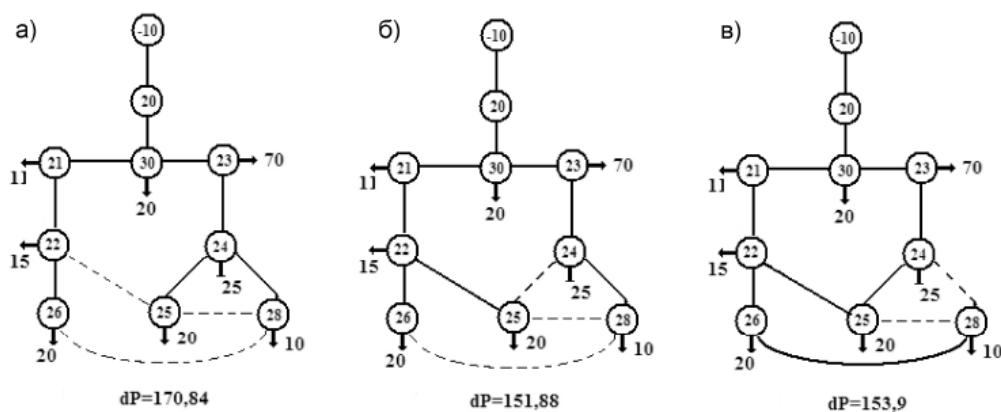


Рис. 5. Выбор оптимальной конфигурации сети

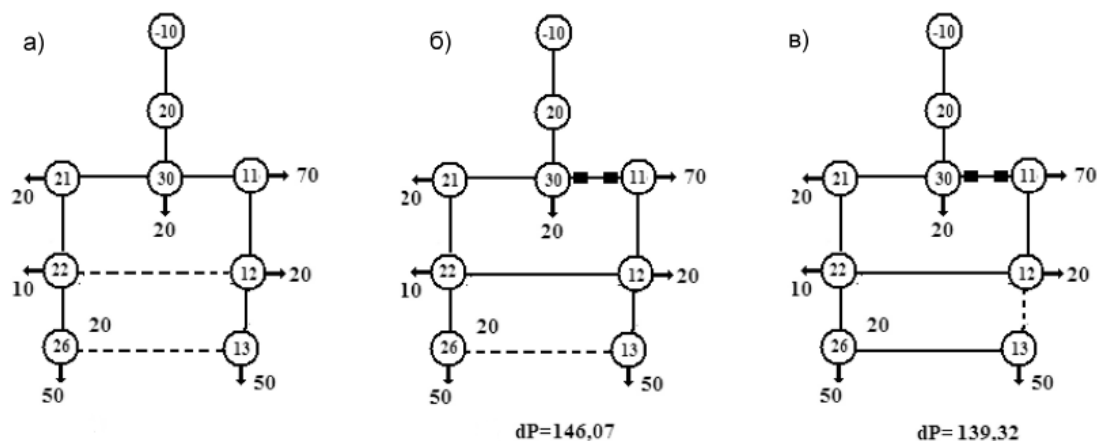
Рис. 6. Выбор оптимальной схемы ремонта ветви:
а) исходная схема, б) расчетная схема, в) оптимальная схема

Рисунок 4. Фронтальная панель

Заключение

Предлагаемые алгоритмы могут найти применение при разработке информационно-вычислительных комплексов для распределительных сетей крупных населенных пунктов, промышленных предприятий и других систем электроснабжения. Применимы они и для систем мультиагентного управления интеллектуальными распределительными сетями.

Литература

1. Максимов, Б.К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей / Б.К. Максимов, В.В. Воротников // Электротехника. – 2005. – № 10. – С. 10 – 13.
2. Булатов, Б.Г. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети / Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2012. – № 37. – С. 18–22.
3. Ющенко, Е.Л. Адресное программирование/ Е.Л. Ющенко. – Киев: Техническая литература, 963. – 288 с.
4. Тарасенко, В.В. Алгоритмизация расчетов электрических сетей с распределённой генерацией / В.В. Тарасенко // 63-я научная конференция «Наука ЮУрГУ». Секция технических наук. – Издательский центр ЮУрГУ. – 2011. – С. 238–242.

УДК 621.3

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ MATHCAD

Петрукович Д.А., Мячин А.В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

В рамках данной работы были рассмотрены три метода решения нелинейных уравнений: Ньютона, секущих и деления отрезка пополам. Для каждого из методов была составлена программа в среде Mathcad, в результате работы, которой определялся корень уравнения и количество итераций необходимое для его определения с заданной точностью.

Исходя из теоретических основ каждого из методов и их программной реализации, можно сделать вывод, что методы используют различные по сложности расчетов математические подходы, что в свою очередь влияет на скорость расчета. Однако при расчетах с помощью программы Mathcad, а также с учетом того что рассмотренные уравнения достаточно просты различия в скорости расчета оказываются незаметны. Но при отсутствии программных средств или при решении уравнений высокой сложности выбор метода решения уравнения может иметь определяющее значение

Реализация указанных методов в Mathcad выглядит следующим образом.

Метод Ньютона:

$$mn_step(f, x) = x - \frac{f(x)}{\frac{d}{dx} f(x)}$$

$$mn(f, x0, \varepsilon) = \begin{cases} xold \leftarrow x0 \\ k \rightarrow 1 \\ xnew \leftarrow mn_step(f, xold) \\ while |xnew - xold| > \varepsilon \\ xold \leftarrow xnew \\ xnew \leftarrow mn_step(f, xold) \\ k \leftarrow k + 1 \\ res \leftarrow \begin{pmatrix} xnew \\ k - 1 \end{pmatrix} \end{cases}$$

Метод секущих:

$$x = \begin{cases} x_2 \leftarrow a0 \\ x_1 \leftarrow b0 \\ k \leftarrow 1 \\ while |x_2 - x_1| > \varepsilon \\ x_0 \leftarrow x_1 \\ x_1 \leftarrow x_2 \\ x_2 \leftarrow x_1 - \left[\frac{(x_0 - x_1) \cdot f(x_1)}{f(x_0) - f(x_1)} \right] \\ k \leftarrow k + 1 \\ res \leftarrow \begin{pmatrix} x_2 \\ k - 1 \end{pmatrix} \end{cases}$$

Метод деления отрезка пополам:

```

 $a \leftarrow a$ 
 $b \leftarrow b$ 
 $k \leftarrow 1$ 
while  $|b - a| > \varepsilon$ 
 $k \leftarrow k + 1$ 
 $x = c \leftarrow \frac{a + b}{2}$ 
 $a \leftarrow c$  if  $f(a) \cdot f(c) > 0$ 
 $b \leftarrow c$  otherwise
 $res \leftarrow \left( \frac{a + b}{2} \right)_{(k-1)}$ 

```

Для сравнения методов были взяты уравнения различных типов: полиномы, уравнения содержащие тригонометрические функции и логарифмы. Так же следует отметить, что расчеты производились при задании различной точности.

Результаты расчета сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Среднее число итераций для различных методов.

Точность расчета	10^{-2}	10^{-10}
Название метода		
Метод Ньютона	3	4
Метод секущих	5	11
Метод деления отрезка пополам	8	35

Результаты расчета позволяют сделать следующий вывод, что в случаях, когда требуется высокая точность расчетов целесообразным представляется применение более сложных методов расчета, так разница в количестве итерационных шагов может различаться на несколько десятков. А при относительно не высокой точности расчета различие в скорости сходимости методов может быть компенсировано простотой расчета.

УДК 621.3

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Расюк М. В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

Основными компонентами современного электронного счётчика являются:

- трансформатор тока
- дисплей ЖКИ - предназначен для индикации режимов работы, информации о потребленной электроэнергии, отображении даты и текущего времени;
- источник питания электронной схемы - служит для получения напряжения питания микроконтроллера и других элементов электронной схемы;
- микроконтроллер;
- часы реального времени - предназначены для отсчета текущего времени и даты;
- телеметрический выход - служит для подключения к системе АСКУЭ или непосредственно к компьютеру;
- супервизор - формирует сигнал сброса для микроконтроллера при включении и отключении питания, а также следит за изменениями входного напряжения;
- органы управления;
- оптический порт - позволяет снимать информацию непосредственно с электросчётчика и в некоторых случаях служит для их программирования (параметризации);

Сердцем электронного электросчётчика является микроконтроллер. В электронном счетчике выполнение практически всех функций возложено на микроконтроллер. Он является преобразователем АЦП (преобразует входной сигнал с трансформатора тока в цифровой вид, производит его математическую обработку и выдаёт результат на цифровой дисплей.) Микроконтроллер также принимает команды от органов управления и управляет интерфейсными выходами.

В настоящее время различные производители добавляют всё новые функции, например, некоторые устройства могут вести контроль состояния питающей сети с передачей этой информации в диспетчерские центры. Довольно часто в электросчётчик вводят функцию ограничения мощности. В этом случае, при превышении потребляемой мощности, электросчётчик отключает потребителя от сети. Для управления подачей напряжения, внутрь электросчётчика устанавливают контактор на соответствующий ток. Так же отключение возможно, если потребитель превысил отведённый ему лимит электроэнергии или же закончилась предоплата за электроэнергию. Некоторые электросчётчики позволяют пополнить денежный баланс прямо через встроенные в них считыватели пластиковых карт.

Современные счетчики не только осуществляют измерение электроэнергии, но и обладают возможностью регистрации потребленной энергии посуточно и помесечно, суммарно и раздельно по тарифам, что значительно облегчает проведение и анализ денежных взаиморасчетов. Они позволяют хранить профили нагрузок, интегрированные на различных интервалах времени (от 1 минуты до часа), имеют журнал событий, программную и аппаратную защиту памяти данных и памяти программ, обладают высокими показателями качества и надежности.

Применение электронных счетчиков дает возможность применения многотарифного учета для расчетов за электроэнергию, что значительно повышает рациональность использования энергоресурсов, обеспечивает существенную экономию для потребителей. В свою очередь, контроль потребления электроэнергии позволяет планировать расходы и корректировать их в соответствии с желаниями и возможностями потребителя, обеспечивать достоверный и наглядный учет потребления электроэнергии, исключает

возможность самовольного подключения, становясь препятствием для хищений электроэнергии, позволяет сократить штат контролеров, а также способствует своевременному выявлению потенциальных должников и устранению технических неисправностей.

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОТАРИФНЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА, КАК СРЕДСТВО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Расюк М. В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С. Г.

Технологии, которые практиковались еще в советские времена, позволяли использовать для учета потребления электроэнергии только счетчики индукционного типа. Однако, повсеместное массовое использование различного электрооборудования вызывает значительный рост потребления энергии. Как следствие – насущной становится необходимость рационализации использования ресурсов. Способом решения данной задачи является многотарифный учет – одно из наиболее перспективных и востребованных направлений в области учета электроэнергии. И пусть индукционные счетчики устанавливаются сегодня, но их доля неуклонно снижается, поскольку их более успешной альтернативой стали приборы учета электронного типа.

Электронные счетчики – это современные устройства отдельного учета электроэнергии дифференцированно по запрограммированным временным периодам. Отсюда и основное достоинство электронных электросчетчиков – возможность учёта электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный), то есть возможность запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в установленные периоды времени. Кроме того, для них установлен более продолжительный межпроверочный период (от 4 до 16 лет – в зависимости от производителя). В Беларуси на данный момент установлено 3 тарифа для электроэнергии, наиболее дорогой установлен в часы-пик (для самого высокого общего уровня потребления), а самый низкий, наоборот для части суток с самым малым уровнем энергопотребления (ночное время).

А главным достоинством, почему электронные счетчики широко внедряются и в перспективе полностью заменят индукционные – это возможность постоянного контроля расхода электрической энергии с передачей данных центр учета, а также регистрация и автономная запись прибором всех своих параметров работы (отключение, изменение схемы подключения и т. д.).

Разнообразие функций прибора зависит от программного обеспечения микроконтроллера, который является неременным атрибутом современного электронного счётчика. В них достижим практически любой класс точности, при выборе соответствующей элементной базы и алгоритмов обработки информации, а отсутствие механических частей значительно повышает надёжность. Обработка информации в цифровом виде позволяет одновременно подсчитывать как активную, так и реактивную составляющие мощности, что является важным, например, при учёте энергии в трёхфазных сетях. Отсюда и появляется возможность создания многотарифных электросчётчиков, которая достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам.

Конструктивно электросчётчик состоит из корпуса с клеммной колодкой, измерительного трансформатора тока и печатной платы, на которой установлены все электронные компоненты. Основными компонентами счётчика являются: трансформатор тока, дисплей ЖКИ, источник питания электронной схемы, микроконтроллер, часы реального времени, телеметрический выход, супервизор, органы управления, оптический порт (опционально).

Источник питания служит для получения напряжения питания микроконтроллера и других элементов электронной схемы. Непосредственно с источником связан супервизор. Супервизор формирует сигнал сброса для микроконтроллера при включении и отключении питания, а также следит за изменениями входного напряжения.

Часы реального времени предназначены для отсчета текущего времени и даты. В некоторых электросчётчиках данные функции возлагаются на микроконтроллер, однако для уменьшения его загрузки, как правило, используют отдельную микросхему. Использование отдельной микросхемы позволяет высвободить мощности микроконтроллера и направить их на выполнение более ответственных задач.

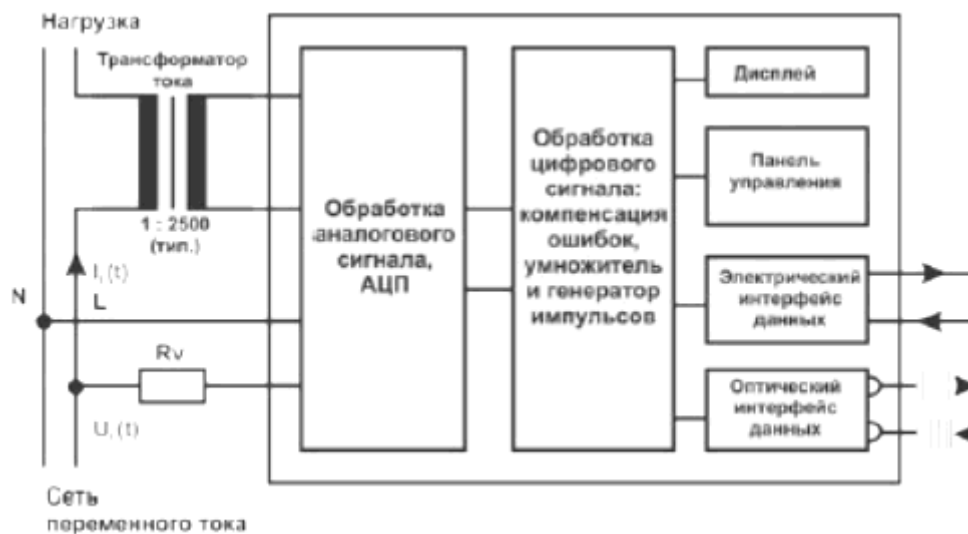


Рисунок 1 – Структурная схема электронного счётчика

Телеметрический выход служит для подключения к системе АСКУЭ или непосредственно к компьютеру. Оптический порт, который есть не во всех электросчётчиках, позволяет снимать информацию непосредственно с электросчётчика и в некоторых случаях служит для их программирования (параметризации).

Сердцем электронного электросчётчика является микроконтроллер. В электронном счетчике выполнение практически всех функций возложено на микроконтроллер. Он является преобразователем АЦП (преобразует входной сигнал с трансформатора тока в цифровой вид, производит его математическую обработку и выдаёт результат на цифровой дисплей.) Микроконтроллер также принимает команды от органов управления и управляет интерфейсными выходами.

Возможности, которыми обладает микроконтроллер, зависят от его программного обеспечения. Поэтому разнообразие сервисных функций и выполняемых задач зависит от того, какое техническое задание было поставлено перед программистом. В настоящее время различные производители добавляют всё новые функции, например, некоторые устройства могут вести контроль состояния питающей сети с передачей этой информации в диспетчерские центры и т.д.

Довольно часто в электросчётчик вводят функцию ограничения мощности. В этом случае, при превышении потребляемой мощности, электросчётчик отключает потребителя от сети. Для управления подачей напряжения, внутри электросчётчика устанавливают контактор на соответствующий ток. Так же отключение возможно, если потребитель превысил отведённый ему лимит электроэнергии или же закончилась предоплата за электроэнергию. В случае задолженности может быть установлен принудительно штрафной тариф (по интерфейсу связи).

При включении счётчика в сеть (например, после очередного пропадания напряжения в сети) фиксируется время и дата момента для возможности контроля. Также предусмотрена запись даты несанкционированного снятия крышки счетчика.

Через особый разъём к счётчику можно подключить ридер для считывания информации с индивидуальной электронной карточки о объеме энергии, оплаченном потребителем. При исчерпании лимита счётчик может отключить потребителя от электросети.

В качестве конкретного примера рассмотрим внутреннее устройство электронного счётчика. На его передней панели размещены ЖКИ индикатор и кнопка «Выбор». Вторая кнопка «Установка» находится под пломбируемой организацией «Энергосбыт» клеммной колодкой и доступ пользователю к ней невозможен. На индикаторе отображаются все текущие показания, дата, время, сумма по тарифным зонам, потребляемая мощность.

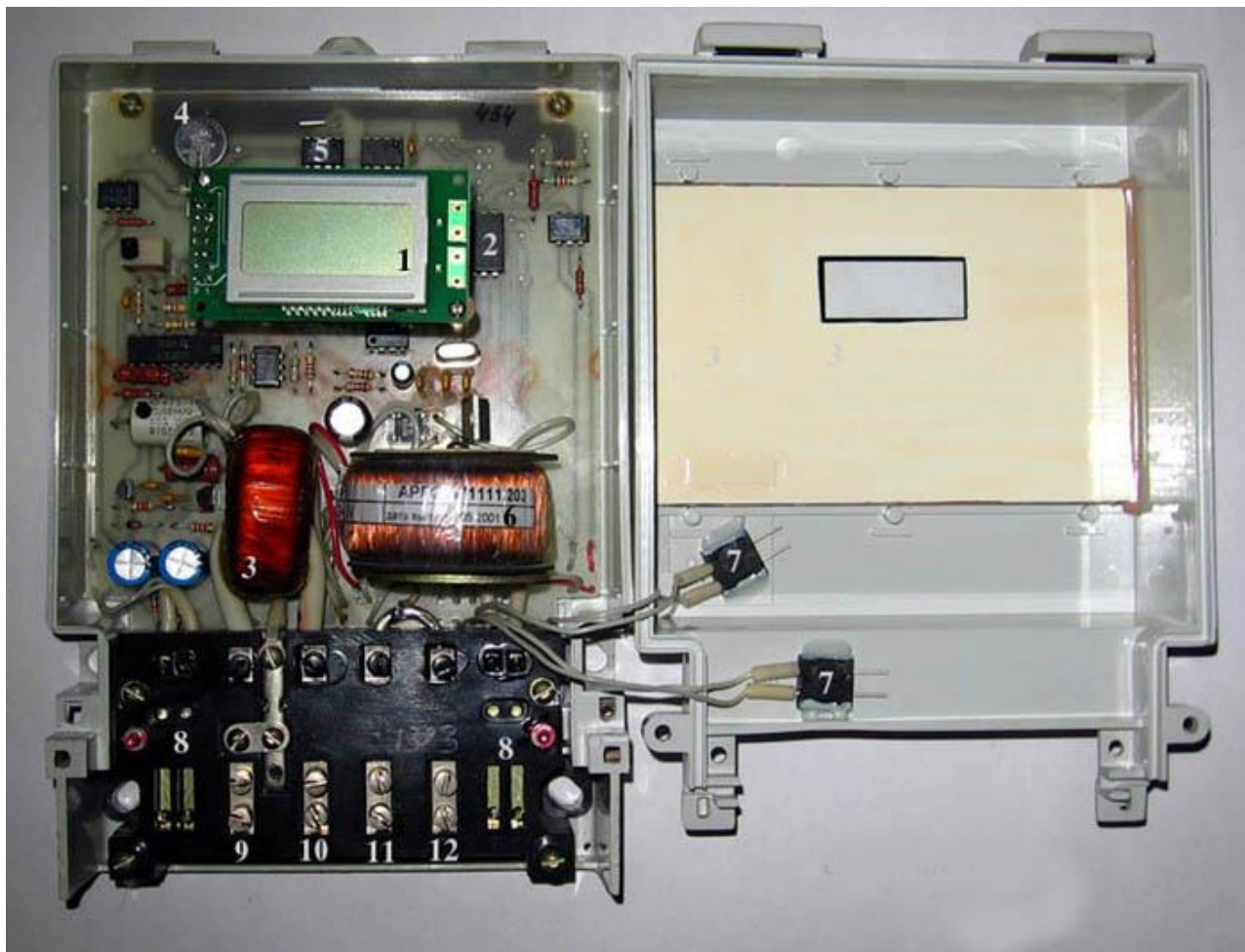


Рисунок 1 – Устройство электронного счётчика

Цифрой 1 обозначен жидкокристаллический буквенно-цифровой индикатор. Он позволяет формировать две строки по восемь символов в каждой. Каждый символ представляет собой знакоместо 5×8 точек, благодаря чему на экране отображаются как цифры, так и буквы. Микроконтроллер обозначен цифрой 2. На снимке видна только его часть, т.к. он размещён под ЖКИ. Микроконтроллер управляет обработкой всей информации и выводит показания на ЖКИ. Так же в его входы подключены кнопки 7 для управления и настройками электросчётчика. Трансформатор тока обозначен цифрой 3. Первичная обмотка его представляет замкнутый виток провода сечением 4 мм. Трансформатор напряжения, который служит для получения питающих напряжений электронной схемы, обозначен цифрой 6. Что бы при отключении электросчётчика вся информация в нём сохранялась, используется резервный источник питания. В его роли выступает литиевый элемент напряжением 3 В. На схеме он обозначен цифрой 4. Литиевый источник при отключении сетевого питания поддерживает работу микросхемы реального времени и даты (обозначен цифрой 5). Назначение входов/выходов электросчётчика – 8 – телеметрический выход, 9 – вход генератора, 10 – выход на нагрузку (фазные провода), 11 – выход генератора, 12 – выход на нагрузку (нулевые провода). Оптический порт и контактор для ограничения потреблённой мощности, в данном электросчётчике отсутствует.

Дифференцированные по временным периодам тарифы на электрическую энергию для населения вводятся с целью рационального использования энергоресурсов, создания для населения более широкого и гибкого выбора различных тарифных систем по оплате за электрическую энергию, а также для стимулирования граждан, регулирующих время использования электрической энергии.

Рассмотрим тарифные системы, действующие в бытовом секторе за рубежом. Практически во всех развитых странах мира в быту применяются тарифы, дифференцированные по зонам. Такие тарифы отражают фактическую стоимость электроэнергии, отпускаемую потребителям, и предоставляют возможность последним изменять свое электропотребление, «помогая» тем самым выравнять график энергосистемы. При этом оплата за электрическую энергию исчисляется по различным вариантам тарифов: стоимость одного киловатт-часа может меняться несколько раз в день. В выходные тарифы могут отличаться от действующих в рабочие дни.

В европейских странах в бытовом секторе широко используются тарифы, состоящие из фиксированной платы (так называемый абонемент на электрическую энергию) и платы за потребленную электроэнергию. Например, в бытовых тарифах Ирландии и Швейцарии фиксированная плата пропорциональна числу комнат в квартире.

Во Франции существует универсальный тариф для бытовых потребителей, включающий в себя фиксированную плату и двухступенчатый тариф на электроэнергию (дневной и ночной). Тариф на электроэнергию в дневной зоне примерно в 1,7 раза выше, чем в ночной.

Великобритания для бытовых потребителей предлагает три формы оплаты электроэнергии: по одноставочному тарифу, по дифференцированному (дневному и ночному) тарифу и по одноставочному тарифу с абонентской платой. В Германии тарифы для населения определяются основной платой за год, которая зависит от годового объема потребляемой электроэнергии, и платой за фактически потребленную энергию.

В Италии в настоящее время крупнейшая национальная энергоснабжающая компания завершает работы по созданию автоматизированной системы для бытовых потребителей, которая позволит не только дистанционно считывать показания электросчетчиков, но и централизованно управлять электропотреблением. Потребители получают возможность использовать дифференцированные тарифы по потребляемой мощности.

Канада для бытовых потребителей предлагает несколько видов тарифов:

- для нужд бытового потребления при аренде жилых помещений;
- для бытовых потребителей, которые используют биоэнергетические установки для обогрева помещений и горячего водоснабжения;
- систему, дифференцированную по времени использования нагрузки в зонах высокого и низкого тарифов;
- для многоквартирных домов с общим счетчиком.

В зону высокого тарифа входят временные интервалы с 6.00 до 11.00 и с 15.00 до 22.00 в рабочие дни с декабря по март включительно.

В США существуют бытовые тарифы на суточную пиковую и внепиковую электроэнергию. Для потребителей, использующих внепиковую энергию, тариф может быть ниже в 2–16 раз в зависимости от энергосистемы, что позволяет в пиковые периоды снизить электропотребление в бытовом секторе до 30 %.

В Эстонии для бытового клиента предложено пять ценовых пакетов: «Домашний» (1–4) и «Отопительный». В эти пакеты включены: основной (одноставочный) тариф; дифференцированный (дневной и ночной) тариф; основной тариф с платой за постоянную часть (плата за измерительную систему плюс «поамперная» плата); дифференцированный тариф с платой за постоянную часть и отопительный дифференцированный тариф с платой за постоянную часть.

Ставки в пиковой зоне для дифференцированного тарифа примерно в 1,7 раза выше, чем в ночной, а стоимость электрической энергии в дневной зоне для отопительного тарифа примерно в 1,9 раза выше, чем в ночной.

В Украине для бытовых потребителей, оснащенных АСКУЭ, приняты два вида тарифных систем: по двум тарифным зонам (ночь, день) и по трем зонам учета (пик, полупик, ночь). При расчетах за электроэнергию по двухзонному тарифу в часы минимальной нагрузки энергосистемы (с 23.00 до 7.00) применяется коэффициент 0,7 к так называемому полному тарифу. При расчетах за электроэнергию по трехзонному тарифу в часы максимальной нагрузки (с 8.00 до 11.00 и с 20.00 до 22.00) применяется коэффициент 1,5 к полному тарифу, а в часы ночной минимальной нагрузки энергосистемы – 0,4 к полному тарифу. Полный тариф используется при расчетах за использованную электроэнергию в предложенных многозонных тарифах в остальное время суток и при использовании одноставочного тарифа.

В России для населения кроме одноставочного тарифа уже несколько лет при наличии двухтарифных приборов учета предлагается дифференцированный по двум зонам тариф (ночной интервал – с 23.00 до 7.00, дневной интервал – с 7.00 до 23.00). А тарифы для потребителей с многотарифными приборами учета включают три зоны потребления: ночную зону – с 23.00 до 8.00, пиковую – с 8.00 до 10.00 и полупиковую – с 10.00 до 23.00.

Для москвичей компания «Мосэнергосбыт» ввела в 2008 г. новый тарифный план – многозоновый тариф, который включает ночную, две пиковые и две полупиковые зоны. По новому тарифному плану в период полупика электропотребления в энергосистеме – с 10.00 до 17.00 и с 21.00 до 23.00 – стоимость электроэнергии снижена примерно на 15,6 % от предельного тарифа, установленного на время пиков нагрузки (7.00–10.00, 17.00–21.00). Ночью электроэнергия дешевле почти в 4 раза по сравнению с пиковым периодом.

В Республике Беларусь на сегодняшний день, в связи со вступлением в силу постановление Совета Министров от 04 февраля 2011 № 138, установлены для населения тарифы на коммунальные услуги, в том числе на электрическую энергию.

Согласно данному постановлению наниматели, собственники жилых помещений, члены организаций застройщиков, жилые дома (квартиры) которых оснащены многотарифными электронными приборами учета электрической энергии или автоматизированными системами контроля и учета электрической энергии, могут производить оплату потребленной электрической энергии как по одноставочному тарифу, так и по тарифам, дифференцированным по временным периодам.

Многотарифный учет электроэнергии позволяет при использовании энергии в ночное время платить только 40% стоимости за кВт/ч от общего тарифа. Таким образом, установка многотарифного счетчика позволяет экономить на электроэнергии до 60%.

Хотелось бы также отметить нововведение, которое нашло применение в нашей Республике совсем недавно – “умные” счетчики электричества с SIM-картами, которые передают в «командный центр» данные о потреблении электроэнергии в каждой квартире.

Дома со smart-счетчиками представлены во всех районах Минска. Больше всего их в новостройках и зданиях, которые прошли капитальный ремонт в последние годы. Новшество нашло применение в жилых домах и в большинстве общественных и промышленных объектов.

Работает система просто: электронные счетчики передают информацию в маршрутизаторы с SIM-картами от velcom (их еще называют устройствами сбора и передачи данных). В новых домах они расположены в трансформаторных подстанциях, а в старых пятиэтажках – в щитовых. После этого данные по каждой квартире через мобильную сеть поступают в «штаб» – автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), находящуюся в филиале «Энергосбыт» РУП «Минскэнерго».

Благодаря smart-счетчикам энергетики владеют наиболее точной ситуацией по каждой квартире и в спорных моментах сверяют поданные потребителем сведения с теми,

что получены напрямую со счетчика. Это позволяет не только повысить эффективность системы, но и снизить расходы на ее эксплуатацию.

Что касается потребителя, то он с помощью smart-счетчиков может отслеживать мощность и другие параметры электросети, например, личное энергопотребление в течение года. Владельцам квартир также стали доступны в интернете личные кабинеты, где в виде графиков приводится история потребления электроэнергии по месяцам.

В будущем схема оплаты станет проще. Для этого в Минске создают биллинговую систему, которая будет производить расчеты и выставять счета потребителям электроэнергии. Когда ее запустят, владельцам квартир не нужно будет самим снимать показания со счетчиков.

Преимущества многотарифного учета очевидны. Внедрение этой технологии позволяет равномерно распределить потребление электроэнергии в течение суток. Использование многотарифного учета обеспечивает оптимизацию режимов работы генерирующих предприятий и энергосетевых компаний, что приводит к значительному снижению потерь электроэнергии и износа оборудования.

Благодаря внедрению этой системы значительно повышается рациональность использования энергоресурсов, обеспечивается существенная экономия для конечных потребителей. Контроль помесечного потребления электроэнергии позволяет планировать расходы и корректировать их в соответствии с индивидуальными желаниями и возможностями потребителя.

Многотарифный учет в комплексе с внедрением АИИС КУЭ выгоден вдвойне. Эта система обеспечивает достоверный и наглядный учет потребления электроэнергии, исключает возможность самовольного подключения, становясь препятствием для хищений электроэнергии, позволяет сократить штат контролеров, а также способствует своевременному выявлению потенциальных должников и устранению технических неисправностей.

Таким образом, система многотарифного учета является выгодной для всех участников процесса (производителей, поставщиков и потребителей электроэнергии). Его использование просто необходимо. Неудивительно, что сегодня многотарифный учет электроэнергии стал нормой для всех развитых стран мира.

Литература

1. Официальный сайт компании ООО «Фанипольский завод измерительных приборов «Энергомера» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.energomera.by>. – Дата доступа: 25.10.2016.
2. Электрик Инфо - электротехника и электроника, домашняя автоматизация, статьи про устройство и ремонт домашней электропроводки, розетки и выключатели, провода и кабели, источники света, обзоры электротехнических новинок, интересные факты и многое другое для электриков и домашних мастеров [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://elektrik.info>. – Дата доступа: 23.10.2016.
3. Официальный сайт РУП «МИНСКЭНЕРГО» ФИЛИАЛ «ЭНЕРГОСБЫТ» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.energobyt.by> – Дата доступа: 24.10.2016.

УДК 621.3

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ МЕСТ РАЗМЫКАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-10 КВ

Ковальчук Д.В.

Научный руководитель – ст. пр. Гапанюк С.Г.

Распределительные электрические сети напряжением 6–10 кВ, как правило, строятся замкнутыми, но эксплуатируются в разомкнутом режиме. Это связано с их неоднородностью, отсутствием достаточного количества коммутационных аппаратов и устройств релейной защиты. Данное обстоятельство приводит к необходимости поиска в таких сетях оптимальных мест размыкания.

В работе авторами решается задача поиска оптимальных мест размыкания для определенного режима работы сети. За критерий оптимальности приняты минимальные потери мощности. В качестве ограничений, накладываемых на результаты расчета приняты: недопущение перегрузки линейных участков и соблюдение допустимого напряжения в узлах схемы.

В качестве исходной информации служит схема электрической сети с указанием центров питания (ЦП), уровень напряжения в ЦП, параметры участков (линий и трансформаторов), величины нагрузок потребителей.

Алгоритм базируется на двух основных этапах.

На первом этапе производится поиск мест размыкания сети по условию подключения всех потребителей к различным ЦП по условию минимального сопротивления. Данная задача решается с применением алгоритма Дейкстры. Результатом проведенных вычисления является первое приближение или исходный вариант оптимальных мест размыкания сети. Как показали расчеты, в ряде случаев такой подход дает искомое решение задачи или близкое к нему.

На втором этапе происходит уточнение мест размыкания методом дискретного спуска по направлению, обеспечивающему минимум потерь мощности с учетом наложения выше указанных ограничений и отсеечения заведомо неверных вариантов.

На базе приведенного алгоритма написана программа, позволяющая решать задачу поиска оптимальных мест размыкания распределительных электрических сетей 6-10 кВ.

Данная программа включает в себя несколько основных частей:

1. Ввод исходных данных. Ввод исходных данных осуществляется в файл. Их количество сведено к минимально необходимому набору. Данные по линиям и трансформаторам автоматически находятся в каталожных данных.
2. Размыкание сети по условию минимальных сопротивлений от ИП до узла нагрузки. В этой части программы происходит размыкание схемы и также сортировка номеров начал и концов, так как это необходимо для последующего расчета режима. Началом становится тот узел откуда линия получает питание, а концом оставшийся узел.
3. Далее рассчитывается потокораспределение для первого приближения и определяются суммарные потери мощности. После этого начинается перебор возможных комбинаций схем сети. Для каждой из которой рассчитываются суммарные потери мощности. Выбирается схема с минимальными потерями мощности.

Рассчитывается режим и проверяются напряжения в узлах и токи в линиях. Если они в допустимых пределах, то данная схема размыкания является оптимальной.

Ввод исходных данных в программу осуществляется в табличном виде, вводится топологическая и режимная информация по схеме с автоматическим поиском данных в каталожных файлах. Для написания программы использовался язык C++. Вывод данных

осуществляется в файл табличном виде, есть возможность представления схемы с результатами расчетов в графическом виде. Программа позволяет размыкать сложнзамкнутые схемы одного напряжения с любым количеством источников питания.

Рассмотрим пример работы программы на простой схеме (рис. 1).

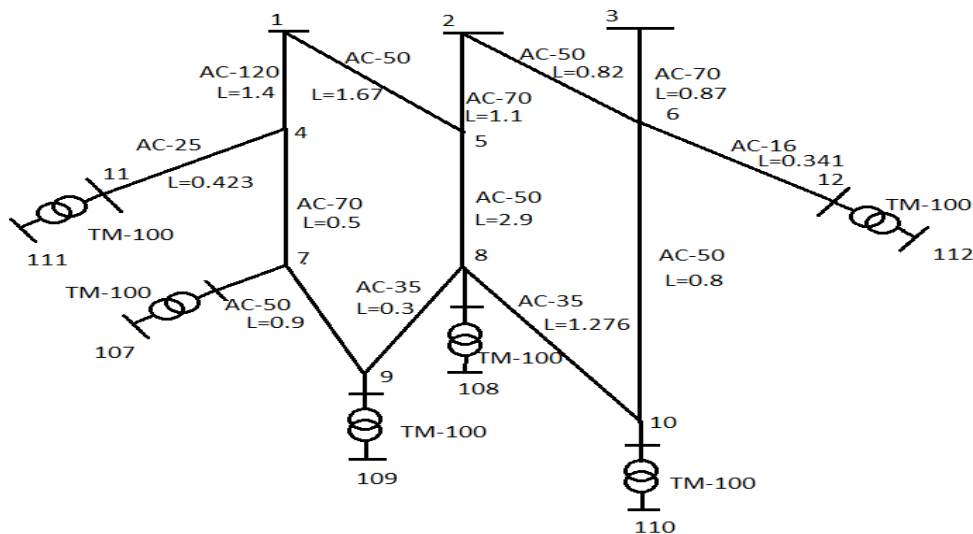


Рисунок 1 – Исходная схема сети

Выведем результаты расчета потерь для первой итерации (размыкание по условию минимальных сопротивлений) и для размыкания по условию минимальных потерь мощности (рис. 2)

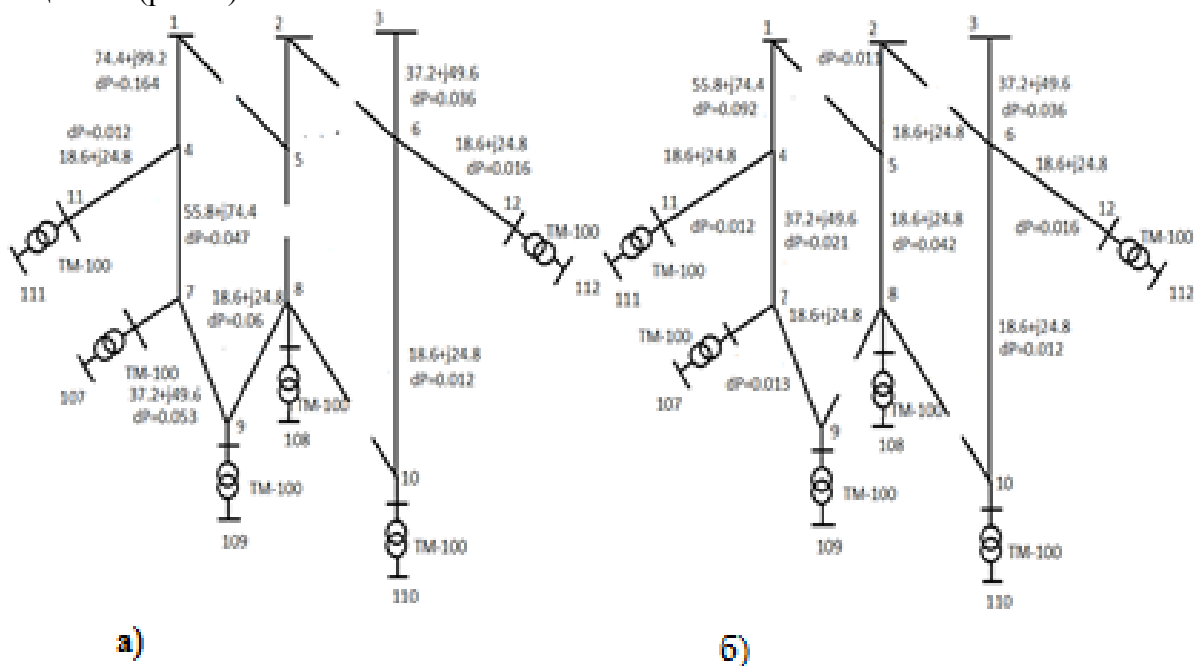


Рисунок 2 – а - результаты расчета по условию минимальных сопротивлений, б - результаты расчета по минимальным потерям активной мощности

1) Суммарные потери активной мощности в линиях равны: 0.345 кВт.

Максимальный поток мощности: $74.4+j99.2$ МВА (рисунок 2а)

2) Суммарные потери активной мощности в линиях равны: 0.256 кВт.

Максимальный поток мощности: $55.8+j74.4$ МВА (рисунок 2б)

Как видно из результатов расчета, в данном случае размыкание схемы по пути наименьших сопротивлений не является оптимальным. Однако программа методом перебора вариантов нашла такой режим. Что свидетельствует о её работоспособности. Как

видно оптимизация по потерям мощности помогла уменьшить поток в самой загруженной линии, то есть сеть стала загружена более равномерно. Так же потери мощности в ЛЭП уменьшены почти на треть.