

СЕКЦИЯ 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Ермаков И.А.

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

СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С СОКРАЩЁННЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ЛИНЕЙНЫХ ПРОВОДОВ

Денисов И.С.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДСТАНЦИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Демидов Е.В.

Научный руководитель - КАЛЕНТИОНОК Е.В., к.т.н., доцент

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глинский К.А.

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ 10 КВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

Вацкель С.Л.

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

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНЫМ МЕТОДОМ НЬЮТОНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО ПАКЕТА *MATLAB*

Козинец И.С.

Научный руководитель - Бампи Ю.С., ШИМАНСКАЯ-СЕМЕНОВА Т.А.

ПЛАВКА ЛЬДА НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Парепко С.В.

Научный руководитель - Мышкова Е.В.

СХЕМЫ И РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭНЕРГОУЗЛА

Питаленко Е.В.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., профессор, к.т.н.

ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ И ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Олексюк И.В.

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

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ В ФАЗНЫХ
КООРДИНАТАХ**

Кунцевич А. И.

Научный руководитель – Золотой А.А., к.т.н., доцент

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ УСТРОЙСТВ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Криксин П.В.

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

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО
ДИСКРЕТНЫМ ПАРАМЕТРАМ**

ПЛЕХОВ А. В.

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

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ МИНСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Фрид О.А.

Научный руководитель – Калентионюк Е.В., канд. техн. наук, доцент

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УПРАВЛЯЕМЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

ФАБИЯНСКИЙ С.В.

Научный руководитель – ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВВОДА
РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЗЛОВ С ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ**

Синенький А.В.

Научный руководитель: Филиппчик Ю.Д.

**ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И ТРАССЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЛЕСНОМ МАССИВЕ**

Рымко А.А.

Научный руководитель – ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110КВ Г. МИНСКА

Шинкарь С. П.

Научный руководитель – ЗОЛОТОЙ А. А. к.т.н., доцент

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ РАБОТЕ В РЕЖИМЕ НЕДОВОЗБУЖДЕНИЯ**

Якимов О.К.

Научный руководитель Филиппчик Ю. Д., аспирант

**ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА МЕСТ РАЗДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА**

Филиппчик Ю.Д. АСПИРАНТ

УДК 621.311

Анализ технико-экономических характеристик распределительной электрической сети

Ермаков И.А.

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

Воздушные распределительные электрические сети напряжением 0,38–10 кВ составляют около 90 % всего электросетевого хозяйства энергосистемы. Надежность таких сетей достигается на основе применения современных конструктивных элементов, таких как, воздушные линии 0,4 кВ с изолированными самонесущими проводами, столбовые трансформаторные, разъединителей-заземлителей с падающей колонкой, ограничителей перенапряжений, элегазовых и вакуумных выключателей, переводом сетей в режим глухозаземленной нейтрали и другими средствами.

В данной работе проанализировано использование:

- самонесущих изолированных проводов;
- столбовых трансформаторных подстанций.

Широко распространенные в настоящее время КТП имеют большую металлоемкость, которая значительно удорожает подстанцию. Поэтому, исходя из стоимости и удельной повреждаемости в электрических сетях, предлагают отказаться от КТП и перейти на столбовые трансформаторные подстанции.

По сравнению с КТП столбовые подстанции имеют ряд преимуществ: они просты в изготовлении и эксплуатации, значительно дешевле из-за меньшей (в 2,2–3,1 раза) металлоемкости и имеют улучшенные изоляционные характеристики.

Кроме того, для повышения надежности, уменьшения отвода земли под линии электропередачи напряжением 10 кВ при их строительстве применяют изолированные или покрытые провода, которые представляют собой сталеалюминиевые или алюминиевые провода с уплотненной жилой, покрытые слоем полимерной изоляции толщиной 2–3 мм.

Покрытие этих проводов выдерживает испытательные напряжения по нормам для оборудования 10 кВ. Это позволяет существенно уменьшить габариты воздушной линии без снижения электрической прочности и грозоупорности. Воздушные линии электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами имеют ряд преимуществ:

- уменьшение ширины вырубаемой просеки при строительстве ЛЭП в лесных массивах, возможность сооружения ЛЭП без вырубки просек;
- уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе в местах пересечений и сближений с другими ВЛ, а также при их совместной подвеске на общих опорах;
- исключение коротких замыканий между проводами при их схлестывании, падении деревьев на провода, существенное снижение вероятности замыканий проводов на землю;
- отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов. Меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования, уменьшение гололедно-ветровых нагрузок на опоры на 30%.

В качестве примера была исследована реальная распределительная линия Петриковского РЭС – Муляровка 713 (схема сети представлена на рисунке 1). Результаты расчета потерь для линии традиционного исполнения приведены в таблице 1 (первая строка).

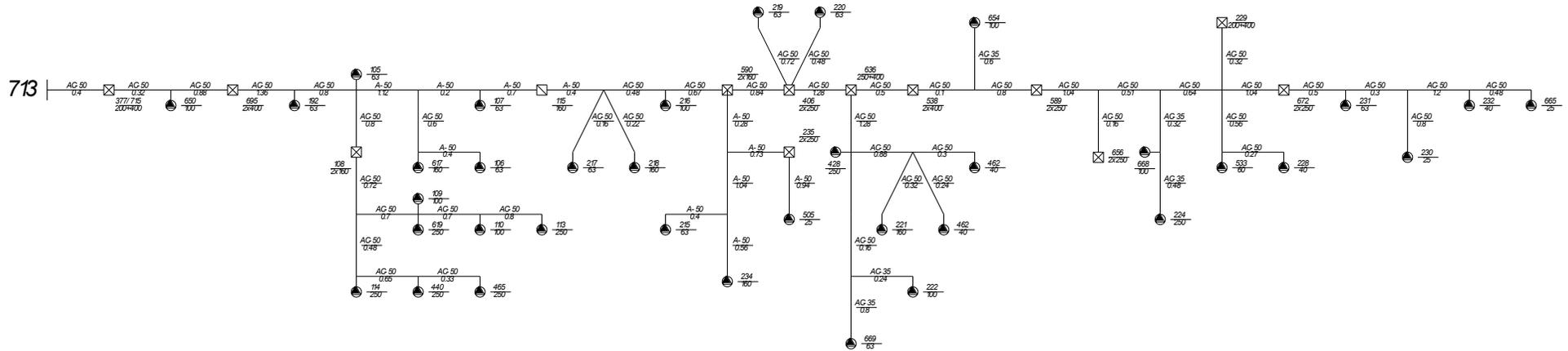


Рисунок 1. Схема сети распределительной линии Муляровка 713

Таблица 1 – Результаты расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ РЛ Муляровка

Линия		$W_{г\delta}$	$\Delta W_{сум}$	$\Delta W_{сум}\%$	$\Delta W_{лин}$	$\Delta W_{лин}\%$	$\Delta W_{тр}$	$\Delta W_{тр}\%$	$\Delta W_{хх}$	$\Delta W_{хх}\%$
Муляровка 713	Исходный режим	1231.00	241.75	19.64	204.47	16.61	9.03	0.73	28.25	2.29
	После замены проводов	1268.90	277.88	21.90	240.23	18.93	8.86	0.70	28.79	2.27
	После замены ТР	1244.56	253.65	20.38	220.98	17.76	12.66	1.02	20.01	1.61

В данной линии осуществлена замена сталеалюминиевых проводов на изолированные и КТП на столбовые подстанции.

После замены сталеалюминиевых проводов на изолированные имеем:

– увеличение потерь активной мощности и снижение потерь реактивной мощности за счет значительного уменьшения с 0,35 Ом/км до 0,100 Ом/км удельного реактивного сопротивления.

– повышение уровней напряжений за счёт уменьшения потерь мощности.

При замене КТП на СТП получили следующие результаты:

– СТП более просты в изготовлении и эксплуатации, значительно дешевле из-за меньшей (в 2,2–3,1 раза) металлоемкости и имеют улучшенные изоляционные характеристики.

– оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов не выявил существенного снижения потерь, т.к. в шкале мощностей трансформаторов мощность каждого последующего ТР больше мощности предыдущего примерно в 1,4 раза, и ТР после замены все равно работают с коэффициентом загрузки далеким от оптимального. Для получения ощутимого эффекта следует ввести в шкалу мощностей ТР дополнительные мощности.

Литература

1. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов - Мн. : УВИЦ при УП “Белэнергосбережение”, 2005. - 207 с.

УДК 621.311

Системы передачи электроэнергии с сокращённым количеством линейных проводов

Денисов И.С.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., к.т.н., профессор

В настоящее время актуален вопрос минимизации отрицательного воздействия электропередач на окружающую среду. Другой не менее важной проблемой является снижение материалоемкости линий электропередачи, а следовательно, и снижение стоимости их сооружения при сохранении основных технических характеристик. Системы передачи электроэнергии с сокращённым количеством линейных проводов имеют целью решение указанных вопросов.

Поясним сущность двух вариантов технических решений. Первый из них - двухцепная четырёхпроводная электропередача [1]. Передача электрической энергии от трёхфазных источников к трёхфазным нагрузкам осуществляется по двухцепной линии электропередачи. Источники напряжения обеих цепей линии равны и синхронны, но противофазны. Поэтому, если объединить в один провод линейные провода, например, фаз А, то ток в этом общем проводе будет равен нулю. Следовательно, общий провод может быть удалён. Таким образом, для передачи электрической энергии от двух трёхфазных синхронных противофазных источников с равными напряжениями двум идентичным симметричным трёхфазным нагрузкам требуется не шесть линейных проводов, а достаточно всего четырёх при сохранении уровня передаваемой мощности.

Нами экспериментально установлено, что двухцепная электропередача с четырьмя линейными проводами обеспечивает симметрию векторов напряжений и токов в нагрузке, а также позволяет передать потребителю ту же мощность, что и двухцепная шестипроводная электропередача, причём при сохранении тех же потоков мощности по проводам фаз. Одновременно доказано, что электропередача может работать только в режиме с изолированной нейтралью. Причиной тому является наличие в нормальном режиме работы потенциала в нейтральных точках трансформаторов, равного потенциалу фазных проводов относительно земли, причём потенциалы нейтралей трансформаторов разных цепей противоположны по знаку.

На основании результатов расчётов параметров двухцепных четырёхпроводных линий электропередачи выяснено, что реактивное сопротивление, реактивная проводимость и зарядная мощность таких линий меньше, чем традиционных двухцепных электропередач. Волновое сопротивление и натуральная мощность приблизительно равны соответствующим показателям традиционных двухцепных линий. Активная проводимость и потери активной мощности на корону существенно меньше, так как линия электропередачи содержит четыре провода вместо шести.

Второй вариант технических решений – электропередача с линиями задержки [2]. В начале линии в цепи фазы А формируется линия задержки сигнала во времени, состоящая из отрезка кабеля, помещённого в трубу из магнитно-мягкого материала. Время задержки сигнала составляет две третьих периода синусоидального тока частотой 50 Гц. В начале линии в цепи фазы В формируется линия задержки в два раза короче, время задержки – одна третья периода синусоидального тока. Если на входе линий задержек диаграмма напряжений для фаз А, В и С состояла из трёх равных векторов, сдвинутых по отношению друг к другу на 120° , то на выходе линий задержек сдвиг по фазе напряжений фазных проводников будет близок к нулю. При этом все три провода можно располагать близко друг к другу, разместив их, например, в одной оболочке. В конце линии электропередачи производится обратная операция по

восстановлению первоначального сдвига фаз: формируется линия задержки в цепи фазы С (время задержки сигнала равно двум третьим периода синусоидального тока частотой 50 Гц) и в цепи фазы В (время задержки сигнала составляет одну треть периода). Однако при изменении тока в цепи из-за нелинейности вебер-амперной характеристики материала трубы сдвиг по фазе между напряжениями проводников будет происходить. Для компенсации нелинейного сдвига напряжений, зависящего от тока нагрузки, длительность задержки сигнала регулируется путём изменения магнитной проницаемости трубы в начале и в конце электропередачи.

По результатам расчёта параметров электропередач с линиями задержки установлено, что реактивное сопротивление таких линий больше, чем традиционных одноцепных воздушных линий, а реактивная проводимость (и зарядная мощность) меньше. Вследствие этого больше волновое сопротивление и меньше натуральная мощность электропередач с линией задержки по сравнению с традиционными линиями. Выбор параметров линий задержек сопряжён с некоторыми сложностями, связанными с необходимостью обеспечения приемлемой длины линий задержек, а значит, и заданных величин их удельной индуктивности и ёмкости.

По уровню отрицательного влияния на окружающую среду электропередачи с линиями задержки и двухцепные четырёхпроводные электропередачи удовлетворяют допустимым значениям экологических характеристик и имеют преимущество перед традиционными соответственно одноцепными и двухцепными линиями.

Расчётами доказано, что приведенные затраты на сооружение рассмотренных линий электропередачи меньше, чем на сооружение традиционных линий.

Таким образом, достоинствами указанных электропередач являются снижение материалоемкости сооружаемых линий электропередачи за счёт меньшего расхода материала опор и, как следствие, снижение капиталовложений, а также значительное уменьшение отрицательного воздействия воздушных линий на окружающую среду: сокращение площади отчуждаемых земель, а значит, и ширины просеки в лесных массивах. Важным является возможность использования электропередач для питания как однофазных, так и трёхфазных потребителей.

Литература

1. Патент № 2256273 RU, МКИ Н 02J 3/00, 3/04, опубл. 10.07.2005.
2. Патент № 2307438 RU, МКИ Н 02J 3/00, опубл. 27.09.2007.

УДК 621.311

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии на подстанциях энергосистемы

Демидов Е.В.

Научный руководитель - КАЛЕНТИОНОК Е.В., к.т.н., доцент

На протяжении последнего времени в мире происходит постоянный рост цен на энергоносители. Это заставляет более бережно и рационально относиться к их использованию, и особенно актуально для стран, не обладающих собственными богатыми запасами топливно-энергетических ресурсов, в число которых входит Республика Беларусь (РБ).

Львиная доля закупаемого РБ энергетического сырья идет на выработку электрической энергии. Поэтому точный учет ее потребления играет очень важную роль не только для энергетики, но и для всей экономики страны в целом. В 2005 году вышло постановление Совета Министров Республики Беларусь «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии», а также была разработана программа создания в республике в 2006-2012 годах автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.

Автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) представляет собой единый комплекс программно-технических средств. В общем случае это может быть система учитывающая расход по электрической, тепловой энергии, воде, газу (комплексный учет). Относительно более простой будет система, обеспечивающая учет какого-либо одного ресурса (моноресурсное АСКУЭ). Также АСКУЭ можно условно разделить на расчетное (коммерческое) и техническое (контрольное). Коммерческое АСКУЭ решает задачи денежных расчетов между продавцом и покупателем энергоресурса. Контрольное же АСКУЭ предназначено для оптимизации его технологического оборота [1].

На постсоветском пространстве до настоящего момента для учета электроэнергии довольно широко используются индукционные счетчики электрической энергии. Эти приборы учета уже устарели как морально, так и физически, поэтому в настоящее время повсеместно ведется их замена на современные электронные счетчики. Применение последних позволяет решить множество проблем, но самое главное – дает возможность создания централизованной автоматизированной системы, позволяющей с очень высокой точностью учитывать потребление электроэнергии в масштабах целой страны, а также сведение баланса по всей энергосистеме в целом.

АСКУЭ на подстанции предназначена для:

- автоматизированного сбора данных о количестве принятой, распределенной, потребленной и переданной электрической энергии энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии;

- повышения точности коммерческого учета электроэнергии за счет использования современных приборов учета и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;

- обеспечения единства измерений количества электроэнергии во времени;

- повышения надежности непосредственно системы коммерческого учета электроэнергии, а также защиты информации на всех уровнях системы за счет применяемых технических, программных и организационных решений;

- создания системы единого информационного обеспечения об электропотреблении объектов электрических сетей.

Структура АСКУЭ представляет собой иерархический многоуровневый комплекс.

Пример АСКУЭ для подстанции энергосистемы представлен на рисунке 1.

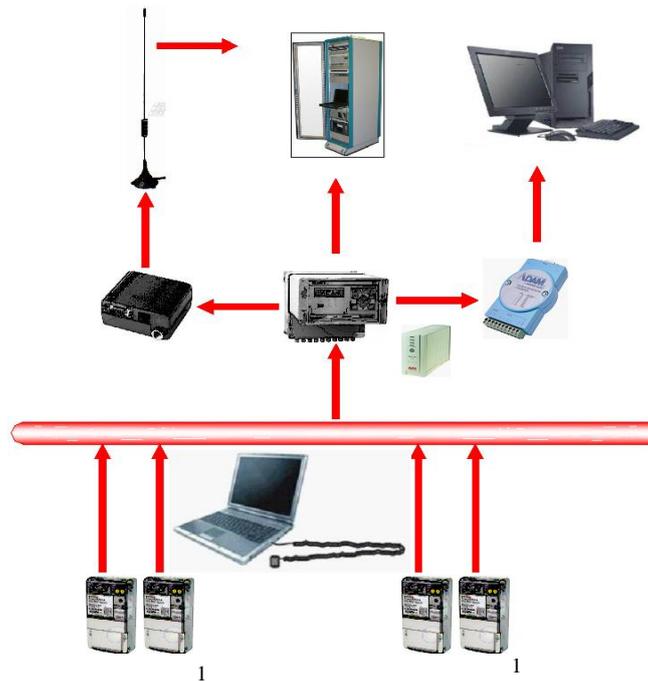


Рисунок 1. Пример структуры АСКУЭ

- 1 – Электронный счетчик
- 2 – Инженерный пульт
- 3 – Устройство сбора и передачи данных (УСПД)
- 4 – Источник бесперебойного питания (ИБП)
- 5 – Преобразователь интерфейсов
- 6 – GSM-Модем
- 7 – GSM- антенна
- 8 – Операторская станция
- 9 – Сервер верхнего уровня

Счетчики вместе с измерительными трансформаторами (если напряжение и(или) ток в точке подключения счетчика больше номинальных значений) и линиями связи образуют нижний уровень. На этом уровне происходит непосредственно измерение физических величин (тока, напряжения и т.д.) и преобразование их в цифровую форму. Далее информация от счетчиков поступает на устройство сбора и передачи данных либо на компьютеры с программным обеспечением верхнего уровня. На этом этапе осуществляются функции сбора и обработки результатов измерений. Таких промежуточных уровней может быть несколько. Потом собранная информация поступает на серверы со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, образующих верхний уровень. На нем осуществляется окончательная обработка данных, а также их долговременное хранение.

При организации АСКУЭ большое внимание необходимо уделять надежности функционирования системы. Так как данные полученные в процессе ее функционирования используются для коммерческих расчетов, даже очень кратковременный отказ системы может привести к значительному экономическому ущербу.

Основными характеристиками надежности являются: средняя наработка на отказ (T_0) и коэффициент готовности (K_T) системы. При расчете показателей надежности

учитываются элементы АСКУЭ, отказы которых влияют на передачу данных на сервер высшего уровня. Критерием отказа АСКУЭ является не предоставление на сервер высшего уровня коммерческой информации за одни сутки.

Расчёт средней наработки на отказ (T_0) проводится для последовательно соединённых составных частей. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности представлена на рисунке 2.

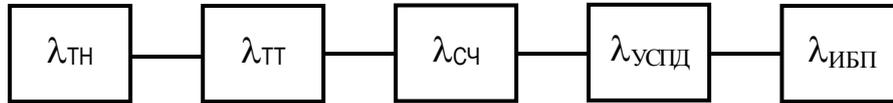


Рисунок 2. Схема АСКУЭ для расчёта надёжности

Система является ремонтируемой и поэтому оценивается коэффициентом готовности. В связи с установленным критерием отказа для достижения высокой надёжности АСКУЭ необходимо обеспечить минимальное время восстановления системы. Для этого необходимо иметь в наличии комплект запасных инструментов и принадлежностей, а так же обеспечить высокую квалификацию обслуживающего персонала.

Интенсивность отказов (λ) – означает число отказов элемента за миллион часов работы.

Среднее время наработки компонента системы до отказа рассчитывается по формуле [2]:

$$T_0 = \frac{1}{\lambda_{\text{КОМП}}}, \quad (1)$$

где $\lambda_{\text{КОМП}}$ – общая интенсивность отказов компонента.

Среднее время восстановления компонента системы (T_B) – время, используемое в вычислениях, включает время простоя. Число, в основном, фиксированное. Малое время простоя определяется наличием доступных запасных частей и высокой квалификацией персонала.

Коэффициент готовности (K_G) – отношение времени работы компонента или системы в исправном состоянии к общему времени. Коэффициент готовности рассчитывается по формуле [2]:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B}. \quad (2)$$

Суммарная интенсивность отказов Системы ($\lambda_{\text{АСКУЭ}}$) – определяется как сумма интенсивностей отказов каждого компонента (подсистемы) данной системы [2]:

$$\lambda_{\text{АСКУЭ}} = \lambda_{\text{КОМП1}} + \lambda_{\text{КОМП2}} + \dots + \lambda_{\text{КОМПn}}, \quad (3)$$

где $\lambda_{\text{КОМПn}}$ – интенсивность отказа компонента (подсистемы).

При резервировании компонентов системы, например компонента 3 компонентом 4, суммарная интенсивность отказов для данного узла рассчитывается по следующей формуле [2]:

$$\lambda_{\text{РЕЗЕРВ1}} = \frac{\lambda_{\text{КОМП3}} \cdot \lambda_{\text{КОМП4}}}{\lambda_{\text{КОМП3}} + \lambda_{\text{КОМП4}}}, \quad (4)$$

и в вышестоящую формулу подставляется $\lambda_{\text{РЕЗЕРВ1}}$ вместо $\lambda_{\text{КОМП3}}$ и $\lambda_{\text{КОМП4}}$.

Интенсивность отказов системы имеет экспоненциальный вид в период приработки и период старения (рисунок 3).

Типовое значение периода приработки составляет 2-3 недели с момента ввода системы в эксплуатацию. В период приработки проявляются недостатки выходного контроля качества на предприятии изготовителе, а также ошибки, допущенные при транспортировке, монтаже и наладке системы. После выявления этих элементов интенсивность отказов уменьшается и далее остаётся постоянной, наступает период нормальной работы. По мере износа элементов и приближения к концу срока службы системы интенсивность отказов вновь возрастает, начинается период старения элементов.

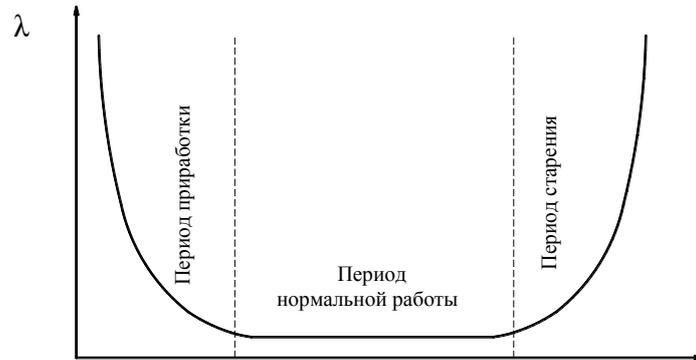


Рисунок 3. Зависимость изменения интенсивности отказов от времени

Так же особое внимание стоит уделять вопросам метрологии. Как известно, любой измерительное, преобразовательное или передающее средство, будет вносить в конечный результат измерения определенную погрешность. Поэтому применение недостаточно точных приборов или их эксплуатация в условиях не соответствующих пределам, в которых приборы сохраняют свои метрологические характеристики, может привести к недопустимо грубому результату измерений.

Конечно, внедрение систем АСКУЭ в энергетике требует огромных денежных затрат. Например, стоимость всей системы, включая монтаж и наладку, на подстанции 110кВ может достигать сотен тысяч долларов. Однако внедрение и эффективное использование таких систем окупается. Можно отметить следующие положительные стороны внедрения АСКУЭ на подстанциях энергосистемы:

- возможность выхода на оптовый рынок электроэнергии;
- повышение точности учета (за счет уменьшения ошибок при ручном съеме данных, за счет ревизии приборов учета и замене старых типов счетчиков на более современные и точные);
- снижение потерь электроэнергии за счет контроля балансов по объектам и хищений электроэнергии;
- контроль заявленной мощности предприятий (потребителей) и выставление счетов за фактически потребленную мощность;
- выравнивание нагрузки за счет перехода потребителей на данный тариф и перевода части мощности в ночной период;
- сокращение затрат на обработку информации экономическим подразделением за счет получения оперативной и достоверной информации об энергопотреблении в электронном виде.

Литература

1. Правила приборного учета электрической энергии в Республике Беларусь. Министерство энергетики Республики Беларусь. 1-е издание. - Минск, 2004. - 61 с.
2. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. - М.: Советское радио, 1975. - 472 с.

УДК 621.311

Новые технические решения в эксплуатации электрических сетей

Глинский К.А.

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

В последнее время наиболее важным аспектом в энергетике стало внедрение новых разработок с целью замены физически и морально устаревшего оборудования для обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электроэнергией [1,2]. Наиболее слабым звеном в системе электроснабжения являются электрические сети 0,38 – 10 кВ, что особо проявляется во время стихийных явлений, когда происходит массовое повреждение этих сетей с отключением потребителей. При интенсивной реконструкции линий электропередачи с полной или частичной заменой оборудования на современное необходимо обеспечить наиболее оптимальные условия эксплуатации, когда при минимальных затратах обеспечивается долговечная и надёжная работа всех элементов электрической сети.

В последние годы в эксплуатации электрических сетей применяются следующие мероприятия:

1. Профилактика оборудования. Здесь можно выделить:

- контроль изоляции по диэлектрическим потерям;
- хроматографический анализ газов в масле;
- инфракрасная термография;

2. Внедрение новейшего электротехнического оборудования. Среди них:

- вакуумные выключатели;
- элегазовые выключатели;
- герметизированные аккумуляторные батареи;

- ОПУ на базе микропроцессорной техники;

3. Повышение надежности электрической сети;

4. Защита от внутренних и внешних перенапряжений;

5. Другие направления.

Наиболее используемыми на практике являются:

1. замена на воздушных линиях 10 кВ сталеалюминиевых проводов на изолированные провода с соответствующей заменой опор;

2. замена маломасляных выключателей на стороне 10 кВ подстанции на вакуумные выключатели;

3. замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений;

4. замена комплектных трансформаторных подстанций 10/0.4 кВ на столбовые трансформаторные подстанции;

5. применение современных разъединителей-заземлителей РНЗ-10 кВ вместо разъединителей наружной установки типа РЛНД-10 кВ.

Для оценки перечисленных мероприятий исследована схема электрической сети, состоящая из одной питающей подстанции 110/10 кВ Россь и шести отходящих от неё воздушных линий 10 кВ.

Расчеты режимов данной сети рассчитаны по программе EX10ST, разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ как для линий со сталеалюминиевыми проводами, так и для линий с изолированными проводами. В результате анализа выполненных расчётов можно сделать следующие выводы:

1. Потери активной мощности уменьшились с 1,08 кВт до 0,77 кВт, реактивной мощности — 0,66 кВт · А до 0,31 кВт · А за счет значительного снижения (с 0,391 Ом/км до

0,100 Ом/км) удельного реактивного сопротивления изолированного провода для воздушной линии 10 кВ.

2. Потери электроэнергии в линиях снизились с 1,776 тыс. кВт·ч до 1,267 тыс. кВт·ч и соответственно произошло суммарное уменьшение потерь электроэнергии во всей сети 10 кВ с 23,075 тыс. кВт·ч до 22,584 тыс. кВт·ч;

3. Уменьшились потери напряжения в электрической сети 10 кВ.

На основе сопоставлений рассматриваемого нового оборудования с оборудованием, используемым на практике, сделаны следующие выводы:

1. Использование каждого из рассмотренного нового оборудования увеличивает надёжность передачи электроэнергии и соответственно уменьшает недоотпуск электроэнергии потребителю.

2. Несмотря на более высокую стоимость вакуумных выключателей и линий с изолированными проводами их использование более перспективно, т.к. лишние капитальные затраты окупаются за счёт гораздо меньших эксплуатационных затрат, уменьшения межремонтного периода, уменьшения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

3. Применение столбовых трансформаторных подстанций и разъединителей-заземлителей РНЗ – 10 кВ связано с гораздо меньшими капитальными затратами чем у комплектных трансформаторных подстанций и разъединителей РЛНД – 10 кВ, причём их технические характеристики значительно лучше.

4. Решение об использовании ОПН в электрической сети вообще не вызывает сомнений, т.к. выпуск вентильных разрядников предприятиями-изготовителями практически прекращён. ОПН значительно повышает защиту оборудования от различных видов перенапряжений, а также в них значительно меньше потери электроэнергии.

5. Применение линий с изолированными проводами и ОПН снижает потери электроэнергии в электрических сетях.

6. Установка и эксплуатация данного оборудования требует дополнительного обучения персонала проектных, строительных и эксплуатирующих организаций для исключения возможных ошибок при выполнении работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дорофейчик А.Н. Пути повышения надёжности электрических сетей: учебно-методическое пособие – Гродно : ГрГУ, 2007.-203с.

2. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года. М.: ОАО РАО «ЕС России», 2008г.

УДК 621.311

Проектирование сети 10 кВ для электроснабжения населенного пункта

Вацкель С.Л.

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

Обеспечение требуемого качества электроэнергии, надежности и экономичности – основные задачи сельского электроснабжения.

В связи с серьезным количественным и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии значительно возросла актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения. Это связано с появлением сельскохозяйственных предприятий промышленного типа, в первую очередь животноводческих комплексов, агрогородков.

Основная задача проектирования электрических систем и сетей заключается в разработке с учетом достижений науки и техники и технико-экономическом обосновании решений, определяющих формирование энергетических систем, развитие электрических станций и сетей, средств их эксплуатации и управления. При этом должна обеспечиваться оптимальная надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии с наименьшими затратами [1,2].

На первой стадии разработки проекта следует сформулировать основные задачи, которые должны быть в нем рассмотрены. Их решение определяется особенностями района, в котором находятся предполагаемые потребители электрической энергии, и свойствами самих потребителей. Поэтому в проекте приводятся основные данные, характеризующие район расположения потребителей электрической энергии, а также энергетические источники, местные электростанции и энергоресурсы.

Проектирование электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности. К задачам проектирования электрической сети относятся:

- разработка и обоснование решений по развитию сети;
- выбор конфигурации и параметров сети;
- выбор мощности, мест размещения и типа компенсирующих устройств;
- выбор способов и средств регулирования напряжения;
- определение очередности строительства сетевых объектов и необходимых капитальных затрат.

Основными необходимыми данными при проектировании развития электрической сети являются:

- взаимное расположение существующих и новых источников питания и пунктов потребления;
- схема и параметры существующей сети;
- значения наибольших активных нагрузок на шинах низшего напряжения подстанций и их коэффициент мощности;
- суточные графики активных нагрузок или значения наименьших нагрузок;
- динамика изменения нагрузок по годам.

Проект развития электрической сети обычно содержит следующие разделы:

- анализ существующей сети;
- определение электрических нагрузок и составление балансов активной и реактивной мощности;
- выбор расчетных режимов электростанций и подстанций;
- электрические расчеты различных режимов, обоснование номинального напряжения и схемы построения сети;

- составление баланса реактивных мощностей, выявление условий регулирования напряжения и обоснование точек размещения компенсирующих устройств;
- расчет токов короткого замыкания и установление требований к коммутационным аппаратам;
- стоимостные показатели и очередность развития сети.

Технико-экономическое обоснование решений, принимаемых при проектировании электрических систем, сводится к сопоставлению вариантов выполнения схем, проектов для системы в целом или для отдельных ее элементов. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимыми, т. е. позволять выполнять необходимую задачу при удовлетворении всех технических требований, установленных соответствующими нормами, обеспечивая при этом необходимую надежность. Они должны быть также экономически сопоставимыми, т. е. давать одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) и учитывать весь комплекс народнохозяйственных затрат, которые связаны с его достижением (с учетом затрат, вложенных в смежные звенья энергетики и сопряженные отрасли народного хозяйства). Варианты оцениваются и по показателям, которые сопоставимы с точки зрения полноты учета конкретных условий сооружения и эксплуатации объектов, уровня применяемых цен и тарифов, уровня техники строительных работ и т. д.

Ниже рассмотрены основные этапы разработки проекта электрической сети 10 кВ для электроснабжения населенного сельского пункта.

На основании данных аэрофотосъемки и по информации отдела статистики райсполкома определены количество, тип и местоположение потребителей. Для вновь строящихся объектов данная информация взята из проектно-сметной документации.

Расчетные нагрузки потребителей населенного пункта определены на основе вероятностных характеристик по справочной литературе.

Конфигурация схем электрической сети зависит от ряда факторов, таких как число потребителей, их размещения, категорийности, размещения опорных подстанций системы.

За основу модели системы принята модель В.К. Плюгачева [3]. На основании данной модели можно определить количество трансформаторных подстанций N :

$$N = \frac{W \cdot R^2}{T_{нб} \cdot S \cdot \cos \varphi \cdot k}, \quad (1)$$

где W – плотность потребления электроэнергии, кВт·ч/км²·год; $T_{нб}$ – число часов использования наибольшей нагрузки на потребительских подстанциях, ч; S – средняя мощность потребительских подстанций, установленных в районе электроснабжения, кВ·А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; R – радиус распределительной сети (вписанной в квадрат окружности), км; k – коэффициент загрузки трансформаторов.

Места установки ТП выбираются согласно нормам проектирования электрических сетей 0,38-10 кВ сельскохозяйственного назначения.

При проектировании развития электрической сети возникает задача выбора ее экономической конфигурации. В общем случае данная задача решается методами динамического программирования. Из-за трудоемкости методов динамического программирования и необходимости учета многих условий ограничения на прокладываемые трассы линий, выбор экономической конфигурации осуществили путем сравнением технико-экономических показателей.

Выбрали пять различных конфигураций сети удовлетворяющие нормами технологического проектирования, рассчитали для каждой, после выбора

потребительских трансформаторов и сечений проводников, технико-экономические показатели и определили оптимальную конфигурацию.

Выбор трансформаторов для каждого ТП произвели по условию минимальных относительных потерь электрической энергии. Полученные значения показывают, что минимум потерь энергии достигается при коэффициентах загрузки трансформаторов находящихся в пределах 1,51 - 2,46. При таком режиме работы повышается износ изоляции и снижается время эксплуатации трансформатора. Отсюда вывод, что для достижения минимальных потерь энергии на трансформаторах необходимо усиливать изоляцию, улучшать системы охлаждения и загружать трансформаторы до найденной оптимальной величины потерь энергии.

Выбор проводов для каждого варианта проектируемой сети производили по допустимым потерям напряжения. Выбор сечений проводников по допустимым потерям напряжения главным образом объясняется необходимостью обеспечения требуемых отклонений напряжений на зажимах электроприемников. Полученное значение сечения меньше допустимых по условию механической прочности согласно ПУЭ. Поэтому сечение приняты по условию механической прочности.

Для выбора выключателей питающей подстанции на стороне 10 кВ НН составлена схема сетевого района и определены параметры элементов схемы. Для полученной схемы составили однолинейную схему замещения, в которую вошли все источники питания, участвующие в питании места КЗ, и все элементы электроснабжения (трансформаторы, воздушные линии), расположенные между источниками и местом КЗ. В схему не войдут нагрузки, так как они удалены от места КЗ и практически не влияют в подпитки КЗ.

Электрический расчет выбранного варианта проектируемой сети производили с помощью программы EX10ST, разработанной на кафедре “Электрические системы и сети”.

Основным видом перенапряжений в сельских сетях, от которых следует защищать электроустановки, являются перенапряжения, вызываемые атмосферными явлениями, и в первую очередь грозой.

Для ВЛ напряжением 6-10 кВ на железобетонных опорах основным резервным мероприятием для повышения эксплуатационной надежности, предотвращающим перерывы в электроснабжении, является АПВ. Должны применяться устройства АПВ одно- и двукратного действия. В соответствии с требованиями ПУЭ должны быть заземлены на ВЛ напряжением 6-10 кВ железобетонные опоры. Сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ напряжением 6-10 кВ не должно превышать 30 Ом.

Для защиты распределительной электрической сети напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений применяются:

- ограничители перенапряжений нелинейные;
- разрядники длинно-искровые;
- разрядники вентильные и трубчатые;
- защитные искровые промежутки.

Литература

1. Электрические системы и сети: Учебник/ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Вышэйшая школа, 2003. – 475 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Издательство НИЦ ЭНАС, 320 с.; ил.
3. Лещинская Т.Б., Метельков А.А. Разработка методики планирования систем электроснабжения районов с малой плотностью нагрузок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: Агроконсалт, 2003. – 116 с.

УДК 621.311

Расчет установившегося режима энергетической системы комплексным методом Ньютона с использованием компьютерного пакета *MATLAB*

Козинец И.С.

Научный руководитель - Бампи Ю.С., Шиманская-Семенова Т.А.

Расчеты установившихся режимов являются основными при решении задач, связанных с проектированием и эксплуатацией электрических систем. Результаты этих расчетов используются при планировании режимов и оперативном управлении энергосистемами, а также служат базой для выполнения оптимизации, анализа устойчивости и надежности.

В настоящее время актуальность задач расчета установившихся режимов возросла вследствие создания автоматизированных систем диспетчерского и противоаварийного управления на базе электрических вычислительных машин.

Появились также новые задачи, связанные с определением пределов и запасов статической устойчивости. Необходимость решения этих задач непосредственно в цикле управления энергосистемой на основе информации, получаемой по каналам телемеханики, потребовала разработки новых методов расчета установившихся режимов в реальном масштабе времени.

В настоящее время информация о текущих значениях параметров режима собирается в различных точках энергосистемы и передается в диспетчерские центры с помощью телемеханических устройств. Эта информация, тем не менее, не является абсолютно достоверной, так как является неполной (охватить всю энергосистему телеизмерениями нецелесообразно по экономическим соображениям).

Тема работы представляет большой интерес для исследования, потому что в комплексной форме метод Ньютона еще нигде не использовался в связи с рядом трудностей. Во-первых, из-за того, что до недавнего времени расчеты выполнялись преимущественно вручную, а для меньшей трудоемкости ручных расчетов комплексные исходные данные разбивались на действительные и мнимые составляющие. Во-вторых, если все данные представлять в комплексном виде, то составленная система нелинейных уравнений, например, в виде баланса мощностей, будет иметь количество неизвестных большее, чем количество уравнений в системе. В-третьих, при нахождении матрицы частных производных возникает проблема: сопряженные комплексные переменные, например, искомые узловые напряжения, дифференцировать невозможно в соответствии с условием Коши-Римана.

Разработанная мною программа РУРЭС (расчет установившегося режима энергетической системы) основана на комплексном методе Ньютона. Алгоритм реализации комплексного метода Ньютона практически полностью идентичен обычному методу Ньютона. Нелинейные уравнения, описывающие режим, линеаризуются с помощью разложения в ряд Тейлора. Из ряда Тейлора берем два первых члена разложения:

$$f(U) \equiv f(U^{(0)}) + f'(U^{(0)})(U - U^{(0)}) = 0, \quad (1)$$

где $f'(U^{(0)}) = \left. \frac{\partial f}{\partial U} \right|_{U=U^{(0)}}$ - матрица частных производных, $U^{(0)}$ - это вектор-столбец

начальных приближений по напряжениям, U - это вектор-столбец комплексных напряжений.

Из уравнения 1 выведем уравнение для нахождения следующего приближения по напряжению и запишем его в общем виде:

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} - \left(\frac{\partial f}{\partial U} \Big|_{U=U^{(k)}} \right)^{-1} \cdot f(U^{(k)}). \quad (2)$$

В математическом отношении задача расчета установившегося режима сводится к решению больших систем нелинейных уравнений.

Для удобства работы с большими системами нелинейных уравнений введем матрицы. Для начала, составим систему уравнений для схемы из n узлов. Далее введем систему сопряженных уравнений. Сопряженная система уравнений вводится для того, чтобы количество неизвестных равнялось количеству уравнений в системе и для того, чтобы с помощью замены переменной избавиться от сопряженных комплексных переменных. После преобразований запишем уравнения в общем виде.

Общий вид для прямой системы уравнений (балансирующий узел 1):

$$\bar{U}_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j + \bar{Y}_{i1} \bar{U}_B \right) - \bar{S}_i = 0, \quad (3)$$

где $i = 2..n$, n - количество узлов в схеме замещения сети.

Общий вид для комплексно сопряженной системы уравнений:

$$U_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j + \bar{Y}_{i1} \bar{U}_B \right) - S_i = 0, \quad (4)$$

где $i = 2..n$, n - количество узлов в схеме замещения сети.

ТАБЛИЦА 1 – ПРЯМЫЕ И СОПРЯЖЕННЫЕ МАТРИЦЫ

ПРЯМЫЕ МАТРИЦЫ	СОПРЯЖЕННЫЕ МАТРИЦЫ
$U = \begin{pmatrix} U_2 \\ U_3 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix},$ $diag U = \begin{pmatrix} U_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & U_3 & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & U_n \end{pmatrix},$ $Y = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1j} \\ Y_{21} & Y_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ Y_{i1} & & & Y_{ij} \end{pmatrix},$ $Y_B = \begin{pmatrix} Y_{2B} \\ Y_{3B} \\ \vdots \\ Y_{iB} \end{pmatrix},$	$V = \begin{pmatrix} V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix},$ $diag V = \begin{pmatrix} V_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & V_3 & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & V_n \end{pmatrix},$ $\bar{Y} = \begin{pmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1j} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ \bar{Y}_{i1} & & & \bar{Y}_{ij} \end{pmatrix},$

$S = \begin{bmatrix} S_2 \\ S_3 \\ \vdots \\ S_n \end{bmatrix}$	$\bar{Y}_B = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{2B} \\ \bar{Y}_{3B} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{iB} \end{bmatrix},$ $\bar{S} = \begin{bmatrix} \bar{S}_2 \\ \bar{S}_3 \\ \vdots \\ \bar{S}_n \end{bmatrix}$
---	---

Переменную $V_i = \bar{U}_i$ вводим, чтобы обеспечить возможность дифференцирования уравнений (в соответствии с условием Коши-Римана сопряженные комплексные переменные дифференцировать невозможно). Тогда уравнения примут следующий вид:

$$\underline{V}_i \left(\sum_{j=2}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j + \underline{Y}_{iB} \underline{U}_B \right) - \underline{S}_i = 0, \quad (5)$$

$$\underline{U}_i \left(\sum_{j=2}^n \bar{Y}_{ij} \underline{V}_j + \bar{Y}_{iB} \underline{V}_B \right) - \underline{S}_i = 0. \quad (6)$$

Из матриц, записанных в таблице 1, составим блочное матричное уравнение:

$$f(U, V) = \begin{bmatrix} \text{diag} V & 0 \\ 0 & \text{diag} U \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} Y & 0 \\ 0 & \bar{Y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U \\ V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_B U_B \\ \bar{Y}_B V_B \end{bmatrix} \right\} - \begin{bmatrix} \bar{S} \\ S \end{bmatrix}. \quad (7)$$

В результате расчета установившегося режима с помощью программы РУРЭС в комплексном виде определяются: напряжения в узлах сети, потоки мощности в началах и концах линий, потери мощности в линиях и суммарные, токи в линиях электропередачи и трансформаторах.

Так как расчет установившегося режима выполнялся на ЭВМ, то удобной формой записи исходных, промежуточных и расчетных данных были матрицы. Именно поэтому работа выполнена с помощью компьютерного пакета Matlab. Компьютерный пакет Matlab в настоящее время является одним из наиболее мощных инструментов для решения большого круга математических и физических задач. Одним из плюсов компьютерного пакета Matlab является то, что этот пакет воспринимает любые входные данные как матрицы и обладает большим набором инструментов для работы с ними.

Следует отметить, что после некоторой доработки, программа РУРЭС может использоваться службами режимов и соответствующими отделами в проектных организациях. На данный момент программа не является коммерческой, а представляет собой учебную тестовую версию.

Литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Половко А.М., Бутусов П.Н. Matlab для студента. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 320 с.
3. Сивохин А.В., Мещеряков Б.К. Решение задач оптимального управления с использованием математической системы MATLAB и пакета имитационного моделирования SIMULINK. Лабораторный практикум по основам теории управления. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. Ун-та, 2006. – 263 с.
4. Лазарев Ю.Ф. Начала программирования в среде Matlab: учебное пособие. – К.: НТУУ «КПИ», 2003. – 424 с.
5. Гаспарян О.Н. Matlab: Учебное пособие. – Государственный инженерный университет Армении, 2005. – 143 с.

6. Медведева С.Н. Математические задачи в энергетике: Учебное пособие. – Пензенский Государственный университет.- 45 с.
7. Аюев Б.И. Моделирование и анализ установившихся режимов работы электрических систем.- 39 с.

УДК 621.311

Плавка льда на линиях электропередач

Парепко С.В.

Научный руководитель - Мышковец Е.В.

В последнее время гололёд на высоковольтных линиях стал возникать всё чаще. При небольшом морозе, в условиях мягкой зимы, на проводах оседают капельки тумана или дождя, покрывая их плотной ледяной коркой весом несколько тонн на длине километр. В результате провода могут порваться, а опоры линий электропередач сломаться. Готовиться к этому нужно заранее.

Гололёд – плотная ледяная корка, образуется при намерзании переохлаждённых капель дождя, мороси или тумана при температуре от 0 до -5°C на поверхности земли и различных предметов, в том числе проводах высоковольтных линий электропередач. Толщина гололёда на них может достигать 60—70 мм, существенно утяжеляя провода. На территории Беларуси выделяют 3 района по гололеду: 1,2 и 3 – с нормативной толщиной стенки голеледа соответственно 10, 15 и 20 мм.

Традиционные методы плавки гололеда. Ледяную корку на высоковольтных линиях ликвидируют, нагревая провода постоянным или переменным током частотой 50 Гц до температуры $100\text{—}130^{\circ}\text{C}$. Сделать это проще всего, замкнув накоротко два или три провода (при этом от сети приходится отключать всех потребителей).

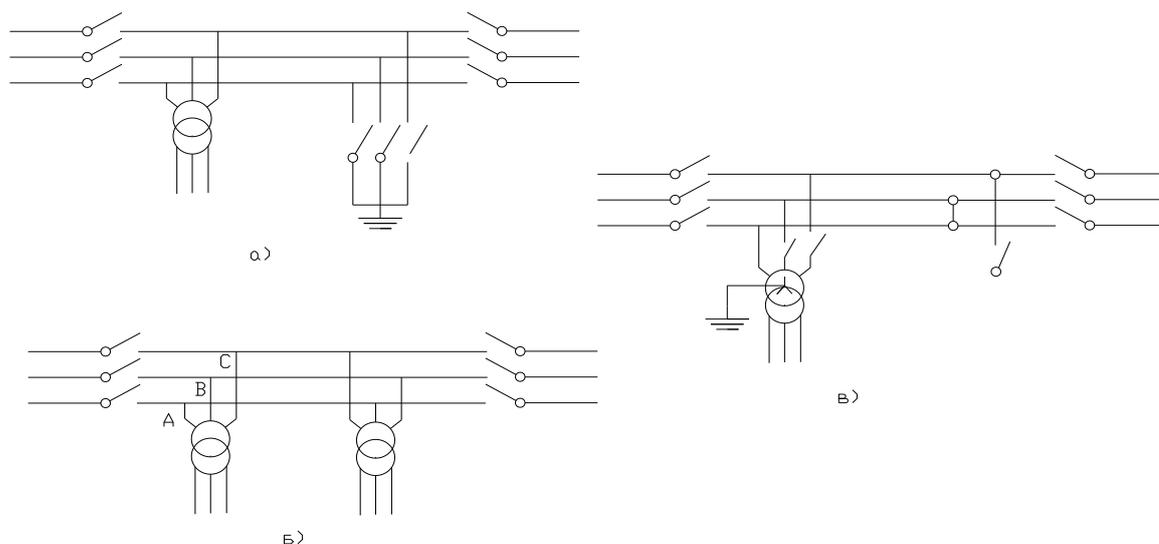


Рисунок 1

Наиболее простой и удобный способ – метод трехфазного короткозамыкания в конце линии (рисунок 1а). Здесь плавка производится сразу на 3 фазах. Ток плавки соответственно равен:

$$I = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_0 \cdot l},$$

где U – линейное напряжение плавки гололеда; z_0 – полное сопротивление 1 км линии; l – длина линии.

В свою очередь:

$$z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2},$$

где r_0 , x_0 - активное и индуктивное сопротивление 1 км линии.

По способу двухфазного короткого замыкания в конце линии плавка производится сначала на 2 фазах, а затем на третьей в сочетании с одним из освободившихся проводов.

Для этого случая

$$I = \frac{U}{2 \cdot z_0 \cdot l}.$$

Схема, представленная на рисунке 1б, применяется, когда имеющееся напряжение велико для плавки по методу трехфазного короткого замыкания:

$$I = \frac{U_{\phi}}{Z},$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение источника плавки; Z - полное сопротивление пути тока плавки.

$$z_0 = \sqrt{(3r_0 \cdot l + 2R_z + R_{зем} \cdot l)^2 + (3x_0 \cdot l)^2},$$

где R_z - активное сопротивление заземления; $R_{зем}$ - активное сопротивление земли, принимается равным 0,05 Ом/км.

В случае, если ток плавки в схеме трехфазного короткого замыкания оказывается недостаточным, то применяется встречное включение фаз. Здесь на одном конце линии провода присоединяются к фазам А,В,С, а на другом - к фазам В,С,А (Рисунок 1в). Тогда ток плавки оказывается в $\sqrt{3}$ раз больше, чем при трехфазном коротком замыкании.

На линиях с проводами больших сечений применяется плавка гололеда постоянным током. В этом случае применяется схема рисунок 1б, где вместо трансформатора используется источник постоянного тока.

Для провода марки АС-185/43 километровой длины индуктивное сопротивление в 2,5 раза превышает значение активного сопротивления. По этой причине большую выгоду представляет собой плавка льда при помощи постоянного тока, но с другой стороны мощные высоковольтные выпрямители приводят к значительному удорожанию установки.

Таким образом, плавка гололеда током — довольно неудобное, сложное, опасное и дорогостоящее мероприятие. Кроме того, очищенные провода вновь обрастают льдом, который требуется плавить снова и снова.

Скин-эффект (поверхностный эффект) — эффект затухания электромагнитных волн по мере их проникновения в глубь проводящей среды. В результате этого эффекта, переменный ток, при протекании по проводнику распределяется не равномерно по сечению, а преимущественно в поверхностном слое. При пропускании тока частотой свыше 10 Гц по сечению проводника, его сопротивление возрастает в сотни раз.

Глубина слоя проводника, в котором напряженность электрического поля уменьшается в e раз, называется глубиной скин-слоя.

Q- потери складываются из потерь на нагревание проводника, окружающей среды и льда до температуры плавления.

Примем, что тепло теряется через единичную площадь проводника одинаково во всех направлениях и лед тает равномерно по всей окружности, но на практике достаточно растопить верхнюю кромку гололеда на линии, которая всегда тоньше остальной части льда на линии, а остальная часть ледяного образования упадет на землю под действием силы тяжести. Для сравнения эффективности плавки льда токами

различной частоты эти потери теплоты примем пропорциональными полным затратам энергии.(50%)

Сравнение активных сопротивлений линии и энергии, требуемой для плавки льда, приведено в таблицу 1.

Таблица 1

Марка провода	Расчетная теплота	Активное сопротивление			Требуемая энергия		
		50Гц	1МГц	100МГц	50Гц	1МГц	100МГц
	МДж	Ом	Ом	Ом	МДж	МДж	МДж
АС150/24	0.161	0.198	6253	62530	171.76	1.933	0.611
АС240/32	0.203	0.121	4950	49500	493.88	4.884	1.544
АС400/51	0.259	0.075	3888	38880	1608.7	14.131	4.468

Выводы

1. При повышении частоты до 1 и 100МГц активное сопротивление возрастает в десятки и даже сотни тысяч раз, а энергия, необходимая для того, чтобы расплавить лед сокращается в 100 и 400 раз соответственно.

2. Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°С, не дожидаясь образования плотного льда. Таким образом, скин-эффект позволяет не допускать появления гололёда на проводах.

3. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал к ним не проникнет, так как перед потребителями можно поставить высокочастотные фильтры. Однако в этом случае происходит удорожание сети на стоимость радиопередатчика(~5 млн. бел. руб.).

4. Поскольку провода можно нагревать всего на 10—20°С, то по сравнению с плавкой, требующей нагрева проводов до 100—130°С, значительно уменьшается расход электроэнергии.

5. Так как сопротивление проводов токам высокой частоты по сравнению с промышленной (50 Гц) резко возрастает, коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую оказывается велик. Это в свою очередь приводит к снижению требуемой мощности.

Литература

1. Дьяков А. Ф., Засыпкин А. С., Левченко И. И. Предотвращение и ликвидация гололедных аварий в электрических сетях. — Пятигорск: Изд-во РП «Южэнерготехнадзор», 2000.
2. Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Сацук Е. И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
3. Рудакова Р. М., Вавилова И. В., Голубков И. Е. Борьба с гололёдом в электросетевых предприятиях. — Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 1995.
4. Журнал «Наука и жизнь», №8 – 2008, стр. 116-119.

УДК 621.311

Схемы и режимы электрических сетей промышленного энергоузла

Питаленко Е.В.

Научный руководитель - ФЕДИН В.Т., профессор, к.т.н.

Выполнен анализ существующей и перспективной схем и возможных режимов электрических сетей Полоцкого энергоузла. Рассмотрена структура существующей схемы сети, построены графики нагрузки для энергоузла, разработан вариант перспективной схемы сети Полоцкого энергоузла, рассмотрены и проанализированы возможные режимы работы существующей схемы и перспективной схем сетей. Оценена надежность электроснабжения энергоузла, произведена технико-экономическая оценка схем и режимов электрической сетей энергоузла, сделана экологическая оценка энергетических объектов энергоузла.

Полоцкий энергоузел является одним из сложных узлов энергосистемы с точки зрения обеспечения непрерывного электроснабжения и требуемого качества передаваемой тепловой и электрической энергии. Основными потребителями являются такие промышленные предприятия как ОАО «Нафтан», ОАО «Полимир», ОАО «Полоцк-Стекловолокно», РУП «Новополоцкий завод белково-витаминных концентратов», НРУПТН «Дружба», которые имеют электроприемники первой категории и непрерывные технологические процессы производства. Электроснабжение таких предприятий осложнено тем, что перерыв питания на несколько секунд или даже на десятки доли секунды ведет к нарушению технологического процесса и остановке производства, что означает в лучшем случае длительный (на часы) перерыв в работе предприятия, в худшем - происходит повреждение оборудования, брак продукции, возникает угроза для окружающей среды, предприятие несет большие убытки [1].

Полоцкий энергоузел имеет следующую структуру: основными источниками являются Лукомольская ГРЭС-20, Новополоцкая ТЭЦ, Полоцкая ТЭЦ, Лукомольская детандер-генераторная установка и четыре ГЭС. Питание потребителей г. Новополоцка осуществляется по двум кольцам 110кВ: Западному и Восточному. Кольца организованы путем деления Новополоцкой ТЭЦ и секционированием шин 110 кВ ПС «Полоцк-330» и ПС «Полоцк-Районная». Наличие двух колец обеспечивает высокую степень надежности электроснабжения основных потребителей. Питание потребителей промзоны г. Новополоцка осуществляется как от шин генераторного напряжения 6 кВ Новополоцкой ТЭЦ и КГТУ «Нафтан», так и по сети 110 кВ.

Для существующей схемы электрической сети Полоцкого энергоузла были построены суточные графики нагрузок для характерных дней года по данным ведомостей о величинах генерирующих мощностей основными источниками и о перетоках мощности по межобластным и межсистемным линиям связи. Установлено, что изменение нагрузки в течение суток незначительное, так как основные потребители – это промышленные предприятия с непрерывными процессами производства.

В соответствии с государственным планом развития г. Новополоцка, развитием других предприятий и потребителей был разработан вариант перспективной схемы сети.

Оценена надежность энергетического объекта, в роли которого выступала подстанция 330 кВ «Полоцк-330». Схема открытого распределительного устройства 330 кВ является нестандартной. Выявлен основной ее недостаток – при выведенной в ремонт сборке автотрансформатора АТ1 и аварийно отключившейся сборке автотрансформатора АТ2 погашается вся подстанция, и питание потребителей энергоузла осуществляется по линиям 110 кВ, что сопровождается перегрузкой линий и

недопустимой посадкой напряжения у потребителей. Путем добавления в схему одного выключателя и сборной системы шин можно перейти к стандартной схеме «3/2 выключателя на присоединение», в которой указанный недостаток отсутствует. Оценка надежности производилась по программе «ТОPAS» по критерию минимума по частоте и длительности отказов каждой из отходящих линий, числу конъюнкций и суммарному недоотпуску с шин подстанции [2]. Результаты расчетов свидетельствуют о равнонадежности двух схем подстанций, поэтому изменение схемы на стандартную не оправдано.

Для существующей и перспективной схем сети были произведены электрические расчеты основных режимов по программе «RASTR-Win» [3]. Расчетная схема сети включала в себя не только энергоузел, но и связи его с другими областями и энергосистемами. Были рассчитаны режимы наибольших, наименьших нагрузок, ремонтный режим – отключение одной воздушной линии и послеаварийные режимы – аварийное отключение одной линии при выводе в ремонт другой, отключение подстанции 330 кВ «Полоцк-330». Для каждого режима были определены суммарные генерирующие и потребляемые мощности по энергоузлу и по расчетной схеме в целом, потери мощности и напряжения в абсолютных и относительных единицах, токовые загрузки линий, трансформаторов и токоограничивающих реакторов на ГРУ Новополоцкой ТЭЦ. Результаты расчета режимов показали, что напряжения в узлах сети на высшей стороне позволяют путем встречного регулирования напряжения обеспечить его на низшей стороне в допустимых пределах. Токовая загрузка линий по отношению к площади сечения не превышает значения нормативной загрузки линий, равной $1,1 \text{ А/мм}^2$, максимальная токовая загрузка трансформаторов составляет 50%, загрузка токоограничивающих реакторов не превышает допустимые пределы. Потери активной мощности не превышают 5%.

Произведена подробная экологическая оценка влияния линий электропередачи и ТЭЦ на окружающую среду по методике [4]. Факторами влияния служили: воздействие электрического и магнитного поля, отчуждение земель, акустический шум, радиопомехи, выбросы вредных веществ в атмосферу, эстетическое воздействие на окружающую среду. Установлено, что все рассмотренные количественные показатели этих факторов (максимальная напряженность электрического поля на проводах, величина тока, стекающего с проводящего изолированного объекта при прикосновении человека к нему, плотность тока, индуцированного в теле человека электрическим полем с напряженностью E , уровень шума при дожде на расстоянии 100 м от крайней фазы, напряженность магнитного поля на расстоянии 1,8 м от уровня земли, плотностью тока, наведенного в тканях под воздействием магнитного поля, выбросы вредных веществ в атмосферу) не превышают допустимых величин.

В целом можно сделать вывод о том, что существующие электрические сети Полоцкого энергоузла являются надежными и соответствуют всем требованиям. Электрические сети имеют запас по пропускной способности, что говорит о возможности подключения новых нагрузок в перспективе.

Литература

- 1 Гуревич Ю.Е. Неотложные задачи надежности электроснабжения промышленных потребителей // Электричество. - 2005. - №1. – С.4-8.
- 2 Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах: Учебное пособие / А.К. Кузнецов, В.В. Смирнов, А.Ю. Петров, Ю.М. Шаргин. – СПб.: С-Пб гос. тех. ун., 1992. – 88 с.
- 3 Справочное пособие по программе «RastrWin» / В. Г. Неуймин. - Екатеринбург: «Автоматизированные электрические системы» УГТУ-УПИ, 2006.
- 4 Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие по дисциплинам «Электропередачи» и «Экология энергетики» / В.Т. Федин, А.В. Корольков. - Мн.: УП «Технопринт», 2002г. – 104 с.: ил.

УДК 621.311

Применение накопителей электрической энергии для испытания кабельной продукции на термическую и электродинамическую стойкость

Олексюк И.В.

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

В энергосистеме, для проведения испытаний в области физики, а также для различных других испытательных установок требуются импульсные источники питания. Для решения этих задач могут применяться различного рода накопители энергии, которые способны в течение небольшого отрезка времени выдавать достаточно большой запас электроэнергии.

При выборе импульсного источника тока следует уделять внимание различного рода требованиям:

- по габаритным размерам;
- отсутствию шума;
- удобству эксплуатации;
- надежности.

Установке для испытания кабельной продукции на термическую и электродинамическую стойкость необходим компактный источник тока, способный обеспечивать величину тока 40 кА в течение времени 1 с. По возможности данный источник питания не должен содержать движущихся частей для обеспечения повышенной надежности.

Целью исследования является выбор на основании имеющихся данных наиболее подходящего для испытательной лабораторной установки накопителя электроэнергии.

Известны следующие накопители механической и электрической энергии: емкостные, индуктивные, ударные, взрывные.

Емкостные накопители энергии (ЕНЭ) используются в физических экспериментах благодаря ряду достоинств:

- малому внутреннему сопротивлению (менее 10^{-3} Ом);
- малой индуктивности (до 10^{-9} Гн).

Это позволяет обеспечить малое время разряда (10^{-4} – 10^{-8} с), высокую эффективную передачу энергии в нагрузку, возможность достижения рекордных значений мощности (до 1013 Вт) и скорости нарастания тока (1013 А/с). Емкостные накопители не имеют движущихся элементов, просты в обслуживании, имеют модульный принцип исполнения, который позволяет отключать и заменять элементы при повреждениях. Недостатком ЕНЭ является низкая плотность энергии по сравнению с другими накопителями энергии (0,1-0,5 МДж/м³), поэтому емкостные накопители с энергией 10^6 – 10^7 Дж представляют собой крупные сооружения, занимающие залы и здания. Традиционной является конструкция в виде однотипных конденсаторов, соединенных в разряде параллельно (генератор импульсных токов) или последовательно (генератор импульсных напряжений).

Генераторы импульсных токов на основе индуктивных накопителей представляют собой индуктивные накопители энергии с размыкателями тока. Накопление энергии происходит при разрядке катушки индуктивности от источника постоянного тока. Плотность энергии магнитного поля, запасаемой в индуктивных накопителях, на 2 порядка выше, чем плотность энергии электрического поля, запасаемая в конденсаторах. При энергиях 10^6 Дж индуктивные накопители становятся экономически более выгодными, чем емкостные. Разработанные в настоящее время

индуктивные накопители с обычными катушками имеют энергию порядка 10^7 Дж и используются в качестве импульсных токов для питания мощных ускорителей, импульсной зарядке конденсаторов и формирующих линий. Достоинствами индуктивных накопителей являются: простота и статичность конструкции, хорошие энергетические и массогабаритные показатели, возможность запитки от низковольтных нерегулируемых источников, высокая надежность. К недостаткам можно отнести необходимость использования быстродействующих силовых коммутаторов, большие электродинамические усилия в активной зоне и соответственно наличие прочностных элементов, усложненные системы охлаждения, а также необходимость использования сверхпроводящих катушек при конструировании накопителей с предельными энергиями.

Для индуктивных накопителей время разряда зависит в большей степени от сопротивления нагрузки, поэтому может находиться в широких пределах. Обычно время разряда во много раз меньше времени заряда, благодаря чему мощность индуктивного накопителя при разряде существенно больше мощности зарядного цикла.

Максимальный ток и максимальная мощность такого накопителя будут зависеть от времени разрядного цикла.

Ударные генераторы – это электрические машины, работающие в импульсном режиме. Накопление энергии в маховых массах производится при сравнительно небольшой мощности приводного двигателя. Так, ударный генератор, имеющий в импульсе мощность около 10^6 кВт·А, разгоняется двигателем мощностью около 10^3 кВт.

Затем включается возбуждение генератора, и к нагрузке поступает электрическая энергия, вырабатываемая при торможении ротора электродинамическими силами. Накапливаемые энергии в ударных генераторах приближаются к $6 \cdot 10^9$ Дж, максимальные токи достигают нескольких сотен килоампер при длительности ($10^{-1} - 1$) с. Механические накопители с генераторами переменного тока напряжением 10-20кВ применяются для испытания выключателей высокого напряжения на способность отключать токи короткого замыкания в сети. Для повышения напряжения до 220кВ используются силовые трансформаторы. Механические накопители с генераторами постоянного тока получили название униполярных. Перспективной областью применения таких генераторов является техника получения сильных магнитных полей. Такие генераторы могут обеспечить высокую удельную энергию ($97,5 \cdot 10^6$ Дж/м³), однако низкое напряжение и сложность токосъема ограничивают их применение.

Взрывные генераторы, называемые также магнитокумулятивными, основаны на принципе сжатия импульсного магнитного поля с помощью энергии взрывчатых веществ. Такого типа генераторы имеют высокую удельную энергию (10-100 МДж/м³), что обуславливает возможность их практического применения в импульсной энергетике, физике плазмы, лазерной физике, в ускорительной и СВЧ - технике. Максимальные энергетические характеристики взрывного генератора: ток 920 кА, мощность около $6 \cdot 10^8$ Вт, энергия 37 кДж. КПД преобразования энергии взрывчатого вещества в электрическую около 5%.

Используются также комбинированные накопители электроэнергии, в частности емкостно-кинетический накопитель. Здесь конденсаторная батарея, собранная из последовательно-параллельно включенных импульсных конденсаторов сверхвысокой энергоемкости, конструктивно закреплена на маховике на его периферии, выводы батареи соответствующей полярности подключены к контактными кольцам, установленным на валу маховика и оснащенным щеточно-контактным аппаратом для включения в силовую цепь электрической машины.

В табл. 1 приведены основные характеристики рассматриваемых типов накопителей энергии.

При выборе конкретного проектного решения в общем случае можно использовать многокритериальный подход, подробно описанный в [4], но при выборе источника импульсного тока для лаборатории по сертификации кабельной продукции достаточно проанализировать параметры вышеперечисленных накопителей.

Таблица 1. – Параметры различных типов накопителей электроэнергии

Тип накопителя	Наименования параметров					
	Максимальный ток, МА	Длительность импульса, с	Максимальная запасаемая энергия, МДж	Удельная энергия, МДж/м ³	Максимальная мощность, МВт	Наличие движущихся частей
Емкостный	310	10 ⁻⁸ -10 ⁻⁴	10	0,1-0,5	-	нет
Индуктивный	-	-	более 10	10-50	-	нет
Ударный	0,2	0,1-1	6000	97,5	800	есть
Взрывной	0,92	6·10 ⁻⁵	0,037	10-100	600	нет

Важным фактором при выборе импульсного источника питания являются его габариты, поэтому в тех случаях, когда требуется мощный источник импульсной энергии и требуются небольшие его размеры, емкостный накопитель применять нецелесообразно. Для лабораторной установки необходим источник питания небольшого размера, поэтому емкостный накопитель энергии не подходит.

Взрывной накопитель имеет малое время и малую энергию импульса, что препятствует использованию для испытания кабельной продукции.

Из рассмотренных выше типов накопителей, наиболее целесообразным было бы использование источника тока на основе индуктивного накопителя, но необходимо рассмотреть два условия, при которых проводятся испытания:

1. при номинальном напряжении;
2. при пониженном напряжении.

Если проводить испытания при номинальном напряжении, то для кабелей напряжением 10 кВ необходим источник питания мощностью 400 МВт, а энергия импульса должна быть не ниже 400 МДж. Импульс с такой энергией может быть получен только с использованием ударного генератора, который при работе будет создавать некоторый шум, в связи с наличием движущихся частей.

Если проводить испытания при пониженном напряжении (несколько сотен вольт), то наилучшим источником тока будет индуктивный накопитель, удовлетворяющий всем требованиям, предъявляемым к импульсным источникам питания лабораторной испытательной установки.

Как видно из вышеизложенного материала, для решения поставленной задачи можно применить не один тип накопителя электроэнергии, а несколько. Выбор зависит от условий проведения испытаний.

Литература

1. Накопители энергии: Учеб. пособие для вузов/Д.А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 400с.: ил.

2. Мощная импульсная энергетика: Учеб. пособие/М.Т. Пичугина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 98 с.
3. Российский национальный симпозиум по энергетике, 10-14 сентября 2001: Материалы докладов. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2001 – Т.П.
4. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие/Г.А. Фадеева, В.Т. Федин. – Мн.: Высшая школа, 2009. – 365 с.

УДК 621.311

Математическая модель синхронной машины в фазных координатах

Кунцевич А. И.

Научный руководитель – Золотой А.А., к.т.н., доцент

В основу математического анализа явлений в синхронной машине, положено допущение о линейной зависимости между потокосцеплениями контуров и протекающими в них токами. В синхронных машинах с четырьмя контурами a, b, c и r из которых три первых являются контурами фазных обмоток, а последний – продольным контуром ротора, потокосцепления контуров

$$\Psi_a, \Psi_b, \Psi_c, \Psi_r$$

будут связаны с токами в них

$$i_a, i_b, i_c, i_r$$

линейными выражениями вида:

$$\left. \begin{aligned} \Psi_a &= L_a i_a + L_{ab} i_b + L_{ac} i_c + L_{ar} i_r; \\ \Psi_b &= L_{ba} i_a + L_b i_b + L_{bc} i_c + L_{br} i_r; \\ \Psi_c &= L_{ca} i_a + L_{cb} i_b + L_c i_c + L_{cr} i_r; \\ \Psi_r &= L_{ra} i_a + L_{rb} i_b + L_{rc} i_c + L_r i_r. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Представим систему (1) в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \\ \Psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & L_{ab} & L_{ac} & L_{ar} \\ L_{ba} & L_b & L_{bc} & L_{br} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_c & L_{cr} \\ L_{ra} & L_{rb} & L_{rc} & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_r \end{bmatrix}, \quad (2)$$

или сокращенно

$$[\Psi] = [L] \cdot [i]. \quad (3)$$

В неявнополюсных синхронных машинах с цилиндрическим ротором и равномерно распределенными на его окружности пазами для обмотки возбуждения конфигурация ферромагнитных масс при вращении ротора остается неизменной. В таких машинах коэффициенты L самоиндукции и взаимной индукции фазных обмоток постоянны. В явнополюсных синхронных машинах при изменении положения ротора картина магнитного поля каждой фазы статора изменяется.

Разложим периодические коэффициенты самоиндукции фазных обмоток L в ряд Фурье до членов третьего порядка. Коэффициенты самоиндукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины после их разложения в ряд Фурье будут иметь следующий вид:

$$L_a = l_0 + l_2 \cos 2\gamma; \quad (4)$$

$$L_b = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma - 2\pi/3); \quad (5)$$

$$L_c = l_0 + l_2 \cos 2(\gamma + 2\pi/3), \quad (6)$$

где γ – угол, составляемый продольной осью ротора с неподвижной магнитной осью фазы a статора.

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины представляются в виде:

$$L_{ab} = L_{ba} = m_0 + m_2 \cos(2\gamma - 2\pi/3); \quad (7)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = m_0 + m_2 \cos(2\gamma + 2\pi/3); \quad (8)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = m_0 + m_2 \cos 2\gamma. \quad (9)$$

Вместо постоянных величин l_0 , l_2 , m_0 , m_2 удобно использовать связанные с ними величины углов γ при продольном $\gamma = 0$ и поперечном $\gamma = \pi/2$ положениях ротора.

Тогда выражения для коэффициентов самоиндукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины преобразуются к виду:

$$L_a = l_d \cos^2 \gamma + l_q \sin^2 \gamma; \quad (10)$$

$$L_b = l_d \cos^2(\gamma - 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma - 2\pi/3); \quad (11)$$

$$L_c = l_d \cos^2(\gamma + 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma + 2\pi/3), \quad (12)$$

где $l_d = l_0 + l_2$, $l_q = l_0 - l_2$.

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток явнополюсной синхронной машины примут следующий вид:

$$L_{ab} = L_{ba} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma - 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma - 2\pi/3)); \quad (13)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma + 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma + 2\pi/3)); \quad (14)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -2(m_d \cos^2 \gamma + m_q \sin^2 \gamma) + 3/2(m_d + m_q), \quad (15)$$

где $m_d = m_0 - m_2/2$; $m_q = m_0 + m_2/2$.

Так как условие синусоидальности на холостом ходу выполняется с большой точностью, можно записать выражения для коэффициентов взаимной индукции контура возбуждения с контурами фаз:

$$L_{ar} = L_{ra} = m_1 \cos \gamma; \quad (16)$$

$$L_{br} = L_{rb} = m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3); \quad (17)$$

$$L_{cr} = L_{rc} = m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3). \quad (18)$$

Коэффициент самоиндукции контура возбуждения является постоянной величиной, так как распределение ферромагнитных масс в окрестности контура возбуждения синхронных машин не зависит от положения ротора и выполняется равенство:

$$L_r = l_r = T_{d0} r_r, \quad (19)$$

где T_{d0} – постоянная времени ротора; r_r – активное сопротивление ротора.

Для неявнополюсных синхронных машин выполняются следующие равенства:

$$\left. \begin{aligned} l_d &= l_q; \\ m_d &= m_q. \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Коэффициенты самоиндукции фазных обмоток для неявнополюсных синхронных машин рассчитываются по формулам:

$$L_a = l_d \cos^2 \gamma + l_q \sin^2 \gamma = l_d; \quad (21)$$

$$L_b = l_d \cos^2(\gamma - 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma - 2\pi/3) = l_d; \quad (22)$$

$$L_c = l_d \cos^2(\gamma + 2\pi/3) + l_q \sin^2(\gamma + 2\pi/3) = l_d. \quad (23)$$

Коэффициенты взаимной индукции фазных обмоток для неявнополюсных синхронных машин можно вычислить по выражениям:

$$L_{ab} = L_{ba} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma - 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma - 2\pi/3)) = m_d; \quad (24)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -2(m_d \cos \gamma \cos(\gamma + 2\pi/3) + m_q \sin \gamma \sin(\gamma + 2\pi/3)) = m_d; \quad (25)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -2(m_d \cos^2 \gamma + m_q \sin^2 \gamma) + 3/2(m_d + m_q) = m_d. \quad (26)$$

Учитывая (21) – (26) элементы матрицы $[L]$ можно определить по формулам:

$$[L] = \begin{bmatrix} l_d & m_d & m_d & m_1 \cos \gamma \\ m_d & l_d & m_d & m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3) \\ m_d & m_d & l_d & m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3) \\ m_1 \cos \gamma & m_1 \cos(\gamma - 2\pi/3) & m_1 \cos(\gamma + 2\pi/3) & l_r \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Запишем уравнения второго закона Кирхгофа для контуров синхронной машины:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\psi_a}{dt} + ri_a + u_a &= 0; \\ \frac{d\psi_b}{dt} + ri_b + u_b &= 0; \\ \frac{d\psi_c}{dt} + ri_c + u_c &= 0; \\ \frac{d\psi_r}{dt} + r_r i_r - e_r &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

Уравнения второго закона Кирхгофа можно представить матричной форме:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \\ \psi_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} r & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \\ -u_r \end{bmatrix} = 0 \quad (29)$$

или в компактной форме:

$$[y]' + [r] \cdot [i] + [u] = 0. \quad (30)$$

Преобразуем систему уравнений (30) к форме Коши:

$$\begin{aligned} ([L] \cdot [i])' + [r] \cdot [i] + [u] &= 0; \\ [L]' \cdot [i] + [L] \cdot [i]' + [r] \cdot [i] + [u] &= 0; \\ [i]' &= -[L]^{-1} \left([L]' \cdot [i] + [r] \cdot [i] + [u] \right). \end{aligned}$$

Выполненные данным способом расчеты установившегося и короткого переходного режимов синхронной машины показали, что из-за нелинейных периодических функций переменной γ матрица $[L]$ плохо обусловлена. Необходимость обращения плохо обусловленной матрицы $[L]$ на каждом шаге интегрирования значительно усложняет решение, требуя применения специальных алгоритмов, что увеличивает время решения задачи. Поэтому, использование фазных координат для моделирования синхронной машины в практических расчётах оказалось менее удобным, чем применение вращающихся координат $d, q, 0$.

Литература

1. Горев А. А. Переходные процессы синхронной машины. – Л.: Наука, 1985. – 502 с.

УДК 621.321

Электромагнитная совместимость устройств в электрических сетях

Криксин П.В.

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

Необходимость осуществления качественного и бесперебойного электроснабжения вынуждает электротехников искать новые пути в совершенствовании процесса генерации, передачи, распределении и потреблении электроэнергии. Одним из значительных достижений в этой области является применение автоматических и автоматизированных систем технологического управления (далее – АСТУ). Устройства АСТУ участвуют во всех стадиях электроэнергетического процесса и играют важнейшую роль в обеспечении надежного и качественного электроснабжения, к таким устройствам относят системы РЗА, АСДУ, АРН, АРЧМ, ПА, АСУТП и другие.

Ранее устройства АСТУ реализовались, в основном, на электромеханических реле. Высокий уровень помехоустойчивости, слабая реакция на внешние возмущения и высокий уровень используемых сигналов позволяли применять электромеханические реле даже в крайне неблагоприятных с электрической точки зрения условиях. Современные устройства АСТУ реализуются на микропроцессорной базе и в связи с этим обладают рядом достоинств перед своими предшественниками. Микропроцессорные устройства более компактны, в них легче реализовать требуемую логику, функции телемеханики и телеуправления, конфигурация микропроцессорного устройства поддается кодировки и программированию. В ряде случаев в одном таком устройстве реализуют функции управления и сигнализации. Преимущества микропроцессорный устройств перед электромеханическими очевидны, однако низкий уровень используемого сигнала и высокая степень зависимости микропроцессорных устройств от окружающей электромагнитной обстановки потребовали решения новой проблемы – проблемы электромагнитной совместимости.

Электромагнитной совместимостью технических средств (ЭМС ТС) называют способность технических средств функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать при этом недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам [1]. Электромагнитной обстановкой (ЭМО) называют совокупность электромагнитных явлений и (или) процессов в данной области пространства и (или) данной проводящей среде в частотном и временном диапазонах [2]. В качестве электромагнитной помехи может выступать любое электромагнитное явление, которое может ухудшить работу технических средств или неблагоприятно повлиять на живую или неживую материю [3].

Характерной особенностью проблемы ЭМС является её неопределенность, которая возникает в результате огромного множества влияющих факторов:

- геомагнитное влияние;
- магнитные поля, возникающие при ударах молнии, коротких замыканиях и в режиме нормальной работы электросетевого оборудования;
- электрические поля, возникающие при ударах молнии, коротких замыканиях и процессах коммутации высоковольтными аппаратами;
- взаимное влияние проводников и электротехнических устройств;
- разряды статического электричества;
- перенапряжения, вызываемые ударами молнии, токами короткого замыкания, коммутациями;

- гармоника, искажения синусоиды, дисбаланс и прочие виды помех во вторичных цепях электросетевого объекта.

Как правило, рассматривать все виды влияний нецелесообразно. Нецелесообразность диктуется, прежде всего, экономическими соображениями, поэтому на первом этапе рассмотрения проблемы ЭМС определяют область исследования. Она выбирается исходя из набора помех, которые будут воздействовать на исследуемый прибор наиболее вероятно, и уровень воздействия которых наиболее опасен для данного типа приборов. Самостоятельно определить набор исследуемых помех достаточно трудно, поэтому необходимо использовать рекомендациями соответствующих нормативных документов, например, МЭК 61000-6-5:2001 «Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях» и МЭК 61000-2-5:95 «Электромагнитная обстановка. Классификация электромагнитных помех в местах размещения технических средств».

После того установления набора исследуемых параметров необходимо определиться с методом исследования. В общем случае параметры электромагнитной совместимости могут исследоваться посредством

- непосредственного измерения помехи;
- расчета и компьютерного моделирования;
- имитационного моделирования влияющего процесса.

Непосредственное измерение помех проводят во время нормальной работы электрооборудования. Таким образом, можно определить напряженности магнитного и электрического полей, помехи, возникающие при коммутациях, параметры качества электроэнергии, уровень разрядов статического электричества.

Расчет и компьютерное моделирование позволяют изучить влияния токов молнии, токов короткого замыкания и помех, возникающих при коммутационных переключениях в высоковольтной части энергообъекта. По результатам расчета можно определить обусловленные этими влияниями распределения потенциала по заземляющему устройству и оборудованию энергообъекта, уровни наведенных и излучаемых помех, токи, протекающие в отдельных проводниках, напряжения шага и прикосновения.

Имитационное моделирование позволяет изучить влияния токов молнии, токов короткого замыкания и влияния коммутационных переключений. По сравнению с расчетными методиками данный вид исследования является более точным. Суть исследований заключается в замене реально действующих влияний аналогичными влияниями, но с меньшей величиной амплитуды тока и напряжения. К примеру, ток короткого замыкания моделируется при помощи генератора синусоидального тока, воспроизводящим гармонические колебания частотой 50 Гц с амплитудой тока порядка нескольких десятков ампер, а высокочастотная составляющая тока короткого замыкания может быть смоделирована при помощи генератора высокочастотных импульсов, воспроизводящим затухающие колебания с частотой порядка нескольких МГц и с амплитудой тока порядка нескольких ампер. Измеренная в результате таких моделирований помеха пересчитывается к реальному уровню посредством учета кратности имитационного тока к реально протекающему току.

Выбор метода исследования определяется экономическими и техническими соображениями, то есть в любом случае необходимо балансировать на весах «цена – качество». Например, экспериментально исследовать все влияния, возникающие при ударе молнии, достаточно сложно. Поэтому часть измерений проводят посредством имитационного моделирования, после чего дальнейшие исследования проводят при помощи специальных компьютерных программ. Наличие экспериментальных и расчетных данных позволяют судить о степени достоверности программной модели,

если результаты имеют небольшую разбежку (не более 20 %), то можно считать, что программная модель верна и параметры, которые не были определены в ходе имитационного моделирования, можно определить посредством расчета по программе.

Метод исследования ЭМС также будет зависеть от стадии работы самого объекта. Так если планируется строить новый объект, то можно ограничиться расчетными методами исследования параметров ЭМС с последующей экспериментальной проверкой достаточности принятых мер на стадии сдачи объекта в эксплуатацию. Если объект функционирует или реконструируется, то необходимо проводить расчеты, непосредственные измерения и моделирования, причем достаточность принятых мер должна подтверждаться повторной проверкой.

Конечной стадией исследований является анализ результатов, который позволяет разработать рекомендации по улучшению электромагнитной обстановки и определить требования к устанавливаемой на энергообъекте аппаратуре. При этом целью проводимых исследований является согласование существующей или предполагаемой электромагнитной обстановки с параметрами помехоустойчивости устанавливаемой аппаратуры. То есть фактически ЭМС определяется влияющей величиной и степенью устойчивости к этой величине устанавливаемого аппарата. Из этого вытекает, что обеспечение благоприятной во всех отношениях электромагнитной обстановки не является жестким ориентиром, к тому же это не выгодно с экономической точки зрения. Необходимо лишь, чтобы конечная электромагнитная обстановка была приемлемой для рассматриваемого аппарата.

Таким образом, исследование параметров ЭМС проводят в следующей последовательности:

- определяют перечень влияющих величин, подлежащих исследованиям;
- выбирают методы исследования влияющих величин;
- проводят измерения, моделирования, расчеты;
- анализируют результат;
- разрабатывают мероприятия по улучшению состояния электромагнитной обстановки и определяют требования к устанавливаемой аппаратуре по части ЭМС;
- проводят повторные измерения и исследуют достаточность принятых ранее мер;
- при необходимости разрабатывают дополнительные рекомендации и требования, достаточность которых подтверждают расчетами или измерениями.

Решения по части ЭМС, разработанные на самых ранних стадиях постройки или реконструкции объекта, экономичны и легко реализуемые. Те же вопросы по заземлению и молниезащите необходимо прорабатывать на стадии проекта, а реализовывать на нулевом цикле строительных работ, любые альтернативные решения, принятые в период полной готовности объекта будут, несомненно, более дорогими и трудно реализуемыми.

Затраты на проработку вопросов ЭМС к общей стоимости постройки или реконструкции объекта не превышает сотых долей процента, а итоговая экономическая выгода вполне очевидна. К положительным результатам решения проблемы ЭМС можно отнести

- надежное и качественное электроснабжение;
- отсутствие исковых заявлений со стороны потребителей электроэнергии;
- надежность и безотказность работы, установленного микропроцессорного оборудования;
- защищенность оборудования от разного рода опасных влияний;
- обеспечение безопасности работы персонала.

Литература

1. ГОСТ Р 50397-92. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.
2. ГОСТ Р 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.
3. МЭК 50-161-90. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения.

УДК 621.311

Оптимизация разомкнутой электрической сети по дискретным параметрам

Плехов А. В.

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

В настоящее время в электроэнергетической отрасли повсеместно требуется проводить мероприятия по снижению потерь, из которых ввиду ограниченности денежных средств необходимо выбрать наиболее эффективные. В данной работе разработаны основные теоретические положения и принципы отыскания оптимального состояния электрической сети по дискретным параметрам. Для этой цели на основе теории чувствительности предложены соответствующие аналитические критерии, позволяющие ранжировать мероприятия по снижению потерь по степени их эффективности [1].

В общем виде суммарные приведенные затраты по замене оборудования рассчитываются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (1)$$

где E_n – ссудный (банковский) процент; K – капитальные затраты на внедрение мероприятий; I – ежегодные издержки (себестоимость продукции).

Затраты K на капитальный ремонт и реконструкцию электрических сетей или их элементов складываются из четырех составляющих:

$$K = K_0 + K_{CM} + K_{DM} - K_L, \quad (2)$$

где K_0 – стоимость нового оборудования; K_{CM} – стоимость строительно-монтажных работ; K_{DM} – стоимость демонтажных работ; K_L – ликвидная стоимость оборудования, пригодного для использования на других объектах.

Все перечисленные составляющие затрат можно представить в виде линейных уравнений регрессии. Для 1 км провода эти выражения запишутся следующим образом:

$$K_{0F} = a_{0F} \cdot F + b_{0F}, \quad (3)$$

$$K_{CMF} = a_{CMF} \cdot F + b_{CMF}, \quad (4)$$

$$K_{DMF} \cong k_{DM} \cdot K'_{CMF} = k_{DM} (a_{CMF} \cdot F' + b_{CMF}), \quad (5)$$

$$K_{LF} = K'_{0F} (1 - \alpha_F) = (a_{0F} \cdot F' + b_{0F}) (1 - \alpha_F), \quad (6)$$

где F' – площадь сечения демонтируемого провода.

Из выражений (2) – (6) находим:

$$K_F = (a_{0F} + a_{CMF})F + (k_{DM} a_{CMF} - a_{0F} (1 - \alpha_F))F' + b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF} (1 + k_{DM}). \quad (7)$$

Изменение ежегодных издержек, обусловленных использованием капитальных вложений K , включают в себя издержки на амортизацию I_a , обслуживание сетей

I_0 и затраты на потери электроэнергии $Z_{\Delta W}$:

$$I = I_a + I_0 + Z_{\Delta W}. \quad (8)$$

Издержки на амортизацию (капитальный ремонт и восстановление первоначальной стоимости объекта) и обслуживание сетей (текущий ремонт, заработная плата, производственные и не производственные расходы) можно определить в процентах от капитальных вложений:

$$I_a = p_a \cdot (K_0 - K'_0), \quad (9)$$

$$I_0 = p_0 \cdot (K_0 - K'_0), \quad (10)$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$Z_{\Delta W} = \Delta P_h \cdot \tau \cdot \beta, \quad (11)$$

где ΔP_h – изменение мощности нагрузочных потерь в сети (при увеличении потерь со знаком плюс, при уменьшении – минус); τ – время наибольших потерь; β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Из выражений (3), (8) – (11) получаем:

$$\begin{aligned} I_F &= (p_{aF} + p_{0F}) \left[(a_{0F} \cdot F + b_{0F}) - (a_{0F} \cdot F' + b_{0F}) \right] + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta = \\ &= (p_{aF} + p_{0F}) a_{0F} (F - F') + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta. \end{aligned} \quad (12)$$

Подставляя выражения (7) и (12) в (1), для линии длиной l в результате получим:

$$\begin{aligned} Z_F &= \left[E_h (a_{0F} + a_{CMF}) + a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F \cdot l + \\ &+ \left[E_h (k_{DM} a_{CMF} - a_{0F} (1 - \alpha_F)) - a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F' \cdot l + \\ &+ E_h \left[b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF} (1 + k_{DM}) \right] \cdot l + \Delta P \cdot \tau \cdot \beta. \end{aligned} \quad (13)$$

Аналогичное выражение получаем и для трансформаторов:

$$\begin{aligned} Z_S &= \left[E_h (a_{0S} + a_{CMS}) + a_{0S} (p_{aS} + p_{0S}) \right] S_{ном} + \\ &+ \left[E_h (k_{DM} a_{CMS} - a_{0S} (1 - \alpha_S)) - (p_{aS} + p_{0S}) a_{0S} \right] S'_{ном} + \\ &+ E_h \left[b_{0S} \cdot \alpha_S + b_{CMS} (1 + k_{DM}) \right] + (\Delta P_x T + \Delta P_h \tau) \cdot \beta. \end{aligned} \quad (14)$$

где ΔP_x – изменение мощности потерь холостого хода в сети; T – расчетный период.

Чтобы определить искомый коэффициент эластичности Z_F к изменению сечения провода F необходимо найти частную производную функции $Z_F(F)$ по F . В функцию $Z_F(F)$ входит переменная ΔP – потери в линии:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot \frac{\rho l}{F}, \quad (15)$$

где S – мощность в начале линии; U – напряжение в начале линии; ρ – удельное сопротивление материала провода; l – длина линии.

Из выражений (13) и (15), получим:

$$\frac{\partial Z_F}{\partial F} \cdot \frac{F}{Z_F} = \frac{\left[E_h (a_{0F} + a_{CMF}) + a_{0F} (p_{aF} + p_{0F}) \right] F - \frac{S^2}{U^2} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot \tau \cdot \beta}{E_h \cdot \left(\left[a_{0F} \alpha_F + (1 + k_{DM}) a_{CMF} \right] F + \left[b_{0F} \cdot \alpha_F + b_{CMF} (1 + k_{DM}) \right] \right)}. \quad (16)$$

Аналогичную формулу можно вывести для трансформаторов. При этом потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе представляются в виде линейных уравнений регрессии:

$$\Delta P_x = a_{xS} \cdot S_{ном} + b_{xS}, \quad (17)$$

$$\Delta P_k = a_{kS} \cdot S_{ном} + b_{kS}, \quad (18)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (19)$$

Подставляя (17) и (18) в (19), получим:

$$\Delta W = (a_{xS} \cdot S_{ном} + b_{xS}) \cdot T + (a_{kS} \cdot S_{ном} + b_{kS}) \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (20)$$

Из выражений (14) и (20) находим частную производную функции Z_S по $S_{ном}$:

$$\frac{\partial Z_S}{\partial S_{ном}} \cdot \frac{S_{ном}}{Z_S} = \frac{\left(\left[E_n (a_{0S} + a_{CMS}) + a_{0S} (p_{aS} + p_{0S}) \right] S_{ном} + \left[a_{xS} S_{ном} T - (a_{kS} S_{ном} + 2b_{kS}) \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \tau \right] \beta \right)}{E_n \cdot \left(\left[a_{0S} \alpha_S + (1 + k_{DM}) a_{CMS} \right] S_{ном} + \left[b_{0S} \cdot \alpha_S + b_{CMS} (1 + k_{DM}) \right] \right)}. \quad (21)$$

Таким образом, по формулам (16) и (21) можно определить коэффициенты эластичности для всех линий и трансформаторов в сети. Коэффициенты эластичности позволяют найти участок сети, изменение параметра которого оказывает наиболее сильное влияние на ее стоимость. Мероприятия по замене данных параметров и будут самыми эффективными для данной сети.

Литература

1. Фурсанов М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005.

УДК 621.311

Расчет и анализ режимов минских электрических сетей

Фрид О.А.

Научный руководитель – Калентионюк Е.В., канд. техн. наук, доцент

Минские электрические сети – филиал РУП «Минскэнерго» – обслуживают электрические сети 0,38 – 750 кВ, осуществляющие централизованное электроснабжение всех отраслей народного хозяйства и населения в Минском и Пуховичском административных районах Минской области, на площади 4,77 тысячи квадратных километров. Кроме того, Минские электрические сети обслуживают все линии напряжением 35 – 330 кВ в городе Минске и, частично, некоторые линии 220 – 750 кВ, проходящие по Смолевичскому, Дзержинскому, Молодеченскому, Воложинскому, Логойскому, Червенскому и Осиповичскому районам.

Для проведения расчетов режимов используется комплекс программ RASTR[1]. В результате расчета исходного режима определена величина потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Потери мощности в исходном режиме составили 1786 кВт, напряжения соответствующим допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ Колядичи–Волма. Отключение этой линии ведет к погашению следующих элементов:

- ПС Мачулищи: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Острова: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Кожзавод: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Волма: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Гатово.

С целью недопущения перерыва электроснабжения потребителей питание будет подано со стороны ПС Дубовый Лес путем включения секционных выключателей 110 кВ на подстанциях Мачулищи, Острова, Кожзавод, Волма. На секцию шин 10кВ ПС Гатово подается питание по резервным связям от трансформатора Т-2 ПС Кожзавод. Трансформатор Т-1 ПС Гатово остается без питания.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что потери активной мощности увеличились и составили 2447 кВт. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

При оптимизации послеаварийного режима рассматриваемой электрической сети используется критерий минимума потерь мощности:

$$\Delta P = \Delta P(U) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничении по напряжению:

$$U_{i \text{ мин}} \leq U_i \leq U_{i \text{ макс}}, \quad (2)$$

где U – множество напряжений в контролируемых n узлах, $U = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\}$; ΔP – потери мощности в сети, $U_{i \text{ мин}}$, $U_{i \text{ макс}}$ – фактическое и допустимое напряжения в i -м узле.

В условиях проектирования и эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов сетей напряжением 110-750 кВ качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Вместе

с тем, в точках общего присоединения потребителей к электрическим сетям надежностью работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые составляют: при номинальных напряжениях 6–20кВ – 20 %, 35–220кВ – 15 %. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников [1]. В соответствии приняты нормально допустимые отклонения напряжения $\pm 5\%$ от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);
- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

На подстанциях Минских электрических сетей установлены трансформаторы с ПБВ и трансформаторы с РПН.

Трансформаторы с ПБВ учитывались как трансформаторы с уже известным положением регулировочного ответвления, поскольку регулировка напряжения может осуществляться только с отключением трансформатора, что означает погашение потребителей. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН, так как изменение положения регулировочного ответвления не требует погашения потребителей.

Для контроля качества напряжения используется выходная форма из программы RASTR, в которую сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого, то есть $\pm 5\%$ от номинального напряжения.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения) ΔU связывает напряжение в центре питания U_1 с напряжением в конце сети U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1}, \quad (3)$$

где P, Q – потоки мощности, обусловленные нагрузкой; R, X – активное и реактивное сопротивление сети.

Из этого выражения видно, что на величину U_2 можно воздействовать изменением потока реактивной мощности, поскольку в отличие от активной мощности, единственным источником которой являются генераторы электростанций, реактивная мощность может быть получена от других источников – компенсирующих устройств. Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, что определяется выражением:

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R - \frac{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства; $\Delta P_1, \Delta P_2$ – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

При выполнении мероприятий по установке компенсирующего устройства ставится задача в отыскании такого решения, при котором будет наибольший градиент

целевой функции $\frac{\delta P}{Q_{KV}} \rightarrow \max$, то есть наибольшее снижение потерь мощности при установке единичного компенсирующего устройства.

Установка в сети компенсирующих устройств является одним из затратных мероприятий по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Место установки компенсирующего устройства выбрано исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. В качестве компенсирующего устройства принята батарея статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар, установленная на ПС 35 кВ Самохваловичи на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства потери мощности в сети снизились на 139 кВт и составили 2308 кВт. После регулирования напряжений с помощью трансформаторов с устройством РПН потери снизились еще на 51 кВт. Окончательное значение потерь мощности после проведения обоих мероприятий составило 2257 кВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства определяются выражением[3]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot (P_n + P) + \Delta P_{y\delta} \cdot Q_{KV} \cdot T_{раб} \cdot \beta, \quad (5)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства, квар; $\kappa_{y\delta}$ – стоимость 1 квар КУ; P_n – коэффициент эффективности капитальных вложений; P – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт; $\Delta P_{y\delta}$ – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар; $T_{раб}$ – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь активной мощности и энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где δP – снижение потерь активной мощности; τ – время наибольших потерь; $\beta = 319 \text{ руб}$ – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{\text{ЭКВ}} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 15,5 млн.руб, при этом стоимость сэкономленной потерянной энергии составила 190,7 млн.руб. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующего устройства составляет 175,2 млн.руб. Экономический эффект от снижения потерь активной мощности за счет регулирования напряжений с помощью устройства РПН равен 70 млн.руб. Суммарная эффективность проведения двух мероприятий составила 245,1 млн.руб.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были разработаны два мероприятия: установка батареи статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар на ПС Самохваловичи и регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов. Установка компенсирующих устройств комплексно положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет снизить не только потери мощности и энергии, но и улучшить качество напряжения. Путем регулирования ответвлений на трансформаторах с РПН можно обеспечить желаемые режимы напряжений в распределительной сети.

Литература

1. В.А. Неуймин. Электронное пособие по использованию и применению комплекса программ RASTR. <http://pm.oduurl.ru>. – 93 с.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. Электрические системы и сети. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

3. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем: Учебное пособие для энергетических специальностей втузов.—2-е изд., перераб. и доп.— Мн.: Выш.шк., 1985.—336 с.

УДК 621.317

Системы электропередачи с управляемыми параметрами

Фабиянский С.В.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

Создание управляемых систем электропередачи было вызвано необходимостью обеспечения возможности работы линий при загрузке от максимальной расчетной до нулевой в режиме холостого хода, а также для повышения пропускной способности линий электропередачи.

Известно, что передаваемая по линии без потерь активная мощность (AM) и потребляемая по ее концам реактивная мощность (PM) определяются как:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \sin \delta$$

$$Q_1 = \frac{U_1(U_1 - U_2 \cdot \cos \delta)}{X_L},$$

$$Q_2 = \frac{U_2(U_2 - U_1 \cdot \cos \delta)}{X_L}$$

где U_1 – напряжение в начале линии, U_2 – напряжение в конце линии, X_L – индуктивное сопротивление линии, δ – угол между векторами напряжений в начале и в конце линии.[1]

Устройства на основе современной силовой электроники, созданные для управления работой электропередачи, способны одновременно воздействовать на три параметра: U , X_L , δ , что повышает эффективность и обеспечивает гибкое управление режимами энергосистем. Такие технологии за рубежом называют FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems- гибкие передающие системы переменного тока). Эти устройства применяют для управления и повышения пропускной способности уже существующих линий.

Существует также альтернативная технология, развиваемая в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете на протяжении последних десятилетий, которая заключается в строительстве новых линий увеличенной пропускной способности и их настройке на передаваемую по ним мощность с помощью управляемых шунтирующих реакторов трансформаторного типа (УШРТ). [2]

Реактор – это статическое силовое нелинейное устройство, работа которого основана на явлении электромагнитной индукции. Управляемый реактор - это реактор, у которого индуктивное сопротивление обмотки регулируется за счет изменения насыщения сердечника посредством изменения постоянной составляющей магнитного потока. Реактор трансформаторного типа – реактор, магнитная система которого является стержневой и подобна магнитопроводу силового трансформатора. Переменное магнитное поле реактора является пульсирующим, т.е. изменяющимся по периодическому закону только по временной координате. [3]

Работы, выполненные в указанном выше университете доказали, что при отказе от ограничений расстояний между проводами технически возможно и экономически целесообразно создание электропередач произвольно увеличенной натуральной мощности, индуктивное и волновое сопротивление которых уменьшается при увеличении числа проводов в фазе. Соответственно натуральная мощность таких линий пропорциональна числу составляющих в фазе. При таком изменении принципов

конструирования необходимо увеличить число составляющих в фазе сверх минимального (обусловленного ограничением коронного разряда) на линиях с расщепленными проводами, а также необходимо осуществлять расщепление проводов на линиях напряжением 35..220 кВ, что приводит к многократному уменьшению их индуктивного сопротивления. Связанное с этим многократное повышение натуральной мощности воздушных линий позволяет существенно расширить области применения электропередач каждого из освоенных классов напряжения по передаваемой мощности, по-новому решать проблему обеспечения баланса реактивной мощности в электроэнергетической системе.

УШРТ обеспечивают 100%-ю компенсацию зарядной мощности линий электропередачи. При этом полностью исключается повышение напряжения на линиях сверх наибольшего рабочего в режимах малых нагрузок линий и в режиме их холостого хода. При увеличении передаваемой по линии мощности ток через УШРТ автоматически уменьшается в соответствии с уменьшением избыточной реактивной мощности линий вплоть до нуля при передаче по линии натуральной мощности. В любом режиме работы по линии передается только мощность нагрузки, соответственно потери мощности минимальны. [4]

Надежность работы энергосистем определяется балансами АМ и РМ в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Переход из одного состояния в другое требует применения для соблюдения указанных балансов в темпе процессов быстродействующих устройств, которые могут быть созданы только на основе силовой электроники.

Усовершенствованная полупроводниковая технология открыла в начале 90-х годов прошлого века путь к изготовлению запираемых (GTO и GCT) тиристоров, мощных транзисторов (IGBT) и быстродействующих диодов, шкала параметров которых охватывает напряжения от 2500 до 6000 В, а отключаемые токи от 1500 до 4000 А. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию нового класса преобразователей – преобразователей напряжения (ПН) и различных статических устройств на их основе (СТАТКОМ, параллельно-последовательный регулятор мощности).

Одномостовая схема ПН приведена на рисунке 1. Преобразователь состоит из шести плеч, включающих в себя встречно-параллельные запираемые тиристоры и обратные диоды. Система управления обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную 180° . Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры через 60° с очередностью 1–2–3–4–5–6. При таком управлении на зажимах А, В и С формируются напряжения, первые гармоники фазных напряжений которых равны:

$$U_A = U_B = U_C = U_{\Pi} = \frac{2}{\pi} \cdot U_d,$$

где U_d – напряжение источника постоянной ЭДС; U_{Π} – напряжение преобразователя.

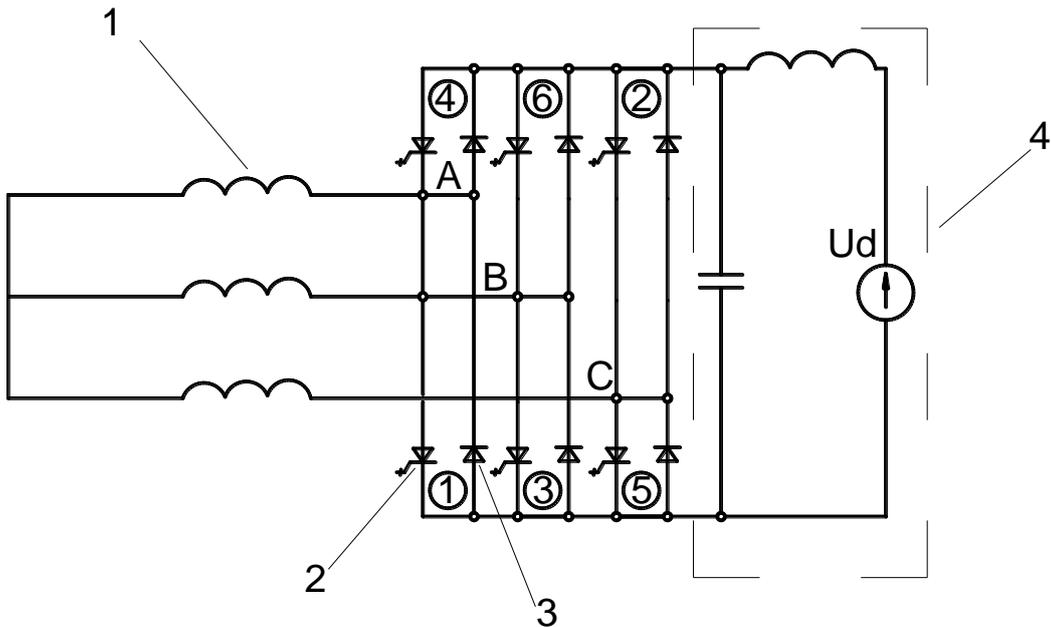


Рисунок 1. Однофазовая схема преобразователя напряжения: 1 – фазное сопротивление ПН; 2 – запираемый тиристор; 3 – обратный диод; 4 – источник постоянной ЭДС

ПН представляет собой статический аналог синхронной машины, в которой регулируемое напряжение U_d источника постоянной ЭДС – эквивалент напряжения (тока) ротора, полупроводниковый коммутатор – эквивалент статора, а угол управления – регулятор энергоносителя (вода, пар, газ) турбины или нагрузки насоса. Рассмотренный ПН используется как базовый модуль при создании управляемых линий.

Пример применения ПН, два комплекта которых объединяются параллельно на стороне постоянного напряжения, показан на рисунке 2. При этом ПН₁ подключается к линии (шинам подстанции) параллельно, а выходное переменное напряжение ПН₂ через трансформатор включается последовательно в линию, образуя дополнительный последовательный вектор напряжения ΔU , величина и фаза p которого изменяются с помощью систем управления ПН₁ и ПН₂ в широких диапазонах: $\Delta U = 0 \div (\pm \Delta U_{\text{зад}})$, $p = 0 \div 360^\circ$ по отношению к напряжению U_1 . Образованная ПН₁ и ПН₂ вставка постоянного тока пониженной по сравнению с передаваемой по ЛЭП мощности может управлять режимами работы ЛЭП.

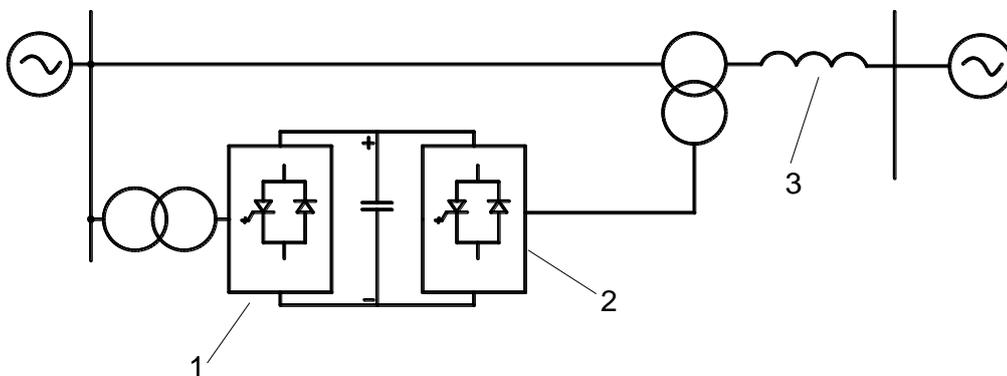


Рисунок 2. Вставка постоянного тока на основе ПН: 1 – ПН₁; 2 – ПН; 3 – индуктивное сопротивление линии электропередачи

Впервые проект такого регулятора мощностью 160 Мвар реализован на линии 138 кВ в штате Кентукки, США, для увеличения пропускной способности существующей ЛЭП и установления перетока мощности, указанного в соглашении о покупке-продаже электроэнергии.

Выводы

1. Современные устройства управления работой электропередачи позволяют решать следующие задачи:

- обеспечение выдачи вводимых в эксплуатацию мощностей электростанций и надежного подключения новых нагрузок потребителей;
- повышение управляемости потоками мощности в процессе передачи электроэнергии между энергорайонами;
- реализация проектов по экспорту электроэнергии.

2. Плавное изменение мощности управляемых реакторов на вновь сооружаемых линиях увеличенной пропускной способности придает электропередаче следующие положительные свойства:

- возможность рационального распределения напряжения и тока в линии;
- повышение пропускной способности ЛЭП по статической устойчивости;
- ограничение коммутационных перенапряжений;
- снижение потерь энергии в линии.

Литература

1. Кочкин В.И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности // Новости электротехники, - 2008. - №3.
2. Александров, Г. Н. Передача электрической энергии переменным током / Г.Н. Александров. - Л.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Забудский Е.И. Совмещенные регулируемые электромагнитные устройства для улучшения качества электроэнергии // Энергосбережение. - 1998. - Вып. №3. - С.37-42.
4. Александров Г.Н. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность // Электричество, - 2006, №6.

УДК 621.3

Оценка возможности применения автоматического ввода резервного питания для повышения надежности электроснабжения узлов с двигательной нагрузкой

Синенький А.В.

Научный руководитель: Филипчик Ю.Д.

Для повышения надежности работы ответственных потребителей содержащих двигательную нагрузку, при кратковременном понижении или отключении напряжения в питающей сети используется самозапуск электродвигателей. Самозапуск – это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания или снижения напряжения [1]. Основная задача самозапуска заключается в том, чтобы не допустить останова ответственных рабочих механизмов и тем самым предотвратить нарушение технологического процесса.

По условиям самозапуска приводные механизмы двигателей делятся на две основные группы:

1. Механизмы, имеющие постоянный момент сопротивления, которые при исчезновении питания быстро теряют скорость, а при восстановлении напряжения медленно восстанавливаются.

2. Механизмы, имеющие вентиляторные характеристики момента. Для них процесс самозапуска протекает легче, так как момент сопротивления на валу двигателей значительно зависит от скорости вращения.

Питающие и распределительные сети систем электроснабжения ответственных потребителей проектируются таким образом, чтобы обеспечить возможность питания от двух и более источников. При этом отключение одного из них не приводит к нарушению технологического процесса. Однако применение такой системы приводит к значительному увеличению токов короткого замыкания, усложнению релейных защит и увеличению потерь электрической энергии в следствии возникающих перетоков. В связи с этим большее распространение получили схемы с односторонним питанием и наличием автоматического ввода резервного питания (АВР).

На рисунке 1 показана схема электроснабжения насосной. Как видно из приведенной схемы электроснабжения, каждая группа двигательной нагрузки имеет один основной и два резервных источника питания. Применение АВР позволяет достичь высокой степени надежности схемы электроснабжения. При действии типовых устройств время действия АВР складывается из времени срабатывания автоматики, регистрирующей исчезновение напряжения на резервируемой секции шин, отключения выключателя со стороны исчезнувшего питания и включения секционного выключателя ввода резерва и составляет порядка 0,4 – 2 с.

Применительно к рассматриваемой схеме, задачей расчета самозапуска асинхронных двигателей является определение:

- 1) максимального значения скольжения за время перерыва электроснабжения;
- 2) величины напряжения и избыточного момента двигателей;
- 3) время самозапуска;

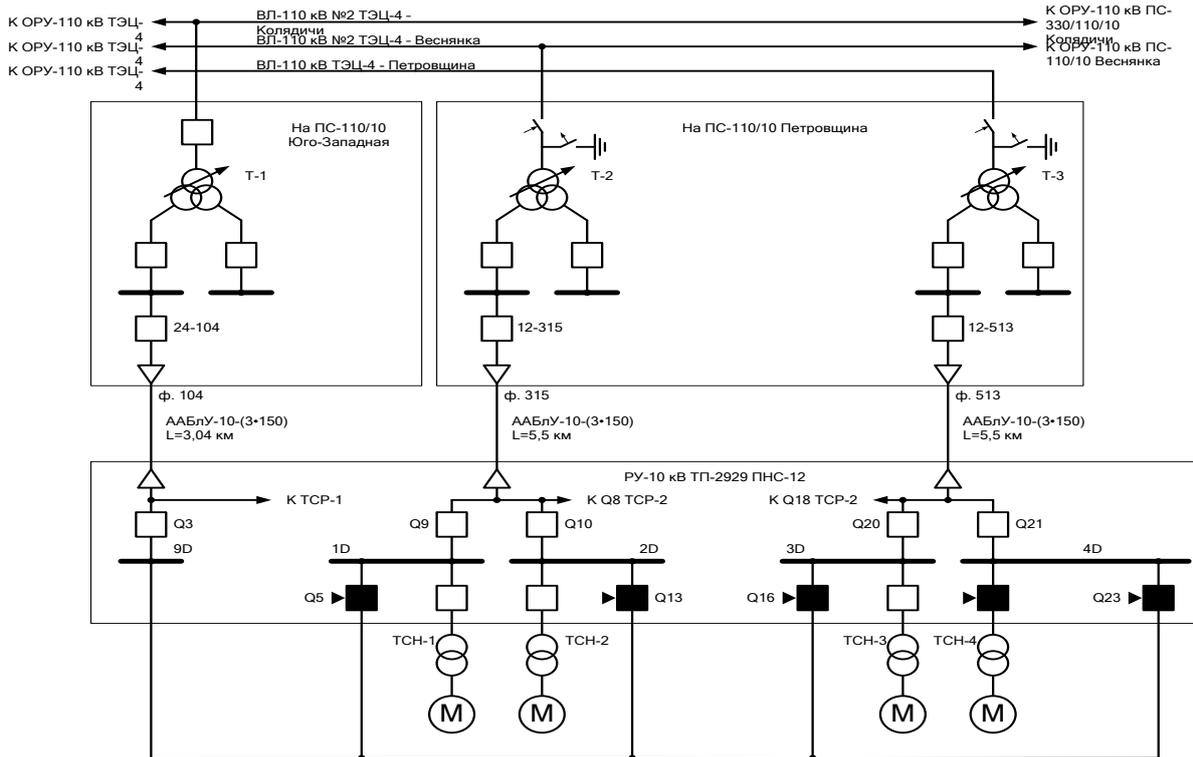


Рисунок 1 – Схема электроснабжения узла с двигательной нагрузкой

Все расчеты по моделированию самозапуска асинхронных двигателей выполнялись с применением программного комплекса «Мустанг». Нагрузка представлялась путем задания своих динамических характеристик [2], которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Пример задания динамических характеристик нагрузки в программном комплексе мустанг для выбранного типа электродвигателей.

Тип	T_j	D_{ac}	$\cos \varphi$	$k_{заг}$	$m_{ст}$	$m_{трог}$	k_{μ}	$U_{дв}/U_n$	m_{max}	$m_{пуск}$	$i_{пуск}$	$S_{двном}$	$r_{ст}$
АИР355М4	0,695	1	0,93	0,937	0,3	0	4	1	2	1,4	7	2	70
А-112-4М	0,788	1	0,91	0,922	0,3	0	4	1	2,1	1,1	5	1,333	70

В первом случае рассматривается близкое короткое замыкание на отходящей линии №515 (вблизи шин РУ-10 кВ ПС «Петровщина»), которая питает первую и вторую секции РУ-10 насосной и отключение этой отходящей линии действием токовой отсечкой (ТО) через время:

$$t_1 = t_{p.z.} + t_{c.o.} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ (с)}, \tag{1}$$

где $t_{p.z.}$ – время действия релейной защиты; $t_{c.o.}$ – собственное время отключения выключателя.

Время бестоковой паузы в этом случае будет равна:

$$t_{БП} = t_{p.мин.} + t_{CB} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ (с)}, \tag{2}$$

где $t_{p.мин.}$ – выдержка времени реле минимального напряжения АВР; t_{CB} – собственное время включения секционного выключателя.

Во втором случае рассматривается удаленное короткое замыкание на отходящей линии № и отключение этой линии действием максимальной токовой защиты (МТЗ) через время:

$$t_2 = t_{уст} + t_{п.з.} + t_{с.о.} = 1,3 + 0,1 + 0,1 = 1,5 \text{ (с)}, \quad (3)$$

где $t_{уст}$ – уставка по времени МТЗ.

В этом случае бестоковая пауза будет равна:

$$t_{БП2} = t_2 + t_{СВ} = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ (с)}, \quad (4)$$

В течение переходного процесса контролировались напряжения на шинах 10 кВ насосной, токи в питающих линиях 10 кВ, а также скольжение, электрическая мощность и электрический момент двигателей сетевых насосов. Результаты расчетов представлены на рисунке 2 – 5.

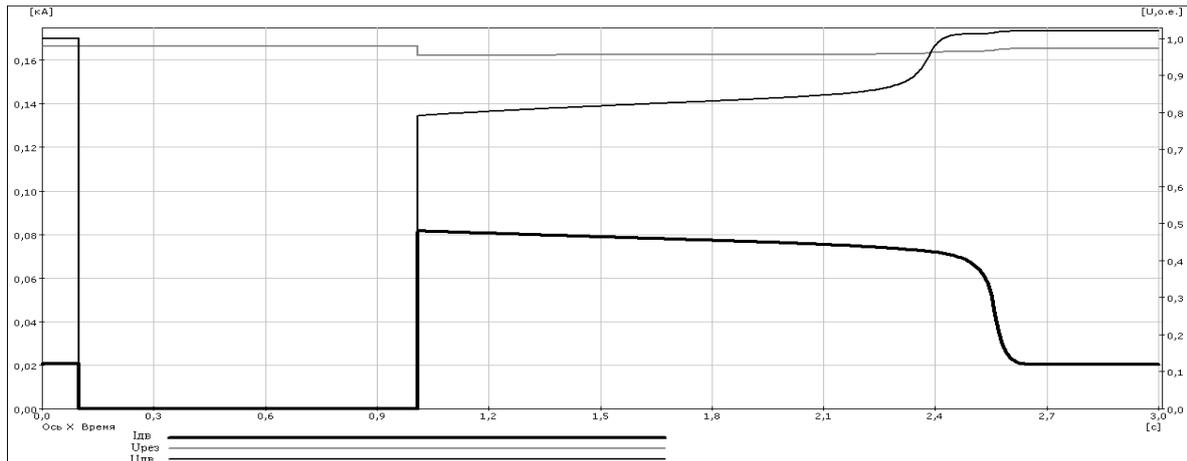


Рисунок 2 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом токовой отсечкой

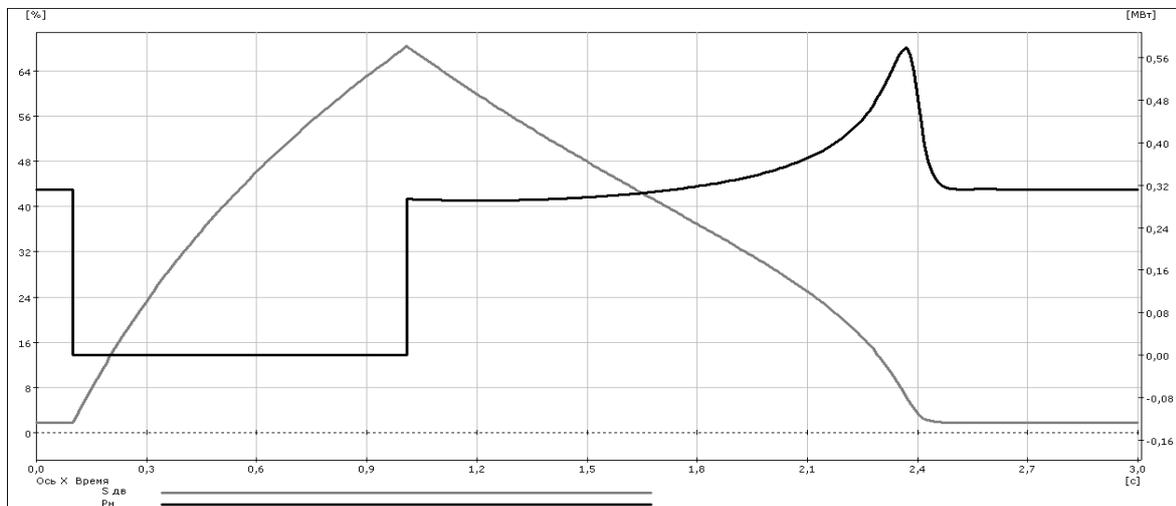


Рисунок 3 – Графические зависимости изменения электрической мощности и скольжения двигательной нагрузки при КЗ устранимом токовой отсечкой

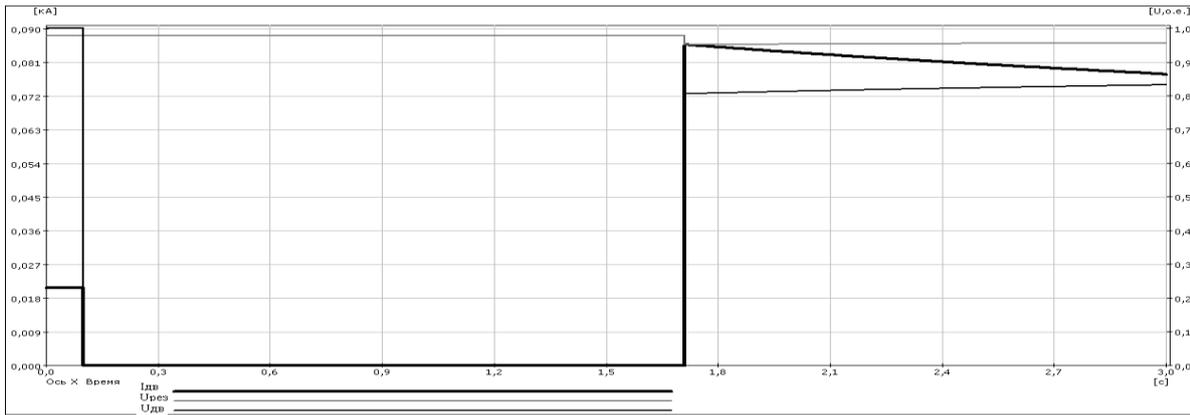


Рисунок 4 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом МТЗ

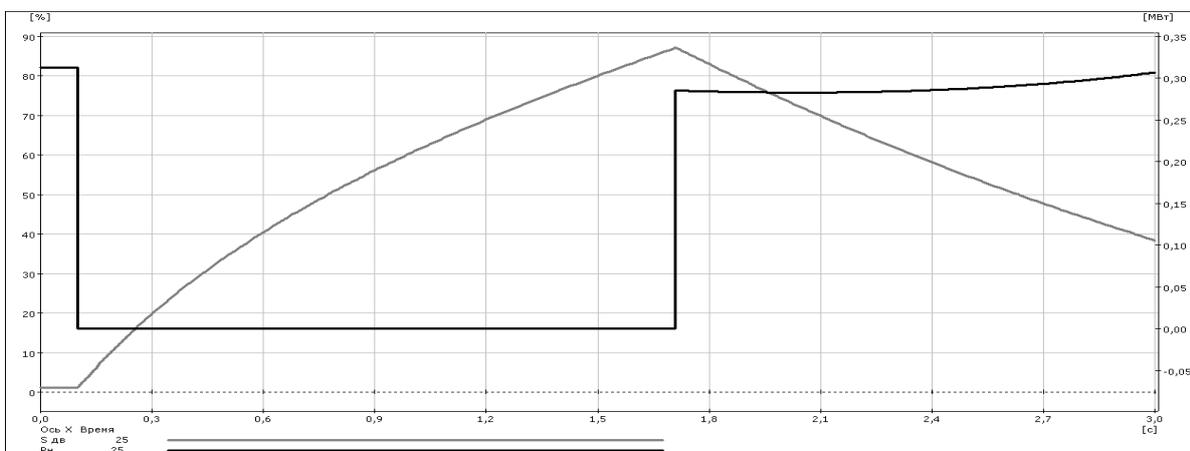


Рисунок 5 – Графические зависимости изменения напряжения на шинах резервного питания, напряжения и тока двигательной нагрузки при КЗ устранимом МТЗ

Выводы

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что при удаленных от шин центра питания КЗ с последующим его устранением действием МТЗ с выдержкой времени 1,5 с двигательная нагрузка значительно затормаживается. Последующий перевод секции шин на питание от резервного источника приводит к тяжелому и длительному самозапуску с возможным отключением двигательной нагрузки своими токовыми защитами. Для улучшений условий самозапуска необходимо применять быстродействующее АВР, уменьшать выдержку времени МТЗ, либо применять, если это допустимо, поочередный пуск отдельных групп двигателей.

Литература

1. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
2. Гуревич Ю.Е, Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергетических систем и надежности электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 246 с.

УДК 621.311

Выбор конструкции и трассы воздушной линии электропередачи в лесном массиве

Рымко А.А.

Научный руководитель – Федин В.Т., к.т.н., профессор

На современном этапе процесс передачи электрической энергии на расстояние характеризуется многообразием конструкций линий электропередачи, отличающихся техническими, экономическими и экологическими свойствами. В настоящее время в Республике Беларусь разрабатываются нормативные документы по сооружению воздушных линий электропередачи, проходящих по землям лесного фонда, которые определяют общие подходы в проектировании воздушных линий напряжением 110 – 330 кВ на облегченных опорах повышенного типа [1].

Разработаны пять вариантов линий напряжением 110 кВ для лесного массива: воздушная линия с применением металлических унифицированных опор из угловых профилей, воздушная линия с применением многогранных опор, воздушная линия с применением компактных опор, воздушная линия с применением изолированных проводов и кабельная линия с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выполнен выбор оптимальной трассы на основе метода динамического программирования, в качестве основного критерия принят минимум приведенных затрат [2].

Проведен расчет основных параметров механической части воздушной линии на многогранных опорах повышенного типа, определены удельные нагрузки на фазные провода и тросы, рассчитаны нагрузки на промежуточные опоры в нормальных и аварийных режимах, выполнена расстановка опор по профилю трассы. Применение многогранных опор позволило снизить количество опор необходимых для сооружения линии электропередачи по сравнению с традиционным вариантом на решетчатых опорах.

В настоящее время постоянно повышаются требования к состоянию окружающей среды, которые необходимо учитывать при проектировании объектов энергетики. Поэтому широкое внимание уделяется оценке экологического влияния рассматриваемых линий на окружающую среду [3]. Рассмотрены такие характеристики как: напряженность электрического поля, отчуждение земли под опоры воздушных линий, площадь просеки вдоль трассы линии, уровень акустического шума от короны линии. Расчет значения напряженности электрического поля на уровне 1,8 м от земли выполнен с помощью программы PARM, разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ. Расчеты показали, что наименьшее влияние на окружающую среду оказывает кабельная линия электропередачи. Линия с применением многогранных повышенных опор позволяет снизить площадь просеки вдоль трассы в 18 – 20 раз, по сравнению с линиями на типовых решетчатых опорах.

Выполнена оценка надежности рассматриваемых вариантов линий. Для оценки надежности разрабатываемых вариантов линий электропередачи использовались статистические данные анализа аварийных отключений в РУП «Гродноэнерго» за 2007 – 2008 гг. Проведен расчет экономического ущерба от перерывов электроснабжения. Рассмотрены три случая: одновременное повреждение обеих цепей линии электропередачи; взаимное наложение аварий одной цепи на аварию на второй цепи; наложение аварийного отказа одной цепи на плановый ремонт другой цепи. Расчеты показали, что наибольший ущерб ожидается при одновременном выходе из строя обеих цепей, что обусловлено полным погашением потребителей, а также

достаточно большим временем восстановлением электроснабжения. Наибольшей надежностью обладает кабельная линия, что можно объяснить минимальным влиянием окружающей среды на функционирование линии.

Для отыскания оптимального варианта сооружения линии электропередачи выполнена многоцелевая оптимизация. В качестве локальных критериев рассмотрены следующие параметры: значение капитальных затрат и потерь энергии, значение напряженности электрического поля на уровне 1,8 м от земли, площадь отчуждаемой земли под опоры и просеки вдоль трассы, уровень акустического шума от короны линии на границе полосы отчуждения, значение ущерба от перерывов и ограничений в электроснабжении из-за аварийных и плановых простоев линии электропередачи.

В качестве принципов выбора оптимального варианта использованы следующие: последовательной уступки, весовых коэффициентов, справедливого компромисса, экспертных оценок [4]. Различная значимость критериев оптимизации была учтена при помощи весовых коэффициентов. Для приближения к оптимальному варианту привлечены эксперты, которые оценили различную значимость критериев оптимизации. В результате многокритериального сравнения выявлен предпочтительный вариант конструкции линии электропередачи для электроснабжения жилого микрорайона в г. Гродно – воздушная линия с применением многогранных повышенных опор с расположением фазных проводов выше лесного массива. Необходимо заметить, что данный вариант нельзя однозначно назвать оптимальным, так как при других значениях весовых коэффициентов или иной величине уступки, результаты оптимизации могут отличаться от полученных. Тем не менее, многокритериальный подход позволяет дать аргументированный, обоснованный ответ об оптимальности того или иного варианта линии электропередачи.

Литература

1. СТП 09110.01.212-08. Требования по сооружению воздушных линий электропередачи, проходящих по землям лесного фонда.
2. Проектирование распределительных электрических сетей. Задачник: методическое пособие к практическим занятиям по дисциплине «Проектирование распределительных электрических сетей» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Минск: БНТУ, 2008 – 127с.
3. Федин В. Т., Корольков А. В. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи. Учебно-методическое пособие по дисциплинам «Электропередачи» и «Экология энергетики». – Мн.: УП «Технопринт», 2002. – 104 с.
4. Федин В. Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем: Учеб. метод. пособие по дисциплине «Основы проектирования энергосистем». – Мн.: УП «Технопринт». 2000. – 105 с.

УДК 621.311

Характерные режимы электрической сети 110кВ г. Минска

Шинкарь С. П.

Научный руководитель – ЗОЛОТОЙ А. А. к.т.н., доцент

Электрическая сеть 110 кВ г. Минска включает в себя – 32 линии электропередач 110 кВ (из них 28 – воздушных и 4 – кабельные), 35 подстанций 110 кВ, на которых установлено 75 трансформаторов с общей установленной мощностью 2496 МВ·А.

Основными источниками поступления электроэнергии в электрическую сеть города являются тепловые электростанции: ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и Новолукомльская ГРЭС. С Новолукомльской ГРЭС, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 электрическая сеть 110 кВ г. Минска связана воздушными линиями 330 кВ через подстанции 330 кВ «Северная», «Восточная» и «Колядичи», на которых установлено 7 автотрансформаторов общей установленной мощностью 1360 МВ·А.

Питание потребителей города преимущественно осуществляется по кабельной электрической сети напряжением 6-10 кВ. Характер потребителей смешанный – промышленность, электрифицированный транспорт, коммунальное хозяйство, бытовой сектор и др. По категориям надежности электроснабжения – I, II, III категорий.

Характер потребления электроэнергии потребителями г. Минска изменяется в зависимости от типа производства на промышленных предприятиях, вида и состава электроприемников, времени года и часов суток. С изменением характера потребления электроэнергии потребителями, изменяется и режим работы электростанций и трансформаторных подстанций питающих электрическую сеть города.

Изменение нагрузок потребителей характеризуется графиками нагрузки. Под графиками нагрузки потребителей понимают зависимости изменения потребляемой активной и реактивной мощности потребителей от времени в течение суток. Формы суточных графиков нагрузки потребителей г. Минска и их характеристики (максимумы и минимумы нагрузки, коэффициенты заполнения и формы, и т. п.) изменяются в широких пределах.

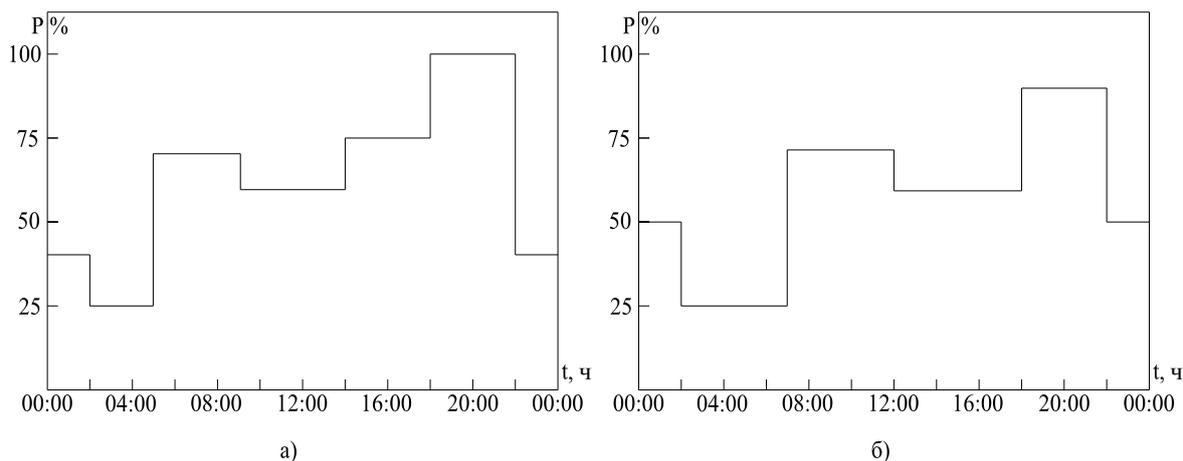


Рисунок 1 – Суточные графики активной нагрузки трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска в микрорайоне Юго-Запад.

а) в летний рабочий день; б) в летний выходной день

На характер графиков нагрузки городских потребителей непосредственное влияние оказывают такие факторы как:

- режим работы потребителей, определяемый технологическими особенностями производственных или бытовых процессов и составом электроприемников;
- распорядок работы производственных и административно-хозяйственных служб или режим работы и отдыха населения;
- естественная освещенность;
- температура воздуха и скорость ветра.

На рисунках 1-3 представлены суточные графики активных нагрузок некоторых характерных потребителей г. Минска.

На рис. 1 приведены графики активной нагрузки трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска в микрорайоне Юго-запад, питающей бытовую нагрузку, в летний рабочий и выходной день. Из них видно, что в выходные дни график нагрузки более ровный, утренний максимум нагрузки наступает позже, а вечерний максимум нагрузок меньше по величине, чем в рабочие дни.

На рис. 2 приведены графики нагрузок рабочего и выходного дней тяговой подстанции 10 кВ, от которой питается контактная сеть троллейбусов. В рабочий день видны два ярко выраженных максимума нагрузок, вызванных утренним и вечерним часами пик на транспорте. В выходной день график нагрузки равномерный на протяжении дня.

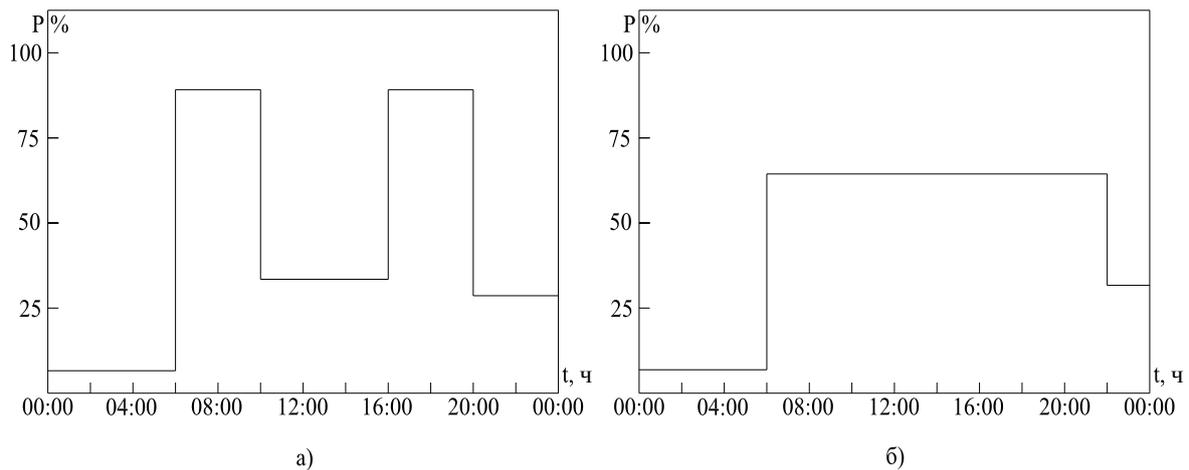


Рисунок 2 – Суточные графики нагрузки тяговой трансформаторной подстанции 10 кВ г. Минска.

а) в летний рабочий день; б) в летний выходной день

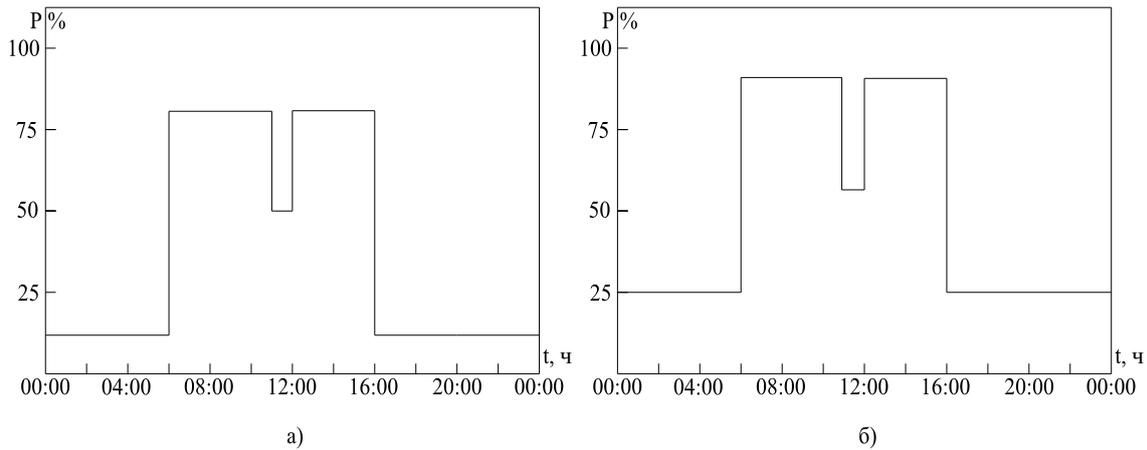


Рисунок 3 – Суточные графики нагрузок Электромеханического завода.
а) в летний период; б) в зимний период.

На рис. 3 показаны графики нагрузки Электромеханического завода в летний и зимний период. Основная нагрузка завода в дневное время с коротким и неглубоким провалом в обеденный перерыв. В тоже время летом нагрузка снижается по сравнению с зимой из-за уменьшения расхода электроэнергии на освещение, отопление и другие сезонные нужды.

Характер изменения режима работы электрической сети 110 кВ г. Минска определяется следующими основными факторами:

- графиками нагрузок отдельных электрических узлов;
- режимами работы генерирующих источников;
- условиями обмена мощностью с соседними электрическими сетями;
- потерями реактивной мощности в сети;
- зарядной мощностью линий напряжением 330 кВ.

В общем случае режим работы сети является сложной функцией всех перечисленных факторов. Поэтому для исследований и анализа работы сети выделяют характерные режимы.

С помощью этих режимов анализируют работу электростанций, подстанций, элементов сети и групп потребителей в определенное время, выбирают необходимый режим работы агрегатов, степень использования оборудования и возможность целесообразного распределения нагрузок между источниками питания. Характерные режимы используются для составления балансов электроэнергии и определения расхода топлива.

Для электрической сети г. Минска, как и для любого другого крупного промышленного города, наиболее характерными являются следующие режимы работы:

- режим максимальных нагрузок в зимние сутки (вечер рабочего дня в середине недели), когда возникает наибольшее потребление электроэнергии в течение года и наиболее полно используются генерирующие мощности электростанций.
- режим дневного снижения нагрузки в зимние сутки (с 12.00 до 14.00 ч. дня), когда разгружаются пиковые электростанции и происходит относительно небольшое (на 10-15%) снижение потребления по сравнению с максимальным.
- режим минимальных нагрузок в зимние сутки (с 01.00 до 03.00 ч. ночи), время, когда в сети появляется избыток активной мощности.

- режим максимальных нагрузок в летние сутки (с 20.00 до 22.00 ч. вечера). Летом происходит ограничение генерирующих мощностей из-за проведения плановых капитальных ремонтов оборудования электрических станций и сетей.
- режим минимальных нагрузок в праздничные и выходные летние сутки, характеризующийся условиями работы электрической сети при наименьших в течение года нагрузках.

В целом летний и зимний режимы сети г. Минска имеют два ярко выраженных максимума потребления электроэнергии в утренние и вечерние часы, причем вечерний максимум нагрузки выше утреннего. Летний режим работы отличается от зимнего тем, что нагрузки летнего периода ниже зимних (из-за сезонного снижения электропотребления) и вечерний максимум нагрузок летом наступает позже в связи с увеличением продолжительности светлого времени суток. Работа электрической сети в рабочие и выходные дни летом и зимой, отличается более поздним наступлением утреннего максимума нагрузок в выходные дни и меньшим по величине вечерним максимумом нагрузок.

Топология нормальной схемы электрической сети 110 кВ г. Минска одинакова в зимние и летние периоды года. Наиболее частые изменения топологии схемы электрической сети 110 кВ г. Минска происходят в летние периоды в связи с выводом в ремонт электрооборудования.

По данным за 2008 г. зимний максимум нагрузок электрической сети 110 кВ г. Минска составил – 971 МВ·А, минимум – 373 МВ·А; в летний период года – максимум составил – 736 МВ·А, минимум – 293 МВ·А.

Литература

1. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под. ред. В.А.Веникова – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.: ил.
2. Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах. Часть 3. Регулирование нормальных режимов в энергосистемах и электрических сетях: Учеб. метод. пособие по дисциплине “Оперативное управление в энергосистемах”. – Мн., 2002. – 128 с.

УДК 629.735

Исследование динамической устойчивости генератора электростанции при работе в режиме недовозбуждения

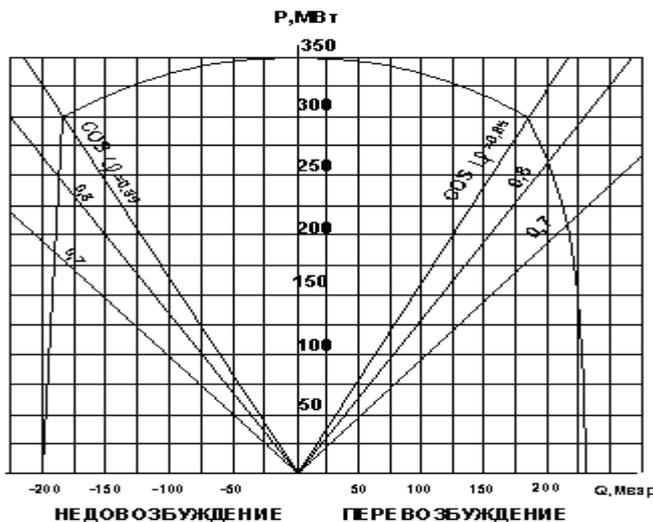
Якимов О.К.

Научный руководитель Филиппчик Ю. Д., аспирант

В настоящее время в республике Беларусь остро стоит проблема повышения напряжения в сетях 330-750 кВ. Это связано с их относительно малой загрузкой в часы ночного минимума и большими потоками зарядных мощностей генерируемых сетью. Уровень напряжения можно снизить за счет установки дополнительного сетевого оборудования – управляемых шунтируемых реакторов и синхронных компенсаторов. Однако это требует значительных дополнительных капитальных вложений со стороны энергетической системы [1].

Другим способом потребления избыточной реактивной мощности может быть перевод генераторов в режим недовозбуждения. Величина потребляемой реактивной мощности синхронным генератором зависит от текущего значения его активной мощности и ограничена нагревом крайних (лобовых) пакетов обмотки статора. При уменьшении значения тока возбуждения синхронного генератора также снижается и динамическая устойчивость машины при возникновении аварийных режимов в схеме сети.

В качестве исследуемой станции была выбрана Лукомльская ГРЭС (ЛГРЭС), а в качестве исследуемого на динамическую устойчивость – турбогенератор №3 (ТГ-3).



На рисунке 1 приведена диаграмма мощностей турбогенератора №3 Лукомльской ГРЭС. Как видно из зависимости предельно допустимое по условию нагрева потребление реактивной мощности при нагрузке генератора в 300 МВт составляет 185 Мвар. Выполним исследование динамической устойчивости генератора станции при переводе его в режим недовозбуждения, а также определим, исходя из заданного вида возмущения, предельную

величину потребляемой реактивной мощности.

Рисунок 1 - диаграмма мощностей турбогенератора №3 ЛГРЭС.

Исследование динамической устойчивости выполнялось на программном комплексе Мустанг 95. При этом было условно принято:

- на ЛГРЭС в работе находятся 8 блоков;
- активная нагрузка всех блоков номинальная $P_{НОМ}=320$ МВт, а реактивная мощность блоков, за исключением исследуемого, составляет +20...+40 Мвар;
- активная нагрузка ТГ-3 равна $P_H=300$ МВт;
- на I СШ-330 кВ происходит однофазное короткое замыкание (КЗ);

- ТГ-3 не отключается от сети из-за отказа выключателя;
- через 0,25 с в результате работы устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) ТГ-3 отключается от сети ($t_{\text{отк}}=0,12+0,25=0,37$ с).

Последовательно изменяя величину потребляемой реактивной мощности ТГ-3 и исследуя его динамическую устойчивость при указанном возмущении, была построена зависимость 1 представленная на рисунке 2, а. Из данной зависимости видно, что при однофазном коротком замыкании с действием УРОВ предельная величина потребления реактивной мощности составляет -94 Мвар.

Ограничения по устойчивости, накладываемые на режим работы ТГ-3, преобладают над ограничениями по тепловому режиму до $P_H=200$ МВт. При дальнейшем снижении выдаваемой активной мощности ТГ-3 начинают преобладать ограничения по нагреву.

Выполним исследование эффективности мероприятий по повышению динамической устойчивости. В первом случае проанализируем влияние времени отключения короткого замыкания на величину предельной потребляемой реактивной мощности по условиям динамической устойчивости. Каждому времени отключения КЗ соответствует предельно допустимая по условию устойчивости передаваемая мощность [2].

Если принять, что на станции установлены элегазовые выключатели, то время отключения КЗ сократится до $t_{\text{отк}}=0,07+0,25=0,32$ с. Из результатов расчета, приведенных на рисунке 2, а зависимость 2, видно, насколько применение современных выключателей и быстродействующих защит позволяет увеличить предельную потребляемую мощность (с 94 до 152 Мвар). Ограничения по тепловому режиму наступают при нагрузке генератора близкой к 260 МВт.

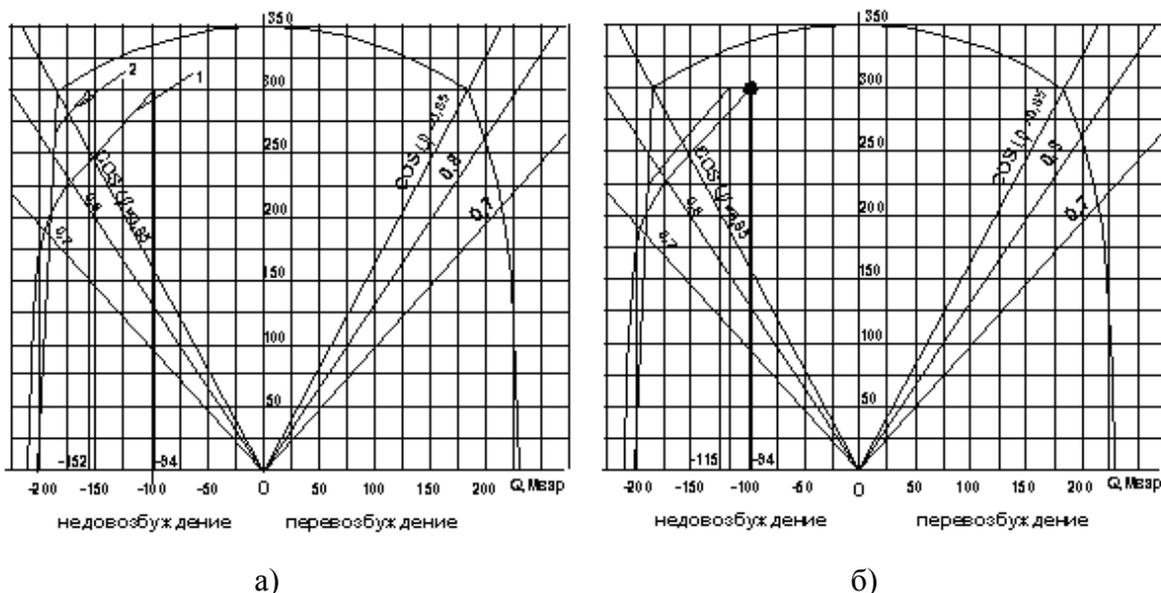


Рисунок 2 – Влияние мероприятий по повышению динамической устойчивости на величину предельной потребляемой реактивной мощности исследуемым генератором

Еще одним эффективным средством для повышения динамической устойчивости синхронных генераторов является применение электрогидравлического преобразователя (ЭГП), который позволяет вводить в систему регулирования электрические сигналы (импульсы) и тем самым осуществить быстродействующее управление регулирующими клапанами турбины [3]. Результаты расчета эффективности применения ЭГП приведены на рисунке 2,б .

На основании выполненных расчетов в программном комплексе Мустанг можно сделать вывод о том, что для исследуемого турбогенератора при $P_{Г}=300$ МВт ограничение потребления реактивной мощности по условиям устойчивости является определяющим ($Q_{Г}=-94$ Мвар) по сравнению с тепловым графиком, который позволяет потреблять $Q=185$ Мвар. Выполненный анализ применения мероприятий по повышению динамической устойчивости показывает, что применение быстродействующих релейных защит и элегазовых выключателей позволяет значительно увеличить предельное значение потребляемой реактивной мощности синхронным генератором с 94 до 152 Мвар. В тоже время использование ЭГП является менее эффективным, так как увеличение потребляемой мощности происходит с 94 до 115 Мвар.

Литература

1. Калентионок Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах. – Мн.: Вышэйшая школа, 2007. – 351 с.
2. Калентионок, Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е.В. Калентионок. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
3. Файбисович, В.А. Повышение устойчивости и надежности недовозбуждения синхронных генераторов / В.А. Файбисович. – М.: Энергия, 1973. – 87 с.

УДК 621.311

Оптимизация выбора мест разделения электрической системы для ликвидации асинхронного режима

Филипчик Ю.Д. аспирант

Асинхронный режим в электрической системе является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости параллельной работы электростанций и отдельных генераторов, что создает опасность повреждения элементов электрической системы, нарушения электроснабжения потребителей, каскадного развития аварии. Ликвидировать асинхронный режим можно одним из двух способов [1]:

- ресинхронизацией после уменьшения разности частот в несинхронно работающих частях энергосистемы (благодаря увеличению генерируемой мощности и отключению нагрузки потребителей в части энергосистемы работающей с пониженной частотой, и уменьшению генерируемой мощности в части энергосистемы, работающей с повышенной частотой);

- разделением с помощью автоматики несинхронно работающих частей энергосистемы на отдельные, синхронно работающие, части.

Рассмотрим простейшую двухмашинную схему, представленную на рисунке 1, где две энергосистемы представлены эквивалентными генераторами. Энергосистема 1 через линию связи соединена на параллельную работу с энергосистемой 2. Линия связи имеет 4 промежуточные отбора мощности.

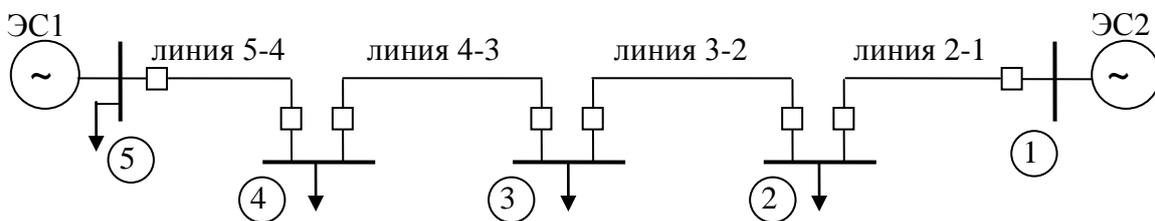


Рисунок 1 – Расчетная схемы исследования асинхронных режимов в системе электропередачи

При возникновении асинхронного хода между энергосистемами по линии связи, его ликвидацию можно осуществить в различных точках (1-5). Нагрузка промежуточных подстанций определенным образом распределяется между энергосистемами. Выбор точки деления может производиться различными методами. Однако деление энергосистемы не должно приводить к такому небалансу мощности в разделившихся частях, который опасен в отношении аварийного повышения или понижения частоты, либо в отношении перегрузки линии электропередачи. Для выполнения этого требования предложен способ деления по нулевому сечению, т.е. сечению, в котором в предаварийном режиме имел место нулевой переток активной мощности [2]. В большинстве случаев нулевого сечения может и не быть, а деление выполняют по сечению, имеющему минимальный переток мощности. Для этого в каждом возможном сечении устанавливаются датчики величины и направления активной мощности.

Очевидно, что деление энергосистемы по точке потока раздела активной мощности в доаварийном режиме по условию минимума небаланса активной мощности в разделившихся частях энергосистемы, допустимо производить только при асинхронных режимах, которые не сопровождаются отключением части нагрузки или

генерации. Это объясняется тем, что изменение потоков активной мощности по линии связи вызвано только изменением сопротивления сети.

В случаях отключения части генерирующей мощности в дефицитной энергосистеме, а также при отключении части нагрузки промежуточных подстанций, точка потоко раздела изменяется и при делении системы по параметрам доаварийного режима появляется значительный небаланс активной мощности. В таких случаях может произойти значительное отклонение точки потоко раздела от положения в доаварийном режиме, и возникновение значительного небаланса активной мощности в дефицитной энергосистеме (положительному или отрицательному). Более правильным является деление системы по параметрам переходного режима. При этом условие минимума небаланса активной мощности в разделившихся частях энергосистемы должно также выполняться.

При исследовании асинхронных режимов в качестве информативных параметров выберем ЭДС E эквивалентных генераторов, угол δ между ЭДС эквивалентных генераторов, взаимное скольжение роторов эквивалентных генераторов

$$S = \frac{d\delta}{dt}.$$

При синхронных качаниях взаимное скольжение периодически меняет свой знак, а в режиме асинхронного хода, вследствие постоянного увеличения угла между ЭДС эквивалентных генераторов, знак взаимного скольжения остается постоянным. Изменение знака производной взаимного скольжения при асинхронном ходе происходит при прохождении ее через ноль в моменты равенства угла передачи углу рабочего режима $\delta = \delta_0$ или критическому углу $\delta = \delta_{кр}$ [3]. В том случае, когда необходимо скорейшее устранение асинхронного режима, отключение линии производят в момент достижения ускорением роторов нулевого значения [4].

На рисунке 2 приведены зависимости изменения параметров режима при асинхронном ходе ($P_{Г}$ – активная мощность одного из синхронных генераторов, $A_{рот}$ – ускорение ротора генератора). Из приведенных зависимостей видно, что при делении системы в момент достижения ускорением ротора генератора значения равного 0 (изменение положительного значения на отрицательное) наступает мгновенный установившийся режим, а выдаваемая мощность генератора равна доаварийной. В этом случае также исключается возможность включения генераторов в режиме противофаз ЭДС.

Аналогичные расчеты для случая с отключением генерирующей мощности в узле 5 и нагрузки промежуточной подстанции 4 приведены на рисунке 3 и 4.

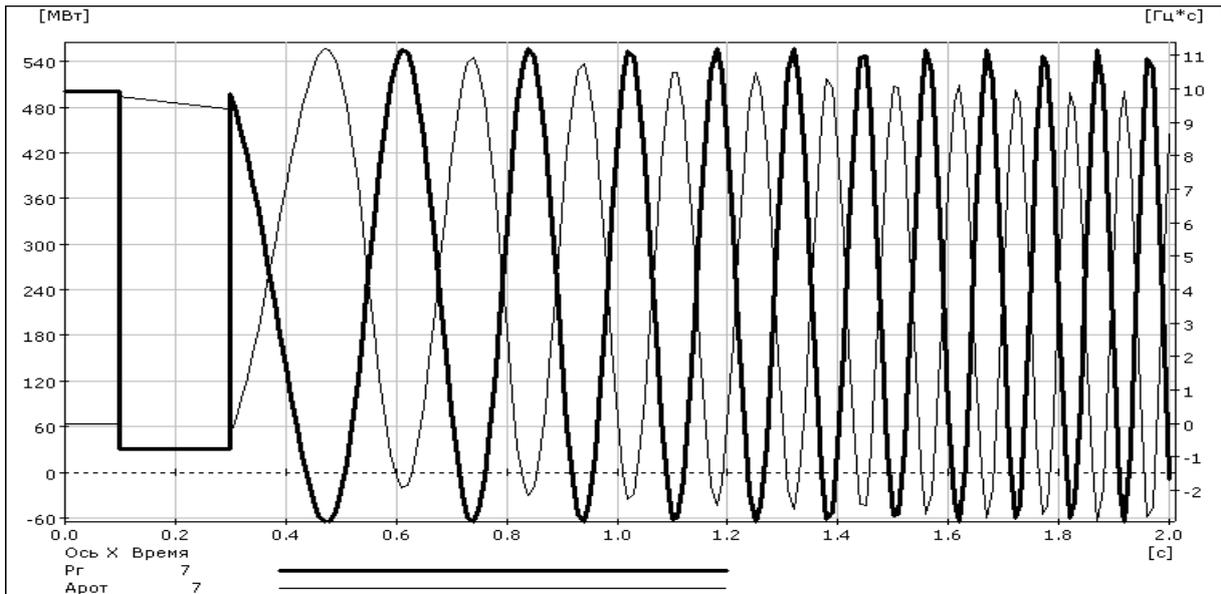


Рисунок 2 – Изменение мощности и ускорения ротора генератора 5 при АР с отключением одной из параллельных линий

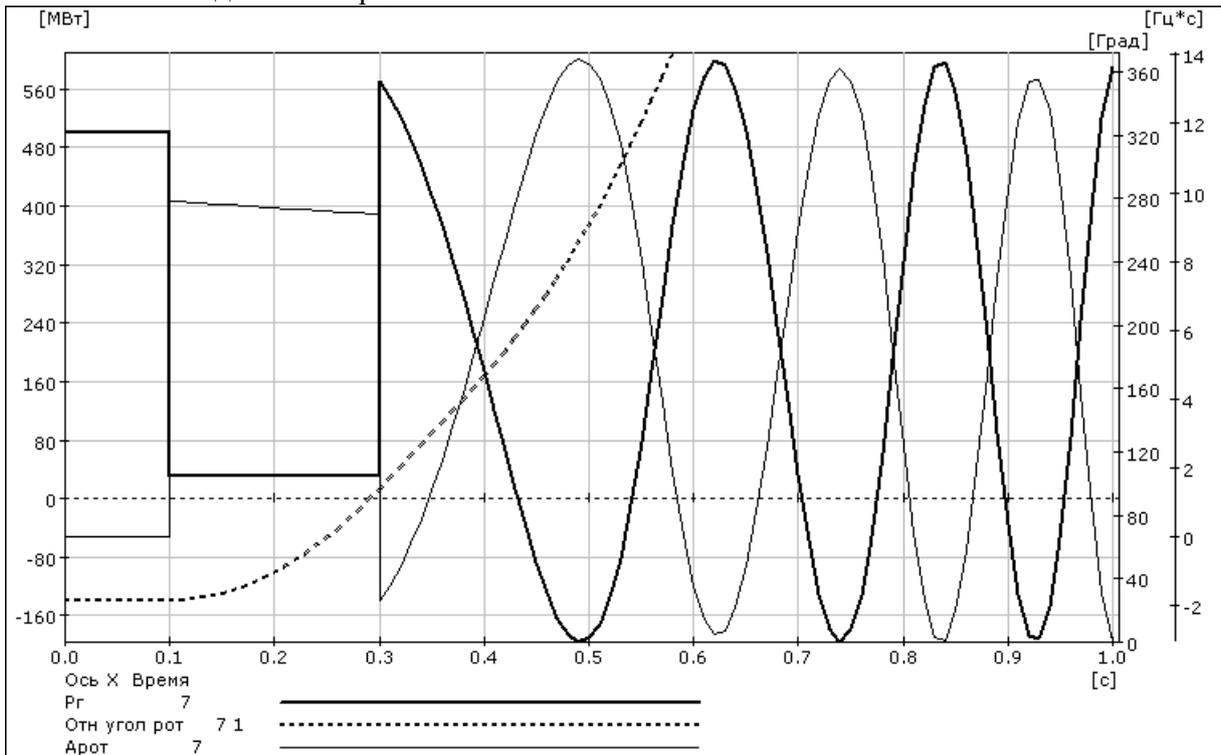


Рисунок 3 – Зависимость изменения мощности, ускорения и относительного угла генератора 5 при асинхронном режиме с отключением нагрузки в узле 4

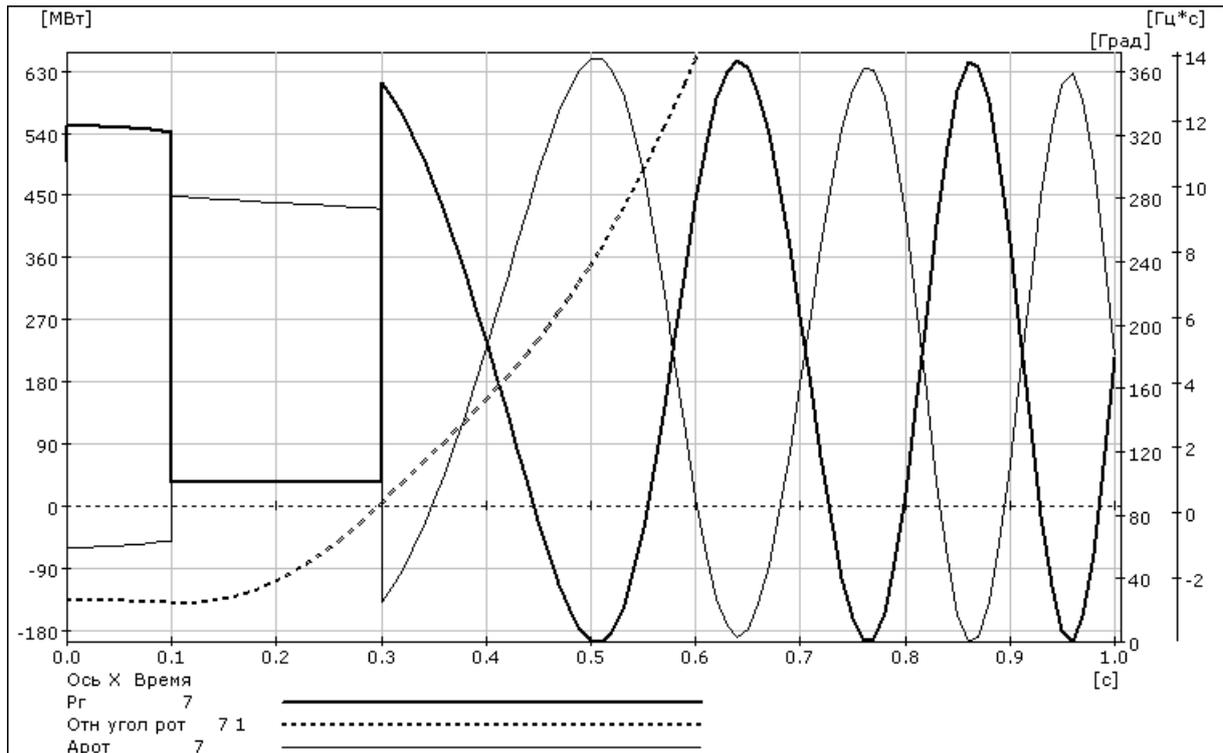


Рисунок 4 – Зависимость изменения мощности, ускорения и относительного угла генератора при асинхронном режиме с отключением генерирующей мощности

Из приведенных зависимостей видно, что при всех возможных аварийных возмущениях, приводящих к началу асинхронного хода между двумя частями энергосистемы, минимальный небаланс активной мощности в разделившихся частях будет наблюдаться при делении системы по сечению с минимальным значением активной мощности в момент, когда ускорение ротора генератора, после фиксации начала асинхронного режима, равно нулю.

Литература

1. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 112 с.
2. Гоник Я.Е. Иофьев Б.И. Основное устройство автоматического прекращения асинхронного хода и некоторые особенности расчета его параметров срабатывания // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. – М.: Энергоиздат, 1982, С. 68 – 73.
3. Баркан Я.Д., Орехов Л.И. Автоматизация энергосистем. – М.: Высшая школа, 1981. – 271 с.
4. Авторское свидетельство СССР № 1511802. Система автоматики ликвидации асинхронного режима энергосистемы / Т.В. Колонский, Н.В. Филатова Н 02 У 3/24 // Б.И. 1987, № 36.