

**А.И. ФЕДОТОВ
Н.В. ЧЕРНОВА
А.Р. АХМЕТШИН**

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 КВ**

Учебное пособие

**А.И. ФЕДОТОВ
Н.В. ЧЕРНОВА
А.Р. АХМЕТШИН**

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 КВ**

Учебное пособие

Казань
2015

УДК 621.311
ББК 31.2
Ф34

Рецензенты:

кандидат технических наук, генеральный директор
научно-производственного объединения «Энергия» *А.В. Кузнецов*;
доктор технических наук, доцент Казанского государственного
энергетического университета *Е.И. Грачева*

Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р.

Ф34 Специальные вопросы проектирования распределительных электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учеб. пособие / А.И. Федотов, Н.В. Чернова, А.Р. Ахметшин. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 120 с.

В учебном пособии рассмотрены специальные вопросы проектирования распределительных электрических сетей напряжением 6–10 кВ, а в частности представлено оборудование, позволяющее повысить показатели качества электроэнергии в совокупности с решением проблемы энергосбережения; приведены численные примеры для выбора рассматриваемого оборудования.

Учебное пособие предназначено для студентов всех форм обучения по направлениям подготовки 13.03.02, 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», изучающих дисциплины «Основы проектирования электроэнергетических сетей и систем», «Расчет и регулирование режимов электроэнергетических систем», «Современные проблемы энергетики», «Специальные вопросы электроэнергетических систем».

УДК 621.311
ББК 31.2

© Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В., 2015

© Казанский государственный энергетический университет, 2015

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день обеспечение потребителей распределительных электрических сетей (РЭС) напряжением 0,4–10 кВ качественной электроэнергией (КЭ) является актуальной задачей. Важнейшими показателями КЭ являются уровень и несимметрия напряжения, отклонение которых от нормативных показателей ведет к нарушению работы и уменьшению срока службы электрооборудования. При невыполнении нормативных показателей качества электроэнергии (ПКЭ) потребитель вправе потребовать от электроснабжающих компаний возмещение ущерба. Одной из важных проблем в РЭС напряжением 0,4–10 кВ также является большая потеря электроэнергии при ее передачи потребителям. Так, по данным ОАО «Сетевая компания» эти потери составляют 62 % от их общего количества в электрических сетях.

Отклонение уровня напряжения от нормативных значений происходит из-за большой протяженности линий электропередач (ЛЭП) в РЭС напряжением 0,4–10 кВ. Ежегодное увеличение потребителей электроэнергии ведет к тому, что ЛЭП, спроектированные по нормам электропотребления второй половины прошлого века, уже не обладают необходимой пропускной способностью. Актуальной задачей является разработка критериев экономической оценки эффективности реконструкции ЛЭП, в частности, путем замены проводов на большие сечения, применения вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ), позволяющих выбрать менее затратное мероприятие для обеспечения КЭ у потребителей.

В приказе, утвержденном Минэнерго России от 23.06.2015 г. № 380, установлены предельные значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$), по которым рассчитывается минимально необходимый уровень компенсации реактивной мощности (КРМ). В свою очередь, влияние глубокой КРМ (когда $\text{tg } \varphi$ ниже нормативных значений) на экономические и технические показатели функционирования РЭС изучено недостаточно. Так, параметры и количество ВДТ могут меняться в зависимости от уровня КРМ, что требует комплексного подхода к выбору как устройств КРМ, так и ВДТ.

Под воздействием неравномерного распределения нагрузок в трёхфазной электрической сети имеет место несимметрия напряжений. В результате возникают дополнительные потери мощности, значительно снижается срок службы электрических машин. Для устранения несимметрии фазных напряжений выпускаются трансформаторы с симметрирующим устройством (СУ). Однако в настоящее время отсутствует методика расчета режимов электрических сетей напряжением 0,4 кВ при их установке, что делает актуальной задачу разработки методики представления данных трансформаторов в схемах замещения и оценки эффективности их применения.

Учебное пособие состоит из 4 глав:

- в первой главе раскрыта проблема обеспечения ПКЭ в РЭС;
- во второй главе выполнен обзор силового оборудования, предназначенного для повышения КЭ: силовые трансформаторы на напряжение 10/0,4 кВ с регулированием под нагрузкой; пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН) серии ВДТ/VR32; ВДТ типа ТВМГ на напряжение 0,4–35 кВ; симметрирующие автотрансформаторы; динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН); быстродействующее автоматическое включение резерва (БАВР);
- в третьей главе рассмотрены способы обеспечения нормативного уровня напряжения, такие как: КРМ; совместное применение ВДТ и устройств КРМ; выбор ВДТ с учетом регулирующего эффекта нагрузки; произведена экономическая оценка реконструкции ЛЭП;
- в четвертой главе произведены расчеты параметров и оценка технической и экономической эффективности применения симметрирующих трансформаторов.

Целью учебного пособия является формирование у студентов компетенций, позволяющих им при выполнении проектов закладывать современные технические решения по энергосбережению и обеспечению надлежащего КЭ в электрических сетях, в том числе:

- способность использовать методы анализа и моделирования электрических цепей;
- способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования;
- способность проводить обоснование проектных решений;
- способность оценивать техническое состояние и остаточный ресурс оборудования;

- способность применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы;
- способность применять методы анализа вариантов, разработки и поиска компромиссных решений;
- способность осуществлять технико-экономическое обоснование проектов;
- способность принимать решения в области электроэнергетики и электротехники с учетом энерго- и ресурсосбережения;
- способность определять эффективные производственно-технологические режимы работы объектов электроэнергетики и электротехники.

Учебное пособие подготовлено в процессе выполнения НИР «Методы повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии в распределительных электрических сетях», задание № 2014/448 на выполнение государственных работ в сфере научной деятельности в рамках базовой части государственного задания Минобрнауки России.

1. ПРОБЛЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Значение электроэнергии для жизнедеятельности населения и функционирования экономики таково, что в современном мире обойтись без нее практически невозможно. Электроэнергия – товар, представляющий собой одну из самых значительных ценностей среди существующих товаров и услуг. Еще в XX в. электроэнергетика стала ключевой отраслью экономики в подавляющем большинстве стран. Электроэнергия – важный фактор основных социально-экономических процессов в современном мире: жизнеобеспечения населения и потребления домохозяйств; производства товаров и услуг; национальной безопасности; охраны окружающей среды [1].

Основные показатели социально-экономического развития страны (макроэкономические характеристики) используются в качестве исходных условий для решения следующих задач:

- прогнозирование потребности страны в электроэнергии;
- прогнозирование финансового состояния энергокомпаний и оценка их инвестиционных ресурсов;
- определение эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике.

При разработке генеральной схемы основные показатели социально-экономического развития России принимались на основе «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.» [2].

Особенности прогнозного баланса на 2009–2020 гг.:

1. В электроэнергетике с 2002 г. на регулярной основе разрабатываются прогнозные балансы на среднесрочный период. Завершено 6 циклов разработки.

2. Прогнозный баланс базируется на актуальных прогнозах электропотребления и намерениях компаний и показывает направления развития электроэнергетики и балансовую ситуацию в энергозонах.

3. Начиная с 2008 г. прогнозный баланс используется в качестве инструмента мониторинга генеральной схемы до 2020 г. Этим определяется принятый период прогнозирования – до 2020 г.

4. В результате разработки данного прогнозного баланса подготовлен доклад в Правительство РФ о ходе реализации генеральной схемы с предложениями по ее корректировке.

5. Для энергокомпаний прогнозный баланс является информационным документом для уточнения инвестиционной программы, производственной и топливной политики среднесрочного периода [2].

На рис. 1.1 представлен график прогнозируемого электропотребления за период до 2030 г [3].

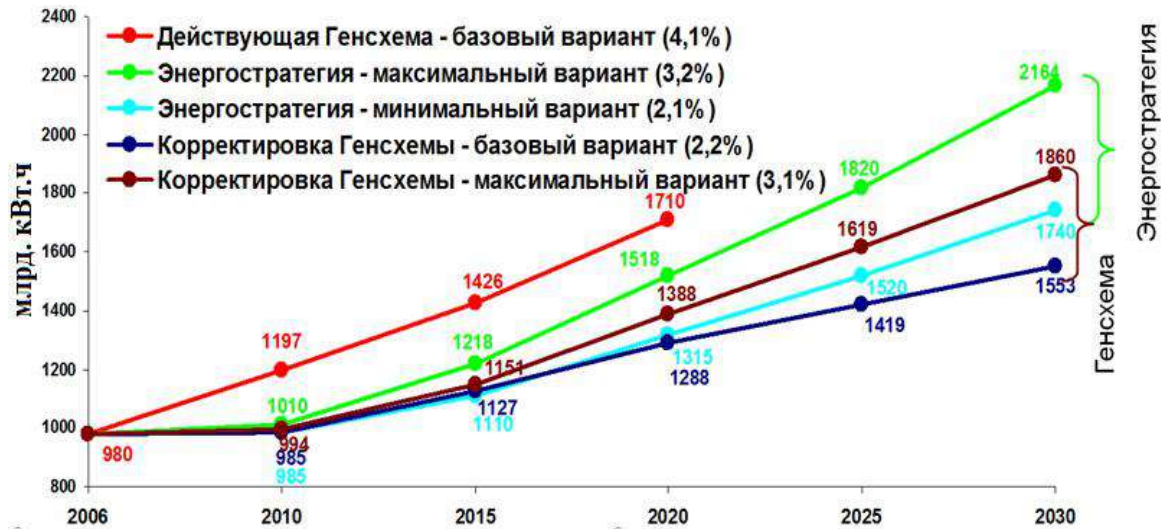


Рис. 1.1. Прогнозируемое электропотребление за период до 2030 г.

Прогноз электропотребления формировался «Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (АПБЭ), исходя из прогноза валового внутреннего продукта (ВВП), повышения энергоэффективности экономики, роста электрооснащенности труда и увеличения электропотребления коммунально-бытового сектора.

Удельное электропотребление в бытовом и коммерческом секторах на душу населения в Российской Федерации вырастет до 2880 кВт · ч/чел к 2030 г. по сравнению с 1970 кВт · ч/чел на 2010 г. [4].

В открытом акционерном обществе (ОАО) «Татэнергосбыт» на обслуживании состоят 849 841 физических лиц (население). В структуре отпуска электроэнергии ОАО «Татэнергосбыт» население и приравненные к ним потребители составляют 13,3 %.

В 2012 г. на розничном рынке электрической энергии компания реализовала 23 398,52 млн кВт · ч, что выше факта 2011 г. на 3 % [5].

На рис. 1.2 показан рост количества технологических присоединений в бытовом мелкомоторном секторе по годам (по данным ОАО «Сетевая компания»).

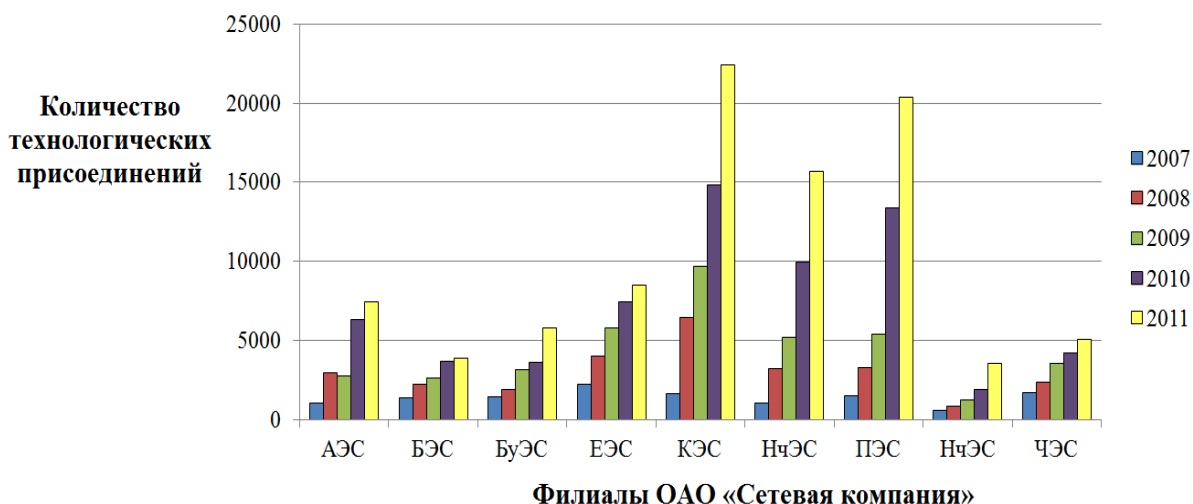


Рис. 1.2. Рост количества технологических присоединений по годам

По рис. 1.2 виден семикратный рост количества технологических присоединений за пятилетний период. Это показывает значительное увеличение энергонасыщенности в бытовом мелкомоторном секторе, что должно рассматриваться как положительный фактор повышения уровня жизни населения и автоматизации производств. Однако как результат увеличивается нагрузка на электрические сети, что приводит к снижению уровня напряжения далеко за нормативно допустимые пределы.

В процессе разработки технических решений по улучшению ПКЭ произведен мониторинг уровня напряжения нескольких десятков подстанций 10/0,4 кВ и потребителей 0,4 кВ. Выявлены порядка десяти случаев снижения уровня напряжения за предельно допустимые значения. В качестве примера на рис. 1.3 и 1.4 приведены РЭС 0,4 кВ, для которых были получены диаграммы изменения уровня напряжения за наблюдаемый период (рис. 1.5 и 1.6). Диаграмма на рис. 1.5 была получена при измерении уровня напряжения на шинах с низкой стороны ТП № 1025 и опоры № 63 (так как поступившая жалоба на этот уровень была получена от потребителя, питающегося от данной опоры). Опоры обозначаются цифрами. Диаграмма на рис. 1.6 была получена при измерении уровня напряжения на шинах низшего напряжения ТП № 1025 и опоры № 28 по той же причине, что и в первом случае.

Анализ представленных диаграммам (рис. 1.5 и 1.6) показывает, что уровень напряжения в РЭС (рис. 1.3 и 1.4) снижается глубоко за нормативные пределы. И еще раз доказывает актуальность проблемы по повышению уровня напряжения.

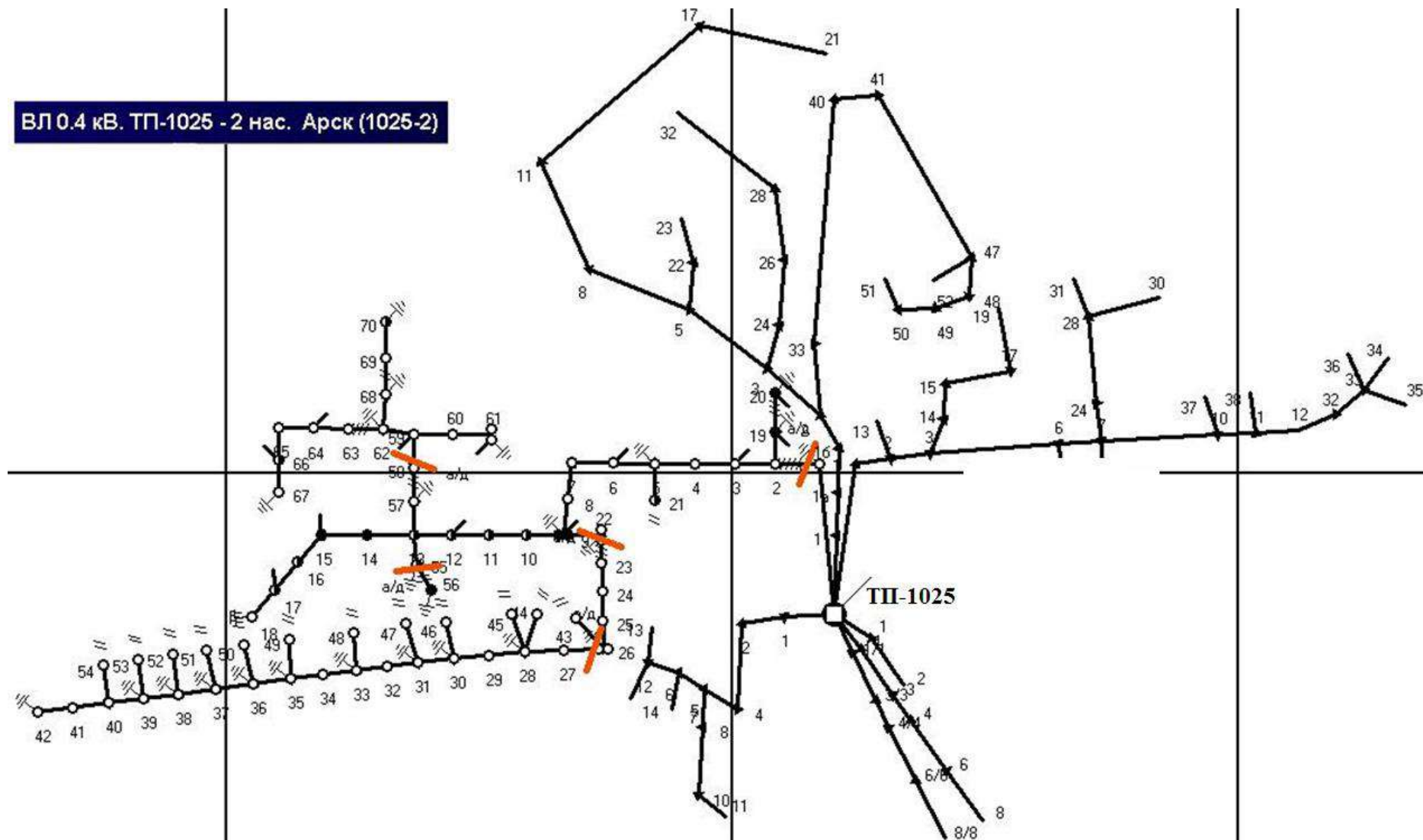


Рис. 1.3. Распределительная электрическая сеть 0,4 кВ от ТП № 1025

ВЛ 0.4 кВ. ТП-3358 - 3 магазин, нас.

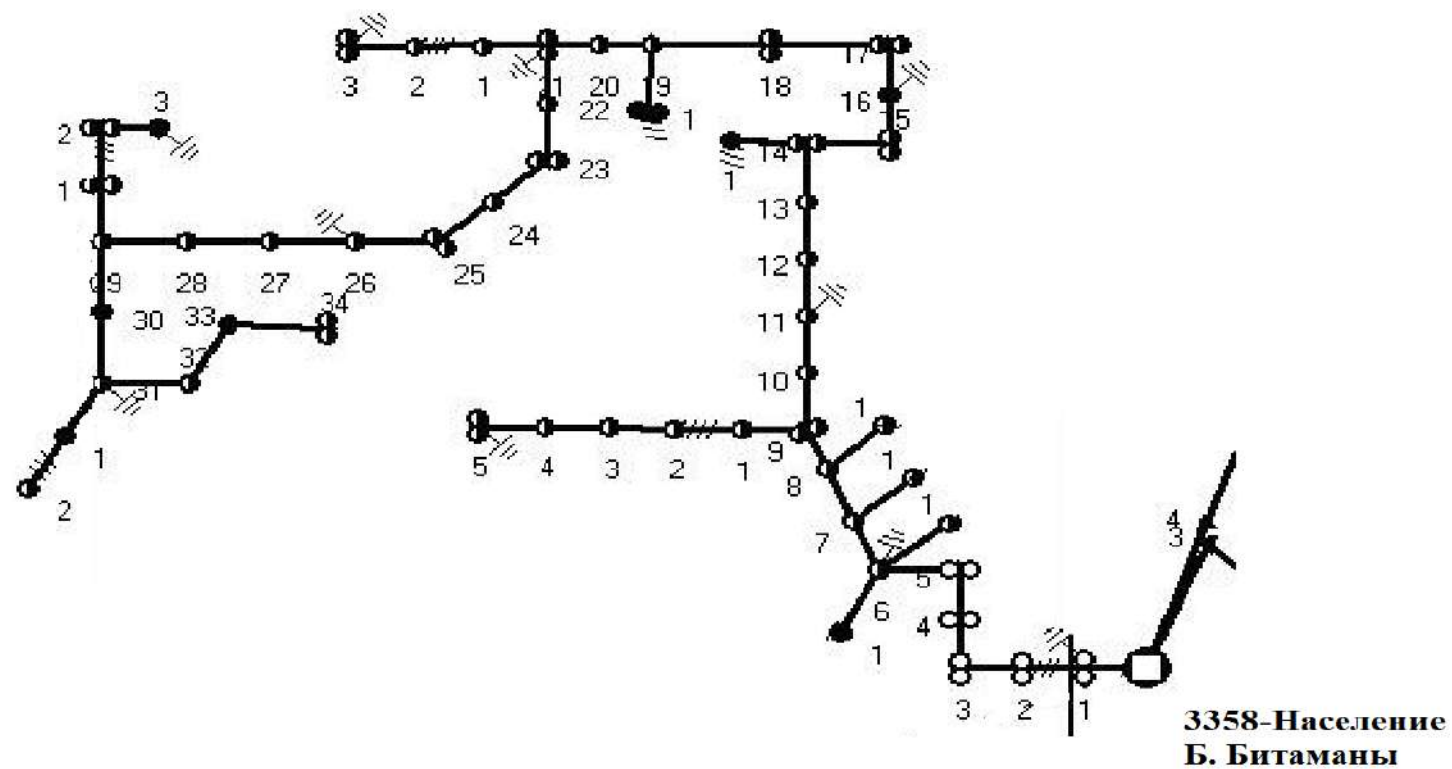


Рис. 1.4. Распределительная электрическая сеть 0,4 кВ от ТП № 3358

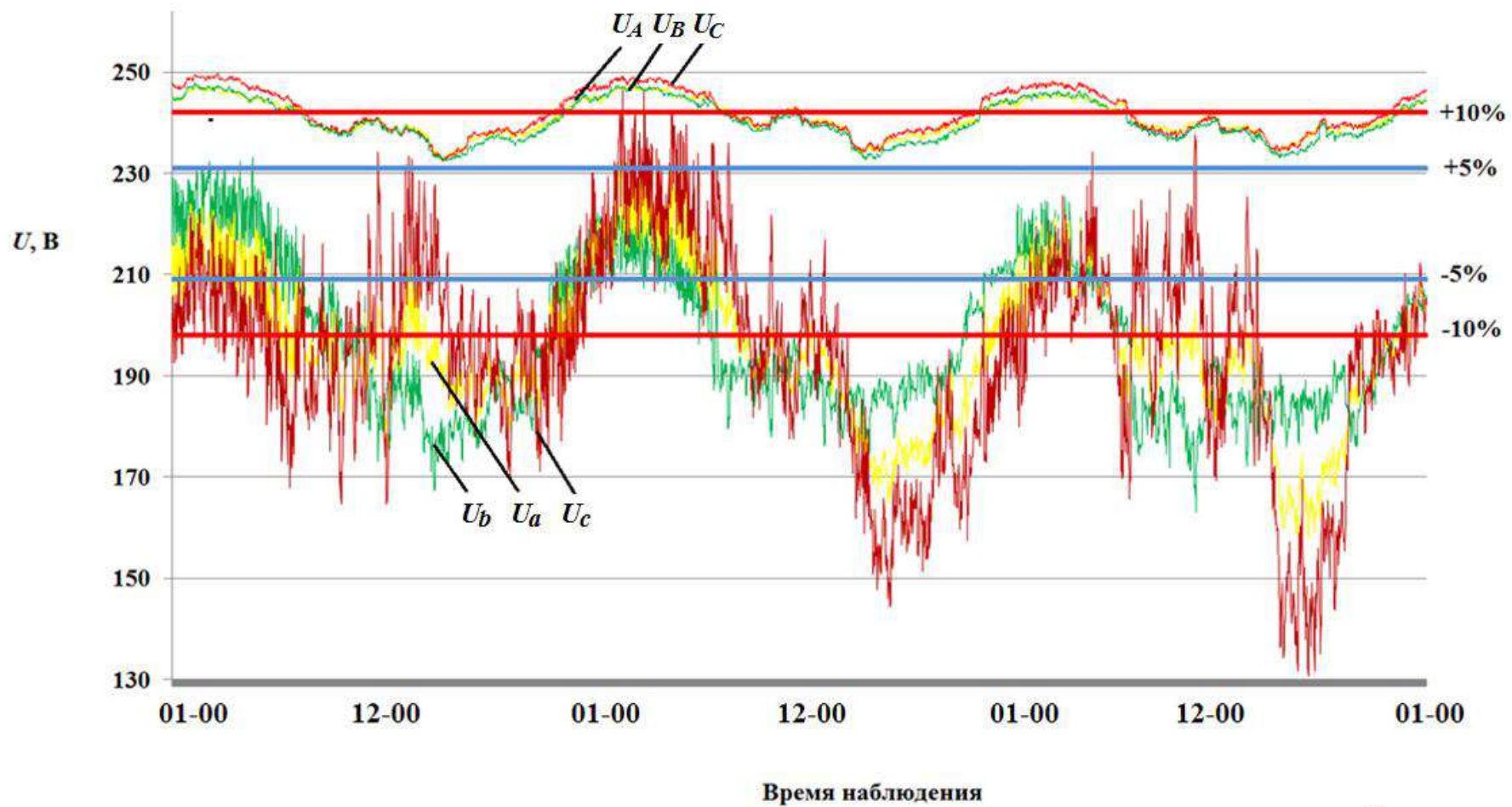


Рис. 1.5. Изменения уровня напряжения в распределительной сети, представленной на рис. 1.3
 (U_A, U_B, U_C – в ТП № 1025; U_a, U_b, U_c – опора № 63)

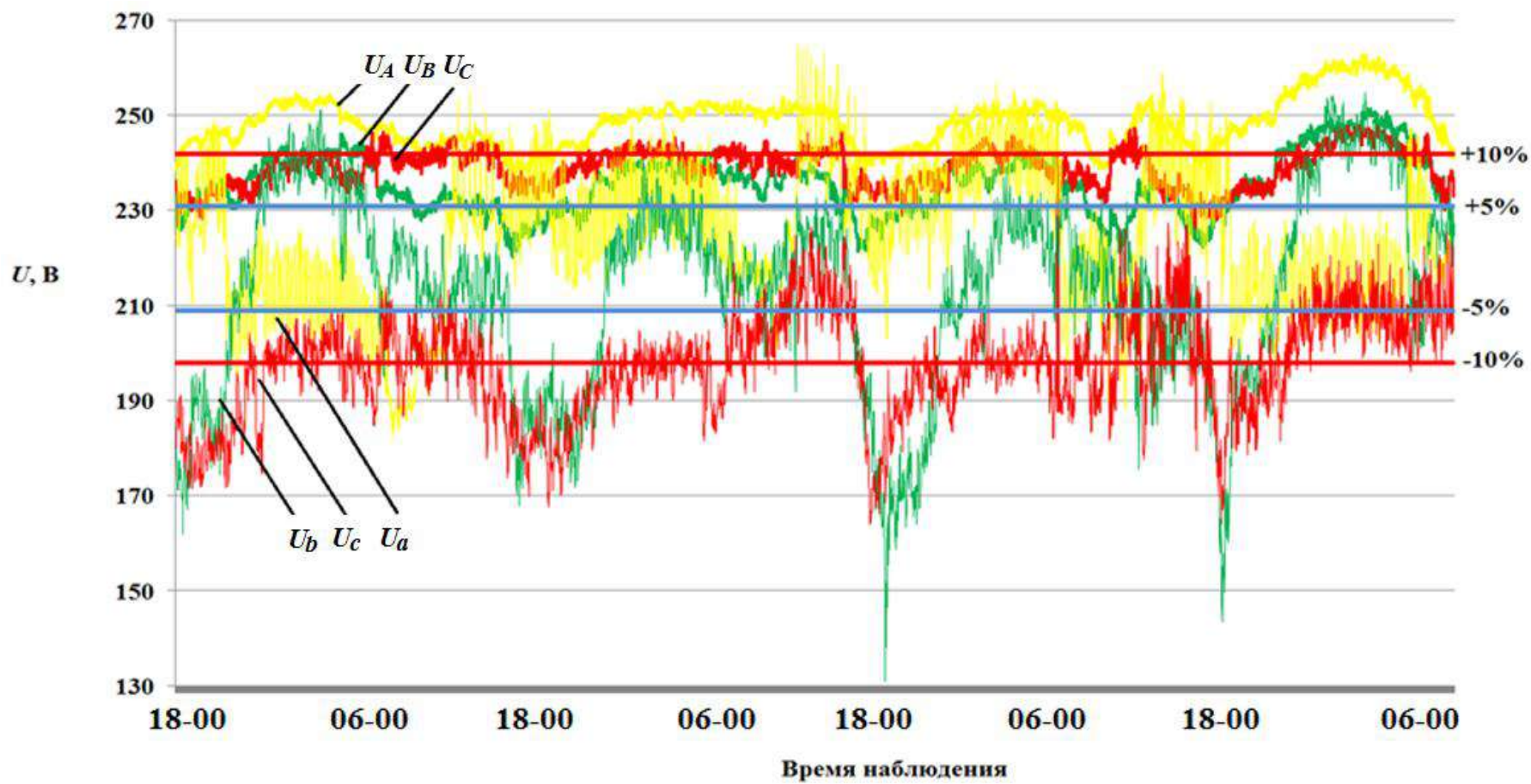


Рис. 1.6. Изменения уровня напряжения в распределительной сети, представленной на рис. 1.4
 (U_A , U_B , U_C – в ТП № 3358; U_a , U_b , U_c – опора № 28)

Несимметрия по нулевой и обратной последовательностям (ОП) является еще одним важнейшим ПКЭ. Идеальная симметричная система напряжений характеризуется равенством фазных ($0A$, $0B$, $0C$) и междуфазных (AC , CB , CA) напряжений, сдвинутых друг относительно друга на одинаковые углы в 120° [6, 9, 21].

Несимметрия напряжения является следствием включения в сеть несимметричных нагрузок, получающих питание от 1 или 2-х фаз трехфазной сети. Широко распространенными примерами таких несимметричных нагрузок являются:

- сварочное оборудование, индукционные печи, тяговые подстанции электрифицированного железнодорожного транспорта;
- ЛЭП с несимметричным сопротивлением фаз линии;
- бытовая аппаратура, освещение [6, 9, 21].

Несимметрия в трехфазных сетях приводит к появлению дополнительных потерь в их элементах, сокращает срок службы электрооборудования и снижает экономические показатели его работы. Особо следует отметить влияние несимметрии напряжения на работу электрических машин переменного тока, приводящее к появлению дополнительного магнитного поля, вращающегося в направлении, противоположном направлению вращения ротора, с удвоенной синхронной скоростью.

В табл. 1.1 приведены экспериментальные данные из [7], характеризующие работу асинхронный двигатель (АД) в условиях несимметрии.

Таблица 1.1

Показатели работы АД при несимметрии напряжений

Показатель	Несимметрия напряжений, %		
	2	3,5	5
Ток ОП, %	15	27	38
Общее увеличение потерь активной мощности, %	8	25	50
Увеличение температуры, $^\circ\text{C}$			
класс <i>A</i>	5	15	30
класс <i>B</i>	6	20	40
Ток статора, %	101	104	107,5

По [26] несимметрия напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по ОП – K_{2Ui} ;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности (НП) – K_{0Ui} .

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по ОП в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по НП в точках общего присоединения к четырех проводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

При определении K_{2Ui} допускается находить $U_{2(1)i}$, K_{0Ui} методом симметричных составляющих [7].

Метод симметричных составляющих является одним из основных методов, применяемых для расчета несимметричных режимов в линейных электрических системах. В его основе лежит возможность представления несимметричной системы электродвижущей силы (ЭДС), напряжений или токов суммой трех симметричных систем и замена по принципу наложения расчета несимметричного режима работы трехфазной цепи расчетом трех симметричных режимов. Метод широко используется в релейной защите для расчета токов коротких замыканий в электрических сетях.

В соответствии с методом симметричных составляющих любую несимметричную трехфазную систему ЭДС, напряжений или токов можно представить суммой трех симметричных трехфазных систем: прямой, обратной и НП. Эти системы называют симметричными составляющими данной несимметричной трехфазной системы.

На рис. 1.7 и 1.8 показаны рассчитанные K_{2Ui} , K_{0Ui} для рассмотренных выше наблюдаемых подстанций.

Несимметричную трехфазную систему напряжений U_A , U_B , U_C , можно заменить суммой трех симметричных систем:

а) системы напряжений (ПП) U_{A1} , U_{B1} , U_{C1} (трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде, сдвинуты по фазе на 120° , с прямым чередованием фаз A , B , C);

б) системы напряжений ОП U_{A2} , U_{B2} , U_{C2} (трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде, сдвинуты по фазе на 120° , с обратным чередованием фаз A , C , B);

в) системы напряжений НП U_{A0} , U_{B0} , U_{C0} (трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде и совпадают по фазе).

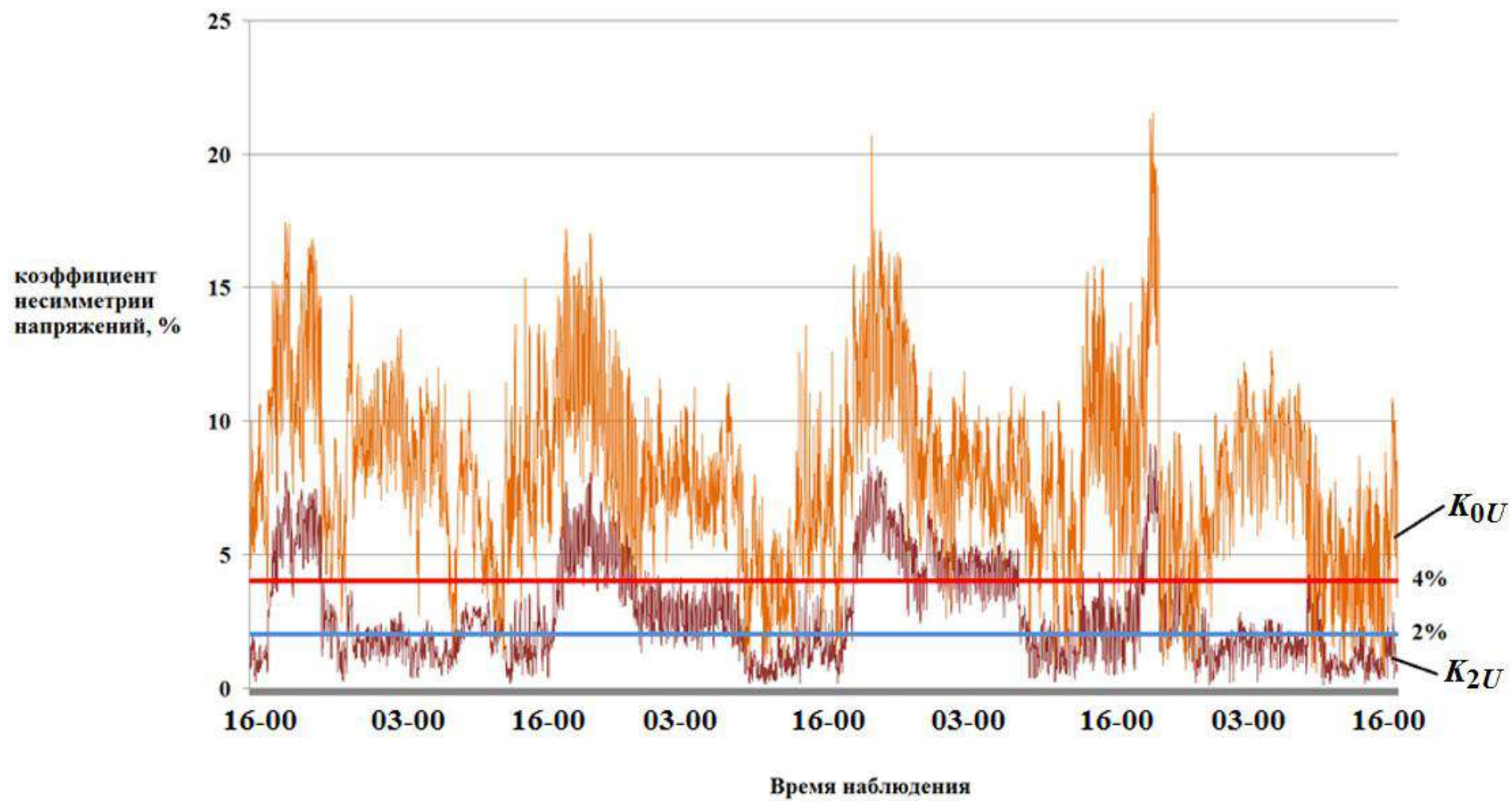


Рис.1.7. Изменение коэффициентов K_{2U} , K_{0U} в течение наблюдаемого времени у потребителя, питающегося от опоры № 28, представленной на рис. 1.4

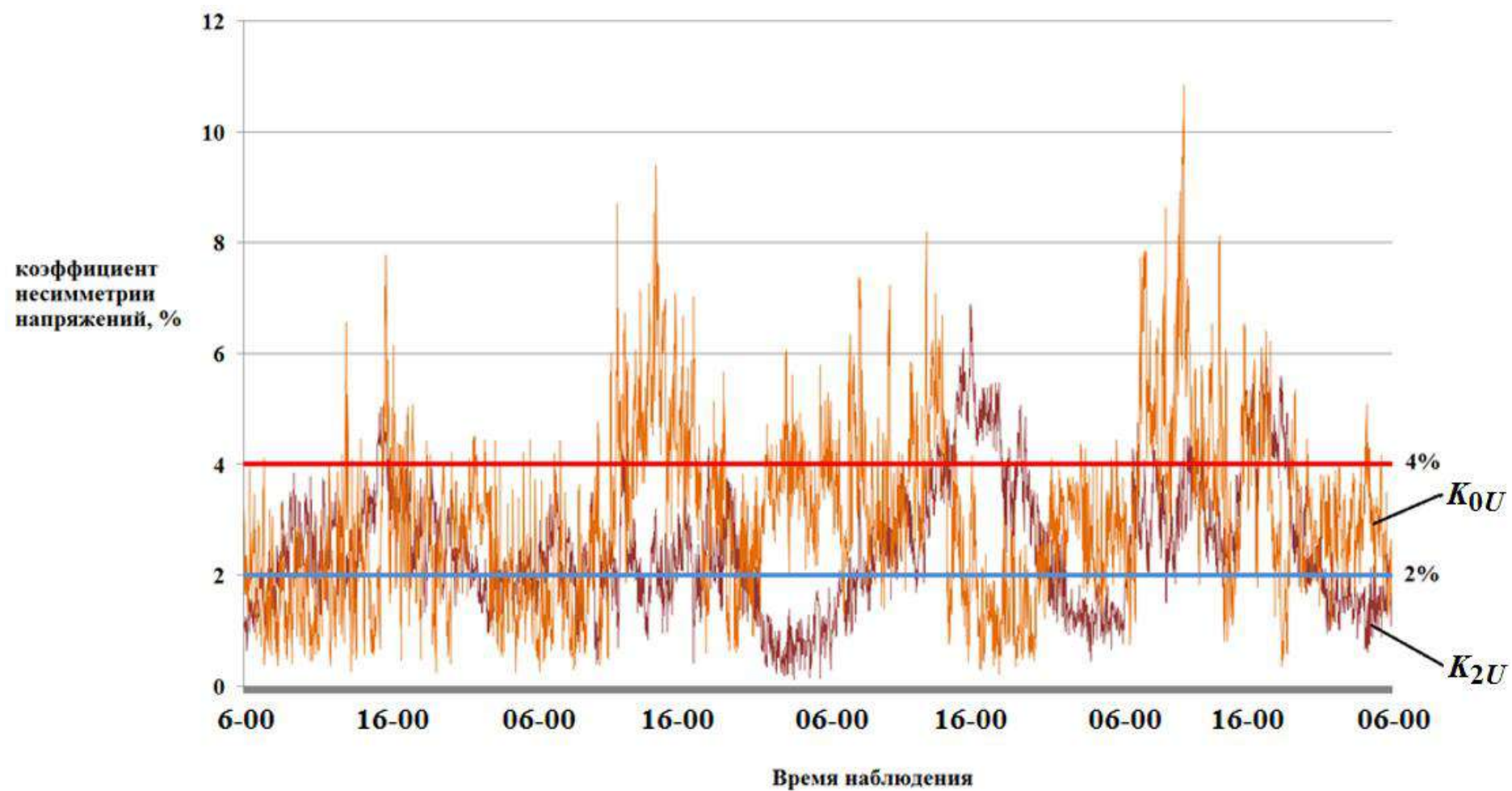


Рис. 1.8. Изменение коэффициентов K_{2U} , K_{0U} в течение наблюдаемого времени у потребителя, питающегося от опоры № 63, представленной на рис. 1.4

Системы прямой и ОП являются уравновешенными, т.е. сумма векторов трех фаз равна нулю. Система НП – неуравновешенная, сумма векторов равна утроенному значению одного вектора. Напряжения исходной системы U_A , U_B , U_C , будут определяться как сумма соответствующих симметричных составляющих [9].

При обработке результатов мониторинга уровня напряжения нескольких десятков подстанций 10/0,4 кВ и потребителей 0,4 кВ выяснилось, что на 75 % наблюдаемых подстанций присутствовала различного уровня несимметрия напряжения. Её можно увидеть на рис. 1.4 и 1.6 для двух РЭС для напряжения 0,4 кВ.

Из рис. 1.7 и 1.8 видно, что K_{2U_i} , K_{0U_i} , превышают допустимые пределы. На рис. 1.8 K_{0U_i} превышает в четыре раза. В связи с этим происходит увеличение потерь активной мощности в рассмотренных РЭС. Это еще раз доказывает актуальность исследований и разработки мероприятий по уменьшению несимметрии напряжения.

В результате обработки полученных измерений параметров электрической сети было определено, что основными параметрами, снижающими ПКЭ, являются отклонение и несимметрия напряжения. В результате этого в дальнейшем в работе рассмотрены методы улучшения ПКЭ по отклонению напряжения и их несимметрии.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается метод симметричных составляющих?
2. Объясните, что понимается под термином «качество электроэнергии».
3. Что такое установившееся отклонение напряжения?
4. Объясните, что такое несимметрия напряжения.
5. Разъясните сущность проблемы качественного электроснабжения потребителей.
6. Назовите, какими показателями характеризуется несимметрия напряжения.
7. Объясните, к чему приводит несимметрия напряжения в трехфазных сетях.

2. СИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10/0,4 КВ С РЕГУЛИРОВАНИЕМ ПОД НАГРУЗКОЙ

Устройство для переключения под нагрузкой (ПБВ) обязательно содержит две токоведущие цепи, причем ни при каких условиях они не должны быть одновременно разомкнуты, напротив, обязательно существует такое промежуточное положение, называемое положением «мост», в котором обе эти цепи оказываются замкнутыми одновременно, и два соседних ответвления регулировочной обмотки соединены между собой (рис. 2.1).

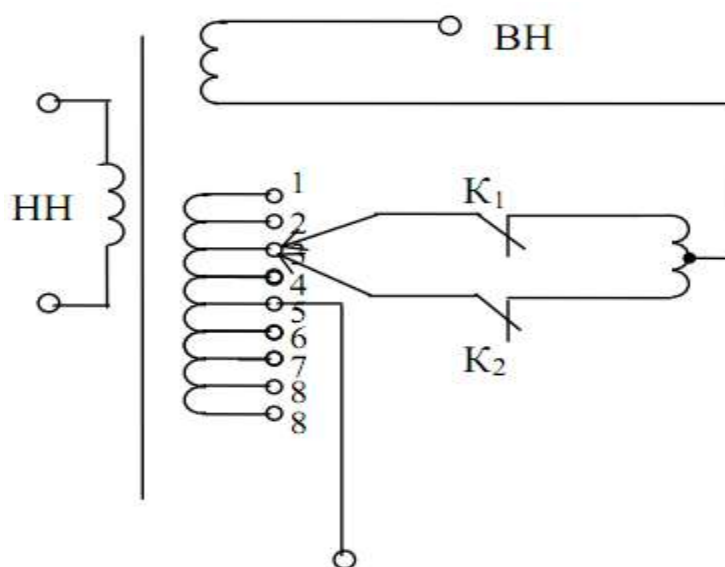


Рис. 2.1. Принципиальная схема обмотки трансформатора, оснащённого устройством регулирования напряжения под нагрузкой

В настоящее время новым на рынке электроэнергетики оборудованием являются трансформаторы номинальным напряжением 6–10/0,4 кВ, оснащенные устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), параметры которых представлены в Прил., табл. П1.

Долгое время считалось, что такие трансформаторы не экономичны (их стоимость примерно в 2 раза выше стоимости трансформаторов, оснащенных устройством переключения без возбуждения) и они промышленностью не изготавливались, несмотря на принципиальную возможность стабилизации напряжения. Внешний вид трансформатора

серии SZ9 на номинальное напряжение 10 кВ с РПН производства китайской компании Zhejiang Leren Electric Power Transformer представлен на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Трансформатор производства китайской компании Zhejiang Leren Electric Power Transformer

Диапазон регулирования напряжения питания составляет $\pm 4 \cdot 2,5 \%$ для высокого напряжения трансформатора с РПН [10].

Трансформатор, выпускаемый немецкой фирмой griDcon[®] Transfor Mer, представлен на рис. 2.3.



Рис. 2.3. Трансформатор, выпускаемый немецкой фирмой griDcon[®] Transfor Mer

Трансформаторы, выпускаемые немецкой фирмой griDcon[®] Transformer [11], аналогичны трансформаторам на номинальное напряжение 10 кВ производства китайской компании Zhejiang Leren Electric Power Transformer. Основные параметры трансформаторов приведены в Прил., табл. П1.

2.2. ПУНКТ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СЕРИИ ВДТ/VR32

ПАРН предназначен для регулирования напряжения электрических сетей с любым способом заземления нейтрали трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 6 и 10 кВ, номинальным током до 600 А (Прил., табл. П2 и П3).

ПАРН следует использовать при реконструкции и новом строительстве электрических сетей для увеличения пропускной способности линий 6–10 кВ [12, 13, 14].

ПАРН выполняют функции:

- автоматического повышения или понижения уровня напряжения на ЛЭП в критических точках падения или подъема напряжения;
- автоматического поддержания уровня напряжения в заданных пределах при прямом и обратном направлениях потока мощности (реверсивный режим).

Из рис. 2.4, *а* можно увидеть изменение уровня напряжения при подключении дополнительных нагрузок, а из рис. 2.4, *б* при установке ПАРН.

ПАРН состоит из ВДТ (силовых модулей). В составе ПАРН может быть два или три ВДТ; низковольтных шкафов контроля и управления на базе микропроцессорных устройств.

ВДТ выполнен на базе однофазного масляного автотрансформатора наружной установки, имеющего общую и последовательную обмотки.

Последовательная обмотка имеет 32 ступени для регулирования выходного напряжения в диапазоне $\pm 10\%$. Регулирование осуществляется под нагрузкой с помощью переключателя ступеней. ВДТ оснащен встроенными измерительными трансформаторами тока и напряжения.

Управление переключателем ступеней осуществляется от микропроцессорного устройства контроля и управления. Оно заключено в отдельный металлический шкаф (шкаф управления (ШУ)), который крепится на корпусе ВДТ или этой же опоре.

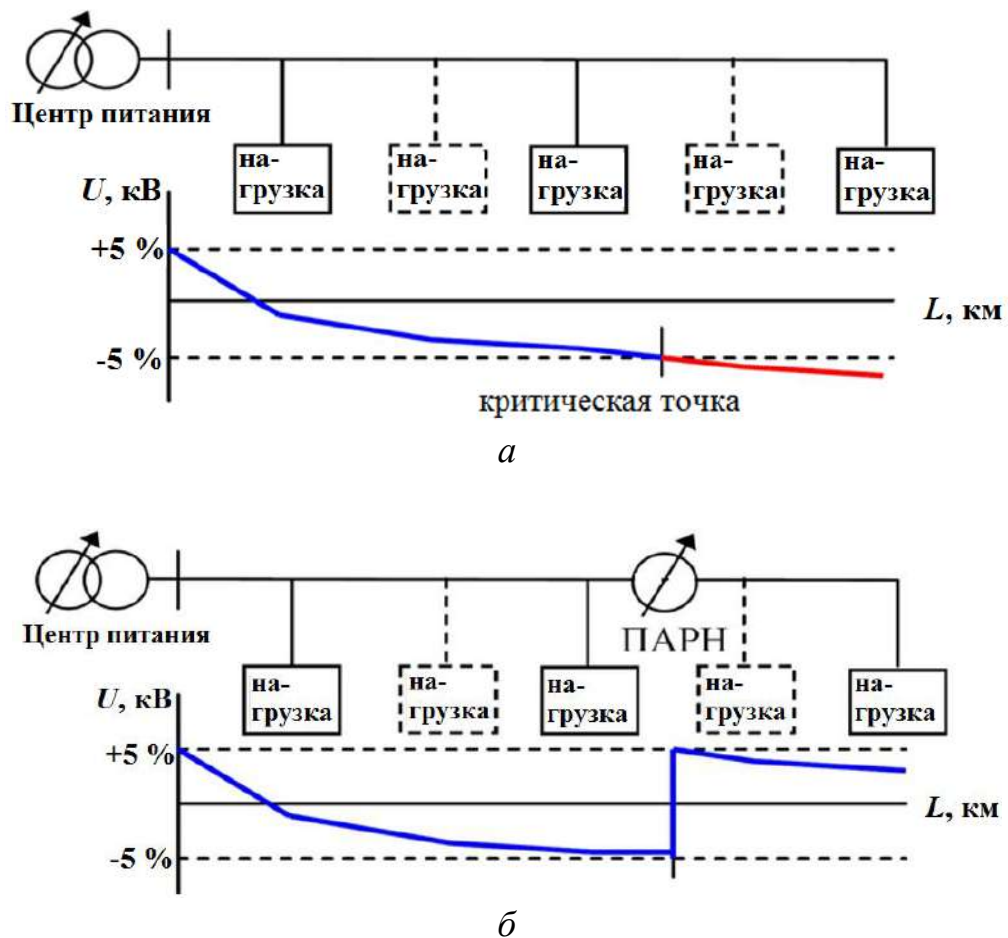


Рис. 2.4. Распределение напряжения по длине ЛЭП:
 а – уровень напряжения при подключении дополнительных нагрузок;
 б – уровень напряжения при подключении дополнительных нагрузок и установке ПАРН

Разъединители используются для осуществления непрерывности электроснабжения при проведении ремонтных или профилактических работ с элементами ПАРН, а также обеспечивают видимый разрыв для выполнения безопасных методов работы персоналом.

Установка ПАРН на опоре представлена на рис. 2.5, установка ПАРН в блок-контейнере представлена на рис. 2.6 [27], установка ПАРН на подстанции «Шахтинская» представлена на рис. 2.7 [13].

Рассмотрим принцип действия (рис. 2.8) ВДТ, который имеет однофазное исполнение с 32 ступенями регулирования (± 16 ступеней) для изменения напряжения. Принцип действия ВДТ аналогичен принципу действия автотрансформатора.

Как видно из рис. 2.8, регулирование напряжения на нагрузке осуществляется путем геометрического сложения напряжения последовательной и общей обмотки. В зависимости от того, включены ли обмотки

встречно или согласно, автотрансформатор будет повышающим или понижающим. Смена полярности на последовательной обмотке производится реверсивным переключателем (рис. 2.9).



Рис. 2.5. Установка ПАРН на опоре



Рис. 2.6. Установка ПАРН в блок-контейнере



Рис. 2.7. Установка ВДТ на подстанции «Шахтинская» [13]

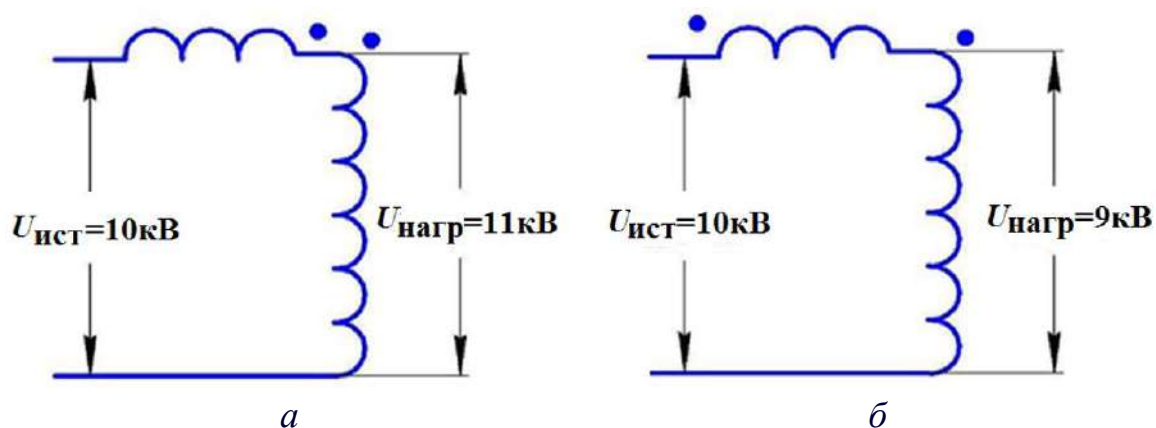


Рис. 2.8. Принцип действия ВДТ:
 а – повышающий трансформатор; б – понижающий трансформатор

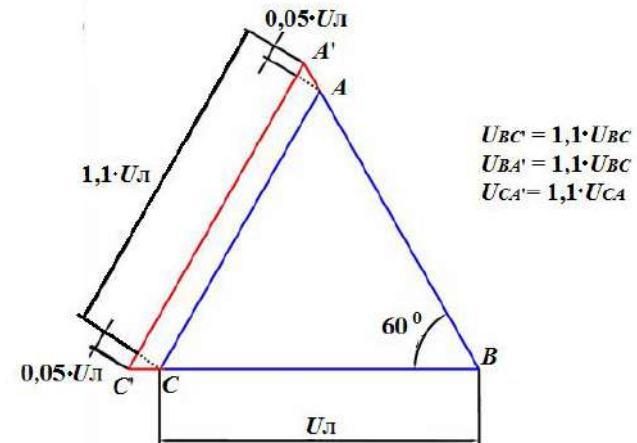
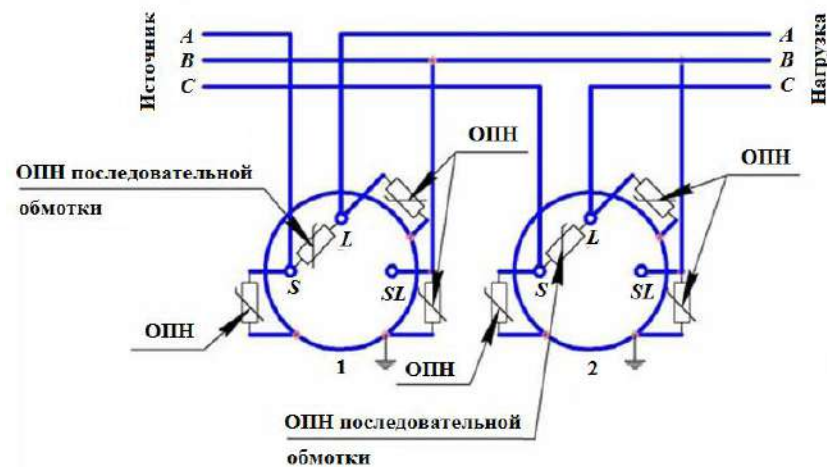
На рис. 2.8, а показан повышающий трансформатор, а на рис. 2.8, б – понижающий трансформатор.



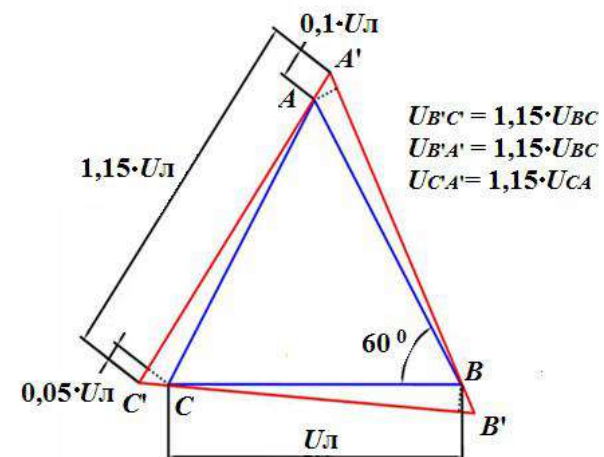
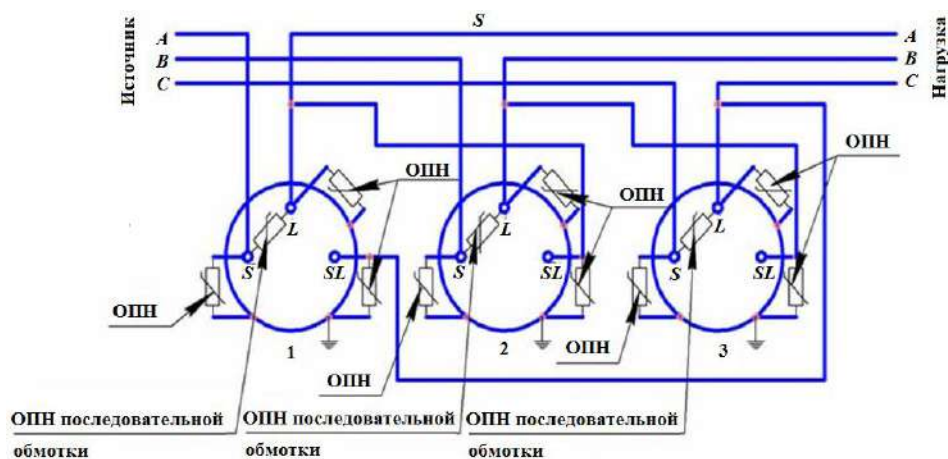
Рис. 2.9. Регулирование напряжения

На рис. 2.9 буквой S обозначается высоковольтный ввод со стороны источника (Sourcebushing), буквой L высоковольтный ввод со стороны нагрузки (Loadbushing); буквами SL высоковольтный ввод общей точки (Source-loadbushing).

Схема включения в сеть двух (а) и трех (б) ВДТ представлена на рис. 2.10.



a



б

Рис. 2.10. Включение в сеть ВДТ: а – двух; б – трех

Однолинейная схема ПАРН представлена на рис. 2.11 [13, 15].

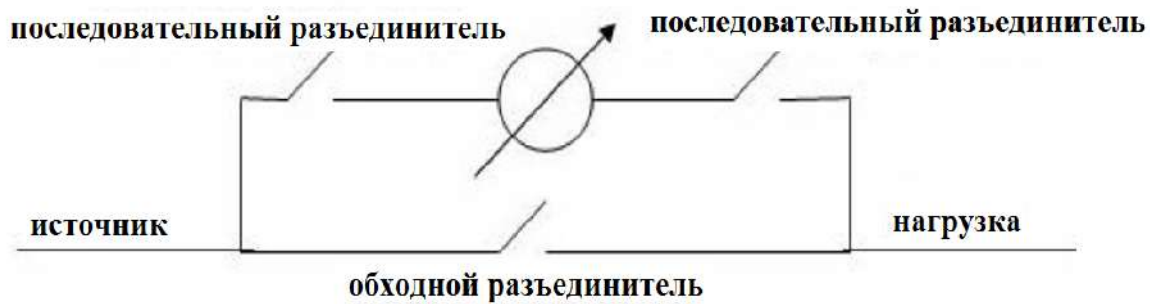


Рис. 2.11. Однолинейная схема ПАРН

В зависимости от схемы включения ПАРН в трехфазную сеть диапазон регулирования напряжения может быть ± 10 или ± 15 %. При включении в сеть двух ВДТ по схеме неполного треугольника диапазон регулирования напряжения во всех 3-х фазах составляет ± 10 % (рис. 2.10, а). При включении в сеть трех ВДТ по схеме полного треугольника диапазон регулирования напряжения во всех трех фазах составляет ± 15 % (рис. 2.10, б).

ПАРН предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом в условиях, предусмотренных для климатического исполнения У и категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 при верхнем рабочем значении температуры окружающей среды $+55$ °С и при нижнем рабочем значении температуры окружающей среды -45 °С. Допускается эксплуатация ПАРН в районах с холодным климатом (зона УХЛ1), для этого предусмотрено устройство контроля температуры, блокирующее работу переключателя ступеней при температуре «замерзания» масла. Также имеется возможность поставки ПАРН в утепленном блок-боксе (БКС) для эксплуатации в районах с суровыми климатическими условиями.

ПАРН серии ВДТ/VR-32 выпускается в соответствии с техническими условиями ТУ 3414-004-77336621-2006 и имеет российский сертификат соответствия.

2.3. ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТИПА ТВМГ НА НАПРЯЖЕНИЕ 0,4–35 КВ

Применение ВДТ типа ТВМГ на напряжение 6–35 кВ (Прил., табл. П4, рис. 2.12) позволяет решить несколько задач:

- повышение и стабилизация напряжения в ЛЭП 6, 10, 35 кВ;
- повышение и стабилизация по каждой фазе в отдельности;
- устранение перекоса фаз;
- высокие динамические свойства, скорость коррекции 1000 В/с;
- время отклика на изменение напряжения – 500 мс;
- бесступенчатая регулировка.

Надежность электроснабжения:

- отсутствие движущихся узлов и полупроводников обеспечивает срок эксплуатации – 25 лет;
- повышение и стабилизация постоянно изменяющегося напряжения – неограниченная функция стабилизации;
- продукция сертифицирована и прошла аттестацию.

Безопасность эксплуатации:

- функция байпас обеспечивает отключение при любых аварийных режимах как на линии, так и в ВДТ;
- автоматическое включение при устранении аварийного режима;
- бесперебойное электроснабжение ЛЭП остается под напряжением в любом случае.

Область применения:

- стабилизация напряжения в ЛЭП 0,4, 6, 10 или 35 кВ;
- поддержка районов с удаленными потребителями: дома отдыха, дачные массивы, летние и выходные коттеджи, сельские районы, удаленные рыбные хозяйства, предприятия и т.д.;
- предварительное электроснабжение строительных площадок, тоннелей и т.д.;
- повышение и стабилизация на стороне среднего напряжения, когда его падение вызвано на стороне ВН [16].

Внешний вид трансформатора ТВМГ на напряжение 6–35 кВ представлен на рис. 2.13.

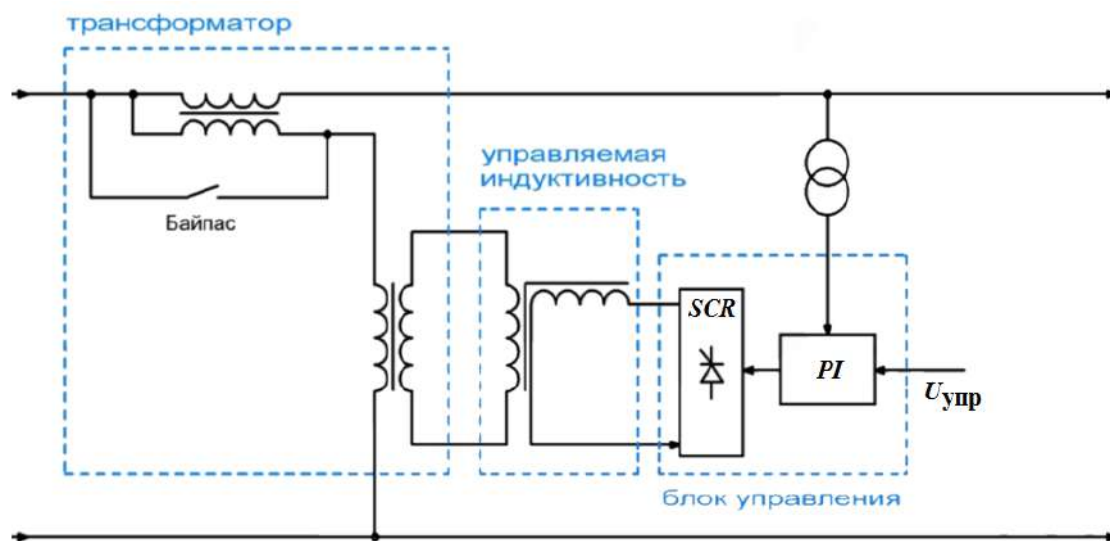


Рис. 2.12. Однолинейная схема работы ТВМГ на напряжение 6–35 кВ



Рис. 2.13. Внешний вид трансформатора ТВМГ на напряжение 6–35 кВ

Применение ВДТ типа ТВМГ на напряжение 0,4 кВ (Прил., табл. П5, рис. 2.14) позволяет решить несколько задач [16]:

- повышение и стабилизация напряжения в сети потребителей переменного тока 0,4 кВ;
- компенсация несимметрии фазных напряжений;
- снижение уровня повышения напряжения у потребителя при однофазных коротких замыканиях;
- увеличение тока однофазного короткого замыкания на участках сети;
- снижение опасных последствий при обрыве нулевого проводника.

Особенности ВДТ типа ТВМГ:

- отсутствие движущихся деталей и полупроводников в силовой цепи (новая технология стала возможной благодаря управляемой индуктивности);
- трехфазные устройства;
- повышение напряжения 0–20 % (заданное фазное напряжение, как правило, 230 В);
- автономное регулирование по каждой фазе – возможность компенсации несимметричности напряжения при 100 % асимметрии нагрузки;
- устранение асимметрии обычно за 1–2 периода, повышение напряжения за 200 мс;
- обеспечение при помощи функции байпас непрерывности электроснабжения в аварийных режимах;
- простая установка (за 4 часа);
- соответствие полного установленного срока службы (20 лет) требованиям надежности по ГОСТ 27.003;
- предусмотренные защиты от перенапряжения, как в устройстве, так и при установке в линии.

ВДТ представляет собой трехфазный автотрансформатор, состоящий из трех однофазных, в цепь первичной обмотки которых включена катушка с регулируемым значением индуктивности (МСИ – Magtech Controllable Inductor). Обмотки автотрансформаторов и катушек индуктивности тороидальные. Регулировка напряжения происходит за счет изменения индуктивности катушки МСИ (рис. 2.14). ВДТ оснащен электронным блоком управления, который анализирует входное и выходное напряжения, поддерживает заданный уровень выходного напряжения, выполняет защиту от аварийных режимов.



Рис. 2.14. Устройство ТВМГ

Принцип действия. В цепь первичной обмотки автотрансформатора включена катушка с изменяемой индуктивностью, состоящая из основной обмотки и обмотки управления. Регулировка напряжения происходит за счет изменения индуктивности катушки управления. При изменении индуктивности происходит трансформация напряжения на её выводах. При этом изменяется значение напряжения на первичной обмотке автотрансформатора и, следовательно, на вторичной (рис. 2.15).

Установка трансформатора ТВМГ на напряжение 6–35 кВ представлена на рис. 2.16.

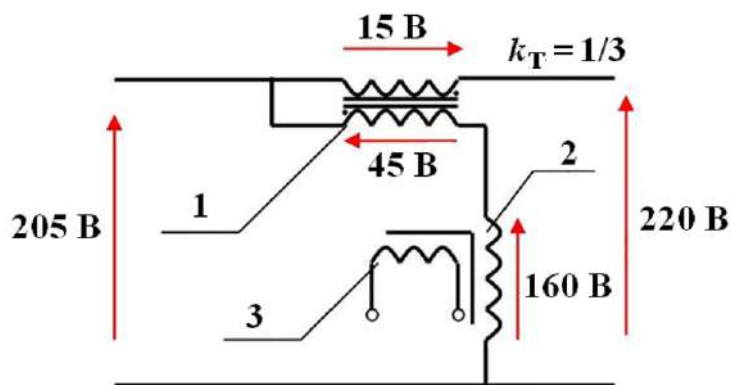


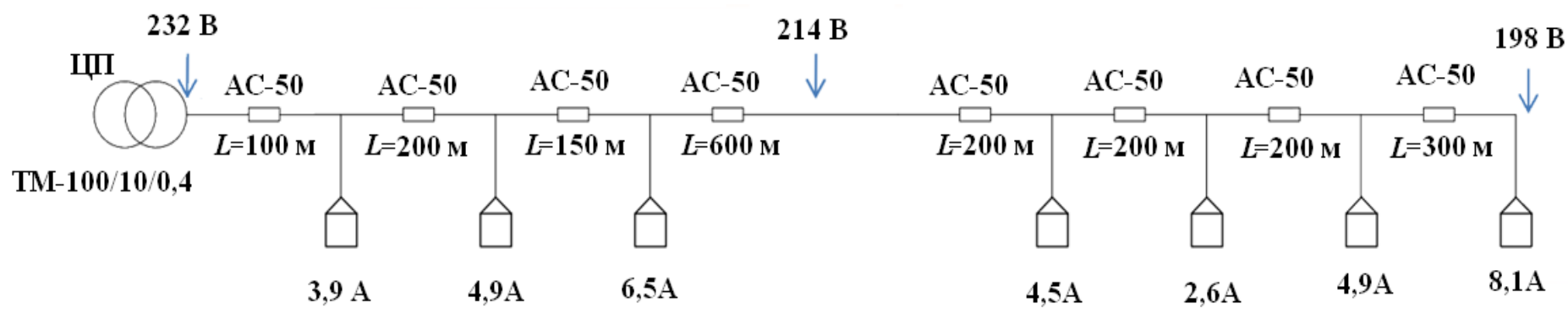
Рис. 2.15. Схема работы ТВМГ



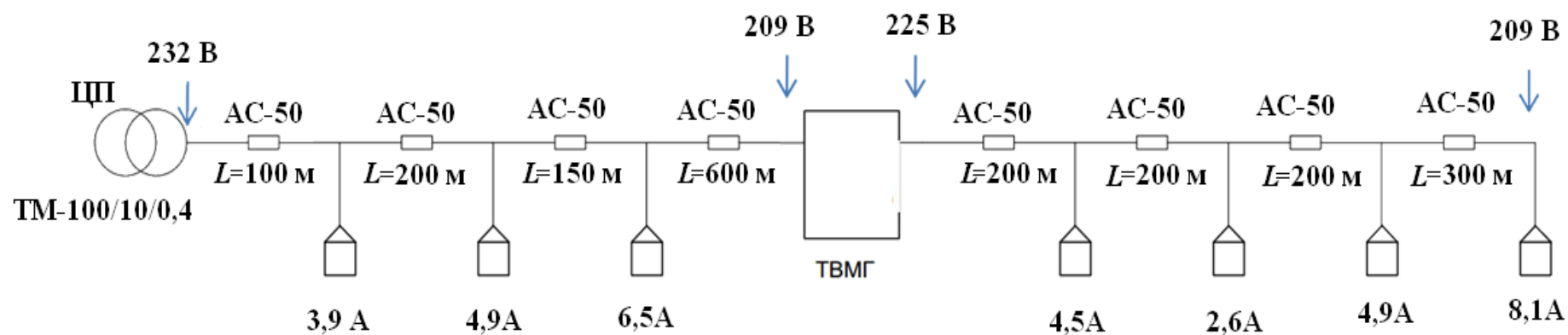
Рис. 2.16. Установка трансформатора ТВМГ на напряжение 0,4 кВ

Определение места установки ТВМГ. Согласно [9], в пределах нормально допустимых отклонений напряжение на выводах электроприемников должно быть $220 \pm 5\%$. Размещение ТВМГ следует выполнять на позиции с напряжением на уровне не ниже 209 В при максимальной нагрузке потребителя (рис. 2.17). На рис. 2.17, *а* показан уровень напряжения до установки ТВМГ на рис. 2.17, *б* – после установки ТВМГ.

Мощность ТМВГ должна соответствовать присоединенной нагрузке. Также необходимо учитывать протяженность участка ВЛ, подключенного к бустеру, потери напряжения на данном участке.



a



б

Рис. 2.17. Установка ТВМГ в бытовом секторе: *a* – до установки ТВМГ; *б* – после установки ТВМГ

Компенсация несимметрии фазных напряжений с помощью ВДТ ТВМГ. За счет пофазного регулирования достигается частичная компенсация несимметрии фазных напряжений (рис. 2.18). На рис. 2.18, *а* показана несимметрия напряжений, которая является типичной проблемой для протяженных ЛЭП, решение этой проблемы с помощью ТВМГ представлена на рис. 2.18, *б*.

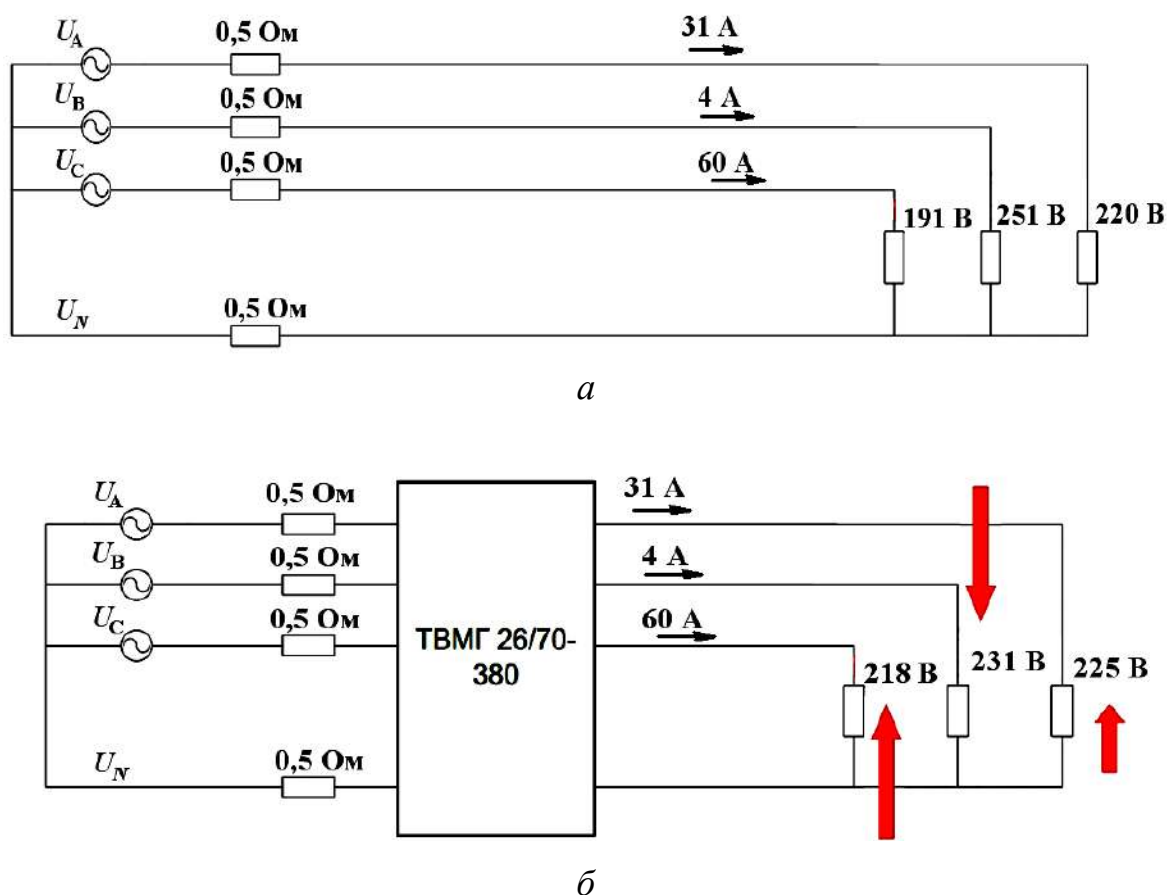


Рис. 2.18. Статические изменения при несимметричной нагрузке:
а – существующий режим; *б* – установка ТВМГ

Асимметрия с помощью ТВМГ устраняется обычно за 1–2 периода, напряжение повышается за 200 мс [16].

2.4. АВТОТРАНСФОРМАТОР ТРЕХФАЗНЫЙ, СУХОЙ, СИММЕТРИРУЮЩИЙ

На трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, как правило, установлены трансформаторы со схемой соединений Y/Y_N . Уменьшить потери и симметрировать напряжение в ЛЭП 10 кВ возможно, применив трансформатор со схемой соединений Y/Z_N либо Δ/Z_N ,

или симметрирующий трансформатор ТМГСУ, но такая замена связана с большими финансовыми затратами и не компенсирует дополнительные потери в ЛЭП 0,4 кВ.

Для компенсации перекоса напряжений целесообразно перераспределить токи нагрузки по фазам, выровняв их значения.

Необходимость ограничения тока нулевого провода вызвана еще и тем, что в РЭС 0,4 кВ, выполненных кабелем, сечение нулевого провода обычно принимается на ступень меньше сечения фазного провода (рис. 2.19).

В целях уменьшения потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ за счет перераспределения токов по фазам, ограничения тока в нулевом проводе и снижения перекосов напряжений предлагается использовать трехфазный симметрирующий автотрансформатор и установить его в конце ЛЭП, в узлах нагрузки. При этом, если на линии 0,4 кВ до узла нагрузки произойдет короткое замыкание одной из фаз на нулевой провод (что, к сожалению, нередко бывает на воздушных ЛЭП в сельских районах), потребители за установленным автотрансформатором будут защищены от больших перенапряжений.

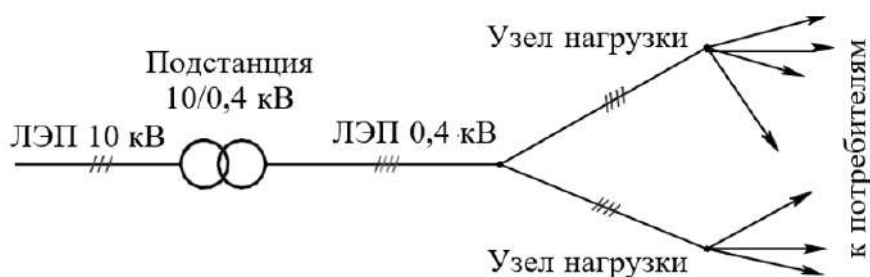


Рис. 2.19. ЛЭП 0,4 кВ

Автотрансформатор трехфазный, сухой, симметрирующий (сокращенно – АТС–С) содержит трех стержневой магнитопровод, первичные обмотки W_1 размещенные на всех трех стержнях, соединенные в «звезду с нейтралью» и подключенные к сетевому напряжению, компенсационная обмотка (КО) W_k , которое выполнена в виде «открытого треугольника» и включена последовательно с нагрузкой.

Основные электрические схемы автотрансформатора представлены на рис. 2.20–2.23.

На рис. 2.20 представлена электрическая схема автотрансформатора с КО, когда секции этой обмотки, выполненные на каждой фазе, соединены в классический «открытый треугольник» и подключены к нейтрали сети и нагрузке.

На рис. 2.21 представлена электрическая схема автотрансформатора с КО, выполненной в виде витков из проводникового материала, лежащих поверх обмоток всех трех фаз автотрансформатора, образуя «открытый треугольник». Применение этой схемы, по сравнению с предыдущей, позволяет не только снизить расход обмоточного провода дополнительной обмотки, но и габаритную мощность автотрансформатора за счет освобождения окна магнитопровода и уменьшения межосевого расстояния между первичными обмотками.

Эти схемы применимы в тех случаях, когда нулевой провод нагрузки не имеет жесткой связи с заземлением и во всех случаях в пяти проводной системе с PE – и N – проводниками.

На рис. 2.22 представлена электрическая схема автотрансформатора с КО, выполненными в виде фазных обмоток, соединенных в «открытые треугольники», включенные согласно к фазным обмоткам автотрансформатора [17].

Конструктивно схема, представленная на рис. 2.23, может быть выполнена аналогично схеме рис. 2.21, т.е. фазные КО выполнены поверх обмоток всех трех фаз автотрансформатора и включены в разрыв фазных проводов сети со стороны нагрузки.

Данные схемы могут использоваться и в том случае если нейтраль нагрузки глухо заземлена, т.е. когда нет возможности включить КО автотрансформатора в разрыв нулевого провода между нагрузкой и сетью или нулевой провод нагрузки по требованиям безопасности должен быть «жестко» заземлен.

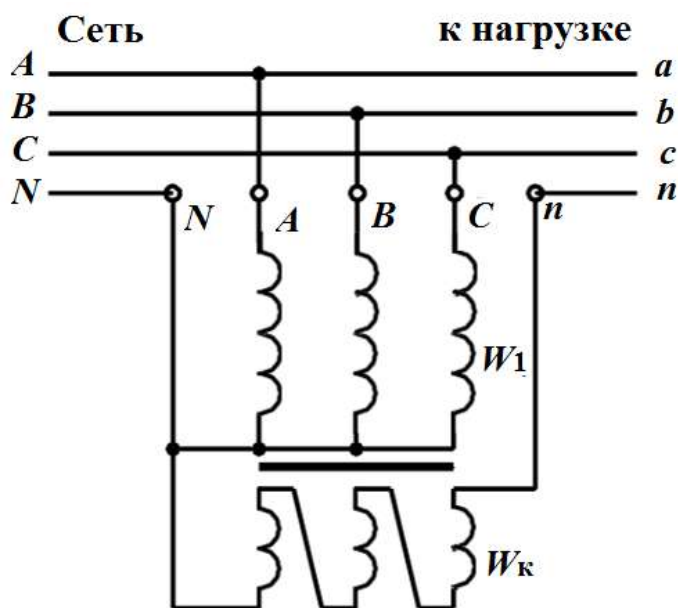


Рис. 2.20. Схема автотрансформатора с КО, выполненной на каждой фазе

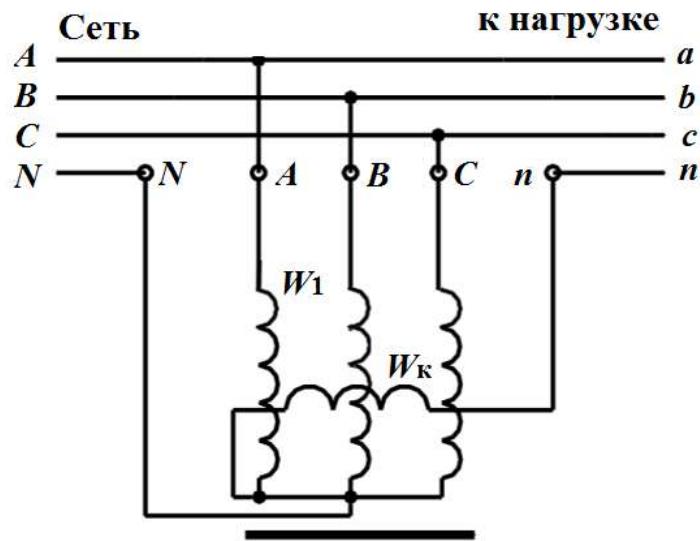


Рис. 2.21. Схема автотрансформатора с КО, лежащей поверх обмоток всех фаз

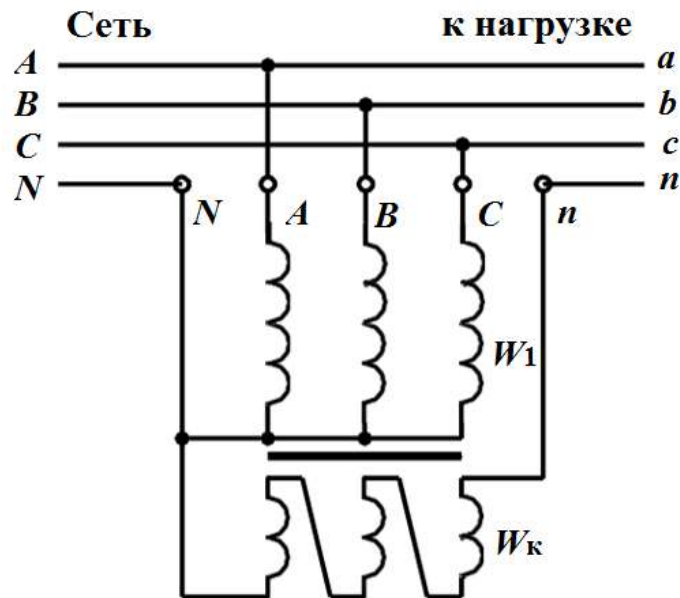


Рис. 2.22. Схема автотрансформатора с КО, включенной согласно к фазным обмоткам

При асимметрии токов нагрузки и, соответственно, токов в КО магнитные потоки, создаваемые ими в магнитопроводе автотрансформатора, будут геометрически складываться. В стержнях магнитопровода будут возникать направленные в одну сторону во всех фазах автотрансформатора потоки НП. Эти магнитные потоки создают ЭДС НП и, соответственно, токи I_{01} в первичной обмотке пропорционально коэффициенту трансформации $k_{тр}$ (обратно пропорционально соотношению числа витков W_1/W_K).

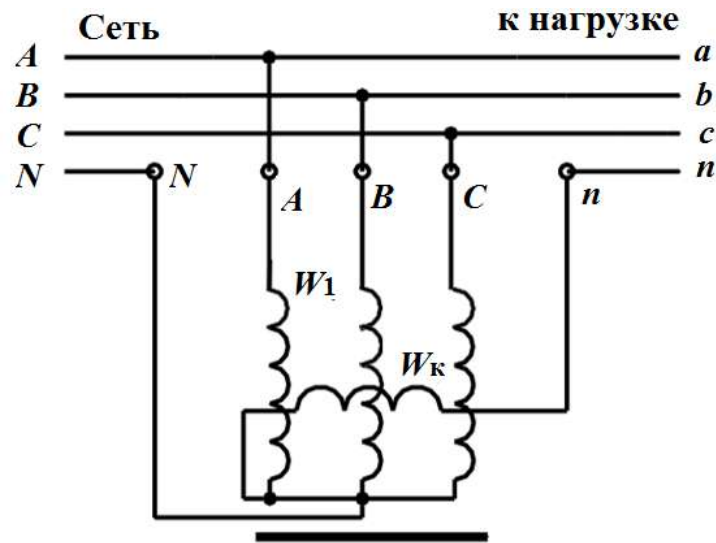


Рис. 2.23. Схема автотрансформатора с КО, включенной в разрыв фазных проводов сети со стороны нагрузки

Подключение обмотки W_K выбрано таким образом, чтобы фазные токи автотрансформатора векторно вычитались из фазного тока линии наиболее нагруженной фазы и добавлялись к токам менее нагруженных фаз. Такое перераспределение приводит к более симметричному распределению токов по фазам в ЛЭП, выравниванию падений напряжения в проводах линии и, следовательно, к симметрированию напряжения на нагрузке, а также к уменьшению тока нулевого провода и потерь в ЛЭП и силовых распределительных трансформаторах. Все это обеспечивает экономию электроэнергии.

Максимальная компенсация тока в нулевом проводе выполняется при равенстве ампервитков (магнитодвижущей силы) рабочей $I_{01} \cdot W_1$ и компенсационной $I_{02} \cdot W_K$ обмоток, т.е. при $I_{01} \cdot W_1 = 3 \cdot I_{02} \cdot W_K$, или $W_K = W_1/3$. При этом габаритная мощность автотрансформатора $P_{ат}$, в зависимости от схемы подключения КО, может быть в 3 раза меньше потребляемой мощности нагрузки P_H .

Для ограничения тока нулевого провода до уровня допустимого для ЛЭП, число витков КО может быть соответственно уменьшено: например, для ограничения тока нулевого провода на уровне $1/3$ фазного, должно быть скомпенсировано $2/3$ его величины, следовательно, $W_K = W_1/4,5$. При этом габаритная мощность автотрансформатора может быть в 4,5 раза меньше потребляемой мощности нагрузки [17].

Перекосы фазных токов приводят к дополнительным потерям в ЛЭП 0,4 кВ и далее по всей цепи транспортирования электроэнергии. Рассмотрим это на примере условной ЛЭП длиной 300 м, выполненной алюминиевым кабелем сечением $(3 \cdot 25 + 1 \cdot 16) \text{ мм}^2$ (сопротивление фазных проводов – 0,34 Ом, нулевого провода = 0,54 Ом), при активной нагрузке по фазам 40, 30 и 10 А. Ток в нулевом проводе, равный векторной сумме фазных токов, будет 26,5 А (рис. 2.24). Потери в линии, как в любом проводнике, зависят от её сопротивления и квадрата тока, проходящего по ней ($I_2 \cdot Z_{\text{л}}$). Потери в фазных проводах, соответственно, составят: $40^2 \cdot 0,34 = 544 \text{ Вт}$, $30^2 \cdot 0,34 = 306 \text{ Вт}$, $10^2 \cdot 0,34 = 34 \text{ Вт}$, в нулевом проводе – $26,5^2 \cdot 0,54 = 379 \text{ Вт}$, суммарные потери в линии – 1263 Вт.

Применение АТС-С позволит перераспределить токи в линии. При коэффициенте трансформации 1/3 тока нулевого провода векторно вычитается из токов нагруженных фаз и прибавляется к току менее нагруженной фазы. Они, соответственно, станут равными 33,8, 29,6 и 18,6 А, при этом ток нулевого провода (учитывая некоторую асимметрию магнитной системы автотрансформатора) может составлять до 10 % среднего фазного тока, т.е. 2,7 А [17].

При таком перераспределении токов суммарные потери в линии составят: $(33,8^2 + 29,6^2 + 18,6^2) \cdot 0,34 + 2,7^2 \cdot 0,54 = 805 \text{ Вт}$.

Таким образом, установка автотрансформатора АТС-С позволяет снизить потери в ЛЭП 0,4 кВ на 36 %.

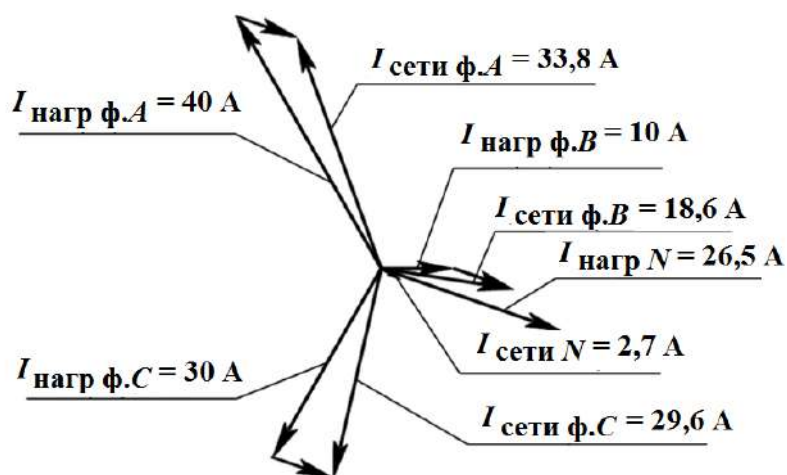


Рис. 2.24. Векторная диаграмма токов при трехфазной нагрузке и $k_{\text{тр}} = 1/3$

Очевидно, что уменьшение падения напряжения в проводах линии пропорционально изменению тока по фазам, существенно выравнивает напряжение в узле нагрузки, в первую очередь за счет смещения «нуля».

Увеличение коэффициента трансформации выше $1/3$ для трехфазных нагрузок не целесообразно и, несмотря на более равномерное перераспределение токов по фазам, приводит к росту потерь в ЛЭП за счет более существенного повышения тока нулевого провода, а также потребует больших затрат на материалы.

Относительное значение мощности автотрансформатора АТС-С составит: $S_{ат} = k \cdot S_{н}$, где $S_{н}$ – мощность нагрузки; k – коэффициент в зависимости от схемы автотрансформатора и коэффициента трансформации ($k_{тр}$), представленный в табл. 2.1.

Если гарантированно известен максимальный ток, протекающий в нулевом проводе нагрузки, то габаритная мощность автотрансформатора по схеме рис. 2.20 может быть рассчитана, исходя из этого тока: $S_{ат} = I_{02} \cdot U_{л}/\sqrt{3}$, а по схеме рис. 2.22: $S_{ат} = I_{02} \cdot U_{л}/3$. Для вышеприведенного примера трехфазной несимметричной нагрузки составит, соответственно, 8,3 и 4,8 кВА.

Таблица 2.1

Значения коэффициента k

Схема представленная на рис.	2.20	2.21	2.22	2.23
$k_{тр} = 1/3$	0,58	0,33	0,90	0,55
$k_{тр} = 1/4,5$	0,38	0,22	0,66	0,33

Наиболее эффективным является установка автотрансформатора непосредственно у потребителя, в точке разветвления трехфазной линии в однофазные, например на вводе дачного кооператива, где практически невозможно выровнять нагрузку по фазам. В жилых многоквартирных домах установка АТС-С на ответвлениях к каждому стояку, питающему квартиры этих домов, позволяет симметризовать напряжение и снижать потери в трехфазных групповых и питающих линиях распределительной сети. На малых промышленных предприятиях он может применяться для питания однофазных нагрузок большой мощности: сварочных трансформаторов, выпрямителей, водонагревателей и т.д. [17].

В настоящее время все большее применение находят статические преобразователи (выпрямители, тиристорные регуляторы, высокочастотные преобразователи), газоразрядные осветительные устройства с электромагнитными и электронными балластами, электродвигатели переменного тока с регулируемой скоростью вращения и т.д.

Указанные устройства, а также сварочные трансформаторы, специальные медицинские и другие приборы могут генерировать высшие гармоники тока в системе электропитания. Например, однофазные выпрямители могут генерировать все нечетные гармоники, а трехфазные – все, не кратные трем, что отражено на рис. 2.25.

Гармоники тока, создаваемые нелинейными нагрузками, могут представлять собой серьезные проблемы для систем электропитания. Гармонические составляющие представляют собой токи с частотами, кратными основной частоте источника питания. Высшие гармоники тока, накладываемые на основную гармонику, приводят к искажению формы тока. В свою очередь, искажения тока влияют на форму напряжения в системе электропитания, вызывая недопустимые воздействия на нагрузки системы. Увеличение общего действующего значения тока при наличии высших гармонических составляющих в системе может привести к перегреву всего оборудования распределенной сети. При несинусоидальных токах возрастают потери в трансформаторах, главным образом за счет потерь на вихревые токи, что требует увеличения их установочной мощности. Как правило, для ограничения гармоник в этих случаях устанавливаются высокочастотные фильтры, состоящие из сетевых реакторов и конденсаторов [17].

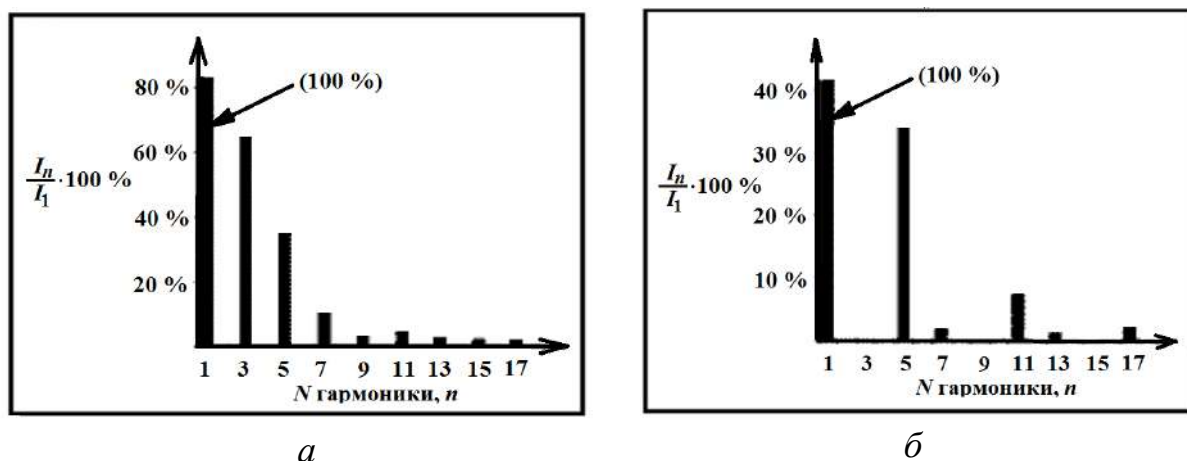


Рис. 2.25. Спектры входных токов выпрямителей:
а – однофазного; б – трехфазного

К достоинствам АТС-С следует отнести то, что они обладают способностью фильтрации токов высших гармоник, кратных трем (т.е. 3, 9, 15 и т.д.), ограничивают их протекание как из сети к нагрузке, так и наоборот. Этим самым повышается качество сети и снижаются колебания напряжения.

Как уже указывалось выше, электромагнитные балластные пуско-регулирующие аппараты (ПРА) газоразрядных ламп генерируют высшие гармоники. Так, в токах натриевых ламп ДНаТ, широко используемых для целей уличного освещения, третья гармоника является преобладающей и, в зависимости от мощности лампы и типа ПРА, составляет до 5 % и более. Третья гармоника допускается до 17,5 %. Токи третьих гармоник совпадают по фазе и арифметически складываются в нулевом проводе трехфазной сети, создавая ощутимые добавочные потери, что вынуждает выполнять сечение нулевых рабочих проводников трехфазных питающих и групповых линий, равным фазному.

В этой ситуации применение АТС-С позволяет уменьшить сечение нулевых проводников как минимум в два раза и решить три задачи: компенсировать потери от третьей гармоники, обеспечить перевод системы освещения на «ночной режим» (одна или две фазы распределительной сети отключаются в ночные часы), перераспределяя нагрузку на три фазы; выйти на энергосберегающий режим, выполнив отводы на автотрансформаторе для понижения напряжения. Для решения только первой задачи можно применить автотрансформатор минимальной мощности, рассчитанный на ток нулевого провода (суммарный ток третьей гармоники).

При необходимости компенсировать 5, 7 или 11 гармоники можно воспользоваться схемами рис. 2.22 или 2.23. В этом случае затраты на сетевые реакторы могут быть уменьшены, так как КО, обладая повышенным индуктивным сопротивлением для высокочастотных гармоник, могут выполнять роль сетевого реактора и в совокупности с конденсаторами образовывать фильтр высших гармоник. Конденсаторы подключаются между точками соединения в «открытые треугольники» секций КО и нулевым проводом и могут образовывать одно – (рис. 2.26), двух – или трехступенчатый фильтр для разных частот. Величину индуктивности секции КО с достаточной достоверностью можно определить из номинальных параметров – номинального тока и коэффициента трансформации. Например, при номинальном токе $I_H = 25\text{ А}$ и коэффициенте трансформации $k_{\text{тр}} = 1/3$ напряжение секции будет: $U_c = U_{\text{ф}} \cdot k_{\text{тр}} = 220/3 = 73\text{ В}$, сопротивление $Z_c = U_c/I_H = 73/25 = 2,9\text{ Ом}$ (пренебрегая малым активным сопротивлением обмотки) считаем индуктивным, и тогда индуктивность секции $L_c = Z_c/\omega = 2,9/314 \cdot 10^3 = 9,2\text{ мГн}$. При этом надо учитывать нелинейный характер сопротивления: с уменьшением нагрузки сопротивление возрастает.

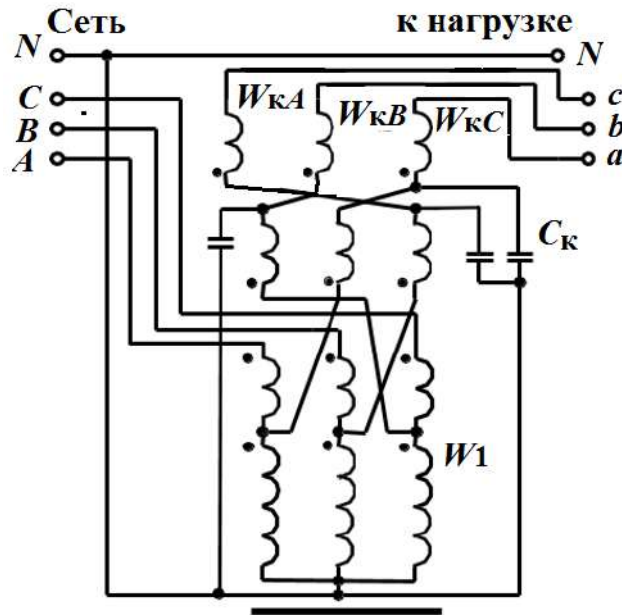


Рис. 2.26. Подключение конденсаторов между точками соединения в «открытом треугольнике» секций КО к нулевому проводу

При заказе автотрансформатора возможность подключения конденсаторов должна быть оговорена в заявке на изготовление. Частным случаем является симметрирующий автотрансформатор, целенаправленно предназначенный для питания однофазной нагрузки (рис. 2.27 и 2.28). Для большей симметрии токов по фазам коэффициент трансформации можно сделать больше, чем $1/3$, с некоторым увеличением тока нулевого провода [17].

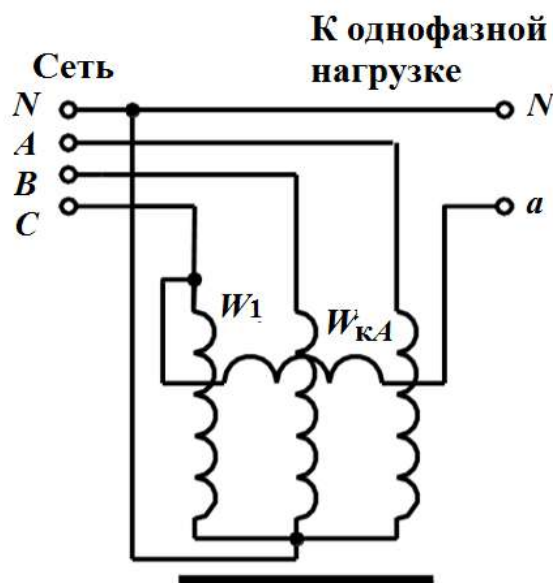


Рис. 2.27. Схема автотрансформатора с КО, лежащей поверх обмоток всех фаз, предназначенного для питания однофазной нагрузки

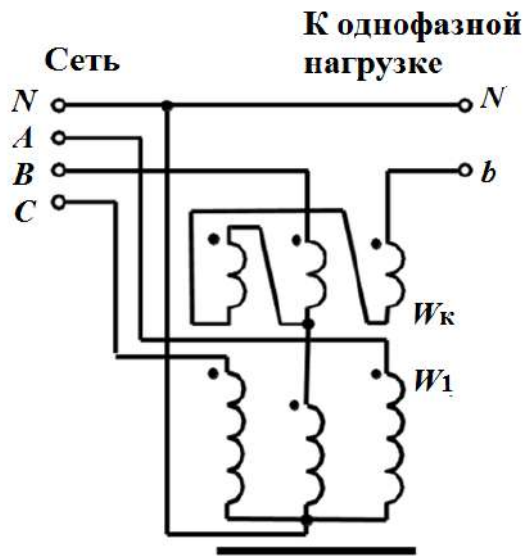


Рис. 2.28. Схема автотрансформатора с КО, выполненной на каждой фазе, предназначенного для питания однофазной нагрузки

Рассмотрим это на примере. На вводе трехфазной сети установлен автоматический выключатель, рассчитанный на длительно допустимый ток 25 А. Требуется подключить сварочный трансформатор мощностью 10 кВА (напряжение сети = 220 В, ток сварки = 160 А, напряжение холостого хода = 60 В, ПВ = 60 %). Потребляемый сварочным трансформатором ток составит $10 \cdot 1000 / 220 = 45,5$ А, а с учетом ПВ эквивалентный ток будет равен $45,5 \cdot \sqrt{6} = 35,2$ А, что в 1,4 раза превышает допустимый. Конечно, можно применить обычный автотрансформатор 380/220 В, выполненный на базе трансформатора ОСМР-6,3 (мощностью 6,3 кВА), в этом случае нагрузка будет перераспределена только на две фазы (линейный ток – 20,3 А), но можно применить симметрирующий автотрансформатор (рис. 2.29) с коэффициентом трансформации 1/2, преобразующий однофазную нагрузку в трехфазную, и выровнять нагрузку по всем фазам, снизив ток в сети до 17,6 А, при этом ток в нейтрали (при отсутствии других нагрузок) так же будет 17,6 А.

В этом случае автотрансформатор можно изготовить на базе трансформатора ТСП-6,3. Можно также использовать симметрирующий автотрансформатор с коэффициентом трансформации 1/3, ограничив ток в рабочей фазе длительно допустимым для автоматических выключателей – 23,4 А, при этом в двух других фазах будет протекать ток 11,8 А при его отсутствии в нулевом проводе.

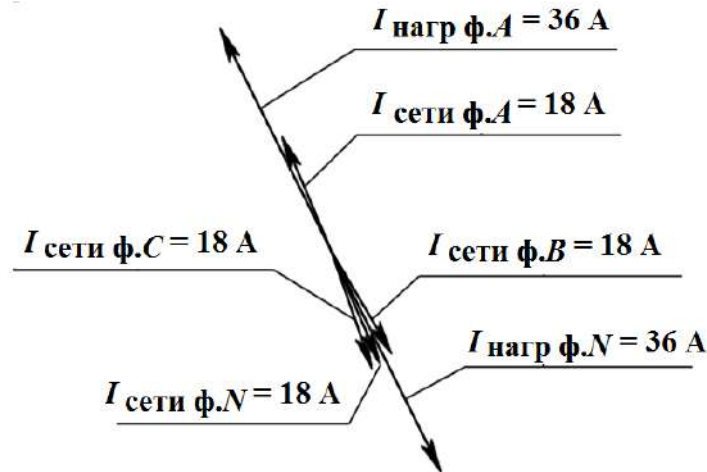


Рис. 2.29. Векторная диаграмма токов при однофазной нагрузке и $k_{тр} = 1/2$

Автотрансформатор может быть сделан на базе трансформатора ТСР-2,5. Снижение потерь в сети по сравнению с прямым включением приведено в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Снижение потерь в сети по сравнению с прямым включением

Автотрансформатор	На базе ОСМР-6,3	Симметрирующий АТС-С	
Коэффициент трансформации	1/1,73	1/3	1/2
Снижение потерь, %	66,7	66,7	50

Учитывая, что сварочный трансформатор генерирует высоко-частотные гармоники, в том числе кратные трем, предпочтение следует отдавать симметрирующему автотрансформатору.

Проведенные испытания автотрансформаторов АТС-С в лаборатории открытого акционерного общества «МИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД ИМЕНИ В.И.КОЗЛОВА» показали положительные результаты и полностью подтвердили свою эффективность.

Планируется разработка серии автотрансформаторов от 25 до 100 кВА как в открытом исполнении $IP00$, так и в защитных кожухах исполнений $IP21$ для установки под навесом и $IP54$ для установки на открытом воздухе, в том числе непосредственно на опорах ЛЭП 0,4 кВ. В автотрансформаторах при необходимости, в целях повышения или понижения напряжения, может быть предусмотрена возможность переключений регулировочных отводов при его монтаже [17].

2.5. ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЕНСАТОРЫ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Использование новой элементной базы – полностью управляемых вентилях – создает предпосылки для разработки схем преобразователей с качественно иными энергетическими характеристиками. Современная силовая электроника вызывает не только ухудшение качества энергии, но и характеризуется наличием собственных средств борьбы с этим ухудшением. Сейчас на рынке появились запираемые электронные элементы – IGBT (биполярный транзистор с изолированным затвором), GTO (запираемый тиристор) и IGCT (запираемый тиристор с интегрированным блоком управления), которые сделали возможным производство преобразователей напряжения, способных повышать ПКЭ.

Обычно проблема влияния кратковременного нарушения электроснабжения (КНЭ) на работу электроприемников решалась исключительно с помощью источников бесперебойного питания с аккумуляторным либо инерционным накопителем энергии. Известно, что провал напряжения в десятые доли секунды зачастую приводит к частичной или полной остановке сложного автоматизированного производства. Прямые и косвенные ущербы предприятий и организаций достигают десятков тысяч и даже миллионов долларов в год. Полные исчезновения напряжения составляют меньше 10 % от общего числа нарушений электроснабжения, причем отключения продолжительностью более 1–2 с в 2–3 раза реже отключений длительностью менее 1 с [24].

Основное влияние на работу электроприемников в сетях 0,4 кВ на предприятиях оказывают именно кратковременные, сравнительно неглубокие провалы напряжения. ДКИН предназначен для того, чтобы компенсировать влияния провалов напряжения на линиях, питающих чувствительное оборудование. Нормальное электроснабжение осуществляется и при провалах напряжения в питающей системе электроснабжения в связи с тем, что ДКИН регулирует напряжение на нагрузке, приближая его к номинальному значению и устраняя кратковременные нарушения электроснабжения от энергосистемы.

ДКИН регулирует напряжение нагрузки к номинальному значению, устраняя кратковременные нарушения электроснабжения от энергосистемы. Это является более дешевой и надежной альтернативой источникам бесперебойного питания (ИБП).

ДКИН контролирует поступающее напряжение и, когда оно отклоняется от номинального напряжения, он вставляет соответствующее напряжение компенсации, используя IGBT – инвертор и последовательные

реакторы. ДКИН предназначен для того, чтобы смягчить провалы напряжения на линиях, питающих чувствительное оборудование. Таким образом, электроснабжение осуществляется все время.

Назначение ДКИН:

- полное восстановление трехфазных провалов до номинального уровня исправлений (не менее 30 с);
- исправление симметричных трехфазных падений напряжения вплоть до 50 % и однофазных провалов до 30 % (не менее 30 с);
- непрерывное регулирование трехфазного понижения напряжения и провалов вплоть до 90 % от номинального;
- непрерывное регулирование трехфазных перенапряжений и скачков вплоть до 110 % от номинального;
- исправление несимметрии напряжения (со стороны сети от трансформатора);
- ослабление дозы фликера в напряжении;
- автоматическая компенсация линейных падений напряжения;
- фильтрация гармонических составляющих в питающем напряжении;
- устранение несимметрии по фазам питающего напряжения.

Таким образом, ДКИН должен обеспечивать потребителю высокое КЭ, защищать нагрузку от большинства обычных его искажений.

ДКИН практически безынерционно обеспечивают поддержание напряжения у потребителей при относительно неглубоких его провалах, при этом их стоимость в силу особенностей конструкции не выше источников бесперебойного питания. К возможностям ДКИН можно также отнести фильтрацию гармоник.

Область применения: распределительные устройства (РУ) 0,4–6–10–35 кВ, имеющие двигательную и технологическую нагрузку, а также системы управления, высокочувствительные к кратковременным нарушениям электроснабжения.

Классификация ДКИН:

- по входному напряжению: 380, 480, 690, 6000, 10000, ... 138000 В;
- по мощности устройств: для напряжения 380 В – от 25 до 6000 кВА, для напряжения 6 (10) кВ – от 1000 до 50 000 кВА;
- по уровню компенсации напряжения:
- для всех ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией однофазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,35$) к $0,9 \cdot U_{\text{н}}$;
- ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,7; 0,6$ и $0,5$) к $0,9 \cdot U_{\text{н}}$;
- ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,8; 0,7$ и $0,6$) к $U_{\text{н}}$;

– ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,8; 0,7$ и $0,6$) к $U_{\text{н}}$ и удержание всей нагрузки на номинальном напряжении в течение 200 мс при $U_{\text{ост}} = 0$;

– ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,8; 0,7$ и $0,6$) к $U_{\text{н}}$ и удержание всей нагрузки на номинальном напряжении в течение 1000–3000 мс;

– ДКИН – 20, 30, 40 % с компенсацией трехфазных провалов напряжения ($U_{\text{ост}} = 0,8; 0,7$ и $0,6$) к $U_{\text{н}}$, непрерывная корректировка напряжения до уровня $\pm 10\%$, т.е. устранение как провалов, так и перенапряжений на вводе защищаемой нагрузки.

На рис. 2.30 и 2.31 показано действие ДКИН по поддержанию напряжения у потребителя на заданном уровне.

На рис. 2.32 и 2.33 приведены регулировочные характеристики ДКИН рабочего диапазона при условии постоянства напряжения питания.

Как следует из предназначения ДКИН, что и показано на рис. 2.32 и 2.33, они обеспечивают поддержание напряжения при относительно неглубоких провалах напряжения. При более глубоких провалах данные устройства также оказывают стабилизирующий эффект (рис. 2.34), но в меньшей степени.

В настоящее время выпускаются ДКИН мощностью до 2000 кВА на напряжение 0,4 кВ с возможной перегрузочной способностью по току до 600 % в течение 0,5 с [24].

ДКИН изготавливаются с системой водяного и/или воздушного охлаждения, наружной или внутренней установки.

Существуют две принципиальные схемы построения ДКИН.

Простейшим вариантом исполнения ДКИН является схема, представленная на рис. 2.35. В ней для регулирования напряжения на шинах нагрузки применена обратная связь в виде ВДТ, подключенного к цепи питания нагрузки.

Автоматическая система управления регулирует величину необходимого добавления напряжения. Достоинством такой схемы является простота и невысокая стоимость, однако имеется существенный недостаток, а именно: поскольку ВДТ подключен непосредственно к источнику электроснабжения, то при полном исчезновении питания отключается и ДКИН. Очевидно, что схема, представленная на рис. 2.35, предназначена для устранения посадок напряжения определенного уровня и не предназначена для питания нагрузок при полном исчезновении напряжения со стороны источника электроснабжения.

Схема, представленная на рис. 2.36, является схемой с двойным преобразованием энергии, т.е. через последовательную цепь, состоящую из выпрямителя, инвертора и ВДТ. Выпрямитель, собранный по схеме удвоения напряжения, поддерживает накопительные конденсаторы, входящие в схему, в полностью заряженном состоянии. Когда системой управления будет обнаружено отклонение входного напряжения (например, провал), она отключает выпрямитель и включает инвертор, и на время провала напряжения энергия поступает из накопительных конденсаторов. Принципиальная схема такого варианта ДКИН представлена на рис. 2.35. Такая схема позволяет повысить качество регулирования напряжения на нагрузке, при посадке напряжения в питающей сети по сравнению со схемой на рис. 2.36.

Вариантом исполнения схемы на рис. 2.37 является исполнение ДКИН с аккумуляторной батареей (рис. 2.38). Кроме аккумуляторных батарей могут использоваться так называемые «суперконденсаторы», а также маховичные накопители энергии.

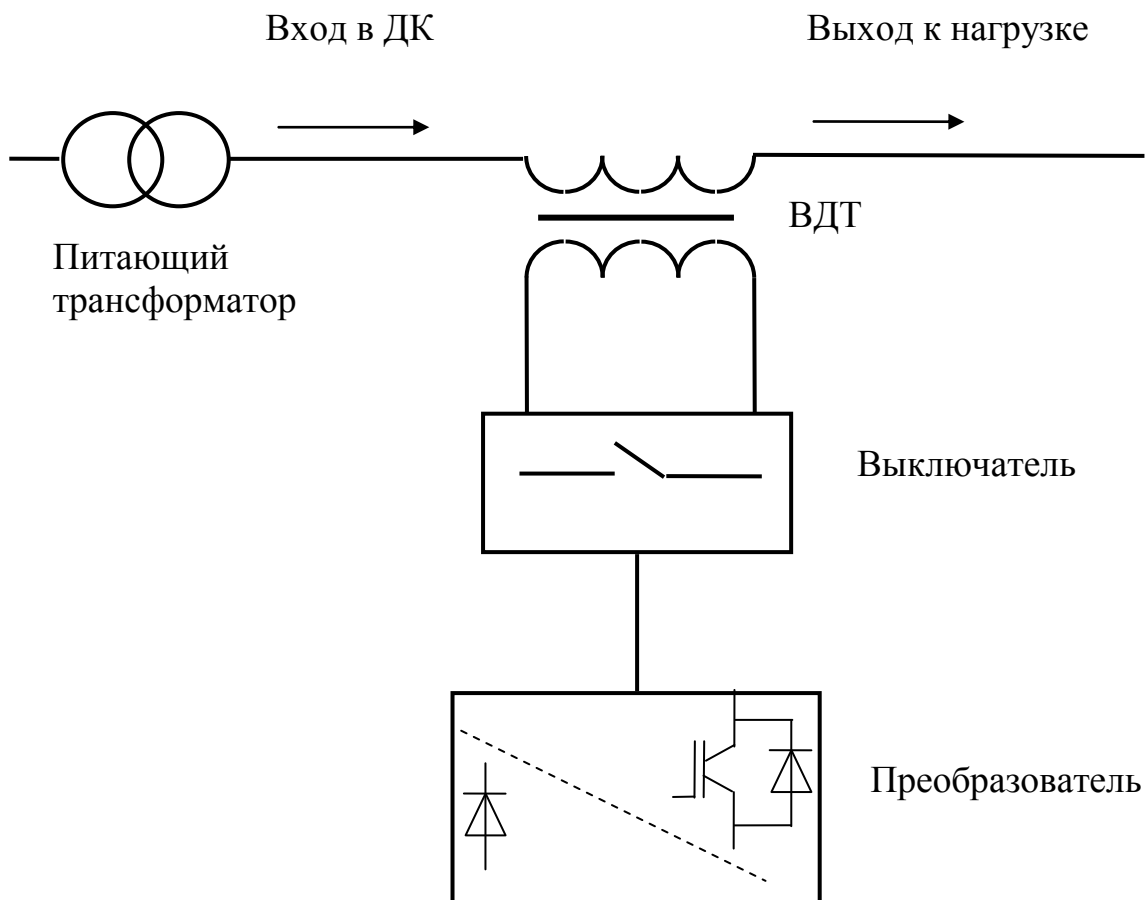


Рис. 2.30. Структурная схема ДКИН

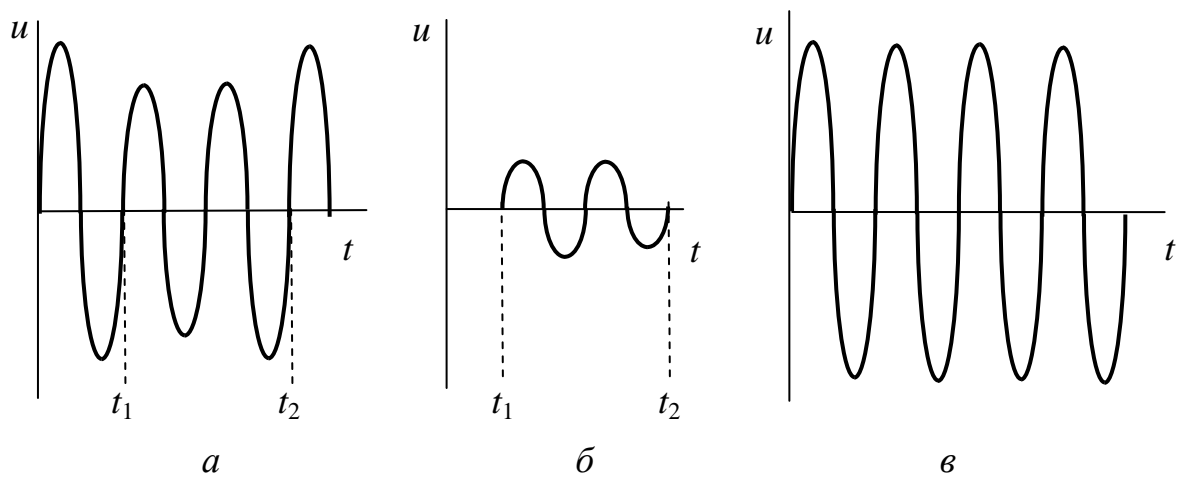


Рис. 2.31. Диаграммы воздействия ДКИН на качество напряжения:
а – исходное входное напряжение; *б* – компенсирующее напряжение;
в – напряжение на нагрузке

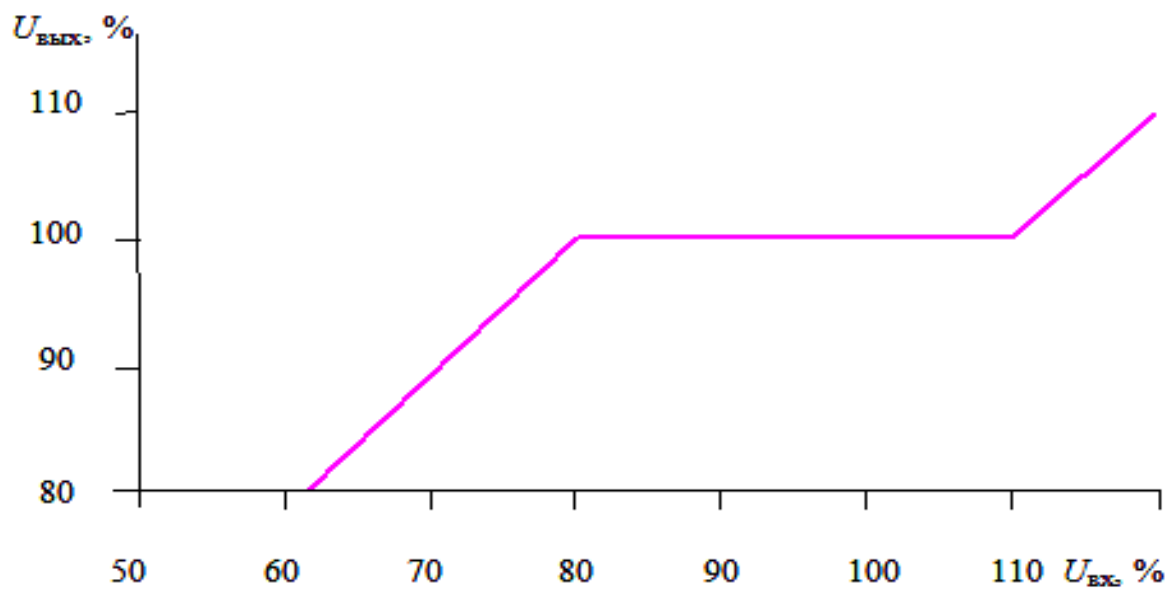


Рис. 2.32. Характеристика регулирования напряжения устройством ДКИН-S

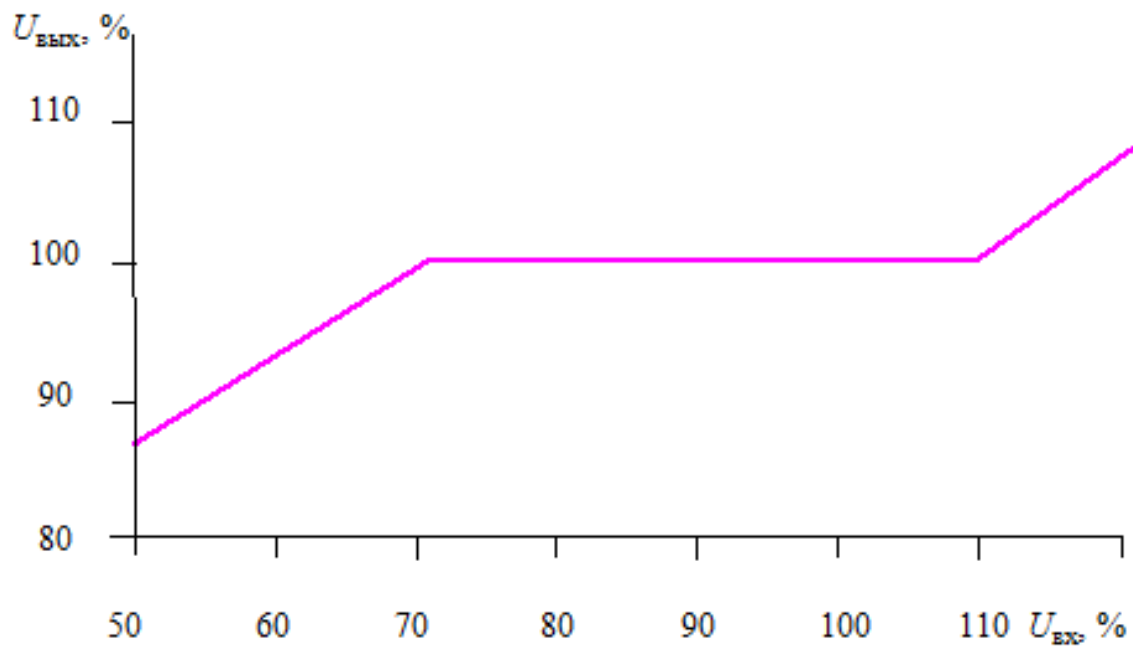


Рис. 2.33. Характеристика регулирования напряжения устройством ДКИН-Р

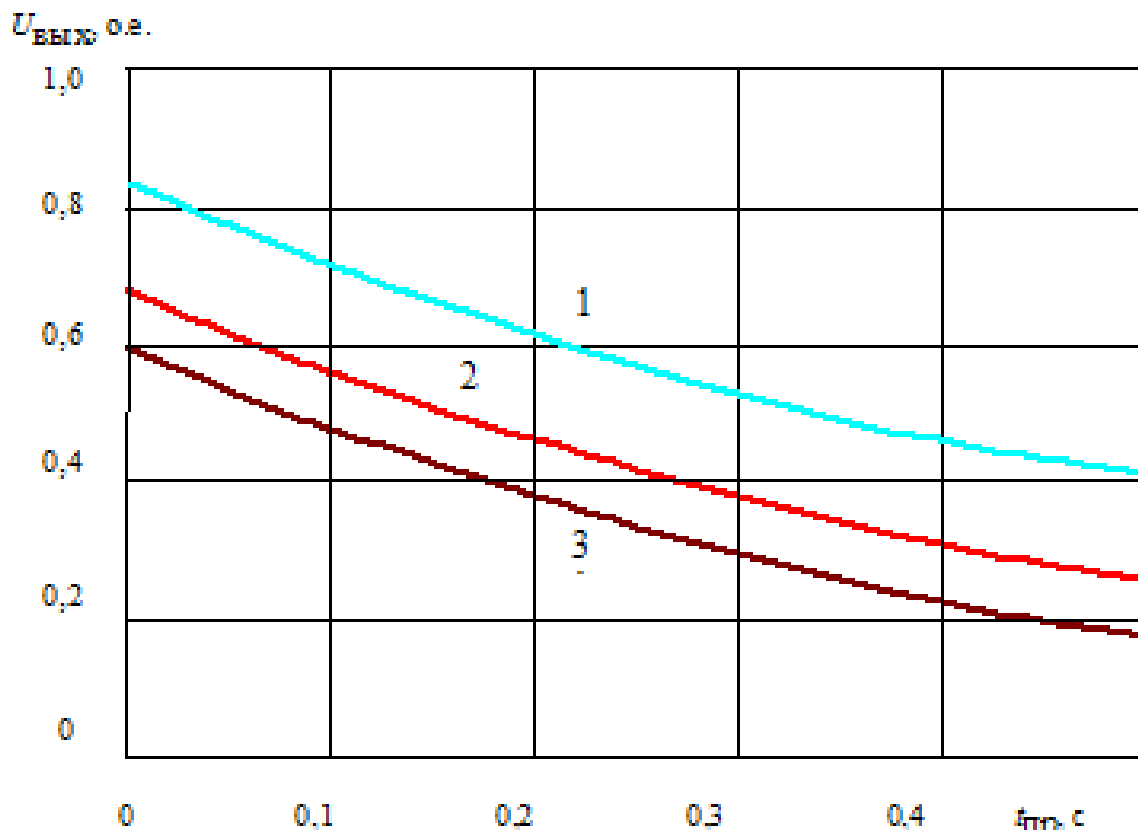


Рис. 2.34. Характеристика работы ДКИН при однофазных (1), двухфазных (2) и трехфазных (3) провалах напряжения различной длительности

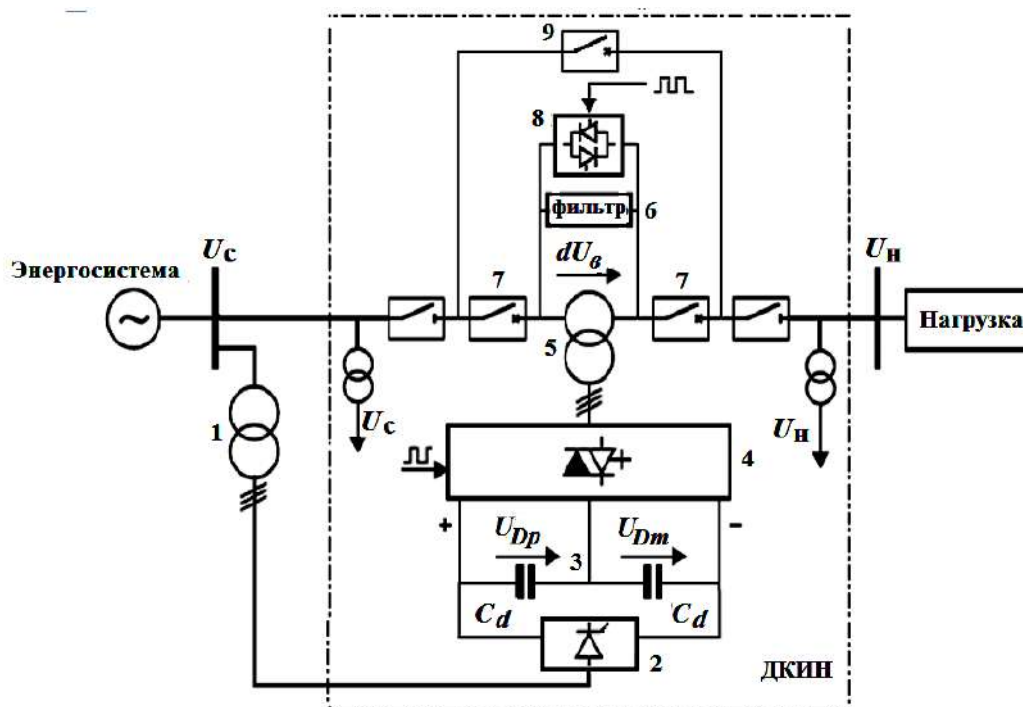


Рис. 2.35. Принципиальная схема ДКИН:

- 1 – входной трансформатор; 2 – тиристорный управляемый выпрямитель;
 3 – аккумулирующие конденсаторы; 4 – управляемый инвертор на базе ПУВ;
 5 – ВДТ; 6 – фильтр высших гармонических составляющих напряжения;
 7 – выключатели; 8 – защитное устройство ДКИН; 9 – байпасный выключатель;

U_c – напряжение энергосистемы; U_n – напряжение на нагрузке;

U_{Dp} – положительное напряжение постоянного тока;

U_{Dm} – отрицательное напряжение постоянного тока;

dU_θ – напряжение компенсации провала

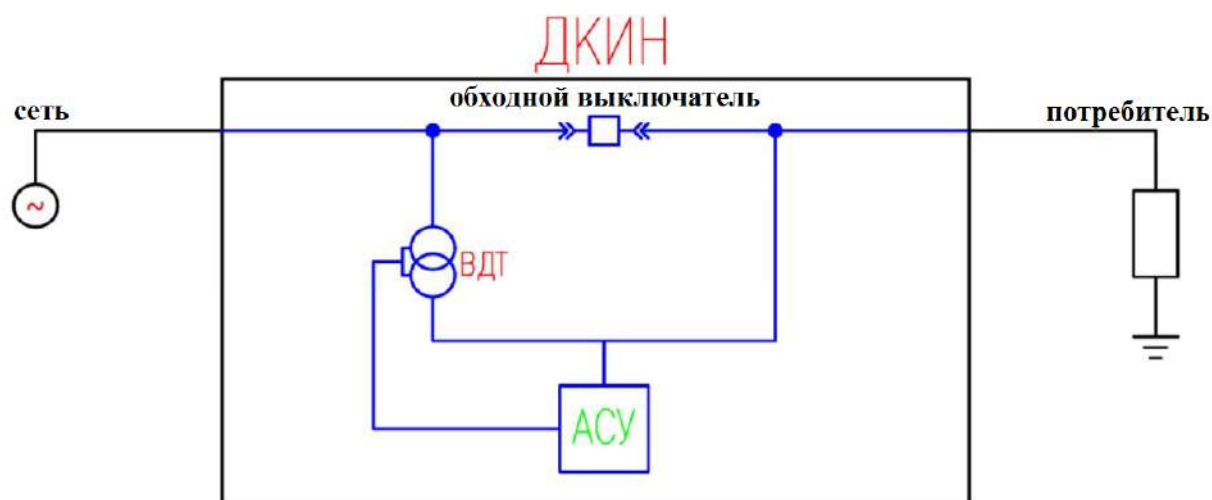


Рис. 2.36. ДКИН с использованием ВДТ и системы управления

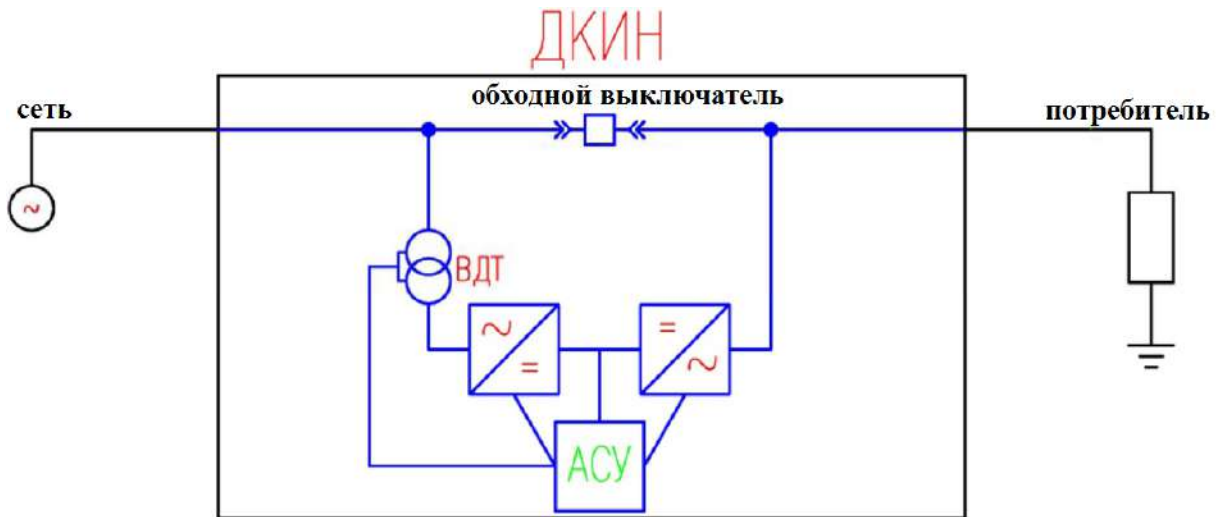


Рис. 2.37. ДКИН с использованием ВДТ, тиристорного преобразователя и системы управления

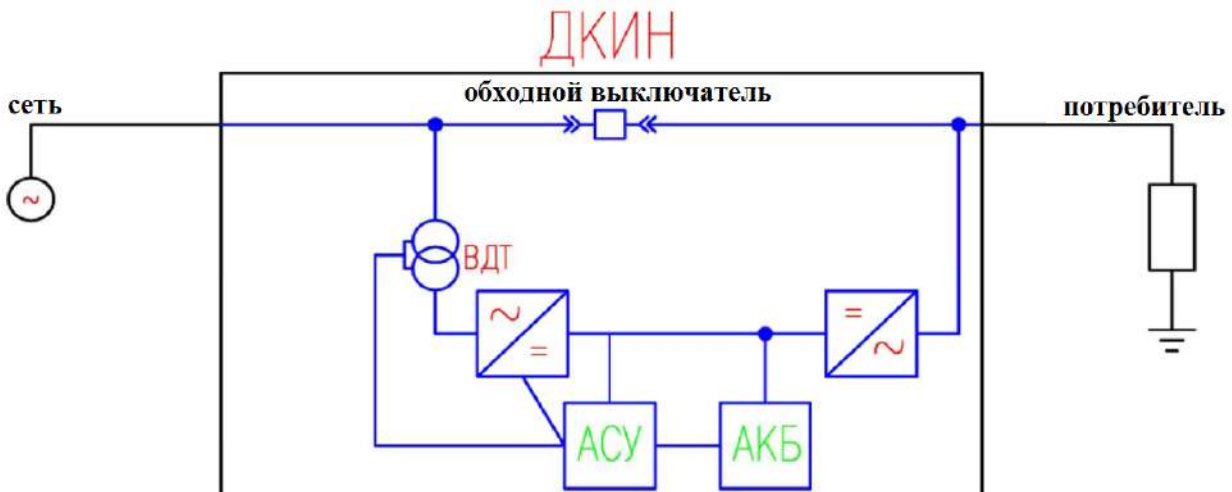


Рис. 2.38. ДКИН с использованием ВДТ, тиристорного преобразователя, аккумуляторной батареи и системы управления

Внешний вид преобразователей напряжения ДКИН на напряжение 10 кВ представлен на рис. 2.39, а на напряжение 0,4 кВ – на рис. 2.40.

В современном производстве остро стоит проблема обеспечения бесперебойной работы ответственных потребителей. Даже кратковременные провалы напряжения могут привести к остановке целых цехов и крупному ущербу. Провалы напряжения в сетях 110–220 кВ затрагивают большинство потребителей предприятий напряжением 6–10 кВ.

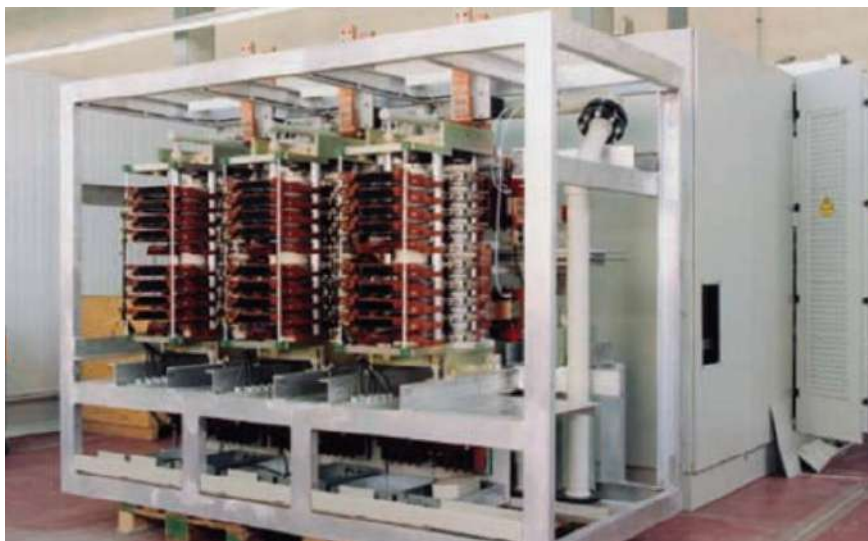


Рис. 2.39. Внешний вид преобразователей напряжения ДКИН на 10 кВ



Рис. 2.40. Внешний вид преобразователей напряжения ДКИН на 0,4 кВ

Снижение негативного воздействия кратковременных нарушений электроснабжения в виде провалов напряжения на системы электроснабжения промышленных предприятий может быть обеспечено применением ДКИН. Определяющей задачей является место его подключения. Внедрение ДКИН на 0,4 и 10 кВ обеспечит непрерывную и надежную работу систем автоматики и контроллеров, основных механизмов в режимах кратковременных нарушений электроснабжения, даст снижение потерь и потребления электрической энергии, увеличит срок службы электродвигателей и трансформаторов.

2.6. БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

Назначение: обеспечение непрерывного электроснабжения всех потребителей промпредприятия путем их переключения на резервный источник питания [25].

Область применения: РУ напряжением 0,4–6–10–35 кВ с независимыми источниками электропитания, имеющие двигательную или другую нагрузку, высокочувствительную к кратковременным нарушениям электроснабжения.

Факторы, негативно влияющие на надежность электроснабжения потребителей промпредприятий:

- устаревшие проектные решения, созданные с учетом материальной базы 20–30 – летней давности;
- реформирование электроэнергетической отрасли, отсутствие экономических и технических механизмов повышения КЭ;
- использование традиционных автоматических вводов резерва (АВР), построенных на органе минимального напряжения;
- физический износ, отсталость технических решений по применению высоковольтного оборудования и устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) энергосистем и главных понизительных подстанции (ГПП) предприятий;
- недостаточное финансирование программ капитальных ремонтов, технического перевооружения и модернизации оборудования;
- снижение уровня квалификации обслуживающего персонала предприятий, отсутствие преемственности поколений;
- корректировка уставок РЗА ввиду существенного изменения загрузки трансформаторов ГПП и режимов работы предприятий [25].

Обзор существующих устройств БАВР представлен в табл. 2.3. Автоматический переключатель секции шин (АПСШ) был предложен государственным унитарным предприятием «Институт энергетической электроники», г. Санкт-Петербург. Устройство тиристорного АВР (ТАВР) было предложено тем же разработчиком [25].

Аналоговый блок пускового устройства для комплектного распределительного устройства (КРУ) 6–10 кВ типа БЭ 8302 предназначен обеспечивать в комплекте с быстродействующими вакуумными выключателями бесперебойное электроснабжение синхронных двигателей ответственных механизмов при различных аварийных ситуациях в энергосистемах. ПУ АВР разработано в 1988 г. на основании авторских

свидетельств коллектива ученых национального исследовательского университета «МЭИ» и федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина» [25].

Также существуют следующие зарубежные аналоги:

- устройство АВР типа SUE 3000 производства компании АВВ, ФРГ;
- интеллектуальный аналоговый контроллер АВР М-0272А/М-0236 В компании Beckwith Electric Co., Inc., США;
- микропроцессорный контроллер АВР М-4272 компании Beckwith Electric Co., Inc., США.

Микропроцессорное пусковое устройство МБПУ БАВР на основе патентов национального исследовательского университета «МЭИ».

Таблица 2.3

Сравнение существующих устройств и разработки БАВР

		БЭ 8302	АПСШ	ТАВР	SUE3000	М-4272	МБПУ БАВР
Критерии, используемые пусковым устройством для самостоятельного определения аварийного режима подстанции	I_{\max}		+	+			
	U_{\min}	+	+	+	+	+	+
	δ_{12}	+					+
	$P + j \cdot Q$	+					+
	I_{\min}						+
Пуск устройства от внешнего сигнала					+		
Определение момента выполнения синхронного переключения		+	+	+	+		+
Осциллографирование и запись событий			+	+	+		+
Время действия всей системы БАВР, мс		100–120	200	150	50–300	104	40–80
Наличие высоковольтной нагрузки		обязательно	обязательно	обязательно	обязательно	обязательно	не обязательно
Работа при несимметричных КЗ							+

Влияние времени переключения на резервный источник на непрерывность технологических процессов представлено на рис. 2.41.

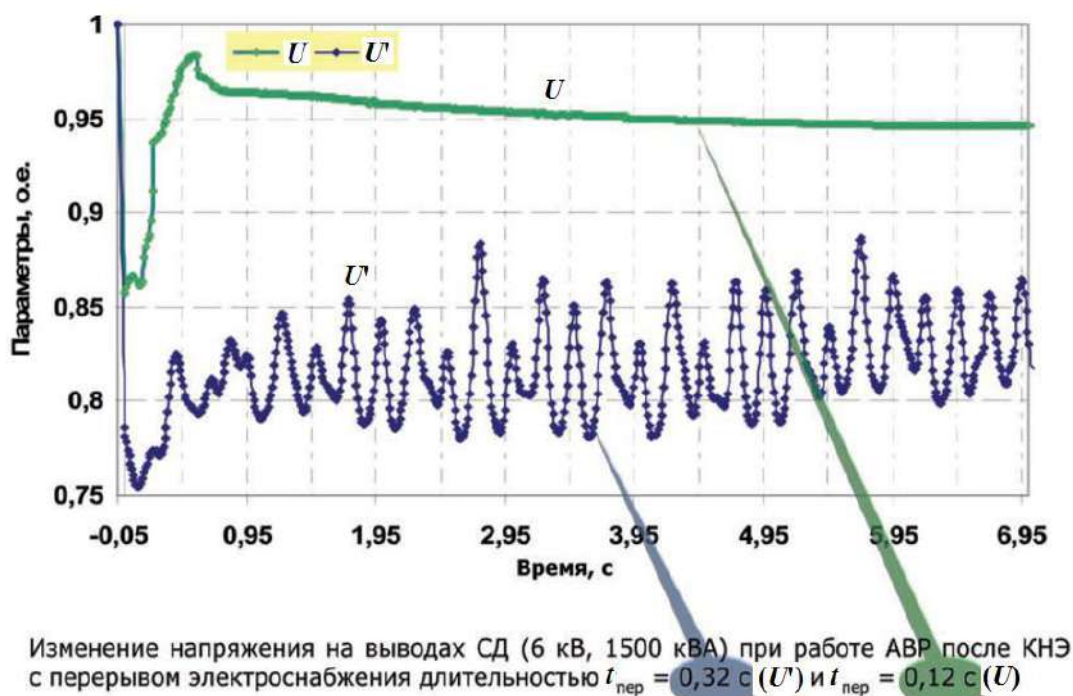


Рис. 2.41. Влияние времени переключения на резервный источник на непрерывность технологических процессов

Основные технические характеристики вакуумных выключателей для устройств БАВР 6–35 кВ приведены в Прил., табл. П7 Структурная схема и зоны действия устройства БАВР представлены на рис. 2.42 [25]. Внешний вид устройства БАВР представлен на рис. 2.43.

Преимущества МБПУ БАВР [25]:

- работа при несимметричных КЗ в питающей энергосистеме, которые составляют порядка 80 % всех аварийных режимов;
- сокращение времени реакции до 7–15 мс и переключения на резервный источник при трехфазном КЗ до 25–80 мс;
- более совершенная логика работы по сравнению с устройствами предыдущих поколений (возможна при отсутствии высоковольтных электродвигателей) регистрация аварийных событий по 16 (24) осциллограммам;
- расположение силового блока в устройстве БАВР, что позволяет отказаться от индукционно–динамического устройства ускорения;
- возможность реализации автоматического восстановления схемы нормального режима после АВР;
- возможность создания автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) на базе предлагаемых терминалов РЗА;
- способность пускового устройства БАВР работать с вакуумными выключателями производства ФГУП «Контакт», «Элко», «Таврида Электрик», их зарубежными аналогами (Evolis, VD4, VM-1T и др.), а также с элегазовыми выключателями [25].

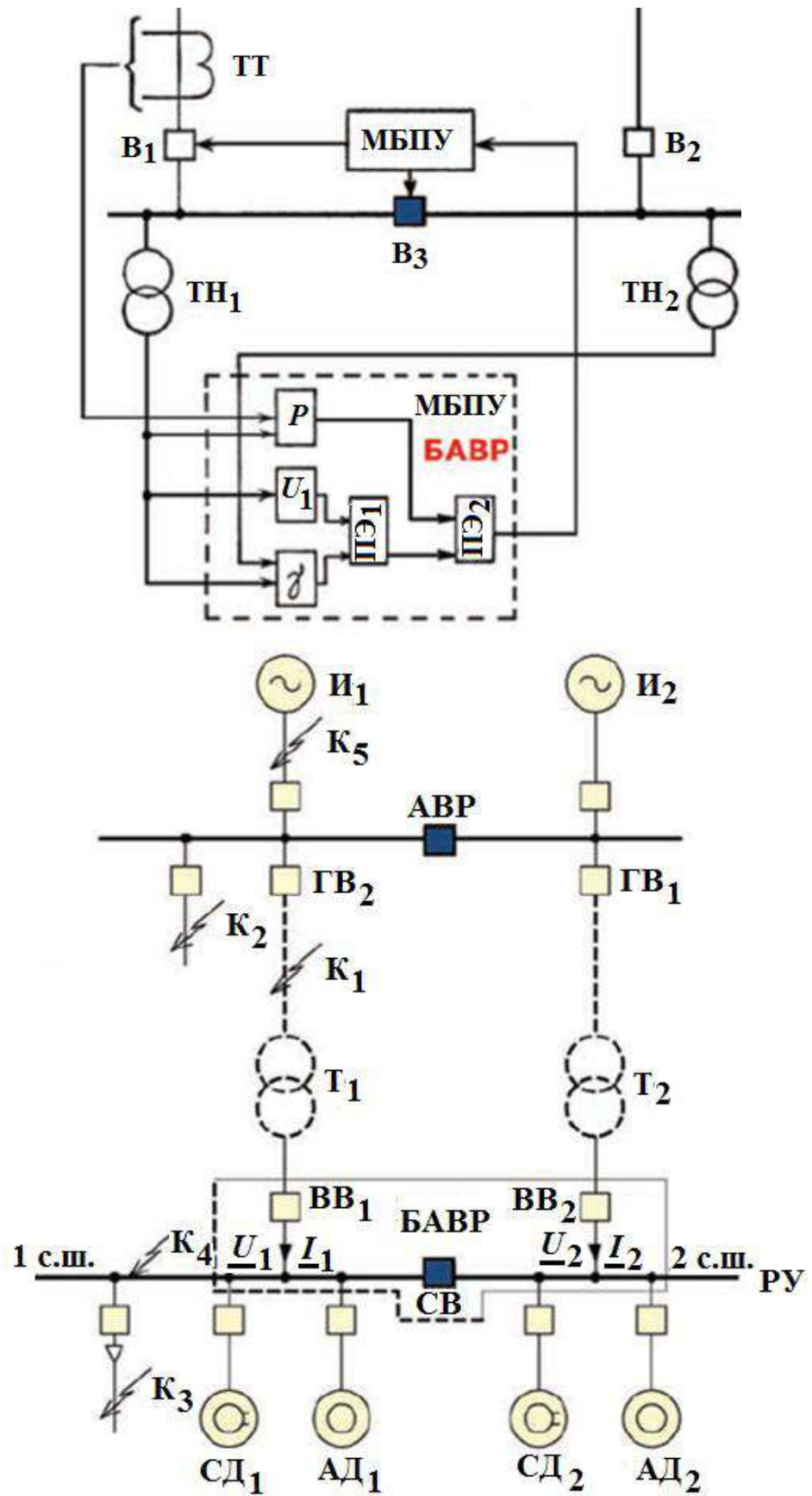


Рис. 2.42. Структурная схема и зоны действия устройства БАВР



Рис. 2.43. Внешний вид устройства БАВР

Как видно из вышеизложенного, проблема повышения ПКЭ является актуальной для РЭС напряжением 0,4–10 кВ. Предложенные технические решения повышения ПКЭ рассматриваются по отдельности, и нет методики совместного их применения. Всем известно, что КРМ приводит к положительному эффекту, однако в работе рассмотрено влияние полной КРМ на срок окупаемости и воздействия его на повышение напряжения. Это актуально, поскольку при совместном использовании ВДТ или ПБВ возникают случаи, когда для удовлетворения нормативных требований и сокращения экономических затрат необходимо повышение даже на 1 %. В РЭС 0,4–10 кВ основной проблемой является медленная модернизация отработавших свой ресурс воздушных линий. Из-за этого происходит снижение уровня напряжения в некоторых случаях далеко за нормативные пределы. Реконструкция воздушной линии (ВЛ) сопровождается заменой провода и опор, что приводит к большим денежным затратам. Вопрос установки ВДТ же или реконструкция ВЛ часто не рассматривается, нет экономических критериев оценки того или иного варианта. В приведённых работах выбор ВДТ производится при постоянной нагрузке либо при постоянном сопротивлении, что приведет к правильному выбору,

так как коэффициент загрузки при двигательной нагрузке никто не рассматривал. На рынке России появились новые ВДТ типа ТВМГ, для которых нет математических описаний их работы, что также приведет к их некорректному выбору.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию «силовой трансформатор 10/0,4 кВ с наличием РПН».
2. В каких случаях применяют ПАРН серии ВДТ/VR32?
3. Объясните принцип работы ВДТ типа ТВМГ на напряжение 0,4–35 кВ.
4. Разъясните принцип работы симметрирующих автотрансформаторов.
5. Как работает ДКИН?
6. Опишите принцип работы БАВР.
7. Объясните, в чем заключается принцип компенсации несимметрии фазных напряжений с помощью ВДТ ТВМГ.

3. СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ

3.1. СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Поскольку не редки случаи, когда необходимо повысить напряжение на 11 или 16 %, что говорит об установке не двух, а трех ВДТ типа ПАРН или не трех, а двух групп по два ВДТ типа ПАРН (а это обуславливает большие денежные затраты) возникает необходимость в определении эффективности совместного использования устройства компенсаторов реактивной мощности (УКРМ) и ВДТ для повышения ПКЭ с целью уменьшения затрат на установку дополнительных ВДТ типа ПАРН. Для схемы на рис. 3.1 необходимо удовлетворить требование КЭ [21, 26], согласно которому нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии, соответственно, равны ± 5 и ± 10 %, путем применения методов КРМ и установки ВДТ. Определим влияние на количество ВДТ степени компенсации (переход от $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ до $\operatorname{tg} \varphi = 0$). Мощность источников варьируется от 0,1 до 1,2 МВт и изменяется одновременно во всех узловых точках. Напряжение на центральной подстанции $U_{\text{цп}} = 10,5$ кВ, значение соотношения потребляемой активной и реактивной мощностей $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$.

Для передачи электроэнергии использован провод марки АС-95 ($r_0 = 0,34$ Ом/км, $x_0 = 0,332$ Ом/км, $I_{\text{доп}} = 330$ А). Длина ЛЭП между потребителями и центром питания (ЦП) $L = 10$ км. Нагрузочная характеристика не учитывается, ведется приблизительный расчет, так как основная цель этого пункта определить, каково влияние установки КУ на количества ВДТ.

Сопротивления участков сети будут одинаковы, поскольку протяженность ЛЭП на участках сети по условию те же и будет равна: $r_L = r_0 \cdot L = 3,4$ Ом; $x_L = x_0 \cdot L = 3,32$ Ом.

Определим значения напряжения в узловых точках при следующих условиях:

1. Полная КРМ. Расчетные данные приведены в табл. 3.1.

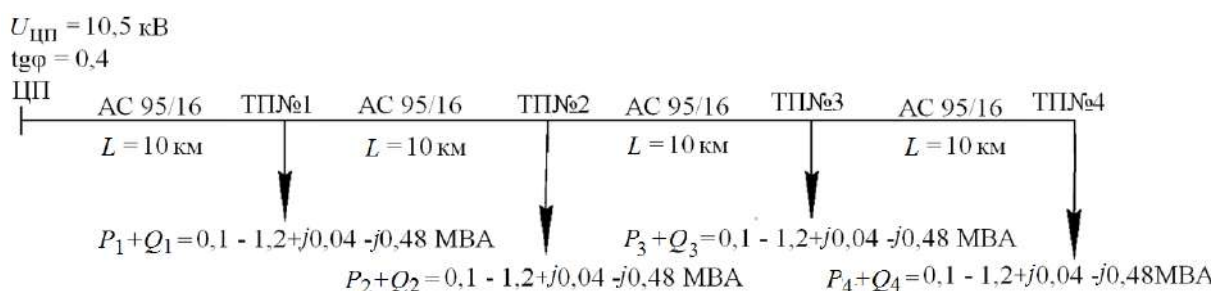


Рис. 3.1. Принципиальная схема сети

Таблица 3.1

Данные расчетов при использовании КУ

$P_1 = P_2 = P_3 = P_4, \text{ МВт}$	$U, \text{ кВ}$			
	ПС № 1	ПС № 2	ПС № 3	ПС № 4
0,1	10,37	10,27	10,2	10,17
0,2	10,24	10	9,9	9,8
0,3	10,1	9,8	9,6	9,4
0,4	10	9,5	9,3	9,1
0,5	9,9	9,3	9	8,8
0,6	9,7	9	8,6	8,4
0,7	9,5	8,8	8,3	8
0,8	9,4	8,6	7,9	7,6
0,9	9,3	8,3	7,6	7,2
1	9,2	8	7,25	6,8
1,1	9	7,8	6,9	6,3
1,2	8,9	7,6	6,5	5,8

2. Использование ВДТ: $U_2 = k_{\text{ВДТ}} \cdot U_1$,

где U_2 – напряжение после установки ВДТ; U_1 – напряжение до установки ВДТ; $k_{\text{ВДТ}}$ – коэффициент регулирования напряжения ($k_{\text{ВДТ}} = 1,1$ при установке двух ВДТ на три фазы, $k_{\text{ВДТ}} = 1,15$ при установке трех ВДТ на три фазы, $k_{\text{ВДТ}} = 1$ без ВДТ).

Результаты расчетов для максимального значения мощности для всех узловых точек приведены в табл. 3.2 и 3.3, уровень напряжения на последней подстанции приведен на рис. 3.2.

Сравним количество ВДТ при $\text{tg} \varphi = 0,4$ и $\text{tg} \varphi = 0$.

В первом случае используется для регулирования только ВДТ, во втором – совместное использование устройств КРМ и ВДТ. В качестве УКРМ рассматривались регулируемые конденсаторные установки на напряжение 0,4 кВ. Расчеты по сравнению количества используемых ВДТ приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.2

Данные расчетов при использовании ВДТ

$P_1 + Q_1 = P_2 + Q_2 =$ $= P_3 + Q_3 = P_4 + Q_4, \text{ MBA}$	ПС № 1			ПС № 2			ПС № 3			ПС № 4		
	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$
$0,1 + j0,04$	10,3	10,3	1	10,2	10,1	1	10	10	1	10	10	1
$0,2 + j0,08$	10,1	10,1	1	9,8	9,86	1	9,66	9,66	1	9,57	9,57	1
$0,3 + j0,12$	9,95	9,95	1	9,53	10,4	1,1	10,2	10,2	1	10	10	1
$0,4 + j0,16$	9,77	9,77	1	9,2	10,1	1,1	9,7	9,7	1	9,5	9,5	1
$0,5 + j0,2$	9,59	9,59	1	8,86	10,1	1,15	9,7	9,7	1	9,49	9,49	1
$0,6 + j0,24$	9,41	10,3	1,1	9,53	10,4	1,1	9,9	9,9	1	9,6	9,6	1
$0,7 + j0,28$	9,2	10,1	1,1	9,18	10,5	1,15	9,9	9,9	1	9,6	9,6	1
$0,8 + j0,32$	9	10,4	1,1	9,3	10,2	1,1	9,5	10,4	1,1	10,1	10,1	1
$0,9 + j0,36$	8,87	10,2	1,15	8,96	10,3	1,15	9,47	10,4	1,1	10	10	1
$1,0 + j0,4$	8,69	10	1,15	8,58	9,87	1,15	8,9	10,2	1,15	9,79	9,79	1
$1,1 + j0,44$	8,5	9,7	1,15	8,2	9,4	1,15	8,3	9,58	1,15	9	9,9	1,1
$1,2 + j0,48$	8,3	9,58	1,15	7,81	8,98	1,15	7,7	8,88	1,15	8,24	9,48	1,15

Таблица 3.3

Совместное использование ВДТ и компенсирующих устройств

$P_1 = P_2 = P_3 = P_4, \text{ МВт}$	ПС № 1			ПС № 2			ПС № 3			ПС № 4		
	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$	$U_1, \text{ кВ}$	$U_2, \text{ кВ}$	$k_{\text{ВДТ}}$
0,1	10,3	10,3	1	10,2	10,2	1	10,2	10,2	1	10,1	10,1	1
0,2	10,2	10,2	1	10	10	1	9,9	9,9	1	9,8	9,8	1
0,3	10,1	10,1	1	9,8	9,8	1	9,6	9,6	1	9,4	9,4	1
0,4	9,98	9,98	1	9,57	9,57	1	9,28	10,2	1,1	10,0	10,0	1
0,5	9,85	9,85	1	9,33	10,2	1,1	9,93	9,93	1	9,76	9,76	1
0,6	9,72	9,72	1	9,09	10	1,1	9,59	10,5	1,1	10,3	10,3	1
0,7	9,59	10,5	1,1	9,87	9,87	1	9,39	10,3	1,1	10,1	10,1	1
0,8	9,46	10,4	1,1	9,62	10,5	1,1	10	10	1	9,8	9,8	1
0,9	9,33	10,2	1,1	9,37	10,3	1,1	9,7	9,7	1	9,4	9,4	1
1	9,20	10,1	1,1	9,11	10,0	1,1	9,35	10,2	1,1	9,95	9,95	1
1,1	9,07	10,4	1,15	9,36	10,2	1,1	9,57	9,52	1,1	10,1	10,1	1
1,2	8,9	10,2	1,15	9,09	10	1,1	9,19	10,1	1,1	9,7	9,7	1

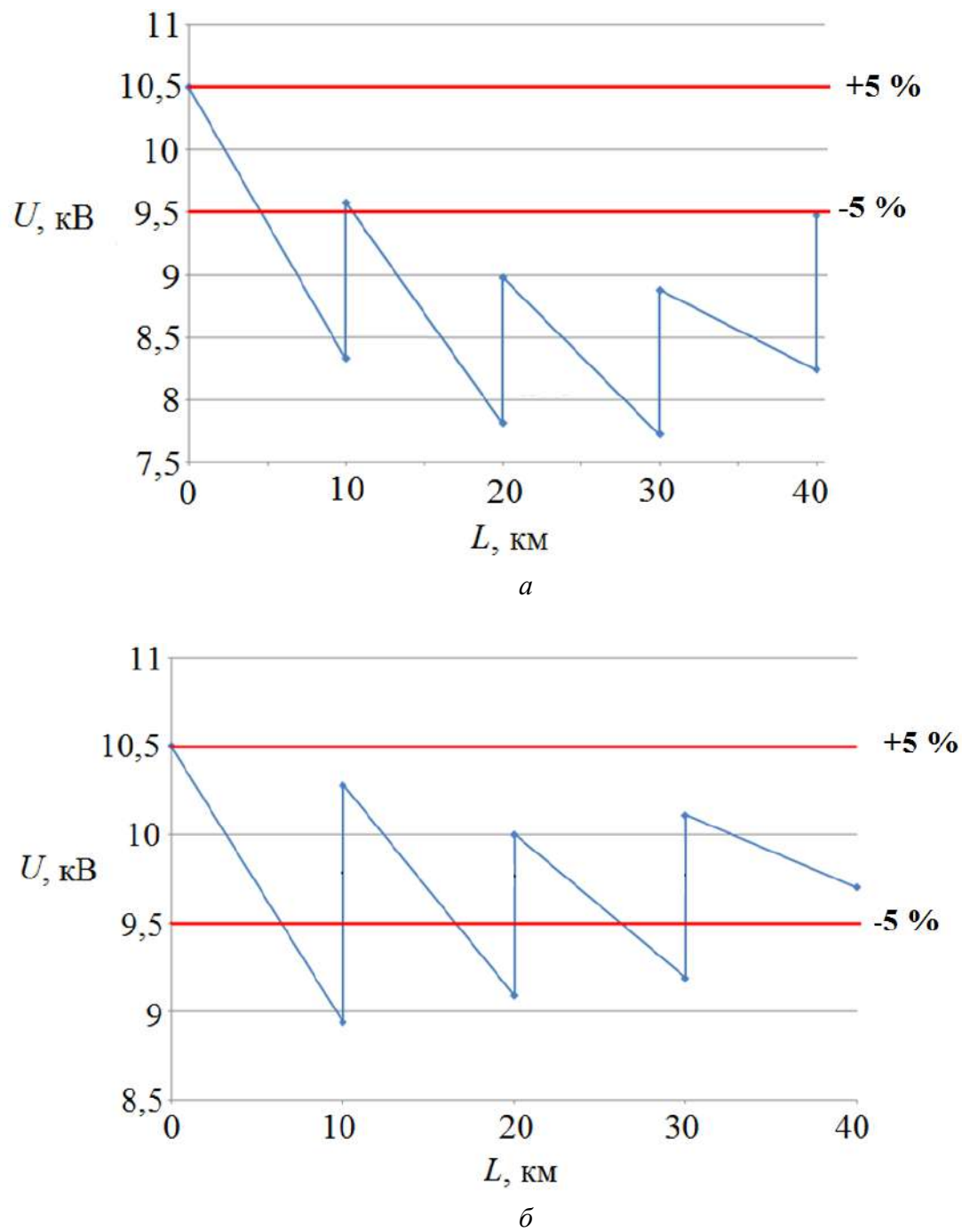


Рис. 3.2. Регулирование напряжения:

a – при использовании ВДТ, $\text{tg } \varphi = 0,4$; b – при использовании ВДТ и КУ, $\text{tg } \varphi = 0$

Таблица 3.4

Ориентировочная стоимость улучшения ПКЭ для двух условий:
при использовании ВДТ и полной КРМ и с условием использования ВДТ при КРМ до $\text{tg } \varphi = 0,4$

$P + jQ$, МВА каждой ПС	Количество ВДТ при $\text{tg } \varphi = 0,4$	Количество ВДТ при совместном подключении с КУ при $\text{tg } \varphi = 0$	Разница в количестве ВДТ	Ориентировочная стоимость ВДТ, тыс. руб. при $\text{tg } \varphi = 0,4$	Общая стоимость КУ + ВДТ (при переходе от $\text{tg } \varphi = 0,4$ к $\text{tg } \varphi = 0$), тыс. руб.
$0,1 + j0,04$	0	0	0	0	232
$0,2 + j0,08$	0	0	0	0	272
$0,3 + j0,12$	2	0	2	4600	324
$0,4 + j0,16$	2	2	0	4600	4952
$0,5 + j0,2$	3	2	1	6900	4952
$0,6 + j0,24$	4 (2 + 2)	4 (2 + 2)	0	9200	9696
$0,7 + j0,28$	5 (3 + 2)	4 (2 + 2)	1	11500	9696
$0,8 + j0,32$	7 (3 + 2 + 2)	4 (2 + 2)	3	16100	9800
$0,9 + j0,36$	8 (3 + 3 + 2)	4 (2 + 2)	4	19600	10460
$1 + j0,4$	9 (3 + 3 + 3)	6 (2 + 2 + 2)	3	22050	15360
$1,1 + j0,44$	11 (3 + 3 + 3 + 2)	7 (2 + 2 + 3)	4	26950	18082
$1,2 + j0,48$	12 * (3 + 3 + 3 + 3)	7 (2 + 2 + 3)	4	29400	18082

Примечание.*– не удовлетворяет требование ГОСТ 32144–2013 (рис. 2.12, а).

Ориентировочная стоимость ВДТ была предоставлена начальником технического отдела ЗАО «Инновационная энергетика» Т.В. Перинским

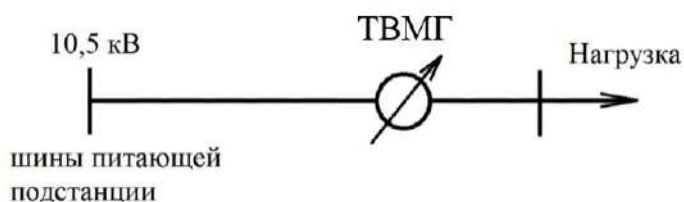
Численный пример, представленный на рис. 3.2, показывает, что при выдерживании на ТП нормативного значения $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ необходимо использовать четыре комплекта трехфазных ВДТ (рис. 3.2, а). Если же выполнить полную КРМ, то достаточно трех комплектов ВДТ (рис. 3.2, б), два из которых в двухфазном исполнении.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТИПА ТВМГ

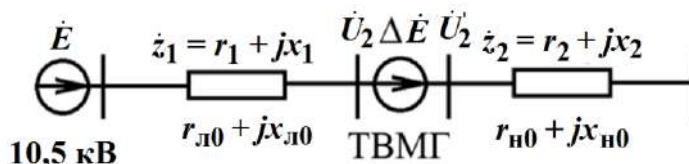
Принцип работы ВДТ типа ТВМГ заключается во введении в электрическую цепь продольной ЭДС, обеспечивающей вольтодобавку (ВД). За счет подмагничивания осуществляется плавное регулирование ЭДС (рис. 3.3).

Выбор ВДТ состоит в нахождении его мощности, что определяется заданной нагрузкой и не составляет проблемы, и требуемого коэффициента трансформации. Последнее нуждается в определенном обосновании, поскольку нельзя формально принять: если необходимо поднять напряжение, например на 5 %, то и достаточно ввести в электрическую цепь продольную ЭДС величиной 5 % от номинального напряжения. Причина состоит в том, что при повышении напряжения со стороны нагрузки увеличивается и потребляемая мощность. В результате возрастает ток в питающей ЛЭП, что вызывает увеличение падения в сравнении с режимом при отсутствии ВДТ. Таким образом, нагрузка получит несколько меньший уровень напряжения в сравнении с желаемым. Этот эффект необходимо учитывать при определении регули-рованных возможностей ВДТ. Ниже предложена методика учета дополни-тельного снижения напряжения для правильной оценки требуемой ВД.

На рис. 3.3 представлены однолинейная схема и схема замещения ЛЭП, где установлен ВДТ типа ТВМГ.



а



б

Рис. 3.3. Схемы ЛЭП: а – однолинейная; б – замещения

Запишем напряжение на нагрузке после установки ВДТ в соответствии с рис. 3.3, б:

$$\dot{U}'_2 = \dot{E} - \dot{I}' \cdot \dot{z}_1 + \Delta \dot{E}, \quad (3.1)$$

где \dot{E} – напряжение на шинах подстанции; \dot{I}' – ток, проходящий по ЛЭП; \dot{z}_1 – сопротивление питающей линии; $\Delta \dot{E}$ – величина ВД. Заметим, что по принципу работы ВДТ (рис. 3.3), напряжение \dot{U}'_2 и ЭДС $\Delta \dot{E}$ совпадают по фазе.

Ток можно представить как:

$$\dot{I}' = \frac{\dot{E} + \Delta \dot{E}}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2}, \quad (3.2)$$

где \dot{z}_2 – сопротивление нагрузки.

Тогда напряжение на нагрузке после установки ВДТ в соответствии с формулами (3.1) и (3.2) будет следующим:

$$\dot{U}'_2 = \dot{E} + \Delta \dot{E} - \frac{\dot{E} + \Delta \dot{E}}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2} \cdot \dot{z}_1 = \dot{E} - \frac{\dot{E}}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2} \cdot \dot{z}_1 + \Delta \dot{E} \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2}. \quad (3.3)$$

Напряжение на нагрузке до установки ТВМГ было равно:

$$\dot{U}_2 = \dot{E} - \dot{I} \cdot \dot{z}_1 = \dot{E} - \frac{\dot{E}}{\dot{z}_1 + \dot{z}_1} \cdot \dot{z}_1. \quad (3.4)$$

Теперь, подставляя в формулу (3.3) выражение (3.4), можем связать между собой напряжения до и после установки ТВМГ:

$$\dot{U}'_2 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{E} \cdot \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2}. \quad (3.5)$$

Как следует из формулы (3.5), влияние ВД зависит от соотношения между сопротивлениями питающей ЛЭП и нагрузки и в целом действует на снижение результирующего напряжения. Ниже предлагается методика учета влияния нагрузки на вводимую в ЛЭП ВД. Вначале рассмотрим случай, когда сопротивление нагрузки не зависит от напряжения (системы освещения, устройства электронагрева). Тогда мощность нагрузки S_H определим по отношению к мощности ВДТ через коэффициент загрузки:

при текущем напряжении U_2 :

$$S_H = S_{\text{НОМ}}^{\text{ВДТ}} \cdot k_3 U,$$

где $S_{\text{НОМ}}^{\text{ВДТ}}$ – мощность ВДТ; $k_3 U$ – коэффициент загрузки при исходном напряжении U_2 .

Базисные сопротивления нагрузки ВДТ определяются также при исходном напряжении U_2 :

$$z_{\text{НБ}} = \frac{U_2^2}{S_{\text{НОМ}}^{\text{ВДТ}}}, \quad x_{\text{НБ}} = \frac{r_{\text{НБ}}}{\text{tg}\varphi_H}, \quad r_{\text{НБ}} = \frac{z_{\text{НБ}}}{\sqrt{1 + \text{tg}^2\varphi_H}}.$$

Поскольку в формулу (3.5) входит сопротивление нагрузки, свяжем её с базисными (комплексными) сопротивлениями ВДТ следующим образом:

$$z_H = r_H + jx_H = \frac{r_{\text{НБ}}}{k_3} + j \frac{x_{\text{НБ}}}{k_3}.$$

Поскольку \dot{z}_1 есть сопротивление питающей ЛЭП, то представим его следующим образом:

$$r_1 + jx_1 = (r_{л0} + jx_{л0}) \cdot l, \quad (3.6)$$

где $r_{л0} + jx_{л0}$ – погонное сопротивление ЛЭП при заданном сечении провода; l – длина линии.

В свою очередь, \dot{z}_2 есть сопротивление нагрузки, которое запишем в виде:

$$r_2 + jx_2 = \frac{(r_{нб} + jx_{нб})}{k_3}. \quad (3.7)$$

В формуле (3.5) комплекс результирующей ЭДС ВД разложим на продольную и поперечную составляющие:

$$\dot{U}'_2 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{E}_a + j \Delta \dot{E}_p. \quad (3.8)$$

Для РЭС обычно пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения [18], поэтому формулу (3.8) можно упростить, переходя только к действительным параметрам:

$$U'_2 = U_2 + \Delta E_a = U_2 + k_p \cdot \Delta E.$$

В соответствии с формулой (3.5),

$$k_p = \left| \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2} \right|.$$

В свою очередь, используя формулу (3.6) и (3.7), имеем:

$$\begin{aligned} k_p &= \left| \frac{(r_{нб} + jx_{нб}) / k_3}{(r_{л0} + jx_{л0}) \cdot l + (r_{нб} + jx_{нб}) / k_3} \right| = \left| \frac{r_{нб} \cdot (1 + j \operatorname{tg} \varphi_H)}{(r_{л0} + jx_{л0}) \cdot k_3 \cdot l + r_{нб} \cdot (1 + j \operatorname{tg} \varphi_H)} \right| = \\ &= \left| \frac{(1 + j \operatorname{tg} \varphi_H)}{(\alpha + j\beta) \cdot k_{kl} + (1 + j \operatorname{tg} \varphi_H)} \right|, \end{aligned} \quad (3.9)$$

где $\alpha = \frac{r_{л0}}{r_{нб}} ; \beta = \frac{x_{л0}}{r_{нб}} ; k_{kl} = k_3 \cdot l.$

Из формулы (3.9) видно, что на величину ВД оказывает влияние соотношение между сопротивлениями сети и нагрузки.

Величину ВД определим следующим образом:

$$\Delta E = \frac{U_{2\text{жел}} - U_2}{k_p}, \quad (3.10)$$

где $U_{2\text{жел}}$ – желаемое напряжение у потребителя.

Относительно номинального напряжения (U_H) в процентном выражении величину ВД можно представить так:

$$\frac{\Delta E}{U_H} = \frac{U_{2\text{жел}} - U_2}{U_H} \cdot \frac{1}{k_p} \cdot 100 \%. \quad (3.11)$$

Выполнено исследование на предмет воздействия сечения провода, k_3 , l , коэффициента мощности нагрузки ($\text{tg } \varphi_H$) на величину ВД при постоянном сопротивлении нагрузки для РЭС номинальным напряжением 0,4–10 кВ. Результаты расчетов представлены на рис. 3.4.

Поскольку в сельском хозяйстве и на промышленных предприятиях используется большое количество АД, основными потребителями в этих сетях являются АД. Изменение потребляемой активной и реактивной мощности при выборе ВДТ никем не рассмотрено. Учет потребляемой мощности при различных уровнях напряжения способствует правильному выбору ВДТ.

Рассмотрим принципиальную схему (рис. 3.5). В качестве нагрузки рассмотрим три АД мощностью 15 кВт, 37 кВт, 110 кВт с номинальным напряжением $U_H = 380$ В.

Для построения диаграмм зависимостей потребляемой мощности от уровня напряжения принципиальную схему смоделируем в среде MATLAB. Модель работы двигателя при $\gamma = 5$ приведена на рис. 3.6, при $\gamma = 2$ на рис. 3.7. Для определения зависимости потребляемой мощности от коэффициента загрузки двигателя $k_{3д}$ варьируем его от 30 до 70 %, от начального момента $M_{тр}$ варьируем его от 10 до 50 %.

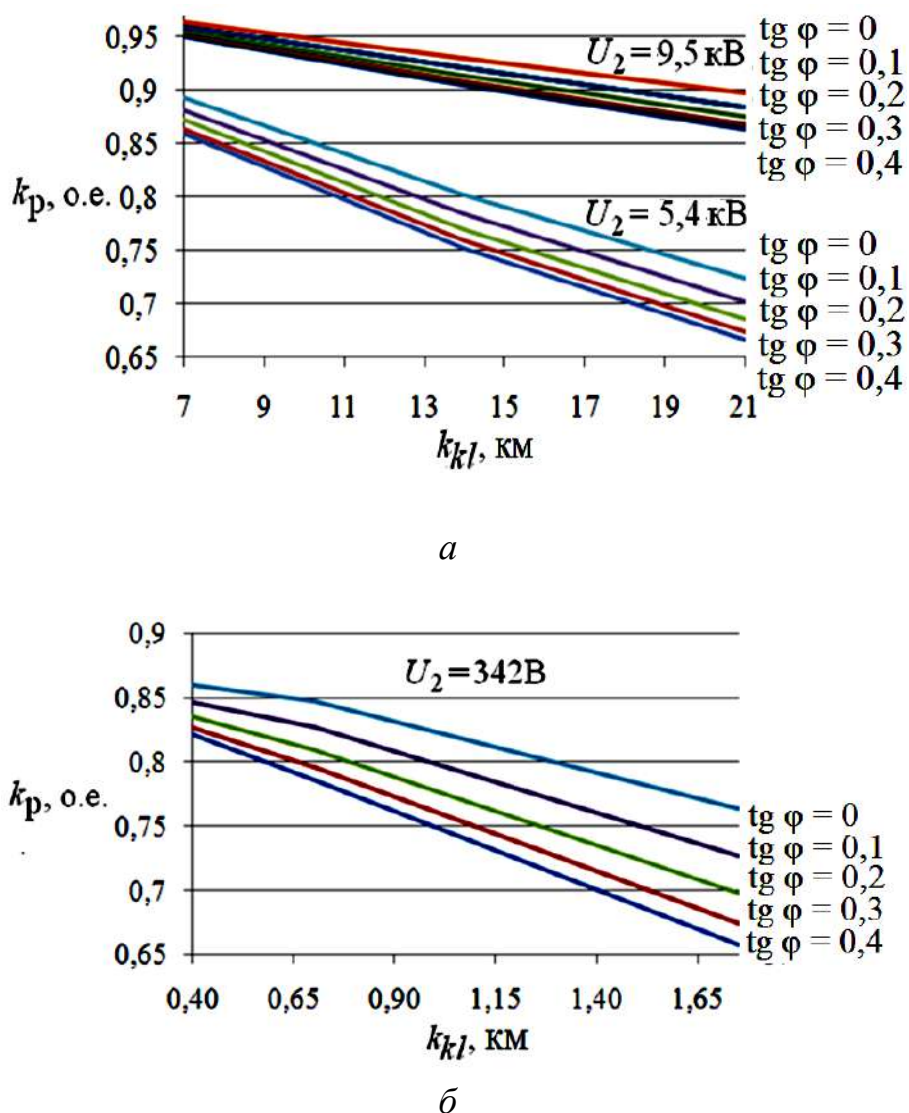


Рис. 3.4. Зависимость k_p от параметров электрической сети напряжением:
а – 6–10 кВ; б – 0,4 кВ

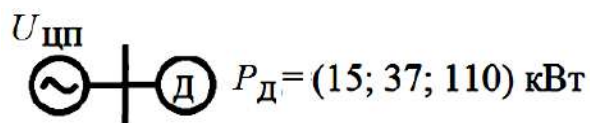


Рис. 3.5. Принципиальная схема

Момент сопротивления представим формулой:

$$M_c = M_{тр} + (k_{зд} \cdot M_{ном} - M_{тр}) \cdot (\omega / \omega_{снх})^\gamma, \quad (3.12)$$

в относительных единицах:

$$m_c = m_{тр} + (k_{зд} - m_{тр}) \cdot \omega^\gamma,$$

где $M_{тр}$ – начальный момент при $s = 1$ или $\omega = 0$, обычно определяемый силами трения; $k_{зд}$ – коэффициент загрузки двигателя при синхронной угловой скорости (момент сопротивления механизма при $\omega = 1$, выраженный в долях номинального момента двигателя); γ – показатель степени, характеризующий данный механизм [19].

Поскольку в производстве используется большое количество АД, предназначенных для различных технологических процессов, степени угловой скорости у них разные. Поэтому в работе рассмотрен механизм с «вентиляторной» механической характеристикой, у которого момент сопротивления пропорционален пятой и второй степени угловой скорости для обобщения результатов.

На рис. 3.6 и рис. 3.7 представлена модель работы АД. В качестве ЦП используется блок 3-Phase Source (предназначен для моделирования трехфазного источника напряжения), включающий в себя три источника переменного напряжения, соединенных в «звезду» с нулевым проводом [20]. Так как в сети 0,4 кВ индуктивным сопротивлением линии пренебрегают из-за небольшой протяженности [18], то в качестве ЛЭП использовался блок 3-Phase Series RLC Branch, который моделирует в нашем случае трехфазную цепь, состоящую из трех активных сопротивлений. АД представлен блоком Asynchronous Machine, моделирующим асинхронную электрическую машину в двигательном режиме. Режим работы определяется законом электромагнитного момента машины. Блок содержит несколько заданных моделей АД. В качестве АД используем заданные программой MATLAB мощностью 15, 37, 110 кВт, номинальным напряжением 380 В, частотой 50 Гц. Порт T_m предназначен для подачи момента сопротивления движению. Момент сопротивления движению задается формулой (3.12).

Определим синхронную угловую скорость:

$$\omega_{\text{синх}} = \eta \cdot \frac{2 \cdot \pi}{60},$$

где η – частота вращения АД.

Определим номинальный вращающий момент при синхронной скорости вращения для рассматриваемых АД:

$$M_{\text{ном с}} = \frac{P_d}{\omega_{\text{синх}}},$$

где P_d – номинальная мощность двигателя, указанная в модели двигателя программы MATLAB.

Для АД номинальной мощностью $P_d = 15$ кВт: $\eta = 1460$ об/мин, $M_{номс} = 95,49$ Н·м, для АД $P_d = 37$ кВт: $\eta = 1480$ об/мин, $M_{номс} = 235,55$ Н·м, для АД $P_d = 110$ кВт: $\eta = 1487$ об/мин, $M_{номс} = 700,28$ Н·м.

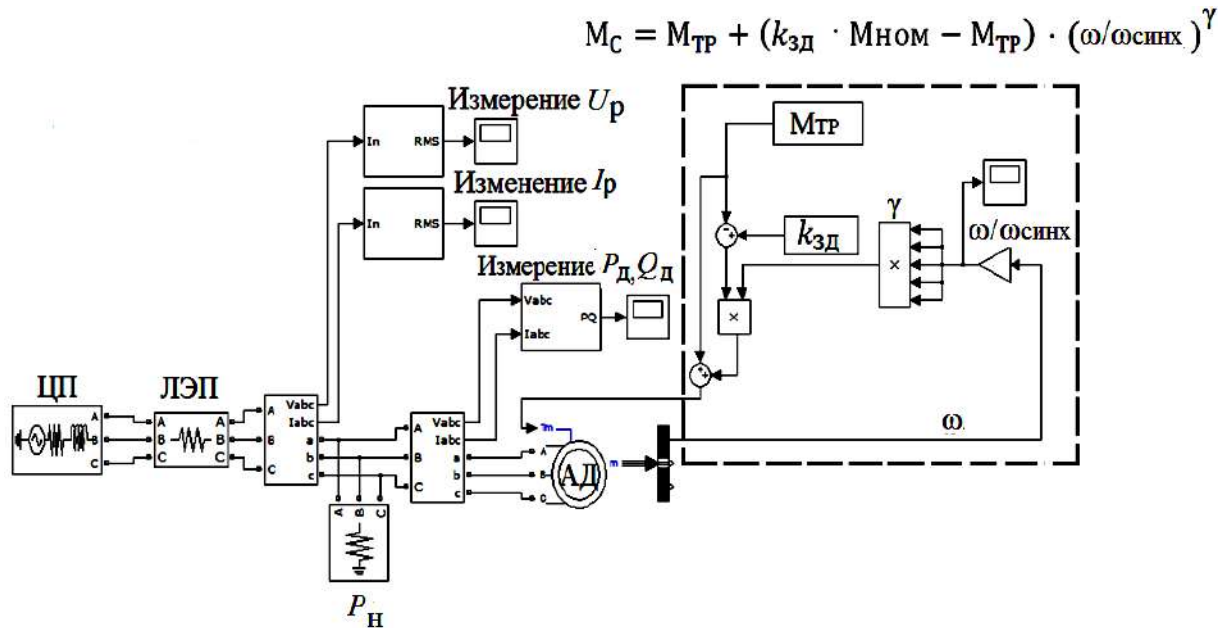


Рис. 3.6. Схема работы двигателя при $\gamma = 5$, $k_{зд} = 30\text{--}70\%$, $M_{тр} = 10\text{--}50\%$

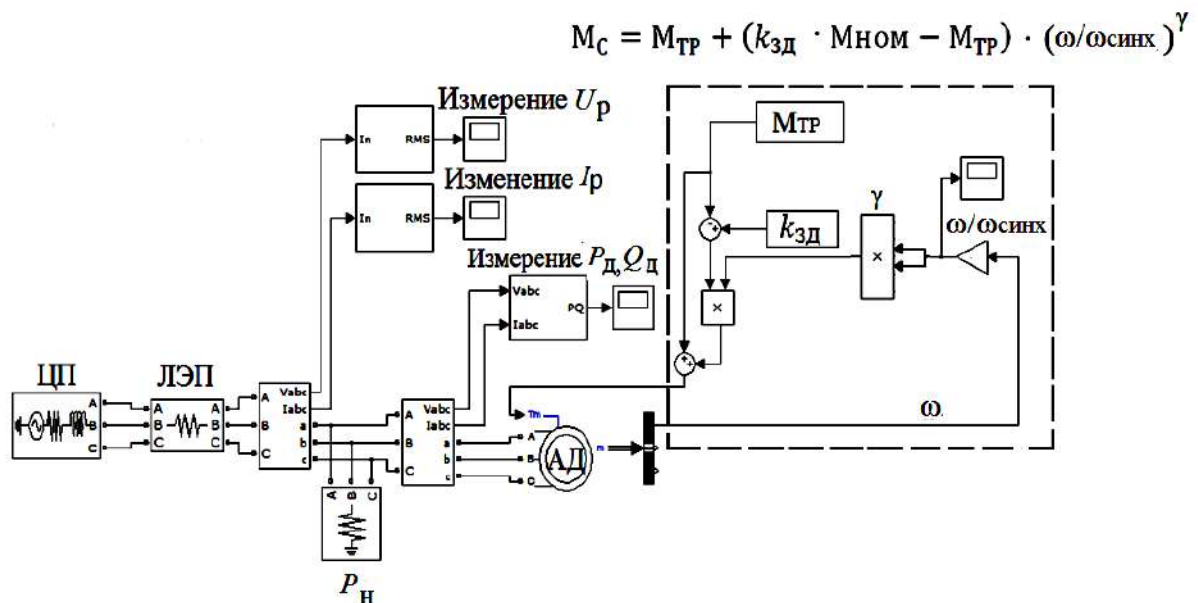


Рис. 3.7. Схема работы двигателя при $\gamma = 2$, $k_{зд} = 30\text{--}70\%$, $M_{тр} = 10\text{--}50\%$

Коэффициент нагрузки для активной и реактивной мощностей определяется:

$$k_3 = \frac{P_{\text{др}}}{P_{\text{н}}},$$

где $P_{\text{др}}$ – потребляемая АД активная мощность при различных уровнях рабочего напряжения, $U_{\text{р}}$, которое рассчитывается относительно номинального $(0,7-1,1 \cdot U_{\text{н}})$ с условием, что $k_{3\text{д}} = 30-70 \%$ и $M_{\text{тр}} = 10-50 \%$; $P_{\text{н}}$ – номинальная активная мощность двигателя.

Зависимость k_3 от напряжения питающей сети для двух вариантов механизмов представлена на рис. 3.8.

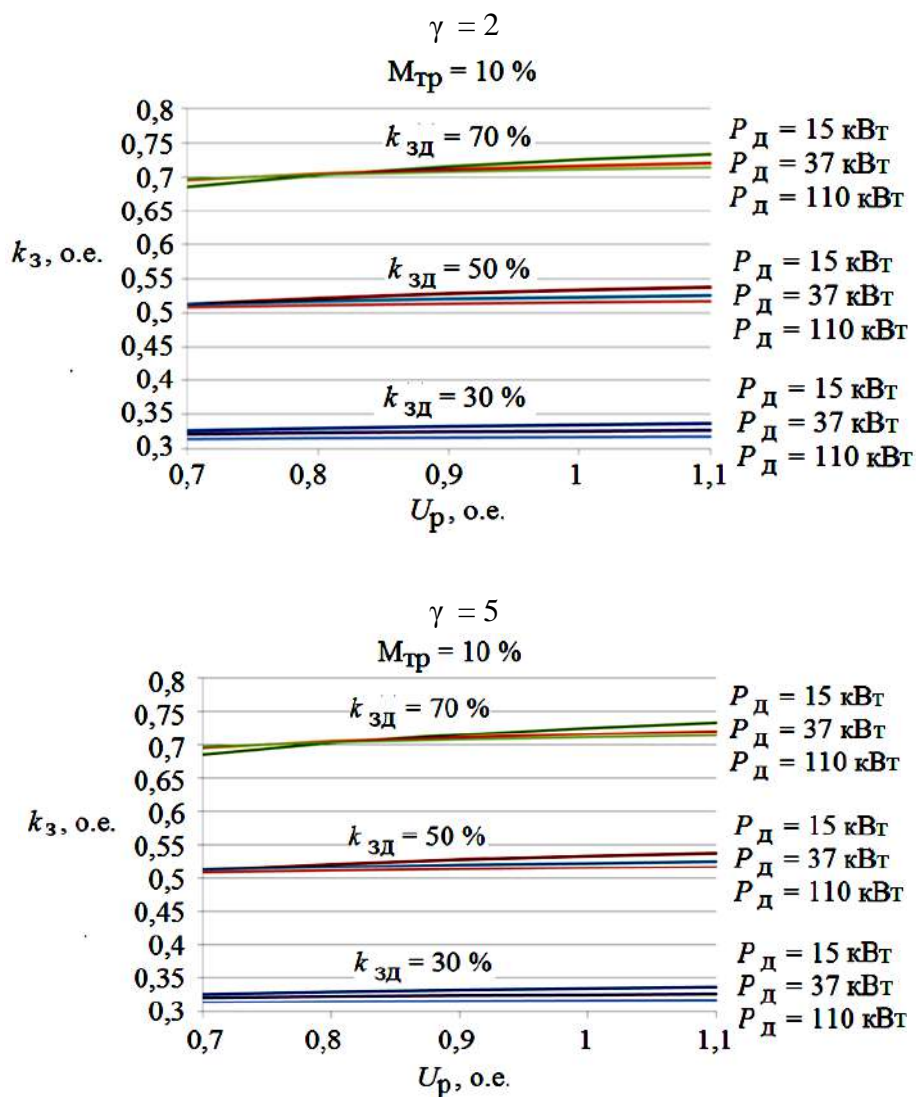


Рис. 3.8. Зависимость коэффициента загрузки активной мощности от напряжения сети

Из рис. 3.8 видно, что двигатели разной мощности, изначально одинаково нагруженные, имеют приближенные зависимости, которые незначительно зависят от уровня напряжения. Это говорит о том, что для них можно принять коэффициент загрузки одинаковым в пределах нескольких процентов погрешности. Кроме того, из рис. 3.8, видно, что значение $M_{тр}$ мало влияет на коэффициент загрузки, а это позволяет группировать двигатели в один эквивалентный именно по величине данного коэффициента.

Определим активное сопротивление при номинальном напряжении по формуле:

$$r_{нб} = \frac{U_{н}^2}{P'_{dk}},$$

где $U_{н}$ – номинальное напряжение; P'_{dk} – потребляемая активная мощность при номинальном напряжении $U_{н}$ и при различных условиях изменения $M_{тр} = 10\text{--}50\%$, $k_{зд} = 30\text{--}70\%$.

Определим активное сопротивление при условии $U_p = (0,7\text{--}1,1) \cdot U_{н}$ по формуле:

$$r_p = \frac{U_p^2}{P'_{др}}.$$

На рис. 3.9 приведен график изменения сопротивления от уровня напряжения.

Из рис. 3.9 видно, что активное сопротивление при различных значениях $M_{тр} = 10\text{--}50\%$, $k_{зд} = 30\text{--}70\%$ и мощностях двигателя изменяется по одному закону и находится в пределах 5 % погрешности, а также зависит от уровня напряжения. Действительное значение сопротивления можно определить по формуле:

$$r_p = \frac{\eta_{U_p}}{r'_{U_p}} \cdot r'_p, \quad (3.13)$$

где r'_{U_p} – сопротивление нагрузки при U_p , выраженное в о.е.; η_{U_p} – сопротивление нагрузки при U_p , выраженное в именованных единицах; r'_p – сопротивление нагрузки при $U_{н}$, выраженное в о.е.

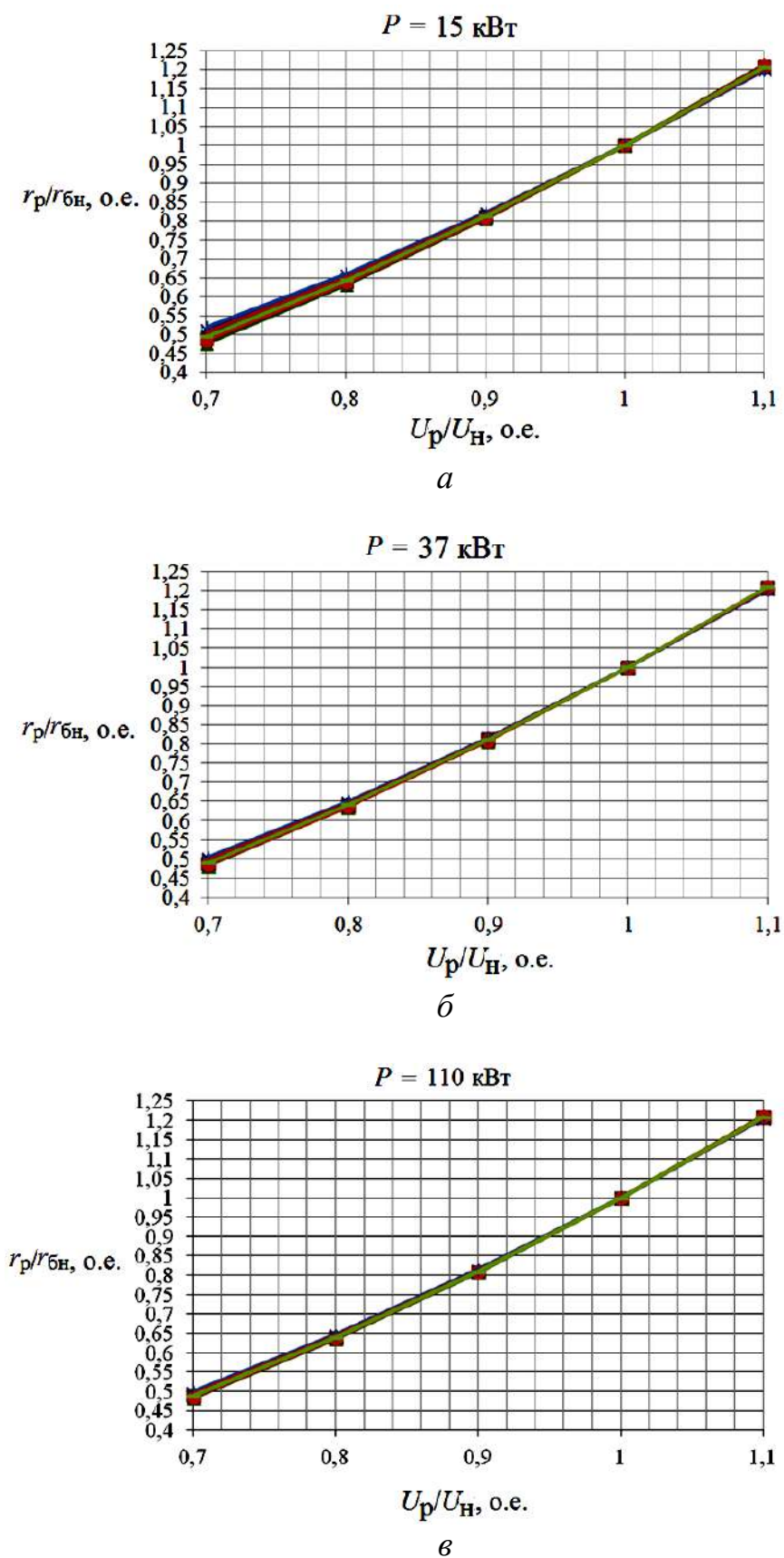


Рис. 3.9. График изменения активного сопротивления от напряжения при $M_{тр} = 10\text{--}50\%$ и $k_{зд} = 30\text{--}70\%$: *a* – для двигателей мощностью 15 кВт; *б* – для двигателей мощностью 37 кВт; *в* – для двигателей мощностью 110 кВт

При увеличении напряжения повышается и значение $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$. Изменение $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ подчиняется одному закону при вариации $k_{\text{зд}}$, $M_{\text{тр}}$. С целью обобщения полученных значений $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ для различных значений $M_{\text{тр}}$ воспользуемся методом наименьших квадратов (рис. 3.10).

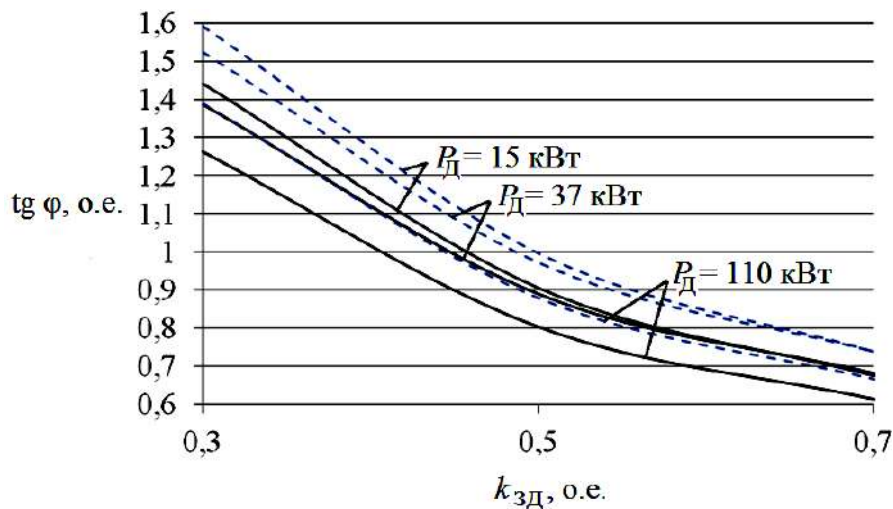


Рис. 3.10. Аппроксимация экспериментальных значений $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ при $U_{\text{р}} = U_{\text{ном}}$ и $U_{\text{р}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ (штриховая линия)

В результате получены обобщенные характеристики, позволяющие определить $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ для двигателей разной мощности, пренебрегая $M_{\text{тр}}$.

Для определения $k_{\text{р}}$ известны все параметры, и он определяется выражением (3.9).

В реальных условиях для определения $k_{\text{зд}}$, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$, $r_{\text{нб}}$ можно воспользоваться клещами токоизмерительными с функцией измерения мощности.

Если компенсировать реактивную мощность до нуля, то в формуле (3.9) следует записать $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} = 0$.

3.3. ЧИСЛЕННЫЙ ПРИМЕР ВЫБОРА ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТИПА ПАРН

Проблема выбора коэффициента трансформации ($k_{\text{т}}$) ВДТ состоит в правильном учете значения мощности нагрузки потребителя, которое варьируется при изменении напряжения [18].

Если нагрузка представлена постоянными сопротивлениями ($r_{\text{н}}$, $x_{\text{н}} = \text{const}$) то расчеты представляются следующим образом:

В качестве первоначальных условий примем, что на ЛЭП длиной 10 км используется провод марки АС–50, напряжение в ЦП 10,5 кВ (рис. 3.11).

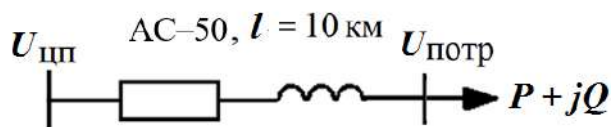


Рис. 3.11. Схема замещения РЭС

Определим мощность, при которой выполняется условие $U_{\text{потр}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$:

$$P_{\text{наг}} = \frac{U_{\text{потр}} \cdot (U_{\text{цп}} - U_{\text{потр}})}{(r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot l},$$

где $U_{\text{цп}}$ – напряжение в ЦП ($U_{\text{цп}} = 10,5$ кВ); $U_{\text{потр}}$ – напряжение потребителя ($U_{\text{потр}} = 9,0$ кВ); $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, который принят равным 0,2, 0,3, 0,4; r_0 и x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления провода АС–50; l – длина линии.

Определим сопротивление нагрузки, соответствующее условию $U_{\text{потр}} = 9,0$ кВ:

$$r_{\text{н}} = \frac{U_{\text{потр}}^2}{P_{\text{наг}}},$$

$$x_{\text{н}} = \frac{r_{\text{н}}}{\operatorname{tg} \varphi}.$$

Выполним перерасчет потребляемой мощности при условии, что напряжение у потребителя 10 кВ, а сопротивление нагрузки не изменилось.

$$P_{\text{к}} = \frac{U_{\text{потр}}^2}{r_{\text{н}}},$$

$$Q_{\text{к}} = \frac{U_{\text{потр}}^2}{x_{\text{н}}},$$

$$\Delta P = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_{\text{потр}}^2} \cdot r_0 \cdot l,$$

$$\Delta Q = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_{\text{потр}}^2} \cdot x_0 \cdot l,$$

$$P_H = P_K + \Delta P,$$

$$Q_H = Q_K + \Delta Q.$$

Определив после перерасчета новые мощности, рассчитываем падение напряжения и k_T , необходим st для увеличения напряжения с помощью ВДТ до значения 10 кВ:

$$U_{\text{потр}} = U_{\text{цп}} - \frac{(P_H \cdot r_0 + Q_H \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{цп}}} \cdot 0,001.$$

Уровень напряжения на входе ВДТ ($U_{\text{ВДТ вх}}$) и его выходе ($U_{\text{ВДТ вых}}$) при условии, что напряжение у потребителя 10 кВ, а сопротивление нагрузки не изменилось.

На рис. 3.12 приведена диаграмма, построенная по результатам расчетов для $\text{tg } \varphi = 0,4$.

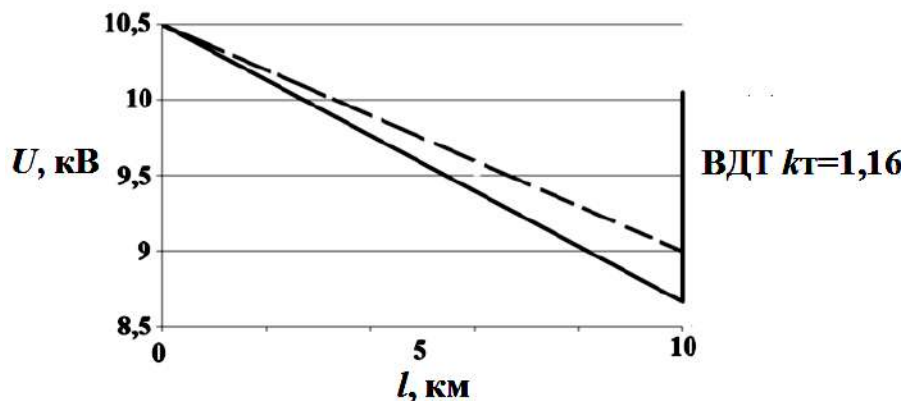


Рис. 3.12. Изменение напряжения для первого варианта

На рис. 3.12 падение напряжения для первоначальных значений мощности нагрузки (при условии неизменности нагрузки потребителя ($k_T = 1,1$)) приведено пунктирной линией, а величина падения напряжения при постоянстве сопротивлений (r_H, x_H) обозначена сплошной линией.

Из рис. 3.12 видно, что при повышении напряжения на потребителе при постоянном сопротивлении его нагрузки увеличивается падение напряжения: это говорит о необходимости увеличения k_T с 1,1 до 1,16. В данной схеме необходимо будет установить два узла по два ВДТ.

При изменении напряжения преобразуется сопротивление потребителя. Для определения сопротивления при условии $U_{\text{порт}} = 10$ кВ воспользуемся графиком зависимости сопротивления от напряжения в о.е. (рис. 3.13) для вентиляторных механизмов с $\gamma = 5$, построенным с использованием программы для моделирования MATLAB.

Определив значения $r_{U_{\text{ном}}}$, $x_{U_{\text{ном}}}$, вычислим потребляемую мощность в начале линии при $U_{\text{потр}} = U_{\text{ном}} = 10$ кВ. Рассчитанные значения приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Значения мощности для условия $U_{\text{потр}} = 10$ кВ

$U_{\text{потр}}$, кВ	P_H , кВт	Q_H , кВАр	r_H , Ом	x_H , Ом	$U_{\text{ВДТ вх}}$, кВ	k_L	$U_{\text{ВДТ вых}}$, кВ	$\text{tg } \varphi$
10	2121,2	1027,031	52	113	8,96	1,12	10,03	0,4
10	2219,6	850,51	50	150	8,97	1,12	10,05	0,3
10	2333,9	637,36	58	200	8,97	1,12	10,05	0,2

По результатам расчетов для $\text{tg } \varphi = 0,4$ построена диаграмма (рис. 3.13).

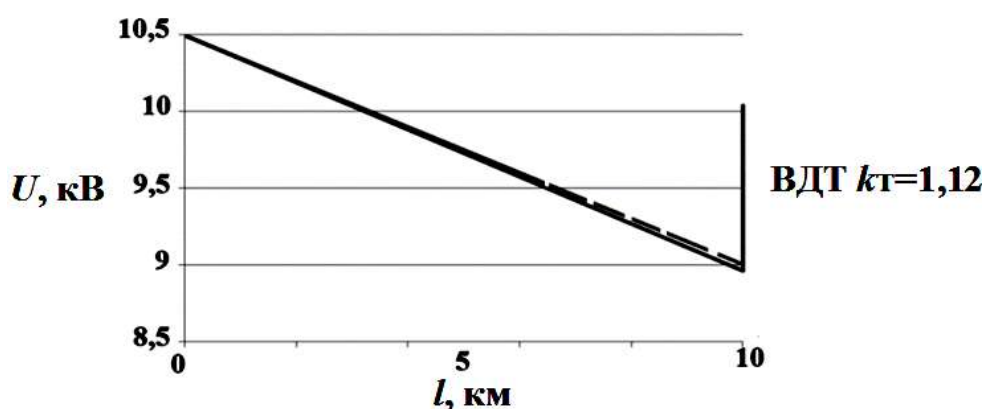


Рис. 3.13. Изменение напряжения для второго варианта (r_H , x_H зависит от $U_{\text{потр}}$)

Из рис. 3.13 видно, что для повышения уровня напряжения до номинального значения k_T должен быть равен 1,12.

Как видно из полученных результатов, при выборе коэффициента трансформации ВДТ должен быть учтен характер зависимости мощности нагрузки от его напряжения. Так коэффициент трансформации, рассчитанный при условии постоянства мощности при изменении напряжения нагрузки, получится несколько заниженным, что не обеспечивает требуемого уровня напряжения в действительности (поскольку величина мощности нагрузки варьируется при его изменении). С другой стороны, расчет коэффициента трансформации ВДТ по первому варианту (при изменении напряжения питания) приведет к выбору завышенного коэффициента трансформации. Данное обстоятельство отражается как на количестве ВДТ, устанавливаемых в одном узле (два или три), так и на количестве устанавливаемых узлов в линии. При этом второй вариант позволяет учесть действительную зависимость сопротивления нагрузки от напряжения, что обеспечивает правильный выбор коэффициента трансформации.

3.4. ЗАМЕНА НА ПРОВОД БОЛЬШЕГО СЕЧЕНИЯ КАК СРЕДСТВО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Оценку эффективности технических мероприятий по обеспечению нормативного уровня напряжения у потребителей удобно проводить, используя понятие «предельная протяженность ЛЭП». Под ней понимается такая длина ЛЭП $L_{пр}$, при которой напряжение U на вводах электроприемников не ниже минимально допустимой величины, что, согласно [9, 21] составляет 95 %. Обычно задают требуемый уровень напряжения на шинах 0,4 кВ понижающих подстанций не ниже номинального. С учетом того, что установленные на них трансформаторы имеют устройства ПБВ в пределах ± 5 , будем далее считать, что минимально допустимый уровень напряжения на высшей стороне трансформаторов, т.е. на конце линии, составляет $0,95 \cdot U_{ном}$. На рис. 3.14 представлена расчетная схема «источник питания – потребитель».

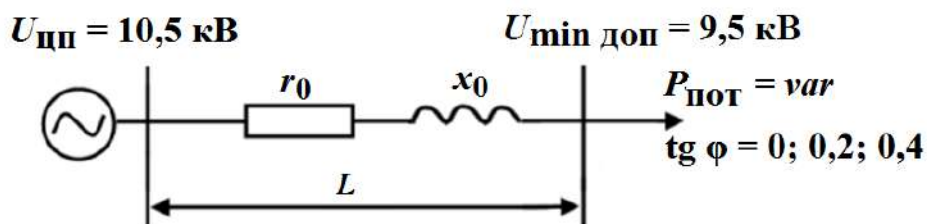


Рис. 3.14. Схема замещения ЛЭП

Выполним численные расчеты для стандартных сечений проводов.

Учитывая только продольную составляющую падения напряжения на ЛЭП [18], получаем:

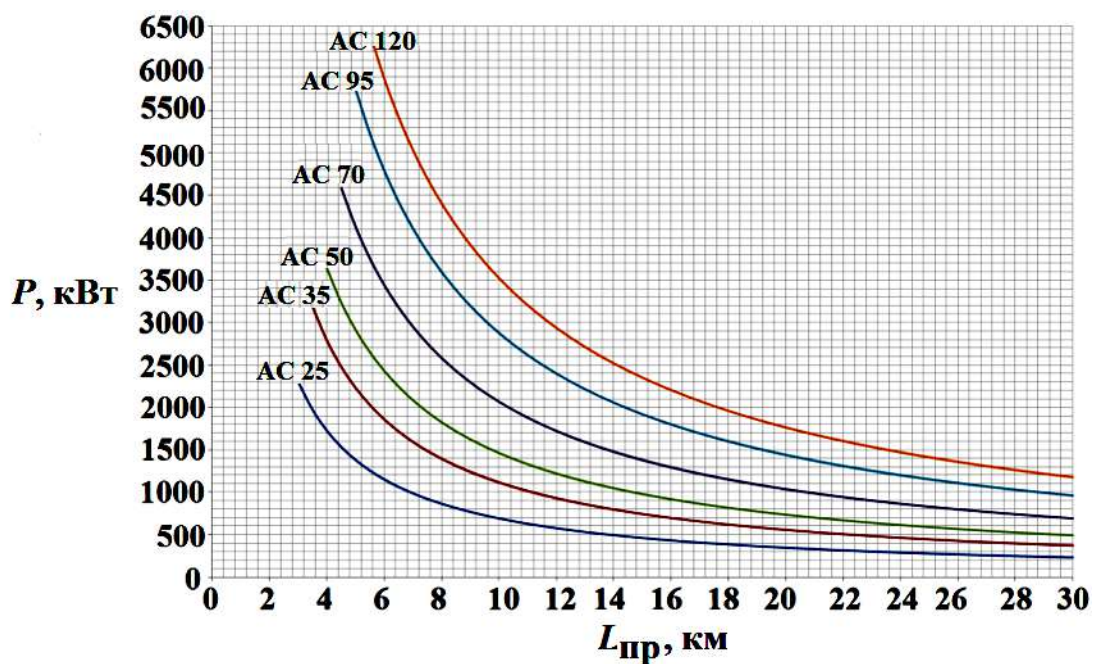
$$L_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{min доп}} \cdot (U_{\text{пс}} - U_{\text{min доп}})}{P_{\text{пот}} \cdot r_0 + (P_{\text{пот}} \cdot \text{tg}\varphi) \cdot x_0},$$

где $U_{\text{пс}}$ – напряжение на подстанции, кВ; $U_{\text{min доп}}$ – минимально допустимое значение напряжения (9,5 кВ); $P_{\text{пот}}$ – активная нагрузка потребителя; $\text{tg}\varphi$ – угол нагрузки; r_0 – погонное активное сопротивление провода, Ом/км; x_0 – погонное реактивное сопротивление провода, Ом/км.

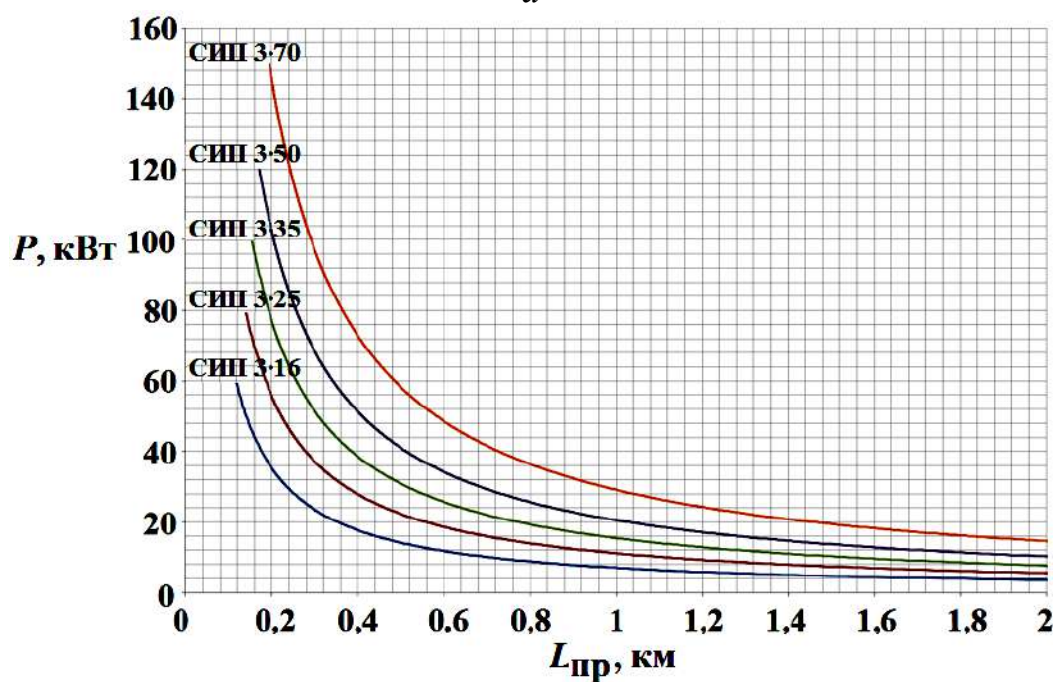
По результатам расчета была построена диаграмма изменения предельной длины проводов (рис. 3.15).

Как видно из рис. 3.15, переход от меньшего стандартного сечения к большему увеличивает пропускную способность пропорционально сечению провода. Однако, чем больше длина ЛЭП, тем меньше эффект от увеличения сечения. Так на рис. 3.15, а, для ЛЭП длиной 10 км перевес провода АС-50 на АС-70 увеличивает пропускную способность на 605 кВт; если же длина провода 20 км, то эта замена приведет к повышению пропускной способности ВЛ только на 329 кВт. Также и для рис. 3.15, б: для ЛЭП длиной 1 км перевес провода СИП 3 × 50 на СИП 3 × 70 увеличивает пропускную способность на 8 кВт; при длине провода 2 км замена приведет к повышению пропускной способности ВЛ уже только на 5 кВт.

Связь предельной длины провода с величиной коэффициента мощности представлена на рис. 3.16 для двух сечений проводов, где приняты обозначения: 1 – $\text{tg}\varphi = 0$; 2 – $\text{tg}\varphi = 0,2$; 3 – $\text{tg}\varphi = 0,4$.



а



б

Рис. 3.15. Изменение пропускной способности в зависимости от длины провода при $\text{tg } \varphi = 0$: а – для сети 10 кВ; б – для сети 0,4 кВ

Из рис. 3.16 видно, что при уменьшении передаваемой реактивной мощности (РМ), увеличивается пропускная способность ЛЭП. В среднем при КРМ до нуля для ЛЭП длиной 10 км пропускная способность возрастает на 25,2 %. Обратную картину можно увидеть на рис. 3.16, б: изменение коэффициента мощности от 0 до 0,35 дает несущественное преобразование пропускной способности.

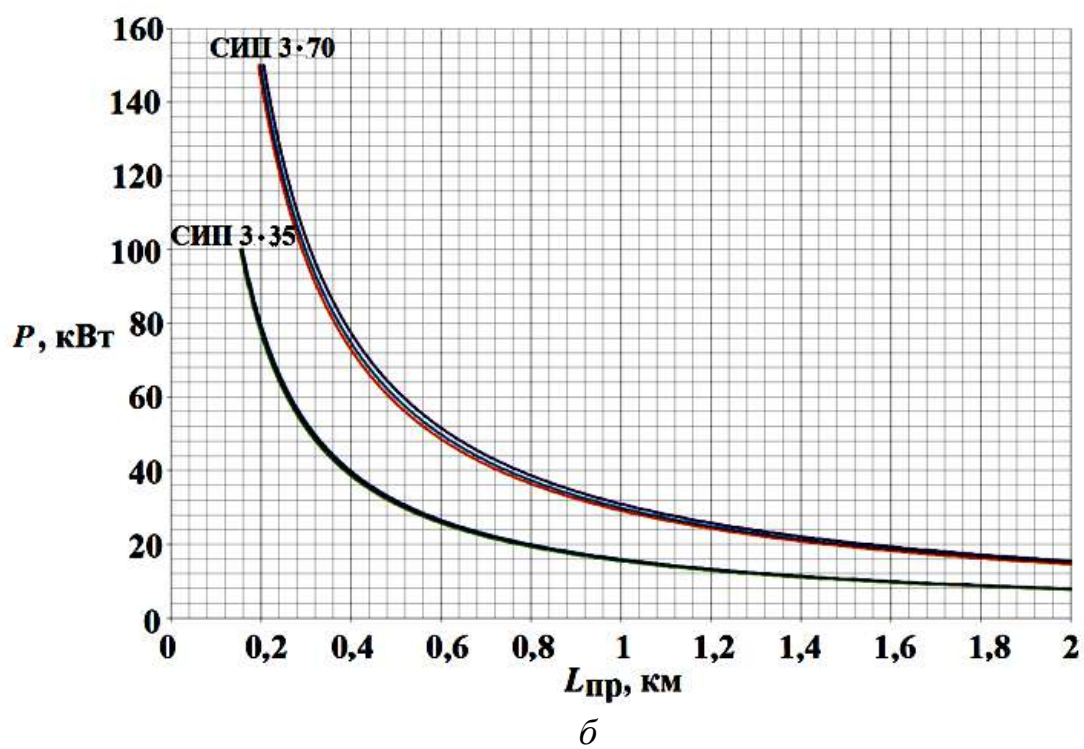
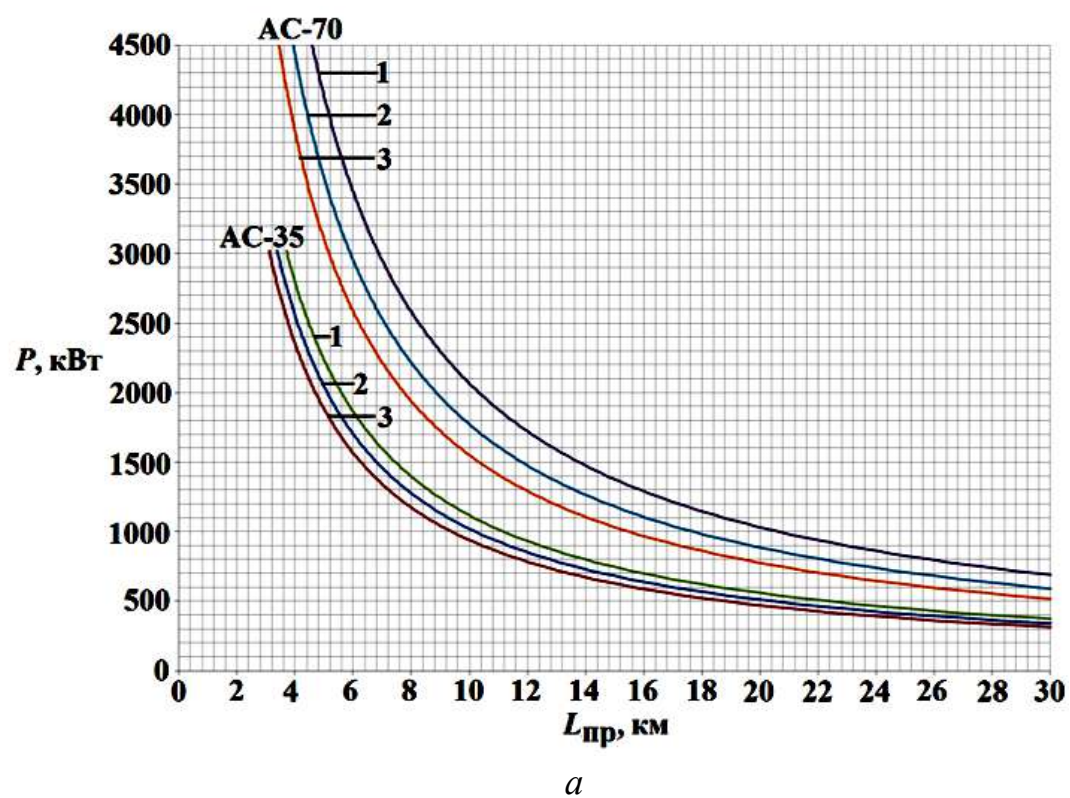


Рис. 3.16. Влияние коэффициента мощности на пропускную способность ЛЭП:
 a – для сети 10 кВ; b – для сети 0,4 кВ

3.5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Рассмотрим целесообразность применения ПАРН на основе экономической оценки в сравнении с реконструкцией ЛЭП.

Укрупненная стоимость ПАРН предоставлена изготовителем на рис. 3.17. Стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ будет составлять для Республики Татарстан – 700 тыс. руб. за км без НДС.

Суммарные затраты при реконструкции ЛЭП составляют:

$$З_{\text{лэп}} = C_{\text{лэп}} \cdot L,$$

где $C_{\text{лэп}}$ – базисные показатели стоимости одноцепной ВЛ переменного тока, тыс. руб./км; L – длина ЛЭП.

Затраты на установку ПАРН составят:

$$З_{\text{парн}} = C_{\text{парн}} \cdot K,$$

где $C_{\text{парн}}$ – стоимость одного ВДТ, входящего в состав ПАРН; K – количество ВДТ, входящего в состав ПАРН. При необходимости увеличить на 10 % количество ВДТ составит 2 шт., при 15 % – 3 шт., при 20 % – 5 шт., при 25 % – 5 шт., при 30 % – 6 шт.

Из рис. 3.17 видно, что при условии регулирования напряжения в пределах $\pm 10\%$ и уровне номинального тока в месте установки ПАРН, не превышающего 100 А, экономическая эффективность его использования начинается с 5 км. В крайне тяжелом случае при падении напряжения у потребителя до 30 % ПАРН второй комплект экономически целесообразно устанавливать и на ЛЭП, длиной превышающих 17 км.

Средняя стоимость реконструкции ЛЭП на напряжение 0,4 кВ для Республики Татарстан равна 780 тыс. руб. за 1 км. Стоимость ВДТ типа ТВМГ 52/125-380 по данным производителя составляет 650 тыс. руб.

Суммарные затраты при реконструкции ЛЭП составляют:

$$З_{\text{лэп}} = C_{\text{лэп}} \cdot L,$$

где $C_{\text{лэп}}$ – базисные показатели стоимости одноцепной ВЛ переменного тока, тыс. руб./км; L – длина ЛЭП.

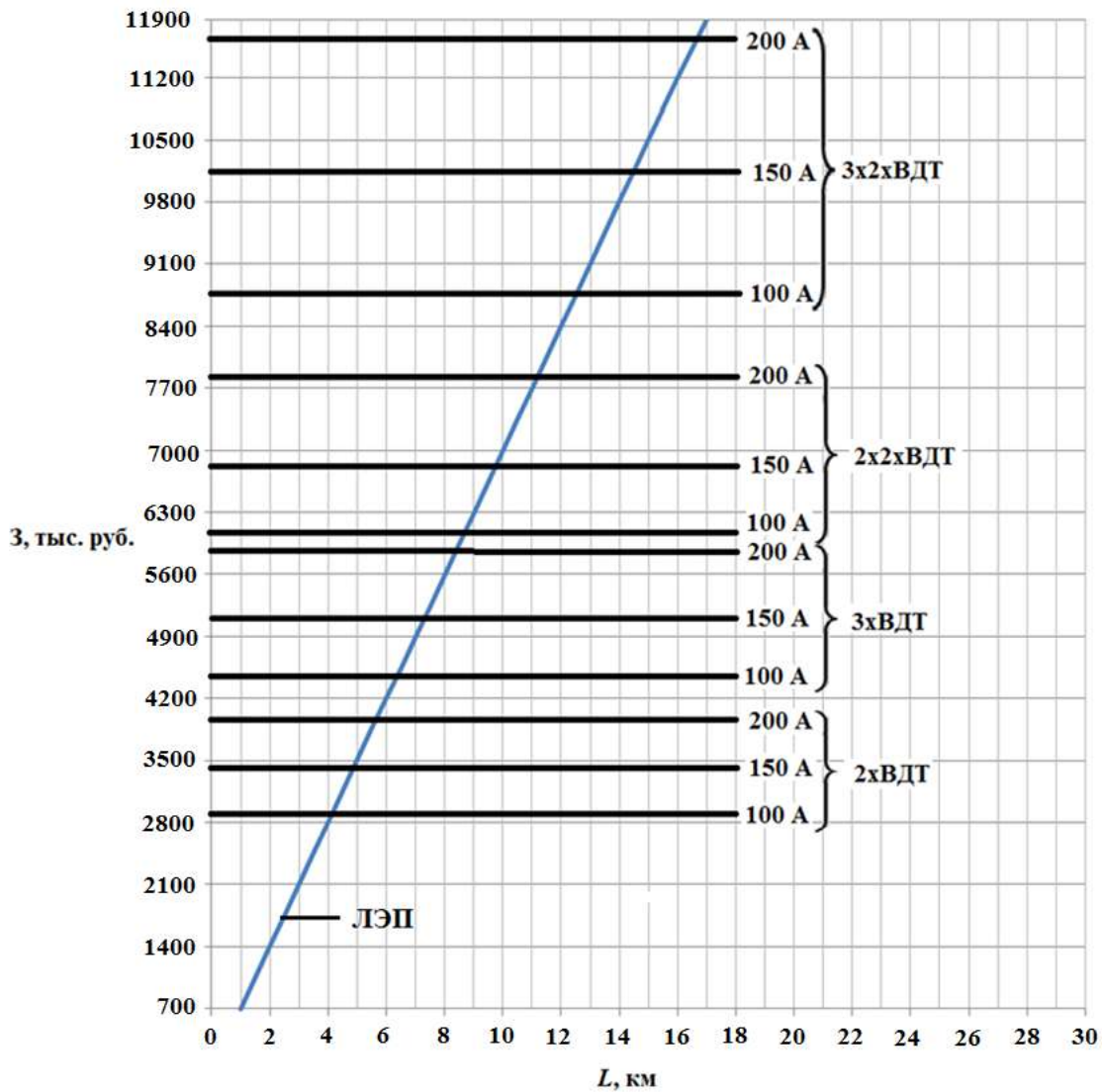


Рис. 3.17. Стоимость и реконструкции ВЛ 10 кВ и установок ПАРН

Затраты на установку ТВМГ составят:

$$Z_{\text{ТВМГ}} = C_{\text{ТВМГ}} \cdot K ,$$

где $C_{\text{ТВМГ}}$ – стоимость одного ТВМГ, K – количество ТВМГ.

Сравнительный анализ стоимости реконструкции ВЛ 0,4 кВ и установки ТВМГ представлен на рис. 3.18.

По рис. 3.18 можно определить экономическую целесообразность установки ТВМГ, повышающего напряжение на 20 %. При вариации параметров сети и нагрузки, как видно из рис. 3.17, установка одного ТВМГ целесообразна на фидерах, превышающих длину 0,8 км, установка двух ТВМГ – 1,7 км, установка трех ТВМГ – 2,5 км.

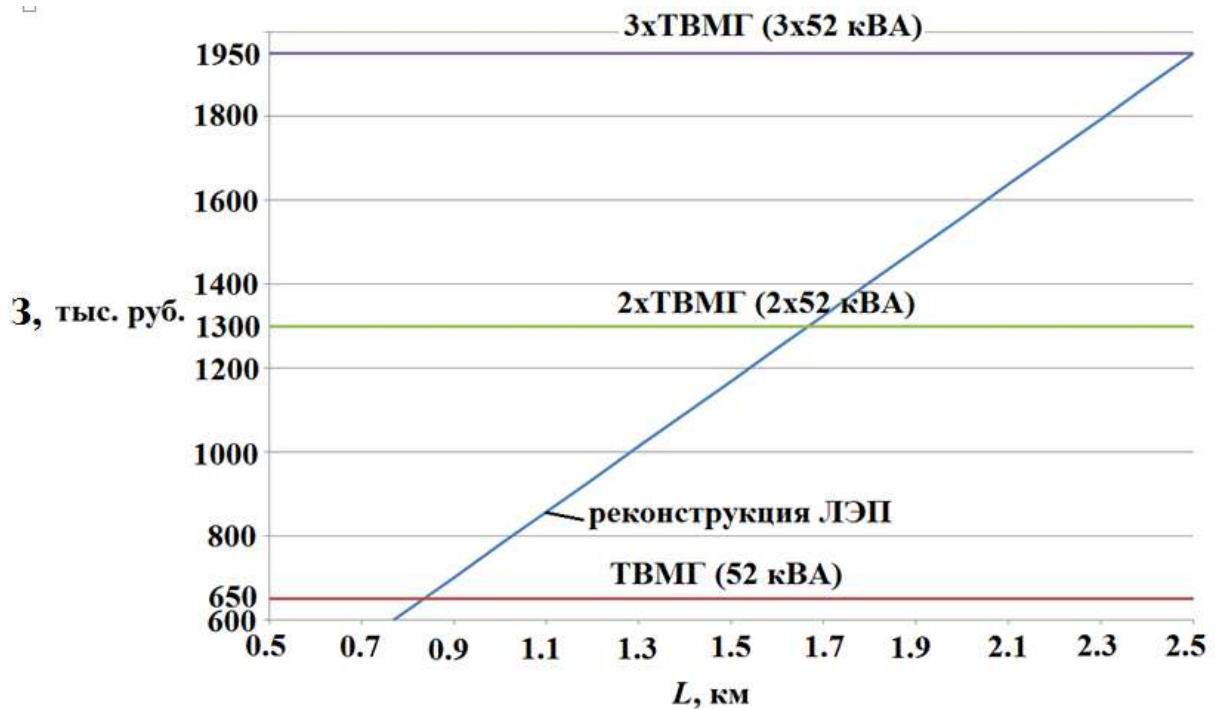


Рис. 3.18. Стоимости реконструкции ВЛ 0,4 кВ и установки ТВМГ

Перевес проводов с меньших сечений на большие повышает уровень напряжения у потребителей. Его эффективность в значительной мере зависит от степени КРМ. Стоимость строительства новых линий взамен старых практически мало зависит от сечения провода, поэтому экономические расчеты могут быть упрощены и выполняться по пороговым значениям.

Контрольные вопросы

1. Изложите принцип совместного применения ВДТ и устройств КРМ.
2. Разъясните, как обеспечить нормативный уровень напряжения на шинах потребителя путем замены провода на провод большего сечения.
3. Как выполняется экономическая оценка необходимости реконструкции ЛЭП и установки ВДТ?
4. Объясните, как определить величину ВД.
5. Объясните необходимость учета регулировочного эффекта нагрузки.

4. СИММЕТРИРУЮЩИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ: РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

4.1. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТИПА ТМ, ТМГ СО СПЕЦИАЛЬНЫМ ВСТРОЕННЫМ СИММЕТРИРУЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ

В четырехпроводных электрических сетях 0,38 кВ России и других стран СНГ в основном используются трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда – звезда – нуль» (Y/Y_H). Реально в сетях с большим удельным весом однофазных нагрузок равномерность их подключения во времени пофазно нарушается, и потери электрической энергии в таких трансформаторах резко возрастают. На рис. 4.1 показаны зависимости потерь короткого замыкания P_K трансформатора ТМ 100/10 при различных схемах соединения обмоток от величины тока в нулевом проводе, при $I_b = I_c = I_H$, $I_a = 0$ – I_H . Из рис. 4.1 следует, что в трансформаторах Y/Y_H с увеличением тока I_{H0} резко растут потери P_K [17].

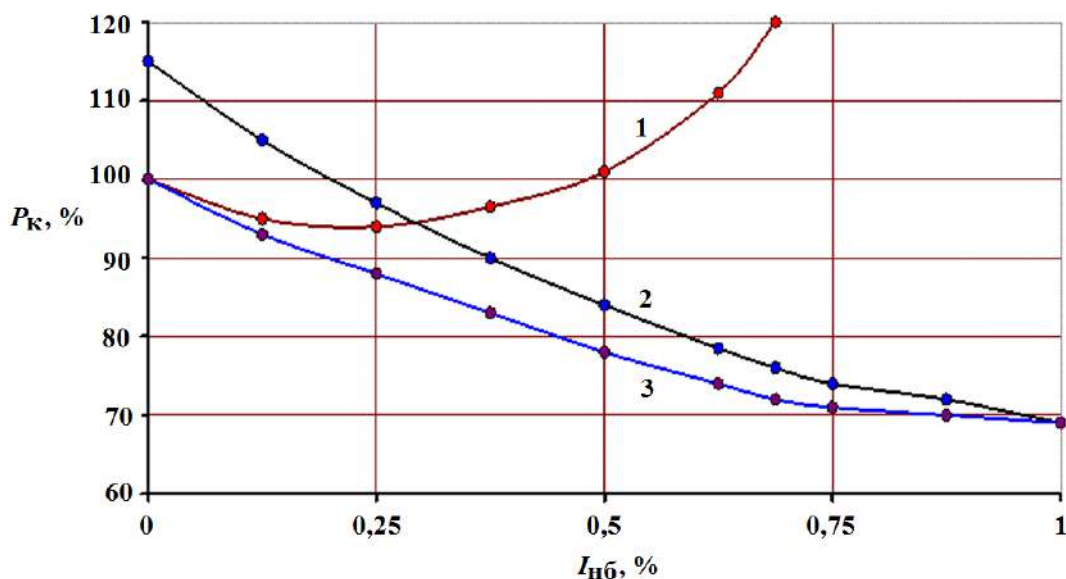


Рис. 4.1. Зависимость потерь короткого замыкания трансформатора ТМ 100/10 от схем соединения обмоток и величины тока в нулевом проводе ($3I_0$):

1 – трансформатор Y/Y_H ; 2 – трансформатор Y/Z_H ; 3 – трансформатор Y/Y_H с СУ

Этот рост обусловлен появлением потоков нулевой НП (Φ_0) в магнитных системах трехфазных трансформаторов Y/Y_H , создаваемых токами небаланса I_{H0} (равных $3I_0$), протекающих в нулевом проводе сети. Φ_0 носят характер потоков рассеяния, аналогичных потокам короткого

замыкания $\Phi_{кз}$, но по величине они значительно больше, о чем, в частности, позволяют судить соотношения полных сопротивлений Z_0 и $Z_{кз}$. Экспериментальные данные показывают, что Z_0 больше $Z_{кз}$ в 5–8, а для некоторых конструкций трансформаторов – в 12 и более раз.

Неизбежным последствием неравномерности нагрузки фаз в сетях с трансформаторами Y/Y_H является резкое искажение системы фазных напряжений (на практике это называют смещением нулевой точки). Как следствие – увеличение потерь также и в линиях 0,38 кВ.

Искажение фазных напряжений в реальных условиях эксплуатации нередко вызывает такое их отклонение уже на низковольтных вводах трансформатора, которое значительно превышает нормы на КЭ [26]. В конце линий, по данным исследований, это отклонение напряжений приблизительно в два раза выше. При указанном качестве питания токоприемников повышение в них потерь электроэнергии и отказы в работе, в том числе у бытовых приборов (холодильников и т. п.), вполне естественны. К сожалению, до настоящего времени целенаправленных работ по данным вопросам проводилось недостаточно, однако, как показывает практика, экономический урон от искажения напряжений у токоприемников огромен.

Завышение установленной мощности трансформаторов Y/Y_H , сверх требуемой по расчету (для понижения несимметрии напряжения), дает незначительный эффект, зато повышение потерь электроэнергии в сети – значительный.

Кроме того, токи НП при несимметрии нагрузки в магнитной системе трансформатора Y/Y_H создают потоки НП, которые, замыкаясь через его бак, дно, крышку разогревают их, ухудшая охлаждение активной части. Это повышает температуру изоляции обмоток сверх нормы, и трансформатор при суммарной нагрузке ниже номинальной оказывается перегруженным. Такое положение объективно вызывает необходимость в увеличении номинальной мощности трансформатора на одну, а иной раз на две ступени больше необходимой (расчетной) со всеми вытекающими последствиями.

СУ представляет собой отдельную обмотку, уложенную в виде банджа поверх обмоток высшего напряжения трансформатора со схемой их соединения Y/Y_H . Обмотка СУ рассчитана на длительное по ней протекание номинального тока трансформатора, т.е. на полную номинальную однофазную нагрузку.

Обмотка СУ включена в рассечку нулевого провода трансформатора из расчета того, что при несимметричной нагрузке и появлении тока

в нулевом проводе трансформатора, а также связанного с ним потока НП поток, создаваемый СУ, равный по величине и направленный в противоположном направлении, компенсирует действие потока НП, предотвращая этим самым перекося фазных напряжений (рис. 4.2).

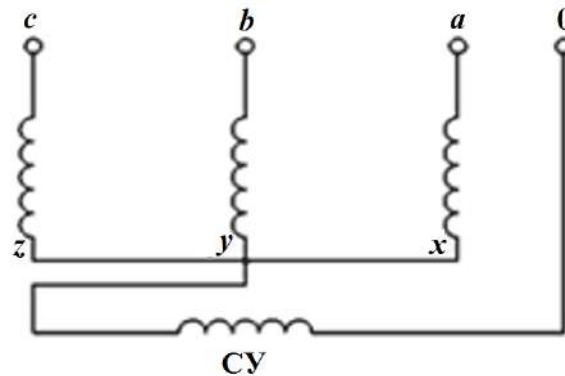


Рис. 4.2. Схема подсоединения обмотки СУ к обмоткам низкого напряжения

Трансформаторы с СУ улучшают работу защиты, повышают безопасность электрической сети. В них резко снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных коротких замыканиях. Основные параметры трансформаторов с СУ представлены в Прил., табл. Пб.

СУ значительно улучшает синусоидальность напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок, что крайне важно при питании многих чувствительных приборов, например, ЭВМ, автоматики, телевизоров [17].

Внешний вид трансформаторов типа ТМГСУ представлен на рис. 4.3–4.5.



Рис. 4.3. Трансформатор ТМГСУ мощностью 25 кВА



Рис. 4.4. Трансформатор ТМГСУ мощностью 40 кВА



Рис. 4.5. Трансформатор ТМГСУ мощностью 160 кВА

4.2. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИММЕТРИРУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для симметрирования напряжения в РЭС напряжением 0,4 кВ перспективно применение трансформаторов с СУ как при новом строительстве, так и при реконструкции подстанций. Действие СУ состоит в компенсации составляющей потока магнитной индукции НП. В результате на выводах 0,4 кВ трансформатора снижается несимметрия напряжения, что благоприятствует как понижению потерь активной мощности в самом трансформаторе, так и в подключенной к нему сети низшего напряжения.

Проблема определения эффекта от применения трансформаторов с СУ заключается в том, что, во-первых, отсутствует математическая модель таких трансформаторов, учитывающая особенности их выполнения и работы; во-вторых, завод-изготовитель не приводит для них необходимых параметров, обеспечивающих выполнение расчетов уровня фазных напряжений при подключении несимметричной нагрузки. Также невозможно оценить эффект от замены обычных трансформаторов на трансформаторы с СУ, когда возникает задача технико-экономического обоснования реконструкции подстанции с целью улучшения ПКЭ и снижения потерь электроэнергии.

В связи с этим актуальна задача разработки математической модели трансформаторов с СУ и, соответственно, методики определения необходимых параметров трансформатора по данным завода-изготовителя.

Рассмотрим принципиальную схему трансформатора с СУ (рис. 4.6), для которой построим схему замещения (рис. 4.7).

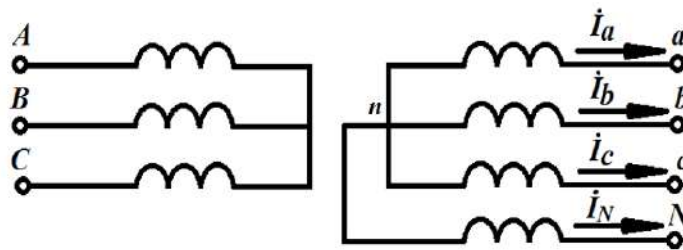


Рис. 4.6. Принципиальная схема трансформатора с СУ

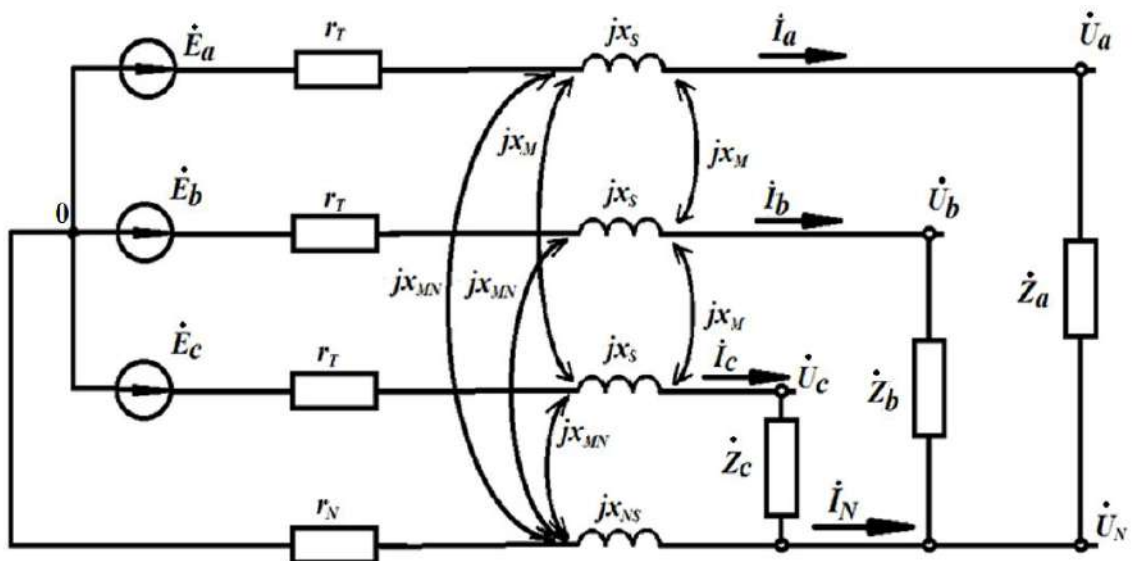


Рис. 4.7. Схема замещения трансформатора с СУ, приведенная к его вторичной стороне

На рис. 4.7 приняты следующие обозначения:

$\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c$ – ЭДС, индуцируемые первичной стороной трансформатора;
 r_T – активное сопротивление фаз обмоток;
 jx_S – собственное фазное индуктивное сопротивление обмоток;
 r_N – активное сопротивление СУ;
 jx_{NS} – собственное индуктивное сопротивление СУ;
 jx_M – сопротивление взаимоиндукции между фазами;
 jx_{MN} – сопротивление взаимоиндукции между СУ и фазами;
 $\dot{Z}_a, \dot{Z}_b, \dot{Z}_c$ – сопротивление нагрузки;
 $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ – фазные напряжения по отношению к нейтральной точке «0».

Представленная ниже схема замещения (рис. 4.8) позволяет моделировать режимы работы трансформатора с СУ в программном продукте Simulink (рис. 4.9) в котором такие трансформаторы не имеют математического описания.

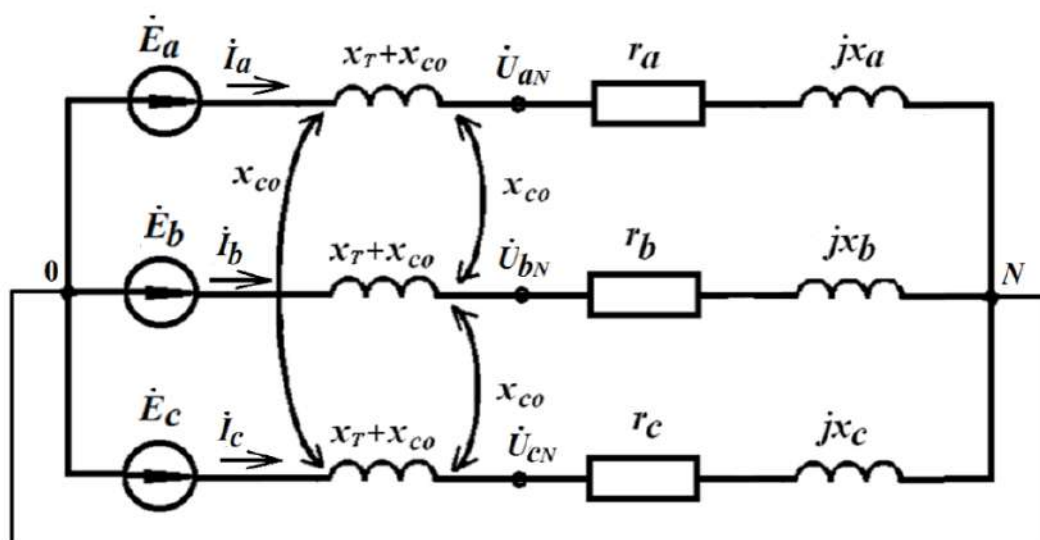


Рис. 4.8. Схема замещения трансформатора с СУ

В качестве источника напряжения использован трехфазный блок напряжением 400 В и частотой 50 Гц, сопротивлением 0,001 Ом. Для задания взаимной индуктивности выбран блок, предназначенный для моделирования катушек или проводников, имеющих магнитную связь. Блок позволяет моделировать три или два магнитно-связанных элемента. Для создания несимметрии в схеме использованы разные нагрузочные сопротивления по фазам.

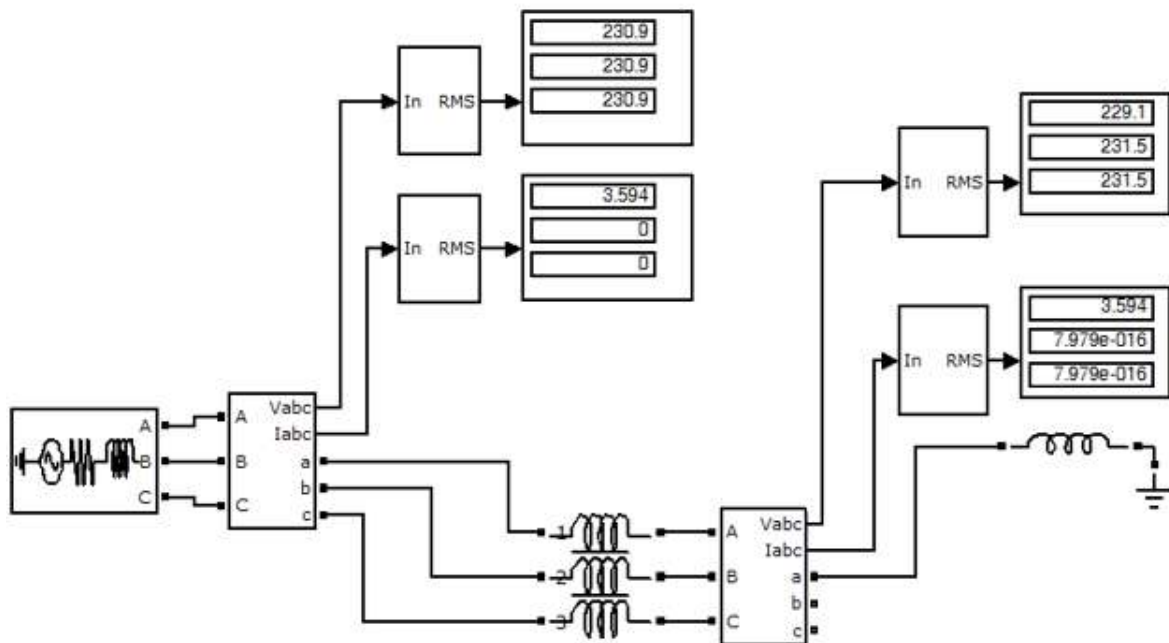


Рис. 4.9. Модель трансформатора с СО в программном продукте Simulink

Для выполнения конкретных расчетов по определению уровня напряжений на выводах трансформатора с СО при несимметричной нагрузке необходимо знать численные значения параметров схемы замещения (рис. 4.8). Для их определения можно воспользоваться нагрузочными характеристиками трансформаторов, которые приводит завод-изготовитель для двух режимов: однофазной и двухфазной нагрузок. Также примем во внимание, что эти характеристики получены при индуктивной нагрузке фаз трансформатора.

Для определения параметров схемы замещения удобно применять линейную аппроксимацию экспериментальных нагрузочных характеристик. Для этого воспользуемся методом наименьших квадратов, где критерием K правильности аппроксимации является минимум суммы квадратов отклонений, рассчитанных значений y от наблюдаемых (экспериментальных):

$$K = \min \sum_i (y_{s,i} - y_i)^2.$$

По результатам расчетов на рис. 4.10–4.13 представлены аппроксимационные нагрузочные характеристики.

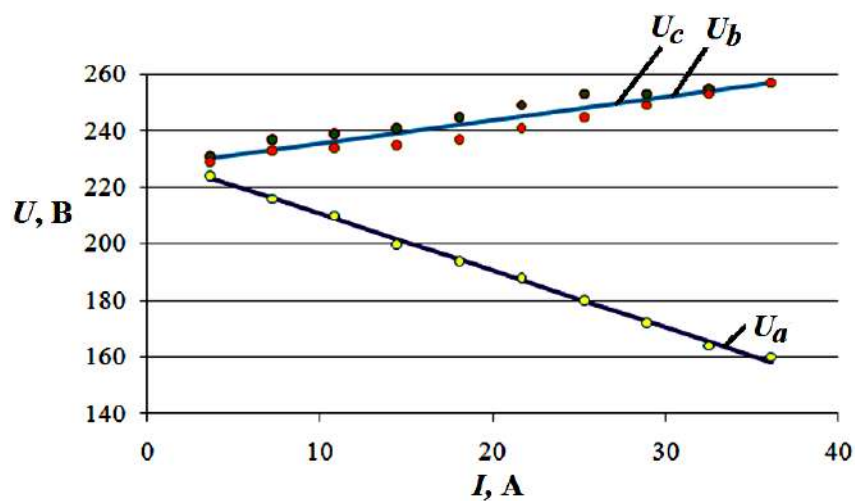


Рис. 4.10. Аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У при нагрузке фазы «а»

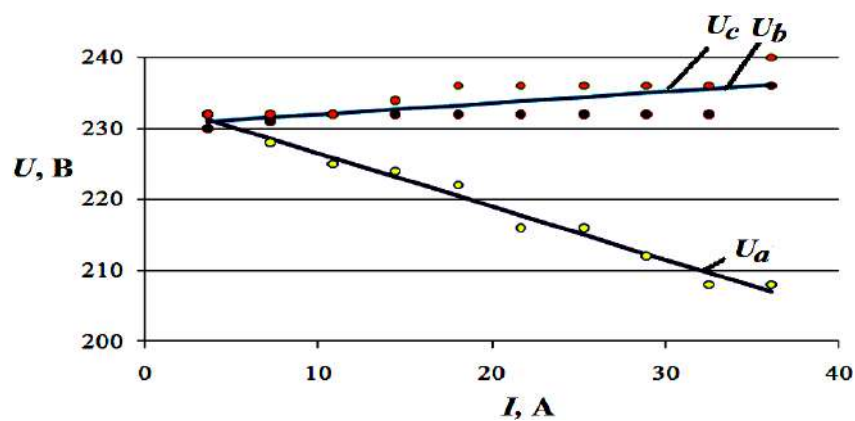


Рис. 4.11. Аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГСУ-25/10-У при нагрузке фазы «а».

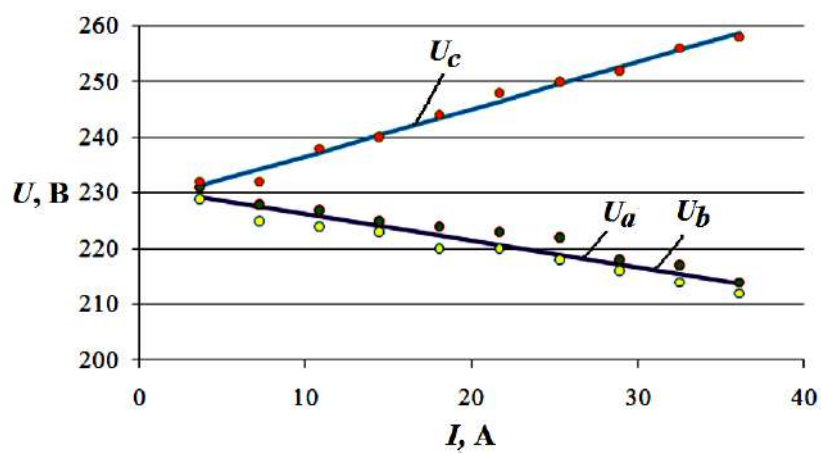


Рис. 4.12. Аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «а»

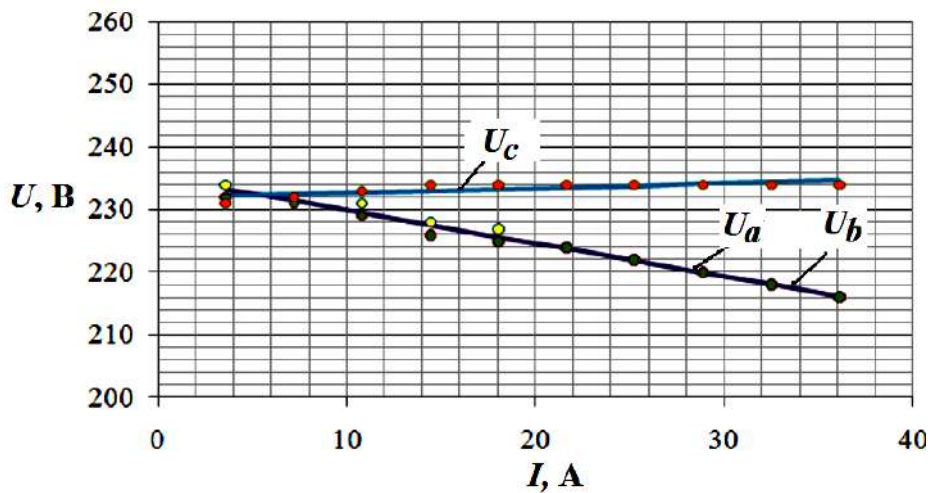


Рис. 4.13. Аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГСУ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «a»

Внешние характеристики на рис. 4.10 и 4.12 позволяют рассчитать параметры схемы замещения, а характеристики на рис. 4.11 и 4.13 – проверить их адекватность.

4.3. ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Трансформатор без СО

Используем внешнюю характеристику (рис. 4.10) при токе нагрузки 30 А, при котором напряжение фазы «a» равно 170 В. Продолжая характеристику фазы «a» до оси ординат, находим, что ЭДС трансформатора $E = 231$ В. Тогда:

$$x_S = \frac{231 - 170}{30} = 2,00 \text{ Ом.}$$

Для разомкнутой фазы «b» при токе 30 А (напряжение равно 252 В), а ЭДС $E = 227$ В, рис. 4.10, имеем:

$$x_M = \frac{\sqrt{252^2 - \frac{3}{4} \cdot 227^2} - 0,5 \cdot 227}{30} = 1,47 \text{ Ом.}$$

В результате получаем, что:

$$x_T = x_S - x_M = 2,00 - 1,47 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Если это же сопротивление рассчитать по напряжению короткого замыкания, то имеем:

$$x_T = \frac{u_{кз}, \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{400^2}{25000} = 0,288 \text{ Ом.}$$

Отличие в результатах для рассматриваемого трансформатора объясняется схемой соединения его обмоток, поскольку в несимметричном режиме часть магнитного потока вытесняется из магнитопровода при соединении первичной обмотки по схеме «звезда». Данной методикой этот факт не учитывается.

Трансформатор с СО

Используем внешнюю характеристику (рис. 4.11) при токе нагрузки 30 А, при котором напряжение фазы «а» равно 215 В. Продолжая характеристику фазы «а» до оси ординат, находим, что ЭДС трансформатора $E = 235$ В. Тогда:

$$x_S + x_{NS} - 2 \cdot x_{MN} = \frac{235 - 214}{30} = 0,70 \text{ Ом.}$$

Для разомкнутой фазы «b» при токе 30 А (напряжение равно 235 В), а ЭДС $E = 229$ В (рис. 4.11) имеем:

$$x_{co} = \frac{\sqrt{235^2 - \frac{3}{4} \cdot 229^2} - 0,5 \cdot 235}{30} = 0,29 \text{ Ом,}$$

$$x_T + x_{co} = 0,53 + 0,314 = 0,814 \text{ Ом.}$$

По полученным численным значениям параметров рассчитаем на модели (рис. 4.9) внешние характеристики трансформаторов без симметрирования и с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки (рис. 4.14 и 4.15).

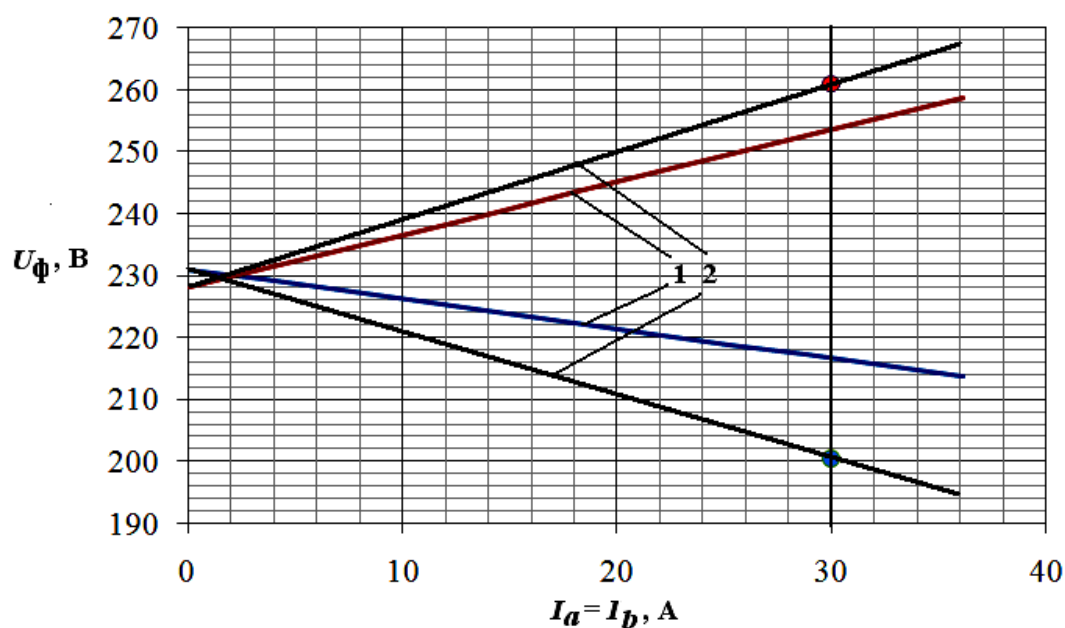


Рис. 4.14. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «с»; 2 – по данным модели, построенной в программном продукте Simulink

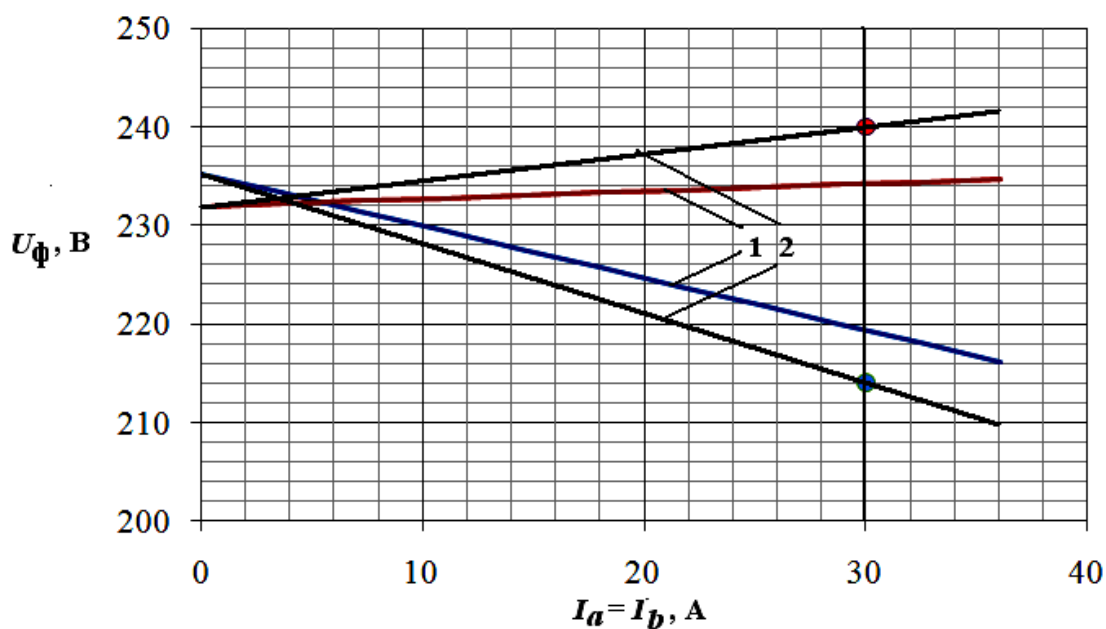


Рис. 4.15. Внешняя характеристика трансформатора с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГСУ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «с»; 2 – по данным модели, построенной в программном продукте Simulink

4.4. ЧИСЛЕННЫЙ РАСЧЕТ НЕПОЛНОФАЗНЫХ РЕЖИМОВ

Режим однофазной нагрузки трансформатора без СО

Из опыта короткого замыкания при $u_{кз} = 5,5\%$ определим индуктивное сопротивление трансформатора ПП:

$$X^{(1)} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{400^2}{25000} = 0,288 \text{ Ом.}$$

Как было отмечено выше,

$$X^{(2)} = X^{(1)} = 0,288 \text{ Ом.}$$

По внешней характеристике трансформатора (рис. 4.10), для тока 30А определим сопротивление нагрузки:

$$X_H = \frac{170,4}{30} = 5,68 \text{ Ом.}$$

Далее находим индуктивное сопротивление трансформатора НП:

$$X^{(0)} = 3 \cdot \frac{230,7}{30} - 3 \cdot 5,667 - 2 \cdot 0,288 = 5,454 \text{ Ом.}$$

Так как фазный ток равен 30 А, то ток НП будет равен 10 А. Далее рассчитаем напряжение на разомкнутой фазе «b»:

$$U_b = \sqrt{\left(227,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2 + \left[227,5 \cdot \frac{1}{2} + 10 \cdot (5,454 - 0,288)\right]^2} = 257,25 \text{ В.}$$

По рис. 4.10 напряжение на фазах «b» и «с» равно 255 В. Ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{255 - 257,25}{255} \cdot 100 \% = -0,9 \ \%.$$

Режим двухфазной нагрузки трансформатора без СО

Используя внешние характеристики на рис. 4.12 при токе фаза 30 А, находим индуктивное сопротивление двухфазной нагрузки:

$$X_H = \frac{216,6}{30} = 7,22 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление ПП:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X^{(1)} + X_H = 0,288 + 7,22 = 7,508 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление ОП:

$$X_{\Sigma}^{(2)} = X_{\Sigma}^{(1)} = 7,508 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление НП:

$$X_{\Sigma}^{(0)} = X^{(0)} + X_H = 5,454 + 7,22 = 12,674 \text{ Ом.}$$

Далее по формуле рассчитаем ток ПП:

$$I_a^{(1)} = \frac{232}{j \left(7,508 + \frac{7,508 \cdot 12,674}{7,508 + 12,674} \right)} = -j18,98 \text{ А.}$$

Далее по формуле рассчитаем ток ОП:

$$I_a^{(2)} = -j18,98 \cdot j \left(\frac{12,674}{7,508 + 12,674} \right) = j11,91 \text{ А.}$$

Далее по формуле рассчитаем ток НП:

$$I_a^{(0)} = -j18,98 \cdot j \left(\frac{7,508}{7,508 + 12,674} \right) = j7,07 \text{ А.}$$

Определим напряжение на разомкнутой фазе:

$$\Delta \dot{U}_{axy} = 3 \cdot (228 - 7,508 \cdot 18,98) = 256,5 \text{ В.}$$

По графику (рис. 4.13) напряжение на разомкнутой фазе «с» равно 255 В, ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{256,5 - 254}{254} \cdot 100 \% = 0,98 \ \%.$$

Проверим расчеты по току нагруженной фазы «b»:

$$I_b = \sqrt{(18,98 + 11,91)^2 \cdot \frac{3}{4} + \left(\frac{18,98 - 11,91}{2} - 7,07 \right)^2} = 28,78 \text{ А.}$$

Ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{28,78 - 30}{30} \cdot 100 \% = -4,07 \ \%.$$

Напряжение на нагруженной фазе:

$$U_b = X_H \cdot I_b = 7,22 \cdot 28,78 = 207,8 \text{ В.}$$

По графику (рис. 4.13) напряжение на фазе «b» при токе нагрузки 30 А равно 216,6 В, ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{216,6 - 207,8}{216,6} \cdot 100 \% = 4,06 \ \%.$$

Режим однофазной нагрузки трансформатора с СО

Из опыта короткого замыкания при $u_{кз} = 5,5 \%$ определим, что:

$$X^{(1)} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{400^2}{25000} = 0,288 \text{ Ом.}$$

Соответственно,

$$X^{(2)} = X^{(1)} = 0,288 \text{ Ом.}$$

По графику (рис. 4.11) находим сопротивление нагрузки в фазе «а» при токе нагрузки 30 А:

$$X_H = \frac{211,5}{30} = 7,05 \text{ Ом.}$$

Используя график на рис. 4.11 для ненагруженной фазы, находим индуктивное сопротивление НП:

$$X^{(0)} = 3 \cdot \frac{234}{30} - 3 \cdot 7,05 - 2 \cdot 0,288 = 1,674 \text{ Ом.}$$

Заметим, что наличие СО приводит к уменьшению $X^{(0)}$, так как при её отсутствии, как было рассчитано выше, это сопротивление равнялось 5,525 Ом. Найдем напряжение на разомкнутой фазе «b»:

$$U_b = \sqrt{\left(230,4 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2 + \left[230,4 \cdot \frac{1}{2} + 10 \cdot (1,674 - 0,288)\right]^2} = 237,6 \text{ В.}$$

По графику рис. 4.11 для тока нагрузки 30 А оно равно 235,5 В, ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{235,5 - 237,6}{235,5} \cdot 100 \% = -0,9 \ \%.$$

Режим двухфазной нагрузки трансформатора с СО

По внешней характеристике на рис. 4.13 для тока нагрузки 30 А находим индуктивное сопротивление двухфазной нагрузки:

$$X_H = \frac{219,4}{30} = 7,312 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление ПП:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X^{(1)} + X_H = 0,288 + 7,312 = 7,6 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление ОП:

$$X_{\Sigma}^{(2)} = X_{\Sigma}^{(1)} = 7,6 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление НП:

$$X_{\Sigma}^{(0)} = X^{(0)} + X_{\text{Н}} = 1,674 + 7,312 = 8,986 \text{ Ом.}$$

Ток ПП рассчитываем по формуле:

$$I_a^{(1)} = \frac{232}{j \left(7,6 + \frac{7,6 \cdot 8,986}{7,6 + 8,986} \right)} = -j19,79 \text{ А.}$$

Ток ОП равен:

$$I_a^{(2)} = -j19,79 \cdot j \left(\frac{8,986}{7,6 + 8,986} \right) = j10,72 \text{ А.}$$

Ток НП равен:

$$I_a^{(0)} = -j19,79 \cdot j \left(\frac{7,6}{7,6 + 8,986} \right) = j9 \text{ А.}$$

Найдем напряжение на разомкнутой фазе:

$$\Delta \dot{U}_{axy} = 3 \cdot (232 - 7,6 \cdot 19,79) = 244,5 \text{ В.}$$

По графику (рис. 4.13) напряжение на разомкнутой фазе равно 235,1 В, ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{234,1 - 244,5}{234,1} \cdot 100 \% = -4,4 \ \%.$$

Проверим расчеты по току нагруженной фазы «b»:

$$I_b = \sqrt{(19,79 + 10,72)^2 \cdot \frac{3}{4} + \left(\frac{19,79 - 10,72}{2} - 9,00 \right)^2} = 29,68 \text{ А.}$$

Ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{30 - 29,68}{30} \cdot 100 \% = 1,07 \ \%.$$

Напряжение на загруженной фазе:

$$U_b = 7,312 \cdot 29,68 = 217 \text{ В.}$$

По графику (рис. 4.13) напряжение на фазе «b» равно 219,5 В, ошибка в расчетах составила:

$$\delta = \frac{219,4 - 217}{219,4} \cdot 100 \% = 1,1 \ \%.$$

По результатам расчетов построены внешние характеристики трансформаторов без симметрирования и с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки (рис. 4.16 и 4.17).

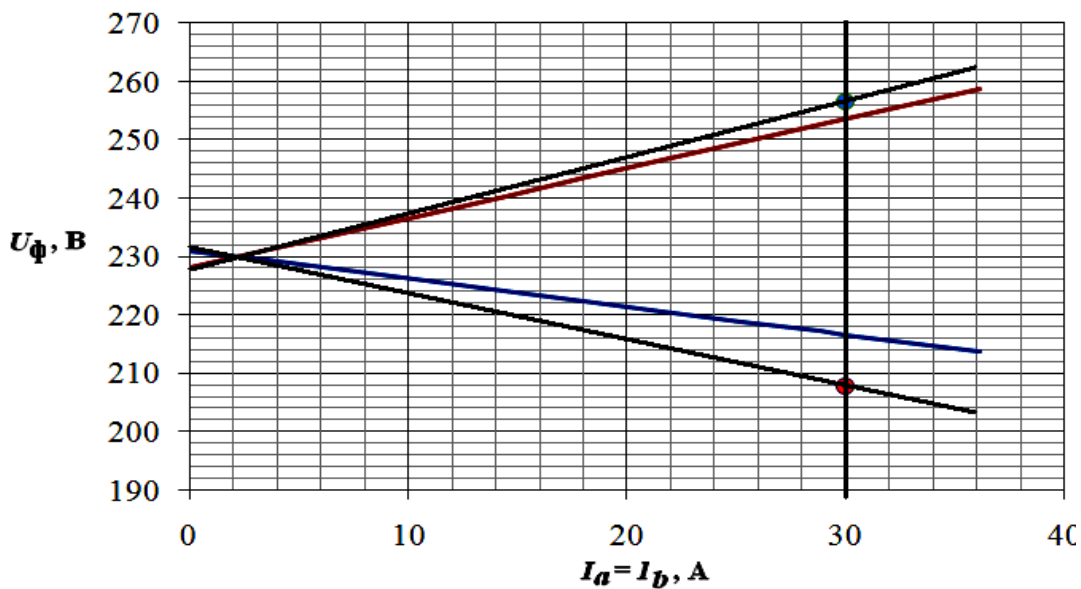


Рис.4.16. Внешняя характеристика трансформатора с симметрирования в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «с»; 2 – численный расчет неполнофазных режимов

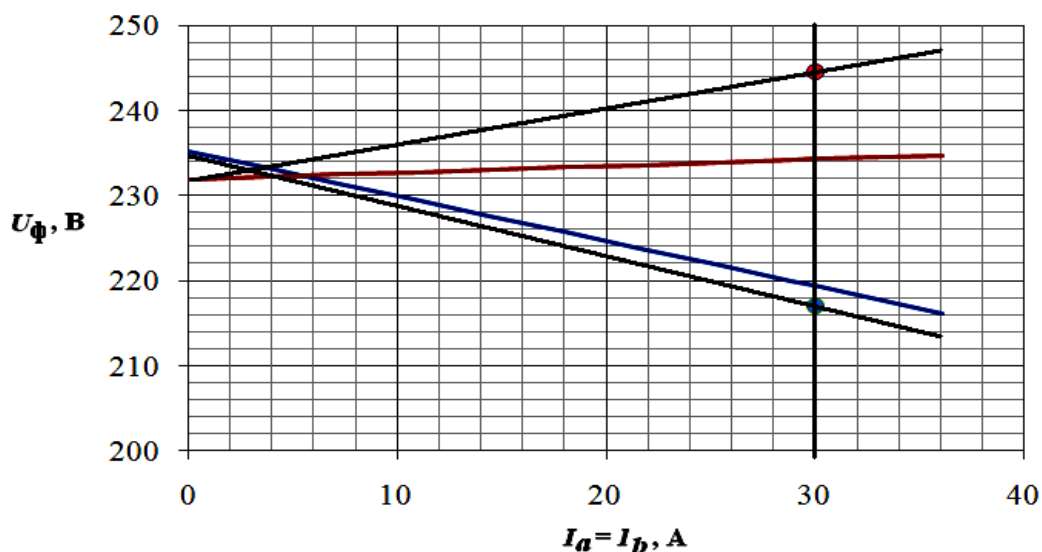


Рис. 4.17. Внешняя характеристика трансформатора с СУ в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГСУ-25/10-У при нагрузке фаз «b» и «с»; 2 – численный расчет неполнофазных режимов

В результате расчетов для определения эффекта от симметрирования с помощью ТМГСУ можно воспользоваться моделью в программном продукте МАТЛАБ или методом симметрирующих составляющих, поскольку результаты расчетов с использованием последнего составляющих значительно близки по загруженной фазе к аппроксимированным значениям, построенным по данным завода-изготовителя. Для оценки технической эффективности применения трансформаторов с СУ используем метод симметричных составляющих.

4.5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЕНСАЦИИ ТОКОВ ОБРАТНОЙ И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

Для определения эффективности установки в сети 0,4 кВ симметрирующих трансформаторов типа ТМГСУ в качестве примера рассмотрен фидер № 3 (рис. 4.18) со стороны 0,4 кВ ТП № 15, который характеризует наиболее типичный для РЭС случай несимметрии напряжения. На участке 1–21 используется провод марки А-35; на отпайках – провод А-25. Длина линии от ТП № 15 до опоры № 21 составляет 1,027 км, общая длина – 1,79 км. Цифрами по всей протяженности ЛЭП обозначаются номера опор, среднее расстояние между которыми 51 м. Ток в каждой фазе на ТП в часы максимума не превышает 70 А. Диаграмма изменения напряжения в течение суток,

приведенная на рис. 4.19, показывает необходимость как стабилизации уровня напряжения в допустимых пределах, так и снижение его несимметрии.

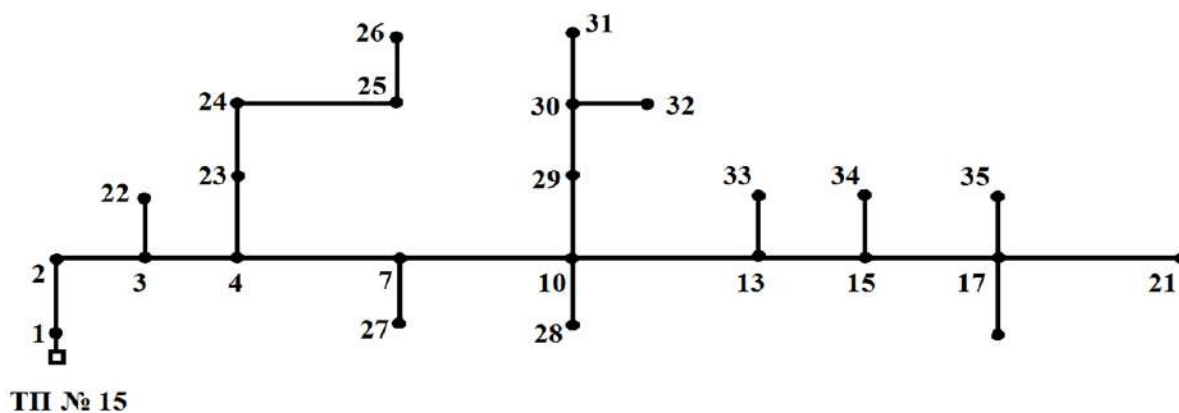


Рис. 4.18. Принципиальная схема фидера № 3 от ТП № 15 на 0,4 кВ

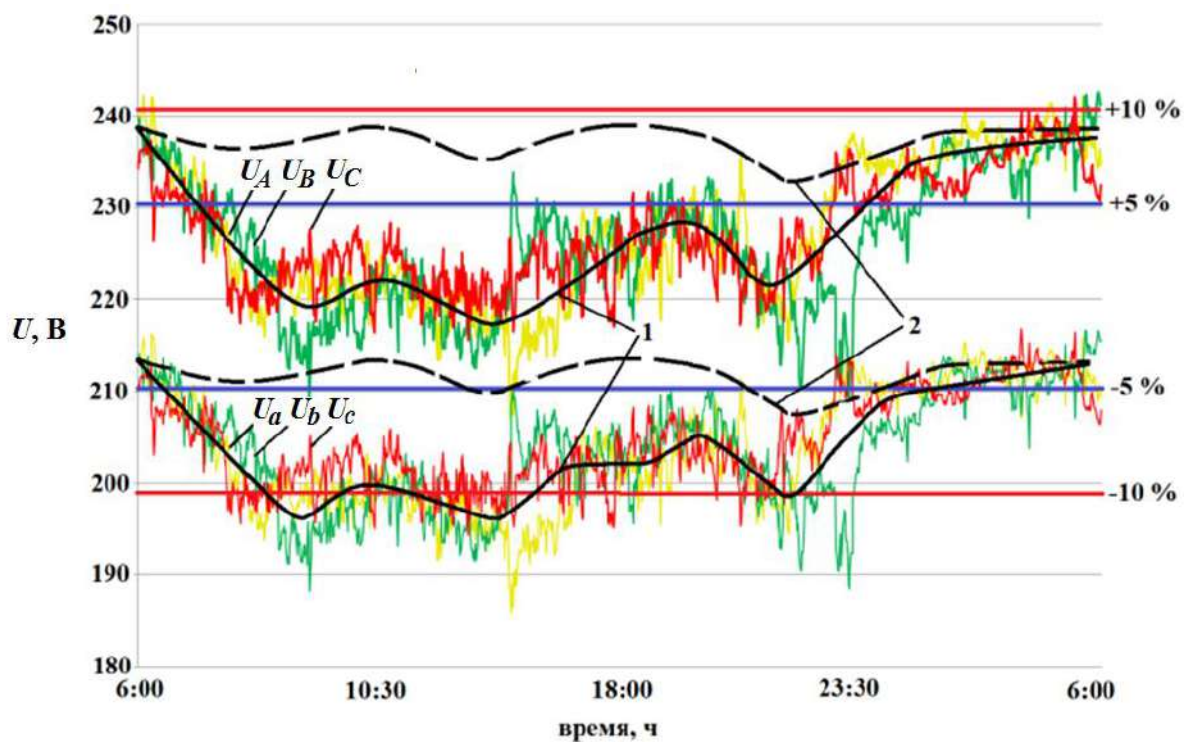
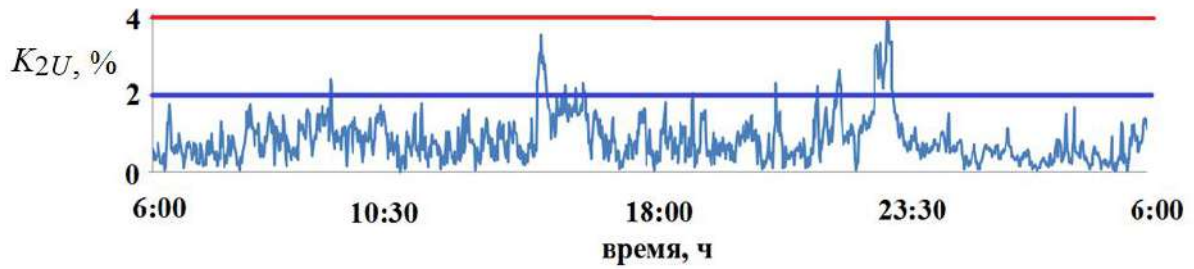
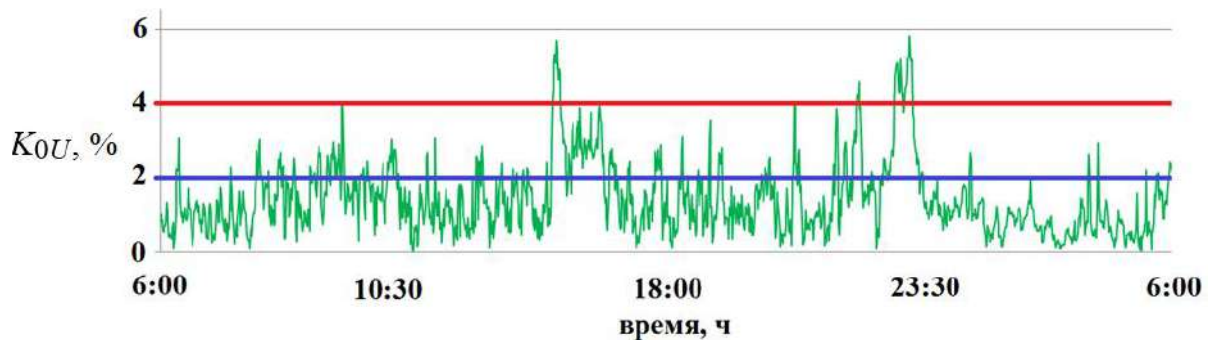


Рис. 4.19. Изменение напряжения в течение суток на стороне 0,4 кВ

(U_A, U_B, U_C – в ТП № 15; U_a, U_b, U_c – напряжение на опоре № 17):

1 – тренд напряжения; 2 – ожидаемый тренд напряжения при условии установки ПАРН на 10 кВ

На рис. 4.20 и 4.21 представлена диаграмма изменения коэффициентов несимметрии напряжения по ОП (K_{2U}) и НП (K_{0U}) в течение суток.

Рис. 4.20. Изменение коэффициента K_{2U} в течение сутокРис. 4.21. Изменение коэффициента K_{0U} в течение суток

Из диаграммы (рис. 4.20 и 4.21) видно, что коэффициенты K_{2U} и K_{0U} в течение суток превышают нормальное допустимое (2 %), а K_{0U} и предельно допустимое (5 %) значения несимметрии напряжения [9, 21]. Это ведет к появлению токов нулевой и ОП, способствует увеличению потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и ЛЭП.

Оценим возможный экономический эффект от симметрирования напряжений, выражающийся в снижении токов ОП и НП, а следовательно, и в снижении потерь электроэнергии.

Определим симметричные составляющие токов [9, 21] для $I_a = 24,5$ А, $I_b = 48$ А, $I_c = 7,5$ А, измеренных в определенный период времени в ТП № 15 (рис. 4.19):

– ток ПП:

$$i_1 = \frac{1}{3} \cdot (I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c) = 26,88 \cdot e^{j0} \text{ А},$$

– ток ОП:

$$i_2 = \frac{1}{3} \cdot (I_a + a \cdot I_b + a^2 \cdot I_c) = 11,77 \cdot e^{j84,83} \text{ А},$$

– ток НП:

$$\dot{I}_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_a + I_b + I_c) = 11,77 \cdot e^{-j84,83} \text{ А},$$

где $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

При компенсации \dot{I}_0 получим:

$$I_a^{(0)} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|; I_b^{(0)} = |a^2 \cdot \dot{I}_1 + a \cdot \dot{I}_2|; I_c^{(0)} = |a \cdot \dot{I}_1 + a^2 \dot{I}_2|.$$

При компенсации \dot{I}_0 и \dot{I}_2 действующие токи будут равны \dot{I}_1 .

Определим экономию электроэнергии для ЛЭП длиной 100 м (рис. 4.22).

При компенсации \dot{I}_0 :

$$\Delta P_0 = (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) \cdot r_{\Phi} + 3 \cdot \dot{I}_0^2 \cdot r_{\text{Н}};$$

$$\Delta P_0^{(0)} = (I_a^{(0)2} + I_b^{(0)2} + I_c^{(0)2}) \cdot r_{\Phi}.$$

При компенсации \dot{I}_0 и \dot{I}_2 :

$$\Delta P_0^{(0,2)} = 3 \cdot I_1^2 \cdot r_{\Phi},$$

где ΔP_0 – потери электроэнергии в существующем режиме работы линии; $\Delta P_0^{(0)}$, $\Delta P_0^{(0,2)}$ – потери электроэнергии при компенсации \dot{I}_0 , \dot{I}_0 и \dot{I}_2 ; r_{Φ} , $r_{\text{Н}}$ – активное сопротивление фазного и нулевого проводов для линии длиной 100 м ($r_{\Phi} = 0,086 \text{ Ом/100м}$, $r_{\text{Н}} = 0,072 \text{ Ом/100м}$).

Из рис. 4.22 видно, что компенсация \dot{I}_0 снижает потери электроэнергии, причем максимальное уменьшение потерь возникает при компенсации \dot{I}_0 и \dot{I}_2 . Наибольшее уменьшение происходит в часы завышенных значений по K_{2U} и K_{0U} (рис. 4.20 и 4.21).

Расчеты показывают, что в соответствии с графиками (рис. 4.19) экономия денежных средств за год составит:

– при компенсации \dot{I}_0 : $\mathcal{E}_{\text{год1}} = 458,86 \text{ руб./100м}$;

– при компенсации \dot{I}_0 и \dot{I}_2 : $\mathcal{E}_{\text{год2}} = 588,66 \text{ руб./100м}$.

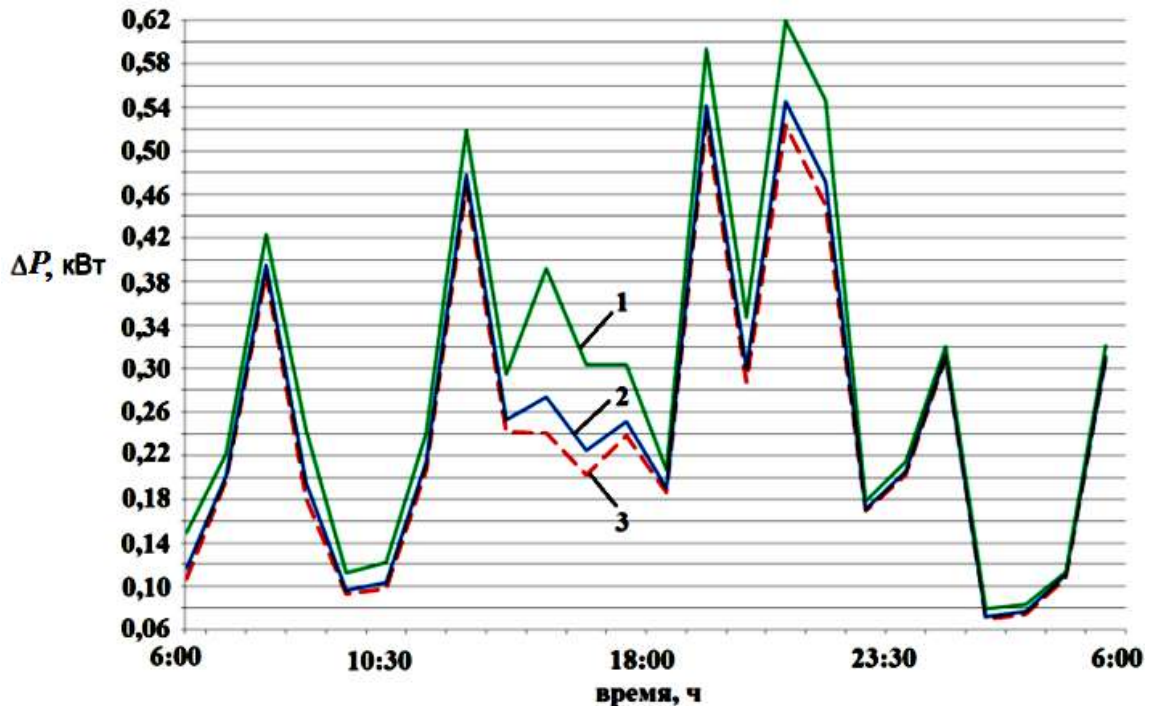


Рис. 4.22. Потери мощности в течение суток для линии длиной 100 м:

- 1 – существующий режим работы линии; 2 – при компенсации \dot{I}_0 ;
3 – при компенсации \dot{I}_0 и \dot{I}_2

Длина фидера (рис. 4.18) составляет 1,79 км, что дает нам экономию в 8,213 тыс. руб. Стоимость ТМСУ в среднем дороже масляного трансформатора (ТМ) на 10 %. В нашем случае на ТП установлен ТМ на 250 кВА, его средняя цена 161 000 тыс. руб., цена на ТМСУ в среднем 176 000 тыс. руб. Разница стоимости окупается за 2 года.

Контрольные вопросы

1. Разъясните принцип работы трансформаторов типа ТМ, ТМГ со специальным встроенным СУ.
2. В чем заключается методика определения параметров симметрирующих трансформаторов?
3. В чем заключается оценка эффективности установки трансформаторов типа ТМГСУ?
4. Изложите, в чем заключается методика определения параметров симметрирующих трансформаторов.
5. Нарисуйте схему замещения трансформатора с СУ, приведенную к его вторичной стороне.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учебное пособие формирует необходимые компетенции у студентов, позволяющие в их профессиональной деятельности при выполнении проектов новых объектов или реконструкции уже действующих закладывать современные технические решения по энергосбережению в электрических сетях и обеспечению надлежащего КЭ, а именно:

1. Снижение негативного воздействия кратковременных нарушений электроснабжения в виде провалов напряжения на данные системы промышленных предприятий может быть обеспечено применением ДКИН. Внедрение ДКИН на 0,4 и 10 кВ обеспечит непрерывную и надежную работу систем автоматики и контроллеров, основных механизмов в режимах кратковременных нарушений электроснабжения, даст снижение потерь и потребления электрической энергии, увеличит срок службы электродвигателей и трансформаторов.

2. Устройство БАВР обеспечит непрерывное электроснабжение всех потребителей промпредприятий путем их переключения на резервный источник питания.

3. Применение силовых трансформаторов на напряжение 10/0,4 кВ с регулированием под нагрузкой, ПАРН серии ВДТ/VR32 на напряжение 6–10 кВ, ВДТ типа ТВМГ на напряжение 0,4–35 кВ поможет решить проблему повышения ПКЭ.

4. Применение трансформаторов типа ТМ, ТМГ со специальным встроенным СУ, а также симметрирующих трехфазных автотрансформаторов позволит существенно снизить несимметрию напряжения. Методика определения параметров схемы замещения трансформаторов ТМГСУ со схемами соединения обмоток «треугольник – звезда» и «звезда – звезда» на основе внешних их характеристик в несимметричных режимах позволит определить техническую эффективность от их установки.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

Параметры трансформаторов с РПН на напряжение 10 кВ

Номинальная мощность, кВА	Напряжение		Группа соединения обмоток	Потери		Ток холостого хода, %	Напряжение короткого замыкания, %	Вес (кг)	
	ВН	НН		Ненагру- женный	Нагрузка			Вес без масла	Полный вес
200	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	0,58	2,73	1,3	55,5	610	960
250	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	0,56	3,20	1,2	55,5	705	1105
315	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	0,67	3,85	1,1	55,5	815	1315
500	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	0,80	5,50	1,0	55,5	990	1570
500	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	0,96	5,50	1,0	55,5	1210	1835
630	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	1,29	6,50	0,9	55,5	1380	2250
800	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	1,51	7,90	0,8	55,5	1570	2755
1000	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	1,82	10,80	0,7	55,5	1790	3065
1250	11; 10,5; 10; 6,3; 6	0,5	Yyno или Dyn11	2,08	13,50	0,6	55,5	2090	3570

Таблица П2

Стоимость ВДТ типа ВДТ/VR32

Обозначение ПАРН	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	Стоимость, тыс. руб.
ВДТ/VR32–6(10)–50 У1	50	6; 10	1 500
ВДТ/VR32–6(10)–100 У1	100	6; 10	1 900
ВДТ/VR32–6(10)–150 У1	150	6; 10	2 100
ВДТ/VR32–6(10)–200 У1	200	6; 10	2 300
ВДТ/VR32–6(10)–300 У1	300	6; 10	2 550
ВДТ/VR32–6(10)–500 У1	500	6; 10	2 760

Таблица П3

Параметры ПАРН

$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	Потери на холостом ходу, Вт					
	0 ступень	1 ступень на увелич.	16 ступень на увелич.	15 ступень на увелич.	16 ступень на уменьш.	15 ступень на уменьш.
100	375	395	1705	1515	1100	1205
150	560	530	2220	1990	1570	1600
200	785	805	2620	2325	1710	1860

Таблица П4

Параметры ВДТ типа ТВМГ на напряжение 10–35 кВ

Модель	ТВМГ 1100/35	ТВМГ 1750/35	ТВМГ 1100/10	ТВМГ 1750/10
1	2	3	4	5
Соединение нейтрали	TN / TT	TN / TT	TN / TT	TN / TT
Частота, Гц	50	50	50	50
Номинальное (стабилизированное) напряжение, кВ	35	35	10	10
Мощность, номинальная, кВА	1100	1750	1100	1750
Максимальная, в течение 6 ч. при 20 °С, кВА	1650	2630	1650	2630
Ток номинальный, А	20	30	65	100
Максимальный, в течение 6 ч. при 20 °С, А	30	50	95	150
Пределы плавного регулирования напряжения, %	0...+10	0... +6	0...+10	0... +6
Скорость стабилизации, В/с	1600	1200	500	350
Потери ХХ, кВт	2	2	2	2
КПД, %	98	98,2	98,3	98,5
Коэффициент мощности, cos φ	0,98–0,99	0,98–0,99	0,98–0,99	0,98–0,99
Коэффициент нелинейных искажений, %	0,5–2,8	0,5–2,8	0,5–2,8	0,5–2,2

Окончание табл. П4

1	2	3	4	5
Другие характеристики				
Байпас при превышении предельных значений входного напряжения ($\pm 15\%$ номинального напряжения), Автоматический рестарт	+	+	+	+
Отсутствие движущихся частей в силовой цепи	+	+	+	+
Не обслуживаемый	+	+	+	+
Срок эксплуатации 50 лет	+	+	+	+
Монтаж менее 1 дня	+	+	+	+

Таблица П5

Параметры ВДТ типа ТВМГ на напряжение 10–35 кВ

Технические параметры		ТВМГ 26/70–380(2)	ТВМГ 52/125–380	ТВМГ 66/160–380
Напряжение	В	380/220	380/220	380/220
Мощность номинальная	кВА	26	52	66
Мощность максимальная, не более 6 часов при 20 °С, входное напряжение 195 В	кВА	56	82	105
Ток номинальный	А	50	80	100
Ток максимальный, не более 6 часов при 20 °С, входное напряжение 195 В	А	70	125	160
Стабилизированное фазное напряжение	В	225	225	225
Потери ХХ	Вт	350	350	350
Наибольший установившийся ток короткого замыкания	А	280	570	680
КПД	%	96–97	96–97	96–97
Коэффициент мощности	%	0,98–0,99	0,98–0,99	0,98–0,99
Скорость стабилизации сигнала	мс	300	300	300
Коэффициент нелинейных искажений	%	1–6	1–6	1–6
Пределы повышения напряжения	%	0–20	0–20	0–15
Геометрические размеры (Ш · В · Г)	мм	770 · 970 · 50	1000 · 057 · 677	1000 · 1057 · 677
Масса	кг	390	750	760
Масса масла	кг	115	165	165

Таблица П6

Технические характеристики силовых трансформаторов ТМГСУ

Наименование трансформатора	S_H , кВА	Потери, Вт		Масса, кг	
		х.х.	к.з.	масла	полная
ТМГСУ–25/10–У1	25	115	600	65	280
ТМГСУ–50/10–У1	50	155	880	98	370
ТМГСУ–63/10–У1	63	220	1280	130	520
ТМГСУ–100/10–У1	100	270	1970	152	550
ТМГСУ11–160/10–У1	160	510	2600	167	660
ТМГСУ11–250/10–У1	250	570	3700	225	920

Таблица П7

Основные технические характеристики вакуумных выключателей для устройств БАВР 6–35 кВ

Номинальное напряжение, кВ	10; 35
Номинальный ток, А	630–3150
Номинальная частота, Гц	50–60
Номинальный ток отключения, кА	20–40
Коммутационный ресурс, ВО	50000
Механический ресурс циклов, ВО	50000
Собственное время отключения, с, не более:	
ВБЭ–10–20/630–1600	0,040
ВБЭ–10–31,5(40)/2000–3150	0,040
ВБ–10–20(31,5)/630–1600У2	0,040
ВБПП–10–20/1250У2	0,025–0,030
ВБЭМ–10–20/1000	0,040
Evolis 7p1–1250	0,050
VD4/P 12.16.25	0,040–0,060
ВВ/TEL–10–12,5(20)/1000	0,070
Собственное время включения, с, не более:	
ВБЭ–10–20/630–1600	0,100
ВБЭ–10–31,5(40)/2000–3150	0,100
ВБ–10–20(31,5)/630–1600У2	0,050–0,070
ВБПП–10–20/1250У2	0,050–0,060
ВБЭМ–10–20/1000	0,150
Evolis 7p1–1250	0,065
VD4/P 12.16.25	0,050–0,070
ВВ/TEL–10–12,5(20)/1000	0,090

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Экономика и управление в современной электроэнергетике России / Под ред. А.Б. Чубайса, Е.В. Аметистова, Ю.А. Удальцова, Я.М. Уринсона. – М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009. – 615 с.
2. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г. [электронный ресурс]. – URL: <http://www.e-apbe.ru/5years/> (дата обращения: 11.05.15).
3. Терентьев Г.Ю. Прогнозный баланс электроэнергетики на период 2009–2015 гг. и на 2020 г., подготовленный по заказу Минэнерго России / Г.Ю. Терентьев [электронный ресурс]. – URL: <http://www.e-apbe.ru/5years/detail.php?ID=19193> (дата обращения: 11.05.15).
4. Новоселова О.А. Энергоэффективность и энергосбережение – приоритет развития отрасли / О.А. Новоселова [электронный ресурс] – URL: <http://www.e-apbe.ru/library/detail.php?ID=33357> (дата обращения: 11.05.15).
5. Годовой отчет ОАО «Татэнергобыт» за 2012 г. [электронный ресурс]. – URL: http://www.tatenergobyt.ru/upload/iblock/d8f/reporting_2012.pdf (дата обращения: 11.05.15).
6. Исмагилов Ф.Р. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике в вопросах и ответах: учебное пособие / Ф.Р. Исмагилов, Д.В. Максудов – Уфа: УГАТУ, 2005. – 85 с.
7. Ушакова Н.Ю. Метод симметричных составляющих / Н.Ю. Ушакова, Л.В. Быковская. – Оренбург: ОГУ, 2010. – 59 с.
8. Порядок проведения сертификации электрической энергии [электронный ресурс]. – URL: http://www.rostest.ru/services/sert_elektro_energii/ (дата обращения: 11.05.15).
9. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.
10. Сайт компании «LRBB» [электронный ресурс]. – URL: http://www.zjlrb.com/en/product_show.asp?id=3&tt=1 (дата обращения: 11.05.15).
11. Сайт компании «REINHAUSEN» [электронный ресурс] – URL: http://www.reinhausen.com/desktopdefault.aspx/tabid-1605/1835_read-652 / (дата обращения: 11.05.15).
12. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,5–35 кВ и 110–1150 кВ / Е.Ф. Макаров; под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 650 с.

13. Перинский Т.В. Опыт эксплуатации пункта автоматического регулирования напряжения в распределительных сетях 6–10 кВ / Т.В. Перинский, О.С. Родионов // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2009. – № 3. – С. 33–35.

14. Ахметшин А.Р. Выбор оптимального технического решения для обеспечения нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4–10 кВ / А.Р. Ахметшин, Э.Ю. Абдуллазянов // Вестник ИргТУ. – 2011. – № 6. – С. 113–118.

15. Сайт компании ЗАО «Инновационная Энергетика» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.ipenet.ru/vdtr-32.shtml> (дата обращения: 11.05.15).

16. Сайт компании ООО «СКЭ-ЭЛЕКТРО» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.ske-electro.ru> (дата обращения: 11.05.15).

17. Сайт компании ОАО «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.metz.by> (дата обращения: 11.05.15).

18. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

19. Данилов И.А. Электрические машины / И.А. Данилов, К.В. Лотоцкий. – М.: Колос, 1972. – 527 с.

20. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных. – М.: ДМК Пресс, 2007. – 288 с.: ил.

21. Куско А. Качество энергии в электрических сетях / А. Куско, М. Томпсон: пер. с англ. А.Н. Рабодзея. – М.: Додэка – XXI, 2008. – 336 с.: ил.

22. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

23. Крючков И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крюčkова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 516 с.

24. Сайт компании ЗАО «Национальная инжиниринговая компания» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.natec.ru/assets/files/DKIN.pdf> (дата обращения: 11.05.15).

25. Сайт компании ЗАО «Национальная инжиниринговая компания» [электронный ресурс]. – URL: <http://www.natec.ru/assets/files/FABT1.pdf> (дата обращения: 11.05.15).

26. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [электронный ресурс]. – URL:<http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&baseC=6&page=0&month=1&year=2013&search=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2032144-2013&id=184246> (дата обращения: 08.12.15).

27. Перинский Т.В. Опыт применения пунктов автоматического регулирования напряжения ПАРН серии ВДТ/VR–32 в РЭС 6–10 кВ / Т.В. Перинский, А.В. Клыков // Известия Южного федерального университета. Технические науки. 2012. – № 1 (126). – С. 42–48.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Проблема обеспечения показателей качества электроэнергии в распределительных электрических сетях	6
2. Силовое оборудование, предназначенное для повышения качества электроэнергии	18
2.1. Силовые трансформаторы на напряжение 10/0,4 кВ с регулированием под нагрузкой	18
2.2. Пункт автоматического регулирования напряжения серии ВДТ/VR32	20
2.3. Вольтодобавочные трансформаторы типа ТВМГ на напряжение 0,4–35 кВ	27
2.4. Автотрансформатор трехфазный, сухой, симметрирующий	33
2.5. Динамические компенсаторы искажений напряжения	45
2.6. Быстродействующее автоматическое включение резерва	54
3. Способы обеспечения нормативного уровня напряжения	60
3.1. Совместное применение вольтодобавочных трансформаторов и устройств компенсации реактивной мощности	60
3.2. Определение необходимого коэффициента трансформации вольтодобавочных трансформаторов типа ТВМГ	66
3.3. Численный пример выбора вольтодобавочных трансформаторов типа ПАРН	77
3.4. Замена на провод большего сечения как средство обеспечения нормативного уровня напряжения	81
3.5. Экономическая оценка эффекта реконструкции электропередачи ...	85
4. Симметрирующие трансформаторы: расчет параметров и оценка эффективности применения	88
4.1. Трансформаторы типа ТМ, ТМГ со специальным встроенным симметрирующим устройством	88
4.2. Методика определения параметров симметрирующих трансформаторов	91

4.3. Численные расчеты параметров схемы замещения.....	96
4.4. Численный расчет неполнофазных режимов.....	99
4.5. Оценка эффективности компенсации токов обратной и нулевой последовательностей	105
Заключение	110
Приложение	111
Библиографический список.....	115

Учебное издание

**Федотов Александр Иванович,
Чернова Наталья Владимировна,
Ахметшин Азат Ринатович**

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 КВ**

Учебное пособие

Кафедра электроэнергетических систем и сетей КГЭУ

Редактор издательского отдела *М.С. Беркутова*
Компьютерная верстка *Т.И. Лунченкова*

Подписано в печать 18.12.15.

Формат 60 x 84/16. Бумага ВХИ. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Уел. печ. л. 7,03. Уч.-изд. л. 7,80. Тираж экз. Заказ № 40/эл.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51