

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**КАРАКАЛПАКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
им. БЕРДАХА**

**ФАКУЛЬТЕТ ТЕХНИКИ**

**КАФЕДРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

«Допустить к защите»

Декан факультета

\_\_\_\_\_ Б. Даулетмуратов

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2013г.

студент 4-курса

***Абдуллаев Гуломжон***

***ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА***

**На тему: ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА КОНДЕНСАТОНЫХ  
УСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ**

Руководитель:

к.т.н. И. Сиддиков

Заведующий кафедрой:

д.ф.-м.н. А. Б. Камалов.

Нукус – 2013

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ЭНЕРГЕТИКА УЗБЕКИСТАНА</b> .....	6
<b>Глава 1. Защита и автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок</b> .....	16
1.1. Регулирование мощности конденсаторных установок .....	
1.2. Автоматическое регулирование по времени суток .....	
1.3. Автоматическое регулирование по уровню напряжения .....	
1.4. Автоматическое регулирование по току нагрузки .....	
1.5. Автоматическое регулирование по характеру реактивной мощности	
<b>Глава 2. Контроль и управление источниками реактивной мощности энергосистем с применением электромагнитных преобразователей</b> .....	31
2.1. Определение управляемых источников реактивной мощности электрических сетей .....	
2.2. Косинусные конденсаторные установки, управляемые на основе электромагнитных преобразователей тока в напряжение .....	
2.3. Управление источниками реактивной мощности в электрических сетях напряжением до 1 кВ. ....	
2.4. Управление источниками реактивной мощности в электрических сетях напряжением свыше 1 кВ .....	
<b>О значении энергосбережения</b>	
<b>Загрязнение воздуха выбросами оксидов азота и серы</b>	
<b>Выпадение кислотных осадков</b>	
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	56
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	57

## Введение

Одними из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения предприятий, являются вопросы компенсации реактивной мощности: выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующего устройства (КУ).

Компенсация реактивной мощности позволяет:

1. Обеспечивать баланс реактивной мощности в электрической сети
2. Снижать потери мощности и электроэнергии в системе электроснабжения.
3. Улучшать показатели качества электроэнергии в системе электроснабжения промышленного предприятия.

Вопросы компенсации реактивной мощности актуальны и для систем электроснабжения предприятий Узбекистана, где в связи с окончанием военных действий идет интенсивное восстановление и строительство новых предприятий с использованием современных эффективных технологий и нового электрооборудования. Системы электроснабжения таких предприятий должны соответствовать требованиям к качеству электрической энергии.

В настоящее время в системах электроснабжения напряжением 380/220 В на промышленных предприятиях республики Узбекистана применяются только КУ на основе нерегулируемых конденсаторных батарей (КБ). Эти КУ не позволяют получить максимальный эффект от компенсации реактивной мощности при наличии потребителей электроэнергии с переменной нагрузкой, поэтому необходимо применять быстродействующие регулируемые источники реактивной мощности (ИРМ).

Таким образом, весьма актуальной представляется задача разработки регулируемого источника реактивной мощности (РИРМ), создания его математической и компьютерной моделей, позволяющих проводить исследования режимов работы источника реактивной мощности при различных режимах нагрузки промышленного предприятия.

При решении вопросов регулирования мощности компенсирующих устройств необходимо учитывать условия работы как внутриводской системы электроснабжения, так и энергетической системы. Если в энергетической системе даже в ночное время наблюдается недостаток реактивной мощности, то целесообразна круглосуточная работа конденсаторных установок промышленных предприятий. Если же в ночное время в энергетической системе отсутствует дефицит реактивной мощности, то конденсаторные установки промышленных предприятий должны на это время полностью отключаться, так как их работа может недопустимо повысить напряжение в сети и причинить ущерб как электроприемникам, так и самим конденсаторам. Если в данном районе в периоды малых нагрузок необходимо обеспечить режим напряжения, а установленные в системе синхронные компенсаторы работают в индуктивном режиме, то работа конденсаторных установок на предприятиях в это время является недопустимой.

Таким образом, энергетическая система должна устанавливать наиболее рациональное распределение реактивных нагрузок между синхронными компенсаторами энергетической системы и конденсаторными установками промышленных предприятий с учетом уровней напряжения в сети, а также экономической целесообразности.

При изменении активных и реактивных нагрузок промышленных предприятий во многих случаях целесообразно изменять мощность конденсаторных установок. Постоянное включение конденсаторных установок при переменных режимах нагрузки ведет к отклонению от наивыгоднейшего режима компенсации реактивной мощности и колебаниям напряжения в сети. Для поддержания наивыгоднейшего режима работы сети целесообразно либо иметь устройство, автоматически регулирующее мощность конденсаторной установки в зависимости от различных факторов, либо регулировать мощность конденсаторной установки с диспетчерского пункта. Нерегулируемые конденсаторные установки практически не всегда

улучшают режим работы электрической сети, поскольку при этом получается почти одинаковое повышение напряжения при любых нагрузках, что может привести к недопустимому повышению напряжения в режимах малых нагрузок. Кроме того, в режимах малых нагрузок в части электрической сети могут появиться опережающие токи, которые приведут к увеличению потерь электроэнергии, т. е. к снижению экономичности работы электрической сети.

При достаточно большой установленной мощности нерегулируемых конденсаторных установок опережающие токи в режимах малых нагрузок могут возникнуть даже в питающих сетях. Поэтому наиболее экономичный режим работы электрических сетей промышленных предприятий может быть достигнут применением автоматического регулирования мощности конденсаторных установок.

## ЭНЕРГЕТИКА УЗБЕКИСТАНА

Республика Узбекистан - динамично развивающееся молодое независимое государство, расположенное в центральной части Средней Азии. У нее общие границы с Казахстаном (2 203 км), Туркменистаном (1 621 км), Таджикистаном (1 161 км), Кыргызстаном (1099 км), Афганистаном (137 км).

Площадь территории Узбекистана составляет 447 000 км<sup>2</sup>, из которых 22 000 км<sup>2</sup> - это водные пространства. Аральское море (в 1998 году площадь поверхности составляла 28 687 км<sup>2</sup>) расположено на северо - западе страны. Реки Узбекистана входят в бассейн Аральского моря, которое питают две основные реки: Амударья (протяженность 2 580 км) и Сырдарья (протяженность 2 212 км).

Более 80% территории Узбекистана составляют равнины, которые на юге и востоке переходят в горы. Население составляет более 25 млн человек и быстро увеличивается (рис. 1.4).

Топливо-энергетический комплекс Республики Узбекистан представляет собой крупнейшее в Центральной Азии объединение предприятий по добыче, переработке, транспортировке нефти, природного газа, угля; производству и распределению электрической и тепловой энергии.

Узбекистан богат минерально-сырьевыми ресурсами - некоторые данные приведены в табл. 1.4.

Ускоренное развитие топливо-энергетического комплекса остается приоритетным направлением политики нашего государства.

Энергетическая стратегия ставит задачу обеспечения энергетической независимости и безопасности, повышения энергетической эффективности и снижения воздействия энергетики на окружающую среду. Для решения этих задач требуется разработка и внедрение новых технологий, основанных на научных достижениях, обеспечивающих более безопасную, экологически чистую энергетику.

Узбекская энергосистема является составной частью объединенной энергосистемы (ОЭС) Центральной Азии, в которую входят также энергосистемы Таджикистана, Туркменистана, Кыргызстана и Юга Казахстана. В Узбекистане сконцентрировано порядка 50% генерирующих мощностей стран Центральной Азии, что составляет более 12 млн кВт установленной мощности, с возможностью выработки электроэнергии порядка 60 млрд кВтч в год. Узбекская энергосистема является основным звеном в неразрывной цепи производства и передачи электрической энергии в регионе.

Географическое расположение, наличие развитых электрических сетей позволяют успешно организовать и быть активным участником рынка электрической энергии и мощности.

Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью экономики республики, обладает значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает весомое воздействие на развитие всего народнохозяйственного комплекса.

Энергосистема Узбекистана полностью обеспечивает потребность отраслей экономики и населения республики в электрической и тепловой энергии и осуществляет экспорт электрической энергии в другие государства.

Из структуры энергопотребления по Узбекистану, приведенной на рис. 1.5 видно быстрое увеличение потребления энергии со стороны населения. Это результат обеспечения широких слоев населения природным газом - реализации сильной социальной политики, проводимой в Узбекистане.

Производство, передачу, распределение электрической энергии внутри страны и за рубежом осуществляют предприятия Государственной акционерной компании "Узбекэнерго".

Основу узбекской энергосистемы составляют крупные тепловые электростанции: Сырдарьинская ТЭС (мощностью 3000 МВт), Ташкентская ТЭС (1860 МВт), Ново-Ангренская ТЭС (2100 МВт), Навоийская ТЭС

(1250 МВт). На них установлено 137 энергоблоков с единичной мощностью от 150 до 300 МВт. В 2004 году введен в действие первый энергоблок мощностью 800 МВт на Талимарджанской ТЭС.

Электросетевое хозяйство включает в себя более 230 тыс. км линий электропередач высоких напряжений и трансформаторных подстанций суммарной мощностью порядка 45 млн кВА.

Энергосистема ежегодно вырабатывает порядка 47-49 млрд кВтч электроэнергии. Основную часть электроэнергии (более 90 %) производят тепловые электростанции, имеющие очень благоприятный с точки зрения экологии топливный баланс: доля газа составляет 88%, мазута 8% и угля 4%, хотя структура установленных мощностей позволяет увеличить долю электроэнергии, вырабатываемой на угле (рис. 1.6).

Электроэнергетическая отрасль, базируясь на богатом потенциале топливно-энергетических ресурсов, постоянно наращивает свой потенциал, систематически совершенствуясь в технологии энергопроизводства.

Успешно реализуется "Программа развития и реконструкции генерирующих мощностей в энергетике Республики Узбекистан на период до 2010 года", где основное внимание уделяется вопросам модернизации действующих энергообъектов, повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, внедрения новых технологий **энергопроизводства, снижения уровня их экологического воздействия на окружающую среду. Согласно Программе, около половины** потребности в финансовых ресурсах должны быть покрыты за счет иностранных инвестиций. В этом направлении "Узбекэнерго" проводит целенаправленную работу (табл. 1.6).

В этих работах принимают участие фирма "81етепз", Европейский банк реконструкции и развития, Япония. Иностранные инвестиции используются и будут привлечены для реализации проектов реконструкции Сырдарьинской ТЭС, Навоийской ТЭС, Мубарекской ТЭЦ, Ташкентской ТЭЦ, а также для

модернизации систем передачи электроэнергии и реконструкции кабельных сетей г. Ташкента.

Последовательное проведение энергосберегающей политики, предусматривающее внедрение новейших технологий в энергетическое производство и рациональное использование имеющихся энергоресурсов, позволит снизить себестоимость производимой продукции (электроэнергии), увеличить прибыль отрасли, а также улучшить технико-экономические показатели работы энергосистемы.

Основными направлениями экономии энергетических ресурсов в электроэнергетике республики являются:

- техническое перевооружение энергоблоков ТЭС, повышение экономичности действующего оборудования с заменой отдельных деталей и узлов;

- реконструкция и модернизация действующих электростанций с внедрением новых высокоэффективных технологий энергетического производства на базе парогазовых и газотурбинных установок;

- повышение уровня автоматизации технологических процессов, снижение уровня технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку и распределение.

Реформирование экономики и перестройка финансовой системы в Республике Узбекистан существенно затронули и электроэнергетику. В порядке реализации Указа Президента Республики Узбекистан "Об углублении экономических реформ в энергетике Республики Узбекистан" (2001 г.) осуществляется реформирование энергетике, совершенствование структуры управления многофункциональной отрасли. В настоящее время в энергетическом секторе акционированы 4 тепловых электростанции, в том числе самая крупная Сырдарьинская ТЭС, 9 региональных распределительно-сбытовых предприятий электрических сетей, 181 федприятий, выполняющих проектные, строительные-монтажные, ремонтные и прочие работы.

Поэтапная реструктуризация отрасли, акционирование энергетических предприятий создадут благоприятную почву для развития конкурентной среды в сфере энергетики и будут способствовать полному удовлетворению потребности всех отраслей экономики и населения в качественной электрической и тепловой энергии.

В последние десятилетия произошел сдвиг в структуре ресурсов для производства энергии: от твердого топлива в пользу газообразного и жидкого. Эти перемены вызваны действием различных факторов: соотношением цен на разные виды топлива, удобством технологии использования, чистотой и доступностью природного газа.

В целях оптимизации структуры потребляемых первичных энергоносителей в настоящее время по инициативе и поручению Президента И.А.Каримова принято решение о возрождении угольной промышленности Узбекистана и доведении в 2010 году доли участия угля в выработке электрической энергии до 15% и далее до 20-25%.

Гидроэнергетический потенциал Узбекистана по данным экспертов /78-80, 279,284,369,370/, колеблется в пределах (15-19) млрд кВт-ч в год, охватывающих 11 крупных рек Узбекистана, технический потенциал которых оценивается более 5600 МВт. В настоящее время освоено около 30% этого потенциала и 30-ю существующими ГЭС, суммарной мощностью около 1700 МВт, вырабатывается около 6 млрд. кВт.ч. электроэнергии, что составляет примерно 12% электроэнергии, вырабатываемой всеми электростанциями республики.

Резервы возобновляемой энергии в Республике Узбекистан огромны /78-80,284/. Общий объем возобновляемых энергоресурсов Узбекистана (гидроресурсы, солнечная, ветровая, геотермальная, биомасса) оценивается в 9639 млн т.у.т., из которых 257 млн т.у.т. в настоящее время относятся к экономически рентабельным, из них освоено лишь 0,31% .

Современная нефтегазовая промышленность Узбекистана - одна из крупнейших отраслей экономики, важнейшая энергетическая база страны. В

отрасли создан значительный научно-технический потенциал, достигнуты определенные успехи в ее развитии.

За 1991-2006 годы проделана огромная работа по совершенствованию структуры отрасли, ее техническому оснащению и перевооружению, интенсификации разработки месторождений, наращиванию объемов добычи нефти и газа (рис. 1.7).

Национальная холдинговая компания "Узбекнефтегаз" сегодня является крупным многоотраслевым промышленно-хозяйственным комплексом, осуществляет работы по поиску, разведке, добыче, реализации нефти и газа, продуктов их переработки, обеспечивает строительство объектов производства и социального развития.

Перспективы нефтегазоносности недр, накопленный научно-технический потенциал, богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли. В компании разработана масштабная программа действий по интенсивному развитию нефтегазового комплекса на базе применения в производстве качественно нового оборудования, материалов, самых современных технологий, ускорения темпов обновления и замены устаревшей техники, реализации крупных проектов с зарубежными компаниями и для решения комплекса социальных задач. Освоение этой программы позволит Узбекистану значительно укрепить топливно-энергетическую независимость и ускорить его интеграцию в мировую экономику.

Этапы структурного преобразования, обеспечивающие эволюционный переход от командно-административных методов к рыночным механизмам функционирования, сопровождались решением следующих трех стратегических задач, которые были определены в 1992 году Президентом И.А.Каримовым:

1. Существенное увеличение добычи нефти и газового конденсата в целях достижения нефтяной независимости республики. Выполнению этой задачи способствовало ускоренное обустройство и ввод в эксплуатацию ряда

крупных и уникальных месторождений, таких как Кокдумалак, Алан, Урга, Южная Тандырча и др. Это обеспечило достижение нефтяной независимости Узбекистана.

2. Совершенствование технологических процессов по переработке нефти и газа с целью доведения качества выпускаемой продукции до уровня мировых стандартов.

Для решения этой задачи в 1997 году введен в строй новый современный Бухарский нефтеперерабатывающий завод. Завершена реконструкция функционирующего Ферганского нефтеперерабатывающего завода со строительством нового комплекса установок по гидроdesульфуризации.

Внедрение новой технологии в нефтепереработке позволило сохранить уровень производства светлых нефтепродуктов при уменьшенном объеме перерабатываемого сырья.

Такую же позитивную картину можно проследить в области газопереработки.

С вводом в эксплуатацию в 2001 году Шуртанского газохимического комплекса не только в Узбекистане, но и во всем Центральноазиатском регионе заложена основа новой отрасли. Здесь, наряду с основным продуктом -полиэтиленом, за счет внедрения криогенной технологии из состава природного газа извлекается пропан-бутановая фракция. Это позволило увеличить объем производства сжиженного газа в республике более чем в 2 раза.

Производство сжиженного газа также увеличивается на действующих газоперерабатывающих заводах на основе внедрения технологии по глубокой переработке природного газа.

3. Нарращивание запасов углеводородов, прежде всего жидких, путем открытия новых месторождений для обеспечения нефтегазовой отрасли Узбекистана надежной сырьевой базой.

В целях решения третьей задачи компанией «Узбекнефтегаз» разработана перспективная программа по ускорению работ по поиску и разведке

нефтега-зовых месторождений, направленная на открытие новых запасов углеводородного сырья на территории республики.

На протяжении последних пяти лет Узбекистан прочно входит в десятку крупнейших нефтегазовых держав мира. С 1997-99 гг. страна ежегодно добывала более 50 млрд м<sup>3</sup> газа и 8 млн тонн нефти, занимая среди СНГ соответственно-2 и 4 места. По добыче газа Узбекистан держит 8 место в мире, находясь впереди таких стран, как Саудовская Аравия и Норвегия.

В Узбекистане известно 187 месторождений нефти и газа. Из них добыча нефти осуществляется на 51 месторождении, добыча газа - на 27 месторождениях, конденсата - на 17 месторождениях. По величине запасов открыты месторождения: уникальные (Газли, Шуртан), крупные (Кокдумалак, Зеварды, Кандым, Денгизкуль, Хаузак и другие), средние (Гарби, Алан, Юрга и другие), а также множество мелких.

Прогнозные запасы Узбекистана, по среднемировым меркам, также весьма внушительны - около 14 млрд тонн условного топлива. Величина разведанных запасов углеводородов на открытых месторождениях составляет более 3500 млн тонн условного топлива. Объемы доказанных запасов углеводородов в узбекских недрах являются средними по мировым масштабам: страна располагает 594 млн баррелей нефти (примерно такие же запасы у Туркменистана, Камеруна, Гватемалы, Вьетнама, Италии) и 1,9 трлн м<sup>3</sup> газа (столько же имеют Казахстан, Кувейт, Канада, Индонезия, Нидерланды).

В период с 1991 по 2006 годы нефтяная и газовая промышленность Узбекистана показала исключительно успешные темпы развития по всем производственным и технико-экономическим показателям.

Добыча углеводородного сырья в 2005 году достигла более 70 млн тонн, условного топлива, что в 1,5 раза больше, чем добыто в 1991 году.

Из открытых месторождений добыто: до 2000 года нефти более 96 млн тонн конденсата - более 45 млн тонн и газа - более 1370 млрд м<sup>3</sup>, к

промышленному освоению подготовлено 45 месторождений, на консервации находится 8 месторождений и в разведке находится 35 месторождений.

В числе подготовленных к глубокому бурению числятся более 60 перспективных на нефть и газ объектов с величиной перспективных ресурсов более 1300 млн тонн условного топлива, кроме этого, выявлены более 100 ловушек, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении.

Сегодняшние прогнозные ресурсы нефти и газа, оцениваемые в денежном эквиваленте более чем 1 триллион долларов США, наличие подготовленных и выявленных перспективных ловушек нефти и газа позволяют успешно вести разведку и добычу во всех нефтегазоносных регионах Узбекистана.

Таким образом, нефтяная и газовая промышленность является одной из важнейших отраслей народного хозяйства страны и способна решать дальнейшие задачи по успешному развитию топливно-энергетического комплекса для обеспечения энергетической безопасности и экономических преобразований в республике Узбекистан.

Экспорт природного газа осуществляется в страны СНГ - Россию, Украину, Кыргызстан, Таджикистан, Казахстан.

Высокими темпами развивается нефте - и газоперерабатывающая промышленность Узбекистана. Нефтепродукты и сжиженный газ экспортируются в Россию, Украину, Таджикистан, Кыргызстан, а также в страны дальнего зарубежья. С 2003 года начат экспорт полиэтилена и серы в Казахстан, Россию, Китай, Иран и Турцию.

Строительство и ввод в эксплуатацию в 1997 году компрессорной станции на месторождении Кокдумалак позволил обеспечить максимальное извлечение газового конденсата с применением метода «сайклинг-процесс». Строительство Кокдумалакской компрессорной станции явилось для республики важным шагом в развитии нефтегазовой отрасли Узбекистана, а реализация данного проекта совместно с компаниями США, Японии - началом работы по привлечению иностранных инвестиций.

Проводимые в нефтегазовой отрасли преобразования и условия и уникальные возможности, созданные для потенциальных инвесторов, получают высокую оценку авторитетных зарубежных печатных органов и специалистов /«Нефть и капитал», 2001 №4/.

На современном этапе нефтегазовая отрасль решает следующие задачи:

- увеличение ресурсной базы углеводородного сырья путем проведения широкомасштабных работ по поиску и разведке нефтегазовых месторождений в перспективных нефтегазоносных регионах;

- внедрение в систему добычи нефти и газа современных технологий бурения и капитального ремонта скважин с применением вторичных и третичных методов добычи из длительно эксплуатируемых месторождений;

- ввод в действие ряда открытых нефтегазовых месторождений;

- увеличение производства сжиженного углеводородного газа как альтернативного вида топлива на базе газоперерабатывающих комплексов для дальнейшего газоснабжения республики и экспорта в страны ближнего и дальнего зарубежья;

- реализация программы по обеспечению надежности магистральных газопроводов;

- развитие нефтегазового машиностроения на базе созданного машиностроительного комплекса отрасли;

- создание совместных с иностранными компаниями производств по обустройству и вводу в промышленную эксплуатацию месторождений нефти и газа, глубокой переработке природного газа на основе криогенных процессов для извлечения этана, пропана, бутана и др.;

- реализация утвержденной программы на период до 2010 года по развитию нефтегазовой отрасли, энерго- и ресурсосбережению.

Таким образом, Республика Узбекистан располагает богатыми ресурсами первичных энергоносителей - природным газом, нефтью, углем, **потенциалом гидроэнергоресурсов и возобновляемых источников энергии**, что позволяет обеспечить нынешние и будущие поколения

необходимой энергией. Для этого необходимо в долгосрочном плане оптимизировать структуру топливно - энергетического комплекса, внедрить перспективное энергетическое оборудование и технологии, реализовать потенциал энергосбережения на основе комплексного подхода к данной важнейшей проблеме.

## **ЗАЩИТА И АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК**

### **Автоматическое регулирование по времени суток**

В целях упрощения схем автоматического регулирования (АР) реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий целесообразным является программное автоматическое регулирование по времени суток, которое может быть с достаточной точностью определено на базе прогнозируемых графиков нагрузок с учетом технологических процессов работы предприятия. Такое регулирование обеспечивает правильное взаимодействие между источниками реактивной мощности, устройствами по регулированию напряжения в энергетической системе и установками по компенсаций реактивных нагрузок на данном промышленном предприятии.

На рис.2 представлены различные условия применения регулирования по времени суток. При одноступенчатом автоматическом регулировании имеется возможность управления с помощью одних электрических часов одновременно несколькими конденсаторными установками, расположенными на различных подстанциях одного предприятия (рис. 2,а). Однако это может быть Целесообразно при незначительных расстояниях между подстанциями и при наличии свободных жил контрольных или телефонных кабелей, используемых для передачи импульсов на включение и отключение конденсаторных установок. При больших расстояниях (300 м и\* более) между подстанциями и отсутствии жил кабелей экономичнее установить на каждой подстанции индивидуальные электрические часы. В

этом случае создается дополнительная возможность одновременного управления конденсаторными установками, расположенными на различных подстанциях, и этим самым получается регулирование ступенями, т. е. осуществляется многоступенчатое регулирование (рис.2.г).

На промышленных предприятиях, имеющих несколько конденсаторных установок, рассредоточенных на отдельных подстанциях, может быть осуществлена схема одноступенчатого регулирования по времени суток с использованием двух комплектов электрических часов для одновременного включения и отключения всех конденсаторных установок в зависимости от заданного времени суток. В этой схеме одни электрические часы используются для включения, другие — для отключения (рис. 2,б). На предприятиях, где отсутствует электрочасофикация, может быть применен командный электропневматический прибор типа КЭП-12У с программным включением и отключением электрических или пневматических цепей с общим количеством до 12 (рис. 1,в, г).

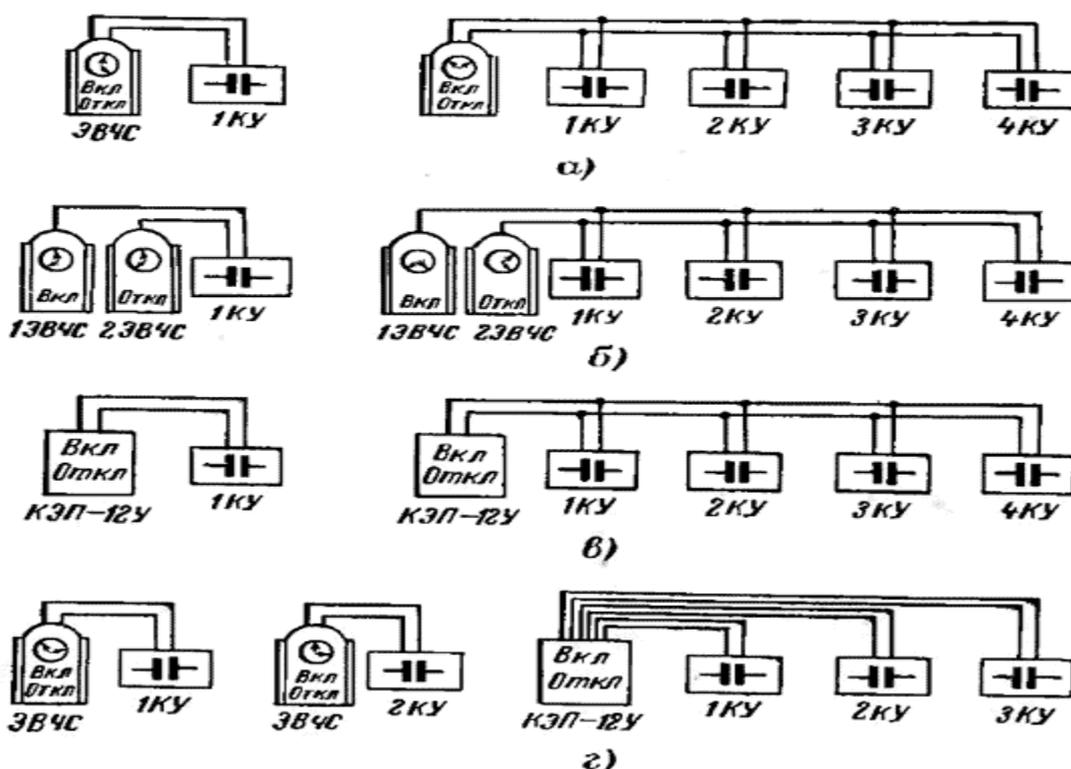


Рис.1. Автоматическое регулирование по времени суток.

а — одноступенчатое регулирование с одним ЭВЧС для одной или нескольких конденсаторных установок; б — то же, но с двумя ЭВЧС; в — то же, но с одним КЭП-12У; г — многоступенчатое регулирование с одним ЭВЧС или КЭП-12У.

Для целей автоматического регулирования мощности конденсаторных установок по времени суток могут быть использованы также и другие устройства, производящие включение и отключение конденсаторных установок в определенное время суток. Ввиду простоты выполнения регулирующих устройств по времени суток, только косвенно связанных с электрическими параметрами сетей, они могут быть применены практически в любой схеме электроснабжения как на действующих, так и на вновь строящихся предприятиях.

На рис.2 приведена схема одноступенчатого автоматического регулирования по времени суток с применением ЭВЧС с примерной программой по времени включения и отключения конденсаторной установки. В этой схеме в отличие от схемы с двумя реле времени (см. рис. 4) перекрытие продолжительности замыкания контакта ЭВЧС достигается взаимной блокировкой двух промежуточных реле 1П и 2П.

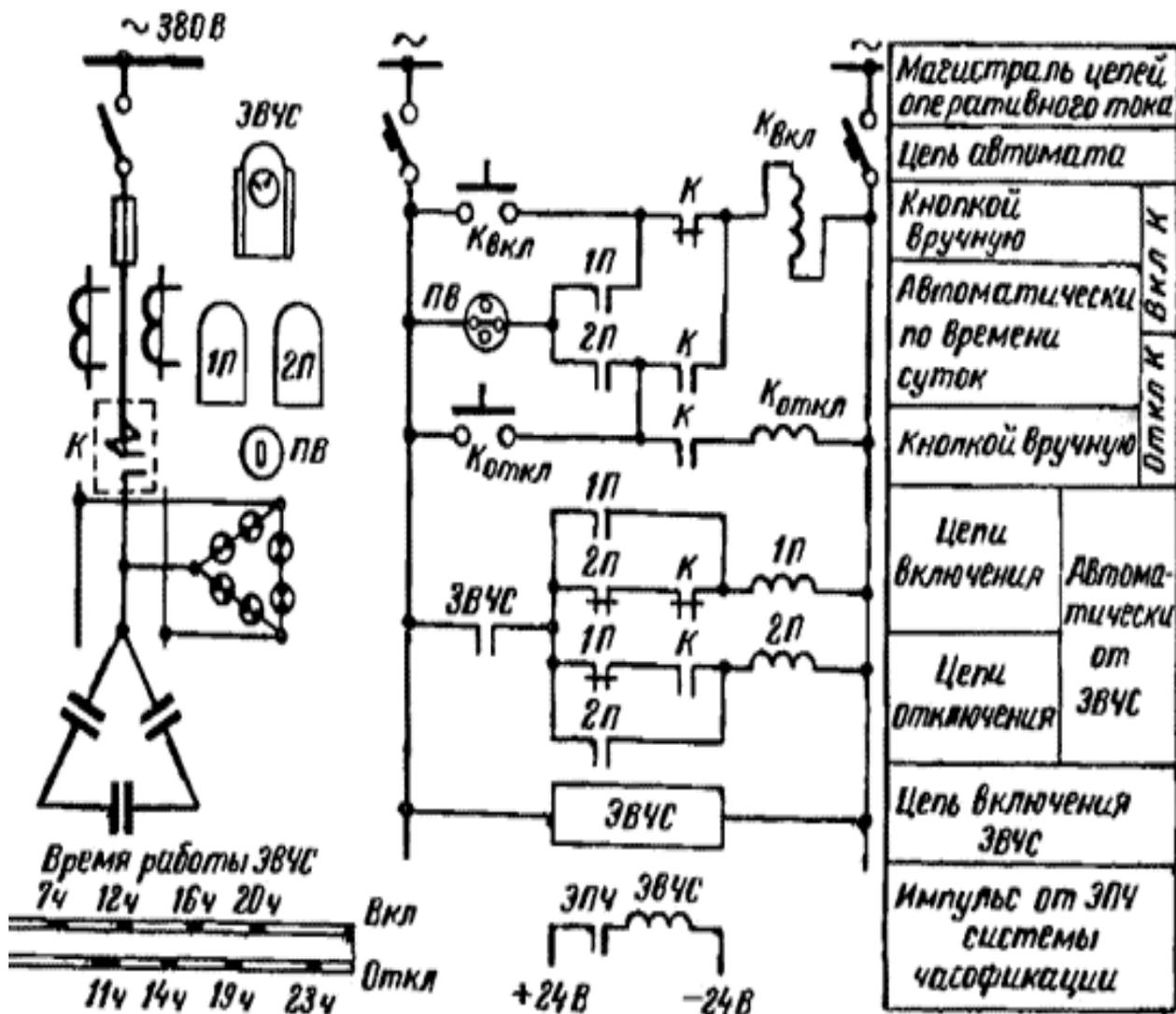


Рис.25. Схема одноступенчатого автоматического регулирования по времени суток с двумя промежуточными реле.

При замыкании контакта ЭВЧС, например в 7 ч, включается реле промежуточное 1П, своим замыкающим контактом замыкает цепь катушки включения контактора и включает конденсаторную установку. Контакт контактора К в цепи 1П размыкается, а контакт 1П замыкается, удерживая катушку 1П во включенном состоянии до тех пор, пока не разомкнётся контакт ЭВЧС. Цепь катушки 2П, разомкнувшаяся контактом 1П, также удерживается в отключенном состоянии. При размыкании контакта ЭВЧС (через 15 с) схема снова приходит в первоначальное состояние, только взаимно меняются положения контактов контактора К в цепях 1П и 2П. При

последующем замыкании ЭВЧС. например в 11 ч, произойдет соответственно отключение конденсаторной установки и т. д.

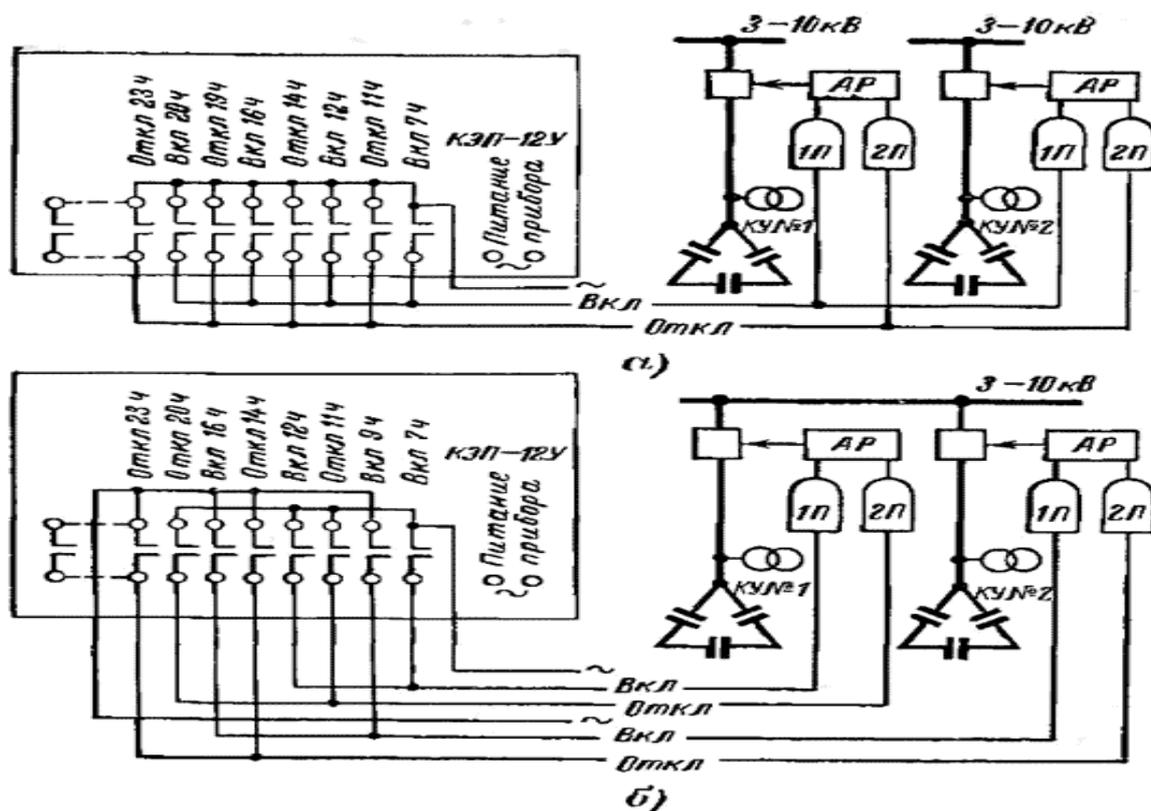


Рис.3. Принципиальная схема автоматического регулирования по времени суток прибором КЭП-12У несколькими конденсаторными установками. а — одноступенчатое регулирование; б - многоступенчатое регулирование.

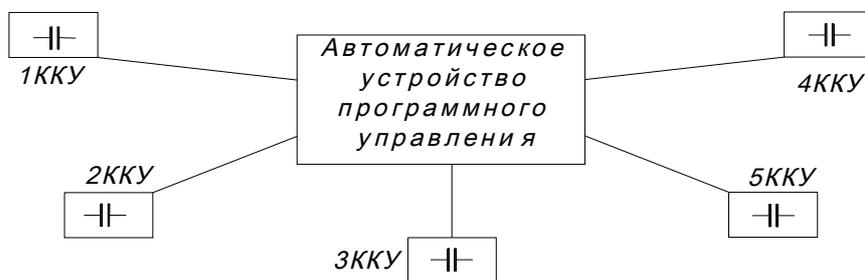


Рис. 4. Схема программного управления несколькими конденсаторными установками от общего автоматического устройства.

Простейшим программным управлением может быть группа электрических контактных часов, от которых по кабельным или телефонным линиям осуществляется связь с аппаратурой управления на конденсаторных установках в различных пунктах предприятия. В определенные часы суток по заданной программе диспетчера и в соответствии с графиком реактивной нагрузки предприятия электрические контактные часы дают импульс на включение или отключение той или иной конденсаторной установки.

Могут применяться и более сложные и совершенные автоматические устройства для регулирования мощности конденсаторных установок по времени суток, основанные на применении логических и полупроводниковых элементов и счетно-решающих устройств по программе, записанной на магнитной ленте. Способы программного регулирования мощности конденсаторных установок по заданному часовому графику (по времени суток) могут быть самые разнообразные, и применение их возможно не только в промышленных электрических сетях, но и в городских и сельских электрических сетях.

При большом количестве конденсаторных установок малой мощности, расположенных на значительных расстояниях одна от другой, как это может иметь место и в городских и особенно в сельских сетях, регулирование по часовому графику является вполне доступным и простым. Это регулирование можно осуществить внедрением циркулярной передачи, направляемой по определенному часовому графику из диспетчерского пункта центральной распределительной подстанции, сигналами соответствующей тональной частоты по обычным сетям 6—10 кВ. Полученные сигналы дешифруются на месте конденсаторной установки, давая импульс на ее включение или отключение.

## **АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПО УРОВНЮ НАПРЯЖЕНИЯ**

При использовании конденсаторных установок для регулирования напряжения следует иметь в виду, что:

при увеличении мощности конденсаторной установки напряжение повышается, и наоборот, уменьшение мощности установки при наличии прежнего потребления реактивной энергии приводит к снижению напряжения;

регулирование мощности конденсаторных установок практически осуществляется только ступенями, следовательно, и регулирование напряжения будет осуществляться не плавно, а ступенями;

при снижении напряжения мощность конденсаторной установки снижается пропорционально квадрату напряжения, в то время как желательно было бы иметь в этом случае повышение мощности;

конденсаторная установка не является потребителем реактивной мощности и поэтому возможности регулирования ее напряжения в сторону снижения напряжения отсутствуют.

Регулирование мощности только одной конденсаторной установки дает незначительное изменение напряжения, но регулирование мощности всех или большинства конденсаторных установок в данном сетевом районе может дать весьма существенный эффект по регулированию напряжения в сети. Следует также учитывать, что основное назначение конденсаторных установок — это компенсация реактивных нагрузок, и следовательно, эффект их как регулятора напряжения используется без каких-либо дополнительных затрат. В сочетании с другими мероприятиями по регулированию напряжения, например с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, регулируемые конденсаторные установки во многих случаях могут быть целесообразно использованы для местного регулирования напряжения. Однако нельзя допускать, чтобы конденсаторные установки оставались включенными в часы минимальной нагрузки, когда напряжение и

так высокое (увеличиваются потери, повышается напряжение, сокращается срок службы конденсаторов и электрооборудования). В то же время очевидно, что система регулирования по напряжению должна быть отстроена от кратковременных понижений, вызываемых, например, включением крупных электродвигателей.

Одним из простых способов автоматического регулирования по напряжению является регулирование, осуществляемое одним реле минимального напряжения, действующим на включение и отключение конденсаторной установки при колебаниях напряжения в сети, либо двумя реле напряжения — минимальным и максимальным, из которых одно включает, другое отключает конденсаторную установку при отклонениях напряжения от номинального. Для регулирования по напряжению могут быть использованы реле напряжения электромагнитные, индукционные, электронные, допускающие точную настройку и четкое срабатывание контактов при  $\pm 10\%$  номинального напряжения сети. При этом уставки реле напряжения должны допускать возможность настройки в пределах с интервалами  $\pm 5\text{—}10\%$ , т. е. 85, 90, 95, 100, 105, 110% номинального напряжения сети. При многоступенчатом регулировании по напряжению и наличию большого числа секций конденсаторных установок настройки могут быть более узкими, в пределах 1—2% номинального напряжения сети.

Для выполнения простейших устройств одноступенчатого регулирования по напряжению используется электромагнитное реле серии РН-50, принимаемое в схемах автоматики, с пределами регулирования напряжения, например 90 В при включении конденсаторной установки и 105 В при ее отключении. Недостатком реле РН-50 является низкий коэффициент возврата, но при последовательном включении с обмоткой реле добавочного сопротивления можно получить точность, достаточную для работы автоматики.

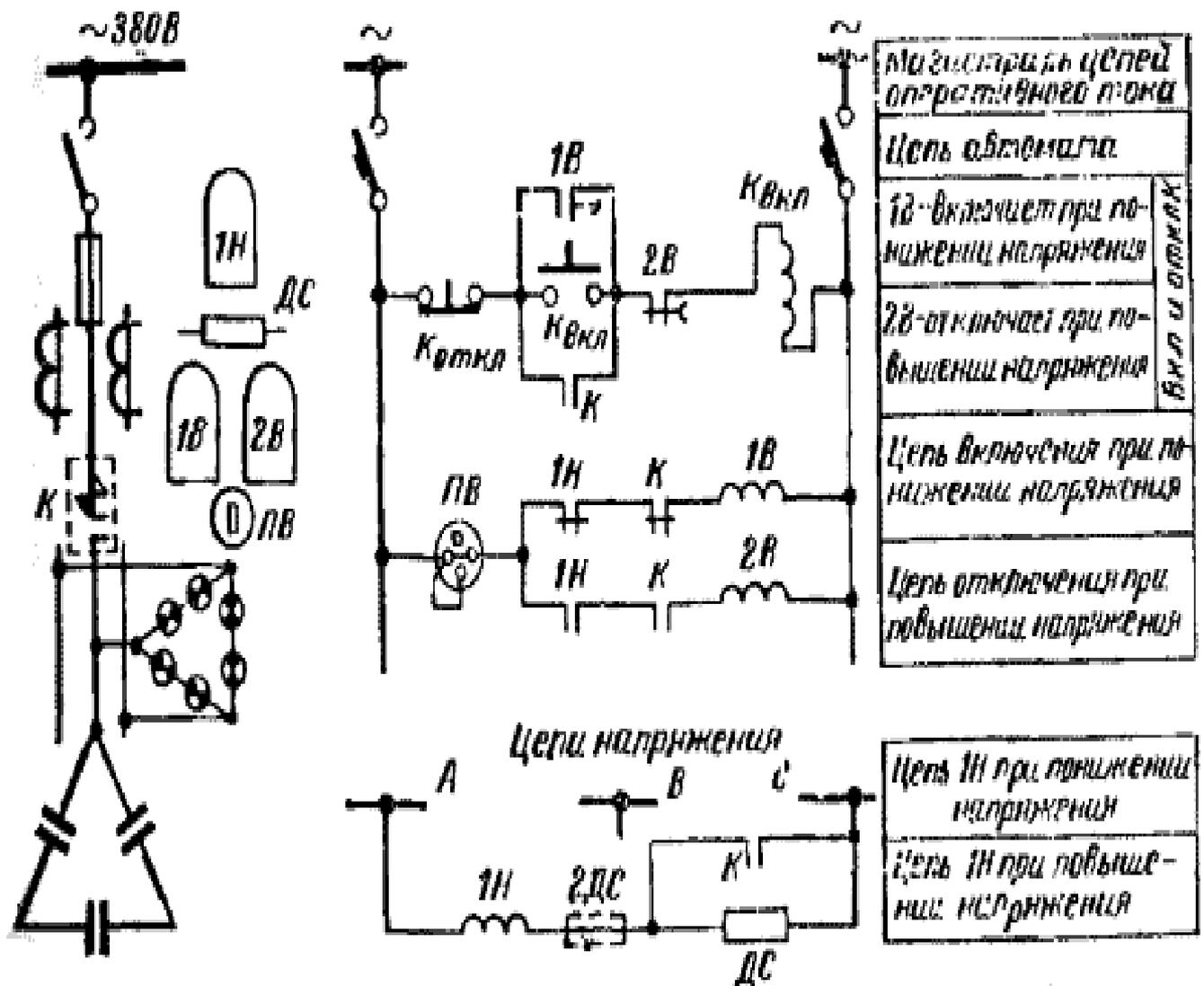


Рис.5. Схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с одним реле напряжения.

Применение дорогостоящих систем регулирования по напряжению для большинства конденсаторных установок напряжением до 1000 В и выше небольшой мощности, устанавливаемых на промышленных предприятиях, экономически не оправдано. В случае применения для регулирования напряжения на предприятии силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой и конденсаторных установок с автоматическим регулированием по напряжению уставки напряжения в схемах регулирования

должны быть такими, чтобы обеспечивалось минимальное количество переключений. В схеме автоматики конденсаторной установки пределы уставки напряжения должны составить примерно половину ширины ступени регулирования напряжения силового трансформатора. Уставка напряжения на отключение конденсаторной установки не зависит от расстояния до пункта питания, так как превышение напряжения во всех случаях опасно для электроприемников и должно устанавливаться в зависимости от допускаемого повышения напряжения для потребителей электроэнергии и указания энергетической системы.

На рис. 13 приведена схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной установки по напряжению, где в качестве пускового органа принято одно реле минимального напряжения типа РН-54. Размыкающий контакт 111 работает в цепи включения конденсаторной установки при понижении напряжения в сети. Замыкающий контакт работает в цепи отключения при повышении напряжения в сети. При понижении напряжения в сети ниже заданного предела, например до 95% номинального напряжения, создается цепь включения контактора конденсаторной установки, а именно: реле напряжения 1Н срабатывает и замыкает свой контакт 1Н в цепи катушки реле времени 1В. Реле времени 1В с заданной выдержкой времени (не менее 2—3 мин) замыкает свой контакт 1В в цепи катушки контактора (без защелки) и автоматически включает конденсаторную установку в сеть.

После включения конденсаторной установки напряжение в сети несколько возрастает; для того чтобы конденсаторная установка не отключалась, автоматически происходит изменение напряжения уставки срабатывания реле 1В шунтированием последовательно включенного с катушкой добавочного сопротивления ДС. Реле напряжения 1Н в этом случае может срабатывать, только если напряжение в сети возрастает выше увеличенной уставки срабатывания.

При повышении напряжения выше заданного предела (например, до 105% номинального напряжения) готовится цепь отключения выключателя конденсаторной установки, а именно: реле напряжения 1Н срабатывает и замыкает свой контакт 1Н в цепи катушки реле времени 2В. Реле времени 2В с выдержкой времени размыкает свой размыкающий контакт в цепи катушки контактора и автоматически отключает конденсаторную установку от сети. Для осуществления выдержки времени, необходимой для отстройки от кратковременных понижений и повышений напряжения в сети, предусматривается реле времени типа РВП-2, действующее с выдержкой времени 2—3 мин.

В схемах одноступенчатого регулирования по напряжению для повышения точности работы автоматики может быть применена схема с двумя реле напряжения, приведенная на рис.14. Одно реле своим контактом включает конденсаторную установку при понижении напряжения в сети, другое реле отключает ее при повышении напряжения.

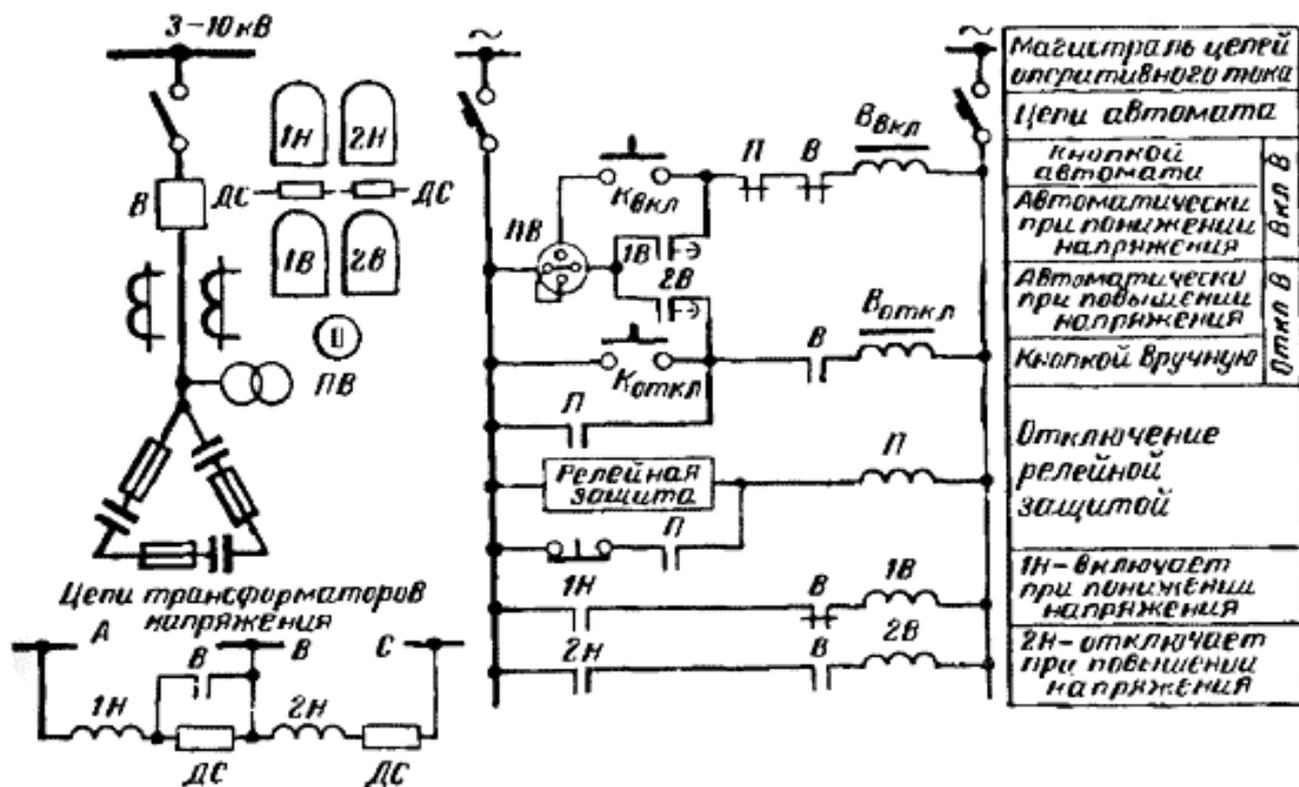


Рис. 6. Схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения. 1Н — реле минимального напряжения

РН-54/16D; 2Н — реле максимального напряжения РН-53/200; ДС — добавочное сопротивление порядка 1000 Ом; В — выключатель.

Для более точной настройки схемы автоматики в связи с низким коэффициентом возврата реле напряжения в цепи его катушки последовательно включается добавочное сопротивление. При этом наладка схемы с двумя реле напряжения по сравнению со схемой с одним реле напряжения получается проще и достигается большая точность срабатывания реле. В остальном работа схемы одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения аналогична работе схемы с одним реле напряжения.

Схемы с автоматическим регулированием в зависимости от уровня напряжения сети применяются также и в комплектных конденсаторных установках, изготавливаемые заводами электропромышленности. Эти установки работают как в режиме автоматического регулирования, так и с ручным кнопочным управлением.

В режиме автоматического управления команды на включение и отключение конденсаторов поступают от реле напряжения. При снижении входного напряжения до уровня уставки включения конденсаторная установка включается, при повышении входного напряжения до уровня уставки отключения конденсаторная установка отключается.

Перевод в режим ручного управления производится поворотом переключателя в соответствующее положение; при этом элементы автоматического регулирования отключаются.

Например, такая конденсаторная установка мощностью 110 кВАр типа УК-0, 38-110 НУЗ предназначена для компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий.

Установка состоит из шкафа, в котором размещены три конденсатора, соединенных по схеме треугольника, контактор в главной цепи,

измерительные приборы, аппаратура управления и сигнализации.

## **АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПО ТОКУ НАГРУЗКИ**

В результате анализа графика нагрузок промышленного предприятия может оказаться, что равномерно распределенная нагрузка между фазами резко меняется в течение дня, причем рост и снижение полной нагрузки сопровождаются соответствующими изменениями реактивной мощности. В этих условиях регулирование мощности конденсаторной установки целесообразно осуществить по току нагрузки с помощью двух токовых реле, установленных на вводе подстанции. Одно из реле включает конденсаторную установку при росте нагрузок, другое отключает ее при снижении нагрузок. Изменяя уставки тока срабатывания реле с учетом их коэффициента возврата, можно обеспечить автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок при различных нагрузках на вводе подстанции.

Для отстройки от кратковременных понижений и повышений тока в схеме предусматриваются два реле времени типа РВП-2, действующие с выдержкой времени порядка 2—3 мин.

В качестве пускового органа могут быть использованы токовые реле: индукционные, электромагнитные, например серии РТ-80; РТ-40, РЭВ, РТВ, имеющие коэффициент возврата соответственно 0,85; 0,8; 0,7. Для более точного регулирования и уменьшения диапазона между регулируемыми нагрузками следует применять токовые реле с более высоким коэффициентом возврата. В случае неравномерности нагрузки по отдельным фазам для правильной работы схемы пусковые токовые реле включения и отключения конденсаторной установки надо подсоединять на одну из фаз трансформаторов тока.

На рис.15 приведена схема одноступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки с применением двух электромагнитных токовых реле типа РТ-40, установленных на вводе подстанции с примерной

программой включения и отключения конденсаторной установки.

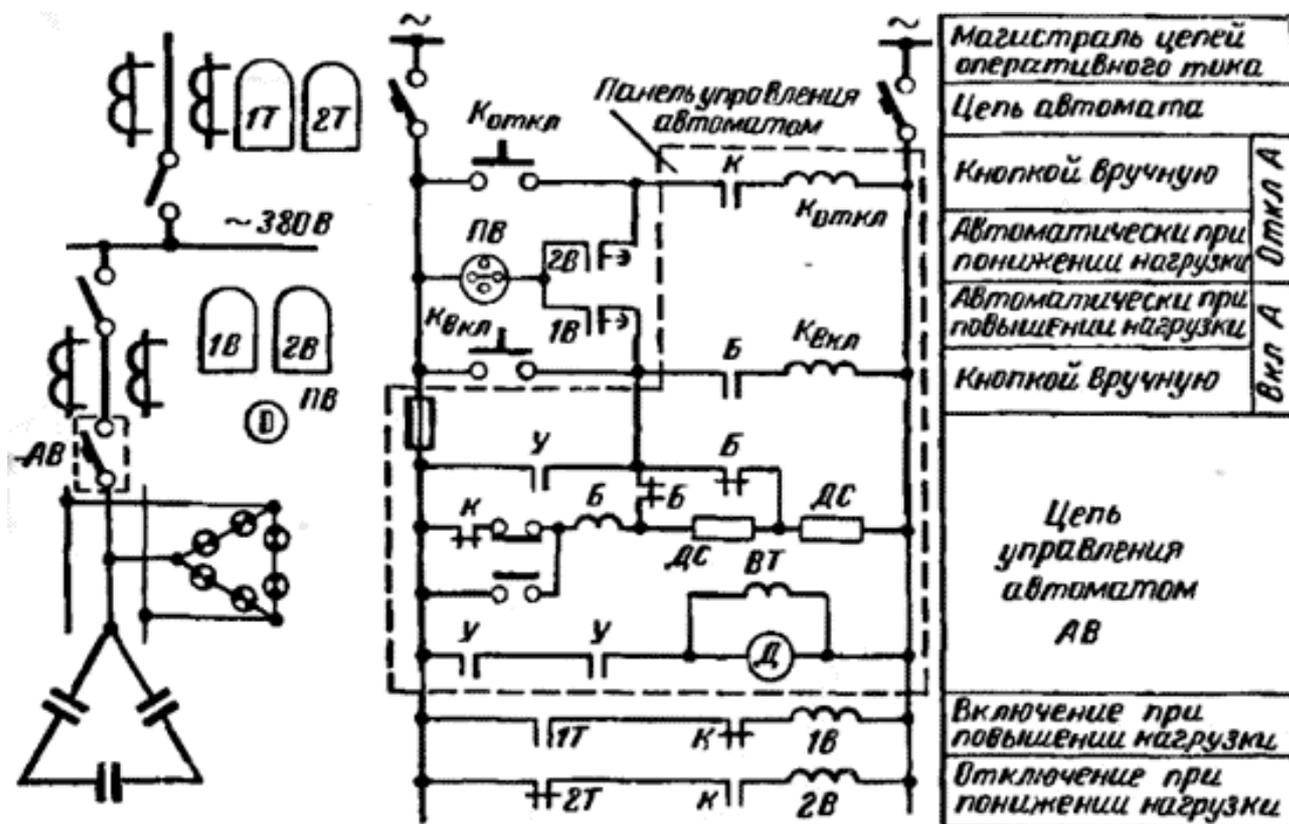


Рис. 7. Схема одноступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки.

При нагрузке на вводе подстанции меньше уставки тока включения 5 А конденсаторная установка остается отключенной. При увеличении нагрузки до значения тока 5 А срабатывает реле 1Т и замыканием своего контакта в цепи реле времени 1В с выдержкой времени 2—3 мин дает импульс на включение конденсаторной установки. Токовое реле 2Т, имея ток уставки 3 А, должно также сработать, однако отключение конденсаторной установки при этом не происходит, так как размыкающий контакт этого реле размыкается, а замыкающий блок-контакт автомата К в цепи 2В замыкается и тем самым готовится цепь для отключения конденсаторной установки. При снижении нагрузки на вводе подстанции до 3 А срабатывает реле 2Т и замыканием своего контакта в цепи 2В с выдержкой времени 2—3 мин дает импульс на отключение конденсаторной установки.

Для осуществления многоступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки могут быть использованы схемы одноступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки. На рис. 17 приведена принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки двух конденсаторных установок с примерной программой включения и отключения, действующая аналогично схемам одноступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки. Для конденсаторной установки № 1 принимается уставка тока включения 4 А для реле 1Т и уставка тока отключения 2 А для реле 2Т. Для конденсаторной установки № 2 принимается уставка тока включения 5 А для реле 3Т и уставка тока отключения 3 А для реле 4Т.

При небольшой нагрузке конденсаторные установки находятся в отключенном состоянии, так как хотя реле 2Т и 4Т сработали и контакты их замкнуты, но открыты блок-контакты выключателей. При росте нагрузки и достижении тока 4 А срабатывает реле 1Т и с выдержкой времени включает конденсаторную установку № 1. При дальнейшем росте нагрузки срабатывает реле 3Т и также с выдержкой времени включает конденсаторную установку № 2. При снижении нагрузки до 3А срабатывает реле 4Т и с выдержкой времени отключает конденсаторную установку № 2, а при дальнейшем снижении нагрузки срабатывает реле 2Т и отключает конденсаторную установку № 1.

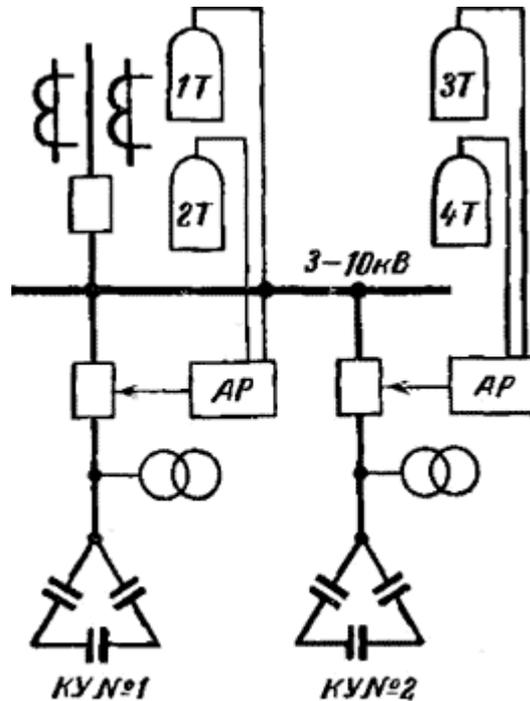


Рис.8. Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки несколькими конденсаторными установками напряжением 3 — 10 кВ.

Многоступенчатое автоматическое регулирование по току нагрузки может быть осуществлено для напряжения до 1000 В с помощью контакторов типа КТВ, установленных на каждой конденсаторной установке, и электромагнитных токовых реле типа РЭВ. действующих с выдержкой времени. На рис.18 приведена принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по току нагрузки двух конденсаторных установок, подключенных к шинам подстанции через контакторы.

## АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПО ХАРАКТЕРУ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок может быть выполнено в зависимости от изменения направления реактивной мощности, когда важно ограничивать отдачу промышленными

предприятиями реактивной мощности в сеть энергетической системы. Однако такое регулирование не всегда может соответствовать экономическому режиму работы системы электроснабжения промышленного предприятия.

Например, в максимуме нагрузок энергетической системы, когда требуется включение всех абонентских конденсаторных установок, на некоторых подстанциях предприятий возможны перетоки реактивной мощности от потребителя к системе. При таком регулировании произойдет отключение конденсаторной установки, что крайне нежелательно. Это обстоятельство приводит к тому, что указанный параметр регулирования может быть применен при условии обследования соответствующего режима эксплуатации абонентской сети.

В схеме автоматического регулирования мощности конденсаторной установки по направлению реактивной мощности в качестве пускового органа могут быть использованы обычные реле мощности при условии частичной компенсации внутреннего угла сдвига в реле включением емкости последовательно с обмоткой напряжения и соответствующим сочетанием подводимых напряжений и тока.

На рис.20 приведена схема одноступенчатого автоматического регулирования по направлению реактивной мощности с применением двух реле мощности типа РБМ-171, включенных на трансформаторы тока ввода подстанции. Схема работает следующим образом: если вырабатываемая конденсаторной установкой реактивная мощность полностью расходуется в сети потребителя, а реактивная мощность из сети энергетической системы не поступает, то вращающий момент реле будет равен нулю. Таким образом, реактивная мощность потребителя при включенной конденсаторной установке полностью компенсируется.

### **Определение управляемых источников реактивной мощности электрических сетей.**

В ЭС при питании потребителей от нескольких подстанции

нормативные коэффициенты реактивной мощности устанавливаются по каждой подстанции [5].

Для шин 6-10 кВ подстанций с высшим напряжением 500 кВ и шин генераторного напряжения нормативное значение средневзвешенного коэффициента реактивной мощности установлено  $\text{tg}\varphi_n = 0,6$ . Приведенные в табл. нормативные значения коэффициента мощности  $\text{tg}\varphi_n$  относятся к точкам раздела электросети потребителя на шинах 6-10 кВ подстанции 35-220/6-10 кВ для часов максимума нагрузки энергосистемы:

Таблица .

Значение $\text{tg}\varphi_n$ на шинах 6-10 кВ при высшем напряжении подстанции, кВ		
35	110	220
0,32	0,38	0,50

Для потребителей, питающихся от сети 0,38 кВ, нормативное значение коэффициента мощности установлено  $\text{tg}\varphi_n = 0,25$ .

При расчете, выборе и управлении необходимой мощности компенсирующих устройств следует исходить из нормативных значений средневзвешенного коэффициента мощности. Необходимая мощность компенсирующего устройства определяется на основе следующего соотношения:

$$Q_{\text{кв}} = K_{\text{м}} P_{\text{сг}} (\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_n),$$

где:  $K_{\text{м}}$  - коэффициент максимальной нагрузки, определяемый из справочника,

$P_{\text{сг}}$  - среднегодовая активная мощность, потребляемая электроустановкой, кВт (величина активной мощности  $P$  определяется расчетным путем),

$\text{tg } \varphi_1$  - тангенс угла сдвига фаз, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности за год, и определяемый по следующей формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = (W_{\text{p.г.}} - W'_{\text{p.г.}}) / W_{\text{г}}$$

где:  $W_{\text{p.г.}}$  – годовое потребление реактивной энергии без учета работы синхронных двигателей,

$W'_{\text{p.г.}}$  – годовая выработка реактивной энергии синхронными двигателями при их наивыгоднейшем  $\operatorname{tg} \varphi$  ( $\cos \varphi$ ),

$W_{\text{г}}$  – годовое потребление электроэнергии (величины в использованной формуле определяются расчетным путем),

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$  – нормативное значение тангенса угла сдвига фаз, соответствующий коэффициенту мощности после компенсации.

Управляемые компенсирующие устройства должны размещаться в местах непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность ЭС. Компенсирующие устройства в виде батареи конденсаторов напряжением 0,22 – 0,66 кВ должны устанавливаться у групповых распределительных щитков либо присоединяться в определенных точках к магистральным шинпроводам. Централизованная установка на подстанциях с присоединенным к распределительному щиту напряжением до 1000 В или к головному участку шинной магистрали может применяться лишь при недопустимости установки конденсаторов в цехе по условиям пожарной безопасности. При этом должна быть рассчитана оптимальная мощность батареи конденсаторов.

Мощность батареи конденсаторов 6 – 10 кВ не должна быть менее 400 кВАр при присоединении конденсаторов с помощью отдельного выключателя и менее 100 кВАр при присоединении конденсаторов через общий выключатель с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими электроустановками. Мощность конденсаторных батарей, устанавливаемых у групповых щитков, рекомендуется принимать не менее 10 кВАр. При мощности компенсирующего устройства больше 10 000 кВАр с согласия энергоснабжающей организации допускается установка у

потребителя КС.

ККБ батареи в целях безопасности обслуживания должны быть обеспечены специальными разрядными индуктивными и активными сопротивлениями.

Величина разрядного сопротивления (Ом):

$$r_{\text{разр}} = 15 U_{\text{ф}}^2 / (Q \cdot 10^6),$$

где:  $U_{\text{ф}}$  – фазное напряжение, кВ,  $Q$  – мощность ККБ, кВАр.

Автоматическое регулирование мощности средств компенсации реактивной мощности (конденсаторных установок) применять в тех случаях, когда у потребителя необходимо одновременно регулировать реактивную мощность и напряжения. Регулирование мощности источников реактивной мощности – конденсаторных установок может быть автоматическое, ручное или диспетчерское с использованием средств телемеханики или телефонной связи. Автоматическое регулирование реактивной мощности на основе ЭМПТН с ПИО выполняется по напряжению, по реактивной мощности, по углу  $\varphi$  между током электрической нагрузки и приложенным напряжением и по комбинированным схемам в зависимости от нескольких факторов.

Управление и оптимизация баланса реактивной мощности в ЭС, выбор мощности и места присоединения КУ проводится путем сравнения затрат на различные варианты. Исходя из расчетной нагрузки предприятия, имеющихся источников реактивной мощности и задания ЭС на переток реактивной мощности на предприятии определяют мощность КУ при минимальных затратах.

Суммарная расчетная реактивная мощность определяется по минимуму приведенных затрат в два этапа. Это выбор экономически оптимального числа трансформаторов в цеховых подстанциях и определение дополнительной мощности батарей конденсаторов для оптимального уменьшения потерь в сети 6-10 кВ и в трансформаторах.

Суммарная мощность батарей конденсаторов на низкой стороне:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2},$$

где:  $Q_{нк1}$  - мощность, определяемая на 1 этапе;  $Q_{нк2}$  - дополнительная часть мощности, определяемая на 2 этапе.

Суммарная мощность КБ распределяется между ЭП пропорционально их реактивным нагрузкам. Сначала определяют минимальное число трансформаторов подстанции. Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число определяется наибольшей расчетной активной нагрузкой:

$$N_{m.min} = P_{cm} / (\beta_m S_m) + \Delta N,$$

где:  $P_{cm}$  - средняя суммарная активная нагрузка за наиболее загруженную смен.  $\beta_m$  - коэффициент загрузки трансформаторов,  $S_m$  - мощность одного трансформатора,  $\Delta N$  - добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов [4]:

$$N_{m.э} = N_{m.min} + m,$$

где:  $m$  – добавочное число трансформаторов,  $N_{m.э}$  определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянной составляющей капитальных затрат:

$$Z^* = \beta_m Z_{nc}^*,$$

где:  $Z_{nc}^*$  - усредненные приведенные затраты на конденсаторы на подстанции. При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов принимают  $Z_{nc}^* = 0,5$ . Тогда  $m$  определяется в зависимости  $m(N_{m.min}; \Delta N)$  из графиков [1] для

заданного коэффициента использования трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов  $N_{m.э}$  определяется реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть до 1 кВ:

$$Q_m = \sqrt{(N_{т.э} \beta S_t)^2 - m_{т.макс}^2}.$$

Полученное значение используется при расчете мощности батарей конденсаторов ниже 1 кВ для данной группы трансформаторов:

$$Q_{нк1} = Q_{m.макс} - Q_m.$$

где:  $Q_{m.макс}$ ,  $P_{m.макс}$  - максимальные нагрузки данной группы трансформаторов за наиболее загруженную смену.

Если  $Q_{нк1} \leq 0$ , то по 1-му этапу расчета установка батарей конденсаторов не требуется и следует принять  $Q_{нк1} = 0$ .

Дополнительная мощность батарей конденсаторов  $Q_{нк2}$  для данной группы трансформаторов равна:

$$Q_{нк2} = Q_{m.макс} - Q_{нк1} - \gamma N_{m.э} S_{тв}$$

где:  $\gamma$  - коэффициент, зависящий от некоторых показателей  $\kappa1$  и  $\kappa2$  и схемы питания цеховой подстанции (магистральная или радиальная). Коэффициенты  $\kappa1$  и  $\kappa2$  зависят от расчетной стоимости потерь электроэнергии, от района страны, от сменности работы предприятия и от других факторов, причем,  $\kappa1$  - коэффициент удельных потерь,  $\kappa2$  - коэффициент, зависящий от конструкции линии. Из [85] значение коэффициента  $\kappa1$ :

$$\kappa1 = 10^3 (Z_{нк} - Z_{вк}) / C_o,$$

где:  $Z_{нк}$  и  $Z_{вк}$  - усредненные кумулятивные затраты на конденсаторы низкой и высокой стороны,

$C_o$  - удельная стоимость батарей конденсаторов.

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчетов  $k_1$  рекомендуется принимать по таблице [85], для объединенной ЭС при двухсменной работе  $k_1=12$ . При мощности трансформатора 1000 кВ·А и принятой длине линий до 0,5 км находим  $k_2=2$  по графику [85]. Тогда из графиков [85] определяю  $\gamma=0,6$ .

Зная максимальные нагрузки групп трансформаторов за наиболее загруженную смену, для каждой группы трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число определяю наибольшей расчетной активной нагрузкой:

$$N_{m.min} = P_{cm} / (\beta_m S_m) + \Delta N,$$

При выборе числа и мощности трансформаторов для питания электрической сети ниже 1 кВ следует учитывать, что при повышении мощности трансформаторов 10/0,4 кВ выше 1000 кВ·А резко возрастает их стоимость.

### **УПРАВЛЕНИЕ ИСТОЧНИКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ**

Для каждой подстанции определяется не скомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 6-10 кВ для каждого трансформатора:

$$Q_{нгт} = Q_{max.m} - Q_{нкф} + \Delta Q_m,$$

где:  $Q_{нгт}$  - реактивная нагрузка трансформатора,  $Q_{max.m}$  - максимальная

расчетная нагрузка трансформатора,  $Q_{нкф}$  - фактическая реактивная мощность конденсаторов на стороне до 1 кВ,  $\Delta Q_m$  - потери реактивной мощности в трансформаторе, зависящие от его коэффициента загрузки.

Для каждого распределительного пункта или подстанции определяется не скомпенсированная реактивная нагрузка на высокой стороне как сумма питающихся от него цеховых подстанций и других потребителей. Суммарная мощность батарей конденсаторов 6-10 кВ определяется из баланса мощности для всего предприятия:

$$Q_{вк} = \sum Q_{pni} - Q_{сд.р} - Q_{эл},$$

где:  $Q_{pni}$  - расчетная реактивная нагрузка на шинах 10 кВ  $i$ -того РП,  $Q_{сд.р}$  - располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей.

Если  $Q_{вк} \leq 0$ , то конденсаторы на высокой стороне не устанавливаются, а полученный  $Q_{вк}$  сообщают в энергосистему для согласования нового значения входной мощности  $Q_{эл}$ .  $Q_{вк}$  распределяется между отдельными секциями подстанции пропорционально их не скомпенсированной реактивной мощности на шинах 6-10 кВ. Затем  $Q_{вк}$  отдельной секции округляются до ближайшего стандартного значения величины ККУ. Расчетная реактивная нагрузка складывается из расчетной реактивной мощности приемников 6-10 кВ (коэффициент, который в данном случае равен нулю, т.к. нет приемников на стороне 10 кВ); из не компенсируемой реактивной мощности сетей до 1 кВ и потерь реактивной мощности в сетях 6-10 кВ. При заданных параметрах экономически выгодно использовать всю располагаемую реактивную мощность установленных синхронных двигателей, определяемую по формуле

$$Q_{сд.р} = \alpha_m \sqrt{P_{сд.ном}^2 + Q_{сд.ном}^2},$$

где:  $\alpha_m$  - дополнительный коэффициент перегрузки, зависящий от  $\beta$  и  $\cos \varphi$ .

Для компенсирующих устройств на напряжение 10 кВ в качестве высоковольтной коммутационной аппаратуры обычные масляные и

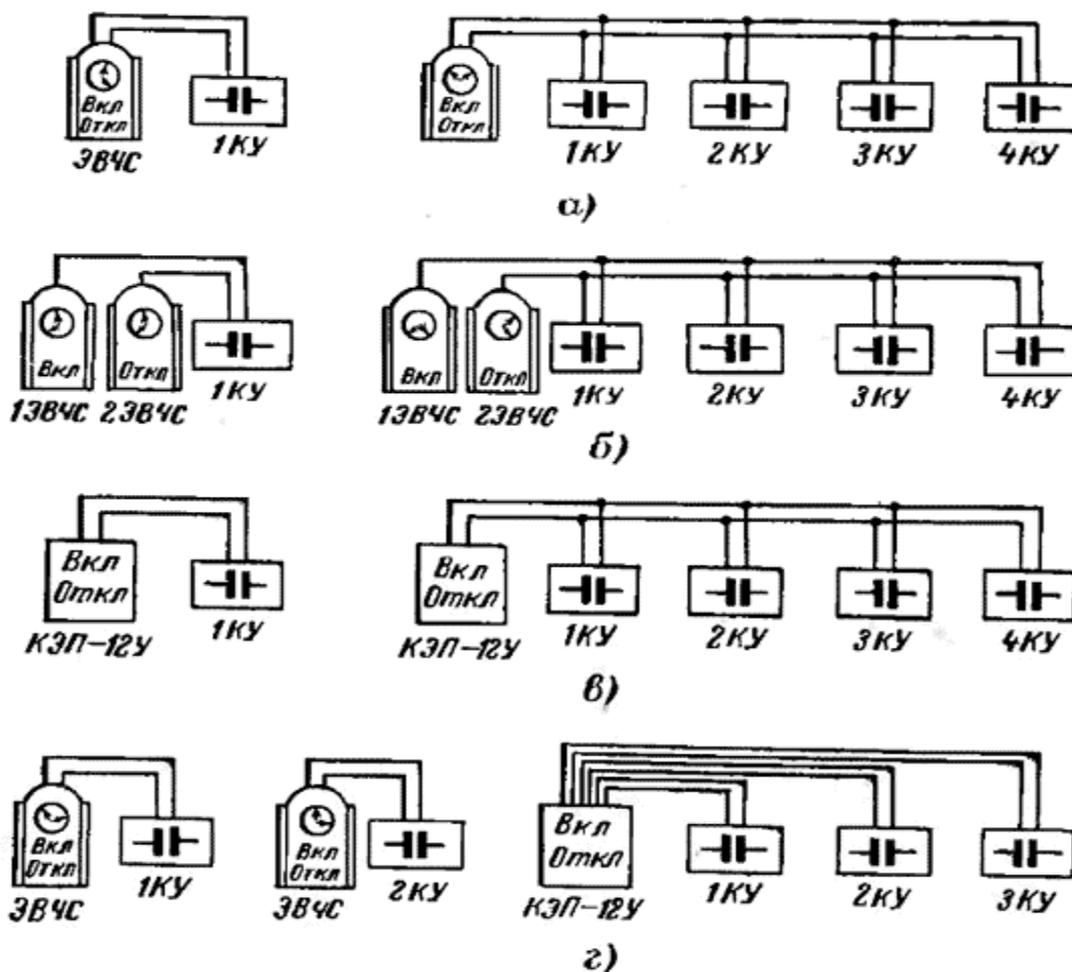
воздушные выключатели не полностью удовлетворяют специальным требованиям, предъявляемым к выключателям, коммутирующим чисто емкостную нагрузку. Их следовало бы дооборудовать специальными гасительными камерами или дополнительными шунтирующими сопротивлениями. Наиболее пригодны для работы в компенсирующих устройствах вакуумные и элегазовые выключатели, допускающие быстрые и частые переключения и практически исключающие повторные зажигания дуги. Но у них мала отключающая мощность. Самым лучшим образом при работе в компенсирующих устройствах показал себя малообъемный масляный выключатель типа ВМП-10-1000/500. Он надежно включает и отключает токи компенсирующего устройства мощностью до 2500 кВАр при номинальном напряжении 10,5 кВ и максимальном рабочем напряжении 12 кВ без повторных зажиганий и перенапряжений.

Предохранители для батарей конденсаторов на 10 кВ выбирается из условия:

$$i_g \leq 1.6 * n * \frac{Q_k}{\sqrt{3} * U_n} \dots$$

Мощность  $Q_{вк}$  распределяется между отдельными секциями подстанции пропорционально их не скомпенсированной реактивной мощности на шинах 10 кВ.

## Автоматическое регулирование конденсаторных установок по времени суток



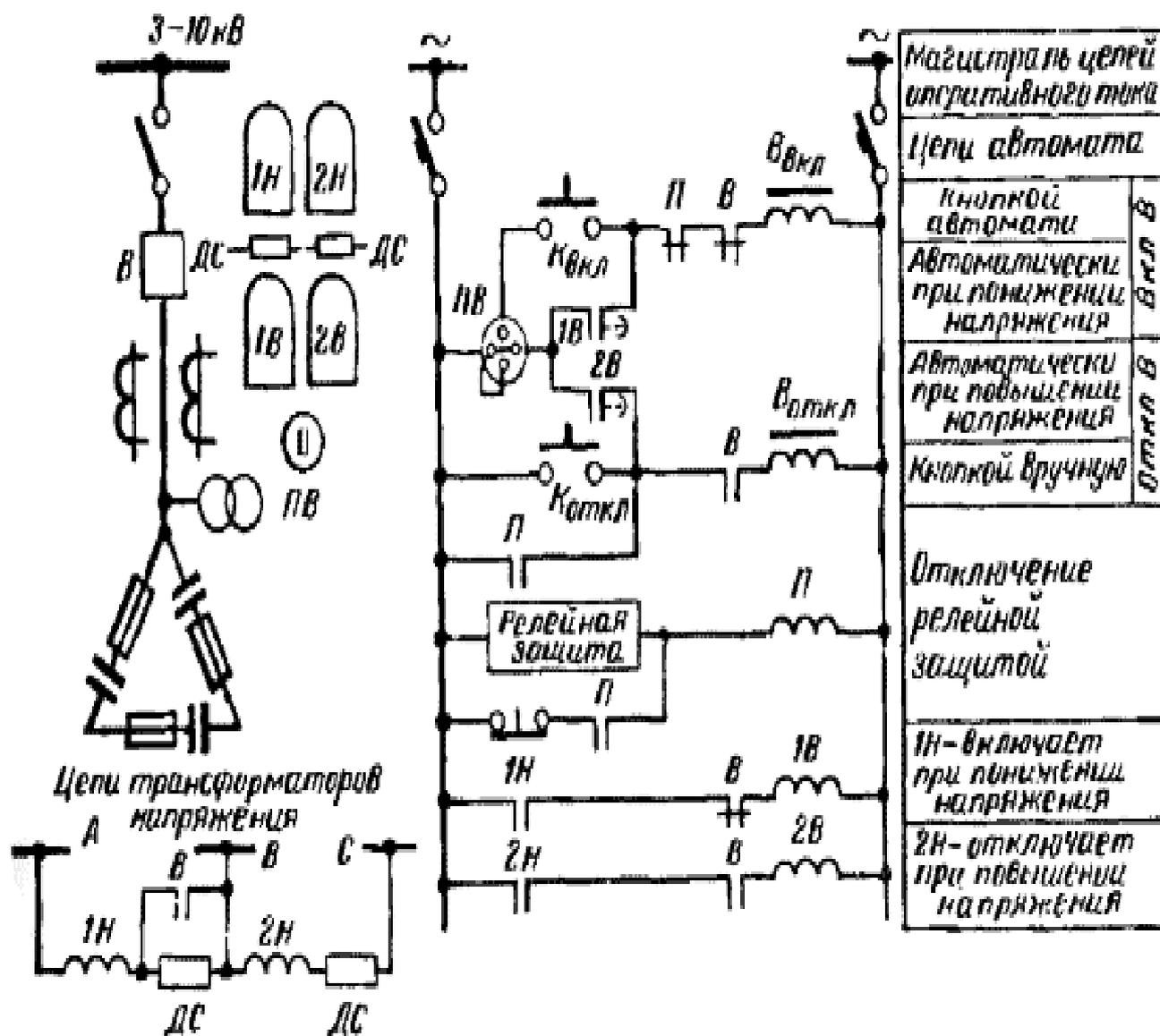
а — одноступенчатое регулирование с одним ЭВЧС для одной или нескольких конденсаторных установок;

б — то же, но с двумя ЭВЧС;

в — то же, но с одним КЭП-12У;

г — многоступенчатое регулирование с одним ЭВЧС или КЭП-12У.

**Схема одноступенчатого автоматического регулирования по напряжению с двумя реле напряжения.**



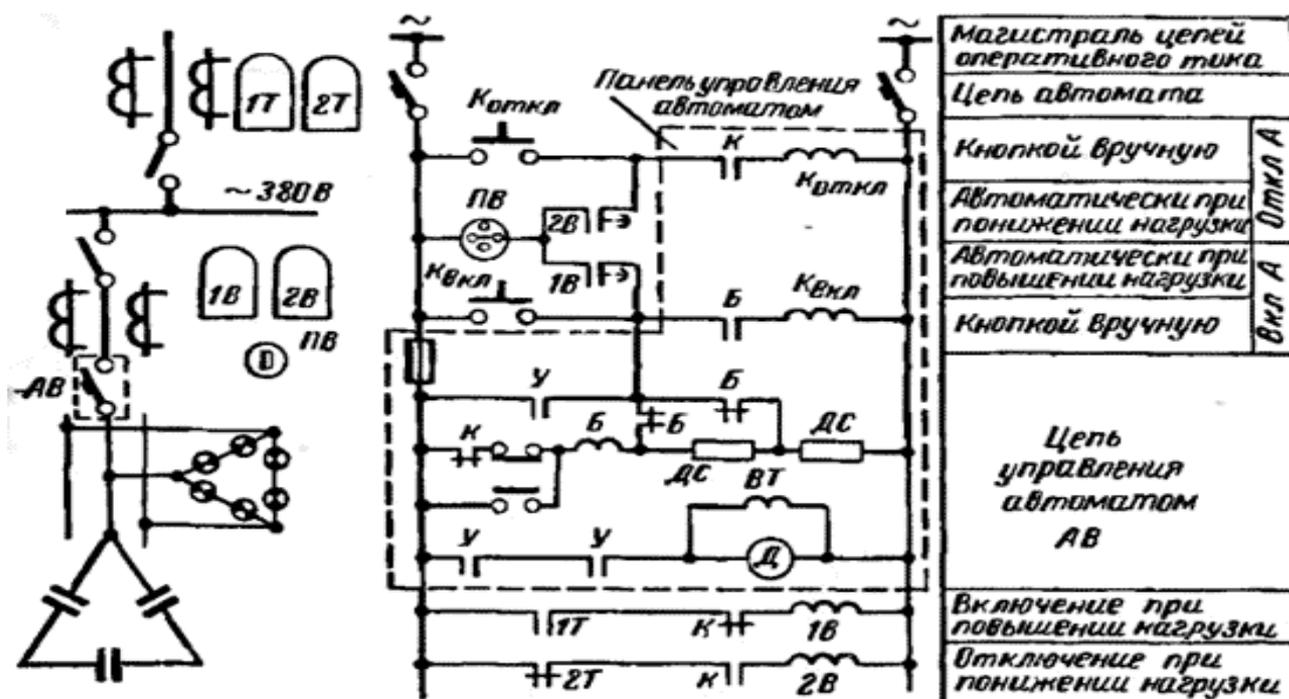
1Н — реле минимального напряжения РН-54/16D;

2Н — реле максимального напряжения РН-53/200;

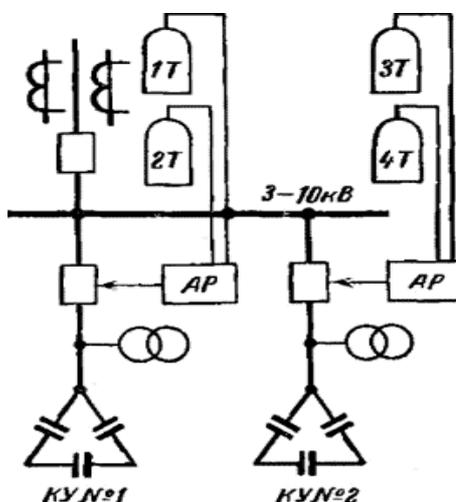
ДС — добавочное сопротивление порядка 1000 Ом;

В — выключатель.

Схема одноступенчатого автоматического регулирования и защиты по току нагрузки.



Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования и защиты по току нагрузки несколькими конденсаторными установками напряжением 10 кВ.



## О значении энергосбережения

Энергосбережение должно стать важнейшим направлением в энергетике страны, так как благодаря ему можно решать многие проблемы: снижение добычи первичных энергоресурсов, уменьшение выбросов вредных веществ в атмосферу при производстве электрической и тепловой энергии, снижение потребности в инвестициях в энергетику, повышение конкурентоспособности отечественных товаров и услуг за счет снижения затрат на энергию.

Мероприятия по энергосбережению должны быть системными и включать в себя экономические, организационно-распорядительные, технические и социально-психологические методы.

Долгое время основным показателем успешного развития топливно-энергетического комплекса считался рост производства энергоресурсов. Должного внимания их рациональному использованию и экономии не уделялось. Экономическая оценка работы предприятий проводилась по валовым показателям, рост которых и обеспечивал экономическое благополучие предприятий и работников всех рангов.

Энергосберегающая политика государства должна осуществляться в отношении каждого конкретного потребителя энергоресурсов - производителя конкретной продукции и на всех стадиях его функционирования.

Энергосберегающая политика - это ориентированный на длительную перспективу комплекс мер по повышению эффективности использования энергоресурсов путем:

- сокращения расхода конечной энергии на удовлетворение соответствующего объема общественных потребностей;

- повышения эффективности использования энергоресурсов совершенствованием системы" добыча - преобразование - распределение - использование" на каждом ее этапе;

- замещения дорогих и ограниченных по запасам источников энергии

(нефти и природного газа) более дешевыми и возобновляемыми источниками энергии;

применения перспективных технологий, повышающих энергоэффективность использования энергоресурсов при обеспечении экологических требований.

Основные задачи системы государственного регулирования в реализации энергосбережения:

- создание соответствующей законодательной, нормативно-правовой и методической базы, стимулирующей реализацию энергосберегающих мер;
- обеспечение условий правовой и экономической заинтересованности;
- определение уровня эффективности использования предприятием потребляемых энергоресурсов и выявление потенциала энергосбережения.

Энергосбережение осуществляется на основании проведения энергетической экспертизы на стадии проектирования и пуска предприятия или энергетического обследования во время его эксплуатации путем сопоставления фактической величины удельной энергоемкости затрат при производстве продукции или услуг с нормативным значением удельной энергоемкости. Это особенно важно для энергетических предприятий, в которых должен быть обеспечен соответствующий удельный расход топлива (табл.3.1).

Для того чтобы показать читателю масштабы потребления первичных энергоресурсов электростанциями для выработки электроэнергии, приведем суточную их потребность при условии, что мощность станции 1000 МВт (табл.3.2).

Уровень эффективности использования ТЭР при производстве любого вида продукции и реализации услуг должен соответствовать достигнутому в стране и экономически оправданному уровню развития работающей и создаваемой техники, используемых технологий и преобразуемым материалам при соблюдении требований к охране окружающей среды. Этот

уровень может быть оценен отношением фактической удельной электроемкости затрат при производстве и реализации продукции или услуг к ее нормативному значению с учетом некоторых поправок.

Очевидно, что в условиях рыночной экономики проводить широкую модернизацию и обновление основных фондов, увеличивать добычу и производство энергоресурсов, осуществлять действенную энергосберегающую политику, решать экологические и социальные проблемы одновременно и в

необходимых масштабах государство не может из-за недостатка финансовых и материальных ресурсов. Однако, держать под контролем этот вопрос, разработать соответствующие правонормативные документы и комплексные Государственные программы может, что и делается в республике в настоящее время.

Западные страны после энергетического кризиса 70-х годов создали программы энергосбережения, включающие правовые и экономические стимулы для осуществления крупных энергосберегающих мероприятий, вложив необходимые финансовые и материальные ресурсы в экономию топлива (особенно нефти и нефтепродуктов) и энергии. В результате осуществления комплекса энергосберегающих актов экономика западных стран и США процветает при устойчивом и надежном снабжении нефтью и нефтепродуктами. Например, за 10 лет потребление нефти снизилось в США на 65, в Англии - на 20, в ФРГ - на 21, во Франции - на 30 млн т условного топлива. Почти 10 лет экономика США и стран Западной Европы развивалась без прироста потребления энергоресурсов.

Экономическая эффективность энергосбережения настолько велика по сравнению с наращиванием добычи и производства энергоресурсов, что ее реализация позволит одновременно решить проблему обновления и модернизации основных фондов, экологические и социальные проблемы; создаст условия для увеличения добычи и производства топлива и энергии,

если это потребуется в более отдаленной перспективе. При этом следует помнить, что 1т условного топлива, сэкономленного у потребителя, равноценна добыче не менее 1,3-2 т условного топлива. По оценкам специалистов, отдача от энергосбережения в три раза превосходит вложенные в него средства /393/.

Энергопотребление в расчете на одного жителя в некоторых странах мира приведено в табл. 3.3.

Энергоемкость ВВП в таких странах, как США, Франция, Германия, Япония соответственно равны - 0,795, 0,380, 0,355, и 0,352 т.у.т/1000 долл.ВВП.

В обеспечении энергетической безопасности весьма важное значение имеет диверсификация энергопотребления. Согласно исследованиям зарубежных специалистов, оптимальным является следующее соотношение угля (У), нефти (Н), природного газа (Г), атомной энергетики (А), гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (Гд) в топливно-энергетическом балансе:

$$У : Н : Г : А : Гд = 32 : 25 : 26 : 10 : 7.$$

Такое соотношение определяется прежде всего количеством запасов различных видов энергетического сырья. Выбор вида топлива, технологии сжигания и использования зависит от многих факторов, прежде всего, финансовых возможностей государства. В табл.3.4 приведены удельные капиталовложения в электрические станции различных типов.

Подходы к организации стимулирования энергосбережения на начальном и последующем этапах различаются.

Опыт проведения энергосберегающей политики в **развитых странах** показывает, что существуют три крупных направления энергосбережения.

Первое эффективное малозатратное направление для начальной стадии осуществления энергосберегающей политики - это рационализация использования топлива и энергии. Экономические стимулы практически

отсутствуют, основной упор делается на организационные меры с одновременным ускоренным созданием экономических основ, мобилизующих производителей и потребителей ТЭР на энергосбережение. Анализ опыта других странах показывает, что от 50 до 70% реализуемого потенциала энергосбережения приходится, в первую очередь, на организационные мероприятия /393/. Это, прежде всего, прекращение выпуска неконкурентоспособных товаров, ликвидация потерь в промышленности, в сельском и коммунально-бытовом хозяйстве. За счет реализации этого направления можно сократить потребность в топливе и энергии на 12-15 %.

На рис. 3.1. приведены потери электроэнергии в некоторых странах, из которых видно возможности повышения эффективности энергосбережения.

Второе направление связано со структурной перестройкой экономики, изменением темпов развития энергоемких и менее энергоемких отраслей. Например, энергоемкость продукции легкой промышленности, сферы услуг, строительства в 8-10 раз ниже, чем в топливно-энергетических отраслях и в 12-15 раз ниже, чем в металлургии. Резерв снижения

потребности в топливно-энергетических ресурсах за счет структурных изменений в экономике страны составляет 10-12% от существующего потребления.

Третье направление - это внедрение энергосберегающих технологий, процессов, аппаратов и оборудования в наиболее энергоемких отраслях. Кроме того, энергосберегающие технологии являются экологически чистыми и не требуют дополнительных затрат на решение социальных проблем.

Анализ зарубежного опыта проведения энергосберегающих мероприятий показывает наличие двух временных этапов. На первом этапе (перспектива 3-5 лет) реализуются мероприятия по рациональному использованию и всемерной экономии энергоресурсов, которые не требуют крупных затрат. Это - организационные меры (плановые и законодательные) по совершенствованию средств учета и контроля, повышению ответственности

каждого руководителя и потребителя при использовании энергии, а также применение таких рычагов, как материальное и моральное стимулирование, ликвидация непроизводительных потерь энергии, использование вторичных энергоресурсов, улучшение качества топлива и энергии и т.д.

На втором этапе главными мерами энергосберегающей политики станут массовое внедрение новых энергосберегающих технологий, в том числе путем замены устаревшего оборудования, реконструкции действующих производств, снижения материалоемкости продукции и внедрения менее энергоемких материалов, рационализации схем транспортных перевозок и сочетанием разных видов транспорта, повышением уровня теплоизоляции существующего фонда зданий, изменение структуры отраслей экономики в целях снижения ее удельной энергоемкости. На этом же этапе будут приняты меры к массовому замещению жидкого и экономии газообразного топлива за счет использования твердого топлива и возобновляемых энергоресурсов. При всей значимости для народного хозяйства осуществления первого этапа энергосберегающей политики, ее второй этап является генеральной линией коренного повышения энергетической эффективности.

Имеются принципиальные отличия в содержании прогноза экономии энергетических ресурсов на ближнюю (10-15 лет) и более дальнюю перспективу. Прогноз на ближнюю перспективу основан на анализе существующей техники и имеющейся номенклатуры выпускаемой продукции. Целью такого прогноза является разработка предложений по реализации конкретных мероприятий, снижающих потребление топлива и энергии или высвобождающих дефицитные виды энергоресурсов.

Прогноз на более дальнюю перспективу (20-30 лет) обладает значительно большей степенью неопределенности. В этот период произойдет практически полная смена оборудования и технологий, производство одних видов продукции будет заменено другими, будут реализованы научно-технические достижения, конкретные результаты которых еще далеко не

ясны. Поэтому на этом этапе прогноз экономии по сути сводится к прогнозу научно-технического прогресса в энергопотреблении.

В странах с развитой рыночной экономикой реализация энергосберегающей политики осуществлялась путем принятия крупных и жестких законодательных и экономических мер. Учитывая это, нужно предусмотреть механизм законодательного и экономического стимулирования всех поставщиков и потребителей энергоресурсов для обеспечения эффективности энергосберегающей политики. Особое внимание следует уделить изысканию финансовых и материальных ресурсов, необходимых для осуществления этой политики.

Весьма важными являются вопросы тарифообразования и финансирования при проведении энергосберегающих мероприятий (табл.3.5).

Необходимо поэтапное внедрение энергосберегающей тарифной политики для стимулирования энергосбережения у потребителей. В основном, это дифференциация тарифов по времени (суток, недели, года для регулирования электрической и тепловой нагрузки), по объемам потребления энергии (для сдерживания превышения стандартов потребления), по объемам экономии энергии (для премирования за реализацию мер по энергосбережению).

Кроме того, это тарифные кредиты, т.е. временное снижение тарифов для потребителей, осуществляющих энергосбережение. Тарифный кредит предоставляется как безвозвратный (дотации предприятий ТЭК, особенно для бюджетных организаций), беспроцентный (с возвратом долговых сумм через оговоренный промежуток времени) или процентный (то же, но с процентами).

Традиционными источниками финансирования энергосбережения являются собственные средства предприятий. Важным источником финансирования энергосбережения должны стать кредиты отечественных и зарубежных инвесторов. Еще один источник инвестиций - республиканский и региональные фонды энергосбережения, создаваемые за счет отчислений

от абонентной платы и из тарифа электростанций, энергопроизводящих предприятий и других источников. Предприятия ТЭК должны инициировать создание таких фондов энергосбережения. Фонды энергосбережения в ряде случаев могут служить гарантией для привлечения инвестиций для особо важных проектов. Дополнительным источником финансирования энергосбережения могут служить средства специально организованных энергосберегающих компаний (ЭСК). Осуществляя коммерческую деятельность в сфере энергосбережения, часть средств они могут направлять на энергосбережение.

### **Загрязнение воздуха выбросами оксидов азота и серы**

Основное количество оксидов азота поступает в атмосферу Земли в результате природных процессов. Количество оксидов азота антропогенного происхождения значительно меньше, однако антропогенные выбросы представляют наибольшую опасность, так как сосредоточены в центрах цивилизации. В табл.5.7 приведены значения удельных выбросов основных компонентов отходящих газов при сжигании органических топлив.

Источниками оксидов азота, которые выбрасывают в атмосферу тепловые электростанции, являются молекулярный азот воздуха, подаваемого на горение и азотсодержащие компоненты топлива, выделяющиеся при быстром нагревании мазутных капель или угольных частиц в топочной камере. Из азота воздуха при высоких температурах образуются оксиды азота.

Оксиды азота, поступившие в атмосферу от ТЭС, приносят большой вред окружающей среде независимо от механизма их образования. Для сокращения этих выбросов весьма важно знать, как образовались оксиды азота, поскольку количество  $\text{ИО}_x$  зависит от основных параметров топочного процесса.

Среди различных форм оксидов азота: N, O, NO,  $\text{N}_2\text{O}_3$ ,  $\text{NO}_2$ ,  $\text{N}_2\text{O}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}_5$  практическое значение в экологическом аспекте имеют оксид NO и диоксид

$\text{NO}_2$ , сумму которых (обычно в пересчете на  $\text{NO}_2$ ) принято обозначать как  $\text{NO}_x$ . Оксид азота - прозрачный, бесцветный газ, превращающийся в жидкость при температуре  $-151,7^\circ\text{C}$  и атмосферном давлении. Плотность

$\text{NO}$  (при  $t=20^\circ\text{C}$ ) равна  $1,34 \text{ кг/м}^3$ . Это химически малоактивный, плохо растворимый в воде газ. Образующиеся при сжигании топлив и содержащиеся в дымовых газах оксиды азота на 97-99 % состоят из  $\text{NO}$ .

Диоксид азота оказывает отрицательное влияние на здоровье людей. Проявляется это, прежде всего, в поражении органов дыхательной системы, легких. Крайне опасным для жизни может оказаться даже кратковременное вдыхание воздуха с концентрацией диоксида азота  $200-500 \text{ мг/м}^3$ . Особенно подвержены отрицательному воздействию диоксида азота дети. Большую опасность для живых организмов представляет образование канцерогенных веществ в реакциях с участием оксидов азота. Диоксид азота, обладая высокой поглощающей способностью в ультрафиолетовой области спектра, при наличии в воздухе других загрязняющих ингредиентов, например углеводородов, вступает с ними в реакции с образованием фотохимических туманов (смогов), содержащих ядовитые вещества.

В отличие от монооксида азота,  $\text{NO}$ , более активный в химическом отношении газ красно-бурого цвета с удушливым и резким, раздражающим запахом. Диоксид азота хорошо растворим в воде, легко сжижается при атмосферном давлении и температуре  $21,15^\circ\text{C}$  в красно-бурую жидкость, которая при  $-10,2^\circ\text{C}$  твердеет, образуя бесцветные кристаллы. Плотность  $\text{NO}_2$  (при  $20^\circ\text{C}$ ) равна  $2,05 \text{ кг/м}^3$ . Токсичность  $\text{NO}_2$  в несколько раз превосходит токсичность  $\text{NO}$ .

Эмиссия оксидов азота на ТЭС и в котельных может быть уменьшена за счет правильного выбора избытка воздуха, исключения из работы одной или нескольких горелок, перераспределения избытков воздуха по ярусам или по отдельным горелкам. При правильной настройке топочного процесса

реализация этих мероприятий приводит к снижению выбросов  $\text{NO}_x$  на 10-40%. Большая цифра относится к котлам, сжигающим природный газ или высокорреакционные каменные угли.

При сжигании некачественных топлив внедрение "малотоксичного" сжигания без соответствующей реконструкции топочной камеры может вызвать шлакование экранов, высокотемпературную коррозию или увеличение потерь с недожогом топлива.

В целях очистки дымовых газов от оксидов азота применяют различные технологии, в том числе рассмотренные в главе 4 селективное каталитическое восстановление (СКВ) и селективное некаталитическое восстановление (СНКВ) с использованием аммиака, аммиачной воды или мочевины.

Эффективность этих методов очистки достаточно высока: метод СКВ, например, позволяет снизить выбросы  $\text{NO}_x$  на 90 %. Другим важным достоинством указанных методов очистки дымовых газов является отсутствие побочных продуктов, так как в результате взаимодействия  $\text{NO}$  с аммиаком образуются безвредные водяные пары  $\text{H}_2\text{O}$  и азот  $\text{N}_2$ .

Все известные технологические методы подавления оксидов азота на пылеугольных котлах, включая малотоксичные горелки или различные схемы ступенчатого сжигания, фактически являются способами создания восстановительных зон, которые необходимы для деструкции  $\text{NO}_x$ .

Диоксид серы  $\text{SO}_2$  представляет собой бесцветный газ с резким удушающим запахом, плотностью 2,93 г/м<sup>3</sup> растворимый в воде. Растворимость 80, изменяется прямо пропорционально абсолютному давлению. При растворении диоксид серы взаимодействует с водой, образуя сернистую кислоту.

Расчеты показывают, что примерно 90 %  $\text{SO}_2$  выпадает из дымовых газов на почву в радиусе примерно 15-35 высот дымовых труб. Этим объясняется принятое в большинстве промышленно развитых стран законодательство по диоксиду серы: обеспечивать не только технически достижимое содержание

SO<sub>2</sub> в выбрасываемых в воздух газах, но и степень его улавливания: около 60% - для котлов малой мощности и 90% - для котлов большой мощности. Только 10% SO<sub>2</sub> переносится в другие регионы под действием атмосферных потоков. В атмосферном воздухе диоксид серы "живет" до 3 суток и весь выпадает на растительность, здания, почву и в природные водоемы.

Предельно допустимые концентрации диоксида серы:

- максимальная разовая (за время отбора пробы 20 мин) - 0,5 мг/м<sup>3</sup>;
- среднесуточная - 0,05 мг/м<sup>3</sup>. В воздухе рабочих помещений концентрация диоксида серы не должна превышать 10 мг/м<sup>3</sup>.

Диоксид серы в атмосфере под действием озона, образующегося из кислорода воздуха в результате солнечной радиации, окисляется до триоксида серы SO<sub>3</sub>, который соединяется с водяным паром воздуха и образует пары серной кислоты.

### **Выпадение кислотных осадков**

Многие годы кислотные дожди - одна из серьезных проблем локального и регионального загрязнения окружающей среды. Причина кислотных дождей - эмиссия в атмосферу оксидов серы и азота, причем основная часть выбросов приходится на долю теплоэнергетики. Количество ежегодных антропогенных выбросов SO<sub>2</sub> составляет 108 т/г.

Основным антропогенным источником кислотных осадков является тепловая энергетика. Для Западной Европы, например, выбросы ТЭС дают около 45% эмиссии SO<sub>2</sub>, а выбросы промышленности - около 40% . Ежедневный выброс оксидов серы в пожаре на нефтяных скважинах Кувейта в период войны в заливе 1991 г. составлял около 4-104 т/день.

В мире наиболее крупные антропогенные источники выбросов оксидов азота - тепловая энергетика ~ 22% и транспортные средства ~ 44%. В то время как выбросы SO<sub>2</sub> осуществляются преимущественно на высотах 100-300 м, выброс NO<sub>x</sub> происходит в приземной зоне. На большую высоту осуществляется и естественный выброс серосодержащих летучих веществ

при извержениях вулканов, представляющий, в основном,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CS}_2$ , карбонилсульфид, т.е. соединения восстановленной серы. Эти вещества, вступая в химические реакции с присутствующими в атмосфере окислителями, в первую очередь с радикалом  $\text{OH}^*$  - основным очистителем атмосферы, формируют  $\text{SO}_2$ . Озон окисляет оксиды азота до высших окислов с конечным образованием паров азотной кислоты  $\text{HNO}_3$ . Пары обеих кислот (серной и азотной) имеют плотность в 3-4 раза больше плотности воздуха, что обеспечивает их интенсивное гравитационное осаждение. Атмосферные осадки ускоряют поступление этих кислот в почву. Процесс вымывания из атмосферы кислых компонентов, в том числе и дымовых газов, называют кислотными дождями. В результате пресноводные водоемы и реки быстро закисляются, что приводит к гибели части водной флоры и фауны или замене их другими, более стойкими формами, но не обеспечивающими необходимую регенерацию воды. К этому следует добавить, что смесь серной и азотной кислот имеет способность растворять тяжелые металлы. В результате смесь серной и азотной кислот постоянно растворяет тяжелые металлы и с грунтовыми водами вносит их в пресную и питьевую воду, что отравляет живые организмы, включая человека.

Таким образом, действие диоксида серы проявляется двояко: он, вследствие наличия высоких дымовых труб ТЭС, интенсивно загрязняет не только район размещения тепловой электростанции, но и удаленные, а также стимулирует через кислотные дожди интенсивное поступление тяжелых металлов в пресные водоемы и в почву, а значит и в сельскохозяйственные продукты.

Заканчивая перечисление экологических воздействий, связанных с выбросами оксидов азота и серы в атмосферу, необходимо упомянуть не только о кислотных дождях, парниковом эффекте, но также и разрушении озонового слоя атмосферы Земли, в котором, по мнению ряда ученых, участвует гемиоксид азота  $\text{N}_2\text{O}$ .

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каримов И.А. / Миллий истиқлол мафқураси — халқ эътиқоди ва буюк келажакка ишончдир // Тошкент, Ўзбекистон, 2000, 32 б.
2. Аллаев К.Р. Энергоэффективность и возобновляемые источники энергии. Труды Международной конференции « Современные научно-технические решения эффективного использования возобновляемых источников энергии». Т. «Проблемы энерго- и ресурсосбережения». Спец. выпуск, 2011.
3. Аллаев К.Р. Электроэнергетика Узбекистана и мира. Т.: Fan va tehnologiyalar, 2009, 463 с.
4. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Т.: «Молия», 2007, 388 с.
5. Воропай Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепции, состояние и перспективы. М. Автоматизация и ИТ в энергетике, №3, 2011.
7. Положение о порядке организации работ по компенсации реактивной мощности // Тешабаев Б.М., Юсупалиев М.М, Салиев А.Г., Сиддиков И.Х., Умаров Ф.У. / Утв. N 1864 от 10.10.2008. Минюст. РУз. Ташкент, ГИ Уздавэнергонадзорат. - 2008. – 24 с.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (Официальное издание) / Гуломов Б.Х., Салиев А.Г., Ташпулатов Б.Т., Тешабаев Б.М., Кадыров Т.М., Каримов Х.Г., Камалов Т.С., Халиков С.С., Саидходжаев А.Г., Гайибов Т.Ш., Сиддиков И.Х., Усманов Э.Г., Бурхонходжаев О.М., Таслимов А.Д., Рисмухаммедов Д.А., Сайфуллаева Л.И. Ташкент: ГИ Узгосэнергонадзор. - 2007. – 450 с.
9. Гайибов Т.Ш., Шарипов У.Б., Сиддиков И.Х., Махмудов Т., «Минимизация потерь при передаче электроэнергии по основным электрическим сетям Республики Узбекистан оптимизацией реактивных мощностей источников и коэффициентов трансформации трансформаторов» // Отчет по теме ИТД – 3 – 123 НИЛ «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии» при ТашГТУ, -Ташкент. -2012. – 22 с.
10. Ильяшов В. П. Автоматическое регулирование мощности

конденсаторных установок М., «Энергия», 1966.

11. Сиддиков И.Х., Назаров Ф.Д. Моделирование и исследование электромагнитных преобразователей тока системы автоматического регулирования источников реактивной мощности // Проблемы энерго и ресурсосбережения. – Ташкент, 2011. - №3-4. – С.61-66.

12. Сиддиков И.Х. Электромагнитные преобразователи тока в напряжение с плоскими измерительными обмотками. Монография. – Ташкент, ТашГТУ, 2012. – 106 с.

13. [www.energoinform.ru](http://www.energoinform.ru)

14. [www.bilim.uz](http://www.bilim.uz)

15. 18. [www.ziyonet.uz](http://www.ziyonet.uz)