

Министерство нефтяной промышленности

**УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

РД 39-0147323-803—89-Р

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕН
заместителем министра,
начальником Главтюменнефтегаза
В. И. Грайфером
14 декабря 1988 г.

УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803—89-Р

Настоящий документ разработан
Государственным научно-исследовательским
и проектным институтом нефтяной и газовой
промышленности им. В. И. Муравленко
(Гипротюменнефтегазом)

Директор

Ю. А. Лукашкин

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ:

Зам. главного инженера, к. т. н.

Ю. Б. Новоселов

Зав. научно-исследовательским
отделом электроснабжения
и электрооборудования, к. т. н.

В. П. Фрайштетер

Зав. сектором электрических
нагрузок, к. т. н.

Р. А. Кудряшов

Зав. сектором энергетических
режимов

И. А. Ниссенбаум

Главный специалист
по стандартизации

С. М. Петрушенко

Главный энергетик
Главтюменнефтегаза

В. С. Мякинин

Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и электропотребления предприятий нефтяной промышленности содержат руководящие материалы и методическую информацию по расчету электрических нагрузок и электропотребления, регулированию суточного графика электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, расчету устойчивости нагрузки в пусковых и переходных режимах.

В директивной части изложены основные положения общесоюзных нормативных и инструктивных материалов, регламентирующих взаимоотношения энергосистемы и потребителей в области потребления электроэнергии.

Настоящий Руководящий документ разработан отделом электроснабжения и электрооборудования Гипротюмнефтегаза при участии отдела главного энергетика Главтюмнефтегаза.

Разработчики: к.т.н. Р.А.Кудряшов, инженеры А.А.Буторин, И.А.Ниссенбаум.

В работе над документом принимали участие инженеры С.А.Ермаков и А.А.Казьмин.

Под общей редакцией кандидатов технических наук Ю.Б.Новоселова и В.П.Фрайштетера, главного энергетика Главтюмнефтегаза В.С.Мухомина.

С

Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности имени В.И.Лурье (Гипротюмнефтегаз), 1989 г.

Руководящий документ

УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-0147323-803-89-Р

Вводится впервые

Приказом по Главному управлению от 2 февраля 1989 г. № 58
срок действия установлен с 01.09.1989 г. до 01.09.1992 г.

Настоящие Указания предназначены для проектных организаций и энергетических служб предприятий Главного управления.

Указания содержат нормативные требования и методические рекомендации по расчету электрических нагрузок, электропотребления предприятий нефтяной промышленности, регулированию режимов электропотребления, расчету устойчивости и рисков крупных электродвигателей, компенсации реактивной мощности.

Указания распространяются на технологические объекты нефтяных месторождений, получающие питание от источников электрической энергии государственной энергосистемы.

Указания не распространяются на технологические объекты трети сорта нефти по магистральным нефтепроводам и переработки попутного нефтяного газа, однако могут быть использованы соответствующими предприятиями и проектными организациями в качестве справочных сведений.

1. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общие положения

1.1.1. Взаимоотношения энергосистемы с потребителями электроэнергии регламентируются рядом директивных, нормативных и инструктивных документов и материалов и в первую очередь – "Правилами пользования электрической и тепловой энергией".

1.1.2. Пользование электрической энергией допускается на основании договора, заключенного между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом), установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Такой потребитель является основным потребителем энергоснабжающей организации. К договору прилагается акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон. Договоры на пользование электрической энергией заключаются в соответствии с типовыми договорами. Потребители, питающиеся от сетей основного потребителя, называются субабонентами.

1.1.3. Координация взаимоотношений между энергосистемой и потребителями осуществляется предприятиями Энергонадзора.

1.2. Основные определения

1.2.1. Потребитель электроэнергии – предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, площадка, строения и т.п., присоединяемые к электросетям энергоснабжающей организации и использующие энергию с помощью имеющихся приемников электрической энергии.

1.2.2. Абонент энергоснабжающей организации – потребитель, непосредственно присоединенный к электросети энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электросетей, права и условия пользования электрической энергией которого

обусловлены договором между энергоснабжающей организацией и потребителем или его вышестоящей организацией.

1.2.3. Договорная величина потребления электрической энергии – согласованное в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем количество электроэнергии.

1.2.4. Договорная величина потребляемой мощности – согласованная в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем максимальная тридцатиминутная нагрузка потребителя в час контроля, установленная договором.

1.2.5. Расчетный период – период времени, за который должны быть учтены и оплачены абонентом-плательщиком электроэнергия и мощность.

1.2.6. Перерыв в электроснабжении – факт одновременного полного прекращения подачи напряжения потребителю по всем точкам расчетного (коммерческого) учета, предусмотренного договором. Время перерыва в электроснабжении считается с момента исчезновения напряжения по всем точкам учета до появления напряжения хотя бы в одной точке учета.

1.2.7. Отключение электроэнергии – прекращение подачи напряжения на одну или несколько точек расчетного (коммерческого) учета.

1.2.8. Ограничение – снижение потребления электроэнергии и мощности потребителем вследствие предусмотренных в договоре мероприятий.

1.2.9. Неотпущенная электроэнергия – количество электроэнергии, которое не получено потребителем за время перерыва электроснабжения, рассчитанное в соответствии с действующей методикой за расчетный период.

1.2.10. Недотпущенная электроэнергия — количество электроэнергии, недоданное потребителю против договорной величины вследствие отключений и ограничений, рассчитанное по действующей методике за расчетный период.

1.2.11. Недоиспользованная электроэнергия — количество электроэнергии, равное разнице между договорной и фактически полученной величиной вследствие снижения потребления.

1.3. Основные положения о прлвом договоре

1.3.1. Договор на пользование электроэнергией заключается на 5 лет.

Исходными данными для установления договорных величин являются производственная программа выпуска продукции (работ, услуг) потребителя и нормы электропотребления на каждый вид продукции с учетом плана внедрения энергосберегающих технологий и предписанных органами Госэнергонадзора мероприятий по экономии электрической энергии.

1.3.2. При заключении договоров энергосистема исходит из предельного уровня электроэнергии и мощности, задаваемого ей для собственного потребления.

1.3.3. Определенные договорами, объемы электропотребления являются основой для планирования балансов электроэнергии на всех уровнях, включая Госплан СССР.

1.3.4. Расчетным периодом потребления электрической энергии и мощности является 1 месяц.

1.3.5. Предложения по уточнению и изменению величин потребления электрической энергии и мощности, установленных договорами.

могут вноситься сторонами не позднее чем за 10 дней до наступления очередного расчетного периода.

1.3.6. Скидки в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.08.88 г. № 929 вступают в действие при отклонениях, как правило, более $\pm 2\%$ договорных величин потребления электрической энергии и мощности.

1.3.7. С потребителями, имеющими автоматизированный учет, сумматоры или счетчики с указанием максимума, энергоснабжающая организация может по договоренности устанавливать более широкие пределы отклонения от договорных величин.

1.3.8. На стадии формирования договорных величин потребления электрической энергии и мощности органы Госэнергонадзора вносят предложения по изменению договорных величин, исходя из выявленных фактов нерационального использования электрической энергии на данном предприятии.

1.3.9. В целях стимулирования соблюдения режима потребления и энергосбережения применяются скидки и надбавки к тарифу.

При превышении договорных значений:

электроэнергии – надбавка к тарифу на величину, равную топливной составляющей себестоимости электроэнергии. Величина топливной составляющей оговаривается в договоре;

мощности – надбавка к тарифу, равная преискурантной цене с коэффициентом $K=0,3$, на величину превышения.

1.3.10. При неиспользовании договорной величины энергии потребитель оплачивает неустойку энергосистеме, равную оплате неиспользованной электроэнергии по тарифу, уменьшенной на величину топливной составляющей себестоимости 1 кВт.ч; остальная часть экономит за неиспользованную электроэнергию остается у потребителя.

1.3.11. Потребители, участвующие в управлении нагрузкой и сформировавшие это в договоре, оплачивают потребление мощности за этот расчетный период со скидкой с тарифа, пропорциональной снижению нагрузки в часи максимума энергосистемы, выраженной в процентах.

Для указанных потребителей обязательно наличие автоматизированного учета, сумматоров, счетчиков с указанием максимума.

1.3.12. В соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 30.07.88 г. № 929 " Об упорядочении системы экономических (имущественных) санкций, применяемых к предприятиям, объединениям и организациям":

1) энергоснабжающие организации уплачивают потребителям:

в случаях перерывов в энергоснабжении по их вине - штраф в размере десятикратной стоимости неотпущенной электрической и пятикратной стоимости неотпущенной тепловой энергии;

в случае подачи энергии пониженного качества (с отклонениями от установленных параметров сверх допустимых пределов) - штраф в размере 25% стоимости этой энергии;

2) потребители энергии уплачивают энергоснабжающим организациям десятикратную стоимость электрической энергии и электрической мощности и пятикратную стоимость тепловой энергии, израсходованных сверх количества, предусмотренного на соответствующий период договором.

1.4. Расчеты за электропотребление

1.4.1. В соответствии с прейскурантом № 09-01 одноставочный тариф состоит только из платы за 1 кВт.ч отпущенной потребителю активной электрической энергии, учтенной расчетным счетчиком.

По одноставочным тарифам электрическая энергия отпускается следующим группам потребителей:

1) промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВ.А;

2) промышленные и приравненные к ним потребители, расходуящую электрическую энергию на освещение и прочие нужды зданий и помещений, не связанных с производством (жилищно-коммунальные дома, общежития, гостиницы, кинотеатры, клубы, больницы, поликлиники, модульки, столовые и т.п.).

1.4.2. По двухставочному тарифу рассчитывается промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВ.А и выше.

Предприятия по сути своей промышленности имеют, как правило, присоединенную мощность выше 750 кВ.А. Поэтому расчеты за пользование электроэнергией производится по двухставочному тарифу, состоящему из годовой платы за I квт, заявленной (абонированной) потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы (основная ставка), и платы за I квт.ч отпущенной потребителем активной электрической энергии (дополнительная ставка).

1.4.3. Заявленная мощность - это абонированная потребителем (абонентами) наибольшая полчасовая электрическая мощность, совпадающая с периодом максимальной нагрузки энергосистемы, используемая на производственные нужды, включая мощность субабонентов двухставочного тарифа.

1.4.4. Если абонент, рассчитывающийся за электроэнергию по двухставочному тарифу, отпускает часть энергии субабонентам по одноставочным тарифам, он платит энергоснабжающей организации

за мощность, умноженную на значение нагрузки этих субабонентов, участвующей в расчете нагрузки энергосистемы.

1.4.5. При отсутствии электросчетчиков, фиксирующих максимум нагрузки субабонентов, их фактическая нагрузка должна определяться на основе суточных графиков нагрузки за характерные периоды года и фиксироваться в договоре абонента с энергоснабжающей организацией.

1.4.6. Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом ее нагрузки и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

1.4.7. Плата за 1 кВт·ч установлена за отпущенную потребителю полную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

1.4.8. Граница раздела сетей потребителей и энергосистемы проходит на предприятиях нефтяной промышленности на ЛШ IIО (220)/35 кВ с установкой приборов учета потребления электроэнергии на стороне IIО (220) кВ.

1.4.9. Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в преискуранте плата за 1 кВт·ч отпущенной потребителю электрической энергии умножается на коэффициент 1,025.

1.4.10. Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы $P_{\text{к}}$, фиксируется поквартально в договоре и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому получасовому максимуму активной нагрузки $P_{\text{д}}$ потребителя, определяемому по показаниям специальных приборов учета.

1.4.11. При отсутствии приборов учета, фактически до максимума активной нагрузки, периодический контроль за фактическим значением максимальной мощности потребителей за расчетный период должен осуществляться по полутарифовым значениям приведенной обычной расчетных электросчетчиков.

1.4.12. При наличии нескольких питающих линий на расчетную нагрузку принимается совокупный коэффициент максимальной нагрузки потребителей и т.е. суточный максимум нагрузки энергосистемы.

1.4.13. Методика определения величины $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{р}}$ потребителей в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы приводится в разделе 2.

1.4.14. Если в доля активной мощности по договору превышен по фактическим значениям допущенной по условиям и предусмотренной в договоре установленной (абонентской) мощности без получения от опорной организации в каждом случае соответствующего разрешения.

1.4.15. Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимальной нагрузки энергосистемы будет ниже установленной договором, оплата производится по значению нагрузки, обусловленному договором.

1.4.16. Потребители-регуляторы графика нагрузки, не участвующие в суточных максимумах нагрузки энергосистемы и работающие по графику, согласованному с опорной организацией, оплачивают электроэнергию только по дополнительной ставке двухставочного тарифа.

Часы и режим работы электроустановок потребителя регулируются нагрузкой указываются в договоре.

1.4.17. Для Тельнейэнерго первая ставка двухставочного тарифа составляет 39 руб. за 1 кВт в год, а вторая ставка - 0,011 руб. за 1 кВт.ч потребленной энергии.

1.5. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей

1.5.1. При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями, согласно прайс-курantu № 09-01, применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

1.5.2. Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ.А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимается наибольшая реактивная мощность, передаваемая из этой энергосистемы в течение получаса в период максимума активной нагрузки энергосистемы Q_{31} , и средняя реактивная мощность, передаваемая из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период наименьшей нагрузки Q_{32} , определяемые за расчетный период (квартал) по показаниям приборов учета.

1.5.3. Периоды наибольших и наименьших активных нагрузок энергосистемы (шиковые и ночная зоны) устанавливаются энергоснабжающей организацией и фиксируются в договоре на пользование электроэнергией.

1.5.4. Суммарная скидка или надбавка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ.А и выше состоит из двух составляющих:

1) надбавки к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности $Q_{\phi 1}$ по сравнению с заданным энергоснабжающей организа-

црей оптимальным значением $Q_{э1}$ в час максимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавка к тарифу H_1 , %, за положительное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяется по формуле

$$H_1 = 30 \cdot \frac{Q_{ф1} - Q_{э1}}{P_p}, \quad (1)$$

где P_p - фактическое значение максимальной полезной активной мощности потребителей в часы наибольших активных нагрузок энергосистемы за расчетный период (кВт).
Если фактическая реактивная мощность $Q_{ф1}$ меньше заданной $Q_{э1}$, значение надбавки H_1 принимается равным нулю;

2) скидка или надбавка к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оцениваемое отклонением фактического потребления реактивной мощности $Q_{ф2}$ от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения $Q_{э2}$ в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Скидка или надбавка к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств H_2 , %, определяется по формуле

$$H_2 = 20 \frac{Q_{ф2} - Q_{э2}}{P_p} - 2, \quad (2)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное - скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. В случае, когда $Q_{ф2} = Q_{э2}$, будет иметь место максимальная скидка H_2 , равная 2%.

При определении скидок и надбавок полученные величины округляются до десятых долей процента.

1.5.5. После определения величин H_1 и H_2 суммарная скидка или надбавка H_Σ , %, определяется как сумма их значения (с учетом знака H_2).

$$H_\Sigma = H_1 + H_2. \quad (3)$$

1.5.6. Скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за расчетный период (квартал) при оплате электрической энергии по двухставочному тарифу исчисляется с суммарной платы за максимальную активную мощность предприятия, кВт, и учтенную расчетным счетчиком потребляемую электрическую энергию, кВт.ч:

$$T = (C_0 \cdot P_{\text{макс}} + C_1 \cdot W) (1 + H_\Sigma), \quad (4)$$

где T — затраты по тарифу на электроэнергию, руб.;

C_0 — основная ставка тарифа за год, руб./кВт;

$P_{\text{макс}}$ — заявленный максимум, кВт;

C_1 — дополнительная ставка тарифа, руб./кВт.ч;

W — потребление электроэнергии за год, кВт.ч.

1.5.7. Методика определения фактических значений реактивной мощности $Q_{\text{ф}1}$ и $Q_{\text{ф}2}$ приведена в разделе 2.

1.5.8. Значения $Q_{\text{д}1}$ и $Q_{\text{д}2}$ определяются энергоснабжающей организацией для каждого квартала по методике, утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР.

1.5.9. Если электроустановки потребителя получают питание от разных источников, энергоснабжающая организация устанавливает оптимальную реактивную нагрузку потребителя отдельно по каждому источнику питания.

1.5.10. Режим и график работы компенсирующих устройств, которые могут отдавать реактивную мощность в сеть энергосистемы, устанавливается энергосистемой в зависимости от потребности в реактивной мощности на данном участке электросети.

Отдача в сеть энергосистемы абсорбтант реактивной мощности производится с согласия энергосистемы.

Поступающая в сеть энергосистемы реактивная мощность оплачивается энергосистемой по тарифу в размере 25 % допустимой ставки двухставочного тарифа.

Реактивная мощность оплачивается только в случае, когда энергосистемой задан график отдачи реактивной мощности в сеть.

1.5.11. Энергоснабжающая организация имеет контролировать значения $Q_{\text{отд}}$ и $Q_{\text{пр}}$ в любое время расчетного периода.

Способ и условия контроля реактивной мощности с указанным прибором, которыми он будет производиться, должны быть оговорены в договоре на пользование электроэнергией.

1.6. Скидки с тарифа за снижение по вине энергоснабжающих организаций качества электроэнергии, отпущенной потребителю, и надбавки к тарифу за снижение качества электроэнергии по вине потребителей.

1.6.1. При расчете с промышленными и предпринимателями к ним, потребителями, получающими электрическую энергию от энергосистем, в том числе и через сети основных потребителей, применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за отклонение качества электрической энергии от нормы.

1.6.2. Скидки с тарифа применяются в тех случаях, если по вине энергоснабжающей организации снижалось качество электро-

энергия по показателям, характеризующим: отклонения частоты и напряжения, колебания частоты и напряжения, несимметрию токов и напряжения, несинусоидальность токов и напряжений.

1.6.3. Надбавки к тарифу применяются в случае снижения по вине потребителей качества электроэнергии по тем же показателям, за исключением отклонения частоты и напряжения.

1.6.4. В соответствии с дополнительным протоколом № 09-01-1990/П скидка или надбавка к тарифу по каждому показателю определяется по формуле

$$H = 5 \frac{P_{\text{ф}} - P_{\text{д}}}{P_{\text{н}}} a, \quad (5)$$

- где $P_{\text{ф}}$ — фактическое значение показателя качества электроэнергии;
- $P_{\text{д}}$ — значение показателя качества, установленное в договоре на пользование электроэнергией;
- $P_{\text{н}}$ — нормированное значение показателя качества электроэнергии, определенное в соответствии с ГОСТ 13109;
- a — отношение количества электроэнергии, потребленной при отклонении от договорных условий, к общему потреблению электроэнергии за расчетный период.

Если фактическое значение показателя качества не превышает значения, установленного в договоре на пользование электроэнергией, скидка (надбавка) не применяется.

1.6.5. Скидки с тарифа не предоставляются: потребителям, допускающим за расчетный период нарушение установленных лимитов мощности и электропотребления; потребителям, не выполняющим за-

данным энергоснабжающей организацией условия потребления реактивной мощности.

1.5.6. Значения P_{ϕ} , P_n , P_d , α определяются энергоснабжающей организацией.

Значения P_n устанавливаются:

- | | |
|--|-----------|
| 1) для отклонений частоты | - 0,2 Гц; |
| 2) для отклонений напряжения | - 5 %; |
| 3) для коэффициента обратной последовательности
напряжения | - 2 %; |
| 4) для коэффициента несинусоидальности
напряжения | - 5 %; |
| 5) для размаха колебаний напряжения,
приведенных к частоте 10 Гц, | - 0,4 %. |

Допустимые значения P_d для отклонений частоты, коэффициента обратной последовательности и размаха колебаний напряжения принимают равными P_n .

Допустимые значения коэффициента несинусоидальности напряжения в точках контроля, находящихся в сетях напряжения до 35 кВ, устанавливаются равными 5 %, для сетей 110 кВ и выше - 2 %.

Допустимые отклонения напряжения в точке продажи электроэнергии устанавливаются в виде диапазонов отдельно для часов максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы. Их численные значения определяют на основании электрического расчета сети, произведенного потребителем и согласованного с энергоснабжающей организацией. При отсутствии такого расчета рекомендуется устанавливать диапазоны допустимых отклонений в соответствии с табл. I.

Таблица I

Рекомендуемые диапазоны допустимых отклонений
напряжения в различных местах электрической сети

Место электрической сети	Диапазоны допустимых значений P_{Δ} , процент номинального напряжения сети			
	в максимум нагрузки		в минимум (нагрузки)	
	от	до	от	до
Шины ВЛ трансформатора 35-220/6-20 кВ	0	10	0	10
Шины 6-20 кВ трансформатора 35-220/6-20 кВ	4	8	-1	3
Шины 6-20 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	4-Э	8-Е	С-Е+1	Б+Е
Шины 9,4 кВ трансформатора 6-20/0,4 кВ	2	6	С	6
Сеть 380 В	-3	5	-3	5

Примечание. Э - надбавка напряжения трансформатора 6-20/0,4 кВ, соответствующая согласованному с энергоснабжающей организацией рабочему ответвлению. Обозначение ответвлений трансформатора и соответствующие им добавки напряжения приведены ниже:

Обозначения ответвлений ...	5	2,5	0	-2,5	-5,0
Значение Е, %	0	2,5	5-0	7,5	10,0

Величину С определяют по формуле

$$C = 6,5 \cdot K_{min} - 5, \quad (6)$$

где

$$K_{min} = P_{min} / P_{max};$$

P_{min} - средняя нагрузка трансформатора в часы минимальных нагрузок энергосистемы;

P_{max} - 30-минутный максимум нагрузки в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Значения P_{ϕ} определяются путем измерения специальными циферблатными, а при их отсутствии — приборами общего назначения (мультиметрами, анализаторами спектра, осциллографической и селективной аппаратурой).

1.6.7. При определении скидок или надбавок получаемые величины округляются до десятых долей процента. Скидки или надбавки к тарифу определяются как сумма скидок или надбавок, численно по каждому показателю качества электроэнергии.

1.6.8. Скидка или надбавка за качество электроэнергии применяются до мере обеспечения соответствующими приборами, что должно предусматриваться в заключаемых договорах между электроснабжающей организацией и потребителем.

1.7. Основные сведения о преискурante № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию", введенном в действие с 1 января 1990 года

1.7.1. Сфера применения тарифов

Тарифы настоящего преискуранта распространяются на электрическую энергию, отпущенную потребителю как непосредственно энергоснабжающими организациями (энергосистемами), блок-станциями и электростанциями министерств и ведомств, так и через оптовых потребителей — перепродавцов и основных потребителей.

Предприятия, министерства и ведомства, имеющие электростанции (кроме энергосистем и предприятий, имеющих блок-станции), затраты на которых по производству и транспортировке электрической энергии превышают уровень установленных в настоящем преискурante тарифов (кроме тарифов для потребителей IV группы), имеют право устанавливать по согласованию с потребителем тарифы на электрическую энергию, исходя из уровня эконо-

мически обоснованной себестоимости и рентабельности (до 15 %). Утвержденные указанными предприятиями тарифы не должны превышать более чем на 50 % тарифы, установленные в настоящем преискуранте для потребителей II группы.

1.7.2. Виды тарифов и группы потребителей.

Одноставочный тариф состоит из платы за киловатт-час (кВт.ч) отпущенной потребителю активной электрической энергии.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за I киловатт (кВт) заявленной потребителем наибольшей мощности, участвующей в максимум нагрузки энергосистемы, и платы за I кВт.ч потребленной активной электрической энергии.

Для потребителей с сезонным характером работы месячная плата за I кВт определяется делением годовой платы за I кВт, установленной в преискуранте, на период работы сезонного потребителя в течение года в месяцах.

Если в часы максимума нагрузки энергосистемы фактическая нагрузка потребителя превысит величину, предусмотренную договором, оплата производится по фактической нагрузке потребителя; если же она будет ниже нагрузки, установленной договором, оплата производится по величине нагрузки, указанной в договоре.

1.7.3. Группы потребителей.

Все потребители электрической энергии подразделяются на пять тарифных групп:

I группа - промышленные, сельскохозяйственные, строительные, транспортные предприятия (объединения), предприятия связи, материально-технического снабжения и заготовок, торговли и общественного питания, коммунального хозяйства и бытового обслу-

живших населения, непромышленные потребители и т.д. с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше;

II группа — потребители электрической энергии, указанные в I группе, с присоединенной мощностью до 1000 кВА, а также электрифицированный железнодорожный и городской транспорт (электротрибы, включая освещение и прочие нужды тяговых подстанций и путей) и судостроительные сооружения (каналы, шлюзы и судоподъемники), независимо от присоединенной мощности;

III группа — оптовые потребители — перепродавцы;

IV группа — население;

V группа — поселки — городки.

По тарифам, установленным для потребителей I и II групп, оплачивается электрическая энергия, расходуемая потребителями на производственные нужды, освещение и прочие нужды (кроме электроотопления, осуществляемого установками мощностью 90 кВт и выше), производственных и непроизводственных (но связанных с производством) помещений: цехов, ферм, заводоуправлений, правлений колхозов, фабрично-заводских, общественных организаций, складов, гаражей, собственных железнодорожных подъездных путей, территорий предприятий и т.п., а также нужды зданий и помещений, не связанных с производством: гостиниц, кинотеатров, клубов, домов культуры, больниц, поликлиник, медпунктов, столовых, детских садов, школ и т.п., кроме электрической энергии, расходуемой на нужды отдельных жилых домов, общежитий, поселков-городков и других зданий и помещений, относящихся к группам IV и V, и отличаемой по соответствующим тарифам настоящего прейскуранта.

Если отдельный цех или отдельные объекты расположены обособленно от основного потребителя и не имеют с ним общей распределительной сети, расчеты с этим цехом или другими отдельными объектами производятся по тарифам, установленным для соответствующих групп потребителей, независимо от тарифа, применяемого в расчетах с основным потребителем.

Электрическая энергия, потребляемая промышленным (внутризаводским, внутрисовхозным, шахтным, рудничным и т.п.) электрифицированным транспортом, оплачивается по тарифу, установленному для основного потребителя.

Энергосистемам и предприятиям, имеющим электростанции, предоставляется право по согласованию с потребителем дифференцировать тарифы на электрическую энергию по зонам времени (пиковой, полупиковой, ночной), в соответствии с временными методическими указаниями по расчету дифференцированных по зонам времени тарифов на электроэнергию, утвержденными Госкомэиан СССР (постановление от 30.07.85 г. № 667в).

1.7.4. Порядок перепродажи электрической энергии и расчетов с субабонентами.

Перепродажа электрической энергии осуществляется оптовыми потребителями-перепродавцами, блок-станциями и основными потребителями.

Оптовыми потребителями-перепродавцами являются непосредственные Минэнерго СССР и Минатомэнерго СССР специализированные хозяйственные предприятия (организации) или их хозяйственные подразделения, имеющие на своем балансе электрические сети и осуществляющие оптовую закупку у энергоснабжающих организаций и электростанций электрической энергии и перепродажу ее различным потребителям.

Энергоснабжающие организации и электростанции, независимо от ведомственной принадлежности, отпускают оптовым потребителям-перепродавцам электрическую энергию по тарифу, установленному настоящим префиксрантом, или в соответствии с п. 1.7.1 общих указаний для потребителей II группы с представлением скидки с тарифа в размере 0,9 коп. за 1 кВт.ч.

Оптовые потребители-перепродавцы рассчитываются за электрическую энергию со своими абонентами по тарифам, установленным настоящим префиксрантом для соответствующих групп потребителей, или по тарифам, установленным предприятиями в соответствии с п. 1.7.1.

Электрические станции министерств и ведомств, включенные непосредственно или через сети потребителя в электросеть энергосистемы Минэнерго СССР и работающие в режиме, определяемом энергосистемой, являются блок-станциями.

Но электрическую энергию, отпускаемую блок-станцией в электрическую сеть энергосистемы, устанавливается договорной тариф по согласованию между энергоснабжающей организацией и предприятием (организацией), которому подчинена блок-станция (кроме электростанций Минатомэнерго СССР) в соответствии с Положением о порядке установления предприятиями договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным постановлением Госкомцены СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

В случае, когда потребитель, имеющий блок-станцию, отдает электрическую энергию в сеть энергоснабжающей организации и получает от нее электрическую энергию, расчеты между энергоснабжающей организацией и этим потребителем производятся за сальдо-вое количество электрической энергии.

Если блок-станция отпускает энергосистеме электроэнергия больше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по договорному тарифу.

Если блок-станция отпускает энергосистеме меньше, чем получает от нее, расчеты за сальдовое количество электроэнергии производятся по тарифу, установленному настоящим преискурантом для потребителя, имеющего блок-станцию.

Основные потребители рассчитываются за перепроизведенную электрическую энергию как с энергосистемой, так и с субабонентами по тарифам, установленным настоящим преискурантом для соответствующих групп потребителей, к которым относятся субабоненты. Субабоненты оплачивают основным потребителям услуги по перепродаже электрической энергии по договорной цене, которая устанавливается в соответствии с Положением о порядке установления предприятиями договорных оптовых цен на продукцию производственно-технического назначения и услуги производственного характера, утвержденным постановлением Госкомцен СССР от 29 декабря 1987 года № 882.

Значения ставок тарифов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Тарифы на электрическую энергию

Энергоснабжающие организации	Двухставочные тарифы		Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)	Плата за I кВт максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I кВт.ч по гребленной энергии, коп.
			Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за I кВт.ч

Все энергоснабжающие организации, кроме

60

1,50

3,0

Камчатскэнерго

-

9,4

10,0

Окончание табл. 2

Энергоснабжающая организация	Двухставочные тарифы		Одноставочные тарифы
	Потребители с присоединенной мощностью 1000 кВА и выше (группа I)		Потребители с присоединенной мощностью до 1000 кВА (группа II), коп. за 1 кВт.ч
	Плата за 1 кВт максимальной нагрузки, руб./год	Плата за 1 кВт.ч потребленной энергии, коп.	
Магаданэнерго	-	8,4	10,0
Сахалинэнерго	-	7,4	10,0
Якутскэнерго	-	6,0	10,0

Плата за 1 кВт.ч установлена за электрическую энергию, учтенную на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, то указанная плата умножается на коэффициент 1,025.

Потребители I группы предоставляются право по согласованию с энергосистемой осуществлять расчеты по двухставочному тарифу с платой за 1 кВА присоединенной мощности.

Плата за 1 кВА определяется умножением платы за кВт, установленной настоящим прейскурантом, на коэффициент, полученный делением заявленной мощности потребителя, кВт, на его присоединенную мощность, кВА. При этом плата за 1 кВт.ч, установленная прейскурантом, сохраняется неизменной.

1.7.5. Скидка (надбавка) за компенсацию реактивной мощности и энергии.

Скидки (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии определяются на основе приборов учета реактивной мощно-

сти и энергии и взимаются в виде платы за квар максимальной нагрузки и платы за квар-ч потребленной энергии.

Скидка (надбавки) за компенсацию реактивной мощности и энергии применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Надбавки (табл. 3) применяются энергосистемой при отпуске потребителю реактивной мощности и энергии.

Таблица 3

Надбавки к тарифу

Группы потребителей	Надбавка при уровне потребления реактивной мощности и энергии			
	не превышающем экономические значения		превышающем экономические значения	
	Плата за I квар максимальной нагрузки, руб./год	Плата за I квар-ч потребленной энергии, коп.	Плата за I квар макс. нагрузки, руб./год	Плата за I квар-ч потребленной энергии, коп.
I	1,2	0,04	4,8	0,07
II	-	0,08	-	0,15
III	-	0,04	-	0,17
Для I, II и III групп потребителей в энергосистемах: Камчатскэнерго, Магаданэнерго, Сахалинэнерго и Якутскэнерго	-	0,10	-	0,20

Скидка в размере 0,04 коп. за I квар-ч предоставляется энергосистемой при отпуске потребителем реактивной энергии в сеть энергосистемы по установленному ему графику или пригласительном потреблении реактивной энергии потребителем в часы максимальной нагрузки энергосистемы.

Скидки (надбавки) к тарифам применяются в расчетах с потребителями I, II и III групп.

Скидки с тарифа применяются при отклонениях напряжения и частоты переменного тока сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидки с тарифа за отклонение частоты первичнослучаются Министерством СССР в бюджет централизованно, в порядке, определенном Министерством СССР.

Надбавки к тарифу применяются при повышении напряжения и частоты последовательности напряжения в цепи потребителей напряжения сверх допустимых значений, установленных ГОСТ 13109.

Скидка (надбавка) к тарифу по каждому показателю качества определяется по табл. 4, где T_1 - относительное время, %, превышения нормального допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109; T_2 - относительное время, %, превышения максимально допустимого значения показателя качества, установленного ГОСТ 13109.

При определении скидок (надбавок) полученные величины T_1 и T_2 округляются до целых значений процента.

Суммарная скидка (надбавка) определяется суммой скидок (надбавок), рассчитанных по каждому показателю качества.

При расчетах за электроэнергию по двухставочному или дифференцированному тарифу скидки (надбавки) применяются к средней (расчетной) величине двухставочного или дифференцированного тарифа, включающего плату за мощность и энергию.

Расчеты по тарифам со скидкой (надбавкой) производятся за весь объем электрической энергии, отпущенной (потребленной) в расчетный период.

Таблица 4

Скидки (надбавки) за качество электрической энергии, %

$T_1, \%$	$T_2, \%$						
	0	1	2	3	4	5	Более 5
до 5	0	1	2	3	4	5	10,0
6	0,2	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	10,0
7	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	10,0
8	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	10,0
9	0,8	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	10,0
10	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	10,0
11-12	1,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	10,0
13-14	1,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	10,0
15-16	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	10,0
17-18	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	10,0
19-20	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	10,0
21-25	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
26-30	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0
31-35	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0
36-40	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0
41-45	8,0	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
46-50	9,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Более 50	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

1.7.6. Требования к системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

В соответствии с "Инструкцией по системному расчету компенсации реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях" системным называется расчет, определяющий оптимальные взаимосвязанные значения величин $Q_{2,1}$ и $Q_{2,2}$ по всем узлам сети при учете эффекта от компенсации реактивной мощности в сетях энергосистем и потребителей электрической энергии.

В соответствии с предекуррантом № 09-01 значения Q_{31} и Q_{11} являются исходными данными, получаемыми от энергосистемы при выборе компенсирующих устройств, устанавливаемых в сетях 6-20 кВ и выше. Эти значения задаются потребителем для каждого квартала года и определяются из фактических нагрузок $Q_{\varphi 1}^i$ и $Q_{\varphi 2}^i$ (i — номер квартала) и предварительно определенного значения Q_{31} для квартала максимальной годовой нагрузки системы (как правило, для четвертого квартала Q_{31}^{IV}).

При этом предполагается, что для обеспечения потребления реактивной мощности, но приблизительного оптимального значения Q_{31}^{IV} , потребитель должен установить дополнительные компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{к.д.} = Q_{\varphi 1}^{IV} - Q_{31}^{IV}, \quad (7)$$

которые можно использовать в любое время года. Если $Q_{\varphi 1}^{IV} < Q_{31}^{IV}$, то $Q_{к.д.}$ принимается равной нулю.

Для планирования потребителем ввода компенсирующих устройств в сетях, находящихся на их балансе, значения Q_{31}^{IV} и Q_{11} должны задавать энергоснабжающая организация на каждый год предстоящего пятилетнего периода.

Заданное значение Q_{31}^{IV} может быть изменено энергоснабжающей организацией в одностороннем порядке не позднее чем за 2 года до начала расчетов за электроэнергию на основе измененного значения и не более чем на 20%.

Значения Q_{11}^i для остальных кварталов года и Q_{31}^i для всех кварталов необходимо задавать не позднее чем за 3 месяца до начала расчетов за электроэнергию на их основе.

Компенсирующие устройства, необходимые для обеспечения нормальных условий электроснабжения потребителей в посменно-варийных

режимах, вызванных выходом из строя элементов сети энергосистемы, устанавливает энергоснабжающая организация.

При проведении технико-экономических расчетов по КЭМ следует учитывать:

- расход электроэнергии на ее транспорт (потери) в электрических сетях энергосистемы и потребителей электроэнергии;
- потери активной мощности в сетях энергосистемы и потребителей в максимум активной нагрузки энергосистемы;
- снижение стоимости сооружения сетей энергосистемы и потребителей электроэнергии, обусловленное уменьшением токовых нагрузок;
- затраты на установку и эксплуатацию компенсирующих устройств в сетях энергосистемы и потребителей электроэнергии.

При проведении системного расчета должны быть обеспечены следующие технические условия нормальной работы электросетей и приемников электроэнергии:

- допустимые режимы напряжения в сетях 35 кВ и выше энергосистемы и на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций и электростанций;
- допустимые токовые нагрузки всех элементов сетей энергосистемы;
- статическая и динамическая устойчивость работы;
- допустимые режимы работы источников реактивной мощности энергосистемы и потребителей электроэнергии.

При определении снижения потерь мощности и электроэнергии следует учитывать:

- уменьшение нагрузочных потерь в элементах сети, вызываемых уменьшением токовых нагрузок и повышением напряжений;

изменяемые потери в синхронных машинах, происходящие при генерации или реактивной мощности;

изменяемые потери холостого хода трансформаторов при изменении напряжения на их выходах;

потери в батареях статических конденсаторов.

Снижение стоимости сооружения сети энергосистемы следует учитывать, если после установки компенсирующих устройств оказывается возможным снизить номинальную мощность трансформаторов или уменьшить сечение проводов линии на проектируемых участках. В этом случае проводят повторный подбор компенсирующих устройств по схеме с заданной параметрами. Оптимальным считается вариант с наименьшими инвестиционными затратами.

При определении затрат на батареи статических конденсаторов 6-35 кВ следует учитывать:

затраты, не зависящие от мощности батарей;

затраты, зависящие от числа коммутационных аппаратов, определяющих регулирование возможности батарей;

затраты, зависящие от мощности батарей.

При определении затрат на батареи конденсаторов 380 В допускается использовать годовые удельные затраты (руб./квар), учитывающие все указанные выше составляющие. Такое определение затрат на батареи 380 В допускается в связи с тем, что при системном расчете определяют только их суммарную мощность в каждом узле.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными машинами определяются увеличением потерь мощности в электроаппаратах в них и в их системах возбуждения. Увеличение потерь мощности в синхронной машине, обусловленное использованием ее компенсирую-

щей способности, рассчитывают по формуле

$$\Delta P = D_1 \alpha + D_2 \alpha^2, \quad (8)$$

где D_1 и D_2 — параметры машины;

α — коэффициент загрузки машины по реактивной мощности.

Значения коэффициентов D_1 и D_2 приведены в табл. 46.

Потери электроэнергии определяют на основании расчетов потерь мощности в характерных режимах работы синхронной машины в течение года.

1.8. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий на нефтепромыслах

1.8.1. Под регулированием режимов электропотребления понимают осуществление комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления.

Регулирование режимов электропотребления должно способствовать более устойчивому режиму работы энергосистемы при условии надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей.

Разработка и внедрение технических, организационных мероприятий по регулированию режимов электропотребления должны способствовать получению совокупного народнохозяйственного эффекта за счет улучшения технико-экономических показателей как потребителей электрической энергии, так и энергосистем.

1.8.2. Потребители электроэнергии, используемые для регулирования режимов электропотребления, называются потребителями-регуляторами.

Потребители-регуляторы - это заранее выделенные потребители, которые без существенного ущерба для отдельных технологических процессов и для производства в целом, а также без нарушения требований ПТЭ и ПТБ могут допустить либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематическую ежесуточную перерывы на определенное время, либо изменить интенсивность своей работы.

В качестве потребителей-регуляторов желательно использовать в первую очередь наиболее энергоёмкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение электрических нагрузок предприятий.

1.8.3. Мероприятия, разрабатываемые с целью оптимизации режимов электропотребления, подразделяются на регулировочные.

До разработки регулировочных мероприятий необходимо предварительно проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью выделения потребителей-регуляторов и определения их режимов электропотребления.

Для обеспечения возможности разработки регулировочных мероприятий инспектор энергоснабжения совместно с представителями энергетической службы (ЭТУ) организует снятие суточных графиков нагрузки потребителя в один из характерных рабочих дней, который осуществляется по согласованию с технологической службой. Снятие графиков производится в три часа максимума по часовым записям, а в часы максимума - по подтисочным.

На основании анализа режимов работы электроприемников наиболее энергоемких электроустановок, а также графиков нагрузок потребителей в целом и сравнения их с графиками, снятыми в рабочие (летние и зимние) дни, уточняется правильность определения

ожидаемых максимальных нагрузок (заявленной договорной мощности) и выясняются возможности выравнивания графиков нагрузок путем их изменения. Результатом проделанной работы должна являться разработка регулировочных мероприятий, обеспечивающих снижение потребления нефтепромыслом активной мощности в часы максимума энергосистемы.

Все разрабатываемые регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

1) мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений. Осуществление таких мероприятий должно способствовать оптимизации режимов электропотребления нефтепромысла, в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода;

2) мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений. Целесообразность осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться уже на стадии проектирования нефтепромыслов, а для действующих - в перспективных планах их развития и реконструкции.

1.8.4. Величина снижения электрической нагрузки нефтепромысла в часы максимума энергосистемы должна определяться дифференцированно, исходя из особенностей каждого потребителя и имеющихся возможностей снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Величина снижаемой нагрузки отдельными потребителями-регуляторами включается в план-график регулировочных мероприятий

ИГДУ, в котором должны быть указаны порядок ввода этих мероприятий, а также перечень лиц, ответственных за их выполнение.

1.8.5. Разработка регулировочных мероприятий, не требующих дополнительных капиталовложений, осуществляется представителями энергетической и технологической служб ИГДУ с участием инспектора энергонадзора. При этом определяется оптимальный режим работы потребителей-регуляторов, исходя из возможной величины синхронной нагрузки. Для осуществления мероприятий этой группы достаточно провести организационно-техническую подготовку на нефтепромысле, связанную с изменением графиков работы электромонтеров, которая без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

1.8.6. Мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, должны осуществляться путем отключения в часы максимума энергосистемы части технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток. Для компенсации невыработанной продукции потребуется установка дополнительного технологического оборудования, которая мизово увеличит капиталовложения и издержек производства при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме.

Рекомендации по внедрению мероприятий этой группы должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами.

1.8.7. Планы-графики регулировочных мероприятий после утверждения руководством ИГДУ должны быть представлены в энергонадзор.

1.8.8. С целью успешной реализации разработанных и внедренных у потребителей регулировочных мероприятий необходимо заблаговременно ознакомить с ними и провести соответствующий инструктаж

ИТР, диспетчеров по производству, оперативный (дежурный) персонал, обслуживающий отношения к потребителям-регуляторам электроустановки.

1.8.9. Разработка регулировочных мероприятий и контроль за их выполнением должны осуществляться органами Энергонадзора совместно с представителями энергетической и технологической служб ИТУ.

В каждой энергосистеме должен быть определен перечень потребителей, участвующих в проведении регулировочных мероприятий.

Инспекторский персонал Энергонадзора несет ответственность за введение и выполнение потребителями регулировочных мероприятий.

1.8.10. В случае нарушения договора потребителями активной мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы, по представлению энергосистем сети переводятся в первую очередь выключения по утвержденному аварийному графику.

При систематических нарушениях эти потребители выключаются немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности.

1.8.11. Потребители электроэнергии, руководствуясь настоящими Указаниями, обязаны регулировать свою нагрузку.

Каждое ИТУ в соответствии с установленными лимитами мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы должно разрабатывать планы-графики регулировочных мероприятий с целью снижения потребляемой в этот период активной мощности до лимитированных значений.

Перечень должностных лиц, ответственных за разработку и введение регулировочных мероприятий, определяется приказом

руководителя НГДУ с обязательным включением в него представителей энергетической и технологической служб.

НГДУ имеет право вводить в действие разработанные регулировочные мероприятия только после согласования их с Энергонадзором.

1.8.12. Потребители электроэнергии обязаны:

1) проводить мероприятия по регулированию суточного графика нагрузки и поддерживать экономический режим работы электроустановок;

2) беспрепятственно обеспечивать доступ в любое время суток представителям органов Энергонадзора для контроля за режимом электропотребления, рациональностью использования электрической энергии;

3) представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики действующего и вновь подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения планов-графиков регулировочных мероприятий.

1.9. Общие требования к определению электрических нагрузок и электропотребления нефтяных месторождений

1.9.1. Требования устанавливаются на основе и в развитие "Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках" применительно к объектам электроснабжения нефтяных месторождений Западной Сибири.

1.9.2. Методы определения электрических нагрузок рекомендуются при проектировании устройств нефтяных месторождений

на стадиях технико-экономического обоснования проектирования, перспективного планирования, при эксплуатации электрических сетей нефтяных месторождений.

1.9.3. Величины показателей электрических нагрузок и электропотребления технологических установок нефтяной промышленности Западной Сибири устанавливаются на основе теоретических и экспериментальных исследований.

1.9.4. Методы определения электрических нагрузок должны обеспечивать:

1) расчет средних электрических нагрузок за смену, сутки, квартал, год;

2) определение максимальных (расчетных) электрических нагрузок по условиям нагрева токоведущих частей электрооборудования.

Устанавливаются следующие методы расчета электрических нагрузок:

1) для кустов эксплуатационных скважин и вспомогательного технологического оборудования – метод упорядоченных диаграмм;

2) для расчета нагрузок технологических объектов, содержащих высоковольтные электродвигатели, и для буровых установок – методы вероятностного моделирования графиков нагрузок согласно требованиям к разработке специальных методов расчета нагрузок групп высоковольтных электроприемников и установок с нерегулярным графиком нагрузок;

3) для расчета суммарных нагрузок на шинах трансформаторных подстанций – метод парциальных максимумов; нефтяных месторождений в целом – интегральный метод расчета электрических нагрузок.

1.9.5. Точность расчета электрических нагрузок при проектировании не должна быть менее $\pm 10\%$.

1.9.6. Время осреднения графиков электрических нагрузок принимается равным 30 мин.

1.9.7. Максимальный расход электроэнергии по каждому технологическому процессу определяется в соответствии с объемом производимой продукции по удельному электропотреблению.

1.9.8. Основными методами расчета удельного электропотребления являются:

1) расчетно-аналитический, устанавливающий аналитическую зависимость между удельным электропотреблением основными параметрами технологического процесса;

2) статистическую моделирование, устанавливающий статистическую зависимость между удельным электропотреблением и рядом факторов технологии;

3) метод расчета удельного электропотребления по показателям средних электрических нагрузок, устанавливающий зависимость между удельным электропотреблением и степенью использования установленного оборудования.

1.9.9. Контроль и учет электропотребления в электрических нагрузках ведется предприятием путем периодической записи или автоматической регистрации показаний счетчиков электроэнергии, установленных на вводах распределительных устройств и отдельных электроприемников.

1.9.10. Точность приборного контроля за величинами электрических нагрузок и электропотребления не должна быть менее $\pm 2\%$.

2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Методические указания по определению электрических нагрузок технологических установок нефтяных месторождений

2.1. Общие рекомендации по применению методов расчета и показателей графиков нагрузки

2.1.1. Методы и показатели для расчета электрических нагрузок распространяются на следующие объекты электроснабжения:

- 1) кустовые насосные станции (КНС) для закачки воды в пласт;
- 2) нефтяные насосные станции;
дожимные насосные станции (ДНС) для внутрипромыслового сбора и транспорта нефти;
комплексные сборные пункты (КСП) для внутрипромыслового сбора и транспорта нефти;
установки подготовки нефти (УПН);
- 3) товарные парки (ТП), центральные пункты сбора (ЦПС):
сырьевые насосные станции;
насосные горячей товарной нефти;
насосные внешнего транспорта нефти;
газовые компрессорные станции для конечных ступеней сепарации;
очистные сооружения;
- 4) компрессорные станции для закачки газа в пласт для поддержания пластового давления (КСПД);
- 5) компрессорные станции газлифта (КСГ);
- 6) компрессорные станции транспорта попутного газа;

- 7) установки глубиннонасосной добычи нефти:
 поршневые центробежные электронасосы (ЭЦН);
 штанговые глубиннонасосные установки (ШГН);
 прочие насосные установки для добычи нефти (гидроприводные - ГПД, электровинтовые - ЭВН, струйные, диафрагменные - ЭДН насосы);
- 8) водозаборные сооружения:
 водозаборы на открытых водных источниках;
 связанный водозабор;
 насосные станции II, III и т.д. подъемов;
- 9) буровые установки;
- 10) замкнутые сверла для гидромывки сооружений;
- 11) промышленные зоны;
- 12) жилые поселки на месторождениях, вахтовые форпосты.

2.1.2. Перечень основных показателей графиков электрических нагрузок приведен в табл. 5.

Таблица 5

Рекомендуемые показатели электрических нагрузок

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная активная мощность индивидуального электроприемника	P_H		Принимается по каталогам, справочникам, таблицам
Номинальная активная мощность группы электроприемников	P_H	$P_H = \sum_{i=1}^m P_{H i}$	m - общее число электроприемников
Номинальная реактивная мощность индивидуального электроприемника	Q_H	$Q_H = P_H \frac{\operatorname{tg} \varphi_H}{\eta_H}$ $= P_H \frac{\sin \varphi_H}{\cos \varphi_H \eta_H}$	η_H - номинальный КПД электроприемника

Продолжение табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Номинальная реактивная мощность группы электроприемников	Q_N	$Q_N = \sum_{s=1}^m Q_{Ns}$	Сумма алгебраическая
Коэффициент включения индивидуального электроприемника	k_B	$k_B = \frac{t_p}{t_p + t_n} = \frac{t_p}{T_c}$	t_p — время работы электроприемника; t_n — время паузы; T_c — общее время цикла
Групповой коэффициент включения	K_B	$K_B = \frac{\sum_{s=1}^m k_{Bs} P_{Ns}}{P_N}$	
Индивидуальный коэффициент загрузки по активной мощности	K_3	$K_3 = \frac{P_{св}}{P_N}$	$P_{св}$ — средняя мощность электроприемника за время включения, кВт
Индивидуальный коэффициент использования по активной мощности	K_M	$K_M = K_3 K_B$	
Индивидуальный коэффициент использования по реактивной мощности	ϵ_M	Для асинхронных двигателей $\epsilon_M = a K_B + b \epsilon_M$ Для синхронных двигателей $\epsilon_M = I$	a, b — постоянные коэффициенты: $a = 1,35 \epsilon_0 - 0,35$; $b = 1,15 (1 - \epsilon_0)$; $\epsilon_0 = \frac{2,22 - 2,12 \cos \psi_0}{\operatorname{tg} \psi_0}$
Групповой коэффициент использования по активной мощности	K_M	$K_M = \frac{\sum_{s=1}^m K_{Ms} P_{Ns}}{P_N}$	
Групповой коэффициент использования по реактивной мощности	L_M	Для группы асинхронных электродвигателей $L_M = \frac{\sum_{s=1}^m \epsilon_{Ms} Q_{Ns}}{Q_N}$ Для группы синхронных электродвигателей $\epsilon_M = I$	Рассчитывается отдельно для групп электроприемников с $\operatorname{tg} \psi_M > 0$ и $\operatorname{tg} \psi_M < 0$

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Средняя активная мощность индивидуального электроприемника	P_c	$P_c = K_M P_M$	
Средняя активная мощность группы электроприемников	P_c	$P_c = \sum_{i=1}^m P_{ci} = K_U P_M$	
Средняя реактивная мощность индивидуального электроприемника	Q_c	$Q_c = \tan \varphi_M Q_P$	
Средняя реактивная мощность группы электроприемников	Q_c	$Q_c = \tan \varphi_M = \sum_{i=1}^m Q_{ci} \cos \varphi_{ci}$	Рассчитывается отдельно для группы с $\tan \varphi_M > 0$ $\tan \varphi_M < 0$
Среднеквадратичная активная мощность индивидуального электроприемника	$P_{сск}$	$P_{сск} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}$	$P^2(t)$ — функция индивидуальной нагрузки P во времени
Среднеквадратичная активная мощность группы электроприемников	$P_{сск}$	$P_{сск} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}$	P_i — нагрузка i -й ступени графика, кВт; n — число ступеней; $P^2(t)$ — функция групповой нагрузки во времени
Коэффициент формы по активной мощности	$K_{\varphi P}$	$K_{\varphi P} = P_{сск} / P_c$	
	$K_{\varphi Q}$	$K_{\varphi Q} = Q_{сск} / Q_c$	
Коэффициент формы по реактивной мощности	$\epsilon_{\varphi P}$	$\epsilon_{\varphi P} = Q_{сск} / Q_c$	$Q_{сск}$ определяется отдельно для электроприемников с $\tan \varphi_M > 0$, $\tan \varphi_M < 0$
	$\epsilon_{\varphi Q}$	$\epsilon_{\varphi Q} = Q_{сск} / Q_c$	

Окончание табл. 5

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Примечание
Расчетная нагрузка группы электроприемников	P_p Q_p S_p	$P_p = K_m P_c = K_c P_n$ $Q_p = L_m Q_c = L_c Q_n$ $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ $K_c = K_n K_m$ $L_c = L_n L_m$ K_n, L_n — определяются в соответствии с разделом 3.1.2	K_n, L_n — коэффициенты максимума по активной и реактивной мощностям; K_c, L_c — коэффициенты спроса по активной и реактивной мощностям; S_p — расчетная полная мощность группы электроприемников
Расход активной электроэнергии	W_a	$W_a = P_c T_u = \sum_{s=1}^m \omega_{ys} Q_s$	ω_{ys} — расчетный удельный расход электроэнергии; Q_s — объем производимой продукции
Число часов использования максимума нагрузки	T_m t_m	$T_m = W_a / P_p$ $t_m = T_m / T_u$	T_u — принимается равным календарному времени (месяц, квартал, год и т.п.)
Эффективное число электроприемников в группе	$n_{\text{э}}$	$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{s=1}^m P_{ns})^2}{\sum_{s=1}^m P_{ns}^2}$	Принимается для расчетов групповой нагрузки по методу унорядоченных диаграмм
Коэффициент мощности средневзвешенный	$\cos \varphi$	$\cos \varphi = \frac{P_c}{S_c}$	Определяется по данным эксперимента

2.2. Расчет электрических нагрузок технологических установок и групп установок нефтяных месторождений

2.2.1. Для кустов скважин и вспомогательных технологических установок рекомендуется пользоваться методом упорядочанных диаграмм.

2.2.2. Порядок расчета нагрузок кустов скважин и вспомогательного технологического оборудования.

1). Исходными данными для расчета являются $P_{нi}$, $A_{вi}$, $K_{зи}$, $\cos \varphi_i$ для каждого i -го электроприемника. Для кустов скважин величины $K_{вi}$, $P_{нi}$, $\cos \varphi_i$ и рекомендуемые значения $K_{зи}$ принимаются согласно табл. 6, 7, 8.

Если согласно технологической схеме разработки месторождения известны производительность каждой установки, напор, развиваемый насосом, то рекомендуемый коэффициент загрузки по активной мощности может быть определен приближенно:

$$K_{зи} = \frac{1,49 \cdot 10^{-6} QH}{\eta_{сп}}, \quad (9)$$

где Q - проектная производительность установки, $\text{м}^3/\text{сут}$;

H - напор, развиваемый насосом, м;

$\eta_{сп}$ - КПД способа добычи;

Для ЭЦН, ЭВН, ЭДН

$$\eta_{сп} = \eta_{н} \eta_{дв} \eta_{к} \eta_{тр},$$

где $\eta_{н}$ - КПД насоса по паспортной характеристике;

$\eta_{дв}$ - КПД электродвигателя;

$\eta_{к}$ - КПД кабеля;

$\eta_{тр}$ - КПД трансформатора (автотрансформатора) - см.

табл. 6, 7;

для ШТН

$$\zeta_{сн} = \zeta_n \zeta_{дв} \zeta_{пер}$$

где $\zeta_{пер}$ кпд механической передачи; принимается равным 0,9;
 ζ_n и $\zeta_{дв}$ находятся из табл. 8.

Таблица 6

Технологические параметры и показатели
 электрических нагрузок установки ЭЦН

Тип установки	Мощ- ность двига- теля, кВт	Реко- манду- емые k_3	Коэффициенты полезного действия				Сред- но- взве- шен- ная α_{Σ}
			насоса ζ_n	двигат- еля $\zeta_{дв}$	кабо- ля ζ_k	транс- формат- ция на прямом- ном	
УЭЦНМ5-50-1300	32	0,72	0,43	0,73	0,83	0,96	0,69
УЭЦНМ5-50-1700	32	0,79	0,43	0,73	0,83	0,96	0,72
УЭЦНМ5-80-1200	45	0,59	0,515	0,72	0,82	0,96	0,67
УЭЦНМ5-80-1550	45	0,74	0,515	0,72	0,82	0,96	0,71
УЭЦНМ5-80-1800	45	0,78	0,515	0,72	0,82	0,96	0,73
УЭЦНМ5-125-1200	45	0,75	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭЦНМ5-125-1300	45	0,77	0,585	0,72	0,82	0,96	0,72
УЭЦНМ5-125-1800	63	0,69	0,585	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭЦНМ5А-160-1450	63	0,69	0,61	0,81	0,84	0,96	0,70
УЭЦНМ5А-160-1750	90	0,64	0,61	0,80	0,84	0,97	0,68
УЭЦНМ5А-250-1000	63	0,79	0,615	0,81	0,84	0,96	0,72
УЭЦНМ5А-250-1400	90	0,74	0,615	0,80	0,84	0,97	0,71
УЭЦНМ5А-250-1700	90	0,78	0,615	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-400-950	90	0,77	0,595	0,80	0,84	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-400-1250	125	0,71	0,595	0,84	0,83	0,97	0,74
УЭЦНМ5А-500-800	125	0,70	0,545	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭЦНМ5А-500-1000	125	0,76	0,545	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭЦНМ6-250-1050	90	0,81	0,63	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭЦНМ6-250-1400	90	0,77	0,63	0,84	0,83	0,97	0,75
УЭЦНМ6-250-1000	90	0,79	0,63	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭЦНМ6-320-1100	90	0,74	0,64	0,84	0,83	0,97	0,71
УЭЦНМ6-500-750	90	0,71	0,60	0,84	0,83	0,97	0,70

Окончание табл. 6

Тип установка	Мощ- ность двигате- ля, кВт	Реко- манду- емые кз	Коэффициенты полезного действия				Сред- не- взве- шен- ная cos φ
			насоса η_n	двигате- ля $\eta_{дв}$	кабе- ля η_k	транс- формы- ций на- пряже- ния η_T	
УЭЦНМБ-500-1150	180	0,59	0,60	0,86	0,83	0,99	0,72
УЭЦНМБ-800-700	125	0,82	0,60	0,84	0,83	0,97	0,77
УЭЦНМКБ-80-1200	45	0,58	0,515	0,72	0,84	0,96	0,65
УЭЦНМКБ-80-1550	45	0,64	0,515	0,72	0,84	0,96	0,68
УЭЦНМК-125-1200	45	0,68	0,585	0,72	0,82	0,86	0,70
УЭЦНМКБ-125-1300	45	0,72	0,585	0,72	0,84	0,96	0,71
УЭЦНМКБА-250-1400	90	0,72	0,615	0,84	0,83	0,97	0,70
УЭЦНМКБА-250-1700	90	0,82	0,615	0,84	0,83	0,97	0,76
УЭЦНМКБА-400-950	90	0,78	0,595	0,84	0,83	0,97	0,73
УЭЦНМКБА-400-1250	125	0,79	0,595	0,84	0,83	0,97	0,75

Примечания. Величина коэффициента включения принимается для всех типов установок $K_{вк} = 0,84$.

Таблица 7

Технологические параметры и показатели электрических нагрузок
установок погружных винтовых и диафрагменных насосов
для добычи нефти

Тип установки	Мощность электро- двигателя, кВт	Рекомендуе- мый коэффе- циент за- грузки K_z	Коэффициенты полезного действия				Средне- взве- шонные $\cos \varphi$
			насоса η_n	электро- двигателя $\eta_{дв}$	кабеля η_k	трансфор- мации на- пряжения $\eta_{тн}$	
Винтовые насосы							
УЭВНТ5А-25-1000	5,5	0,67	0,57	0,77	0,82	0,94	0,69
УЭВНТ5А-16-1200	5,5	0,51	0,56	0,77	0,82	0,94	0,62
Диафрагменные насосы							
УЭДН5-4-1700	5,5	0,40	0,35	0,77	0,82	0,94	0,57
УЭДН5-6,3-1300	5,5	0,45	0,38	0,77	0,82	0,94	0,59
УЭДН5-8-1100	5,5	0,48	0,38	0,77	0,82	0,94	0,61
УЭДН5-12,5-800	5,5	0,52	0,40	0,77	0,82	0,94	0,63
УЭДН5-16-650	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64
УЭДН5-10-1020	5,5	0,53	0,40	0,77	0,82	0,94	0,64

Примечание. Для всех типов установок принимается коэффициент $K_{\text{э}} = 0,88$.

Таблица 8

Технические данные станков-кранов

Типоразмер	Нагрузка на шток N _{шт} , кН	Длина хода, L, м	Крутящий момент, M _к , кН·м	Производительность насоса ² , м ³ /сут	Напор H, м	Мощность двигателя P _{дв} , кВт	Кпд насоса η _н	Кпд двигателя η _{дв}	η _{ср}	Рекомендуемая K _л
СК1-5-0,42-100	15	0,42	1	18	1800	4,5	0,71	0,835	0,78	0,64
СК2-0,6-250	20	0,6	2,5	24	2200	7	0,73	0,855	0,77	0,61
СК3-0,75-100	30	0,75	4,0	30	2500	10	0,75	0,86	0,79	0,58
СК3-1,2-700	30	1,2	7	60	2500	20	0,78	0,875	0,77	0,60
СК6-1,5-1600	60	1,5	16	73	2300	28	0,78	0,875	0,77	0,61
СК6-1,1-2500	60	1,1	25	73	2100	28	0,78	0,875	0,75	0,59
СК12-2,5-4000	120	2,5	40	125	2300	35	0,81	0,88	0,77	0,56
СК12-3,5-8000	120	3,5	80	125	2500	40	0,81	0,88	0,75	0,57
СК20-4,2-10000	200	4,2	120	150	2300	45	0,82	0,89	0,73	0,59
СК15-6-12000	150	6	120	150	2600	50	0,82	0,90	0,74	0,61

Примечание. Величина $K_{л}$ принимается для всех типоразмеров установок, $K_{л} = 0,81$.

Для вспомогательного технологического оборудования показатели $K_{\Sigma i}$, $K_{\Sigma j}$, $\cos \varphi_i$ берутся из табл. 9.

2). Определяется средняя активная мощность

$$P_c = \sum_{i=1}^n K_{\Sigma i} K_{\Sigma j} P_{mi} , \quad (10)$$

определяется коэффициент использования по активной мощности

$$K_n = \frac{P_c}{\sum_{i=1}^n P_{mi}} , \quad (11)$$

определяется эффективное число электроприемников

$$n_1 = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{mi})^2}{\sum P_{mi}^2} , \quad (12)$$

определяется коэффициент использования по реактивной мощности

$$L_n = \frac{\sum_{i=1}^n L_{mi} \varphi_{mi}}{\sum_{i=1}^n \varphi_{mi}} , \quad (13)$$

где L_{mi} принимается по формуле из табл. 5 для нагрузки с индуктивным коэффициентом мощности или ориентировочно,

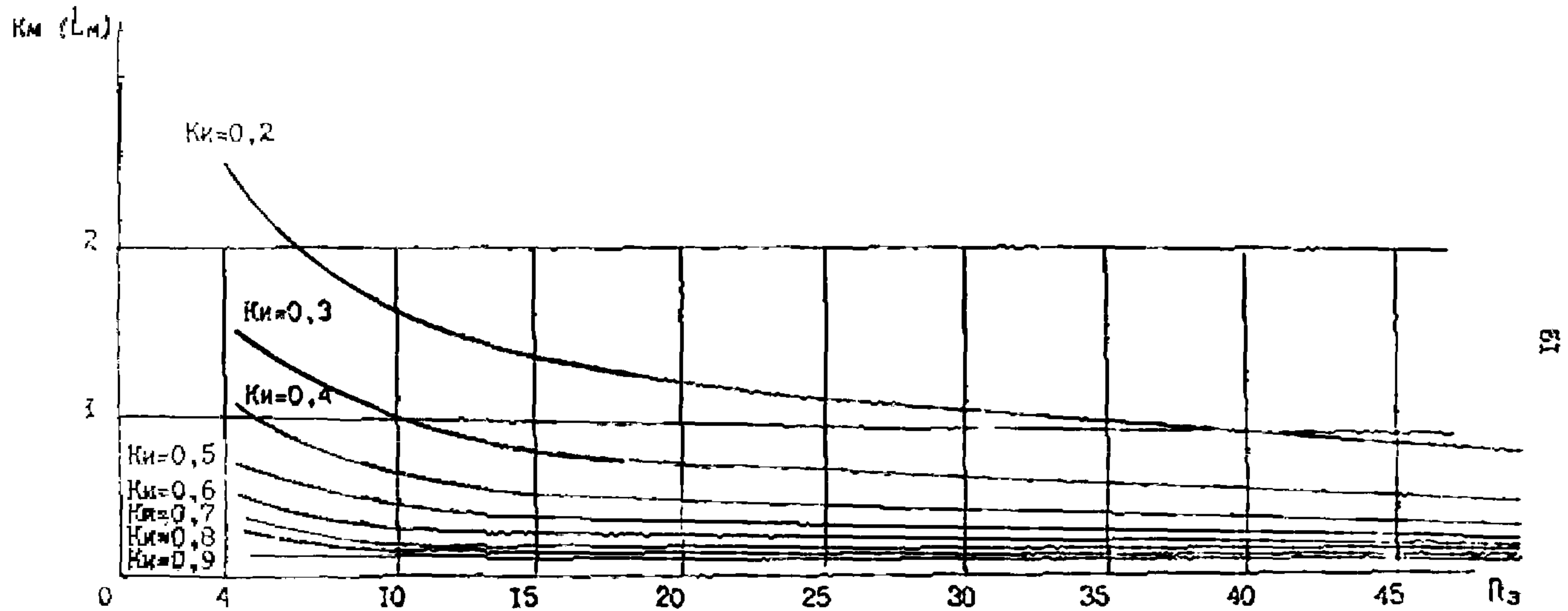
$$L_n \approx 1,7 K_n , \quad (14)$$

3). Определяются коэффициенты максимума по активной и реактивной мощности. Величины $K_m(L_m)$ принимаются по табл. 10 или по черт. I в зависимости от $K_n(L_n)$ и n_1 . Промежуточные точки находятся интерполированием.

4). Расчетные нагрузки находятся по формулам:

$$\begin{aligned} P_p &= K_m P_c , \quad \text{кВт} ; \\ Q_p &= L_m Q_c , \quad \text{квар} ; \\ S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad \text{кВА} ; \\ S_0 &= \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} , \quad \text{кВА} ; \\ \cos \varphi &= \frac{P_c}{S_0} \end{aligned} \quad (15)$$

Зависимость $K_M (L_M)$ от эффективного числа электроприемников при $\gamma_{\text{эф}} = \text{const}$



Черт. I

Таблица 9

Показатели электрических нагрузок
вспомогательных технологических установок

Электроприемник	Коэффициенты		
	включения $K_{вз}$	загрузки $K_{зг}$	мощности ($\cos \varphi$)
Насосные водозаборных скважин	0,84	0,75	0,82
Блоки водораспределительных гребенок	0,34	0,75	0,95
Блок-боксы станций управления	0,88	0,50	0,90
Дренажные насосы	0,70	0,80	0,80
Насосы подтоварной воды	0,70	0,76	0,77
Вентиляторы насосных блоков	0,84	0,80	0,76
Насосы установки подготовки нефти	0,84	0,80	0,80
Насосы-дозаторы	0,80	0,80	0,80
Насосы подачи реагента	0,80	0,80	0,80
Вентиляторы печей	0,95	0,85	0,80
Сборники конденсата	0,60	0,90	0,80
Насосы утечки	0,60	0,80	0,80
Насосы для сбора и транспорта производственно-ливневых стоков	0,90	0,80	0,80
Компрессорные при КСП, ЦПС	0,70	0,80	0,80
Насосы огневых котельных	0,70	0,80	0,80
Замерные установки	0,85	0,85	1,0
Обогрев помещений с помощью калориферов	0,60	0,80	0,78
Освещение производственных помещений и площадок	0,57	0,90	1
Столовые с электрическим оборудованием	0,63	0,74	0,97
Жилые здания	0,44	0,58	1
Административные здания	0,33	0,58	1

Таблица 10

Приближенная зависимость коэффициента максимума $K_M (L_M)$
от коэффициента использования $K_U (L_U)$ и эффективного
числа электроприемников

$K_U(L_U)$	$n_{\Sigma}-4$	$n_{\Sigma}-5$	$n_{\Sigma}-6$	$n_{\Sigma}-10$	$n_{\Sigma}-20$	$n_{\Sigma}-25$	$n_{\Sigma}-50$	$n_{\Sigma}-100$
	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$	$K_M(L_M)$
0,2	2,25	2,12	2,02	1,79	1,56	1,50	1,35	1,25
0,3	1,75	1,67	1,61	1,47	0,34	1,30	1,21	1,13
0,4	1,50	1,45	1,41	1,32	1,22	1,20	1,14	1,10
0,5	1,35	1,31	1,29	1,22	1,16	1,14	1,10	1,07
0,6	1,25	1,22	1,20	1,16	1,11	1,10	1,07	1,05
0,7	1,18	1,16	1,15	1,11	1,08	1,07	1,05	1,04
0,8	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,05	1,04	1,03
0,9	1,08	1,08	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,02

По аналогичной методике определяются электрические нагрузки для групп основных технологических установок ДЭС, ТЭ, УИВ, КЭИ с приводом от электродвигателей напряжением ниже 1000 В.

2.2.3. Для расчета электрических нагрузок технологических установок с высоковольтными электродвигателями применяется метод, основанный на использовании модели распределения в виде двухступенчатой кратчайшей функции.

1) Расчетная нагрузка по активной мощности основных двигателей определяется в виде

$$P_p = \begin{cases} C P_n \left(1 + \frac{1}{\eta} \sqrt{\frac{M}{C} - 1}\right), & C \leq 0,75 M; \\ M, & C > 0,75 M, \end{cases} \quad (16)$$

$$\text{где } C = P_c = \sum_{i=1}^n k_{zi} k_{zi} P_{ni},$$

$$M = P_n = \sum_{i=1}^n P_{ni}.$$

Величина k_{zi} для высоковольтных двигателей насосных установок может быть найдена по приближенной формуле

$$k_{zi} \approx 9,806 \frac{Q_i \Delta H_i}{\eta_{ni} P_{ni}}, \quad (17)$$

где Q — заданная производительность насосной установки, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $\Delta H_i = H_{\text{вых}i} - H_{\text{вх}i}$ — разность напора на входе-выходе насосов, м;
 η_{ni} — кпд насоса по паспортной характеристике, отн.ед.

Величина группового коэффициента включения установки может быть найдена по формуле

$$K_b = \frac{Q_u}{\sum_{i=1}^n \varphi_i \Gamma_i}, \quad (18)$$

где Q_u — объем произведенной продукции по установке в целом;

$\sum_{i=1}^n Q_i$ — суммарная производительность установок;
 T — календарное время.

При отсутствии данных о производительности, напора, или установки следует пользоваться показателями электрических нагрузок группы высоковольтных двигателей, приведенных в табл. II и 12.

2) Аналогично рассчитывается величина Q_p для установок, приведенных высоковольтными асинхронными двигателями:

$$Q_p = \begin{cases} C \left(1 + \frac{1}{13} \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right), & C \leq 0,75 M; \\ M & C > 0,75 M; \end{cases} \quad (19)$$

$$C = Q_c = L_n Q_n, \text{ квар,} \quad M = Q_n, \text{ кВт.}$$

L_n принимается по табл. 5 или приближенно $L_n = 1,1 K_n$. Расчетная реактивная мощность группы синхронных двигателей принимается равной сумме их номинальных реактивных мощностей

$$Q_p = \sum_{i=1}^m P_{ni} \tan \varphi_{ni} k_{zi} \lambda_{mi}, \quad (20)$$

где λ_{mi} — коэффициент расщепляемой реактивной мощности при k_{zi} в соответствии с табл. II.

Расчетные нагрузки вспомогательного технологического оборудования данного типа установок определяются в соответствии с п. 2.2.

3) Суммарная нагрузка установки, состоящей из высоковольтных электродвигателей и вспомогательного технологического оборудования, определяется ниже.

Таблица II

Показатели электрических нагрузок
электроприводов КНС и водозаборов

Тип агрегата	Тип двигателя	Коэффициенты			
		К _в	К _з	cos φ	λ _м
ЦНС 180-950	СТД-800-2	0,84	0,81	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 180-1433	СТД-1250-2	0,84	0,81	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	0,84	0,84	0,9 (емк.)	1,08
ЦНС 500-1900	СТД-4000-2	0,86	0,80	0,9 (емк.)	1,22
ЦНС 38-2200	СТД-500-2	0,80	0,76	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 65-2200	СТД-630-2	0,80	0,77	0,9 (емк.)	0,8
ЦНС 105-2200	СТД-800-2	0,80	0,78	0,9 (емк.)	0,8
ЦН 3000-197-73	СДН 3-15-76- -673 2500 кВт	0,77	0,80	0,9 (емк.)	1,1

П р и м е ч а н и я: 1. В табл. приведен номинальный cos φ для синхронных двигателей; λ_м определена по данным экспериментальных исследований располагаемой реактивной мощности электроприводов серии СТД и СДН.

2. Для асинхронных двигателей привода насосов ЦНС принимаются те же K_в и K_з, cos φ - 0,85.

Таблица 12

Показатели электрических нагрузок
основных агрегатов нефтяных насосных станций

Тип агрегата, мощность двигателя, кВт	Коэффициенты		
	включения K_B	загрузки K_3	мощности $\cos \varphi$
ЦНС 180-212, 160	0,84	0,76	0,77
ЦНС 180-255, 200	0,84	0,78	0,78
ЦНС 180-297, 250	0,84	0,78	0,78
ЦНС 180-340, 250	0,84	0,76	0,77
ЦНС 180-360, 320	0,84	0,77	0,78
ЦНС 180-425, 320	0,84	0,83	0,80
ЦНС 300-180, 250	0,84	0,82	0,79
ЦНС 300-240, 320	0,84	0,81	0,78
ЦНС 300-300, 320	0,84	0,84	0,81
ЦНС 300-350, 400	0,84	0,79	0,77
ЦНС 300-420, 500	0,84	0,76	0,78
ЦНС 300-480, 500	0,84	0,83	0,82
ЦНС 300-540, 630	0,84	0,78	0,80
ЦНС 300-600, 800	0,84	0,76	0,78
НК 560/300, 500	0,84	0,79	0,78
НК 560/180, 400	0,84	0,81	0,81
НК 560/120, 320	0,84	0,82	0,81
НК 200/370, 320	0,84	0,81	0,81
НК 200/210, 200	0,84	0,79	0,79
НК 200/120, 132	0,84	0,80	0,79

В табл. 13 представлены рекомендуемые значения средних и расчетных электрических нагрузок типовых нефтепромысловых установок с числом высоковольтных электродвигателей менее четырех.

Таблица 13

Рекомендуемые значения средних и расчетных нагрузок для типовых нефтепромысловых установок

Технологическая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средняя		расчетная	
		P , кВт	Q_c , квар	P_r , кВт	$Q_{рч}$, квар
КНС	3x1250, STD	2630	-1270	3340	-1270
	2x1250, STD	1750	-850	2250	-850
	1x1250, STD	880	-430	1140	-430
	3x1250, АРМ	2530	1630	3340	2070
	2x1250, АРМ	1750	1080	2250	1350
	1x1250, АРМ	880	550	1140	690
	3x1600, STD	3360	-1630	4270	-1630
	2x1600, STD	2240	-1080	2880	-1080
	1x1600, STD	1120	-540	1450	-540
	3x1600, АРМ	3350	2080	4270	2640
	2x1600, АРМ	2240	1390	2880	1750
	1x1600, АРМ	1120	690	1450	890
	3x4000, STD	8240	-3990	10800	-3990
	2x4000, STD	5490	-2660	7280	-2660
	1x4000, STD	2750	-1330	3680	-1330
	3x4000, АРМ	8420	5320	10800	6630
	2x4000, АРМ	5490	3400	7280	4320
	1x4000, АРМ	2750	1700	3680	2160
КНС, II, III водободьем	3x800, STD	1500	-730	1900	-730
	2x800, STD	1000	-480	1300	-480
	1x800, STD	500	-240	700	-240
	3x800, АРМ	1500	930	1900	1180
	2x800, АРМ	1000	620	1300	790
	1x800, АРМ	500	310	700	390

Сокращение табл. 13

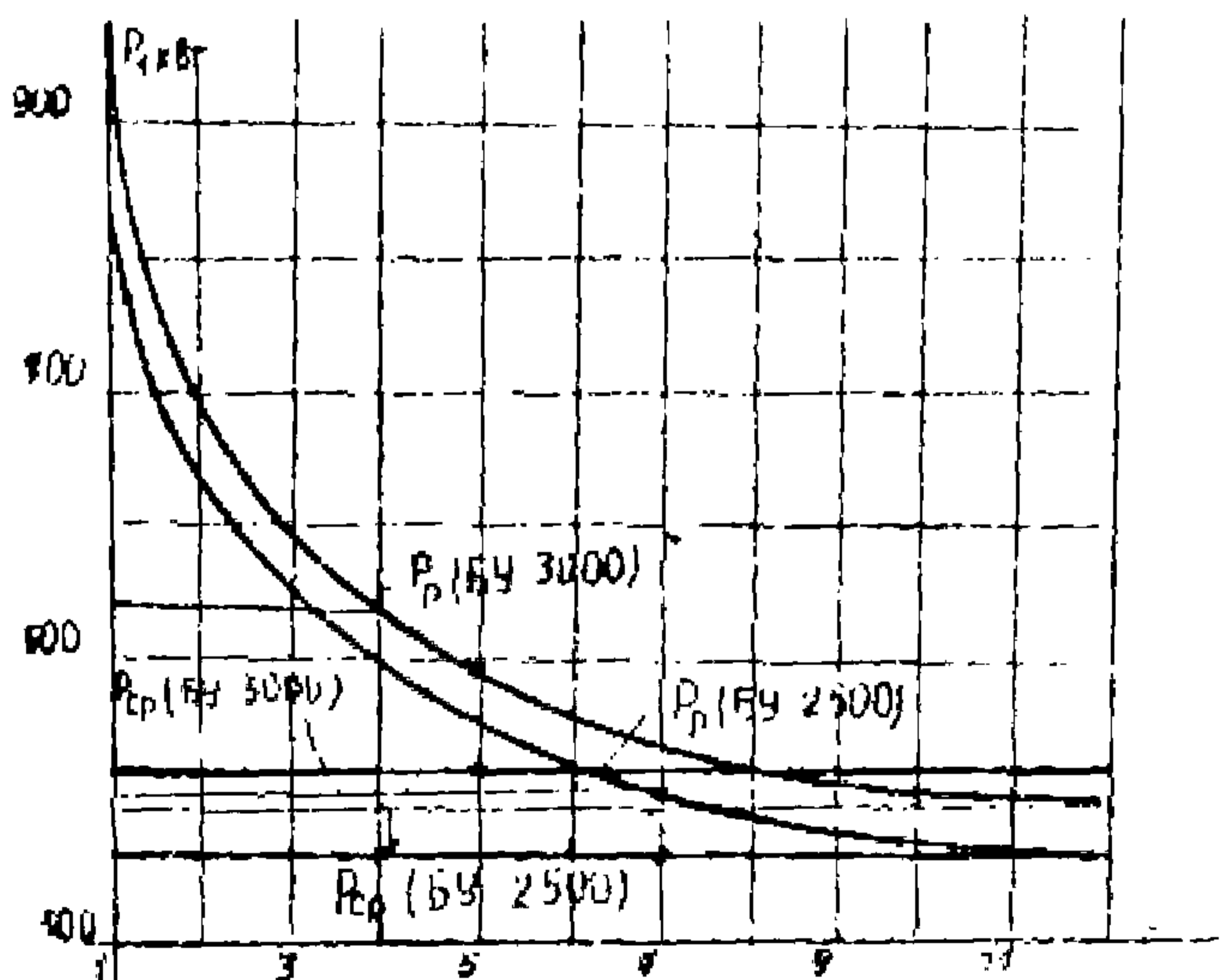
Технологическая установка	Число и мощность электродвигателей	Электрические нагрузки			
		средние		расчетные	
		P_c , кВт	Q_c , квар	P_p , кВт	Q_p , квар
	3x2500, СДМ	5250	-2540	6500	-2540
	2x2500, СДМ	3550	-1720	4400	-1720
	1x2500, СДМ	1850	-900	2200	-900
	3x2500, АРМ	5250	3250	6500	4130
	2x2500, АРМ	3550	2200	4400	2790
	1x2500, АРМ	1850	1150	2200	1460
КСГ, КСГЩ	3x12000, с/ндр.	28800	-14000	33300	-14000
	2x12000, с/ндр.	19200	-9300	21900	-9300
	1x12000, с/ндр.	9600	-4600	11500	-4600
	3x6300, СТД	13500	-6500	16600	-6500
	2x6300, СТД	9100	-4400	11200	-4400
	1x6300, СТД	4540	-2200	5670	-2200
	3x4000, СТД	8300	-4000	10800	-4000
	2x4000, СТД	5500	-2700	7300	-2700
	1x4000, СТД	2800	-1400	3700	-1400
ДНС, ТП, ЦПС, КСП	УПН, 3x630, ВАО	1320	820	1720	1040
	2x630, ВАО	880	550	1140	690
	1x630, ВАО	440	270	570	350
	3x500, ВАО	1050	650	1280	830
	2x500, ВАО	700	430	910	550
	1x500, ВАО	350	220	450	280
	3x400, ВАО	840	520	1090	680
	2x400, ВАО	560	350	750	440
	1x400, ВАО	280	170	370	220
	3x320, ВАО	670	420	870	530
	2x320, ВАО	440	280	560	350
	1x320, ВАО	220	140	290	180
	3x250, ВАО	520	320	680	410
	2x250, ВАО	350	220	440	280
	1x250, ВАО	180	110	230	140

2.2.4. Определения расчетной нагрузки буровых установок и установок для гидронамыва сооружений. В табл. 14 приведены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки буровых установок БУ 2500 Э и БУ 3000 ЭУК в основных рабочих режимах (ОРР) и в целом по установке.

В табл. 15 представлены средние, среднеквадратичные и расчетные нагрузки установок для гидронамыва сооружений в ОРР и в целом по установке.

Электрические нагрузки группы буровых установок определяются по кривым зависимостей парциальных расчетных нагрузок от числа установок в группе, полученным на основе анализа взаимной корреляции между индивидуальными графиками нагрузок буровых установок (черт. 2).

Зависимость средней и максимальной (расчетной) нагрузок буровой установки от числа установок в группе



Черт. 2

Таблица 14

Показатели электрических нагрузок буровых установок в ОРР

Нагрузка	БУ 2500 Э				БУ 3000 ЭУК			
	Режимы			В целом по уста- новке	Режимы			В целом по уста- новке
	Бурение	Спуско- подъемные операции	Вспомога- тельные операции		Бурение	Спуско- подъемные операции	Вспомога- тельные операции	
Средняя P_c , кВт	690	330	190	360	780	390	280	430
Среднеквадратич- ная $P_{ск}$, кВт	960	480	230	700	1130	640	350	890
Расчетная P_p , кВт	1080	560	260	830	1250	710	390	1020

Таблица 15

Показатели электрических нагрузок установок для гидронамыва
сооружений на нефтепромыслах в основных рабочих режимах

Нагрузка	Режимы			В целом по уста- новке	Режимы			В целом по уста- новке
	Начало	Разделение	Передвижка		Начало	Разделение	Передвижка	
	3Э М-1350 А				12 А-5			
Средняя Pс, кВт	730	160	90	476	550	90	40	327
Среднеквад- ратная Pск, кВт	920	210	130	522	750	120	60	356
Расчетная Pр, кВт	1170	250	160	684	910	180	130	470
	3СЭ-350-50Э				3СЭ-12А-4			
Средняя Pс, кВт	1660	430	320	1211	790	190	130	526
Среднеквад- ратная Pск, кВт	2140	530	370	1356	950	230	160	613
Расчетная Pр, кВт	2440	900	440	1772	1320	300	200	734

Продолжение табл. 13

Загрузка	Режимы			В целом по установке	Режимы			В целом по установке
	Налив	Рыбление	Передвижка		Налив	Рыбление	Передвижка	
	ЗСС-180-60				ЗСС-300-43			
Средняя Pс, кВт	1030	370	210	370	1560	420	300	1108
Среднеквадратичная Pск, кВт	1510	510	290	754	1930	590	350	1225
Расчетная Pр, кВт	1960	780	350	928	2220	810	400	1614

Например, для пяти установок БУ 3000:

$$P_c = 5 \times 430 = 2150 \text{ кВт};$$

$$P_p = 5 \times 500 = 2500 \text{ кВт}.$$

Для семи установок БУ 2500:

$$P_c = 7 \times 390 = 2730 \text{ кВт};$$

$$P_p = 7 \times 420 = 2940 \text{ кВт}.$$

В случае, когда не заданы типы установок, в расчетах следует принимать установка БУ 3000 ЭУК как наиболее распространенные в условиях Западной Сибири.

Реактивные мощности буровых установок в проектных расчетах следует принимать

$$Q_c = Q_p = 0,$$

как для установок с нестациональным режимом реактивной мощности.

2.2.5. Методы определения суммарных электрических нагрузок.

Для электрических нагрузок разнородных электроприемников рекомендуется:

1) метод суммирования нагрузок на подстанциях 6/0,4 и 35/6 кВ

$$P_{p2} = P_{c2} + \sqrt{\sum_i (P_{pi} - P_{ci})^2},$$

$$Q_{p2} = (Q_{c2} + Q_k) + \sqrt{\sum_{j,i,k} [Q_{pj} - Q_{cj}]^2} \quad (21)$$

где P_{pi}, P_{ci} — соответственно расчетные и средние активные нагрузки i -й установки (группы установок), определенные по формулам (10, 15, 19) и черт. 2;

Q_{pj}, Q_{cj} — соответственно расчетная и средняя нагрузки групп установок с индуктивной мощностью, Q_k

Q_k — нагрузка установок с емкостной мощностью, квар; принимается в расчетах со знаком "минус";

2) интегральный метод расчета электрических нагрузок - для линий 35 и 110 кВ, подстанций 110/35/6, 110/6 и 110/10 кВ нефтяных месторождений в целом.

Интегральный метод базируется на совместном применении показателей технологии разработки месторождений и самих объектов данных о структуре электроприемников.

Расчетная активная мощность подстанции или месторождения определяется по двум составляющим: расчетная мощность сосредоточенных электроприемников (площадок КНС, ДНС, КСГ и т.д.) и мощность распределенных электроприемников (кустов эксплуатационных скважин).

Для определения мощности сосредоточенных электроприемников используются данные о заданной структуре потребителей технологических площадок и технологические показатели с соответствующими укрупненными удельными расходами электроэнергии.

Средняя нагрузка установок с сосредоточенными электроприемниками определяется

$$P_c(t) = K_n \sum P_{ni}, \quad (22)$$

где $K_n = \omega_i Q_i / P_{ni} T_f$ - коэффициент использования активной мощности для этих установок, отн. ед.;

ω_i - расчетный удельный расход электроэнергии по i -у технологическому процессу (см. п.2.6);

Q_i - планируемый объем производимой продукции за время T_f , ед. прод.;

P_{ni} - номинальная мощность i -й установки на технологической площадке, кВт.

Средняя нагрузка распределенных электроприемников определяется по формуле

$$P_{c(p)} = \frac{\sum_{k=1}^S n_k P_k}{\sum_{k=1}^S \varphi_{k,p} n_k} \cdot \frac{Q_{мгк}}{P_k} ; \quad (23)$$

где S — число типоразмеров электродвигателей установок насосной добычи;

$Q_{мгк}$ — объем выдобытой жидкости по месторождению, промыслу, тыс. т/ед. времени;

$\sum_{k=1}^S \varphi_{k,p} n_k$ — суммарная производительность установок насосной добычи по типоразмерам.

Расчетная электрическая нагрузка сосредоточенных и распределенных электроприемников месторождения находится по формуле (16), в которой

$$C = P_c(k) + P_c(p) + P_c(\text{бур}) ,$$

$$M = \sum_{j=1}^m P_{nj} + \sum_{k=1}^S n_k P_k + P_p(\text{бур}) .$$

$\sum_{j=1}^m P_{nj}$ — суммарная номинальная мощность сосредоточенных электроприемников, кВт;

$P_c(\text{бур}), P_p(\text{бур})$ — средняя и расчетная нагрузки бурения, кВт.

Определяются по черт. 2.

Расчеты по интегральному методу должны быть проведены по числу часов, τ , использования максимума нагрузки T_M , для этого определяются суммарное электропотребление $W_{э}$ и рассчитывается число T_M в абсолютных единицах

$$T_M = \frac{W_{э}}{P_{э}} \quad (24)$$

и в относительных

$$t_M = \frac{T_M}{T_k} ,$$

где T_k - календарное время, за которое вырабатывается продукция Q_i , ч.

Как правило, $0,31 \leq t_m \leq 0,86$.

В случае, если $t_m > 0,86$ или $t_m < 0,31$, расчеты должны быть проверены, следует либо дать специальное обоснование такого положения (значительные объемы бурения, большой фонд резервного оборудования, другие причины).

Реактивные нагрузки по этому методу могут быть подсчитаны укрупненно с учетом компенсации реактивной мощности синхронными электродвигателями.

Метод позволяет определять электрические нагрузки по годам перспективного периода с учетом динамики изменения структуры электроприемников и технологических параметров процессов. При этом нет необходимости иметь готовую схему электроснабжения нефтяных месторождений.

2.2.6. Область применения предложенных методов.

Методы расчета электрических нагрузок рекомендуются для определения мощностей электрических нагрузок на стадии проектирования. Для стадии перспективного планирования следует использовать интегральный метод расчета нагрузок. При определении электрических нагрузок на стадии эксплуатации рекомендуется использовать методы определения электрических нагрузок группы буровых установок и интегральный метод расчета электрических нагрузок. В приложении 1, справочном, приведен пример расчета электрических нагрузок промышленного узла условного нефтяного месторождения, получающего питание от подстанции ЛЮ/35/6 кВ. В приложении 2, справочном, для того же месторождения рассчитаны перспективные нагрузки и электропотребление.

2.3. Определения получасового максимума мощности для расчетов предприятий с энергосистемой

2.3.1. Для определения максимума нагрузки на стадии эксплуатации используется модель упорядоченной диаграммы электрических нагрузок в виде двухступенчатой кратчайшей функции

$$P(t) = \begin{cases} M - t \left(\frac{M}{C} - 1 \right), & 0 \leq t \leq \frac{C}{M}; \\ C - \frac{C \left(t - \frac{C}{M} \right)}{1 - \frac{C}{M}}, & \frac{C}{M} < t \leq 1, \end{cases}$$

где $P(t)$ — модель графика нагрузки по активной мощности;
 C, M — соответственно средняя и наибольшая мощность, достигаемые за период обследования, предшествующий планируемому, кВт;
 t — относительное время, $0 \leq t \leq 1$.

2.3.2. Расчетный максимум определяется по формуле (16) и заявляется в энергосистему:

$$P_3 = \begin{cases} C \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right), & \frac{C}{M} \leq 0,75; \\ M, & \frac{C}{M} > 0,75, \end{cases}$$

где P_3 — величина заявленной мощности, МВт.

2.3.3. Параметры модели $P(t)$ определяются следующим образом I). При отсутствии ввода-вывода мощностей.

Средняя нагрузка C определяется путем снятия показаний счетчиков электроэнергии в начале и конце периодов суточного максимума энергосистемы за 3...5 суток, непосредственно предшествующих дню заявления мощности в энергосистему:

$$C = \frac{K_{\text{тг}} K_{\text{тн}}}{\sum T_{\text{тн}}} \sum_{i=1}^n (I_{\text{кi}} - I_{\text{нi}}) 10^{-3}, \text{ кВт},$$

где I_{ki}, I_{mi} — показания счетчиков электроэнергии соответственно в конце и в начале i -го периода максимума энергосистемы;

$K_{тг}, K_{тн}$ — коэффициенты трансформации соответственно трансформатора тока и трансформатора напряжения, $A/A, B/B$;

T_{mi} — продолжительность i -го периода максимума энергосистемы, ч.

Например, для узла нагрузки имеются следующие показатели:

$$K_{тг} = \frac{100}{5} \frac{A}{A}; \quad K_{тн} = \frac{6000}{100} \frac{B}{B};$$

$i = 6$, то есть измерения проводились в часы утреннего и вечернего максимумов энергосистемы за трое суток;

$$I_{н1} = 4888,6;$$

$$I_{к1} = 5156,4; \quad T_{м1} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{н2} = 5935,3;$$

$$I_{к2} = 6393,4; \quad T_{м2} = 3 \text{ ч};$$

$$I_{н3} = 7235,6;$$

$$I_{к3} = 7358,3; \quad T_{м3} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{н4} = 7886,8;$$

$$I_{к4} = 8193,4; \quad T_{м4} = 3 \text{ ч};$$

$$I_{н5} = 8762,4;$$

$$I_{к5} = 8896,6; \quad T_{м5} = 2 \text{ ч};$$

$$I_{н6} = 9449,4;$$

$$I_{к6} = 9832,3; \quad T_{м6} = 3 \text{ ч}.$$

Тогда

$$C = \frac{100 \cdot 6000 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 100} (5156,4 - 4888,6 + 6393,4 - 5935,3 + 7358,3 - 7235,6 + 8193,4 - 7886,8 + 8896,6 - 8762,4 + 9832,3 - 9449,4) = 133,8 \text{ кВт}.$$

Максимальная нагрузка M определяется в каждый период максимума энергосистемы при наличии счетчика с фиксированным получасовым максимумом или информационно-измерительных систем типа ИСЭ, АУС, ИСИС или их модификаций путем установки фиксатора максимума мощности на нуль в начале каждого обследуемого периода максимума энергосистемы, величина M находится как наибольшая из фиксированных получасовых нагрузок.

Для того же примера в период T_{M1} нагрузка $P_{M1} = 168$ кВт; в период T_{M2} нагрузка $P_{M2} = 183$ кВт; в период T_{M3} нагрузка $P_{M3} = 116$ кВт; в период T_{M4} нагрузка $P_{M4} = 158$ кВт; в период T_{M5} нагрузка $P_{M5} = 102$ кВт; в период T_{M6} нагрузка $P_{M6} = 205$ кВт.

За величину M принимается $M = P_{M6} = 205$ кВт.

Проверится:

$$\frac{C}{M} = \frac{133,8}{205} = 0,65 < 0,75,$$

тогда

$$P_3 = C \left(1 + \frac{1}{3} \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right) = 133,8 \left(1 + \frac{1}{1,73} \sqrt{\frac{205}{133,8} - 1} \right) = 190,3 \text{ кВт.}$$

Как правило, измерения мощности в энергосистему на следующий месяц проводится 20 числа предыдущего месяца. Измерения должны проводиться в течение 15–19 чисел каждого месяца в часы максимума энергосистемы при отсутствии каких-либо переключений в течение месяца, на который заявляется нагрузка.

Если отсутствует аппаратура фиксации максимума мощности, необходимо снимать показания счетчиков электроэнергии каждые полчаса в часы максимума энергосистемы, выбрать период, равный 0,5 ч, с наибольшим потреблением электроэнергии и найти величину M .

$$M = 2 W_{20,5 \text{ макс}} \quad , \text{ кВт.ч.}$$

где $W_{20,5 \text{ макс}}$ — расход активной электроэнергии за полчаса наибольшего электропотребления, кВт·ч.

2) Для вновь вводимой технологии, площадки, подстанции расчет P_3 ведется в соответствии с п.2.2.

3) Для подключения (переключения) мощности к существующей

$$C = C_I + C_{II};$$

$$M = M_I + M_{II},$$

где C_I, M_I — средняя и наибольшая мощность электроприемников, находящихся в эксплуатации (рассчитывается по методике, описанной выше), кВт;

C_{II}, M_{II} — средняя и наибольшая мощность вновь подключаемых электроприемников, кВт.

C_{II} и M_{II} определяются для высоковольтных установок из табл.15, для смешанной или низковольтной нагрузки с числом электроприемников до 20...30.

$$C_{II} = \sum_{i=1}^n K_{ni} P_{ni};$$

$$M_{II} = \sum_{i=1}^n P_{ni},$$

где K_{ni} — коэффициент использования i -го электроприемника установки,

$$K_{ni} = K_{vi} \cdot K_{zi},$$

где K_{vi}, K_{zi} берутся из табл. 6-9;

P_{ni} — номинальная мощность i -го электроприемника, установки, кВт.

Для вводимых низковольтных электроприемников числом $n > 20...30$

$$M_{II} = K_M C_{II},$$

где K_M находится по табл. 10 или табл. I.

2.3.4. При планировании регулировочных мероприятий дополнительное снижение максимальной нагрузки определяется по величине расчетной мощности выходящих в часы максимума энергосистемы двигателей КЭС в соответствии с табл. 13.

2.3.5. Величины максимальных реактивных нагрузок асинхронных двигателей также определяются по предложенной методике.

2.3.6. Для смешанной - асинхронной и синхронной - нагрузки требуется провести системный расчет режима реактивной мощности соответствии с п. 2.8 настоящего документа.

Методические указания по расчету
электропотребления для нефтяных месторождений

2.4. Общие рекомендации по применению методов расчета
электропотребления

2.4.1. Планируемый расход электроэнергии определяется по расчетным удельным расходам электроэнергии и объемам произведенной продукции:

$$W_a = \sum_{i=1}^n (w_i Q_i - W_{эi}), \quad \text{кВт.ч.},$$

(25)

где W_a - планируемый расход активной электроэнергии по группе технологических процессов, кВт.ч;

Q_i - объем производства i -м технологическим процессом, ед. продукции;

w_i - расчетный удельный расход электроэнергии i -го производственного процесса, Вт.ч/ед.продукции;

$W_{эi}$ - расчетная экономия электроэнергии i -го технологического процесса, кВт.ч.

2.4.2. Удельные расходы электроэнергии технологических процессов добычи нефти определяются расчетно-аналитическим методом. Удельный расход на добычу нефти по предприятию в целом может быть найден методами статистического моделирования путем составления одно- и многофакторных моделей в зависимости от интегральных факторов.

2.4.3. Удельный расход электроэнергии на бурение скважин определяется методом расчета по показателям средних электрических нагрузок электродвигателей приводов главных механизмов. По объему или управлению буровых работ могут быть составлены одно- и многофакторные статистические модели удельных расходов электроэнергии.

2.4.4. Удельные расходы электроэнергии на электроснабжение предприятий рассчитываются аналитическими методами или по показателям средних электрических нагрузок.

2.5. Структура электропотребления по технологическим процессам в нефтедобывающей промышленности

2.5.1. Добыча нефти, в том числе:

- 1) Глубиннонасосная механизированная добыча нефти.
- 2) Газлифтная добыча нефти.
- 3) Закачка воды в пласт.
- 4) Подготовка нефти (в том числе сброс воды на ЦНС, КСП).
- 5) Методы интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи (закачка газа в пласт, внутрипластовое горение, закачка реагентов в пласт, закачка воздуха в пласт и т.п.).
- 6) Общепромышленный расход (сбор и транспорт нефти по территории месторождения, сброс воды на месторождении, потеря в сети и т.п.).

2.5.2. Бурильные скважины.

2.5.3. Водоснабжение предприятий.

2.5.4. Сбор и транспорт попутного газа.

2.5.5. Транспорт нефти по пунктам связи управляемой магистральной нефтепроводов (аналогичный транспорт нефти).

2.5.6. Прочие производственные потребители.

2.6. Методы расчета электропотребления

В качестве основных методов расчета удельного электропотребления технологических процессов рекомендуется следующие:

1) Расчетно-аналитический метод.

2) Метод расчета нормы по показателям средних электрических нагрузок.

3) Метод статистического моделирования.

Расчетно-аналитический метод определяет групповой технологический удельный расход электроэнергии в зависимости от ряда нормообразующих факторов (параметров) технологических процессов в виде:

$$W_i = K_{дпi} / i (\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n), \quad (25)$$

где $K_{дпi}$ — коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, определенный расчетным или экспериментальным путем, отн. ед.;

$\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$ — факторы (параметры) технологического процесса, средневзвешенные по совокупности технологических установок.

$$\varphi_j = \sum_{k=1}^n \frac{\varphi_{jk} Q_k}{\sum_{k=1}^n Q_k},$$

где Q_k — производительность K -й установки, ед. продукции;
 φ_{jk} — значение j -го фактора на k -й технологиче-
 ской установке.

Метод расчета удельного электропотребления по показателям средних электрических нагрузок определяет групповую технологиче-
 скую норму по формуле

$$\omega_i = K_{grp} T_k \frac{\sum_{j=1}^m K_{vj} K_{zj} P_{nj}}{\sum_{j=1}^m Q_j}, \quad (27)$$

где T_k — календарное время, ч;
 K_{vj}, K_{zj} — коэффициенты соответственно включения в загрузки
 j -й установки, отн. ед.;
 P_{nj} — номинальная мощность электродвигателя j -й уста-
 новки, кВт;
 Q_j — плановая производительность j -й установки в те-
 чение времени T_k , ед. прод./ед. времени.

Метод статистического моделирования используется при расчете
 электропотребления сложных и составных технологических процессов
 (добыча нефти в целом, бурение скважин).

Однофакторные статистические модели определяются в виде по-
 лнома n -й степени:

$$y_n = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_n t^n, \quad (28)$$

где y_n — общепеховой или общий по предприятию удельный
 расход электроэнергии по K -у процессу,
 кВт.ч/ед. прод.;

a_0, \dots, a_n - постоянные моделирования, отн. ед.;

t - фактор однофакторной модели (обычно время).

Многофакторные статистические модели определяются в виде:

$$y_x = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i x_i, \quad (2)$$

где x_i - i -й фактор многофакторной модели;

b_0, \dots, b_n - постоянные моделирования, отн. ед.

2.6.1. Методика расчета удельных расходов электроэнергии по технологическим процессам добычи нефти.

Удельные расходы электроэнергии на добычу нефти определяются расчетно-аналитическим методом. В табл. 16 представлены расчетные формулы, определяющие зависимость между удельным расходом электроэнергии и основными контролируемыми нормобразующими параметрами. Для большинства технологических процессов основной структурной единицей является насосный агрегат, для которого

$$\omega_i = K_{\text{ин}} \Delta H_i K_{\text{об}}, \quad (3)$$

где ω_i - удельный расход электроэнергии i -го технологического процесса, кВт.ч/ед. прод.;

ΔH_i - перепад давлений на входе-выходе насосов i -го технологического процесса, м;

$K_{\text{об}i}$ - коэффициент, зависящий от обводненности добываемой или переквасиваемой продукции (нефтедержащая жидкость), отн. ед.:

$$K_{\text{об}i} = 1 + \frac{\delta_i}{1 - \delta_i}, \quad (3')$$

где δ_i - обводненность нефтедержащей жидкости, отн. ед.

$$\delta_i = \frac{Q_{\text{ж}i} - Q_{\text{н}i}}{Q_{\text{ж}i}}$$

При добыче, перекачке или закачке в пласт воды $K_{\text{об}}$ принимается равным единице.

$K_{\text{ин}}$ — интегральный коэффициент i -го процесса, учитывающий влияние прочих параметров.

Таблица 16

Общие расчетные формулы и контролируемые нормообразующие параметры технологических процессов добычи нефти

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Добыча нефти насосным способом	$\omega_{\text{н}} = 2,724 \cdot 10^{-3} K_{\text{эп}} \frac{1}{z_{\text{н}}} \left(1 + \rho_{\text{нг}} 10^{-3} \frac{\delta_{\text{н}}}{1 - \delta_{\text{н}}} \right) \cdot (H_{\text{дин}} + H_{\text{ст}}), \quad \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}$	$\omega_{\text{н}} = K_{\text{ин}} H_{\text{дин}} \cdot \left(1 + \frac{\delta_{\text{н}}}{1 - \delta_{\text{н}}} \right)$

где $K_{\text{эп}}$ — коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.;

Γ — средневзвешенный газовый фактор, м³/т;

$\rho_{\text{нг}}$ — средневзвешенная плотность нефтяного попутного газа, кг/м³;

$H_{\text{дин}}$ — глубина динамического уровня насосной скважины, м;

$H_{\text{ст}}$ — давление жидкости в сборных коллекторах ГЗУ, м. вод. ст.;

$z_{\text{н}}$ — клз установок насосной добычи (см. табл. 6,7), отн. ед.

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Добыча нефти газодомом	δ_n - обводненность нефти, добытой кустовым способом, отн. ед. $Q_2 = 0,22 K_{др} R (1 + \delta_{гг} / (1 - \delta_{гг})),$ $ABT, \text{ч/т},$	$\delta_{гг}, R$ $Q_2 = K_{др} R (1 + \frac{\delta_{гг}}{1 - \delta_{гг}})$
где	R - удельный расход газа на тонну жидкости, извлекаемой газодомом способом, $\text{м}^3/\text{в т}$; $\delta_{гг}$ - обводненность нефти, добытой газодомом способом, отн. ед.; $K_{др}$ - коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.	
Сбор и транспорт нефти дожимными насосными станциями (ДНС)	$Q_{ДНС} = 2,724 \cdot 10^3 K_{др} \frac{\Delta H_{ДНС}}{2 \eta_{ДНС}} \cdot (1 + \frac{\delta_{ДНС}}{1 - \delta_{ДНС}}),$ $ABT, \text{ч/т},$	$\Delta H_{ДНС}, \delta_{ДНС},$ $Q_{ДНС} = K_{др} \Delta H_{ДНС} \cdot (1 + \frac{\delta_{ДНС}}{1 - \delta_{ДНС}})$
где	$\Delta H_{ДНС}$ - средневзвешенный перепад давления на входе-выходе насосов ДНС, м; $\eta_{ДНС}$ - КПД агрегатов ДНС, ст. ед.; $\delta_{ДНС}$ - обводненность нефти, транспортируемой ДНС; $K_{др}$ - коэффициент дополнительных расходов электроэнергии, отн. ед.	

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормобразующие параметры, упрощенная расчетная формула
Подготовка нефти	$ \begin{aligned} Q_{\text{эл}} = K_{\text{доп}} \left\{ 2,724 \cdot 10^3 \left[\frac{(1 + K_{\text{ри}}) \Delta H_{\text{с}}}{\eta_{\text{с}}} \right. \right. \\ + \left. \left. \left(1 + \frac{\delta_{\text{сст}}}{1 - \delta_{\text{сст}}} \right) + \frac{(1 + K_{\text{ри}}) \Delta H_{\text{г}}}{\eta_{\text{г}}} + \Delta H_{\text{г}} \right. \right. \\ + \left. \left. \frac{K_{\text{ри}} \Delta H_{\text{г}}}{\eta_{\text{г}}} + \frac{K_{\text{ри}} \Delta H_{\text{г}}}{\eta_{\text{г}}} \right] + \right. \\ \left. + K_{\text{эл доп}} Q_{\text{эл доп}} \right\}, \\ \text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{т}, \end{aligned} $	$ \begin{aligned} Q_{\text{эл}} = K_{\text{эл}} \left[\Delta H_{\text{с}} \right. \\ \times \left. \left(1 + \frac{\delta_{\text{сст}}}{1 - \delta_{\text{сст}}} \right) + \right. \\ \left. + \Delta H_{\text{г}} + \Delta H_{\text{г}} \right] \end{aligned} $

где $K_{\text{доп}}$ — коэффициент дополнительных расходов электроэнергии;

$K_{\text{ри}}$ — коэффициент, учитывающий количество некондиционной нефти, возвращаемой на повторную подготовку, отн. ед.;

$\Delta H_{\text{с}}, \eta_{\text{с}}$ — соответственно перепад давлений, к, и КПД насосов сырой нефти;

$\Delta H_{\text{г}}, \eta_{\text{г}}$ — соответственно перепад давлений, м, и КПД насосов горячей товарной нефти;

$\Delta H_{\text{г}}, \eta_{\text{г}}$ — соответственно перепад давлений, м, и КПД насосов рециркуляции некондиционной нефти;

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры установленная расчетная формула
-------------------------	-------------------------	---

$\Delta H_{пр}, \Delta \tau_{пр}$ — соответственно перепад потенциалов, м, и КПД насосов подачи пластовой воды, собранной на КСН, УДН, товарном парке;

$K_{пр}$ — коэффициент, учитывающий долю воды, подаваемой на УДН, отн. ед.;

$K_{эдр}$ — для подготовки нефти электродегидраторами, отн. ед.;

$\omega_{эдр}$ — удельный расход электроэнергии на электродегидраторы, 0,16 — 0,37 кВт·ч/т для напряжений на электродах 22–44 кВ;

$\delta_{ост}$ — остаточная обводненность нефти, подаваемой на подготовку, отн. ед.

Подготовка и утилизация пластовых вод и производственно-ливневых стоков

$$\omega_{пв} = 2,724 \cdot 10^{-3} \cdot K_{пр} \cdot K_{эдр} \cdot \frac{\Delta H_{пв}}{\tau_{пв}} \left(K_{ост} = \frac{\delta_{пв}}{1 - \delta_{пв}} \right),$$

кВт·ч/т,

$$\omega_{пв} = K_{пв} \cdot \Delta H_{пв},$$

где $K_{эдр}$ — коэффициент, дополнительный расход электроэнергии, отн. ед.;

Продолжение табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметры, упрощенная расчетная формула
-------------------------	-------------------------	---

$K_{ст}$ — коэффициент, учитывающий долю утилизации пластовых вод и производственно-ливневых стоков,

$$K_{ст} = 0,20 - 0,25;$$

$B_{хл}$ — количество отделившейся (холодной отстой) пластовой воды в отстойниках предварительного сброса воды, приходится на одну тонну жидкости, отн. ед.;

$\Delta H_{пв}, \Delta H_{об}$ — планируемый перепад давлений, м, и КПД насосов перекачки сброшенной воды в пластовых вод.

Суммарный расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти и подготовку и утилизацию производственно-ливневых стоков составляет основную часть общепромышленного расхода электроэнергии:

$$W_{аср} = K_{ор} (W_{пнс} Q_n + W_{пв} Q_n),$$

тыс. кВт.ч.

Q_n — коэффициент, учитывающий прочие промышленные расходы по теоретическим расчетам или по статистической отчетности за прошлые годы

Окончание табл. 16

Технологический процесс	Общая расчетная формула	Нормообразующие параметр упрощенная расчетная формула
-------------------------	-------------------------	---

Закладка воды в пласт

$$\omega_3 = 2,724 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\times \frac{\Delta H_{нас}}{2 \cdot \eta_{нас}} \rho_6 \text{ км}^2,$$

$$\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{км}^2,$$

 $\Delta H_{нас},$

$$\omega_3 = \eta_{нас} \Delta H_{нас}$$

где $\Delta H_{нас}, \eta_{нас}$ — соответственно перепад давлений, м, и КПД насосов КНС;

$\rho_6 \text{ км}^2$ — плотность воды, подызаемой в нагнетательные скважины, т/м³.

Добыча нефти, всего

$$\omega_{дн} = \frac{\omega_3 Q_{нас} + \omega_4 Q_{гвзл} + \omega_5 Q_3}{Q_{дн}} +$$

$$+ \frac{\omega_6 Q_{ар} + \omega_7 Q_{асо}}{Q_{дн}},$$

где $Q_{нас}$ — объем добычи нефти насосным способом, тыс. т;

$Q_{гвзл}$ — объем добычи нефти газлифтом, тыс. т;

Q_3 — объем закладки воды в пласт, тыс. м³;

$Q_{дн}$ — объем добычи нефти всеми способами, тыс. т;

$\omega_6 \text{ ар}$ — общепромышленный расход электроэнергии, тыс. кВт·ч.

При проектировании следует применять точные (общие) формулы для расчета удельных расходов электроэнергии на добычу нефти.

При эксплуатации в упрощенные формулы подставляются фактические удельные расходы электроэнергии за прошедшие периоды, а также фактические значения нормобразующих параметров за те же периоды времени и рассчитываются интегральные коэффициенты $K_{ин}$ по каждому процессу, используемые в дальнейшем для планирования удельных расходов электроэнергии и расчетов электропотребления на один-два последующих периода времени. Рекомендуется принимать средневзвешенный $K_{ин}$ за три предыдущих промежутка времени:

$$K_{ин ср. в} = \frac{K_{ин(n-2)} Q_{пр(n-2)} + K_{ин(n-1)} Q_{пр(n-1)} + K_{ин(n)} Q_{пр(n)}}{Q_{пр(n-2)} + Q_{пр(n-1)} + Q_{пр(n)}},$$

где $Q_{пр(n-2)}, Q_{пр(n-1)}, Q_{пр(n)}$ - объем производства продукции за три предыдущих планируемому $(n + 1)$ промежутку времени, тыс. т.

В дальнейшем в формулу подставляются для каждого процесса полученные средневзвешенные $K_{ин}$.

В приложении 3, справочном, приведен пример планирования расхода электроэнергии на добычу нефти для эксплуатируемого предприятия.

При планировании расходов электроэнергии вновь вводимых подразделений следует пользоваться общими формулами для расчетов удельных расходов электроэнергии.

2.6.2. Расчет удельного расхода электроэнергии на бурение скважин

$$W_6 = \frac{W_{зб} K_{всп} - W_{зб}}{H}, \quad \text{кВт.ч/м. прох.} \quad (32)$$

где $K_{всп}$ - коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на вспомогательное производство

$$K_{всп} = 1,3 \dots 1,4;$$

$W_{аб}$ - технологический расход активной электроэнергии на бурение скважин, тыс. кВт.ч.

$$W_{аб} = 8,76 K_n \left[\sum_{i=1}^m (K_{эл} P_{эл} + K_{вн} K_{зн} P_{н}) \right], \quad (1)$$

тыс кВт ч,

K_n - коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на работу вспомогательных механизмов.

Принимается $K_n = 1,15 \dots 1,30$;

$K_{эл}, K_{зн}$ - коэффициенты загрузки электродвигателей лебедки буровых насосов (табл. 17);

$K_{вн}, K_{зн}$ - коэффициенты включения электродвигателей лебедки буровых насосов (табл. 18);

$P_{л}, P_{н}$ - номинальные мощности двигателей лебедки и насосов, кВт (табл. 17);

m - общее число буровых станков

$$m = K_0 \frac{H \cdot 10^{-3}}{12 V_k},$$

K_0 - коэффициент осложнения, 1,1...1,3;

H - годовое объем бурения, тыс. м;

V_k - планируемая коммерческая скорость бурения, м/ст.мес;

$W_{эб}$ - планируемое снижение электропотребления в бурении, тыс. кВт.ч.

Таблица 17

Значения коэффициентов загрузки и номинальных мощностей электродвигателей приводов главных механизмов буровых установок

Тип установки	Лебедка		Насосы	
	$P_{л}$, кВт	$K_{эл}$	$P_{н}$, кВт	$K_{эл}$
БУ 2000	320	0,82	640	0,83
БУ 2500	450	0,81	1260	0,78
БУ 3000	500	0,71	1260	0,79
БУ 4000	1420	0,63	920	0,86
В среднем (при отсутствии данных о типах буровых установок)	500	0,75	1260	0,78

Таблица 18

Значение коэффициентов включения электродвигателей лебедки и насосов

Объединение	Коэффициенты включения	
	лебедки $K_{вл}$	насосов $K_{вн}$
Нижневартовскнефтегаз	0,20	0,23
Варьеганнафтегаз	0,22	0,23
Сургутнефтегаз	0,24	0,27
Иганскнефтегаз	0,27	0,32
Красноленинскнефтегаз	0,23	0,28
Ноябрьскнефтегаз	0,19	0,16
Урайнефтегаз	0,26	0,28
Цурнефтегаз	0,19	0,16
Лангепаснефтегаз	0,21	0,23
Когалымнефтегаз	0,23	0,26

Удельные расходы электроэнергии могут быть оценены по факторным моделям в виде

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3, \quad (34)$$

где y — удельный расход электроэнергии, кВт.ч/м проход,

x_1 — средняя глубина скважины, м;

x_2 — средняя коммерческая скорость бурения,
м проход./ст.мес;

x_3 — среднее число долблений на одну скважину, шт.;

b_0, b_1, b_2, b_3 — постоянные моделирования.

В табл. 19 представлены уравнения для удельного электропотребления на бурение для объектной Западной Сибири.

Таблица 19

Модели удельного электропотребления на бурение скважин по объективности

Объект	Расчетное уравнение
Шенбертовскийнефтегаз Лангеласнефтегаз	$y = 8,06 - 0,011x_1 + 0,019x_2 - 0,253x_3$
Варьоганскийнефтегаз	
Сургутнефтегаз Когалынскийнефтегаз	$y = 21,12 + 0,018x_1 - 0,002x_2 + 0,220x_3$
Юганскийнефтегаз	
Красноленинскийнефтегаз	$y = -9,32 + 0,029x_1 + 0,011x_2 - 1,630x_3$
Урайнефтегаз	$y = -11,66 + 0,023x_1 + 0,016x_2 - 0,921x_3$
Ноябрьскийнефтегаз Пурнефтегаз	$y = 53,95 - 0,001x_1 + 0,005x_2 - 0,151x_3$
Главинскийнефтегаз	
Главинскийнефтегаз	$y = 77,73 - 0,010x_1 + 0,001x_2 + 0,001x_3$

Модели рекомендуются к применению для оценочных расчетов в отсутствие кардинальных изменений в технологии бурения скважин.

2.6.3. Расчет удельного электропотребления на водоснабжение нефтедобывающих предприятий

Водоснабжение из открытых водных источников с попутной подкачкой

$$\omega_{об} = \frac{2,75 \cdot 10^{-3} \frac{H_1}{z_1} Q_1 + 2,75 \cdot 10^{-3} \left(\frac{H_2}{z_2} Q_2 + \frac{H_3}{z_3} Q_3 + \dots \right)}{Q_1} \cdot \frac{\text{кВт.ч}}{\text{м}^3}, \quad (35)$$

где

H_1 — средневзвешенное среднее давление на насосных станциях первого подъема, м;

z_1 — средневзвешенный КПД насосов первого подъема, отн. ед.;

H_2, H_3 — давление на станциях подкачки (второго, третьего и т.д. подъемов), м;

z_2, z_3 — КПД насосов второго, третьего и т.д. подъемов, отн. ед.;

Q_1, Q_2, Q_3 — объемы добычи (перекачки) воды насосами первого, второго и т.д. водоподъемов, тыс. м³.

Водоснабжение из скважин водозаборов

$$\omega_{св} = 2,75 \cdot 10^{-3} \frac{H_{ам}}{z_{св}}, \quad \text{кВт.ч/м}^3, \quad (36)$$

где

$H_{ам}$ — средневзвешенный уровень водозаборных скважин, оборудованных насосами ЭЦВ, м;

$z_{св}$ — КПД скважинного водозабора, отн. ед.

Общий удельный расход электроэнергии на водоснабжение определяется

$$\omega_{вс} = \frac{\omega_{об} Q_{об} + \omega_{св} Q_{св}}{Q_{об} + Q_{св}}, \quad \text{кВт.ч/м}^3, \quad (37)$$

где

$Q_{об}$ — объем добычи воды из скважин, тыс. м³;

$Q_{св}$ — объем добычи воды из открытых попутных источников

2.6.4. Расчет удельного электропотребления на внешний транспорт нефти.

$$\omega_{\text{вн}} = 5667 \cdot 10^3 \frac{H_{\text{вн}}}{z_{\text{вн}}}, \quad \text{кВт.ч/т}, \quad (38)$$

где

$H_{\text{вн}}$ — средневзвешенный (средний) напор, развиваемый насосами внешнего транспорта нефти, м;

$z_{\text{вн}}$ — средневзвешенный (средний) кпд насосов и транспортной системы для внешнего транспорта нефти, отн. ед.

2.6.5. Расчет удельного электропотребления на сбор и транспорт попутного газа.

Для концевых ступеней сепарации

$$\omega_{\text{кс}} = \frac{0,053 \lg \frac{P_2}{P_1}}{z_{\text{кс}}}, \quad \text{кВт.ч/т}, \quad (39)$$

P_2 — средневзвешенное давление на выходе компрессора концевых ступеней сепарации, МПа;

P_1 — средневзвешенное давление подпора компрессоров концевых ступеней сепарации, МПа;

$z_{\text{кс}}$ — кпд компрессорных станций концевых ступеней сепарации, в среднем 0,61...0,67;

для транспортных компрессорных станций попутного газа

$$\omega_{\text{тк}} = \frac{0,038 \lg \frac{P_2}{P_1}}{z_{\text{тк}}}, \quad (40)$$

P_2 — средневзвешенное давление на выходе компрессорных станций транспорта газа, МПа;

γ — средневзвешенное давление подпора компрессорных станций транспорта газа, МПа;

ϵ_m — КПД компрессорных станций транспорта газа, в среднем 0,71...0,77.

2.6.6. Общий расход электроэнергии по совокупности технологических процессов объединения определяется по формуле

$$Z_{\text{об}} = (1/\epsilon_m (\omega_{\text{дн}} Q_{\text{дн}} + \omega_{\text{вн}} N + \omega_{\text{вс}} Q_{\text{вс}} + \omega_{\text{вт}} Q_{\text{вт}} + \omega_{\text{кс}} Q_{\text{кс}} + \omega_{\text{тк}} Q_{\text{тк}}), \quad \text{кВт ч}, \quad (41)$$

(в) $Q_{\text{дн}}, Q_{\text{вс}}, Q_{\text{вт}}, Q_{\text{кс}}, Q_{\text{тк}}$ — соответственно объемы добычи нефти, тыс.т; добычи воды, тыс.м³; внешнего транспорта нефти, тыс.т; сбора и транспорта газа конечных ступеней сепарации, млн.м³; компримируемого газа для транспорта, млн.м³.

2.7. Организация и проведение регулировочных мероприятий нефтяной промышленности.

2.7.1. Основные положения.

1). Управление электропотреблением нефтяного месторождения наиболее эффективно осуществляется путем перевода КЭС в режим потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки в результате отключения определенной части насосных агрегатов в пиковые часы максимальной нагрузки и использования технологического резерва в остальное время суток. Расчет режима потребителя-регулятора, то есть определения количества отключаемых и дополнительно используемых резервных агрегатов, а также вызываемые этим изменения в энергетических и технологических режимах КЭС проводятся при условии обязательного выполнения

плана закачки воды в пласт с учетом имеющихся технических и технологических ограничений и исходя из существующих, экспериментально определенных характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС. Выбор окончательного режима потребителя-регулятора КНС проводится по экономическому критерию, учитывающему затраты ИДУ на электроэнергию по действующему тарифу на электроэнергию и с учетом дополнительных эксплуатационных затрат на обслуживание технологического и электрического оборудования. После расчетного выбора режима потребителя-регулятора КНС проводится его предварительное испытание в течение суток. В период испытаний определяются и корректируются технологические и энергетические параметры работы КНС в режиме потребителя-регулятора.

2). При внедрении режима потребителя-регулятора на нескольких КНС, питающихся от разных ТП напряжением 35 кВ, подключаемых к одной ТП 110 (220) кВ, которая является точкой раздела между ИДУ и энергосистемой, возможно раздельное использование регулирующих эффектов от разных КНС для утреннего и вечернего максимума нагрузок.

Целесообразность такого режима очевидна для КНС с малым технологическим резервом и при ограниченном количестве пусков. При этом следует добиваться равномерного уменьшения вечерних и утреннего максимума нагрузки питающей ТП, а в качестве зыбкого энергосистеме принимать наибольший.

3). Экспериментальное определение гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем проводится по приборам технологического контроля КНС и расхода электроэнергии. Для определения электропотребления насосных агрегатов возможна дополнительная установка ваттметров или счетчиков активной энергии.

4). Снижение участия КЭС в максимуме нагрузки энергосистемы в результате внедрения режима потребителя-регулятора КЭС учитывается при составлении коммерческого договора между ИГДУ и Энерго-ИТОМ на электропотребление ТИ, питающей КЭС или группу КЭС, в которых внедряется режим регулятора-потребителя.

2.7.2. Экспериментальное определение гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических тем КЭС.

1). Насосные агрегаты КЭС характеризуются гидравлической и энергетическими характеристиками:

Гидравлическая характеристика выражает зависимость дифференциального напора центробежного насоса, МПа, от его производительности, м³/ч.

Энергетические характеристики выражают зависимость потребляемой электродвигателем насоса мощности, кВт, и удельного расхода электроэнергии, кВт.ч/м³, от производительности, м³/ч.

2). Определение гидравлической и энергетических характеристик насосных агрегатов проводится путем изменения напора на одной ступени КЭС при последовательном отключении нескольких насосных агрегатов. При этом на работающих агрегатах для каждого значения давления определяются следующие технологические и энергетические параметры:

давление на выходе насосного агрегата;

давление на входе насосного агрегата;

производительность насосного агрегата;

потребление активной мощности и электроэнергии приводным двигателем насосного агрегата.

При использовании суммарных приборов контроля производительности

насосных агрегатов и их электропотребления продолжительности каждого режима должна быть не менее 20 мин. Затем показания приборов приводятся соответственно к часовым или мгновенным значениям.

Для определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов необходимо зафиксировать не менее 3 режимов в области их предполагаемой работы.

3). Одновременно при определении характеристик отдельных насосных агрегатов определяются следующие характеристики КНС:

напорная характеристика приемной системы на распределительной гребенке КНС;

напорная характеристика низконапорных водоводов КНС;

гидравлические потери давления в обвязке КНС.

Напорная характеристика приемной системы КНС выражает зависимость давления на распределительной гребенке, МПа, от производительности КНС, представляющей собой сумму производительностей отдельных агрегатов, м³/ч.

Напорная характеристика низконапорных водоводов КНС представляет собой зависимость давления на входе КНС, МПа, от производительности КНС, м³/ч.

Гидравлические потери давления в обвязке КНС определяются как разность между давлениями на выходе насосных агрегатов и распределительной гребенке и могут быть приняты независимыми от производительности отдельных агрегатов. (Как правило, гидравлические потери составляют 0,3–0,5 МПа).

4). Результаты проведенного экспериментального определения гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС заносятся в протокол испытаний (таблицы 4, обязательное).

2.7.3. Разработка режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КЭС.

1). При разработке режима потребителя-регулятора за базисный режим работы КЭС в часы минимума нагрузки энергосистемы принимается режим работы с включением максимального количества агрегатов, кроме неэксплуатационных, и технологического резерва. Параметры этого режима целесообразно определять экспериментально.

2) В технологический резерв вводятся насосные агрегаты, имеющие по сравнению с другими худшие гидравлические и энергетические характеристики.

3). Техническими ограничениями для работы КЭС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут являться:

минимальное давление на приеме насосных агрегатов;

максимальное давление на гребенке.

Если работа КЭС в таком режиме невозможна, технологический резерв КЭС увеличивают.

4). Для режима КЭС в часы минимума электрической нагрузки энергосистемы строят гидравлические и энергетические характеристики параллельной работы включенных насосных агрегатов на распределительную гребенку. При этом давление, развиваемое каждым насосом, приведенное к распределительной гребенке при конкретной производительности, определяются:

$$H_{нас}(Q) = H_{диф}(Q) + H_{вх}(Q_2) - \Delta H_{об}, \quad (42)$$

где $H_{нас}(Q)$ — давление, развиваемое насосом при производительности Q , МПа;

$H_{диф}(Q)$ — дифференциальное давление насоса, МПа;

$H_{вх}(Q_2)$ — давление на входе насоса при суммарной производительности всех включенных насосов КЭС Q_2 , МПа;

$\Delta H_{об}$ – потери давления в обвязке КНС, МПа,

Суммарная производительность Q определяется как сумма производительностей отдельных агрегатов. Напорные характеристики отдельных агрегатов строятся графически в осях координат Q, H . Напорная характеристика параллельной работы насосных агрегатов определяется как сумма производительностей отдельных насосных агрегатов при равных давлениях.

Гидравлический и энергетический режимы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы будут определяться точкой пересечения гидравлических характеристик параллельной работы насосных агрегатов и емной системы КНС, построенных в одной системе координат.

5). По соответствующим точке пересечения значениям определяется давление, развиваемое всеми работающими насосными агрегатами. По соответствующим экспериментальным характеристикам отдельных насосных агрегатов определяются производительность Q_i , мощность, потребляемая двигателями P_i , и удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт a_i . Показатели работы КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы определяются

$$V_{\Sigma мин} = (24 - t_{max}) \sum_{i=1}^{n_{мин}} Q_i, \quad (4)$$

$$Э_{\Sigma мин} = (24 - t_{max}) \sum_{i=1}^{n_{мин}} a_i Q_i, \quad (4)$$

где $Э_{\Sigma мин}$ – электроэнергия, потребленная КНС в часы минимума нагрузки энергосистемы на закачку воды, кВт.ч;
 t_{max} – суточная продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч;
 $V_{\Sigma мин}$ – объем закачки воды в часы минимума нагрузки энергосистемы, м³.

6). Оставшийся объем закачки воды, который КНС необходимо подлить в часы максимума нагрузки энергосистемы, определяется:

$$P_{\Sigma \max} = P - P_{\Sigma \min} \quad , \quad (45)$$

$P_{\Sigma \max}$ – объем закачки КНС в часы максимума нагрузки энергосистемы, м³;

P – суточный план закачки воды в пласт, м³.

7). Количество работающих агрегатов в часы максимума нагрузки энергосистемы в первом приближении может быть определено:

$$N_{\max} = \frac{P_{\Sigma \max}}{\xi_{\max} \cdot Q_{\text{ном}}} \quad , \quad (46)$$

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная производительность агрегата КНС, м³/ч.

Полученная величина округляется до большего целого числа.

Состав агрегатов, работающих в часы максимума нагрузки, выбирается таким, чтобы в группу отключаемых насосов входили агрегаты с улучшенными гидравлическими и энергетическими характеристиками.

8). Экономично гидравлический и энергетический режимы КНС в часы максимума нагрузки определяются таким же методом, что и в режиме минимума нагрузки.

Для режима максимума нагрузки определяются следующие показатели:

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^{n_{\max}} P_i \quad , \quad (47)$$

$$Z_{\max} = \xi_{\max} \sum_{i=1}^{n_{\max}} \alpha_{i \max} Q_i \quad , \quad (48)$$

где A_{\max} — участие КНС в максимуме нагрузки энергосистемы;
 $Э_{\max}$ — электроэнергия, потребленная КНС за период максимальных нагрузок энергосистемы, кВт.ч.

9). Рассчитанный режим оценивается по экономическому критерию:

$$T_{\text{сут}} = \int_{24}^1 C_0 P_{\text{КНС}} + 1,025 C_0 (Э_{\text{мин}} + Э_{\text{макс}}),$$

где $T_{\text{сут}}$ — затраты на электроэнергию, потребленную КНС за I сутки;

10). Технологические ограничения для режима максимума нагрузки:

максимальная мощность, потребляемая двигателями насосов;

максимальная производительность, развиваемая насосами;

максимально допустимая производительность КНС;

минимально допустимое количество работающих агрегатов.

11). Для сравнения с выбранным режимом рассчитывается еще один режим работы КНС с потребителем-регулятором, при котором технологический резерв в часы максимума работы энергосистемы различается на I отрезок. Если значение экономического критерия при этом уменьшается, необходимо рассчитать режим при большем значении технологического резерва, и наиболее эффективным режимом будет являться суточный режим работы КНС при меньшем значении

Все работы при разработке режима потребитель-регулятор рекомендуется выполнять с использованием ЭВМ. Такая программа разработана в Гипротмөннефтегазе.

12). Окончательно гидравлические и энергетические параметры режима потребителя-регулятора суточного графика нагрузки КНС фиксируются в результате измерений соответствующих характеристик работы КНС при выбранных оптимальных составах насосных агрегатов

в часы минимума и максимума нагрузки. Гидравлические и энергетические характеристики режима заносятся в протокол предварительных испытаний технологического режима (приложение 5, обязательное). По результатам предварительных испытаний определяется резерв по закачке воды в пласт на период действия технологического процесса. Если он превышает требуемые пределы, в часы минимума нагрузки энергоустановка отключается дополнительно соответствующее количество агрегатов. Целесообразно проводить эти отключения в дневные часы между утренним и вечерним максимумами нагрузки и совмещать их с техническим обслуживанием агрегатов. Для этой цели используются, в первую очередь, насосные агрегаты, имеющие относительно худшие энергетические характеристики, что обеспечивает в результате снижение энергозатрат.

2.7.4. Организационно-технические мероприятия по поддержанию режима потребителя-регулятора КНС.

1). По результатам разработки и предварительных испытаний технологического процесса работы КНС в режиме потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки разрабатываются план-график включения-отключения насосных агрегатов в течение суток и технологическая карта гидравлических и энергетических режимов работы КНС. План-график содержит сведения о времени включения и отключения агрегатов, о технологическом резерве, регулирующих агрегатах и постоянно включенных агрегатах (приложение 6, обязательное). План-график составляется не менее чем на месяц. Оперативная корректировка плана-графика осуществляется при выходе агрегата из строя или при незначительном невыполнении суточного плана закачки в пласт. В этом случае в работу вводится агрегат из технологического резерва с относительно лучшими характеристиками.

кама. Число агрегатов, включенных в часы максимума нагрузки энергосистемы, в любом случае не должно превышать указанное в плане-графике.

План-график корректируется при замене вышедшего из строя насоса новым или при изменении удельного расхода электроэнергии отдельного агрегата более чем на 10%. Для этого исследуются характеристики только агрегатов с изменившимися характеристиками. Выбор режимов работы агрегатов в течение суток осуществляется по тому же принципу: агрегаты с относительно худшими характеристиками переводятся в состав регулируемой группы или в технологический резерв. План-график составляется главным технологом и утверждается главным инженером НГДУ, вывешивается в помещении операторной КЭС и подлежит обязательному исполнению.

2). Для обеспечения и контроля технологических и энергетических режимов КЭС в течение суток разрабатывается технологическая карта режима потребителя-регулятора суточного графика электрической нагрузки КЭС. Технологическая карта режима потребителя-регулятора содержит сведения о суточном плане заявки воды в плест, показателях режима приемной системы КЭС, технических ограничениях накладываемых на режимы КЭС, насосных агрегатов и приводных двигателей, показатели электропотребления КЭС в течение суток, а также параметры режима КЭС и отдельных агрегатов в течение суток (приложение 7, обязательное).

3). Оперативный режим контроля электропотребления КЭС в часы максимума нагрузки энергосистемы осуществляется дежурным персоналом КЭС по приборам технического учета электроэнергии (счетчикам активной энергии) или по ваттметрам или амперметрам, установленным на вводах секций технологических распределительных устройств

Участие в утреннем (вечернем) максимуме нагрузки, МВт, определяется при контроле по счетчику электроэнергии:

$$P_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n W_{i, \max}}{T_{\max}} \cdot 10^{-3}, \quad (50)$$

где $\sum W_{i, \max}$ суммарная электроэнергия по всем вводам, потребленная КЭС за время утреннего (вечернего) максимума.

При контроле по ваттметру

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n P_i. \quad (51)$$

При контроле по амперметрам

$$P_{\max} = 10^{-3} \sum_{i=1}^n \sqrt{3} U_i I_i \cos \varphi_i, \quad (52)$$

где U_i — линейное напряжение на вводах, кВ;

I_i — ток ввода, А;

$\cos \varphi_i$ — коэффициент мощности ввода, о.в.

Если требований к поддержанию коэффициента мощности в течение суток не предъявляется, принимается $\cos \varphi_i = 1$.

4). Сведения об участии КЭС в утреннем и вечернем максимумах нагрузки заносятся в оперативный журнал КЭС. Характеристики насосных агрегатов, электропотребление КЭС контролируются технологическим персоналом. Периодичность контроля — 1 раз в неделю. Технологический режим регулирования электропотребления КЭС контролируется также энергетической службой НГДУ. Контроль осуществляется при возобновлении коммерческого договора на электропотребление ТЭ, питаемой КЭС.

5). Пример разработки технологического процесса потребителя-регулятора КЭС приведен в приложении В, справочном.

2.7.5. Методика расчета экономической эффективности от внедрения режима потребитель-регулятор.

1). За базу сравнения принимаются технико-экономические показатели работы КЭС с равномерной загрузкой насосных агрегатов в течение суток. Экономический эффект рассчитывается в соответствии с формулой

$$Z_r = [(C_1 + E_n K_1) - (C_2 + E_n K_2)] A_2, \quad (53)$$

где C_1, C_2 — эксплуатационные расходы по базовому и новому вариантам соответственно, тыс.руб.;

E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о.е.;

K_1, K_2 — капитальные вложения по базовому и новому вариантам соответственно, тыс.руб.

2). Удельный экономический эффект равен

$$Z_{уд} = \frac{Z_r}{\Delta P_{max}} \quad , \quad (54)$$

где ΔP_{max} — изменения потребления активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемами, МВт.

Величина C_1 соответствует затратам потребителя по двухставочному тарифу с основной ставкой за заявленный максимум:

$$C_1 = C_0 P_{max1} + 1,025 \cdot C_1 \Delta_1 \quad , \quad (55)$$

где ΔP_{max} — потребляемая энергия за год, МВт.ч.

Величина C_2 определяется по формуле

$$C_2 = C_0 P_{max2} + 1,025 \cdot C_1 \Delta_2 + N_{от} \quad , \quad (56)$$

где $N_{от}$ — амортизационные отчисления, тыс.руб.

$$N_{\text{ср}} = N K_{\text{д}} \quad , \quad (57)$$

где N — норма амортизационных отчислений (для насосного агрегата 20,4 %);

$K_{\text{д}}$ — величина дополнительных капитальных вложений, тыс.руб.

3). Пример определения экономической эффективности регулирования нагрузки на трансформаторах приведен в приложении 9, справочном.

2.8. Организация компенсации реактивной мощности в электрических сетях нефтепромыслов

В соответствии с предписанием № СЭ-01 предприятия должны поддерживать экономически обоснованные значения реактивных мощностей, регламентированные энергоснабжающей организацией, а именно:

в час максимума активной нагрузки энергосистемы — оптимальное получасовое значение реактивной мощности $Q_{\text{э1}}$;

в час минимума активной нагрузки энергосистемы — оптимальное значение средней реактивной мощности $Q_{\text{э2}}$.

Для поддержания значения мощностей $Q_{\text{э1}}$ и $Q_{\text{э2}}$ необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности (КРМ) посредством использования компенсирующей способности СД и установки компенсирующих устройств (КУ).

Осуществление КРМ позволит получить следующий эффект:

1) снижение потерь активной мощности и энергии в распределительных сетях;

2) снижение загрузки трансформаторов, установленных на главных понижающих подстанциях;

повышение пропускной способности линий;

4) повышения качества электрической энергии в сетях в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ 13109.

Для успешного решения задачи КРМ в электрических сетях тепломехлово необходимо определение оптимальных значений реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$.

2.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей

1). Методика позволяет определять оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из сетей энергосистемы в период максимума активной нагрузки $Q_{и1}$, а также оптимальное значение средней реактивной мощности, передаваемой из сети для требуемой в сеть энергосистемы за период минимума активной нагрузки.

Используя предлагаемую методику, потребитель может:

проверить заданные энергоснабжающей организацией оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$;

заблаговременно, до изменения заданных значений $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ рассчитать возможные величины новых значений реактивных мощностей и разработать организационно-технические мероприятия.

Методика основана на использовании расчетных коэффициентов A , соответствующих средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистем и потребителей электроэнергии с учетом различных затрат на потерю мощности и электроэнергии в различных районах объединенных энергосистем (ОЭС).

2). Значение $Q_{э1}$ для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ.А и более, получающих питание от сетей с несколькими ступенями трансформации, определяют как меньшее из значений вычисленных по формулам:

$$Q'_{\Sigma} = AP_{\bar{\varphi}} \quad , \quad (58)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{\bar{\varphi}} - Q_{\Sigma}^{\text{сд}} \quad , \quad (59)$$

A — коэффициент, определяемый по табл. 19 в зависимости от высшего напряжения подстанции с низким напряжением 6–20 кВ;

$P_{\bar{\varphi}}$ — 30-минутный максимум активной нагрузки потребителя в часи максимальной нагрузки энергосистемы в IV квартале прошедшего года;

$Q_{\bar{\varphi}}$ — 30-минутный максимум реактивной нагрузки в те же часи;

$Q_{\Sigma}^{\text{сд}}$ — возможное увеличение генерации реактивной мощности синхронными двигателями (СД) 6–10 кВ (без учета резервных) в те же часи (выявляется при анализе режимов их работы).

Таблица 20

Значения коэффициента A при высшем напряжении подстанции 35–330/6–20 кВ

ОЭС	35 кВ	110–150 кВ	220–330 кВ
Юго-Запад, Центр, Юной Волги, Юга, Южного Казахстана	0,23	0,28	0,37
Юной Азии	0,30	0,35	0,47
Урал	0,24	0,29	0,40
Урал	0,27	0,31	0,42
Южного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
Южной Восточной	0,20	0,25	0,32

Все значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$, вычисленные с помощью коэффициентов k , относятся к шинам 6-10 кВ питающих подстанций 35-220/6-10 кВ. В соответствии с "Правилами пользования электрической и тепловой энергией" значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ должны соответствовать точкам установки приборов учета электроэнергии

3). Возможное увеличение генерации реактивной мощности Q выявляется при анализе режимов их работы, который учитывает фактическую технологическую загрузку двигателя по активной мощности, величину напряжения на его зажимах (с учетом его изменения).

При отсутствии данных можно принимать

$$Q_{сд}^{IV} = P_{сд} (0,5 - \operatorname{tg} \varphi_1),$$

где $P_{сд}$ - номинальная мощность СД, работающих в час наибольших нагрузок энергосистемы, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi_1$ - фактическое значение, определяемое по отношению номинальной мощности.

4). Для обеспечения потребления реактивной мощности в час максимальной нагрузки IV квартала на уровне, не превышающем 6 потребителю должен ввести в действие дополнительные батареи конденсаторов (ГК) мощностью

$$Q_{кд} = Q_{\varphi_1}^{IV} - Q_{э1}^{IV} - Q_{сд}^{IV}.$$

Вычисление по формуле (61) необходимо производить, если

$$Q_{\varphi_1}^{IV} < Q_{э1}^{IV}. \text{ В противном случае } Q_{кд} = 0.$$

Фактическая потребность в БК может быть меньше 0 за счет БК, введенных в действие после момента регистрации значения $Q_{кд}$.

5). Для потребителей, получающих электроэнергию от питающих подстанций 35-110 кВ (независимо от напряжения питания по

требуется), для I-III кварталов

$$Q_{\Sigma i}^{\cdot} = Q_{\Phi i}^{\cdot} - Q_{\text{м}} - \delta Q_{\text{к}i}^{\cdot} - Q_{\text{сд}i}^{\cdot}, \quad (62)$$

где i — номер квартала;

$Q_{\Phi i}^{\cdot}$ — 30-минутный максимум реактивной нагрузки в i -м квартале прошедшего года;

$\delta Q_{\text{к}i}^{\cdot}$ — разность рабочей мощности БК в IV квартале прошедшего года и мощность БК, использовавшейся в максимум нагрузки i -го квартала этого же года;

$Q_{\text{сд}i}^{\cdot}$ — возможное увеличение генерации реактивной мощности СД в максимум нагрузки i -го квартала.

Определяются нижние границы возможного потребления реактивной мощности в часы минимальных нагрузок энергосистемами:

$$Q_{\Sigma i}^{\cdot} = Q_{\Phi i}^{\cdot} - Q_{\text{к}i}^{\cdot} - \delta Q_{\text{к}i}^{\cdot} - Q_{\text{сд}i}^{\cdot}, \quad (63)$$

где $Q_{\Phi i}^{\cdot}$ — средняя мощность, потребляющаяся (генерированная) в часы малых нагрузок i -го квартала;

$\delta Q_{\text{к}i}^{\cdot}$ — разность рабочей мощности БК в IV квартале прошедшего года и мощности БК, использовавшейся в минимум нагрузки i -го квартала;

$Q_{\text{сд}i}^{\cdot}$ — возможное увеличение генерации реактивной мощности СД в часы минимальных нагрузок энергосистемы в i -м квартале.

Если $Q_{\Sigma i}^{\cdot} > 0$, то принимают $Q_{\Sigma i}^{\cdot} = Q_{\Sigma i}^{\cdot}$. В противном случае принимают $Q_{\Sigma i}^{\cdot} = 0$.

6). Для потребителей, получающих питание от подстанций 220-330 кВ, значения $Q_{\Sigma i}^{\cdot}$ рассчитывают аналогично вышесказанному.

Для определения значений $Q_{\Sigma 2}^i$ рассчитывают дополнители к $Q_{\Sigma 2}^i$ (63) верхние границы возможного потребления реактивной мощности. Верхнюю границу потребления определяют, прибавляя к фактическому потреблению $Q_{\Sigma 2}$ мощность ИУ, которые работали в режимах малых нагрузок и которые могли бы быть отключены. Например, если в сети работали БК мощностью $Q_{\Sigma 2}$ (неотключаемая) а генерируемая реактивная мощность СД может быть снижена на $Q_{\Sigma 2}^{i \text{ сдсд}}$, то верхняя граница $Q_{\Sigma 2}^i$ определяется по формуле

$$Q_{\Sigma 2 \text{ в}}^i = Q_{\Sigma 2}^i + Q_{\Sigma 2}^{i \text{ БК}} + Q_{\Sigma 2}^{i \text{ сдсд}}, \quad (64)$$

где $Q_{\Sigma 2}^{i \text{ БК}}$ - мощность БК, не отключавшихся в часы малых нагрузок i -го квартала;

$Q_{\Sigma 2}^{i \text{ сдсд}}$ - возможное снижение генерируемой реактивной мощности СД в часы малых нагрузок энергосистемы.

Допустимое дополнительное снижение мощности СД, представляемое потребителем, определяется условиями их устойчивой работы. При отсутствии данных принимают $Q_{\Sigma 2}^{i \text{ сдсд}} = 0$.

Конкретные значения $Q_{\Sigma 2}^i$ из диапазона от $Q_{\Sigma 2 \text{ в}}^i$ до $Q_{\Sigma 2}^i$ устанавливают по согласованию с диспетчерской службой энергосистемы.

7). Значение $Q_{\Sigma 1}^{i \text{ в}}$ задается одинаковым на весь предстоящий пятнадцатилетний период и может быть изменено в случаях:

перевода потребителя на питание от сети другого класса напряжения;

появления у потребителя дополнительных синхронных машин;

перевода на расчеты значений $Q_{\Sigma 1}^{i \text{ в}}$ с помощью ЭВМ.

Пример определения величин $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$ узла комплексной нагрузки приведен в приложении 10, справочном.

2.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности.

При необходимости решения вопросов КРМ у потребителей необходимо, в первую очередь, разработать и внедрить на требующие для своей реализации специальные компенсирующие устройства мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, а затем приступить к КРМ с помощью различных технических средств.

В качестве основных технических средств КРМ на предприятиях напорной промышленности применяются СД и батареи конденсаторов (БК).

При решении вопросов КРМ исходными данными являются:

определенные по изложенной методике (см. п. 2.8.1) оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ и заданный энергоснабжающей организацией режим работы компенсирующих устройств;

определенная по формуле (61) значение мощности дополнительно устанавливаемых компенсирующих устройств (КУ) $Q_{кд}$.

При известном значении $Q_{кд}$ возникает задача выбора наиболее рационального типа и мощности КУ. Последовательность решения задачи должна быть следующей:

1). Определяется максимальная величина реактивной мощности (располагаемая реактивная мощность), которую может генерировать каждая из установленных на предприятии СД, из условия равенства тока возбуждения его номинальному значению, по формуле

$$Q_0 = b_0 + b_1 P_n + b_2 U_n + b_3 I_{b_n} + b_{11} P_n^2 + b_{12} U_n^2 + b_{13} I_{b_n}^2 + b_{21} P_n U_n + b_{22} P_n I_{b_n} + b_{23} U_n I_{b_n},$$

$$I_{b_n} = 1,$$

(65)

где $Q_0 = \frac{Q}{S_n}$ - реактивная нагрузка СД, о.е.;

b - коэффициенты регрессии, определяются по табл. 44 в зависимости от типа синхронного двигателя;

$P_0 = \frac{P}{S_n}$ - активная нагрузка СД, о.е.;

P, Q - активная и реактивная мощности СД, кВт, квар;

S_n - полная мощность СД, кВА;

$U_0 = \frac{U}{U_n}$ - напряжение статора СД, о.е.;

$I_{\beta_0} = \frac{I_{\beta}}{I_{\beta_0}}$ - ток ротора СД, о.е.;

I_{β}, I_{β_n} - фактическое и номинальное значения тока ротора СД;

U, U_n - фактическое и номинальное значения напряжения статора, кВ.

Диаграммы диапазона изменения реактивной мощности от режимных параметров изображены на черт. 7, 8, 9.

Номинальные значения параметров СД приведены в табл. 46.

2). Определяется фактическая величина реактивной мощности генерируемая СД из (65) при фактическом значении I_{β} .

3). Для каждого СД определяется неиспользованная реактивная мощность, как разность значений реактивных мощностей при I_{β_0} и I_{β} , равному фактическому значению:

$$\begin{aligned}
 Q_{СД, \text{н}} &= (Q_{\beta_0} - Q_{\beta}) S_n = \\
 &= [b_{22}(1 - I_{\beta_n}) + b_{23}(1 - I_{\beta_0}^2) + b_{12} P_0(1 - I_{\beta_n}) + \\
 &+ b_{33} U_0(1 - I_{\beta_n})] S_n.
 \end{aligned}$$

4). Определяется неиспользуемая реактивная мощность всеми работающими СД как сумма $\sum_{i=1}^n Q_{СД, \text{н}}^i$,

$i = 1, \dots, n$ - число работающих СД.

5). Определяется необходимость установки батарей конденсаторов для поддержания регламентированных энергосистемой оптимальных значений реактивных мощностей по формуле (61).

После определения мощности $Q_{ка}$ решается задача размещения батарей конденсаторов.

Пример определения степени использования для КРМ двигателя СТД-1250-2 приведен в приложении 10, справочном.

6). В случае, когда генерируемая реактивная мощность СД недостаточна для поддержания заданного энергосистемой уровня ее потребления узлом нагрузки, целесообразно рассмотреть возможность использования БК. Величина мощности БК определяется по (6). Задачей расчета в этом случае является выбор типа, мощности и мест установки в сети БК с суммарной мощностью $Q_{ка}$.

Обеспечить выполнение задания энергосистемы можно было бы, сосредоточив всю необходимую мощность БК в одном месте, например, на главной понижающей подстанции (ГПП). Однако такое решение в большинстве случаев является одним из худших, так как снижение потерь энергии в распределительных сетях при этом не происходит.

Рассматривая возможность максимального приближения БК к электроприемникам (ЭП), потребляющим большую реактивную мощность, необходимо учитывать следующие факторы:

при прочих равных условиях большую степень КРМ следует обеспечить у ЭП, наиболее удаленных от ГПП;

наиболее целесообразно использование БК у ЭП с большим числом часов работы в году;

стоимость БК различных типов различна, поэтому следует рассматривать возможность использования в первую очередь наиболее дешевых БК, но одновременно обеспечивающих нужные режимы работы.

Перечень выпускаемых комплектных конденсаторных установок (КУ) приведен в табл. 43.

При выборе мест установки БК необходимо стремиться к подключению их под общий коммутационный аппарат с ЭП, чтобы избежать затрат на дополнительный аппарат.

Из условия обеспечения режимов $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ вытекают требования к регулированию реактивной нагрузки, которые должны обеспечиваться регулированием возбуждения СД. При отсутствии в узле синхронной нагрузки регулирование должно осуществляться БК, однако при этом необходимо учитывать то, что реактивная мощность БК пропорциональна квадрату напряжения и при снижении питающего напряжения возникает опасность снижения запасов устойчивости нагрузки.

Поэтому массовое применение БК должно сопровождаться расчетом устойчивости.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) польского производства типа ST 7-35/6(10), применяемые на нефтепромыслах Западной Сибири, комплектуются блоками статических конденсаторов мощностью по 600 и 800 квар, соответственно для подстанций мощностью 2x4 МВт и 2x6 МВт. Стоимость БК и их вводного устройства входит в стоимость КТП, поэтому затраты на КРМ определяются лишь потерями активной мощности в конденсаторах и элементах сети при передаче ПМ от источника к месту потребления.

2.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, не требующие применения специальных компенсирующих устройств, не нуждаются для своей реализации в значи-

увеличении капитальных затратах и поэтому должны рассматриваться в первую очередь.

Ввиду того, что на предприятиях нефтяной промышленности существенную часть нагрузки составляют асинхронные двигатели (АД), установленные в приводе насосов дожимных насосных станций, перекачки подтоварной воды и др., наиболее важным является снижение реактивной мощности, потребляемой АД.

Основными мероприятиями по снижению потребляемой реактивной мощности АД являются:

1) правильный выбор электродвигателей по типу и мощности на стадии проектирования и при эксплуатации. Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом работы производственных механизмов, не допуская излишних запасов мощности;

2) замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности. При статической нагрузке АД необходимо принимать меры к увеличению загрузки двигателя путем увеличения производительности исполнительных механизмов.

При средней нагрузке двигателя менее 45 % номинальной мощности замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При нагрузке электродвигателей в пределах 45-70 % целесообразность замены определяется расчетами. При нагрузке АД более 70 % номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна;

3) повышение качества ремонта АД. При проведении ремонта двигателей недопустимо снижение их энергетических показателей, которое может иметь место при обточке роторов, уменьшения числа проводников в пазу, расточке пазов, выжигании обмотки. Необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей.

В противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышенным потреблением реактивной мощности, увеличенным током холостого хода, значительными отклонениями от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии, уменьшает коэффициент мощности двигателя и, в конечном счете, увеличивает коэффициент реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности и ее потери в трансформаторах гораздо меньше зависят от их нагрузки, чем у АЛ.

В диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100 % доля реактивной в полных потерях мощности в трансформаторах меняется незначительно, а в диапазоне от 30 % до нуля она существенно увеличивается.

С целью рационализации работы трансформаторов необходимо:

переводить (если имеется возможность) нагрузку временно загруженных менее чем на 30 % трансформаторов на другие трансформаторы;

отключать их (если имеется возможность) при работе на холостом ходу;

заменять трансформаторы, систематически загруженные менее чем на 30 %;

осуществлять перегруппировку имеющихся на предприятии трансформаторов.

2.9. Мероприятия по повышению устойчивости электроприемников нефтедобычи при динамических снижениях питающего напряжения

2.9.1. Общие положения.

Одним из основных мероприятий по повышению устойчивости систем электроснабжения и узлов нагрузки нефтепромыслов являются

расчеты возможности пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей, входящих в состав оборудования нефтепромысла.

Расчет пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей нефтепромыслов подразделяется на три этапа:

определение остаточных напряжений на шинах распределительных устройств подстанции, технологических объектов и на зажимах высоковольтных электродвигателей при пуске электродвигателя;

определение успешности пуска высоковольтного электродвигателя при известной величине остаточного напряжения на его зажимах;

определение запасов динамической устойчивости высоковольтных электродвигателей и сосредоточенной нагрузки при пусковой посадке напряжения.

Остаточные напряжения на шинах распределительных устройств подстанции и технологических объектов определяются расчетом режима схемы замещения внешнего и внутреннего электроснабжения при пуске высоковольтного электродвигателя.

Допускаются следующие остаточные напряжения в схемах питания нефтепромысловой нагрузки при пусках высоковольтных электродвигателей:

на шинах распределительных устройств подстанций, питающих низковольтные и высоковольтные нефтепромысловые электроприемники, обобщенные технологическим процессом и действием технологических релейных защит, — до 75 % номинального напряжения;

на шинах распределительных устройств технологических объектов, питающих высоковольтные электроприемники, и на зажимах высоковольтных электродвигателей — из условий обеспечения успешного пуска и устойчивых режимов высоковольтных электродвигателей.

Успешность пуска высоковольтного электродвигателя технологи-

тесного агрегата определяется величиной остаточного напряжения на его зажимах.

Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковой посадке напряжения определяется величиной остаточного напряжения на этих зажимах.

2.9.2. Методика составления расчетной схемы замещения сети электроснабжения.

1). Расчетная схема замещения проектируемой сети электроснабжения составляется из подсхем замещения внешней сети электроснабжения, питающей подстанции, распределительного устройства и внутренней сети электроснабжения.

2). Внешняя сеть электроснабжения замещается реактивным сопротивлением X_c и электродвижущей силой (э.д.с.) системы, приведенной к низшему напряжению подстанции.

$$\text{Э.д.с. системы принимается: } E_c = 1,05 U_n, \quad (67)$$

где E_c — э.д.с. системы, кВ;

U_n — номинальное напряжение высоковольтных электроприемников, кВ.

Реактивное сопротивление системы определяется по данным короткого замыкания в расчетном минимальном режиме:

$$X_c = \frac{E_c^2}{S_{кз мин}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} I_{к мин}}, \quad (68)$$

где X_c — реактивное сопротивление системы, Ом;

$S_{кз мин}$ — мощность короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, МВА;

$I_{к мин}$ — ток короткого замыкания системы в расчетном минимальном режиме, кА.

3). Если параметры системы заданы не на шинах высшего напряжения проектируемой подстанции, то воздушная линия электропередачи, соединяющая подстанцию с шинами энергосистемы, замещается реактивным сопротивлением, приведенным к низшему напряжению подстанции.

4). Силовые трансформаторы и автотрансформаторы замещаются в соответствии с числом и схемой соединения реактивными сопротивлениями обмоток и источниками напряжения, обусловленными действием систем, регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ). Параметры схемы замещения подстанций приводятся к номинальному напряжению электроприемников.

5). Линейные регуляторы (вольтдобавочные трансформаторы) замещаются источниками напряжения.

6). Токоограничивающие реакторы, гибкие токопроводы, кабельные линии замещаются реактивными сопротивлениями.

7). Величины э.д.с. источников напряжения, обусловленные действием системы РПН и ПВВ трансформаторов и автотрансформаторов, а также линейных регуляторов, определяются из условия обеспечения на сборных шинах распределительного устройства при работе сети электроснабжения в нормальном режиме с расчетной нагрузкой напряжения

$$U_{гп} = 1,05 U_n \quad .$$

8). При расчете пуска и устойчивости высоковольтных двигателей расчетная схема замещения составляется для режимов, характеризующихся наиболее низкими уровнями остаточных напряжений в узлах схемы и, вследствие этого, тяжелыми условиями пуска и устойчивости высоковольтных двигателей и низковольтной нагрузки.

Для этого схема замещения питающей системы рассчитывается по данным минимального режима; схема замещения двухцепных линий электропередачи — для одноцепного режима; двухтрансформаторные подстанции работают в одитрансформаторном режиме. Сакционные выключатели в распределительных устройствах включены; величина низковольтной площадочной и промышленной нагрузок определяется для послеаварийного режима распределительной сети 6(10) кВ.

2.9.3. Методика описания высоковольтных и низковольтных электроприемников.

1). Все электроприемники при расчете пуска и устойчивости высоковольтных электродвигателей замещаются значениями реактивной мощности, величины которых однозначно определяются остаточным напряжением на их зажимах.

2). Низковольтная и промышленная нагрузки замещаются расчетными реактивными мощностями на шинах соответствующих распределительных устройств, величины которых не зависят от остаточного напряжения.

3). Пускаемые высоковольтные электродвигатели замещаются величиной реактивной мощности

$$Q_{\text{пуск}} = \sqrt{3} U_{\text{ост}} I_n \sqrt{K_{\text{ст}}^2 - (M_n \cos \varphi_n Z_n)^2} \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}, \quad (69)$$

где $U_{\text{ост}}$ — остаточное напряжение на зажимах электродвигателя, кВ;

I_n — номинальный ток двигателя, А;

$K_{\text{ст}}$ — кратность пускового тока, о.е.;

$\cos \varphi_n, \xi_n$ — номинальные коэффициенты мощности и полезного действия, о.е.;

M_n — кратность пускового момента, о.е.

4). Работавшие синхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются переходной эдс.

E'_{α} за переходным сопротивлением X'_{α} .

5). Работающие высоковольтные асинхронные двигатели технологических агрегатов при пусковой посадке напряжения замещаются реактивной мощностью, величина которой определяется расчетом режима T-образной схемы замещения.

2.9.4. Методика расчета остаточных напряжений.

1). Остаточные напряжения в узлах рассчитываемых схем замещения определяются

$$U_{i-1} = U_i - \frac{X_i Q_{xi}}{U_i} + \Delta E_i, \quad (70)$$

где U_{i-1}, U_i — напряжения в $i-1$ и i -м узлах схемы замещения, кВ;

X_i — реактивное сопротивление между $i-1$ и i -м узлами схемы замещения, Ом;

Q_{xi} — суммарная реактивная мощность всех электроприемников, протекающая через сопротивление X_i , Мвар;

ΔE_i — э.д.с. источника напряжения, расположенного между узлами схемы замещения, кВ.

В качестве первого узла схемы замещения принимается узел источника напряжения, замещающего питающую энергосистему.

2). При расчете пуска асинхронного высоковольтного электродвигателя проводится только один расчет схемы замещения сети электроснабжения, в которой высоковольтная асинхронная нагрузка состоит из одного пускаемого двигателя и всех остальных работающих.

3). При расчете пуска синхронного высоковольтного двигателя проводится два расчета: пуск первого двигателя — для определения

минимальных остаточных напряжений в узлах схемы замещения; пуск второго двигателя на первый рабочий — для определения показателей устойчивости синхронного двигателя.

4). Определение остаточных напряжений в узлах схемы проводится методом последовательных приближений. В первом цикле остаточные напряжения на зажимах высоковольтных электроприемников принимаются равными значениям, соответствующим послеаварийному режиму сети электроснабжения; во втором цикле — равными значениям, определенным в первом цикле.

Расчет прекращается, когда значения остаточных напряжений в узлах схемы замещения в соседних циклах будут отличаться менее чем на 0,5 %.

2.9.5. Методика расчета пуска высоковольтных электродвигателей.

1). Успешность и продолжительность пуска высоковольтных электродвигателей однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов минимально допустимая величина остаточного напряжения определена расчетным методом из условия разгона до подсинхронной скорости, синхронизации форсированным током возбуждения (кратность форсировки — 1,4) и нагрева поверхности ротора (для двигателей серии СТД) и обмотки статора (СЩ) при пусках на закрытую выходную задвижку. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих успешный пуск, приведены в табл. 49.

3). Для асинхронных электродвигателей центробежных насосных агрегатов минимально допустимая величина остаточного напряжения

определена расчетным методом из условия разгона до установившегося скольжения, меньшего, чем критическое, при пусках на открытую выходную задвижку. Значения остаточных напряжений для технологических агрегатов, обеспечивающих нормальный пуск, приведены в табл. 49.

4). Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов приведена в приложении I2, обязательном.

2.9.6. Методика расчета устойчивости высоковольтных электродвигателей.

1). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения однозначно определяется величиной остаточного напряжения на их зажимах.

2). Для синхронных двигателей центробежных насосных и компрессорных агрегатов критические остаточные напряжения определены расчетным методом из условия нормальной синхронизации двигателя с учетом форсировки тока возбуждения кратности 1,4 во время и после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

3). Для асинхронных двигателей центробежных насосных агрегатов критические остаточные напряжения определены расчетным методом из условия работы на рабочем участке механической характеристики после окончания действия пусковой посадки напряжения. Критические остаточные напряжения для технологических агрегатов приведены в приложении II, обязательном.

4). Устойчивость высоковольтных электродвигателей при пусковых посадках напряжения обеспечивается коэффициентом запаса динамической устойчивости по напряжению:

$$K_{3\text{ап}} = \frac{U_{\text{д.ост}} - U_{\text{кр}}}{U_{\text{д.ост}}} \geq 0,1, \quad (71)$$

где $U_{\text{д.ост}}$ — остаточное напряжение на зажимах высоковольтного электродвигателя, кВ;

$U_{\text{кр}}$ — критическое напряжение для высоковольтного электродвигателя, кВ.

Пример определения электрических нагрузок по месторождению

I. Исходные данные.

От ПС 110/35/6 кВ (черт. 3) питаются следующие технологические установки:

сторона 6 кВ:

КНС (6 рабочих агрегатов ЦНС 180-1900);

ДНС (8 рабочих агрегатов ЦНС 300-240);

КТП-1 и КТП-2 6/0,4 кВ для питания вспомогательного оборудования КНС и ДНС;

сторона 35 кВ:

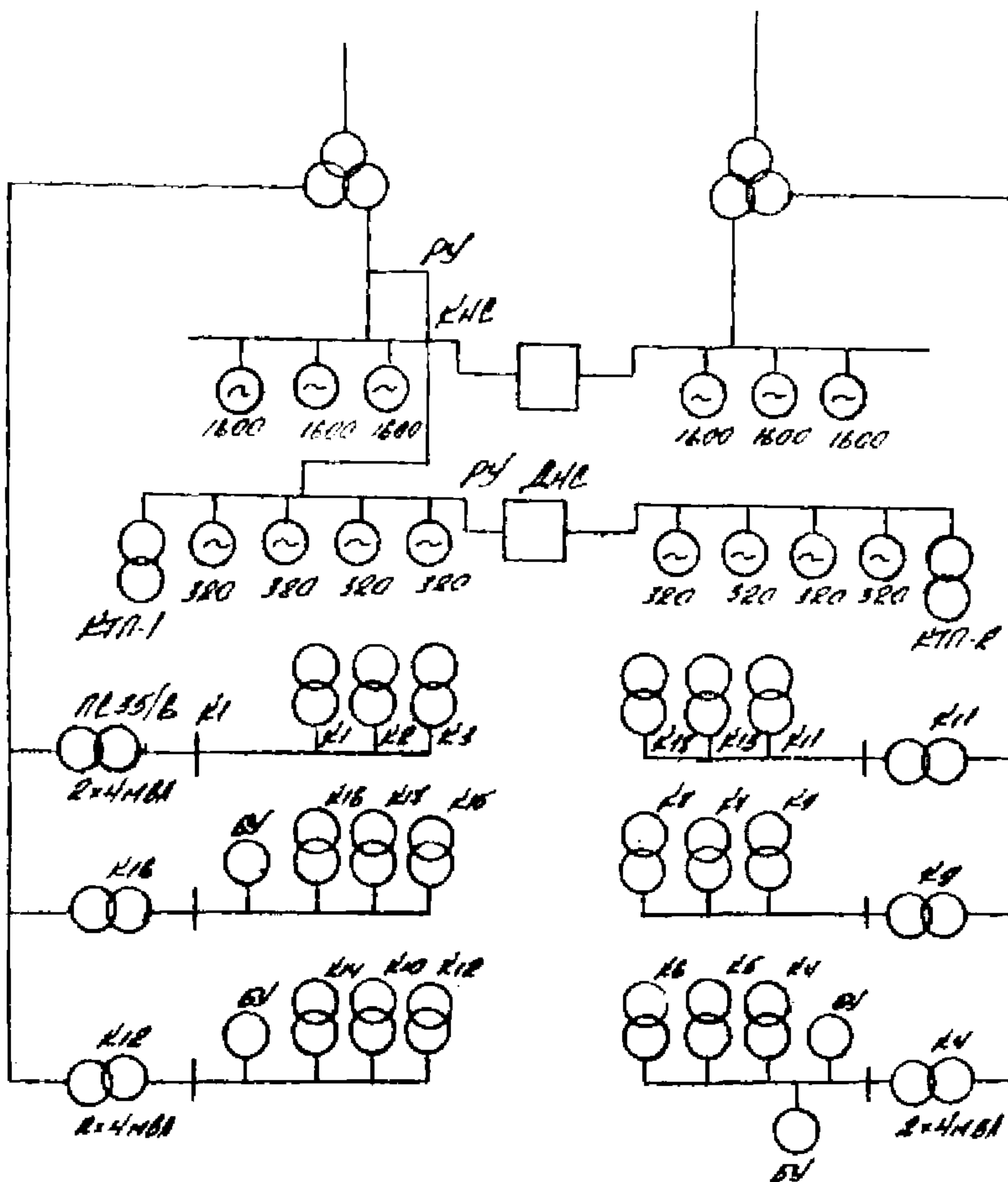
6 ПС 35/6 кВ К-1, К-16, К-12, К-11, К-9 и К-4, питающие установки механизированной добычи нефти и буровые установки.

Схемы присоединения к ПС 6/0,4 кВ представлены на черт.3-6.

В табл. 21-24 представлены характеристики применяемого оборудования технологических установок. Показатели электрических нагрузок взяты из табл. 5, 6, 7, 12, 13 настоящих Указаний.

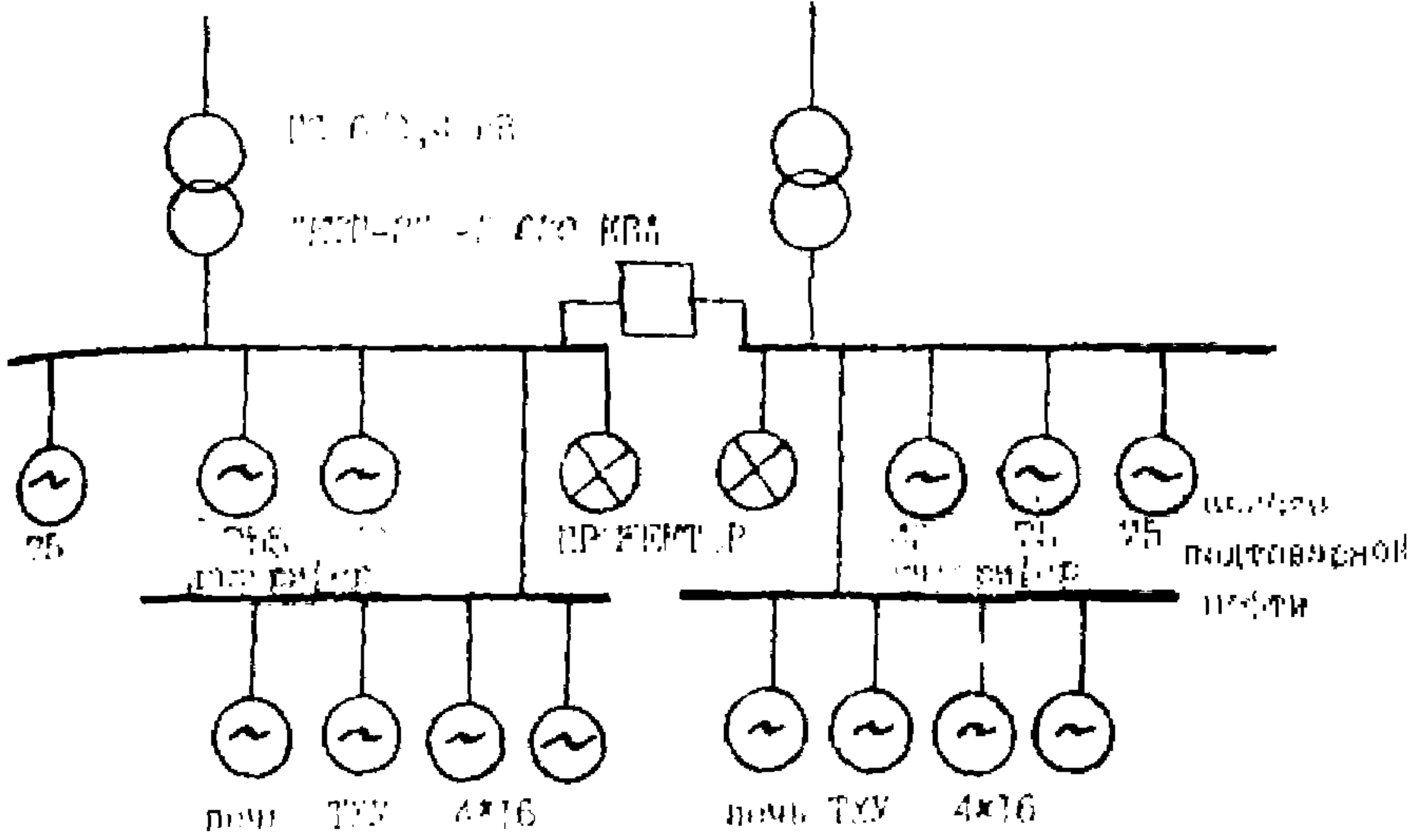
Для КНС и ДНС расчет ведется только по рабочим агрегатам.

Расчетная схема электроснабжения



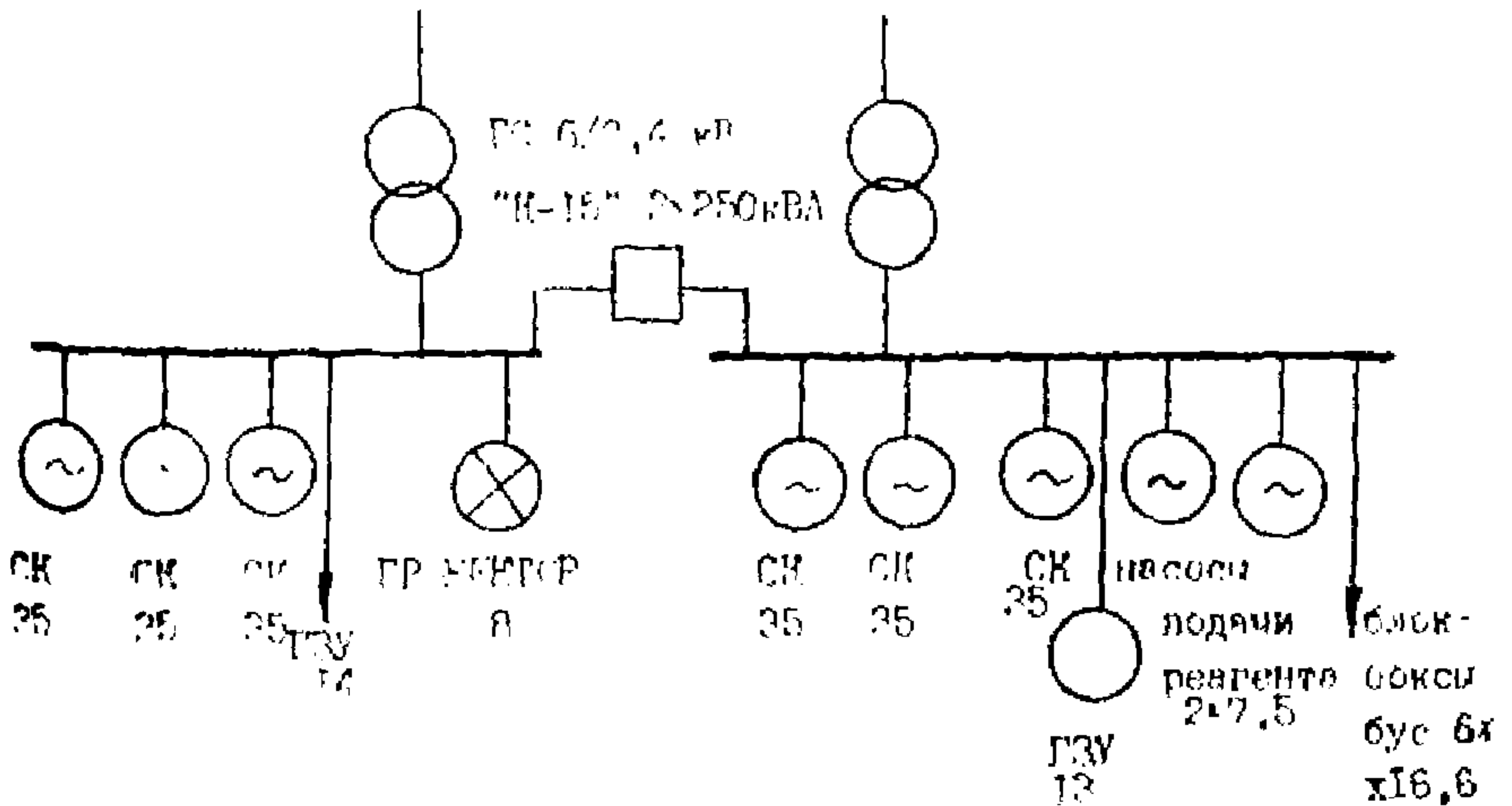
Черт. 3

Схема однолинейная к ЦС 6/0,4 кВ КМ-2



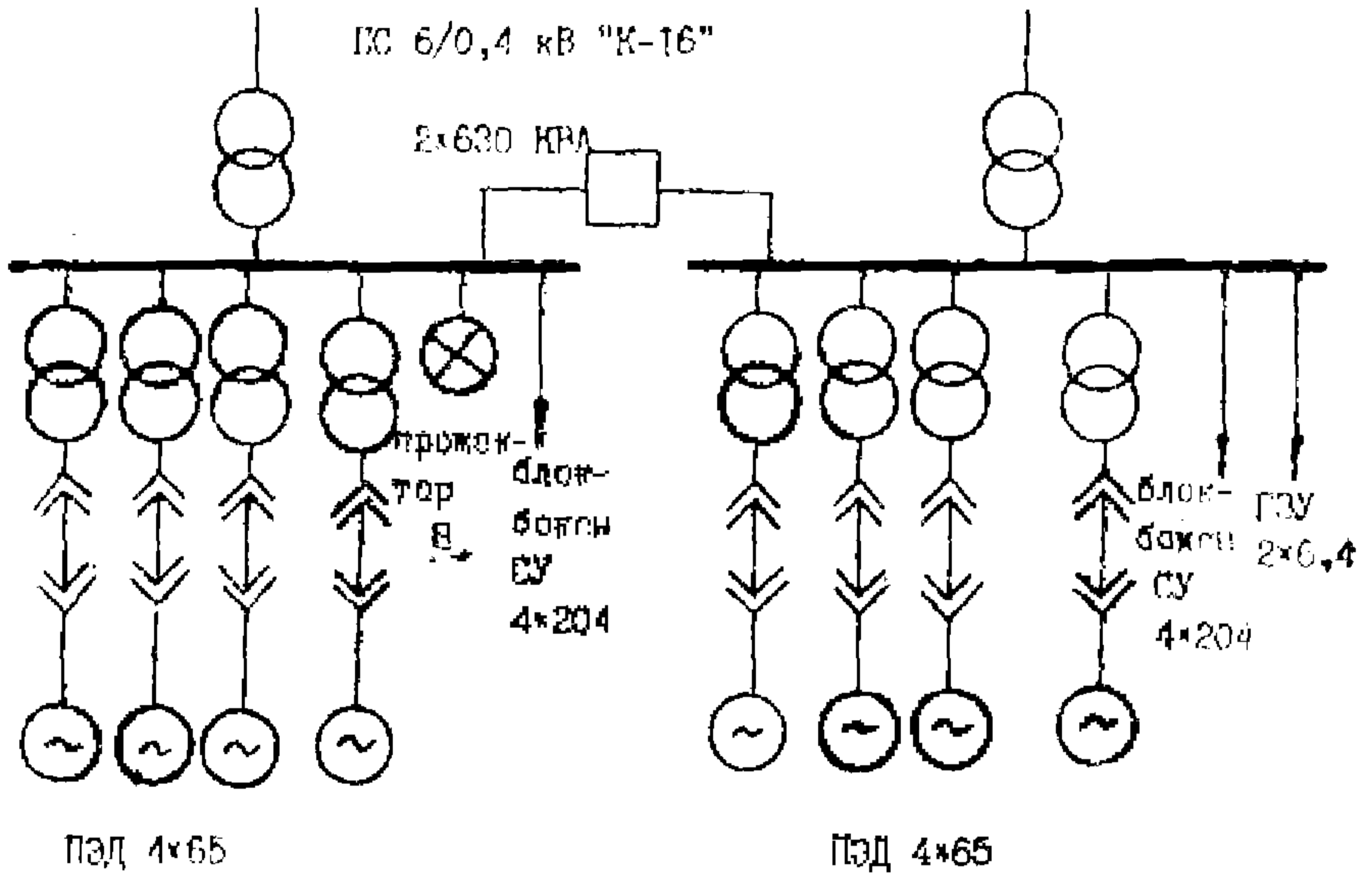
Эерт. 4

Схема однолинейная к ЦС 6/0,4 кВ К-15



Эерт. 5

Схема присоединения к ЛС 6/0,4 кВ К-16



Черт. 6

Таблица 21

Технологические и электрические показатели
работы агрегатов КЭС и ДЭС

Тип насосов, двигателей	Число агрегатов	Произво- димость агрега- та $Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Испоры		Коэф. нклю- зии K_D	КПД η_H	$\cos \varphi$
			Исп. м	Бир. м			
ДЭС 160-1900							
СТД-1600	6	190	100	1600	0,84	0,73	0,9 (вмк.)
ДЭС 300-240							
ВАО	8	290	50	250	0,84	0,7	0,80

Таблица 22

Показатели работы низковольтных электроприемников,
питаемых от ПС 6/0,4 кВ КТП-2 (КТП-1 - аналогично)
(см. черт. 4)

Электро- приемник	Мощность двигателя, кВт	Число двигате- лей	Показатели нагрузок		
			K_D	K_S	$\cos \varphi$
Двигатели насосы	75	2	0,7	0,8	0,8
Насосы для ТХУ	16	8	0,84	0,80	0,80
Насосы подго- варной воды	75	2	0,70	0,76	0,77
Калориферы	40	2	0,60	0,80	0,78
Промеханизм осветительный	8	2	0,57	0,90	1,00

Таблица 23

Показатели работы электроприемников ПС 6/0,4 кВ К-15
(аналогично К-1,2,3,17,14,7,9) (см. черт. 5)

Электро- приемники	Мощ- ность двигате- ля, кВт	Число двигате- лей, шт.	Произ- води- тель- ность $\frac{Q, \text{ м}^3}{\text{сут}}$	Напор H, м	КПД $\eta_{\text{сп}}$	Коэффициенты нагрузок		
						K_8	K_3	$\cos \varphi$
Станок-качалка СК12-2,5-4000	35	6	110	2350	0,7	0,84	-	0,77
Земельная уста- новка ГЗУ	13	1	-	-	-	0,85	0,85	1,00
	14	1	-	-	-	0,85	0,85	1,00
Насосы подачи реагента	7,5	2	-	-	-	0,8	0,8	0,8
Блок-бокс БУ	16,6	6	-	-	-	0,84	0,5	0,9
Пржектор	8	1	-	-	-	0,57	0,9	1,00

Таблица 24

Показатели работы электроприемников ПС 6/0,4 кВ К-16
(аналогично К-11,13,18,4,5,6,10,12,8) (см. черт. 6)

Электро- приемники	Мощ- ность двигате- ля, кВт	Число двигате- лей, шт.	Произ- води- тель- ность $\frac{Q, \text{ м}^3}{\text{сут}}$	Напор H, м	КПД $\eta_{\text{сп}}$	Коэффициенты нагрузок		
						K_8	K_3	$\cos \varphi$
Пржектор	8	1	-	-	-	0,57	0,9	1,0
Установка погруж- ного центробежно- го электронасоса УЭЦН-250-1000	63	8	220	830	0,39	0,84	-	0,74

См. также табл. 24

Электродвигатель	Количество двигателей	Число двигателей	Промышленность	Вид	Класс	Коэффициенты		
						K_6	K_3	$\cos \varphi$
Электродвигатель	20,4	8	-	-	-	0,84	0,5	0,9
Электродвигатель	6,4	2	-	-	-	0,85	0,85	1,00

Буровая установка — Ю 3000 ЗУК, всего 4 шт., питаются от ЛС 35/6 К-16, К-12, К-4 — 2 шт. (см. черт. 3).

2. Баланс.

2.1. Расчет нагрузок по стороне 6 кВ ЛС 110/35/6 кВ "Кривень".

2.1.1. Расчет нагрузок высоковольтных двигателей КНС.

Формулы для расчета активной мощности по формуле (16):

$$M = \sum P_{\text{ак}} = 1600 \times 6 = 9600 \text{ кВт},$$

$$C = \sum K_6 K_3 P_{\text{ак}} = 0,84 \times 0,66 \times 6 \times 1600 = 5322 \text{ кВт},$$

где коэффициент загрузки двигателя

$$K_3 = 9,805 \frac{\sum H_i}{\sum P_{\text{ак}}} = 9,805 \frac{190(1600-100)}{3600 \times 0,73 \times 1600} = 0,66.$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{5322}{9600} = 0,55 < 0,75.$

Считаем расчетную нагрузку по формуле (16)

$$P_p = C \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 5322 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{9600}{5322} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 8076 \text{ кВт}.$$

Реактивную мощность высоковольтных электродвигателей КНС приемников с обмоточным током находим:

$$Q_p = P_p \sqrt{\frac{1 - \cos^2 \varphi}{\cos \varphi}} = 8076 \sqrt{\frac{1 - 0,9^2}{0,9}} = 3710 \text{ квар}.$$

Ищется мощность высоковольтных двигателей КНС

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8076^2 + 3710^2} = 8887 \text{ кВ. А.}$$

Данные заносим в табл. 25.

2.1.2. Расчет нагрузок высоковольтных двигателей ДЭС проводим по аналогичной схеме.

Для активной мощности

$$M = \sum P_{нi} = 8 \times 320 = 2560 \text{ кВт};$$

$$C = P_c = \sum K_{вi} K_{зi} P_{нi} = 0,84 \times 0,70 \times 8 \times 320 = 1500 \text{ кВт.}$$

$$K_{зi} = 9,806 \frac{Q_i \text{ л. Н.}}{P_{нi}} = 9,806 \cdot \frac{290(250-50)}{3600 \times 0,7 \times 320} = 0,70.$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{1500}{2560} = 0,59 < 0,75..$

Тогда $P_p = C \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1500 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{2560}{1500} - 1}}{3} \right) = 2230 \text{ кВт.}$

Для реактивной мощности $M = \sum Q_{нi} = \sum P_{нi} \operatorname{tg} \varphi_c = \sum P_{нi} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_c}}{\cos \varphi_c} =$
 $= \frac{8 \times 320 \sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 1920 \text{ квар.}$

$$C = Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi = \frac{P_c \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 1500 \frac{1 - 0,8^2}{0,8} = 1125 \text{ квар.}$$

Проверяем: $\frac{C}{M} = \frac{1125}{1920} = 0,59 < 0,75.$

Тогда

$$Q_p = C \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{M}{C} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1125 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{1920}{1125} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1671 \text{ квар.}$$

полная расчетная мощность двигателей ДЭС

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{2230^2 + 1671^2} = 2787 \text{ квар.}$$

данные вносим в расчетную табл. 25.

2.1.3. Расчет нагрузок вспомогательного технологического оборудования, питающегося от ПС 6/0,4 кВ КТП-2.

Расчет проводим методом упорядоченных диаграмм в соответствии с п. 2.1. Данные для расчета выстроим из табл. 22.

1). Номинальная активная мощность

$$P_n = \sum P_{ni} = 75 \times 2 + 75 \times 2 + 40 \times 2 + 82 + 16 \times 8 = 524 \text{ кВт}$$

2). Средняя активная нагрузка

$$P_c = \sum K_{\psi} K_{\lambda} P_{ni} = 0,70 \times 0,80 \times 2 \times 75 + 0,70 \times 0,76 \times 2 \times 75 + 0,84 \times 0,8 \times 8 + 16 + 0,60 \times 0,80 \times 2 \times 40 + 0,57 \times 0,9 \times 2 \times 8 = 295,4 \text{ кВт.}$$

3). Средняя реактивная нагрузка

$$Q_c = \sum K_{\psi} K_{\lambda} P_{ni} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \psi_i}}{0,841}$$

$$= 0,70 \times 0,80 \times 2 \times 75 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,70 \times 0,76 \times 2 \times 75 \frac{\sqrt{1 - 0,77^2}}{0,77} +$$

$$+ 0,84 \times 0,8 \times 8 \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} + 0,60 \times 0,80 \times 2 \times 40 \frac{\sqrt{1 - 0,78^2}}{0,78} +$$

$$+ 0,57 \times 0,9 \times 2 \times 8 \frac{\sqrt{1 - 1}}{1} = 224,4 \text{ квар.}$$

4). Эмпирическое число электроприводов

$$n_s = \frac{(\sum P_{ni})^2}{\sum P_{ni}^2} = \frac{(4 \times 75 + 2 \times 40 + 8 \times 16 + 2 \times 8)^2}{4 \times 75^2 + 2 \times 40^2 + 8 \times 16^2 + 2 \times 8^2} = 5.$$

5). Коэффициент использования

$$K_{\text{из}} = \frac{P_c}{\sum P_{ni}} = \frac{295,4}{524} = 0,57.$$

Таблица 25

Расчет нагрузок по системе 6 кВ ПС П10/35/6 кВ "Красная"

Группы электроприемников	Количество электроприемников	Номинальная мощность $P_n = \sum P_{ин}$	Коэффициент использования $K_{и} = \frac{P_c}{P_n}$	Средневзвешенные $\frac{\cos \varphi_c}{\sum U_c \varphi_c}$	Средняя нагрузка		Расчетные нагрузки			Расчетные $\frac{\cos \varphi_p}{t_c \varphi_p}$
					$P_c, \text{кВт}$	$Q_c, \text{кВч}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВч}$	$S_p, \text{кВА}$	
Высоковольтные двигатели КНС	6	9600	0,55	$\frac{0,9}{-0,48}$	5322	-3710	8076	-3710	8887	$\frac{0,9}{-0,48}$
Высоковольтные двигатели ДНС	8	2560	0,59	$\frac{0,8}{0,75}$	1500	1125	2230	1671	2787	$\frac{0,8}{0,75}$
КТП-2	16	524	0,57	$\frac{0,79}{0,76}$	296	224	374	267	450	$\frac{0,81}{0,72}$
КТП-1	16	524	0,57	$\frac{0,79}{0,76}$	296	224	374	267	460	$\frac{0,81}{0,72}$
Итого по стороне 6 кВ ПС П10/35/6 кВ "Красная"	46	13208	0,56	$\frac{0,96}{-0,28}$	7414	-2137	10255	-1588	10387	$\frac{0,99}{-0,15}$

L_n рассчитываем упрощенно:

$$L_n = 1,1 K_n = 1,1 \times 0,57 = 0,62.$$

6). По табл. 10 находим коэффициенты максимума.

Для $P_{\Sigma} = 5$ я $K_{\Sigma} = 0,5$ коэффициент максимума $K_M = 1,31$.

Для $P_{\Sigma} = 5$ я $K_{\Sigma} = 0,6$ коэффициент максимума $K_M = 1,22$.

Интерполируя, получим для $K_{\Sigma} = 0,57$ и $P_{\Sigma} = 5$ величину

$$K_M = 1,26.$$

Аналогично $L_n = 1,19$.

7). Расчетные нагрузки:

$$P_p = K_M P_c = 1,26 \times 296,4 = 374 \text{ кВт};$$

$$Q_p = L_n Q_c = 1,19 \times 224,4 = 267 \text{ кВт};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{374^2 + 267^2} = 450 \text{ кВ.А.}$$

Данные также заносим в расчетную табл. 25, полагая, что нагрузка КТП-1 определена аналогично нагрузке КТП-2.

2.1.4. Суммарную нагрузку по системе 6 кВ ПС 110/35/6 кВ

"Красная" находим по формулам:

$$P_{\Sigma} = \sum P_i = 5322 + 1500 + 296 + 296 = 7414 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma} = \sum P_i = 7414 +$$

$$+ \sqrt{(6075 - 5322)^2 + (1671 - 1125)^2 + 2(374 - 296)^2} = 10265 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = (\sum Q_i - Q_{\Sigma}) + \sqrt{(\sum L_i P_i - L_{\Sigma} P_{\Sigma})^2} =$$

$$= (1125 + 224 \times 2 - 3710) + \sqrt{(1671 - 1125)^2 + 2(267 - 224)^2} =$$

$$= -1588 \text{ квар};$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{10265^2 + 1588^2} = 10387 \text{ кВ.А.}$$

Данные расчетов заносим в строку "Итого" табл. 25.

2.2. Расчет нагрузок по стороне 35 кВ.

2.2.1. Расчет нагрузок подстанции 6/0,4 кВ К-15.

Схема электроснабжения куста приведена на черт. 5, показатели для расчета - в табл. 23.

1). Определяем нагрузку станков-качалок по методу упорядоченных диаграмм

$$P_H = \sum P_{H_i} = 35 \times 6 = 210 \text{ кВт.}$$

Коэффициенты использования двигателей ИДТТ:

$$K_H = K_B K_D = 0,84 \times 0,54 = 0,45,$$

$$\text{где } K_B = \frac{1,49 \times 10^{-6} \times Q \cdot n}{\gamma_{сн}} = \frac{1,49 \times 10^{-6} \times 110 \times 2350}{0,71} = 0,54.$$

Средние нагрузки:

$$P_c = K_H P_H = 0,45 \times 210 = 95 \text{ кВт;}$$

$$Q_c = P_c \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 95 \frac{\sqrt{1 - 0,77^2}}{0,77} = 79 \text{ квар.}$$

Эффективное число электроприемников

$$n_g = n = 6.$$

Коэффициенты использования:

$$K_H = 0,45;$$

$$L_H = 1,1 \times 0,45 = 0,5.$$

По табл. 10 находим:

$$K_M = 1,37, \quad L_M = 1,32.$$

Расчетные нагрузки станков-качалок:

$$P_p = K_M \times P_c = 1,37 \times 95 = 130 \text{ кВт;}$$

$$Q_p = 1,32 \times 79 = 104 \text{ квар;}$$

$$S_p = \sqrt{130^2 + 104^2} = 166 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

2). Определить суммарную нагрузку пункта по методу упорядоченных дисперсий (метод дисперсий п. 2.2.1):

$$P_{\Sigma} = 149,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 10;$$

$$P_{\Sigma} = 77 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 1,21;$$

$$Q_{\Sigma} = 31 \text{ квар};$$

$$Q_{\Sigma} = 1,18;$$

$$K_p = 0,51, \quad \cos \varphi = 0,9;$$

$$P_p = 93 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,51;$$

$$Q_p = 35 \text{ квар};$$

$$S_p = 100 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

3). Суммарная нагрузка пункта

$$P_{\Sigma} = P_{\Sigma} + \sqrt{P_{\Sigma} - P_{\Sigma}^2}$$

$$= (95 + 77) + \sqrt{(130 - 95)^2 + (93 - 77)^2} = 210 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma} + \sqrt{Q_{\Sigma} - Q_{\Sigma}^2}$$

$$= (79 + 31) + \sqrt{(104 - 79)^2 + (35 - 31)^2} = 135 \text{ квар},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{210^2 + 135^2} = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Аналогично определяем нагрузки пунктов 1, 2, 3, 17, 14, 7 и 9.

2.2.2. Расчет нагрузок подстанции К-16.

Схема электроснабжения пункта приведена на черт. 6, показатели для расчета нагрузок пункта приведены в табл. 24.

1). Определяем нагрузки ЭЦП по методу упорядоченных дисперсий.

Рассчитаем мощность установок ЭЦП

$$P_{\Sigma} = 2 P_{\Sigma} = 63 \times 8 = 504 \text{ кВт.}$$

Средние нагрузки:

$$P_c = K_B \times K_B \times P_H = K_B \frac{1,49 \times 10^{-6} \text{ QH}}{h_{\text{ср}}} P_H =$$

$$= 0,84 \frac{1,49 \times 10^{-6} \times 220 \times 830}{0,39} 504 = 0,84 \times 0,59 \times 504 = 250 \text{ кВт};$$

$$Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi = 227 \text{ квар};$$

$$K_H = \frac{P_c}{P_H} = \frac{250}{504} = 0,50; \quad L_H = 1,1 K_H = 0,55.$$

Эффективное число электроприемников

$$n_2 = n = 8.$$

По табл. 10 находим коэффициенты максимума:

$$K_M = 1,28; \quad L_M = 1,23;$$

$$P_p = 1,28 \times 250 = 320 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,23 \times 227 = 280 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{320^2 + 280^2} = 425 \text{ кВ.А.}$$

2). Расчет нагрузок прочих электроприемников куста выполняется аналогично. Результаты расчета:

$$P_H = 197,6 \text{ кВт};$$

$$K_M = 1,26; \quad L_M = 1,21;$$

$$P_c = 95 \text{ кВт};$$

$$P_p = 120 \text{ кВт};$$

$$Q_c = 35 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 42 \text{ квар};$$

$$K_H = 0,48;$$

$$L_H = 0,53;$$

$$S_p = 127 \text{ кВ.А.}$$

$$n_2 = 10;$$

3). Суммарные нагрузки ПС 6/0,4 кВ К-16 определяются аналогично п. 2.1.3:

$$P_{\text{нз}} = 504 + 197,6 = 701,6 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сз}} = 250 + 95 = 345 \text{ кВт};$$

$$Q_{px} = 227 + 35 = 262 \text{ квар;}$$

$$P_{px} = 345 + \sqrt{(320 - 250)^2 + (120 - 95)^2} = 419 \text{ кВт;}$$

$$Q_{px} = 262 + \sqrt{(280 - 227)^2 + (42 - 35)^2} = 315 \text{ квар;}$$

$$S_{px} = \sqrt{419^2 + 315^2} = 524 \text{ кв.А.}$$

Аналогично определяются нагрузки подстанций

№ 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13, 18.

Для расчета нагрузок кустов оквации и буровых установок (см. табл. 14, черт. 2) заносим в табл. 26 для суммирования нагрузки по системе 35 кВ. Суммарные нагрузки по подстанциям 35 кВ во всей системе 35 кВ и по главной подстанции и цолом определяются аналогично п. 2.1.4.

Таким образом, величина расчетной электрической нагрузки по подстанции 110/35/6 кВ "Красная" составляет $17 + \int 2$ МВ.А на полное развитие технологии обустройства месторождения.

Расчет электрических нагрузок по подстанциям 35/6 кВ
и в целом по подстанции "Красная"

Группа электрос- приемников	Кол-во рабочих электрос- приемни- ков	Номи- наль- ная мощ- ность $P_n = \sum P_n$	Коэффи- циент исполь- зования $K_{\Sigma} = P_{\Sigma} / P_n$	Средневзве- шенная $\cos \varphi / \tan \varphi$	Средние нагрузки		Расчетные нагрузки			Расчетные $\cos \varphi / \tan \varphi$
					P_{Σ} , кВт	S_{Σ} , кВА	P_{Σ} , кВт	S_{Σ} , кВА	S_{Σ} , кВА	
1. ПС 35/6 кВ К-1										
ПС 6/0,4 кВ К-1	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-2	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-3	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
Всего по ПС 35/6 кВ К-1	51	1078,8	0,48	0,84/0,64	516	330	582	373	691	0,84/0,64
2. ПС 35/6 кВ К-16										
ПС 6/0,4 кВ К-15	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-16	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-17	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
Бурение	1	2426	-	1/0	430	0	1020	0	1020	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-16	54	3846,8	0,29	0,92/0,43	1119	482	1720	646	1805	0,95/0,32
3. ПС 35/6 кВ К-12										
ПС 6/0,4 кВ К-14	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-10	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-12	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Бурение	1	2426	-	1/0	430	0	1020	0	1020	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-12	56	4188,8	0,31	0,90/0,49	1292	634	1892	713	2022	0,93/0,36
4. ПС 35/6 кВ К-11										
ПС 6/0,4 кВ К-11	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-13	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-18	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-11	57	2104,8	0,49	0,80/0,75	1035	786	1183	876	1457	0,80/0,75
5. ПС 35/6 кВ К-9										
ПС 6/0,4 кВ К-9	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-7	17	359,6	0,48	0,84/0,64	172	110	210	135	250	0,84/0,64
ПС 6/0,4 кВ К-8	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Всего по ПС 35/6 кВ К-9	53	1420,8	0,48	0,82/0,70	689	482	780	546	952	0,82/0,70
6. ПС 35/6 кВ К-4										
ПС 6/0,4 кВ К-4	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-5	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
ПС 6/0,4 кВ К-6	19	701,6	0,49	0,80/0,75	345	262	419	315	524	0,80/0,75
Бурение	2	4852	-	1/0	860	0	1400	0	1400	1/0
Всего по ПС 35/6 кВ К-4	59	6966	0,27	0,92/0,41	1895	786	2450	876	2003	0,94/0,37
Всего по системе 35 кВ	330	13595	0,33	0,88/0,53	6546	3500	7485	3682	9342	0,90/0,42
По системе 6 кВ ПС "Красная" (см. табл. 25)	46	13208	0,56	0,96/-0,26	7414	-2137	10255-1588	10257	10257	0,99/-0,15
Итого по ПС "Красная"	376	32804	0,43	0,995/0,01	14031	1333	17033	3094	17181	0,992/0,01

131

137

П Р И М Е Р
оценки электропотребления и электрических
нагрузок на перспективу при проектировании

По историческим представлениям следующие исходные данные, соответствующие оборудованию примера прил. I (табл. 27).

Таблица 27

Исходные данные для расчетов

Показатель	Годы планируемого периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
1. Добыча нефти, тыс. т/год	2140	2650	3020	2760	2740
2. Добыча жидкости, тыс. т/год	2830	3320	4010	4740	5720
3. Добыча нефти насосным способом, тыс. т/год	1750	2320	2760	2760	2740
4. Добыча жидкости насосным способом, тыс. т/год	2059	2680	3470	4740	5720
5. Фонд механизированных скважин, шт.	79	88	103	117	128
В том числе:					
5.1. ЭЦН, шт.	44	50	60	73	80
средняя мощность установки, кВт	63	63	63	63	63
5.2. ШУН, шт.	35	38	43	44	48
средняя мощность установки, кВт	35	35	35	35	35
6. Средневзвешенный газовый фактор по насосным скважинам, м ³ /т	48	43	39	37	31
7. Плотность растворенного газа в нормальных условиях, кг/м ³	0,94	0,88	0,97	1,04	1,09
8. Средневзвешенный динамический уровень, м	840	760	810	910	970

Окончание табл. 27

Показатель	Годы планового периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
9. Соотвращенное давление на эжекторных установках, м вод.ст.	40	40	40	50	55
10. Закачка воды, тыс.м ³ /год	3300	4950	6480	7350	6640
11. Среднее давление нагнетания, м вод.ст.	1600	1650	1700	1750	1700
12. Объем подготовки нефти, тыс.т	2140	2320	2760	2760	2740
13. Объем сброса попутной воды, тыс.м ³	690	670	990	1980	2980
14. Буровые, тыс.м	198	210	225	252	300
15. Средняя глубина новых скважин, м	2230	2100	2050	2100	2350
16. Коммерческая скорость бурения, м/ст.-час	4400	4600	4700	4800	5000
17. Число станков в одновременной работе, шт.	5	5	5	6	6

I. Расчет электропотребления.

I.I. Удельный расход электроэнергии на насосную добычу нефти определяется (см. табл. 16):

$$\omega_{нф} = 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{K_{др}}{\eta_{нас}} \left(1 + 4 \cdot 10^{-3} \left(\rho_{нф} + \frac{\delta_{нас}}{1 - \delta_{нас}} \right) (H_{днф} + H_{свз}) \right), \frac{кВт \cdot ч}{т}$$

КПД насосной добычи $\eta_{нас}$, доб. принимаем:

$\omega_{нф}$ по табл. 6, 8. $K_{др} = 1,01$.

Для 1990 г.:

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = \frac{2,724 \times 10^{-3} \times 1,01}{0,33} (1 + 1 \times 10^{-3} \times 46 \times 0,94 + \frac{0,15}{1 - 0,33}) (140 + 40) = 7,35 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 6,72 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 11,94 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 7,72 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 19,15 \text{ кВт.ч/т.}$$

Параметры нормы на объем добычи воды в соответствии с таблицей, находим объем электроэнергии по заказу воды и заносям в результативную табл. 28.

1.2. Удельный расход электроэнергии на заказ воды в плотинном определителе:

$$W_{\text{зв}} = 2,724 \times 10^{-3} K_{\text{др}} \frac{W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}}}{V_{\text{зв}}}, \text{ кВт.ч/м}^3.$$

$K_{\text{др}}$ принимаем = 1,05.

КПД кутовой насосной станции $\eta_{\text{нас}} = 0,7$.

Для 1990 года

$$W_{\text{зв}} = 2,724 \times 10^{-3} \times 1,05 \frac{1000 \times 1,015}{0,7} = 6,7 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Аналогично и для периода 1991-1994 гг.:

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 6,9 \text{ кВт.ч/м}^3;$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 7,3 \text{ кВт.ч/м}^3;$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 7,1 \text{ кВт.ч/м}^3;$$

$$W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} = 7,1 \text{ кВт.ч/м}^3.$$

Электропотребление на заказку воды определяем порочиваемым удельным расходом на объем заказки воды и заносям в табл. 28.

1.3. Удельный расход электроэнергии на подготовку воды – согласно формуле из табл. 16.

$$W_{\text{п.в.}} = K_{\text{др}} \left\{ 2,724 \cdot 10^{-3} \frac{(1 + K_{\text{р.н.}}) \eta_{\text{н.с.}}}{\eta_{\text{с}}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{л.с.}}}{1 - \delta_{\text{л.с.}}} \right) + W_{\text{зв}}^{\text{н.н.}} \cdot K_{\text{д.ч.с.}} \right\} \frac{\text{кВт.ч.}}{\text{т.}}$$

Согласно заданию, для подготовки нефти используется насос с давлением на выходе $K_c = 240$ м вод. ст.; имеется блок сброса воды с давлением на выходе $K_{пр} = 360$ м вод. ст. $K_{тр} = 1,04$, $K_{эл.двг.} = 0$, так как подготовка нефти осуществляется на термодинамической установке;

$K_{ост} = 0$, то есть остаточная обводненность равна общей обводненности сырой нефти. $K_{рн} = 0$, так как рециркуляция некондиционной нефти не предусматривается; $\Delta H_{тг} = 0$, так как перекачка горячей товарной нефти осуществляется за счет избыточного давления на печи ТУ. Величину $K_{тр}$ рассчитываем в виде отношения объема сброса подтоварной воды к объему подготовки нефти. Клд считаем:

$$\eta_c = \eta_{пр} = 0,7.$$

Тогда для 1990 года

$$W_{пр}^{1990} = 1,04 \left\{ 2,724 \times 10^{-3} \left[\frac{240}{0,7} \left(1 + \frac{0,24}{1 - 0,24} \right) + \frac{690}{2140} + \frac{360}{0,7} \right] \right\} = 1,75 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991–1994 гг.:

$$W_{пр}^{1991} = 1,63 \text{ кВт.ч/т;}$$

$$W_{пр}^{1993} = 2,72 \text{ кВт.ч/т;}$$

$$W_{пр}^{1992} = 1,82 \text{ кВт.ч/т;}$$

$$W_{пр}^{1994} = 3,61 \text{ кВт.ч/т.}$$

Перемножив удельные расходы на объемы подготовки нефти, заносим результаты в табл. 28.

1.4. Расчет затрат электроэнергии на общепромышленный расход проводим по формуле табл. 16:

$$W_{эор} = 1,1 (W_{аэис} + W_{ппв}), \text{ однако } W_{ппв} = 0,$$

$$W_{эор} = 1,1 W_{аэис}.$$

Главный расход электроэнергии на сбор и транспорт нефти ЦНС составляет:

$$W_{\text{ЦНС}} = 2,724 \times 10^{-3} \frac{K_{\text{др}} \Pi_{\text{ЦНС}}}{\eta_{\text{ЦНС}}} \left(1 + \frac{b_{\text{ЦНС}}}{1 - b_{\text{ЦНС}}} \right);$$

$$K_{\text{др}} = 1,04;$$

$$b_{\text{ЦНС}} = 0,7;$$

$\Delta H_{\text{ЦНС}} = 300$ м вод.ст. (для насосов ЦНС 300-300).

$$b_{\text{ЦНС}} = b_0.$$

Для 1990 г.

$$\omega_{\text{ЦНС}} = 2,724 \times 10^{-3} \frac{1,04 \times 300}{0,7} \left(1 + \frac{0,24}{1 - 0,24} \right) = 1,60 \text{ кВт.ч/т.}$$

Аналогично для 1991-1994 гг.:

$$\omega_{\text{ЦНС}}^{1991} = 1,52 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{ЦНС}}^{1992} = 1,65 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{ЦНС}}^{1993} = 2,09 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$\omega_{\text{ЦНС}}^{1994} = 2,53 \text{ кВт.ч/т.}$$

Перемножая эти $\omega_{\text{ЦНС}}$ 1990... 1994 на объемы добычи нефти и умножая на 1,1, получим общепромышленный расход, заносим его в табл. 28.

1.5. Подводим сумму расходов электроэнергии на добычу нефти:

$$W_{\text{добр}} = W_{\text{наг}} + W_{\text{озв}} + W_{\text{лиф}} + W_{\text{аср}}.$$

Заносим в табл. 28.

1.6. Расход электроэнергии на бурение скважин, тыс. кВт.ч, определяется по формуле (33)

$$W_{\text{бб}} = 8,16 K_{\text{п}} \left[\frac{m}{4} (K_{\text{вл}} K_{\text{эл}} P_{\text{эл}} + K_{\text{вн}} K_{\text{эл}} P_{\text{нл}}) \right],$$

$$\omega_{\text{б}} = \frac{W_{\text{бб}} - W_{\text{зб}}}{H}, \text{ кВт.ч/м, } W_{\text{зб}} = 0,$$

так как экономия электроэнергии на стадии проектирования не предусматривается.

$$m = K_c \frac{H \cdot 10^{-3}}{12 V_k};$$

$K_c, K_n, K_{bl}, K_{эл}, P_{л}, P_{нл}$ берем из п.2.6
для БУ 3000 ЗУК и Поябрьского района.

Для 1990 года

$$m^{1990} = 1,3 \frac{198 \cdot 10^3}{12 \cdot 4420} = 4,85.$$

Берем $m^{1990} = 5.$

$W_{сб}^{1990} = 8,76 \times 1,15 \times 5 (0,19 \times 0,71 \times 500 + 0,16 \times 0,79 \times 1260) = 11420$ тыс. кВт.ч.

$$\omega_6^{1990} = \frac{11420}{198} = 57,7 \text{ кВт.ч/м.}$$

Аналогично рассчитываем в $W_{сб}^{1991-1994}$ для контроля
 $\omega_6^{1991-1994}$;

$$W_{сб}^{1991} = 11850 \text{ тыс.кВт.ч;}$$

$$W_{сб}^{1992} = 12340 \text{ тыс.кВт.ч;}$$

$$W_{сб}^{1993} = 12960 \text{ тыс.кВт.ч;}$$

$$\omega_6^{1991} = 56,4 \text{ кВт.ч/м;}$$

$$\omega_6^{1992} = 54,8 \text{ кВт.ч/м;}$$

$$\omega_6^{1993} = 51,4 \text{ кВт.ч/м;}$$

$$W_{сб}^{1994} = 13700 \text{ тыс.кВт.ч;}$$

$$\omega_6^{1994} = 45,7 \text{ кВт.ч/м.}$$

Объемы электропотребления вносим в табл.28.

1.7. Прочее потребление, поскольку других данных нет, определяем в сумме 10 % расходов электроэнергии на добычу нефти и бурение скважин.

Расчетное электродотребление по технологическим процессам

Процесс	Электродотребление по годам, тис. кВт.ч				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти - всего	42490	57950	77830	100410	103210
В том числе:					
Насосная добыча нефти	12860	15590	21310	32950	41540
Закачка воды	22110	34160	46010	53660	47140
Подготовка нефти	3750	3780	5030	7510	9900
Общепромышленный расход	3770	4430	5480	6350	7630
Бурение скважин	11420	11850	12340	12970	13700
Прочее потребление	5300	6800	8900	11300	12000
Всего потреблено	59210	76610	99070	124670	131910
Расчетная нагрузка, кВт	8700	10420	13400	16850	17850
Проверочные показатели					
Общий удельный расход на тонну нефти, кВт.ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
t_m , отн.ед.	0,77	0,84	0,84	0,84	0,85

В графу "Всего потреблено" табл. 28 заносим суммы расходов электроэнергии на добычу нефти, бурения скважин и прочее потребление.

2. Расчет перспективных электрических нагрузок.

Расчет перспективных нагрузок проводим на примере 1994 года.

1). Определяем показатели для расчета по формуле (16)

$$C = P_c(p) + P_c(c) + P_c(\text{бур.});$$

$$M = \sum P_n(c) + \sum P_c(p) + P_p(\text{бур.}).$$

2). Определяем нагрузки насосной добычи нефти

$$P_c(p) = \sum n_k p_k \frac{Q_{\text{ндж}}}{\sum q_k n_k},$$

$Q_{\text{ндж}}$ из табл. 27 для 1994 г. - 5720 тыс. т/год;

из условий двух типоразмеров насосных скважин:

1) ЭЦН $q_k = 220$ т/сут; $P_k = 63$ кВт; $n_k = 80$;

2) ШГН $q_k = 110$ т/сут; $P_k = 35$ кВт; $n_k = 48$.

Число рабочих суток в году принято 300.

$$P_c(p) = (48 \times 35 + 80 \times 63) \frac{5720 \times 10^3}{220 \times 300 \times 80 + 110 \times 300 \times 48} =$$

= 5600 кВт.

3). Определяем нагрузки сосредоточенных электроприемников:

$$P_c(c) = \sum_{i=1}^n K_{\text{и}} P_{\text{и}}.$$

$$\text{Для КНС } K_{\text{и КНС}} = \frac{\omega_{\text{КНС}} Q_{\text{зв}}}{\sum P_{\text{и КНС}} T} = \frac{7,1 \times 6640 \times 10^3}{6 \times 1600 \times 8760} = 0,56.$$

$$\text{Для ДНС } K_{\text{и ДНС}} = \frac{\omega_{\text{ДНС}} Q_{\text{зв}}}{\sum P_{\text{и ДНС}} T} = \frac{2,53 \times 5720 \times 10^3}{8 \times 320 \times 8760} = 0,65.$$

$$P_c(c) = 0,56 \times 6 \times 1600 + 0,65 \times 8 \times 320 = 7860 \text{ кВт.}$$

Для шести буровых станков БУ 3000 ЭУА (см. черт. 2):

$$P_2(ЭУА) = 6 \times 430 = 2580 \text{ кВт}; \quad P_2(Бур) = 6 \times 580 = 3480 \text{ кВт}.$$

4). Тогда показатели для проекта по формуле (16):

$$C = 5000 + 7800 + 2580 = 15380 \text{ кВт};$$

$$M = 60 \times 63 + 48 \times 35 + 6 \times 1600 + 8 \times 320 + 3480 = 22360 \text{ кВт}.$$

$$5). \text{ Проверим: } \frac{2}{M} = \frac{15380}{22360} = 0,7 < 0,75.$$

$$\text{Тогда } P_p = C \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right) =$$

$$= 15380 \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{22360}{15380} - 1} \right) = 17852 \text{ кВт}.$$

6). Аналогично проверим по данным нагрузок и по другим годам. Данные также заносим в табл. 28.

В отл. от таблицы для примера приведем один удельный расход электроэнергии на тонну нефти и число \dot{I}_m в этих же единицах. Из этих показателей видно, что удельный расход электроэнергии растет вместе с объемом добычи нефти, а \dot{I}_m достигнет значения 0,85 в год максимальной нагрузки.

7). Резюмируя данные таблицы по проекту представляем в следующем виде (табл. 29).

Таблица 29

Основные технологические данные, расчетные нагрузки и электропотребление по _____
месторождению (заклад № _____)

Показатели	Годы перспективного периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти - всего, тыс. т	2140	2650	3020	2760	2740
Добыча жидкости - всего, тыс. т	2830	3320	4010	4740	5720

Показатели	Годы перенектального периода				
	1990	1991	1992	1993	1994
Закачка воды, тыс.м ³	3300	4950	6480	7350	6640
Фонд добывающих скважин, шт.	79	88	103	117	128
Бурение, тыс. м	198	210	225	252	300
Перекачка воды, тыс.м	-	-	-	-	-
Электропотребление, тыс.кВт.ч	59210	76610	99070	124670	31910
Удельный расход электроэнергии на жидкость, кВт.ч/т	20,9	23,1	24,7	26,3	23,1
Удельный расход электроэнергии на нефть, кВт.ч/т	27,7	28,9	32,8	45,2	48,1
Расчетная электрическая нагрузка, мВт	9,0	10,4	13,4	16,9	17,8

П р и м е ч а н и я. В табл. 29 могут входить и другие планируемые объемные показатели (закачка газа в пласт, выработка газа для газлифта, прочие нагрузки - поселки, промзоны, нефтеперекачивающие станции, выработка пара, воздуха, тепла и т.п.).

**Пример планирования электропотребления
на добычу нефти при эксплуатации**

На участке нефтепромысла, сохранившему установки добычи нефти насосным способом, закатики воды в пласт, сбора и транспорта нефти, подготовки нефти, имеются отчетные данные по удельным расходам электроэнергии и нормобразующим факторам за прошлые (1985, 1986, 1987) годы в планирование на 1988 год нормобразующие факторы и объемы производимой продукции по технологическим процессам (табл. 30). Определить планируемый расход электроэнергии на 1988 год по данному участку нефтепромысла.

Исходные и расчетные данные для определения электропотребления
по участку нефтепромысла

Технологический процесс	Параметр, ед. изм.	Отчетные данные по годам			Планируемые данные на 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
1. Добыча нефти насосным способом	$\omega_{нн}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	17,5	18,8	19,3	-	22,1
	$H_{днн}, \text{м}$	525	541	553	568	-
	$\delta_{нн}, \text{отн. ед.}$	0,36	0,39	0,43	0,47	-
	$Q_{нн}, \text{тыс. т.}$	540	560	590	660	-
2. Закачка воды	$\omega_{з}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$	5,9	6,1	5,8	-	5,93
	$\Delta H_{кис}, \text{м}$	1350	1440	1350	1390	-
	$Q_{з}, \text{тыс. м}^3$	2100	2220	2240	2240	-
3. Сбор и транспорт нефти	$\omega_{тнс}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	3,3	3,6	3,7	-	3,82
	$\Delta H_{тнс}, \text{м.}$	600	630	640	660	-
	$\delta_{тнс}, \text{отн. ед.}$	0,17	0,18	0,19	0,20	-
	$Q_{н}, \text{тыс. т.}$	860	840	830	810	-
4. Подготовка нефти	$\omega_{пн}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{т}$	1,6	1,7	1,6	-	1,7
	$\Delta H_{с}, \text{м}$	240	240	240	240	-
	$\delta_{ост}, \text{отн. ед.}$	0,1	0,14	0,12	0,15	-
	$\Delta H_{тс}, \text{м}$	210	220	220	240	-
	$\Delta H_{лр}, \text{м}$	240	240	240	240	-
	$Q_{н}, \text{тыс. т.}$	860	840	830	810	-

Оконченые табл. 30

Технологический процесс	Параметр, ед.изм.	Статистические данные в рублях			Мониторинговые данные на 1988 г.	
		1985	1986	1987	исходные	расчетные
5. Добыча нефти = всего	Q_n , куб.м/т	32,03	35,57	36,45	-	40,31
	Q_n , тыс.т.	850	840	830	810	-
	W_{a2} , тыс.куб.м	27554	29966	30255	-	32649

I. Расчет планируемого удельного расхода электроэнергии на насосную добычу нефти.

Упрощенная формула для насосной добычи нефти

$$W_{\text{нн}} = K_{\text{нн}} H_{\text{днн}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{нн}}}{1 - \delta_{\text{нн}}} \right).$$

1). Рассчитываем $K_{\text{нн}}$ за 1985, 1986 и 1987 годы.

Для 1985 года

$$K_{\text{нн}}^{1985} = \frac{W_{\text{нн}}^{1985}}{H_{\text{днн}}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{\text{нн}}^{1985}}{1 - \delta_{\text{нн}}^{1985}} \right)} = \frac{17,5}{525 \left(1 + \frac{0,36}{1 - 0,36} \right)} = 2,13 \cdot 10^{-2}$$

Для 1986 года

$$K_{\text{нн}}^{1986} = \frac{18,8}{541 \left(1 + \frac{0,39}{1 - 0,39} \right)} = 2,12 \cdot 10^{-2}$$

Для 1987 года

$$K_{\text{нн}}^{1987} = \frac{19,3}{563 \left(1 + \frac{0,43}{1 - 0,43} \right)} = 1,95 \cdot 10^{-2}$$

2). Определяем средневзвешенный $K_{\text{нн}}$ по этому процессу:

$$K_{\text{нн}} = \frac{K_{\text{нн}}^{1985} Q_{\text{нн}}^{1985} + K_{\text{нн}}^{1986} Q_{\text{нн}}^{1986} + K_{\text{нн}}^{1987} Q_{\text{нн}}^{1987}}{Q_{\text{нн}}^{1985} + Q_{\text{нн}}^{1986} + Q_{\text{нн}}^{1987}} =$$

$$= \frac{2,13 \cdot 10^{-2} \cdot 540 + 2,12 \cdot 10^{-2} \cdot 560 + 1,95 \cdot 10^{-2} \cdot 590}{540 + 560 + 590} = 2,06 \cdot 10^{-2}$$

3). Определяем планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 г.:

$$W_{\text{нн}} = K_{\text{нн}} H_{\text{днн}}^{1988} \left(1 + \frac{\delta_{\text{нн}}^{1988}}{1 - \delta_{\text{нн}}^{1988}} \right) = 2,06 \cdot 10^{-2} \cdot 660 \cdot \left(1 + \frac{0,47}{1 - 0,47} \right) =$$

= 22,1 кВт·ч/т.

4). Расход электроэнергии на насосную добычу нефти составляет:

$$W_{\text{он}}^{1988} = W_{\text{нн}}^{1988} Q_{\text{нн}}^{1988} = 22,1 \times 660 = 14586 \text{ тыс. кВт·ч.}$$

2. Расчет планируемого расхода электроэнергии на закачку воды в пласт $\omega_3 = K_{\text{ин}} \Delta H_{\text{элс}}$;

$$K_{\text{ин}}^{1985} = \frac{\omega_3^{1985}}{\Delta H_{\text{элс}}^{1985}} = \frac{5,9}{1350} = 4,37 \cdot 10^{-3}.$$

Аналогично:

$$K_{\text{ин}}^{1986} = 4,24 \cdot 10^{-3};$$

$$K_{\text{ин}}^{1987} = 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

$$K_{\text{ин}} = \frac{4,37 \cdot 10^{-3} \cdot 2100 + 4,24 \cdot 10^{-3} \cdot 2220 + 4,30 \cdot 10^{-3} \cdot 2240}{2100 + 2220 + 2240} =$$

$$= 4,30 \cdot 10^{-3}.$$

Планируемый удельный расход электроэнергии на 1988 год

$$\omega_3^{1988} = K_{\text{ин}} \Delta H_{\text{элс}}^{1988} =$$

$$= 4,30 \times 10^{-3} \times 1380 = 5,93 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3.$$

Расход электроэнергии

$$\omega_{\text{элс}}^{1988} = 5,93 \times 2240 = 13283 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

3. Расчет планируемого расхода электроэнергии на обор и транспорт нефти

$$\omega_{\text{обт}} = K_{\text{ин}} \Delta H_{\text{обт}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{обт}}}{1 - \delta_{\text{обт}}} \right);$$

$$K_{\text{ин}}^{1985} = \frac{\omega_{\text{обт}}^{1985}}{\Delta H_{\text{обт}}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{\text{обт}}^{1985}}{1 - \delta_{\text{обт}}^{1985}} \right)} =$$

$$= \frac{3,3}{660 \left(1 + \frac{0,17}{1 - 0,17} \right)} = 4,69 \times 10^{-3}.$$

Аналогично

$$K_{\text{ин}}^{1986} = \frac{3,6}{630 \left(1 + \frac{0,18}{1-0,18}\right)} = 4,69 \times 10^{-3};$$

$$K_{\text{ин}}^{1987} = \frac{3,7}{640 \left(1 + \frac{0,19}{1-0,19}\right)} = 4,68 \times 10^{-3}.$$

$$K_{\text{ин}} = \frac{4,56 \times 10^3 \times 860 + 4,69 \times 10^3 \times 840 + 4,68 \times 10^3 \times 830}{860 + 840 + 830} = 4,64 \times 10^{-3}.$$

$$\omega_{\text{экс}}^{1988} = 4,64 \times 10^{-3} \times 660 \left(1 + \frac{0,20}{1-0,20}\right) = 3,82 \text{ кВт}\cdot\text{ч/т}.$$

$$W_{\text{экс}}^{1988} = \omega_{\text{экс}}^{1988} \times Q_{\text{н}}^{1988} = 3,82 \times 810 = 3094 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общепромышленный расход

$$W_{\text{сер}} = 1,1 (W_{\text{экс}} + W_{\text{анд}}) = 1,1(3094 + 6) = 3403 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

4. Расчет планируемого расхода электроэнергии на подготовку нефти:

$$\omega_{\text{пл}} = K_{\text{ин}} \left[\Delta H_{\text{с}} \left(1 + \frac{\delta_{\text{ост}}}{1-\delta_{\text{ост}}}\right) + \Delta H_{\text{тр}} + H_{\text{пр}} \right],$$

$$K_{\text{ин}}^{1985} = \frac{\omega_{\text{пл}}}{\Delta H_{\text{с}}^{1985} \left(1 + \frac{\delta_{\text{ост}}^{1985}}{1-\delta_{\text{ост}}^{1985}}\right) + \Delta H_{\text{тр}}^{1985} + \Delta H_{\text{пр}}^{1985}} =$$

$$\frac{1,6}{240 \left(1 + \frac{0,1}{1 - 0,1} \right) + 210 + 240} = 2,23 \times 10^{-3}$$

Аналогично:

$$K_{\text{нн}}^{1986} = \frac{1,7}{240 \left(1 + \frac{0,14}{1 - 0,14} \right) + 220 + 240} = 2,30 \times 10^{-3};$$

$$K_{\text{нн}}^{1987} = \frac{1,6}{240 \left(1 + \frac{0,12}{1 - 0,12} \right) + 220 + 240} = 2,18 \times 10^{-3}$$

$$K_{\text{нн}} = \frac{2,23 \times 10^3 \times 860 + 2,30 \times 10^3 \times 840 + 2,18 \times 10^3 \times 830}{860 + 840 + 830} =$$

$$= 2,23 \times 10^{-3}$$

$$W_{\text{нн}} = 2,23 \times 10^{-3} \times 240 \left(1 + \frac{0,15}{1 - 0,15} \right) + 240 + 240 = 1,7 \text{ кВт.ч/т.}$$

$$W_{\text{опн}}^{1988} = 1,7 \times 810 = 1377 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

Общий расход электроэнергии на добычу нефти по участку

$$W_{\text{аз}}^{1988} = W_{\text{ан}}^{1988} + W_{\text{аз}}^{1988} + W_{\text{аоп}}^{1988} + W_{\text{опн}}^{1988} =$$

$$= 14586 + 13283 + 3403 + 1377 = 32649 \text{ тыс.кВт.ч.}$$

Удельный расход электроэнергии на тонну нефти:

$$W_{\text{н}}^{1988} = \frac{W_{\text{аз}}^{1988}}{Q_{\text{н}}^{1988}} = \frac{32649}{810} = 40,31 \text{ кВт.ч/т.}$$

Результаты расчетов заносим в табл. 30.

Приложение 4

Обязательное

ПРОТОКОЛ
 испытаний гидравлических и энергетических
 характеристик насосных агрегатов

Время проведения испытаний —

Состав КНС:

- 1) количество установленных агрегатов —
- 2) рабочие агрегаты —
- 3) резервные агрегаты —
- 4) агрегаты в ремонте —

Период измерений одного режима — 20 мин.

Таблица 31

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показания счетчика воды за период измерений V_t , м ³	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность насосного агрегата Q , м ³ /ч	Мощность потребляемая насосным агрегатом, Р, кВт	Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт ρ , кВт·ч/м ³
----------------	-------------	--	------------------------------------	----------------------------------	---	--	--

Таблица 32

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Параметры Q , м ³ /ч; $H_{вх}$, МПа	Номер блока				Суммарная характеристика
		1	2	3	4	

Таблица 33

Характеристика выхода на распределительной
гребенке блоков КНС

Номер опыта	$H_{\text{вых}}$, мПа	Q , м ³ /ч
-------------	------------------------	-------------------------

Испитания провела:

Ст. мастер цеха ПЦД

(подпись)

Начальник сетевого района

(подпись)

ПРОТОКОЛ
 предварительных испытаний технологического процесса
 КНС в режиме потребителя-регулятора

Таблица 34

Режим работы агрегатов КНС

Период работы	Параметры	Агрегаты					КНС
Минимум нагрузки, 21-9 ч; 11-18 ч	Производи- тельность, м ³ /ч						
	Мощность, кВт						
	Энергия, кВт.ч						
	Объем закачки, м ³						
Максимум нагрузки, 9-11 ч; 18-21 ч	Производи- тельность, м ³ /ч						
	Мощность, кВт						
	Энергия, кВт.ч						
	Объем закачки, м ³						
За сутки	Энергия, кВт.ч						
	Объем закачки, м ³						

Испытания провели:

Ст. мастер цеха ПИД

Начальник сетевого района

(ПОДПИСЬ)_____
(ПОДПИСЬ)

Приложение 6

Обязательное

УТВЕРЖДЕНИЕ

Главный инженер ИГДУ

" _____ " _____ 198__ г.

ПЛАН-ГРАФИК

включения-отключения агрегатов КЭС для поддержания
режима потребителя-регулятора суточного графика
электрической нагрузки

Время максимума нагрузки:

утренний максимум - 9-11 ч.

вечерний максимум - 18-21 ч.

Таблица 35

Период работы агрегатов КЭС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток (ч)				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24

0 - агрегат отключен,

Р - агрегат в работе.

Примечание. Технологический резерв -

Регулирующие агрегаты -

Постоянно в работе агрегаты -

В часы максимума нагрузки включать не более _____ агрегатов.

При невыполнении суточного плана включать резервные агрегаты
в соответствующих блоках в часы максимальных нагрузок.

Главный технолог ИГДУ

(ПОДПИСЬ)

Главный энергетик ИГДУ

(ПОДПИСЬ)

Главный механик ИГДУ

(ПОДПИСЬ)

Приложение 7
 Обязательная
 УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер ПЦУ

_____ 198__ г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
 режима потребителя-регулятора суточного графика
 электрической нагрузки КНС

1. Режим работы системы ПЦУ.

1.1. Суточный план закачки:

$V_{\text{сут}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ м}^3$ при давлении на гребенке $H_{\text{гр}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МПа}$.

1.2. Обобщенный коэффициент приемистости за сутки по блокам,
 $\text{м}^3/\text{ч}$, МПа, .

2. Технологические ограничения на режим КНС.

2.1. Давление на распределительной гребенке -- не менее
 МПа, на устье удаленной нагнетательной скважины -- не
 менее МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов -- не менее

 МПа.

2.3. Ток статора двигателя -- не более А.

2.4. Ток возбуждения двигателя -- не более А.

2.5. Агрегатов в работе -- не менее шт.

2.6. Производительность КНС -- не менее $\text{м}^3/\text{ч}$.

2.7. Производительность агрегата -- не менее $\text{м}^3/\text{ч}$.

2.8. Удельный расход электроэнергии -- не более кВт.ч/ м^3 .

3. Показатели электропотребления.

3.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы — не более _____ кВт.

3.2. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт — _____ кВт.ч/м³.

4. Технологические показатели работы блока КНС в течение суток.

Таблица 36

Режим КНС

Параметр	Режим блока КНС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24

Давление на гребенке, МПа

Давление на входе агрегатов (среднее), МПа

Производительность блока КНС, м³/ч

Давление на устье удаленной скважины, МПа

Главный технолог КНС

_____ (подпись)

Главный энергетик КНС

_____ (подпись)

П Р И М Е Р
разработки технологического процесса
потребитель-регулятора КНС-15
ИГДУ Белозернефть

1. Протокол испытаний гидравлических и энергетических характеристик насосных агрегатов и технологических систем КНС-15 ИГДУ Белозернефть. Время проведения испытаний - 27.08.87 г. Состав КНС-1

- 1) количество установленных агрегатов - 5;
- 2) рабочие агрегаты - № 1, 2, 3, 4;
- 3) резервный агрегат - № 5.

Период измерений одного режима - 20 мин.

Таблица 37

Характеристика насосных агрегатов

Номер агрегата	Номер опыта	Показание счетчика воды за период измерения V_t , м ³	Давление на выходе $P_{вых}$, МПа	Давление на входе $P_{вх}$, МПа	Производительность насосного агрегата Q , м ³ /ч	Мощность потребляемая насосным агрегатом P , кВт	Удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт A , кВт·ч/м ³
1	1	205	15,0	2,05	615	3230	5,25
	2	213	14,5	1,10	639	3285	5,13
	3	223	13,8	1,10	669	3350	5,02
	4	231	13,4	1,15	693	3410	4,91
	5	240	13,1	1,20	720	3480	4,83
2	1	213	14,9	1,15	639	3170	5,00
	2	222	14,4	1,15	666	3245	4,87
	3	232	14,0	1,20	696	3270	4,71
	4	240	13,6	1,20	720	3310	4,59
3	1	220	14,9	1,00	660	3210	4,81
	2	230	14,8	1,10	690	3250	4,67
	3	240	14,3	1,15	720	3290	4,56
	4	249	14,3	1,20	747	3330	4,45
	5	257	14,0	1,20	771	3380	4,37
4	1	187	15,1	1,00	561	3240	5,77
	2	200	14,9	1,05	600	3305	5,51
	3	204	14,8	1,05	612	3320	5,43

Таблица 38

Характеристика низконапорных водоводов

Номер опыта	Давление на входе $H_{вх}$, МПа	Производительность КНС Q , м ³ /ч
1	1,00	1240
2	1,05	1190
3	1,00	1264
4	1,10	1155
5	1,05	1220

Таблица 39

Характеристика выхода
на распределительной гребенке КНС

Номер опыта	Давление на выходе $H_{вых}$, МПа	Производительность КНС Q , м ³ /ч
1	14,85	1240
2	14,75	1264
3	14,90	1220
4	15,00	1190
5	15,05	1140

Таблица 40

Режим работы агрегатов КНС.

Период работы	Параметры	Номер агрегата				КНС-15
		1	2	3	4	
Минимум нагрузки: 21-9 ч, 11-18 ч	Производительность, м ³ /ч	575	-	667	-	1242
	Мощность, кВт	3170	-	3224	-	6394
	Энергия, МВт·ч	38,04	-	61,26	-	99,3
	Объем закачки, м ³	6900	-	12673	-	19573
Максимум нагрузки: 9-11 ч, 18-21 ч	Производительность, м ³ /ч	-	-	800	-	800
	Мощность, кВт	-	-	3520	-	3520
	Энергия, МВт·ч	-	-	17,6	-	17,6
	Объем закачки, м ³	-	-	4000	-	4000
За сутки	Энергия, МВт·ч	38,04	-	78,86	-	116,9
	Объем закачки, м ³	6900	-	16673	-	23565

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ

"___" _____ 198__ г.

П Л А Н - Г Р А Ф И К
включения-отключения агрегатов КЭС
в режиме потребитель-регулятора суточного
графика электрической нагрузки

Время максимума нагрузки: утренний максимум - 9-11 ч.

вечерний максимум - 18-21 ч.

Таблица 41

Период работы агрегатов КЭС

Номер агрегата	Работа агрегатов в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
1	1	0	0	0	1
2	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0

0 - агрегат отключен,

1 - агрегат в работе.

Регулирующие агрегаты - 1.

Постоянно в работе - 3.

В часы максимума нагрузки включать не более одного агрегата.

При невыполнении суточного плана включать агрегат 1 с 11 до 18 ч.

Главный технолог _____

Главный энергетик _____

Главный механик _____

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ИДУ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
режима потребителя-регулятора суточного графика
электрической нагрузки КНС

1. Режим работы системы ИЩ.

1.1. Суточный план закачки $V = 21400 \text{ м}^3$.

1.2. Обобщенный коэффициент приемистости за сутки - 2050, $\text{м}^3/\text{МПа}$.

2. Технические и технологические ограничения на режим КНС.

2.1. Давление на распределительной гребенке - не более 15,2 МПа.

2.2. Давление на входе насосных агрегатов - не менее 0,75 МПа.

2.3. Ток статора двигателя - не более 439 А.

2.4. Ток возбуждения двигателя - не более 288,6 А.

2.5. Агрегатов в работе - не менее I.

2.6. Производительность КНС - не менее $450 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.7. Производительность агрегата - не более $860 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2.8. Удельный расход электроэнергии - не более $6,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

3. Расчетные показатели электропотребления.

3.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы - 3,655 МВт.

3.2. Электропотребление за сутки - 118,4 МВт·ч.

3.3. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт - $4,854 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$.

3.4. Затраты на электроэнергию - 1726 руб.

Базисный технологический режим КЭС

4. Расчетные показатели электропотребления.

4.1. Участие в максимуме нагрузки энергосистемы – 6,213 МВт.

4.2. Электропотребление за сутки – 149,1 МВт·ч.

4.3. Суточный удельный расход электроэнергии на закачку воды в пласт – 5,446 кВт·ч/м³:

4.4. Затраты на электроэнергию – 2345 руб.

5. Расчетные технологические показатели работы КЭС.

5.1. Суточный объем закачки – 24346,5586 м³.

Таблица 42

Режим КЭС

Параметр	Режим КЭС в течение суток, ч				
	0-9	9-11	11-18	18-21	21-24
Давление на гребенке, МПа	15,27	12,30	12,30	12,30	15,27
Давление на входе агрегатов, МПа	0,79	0,98	0,98	0,98	0,79
Давление на устье удаленной скважины, МПа					
Производительность КЭС, м ³ /ч	1141,0	880,9	880,9	880,9	1141,0

Главный технолог

Главный энергетик

Приложение 9

Справочник

П Р И М Е Р

определения экономической эффективности регулирования
нагрузки нефтепромысла (для данных табл. 43)

Таблица 43

Исходные данные к примеру

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Плановый объем закачки воды, м ³ /сут	284910	284910
Число постоянно работающих агрегатов, шт.	19	17
Число регулируемых агрегатов, шт.	-	3
Потребляемая активная мощность в час максимальных нагрузок, МВт	66,23	57,34
Снижение участия в максимумах нагрузки, МВт	-	8,89
Потребляемая электроэнергия, МВт·ч/сут	1590	1528
Снижение потребления электроэнергии, МВт·ч/сут	-	62
Дополнительные капитальные вложения (резервный насосный агрегат ЦНС 500-1900, СТД-4000-2), тыс.руб.	-	41,2

Расчет годового экономического эффекта представлен в
табл. 44.

Таблица 44

Расчет экономического эффекта

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Плата по первой ставке тарифа, тыс.руб.	2583	2236
Плата по второй ставке тарифа, тыс.руб.	17,5	16,8
Годовые затраты по тарифу, тыс.руб.	8937	8371
Снижение годовых затрат по тарифу, тыс.руб.	-	596
Амортизационные отчисления, тыс.руб.	-	8,4
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.	8937	8379
Годовой экономический эффект, тыс.руб.	-	588
Удельный экономический эффект, тыс.руб./МВт	-	66

Таким образом, даже дополнительные капитальные вложения, связанные с установкой дополнительного регулирующего насосного агрегата, экономически целесообразны, о чем свидетельствует годовой экономический эффект нового варианта - 588 тыс.руб.

П Р И М Е Р 1

определения величин Q_{11} и Q_{12} , задаваемых энергоснабжающей организацией

Узел комплексной нагрузки нефтепромысла, находящийся в районе ОЭС Урала, получает питание от понижающей подстанции 110/6 кВ. Максимальная активная нагрузка квартала $P_{\Phi}^{\text{в}} = 53$ МВт. Установленная мощность СД составляет 32 МВт (из них 12 МВт - резервные). Остальные данные приведены в табл. 45.

Таблица 45

Исходные данные к примеру 1

Параметр	Значение параметров для кварталов			
	I	II	III	IV
Фактическое потребление реактивной мощности в максимумах нагрузки, Мвар	10	11	11,2	10,6
То же, в минимум, Мвар	10	11	11,2	10,6
Номинальная мощность СД, работающих в максимум нагрузки, МВт	20	20	20	20
То же, в минимум, МВт	20	20	20	20
Возможное увеличение реактивной мощности СД в максимум нагрузки, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
То же, в минимум, Мвар	0,2	0,2	0,2	0,2
Возможное снижение реактивной мощности СД в минимум нагрузки, Мвар	-	-	-	-

Решение.

1). По формуле (58) и табл. 20 получаем

$$Q_{\Sigma}^1 = 0,31 \times 53 = 16,4.$$

По формуле (59)

$$Q_{\Sigma}^p = 10,6 - 0,2 = 10,4.$$

Значение Q_{Σ}^p принимаем равным 10,4 Мвар.

2). Для обеспечения рассчитанного потребления реактивной мощности потребитель должен ввести в действие дополнительные БК мощностью (61):

$$Q_{\Sigma}^k = 10,6 - 10,4 - 0,2 = 0.$$

Установка дополнительных БК не требуется.

3). По формуле (62) определяем значения Q_{Σ}^i для остальных кварталов года:

$$Q_{\Sigma}^I = 10 - 0,2 = 9,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\Sigma}^{II} = 11 - 0,2 = 10,8 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\Sigma}^{III} = 11,2 - 0,2 = 11 \text{ Мвар}.$$

4). По формулам (63) и (64) определяем верхние и нижние границы величин Q_{Σ}^k для всех кварталов года:

Квартал	I	II	III	IV
$Q_{\Sigma}^k, \text{ Мвар}$	10,0	11,0	11,2	10,6
$Q_{\Sigma}^k, \text{ Мвар}$	9,8	10,8	11,0	10,4

П Р И М Е Р 2

определения степени использования для КРМ
установленного в приводе насосного агрегата мушкетерской
насосной станции двигателя СТД-1250-2

Определены путем замеров следующие фактические данные:

$$I = 103 \text{ А}; \quad U = 6,3 \text{ кВ}; \quad I_g = 231 \text{ А}.$$

Решение.

1). Определяем значение коэффициента загрузки по активной
мощности P_* :

$$P_* = \frac{P_*}{S_*} = \frac{\sqrt{3}UI}{S_*} = \frac{\sqrt{3} \times 6,3 \times 103}{1450} = 0,775.$$

2). Определяем U_* :

$$U_* = \frac{6,3}{6} = 1,05.$$

3). Определяем I_{g*} :

$$I_{g*} = \frac{231}{255,4} = 0,904.$$

4). По (65) и табл. 48 определяем:

$$Q_{сд,ч} = [-2,95(I - 0,904) + 1,31(I - 0,904^2) - 2,58 \times \\ \times 0,775(I - 0,904) + 0,88 \times 1,05(I - 0,904)] \times 1450 = -215 \text{ квар.}$$

При решении вопроса дополнительной установки на предприятии
компенсирующих устройств эту мощность СД необходимо использовать
в первую очередь.

Технические данные синхронных электродвигателей

Тип	Номинальная мощность P_n , кВт	Полная мощность S_n , кВт	Номинальное напряжение U_n , кВ	Номинальный ток I_n , А	Коэффициент полезного действия η	Коэффициент мощности $\cos \varphi_n$	Ток возбуждения $I_{в.к}$, А	Номинальный ток возбуждения $I_{в.н}$, А	Коэффициенты аппроксимации, кВт	
									D_1	D_2
СТД-630-2	630	735	$\frac{6}{10}$	$\frac{71}{42}$	$\frac{95,6}{95,6}$	0,9	$\frac{116}{120}$	$\frac{245}{247}$	2,22	2,95
СТД-800-2	800	935	$\frac{6}{10}$	$\frac{90}{54}$	$\frac{96,0}{95,8}$	0,9	$\frac{128}{127}$	$\frac{274}{275}$	2,91	3,52
СТД-1000-2	1000	1160	$\frac{6}{10}$	$\frac{112}{67}$	$\frac{96,3}{96,0}$	0,9	$\frac{140}{140}$	$\frac{284}{295}$	3,39	3,99
СТД-1250-2	1250	1450	$\frac{6}{10}$	$\frac{140}{84}$	$\frac{96,8}{96,5}$	0,9	$\frac{118,6}{118,6}$	$\frac{255,4}{255,3}$	3,93	3,54
СТД-1600-2	1600	1850	$\frac{6}{10}$	$\frac{178}{107}$	$\frac{96,9}{96,6}$	0,9	$\frac{129,5}{124}$	$\frac{275,5}{273,4}$	4,93	4,13
СТД-2000-2	2000	2300	$\frac{6}{10}$	$\frac{221}{133}$	$\frac{96,9}{96,8}$	0,9	$\frac{125,3}{125,3}$	$\frac{290,2}{290,0}$	5,48	5,94
СТД-2500-2	2500	2870	$\frac{6}{10}$	$\frac{276}{166}$	$\frac{97,2}{97,0}$	0,9	$\frac{122,2}{115}$	$\frac{255,1}{250}$	6,74	5,53
СТД-3150-2	3150	3680	$\frac{6}{10}$	$\frac{354}{213}$	$\frac{97,3}{97,2}$	0,9	$\frac{122,1}{122,1}$	$\frac{268,5}{269,6}$	7,87	6,94
СТД-4000-2	4000	4580	$\frac{6}{10}$	$\frac{439}{263}$	$\frac{97,5}{97,4}$	0,9	$\frac{121,1}{126,7}$	$\frac{288,6}{294}$	8,99	10,0
СТД-5000-2	5000	5740	$\frac{6}{10}$	$\frac{552}{332}$	$\frac{97,6}{97,5}$	0,9	$\frac{122,7}{122,7}$	$\frac{293,8}{293,6}$	10,5	11,9
СТД-6300-2	6300	7230	$\frac{6}{10}$	$\frac{696}{417}$	$\frac{97,6}{97,5}$	0,9	$\frac{99,61}{98,17}$	$\frac{243}{253}$	10,3	11,6
СТД-8000-2	8000	9130	$\frac{6}{10}$	$\frac{879}{587}$	$\frac{97,9}{97,7}$	0,9	$\frac{102,5}{102,5}$	$\frac{261,2}{261,5}$	12,5	15,0

Таблица 47

Комплектные конденсаторные установки

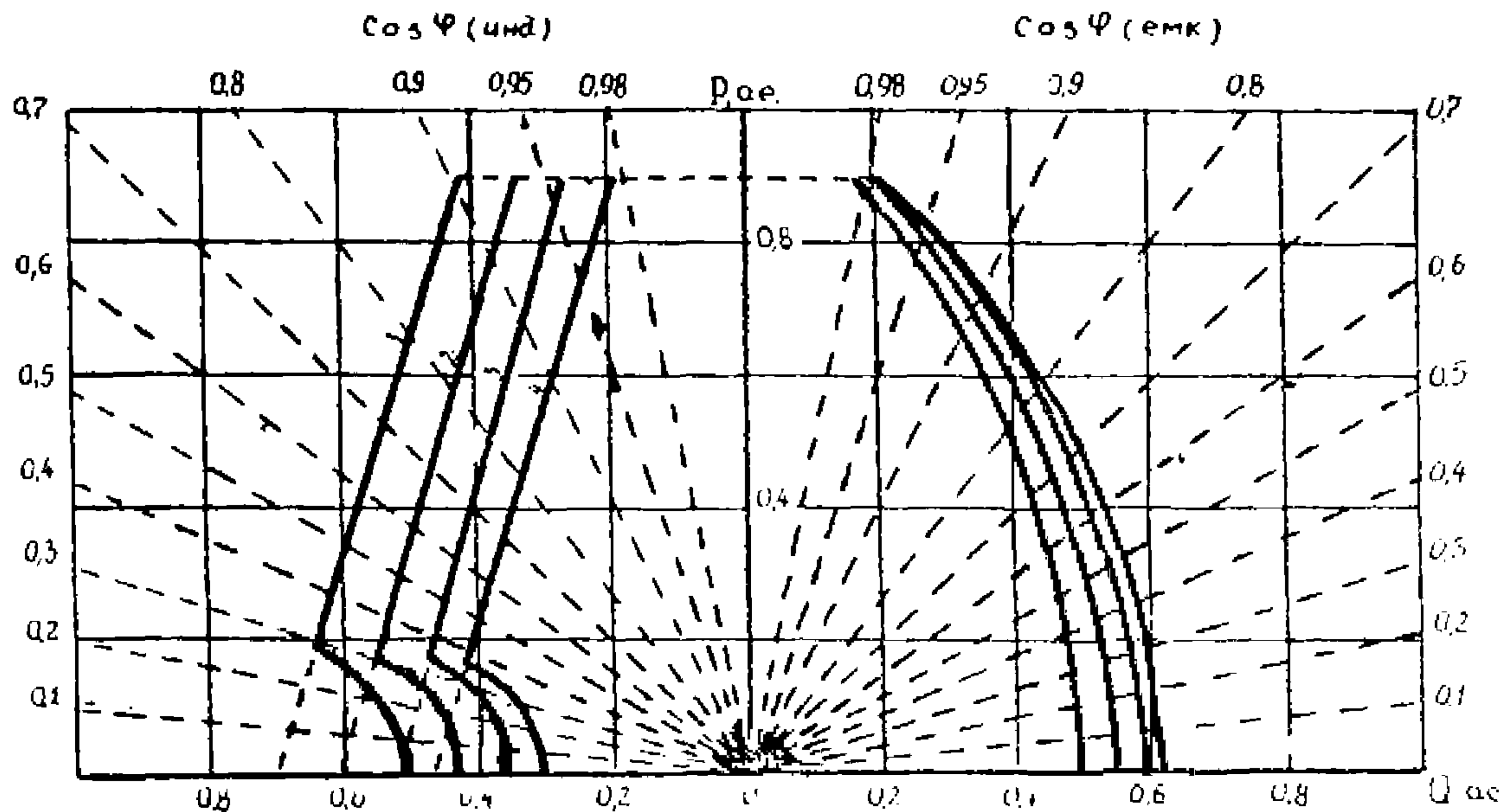
Тип	Мощность, квар	Число ступеней	Цена, руб.	Удельная мощность, руб./квар	Приведенные затраты, руб./квар в год
Для осветительных сетей 380 В					
УК2-0,38-5043	50	2	335	6,7	1,48
УК3-0,38-75У3	75	3	435	5,8	1,28
УК2-0,38-100У3	100	2	555	5,6	1,23
Для силовых сетей 380 В					
УКБН-0,38-100-5043	100	2	1050	10,5	2,31
УКВГ-0,38-150У3	150	1	1195	8,0	1,76
УКТ-0,38-150У3	150	1	1125	7,5	1,65
УКБ-0,38-150У3	150	-	935	6,2	1,36
УКБН-0,38-200-50У3	200	4	1865	9,3	2,05
УКЛН-0,38-300-150У3	300	2	2355	7,9	1,74
УКЛН-0,38-450-150У3	450	3	3385	7,5	1,65
УКЛН-0,38-600-150У3	600	4	4460	7,6	1,65
Для силовых сетей 6 и 10 кВ					
УКМ-6,3-400У1	400	1	1940	4,9	1,08
УК-6,3-450 ЛУ3	450	1	1820	4,1	0,9
УК-6,3-900 ЛУ3	900	1	3350	3,7	0,81
УК-6,3-1125 ЛУ3	1125	1	4240	3,7	0,81

Таблица 48

Коэффициенты регрессии для выражения реактивной мощности,
полученные на основании экспериментальных данных

Тип двигателя	B_0	B_1	B_2	B_3	B_{11}	B_{22}	B_{33}	B_{12}	B_{13}	B_2
СТД-1250-2	4,22	3,22	-8,0	-2,95	1,94	4,66	1,31	-2,7	-2,58	0,8
СТД-1600-2	4,45	1,68	-8,92	-1,91	0,782	5,28	0,621	-1,16	-1,83	0,8
СТД-4000-2	3,58	1,95	-7,01	-1,927	0,978	4,14	0,755	-1,39	-1,40	0,8

Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-1250-2

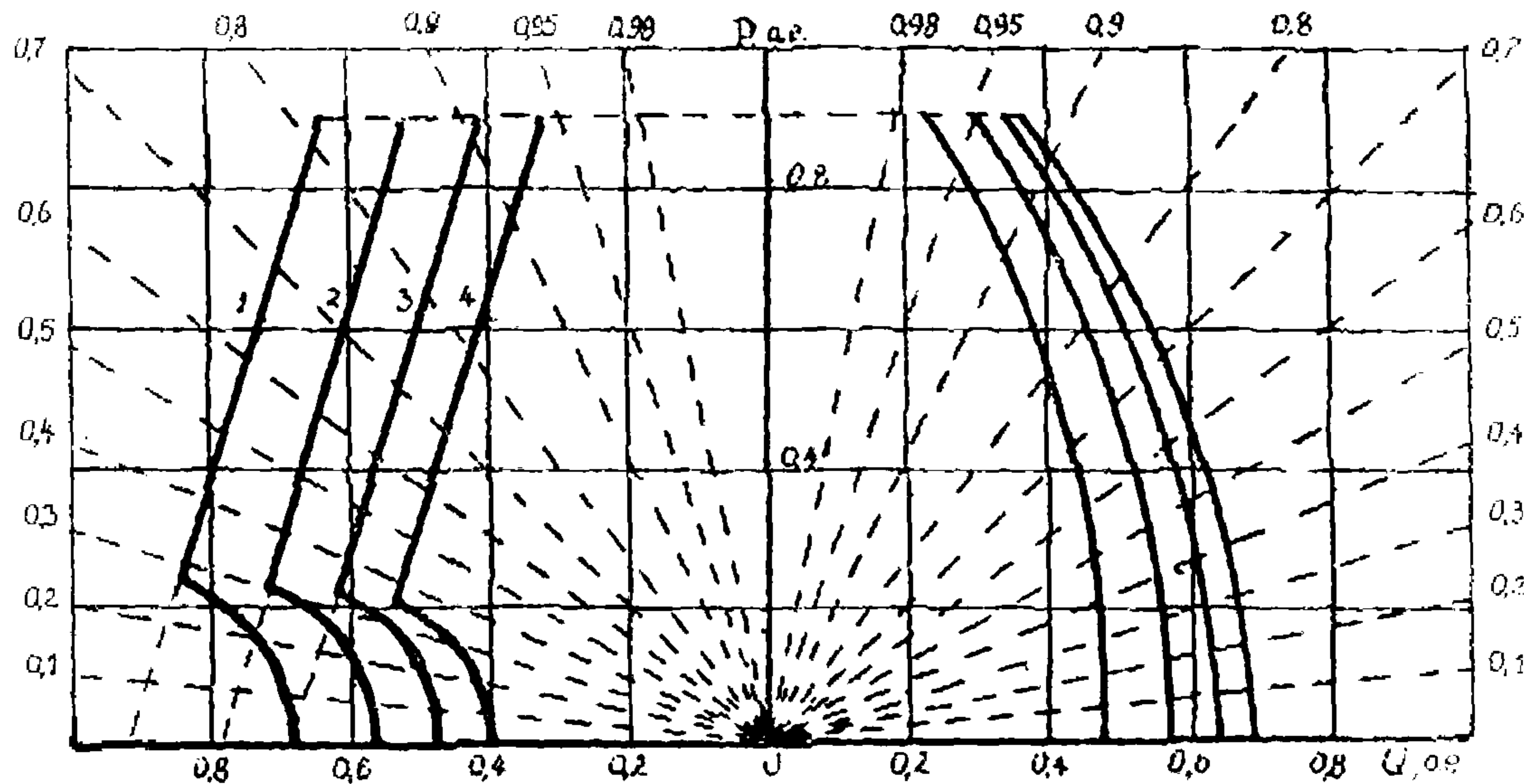


1 - $U = 1.1U_n$, 2 - $U = 1.05U_n$, 3 - $U = U_n$, 4 - $U = 0.95U_n$

Диаграмма активной-реактивной мощности СТД-1500-2

$\cos \varphi$ (инд.)

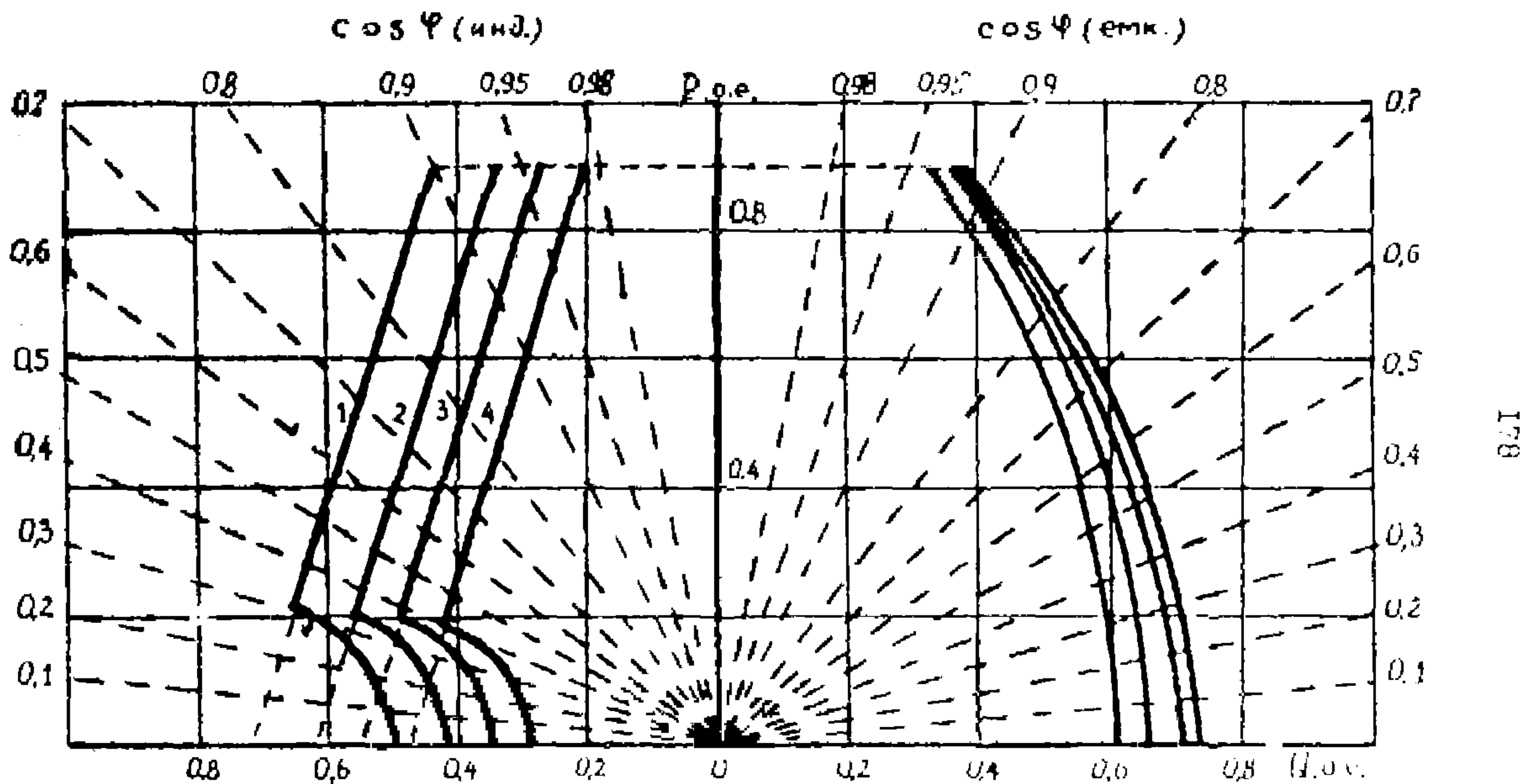
$\cos \varphi$ (емк.)



1- $U = 1.1 \cdot U_n$, 2- $U = 1.05 \cdot U_n$, 3- $U = U_n$, 4- $U = 0.95 \cdot U_n$

Рис. 8

Диаграммы активной-реактивной мощности СТД-4000-2



1- $U = 1,1 \cdot U_n$, 2- $U = 1,05 \cdot U_n$, 3- $U = U_n$, 4- $U = 0,95 \cdot U_n$

Приложение II

Связательное

Таблица 49

Критические напряжения по пуску и устойчивости
технологических агрегатов с приводом
от высоковольтных электродвигателей

Тип агрегата	Приводной двигатель	Критическое напряжение пуска, кВ	Критическое напряжение устойчивости, кВ
ЦНС 180-212	BA02 - 450 S - 4	3,66	2,61
ЦНС 180-256	BA02 - 450 S - 4	3,69	2,49
ЦНС 180-297	BA02 - 450 M - 4	3,72	2,49
ЦНС 160-340	BA02 - 450 M - 4	3,60	2,49
ЦНС 180-383	BA02 - 450 LA - 4	3,60	2,64
ЦНС 180-425	BA02 - 450 LA - 4	3,30	2,64
ЦНС 300-180	BA02 - 450 M - 4	3,75	2,51
ЦНС 300-240	BA02 - 450 LA - 4	3,60	2,46
ЦНС 300-300	BA02 - 450 LB - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-360	BA02 - 560 S - 4	3,30	2,61
ЦНС 300-420	BA02 - 560 S - 4	3,30	2,58
ЦНС 300-480	BA02 - 560 M - 4	3,30	2,56
ЦНС 300-540	BA02 - 560 LA - 4	3,24	2,58
ЦНС 300-600	BA02 - 560 LA - 4	3,30	2,57
НК 560/300	BA02 - 450 S - 2	4,80	2,46
НК 560/180	BA02 - 450 M - 2	4,44	2,10
НК 560/120	BA02 - 450 M - 2	4,50	2,40
НК 200/370	BA02 - 450 LA - 2	4,50	2,46
НК 560/180	BA02 - 450 LB - 2	4,44	2,40
НК 560/300	BA02 - 450 LB - 2	4,38	2,38
ЦНС 180-950	СТД-800-2	3,78	3,3
ЦНС 180-1422	СТД-1250-2	3,54	2,85
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	3,36	3,15

Оборотная табл. 49

Тип агрегата	Приводной двигатель	Критическое напряжение, кВ	Критическое сопротивление, Ом, кВ
ЦК 500-1900	СТД-4000-2	3,01	3,3
ІЗПД-100/5-ІІ0	СТД-6300-2	3,81	3,36
ІЗПД-180/5-ІІ2	СТД-10000-2	3,8	3,46
Д 12500-24-У3	СДП6-41-12-У3	4,02	3,89
ДН 3000-197-У3	СДП3-15-76-8У3	4,14	3,74

Продолжительность пуска высоковольтных двигателей технологических агрегатов, с

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение на зажимах, о.е.										
		1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЦНС 180-212	BA02-450 S-4	0,97	1,09	1,24	1,43	1,67	1,98	2,38	2,98	3,74	-	-
ЦНС 180-255	BA02-450 S-4	1,15	1,30	1,48	1,70	1,99	2,38	2,80	3,48	4,40	-	-
ЦНС 180-297	BA02-450 M-4	1,20	1,35	1,55	1,78	2,07	2,44	2,93	3,63	4,68	-	-
ЦНС 180-340	BA02-450 M-4	1,05	1,20	1,41	1,66	1,96	2,33	2,85	3,59	4,73	5,00	-
ЦНС 180-383	BA02-450 M-4	1,01	1,13	1,32	1,56	1,83	2,19	2,62	3,26	4,19	5,08	-
ЦНС 180-425	BA02-450 M-4	0,83	0,93	1,06	1,24	1,45	1,74	2,10	2,55	3,24	4,24	-
ЦНС 300-180	BA02-450 M-4	1,20	1,37	1,58	1,86	2,18	2,58	3,18	3,88	5,01	-	-
ЦНС 300-240	BA02-450 M-4	1,01	1,14	1,33	1,55	1,85	2,20	2,65	3,33	4,22	5,95	-
ЦНС 300-300	BA02-450 LE-4	0,84	0,95	1,08	1,25	1,49	1,78	2,05	2,64	3,34	4,36	-
ЦНС 300-360	BA02-560 S-4	0,89	1,00	1,14	1,32	1,57	1,87	2,28	2,81	3,57	4,56	-
ЦНС 300-420	BA02-560 S-4	0,87	0,91	1,03	1,19	1,41	1,69	2,03	2,53	3,14	4,20	-
ЦНС 300-480	BA02-560 M-4	0,81	0,91	1,03	1,20	1,42	1,71	2,06	1,55	3,21	4,22	-
ЦНС 300-540	BA02-560 M-4	0,74	0,83	0,94	1,08	1,26	1,54	1,84	2,27	2,95	3,74	5,19
ЦНС 300-600	BA02-560 M-4	0,75	0,84	0,90	1,10	1,28	1,55	1,90	2,35	1,94	3,80	5,45
ЭК 560/300	BA02-450 S-2	1,85	1,90	2,20	2,65	3,25	5,15	6,00	-	-	-	-
ЭК 560/180	BA02-450 M-2	1,55	1,80	2,10	2,45	2,95	3,75	4,95	6,00	-	-	-
ЭК 560/120	BA02-450 M-2	1,75	2,00	2,35	2,75	3,40	4,30	5,90	6,00	-	-	-

Окончание табл. 50

Тип агрегата	Приводной двигатель	Остаточное напряжение в зажимах, о.е.										
		1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
ЭК 200/370	BA02-450 LA-2	1,60	1,85	2,15	2,55	3,15	4,00	5,55	6,00	-	-	-
ЭК 560/180	BA02-450 LB-2	1,55	1,80	2,10	2,50	2,95	3,85	5,25	6,00	-	-	-
ЭК 560/300	BA02-450 LB-2	1,40	1,60	1,80	2,20	2,70	3,40	4,65	6,00	-	-	-
ЦНС 180-950	СТД-800-2	1,70	2,03	2,30	2,70	3,08	3,67	4,50	5,53	6,72	-	-
ЦНС 180-1422	СТД-1250-2	1,42	1,56	1,82	1,97	2,31	2,69	3,21	3,75	4,77	6,18	-
ЦНС 180-1900	СТД-1600-2	1,18	1,44	1,65	1,87	2,15	2,49	2,86	3,44	4,27	5,54	-
ЦНС 500-1900	СТД-4000-2	1,27	1,45	1,68	1,90	2,18	2,51	2,93	3,19	4,57	5,90	-
43 Ц12-100/5- -110	СТД-6300-2	1,70	1,94	2,16	2,57	2,95	3,33	3,93	4,82	6,05	-	-
43 Ц12-180/5- -112	СТД-1000-2	1,60	1,75	1,90	2,16	2,56	2,94	3,45	4,18	5,07	-	-
Л 1250-24-У3	СДН 16-41-12-У3	1,80	2,12	2,53	2,85	3,53	4,30	6,19	-	-	-	-
ЦНС 3000-197- -У3	СДН 3-15-76-6У3	1,90	2,70	3,09	3,67	4,60	5,69	-	-	-	-	-

СОДЕРЖАНИЕ

Директивная часть	4
Методическая часть	40
Приложение 1	121
Приложение 2	138
Приложение 3	148
Приложение 4	155
Приложение 5	157
Приложение 6	158
Приложение 7	159
Приложение 8	161
Приложение 9	167
Приложение 10	169
Приложение 11	179
Приложение 12	181