

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

В.Н. НАГОРНОВ
Л.Р. ЧЕРДЫНЦЕВА
А.М. ДОБРИНЕВСКАЯ

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

по выполнению экономической части
дипломных проектов для студентов
специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»

Минск
БНТУ
2010

УДК 621.31:378.147.091.313(075.8)

ББК 31.29-5я7

Н16

Рецензенты:

И.А. Бокун, В.Б. Козловская

Нагорнов, В.Н.

Н16 Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В.Н. Нагорнов, Л.Р. Чердынцева, А.М. Добриневская. – Минск: БНТУ, 2010. – 42 с.

ISBN 978-985-525-374-8.

В методическом пособии рассматривается широкий круг вопросов организационно-экономического характера, возникающих у студентов при дипломном проектировании электроснабжения промышленных предприятий. Изложены методики проведения технико-экономических обоснований, которые могут быть использованы при разработке технической части дипломного проекта.

В организационно-экономическом разделе приведены выражения расчета некоторых экономических показателей, характеризующих производственную деятельность энергохозяйства.

Пособие предназначено для студентов энергетического факультета специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» всех видов обучения.

УДК 621.31:378.147.091.313(075.8)

ББК 31.29-5я7

ISBN 978-985-525-374-8

© Нагорнов В.Н., Чердынцева Л.Р.,
Добриневская А.М., 2010

© БНТУ, 2010

ВВЕДЕНИЕ

Рост производительности труда и дальнейшее повышение эффективности производства во всех подразделениях энергетического хозяйства промышленных предприятий предъявляют повышенные требования к качеству подготовки соответствующих инженерных кадров.

Будущий специалист, кроме технической подготовленности, должен обладать также знаниями в области экономики, организации и управления производством, уметь находить оптимальные решения задач, возникающих в практике производственно-хозяйственной деятельности. Эти требования должны воплощаться в жизнь уже на стадии дипломного проектирования, являющегося завершающим этапом подготовки специалистов и оказывающего решающее влияние на их формирование.

Настоящее пособие предназначено для оказания методической помощи студентам при решении экономических вопросов, которые должны найти отражение во введении, технических разделах и организационно-экономической части дипломного проекта.

Экономические обоснования в технических разделах консультант назначает индивидуально, руководствуясь заданием студента по дипломному проектированию. К таким обоснованиям могут относиться:

- число и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и цеховых подстанций;
- напряжение внешнего и внутреннего электроснабжения;
- схемы питания внешнего и внутреннего электроснабжения;
- выбор места расположения центральной распределительной подстанции (ЦРП) на предприятии;
- экономический эффект, срок окупаемости средств компенсации реактивной мощности и другие.

Обоснования располагаются в соответствующих технических разделах расчетно-пояснительной записки.

Организационно-экономическая часть размещается в отдельном разделе и располагается в соответствии с планом задания по дипломному проектированию. Ее объем – 15–20 страниц (последовательность рассматриваемых там вопросов и их содержание изложены ниже).

В графической части проводятся технико-экономические показатели на одном листе.

Требования к оформлению дипломного проекта – общепринятые.

В конце приведен список литературы, которым студенты-дипломники могут воспользоваться при проработке некоторых вопросов, не нашедших отражения в данном методическом пособии.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Критерии оптимальности

Расчет экономической эффективности инвестиций в энергетике является одним из наиболее сложных и ответственных этапов исследования. Как правило, экономическая эффективность капиталовложений оценивается соотношением между полученным эффектом и вложенными инвестиционными ресурсами. Применявшаяся в социалистической экономике оценка эффективности капиталовложений базировалась на критерии народнохозяйственного эффекта, который достигался в результате реализации инвестиционного проекта. В общем случае показатели экономической эффективности могут быть представлены как в стоимостном, например, прибыль, себестоимость, рентабельность, удельные затраты и т.д., так и в натуральном выражении: производительность труда, расход ресурсов, материалов, коэффициент полезного действия, объем отпускаемой продукции и т.д. Следует отметить, что упомянутые показатели часто трудно сопоставимы друг с другом и, отражая лишь отдельные стороны явления, отличаются неполнотой. Все это затрудняет принятие объективного решения. Измерение относительной эффективности вариантов требует соблюдения определенных условий и, прежде всего, тождества народно-хозяйственного эффекта сравниваемых вариантов, при этом предполагается выполнение следующих условий.

1. Варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми. В качестве исходной базы принимаются лучшие, технически более совершенные из имеющихся на данный момент.

2. Каждый из вариантов должен находиться в оптимальных для него условиях с учетом конкретных факторов, времени, количества и качества выпускаемой продукции, при которых обеспечивается достижение наилучших технико-экономических показателей.

3. При сравнении вариантов должно обеспечиваться единство методов расчета, единые уровни цен.

4. Обеспечение одинаковой достоверности исходной информации и одинаковой степени точности проводимых расчетов.

5. Варианты должны быть экономически сопоставимы, т.е. обеспечивать одинаковый производственный эффект и учитывать все затраты, необходимые для его достижения. Для получения равенства энергетического эффекта (потребители обеспечиваются одинаковым количеством энергии, одинаковыми параметрами и режимами загрузки оборудования, одинаковой степенью надежности энергосбережения) производится уравнение вариантов по полезному отпуску энергии и мощности.

6. Варианты должны быть сопоставимы по уровню воздействия на окружающую среду либо необходим учет дополнительных затрат для осуществления мероприятий по защите окружающей среды.

Предположим, что для реализации принятого технического решения имеются два варианта с общей себестоимостью I_1 и I_2 , требующие для своей реализации инвестиции в размере K_1 и K_2 .

Варианты имеют следующие соотношения между капиталовложениями и себестоимостью:

$$\begin{aligned} K_2 &> K_1; \\ I_2 &< I_1. \end{aligned} \tag{1}$$

Величина дополнительных капиталовложений:

$$\Delta K = K_2 - K_1; \tag{2}$$

ежегодная экономия издержек:

$$\Delta I = I_1 - I_2. \tag{3}$$

В качестве критерия оптимальности могут быть взяты максимум экономии на ежегодных расходах

$$\Xi = \frac{И_1 - И_2}{К_2 - К_1} = \frac{\Delta И}{\Delta К} \rightarrow \max, \quad (4)$$

либо минимальный срок окупаемости дополнительных капиталовложений

$$T_{ок} = \frac{К_2 - К_1}{И_1 - И_2} = \frac{\Delta К}{\Delta И} \rightarrow \min. \quad (5)$$

Если известны нормативный срок окупаемости T_n или нормативный коэффициент эффективности, то полученные по выражениям (4) и (5) значения Ξ и $T_{ок}$ для оптимального варианта должны отвечать следующим соотношениям:

$$\begin{aligned} T_{ок} &\leq T_n; \\ \Xi &\geq E_n. \end{aligned} \quad (6)$$

При прочих равных условиях величину $\Delta И$ для предприятия можно рассматривать как экономию издержек, что соответствует увеличению прибыли примерно на ту же величину. Тогда эффективность, по сути, является обратной сроку окупаемости и интерпретируемой иногда как коэффициент эффективности можно рассматривать как рентабельность на прирост капиталовложений. С другой стороны, известно, что инвестиции будут рациональными, если их рентабельность не ниже процентной банковской ставки реинвестирования. Таким образом, полученный по выражению (5) срок окупаемости надо сравнивать с величиной обратной процентной ставки реинвестирования.

Производя несложные преобразования выражений (4) и (5) с учетом требований (6) можно получить формулу для расчета приведенных затрат:

$$З_{пр} = E_n К + И \rightarrow \min. \quad (7)$$

Формула приведенных затрат имеет ряд преимуществ перед критерием срока окупаемости.

1. Исключается необходимость ранжирования вариантов по капиталовложениям или издержкам.

2. При близких значениях K_1 и K_2 или I_1 и I_2 получаются более достоверные результаты, т.к. исключаются ошибки, обусловленные свойствами деления.

3. Появляется возможность экономической оптимизации технических параметров на основе определения минимума функциональной зависимости:

$$Z_{\text{пр}}(x) = E_n K(x) + I(x) \rightarrow \min, \quad (8)$$

где $K(x)$, $I(x)$ – изменение капиталовложений и ежегодных издержек от величины оптимизируемого параметра x .

В условиях рыночной экономики разработан и широко применяется арсенал других методов оценки эффективности инвестиционных проектов. В частности, оценка общей экономической эффективности может осуществляться с помощью критерия чистой дисконтированной стоимости дохода (ЧДД), на основе которого сравнивается стоимость будущих доходов с размером инвестиций. Чистый дисконтированный доход характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

$$\text{ЧДД} = - \sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сп}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} \rightarrow \max, \quad (9)$$

где K_t – капиталовложения в год t ;

Π_t – прибыль в год t ;

r – ставка дисконтирования;

$T_{\text{стр}}$ – срок строительства;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

Чистый дисконтированный доход определяется как разность с учетом дисконтирования между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых за срок службы проекта. Часто для расчета ЧДД используется понятие чистого потока реальных денег Π_t , тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}. \quad (10)$$

Чистый поток реальных денег можно определить по выражению

$$\Pi_t = \text{ЧП}_t + \text{И}_{\text{ам}t} - \text{И}_{\text{ф}t} - \text{К}_t - \Delta\text{С}_{\text{об}t}, \quad (11)$$

где ЧП_t – чистая прибыль в год t

$\text{И}_{\text{ам}t}$ – отчисление на амортизацию в год t

$\text{И}_{\text{ф}t}$ – финансовые издержки (плата за кредит) в год t

К_t – капиталовложения в год t

$\Delta\text{С}_{\text{об}t}$ – прирост оборотных средств в год t

Чистая прибыль в год t

$$\text{ЧП}_t = \sum P_i Q_{it} - \text{И}_t - \text{Н}_{\text{пр}t}, \quad (12)$$

где P_i – цена i -й продукции;

Q_{it} – объем реализации i -й продукции в год t

И_t – суммарные издержки производства в год t

$\text{Н}_{\text{пр}t}$ – налог на прибыль в год t

Суммарные эксплуатационные издержки производства можно определить по экономическим элементам:

$$\text{И}^{\Sigma} = \text{И}_{\text{ам}} + \text{И}_{\text{р}} + \text{И}_{\text{зп}} + \text{И}_{\text{пот}} + \text{И}_{\text{пр}}, \quad (13)$$

где I_p – затраты на ремонт и обслуживание;

$I_{зп}$ – затраты на оплату труда;

$I_{пот}$ – затраты на сырье (потери энергии);

$I_{пр}$ – прочие затраты.

Норма дисконта r , как правило, равна фактической банковской процентной ставке по долгосрочным ссудам на рынке капитала. С другой стороны, норма дисконта r по своей сути показывает возможный прирост капитала, равный предполагаемой прибыли инвестора, которую он мог бы получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другие места. Если рассчитанный ЧДД положителен, то прибыльность проекта выше ставки r и для инвестора этот проект является экономически приемлемым, если ЧДД отрицателен, то прибыльность ниже минимального коэффициента r и вкладывать деньги в проект становится невыгодным. Норма дисконта зависит от величины инфляции. В этой связи различают реальную и номинальную процентную ставку. Реальная процентная ставка при слабо текущей инфляции представляет собой номинальную ставку за вычетом ожидаемой инфляции, т.е.

$$r_p = r_n - r_{инф}, \quad (14)$$

где r_n – номинальная банковская ставка рефинансирования,

$r_{инф}$ – средний процент инфляции.

Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$) – это то значение нормы дисконта, при котором дисконтированная стоимость инвестиций равна дисконтированной стоимости чистой прибыли, т.е. то значение нормы дисконта, при которой ЧДД равно 0. Эта норма дисконта и есть внутренняя норма доходности. Внутреннюю норму доходности можно найти путем решения уравнения:

$$\sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{П_t}{(1+r)^t} \quad (15)$$

где r является искомой величиной, т.е. $r = E_{\text{вн}}$.

Таким образом, внутренняя норма доходности – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный проект. Формально определение $E_{\text{вн}}$ заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой сумма притоков денежных средств равна сумме дисконтированных оттоков.

Интерпретационный смысл показателя $E_{\text{вн}}$ состоит в определении максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования проекта, при которой последний остается безубыточным. В случае оценки эффективности общих инвестиционных затрат, например, это может быть максимальная процентная ставка по кредитам, при оценке эффективности использования собственно капитала, когда имеет место наибольший уровень дивидендных выплат. С другой стороны, значение $E_{\text{вн}}$ может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестиционной активности и учитывает инвестиционный риск данного проекта, последний может быть рекомендован к реализации.

Критериями принятия решения являются:

- ЧДД > 0;
- $E_{\text{вн}} >$ ставки дисконтирования;
- динамический срок окупаемости < срока службы основного оборудования.

Критерий ЧДД позволяет определить степень достижения цели инвестиций – увеличение стоимости капитала предприятия

тия. Этот показатель обладает условием аддитивности. Кроме этого особенно важно другое обстоятельство – финансовая реализуемость проекта, то есть обеспечение такой структуры денежных потоков, при которой имеется достаточное количество денежных средств для осуществления проекта), денежные притоки покрывают денежные оттоки). Соблюдение этого условия – главное при дефиците финансовых ресурсов и высокой их стоимости. Положительное значение ЧДД подтверждает целесообразность инвестирования денежных средств в проект, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования. Из двух вариантов осуществления проекта должен быть выбран тот, у которого показатель ЧДД будет наибольшим. Так как ЧДД представляет собой сумму дисконтированных денежных потоков наличности проекта на каждом расчетном периоде, этот показатель позволяет оценить не только конечный прирост стоимости капитала предприятия, но и проследить за динамикой накопленного дисконтированного сальдо денежной наличности. Даже если конечное абсолютное значение ЧДД проекта положительно (проект эффективен), но в течение одного или нескольких периодов накопленное сальдо остается отрицательным, от реализации такого проекта лучше воздержаться.

Интерпретационный смысл показателя $E_{\text{вн}}$ состоит в определении максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования проекта, при которой последний остается безубыточным. В случае оценки эффективности общих инвестиционных затрат, например, это может быть максимальная процентная ставка по кредитам, при оценке эффективности использования собственно капитала, когда имеет место наибольший уровень дивидендных выплат. С другой стороны, значение $E_{\text{вн}}$ может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестицион-

ной активности и учитывает инвестиционный риск данного проекта, последний может быть рекомендован к реализации.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и динамический. Простой срок окупаемости проекта – это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет динамического срока окупаемости проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Капитальные вложения в элементы системы электроснабжения при дипломном проектировании должны определяться по укрупненным показателям стоимости с учетом изменения оптовых цен на промышленную продукцию в данный период времени.

Ежегодные издержки I , связанные с эксплуатацией электрооборудования и сетей, определяются как:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}, \quad (16)$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления;

$I_{\text{экс}}$ – эксплуатационные расходы;

$I_{\text{пот}}$ – стоимость потерь электрической энергии.

Составляющие издержек:

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} K, \quad (17)$$

$$И_{\text{экс}} = \frac{\alpha_{\text{экс}}}{100} K, \quad (18)$$

$$И_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (19)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений, % (прил. 1);

$\alpha_{\text{экс}}$ – норма эксплуатационных расходов, % (прил. 1);

$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовая величина потерь электроэнергии, кВт·ч;

$\beta_{\text{ср}}$ – средний тариф платы за кВт·ч, руб./кВт·ч.

Стоимость воздушной или кабельной линии определяется по удельной стоимости одного километра (ВЛ, КЛ), зависящей от напряжения, сечения, материала, климатического района, способа прокладки и других факторов.

В общем виде можно записать:

$$K_{\text{ВЛ, КЛ}} = k_{\text{уд}} / (1 + \sum_{i=1}^S \gamma_i), \quad (20)$$

где $k_{\text{уд}}$ – удельная стоимость, руб./км;

l – длина линии, км;

γ_i – i -й коэффициент, учитывающий отклонение фактических условий сооружения линии от нормативных.

Стоимость трансформаторной подстанции при укрупненных расчетах определяется по формуле

$$K_{\text{ТП}} = K_{\text{пост}} + K_{\text{Т}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{зру}} + K_{\text{ку}}, \quad (21)$$

где $K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат;

K_T – стоимость трансформаторов;

$K_{оруд}$ – стоимость открытого распределительного устройства;

$K_{зруд}$ – стоимость закрытого распределительного устройства;

$K_{ку}$ – стоимость компенсирующих установок.

Стоимость ОРУ и ЗРУ включает затраты на выключатели, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, разрядники, шины, силовые и контрольные кабели, приборы и средства автоматики, а также строительную часть и монтаж.

Постоянная часть затрат $K_{пост}$ включает стоимость зданий, оборудования собственного расхода, аккумуляторной, компрессорной, масляного хозяйства, водоснабжения, теплоснабжения и др.

1.2. Стоимость электрической энергии

Все потребители электрической энергии подразделяются на девять тарифных групп:

1-я – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше;

2-я – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВ·А;

3-я – оптовые потребители-перепродавцы;

4-я – производственные сельскохозяйственные потребители;

5-я – электрифицированный железнодорожный транспорт;

6-я – электрифицированный городской транспорт;

7-я – непромышленные потребители;

8-я – население;

9-я – населенные пункты.

За присоединенную мощность принимается мощность трансформаторов, преобразующих энергию на рабочее (непосредственно питающее токоприемники) напряжение незави-

симо от места установки этих трансформаторов и наличия ступеней трансформации между ними и головными трансформаторами. Электродвигатели выше 1000 В включаются в присоединительную мощность без мощности трансформаторов, к которым они присоединены.

Одноставочный тариф на электрическую энергию для потребителей 2-й группы состоит из платы за каждый кВт·ч отпущенной активной электроэнергии. По двухставочным тарифам рассчитываются за потребленную энергию потребители 1-й группы, к которой относится большинство объектов электроснабжения, разрабатываемых в дипломных проектах.

При двухставочном тарифе плата $\Pi_{эл}$ за электрическую энергию состоит из двух частей: платы за заявленную потребителем максимальную мощность P_{max} (кВт), участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за отпущенную потребителю активную электроэнергию \mathcal{E} (кВт·ч).

Заявленная мощность – это наибольшая получасовая мощность, совпадающая по времени с периодом максимальной нагрузки энергосистемы. Таким образом:

$$\Pi_{эл} = aP_{max} + b \cdot \mathcal{E}, \quad (22)$$

где a – основная ставка за кВт заявленной максимальной мощности, руб./кВт в год;

b – дополнительная ставка за кВт·ч электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головных абонентских трансформаторов, руб./кВт·ч.

При установке приборов учета на стороне вторичного напряжения дополнительная ставка умножается на коэффициент 1,025, таким образом учитывается стоимость потерь в трансформаторах ГПП.

На предприятии нет различия между стоимостью кВт·ч полезной и потерянной электроэнергии. При проведении технико-экономических расчетов (ТЭР) их стоимости рассчитываются на основе среднего тарифа $\beta_{\text{ср}}$. Считая максимумы в энергосистеме и на предприятии совпадающими, получим $\beta_{\text{ср}}$, руб./кВт·ч,

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (23)$$

где T_{max} – время использования максимума нагрузки предприятия, ч/год.

Необходимо также отметить, что время максимальных потерь τ_{max} может быть определено на основе T_{max} по формуле

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760. \quad (24)$$

Время использования максимума нагрузки (T_{max}) и время включенного состояния электрооборудования ($T_{\text{в}}$) для промышленных предприятий принимается в зависимости от сменности их работы: при односменной работе T_{max} равно от 1500 до 2000 часов, при двухсменной – от 2500 до 4000, при трехсменной – от 4500 до 6000, при непрерывной – от 6500 до 8000 часов. $T_{\text{в}}$ соответственно имеет следующие значения: 2000, 4000, 8000, 8700 часов (в прил. Б приведены значения T_{max} по отраслям промышленности).

1.3. Определение потерь электроэнергии

Основными элементами системы электроснабжения, в которых имеют место потери при передаче электрической энергии, являются кабельные (КЛ) и воздушные (ВЛ) линии, а также трансформаторы (Т).

Приближенно годовые потери активной и реактивной энергии в КЛ, ВЛ можно определить (кВт·ч), (квар·ч):

$$\Delta \mathcal{E}_a^{\text{л}} = 3 I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = \frac{S_{\text{max}}^2}{I^2} R \cdot \tau_{\text{max}} 10^{-3}. \quad (25)$$

Аналогично

$$\Delta \mathcal{E}_p^{\text{л}} = \frac{S_{\text{max}}^2}{I^2} X \cdot \tau_{\text{max}} \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

где I_{max} – в А;

S_{max} – в кВ·А;

I – в кВ;

R, X – в Ом ($R = \tau_0 \cdot l, X = x_0 \cdot l$);

τ_0, x_0 – соответственно удельное активное и реактивное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км.

В двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta \mathcal{E}_a^{\text{л}} = \Delta P_{\text{х.х}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta P_{\text{к.з}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \tau_{\text{max}}, \quad (27)$$

$$\Delta \mathcal{E}_a^{\text{л}} = \Delta Q_{\text{х.х}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta Q_{\text{к.з}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau_{\text{max}}, \quad (28)$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери короткого замыкания, кВт;

S_{max} – максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$S_{\text{ном}}$ – его номинальная мощность, кВ·А.

$$\Delta Q_{\text{х.х}} = \frac{I_{\text{х.х}} \cdot S_{\text{ном}}}{100}, \quad \Delta Q_{\text{к.з}} = S_{\text{ном}} \frac{I_{\text{к.з}}}{100}. \quad (29)$$

Величины $I_{\text{х.х}}$, $I_{\text{к.з}}$ являются каталожными параметрами трансформатора.

Общая величина потерь энергии по сети определяется суммированием потерь отдельных входящих туда элементов системы электроснабжения.

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

2.1. Выбор схемы внутреннего электрообеспечения предприятия

При разработке схемы внутреннего электрообеспечения необходимо учитывать ряд факторов: месторасположение цеховых ТП, количество трансформаторов на подстанциях, технические требования к надежности электрообеспечения, качество электроэнергии и другие. Намечаемые к рассмотрению варианты схем могут быть магистральными, радиальными или смешанными. Выбор схемы может быть связан с одновременным рассмотрением вопроса необходимости проектирования РП или ЦРП на предприятии [2].

При выполнении экономических расчетов можно не учитывать повторяющиеся элементы в сопоставляемых вариантах, что не окажет влияния на окончательный выбор наиболее выгодного из них. Следует считать равноценными (при разности в приведенных затратах 5 %) варианты с более высоким напряжением, большей надежностью, лучшими условиями монтажа и эксплуатации.

Результаты повариантных расчетов сводятся в таблицу произвольной формы.

В этом подразделе необходимо также выполнить:

- расчет стоимости основных фондов (ОФ) общезаводской электротехнической части по проекту, включая цеховые ТП (если ГПП будет находиться на балансе предприятия, то ее стоимость необходимо внести в общую стоимость);
- расчет амортизационных отчислений от ОФ (суммарные);
- расчет эксплуатационных расходов от ОФ (суммарные);
- расчет потерь электрической энергии в общезаводских электрических сетях, включая трансформаторы цеховых ТП, до установки компенсирующих устройств (КУ) на предприятии.

2.2. Экономический эффект и срок окупаемости средств компенсации реактивной мощности

Установка КУ позволяет снизить общий ток, протекающий от источника (источников) питания, находящегося в энергосистеме, до цеховых токоприемников. Экономия, полученная за счет потерь электрической энергии, может покрыть затраты на установку КУ и позволит к тому же получить экономический эффект ΔZ , определяемый разностью приведенных затрат:

$$\Delta Z = Z_1 - Z_2, \quad (30)$$

где Z_1 – приведенные затраты до установки КУ;

Z_2 – приведенные затраты после их установки.

В приведенных затратах должны быть учтены как сэкономленные потери электрической энергии, так и средства компенсации реактивной мощности. Поэтому

$$Z_1 = I_{1(\text{пот})}, \quad (31)$$

$$Z_2 = E_n K_{\text{КУ}} + I_{\text{КУ}} + I_{2(\text{пот})}, \quad (32)$$

где $I_{1(\text{пот})}$, $I_{2(\text{пот})}$ – соответственно стоимость до и после компенсации потерь электроэнергии, имеющих место в электрических сетях предприятия энергосистемы;

$K_{\text{КУ}}$ – стоимость установленных КУ;

$I_{\text{КУ}}$ – издержки по эксплуатации КУ.

$$I_{\text{КУ}} = I_{\text{ам(КУ)}} + I_{\text{экс(КУ)}} + I_{\text{пот(КУ)}}, \quad (33)$$

где $I_{\text{ам(КУ)}}$ – амортизационные отчисления на КУ;

$I_{\text{экс(КУ)}}$ – эксплуатационные расходы на КУ;

$I_{\text{пот(КУ)}}$ – стоимость потерь электроэнергии в КУ.

Можно принять удельные потери (кВт/квар) в конденсаторных установках, работающих на напряжении до 1000 В – 0,004, а свыше 1000 В – 0,003. Следует считать целесообразным при проектных решениях не включать в экономический эффект снижение стоимостей электрооборудования и сетей, имеющее место от снижения перетоков мощностей из энергосистемы на предприятие.

Стоимость потерь электроэнергии в электрических сетях и КУ необходимо рассчитывать по $\beta_{\text{ср}}$.

Срок окупаемости КУ

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{КУ}}}{I_{1(\text{пот})} - (I_{2(\text{пот})} + I_{\text{КУ}})}. \quad (34)$$

В этом подразделе необходимо выделить годовые потери электроэнергии в общезаводских сетях с учетом установки КУ, а также определить величину потерь и их стоимость по предприятию, полученную в результате установки средств компенсации реактивной мощности.

Определение нагрузочных потерь электроэнергии осуществлять по времени потерь τ_{max} .

2.3. Техничко-экономическое обоснование выбора числа и мощности трансформаторов подстанций, напряжений внешнего и внутреннего электроснабжения, места расположения ЦПР (РП) на предприятии

В большинстве случаев выбор трансформаторов однозначно обусловлен данными по нагрузкам (с учетом их роста на

перспективу и категорий потребителей). При возможности рассмотрения нескольких вариантов выбор их осуществляется обычно по критерию минимума приведенных затрат.

Выбор экономичных напряжений электроснабжения можно выполнить, воспользовавшись пособием [2].

2.4. Место расположения РП на предприятии

Как известно из инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий, вопрос о сооружении РП следует рассматривать при числе отходящих линий не менее восьми. Однако, здесь возникает проблема определения места его расположения. Оно должно быть выбрано таким образом, чтобы суммарные приведенные затраты в кабельную сеть (6–10 кВ) были минимальными [9].

На рис. 1 представлена упрощенная схема внутреннего электроснабжения предприятия. Ввиду ее симметричности расчетная схема имеет вид, представленный на рис. 2, где все расстояния / заданы в км, удельные активные сопротивления τ_0 – в Ом, мощности трансформаторов и синхронных электродвигателей – в кВ·А.

Введем упрощающие допущения задачи:

– одинаковость режима электропотребления: по мощности времени работы;

– не учитывать силовое оборудование и коммутационную аппаратуру, которые не окажут влияния на конечный результат расчетов.

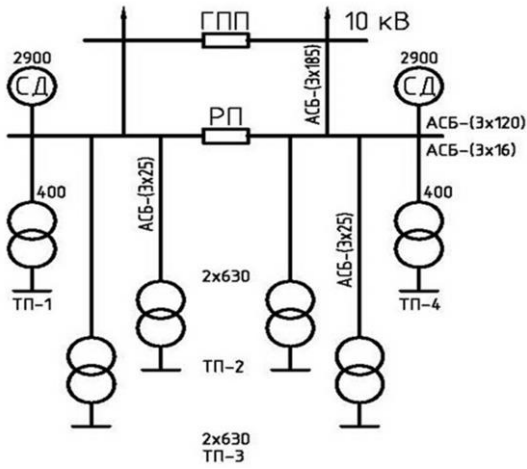


Рис. 1. Схема электроснабжения цехов предприятия

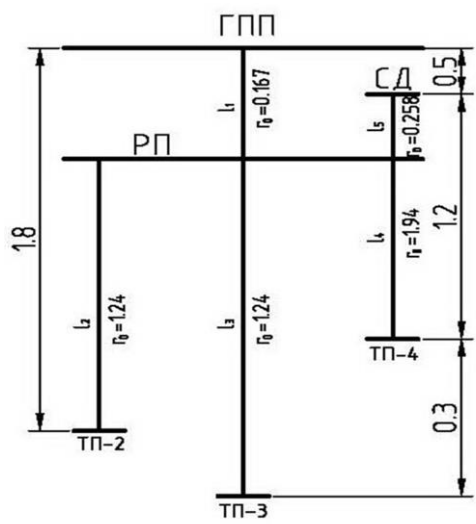


Рис. 2. Расчетная схема сети

Для кабельной линии приведенные затраты 3 (руб.) можно выразить так:

$$Z = E \cdot K_0 \cdot I + I_{\text{пот}}, \quad (35)$$

$$E = E_H + \alpha_{\text{ам}} + \alpha_{\text{экс}}, \quad (36)$$

где E_H – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности ($E_H = 0,12$);

$\alpha_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений ($\alpha_{\text{ам}} = 2,3\%$);

$\alpha_{\text{экс}}$ – норма эксплуатационных расходов ($\alpha_{\text{экс}} = 1,5\%$);

K_0 – удельные капиталовложения, руб.;

$I_{\text{пот}}$ – издержки на потери электрической энергии, руб.

Суммарные приведенные затраты для расчетной схемы сети выражают целевую функцию, которую необходимо минимизировать.

$$F_{\text{min}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5, \quad (37)$$

где Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_5 – соответственно приведенные затраты по каждой ветви.

Заменив I на X_i , получим для i -й ветви:

$$Z_i = E \cdot K_{0(i)} \cdot X_i + Z \cdot I_{\text{max}(i)}^2 \cdot \tau_{0(i)} \cdot X_i \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \beta \cdot 10^{-5}, \quad (38)$$

где I_{max} – максимальный ток, А;

τ_{max} – время максимальных потерь ($\tau_{\text{max}} = 2400\text{ч}$);

β – стоимость кВт·ч потерь электроэнергии
 ($\beta = 2,2$ руб./кВт·ч).

$$I_{\max(2,3)} = \frac{630}{1,73 \cdot 10} = 36,4 \text{ (А)},$$

$$I_{\max(4)} = \frac{400}{1,73 \cdot 10} = 23,1 \text{ (А)},$$

$$I_{\max(5)} = \frac{2900}{1,73 \cdot 10} = 167,6 \text{ (А)},$$

$$I_{\max(1)} = 36,4 \cdot 2 + 23,1 + 167,6 = 263,5 \text{ (А)}.$$

$$Z_1 = 0,158 \cdot 6000 \cdot x_1 + 3 \cdot 263,5^2 \cdot 0,167 \cdot x_1 \cdot 2400 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5} = 2785 \cdot x_1;$$

$$Z_2 = 0,158 \cdot 2640 \cdot x_2 + 3 \cdot 36,4^2 \cdot 1,24 \cdot x_2 \cdot 2400 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5} = 677 \cdot x_2;$$

$$Z_3 = 0,158 \cdot 2640 \cdot x_3 + 3 \cdot 36,4^2 \cdot 1,24 \cdot x_3 \cdot 2400 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5} = 677 \cdot x_3;$$

$$Z_4 = 0,158 \cdot 2440 \cdot x_4 + 3 \cdot 23,1^2 \cdot 1,94 \cdot x_4 \cdot 2400 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5} = 549 \cdot x_4;$$

$$Z_5 = 0,158 \cdot 4800 \cdot x_5 + 3 \cdot 167,6^2 \cdot 0,258 \cdot x_5 \cdot 2400 \cdot 2,2 \cdot 10^{-5} = 1148 \cdot x_5;$$

$$F_{\min} = 2785 \cdot x_1 + 677 \cdot x_2 + 677 \cdot x_3 + 549 \cdot x_4 + 1148 \cdot x_5.$$

Составим систему линейных ограничений, считая, что РП должно быть расположено не ближе 550 м от ГПП и, с другой стороны, 50 м от ТП-4.

$$x_1 + x_2 = 1,8,$$

$$x_1 + x_2 = 1,8,$$

$$0 = 1,8 - x_1 - x_2;$$

$$x_1 + x_3 = 2,$$

$$x_1 + x_3 = 2,$$

$$0 = 2 - x_1 - x_3;$$

$$x_1 - x_5 = 0,5,$$

$$x_1 - x_5 = 0,5,$$

$$0 = 0,5 - x_1 + x_5;$$

$$x_4 + x_5 = 1,2,$$

$$x_4 + x_5 = 1,2,$$

$$0 = 1,2 - x_4 - x_5;$$

$$x_1 \geq 0,55,$$

$$x_1 - x_6 = 0,55,$$

$$0 = 0,55 - x_1 + x_6;$$

$$x_3 \geq 0,35,$$

$$x_3 - x_7 = 0,35,$$

$$0 = 0,35 - x_3 + x_7.$$

Заполним симплексную таблицу (табл. 1) и найдем опорный план в табл. 2–7.

Таблица 1

Б.П.	С.Ч.	$-x_1$	$-x_2$	$-x_3$	$-x_4$	$-x_5$	$-x_6$	$-x_7$
$0 =$	1,8	1	1	0	0	0	0	0
$0 =$	2	1	0	1	0	0	0	0
$0 =$	0,5	[1]	0	0	0	-1	0	0
$0 =$	1,2	0	0	0	1	1	0	0
$0 =$	0,55	1	0	0	0	0	-1	0
$0 =$	0,35	0	0	1	0	0	0	-1
$F =$	0	-2785	-677	-677	-549	-1148	0	0

Таблица 2

Б.П.	С.Ч.	$-x_1$	$-x_3$	$-x_4$	$-x_5$	$-x_6$	$-x_7$
$0 =$	1,3	[1]	0	0	1	0	0
$0 =$	1,5	0	1	0	1	0	0
$x_1 =$	0,5	0	0	0	-1	0	0
$0 =$	1,2	0	0	1	1	0	0
$0 =$	0,05	0	0	0	0	-1	0
$0 =$	0,35	0	1	0	0	0	-1
$F =$	1392	-677	-677	-549	-1148	0	0

Таблица 3

Б.П.	С.Ч.	$-x_3$	$-x_4$	$-x_5$	$-x_6$	$-x_7$
$x_2 =$	1,3	0	0	1	0	0
$0 =$	1,5	1	0	1	0	0
$x_1 =$	0,5	0	0	-1	0	0
$0 =$	1,2	0	1	1	0	0
$0 =$	0,05	0	0	1	-1	0
$0 =$	0,35	[1]	0	0	0	-1
$F =$	2272	-677	-549	-3256	0	0

Таблица 4

Б.П.	С.Ч.	$-x_4$	$-x_5$	$-x_6$	$-x_7$
$x_2 =$	1,3	0	1	0	0
$0 =$	1,15	0	1	0	1
$x_1 =$	0,5	0	-1	0	0
$0 =$	1,2	1	1	0	0
$0 =$	0,05	0	1	-1	0
$x_3 =$	0,35	0	0	0	-1
$F =$	2509	-549	-3256	0	-667

Таблица 5

Б.П.	С.Ч.	$-x_5$	$-x_6$	$-x_7$
$x_2 =$	1,3	1	0	0
$0 =$	1,15	1	0	1
$x_1 =$	0,5	-1	0	0
$x_4 =$	1,2	1	0	0
$0 =$	0,05	[1]	-1	0
$x_3 =$	0,35	0	0	-1
F =	3168	-3256	0	-667

Таблица 6

Б.П.	С.Ч.	$-x_6$	$-x_7$
$x_2 =$	1,25	1	0
$0 =$	1,1	1	[1]
$x_1 =$	0,55	-1	0
$x_4 =$	1,15	1	0
$x_5 =$	0,05	-1	0
$x_3 =$	0,35	0	-1
F =	3303	-2707	-667

Таблица 7

Б.П.	С.Ч.	$-x_6$
$x_2 =$	1,25	1
$x_7 =$	1,1	1
$x_1 =$	0,55	-1
$x_4 =$	1,15	1
$x_5 =$	0,05	-1
$x_3 =$	1,45	0
F =	4048	-2030

План оказался оптимальным. РП должно быть расположено на расстоянии $h_1 = x_1 = 0,55$ км от ГПП.

3. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Организация управления энергохозяйством

На основе данных, полученных студентом на преддипломной практике, а также пользуясь пособиями [1–15], необходимо кратко описать организацию управления энергохозяйством применительно к разрабатываемому дипломному проекту.

Следует определить категорию энергохозяйства, разработать общую схему управления с краткой характеристикой входящих структурных подразделений (бюро ОГЭ, цехи, лаборатории и т.д.), с указанием их задач и функций, а также определением штатов для ОГЭ. В отдельных случаях с некоторым приближением можно пользоваться табл. 8, разработанной для учебной цели (не по признаку плановой трудоемкости годового объема ППР энергетического оборудования и сетей в тыс. чел.-ч, а по общей расчетной активной мощности в МВт).

Привести схему и дать описание оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством (функции дежурного энергетика завода, начальника смены электроцеха, оперативного персонала).

Таблица 8

Определение категории энергохозяйства

Категория	Расчетная мощность, МВт	Категория	Расчетная мощность, МВт
1	до 3	7	41–55
2	3–5	8	56–70
3	6–10	9	71–80
4	11–20	10	81–90
5	21–30	11	91–100
6	31–40	12	свыше 100

3.2. Планирование ремонтных работ и технического обслуживания в проектируемом цехе

Для текущего ремонта электрооборудования проектируемого цеха необходимо разработать годовой план-график планово-предупредительного ремонта (ППР) с заполнением табл. 9. Необходимо помнить, что капитальные ремонты нового оборудования в первый год его эксплуатации делать не рационально, но годовая трудоемкость их должна быть учтена при расчете численности ремонтного персонала.

Таблица 9

Годовой план график ППР

№ п/п	Наименование оборудования	Тип или модель	Год и месяц установки	$T_{\text{ПЛ}}$, лет	$t_{\text{ПЛ}}$, мес
1	2	3	4	5	6

$n_{\text{ПЛ Т.Р.}}$, шт.	$Q_{\text{ПЛ К.Р.}}$, чел.-ч	$Q_{\text{ПЛ Т.Р.}}$, чел.-ч	$Q_{\text{Год К.Р.}}$, чел.-ч	$Q_{\text{Год Т.Р.}}$, чел.-ч	$Q_{\text{Год Т.О.}}$, чел.-ч
1	2	3	4	5	6
			*	*	*

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

Обозначения в таблице:

$T_{\text{ПЛ}}$ – плановая продолжительность ремонтного цикла;

$t_{\text{ПЛ}}$ – плановая продолжительность межремонтного периода;

$n_{Т.Р}^{ПЛ}$ – плановое количество текущих ремонтов в год рассматриваемой единицы оборудования, равно:

$$n_{Т.Р}^{ПЛ} = \left(\frac{1,2T_{ПЛ}}{t_{ПЛ}} - 1 \right) / T_{ПЛ} ; \quad (39)$$

$Q_{К.Р}^{ПЛ}$ – плановая трудоемкость капитального ремонта;

$Q_{К.Р}^{год}$ – годовая трудоемкость капитального ремонта, равная:

$$Q_{К.Р}^{год} = \frac{Q_{К.Р}^{ПЛ}}{T_{ПЛ}} , \quad (40)$$

$Q_{Т.Р}^{год}$ – годовая трудоемкость текущего ремонта, вычисляемая как:

$$Q_{Т.Р}^{год} = n_{Т.Р}^{ПЛ} \cdot Q_{Т.Р}^{ПЛ} , \quad (41)$$

$$Q_{Т.О}^{год} = 1,2Q_{Т.Р}^{ПЛ} \cdot K_{см} , \quad (42)$$

$K_{см}$ – сменность работы рассматриваемой единицы оборудования.

В расчетно-пояснительной записке необходимо давать сопроводительный расчет численности величин заполнения первой строки годового плана-графика ППР. Столбцы, помеченные звездочками, должны быть просуммированы.

Для облегчения расчетов по станочному, подъемно-транспортному и другому технологическому оборудованию (ввиду отсутствия интегральных нормативов ремонта электрической части) допускается использовать имеющиеся нор-

мативы ремонтосложности B из [14] с последующим переводом полученной трудоемкости в принятую систему ППР [10].

Для текущих ремонтов в этом случае трудоемкость $Q_{Т.Р}^{ПЛ}$ можно определить как:

$$Q_{Т.Р}^{ПЛ} = 4,0 \cdot 1,9 \cdot B, \quad (43)$$

где число 4,0 определяет норму трудоемкости (чел.-ч), приходящуюся на одну ремонтную единицу;

число 1,9 – переводной коэффициент.

Аналогично для капитальных ремонтов:

$$Q_{Т.Р}^{ПЛ} = 15 \cdot 0,6 \cdot B. \quad (44)$$

Рассчитанные продолжительности ремонтных циклов и межремонтных периодов по каждому виду электрооборудования необходимо округлять до целых величин лет и месяцев, чтобы вторая величина была кратна первой.

Заполнение граф месяцев необходимо делать таким образом, чтобы суммарные помесечные трудоемкости между собой различались незначительно для равномерной загрузки ремонтных рабочих.

3.3. Планирование численности рабочих и фонда заработной платы

Определить численность ремонтных рабочих $ч_{р.р}$ можно по следующей зависимости:

$$ч_{р.р} = \frac{Q_{К.Р}^{год} + Q_{Т.Р}^{год} + Q_{Т.О}^{год}}{\Phi_{пол} \cdot \gamma}, \quad (45)$$

где $\Phi_{\text{пол}}$ – годовой полезный фонд рабочего времени одного рабочего (можно принять $\Phi_{\text{пол}} = 1750$);

γ – коэффициент перевыполнения норм ($\gamma = 1,05 - 1,1$).

Оплата труда ремонтных рабочих может осуществляться по повременно-премиальной системе. Поэтому фонд годовой их заработной платы $\Phi_{\text{р.р}}$ с учетом процентов премиальной надбавки и социального страхования составит:

$$\Phi_{\text{р.р}} = 12 S_{\text{Т}}^{\text{мес}} \frac{(100 + N_{\text{доп}})}{100} \cdot \mathbf{Ч}_{\text{р.р}} \times \frac{(100 + \mathbf{к}_{\text{пр}})}{100} \cdot \frac{(100 + \mathbf{к}_{\text{с.н}})}{100}, \quad (46)$$

где $N_{\text{доп}}$ – процент дополнительной зарплаты принять в размере 8–10 % от основной;

$S_{\text{Т}}^{\text{мес}}$ – месячная тарифная ставка рабочего четвертого (среднего) разряда;

$\mathbf{к}_{\text{пр}}$ – коэффициент премиальной надбавки, % (30 %);

$\mathbf{к}_{\text{с.н}}$ – коэффициент на социальные нужды, % (35 %).

3.4. Техничко-экономические показатели

Необходимо рассчитать, если раньше таковые не встречались, и отвести в таблицу расчетно-пояснительной записки технико-экономические показатели, указанные в табл. 10. Те из них, что обозначены звездочками, переносятся на демонстрационный лист и должны быть выполнены крупным шрифтом. Консультант по экономическим вопросам имеет право, исходя из конкретных заданий студентов, корректировать их перечень и количество.

Ниже рассмотрим определение некоторых показателей.

1. Годовое потребление электроэнергии \mathcal{E} можно найти так:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{сил}} + \mathcal{E}_{\text{осв}} + \Delta\mathcal{E}, \quad (47)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сил}} = P_{\text{сил}} \cdot T_{\text{мах}}, \quad (48)$$

$$\mathcal{E}_{\text{осв}} = \kappa_{\text{с}} \cdot P_{\text{осв}} \cdot T_{\text{осв}}, \quad (49)$$

где $\mathcal{E}_{\text{сил}}$ – энергия, потребляемая силовой нагрузкой предприятия;

$\mathcal{E}_{\text{осв}}$ – энергия на освещение;

$\Delta\mathcal{E}$ – годовая величина потерь энергии в общезаводских сетях и трансформаторах (после компенсации);

$\kappa_{\text{с}}$ – коэффициент спроса ($\kappa_{\text{с}} = 0,85-0,95$);

$T_{\text{осв}}$ – число часов использования в году максимума осветительной нагрузки;

$P_{\text{осв}}$ – мощность осветительных приборов;

$P_{\text{сил}}$ – максимальная активная нагрузка силовых электроприемников.

2. Максимальное значение потребляемой активной мощности предприятия

$$P_{\text{мах}} = \frac{\mathcal{E}}{T_{\text{мах}}}. \quad (50)$$

3. Стоимость полезного кВт·ч. рассчитывается так:

$$C_{\text{пол}} = \frac{П_{\text{эл}} + И_{\text{ам}} + 1,1И_{\text{экс}}}{\mathcal{E}_{\text{пол}}}, \quad (51)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол}}$ – полезное потребление электроэнергии предприятия.

Коэффициент 1,1 учитывает накладные цеховые и общезаводские расходы в размере 10 % от $И_{\text{экс}}$.

Таблица 10

Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Величина
1*	Суммарная мощность цеховых трансформаторов	$S_{\text{ТР}}$	МВт · А	
2*	Максимальная мощность, потребляемая предприятием	P_{max}	МВт	
3*	Время использования максимума нагрузки	T_{max}	ч/год	
4*	Годовое потребление энергии	\mathcal{E}	тыс. кВт·ч	
5*	Потери электроэнергии (после компенсации)	$\Delta\mathcal{E}$	– –	
6	Мощность КУ на напряжении ...кВ	$Q_{\text{КУ}}$	квар	
7*	Стоимость основных фондов	$K_{\text{оф}}$	млн руб.	
8	Амортизационные отчисления	$I_{\text{ам}}$	тыс. руб.	
9	Расходы на эксплуатацию	$I_{\text{экс}}$	– –	
10	Средний тариф	$\beta_{\text{ср}}$	руб./кВт·ч	
11*	Стоимость потребленной электроэнергии	$\Pi_{\text{эл}}$	тыс. руб.	
12	Стоимость потерь электроэнергии	$I_{\text{пот}}$	– –	
13	Экономия потерь за счет установки КУ на предприятии	$\Delta\mathcal{E}_{\text{эк}}$	тыс. кВт·ч	
14*	Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{\text{пол}}$	руб./кВт·ч	
15*	Годовой экономический эффект КУ	ΔZ	тыс. руб.	
16*	Срок окупаемости КУ	$T_{\text{ок}}$	год	
17*	Приведенные затраты выбранного варианта схемы электроснабжения	Z	тыс. руб.	
18	Годовая трудоемкость ремонтов и техобслуживания по цеху	$Q_{\text{цех}}$	чел.-ч	
19	Численность ремонтного персонала	$ч_{\text{рем}}$	чел.	
20	Фонд зарплаты ремонтного персонала	$\Phi_{\text{ЗП}}$	тыс. руб.	

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Балужева, Г.И. Учебное пособие по курсу «Организация, планирование и управление предприятием» / Г.А. Балужева, А.А. Ганжин, В.П. Керного. – Минск: БПИ, 1983. – 108 с.
2. Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики: учебник / Г.Ф. Быстрицкий. – М.: Инфра-М, 2005. – 277 с.
3. Зельцбург, Л.М. Экономика электроснабжения промышленных предприятий / Л.М. Зельцбург. – М.: Высшая школа, 1973. – 272 с.
4. Кушнарев, Ф.А. Организация энергетического производства / Ф.А. Кушнарев. – М.: Высшая школа, 2000. – 234 с.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Падалко, Л.П. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов: учебно-методическое пособие по дипломному проектированию / Л.П. Падалко, И.В. Янцевич. – Минск: БНТУ, 2003. – 53 с.
7. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – М.: Высшая школа, 2001. – 416 с.
8. Синягин, Н.Н. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергии / Н.Н. Синягин, Н.А. Афанасьев, С.А. Новиков. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.
9. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
10. Гительман, Л.Д. Энергетический бизнес: учебник / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратинков. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство «Дело» АНХ, 2008. – 416 с.

11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермен – Инжиниринг, 2005. – 671 с.
12. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 320 с.
13. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева, – М.: Форум-Инфа-М, 2006. – 480 с.
14. Радкевич, В.Н. Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Радкевич. – Минск: НПООО «Пион», 2001. – 292 с.
15. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжения промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 368 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Нормы амортизационных отчислений и эксплуатационных расходов

Элементы схемы электроснабжения	На амортизацию, %	На эксплуатацию, %
Воздушные ЛЭП от 0,4 до 20 кВ на металлических или ж/б опорах	3,0	0,5
Воздушные ЛЭП (35 кВ и выше на металлических или ж/б опорах)	2,0	0,4
Кабельные линии до 10 кВ со свинцовой оболочкой в земле, помещениях	2,0	2,0
Кабельные линии до 10 кВ с алюминиевой оболочкой:		
– в земле	4,0	2,0
– в помещениях	2,0	2,0
Кабельные линии до 10 кВ с пластмассовой оболочкой в земле, помещениях	5,0	2,0
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой в земле, помещениях	3,0	2,0
Кабельные линии 110–220 кВ маслонаполненные в земле, помещениях	2,0	2,0
Электродвигатели:		
– высота оси вращения 63–450 мм	6,6	1,7
– свыше 450 мм	5,6	1,0
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (электрооборудование открытых и закрытых РУ, выключатели, реакторы, шина, изоляторы, силовые и измерительные трансформаторы и другое оборудование):		
– до 150 кВ	4,4	3,0
– 220 кВ и выше	4,4	2,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Средние значения продолжительностей использования максимума нагрузки по отраслям промышленности

Потребители	T_{\max} , ч/год
Топливная промышленность	
Угледобыча	3500–5000
Нефтедобыча	7000–7500
Нефтепереработка	6000–8000
Торфоразработки	2000–2500
Металлургия	
Черная	6500
Доменное производство	5000
Мартеновское производство	7000
Ферросплавное производство	5800
Коксохимическое производство	6500
Цветная	7000–7500
Горно-рудная промышленность	5000
Химия (в среднем)	6200–8000
Анилинокрасочная	7000
Азотных удобрений	7500–8000
Синтетических волокон	7000–8000
Машиностроение и металлообработка	
Тяжелое машиностроение	3800–4000
Станкостроение	4300–4500
Инструментальное производство	4000–4200
Шарикоподшипниковое производство	5000–5300
Автотракторное производство	5000
Подъемно-транспортное оборудование	3300–3500
Сельхозмашиностроение	5000–5300
Авторемонтное производство	3500–4000
Паровозовагоноремонтное производство	3500–4000
Приборостроение	3000–3200
Электротехническое оборудование	4300–4500
Металлообработка	4300–4400
Деревообработка	
Целлюлозно-бумажная промышленность	5500–6000
Деревообрабатывающая и лесная промышленность	2500–3000
Производство стройматериалов	7000

Окончание прил. Б

Легкая промышленность	
Обувная	3000
Текстильная	4500
Пищевая промышленность	
Холодильник	4000
Маслоконсервное производство	7000
Молокозавод	4800
Мясокомбинат	3500–3800
Хлебозавод	5000
Кондитерская фабрика	4500

ПРИЛОЖЕНИЕ В

**Ориентировочные удельные капитальные вложения
и удельные потери компенсирующих устройств**

Компенсирующие устройства	Удельные капи- тальные вложения, руб./квар	Удельные поте- ри, кВт/квар
Конденсаторные установки:		
а) регулируемые до 100 В	12–15	0,004
б) нерегулируемые до 100 В	10–12	0,004
в) свыше 100 В	6–10	0,003

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	5
1.1. Критерии оптимальности.....	5
1.2. Стоимость электрической энергии.....	15
1.3. Определение потерь электроэнергии.....	18
2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОБОСНОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ.....	20
2.1. Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	20
2.2. Экономический эффект и срок окупаемости средств компенсации реактивной мощности.....	21
2.3. Техничко-экономическое обоснование выбора числа и мощности трансформаторов подстанций, напряжений внешнего и внутреннего электроснабжения, места расположения ЦПР (РП) на предприятии.....	22
2.4. Место расположения РП на предприятии.....	23
3. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	29
3.1. Организация управления энергохозяйством.....	29
3.2. Планирование ремонтных работ и технического обслуживания в проектируемом цехе.....	30
3.3. Планирование численности рабочих и фонда заработной платы.....	32
3.4. Техничко-экономические показатели.....	33
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	36
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	38

Учебное издание

НАГОРНОВ Виктор Николаевич
ЧЕРДЫНЦЕВА Лилия Романовна
ДОБРИНЕВСКАЯ Анна Марьяновна

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

по выполнению экономической части дипломных проектов
для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»

Редактор Т.А. Подолякова
Компьютерная верстка Д.А. Исаева

Подписано в печать 27.09.2010.

Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 2,44. Уч.-изд. л. 1,91. Тираж 100. Заказ 301.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.