

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
КУРГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Менеджмент»

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению курсовых работ для студентов
специальности 140211 «Электроснабжение»

Курган 2010

Кафедра: «Менеджмент»

Дисциплина: «Экономика энергетики»
(специальность 140211)

Составил: канд. техн. наук, доцент

А.С. Таранов

Утверждены на заседании кафедры

«10» декабря 2009 г.

Рекомендованы методическим
советом университета

«11» января 2010 г.

Содержание

Введение	4
1 Постановка проблемы и основные задачи	5
2 Исходная информация и необходимые для разработки проекта материалы	7
3 Выбор и краткая характеристика альтернативных вариантов схемы внешнего электроснабжения	7
4 Выбор основных элементов схемы	8
5 Определение стоимости потерь энергии	10
6 Расчет капиталовложений в схему электроснабжения	11
7 Расчет текущих расходов (издержек)	13
8 Сравнение вариантов схемы электроснабжения	13
9 Предварительное определение условий финансирования и строительства	15
10 Оценка эффективности инвестиций в строительство ЛЭП	15
11 Предварительное определение условий кредита на строительство ЛЭП и схемы его погашения	19
Список литературы	20
Приложение	21

ВВЕДЕНИЕ

Современные крупные и средние промышленные предприятия потребляют большое количество энергии в ее различных формах. Для многих энергоемких производств в структуре используемых энергоносителей доминирующую роль играет электрическая энергия, которая наряду с газом, продуктами нефте - и углепереработки, горячей водой и паром является основой формирования энергобаланса предприятий. Общая величина электропотребления складывается не только из расходов электроэнергии на основные и вспомогательные технологические процессы, но включает также расходы на общепроизводственные цели, на освещение на отопление, вентиляцию, хозяйственно-бытовые нужды и потери при передаче и распределении энергии. Кроме того, системы электроснабжения промышленных предприятий часто обеспечивают отпуск электроэнергии сторонним потребителям в районе своего размещения. Таким образом, на базе промышленных предприятий формируются крупные нагрузочные узлы, максимальная нагрузка которых может достигать нескольких сотен мегаватт, а основным источником их электроснабжения, как правило, являются системообразующие и распределительные линии электропередач и подстанции; электроэнергетических систем (ЭЭС).

Системы электроснабжения представляют собой сложный комплекс сооружений и оборудования, требующий значительных затрат средств как капитальных, при их создании, так и текущих, при их эксплуатации и обслуживании. Так, в структуре основного капитала предприятий доля стоимости основных фондов, относящихся к системам электроснабжения, включая электрооборудование потребляющих установок, для наиболее энергоемких производств может достигать 25-30%. Наряду с этим энергетическая составляющая себестоимости продукции, включая стоимость покупной электроэнергии и эксплуатационные затраты на ремонт и обслуживание электроустановок, может составлять 50-60% и более (например, при производстве алюминия). Таким образом, системы электроснабжения оказывают существенное влияние на экономику предприятий, а их рациональное построение и эксплуатация, наряду с использованием энергосберегающих технологий, являются необходимым условием повышения конкурентоспособности производимой продукции. Именно с таких позиций следует рассматривать сегодня вопросы проектирования и эксплуатации этих систем.

Проектирование систем электроснабжения современных экономических условиях, характеризующихся многообразием форм собственности, свободой выбора хозяйствующими субъектами целей и средств их достижения, должно выполняться на основе принципов и методов, адекватных этим условиям. В настоящее время происходит переход к новым для России, но широко и успешно используемым в развитых странах формам организации и технологиям проектирования, базирующимся на концепциях и методологии «Управления проектами» и «Инвестиционного проектирования». Эти концепции исходят из

определения термина «проект», существенно отличающегося от использовавшегося в нашей стране в недавнем прошлом. Так, традиционно проект понимался как план сооружения или реконструкции чего-либо, т.е. как «технический проект», включающий в себя чертежи, спецификации, сметы. Основу современной трактовки этого термина составляет взгляд на проект как на изменение исходного состояния любой системы, связанное с затратами времени и средств. При этом этапы жизненного цикла проекта охватывают весь процесс изменений и включают в себя: формулирование идеи и замысла (постановку проблемы, задачи); средства реализации (решения проблемы); получаемые результаты; закрытие проекта (ликвидация, демонтаж, решение о развитии (новом проекте)). Для того, чтобы проект был успешным, необходимо им управлять. С этой целью осуществляется структуризация проекта, т.е. разбивка на иерархические подсистемы и компоненты. Структура проекта должна сочетать в себе: 1) компоненты продукции проекта; 2) этапы жизненного цикла; 3) элементы организационной структуры.

До принятия решения об осуществлении проекта необходимо рассмотреть его различные аспекты на протяжении всего периода жизненного цикла. Для этого проводятся прединвестиционные исследования, включающие следующие аспекты (виды) проектного анализа: технический, коммерческий, финансовый, экономический, организационный, социальный, экологический. Основной целью такого анализа является оценка жизнеспособности проекта на основе предварительного определения его коммерческой и экономической эффективности и финансовой реализуемости [1,2].

В настоящей работе даются методические указания по предпроектному технико-экономическому обоснованию (предварительному ТЭО) схемы электроснабжения нагрузочного узла, формирующегося на базе крупного промышленного предприятия. Методическая разработка адресована студентам энергетического факультета и предназначена для использования при выполнении индивидуальных, расчетно-графических и курсовых работ по дисциплинам «экономика и менеджмент», «отраслевой менеджмент» и другим, а также дипломного проектирования.

1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ

Крупное промышленное предприятие рассматривает возможность существенного увеличения производства. Предварительный маркетинговый анализ показывает благоприятные перспективы для производства и сбыта продукции предприятия, как на внутреннем, так и на внешнем рынках. Однако увеличение объемов производства и продаж требует повышения конкурентоспособности продукции. Для этого предполагаются ликвидация некоторых устаревших производств, частичная реконструкция действующих мощностей и существенное расширение предприятия путем строительства трех новых корпусов, оснащенных более совершенной технологией и оборудованием. Принято решение об организации разработки проекта

расширения и реконструкции предприятия. Так как продукция предприятия имеет высокую электроемкость, то в рамках проекта выдвинется подпроект расширения и реконструкции системы электроснабжения, охватывающий все внутренние сети и электроустановки предприятия. Что касается схемы внешнего электроснабжения, то ситуация здесь характеризуется следующим образом. Питание предприятия осуществляется по линиям 110 и 35 кВ от сетей и подстанций энергосистемы. К настоящему времени питающие линии, находящиеся в эксплуатации более 30 лет, имеют высокую степень износа, а часть линий 35 кВ, выполненных на деревянных опорах, подлежат демонтажу. Кроме того, с шин 10 кВ подстанций предприятия осуществляется электроснабжение потребителей прилегающего района. В связи с расширением предприятия ожидается развитие социально-бытовой сферы и рост нагрузок мелких промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей района расположения предприятия. Для обеспечения надежного электроснабжения и перспективного уровня как собственного электропотребления предприятия, так и сторонних потребителей, предполагается строительство новых ЛЭП и главной понижающей подстанции (ГПП). Учитывая большой объем и стоимость предстоящих работ по внешней схеме электроснабжения, предполагается осуществить их разработку и реализацию в рамках самостоятельного проекта. На начальной (прединвестиционной) фазе проекта разрабатывается его концепция, включающая в себя: формирование замысла (идей) проекта, его основных целей и задач; предварительное определение основных характеристик проекта; предпроектное обоснование инвестиций, краткое ТЭО и оценку жизнеспособности проекта. При проведении прединвестиционных исследований и обоснований требуется решение следующих задач:

- сбор информации и исходных материалов, на основе которых будут приниматься решения по проекту и осуществляться его разработка. Эта информация должна содержать факторы и аспекты, оказывающие влияние на параметры и характеристики будущего проекта, и включать его окружение, т.е. отражать политические, экономические, налоговые и другие условия в районе реализации проекта. Причем информация должна отражать будущие условия и поэтому основываться на изучении прогнозов, схем и программ развития как самого предприятия, энергосистемы, так и региона осуществления проекта;
- генерирование, предварительная проработка и анализ альтернативных вариантов проекта. Выбор варианта проекта для детальной разработки;
- оценка величины и эффективности предстоящих инвестиций, определение методов и структуры финансирования, обеспечивающих максимальную жизнеспособность проекта.

На основе результатов предпроектного обоснования инвестиций разрабатывается инвестиционное предложение, которое может быть оформлено в виде информационного меморандума, декларации о намерениях, или заявки на инвестирование (кредит). Инвестиционное предложение направляется заинтересованным в реализации проекта лицам (организациям) и потенциальным инвесторам. После проведения переговоров определяется

состав участников проекта, формируются организационные структуры управления дальнейшей разработкой и реализацией роста [2]. Ниже приводятся методические указания и рекомендации по решению основных задач, составляющих прединвестиционную фазу проектов схем внешнего электроснабжения.

2 ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА МАТЕРИАЛЫ

Состав исходных данных, необходимых для предпроектного обоснования, включает большой набор разнообразных сведений и определяется видом, целями, задачами и содержанием выполняемой студентом работы. В общем случае, всю исходную информацию целесообразно подразделить на три группы.

1 Минимально необходимая информация, входящая в состав индивидуального задания студента она включает следующие показатели:

- максимальная (расчетная) нагрузка ГПП на стороне НН (10 кВ) с учетом сторонних потребителей P_{\max} ;
- годовое число часов «пользования максимальной нагрузкой» - T_{\max} ;
- длина прохождения трассы воздушной ЛЭП-Ллэп;
- район строительства.

2 Расчетные условия, различные технические, экономические нормативы, используемые при проектировании электрических сетей. Эти данные устанавливаются и обосновываются студентом самостоятельно, но должны сопровождаться необходимыми пояснениями и ссылками на используемые источники информации.

3 Дополнительные сведения и показатели, необходимость в которых возникает в процессе решения рассматриваемых задач. К ним относятся показатели, отражающие уровень цен, тарифов, процентных ставок и т.п. Рекомендации по определению некоторых из них даются в настоящих методических указаниях, а также в [2,4]. Эти данные либо задаются дополнительно в качестве исходных, либо принимаются студентом по согласованию с преподавателем (консультантом).

3 ВЫБОР И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Возможные, с точки зрения технической осуществимости, схемы внешнего электроснабжения весьма многообразны. Принципы построения схем электрических сетей и требования к ним регламентированы соответствующими директивными материалами и документами (ГОСТами, ПУЭ, инструкциями, руководящими указаниями, нормами проектирования). На основе этих материалов, с учетом накопленного опыта проектирования, строительства

и эксплуатации составлены разнообразные справочники. Для решения поставленной задачи наилучшим, на наш взгляд, является «Справочник по проектированию электроэнергетических систем» [3], который и рекомендуется использовать, и на который ниже будут делаться ссылки.

Выбор схемы электроснабжения заключается в разработке схемы электрических соединений и включает в себя выбор напряжения и схемы присоединения ГПП к сети ЭЭС, а также схемы самого ГПП. При этом определяются напряжение, тип и количество питающих линий, схема ОРУ и ЗРУ ГПП, тип и количество силовых трансформаторов. Выбор производится исходя из конкретных условий с максимально возможным использованием типовых схем и унифицированных элементов линий и подстанций, что позволяет сэкономить затраты на проектирование, строительство и эксплуатацию схемы электроснабжения.

В данной работе, исходя из постановки задачи и начальных данных, рекомендуется принять типовую схему №16 [3, рисунок 4.11] для ГПП, соответствующую типовой схеме №4 [3, рисунок 4.9] ОРУ и двух цепную воздушную ЛЭП. Выбор напряжения питающей ВЛ зависит от величины передаваемой мощности, длины и характеристик трассы, возможности подключения к существующей схеме электрических сетей ЭЭС на соответствующем напряжении. Для окончательного выбора напряжения необходимо выполнить технико-экономическое сравнение вариантов схемы электроснабжения на разных напряжениях. Предварительно для заданных условий, с учетом возможности подсоединения к сети ЭЭС, рекомендуется выбрать для сравнения два варианта схемы: НА напряжение 110 и 220 кВ.

При выполнении этого пункта работы студент должен отразить требования к схемам электроснабжения, привести соображения, обосновывающие сделанный выбор, дать название и краткую характеристику предлагаемой типовой схемы и представить ее графическое изображение.

4 ВЫБОР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ

Выбор основного электротехнического оборудования и сооружение необходимо для оценки затрат по вариантам схемы электроснабжения. Для этого упрощенно определяются их параметры, которые затем могут уточняться и детализироваться при разработке технического (рабочего) проекта.

4.1 Выбор проводов ЛЭП

Выбор проводов питающей ВЛ заключается в определении экономически целесообразного сечения и марки провода из номенклатуры серийно выпускаемых промышленностью проводов. Поэтому, в принципе, для выбора проводов необходимо выполнять технико-экономическое сравнение вариантов ЛЭП с разными сечениями и маркой провода для каждого напряжения. Однако в практике проектирования были разработаны и широко использовались,

особенно на стадии предварительного ТЭО, упрощенные методы, что и нашло отражение в разнообразной справочно-методической литературе. Суть этих методов состоит в том, что выбор сечения для каждой марки провода производится по нормируемым показателям: экономической плотности тока, использовавшейся в течение многих лет, а затем, после унификации конструкции ВЛ, замененной на экономические интервалы тока, и мощности. Эти показатели были разработаны для регионов страны исходя из соотношения изменений затрат на сооружение ВЛ и затрат на передачу электроэнергии, включая стоимость потерь. Все затраты при этом оценивались с позиций народного хозяйства в целом, что в условиях тотальной государственной собственности и искусственно поддерживаемого уровня цен на экономические ресурсы, а также финансирования строительства за счет централизованных капиталовложений (госбюджета) было оправданным. В настоящее время экономические условия существенно изменились, поэтому использование «старых» нормативов можно рекомендовать только для предварительного выбора вариантов, которые затем необходимо сравнить на основе оценки реальных затрат. Кроме того, при выборе проводов осуществляется их проверка на допустимость по некоторым техническим условиям и ограничениям, что в ряде случаев избавляет от необходимости экономического анализа вариантов. С учетом приведенных соображений выбор проводов рекомендуется выполнять для каждого варианта следующим образом:

1 Определяется расчетный ток на одну цепь линии:

$$I_p = \frac{S_H \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n},$$

где $S_H = P_{\max} / \cos \varphi$ - расчетная максимальная нагрузка при среднем коэффициенте мощности ($\cos \alpha = 0,9$, если не задано иное значение); α_1 - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии (для ЛЭП 110-220 кВ применяется равным 1,05), α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы K_{\max} , принимается по (3, таблица 4.9) при $K_{\max} = 1,0$; U_H - номинальное напряжение линии; n - число параллельных линий (цепей).

2 Выбирается марка и сечение провода. Для ВЛ 35 кВ и выше рекомендуется использовать сталеалюминиевые провода марки АС и др. Сечение провода можно предварительно рассчитать по экономической плотности тока, приняв с учетом тенденции удорожания стоимости топлива и электроэнергии $j_{\text{эк}} = 1,0-1,2 \text{ А/мм}^2$, а затем округлив в большую сторону до стандартного (по номенклатуре сечений) значения. Также можно установить сечение по расчетному току, используя рекомендации по экономическим интервалам тока [3, таблица 7,8] и принять большее из полученных.

3 Проверка сечения по условиям короны. В случае необходимости выбранное сечение увеличивается до значения минимально допустимого по условиям короны [3, таблица 4.10].

4 Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву. Эта проверка производится по току расчетного режима (послеаварийного или ремонтного) при отключении одной цепи с учетом ограничения (отключения) части потребителей 3-й категории и резервирования по линиям 10-35 кВ. Условием проверки является не превышение расчетного тока по нагреву допустимых длительных токовых нагрузок. I д.д. [3, таблица 7.12]:

$$I_{P.H.} = \frac{S_H \cdot \gamma_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \leq I_{д.д.},$$

где γ_H - доля неотключаемой нагрузки в расчетном режиме по нагреву (при отсутствии дополнительных данных можно принять 0,75 - 0,8).

Если условие не выполняется, следует перейти к большему стандартному сечению провода.

В результате проведенных расчетов и проверок окончательно выбираются сечение и марка провода и определяется активное сопротивление ВЛ:

$$R_{лэп} = r_0 L_{лэп} / 100,$$

где r_0 - удельное сопротивление на 100 км провода, находится по [3, таблицы 7.5 или 7.6] в зависимости от напряжения линии.

4.2 Выбор трансформатора ГПП

Число и тип трансформаторов устанавливаются при первоначальном определении альтернативных вариантов схемы электроснабжения. Установленная (номинальная) мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям нормального режима $S_{НОМ} \geq S_H / n_T$ и условиям допустимости перегрузки в аварийном режиме при отключении одного трансформатора:

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_H}{1.4(n_T - 1)}$$

где n_T - число трансформаторов на подстанции.

С учетом приведенных условий выбираются окончательно тип трансформатора, его номинальная мощность и находятся необходимые для дальнейших расчетов каталожные данные: потери холостого хода P_{xx} и короткого замыкания $P_{кз}$ [3, таблица 6.9, 6.13].

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ

При сравнении вариантов схем электроснабжения с разными напряжениями существенное влияние на выбор схемы оказывает стоимость

потерянной энергии в ее элементах. Общая величина потерь энергии складывается из потерь в ЛЭП и трансформаторах:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{лэп}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тр.}}$$

Потери энергии в двухцепной ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{лэп}} = 2[(S_{\text{H}}/2)^2 / U_{\text{H}}^2] R_{\text{лэп}} \tau,$$

где τ - годовое время максимальных потерь, которое можно определить по [3, рис. 5.11] в зависимости от T_{max} .

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 2[\Delta P_{\text{xx}} * 8760 + \Delta P_{\text{кзт}} (S_{\text{H}}/2 S_{\text{НОМ}})^2].$$

Для оценки уровня потерь целесообразно рассчитать коэффициент потерь, отражающий долю (процент) потерянной энергии от передаваемой. Этот коэффициент рассчитывается для ЛЭП, трансформаторов и в целом для схемы внешнего электроснабжения:

$$\alpha_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пот}} / \mathcal{E}_{\text{пер}} = (\Delta \mathcal{E}_{\text{лэп}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тр}}) 100 / P_{\text{max}} T_{\text{max}}, \%$$

Так как потери входят в величину покупаемой предприятиями электроэнергии, то их стоимость определяется величиной среднего тарифа:

$$I_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пот}} T_{\text{cp.}}$$

Средний тариф, по которому предприятие оплачивает потребляемую энергию, можно оценить следующим образом:

$$T_{\text{cp}} = \frac{a * 12}{T_{\text{max}}} + b,$$

где a — основная ставка тарифа, представляющая собой плату за каждый кВт максимальной мощности, руб./кВт в месяц; b - дополнительная ставка за каждый кВт*ч покупаемой предприятием электроэнергии, руб./кВт*ч.

6 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В СХЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Предварительная оценка затрат для каждого варианта схемы с целью прединвестиционного ТЭО и выбора вариантов производится на основе укрупненных показателей стоимости строительства (УПСС) для элементов электрических сетей. Эти показатели включают стоимость основного и вспомогательного оборудования, материалов и строительно-монтажных работ и устанавливаются на основе анализа данных сметных расчетов и затрат на строительство по реализованным в прошлом проектам конкретных объектов, состоящих из аналогичных типичных элементов. Однако при использовании УПСС необходима корректировка стоимости с учетом условий района строительства, для чего обычно вводят соответствующие поправочные коэффициенты. Кроме того, определение величины капиталовложений целесообразно выполнять для уровня цен, действующих на момент расчета (эти цены принимаются в качестве базисных при проведении ТЭО). Поэтому, если произошло изменение уровня цен относительно уровня, при котором были сформированы используемые УПСС, необходим их перерасчет на основе индекса инфляции за соответствующий период. В настоящих методических

указаниях расчет капиталовложений ориентирован на использование УПСС, приведенных в (3), которые в силу интенсивных инфляционных процессов в значительной степени устарели, поэтому наряду с их индексацией рекомендуется использовать (при наличии доступной информации) фактические данные по стоимости типовых объектов электросетевого строительства и их основных элементов.

6.1 Капиталовложения в ЛЭП

Для расчета капиталовложений в ЛЭП необходимо установить и оговорить в проекте следующие основные параметры и условия строительства: номинальное напряжение и длину ВЛ, марку и сечение провода, количество цепей и тип (материал) опор, расчетные условия (район) по гололедно-ветровым нагрузкам, условия прохождения трассы.

С учетом вышеприведенных факторов расчетное выражение для оценки капиталовложений в ЛЭП имеет вид:

$$K_{\text{лэп}} = K_{\text{уд}} L_{\text{лэп}} \alpha_{\text{попр}} \alpha_{\text{тер}} I_{\text{пер}},$$

где $K_{\text{уд}}$ - удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб./км, соответствующая типовым расчетным параметрам и условиям (при отсутствии современных данных ее можно определить по [3, таблица 9.5 или 9.7]); $\alpha_{\text{тер}}$ - укрупненный территориальный (зональный) коэффициент к стоимости строительства [3, таблица 9.1]; $\alpha_{\text{попр}}$ - поправочный коэффициент на условия прохождения трассы, рекомендуется принять по данным [3, таблица 9,3] для условий городской и промышленной застройки; $I_{\text{пер}}$ - индекс пересчета цен относительно их уровня, отраженного в УПСС ($K_{\text{уд}}$), приближенно может быть принят равным общему индексу инфляции за соответствующий период.

6.2 Капитальные вложения в подстанцию (ГПП)

Рассчитываются как сумма стоимости следующих основных составляющих (элементов):

$$K_{\text{пс}} = (K_{\text{тр}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{зру}} + K_{\text{пост}}) \alpha_{\text{тер}} I_{\text{пер}},$$

где $K_{\text{тр}}$ - суммарная расчетная стоимость трансформаторов (расчетная стоимость одного трансформатора при использовании УПСС находится по [3, таблица 9.19 или 9.21]); $K_{\text{ору}}$ - стоимость ОРУ в соответствии с выбранной типовой схемой [3, таблица 9.14]). $K_{\text{зру}}$ - стоимость закрытого распределительного устройства 10 кВ [3, таблица 9.17]; $K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат по подстанции, включающая все остальное общеподстанционное оборудование и сооружения, определяется в соответствии с выбранной схемой ГПП [3, таблица 9.35].

7 РАСЧЕТ ТЕКУЩИХ РАСХОДОВ (ИЗДЕРЖЕК)

Для каждого варианта схемы электроснабжения ежегодные текущие издержки приближенно можно рассчитать как сумму следующих составляющих:

$$I_{\text{тек}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{к.р.}} + I_{\text{обс}},$$

где $I_{\text{ам}}$ - величина амортизационных отчислений; $I_{\text{экс}}$ - расходы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание элементов электрических сетей, которые включают в себя затраты на капитальный ремонт – $I_{\text{к.р.}}$ и все прочие затраты, связанные с эксплуатацией и обслуживанием устройств и сооружений - $I_{\text{обс}}$.

Приближенная оценка текущих издержек производится отдельно для ЛЭП и подстанций. Расчет составляющих издержек выполняются по укрупненным нормативам отчислений от стоимости (капиталовложений) соответствующих элементов.

7.1 Расчет издержек для ЛЭП

Норма амортизационных отчислений для ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах составляет 2%, что соответствует расчетному сроку службы ЛЭП,

$$T_{\text{сл}} = 50 \text{ лет.}$$

Издержки на ремонтно-эксплуатационное обслуживание:

$$I_{\text{экс}} = (\alpha_{\text{к.р.}} + \alpha_{\text{обс}}) / 100 * K_{\text{ЛЭП}},$$

где $\alpha_{\text{к.р.}}$ - норма расходов на капитальный ремонт ЛЭП, принимается равной 0,4% ; $\alpha_{\text{обс}}$ - норма эксплуатационных затрат на обслуживание, составляющая в среднем 0,5%.

7.2 Расчет текущих издержек для подстанции (ГПП)

Этот расчет выполняется так же как и для ЛЭП. Нормативы для отдельных составляющих (в процентах от капитальных затрат - $K_{\text{пс}}$) рекомендуется принять в следующем размере: 4,0% (исхода из расчетного срока службы трансформаторов подстанций $T_{\text{от}} = 25$ лет);

После расчета отдельных составляющих определяются общая величина текущих расходов для ЛЭП, подстанций а также суммарные величины амортизационных отчислений, эксплуатационных расходов и текущих издержек в целом для каждого из рассматриваемых вариантов схемы электроснабжения.

8 СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Так как сравниваемые варианты имеют одну и ту же главную схем электрических соединений, одинаковый состав типовых элементов оборудования и сооружений (отличие заключается только в уровне напряжения

на стороне ВН-НО или 220 кВ), можно считать, что каждый из этих вариантов обеспечивает одинаковый уровень надежности электроснабжения и не учитывать при сравнении этот фактор. Кроме того, так как расчет параметров и выбор основного оборудования произведены для обоих вариантов исходя из обеспечения передачи одной и той же величины максимальной мощности и энергии, то вместо критерия максимума эффекта (полезных результатов, прибыли и др.) можно использовать для сравнения вариантов критерий минимума затрат, связанных с реализацией того или иного варианта [4]. В нашем случае рекомендуется использовать этот критерий в форме среднегодовых приведенных (расчетных) затрат:

$$Z_{год} = I_{экс} + I_{пот} + (a_T^{ЛЭП} K_{лэп} + a_T^{пс} K_{пс}),$$

где $I_{экс}$ - суммарные (по ЛЭП и подстанции) расходы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание; $I_{пот}$ - стоимость потерь энергии; $K_{лэп}$, $K_{пс}$ - величины капиталовложений, соответственно в сооружении ЛЭП и подстанций; a_T - относительный аннуитет, рассчитываемый по следующему выражению:

$$a_T = \frac{E(1+E)^T}{(1+E)^T - 1},$$

в котором T - расчетный срок службы, принимается равным для ЛЭП - 50 лет, для подстанций - 25 лет; E - норма дисконта, отражающая требования инвестора к норме (годовому проценту) прибыли на вкладываемые в капиталовложения средства.

Рекомендации по выбору нормы дисконта (норма прибыли) даны в [2,4]. Для систем электроснабжения, являющихся объектами производственной инфраструктуры и жизнеобеспечения, норма прибыли не должна быть слишком высокой и может приниматься на уровне $E = 8-12\%$.

Выполнив расчет среднегодовых затрат, приведенных для каждого варианта схемы электроснабжения, для дальнейшей проработки выбираем вариант с меньшим значением затрат. Если расчетные затраты по вариантам будут отличаться меньше чем на 3-5%, то, учитывая точность расчетов, варианты следует признать равноэкономичными. В этом случае выбор варианта производится на основе дополнительного прогноза и анализа будущих условий строительства и эксплуатации. При этом учитываются такие факторы, как запас пропускной способности, перспективные возможности расширения и реконструкции, соотношение требуемых капиталовложений и стоимости потерь энергии, условие поставок того или иного оборудования и т.п. При выборе решения студентам предоставляется право пофантазировать (в разумных пределах), моделируя возможные ситуации и таким образом обосновать принимаемую величину напряжения для схемы электроснабжения.

9 ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ФИНАНСИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА

После того, как в первом приближении установлены объем и стоимость предстоящих работ по проекту (величина капиталовложений для выбранного варианта схемы электроснабжения), необходимо предварительно определить состав участников проекта, источники и условия его финансирования и реализации (строительства). Возможны различные варианты и способы решения этих вопросов, зависящее от конкретных условий и ситуаций. Для дальнейших расчетов по прединвестиционному обоснованию схемы внешнего электроснабжения будем исходить из предположения, что в данном случае имеют место следующие ситуации:

1 Финансирование строительства ГПП предлагается осуществлять за счет собственных средств предприятия, а также средств, выделяемых финансово-промышленной группой, в состав которой входит данное предприятие. Строительство предполагается организовать смешанным способом: часть работ выполняется персоналом ремонтно-строительного цеха и персоналом энергохозяйства самого предприятия, наряду с этим предусматривается привлечение специализированных монтажно-наладочных подрядных организаций. Ориентировочно срок строительства - 2 года, а объемы финансирования в первый год - 40%, во второй - 60% от величины капиталовложений в подстанцию.

2 Финансирование строительства ЛЭП предполагается производить на основе равного долевого участия (по 50%) предприятия и энергосистемы (АО-энерго). В качестве источника средств предприятие рассматривает возможность использования долгосрочного льготного банковского кредита. Возврат заемных средств (погашение кредита) планируется осуществлять за счет поступлений (прибыли) от перепродажи электроэнергии сторонним потребителям. Срок строительства ЛЭП составляет два года, строительство осуществляется одновременно (параллельно) со строительством ГПП. Распределение капиталовложений: 60% в первый год и 40% во второй. Предусматривается подрядный способ строительства.

Исходя из рассмотренной ситуации, необходимо выполнить обоснование инвестиций в строительство ЛЭП (в размере долевого участия предприятия) и оценить возможность погашения банковского кредита.

10 Оценка эффективности инвестиций в строительство ЛЭП

10.1 Расчет чистой прибыли и статического срока окупаемости

Для обоснования инвестиций могут использоваться различные показатели эффективности [1, 2, 4]. Показатели коммерческой (финансовой) эффективности проекта отражают его способность генерировать потоки денежных средств, достаточных для компенсации вложенных инвесторами

ресурсов. Основу расчета показателей эффективности составляет оценка прибыли (доходов), полученной от реализации проекта. В рассматриваемой ситуации расчет прибыли предприятия производится исходя из следующих условий:

1 Покупка предприятием перепродаваемой электроэнергии оплачивается по договорному тарифу энергосистемы (тарифу оптовых потребителей - перепродавцов).

2 Продажа предприятием электроэнергии сторонним потребителям (субабонентам) производится по действующим тарифам энергосистемы для соответствующих групп потребителей, утверждаемым региональной энергетической комиссией.

3 До полного погашения кредита права собственности на ЛЭП принадлежат предприятию, и амортизационные отчисления по ЛЭП, наряду с получаемой от перепродажи электроэнергии прибылью, используются для погашения кредита. После погашения кредита ЛЭП полностью передается на баланс энергосистемы.

4 Предприятие компенсирует энергосистеме текущие затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание ЛЭП в договорном (проектном) размере.

Расчет прибыли предприятия от перепродажи электроэнергии и величины средств, которые могут использоваться для возврата инвестиций (погашение кредита) производится в следующем порядке.

I Объем продаж электроэнергии (валовая выручка):

$$V_{\text{прод}} = T_{\text{отп}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}},$$

где $T_{\text{отп}}$ - среднетарифный тариф сторонних потребителей (задается или рассчитывается по структуре потребителей), руб./кВт*Ч; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ - величина отпуска электроэнергии сторонним потребителям, определяется по их заданной доле $\alpha_{\text{стор}}=0,2 - 0,25$:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \alpha_{\text{стор}} \cdot P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}.$$

2 Издержки предприятия на покупку энергии

$$I_{\text{пок}} = T_{\text{пок}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}} \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}/100),$$

где $T_{\text{пок}}$ - договорной тариф энергосистемы на передаваемую энергию; $\alpha_{\text{пот}}$ - процент потерь энергии в схеме электроснабжения, дополнительно включающий в себя потери в распределительных сетях до точек учета потребителей (составляет порядка 3%).

3 Величина налога на добавленную стоимость (при условии, что НДС включен в тарифы):

$$\text{НДС} = (C_{\text{ндс}} / (1 + C_{\text{ндс}})) \cdot (V_{\text{прод}} - I_{\text{пок}}),$$

где $C_{\text{ндс}}$ - действующая ставка налога.

4 Выручка валовой прибыли до уплаты налогов:

$$V_{\text{вал}} = V_{\text{прод}} - \text{НДС}.$$

5 Величина валовой прибыли до уплаты налогов:

$$P_{\text{вал}} = V_{\text{вал}} - I_{\text{пок}} - I_{\text{экс}} - I_{\text{ам}},$$

где $I_{\text{экс}}$, $I_{\text{ам}}$ - издержки на эксплуатацию и амортизацию ЛЭП.

6 Величина налога на прибыль:

$$N_{\text{пр}} = C_{\text{н.пр.}} \cdot P_{\text{вал}},$$

где $Сн.пр.$ - действующая ставка налога на прибыль.

7 Чистая прибыль предприятия:

$$П_{чист} = П_{вал} - Н_{пр}.$$

8 Чистый (маржинальный) доход предприятия

$$Д_{чист} = П_{чист} + И_{ам}.$$

9 Ежегодная стоимость проекта (чистый денежный поток в год t с учетом производимых капиталовложений):

$$СП_{t} = Д_{чист.t} - К_{лэп.t}.$$

Очевидно, что в нашем случае $СП_{t} = -K_{t}$ в период строительства ЛЭП, то есть при $t < T_{стр}$ и $СП_{t} = Д_{чист}$ после завершения строительства (в период эксплуатации Тел), то есть при $t > T_{стр}$.

10 Накопленная текущая стоимость, или чистый капитал (нарастающим итогом), на любой год T осуществления проекта:

$$СП_{T} = \sum_{i=1}^T СП_{i}.$$

По величине чистого капитала и статического срока окупаемости, определяемого по условию $СП_{t} \geq 0$, и оценивается в первом приближении эффективность инвестиций. Статический срок окупаемости упрощенно равен: $Ток = К_{лэп} / П_{чист}$. В общем случае, при изменении значений показателей денежного потока по годам строительства и эксплуатации расчеты следует представить в табличной форме:

Год, t	1	2	...	($t > T_{стр}$)	...	Ток = К _{лэп} /П _{чист}	...
СП _t , млн руб.	-K ₁	-K ₂		Д _{чист}			
СП _t , млн руб.	-K ₁	-(K ₁ +K ₂)		СП _{t-1} +Д _{чист}		20	

Так как расчетный срок службы ЛЭП составляет порядка 50 лет, то расчеты в таблице рекомендуется вести до $t = Ток$, то есть до выполнения условия $СП_{t} \geq 0$.

Инвестиции предварительно можно признать эффективными, если полученный срок окупаемости не превышает некоторой предельной величины (например, 3-5 лет), на которую ориентируется предприятие в своей инвестиционной политике, а в случае использования заемных средств учитываются требования возможных инвесторов.

10.2 Определение срока окупаемости инвестиций с учетом фактора времени

Рассмотренная в предыдущем пункте методика расчета текущей стоимости проекта и срока окупаемости не учитывает того, что одна и та же

стоимостная величина (например, получаемого дохода) сегодня и через 5 (или 10 и т.д.) лет не эквивалентны друг другу. Поэтому для сопоставления и суммирования разновременных денежных показателей необходим их пересчет, т.е. приведение к стоимости (ценности) на определенный момент времени. Приведение будущих величин расходов и доходов к настоящему, или начальному, моменту времени ($t = 0$) называется дисконтированием. Именно с помощью дисконтирования учитывается в финансово-экономических расчетах фактор времени, т.е. разновременность элементов денежного потока.

Для определения срока окупаемости капиталовложений (долевых инвестиций) предприятия в сооружение ЛЭП рассчитываются дисконтированная ежегодная стоимость проекта:

$$СП_{Дt} = D_{чист.t.} (1 + E)^{-t} - K_t (1 + E)^{-t}$$

и чистый дисконтированный доход ЧДД, представляющий собой сумму $СП_{gt}$ (нарастающий итог) на момент времени T :

$$ЧДД_T = \sum_{i=1}^T СП_{Дi} = ЧДД_{T-1} + СП_{Дt}.$$

Расчет проводится при последовательном увеличении T (T п 1.2), до тех пор пока ЧДД не примет положительного значения. Момент времени T , при котором впервые будет выполняться условие $ЧДД_T \geq 0$, и определит срок окупаемости капиталовложений, который отражает срок (период) возврата инвестируемых средств с нормой прибыли (дисконта), равной E .

Результаты расчетов представляются в таблице аналогичной формы, как и для расчета статического срока окупаемости.

Так как величина чистого дохода считается неизменной, по годам эксплуатации ЛЭП ($D_{чист.t.} = const$), то расчет срока окупаемости можно выполнить более простым, аналитическим способом. Если приведение элементов денежного потока осуществить на момент окончания строительства (начало первого года эксплуатации) то

$$T_{0K} = \ln(1 - K_{np} * E / D_{чист})^{-1} / \ln(1 + E) + T_{стр},$$

где K_{np} — величина капиталовложений приведенных на начало эксплуатации, т.е.

$$K_{np} = \sum_{i=1}^{T_{стр}} K_t (1 + E)^{T_{стр}-t}.$$

Необходимо сравнить и проанализировать результаты расчета срока окупаемости, полученные разными способами, и сформулировать общий вывод об эффективности инвестиций.

11 ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ КРЕДИТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЛЭП И СХЕМЫ ЕГО ПОГАШЕНИЯ

Предприятие предполагает заключить с одним из местных банков кредитный договор, для чего необходимо выполнить предварительную проработку условий предоставления и погашения кредита. Рассматриваются следующие возможные условия.

- 1 Вид кредита: льготный, долгосрочный.
- 2 Целевое назначение: для финансирования долевого участия в проекте строительства ЛЭП.
- 3 Средства предоставляются в начале каждого года строительства в размере долевого участия предприятия в требуемых капиталовложениях данного года.
- 4 Годовая реальная (без учета инфляции) ставка сложных процентов принимается равной P (рекомендуется установить $P = 10-15\%$).
- 5 Льготный период равен сроку строительства (Гетр - 2 года). В течение льготного периода погашения кредита не производится, начисленные проценты за кредит присоединяются к основному долгу.
- 6 Выплаты процентов и первый погасительный взнос производится в конце 3-го года (первого года эксплуатации). В последующие годы ежегодно выплачиваются проценты, начисленные на остаток долга на начало данного года (конец предыдущего), и гасится часть основного долга. Общий размер годового платежа ограничивается величиной чистого дохода, полу чаемого предприятием от перепродажи части энергии передаваемой по ЛЭП.
- 7 Срок погашения кредита определяется расчетно по условию равенства нулю остатка долга на конец этого года.

Схема погашения кредита оформляется в виде следующей таблицы:

Год, t	1	2	3	4	...
1 Ежегодный кредит (на начало года)	K_1	K_2	-	-	-
2 Величина кредитной ставки (проценты за кредит, % (p))	$\% K_{p1} = p * K_1$	$p * K_2 + p * OD_1$	$P * OD_2$	$P * OD_3$	
3 Текущий кредит (нараст. итог) $T_{кр}$	$T_{кр1} = K_1 + \% K_{p1}$	$OD_1 + K_2 + \% K_{p2}$	$OD_2 + \% K_{p3}$	$OD_3 + \% K_{p3}$	
4 Погашение основного долга	-	-	$D_{чист} - \% K_{p3}$	$D_{чист} - K_{p4}$	
5 Остаток долга (на конец года). OD	$OD_1 = T_{кр1}$	$OD_2 = T_{кр2}$	$T_{кр3} - D_{чист}$	$T_{кр4} - D_{чист}$	0

Если срок погашения кредит получается слишком большим, следует обосновать предложения по изменению расчетных условий для снижения срока до приемлемого уровня.

В конце работы необходимо сформулировать общие выводы по прединвестиционному обоснованию (резюме проекта) и дать сводку основных технико-экономических показателей.

Список литературы

- 1 Шапиро В.Д. и др. Управление проектами. – СПб.: Два-Три, 1996.
- 2 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. - М: Ииформэлектро, 1994.
- 3 Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. С.С Рокотяна и И.М Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоиздат, 1985.
- 4 Техничко-экономические расчеты и обоснования в электроэнергетике: Методические рекомендации по экономическим расчетам в курсовом и дипломном проектировании / Сост В.С. Ларионов. – Новосибирск: Новосиб. гос. техн. ун-т, 1996.

Варианты исходных данных

1- максимальная(расчетная) нагрузка потребителя - P_{\max} , МВт.

2- годовое число часов использования максимума нагрузки - T_{\max} , ч.

3- длина ЛЭП - $L_{\text{лэп}}$, км. Район строительства - Сибирь

№п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	110	120	108	102	126	80	84	88	112	86
2	5000	7200	5400	6700	5200	6900	6100	4800	6300	6400
3	20	22	23	25	28	26	22	24	28	20
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	92	107	86	118	85	82	108	88	116	80
2	6700	4800	4900	5900	5100	5300	6100	6200	6400	6000
3	25	28	30	20	25	30	25	20	24	28
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	120	124	88	92	86	108	116	98	96	126
2	5100	6300	5500	6800	4800	6000	6200	4900	6400	6500
3	30	28	24	25	28	26	22	24	28	20
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	98	88	126	94	125	82	128	84	108	90
2	6800	4900	4800	6000	5200	5400	6200	6300	6500	6100
3	25	28	20	22	26	30	25	20	24	28

Таранов Алексей Степанович

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению
курсовых работ для студентов
специальности 140211 «Электроснабжение»

Редактор Н.М. Устюгова

Подписано к печати	Формат 60x84 1/16	Бумага тип. №1
Печать трафаретная	Усл.печ. л. 1,5	Уч.-изд. л. 1,5
Заказ	Тираж 100	Цена свободная

РИЦ Курганского государственного университета.
640669, г. Курган, ул. Гоголя, 25,
Курганский государственный университет.