

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Теоретические основы электротехники»

Т. А. Маляренко

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовой работе по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
специализации 1-43 01 02 02 «Проектирование,
монтаж и эксплуатация электрических сетей»
дневной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2013

УДК 621.311.1:005(075.8)
ББК 65.305.142-21я73
М21

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
гуманитарно-экономического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 28.06.2012 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение»
ГГТУ им. П. О. Сухого *Т. В. Алферова*

Маляренко, Т. А.
М21 Менеджмент в энергетике : метод. указания к курсовой работе по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» специализации 1-43 01 02 02 «Проектирование, монтаж и эксплуатация электрических сетей» днев. формы обучения / Т. А. Маляренко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 52 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://library.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-142-0.

Приведены исходные данные задания по распределению электроэнергии между электростанциями энергосистемы, перечень монтажных работ по сооружению подстанции для определения их стоимости посредством сметного расчета и построения сетевого графика их выполнения, по данным которого определяется численность электромонтажников и рассчитывается их заработная плата.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети».

УДК 621.311.1:005(075.8)
ББК 65.305.142-21я73

ISBN 978-985-535-142-0

© Маляренко Т. А., 2013
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2013

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одним из видов контроля знаний у студентов является курсовая работа как завершающий этап изучения курса «Менеджмент в энергетике».

Основные цели курсовой работы следующие:

- закрепление полученных при изучении дисциплины знаний, их систематизация и расширение;
- самостоятельное овладение основами менеджмента с учетом специфики энергетики и их применение на практике;
- проявление способностей студентов к научным исследованиям и анализу.

Итогом курсовой работы является техническое решение с экономическим его обоснованием.

Основные требования к курсовой работе следующие:

- целевая направленность и полное соответствие содержания выбранной теме;
- логическая последовательность изложения материала;
- использование нормативно-технических и справочных документов;
- убедительность аргументации и доказательность выводов.

1. ПОЛУЧЕНИЕ ЗАДАНИЯ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ И ЕЕ ЗАЩИТА

Задание на курсовую работу выдает преподаватель, выполняющий данный вид нагрузки в семестре, определенном учебным планом для специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети». Задание выдается по вариантам согласно списку в журнале контроля посещения занятий в двух экземплярах (один экземпляр хранится на кафедре, второй – у студента). По вопросам 6, 7 и 8 задания возможны изменения исходных данных (уточнить у преподавателя).

Период выполнения курсовой работы включает три месяца и разбит на следующие этапы:

- I этап – 3, 4, 5 вопросы;
- II этап – 6 вопрос;
- III этап – 7, 8 вопросы.

К защите допускается работа, выполненная в соответствии с заданием и в полном объеме. Рецензирование работы осуществляется в течение 7 дней, следовательно, на рецензию работу сдать необходимо не позднее, чем за 10 дней до начала сессии.

Защита курсовой работы осуществляется комиссией в письменной-устной форме.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ

В табл. 2.1 приведены варианты заданий. Каждому варианту соответствует отдельный столбец таблицы. Здесь указывается состав электростанций энергосистемы, тип установленного на них оборудования и вид сжигаемого топлива.

Например, варианту № 1 соответствует:

1. КЭС-600 МВт (4 х К-150, на мазуте (м.));
2. КЭС-1000 МВт (5 х К-200, на каменном угле (к. у.));
3. КЭС-1200 МВт (4 х К-300, на каменном угле);
4. ТЭЦ-380 МВт (3 х ПТ-60, на мазуте + 2 х Т-100, на мазуте).

Таблица 2.1

Варианты заданий с исходными данными

Номер варианта	Турбогенераторы								
	К-150	К-200	К-300	К-500	К-800	ПТ-60	ПТ-135	Т-100	Т-250
1	4, м.	5, к.у.	4, к.у.	—	—	3, м.	—	2, м.	—
2		4, м.	4, к.у.		3, м.	4, к.у.	2, к.у.		
3	4, м.	6, к.у.	2, б.у.			2, м.		4, м.	
4	6, к.у.		5, м.	3, б.у.			1, м.		3, м.
5	5, г.	8, м.	5, б.у.				2, к.у.	2, к.у.	
6	5, м.	6, г.			3, г.	3, м.	2, м.		
7		6, к.у.	8, к.у.	4, м.			4, м.		3, м.
8	3, к.у.		3, к.у.	3, б.у.		2, г.		4, г.	
9		5, к.у.	6, г.	4, б.у.		2, г.			3, к.у.
10		4, к.у.	5, м.		3, м.	4, к.у.		2, к.у.	
11	4, к.у.		7, м.		4, м.	4, г.		3, м.	
12		3, м.		5, к.у.	3, к.у.		1, г.	3, м.	
13	6, м.		8, к.у.	3, б.у.			1, г.	3, м.	
14		6, к.у.	4, г.		3, м.	4, м.			1, м.
15	5, к.у.	8, м.		3, м.			2, м.		3, м.
16	3, г.	6, м.		4, м.		4, м.			
17		8, к.у.	3, к.у.	4, г.		3, г.		3, г.	
18		6, к.у.		6, к.у.	3, м.	5, м.		2, м.	
19			5, к.у.	4, к.у.			2, м.		4, м.
20	6, к.у.			4, м.	4, к.у.	2, м.		3, м.	
21	5, к.у.		4, к.у.	3, к.у.		3, к.у.	3, к.у.		
22	4, к.у.	8, к.у.		4, м.		4, г.		2, г.	
23		6, м.		3, к.у.	4, г.		1, м.		3, м.
24	10, к.у.		10, к.у.	4, г.		2, г.		4, г.	
25	4, м.	7, г.	4, м.				4, м.		
26		5, м.		3, м.	4, м.	5, г.		1, к.у.	
27	6, к.у.		4, к.у.		4, к.у.		4, м.	5, к.у.	
28		4, к.у.	5, м.	3, м.		2, м.			3, м.
29	5, б.у.		5, м.		3, к.у.		4, г.	2, м.	
30	5, б.у.	6, б.у.		4, к.у.		4, м.			2, г.

Для решения задачи необходимо знать объем и режим годового электропотребления. С целью упрощения расчетов весь год представляется в виде двух периодов – летнего и зимнего. Продолжительность летнего периода принимается равной $n_{л} = 210$ суток, а зимнего $n_{з} = 155$ суток.

Более полным было бы представление каждого сезона в виде трех характерных суточных графиков нагрузки: рабочего, субботнего и

воскресного. Однако, поскольку в работе расчет выполняется вручную, такое детальное представление режима приведет к существенному увеличению трудоемкости расчетов. Поэтому в работе каждый сезон представлен одним суточным графиком. Таким образом, для выполнения работы необходимо знание двух графиков электрической нагрузки – зимнего и летнего.

Ниже приведены данные по конфигурации этих графиков (табл. 2.2). Максимальную нагрузку, которая, как видно из табл. 2, приходится на $t = 18$ ч зимних суток, рекомендуется принимать на уровне, равном 95 % установленной мощности энергосистемы.

Используя данные этой таблицы, следует построить на миллиметровой бумаге два суточных графика. Помимо этого, на отдельном листе необходимо построить годовой график продолжительности нагрузки.

Построение такого графика начинается с максимальной нагрузки. Продолжительность ее в часах равна количеству зимних суток, умноженных на число часов в сутках, в течение которых эта нагрузка имеет место (для максимальной нагрузки составляет 1 ч).

Таблица 2.2

Суточные графики нагрузки в относительных единицах

Номер по порядку	Время, ч	
	Летний период	Зимний период
1	0,5	0,6
2	0,5	0,6
3	0,5	0,6
4	0,5	0,6
5	0,55	0,65
6	0,6	0,7
7	0,7	0,8
8	0,75	0,9
9	0,8	0,96
10	0,8	0,95
11	0,78	0,9
12	0,75	0,85
13	0,65	0,85
14	0,7	0,9
15	0,7	0,94
16	0,72	0,95
17	0,73	0,97
18	0,73	1
19	0,7	0,95

Номер по порядку	Время, ч	
	Летний период	Зимний период
20	0,65	0,9
21	0,6	0,85
22	0,6	0,8
23	0,55	0,7
24	0,55	0,65

Распределение энергии между электростанциями, методика которого приведена далее, может осуществляться либо на базе двух характеристик суточных графиков, либо на базе одного годового графика продолжительности.

3. ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

На основании характеристик относительных приростов (ХОП) электростанций осуществляется экономическое распределение активной электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы. Критерием экономичности является минимум затрат на топливо.

Характеристика относительных приростов энергоблока или электростанции определяется как:

$$\varepsilon = q \cdot r, \quad (3.1)$$

где q – относительный прирост расхода тепла турбоагрегата; r – относительный прирост расхода топлива котлоагрегата.

Таким образом, для построения графика ХОП электростанции необходимы ХОП турбо- и котлоагрегатов. ХОП котлоагрегатов приведены в табл. 3.1. Энергетические характеристики турбоагрегатов приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.1

Характеристики относительных приростов котлоагрегатов, т у.т./Гкал

Тип турбины	Производительность котлоагрегата, т/ч	Стопроцентная тепловая нагрузка котлоагрегата ($Q_{ка}^{ном}$), Гкал/ч	Нагрузка, % от $Q_{ка(r)}^{ном}$						Номинальная загрузка ($\eta_{ка}^{ном}$)
			50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	
К-150	480	320	0,153	0,156	0,159	0,164	0,17	0,18	0,89
К-200	640	410	0,152	0,154	0,158	0,162	0,167	0,176	0,9
К-300	950	605	0,151	0,153	0,156	0,16	0,165	0,171	0,91
К-500	1600	1025	0,15	0,152	0,155	0,158	0,162	0,167	0,92
К-800	2500	1600	0,148	0,15	0,153	0,156	0,16	0,165	0,93

Таблица 3.2

Энергетические характеристики турбоагрегатов

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
К-150	$Q_{час} = 24,85 + 1,922 \cdot P_{эк} + 2,101 \cdot (P - P_{эк})$, Гкал/ч; $P_{эк} = 124$ МВт
К-200	$Q_{час} = 29,48 + 1,82 \cdot P_{эк} + 1,95 \cdot (P - P_{эк})$, Гкал/ч; $P_{эк} = 173$ МВт
К-300	$Q_{час} = 35,0 + 1,81 \cdot P_{эк} + 1,93 \cdot (P - P_{эк})$, Гкал/ч; $P_{эк} = 270$ МВт
К-500	$Q_{час} = 58,0 + 1,805 \cdot P_{эк} + 1,9 \cdot (P - P_{эк})$, Гкал/ч; $P_{эк} = 450$ МВт
К-800	$Q_{час} = 87,0 + 1,80 \cdot P_{эк} + 1,88 \cdot (P - P_{эк})$, Гкал/ч; $P_{эк} = 700$ МВт
ПТ-60-130	$Q_{час}^{\exists} = 12,0 + 1,99 \cdot P - 1,12 \cdot P_T$, Гкал/ч; $P_T = 0,35 \cdot Q_{п} + 0,614 \cdot Q_T - 8,7$, МВт; $Q_{п}^{ном} = 85$, Гкал/ч; $Q_T^{ном} = 52$, Гкал/ч
ПТ-135-130	$Q_{час}^{\exists} = 20,0 + 1,95 \cdot P - 1,11 \cdot P_T$, Гкал/ч; $P_T = 0,36 \cdot Q_{п} + 0,616 \cdot Q_T - 14,5$, МВт; $Q_{п}^{ном} = 200$, Гкал/ч; $Q_T^{ном} = 110$, Гкал/ч
Т-100-130	$Q_{час}^{\exists} = 15,0 + 1,89 \cdot P - 1,02 \cdot P_T$, Гкал/ч; $P_T = 0,63 \cdot Q_T - 9,5$, МВт; $Q_T^{ном} = 160$, Гкал/ч

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
T-240-250	$Q_{\text{час}}^{\text{э}} = 32,0 + 1,84 \cdot P - 1,0 \cdot P_T, \text{Гкал/ч};$ $P_T = 0,7 \cdot Q_T - 20,0, \text{МВт};$ $Q_T^{\text{ном}} = 335, \text{Гкал/ч}$

Расчет относительных приростов компенсационной электростанции (КЭС) представить в табл. 3.3. Необходимые для этих расчетов данные о производительности котлов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.3

Расчет относительных приростов компенсационной электростанции

Нагрузка, МВт	Характеристики относительных приростов		
	$q, \text{Гкал/МВт} \cdot \text{ч}$	$r, \text{т у.т./Гкал}$	$\varepsilon, \text{т у.т./МВт} \cdot \text{ч}$
P_{min}			
$P_{\text{ЭК}}$			
P_{max}			

Минимальная нагрузка КЭС определяется минимальной нагрузкой котлоагрегатов $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}}$, в свою очередь:

1) $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}$ (для КЭС, работающих на газомазутном топливе);

2) $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,6 \cdot Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}$ (для КЭС, работающих на твердом топливе).

Зная $Q_{\text{ка}}^{\text{мин}}$, можно найти минимальную электрическую нагрузку КЭС по следующей формуле:

$$P_{\text{КЭС}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q} \cdot n, \quad (3.2)$$

где q – относительный прирост турбоагрегата в зоне нагрузки до экономической; n – число блоков на КЭС.

Относительный прирост котла при любой нагрузке рассчитывается с помощью интерполяции по формуле

$$r = r_1 + \frac{Q - Q_1}{Q_2 - Q_1} (r_2 - r_1), \quad (3.3)$$

где Q_1, Q_2, r_1, r_2 – смежные с Q значения тепловых нагрузок и соответствующих им относительных приростов из табл. 3.1 ($Q_2 > Q_1; r_2 > r_1$).

В результате проведенных таким образом расчетов строятся графики ХОП КЭС.

Характеристики относительных приростов теплоэлектростанций (ТЭЦ) строятся на основании энергетических характеристик теплофикационных турбоагрегатов (табл. 3.2).

В целях упрощения расчетов расход топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ (B) определяется как:

$$B = b_q \cdot Q_{\text{час}}^{\text{Э}}, \quad (3.4)$$

где b_q – удельный расход топлива на отпущенное с котла тепло, т у.т./Гкал, определяемый по следующей формуле:

$$b_q = \frac{1}{7 \cdot \eta_k}, \quad (3.5)$$

где η_k – среднегодовой КПД котла, принимаемый на уровне $0,87 \div 0,91$.

Расход топлива на выработку электроэнергии по конденсационному режиму (B_k) составит:

$$B_k = b_q \cdot (Q_{\text{хх}} + q_k \cdot P_k) = B_{\text{хх}} + \varepsilon \cdot P_k, \quad (3.6)$$

где $\varepsilon = b_q \cdot q_k$ – относительный прирост расхода топлива ТЭЦ по конденсационному циклу.

Как видно, относительный прирост ε принят как постоянная величина.

На основании ХОП электростанций строятся ХОП энергосистемы.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что ХОП строятся отдельно для летнего и зимнего периодов года. При этом предполагаем, что во время зимнего периода все оборудование находится в работе, а во время летнего периода один агрегат на каждой станции находится в плановом ремонте и не участвует в работе.

Если по условию баланса тепловых нагрузок на ТЭЦ вывод одного агрегата в ремонт не допустим, то считаем все агрегаты включенными в летний период. Это может иметь место, в частности, для ТЭЦ, на которых установлены турбины с отпуском тепла на производственные нужды. Если в случае отключения агрегатов не выполняется условие баланса по электрической нагрузке для заданной энергосистемы, то принимаем, что недостаток мощности передается из соседней, параллельно работающей энергосистемы (покупная электроэнергия).

4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Распределению электрической нагрузки между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ предшествует распределение отпуска тепла между агрегатами каждой ТЭЦ и определение на основе этого теплофикационной мощности.

Для решения этой задачи следует знать величину и графики тепловой нагрузки по каждой ТЭЦ. При этом необходимо знать, что на ТЭЦ могут иметь место два вида тепловой нагрузки – производственная (на технологические цели) и теплофикационная (на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение).

Так же, как и для части электрической, принимаем для тепловой нагрузки два типовых суточных графика – зимний и летний. График производственной нагрузки принимаем неизменным для всего года, т. е. одинаковым для летних и зимних суток. Этот график считаем двухступенчатым по часам суток:

- с 0 до 8 часов – $Q_{\Pi} = 0,6 \cdot Q_{\Pi}^{\max}$;
- с 8 до 24 часов – $Q_{\Pi} = Q_{\Pi}^{\max}$.

Максимальную производственную нагрузку $Q_{\Pi} = Q_{\Pi}^{\max}$ принимаем равной 80–90 % от номинальной величины отбора:

$$Q_{\Pi}^{\max} = (0,8 \div 0,9) Q_{\Pi}^{\text{НОМ}}. \quad (4.1)$$

График теплофикационной нагрузки принимаем одноступенчатым для зимних и летних суток. Однако для летних суток величину теплофикационной нагрузки ($Q_{\text{T}}^{\text{лет}}$) определяем как:

$$Q_{\text{T}}^{\text{лет}} = (0,2 \div 0,4) Q_{\text{T}}^{\text{ЗИМ}}. \quad (4.2)$$

Величину же зимней теплофикационной нагрузки ($Q_{\text{T}}^{\text{ЗИМ}}$) принимаем на следующем уровне:

$$Q_{\text{T}}^{\text{ЗИМ}} = (0,8 \div 0,9) Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}},$$

т. е. 80–90 % от номинальной величины отбора.

Тепловую нагрузку между агрегатами распределим поровну. Зная величину тепловой нагрузки для каждого агрегата, находим теплофикационную мощность для каждой из них в соответствии с энергетическими характеристиками (табл. 3.2). Теплофикационная мощность всей станции определяется как произведение теплофикационной мощности одного агрегата на их количество.

Найденная теплофикационная электрическая мощность вписывается в базовую часть графика электрической нагрузки энергосистемы как вынужденная мощность. К вынужденной мощности ТЭЦ относится также и минимально необходимая конденсационная мощность, обусловленная пропуском пара в конденсатор. Для каждого агрегата эту мощность $P_k^{\text{мин}}$ можно принять равной 5 % от номинальной. Тогда полная вынужденная мощность агрегата и всей ТЭЦ определяется как:

$$P_{\text{вын}}^{\text{ТЭЦ}} = P_{\text{т}} + P_{\text{к}}^{\text{мин}}. \quad (4.4)$$

Для распределения электрической энергии между электростанциями необходимо из графика электрической нагрузки энергосистемы вычесть график вынужденной мощности ТЭЦ. Оставшаяся часть графика распределяется между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ. Распределение нагрузки следует производить по принципу равенства относительных приростов или по принципу первоочередности загрузки станций, имеющих меньшее значение относительного прироста.

При распределении следует пользоваться теми ХОП, которые были построены ранее. Распределение производится для зимних и летних суток. В результате решения этой задачи получаем суточные графики нагрузки всех электростанций. Зная суточные графики и количество дней в году, легко подсчитать годовую выработку электроэнергии по каждой станции. Для ТЭЦ при этом должна быть учтена выработка электроэнергии в соответствии с теплофикационным циклом.

5. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В данной курсовой работе предусматривается расчет следующих технико-экономических показателей:

1. Число часов использования установленной мощности электростанции и энергосистемы (h_y) рассчитывается по формуле:

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{N_y}. \quad (5.1)$$

2. Годовой расход топлива каждой электростанцией и энергосистемой.

Для КЭС расход топлива может быть определен следующим образом. При известном суточном графике нагрузки станции можно определить график для каждого энергоблока, разделив нагрузки на число блоков. Зная электрическую нагрузку и энергетическую характеристику турбоагрегата (табл. 3.2), можно определить расход тепла на агрегат за каждый час суток. Задаваясь примерным значением КПД (табл. 3.1), определим по формуле $b_q = \frac{1}{7 \cdot \eta_k}$ удельный расход топлива на отпуск тепла b_q .

Далее по следующей формуле:

$$B_c = b_q \cdot Q_3^{\text{сут}}, \quad (5.2)$$

определяем суточный расход топлива. Здесь $Q_3^{\text{сут}}$ – суточный расход тепла на турбоагрегат, определяется как сумма часовых, найденных ранее:

$$Q_3^{\text{сут}} = \sum_{t=0}^{24} Q_3^{\text{час}}. \quad (5.3)$$

Зная суточный расход топлива для характерных суток, легко подсчитать годовой расход ($B_{\text{год}}$):

$$B_{\text{год}} = B_c^{\text{лет}} \cdot n_{\text{лет}} + B_c^{\text{зим}} \cdot n_{\text{зим}}. \quad (5.4)$$

Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на выработку электроэнергии и на отпуск тепла.

Расход на выработку электроэнергии определяется аналогично КЭС. При известных электрических нагрузках и энергетических характеристиках теплофикационных агрегатов (табл. 3.2) можно определить расход тепла на выработку электроэнергии (конденсационной плюс теплофикационной), а затем и расход топлива.

Расход топлива на отпуск тепла ($B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}}$) определяется как:

$$B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}} = b_q \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{год}}, \quad (5.5)$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ – годовой отпуск тепла.

В расчетах полагаем, что все тепло отпускается из отборов турбины, т. е. коэффициенты теплофикации b_T равны единице.

Если предположить, что часть тепла отпускается от энергетических котлов через распределительное устройство (РОУ) и от пиковых водогрейных котлов, то следует задаться значениями b_T , меньшими единицы.

В свою очередь, годовой отпуск тепла $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ складывается из отпуска на производственные и теплофикационные нужды:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}}, \quad (5.6)$$

где

$$Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{сут}} (n_{\text{лет}} + n_{\text{зим}}); \quad (5.7)$$

$$Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}} \cdot n_{\text{лет}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}} \cdot n_{\text{зим}}, \quad (5.8)$$

где $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}}$, $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}}$ – суточный отпуск тепла на теплофикационные нужды соответственно в летний и зимний периоды.

Общий расход топлива на ТЭЦ ($B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}$) на год равен:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}} + B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}}. \quad (5.9)$$

3. Удельный расход топлива на 1 кВт · ч, отпущенный в сеть энергосистемы ($b_{\text{Э}}^{\text{отп}}$) равен:

$$b_{\text{Э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{год}}}. \quad (5.10)$$

Эта величина определяется как по каждой электростанции, так и по всей энергосистеме.

4. Эксплуатационные расходы в энергосистеме. По каждой электростанции они определяются как сумма условно-переменных и условно-постоянных затрат.

Условно переменные затраты (C_T) определяются как произведение цены топлива на его расход:

$$C_T = \Pi_T \cdot B, \quad (5.11)$$

где Π_T – цена тонны условного топлива, задается преподавателем.

Для ТЭЦ эти затраты ($C_T^{\text{ТЭЦ}}$) определяются по формуле

$$C_T^{\text{ТЭЦ}} = \Pi_T \cdot B_{\text{ЭЭ}}^{\text{год}} + \Pi_T \cdot B_{\text{ТЭ}}^{\text{год}}. \quad (5.12)$$

Условно-постоянные расходы складываются из затрат на амортизацию, заработную плату и прочих затрат (вспомогательные материалы и пр.).

Амортизационные отчисления ($C_{ам}$) определяются по формуле

$$C_{ам} = P_{ам} \cdot K_y \cdot N_y, \quad (5.13)$$

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений в относительных единицах (табл. 5.1); K_y – удельные капитальные вложения в электростанцию.

По состоянию на 1991 г. для КЭС K_y определяются, исходя из табл. 5.2. Для ТЭЦ, работающей на твердом топливе, $K_y = 230 \div 300$ р./кВт; для ТЭЦ на газо-мазутном топливе $K_y = 180 \div 240$ р./кВт.

Таблица 5.1

Средние нормы амортизации для компенсационной электростанции и теплоэлектростанции, %

Тип агрегатов электростанции	Вид топлива	
	Уголь	Газ, мазут
К-150	6,3	6,5
К-200	6,5	6,65
К-300	6,9	6,8
К-500	7,15	7,3
К-800	7,85	7,45
ПТ-60	7,1	6,9
Т-100	7,3	7,1
ПТ-135	7,5	7,3
Т-250	7,8	7,5

Таблица 5.2

Удельные капитальные вложения в компенсационные электростанции, р./кВт

Тип блоков	Вид топлива		
	Каменный уголь	Бурый уголь	Газ, мазут
К-150	130	134	113
К-200	147	151	128
К-300	138	142	120
К-500	128	132	114
К-800	125	128	110

Заработная плата ($C_{зп}$) рассчитывается как:

$$C_{зп} = K_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{зп}^{год}, \quad (5.14)$$

где $K_{шт}$ – штатный коэффициент (для КЭС приведен в табл. 5.3, для ТЭЦ – на 10 % выше, чем для КЭС той же мощности); $\Phi_{зп}^{год}$ – среднегодовой фонд заработной платы (задается преподавателем).

Таблица 5.3

Штатные коэффициенты для компенсационной электростанции, чел./МВт

Мощность, кВт	Тип и количество блоков	Штатный коэффициент ($K_{шт}$)	
		Твердое топливо	Газ, мазут
600	4 x К-150	0,66	0,5
900	6 x К-150	0,59	0,43
800	4 x К-200	0,5	0,38
900	3 x К-300	0,41	0,32
1200	6 x К-200	0,42	0,33
1200	4 x К-300	0,37	0,27
1800	6 x К-300	0,28	0,25
2400	8 x К-300	0,26	0,23
3000	6 x К-500	0,21	0,17
4000	8 x К-500	0,19	0,17
4000	5 x К-800	0,16	0,13

Суммарные эксплуатационные затраты по всем электростанциям энергосистемы (C_{Σ}) равны:

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (C_{Ti} + C_{ami} + C_{зпi})(1 + \alpha), \quad (5.15)$$

где α – коэффициенты, учитывающие прочие расходы ($\alpha = 1$).

5. Себестоимость 1 кВт · ч, отпущенного в сеть энергосистемы ($C_{\Sigma}^{э\text{э}}$), равна:

$$C_{\Sigma}^{э\text{э}} = \frac{C_{\Sigma}^{э\text{э}}}{C_{\Sigma}^{\text{отп}}}, \quad (5.16)$$

где $C_{\Sigma}^{э\text{э}}$ – суммарные эксплуатационные расходы, относящиеся к отпуску электроэнергии.

Для определения этой величины по ТЭЦ следует разделить затраты на амортизацию, заработную плату и просто расходы между двумя видами продукция. С целью упрощения расчетов предлагается 60 % затрат относить на электроэнергию, а 40 % – на тепло. Тогда для ТЭЦ себестоимость 1 кВт · ч будет иметь вид:

$$C_{ТЭЦ}^{ЭЭ} = Ц_T \cdot B_{ТЭЦ}^{год} + 0,6(C_{ам}^{ТЭЦ} + C_{зп}^{ТЭЦ})(1 + \alpha); \quad (5.17)$$

$$C_{ТЭЦ}^{ТЭ} = Ц_T \cdot B_{ТЭЦ}^{год} + 0,4(C_{ам}^{ТЭЦ} + C_{зп}^{ТЭЦ})(1 + \alpha). \quad (5.18)$$

Себестоимость единицы тепла, отпущенной для КЭС ($C_{КЭС}^{ЭЭ}$), равна:

$$C_{КЭС}^{ЭЭ} = Ц_T \cdot B_{КЭС}^{год} + (C_{ам}^{КЭС} + C_{зп}^{КЭС})(1 + \alpha). \quad (5.19)$$

Суммарные затраты в энергосистеме (C_{Σ}) равны:

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^{ЭЭ} + C_{\Sigma}^{ТЭ}. \quad (5.20)$$

Себестоимость единицы тепла, отпущенной от всех ТЭЦ ($C_{ТЭ}$), равна:

$$C_{ТЭ} = \frac{C_{\Sigma}^{ТЭ}}{Q_{отп}^{\Sigma}}. \quad (5.21)$$

Эксплуатационные расходы в электрических сетях ($C_{ЭС}$) можно приближенно определить как:

$$C_{ЭС} = p \cdot K_{ЭС}, \quad (5.22)$$

где p – коэффициент, учитывающий отчисления на амортизацию, заработную плату и прочие затраты и принимаемый равным $p = 0,07$; $K_{ЭС}$ – стоимость электрических сетей, принимаемая равной 30 % от стоимости электростанций.

Тогда общие затраты в энергосистеме, относимые к электроэнергии ($C_{ЭН}^{ЭЭ}$), будут равны:

$$C_{ЭН}^{ЭЭ} = C_{\Sigma}^{ЭЭ} + C_{ЭС}. \quad (5.23)$$

Себестоимость 1 кВт · ч, полезно отпущенного потребителям ($C_{ЭЭ}^{пол}$), составит:

$$C_{\Sigma}^{\text{пол}} = \frac{C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} + C_{\text{пок}}}{\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{отп}} (1 - K_{\text{пот}})}, \quad (5.24)$$

где $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{отп}}$ – количество, отпущенной в сеть электроэнергии; $K_{\text{пот}} = 0,1$ – коэффициент потерь в сетях; $C_{\text{пок}}$ – стоимость покупной энергии, определяемая следующим образом:

$$C_{\text{пок}} = \mathcal{E}_{\text{пер}} \cdot T_{\text{мсп}}, \quad (5.25)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ – количество покупной энергии; $T_{\text{мсп}}$ – тариф на межсистемный переток.

6. Стоимость реализации энергии (D) равна:

$$D = \mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{отп}} (1 - K_{\text{пот}}) T_{\Sigma}^{\text{ср}} + Q_{\text{отп}}^{\Sigma} \cdot T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}}, \quad (5.26)$$

где $T_{\Sigma}^{\text{ср}}, T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}}$ – средние тарифы на электроэнергию и тепло, отпускаемые потребителям; $Q_{\text{отп}}^{\Sigma}$ – количество тепла, отпущенного в сеть.

7. Прибыль энергосистемы (Π) равна:

$$\Pi = D - (C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} + C_{\text{пок}}), \quad (5.27)$$

где

$$C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} = C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} + C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}}. \quad (5.28)$$

8. Прибыль, остающаяся в распоряжении энергосистемы (остаточная прибыль) ($\Pi_{\text{ост}}$), после осуществления всех выплат равна:

$$\Pi_{\text{ост}} = (1 - j)\Pi, \quad (5.29)$$

где j – налог на прибыль (задается преподавателем).

9. Хозрасчетный доход предприятия ($XД$) равен:

$$XД = C_{\Sigma}^{\text{зп}} + \Pi_{\text{ост}}, \quad (5.30)$$

где $C_{\Sigma}^{\text{зп}}$ – суммарная заработная плата по энергосистеме.

10. Коэффициент фондоотдачи ($K_{\text{фО}}$) равен:

$$K_{\text{фО}} = \frac{D}{\Phi_0}. \quad (5.31)$$

11. Коэффициент рентабельности ($K_{\text{рен}}$) равен:

$$K_{\text{рен}} = \frac{\Pi}{\Phi_0}. \quad (5.32)$$

12. Коэффициент эффективности использования установленной мощности электростанций и всей энергосистемы ($K_{\text{Э}}$) равен:

$$K_{\text{Э}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ср}}}{N_{\text{у}}^{\text{ср}}}, \quad (5.33)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ср}}$ – средняя рабочая мощность, определяемая для электростанции по выражению:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ср}} = N_{\text{у}}^{\text{ср}} - N_{\text{пл.рем}}^{\text{ср}} - N_{\text{вын.рем}}^{\text{ср}} - N_{\text{кот}}^{\text{ср}} - N_{\text{пер}}^{\text{ср}} - N_{\text{отр}}^{\text{ср}}. \quad (5.34)$$

При определении $N_{\text{раб}}^{\text{ср}}$ учитывается только вывод в плановый ремонт ($N_{\text{пл.рем}}^{\text{ср}}$). Все остальные слагаемые в целях упрощения опускаем. Для одного энергоблока

$$N_{\text{пл.рем}}^{\text{ср}} = N_{\text{у}} \frac{T_{\text{рем}}}{T_{\text{к}}}, \quad (5.35)$$

где $N_{\text{у}}$ – установленная мощность блока; $T_{\text{рем}}$ – время его ремонта; $T_{\text{к}}$ – длительность календарного периода (365 суток); $N_{\text{пл.рем}}^{\text{ср}}$ для станции в целом определяется как сумма величин $N_{\text{пл.рем}}^{\text{ср}}$ по всем блокам, выводимым в ремонт.

Среднюю установленную мощность ($N_{\text{у}}^{\text{ср}}$) принимаем равной номинальной мощности ($N_{\text{у}}^{\text{ср}} = N_{\text{у}}^{\text{ном}}$), пренебрегая, с целью упрощения, влиянием различных факторов на снижение этой мощности.

Следует заметить, что $N_{\text{у}}^{\text{ср}}$ и $N_{\text{у}}^{\text{ном}}$ для электростанций определяется как сумма этих величин по энергоблокам, а для энергосистемы – как их сумма по электростанциям.

6. СМЕТА ЗАТРАТ НА МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Для определения сметной стоимости монтажа электрооборудования (см. варианты заданий по вопросам 6–8 в Приложении 1) составляем смету на проведение электромонтажных работ в текущих

ценах, используя «Нормативы расхода ресурсов в натуральном выражении», утвержденные приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 29.12.2011 г. № 457.

Локальные сметы (локальные сметные расчеты) составляются на отдельные виды работ, предусмотренные проектной документацией, и включают:

- нормы затрат труда рабочих и машинистов в человеко-часах;
- нормы времени эксплуатации машин и механизмов в машино-часах;
- нормы расхода материалов, изделий и конструкций в физических единицах измерения и их стоимостное выражение;
- другие расходы, относимые на строительство объекта.

Локальные сметы составляются по формам согласно Приложениям 2, 3 и включают в себя сметную стоимость ресурсов, цены на которые определяются в следующем порядке:

1. Цена одного человеко-часа определяется по данным Национального статистического комитета о номинальной начисленной среднемесячной заработной плате по строительству на первое число месяца, предшествующего дате разработки сметы, в среднем по Республике Беларусь (за исключением г. Минска) и нормативного рабочего времени 170 ч в месяц, для строительства в г. Минске – по среднемесячной заработной плате для г. Минска. Данная среднемесячная заработная плата принимается как заработная плата рабочего четвертого разряда с последующим пересчетом на основании межразрядных коэффициентов, принимаемых в соответствии с Приложением 2. Текущая цена одного человеко-часа затрат труда машинистов рассчитывается аналогичным образом в среднем по Республике Беларусь.

2. Цена одного машино-часа определяется на основании цен, рассчитываемых по перечню машин и механизмов, приведенных в нормативах расхода ресурсов, с учетом данных мониторинга. Стоимость одного машино-часа машин и механизмов, отсутствующих в перечне нормативов расхода ресурсов, определяется расчетным путем.

3. Цена материалов определяется на основании текущих цен с учетом данных мониторинга. При отсутствии данных мониторинга по ценам на материальные ресурсы – по текущим ценам производителя материалов на территории республики, а в случае отсутствия производителя – поставщика материалов.

Транспортные расходы, включая и заготовительно-складские расходы, определяются от стоимости материалов по процентной норме.

4. Стоимость оборудования, мебели, инвентаря определяется на

основании спецификаций, входящих в состав проектной документации, исходных данных заказчика, в том числе содержащих текущие цены, включающих отпускную цену с учетом стоимости запасных частей и средств на тару и упаковку. В стоимость оборудования включаются расходы, связанные с приобретением, хранением и транспортировкой, на основании данных о расстоянии перевозок и соответствующих тарифах. При отсутствии данных о расстоянии перевозок и тарифах расходы, связанные с приобретением, хранением и транспортировкой, определяются в размере 2 % от стоимости оборудования.

При этом спецификации на мебель, инвентарь и принадлежности разрабатываются в соответствии с действующими, утвержденными в установленном порядке нормами, в том числе санитарными нормами, правилами и гигиеническими нормативами, и должны предусматривать мебель, инвентарь и принадлежности, соответствующие функциональному назначению объекта.

5. Стоимость материалов и оборудования, поставляемых по контрактам из-за пределов Республики Беларусь, определяется, исходя из контрактной цены с приведением в текущие цены по курсам иностранных валют, устанавливаемых Национальным банком Республики Беларусь.

Определение расходов по доставке материалов, оборудования, мебели, инвентаря, поставляемых по контрактам из-за пределов Республики Беларусь, в случае, когда контрактом предусмотрена доставка его до государственной границы, от государственной границы до строительной площадки производится в установленном порядке, как и для оборудования, производимого в Республике Беларусь.

6. При определении общепроизводственных расходов (ОПР) и общехозяйственных расходов (ОХР) и плановой прибыли используются «Нормы общехозяйственных и общепроизводственных расходов, плановой прибыли для строительных, монтажных, специальных и пусконаладочных работ при возведении, реконструкции, ремонте и реставрации объектов подрядным способом», утвержденные приказом Министерства архитектуры и строительства от 23.12.2011 г. № 59. Нормы ОПР и ОХР, а также плановой прибыли на электромонтажные работы составляют соответственно:

- 73,8 % (в случае реконструкции с повышающим коэффициентом – 1,1);
- 47,5 % от суммы заработной платы рабочих и машинистов.

В случае выполнения работ хозяйственным способом величина ОПР и ОХР принимается равной 34,1 % от приведенной нормы, а плановая прибыль не учитывается.

При определении стоимости монтажных работ, выполняемых в стесненных условиях, применяется повышающий коэффициент к ресурсно-сметным нормам – 1,2.

При определении стоимости демонтажных работ применяются:

- понижающий коэффициент – 0,3 (в случае, если демонтированное оборудование утилизируется);
- понижающий коэффициент – 0,5 (в случае, если демонтированное оборудование используется дальше без консервации);
- понижающий коэффициент – 0,4 (если демонтированное оборудование подлежит консервации).

В сметной документации, составляемой ресурсным методом, должны быть отражены все виды затрат, необходимые для ввода объекта в эксплуатацию, в том числе и на пусконаладочные работы.

Стоимость электромонтажных работ согласно локальной смете определяется как сумма прямых затрат (ПЗ), ОПР и ОХР и плановой прибыли (П), по следующей формуле:

$$K_{\text{СМР}} = \text{ПЗ} + \text{ОПР и ОХР} + \text{П}. \quad (6.1)$$

Прямые затраты включают расходы на заработную плату (ЗП), расходы на эксплуатацию машин и механизмов (ЭММ) и материальные ресурсы (МР) и определяются по формуле

$$\text{ПЗ} = \text{ЗП} + \text{ЭММ} + \text{МР}. \quad (6.2)$$

Объектные сметы в своем составе объединяют данные из локальных смет (локальных сметных расчетов).

Объектная смета (объектный сметный расчет) может не составляться в тех случаях, когда по объекту имеется только один вид работ.

За итогом объектной сметы показываются суммы, учитывающие стоимость материалов, полученных от разборки зданий и сооружений или их конструкций, которые являются итогом возвратных сумм, определенных в локальных сметах на строительство объекта.

Сводный сметный расчет стоимости строительства объекта составляется на основе объектных смет, локальных смет и других сметных расчетов.

В сводном сметном расчете стоимость строительства распределяется по следующим главам:

Глава 1. «Подготовка территории строительства».

Глава 2. «Основные здания, сооружения».

Глава 3. «Здания, сооружения подсобного и обслуживающего

назначения».

Глава 4. «Здания, сооружения энергетического хозяйства».

Глава 5. «Здания, сооружения транспортного хозяйства и связи».

Глава 6. «Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения».

Глава 7. «Благоустройство территории».

Глава 8. «Временные здания и сооружения».

Глава 9. «Прочие работы и расходы».

Глава 10. «Средства заказчика, застройщика».

Глава 11. «Подготовка эксплуатационных кадров».

За итогом глав 1–11 сводного сметного расчета стоимости строительства учитываются:

- резерв средств на непредвиденные работы и затраты;
- средства, учитывающие применение прогнозных индексов цен в строительстве от даты начала разработки сметной документации до завершения нормативного срока строительства;
- налоги и отчисления в соответствии с действующим законодательством Республики Беларусь.

7. ПОСТРОЕНИЕ СЕТЕВОЙ МОДЕЛИ И ЕЕ ОПТИМИЗАЦИЯ

Система методов сетевого планирования и управления (СПУ) – это совокупность методов планирования и управления разработкой народнохозяйственных комплексов, научными исследованиями, конструкторскими и технологическими работами, разработкой изделий нового вида, строительством и реконструкцией зданий и сооружений, капитальным ремонтом основных фондов путем применения сетевых графиков.

Модели сетевого планирования и управления предназначены для составления плана выполнения некоторого комплекса взаимосвязанных работ (операций) в как можно более краткий срок. Этот план задается специфическим образом – в виде сети, графическое изображение которой называется сетевым графиком, а четкое определение всех временных взаимосвязей предстоящих работ является отличительной особенностью сетевых моделей.

Целью данной работы является освоение методики и приобретение практических навыков в применении сетевого планирования и управления производством.

Анализ сетевой модели, представленной в графической или табличной (матричной) форме, позволяет:

- во-первых, более четко выявить взаимосвязи этапов реализации проекта;
- во-вторых, определить наиболее оптимальный порядок выполнения этих этапов в целях, например, сокращения сроков выполнения всего комплекса работ.

Построение сетевых графиков осуществляется по следующим правилам:

1) сетевая модель изображается в виде ориентированного графика, состоящего из стрелок и кружков;

2) стрелками на графике изображаются работы и ожидания (сплошные стрелки), а также зависимости (пунктирные стрелки). Направления стрелок – слева направо. Продолжительность работы в единицах времени показывается под стрелкой; наименование работы – над стрелкой. События изображаются кружками и нумеруются. Работы кодируются номерами двух событий – предшествующего и последующего (например, 1–2);

3) событие, не имеющее последующих работ, называется конечным. Никакая работа не может быть начата, пока не выполнены все предшествующие ей работы;

4) в сетевых графиках не должно быть замкнутых контуров, чтобы работы не возвращались к тому событию, из которого они вышли.

В сетевом графике между начальным и конечным событиями имеется несколько путей. Длины путей определяются суммой продолжительностей лежащих на них работ. Критический путь равен наибольшей сумме продолжительности работ.

Данными для составления исходного сетевого графика являются:

- нормы продолжительности работ;
- директивный срок;
- проектно-сметная документация на объекты;
- проекты организации производства работ;
- типовые технологические карты;
- данные о технологии и организации работ по объектам;
- действующие нормы и расценки на работы;
- сведения о сложившейся структуре и наличии ресурсов подрядных организаций и о материально-технической базе производства работ;
- продолжительность выполнения отдельных работ на основании накопленного практического опыта.

При составлении исходного сетевого графика устанавливается конечное событие (окончание комплекса работ) и определяются критический путь и запасы времени. Разработка исходного сетевого графика начинается с составления укрупненной схемы графика с ограниченным количеством событий, являющейся основанием для выдачи заданий исполнителям на составление участков графика (по группам работ). Разработанные участки сетевого графика «сшиваются», и устраняются все случаи несогласованности между ними. После сшивания графика все события окончательно нумеруются.

Расчет сетевого графика по времени основывается на оценках времени каждой работы графика, получаемых либо на основе имеющихся нормативов (детерминированные сети), либо вероятностными методами (стохастические сети). В результате расчета определяется продолжительность критического пути, наиболее ранние возможные и наиболее поздние допустимые сроки начала и окончания работ, а также резервы времени работ – полный и свободный.

Существует несколько способов расчета сети. Наиболее удобным является четырехсекторный способ расчета, приведенный ниже.

Обозначим рассматриваемое в данный момент событие сетевого графика через i . Тогда все предшествующие ему события можно обозначить через h , а последующие – через j (рис. 7.1). События, следующие после j , обозначим через k . Исходя из этих условных обозначений, можно записать алгоритм расчета сетевой модели.

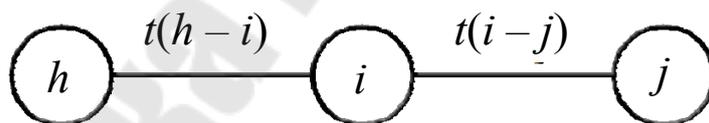


Рис. 7.1. Обозначение элементов сетевого графика

Для расчета каждое событие графика делится на четыре сектора. В верхнем секторе записывается номер данного события. В левом секторе – наиболее ранний возможный срок совершения данного события, в правом – наиболее поздний допустимый срок его совершения. В нижнем секторе записывается номер того из предшествующих событий, которое указывает на направление пути наибольшей продолжительности, ведущего к данному событию. Указание в нижнем секторе даст возможность самым простым образом определить критический путь сетевого графика – после расчета ранних сроков совершения событий (рис. 7.2).

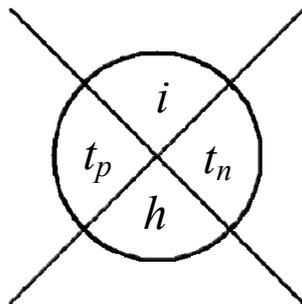


Рис. 7.2. Четырехсекторная система

Расчет временных параметров сетевого графика

Срок совершения исходного события принимается за нуль и, следуя логике сети и заданным оценкам времени работ, производится расчет сети слева направо, от исходного события сети к завершающему. При этом определяется наиболее ранний возможный срок совершения каждого события:

$$T_i^p = \max[T_h^p + t_{h-i}], \quad (7.1)$$

где t_{h-i} – продолжительность соответствующей работы.

Таким образом, определяется ранний срок наступления завершающего события сетевого графика, т. е. продолжительность пути. Направление критического пути находят справа налево, от завершающего события к исходному, следуя указаниям в нижнем секторе каждого события.

Расчет поздних сроков совершения событий производится последовательно справа налево, от конца к началу. Принимается, что ранний и поздний сроки наступления завершающего события совпадают, т. е. $T_i^p = T_i^n$.

Тогда для каждого события

$$T_i^n = \min[T_j^n - t_{i-j}]. \quad (7.2)$$

Для всех критических событий ранние и поздние сроки совершения совпадают, т. е. эти события не имеют резерва времени:

$$R_i = T_i^n - T_i^p = 0.$$

Проведенный расчет позволяет выявить критический путь и подкритическую зону сетевого графика и сосредоточить на этих работах внимание руководителя.

Расчет времени совершения событий позволяет простейшим способом определить ранние возможные и поздние допустимые сроки начала и окончания работ и резервы времени работ. Ранний возможный срок начала каждой работы есть ранний срок совершения ее начального события:

$$T_{i-j}^{p.n.} = T_i^p. \quad (7.3)$$

Поздний допустимый срок окончания каждой работы есть поздний срок свершения ее конечного события:

$$T_{i-j}^{n.o} = T_j^n. \quad (7.4)$$

Сроки раннего окончания и позднего начала каждой работы находятся следующим образом:

$$T_{i-j}^{p.o} = T_{i-j}^{p.n.} + t_{i-j} = T_i^p + t_{i-j}; \quad (7.5)$$

$$T_{i-j}^{n.n} = T_{i-j}^{n.o} - t_{i-j} = T_j^n - t_{i-j}. \quad (7.6)$$

Затем для каждой работы определяется полный или общий резерв времени и свободный или частный. Полный резерв времени работы R_{i-j} – это тот запас времени, который можно использовать на данной работе без ущерба для конечного срока всего комплекса работ, но при этом в зависимости от степени использования этого запаса времени сроки выполнения последующих работ становятся все более напряженными. Полное использование этого запаса приводит к тому, что последующие работы лишаются резерва времени, т. е. делаются критически. Напротив, свободный или частный, резерв времени работы r_{i-j} есть запас времени, использование которого никак не влияет на последующие работы, т. е. позволяет выполнять последующие работы в их ранние возможные сроки. Расчет этих резервов времени производится следующим образом:

$$R_{i-j} = T_j^n - T_i^p - t_{i-j}; \quad (7.7)$$

$$r_{i-j} = T_j^p - T_i^p - t_{i-j}. \quad (7.8)$$

На основании методических рекомендаций приведенных в предыдущем разделе и перечня параметров работ, приведенного в задаче, необходимо составить схему сетевого графика и произвести расчет этой сети.

7.1. Расчет трудоемкости работ

Трудоемкость каждого вида работы определяется по следующей формуле:

$$T_p = T \cdot m \cdot t \cdot k_v \cdot k_{\text{и}}, \quad (7.9)$$

где T_p – продолжительность работы; m – количество человек, выполняющих работу; t – число часов в смене (8-часовой рабочий день); $k_v = 1,1$ – коэффициент производительности труда; $k_{\text{и}} = 0,9$ – коэффициент использования рабочего времени.

7.2. Построение линейной диаграммы

Линейная диаграмма – это графическое отображение информации, связанной с расписанием работ. При построении линейной диаграммы проекта каждая работа изображается отрезком, параллельным оси времени. Длина его равна продолжительности работы. При наличии фиктивной работы нулевой продолжительности она изображается точкой. События i и j , начало и конец работы, соответствуют концам отрезка. Отрезки располагают один за другим, слева направо в порядке возрастания индекса i , а при одном и том же i – один над другим в порядке возрастания индекса j . По линейной диаграмме проекта можно определить критическое время, критический путь, а также резервы времени всех работ. Критическое время выполнения данного проекта равно, таким образом, координате правого конца самого длинного из отрезков на диаграмме. Другими словами, линейная диаграмма – это привязка расчетных параметров графика к календарю.

По графику движения рабочей силы можно оценить эффективность использования рабочей силы.

Рассмотрим построение линейной диаграммы (рис. 7.4) на примере заданного сетевого графика (рис. 7.5).

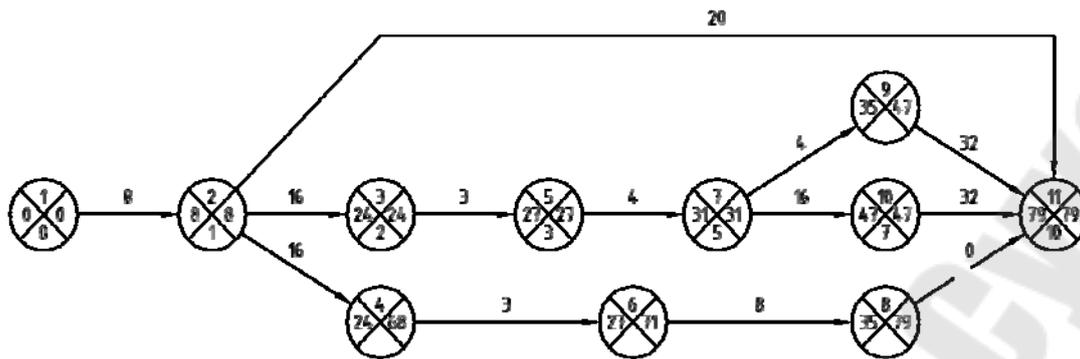


Рис. 7.3. Сетевой график

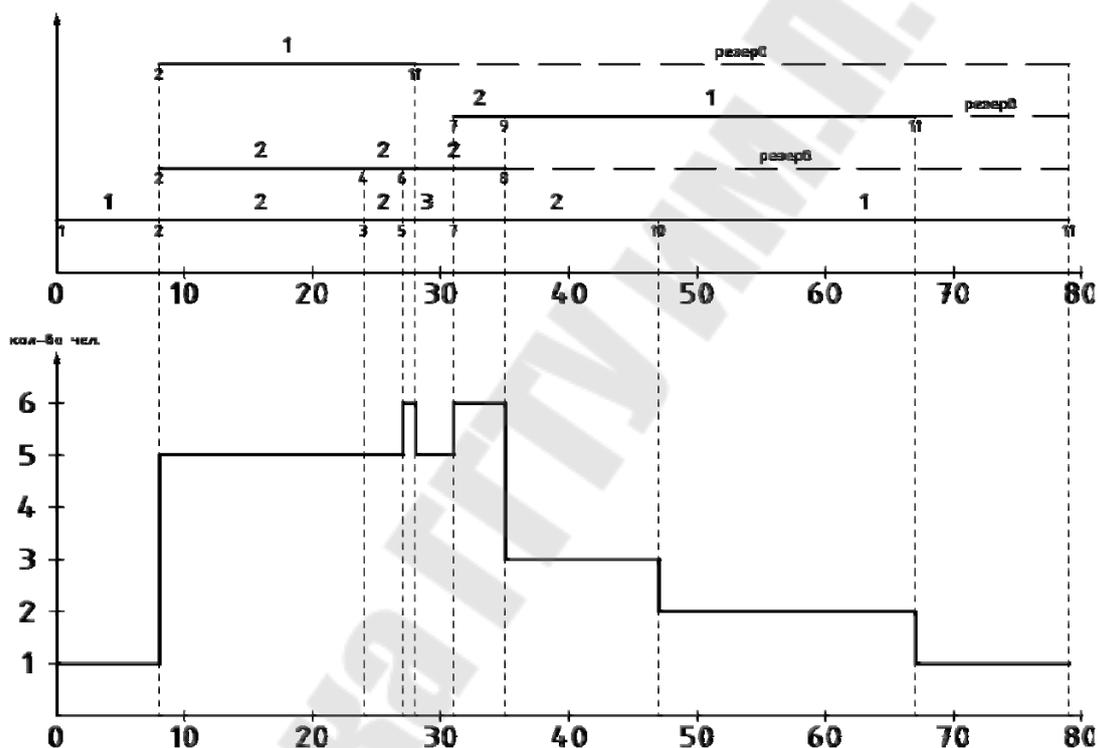


Рис. 7.4. Линейная диаграмма и график движения рабочей силы

Посчитаем коэффициент заполнения для графика движения рабочей силы, он должен стремиться к единице, если оптимально распределен человеческий ресурс и грамотно спланирован график выполнения работ:

$$K_3 = \frac{S_{\phi}}{n \cdot t} = \frac{8 \cdot 1 + 19 \cdot 5 + 1 \cdot 6 + 3 \cdot 5 + 4 \cdot 6 + 12 \cdot 3 + 20 \cdot 2 + 12 \cdot 1}{6 \cdot 79} = 0,5, \quad (7.10)$$

где S_{ϕ} – площадь под кривой графика движения рабочей силы; n – максимальное число рабочих; t – полное время работы.

7.3. Оптимизация сетевого графика

Оптимизация сетевого графика по численности занятого персонала (коэффициенту заполнения)

Проведем оптимизацию полученной диаграммы за счет переноса сроков начала и окончания работ на необходимое время в пределах резерва с целью уменьшения количества максимально необходимого рабочего персонала (при выполнении задания необходимо минимизировать число людей, работающих в день).

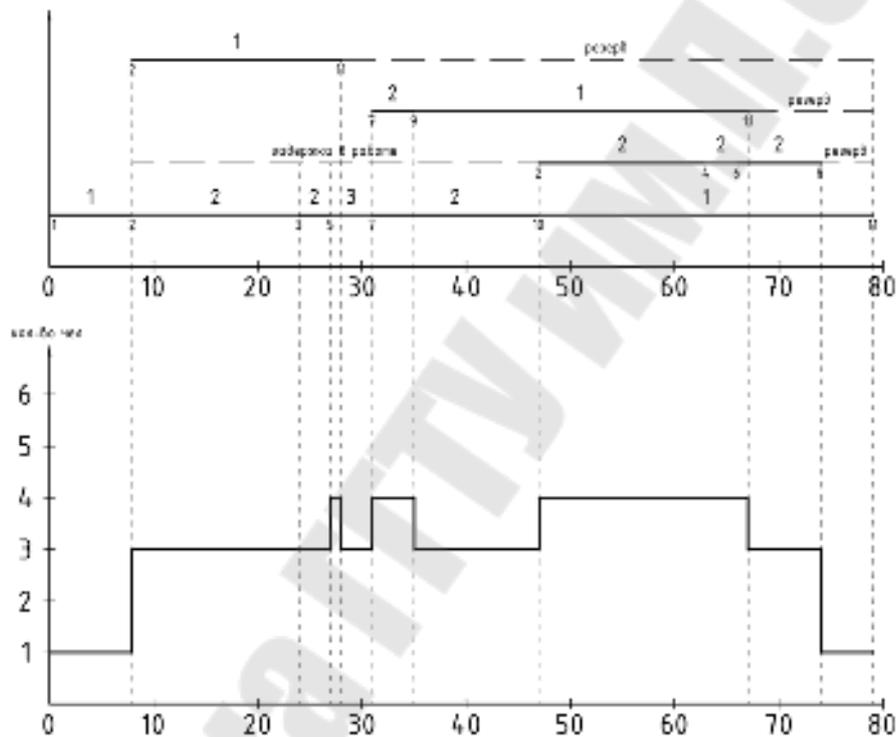


Рис. 7.5. Оптимизированные линейная диаграмма и график движения рабочей силы

Посчитаем коэффициент заполнения:

$$K_3 = \frac{S_{\phi}}{n \cdot t} = 4 \frac{8 \cdot 1 + 19 \cdot 3 + 1 \cdot 4 + 3 \cdot 3 + 4 \cdot 4 + 12 \cdot 3 + 20 \cdot 4 + 5 \cdot 1}{6 \cdot 79} = 0,75, \quad (7.11)$$

сравним с коэффициентом заполнения исходного графика движения рабочей силы, выберем наилучший вариант.

Полученные графические и аналитические результаты позволяют наглядно оценить расчетные параметры выполняемого комплекса работ.

Оптимизация путем перераспределения средств

Задачей оптимизации путем перераспределения средств является переброска сил и средств с одной работы на другую с целью повышения эффективности использования рабочей силы.

Оптимизация полученных диаграмм проводится с учетом образовавшегося резерва времени на некоторых этапах работ путем уменьшения количества максимально необходимого рабочего персонала.

Рассмотрим принцип данного метода на примере. Пусть будет задан сетевой график (рис. 7.6) с уже рассчитанными параметрами.

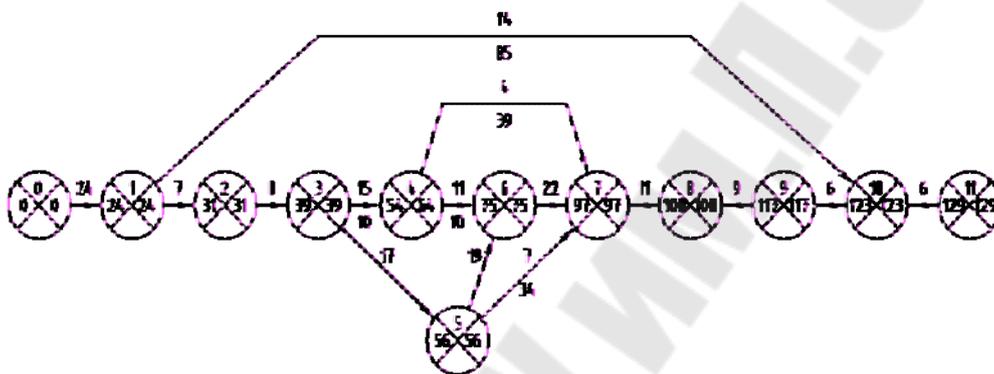


Рис. 7.6. Сетевой график

Критический путь: 0–1–2–3–5–6–7–8–9–10–11.

В предлагаемом случае оптимизация заключается в выравнивании сетевого графика – «снятии» ресурсов с работ, не лежащих на критическом пути, и «переброске» их на работы, лежащие на критическом пути, – и так до тех пор, пока все пути не станут критическими. Единственное ограничение – нельзя сокращать или увеличивать работу более чем вдвое, так как «переброска» ресурсов с одной работы на другую ведет к увеличению стоимости работ. В связи с данным ограничением сделать все пути критическими может не получиться. Также будем считать, что снятие единицы ресурса с работы приводит к ее увеличению на единицу времени, а назначение ресурса – к ее сокращению на единицу времени.

Стоит отметить, что данный метод применим только при условии взаимозаменяемости работ.

В рассмотренном примере видно, что резерв по времени имеют работы 1–10, 4–7, 5–7, 3–4, 4–6. Соответственно, мы будем перекидывать ресурсы с этих работ на работы, которые лежат на критическом пути.

Для начала увеличим время работы в 2 раза, с 14 до 28 ч.

Для упрощения, в рассматриваемом примере не задано число работников, а заданы лишь временные границы работы, поэтому будем считать, что увеличение времени работы на 1 ч, например, на участке 1–10 может привести к уменьшению времени работы 1–2 также на 1 ч. В курсовом проекте необходимо «перемещать» людей, поэтому пропорции могут быть другими, т. е. время для каждого вида работы определяется по следующей формуле:

$$T = \frac{T_p}{m \cdot t \cdot k_B \cdot k_H}, \quad (7.12)$$

где T_p – трудоемкость работы; m – количество человек, выполняющих работу; t – число часов в смене; $k_B = 1,1$ – коэффициент производительности труда; $k_H = 0,9$ – коэффициент использования рабочего времени.

Итак, увеличив время работы 1–10 с 14 до 28 ч, появляется свободное время на работы, лежащие на критическом пути. Скажем можно уменьшить время работ 1–2, 2–3, 7–8, 8–9, 9–10 соответственно на 2, 3, 5, 3, 1 ч.

То же проделываем с другими работами, имеющими резерв. Например, можно уменьшить на 1 ч работу 3–4, на 4 ч – работу 4–6, на 4 ч – работу 4–7 и на 7 ч – работу 5–7 (в сумме 16 ч). Тогда можно уменьшить на 1 ч работу 3–5, на 4 – работу 5–6 и на 11 ч – работу 6–7 (в сумме тоже 16 ч).

Таким образом, имеем тот же сетевой график, но с другими временными границами (рис. 7.7).

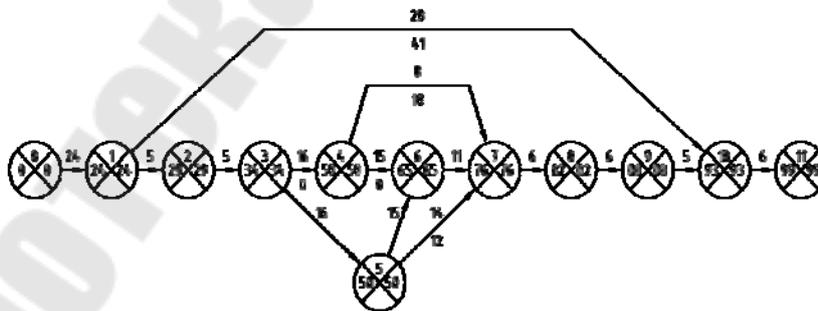


Рис. 7.7. Сетевой график после оптимизации

Таким образом, несложно заметить, что после оптимизации все работы закончатся на 30 ч раньше. Работы 1–10, 4–7 и 5–7 уменьшат свой резерв по времени, а работы 3–4 и 4–6 этого резерва теперь вообще не будут иметь.

Оптимизация путем привлечения дополнительных средств

Задачей оптимизации сетевого графика путем привлечения дополнительных средств является определение того, какие дополнительные средства и в какие работы следует вложить, чтобы общий срок выполнения работ сетевого графика и расход дополнительных средств был минимален.

Метод «время – затраты» заключается в установлении оптимального соотношения между продолжительностью и стоимостью работ.

Сокращение продолжительности работы требует привлечения к ней дополнительных ресурсов. В общем случае зависимость между продолжительностью работы t_{ij} и затратами Z_{ij} нелинейная, которую для упрощения расчетов аппроксимируют прямой линией.

Для построения графиков «время – затраты» (рис. 7.8) для каждой работы задаются:

– минимально возможные денежные затраты $Z_{\min} = Z \cdot t$ на выполнение работы (при условии выполнения работы за нормальное время T_n, m_n);

– минимально возможное время выполнения работы T_{\min} при максимальных денежных затратах $Z_{\max} = Z \cdot m_{\max}$:

$$T_{\min} = \frac{T_p}{m_{\max} \cdot t \cdot k_B \cdot k_H}, \quad (7.13)$$

где Z – оклад электромонтажника; m_{\max} – максимально возможная численность электромонтажников (задается преподавателем).

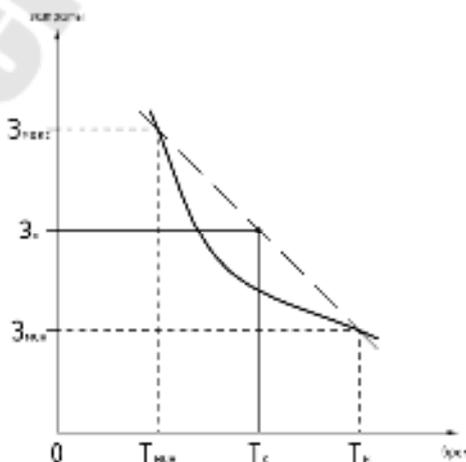


Рис. 7.8. График «время – затраты»

При определении первой пары оценок упор делается на максимальное сокращение затрат, а при определении второй – на максимальное сокращение времени.

Приближенно определить размеры дополнительных затрат, необходимых для сокращения срока выполнения работы, или решить обратную задачу возможно с помощью графика и аппроксимирующей прямой. Величина дополнительных денежных затрат, необходимых для выполнения работы в сокращенное время T_c , составит:

$$\Delta Z = \frac{(Z_{\max} - Z_{\min})(T_H - T_c)}{(T_H - T_{\min})} \quad (7.14)$$

$$T_c = \frac{T_p}{m_c \cdot t \cdot k_B \cdot k_{\text{и}}}, \quad (7.15)$$

m_c – количество электромонтажников, выполняющих работу в сокращенное время (задается преподавателем).

Используя линейную зависимость «время – затраты» для каждого вида работ, можно вычислить коэффициент возрастания затрат $\Delta Z'$ на единицу времени:

$$\Delta Z' = \frac{Z_{\max} - Z_{\min}}{T_H - T_{\min}}. \quad (7.16)$$

Для определения того, какие дополнительные средства и в какие работы следует вложить, следует выбрать одну (или несколько) из работ критического пути, у которой коэффициент роста затрат минимален, и произвести сокращение ее продолжительности до своего минимально-возможного значения.

7.4. Оценка результатов оптимизации

Учитывая результаты оптимизации по времени исходного сетевого графика двумя методами, необходимо:

- построить окончательный вариант сетевого графика;
- построить преобразованные линейную диаграмму и график движения рабочей силы;
- оценить эффективность оптимизации путем сравнения коэффициентов заполнения графиков движения рабочей силы до и после оптимизации;
- сделать выводы по работе.

8. РАСЧЕТ БРИГАДНОГО ЗАРАБОТКА И ЕГО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Работы по монтажу электрооборудования выполняются бригадным способом. Заработная плата начисляется по коллективной сдельно-премиальной системе оплаты труда. Распределение бригадного заработка между членами бригады (электромонтажниками) осуществляется с использованием коэффициента трудового участия (КТУ).

Алгоритм начисления и распределение бригадного заработка:

1. Определение комплексной бригадной расценки, т. е. основной части фонда заработной платы бригады на плановую трудоемкость с учетом сложности каждого вида работ.

Сдельный заработок бригады ($P_{сд}$) равен:

$$P_{сд} = \sum_{j=1}^m ЧТС_1 \cdot k_{тар_j} \cdot V_j \cdot k_{техн_j}, \quad (7.17)$$

где $P_{сд}$ – сдельная комплексная расценка бригады, тыс. р.; $k_{техн_j}$ – коэффициент технологических видов работ; j – разряд по оплате труда; $k_{тар_j}$ – тарифный коэффициент, соответствующий j разряду работ (принимается среднее значение 1,3); m – количество видов работ; V_j – объем j -го вида работ, ч; $ЧТС_1$ – часовая тарифная ставка первого разряда, тыс. р., определяется по выражению:

$$ЧТС_1 = \frac{ТС_1}{F_{мес.расч}}, \quad (7.18)$$

где $ТС_1$ – тарифная ставка первого разряда, принимается по энергопредприятию на текущий момент, тыс. р./месяц; $F_{мес.расч}$ – расчетная средняя продолжительность месяца на соответствующий календарный год согласно производственному календарю (168,6 на 2012 г.), ч.

В случае работы по контракту в комплексную расценку закладывается средний коэффициент доплат по контракту.

2. Определение премиального фонда бригады ($П_{бр}$), который составляет не менее 40 % сдельного заработка:

$$П_{бр} = P_{сд} \cdot \frac{Н_{пр}}{100}, \quad (7.19)$$

где $Н_{пр}$ – норматив премиальных выплат, %; $P_{сд}$ – расценка сдельная.

3. Определяется тарифная заработная плата i -го рабочего ($ЗП_{\text{тар}}$):

$$ЗП_{\text{тар}} = ЧТС_j \cdot t_{\text{факт}_i}, \quad (7.20)$$

где $t_{\text{факт}_i}$ – фактически отработанное время i -м членом бригады, ч.

Затем подсчитывается тарифный фонд заработной платы как фонд заработной платы всех членов бригады.

4. Сумма сдельного приработка определяется как разница комплексной бригадной расценки и тарифного фонда заработной платы бригады.

5. Распределение стимулирующих выплат ($П_{\text{бр}}$) и сдельного бригадного приработка ($ПР_{\text{бр}}$) осуществляется с использованием КТУ. КТУ устанавливается протоколом бригады.

6. Коэффициенты распределения приработка и премии определяются как отношение их абсолютной величины на расчетную величину (тарифный фонд заработной платы бригады с учетом КТУ) по следующим выражениям:

$$k_{\text{пр}} = \frac{ПР}{\sum_{i=1}^n ЗП_{\text{тар } i} \cdot КТУ_i}, \quad k_{\text{п}} = \frac{П}{\sum_{i=1}^n ЗП_{\text{тар } i} \cdot КТУ_i}. \quad (7.21)$$

7. Приработок и премия i -го рабочего определяются по выражениям:

$$ПР_i = k_{\text{пр}} \cdot ЗП_{\text{тар } i} \cdot КТУ_i, \quad П_i = k_{\text{п}} \cdot ЗП_{\text{тар } i} \cdot КТУ_i. \quad (7.22)$$

Фактическая заработная плата члена бригады складывается из:

$$ЗП_i = ЗП_{\text{тар } i} + П_i + ПР_i. \quad (7.23)$$

Доплата за бригадирство не включается в комплексную расценку и устанавливается на основании Трудового кодекса Республики Беларусь в размере 10 % при численности бригады до 10 человек и 15 % – свыше 10 человек.

Все представленные выше расчеты привести в табл. 8.1

Таблица 8.1

Распределение бригадного заработка

Тип начисления	Член бригады					
	1	2	3	...	i	Итого
Тарифный разряд, j						
Тарифный коэффициент, $k_{\text{тар}}$						
Часовая тарифная ставка, р./ч, ЧТС $_j$						
Фактически отработанное время, ч, $t_{\text{факт } i}$						
Тарифная заработная плата, тыс. р., ЗП $_{\text{тар } i}$						
Коэффициент трудового учета, КТУ $_i$						
Расчетная заработная плата, тыс. р., ЗП $_{\text{тар } i} \cdot \text{КТУ}_i$						
Сдельный приработок, тыс. р., ПР $_i$						
Премия, тыс. р., П $_i$						
Доплата за бригадирство, тыс. р., Д $_{\text{бр}}$		—	—	—	—	
Фактически начисленная заработная плата, тыс. р., ЗП $_i$						

ЛИТЕРАТУРА

1. Башаев, Г. Л. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой : учебник / Г. Л. Башаев, А. Н. Златопольский. – М. : Энергоатомиздат, 1993.
2. Организация, планирование и управление в энергетике : учебник / Ю. П. Алексеев [и др.]; под ред. В. Г. Кузьмина. – М. : Высш. шк., 1982. – 408 с. : ил.
3. Организация, нормирование и оплата труда : учеб. пособие / А. С. Головачева [и др.]; под общ. ред. А. С. Головачева. – М. : Новое знание, 2004. – 496 с. (Экон. образование).
4. Прузнер, С. Л. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием : учеб. для вузов / С. Л. Прузнер, А. Н. Златопольский, В. Г. Журавлев. – М. : Высш. шк., 1981. – 432 с.
5. Экономика и управление энергетическими предприятиями : учеб. для вузов / Т. Ф. Басов [и др.]; под ред. Н. И. Кожевникова. – М. : Академия, 2004. – 431 с.
6. Водяников, В. Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК : учебник / В. Т. Водяников. – М. : Колос, 2008. – 263 с.
7. Гончаров, В. И. Менеджмент: учеб. пособие / В. И. Гончаров. – Минск : Мисанта, 2003. – 624 с.
8. Федин, В. Т. Принятие решений при проектировании развития энергосистем : учеб. пособие по дисциплине «Основы проектирования энергосистем» / В. Т. Федин. – Минск : Технопринт, 2000. – 105 с.
9. Федин, В. Т. Основы проектирования энергосистем: учеб. пособие для студентов энергет. специальностей : в 2 ч. / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск : БНТУ, 2010. – Ч. 1. – 203 с.
10. Федин, В. Т. Основы проектирования энергосистем: учеб. пособие для студентов энергет. специальностей : в 2 ч. / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск : БНТУ, 2010. – Ч. 2. – 203 с.
11. Инновационная деятельность и научно-технологическое развитие : учеб. пособие / В. М. Анищик, А. В. Русецкий, Н. К. Толочко; под общ. ред. Н. К. Толочко. – Минск : БГУ, 2005. – 151 с.
12. Падалко, Л. П. Экономика и управление в энергетике : справочное пособие / Л. П. Падалко. – Минск : Выш. шк., 1987. – 240 с.
13. Поспелова, Т. Г. Основы энергосбережения : учебник / Т. Г. Поспелова. – Минск : Технопринт, 2000. – 353 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Варианты заданий по вопросам 6–8

Таблица П.1.1

ВАРИАНТ 1

Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Слив масла ТДЦ-32000	4,9	4
2	1–3	Монтаж выключателей ВВЭ	7,14	3
3	1–4	Сушка двигателей 1000 кВт	1,33	4
4	2–6	Ревизия ТДЦ-32000	2,02	4
5	3–5	Монтаж разъединителей РВЗ	6,84	3
6	4–8	Монтаж двигателей 1000 кВт	2,8	4
7	5–7	Сушка масла ТДЦ-32000	19,5	3
8	6–9	Сушка трансформатора ТДЦ-32000	30,5	4
9	7–9	Монтаж шин 10 кВ	10,8	3
10	8–9	Прокладка кабеля 10 кВ	33,3	4
11	9–10	Залив масла, монтаж ТДЦ-32000	8,88	6
12	9–11	Монтаж шкафов ввода ВН	6,88	3
13	10–12	Установка ТМ-10000/10	16,47	6
14	11–13	Установка ТМ-630/10	16,66	3
15	12–14	Монтаж шкафов ввода НН	1,02	6
16	13–15	Прокладка кабеля 10 кВ	2,52	5
17	13–16	Прокладка кабеля 10 кВ	3,79	4
18	14–18	Монтаж ТПЛ-10	1,67	6
19	15–18	Монтаж шкафов ввода НН	1,52	5
20	16–17	Монтаж НТМК-10	0,38	4
21	17–18	Монтаж ПКНТ-10	0,39	4

ВАРИАНТ 2**Комплекс электромонтажных работ по реконструкции подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1-2	Монтаж ТМН-1000/35	13,06	4
2	2-3	Монтаж разъединителей 35 кВ	7,03	4
3	2-4	Монтаж выключателей 10 кВ	3,06	4
4	2-5	Демонтаж ТМ-1000/35	9	2
5	3-6	Монтаж выключателей 35 кВ	16,13	4
6	4-7	Монтаж ТТ 10 кВ	1,75	4
7	5-8	Демонтаж РВС	0,88	2
8	6-9	Монтаж ТН 35 кВ	0,88	4
9	7-10	Монтаж ТН 10 кВ	0,6	4
10	8-11	Демонтаж ЗНОМ-35	0,87	2
11	9-12	Монтаж ОПН 35 кВ	0,63	4
12	10-13	Монтаж ОПН 10 кВ	0,25	4
13	11-18	Демонтаж ВМПП-10	2,63	2
14	12-17	Монтаж шин 35 кВ	3,31	4
15	13-14	Монтаж шин 10 кВ	1,28	4
16	14-15	Монтаж КРУН 10 кВ	7,59	4
17	15-16	Монтаж РВЗ-10/630	2,81	4
18	16-17	Монтаж РВС-20У1	0,25	4
19	17-18	Монтаж ТСН	3,57	4

ВАРИАНТ 3**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Слив масла ТДТН-25000/110/10	1,48	6
2	2–3	Сушка масла ТДТН-25000/110/10	5,93	6
3	3–4	Ревизия трансформатора	1,01	6
4	4–5	Сушка трансформатора	5,14	6
5	5–6	Залив масла	1,48	6
6	6–7	Монтаж ТДТН-25000/110/10	7,53	6
7	7–8	Монтаж ВМТ-110Б	4,07	4
8	7–9	Монтаж ВМТ-110Б	4,07	4
9	8–10	Монтаж РЛНД-110	1,83	4
10	9–11	Монтаж НКФ-110	1,33	4
11	10–14	Монтаж РТВС-110-0.5/5УХЛ1	1,83	4
12	11–12	Монтаж ТСН ТМ-25/10/0,4	0,23	4
13	12–13	Монтаж шин	0,89	4
14	13–14	Монтаж ТТ ТВ-110	0,69	4
15	14–15	Монтаж ВМП-10-20/630	21,42	5
16	14–16	Монтаж НТМИ-10	0,51	2
17	15–20	Монтаж ТТ ТВ-110	0,69	5
18	16–17	Монтаж ТПЛ-10	1,13	2
19	17–18	Прокладка кабеля ААБЛУ 3×20	16,41	2
20	18–19	Монтаж двигателей	1,52	2
21	19–20	Монтаж ОПН-10	2,61	2

ВАРИАНТ 4**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1-2	Слив масла ТМ-400	0,175	5
2	1-3	Слив масла ТДН-2500	2	4
3	2-4	Ревизия ТМ-400	2,172	5
4	3-5	Ревизия ТДН-2500	16	4
5	4-6	Сушка масла ТМ-400	0,7	5
6	5-7	Сушка масла ТДН-2500	16	4
7	6-8	Сушка трансформатора ТМ-400	2,208	5
8	7-9	Сушка трансформатора ТДН-2500	30,541	4
9	8-10	Залив масла ТМ-400	0,175	5
10	9-11	Залив масла ТДН-2500	2	4
11	10-12	Монтаж трансформатора ТМ-400	1,439	5
12	11-12	Монтаж трансформатора ТДН-2500	10,656	4
13	12-13	Монтаж кабеля АСБУ-3×70	2,209	4
14	13-14	Монтаж СШ-10	1,344	4
15	14-15	Монтаж НКФ-110	0,53	4
16	14-15	Монтаж НАМИ-10	0,707	4
17	15-16	Монтаж кабеля АСБУ-3×25	0,102	4
18	16-17	Монтаж ТПЛ-10	9,696	4
19	17-18	Монтаж ВМГ-10	3,181	4

ВАРИАНТ 5**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1-2	Слив масла трансформатора	0,2	4
2	1-3	Монтаж ТН-10 кВ	0,05	3
3	2-5	Ревизия трансформатора	5,7	4
4	3-4	Монтаж РДЗ1	3,6	3
5	4-6	Сушка масла трансформатора	0,8	4
6	5-8	Сушка трансформатора	1,81	4
7	6-7	Монтаж РДЗ2	1,21	3
8	7-9	Монтаж ТН-35 кВ	0,7	3
9	8-11	Заливка масла трансформатора	0,2	4
10	9-10	Монтаж шин 35 кВ	2,68	3
11	10-12	Монтаж выключателей 10 кВ	6,11	3
12	11-14	Монтаж трансформатора	15,7	4
13	12-13	Монтаж ТТ-10 кВ	6,11	3
14	13-14	Монтаж шин 10 кВ	1,04	3
15	14-15	Монтаж ОПН-10 кВ	0,33	4
16	14-16	Монтаж выключателей 35 кВ	4,34	4
17	14-18	Монтаж вентильных разрядников	0,5	4
18	15-18	Монтаж предохранителей ТСН	0,25	4
19	16-17	Монтаж ОПН 10 кВ	0,5	4
20	17-18	Монтаж разъединителей 10 кВ	2,27	4

ВАРИАНТ 6

Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Слив масла трансформатора	0,1	4
2	1–3	Монтаж камер с масляными выключателями	26,39	3
3	1–4	Установка РП 0,4 кВ	1,26	4
4	1–14	Ревизия электрических машин 0,4 кВ	30,06	3
5	2–5	Ревизия трансформаторов	1,33	4
6	3–6	Монтаж камер КСО	3,67	4
7	4–7	Сушка масла трансформатора	0,8	3
8	5–8	Сушка трансформаторов	1,01	3
9	6–18	Прокладка кабелей 0,4 кВ	7,81	4
10	7–9	Заделки	1,00	3
11	8–10	Заливка масла трансформатора	0,1	3
12	9–11	Монтаж шкафов вводных и секционных	5,83	4
13	10–12	Монтаж трансформаторов	1,42	3
14	11–13	Монтаж шкафов отходящих линий	14,14	3
15	12–14	Разделка кабелей 0,4 кВ	20,2	4
16	13–15	Прокладка кабелей 10 кВ	34,2	4
17	14–16	Установка электромашин 0,4 кВ	25,76	4
18	15–18	Подключение электромашин 0,4 кВ к АВ	12,42	4
19	16–17	Присоединение ЭМ к сети	8,59	4
20	17–18	Заделки	8,03	4

ВАРИАНТ 7**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Монтаж ТДТН-40000/110	11,99	8
2	1–3	Монтаж ВМПЭ-10	17,87	8
3	2–4	Слив масла с трансформатора	1,45	4
4	3–5	Монтаж С-35М-630-У1	12,5	4
5	4–6	Ревизия трансформатора	0,88	4
6	5–7	Монтаж ТВТ-110-1-300/1	7,5	4
7	6–8	Сушка масла	5,8	3
8	6–9	Монтаж РНДЗ.2-110/1000	9,54	1
9	7–10	Монтаж ТВ-35-11-600/5	5,45	4
10	8–11	Сушка трансформатора	30,54	3
11	9–12	Монтаж МКП-110/1000-20ХЛ1	33,58	2
12	10–13	Монтаж РВС-110-МУ1	3,48	6
13	11–12	Залив масла	1,45	3
14	12–14	Монтаж РВС-35У1	3,6	2
15	13–15	Монтаж РНДЗ.3-3-35/1000	2,5	6
16	14–16	Монтаж ЗНОМ-35-65У1	1,59	2
17	15–17	Монтаж шин 110/35/10	7,0	5
18	16–18	Монтаж УКЛ(П)-10-600У3	0,34	2
19	17–19	Монтаж УКЛ(П)-10-1350У3	0,34	5
20	18–19	Монтаж ПТМИ-10-66У3	0,34	2

ВАРИАНТ 8**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Прокладка кабеля 10 кВ	1,3	4
2	1–3	Слив масла трансформатора (Т2)	2,0	4
3	1–4	Слив масла трансформатора (Т1)	2,0	4
4	2–5	Монтаж шин 10 кВ	1,3	4
5	3–6	Ревизия Т2	1,0	4
6	4–7	Ревизия Т1	1,0	4
7	5–8	Установка ТСН 160/10	15,4	4
8	6–9	Сушка Т2	30,5	4
9	7–9	Сушка Т1	30,5	4
10	8–9	Сушка масла Т1, Т2	16,0	4
11	9–10	Залив масла Т1, Т2	4,0	4
12	9–11	Установка ТСН 160/10	38,5	4
13	9–12	Установка ТМ 160/10/0,4	7,7	4
14	10–13	Монтаж Т1, Т2	26,6	4
15	11–17	Монтаж выключателей	3,52	4
16	12–16	Монтаж ТМ 250/10/0,4	30,8	4
17	13–14	Прокладка кабеля 0,4 кВ	0,7	4
18	14–15	Монтаж ТН	2,2	4
19	15–17	Монтаж ТТ	8	4
20	16–17	Монтаж выключателей	3,52	4

ВАРИАНТ 9

Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1-2	Слив масла трансформаторов (Т1)	2,0	4
2	1-2	Слив масла трансформаторов (Т2)	2,0	4
3	1-3	Установка ТМ-250/10/0,4	15,39	4
4	2-4	Ревизия Т1, Т2	2,02	4
5	3-5	Монтаж шин 10 кВ	1,35	4
6	4-6	Сушка масла Т1, Т2	16	4
7	5-7	Прокладка кабеля ААБ 3×70/10	2,21	4
8	6-8	Сушка Т1	30,54	4
9	6-9	Сушка Т2	30,54	4
10	7-10	Прокладка кабеля ААБ 3×16/10	0,66	4
11	8-11	Залив масла Т1	2,0	4
12	9-12	Залив масла Т2	2,0	4
13	10-13	Монтаж ТШЛ-10-У3	10,10	4
14	11-14	Монтаж Т1	13,32	4
15	12-15	Монтаж Т2	13,32	4
16	13-16	Монтаж ВМГ-10-630-20У3	8,84	4
17	14-17	Монтаж НКФ-110-57	1,33	4
18	15-17	Монтаж НТМИ-10-66-У3	0,88	4
19	16-17	Установка ТМ-40/10/0,4	0,88	4

ВАРИАНТ 10**Комплекс электромонтажных работ по сооружению подстанции**

№ п/п	Код работы	Наименование работы	Продолжительность работы, ч	Количество человек
1	1–2	Монтаж шин 10 кВ	1,32	4
2	1–3	Монтаж шкафов ввода ВН	1,56	4
3	1–4	Слив масла трансформаторов (Т1, Т2)	2,5	8
4	2–5	Монтаж ошиновки 110 кВ	0,9	4
5	3–6	Монтаж ячеек КРУ	22,25	4
6	4–7	Ревизия Т1, Т2	1,0	6
7	5–8	Монтаж ВВУ-110-40/2000	28,8	4
8	6–9	Монтаж линий и секционных шкафов	9,48	4
9	7–10	Сушка масла и трансформаторов	30,5	8
10	8–11	Монтаж ТН	1,4	4
11	9–14	Монтаж РВС-110	7,2	4
12	10–12	Залив масла трансформаторов	2,5	8
13	11–13	Монтаж ТТ	6,3	4
14	12–15	Монтаж Т1, Т2	13,3	8
15	13–16	Монтаж ККУ1	0,1	8
16	14–17	Монтаж РНД 110/630	4,2	4
17	15–18	Прокладка кабеля АСБУ 10 кВ	1,09	8
18	16–18	Монтаж ТСН	7,1	4
19	17–18	Монтаж ЗОН-110М	2,3	4

Приложение 2
к Инструкции о порядке определения
сметной стоимости строительства и составления
сметной документации на основании нормативов
расхода ресурсов в натуральном выражении

Форма заполнения локальной сметы

Наименование объекта

Код объекта

Наименование здания, сооружения

Шифр здания, сооружения

Комплект чертежей

Локальная смета № _____
(Локальный сметный расчет)

на _____

Составлена в ценах на _____ Стоимость _____ тыс. р.
(дата разработки)

№ п/п	Обос- нова- ние	Наиме- нование работ, ресур- сов, рас- ходов	Едини- ца изме- рения	Стоимость: единица измерения/всего, р.					Тран- спорт	Общая стои- мость
			Коли- чество	Зара- бот- ная плата	Эксплуатация машин и механизмов		Мате- риалы, изделия, конструк- ции (оборудо- вание, мебель, инвен- тарь)			
					Всего	В том числе зара- ботная плата маши- нистов		8		
1	2	3	4	5	6	7	8		9	10

Всего, в том числе:

Строительные работы

В том числе:

заработная плата

эксплуатация машин и механизмов

В том числе:

заработная плата машинистов

материалы, изделия, конструкции

транспорт

ОХР и ОПР

плановая прибыль

Монтажные работы

В том числе:

заработная плата

эксплуатация машин и механизмов

В том числе

заработная плата машинистов

материалы, изделия, конструкции

транспорт

ОХР и ОПР

плановая прибыль

Оборудование, мебель, инвентарь

транспорт

Прочие

В том числе

заработная плата

эксплуатация машин и механизмов

В том числе

заработная плата машинистов

материалы, изделия, конструкции

транспорт

Затраты труда рабочих

Затраты труда машинистов

Возврат материалов, изделий, конструкций

Составил

(должность)

Проверил

(должность)

(подпись)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

(инициалы, фамилия)

Приложение 3
к Инструкции о порядке определения
сметной стоимости строительства и составления
сметной документации на основании нормативов
расхода ресурсов в натуральном выражении

Форма заполнения индивидуальных норм расхода ресурсов

Наименование объекта

Код объекта

Индивидуальные нормы расхода ресурсов
на _____

Состав работ

Код ресурса	Наименование работ, ресурсов, расходов	Единица измерения	Норма расхода
1	2	3	4
	Средний разряд рабочих-строителей		
	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	
	Машины и механизмы	маш.-ч.	
	Материалы, изделия, конструкции		

Составил

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Проверил

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
1. Получение задания на курсовую работу и ее защита.....	4
2. Исходные данные заданий на курсовую работу	4
3. Построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистемы	7
4. Распределение электрической энергии между электростанциями энергосистемы	11
5. Расчет технико-экономических показателей работы энергосистемы	12
6. Смета затрат на монтаж электрооборудования	19
7. Построение сетевой модели и ее оптимизация.....	23
8. Расчет бригадного заработка и его распределение	35
Литература	38
Приложения	39

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Маляренко Татьяна Андреевна

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Методические указания
к курсовой работе по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
специализации 1-43 01 02 02 «Проектирование,
монтаж и эксплуатация электрических сетей»
дневной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор

Т. Н. Мисюрова

Компьютерная верстка

Е. Б. Яцук

Подписано в печать 02.04.13.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 3,02. Уч.-изд. л. 3,35.

Изд. № 62.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

Учреждения образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48