

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

**НОРМЫ ЗАТРАТ ТОПЛИВА
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
НА РАБОТУ ТУРБОАГРЕГАТОВ
К-50-90, К-100-90 И К-200-130 ЛМЗ
В РЕЖИМАХ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ РЕЗЕРВА
И СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА**

НР 34-70-060-84



СОЮЗТЕХЭНЕРГО

Москва 1985

РАЗРАБОТАНО предприятием Донтехэнерго производственного объединения "Союзтехэнерго"

ИСПОЛНИТЕЛИ В.Д.ВИНОГРАДСКИЙ, В.И.КОГУТНИЦКИЙ

УТВЕРЖДЕНО Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем 20.07.84 г.

Заместитель начальника Д.Я.ШАМАРАКОВ

НОРМЫ ЗАТРАТ ТОПЛИВА
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
РАБОТУ ТУРБОАГРЕГАТОВ
К-50-90, К-100-90
И К-200-130 ДМЗ В РЕЖИМАХ
ВРАЩАЮЩЕГОСЯ РЕЗЕРВА
И СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

НР 34-70-060-84

Срок действия установлен
с 01.01.85 г.
до 01.01.90 г.

1. Настоящие Нормы регламентируют затраты электроэнергии и тепла, а также эквивалентные им затраты топлива, необходимые для поддержания турбоагрегатов в режимах вращающегося резерва (моторный режим) или синхронного компенсатора.

Нормы предназначены для использования при анализе и нормировании технико-экономических показателей ТЭС.

2. Вращающийся резерв турбоагрегата представляет собой режим, при котором генератор включен в сеть и работает в режиме электродвигателя, вращая с номинальной частотой роторы турбины и генератора. При этом свежий пар через паровпускные органы турбины не подается.

Для поддержания температурного состояния турбины, обеспечивающего ее быстрое нагружение, на передние уплотнения ЦВД и ЦСД подается пар с температурой 500-540°C; для исключения перегрева рабочих лопаток в проточную часть подается пар с температурой 150-300°C и в конденсаторе поддерживается глубокий вакуум.

3. Режим синхронного компенсатора (СК) характеризуется тем, что турбогенератор вырабатывает или потребляет реактивную мощность, используя активную мощность из электросети. Режим СК в настоящих Нормах рассматривается для случая выработки реактивной мощности в двух вариантах: турбина присоединена к генератору и турбина отсоединена от генератора.

4. В настоящих Нормах приведены энергетические затраты на поддержание турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва, отсо-

единенных турбогенераторов в режиме СК без выработки реактивной мощности (табл.1) и дополнительные затраты энергии при работе турбогенераторов в режиме СК в зависимости от реактивной нагрузки (табл.2).

4.1. Затраты электроэнергии из сети на вращение турбоагрегата или отсоединенного турбогенератора включают:

- подвод электроэнергии к генератору;
- потери в трансформаторе;
- расход электроэнергии на возбуждение генератора;

4.2. Затраты на поддержание температурного состояния турбины, переведенной в режим вращающегося резерва, включают тепло паровых потоков, взятых от однотипных турбин:

- на охлаждение цилиндров турбин;
- на передние уплотнения ЦВД и ЦСД;
- на концевые уплотнения турбины;
- на основные эжекторы и эжекторы уплотнений;
- на подогрев основного конденсата в деаэраторе, или соответствующую недовыработку электроэнергии на этих турбинах за счет отбора от них пара.

4.3. Затраты электроэнергии на механизмы собственных нужд включают затраты на:

- циркуляционные насосы;
- конденсатные насосы;
- насосы газоохладителей генератора;
- прочие механизмы собственных нужд.

5. Затраты топлива или электроэнергии при работе турбогенератора в режиме синхронного компенсатора определяются суммированием энергетических затрат на вращение турбогенератора и дополнительных затрат на выработку реактивной мощности.

6. Для расчета норм приняты следующие условия:

6.1. Вакуум в конденсаторах турбин равен $0,05 \text{ кгс/см}^2$. На отклонение вакуума от указанного значения вводятся поправки к суммарным затратам топлива (рис.1) или электроэнергии (рис.2).

6.2. Электроэнергия для поддержания турбоагрегата в режиме вращающегося резерва или СК поступает от однотипных агрегатов, работающих с активной нагрузкой. Для перевода затрат электроэнергии в эквивалентные расходы топлива приняты следующие удельные расходы топлива:

Т а б л и ц а I

Нормы энергетических затрат на работу турбоагрегатов
в режиме вращающегося резерва и отсоединенных турбогенераторов
в режиме синхронного компенсатора

Наименование	Электро- энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт·ч/ч	Условное топливо, т/ч
I. Турбоагрегат, работающий в режиме вращающегося резерва	К-50-90 ЛМЗ		К-100-90 ЛМЗ		К-200-130 ЛМЗ	
I.1. Из сети на вращение турбоагрегата без выработки реактивной мощности	1170	0,53	2250	1,01	2730	1,02
I.2. На поддержание тем- пературного состоя- ния турбины	1340	0,60	1830	0,82	6040	2,26
I.3. На механизмы собст- венных нужд	390	0,18	720	0,33	1110	0,42
в том числе на циркуляционные насосы	245	0,11	515	0,23	765	0,29
I.4. Суммарные затраты	2900	1,31	4800	2,16	9880	3,70
2. Турбогенератор (с от- ключенной турбиной), ра- ботающий в режиме СК	50 МВт		100 МВт		200 МВт	
2.1. Из сети на вращение генератора без выра- ботки реактивной мощ- ности	800	0,36	1200	0,54	-	-

О к о н ч а н и е т а б л и ц ы I

Наименование	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч
2.2. На механизмы соб- ственных нужд	60	0,03	80	0,04	-	-
2.3. Суммарные затраты	860	0,39	1280	0,58	-	-

Т а б л и ц а 2

Нормы дополнительных затрат для работы турбогенераторов
в режиме синхронного компенсатора в зависимости от реактивной нагрузки

Отношение отдаваемой реак- тивной мощности (Мвар) к номинальной активной мощ- ности (МВт)	Затраты на турбогенераторах					
	50 МВт		100 МВт		200 МВт	
	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч	Электро- энергия, кВт.ч/ч	Условное топливо, т/ч
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,4	140	0,06	250	0,11	350	0,13
0,6	240	0,11	450	0,20	700	0,26
0,8	400	0,18	720	0,32	1150	0,43

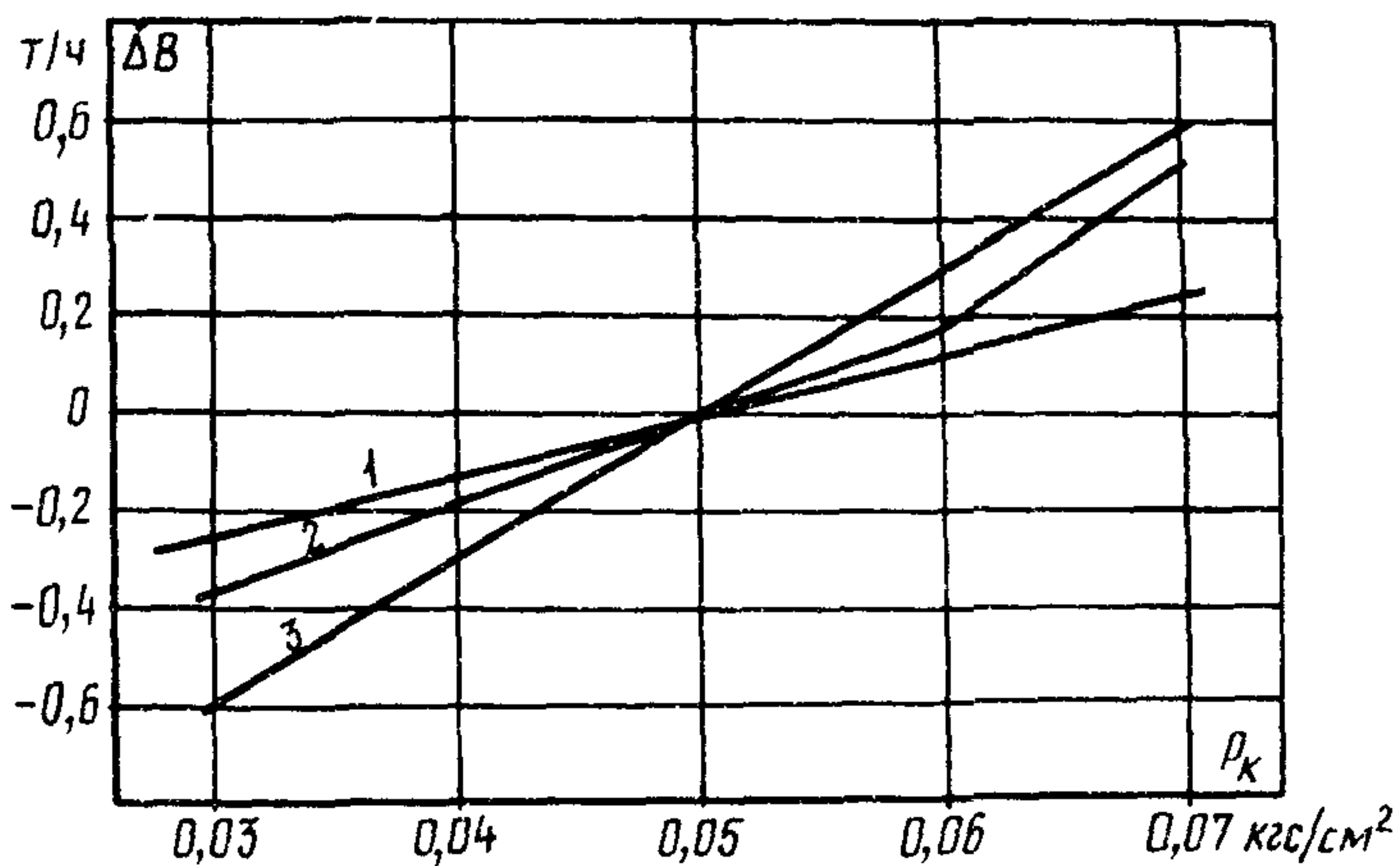


Рис.1. Поправки к затратам топлива на изменение давления в конденсаторах турбин типов:

1 - К-50-90; 2 - К-100-90; 3 - К-200-130

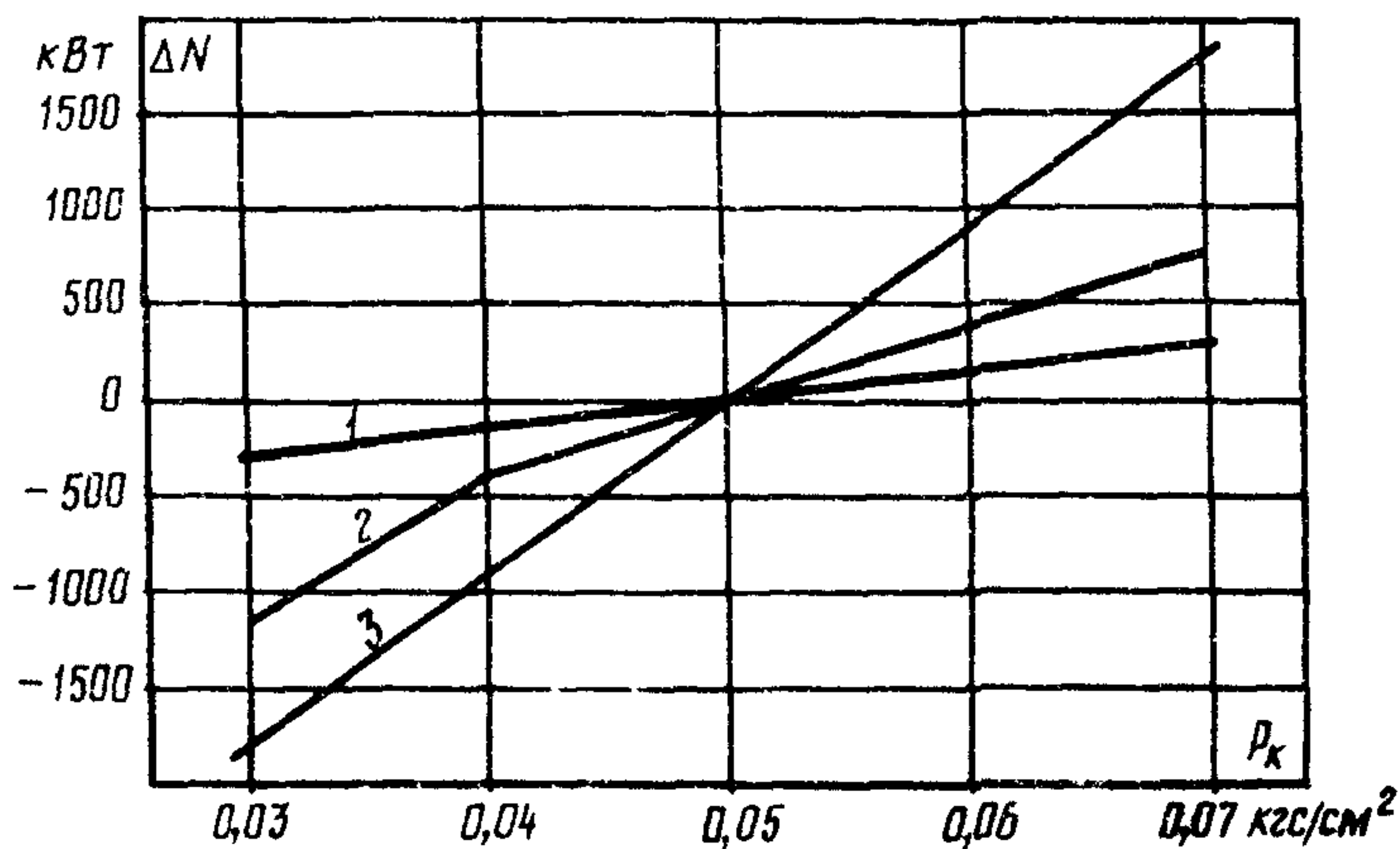


Рис.2. Поправки к затратам электроэнергии на изменение давления в конденсаторах турбин типов:

1 - К-50-90; 2 - К-100-90; 3 - К-200-130

- для электростанций с турбинами К-50-90 и К-100-90 ЛМЗ - 450 г/(кВт·ч);
- для электростанций с турбинами К-200-130 ЛМЗ - 375 г/(кВт·ч).

При расчете удельных расходов топлива учитывалось, что при прохождении провалов нагрузки оставшиеся в работе турбоагрегаты электростанций разгружаются: на электростанциях с поперечными связями до 60% номинальной нагрузки, на энергоблоках мощностью 200 МВт - до 150 МВт.

6.3. Все паровые потоки, необходимые для поддержания температурного состояния турбины, работающей в режиме вращающегося резерва, берутся от однотипных турбин. Источники указанных потоков и их параметры приведены в табл.3 и соответствуют наиболее экономичным из реализованных схем. При усовершенствовании схем на электростанциях к Нормам должны быть внесены соответствующие поправки на уменьшение энергетических затрат.

6.4. В связи с тем, что в режиме вращающегося резерва расходы пара на охлаждение проточной части и на уплотнения турбины непосредственно не измеряются, к рассчитанным затратам в нормах введен эксплуатационный допуск в размере 5%.

6.5. При пересчете затрат тепла на поддержание температурного состояния турбины в эквивалентный расход электроэнергии рассчитывалась недовыработка электроэнергии работающим агрегатом по каждому потоку отбираемого от него пара.

6.6. При работе турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва и СК расход циркуляционной воды через конденсатор принят равным половине номинального расхода.

7. Для определения суммарных затрат топлива нахождение провалов нагрузки с использованием режима вращающегося резерва турбоагрегатов необходимо продолжительность (ч) работы турбоагрегатов в этом режиме за рассматриваемый период умножить на часовые затраты условного топлива (т/ч) на его поддержание (п.1.4, табл.1).

Полученные затраты топлива на режим вращающегося резерва позволяют произвести корректировку расчетного удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию. Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, переведенных в режим вращающегося резерва, определяется как сумма затрат электроэнергии на

Т а б л и ц а 3

Источники и параметры потоков пара, поступающих на турбины,
работающие в режиме вращающегося резерва

Места и назначение подачи пара	Тип турбины								
	К-50-90 ЛМЗ			К-100-90 ЛМЗ			К-200-130 ЛМЗ		
	Источник	Давление, кгс/см ²	Темпе- ратура, °С	Источ- ник	Давле- ние, кгс/см ²	Темпе- рату- ра, °С	Источ- ник	Давле- ние, кгс/см ²	Темпе- рату- ра, °С
Камера третьего от- бора (на охлаждение ЦВД или ЦСД)	Второй отбор	10,4	310	Второй отбор	9,7	254	Второй отбор	18,4	300
Ресивер ЦНД (на ох- лаждение ЦНД)	-	-	-	Деаэ- ратор	6,0	158	Деаэ- ратор	6,0	158
На передние уплот- нения турбины	Свежий пар	90,0	535	Свежий пар	90,0	500	Пар по- сле про- межу- точного перегре- ва	16,4	540
На концевые уплот- нения турбины	Деаэра- тор	6,0	158	Деаэ- ратор	6,0	158	Деаэра- тор	6,0	158
На основные эжек- торы	Деаэра- тор	6,0	158	Свежий пар	90,0	500	Второй отбор	18,4	300
На подогрев конден- сата	Второй отбор	10,4	310	Второй отбор	9,7	254	Второй отбор	18,4	300

вращение турбоагрегата (п. I. I. табл. I) и затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд (п. I. 3 табл. I), умноженные на продолжительность (ч) работы турбоагрегатов в режиме вращающегося резерва. Тепловые собственные нужды турбоагрегатов определяются в соответствии с тепловыми затратами на поддержание температурного состояния турбины (п. I. 2 табл. I).

8. При прохождении провалов нагрузки продолжительностью не более 8 ч целесообразность использования работы турбоагрегата в режиме вращающегося резерва определяется путем сопоставления энергетических затрат на этот режим с затратами на останов и пуск турбоагрегата.

9. При расчете затрат условного топлива на ввод турбоагрегатов в режим вращающегося резерва и вывод из него для электростанций с поперечными связями принято, что при разгрузке турбоагрегатов до нуля котлы разгружаются, но не отключаются. При этих условиях затраты условного топлива на ввод турбоагрегатов в режим вращающегося резерва и вывод из него составляют для турбоагрегатов К-50-90 и К-100-90 ЛМЗ соответственно 1,2 и 1,7 т.

10. Для электростанций с энергоблоками ввод турбоагрегата в режим вращающегося резерва, как и его останов, производится с отключением котла. При этом затраты условного топлива на вывод турбоагрегата 200 МВт из режима вращающегося резерва существенно выше и составляет для энергоблоков с газомазутными и пылеугольными котлами соответственно 34,8 и 44,1 т.

Подписано к печати 30.01.85	Формат 60x84 1/16
Печ. л. 0,75 (усл. печ. л. 0,7) Уч. изд. л. 0,6	Тираж 1750 экз.
Заказ № 30/85	Издат. № 170/83
	Цена 9 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
117292, Москва, ул. Ивана Бабушкина, д. 23, корп. 2

КАРТА ОБРАТНОЙ СВЯЗИ.
ОЦЕНКА КАЧЕСТВА РАБОТЫ,
ВЫПОЛНЕННОЙ СПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО

1. Просим заполнить карту и в недельный срок со дня ее поступления вернуть в СПО Союзтехэнерго по адресу: 105023, Москва, Семеновский пер., д.15.

2. Название и адрес предприятия, организации _____

3. Наименование работы, выполненной СПО Союзтехэнерго

4. Какая информация Вас заинтересовала _____

5. Какая информация использована в Вашей работе _____

6. Ваши пожелания и замечания _____

7. Общая оценка работы (хорошо, удовлетворительно)

При оценке работы "удовлетворительно" необходимо указать выявленные недостатки и имеющиеся замечания.

Руководитель предприятия,
организации

(должность, фамилия)