

шихся в работе блоках номинальной нагрузки имеет место при длительности провала графика нагрузки больше приведенных в табл. 2 значений.

При установлении оптимальных способов прохождения минимумов нагрузки необходимо учитывать то обстоятельство, что систематические пуски и остановы блоков в резерв способствуют увеличению дефектов на блоках и снижению долговечности и экономичности блоков [1].

### Л и т е р а т у р а

1. Леонков А.М., Кусков И.А., Рубахин В.Б. Исследование способов прохождения минимумов графиков электрической нагрузки при работе блоков 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ и котлом ТГМП-114. - В сб.: Теплоэнергетика, вып. 3. Минск, 1972.

Ю.М. Шнайдерман

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

В тепловых схемах и оборудовании действующих ТЭЦ со-держатся значительные резервы повышения экономичности, которые могут быть использованы без больших затрат путем выполнения ряда мероприятий. Ниже приведены некоторые из них.

1. Двухступенчатая схема растопки барабанных котлов. Проектные растопочные схемы ТЭЦ, параметры которых  $100 \text{ кгс/см}^2$ ,  $510^\circ\text{C}$ , предусматривают возможность растопки котлов через растопочные РОУ  $90/1,2 \text{ кгс/см}^2$ .

В условиях, когда по режимным соображениям котлы ТЭЦ растапливаются сравнительно часто (100 и более растопок и остановов в год), целесообразно применить двухступенчатую растопочную схему. При растопке и останове котла, когда давление в барабане  $30 \text{ кгс/см}^2$  и ниже, пар от котла должен подаваться на РОУ  $90/1,2 \text{ кгс/см}^2$ , а когда давление в барабане выше  $30 \text{ кгс/см}^2$  - на РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$ . При этом пар подается на одну из существующих на станции или специально монтируемую РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$  (рис. 1), в зависимости от загруженности установленных на станции РОУ  $90/13 \text{ кгс/см}^2$ .

Экономический эффект достигается за счет увеличения теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ в связи со

снижением количества пара теплофикационного отбора, вытесняемого паром от растопочной РОУ 90/1,2 кгс/см<sup>2</sup>.

Расчет, выполненный применительно к ТЭЦ с 5-ю котлами ТП-230-2, показывает, что при числе растопок и остановов 250 - 300 в год экономия топлива составит 150 - 200 т.т/год.

Рис. 1. Двухступенчатая схема растопки котла: 1,2—главный и растопочный паровые коллекторы; 3—вновь монтируемый паропровод; 4—РОУ 90/1,2 кгс/см<sup>2</sup>; 5—РОУ 90/13 кгс/см<sup>2</sup>.

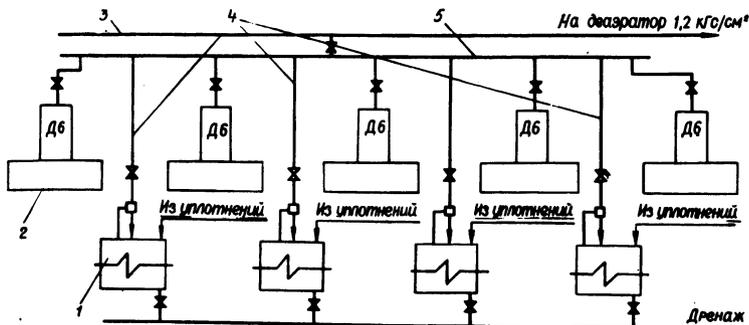
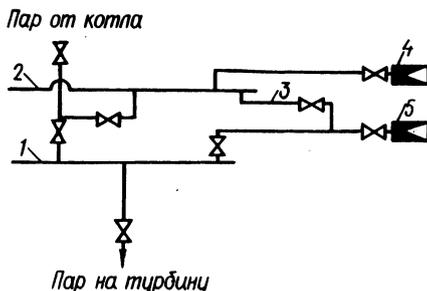


Рис. 2. Перевод питания сальниковых подогревателей турбин ПТ-60-130/13 и Т-100-130 на выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup>: 1 - сальниковый охладитель; 2 - деаэратор 6 кгс/см<sup>2</sup>; 3 - коллектор 1,2 кгс/см<sup>2</sup>; 4 - вновь монтируемые трубопроводы; 5 - коллектор выпара деаэраторов.

## 2. Перевод питания эжекторов сальниковых охладителей турбин ПТ-60-130/13 и Т-100-130 на выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup>.

Проектные схемы ТЭЦ предусматривают подачу выпара деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup> в коллектор пара 1,2 кгс/см<sup>2</sup> или в деаэратор 1,2 кгс/см<sup>2</sup>. Таким образом, выпар деаэраторов 6 кгс/см<sup>2</sup> вытесняет пар более низкого потенциала отбора 1,2 кгс/см<sup>2</sup>.

В зависимости от конкретных условий тепловой схемы станции предусматривается подача пара давлением 8 - 13 кгс/см<sup>2</sup> на эжекторы отсоса пара из уплотнений в тепловых схемах

турбин Т-100-130 и эжектора сальниковых охладителей ПС-50 в тепловых схемах турбин ПТ-60-130/13. Кроме того, в случае, когда выпар деаэраторов  $6 \text{ кгс/см}^2$  направляется в деаэраторы  $1,2 \text{ кгс/см}^2$  ухудшается деаэрация воды ввиду большого содержания кислорода в паровоздушной смеси и происходит ускоренный коррозионный износ тарелок и распылительных гильз в головках деаэраторов  $1,2 \text{ кгс/см}^2$ .

Расчет, выполненный для конкретных условий ТЭЦ с двумя турбинами Т-100-130 и двумя турбинами ПТ-60-130/13, показывает, что эффект от изменения схемы составит 300 - 400 т.т/год.

3. Ликвидация каскадных продувок паропроводов отбора пара турбины ПТ-60-130/13. В тепловых схемах турбин ПТ-60-130/13 ЛМЗ предусмотрены постоянно действующие каскадные дренажи между трубопроводами отбора до обратных клапанов, на которых устанавливаются ограничительные шайбы с целью предохранения турбины от возможных забросов воды (при сбросах нагрузки), которая может скопиться в трубопроводе на участке "до обратного клапана КОС" при отключенном подогревателе или группе подогревателей. Указанные дренажи, несмотря на малые размеры ограничительных шайб ( $\phi 5 \text{ мм}$ ), создают постоянный каскадный переток пара, что приводит к тепловым потерям и снижению экономичности установки.

Опыт эксплуатации турбин ЛМЗ показал возможность отказа от проектной схемы. Обеспечение надежности работы турбины в этом случае может быть достигнуто простыми эксплуатационными мероприятиями. Для предотвращения заброса воды в турбину при сбросах нагрузки при отключении регенеративных подогревателей следует производить постоянное или периодическое дренирование паропроводов отборов через пусковые дренажи, оборудованные запорной арматурой. Происходящие в этом случае потери тепла с дренажом паропроводов будут значительно меньше, чем при каскадном дренировании, так как при нормальной эксплуатации отключение регенеративных подогревателей происходит сравнительно редко. Эффективность рассматриваемого мероприятия, которое по инициативе станций и ОРГЭС принято к внедрению заводом-изготовителем с конца 1974 г., оценивается в 150 - 200 т.т/год в расчете на одну турбину.

4. Повышение эффективности влагоудаления в последних ступенях турбин ПТ-60-130/13 ЛМЗ. Периферийный влагоуловитель типа, установленного перед последней ступенью турбины

ПТ-60-130/13, отличается сравнительно низкой эффективностью и отводит по данным испытаний [2] около 2% влаги, содержащейся в потоке пара.

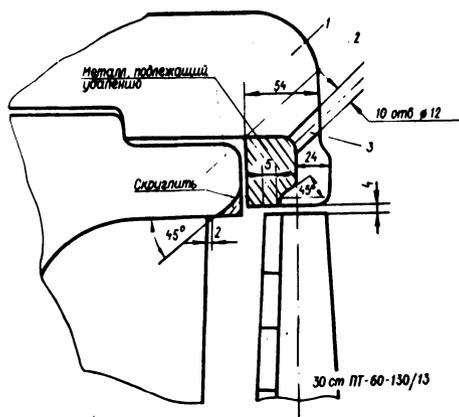


Рис. 3. Повышение эффективности влагоудаления в последней ступени турбины ПТ-60-130: 1 - обойма; 2 - диафрагма; 3 - дренажные отверстия.

В последние годы вследствие высокой повреждаемости котлов, параметры которых  $140 \text{ кгс/см}^2$   $570^\circ\text{C}$ , из-за неудовлетворительной структуры металла температура перегретого пара (за котлами) снижена на  $10 - 20^\circ\text{C}$ , что снизило экономичность последних ступеней турбин ПТ-60-130/13 и привело к резкому увеличению их эрозионного износа [3]. В таких случаях с целью повышения эффективности влагоудаления в последних ступенях турбины целесообразно непосредственно перед рабочими лопатками 30- ступени (рис. 3) выполнить дополнительное периферийное влагоулавливающее устройство. Прирост мощности в этом случае за счет уменьшения влажности в ступени при номинальном расходе пара через ЧНД составит  $50 - 60 \text{ кВт}$ , что соответствует увеличению мощности последней ступени турбины на 1%.

### Л и т е р а т у р а

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., 1967.
2. Боровков В.М., Ермаков В.Г. Испытания части низкого давления паровой турбины типа ВК-50-2 ЛМЗ им. XXII съезда КПСС. - "Энергомашиностроение", 1972, № 7.
3. Шнайдерман Ю.М. Некоторые мероприятия по улучшению влагоудаления перед последними ступенями теплофикационных турбин. - В сб.; Научные и прикладные проблемы энергетики, вып. 1. Минск, 1974.