

3. Производятся расчеты. Уровень хлора необходимо поднять на $3,0 - 0,4 = 2,6$ мг/л, добавляемый реагент имеет концентрацию хлора 250 мг/л, модель вмещает объем воды 5 л, значит, в воду модели нужно добавить $2,6 \cdot 5 = 10$ мг реагента. Реальный бассейн имеет объем 2000 м^3 , исходя из расчетов, в бассейн необходимо добавить $2 \cdot 10^6 \cdot 2,6 = 5,2$ л активного вещества, учитывая концентрацию реагента в 250 мг/л, добавляется $5,2/250 = 104$ л.

В воду модели добавляется 13 мг реагента и производится замер уровня активного и связанного хлора. При этом обращается особое внимание на изменение уровня связанного хлора: если его количество снизится до 0,1–0,05, то добавляется еще 20 % активного вещества, а это 3 мг, отсюда следует, что при работе с реальным бассейном количество реагента необходимо увеличить на 20 л.

Основной эффект от применения модели бассейна достигается исключением ошибочных действий персонала, занимающегося уходом за бассейном. На модели можно опробовать дозировку и сочетание препаратов для того, чтобы избежать еще большего ухудшения состава воды бассейна, что может повлечь за собой необходимость полной замены воды.

Литература

1. Семенов Е. Спортивные бассейны. М.: АП, 2010. 350 с.
2. Кортес А. Бассейны и пруды. М.: Аделант, 2008. 192 с.
3. Самойлов В. Бассейны, строительство, ремонт. М.: Литературный бульвар, 2011. 320 с.

УДК 621.165, 620.4

ПЕРСПЕКТИВА МОДЕРНИЗАЦИИ ПАРОСИЛОВОЙ ЧАСТИ СХЕМЫ СТАНЦИИ

Шарипов Т.М.¹, Беденьгов И.В.², Савина М.В.³

¹⁻³ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

¹timberkot@mail.ru, ²igor.bedengov@mail.ru, ³pmv_83@mail.ru

Предложена возможность модернизации и оценки перспективы замены турбины типа ПТ-65-130/13, имеющей чрезвычайно низкую экономичность и отработавшей не только расчетный, но и парковый ресурс, на турбоагрегаты больших мощностей на примере введения паровой турбины Тп-100/110-130. Представлена разница двух способов модернизации.

Ключевые слова: модернизация, турбина, турбоагрегат, давление, мощность, ротор.

Перспектива модернизации зависит от технических возможностей турбоагрегатов и габаритных возможностей машинного зала.

В качестве рассмотрения возможности модернизации и оценки перспективы замены на турбоагрегаты больших мощностей, возьмем паровые турбины ПТ-65-130/13 и ПТ-135/165-130, Р-50-130/13 и Тп-110-130.

Процесс модернизации может обойтись без замены турбоагрегатов на более мощные. Можно модернизировать предыдущие турбины. Для повышения тепловой и электрической мощности турбоагрегата требуется изменение проточной части цилиндра среднего и низкого давления для увеличения пропускной способности частей среднего давления при сохранении диапазона регулировок давления в отборах. Для модернизации старых турбоагрегатов требуется заменить клапаны среднего давления, клапаны соплового аппарата. На цилиндре среднего давления меняются диафрагмы и обоймы. При модернизации требуется замена ротора цилиндра среднего и низкого давления на новый, но можно и обойтись модернизацией ротора. Для сохранения старого ротора нужно срезать цельнокованные ступени для насадных дисков. Преимущество такой модернизации в сохранении предыдущих габаритных размеров, корпус турбоагрегата остается старый. В модернизацию можно включить дополнительные тепловые отборы.

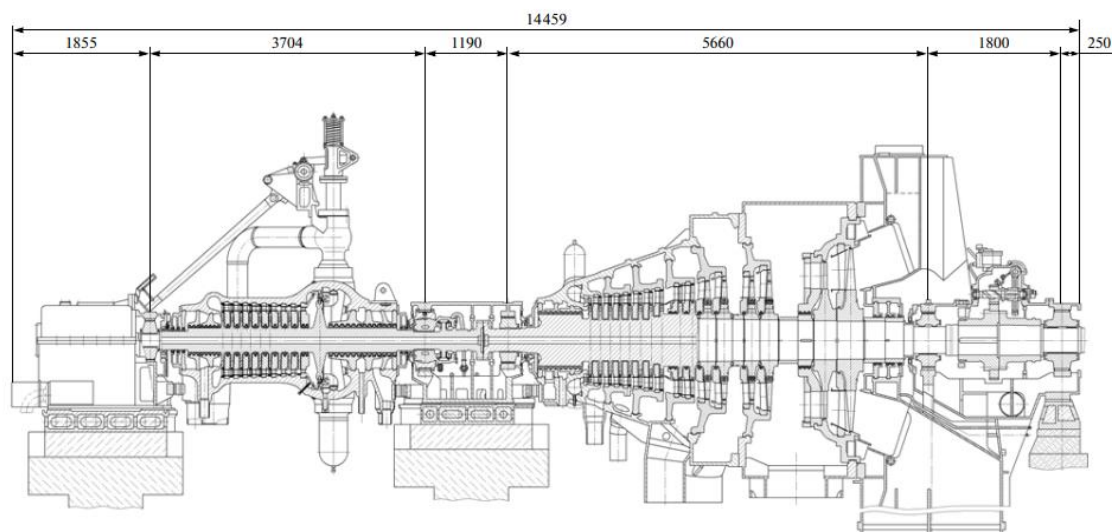
Разница в двух способах модернизации в том, что в первом случае требуется капитальный ремонт турбоагрегата, при неизменном сопутствующем оборудовании. При втором способе требуется реконструкция машинного зала, требуется замена вспомогательного оборудования. Экономическая целесообразность в данном вопросе рассматривается отдельно в каждом конкретном случае.

Авторами [1] для паровой турбины ПТ-60-130/13 филиала ОАО «Фортум» Челябинской ТЭЦ-2» был предложен вариант реновации с заменой ЦВД, масляной системы и необходимого КИПиА, благодаря которой удельный расход тепла турбоустановки снижается, а установленная электрическая мощность турбины, и, как следствие, экономическая эффективность повышаются. Суть вносимых изменений: замена цилиндра ВД на новый, модернизированный, развернутый на 180°; увеличение пропускной способности ЧСД до 240 т/ч и теплофикационного отбора до 190 (200) т/ч; реконструкция соединения роторов ВД и НД.

При замене паровых турбин ПТ-65-130/13 на ПТ-135/165-130 и Р-50-130/13 на Тп-110-130, требуется обеспечить достаточную парогенерацию для оптимальной работы паровой турбины, расход пара в новых турбинах существенно больше предыдущих.

На ТЭС России установлено большое количество паровых турбин, изготовленных УТЗ г. Екатеринбург, что делает возможным замену выводимой из схемы турбины ПТ-65-130/13 на турбину Тп-100/110-130-8,8. Так, в августе 2010 года была отгружена паровая турбина Тп-100/110-8,8 для Улан-Удэнской ТЭЦ-1 («ТГК-14») [2], имеющей в своей тепловой схеме также котлоагрегаты типа Е-220-9,8-540 КТ. Общая установленная мощность ТГК-14 составляет 646 МВт, электрическая мощность ТЭЦ-1 – 130,4 МВт.

Паровая турбина Тп-100/110-8,8 (см. рисунок) мощностью 100 МВт, изготовленная Уральским турбинным заводом, спроектирована на базе Тп-115/120-130-5. Турбина Тп-100 предназначена для установки на тепловых электростанциях, имеющих большую нагрузку по отбору пара на нужды отопления, а также обеспечивающих ограниченную производственную нагрузку [3].



Продольный разрез турбины Тп-100/110-8.8

Турбина представляет собой двухцилиндровый агрегат с двухступенчатым подогревом сетевой воды с установкой двух ПСГ, однако возможен и одноступенчатый подогрев с работой отопительного отбора на стационарный коллектор. Цилиндр высокого давления (ЦВД) имеет двухвенечную регулируемую ступень, три фальш-ступени и пять ступеней давления. Все диски ротора высокого давления откованы заодно с валом. Подвод свежего пара в ЦВД производится со стороны среднего подшипника, соответственно этому лопаточный аппарат ЦВД выполнен левого вращения. Цилиндр низкого давления (ЦНД) имеет 16 ступеней, ротор низкого давления – 10 дисков, откованных заодно с валом, и шесть насадных. У турбины сопловое парораспределение, которое по конструкции и принципу работы не

отличается от парораспределения турбины Т-50/60-8.8. Верхний и нижний отопительные отборы организованы за 21-й и 23-й ступенями соответственно. Регулирующая диафрагма 24-й ступени регулирует пропуск пара в ЧНД. Турбина Тп-100 комплектуется конденсатором К-3100 и двумя ПСГ-2300. Также, по примеру ТЭЦ Сибирского химического комбината, она может комплектоваться двумя ПСГ-2200 на повышенное давление сетевой воды (избыточное давление 1,6 МПа), имеющими площадь поверхности теплообмена 2200 м² и расход сетевой воды до 4500 м³/ч, или, как на Улан-Удэнской ТЭЦ-1, может работать на отопительный коллектор. Турбина сопряжена с турбогенератором ТФ-110-2УЗ с воздушным охлаждением производства НПО «ЭЛСИБ» ОАО [4].

Таким образом, вывод из эксплуатации морально и физически устаревшей турбины ПТ-65-130/13 и ввод турбины Тп-100, обладающей более высокими технико-экономическими показателями с применением современных технических решений ЗАО УТЗ, позволяет повысить эффективность и безопасность ТЭЦ.

Литература

1. Сон Н.И., Жиргалова Т.Б. Повышение эффективности ТГ-2 Челябинской ТЭЦ-2 реконструкцией турбины ПТ-60-130/13 // Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: матер. Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов, ученых. Челябинск, 2014. Т. 2, № 1. С. 298–300.

2. Приложение № 17 к программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года».

3. URL: <http://www.combienergy.ru/news/1302921063-TGK-14-vvela-parovuyu-turbinu-na-Ulan-Udenskoj-TEC-1> (дата обращения: 05.03.2020).

4. Паровые турбины Т-50/60-8.8, К-63-8.8 и Тп-100/110-8.8 для реконструкции электростанций с турбинами К-50-90 и К-100-90 / А.Е. Вала-мин [и др.] // Теплоэнергетика. 2012. № 12. С. 28–34.